

9.3.2 既存の送電網開発計画

(1) PGCB の開発計画

PGCBは2015年までに表9-8に示す送電線(230kV以上)の建設を計画をしている。

表 9-8 PGCB の送電線 (230kV 以上) 建設計画

Section	Voltage	Length	No. of circuits	Region	Completion year
1, Meghnaghat – Aminbazar	400kV	50km	2	Dhaka	2010-11 (on-going)
2. Bibiyana – Kaliakoir	400kV	168km	2	Central	2011-12
3. Bheramara – Baharampur (India)	400kV	30km	2	Western	2012-13
4. Aminbazar – Maowa – Mongla	400kV	192km	2	Central Western	2014-15
5. Anowara – Meghnaghat	400kV	260km	2	Southern Dhaka	2014-15
6. Aminbazar – Old Airport	230kV	10km (6km U/G)	2	Dhaka	2010-11 (on-going)
7. Siddhirganj – Maniknagar	230kV	11km	2	Dhaka	2011-12 (on-going)
8. Fenchuganj – Bibiyana	230kV	32km	2	Central	2011-12
9. Bibiyana – Comilla North	230kV	160km	2	Central	2011-12
10. Barisal – Bhola – Burhanuddin	230kV	60km	2	Western	2012-13
11. Ishurdi – Rajshahi	230kV	70km	2	Northern	2012-13
12. Raozan – Sikalbaha – Anowara Hathazari – Khulshi	230kV	60km	2	Southern	2012-13
13. Comilla North – Tripura (India)	230kV	13km	2	Central	2012-13
14. Mongla – Khulna South	230kV	40km	2	Western	2014-15

出所： PGCB System Planning Division (December 2010)

(2) PSMP2006 における開発計画

PSMP2006 の中で、2025年までに表9-9に示す送電線(230kV以上)の新設を推奨している。

表 9-9 ADB の送電線開発計画 (PSMP2006)

区間	電圧	巨長	回線数	地域
1. Meghnaghat – Aminbazar	400kV ¹	48km	2	Dhaka
2. Mawa – Aminbazar	230kV	40km	3	Dhaka
3. Haripur – Meghnaghat	230kV	11.6km	2	Dhaka
4. Aminbazar – Old Airport	230kV	10km	3	Dhaka
5. Sikalbaha – Madunaghat/New Sikalbaha	230kV	20km	4	南部
6. Madanganji – Sitalakhya	230kV	4.5km	4	Dhaka
7. Bhandaria – Barisal	230kV	40km	2	西部
8. Mawa – Hasnabad	230kV	30km	5	Dhaka
9. Hathazari – Madunaghat	230kV	9km	3	南部

¹ 当初 230kV 運転

区間	電圧	亘長	回線数	地域
10. Tongi – Uttara	230kV	9km	1	Dhaka
11. Milpur – Aminbazar	230kV	10km	3	Dhaka
12. Hathazari – Baraulia	230kV	12km	2	南部
13. Madunaghat – Sitalakhya	230kV	12km	2	南部
14. Hasnabad – Kulshi	230kV	12.7km	2	Dhaka
15. Uttara – Milpur	230kV	13km	2	Dhaka
16. Kulshi – Baraulia	230kV	12.9km	2	南部
17. Madunaghat – Madunaghat/New Sikalbaha	230kV	12.9km	2	南部
18. Maniknagar – Siddhirganj	230kV	11km	2	Dhaka
19. Tongi – Kasimpur	230kV	15km	2	Dhaka
20. Kasimpur – Kabirpur	230kV	15km	2	Dhaka

出所： PSMP 2006

9.4 送電網開発計画案

9.4.1 解析条件

(1) 電源パターン

解析に使用した発電機リストをAP表 9-2 に示した。また、潮流、電圧の検討では、供給予備力を考慮し、表 9-10に示すような電源パターンで変化させ、9.1.2 で示した信頼度基準を満たすよう系統増強を実施した。

表 9-10 電源パターン

	西部側電源	東部側電源
Pattern East	需給バランスに合わせて出力を調整	フル出力
Pattern West	フル出力	需給バランスに合わせて出力を調整

出所： PSMP 調査団

(2) 短絡・地絡電流

系統各所の短絡・地絡電流最大値は、系統規模の拡大に伴い増加するので、特に電源新設の影響を直接受けやすい基幹系統においては、短絡・地絡電流は、大幅に増加しやすい。このため、短絡、地絡電流は、表 9-11に示す値以下におさめることを目標とする。

表 9-11 系統の短絡・地絡電流最大値

電圧階級	短絡・地絡電流
400kV	63kA
230kV	63kA
132kV	63kA

出所：PGCB

短絡・地絡電流が表 9-11の最大値を超過する場合には、系統の安定度・電圧安定性、経済性等を総合的に検討し、次の諸対策のうち適切なものを適用する。

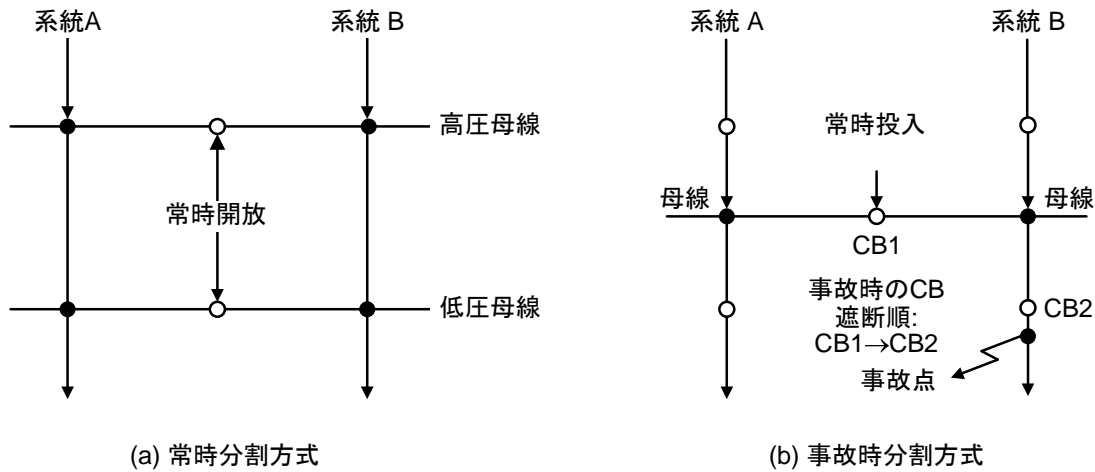
- 系統の分割、電源の分散
- 発電電所母線の常時分割
- 発電電所母線の事故時分離
- 高インピーダンス変圧器の採用
- 直列リアクトルの採用
- 直流送電、直流連系等の非同期連系方式の採用

事故電流を抑制するための発電電所の母線分割には、図 9-13に示すように以下の 2 つの方法がある。

- (a) 常時分割方式
母線連絡遮断器自動投入装置を設置し、常時母線を分離しておく方式
- (b) 事故時分割方式
常時は母線を連系した状態で運用し、事故時に母線を開放した後、事故点の遮断器を開放する方式

(a)方式は、最も有効な方式であるが、系統連系の利点が著しく損なわれる欠点がある。一方、(b)方式は、系統連系の利点は維持できるが、各バンク負荷の不均衡および事故除去の遅延などの欠点がある。

本調査では、(a)方式を基本に検討した。なお、発電電所の母線設計にあたっては、上記対策などによって、母線が分割された場合でも、必要に応じて母線連絡遮断器自動投入方式を採用するなど、系統運用および運転・保守上支障を生じないように計画する。

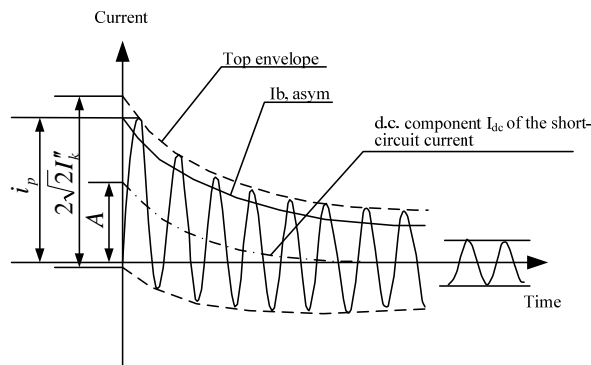


出所：PSMP 調査団

図 9-13 母線分割の方法

設備対策としては、高インピーダンス変圧器への取替や直列リアクトルの設置が有効である。

短絡・地絡電流の検討については、図 9-14に示すIEC60909 で定義される初期対称実効値 $I_{b, asym}$ を使用、 I_k'' を参考値として示した。



- I_k'' Initial symmetrical short-circuit current
- i_p Peak short-circuit current
- A Initial value of the d.c. component i_{dc}
- $i_{d.c.}$ d.c. component of short-circuit current

出所：IEC60909 など

図 9-14 IEC60909 で定義される故障電流

(3) 過渡安定度

電源の拡充に伴う送電計画の検討にあたっては、全系的観点から過渡安定度の検討を慎重に行い、必要な場合は電源から送変電設備に至る各種の安定度向上対策を検討し、効率的な対策を施すことにより、必要な送電容量を確保する。

そのため、過渡安定度の検討について以下の条件で行い、表 9-1で定められたように、送電線の事故時に、供給支障や主要な電源の発電力制限を生ずることなく、供給信頼度を確保する。

(a) 事故の種類

2回線以上を併用する系統については1回線3相地絡（同一地点）

(b) 保護装置と遮断器動作

主保護遮断、再閉路なしについて検討する。主保護遮断時間は表 9-12のとおりとした。

表 9-12 主保護遮断時間

電圧階級	遮断時間
400kV	100ms
230kV	160ms
132kV	160ms

出所： BANGLADESH GRID CODE DRAFT (2000年10月18日)

(4) 軽負荷の検討条件

軽負荷の検討にあたっては下記条件で9.1.2に示される適正電圧が維持できるかを検討した。

- 各変電所の負荷：潮流・電圧検討時負荷（重負荷）の45%に設定
- 発電機：効率の悪い発電機から需要に見合うまで停止

検討に使用した発電機をAP表 9-2に示した。

(5) 既設送変電設備

発電機データに一部不備が確認されたため、データは下記に示す標準的な数値を使用した。

(表 9-13～表 9-15)

表 9-13 発電機

Machine	Power factor	R Source (pu)	X Source (pu)	RG-Pos (pu)	XG-Pos (pu)	RG-Neg (pu)	XG-Neg (pu)	RG-Zero (pu)	XG-Zero (pu)
Hydro plant	0.85	0.00009	0.25	0.00009	0.25	0.00009	0.25	0.00009	0.25
Thermal plant	0.85	0.00009	0.2	0.00009	0.2	0.00009	0.2	0.00009	0.2

Machine	Model	T'd0	T''d0	T'q0	T''q0	H	D	Xd	Xq	X'd	X'q	X''d	X1	S(1.0)	S(1.2)
Hydro plant	GENSAL	5	0.05	-	0.06	5.084	1	1.5	1.2	0.4		0.25	0.12	0.03	0.25
Thermal plant	GENROU	6	0.05	1	0.05	3	0	1.4	1.35	0.3	0.6	0.2	0.1	0.03	0.4

出所： PSMP 調査団

表 9-14 エキサイター

Machine	Model	TA/TB	TB	K	TE	EMIN	EMAX
Hydro plant	SEXS	0.1	10	100	0.1	0	5
Thermal plant	SEXS	0.1	10	100	0.1	0	5

出所：PSMP 調査団

表 9-15 ガバナー

Machine	Model	R	r	Tr	Tf	Tg	VELM	Gmax	Gmin	TW	At	Dturb	qN1
Hydro plant	'HYGOV'	0.05	0.5	10	0.05	0.5	0.17	1	0	2	1.2	0.5	0.08
Machine	Model	R	T1	VMAX	VMIN	T2	T3	Dt					
Thermal plant	'TGOV1'	0.05	0.5	1.5	0	1.8	6	0					

出所：PSMP 調査団

(6) 新設送変電設備

(a) 送電線

新設送電線の標準パラメータは400kVについてはQuad Conductorを使用し、132kV、230kVについては既存設備から「バ」国指定の送電線を使用した。パラメータはAP表9-3のとおりとした。

(b) 発電機

標準的な数値を用いて検討した。(表9-13～表9-15)

(c) 昇圧変圧器

新設の昇圧変圧器は既存の設備から容量の近い設備を流用した。

(d) 変圧器

230kV/132kV変圧器は既存の設備から流用した。また、400kV/230kV変圧器の標準パラメータはAP表9-4とした。

(7) 建設コスト

系統増強計画に関する建設コストは、表9-16のとおり、PGCBから提供された設備単価をベースとした。なお、河川横断箇所の送電線建設コストについては、実際に「バ」国の230kV河川横断送電線の施工に携わった日本の関係者からの情報をもとに、標準コストの約40倍と想定した。

表 9-16 建設コスト算出に使用した設備単価

		Unit Cost	
Overhead Line	132kV	0.1786	mil. US\$/km/2cct
	230kV	0.357	mil. US\$/km/2cct
	400kV	0.643	mil. US\$/km/2cct
Underground Cable	132kV	0.893	mil. US\$/km/2cct
	230kV	1.785	mil. US\$/km/1cct
	400kV	3.215	mil. US\$/km/1cct
River Crossing OHL ¹	400kV North 10km	257.2	mil. US\$/2cct
	400kV Middle 4.5km	115.74	mil. US\$/2cct
	400kV South 6km	154.32	mil. US\$/2cct
Substation ²	132/33kV(2x100MW, AIS)	5	mil. US\$/station
	132/33kV(2x100MW, GIS)	5.714	mil. US\$/station
	230/132kV(2x500MW, AIS)	23.3	mil. US\$/station
	230/132kV(2x500MW, GIS)	26.7	mil. US\$/station
	230/132kV(2x300MW, AIS)	14.0	mil. US\$/station
	230/132kV(2x300MW, GIS)	16.0	mil. US\$/station
	400/230kV(4x500MW, AIS)	81.2	mil. US\$/station
	400/230kV(3x500MW, AIS)	60.9	mil. US\$/station
	400/230kV(2x500MW, AIS)	40.6	mil. US\$/station
	400/230kV(1x500MW, AIS)	20.3	mil. US\$/station
Switching Station	400kV	20.3	mil. US\$/station
BTB	230kV, 400kV	80.0	mil. US\$/station
Static Capacitor	132kV	0.017	mil. US\$/Mvar
	230kV	0.029	mil. US\$/Mvar
	400kV	0.051	mil. US\$/Mvar

出所：PGCB、PSMP 調査団

(8) 国際連系

国際連系送電線は新設時点から将来の増強計画や将来の周辺系統と整合した設備設計を行う必要がある。こうした合理的な連系線整備を行っていくためには、連系線の建設計画検討の段階において、関係諸国間で当面の建設の必要性についての協議はもちろん、関係諸国の電力系統全体の将来構想に関して十分な協議を行う必要がある。

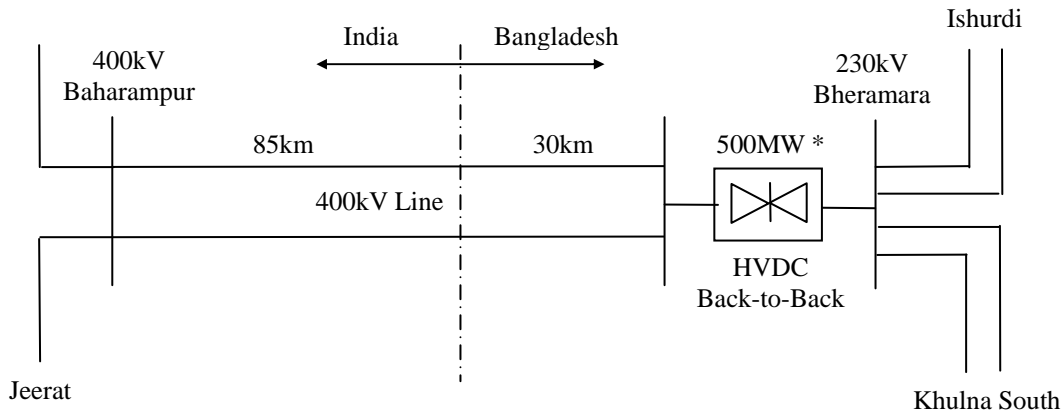
¹ 約 30 年前に「バ」国で 230kV 河川横断送電線の施工に実際に関わった日本の関係者からの情報に基づく。

² 400/230kV substation の設備単価については、230/132kV substation (2×300MVA, GIS) の設備単価 (16 mil. US\$/station) をベースに、バンク台数、単機容量、電圧に比例するものとして、推定した。

なお、連系方法については、電力潮流制御を容易にし、交流系統の大規模化に伴う安定度問題、短絡容量問題を解決しつつ、交流系統間の送電容量を増加させる BTB（Back to Back）方式が近年目立っている。

(a) 既計画分

Baharampur（インド）～Bheramara間の国際連系において同方式が採用されることがすでに計画決定している（図 9-15）。



出所：BPDB

図 9-15 非同期連系方式（Baharampur～Bheramara 間の国際連系計画 Phase-1）

(b) その他計画

周辺諸国との国際連系について、現状、以下の候補地点が考えられる。

- インド Meghalaya 州 「バ」国北東部に隣接するインド Meghalaya 州には 2000m 級の丘陵地帯が広がっており、水力発電ポテンシャルがあるが、地形的要因により連系送電線の新設は困難であると考えられる。
- インド Tripura 州 Pallatana 「バ」国東部に隣接するインド Tripura 州で、大規模な天然ガスの埋蔵が近年発見され、Pallatana ガス発電プロジェクト（726.6MW）が計画されているが、電力不足解消のため、その発電電力の大部分を自国で消費すると考えられる。
- インド Assam 州 インド北東部 Assam 州には石炭および水力発電のポテンシャルがあるが、「バ」国より遠隔地のため、インド国内の系統増強が必要となる。
- ブータンおよびネパール ブータン、ネパールには大規模な水力発電ポテンシャルがあるが、インドを経由して電力を輸入する必要がある。
- ミャンマー ミャンマー、Rakhine 州 Lemro サイトにおける水力発電からのバングラデシュへの電力輸入については、「バ」国およびミャンマー政府間で協議されている。

- その他の小連系 「バ」国南西部などで「バ」国側から一部の小負荷を切り離しインドへ連系することも可能であるが、本マスタープランでは考慮しないこととする。

なお、北西部での国際連系については、今後同地域で急速に開発が進む石炭電源と合わせ、北西部からDhaka地域へ供給する電力の増大、ひいては、9.2.3 (5)(c) で述べたとおりJamuna川を横断する送電線回線数の増大につながり、費用最小化の観点から、連系量を抑制することが望ましい。また、インド、ネパール、ブータン、ミャンマーなどの周辺諸国が再生可能エネルギーとして大規模水力の開発に積極的に取り組み、広域連系を強化することは、各国の供給信頼度向上、地球温暖化対策にも資することから、現状可能性のある以下の2候補地点を含め、図9-16に示すとおり、国際連系を計画した。

- インド Tripura 州 Pallatana 周辺で、さらなるガス田開発の可能性がある。
- インド北東部 「バ」国より遠隔地であるが、インド国内の系統増強により対応は可能である。

なお、連系する電圧階級（400kV、230kV）については、連系量ならびに周辺の潮流状況等を勘案のうえ、個別に検討する。

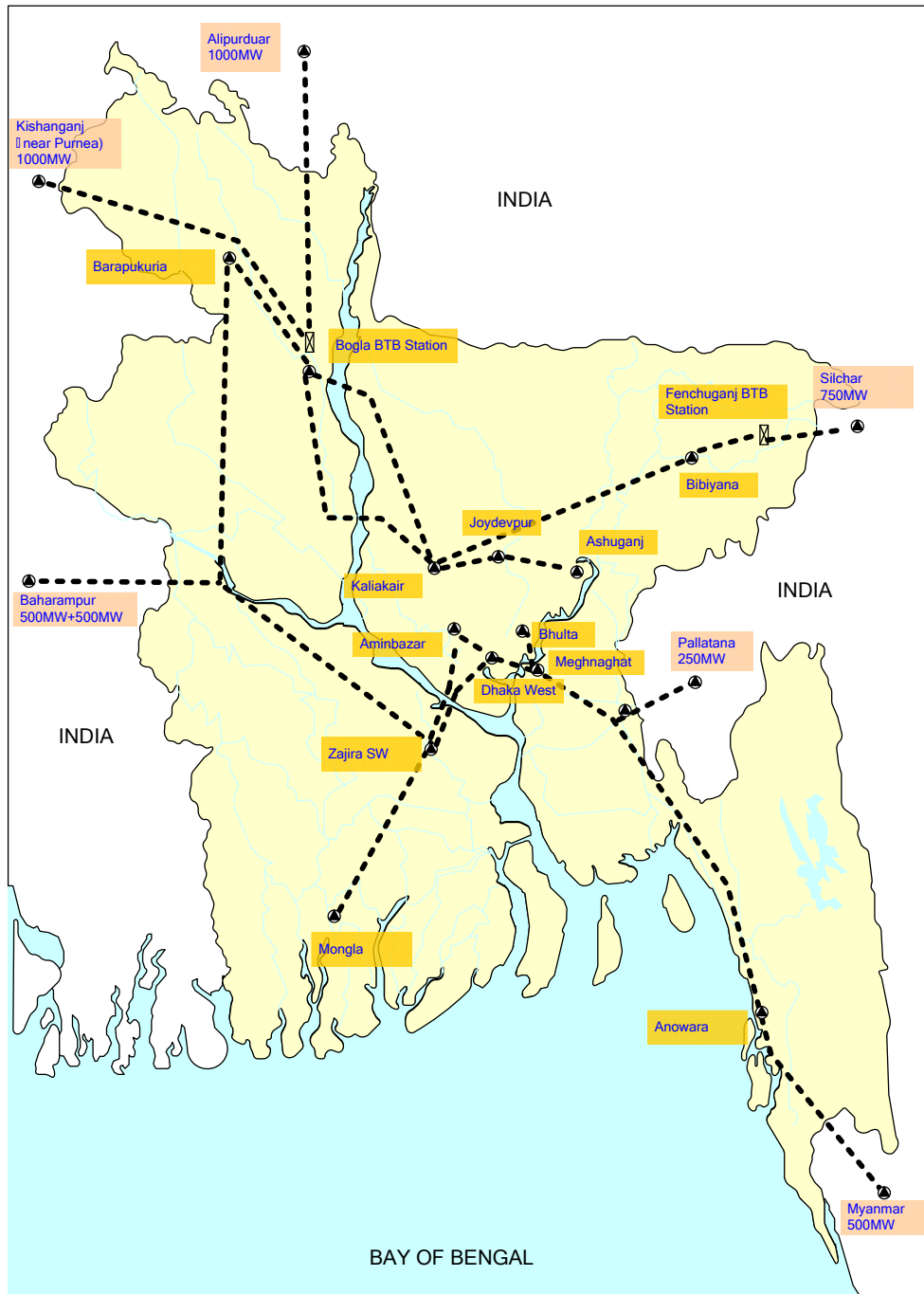
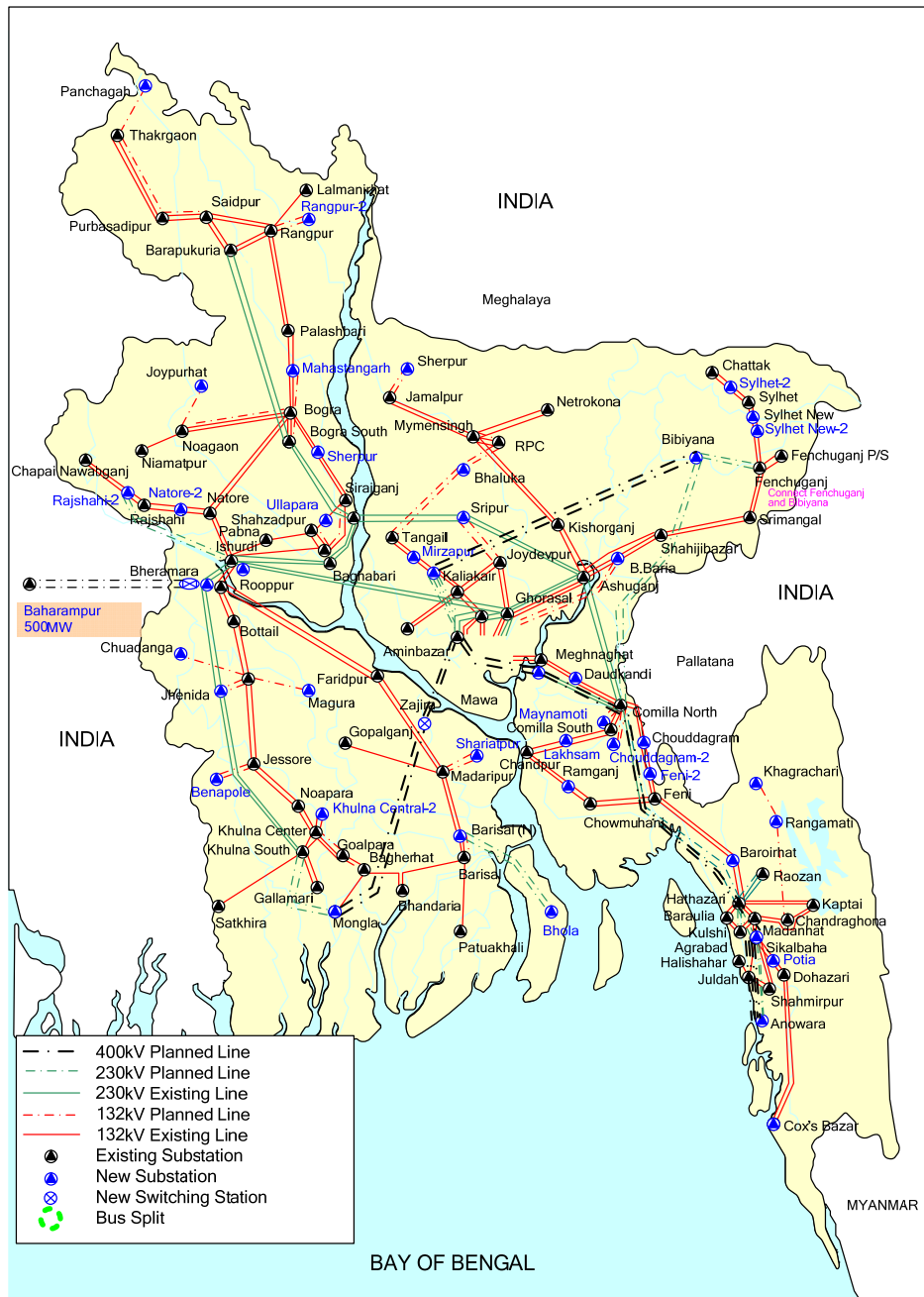


図 9-16 国際連系のポテンシャル

9.4.2 2015 年の系統計画案

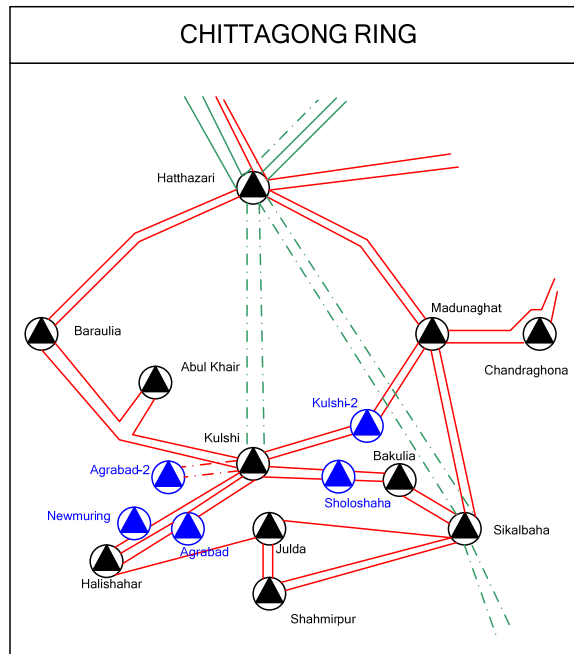
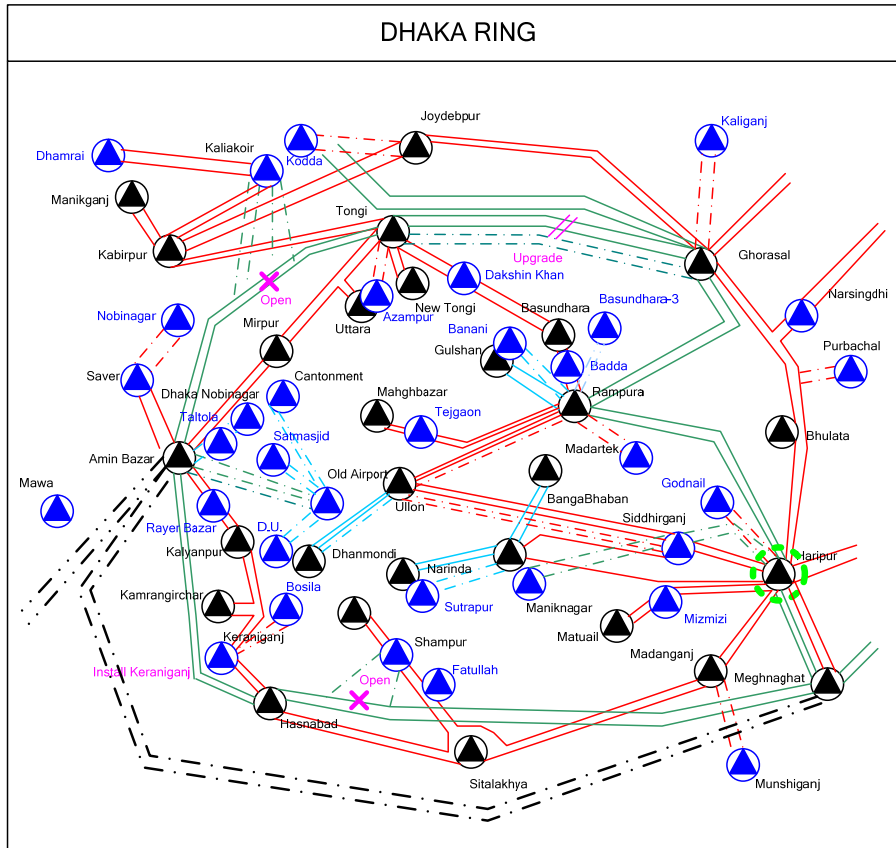
9.4.1 で述べた系統計画基準を満たす 2015 年の系統計画を図 9-17、図 9-18、潮流図をAP図 9-1～AP図 9-12 に示す。

System Configuration at 2015 (Grid Demand:10GW)



出所 : PGCB、PSMP 調査団

図 9-17 2015 年の系統計画(全系)



出所：PSMP 調査団

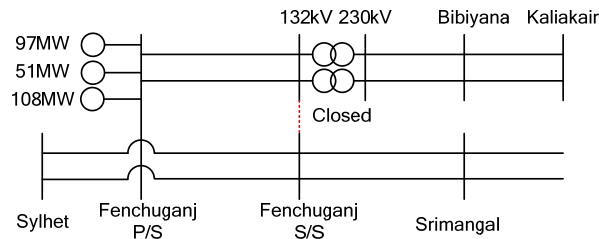
図 9-18 2015 年の系統計画(Dhaka・Chittagong リング)

(1) 潮流・電圧解析結果

特記事項は以下のとおり。

■ Fenchuganj S/S

PGCB計画ではFenchuganj132kV変電所を母線分割し、Fenchuganj P/Sの電力をそのまま230kV送電線でBibiyanaへ送電する計画であるが、Fenchuganj付近で大きな電圧低下が発生するため、図 9-19に示すとおりFenchuganjは母線分割しないこととした。



出所：PSMP 調査団

図 9-19 Fenchuganj 変電所周辺系統

■ 400kV Mongla – Aminbazar 送電線

現状の 400kV Mongla – Aminbazar 送電線建設計画のままでは将来送電容量が不足し、多額の資金が必要である河川横断箇所についての投資が大きくなる。従って、Zajira に開閉所を建設し、400kV Zajira – Aminbazar に大容量(4 导体)送電線を適用した。

■ 400kV Meghnaghat – Anowara 送電線

400kV Meghnaghat – Anowara 送電線についても将来的に大容量送電線が必要となることから 400 k V 大容量(4 导体)送電線を適用した。

■ 400kV Aminbazar –Zajira 送電線

400kV Aminbazar – Zajira 送電線についても将来的に大容量送電線が必要となることから 400 k V 大容量(4 导体)送電線を適用した。

■ 230kV Raozan – Hathazari 送電線

230kV Raozan – Hathazari 送電線の増設に関しては、現在 Raozan 発電所が 100MW 運用であるとのことから当面必要はない。今後の Raozan 発電所の運転状況を見極めたうえで増設を検討する必要がある。

■ Bhola 発電所

Bhola 発電所の発電機 2 台同時停止の場合に大きな電圧低下が発生するので、重負荷時の 2 台同時停止は不可能。

■ 230kV Barisal(N) – Bhola 送電線

Barisal 変電所の余剰 Bay に制約があるため、Barisal 変電所には接続せずに、Barisal(N) 変電所へ接続した。

■ 132kV Goalpara – Bagherhat 送電線

132kV Goalpara – Bagherhat 送電線の N-1 過負荷については、132kV Bandaria – Bagherhat 送電線を開く運用で対応する。

- 132kV Barisal – Patuakhali 送電線
132kV Barisal – Patuakhali 送電線の N-1 事故時は、132kV Barisal – Patuakhali 送電線が 1 回線であることから、132kV Bagherhat – Bandaria 送電線を開放する運用で対応する。
- 230kV Tongi – Ghorasal 送電線
230kV Tongi – Ghorasal 送電線は送電線増設が不可能であるため、230kV 大容量送電線への張替えによって対応する。

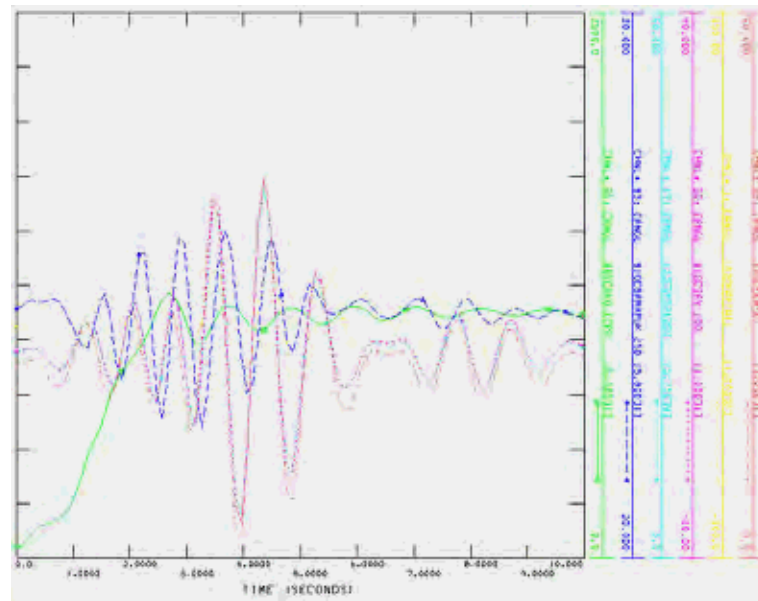
(2) 短絡・地絡電流解析結果

Haripur 発電所 132kV 母線に大容量の発電機が接続されるため、Haripur 発電所 132kV の母線分割が必要となる。以上の対策で、AP 表 9-5 に示すとおり全ての変電所における短地絡電流が 63kA 未満となることを確認した。

(3) 安定度解析結果

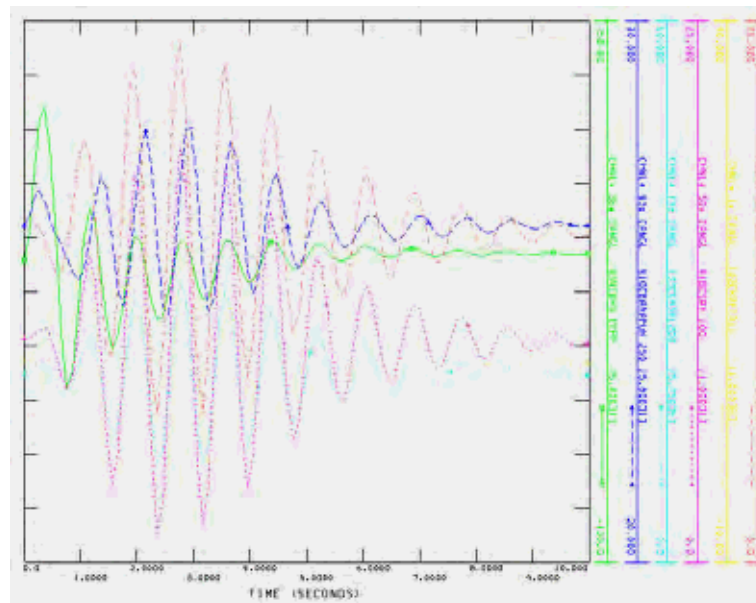
安定度解析の結果、230kV Bhola – Barisal(N)事故時に系統が不安定となった。(図 9-20、図 9-21) これは 230kV Bhola – Barisal (N)を 2 回線追加,または 230kV Barisal (N) - Monglaを接続することなどで改善できるが、安定度解析に使用したデータについては、PGCBより提供されたデータに一部不備が存在したため、標準値を用いた解析である。今後データ整備後に再度検討する必要があるため、下記に安定度向上に資する対策を記載した。

