

インド共和国
ビハール州発電公社

インド国

バラウニ超臨界圧石炭火力発電所 建設事業準備調査

ファイナルレポート

平成 28 年 6 月
(2016 年)

独立行政法人

国際協力機構（JICA）

九州電力株式会社

南ア
CR(3)
16-015

目 次

第1章 要 約	1-1
第2章 序 章	2-1
2.1 調査の背景	2-1
2.2 調査の目的	2-2
2.3 調査の基本方針.....	2-2
2.4 調査実施のアプローチ.....	2-2
2.5 調査の実施体制.....	2-3
2.6 業務スケジュール.....	2-4
2.7 事業スケジュール.....	2-5
第3章 インド国における発電環境とプロジェクトの妥当性	3-1
3.1 概 要	3-1
3.2 インド国電力計画.....	3-1
3.3 インド国電力需要と供給状況.....	3-6
3.4 インド国東地域電力計画.....	3-9
3.5 ビハール州の経済状況.....	3-10
3.6 ビハール州電力セクター計画.....	3-13
3.6.1 第12次5ヵ年計画での目標.....	3-14
3.6.2 ビハール州の電力セクター.....	3-14
3.6.3 ビハール州の発電所概要.....	3-16
3.7 ビハール州需要予測.....	3-17
3.8 第12次国家電力計画以降の主な電力開発計画.....	3-19
3.9 インド国内送電網.....	3-20
3.10 インド国石炭開発状況.....	3-21
3.11 インド国における発電方式の選択.....	3-23
3.12 亜臨界圧方式と超臨界圧方式の比較.....	3-24
3.13 出力規模の選択.....	3-24
3.14 プロジェクトを実施しない場合の影響.....	3-24
3.15 まとめ	3-25

第 4 章 バラウニ発電所の概要	4-1
4.1 概 要	4-1
4.1.1 No. 1-3 号機 (3x15 MW)	4-2
4.1.2 No. 4/5 号機 (2x50 MW)	4-3
4.1.3 No. 6/7 号機 (2x110 MW)	4-3
4.1.4 No. 8/9 号機 (2×250 MW)	4-4
4.1.5 貯炭場	4-4
4.2 バラウニ発電所の運転実績	4-5
第 5 章 プロジェクトサイトの状況	5-1
5.1 バラウニ発電所の場所	5-1
5.2 バラウニ発電所の気象	5-4
5.2.1 気象条件	5-4
5.2.2 過去の気象状況	5-4
5.2.3 気象観測結果	5-8
5.3 プロジェクトサイトの地形地質状況	5-9
5.3.1 プロジェクトサイト周辺地域の地形/地質	5-9
5.3.2 発電所サイトの地形/地質	5-11
5.3.3 取水設備サイトの地形/地質	5-15
5.3.4 灰捨場サイトの地形・地質	5-17
5.4 水文状況	5-19
5.4.1 取水河川の位置	5-19
5.4.2 河川流量	5-19
5.4.3 取水の安定性	5-21
5.4.4 河川水位	5-21
5.4.5 取水河川の水質	5-21
5.4.6 洪水	5-24
5.4.7 サイクロン	5-25
5.5 隣接プラントの状況	5-26
5.5.1 燃料調達状況	5-26
5.5.2 用水状況	5-26
5.5.3 灰の有効利用状況	5-28
第 6 章 バラウニ発電所に対する入出力条件の状況	6-1
6.1 取 水	6-1
6.1.1 既設 No. 6-9 号機	6-1

6.1.2	No. 10 号機	6-1
6.1.3	取水地点	6-2
6.2	燃料調達	6-3
6.2.1	既設 No. 6-9 号機	6-3
6.2.2	No. 10 号機	6-3
6.2.3	燃料調達に関連する契約関係	6-5
6.3	燃料輸送	6-5
6.3.1	既設 No. 6-9 号機	6-5
6.3.2	No. 10 号機	6-6
6.4	灰捨場	6-6
6.4.1	既設 No. 6-9 号機	6-6
6.4.2	No. 10 号機	6-8
6.5	送電線	6-8
6.6	その他インフラ設備	6-8
6.6.1	建設工事時における工事用電源	6-8
第 7 章 設計諸条件の設定		7-1
7.1	建設用地の選定	7-1
7.2	各発電設備のレイアウトおよび必要面積の検討	7-3
7.2.1	発電所構内	7-3
7.2.2	発電所構外	7-4
7.3	取水量	7-5
7.4	燃料の選定	7-6
7.4.1	設計石炭性状の特定	7-6
7.5	蒸気条件の選定	7-9
7.6	設備利用率設定の考え方	7-10
7.7	超臨界圧条件に耐える金属の選定の考え方	7-11
7.8	資材調達	7-12
7.9	資機材輸送計画	7-12
7.9.1	重量機器輸送ルート	7-12
7.9.2	その他の輸送ルート	7-14
7.9.3	機器輸送に関する注意事項	7-14
7.10	送電線接続先	7-16
7.11	灰捨場	7-20

第 8 章 発電設備設計	8-1
8.1 機械設備設計	8-1
8.1.1 概 要	8-1
8.1.2 蒸気タービン設備.....	8-6
8.1.3 ボイラ設備	8-14
8.1.4 補 機	8-20
8.1.5 環境対策設備.....	8-33
8.1.6 防火対策設備.....	8-38
8.2 電気設備設計	8-40
8.2.1 概 要	8-40
8.2.2 発電機設備	8-40
8.2.3 所内電気設備.....	8-42
8.2.4 計測制御システム.....	8-48
8.2.5 通信設備	8-53
8.3 発電所構内の概略土木工事.....	8-54
8.3.1 敷地造成および地盤高.....	8-54
8.3.2 発電所構内の道路および雨水排水路.....	8-55
8.3.3 発電所構内の機械装置基礎.....	8-57
8.3.4 発電所構内の建物.....	8-58
8.3.5 煙 突	8-62
8.4 取水設備	8-64
8.4.1 地盤高	8-64
8.4.2 水路ルートのかえ方.....	8-64
8.4.3 取水設備	8-65
8.5 灰捨場	8-77
8.5.1 地盤高	8-77
8.5.2 概念設計	8-77
8.5.3 概算可能埋め立て容量.....	8-80
8.6 石炭灰の発生量および有効利用.....	8-81
8.7 開閉所設備設計.....	8-84
8.7.1 概 要	8-84
8.7.2 SCADA システム	8-90
8.7.3 電力線搬送通信装置.....	8-90
8.7.4 連絡用変圧器.....	8-90

第9章 送電線設備設計	9-1
9.1 送電線ルート	9-1
9.1.1 概 要	9-1
9.1.2 ルート踏査結果.....	9-6
9.1.3 ルート踏査結果に関するビハール州送電公社との協議.....	9-10
9.1.4 ガンジス川北部地域への接続.....	9-10
9.2 送電線種選定	9-11
9.2.1 各送電線のコスト想定.....	9-11
9.2.2 損失係数	9-12
9.2.3 各送電線の年経費.....	9-13
9.3 送電線概略設計.....	9-14
9.3.1 概 要	9-14
9.3.2 設計条件	9-14
9.3.3 電線/地線設計.....	9-15
9.3.4 がいし設計	9-18
9.3.5 電線地上高	9-19
9.3.6 鉄塔形状	9-19
9.3.7 基礎形状	9-22
9.4 送電線の資材数量.....	9-25
9.4.1 鉄塔基数および鉄塔総重量.....	9-25
9.4.2 電線/地線数量.....	9-25
9.4.3 がいし装置数量.....	9-26
9.5 スペアパーツ、工具および計測機器類.....	9-26
9.5.1 送電線保守用資材.....	9-26
9.5.2 工具および計測機器.....	9-26
第10章 環境社会配慮	10-1
10.1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要.....	10-1
10.2 インド国の環境社会配慮制度/組織.....	10-5
10.2.1 環境許認可制度.....	10-5
10.2.2 その他の環境関連法規.....	10-7
10.2.3 火力発電プロジェクトに適用される環境関連基準.....	10-9
10.2.4 インドの環境基準と国際金融公社排出基準.....	10-13
10.3 代替案の比較検討.....	10-17
10.4 スコーピングおよび環境社会配慮調査の実施内容：発電所及び関連施設.....	10-22
10.4.1 スコーピング.....	10-22

10.4.2	環境社会配慮調査の実施内容	10-26
10.5	環境社会配慮調査結果：発電所及び関連施設	10-31
10.5.1	インドの環境の状況	10-31
10.5.2	大気質	10-31
10.5.3	水 質	10-40
10.5.4	土 壤	10-48
10.5.5	騒音/振動	10-53
10.5.6	生態系	10-59
10.5.7	水 象	10-61
10.5.8	地形/地質	10-61
10.5.9	社会配慮	10-62
10.6	影響予測及び緩和策：発電所及び関連施設	10-69
10.6.1	大気質	10-69
10.6.2	水質汚濁	10-73
10.6.3	廃棄物	10-74
10.6.4	土壤汚染	10-75
10.6.5	騒 音	10-76
10.6.6	保護区	10-78
10.6.7	生態系	10-78
10.6.8	水 象	10-78
10.6.9	地形/地質	10-79
10.6.10	住民移転	10-79
10.6.11	貧困層	10-79
10.6.12	少数民族/先住民族	10-80
10.6.13	景 観	10-80
10.6.14	雇用や生計手段などの地域経済	10-80
10.6.15	土地利用や地域資源利用	10-81
10.6.16	水利用	10-81
10.6.17	既存の社会インフラや社会サービス	10-82
10.6.18	被害と便益の偏在	10-83
10.6.19	HIV/AIDS などの感染症	10-83
10.6.20	労働環境	10-84
10.6.21	事故防止対策	10-84
10.6.22	越境の影響および気候変動	10-85
10.7	環境社会配慮調査結果の要約及び影響評価	10-87
10.8	環境管理計画：発電所及び関連施設	10-91

10.8.1	目的	10-91
10.8.2	BSPGCL の役割	10-91
10.9	モニタリング計画	10-96
10.10	ステークホルダー協議	10-97
10.11	用地取得/住民移転	10-98
10.11.1	用地取得/住民移転の必要性	10-98
10.11.2	用地取得/住民移転にかかる法的枠組み	10-98
10.11.3	用地取得の状況	10-106
10.11.4	補償／支援の具体策	10-108
10.11.5	スケジュール	10-110
10.11.6	実施体制	10-110
10.11.7	予算の確定と実施	10-110
10.11.8	実施機関によるモニタリング体制、モニタリングフォーム	10-111
10.11.9	住民協議	10-111
10.12	送電線に関わる IEE	10-112
10.12.1	送電線の事業コンポーネント	10-112
10.12.2	送電線事業に関する環境関連法令制度	10-113
10.12.3	スコーピング	10-113
10.12.4	環境社会配慮確認手法	10-116
10.12.5	環境社会配慮確認結果	10-118
10.12.6	送電線ルート of 代替案検討	10-123
10.12.7	環境社会配慮調査結果の要約及び影響評価・緩和策	10-126
10.13	環境管理計画（送電線）	10-129
10.14	モニタリング計画（送電線）	10-133
10.15	今後の環境社会配慮支援の計画	10-134
10.16	モニタリングフォーム	10-135
10.16.1	発電所および関連施設	10-135
10.16.2	送電線	10-145
第 11 章 プラント性能		11-1
11.1	プラント諸元	11-1
11.2	プラント総合性能	11-1
11.3	大気排出量	11-2
11.4	構内排水濃度	11-2
11.5	騒音レベル	11-3

第 12 章 許認可関係	12-1
12.1 各種許認可申請.....	12-1
第 13 章 プロジェクトの実施と管理	13-1
13.1 着工前スケジュール（L/A～着工指示）	13-1
13.1.1 資金調達	13-3
13.1.2 コンサルタント調達.....	13-6
13.1.3 EPC コントラクタ選定	13-13
13.2 工事実施スケジュール（着工指示～営業運転開始）	13-19
13.3 プロジェクトの管理.....	13-21
13.3.1 ビハール州発電公社組織	13-21
13.3.2 ビハール州送電公社組織	13-26
13.4 現在の発電所内運営体制.....	13-28
13.5 プロジェクト運営計画.....	13-28
13.5.1 人員確保	13-28
13.5.2 日常点検	13-28
13.5.3 性能管理	13-28
13.5.4 保安点検	13-28
13.5.5 補修計画	13-29
13.5.6 予備品管理	13-29
13.5.7 安全管理	13-29
13.5.8 人材育成	13-29
13.5.9 リスク管理	13-29
13.5.10 セキュリティ対策.....	13-30
13.6 リスク管理マネージメント.....	13-31
13.6.1 建設工事遅延.....	13-31
13.6.2 プラント引き渡し時の技術移転.....	13-31
13.6.3 初期トラブル.....	13-31
第 14 章 プロジェクトの経済分析	14-1
14.1 プロジェクト費算出.....	14-1
14.1.1 建設コスト（機器費用、工事費用など）	14-1
14.2 経済分析評価	14-5
14.2.1 プロジェクト稼働時期および稼働時間.....	14-5
14.2.2 発電単価計算.....	14-5

第 15 章	系統解析	15-1
15.1	要 約	15-1
15.2	需要想定	15-2
15.3	送電線系統	15-4
15.4	設備容量	15-6
15.4.1	州内電源	15-6
15.4.2	電力融通量	15-7
15.4.3	時期別発電可能量	15-8
15.5	設備仕様	15-9
15.5.1	既設設備	15-9
15.5.2	No. 10 号機設備	15-9
15.5.3	送電線	15-12
15.6	解析年次	15-13
15.7	ケーススタディ	15-14
15.8	解析結果	15-16
15.8.1	潮流計算	15-16
15.8.2	短絡容量計算	15-16
15.8.3	安定度計算	15-21
15.9	まとめ	15-23
第 16 章	運用効果策定支援	16-1
16.1	経済的側面	16-1
16.2	環境的側面	16-4
16.3	温室効果ガス削減量の推計	16-5
第 17 章	その他	17-1
17.1	概略プロジェクト費のコスト縮減	17-1
17.2	リスク管理シート	17-1
17.3	安全対策業務（案）	17-1
添付資料		
添付資料Ⅰ	コンサルティングサービス TOR	Ⅰ-1
添付資料Ⅱ	日本企業のプロジェクトへの参画	Ⅱ-1
添付資料Ⅲ	コスト積算支援システム	Ⅲ-1
添付資料Ⅳ	概略事業費に係るコスト縮減の検討	Ⅳ-1
添付資料Ⅴ	リスク管理シート	Ⅴ-1

添付資料Ⅵ	参考文献リスト	Ⅵ-1
添付資料Ⅶ	プレゼンテーション資料	Ⅶ-1
添付資料Ⅷ	議事録	Ⅷ-1
添付資料Ⅸ	写真集	Ⅸ-1
添付資料Ⅹ	調査団名簿	Ⅹ-1
添付資料Ⅺ	Detailed Project Report	Ⅺ-1

略語集

略 語	正式名称	和訳名称
【A】		
AAQMS	Ambient Air Quality Monitoring System	環境大気観測装置
ABT	Availability Based Tariff	稼働可能時間制料金制度
AC	Alternating Current	交流
ACSR	Aluminum Conductors Steel Reinforced	鋼心アルミより線
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AIS	Air insulation Switchgear	気中遮断器 空気絶縁開閉装置
ASTM	American Society for Testing and Materials	米国材料試験協会
AVR	Automatic Voltage Regulator	自動電圧調整器
AVT	All Volatile Treatment	揮発性物質処理
【B】		
BAPCC	Bihar State Action Plan for Climate Change	ビハール州気候変動対応計画
BERC	Bihar Electricity Regulatory Commission	ビハール州電力規制局
BHEL	Bharat Heavy Electricals Limited	バーラト重電機
BIS	Bureau of Indian Standards	インド規格局
BMCR	Boiler Maximum Continuous Rating	ボイラ最大蒸発量
BOP	Balance of Plant	プラント補機設備
BSEB	Bihar State Electricity Board	ビハール州電力局
BSPGCL	Bihar State Power Generation Company Limited	ビハール州発電公社
BSPHCL	Bihar State Power Holding Company Limited	ビハール州電力持株会社
BSPTCL	Bihar State Power Transmission Company Limited	ビハール州送電公社
BTG	Boiler Turbine Generator	ボイラ・タービン発電機

略 語	正式名称	和訳名称
BTPS	Barauni Thermal Power Station	バラウニ発電所
【C】		
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	ガスタービンコンバインドサイクル発電
CCTV	Closed Circuit Television System	構内テレビ監視装置
CEA	Central Electricity Authority	中央電力庁
CEP	Condensate Extraction Pump	復水ポンプ
CERC	Central Electricity Regulatory Commission	中央電力規制局
CEMS	Continuous Emission Monitoring System	連続排出監視装置
CIL	Coal India Limited	インド石炭公社
CMB	Central Monitoring Basin	中央モニタリング貯水槽
CPCB	Central Pollution Control Board	中央公害管理局
CPU	Condensate Polishing Unit	復水脱塩装置
CRV	Combined Reheat Valve	組合せ再熱弁
CT	Current Transformer	計器用変圧器
CTU	Central Transmission Utility	中央送電事業者
CV	Control Valve	主蒸気加減弁
CWC	Central Water Commission	中央水利委員会
CWT	Combined Water Treatment	酸素処理
【D】		
DCS	Distributed Control System	分散制御システム
DEA	Department of Economic Affairs	経済局
DER	Dept Equity Ratio	デット・エクイティ・レシオ
DPR	Detailed Project Report	詳細プロジェクト報告書
【E】		
EC	Environmental Clearance	環境許認可
ECL	Eastern Coalfields Limited	東部石炭公社
EDS	Every Day Stress	常時張力
EHS	Environmental, Health, and Safety	環境・衛生・安全
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EL	Elevation Level	標高

略 語	正式名称	和訳名称
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
EMU	Environmental Management Unit	環境管理ユニット
EPC	Engineering, Procurement, Construction	設計、調達、建設
ESP	Electrostatic Precipitator	電気式集じん装置
【F】		
FDF	Forced Draft Fan	押込通風機
FGD	Flue Gas Desulfurization	排煙脱硫装置
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FSR	Feasibility Study Report	実施可能性報告書
FSA	Fuel Supply Agreement	燃料供給契約
F/S	Feasibility Study	実施可能性調査
【G】		
GCB	Generator Circuit Breaker	発電機遮断器
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス遮断器
GoB	Government of Bihar	ビハール州政府
GoI	Government of India	インド国政府
GSPD	Gross State Domestic Product	州内総生産
【H】		
HCSD	High-Concentration Slurry Disposal	高密度スラリ
HDPE	High-density polyethylene	高密度ポリエチレン
HFL	High Flood Level	最高洪水位
HUDCO	Housing & Urban Development Corporation	住宅整備公社
【I】		
IBA	Important Bird Area	重要野鳥生息地
ICT	Inter-Connecting Transformer	連絡用変圧器
IDF	Induced Draft Fan	誘引通風機
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IEE	Initial Environmental Evaluation	初期環境評価
IEEE	The Institute of Electrical and Electronic Engineers	米国電気電子学会

略 語	正式名称	和訳名称
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IRC	Indian Roads Congress	インド道路協会
IS	Indian Standard	インド規格
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources	国際自然保護連合
【J】		
JEC	Japanese Electrotechnical Committee	電気規格調査会
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
JIS	Japanese Industrial Standards	日本工業規格
【K】		
KBUNL	Kanti Bijlee Utpadan Nigam Limited	カントビジリウパダンニガム社
KHPS	Koshi Hydel Power Station	コシ水力発電所
【L】		
LAA	The Land Acquisition Act	用地取得法
LARR	Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act	新用地取得法
LCOE	Levelized Cost of Electricity	均等化発電原価
LDPE	Low-density polyethylene	低密度ポリエチレン
LF	Loss Factor	損失係数
LGBR	Load Generation Balance Report	年間需給報告書
LILO	Loop-in Loop-out	リロ接続
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LOA	Letter of Assurance	保証状
LSD	Lean Slurry Disposal	低密度スラリ
LWL	Low Water Level	最低水位
LoI	Letter of Intent	落札内示書
L/A	Loan Agreement	借款契約
【M】		
MBEC	McNally Bharat Engineering Company Limited	MBEC 社
MCC	Motor Control Center	モーターコントロールセンター
MCR	Maximum Continuous Rating	最大蒸発量

略 語	正式名称	和訳名称
M/D	Minutes Of Discussions	協議議事録
MDBFP	Motor Driven Boiler Feed Pump	電動給水ポンプ
MoC	Ministry of Coal	石炭省
MoEF	Ministry of Environment and Forests Crimate Change	インド環境森林省
MoF	Ministry of Finance	財務省
MoP	Ministry of Power	電力省
MoR	Ministry of Railways	鉄道省
MoRTH	Ministry of Road Transport & Highways	道路交通・高速道路省
MoU	Memorandum of Understanding	覚書
MSDS	Material Safety Data Sheet	化学物質安全シート
MSV	Main Stop Valve	主蒸気止め弁
MTPS	Muzaffarpur Thermal Power Station	ムザファプール火力発電所
【N】		
NAAQS	National Ambient Air Quality Standards	国家大気環境基準
NAPCC	National Action Plan on Climate Change	国家対応計画
NBSPDCL	North Bihar State Power Distribution Company Ltd.	ビハール州北部配電公社
NHPC	NHPC Limited	中央水力発電公社
NPGCPL	Nabinagar Power Generating Company Private Limited	ナビナガー発電会社
NRRP	National Rehabilitation and Resettlement Policy	生計回復および住民移転に関する国家方針
NSPBD	Non-Segregated Phase Bus Duct	非分離式母線ダクト
NTP	Notice to Proceed	着工通知
NTPC	NTPC Limited	中央火力発電公社
【O】		
ODC	Over Dimensional Consingment	長尺物積載貨物
OJT	On-the-Job Training	職場内研修
OLTC	On Load Tap Changer	オンロードタップ切替
OLV	Over Load Valve	過負荷弁
OPGW	Optical Ground Wire	架空地線

略 語	正式名称	和訳名称
OPS	Operator Station	オペレータ操作端末
O&M	Operation & Maintenance	運用・保守
【P】		
PAF	Primary Air Fan	一次空気通風機
PFC	Power Finance Corporation	インド電力金融公社
PFR	Pre-Feasibility Report	実施可能性報告書
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited	インド送電公社
PLC	Programmable Logic Controller	プログラマブルロジックコントローラ
PLCC	Power Line Carrier Communication	電力線搬送通信
PLF	Plant Load Factor	発電所稼働率
POSOCO	Power System Operation Corporation Limited	電力システム運用公社
PQ	prequalification	事前資格審査
PRDC	Power Research & Development Consultants Private Limited	電力研究開発コンサルタント会社
PTC	Power Trading Corporation of India Ltd.	インド電力取引会社
【R】		
RAP	Resettlement Action Plan	住民移転計画
RAPDRP	Restructured Accelerated Power Development & Reforms Programme	配電部門改革プログラム
RAPH	Regenerative Air Pre-Heater	空気式予熱器
RH	Reheater	再熱器
RLDC	Regional Load Dispatch Centre	地域給電指令所
ROE	Return on Equity	自己資本純利益率
RoW	Right of Way	地上利用権
RUS	Rated Ultimate Strength	保証強度
R&M/LE	Renovation and Modernization / Life Extension	改修および近代化による寿命延伸工事
R&R	Reconstruction and Renewal	再構築および更新
【S】		
SBSPDCL	South Bihar State Power Distribution	ビハール州南部配電公社

略 語	正式名称	和訳名称
	Company Ltd.	
SC	Scheduled Caste	不可触賤民
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	設定値制御およびデータ収集システム
SCAPH	Steam Coil Air Pre-Heater	蒸気式空気予熱器
SCCL	Singareni Collieries Company Ltd	Singareni 炭鉱会社
SCR	Selective Catalyst Reduction	排煙脱硝装置
SEAC	State Level Expert Appraisal Committee	州環境評価委員会
SEIAA	State Level Environment Impact Assessment Authority	州環境影響評価局
SH	Superheater	過熱器
SIA	Social Impact Assessment	社会影響評価
SLC-LT	Standing Linkage Committee (Long-Term)	常設リンケージ委員会（長期）
STU	State Transmission Utility	州送電事業者
SPCB	State Pollution Control Board	州公害管理局
SWAS	Steam and Water Analysis System	水質監視装置
s/s	Substation	変電所
【T】		
TATR	Total Asset Turnover Ratio	資産回転率
TBM	Time based Maintenance	時間基準保全
TDBFP	Turbine Driven Boiler Feed Pump	汽動給水ポンプ
TDS	Total Dissolved Solids	総溶解固形分
TMCR	Turbine Maximum Continuous Rating	タービン最大連続定格
TOR	Terms of Reference	仕様手順書（EIA）
【U】		
UPS	Uninterruptible Power System	無停電電源装置
USEPA	United States Environmental Protection Agency	米国環境保護庁
UTS	Ultimate Tensile Strength	引張破断強度
【V】		
VPGCL	Vaishali Power Generating Company Limited	バイシャリ発電公社

略 語	正式名称	和訳名称
VWO	Valve Widely Open	蒸気加減弁全開
【W】		
WACC	Weighted Average Capital Cost	加重平均資本コスト
WRD	Water Resource Department of Government of Bihar	ビハール州水資源省

