

バングラデシュ人民共和国
電力エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ人民共和国
石炭火力発電マスタープラン調査

Power System Master Plan 2010
(PSMP2010)

ファイナルレポート

付属書

平成 23 年 2 月
(2011 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社

第 1 部 長期電源開発計画[PSMP2010]の策定

第 2 部 石炭火力発電所建設に係る技術的検討

第1部 長期電源開発計画[PSMP2010]の策定

第4章	石炭セクター 付属書	4-1
4.1	APPENDIX-1 「Coal Policy の概要」	4-1
4.2	APPENDIX-2 「「バ」国が輸入可能な産炭国の状況」	4-16
4.3	APPENDIX-3 「パイロット露天掘り炭鉱」	4-26
4.3.1	提案サイトと概念図	4-26
4.3.2	生産計画	4-27
4.4	APPENDIX-4 輸入炭価格シナリオの各要素	4-31
4.4.1	輸入炭 FOB 価格	4-31
4.4.2	輸入炭 CIF 価格	4-34
4.4.3	輸入炭ハンドリングコスト	4-38
4.5	APPENDIX-5 コールセンター	4-40
4.5.1	コールセンターの概要	4-40
第5章	天然ガスセクター 付属書	5-1
5.1.1	既存ガス田の現状評価	5-15
5.1.2	既存ガス田の生産の持続性に関するリスク評価（既存ガス田の生産制約）	5-23
第6章	その他の一次エネルギー 付属書	6-1
6.1	再生可能エネルギーセクター（Appendix）	6-1
6.1.1	再生可能エネルギーのポテンシャル	6-1
6.1.2	ドナー支援状況	6-3
第9章	系統解析 付属書	9-1
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 付属書	10-1
10.1	Appendix-1 FINANCIAL MODEL FOR THE MASTER PLAN	10-1

第2部 石炭火力発電所建設に係る技術的検討

第12章 最優先プロジェクトの選定 付属書	12-1
12.1 APPENDIX – AHP 手法を用いた評価項目の重み付け	12-1
12.2 APPENDIX – 2 第1次スクリーニング	12-8
12.2.1 燃料確保	12-8
12.2.2 建設容易性	12-8
12.2.3 運用性	12-9
12.2.4 経済性	12-10
12.2.5 地域需給バランス	12-10
12.2.6 先方ニーズ	12-13
12.2.7 ドナー動向	12-14
12.2.8 環境的影響	12-14
12.2.9 社会的影響	12-15
12.3 APPENDIX – 3 第2次スクリーニング	12-16
12.3.1 燃料確保	12-16
12.3.2 建設容易性	12-17
12.3.3 運用性	12-18
12.3.4 経済性	12-19
12.3.5 地域需給バランス	12-20
12.3.6 先方ニーズ	12-23
12.3.7 ドナー動向	12-23
12.3.8 環境的影響	12-24
12.3.9 社会的影響	12-29
第16章 最優先プロジェクトの経済・財務分析 付属書	16-1
16.1 The Model for Economic Analysis of Prioritized Projects	16-1
第18章 最優先プロジェクトの環境影響・社会配慮に係る検討 付属書	18-1
18.1 環境社会配慮に関する法制度	18-1
18.1.1 環境政策	18-1
18.1.2 環境管理にかかる法制度・規制・ガイドライン	18-2
18.1.3 自然保護区、環境規制地域等	18-10
18.1.4 土地収用・非自発的住民移転	18-12
18.2 B-K-D-P 地点資料	18-14
18.2.1 地点概要	18-14
18.2.2 現地ステークホルダーとの協議に関する資料	18-29
18.2.3 問題分析結果と問題解決策	18-31
18.3 Chittagong 地点資料	18-37
18.3.1 地点概要	18-37
18.3.2 現地ステークホルダーとの協議に関する資料	18-48
18.3.3 問題分析結果と問題解決策	18-50
18.4 Meghnaghat 地点資料	18-56

18.4.1	地点概要	18-56
18.4.2	現地ステークホルダーとの協議に関する資料	18-67
18.4.3	問題分析結果と問題解決策.....	18-68
18.5	その他資料.....	18-75
18.6	簡易拡散計算の概要	18-82
18.7	住民移転計画 TOR 案	18-86
18.8	EIA の TOR 案	18-91
18.8.1	Objective	18-91
18.8.2	Scope of Work.....	18-91
18.8.3	Content of EIA study report.....	18-92

第1部 長期電源開発計画[PSMP2010]の策定 図・表リスト

AP 図 4-1	インド炭田図.....	4-20
AP 図 4-2	南アフリカの炭田分布.....	4-22
AP 図 4-3	Birds-eye view of pilot O/C coal mine.....	4-26
AP 図 4-4	Top plan view.....	4-27
AP 図 4-5	Cross-section view.....	4-27
AP 図 4-6	バラプクリア炭鉱区内での実施案.....	4-28
AP 図 4-7	ニューカッスル港 FOB 価格の変動.....	4-32
AP 図 4-8	年平均 FOB 価格と近似式.....	4-33
AP 図 4-9	バラ積み船備船価格推移 (2010年3月現在).....	4-35
AP 図 4-10	ドライバルク船の実績.....	4-36
AP 図 4-11	Small Handy の予測に向けた近似式.....	4-37
AP 図 4-12	東京電力小名浜コールセンター.....	4-40
AP 図 4-13	小名浜コールセンターの主要設備.....	4-41
AP 図 5-1	トレーラーマウント型のコイルドチュービング装置.....	5-25
AP 図 6-1	バングラデシュ周辺地図 (北部、東部).....	6-2
AP 図 9-1	230kV・400kV 潮流図(2015年東電源).....	9-10
AP 図 9-2	132kVSouthern 潮流図(2015年東電源).....	9-11
AP 図 9-3	132kVDhaka 潮流図(2015年東電源).....	9-12
AP 図 9-4	132kVCentral 潮流図(2015年東電源).....	9-13
AP 図 9-5	132kVWestern 潮流図(2015年東電源).....	9-14
AP 図 9-6	132kVNorthern 潮流図(2015年東電源).....	9-15
AP 図 9-7	400kV、230kV 潮流図(2015年西電源).....	9-16
AP 図 9-8	132kVSouthern 潮流図(2015年西電源).....	9-17
AP 図 9-9	132kVDhaka 潮流図(2015年西電源).....	9-18
AP 図 9-10	132kVCentral 潮流図(2015年西電源).....	9-19
AP 図 9-11	132kVWestern 潮流図(2015年西電源).....	9-20
AP 図 9-12	132kVNorthern 潮流図(2015年西電源).....	9-21
AP 図 9-13	230,400kV 潮流図(2015年軽負荷).....	9-25
AP 図 9-14	132kVSouthern 潮流図(2015年軽負荷).....	9-26
AP 図 9-15	132kVDhaka 潮流図(2015年軽負荷).....	9-27
AP 図 9-16	132kVCentral 潮流図(2015年軽負荷).....	9-28
AP 図 9-17	132kVWestern 潮流図(2015年軽負荷).....	9-29
AP 図 9-18	132kVNorthern 潮流図(2015年軽負荷).....	9-30
AP 図 9-19	400kV、230kV 潮流図(2030年東電源).....	9-40
AP 図 9-20	400kV、230kV 潮流図(2030年西電源).....	9-41
AP 図 9-21	230,400kV 潮流図(2030年軽負荷).....	9-44
AP 図 9-22	400kV、230kV 潮流図(2020年東電源).....	9-52
AP 図 9-23	400kV、230kV 潮流図(2020年西電源).....	9-53
AP 図 9-24	400kV、230kV 潮流図(2025年東電源).....	9-54

AP 図 9-25	400kV, 230kV 潮流図(2025 年西電源).....	9-55
AP 表 4-1	石炭資源量・埋蔵量別の炭量.....	4-16
AP 表 4-2	生産・消費・貿易動向(単位：百万トン).....	4-17
AP 表 4-3	石炭生産・消費と貿易量（単位：百万トン）.....	4-18
AP 表 4-4	中国の石炭需給・貿易動向(単位：百万トン）.....	4-18
AP 表 4-5	インドの生産・消費動向（単位：百万トン）.....	4-19
AP 表 4-6	インドの需給計画.....	4-19
AP 表 4-7	南アフリカの要炭田における代表炭の品質表.....	4-23
AP 表 4-8	南アフリカの残存可採炭量 2000 年.....	4-24
AP 表 4-9	米国の生産・消費動向（単位：億トン）.....	4-25
AP 表 4-10	生産計画と採掘コスト.....	4-29
AP 表 4-11	2000 年～2010 年のニューキャッスル港 FOB 単価平均.....	4-32
AP 表 4-12	2030 年までのニューキャッスル港 FOB 価格の予想値.....	4-33
AP 表 4-13	Small Handy の実績.....	4-36
AP 表 4-14	Freight & Insurance の予測.....	4-37
AP 表 4-15	「バ」国での石炭ハンドリングコストの予想価格（バージ輸送等）.....	4-38
AP 表 4-16	日本の主なコールセンター.....	4-42
AP 表 5-1	天然ガスの性状.....	5-1
AP 表 5-2	ガス生産長期予測（政府案ケース）2009/10～2029/30.....	5-2
AP 表 5-3	ガス生産長期予測（調査団ケース 1）2009/10～2029/30.....	5-3
AP 表 5-4	ガス生産長期予測（調査団ケース 2）2009/10～2029/30.....	5-4
AP 表 5-5	電源の中長期計画.....	5-5
AP 表 5-6	TGTDCL のガス需要予測（ベースケース）.....	5-10
AP 表 5-7	BGSL のガス需要予測（ベースケース）.....	5-11
AP 表 5-8	JGTDSL のガス需要予測（ベースケース）.....	5-12
AP 表 5-9	PGCL のガス需要予測.....	5-13
AP 表 5-10	SGCL のガス需要予測（ベースケース）.....	5-14
AP 表 6-1	バングラデシュ周辺地域の水力ポテンシャル（2008 年 3 月）.....	6-2
AP 表 9-1	各変電所需要想定結果(MW).....	9-1
AP 表 9-2	解析で使用する発電機.....	9-5
AP 表 9-3	新設送電線の標準パラメータ(100MVABase).....	9-9
AP 表 9-4	新設 400/230kV 変圧器の標準パラメータ.....	9-9
AP 表 9-5	2015 年の短絡・地絡計算結果(kA).....	9-22
AP 表 9-6	2015 年までに必要な送電線.....	9-31
AP 表 9-7	2015 年までに必要な変電所.....	9-37
AP 表 9-8	2030 年の短絡・地絡計算結果(kA).....	9-42
AP 表 9-9	2030 年までに必要な送電線.....	9-45
AP 表 9-10	2030 年までに必要な変電所.....	9-49
AP 表 10-1	ECONOMIC ASSUMPTIONS.....	10-1

AP 表 10-2	COST for GENERATION SUMMARY (Tk million) (1/6).....	10-2
AP 表 10-3	COST for GENERATION SUMMARY (Tk million) (2/6).....	10-3
AP 表 10-4	COST for GENERATION SUMMARY (Tk million) (3/6).....	10-4
AP 表 10-5	COST for GENERATION SUMMARY (Tk million) (4/6).....	10-5
AP 表 10-6	COST for GENERATION SUMMARY (Tk million) (5/6).....	10-6
AP 表 10-7	COST for GENERATION SUMMARY (Tk million) (6/6).....	10-7
AP 表 10-8	Unit Generation Cost for New Gen Plants (Public & Pub/Priv Unclassified) incl. Hydro & Transmission	10-8
AP 表 10-9	Unit Generation Cost from Existing Plants (Public) incl. Hydro & Transmission.....	10-9
AP 表 10-10	Unit Purchase Cost of Electricity from New & Existing Private Plants.....	10-10
AP 表 10-11	Overall Unit Cost of Electricity incl. New (public & pub/priv unclassified), Related Facilities, Existing Gen Plants and Purchased Electricity (new & existing)	10-11

第2部 石炭火力発電所建設に係る技術的検討 図・表リスト

AP 図 12-1	地域別需要バランスと石炭火力開発地点 (long list)	12-12
AP 図 12-2	既設電力系統と石炭火力開発地点 (mid list)	12-22
AP 図 18-1	EIA 実施プロセスのフロー	18-2
AP 図 18-2	RED カテゴリ事業の承認手続きフロー	18-4
AP 図 18-3	土地収用実施までのプロセス	18-13
AP 図 18-4	B-K-D-P 候補地点	18-14
AP 図 18-5	「バ」国の地形図	18-19
AP 図 18-6	Dinajpur 県の保護林分布図	18-20
AP 図 18-7	「バ」国のサイズミックゾーニングマップ	18-21
AP 図 18-8	Barapukuria 発電所深井戸水位月別変動	18-22
AP 図 18-9	Barapukuria 発電所深井戸水位の前年同月比較 (2007～2008 年)	18-23
AP 図 18-10	Barapukuria 発電所深井戸水位の前年同月比較 (2008～2009 年)	18-23
AP 図 18-11	Chittagong 候補地点	18-38
AP 図 18-12	Meghnaghat 候補地点	18-57
AP 図 18-13	空港まわりの高さ規制	18-78
AP 図 18-14	排煙処理システム例	18-79
AP 表 12-1	AHP 手法による小項目の重み付け	12-2
AP 表 12-2	重み付け総括表	12-4
AP 表 12-3	検討項目の評価の考え方	12-5
AP 表 12-4	燃料確保についての評価結果 (AHP 法)	12-8
AP 表 12-5	建設容易性についての評価結果 (AHP 法)	12-9
AP 表 12-6	運用性についての評価結果 (AHP 法)	12-9
AP 表 12-7	経済性についての評価結果 (AHP 法)	12-10
AP 表 12-8	評価点	12-10
AP 表 12-9	地域需給バランスにおける評価結果	12-11
AP 表 12-10	地域需給バランスについての評価結果 (AHP 法)	12-13
AP 表 12-11	先方ニーズについての評価結果 (AHP 法)	12-13
AP 表 12-12	ドナー動向についての評価結果 (AHP 法)	12-14
AP 表 12-13	環境的影響についての評価結果 (AHP 法)	12-15
AP 表 12-14	環境的影響についての評価結果 (AHP 法)	12-15
AP 表 12-15	燃料の輸送についての評価結果 (AHP 法)	12-16
AP 表 12-16	港湾設備についての評価結果 (AHP 法)	12-16
AP 表 12-17	用地の取得についての評価結果 (AHP 法)	12-17
AP 表 12-18	機器の搬入についての評価結果 (AHP 法)	12-17
AP 表 12-19	水害履歴についての評価結果 (AHP 法)	12-18
AP 表 12-20	地形、地質についての評価結果 (AHP 法)	12-18
AP 表 12-21	冷却水の確保についての評価結果 (AHP 法)	12-19

AP 表 12-22	灰処理についての評価結果 (AHP 法)	12-19
AP 表 12-23	接続可能な既設送電線との距離についての評価結果 (AHP 法)	12-20
AP 表 12-24	2次スクリーニング結果 (プロジェクトコスト)	12-20
AP 表 12-25	2次スクリーニング結果 (地域需給バランス)	12-21
AP 表 12-26	系統上有利な地点についての評価結果 (AHP 法)	12-23
AP 表 12-27	「バ」国側ニーズの高さについての評価結果 (AHP 法)	12-23
AP 表 12-28	国際開発金融機関の開発優先度・計画有無についての評価結果 (AHP 法) ...	12-24
AP 表 12-29	大気汚染についての評価結果 (AHP 法)	12-24
AP 表 12-30	水質汚染についての評価結果 (AHP 法)	12-25
AP 表 12-31	土壌汚染についての評価結果 (AHP 法)	12-25
AP 表 12-32	底質汚染についての評価結果 (AHP 法)	12-25
AP 表 12-33	騒音・振動についての評価結果 (AHP 法)	12-26
AP 表 12-34	悪臭についての評価結果 (AHP 法)	12-26
AP 表 12-35	廃棄物についての評価結果 (AHP 法)	12-27
AP 表 12-36	地盤沈下についての評価結果 (AHP 法)	12-27
AP 表 12-37	地理的特徴についての評価結果 (AHP 法)	12-27
AP 表 12-38	生物・生態系についての評価結果 (AHP 法)	12-28
AP 表 12-39	水利用についての評価結果 (AHP 法)	12-28
AP 表 12-40	事故についての評価結果 (AHP 法)	12-29
AP 表 12-41	地球温暖化についての評価結果 (AHP 法)	12-29
AP 表 12-42	各地点の調査結果 (社会的影響面)	12-30
AP 表 12-43	非自発的住民移転についての評価結果 (AHP 法)	12-32
AP 表 12-44	雇用・生計手段などの地域経済についての評価結果 (AHP 法)	12-32
AP 表 12-45	雇用・生計手段などの地域経済についての評価結果 (AHP 法)	12-33
AP 表 12-46	被害と利益の偏在についての評価結果 (AHP 法)	12-33
AP 表 12-47	地域内の利害対立についての評価結果 (AHP 法)	12-33
AP 表 12-48	ジェンダーについての評価結果 (AHP 法)	12-34
AP 表 12-49	子供の権利についての評価結果 (AHP 法)	12-34
AP 表 12-50	土地利用や地域資源利用についての評価結果 (AHP 法)	12-34
AP 表 12-51	社会資本関係や地域の意志決定機関などの社会組織についての評価結果(AHP 法)	12-35
AP 表 12-52	既存の社会インフラや社会サービスについての評価結果 (AHP 法)	12-35
AP 表 12-53	文化遺産についての評価結果 (AHP 法)	12-35
AP 表 12-54	HIV/AIDS 等の感染症についての評価結果 (AHP 法)	12-36
AP 表 16-1	ECONOMIC ASSUMPTIONS	16-1
AP 表 16-2	PROJECT PARAMETERS<2010 Constant Price>	16-3
AP 表 16-3	CAPITAL COST (Imported Coal)<2010 Constant Price>	16-4
AP 表 16-4	CAPITAL COST (Minemouth)<2010 Constant Price>	16-5
AP 表 16-5	CAPITAL & OPERATIONAL COST <EIRR> (Imported Coal).....	16-6
AP 表 16-6	CAPITAL & OPERATIONAL COST <EIRR> (Minemouth)	16-8
AP 表 16-7	ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN (Imported Coal).....	16-10

AP 表 16-8	ECONOMIC INTERNAL RATE OF RETURN (Minemouth)	16-11
AP 表 18-1	「バ」国の大気質基準	18-4
AP 表 18-2	「バ」国の工業施設における排ガス排出基準	18-5
AP 表 18-3	「バ」国の工業ボイラ排気の排出基準	18-5
AP 表 18-4	「バ」国と IFC との石炭火力発電所煤塵排出基準比較	18-6
AP 表 18-5	「バ」国の水質環境基準（表流水）	18-6
AP 表 18-6	「バ」国の飲料水基準	18-7
AP 表 18-7	「バ」国の排水基準	18-8
AP 表 18-8	「バ」国における騒音基準	18-9
AP 表 18-9	「バ」国の悪臭源排出基準	18-10
AP 表 18-10	「バ」国の自然保護区、環境規制地域の区分	18-10
AP 表 18-11	自然保護区、環境規制地域等の一覧	18-11
AP 表 18-12	環境保全地区の一覧	18-11
AP 表 18-13	Dinajpur 観測所における月別最高気温（℃）	18-16
AP 表 18-14	Dinajpur 観測所における月別最低気温（℃）	18-16
AP 表 18-15	Dinajpur 観測所における月別降水量（mm）	18-16
AP 表 18-16	Dinajpur 観測所における月別最高相対湿度（%）	18-17
AP 表 18-17	Dinajpur 観測所における月別最低相対湿度（%）	18-17
AP 表 18-18	Dinajpur 観測所における月別平均風速(m/s)と卓越風向	18-18
AP 表 18-19	Phulbari のボーリング調査結果（2002 年）	18-22
AP 表 18-20	Barapukuria 石炭火力発電所深井戸の水質データ	18-22
AP 表 18-21	Barapukuria 発電所排気による予測最大着地濃度	18-24
AP 表 18-22	B-K-D-P 地点周辺の陸上植物	18-24
AP 表 18-23	B-K-D-P 地点周辺の陸上動物	18-26
AP 表 18-24	B-K-D-P 地点周辺に棲息する魚類	18-28
AP 表 18-25	世帯インタビュー対象者プロフィール（B-K-D-P 地点）	18-29
AP 表 18-26	フォーカス・グループ・ディスカッション参加者プロフィール（B-K-D-P 地点）	18-30
AP 表 18-27	現地ステークホルダー協議 参加者プロフィール（B-K-D-P 地点）	18-31
AP 表 18-28	公害・自然環境面での影響にかかる B-K-D-P 地点の問題分析結果	18-31
AP 表 18-29	社会影響にかかる B-K-D-P 地点における問題分析結果	18-33
AP 表 18-30	B-K-D-P 地点の公害・自然環境面における問題解決策	18-35
AP 表 18-31	Chittagong 観測所の月別最高気温（℃）	18-39
AP 表 18-32	Chittagong 観測所の月別最低気温（℃）	18-39
AP 表 18-33	Chittagong 観測所の月別降水量(mm)	18-40
AP 表 18-34	Chittagong 観測所の月別最高相対湿度(%)	18-40
AP 表 18-35	Chittagong 観測所の月別最低相対湿度(%)	18-40
AP 表 18-36	Chittagong 観測所の月別平均風速(m/s)と卓越風向	18-41
AP 表 18-37	Anowara のボーリング調査結果(1)	18-41
AP 表 18-38	Anowara のボーリング調査結果(2)	18-42
AP 表 18-39	Chittagong 地点周辺の陸上植物	18-42

AP 表 18-40	Chittagong 地点周辺の陸上動物	18-44
AP 表 18-41	Chittagong 地点周辺に棲息する魚類	18-46
AP 表 18-42	世帯インタビュー対象者プロフィール (Chittagong 地点)	18-49
AP 表 18-43	フォーカス・グループ・ディスカッション参加者プロフィール (Chittagong 地点)	18-49
AP 表 18-44	現地ステークホルダー協議 参加者プロフィール (Chittagong 地点)	18-50
AP 表 18-45	公害・環境面にかかる Chittagong 地点の問題分析結果.....	18-50
AP 表 18-46	社会影響にかかる Chittagong 地点の問題分析結果.....	18-52
AP 表 18-47	公害・自然環境面の問題解決策	18-54
AP 表 18-48	Dhaka 観測所の月別最高気温 (°C)	18-58
AP 表 18-49	Dhaka 観測所の月別最低気温 (°C)	18-58
AP 表 18-50	Dhaka 観測所の月別降水量(mm).....	18-59
AP 表 18-51	Dhaka 観測所の月別最高相対湿度(%).....	18-59
AP 表 18-52	Dhaka 観測所の月別最低相対湿度(%).....	18-59
AP 表 18-53	Dhaka 観測所の月別平均風速(m/s)と卓越風向	18-60
AP 表 18-54	Meghnaghat 地点近郊のボーリング調査結果	18-61
AP 表 18-55	Meghnaghat 地点上流の Meghna 川水質(1999 年).....	18-61
AP 表 18-56	Meghnaghat 地点周辺の陸上植物	18-62
AP 表 18-57	Meghnaghat 地点周辺の陸上動物	18-63
AP 表 18-58	Meghnaghat 地点周辺に棲息する魚類	18-65
AP 表 18-59	世帯インタビュー対象者プロフィール (Meghnaghat 地点)	18-67
AP 表 18-60	FGD 参加者プロフィール (Meghnaghat 地点)	18-67
AP 表 18-61	現地ステークホルダー協議 参加者プロフィール (Meghnaghat 地点)	18-68
AP 表 18-62	公害・自然環境にかかる Meghnaghat 地点の問題評価結果	18-69
AP 表 18-63	社会影響にかかる Meghnaghat 地点の問題分析結果	18-71
AP 表 18-64	公害・自然環境面にかかる Meghnaghat 地点の問題解決策	18-72
AP 表 18-65	「バ」国の地震発生状況	18-75
AP 表 18-66	「バ」国のサイクロン過去 50 年間のサイクロン来襲履歴	18-76
AP 表 18-67	工事車両、建設機械の騒音レベルの一覧	18-77
AP 表 18-68	NO _x 対策.....	18-77
AP 表 18-69	SO _x 対策	18-78
AP 表 18-70	煤塵対策.....	18-78
AP 表 18-71	排煙処理システム検討項目	18-79
AP 表 18-72	炭塵対策	18-79
AP 表 18-73	工事車両、建設機械からの排気による大気汚染対策	18-80
AP 表 18-74	工事車両通行に伴う粉塵飛散対策	18-80
AP 表 18-75	工事車両、建設機械等からの潤滑油、燃料油漏洩対策	18-80
AP 表 18-76	工事車両、建設機械駆動による騒音・振動対策	18-80
AP 表 18-77	副生成物再資源化例	18-80
AP 表 18-78	中国 600MW 級火力への空冷コンデンサ導入実績例	18-81
AP 表 18-79	炭鉱開発における環境配慮事項	18-81

AP 表 18-80	燃料性状.....	18-82
AP 表 18-81	排出諸元.....	18-83
AP 表 18-82	排出濃度.....	18-83
AP 表 18-83	最大着地濃度.....	18-85
AP 表 18-84	脱硫非使用の場合の予想最大着地濃度.....	18-85

第4章 石炭セクター 付属書

4.1 APPENDIX – 1 「Coal Policy の概要」

(1) 国内エネルギー状況 (1. INTRODUCTION)

「バ」国の商業エネルギーの約 73%を天然ガスが占めている。生産された天然ガスの約 50%が発電、12%が肥料の製造に消費されている。現状では発電の 90%が天然ガスに頼っている。最近の見通しでは、2006 年末「確定+推定」のガス埋蔵量は 13.75Tcf (兆立方フィート) である。もし、新しいガス田が発見されない場合、2011 年過ぎにはガス不足が顕著になる。

天然ガスは発電のみでなく、尿素肥料の主要成分であり、CNG、家庭燃料にも使用されている。運輸への CNG の利用は輸入石油の代替であって、外貨の節約にもなっている。他方、CNG 車の増加数は速く、大気汚染の防止にもなっている。GDP の成長率が 7%以上の場合、2025 年までに新たに 26 Tcf (兆立方フィート) の天然ガスが必要となっており、熱量換算では 10 億トンの石炭に相当する。

このような状況下、肥料製造、CNG、家庭燃料、既存ガス発電所へ長期に天然ガスを供給するために、天然ガスの保存は非常に大切である。それ故、長期的な国のエネルギーセキュリティにとって、発電や他のセクターにおいて、天然ガスの使用を制限し、石炭の利用を徐々に増加させる必要がある。当面は「バ」国北西部で発見されている 5 炭田のうち、Barapukuria、Khalashpir、Phulbari、Dighipara の 4 炭田を採掘の対象とする。これら 4 炭田の確定炭量は 1,168 百万トンである。

(2) 背景と現況 (2. BACKGROUND AND CURRENT STATUS)¹

2006 年 Power System Master Plan (Nexant) において、GDP が 5.2 % の場合は 2025 年に電力需要が 19,312MW、GDP が 8 % の場合は 41,899 MW の電力需要が必要とされ、このうち 32,837MW を石炭火力が占め、75 百万トンの石炭が必要になる。2005 -2030 年の期間は 825(450 +375) 百万トン、2005 -2035 年の期間は 1,200(450 +375) 百万トンの石炭が必要とされる。

他方、2006 年 Gas Sector Master Plan (Wood and Mackenzie) において、GDP が 7.9 % と High Case の場合は天然ガスでは対応できないとなっている。このことから、国のセキュリティ確保のために、石炭火力発電が必要となる。

(a) 石炭政策の目的

国内石炭分野の開発を迅速に行い、エネルギーセキュリティを確立する。

- ガス発電に対するプレッシャーを減じ、石炭による発電を敏速におこなって、エネルギーセキュリティを確立する。
- 新区域での探査活動の実施 (現在までなされていなかった)。
- 最新技術を用い、健康、保安および環境に配慮して石炭生産を増やす。

¹ GDP が 8 % の場合、2019 年から国内石炭供給量が 30 百万トン/年を超え、2025 年には 75 百万トン/年に達するとしているが、この数字は発電に必要な石炭供給量であって、新規の発見がない以上、国内炭だけの供給量は Jamalgonj を除いた 4 炭田からの出炭を想定しているため技術的、社会的に実現は難しいと思われる。

- 民間及び公的な投資家が興味をおぼえる石炭分野の探査と生産
- 炭鉱からの危害を最小とするために、環境と土地の復元に関し、法的小よび行
- 上の必要な軽減措置をとる。
- 民間及び公的分野への石炭火力発電所建設促進。
- 石炭をベースとする産業促進。
- コールゾーン（石炭火力発電所）から消費地への送電容量の増強。
- 石炭分野の迅速な発達のため、適切なる制度および組織のリフォーム。

(b) 国内炭開発によるエネルギーセキュリティの確保¹

- 露天掘りの採掘回収率が90%の場合、これらの炭田から約1,050百万トンを探掘できる。Nextantによると2025年に75百万トン発電に使用し、その後新規の石炭火力がない場合は2033年までの発電が可能
- 坑内掘りの採掘回収率が20%の場合、これらの炭田から約235百万トンを探掘できる。Nextantによると、この炭量では2022年までしか発電できない。
- 浅部の露天掘りからは788百万トンの生産が可能と思われる。一方、中深度（250-500m）は坑内掘りとする、僅か60百万トンの生産が可能と思われる。したがって、4炭田からは計848百万トンの供給が可能と思われる。これから、2030年迄は石炭発電が可能である（2025年以降に新規の石炭火力がなく、2025年に75百万トンの石炭生産がなされた場合）。

(3) エネルギーセキュリティ確保に石炭を商業エネルギーとして使用 (3.USE OF COAL AS COMMERCIAL FUEL FOR ENERGY SECURITY)

(a) 商業エネルギーとしての石炭

増大する天然ガスへの需要を減らし、発電、他産業や商業に使う燃料を輸入に頼らないで済むように、代替として石炭を使用する。

多くの国では石炭火力が40%から60%を占めている。2010年以降は石炭ベースの発電にエネルギーセキュリティ確保に石炭を使用すべきである。

国内向け石炭は木材や輸入LPGの代わりに使用されるように促進すべきである。石油製品関係の生産も最新の技術を用いて石炭をつかうことができる。

(b) Coal Sector Master Plan

増大するエネルギー需要と50年間のエネルギーセキュリティを確保するため、石炭火力発電所や他部門で使用する石炭に関し、Coal Bangla (proposed)/BMDを通して石炭産業の開発するようにCoal Sector Master Planの準備が必要である。Coal Sector Master Planは以下の事項を明らかにして長期の石炭開発戦略を作らねばならない。

石炭規則、採掘、資金調達、環境および社会保護に関連する関係機関(GOB等)の役割
各関係機関に対するコストの利益分析と便益

¹海外での現在稼行中の露天掘りの実収率の多くは90%以上であるが、その殆どは露頭線あるいは潜露頭線から採掘を開始する浅い箇所の炭層を対象にしており、深度のある炭層は坑内掘り方式にしている。バングラデシュでどの深さまで経済的に採掘できるのか。バングラデシュの地質条件を考慮すると期待値と現実には隔たりが大きいので今後検討が必要である。

各関係機関の本来性

国の便益、GOB が回収できる経済的賃借料

石炭のある「バ」国北西部の開発

GOB 投資の必要性

Energy Division は石炭火力発電の需要をしっかりと見据え、Coal Sector Master Plan の作成を主導する必要がある。石炭は Coal Sector Master Plan の観点と国内需要に合致して採掘される。

(c) 石炭生産規則

現在の石炭回収可能資源および次の 50 年間のエネルギー需要に対する固定目標を考慮して石炭採掘計画が公式化されなければならない。GSB は探査活動を活発にするために強化、近代化されねばならない。

石炭開発を早急に達成するために、当局(Bureau)はエネルギー政策における石炭需要と一致した石炭生産になるように探査権および鉱業権を発行する。

(d) 他の石炭使用

Coal Sector Master Plan の下では、発電のみでなく他全種類の石炭使用を促進すべきである。

- (1) 代替燃料
- (2) 小規模発電所
- (3) 粉炭
- (4) 支援サービス
- (5) 鉄鋼とリローリング工場
- (6) 石炭ガス
- (7) 石炭液化等

(e) 石炭輸出規則

前述のように GDP が 8% の場合、石炭を発電専用で使用すると 2025 年迄に 825 百万トン、2030 年迄に 1,200 百万トンの石炭が必要である。このような理由で、石炭を発電以外に使用する事や輸出する事は困難である。

ただし、新たにガス田や炭田が発見され、50 年間の供給セキュリティおよび全需要に関する Coal Sector Master Plan において、石炭火力への供給義務を果たし、Sector Development Committee の推薦をうけて政府の認可を受けると石炭輸出の機会があろう。

鉱業権者は義務発電所以外にも他発電所、他産業を援助する主役になるべきである。

(4) インフラストラクチャー開発 (4.INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT)

(a) Coal Zone

石炭が既存およびその可能性のある国の北西部を Coal Zone とよんでいる。国はその範囲を拡大、見直しができる。Coal Zone では以下の事を考慮する。

- (1) 鉄道、道路、送電網、港、水路、貯水池等のインフラ
- (2) 村落、街、教育機関、産業、商業とサービス組織の社会インフラ
- (3) 農地の使用パターン

- (4) 水源、地下水の動向
- (5) 計画区域の生態多様性に関する事柄

(b) Coal Zone Report

政府組織（Coal Bangla/BMD）は Coal Zone 全域のすべての開発に対し Coal Zone Report を準備する。政府等(Bureau、GSB、Coal Bangla 等々)の各組織は、この作業に協力する。

Coal zone における石炭部門の発達には運輸部門の開発が必要である。他省庁は石炭に関するインフラの建設と操業に協力する。

Coal Zone は坑口発電をベースとして、国の主要発電ブロックとして開発され、消費地に送電される。

石炭関連のインフラは、長期のビジネスプランと使用者からの適切な料金設定を基にした PPP で建設すべきである。

(5) 石炭関係の技術的見地 (5. CONSIDERATION OF COAL RELATED TECHNICAL ASPECTS)

(a) 石炭採掘

国の長期的なエネルギーセキュリティはエネルギー政策と整合するような石炭採掘量によって確立される。国の社会経済な条件、地質構造、自然、土壌条件を考慮し、適切で確立されている技術で採掘すべきである。

鉱山は健康、保安および環境規則に適合し、適正な価格を維持する石炭採掘の達成目標を計画する。F/S はそれぞれの採掘法に関し詳細な経済分析を記して政府に提出する。

(b) 採掘法

投資者は技術経済報告も含む、現地の地質、水理地質、土壌岩石力学、環境影響調査等をベースとした採掘法を申請すべきである。一方当局は国のエネルギーセキュリティを考慮して認可する。

坑内掘り開発計画は既に経験したことを取り入れ、十分な予防が必要である。専門委員会が調査後、申請が適切であれば、当局が認可する。

露天掘りは技術経済、社会、環境および土地復旧に関連した緩和策に対して厳重な監視下に置かれるべきである

「バ」国は露天掘りの経験がなく、もし石炭が露天掘りで採掘される場合は、1つの炭鉱が露天掘りで成功した場合は次の諸項目を最初に取り入れるべきである。もし、結果が満足できるものであれば他の炭鉱でも商業採掘に取り入れると思われ。

- (1) 石炭の採掘順序
- (2) コンピューターシミュレーションでの地下水レベルと水を再注入した場合の効果
- (3) 環境汚染の軽減
- (4) 抜水の結果が環境に及ぼす影響、土地復旧と肥沃さに及ぼす影響
- (5) 移住と収入回復
- (6) 社会経済状況
- (7) 公共意識の増加

(c) 炭量¹

GSB は炭量計算に関し、国際的に標準となっている JORC/ASTM と整合する方法で確定、推定、予想の各炭量を産出するとなっている。

炭田中 Khalaspir と Dighipara では探査ボーリングの数が少なく条件の把握が充分とは思われない。今後の調査強化が必要。

(d) 石炭品位等級

当局は一般炭、原料炭の等級は、使用者に適合できるように大学、研究等の協力を得て明確にする。

(6) 考慮すべき環境の見地 (6.ENVIRONMENTAL ASPECT FOR CONSIDERATIONS)**(a) 環境セイフガード**

鉱山、石炭火力発電やその他の関係事項に関する環境悪化を最小限にするため、Department of Environmenta (DoE)が必要な措置をとる。当国では、炭鉱開発で生じる環境汚染に関する法的構造が不十分なために、Equator Principle/世銀ガイドラインに基づいて、暫時の対策としている。

政府は環境影響評価と環境管理計画の見地から、鉱業権者からプロジェクトの見積もりコストの1.5%の保証金を考えている。「鉱山鉱物法(1968改訂)39節(c)で記述されているように3%まで増加」。

(b) 環境影響評価 Environmental Impact Assessment (EIA)

探査権者や鉱業権者は Equator Principle/世銀ガイドラインと DOE 規則に基づいたガイドラインに対する環境影響評価を実施する。

鉱業権申請者は鉱山開発計画、土地復旧計画と定住計画を提出し、同時に生産計画、復旧計画を準備する必要がある。選定された申請者は、DOE が発行した Environment Clearance を局に提出し、鉱山鉱物法(1968改訂)に基づき鉱業権を与える。

(c) 社会的影響評価 Social Impact Assessment (SIA)

探査権者や鉱業権者は、コミュニティや利害関係者に対し総合的な社会的影響評価を準備しなければならない。EIA および Environmental Management Plan (EMP)は公開することに因って、住民が理解できる機会を与える。

(d) 環境管理計画 Environmental Management Plan (EMP)

査権者や鉱業権者は Equator Principle/世銀ガイドラインと DOE 規則に基づいた環境管理計画 EMP 準備し、環境や社会に対する影響を最小限にしなければならない。その細目は環境監視、記録の保存と報告、鉱業権者の経費内訳の保存、計画の実施、環境汚染の管理等がある。

¹炭田中カラスピールとディヒパラでは探査ボーリングの数が少なく条件の把握が充分とは思われない。今後の調査強化が必要。

(e) 地下水の管理と帯水層の構造¹

U/G、O/C ではピットを乾燥させるために排水が必要である。いずれかでは大規模な排水が必要となるが、その影響は数キロメートルに及ぶと思われる。開発前にコンピューターのモデリングやシミュレーションを用いて地下水位の影響を決定しなければならない。採掘期間中、その区域周辺の陽水による影響軽減のため、陽水された水を地下に注入できれば、この技術を帯水層へも応用すべきである。

大規模な排水が行われた場合は、地表の沈下が予想される。これによって生じる建物、貯水池、鉄道、運河や地表の排水への影響をほごするため、採掘デザイン等の環境負荷低減措置が必要である。

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

(f) 環境保護のコスト

探査権者や鉱業権者はプロジェクトに係わる全てのコストを負担する。

(g) 環境影響リサーチ

採掘によって生じる長期の影響は適切な専門家チームによって調査される。政府は鉱山鉱物資源管理開発法-1992 と鉱山鉱物法(1968 改訂)に基づき、鉱業権者からの補償を実現する。

(7) 土地の復旧、緑化と利用 (7. LAND RECLAMATION, REHABILITATION AND UTILIZATION)**(a) 土地の復旧、緑化**

炭層賦存区域は人口が多く、高度な農業地帯である。鉱業権者その区域/鉱山を放棄する前に探査や採掘に影響を受けた土地を復旧し緑化しなければならない。コストは全て鉱業権者が負担する

(b) 土地利用

探査権者や鉱業権者は事前に、探査および採掘の各最終段階での詳細な土地の再利用に関し、目標達成の特別計画および Equator Principle/世銀ガイドラインと DOE 規則に基づいた環境管理計画(EMP)を準備しなければならない。

鉱山活動による環境悪化を最小化するアクションプランは鉱山活動の各段階に応じてなされる。世界標準の最高な方法を取ることによって、鉱山区域と周辺の生命や資産が守られる。

¹ Coal Zone においては炭層賦存層の上位に大量に水を含んだ Upper Dupi Tila 層が厚く堆積し、炭鉱開発の弊害となっている。ために、この様な項目が独立して記されたものと推察される。また、露天掘りを実施する前には、要所では陽水テストはもちろん、コンピューター使用のシミュレーションばかりでなく Upper Dupi Tila 層の斜面安定の実測やその対策を図り、生産の安定や保安を確保するためにもトライアルマイニング等を実施した方が望ましい。

(c) 土地復旧概観

多方面の科学者、技術者が当局の下に集まり、土地復旧、リハビリの技術的な見通しを作成する。

(d) 居住者と構築物への補償

Equator Principle/世銀ガイドラインと DOE 規則に基づき、探査権者/鉱業権者はリハビリや土地および構築物の損害に対する補償をする。

支払いは鉱山鉱物規則-1968 とその他の法に基づき支払われる。

(8) 石炭分野の投資 (8. INVESTMENT IN THE COAL SECTOR)**(a) 物理的および制度的インフラストラクチャー開発**

石炭の探査、開発と生産以外に、次のような分野にも投資される。

- (1) GSB の活動
- (2) Coal Bangla の創設と石炭分野開発の効率化
- (3) 石炭の開発研究の増強
- (4) 関係諸官庁の制度開発と能力構築
- (5) 石炭関係のインフラストラクチャー
- (6) CBM やピートの開発および石炭ガス化
- (7) 貧困対策および田舎ベースの発電をするために田舎や国内での石炭使用、

(b) 投資

石炭探査、開発、生産、マーケットへの投資は政府部門に優先権がある。エネルギーセキュリティを考慮し、適切な供給が必要な場合は民間部門の投資も急ぎ促進する必要がある。大規模な炭鉱や火力発電所を建設する場合は、「バ」国株取引所に登録されている国内投資家とプロジェクトの equity を持ち合っている場合、外国からの投資も促進されるべきである。探査権や鉱業権を所有する民間投資家は、採掘の経験が無い個人や組織、破産した個人や組織、財務状態の悪い個人や組織に探査権や鉱業権等を譲渡できない。

(c) 石炭盆地の探査**1) 民間による新地域の探査**

鉱物資源開発当局は国際的な広報を使って新地域の石炭探査を呼びかける。申請者は採掘に十分な経験があり、計画された探査を確実に実行できることが必要。しかし、公的機関に優先権がある。

2) 既発見の石炭盆地

政府は GSB によって既に発見された石炭盆地を民間あるいは公的部門に公開する。申請者/テNDER応募者は探査権あるいは鉱業権が発行される前に、GSB が発見した石炭盆地のデータ/情報収集の対価を支払う。

(d) GSB 発見石炭盆地の投資者選択プロセス

新聞、ウェブサイト等を通じて申請者を集め、テNDERにかけて選択する

(e) マイニングのその他事項

- ピート炭ブロック
- コールベッドメタン
- 他の貴重鉱物
- 石炭地下ガス化

(f) 炭田開発プログラムと予算

開発プログラムと予算は商業生産開始までをカバーできるものでなければならない。作業の進展にあわせ、例外的な環境を除き、全体プログラム完成をキープしてプログラムと予算の見直しは認められるべきである。

(9) 石炭火力発電 (9. COAL FIRED POWER GENERATION)**(a) 石炭火力発電所の創設**

Power System Master Plan (Nextant-2006)によると、GDP の伸びが 5.2% の場合、2015 年には 9,786MW、2020 年には 13,993MW、2025 年に 19,312MW の電力が必要になる。GDP の伸びが 8% の場合 2015 年には 13,408MW、2020 年には 24,445MW、2025 年に 41,899MW の電力が必要になる。

2011 年過ぎには既設のガス発電所や肥料工場へのガス供給が不足する。それ故に代替エネルギー源として石炭火力発電計画を直ちに実行すべきである。

Jamalgonj を除き「バ」国には 1,168 百万トンの確定炭量が賦存する。露天掘りでは回収率 90% で 1,050 百万トン、坑内掘りでは回収率 20% で 235 百万トンの石炭が採掘可能である。石炭火力発電所の石炭必要量は表に示す。

(b) 義務的発電所

鉱業権者は坑口に 1 個の坑口発電所を建設、運転して長期購買契約の下、電力網に電気を供給しなければならない。義務的発電所の大まかなパラメーターは次のようである。

- (1) 発電所の商業運転開始の日付は、炭鉱の商業操業開始から 1 年以内にならなければならない。
- (2) 鉱業権者は年産 300 万トンに対し最低 500MW の発電所を建設しなければならない。

(c) 石炭火力 IPP

Coal Zone からの膨大な石炭生産を予測すると、公的発電だけでは対処不能と思われ、炭鉱に近い所に建設される IPP が必要であり、民間部門の参入促進が必要である。IPP の大まかなパラメーターは次のようである。

- (1) 発電所は BPDB あるいは関係政府機関によって、ガスコンバインドサイクル発電と同様な方法でテNDERに掛けられる。
- (2) 鉱業権者と IPP 投資者間で供給契約を結び、Taka で支払われる。

- (3) IPP は民間部門発電政策-1996(2004 改正)によって IPP ステータスが与えられ、Taka で売電する。

(d) 公的部門発電

BPDB は既に Barapukuria 炭鉱に隣接して 250MW の発電所を建設しており、将来公的ファイナンスで石炭発電所を増設する。公的部門発電の大まかなパラメーターは次のようである。

- (1) 鉱業権者と BPDB あるいは適切な政府機関の間で供給契約を結ぶ。
- (2) 供給石炭価格は Power Division と鉱業権者とで交渉される。
- (3) 政府は全ての鉱業権者からロイヤルティとして石炭を選択して、公的部門発電所に供給できる。

(e) 自家専用発電

石炭自家専用発電の電力は自社内に限られる。余剰の電力価格は BPDB との交渉あるいは自家専用発電政策に基づき決められる。

(10) 商業的見地 (10. COMMERCIAL ASPECT)

(a) 石炭価格

当局は国内向け石炭価格を四半期ベースで計算し、ウェブサイトとニュースメディアで公表する。輸出石炭価格(ECPt)は国際石炭価格インデックスを基にしている。トン当たり輸出石炭価格(ECPt)は US ドルで表され、過去 3 ヶ月の国際価格の平均である。坑口での国内石炭価格は $ECPt \times 0.7$ である。

(b) ロイヤリティ

鉱業権者は政府に産出した国内使用石炭と輸出石炭のロイヤリティを支払う。ロイヤリティは 4 半期ベースで支払い、産出量は当局によって証明される。政府はロイヤリティをキャッシュあるいは現物で受け取る。

1) 輸出石炭のロイヤリティ

輸出石炭のロイヤリティは固定部と変動部の 2 種があり、次式で表される。

$$R_t = FRC + (ECPt - ECPb) * 10 / ECPb$$

ここで

R_t は 4 半期の輸出石炭ロイヤリティパーセント

FRC は固定部ロイヤリティで 4 半期間、露天掘りが 6%、坑内掘りが 5%w である。

$(ECPt - ECPb) * 10 / ECPb$ は変動部ロイヤリティでパーセントで表し、輸出石炭に対する割増金で 0 以下はない。

ECPt は輸出石炭価格で、過去 3 ヶ月の国際価格の平均で、\$/トンである。

ECPb はベース年の石炭価格であり、US\$25/トンである。

輸出石炭への 4 半期のロイヤリティ支払いは次式で表される。

$$QRP = R_t * ECq * [0.90 * ECPt]$$

ここで

QRP は 4 半期の輸出石炭ロイヤリティ支払額で US\$/トン

ECq は 4 半期における輸出石炭のトン数

上記の QRP は一般炭用で、原料炭は適切な ECPt、ECPb、ECq を用いて別に計算する。

ECPt の算定が難しい場合、一般炭価格の 1.5 倍とする。

2) 国内向け石炭のロイヤリティ

4 半期の国内向け石炭のロイヤリティは次式で表される。

$QRP = R * LUC * \text{妥当な石炭価格}$

ここで

QRP は 4 半期のロイヤリティ、Taka で支払う

R は固定部ロイヤリティ

LUC は 4 半期における国内向け石炭のトン数

(c) 石炭マーケット

鉱業権者は「バ」国各地に石炭を配分するように配送業者と契約し、配送業者は炭鉱から全国各所の配送センターに運搬する責任を持つ。小規模受容者は必要量を配送業者から調達する。この様な石炭価格は坑口価格に適切な配送料金をプラスしたもの。

剰余石炭がでた場合、全需要に関する Coal Sector Master Plan および 50 年間の供給セキュリティが確認され、石炭火力への供給義務を果たした後、Sector Development Committee の推薦をうけて政府の認可を受けると石炭輸出の機会がある。

当 Draft Coal Policy は GDP 年率 8% 成長を前提とした箇所が多く、国内炭産出量は必要電力量から逆算した数字であって、全量発電所向けになっている。ために輸出どころか国内他産業向けも難しい。高価格の原料炭は輸出に回して外貨を得たとしたら、その分以上の一般炭が輸入できると思われる。

(d) 手数料

探査権や鉱業権の手数は年と共に鉱山鉱物資源規則に基づいて、レビュー、更新し、当局によって発表すべきである。

(e) 石炭ファンド

石炭開発活動を迅速に進めるために、政府からの寄付金 1 億 Taka をはじめとして、テNDERでの前払い金、鉱業権者からの研究開発手数料等を基にして作る。

このファンドは、制度能力構築、人材開発、GSB の調査、GSB と BMD 関係者の高級トレーニング、Coal Sector Master Plan、Coal Zone Study、ピートおよび CBM の開発、石炭ガス化、石炭液化等に使用される

GSB と BMD はこのファンドをコールコミッティの指揮下において管理する。

(f) 税制インセンティブ

探査期間中は設備、機械、スペアパーツ、消耗品等探査権者が輸入する物品の関税 VAT の免除

事業税、所得税、VAT、その他について、投資者が便益を受けられる。
CBM、ピート炭、石炭液化、石炭ガス化等の F/S と開発には税制上のインセンティブが受けられる

(11) 制度開発とフレームワーク (11. INSTITUTIONAL DEVELOPMENT AND FRAMEWORK)