- 系統構成による対策
送電線の多ルート化、系統の高電圧化、中間開閉所の設置
- 発電機・タービン制御による対策
超速応励磁、PSS(Power System Stabilizer)、タービン高速バルブ
- リレー、制御方式による対策
高速度事故遮断、高速度再開路方式、脱調未然防止装置
- 特殊機器による対策
SVC(Static Var Compensator)、直列コンデンサ、制動抵抗



出所：PSMP 調査団

図 9-20 対策前安定度



出所：PSMP 調査団

図 9-21 対策後安定度

(4) 軽負荷

軽負荷検討を実施し、全変電所の母線電圧が規定範囲内であることを確認した。潮流図を AP 図 9-13～AP 図 9-18 に示した。

(5) 設備増強量

(a) 送電線

2015年までに建設が必要な送電線をAP表 9-6 に示す。また、その総括表を表 9-17に示す。また、2010年から2015年に建設が必要な230kV、400kV送電線を表 9-18、表 9-19に示した。

表 9-17 2015年までに必要な送電線総括表

Voltage (kV)	2010		2015		Additional (2015-2010)	
	Length (km)	cct.	Length (km)	cct.	Length (km)	cct.
132	6116.7	194	7384.8	339	1268.1	146
230	2644.8	40	3676.3	73	1031.5	33
400	0	0	1340	10	1340	12

出所：PSMP 調査団

表 9-18 2010年から2015年に建設が必要な送電線(230kV)¹

From Substation	To Substation	CCT.	Length(km)
AMINBZ	KALIAKAIR	2	50.5
AMINBZ	OLDAIRPORT	3	30
ANOWARA	SIKALBAHA	2	40
BARISAL	BHOLA	2	120
BIBIYANA	COMIN	2	320
BIBIYANA	FENCHUGANJ	2	64
HARIPR	SIDDHIRGANJ	2	4
HATHZR	KULSHI	2	40
HATHZR	RAOZN	1	22.5
HATHZR	SIKALBAHA	2	50
ISHRDI	RAJSHAHI	2	140
KALIAKAIR	TONGI	2	50.5
KHULN	MONGLA	2	80
MANIKNAGAR	SIDDHIRGANJ	2	20
Total			1031.5

出所：PSMP 調査団

¹ 230kV GHRSL – TONGI 送電線増強は含まず。

表 9-19 2010 年から 2015 年に建設が必要な送電線(400kV)

From Substation	To Substation	cct.	Length(km)
AMINBAZAR	MEGHNAGHAT	2	100
AMINBAZAR	ZAJIRA	2	112.5
ANOWARA	MEGHNAGHAT	2	520
BIBIYANA	KALIAKAIR	2	336
MONGLA	ZAJIRA	2	272
Total			1340.5

出所： PSMP 調査団

(b) 変電所

2015 年までに建設が必要な変電所をAP表 9-7 に示す。その総括表を表 9-20に示す。また 2010 年から 2015 年に建設が必要な 230/132kV、400/230kV変電所を表 9-21、表 9-22に示す。

表 9-20 2015 年までに必要な変電所総括表

Voltage	East or West	Region	Additional Number of Substation		
132/33kV	East	Central	6	51	65
		Dhaka	29		
		Southern	16		
	West	Northern	8	14	
		Western	6		
230/132kV	East	Central	1	8	12
		Dhaka	5		
		Southern	2		
	West	Northern	1	4	
		Western	3		
400/230kV	East	Central	1	5	6
		Dhaka	3		
		Southern	1		
	West	Western	1	1	

出所： PSMP 調査団

表 9-21 2010 年から 2015 年に建設が必要な変電所(230/132kV)

Voltage	East or West	Region	Substation
230/132kV	East	Southern	KULSHI
230/132kV	East	Southern	SIKALBAHA
230/132kV	East	Dhaka	KALIAKAIR
230/132kV	East	Dhaka	OLDAIRPORT
230/132kV	East	Dhaka	SHAMPUR
230/132kV	East	Dhaka	SIDDHIRGANJ
230/132kV	East	Dhaka	SRIPUR
230/132kV	East	Central	FENCHUGANJ
230/132kV	West	Western	BARISAL
230/132kV	West	Western	BHERAMARA
230/132kV	West	Western	JHENIDA
230/132kV	West	Northern	RAJSHAHI

出所： PSMP 調査団

表 9-22 2010 年から 2015 年に建設が必要な変電所(400/230kV)

Voltage	East or West	Region	Substation
400/230kV	East	Southern	ANOWARA
400/230kV	East	Dhaka	AMINBAZAR
400/230kV	East	Dhaka	MEGHNAGHAT2
400/230kV	East	Dhaka	KALIAKAIR
400/230kV	East	Central	BIBIYANA
400/230kV	West	Western	MONGLA

出所： PSMP 調査団

(c) 開閉所

2015 年までに建設が必要な開閉所を表 9-23に示す。

表 9-23 2015 年までに必要な開閉所

Voltage	East or West	Region	New Switching Station
400kV	West	Western	Zajira

出所： PSMP 調査団

(d) キャパシター

2015年までに設置が必要なキャパシターを表 9-24に示す。

表 9-24 2015年までに必要なキャパシター

East or West	Region	Voltage	Substation	Capacity (Mvar)
East	Southern	132kV	HATHAZARI	45
East	Southern	132kV	DOHAZARI	45
East	Southern	132kV	BAKULIA	45
East	Southern	132kV	KHAGRACHARI	45
East	Dhaka	132kV	RAMPURA	90
East	Dhaka	132kV	AMINBAZAR	90
East	Central	132kV	JAMALPUR	25
East	Central	132kV	NETRAKONA	12.5
East	Central	132kV	CHHATAK	12.5
East	Southern	33kV	FENI	25
East	Southern	33kV	CHOWMUHANI	25
East	Southern	33kV	COMILLA (S)	50
East	Dhaka	33kV	HASNABAD	25
East	Dhaka	33kV	KALYANPUR	50
East	Dhaka	33kV	KABIRPUR	25
East	Dhaka	33kV	TANGAIL	25
East	Dhaka	33kV	JOYDEBPUR	37.5
East	Dhaka	33kV	BHULTA	25
East	Dhaka	33kV	MANIKGANJ	25
West	Western	132kV	CHUADANGA	12.5
West	Western	132kV	JESSORE	45
West	Western	132kV	JHENAIDAH	12.5
West	Western	132kV	KUSHTIA (BOT	25
West	Western	132kV	MAGURA	12.5
West	Western	132kV	GOPALGANJ	45
West	Western	132kV	MADARIPUR	45
West	Western	132kV	BARISAL	45
West	Western	132kV	BAGHERHAT	25
West	Western	132kV	MONGLA	25
West	Western	132kV	GOLLAMARI	12.5
West	Western	132kV	PATUAKHALI	25
West	Northern	132kV	NIAMATPUR	62.5
West	Northern	132kV	JOYPURHAT	30
West	Northern	132kV	LALMONIRHAT	62.5
West	Northern	132kV	PANCHAGAR	30
West	Northern	132kV	THAKURGAON	45
West	Northern	132kV	RANGPUR-2	45
West	Northern	132kV	BOGRA-3	12.5
West	Western	33kV	SATKHIRA	12.5

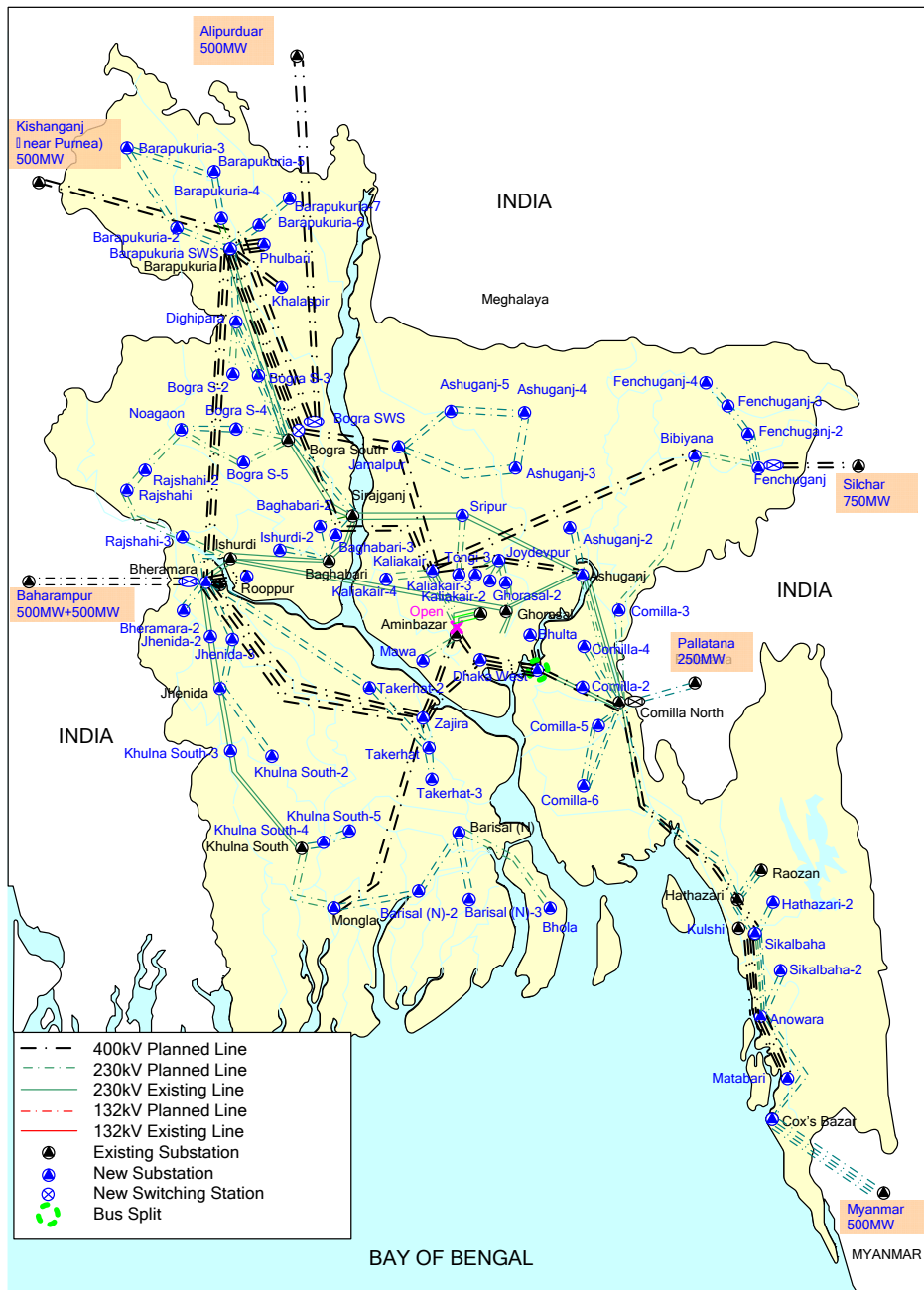
East or West	Region	Voltage	Substation	Capacity (Mvar)
West	Northern	33kV	NATORE	25
West	Northern	33kV	RAJSHAHI	25
West	Northern	33kV	CHAPAI NOWAB	25
West	Northern	33kV	SIRAJGANJ	12.5
West	Northern	33kV	NOAGAON	25
West	Northern	33kV	PALASHBARI	12.5
West	Northern	33kV	PURBASHADIPU	50

出所：PSMP 調査団

9.4.3 2030年の系統計画案

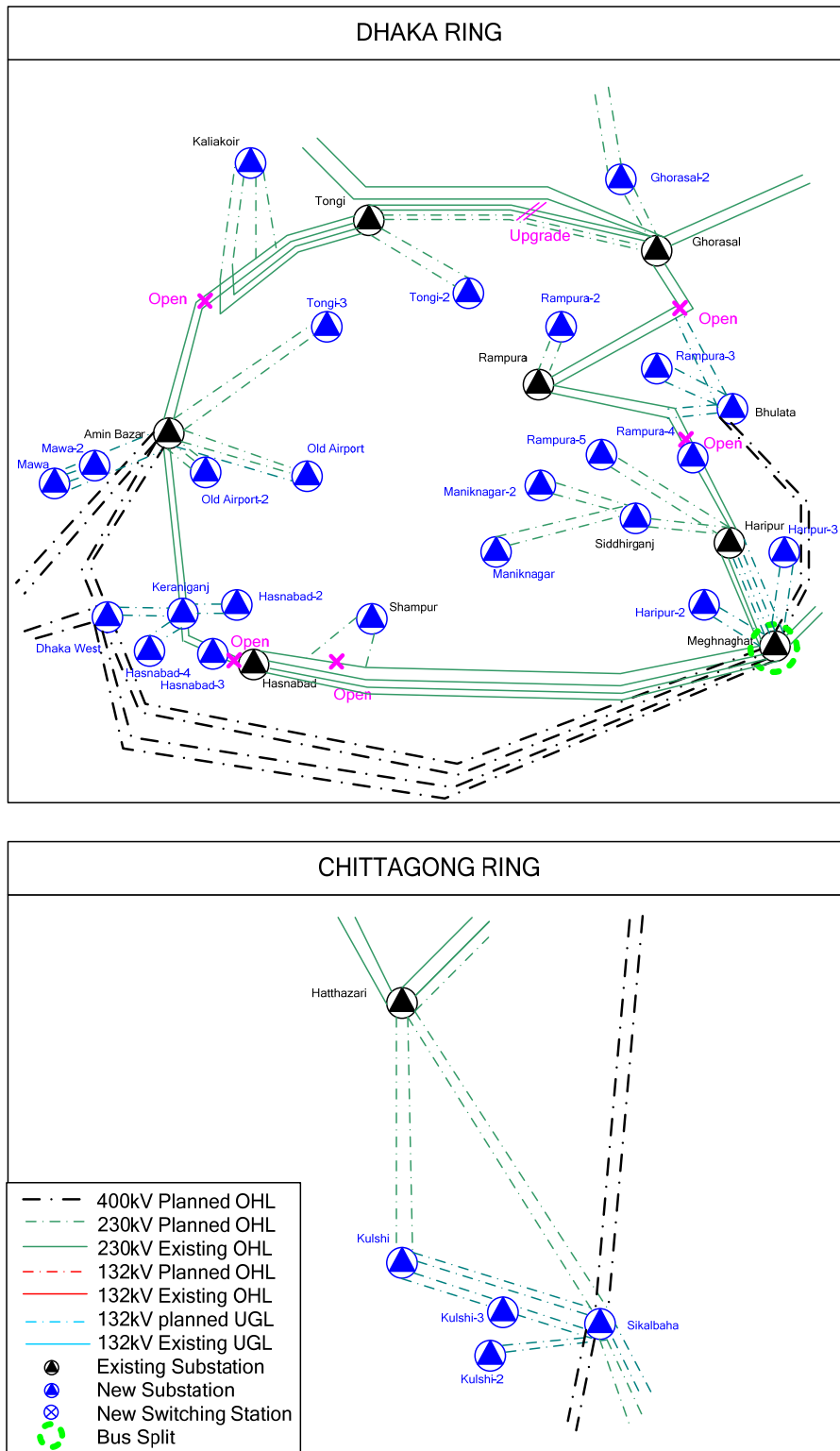
9.4.1 で述べた系統計画基準を満たす 2030 年の系統計画を図 9-22、図 9-23に、潮流図をAP図 9-19、図 9-20 に示す。

System Configuration (2030) (Grid Demand: 33GW)



出所：PSMP 調査団

図 9-22 2030年の系統計画(全系・230kV以上)



出所：PSMP 調査団

図 9-23 2030 年の系統計画(Dhaka・Chittagong リング・230kV 以上)

(1) 潮流・電圧解析結果

特記事項は以下のとおり。

- **Bogra 開閉所**
400kV 短絡・地絡電流低減を目的として、Alipurduar、Kishanganj からの連系線を Barapukuria 変電所とは接続せずに単独で 400kV Bogra 開閉所へ接続した。また、Bogra 開閉所は系統安定へも資する。
- **400kV Bogra SWS – Kaliakair 送電線**
400kV Bogra SWS – Kaliakair 送電線の 4 回線ルートについては、セキュリティーを考慮して、2 回線ごと 2 箇所河川横断することとした。
- **400kV Aminbazar – Kaliakair 送電線**
400kV Aminbazar – Kaliakair 送電線については Dhaka 付近の短地絡電流が上昇するが、信頼度向上、安定度向上の観点から、将来的に接続を考慮することを推奨する。
- **国際連系線接続**
国際連系線接続先は 400/230kV 変電所 (Bogra, Bheramara) の 400kV 母線側に接続すると付近の需要に電力を供給するために 400/230kV のバンクが多く必要となる。従って、230kV に接続することとした。
- **Myanmar 国際連系線**
Myanmar 国際連系線については安定度向上の観点から Cox's Bazar に SWS または変電所を設置する、直列コンデンサを設置するなどの対策が必要である。FS の際に詳細検討が必要である。
- **230kV Sirajganj – Siripur 送電線**
230kV Sirajganj – Siripur 送電線は発電所西側出力が最大の際に過負荷(101.5%)となるが、運用にて対応することとした。
- **直列コンデンサの設置**
直列コンデンサは、重負荷時の電圧降下対策および長距離送電線の系統安定化に有効であるが、軸ねじれ共振現象 (SSR : Sub-synchronous resonance) を引き起こす可能性があり、本調査では採用していない。これを回避するために、近年、TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) が米国、ブラジル、中国、インドなどで実系統に適用されつつある。

(2) 短絡・地絡電流解析結果

Meghnaghat 付近で母線分割の対策が必要となる。以上の対策で、AP 表 9-8 に示すとおり全ての変電所における短地絡電流が 63kA 未満となることを確認した。

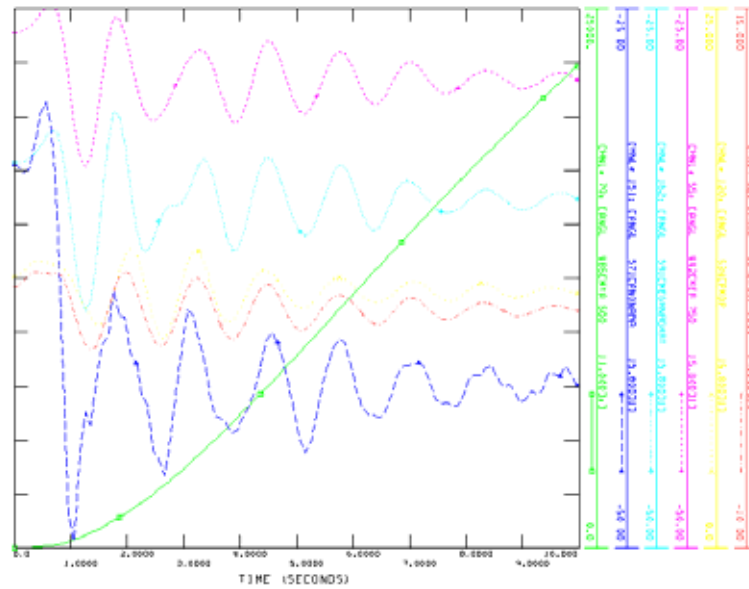
(3) 安定度解析結果

安定度解析の結果を図 9-24、図 9-26、図 9-26 に示した。

- 400kV Barapukuria-Bheramara が 2 回線の場合
400kV Barapukuria-Bheramara を 4 回線とした。

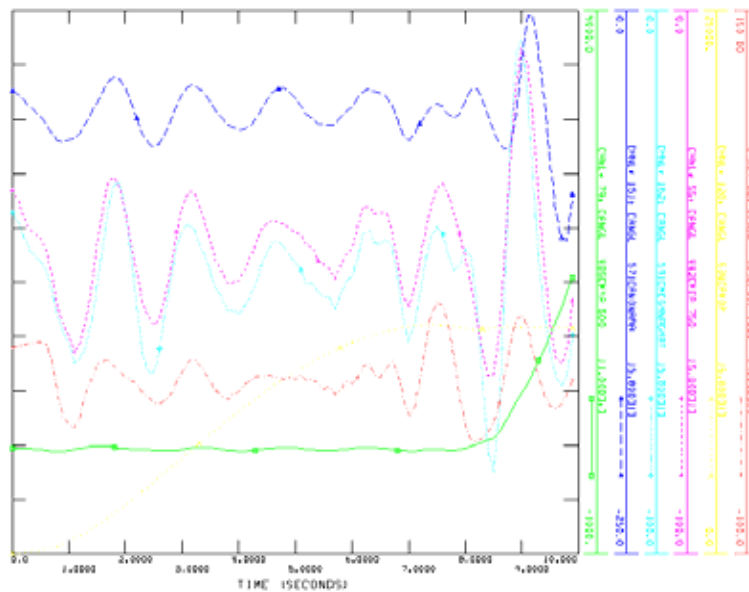
- 230kV Myanmar-Cox's Bazar が 2 回線の場合
230kV Myanmar-Cox's Bazar を 4 回線とした。

送電線回線数増加などにより対策できるが、その他の対策も考えられるため、データ整備後に詳細検討が必要である。



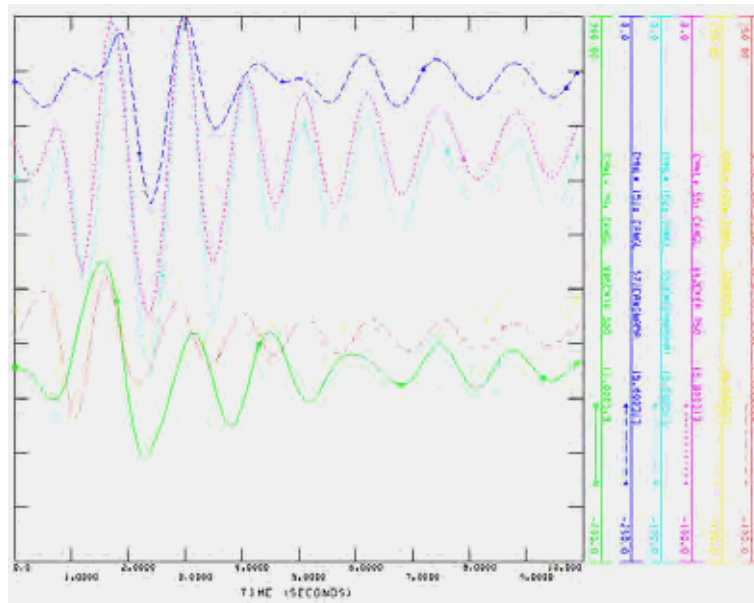
出所：PSMP 調査団

図 9-24 対策前安定度 (Myanmar)



出所：PSMP 調査団

図 9-25 対策前安定度 (Khalaspir)



出所：PSMP 調査団

図 9-26 対策後安定度

(4) 軽負荷

軽負荷検討を実施し、全変電所の母線電圧が規定範囲内であることを確認した。潮流図を AP 図 9-21 に示した。

(5) 設備増強量

(a) 送電線

2030 年までに建設が必要な送電線を AP 表 9-9 に示す。また、その総括表を表 9-25 に示す。また、2025 年から 2030 年に建設が必要な 400kV 送電線を表 9-26 に示した。

表 9-25 2030 年までに必要な送電線総括表

Voltage	2010		2030		Additional (2030-2010)	
	Length(km)	cct.	Length(km)	cct.	Length(km)	cct.
230	2644.8	40	9360.2	251	6715.4	211
400			4479.3	58	4479.3	58

出所：PSMP 調査団

表 9-26 2025 年から 2030 年に建設が必要な送電線(400kV)

From Substation	To Substation	cct.	Length(km)
AMINBAZAR	DHAKA WEST	2	7.5
ANOWARA	MATARBARI	2	90
ANOWARA	SIKALBAHA	2	40
BHERAMARA	PKDP	4	810
BHERAMARA	ZAJIRA	2	337.5
BOGRA	KALIAKAIR	2	270
BOGRA	PKDP	2	225
DHAKA WEST	MEGHNAGHAT	4	59
DHAKA WEST	ZAJIRA	2	81
PHULBARI	PKDP	4	40
Total		26	1960

出所： PSMP 調査団

(b) 変電所

2030 年までに建設が必要な変電所を AP 表 9-10 に示す。その総括表を表 9-27 に示した。また 2025 年から 2030 年に建設が必要な 400/230kV 変電所を表 9-28 に示す。

表 9-27 2030 年までに必要な変電所総括表

Voltage	East or West	Region	Additional Number of Substation		
230/132kV	East	Southern	13	46	78
		Dhaka	25		
		Central	8		
	West	Western	15	32	
		Northern	17		
400/230kV	East	Southern	2	11	14
		Dhaka	6		
		Central	3		
	West	Western	3	3	

出所： PSMP 調査団

表 9-28 2025 年から 2030 年に建設が必要な変電所(400/230kV)

Voltage	East or West	Region	Substation
400/230kV	East	Southern	SIKALBAHA
400/230kV	East	Dhaka	DHAKA WEST

出所： PSMP 調査団

(c) 開閉所

2030年までに建設が必要な開閉所を表 9-29に示す。

表 9-29 2030年までに必要な開閉所

Voltage	East or West	Region	New Switching Station
400kV	West	Northern	Bogra
400kV	West	Northern	Barapukuria

出所：PSMP 調査団

(d) キャパシター

2030年までに設置が必要なキャパシターを表 9-30に示す。

表 9-30 2030年までに必要なキャパシター

East or West	Region	Voltage	Substation	Capacity (Mvar)
East	Southern	230kV	HATHZR	100
East	Southern	230kV	COMIN	400
East	Southern	230kV	KULSHI	400
East	Southern	230kV	COXS BAZAR	100
East	Southern	230kV	HATHZR-2	200
East	Southern	230kV	KULSHI-2	200
East	Southern	230kV	COMIN-2	300
East	Southern	230kV	COMIN-3	200
East	Southern	230kV	COMIN-6	200
East	Dhaka	230kV	MANIKNAGAR	500
East	Dhaka	230kV	GHRSL	300
East	Dhaka	230kV	TONGI	100
East	Dhaka	230kV	HARIPR	200
East	Dhaka	230kV	HASNBD	500
East	Dhaka	230kV	OLDAIRPORT	500
East	Dhaka	230kV	SRIPUR	100
East	Dhaka	230kV	HARIPR2	200
East	Dhaka	230kV	RAMPR2	500
East	Dhaka	230kV	TONGI-2	300
East	Dhaka	230kV	TONGI-3	300
East	Dhaka	230kV	HASNBD-2	200
East	Dhaka	230kV	HASNBD-3	200
East	Dhaka	230kV	HASNBD-4	200
East	Dhaka	230kV	OLDAIRPORT-2	500
East	Dhaka	230kV	KALIAKAIR-2	300
East	Dhaka	230kV	KALIAKAIR-3	300
East	Dhaka	230kV	KALIAKAIR-4	300
East	Dhaka	230kV	RAMPR-2	300
East	Dhaka	230kV	RAMPR-3	200
East	Dhaka	230kV	RAMPR-5	200
East	Dhaka	230kV	GHRSL-2	300
East	Central	230kV	FENCHUGANJ	100
East	Central	230kV	ASHUGNJ-2	300
East	Central	230kV	ASHUGNJ-3	200

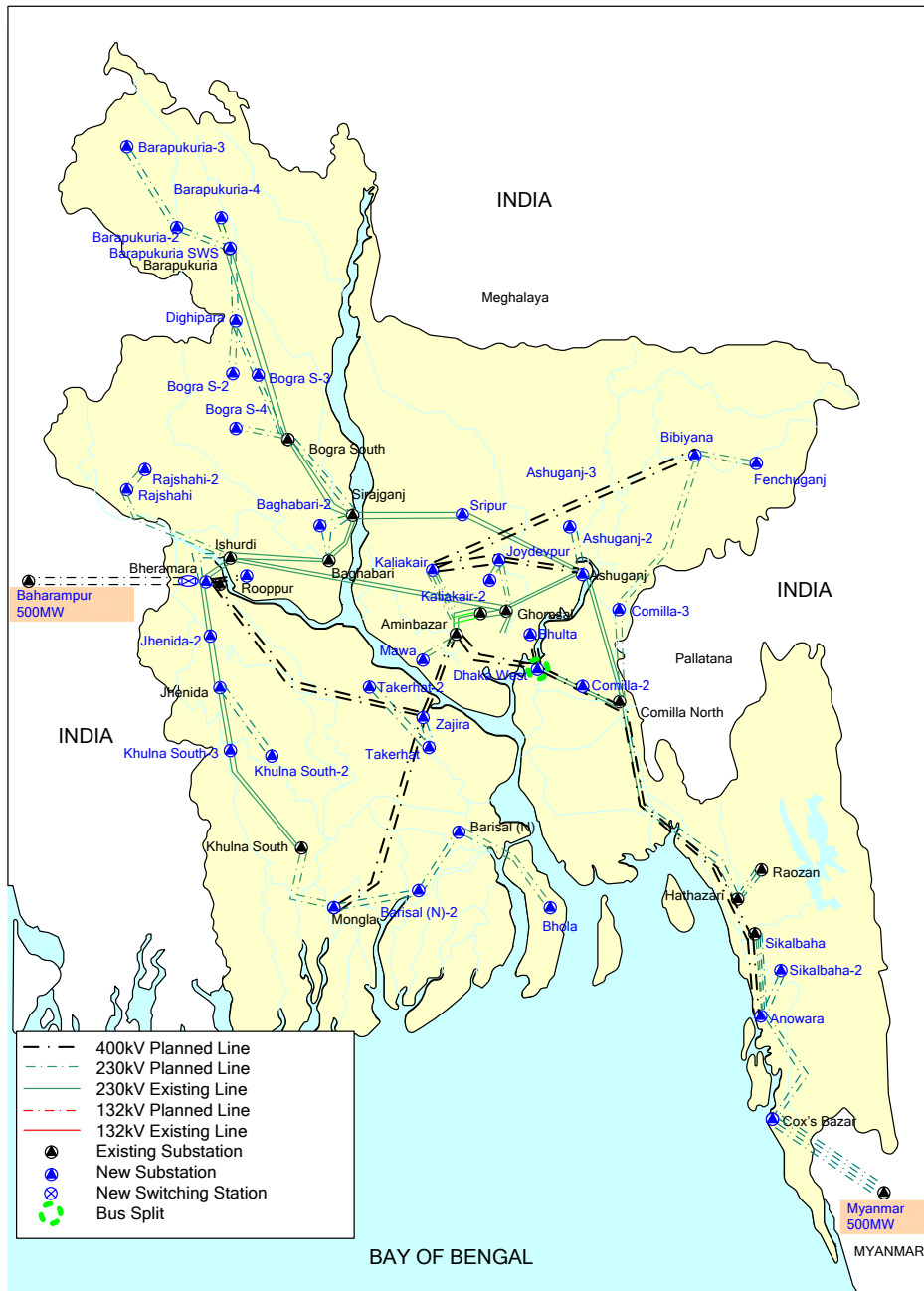
East or West	Region	Voltage	Substation	Capacity (Mvar)
East	Central	230kV	ASHUGNJ-4	200
East	Central	230kV	ASHUGNJ-5	100
East	Central	231kV	FENCHUGANJ-3	100
East	Central	232kV	FENCHUGANJ-4	200
West	Western	230kV	KHULN	200
West	Western	230kV	JHENIDA	200
West	Western	230kV	KHULN-2	200
West	Western	230kV	KHULN-5	100
West	Western	230kV	BARISAL-3	200
West	Western	233kV	TAKERHAT-2	200
West	Western	234kV	TAKERHAT-3	200
West	Northern	230kV	RAJSHAHI	200
West	Northern	230kV	BAGHA	200
West	Northern	230kV	BOGRS	500
West	Northern	230kV	NOAGAON	200
West	Northern	230kV	BOGRS-3	100
West	Northern	230kV	BOGRS-2	100
West	Northern	230kV	ISHRDI-2	200
West	Northern	230kV	RAJSHAHI-2	100
West	Northern	230kV	BRPUK-3	200
West	Northern	230kV	BRPUK-5	200
West	Northern	230kV	BRPUK-7	200

出所：PGCB、PSMP 調査団

9.4.4 2020年の系統計画

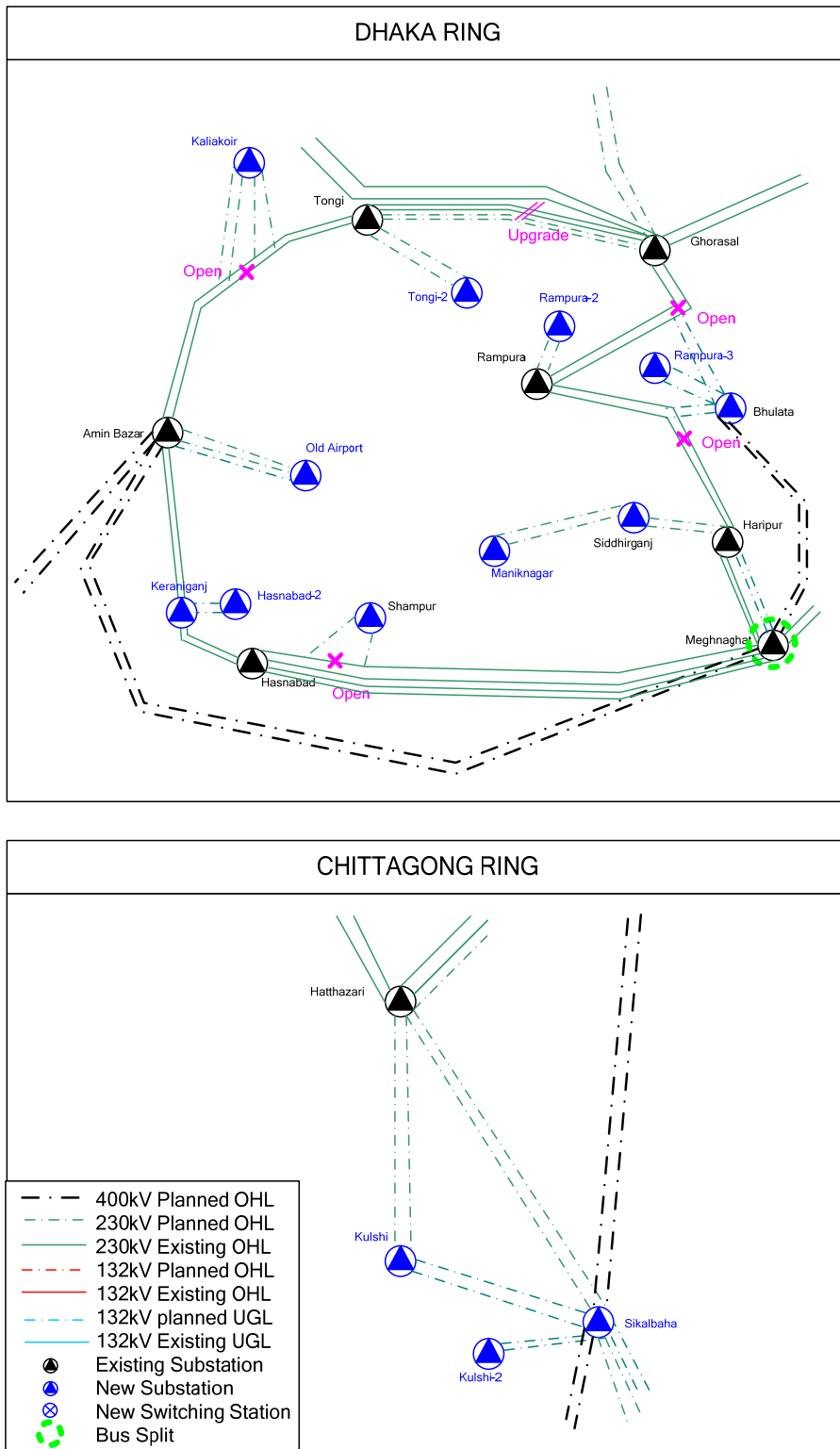
2020年の系統計画については潮流・電圧および短絡・地絡電流のみ確認を実施し、系統構成を検討した。結果を図9-27、図9-28に、潮流図をAP図9-22、AP図9-23に示した。また、2015年から2020年に建設が必要な400kV送電線を表9-31に、2015年から2020年に建設が必要な400/230kV変電所を表9-32に示した。

System Configuration (2020) (Grid Demand: 18GW)



出所：PSMP 調査団

図 9-27 2020年の系統計画(全系・230kV以上)



出所：PGCB、PSMP 調査団

図 9-28 2020 年の系統計画(Dhaka・Chittagong リング・230kV 以上)

表 9-31 2015年から2020年に建設が必要な送電線(400kV)

From Substation	To Substation	cct.	Length(km)
JOYDEBPUR	ASHUGANJ	2	56.25
MEGHNAGHAT	BHULTA	2	51.75
KALIAKAIR	JOYDEBPUR	2	56.25
ROOPPUR	BHERAMARA	2	24.75
ZAJIRA	BHERAMARA	2	337.5
Total			526.5

出所：PSMP 調査団

表 9-32 2015年から2020年に建設が必要な変電所(400/230kV)