第1章 要 約

本報告書では、計画中のバラウニ発電所 No. 10 号機 (1x660 MW) について、その設計の考え方、技術面の特徴的な仕様、発電所の配置計画、適用する石炭性状、ガンジス川からの取水計画、灰処理計画、送電線計画、環境面の配慮事項、運転保守計画およびプロジェクトのコスト計画を記載する。本報告書は、以前計画されていた No. 10 号機 1x250 MW の亜臨界圧設備の計画を参考に、同じ建設予定地に 1x660 MW 超臨界圧設備を設置した場合の概要を記述している。2013 年から 2014 年にかけて、JICA によって超臨界圧設備の設置の可能性についての予備調査が行われ、その結果、No. 10 号設備の候補地点として、発電所職員の居住地エリア、No. 8/9 号建設地点の南側隣接地が選択されたが、現行計画の No. 8/9 号機の西側隣接地がその他よりも優れた地点として、建設候補地として選定された。

ビハール州はインド（以下、「イ」国とする）東部に位置しており、近年、著しい経済成長を継続している。ビハール州の経済成長率は波があるものの、「イ」国全体の成長率を大きく上回っている。特に 2012 年度から 2013 年度は「イ」国全体では 5% 程度に対し、ビハール州は安定して 10% 程度の成長率を記録している。

このような経済成長に対し、発送電設備の建設は増大する電力需要に追いついていない状況にある。中央電力庁のレポートによると、発電所の定期メンテナンスなどを考慮した 2015 年度の「イ」国年間総供給量は約 11.4 億 MWh、ピーク供給力は約 15 万 MW となっており、2.1% の供給量の不足と 2.6% のピーク供給力の不足が予想されている。ビハール州は、2015 年度年間総供給力 1,831 万 MWh、ピーク供給力 2,543 MW で、電力量供給力の不足は 4.7%、ピーク供給力の不足は 21.8% と予測されている。

2012 年 7 月、ニューデリーにおいて大規模な停電が発生した。これにより、「イ」国北部は約 2 日間にわたり電力が供給されない状態となり、「イ」国全体の人口のおよそ半数に当たる 6 億人の生活に影響を与えた。「イ」国では電力不足が深刻な社会問題になっており、新しい発電設備の計画および建設が速やかに行われない限り、電力不足は引き続き経済成長に影響を及ぼすと考えられる。

このような状況の下、「イ」国政府は、第 12 次国家電力計画の中で合計 88 GW の発電設備を増設することを打ち出し、その計画のひとつとしてビハール州電力公社は、当初バラウニ発電所内にある老朽化した No. 4/5 号機 (2x50 MW) の代わりに、No. 10 号機として 1x250 MW の発電設備の建設を計画した。しかしながら、「イ」国政府は、より高効率な設備の導入を検討した結果、No. 4/5 号機の代わりとした 1x250 MW 亜臨界圧設備の見直しに着手した。この見直しの結果、「イ」国政府は 1x250 MW 亜臨界圧設備に代わり 1x660 MW 超臨界圧設備の建設可能性を調査するよう日本政府に要請を行った。本報告書は当該要請に応えることを目的とし作成されたものである。

本プロジェクトにおいては、バラウニ発電所からおよそ 3.5 km 離れたガンジス川から河川水を引き込むことで計画されている。河川水は、発電用として適切に前段処理された後に、強制通風式冷却塔を用いた循環水系統による復水器の冷却やその他の目的に利用される。ガンジス川からの取水計画は、全体として一時間当たり 2,140 m³ (21 cusec) を採水するように計画している。また、ガンジス川に一切の使用排水を戻すことなく、プラントからの排水がゼロとなるように計画している。

また、同計画においては、「イ」国国内炭を主燃料に、軽油を補助燃料として使うように計画している。

石炭は、供給割当てを受けた炭鉱から「イ」国内の既存の鉄道網を通じて輸送することで計画しており、近隣の駅から鉄道を分岐し、発電所内へ搬入することとしている。プラントに用いる設計炭として、総発熱量は 3,300 kcal/kg、灰分は 44.6%を採用した。また、設計下限炭としての総発熱量は、3,100 kcal/kg、灰分は 40%、硫黄分は 0.3%を見込んでいる。設計下限炭を用いた石炭消費量の試算によると、設備利用率 85% (2 年平均) の 1x660 MW 超臨界圧設備で消費した場合、年間 350 万トンの石炭が必要となる。石炭は到着地においてある程度まで粉砕されたのち、7 基の石炭サイロに貯蔵される。1x660 MW 超臨界圧設備が全出力に到達し、ボイラ最大連続定格で運転を継続した場合、設計下限炭の条件では、一日当たり 11,200 トンの石炭が必要となるため、これに見合う容量を備える鉄道軌道を新たに引き込むことが必要となる。

軽油は、起動用燃料あるいはボイラ最大連続定格 40%までは補助燃料として使われる。計画中の No. 10 号機では、重油を起動用/補助燃料として使わないことが特徴である。軽油は、石炭と同じく「イ」国内の既存鉄道網によってプラントまで輸送される。No. 10 号機で計画した軽油タンクは、No. 8/9 号機でも使うことができる様、両方に供給できるように設備上の工夫を行っている。

環境森林省の通達により、新しい石炭火力発電所を建設する場合は、運転開始から 4 年間のうちに段階的にフライアッシュの有効利用率を 100%にすることが求められる。このため、石炭灰の有効利用のため、収集および貯蔵設備を具備することが求められる。また、フライアッシュ全量を常に外部へ有効利用のため出荷できるとは限らないため、サイロにも貯蔵できないフライアッシュは有効利用の用途として出荷に適する乾燥状態のフライアッシュ出荷設備とは別に、高密度スラリ処理方式を用いて、灰捨て場に処分する方式も考慮する。

ボトムアッシュは水と灰が 75:25 の状態で混合される低密度スラリ処理方式により湿灰状態で処理される。石炭灰スラリは、元々 No. 6-9 号機に対して用意された 290 エーカの灰捨て場に No. 10 号機 (1x660 MW) の発生量を追加して輸送される計画である。1x660 MW 超臨界圧設備からは、約 1.5 百万トンの石炭灰の発生が見込まれており、No. 6-9 号機、さらに No. 10 号機まで考慮すると、年間の石炭灰の発生量は約 3.5 百万トンにも達する。

本プロジェクトでの発生電力は、400 kV GIS 開閉所を通じて送電される。工事用電力は近隣の変電所より供給される。また、送変電設備や変電所への接続は、系統解析の結果に基づき、ビハール州持株公社およびビハール州送電公社によって計画される。

ボイラにおいては、タービン連続定格の運転状態において毎時 1,860 トンの主蒸気および毎時 1,540 トンの再熱蒸気を発生するように計画されている。295℃でボイラに供給された水は、蒸気タービン入口まで 245 bar、593℃まで高められ、主蒸気として高圧タービンに流入する。高圧タービン出口では、動力を得たのち 53 bar、351℃まで下がり、中圧タービンには再びボイラで温度が上昇したのち、49 bar、593℃に到達する。その他のボイラ補機として微粉炭機、電気式集じん装置などを計画している。

蒸気タービンは、高/中/低圧一軸形再熱再生復水式を採用し、屋内にて直接発電機軸とタービン軸が連結される。この設備はベースロード設備として運転される予定である。また、急速な起動と早い負荷変化率で負荷上昇できるように計画される。蒸気タービンは、蒸気加減弁を全開することで絞り損失を少なくし、定圧運転方式ではなく、変圧運転方式を採用する。また、プラント効率向上のため、蒸気再生系統がタービンサイクルに適用される。給水加熱方式として 4 つの低圧給水加熱器、1 つの直接接触脱気器、3 つの高圧給水加熱器が採用される。その他のタービン補機として、高/低圧タービンバイパス弁、復水器真空ポンプ、復水ポンプ、ボイラ給水ポンプなどが挙げられる。

発電機は水素冷却式 3 相 2 極水平方式が採用され力率 0.85-0.95 間で運転される。発電機電圧は 20-27 kV の範囲で決定される。

その他補機として、揚運炭設備、灰処理設備、空気圧縮設備、空調設備、防火設備、水処理設備および排水処理設備がある。電気設備として、主変圧器、所内変圧器、配開設備、非常用蓄電池、非常用発電設備、照明装置、通信装置および接地装置などがある。

本プロジェクトでは、発電所の運転員が発電設備を安全かつ効率的に運転することが可能となる分散制御システムを採用する。

ボイラ、蒸気タービン、発電機およびその付属設備は中央制御室から運転監視を行う。その他の補機や発電所から離れた場所にある機器の状態は、分散制御システムに集約され監視される。

本プロジェクトコストおよび発電単価は、「イ」国のコンサルタントが保有するデータや広く公開されている中央電力規制局のガイドラインおよびビハール州発電公社の意向に基づいて算出した。

第2章 序 章

2.1 調査の背景

「イ」国の電力開発計画の基本的な目的は、急速な経済成長に伴い急激に上昇する電力需要を十分に満たす供給力を確保することである。最近の同国の経済成長や人口の増加は、急激な電力需要の増加をもたらした。経済政策の自由化によってもたらされた急速な工業化や、地方電化に伴う灌漑用ポンプの大規模な使用、電力を大量に消費する鉄道輸送方式の導入や、収入が増え生活が豊かになった家庭で使用する電力の増加は、全体として、需要全体を底上げする要因になっている。

ビハール（Bihar）州はこれまで「イ」国内で最貧州としてみなされていたこともあり、全体として高い電力需要の伸びを示す「イ」国内でも、電力需要の拡大のポテンシャルは他の州と比較してとりわけ大きく、その電力不足の程度は全体電力量において 4.7% およびピーク出力において 21.8% にまで達しており、ビハール州政府は需要の増加に対応するための大規模な発電容量増加を計画した。

「イ」国政府（Government of India : GoI）は「POWER TO ALL BY 2019」という目標と年間 9-10% の経済成長率を達成するために、2016 年までにビハール州で約 5,243 MW の供給力を確保することを目標としている。

新規に発電所を建設するには適地の調査や用地の取得など長期にわたる時間がかかるため、ビハール州発電公社（Bihar State Power Generation Company Limited : BSPGCL）は既存のバラウニ石炭火力発電所（Barauni Thermal Power Station : BTPS）の拡張を計画した。BSPGCL は現在 No. 6/7 号機（2x110 MW）の改修工事と No. 8/9 号機（2x250 MW）の建設を進めている。さらに、BTPS No. 4/5 号機（2x50 MW）が第 12 次 5 カ年計画で廃止となったため、BSPGCL は新たな発電設備の開発を検討した。当初計画では亜臨界圧 250 MW を採用することで進められていたが、環境面への配慮や高効率な発電設備の導入について検討した結果、250 MW に代え 1x660 MW 超臨界圧石炭火力発電所の建設可能性についての調査要望が GoI より日本政府へ提出された。その要望を受けて、2013 年度に独立行政法人国際協力機構（Japan International Cooperation Agency : JICA）による「インド国ビハール州バラウニ火力発電所建設事業実施に係る技術支援【有償勘定技術支援】」（以下、「予備調査」という。）によって 660 MW 級の超臨界圧石炭火力発電所の建設可否について調査を実施し、その結果、超臨界圧以上の設備導入が可能と判断された。この調査結果に基づき、GoI より、実施可能性についての調査（Feasibility Study : F/S）要望が日本側になされ、調査対象地として、新たな建設用地取得の必要性がなくかつ住民移転も発生しない No. 10 号機予定地が選択されている。本件業務はこれに応じるものである。

2.2 調査の目的

本プロジェクトは、「イ」国東部のビハール州ベグサライ (Begusarai) 地区に位置する BTPS に、660 MW 級の超臨界圧以上の石炭火力発電設備 (No. 10 号機) を、1x250 MW で当初計画していた No. 8/9 号機の隣接地に建設するものである。

本件業務は、石炭火力発電所建設に係る実施可能性を判断することを目的とする。

2.3 調査の基本方針

本件調査の進め方として、以下の方針を前提とする調査内容を取り進めた。

- 「イ」国内の石炭火力発電設備の採用事例を良く調査し、実施機関が受け入れ易い設備構成を計画する。
- BSPGCL は、No. 6/7 号機の改修計画に加え、No. 8/9 号機の新設計画を進めており、No. 10 号機の計画に人手を割くことが困難であることを踏まえ、調査団方で一切の計画を取り纏める。
- 調査団は「イ」国内に駐在するコンサルタントではないため、逐次の報告、相談による合意形成を図る取り進め方は困難であることから、渡航時には、必ず次の作業へ取り進めるために BSPGCL と調整を図るべき課題を設定、その確認を得ることを目標とし、その繰り返しによって本プロジェクトの合意形成を図る。

2.4 調査実施のアプローチ

本プロジェクトは、「イ」国東部のビハール州ベグサライ地区に位置する BTPS に、660 MW 級の超臨界圧以上の石炭火力発電設備 (No. 10 号機) を、1x250 MW で当初計画していた No. 8/9 号機の隣接地に建設するものである。

本件業務は、石炭火力発電所建設に係る実施可能性を判断するために行うもので、具体的には以下の業務アプローチを経て報告を取り纏めるものである。

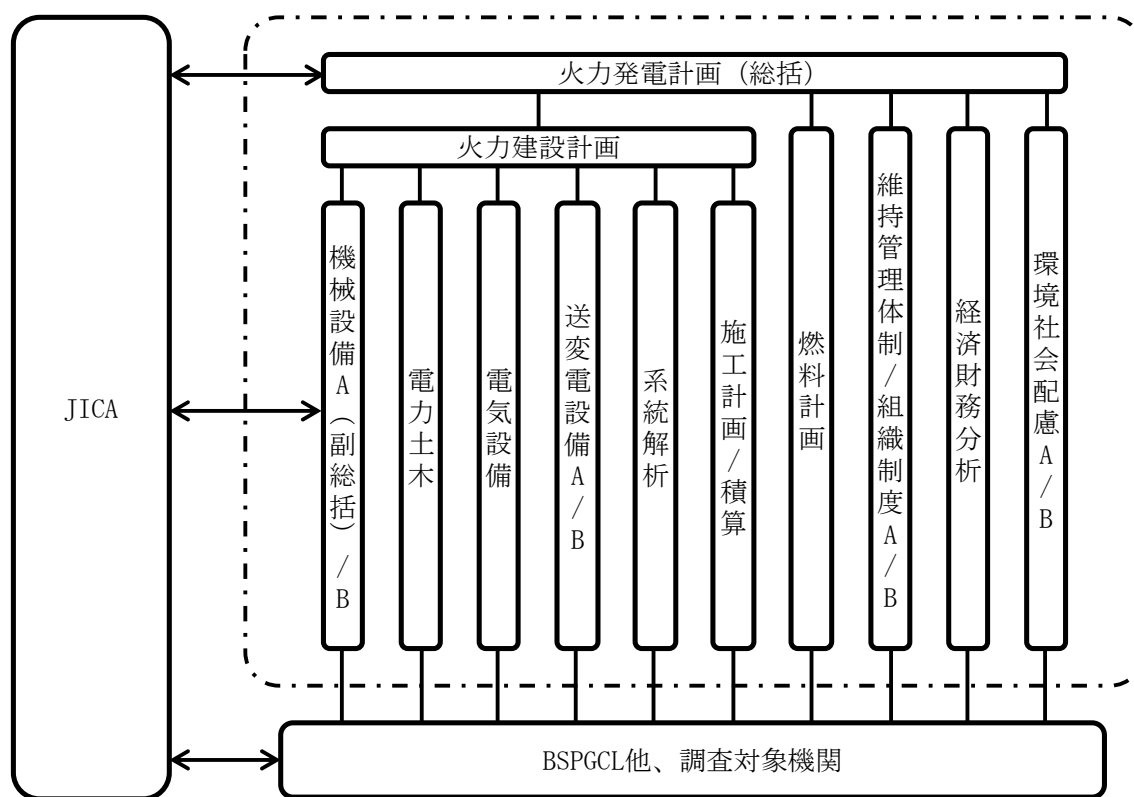
- 事業の背景の調査/確認
- 本プロジェクトの妥当性の確認
- 自然条件調査
- 環境社会配慮
- 発電、送電設備の概略設計
- 系統解析
- 燃料供給計画の検討
- 事業実施/維持管理体制の検討
- 施工方法の検討
- 本プロジェクトの概略事業費の積算
- 運用効果指標策定支援
- 事業実施スケジュールの検討
- コンサルティングサービス実施計画案の策定

- 実施方法の策定
- 安全対策業務の検討
- 事業承認手続き支援

2.5 調査の実施体制

本件調査の実施体制を図 2.5-1 に示す。

本件調査は、業務管理グループ体制で取り進めており、火力発電計画（総括）の全体調査方針策定立案に対し、副総括は、総括／業務主任者からの方針提示に対する具体的な進め方について、本件調査担当分野間の意見調整、集約を担当した。



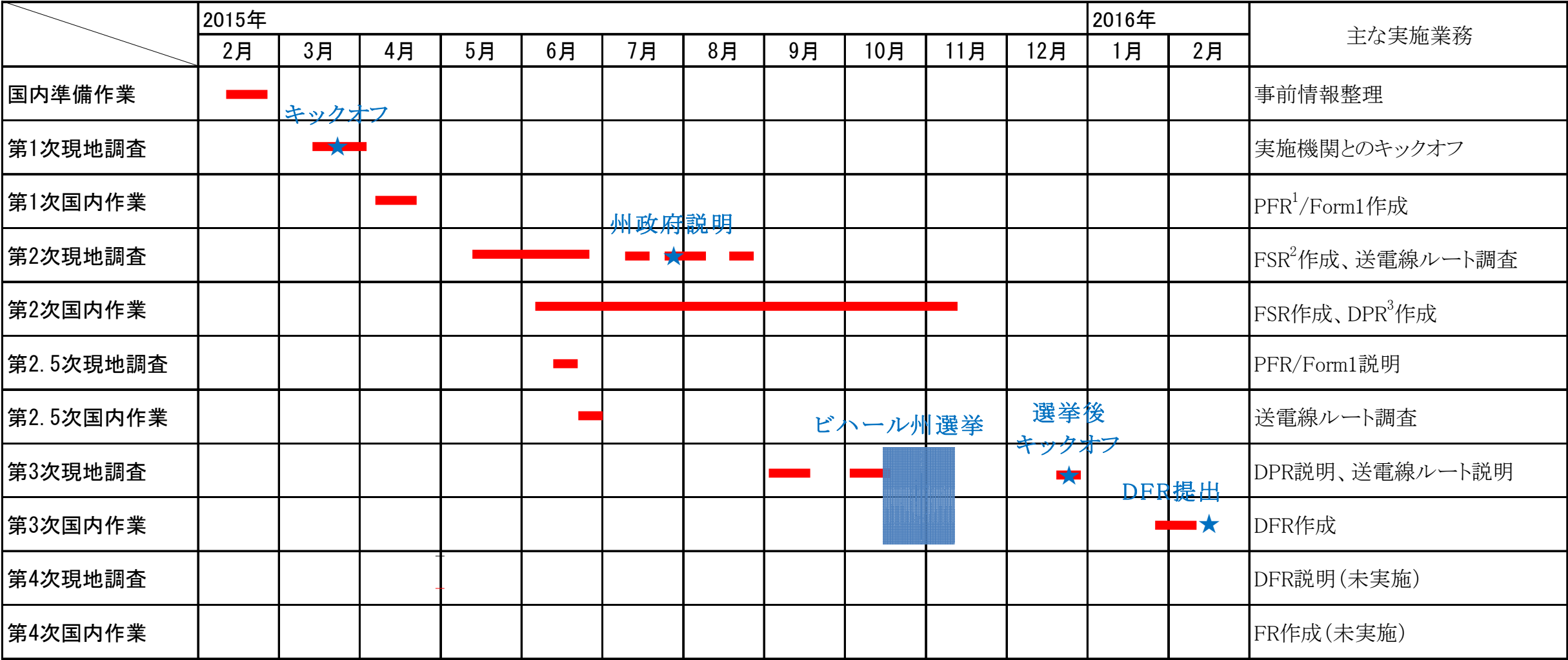
出所：調査団作成

図 2.5-1 本件調査実施体制

2.6 業務スケジュール

本件業務の進捗実績は図 2.6-1 のとおり。

2015 年 5 月 12 日に発生したネパール大地震の余震および 2015 年 10 月から 11 月に実施されたビハール州選挙による BSPGCL の対応中断に伴い、当初予定と比較して現地調査回数の増加および調査期間の延長が生じた。



出所：調査団作成

図 2.6-1 本件業務スケジュール

¹ 実施可能性報告書 (Pre-Feasibility Report : PFR)

² 実施可能性報告書 (Feasibility Study Report : FSR)

³ 詳細プロジェクト報告書 (Detailed Project Report : DPR)

2015年												2016年											
4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月			
州府事前了解 FSR作成 (調査団) → 作成完了 事業計画の事前説明 (州政府) FSRを調査団より説明、BSPGCL修正要求 FSR改変内容を調査団より説明 FSRをBSPGCLより州政府へ提出 ビハール州選挙 FSRに対する州政府の了解 EC取得へ向けた手続き PFR/Form-1/TOR案の提出 テクニカルコミッティ TOR発出 通常の手続きによるTOR発出時期 (3~5ヵ月) ハブリンクアップ 最終報告書 修正EIA提出後 3~6ヵ月 評価委員会 EC L/A前 120日公開期間 (JICA側手続き)																							
環境認可取得 EIA⁵ (現地再委託) 気象データ収集 (現地再委託) 4~6月 (春季) 10~12月 (秋季)																							
建設関連手続き 取水申請 煙突に係る許可申請 石炭供給申請 WRD⁸ (州当局) へ申請 CWC⁹ (中央政府当局) へ申請 認可 30~40日 3~6ヵ月 コール・リンケージ制度を利用: FSRの州政府承認後、電力省/CEA¹⁰経由で常設委員会へ申請 1~2ヵ月																							
DPR作成 DPR本文作成 (調査団) ドラフトDPR 最終報告書 系統解析調査 (現地再委託) 地形地質調査 (現地再委託) 鉄道関係調査 (現地再委託) 社会配慮調査 (現地再委託) 290エーカーの土地に対する最高裁判決結果 △ステークホルダーミーティングおよびRAP¹¹作成																							

図 2.7-1 事業スケジュール

¹¹ 住民移転計画 (Resettlement Action Plan : RAP)

第3章 インド国における発電環境とプロジェクトの妥当性

3.1 概要

GoI によって通達された国家電力計画（CEA, *National Electricity Plan, November 2012*）は主に次のような目標を定めている。

- 2019 年までにすべての農村を電化する
- 2019 年までに電力需要が完全に満たされなければならない
- 電力量とピーク電力の不足を解消し、適切な予備力（最低 5%）を確保する
- 2019 年までに 1 人当たりの年間消費電力量 1,000 kWh 以上を確保する

第 10 次および第 11 次計画期間（2002-2011）の電力消費量の累積年間成長率は、3-5% 程度となっている。また、第 18 回電力調査において、第 12 次計画期間の電力消費量の成長率は 9.6% と予測されている。このため上記で述べた目標を達成するには、GoI は第 12 次 5 カ年計画期間（2012-2016）においてエネルギーコストを抑えつつ、大幅な電力供給量の増強が必要となっている。

3.2 インド国電力計画

1990 年代からの経済の自由化による急速な経済成長に伴い発生する電力需要を満たすだけの電力供給を行うため、「イ」国の電力セクタは規制環境から競争、市場主導に進化してきた。改革のプロセスは継続し、2003 年に「イ」国の電力法、電力供給法および規制委員会法を単一の法律に統合することにより、行政手続きを簡略化した。

電力法の目的は、消費者の利益を保護するだけでなく、競争を促進するものである。「イ」国の電力法は以下のような課題に対応できるよう制定されている。

- 電力自由化政策
- 送配電ネットワークへのオープンアクセス
- 盗電に対する厳しい罰則
- 透明な補助金管理
- 地方電化の推進

電力法は、低廉かつ合理的な電気料金の設定や環境問題への対応として、発電、送電、配電、電力量取引および電気の使用に関する法的枠組みを構築している。また、送電システムにおけるオープンアクセスにより発電事業者から電力消費者への電力の一括供給を可能となり、卸電力の取引が容易となった。

第 11 次 5 ヶ年計画（2007-2011）で、計画委員会が設定した発電設備容量の増加目標は 78,700 MW であり、このうち火力発電は 59,693 MW と設定していながら、この期間における火力発電設備容量増加の実績は 45,588 MW であり目標を下回った。

効率的な電力供給と需要の管理を行うため、CEA は発電計画を作成している。国内総生産（Gross Domestic Product : GDP）成長率を 9% に、第 12 次計画期間および第 13 次計画期間の弾性率をそれぞれ 0.9 および 0.8 とした。第 12 次計画（2012-2016）および第 13 次計画（2017-2021）での電力需要予測を表 3.2-1 に示す。

表 3.2-1 第 12 次計画および第 13 次計画期間の電力需要予測

	電力需要 (BU ¹²)	ピーク需要 (MW)
	GDP 9%成長時	GDP 9%成長時
2016 (第 12 次計画末)	1,402	197,686
2021 (第 13 次計画末)	1,993	289,667