(a) 当面の制度開発作業

政府は 2007 年 7 月から 2011 年 6 月を使い、石炭産業マスタープラン、Coal Zone Study の開始、石炭産業関連の制度的構造におけるレビューと適切な変化、政府職員(Bureau)の能力構築...を開始して石炭分野を強化する。

(b) 法の変化

探査権者、鉱業権者は既存あるいは将来政府によって発布される諸法令を遵守すべきである。投資者は通常のビジネスリスクとして、変化に関連するコストに耐えるべきである。政府は時に応じこの規則を見直す。

(c) 既存組織の強化

1) Geological Survey of Bangladesh

GSB は石炭資源発見の調査に責任がある。当組織は効率向上のため適切な人材と最新技術を持って以下を実施する。

- (1) 新区域で新堆積盆地発見、確認のために地質および物理探査を行う
- (2) 十分な数の探査ボーリングを行い、堆積盆地の商業埋蔵炭量を確認する。
- (3) 標準を定め、石炭資源を確認、推定、予想炭量をだす。
- (4) 標準を定め、一般炭、原料炭を区分する。
- (5) 標準を定め、商業炭の品質を分類する。
- (6) 鉱物資源を連続して最新の情報を蓄えデータベースを作る準備をする。
- (7) 石炭分野の潜在投資家発掘のためのデータの管理とマーケティング。
- (8) 最近のデータを用いての Coal Zone 創設への参加と貢献。

2) Bureau of Mineral Development

Bureau は以下の事項に責任を持つ。

- (1) 鉱物資源の探査と開発への投資者の選択。
- (2) 石炭の開発、生産、マーケティングの監視。
- (3) 石炭産業のマクロ的見地の調整。
- (4) 石炭輸出証明書の発行。
- (5) 4 半期ベースで輸出石炭価格(EPCt)を発表。
- (6) 定期的な監督
- (7) 土地復旧の方面において、探査権者や鉱区権者の活動に対する環境保護の監視

3) Department of Environment

DOE は探査、生産、貯炭、石炭運搬、土地復旧、改善が必要な区域に関しての法、規則、規定のレビューを実施し、環境に優しく、責任ある石炭開発がなされるようにする。このような目的で採掘管理復旧の法/規則を準備すべきである。独立した Sell/Unit が設立されて鉱山の環境問題を解決する。Coal Zone に DOE 事務所を建設する。

4) Coal Sector Development Committee

1	Minister, Ministry of Power Energy & MR Division	Chairperson
2	Secretary, Finance Division, Ministry of Finance	Member
3	Secretary, Energy Division	Member
4	Secretary, Power Division	Member
5	Secretary, Ministry of Home	Member
6	Secretary, Ministry of Communications	Member
7	Secretary, Ministry of Land	Member
8	Secretary, Ministry of Forest & Environment	Member
9	Secretary, Ministry of Commerce	Member
10	Commissioner, Rajshahi Division	Member
11	Chairman, Petrobangla	Member
12	Chairman, BPDB	Member
13	Director General, Geological Survey of Bangladesh	Member
14	Specialists in the related field (3 Nos.)	Member
15	Director, Bureau of Mineral Development	Member

コミッティは時に応じて民間部門、市民社会および専門家と協調して実施される。

5) コールバンングラ

政府は石炭に公的分野の投資と参加を確保するのに電力エネルギー鉱物資源省 EMRD の下にコールバンングラを設立する。その職員は必要に応じて適切な人員を指名され、優先的に訓練される。

6) Chief Inspector of Mines

Chief Inspector of Mines 事務所を創設する。

7) 採鉱教育施設

BUET および RUET は採鉱学の学士コースを開始する予定。地質の教育と研究プログラムはラジスハリ大学、ダッカ大学およびジャハンギルナガル大学で強化される予定。Coal Zone には高専を開設し技術中間管理職を養成する。同様に職業訓練所を開設し、熟練工、オペレーター、技能工を養成する。

8) 人材開発

鉱業権者は所有しているトレーニングセンターで、実作業をさせる前に、従業員を採掘における実技的な保安教育を行う。

政府は炭鉱が増え、多数の人材が必要となることを考慮し、短期および長期の技術に係わる人材訓練を早急に行うようにすべきである。

探鉱権者および鉱業権者は探鉱と開発に近代技術を採用し、「バ」国人には近代技術を訓練させなければならない。

[Note] : 7)および8)を実施するためには、多数の質の高い教育者が必要となる。何処から誰を手当するのか。日本の炭鉱では重要な作業は有資格者、指定鉱山労働者が行うようになっている。有資格取得教育制度も必要である。

9) 研究開発

別々の大学は、EMRD からの交付金を使って、炭鉱開発を始めるための探鉱研究プログラムを始めるべきである。研究センターは官民共同で行い、保安、健康災害防止のアドバイスを石炭産業に与えるようにする。

センターは有益な研究、石炭の乾留、ブリケット、ガス化とその副産物の利用を研究する。センターは石炭液化を主導し、民間投資に魅力あるものとする。

(12) 補償、保険と紛争の調停 (12. COMPENSATION, INSURANCE AND SETTLEMENT OF DISPUTE)

(a) 補償および保険

鉱業権者は道路、構築物、川、埋設ケーブル、電話線、ガスパイプライン、上下水道パイプライン等への危害に対して補償の義務がある。

鉱業権者は、災害に因って起こる怪我、死亡、資産の損失に備えて保険金の負担をする。

(b) 紛争の調停

鉱業権者と当局間の契約調印後に紛争が生じた場合、既存の法に基づき調停される。バン格拉デシュ調停法-2001 が適用される。

Bangladesh Coal Policy Draft (1)

TABLE of CONTENTS

- 1. INTRODUCTION**
- 2. BACKGROUND AND CURRENT STATUS**
 - 2.1 AIMS AND OBJECTIVES OF THE COAL SECTOR
 - 2.2 ENSURE ENERGY SECURITY BY DEVELOPING THE COAL SECTOR
- 3. USE OF COAL AS COMMERCIAL FUEL FOR ENERGY SECURITY**
 - 3.1 COAL AS COMMERCIAL ENERGY
 - 3.2 COAL SECTOR MASTER PLAN
 - 3.3 REGULATION OF COAL PRODUCTION
 - 3.4 OTHER COAL USES
 - 3.4.1 Coal as an Alternative Fuel
 - 3.4.2 Small Scale Power Plants
 - 3.4.3 Coal Dust
 - 3.4.4 Support Services
 - 3.4.5 Steel and Re-rolling Mills
 - 3.4.6 Coal Gas
 - 3.4.7 Coal to Liquid, Fuel Oil and Other Matters
 - 3.5 REGULATION OF COAL EXPORT
- 4. INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT**
 - 4.1 COAL ZONE
 - 4.2 COAL ZONE
- 5. CONSIDERATION OF COAL RELATED TECHNICAL ASPECTS**
 - 5.1 EXTRACTION OF COAL
 - 5.2 METHOD OF MINING
 - 5.3 COAL RESERVES
 - 5.4 QUALITY GRADATION OF COAL
- 6. ENVIRONMENTAL ASPECTS FOR CONSIDERATIONS**
 - 6.1 ENVIRONMENTAL SAFEGUARDS
 - 6.2 ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT (EIA)
 - 6.3 ENVIRONMENT MANAGEMENT PLAN
 - 6.4.1 Monitoring of Impact
 - 6.4.2 Record Keeping and Reporting
 - 6.4.4 Implementation Schedule
 - 6.4.5 Control of Environmental Pollution
 - 6.6 MINE WATER MANAGEMENT
 - 6.7 ENVIRONMENTAL PRESERVATION COSTS
 - 6.8 ENVIRONMENTAL IMPACT RESEARCH
- 7. LAND RECLAMATION, REHABILITATION AND UTILIZATION**
 - 7.1 RECLAMATION AND REHABILITATION OF LAND
 - 7.2 LAND UTILIZATION
 - 7.3 OVERVIEW OF LAND RECLAMATION
 - 7.4 COMPENSATION FOR RESETTLEMENT OF INHABITANTS AND STRUCTURES
 - 7.4.1 Rehabilitation and Compensation Payment
- 8. INVESTMENTS IN THE COAL SECTOR**
 - 8.1 PHYSICAL & INSTITUTIONAL INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT:
 - 8.2 INVESTMENT:
 - 8.2.1 Transfer of Lease & Assign:
 - 8.3 EXPLORATION OF COAL BASINS
 - 8.3.1 Exploration in the new areas by Private Sector
 - 8.3.2 Discovered Coal Basins

Bangladesh Coal Policy Draft (2)

- 8.4 PROCESS OF INVESTOR SELECTION FOR GSB DISCOVERED COAL BASINS
- 8.5 OTHER AWARDS FOR MINING
 - 8.5.1 Peat Coal Blocks
 - 8.5.2 Coal Bed Methane
 - 8.5.3 Other Precious Minerals
 - 8.5.4 Underground Coal Gasification
- 8.6 COAL FIELD DEVELOPMENT PROGRAMME AND BUDGET
- 9. COAL FIRED POWER GENERATION**
 - 9.1 ESTABLISHMENT OF COAL BASED POWER STATION
 - 9.2 MANDATORY POWER STATION
 - 9.3 COAL FIRED IPP
 - 9.4 PUBLIC SECTOR GENERATION
 - 9.5 CAPTIVE POWER GENERATION
- 10. COMMERCIAL ASPECTS**
 - 10.1 COAL PRICES
 - 10.2 ROYALTY
 - 10.2.1 Royalty of Export Coal
 - 10.2.2 Royalty of Local Use Coal
 - 10.3 COAL MARKETING
 - 10.4 FEES
 - 10.5 COAL FUND
 - 10.6 FISCAL INCENTIVES
- 11. INSTITUTIONAL DEVELOPMENT AND FRAMEWORK**
 - 11.1 IMMEDIATE DEVELOPMENT WORKS
 - 11.2 CHANGE IN LAW 26
 - 11.3 STRENGTHENING OF EXISTING ORGANIZATIONS
 - 11.3.1 Geological Survey of Bangladesh
 - 11.3.2 Bureau of Mineral Development
 - 11.3.3 Department of Environment
 - 11.3.4 Coal Sector Development Committee
 - 11.3.5 Coal Bangla
 - 11.3.6 Chief Inspector of Mines
 - 11.3.7 Mining Educational Institutions
 - 11.3.8 Human Resource Development
 - 11.3.9 Research and Development
- 12. COMPENSATION, INSURANCE AND SETTLEMENT OF DISPUTES**
 - 12.1 COMPENSATION & INSURANCE
 - 12.2 SETTLEMENT OF DISPUTES

APPENDIX-A: IN-SITU GEOLOGICAL COAL RESERVES OF BANGLADESH

APPENDIX-B: POWER DEMAND DURING 2005-2025 AND DISTRIBUTION OF USAGE OF FUELS FOR
BASE CASE (GDP GROWTH 5.2%)

POWER DEMAND DURING 2005-2025 AND DISTRIBUTION OF USAGE OF FUELS FOR
BASE CASE (GDP GROWTH 5.2%) AND HIGH CASE (GDP GROWTH 8%) WITH EARLY
COAL SCENARIO

APPENDIX-C: GEOLOGICAL DESCRIPTION OF COAL RICH ZONES

APPENDIX-D: DEFINITIONS

4.2 APPENDIX-2 「「バ」国が輸入可能な産炭国の状況」

(a) インドネシア

2007年の一次エネルギー消費は石油（47.5%）、天然ガス（26.5%）に次いで石炭は24.3%を占めるが、インドネシア政府は2025年に33%まで代替国産燃料として石炭利用を拡大する政策である。石炭は外貨獲得の資源とも位置づけられ生産が急拡大している。一般炭に限ればインドネシアは世界最大の石炭輸出国でもある。

エネルギー政策（2004）では輸送インフラの重要性が指摘されているが、河川輸送や積出設備など輸送インフラが供給制約要因となっている。

埋蔵量は4,330百万トン（無煙炭・瀝青炭1,720百万トン、亜瀝青炭・褐炭2,610百万トン）と生産に比して少ない。エネルギー統計（2009）や地質局によれば、埋蔵量は5,300百万トン、推定埋蔵量を含め18,700百万トンとしているが、資源量的には褐炭の割合が58.7%と多く、低品位炭の有効利用技術がエネルギー安定供給上で重要になっている。

現在インドネシアの石炭埋蔵量は我が国のNEDOと共同で石炭資源量・埋蔵量のデータベースを作成中であり、Indonesia Coal Book 2008/2009にはAP表4-1のように発表されている。ただしHypotheticを除いて作成した。

AP表 4-1 石炭資源量・埋蔵量別の炭量

Quality	kcal/kg	Resources (Million tons)			%
		Indicated	Measured	Total	
Low	<5,100	3,652	5,750	9,402	27.20
Medium	5,100 6,100	9,041	10,867	19,908	57.58
High	6,100 7,100	963	3,870	4,833	13.98
Very High	>7,100	6	423	429	1.24
Total		13,662	20,910	34,572	100.00
Quality	kcal/kg	Reserves (Million tons)			%
		Probable	Proven	Total	
Low	<5,100	4,292	1,105	5,397	28.84
Medium	5,100 6,100	8,214	2,971	11,185	59.78
High	6,100 7,100	671	1,276	1,947	10.41
Very High	>7,100	73	109	182	0.97
Total		13,250	5,461	18,711	100.00

出所： IEA Coal Information 2008

上の表から Resources ベースで 34,500 百万トン、Reserves ベースで 18,700 百万トンであるが、どちらも 6,100kcal/kg 未満が約 85%あるいは 89%と圧倒的に多い。インドネシア産炭地域の内陸遠隔地はまだ未探査の所が多く、探査が進むにつれてこれらの数字が増加するものと思われる。

中央カリマンタンや東カリマンタンでは内陸部遠隔地でも価格の高い鉄鋼向けの高カロリー炭の探査が進んでいる。内陸部遠隔地において 5,000kcal/kg 前後の炭田は低価格のために存在は確認されているが手つかずの所もある。「バ」国が長期に安定した石炭を入手するにはこのような所を標的にするのも 1 つの方法である。

石炭生産・消費・貿易動向を AP 表 4-2 に示す。

AP 表 4-2 生産・消費・貿易動向(単位：百万トン)

年	2003	2004	2005	2006	2007
生産量	119.7	142.1	171.1	221.2	259.2
原料炭	15.1	9.2	10.7	24.5	31.5
一般炭	81.6	109.9	134.7	168.9	199.7
褐炭	23.0	22.9	25.7	27.8	28.0
消費量	29.6	36.2	41.1	49.0	57.0
輸出量	90.1	105.5	129.2	171.6	202.2
原料炭	15.1	9.3	10.8	24.6	31.5
一般炭	75.0	96.2	118.4	147.0	170.7

出所： IEA Coal Information 2008

2007 年生産 2.59 億トン、輸出 2.02 億トンとしているが、エネルギー鉱物資源省(MEMR)統計は 2006 年と 2007 年の生産は 1.93 億トンと 2.17 億トン、2008 年 229 百万トン、2009 年生産見込みは 2.3 億トンである。

2007 年の国内消費は 54 百万トンで、電力 3,240 万トン、セメント 650 万トンである。今後 5,100kcal/kg 以下の低熱量炭利用が 2010 年 10,000MW 石炭火力計画(クラッシュプログラム) 運開により急増する見込みである。

(b) 豪州

一次エネルギー消費の 43.6%は石炭であり、2007 年の国内消費は 7,841 万トン、発電用が 84%を占める。2008 年の生産は年初の異常気象にも拘わらず、過去最高の 402 百万トン(世界 4 位)であった。

埋蔵量は 76,200 百万トンで、石炭分野の探鉱投資は 07/08 年度 235 百万 AUD と 06/07 年度の 193 百万 AUD から増加した。なお、豪州統計では、確認可採埋蔵量では坑内掘 35,500 百万トン、露天探掘 36,300 百万トン合計 71,800 百万トンという発表もある。

石炭貿易面では 2007 年に原料炭 138.2 百万トン、一般炭 112.2 百万トンを輸出し、燃料用炭、コークス用炭を合わせると世界貿易量の約 30%を占める世界最大の輸出国である。我が国は、

豪州炭 113 百万トン(約 1 兆 871 億円)を輸入し依存度は 60.8%である。豪州の石炭輸出の 45% は日本向けで最大相手国となっている。生産・消費と貿易量の推移は AP 表 4-3 に示す。

AP 表 4-3 石炭生産・消費と貿易量 (単位：百万トン)

年	2003	2004	2005	2006	2007
生産量	341.7	352.2	367.3	367.5	395.6
原料炭	113.0	117.8	129.3	125.2	141.9
一般炭	161.8	168.0	170.9	174.6	181.1
褐炭	66.8	66.3	67.2	67.7	72.3
消費量	129.2	131.3	140.1	141.4	147.9
原料炭	4.7	5.1	5.4	4.7	6.0
輸出量	208.7	218.4	231.3	231.3	243.6
原料炭	107.8	111.7	124.9	120.5	132.0
一般炭	101.0	106.7	106.4	110.8	111.6

出所： IEA Coal Information 2008

(c) 中国

一次エネルギー消費の 7 割は石炭であり、電力の 8 割は石炭火力発電である。2007 年の生産は 2,500 百万トンに達し、世界最大の生産・消費国である。国家統計局では 2008 年の生産は 2,620 百万トンとしているが、これは国家発展「11・5」計画の 2010 年の目標 2,600 百万トンを 2 年前倒しで達成したことになる。

国内石炭価格は国際市場より高く、3 月の秦皇島取引価格は山西一般炭 560RMB/t、大同炭 600RMB/t である。国内需要が逼迫した 2004 年以降輸出抑制策が取られ、輸出量は 2003 年の 93.02 百万トンをピークに 2008 年は 45.43 百万トンに減少、輸入は 40.40 百万トンでベトナム炭を中心に増加している。2009 年第一四半期は輸入超過しており純輸入国となることが予想されている。

埋蔵量は 114,500 百万トンと米国、ロシアに次ぐ石炭資源国であるが、地質条件は一般に複雑で炭層賦存深度も深く、坑内採掘が 96%を占める。AP 表 4-4 に石炭需給、輸出入量を示す。

AP 表 4-4 中国の石炭需給・貿易動向(単位：百万トン)

	2003	2004	2005	2006	2007
生産量	1,670	1,956	2,159	2,320	2,549
消費量	1,582	1,886	2,099	2,305	2,543
輸出量	94.0	86.6	71.7	63.2	53.7
輸入量	11.1	18.6	26.2	38.1	47.6

出所： IEA Coal Information 2008

需要拡大に対し、内陸部生産地と沿岸部消費地が遠距離にあり国内流通に制約要因が多い。国内輸送コストは割高で、鉄道能力にも制約がある。その結果、国内需要の増加に伴い、将来石炭輸入量が増大することが懸念されている。

(d) インド

一次エネルギー消費の51.4%が石炭である。2008年の生産は512百万トンで世界第3位、埋蔵量は58,600百万トンで世界3位。埋蔵量内訳は瀝青炭・無煙炭54,000百万トン(92.2%)、褐炭4,600百万トン(7.8%)で石炭省(MOC)が見直した。石炭は自給可能エネルギーとされているが、既に石炭輸入国であり、国内需要の急増に石炭産業は対応できていない。

発電の69.8%が石炭火力で、政府は大規模石炭火力建設計画(ウルトラメガパワープロジェクトUMPP:4GW x9=36GW)を設定したが、3地点が決定したのみである。AP表 4-5に石炭の生産消費と貿易動向を示す。またAP表 4-6にインドが発表している需給計画を示す。これから、インドの輸入炭のうち原料炭が多くを占めており燃料用炭は主に自国で供給する計画であるが、実際には2007年でも28百万トン輸入しており、楽観視は出来ない。また輸出は2007年に160万トン輸出しているが、短期的には増加は期待出来ないだろう。しかし、将来的には「バ」国の国境付近の炭田から石炭輸入の可能性は残っている。

AP表 4-5 インドの生産・消費動向 (単位:百万トン)

	2003	2004	2005	2006	2007
生産量	386.4	410.5	434.7	459.5	484.4
消費量	400.1	441.3	460.9	490.6	537.3
輸出量	1.6	1.3	2.0	1.6	1.2
輸入量	21.7	28.5	38.6	43.1	54.1

出所: IEA Coal Information 2008

AP表 4-6 インドの需給計画

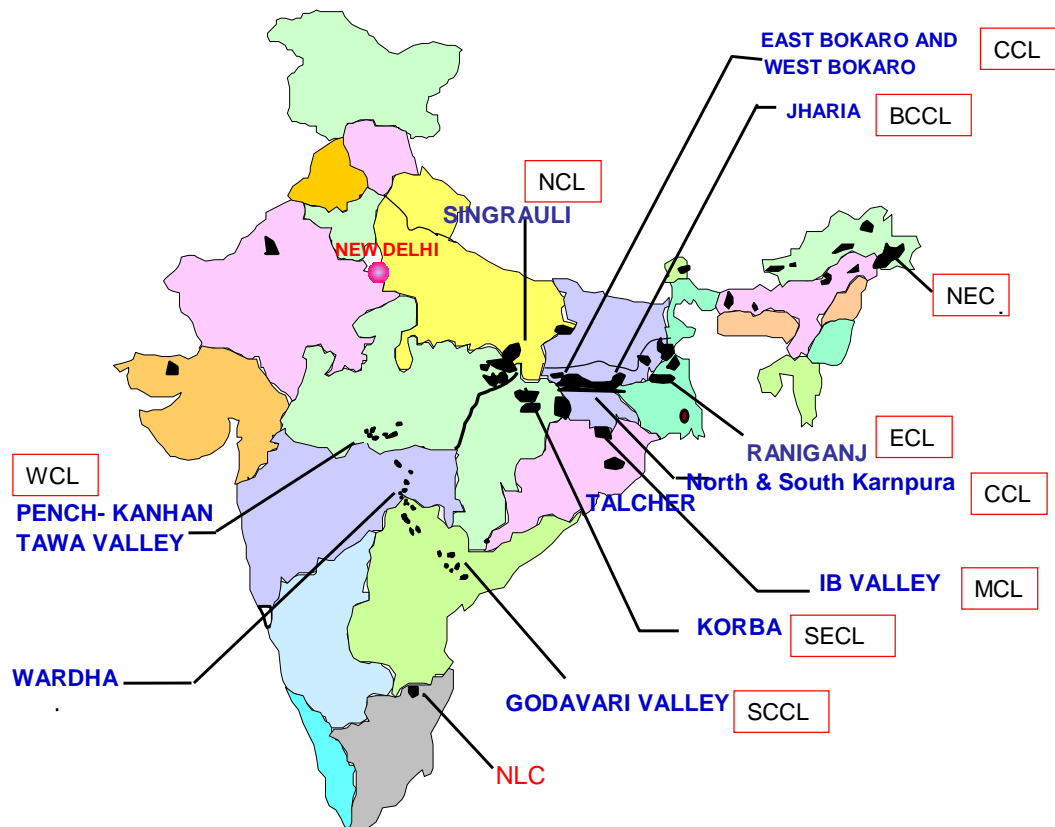
		XI Plan (2011-12)	XII Plan (2016-17)	XIII Plan (2021-22)	XIV Plan (2026-27)
Demand	Coking	69	104	125	150
	Non-Coking	662	1021	1267	1573
	Total	731	1125	1392	1723
Production		680	1060	1282	1538
Gap (Import)	Coking	41	70	85	105
	Non-Coking	10		25	80
	Total	51	70	110	185

出所: By Shri S. Chaudhuri & A. K. Wahi of CMPDIL, the 2nd Coal summit, 2007 & Coal Directory of India 2007-2008 by MOC of GOI)

企業ではCoal India Limited (CIL)が、国内炭生産の約8割を占めて寡占状態にある。CILは生産7社と設計会社1社を保有する企業である。この他に電力省管轄で褐炭生産会社NLC、公営石炭企業SCCLがある。

インド大陸ゴンドワナ系石炭は、硫黄分や磷分は低い、高灰分で灰分中の無水珪酸が多く、摩耗性が高いことと、鉍物質が石炭組織中に緊密に分布しているため、灰分除去が比較的困難であると特徴づけられている。現在の発電用炭はCV3,500kcal/kg程度で灰分は38～40%であり、今後の需要増加に伴い、利用石炭の品質低下が予想される。また、発熱量、灰分および粒度が不揃いの国内産石炭を受け入れる火力発電所は、設計条件と異なるため、性能・稼働率低下という課題に直面している。また、輸送時のハンドリング、低い燃焼効率、煤塵、灰処理問題など石炭利用に伴う環境問題が顕在化している。

AP図 4-1にインドの炭田図を示しているが、「バ」国の炭田はインドのRaniganji炭田の延長線に位置しているのが分ると共に、「バ」国周辺のインドの炭鉱からの石炭が輸入し易いのも理解できる。また東部のNECの炭田は第3紀層で硫黄分が高い。



出所：CIL資料をもとにPSMP調査団作成

AP図 4-1 インド炭田図

(e) 南東アフリカ地域**1) 概要**

南東アフリカでの石炭輸出の対象国としては、現在輸出している南アフリカ共和国、並びに将来輸出ポテンシャルが高いボツワナ共和国、モザンビーク共和国が挙げられる。その概容を下記に述べる。また、南アフリカ共和国については詳細を次項で述べている。

2) 南アフリカ共和国

可採埋蔵量でおよそ 31,000 百万トンが賦存する世界第 6 位の石炭資源国。2005 年の南アの石炭生産は精炭で約 245 百万トン(世界 5 位)である。石炭輸出量は約 73 百万トンで中国、ロシアと近く豪州、インドネシアに次ぐ世界第 5 位の輸出国である。一方国内消費も 173 百万トンで日本に近い石炭消費国でもある。

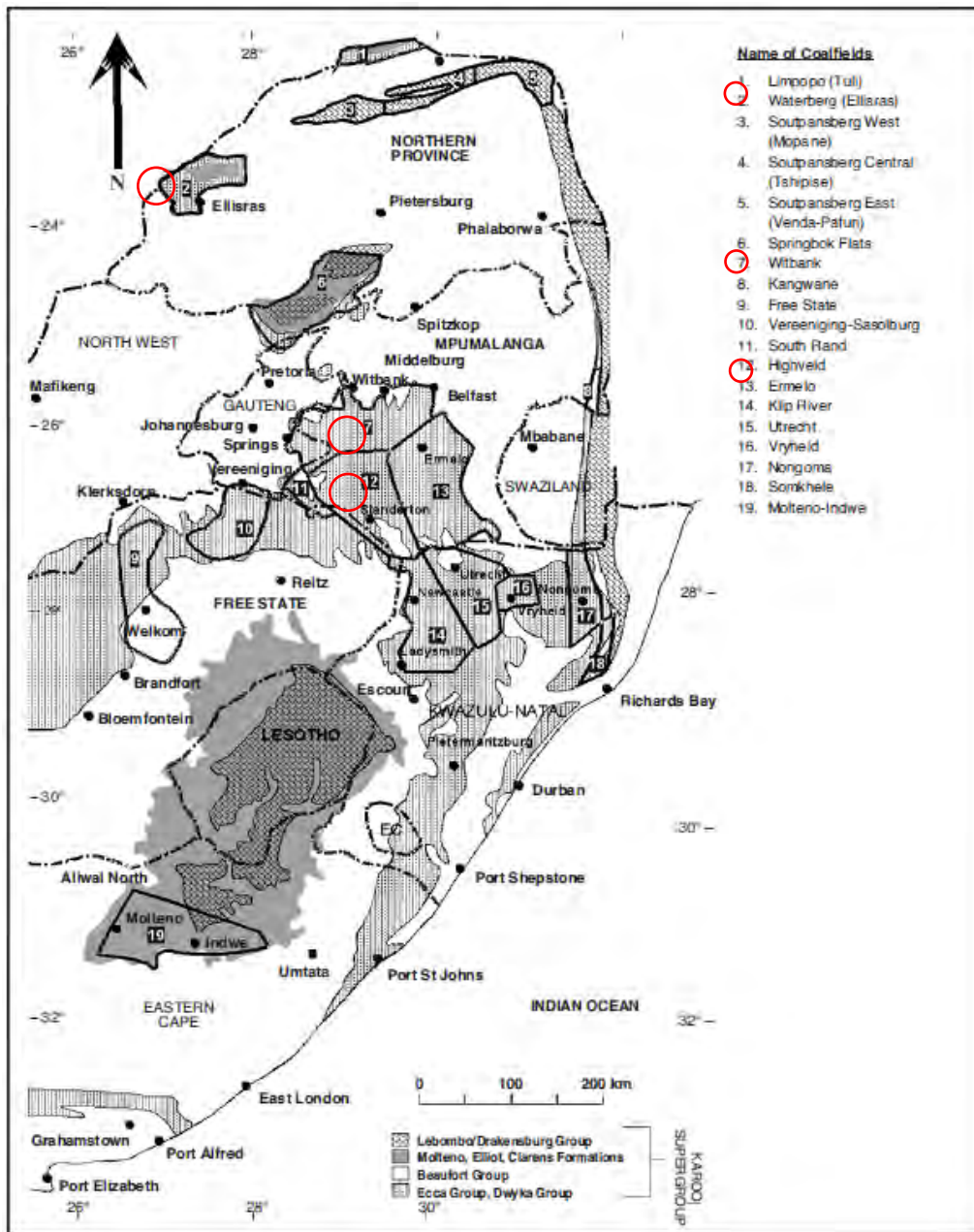
輸出に関しては南ア炭のほぼ全量がリチャードベイ石炭ターミナル(Richards Bay Coal Terminal, RBCT)より出荷されている。第 5 期工事として 2006 年輸出能力を増加する工事に着手、積み出し能力を 91 百万トンに増加。今後とも欧州を主軸にした輸出の伸びも確実である。

3) モザンビーク共和国

2006 年の生産量は 10 万トン程度だが、可採埋蔵量は 3,000 百万トンと言われ、政府は 2004 年 Moatize 石炭プロジェクトを立ち上げ、年産約 9 百万トン以上のコークス用炭と年産約 2 百万トンの一般炭が生産される見込みである。また Beira 港までの鉄道インフラ、港湾設備の改修、増強工事も 2009 年完工予定である。

4) ボツワナ共和国

石炭総資源量は約 20,000 百万トンと推定されている。石炭生産は、同国東部の Morupule 炭鉱のみで実施されており 2005 年には 100 万トンに達した。殆どの石炭は国内消費に使用されているが、一部は輸出されている。最近の石炭価格高騰による輸出可能性を視野に入れた探査と開発が実施されており、将来の石炭輸出国になるポテンシャルが高い。



出所： Characterization of the coal resources of South Africa by layer)

AP 図 4-2 南アフリカの炭田分布

南ア共和国に産する石炭は、主として渥青炭および無煙炭であり、これらは Karroo 系の Ecca 統に介在している。このほか、新生代の褐炭および泥炭が各地に産するが、資源としては、あまり問題にされていない。

アフリカの良質な渥青炭は、すべて Karroo 系中の Ecca 統に介在している。Karoo 系は、インドの Gondwana 系に対比される地層で、いわゆる Gondwana 大陸で形成された陸成層であって、上部石炭紀から三畳紀にまたがる一連の厚い堆積物からなる Karroo 系は、同国全域に広く分布している。南部をのぞいて、同系は、強い摺曲運動をほとんど受けずに、ほ

ぼ水平に先カンブリア紀の基盤岩上に横たわっている。同系は、次のように区分されている。

Karoo System	{	Stormberg Series	7,000 ft	{	Drakensberg Volcanic Rocks
					Moletono formation (Alternation of sandstone and shale, some coal seams)
		Beaufort Series	≥10,000 ft		Alternation of sandstone and shale
		Ecca Series	≤6,000 ft		Main coal seams, Alternation of sandstone and shale
		Dwyka Series	3,000 ft		Permian conglomerate, Shale

炭質 南ア共和国の石炭は、次の4つに区分されている。

- i) 約 7,000kcal/kg 以上の高級炭。ナタール州の炭田・
- ii) 7,000～6,470kcal/kg の中級炭。Witbank～Middleburg 炭田・
- iii) 4,850kcal/kg 以下の低級炭。マプマランガ州、オレンジ自由州の諸炭田
- iv) 7,000kcal/kg の無煙炭。ナタール州の炭田

粘結炭は、Waterberg 炭田をはじめとするマプマランガ州の諸炭田とナタール州の諸炭田に分布する。無煙炭は、ナタール州の Vryheid 炭田等に分布する。

なお、一般的に、南アフリカ炭は、ヨーロッパの古生代の石炭に比較して、灰分が多く、発熱量が低いといわれている。

AP 表 4-7 南アフリカの要炭田における代表炭の品質表

炭田名		水分 %	灰分 %	揮発分 %	固定炭素 %	硫黄分 %	発熱量 cal/gm	灰溶融点 °C	粘結性
Witbank-Middleburg		2.5	13.2	27.4	56.9	1.0	6,790	1,390	-
〃	南部	3.5	19.7	26.2	50.6	1.2	5,930	1,350	-
〃		2.5	11.0	32.0	54.5	0.6	-	-	粘結
Ermelo-Breyten		3.2	15.4	31.3	50.1	1.4	6,414	1,330	非粘結
Heiderberg		7.2	20.9	25.1	46.8	1.0	5,282	+1,400	非粘結
Vryheid(ナタール)		1.6	9.5	9.3	79.7	0.9	7,546	+1,400	無煙炭
〃		1.5	16.7	19.0	62.8	0.8	6,953	+1,400	粘結
Clip River(ナタール)		1.5	17.4	22.9	58.2	1.9	6,790	1,400	粘結

出所：アフリカの石炭資源（その1）（井上英二・曾我部正敏）

主な炭田は Waterberg 炭田（リンポポ州 Limpopo Province）、Witbank 炭田（ムプマランガ州 Mpumalanga）、Highveld 炭田（ムプマランガ州 Mpumalanga）の3炭田が有名である。

石炭の可採炭量に関しては諸説があり、30,000～90,000 百万トンと幅が広いが、そのうちの1例を次に示す。

AP 表 4-8 南アフリカの残存可採炭量 2000 年

Coalfield	Reserves (Mt)		
	Recoverable (Bredell ¹⁶)	ROM production (1982-2000)	Remaining (2000)
Witbank	12460	2320.23	10139.77
Highveld	10979	972.49	10006.51
Waterberg (Electras)	15487	384.00	15103.00
Vereeniging-Sasolburg	2233	334.91	1898.09
Ermelo	4698	101.11	4596.89
Klip River	655	85.26	569.74
Vryheid	204	81.80	122.20
Utrecht	649	64.47	584.53
South Rand	730	22.03	707.97
Somkhele & Nongoma	98	15.18	82.82
Soutpansbfg	267	6.11	260.89
Kangwane	147	0.96	146.04
Free State	4919	0.22	4918.78
Springbok Flats	1700	0.00	1700.00
Limpopo (Tuli)	107	0.00	107.00
Total	55333	4388.77	50944.23

出所： Characterization of the coal resources of South Africa by L.S. Jeffrey

石炭の生産は主に Witbank 炭田を中心とした地域で行われており、需要地に近く、かつ、炭層の大部分が深度 200m 以浅で傾斜が緩く、断層も少ない等地質条件が良好である。採掘法は露天掘りと坑内掘りの両方がある。坑内掘りは Room & Pillar が主な方法である。

南アフリカの港は Richards Bay, Durban の 2ヶ所が有名である。輸出向け石炭の大部分は、上記の 3 炭田からインド洋に面した Richards Bay 港コールターミナルに石炭専用列車（200 輛、16,800 トン、軌間 1025mm）で輸送された後に輸出される。

リチャーズ・ベイ港での 2008 年における取扱量は 82.7 百万トンに達し、石炭は約 62 百万トンであった。現状の石炭バースは長さ 350m、水深 19m、ドラフト 17.5m で、計 5 バースの規模である。

現在リチャーズ・ベイ港コールターミナルの増強工事が行われており、完成後の取扱量は年間 92 百万トンである。

南アフリカ石炭輸出の大部分は一般炭でヨーロッパ向けが多いが、最近是中国やインド向けが増えていると報道されている。2004 年が 67 百万トン、2005 年が 73 百万トン、2006

年が 69 百万トン、2007 年が 67 百万トン、2008 が 62 百万トン (World Coal Institute estimate) と 2006 年をピークとして減少傾向にあるが、上記工事が終了すれば 改善が期待できる。

(f) 米国

石炭は、一次エネルギー消費の 24.3%を占め、石油・天然ガスに次ぐエネルギー源である。2007 年の生産量は 1,052 百万トン、消費量は 1,029 百万トン（共に世界 2 位）である。2008 年の生産は 1,063 百万トンと過去最大となった。国内消費の 93%は電力向けで、電源では 49.8%が石炭である。

輸出は 83 百万トン、輸入も 31 百万トンあり、現在は石炭輸出国であるが、エネルギー情報局EIAは 2010 年代後半には輸入国に転じると予想している。生産消費状況をAP表 4-9に示す。

AP表 4-9 米国の生産・消費動向（単位：億トン）

年	2000	2004	2005	2006	2007
生産量	9.72	10.19	10.39	10.68	10.52
消費量	9.66	10.11	10.30	10.17	10.29
電力炭	7.796	9.219	9.412	9.313	9.493
原料炭	0.263	0.215	0.214	0.208	0.206

出所： IEA Coal Information 2008

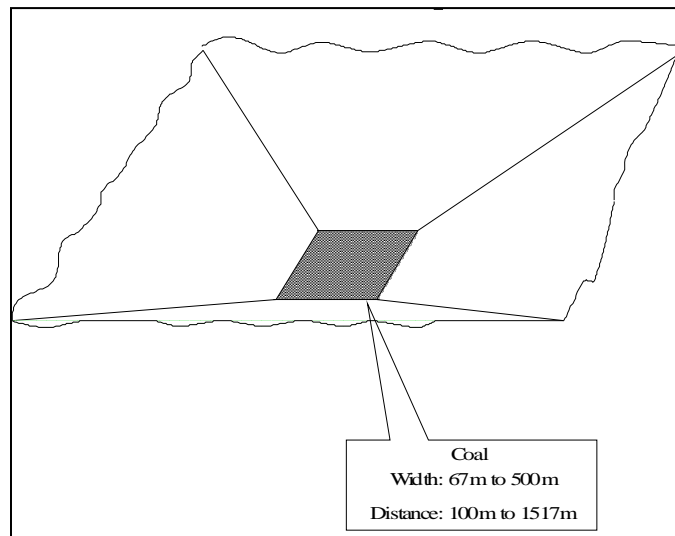
238,300 百万トンの世界最大の埋蔵量があり、既存炭鉱の可採炭量は 16,860 百万トン、炭鉱数 1,374、労働者数は 81 千人、請負を含む雇用は 122.9 千人である。坑内掘割合は 31.0%、生産量 319 百万トンである。坑内掘では Longwall 160 百万トン、柱房採掘でも 157 万トン生産されている。

4.3 APPENDIX-3 「パイロット露天掘り炭鉱」

4.3.1 提案サイトと概念図

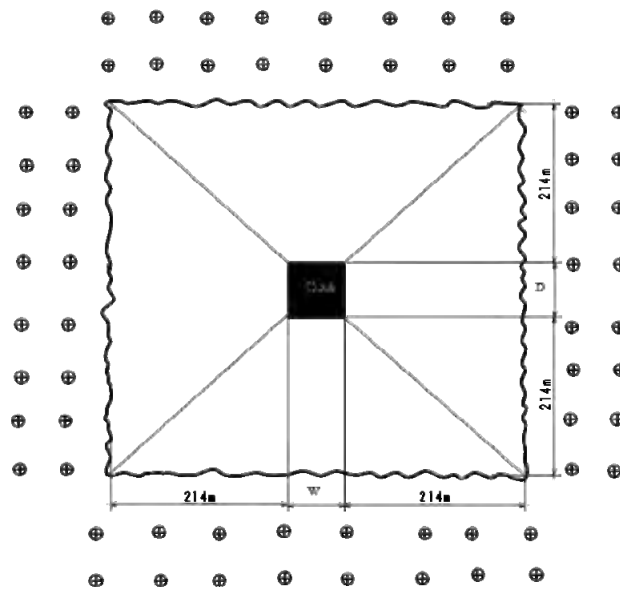
一例として Barapukuria 地区を例に説明する。露天掘りを行う前提として、Upper Dupi Tila 層の斜面の安定性、周辺地域の地下水位保持の確認が必要となり、技術的には最重要となる。例えば、炭層に最も近い地点を中心とした区域でボックスカットを実施、Lower Dupi Tila を 100m 四方程度露出させて、諸現象を観察、調査し、地滑りや斜面崩壊防止等の保安対策を確立すると共に地下水位保持技術も確立する。AP図 4-3の鳥瞰図において、炭層は底部の黒く塗った部分で示す。AP図 4-4は平面図を示し、炭層の幅と長さはW、Dで示す。また露天掘り地域の周辺には排水用ボーリング孔と注水ボーリング孔を配置している。それぞれのボーリング孔の位置はHydro-Geological Study後に決定され、ここではコスト試算上約 50m スパン、深さ 200m で 2 本のボーリング孔を想定している。AP図 4-5は断面図を示し、平均法面角度は暫定的に 35° としている。一般的な露天掘りの場合は 45° 程度であるが、残壁の軟弱性から 35° としている。この角度の決定が採掘コストに大きく影響する。

AP図 4-6に実施サイト案を示す。本案は生産計画をもとに概念設計を提案しているもので、実際には炭層条件を含めた地質条件調査、Hydro-Geological Study、住民への影響範囲、既存設備等への影響を最小限にするためのプレF/S、並びに建設に向けた詳細設計のためのF/Sが必要となる。ここではパイロット炭鉱の判断材料として、実際の概念を想定するための情報の一部を提供するものである。



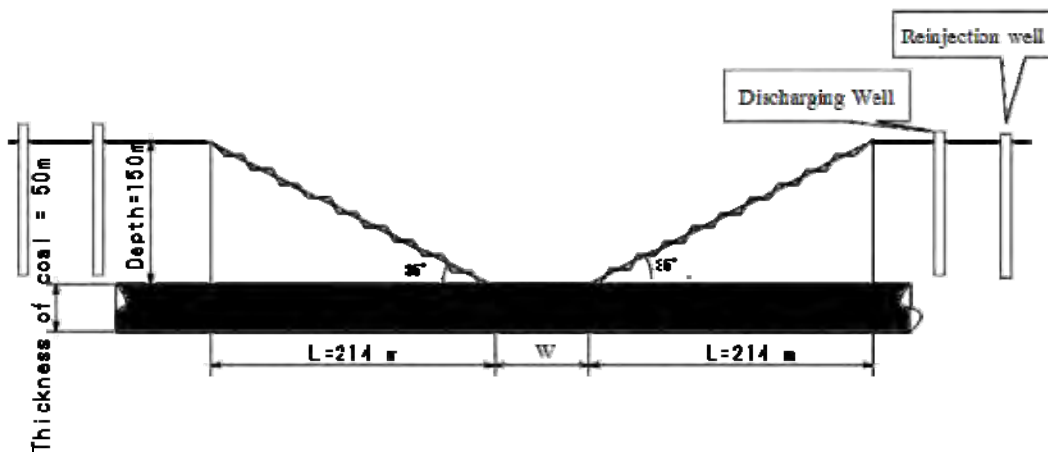
出所：PSMP 調査団

AP 図 4-3 Birds-eye view of pilot O/C coal mine



出所： PSMP 調査団

AP 図 4-4 Top plan view



出所： PSMP 調査団

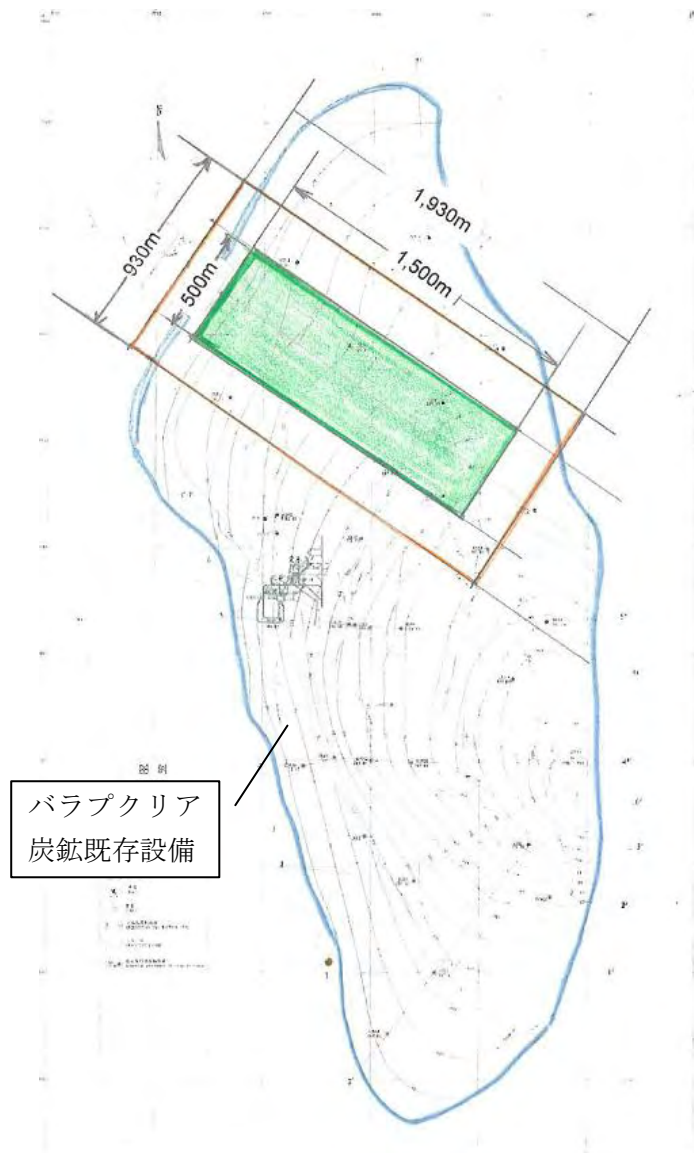
AP 図 4-5 Cross-section view

4.3.2 生産計画

- (1) AP表 4-10 生産計画と採掘コストにパイロット炭鉱の年次ごとの剥土量、生産量、生産コスト試算例を示す。また生産コストはかなり概算的な数字であり、住民対策費、パイロット炭鉱実施後に発生する予想外の予備費用等は含めていない。
- (2) 採掘コスト試算上のファクターは 4.11(1)で記載したインドネシアでの例を用いた。
 - 剥土単価 2.3 US\$/m³
 - 採炭単価 1.5 US\$/t
 - 石炭トラック運搬 0.14 US\$/t・km
- (3) 生産量の基本的な考え方は準備工事後、100万トン/年を2年間、合計200万トンを生産し、その後露天掘り炭鉱の総合評価を行い、今後継続するかどうか決定する。

この段階でどの位の石炭を試験生産するのが妥当なのかはバ国側の判断となるが、200万tで採掘費用はUS75m\$、Reclamationを含めるとUS166m\$となり、これに石炭200万tをUS75\$で販売した場合、US150m\$が収入となるので、PSMP調査団としては妥当な生産量と判断した。またこの生産計画は4.2.5項の表4-6における国内炭生産予想に反映している。

- (4) 試験生産後の生産量は試験生産量200万tを含めて2030年までに5,300万t生産、全体の生産コストはReclamationを含めてUS25.9\$となるので採算性は十分である。



出所: Barapukuria Coal Mine

AP 図 4-6 バラプクリア炭鉱区内での実施案

AP表 4-10 生産計画と採掘コスト

Item	Unit	Formula	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Av. angle (degree)			35	35	35			35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Coal seam thickness	(m)		50	50	50			50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Depth	(m)		150	150	150			150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Distance	(m)		1	100	100			100	124	154	247	400	554	708	862	1,016	1,170	1,324	1,478	1,632
Width	(m)		1	154	308			462	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Length	(m)		214	214	214			214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214
S1	(m2)		1	15,400	30,800			46,200	62,000	77,000	123,500	200,000	277,000	354,000	431,000	508,000	585,000	662,000	739,000	816,000
S2	(m2)		184,041	307,296	388,608			469,920	512,256	540,096	626,400	768,384	911,296	1,054,208	1,197,120	1,340,032	1,482,944	1,625,856	1,768,768	1,911,680
① Total Over Barden	(1,000 m3)		9,224	19,574	26,441			33,173	37,623	41,051	51,402	68,020	84,536	100,955	117,321	133,655	149,968	166,266	182,553	198,833
② Total Coal	(1,000 m3)		0	770	1,540			2,310	3,100	3,850	6,175	10,000	13,850	17,700	21,550	25,400	29,250	33,100	36,950	40,800
③ Total Coal ¹⁾	(1,000 t)		0	1,001	2,002			3,003	4,030	5,005	8,028	13,000	18,005	23,010	28,015	33,020	38,025	43,030	48,035	53,040
④ Total Stripping Ratio		①/③		19.6	13.2			11.0	9.3	8.2	6.4	5.2	4.7	4.4	4.2	4.0	3.9	3.9	3.8	3.7
Mining Cost																				
⑤ Stripping cost	(1,000US\$)	①*2.3 US\$/m ³	21,214	45,021	60,813			76,298	86,534	94,418	118,224	156,446	194,433	232,197	269,839	307,406	344,926	382,411	419,872	457,315
⑥ Coal mining cost	(1,000US\$)	③*1.5 US\$/t		1,502	3,003			4,505	6,045	7,508	12,041	19,500	27,008	34,515	42,023	49,530	57,038	64,545	72,053	79,560
⑦ Coal transportation fee	(1,000US\$)	③*0.14US\$/t*10km		1,401	2,803			4,204	5,642	7,007	11,239	18,200	25,207	32,214	39,221	46,228	53,235	60,242	67,249	74,256
⑨ Total mining cost	(1,000US\$)	⑤+⑥+⑦	21,214	47,924	66,619			85,007	98,221	108,932	141,504	194,146	246,647	298,926	351,082	403,164	455,198	507,198	559,174	611,131
⑩ Unit mining cost (a)	(US\$/t)	(⑤+⑥+⑦)/③*2		47.9	33.3			28.3	24.4	21.8	17.6	14.9	13.7	13.0	12.5	12.2	12.0	11.8	11.6	11.5
Water Drainage Cost																				
⑪ No. of drilling hole	Number	Span is av.50mx2holes	69	89	102			114	119	121	129	141	153	166	178	190	203	215	227	240
⑫ Drilling cost	(1,000 US\$)	150US\$/m x 200m	2,070	2,670	3,060			3,420	3,570	3,630	3,870	4,230	4,590	4,980	5,340	5,700	6,090	6,450	6,810	7,200
⑬ Piping & other cost	(1,000 US\$)	⑫*0.2	414	534	612			684	714	726	774	846	918	996	1,068	1,140	1,218	1,290	1,362	1,440
⑭ Electricity cost	(1,000 US\$)	100kw x 0.05US\$/kwh	3,022	3,898	4,468			4,993	5,212	5,300	5,650	6,176	6,701	7,271	7,796	8,322	8,891	9,417	9,943	10,512
⑮ Total drilling & others cost	(1,000 US\$)	⑫+⑬+⑭	5,506	7,102	8,140			9,097	9,496	9,656	10,294	11,252	12,209	13,247	14,204	15,162	16,199	17,157	18,115	19,152
⑯ Ratio of drilling cost		⑮/(⑨+⑮)	0.21	0.13	0.11			0.10	0.09	0.08	0.07	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03
Total Mining Cost A (US\$/t)		(⑨+⑮)/③		55.0	37.3			31.3	26.7	23.7	18.9	15.8	14.4	13.6	13.0	12.7	12.4	12.2	12.0	11.9

Evaluation of Trial O/C and preparation period of expansion of O/C area.