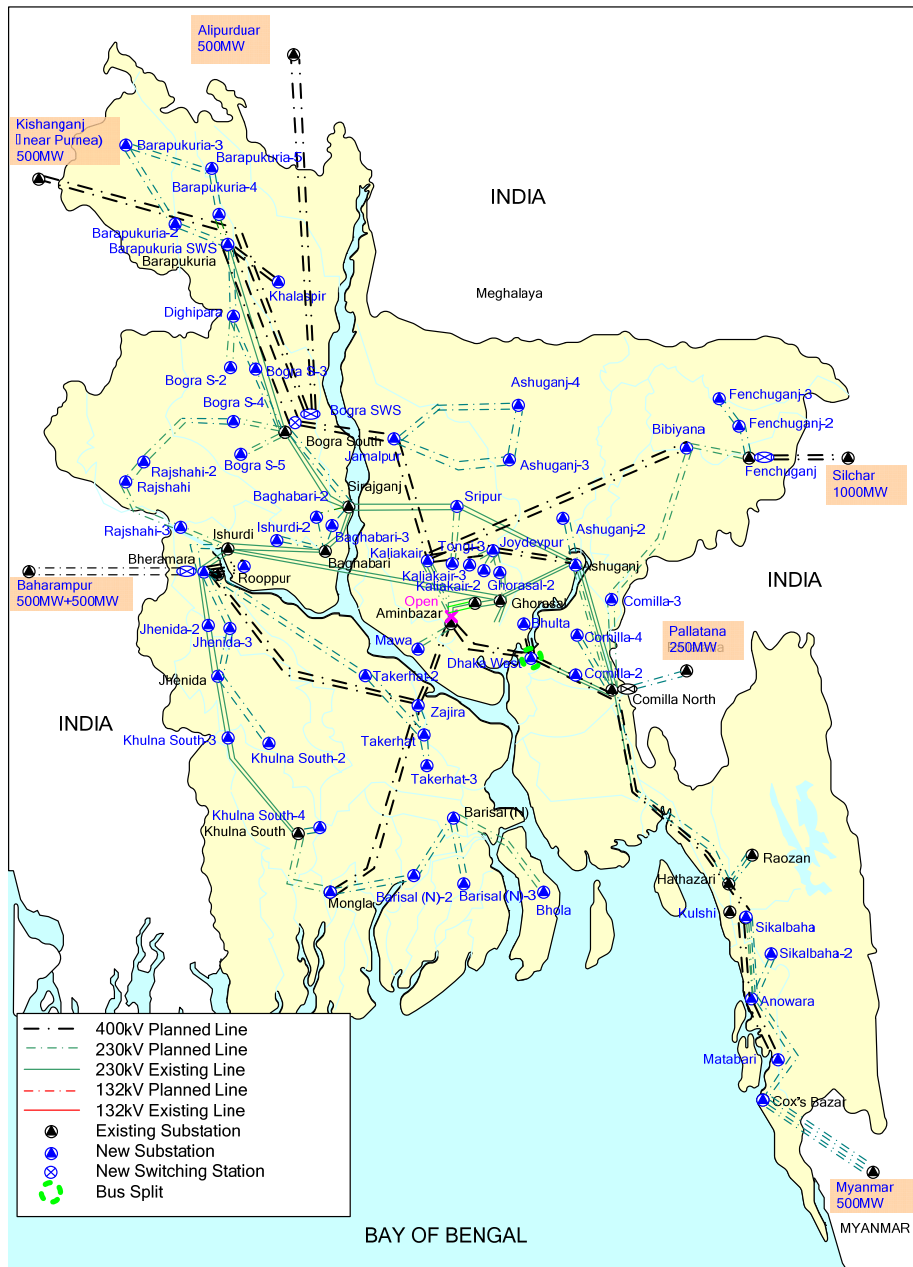
Voltage	East or West	Region	Substation
400/230kV	East	Dhaka	BHULTA
400/230kV	East	Dhaka	JOYDEBPUR
400/230kV	East	Central	ASHUGANJ
400/230kV	West	Western	ZAJIRA
400/230kV	West	Western	BHERAMARA

出所：PSMP 調査団

9.4.5 2025年の系統計画

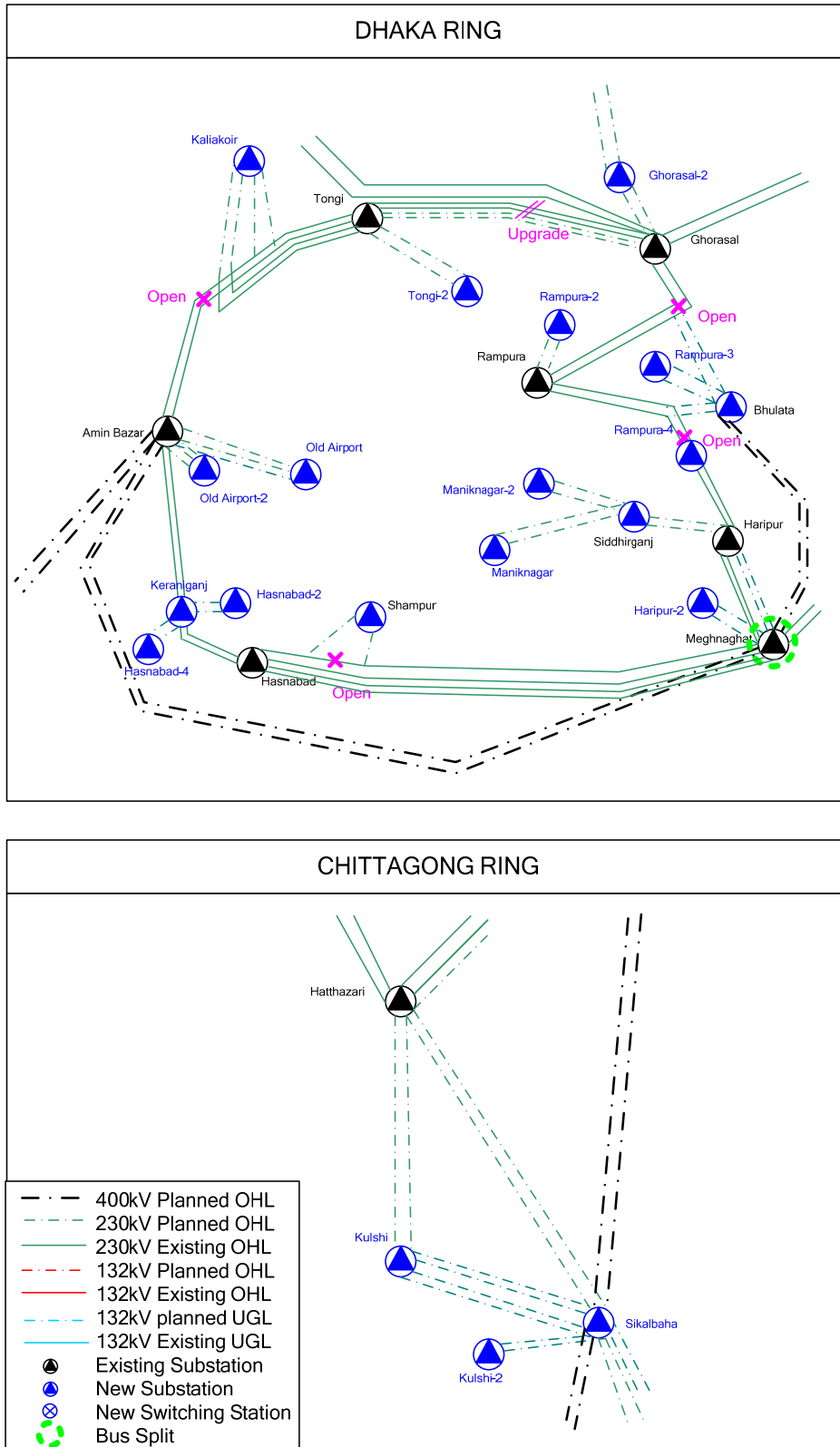
2025年の系統計画については潮流・電圧および短絡・地絡電流のみ確認を実施し、系統構成を検討した。結果を図 9-29、図 9-30に、潮流図をAP図 9-24、AP図 9-25 に示した。また、2020年から2025年に建設が必要な400kV送電線を表 9-33に、2020年から2025年に建設が必要な400/230kV変電所を表 9-34に示した。

System Configuration (2025) (Grid Demand: 25GW)



出所：PSMP調査団

図 9-29 2025年の系統計画(全系・230kV以上)



出所：PSMP 調査団

図 9-30 2025 年の系統計画(Dhaka・Chittagong リング・230kV 以上)

表 9-33 2020 年から 2025 年に建設が必要な送電線(400kV)

From Substation	To Substation	cct.	Length(km)
ANOWARA	MATARBARI	2	90
BHERAMARA	ROOPPUR	2	24.75
BOGRA	JAMALPUR	2	130.5
BOGRA	PKDP	2	225
JAMALPUR	KALIAKAIR	2	162
KHALASPIR	PKDP	2	20
Total			652.25

出所：PSMP 調査団

表 9-34 2020 年から 2025 年に建設が必要な変電所(400/230kV)

Voltage	East or West	Region	Substation
400/230kV	East	Central	JAMALPUR

出所：PSMP 調査団

9.4.6 コスト

解析結果を元にコストを算出した。結果を表 9-35、表 9-36に示した。

表 9-35 2010-2015 年設備増強コスト¹

		Unit Cost	Required amount	Required Cost	
Overhead Line	132kV	0.1786 mil. US\$/km/2cct	606.9	108.4	mil. US\$
	230kV	0.357 mil. US\$/km/2cct	500.8	178.8	mil. US\$
	400kV	0.643 mil. US\$/km/2cct	700.0	450.1	mil. US\$
Underground Cable	132kV	0.893 mil. US\$/km/2cct	54.3	48.5	mil. US\$
	230kV	1.785 mil. US\$/km/1cct	30.0	53.6	mil. US\$
	400kV	3.215 mil. US\$/km/1cct	0.0	0.0	mil. US\$
River Crossing OHL	400kV North 10km	257.2 mil. US\$/2cct	0	0.0	mil. US\$
	400kV Middle 4.5km	115.74 mil. US\$/2cct	0	0.0	mil. US\$
	400kV South 6km	154.32 mil. US\$/2cct	1	154.3	mil. US\$
Substation	132/33kV(2x100MW, AIS)	5 mil. US\$/station	46	230.0	mil. US\$
	132/33kV(2x100MW, GIS)	5.714 mil. US\$/station	19	108.6	mil. US\$
	230/132kV(2x500MW, AIS)	23.3 mil. US\$/station	0	0.0	mil. US\$
	230/132kV(2x500MW, GIS)	26.7 mil. US\$/station	5	133.3	mil. US\$
	230/132kV(2x300MW, AIS)	14.0 mil. US\$/station	7	98.0	mil. US\$
	230/132kV(2x300MW, GIS)	16.0 mil. US\$/station	0	0.0	mil. US\$
	400/230kV(4x500MW, AIS)	81.2 mil. US\$/station	0	0.0	mil. US\$
	400/230kV(3x500MW, AIS)	60.9 mil. US\$/station	1	60.9	mil. US\$
	400/230kV(2x500MW, AIS)	40.6 mil. US\$/station	4	162.3	mil. US\$
	400/230kV(1x500MW, AIS)	20.3 mil. US\$/station	1	20.3	mil. US\$
Switching Station	400kV	20.3 mil. US\$/station	1	20.3	mil. US\$
BTB	230kV, 400kV	80.0 mil. US\$/station	1	80.0	mil. US\$
Static Capacitor	132kV	0.017 mil. US\$/Mvar	1528	25.5	mil. US\$
	230kV	0.029 mil. US\$/Mvar	0	0.0	mil. US\$
	400kV	0.051 mil. US\$/Mvar	0	0.0	mil. US\$
Total				1932.7	mil. US\$

出所：PSMP 調査団

¹ 国際連系送電線含む
Bheramara 30km

表 9-36 2010-2030 年設備増強コスト¹

		Unit Cost	Required amount	Required Cost
Overhead Line	132kV	0.1786 mil. US\$/km/2cct	606.9	108.4 mil. US\$
	230kV	0.357 mil. US\$/km/2cct	3035.2	1083.6 mil. US\$
	400kV	0.643 mil. US\$/km/2cct	2693.1	1731.7 mil. US\$
Underground Cable	132kV	0.893 mil. US\$/km/2cct	54.3	48.5 mil. US\$
	230kV	1.785 mil. US\$/km/1cct	45.0	80.3 mil. US\$
	400kV	3.215 mil. US\$/km/1cct	0.0	0.0 mil. US\$
River Crossing OHL	400kV North 10km	257.2 mil. US\$/2cct	1	257.2 mil. US\$
	400kV Middle 4.5km	115.74 mil. US\$/2cct	1	115.7 mil. US\$
	400kV South 6km	154.32 mil. US\$/2cct	2	308.6 mil. US\$
Substation	132/33kV(2x100MW, AIS)	5 mil. US\$/station	46	230.0 mil. US\$
	132/33kV(2x100MW, GIS)	5.714 mil. US\$/station	19	108.6 mil. US\$
	230/132kV(2x500MW, AIS)	23.3 mil. US\$/station		0.0 mil. US\$
	230/132kV(2x500MW, GIS)	26.7 mil. US\$/station	31	826.7 mil. US\$
	230/132kV(2x300MW, AIS)	14.0 mil. US\$/station	47	658.0 mil. US\$
	230/132kV(2x300MW, GIS)	16.0 mil. US\$/station		0.0 mil. US\$
	400/230kV(4x500MW, AIS)	81.2 mil. US\$/station	6	487.0 mil. US\$
	400/230kV(3x500MW, AIS)	60.9 mil. US\$/station	5	304.3 mil. US\$
	400/230kV(2x500MW, AIS)	40.6 mil. US\$/station	3	121.7 mil. US\$
400/230kV(1x500MW, AIS)	20.3 mil. US\$/station		0.0 mil. US\$	
Switching Station	400kV	20.3 mil. US\$/station	2	40.6 mil. US\$
BTB	230kV, 400kV	80.0 mil. US\$/station	3	240.0 mil. US\$
Static Capacitor	132kV	0.017 mil. US\$/Mvar	1528	25.5 mil. US\$
	230kV	0.029 mil. US\$/Mvar	13300	386.2 mil. US\$
	400kV	0.051 mil. US\$/Mvar	0	0.0 mil. US\$
			Total	7162.6 mil. US\$

出所：PGCB、PSMP 調査団

¹ 国際連系送電線含む
400kV Kishanganj 240km, Alipurduar 170km, Fenchuganj 40km, Bheramara 30km
230kV Commila 20km, Cox's Bazar 30km

9.5 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

ここでは需要増加に伴う国内系統の整備について、短・中・長期的視点で整理した。

表 9-37 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

	M/P の マイルストーンで の需要	課題	アクションプラン
短期的視点	2015年：10GW	<ul style="list-style-type: none"> 需要増加に伴う系統増強 	<ul style="list-style-type: none"> 132/33kV 変電所×69 箇所新設。 河川横断箇所 (Padma 橋付近)の送電線建設。 Baharampur 国際連系に向けた国内系統の整備。
中期的視点	2020年：18GW	<ul style="list-style-type: none"> 需要増加に伴う系統増強 	<ul style="list-style-type: none"> Myanmar との国際連系に向けた国内系統の整備。
長期的視点	2030年：33GW	<ul style="list-style-type: none"> 需要増加に伴う系統増強 	<ul style="list-style-type: none"> Jamuna 橋および Bogra 付近の河川横断送電線の建設。 Alipurduar, Kishanganj, Baharampur, Silchar, Pilatana との国際連系に向けた国内・国外(インド)系統の整備。

出所：PSMP 調査団

9.6 配電系統について

配電系統についても、本マスタープランで策定された電源開発計画および送電拡充計画に沿って電力需給に見合うように開発するべきである。配電会社は、2021年までに全国民に対して電気を供給するビジョン実現のため、本マスタープランに基づいて独自の配電増強計画を策定するべきである。

9.7 提言

本マスタープランをレビューする際には、以下の事項に配慮すべきである。

(1) 河川横断送電線の 765kV 設計

河川横断の 400kV 送電線については、大容量を確保するため、4 導体を採用して検討した。もう一つの選択肢として、超長期的に増大する東西連系潮流に対応するために、765kV 設計についても考慮に入れておくべきである。

(2) 都市部における送電系統の地中化推進

都市部においては、送電線、変電所の用地確保が年々困難となるため、送電系統の地中化推進が重要な事項である。

(3) 系統解析用データのさらなる整備

系統解析用データの不備が散見された。PSMP-2006 で提言されたとおり、発電設備所有者と PGCB の一体となったデータ整備について一層の努力が求められる。

(4) (N-2)基準の適用

原子力プラントなどの大規模電源が系統に接続される場合には、(N-2)基準の適用についてケースバイケースで判断されるべきである。

(5) 系統解析の人材育成の強化

系統解析は、高効率かつ高信頼度の電力系統を形成するために必要な技術である。加えて、各電力会社に固有な専門性の高い技術が求められており、将来的に系統解析の人材育成を強化することが喫緊の課題である。

(6) 本マスタープランに基づいた配電増強計画

配電計画についても、電源開発計画および送電拡充計画に見合った増強が必要である。

第10章 マスタープラン具現化に係る資金調達の妥当性検証

10.1 所要資金と資金調達ソース

10.1.1 建設コスト

(1) 発電設備

本マスタープランにおいて建設が予定される発電設備の規模と投資コストは以下の如く見積もられている。

表 10-1 発電設備総量及びコスト（2010年度固定価格）¹

燃料種類	延容量	投資コスト (Tk Billion)	投資コスト (US\$ 百万)
石炭			
国内炭	11,050 MW	1,094	15,721
輸入炭	8,400 MW	935	13,436
ガス	8,956 MW	531	7,630
軽油	3,817 MW	300	4,311
ディーゼル油	500 MW	39	560
水力	100 MW	10	144
再生可能エネルギー	111 MW	25	359
国際連系	3,500 MW		
送変電	—	524	7,530
合計	36,434 MW	3,458	49,691

出所：PSMP 調査団

(2) 関連設備

本マスタープランでは発電設備の拡張に必要な関連施設として以下の施設を計画の対象としている。

表 10-2 本マスタープランが必要とする関連設備（2010年度固定価格）²

設備種類	摘要	投資コスト (Tk Billion)	投資コスト (US\$ 百万)
国内石炭鉱山開発	BCMC、Khalaspir、 Dighipara、Phulbari（4 鉱山）	585	8,406
国内ガス田開発		446	6,409

¹ 設備の内には耐用年数が短く 2030 年以前に退役となるものを含んでおり、設備容量の合計がマスタープラン期間を通じての純増とはならない。国際連系のための送電線建設コストは「送変電」に含まれる。上記の他に、原子力発電 4,000MW の建設が計画されている。US\$1=Taka 69.59（2010 年度の平均レート）

² 投資対象のうち、ガス田開発、ガス輸送、LNG ターミナル、石油精製、港湾の各設備は電力以外の用途との兼用とし、上記は電力負担部分の金額を示している。US\$1=Taka 69.59（2010 年度の平均レート）

設備種類	摘要	投資コスト (Tk Billion)	投資コスト (US\$ 百万)
輸入炭コールセンター	Chittagong South、Mongla、 Matarbari、Sonadia (4センター)	115	1,653
ガス輸送		87	1,250
LNG 洋上 LNG 基地		19	273
一点係留ブイ		5	72
石油精製施設		35	503
鉄道	Mongla-Khulna、 Chittagong-Chittagong South、 Matarbari、Sonadia (4線)	18	259
港湾	Matarbari、Sonadia (2港)	140	2,012
合計		1,449	20,822

出所：PSMP 調査団

10.1.2 総投資額

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

表 10-3 本マスタープラン総投資額 (2010 年度固定価格)

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

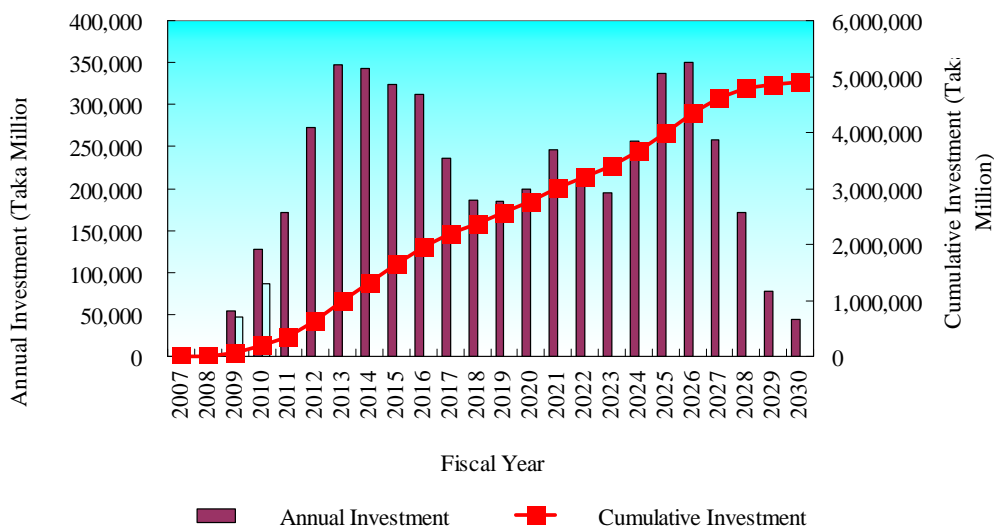
出所：PSMP 調査団

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

グラフからは、年度別投資が第 1 ピーク期（2012 年度—2017 年度）及び第 2 ピーク期（2024 年度—2027 年度）の二つのピークに集中的に実施されることが判明する。第 1 ピーク期は現在

¹ 再生エネルギーは水力を除く。水力は発送電公的部門に含まれる。

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



出所：PSMP 調査団

図 10-1 本マスタープラン総合投資総額（2010 年度固定価格）

10.1.3 資金調達ソース

(1) 政府予算

国家予算は開発予算と非開発予算に大別される。「バ」政府は 2005-06 年度より、中期予算フレームワーク（Medium Term Budget Framework: MTBF）制度を導入、全ての中央省庁に一定の総合限度枠を付与し、各省庁が限度枠内で開発、非開発予算を策定する方式の確立する途上にある。MTBFは毎年財務省が作成、予算案とともに国会において審議されている。電力セクターに関しては、電力危機に対応するため、政府が電力セクターを優先セクターとして認定、電力不足をカバーするために必要な発電設備拡張計画¹が策定されたことを明らかにしている。政府、民間及び官民協働の3方からの開発投資により、2010 年度より各年度毎に、792 MW、920 MW、2,269 MW、1,675 MW、1,170 MW、2,600 MW、合計 9,426MWの拡充を計画、これより 2012 年度には電力不足のギャップを解消することを目指し、同計画の実施を前提とする予算編成を行っている。MTBFでは電力セクターに対する 2013 年度までの予算を以下の如く示している。

¹ Ministry of Finance, "Towards Revamping Power and Energy Sector: A Road Map", June 2010

表 10-4 MTBFにおける支出見込み¹

(Taka Billion)

会計年度	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
名目 GDP	6,906	7,803	8,834	10,030	11,407	12,942
GDP 成長率 (名目)	12.3%	13.0%	13.2%	13.5%	13.7%	13.5%
GDP 成長率 (実質)	6.0%	6.7%	7.2%	7.6%	8.0%	8.0%
総予算 (支出総額)	943	1,138	1,295	1,500		
総支出/GDP (%)	16.0%	16.9%	17.2%	17.4%	17.8%	18.1%
電力セクター	27	50	45	54		
電力/総予算 (%)	2.9%	4.4%	3.5%	3.6%		

出所： Ministry of Finance, "Medium Term Budget Framework", June 2010

一方、2006 年度－2011 年度における国家予算、年次開発予算 (ADP : Annual Development Programme)、経常支出予算及び電力セクターに対する配分の実績は以下の通りとなっている。

表 10-5 予算実績²

(Taka Billion)

会計年度	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11
国家総予算	611	668	861	941	1,105	1,322
開発予算(ADP)	215	216	225	230	285	385
経常支出予算	396	452	711	711	820	937
電力セクター予算配分 (ADP+Non-ADP)	34	29	31	27	27	50
電力/総予算(%)	5.6%	4.3%	3.6%	2.9%	2.4%	3.8%

出所： Ministry of Finance, "Medium Term Budget Framework", June 2010

最近の数年間においては電力開発投資が低調に推移、その結果が電力セクターの予算実績に反映されている。電力セクターにおける 2006 年度から 2010 年度までの 5 年間の年間予算執行額は平均で Tk 30 billion (=US\$ 430 百万) に止まっている。毎年度当初予算では前年度を上回る ADP の配分が行われるが、開発実施の遅延による予算の未消化が発生、補正予算の段階で減額される事態を繰り返している。この結果、ADP の配分実績は後に述べる主要ドナー3 機関のコミット額の年間平均とほぼ等しい水準となっている。ここ数年間においては予算上の制約が故に電力開発が進まないのではなく、開発が進まないが故に予算の配分が行われないといった状況にあったことが窺われる。電力開発が停滞していたことの反映である。

電力セクターに対する 2010-11 年度の配分額は Tk 50 billion、本マスタープラン投資額 (年平均) が想定する年間平均投資額の 20% に止まっている。国家予算のみでは本マスタープラン

¹ 2009-10 年度は補正予算、2010-11 年度は当初予算、2011-12 年度以降は財務省による見込み。² 2009-10 年度までは補正予算、2010-11 年度は当初予算

の実現が不可能であることを示している。国家予算に加えて、民間投資を促進することにより、民間資金を活用することが不可避となる。なお、本マスタープランが対象とする設備の範囲と国家予算における電力セクター予算が対象とする範囲は相互に合致するものではない点、留意が必要である。即ち、本マスタープランでは電力設備拡充のためのインフラを「関連施設」として取り込んでいる一方で、配電設備の拡充を対象に含んでいない。これに対し、国家予算における電力セクター予算では配電を予算の対象に含めているが、本マスタープランが取り扱う「関連施設」は電力セクター予算以外の該当するセクターに配分される予算によりカバーされている。

10.1.4 政府による民間投資支援スキーム

2009年に登場した新政権は、年間の経済成長率を2013年に8.0%、2017年に10.0%に到達することとその持続的継続を掲げ、経済政策の推進に当たっている。政府では目標実現には公的投資のみでは不十分であり、不足を民間からの資源、投資に頼ることが不可欠であると認識、民間投資による公共サービスを拡充するための政策として、Public-Private Partnership (PPP) によるインフラの整備を進めている。政府が認識しているPPPの対象分野は、電力・エネルギー、運輸インフラ、上下水道、空輸・観光、製造業、教育、健康、住宅、等となっている¹。根拠となる制度は、Private Sector Infrastructure Guidelines of 2004 (PSIG)²。PPPに関する特定の定義は設けられておらず、以下のような特性をもつ開発が広くPPPと認識されている³。

- (1) 民間による資金調達あるいはコスト負担によるインフラ建設
- (2) 民間のリスク負担による建設管理、運営
- (3) 政府は対価を支払ってサービスを購入
- (4) サービス提供者が料金を一方的に改定することは認められない
- (5) 通常15-30年の長期契約が締結される

政府は1997年以降、PPPを推進するための機関として以下の3機関を設立、運営を図っている。

(1) Infrastructure Development Company Ltd. (IDCOL)⁴

1977年、財務省対外経済局の管轄下に設立された。財務諸表上の投融資活動は2006年度から本格化、2009年6月末までにPPPプロジェクト22件、総額Tk 13 billionの融資取りまとめを行い、自社の直接融資残高 Tk 3.0 billionを有するに至っている（年間平均では、取りまとめ=5件、総額Tk 3 billion、うち自社直接融資=Tk 0.8 billion）。自社が提供する資金をコアとしてシンジケートローンを組成することにより、大規模なファイナンスを実現、大きなレバレッジ効果を上げている。資金の源泉は、「バ」国政府による資金提供に加えて、IDA、ADB、KfW、SNV-Netherlands Development Organization、GTZ、Islamic Development Bank等からの借款／グラントを充てている。電力分野における融資案件としては以下が挙げられている。

¹ Ministry of Finance, “Invigorating Investment Initiative Through Public Private Partnership: A Position Paper”, June 2009

² Cabinet Division, “Bangladesh Private Sector Infrastructure Guidelines of 2004”

³ Bangladesh Bank, “Annual Report 2008-2009”

⁴ Ministry of Finance, “Invigorating Investment Initiative Through Public Private Partnership: A Position Paper”, June 2009

表 10-6 DCOL 融資案件

(Taka Million)

分野	プロジェクト	PPP 形態	総投資額
電力	Meghnaghat 450 MW Power Plant	BOO	21,000
	Summit Power 33 MW Power Plant	BOO	1,250
	Summit Uttaranchal Power Company 44 MW Power Plant	BOO	1,970
	Summit Purbanchal Power Company 66 MW Power Plant	BOO	3,000
	VERL 34 MW Power Plant at Bhola	BOO	1,200
	BEDL 51 MW Power Plant at Sylhet	BOO	1,830
	34 MW Malancha Holdings Power Plant at Dhaka EPZ	BOO	1,650
	Shah Cement 11.6 MW Power Plant	Captive	590
再生可能 エネルギー	IDCOL Solar Energy Program	NGO	20,060
	250 kW Biomass Gasification Based Power Plant	BERC License	25
	50 kW Biogas Based Power Plant	Govt License	5

出所：Ministry of Finance, “Invigorating Investment Initiative Through Public Private Partnership: A Position Paper”, June 2009

(2) Investment Promotion and Financing Facility (IPFF)

2007年、中央銀行内に設置、民間が実施するPPPプロジェクトに対する資金の供給を行っている。資金量はTk 4.18 billion (US\$ 47.5 百万：IDA、US\$ 10 百万：「バ」国政府)。資金供給の対象は世銀の定める範囲及び基準に基づき選定するが、commercially viableであることが前提条件となっている。2009年6月までに電力PPPプロジェクト5件、178 MWに対する融資を行っている。採り上げたプロジェクトの総投資額は Tk 8.67 billion、IPFFの融資額：Tk 4.41 billion、民間投資家による投資額：Tk 2.51 billion、民間金融機関：Tk 1.46 billionとなっている。世銀ではIPFFが投入した資金のレバレッジ効果は100%以上であり、総額US\$ 120 百万の資金動員に成功したと評価している¹。IPFFがこれまでに取り上げた投資案件は以下の通りとなっている。

¹ World Bank, “Investment Promotion and Financial Facility Project”, April, 2010

表 10-7 IPFF 融資案件

(Taka Million)

分野	プロジェクト	PPP 形態	総投資額
電力	Three 22 MW Doreen Power Generation & System Ltd. (2 in Tangail & 1 in Feni)	BOO	3,430
	11 MW Doreen Power House & Technologies Limited at Mahipal, Feni	BOO	564
	22 MW Regent Power Limited	BOO	1,108
	Malancha Holdings Ltd. (44 MW Captive Power Plant at CEPZ)	BOO	1,919
	Malancha Holdings Ltd. (35 MW Captive Power Plant at CEPZ)	BOO	1,649

出所：Ministry of Finance, “Invigorating Investment Initiative Through Public Private Partnership: A Position Paper”, June 2009

IPFFでは当初投入された資金枠のほぼ全額を消化したことに伴い、2010年5月、世銀より新たな資金US\$ 257百万の投入に関する承諾を得た。世銀の追加資金投入により年間US\$ 40-60百万 (Tk 2.8 -4.2 billion) 規模のPPP案件の取り上げが可能となっている¹。

(3) Bangladesh Infrastructure Finance Fund Ltd. (BIFF)

2010年9月設立、当初政府100%出資、払込資本Tk 16 billion。電力を含むインフラ事業に対する出資を目的とする。政府は民間、海外投資家に基金への出資参加を呼びかけている。

(4) 国家予算 PPP 基金

以上の独立機関とは別に、政府は予算の一部をPPP基金として枠付けを行っている。本年度予算においてはTk 30 billionが配分されている。実施は内閣府に特別の組織を設けて実施されることとなっている。目下政府による対象案件の選定、調査の段階にあると伝えられているが、詳細情報は開示されていない。資金の量的には大きな可能性を秘めていると認められる。仮にIPFFが計画していると同程度の比率(39%)が電力セクターに配分されると仮定すると、年間Tk 11.7 billionの配分が可能となる。さらにこの資金がレバレッジ効果100%を伴うと仮定すると、予算配分と民間資金の合計で年間Tk 23.4 billion規模の電力セクターPPP事業をファイナンスすることが可能となる。

10.1.5 ドナーによる支援

(1) ODA 借款

電力セクターに資金的な支援を提供している主要ドナーとしては、アジア開発銀行(ADB)、世界銀行(WB)及びJICAがある。この3機関が最近5年間に提供したODAの対象事業及び支援金額は以下の如くとなっている。

¹ 同上

表 10-8 主要ドナーによる電力セクター支援実績¹

	JICA		ADB		WB	
	プロジェクト	承諾額 (百万円)	プロジェクト	承諾額 (US\$ 百万)	プロジェクト	承諾額 (US\$ 百万)
2005-06	Grid S/S & Transmission	4,642			(PPP Invest Promotion)	(50)
2006-07			West Zone Power Devt	199		
			Sustainable Power Devt	400		
			Sustainable Power Devt	60		
2007-08	Haripur Power	17,767			Power Sector Devt Policy Cr.	120
2008-09	Central Zone Distribution	9,715			Siddirganj Peaking Plant	350
	Haripur Power (II)	22,210				
2009-10	Rural Area Distribution	13,241			Addl Financing for Rural Elect.	130
	Bheramara Gas CC (E/S)	2,209			(PPP Invest Promotion)	(257)
合計		69,784 (= US\$ 813 mil)		659		600

出所：各機関のウェブサイト

これら機関の承諾額を年度別に見ると以下の通りである。

表 10-9 主要ドナーによる電力セクター年度別承諾額

(US\$ million)

	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	合計	年平均
JICA	54		208	373	181	816	163
ADB		659				659	132
WB			120	350	130	600	120 ²
合計	52	659	317	705	302	2,035	415 (=Tk 29 billion)

出所：各機関のウェブサイト

(2) 民間投資に対する支援

ODA 支援に加え、世銀は IDA、GEF を通じて IDCOL 及び IPFF に対する資金支援を行い、民間投資の促進に努めている。他方、ADB においても同様に民間投資支援のための取り組みが行われている。両機関による民間投資推進の好事例として以下のプロジェクトがある。

¹ 日本円/米ドル換算、US\$ 1=JPY 85.50² 以上の他に世銀は 2006 年 4 月、2010 年 4 月に IPFF に対する PPP 支援借款 US\$ 50 百万及び US\$ 257 百万を承諾している。

(a) Haripur 360MW コンバインドサイクル発電所建設事業（世銀承諾：2000年）¹

Haripur 発電所はBOO形式によるPPP事業として開始され、AES Corporationが落札、総所要資金US\$ 183百万をスポンサー、IFC、民間金融機関から調達した。資本金はUS\$ 68百万、債務総額はUS\$ 115百万、IFCによる融資US\$ 54百万（期間：10-15年）、民間金融機関融資US\$ 61百万。民間金融機関による融資（期間：10-15年、金利：LIBOR + 2.00-2.25% p.a.）の条件としてIDAがリスク部分保証（US\$ 61百万）を提供した。IDAが発行した部分保証（期間：15年）では、(i) 電力購入契約及びガス供給契約に関する政府機関の不履行、(ii) 政治的不可抗力事項（強制収用等）、(iii) 通貨の兌換、(iv) 法律制度の改変、(v) 自然災害等不可抗力事項、をカバーした（「バ」国政府の裏保証ベース）。ファイナンス調達のための契約パッケージとして、リスク部分保証に加えて、(i) Ministry of Power, Energy and Mineral Resources (MPEMR) との Implementation Agreement、(ii) Power Purchase Agreement (PPA) : 22年間、(iii) Gas Supply Agreement (GSA) : 22年間、(iv) Land Lease Agreement、が組み込まれている。

(b) Meghnaghat 450MW 発電所建設事業（ADB承諾：2000年）²

Meghnaghat 発電所はBOO形式によるPPP事業として開始され、AES Corporationが落札、総所要資金US\$ 290百万をスポンサー、ADB、民間金融機関から調達した。うち出資金はUS\$ 75百万、債務総額はUS\$ 220百万、ADBによる直接融資US\$ 50百万、民間金融機関融資US\$ 80百万となっていた。民間金融機関による融資の条件としてADBがリスク部分保証（US\$ 70百万）を提供した。リスク保証部分は債務総額の32%に止まっており、残りはリスク保証の対象外である国内金融機関（IDCOLを含む）から調達されている。既に2000年当時において国内金融機関に資金供給能力が具備されていたことを示している。ファイナンス調達のための契約パッケージとして、リスク部分保証に加えて、(i) MPEMR との Implementation Agreement、(ii) Power Purchase Agreement (PPA) : 22年間、(iii) Gas Supply Agreement (GSA) : 22年間、(iv) Land Lease Agreement が組み込まれている。

10.1.6 資金調達拡大の可能性

(1) 伝統的資金ソース

「バ」国における電力セクター開発を進める上で利用が可能な資金源及び資金量を概観した。それぞれの資金源について資金量の実績と近い将来に期待される利用可能量を以下に整理する。

¹ World Bank, "Syndicated Commercial Loan to AES Haripur (Private) Ltd. for the Haripur Power Project in Bangladesh", May 2000

² Asian Development Bank, "Extended Annual Review Report: Loan and Political Risk Guarantee Bangladesh: Meghnaghat Power Project", March 2008

表 10-10 資金源と資金量

(Tk billion)

資金源	電力セクター配分実績 (年平均)	期待される追加配分額 (2~3年後年平均)	レバレッジ効果 ¹ (年平均)	特記事項
国家予算 (電力)	50	+ 28.4	0	実質 GDP・税収の増加及びドナー承諾の増加により漸増
IDCOL	0.8		0.8	政府及びドナーからの拠出により拡大が可能
IPFF	1.5	+ 0.8	2.3	世銀の追加承諾(2010年、257百万ドル)により資金量拡大。調査団は資金消化=3年間、電力向け=39%と想定。レバレッジ効果の根拠は世銀報告書 ² による。
国家予算 PPP 基金	0	+ 9.0	9.0	総額の30%が電力に配分されると想定
Infrastructure Finance Fund	0	+ 1.6	+ 1.6	2010年設立。払込資本金 Tk 16 billion。調査団は当初払込金の消化=3年間、電力向け配分=30%と想定。
ドナー借款 ³				
JICA	(11.3)	-	0	
ADB	(9.2)	(+ 5.7)	0	COBP計画(2011-13)が3年間総額3,205百万ドルの支援を計画 ⁴ 。ADBでは30%をエネルギー分野に配分する計画。調査団は総額の20%を発送電分野向けと想定。
世銀	(8.4)	(+ 14.4)	0	CAS 2011-14計画 ⁵ 。3年間の総額：6,550百万ドル。調査団は総額の15%を発送電分野向けと想定。
中国				バラプクリア石炭開発及び火力発電所支援の実績あり (2006年運開)
インド				メガラヤーベラマラ国際連系送電線(インド側)建設及び石炭火力発電所(クルナ及びチッタゴン)建設の支援合意(2010年)
ロシア				ゴラサル火力発電所(210MW X 2基)支援の実績あり。原子力発電に関する支援に合意(2010年)
ドナー民間投資支援 ⁶				
ADB		+ 2.5	+ 6.8	Meghnaghat 発電所と同等規模プロジェクトを3年間に1件支援すると

¹ レバレッジとは、経済活動において他人資本を使うことで、より大きな資本を運用し、効果を高めることを言う。ここでは、政府及び公的資金を自己資本、民間が投入する資本金及び民間金融機関からの借入金の合計を他人資本と区分して理解し、そのうちの他人資本の部分を「レバレッジ効果」と定義する。

² World Bank, "Investment Promotion and Financial Facility Project", April, 2010

³ ドナー借款はディスバース額が国家予算 (ADP) に組み込まれる仕組みであり、ADP 予算と重複するため、合計値には参入しない。

⁴ Asian Development Bank, "Bangladesh: Country Operations Business Plan 2011-2013" July 2010

⁵ World Bank, "Country Assistance Strategy for Bangladesh FY 2011-14", July 2010.