出所 : CEA, 12th National Electricity Plan

¹² 1 BU = 1,000 GWh

CEA 報告書による第 12 次および第 13 次計画の各地域の電力需要予測を表 3.2-2 に示す。

表 3.2-2 2016 年度および 2021 年度の各地域の電力需要予測

	電力需要 (MU ¹³)		ピーク需要 (MW)	
	2016	2021	2016	2021
北部	442,498	594,000	60,934	86,461
西部	394,118	539,310	62,015	86,054
南部	357,826	510,786	57,221	82,199
東部	163,790	236,952	24,303	35,928
北東部	16,154	23,244	2,966	4,056
アンダマン・ニコバル諸島	366	505	67	89
ラクシャディープ諸島	52	65	11	18
全インド	1,354,874	1,904,861	199,540	283,470

出所：CEA, 12th National Electricity Plan

¹³ 1 MU = 1000 MWh

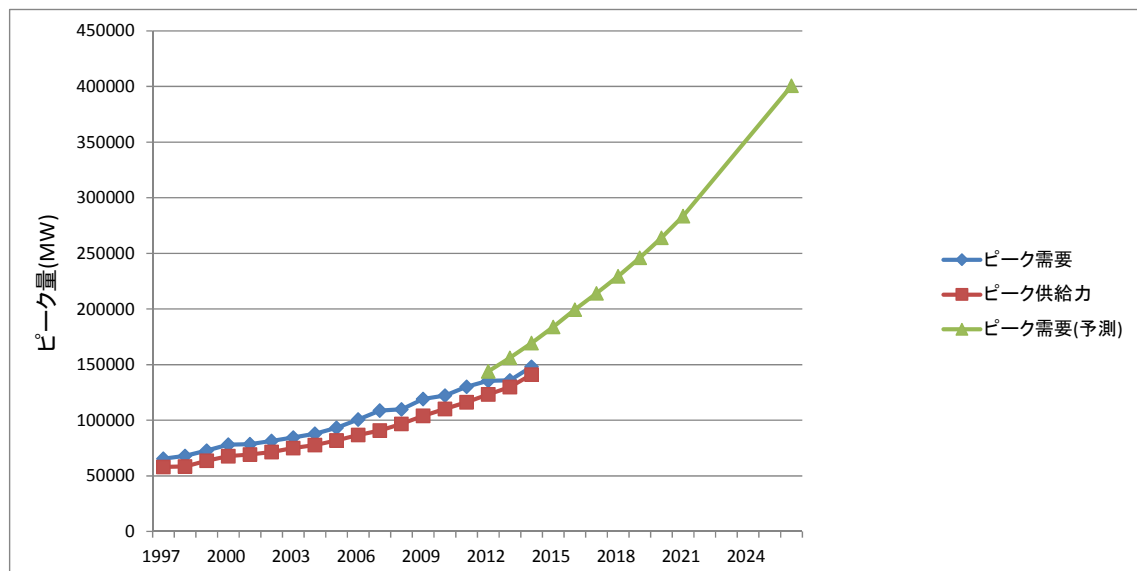
需要電力量とピーク負荷の長期予測（第 14 次計画期間 2026 年度まで）を表 3. 2-3 に示す。

表 3. 2-3 2026 年度の電力需要長期予測

	電力需要 (BU)	ピーク需要 (GW)
北部	840. 67	121. 98
西部	757. 32	120. 62
南部	727. 91	118. 76
東部	349. 41	53. 05
北東部	33. 95	6. 17
アンドAMAN・ニコバル諸島	0. 71	0. 125
ラクシャディープ諸島	0. 08	0. 023
全インド	2, 710	400. 7

出所：CEA, 12th National Electricity Plan

現在までのピーク需要の実績と将来予測は図 3. 2-1 のとおりである。



出所：調査団作成

図 3. 2-1 インド国ピーク需要の実績と将来予測

「イ」国の経済成長率は、ここ数年 5%程度で推移しており、2015 年度の経済は復調の兆しがあるものの、原油価格下落の影響から 7%程度の予測となっている。電力需要想定は下振れしているが、電力需給ギャップは依然として埋まっておらず、引き続き新規発電設備の建設ニーズは高い。

電力供給力と同様に送電網の整備も必要となる。第 9 次計画（1997-2001）以降、400 kV および 765 kV 送電網の整備が進んでいる。第 12 次計画期間（2012-16）までには、220 kV、400 kV および 765 kV による送電範囲を 348,049 CKM（Circuit km：回線長）まで引き上げる目標としている。2007 年 3 月時点の送電線容量は 14,050 MW であり、それを第 12 次計画期間までに 65,550 MW まで増強することを目標としている。第 6 次計画以降の送変電設備の伸びを表 3.2-4 に示す。

表 3.2-4 第 6 次計画以降の送電設備の増強状況

種別	電圧 (kV)	単位	第 6 次 計画末	第 7 次 計画末	第 8 次 計画末	第 9 次 計画末	第 10 次 計画末	第 11 次 計画末	2015 年 9 月 30 日 時点	第 12 次 計画末
交流送電線	765	ckm	0	0	0	1,160	2,184	5,250	22,954	32,250
	400	ckm	6,029	19,824	36,142	49,378	75,722	106,819	140,617	144,819
	220	ckm	46,005	59,631	79,600	96,993	114,629	135,980	152,649	170,980
	Total	ckm	52,034	79,455	115,742	147,531	192,535	248,049	316,220	348,049
高圧直流送電	-	ckm	0	0	1,634	4,738	5,872	9,432	12,938	16,872
合計 (AC + HVDC)	-	ckm	52,034	79,455	117,376	152,269	198,407	257,481	329,158	364,921
交流 送電線容量	765	MVA	0	0	0	0	0	25,000	133,500	174,000
	400	MVA	9,330	21,580	40,865	60,380	92,942	1,51,027	196,802	196,027
	220	MVA	37,291	53,742	84,177	116,363	156,497	2,23,774	277,768	299,774
	Total AC	MVA	46,621	75,322	125,042	176,743	249,439	399,801	608,070	669,801
高圧直流 送電線容量	-	MW	0	0	0	5,200	8,200	9,750	13,500	22,500
合計 (AC + HVDC)	-	-	46,621	75,322	125,042	181,943	257,639	409,551	621,570	692,301
地域間 送電容量	-	MW	-	-	-	-	14,050	27,750	47,450	65,550

出所：CEA, *Executive Summary of Power Sector*

3.3 インド国電力需要と供給状況

「イ」国における 2015 年度の電力需要と供給力は、国内の様々な発電設備（火力、水力、原子力など）や期間中の新たな容量の追加が考慮されている。

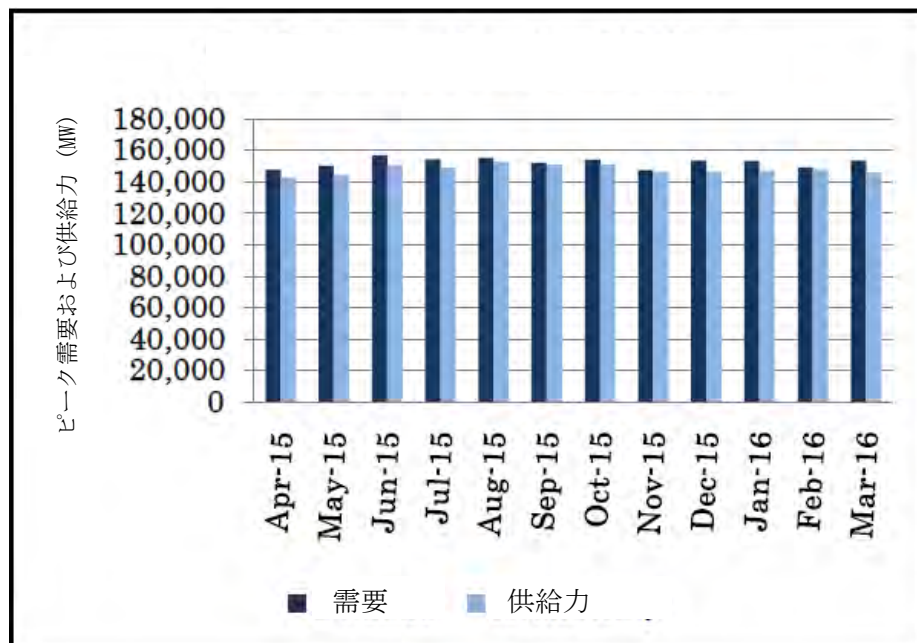
発電所の定期メンテナンスなどを考慮した 2015 年度の年間総供給量は約 11.4 億 MWh となっており、2.1%の供給量の不足と 2.6%のピーク供給力の不足が予想されている。2015 年度における「イ」国の年間電力需要と供給力の予測を表 3.3-1 に示す。

表 3.3-1 インド国の電力需要と供給力の予測（2015 年度）

項目	電力量 (MU)	ピーク値 (MW)
需要	1,162,423	156,862
供給力	1,138,346	152,754
余剰量(+)/不足量(-)	-24,077	-4,108
余剰率(+)/不足率(-) (%)	-2.1	-2.6

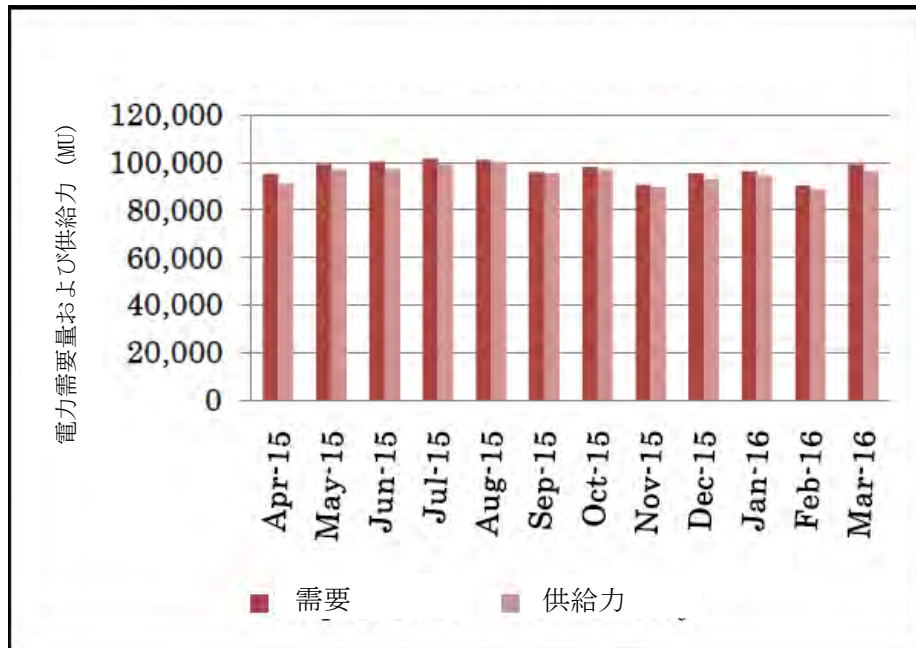
出所：CEA, LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16

2015 年度の「イ」国における毎月の電力需要とピーク需要および供給力の予測を図 3.3-1 および図 3.3-2 に示す。



出所：CEA, LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16

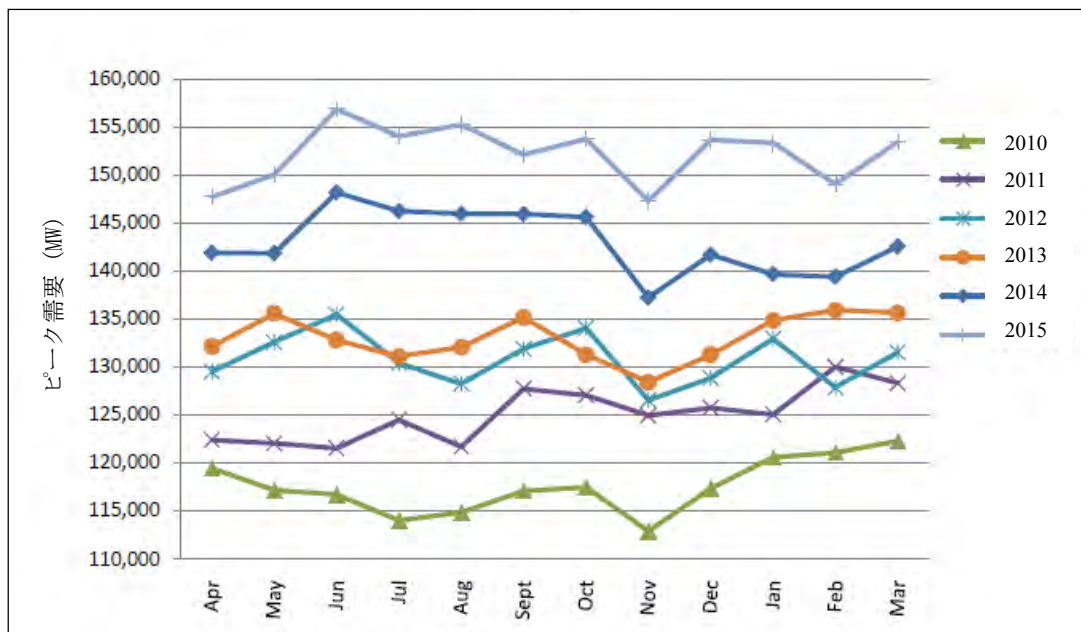
図 3.3-1 毎月のピーク需要と供給力の予測（2015 年度）



出所：CEA, LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16

図 3.3-2 毎月の電力需要と供給力の予測 (2015 年度)

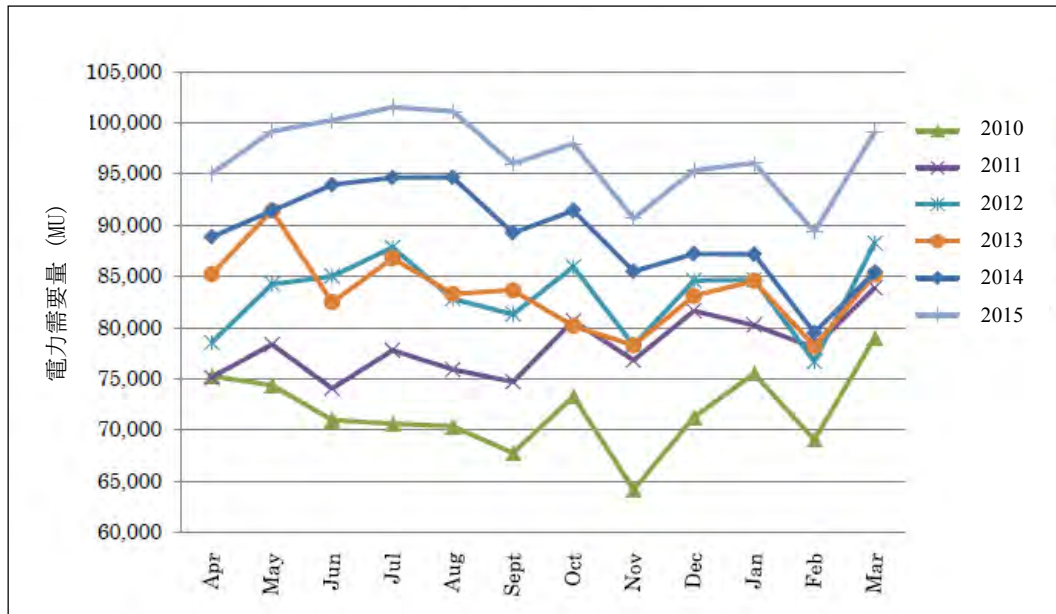
2010-2014 年度の実績および 2015 年度予測の「イ」国全体のピーク需要の動向を図 3.3-3 に示す。2010 年度と比較して、年々需要が伸びていることがわかる。



出所：CEA, LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16

図 3.3-3 全体のピーク需要の動向

同様に、図 3.3-4 に示すとおり、電力需要量も前述の傾向を示している。



出所：CEA, LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16

図 3.3-4 2010 年度から 2015 年度の電力需要量

各地域での 2015 年度電力需要、供給力およびその不足量の予測を表 3.3-2 に示す。

表 3.3-2 2015 年度の地域別電力需要と供給力の予測

	電力量				ピーク値			
	需要	供給力	余剰量 (+) / 不足量 (-)		需要	供給力	余剰量 (+) / 不足量 (-)	
	(MU)	(MU)	(MU)	(%)	(MW)	(MW)	(MW)	(%)
北部	355,794	354,540	-1,254	-0.4	54,329	54,137	-192	-0.4
西部	353,068	364,826	11,758	3.3	48,479	50,254	1,775	3.7
南部	313,248	277,979	-35,269	-11.3	43,630	35,011	-8,619	-19.8
東部	124,610	127,066	2,455	2.0	18,507	19,358	851	4.6
北東部	15,703	13,934	-1,768	-11.3	2,650	2,544	-106	-4.0
全インド	1,162,423	1,138,346	-24,077	-2.1	156,862	152,754	-4,108	-2.6

出所：CEA, LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16

「イ」国全体では電力量で2.1%、ピーク負荷で2.6%の不足が予想される。内訳を見ると、北部0.4%、南部19.8%、北東部4.0%のピーク供給力が不足しているが、東部4.6%および西部3.7%と、一部地域ではピーク時の供給力に余裕が発生すると想定されている。

3.4 インド国東部地域電力計画

第12次および第13次計画での東部地域ピーク需要予測を表3.4-1に示す。

表 3.4-1 第12次および第13次計画での東部地域ピーク需要予測

	第12次計画 (MW)					第13次計画 (MW)				
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ビハール州	2,843	3,277	3,777	4,354	5,018	5,660	6,398	7,250	8,236	9,306
ジャールカンド州	3,452	3,727	4,010	4,301	4,616	4,948	5,262	5,598	5,957	6,341
オリッサ州	4,397	4,686	4,994	5,322	5,672	5,866	6,066	6,289	6,515	6,749
西ベンガル州	8,289	9,052	9,887	10,798	11,793	12,882	13,964	15,124	16,369	17,703
シッキム州	117	123	130	137	144	148	159	164	170	176
東部	16,638	18,291	20,109	22,106	24,303	26,320	28,411	30,710	33,226	35,928

出所：CEA, *LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16*

同様に、第 12 次および第 13 次計画での東部地域電力需要予測を表 3.4-2 に示す。

表 3.4-2 第 12 次および第 13 次計画での東部地域電力量需要予測

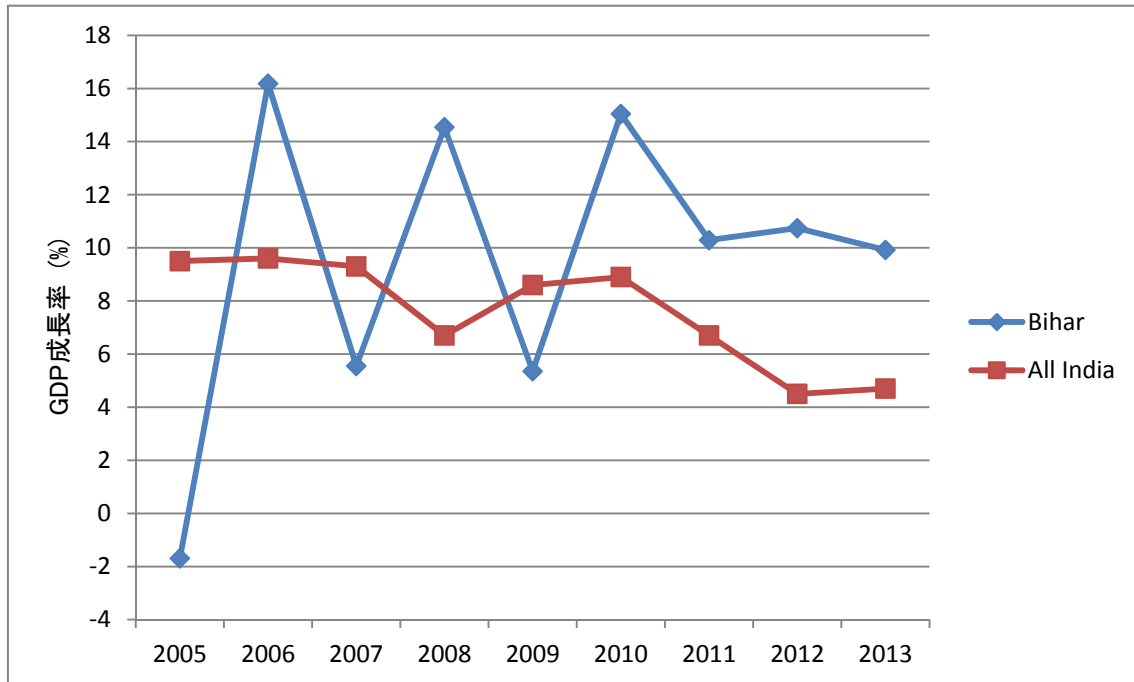
	第 12 次計画 (MU)					第 13 次計画 (MU)				
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ビハール州	16,529	19,096	22,062	25,489	29,447	32,964	36,982	41,590	46,883	52,975
ジャールカンド 州	21,309	22,844	24,407	25,990	27,691	29,592	31,381	33,287	35,318	37,482
オリッサ州	26,265	28,374	30,652	33,113	35,772	36,999	38,262	39,667	41,089	42,566
西ベンガル州	51,021	55,288	59,912	64,923	70,352	76,511	82,571	89,033	95,927	103,283
シッキム州	440	482	482	504	528	544	581	601	622	645
東部	115,564	137,515	137,515	150,018	163,790	176,611	189,777	204,178	219,839	236,952

出所：CEA, *LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16*

この予測から、2015 年度末の供給力に対して、2021 年までに東部地域全体でピーク需要量が 1.85 倍、電力需要量が 1.86 倍となり、東部地域で発電容量を大きく増強する必要があることがわかる。この電力需要の増加は第 3.5 項に示す経済成長によるものとする。

3.5 ビハール州の経済状況

ビハール州は人口 1.04 億人、人口密度 1,102 人/平方キロメートルと「イ」国の中でも人口密度の高い州である（2011 年国勢調査時）。その人口の 33.7%は貧困層であり、人口の約 9 割が村落に住んでいる「イ」国の最貧州のひとつであるが、近年目覚ましい経済発展を遂げている州でもある。図 3.5-1 に近年の「イ」国およびビハール州の経済成長率を示す。ビハール州の経済成長率は波があるものの、「イ」国全体の成長率を大きく上回っている。特に 2012 から 2013 年度は「イ」国全体では 5%程度と成長が鈍化しているのに対し、ビハール州は安定して 10%程度の成長を記録している。成長率の低い年は、モンスーンの雨量に農業部門が大きく影響を受けるためである。



出所 : GoB¹⁴ Finance Department, *Economic Survey 2014-15*

図 3.5-1 インド国およびビハール州の経済成長率

¹⁴ ビハール州政府 (Government of Bihar : GoB)

また、表 3.5-1 にビハール州の分野別経済成長率を示す。

表 3.5-1 ビハール州の分野別経済成長率

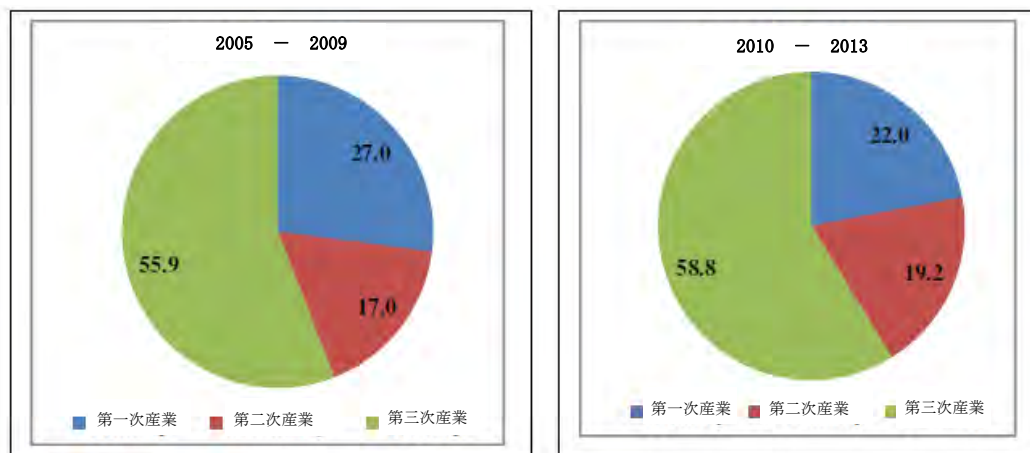
No.	部門		年平均成長率 (%)					
			2000 年 - 2004 年		2005 年 - 2009 年		2010 年 - 2013 年	
			現行価格	基準年価格 (1999 年)	現行価格	基準年価格 (1999 年)	現行価格	基準年価格 (1999 年)
1	農業/畜産		1.7	-1.1	14.6	5.4	13.2	3.7
2	林業		23.7	3.8	3.4	-2.0	6.0	-1.9
3	漁業		8.1	8.4	22.8	2.7	29.0	14.6
4	鉱業		-27.4	-30.1	11.9	14.1	-0.7	-1.5
	小計(第一次産業)		3.3	-0.4	13.9	4.4	13.5	3.8
5	製造業		6.1	1.2	20.6	13.3	5.3	-1.1
	5.1	登録	5.1	-0.7	56.9	45.4	1.2	-6.0
	5.2	未登録	6.4	1.8	11.8	5.6	8.1	2.0
6	建設業		24.5	14.6	29.4	19.8	15.3	6.6
7	電気 / 水道 / ガス		4.9	-2.9	5.9	8.6	26.3	8.3
	小計(第二次産業)		12.7	5.8	24.8	16.7	13.3	4.7
8	交通 / 倉庫 / 通信		3.6	1.5	15.9	13.4	18.2	12.5
	8.1	鉄道	-5.1	-5.8	14.4	7.6	9.5	0.2
	8.2	その他交通機関	7.8	1.9	18.2	8.7	24.2	14.3
	8.3	倉庫	-	-	18.9	9.5	19.1	9.6
	8.4	通信	11.0	13.8	13.1	24.7	12.5	16.4
9	貿易 / ホテル / レストラン		16.9	11.8	24.0	14.2	27.5	17.3
	小計(No. 8-9)		13.2	9.1	22.2	14.0	25.9	16.0
10	銀行 / 保険		5.3	3.0	15.0	14.4	22.2	19.2
11	不動産/ 賃貸業 / 対事業所サービス		14.5	4.5	19.6	9.6	18.6	10.4
	小計(No. 10-11)		10.3	3.9	18.0	11.6	19.8	14.8
12	行政		5.5	1.9	17.5	8.7	18.7	8.6
13	その他サービス業		5.3	1.4	15.1	5.7	24.3	14.4
	小計(第三次産業)		9.7	5.3	19.3	11.1	23.8	14.8
	GSDP ¹⁵ 合計		7.8	3.4	18.6	10.2	19.3	10.4
	一人当たりの GSDP		5.8	1.4	16.8	8.6	17.7	8.9