Item	Unit	Formula	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reclamation Cost																				
⑰	Transporting fee	(1,000 US\$)	(①+②)x1.3t/m ³ x0.14US\$/tx10km	27,404	37,017			46,442	52,673	57,472	71,963	95,228	118,350	141,337	164,250	187,117	209,955	232,772	255,574	278,366
⑱	Reclamation cost	(1,000 US\$)	(①+②)x1.3t/m ³ x1.5US\$/t	39,672	54,562			69,192	79,411	87,558	112,275	152,139	191,853	231,377	270,799	310,157	349,474	388,763	428,031	467,284
⑲	Total Reclamation Cost	(1,000 US\$)	⑰+⑱	67,076	91,579			115,635	132,084	145,029	184,238	247,367	310,203	372,714	435,048	497,274	559,429	621,535	683,605	745,649
⑳	Total Mining Cost B (US\$/t)		(⑨+⑰+⑲)/③	122.0	83.1			69.8	59.5	52.7	41.9	34.8	31.6	29.8	28.6	27.7	27.1	26.6	26.2	25.9
Balance of each year																				
	Over Barden of each year	(1,000m ³)		184,041	10,351	6,866		6,733	4,450	3,428	10,351	16,618	16,516	16,419	16,366	16,334	16,313	16,298	16,287	16,280
	Coal production of each year	(1,000 m ³)		770	770			770	790	750	2,325	3,825	3,850	3,850	3,850	3,850	3,850	3,850	3,850	3,850
	Coal production of each year	(1,000 t)		1,001	1,001			1,001	1,027	975	3,023	4,973	5,005	5,005	5,005	5,005	5,005	5,005	5,005	5,005
	Ratio of Volume (OB:Coal)			10.3	6.9			6.7	4.3	3.5	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3

calculated value	Example of Y 2014
	D=100m
	W=154m
	d=150m
Volume of frustum of pyramid (m ³)= $\frac{3}{d} (S1 + S2 + \sqrt{(S1 \times S2)})$	S1= 100*154 = 15,400 m ³
S1: Bottom area (m ³) =D x W	S2= (214+154+214)*(214+100+214) = 307,296 m ³
S2: Top area (m ³) =(214 + W + 214) x (214 + D +214)	
d: depth	v= $\frac{150}{3} (15.400 + 307.296 + \sqrt{(15.400 \times 307.296)})$ = 19,574,407 m ³

出所： PSMP 調査団



4.4 APPENDIX – 4 輸入炭価格シナリオの各要素

4.4.1 輸入炭FOB価格

(1) FOB 価格の構成

生産地や品質で異なるが、一般に同品質の場合インドネシア炭が豪州炭より価格が安い傾向にある。また交渉時には生産にかかる直接経費を考慮に入れる必要がある。例えば、2008年におけるインドネシア東カリマンタン州ではコントラクターを使って露天掘りで採掘する場合の直接経費は以下であったが、2007年に石油製品が大幅に値上がりした影響で、以前の倍近い単価となっている。

- 剥土単価 2.3 US\$/m³
- 採炭単価 1.5 US\$/t
- 石炭トラック運搬 0.14 US\$/t・km
- Crushing、バージ積み込み 3.5 US\$/t
- バージ輸送、本船への積込（河港～本船 約150km） 8 US\$/t

例えば剥土比が8:1の場合、山元からバージ積み込み場まで50kmの炭鉱の直接経費は、採掘経費【(2.3×8)+1.5】+トラック運搬費(0.14×50)+取り扱い費3.5+バージ和装費8=18.4+1.5+7+3.5+8=34.9 US\$/tである。FOBはこれに管理費と利潤が加わったものが最低価格となるが、売り主の思惑は国際相場に大きく影響される。また直接経費に関しては石炭の品質には関係がない。このことから、高価格で高品質の石炭はかなりの遠隔地でも開発可能であるが、低価格で低品質の石炭は炭層が厚く剥土比が低く、運搬経費が少ない場所即ち河港や海に近い地域が望ましいことは言うまでもない。

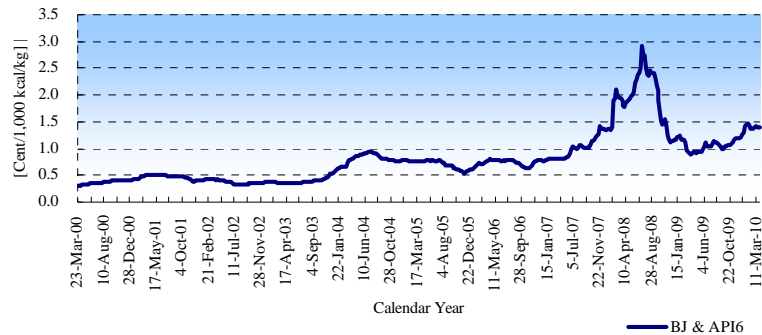
陸上輸送は基本的に海上輸送と同様の考え方で、海上輸送の代わりに陸上輸送となる。この場合はインド炭が対象となる。現在北隣のインドのメガラヤ州の石炭がレンガ焼成用に輸入されているが、その殆どはトラックで輸送されている。発電所向けの場合は取扱量が多いので、大量輸送には鉄道輸送(石炭専用列車)を利用して直接発電所に運搬する方が実際的と思われる。輸送料金はトラックよりは安く、バージよりは高い。

(2) FOB 価格の変動

図4-21にEIAによる世界の石炭消費動向を示した。これから分かるように石炭の需要は2002年から増加傾向にあり、その結果石炭価格が上昇してきている。需要が安定している時代は石炭価格が安定していたが、近年のNon-OECD諸国の石炭需要が急増している状況では、供給が追いつかず、石炭価格が上昇し、一方では価格の上昇に伴い、従来は採掘対象とならなかった石炭資源が採掘可能となり、供給が増加することとなる。従いその間の需給バランスが安定するまでは、今後とも石炭価格は上昇すると予想される。

AP図4-7は参考として2000年3月～2010年3月、10年間のFOBニューキャッスル港での6,700Kcal/kgの一般炭のスポット価格変動をUS cent/1,000 Kcal/kgで示している。このグラフから2003年9月以前はほぼ0.5 centだったものが急騰し始め、2008年7月にピークに達している。

またこの図にはないが 1995 年～2003 年 3 月以前もほぼ 0.5cent で推移してきていたので、近年の価格の変動は、将来の価格を推測する上で極めて困難な状況にあることが理解できよう。



出所：2001 年 11 月 15 日までは BJ spot 価格、それ以降は A/M API6 のデータを使用

AP 図 4-7 ニューカッスル港 FOB 価格の変動

(3) FOB 価格の予想

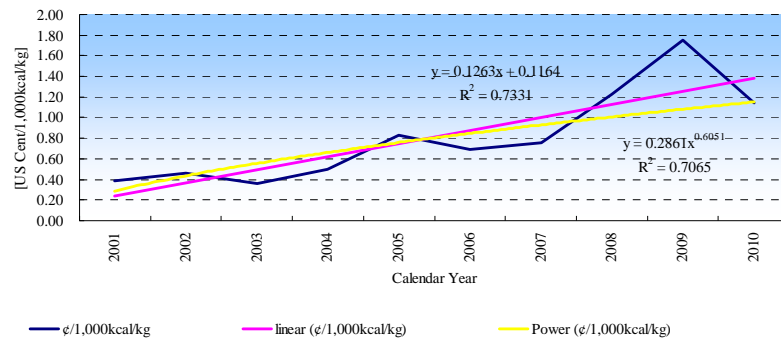
AP 図 4-7 のデータを利用して 2030 年までの FOB スポット価格を予想する。方法としては各データの年平均を求めたのを AP 表 4-11、グラフを AP 図 4-8 に示す。このデータの近似式を線形並びに累乗曲線を求め、2030 年までの予想値を AP 表 4-12 に示す。この表において、平均値は線形近似式と累乗近似式で得られた数値の単純平均値をしめす。

またこの 1,000kcal/kg 当たりのスポット価格は石炭品位にかかわらず一定として取り扱っている。一般には石炭品位が下がると 1,000kcal/kg 当たりのスポット価格、長期契約価格は下がる傾向にあるが、ここでは価格リスクを安全面で見ると一定として扱っている。

AP 表 4-11 2000 年～2010 年のニューカッスル港 FOB 単価平均

Year	¢/1,000kcal/kg
2001	0.39
2002	0.462
2003	0.361
2004	0.493
2005	0.825
2006	0.694
2007	0.756
2008	1.227
2009	1.754
2010	1.146

出所：2001 年 11 月 15 日までは BJ spot 価格、それ以降は A/M API6 のデータを使用



出所： AP表 4-11をもとにPSMP調査団が作成

AP 図 4-8 年平均 FOB 価格と近似式

AP 表 4-12 2030 年までのニューキャッスル港 FOB 価格の予想値

年	年数	U S ¢ /1,000kcal/kg	U S ¢ /1,000kcal/kg		
			Reference	High	Base
			線形	平均	累乗
			Y=0.1263X+0.1164		Y=0.2861X ^{0.6051}
2001	1	0.390439313	0.24	0.26	0.29
2002	2	0.461799493	0.37	0.40	0.44
2003	3	0.360992537	0.50	0.53	0.56
2004	4	0.493253053	0.62	0.64	0.66
2005	5	0.824985649	0.75	0.75	0.76
2006	6	0.694432554	0.87	0.86	0.85
2007	7	0.755725148	1.00	0.96	0.93
2008	8	1.226690586	1.13	1.07	1.01
2009	9	1.754448909	1.25	1.17	1.08
2010	10	1.146202641	1.38	1.27	1.15
2011	11		1.51	1.36	1.22
2012	12		1.63	1.46	1.29
2013	13		1.76	1.55	1.35
2014	14		1.88	1.65	1.41
2015	15		2.01	1.74	1.47
2016	16		2.14	1.83	1.53
2017	17		2.26	1.93	1.59
2018	18		2.39	2.02	1.64
2019	19		2.52	2.11	1.70
2020	20		2.64	2.20	1.75
2021	21		2.77	2.29	1.81
2022	22		2.90	2.38	1.86
2023	23		3.02	2.46	1.91
2024	24		3.15	2.55	1.96
2025	25		3.27	2.64	2.01
2026	26		3.40	2.73	2.05
2027	27		3.53	2.81	2.10

年	年数	U S ¢ /1,000kcal/kg	U S ¢ /1,000kcal/kg		
			Reference	High	Base
			線形	平均	累乗
			$Y=0.1263X+0.1164$		$Y=0.2861X^{0.6051}$
2028	28		3.65	2.90	2.15
2029	29		3.78	2.99	2.19
2030	30		3.91	3.07	2.24

出所：PSMP 調査団

4.4.2 輸入炭CIF価格

(1) CIF 価格の構成と変動

CIF 価格は FOB 価格に海上輸送料（海上運賃と保険料等）を加えたものである。バラ積み貨物の海上輸送市場は非常に不安定で、輸送する貨物、船の大きさ、輸送経路など全てが最終的な価格に影響する。

ケーブサイズの船で石炭を南アメリカからヨーロッパへの海上輸送料は、2005 年時点でトン当たり 15 US ドルから 25 US ドル程度であった。エネルギー白書 2008 によると 2007 年の豪州一般炭は、前年度を上回るトン当たり 55.50 US ドルで妥結と報道との記事がある、一方 2009 石炭年鑑では 2007 年豪州の日本での CIF 価格はトン当たり 70.56 US ドルである。これらから、2007 年の豪州と日本間の平均海上輸送料はトン当たり 15 US ドルであったと推定出来る。また 2010 年 4 月 1 日の CoalinQ.com によると豪州ニューキャッスル積みの一般炭 FOB はトン当たり 93.65 US ドル、日本での C&F 価格はトン当たり 117.15 US ドルであることから、海上輸送料はトン当たり 20.6 US ドル以上になる。

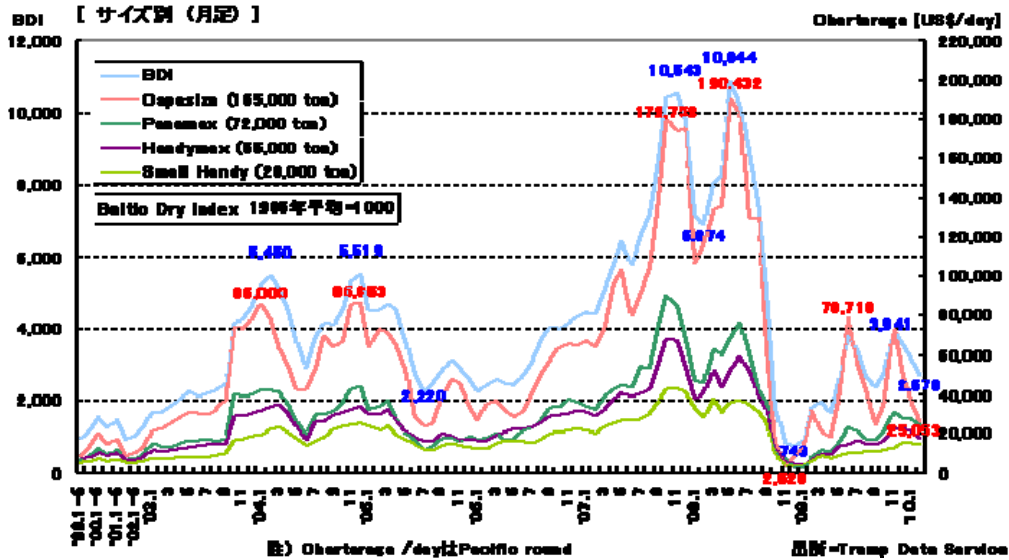
荷主によっては、1 トンあたりの定価を払う代わりに、船を 1 隻借り切って 1 日あたりの費用を払う場合もある。2005 年時点で、ハンディマックスの船を 1 日借りる平均費用は 18,000 ドルから 30,000 ドル程度で変動していた。パナマックスの船は 1 日当たり 20,000 ドルから 50,000 ドル、ケーブサイズの船は 40,000 ドルから 70,000 ドルほどであった。バラ積み貨物船の運賃変動を表す指数として、バルチック海運指数がある。AP 図 4-9 に商船三井が公表しているバラ積み船のサイズ別 1 日当たりの備船料推移を示す。

例えば AP 図 4-9 の Small Handy (28,000 ton) を一年間、15,000 US ドル/日で備船すると年鑑備船費は 5,475,000 ドルである。仮にインドネシアのカリマンタン東南部の港（南緯 4° 東経 115°）から「バ」国の港（北緯 22° 東経 92°）とすると平面上の最短斜距離は約 2,100 海里であるが航海距離として 2 割増しの 2,500 海里とする。船の巡航速度を 14 ノット/時とすると片道 176 時間、7.3 日となる。積込に 2 日、荷卸しに 2 日かかるとすると一航海に約 19 日を要する。1 年 365 日では最大 19 航海が可能であるが、気候その他を考慮してその 8 割とすると年間航海数は 15 回となる。年間の石炭運搬量は $15 \times 28,000 = 420,000$ トン。従ってトン当たりの備船料は $5,475,000 \text{ ドル} \div 420,000 \text{ トン} = 13 \text{ ドル/トン}$ になる。従って海上輸送料金はこれに燃料、

保険料等を加算し、15 ドル後と思われる。従ってこの例の場合、CIF相当額はトン当たりで約 (FOB+15) ドル/トンと考えられる。

1. ドライバルク船

①ドライバルク船マーケット推移



Charterage (US\$/day). Upper Sells: average of calendar year. Lower Sells: average of fiscal year

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Capesize	21,445	12,988	11,433	40,370	66,075	47,278	44,469	112,097	101,106	3,995
	21,437	10,676	14,834	53,524	64,506	38,095	53,428	124,617	76,841	42,182
Panamax	12,008	9,214	8,114	21,645	34,751	21,955	25,143	55,138	43,167	17,065
	12,291	7,764	9,690	28,627	32,976	17,865	29,336	59,356	32,008	22,078
Handymax	10,414	8,474	7,263	17,046	29,070	21,843	23,927	44,839	35,818	13,575
	10,566	7,425	8,451	22,575	28,336	18,592	27,235	47,975	26,605	17,306
small Handy	7,152	6,088	5,552	10,438	20,483	16,601	16,991	30,389	26,014	9,554
	7,261	5,670	6,046	13,958	20,914	14,078	19,225	33,166	19,216	11,978
BDI	1,606	1,215	1,144	2,634	4,521	3,404	3,188	7,091	6,347	2,613
	1,620	1,083	1,332	3,517	4,346	2,870	3,745	7,768	4,895	2,978

Charterage (US\$/day). Upper Sells: average of calendar year. Lower Sells: average of fiscal year

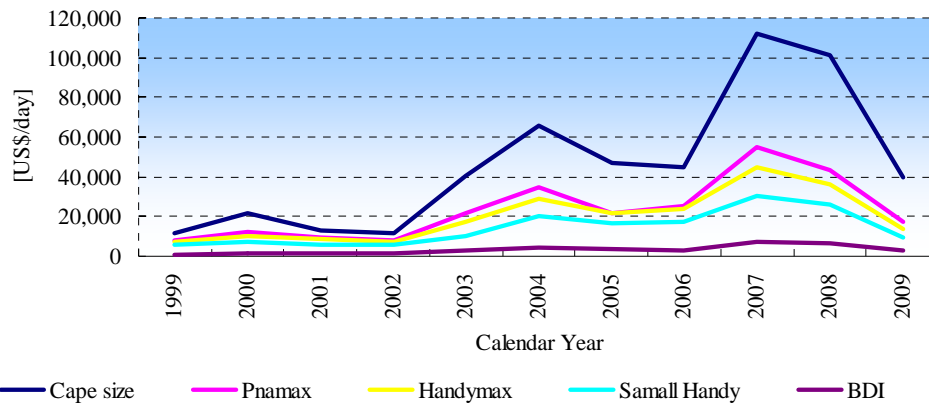
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Capesize	12,839	31,562	20,579	17,898	37,660	78,718	54,941	42,004	24,618	34,885	73,372	50,258
	36,876	25,053	29,899	28,140	41,796							
Panamax	2,232	7,719	11,655	10,060	15,445	22,772	21,137	17,404	16,673	21,239	31,264	27,175
	27,536	23,716	30,520	30,644	32,318							
Handymax	3,549	6,474	9,406	9,595	13,415	14,289	16,645	14,481	14,107	16,681	22,277	22,077
	20,635	17,461	26,105	22,904	25,955							
small Handy	3,840	5,460	8,310	7,083	8,569	10,089	9,914	10,956	10,892	11,259	12,742	15,539
	15,293	14,228	17,177	18,442								
BDI	905	1,816	1,958	1,659	2,540	3,823	3,362	2,685	2,351	2,746	3,941	3,572
	3,168	2,678	3,207	3,043	3,838							

出所： 商船三井 WEB サイト

AP 図 4-9 バラ積み船備船価格推移 (2010年3月現在)

(2) Freight 及び Insurance (F & I)の予測

既に述べたように、備船の国際市況は乱高下が激しく将来予測は非常に難しい。AP図 4-10にドライバルク船の1日当たりの備船料の月平均値の変動を示す。ここでは例としてAP図 4-9、をもとにSmall Handy の備船料をベースに2030年までの増加比率を予想し、2010年の備船料、燃料、保険料合計の15ドル/トンを比例させた。AP表 4-13にこの中のSmall Handy 船の実績備船料を示す。またAP図 4-11にSmall Handy備船料の予測に向けた近似式を示す。



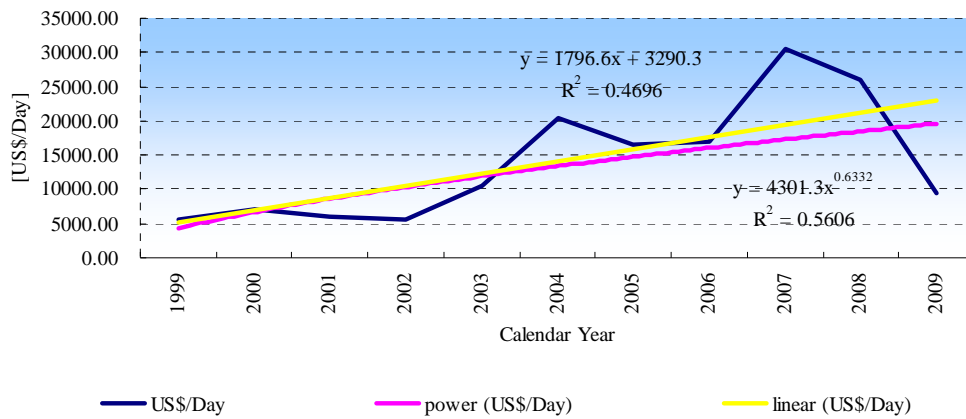
出所： AP図 4-9をPSMP調査団が整理

AP 図 4-10 ドライバルク船の実績

AP 表 4-13 Small Handy の実績

Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
US\$/Day	5,507	7,152	6,088	5,552	10,438	20,483	16,601	16,991	30,389	26,014	9,554

出所： AP図 4-9 バラ積み船備船価格推移（2010年3月現在）をJCIA調査団が整理



出所： AP図 4-9をPSMP調査団が整理

AP 図 4-11 Small Handy の予測に向けた近似式

AP表 4-14に、AP図 4-11から求めた近似式をもとに、2010年～2030年までのFreight と Insuranceの予想合計値を、ハイケース とベースケースで示す。このハイケースは線形近似式で求めたReference Case の値と累乗近似式で求めた平均値を示しベースケースは累乗近似式の値を示している。

AP 表 4-14 Freight & Insurance の予測

Year	Reference Case		High Case	Base case	
	Approximation Formula of Linearization		Intermediate value	Approximation Formula of Power	
	Y=1796.6X+0.6332			Y=4301.3X ^{0.6332}	
	Increasing Rate	US\$/t of F & I	US\$/t of F & I	Increasing Rate	US\$/t of F & I
2010	1.00	15.0	15.0	1.00	15.0
2011	1.07	16.1	15.9	1.05	15.8
2012	1.14	17.2	16.9	1.10	16.5
2013	1.22	18.3	17.8	1.15	17.3
2014	1.29	19.3	18.7	1.20	18.0
2015	1.36	20.4	19.6	1.25	18.7
2016	1.43	21.5	20.4	1.29	19.4
2017	1.51	22.6	21.3	1.34	20.1
2018	1.58	23.7	22.2	1.38	20.7
2019	1.65	24.8	23.1	1.43	21.4
2020	1.72	25.8	23.9	1.47	22.0
2021	1.80	26.9	24.8	1.51	22.6

Year	Reference Case		High Case	Base case	
	Approximation Formula of Linearization		Intermediate value	Approximation Formula of Power	
	Y=1796.6X+0.6332			Y=4301.3X ^{0.6332}	
	Increasing Rate	US\$/t of F & I	US\$/t of F & I	Increasing Rate	US\$/t of F & I
2022	1.87	28.0	25.6	1.55	23.3
2023	1.94	29.1	26.5	1.59	23.9
2024	2.01	30.2	27.3	1.63	24.5
2025	2.08	31.3	28.2	1.67	25.1
2026	2.16	32.4	29.0	1.71	25.7
2027	2.23	33.4	29.8	1.75	26.2
2028	2.30	34.5	30.7	1.79	26.8
2029	2.37	35.6	31.5	1.82	27.4
2030	2.45	36.7	32.3	1.86	27.9

出所： PSMP 調査団

4.4.3 輸入炭ハンドリングコスト

ハンドリングコストは海外から大型船舶で運んできた石炭を、バージに移し替えて各発電所の貯炭場への運搬費、コールセンターでのハンドリング費用等が含まれる。ここでは河畔に立地する発電所の場合で、バージ料金がインドネシアと同じとして、0.04US\$/t・km 程度として計算する。

例えば、バージ運搬距離を 200km、関税諸掛かりUS\$2/t、バージへのLoading & 貯炭場でのUnloading 費用をUS\$2/tとすると、 $200 \times 0.04 + 2 + 2 = \text{US\$}12$ となる。「バ」国のインフレ率を2003年～2009年の平均6%を使用して、2010年でUS\$12をベースに2030年まで6%ずつ上昇するとしたハンドリングコストをAP表 4-15に示す。但し、専用バースと貯炭場を所有する発電所の場合は最も安い価格になり、またコールセンター経由になる場合は高価になる。

AP表 4-15 「バ」国での石炭ハンドリングコストの予想価格（バージ輸送等）

Year	Inflation Rate (%)	Handling Cost (US\$/t)
2010	6	12.0
2011	6	12.7
2012	6	13.5
2013	6	14.3
2014	6	15.1
2015	6	16.1
2016	6	17.0
2017	6	18.0
2018	6	19.1
2019	6	20.3

Year	Inflation Rate	Handling
2020	6	21.5
2021	6	22.8
2022	6	24.1
2023	6	25.6
2024	6	27.1
2025	6	28.8
2026	6	30.5
2027	6	32.3
2028	6	34.3
2029	6	36.3
2030	6	38.5

出所：PSMP 調査団

4.5 APPENDIX-5 コールセンター

4.5.1 コールセンターの概要

まず、コールセンターの一例を示す。AP図 4-12は東京電力が所有する小名浜コールセンターの全景である。コールセンターには、主に、海外から輸入する石炭を受け入れる「受入設備」、受入から払出までの間の「貯炭設備」、および内航船によって消費地である発電所へ払い出す「払出設備」の3つの主要施設から構成されている。

東京電力小名浜コールセンターは福島県いわき市に位置し、同広野町にある広野火力発電所5号機（石炭専焼、600MW）で使われる石炭を中継するための設備であり、敷地面積約 22 万 m^2 （うち貯炭場面積約 62,000 m^2 ）、最大貯炭量 165,000t、年間石炭取扱量約 120 万 t、年間外航船受入実績 18 隻、年間内航船払出実績 100 隻である。本調査団が提案するコールセンター規模に比べやや小さいが、大凡の構成設備は変わらない。参考までに、には、日本の主要コールセンターの規模および容量等を記載する。



出所：東京電力（株）

AP 図 4-12 東京電力小名浜コールセンター

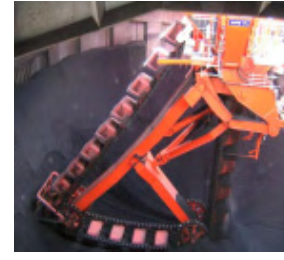
石炭受入業務（外航船）



外航船（例）：積載量 65,500t
本船長さ 225m 幅32m



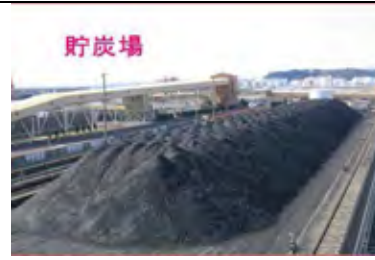
アンローダ
能力 1,400 t/h, 高さ 43m



受入系統ベルトコンベヤ
能力 1,550 t/h, 全長約 1.3km



スタッカ
能力 2,000 t/h
積付高さ 9m



貯炭場
最大貯炭量 約16.5万 t
461m×37m, 2 パイル

石炭払い出し業務（内航船）



内航船「やまゆり」：
積載量 12,000t, 長さ 140m, 幅 26m, セルフアンローダ式



リクレーマ
1,000t/h×2 基



ベルトコンベヤ
能力 2,400 t/h, 全長約 900m
出所：東京電力（株）



シップローダ



シップローダー
能力 2,400t/h, 高さ 23.5m

AP 図 4-13 小名浜コールセンターの主要設備

AP表 4-16 日本の主なコールセンター

	宇部興産 コールセンター	苫東 コールセンター	中部 コールセンター	下松石炭 中継基地	出光 バルクターミナル
所在地	山口県	北海道	三重県	山口県	千葉県
所有者・株主	日本トラスティ・サービス信託銀行 株 他	北海道電力(株) 石炭資源開発 株 王子製紙(株) 他	住友商事(株) 日本トランス シティ(株) 他	新日本石油 (株)	出光興産(株)
主要ユーザー	電力、繊維他	北海道電力(株) 他	セメント、化 学、繊維、電 力 等	中国電力(株)	出光興産(株) セメント、 近隣工場等
貯炭能力	250 万 t	66 万 t	100 万 t	30 万 t	35 万 t
年間取扱量	625 万 t	400 万 t	400 万 t	270 万 t	150 万 t

出所：「コール・ノート」2008 版

第5章 天然ガスセクター 付属書

AP表 5-1 天然ガスの性状

SI No.	Gas Field	Water Content (lb/MMSCF)	Chemical Composition of Natural Gas (Volume Percent)								Specific Gravity	Gross Calorific Value (Btu/cft)	Hydrogen Sulphide
			Methane	Ethane	Propane	Iso-Butane	N-Butane	High Comp.	Nitrogen	Carbon di-oxide			
1	Sylhet	1.20	96.63	2.00	0.05	0.14	0.01	0.17	1.06	0.36	0.57	1,020.00	Nil
2	Chattack	n/a	97.90	1.80	0.20	-	-	-	-	-	-	1,005.71	Nil
3	Rashidpur	1.20	98.00	0.21	0.24	-	-	0.17	0.40	0.18	0.57	1,024.00	Nil
4	Kailastila	0.70	95.57	2.70	0.94	0.21	0.20	0.14	0.00	0.14	0.59	1,030.00	Nil
5	Titas	4.60	96.76	1.80	0.39	0.10	0.07	0.06	0.04	0.42	0.58	1,029.00	Nil
6	Habiganj	4.10	97.81	1.48	-	-	-	-	0.71	0.00	0.57	1,016.00	Nil
7	Bakhrabad	4.00	94.01	3.69	0.81	0.25	0.09	0.06	0.47	0.49	0.59	1,050.00	Nil
8	Semutang	n/a	96.94	1.70	0.14	-	0.01	-	0.86	0.35	-	-	-
9	Begumganj	n/a	95.46	3.19	0.64	0.17	0.04	-	-	0.30	0.58	1,045.61	Nil
10	Kutubdia	n/a	95.72	2.87	0.67	-	0.31	-	0.36	0.07	0.59	1,041.66	Nil
11	Beanibazar	4.40	93.68	3.43	1.10	0.29	1.23	0.17	0.99	0.12	0.60	1,061.95	Nil
12	Feni	n/a	95.71	3.29	0.65	0.15	0.05	-	-	0.15	0.58	1,049.84	Nil
13	Kamta	n/a	95.36	3.57	0.47	0.09	-	-	-	0.51	0.57	1,043.13	Nil
14	Fenchuganj	n/a	98.10	1.00	0.09	0.03	0.02	-	0.14	0.35	0.56	1,014.58	Nil
15	Jalalabad	n/a	96.02	2.45	0.56	0.30	0.07	0.30	0.26	0.05	0.59	1,054.01	Nil
16	Narsingdi	3.20	95.66	2.46	0.55	0.15	0.10	0.08	0.45	0.55	0.59	1,035.00	Nil
17	Meghna	4.40	95.16	3.06	0.65	0.17	0.10	0.04	0.39	0.43	0.59	1,043.00	Nil
18	Shahbazpur	n/a	93.68	3.94	0.71	0.20	0.07	0.04	0.46	0.90	0.58	1,046.21	Nil
19	Sangu	n/a	94.51	3.17	0.61	0.19	0.07	0.41	0.44	0.60	0.59	1,058.00	Nil
20	Saldanadi	n/a	95.12	2.20	0.91	0.29	0.18	-	0.14	0.43	0.59	1,057.48	Nil
21	Bibiyana	n/a	95.72	2.37	0.87	0.22	0.18	0.32	0.19	0.13	0.59	1,059.00	Nil
22	Bangura	2.11	95.48	2.56	0.66	0.15	0.15	0.19	0.31	0.66	0.59	1,049.20	Nil
23	Moulavibzar	n/a	97.82	1.29	0.24	0.09	0.05	0.14	0.29	0.08	0.57	1,028.74	Nil
	average		95.95	2.44	0.55	0.18	0.16	0.16	0.42	0.33	0.58	1,039.19	Nil

出所： Petrobangla Annual Report 2008)

AP表 5-2 ガス生産長期予測（政府案ケース）2009/10～2029/30

Compan	Sl. No.	Name of Gas Fields	Recoverable Reserve	P1 P2 P3			Cumulative Production June2009	Remaining	Production																												
			P1+P2+P3	Bcf				P1+P2+P3 Reserve	mmcf/d																												
									2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030							
National	BGFL	1 Titas Gas Field	8,299	7,441	140	718	2,996	5,303	395	408	453	578	578	578	578	678	678	650	650	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	550	500	485			
		2 Bakhrabad Gas Field	1,587	1,106	217	264	692	895	33	36	36	56	56	56	56	56	100	100	150	150	150	150	150	100	100	90	90	10	0	0	0	0	0	0			
		3 Habiganj Gas Field	3,221	2,416	372	433	1,617	1,604	236	240	260	265	270	270	275	275	275	275	250	200	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		4 Narshingdi Gas Field	292	214	3	75	99	193	33	33	33	33	33	33	33	33	33	20	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		5 Meghna Gas Field	101	49	0	52	36	65	0	0	15	10	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		6 Begumganj Gas Field	109	10	23	76	0	109	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0		
		7 Kamta Gas Field	50	19	31	0	21	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10		
	SGFL	8 Sylhet Gas Field	466	301	71	94	189	277	2	7	15	15	15	15	25	25	25	25	25	25	25	40	70	70	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
		9 Kailashthia Gas Field	3,011	2,126	527	358	466	2,545	91	97	97	97	97	97	97	127	202	277	320	370	390	480	500	500	500	450	499	297	242	27	0	0	0	0			
		10 Rashidpur Gas Field	4,010	2,465	685	860	448	3,562	50	49	49	84	84	84	84	124	220	270	330	342	470	518	600	600	600	584	550	550	550	550	550	550	550	550	550		
	BAPEX	11 Beanbazar Gas Field	170	118	20	32	57	113	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	14	10	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		12 Salda Gas Field	390	151	115	124	59	331	10	8	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	10	5	0	0	0	0	0	0	0		
		13 Fenchuganj gas field	406	170	111	125	60	346	27	25	45	65	65	65	65	65	65	65	65	30	30	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		14 Shahbazpur Gas Field	318	224	39	55	0	318	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	80	80	80	80	80	80	80	80	20	0	0	0	0	0	0	0	0	
		15 Semutang Gas Field	369	110	208	51	0	369	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	25	25	25	25	25	25	50	50	50	75	75	75	75	75	75	75		
		16 From New Discovery							0	0	45	60	60	60	60	60	60	60	60	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		17 Chattak(East)							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
							22,799	16,920	2,562	3,317	6,741	16,058	892	927	1,125	1,340	1,340	1,340	1,350	1,520	1,784	1,866	1,984	1,966	2,002	2,031	2,158	2,103	2,009	1,869	1,879	1,572	1,457	1,227			
IOC	Chevron	18 Jalalabad gas Field	1,727	996	249	482	509	1,218	158	130	130	230	230	280	380	380	380	95	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		19 Moulavibazar gas field	1,233	625	264	344	140	1,093	74	60	90	160	160	210	310	360	360	250	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Cairn	20 Bibivana gas Field	5,971	4,426	771	774	361	5,610	527	716	716	816	916	1,016	1,116	1,166	1,166	1,156	1,132	845	799	560	400	76	50	50	10	5	0	0	0	0	0	0	0	0	
		21 Sangu gas Field	801	514	182	105	458	343	50	40	40	40	40	40	40	40	40	30	30	30	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20		
	Tullow	22 Sangu gas (South) Field						0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		23 Bangura gas Field	708	544	70	94	79	629	87	120	120	120	120	120	120	120	120	120	90	90	90	90	60	15	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Niko	24 Feni gas Field	202	27	103	72	62	140	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20		
		25 Chattak Gas Field (West)	727	265	209	253	26	701	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
		B: Total IOC-1	11,369	7,397	1,848	2,124	1,635	9,734	899	1,068	1,128	1,398	1,498	1,698	1,998	2,098	1,773	1,558	1,344	1,047	961	692	495	176	140	140	100	95	90	90	90	90	90	90			
		26 From New Discovery(Blocks- 7)						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
		27 Block-16 (Magnama/Hatia/Manpura)						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	28 Block-17 & 18						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	29 Offshore Bidding-2008 (IOC-3) 1						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200		
	30 From New Discovery (Netrokona, Block 11)																	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		
	C: Total IOC-2						0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	350	450	450	500	600	600	600	600	600	700	700	700	700	700	700	700	700	700			
	Total IOCs (B+C)						899	1,068	1,128	1,398	1,498	1,698	1,998	2,298	2,123	2,008	1,794	1,547	1,561	1,292	1,095	776	740	840	800	795	790	790	790	790	790	790	790	790			
	Petrobrangla + IOC						1,791	1,995	2,253	2,738	2,838	3,038	3,348	3,818	3,907	3,874	3,778	3,513	3,563	3,323	3,253	2,879	2,749	2,709	2,679	2,367	2,247	2,017									
	LNG (Import)						0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500		
	D: Total LNG						0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500			
	E: Total IOCs (B+C+D) + LNG						899	1,068	1,128	1,398	1,998	2,198	2,498	2,798	2,623	2,508	2,294	2,047	2,061	1,792	1,595	1,276	1,240	1,340	1,300	1,295	1,290	1,290	1,290	1,290	1,290	1,290	1,290	1,290			
Total	F: Petrobrangla+IOC-1+IOC-2 (A+B+E)		34,168	24,317	4,410	5																															

AP表 5-3 ガス生産長期予測（調査団ケース1）2009/10～2029/30

Compa ny	Sl. No.	Name of Gas Fields	Recovera ble Reserve P1+P2	P1	P2	P3	Cumulative Production June2009	Remaining P1+P2 Reserve	Production (mmcf/d)																												
									2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030							
Nation al	BGFCL	1	Titas Gas Field	7,581	7,441	140	718	2,996	4,585	395	408	453	560	565	578	578	678	678	650	650	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	550	500	485				
		2	Bakhrabad Gas Field	1,323	1,106	217	264	692	631	33	36	36	46	46	51	51	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	10	10	0		
		3	Habiganj Gas Field	2,788	2,416	372	433	1,617	1,171	236	240	260	260	260	260	260	260	260	260	260	250	200	100	50	31	17											
		4	Narshingdi Gas Field	217	214	3	75	99	118	33	35	35	30	30	30	25	25	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		5	Meghna Gas Field	49	49	0	52	36	13	0	0	10	10	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		6	Begumganj Gas Field	33	10	23	76	0	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
		7	Kamta Gas Field	50	19	31	0	21	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10		
	SGFL	8	Sylhet Gas Field	372	301	71	94	189	183	2	7	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	40	40	35	35											
		9	Kailashtila Gas Field	2,653	2,126	527	358	466	2,187	91	97	97	97	97	97	97	127	140	156	274	274	274	274	274	274	274	274	252	250	200	200	200	200	200			
		10	Rashidpur Gas Field	3,150	2,465	685	860	448	2,702	50	49	49	84	84	84	84	124	174	270	350	350	430	430	530	530	587	584	556	490	520	455						
	BAPEX	11	Beanibazar Gas Field	138	118	20	32	57	81	15	15	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		12	Salda Gas Field	266	151	115	124	59	207	10	8	23	35	8	8	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		13	Fenchuganj gas field	281	170	111	125	60	221	27	24	44	64	64	65	65	65	65	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		14	Shahbazzpur Gas Field	263	224	39	55	0	263	0	8	10	10	10	10	10	60	60	80	80	80	80	80	80	80	80	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		15	Semutang Gas Field	318	110	208	51	0	318	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	25	25	25	25	25	25	25		
		16	From New Discovery	0	0	0	0	0	0	0	0	45	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
		17	Chattak(East)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
A: Total Petrobangla				19,482	16,922	2,562	3,317	6,741	12,741	892	927	1,117	1,311	1,284	1,303	1,298	1,515	1,578	1,648	1,826	1,716	1,696	1,631	1,696	1,627	1,697	1,607	1,577	1,365	1,345	1,255						
Chevro n	18	Jalalabad gas Field	1,245	996	249	482	509	736	158	130	130	230	230	250	250	265	230	138	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	19	Moulavibazar gas field	889	625	264	344	140	749	74	60	90	160	160	160	130	130	150	150	150	150	150	130	130	50	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	20	Bibiyana gas Field	5,197	4,426	771	774	361	4,836	527	716	716	800	800	900	900	900	900	800	800	600	500	500	500	400	400	400	400	300	200	60							
	21	Sangu gas Field	696	514	182	105	458	238	50	40	20	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	22	Sangu gas Field (South)	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	23	Bangura gas Field	614	544	70	94	79	535	87	120	120	120	120	120	120	120	120	90	90	90	90	90	60	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	24	Feni gas Field	130	27	103	72	62	68	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
	25	Chattak Gas Field (West)	474	265	209	253	26	448	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
IOC	B: Sub Total IOC-1				9,245	7,397	1,848	2,124	1,635	7,610	899	1,068	1,108	1,362	1,352	1,462	1,432	1,447	1,402	1,210	1,072	872	842	692	657	552	452	402	402	302	202	202	62				
	26	From New									0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		
	27	Block-16									0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	28	Block-17 & 18									0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C: Sub Total IOC-2				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	29	Offshore Bidding-2008									0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
D: Sub Total IOC-3				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
D: Total IOCs (B+C+D)										899	1,068	1,108	1,362	1,352	1,462	1,432	1,547	1,652	1,460	1,322	1,172	1,142	992	957	852	752	702	702	602	502	362						
Petrobangla + IOC										1,791	1,995	2,225	2,673	2,636	2,765	2,730	3,062	3,230	3,108	3,148	2,888	2,838	2,623	2,653	2,479	2,449	2,309	2,279	1,967	1,847	1,617						
LNG Import																																					
Total	E: Petrobangla+IOCs(D)			28,727	24,311	4,410	5,441	8,376	20,351	1,791	1,995	2,225	2,673	2,836	3,165	3,230	3,562	3,730	3,608	3,648	3,388	3,338	3,123	3,153	2,979	2,949	2,809	2,779	2,467	2,347	2,117						

出所：PSMP 調査団

AP表 5-4 ガス生産長期予測 (調査団ケース 2) 2009/10~2029/30

Company	Sl. No.	Name of Gas Fields	Recoverable Reserve P1+P2	P1	P2	P3	Cumulative Production June2009	Remaining P1+P2 Reserve																										
									2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030				
			Bcf						mmcf/d																									
			7,581	7,441	140	718	2,996	4,585	395	408	453	560	560	560	450	450	400	400	350	350	300	300	300	200	200	200	200	200	200	200	200			
BGFL	1	Titas Gas Field	7,581	7,441	140	718	2,996	4,585	395	408	453	560	560	560	450	450	400	400	350	350	300	300	300	200	200	200	200	200	200	200				
	2	Bakhrabad Gas Field	1,323	1,106	217	264	692	631	33	36	36	36	46	51	51	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56				
	3	Habiganj Gas Field	2,788	2,416	372	433	1,617	1,171	236	240	260	260	260	260	260	260	260	260	250	200	100	50	17	0	0	0	0	0	0	0				
	4	Narshingdi Gas Field	217	214	3	75	99	118	33	35	35	30	30	30	25	25	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	5	Meghna Gas Field	49	49	0	52	36	13	0	0	10	10	10	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	6	Begumganj Gas Field	33	10	23	76	0	33	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10				
	7	Kamta Gas Field	50	19	31	0	21	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	10	10				
SGFL	8	Sylhet Gas Field	372	301	71	94	189	183	2	7	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	40	40	35	35	0	0	0	0	0				
	9	Kailashtila Gas Field	2,653	2,126	527	358	466	2,187	91	97	97	97	97	97	97	127	140	156	174	224	254	254	274	274	274	250	250	250	200	200				
	10	Rashidpur Gas Field	3,150	2,465	685	860	448	2,702	50	49	67	85	85	85	85	124	134	238	250	300	350	350	430	530	547	560	556	490	520	400				
	11	Beanibazar Gas Field	138	118	20	32	57	81	15	15	15	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16	0	0	0	0	0	0	0				
	12	Salda Gas Field	266	151	115	124	59	207	10	8	23	35	8	8	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
BAPEX	13	Fenchuganj gas field	281	170	111	125	60	221	27	24	44	64	64	60	60	60	60	60	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0				
	14	Shahbazpur gas Field	263	224	39	55	0	263	0	8	10	10	10	10	10	10	10	60	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80				
	15	Semutang Gas Field	318	110	208	51	0	318	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	25	25	25	25	25				
	16	From New Discovery	0	0	0	0	0	0	0	0	45	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	80	80	80	80	80				
	17	Chattak(East)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	A: Total Petrobangla	19,482	16,92	2,562	3,317	6,741	12,741	892	927	1,120	1,287	1,270	1,281	1,166	1,232	1,255	1,366	1,326	1,366	1,296	1,231	1,331	1,277	1,297	1,181	1,177	1,065	1,045	915					
Chevron	18	Jalalabad gas Field	1,245	996	249	482	509	736	158	130	130	200	200	200	200	180	180	150	150	100	100	80	0	0	0	0	0	0	0					
	19	Moulavibazar gas field	889	625	264	344	140	749	74	60	70	70	80	80	80	90	100	120	120	100	90	80	65	50	0	0	0	0	0					
	20	Bibiyana gas Field	5,197	4,426	771	774	361	4,836	527	716	716	750	800	850	900	900	840	790	750	650	600	600	600	500	500	476	450	300	200	100				
Cairn	21	Sangu gas Field	696	514	182	105	458	238	50	40	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	22	Sangu gas Field (South)						0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Tullow	23	Bangura gas Field	614	544	70	94	79	535	87	120	120	120	120	120	120	120	90	90	90	90	90	60	25	0	0	0	0	0	0	0				
Niko	24	Feni gas Field	130	27	103	72	62	68	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
	25	Chattak Gas Field (West)	474	265	209	253	26	448	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	B: Total IOC-1	9,245	7,397	1,848	2,124	1,635	7,610	899	1,068	1,088	1,192	1,242	1,282	1,332	1,322	1,242	1,182	1,142	972	882	822	692	552	502	478	452	302	202	102					
	26	From New Discovery(Kajula,						0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100					
	27	Block-16						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50					
	28	Block-17 & 18						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	C: Total IOC-2							0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150					
		Offshore Bidding-2008						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
	D: Total IOC-3							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
	E: Total IOCs (B+C+D)							899	1,068	1,088	1,192	1,242	1,282	1,332	1,322	1,392	1,332	1,292	1,122	1,032	972	842	702	652	628	602	452	352	252					
		Petrobangla + IOC						1,791	1,995	2,208	2,479	2,512	2,563	2,498	2,554	2,647	2,698	2,618	2,488	2,328	2,203	2,173	1,979	1,949	1,809	1,779	1,517	1,397	1,167					
		LNG import												200	300	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500					
	F: Petrobangla+IOCs(E)	28,727	24,31	4,410	5,441	8,376	20,351	1,791	1,995	2,208	2,479	2,512	2,763	2,798	3,054	3,147	3,198	3,118	2,988	2,828	2,703	2,673	2,479	2,449	2,309	2,279	2,017	1,897	1,667					