⁶ 想定する民間投資プロジェクトは、発電容量：400 MW、建設コスト：US\$ 400 百万、出資金：40%、債務：60% (US\$ 240 百万)、ドナー直接融資シェア：45% (調査団想定)

資金源	電力セクター配分実績 (年平均)	期待される追加配分額 (2~3年後年平均)	レバレッジ効果 ¹ (年平均)	特記事項
				仮定(調査団)。レバレッジとして総資金量と直接融資額の差額を計上。
世銀		+ 2.5	+ 6.8	同上
レンタル発電	18	▲ 18	0	政府目標の達成により、それ以降の導入は停止される。
合計	70.3 (US\$1.0 B)	+ 26.8 (US\$0.4B)	+ 27.3 (US\$0.4B)	レバレッジ効果を含めた総資金量は Tk 122 (US\$ 1.7) billion

出所：PSMP 調査団

以上を取りまとめて一覧すると以下の如くなる。

表 10-11 本マスタープランのための資金源と資金量

(Taka Billion)

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

出所：PSMP 調査団

既存スキームからの資金量の実績は年間 Tk 70 billion (US\$ 1.0 billion) となっている。今後3年間では、国家予算 PPP 基金及びドナー (ADB 及び世銀) のコミット増加が期待される。これらに加えて調査団としては、IPP に対する直接融資及びリスク部分保証が世銀、ADB それぞれによって3年間に1件程度の規模にて採り上げることを想定する。以上を前提とする場合、電力セクターに対する資金配分増加額が Tk 27 billion (US\$ 0.4 billion) となる。さらに民間投資支援に関連して発生するレバレッジ効果として Tk 27 billion (US\$ 0.4 billion) が加算される。レバレッジ効果を勘案した取り上げ可能案件の規模は Tk 122 billion (US\$ 1.7 billion) 程度と把握される。本マスタープラン全体では年間平均 Tk 245 billion が必要とされており、上に述べた資金源から供給される資金量は所要資金の 50% をカバーするが、総資金量の 50% が不足することとなる。資金調達ソースの拡大、各ソースからの資金量の拡大により不足を解消するための努力が求められる。

但し、本マスタープラン実現に十分な資金量を確保するためには多くの努力を必要とはするが、現状をもって直ちに資金調達がボトルネックとなって計画の遂行が不可能と解するのは早計である。資金はより有利な投資機会を求めてリスクとリターンのバランスの上で流動する。これまで十分な資金供給が得られなかった背景には、投資資金にとって魅力的な投資機会となる案件形成が行われなかったことを看過してはならない。投資環境の更なる整備を行い、長期投資リ

¹ レバレッジ効果を含む

スクに見合ったリターンを可能にする魅力的な案件の形成に努め、また資金供給ソースの多様化、資金量拡大の可能性を追求し、資金調達の実現蓋然性の高い計画を追及することが肝要である。

(2) 地球環境配慮を対象とする資金ソース

上記の資金ソースの他に、本マスタープランの下で実施される事業が地球環境の保全・改善、あるいは温室効果ガス排出量の削減につながる事業である場合には、地球環境ファシリティ（GEF: Global Environment Facility）あるいはクリーン開発メカニズム（CDM: Clean Development Mechanism）の活用による金融調達を行う方法がある。GEFは世銀、国連開発計画及び国連環境計画によって共同運営され、開発途上国が地球規模の環境問題に対応した形で実施するプロジェクトに対し、追加的に負担する費用（incremental cost）につき、原則として無償資金を提供している。参加国政府が世銀に設置される GEF 信託基金に資金を拠出し、共同運営にあたる各実施機関がその資金を取り入れてプロジェクトの実施に当てている。「バ」国においてはこれまでに 10 件程度のプロジェクトが実施されているが、電力セクター案件としては 2002 年に実施された「Rural Electrification and Renewable Energy Development Project」が実績に含まれている。

他方、CDM は京都議定書等に根拠を有する温室ガス削減策である。先進国が開発途上国において温室効果ガス排出量を削減する事業を行う場合、結果として削減される排出量の一定量を支援提供国の排出量削減として認定する制度である。排出量の削減部分については事業実施主体によって作成されるプロジェクト設計計画書について投資国と受入国の指定国家機関による承認の後、指定運営組織による有効化審査が行われ、その上で国際連合に設けられた CDM 理事会より認証排出削減量（CER: Certified Emission Reduction）として認定される。CER は排出権として国際間において取引を行うことが可能であり、当該事業に対する支援提供国及び事業実施国が取引により対価を享受することができることから、資金調達を有利にする方法として認識されている。認定の対象及び基準は「承認統合方法論（ACM: Approved Consolidated Baseline and Monitoring Methodology）」として 18 のカテゴリーにおける規則が定められている。本マスタープランと関連性の高い規則として以下を挙げることができる。

- ACM 0002：再生可能資源を利用したグリッド接続のための統合方法論
- ACM 0007：シングルサイクル発電からコンバインドサイクル発電への変換のための統合方法論
- ACM 0013：低 GHG 排出技術を用いたグリッド接続新規化石燃料火力発電施設のための統合方法論

上記のうち、ACM 0002 に関する事業は各国で多数承認されているが、ACM 0007 及び ACM 0013 に関する承認は限られた件数となっている。主に石炭火力を対象とする ACM 0013 ではこれまでにインドにおける「Adani Power Ltd」(1,320 MW)が唯一承認、登録されている¹。ACM 0013 では対象事業と基準として以下の要件を示している。

- (1) 適用対象：新規電源施設のみ。コジェネレーションは対象外。

¹ 公益財団法人 地球環境センター

- (2) 燃料構成：ベースライン燃料が、当該ホスト国内の地理的区域または当該ホスト国にある施設による総発電量の50%以上

これら要件は、伝統的に石炭火力比率が高いインド、中国等にとっては比較的容易にクリアできる反面、石炭火力の比重が低い「バ」国にとってはクリアするには困難を伴うところとなっている。「バ」国としてはベースライン規定の改善を働きかけることに加え、他の方法論の活用を模索する等が現状与えられるオプションとなる。本マスタープランの実施に当っては、これらの国際的なファンリティを念頭におき、それらの利用を可能とするような案件の形成を行い、資金調達の可能性を高めてゆくことが重要である。

10.1.7 民間投資の促進

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

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

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

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

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

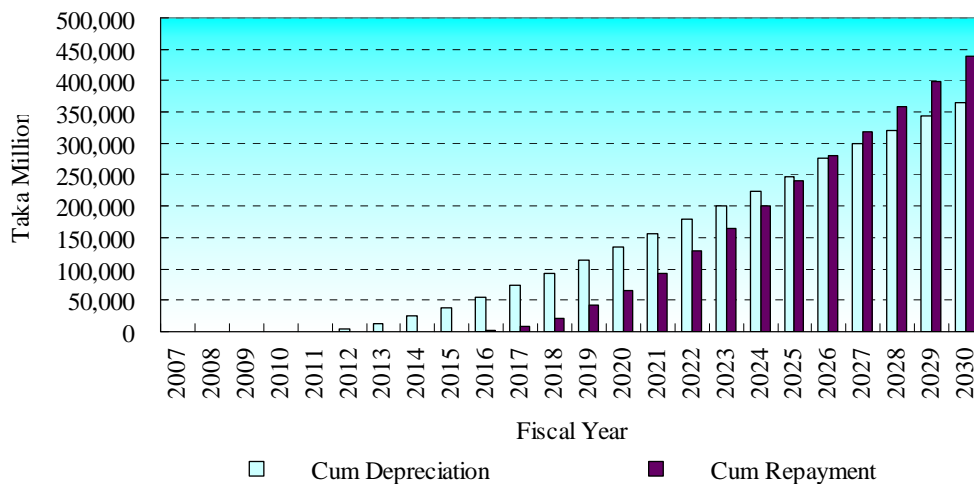
新政権が就任した2009年初以降、政府の方針に変化が認められる。レンタル発電制度の積極的な推進、民間投資懇話のためのロードショーが実施され、これらが民間の良好なレスポンスを呼んでいる。過去数年に亘り、入札の繰り返しで実現することのなかった大型IPP事業が相次いで政府により落札承認が行われるに至っている。高まった気運を逃がすことなく、民間投資を確固たる動きにすることが肝要である。そのためには、上で確認されているような民間投資

の制約要因を打破し、民間投資の道を平坦なものにすることが不可欠であり、本マスタープランを成功させる上でのキーとなる。リスクを目前にする投資家にとって、どれ一つとっても投資判断に影響するであろうことが推測される。上で述べた制約要因のそれぞれについて改善対処が必要である。政府が以下の諸点についてさらなる取り組みを進めることが重要である。

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

10.2 債務履行

以上、本マスタープラン実施のための資金調達について考察したが、調達資金のうち債務部分についてはその履行に問題がないことを確認することが重要である。債務履行については、減価償却累計額と累積元本返済額を比較することにより、減価償却によって産み出される資金がドナー及び政府より取り入れる借款の返済資金を常時カバーしているかが重要なポイントとなる。両者の関係を以下のグラフにて一覧する。



出所：PSMP 調査団

図 10-2 減価償却と債務返済（2010 年度固定価格）

上図から 2025 年度までの期間においては減価償却額が累積元本返済額を上回っており、借款返済のための原資に不足が発生することはないことが確認される。2026 年度—2030 年度においては両者の間に逆転が認められる。借款を返済するための原資が不足する事態の発生を示している。

想定している借款の返済期間を長期化することによる対応が必要である。減価償却が債務の返済に充当されるためには、償却を実施するに十分な収益力の具備が前提である。電力供給コストを十分にカバーする電力料金の設定が先ず以って不可欠の要件となる。返済原資が不足する現象は、全ての借款の返済期限が20年に設定されている¹のに対し、減価償却期間が借款返済期間を超えて長期に設定されていることによっている。個別プロジェクトが稼働開始から20年を経過した時点では、例えば耐用年数30年間の設備については減価償却によってプロジェクト・コストの60%の資金が造出されるが、その間の返済には82%の資金が必要となり、両者の差額である22%の資金が不足する²。この問題に対する対策としては、ドナー借款の転貸期間を原借款の期間と同等の期間に延長することで足りる。借款転貸期間の延長は金利負担の増加となり、発電コストに若干のインパクトをもたらすが、この点についても、転貸金利を原借款の金利を下回らない範囲で引き下げることにより、発電コストを圧縮することが可能である。元本の返済が減価償却資金を以って進められる一方で、電力料金が発電に要するコストをカバーするに足りる水準に設定されることを前提とすれば、債務について発生する上述の金利支払額は毎年の電力販売収入より支出されることが可能となる。これにより、本マスタープランが対象とする発送電設備に係る債務は支障なく進められるところとなる。

10.3 投入コスト

次なる課題としては、本マスタープランの実施による、「バ」国全体での発電コストが如何なる影響を受けるか、またそれを受けて電力料金体系が如何にあるべきか、の検討がある。ここでは先ず発電のために投入されるコストについて考察する。

10.3.1 プラント建設コスト及び運転維持費用

発送電設備及び関連設備の個別プロジェクト毎にプラント建設コスト及び運転・保守に必要な費用を積算する。発電設備については燃料種別及び規模別の単価を以下の通りと想定、運転・保守費用は固定費と可変費の2本建とし、設備の稼働状況に応じて費用が変動する事態に対応する。

表 10-12 発電設備建設標準コスト (2010年度固定価格)³

規模	燃料	プラント建設コスト (US\$/kW)	O&M 固定費 (US\$/kW/年)	O&M 可変費 (US\$/MWh)
120 MW CT	ガス	530	10.6	0.6
120 MW CT	軽油	600	16.0	0.9
150 MW CT	ガス	500	10.0	0.6
150 MW CT	軽油	500	13.3	0.8
150 MW CC	ガス	1,170	23.4	1.3
360 MW CC	ガス	950	19.0	1.1
450 MW CC	ガス	860	17.2	1.0
450 MW CC	軽油 (ガス併用)	980	26.1	1.5

¹ Ministry of Finance, "Lending and Relending Terms of Local Currency and Foreign Loans", March, 2004 が国内における転貸の標準条件として定めている。但し、示されている条件は、個別事業の内容に応じて弾力的に変更されることが可能となっている。

² 根拠については、10.3.3 項を参照されたい。

³ CC=コンバインドサイクル、ST=蒸気タービン、USC=超々臨界圧発電

規模	燃料	プラント建設コスト (US\$/kW)	O&M 固定費 (US\$/kW/年)	O&M 可変費 (US\$/MWh)
750 MW CC	ガス	660	13.2	0.8
600 MW ST USC	石炭 (輸入炭)	1,600	53.3	3.0
600 MW ST USC	石炭 (国内炭)	1,500	50.0	2.9
1000 MW ST USC	石炭	1,350	45.0	2.6
-	水力	1,400	2.3	4.7

出所：PSMP 調査団

10.3.2 燃料費

燃料費は、長期電源開発計画を作成する段階で検討の前提条件として用いられた価格を採用する。本マスタープランは同検討段階で設定された前提条件に基づき「最小コスト」を実現するための最適解を求めた結果であり、財務面の分析においても同条件が分析の基本となる。本マスタープランにおける燃料費は以下のシナリオに拠っている。

表 10-13 燃料費シナリオ (2010 年度固定価格)¹

会計 年度	国内炭		輸入炭		軽油		ディーゼル油		ガス	
	US c/ MM kcal	Taka/ Ton	US c/ MM kcal	Taka/ Ton	US c/ MM kcal	Taka/ liter	US c/ MM kcal	Taka/ liter	US c/ MM kcal	Taka/ 10 ³ cft
2010	1,400	5,941	1,454	5,135	4,761	31.63	7,300	45.50	3,571	595
2011	1,467	6,229	1,539	5,435	4,843	32.17	7,425	46.28	3,632	605
2012	1,530	6,497	1,618	5,713	4,925	32.71	7,551	47.06	3,693	615
2013	1,595	6,771	1,698	5,999	5,007	33.26	7,677	47.85	3,755	626
2014	1,655	7,025	1,773	6,263	5,089	33.80	7,802	48.63	3,816	636
2015	1,715	7,280	1,848	6,526	5,171	34.35	7,928	49.41	3,878	646
2016	1,773	7,527	1,921	6,785	5,330	35.40	8,172	50.93	3,997	666
2017	1,830	7,768	1,992	7,036	5,489	36.46	8,416	52.45	4,116	686
2018	1,885	8,002	2,061	7,279	5,648	37.52	8,660	53.97	4,236	706
2019	1,940	8,236	2,130	7,523	5,807	38.57	8,904	55.49	4,355	726
2020	1,992	8,457	2,195	7,752	5,966	39.63	9,148	57.01	4,474	745
2021	2,044	8,678	2,260	7,982	6,055	40.23	9,285	57.87	4,541	757
2022	2,096	8,899	2,325	8,212	6,145	40.82	9,422	58.72	4,609	768
2023	2,147	9,113	2,388	8,434	6,234	41.41	9,559	59.58	4,676	779
2024	2,196	9,320	2,449	8,650	6,324	42.01	9,696	60.43	4,743	790
2025	2,244	9,528	2,510	8,866	6,413	42.60	9,834	61.29	4,810	801
2026	2,293	9,735	2,571	9,081	6,503	43.20	9,971	62.14	4,877	813
2027	2,339	9,929	2,628	9,283	6,592	43.79	10,108	63.00	4,944	824
2028	2,386	10,130	2,687	9,492	6,682	44.39	10,245	63.85	5,011	835
2029	2,432	10,324	2,745	9,694	6,771	44.98	10,382	64.71	5,078	846
2030	2,478	10,518	2,802	9,896	6,861	45.58	10,520	65.56	5,145	857

出所：PSMP 調査団

¹ 為替レートは US\$ 1=Taka 69.59 (Bangladesh Bank 統計による 2010 年度平均為替レート) に拠る。

ここで採用された燃料価格は国内炭が輸入炭との比較においてディスカウントされた価格に設定されていることを除き、全て国際価格に準拠する体系となっている。この結果、「バ」国と国際価格の乖離が激しいガスについては、上に設定された価格は現行の国内価格（電力用）に比べ7倍前後の高い水準に設定されている。

10.3.3 金融コスト

政府が公共事業等の実施のために供給する国庫金の融資及び外国借款の転貸に関しては対象セクター別に標準となる条件が定められている¹。政府機関による新規設備投資の金融コストとしては、政府の転貸に関する標準条件に基づき、また民間による開発投資に関しては以下の条件を想定する。なお、既存プラントに関しては利用可能な限度において、政府機関及び民間ともに稼動しているプラントの実際の金融コストのデータを採用する。

表 10-14 金融コスト要件

	公的機関による投資	民間による投資
資本金比率 ²	18%	30%
借款比率 ³		70%
ドナー借款	70%	
政府借款	12%	
融資期間		15年
ドナー借款	20年	
政府借款	20年	
転貸金利		8% p.a.
ドナー借款	4.0% p.a.	
政府借款	3.0% p.a.	
出資金報酬 ⁴	6.0% p.a.	15% p.a.
減価償却 ⁵	定額法(残存価値=10%)	定額法(残存価値=0%)

出所：PSMP 調査団

10.4 発電コストと購入電力コスト

上述の建設費、O&M 費、燃料費、金融コストをベースとする場合の発電及び電力購入コストを算定すると以下の通りとなる。なお、新設プラントには上述の投入コストを用いるが、既存設備については、各設備について実際に行われている減価償却費及びO&M費用を用いて算出する（燃料は新設、既存ともに上記シナリオの価格を使用する）。

¹ Ministry of Finance, "Lending and Relending Terms of Local Currency and Foreign Loans", March, 2004

² 借款比率は通常借款を提供するドナー、機関が主導的に決定する。政府の規程は外国からの借款で不足する資金を出資金=60%、政府融資=40%にて供給することを規程している。

³ 同上。

⁴ 政府規程には出資金に対する報酬は含まれていない。BERC の電力料金設定ガイドラインの中に、「政府系電力機関の料金設定における出資金の報酬として2年物国債の利回り相当を認める」との規程あり。現在の市場においては2年物国債は発行されていない。ここでは国債のイールドカーブを想定、それに基づき報酬を6%と想定した。

⁵ 「バ」国の減価償却に関する規程は総じて弾力的である。ここではBPDBの慣行を採用した。民間投資について残存価値をゼロとする理由は、民間投資事業からBPDBに対する電力の販売価格は耐用期間を通じて一定の契約単価に固定される契約の実態に合わせたコスト計算を行うため、残存価値を耐用期間全体に均等配分を行うことによる。

表 10-15 発電及び電力購入コスト (2010 年度固定価格)¹

(Taka/kWh)

	新設プラント ²	既存発電設備	電力購入 ³	総合コスト
2010		7.66	6.86	7.30
2011	7.17	7.80	9.76	8.59
2012	8.45	7.84	9.91	8.84
2013	7.52	8.13	9.51	8.63
2014	7.03	8.29	9.36	8.42
2015	7.25	8.32	7.99	7.97
2016	7.44	8.55	7.72	7.96
2017	7.39	8.37	6.90	7.53
2018	8.32	8.65	6.62	7.55
2019	7.33	8.83	6.71	7.36
2020	7.89	8.81	6.42	7.27
2021	7.51	8.91	6.33	7.08
2022	7.80	8.76	6.21	7.04
2023	7.66	8.85	6.16	7.06
2024	7.78	8.65	5.94	6.91
2025	7.94	8.46	5.66	6.70
2026	7.64	8.02	5.65	6.67
2027	7.24	7.73	5.63	6.63
2028	7.06	7.51	5.60	6.57
2029	6.91	6.71	5.39	6.44
2030	6.88	6.33	5.38	6.44
均等化発電原価 (Levelized) ⁴	6.91	8.17	7.84	7.83

出所：PSMP 調査団

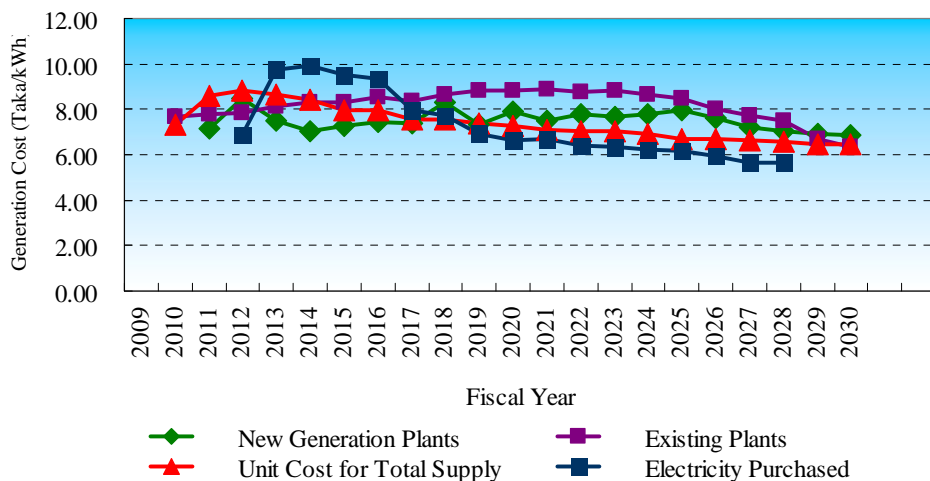
年度別の推移は以下のグラフにて鳥瞰される。

¹ 本表にて示される発電コストは既出の PDPAT による算出結果とは合致しない。乖離の主な要因は、PDPAT によるコストは発電設備のみを対象としていること及び変数の一部について簡素化した手法を以って処理しているのに対し、本表は、関連施設のコスト、一部の送変電コストを含むこと並びにプラント減価償却について詳細なデータ処理を行っているところ等による。

² 新規発電設備及び関連施設をベースとする発電コスト。新規発電設備をグリッドに連系するための送電設備及び国際連系の送電設備を含む。

³ 民間 IPP、SIPP、レンタルプラント、原子力発電及び国際連系を含む外部調達電力の購入コスト。国際連系に必要な送電設備は「新規プラント」の中に含まれる。

⁴ 均等化発電原価は、算出される発電原価でプラント耐用年数内における総発電電力量を販売して得られる収入の現在価値換算値と、現在価値換算された投資額が一致するように決定される。ここでは、算出のための割引率として 12%を採用。



出所：PSMP 調査団

図 10-3 総合発電コストベースケースー（2010 年度固定価格）

上表及び図より、発電（新規及び既存設備ともに）コストについて以下の特徴的な事象が確認される。

(1) 高水準の発電コスト

新設、既存、購入の如何を問わず、電力コストが総じて高い水準にあることが確認される。新設発電所、既存発電所及び民間発電所からの電力購入を含めてカバーする総合コストでは、2011 年度 Tk 8.59/kWh にて滑り出し、2012 年度には本マスタープラン期間中の最高水準である Tk 8.84/kWh を記録、以降漸減、2030 年度には Tk 6.44/kWh まで低下する。本マスタープラン期間中を通じての均等化発電コストは Tk 7.83/kWh となる。

(2) 新設プラントの発電コストは本マスタープラン初期に高く、次第に逓減

新設プラントは本マスタープランの開始当初に当る 2012 年度に Tk 8.45/kWh、2018 年度に Tk 8.32/kWh を記録するが、2019 年度以降漸減、2030 年度には Tk 6.88/kWh に低下する。期間中の均等化発電コストは Tk 6.91/kWh、3 者のうちでは最も低い水準にある。

(3) 既存プラントの発電コストは高水準に推移

既存プラントは新規プラントと比較して資本費用の負担が少ないが、反面燃料効率に劣っており、発電コスト（均等化発電原価）は Tk 8.17/kWh で、3 者の中で最も高くなっている。

(4) 電力購入は不確定要因が大きい

本マスタープラン開始当初は IPP 及びレンタル発電からの購入が中心となるため、調達コストが一段と高い水準に推移する。本マスタープラン後半においては国際連系及び原子力発電の購入が中心となる。これらの購入コストについては不確定要因が大きく、現段階で正確な予測及び評価を下すことは困難な状況にある。均等化発電コストは Tk 7.84/kWh である。

全般的にコストが高い背景には、コスト算定にあたり、燃料費（ガス）として国際価格を採用したことに大きな原因を求めることができる。「バ」国における電力用ガス価格が国際価格水準の1/7程度に抑えられており、これが現在の発電コストを低水準に抑えているが、本マスタープランではガス価格は漸次国際価格に収斂することを想定、設備拡張計画に当り国際価格を採用したところによっている。以上が燃料価格を国際価格とする前提のもとにおける考察であるが、現実にはエネルギーの価格は、修正される場合においても激変緩和のための対策が講じられるであろうことが予想される。調査団としては、ガス価格の調整が2011年度より2015年度にかけての5年間に行われると想定する場合の電力コストの変化についてシミュレーションを行ってみることとする。ガス価格を調整する場合の2011年度—15年度における電力コストは以下のような変化を辿ることとなる。

表 10-16 発電及び電力購入コスト（2010年度固定価格）

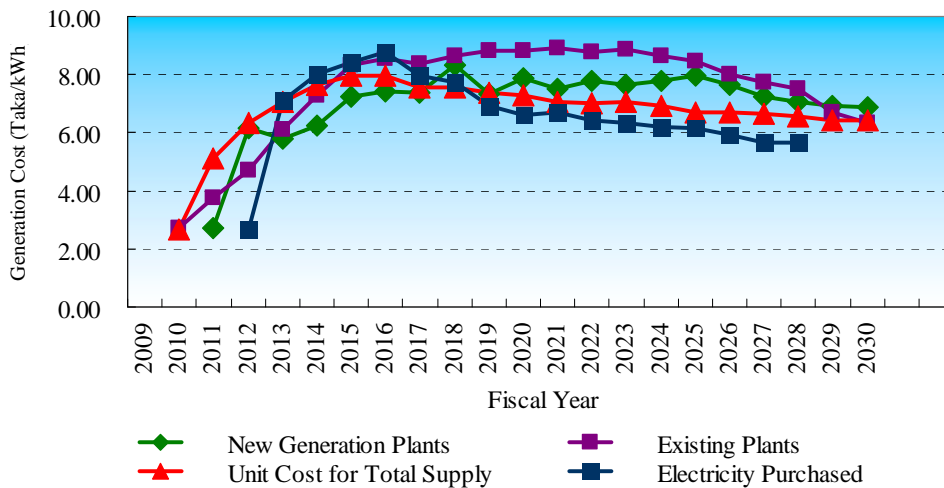
(Taka/kWh)

会計年度	ベースケース ＜総合コスト＞		ガス価格調整ケース ＜総合コスト＞		差
	ガス価格 (Tk/MM kcal)	発電コスト (Tk/kWh)	ガス価格 (Tk/MM kcal)	発電コスト (Tk/kWh)	
2010	2,485	7.30	333	2.68	▲4.62
2011	2,528	8.59	772	5.13	▲3.46
2012	2,570	8.84	1,228	6.35	▲2.49
2013	2,613	8.63	1,701	7.08	▲1.55
2014	2,656	8.43	2,191	7.65	▲0.78
2015	2,699	7.97	2,699	7.97	-
20年間均等 化発電原価 (Levelized)		7.83		6.39	▲1.44

出所：PSMP調査団

ガス価格調整ケースにおける発電コストは、2010年度の想定コストである Tk 2.68/kWh を起点として、2011年度：Tk 5.13/kWh（年間上昇率＝91.4%）、2012年度：Tk 6.35/kWh（同＝23.8%）、2013年度：Tk 7.08/kWh（同＝11.5%）、2014年度：Tk 7.65/kWh（同＝8.1%）を経て、2015年度にベースケースと同一のコストに収斂する。この間においては急激な電力料金の引き上げを必要とすることが指摘される。

ガス価格を2015年度にかけて段階的に修正するケースにおける電力コストは以下のグラフの通りに把握される。



出所：PSMP 調査団

図 10-4 総合発電コスト—燃料価格段階的引き上げのケース—（2010 年度固定価格）

10.5 マスタープランと電力料金

10.5.1 本マスタープラン電力コストを反映した料金体系の模索

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

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

¹ 割引率12%（慣例的に用いられる率）を用いて現在価値に修正、平均化した数値。

² 2008年バルクタリフ改定時におけるBPDB及びBERCヒアリングによる。

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

10.5.2 料金体系改定のための提言

シングルバイヤーの機能を担うBPDBにおける電力調達構成は 2009 年度現在で、自社の発電：41%、政府系発電事業者からの購入：19%、IPPからの購入：34%、レンタル発電事業者からの購入：5%、となっている。それぞれのソースからの電力調達コストは、自社発電：Tk 2.53/kWh、政府系事業者：Tk 1.21/kWh、IPP：Tk 2.70/kWh、レンタル：Tk 5.20/kWh、となっており、それらに関連経費を加えた総合コストはTk 3.07/kWhとなっている。これに対するBPDBの平均販売価格（一部小売を含む）はTk 2.56/kWh¹であり、当該年度においては1kWh当りTk 0.51の逆鞘となっている²。特に2008年度から開始したレンタル発電制度のシェアが急速に拡大（2008年度：0.2%から2009年度：5.2%に拡大）、BPDBにとって直接的な赤字原因となる要因の拡大が続いている。

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

最後にあたり、調査団として以下についての取り組みと改善を提言する。

(1) レンタル赤字の補填

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

¹ BPDB, "Annual Report 2008-2009"

² 同上

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

(2) 卸売タリフの改善

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

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

(3) 電力料金における電源開発賦課金制度の導入

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

【制度の概要】

(a) 背景

電力不足が深刻化した過程において、開発資金の不足がボトルネック要因として認識されてきたが、他方、電力需要はさらに拡大を続け、供給不足状態が恒常的状态となった。需要家は不足する電力の補充を求め、自家発電に走り、現行の料金体系を超える水準のコストを負担し、電力に対する高い料金負担の意思を示している。電源開発資金の一部について需要家

に負担を求め、負担の報酬として開発の早期化、低コストによる電力供給を具体化することに合理性が認められる。

(b) 制度の仕組み

電力タリフの一部として、電源開発賦課金を追加する。料率は小売電力タリフの2—3%とし、電力料金の一部として需要家より徴収する。賦課料率は電力不足の状況、電源開発の進捗度合い等に応じて調整されるものとする。徴収された資金は独立した第三者が管理する基金を設置、集中管理する。基金は蓄積した資金を電源開発及び省エネルギー投資のための資金として政府及び民間が実施する事業に投融資する。但し、本来国家予算が配分されるべき資金需要について国家予算の代わりに当基金を充当することは認めない。

(c) 制度の効果

前提条件として、電力消費量が2015年度に想定される53,000 GWh程度であるとし、1kWh当たりTk 0.10/kWhの賦課金は全国でTk 5.3 billionの収入となる。収入は電力消費の拡大とともに増加する。積み立てられる基金は2年間でTk 11 billionとなる。400 MW級発電所の建設コストを仮にUS\$ 400百万と想定すると、同発電所建設に必要な資本金部分（US\$ 160百万＝Tk 11 billion）を賄うことが可能となる。需要家が自らの負担で建設される事業を喧伝することによって、電力投資、消費、省エネに関する国民の意識を高揚することにつながり、以降の開発投資促進の基盤を強化することに寄与する。

(d) 提言の理由

1) 合理性

本制度の稼働により、従来ディーゼル発電等に高いコストを支払っていた需要家が、電源開発の推進により低コスト電力への乗換えが可能となる。

2) 公平性

電力の需要家が消費量に見合って負担する課金であり、しかもその便益が直接電力不足の解消、低コスト電力となって裨益効果につながる。負担と受益の関係が直接的であり、公平的である。

3) 安定性

電力消費は景気変動に大きく影響されることなく、比較的安定して増加する。財源として安定した収入の確保が可能である。安定した開発の実施が可能となり、安定的な裨益効果を実現する。

4) デメリット

受益者による課金の払い込みから裨益効果の実現までに長期の開発及び建設期間が必要となり、便益を享受するまでに長時間を要すること、及び、低所得者層が課金の対象に含まれることとなり、同層における負担感が相対的に重いものとなる。高いコストをディーゼ

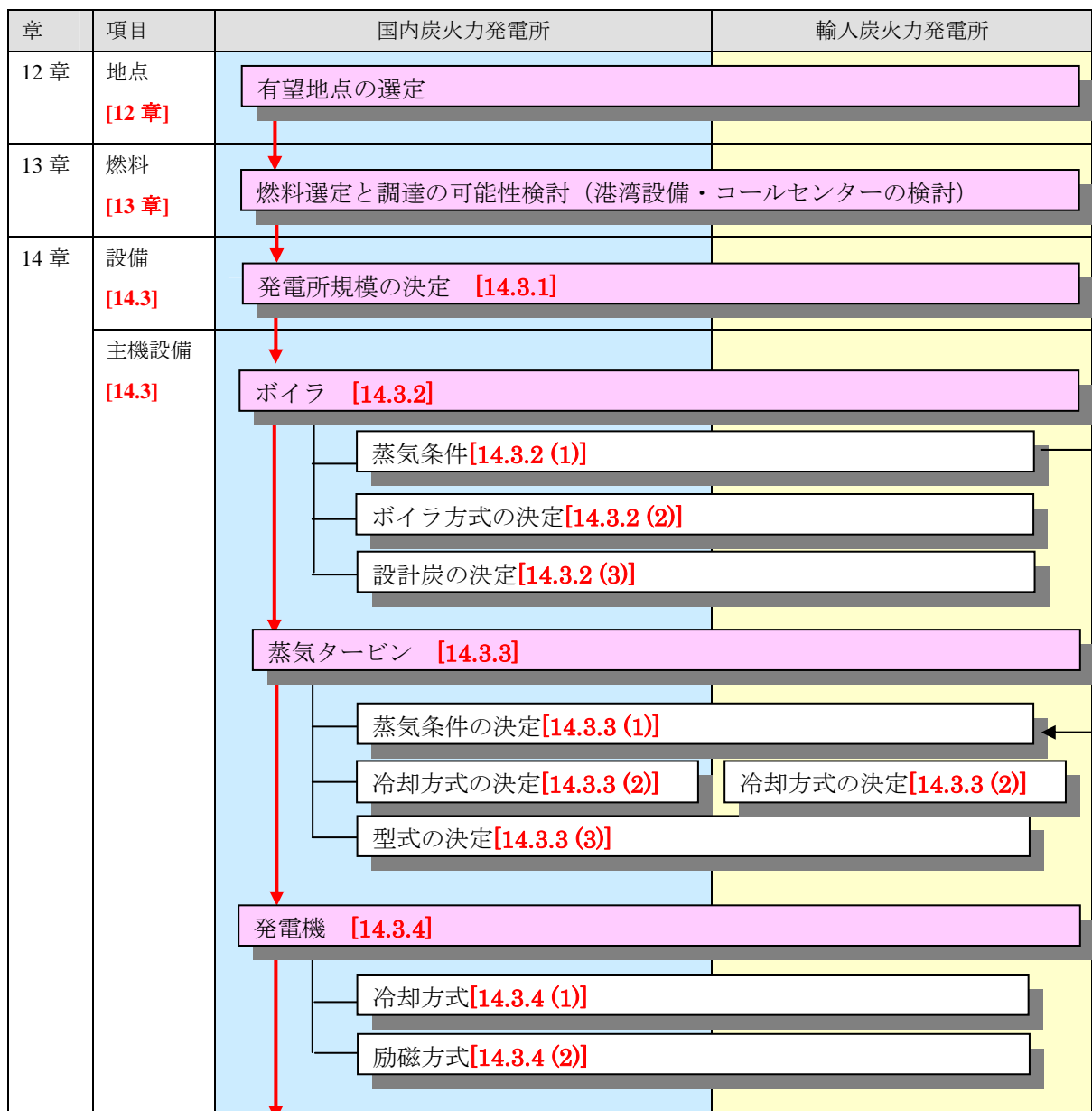
ル発電に支払う意思のない階層の処遇が問題となる。課金タリフで小規模需要家に対する配慮を行う等の検討が必要である。