出所 : GoB Finance Department, Economic Survey 2014-15

2005 年度から 2009 年度の間に 15%以上の成長率を記録した分野は、登録製造業（従業員 10 人以上の工場）(45.4%)、建設(19.8%)、通信(24.7%)である。2010 年度から 2013 年度で成長率の高かった分野は、銀行および保険(16.4%)、商業/ホテル/レストラン(17.3%)、通信(16.4%)であった。2005 年度から 2013 年度の間で、第三次産業に加えて登録製造業が大きく成長していることがわかる。

¹⁵ 州内総生産(Gross State Domestic Product : GSDP)

ビハール州の経済の発展に伴い産業構造も変化している。図 3.5-2 に 2005 年度から 2009 年度および 2010 年度から 2013 年度のビハール州の州内総生産分野別構成を示す。

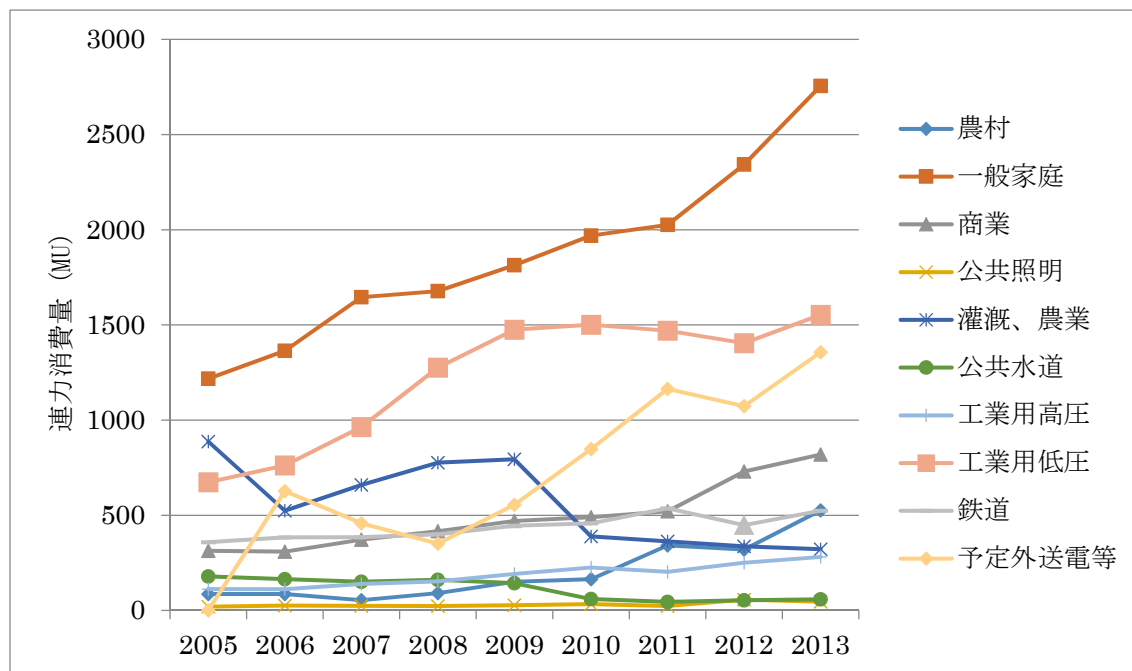


出所：GoB Finance Department, Economic Survey 2014-15

図 3.5-2 ビハール州の州内総生産分野別構成

第一次産業の割合が 27.0%から 22.0%に減少していることから、経済成長に伴い第一次産業の割合が低下し、第二次産業および第三次産業が成長していることがわかる。

このようにビハール州の経済は著しい発展を遂げている。そのため、州の電力需要もまた大きく増加している。図 3.5-3 にビハール州の分野別の電力消費量の推移を示す。一般家庭、工業用低圧電力、商業の部門で電力消費量が大きく伸びていることがわかる。



出所：SBPDCL, Tariff Order of SBPDCL for FY 2015-16

図 3.5-3 ビハール州の分野別電力消費量の推移

3.6 ビハール州電力セクタ計画

ビハール州電力庁（Bihar State Electricity Board : BSEB）は 1958 年に設立され、ビハール州の発電、送電、配電およびそれに関連する活動に関与してきた。

2012 年、ビハール州の電力構造改革として BSEB は新たに以下の 5 社に分割された。

- Bihar State Power Holding Company Limited（ビハール州電力持株会社：BSPHCL）
（再編された以下の 4 社の株式を所有する持株会社）
- Bihar State Power Generation Company Limited（ビハール州発電公社：BSPGCL）
（ビハール州の発電事業を担当する発電公社）
- Bihar State Power Transmission Company Limited（ビハール州送電公社：BSPTCL）
（ビハール州の送電事業を担当する送電会社）
- South Bihar Power Distribution Company Limited（ビハール州南部配電公社：SBSPDCL）
（ビハール州南部における配電事業を担当する配電会社）
- North Bihar Power Distribution Company Limited（ビハール州北部配電公社：NBSPDCL）
（ビハール州北部における配電事業を担当する配電会社）

3.6.1 第12次5ヵ年計画での目標

GoB は、第12次5ヵ年計画に沿った目標を設定しており、農業および農業関連分野の高い成長率の確保（7%）のため、州の一人当たりの所得を国民平均所得に近づけるため、およびビハール州の経済成長率を12-13%とするために以下の方針を定めている。¹⁶

- さらなるインフラの開発促進
- 工業化の促進
- 教育と医療を重視した社会分野の発展
- 貧困削減への持続的な努力
- 社会の最下層の所得水準を大幅な向上
- 公平な地域開発

3.6.2 ビハール州の電力セクタ

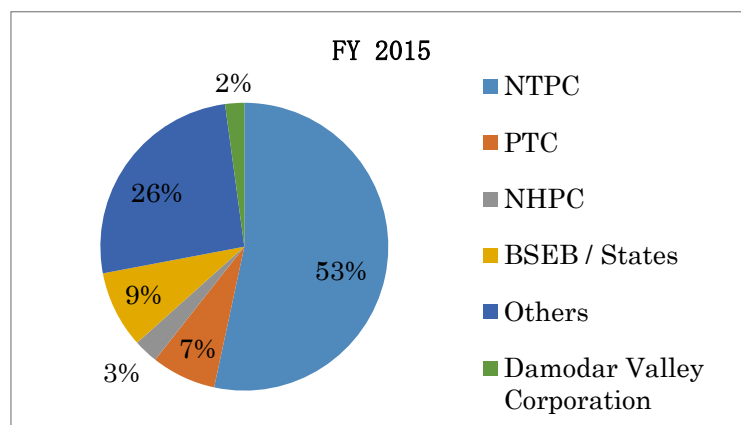
ビハール州の経済は特に第11次計画期間の2007年度から2011年度の間に高い成長率が見られる。これは第3.5項に記載した通り第二次産業および第三次産業部門の発展によって支えられている。一方、ビハール州では電力需要に供給が追いついておらず、現在の1人当たりの電力消費量は160 kWhと「イ」国平均927 kWhを大きく下回っている。

国家電力政策に従い、GoI は2019年までに、国民1人当たりの電力消費量を1,000 kWhまで引き上げることを目標としている。この方針から、ビハール州は発電および電力輸送部門を大きく向上させる必要がある。

州の電力需要は年間8%程度で増加してきた。需要と供給のギャップは、2009年度が最も高く、32.9%不足していた。このギャップは中央からの電力配分により、2011年度は15.5%に減少している。

ビハール州の電力供給は中央からの配分に大きく依存している。中央水力発電公社 (NHPC Limited: NHPC)、中央火力発電公社 (NTPC Limited: NTPC) およびインド電力取引会社 (Power Trading Corporation of India Ltd: PTC) からの配分のほか、州内にも BSPGCL 所有の発電所がある。

¹⁶ GoB, *Approach to 12th Five Year Plan (2012-17)*



出所：BERC, *Truing up for FY 2011-12 & Review for FY 2012-13 of erstwhile BSEB and Determination of Multi Year Aggregate Revenue Requirement (ARR) for FY 2013-14 to 2015-16 and Tariff for FY 2013-14*

図 3.6-1 ビハール州におけるサプライヤーの構成

電力需要の増加に対し、州は発電設備容量を増強することで、州内の消費者のための電力確保に努めている。また、発電設備容量の増強に加えて送電線容量の増強や配電網の向上に取り組んでいる。州は送電網の改善のため、アジア開発銀行(Asian Development Bank : ADB)からの融資を受けている。配電部門は配電部門改革プログラム (Restructured Accelerated Power Development & Reforms Programme : RAPDRP) や地方電化政策 (Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana) といった計画を GoI からの融資援助により実施している。

CEA が実施した第 18 回電力調査に基づき、ビハール州の電力供給量は第 12 次計画末 (2012-2016) までに表 3.6-1 に示す値まで引き上げることを目標としている。

表 3.6-1 第 12 次計画末までの電力供給力の目標

	第 12 次計画末までの電力量供給力 (MU)	第 12 次計画末までのピーク供給力 (MW)
ビハール州	29,447	5,018

出所：CEA, *12th National Electricity Plan*

3.6.3 ビハール州の発電所概要

ビハール州の電力供給は中央に完全に依存している。州の電力システムはほとんどが火力発電で水力発電はわずか10%であり、州内で保有する設備容量であるおよそ500 MWのうち440 MWが火力発電、残りは水力発電である。しかし、州内の火力発電所は改修工事や建設工事により、多くが停止している。

2015年時点で州が権益を保有している主要な発電所は以下のとおり。

- バラウニ発電所
- ムザファプール火力発電所 (Muzaffarpur Thermal Power Station : MTPS)
- コシ水力発電所 (Koshi Hydro Power Station : KHPS)

(1) バラウニ火力発電所

本プロジェクトの既設発電設備である。詳細は4章に記載する。

(2) ムザファプール火力発電所

発電所を運営しているKBUNL社 (Kanti Bijlee Utpadan Nigam Limited) は、2006年9月8日にNTPCの全額出資子会社として設立された。当初NTPCは、既設のMTPS (2x110 MW) 資産を引き継ぐためにVaishali Power Generating Company Limitedという子会社を設立したが、2008年4月10日、KBUNL社に改称した。現在の株式保有比率はNTPC 64.57%、旧BSEB 35.43%で、電力省 (Ministry of Power : MoP) の下、NTPCの子会社化されている。発電所で発電された電力はすべてビハール州に供給される。

MTPSは以下の2つのフェーズで構成されている。

- 第1フェーズ : 2x110 MW (No. 1/2 号機)
2013年のバーラト重電機 (Bharat Heavy Electricals Limited : BHEL) による改修および近代化による寿命延伸 (Renovation and Modernization/Life Extension : R&M/LE) 工事後、現在は両設備が稼働している (No. 1 : 2013年11月、No. 2 : 2014年11月)。
- 第2フェーズ : 2x195 MW (No. 3/4 号機)
No. 3号機は2015年3月31日にBHELにより竣工した。No. 4号機は現在工事中。

(3) コシ水力発電所

コシ水力発電所は1970年から1978年に建設された4x4.8 MWの水力発電所であり、2003年11月16日にビハール州水力発電公社 (Bihar State Hydroelectric Power Corporation Limited : BHPC) に引き渡された。

2015年1月31日時点のビハール州設備容量は表3.6-2のとおりであり、大部分が中央からの電力供給ということが判る。ビハール州の石炭火力として210 MWが記載されているが、これはBTPSのNo. 6/7号機であり、実際はR&M/LE工事のため供給されていない。

表 3.6-2 2015 年 1 月 31 日時点のビハール州設備容量（中央からの割当てを含む）

州	所有	設備容量（MW）							総計 （MW）
		火力				原子力 （MW）	水力 （MW）	再生可能 エネルギー （MW）	
		石炭 （MW）	ガス （MW）	ディーゼル （MW）	合計 （MW）				
ビハール 州	州	210.00	0.00	0.00	210.00	0.00	0.00	70.70	280.70
	民間	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	43.42	43.42
	中央	1,744.70	0.00	0.00	1,744.70	0.00	129.43	0.00	1,874.13
	計	1,954.70	0.00	0.00	1,954.70	0.00	129.43	114.12	2,198.25

出所：CEA, *Executive Summary for the Month of January 2015*

3.7 ビハール州電力需要予測

CEA による年間需給報告書 (*Load Generation Balance Report : LGBR*) によると、2015 年度のピーク供給力の不足は 21.8%、電力量供給力の不足は 4.7%と予測されている。表 3.7-1 にビハール州の電力需要と供給力予測を示す。

表 3.7-1 2015 年度のビハール州電力需要と供給力の予測

月	電力量				ピーク値			
	需要	供給力	余剰量 (+) / 不足量 (-)		需要	供給力	余剰量 (+) / 不足量 (-)	
	(MU)	(MU)	(MU)	(%)	(MW)	(MW)	(MW)	(%)
4 月 15 日	3,100	2,290	-810	-26.1	1,509	1,308	-201	-13.3
5 月 15 日	3,100	2,449	-651	-21.0	1,463	1,490	26	1.8
6 月 15 日	3,000	2,485	-515	-17.2	1,533	1,488	-45	-2.9
7 月 15 日	2,950	2,540	-410	-13.9	1,628	1,689	61	3.8
8 月 15 日	2,950	2,416	-534	-18.1	1,592	1,621	29	1.8
9 月 15 日	3,100	2,295	-805	-26.0	1,687	1,451	-235	-14.0
10 月 15 日	3,200	2,543	-657	-20.5	1,804	1,662	-142	-7.9
11 月 15 日	3,250	2,466	-784	-24.1	1,701	1,527	-174	-10.3
12 月 15 日	3,000	2,392	-608	-20.3	1,601	1,524	-86	-5.3
1 月 15 日	3,000	2,401	-599	-20.0	1,549	1,528	-21	-1.4
2 月 15 日	3,100	2,463	-637	-20.6	1,512	1,462	-50	-3.3
3 月 15 日	3,200	2,491	-709	-22.2	1,628	1,569	-59	-3.6
年間	3,250	2,543	-707	-21.8	19,215	18,318	-897	-4.7

出所：CEA, *LOAD GENERATION BALANCE REPORT 2015-16*

第12次および第13次5ヵ年計画期間（2012-2021）のピーク負荷需要予測を表3.7-2に示す。

表3.7-2 第12次および第13次5ヵ年計画期間ピーク負荷需要予測（MW）

第12次5ヵ年計画（2012 - 2017）					第13次5ヵ年計画（2017 - 2022）				
2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
2,843	3,277	3,777	4,354	5,018	5,660	6,398	7,250	8,236	9,306

出所：CEA, 12th National Electricity Plan

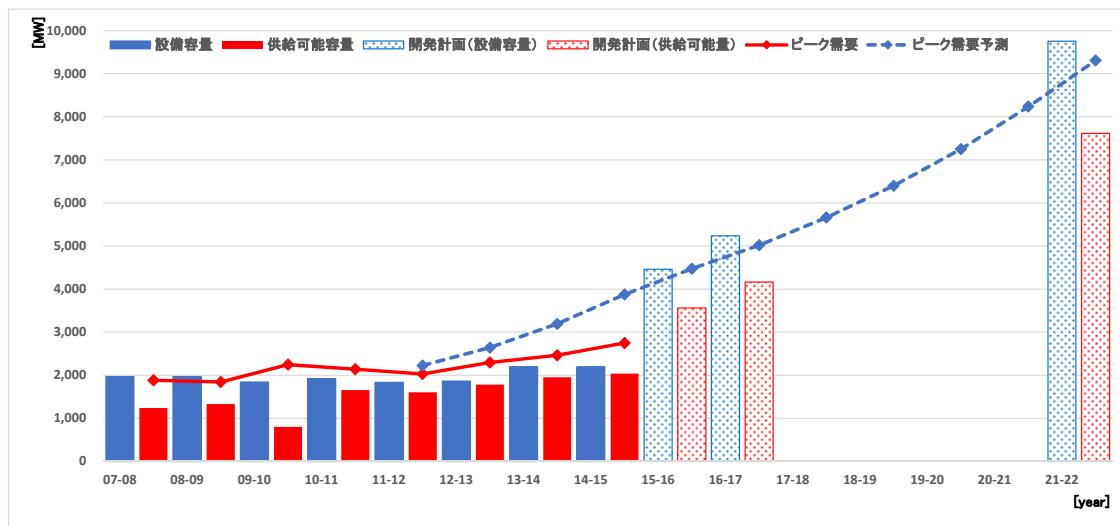
同期間の電力量の需要予測を表3.7-3に示す。

表3.7-3 第12次および第13次5ヵ年計画期間電力量需要予測（MU）

第12次5ヵ年計画（2012 - 2017）					第13次5ヵ年計画（2017 - 2022）				
2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
16,529	19,096	22,062	25,489	29,447	32,964	36,982	41,590	46,883	52,975

出所：CEA, 12th National Electricity Plan

ビハール州の設備容量、供給可能量の現状と計画およびピーク需要予測を図3.7-1に示す。



出所：調査団作成

図3.7-1 ビハール州の設備容量、供給可能量の現状と計画およびピーク需要の予測

図3.7-1より、2021年度で1,700 MW程度ピーク供給力が不足すると予測されている。ビハール州は、長年電力需要に対し供給力が追い付いておらず、電力需要自体も予測ほど

伸びていない。「イ」国経済が回復してきていること、ビハール州の経済成長は安定していること、後述（第 3.8 項）の電力開発計画に一部遅れが見られることから、依然として発電所建設ニーズは高い。

3.8 第 12 次国家電力計画以降の主な電力開発計画

第 12 次国家電力計画およびそれ以降の電力計画で、ビハール州では以下の主な発電所開発計画が検討されている。

- ナビナガー超臨界火力発電プロジェクト (Nabinagar Super Thermal Power Project : Stage-I)
- Buxar Bijlee 社 (Buxar Bijlee Company Pvt. Ltd.)、ブクサル地区
- Lakhisarai Bijlee 社 (Lakhisarai Bijlee Company Pvt. Ltd.)、ルッキサライ地区
- Pirpainti Bijlee 社 (Pirpainti Bijlee Company Pvt. Ltd.)、バガルプール地区

(1) ナビナガー超臨界火力発電プロジェクト (Stage-I)

2008 年 2 月 14 日、NTPC とかつての BSEB 間でビハール州アウランガーバード (Aurangabad) 地区ナビナガー (Nabinagar) 郡の近郊に、3x660 MW 石炭火力発電所の建設および運用/保守 (Operation & Maintenance : O&M) の合弁会社設立契約が結ばれ、合弁会社ナビナガー発電会社 (Nabinagar Power Generating Company Private Limited : NPGCPL) が、NTPC と BSEB との間で設立された (出資比率 50:50)。

NPGCPL は Rural Electrification Corporation Ltd. と INR 8,800 Crores の融資契約を締結し、株式 (出資金) によりさらに INR 2,300 Crores を追加投資した。総事業費は INR 13,000 Crores と見られている。2015 年 7 月現在、プロジェクトの 20% は完了しているが、用地取得に関する不賛成により 2017 年運転開始が遅れる見込みである。

(2) Buxar Bijlee 社、ブクサル

Buxar Bijlee 社は、ビハール州ブクサル (Buxar) 地区チャウサ (Chausa) での超臨界圧発電プロジェクト (2x660 MW) を計画している。Buxar Bijlee 社は発電所建設の民間セクタ入札のために、BSEB と Infrastructure Leasing & Financial Services Limited の共同出資会社として設立された会社である Bihar Power Infrastructure Company Ltd. により設立された。2013 年 Buxar Bijlee 社は SJVN Limited により 100% 買収された。

2010 年中央水利委員会 (Central Water Commission : CWC) は 55 cusec の水の使用許可を与えた。2013 年、石炭省 (Ministry of Coal : MoC) はこのプロジェクトのために西ベンガル州 (West Bengal) に位置するデューカーパンチャミー (Deocha-Pachami) 石炭ブロックの石炭 2,102 百万トンのうち、486 百万トン割当てた。

(3) Lakhisarai Bijlee 社、ルッキサライ

Lakhisarai Bijlee 社は、ビハール州ルッキサライ (Lakhisarai) 地区カハラ (Kajara) で

の超臨界圧発電プロジェクト(2x660 MW)を計画している。ルッキサライ TPP 開発のため、BSPGCL は NTPC に Lakhisarai Bijlee 社の持株 74% を売却し、NTPC、Lakhisarai Bijlee 社と BSPGCL との間で発電所建設に関する覚書 (Memorandum of Understanding : MoU) が締結された。2010 年 CWC は 55 cusec の水の使用許可を与えた。2008 年、石炭割当て申請が MoC に提出されている。

(4) Pirpainti Bijlee 社、バガルプール

Pirpainti Bijlee 社は、ビハール州バガルプール (Bhagalpur) 地区パーパンティ (Pirpainti) での超臨界圧発電プロジェクト(2x660 MW)を計画している。2014 年 2 月、BSPGCL、NHPC および Pirpainti Bijlee 社間で 1,320 MW パーパンティ発電所の開発に向け MoU が締結された。持株比率は、NHPC が 74%、BSPGCL が 26% である。このプロジェクトによる電力の 85% は買電契約により州の配電会社へ送電されることになっている。2010 年、CWC は 55 cusec の水の使用許可を与えた。2006 年、Pirpainti Bijlee 社より石炭割当て申請が MoC に提出されている。BSEB は、環境影響評価報告書を作成し、2010 年 7 月に公聴会を開催したと報告した。発電所は当初 2015 年度に運転開始する予定であったが、住民の反対運動に直面している。

3.9 インド国内送電網

「イ」国の電力系統は北部、東部、西部、北東部および南部の 5 つの地域に分割されている。第 11 次計画終了時 (2011 年度) の全地域間の送電容量は約 28,000 MW だったが、第 12 次計画終了時 (2016 年度) までに約 65,000 MW まで増強することが計画されている。

東部と北東部送電系統は 1991 年 10 月に接続され、2003 年 3 月には西部と東部および北東部が相互接続された。2006 年 8 月には北部と東部の系統が相互接続され、これにより北部、東部、西部、北東部の 4 地域の送電系統が同期し、1 つの周波数で動作する中央系統を形成した。2013 年 12 月 31 日には、765 kV ライチュール (Raichur) - ソーラープル (Solapur) 送電線の稼働により南部地域もまた中央系統に同期接続された。

それによって「一国、一送電網、一周波数」が実現した。

現在、「イ」国の送電網は 800/765 kV、400 kV、220 kV、132 kV の 超高圧交流と 500 kV の高圧直流で構成され、115,637 CKM の送電線と 192 の変電所 (Substation : s/s) を有している。地域間の総送電容量は 46,450 MW であり、2015 年 3 月 31 日時点における全変電所の設備容量は約 231,709 MVA である。

電力システム運用公社 (Power System Operation Corporation Limited : POSOCO) は「イ」国全体の送電網の管理を担当し、地域系統間の調整を行っている。また、各地域の送電網の管理については、地域ごとに地域給電指令所 (Regional Load Dispatch Centre : RLDC) を設置している。

3.10 インド国石炭開発状況

「イ」国における石炭産業は、炭鉱国有化法 (*Coal Mines Nationalization Act 1973*) に基づいて国有化され、1975 年に設立した MoC 直轄のインド石炭公社 (Coal India Limited: CIL) 傘下の炭鉱会社を中心に開発が実施されている。一部が州営などの炭鉱公社 (Singareni Collieries Company Ltd. : SCCL) や民間事業者によって実施されているものの、表 3.10-1 のとおり、2013 年度における国内生産量の約 8 割は CIL によるものである。