出所： PSMP 調査団

AP表 5-5 電源の中長期計画

Unit:mmcfd

Area	node		Power Station Site	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
TGTD CL	18	Ex.	Ashuganj 150 MW Steam Turbine #3	25	22	23	22	23	21	20	19	18	19	19	19	19	19	19	0	0	0	0	0	0	0	
	18	Ex.	Ashuganj 150 MW Steam Turbine #4	25	22	23	22	23	21	20	19	18	19	19	19	19	19	19	0	0	0	0	0	0	0	
	18	Ex.	Ashuganj 150 MW Steam Turbine #5	25	22	23	22	23	21	20	19	18	19	19	19	19	19	19	0	0	0	0	0	0	0	
	18	Ex.	Ashuganj 2x64 MW Steam Turbine	26	23	23	22	23	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	18	Ex.	Ashuganj Combined Cycle	8	8	7	7	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	18	Ex.	Ashuganj GT 1	8	8	7	7	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	18	Ex.	Ashuganj GT 2	8	8	7	7	7	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	18		Ashuganji CCPP #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	50	51	51	
	18		Ashuganji CCPP #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	50	51	51
	18		Ashuganji CCPP #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	
	56	Ex.	Ghorasal 210 MW S/T #5	36	35	36	34	35	31	30	29	27	28	28	29	27	28	29	30	31	31	33	32	25	0	
	56	Ex.	Ghorasal 210 MW S/T #6	36	35	36	34	35	31	30	29	27	28	28	29	27	28	29	30	31	31	33	32	25	0	
	56	Ex.	Ghorasal 210 MW Steam Turbine #3	36	35	36	34	35	31	30	29	27	28	28	29	27	28	29	30	31	31	33	32	25	0	
	56	Ex.	Ghorasal 210 MW Steam Turbine #4	36	35	36	34	35	31	30	29	27	28	28	29	27	28	29	30	31	31	33	32	25	0	
	56	Ex.	Ghorasal 55 MW Steam Turbine #1	10	9	9	8	9	8	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	56	Ex.	Ghorasal 55 MW Steam Turbine #2	10	9	9	8	9	8	8	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	47	Ex.	Haripur 3x33 MW Gas Turbine	27	28	24	25	25	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	48	Ex.	Siddhirganj 210 MW Steam Turbine	36	35	36	34	35	31	30	29	27	28	28	29	27	28	29	30	31	31	33	32	25	35	

Area	node		Power Station Site	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	59	Ex.	Tongi 100 MW Gas Turbine	19	16	22	20	23	17	14	13	10	11	13	14	13	14	16	21	21	21	22	22	23	24
	45	Ex.	CDC, Haripur	53	53	53	53	53	53	53	52	51	51	51	51	50	50	50	50	50	50	0	0	0	0
	43	Ex.	CDC, Meghnaghat	64	64	64	64	64	64	64	64	63	63	63	63	62	62	62	62	62	62	0	0	0	0
	43		Meghnaghat 360MW CCPP #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	51	50	51	51
	43		Meghnaghat 360MW CCPP #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	50	51	51
	47	Ex.	NEPC (Haripur, BMPP)	17	17	17	17	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	58	Ex.	RPCL (Mymensingh)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	24	24	24	24	24	24	24	24	24	0	0	0	0
	60	Ex.	Tangail SIPP (22 MW)	4	4	5	5	5	5	5	5	3	4	4	5	4	4	4	5	0	0	0	0	0	0
	51	New	Kaliakair, Gazipur	0	0	0	20	21	20	19	19	18	18	18	18	18	17	19	13	19	18	12	0	0	0
	59	New	Savar, Dhaka	0	0	0	20	21	20	19	19	18	18	18	18	18	17	19	13	19	18	12	19	19	20
	56	New	Ghorasal	0	0	0	38	38	35	33	32	30	30	30	31	30	31	31	33	33	34	35	35	36	36
	18	New	Ashuganj – 3 yrs	0	13	13	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	57	New	Mouna, Gazipur SIPP(REB)	6	4	5	5	5	5	5	5	3	4	4	5	4	4	4	5	0	0	0	0	0	0
	50	New	Narsingdi SIPP(REB)	4	4	5	5	5	5	5	5	3	4	4	5	4	4	4	5	0	0	0	0	0	0
	50		Mahdabdi, Narsingdi Summit SIPP, REB	7	4	5	5	5	5	5	5	3	4	4	5	4	4	4	5	0	0	0	0	0	0
	54	New	Rupganj, Narayanganj	6	4	5	5	5	5	5	5	3	4	4	5	4	4	4	5	0	0	0	0	0	0
BGSL	41	Ex.	Chittagong (Shkalbaha) 1x60 MW Steam Turbine	9	8	8	8	8	8	7	7	6	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	41	Ex.	Chittagong (Shkalbaha) 2x28 MW Barge Mounted GT	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	41	Ex.	Rauzan (Chittagong) 210	41	36	37	36	37	34	33	32	29	30	31	31	29	30	31	31	32	31	0	0	0	0

Area	node		Power Station Site	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			MW SŸT (1st)																						
	41	Ex.	Rauzan (Chittagong) 210 MW SŸT (2nd)	41	36	37	36	37	34	33	32	29	30	31	31	29	30	31	31	32	31	2	30	0	0
	40	Ex.	Barabkundu	4	4	5	5	5	5	5	5	3	4	4	5	4	4	4	5	0	0	0	0	0	0
	37	Ex.	Feni SIPP (22 MW)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0
	33	Ex.	Jangalia , Comilla	6	7	8	8	8	7	7	7	5	5	6	7	6	7	6	7	0	0	0	0	0	0
	33	Ex.	Summit Power (REB)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
	33		Ashulia, Dhaka Summit SIPP, REB	9	4	5	5	5	5	5	5	3	4	4	5	4	4	4	5	0	0	0	0	0	0
	33		Chandina, Comilla Summit SIPP, REB	5	4	5	5	5	5	5	5	3	4	4	5	4	4	4	5	0	0	0	0	0	0
	34	Ne w	Chandpur 150 MW CC (BPDB)	0	0	0	24	24	30	24	23	20	20	22	22	21	22	22	22	22	21	21	22	22	17
	41	Ne w	Sikalbaha 150 MW Peaking Plant (BPDB)	0	31	35	34	35	32	26	24	17	18	20	24	20	24	25	30	29	30	31	31	33	33
	72	Ne w	Haripur 360 MW CCPP (EGCB)	0	0	0	0	0	53	53	52	51	51	51	51	50	50	50	50	50	50	51	50	51	51
	73	Ne w	Siddhirganj 2X120 MW Peaking Plant (EGCB)	0	49	55	54	56	51	41	39	28	29	31	38	32	38	40	48	47	49	50	50	53	52
	71	Ne w	Meghnaghat Combined Cycle Power Plant (2nd unit) Duel Fuel	0	0	0	0	0	0	0	0	52	54	55	56	54	55	54	55	54	54	55	53	55	55
	73	Ne w	Siddhirganj 2x150 GT (EGCB)	0	0	0	0	69	64	51	49	35	36	39	48	40	47	49	60	59	61	62	62	66	65
	37	Ne w	Feni SIPP(REB)	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0
JGTD SL	6	Ex.	Fenchuganj C.C. (Unit #1)	15	15	15	15	15	15	15	15	14	14	14	14	13	14	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	Ex.	Shahjibazar 60 MW Gas Turbine	18	18	16	15	16	11	15	10	14	14	15	15	9	9	10	0	0	0	0	0	0	0
	15	Ex.	Shahjibazar Gas Turbine(7 units)	14	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	Ex.	Sylhet 1x20 MW	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Area	node		Power Station Site	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
			Gas Turbine																						
	2	Ex.	Kumargao 10 MW (15 Years)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0
	2	Ex.	Kumargoan (3 Years)	9	10	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	Ex.	Sahzibazar RPP (3 Years)	10	10	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	Ex.	Sahzibazar RPP (15 Years)	17	17	20	21	21	19	19	19	14	14	15	18	15	17	17	19	0	0	0	0	0	0
	6	Ne w	Fenchuganj 90 MW CCPP (BPDB)	0	14	14	14	14	18	14	14	12	12	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	10
	6		Mahdabdi, Narsindi Summit SIPP, REB	0	10	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	3	4	3	4	0	0	0	0	0	0
	2	Ne w	Sylhet 150 MW CCPP (BPDB)	0	0	0	24	24	30	24	23	20	20	22	22	21	22	22	22	22	21	21	22	22	17
	13	Ne w	Bibiyana Combined Cycle Power Plant (2nd Unit)	0	0	0	0	0	0	64	63	58	61	62	63	61	62	61	62	61	61	61	60	61	61
	13	Ne w	Bibiana 450 MW CCPP (Power Cell)	0	0	0	0	0	65	64	63	58	61	62	63	61	62	61	62	61	61	61	60	61	61
	13		Bibiana 360MW CCPP #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	51	50	51	51
	13		Bibiana 360MW CCPP #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	51	50	51	51
	6	Ne w	Fenchuganj – 3 Yrs rental	0	10	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	Ne w	Hobiganj SIPP(REB)	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0
PGCL	67	Ex.	Baghabari 100 MW Gas Turbine	18	16	22	20	22	17	14	13	10	12	12	13	12	14	0	0	0	0	0	0	0	0
	67	Ex.	Baghabari 71 MW Gas Turbine	17	17	17	17	17	17	16	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	67	Ex.	WEST MONT (Baghabari)	14	15	14	15	14	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	69	Ex.	Bogra Rental (15 Years)	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	1*	Ne w	Bhola Combined Cycle Power Plant (2nd unit)	0	0	0	0	0	0	24	23	20	20	22	22	21	22	22	22	22	21	21	22	22	17
	63	Ne	Sirajganj 150 MW	0	0	0	0	0	32	26	24	17	18	20	24	20	24	25	30	29	30	31	31	33	33

Area	node		Power Station Site	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		w	GT (NWPGC)																						
	63	Ne w	Serajganj 450 MW CCPP/ 500 MW Coal (Power Cell)	0	0	0	0	0	0	64	63	58	61	62	63	61	62	61	62	61	61	61	60	61	61
	63		Sirajganj 360MW CCPP #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51
	69	Ne w	Bogra -3 yrs rental	0	4	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	67	Ne w	Ullapara SIPP (REB)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
S/SW	1*	Ne w	Bhola 150 MW CCPP (BPDB)	0	0	0	0	0	30	24	23	20	20	22	22	21	22	22	22	22	21	21	22	22	17
	1*		Bhola (3 Years)	0	7	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	77	Ne w	Bheramara 360 MW CCPP (NWPGC)	0	0	0	0	0	0	53	52	51	51	51	51	50	50	50	50	50	50	51	50	51	51
	83	Ne w	Khulna 150 MW GT (NWPGC)	0	0	0	0	0	32	26	24	17	18	20	24	20	24	25	30	29	30	31	31	33	33
Total				826	919	941	1027	1112	1223	1276	1218	1107	1135	1170	1219	1135	1186	1169	1151	1225	1209	1193	1207	1168	1154

出所：PSMP 調査団

AP 表 5-6 TGTDCCL のガス需要予測 (ベースケース)

Unit : mmcf/d

F. year	Power	Captive P.	Fertilizer	Industry	Commercial	Domestic	CNG	Tea Estate	Total
2009	537	219	97	234	13	142	58	0	1,301
2010	541	214	155	235	13	169	63	0	1,389
2011	553	231	155	262	13	191	74	0	1,479
2012	620	250	155	291	14	215	85	0	1,630
2013	631	290	155	323	15	243	96	0	1,754
2014	568	291	155	360	16	274	107	0	1,772
2015	490	314	155	400	17	310	118	0	1,804
2016	466	340	155	444	18	350	129	0	1,903
2017	422	110	155	494	20	395	140	0	1,736
2018	428	110	155	549	21	446	152	0	1,860
2019	434	110	155	611	22	504	163	0	1,998
2020	446	110	155	679	24	569	174	0	2,155
2021	425	99	155	744	25	631	185	0	2,264
2022	435	88	155	815	26	701	196	0	2,416
2023	445	77	155	892	28	778	207	0	2,582
2024	391	66	155	978	29	864	218	0	2,701
2025	431	55	155	1,071	31	960	229	0	2,932
2026	410	44	155	1,164	33	1,056	240	0	3,103
2027	447	33	155	1,266	34	1,163	251	0	3,350
2028	438	22	155	1,377	36	1,280	263	0	3,571
2029	408	11	155	1,497	38	1,409	274	0	3,792
2030	368	0	155	1,628	40	1,552	285	0	4,028

出所：PSMP 調査団

AP 表 5-7 BGSJ のガス需要予測 (ベースケース)

Unit : mmcf/d

F. year	Power	Captive P.	Fertilizer	Industry	Commercial	Domestic	CNG	Tea Estate	Total
2009	42	32	92	37	6	48	21	0	278
2010	191	32	120	37	5	57	23	0	465
2011	205	35	120	41	6	64	27	0	498
2012	224	37	120	45	6	73	31	0	537
2013	301	40	120	50	7	82	35	0	635
2014	336	44	120	56	7	93	39	0	695
2015	298	47	120	62	7	105	43	0	683
2016	290	51	120	69	8	118	47	0	703
2017	291	16	120	77	8	134	51	0	698
2018	300	16	120	86	9	151	56	0	737
2019	312	16	120	95	10	170	60	0	784
2020	332	16	120	106	10	192	64	0	840
2021	301	15	120	116	11	214	68	0	844
2022	324	13	120	127	11	237	72	0	904
2023	328	12	120	139	12	263	76	0	950
2024	356	10	120	152	13	292	80	0	1,023
2025	324	8	120	167	13	325	84	0	1,042
2026	328	7	120	182	14	357	88	0	1,096
2027	271	5	120	197	15	393	92	0	1,094
2028	298	3	120	215	16	433	96	0	1,181
2029	279	2	120	233	16	477	100	0	1,227
2030	273	0	120	254	17	525	104	0	1,293

出所：PSMP 調査団

AP表 5-8 JGTDSL のガス需要予測 (ベースケース)

Unit : mmcf/d

F. year	Power	Captive P.	Fertilizer	Industry	Commercial	Domestic	CNG	Tea Estate	Total
2009	62	7	15	14	1	12	1	2	115
2010	124	6	15	14	1	14	2	2	178
2011	113	7	15	16	1	16	2	2	172
2012	114	7	15	17	1	18	2	2	177
2013	117	7	15	19	2	21	2	2	184
2014	171	7	45	22	2	23	3	2	275
2015	224	7	45	24	2	26	3	2	333
2016	216	8	45	27	2	30	3	2	332
2017	196	8	45	30	2	34	4	2	319
2018	203	8	45	33	2	38	4	2	335
2019	211	8	45	37	2	43	4	2	352
2020	217	9	45	41	2	49	4	2	368
2021	199	8	45	45	3	54	5	2	359
2022	206	7	45	49	3	60	5	2	376
2023	191	6	45	53	3	67	5	2	372
2024	186	5	45	59	3	74	6	2	379
2025	257	4	45	64	3	82	6	2	463
2026	256	3	45	70	3	90	6	2	476
2027	258	3	45	76	3	99	6	2	492
2028	255	2	45	83	4	109	7	2	506
2029	259	1	45	90	4	121	7	2	528
2030	251	0	45	98	4	133	7	2	539

出所：PSMP 調査団

AP表 5-9 PGCL のガス需要予測

Unit : mmcf/d

F. year	Power	Captive P.	Fertilizer	Industry	Commercial	Domestic	CNG	Tea Estate	Total
2009	62	2	0	2	0	5	5	0	76
2010	56	5	0	2	0	6	5	0	74
2011	63	6	0	2	1	6	6	0	84
2012	62	7	0	2	1	7	7	0	85
2013	64	8	0	2	1	8	8	0	91
2014	85	10	0	3	1	9	9	0	116
2015	163	12	0	3	1	10	10	0	198
2016	146	14	50	3	1	12	11	0	236
2017	110	17	50	4	1	13	11	0	206
2018	115	21	50	4	1	15	12	0	218
2019	120	25	50	4	1	17	13	0	230
2020	127	30	50	5	1	19	14	0	246
2021	118	27	50	5	1	21	15	0	238
2022	126	24	50	6	1	23	16	0	246
2023	108	21	50	6	1	26	17	0	230
2024	115	18	50	7	1	29	18	0	238
2025	112	15	50	8	1	32	19	0	236
2026	112	12	50	8	1	35	20	0	239
2027	114	9	50	9	1	39	20	0	242
2028	113	6	50	10	1	43	21	0	244
2029	116	3	50	11	1	47	22	0	251
2030	162	0	50	12	1	52	23	0	300

出所：PSMP 調査団

AP 表 5-10 SGCL のガス需要予測 (ベースケース)

Unit : mmcf/d

F. year	Power	Captive P.	Fertilizer	Industry	Commercial	Domestic	CNG	Tea Estate	Total
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	7	0	0	0	0	0	0	0	7
2011	7	0	0	0	0	11	0	0	18
2012	7	0	0	0	0	12	0	0	19
2013	0	0	0	0	0	13	0	0	13
2014	62	0	0	0	0	14	0	0	76
2015	102	0	0	0	0	15	0	0	117
2016	100	0	0	0	0	17	0	0	117
2017	89	0	0	0	0	18	0	0	106
2018	89	0	0	0	0	19	0	0	108
2019	93	0	0	0	0	21	0	0	114
2020	98	0	0	0	0	22	0	0	120
2021	91	0	0	0	0	23	0	0	115
2022	96	0	0	0	0	24	0	0	120
2023	96	0	0	0	0	26	0	0	122
2024	103	0	0	0	0	27	0	0	130
2025	101	0	0	0	0	28	0	0	129
2026	102	0	0	0	0	29	0	0	131
2027	103	0	0	0	0	31	0	0	133
2028	103	0	0	0	0	32	0	0	135
2029	106	0	0	0	0	33	0	0	139
2030	100	0	0	0	0	34	0	0	135

出所：PSMP 調査団

5.1.1 既存ガス田の現状評価

本項では、将来の天然ガス開発シナリオに係る将来予測を目的に、既存ガス田の生産状況について、現地調査等を通じて調査を行った。調査内容は下記に示すとおりである。

(1) Titas ガス田(ブロック 12) (BGFCL)

Titas ガス田は、「バ」国首都ダッカから北東約 100km 離れた、Brahmanbaria 地域村の裾野に位置している。Pakistan Shell Oil Company は、初歩的な地震探査を実施後 1962 年に本ガス田を発見した。ガス田の構造は、南北に細長く非対称型の背斜構造で、約 19km x 10km 平方 km、垂直クロージャーが 500m の大型ガス田である。1968 年から生産を開始、2009 年 6 月 30 日までの累計生産量は 2,996 Bcf (billion cubic feet) に達した。これは、Petrobangla が公表している可採埋蔵量 (5,128 Bcf) の 58 % に相当し、これにより残存可採埋蔵量は 2,131 Bcf となるが、現在埋蔵量の見直しが行われており、大幅な上方修正が期待されている。現在まで 16 坑の生産井が掘削され、このうち 15 坑井より 395 mmcpd (million cubic feet per day) のガスを生産している。約 8 km 離れている 6 ヶ所のロケーションから垂直井 7 坑、傾斜井 9 坑が掘削されている。今後、17 号井および 18 号井の掘削が計画されている。現在、IOC の Chevron ガス田に次いで「バ」国で第 2 位の生産量を維持している。ガス田は、処理能力が 1 基につき 60 mmcf/d を持つ 5 基のグライコール脱湿処理施設と 6 基の低温分離式ガス処理施設を有し、Titas Gas Transmission & Distribution Co. Ltd (TGTDC) および Gas Transmission Co. Ltd. (GTCL) のパイプラインに供給している。ガスと一緒に生産されるコンデンサート (440 bbl per day) は、2 基の処理施設でガソリンと軽油に分留された後、Padma Oil Company Ltd. に供給され市場で販売されている。Titas 14 号井は、2006 年 11 月出水のため生産を中断していたが、2009 年 9 月改修作業を終了し生産を再開している。また、2003 年以来暴墳によりガスのリークが続いていた Titas 3 号井は、2008 年 1 月米国の専門家によってリークは止められ、セメントで埋め立てられた。よって、坑井からのガスリークはなくなったが、坑内の亀裂からのリークはまだ続いているようである。

(2) Bakhrabad ガス田(ブロック 9) (BGFCL)

Bakhrabad ガス田は、首都ダッカから東に約 40km 離れた Comilla 地域の Muradnagar upazila に位置する。Titas、Habiganj ガス田同様、1969 年に Pakistan Shell Oil Co. Ltd (PSCO) . によって発見された。構造は、1953 年に行われた Pakistan Petroleum Ltd. (PPL) による磁気測定および 1968 年の Shell による 1 重合地震探査の結果をもとに、1 号井が 2,838m まで掘削され多数のガス層を確認した。背斜構造は、NNW-SSE を向いた細長い対称的な形をしており、長さ約 69 km、幅約 10 km の規模である。1984 年に生産を開始し、2009 年 6 月末までに累計 692 Bcf のガスを生産した。これは、HCU によって公表されている可採埋蔵量 (1,049 Bcf) の 66% に相当する。したがって、残存可採埋蔵量は 357 Bcf と報告されている。2 ヶ所のロケーションより、合計 8 坑の生産井が掘削されたが、出水により 4 坑は生産を中断している。改修作業により出水を止める予定である。一時最大 120 mmcf/d あったガスの生産は、現在 4 坑井より 33 mmcf/d のガス生産となっている。1 坑井は垂直井であるが、他は全部傾斜井である。4 基のシリカゲルタイプのガス処理プラントを有し、処理後は Bakhrabad Gas System Ltd. (BGSL) の

Transmission パイプラインに供給されている。Bakhrabad、Habiganj、Narsingdi、Meghna で生産されたコンデンセート、および Saldana、Fenchuganj で生産された重コンデンセートは、本ガス田の分留プラントでガソリンおよび軽油に精製されて Maghan Petroleum Ltd. に供給され市場に販売されている。

(3) Habiganj ガス田(ブロック 12) (BGFCL)

Habiganj ガス田は、首都ダッカから北東約 100 km の Habiganj 地域に位置している。このガス田の構造はインドの Tripuran Baramura 背斜構造の北端にあり、サドルの南側に主要なガス層、上部ガス砂岩層がある。1962 年 PSOC は、この地で 1 重合地震探鉱を実施、1963 年に試掘を行い、2 層のガス含有砂岩層を発見した。構造の規模は、12 x 5 平方 クロージャーの高さが 300m である。1968 年から生産を開始、2009 年 6 月末までのガス累計生産量は 1,617 Bcf で、可採埋蔵量 3,852Bcf の 42 % を産出している。残存埋蔵量は、2,235 Bcf と報告されている。現在、11 坑中 9 坑の生産井より 238mmcfpd の生産がおこなわれている。生産ガスは、6 基のグライコール式脱湿プラントで処理されたのち、Titas Gas Transmission Co. Ltd. (TGTDCCL)、Jalalabad Transmission Co.Ltd.(JDTDSL)および Gas Transmission Co. Ltd.(GTCL)の Transmission line に供給されている。9 坑井は垂直井で残り 2 坑井は傾斜井である。9 坑井はおおよそ距離 14km 離れた場所に分散して存在している。8 号井と 9 号井は現在、出水と出砂の問題があり、生産を中断している。新規に生産井を掘削する事により、まだ増産の余地があると見込まれる。

(4) Narsingdi ガス田(ブロック 9) (BGFCL)

Narsingdi ガス田は、首都ダッカから約 45 km にある Shibpur upazila の Narsingdi 地区に位置している。この地域は、大 Bakhrabad 背斜地の北の頂上部にあたり、60 年代の始め Shell によって A 2 頂点と名付けられていた。Shell は、高リスクなプロスペクトと判定していた。1984-86 年にかけて、Petrobangla は、この地について 12 重合の地震探査を行い、このプロスペクトの再評価を行った結果、50%の確率で 2,474 Bcf のポテンシャルがあると判断した。1990 年、Bakhrabad 9 号井の名前で試掘が行われ、上部、下部の 2 層のガス含有砂岩層を確認し、下部層のテストを行った。1996 年から生産を開始し、2009 年 6 月末までに累計 99Bcf の生産を行った。これは、可採埋蔵量 215Bcf の約 46% に相当する。残存埋蔵量は 116Bcf である。2 坑の生産井で 2009 年 6 月現在 33cfpd の生産を維持している。生産されたガスは、ガス処理プラントで脱湿処理後、TGTDCCL に供給されている。

(5) Meghna ガス田(ブロック 9) (BGFCL)

Meghna ガス田は、Brahmanbaria 地域に位置している。この地域は、Meghna 川の多くの支流に代表される。ガス田構造は、1953 年に重力異常があることから確認され、その後 Shell による 1 重合地震探鉱によりプロスペクトとして認定された。その後、1984-86 年 Petrobangla は 24 重合の地震探鉱を実施した。1990 年に試掘井が掘削された、2,850m~3,020m の間で 6 層のガス含有砂岩層を確認した。1997 年から生産を開始 2007 年に生産がストップされる間、可採埋蔵量 120Bcf の 30%に相当する 36Bcf の生産を行った。現在の残存可採埋蔵量は 84Bcf である。現在生産は行われていない。

(6) Sylhet (Haripur) ガス田(ブロック 13) (SGFL)

Sylhet ガス田は、首都ダッカの北東約 225km の Sylhet 地区 Sylhet 市近傍に位置している。Dupi Tila 時期の岩石が地表に露出している。地質および物理探鉱資料をもとに 1955 年に第 1 号井を掘削し、深度 2,377m まで掘りこんで 3 層のガス層を確認した。しかし、ケーシングパイプのセメント充填が不十分だったため、異常高圧層よりガスが暴墳、火災が発生し、掘削リグとその付帯装置ともども地中に消えていった。その後、火災は自鎮したが地層に亀裂が発生し、ガスが周辺の丘にまで到達して今なお炎上し続けている。翌年第 2 号井を掘削したが深度 2,818m で再び異常高圧層によるガスの暴墳が発生した。暴墳制御のため、坑井はセメントにて埋め立て廃坑とした。1957 年、第 3 号井を掘削し、1,800m で掘り止め、上部および下部のガス含有砂岩層を 2 層仕上げした。1969 年下部層は地層水の増加のため生産を中断した。上部層の生産は 1988 年まで継続されたが、地層水の増加により同年ガスの生産は中断された。1962 年第 4 号井を掘削したが、338m 掘削したところで異常高圧層に縫着したため、安全上の見地から廃坑された。1969 年第 4 号井の脇に第 5 号井を掘削したが技術上の理由で廃坑となった。1964 年第 6 号井が 1,515m まで掘削され、上部および下部の Bokabil 砂岩層を 2 層仕上げした。1993 年下部層は地層水の浸入のため生産は中断された。しかし、上部層の生産は現在も続いているが、生産量は 2009 年 6 月現在 2mmcfpd とごく少量の生産量である。ごく近い将来本井からの生産は中断される。2009 年 6 月末までの累計生産量は約 189Bcf である。これは可採埋蔵量 479Bcf の 39%に相当する。残存可採埋蔵量は 290Bcf である。第 7 号井は、BAPEX によって掘削されたが、2009-2033m の間で石油を発見、石油の生産井として仕上げられた。これは「バ」国における最初の石油の発見である。同井は当初 350 barrels per day で生産を行っていたが、徐々に地層水が生産量が増え、1994 年 7 月生産は止まった。原油の累計生産量は、560,869 bbls であった。その後、同井は 2005 年 3 月改修作業が行われ、ガス生産井に変換された。当初、15 mmcfpd のガス生産があったが、現在生産は中断しており、再度の改修作業が予定されている。生産物は Haripur にある処理能力 30 mmcfpd のシリカゲル型のガス処理プラントで処理されている。

(7) Kailastila ガス田(ブロック 13) (SGFL)

Kailastila ガス田は、首都ダッカから東北に約 300km 離れた Sylhet 地区の Gurapganj に位置している。Shell は、1960 年に行われた 1 重合のアナログ地震探査データを基に Kailastila 構造を推定した。Shell によれば背斜構造は 4 方向の傾斜クロージャーである。1961 年に第 1 号井が掘削され、4,138m まで掘削し 4 層からなるガス含有砂岩層を確認した。その後、1988 年に 2 号井と 3 号井を掘削し 1992 年から生産を開始した。1995 年に 4 号井を掘削し、生産量は 65Mmmcfpd となった。2006 年から 2007 年にかけて、5 号井と 6 号井を追加した。坑井群は 6km 離れた 2 か所に分散されている。2009 年 6 月末までの累計生産量は 466Bcf で可採埋蔵量の 24%に相当する。残存可採埋蔵量は 1,439Bcf である。5 号井については、現在水の浸入によって、生産量は減退し、つい最近生産は中断された。現在ガス田全体のガス生産は、2009 年 6 月で 91mmcfpd である。なお、5 号井については、仕上げ作業時に、最下層に他の坑井には存在しない新層が発見されたので、新層の資源の取り残しを避けるため上部の本層を温存して、新層の仕上げを行った経緯がある。近い将来、改修作業を行って上部砂岩層からの生産を行う予定である。1983 年から能力 30mmcfpd のシリゲルタイプのガス処理プラントが稼働して

いる。またさらに、能力 90mmcfpd の Molecular Sieve Turbo Expander プラントが 1995 年から稼働している。現在本ガス田の増産のため、7 号井および 8 号井の掘削の準備が進められており、2011 年以内に本ガス田における 3D 地震探鉱が実施される計画がある。本ガス田の確認埋蔵量および生産レートは近い将来増加する事が予期されている。



出所：PSMP 調査団

Kailashtila ガス田
(2009/10/31)



Kailashtila ガス田
(2009/10/31)

(8) Rashidpur ガス田(ブロック 12) (SGFL)

Rashidpur ガス田は、首都ダッカから北東約 100 km に位置する。Rashidpur 構造は、Shell が 1959 年から 1960 年に行った 1 重合の地震探査記録を基に描いたもので、南北に長く伸びた背斜構造である。1960 年に第 1 号井が掘削され、上部および下部 2 層のガス含有砂岩層が確認された。1961 年に 2 号井が 4,593m まで掘削された。下部層の下のガス層を調査したが水であった。その後、7 号井まで掘削し 1993 年より生産を開始した。2009 年 6 月末までの累計生産量は 448Bcf で可採埋蔵量 1,402Bcf の約 32%に相当する。残存可採埋蔵量は、954Bcf と報告されている。現在、2 号井と 5 号井は、地層水の浸入により生産は中断されている。2009 年 06 月現在のガス生産量は、5 坑井から約 50mmcfpd を生産している。生産を中断している 5 号井および 2 号井については、改修作業が行われる予定である。また、新たに 8 号井の掘削も予定されている。BAPEX は 2010 年 2 月から ADB の資金で本ガス田の 3D 地震探鉱を行う計画であるが、完了は 2010 年 6 月を予定している。埋蔵量は 1 から 1.5Tcf 程度増加するものと予想している。よって、生産レートは近い将来増加するものと予測されている。また、4 基のガス処理プラントが稼働しており、1 基は処理能力 60 mmcfpd のグライコール型、もう 1 基は処理能力 70mmcfpd のシリカゲルタイプ、さらに処理能力 45mmcfpd の 2 基のシリカゲルタイプのプラントがある。

(9) Beanbazar ガス田(ブロック 14) (SGFL)

Beanbazar ガス田は、Kailashtila ガス田から東に 15km の位置にある。ガス田の構造は最初 1960 年代初めに PSOC によって特定されたが、後に Oil And Gas Development Corporation (OGDC) が地質調査を実施した。1971 年 Plakla Seosmos は、この地域の 12 重合の地震探鉱を実施した。データの解析後、1980 年から 1981 年にかけて第 1 号井を掘削し、上下 2 層のガス含有砂岩を確認した。構造は南北 12 km 東西 7km 規模で、クロージャーの高さは 425m である。第 2 号井は 1988 年から 1989 年にかけて掘削され、1999 年から生産が開始され 2009 年 6 月末までの累計生産量は 57Bcf で可採埋蔵量の 170Bcf の 34%に相当する。残存埋蔵量は 113Bcf と報告され

ている。2009年6月現在の生産量は、2坑井から15mmcfpdである。シリゲルタイプของガス処理プラントがFeniガス田から移設され、本ガス田のロケーション1に敷設された。1999年5月に試運転を行い7月から本格的に稼働を開始した。

(10) Saldanadi ガス田(ブクック9) (BAPEX)

Saldanadi ガス田は、首都ダッカの東約75km、インドとの国境近くのBrahmanbaraiに位置している。Saldah 背斜は、大Rukhia構造の一部で南北に長く伸びている。BAPEXは、過去の地震探鉱の資料を基にこの構造を特定し、1996年に第1号井を掘削した。2層のガス含有砂岩層を確認、本ガス田の発見となった。1998年から生産を開始すると同時に、1999年には2号井も掘削されたが、砂岩層の連続性は認められなかった。以来、2坑の生産井からガスの生産が継続され、2009年6月末までに59Bcfのガスを生産した。これは可採埋蔵量116Bcfの約51%に相当する。残存可採埋蔵量は57Bcfである。2009年6月におけるガス生産量は、10 mmcfpdである。

(11) Fenchuganj ガス田(ブクック14) (BAPEX)

Fenchuganj ガス田は、首都ダッカから北東に約200kmの地点にあり、北東のBeanibazar、ガス田、西のBibiyana ガス田、南西のMoulavibazar ガス田、北のKailastila ガス田に囲まれている。Fenchuganj 背斜構造は、航空写真、衛星写真などからでもその存在は確認されている。地下構造は、1957年にアナログ地震探査の結果から、PPLによって輪郭が特定された。1960年に試掘井が掘削されたが、ガスの発見には至らなかった。Petrobangla はドイツの技術支援の下、Prakla Seismos に多重合デジタル地震探査記録を取らせ、この記録を基に背斜構造図を書きなおした。その結果、1号井の位置は構造中心部より南西に位置していたことが判明した。Petrobangla は、1985年から1986年にかけて第2号井を掘削、深度4,975mに達した。その結果検層解析によって、5層の炭化水素含有砂岩層を確認した。5回に分けてオープンホールテストを行い、ガスの生産を確認した。下部層には若干の石油の存在も確認できた。その後3号井を掘削し、2004年より生産を開始した。2009年6月末までの累積生産量は60Bcfで、可採埋蔵量283Bcfの21%に相当し、残存可採埋蔵量は223 Bcfと報告されている。2009年6月現在の生産量は、27mmcfpdである。

(12) Shahbazpur ガス田(ブクック10) (BAPEX)

Shahbazpur ガス田は、首都ダッカから南に約140kmのBhola地区に位置し、最も近いガス田は80km北西にあるBegumganjである。海上の未生産ガス田、Kutubdia ガス田は本ガス田の南約100kmに位置している。この地域は、1950年代に最初に地震探鉱が行われた。Atlantic Rich Field Co. (ARCO)はBhola島を含む1区画の海上鉱区を与えられ、島の周りの浅水地震探鉱を実施し、試掘を行った後、鉱区を返還した。Petrobangla は1986年から1987年にかけてこの地域の地震探鉱を行い、掘削位置を選定した。1993年から1994年にかけて1号井を掘削したが、深度3,631mにおいて異常高圧層に遭遇し掘削編成が抑留された。コイルチュービングユニット(CTU)を使用して掘削編成を開放した。CTUを使用して3,201mから3,210mまでの間をテストし、ドライガスのフローを確認した。引き続いて、1995年1号井と同じ位置から水平偏距250mのサイドトラック井を3,342mまで掘削を行い、検層によりガスサンドの存在を確認した。1995

年から 1996 年にかけて追加の地震測定を行った。この結果、北部にもう一つの構造の高まりがあることが判明した。BAPEX は Unocal Corporation と共同でこれら地震探鉱のデータを再解析し、構造の再評価を行った。2001 年、本ガス田の評価および開発プロジェクトが ECNEC よって承認された。本ガス田の主要な消費者は Bhola で 150MW の発電所を進めている BPDB である。BPDB による発電所の建設が進まないため、本ガス田のガスの生産が立ち往生していた。しかし、Bhola に敷設される 30MW のレンタル発電所がこの事態を変えることになった。この発電所の稼働によって 10mmcfpd の消費が見込まれ、生産のめどがついたので、Meghna ガス田の LTX ガス処理プラントを本ガス田に移設した。また 2 号井の掘削、テスト、および仕上げが完了し、生産を開始した。2009 年 11 月のガス生産量は 7.4mmcfpd である。2009 年 6 月末までの累積生産量は 0.1Bcf、残存可採埋蔵量は 466Bcf と予想されている。現在の埋蔵量を考慮に入れると、近い将来本ガス田から 70 mmcfd のプラトー生産が可能である。

(13) Jalalabad ガス田 (ブロック 13) (IOC: Chevron)

Jalalabad ガス田は、首都ダッカの北東約 200 km に位置している。Jalalabad 構造は、ドイツ技術支援のもと Petrobangla によって特定された。本構造は、ドイツの支援によって多数坑井掘削計画の掘削候補として選定されていたが、実現されなかった。長い間掘削されずに放置されていた。1987 年 Scimitar Oil は、Jalalabad を含むこの地域の PSC を与えられ、1989 年第 1 号井を掘削しガスを発見した。テストの結果 3 層のガス含有砂岩層を確認した。構造は、SW-NE 方向の背斜構造をなしている。1995 年に満期となった Scimitar のブロック 13 の PSC は、Occidental にあたえられた。Occidental は、1998 年までの間に、4 坑の追加井を掘削したが、4 坑中 3 坑はガス井であった。Occidental は 1999 年 2 月より生産を開始した。同年、Unocal は Occidental の権益を取得し、オペレータとなった。ガス処理プラントおよび既存の南北 Transmission ラインまでのパイプライン 15km も敷設した。2009 年 6 月末までの累計生産量は 509Bcf で可採埋蔵量 837Bcf の 61%に相当する。2009 年 6 月現在における本ガス田の生産量は、158 mmcfd である。もし、現在の生産レートがこのまま続くならば、生産は、3 から 4 年で減退する事が予想される。しかしながら、Chevron によって近い将来行われる 3D 地震探鉱結果から、将来の生産レートについては楽観できる。

(14) Moulavi Bazar ガス田(ブロック 14) (IOC: Chevron)

Moulavibazar ガス田は、ダッカの北東約 170km の Moulavi Bazar 地区、Srimangal、Kolhapur に位置している。この地域については、多くの地質技術者が、時代時代にそれぞれに地質図を描いていた。構造の南部分がインド側に位置していたので、クロージャーが「バ」国の領土内に描かれていなかった。このため、このエリアは、探鉱のターゲットとしてはあまり魅力的ではないと思われていた。ドイツの技術支援のもと、デジタル方式の多重合地震探鉱が行われ、新しい構造図が示された。詳細な検討の結果、この構造は探鉱の価値ありと判断され、ドイツ政府の資金による多数坑井掘削計画の探鉱ターゲットとして選定された。しかしこの計画は実現しなかった。1990 年から 1991 年、BAPEX がこの構造を覆う追加の地震探鉱を行った。1995 年、ブロック 12、13 そして 14 鉱区が Occidental に与えられた。1997 年、Occidental は第 1 号井の掘削を始めたが、840m で浅層のガスサンドに遭遇し暴壊したため作業を中断した。

Occidental から引き継いだ Unocal は、1999 年第 2 号井を 3,510m まで掘削し、数層のガス含有砂岩層を確認した。ガス田の規模を調査するため、第 3 号井も掘削された。その後、Unocal の後を引き継いだ Chevron は、2003 年に Petrobangla と Purchase and Sales Agreement (GPSA) を結び、3 坑の生産井を追加し、2005 年から生産を開始した。処理容量 150 mmcfd のガス処理プラントと 24km のパイプラインの敷設も新たに行った。2009 年 6 月末までの累計ガス生産量は、140Bcf である。可採埋蔵量 360Bcf の約 39% に相当する。残存可採埋蔵量は、220Bcf と報告されている。2009 年 6 月のガス生産量は 74mmcfpd である。

(15) Bibiyana ガス田(ブ ロック 12) (IOC: Chevron)

Bibiyana ガス田は首都ダッカから北東約 220km の Habiganj 地区に位置する。ガス田は南北に長い背斜構造を呈し、クローチャーは長さ 14km、幅が 4km の規模である。1997 年から 1998 年の間、米国の Occidental 社が最初に Bibiyana をガス構造として特定し、翌年 1999 年第 1 号井を掘削した。4,014m まで掘削したが、3,618m に落下物が残ったため上部の残りについて計 6 回のテストを行った。2 号井も Occidental によって、4,276m まで掘削され最下部のガス含有砂岩層のテストを行った。最初の 2 坑の掘削で 9 層のガス含有砂岩層を確認している。1998 年から 1999 年にかけて、Bibiyana 構造の 3D 地震探鉱が行われた。1999 年 Unocal は、ブ ロック 12、13 および 14 鉱区の権利を Occidental から取得しオペレータとなった。その後、Unocal から引き継いだ Chevron は、南区域に 5 坑、北区域に 7 坑計 12 坑の生産井と 600 mmcfd ガス処理プラントおよびガス処理プラントから Muchai までの 42km のパイプライン敷設を行い、2007 年 3 月より生産を開始した。本ガス田の最初の埋蔵量評価は、2,401cf である。2009 年 6 月末までの累計ガス生産量は 361Bcf で 可採埋蔵量の約 15 % に相当する。残存可採埋蔵量は 2040 Bcf である。2009 年 6 月現在のガス生産量は、527 mmcfd と「バ」国では最大のガス田である。本ガス田の 3D 地震探鉱による再評価はすでに実行済みで、大幅な上方修正がなされる可能性がある。もし、現在の生産レートが継続される場合には、近い将来本ガス田からの生産減退は無いと予測される。



出所： PSMP 調査団

Chevron Bibiyana ガスプラント
(2009/10/31)



Bibiyana ガスプラント南鉱区
(2009/10/31)

(16) Sangu ガス田(ブ ロック 16) (IOC: Cairn)

英国に本拠を置く Cairn Energy Plc.は、1994 年から「バ」国の石油・ガス探鉱開発事業に携わっている。PSC により取得したブ ロック 16 の鉱区で 2D 地震探鉱を実施後、1996 年「バ」国で最

初の海上 ガス田を発見した。ガス田は、「バ」国第2の都市 Chittagong より南西約 45km の海上に位置する。水深約 10 m の海上に、掘削用のプラットフォームを建設し、合計 9 坑の生産井を掘削した。Chittagong の Chillimpur ターミナルにガス処理能力 520mmcfpd のガス処理施設を建設し、プラットフォームとガス処理施設を 20"のパイプラインで結び、1998 年から生産を開始している。当初 4,600 psi もあった坑口圧力も現在では 1,000psi 台にまで減退している。2009 年 6 月現在、6 坑の生産井から 50mmcfpd のガス生産を行っている。2009 年 6 月末での累計生産量は 458Bcf で可採埋蔵量 500Bcf の 92%に相当する。残存可採埋蔵量は、42Bcf と予想されている。ガス田の構造は NW-SE 方向を向いた背斜構造であるが、構造トップは碎屑物によって充填されている。貯留層は、10 層のガス含有砂岩層からなるが、メインは、SG.3155 と呼ばれる砂岩層で 5 割を占めている。本ガス田からの生産は、数年で終わると予測されている。

(17) Bangura ガス田 (ブロック 9) (IOC: Tullow)

Bangola ガス田は、首都ダッカから南東 100km に位置している。Tullow 社は、1997 年から「バ」国における石油・ガスの探鉱活動に携わっている。2001 年ブロック 9 鉱区の PSC を取得した。オペレータであるが、Tullow(30%)、Niko(60%)、BAPEX(10%)による共同開発である。探鉱の経緯、構造に関しては詳しい情報は得られていない。Lalmi-Bangora 大背斜構造が Tullow によって特定されたものと思われる。2004 年 5 月 Lalmi3 号井が掘削され、テストの結果ガス層を発見している。Lalmi 3 号井から北に 40km の位置で、Bangora 第 1 号井の掘削が行われ、3,636m まで掘削されて、2,580m から 3,285m の間でガス含有砂岩層を発見した。テスト結果では、25mmcfpd の生産能力を記録した。その後、2009 年 5 月までに 5 号井までの掘削を終え、生産を開始している。(一部の生産は、2006 年の 4 月から) 近郊には Ashuganj-Bakhrabad パイプラインが敷設されているので、処理能力 120mmcfpd のガス処理プラントを通してガスの供給が行われている。現在、生産データと 3D 地震探鉱の結果を Lalmi 構造との関係も含めて総合的に検討している。2009 年 6 月末までの累計ガス生産量は、79Bcf で可採埋蔵量 309Bcf の約 26 % に相当する。残存可採埋蔵量は 230Bcf と報告されている。2009 年 6 月におけるガス生産量は、87mmcfpd である。

(18) Feni ガス田 (ブロック 15) (IOC: Niko)

Feni ガス田は、首都ダッカから約 125km の位置にある。1975 年から 1976 年にかけて行われた 1 重合地震探査データを取得後、Taila Sandhani Company は、この構造を Feni となづけた。1979 年から 1980 年にかけて 2 重合アナログ地震探査がおこなわれ、新しい構造図が得られた。その結果、細長い背斜構造であった。1960 年 6 月第 1 号井が掘削された。3,200m で高圧層に遭遇し、この深度で掘り止め、上部層の評価を行った。検層およびテストで上下 2 層のガス含有砂岩層を確認した。1991 年、Feni ガス田は生産を開始した。1994 年に第 2 号井が掘削され、1995 年から生産を開始した。しかし、地層水の浸入により 1998 年より生産は中断されていた。

Niko 社は、Feni ガス田と Chattack ガス田の開発・生産を促進するため、2003 年 BAPEX との合弁事業に署名した。Feni ガス田は 1996 年、Chattack ガス田は 1982 年以來それぞれ生産活動を中断していた。Niko 社は、2004 年 11 月から生産を再開、生産量は 20mmcfpd まで回復し

た。さらに、2005年1月には、生産処理プラントの増強を行った。しかし、その後、活動が止まった状態にある。2009年6月現在、生産量は3mmcfpdである。2009年6月末までの累計生産量は62 Bcfで、可採埋蔵量129Bcfの約47%に相当する。残存埋蔵量は67 Bcfと報告されている。

(19) Kamta ガス田(ブロック9) (中断)

Kamta ガス田は、首都ダッカから北に約17km、Gazipur 地区の Kaliganj に位置している。本ガス田は、1982年 Petrobangla によって発見された。ガスの生産は、1984年11月に開始されたが、生産開始当初20 mmcfpd あったガスの生産量が水の浸入によって除々に生産量が落ち込み、1988年には3 mmcfpd にまでに減少した。その後も生産量が減退したため、1991年生産を中断し、現在に至っている。この間の累積生産量は、21.1 Bcf で可採埋蔵量(50.3 Bcf)の約42.2%に相当する。しかし、残存可採埋蔵量は29.2 Bcf であり将来の再開の可能性を残す。

(20) Chattak ガス田(ブロック12) (中断)

Chattak ガス田は、Sylhet 市から北西約2.5 km に位置している。ガス田の構造は、Surma 盆地の北端にあたり、ESE-WNW 方向の背斜構造である。1959年 PPL は、75km にわたる地震探鉱を実施した。1959年 Chatak 第1号井が2,135 m まで掘削され、1090m-1975m の間で9層のガス含有砂岩層を発見した。1960年「バ」国で最初となるガスの生産を開始した。しかし、ガスの生産は地層水の浸入で1986年以来中断されている。これまでの累積生産量は26.5 Bcf と報告されている。埋蔵量に関しては、いろいろの機関によって度々見直しが行われ、最近の情報では残存可採埋蔵量は447.5Bcf と報告されており、かなりの量のガスが未採集の状態にあると思われ、今後これらの未採集ガスの回収が行われる可能性がある。2000年 Niko Resources of Canada (Niko)は、Chatak ガス田に注目し BAPEX と埋蔵量について共同研究を行った。一方、BAPEX と NIKO 間において合弁事業協定に関して未解決問題があり法廷係争であったが、「バ」国政府が本件に関し解決の努力する姿勢を示している。従って、Chattak West の開発プログラムおよび Chattak East の探鉱・開発プログラムはまもなく始めることができると予想される。本ガス田の3D地震探鉱はすでに実施されており、肯定的な徴候を示している。

(21) ブロック17 および18

ブロック17および18におけるPSC下の探鉱および開発は、Total E & P が結果を出さずに「バ」国を離れたため不透明である。最近、米国のオークランド(Oakland)が本ブロックで調査を行う事に興味を示している。Petrobangla によって新しい海上入札ラウンドが招致されれば、このブロック17および18においてガスの発見の可能性はある。

5.1.2 既存ガス田の生産の持続性に関するリスク評価（既存ガス田の生産制約）

(1) 地層水の産出リスク

天然ガスの生産において、地層水の産出はガスを地層から採集する上で重要な問題である。

「バ」国の多くのガス田で、生産井が地層水の産出増加のためにガスの生産が中断されている。坑井内に流入した過剰な液体分をガスが地上に排出するため、高い自墳坑底圧力を必要とする。

自墳生産稼働中の生産井においても、何らかの理由で生産を中断してしばらく坑井を密閉する必要に迫られることは良くあることである。しかし、減退したガス層では、生産を再開しようとしても自墳が不可能になるケースが多々ある。また、ガス層内においても、侵入した地層水がガスの坑井への通路を遮断する。このように地層水の挙動はガスの生産に大きく影響を及ぼす。したがって、ガス田におけるガス生産井の生産管理は非常に重要である。計画的にガスを生産するためには、坑井を正しく管理しなければならない。そのためには、坑井の産ガス状況を正しく把握しなければならない。日常の監視・計量（チョークサイズ、坑口圧力、温度、ガス量、水・コンデンセートなどの液体量など）の他に、定期的な坑底圧力の測定（通常半年に1回）や流体分析を行い、かつ必要に応じて産出能力試験を実施する必要がある。残念ながら、「バ」国においては、ガスの需要が高く多くのガス田で、ガスの生産を一時的に止めて行う坑底圧力の測定などが行われていない。一般的には、生産井の他にガス田周辺部に観測井などを設けガス田の圧力などを監視している。一方、世界中どここのガス田であっても、ある程度ガスの生産が進んだ状況では地層水の流入は避けられない。このため、地層水の流入を出来るだけ遅らせるように、開発段階からガス層部分の垂直仕上げに代えて水平仕上げにするなどの対策が必要である。

また地層水の流入の影響で砂岩層の砂が坑内に流入して、プラグを作りガスの通路を遮蔽することがあるので、砂を充填した専用のパイプを使用して坑内への砂の浸入を防ぐなどの対策が必要である。さらに、化学薬品を坑内に圧入するなどして地層水の移動を抑えるなどの対策もあるので、地層水流入に対する対策をいろいろな角度から検討し、ガス生産中断のリスクを最小に止めることが必要である。