第 2 部 石炭火力発電所建設に係る技術的検討

第11章 最優先プロジェクトの実現に向けた視点と目標

11.1 検討フロー

第2部においては、最優先プロジェクト地点における石炭火力発電所建設に係る技術的検討を行うが、開発に係る検討においては、12章の有望地点選定から始まり、13章では燃料の選定、14章では発電所建設にあたっての概念検討、15章では工事工程とコスト、16章では経済財務分析、17章では運用実施体制検討、そして18章では環境社会配慮について述べる。下図は、第2部の検討フローを示したものである。



章	項目	国内炭火力発電所	輸入炭火力発電所
14 章	環境設備 [14.3]	環境設備 [14.3.5]	
		電気集塵機型式の決定[14.3.5 (1)]	
		脱硫方式の決定[14.3.5 (2)]	
		脱硝方式の決定[14.3.5 (3)]	
ユーティリティ リティー 設備 [14.3]	ユーティリティ リティー 設備 [14.3]	ユーティリティ設備 [14.3.6]	
		水処理設備容量の決定[14.3.6 (1)]	
		貯運炭設備[14.3.6 (2)]	
		灰処理設備方式容量決定[14.3.6 (3)]	
	資機材搬 入方法 [14.4]	資機材搬入方法の検討 [14.4]	
15 章	工事工程 概算工事 費	工事工程の検討 [15.1]	
		概算工事費の検討 [15.2]	
16 章	経済財務 分析	最優先プロジェクトの経済財務分析 [16 章]	
17 章	運用実施 体制	最優先プロジェクトの運用実施体制の検討 [17 章]	
18 章	環境影響 ・社会配 慮	最優先プロジェクトの環境影響・社会配慮に係る検討 [18 章]	

出所： PSMP 調査団

図 11-1 最優先プロジェクト地点における石炭火力発電所建設に係る検討フロー

11.2 視点と目標

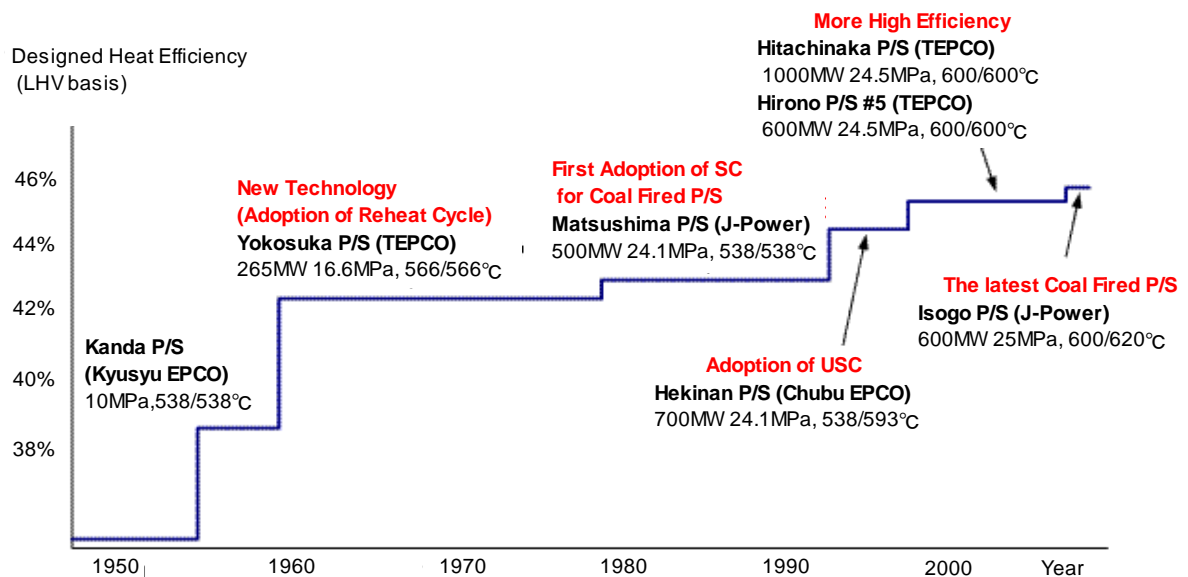
第 2 章で論じたとおり、一次エネルギーもしくは電力セクターにおいて、今後長期にわたり、石炭が重要な役割を担うことは明らかであり、こうした状況下において、石炭火力発電所を建設する場合、他の燃料よりも比較的 CO₂ の排出量が多いとされる石炭について、クリーンコールテク

ノロジーを積極的に導入することにより、高効率化を目指し、環境設備を充実させることで、従来型に比べ環境負荷を軽減し、また同時に経済的メリットを活かしながら、地球温暖化防止に貢献することを目標とする。

11.3 バ国で導入可能な効率レベルの検討

11.3.1 石炭火力における高効率化の変遷

火力発電設備の熱効率は近年着実に向上しており、1950年代には30%程度であったものが、最新のガスコンバインドサイクルではLHVベースで60%に近づく熱効率の発電設備が商業運転に入っている。一方、従来型石炭焚汽力発電においても蒸気条件の高温高压化による効率向上が進み、既に多く普及している超臨界圧（Super Critical）設備で43%程度、更に最新の超々臨界圧（Ultra Super Critical (USC)）設備を採用した場合、約45%の熱効率を達成している。このような熱効率の向上は、同じ電力を発生させるために必要な燃料消費量が減少していることを意味しており、従来の発電設備に比べ二酸化炭素の排出が少なく、地球温暖化防止に貢献している。

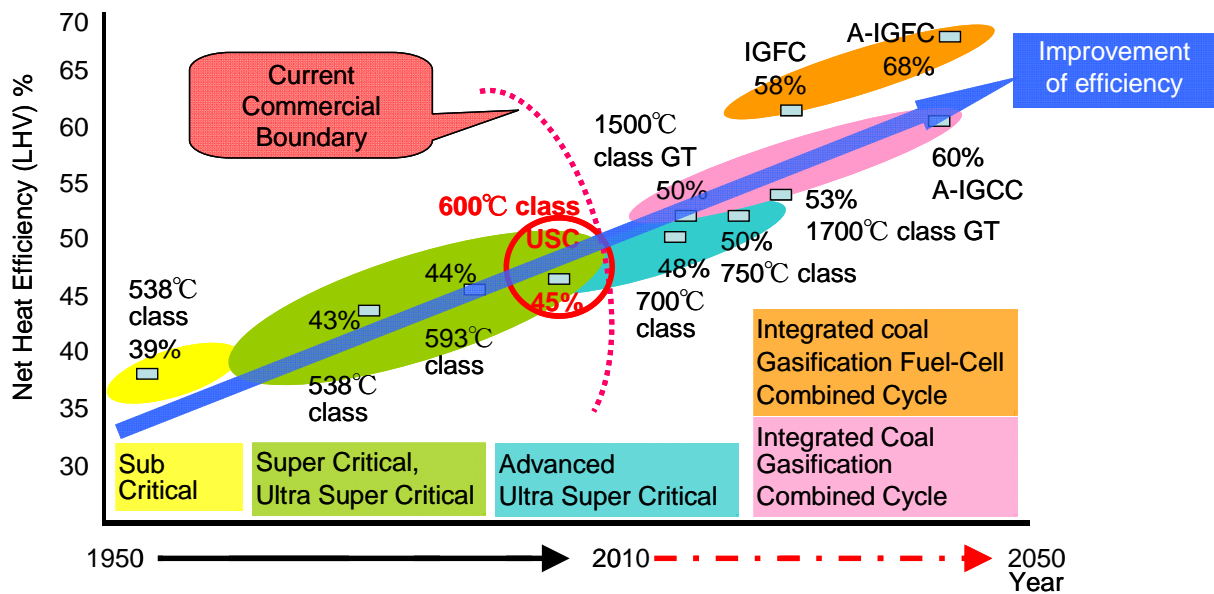


出所：「火力原子力発電」2006年10月

図 11-2 日本の石炭火力の発電効率

11.3.2 バ国で実現可能な効率化レベルの検討（高効率化の目標）

石炭のより効率的な利用のために、現在我が国では経済産業省によるクリーンコール政策を中心に、民間企業も主体となって数々の技術開発を進めている。石炭火力発電に関する今後の技術開発による見通しを下記に示す。



出所：「CoolEarth50-エネルギー革新技術計画」を基に PSMP 調査団作成

図 11-3 石炭火力発電の効率向上

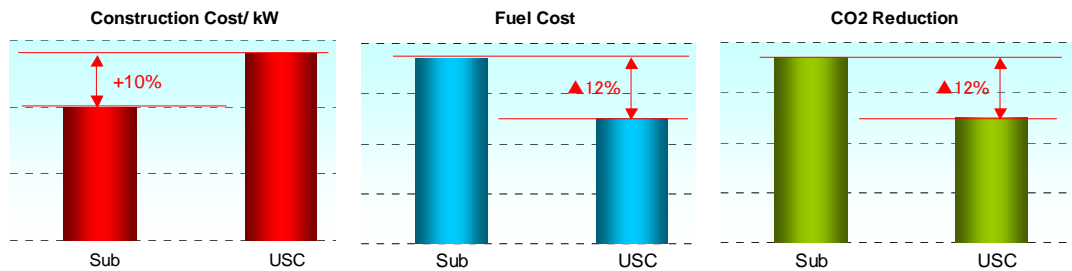
IGCC の開発状況については、現在、電力会社が出資した「(株)クリーンコールパワー研究所」により、250MW 実証設備による実証試験が行われている。この試験結果をふまえ、次のステップとして商用設備への開発とつながる予定であるが、実証試験にて得られた結果をふまえた開発となる。

A-USC については、基本的な設備構成は従来型と変わりはないとは言え、超高温高压に耐える材料の開発が要であり、商用機の開発がされても信頼性を得るためにはまだ時間がかかる。以上により、USC 技術は現在開発中の新技術を含めれば最新技術の位置づけではないものの、十分な信頼性を持って商用化されている中では最高の技術の位置付けであることから、本マスタープランで採用するにおいては最適であると考え。本マスタープランにおいては USC 技術を導入し、熱効率 45% 達成を目指す。

ただし、「バ」国において導入する設備としては、A-USC や IGCC といった最新技術も将来の選択肢として存在する。その際には、導入検討段階において信頼性、経済性等の十分な検討が必要である。

11.4 高効率化による経済的優位性の検証

亜臨界圧設備と超々臨界圧 (USC) 設備について、建設時の建設コスト、運転開始後の燃料コスト、および運転による CO₂ 排出量の関係のイメージを下記に示す。



出所：PSMP 調査団

図 11-4 亜臨界圧設備と超々臨界圧 (USC) 設備の比較 (イメージ)

第2章でも触れたとおり、既に世界中に普及が進み低価格が実現している亜臨界圧設備に比べ、新技術である USC 設備は高温高压部材の材料が高価である等の理由により亜臨界圧よりも建設コストが増加することが考えられる。しかし、熱効率が高く燃料消費量が少ないことより、運転開始後の燃料コストは亜臨界に比べて低く抑えることができ、一定期間の運転継続により建設コストの増大分は回収できると考えられる。更に、燃料消費が少ないことにより CO₂ 排出量も抑制することができる。

11.5 環境設備の積極的な導入

石炭火力発電の主燃料となる石炭は産地によって性状の差はあるが、他の火力発電燃料（ガス、油等）と比べ窒素分、硫黄分、灰分が多く、燃焼により発生する NO_x、SO_x、煤塵が多い。また取扱時に炭塵が発生するなど、安全衛生面も含めて環境負荷が高いと言える。従って、以下に述べるような世界最高水準の環境設備の積極的な導入により環境影響を最小にすることが重要となる。

11.5.1 脱硝設備

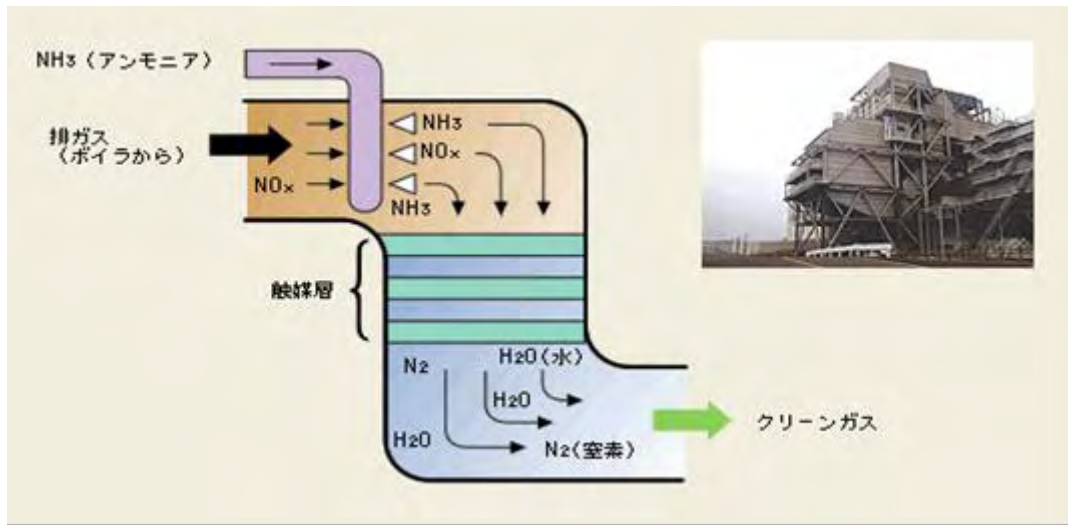
燃焼による窒素酸化物(NO_x)には燃料中に含まれる窒素化合物が燃焼時に酸化されて生成するフューエル NO_x と、燃焼空気中の窒素(N)が燃焼時に酸化して生成するサーマル NO_x がある。サーマル NO_x の割合は石炭では 10～20%程度である。NO_x 低減対策は以下の3つの対策を組み合わせる。

- 低窒素燃料の使用
- 燃焼改善による発生抑制
- 排煙脱硝装置の設置

燃焼改善による NO_x 発生抑制では主にボイラ内の火炎温度を下げてサーマル NO_x の発生量を抑制している。燃焼改善に使用する設備にはオーバーファイアエアダクト(二段燃焼法)、排ガス混合ファン・ダクト(排ガス混合燃焼法)、低 NO_x バーナがある。

また、排煙脱硝装置の方法は乾式法と湿式法に大別でき、原理的に様々の方式が開発されている。そのうち発電用ボイラの脱硝装置として主要となっているのは、乾式法のアンモニアを還元剤とする選択接触還元式である。この方式は NO_x を無害な窒素と水に分解でき、また装置の構成が単純であるため大量の排ガス処理に適している。

アンモニア選択接触還元式脱硝設備の原理と実装例を下記に示す。



出所：東京電力 HP

図 11-5 脱硝装置の概要（選択接触還元式）

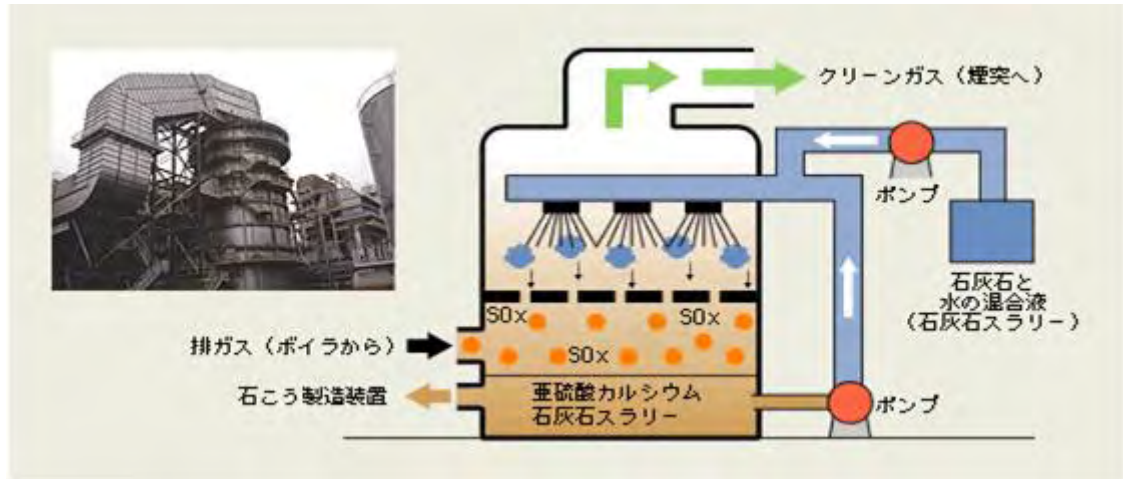
11.5.2 脱硫設備

硫酸化物(SO_x)は燃料中に 0.3～2.6 重量%含まれる硫黄分(S)が燃焼時に酸化して発生する。石炭火力では排煙脱硫設備により SO_x の低減を行う。排煙脱硫設備は大別して、湿式法と乾式法とがあるが、現在発電用大型ボイラに対して設置されているものは、多くが湿式法の石灰石膏法である。石灰石膏法では吸収剤に亜硫酸カルシウム (CaCO_3 中) の HCO_3^- を用いている。

また石灰石膏法とほぼ同じ機器構成で海水中の HCO_3^- を吸収剤に用いることでシステムを単純化した海水スクラバー式脱硫装置も実績がある。

乾式の活性炭吸着法も火力発電設備の一部で導入実績はあるが、技術的に難しいことと、ランニングコストが高いことから、安定運転での利用にはまだ課題があると言える。

よって、本マスタープランにおいては、信頼性の高い湿式石灰石膏法の脱硫設備を導入することとする。湿式石灰石膏法脱硫設備の原理と実装例を下記に示す。



出所： 東京電力 HP

図 11-6 脱硫装置の概要 (湿式石灰石膏法)

11.5.3 集塵設備

石炭ボイラから発生する石炭灰 (アッシュ) は以下のとおり大別できる。

表 11-1 石炭灰の種類

石炭灰の種類	意味	発生箇所	灰分布(%)
フライアッシュ	燃焼によって生成される細粒灰	集塵器	約 80~90
シンダアッシュ	燃焼によって生成される粗粒灰	空気予熱器、節炭器	約 5
クリンカアッシュ	燃焼によって生成される灰が塊状となったもの	炉底	約 15~5

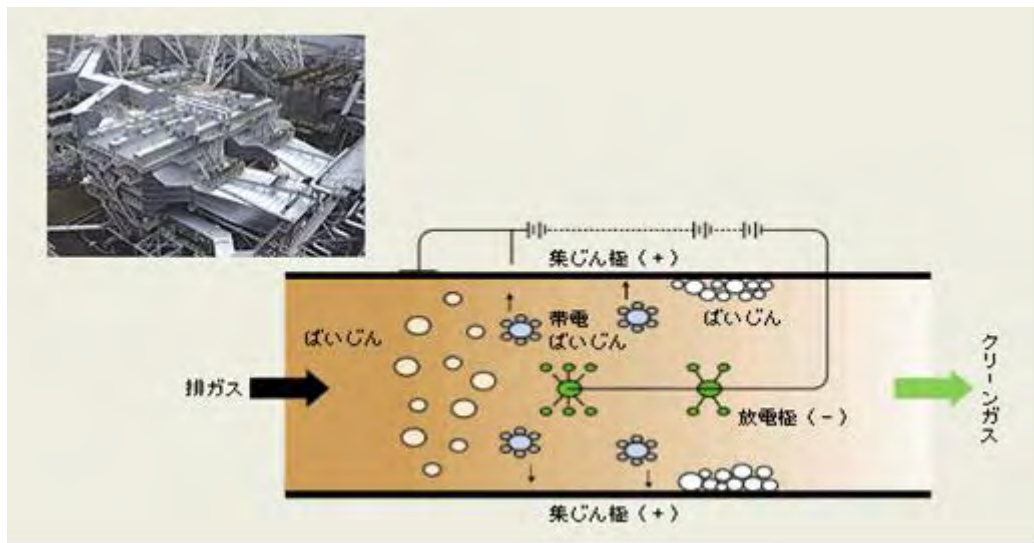
出所： 火力原子力発電協会

集塵機において集塵を行うのは細粒灰のフライアッシュである。集塵方法は物理的方法（重力、慣性力、遠心力、拡散力）と電気的方法（電気力）に大別できる。物理的方法で代表的であるのはバグフィルター（炉布）、サイクロン（遠心集塵機）、電気的方法で代表的なのは乾式電気集塵機（EP）、湿式 EP 等である。特に大型石炭火力ボイラでは EP が一般的である。

石炭灰フライアッシュは以下のような特徴を持っており、最新の EP はこれらの灰特性に対応し設計されている。

- 中位径(dp50)が 13~40 μ m 程度の径で重油灰フライアッシュに比べて大きい
- 付着性が強い
- 電気抵抗率が高く、電気式集塵機において逆電離が発生し再飛散しやすい

本マスタープランにおいては、使用炭種に合った設計の EP を導入し、石炭灰の大気飛散を最小限にすることとする。EP における集塵原理と実装例を以下に示す。



出所： 東京電力 HP

図 11-7 電気集じん機の概要

11.5.4 炭塵対策

石炭は貯蔵、輸送などの取扱に伴い炭塵が発生するため、こちらについても適切に対応することが重要となる。石炭取扱に伴う設備として下記のようなものがある。

表 11-2 炭塵対策設備

炭塵対策設備	使用箇所	備考
散水設備	貯炭場	自然発火対策を兼ねる
防風柵	貯炭場	—
密封コンベア	コンベア	異物混入対策を兼ねる
コンベア集塵機	コンベア乗換部、コールバンカ入口等	防爆対策

出所： PSMP 調査団

11.5.5 環境設備導入による目標値

以上のような環境設備の積極的な導入により得られるメリットとしては、以下のようなことが考えられる。

- 大気汚染物質の排出抑制により、公害の未然防止につながる
- 社会的認知度が高まり、開発推進の障害が抑制される
- 技術レベルの向上により、将来の積極的な最新技術導入につながる

11.6 「地域共存型」の発電所による社会的および経済発展への貢献

発電所は国の重要施設、国によっては軍事施設という位置づけの場合もあり、特殊設備として一般国民とは無関係であることが多い。しかしこのことで発電所の建設が国民から受け入れられなかったり、国民の不安を抱かれたりする原因となってしまう。

反面、日本においては、発電所は「地域共存型」を謳い、様々な方法で地元と一体となって認められている。このことにより、電力に対する国民の不安感を和らげ、社会における電力会社の位置づけも保たれ、電力開発も滞りなく進められる環境となっている。

よって、「バ」国においても、発電所の「地域共存」を進めるべきであり、本マスタープランにおける石炭火力発電所の建設においては具体的に以下のような思想を掲げる。

- 発電所敷地内の緑化率を高め、「みどりの発電所」とする。
- 発電所敷地内および近傍に、地域住民との共用施設として、公園やスポーツ施設を設け、住民に開放する。
- 発電所職員の住居は発電所近傍に配置し、発電所を中心とした「まち」を形成する。

地域共存を意識した発電所開発を行うことにより、発電所その他設備において地元住民に対する雇用機会の創出という効果も期待でき、このことは「バ」国の貧困削減対策の一助となすこともできると言える。

また、石炭火力発電所の環境設備からは副産物が生成される。具体的には、石炭灰（フライアッシュ、クリンカアッシュ）、脱硫装置からは石膏、排水処理装置からは汚泥等である。これらについては積極的に有効利用を行うこととする。現在最も一般的な有効利用方法はセメント原料であり、「バ」国は今後経済発展に伴い建物建設やインフラ整備でセメント需要は増大していくことが考えられるため、それに応えるべく原料供給元となることができ、石炭火力開発がこのような面においても「バ」国の経済発展に貢献することができることとなる。

第12章 最優先プロジェクトの選定

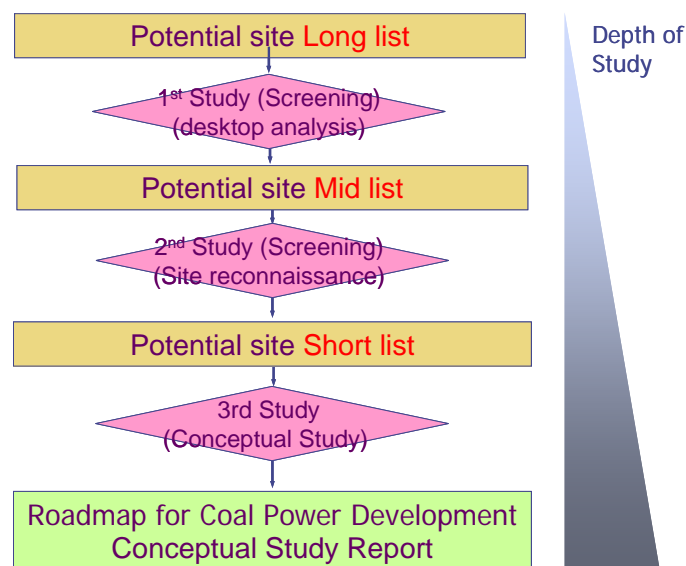
本章では、潜在的開発候補地点の中から、AHP 法の手法を用いて、高効率石炭火力発電所の最優先プロジェクト地点の選定を行った。最終的に、国内炭発電所として B-K-D-P 地点、輸入炭発電所として、Chittagong-South 地点と Meghnaghat 地点を、それぞれ最優先プロジェクト地点として選定した。以下に、選定経緯を示す。

12.1 最優先プロジェクトの選定フロー

マスタープランを具現化するに必要な石炭火力開発に係る開発地点の洗い出しを行い、これをプロジェクトのロングリストとする。

ロングリストの中から、選定基準大項目に基づき、さらに有望視される優先プロジェクトを選定し、これをミドルリストとする。なお、ミドルリストへの選定は原則机上検討とし、現地踏査地点を選定する上でのスクリーニングと位置づける。

ミドルリストの地点について、第2次現地調査以降、各専門家が選定基準小項目に基づき、原則として現地踏査を実施し、実現可能性の高い開発プロジェクトとして、最優先プロジェクトの選定を行い、これをショートリストとする。なお、最優先プロジェクトの選定に当たっては、C/P と協議を行い、後述の選定基準を設けた。図 12-1 に選定フロー図を示す。



出所：PSMP 調査団

図 12-1 優先プロジェクトの選定フロー

12.2 選定結果

「バ」国全土を対象にして策定した 2010 年から向こう 20 年間の最適な電力開発マスタープランを実現する上で、最も重要な役割を担う石炭火力開発については、潜在的開発候補地点の中から、日本国等による借款支援も視野に入れたうえで、技術的・経済財務的側面、環境社会配慮面からスクリーニングを行い、開発可能性の高い有望地点について優先順位を付け、ショートリストを作成した。

同リストで特に実現可能性が高いと判断された最優先プロジェクトについては、さらに、技術的、環境的、社会配慮、経済財務的観点から、プロジェクトの具現化に必要な技術協力に係る概略検討を実施した。

C/P と協議のうえ、石炭火力開発の潜在的候補地点として、下記に示す地点をロングリストとし、後述する選定手法に基づき、下表のとおり、ミドルリストおよびショートリストを選定した。

表 12-1 最優先プロジェクトの選定

No.	地点名	想定使用炭	ロングリスト	ミドルリスト	ショートリスト
1	Barapukuria	国内			
2	Phulbari	国内			
3	Khalaspir	国内			
4	Dighipara	国内			
5	Jamalganj	国内			
6	Kuchma	国内			
7	Bheramara	国内／輸入			
8	Chittagong	輸入			
9	Cox's Bazar	輸入			
10	Mongla	国内／輸入			
11	Khulna	輸入			
12	Meghnaghat	輸入			
13	Zajira	輸入			
14	Maowa	輸入			
15	Chandpur	輸入			
16	Matarbari	輸入			

出所：PSMP 調査団

12.3 AHP法による選定プロセス

12.3.1 選定項目

プロジェクトの選定においては、各評価項目の重み付け、および各プロジェクト間の点数付けにより客観的な評価ができるよう、階層化意志決定法であるAHP（Analytic Hierarchy Method）手法を用いた。AHP 手法を使用して、意思決定を行う際に、最も重要となることは評価基準の選定である。評価基準としては、それぞれが独立である（他の評価項目に影響を与えない）項目を選定する必要がある。その上で、それらの評価項目について、評価項目どうしの重要度

を比較することにより、重要度の重み付けを行う。これにより、どの評価項目がどの程度重要であるかを決定する。石炭火力開発の潜在的候補地点であるロングリストを起点とし、表12-2に示す選定項目に基づき、ミドルリストおよびショートリストの選定を行う。

表 12-2 評価項目（大項目および小項目）

		検討項目	
大項目		小項目	
A	燃料確保	1	燃料の輸送
		2	港湾設備
B	建設容易性	1	用地の取得
		2	機器の搬入
		3	水害履歴、洪水による発電所水没回避
		4	地形、地質
C	運用性	1	冷却用水の確保
		2	灰処理
D	経済性	1	接続可能な既設送電線との距離
		2	プロジェクトコスト
E	地域需給バランス	1	系統上有利な地点
F	先方ニーズ	1	「バ」国側ニーズの高さ
G	ドナー動向	1	国際開発金融機関の開発優先度、計画有無（実現可能性）
H	環境的影響	1	大気汚染
		2	水質汚濁
		3	土壌汚染
		4	底質汚染
		5	騒音・振動
		6	悪臭
		7	廃棄物
		8	地盤沈下
		9	地理的特徴
		10	生物・生態系
		11	水利用
		12	事故
		13	地球温暖化
I	社会的影響	1	非自発的住民移転
		2	雇用・生計手段等の地域経済
		3	貧困層・先住民族・少数民族
		4	被害と利益の偏在
		5	地域内の利害対立
		6	ジェンダー
		7	子どもの権利
		8	土地利用や地域資源利用
		9	社会資本関係や地域の意思決定機関等の社会組織
		10	既存の社会インフラや社会サービス
		11	文化遺産
		12	Human Immunodeficiency Virus and Acquired Immune Deficiency Syndrome (HIV/AIDS)等の感染症

出所：PSMP 調査団

12.3.2 評価項目の重み付け

AHP法の最大の特徴が一対比較である。重要度の判定にあたっては、全ての評価項目や全ての候補案を一遍に比較するのではなく、それぞれの評価項目やそれぞれの候補案どうしを比較（一対比較）することにより重要度の重み付けを行う。このように、二つを比較してどちらがどの程度重要であるかを判定するため、容易に比較を実施することが可能であり、重要度の重み付けも容易に実施できる。本検討においては、下表に示すとおり、AHP手法を用いて各評価項目の重み付けを行った。

表 12-3 AHP手法による大項目の重み付け

	大項目	A	B	C	D	E	F	G	H	I	幾何平均	重要度	配点
A	燃料確保	1	2	2	2	2	2	2	1	2	1.7145	0.1818	18.15
B	建設容易性	1/2	1	1	1	1	1	1	1/2	1	0.8572	0.0909	9.10
C	運用性	1/2	1	1	1	1	1	1	1/2	1	0.8572	0.0909	9.10
D	経済性	1/2	1	1	1	1	1	1	1/2	1	0.8572	0.0909	9.10
E	地域需給バランス	1/2	1	1	1	1	1	1	1/2	1	0.8572	0.0909	9.10
F	先方ニーズ	1/2	1	1	1	1	1	1	1/2	1	1.7145	0.1818	18.15
G	ドナー動向	1/2	1	1	1	1	1	1	1/2	1	0.8572	0.0909	9.10
H	環境的影響	1	2	2	2	2	2	2	1	2	0.8572	0.0909	9.10
I	社会的影響	1/2	1	1	1	1	1	1	1/2	1	0.8572	0.0909	9.10
合計													100

出所：PSMP調査団

12.4 第1次スクリーニング (机上検討)

ロングリストからミドルリストへの選定結果（第1次スクリーニング）を表 12-4に示す。各側面を総合的に判断・比較した結果、候補地点 16 箇所より、AHP法による総合点が 5 点以上の評価地点になった、Barapukuria、Khalaspir、Dighipara、Phulbari（以上国内炭候補地）、Chittagong、Cox's Bazar、Mongla、Khulna、Meghnaghat、Zajira、Maowa、Matarbari（以上輸入炭候補地）をミドルリストとして絞り込んだ。なお、各項目の評価の詳細についてはAppendix参照のこと。

表 12-4 AHP 法による第1次スクリーニング評価結果

		A	B	C	D	E	F	G	H	I		
		燃料確保	建設 容易性	運用性	経済性	地域需給 バランス	先方 ニーズ	ドナー 動向	環境的 影響	社会的 影響	合計	順位
No.	Site Name	18.15	9.10	9.10	9.10	9.10	18.15	9.10	9.10	9.10		
1	Barapukuria	0.0516	0.0939	0.0250	0.0625	0.0960	0.0627	0.0417	0.0696	0.0306	5.8892	11
2	Phulbari	0.0516	0.0939	0.0425	0.0625	0.0960	0.0627	0.0417	0.0696	0.0306	6.0485	9
3	Khalaspir	0.0890	0.0939	0.0425	0.0625	0.0960	0.0627	0.0417	0.0696	0.0583	6.9801	5
4	Dighipara	0.0516	0.0939	0.0425	0.0625	0.0960	0.0627	0.0417	0.0696	0.0583	6.3010	6
5	Jamalgonj	0.0144	0.0939	0.0425	0.0625	0.0960	0.0627	0.0417	0.0188	0.0306	4.9122	13
6	Kuchma	0.0144	0.0939	0.0425	0.0625	0.0960	0.0627	0.0417	0.0188	0.0306	4.9122	14
7	Bheramara	0.0144	0.0120	0.0250	0.0625	0.0516	0.0627	0.0417	0.0214	0.0583	3.8792	16
8	Chittagong	0.0906	0.0512	0.0820	0.0625	0.0287	0.1210	0.1250	0.1217	0.1713	9.6864	1
9	Cox's Bazar	0.0529	0.0512	0.0820	0.0625	0.0287	0.0319	0.0417	0.0235	0.1047	5.1279	12
10	Mongla	0.0906	0.0512	0.0820	0.0625	0.0516	0.0319	0.0417	0.0650	0.0583	5.9760	10
11	Khulna	0.0906	0.0512	0.0820	0.0625	0.0516	0.0627	0.1250	0.1247	0.1047	8.2580	2
12	Meghnaghat	0.0906	0.0512	0.0820	0.0625	0.0516	0.0627	0.1250	0.1288	0.0583	7.8737	3
13	Zajira	0.0906	0.0512	0.0820	0.0625	0.0516	0.0627	0.1250	0.0643	0.0583	7.2869	4
14	Maowa	0.0906	0.0512	0.0820	0.0625	0.0516	0.0627	0.0417	0.0643	0.0306	6.2761	7
15	Chandpur	0.0270	0.0147	0.0820	0.0625	0.0287	0.0627	0.0417	0.0188	0.0583	4.4188	15
16	Matarbari	0.0890	0.0512	0.0820	0.0625	0.0287	0.0627	0.0417	0.0514	0.0583	6.1738	8

出所：PSMP 調査団

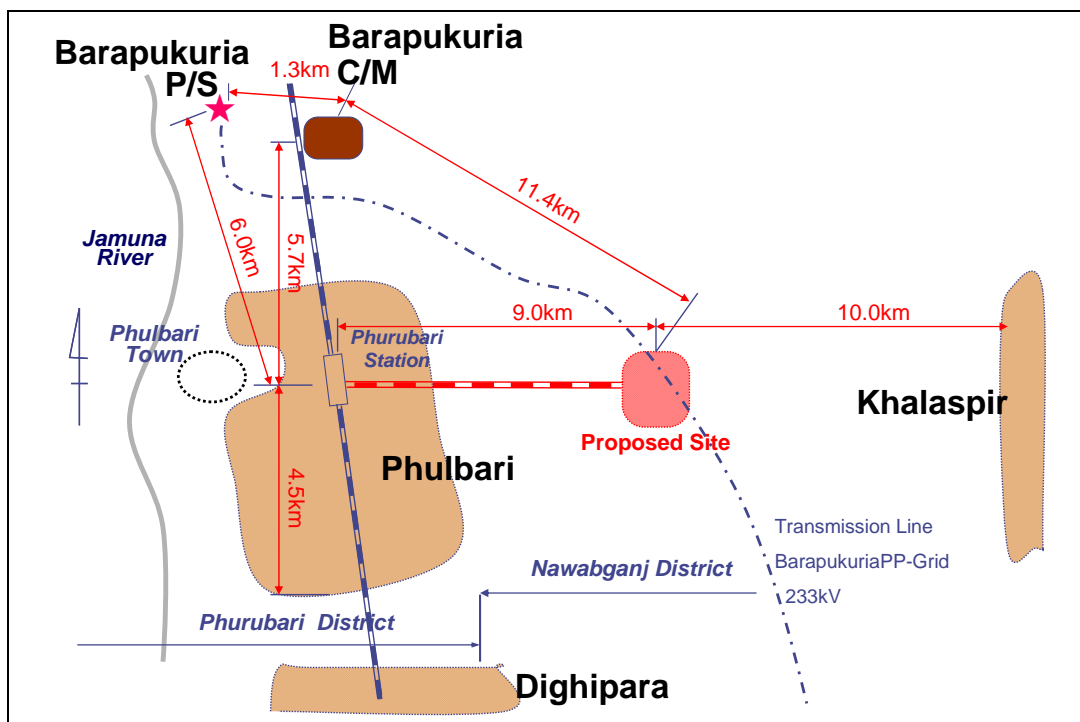
12.5 第2次スクリーニング（現場踏査）

ロングリスト 16 箇所から、第1次スクリーニングによって選ばれた、以下に示す 12 地点全ての地点について、第2次スクリーニングを行う目的で、現場踏査を実施した。