直近の石炭開発状況は、2011 年度 539.95 百万トン、2012 年度 556.40 百万トン、2013 年度 565.76 百万トンと、対前年比 1.4% (7.3 百万トン増)、3.0% (16.5 百万トン増)、1.7% (9.4 百万トン増) と着実に増加している。また、CIL は *Road Map for Enhancement of Coal Production* において、2019 年度の生産目標を 10 億トンと定めている。

一方、火力発電のさらなる開発のためには民間による鉱区開発が必要であるとして炭鉱国有化法が 1993 年に改正され、GoI の認可を受けた民間会社による自家用鉱区開発が可能となっていた。しかし、2014 年 9 月、最高裁判所から 1993 年から 2010 年までに割当てられた 218 カ所の石炭鉱区のうち、214 カ所について割当てを無効とする判断が示され、順次再割当てが実施されている (2015 年 5 月末現在 66 鉱区が終了)。

表 3.10-1 石炭開発割合

2013 年度 石炭開発	原料炭 (百万 t)	一般炭 (百万 t)	合 計 (百万 t)	割 合 (%)
CIL	48.92	413.49	462.41	81
SCCL	-	50.47	50.47	10
その他公営会社	0.59	14.61	15.20	3
公営会社合計	49.51	478.57	528.08	94
民間会社合計	7.31	30.37	37.68	6
「イ」国全体	56.82	508.94	565.76	100

出所: MoC, *COAL DIRECTORY OF INDIA 2013-14*

「イ」国の石炭火力発電所における燃料調達の主な選択肢は、「コール・リンケージ制度」による CIL 傘下の炭鉱会社からの調達あるいは「自家用鉱区開発制度 (Captive Coal Block Auction/Allocation)」による自社開発による調達の 2 つであり、概要は以下のとおり。

➤ コール・リンケージ制度

各発電事業社からの申請が、CEA および MoP 経由で常設委員会 (Standing Linkage Committee : SLC-LT (Long-Term)) に提出される。常設委員会は、その必要性および緊急性などの確認を踏まえて、CIL に対し申請者への石炭供給を推薦し、CIL 傘下の炭鉱会社は、当該推薦を受けて、申請者に対し石炭供給に係る保証状 (Letter of Assurance : LOA) を発信する。その後、申請者の発電所建設などの進捗にあわせて、運転開始までに燃料供給契約 (Fuel Supply Agreement : FSA) を炭鉱会社と締結するという枠組みである。

➤ 自家用鉱区開発制度

公告に基づいて、民間発電会社向けは入札により、公営発電会社向けは割当てにより自家用鉱区が配分される制度。公営発電会社向けの割当ては、各発電会社からの申請を踏まえ、CEA に当該発電所の建設/運営進捗を照会しつつ MoC が決定する。なお、鉱区開発期間 (3 年目途) の石炭供給を補完するものとして、テーパリング・リンケージ (漸減供給) 制度も準備されている。

3.11 インド国における発電方式の選択

新たな発電所を建設する場合の発電方式の選択肢としては石炭火力、石油火力、ガス火力、風力、太陽光および水力がある。

「イ」国における各発電方式のコスト比較を表 3.11-1 に示す。

表 3.11-1 インド国における各発電方式のコスト比較

		石炭	石油	ガス	風力	太陽光	水力
コスト	INR/kWh	3.5	19.2	4.4	3.2-6.1	9.0-18.5	3.4
CO ₂ 排出量	tCO ₂ /kWh	8.9x10 ⁻⁰⁴	5.9x10 ⁻⁰⁴	4.2x10 ⁻⁰⁴	0	0	0
CO ₂ コスト単価	€/tCO ₂	8.0					
CO ₂ 外部コスト	INR/kWh	1.7	1.2	0.8	0	0	0
コスト (CO ₂ 考慮)	INR/kWh	4.0	19.5	4.6	3.2-6.1	9.0-18.5	3.4

出所：次の資料を基に調査団作成

- CEA, *Executive Summary Sector, January-15*
- Ministry of New and Renewable Energy, *All India Renewable Energy Regulatory and Policy Data Base*
- CEA, *Baseline Carbon Dioxide Emission Database Version 10.0*, Government of India, Ministry of Power, CEA
- *Intercontinental Exchange*

石油火力発電は発電原価が高いこと、また、ガス火力発電は、天然ガスの生産が少ない「イ」国において既設発電所の発電所設備利用率（Power Load Factor：PLF）が 20% 台まで落ち込むほど深刻な供給不足の状況であることから、いずれの発電方式も現状の電力不足を補うためには非現実的な方法と考える。

また、再生可能エネルギーである風力発電および太陽光発電は出力が不安定であるためベース電源にはなり得ない。また、エネルギー密度が非常に小さいことから膨大な敷地が必要となるため、用地取得が困難な「イ」国において現実的ではない。水力発電については発電単価が最も低く CO₂ 外部コストを考慮するとさらに他発電方式との差は広がるが、立地条件が厳しく建設可能な場所に制限があるため大規模な新規開発は望めない。

一方、石炭火力発電については、立地条件が比較的厳しくなく豊富な国内炭の利用が可能である。

以上より、コストを抑えつつ電力供給量を増大するには石炭火力発電が望ましいと考える。

3.12 亜臨界圧方式と超臨界圧方式の比較

「イ」国において近年運開した 600 MW を超える超臨界圧以上の石炭火力発電所は、660 MW および 700 MW、800 MW の 3 種類があるが、24 ユニット中 16 ユニットが 660 MW であり、最も運転実績が多い。当初、BSPGCL は No. 10 号機に 1x250 MW の亜臨界圧方式石炭火力で計画していたが、仮に本プロジェクトで前提としている 660 MW の亜臨界圧石炭火力であった場合、熱効率は 35% 前後と想定されるが、超臨界圧または超々臨界圧石炭火力の 660 MW 級が採用された場合には、40% を超える熱効率が期待できる。このため、高効率である超臨界圧または超々臨界圧石炭火力は、消費燃料の削減や環境への影響の面において優れていると言える（燃料削減の効果、環境影響の程度については第 16 章を参照）。

3.13 出力規模の選択

「イ」国では、超臨界圧以上の石炭火力の標準的な出力として、660 MW、800 MW が広く認識されており、これらの容量からの選択は、採用実績も多く受け入れやすいと思われる。

予備調査では指定用地への 660 MW の配置は可能と判断しているが、実際には図 8.1-3 に示しているとおり、石炭サイロの採用など、用地が狭隘なことが原因で、「イ」国ではおそらく初採用となる技術を適用し可能になるものである（第 8 章を参照）。ただし、800 MW やそれ以上の容量については、本プロジェクトの指定用地が狭隘なことから、貯炭場容量の不足などの観点から、本プロジェクトにおける採用は困難と考える。

一方、660 MW よりも小容量のサイズは、機器の配置においては制約が少なくなる方向であるが、コストスケールメリットが得られる方向と反対である他、設計的にも物理的なプラント効率を上げにくくなる方向となるため、電力系統の制約があるなど特殊な外部要因がある場合を除き、ダウンサイジングの方向にはメリットは少ないと考える。

以上の観点から、本プロジェクトにおける出力規模は 660 MW を選択した。

3.14 プロジェクトを実施しない場合の影響

本プロジェクトの目的は、「イ」国ビハール州における電力需要の伸び（2013 年度：2,465 MW、2017 年度想定：5,108 MW、2021 年度想定：9,306 MW）に対応するため、新規石炭火力発電所を建設するものである。

現状、ビハール州の電力供給不足量は、年 15.3%（2013 年 3 月末）におよび、電力不足を補うため、ディーゼル発電機が多用されている。発電所を設置しない場合、地域の電力需要に対応するための別の措置（経済性/環境性共に低いディーゼル発電機による不足電力の補填、他地域からの電力購入、既設老朽化発電所の延命処置、廃止/休止発電所の再稼働など）が必要となる。

BTPS において現在進行中の 4 ユニットの 신설/R&M/LE 計画（第 4 章参照）は、いずれも亜臨界圧火力発電設備であり、環境面を考慮すると、より高効率な超臨界圧以上の発電設備の建設が望ましい。表 3.14-1 に本プロジェクトを実施しない（ゼロオプション）場合、想定される正および負の影響を示す。

表 3.14-1 ゼロオプションにより想定される影響

	正の影響	負の影響
経 済	➤ 特になし	➤ 電源開発計画の進展の遅れにより経済成長が阻害され、また、当面不経済なディーゼル発電などの利用が必要となる。 ➤ 高い電力品質（少ない停電、安定した電圧、変動が少ない周波数）を要求する産業が定着できない。
汚染対策	➤ 工事中および操業中における大気汚染、水質汚濁、廃棄物、騒音の影響がない。	➤ 電力不足を補うため非常用のディーゼル発電の稼働が高くなることを見込まれ、大気汚染、騒音の更なる悪化が見込まれる。 ➤ 低効率および低環境対策の小規模発電設備が数多く建設される可能性がある。
自然環境	➤ 特になし	➤ 特になし
社会環境	➤ 用地取得が発生しない。	➤ 新たな雇用および産業の創出の機会が少なくなる。

出所：調査団作成

3.15 まとめ

CEA による第 18 回電力調査によると、ビハール州の発電設備容量は中央からの配分も含め、2015 年現在の 2,198 MW から 2021 年までに 9,306 MW に増設する必要があるが、現在出されている計画がすべて実現した場合でも 2021 年の供給可能量は 7,613 MW であり約 1,700 MW 不足している。また、「イ」国およびビハール州の経済は今後さらに成長が見込まれること、ビハール州内の電源開発計画に一部遅れが見られることから、さらなる発電設備の増設が必要であると考えられる。このため、ビハール州は第 3.8 項で記載した発電所増設計画に加えて、BTPS No. 10 号機の建設が必要となる。BTPS No. 10 号機による電力は、すべてビハール州内で消費される場合、2021 年度のビハール州総電力需要予測に対する約 8.8% に相当すると試算する。発電所建設により地域に安定した電力が供給されることで、生活レベルの一定の向上が見込まれると期待できる。したがって、電力需要の面からは、出来るだけ大

きな出力規模の発電所が望ましく、出力規模が大きくなればなるほど、排出されるばい煙（ばいじん、硫黄酸化物、窒素酸化物等）の絶対量は増大するため、より高い熱効率による単位燃料当りのばい煙排出量の減少を期待することは、当然の選択である。また第 12 次 5 ヶ年計画において CEA は特に超臨界圧以上の石炭火力発電に重点を置いた電源開発、送配電設備増強および地方電化を重要課題とした。第 21 回締約国会議での合意に向けた、新たな枠組みに対する約束草案では「イ」国政府は「イ」国における設備容量の 60.8%を占める石炭火力発電は、信頼性の高い手頃な価格の電力供給のため今後も高い比率を維持するとし、二酸化炭素排出量削減のため太陽光および風力等の再生可能エネルギーを推進する共に石炭火力発電を超臨界圧発電方式にシフトしていくこととした。2015 年 11 月 30 日から 12 月 11 日で開催された第 21 回締約国会議において「イ」国は温暖化対策の枠組みに合意すると共に、電力普及のため国内電力をより高価なエネルギー源に転化する前に、最低コストでの開発をさらに進める必要があると主張した。

以上を踏まえ、新たな 660 MW 出力の超臨界圧以上の仕様を有する石炭火力発電所としての BTPS No. 10 号機建設は、電力需要、経済性、環境負荷の評価から妥当と考えられる。

第4章 バラウニ発電所の概要

4.1 概 要

BTPS は、ビハール州の州都パトナ（Patna）から東に約 110 km 離れ、ガンジス川の北岸のベグサライ地区に位置している。地域の大動脈である国道 31 号線（NH-31）が BTPS の西側境界に接しながら南北を貫いており、BTPS の他、製油所、肥料工場などの産業が地域の雇用を支えてきた。現在、No. 8/9 号機の建設工事が最盛期を迎え、発電所近くの NH-31 沿いや、発電所への進入道路には、数多くの小さな露店や遊園地などが形成されており、発電所の仕事が地域の雇用や経済を支える重要な産業のひとつとなっていることが容易に想像される。

BTPS は BSPGCL が所有する石炭火力発電所として 1960 年代半ばに営業運転を開始した。BTPS の各ユニットの概要を表 4. 1-1 に示す。現在 No. 6/7 号機は、R&M/LE 工事を実施しており、No. 8/9 号機は、新規建設工事を行っている。



写真 4. 1-1 バラウニ発電所遠景

表 4.1-1 バラウニ発電所概要

ユニット	設備仕様	定格出力 (MW)	運開時期	現在の状況	製造者
No. 1	石炭焼き 亜臨界圧 ユニット	15	1966. 1. 26	廃止済	L&C Steinmüller
No. 2		15	1963. 1. 16		
No. 3		15	1963. 10. 20		
No. 4		50	1969. 11. 9	廃止済	ポーランド製
No. 5		50	1971. 12. 1		
No. 6		110	1984. 12. 1	R&M/LE 工事中	BHEL
No. 7		110	1985. 3. 31		
No. 8		250	2016 年末予定	建設中	
No. 9		250	2016 年末予定		

出所：調査団作成

4.1.1 No.1-3 号機 (3x15 MW)

No. 1-3 号機は既に廃止されている。跡地には冷却塔およびタービン建屋が残置されているが、煙突、ボイラおよび電気式集じん装置 (Electrostatic Precipitator : ESP) など設備の一部は既に撤去されている。



写真 4.1-2 現在の No. 1-3 号機

4.1.2 No. 4/5 号機 (2x50 MW)

No. 4/5 号機は R&M/LE 工事を BSEB に申請したが、老朽化により採算が取れないことを理由に却下され、廃止に至った。新たに建設を実施している No. 8/9 号機は No. 4/5 号機の代替電源と位置づけられている。

敷地内にはボイラ、タービン建屋や ESP が残置されている。



写真 4.1-3 現在の No. 4/5 号機

4.1.3 No. 6/7 号機 (2x110 MW)

No. 6/7 号機は、延命化のために 2013 年 10 月より BHEL によって R&M/LE 工事が行われている。本工事は、州政府の第 12 次 5 ヶ年計画に計上されており、それぞれ 2013 年に終了する予定であったが、工事の遅れにより延期され、運開は 2016 年中になる予定である。



写真 4.1-4 No. 6/7 号機 R&M/LE 工事状況

4.1.4 No. 8/9 号機 (2x250 MW)

2007 年にビハール州電力規制局 (Bihar Electricity Regulatory Commission : BERC) が提出した Tariff Order に基づき、当時 BSEB は新たに No. 8/9 号機 (2x250 MW) の建設を決定した。この建設計画は国家電力計画に基づく政府認可の下に進められており、「イ」国国内炭を焚く亜臨界圧石炭火力ユニットとして建設総事業費 INR 3,666 Crores で計画されている。No. 8/9 号機の運転開始は 2016 年末の予定である。

BHEL は主請負者として主機供給および建設工事を受注し、プロジェクトのコンサルタント業務は STEAG 社 (STEAG Energy Services (India) Pvt. Ltd.) が実施している。



写真 4.1-5 No. 8/9 号機建設工事状況 (2015 年 9 月)

4.1.5 貯炭場

BTPS では、石炭山元からの石炭は「イ」国鉄道網を利用して、貨車で構内まで輸送している。発電所構内にてワゴンティップラでアンローディング (荷下ろし) し、地下に設置したベルトコンベアで貯炭場まで運搬する。貯炭場では地表面に設けられたシュートにブルドーザで石炭を落とし、ベルトコンベアに乗せて各ユニットまで運搬する。貯炭場は掘り込み型とし、垂直方向に積み上げ高さを確保することで必要な貯炭容量を確保している。



写真 4.1-6 No. 6/7 号機向け貯炭場の状況



写真 4.1-7 ワゴンティップラ(石炭アンローダ)

4.2 バラウニ発電所の運転実績

表 4.2-1 に BTPS の 2005 年から 2010 年までの運転実績を示す。2011 年度の後半以降については No. 6/7 号機の R&M/LE 工事中である。

表 4.2-1 に示すように、BTPS の PLF は 2009 年を除いて 5%前後であるが、これは発電所機器の補修停止によるものと推定される。石炭火力は、その燃料費が安いことから、一般的には電力需要のうちベース部分を担う供給力として位置づけられているが、PLF が 5%程度であることは、運転機会が極めて少ないと判断される。さらに、表 4.2-2 は 2005 年度から 2009 年度までの石炭の調達量を示しているが、ほぼすべての年度において、当初計画の 50% 以下である。これは計画時の想定よりも補修停止の期間が長期化したことなどの理由から必要となる調達量が減少したものと考えられる。

表 4.2-1 バラウニ発電所運転実績

年度	設備容量 (MW)	計画 (GWh)	実発電量 (GWh)	計画に対する実績 (%)	前年比 (%)	PLF (%)
2005	220	418	120.86	28.9	78.6	6.27
2006	220	300	37.25	12.4	30.8	1.93
2007	220	315	132.37	42.0	355.4	6.87
2008	210	578	102.94	17.8	77.7	5.34
2009	210	360	264.71	73.5	257.2	14.06
2010	210	310	217.79	70.3	82.27	6.24

出所：調査団作成

表 4.2-2 バラウニ発電所への石炭供給

年度	設備容量 (MW)	計画 (10 ³ t)	実使用量 (10 ³ t)	計画に対する 実績 (%)
2005	220	330	162.00	49.1
2006	220	420	42.72	10.2
2007	220	345	99.60	28.9
2008	210	360	67.59	18.8
2009	210	340	314.61	92.5

出所：調査団作成

第5章 プロジェクトサイトの状況

5.1 バラウニ発電所の場所

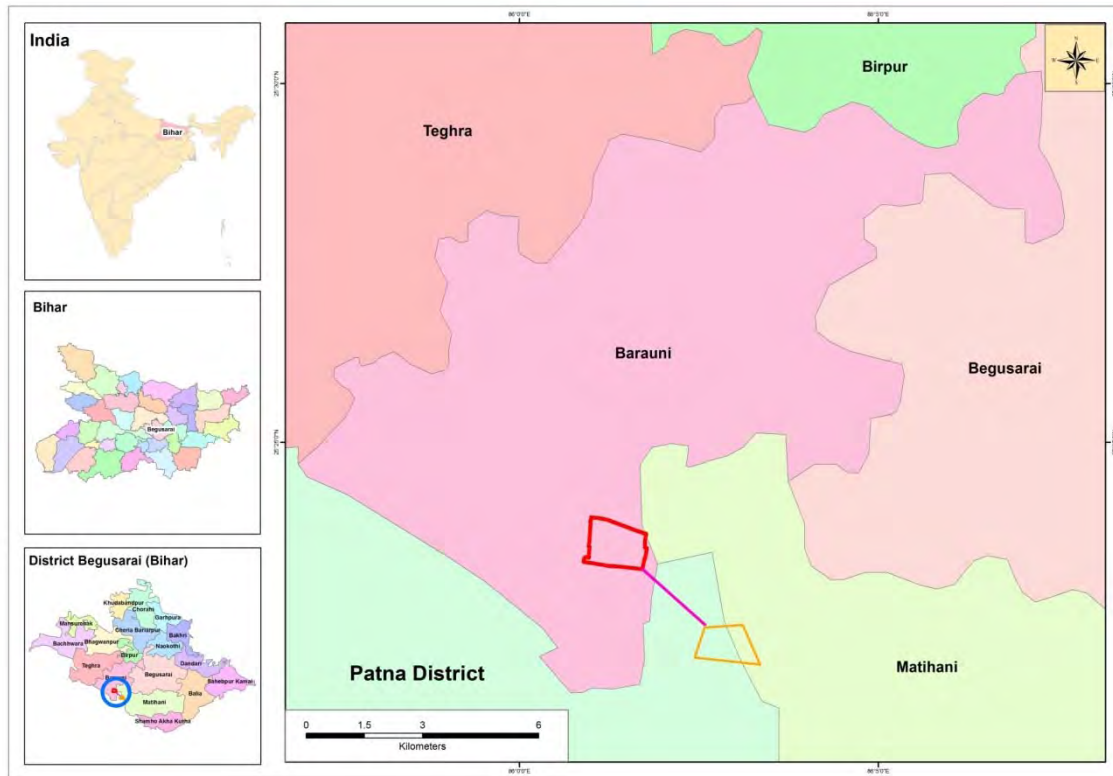
1x660 MW 超臨界圧設備の建設予定地は、広大なガンジス平原を流れるガンジス川の北岸から約 3.5 km 離れたビハール州ベグサライ地区に位置している。



出所：調査団作成

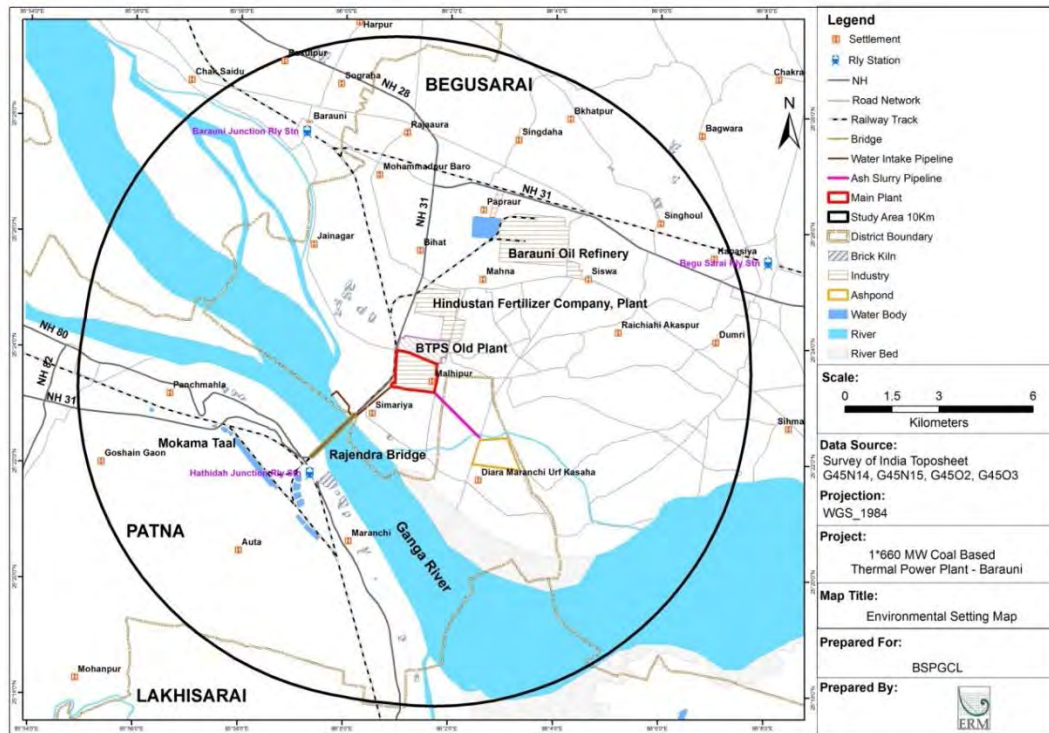
図 5.1-1 バラウニ発電所位置図

バラウニは上流部/中部/下流部の 3 つからなるガンジス平原のうち、中部ガンジス平原 (Middle Ganga Plain) に位置している。この地域は概ね平坦であり起伏に乏しい。BTPS はガンジス川の北岸から約 3.5 km の地点に位置する。図 5.1-2、図 5.1-3、図 5.1-4 にそれぞれ、本プロジェクトサイト位置図、本プロジェクトエリア周辺図、本プロジェクトサイト図を示す。