(2) 砂の産出リスク

砂の産出およびその結果発生する生産ガス通路の閉塞および坑井機材のエロージョンは発生が急速であり、重大な問題となり時に生産停止に追いやられる事もある。砂の産出は砂層の厚密の度合い、ガスの産出レート、ガス層圧力に左右される。また砂の産出は地層水の産出によって始まる例が多い。エロージョンは、坑井内安全バルブ、坑口装置、チョーク、フローラインの曲がり部分等流れを著しく妨げる個所で多く発生する。出砂によるエロージョンによって、坑内機材の強度が減少し、ガスリークの原因となる。

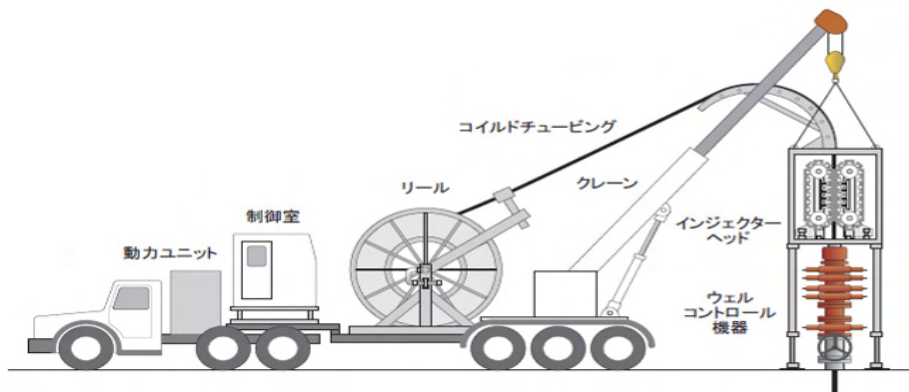
ガス層が崩れやすい砂岩層である場合には、砂が流れ始めると、砂を止めることが難しくなる。このため、仕上げの際に確実な砂の対策を行うべきである。このためには、事前に砂の性質を知ることが最も大切である。砂の粒度分析はそのひとつである。仕上げの際には、事前に調査した砂のデータから、最適な仕上げ方法を選定する必要がある。

一般的な出砂防止対策は、機械的方法、化学的方法、および両者の組み合わせに分けられる。この中、機械的方法は未固結砂岩を架橋する事によって出砂を防止する方法でグラベルパックが最も代表的である。これに対し、化学的方法はエポキシ、フランなどのレジン地層に圧入して、未固結砂岩を人工的に固結させる方法でプラスチック固結法と呼ばれている。

(3) スケールの生成リスク

天然ガスの採取に伴い産出する地層水の中には炭酸カルシウム、硫酸カルシウム、硫酸バリウムなどの塩類が溶存している。これらの塩類は圧力、温度の低下により採ガス管あるいはフローライン内で析出しスケールとなり、管壁に付着し管路を狭めるばかりでなく完全に閉塞し、生産の障害となる。これらの析出物は溶解度が低く、その除去は困難である。

対策としては、採ガス管の定期的な内径測定およびスケール除去作業が必要である。除去方法としてはホットアシッドを用いるのが一般的である。これは坑内に棒状のマグネシウムを懸下しておき、添加材を加えた塩酸を注入する。塩酸の一部はマグネシウムと反応して発熱し、この熱によって坑内に注入された塩酸が加熱され水和物に急速に反応しそれを溶解する。しかし、塩酸に反応しない硫酸バリウムなどの水和物は機械的に除去する必要がある。このような場合には、コイルチュービングユニットを使って水和物を削り取る以外に方法はない。水質分析などによって適切なスケール発生を防止するインヒビターが特定できれば、定期的に坑内に注入する必要がある。いずれにしても、採ガス管の内径を定期的に測定し、スケールの発生を事前に防止することが重要である。AP図 5-1はトレーラーマウント型コイルドチュービング装置の1例であるが、その性能の向上には目を見張るものがある。スケールの除去だけでなく様々な作業に使用できるので重要な装置である。今後の改修作業に大いに活用できる事から、早期の導入が望まれる。



出所：石油開発時報 No.157 (08/05)

AP 図 5-1 トレーラーマウント型のコイルドチュービング装置

(4) 粘土鉱物による閉塞リスク

粘土鉱物が含まれている油・ガス層に泥水やセメントスラリーの濾過水が侵入すると、粘土鉱物が膨潤や分散して孔隙を塞ぎ、浸透率が低下する。この膨潤と分散は、水が粘土鉱物粒子表面、端、あるいは層間に吸着することによって起こる。清水を用いるとこの傾向は著しく、海水や油であると殆ど起きない。いったん損なわれた浸透率の回復は困難なので、周到な掘削および仕上計画が肝要である。

対策としては、「掘削、仕上げ時間を短縮して濾過水量を減らす」、「泥水比重を下げ油・ガス層圧との差圧を減少させ、濾過水量を減らす」、「薄くて丈夫な泥壁を形成させ、濾過水量を減らす」、「非常に膨潤、分散しやすい地層の場合は、塩水泥水、油泥水などを利用する」などが挙げられる。

(5) 固形分による閉塞リスク

泥水中の固形分（ベントナイト、バライト、掘屑）は泥水の油・ガス層への浸入に伴い坑壁に泥壁を形成し、油・ガス層孔隙を固形分で閉塞して浸透率を低下させる。障害部分の深さは固形分や孔隙の大きさの分布、泥水柱圧と油・ガス層圧との差圧などによって変わるが、普通2～30cm程度と言われている。

対策としては、泥水比重を下げ、油・ガス層圧との差圧を減らし、かつ泥水の固形分を機械的に分離して固形分を減らすことが挙げられる。

(6) セメンチング不良リスク

セメンチングは、坑井の生産性に重要な影響を与える作業の一つであり、失敗すると各種の障害が発生する。産出層を上下の層から遮断することに失敗すれば、無用の地層水の産出に繋がりが、生産性が低下し、採集率が下がる。

対策としては、パイロットテストなどにより、周到なセメンチング計画を立てる事とその実施が必要である。

(7) 穿孔の目詰まりリスク

穿孔が目詰まりを起こし、本来の能力が発揮できず、産出能力が低下することがある。原因としては、「穿孔作業時の鉄屑、セメント、泥水あるいは岩石の微粒子による目詰り」、「温度や圧力の低下により生じたスケールによる目詰り」、「パラフィン分やアスファルト分による目詰り」などが挙げられる。

対策としては、孔径の大きい、貫通力の大きい、残骸が残らないパーフォレーターを選んで穿孔するか、または坑井内を固形分を含まない穿孔用流体に置換して、スルーチュービングパーフォレーターを用いて、油・ガス層より低い圧力で穿孔作業を行うなどの工夫が必要である。

(8) 凍結リスク

ガス層より産出する天然ガスは水で飽和された状態にあり、また一般に坑口におけるガスの温度はガス層内におけるそれよりも低下しており、したがって坑口近傍においては、自噴流体中の水分が凝縮し、さらにこのような状態でフローラインに入る。坑口における圧力降下が大きい場合には、ガスは膨張のためさらに冷却されるので、フローライン中で水あるいはガス水和物を生成し、フローライン中のガスの流動を妨げ、はなはだしい場合はフローラインを閉塞する。特にこのような管内凍結現象は当然のことながら、大口径のパイプより小口径のそれがはなはだしい。また砂れきなどの個体の集積によって管内の1部が狭められることによってこの部分に水和物が生成付着し、管路はせばめられ、絞り作用は一層激しくなり、ついには管路を閉塞することになる。

凍結による管路の閉塞を防ぐには、その中を通るガス中の水分の除去以外には完全に凍結を防止することは出来ない。ガスに含まれる液体分の分離は、液体が地層を通り、坑内に流入する時から始まり、採ガス管、フローラインおよび地表施設へ進むにしたがい促進される。地表では3相セパレーターによって油またはコンデンセート、ガス、水に分離される。分離されたガスは、フローラインを通して市場に送られる前に脱湿装置により水分が完全に除去される。ただ、坑口からセパレーターまでの管路においては、ガスの水分が除去されていないので凍結防止の対策が必要である。一般的な対策は、加熱、水和物生成防止剤注入（メタノール、グリコール）などの方法があるがパイプ中のガス圧の降下も一つの方法である。

第6章 その他の一次エネルギー 付属書

6.1 再生可能エネルギーセクター (Appendix)

6.1.1 再生可能エネルギーのポテンシャル

既往調査によれば、太陽光、風力、バイオマス、小水力のポテンシャルが確認されており、中でも太陽光及びバイオマス(もみ殻、バガス、ジュート等)のポテンシャルが比較的有望と評価されている。

(1) Solar

バングラデシュは北緯 20.30-26.38°に位置し、平均日射量は 4.0~6.5kWh/m²/日である。日射量は 3 月から 4 月に最大となり、12 月から 1 月に最低となる。太陽発電には適した地域であるが、現時点での発電コストは 30Cent/kWh 以上で非常に高く、系統に接続する場合には他電源とは価格的に競争できない。従って、太陽発電の導入にあたっては助成金等の支援が必要であり、GEF、UNDP、WB、GTZ、KfW 等がオフグリッドでの農村電化を中心に支援を行っている。

(2) Wind

全国的な規模で風況調査を実施しているが、既往調査によれば、全土的には平均風速は地上より高さ 25m 付近でモンスーン期でも約 3.0~4.5m/s 程度と低い評価であり、風況の良い地点は少ない。ただし、別の調査においては、海岸沿いには風速が 6m/s 以上の風力発電に適した地域が確認されている。このように、既往調査の精度に若干課題があるものの、一般的に採算が合うと考えられている平均風速 6m/s 以上の地点が、存在するものと考えられる。BPDB は、その地域の一つである Muhuri Dam (Feni) に出力 900kW (225kW 機 4 台) の実証試験プラントを 2005 年 9 月に設置した。

近い将来、GoB は 400MW の風力について Tender を出す予定だが、買い取り価格が安い (6cent/kWh 程度) ので、応札する団体は少ないだろうと見込まれている。

(3) Biomass

バングラデシュでは、主な農作物として米、サトウキビ、ジュート等があり、それらの残渣が発電利用のための有望なバイオマス資源として評価されている。農業残渣は現在でも特に燃料、肥料、飼料など多くの用途で有効に活用されており、そのまま廃棄物として処分されることはほとんどない。

(4) Hydro

系統への連系対象となる数百 kW 級以上の小水力発電所候補地点は、わずかに南東部地域 (特にチッタゴンの丘陵地帯) に確認されているのみである。しかしながら、既存の予備調査によ

ると、発電コストが高く採算性を有するプロジェクトとして開発することは困難であるとしている。

このように、バングラデシュ国内には水力の適地はほとんどない。しかし、下図に示すように、バングラデシュの東側、北側には 1000～2000m 級の山脈があり、水力の適地が存在している。



Source: GRAND NEW WORLD ATLAS

AP 図 6-1 バングラデシュ周辺地図（北部、東部）

インドの Central Electricity Authority (CEA)の調査によると、インドの北東部ではかなり大きな水力ポテンシャル（60000MW 以上）があり、そのうちバングラデシュ周辺地域における水力のポテンシャルは、以下のように報告されている。

AP 表 6-1 バングラデシュ周辺地域の水力ポテンシャル（2008年3月）

(Unit: MW)

State	Potential	Developed/ Under construction	Not developed	Under 50000MW initiative
Meghalaya	2,394	309	2,085	931
Manipur	1,784	105	1,679	362
Mizoram	2,196	0	2,196	1,500
Total	6,374	414	5,960	2,793

Source: Central Electricity Authority (CEA) of India

バングラデシュ周辺地域には、6000MW 程度の未開発水力ポテンシャルが存在し、このうち、2800MW 分については、すでに CEA が 50000MW initiative の一部として、Preliminary Feasibility Report を作成している。

このような地域において、比較的大きな規模（100MW 以上）で水力開発が行われる場合、雨季にはその発生電力を北東部の州で消費できず、コルカタなどの電力大消費地まで電力を送電する必要が生じる。この点を考慮すると、雨季にはバングラデシュ系統に接続し、バングラデシュに送電する方が経済的となる可能性が高い。

また、これらのポテンシャルの多くは、山脈のバングラデシュ側である Barak 川（バングラデシュ名 Kushiya/Meghna 川）流域に存在している。山脈のバングラデシュ側に降った雨は、バングラデシュを経由して海に流れ込んでおり、比較的大きな規模で水力開発を行うと、バングラデシュは少なからず影響を受けるものと考えられる。

このような点を考慮し、バングラデシュサイドは比較的大きな規模での水力開発に対し、インド側に協議の場の設定を依頼し、その機会を活用して両国の共同開発とするように働きかけることが望ましい。

共同開発の方法としては、開発台数の一部をバングラデシュ系統に直接接続し、両国の需給状況に応じて、接続する台数を変化させる方式が最も効果的である。水力機は、火力機と比較して、負荷の変化速度が速いため、常時の負荷変動に伴う周波数変化への応答力が高く、また設備の事故などにより発生する系統擾乱時における対応力大きい。このため、水力機を直接系統に接続することは、系統の強化を図り、電力の品質向上に寄与する。

(5) 廃棄物

バングラデシュの廃棄物の発生量は、都市部では一人当たり 0.4-0.5kg/日程度、農村部では 0.15kg/日程度となっており、都市部における廃棄物発生量が非常に多いことから、都市部のエネルギー資源としては非常に有望である。一人当たりの発生量を 0.24kg/日（0.01kg/時間）、全人口を 140 百万人、廃棄物の熱量を 1500kcal/kg とし、すべての廃棄物を発電に使用した場合を単純に計算すると、時間当たりの発電量は 700MW 程度であり、あまり多くは期待できない。さらに、今後、廃棄物を分別し、リサイクルが進んでくると、発電に使用できる廃棄物の発生量は減少してくると考えられる。

ダッカ、チッタゴン、クルナ、ラッシャイの大都市の都市ごみを活用した発電設備（各 100MW）について、プロポーザルを作成したが、その後全く進んでいない。

6.1.2 ドナー支援状況

ドナー支援の主な分野は、オフグリッド太陽光発電による農村電化である。主な支援プロジェクト・内容は以下のとおり。

(1) UNDP

1998 年から 2006 年かけて、”Sustainable Rural Energy Project” を支援した（プロジェクト費用 US\$1.99million）。本プロジェクトは、未電化地域での再生可能エネルギーによる村落単位での電化を進めるもので、森林環境省（Ministry of Environment and Forest: MoEF）が管轄し、実施機関は Local Government Engineering Department (LGED)。プロジェクト内容は、

- 再生可能エネルギー技術の実証
- 研修・キャパビル
- 再生可能エネルギーに係る情報ネットワークの設立

で、未電化地域に太陽光・風力・バイオマス・小水力発電所を導入した。また、情報ネットワーク機関として、Renewable Energy Information Network (REIN) が設立された。現在 REIN の Website にバ国の再生可能エネルギーに係る様々な情報が整理されている。

(2) World Bank, GEF

World Bank は、“Rural Electrification and Renewable Energy Development Project” と、“Grameen Shakti Solar Home Systems Project” を支援している。

“Rural Electrification and Renewable Energy Development Project” は地方電化庁（Rural Electrification Board : REB）と政府系開発金融機関である Infrastructure Development. Co. Ltd. (IDCOL) を実施機関とし、配電線延長による電化と Solar Home System (SHS) によるオフグリッド地域の電化を行うものである。SHS の展開は REB によるプログラムと IDCOL 融資による民間プログラムがある。IDCOL による SHS プログラムの実施は、NGO など登録された 23 の民間組織によって行われ、そのうちの 1 つである Grameen Shakti によるプロジェクトを支援するものが、“Grameen Shakti Solar Home Systems Project”である。

World Bank は“Rural Electrification and Renewable Energy Development Project”に US\$ 190.98 million の支援を決定（2003 年～）、2009 年には、IDCOL の SHS プログラムの成功を受け、US\$ 130million の追加支援を決定した。また、GEF は World Bank の支援にあわせて、US\$ 8.2million の無償支援を実施している。なお、World Bank は IDCOL, Grameen Shakti と GHG 排出削減量購入合意書を取り交わしている。

(3) KfW, GTZ

IDCOL による SHS プログラムの成功を受け、SHS プログラムの支援を実施している。

(4) ADB

Public-Private Infrastructure Development Facility (PPIDF)のスキームにより、2008 年に US\$ 165 million の融資を実施。このうち、US\$ 33 million が IDCOL の再生可能エネルギープロジェクト向け融資となっている。

(5) USAID

2000 年に Grameen Shakti の SHS プログラムに US\$ 4million の無償援助を実施、38,500 の SHS を導入した。現在は、Grameen Shakti を実施機関とする “Rural Empowerment through Renewable Energy Project” を支援している。プロジェクト内容は、女性の太陽光発電設置に関わる技術取得を目指すもので、20 箇所のテクニカルセンターの設置が含まれる。

第9章 系統解析 付屬書

AP 表 9-1 各變電所需要想定結果(MW)

East or West	Region	Name of Grid Substation	2015	2020	2025	2030
East	Southern	Chandraghona	33.7	70.9	112.8	160.9
East	Southern	Hathazari	55.3	93.8	132.3	174.5
East	Southern	Baroirhat, Ctg	63.3	112.1	162.3	218.2
East	Southern	Madunaghat	89.2	147.9	205.3	267.8
East	Southern	Sikalbaha	64.7	113.9	164.4	220.6
East	Southern	Dohazari	51.7	87.6	123.5	162.9
East	Southern	Cox's bazar	63.9	101.0	135.4	172.1
East	Southern	Halishahar	54.4	81.8	105.5	129.9
East	Southern	Agrabad	60.1	94.5	126.3	160.1
East	Southern	Kulsi	65.4	106.1	145.1	187.3
East	Southern	Abul Khair Steel Mills	38.3	69.2	101.4	137.4
East	Southern	Baraulia	60.6	104.6	149.2	198.4
East	Southern	Bakulia	74.9	129.0	183.6	243.8
East	Southern	Julda	29.3	46.9	63.5	81.3
East	Southern	Shahmirpur	19.4	52.6	92.5	139.3
East	Southern	Rangamati	34.4	72.9	116.4	166.3
East	Southern	Feni	58.0	98.6	139.1	183.6
East	Southern	Chowmuhan	48.6	68.5	83.6	98.0
East	Southern	Khagrachari	60.7	108.5	158.1	213.4
East	Southern	Ramganj	66.0	115.7	166.6	223.0
East	Southern	Chouddagram	50.3	81.3	110.8	142.6
East	Southern	Comilla (N)	75.6	151.6	235.7	331.4
East	Southern	Comilla (S)	56.9	99.1	142.1	189.7
East	Southern	Chandpur	59.6	105.5	152.9	205.6
East	Southern	Daudkandi	58.7	105.8	154.9	209.8
East	Southern	Kaptai	12.3	24.4	37.6	52.6
East	Southern	Bakulia	74.9	129.0	183.6	243.8
East	Southern	Chandpur	59.6	105.5	152.9	205.6
East	Southern	Chouddagram	50.3	81.3	110.8	142.6
East	Southern	Feni	58.0	98.6	139.1	183.6
East	Southern	Kulsi	65.4	106.1	145.1	187.3
East	Southern	Agrabad	60.1	94.5	126.3	160.1
East	Southern	Halishahar	54.4	81.8	105.5	129.9
East	Southern	Dohazari	51.7	87.6	123.5	162.9
East	Southern	Comilla (S)-2	56.9	99.1	142.1	189.7
East	Dhaka	Haripur	66.6	129.9	198.9	277.3
East	Dhaka	Siddhirganj	69.8	97.1	117.0	135.6
East	Dhaka	Moghbar	56.8	90.0	121.0	154.1
East	Dhaka	Maniknagar	63.5	102.2	139.0	178.5
East	Dhaka	Ullon	80.7	135.5	189.8	249.3
East	Dhaka	Dhanmondi	82.9	138.5	193.4	253.3

East or West	Region	Name of Grid Substation	2015	2020	2025	2030
East	Dhaka	Narinda	69.6	107.4	141.5	177.2
East	Dhaka	Matuail	54.9	112.7	177.2	251.0
East	Dhaka	BangaBhaban	95.3	155.4	213.1	275.6
East	Dhaka	Shyampur	84.9	128.2	165.8	204.7
East	Dhaka	Madanganj	70.9	122.3	174.3	231.7
East	Dhaka	Hasnabad	92.9	151.5	207.9	269.0
East	Dhaka	Sitalakhya	98.1	181.6	270.2	369.8
East	Dhaka	Meghnaghat	56.7	103.1	151.7	206.2
East	Dhaka	Gulshan	79.6	144.0	211.5	286.9
East	Dhaka	Munshiganj	76.2	129.5	182.8	241.3
East	Dhaka	Kamrangirchar	96.6	195.4	304.8	429.8
East	Dhaka	Hasnabad	92.9	151.5	207.9	269.0
East	Dhaka	Mirpur	81.1	137.2	193.0	254.2
East	Dhaka	NewTongi	90.6	140.7	186.2	234.3
East	Dhaka	Kalyanpur	56.6	106.4	159.8	219.9
East	Dhaka	Uttara	97.2	175.8	258.0	349.9
East	Dhaka	Basundhara	71.5	123.9	177.1	235.9
East	Dhaka	Tongi	56.6	99.2	142.8	191.3
East	Dhaka	Kabirpur	64.3	129.9	202.6	285.7
East	Dhaka	Manikganj	61.3	107.3	154.5	206.8
East	Dhaka	Tangail	82.6	146.1	211.6	284.5
East	Dhaka	Ghorasal	87.2	142.5	195.8	253.4
East	Dhaka	Narsingdi	77.5	131.3	184.9	243.7
East	Dhaka	Joydebpur	50.9	91.1	132.8	179.3
East	Dhaka	Bhulta	55.0	85.4	112.9	141.8
East	Dhaka	Savar	57.9	91.5	122.8	156.1
East	Dhaka	Purbachal	19.4	52.6	92.5	139.3
East	Dhaka	Madartek	75.8	128.9	182.1	240.5
East	Dhaka	Nabinagar(Md.pur)	64.5	100.5	133.4	168.1
East	Dhaka	DhakaUniversity	82.9	138.5	193.4	253.3
East	Dhaka	Cantonment	80.3	135.1	189.3	248.7
East	Dhaka	OldAirport	67.8	105.0	138.7	174.0
East	Dhaka	Sreepur	86.6	143.6	199.4	260.0
East	Dhaka	Savar	57.9	91.5	122.8	156.1
East	Dhaka	Matuail	54.9	112.7	177.2	251.0
East	Dhaka	Kamrangirchar	96.6	195.4	304.8	429.8
East	Dhaka	OldAirport	67.8	105.0	138.7	174.0
East	Dhaka	Nabinagar(Md.pur)	64.5	100.5	133.4	168.1
East	Dhaka	Joydebpur	50.9	91.1	132.8	179.3
East	Dhaka	Tangail	82.6	146.1	211.6	284.5
East	Dhaka	Manikganj	61.3	107.3	154.5	206.8
East	Dhaka	Kabirpur	64.3	129.9	202.6	285.7
East	Dhaka	Tongi	56.6	99.2	142.8	191.3
East	Dhaka	Kalyanpur	56.6	106.4	159.8	219.9
East	Dhaka	Shyampur	84.9	128.2	165.8	204.7
East	Dhaka	Moghbarar	56.8	90.0	121.0	154.1

East or West	Region	Name of Grid Substation	2015	2020	2025	2030
East	Dhaka	Siddhirganj	69.8	97.1	117.0	135.6
East	Dhaka	Uttara-2	97.2	175.8	258.0	349.9
East	Dhaka	Gulshan-2	79.6	144.0	211.5	286.9
East	Dhaka	Basundhara-2	71.5	123.9	177.1	235.9
East	Dhaka	Basundhara-3	71.5	123.9	177.1	235.9
East	Dhaka	Narinda-2	69.6	107.4	141.5	177.2
East	Central	Ashuganj	48.0	82.1	116.5	154.3
East	Central	Kishoreganj	79.4	130.4	179.7	233.3
East	Central	Mymensingh	65.2	103.5	139.2	177.4
East	Central	Jamalpur	98.8	197.4	306.1	430.0
East	Central	Netrokona	55.9	92.0	127.1	165.1
East	Central	Bhaluka	73.3	125.6	178.2	236.1
East	Central	Sherpur	71.3	122.9	175.0	232.5
East	Central	Brahmanbaria	54.7	100.4	148.6	202.7
East	Central	Shahjibazar	76.9	125.2	171.7	222.0
East	Central	Sreemangal	55.4	85.0	111.6	139.3
East	Central	Fenchuganj	55.7	89.7	121.8	156.4
East	Central	Sylhet	66.8	123.8	184.2	252.1
East	Central	Chhatak	55.7	91.5	126.1	163.6
East	Central	Sylhet-2	52.0	83.5	113.4	145.6
East	Central	Sylhet-2	52.0	83.5	113.4	145.6
East	Central	Sylhet	66.8	123.8	184.2	252.1
West	Western	Goalpara	21.4	49.1	81.1	118.1
West	Western	Khulna(C)	67.3	101.2	130.5	160.7
West	Western	Chuadanga	62.7	105.0	146.7	192.2
West	Western	Noapara	61.9	104.6	147.0	193.5
West	Western	Jessore	71.3	101.3	124.3	146.5
West	Western	Jhenaidah	55.0	84.0	109.7	136.6
West	Western	Kustia(Bottail)	59.7	96.9	132.4	170.8
West	Western	Magura	62.7	105.0	146.7	192.2
West	Western	Bheramara&GKProject	49.0	77.7	104.3	132.7
West	Western	Faridpur	95.2	152.2	205.8	263.3
West	Western	Gopalganj	45.9	85.5	127.6	175.0
West	Western	Madaripur	50.8	85.3	119.5	156.8
West	Western	Barisal	56.5	93.2	128.9	167.6
West	Western	Bhandaria	58.0	101.3	145.4	194.3
West	Western	Bagerhat	63.3	104.1	143.5	186.4
West	Western	Barisal (N)	59.1	100.0	140.8	185.6
West	Western	Mongla	35.6	63.5	92.5	124.8
West	Western	Gallamari	62.7	105.0	146.7	192.2
West	Western	Patuakhali	84.9	153.3	224.9	304.8
West	Western	Satkhira	65.5	111.5	157.6	208.2
West	Western	Madaripur	50.8	85.3	119.5	156.8
West	Western	Jessore	71.3	101.3	124.3	146.5
West	Western	Khulna(C)	67.3	101.2	130.5	160.7
West	Northern	Ishurdi	49.5	86.6	124.4	166.4

East or West	Region	Name of Grid Substation	2015	2020	2025	2030
West	Northern	Natore	51.9	88.4	124.9	165.0
West	Northern	Niamatpur	73.0	125.1	177.6	235.5
West	Northern	Rajshahi	73.0	144.5	223.2	312.7
West	Northern	Ch. Nowabganj	87.2	148.2	209.3	276.4
West	Northern	Rajshahi New	71.7	123.4	175.5	233.1
West	Northern	Pabna	72.1	112.4	149.0	187.8
West	Northern	Shahjadpur	75.8	131.4	187.8	250.2
West	Northern	Sirajganj	65.1	113.7	163.3	218.3
West	Northern	Bogra	68.5	117.5	166.9	221.4
West	Northern	Joypurhat	76.2	129.5	182.8	241.3
West	Northern	Noagaon	99.2	192.1	293.1	407.6
West	Northern	Palashbari	61.8	115.8	173.5	238.5
West	Northern	Rangpur	56.8	97.6	138.8	184.2
West	Northern	Lalmonirhat	82.9	143.5	205.0	272.9
West	Northern	Saidpur	81.6	112.9	135.1	155.7
West	Northern	Purbasadipur	95.2	162.3	229.5	303.5
West	Northern	Panchaghar	60.7	108.5	158.1	213.4
West	Northern	Thakurgaon	82.1	166.5	260.1	367.1
West	Northern	Barapukuria	74.0	126.5	179.3	237.3
West	Northern	Rangpur	56.8	97.6	138.8	184.2
West	Northern	Bogra	68.5	117.5	166.9	221.4
West	Northern	Bogra	68.5	117.5	166.9	221.4
West	Northern	Sirajganj	65.1	113.7	163.3	218.3
West	Northern	Natore	51.9	88.4	124.9	165.0
Total			10282.95	17599.58	24955.58	33056.969

出所: PSMP 調査団

AP表 9-2 解析で使用する発電機

Station Name	2015		2020		2025		2030		Bus Number
	Heavy Load	Light Load	Heavy Load	Heavy Load	Heavy Load	Light Load	Light Load		
Barapukuria 2x125 MW ST	200	200	200	200	200	200	200	2042	
Barapukuria 250MW (3rd unit)	250	0	250	250	250	0	0	2042	
B-K-D-P 1 600MW #1	0	0	600	600	600	0	0	4507	
B-K-D-P 1 600MW #2	0	0	600	600	600	0	0	4507	
B-K-D-P 1 600MW #3	0	0	600	600	600	0	0	4507	
B-K-D-P 2 600MW #1	0	0	0	600	600	0	0	4507	
B-K-D-P 2 600MW #2	0	0	0	600	600	0	0	4507	
B-K-D-P 2 600MW #3	0	0	0	0	600	0	0	4507	
B-K-D-P 3 1000 MW #1	0	0	0	0	1000	0	0	4507	
B-K-D-P 3 1000 MW #2	0	0	0	0	1000	0	0	4507	
B-K-D-P 4 1000 MW #1	0	0	0	0	1000	0	0	4507	
B-K-D-P 4 1000 MW #2	0	0	0	0	1000	0	0	4507	
B-K-D-P 5 1000 MW #1	0	0	0	0	1000	0	0	4507	
B-K-D-P 5 1000 MW #2	0	0	0	0	1000	1000	0	4507	
B-K-D-P 5 600MW #1	0	0	0	0	0	0	0	4507	
B-K-D-P 5 600MW #2	0	0	0	0	0	0	0	4507	
B-K-D-P 6 600MW #1	0	0	0	0	0	0	0	4507	
B-K-D-P 6 600MW #2	0	0	0	0	0	0	0	4507	
Khulna South 600 MW ST #1	0	0	600	600	600	0	0	4051	
Khulna South 600 MW ST #2	0	0	600	600	600	0	0	4051	
Chittagong 600 MW ST #1	0	0	600	600	600	0	0	4026	
Chittagong 600 MW ST #2	0	0	600	600	600	0	0	4026	
Chittagong South 600MW #1	0	0	600	600	600	0	0	4026	
Matarbari 600MW #1	0	0	0	600	600	0	0	4509	
Matarbari 600MW #2	0	0	0	600	600	0	0	4509	
Matarbari 600MW #3	0	0	0	0	600	0	0	4509	
Matarbari 600MW #4	0	0	0	0	600	600	0	4509	
Megnagatt 600MW #1	0	0	0	0	600	0	0	2014	
Mawa 600MW #1	0	0	0	0	600	0	0	4505	
Zajira 600MW #1	0	0	0	0	600	0	0	4506	
Siddhirgonj 210 MW ST #1	177	0	177	177	177	0	0	2004	
Ghorasal 4x210 ST #6	178	0	178	178	0	0	0	2010	
Ghorasal 4x210 ST #5	178	0	178	178	0	0	0	2010	
Ghorasal 4x210 ST #4	178	0	178	0	0	0	0	2010	
Ghorasal 4x210 ST #3	178	0	178	0	0	0	0	2010	
Ashuganj 3x150 MW ST #5	120	0	120	0	0	0	0	2008	
Ashuganj 3x150 MW ST #4	120	0	120	0	0	0	0	2008	
Ashuganj 3x150 MW ST #3	120	0	120	0	0	0	0	2008	
Raozan 2X210 ST#2	175	0	175	175	0	0	0	2001	
Raozan 2X210 ST#1	175	0	175	175	0	0	0	2001	
Ghorasal 2x55 ST #1	50	0	0	0	0	0	0	1130	
Ghorasal 2x55 ST #2	30	0	0	0	0	0	0	1130	
Ashuganj 2x64 MW ST #2	0	0	0	0	0	0	0	1201	
Ashuganj 2x64 MW ST #1	0	0	0	0	0	0	0	1201	
Chittagong (Sikalbaha) 60 MW ST	0	0	0	0	0	0	0	1006	

Station Name	2015		2020	2025	2030		Bus
	Heavy Load	Light Load	Heavy Load	Heavy Load	Heavy Load	Light Load	Number
NEPC, Haripur BMPP	110	0	0	0	0	0	1101
Jangalia, comilla SIPP	0	0	0	0	0	0	1031
Tangail SIPP (22 MW)	0	0	0	0	0	0	1128
Feni SIPP	0	0	0	0	0	0	1020
Barobkundo SIPP	0	0	0	0	0	0	1006
Kumargao 10 MW (15 Years)	0	0	0	0	0	0	1215
Hobiganj,Feni, Rupganj, Mouna, Narsindi, Ullapara, SIPP, REB	0	0	0	0	0	0	
Chandina,Mahdabdi,AshuliaSummit , REB	0	0	0	0	0	0	
Kumargoan 48MW (3 Years)	0	0	0	0	0	0	1215
West Mount Baghabari BMPP	70	0	0	0	0	0	1412
Sahzibazar RPP (3 Years)	0	0	0	0	0	0	1211
Sahzibazar RPP (15 Years)	86	0	86	0	0	0	1211
Tongi 100 MW GT	100	0	100	100	0	0	1125
Baghabari 100 MW CT	99	0	99	0	0	0	1412
Baghabari 100 MW CT (Repowering)	0	0	0	165	0	0	1412
Baghabari 71 MW CT	70	0	0	0	0	0	1412
Shahjibazar GT 7 units	0	0	0	0	0	0	1211
Shahjibazar2x35 MW CT #2	0	0	0	0	0	0	1211
Shahjibazar2x35 MW CT #1	0	0	0	0	0	0	1211
Chittagon (Sikalbaha) BMGT	0	0	0	0	0	0	1006
Haripur 3x33 CT #3	0	0	0	0	0	0	1101
Haripur 3x33 CT #2	0	0	0	0	0	0	1101
Haripur 3x33 CT #1	0	0	0	0	0	0	1101
Sylhet 20 MW CT	0	0	0	0	0	0	1215
Ashuganj CT 56 MW	0	0	0	0	0	0	1201
CDC, Haripur	360	360	360	360	0	0	2015
CDC, Meghnaghat	450	0	450	450	0	0	2014
Mymensingh (RPC) 210 MW CC	175	175	175	175	175	175	1208
Fenchuganj CC	88	0	88	0	0	0	1214
Ashuganj 90 MW CC	0	0	0	0	0	0	1201
Ghorasal, Dual Fuel, Peaking Plant	290	0	290	290	290	290	2010
Kaliakair, Dual Fuel, Peaking Plant	100	0	100	100	0	0	1147
Savar, Dual Fuel, Peaking Plant	100	0	100	100	0	0	1135
Ashuganj – 3 yrs Rental, commissioned	0	0	0	0	0	0	1201
Fenchuganj (15 Years), commissioned	51	0	51	51	0	0	1214
Ashuganj 50	52	0	52	52	52	52	1201
Comilla Peaking, Dual Fuel, Peaking Plant	50	0	50	50	0	0	1030
Fenchuganj – 3 Yrs rental, U/C	0	0	0	0	0	0	1214
Bhola (3 Years), Commissioned	0	0	0	0	0	0	1328
Bogra –3 yrs rental, U/C	0	0	0	0	0	0	1415
Siddhirgonj 2X150 MW CT	450	0	450	450	450	0	2004
Ashuganj 150 MW	150	0	150	150	150	0	1201
Khulna 150MW , Dual Fuel, Peaking Plant	150	0	150	150	150	0	1303
Sikalbaha 150MW Peaking Plant, U/C	149	0	149	149	149	0	1006
Sirajganj 150MW , Dual Fuel, Peaking Plant	150	0	150	150	150	0	2036
Siddhirgonj 2X120 MW Peaking Plant (U/C)	208	0	208	208	208	0	1102
Keraniganj, 750 MW, CC	0	0	750	750	750	750	2504
Meghnaghat Large #1, 750 MW, CC	0	0	750	750	750	750	2014

Station Name	2015		2020	2025	2030		Bus
	Heavy Load	Light Load	Heavy Load	Heavy Load	Heavy Load	Light Load	Number
Meghnaghat Large #2, 750 MW, CC	0	0	750	750	750	750	2014
Ashuganj 450 MW CCPP	0	0	450	450	450	450	2008
Bibiana 450 MW CCPP(Ist Unit)	450	450	450	450	450	450	4054
Bibiana 450 MW CCPP(2nd Unit)	450	450	450	450	450	450	4054
Meghnaghat CCPP (2nd unit) Dual Fuel	450	450	450	450	450	450	2014
North Dhaka 450MW CCPP	0	0	450	450	450	450	4047
Serajganj 450 MW CCPP	450	450	450	450	450	450	2036
Bheramara 360 MW CCPP (NWPGC)	360	360	360	360	360	360	2044
Haripur 360 MW CCPP (EGCB)	360	360	360	360	360	360	1101
Bhola 150MW CCPP(Ist unit), BPDB	150	0	150	150	150	150	2055
Chandpur 150 MW CCPP (BPDB), U/C	150	150	150	150	150	150	1032
Sylhet 150 MW CCPP (BPDB), U/C	150	150	150	150	150	150	1215
Fenchuganj CC(2nd Phase), U/C	108	108	108	108	108	108	1214
Bhola CCPP(2nd unit)	225	225	225	225	225	225	2055
Madanganj,Keraniganj CCPP Dual Fuel	225	225	225	225	225	225	1112
Sikalbaha 225 MW Dual Fuel, CC	225	225	225	225	225	225	2009
Khulna 60 MW ST	33	0	0	0	0	0	1301
khulna 110 MW ST	54	54	0	0	0	0	1301
Syedpur Peaking Plant	100	0	100	100	0	0	1425
Jamalpur Peaking Plant	100	0	100	100	0	0	1204
Chapai Nababgonj Peaking Plant	100	0	100	100	0	0	1406
Khulna Peaking Plant	100	0	100	100	0	0	1332
Dohazari Peaking Plant	100	0	100	100	100	0	1008
Hathazari Peaking Plant	100	0	100	100	100	0	1003
FaridpurPeaking Plant	50	0	50	50	50	0	1313
Baghabari Peaking Plant	50	0	50	50	50	0	1412
Katakhali Peaking Plant	50	0	50	50	50	0	1405
Santahar Peaking Plant	50	0	50	50	50	0	1417
BPDB & RPCL, 150MW	150	0	150	150	150	0	1208
Khulna(quick rental)	115	0	0	0	0	0	1301
Modanganj(quick rental)	102	0	0	0	0	0	1112
Gopalganj Peaking Plant	100	0	100	100	100	0	1314
Julda(quick rental)	100	0	0	0	0	0	1017
Kadda, Meghna(quick rental)	100	0	0	0	0	0	1115
Kadda, Sidhirganj(quick rental)	100	100	0	0	0	0	1102
Keranigong(quick rental)	100	0	0	0	0	0	1119
Meghnagat(quick rental)	100	0	0	0	0	0	1115
Noapara, Jessore, Rental, U/C	100	0	0	0	0	0	1306
Bera, Pabna, Peaking Plant	70	0	70	70	70	0	1410
Shikalbaha – 3 yrs rental, commissioned	0	0	0	0	0	0	1006
Barisal, Rental,U/C	50	0	0	0	0	0	1320
Chapai Nawabgonj(quick rental)	50	0	0	0	0	0	1406
Doudkandi	50	0	50	50	50	0	1033
Gazipur 50 MW	50	0	50	50	50	0	1132
Katakhali(quick rental)	50	0	0	0	0	0	1405
Katakhali, Rajshahi, Peaking Plant	50	0	50	50	0	0	1405
Noapara(quick rental)	0	0	0	0	0	0	1305
Raujan 20 MW	0	0	0	0	0	0	

Station Name	2015		2020	2025	2030		Bus
	Heavy Load	Light Load	Heavy Load	Heavy Load	Heavy Load	Light Load	Number
Tangail 20 MW	0	0	0	0	0	0	1128
Chandpur 15 MW	0	0	0	0	0	0	1032
Narayanganj 30MW	0	0	0	0	0	0	1032
Keraniganj Peaking	0	0	0	0	200	0	1119
Bogra Peaking	0	0	0	100	100	0	1415
Comilla Peaking	0	0	100	100	100	0	1031
Daudkandi Peaking	0	0	0	0	100	0	1106
Jessore Peaking	0	0	100	100	100	0	1306
Jhenaidah Peaking	0	0	0	100	100	0	1307
Halishahar Peaking	0	0	0	100	100	0	1011
Khulna Center Peaking	0	0	0	100	100	0	1302
Ashuganj Peaking	0	0	200	200	200	0	2008
Mymensingh Peaking	0	0	0	0	100	0	1203
Rajshahi Peaking	0	0	0	0	100	0	1405
Rangpur Peaking	0	0	0	0	100	0	1420
Khulna Rental (3 Years)	0	0	0	0	0	0	1301
KPCL, Khulna BMPP	106	0	0	0	0	0	1301
Rangpur 20MW CT	19	0	0	0	0	0	1420
Saidpur 20MW CT	19	0	0	0	0	0	1425
Barisal 2x20MW CT #1	0	0	0	0	0	0	1320
Barisal 2x20MW CT #2	0	0	0	0	0	0	1320
Bheramara 3x20 MW CT #1	0	0	0	0	0	0	1310
Bheramara 3x20 MW CT #2	0	0	0	0	0	0	1310
Bheramara 3x20 MW CT #3	0	0	0	0	0	0	1310
Barisal Diesel (9 units)	0	0	0	0	0	0	1320
Bhola Diesel	0	0	0	0	0	0	1328
Bhola Diesel (New)	0	0	0	0	0	0	1328
Ghorashal (quick rental)	0	0	0	0	0	0	2010
Bheramara, Rental , U/C	0	0	0	0	0	0	1310
Siddirganj(quick rental)	0	0	0	0	0	0	1102
Khulna(quick rental)	0	0	0	0	0	0	1301
Pagla, Narayaganj(quick rental)	0	0	0	0	0	0	
Thakurgao, Rental, U/C	0	0	0	0	0	0	1432
Karnafuli hydro power plant #1	40	40	40	40	40	40	1001
Karnafuli hydro power plant #2	40	40	40	40	40	40	1001
Karnafuli hydro power plant #3	50	50	50	50	50	50	1001
Karnafuli hydro power plant #4	50	50	50	50	50	50	1001
Karnafuli hydro power plant #5	50	50	50	50	50	50	1001
Karnafuli Hydro (#6&7, 2x50 MW)	0	0	0	100	100	100	1001
Sarishabari, Jamalpur	0	0	0	0	0	0	1204
Rajabarihat Goat Development Firm	0	0	0	0	0	0	1405
Kaptai Power Plant	0	0	0	0	0	0	1001
Patenga Offshore, Chittagong	100	100	100	100	100	100	1011
Rooppur Nuclear # 1, 1000 MW	0	0	1000	1000	1000	1000	4508
Rooppur Nuclear # 2, 1000 MW	0	0	1000	1000	1000	1000	4508
Rooppur Nuclear # 3, 1000 MW	0	0	0	1000	1000	1000	4508
Rooppur Nuclear # 4, 1000 MW	0	0	0	0	1000	0	4508
PALLATANA to COMILLA	0	0	0	250	250	0	2005

Station Name	2015		2020	2025	2030		Bus
	Heavy Load	Light Load	Heavy Load	Heavy Load	Heavy Load	Light Load	Number
SILCHAR to FENCHUGANJ 1	0	0	0	750	750	750	2065
BAHARAMPUR to BHERAMARA Phase-1	500	0	500	500	500	500	2044
BAHARAMPUR to BHERAMARA Phase-2	0	0	0	500	500	0	2044
Hydro from Nepal (Kishanganj (PURNIA) to Bogra)	0	0	0	500	500	500	2040
Hydro from Bhutan (Alipurduar to Bogra)	0	0	0	500	500	500	2040
Meghalaya to Mymensing	0	0	0	0	0	0	
Myanmmar to Bangladesh (should refer from PGCB PP)	0	0	500	500	500	500	2603
Total	12688	4822	22010	27586	36254	15400	

出所: PSMP 調査団

AP 表 9-3 新設送電線の標準パラメータ(100MVABase)

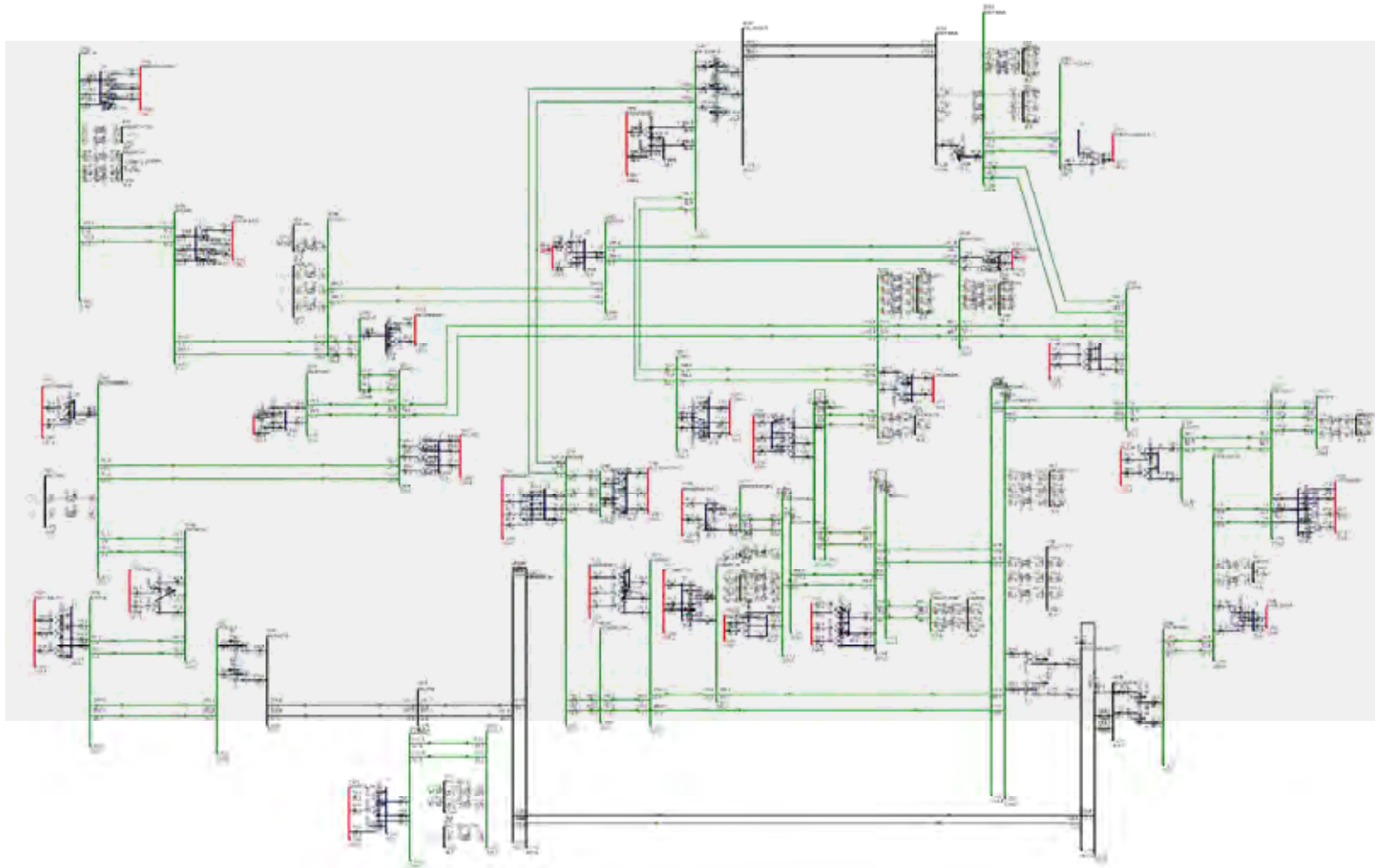
	R_1 [pu/km]	X_1 [pu/km]	B_1 [pu/km]	R_0 [pu/km]	X_0 [pu/km]	Allowable Current [MVA]
400kV	1.9×10^{-5}	1.71×10^{-4}	7.0×10^{-3}	9.7×10^{-5}	4.98×10^{-4}	2347.2
230kV	8.0×10^{-5}	5.5×10^{-4}	2.1×10^{-3}	6.0×10^{-4}	2.0×10^{-3}	597.6
132kV	5.8×10^{-4}	2.2×10^{-3}	5.2×10^{-4}	1.8×10^{-3}	7.7×10^{-3}	150.9