12.5.1 現場踏査

(1) 国内炭火力発電所候補地点

Barapukuria, Phulbari, Khalaspir, Dighipara の4地点。なお、この4地点は隣接していることから、本マスタープランにおいては、石炭火力の候補地点としては「B-K-D-P 地点」として扱う。



B-K-D-P 地点		
		
候補地	近傍河川	Barapukuria 炭鉱

出所：PSMP 調査団

図 12-2 B-K-D-P 地点の位置と現場写真

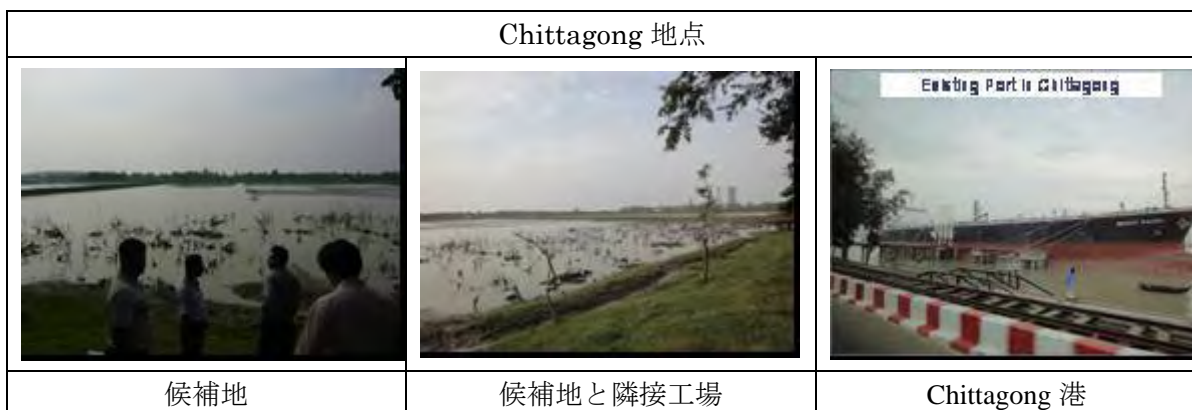
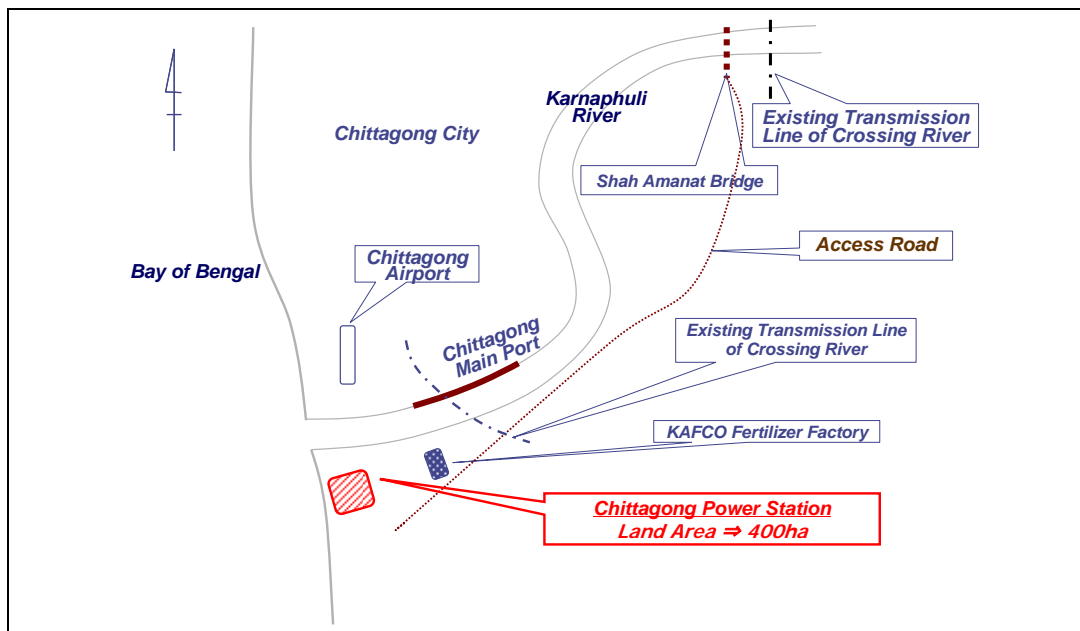
唯一既存の炭鉱である Barapukuria の他、3 地点は将来の炭鉱開発の有力地点である。これらの地点は地理的にも密接であり、これらからほぼ等しい距離の地点に国内炭発電所を開発して、どこからも燃料を調達できるようにするのが有利と考えられる。

(2) 輸入炭火力発電所候補地点

Chittagong (south も含む), Cox's Bazar (Sonadia も含む), Matarbari, Khulna, Mongla, Meghnaghat, Zajira, Maowa の 8 地点に対して現場踏査を行った。

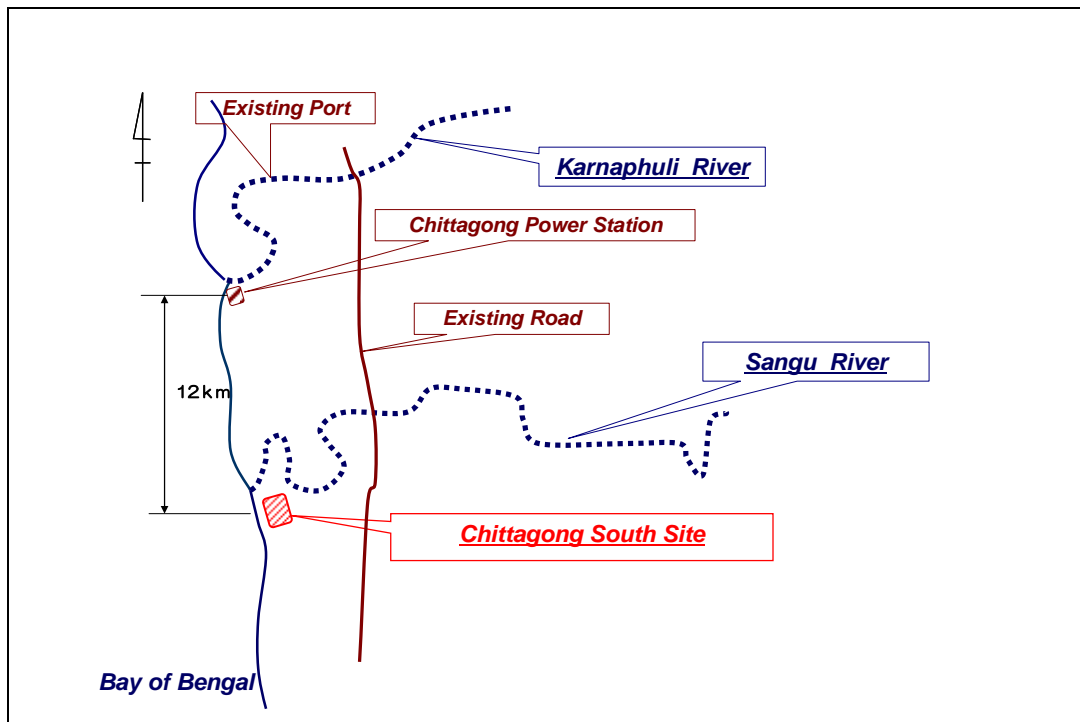
(a) Chittagong

「バ」国最大の貿易港があり、輸入炭発電所としては最有力候補と考えられる。「バ」国のニーズも高く、最優先で開発すべきである。



出所：PSMP 調査団

図 12-3 Chittagong 地点の位置と現場写真



Chittagong South 地点		
		
Sangu River	候補地	候補地

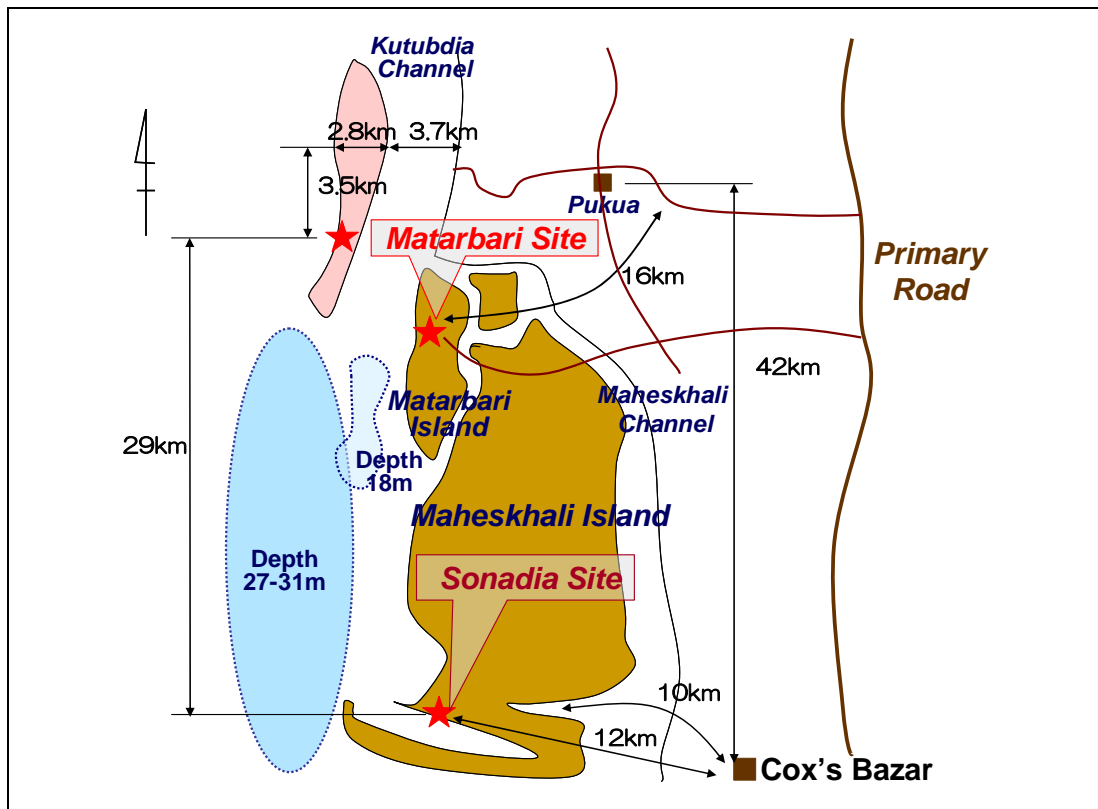
出所：PSMP 調査団

図 12-4 Chittagong South 地点の位置と現場写真

Chittagong の発電所候補地としては、貿易港近傍の Anwara 地区と、約 20km 程南に位置する Sangu 地区の 2ヶ所ある。Anwara 地区については、「バ」国政府により既に石炭火力発電所の計画が始まっているため、本マスタープランにおいては Sangu 地区を「Chittagong South」として候補地点とする。

(b) Cox's Bazar(含む Sonadia), Matarbari

Cox's Bazar は沿岸に広大な敷地が広がり、世界最長のビーチを持つリゾート地である。海を挟んで対面の Sonadia 島は、近辺に水深の深いエリアがあるため、大水深港湾 (Deep Sea Port) の開発予定地となっており、経済的發展も秘めている地域である。



Cox's Bazar 地点		
砂浜	海岸近くの道路	位置の確認
Matarbari 地点		
候補地 (湿地帯)	候補地	候補地

出所：PSMP 調査団

図 12-5 Cox's Bazar, Matarbari, Sonadia 地点の位置と現場写真-1



出所：PSMP 調査団

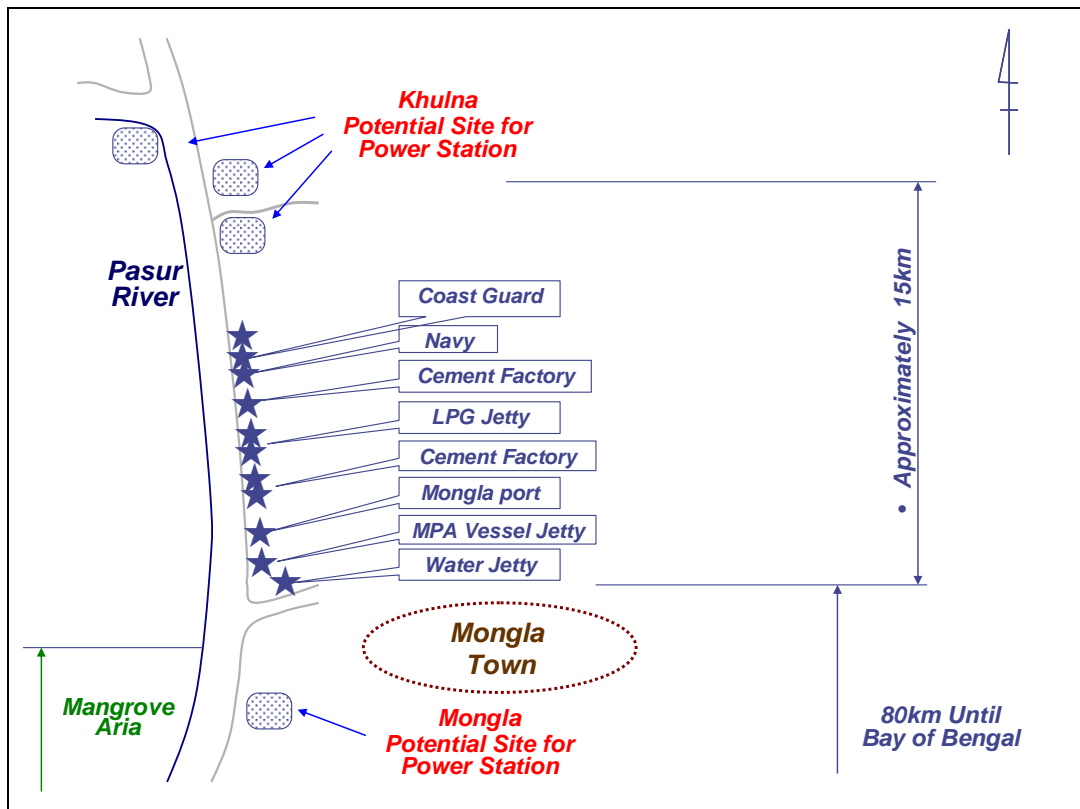
図 12-6 Cox's Bazar, Matarbari, Sonadia 地点の位置と現場写真-2

Cox's Bazar は、リゾート地であるばかりでなく、国家環境保護地域にも指定されており、発電所等の開発には困難を要する。

Sonadia および Matarbari は、近傍の海域が深く、大深港湾 (Deep Sea Port) として開発に適する地点である。陸地にも十分な土地を確保することが可能で、輸入炭火力およびコールセンターを建設することにより、効率的な石炭輸送にも繋がる。ただし Sonadia は Cox's Bazar に近いため、発電所の開発には適さない。

(c) Khulna, Mongla

「バ」国第二の貿易港である Mongla と、そこから約 15km 上流の位置にある Khulna は、Mongla へ届く輸入炭を使用する前提での候補地である。



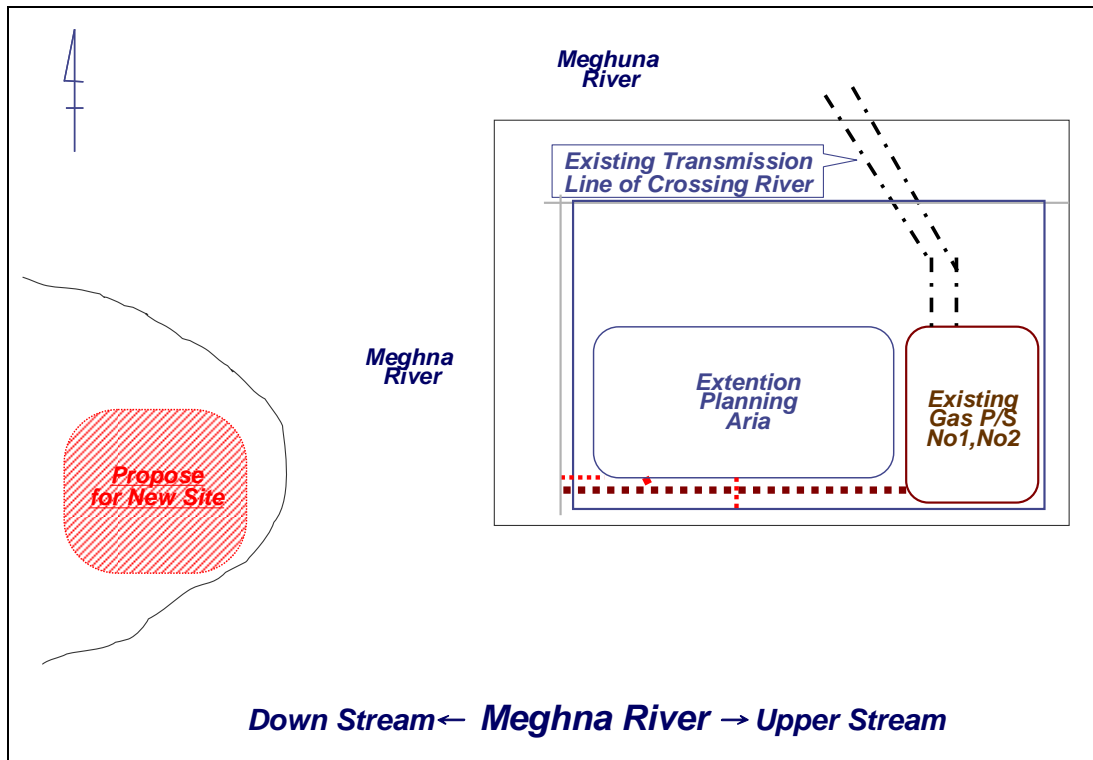
出所：PSMP 調査団

図 12-7 Khulna, Mongla 地点の位置と現場写真

Khulna は Mongla と違い環境保護区域に指定されていないため、開発が比較的容易である。輸入炭を内航船で運ぶのに比べて調達が容易であり、優先的に開発すべき地点と言える。そのため「バ」国政府は既に 2016 年運転開始を目標に石炭火力発電所の開発を計画している。

(d) Meghnaghat

ダッカから約 20km と近く、負荷センターへの電源として適した地点である。既に天然ガス発電所 (IPP 450MW) が運転中であり、送電条件も有利である。



Meghnaghat 地点		
		
既設送電線	既設 IPP 発電所	Meghna River

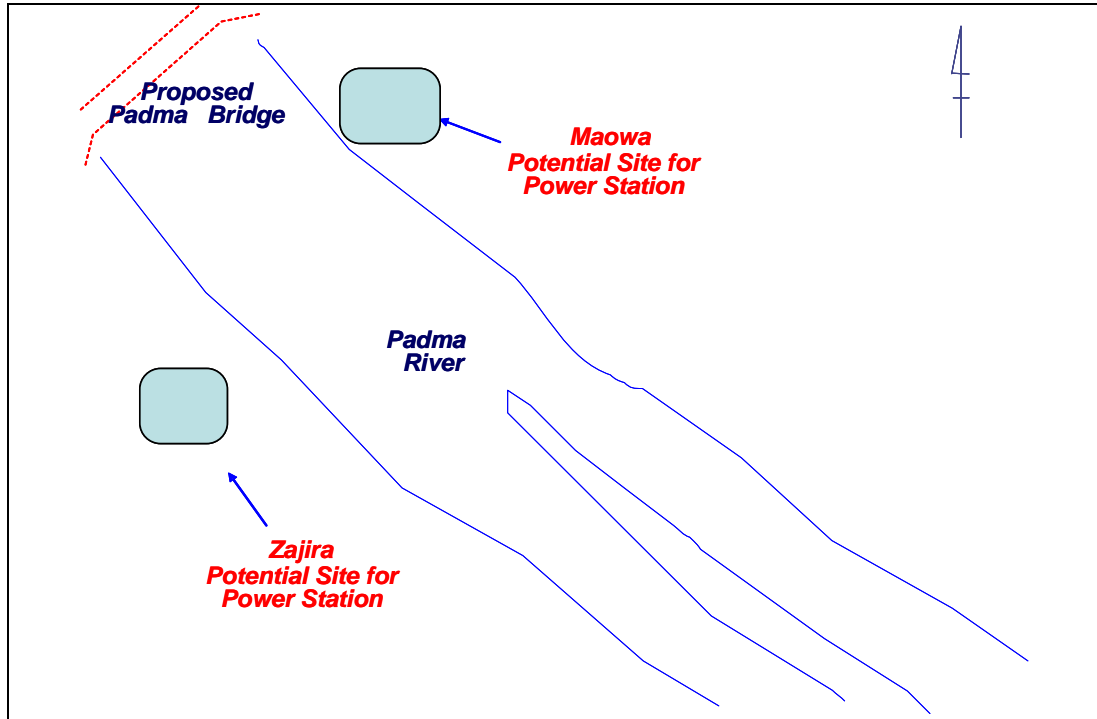
出所： PSMP 調査団

図 12-8 Meghnaghat 地点の位置と現場写真

既設天然ガス発電所（IPP）に隣接して十分な土地が確保可能。既設と同様川からの取放水により冷却水が確保される等好条件。既設発電所も増設の計画があり、高圧送電線の増設も計画されているため送電条件も有利。石炭調達は浅い川による二次輸送となるが、それさえ確保できればかなり早く開発可能な地点と言える。

(e) Zajira、Maowa

Padma River に建設予定の Padma Bridge の近傍エリア。石炭は Padma River を船にて輸送することとなる。



Maowa 地点		
		
フェリーより候補地点を臨む	フェリーより候補地点を臨む	候補地点近傍

Zajira 地点		
		
候補地点	候補地点	候補地点川岸

出所： PSMP 調査団

図 12-9 Maowa および Zajira 地点の位置と現場写真

川の両岸に向かい合った同地点は、人家およびフェリー埠頭が隣接されており、発電所開発のためには周辺再開発も必要であるが、地点としては十分な土地が確保可能。

12.5.2 スクリーニング結果

第2次現地調査の結果から評価した第2次スクリーニング結果を以下に示す。
また、それぞれの地点を燃料調達の方法から特徴別に表すと、以下のようになる。

表 12-5 第2次スクリーニング結果（優先順位順）

優先順位	地点	国内炭	輸入炭	
			外航船直接受入	二次輸送（コールセンター経由）
1	Chittagong		○	
2	Khulna		○	
3	Meghnaghat			○
4	B-K-D-P	○		
5	Matarbari		○	
6	Zajira			○
7	Maowa			○
8	Cox's Bazar		○	

出所：PSMP 調査団

12.5.3 最優先プロジェクトの選定

第2次スクリーニングの結果、優先順位としては、Chittagong、Khulna、Meghnaghat、B-K-D-P、Matarbari、Zajira、Maowa、Mongla、Cox's Bazar の順となった。ここから、本調査における最優先プロジェクトを選定することとしたが、優先プロジェクトの目的が、今後「バ」国が自国で石炭火力開発を推進していくための土台作りである、という位置づけを鑑み、単純に優先順位のみでの判断とせず、以下の考え方に基づいた。

- 国内炭を優先開発するという国家政策に基づき、国内炭を主に使用する発電所としての候補地点を含めること
- 輸入炭を使用する発電所としては、燃料輸送方法が異なる（つまり内航船による二次輸送が伴うか伴わないか、後者はコールセンター機能が含まれる）種類の地点があるので、それぞれから1地点ずつ選定すること

以上の考え方から、以下の地点を最優先プロジェクトとして選定した。

- Chittagong-South
Chittagong は優先順位1位の地点であり、外航船の港湾設備を整備可能であるので、コールセンター機能付き発電所地点として検討する
- Meghnaghat
優先順位3位と上位であり、外航船が着岸不可能な輸入炭発電所候補地として最優先のため、二次輸送の伴う輸入炭使用発電所地点として検討する
- B-K-D-P 地点
全体の優先度は低いが、国内炭使用の山元発電所地点として検討する

表 12-6 AHP 法による第2次スクリーニング評価結果

項目	配点	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		B-K-D-P	Chittagong	Cox's Bazar	Mongla	Khulna	Meghnaghat	Zajira	Maowa	Matarbari	
		国内	輸入	輸入	輸入	輸入	輸入	輸入	輸入	輸入	
A 燃料確保											
1	燃料の輸送	12.1	0.1200	0.1200	0.0400	0.1200	0.1200	0.1200	0.1200	0.1200	0.1200
2	港湾設備	6.05	0.0276	0.1793	0.0638	0.1793	0.1793	0.0638	0.0638	0.0638	0.1793
B.建設容易性											
1	用地の取得	3.03	0.1065	0.1150	0.0550	0.1065	0.1065	0.1910	0.1065	0.1065	0.1065
2	機器の搬入	1.52	0.0625	0.1250	0.0625	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250
3	水害履歴	1.52	0.1538	0.0769	0.0769	0.0769	0.0769	0.1538	0.1538	0.1538	0.0769
4	地形、地質	3.03	0.1043	0.1043	0.1043	0.1043	0.1043	0.1656	0.1043	0.1043	0.1043
C 運用性											
1	冷却水の確保	6.8	0.0588	0.1176	0.1176	0.1176	0.1176	0.1176	0.1176	0.1176	0.1176
2	灰処理	2.3	0.1561	0.1561	0.0691	0.0393	0.1147	0.0631	0.1338	0.1338	0.1338
D 経済性											
1	接続可能な既設送電線との距離	6.07	0.1361	0.1361	0.0703	0.1361	0.1361	0.1361	0.1361	0.0426	0.0703
2	プロジェクトコスト	3.03	0.2172	0.1195	0.1195	0.1195	0.1195	0.0617	0.0617	0.0617	0.1195
E 地域需給バランス											
1	系統上有利な地点	9.1	0.1251	0.1251	0.0422	0.0422	0.1251	0.2214	0.0688	0.1251	0.1251
F 先方ニーズ											
1	「バ」国側ニーズの高さ	18.15	0.1898	0.1898	0.0396	0.0396	0.1898	0.1107	0.0649	0.0649	0.1107
G ドナー動向											
1	国際開発金融機関の開発優先度・計画有無	9.1	0.0588	0.1765	0.0588	0.0588	0.1765	0.1765	0.1765	0.0588	0.0588
H 環境的影響											
1	大気汚染	0.91	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111
2	水質汚濁	0.91	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111
3	土壌汚染	0.45	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111
4	底質汚染	0.45	0.2727	0.0909	0.0909	0.0909	0.0909	0.0909	0.0909	0.0909	0.0909
5	騒音・振動	0.48	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111

項目	配点	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		B-K-D-P	Chittagong	Cox's Bazar	Mongla	Khulna	Meghnaghat	Zajira	Maowa	Matarbari	
		国内	輸入	輸入	輸入	輸入	輸入	輸入	輸入	輸入	
6	悪臭	0.41	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
7	廃棄物	0.48	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
8	地盤沈下	0.96	0.0244	0.1220	0.1220	0.1220	0.1220	0.1220	0.1220	0.1220	
9	地理的特徴	0.77	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
10	生物・生態系	0.96	0.1304	0.1304	0.0435	0.0435	0.1304	0.1304	0.1304	0.1304	
11	水利用	0.96	0.0244	0.1220	0.1220	0.1220	0.1220	0.1220	0.1220	0.1220	
12	事故	0.45	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
13	地球温暖化	0.91	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
I 社会的影響											
1	非自発的住民移転	0.98	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
2	雇用・生計手段等の地域経済	0.78	0.0769	0.1538	0.1538	0.1538	0.1538	0.0769	0.0769	0.0769	
3	貧困層・先住民・少数民族	1.04	0.0769	0.1538	0.1538	0.1538	0.1538	0.0769	0.0769	0.0769	
4	被害と利益の偏在	0.59	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
5	地域内の利害対立	0.59	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
6	ジェンダー	0.52	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
7	子どもの権利	0.52	0.0400	0.1200	0.1200	0.1200	0.1200	0.1200	0.1200	0.1200	
8	土地利用や地域資源利用	0.83	0.2000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	
9	社会資本関係や地域の意思決定機関等の社会組織	0.65	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
10	既存の社会インフラや社会サービス	0.93	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
11	文化遺産	0.93	0.2603	0.0879	0.0879	0.0475	0.1649	0.0879	0.0879	0.0879	
12	HIV/AIDS等の感染症	0.74	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	0.1111	
合計			12.0090	14.1490	6.9717	9.1832	14.0996	12.8948	10.3968	9.2700	11.0259
順位			4	1	9	8	2	3	6	7	5

出所：PSMP調査団

第13章 港湾設備の概略検討

13.1 検討対象

石炭火力発電所の開発可能量および開発スケジュールは、下図に示すとおり、国内炭は国内炭鉱開発・生産シナリオから計画が策定され、輸入炭は世界の石炭需給動向を考慮した調達シナリオと、それらを受け入れる港湾設備の建設計画、すなわち受け入れ能力との関係から決定される。本章では、そのうち特に、「バ」国の輸入炭火力発電所において使用され得る石炭の調達に際し重要となる港湾設備の概略検討について論ずることとする。

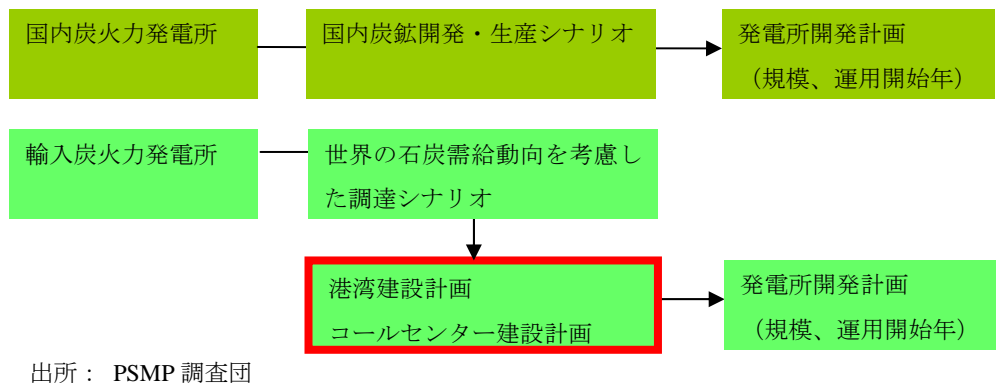


図 13-1 港湾建設と発電所開発計画との関係

13.2 大水深港湾マスタープランの概要

「バ」国政府海運省 (Ministry of Shipping) は 2006 年、将来の輸出加工型産業発展のために欠かせない開発の一つとして、大水深港湾 (Deep Sea Port) 開発についての FS を実施した。その内容としては、全体的に水深の浅いベンガル湾の中で、将来的に大水深港湾として開発できそうな地点を候補地点として選定し、現地調査や技術的、経済的分析評価を行い、最終的に Sonadia (Cox's Bazar 北側の砂島) を最有力候補地点とし、具体的な計画 (年間貨物取扱量約 3,000 万 t、プロジェクト総額約 5,000 億円、2055 年最終完成) を立てている。

本調査において、燃料センターとしての最適地について検討するために、この Deep Sea Port FS における港湾候補 5 地点を踏査した。

13.3 コールセンター化構想

第 12 章において選定した発電所候補地点においては、候補地点は一部を除き輸入石炭輸送船が直接着岸できる水深を確保できない地点となった。そのため、本マスタープランにおいては、輸入炭供給の方法としては我が国でも豊富な例があるコールセンター方式を提案することとした。以下にコールセンターについて、および本マスタープランにおける適用案について概略を述べる。

13.3.1 地点選定の考え方

コールセンター候補地点の条件としては、

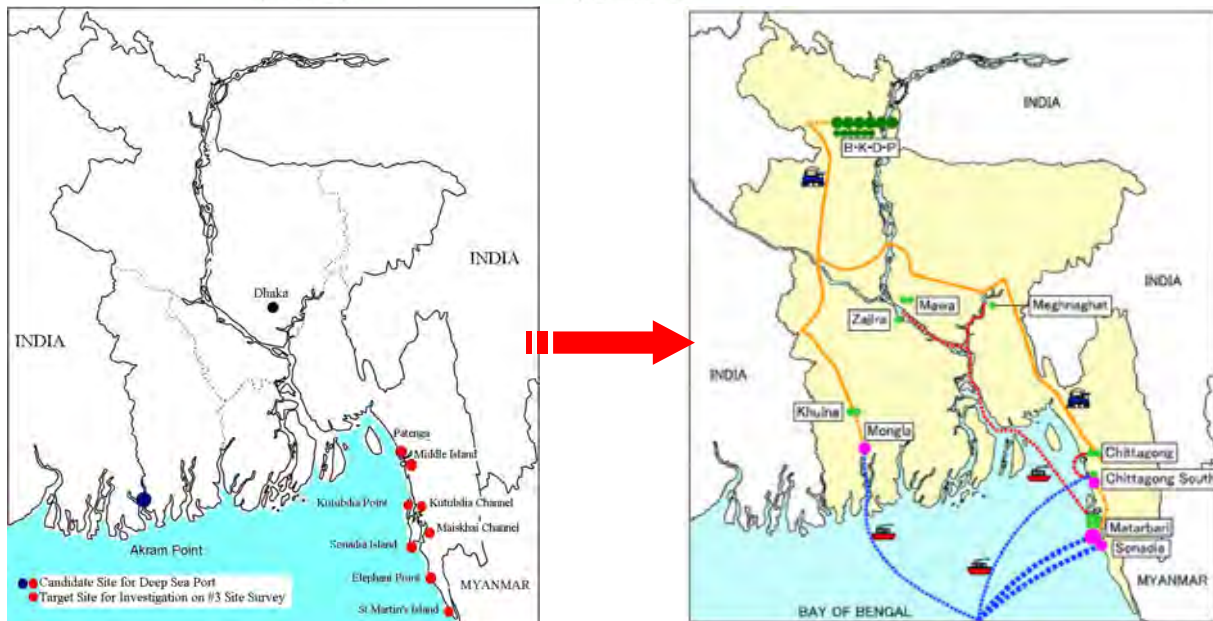
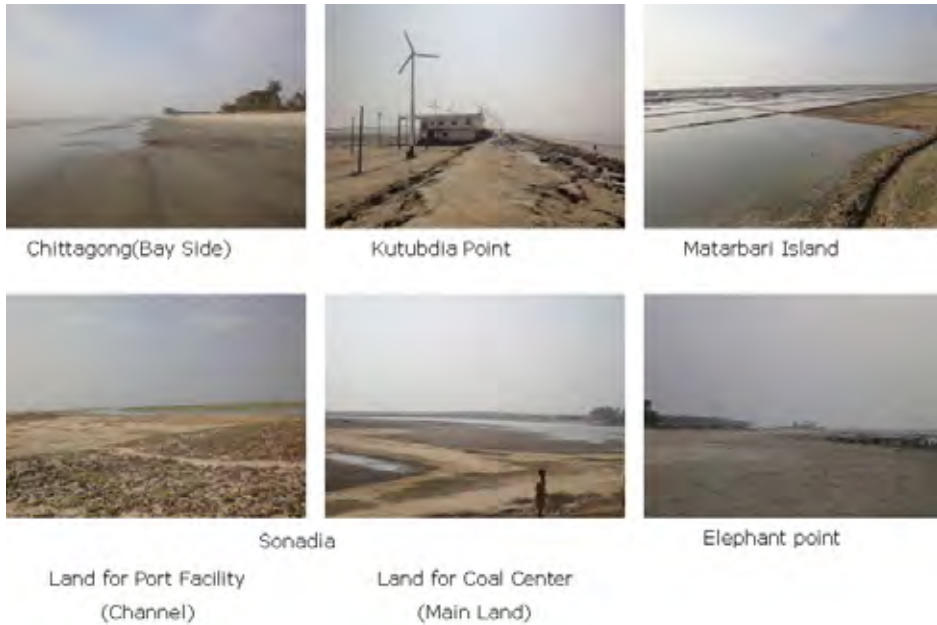
- 輸入石炭輸送船 (外航船) が着船できること

■ 貯炭場を確保できる十分な面積があること、
が挙げられる。

コールセンターを単独で設けて各発電所へ輸送するより、発電所の貯炭場を大きめに確保して
コールセンター機能を持たせる方が合理的かつ経済的であるため、発電所候補地点のうちコー
ルセンターとしても候補地点となりうる地点を優先的に選定することとした。

13.3.2 現場踏査の実施

以下に示す5地点について現場踏査を実施した。



大水深港湾マスタープランにおける港湾候補地点

本マスタープランにおける港湾候補地点

出所： PSMP 調査団

図 13-2 港湾建設と発電所開発計画との関係

現場調査の結果、商業港として開発する方針が決定している Sonadia 地点および Matarbari 地点を、また、外航船の着岸が可能な Chittagong South 地点ならびに、Khulna 発電所のための中継点という位置づけとして、Mongla 地点を本マスタープランにおける燃料センター化構想の候補地とした。各コールセンターの取扱量は下表に示すとおりである。

表 13-1 コールセンターと供給先発電所の対応

コールセンター	発電所 (必要石炭量)
Mongla 地点	Khulna (350 万 t/年)
Chittagong South 地点	Chittagong (350 万 t/年) Chittagong South (175 万 t/年)
Matarbari 地点	Meghnaghatt (350 万 t/年) Matarbari (700 万 t/年)
Sonadia 地点	Mawa (350 万 t/年) Zajira (175 万 t/年)

出所：PSMP 調査団

13.3.3 石炭輸送体制の検討

石炭の輸送に関しては、コールセンターから他発電所へは、内航船による輸送を基本として計画する。その際には、ベンガル湾の海象条件により内航船運航のオペラビリティが影響するため、十分な考慮が必要である。