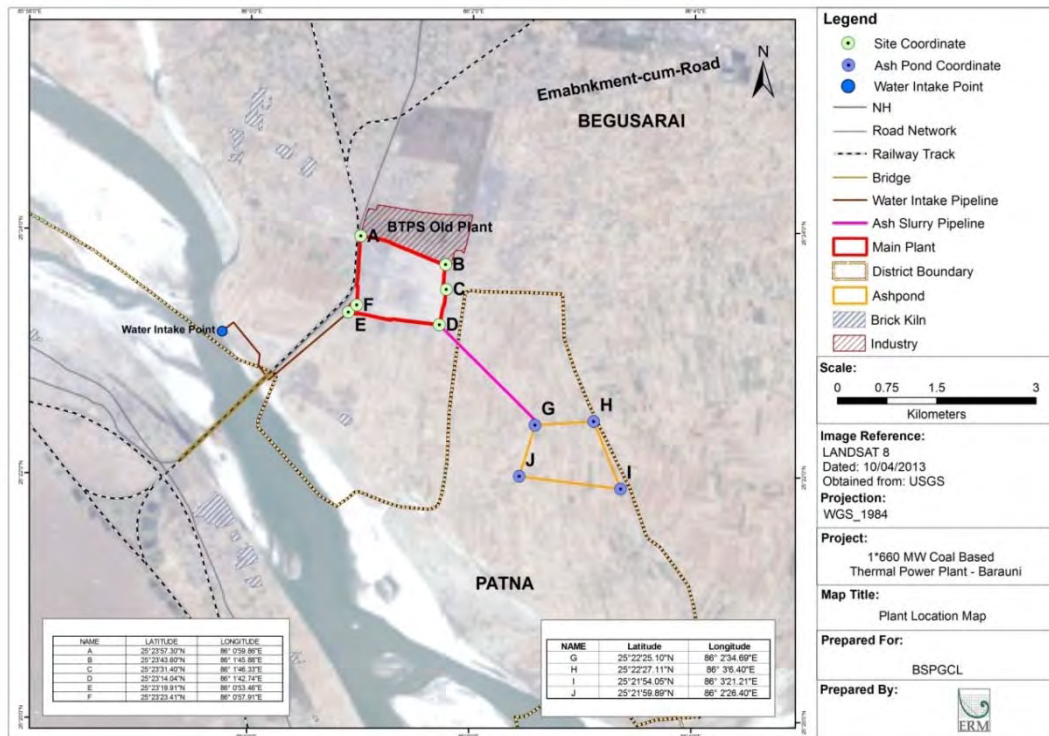
出所：調査団作成

図 5.1-2 本プロジェクトサイト位置図



出所：調査団作成

図 5.1-3 本プロジェクトエリア周辺図



出所：調査団作成

図 5.1-4 本プロジェクトサイト図

5.2 バラウニ発電所の気象

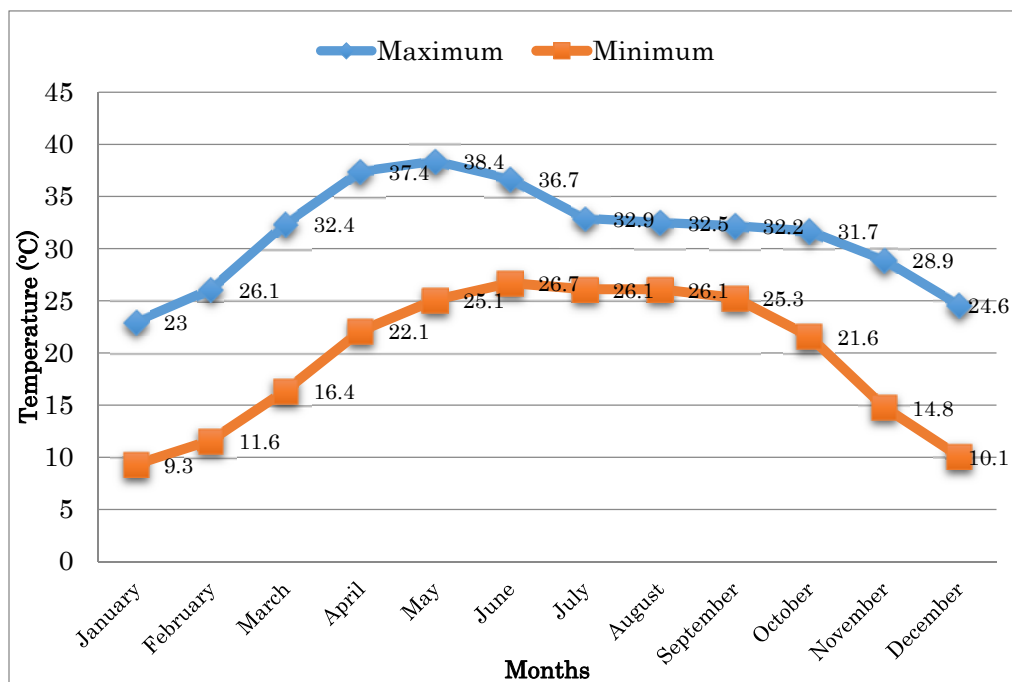
5.2.1 気象条件

本プロジェクト地は、ビハール州のパटना地区およびベグサライ地区の境界、北緯 25 度 23 分 36 秒、東経 86 度 1 分 26 秒に位置している。また、温帯夏雨気候帯に位置し、3-6 月にかけては温暖で乾燥した気候であり、6-9 月は南西方向のモンスーンが吹き、最も降雨量が多くなる季節を迎える。その後 10-12 月にかけて徐々に気温が下がり、11 月頃からは涼しく乾燥した気候となる。1 年の中で最も寒いのは 1 月となっている。モンスーンの時期は主に南から南西方向の風となり、その時期の後は北東および東向きの風となる。4 月頃から 9 月頃までは強風が吹くことも多く、一方、9 月以降から 3 月頃までは風の吹き方は比較的穏やかとなる。

5.2.2 過去の気象状況

(1) 気温

1951 年から 2000 年までの月平均の最高/最低気温は、図 5.2-1 のとおりである。1 月が最も寒く 9.3℃、5 月が最も暑く 38.4℃である。



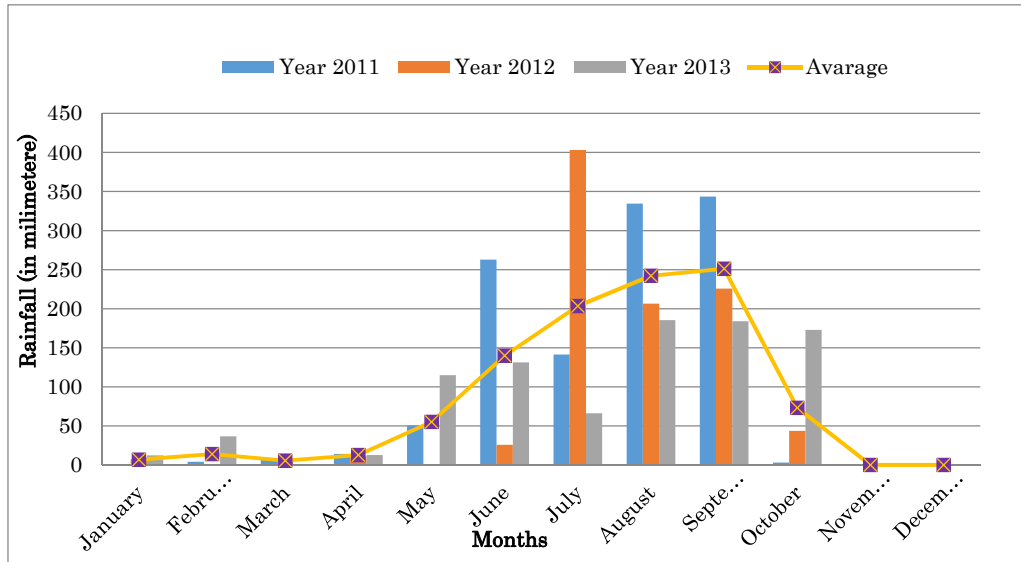
出所: National Data Centre, IMD, Pune, Monthly mean maximum & minimum temperature and total rainfall based upon 1901-2000 data

図 5.2-1 月平均の最高および最低平均気温

(2) 降雨量

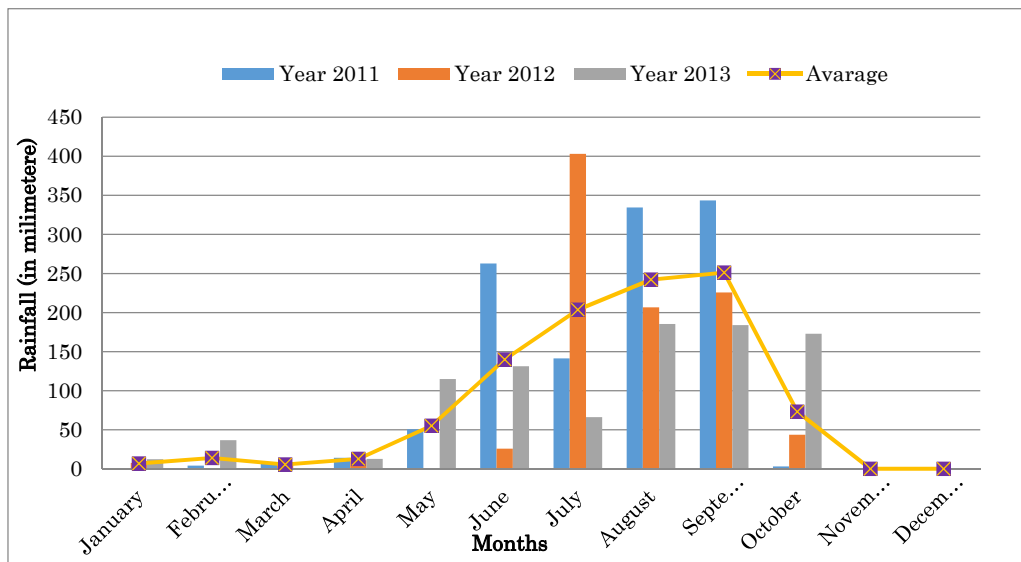
2011 年から 2013 年までのパटनाおよびベグサライの降雨量を図 5.2-2 および図 5.2-3 に示す。平均年間合計降水量は、1004.2 mm (パटना) および 1021.3 mm (ベグサライ) であ

る。6-10 月にかけては降雨量が最も多い。6-10 月の平均月降水量は 910.1 mm（パトナ）および 895.7 mm（ベグサライ）であった。11 月および 12 月の降雨量はゼロであった。



出所 : Hydromet Division, India, District Rainfall
Meteorological Department, New Delhi

図 5.2-2 パトナにおける降雨量



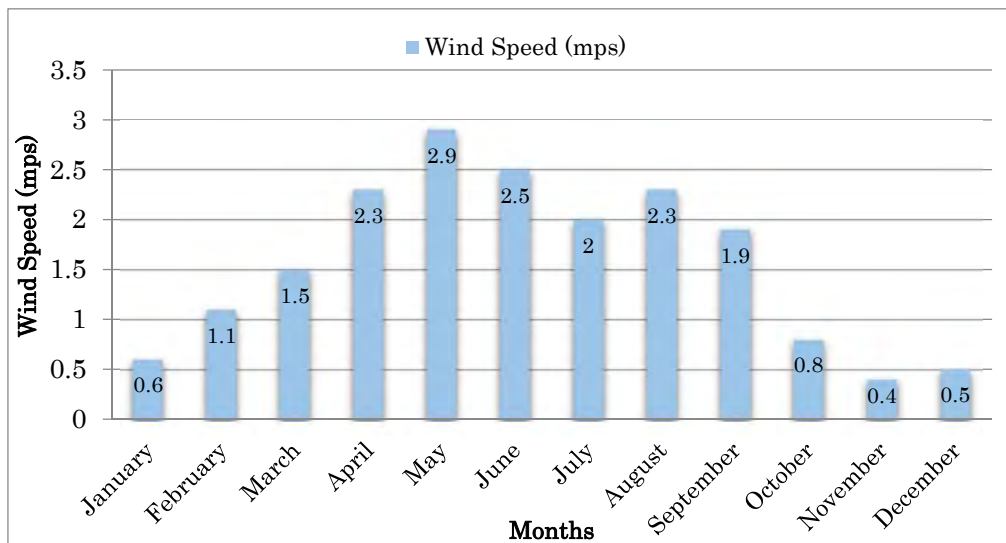
出所 : Hydromet Division, India, District Rainfall

図 5.2-3 ベグサライにおける降雨量

(3) 風速/風向

1971 年から 2000 年までのパトナ観測地点における風速を図 5.2-4 に示す。5 月における風速が最も強く 2.9 m/s であり、次に 4 月が風速 2.5 m/s である。一方、11 月の風速が最も弱く 0.4 m/s となっている。

風向きに関して、1971 年から 2000 年までの冬、プレモンスーン、モンスーンおよびポストモンスーンの各時期におけるデータを表 5.2-1 に整理する。プレモンスーンおよびモンスーン時期の卓越風は東である。



出所：India Meteorological Department, *Atlas of Windroses (1971-90)*

図 5.2-4 パトナ観測地点における風速

表 5.2-1 パटना観測地点における風向

季節	月	卓越風の風向		
		I	II	III
冬	1 月	弱	西	南西
	2 月	弱	西	南西
プレモンスーン	3 月	西	弱	南西
	4 月	東	西	弱
	5 月	東	北東	弱
モンスーン	6 月	東	弱	北東
	7 月	東	弱	西
	8 月	東	弱	南東
	9 月	東	弱	東南東
ポストモンスーン	10 月	弱	東	南西
	11 月	弱	西	南西
	12 月	弱	西	南西

出所: *India Meteorological Department, Atlas of Wind roses (1971-90)*

I、IIおよびIIIは、卓越風の優位性を示す I が最も優位な風向となる。

5.2.3 気象観測結果

事業対象地周辺において実施した 2015 年 4-6 月の期間の気象観測結果を表 5.2-2 に示す。気象観測は、BTPS の居住地区に建物の屋上で実施し、1 時間ごとのデータを継続的に記録した。

表 5.2-2 2015 年 4-6 月の期間の気象観測結果

項目	風速 (km/h)	気温 (℃)	湿度 (%)	日射量 (W/m ²)
最小値	静穏	23.2	8.5	0
最大値	25.0	45.5	89.9	992.0
平均値	2.38	32.43	56.86	257.49

出所：調査団作成

5.3 プロジェクトサイトの地形地質状況

5.3.1 プロジェクトサイト周辺地域の地形/地質

(1) 地形/地質概要

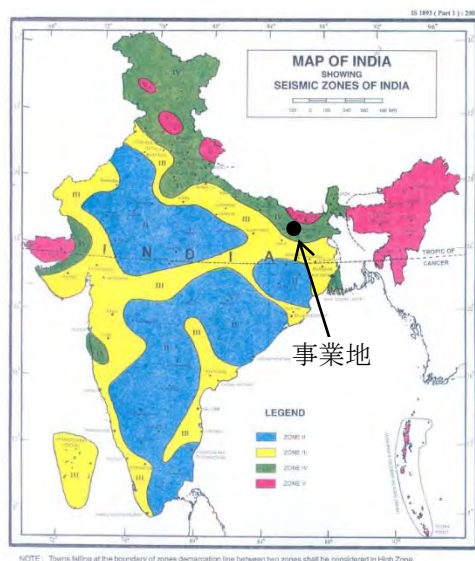
本プロジェクトサイト一帯には、ガンジス川が形成したガンジス平原東部の沖積平野が広がっている。事業地周辺の地形は極めて平坦で、地表面の標高は海拔 40-44 m の範囲にある。

事業地周辺は標高が低いため、ガンジス川の氾濫原となっており、表層地質は砂とシルトで構成されている。一方で、洪水時の氾濫により肥沃な土壌がもたらされ、多くの土地が農地として利用されている。

(2) 地震

「イ」国規格局（Bureau of Indian Standards : BIS）が、*IS1893* として、全国をゾーンⅡ-Ⅴの4地震帯に区分している（図 5.3-1 参照）。

「イ」国北部やネパール国では、ヒマラヤ山脈の南縁からインドプレートがユーラシアプレートに衝突/沈み込んでおり、世界的に地震活動が活発な地域の1つである。このため、「イ」国の北部、西部、東部に、地震発生確率が高い地震帯区分のゾーンⅣ-Ⅴが分布している。



地震帯		改正メルカリ 震度階級	面積比率
II	Low intensity zone	VI (or less)	43%
III	Moderate intensity zone	VII	27%
IV	Severe intensity zone	VIII	18%
V	Very severe intensity zone	IX (and above)	12%

出所: GoI India Meteorological Department

図 5.3-1 インド国の地震帯区分

「イ」国東部に位置するビハール州は、その北部がネパール国と国境を接しており、大きい地震が発生している（表 5.3-1 参照）。1934 年には、ビハール州とネパール国の間を震源とするマグニチュード 8 以上の大地震が発生し、ビハール州で街の多くが崩壊し、

25,000 名程度の死傷者が発生した¹⁶。

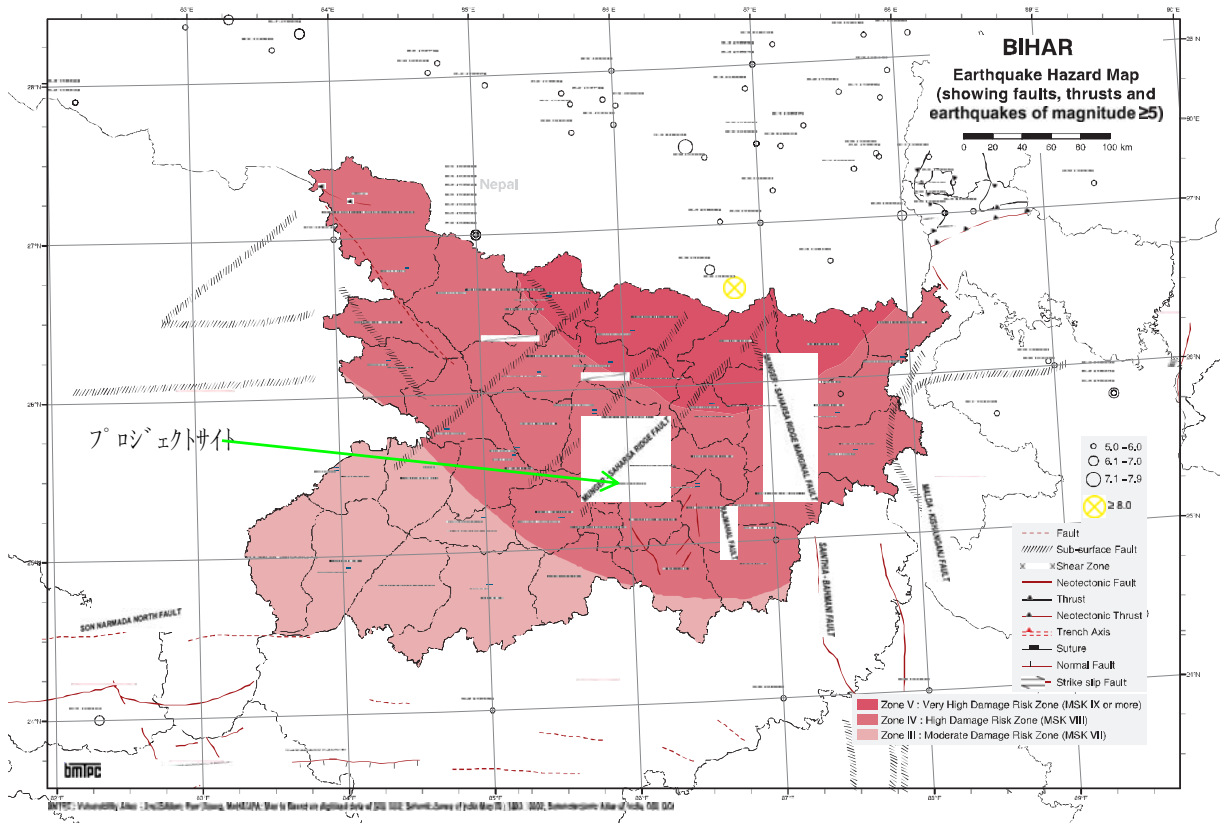
このように、ビハール州は地震の多発地帯となっているため、地震帯区分はゾーンⅢ-V となっている。本プロジェクトサイトは、このうちの地震帯区分ゾーン IV に位置する（図 5.3-2 参照）。

表 5.3-1 ビハール州周辺で発生した主な地震

場 所	日 付	マグニチュード
Bihar - Bengal area	1764 年 6 月 4 日	6.0
Bihar - Nepal area	1833 年 8 月 23 日	7.7
Bihar - Nepal area	1866 年 5 月 23 日	7.0
Bihar - Jharkhand area	1866 年 5 月 23 日	5.5
Hazaribagh (Jharkhand State)	1868 年 9 月 30 日	5.7
Bihar - Uttar Pradesh area	1920 年 10 月 7 日	5.5
Bihar - Nepal area	1934 年 1 月 15 日	8.4
Bihar - Nepal area	1962 年 1 月 11 日	6.0
Bihar - Nepal area	1988 年 8 月 21 日	6.7
Sikkim - Nepal area	2011 年 9 月 18 日	5.7
Nepal area	2015 年 4 月 25 日	7.8

出所: *Bihar State Disaster Management Authority, Earthquake - Perspective of Bihar*

¹⁶ Bihar State Disaster Management Authority , 「Earthquake - Perspective of Bihar」



出所: Bihar State Disaster Management Authority

図 5.3-2 ビハール州の地震ハザードマップ

5.3.2 発電所サイトの地形/地質

(1) 地形

発電所用地は、No. 1-7 号機で使用されていた旧灰捨場である。本プロジェクトは、No. 8/9 号機建設後の敷地の空きスペースに No. 10 号機を建設するものである。

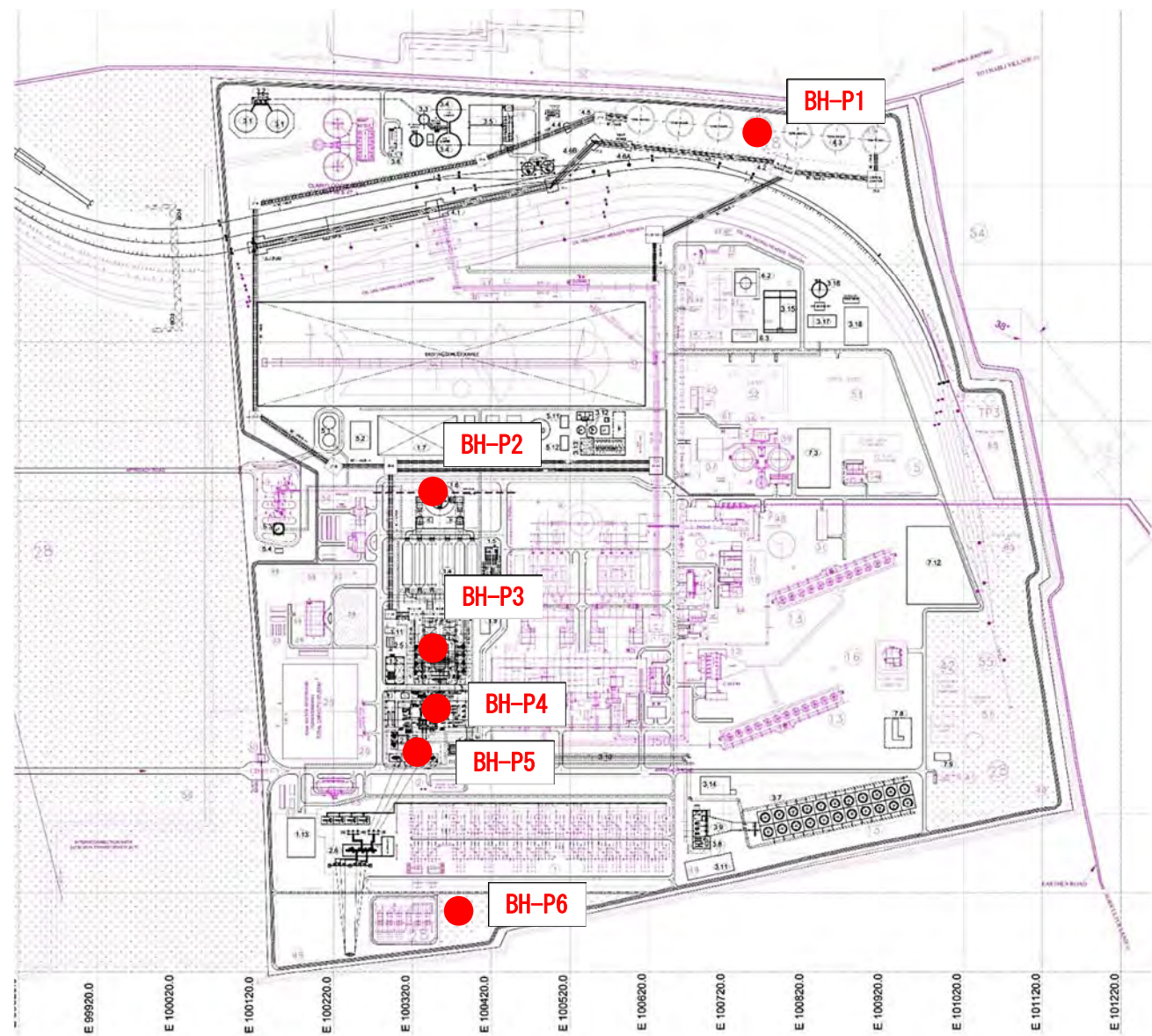
先行する No. 8/9 号機増設事業により、BTPS は既に概ね標高 (Elevation Level : EL) EL. 45.5 m まで整地されている。今後、敷地の標高は、計画高 EL. 45.00 m に仕上げられる予定である。

(2) 地質

1) 地質調査

本プロジェクトの No. 10 号機建設箇所は、No. 8/9 号機と同じ旧灰捨場であるため、既往調査¹⁷結果の利用が可能である。このため、本件調査では、既往調査の確認や補完を主目的として、地質調査を主要機器や重量構造物の代表的な位置のみに限定した。具体的には、図 5.3-3 に示す 6 箇所ではボーリング調査を実施した。標準貫入試験は、深さ 1 m ごとに実施した。

¹⁷ C.E. Testing Company Pvt. Ltd., 「Geotechnical Investigation Work for 2x250MW Units at Barauni TPS, PH-II Bihar Part-1 BTG Area (October 2011)」