出所: PSMP 調査団

AP 表 9-4 新設 400/230kV 変圧器の標準パラメータ

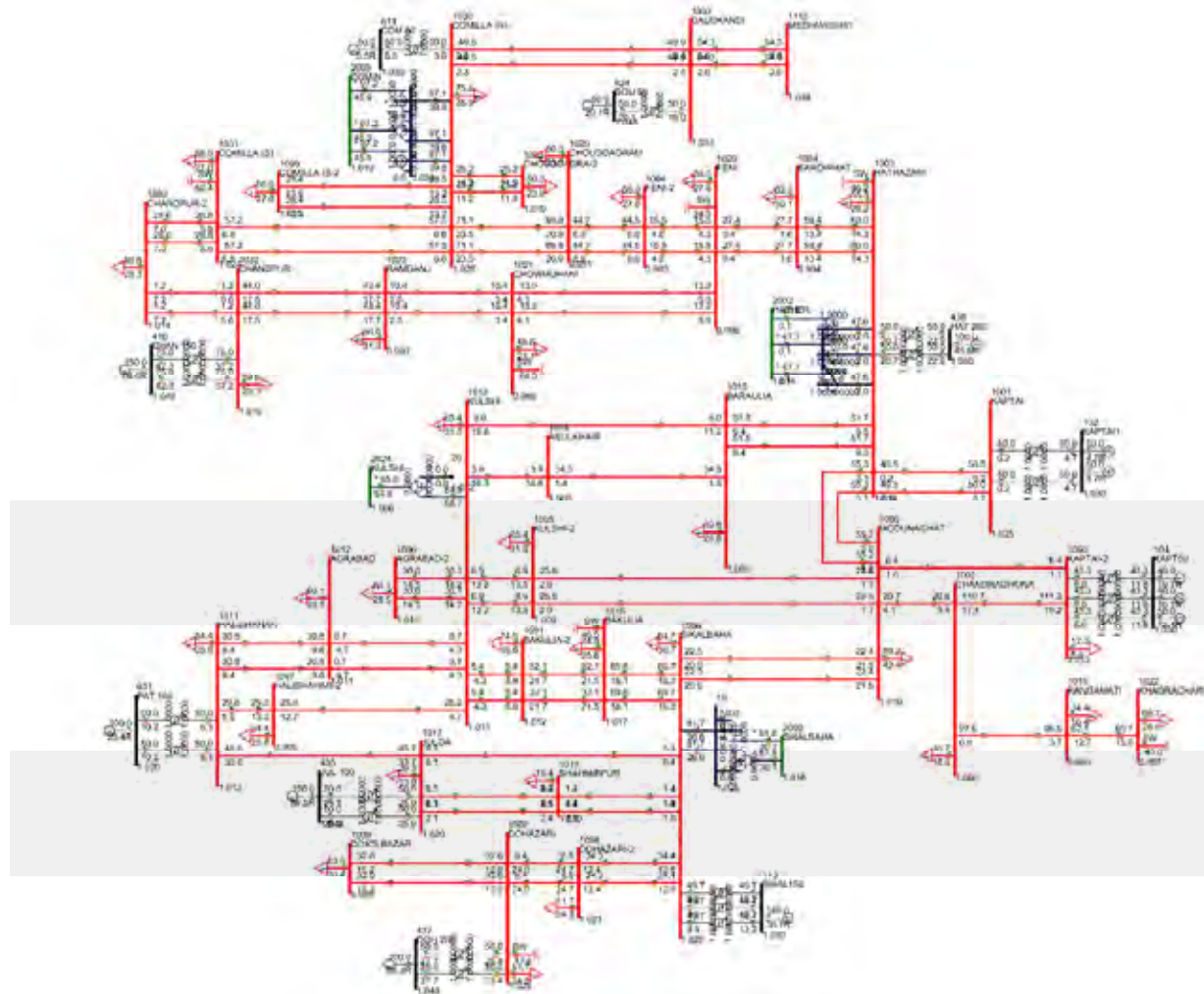
400kV/230kV		Allowable Current [MVA]		500	
Positive Sequence Impedance [pu]					
P-S		S-T		P-T	
R_1	X_1	R_1	X_1	R_1	X_1
3.1×10^{-3}	1.3×10^{-1}	2.8×10^{-3}	1.1×10^{-1}	4.5×10^{-4}	1.9×10^{-2}
Zero Sequence Impedance [pu]					
P		S		T	
R_0	X_0	R_0	X_0	R_0	X_0
3.1×10^{-3}	1.3×10^{-1}	2.8×10^{-3}	1.1×10^{-1}	4.5×10^{-4}	1.9×10^{-2}

出所: PSMP 調査団



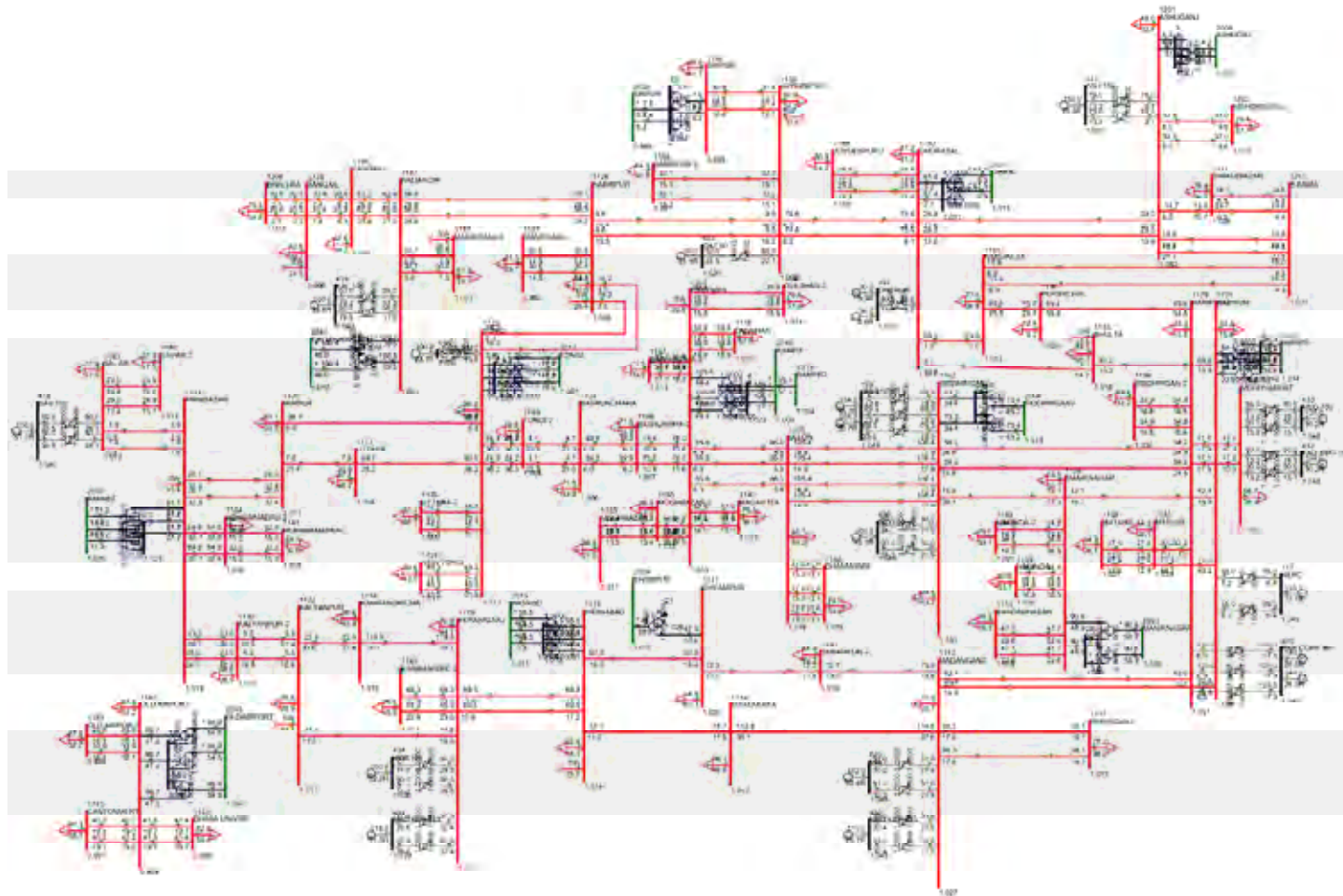
出所: PSMP 調査団

AP 図 9-1 230kV・400kV 潮流図(2015年東電源)



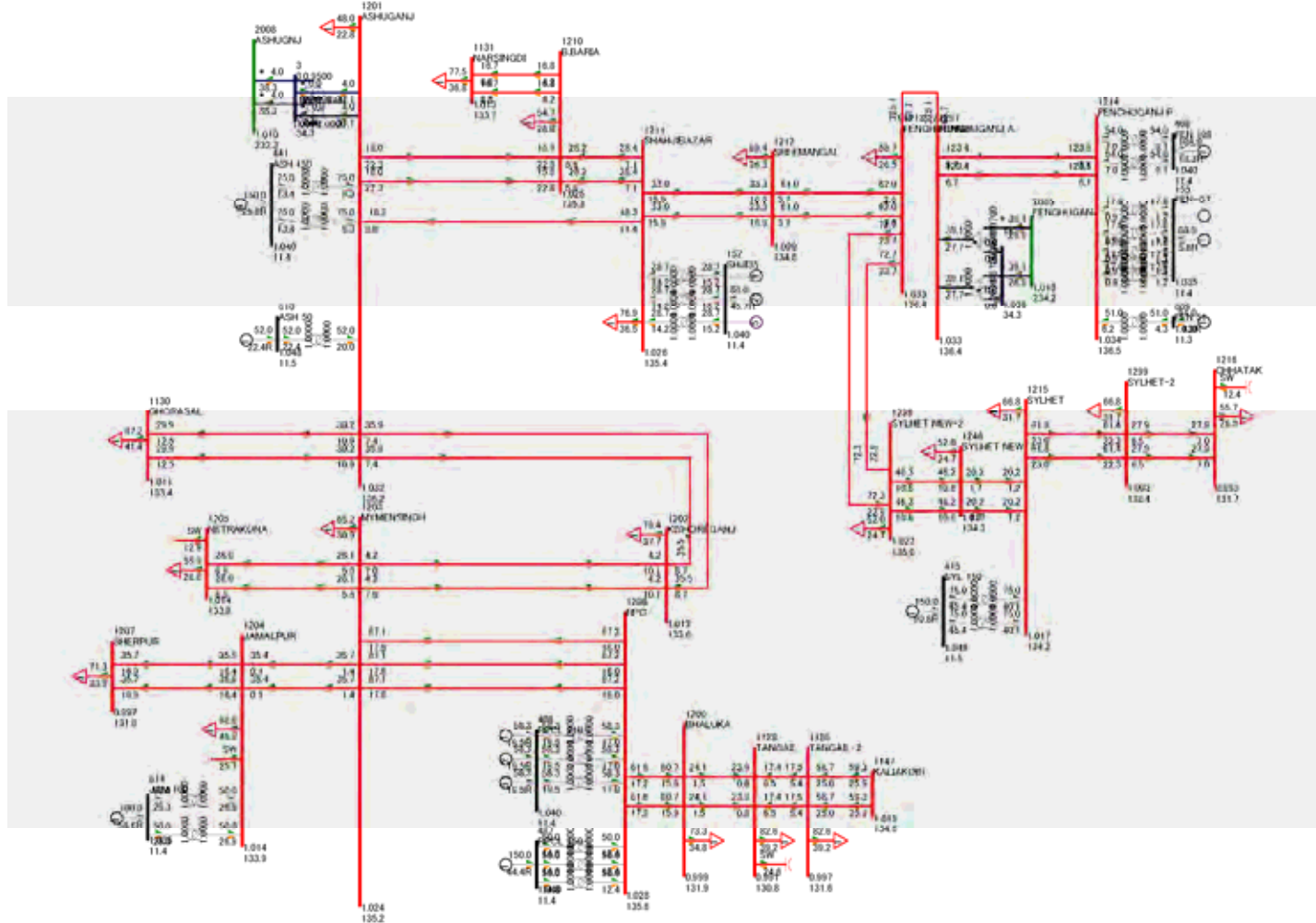
出所: PSMP 調査団

AP 図 9-2 132kV Southern 潮流図(2015 年東電源)



出所: PSMP 調査団

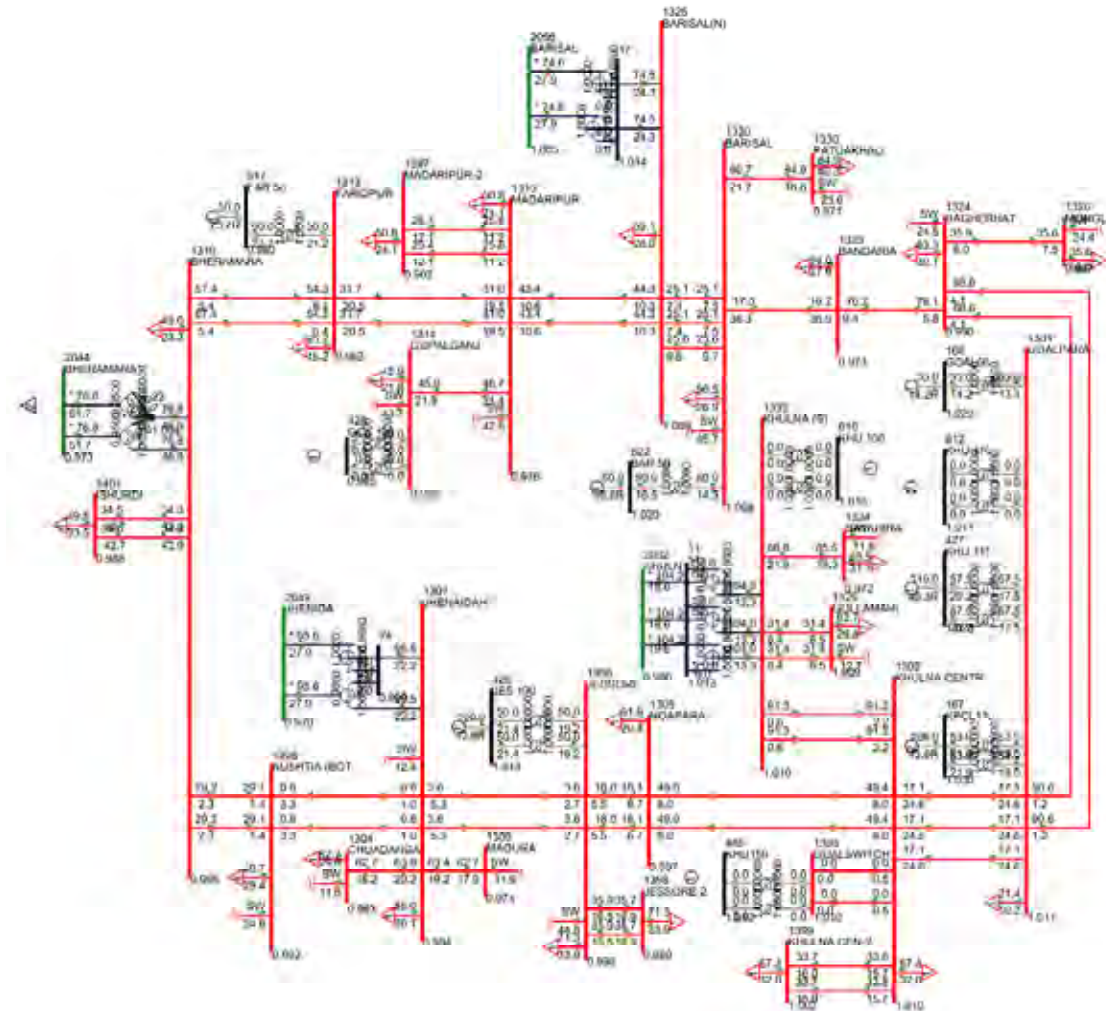
AP 図 9-3 132kVDhaka 潮流図(2015 年東電源)



出所: PSMP 調査団

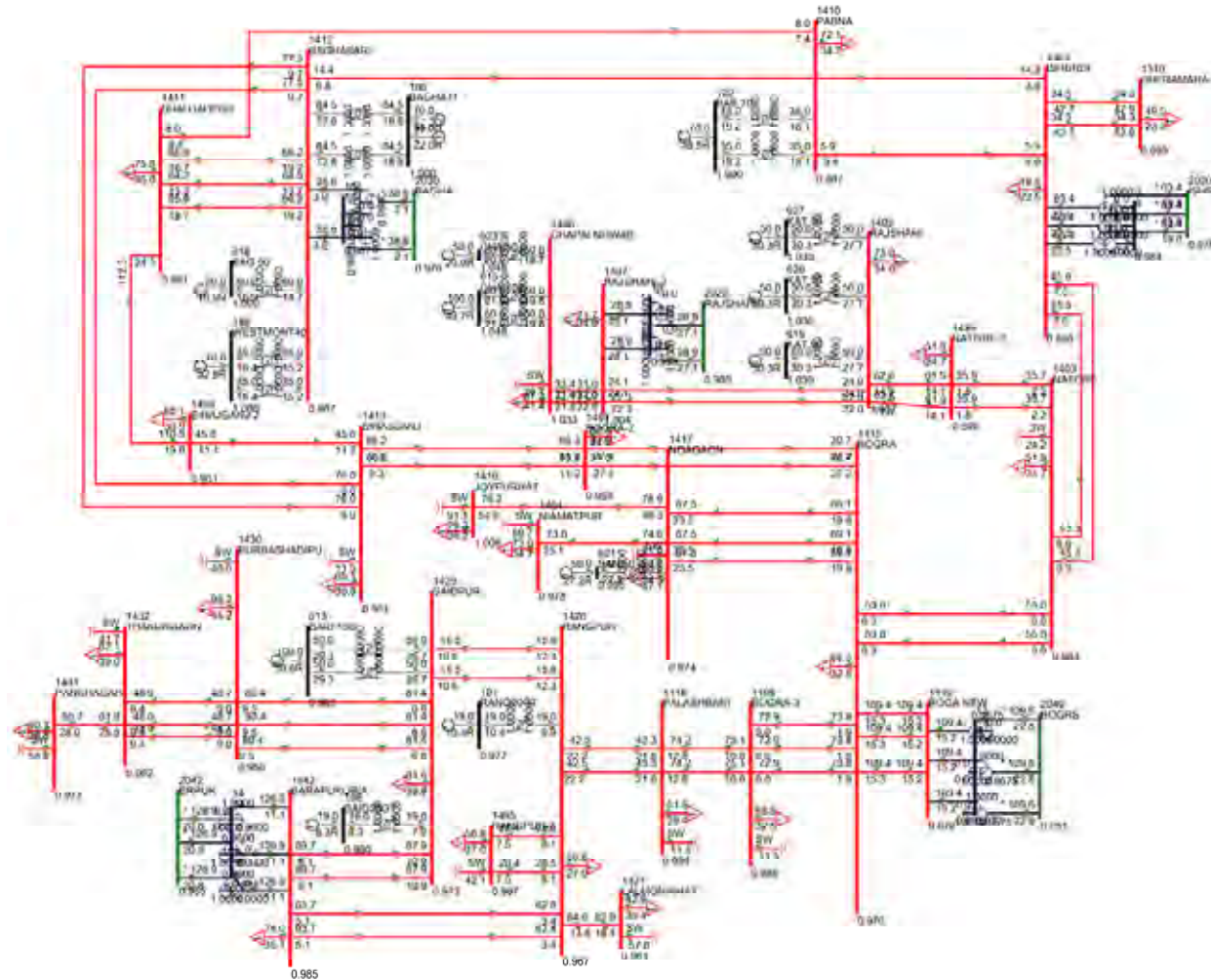
AP 図 9-4 132kV Central 潮流図(2015 年東電源)





出所: PSMP 調査団

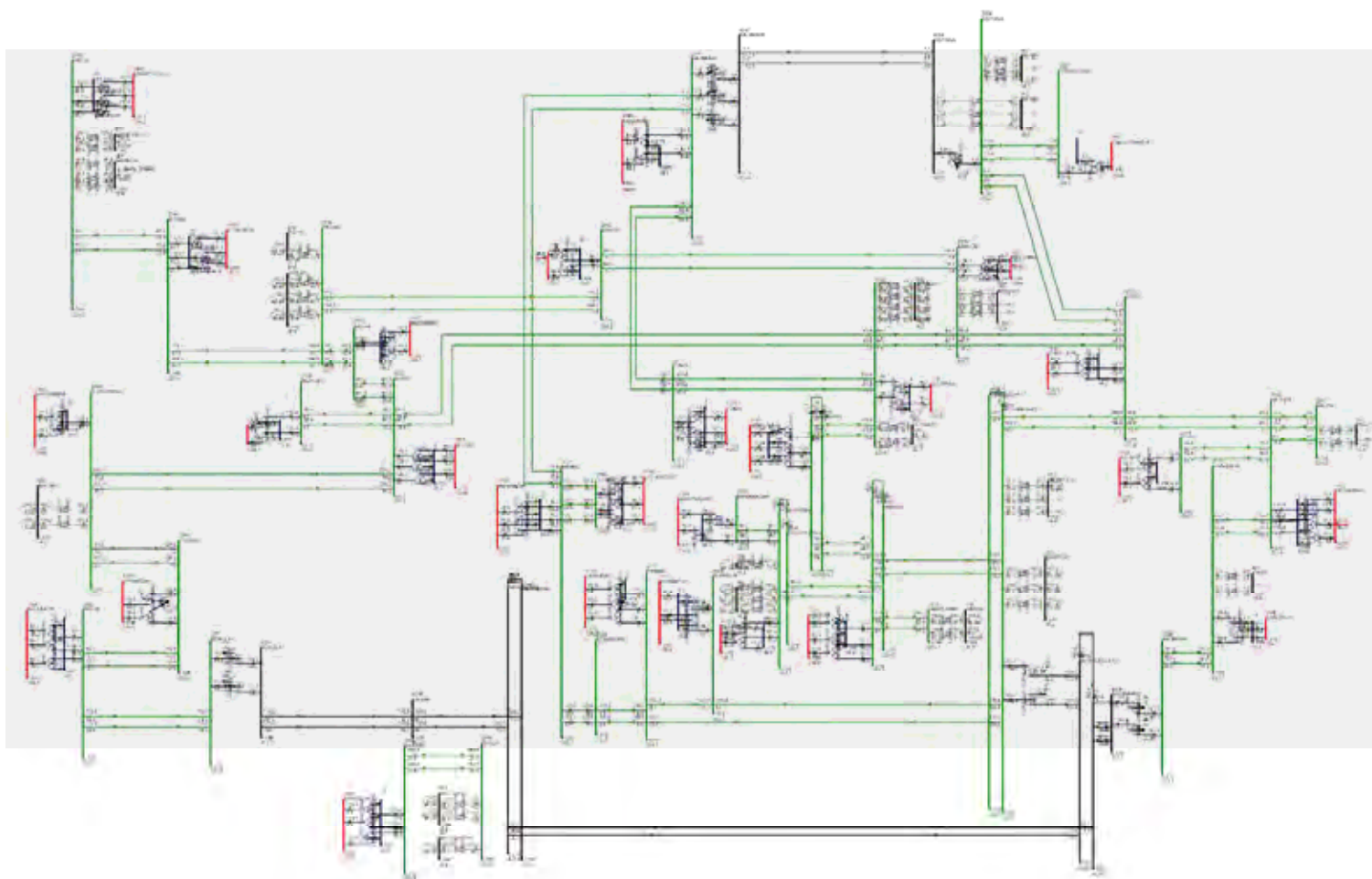
AP 図 9-5 132kV Western 潮流图(2015 年東電源)



出所: PSMP 調査団

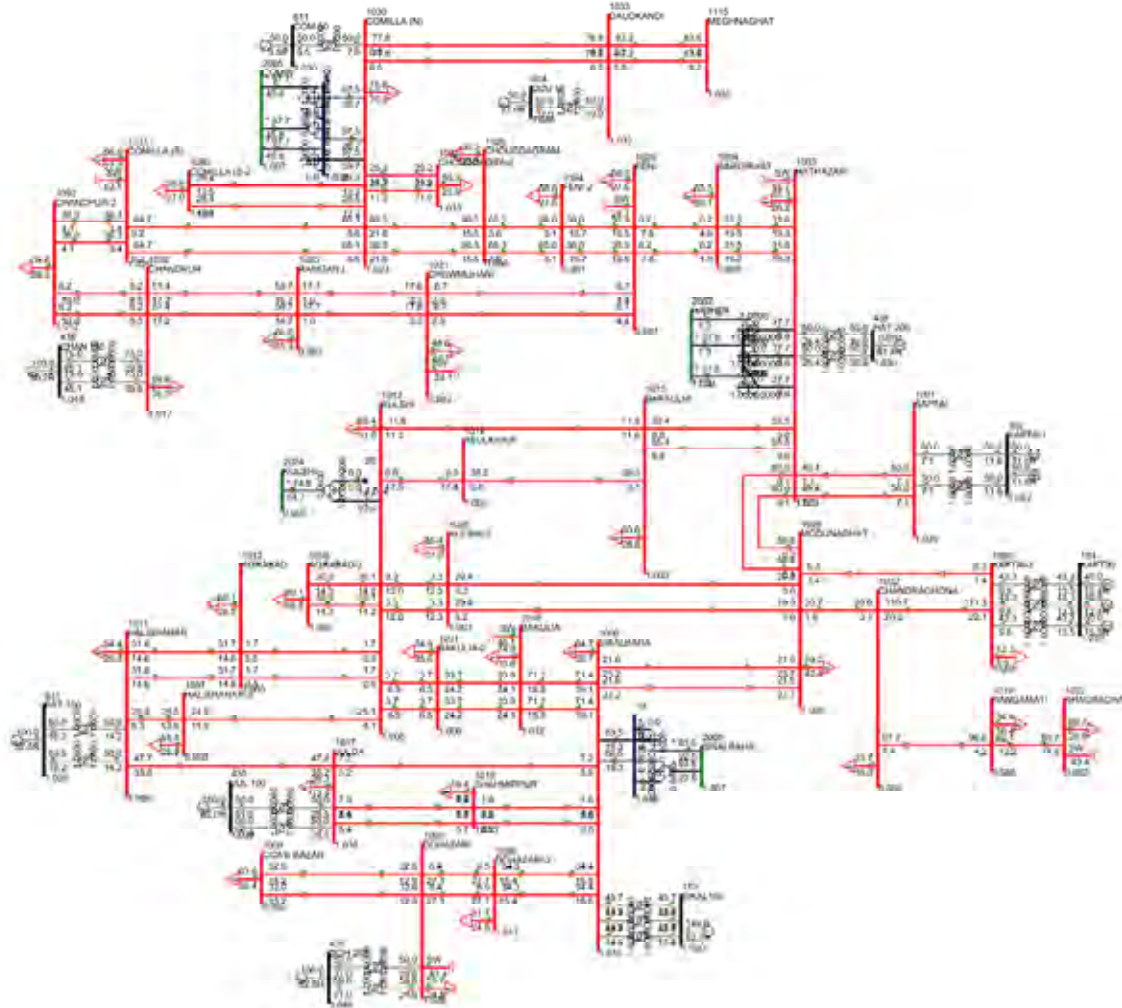
AP 図 9-6 132kV Northern 潮流图(2015 年東電源)





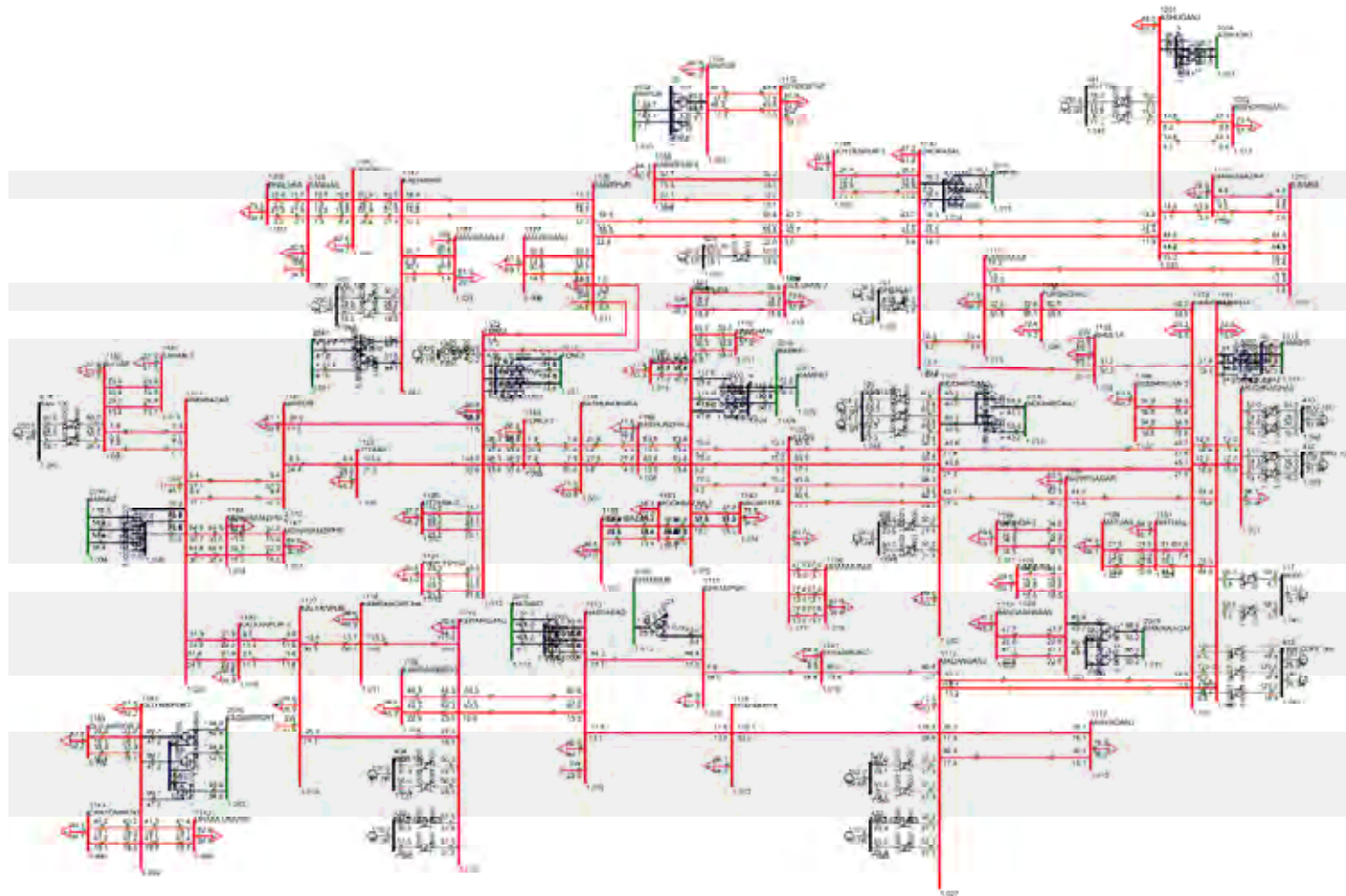
出所: PSMP 調査団

AP 図 9-7 400kV、230kV 潮流図(2015年西電源)



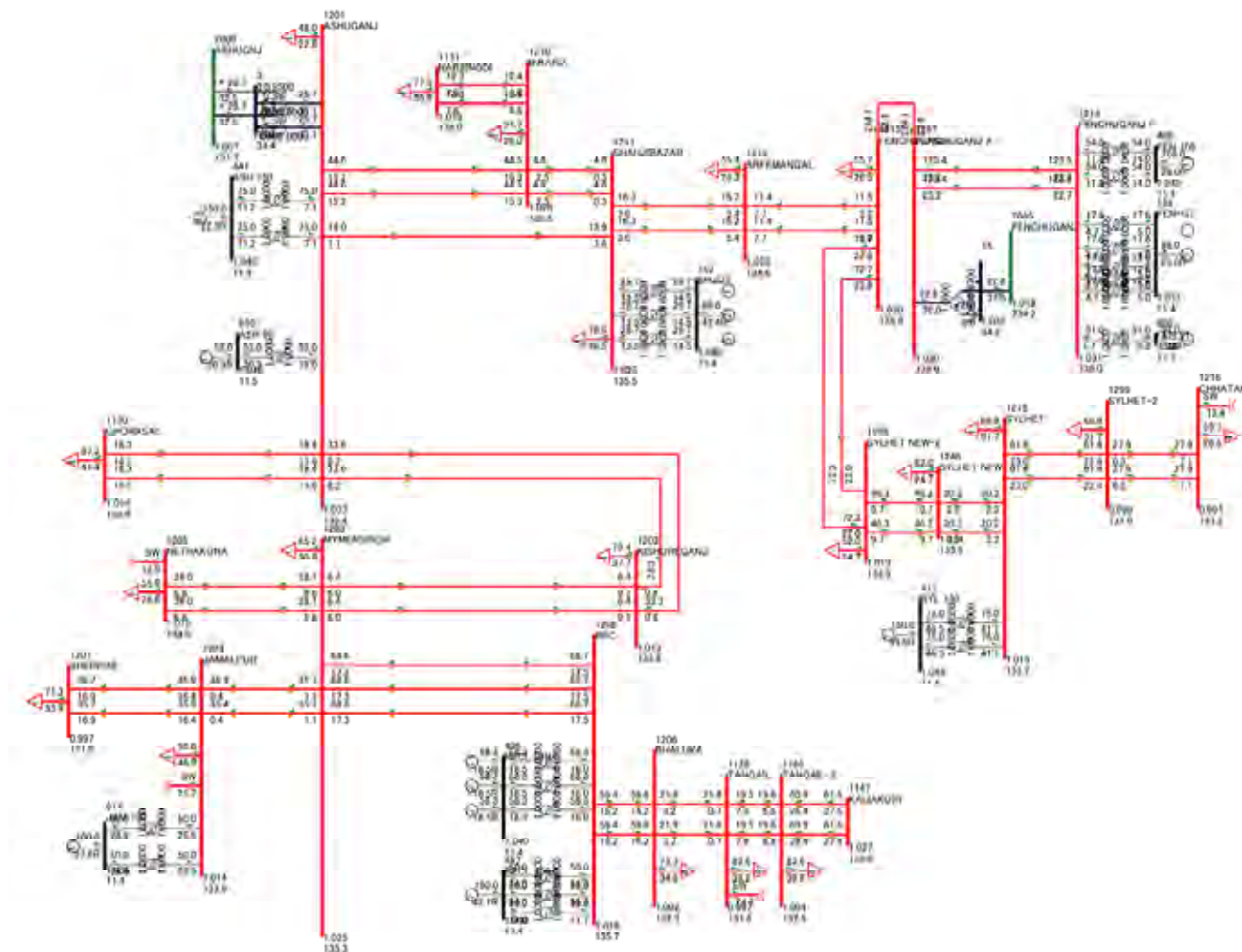
出所: PSMP 調査団

AP 図 9-8 132kV Southern 潮流图(2015年西電源)



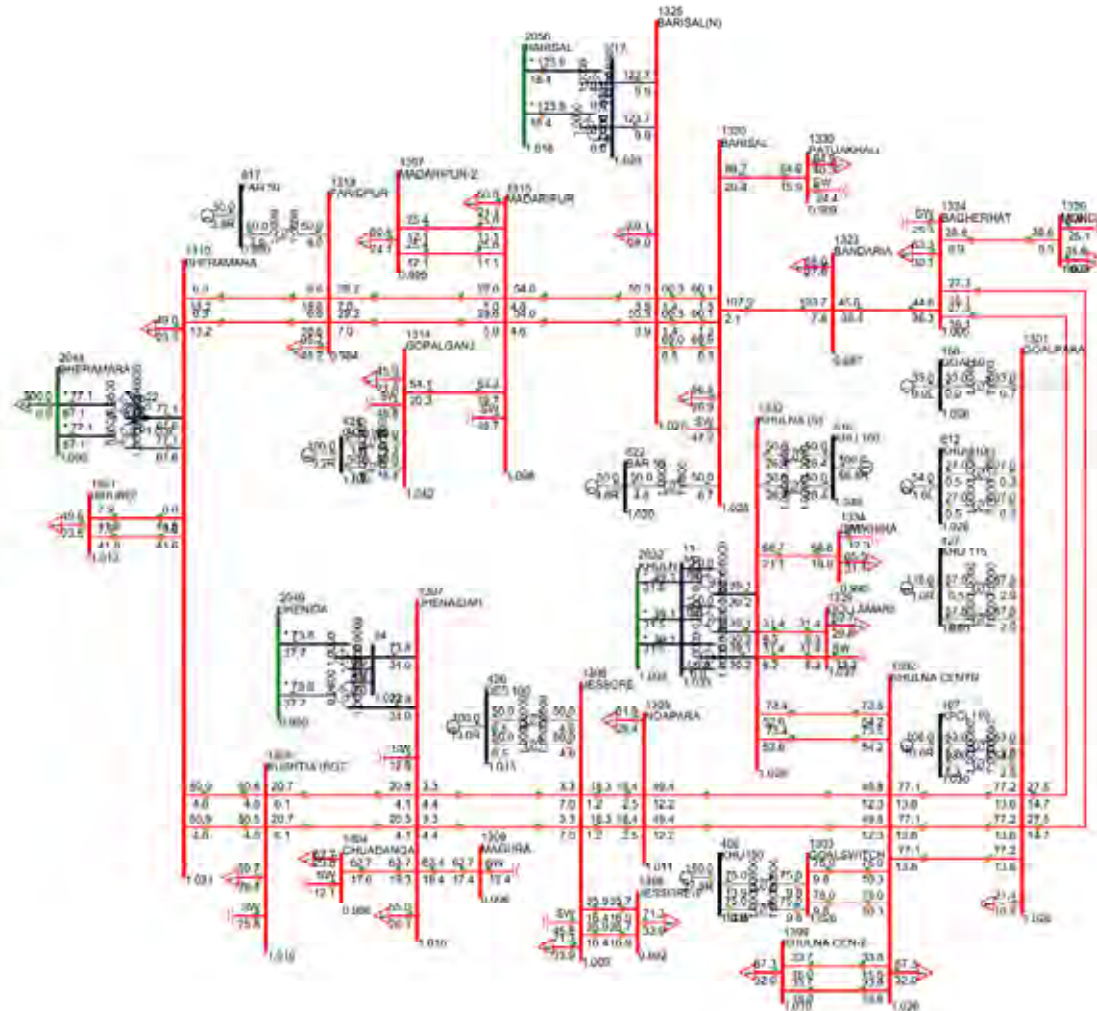
出所: PSMP 調査団

AP 図 9-9 132kVDhaka 潮流図(2015年西電源)



出所: PSMP 調査団

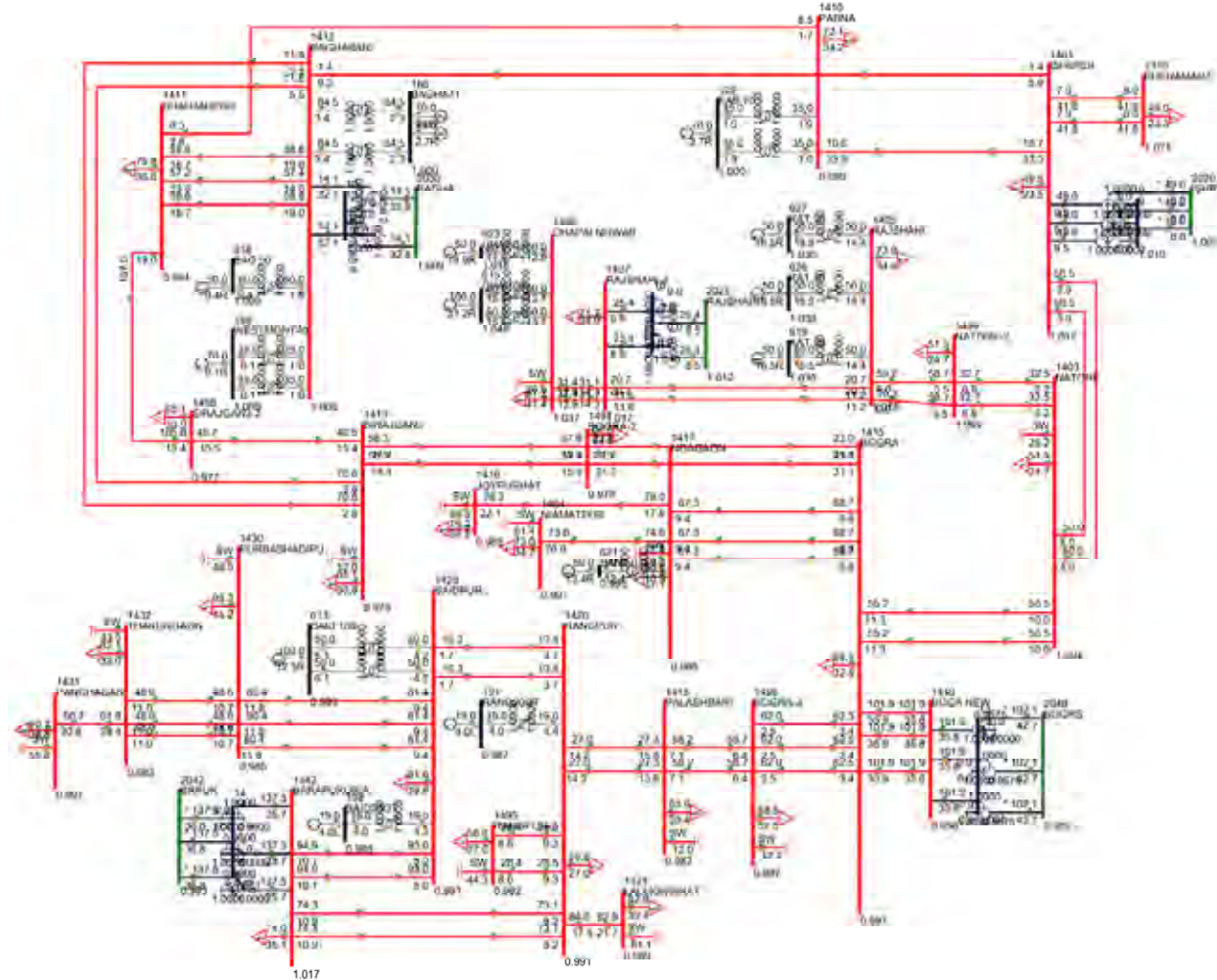
AP 図 9-10 132kV Central 潮流図(2015年西電源)



出所: PSMP 調査団

AP 図 9-11 132kV Western 潮流図(2015 年西電源)





出所: PSMP 調査団

AP 図 9-12 132kV Northern 潮流图(2015 年西電源)

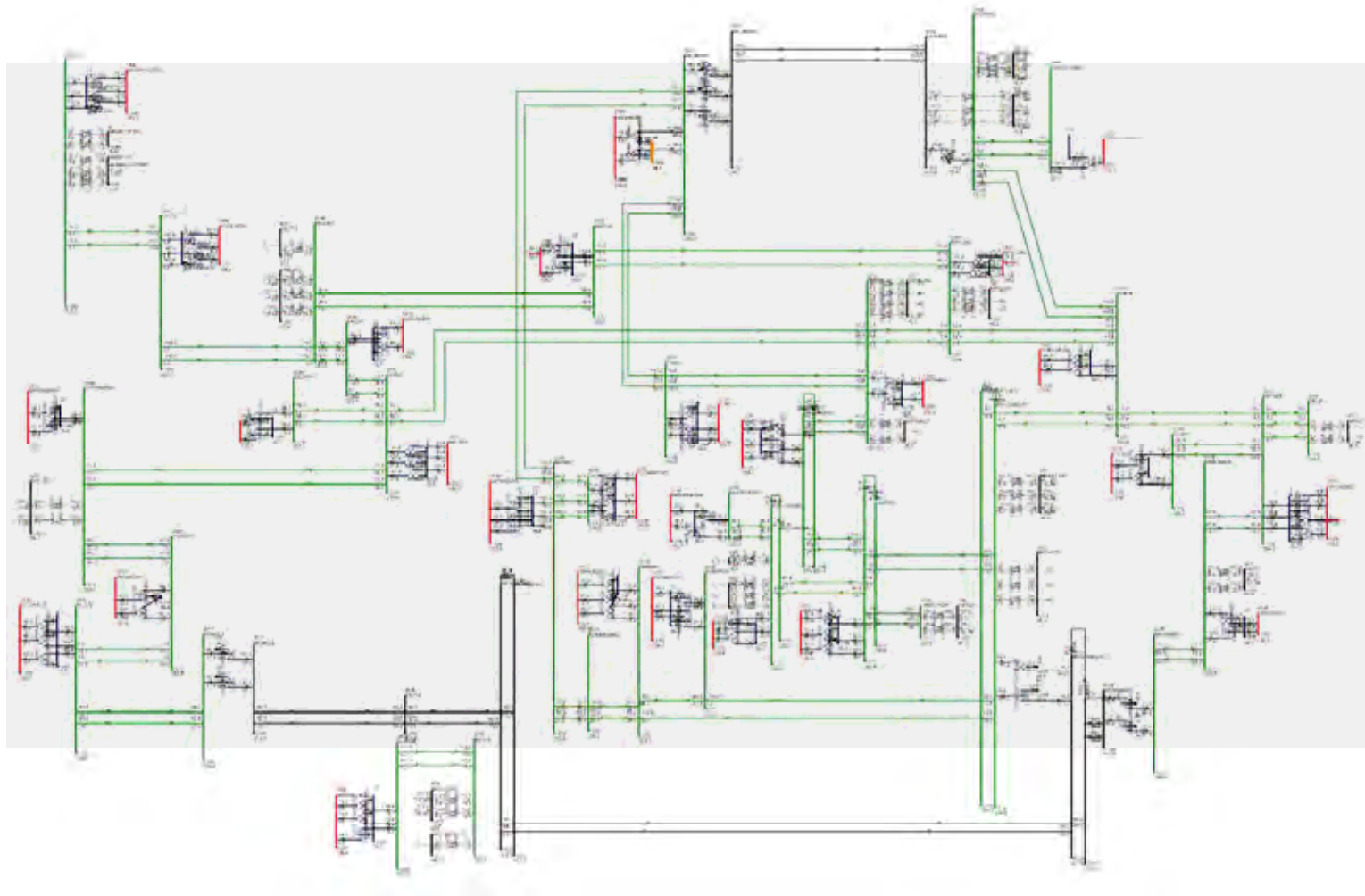
AP 表 9-5 2015 年の短絡・地絡計算結果(kA)

Substation		I''k		Asym Ib		Substation		I''k		Asym Ib	
Name	Voltage	3PH	LG	3PH	LG	Name	Voltage	3PH	LG	3PH	LG
KAPTAI	132kV	9.2	6.7	9.1	6.9	FENCHUGANJ	132kV	16.6	14.4	16.9	15.7
CHANDRAGHONA	132kV	9.2	6.4	9.2	6.4	FENCHUGANJ P	132kV	16.4	14.2	16.7	16.0
HATHAZARI	132kV	27.7	27.1	27.6	28.1	SYLHET	132kV	9.7	7.7	9.4	8.4
BAROIRHAT	132kV	12.5	7.9	12.5	7.9	CHHATAK	132kV	5.6	3.7	5.5	3.7
MODUNAGHAT	132kV	26.1	23.0	25.3	23.0	SYLHET NEW	132kV	10.8	8.3	10.2	8.4
SIKALBAHA	132kV	27.8	25.9	27.6	27.2	FENCHUGANJ A	132kV	16.6	14.4	16.9	15.7
DOHAZARI	132kV	10.9	8.0	10.6	8.3	SYLHET NEW-2	132kV	12.8	10.0	12.1	10.0
COX'S BAZAR	132kV	3.4	2.0	3.4	2.0	SYLHET-2	132kV	7.1	5.0	6.9	5.0
HALISHAHAR	132kV	21.2	17.4	20.5	17.5	GOALPARA	132kV	23.7	22.1	24.1	23.9
AGRABAD	132kV	22.0	18.1	21.5	18.1	KHULNA CENTR	132kV	24.3	23.1	24.9	24.7
KULSHI	132kV	26.7	24.8	25.8	25.0	GOALSWITCH	132kV	23.7	22.0	23.9	23.1
ABULKHAIR	132kV	19.3	14.9	19.2	14.9	CHUADANGA	132kV	4.0	2.4	4.0	2.4
BARAULIA	132kV	22.1	18.1	21.8	18.1	NOAPARA	132kV	13.1	9.1	13.0	9.1
BAKULIA	132kV	24.4	20.8	23.5	20.8	JESSORE	132kV	12.1	9.0	11.8	9.2
JULDA	132kV	23.8	20.2	22.8	20.3	JHENNAIDAH	132kV	15.7	13.3	15.7	13.4
SHAHMIRPUR	132kV	23.1	19.2	22.2	19.2	KUSHTIA (BOT	132kV	13.3	9.0	13.3	9.0
RANGAMATI	132kV	4.9	3.0	4.9	3.0	MAGURA	132kV	5.4	3.3	5.4	3.3
FENI	132kV	11.0	6.7	11.0	6.7	BHERAMARA	132kV	23.7	20.5	24.1	20.8
CHOWMUHANI	132kV	8.1	4.9	8.1	4.9	FARIDPUR	132kV	6.7	4.7	6.6	4.9
KHAGRACHARI	132kV	2.1	1.2	2.1	1.2	GOPALGANJ	132kV	4.7	3.9	5.3	5.0
RAMGANJ	132kV	7.6	4.8	7.5	4.8	MADARIPUR	132kV	7.4	5.4	7.2	5.4
CHOUDDAGRAM	132kV	11.4	7.0	11.4	7.0	BARISAL	132kV	9.2	9.7	9.3	9.9
COMILLA (N)	132kV	26.4	21.8	26.3	22.1	BANDARIA	132kV	5.6	3.5	5.6	3.5
COMILLA (S)	132kV	15.1	10.3	15.0	10.3	BAGHERHAT	132kV	8.6	5.4	8.6	5.4
CHANDPUR	132kV	9.6	7.3	9.5	8.2	BARISAL(N)	132kV	9.4	10.4	9.6	11.0
DAUDKANDI	132kV	21.0	14.5	20.8	14.5	MONGLA	132kV	3.9	2.3	3.9	2.3
KAPTAI-2	132kV	9.5	7.2	9.5	7.5	GOLLAMARI	132kV	19.5	16.4	18.7	16.4
BAKULIA-2	132kV	22.8	18.8	22.3	18.8	PATUAKHALI	132kV	3.4	2.2	3.4	2.2
CHANDPUR-2	132kV	10.1	6.7	9.9	6.7	KHULNA (S)	132kV	24.1	23.2	24.0	24.7
CHOUDDAGRA-2	132kV	11.8	7.6	11.8	7.6	SATKHIRA	132kV	3.9	2.3	3.9	2.3
FENI-2	132kV	10.9	6.7	10.9	6.7	MADARIPUR-2	132kV	4.8	3.2	4.8	3.2
KULSHI-2	132kV	24.0	20.3	23.4	20.3	JESSORE-2	132kV	6.5	4.1	6.5	4.1
AGRABAD-2	132kV	21.9	18.1	21.6	18.1	KHULNA CEN-2	132kV	13.5	9.7	13.5	9.7
HALISHAHAR-2	132kV	6.7	5.9	6.7	5.9	ISHURDI	132kV	26.8	24.2	26.9	24.5
DOHAZARI-2	132kV	15.1	11.1	14.8	11.1	NATORE	132kV	15.3	10.3	15.3	10.3
COMILLA (S-2)	132kV	17.7	12.5	17.7	12.5	NIAMATPUR	132kV	3.0	1.8	3.0	1.8
HARIPUR	132kV	42.7	34.0	43.5	35.2	RAJSHAHI	132kV	15.4	13.0	15.2	13.2
SIDDHIRGANJ	132kV	57.0	48.5	57.0	50.2	CHAPAI NOWAB	132kV	8.8	7.2	9.1	8.3
MOGHBAZAR	132kV	28.4	19.8	28.4	19.8	RAJSHAHI-2	132kV	16.0	14.5	15.7	14.6
MANIKNAGAR	132kV	28.9	21.6	29.1	21.9	PABNA	132kV	13.2	9.3	12.9	9.4
ULLON	132kV	40.9	31.1	40.9	31.1	SHAHJADPUR	132kV	19.2	15.0	18.9	15.1
DHANMONDI	132kV	33.8	26.2	33.8	26.2	BAGHABARI	132kV	22.6	19.8	23.4	21.8
RAMPURA	132kV	40.5	32.0	40.6	32.2	SIRAJGANJ	132kV	12.9	8.6	12.9	8.6
NARINDA	132kV	25.8	19.5	25.8	19.6	BOGRA	132kV	19.3	17.6	19.3	17.7
MATUAIL	132kV	25.4	16.4	25.4	16.4	JOYPURHAT	132kV	3.0	1.8	3.0	1.8
BANGABHABAN	132kV	25.4	19.7	25.5	19.8	NOAGAON	132kV	8.4	6.0	8.3	6.0
SHYAMPUR	132kV	28.0	22.8	28.1	23.1	PALASHBARI	132kV	9.7	6.5	9.7	6.5
MADANGANJ	132kV	34.8	25.6	33.9	25.8	RANGPUR	132kV	10.7	8.1	10.6	8.1