ベンガル湾はモンスーンの影響で年間のうち3～4ヶ月間は内航船運航不可能な日が多くなる。発電所運用を考慮するためには、内航船が運航できない時でも必要な石炭を確保できるよう、貯炭場容量の設定等が必要になる。





13.3.4 石炭輸送に用いる船舶の検討

現在既に海外貿易港として運用されている Chittagong は、最低水深が 8～9m と比較的浅く、Chittagong 港湾局にて入港船の大きさが全長 186m 以内と定められている。また Mongla 港も水深は 8m 前後である。これらの条件に適応する石炭輸送船としては、28,000t 級の船舶と考えられる。

一方、大水深港湾として建設される燃料センターにおいては、より大きな船舶の入港が可能になると考えられ、50,000t 級の石炭輸送船の入港も実現できると考えられる。参考までに、インドの Paradip 港は 1962 年に人工的に建設された港湾であり、石炭の受入れも行っているが、水深は 15m あり 80,000t 級の石炭輸送船が入港している。

内航船については、「バ」国内陸水運局 (Bangladesh Inland Water Transport Authority) によると、ベンガル湾および国内河川の船舶航行に関して、海象条件により航行可能レベルを設定しており、最も条件の悪い区域の航行可能な内航船の大きさは 5,000t までとなっている。本マスタープランにおいて計画する石炭の内航船輸送の経路にもそのような区域が含まれるため、内航船としては 5,000t の輸送船を設定する。「バ」国において石炭輸送に用いる可能船舶の概要は下表に示すとおりである。

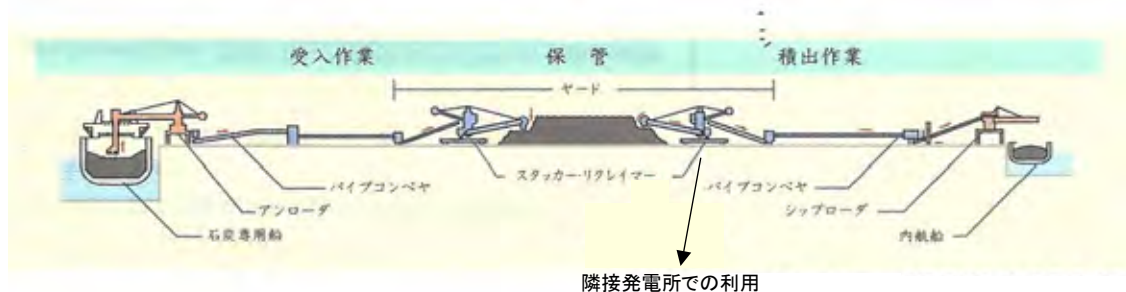
表 13-2 石炭輸送船一覧

船舶写真例	船種	載荷重量	全長	喫水
	外航船1 (豪州・インドネシア ～バングラデシュ)	5万t級	約190m	12m程度
	外航船2 (豪州・インドネシア ～バングラデシュ)	2.8万t級	約170m	7m程度
	内航船	5千t級	約90m	5m程度
	内航船 (バージ船)	1万t級	約80m	2m程度

出所：PSMP調査団（写真は各社ウェブサイトより）

13.3.5 容量と必要地点数の検討

コールセンターの容量については、現在日本最大のコールセンターの規模（貯炭場容量250万t、年間取扱量625万t）から考えて、最大でも貯炭場容量100～200万t、年間取扱量300～400万tとするのが現実的であると思われる。この前提条件で、実際に必要な輸入炭石炭火力の規模に見合うようにコールセンターを設置すればよいが、2030年までにおいては2～3ヶ所が現実的であると思われる。それぞれのコールセンターに発電所も隣接し（発電所にコールセンター機能を持たせる形）、コールセンターより運搬する先の発電所と同等規模の発電所を設けるとすれば、1セットでの取り扱いが年間600～800万t、コールセンター3ヶ所分で約2,400万t程度が輸入炭全体の最大取扱量であると考えられる。



出所：出光興産（株）パンフレット

図 13-3 コールセンターの役割

13.3.6 バース数の検討

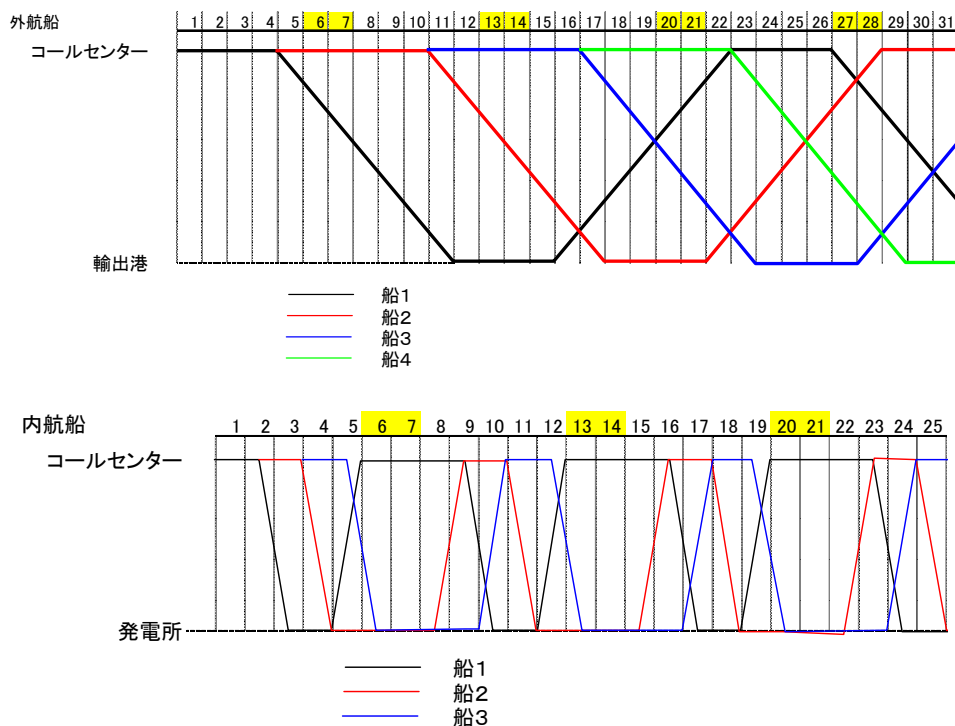
必要バース数を算出するために、1バースあたりの年間最大荷役量を、以下のような方法で算出した。外航船、内航船それぞれにおいて、バースでの作業工程所要時間および航行時間、つまり運行スケジュールを以下の通り設定した。

表 13-3 石炭輸送船の作業所要時間

	外航船	内航船		
バースでの 作業工程	・入港準備・着棧	0.3日	・入港準備・着棧	0.3日
	・荷役準備・通関	0.7日	・荷役準備	0.1日
	・荷役	2.5日	・荷役	1日
	・片づけ・離棧	0.5日	・片づけ・離棧	0.1日
	合計	4日	合計	1.5日
航行時間	インドネシア ～ バングラデシュ	7日	コールセンター ～ 発電所	1日

出所：PSMP 調査団

これを基に船の運航をシミュレーションすると図 13-4のように表される。ただし休日はバースの作業はなしとした。



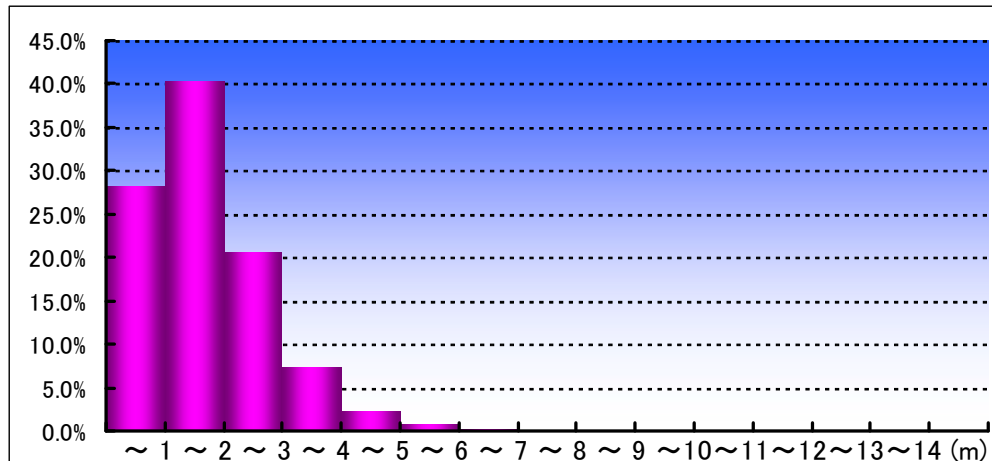
出所：PSMP 調査団

図 13-4 石炭輸送船の運航シミュレーション

13.3.7 ベンガル湾の波高データの解析

理論上は、年間平日日数=52週間×5日=260日より、外航船は $260 \div 4 = 65$ 隻、内航船は $260 \div 1.5 = 173$ 隻入港できることになる。しかし実際には天候不良による入港不能、運行遅延、労働者ストライキによる作業停止のリスクを加味する必要がある。

天候不良リスクについて、ベンガル湾の波高データの集計結果を下図に示す。



出所： The Global Wave Statistics

図 13-5 ベンガル湾の波高データ

13.3.8 1バースあたりの年間入港隻数

一般的な船舶会社の運行基準を基に、波高 3m 以上で入出港不能と設定し、年間での運行不能リスクを 10%とした。また、その他の航行遅延リスクとして、年間 3%とした。労働者ストライキについては、年間 7日程度発生するとし 2%とした。以上を基に計算した結果を下表に示す。

表 13-4 1バースあたりの年間入港隻数

	外航船	内航船
理論年間船数	平日 $52 \times 5 = 260$ 日	平日 $52 \times 5 = 260$ 日
	$260 \text{ 日} \div 4 \text{ 日} = 65$ 隻	$260 \text{ 日} \div 1.5 \text{ 日} = 173$ 隻
波高による入出港不能リスク	10%	10%
航行遅延リスク	3%	3%
港湾労働者ストライキリスク	2%	2%
合計リスク	15%	15%
リスク込年間船数	$65 \text{ 隻} \times 85\% = 55$ 隻	$173 \text{ 隻} \times 85\% = 147$ 隻

出所： PSMP 調査団

13.3.9 1バースあたりの年間輸送可能石炭量

石炭船への積載量は、DWT で表される公称値は積み荷の他燃料、飲料水を含んでいること、および積載ロスを考慮し、積載リスクを 5%とすると、1バースで年間輸送可能な石炭量は、船のサイズ毎に下表のようになる。

表 13-5 1バースあたりの年間輸送可能石炭量

	外航船		内航船
	28,000t	50,000t	5,000t
実積載量	26,600 t	47,500 t	4,750 t
	(DWT の 95%)	(DWT の 95%)	(DWT の 95%)
年間運搬量	1,463,000 t	2,612,500 t	698,250 t

出所：PSMP 調査団

13.3.10 マルチセクター間での共同開発の必要性

将来の需要増加に伴い電力系統の増強が必要なことは自明であるが、発電設備に関連する設備として、ガス導管増強、燃料センター建設、大水深港建設、国内水路整備、鉄道網整備等の整備も必要となる。これらの開発には巨額な設備投資が必要であり、電力セクター単独で開発するのは無理があり、他セクターと協調して総合的に整備することによりコスト削減、シナジー効果が期待される。また、一体を工業団地化して、電力ばかりでなく熱供給の共用や輸送設備の共同開発等を行うことも可能である。このような考え方に基づいた共同開発の概念図を下記に示す。



出所：PSMP 調査団

図 13-6 マタバリ地点における大水深港の開発イメージ

13.3.11 コールセンター構想のスケジュール

上記に述べたとおり、コールセンター構想実現のためには大規模な港湾設備が必要であり、資金もさることながら開発期間も長く必要である。そこで、コールセンター構想を含めた輸入炭火力の燃料調達に関する基本的考え方を以下の通りとする。

(1) マザーシップによる沖取り方式（2020年まで）

コールセンターの運用開始は、港湾開発に必要な期間を考慮すると、2020年度以降と考えられる。よって、2020年までの輸入炭調達方法としては、大型石炭船を沖合に停泊させ、小型船に積み替えて発電所へ輸送する方式（マザーシップ方式）にて運用することとする。

(2) コールセンターの建設と運用（2020年以降）

2020年以降には、港湾開発に伴いコールセンターの建設、運用を開始する。それと同時にマザーシップ方式もコールセンターへ移管することとする。

13.3.12 コールセンター概念図

上記検討結果によるコールセンター概念図を下記に示す。

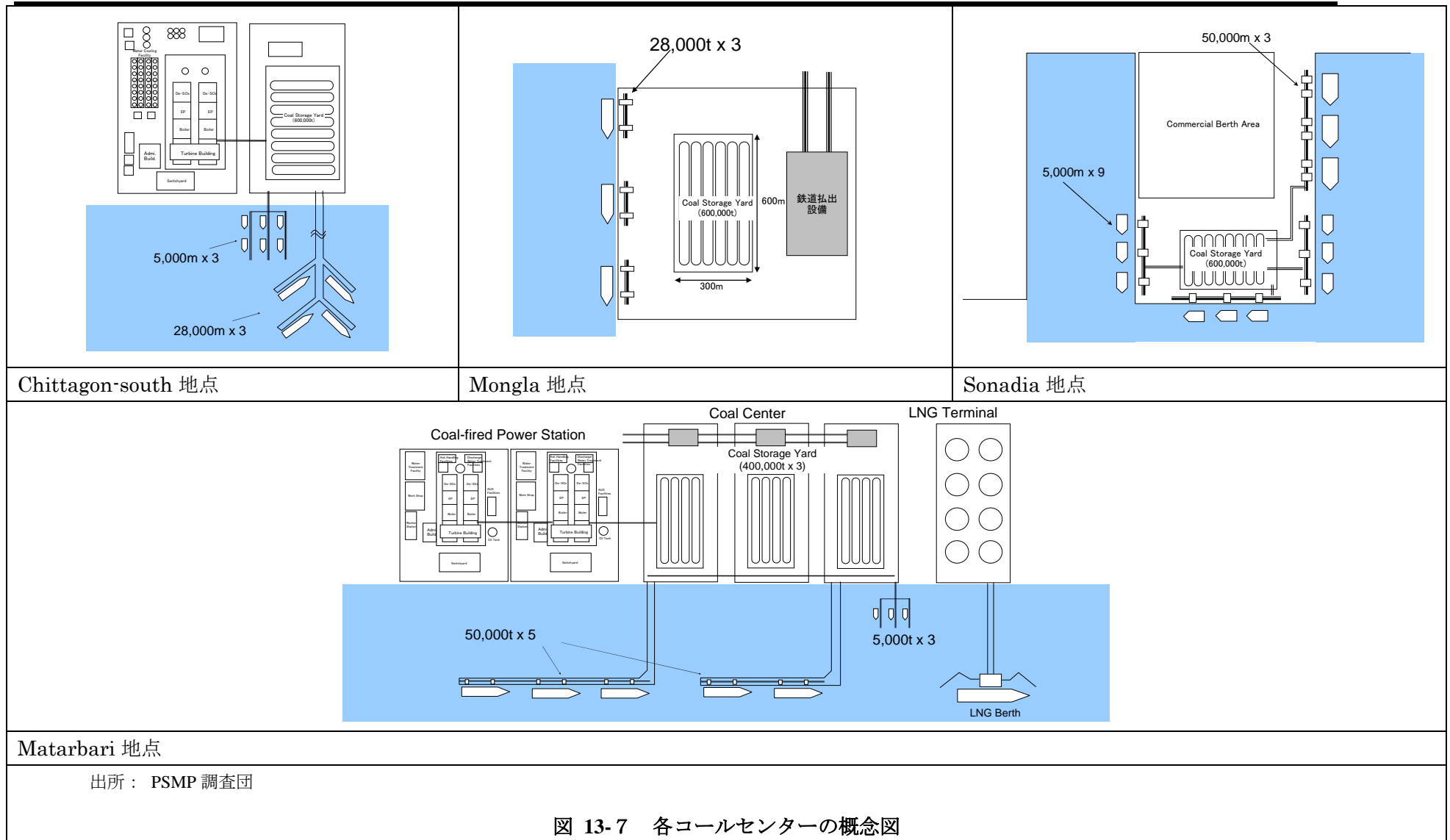


表 13-6 輸入炭発電所及びコールセンターの諸元

	Specification	Power Station						Coal Center (C/C)			Fuel Procurement				
		Per Capacity	Unit No.	Total Capacity	Port Facility portion for P/S			C/C +Port Facility for C/C			Chg S C/C	Matarbari C/C	Sonadia C/C	Mongla C/C	
		[MW]		[MW]	Type	Capacity	No of berth	Type	Capacity	No of berth					
Import Coal P/S	Chittagong South P/S, C/C	P/S: USC (45%)	600	1	600	Import Berth	28,000	2	Import Berth	28,000	2	X			
		C/C: 5.25mil ton/year (3.5mil ton/year for ship)			0				Domestic Berth	5,000	6				
	Matarbari P/S, C/C	P/S: USC (45%)	600	4	2400	Import Berth	50,000	2	Import Berth	50,000	3		X		
		C/C: 8.25mil ton/year (1.75mil ton/year for ship)			0				Domestic Berth	5,000	3				
	Khulna P/S	P/S: USC (45%)	600	2	1200										X
	Chittagong P/S	P/S: USC (45%)	600	2	1200							X			
					0	Domestic Berth	5,000	5							
	Meghnaghat P/S	P/S: USC (45%)	600	2	600	Domestic Berth	5,000	5					X		
	Mawa P/S	P/S: USC (45%)	600	2	1200	Domestic Berth	5,000	5						X	
	Zajira P/S	P/S: USC (45%)	600	1	600									X	
					0	Domestic Berth	5,000	3							
	Mongla C/C				0				Import Berth	28,000	3				
		C/C: 3.5mil ton/year			0										
	Sonadia C/C				0				Import Berth	50,000	3				
C/C: 5.25mil ton/year				0				Domestic Berth	5,000	9					
[Total]			14	7800			22			29					

出所：PSMP 調査団

第14章 最優先プロジェクトの発電所建設に係る概念検討

本章では、本調査において選定された最優先プロジェクトをモデルとして、第11章で示した検討フローに則り、具体的な発電所建設を検討する際の概念について述べる。この概念を元にして今後具体的な計画の Feasibility Study を進めることを念頭に置く。なお、ここでの検討対象は、国内炭火力発電所（B-K-D-P 地点）および輸入炭火力発電所（Chittagong South 地点および Meghnaghat 地点）の2案とする。

14.1 最優先プロジェクトの概念検討についての基本的考え方

14.1.1 検討条件

(1) 設計コード

機器、建築物の設計に用いる材料および設計基準ならびに試験に対しては、次に示す国際的に認められている基準およびこれと対等以上の日本の基準を適用することとする。

主なものを以下に示す。

- The American Society of Mechanical Engineer (ASME)
- International Electrotechnical Commission (IEC)
- Japanese Industrial Standard (JIS)

(2) 信頼性

本火力発電所はベースロードとして運用されるため、信頼性のある機器、システムを採用する。

(3) 使用炭

国内炭火力においては、原則として「バ」国で開発、出炭される国内炭を専焼とする設備とする。輸入炭火力においては、原則として「バ」国で調達する輸入炭を専焼とする設備とする。

(4) 蒸気条件

蒸気条件は最新鋭でありながら実績のある超々臨界圧（Ultra Super critical）を採用することとし、具体的な蒸気温度、圧力は以下とする。

- 主蒸気圧力 24.5MPa
- 主蒸気温度 600℃
- 設計熱効率 45%(LHV)

(5) コストダウン

コストダウンを図るため、タービン発電機はタンデムコンパウンド（1軸）、ボイラ補機は1系列とする。

(6) 自動制御システム

石炭火力設備はガスや石油焚きに比べ補機の種類が多く、運転制御が複雑であるが、石炭火力の経験の少ない「バ」国においても導入を容易にするため、自動制御システムを含めた中央制御方式を採用する。

(7) 気象条件

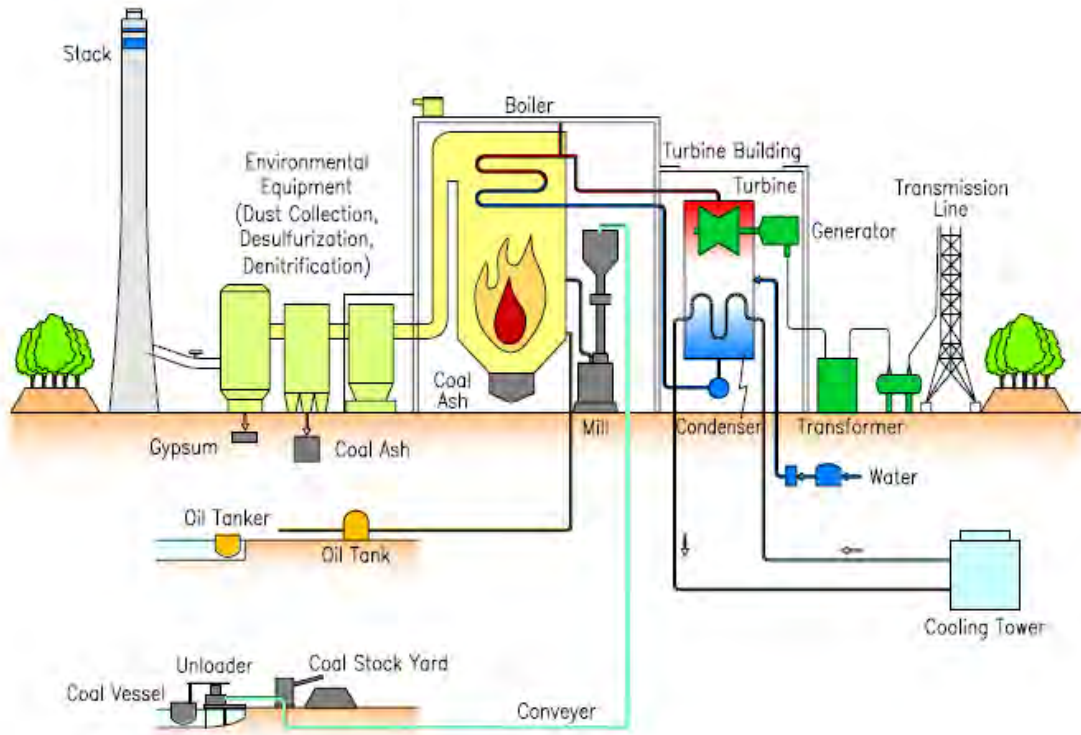
概念設計に使用する設計条件は、現地調査結果に基づき、「バ」国の気候を考慮して、下記の通り設定する。

- 大気温度 平均 27℃
- 設計風速 30 m/s
- 湿度 最高 90%

14.2 石炭火力発電所の設備

14.2.1 火力発電所の設備構成

火力発電所は、燃料を燃やした熱エネルギーを電気エネルギーに変える。石炭火力発電所は一般に、石炭を燃やした熱で高温高压の水蒸気を作り、これによって蒸気タービンを回し、同軸の発電機を回すことにより発電して電気を送るもので、石炭を燃やして蒸気を作るボイラ設備、蒸気によって回転するタービン設備、タービンの回転により電気を起こす発電機設備、ボイラ排ガスから大気汚染成分を除去する環境設備、発電機の出力を昇圧して送電系統へ送る変電・開閉設備の他、石炭を受入・貯蔵する貯運炭設備、石炭燃焼により発生する石炭灰を処理する設備、発電設備で必要な用水を製造する水処理設備等によって構成されている。発電所の設備構成は下図に示すとおりである。



出所：PSMP 調査団

図 14-1 火力発電所の機器構成

14.2.2 最優先プロジェクトにおける設備概要

最優先プロジェクトにおける国内炭火力発電設備の概要を以下のように設定した。以下、次項にてそれぞれ考え方を述べる。

表 14-1 最優先プロジェクトにおいて採用する石炭火力発電設備概要

主要性能		諸元
概要	出力 熱効率 蒸気条件	600MW 45%(LHV) 24.5MPa、600/600℃
主要機器	ボイラ タービン 発電機 環境設備 灰処理設備	超々臨界圧変圧貫流ボイラ タンデムコンパウンド（一軸型） 水素冷却式 電気式集じん機・排煙脱硫装置（湿式石灰石石膏法） クリンカ系統：ウェット処理 シンダ・フライアッシュ系統：ドライ処理
石炭消費量	条件	熱効率 45%(LHV)、利用率 85%、 石炭発熱量 7,100kcal/kg（国内炭）、5,100kcal/kg（輸入炭）

主要性能		諸元
	年間消費量	約 140 万 t/年 (国内炭)、約 175 万 t/年 (輸入炭)
石炭灰発生量	条件	石炭の灰分 15%
	クリンカ発生量	約 2 万 t/年 (国内炭)、約 3 万 t/年 (輸入炭)
	フライアッシュ発生量	約 20 万 t/年 (国内炭)、約 23 万 t/年 (輸入炭)
水関係	復水器冷却水量 (水冷式の場合)	10～11 万 t/h
	用水使用量	純水：700～1,000t/日 生活用水：250t/日
脱硫装置	石灰石使用量	18,000～20,000t/年
	石膏発生量	34,000～38,000t/年

出所：PSMP 調査団

14.3 石炭火力発電所の設備に係る概念検討

14.3.1 発電規模の決定

「バ」国の現状、および第 1 部で検討した電力需要予測および電源開発計画を加味し、最優先プロジェクトとして取り扱う石炭火力発電所の規模は、単機容量 600MW で、1 発電所 2 基設置とする。なお、2028 年以降、電力需要の伸びに対する最適電源開発計画を加味すると、石炭火力の大幅な増設が必要となるため、機材輸送のためのインフラが整備されることを条件に、国内炭発電所において 1,000MW 設備を採用することとする。

14.3.2 ボイラ設備

ボイラは燃料を燃やして水を水蒸気にするための設備である。

ボイラについての検討項目は以下の通りである。

(1) 蒸気条件の決定

11 章で述べた通り、火力発電設備は一般的に蒸気の温度圧力条件を高くするほど熱効率の高いプラントとなる。一方で、高温高圧に耐えうる材料が必要となるため、コストも高くなる。従って、蒸気条件は最適コスト評価の観点から判断が必要である。

火力発電設備の蒸気条件の種類としては、水の臨界点である

- 温度 373.95℃
- 圧力 22.064MPa

を境に、圧力がこれより下を亜臨界圧、上を超臨界圧と呼んでいる。また超臨界圧のうち、特に高温高圧の条件は超々臨界圧と呼ばれている。

本マスタープランにおいては、11 章で述べた通り、効率の高さと実績を加味し、600℃、24.5MPa の超々臨界圧 (USC) を採用することとする。

USC ボイラの高圧高温部にはハイグレードな耐熱鋼である低合金鋼、ステンレス鋼の採用が不可欠である。これら鋼材は何処の国の製品を使用するのか、何処の規格基準と設計基準を採用するかにより信頼性に差異がある。採用する低合金鋼、ステンレス鋼の溶接技術、熱処理

技術、溶接部非破壊検査技術は高度なレベルが必要である。(特に ASME T91 材、TP347H 材部位は高度な品質管理が要求される)

(2) ボイラ方式の決定

発電用ボイラは蒸発量が大きく、高温・高圧の蒸気が必要とされるので、「水管式ボイラ」が使用される。水管式ボイラは、径の小さい管の外表面から炎の放射熱または燃焼ガスからの熱伝達を受けて、管内の水が蒸発する蒸気発生器である。

水の供給方法によってボイラを大別すると、循環型ボイラと貫流型ボイラになる。一般的には大容量ボイラは貫流型が多い。また、蒸気条件が超臨界圧であると、貫流型ボイラしか対応しない。従って、本マスタープランにおいては貫流ボイラを採用する

		循環型ボイラ		貫流型ボイラ
水循環方式のモデル		(自然循環)	(強制循環)	
適応		小～中容量		中～大容量
圧力	亜臨界圧	○		○
	超臨界圧	×		○

出所：PSMP 調査団

図 14-2 発電用ボイラの型式

(3) 設計炭の決定

ボイラを設計する際、基準となる石炭の炭質を決定する必要がある。一般的には、特定の産地の石炭のみを使用する場合はその産地の代表的な値を用い、輸入炭火力のように様々な炭質の石炭を用いる可能性がある場合は、いくつかの代表的な炭質により幅を持たせた設計とする。いずれにしても、具体的に使用する炭種が決定された後初めて設計炭の決定となる。

設計炭の決定の後、ボイラの設計を行う際の留意点としては、燃料が火炉内で完全に燃焼するように火炉の形状、寸法を設定することである。従って、一般に低品位炭焚きの設計にすると、ボイラを大型化する必要がある。

本マスタープランにおいては、現段階で設計炭の決定はできないものの、国内炭および輸入炭それぞれ以下のような考えとする。

(a) 国内炭

国内炭火力発電所については、原則として国内炭のみを専焼することを前提として設計する。性状は表 4-7～4-9 にあるように Barapukuria および今後開発される炭鉱により若干異なるが、全体的に「バ」国の石炭は高品質（発熱量 7,100kcal/kg 程度）である。実際の設計炭選定に当たっては、主に使用する炭鉱の性状に合わせるものとする。

(b) 輸入炭

第 4 章で述べた通り、「バ」国において将来調達でき得る輸入炭の候補国はインドネシア、南アフリカ、オーストラリア等であり、産地により性状が異なるが、全体的に低品位炭である（発熱量平均 5,100kcal/kg 程度）。F/S の段階で石炭の調達先、性状が決定した段階で設計炭の選定を行う。なお、実際の運用においては、燃焼性改善のため国内炭との混焼運用も行われることが考えられるが、設計においては輸入炭専焼が可能であることを前提とする。

以上の通り、国内炭と輸入炭での炭質の違いにより、設計されるボイラの大きさは、国内炭に比べ輸入炭の方がおよそ 1.1 倍の大きさになると予測される。

(4) その他留意事項

本マスタープランにて計画する石炭火力については、その他以下のような点に留意する。

(a) 補機 1 系列化による所内動力の削減

近年、日本国内の石炭焚火力では FDF-IDF の空気・燃焼ガス系統は 1 系列化を採用している。これにより 600MW 級で所内率 3.5% 程度となっている。本マスタープランにおいても補機 1 系列化を採用することとする。

(b) 完全自動化による運転員負担の削減

石炭火力の経験が極めて少ない「バ」国において USC 設備を導入するに当たって、運転技術の習得が大きな課題となり得る。そのため、ボイラは自動起動・自動停止の完全自動化で計画し、運転員の負担を低減、当直要員も削減する。

また、管理用計算機（データ処理計算機）を導入し、発電所で働く人の情報共通化を図る。管理用計算機にてモニターするデータの一例は以下の通りである。

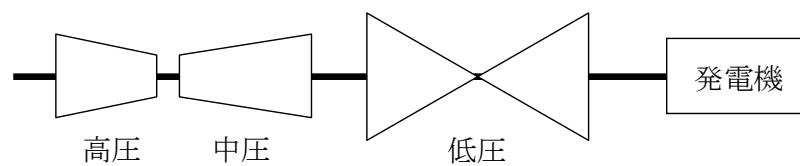
- プラント全 PI データ：1 分間隔
- 発電日誌データ：毎日
- 発電概況データ：毎日
- 熱効率計算データ：毎日
- 性能試験計算データ：性能試験毎
- 起動停止損失計算データ：起動停止毎
- 起動時のタービン振動データ：起動毎
- 警報メッセージデータ：発生毎

(c) その他個別事項

- 採用する通風機は FDF, IDF, PAF, BUF は総て軸流式を採用する。
- 石炭バンカーは定格出力時石炭消費量の 10 時間分で計画する。
- 縦型ローラミル又は縦型ボールミルを採用する。
- 給水ポンプは蒸気タービン駆動を採用する。
- 空気予熱器に漏洩低減システムを採用する(FDF 吐出風量バイパスリーク防止)。

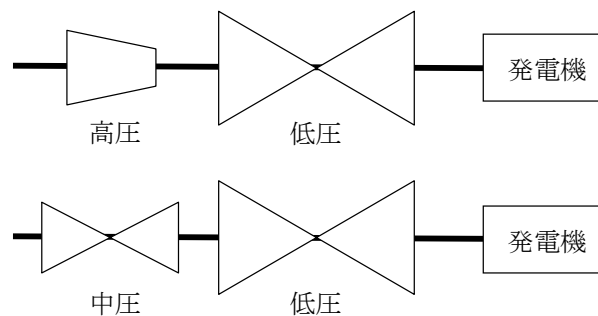
14.3.3 タービン設備

タービンは、ボイラで生成された高温・高圧の蒸気を受けて回転力に変える（熱エネルギーを運動エネルギーに変える）設備であり、同軸の発電機を回すことにより発電が行われる。火力発電設備で用いられる蒸気タービンの構成は一般に、蒸気の圧力によって高圧タービン、中圧タービンおよび低圧タービンに区別される。ボイラからの蒸気（主蒸気）を直接受け入れる部分を高圧タービン、一旦ボイラへ戻り再熱された蒸気を受け入れ、蒸気の体積流量が増加して、蒸気の通路数を増す必要が生じる手前側の部分を中圧タービン、これ以降を低圧タービンと言う。そしてこれら各部を一本の軸に直列に接続したものを串型（タンデムコンパウンド）タービンと言い、2本の軸にして発電機を2台設置するものを二軸型（クロスコンパウンド）タービンと言う。



出所：PSMP 調査団

図 14-3 タンデムコンパウンド（串型）タービン



出所：PSMP 調査団

図 14-4 クロスコンパウンド（二軸型）タービン

クロスコンパウンド型はタービンの大容量化に伴いタービン全長が長くなることの対策として開発されたものであり、併せて発電機の単機容量の小型化も図れる利点がある。しかし最近ではタービン翼の材料開発が進み長翼化も可能になったことで大容量のタンデムコンパウンドタービンも開発され、クロスコンパウンドに比べコストダウンにも貢献している。

タービンについての検討項目は以下の通りである。

(1) 蒸気条件の決定

ボイラで決定した蒸気条件がタービンの主蒸気条件となり、その条件でタービンを設計することとなる。

本マスタープランの場合、ボイラの項で述べた通り、24.5MPa、600/600℃の USC 条件を採用する。

(2) 冷却方式の決定

蒸気タービンの復水器は大きく分けて水冷式と空冷式がある。日本では海水取水による水冷式がほとんどであるが、海外では冷却塔を用いた循環水による水冷式や、水の確保が困難な地点では空冷式復水器も採用されている。冷却水の確保方法によって、どの方式を選ぶかを決定する。

本マスタープランにおける候補地点では、まず輸入炭火力発電所については、海沿いまたは川沿いに立地しているため、日本と同様の取水による水冷式も選択肢としてあり得るが、温排水による漁業への影響など周辺環境への配慮を考慮して、冷却塔による冷却方式を採用することとする。

次に国内炭火力発電所については、水の確保方法が大きな検討項目となり、以下の通り考えた。

(a) 火力発電所で必要な用水

まず、火力発電所に必要な用水としては、用途に応じ以下の2種類ある。

■ 冷却用水

復水器および軸受冷却水を水冷式とする場合には、冷却用水が必要となる。冷却方式により冷却用水必要量は異なる。

■ ユニット用水

ボイラ循環水や軸受冷却水の減少分や水質維持のために必要な補給水や、脱硫装置で使用される用水等、発電ユニットで消費される用水。必要量は、600MW 1基につき約1,000～2,000t/日である。

(b) 用水確保方法の検討

次に、本候補地点における用水確保方法を以下のように検討した。

1) 深井戸による用水確保

本地点に近いバラブクリアにおいては、発電所で必要なすべての用水を深井戸（計14本）から確保している。しかし、本調査において近隣の居住地における状況調査およびインタビューを実施した結果、深井戸からの取水が原因と思われる地盤沈下が発生し問題となっていることが確認できた。

本調査において本地点での深井戸の可能性を探るための本格調査（ボーリング等）は行わないが、近隣で上記のような影響が見られることが確認できているため、本地点においても同様な問題が発生する可能性は極めて高い。