出所：調査団作成

図 5. 3-3 発電所サイトのボーリング調査箇所位置図

記号	調査内容
●	ボーリング位置

No.	設 備	ボーリング孔の深さ (m)
BH-P1	石炭サイロ	40. 32
BH-P2	煙突	40. 34
BH-P3	ボイラ	40. 33
BH-P4	発電機	40. 34
BH-P5	主変圧器	40. 33
BH-P6	原水タンク ¹⁸	40. 30

¹⁸ 原水タンクの位置は、地質調査後に配置を変更したため、最終案と異なる

2) 層序

BTPS の地層は、表層から順に、緩いものから中程度に締まった石炭灰から成る第Ⅰ層、緩い砂質シルトおよび固結した粘土質シルトから成る第Ⅱ層、中程度から非常に締まったシルト質細砂および細砂から成る第Ⅲ層に分かれている。表 5.3-2 に各層の物性値を、図 5.3-4 にボーリング柱状図を示す。

今回の調査結果では、埋め立てられている石炭灰の厚さは 4.0-4.5 m であるが、既往調査結果では 6 m とされており、石炭灰の層厚が薄い。しかし、石炭灰の層厚は埋め立てる前の原地盤の地形/起伏により決まり、ばらつくため、6 m 程度を見込んでおく必要がある。

原地盤である第Ⅱ層および第Ⅲ層については、既往調査結果と同様に、シルト層および砂層であることが確認された。ただし、今回の地質調査では、既往調査で深部に分布するとされている粘土層は確認されなかった。

地盤の支持力については、第Ⅰ層の石炭灰および第Ⅱ層のシルトは N 値 10 未満となっており、弱い。第Ⅲ層は EL. 30 m 程度以深（深さ 14 m 程度）では、N 値 30 以上の砂層となっており、既往調査結果と同様に十分支持力を有する。

表 5.3-2 発電所サイトの地層

地層	下端深さ	土質	物性値
第Ⅰ層	4.0-4.5 m (EL. 41.5-41.0 m)	石炭灰	N 値：6-10 湿潤密度：1.37-1.48 g/cm ³ 含水比：30-35% 液性限界：24-36% 塑性指数：11-15%
第Ⅱ層	5.0-7.5 m (EL. 40.5-38.0 m)	砂質シルト および 粘土質シルト	N 値：5-9 湿潤密度：1.85-1.93 g/cm ³ 含水比：21-26% 液性限界：28-46% 塑性指数：13-24%
第Ⅲ層	40 m (EL. 5.5 m)	シルト質細砂 および 細砂	N 値：20-66（深さ 19-23 m） ：100 以上（深さ 23-40 m） 湿潤密度：1.37-1.85 g/cm ³ 含水比：19-23%

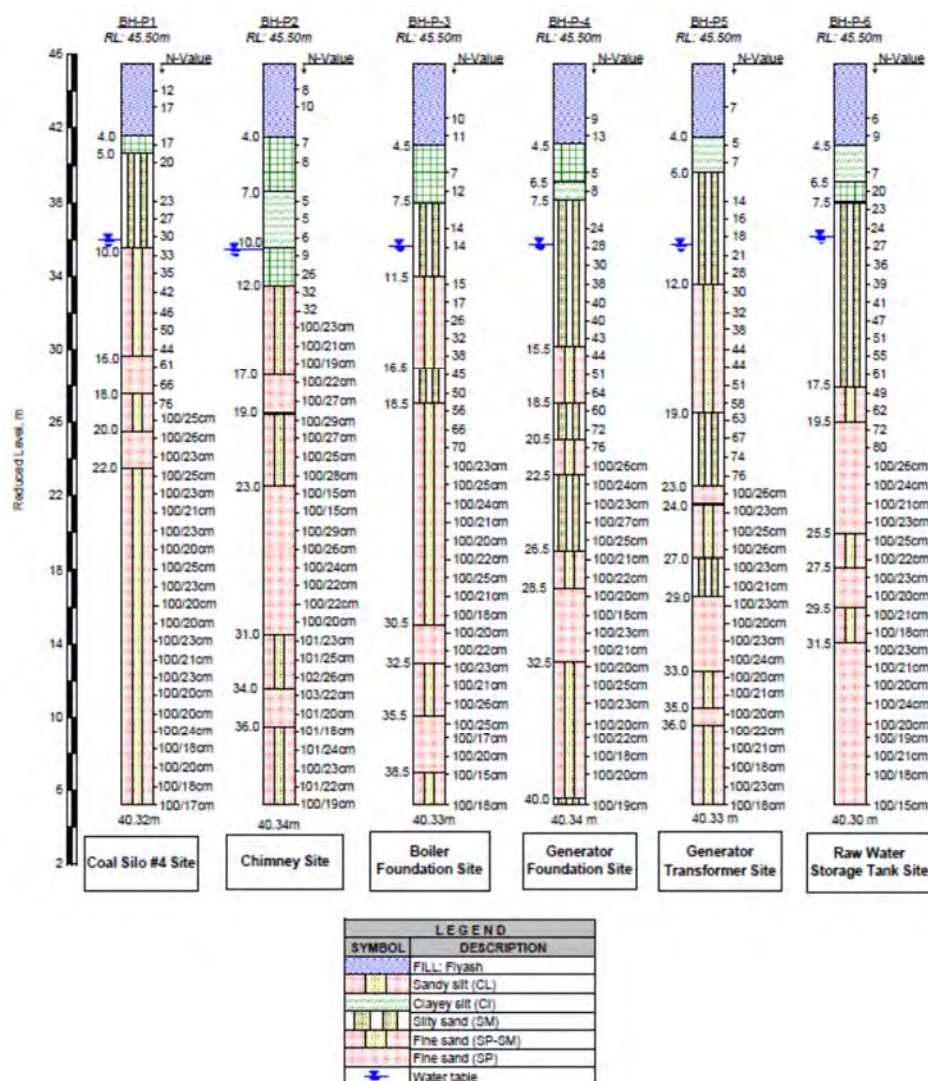
出所：調査団作成

3) 地下水位

図 5.3-4 に示すように、今回のボーリング調査時（2015 年 7 月上旬）に確認された地下水位は、地表面から 10 m 程度の深さ（GL. -10 m）に位置する。一方、既往調査（2011 年 10 月）の結果では、地下水位は GL. -4 m から -5 m となっている。

この地下水位の差は、本件調査が雨季の前に、既往調査が雨季に行われたことによる影響を受けたためと考えられる。このように、雨季には地下水位が上昇するため、設計/施

工に当たっては注意を要する。



出所：調査団作成

図 5.3-4 発電所サイトのボーリング柱状図

4) 液状化の可能性

既往調査の結果では、地表面からの深さ 8-10 m よりも浅い位置の土層で液状化の可能性があると判定されている。この結果を受け、先行する No. 8/9 号機増設工事では、設備設置範囲の基礎地盤は、ストーン・コラム工法により地盤改良が行われた¹⁹。

地質調査結果でも同様に、液状化の可能性があることが確認された。ただし、ボーリング調査位置によっては、地表面からの深さ 10-13.5 m の位置まで液状化の可能性のある土層が存在する。No. 10 号機の建設時には、広範な範囲で地質調査を行い、地盤改良の範囲を設定する必要がある。

¹⁹ バラウニ発電所および STEAG 社 (No. 8/9 号機増設工事のオーナーズ・コンサルタント)

5.3.3 取水設備サイトの地形/地質

(1) 地形

取水設備のうち取水塔および沈砂池のサイトは、発電所サイトの南西約 3.5 km を流れるガンジス川の左岸に位置する。本件調査の開始当初は、先行する No. 6/7 号機リハビリ工事および No. 8/9 号機増設工事で建設する取水設備（取水塔および沈砂池）の用地を本プロジェクトで利用できるかどうか不明であったため、同設備の周辺で本プロジェクト用取水設備を新設することを想定し、地形測量を実施した。

取水塔の設置位置の河床高は EL. 14.74 m で、左岸堤防の天端高は概ね EL. 45.5 m となっている²⁰。左岸堤防の内側は平坦な地形が広がっており、地盤高は概ね EL. 38～38.5 m となっている。このように左岸側の取水設備サイトの地盤高は低く、雨季には広大な水溜りになる。

(2) 地質

1) 地質調査

本プロジェクトの 10 号機用取水設備については、取水塔（取水ポンプ室を含む）は No. 6-9 号機と共用する計画である。また、沈砂池（送水ポンプ室を含む）は、当初、No. 6-9 号機用の敷地横に増設することとしていたため、既往調査²¹結果の利用が可能である。

このため、既往調査の確認や補完を主目的として、地質調査を沈砂池敷地の代表的な位置のみに限定した。具体的には、図 5.3-5 に示す 3 箇所でボーリング調査を実施した。標準貫入試験は、深さ 1 m ごとに実施した。

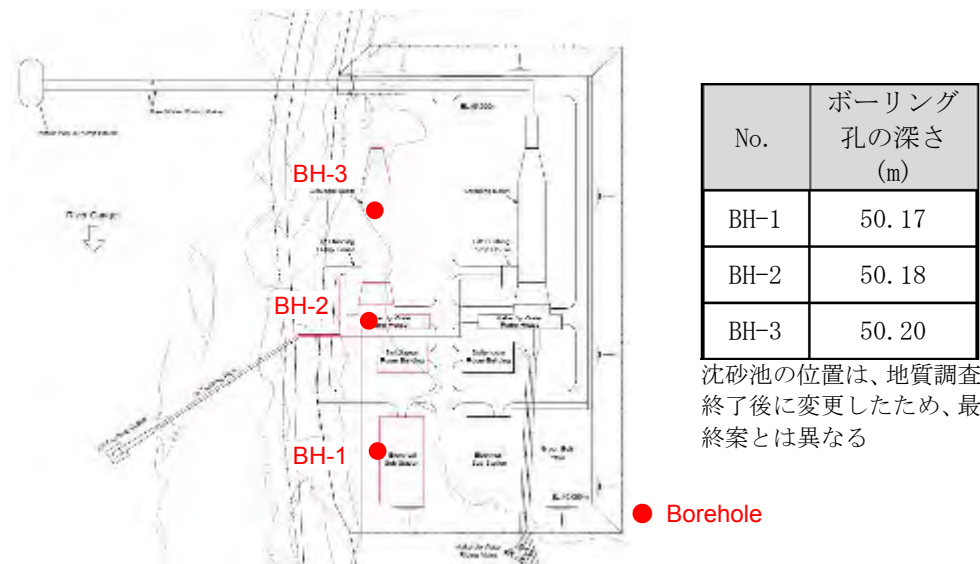


図 5.3-5 沈砂池サイトのボーリング調査箇所位置図

²⁰ Bihar State Electricity Board, “Barauni Thermal Power Station Phase-1 (2x110MW) and Phase-2 (2x250MW) Section-VI Tender Drawings for Ganga Water Supply Package (October 2011)”

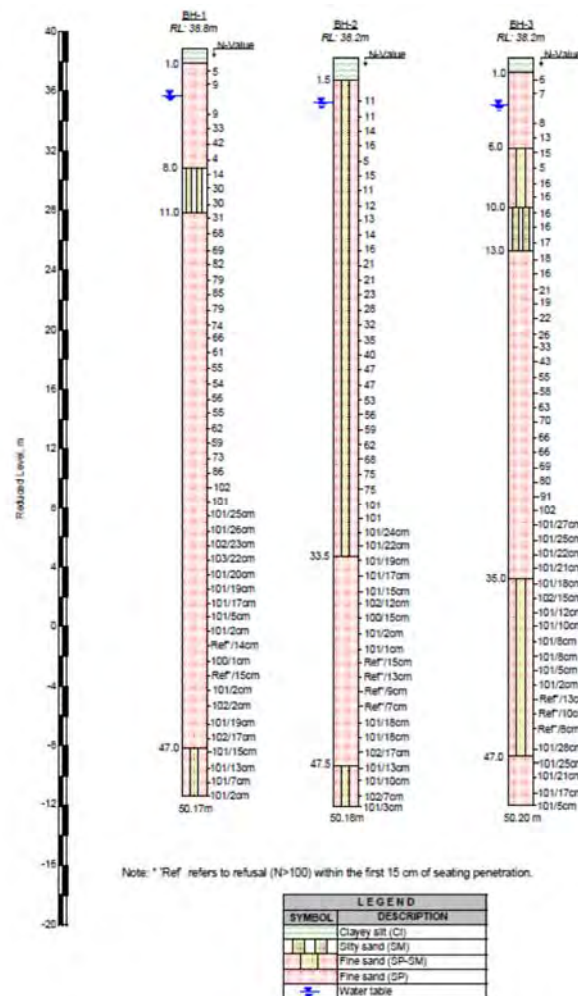
²¹ Wapcos Ltd., “Final Comprehensive Detailed Project Report for Supply of Ganga Water to Barauni Thermal Power Station (2x50MW) + (2x100MW) Existing and (2x250MW) Proposed Extension Plant of BSEB Volume-IV: Survey and Investigation Report (March 2011)”

2) 層序

サイトの地層は、表層から順に、固結した粘土質シルトから成る第Ⅰ層、緩いものから非常に締まったシルト質細砂および細砂から成る第Ⅱ層に分かれている。表 5.3-3 に各層の物性値を、図 5.3-6 にボーリング柱状図を示す。既往調査でも、本件調査と同様な結果が得られている。

表 5.3-3 沈砂池サイトの地層

地層	下端深さ	土質	物性値
第Ⅰ層	1.0-1.5 m (EL. 36.7-37.8 m)	粘土質シルト	—
第Ⅱ層	50 m (EL. - 11.8 m)	シルト質細砂 および 細砂	N 値 : 5-16 (深さ 13.5 m) : 28-66 (深さ 26.5 m) : 73-100 (深さ 30 m) : 100 以上 (深さ 50 m) 湿潤密度 : 1.79-1.86 g/cm ³ 含水比 : 24-25%



出所：調査団作成

図 5.3-6 取水設備サイトのボーリング柱状図

3) 地下水位

図 5.3-6 に示すように、今回のボーリング調査時（2015 年 7 月上旬）に確認された地下水位は、地表面から 3 m 程度の深さ（GL. -3 m）に位置する。

4) 液状化の可能性

今回の地質調査結果では、地表面からの深さ 9-12.5 m の位置まで液状化の可能性があると判断される。これは、表 5.3-3 に示すように、N 値の低い、緩い砂層が存在するためである。

5.3.4 灰捨場サイトの地形・地質

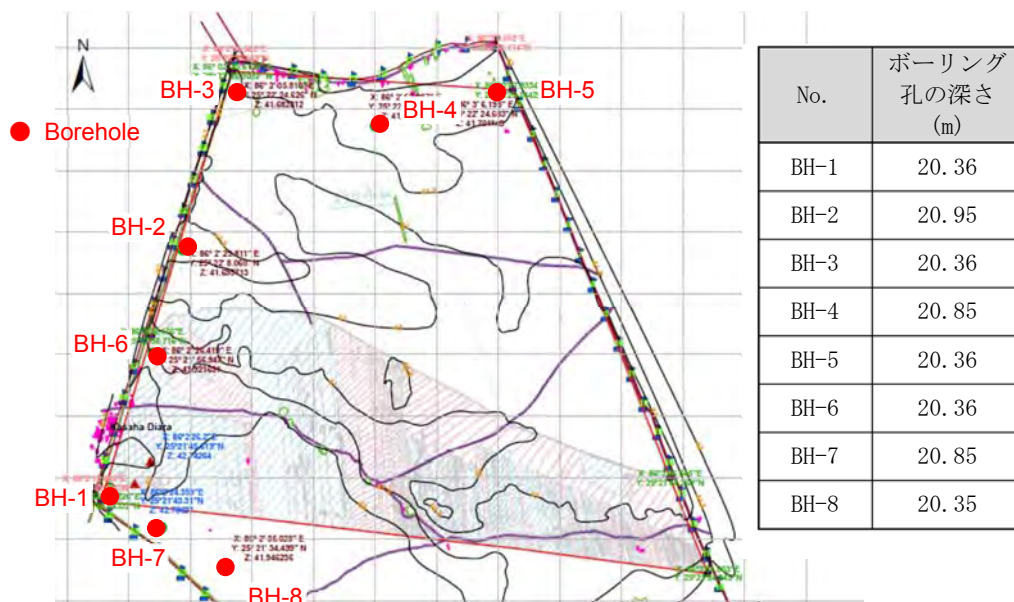
(1) 地形

これまで、灰捨場サイトで地形測量が行われたことはなく、地形図は作成されていない。したがって、本件調査では、灰捨場サイトおよび石炭灰輸送管ルートで地形測量を実施した。灰捨場サイトは極めて平坦であり、約 500 エーカ（約 2 km²）の広大な土地の中で、標高差はわずか 2 m（EL. 40.5 m-42.5 m）程度しかない。

(2) 地質

1) 地質調査

灰捨場サイトでは、地形測量と同様に、これまでに地質調査が行われていないため、本件調査で地質調査を実施した。灰捨場の遮水方法に影響する地盤の透水性の確認、外壁堤基礎地盤の安定性の確認を主目的として地質調査を行った。具体的には、図 5.3-7 に示す 8 箇所で行った。標準貫入試験は、深さ 1 m ごとに実施した。



出所：調査団作成

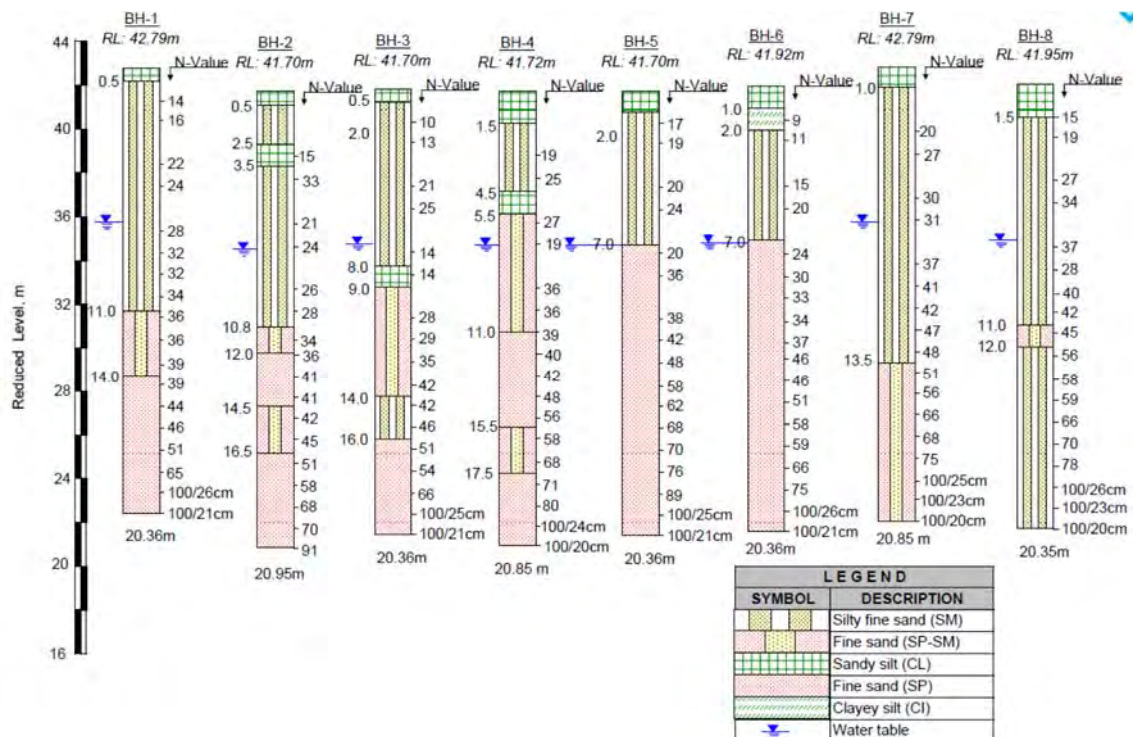
図 5.3-7 灰捨場サイトのボーリング調査箇所位置図

2) 層序

サイトの地層は、表層から順に、中程度に締まった砂質シルトから成る第Ⅰ層、中程度から非常に締まったシルト質細砂および細砂から成る第Ⅱ層に分かれている。表 5.3-4 に各層の物性値を、図 5.3-8 にボーリング柱状図を示す。

表 5.3-4 灰捨て場サイトの地層

地層	下端深さ	土質	物性値	強度定数
第Ⅰ層	0.5～2.0m (EL. 39.9～42.2m)	砂質シルト	—	
第Ⅱ層	20m (～EL. -20.4m)	シルト質細砂 および 細砂	N 値：10～19 (深さ～4m) ：20～30 (深さ～8m) ：26～42 (深さ～12m) ：36～58 (深さ～16m) ：51～以上 (深さ～20m) 湿潤密度：1.80～1.87g/cm ³ 含水比：13.3～18.5%	内部摩擦角： 28.3～36.2度



出所：調査団作成

図 5.3-8 灰捨て場サイトのボーリング柱状図

3) 地下水位

図 5.3-8 に示すように、今回のボーリング調査時（2015 年 7 月上旬）に確認された地下水位は、地表面から 7 m 程度の深さ（GL. -7 m）に位置する。ただし、発電所サイトと同じシルトおよび砂が現地盤であり、同様に降雨の影響を受けて、地下水位は変動する可能性が高い。

4) 透水性

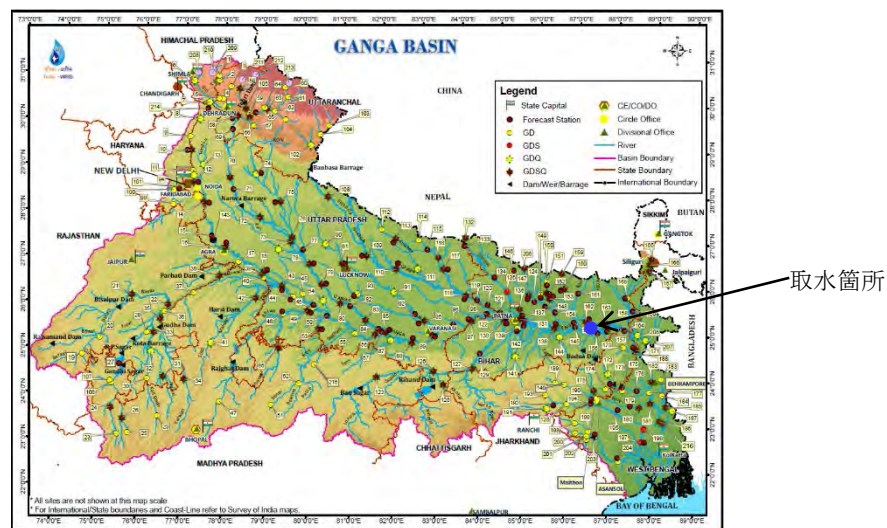
今回の地質調査結果では、第Ⅱ層地盤の透水係数は 10^{-1} – 10^{-5} cm/s のオーダーであった。砂質土ということもあって、透水係数は全般的に大きい。

ボーリング調査箇所によっては、一般的に不透水性地層と判断される透水係数が 1×10^{-5} cm/s 以下となる層も存在するが、その層厚は 2 m 程度で、遮水工が不要とされる厚さ 5 m 以上を満たす層はない。

5.4 水文状況

5.4.1 取水河川の位置

発電所用水は、BTPS の南西約 3.5 km を流れるガンジス川から取水する計画である。BTPS の取水位置はガンジス川の中流域に位置する（図 5.4-1 参照）。取水河川は集水面積が広いため、流量は非常に豊富である。



出所: Water resources systems division, Water Resources Information System of India, Water Resources Information System of India

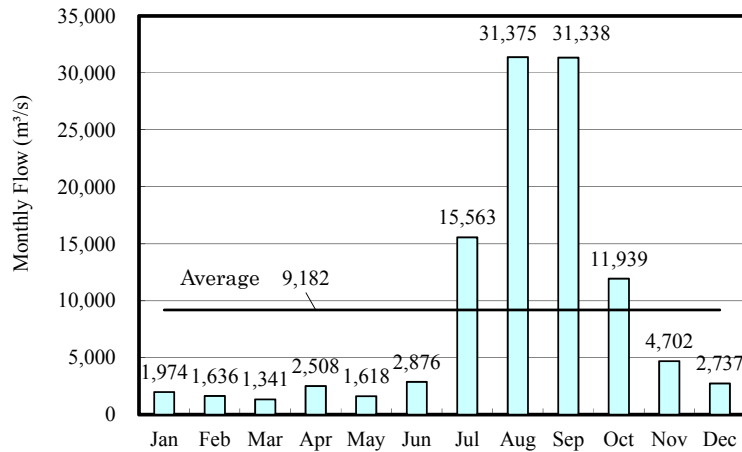
図 5.4-1 インド国内のガンジス川流域とバラウニ発電所取水位置

5.4.2 河川流量

(1) 平均流量

BTPS 取水位置の約 1.8 km 下流に位置するハティダ（Hathidah）測水所の 1980–2008 年における流量観測記録によると、ガンジス川の年平均流量は $9,182 \text{ m}^3/\text{s}$ となっている。

しかしながら、同流量観測記録によると、河川流量はモンスーンの影響を受け、季節によって大きく異なる（図 5.4-2 参照）。モンスーン時期の 7-10 月の流量は大きく、特に 8/9 月の平均流量は 30,000 m³/s を超過する。これに比べて乾季の流量は極端に小さく、年間を通じて最小となる 3 月の平均流量は 1,341 m³/s まで低下する。