HASNABAD	132kV	34.1	28.0	34.0	28.3	LALMONIRHAT	132kV	3.7	2.3	3.7	2.3
SITALAKHYA	132kV	21.5	13.9	21.5	13.9	SAIDPUR	132kV	10.4	8.6	10.3	9.0
MEGHNAGHAT	132kV	25.4	18.4	24.7	19.0	PURBASHADIPU	132kV	7.4	5.3	7.3	5.3
GULSHAN	132kV	24.3	19.8	24.3	19.8	PANCHAGAR	132kV	2.4	1.4	2.4	1.4
MUNSIGANJ	132kV	13.2	8.0	13.2	8.0	THAKURGAON	132kV	4.9	3.2	4.9	3.2
KAMRANGIRCHA	132kV	22.5	15.7	22.3	15.7	BOGA NEW	132kV	19.3	17.6	19.3	17.8
KERANIGANJ	132kV	28.0	21.5	27.2	21.8	BARAPUKURIA	132kV	13.7	13.6	15.4	15.2
MIRPUR	132kV	27.8	19.7	27.7	19.7	RANGPUR-2	132kV	7.1	4.8	7.1	4.8
NEW TONGI	132kV	35.0	27.3	34.9	27.3	BOGRA-3	132kV	12.7	9.2	12.7	9.2
KALYANPUR	132kV	29.4	22.2	29.1	22.2	BOGRA-2	132kV	11.9	7.9	11.9	7.9
UTTARA	132kV	22.2	14.7	22.2	14.7	SIRAJGANJ-2	132kV	11.0	7.1	11.0	7.1
BASHUNDHARA	132kV	29.6	20.5	29.6	20.5	NATORE-2	132kV	13.3	9.3	13.3	9.3
TONGI	132kV	38.2	30.9	38.1	31.3	RAOZN	230kV	17.0	14.6	15.9	15.2
KABIRPUR	132kV	27.3	18.5	27.2	18.5	HATHZR	230kV	20.6	20.3	19.5	20.8
MANIKGANJ	132kV	9.0	5.3	9.0	5.3	MANIKNAGAR	230kV	32.6	25.3	32.4	25.4
TANGAIL	132kV	9.2	5.5	9.2	5.5	SIDDHIRGANJ	230kV	45.1	39.6	44.7	41.1
GHORASAL	132kV	32.2	22.5	32.7	23.1	COMIN	230kV	28.3	22.8	28.2	22.9
NARSINGDI	132kV	22.6	15.7	22.6	15.7	ASHUGNJ	230kV	26.7	21.3	26.3	21.4
JOYDEBPUR	132kV	25.4	17.2	25.3	17.2	SIKALBAHA	230kV	19.7	17.8	18.9	18.3
BHULTA	132kV	15.4	9.2	15.4	9.2	GHRSL	230kV	40.9	33.4	38.8	35.4
AMINBAZAR	132kV	33.3	27.3	33.3	27.8	TONGI	230kV	31.2	24.6	31.1	24.7
SAVAR	132kV	18.1	12.9	17.7	13.0	HARIPR	230kV	47.1	42.0	46.6	43.4
PURBACHAL	132kV	31.0	21.1	31.0	21.1	HASNBD	230kV	31.9	26.8	31.7	26.9
MADARTEK	132kV	34.0	25.1	34.0	25.1	MEGHNAGHAT	230kV	46.7	40.1	45.4	41.0
MOHAMMADPUR	132kV	23.9	17.2	23.9	17.2	HARIPUR360	230kV	41.7	36.3	40.6	36.9
DHAKA UNIVER	132kV	13.7	12.0	13.8	12.0	RAMPR	230kV	33.1	25.3	33.2	25.4
CANTONMENT	132kV	13.9	12.1	13.9	12.1	ISHRDI	230kV	22.4	21.1	22.1	21.2
OLD AIRPORT	132kV	15.7	13.7	15.8	14.0	KULSHI	230kV	16.2	14.2	15.8	14.3
KALIAKOIR	132kV	24.7	19.3	24.8	20.0	ANOWARA	230kV	17.0	14.0	16.6	14.1
SRIPUR	132kV	17.8	14.0	17.9	14.2	RAJSHAHI	230kV	11.1	9.1	11.1	9.2
HARIPUR-2	132kV	57.1	47.4	55.6	48.0	SHAMPUR	230kV	29.8	24.5	29.7	24.6
SAVAR-2	132kV	12.7	8.3	12.6	8.3	BAGHA	230kV	20.3	16.0	20.3	16.1
MATUAIL-2	132kV	36.3	25.4	36.2	25.4	KHULN	230kV	15.4	14.3	15.4	14.6
KAMRANGIRC-2	132kV	24.7	18.1	24.2	18.2	AMINBZ	230kV	31.7	29.0	31.8	29.2
OLD AIRPOR-2	132kV	14.7	12.8	14.7	12.9	SRJGNJ	230kV	22.9	17.8	22.7	18.8
MOHAMMADPU-2	132kV	27.9	21.1	27.7	21.1	BOGRS	230kV	14.7	13.0	14.6	13.0
JOYDEBPUR-2	132kV	15.1	9.2	15.1	9.2	BRPUK	230kV	11.6	11.7	11.6	13.2
TANGAIL-2	132kV	12.3	7.7	12.3	7.7	BHERAMARA	230kV	21.4	20.3	21.0	20.6
MANIKGANJ-2	132kV	12.9	8.4	12.9	8.4	OLDAIRPORT	230kV	24.4	22.0	24.4	22.0
KABIRPUR-2	132kV	17.3	10.9	17.3	10.9	KALIAKAIR	230kV	29.5	25.3	29.5	25.5
TONGI-2	132kV	32.5	23.8	32.5	23.8	JHENIDA	230kV	14.5	14.1	14.5	14.1
KALYANPUR-2	132kV	31.0	24.3	30.8	24.3	MONGLA	230kV	13.8	11.2	13.9	11.3
SHYAMPUR-2	132kV	21.9	14.6	21.9	14.6	SRIPUR	230kV	18.4	13.7	18.4	13.8
MOGHBAZAR-2	132kV	33.4	24.4	33.4	24.4	BIBIYANA	230kV	17.3	12.7	18.2	14.2
SIDDHIRGAN-2	132kV	50.4	39.4	49.3	39.5	BHOLA	230kV	6.0	5.8	8.1	7.7
UTTARA-2	132kV	29.0	21.1	29.0	21.1	BARISAL	230kV	5.6	6.2	5.6	6.5
GULSHAN-2	132kV	37.0	29.5	37.1	29.5	FENCHUGANJ	230kV	12.8	9.0	13.0	9.1
BASHUNDHA-3	132kV	30.8	24.8	30.8	24.8	KERANIGANJ	230kV	29.0	22.9	29.0	22.9
BASHUNDHA-2	132kV	28.8	19.4	28.8	19.4	MEGHNAGHAT2	230kV	46.7	40.1	45.4	41.0
NARINDA-2	132kV	27.2	20.5	27.3	20.7	HARIPR2	230kV	47.1	42.0	46.6	43.4
ASHUGANJ	132kV	27.1	22.2	26.8	23.1	SIDDHIRGANJ2	230kV	45.1	39.6	44.7	41.1
KISHOREGANJ	132kV	10.3	6.4	10.3	6.4	RAMPR2	230kV	33.1	25.3	33.2	25.4
MYMENSINGH	132kV	13.6	11.2	13.5	11.8	MEGHNAGHAT	400kV	16.4	10.7	17.4	11.2

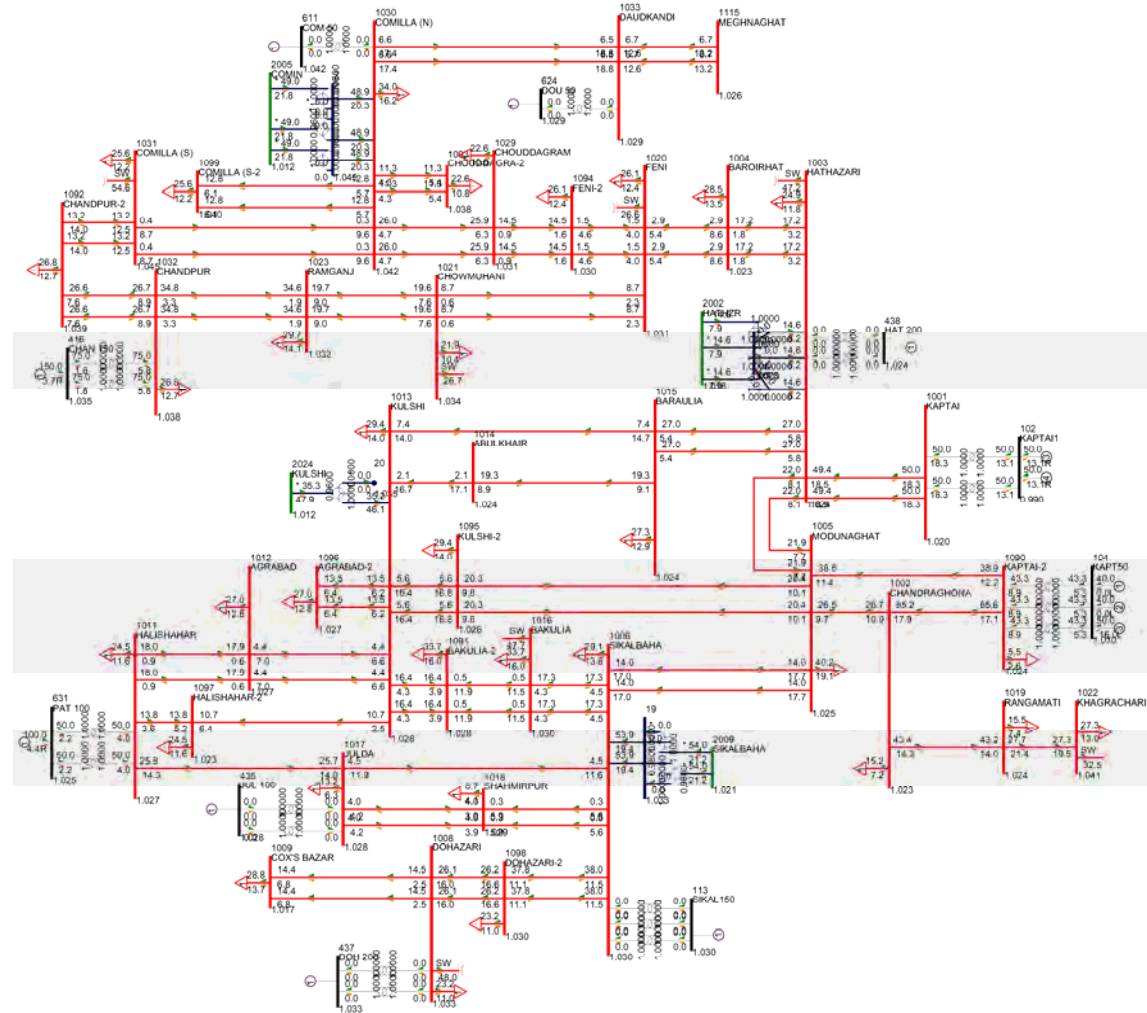
JAMALPUR	132kV	6.8	5.3	6.8	6.0	ANOWARA	400kV	8.8	6.1	9.0	6.4
NETRAKONA	132kV	6.5	4.2	6.5	4.2	AMINBAZAR	400kV	15.7	10.5	16.4	10.9
BHALUKA	132kV	8.8	5.6	8.8	5.6	KALIAKAIR	400kV	11.9	8.4	12.3	8.9
SHERPUR	132kV	4.6	3.2	4.5	3.2	MONGLA	400kV	8.7	6.4	8.7	6.5
RPC	132kV	14.0	11.9	15.6	15.1	BIBIYANA	400kV	10.3	8.0	10.9	9.2
B.BARIA	132kV	20.9	14.5	20.7	14.5	ZAJIRA	400kV	12.0	8.1	12.2	8.2
SHAHJIBAZAR	132kV	14.1	9.8	13.7	9.9	AMINBAZAR2	400kV	15.7	10.5	16.4	10.9
SREEMANGAL	132kV	10.7	6.8	10.7	6.8	MEGHNAGHAT2	400kV	16.4	10.7	17.4	11.2

出所：PSMP 調査団



出所：PSMP 調査団

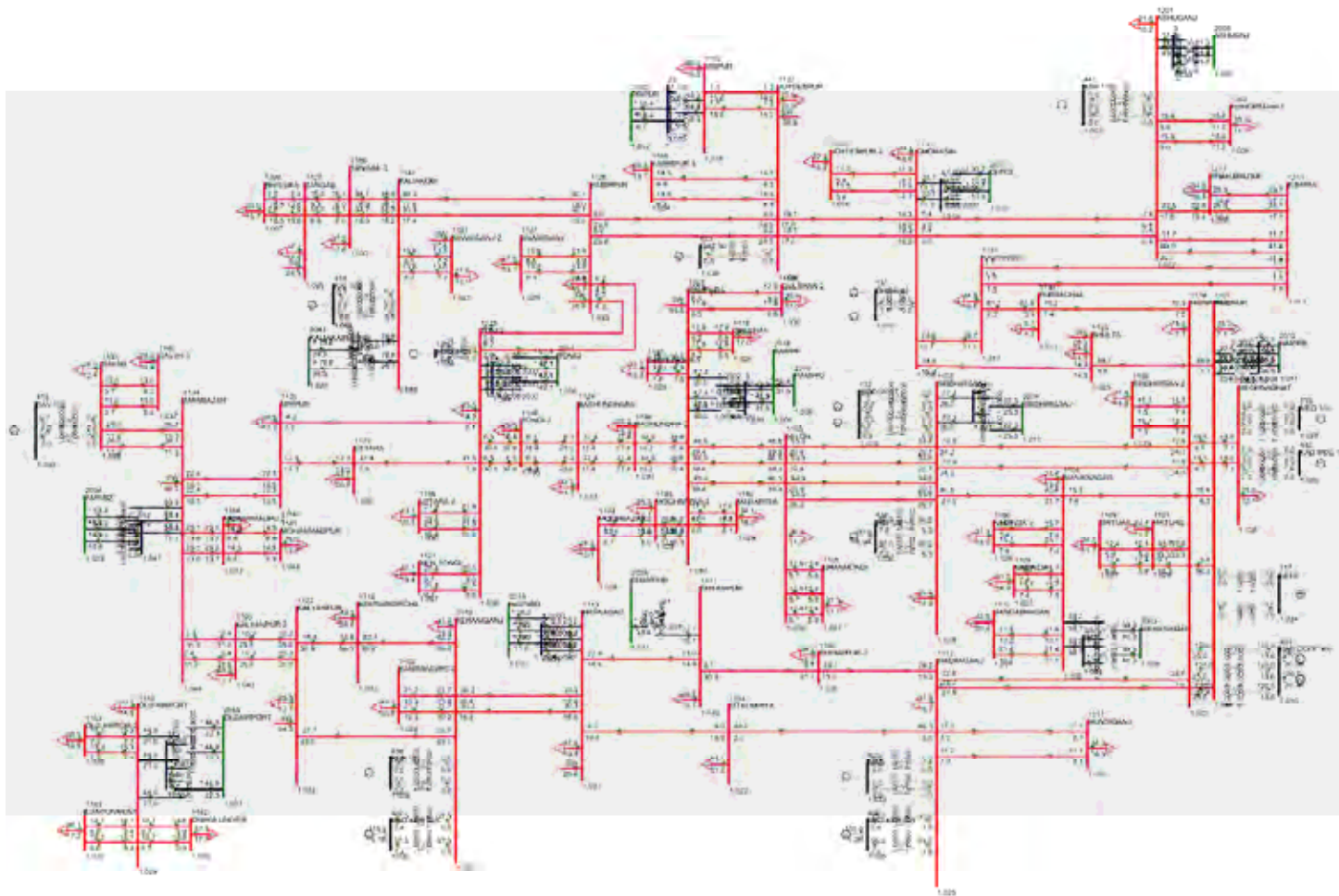
AP 図 9-13 230,400kV 潮流図(2015 年輕負荷)



出所：PSMP 調査団

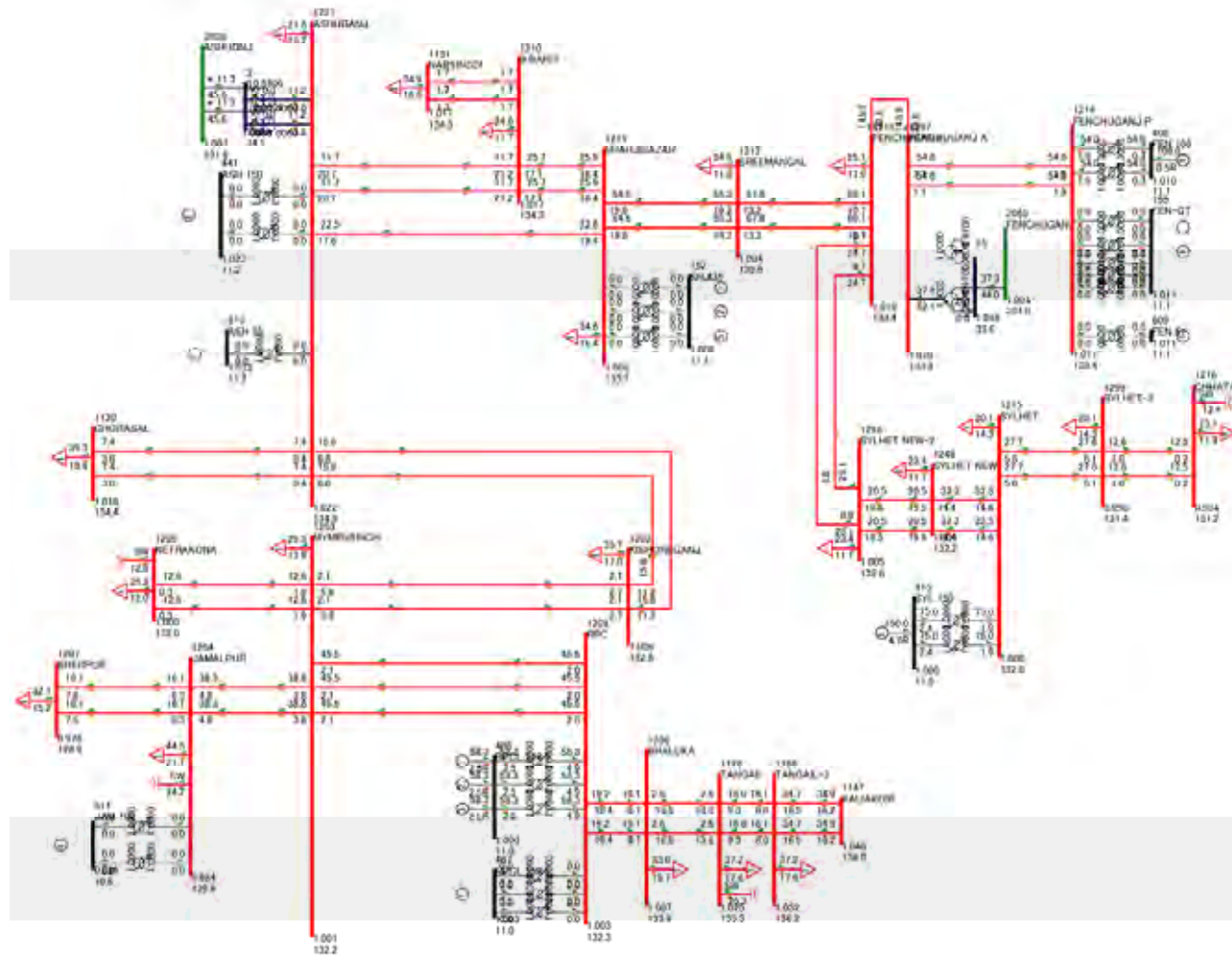
AP 図 9-14 132kV Southern 潮流图(2015 年轻负荷)





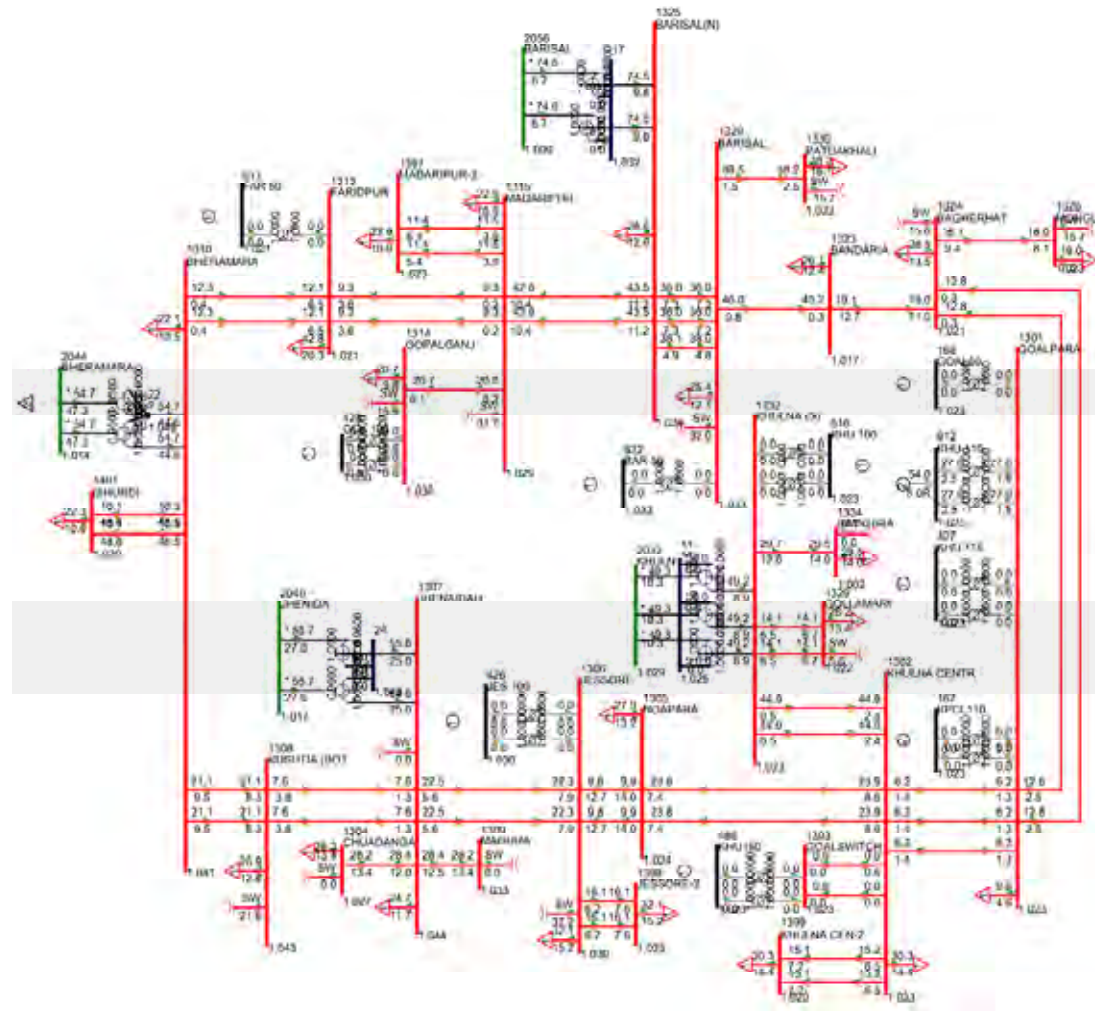
出所：PSMP 調査団

AP 図 9-15 132kVDhaka 潮流図(2015 年輕負荷)



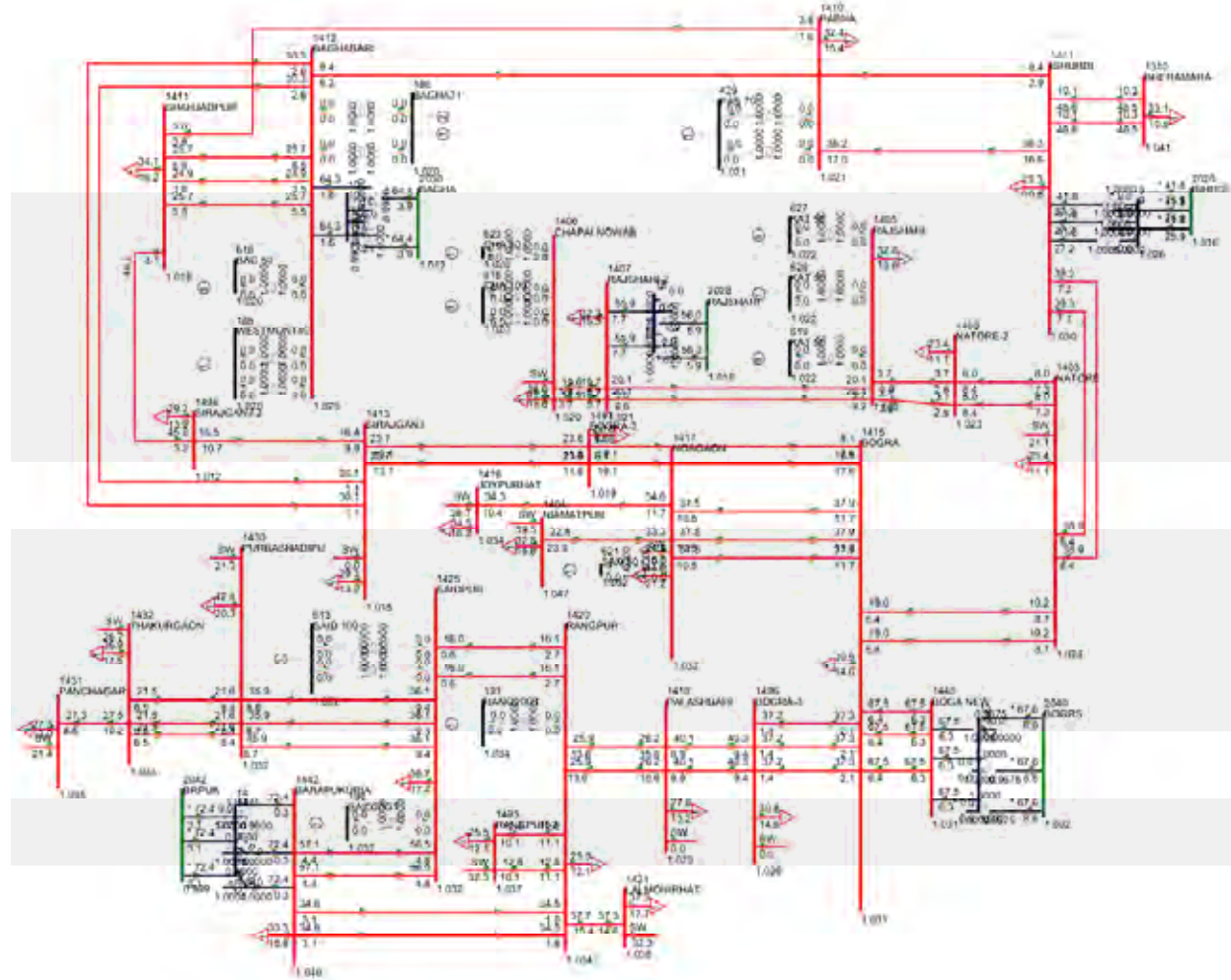
出所：PSMP 調査団

AP 図 9-16 132kV Central 潮流図(2015 年輕負荷)



出所：PSMP 調査団

AP 図 9-17 132kV Western 潮流图(2015 年轻負荷)



出所：PSMP 調査団

AP 図 9-18 132kNorthern 潮流図(2015 年輕負荷)



AP 表 9-6 2015 年までに必要な送電線

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2015	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
132kV	ABULKHAIR	BARAULIA			1	4
132kV	AGRABAD	KULSHI			2	14
132kV	AMINBAZAR	KALYANPUR-2			2	4
132kV	AGRABAD	MOHAMMADPU-2			2	5
132kV	AMINBAZAR	SAVAR			2	26
132kV	ASHUGANJ	B.BARIA			2	24
132kV	AMINBAZAR	KISHOREGANJ	2	104	2	104
132kV	ASHUGANJ	SHAHJIBAZAR	3	156	1	52
132kV	B.BARIA	SHAHJIBAZAR			2	80
132kV	BAGHABARI	SIRAJGANJ	2	84	2	84
132kV	BAGHERHAT	MONGLA	1	28	1	28
132kV	BAKULIA	BAKULIA-2			2	15.5
132kV	BANDARIA	BAGHERHAT	1	39	1	39
132kV	BARISAL	BANDARIA	1	50	1	50
132kV	BANDARIA	BARISAL(N)			3	12
132kV	BARISAL	PATUAKHALI	1	40	1	40
132kV	BAROIRHAT	FENI			2	118
132kV	BASHUNDHARA	BASHUNDHA-2			2	22
132kV	BAROIRHAT	TONGI	2	16		
132kV	BASHUNDHARA	TONGI-2			2	8
132kV	BHALUKA	RPC			2	80
132kV	BHERAMARA	FARIDPUR	2	240	2	240
132kV	BHALUKA	ISHURDI	2	20	2	20
132kV	BOGRA	BOGA NEW	2	2	3	3
132kV	BHALUKA	BOGRA-2			2	66
132kV	BOGRA	BOGRA-3			3	75
132kV	BHALUKA	NOAGAON	2	104	3	156
132kV	BOGRA	PALASHBARI	2	100		
132kV	CANTONMENT	OLD AIRPORT			2	12
132kV	CHANDPUR	CHANDPUR-2			2	61
132kV	CHANDRAGHONA	KAPTAI-2			1	8
132kV	CHANDPUR	MODUNAGHAT	1	31	1	31
132kV	CHANDRAGHONA	RANGAMATI			1	20
132kV	CHAPAI NOWAB	RAJSHAHI-2			2	88
132kV	CHHATAK	SYLHET-2			2	32.5
132kV	CHOUDDAGRAM	COMILLA (N)			2	80
132kV	CHHATAK	FENI-2			2	23.5
132kV	CHOWMUHANI	CHANDPUR	2	272		
132kV	CHHATAK	RAMGANJ			2	60
132kV	CHUADANGA	JHENAIDAH	1	39	1	39
132kV	COMILLA (N)	CHANDPUR	1	77		
132kV	CHUADANGA	CHOUDDAGRA-2			2	40

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2015	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
132kV	COMILLA (N)	COMILLA (S)	1	16	2	32
132kV	CHUADANGA	COMILLA (S-2)			2	16
132kV	COMILLA (N)	DAUDKANDI			2	60
132kV	CHUADANGA	HARIPUR	2	138		
132kV	COMILLA (S)	CHANDPUR	1	61		
132kV	CHUADANGA	CHANDPUR-2			2	61
132kV	DAUDKANDI	MEGHNAGHAT			2	24
132kV	DHAKA UNIVER	OLD AIRPORT			2	13
132kV	DOHAZARI	COX'S BAZAR	2	174	2	175
132kV	DHAKA UNIVER	DOHAZARI-2			2	32
132kV	FARIDPUR	MADARIPUR	2	132	2	132
132kV	FARIDPUR	FENCHUGANJ P	2	8		
132kV	FENCHUGANJ	SYLHET NEW-2			2	23
132kV	FENCHUGANJ P	FENCHUGANJ A			2	8
132kV	FENCHUGANJ	SYLHET	2	58		
132kV	FENI	CHOWMUHANI	2	64	2	64
132kV	FENCHUGANJ	COMILLA (N)	2	128		
132kV	FENI	FENI-2			2	23.5
132kV	GHORASAL	ASHUGANJ	2	100	2	100
132kV	FENI	BHULTA	1	14	1	14
132kV	GHORASAL	JOYDEBPUR	2	52	2	59
132kV	FENI	JOYDEBPUR-2			2	30
132kV	GHORASAL	NARSINGDI	1	14	1	14
132kV	GOALPARA	BAGHERHAT	1	43	2	86
132kV	GHORASAL	KHULNA CENTR	2	4	3	6
132kV	GOLLAMARI	KHULNA (S)	2	8.4	2	8.4
132kV	GOPALGANJ	MADARIPUR	1	46	1	46
132kV	HALISHAHAR	AGRABAD			2	13
132kV	GOPALGANJ	HALISHAHAR-2			1	7
132kV	HALISHAHAR	JULDA	1	7	1	7
132kV	GOPALGANJ	KULSHI	3	42		
132kV	HARIPUR	BHULTA	1	30	1	30
132kV	GOPALGANJ	MADANGANJ	1	13	1	13
132kV	HARIPUR	MANIKNAGAR	2	53.2	1	26
132kV	GOPALGANJ	MATUAIL	1	10		
132kV	HARIPUR	MATUAIL-2			1	5
132kV	GOPALGANJ	NARSINGDI	1	32		
132kV	HARIPUR	SHYAMPUR	1	32		
132kV	GOPALGANJ	SIDDHIRGANJ	2	4		
132kV	HARIPUR-2	MATUAIL-2			1	5
132kV	GOPALGANJ	SIDDHIRGAN-2			2	2
132kV	HASNABAD	KALYANPUR	1	21		
132kV	GOPALGANJ	KAMRANGIRCHA	1	11		
132kV	HASNABAD	KERANIGANJ			2	26

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2015	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
132kV	GOPALGANJ	SITALAKHYA	1	12	1	12
132kV	HATHAZARI	BARAULIA	2	20	2	20
132kV	GOPALGANJ	BAROIRHAT			2	60
132kV	HATHAZARI	FENI	2	178		
132kV	GOPALGANJ	MODUNAGHAT	2	18	2	18
132kV	ISHURDI	BAGHABARI			1	63
132kV	GOPALGANJ	NATORE	2	80	2	80
132kV	ISHURDI	PABNA	1	16	1	16
132kV	JAMALPUR	SHERPUR			2	60
132kV	JESSORE	JESSORE-2			2	60
132kV	JAMALPUR	JHENAIDAH	2	100	2	100
132kV	JHENAIDAH	KUSHTIA (BOT	2	90	2	90
132kV	JAMALPUR	MAGURA	1	26	1	26
132kV	JOYDEBPUR	KABIRPUR-2			2	15.5
132kV	JAMALPUR	SRIPUR			2	64
132kV	JOYPURHAT	NOAGAON	1	46	1	46
132kV	JULDA	SHAHMIRPUR	2	12	2	12
132kV	KABIRPUR	JOYDEBPUR	2	30	2	31
132kV	JULDA	KALIAKOIR			2	40
132kV	KABIRPUR	MANIKGANJ	2	63	2	63
132kV	JULDA	TANGAIL	2	99		
132kV	KALIAKOIR	MANIKGANJ-2			2	31.5
132kV	JULDA	TANGAIL-2			2	50
132kV	KALYANPUR	AMINBAZAR	2	8		
132kV	JULDA	KALYANPUR-2			2	4
132kV	KAMRANGIRCHA	KALYANPUR	1	12	1	12
132kV	JULDA	KERANIGANJ			1	4
132kV	KAPTAI	CHANDRAGHONA	1	8		
132kV	JULDA	HATHAZARI	2	78	2	78
132kV	KAPTAI	MODUNAGHAT	1	39		
132kV	KERANIGANJ	KALYANPUR			1	17
132kV	KAPTAI	KAMRANGIRC-2			2	4
132kV	KHULNA (S)	SATKHIRA	1	46	1	46
132kV	KHULNA CENTR	GOALSWITCH			2	5
132kV	KHULNA (S)	KHULNA (S)	2	18	2	18
132kV	KHULNA CENTR	KHULNA CEN-2			2	28
132kV	KHULNA (S)	NOAPARA	2	56	2	56
132kV	KISHOREGANJ	MYMENSINGH	2	118	2	117.8
132kV	KULSHI	ABULKHAIR			1	8.9
132kV	KISHOREGANJ	AGRABAD-2			2	7
132kV	KULSHI	BAKULIA	2	31		
132kV	KISHOREGANJ	BAKULIA-2			2	15.5
132kV	KULSHI	BARAULIA	2	26	1	13
132kV	KISHOREGANJ	HALISHAHAR-2			1	7

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2015	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
132kV	KULSHI	KULSHI-2			2	13
132kV	KUSHTIA (BOT	BHERAMARA	2	54	2	54
132kV	MADANGANJ	HARIPUR-2			1	13
132kV	KUSHTIA (BOT	MUNSIGANJ			2	40
132kV	MADANGANJ	SHYAMPUR-2			1	9.5
132kV	KUSHTIA (BOT	SITALAKHYA	1	10	1	10
132kV	MADARIPUR	BARISAL	2	124		
132kV	KUSHTIA (BOT	BARISAL(N)			2	116
132kV	MADARIPUR	MADARIPUR-2			2	58
132kV	MANIKNAGAR	BANGABHABAN	2	10	2	4
132kV	MADARIPUR	MATUAIL	1	24		
132kV	MANIKNAGAR	NARINDA	2	6	2	6
132kV	MADARIPUR	NARINDA-2			2	3
132kV	MATUAIL	MATUAIL-2			2	10
132kV	MEGHNAGHAT	HARIPUR-2			2	42
132kV	MIRPUR	AMINBAZAR	2	20	2	19
132kV	MEGHNAGHAT	TONGI	1	15	1	14.5
132kV	MIRPUR	UTTARA	1	13	1	13
132kV	MODUNAGHAT	KAPTAL-2			1	39
132kV	MIRPUR	KULSHI	2	26		
132kV	MODUNAGHAT	KULSHI-2			2	13
132kV	MIRPUR	SIKALBAHA	2	32	2	32
132kV	MOGHBAZAR	MOGHBAZAR-2			2	4.5
132kV	MIRPUR	RAMPURA	1	4.5		
132kV	MOGHBAZAR	ULLON	1	6		
132kV	MOHAMMADPUR	MOHAMMADPU-2			2	5
132kV	MYMENSINGH	JAMALPUR	2	110	2	109.8
132kV	MOHAMMADPUR	NETRAKONA	2	68	2	68
132kV	MYMENSINGH	RPC			3	12
132kV	NARSINGDI	B.BARIA			2	110
132kV	MYMENSINGH	PURBACHAL			1	1
132kV	NATORE	BOGRA	2	140	2	140
132kV	MYMENSINGH	NATORE-2			2	42
132kV	NATORE	RAJSHAHI	2	84		
132kV	NEW TONGI	TONGI	2	2	2	2
132kV	NIAMATPUR	NOAGAON	1	46	1	46
132kV	NOAPARA	JESSORE	2	56	2	56
132kV	OLD AIRPORT	OLD AIRPOR-2			2	6.5
132kV	PABNA	SHAHJADPUR	1	42	1	42
132kV	PALASHBARI	BOGRA-3			2	50
132kV	PABNA	RANGPUR	2	106	2	106
132kV	PANCHAGAR	THAKURGAON			1	45
132kV	PURBACHAL	HARIPUR-2			1	4.5
132kV	PURBASHADIPU	THAKURGAON	2	88	3	132

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2015	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
132kV	RAJSHAHI	CHAPAI NOWAB	2	108		
132kV	PURBASHADIPU	NATORE-2			2	42
132kV	RAJSHAHI	RAJSHAHI-2			2	20
132kV	RAMGANJ	CHANDPUR			2	90
132kV	RAMPURA	BASHUNDHA-2			2	22
132kV	RAMGANJ	BASHUNDHA-3			2	11
132kV	RAMPURA	BASHUNDHARA	2	22		
132kV	RAMGANJ	GULSHAN	2	6.6	2	6.6
132kV	RAMPURA	GULSHAN-2			2	3.3
132kV	RAMGANJ	MADARTEK			2	4
132kV	RAMPURA	MOGHBAZAR-2			2	4.5
132kV	RANGAMATI	KHAGRACHARI			1	60
132kV	RANGPUR	BARAPUKURIA	2	80	2	80
132kV	RANGAMATI	LALMONIRHAT	1	37	1	37
132kV	RANGPUR	RANGPUR-2			2	40
132kV	RANGAMATI	SAIDPUR	2	82	2	82
132kV	SAIDPUR	BARAPUKURIA	2	72	2	72
132kV	RANGAMATI	PURBASHADIPU	2	50	3	75
132kV	SAVAR	SAVAR-2			2	20
132kV	SHAHJADPUR	BAGHABARI	2	16	3	24
132kV	SAVAR	SIRAJGANJ	1	34		
132kV	SHAHJADPUR	SIRAJGANJ-2			1	17
132kV	SHAHJIBAZAR	SREEMANGAL	2	72	2	73
132kV	SHYAMPUR	HASNABAD	1	15	1	15
132kV	SHAHJIBAZAR	SHYAMPUR-2			1	9.5
132kV	SIDDHIRGANJ	HARIPUR-2			2	4
132kV	SHAHJIBAZAR	MANIKNAGAR			1	10
132kV	SIDDHIRGANJ	ULLON	2	32	4	64
132kV	SIKALBAHA	BAKULIA	2	8	2	8
132kV	SIDDHIRGANJ	DOHAZARI	2	64		
132kV	SIKALBAHA	DOHAZARI-2			2	32
132kV	SIDDHIRGANJ	JULDA	1	5	1	5
132kV	SIKALBAHA	SHAHMIRPUR	2	12	2	12
132kV	SIRAJGANJ	BOGRA	2	132		
132kV	SIKALBAHA	BOGRA-2			2	66
132kV	SIRAJGANJ	SIRAJGANJ-2			1	17
132kV	SREEMANGAL	FENCHUGANJ	2	98	2	98
132kV	SYLHET	CHHATAK	2	64		
132kV	SREEMANGAL	SYLHET NEW			2	20
132kV	SYLHET	SYLHET-2			2	32.5
132kV	SYLHET NEW	SYLHET NEW-2			2	23
132kV	TANGAIL	BHALUKA			2	120
132kV	SYLHET NEW	TANGAIL-2			2	50
132kV	TONGI	KABIRPUR	2	46	2	49

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2015	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
132kV	SYLHET NEW	TONGI-2			2	8
132kV	TONGI	UTTARA-2			2	7
132kV	ULLON	DHANMONDI	2	12	3	16.5
132kV	TONGI	RAMPURA	2	8	3	12
132kV	UTTARA	TONGI	1	7	1	7
132kV Total				6116.7		7384.8
230kV	AMINBZ	KALIAKAIR			2	76
230kV	AMINBZ	OLDAIRPORT			3	30
230kV	ASHUGNJ	GHRSL	2	88	2	88
230kV	ASHUGNJ	SRIPUR			2	140
230kV	ASHUGNJ	SRJGNJ	2	286		
230kV	BAGHA	SRJGNJ	2	76	2	76
230kV	BHERAMARA	JHENIDA			2	150
230kV	BHOLA	BARISAL			2	120
230kV	BIBIYANA	FENCHUGANJ			2	64
230kV	BOGRS	BRPUK	2	212	2	212
230kV	COMIN	ASHUGNJ	2	158	2	158
230kV	COMIN	BIBIYANA			2	320
230kV	COMIN	MEGH	2	116		
230kV	COMIN	MEGHNAGHAT			2	116
230kV	GHRSL	ISHRDI	2	356	2	356
230kV	GHRSL	RAMPR	2	100	2	100
230kV	GHRSL	TONGI	2	54	2	54
230kV	HARIPR	HARIPUR360	2	4.8	2	4.8
230kV	HARIPR	MEGH	2	24		
230kV	HARIPR	MEGHNAGHAT			2	24
230kV	HARIPR	RAMPR	2	56	2	56
230kV	HARIPR	SIDDHIRGANJ			1	2
230kV	HASNBD	AMINBZ	2	42	2	42
230kV	HASNBD	MEGH	2	52		
230kV	HASNBD	MEGHNAGHAT			1	26
230kV	HASNBD	SHAMPUR			1	10
230kV	HATHZR	COMIN	2	300	2	300
230kV	HATHZR	KULSHI			2	40
230kV	HATHZR	SIKALBAHA			2	50
230kV	ISHRDI	BAGHA	2	110	2	110
230kV	ISHRDI	BHERAMARA			2	20
230kV	ISHRDI	KHULN	2	370		
230kV	ISHRDI	RAJSHAHI			2	140
230kV	KHULN	JHENIDA			2	200
230kV	KHULN	MONGLA			2	80
230kV	MANIKNAGAR	SIDDHIRGANJ			2	20
230kV	MEGHNAGHAT	SHAMPUR			1	16
230kV	RAOZN	HATHZR	2	45	3	67.5

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2015	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
230kV	SIDDHIRGANJ	HARIPR			1	2
230kV	SIKALBAHA	ANOWARA			2	40
230kV	SRJGNJ	BOGRS	2	144	2	144
230kV	SRJGNJ	SRIPUR			2	146
230kV	TONGI	AMINBZ	2	51		
230kV	TONGI	KALIAKAIR			2	76
230kV Total				2644.8		3676.3
400kV	AMINBAZAR	MEGHNAGHAT			1	50
400kV	AMINBAZAR	ZAJIRA			1	56.25
400kV	KALIAKAIR	BIBIYANA			2	336
400kV	MEGHNAGHAT	AMINBAZAR			1	50
400kV	MEGHNAGHAT	ANOWARA			2	520
400kV	MONGLA	ZAJIRA			2	272
400kV	ZAJIRA	AMINBAZAR			1	56.25
400kV Total						1340.5

出所 ; PSMP 調査団

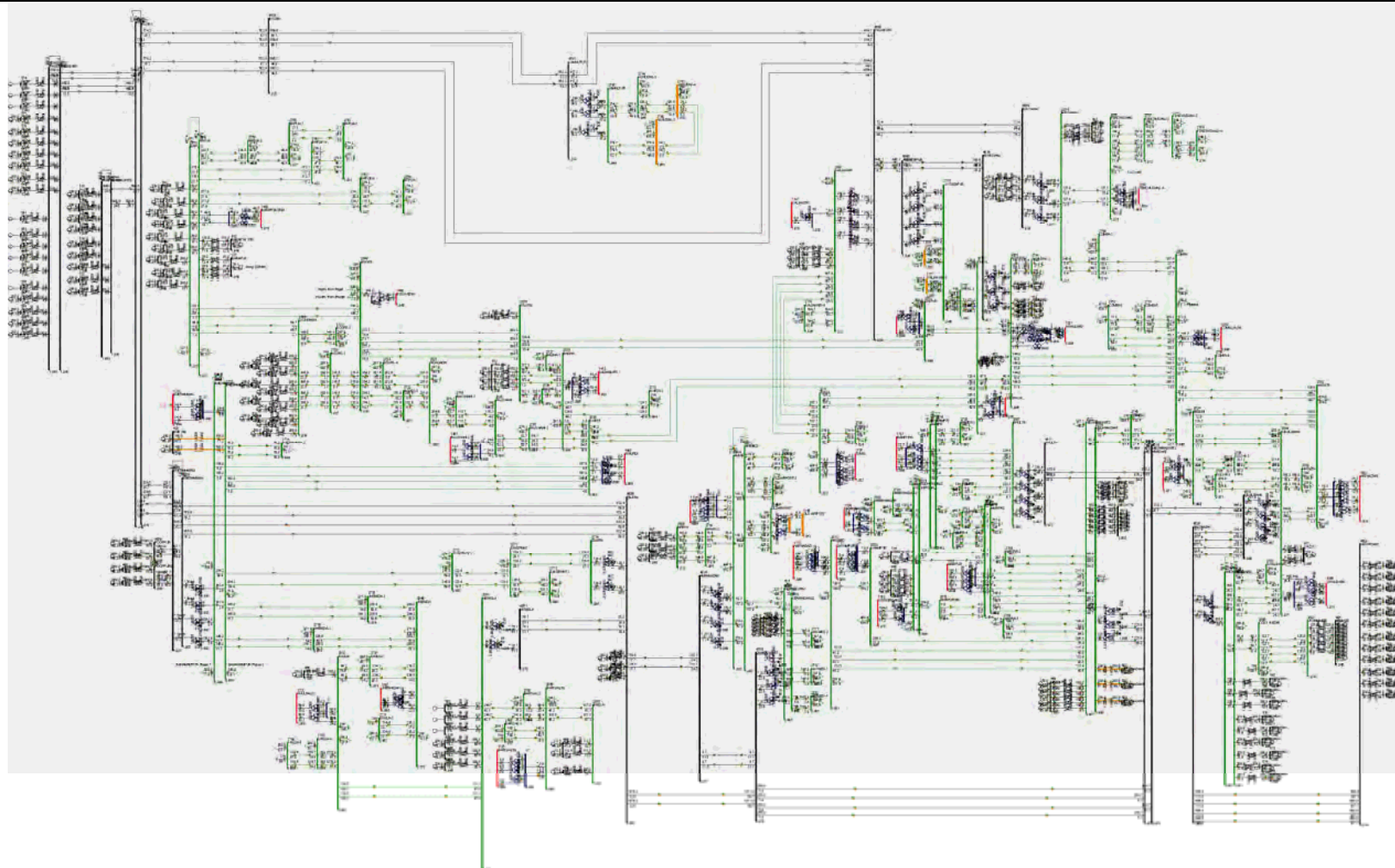
AP表 9-7 2015年までに必要な変電所

Voltage	East or West	Region	Name	Type
132/33kV	East	Southern	Dohazari	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Halishahar	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Agrabad	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Southern	Agrabad	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Southern	Kulsi	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Southern	Baroirhat, Ctg	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Feni	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Southern	Ramganj	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Comilla (S)-2	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Chouddagram	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Chouddagram	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Chandpur	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Rangamati	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Khagrachari	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Southern	Bakulia	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Southern	Daudkandi	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Siddhirganj	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Moghbarar	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Narinda	132/33kV(2x100MW, GIS)