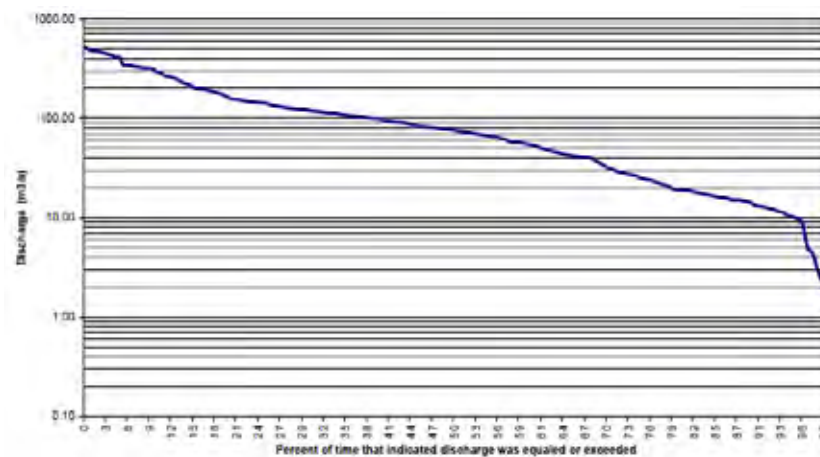
2) 河川からの取水による用水確保

本地点は近隣（数 km）に2つの河川（Little Jamuna River および Karotoa River）が存在することが確認されている。これらの河川からの取水可能性を確認するために、流量データの収集および Duration Curve の作成を以下の通り行った。

a) Little Jamuna River

No.62 計測点（Gauging Station）にてこの川の流量、水位および流速を記録している。ただし記録は2ヶ月に1回であり、毎日のデータは揃っていない。

No.62 において記録された 1998～2006 年における流量データを基に、Duration Curve を作成したところ、下図のようになった。



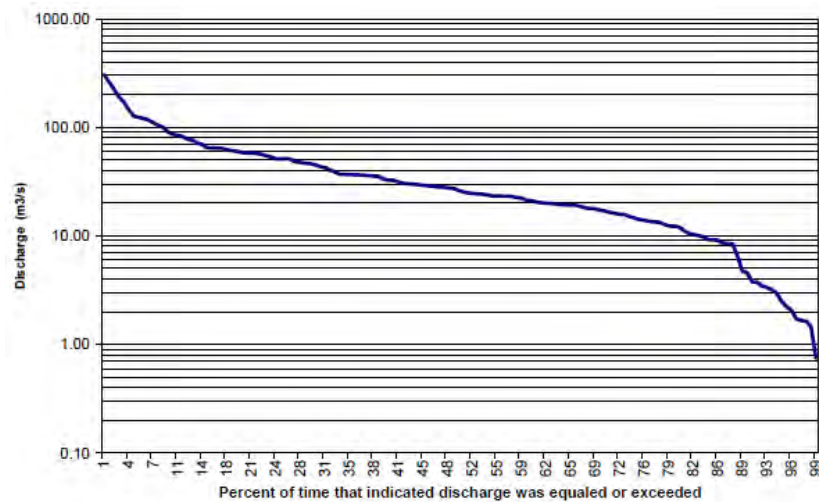
出所：PSMP 調査団

図 14-5 Little Jamuna River の Duration Curve

b) Karotoa River

同様に Karotoa River については、No.133 計測点（Gauging Station）にてこの川の流量、水位および流速を記録している。ただしここについても記録は2ヶ月に1回であり、毎日のデータは揃っていない。

No.133 において記録された 1987～2006 年における流量データを基に、Duration Curve を作成したところ、下図のようになった。



出所： PSMP 調査団

図 14-6 Karotoa River の Duration Curve

水資源開発庁（BWDB）のガイドラインによると、河川水からの取水量は流量の 70% が上限となっていることから、Little Jamuna River および Karotoa River の最低取水可能量はそれぞれ $1.75\text{m}^3/\text{s}$ ($1.75\text{t}/\text{s}$) および $0.74\text{m}^3/\text{s}$ ($0.74\text{t}/\text{s}$) であることが分かる。

この結果より、ユニット用水として必要な水量 ($2,000\text{t}/\text{日}$ つまり $0.024\text{t}/\text{s}$) については河川からの取水により確保可能であるが、冷却水用水としては必要水量により取水不可能な期間が存在する可能性があることが分かった。この結果をもとに以下のように冷却方法について検討した。

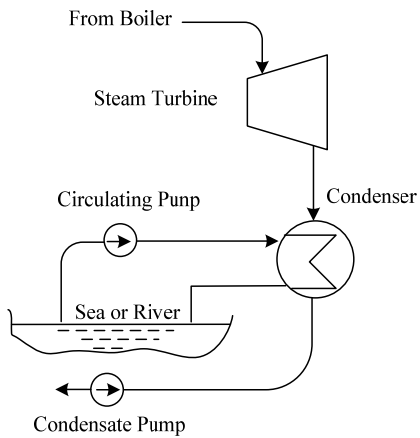
(c) 冷却方法の検討

発電所の冷却方法について、以下のように検討した。

本調査にて計画する火力発電所における冷却方法の選択肢としては、一過式冷却設備、強制通風冷却塔設備、強制通風空気冷却設備の 3 タイプが考えられる。それぞれについての特徴は以下の通りである。

1) 一過式（取放水式）冷却設備

冷却水を大量に連続的に準備できる場合に採用される。冷却塔等の設備が不要であること、冷却効率が良いこと等が特徴。日本ではほとんどの火力発電所沿岸部に立地して、海水を利用したこのタイプを採用している。



出所： PSMP 調査団



出所： 東京電力株式会社

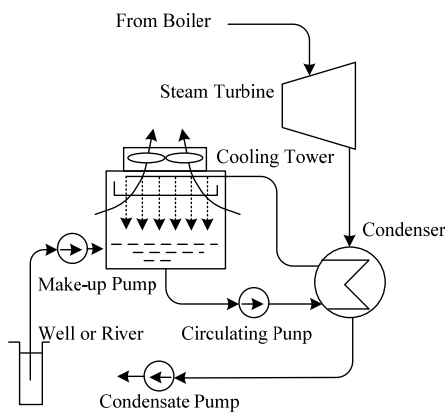
図 14-7 一過式冷却設備系統と実装例

2) 強制通風冷却塔設備

冷却水を大量に準備できない場合（奥地等）世界的に多く採用される。冷却塔等の設備費がかかる一方、冷却効率は比較的良く、中国等の国内炭火力その他内陸の火力発電所で多く採用されている。

600MW の石炭火力設備における必要水量は、循環時の蒸発量および水質維持のための補給水量で合計約 1.5t/s である。

本地点においては、600MWx2 基に必要な水量は 3t/s となるが、近傍 2 河川からの可能取水量が 3t/s に満たない期間が、Karotoa River では約 10%（約 37 日/年）、Little Jamuna River では約 4%（約 15 日/年）ある。その期間に必要な水量を確保するためには、 $3 \times 3600 \times 24 \times 37 =$ 約 960 万 t の貯水設備が必要となり、現実的ではない。また、現段階で把握した状況を加味する限り、近隣社会への影響を考えると、河川水の少ない時期のみ部分的に井戸水を利用するという方法も採用は難しい。



出所： PSMP 調査団

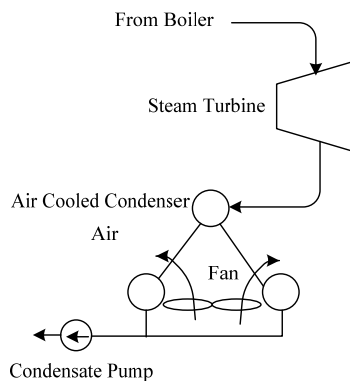


出所： PSMP 調査団

図 14-8 強制通風冷却塔設備系統と実装例

3) 強制通風空気冷却設備（空冷コンデンサ）

冷却水をほとんど、或いは全く準備できない場合に採用される。設備面積および費用が大きいこと、大きな所内電力を必要とすること、水冷に比べて冷却効率が悪いことが挙げられるが、水を必要としないのが大きな特徴。大型のものとして、南アフリカのマティンバ火力発電所（670MW×6基）や中国の韓城三期（600MW×1）等、多くの導入例がある。本地点においては、設備面積の大きさについては十分な敷地を確保することで解決できること、設備費用の大きさ、冷却効率の悪さよりも水を使わないことによる社会影響低減の効果が大きい。



出所：PSMP 調査団



出所：東京電力株式会社

図 14-9 強制通風空気冷却設備系統と実装例

以上の検討を以下の通り表にまとめた。

表 14-2 冷却方法の比較

項目	一過式冷却	強制通風冷却塔	強制通風空気冷却
冷却効率	大量の冷却水により高い冷却効率が達成できる	冷却塔の冷却効率が気候（気温・湿度）の影響を受ける	特に大気温度が高い場合は十分な冷却が期待できない
設備コスト（600MW）	取放水路設置他 15 億円程度	冷却塔設備 10 億円程度	空気冷却設備 50 億円程度
運用コスト（所用所内電力）	小 循環水ポンプの動力が主な消費電力	中 循環水ポンプ+冷却ファンの動力が必要	大 大型冷却ファンの動力が必要
用水確保の必要性	大量の用水必要 （600MW で 20-30t/sec）	冷却水補給必要 （600MW で 1~2t/sec）	用水不要
環境社会的影響	大量の用水使用、温排水により、周辺への影響が大	井戸水使用が伴うと地盤沈下等による周辺への影響あり	用水確保による周辺影響なし

出所：PSMP 調査団

上記の通り、冷却方式の選択については、用水の確保可能量を見極めてその地点における最適な方法を選択する。以下、本マスタープランにおける冷却方法の選択について述べる。

(d) 国内炭火力発電所

上記の検討より、B-K-D-P 地点においてはまず、大量の冷却水を連続的に準備することは不可能であることから、一過式冷却は採用できない。その上で、冷却塔方式を採用する場合、河川からの取水可能性を調査した結果、年間を通じて十分な量の冷却用水確保が困難であることが分かった。よって、本マスタープランにおいては、空気冷却方式（空冷コンデンサ）を採用することとする。ただし今後 F/S により十分な量の用水を確保できることとなれば、より効率の良い冷却塔方式を検討すべきである。今後考えられる用水確保方法の例としては以下のようなものがある。

- 河川水の不足分を深井戸からの取水で補う（ただし深井戸取水による環境的影響を精査する必要あり）
- 発電所地点を大河である Jamuna River の近傍に設け、Jamuna River より取水する。（燃料輸送コストとの対比検討が必要）
- Phulbari 炭鉱の露天掘りによる炭鉱からの出水を利用（ヨーロッパにて実例あるが、継続的に十分な出水が期待できるかどうか詳細検討が必要）

(e) 輸入炭火力発電所

どちらの地点も河川水を取水できるため、可能であれば取放水による一過式冷却を採用することが望ましい。しかし大量の取放水による自然環境および周辺地域の漁業への影響を考え、どちらの地点においても冷却塔による水冷復水器とし、メイクアップ用水を河川から取水する方式とする。

(3) 型式の決定

タンデムコンパウンドかクロスコンパウンドか、具体的に採用するタービンの型式について決定する。同容量で比較すると、ほとんどが大きさや必要面積に関する違いであり、以下のような特徴がある。

表 14-3 タービンの型式

	タンデムコンパウンド	クロスコンパウンド
必要エリア	全長 大 全幅 小	全長 小 全幅 大
個別資機材	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電機が 1 台のため、大容量化が必要 ・ 大型低圧タービン 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電機が 2 台のため、容量分割可能 ・ 低圧タービンは比較的小型

出所： PSMP 調査団

技術の進歩により、最近では比較的低コストで大型低圧タービンが開発されているため、建設や点検時の輸送ルート等で制約条件がなければ、タンデムコンパウンドを採用する方が経済的である。

本マスタープランにおいては、輸送方法で最も制約を受ける国内炭火力発電所において、後述の通り輸送ルートが確保可能であることが分かったため、タンデムコンパウンドを採用することとする。

14.3.4 発電機

発電機は固定子、回転子、軸受、冷却装置および励磁機で構成され、回転子コイルに励磁機から電流を導いて、固定子コイルに交流起電力を発生するために必要な磁界を作る。

発電機についての検討項目は以下の通りである。

(1) 冷却方式

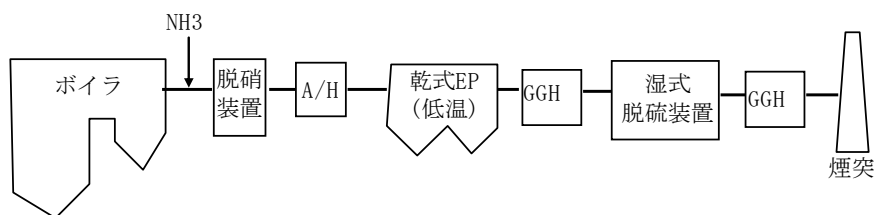
タービン発電機は高速度回転で容量が小さいため、発生する熱量が多い。このため、気体冷却および液体冷却方式が採用される。冷却気体としては現在大容量機ではほぼ必ず水素が使われている。水素は空気に比べて密度が 1/14 程度であるため風損が小さくなり、熱伝達率が約 1.51 倍で冷却効果が大である。また水素は空気に比べて不活性であるため、固定子コイルなどに対しても寿命上有利である。このような理由から、他のいかなる気体よりも水素が使われる。本マスタープランにおいても、水素冷却方式の発電機を採用することとする。

(2) 励磁方式

タービン発電機は同期発電機であるため、その励磁は直流電源を必要とする。歴史的に見ると、初めは駆動源をタービン軸からとる直結直流励磁機から始まり、その後、別置電動駆動の直流励磁機が全盛となった。やがて半導体分野の技術が進歩するに従い、励磁機を交流発電機として、これを整流器によって直流に変換した励磁方式が出現し現在に至っている。本マスタープランにおいては最新型の交流発電機による励磁方式を採用する。

14.3.5 環境設備

排煙からの窒素酸化物（NO_x）、硫黄酸化物（SO_x）、ばいじんの除去のため、排煙処理システムを採用する。構成要素は日本でも一般的な方式とする。機器配置の一例を下記に示す。



出所：PSMP 調査団

図 14-10 環境設備の機器配置の一例（低温 EP タイプ）

(1) 電気集じん機の型式と容量の決定

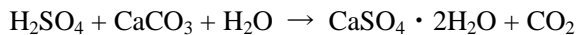
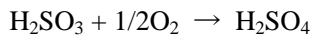
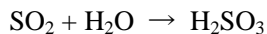
排煙に含まれる石炭灰（フライアッシュ）を主に回収するために設置するのが集じん装置である。一部の国では石炭火力発電所でバグフィルターを導入している例もあるが、日本ではすべて電気集じん機（EP）を採用している。

EP はその動作温度により高温型、低温型、低低温型などのタイプがあり、フライアッシュの成分、性質により最適条件が決まる。具体的には、設計炭の燃焼灰を分析し、灰電気抵抗等を把握した上で設計するようにする。また容量も灰の発生量、つまり石炭の灰分含有量によって決定されるため、炭種に応じた設計が必要となる。よってまず炭種が決定し、石炭灰成分、性質が分かった段階で、具体的な設計を行うこととなる。また、将来の石炭性状変化、石炭中灰分量増加を考慮して、EP 出口に空き室を設け、性能低下時に空き室に集塵極・放電極を取り付け性能回復を図る計画もする。また、ハンマーリング時放電極・集塵極付着灰の再飛散防止面から EP 出口ダンパーを設置する。

(2) 脱硫設備の方式の決定

脱硫設備は、排煙に含まれる硫黄酸化物（SO_x）を除去する装置であり、石炭火力発電所用として最も普及しているのが湿式石灰石石膏法と呼ばれるもので、排煙を石灰石スラリーと接触させることにより SO_x と石灰石を反応させ石膏を生成する方式である。また海水中の HCO₃ を吸収剤に用いることでシステムを単純化した海水スクラバー式脱硫装置も実績がある。

反応塔の中で排ガスが石灰石スラリーと接触することにより、以下のような反応が起こり、石膏（CaSO₄・2H₂O）が生成する。



実際の方式選定の際には、規制上で必要な脱硫効率とコストを比較し検討すべきである。

本マスタープランにおいては、まず国内炭火力発電所については

脱硫装置は設備費、運転費が安価な「灰混合方式」脱硫装置で計画する。石膏品質から見るとフライアッシュ等不純物が混入するが、石膏ボードとして使用可能であるため、有効利用とする。

(3) 脱硝設備の方式の決定

脱硝設備は、排煙に含まれる窒素酸化物（NO_x）を除去する装置であり、発電所用として普及しているものとしてはアンモニア接触還元法のものがある。

また、脱硝装置と合わせ、ボイラにおいて窒素酸化物低減のために、低 NO_x バーナ、二段燃焼を採用する。

脱硫設備と同様、規制上で必要な脱硝効率とコストを比較し導入方法を検討する。

14.3.6 ユーティリティ設備

(1) 水処理設備の容量の決定

前述のユニット用水の中で、特にボイラ給水の補給水等は純度の高い水が要求されることから、発電所内に水処理設備（純水製造設備）が必要となる。設計に当たっては、ボイラや環境設備の設計により必要用水量が決定した後、それに見合う容量とすることが必要である。

(2) 貯運炭設備

発電所内で石炭を貯蔵する設備の容量決定においては、燃料供給方法によりどれくらいのストックが必要であるかを計算することにより決定する。例えば陸路や炭鉱直送により絶え間なく運搬されてくる場合は大容量を必要としないが、船舶による運搬の場合は海象条件リスクを見て、例えば 30～50 日分等という容量が必要となる。このように実際のリスクに合わせ容量を決定する。

本マスタープランにおいては、輸入炭火力においては貯炭場容量を原則 45 日分と設定し、600MW1 基あたり 20 万 t 容量の貯炭場を設置することとする。また、国内炭火力においては炭鉱からの短距離輸送であることを考慮し、15 日分と設定する。

運炭設備については、国内炭と輸入炭で検討内容が異なる。

(a) 国内炭火力発電所

本地点の場合、燃料調達元である炭鉱に近い（数 km）という特徴から、燃料輸送手段として考えられる選択肢としては、ベルトコンベア・トラック・鉄道が挙げられる。

1) ベルトコンベア

短距離輸送においては建設コスト・輸送コストが安いことが特徴。遠距離となるとメンテナンスコストが大きくなる他、実績も少ない。

2) トラック

荷積み・荷下ろしが容易なこと、台数増減により輸送量の調整が容易なこと等が特徴として挙げられるが、効率良い輸送を定着させるためにはまず道路の整備（舗装）が必要でありコストがかかる（大量輸送のため専用道路を建設すべきである）。また大量輸送のためにはトラックを大量に用意するため車両購入費および運転手の人件費が増加する。また交通事故リスクも大きい。

3) 鉄道

一度に大量輸送ができる点で他の手段より有利であるが、軌道建設コストの他、専用荷積み荷下ろし設備の建設、および専用貨車の調達等のコストがかかる。長距離輸送には運用コスト低減に役立つが、短距離においては割高となる可能性がある。

以上の検討を以下の通り表にまとめた。

表 14-4 燃料輸送手段の比較

項目	ベルトコンベア	トラック	鉄道
建設・ 設備 コスト	50 万円/m 程度	車両 1 千万円/台程度 その他道路整備が必要	軌道 2 億円/km 程度 車両 機関車 4 億円程度 貨車 2 千万円程度
運用 コスト	(コンベア動力・修繕費)	(燃料費・修繕費)	(列車運行費・修繕費)
運用性	(固定ルートによる一定輸 送のみ)	(台数調整・ルート変更 可能、柔軟性あり)	(専用軌道による輸送)
保守性	(コンベア乗継点の保守・ 清掃が必要)	(車両点検・道路整備)	(車両点検・軌道点検)

出所：PSMP 調査団

コストについては、ベルトコンベアはほぼ距離に比例するのに対し、トラックや鉄道は車両の購入等距離に応じない初期投資が大きいため、短距離であればコンベアが有利であると言える。反面、コンベアの欠点としては、固定ルートの一定輸送しかできない点であるが、炭鉱から発電所という固定されたルートで用いるのであれば柔軟性の必要はない。これらのことから、本マスタープランにおいては、具体的な地点の選定により条件が変わるが、石炭供給元（炭鉱）からの距離が近い場合（炭鉱隣接等）であればコンベアの採用が最も適し、逆に輸送距離が長くなるのであれば鉄道の選択肢も検討すべきである。

また、Khulna、Meghnaghat 地点での輸入炭発電所へ同国内炭から国内炭を輸送する鉄道を敷設することが望ましい。安価で炭質の良い国内炭を輸入する亜瀝青炭と混炭することで、燃焼の安定性、輸入コールチェーンのセキュリティー緩和も図られる。

(b) 輸入炭火力発電所

輸入炭火力発電所の場合、運炭は港湾設備に関連し、詳細は第 13 章で述べられている。

第 13 章で述べたとおり、Chittagong South は Chittagong へ石炭を供給するためのコールセンターの役割を持つ。一方、Meghnaghat は（Matarbari からの）内航船の受入のみ行い、外航船は受け入れない。

Chittagong South の外航船バースは、地点の沿岸が浅瀬であることから、沖合（約 1km）へ張り出した T 型バースとし、水深が 10m 程度であることを考慮すると容量は 28,000t とする。一方、内航船バースは陸地に隣接して設置することとする。

これら 2 地点の必要バース数を下記に示す。

表 14-5 Chittagong SouthおよびMeghnaghat地点の必要バース数¹

	Chittagong South	Meghnaghat
外航船バース	4 (5)	なし
内航船バース	6	5

出所 PSMP 調査団

揚運炭、貯炭設備については、国内炭火力発電所と違い、輸入炭火力発電所の場合は調達する石炭の炭種が一定ではなく、また炭種により混炭の必要性もあることから、揚運炭および貯炭設備については、混炭が問題なく行える仕様とする必要がある。具体的には、貯炭場パイル毎の輸入炭種別貯炭を行い、ボイラ設計炭種に近い炭種を作るために各パイルから必要量を混炭装置に送炭できるように払出ラインを構成するようにする。リクレーマまたはスタッカリクレーマはパイルの数だけ設置する。

なお、揚運炭・貯炭作業は外航船入港時 24 時間連続作業となるので、運炭操作室で総合操作と監視が出来るシステムを構築する。また、夜間操業に支障がないよう照明設備が必要となる。バース及び貯炭場作業が監視できる TV カメラの複数設置と操作室に画面切り替が可能なモニターを設ける。他火力への転送払出作業時もこれに準ずる。

(3) 灰処理設備の方式と容量の決定

ボイラから発生する石炭灰をどのような方法で回収するか、どのように処分するかを決定することにより、設備方式、容量（どれくらい貯められるようにしておくか）を決定する。

本マスタープランで計画するプラント設備 600MW では 1 基あたり約 20 万 t/年の石炭灰が発生する。灰は約 15%のクリンカ（ボイラ底部に落ちる灰）、85%のフライアッシュ（ボイラから排煙と共に煙道へ行き主に電気集塵機にて回収される灰）に分類される。

クリンカはボイラ底部より水と共に回収されるウェット処理で、フラッシュはドライ処理とする。発電所構内または近隣に灰捨て場を確保し、埋め立て処理をする方法が一般的であるが、石炭灰は土木・建築材料としてのコンクリート混和材、セメント粘土代替材、肥料として土壌改良材、陸上埋立、海上埋立等の有効利用の幅が広いと見られ、有効利用することを基本とし、灰捨て場は緊急時対応の位置づけで別途確保することとする。

14.3.7 その他共通設備

(1) 発電所本館

発電所本館は蒸気タービン据付のため、強度の十分信頼できる地盤から支持され、機器の振動による障害を軽減すると共に、不等沈下に対しても十分な剛性と強度を有する設計とする。

¹ ()内は 600MWx2 の場合の値

(2) 煙突

煙突高さは、環境保全の観点より排ガスのはき出し速度と濃度拡散を考慮して計算した結果、140mとする。

(3) 付属建物

管理事務所は発電所管理職員のうち、各機器の運転員を除いた全日勤務者を対象として設計する。1階に化学分析室、食堂、休憩室、空調機械室、倉庫、2階に事務室、会議室、所長室、更衣室、資料室を設ける。

その他建物としては、修理工場、部品倉庫、揚運炭制御室、環境設備制御室、危険物倉庫、水処理室、守衛所等が必要である。

14.3.8 地域共存施設

発電所が立地地域と共存するためには、周辺住民との信頼関係が最も重要である。そこで発電所を閉鎖的なものではなく開放的なものとし、地域生活にも貢献する存在とすることが有効である。

本マスタープランにおける発電所には、公園、クリケット場、プールを構内に設置し、住民に開放することにより地域共存を図る。

また、発電所構内は緑化を推進することにより、「みどりの発電所」として地域共存を目指す。

14.4 資機材搬入方法の検討

発電所建設に当たり、ボイラ、タービン、発電機といった主機は工場である程度製作されて納入されるため、大型資材となり、運搬方法が特殊となる。発電所地点が沿岸部である場合は、一般的にはバージ船を着岸させることで運搬可能であるが、内陸の国内炭火力の場合は、陸路での輸送が伴う。よって、資機材の搬入ルートについて十分に検討する必要がある。具体的には、設備設計が決定された後に、大型資材としてどのようなものがあるか、その重量、荷姿等を把握し、実際に地点までの運搬ルートを確認、最適ルートを選定し、橋や道路の補修が必要であれば対応する、といったことが必要である。

本マスタープランにおいて、資機材の搬入において最も制約条件があるのは国内炭火力発電所地点である B-K-D-P 地点である。この地点について、以下の通り概略検討を行った。

14.4.1 輸送の仕様

600MW級の石炭火力発電設備の建設において輸送する主な設備は以下の通りである。

表 14-6 輸送が必要な主な設備の仕様

輸 送 設 備	仕 様	備 考
【主要な発電設備】		
発電機	600MW級	固定子、回転子を含む
変圧器		分割不可
タービン	一軸(HP,IP,LP)	分割可能
ボーラー		現地組立
冷却水設備	空冷コンデンサ	分割可能
補助機械		分割可能

出所：PSMP 調査団

輸送について、海上輸送は、貨物船を使用する。河川を利用する場合には、ラッシュ船やバージ船を使用する。陸路は、鉄道か大型トレーラーを使用するのが一般的である。従って、荷揚げ荷降ろし等の輸送効率や重量、さらに主要発電設備は、精密な特徴があり、衝撃や振動を極力抑えることが重要なポイントとなり、極力輸送の作業効率を考慮した梱包が必要となる。

また、交通に関する法規制から建築限界に押さえる必要があるが、発電設備の発電機と変圧器が、最大限分解しても最大梱包となり、これを輸送の仕様とした。

輸送仕様は下図の通りである。

表 14-7 輸送の仕様

輸送設備	荷 姿 (サイズ)	重 量
発電機	15m×7m×5m	400t(固定子)
変圧器	14m×13m×10m	320t

出所：PSMP 調査団

14.4.2 B-K-D-Pサイト

B-K-D-Pのサイトは、N-25° 23.491' およびE89° 07.003' 周辺に位置し、既設、Barapukuria石炭火力発電所から南方向の約15kmに位置し、またDinajpur州のNababganj Upazila町の約7km東部の平坦な田園が広がる地点である。



出所：PSMP 調査団

図 14-11 B-K-D-P サイトの位置図

14.4.3 輸送のルートを選定

発電所の主要用機械は、輸入を前提としており、海上輸送で「バ」国に陸揚げされ、国内の輸送は、陸上輸送であれば、鉄道あるいは道路を多軸式トレーラーによって輸送するが、広軌の鉄道であっても今まで実績は無い。

また、「バ」国は周知の通り、デルタ地帯であり、国内全域に河川が入り組んで発達しており、これまでの既設の Barapukuria 発電所や Meghnaghat 発電所の輸送実績から河川の利用は有望な選択肢である。

従って、輸送の基本計画は、①発電設備の製造国からは「バ」国までは海上輸送。②陸揚げ後の二次輸送は、河川輸送する。③発電所建設サイトまでは多軸型のトレーラーによる陸上輸送とすることとし、輸送ルートは、以下の3ルートを選定し検討した。

- (1) 河川輸送；Mongla 港—Balashi Ghat—B-K-D-P 地点

(2) 河川輸送；Chittagong 港——Balashi Ghat——B-K-D-P 地点

(3) 陸路輸送；Mongla 港——Balashi Ghat——B-K-D-P 地点

河川利用の場合は、下流からベンガル湾に注ぐ Meghna 川、Padma 川、Jamuna 川と北上する。

B-K-D-P 地点の近傍、Jamuna 川の荷揚げ地点は、Gaibanda 町の Balashi Ghat である。

そこからは、多軸型のトレーラーによって建設サイトまで輸送するものとする。

14.4.4 Mongla港からB-K-D-P地点までの輸送に関する調査

(1) Mongla 港の地理的位置:

Mongla 港は、ベンガル湾の Fairway Buoy(N-21° 26.9' および E89° 40.00')から Pussur 川の北方 71 海里(131.5 k m)の Pussur 川および Mongla Nulla 川合流の近く、Pussur 川の左岸に位置する。

Mongla 港は、Mongla 港湾局(Mongla Port Authority)により管理されており、Chittagong 港に次ぐ規模で、年間約 350 隻の船舶が寄港、下図のとおり、約 340 万トンの貨物が扱われている。

表 14-8 Mongla 港の貨物取扱量推移

(単位：千トン)

年 度	輸 入	輸 出	合計扱い量
1994～1995	2,322	725	3,047
1995～1996	2,443	396	2,839
1996～1997	2,174	520	2,694
1997～1998	2,340	508	2,848
1998～1999	3,054	382	3,436

出所：Mongla 港湾局 (Mongla Port Authority)



出所： Mongla 港湾局 (Mongla Port Authority)

図 14-12 Mongla 港のある Pussur 川

(2) Mongla 港の係船設備および停泊設備

Mongla 港の係船設備は、一般貨物とコンテナ用の埠頭が 5 埠頭設置され、その他、川岸に 7 埠頭の棧橋と 14 隻が停泊できる設備をもっている。現在の設備では、40 トン以上の積荷の扱いはできないため、500～800t 程度のクレーン式台船を利用して積み替えを行うこととなる。



出所：PSMP 調査団

図 14-13 Mongla 港の係船設備

(3) ベンガル湾から Mongla 港までの Pussur 川航路について

「バ」国は、多くの河川が集まるデルタ地帯で、港湾管理において航路に土砂堆積が進むと航行に大きな支障を来すことから、Mongla 港湾局は、メンテナンス(浚渫)を行っている。ベンガル湾から Mongla 港までのアプローチ水路の距離は 131 km である。河川幅は、約 7,000 m と大変広い。船舶のアプローチ水路は、水深 9m～28m、幅 28m を確保している。船の停泊用棧橋付近で水深 7 m、外部の停泊地には 9m 水深を確保している。

(4) Mongla 港付近における潮の範囲

船舶の航行において、潮の範囲は、船の吃水との関係において重要な要素である。この航路付近は 1.2m から 3.5m(半日周)程度で推移している。

(5) Mongla 港の航海施設

Mongla 港に入船できる船の最大の長さは 225m である。

船舶の水先案内は、強制的に行われ、アンカーのコンディションも良い。

(6) Mongla 港での積み替えについて

提案された B-K-D-P 石炭火力発電所については、Meghna 川、Padma 川、Jamuna 川と北上、B-K-D-P 地点の近傍、Jamuna 川の荷揚げ地点は、Gaibanda 町の Balashi Ghat である。港湾から B-K-D-P 候補サイトへは、バージ船による河川輸送もしくは、多軸型トレーラーによる陸上輸送が考えられるが、ここでは河川輸送にて検討する。

輸送する発電主要設備の最小梱包が、400 トンの重量物となり、これを安全に輸送できる重量貨物設備により輸送しなければならない。

(7) 運搬方法

- バージ船 →(L38.5mxW20.0mxD2.13m キャパシティー600 トン)：1 隻
- タグボート →(2 軸スクルー型、500hp)：2 隻

それぞれ 500hp の能力を持ち、毎秒 3.5m まで流速の早い河川でも運行可能であり、現地で調達可能である。製造された国から輸送されてきた、すべての重量貨物は、船舶により Mongla 港に到着するが既設の設備では荷揚げが不可能である。

そこで、アンカーバースによって船を停泊し、400 トンの重量物を横付けされたバージ船に積み替える。このときに、充分耐えられる構造であることと、水平が保つよう必要に応じた鋼板による補強も必要である。輸送中も、荷崩れを起こさない様に必要に応じて 400 トンの重量物のパッケージのサイズに順応する鋼敷布によってバージ船のデッキを強化し、水平を保ち運搬できようしなければならない。また、積荷は、外的な衝撃にも対応できるようにパッケージは、保護のために十分にカバーすることが輸送の間に特別に注意するところである。

輸送のスタッフも治安部隊を含む、特に訓練されて経験を積んだ熟練した乗組員を揃えることも大事である。

14.4.5 Mongla港からBalashi Ghat地点までの河川輸送に関する調査

可能な河川輸送は、Mongla 港から Jamuna 川の Gaibanda 町の Balashi Ghat が荷揚げ地点である。輸送延長は、約 468km と長距離輸送である。

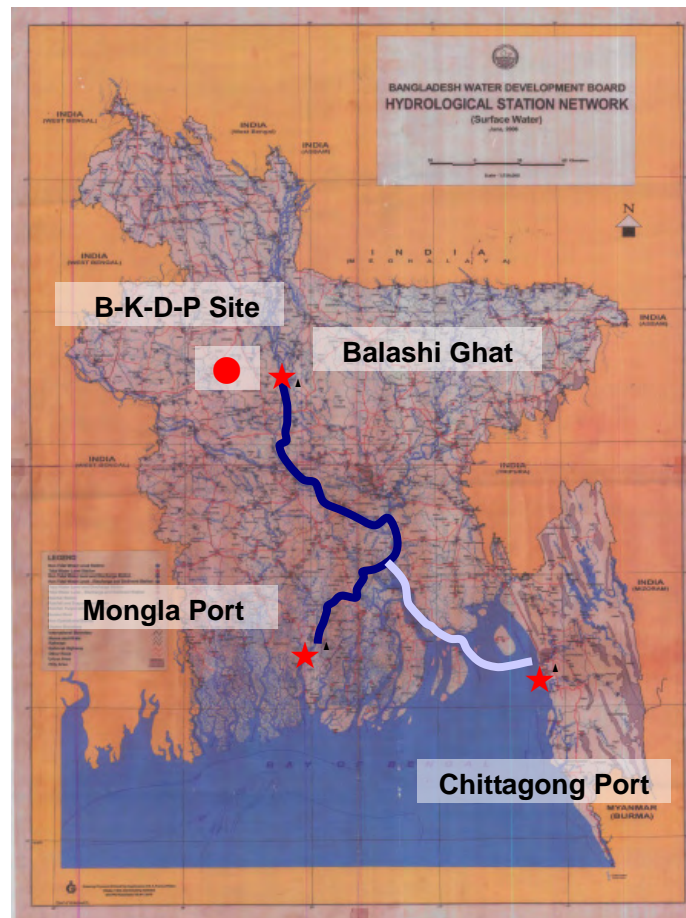
(1) 輸送ルート

Mongla 港から Pussur, Mongla, Kumarkhali, Ghashiakhali, Panguchi, Kacha, Gabkhan, Gajal, Nalchiti, Barisal, Arialkhan, Azimpur, Dharmogonj, Meghna, Padma/Ganges and Jamuna の 16 の河川を通過する計画である。輸送ルートを下図に示す。

(2) 河川の状況

河川輸送で課題となる、河川の幅と水深の状況について Mongla 港から Jamuna 川の Balashi Ghat までの状況について、下表に示す。

輸送でポイントとなる河川の水深は、乾期の低水位と雨期の高水位の中間水位の最低値は 4.6 m であり、輸送重量と実際に使用するバージ船の吃水から時期の選定を行えば充分輸送できると考える。



出所：PSMP 調査団

図 14-14 河川輸送ルート図

表 14-9 Mongla 港から Balashi Ghat までの水路の現状

No.	Section		Distance from Mongla Port(km)	Width (m)	Depth (m) at mid point	Remarks
	From	To				
1	Mongla	Morelgonj	38	200-700	4.6-10.2	
2	Morelgonj	Kawkhali Ferighat	77	700-2500	9.5-22.1	
3	Kawkhali	Barisal CSD Ghat	114	120-800	6.2-24.4	
4	Barisal	Hizla	142	300-1700	5.3-25	
5	Hizla	Chandpur	193	600-10000	4.8-40.5	
6	Chandpur	Mawa	241	300-3900	4.8-27.1	
7	Mawa	Daulatdia	295	400-5300	11.5-53.9	
8	Daulatdia	Chowhali	332	2000-7000	6.2-39.3	
9	Chowhali	Sirajganj	365	500-6000	4.8-32.2	
10	Sirajganj	Balashi Ghat	468	500-6000	4.8-32.2	

出所：Feasibility Study on Bheramara 450MW CCPP by TEPCO

(3) Mongla 港から Hizla 地点(142km)

河川幅は、120mから2,500mであり、航路の深さは4.6mから25mを確保しており、バージ船による輸送は、オールシーズンで可能である。

(4) Hizla 地点から Daulatdia 地点(153km)

この区間は、多くの島があり、河川は、非常に広く深い。さらに、河川の深さは4.8m から 53.9m あり航路が確保されている。乾期、雨期のオールシーズンで輸送可能である。

(5) Daulatdia から Balashi Ghat(173km)

この区間は、多くの島が点在し、河川は、非常に広く深い。しかし、乾期には川幅が非常に狭くなり、航行は不可能ではある。

しかし、7月と9月のモンスーン期には、航路の水深が4.8m から 39.1m となり、航行可能となる。従って、バージ船による輸送は、この期間にのみ可能となる。

この区間の航行に当たっては、時期やバージ船の積荷にされた荷姿が適切なサイズであることの確認、さらに航行のパイロット・サービスなど、BIWTA(Bangladesh Inland Water Transportation Authority)との調整が必要である。6月から11月も同様である。

また、この区間では、Serajgonj の近くに「Bangabandhu Shetu」という橋梁があり、洪水時の高水位と橋までの高さは約30m であり、重量貨物の輸送には、特別に注意しなければならない。



出所：PSMP 調査団

図 14-15 Bangabandhu Shetu の現況

(6) Balashi Ghat

B-K-D-P 地点まで重量物を河川輸送するルートのうち、最終に荷場は、Gaibandha 州の Jamuna 川の左岸側を計画する。その位置は、N25° 18.908'、E89° 36.938' である。

ここは、フェリー、高速ボート、石油タンカーなどが河港として使用している。港湾設備は、鋼製の固定式ボートが栈橋として使用されており、Balashi Ghat 港の航路の水深は、乾季で4.5m である。計画している B-K-D-P 発電所における主要設備の重量物輸送のうち河川輸送は、この地点で荷揚げし、サイトまでは陸上輸送する。