132/33kV	East	Dhaka	Shyampur	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Hasnabad	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Kalyanpur	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Basundhara-2	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Basundhara-3	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Tongi	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Kabirpur	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Manikganj	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Tangail	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Joydebpur	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Uttara-2	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Cantonment	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Nabinagar(Md.pur)	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Nabinagar(Md.pur)	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	OldAirport	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	OldAirport	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	DhakaUniversity	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Kamrangirchar	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Madartek	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Gulshan-2	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Matuail	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Meghnaghat	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Savar	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Dhaka	Purbachal	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Munshiganj	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Dhaka	Sreepur	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Western	Khulna(C)	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Central	Bhaluka	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Central	Sherpur	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Central	Sylhet	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Central	Sylhet New	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	East	Central	Sylhet New	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	East	Central	Brahmanbaria	132/33kV(2x100MW, GIS)
132/33kV	West	Western	Jessore	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Western	Magura	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Western	Chuadanga	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Western	Madaripur	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Western	Barisal (N)	132/33kV(2x100MW, AIS)

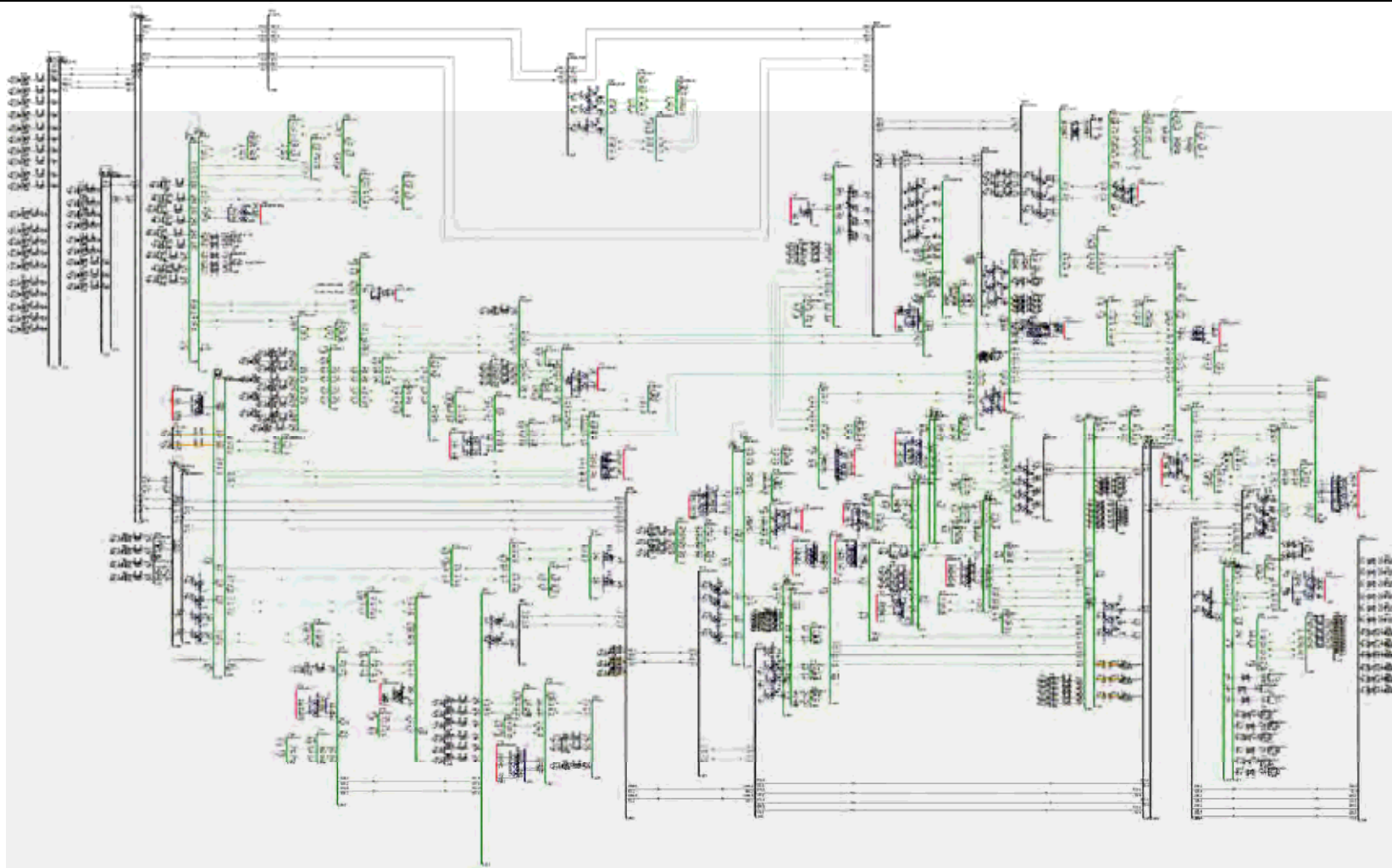
132/33kV	West	Northern	Natore	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Northern	Rajshahi New	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Northern	Sirajganj	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Northern	Bogra	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Northern	Bogra	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Northern	Rangpur	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Northern	Panchaghar	132/33kV(2x100MW, AIS)
132/33kV	West	Northern	Joypurhat	132/33kV(2x100MW, AIS)
230/132kV	East	Southern	KULSHI	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Southern	SIKALBAHA	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	KALIAKAIR	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Dhaka	OLDAIRPORT	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	SHAMPUR	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	SIDDHIRGANJ	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	SRIPUR	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	FENCHUGANJ	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	BARISAL	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	BHERAMARA	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	JHENIDA	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	RAJSHAHI	230/132kV(2x300MW, AIS)
400/230kV	East	Southern	ANOWARA	400/230kV(2x500MVA, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	AMINBAZAR	400/230kV(3x500MVA, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	KALIAKAIR	400/230kV(3x500MVA, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	MEGHNAGHAT	400/230kV(3x500MVA, AIS)
400/230kV	East	Central	BIBIYANA	400/230kV(1x500MVA, AIS)
400/230kV	West	Western	MONGLA	400/230kV(3x500MVA, AIS)

出所：PSMP 調査団



出所: PSMP 調査団

AP 図 9-19 400kV, 230kV 潮流図(2030 年東電源)



出所: PSMP 調査団

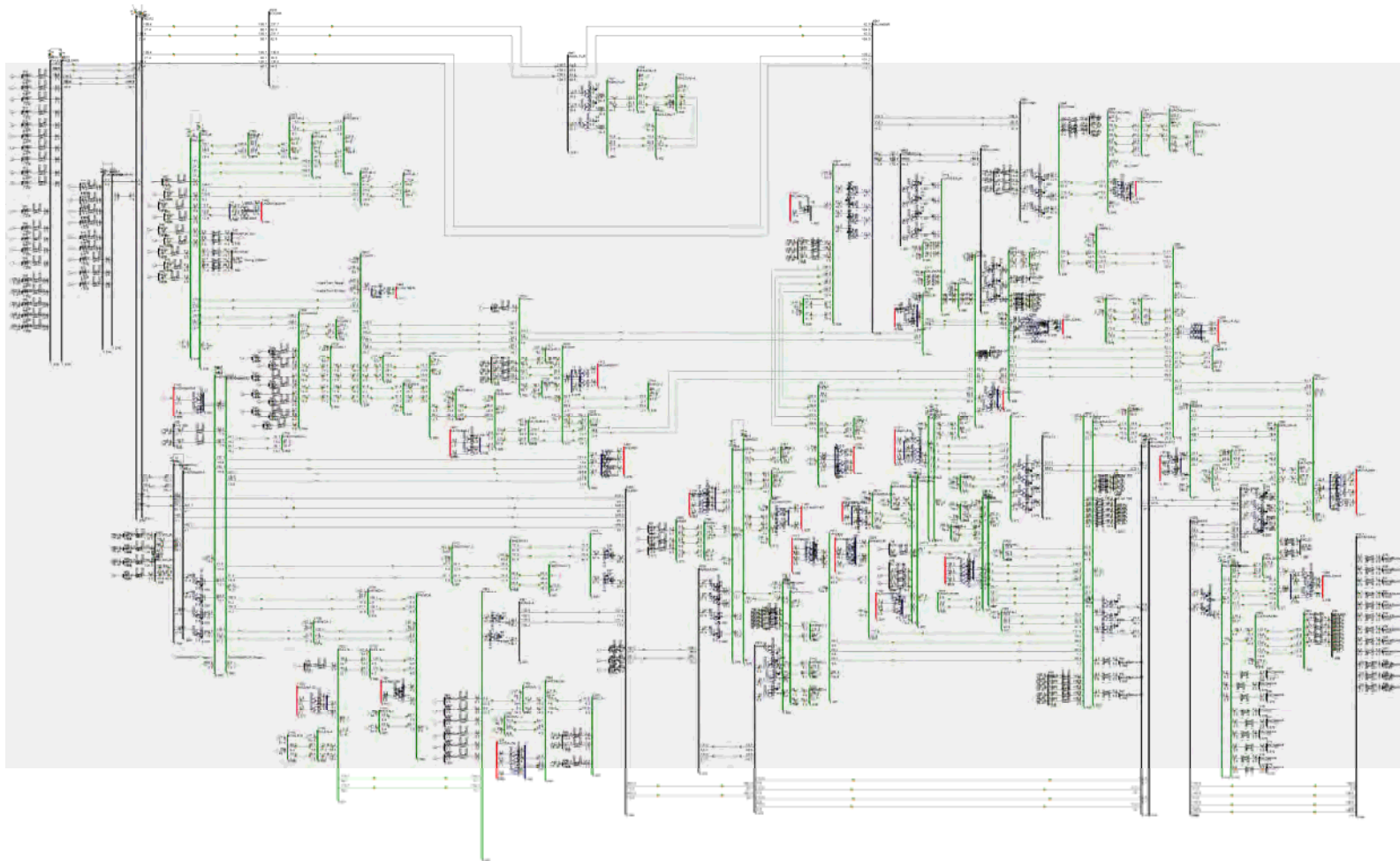
AP 図 9-20 400kV, 230kV 潮流図(2030 年西電源)

AP 表 9-8 2030年の短絡・地絡計算結果(kA)

Substation		I ^{'k}		Asym Ib		Substation		I ^{'k}		Asym Ib	
Name	Voltage	3PH	LG	3PH	LG	Name	Voltage	3PH	LG	3PH	LG
HATHZR	230kV	34.6	28.9	34.4	29.0	RAMPR-3	230kV	21.4	17.3	21.5	17.4
MANIKNAGAR	230kV	34.1	26.5	34.1	26.5	RAMPR-4	230kV	31.4	20.9	31.4	20.9
SIDDHIRGANJ	230kV	51.9	45.0	52.1	46.1	RAMPR-5	230kV	31.4	20.9	31.4	20.9
COMIN	230kV	36.5	26.4	36.4	26.4	ISHRDI-2	230kV	16.2	9.8	16.2	9.8
ASHUGNJ	230kV	44.0	38.4	43.4	39.8	BHERAMARA-2	230kV	41.9	30.0	42.0	30.0
SIKALBAHA	230kV	48.5	43.5	48.7	45.2	JHENIDA-2	230kV	24.4	20.8	24.4	20.8
GHRSL	230kV	34.5	28.7	33.2	28.9	JHENIDA-3	230kV	24.4	20.8	24.4	20.8
TONGI	230kV	27.9	23.7	27.7	23.8	KHULN-2	230kV	11.3	9.9	11.3	9.9
HARIPR	230kV	56.1	49.5	57.1	50.7	KHULN-3	230kV	18.5	15.9	18.5	16.0
HASNBD	230kV	33.7	27.5	33.6	27.6	KHULN-4	230kV	16.9	12.3	16.8	12.3
MEGHNAGHAT	230kV	54.3	43.2	55.3	46.0	KHULN-5	230kV	13.8	9.3	13.8	9.3
HARIPUR360	230kV	47.3	40.7	47.1	40.8	ASHUGNJ-2	230kV	13.3	7.8	13.3	7.8
RAMPR	230kV	21.5	18.0	21.6	18.4	ASHUGNJ-3	230kV	8.7	4.9	8.7	4.9
ISHRDI	230kV	48.0	37.9	48.1	38.1	ASHUGNJ-4	230kV	8.7	4.9	8.7	4.9
KULSHI	230kV	42.5	36.3	41.9	36.4	ASHUGNJ-5	230kV	9.9	5.6	9.9	5.6
ANOWARA	230kV	48.7	40.4	51.9	46.4	JAMALPUR	230kV	16.9	10.7	17.1	11.1
RAJSHAHI	230kV	19.3	13.9	19.1	14.0	COMIN-2	230kV	34.9	22.0	34.9	22.0
SHAMPUR	230kV	28.9	23.8	28.9	23.9	COMIN-3	230kV	15.8	9.3	15.8	9.3
BAGHA	230kV	29.3	21.0	29.1	21.1	COMIN-4	230kV	14.9	8.6	14.9	8.6
KHULN	230kV	21.8	18.3	21.5	18.4	COMIN-5	230kV	23.7	14.9	23.7	14.9
AMINBZ	230kV	37.1	33.1	37.0	33.8	COMIN-6	230kV	13.4	7.6	13.4	7.6
SRJGNJ	230kV	34.3	24.4	33.6	24.9	GHRSL-2	230kV	29.2	21.6	28.9	21.7
BOGRS	230kV	37.3	25.0	37.3	25.0	RAJSHAHI-2	230kV	18.6	11.6	18.6	11.6
BRPUK	230kV	40.0	33.2	43.8	42.5	RAJSHAHI-3	230kV	23.4	15.1	23.3	15.1
BHERAMARA	230kV	53.1	42.4	54.4	43.9	MAWA-2	230kV	25.1	18.3	24.2	18.4
OLDAIRPORT	230kV	27.5	23.5	27.4	23.5	BRPUK-2	230kV	14.6	8.6	14.6	8.6
KALIAKAIR	230kV	31.7	26.3	32.1	27.6	BRPUK-3	230kV	12.7	7.3	12.7	7.3
JHENIDA	230kV	24.7	22.0	24.6	22.0	BRPUK-4	230kV	18.2	11.2	18.2	11.2
MONGLA	230kV	30.0	24.4	30.4	28.0	BRPUK-5	230kV	13.7	8.0	13.7	8.0
SRIPUR	230kV	19.4	14.5	19.4	14.5	BRPUK-6	230kV	15.3	9.1	15.4	9.1
BIBIYANA	230kV	22.1	18.1	22.7	19.6	BRPUK-7	230kV	9.8	5.5	9.8	5.5
BHOLA	230kV	8.5	7.2	8.9	8.4	BARISAL-2	230kV	13.2	9.5	13.1	9.5
BARISAL(N)	230kV	9.6	9.4	9.4	9.5	BARISAL-3	230kV	6.1	4.5	6.1	4.5
FENCHUGANJ	230kV	14.3	11.4	14.2	11.5	FENCHUGANJ-2	230kV	12.3	9.2	12.3	9.2
COXS BAZAR	230kV	11.7	7.0	11.6	7.0	FENCHUGANJ-3	230kV	9.7	6.6	9.7	6.6
NOAGAON	230kV	23.4	14.2	23.4	14.2	FENCHUGANJ-4	230kV	8.0	5.1	8.0	5.1
KERANIGANJ	230kV	37.1	29.8	38.4	32.6	TAKERHAT	230kV	15.2	7.9	15.2	7.9
BHULTA	230kV	22.4	18.5	22.6	19.1	TAKERHAT-2	230kV	13.5	7.2	13.5	7.2
DIGHIPARA	230kV	42.1	31.8	43.3	39.2	TAKERHAT-3	230kV	11.7	6.1	11.7	6.1
MAWA	230kV	22.3	16.1	21.4	17.2	ZAJIRA	230kV	19.9	10.4	20.5	10.9
AMINBZ2	230kV	37.1	33.1	37.0	33.8	KERANIGANJ2	230kV	37.1	29.8	38.4	32.6

Substation		I ¹ k		Asym Ib		Substation		I ¹ k		Asym Ib	
Name	Voltage	3PH	LG	3PH	LG	Name	Voltage	3PH	LG	3PH	LG
MEGHNAGHAT2	230kV	55.0	47.4	56.9	50.3	ANOWARA2	230kV	48.7	40.4	51.9	46.4
HARIPR2	230kV	56.1	49.5	57.1	50.7	BHERAMARA2	230kV	53.1	42.4	54.4	43.9
SIDDHIRGANJ2	230kV	51.9	45.0	52.1	46.1	BRPUK2	230kV	40.0	33.2	43.8	42.5
RAMPR2	230kV	21.5	18.0	21.6	18.4	MEGHNAGHAT	400kV	36.7	29.0	38.8	29.9
MYANMMER	230kV	9.1	7.1	10.3	9.0	ANOWARA	400kV	28.1	23.1	32.0	25.1
TONGI-2	230kV	20.3	14.5	20.3	14.5	AMINBAZAR	400kV	31.3	24.7	32.1	25.2
TONGI-3	230kV	24.7	17.6	24.7	17.6	KALIAKAIR	400kV	26.4	22.7	26.9	23.3
HATHZR-2	230kV	30.2	21.0	30.1	21.0	MONGLA	400kV	16.4	10.6	17.0	10.8
SIKALBAHA-2	230kV	32.7	22.5	32.3	22.5	BIBIYANA	400kV	14.4	12.0	14.8	13.0
KULSHI-2	230kV	40.6	32.4	40.1	32.5	ZAJIRA	400kV	38.9	30.8	40.0	31.7
KULSHI-3	230kV	43.2	36.4	42.5	36.5	PKDP	400kV	46.6	42.1	52.5	47.8
HARIPR-2	230kV	40.9	28.6	40.8	28.6	ROOPPUR	400kV	47.8	29.4	42.6	31.2
HARIPR-3	230kV	41.3	30.4	41.1	30.4	MATARBARI	400kV	26.4	23.5	30.8	29.5
HASNBD-2	230kV	29.9	21.6	29.9	21.6	SIKALBAHA	400kV	28.0	22.4	31.1	23.8
HASNBD-3	230kV	29.9	21.6	29.9	21.6	BHULTA	400kV	24.6	19.8	25.0	20.1
HASNBD-4	230kV	29.9	21.6	29.9	21.6	MEGHNAGHAT2	400kV	36.7	29.0	38.8	29.9
OLDAIRPORT-2	230kV	31.6	26.3	31.3	26.3	PKDP2	400kV	46.6	42.1	52.5	47.8
JOYDEBPUR	230kV	29.0	21.4	29.3	21.9	ROOPPUR2	400kV	47.8	29.4	42.6	31.2
KALIAKAIR-2	230kV	15.9	9.8	15.9	9.8	KHARASPIR	400kV	40.5	35.5	44.2	39.1
KALIAKAIR-3	230kV	15.9	9.8	15.9	9.8	PHULBARI	400kV	45.6	42.0	52.5	51.9
KALIAKAIR-4	230kV	19.8	13.3	19.8	13.3	PHULBARI2	400kV	45.6	42.0	52.5	51.9
BOGRS-3	230kV	35.4	23.4	34.9	23.4	BHERAMARA	400kV	49.6	31.6	45.7	33.3
BOGRS-5	230kV	23.7	14.3	23.7	14.3	BOGRA	400kV	27.6	21.4	28.0	21.5
BOGRS-2	230kV	17.3	10.2	17.3	10.2	DHAKA WEST	400kV	37.7	30.4	39.4	31.4
BOGRS-4	230kV	23.7	14.3	23.7	14.3	ASHUGANJ	400kV	21.0	16.3	21.6	16.7
BAGHA-2	230kV	21.4	13.4	21.4	13.4	JOYDEBPUR	400kV	23.7	20.0	24.2	20.6
BAGHA-3	230kV	21.4	13.4	21.4	13.4	JAMALPUR	400kV	20.2	16.7	20.4	16.9
MANIKNAGAR-2	230kV	41.2	31.2	41.0	31.2	BHERAMARA2	400kV	49.6	31.6	45.7	33.3
RAMPR-2	230kV	14.0	9.6	13.9	9.6	KHARASPIR2	400kV	40.5	35.5	44.2	39.1

出所：PSMP 調査団



出所：PSMP 調査団

AP 図 9-21 230,400kV 潮流図(2030 年輕負荷)

AP 表 9-9 2030 年までに必要な送電線

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2030	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
230kV	AMINBZ	KERANIGANJ			2	42
230kV	AMINBZ	MAWA-2			2	40
230kV	AMINBZ	OLDAIRPORT			1	10
230kV	AMINBZ	OLDAIRPORT-2			3	15
230kV	AMINBZ	TONGI-3			2	27
230kV	ANOWARA	COXS BAZAR			1	95
230kV	ANOWARA	SIKALBAHA-2			2	20
230kV	ASHUGNJ	ASHUGNJ-2			2	104
230kV	ASHUGNJ	GHRSL	2	88	2	88
230kV	ASHUGNJ	SRIPUR			2	140
230kV	ASHUGNJ	SRJGNJ	2	286		
230kV	ASHUGNJ-3	ASHUGNJ-4			2	109.8
230kV	ASHUGNJ-3	JAMALPUR			2	177.8
230kV	ASHUGNJ-4	ASHUGNJ-5			2	68
230kV	ASHUGNJ-5	JAMALPUR			2	109.8
230kV	BAGHA	BAGHA-2			1	19
230kV	BAGHA	BAGHA-3			1	19
230kV	BAGHA	ISHRDI-2			2	55
230kV	BAGHA	SRJGNJ	2	76	2	76
230kV	BARISAL(N)	BARISAL-2			2	117
230kV	BARISAL(N)	BARISAL-3			2	117
230kV	BHERAMARA	JHENIDA-3			2	75
230kV	BHERAMARA	TAKERHAT-2			1	120
230kV	BHERAMARA-2	BHERAMARA			2	10
230kV	BHOLA	BARISAL(N)			2	120
230kV	BHULTA	RAMPR-3			2	4
230kV	BIBIYANA	COMIN-3			2	160
230kV	BIBIYANA	FENCHUGANJ			2	64
230kV	BOGRS	BOGRS-3			4	135
230kV	BOGRS	BOGRS-4			2	52
230kV	BOGRS	BOGRS-5			2	52
230kV	BOGRS	BRPUK	2	212	2	212
230kV	BRPUK	BRPUK-2			2	122
230kV	BRPUK	BRPUK-6			2	80

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2030	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
230kV	BRPUK-2	BRPUK-3			2	88
230kV	BRPUK-3	BRPUK-5			2	72
230kV	BRPUK-4	BRPUK			2	72
230kV	BRPUK-4	BRPUK-5			2	72
230kV	BRPUK-6	BRPUK-7			2	74
230kV	COMIN	ASHUGNJ	2	158	4	316
230kV	COMIN	COMIN-2			2	58
230kV	COMIN	COMIN-3			2	160
230kV	COMIN	COMIN-4			2	79
230kV	COMIN	COMIN-5			2	32
230kV	COMIN	COMIN-6			2	240
230kV	COMIN	MEGH	2	116		
230kV	COMIN-5	COMIN-6			2	122
230kV	COXS BAZAR	ANOWARA			1	95
230kV	COXS BAZAR	MYANMMER			4	760
230kV	DIGHIPARA	BOGRS-2			2	67.5
230kV	DIGHIPARA	BOGRS-3			4	135
230kV	DIGHIPARA	BRPUK			2	101.25
230kV	FENCHUGANJ	FENCHUGANJ-2			4	87.332
230kV	FENCHUGANJ-2	FENCHUGANJ-3			2	43.666
230kV	FENCHUGANJ-3	FENCHUGANJ-4			2	43.666
230kV	GHRSL	GHRSL-2			2	29.5
230kV	GHRSL	ISHRDI	2	356	2	356
230kV	GHRSL	RAMPR	2	100		
230kV	GHRSL	TONGI	2	54	2	54
230kV	HARIPR	HARIPUR360	2	4.8	2	4.8
230kV	HARIPR	MEGH	2	24		
230kV	HARIPR	MEGHNAGHAT			3	36
230kV	HARIPR	RAMPR	2	56		
230kV	HARIPR	RAMPR-4			2	28
230kV	HARIPR	RAMPR-5			2	28
230kV	HARIPR	SIDDHIRGANJ			1	2
230kV	HASNBD	AMINBZ	2	42		
230kV	HASNBD	MEGH	2	52		
230kV	HASNBD	MEGHNAGHAT			3	78
230kV	HASNBD	SHAMPUR			1	10

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2030	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
230kV	HASNBD-4	KERANIGANJ			2	13
230kV	HATHZR	COMIN	2	300	2	300
230kV	HATHZR	KULSHI			2	40
230kV	HATHZR	SIKALBAHA			2	50
230kV	ISHRDI	BAGHA	2	110	2	110
230kV	ISHRDI	BHERAMARA			4	40
230kV	ISHRDI	KHULN	2	370		
230kV	ISHRDI	RAJSHAHI-3			2	70
230kV	JHENIDA	JHENIDA-2			2	75
230kV	JHENIDA	JHENIDA-3			2	75
230kV	JHENIDA	KHULN-2			2	95
230kV	JHENIDA	KHULN-3			2	95
230kV	JHENIDA-2	BHERAMARA			2	75
230kV	JOYDEBPUR	GHRSL-2			2	29.5
230kV	JOYDEBPUR	KALIAKAIR-2			2	56.25
230kV	JOYDEBPUR	KALIAKAIR-3			2	56.25
230kV	KALIAKAIR	KALIAKAIR-4			2	38
230kV	KERANIGANJ	HASNBD-2			2	13
230kV	KERANIGANJ	HASNBD-3			2	13
230kV	KHULN	KHULN-3			2	95
230kV	KHULN	KHULN-4			2	26.666
230kV	KHULN	MONGLA			2	80
230kV	KHULN-4	KHULN-5			2	26.666
230kV	KULSHI	KULSHI-3			2	8
230kV	MANIKNAGAR	SIDDHIRGANJ			2	20
230kV	MAWA	MAWA-2			4	80
230kV	MEGHNAGHAT	COMIN-2			2	58
230kV	MEGHNAGHAT	HARIPR			3	36
230kV	MEGHNAGHAT	HARIPR-2			2	12
230kV	MEGHNAGHAT	HARIPR-3			2	12
230kV	MONGLA	BARISAL-2			2	117
230kV	NOAGAON	BOGRS-4			2	52
230kV	NOAGAON	BOGRS-5			2	52
230kV	NOAGAON	RAJSHAHI-2			2	70.876
230kV	OLDAIRPORT	AMINBZ			2	20
230kV	RAJSHAHI	RAJSHAHI-2			2	70.876

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2030	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
230kV	RAJSHAHI	RAJSHAHI-3			2	70
230kV	RAMPR	BHULTA			4	16
230kV	RAMPR	RAMPR-2			2	50
230kV	RAOZN	HATHZR	2	45		
230kV	SHAMPUR	MEGHNAGHAT			1	16
230kV	SIDDHIRGANJ	HARIPR			1	2
230kV	SIDDHIRGANJ	MANIKNAGAR-2			2	10
230kV	SIKALBAHA	ANOWARA			4	80
230kV	SIKALBAHA	HATHZR-2			2	25
230kV	SIKALBAHA	KULSHI			2	16
230kV	SIKALBAHA	KULSHI-2			2	8
230kV	SIKALBAHA	KULSHI-3			2	8
230kV	SRJGNJ	BAGHA-2			1	19
230kV	SRJGNJ	BAGHA-3			1	19
230kV	SRJGNJ	BOGRS	2	144	4	288
230kV	SRJGNJ	SRIPUR			2	146
230kV	TAKERHAT	TAKERHAT-2			2	101.25
230kV	TAKERHAT	TAKERHAT-3			2	38.25
230kV	TAKERHAT	ZAJIRA			2	67.5
230kV	TAKERHAT-2	BHERAMARA			1	120
230kV	TONGI	AMINBZ	2	51		
230kV	TONGI	KALIAKAIR			4	152
230kV	TONGI	TONGI-2			2	27
230kV Total				2644.8		9360.198
400kV	AMINBAZAR	DHAKA WEST			2	67.5
400kV	AMINBAZAR	ZAJIRA			2	112.5
400kV	ANOWARA	MATARBARI			4	180
400kV	ANOWARA	SIKALBAHA			4	80
400kV	ASHUGANJ	JOYDEBPUR			2	56.25
400kV	BHULTA	MEGHNAGHAT			1	25.875
400kV	BOGRA	JAMALPUR			2	130.5
400kV	KALIAKAIR	BIBIYANA			2	336
400kV	KALIAKAIR	BOGRA			2	270
400kV	KALIAKAIR	JAMALPUR			2	162
400kV	KALIAKAIR	JOYDEBPUR			2	56.25
400kV	MEGHNAGHAT	BHULTA			1	25.875

Voltage	From Substation	To Substation	2010		2030	
			cct.	Length (km)	cct.	Length (km)
400kV	MEGHNAGHAT	DHAKA WEST			4	99
400kV	MEGHNAGHAT	SIKALBAHA			1	240
400kV	MONGLA	ZAJIRA			2	272
400kV	PKDP	BHERAMARA			4	810
400kV	PKDP	BOGRA			4	450
400kV	PKDP	KHARASPIR			2	20
400kV	PKDP	PHULBARI			4	40
400kV	ROOPPUR	BHERAMARA			4	49.5
400kV	SIKALBAHA	MEGHNAGHAT			1	240
400kV	ZAJIRA	BHERAMARA			4	675
400kV	ZAJIRA	DHAKA WEST			2	81
400kV Total						4479.25

出所：PSMP 調査団

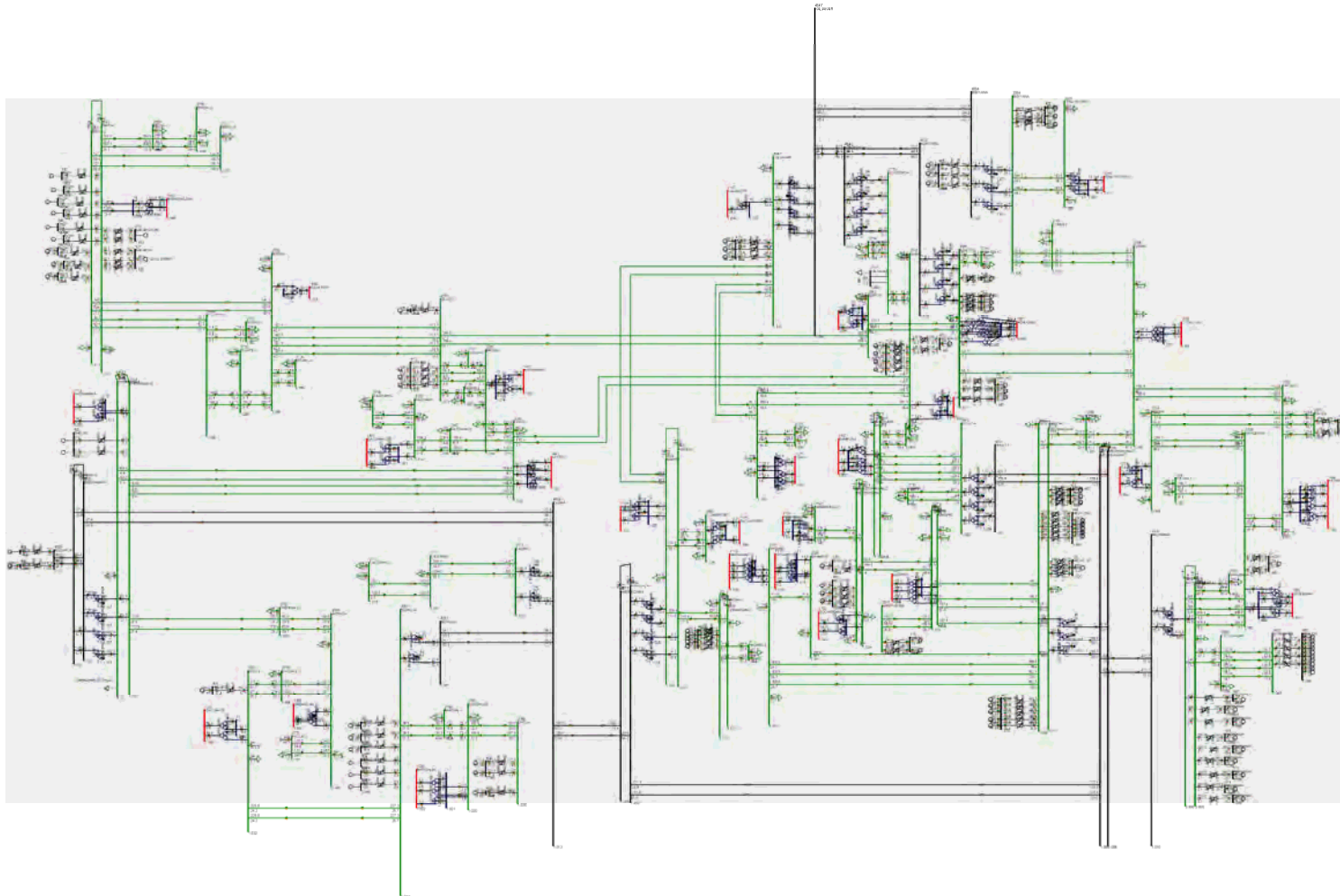
AP 表 9-10 2030 年までに必要な変電所

Voltage	East or West	Area	New Substation	Type
230/132kV	East	Southern	HATHZR-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Southern	COMIN-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Southern	COMIN-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Southern	COMIN-4	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Southern	COMIN-5	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Southern	COMIN-6	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Southern	COMIN-7	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Southern	COMIN-8	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Southern	SIKALBAHA	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Southern	ANOWARA	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Southern	Cox's bazar	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Southern	KULSHI	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Southern	KULSHI-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	MANIKNAGAR	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	MANIKNAGAR-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	GHRSL-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	TONGI-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	TONGI-3	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	HARIPR-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	HARIPR-3	230/132kV(2x500MW, GIS)

Voltage	East or West	Area	New Substation	Type
230/132kV	East	Dhaka	HARIPR-4	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	HASNBD-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	HASNBD-4	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	RAMPR-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	RAMPR-3	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	RAMPR-4	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	RAMPR-5	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	SHAMPUR	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	AMINBZ-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	AMINBZ-3	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	OLDAIRPORT	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	OLDAIRPORT-2	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	KALIAKAIR	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	KALIAKAIR-3	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	KALIAKAIR-4	230/132kV(2x500MW, GIS)
230/132kV	East	Dhaka	SRIPUR	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	ASHUGNJ-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	ASHUGNJ-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	ASHUGNJ-4	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	ASHUGNJ-5	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	ASHUGNJ-6	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	ASHUGNJ-7	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	FENCHUGANJ	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	FENCHUGANJ-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	FENCHUGANJ-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	FENCHUGANJ-4	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	East	Central	FENCHUGANJ-5	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	KHULN-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	KHULN-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	BHERAMARA	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	BHERAMARA-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	JHENIDA	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	JHENIDA-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	JHENIDA-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	BARISAL	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	BARISAL-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	BARISAL-3	230/132kV(2x300MW, AIS)

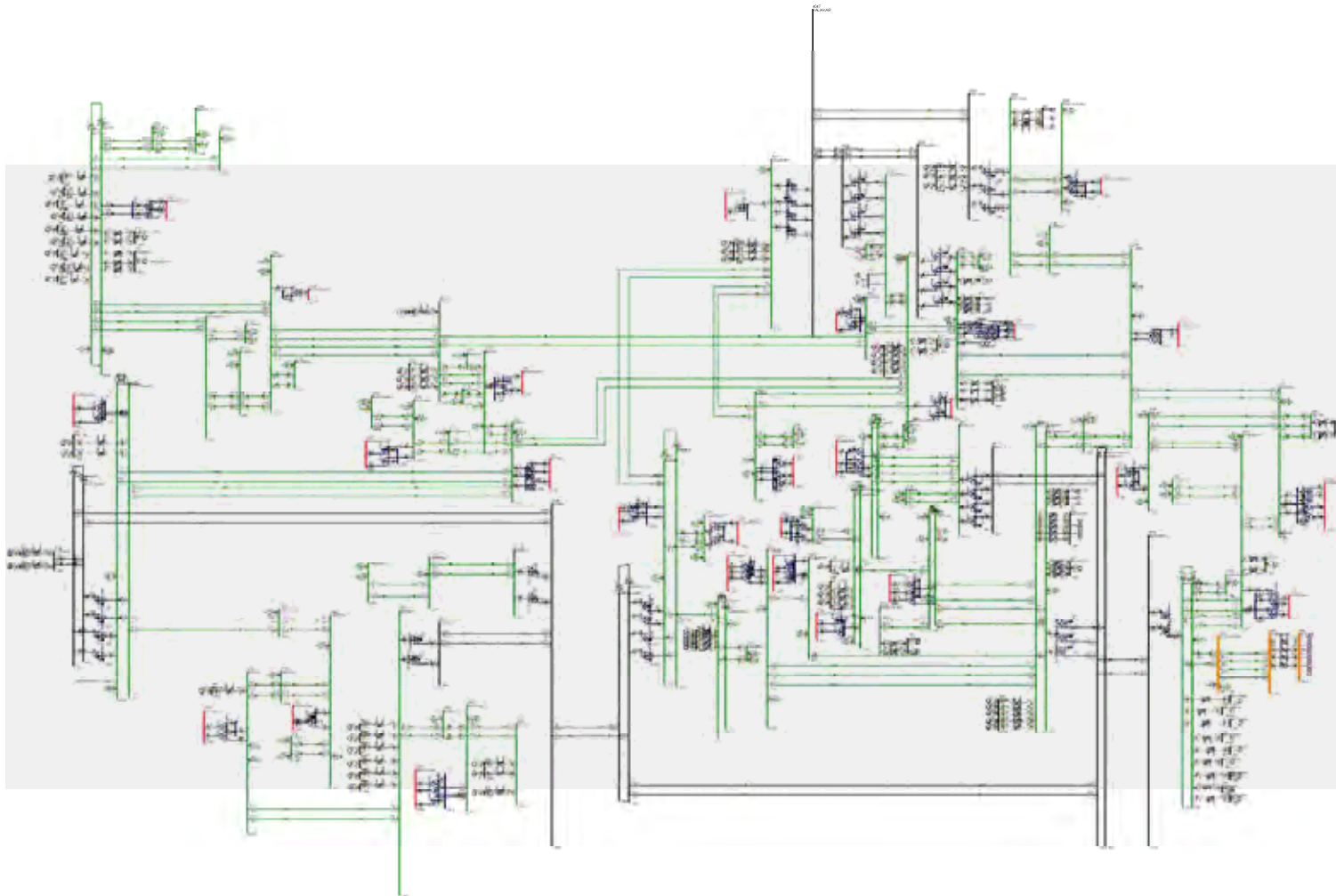
Voltage	East or West	Area	New Substation	Type
230/132kV	West	Western	ZAJIRA	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	ZAJIRA-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Western	ZAJIRA-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	ISHRDI-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	RAJSHAHI	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	RAJSHAHI-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	RAJSHAHI-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BAGHA-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BAGHA-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BOGRS-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BOGRS-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BOGRS-4	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BOGRS-5	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BOGRS-6	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BOGRS-7	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BOGRS(NOAGAON)	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BRPUK-2	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BRPUK-3	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BRPUK-5	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BRPUK-6	230/132kV(2x300MW, AIS)
230/132kV	West	Northern	BRPUK-7	230/132kV(2x300MW, AIS)
400/230kV	East	Southern	ANOWARA	400/230kV(2x500MW, AIS)
400/230kV	East	Southern	SIKALBAHA	400/230kV(4x500MW, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	AMINBAZAR	400/230kV(4x500MW, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	DHAKA WEST	400/230kV(3x500MW, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	MEGHNAGHAT2	400/230kV(3x500MW, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	BHULTA	400/230kV(4x500MW, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	KALIAKAIR	400/230kV(4x500MW, AIS)
400/230kV	East	Dhaka	JOYDEBPUR	400/230kV(4x500MW, AIS)
400/230kV	East	Central	JAMALPUR	400/230kV(3x500MW, AIS)
400/230kV	East	Central	BIBIYANA	400/230kV(3x500MW, AIS)
400/230kV	East	Central	ASHUGANJ	400/230kV(3x500MW, AIS)
400/230kV	West	Western	ZAJIRA	400/230kV(2x500MW, AIS)
400/230kV	West	Western	MONGLA	400/230kV(2x500MW, AIS)
400/230kV	West	Western	BHERAMARA	400/230kV(4x500MW, AIS)

出所：PSMP 調査団



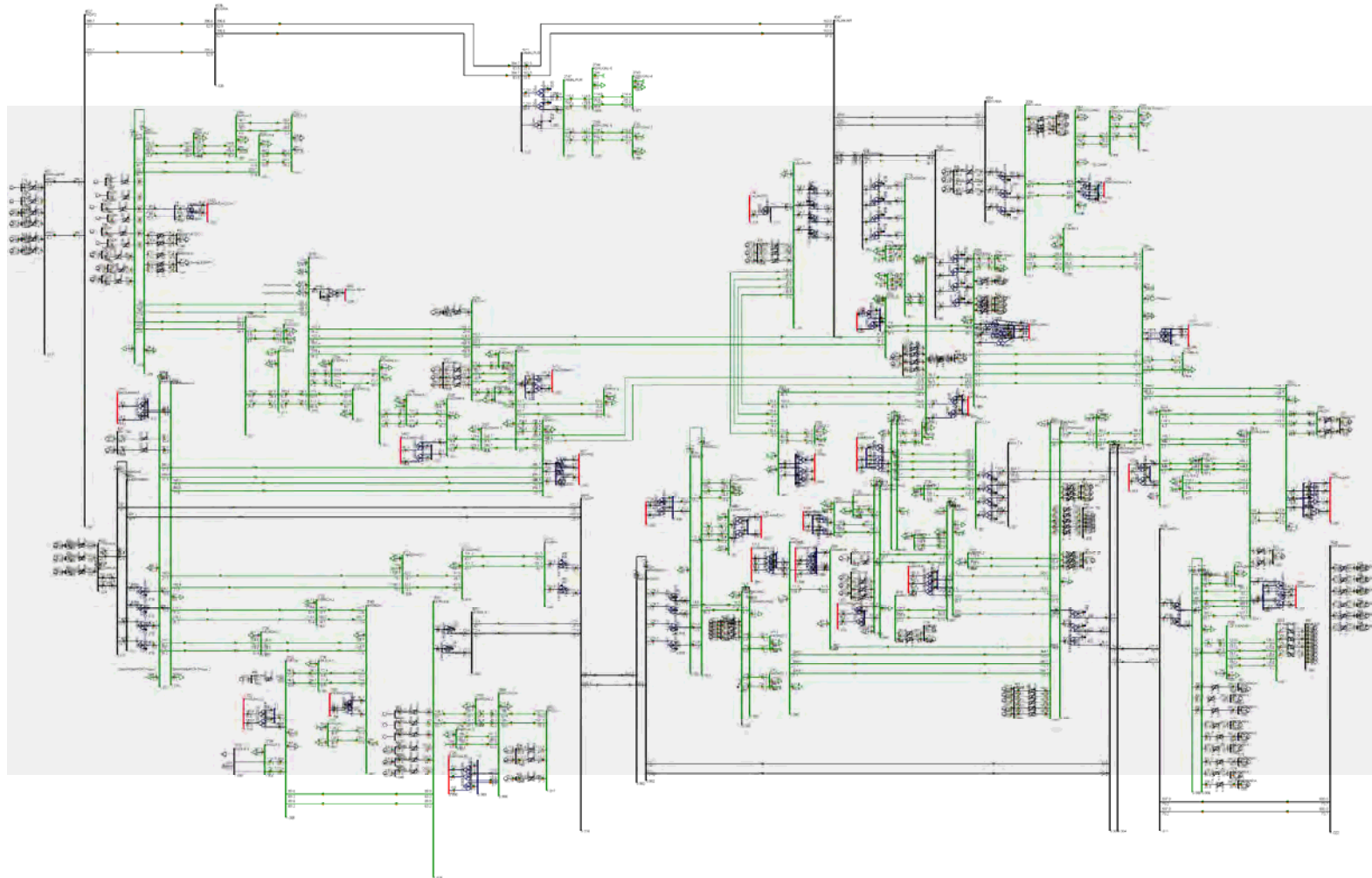
出所：PSMP 調査団

AP 図 9-22 400kV, 230kV 潮流図(2020 年東電源)



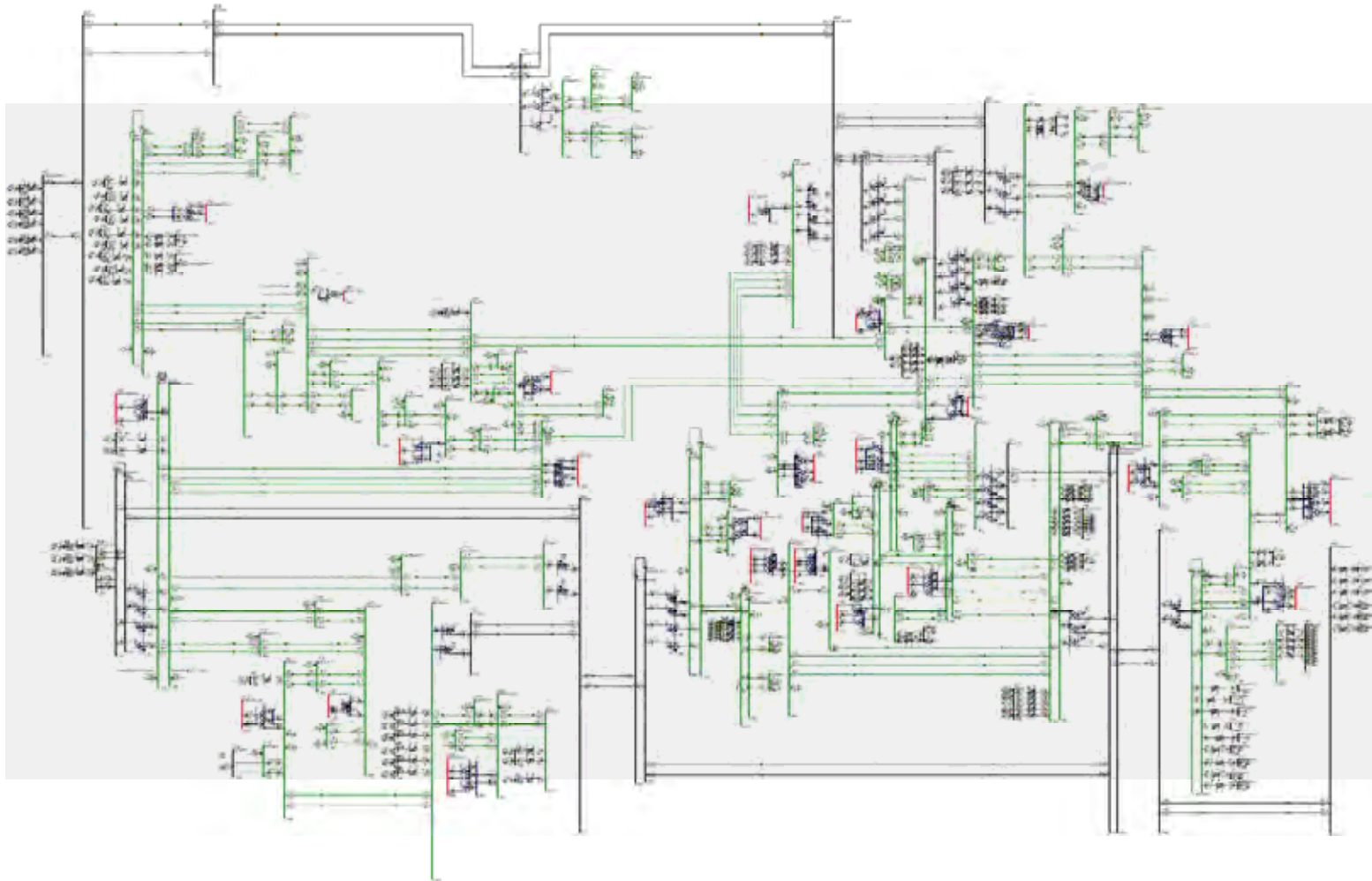
出所：PSMP 調査団

AP 図 9-23 400kV, 230kV 潮流図(2020 年西電源)



出所：PSMP 調査団

AP 図 9-24 400kV, 230kV 潮流図(2025 年東電源)



出所：PSMP 調査団

AP 図 9-25 400kV, 230kV 潮流図(2025 年西電源)