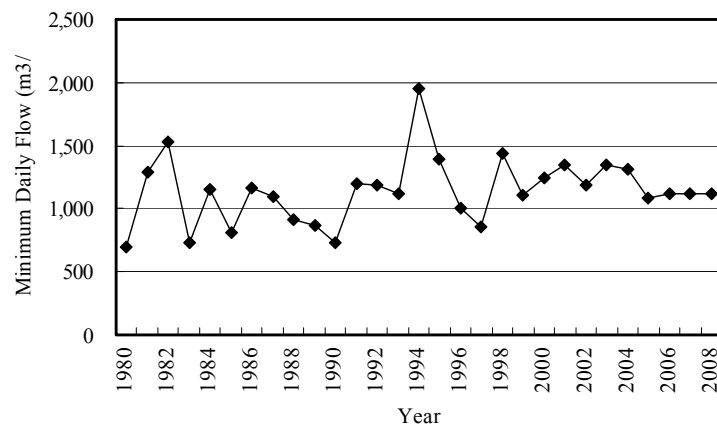
出所:調査団作成

図 5.4-2 1980-2008 年におけるガンジス川の月別平均流量（ハティダ測水所）

(2) 年間最小流量

ハティダ測水所の 1980-2008 年における流量観測記録によると、各年の最小日平均流量は 702-1,956 m³/s となっている（図 5.4-3 参照）。

この年間を通じた最小流量は 1-6 月に発生している。この 29 年間では、3 月に年最小流量が発生した回数が 13 回で最も多く、次いで 4 月の 8 回となっている。



出所:調査団作成

図 5.4-3 1980-2008 年におけるガンジス川の年別平均最小流量（ハティダ測水所）

5.4.3 取水の安定性

発電用水の必要取水量は、本プロジェクトの 21 cusec（第 7.3 項を参照）と、No. 6-9 号機の必要量 50 cusec を合わせても 71 cusec (2.01 m³/s) である。この必要水量は、過去 29 年間に於ける河川の最小流量 702 m³/s の 1% にも満たないほど少ない。

したがって、年間を通じて本プロジェクトで発電用水を安定的に取水することが可能である。

5.4.4 河川水位

No. 10 号機の取水位置は、先行する No. 6-9 号機と同じ位置である。このため、本件業務における取水河川の計画水位も、No. 6-9 号機と同じ水位を用いることとした。

表 5.4-1 に、取水河川の計画水位を示す。上記第 5.4.2(2) 項で述べたように、取水河川の流量は季節によって大きく変動するため、河川水位も流量に応じて大きく変動する。本件業務においては、最低水位 (Low Water Level : LWL) 32.76 m - 最高洪水水位 (High Flood Level : HFL) 43.22 m を考慮して構造物の設計を行った。

表 5.4-1 取水河川の計画水位

項 目	水位 (EL. m)
最高洪水水位 (High Flood Level)	43.22
平均水位 (Normal Water Level)	36.00
最低水位 (Low Water Level)	32.76

出所: Bihar State Electricity Board, BTPS Phase-1 (2x110MW) and Phase-2 (2x250MW)
Section-VI Tender Drawings for Ganga Water Supply Package (October 2011)

5.4.5 取水河川の水質

2015 年 4 月に取水予定地の至近 3 箇所において実施したガンジス川の水質調査結果を表 5.4-2 に示す。

表 5.4-2 ガンジス川の水質調査結果

項 目	EIA/EMP ²² レポート	No. 8/9 DPR	実測結果 (2015 年 4 月)			(参考) 日本の例
サンプリング 地点	—	—	地点 1 ²³	地点 2 ²⁴	地点 3 ²⁵	木曽川
pH	7.56- 8.01	8	7.61	7.87	7.46	—
水温 (°C)	—	—	26	27	26	—
濁度 (NTU)	57-82	702	22.5	23.8	21	—
溶存酸素 (mg/L)	—	—	8.4	7.6	8.8	—
BOD (mg/L)	—	—	<2.0	<2.0	<2.0	—
COD (mg/L)	—	—	<4.0	<4.0	<4.0	—
大腸菌群 (MPN/100mL)	—	—	1600	<1.8	350	—
カルシウムイオン (mg/L)	34-42	76	—	—	—	6.4
マグネシウムイオン (mg/L)	9.7-12	32	—	—	—	0.9
ナトリウムイオン (mg/L)	—	24	—	—	—	5.6
塩化物イオン (mg/L)	7.5-10	10	—	—	—	4.7
炭酸水素イオン (mg/L)	105-120	120	—	—	—	16.9

出所：調査団作成

²² 環境管理計画 (Environmental Management Plan : EMP)

²³ 取水予定地の約 1 km 上流 25° 22' 16.6" N、86° 00' 32.5" E

²⁴ 取水予定地の約 3 km 下流 25° 22' 10.8" N、86° 00' 30.2" E

²⁵ 取水予定地の約 7.5 km 下流 25° 23' 13.6" N、86° 59' 38.9" E

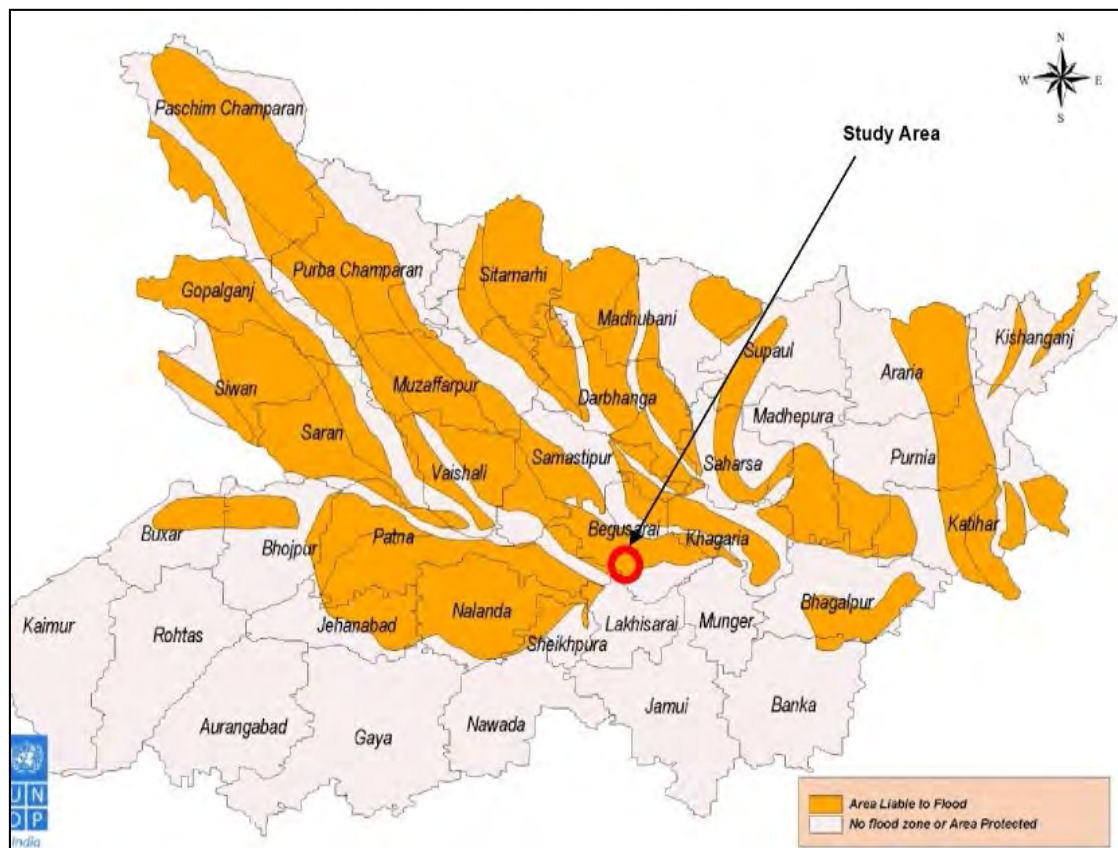
調査団によるガンジス川の水質の実測結果によると、水の濁りを示す代表な指標である濁度は 21 前後であるが（実測時期が乾季の終了の頃であったために、濁りは少なかったものと考えられる）、EIA および EMP レポート、No. 8/9 号機の DPR に記載のデータから判断すると、ガンジス川の水は一般的に以下の特徴を有している。

- 非常に高い濁度、非常に高いカルシウム分
- 陽イオン（カルシウム、マグネシウム、ナトリウム）を多く含む

この結果より、貫流式ボイラでは高純度の水が要求されるため、日本で設計される通常の水処理設備よりかなり処理能力の高いものが要求される。また塩化物イオンが多く含まれる河川水を発電所の冷却水としても使うことから、腐食を防ぐため復水器の材料の選定についても配慮が必要となる。

5.4.6 洪水

ベグサライは洪水の頻発する地区である。ベグサライでは毎年洪水に襲われており、農作物や建物、インフラ、人命や動物の命に甚大な影響が出ている。図 5.4-4 にビハール州洪水ハザードマップを示す。取水口近くのガンジス川の HFL は 43.2 m と報告されている。建設予定の発電所および灰捨て場は洪水頻発地域に属している。本プロジェクトサイトは約 45 m の高さに建設されるものの、BTPS 近くのエリアは通常雨季になると洪水が起こる場所である。したがって、洪水防止の策として、No. 8/9 号機から 300 m の場所に高さ 45.5 m の堤防が築かれる予定である。また、高洪水レベルを考慮した灰捨て場も建設される予定である。



出所:調査団作成

図 5.4-4 ビハール州の洪水ハザードマップ

5.4.7 サイクロン

図 5.4-5 はビハール州の風雨ハザードマップである。このマップによると、本プロジェクトサイトが位置する場所は高リスクゾーンに含まれる。



出所：調査団作成

図 5.4-5 ビハール州の風雨/サイクロンハザードマップ

5.5 隣接プラントの状況

5.5.1 燃料調達状況

2016年2月現在、本プロジェクト予定地において、R&M/LE 工事（No. 6/7 号機）と新規建設工事（No. 8/9 号機）が実施中であり、運転中のユニットはないことから、燃料調達は行われていない。

5.5.2 用水状況

既設の No. 1-7 号機の発電用水はこれまで井戸から地下水が取水されていた。No. 1-5 号機は廃止済であるが、No. 6/7 号機については、今後 R&M/LE 工事に合わせて、発電所用水の取水源をガンジス川に変更する予定である。

建設工事中の No. 8/9 号機の発電用水も同様にガンジス川から取水する計画となっている。

これら No. 6-9 号機の取水設備は一括で建設するよう計画され、2012 年に、BSPGCL（当時の BSEB）と McNally Bharat Engineering 社（McNally Bharat Engineering Co. Ltd. :MBEC）との間で、「Ganga Water Supply Package」として取水設備工事の設計、調達、建設（Engineering, Procurement, Construction : EPC）契約が締結された。表 5.5-1 に同工事の入札時点（2011 年 10 月）No. 6/7 号機および No. 8/9 号機取水設備の主要諸元を示す。

表 5.5-1 No. 6-9 号機取水設備の主要計画諸元（2011 年時点の計画）

設備			No. 6/7 号機	No. 8/9 号機
取水塔	寸 法		幅：19.6 m x 長さ：6.6 m（共用設備）	
取水ポンプ	型式		縦型原水用 引き抜き型	縦型原水用 引き抜き型
	台数	3	3	3
		2	2	2
		1	1	1
	容量		1,275 m ³ /h/台	1,275 m ³ /h/台
原水配管 （取水塔 - 沈砂池）	条数		1	1
	管径		900 mm	900 mm
	長さ		指定なし	指定なし
沈砂池	寸法		幅：5.3 m - 14.2 m x 深さ：2.7 m - 6.5（共用設備）	
	長さ		97.5 m（共用設備）	

設備		No. 6/7 号機	No. 8/9 号機
原水ポンプ	型式	縦型原水用 非引き抜き型	縦型原水用 非引き抜き型
	台数	合計	3
		運転	2
		スタンバイ	1
	容量		1, 020 m ³ /h/台
原水送水管 (沈砂池 - 発電所構内 原水タンク)	条数	2	2
	管径	600 mm	650 mm
	長さ	指定なし	指定なし

出所: *Bihar State Electricity Board, BTPS Phase-1 (2x110MW) and Phase-2 (2x250MW)*
Section-VI Tender Drawings for Ganga Water Supply Package (October 2011)

しかしながら、2015 年 6 月時点で施工が完了しているのは沈砂池から発電所構内の原水タンクまでの原水送水管の一部のみとなっている。取水塔、取水塔からガンジス川堤防までの連絡橋、取水塔から沈砂池までの原水配管、沈砂池および原水送水管のうちガンジス川堤防や原油パイプラインを横断する区間は未着工となっている。図 5.5-1 に No. 6-9 号機取水設備の工事進捗状況を示す。

BSPGCL によると、このように取水設備工事が著しく遅延している原因は、MBEC の技術力および財務力の不足とのことである。特に、取水塔の工事は、水深 20 m 程度もある河川内に、地中深さ数十 m、地上高さ約 30 m もの大規模構造物を建設するもので、難工事が想定される。このため、BSPGCL は MBEC との契約を終了させ、同工事の再入札を行うことになっている。BTPS によると、2015 年 9 月時点で、MBEC との契約破棄について裁判所への申請が済んでおり、判決待ちの状態とのことである。

このような施工に起因する取水設備工事の遅延に加え、2015 年 12 月には、用地問題も原因となっていることが明らかになった。BSPGCL によると、取水設備のうち取水塔から沈砂池までの設備建設予定地は、鉄道局が所有している土地と判明している。BSPGCL と鉄道局とで用地交渉が行われているが、鉄道局自体が用地不足に悩まされているため、交渉は進展してなく、2015 年 12 月時点で用地の使用許可は得られていない。



出所：調査団作成

図 5.5-1 No. 6-9 号機取水設備の施工状況

5.5.3 灰の有効利用状況

2016 年 2 月現在、本プロジェクト予定地において、R&M/LE 工事（No. 6/7 号機）と新規建設工事（No. 8/9 号機）が実施中であり、運転中のユニットはないことから、石炭灰（ボトムアッシュおよびフライアッシュ）の利用は行われていない。

しかしながら、2009 年 11 月 3 日に発出されたインド環境森林省 (Ministry of Environment and Forests Crimate Change : MoEF) 通達第 2804(E) 号に規定されたフライアッシュの有効利用要請の充足に向けて、今後数年以内に運転開始が予定されている No. 6-9 号機から生じるフライアッシュの長期引取に係る公開入札を準備中である。

第 6 章 バラウニ発電所に対する入出力条件の状況

本章では、発電所の建設に必要な周辺の要件である、取水、燃料調達、燃料輸送、灰捨場、送電線およびその他インフラ設備の状況を記載する。

6.1 取 水

6.1.1 既設 No. 6-9 号機

本プロジェクト地周辺のガンジス川には利水ダムがなく、工業用水の供給インフラは整備されていない。No. 6/7 号機向けの発電所用水は、これまで井戸から汲み上げた地下水を使用していた（廃止済みの No. 1-5 号機も同様）。しかしながら、No. 8/9 号機の新設工事に合わせて発電所用水の取水源をガンジス川に変更し、共通の取水設備を建設する計画としている。

6.1.2 No. 10 号機

No. 6-9 号機向けに建設される取水設備の設計を、No. 10 号機の増設を考慮した設計に変更することで No. 10 号機専用の取水設備設置が不要となるため、この方向で検討した。

最終的に、表 6.1-1 に示すように、取水塔、取水ポンプ室、取水ポンプ、原水配管、堤防から取水塔までの連絡橋、沈砂池、フラッシングポンプを No. 6-9 号機と No. 10 号機で共用するよう計画した（詳細は第 8.4 項参照）。

表 6.1-1 取水設備の工事範囲

主要設備	No. 6-9 号機工事	No. 10 号機工事	備 考
取水塔	1 基	—	共用
取水ポンプ 室	1 棟	—	共用
取水ポンプ	1,275 m ³ /s × 3 台	1,275 m ³ /s × 1 台	No. 6-10 号機で、 計 4 台のポンプを 運用
原水配管	φ 950 mm × 2 条	—	共用
取水塔連絡 橋	1 橋	—	共用
沈砂池	1 基	—	共用
原水ポンプ	1,275 m ³ /s × 5 台	970 m ³ /s × 3 台	No. 10 号機単独で 運用
フラッシング ポンプ	3 台	1 台	No. 6-10 号機で、 計 4 台のポンプを 運用

主要設備	No. 6-9 号機工事		No. 10 号機工事	備 考
原水送水管	No. 6/7 号機	No. 8/9 号機	$\phi 600\text{mm} \times 2$ 条	
	$\phi 600 \text{ mm} \times 2$ 条	$\phi 650 \text{ mm} \times 2$ 条		



写真 6. 1-1 取水地点から下流方向に見るガンジス川の北岸

6. 1. 3 取水地点

取水設備は、BTPS から 3. 5 km 離れたガンジス川の北岸に新たに設置する。



写真 6. 1-2 ガンジス川の取水地点

6.2 燃料調達

6.2.1 既設 No. 6-9 号機

R&M/LE 工事実施後の No. 6/7 号機に関して、BSPGCL はコール・リンケージ制度の下、CIL 傘下の東部石炭公社 (Eastern Coalfields Limited : ECL) との FSA に基づく石炭調達を予定しており、同契約に準拠した性状の石炭が供給される予定である。なお、同契約は特定の炭鉱からの供給に限定されたものではない。

No. 8/9 号機に関しては、BSPGCL は自家用鉱区開発制度の下、ジャールカンド州 (Jharkhand) 北カランプラ (North Karanpura) 炭田の東側に位置するバダム (Badam) 鉱区からの自社開発による石炭調達を計画している。設備に応じた性状の石炭が生産される見込みであり、同バダム鉱区の資源量は、合計 9,000 万トンと推定されている。なお、No. 8/9 号機の運転開始が 2016 年であるのに対し、バダム鉱区の石炭生産開始は 2019 年と計画されている。それまでの間は燃料供給 (漸減型) 契約に基づき、性状グレード 10 以上を有する年間 1.5 百万トンの石炭を、ECL が開発する複数の炭鉱から調達することを予定している。

6.2.2 No. 10 号機

石炭調達には、自家用鉱区開発制度に基づく MoC からの鉱区割当てによる自社開発調達、コール・リンケージ制度による石炭公社グループからの FSA に基づく調達、輸入炭購入などの調達方法があるが、設計炭を国内炭としていること、長期安定調達を志向していることから、自社開発調達と ECL からの調達が主軸となる。No. 8/9 号機については自社開発鉱区が割当てられたが、No. 10 号機については、州政府の意向などを踏まえ、コール・リンケージ制度による石炭公社グループからの FSA に基づく調達を基本として検討することとしている。

BTPS 近郊にはケランダリ (Kerandari)、バダム、チャッティバリアツ (Chatti Bariatu)、パッチワラ北部 (Pachwara North)、パッチワラ中央部 (Pachwara Central) などジャールカンド州の複数の炭鉱が存在しており、こうした炭鉱からの供給を想定することも可能である。

石炭公社グループとの FSA に基づく石炭調達を受けるには、コール・リンケージ申請を行い、CEA、MoP、MoC および CIL などによる SLC-LT の承認を受けて、石炭公社グループから LOA を受領し、FSA を締結するといった手続きが必要とされる。

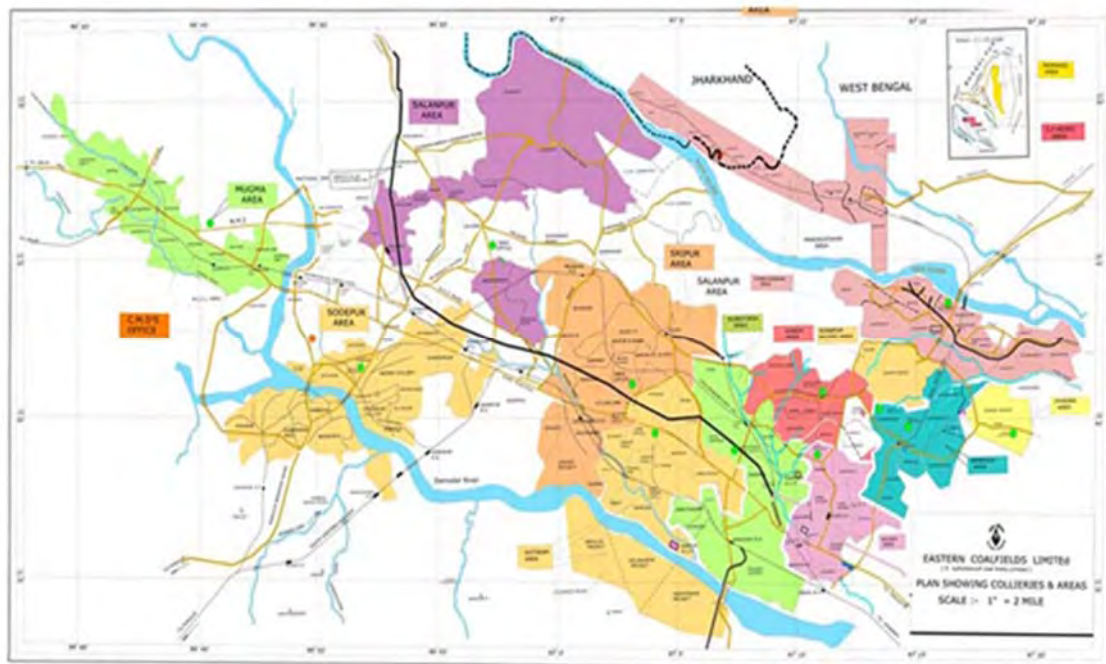


図 6.2-1 東部石炭公社管轄鉱区

他方、高灰分の国内炭輸送については MoEF 通達 *Notification G. S. R. 02(E)*、2014 年 1 月 2 日付によって、2016 年 1 月以降は炭鉱から 500 km 以上離れた石炭火力発電所において使用される石炭の灰分は 34%以下（四半期平均値、混炭による達成も可）とすることが要求されているため、No. 10 号機への石炭供給については、SLC-LT が 500 km 圏内の炭鉱からの供給を推奨することが望まれる。なお、500 km 圏内には Gondwana 系炭田の分布するジャールカンド州、西ベンガル州およびチャッティスガル (Chhattisgarh) 州の北部が含まれる。

6.2.3 燃料調達に関連する契約関係

No. 10 号機向け燃料調達がコール・リンケージ制度の場合、石炭公社グループの炭鉱会社との「石炭供給契約」および必要に応じてインド国鉄傘下の地域鉄道会社との「石炭輸送契約」などが締結される。

他方、No. 8/9 号機のような自社鉱区開発の場合、BSPGCL は、鉱区が立地する州政府との「採掘事業権契約」や鉱区開発を実施する採掘業者との「鉱区開発操業契約」さらにはインド国鉄傘下の地域鉄道会社との「石炭輸送契約」などが必要となる。

なお、自社鉱区割当ておよびコール・リンケージに関連する枠組みについては関連する GoI において継続的に見直しなどが実施されていることから、最新の動向について確認することが必要となる。

6.3 燃料輸送

6.3.1 既設 No. 6-9 号機

発電所構内に敷設された鉄道軌道は、古いユニットの廃止や、No. 6/7 号機も長期間停止していたこともあり老朽化が進んでいるが、No. 6/7 号機の R&M/LE 工事後の運転再開に向け再整備中である。

No. 6/7 号および No. 8/9 号ユニットに対する石炭輸送は、インド国鉄傘下の地域鉄道会社による鉄道輸送で計画されている。発電所の最寄りのシマリヤ(Simariya)駅から発電所までの No. 8/9 号機向け専用鉄道線路などの設備については、あらかじめ関係する地域鉄道会社などの承認を確保した上で、No. 8/9 号機の建設の進捗に併せて BSPGCL が建設/維持することとなっている。



写真 6.3-1 構内鉄道（左）と整備状況（右）

6.3.2 No. 10 号機

No. 10 号機向け燃料輸送ルートは、燃料調達先が未定であるため、現段階において特定することはできない。SLC-LT の決定を受けて燃料調達先が確定された後にインド国鉄の確認/承認を得ながら検討されることとなる。

なお、No. 10 号機に対する石炭輸送は、インド国鉄傘下の地域鉄道会社による鉄道輸送が想定され、発電所構内への搬入に対しては最寄りのシマリヤ駅から No. 8/9 号機の専用鉄道を共用し、搬入する計画としている。貨車の種類は 2 種類あり、現在は、No. 8/9 号機で採用している上面開口型貨車 (BOXN 型) が主流であるが、今後は、底面開閉式貨車 (BOBR 型) に順次切り替えていくという方針であるため、No. 10 号機向けについては、BOBR 型タイプで受け入れることで計画している。



写真 6.3-2 BOBR 型 ホッパ貨車

また、輸入炭を用いる場合であっても、発電所までの輸送は、外港から「イ」国内の鉄道網を経て輸送されることとなる。

6.4 灰捨場

6.4.1 既設 No. 6-9 号機

これまで、No. 1-7 号機の発電に伴い発生した石炭灰は、No. 8/9 号機が建設されている場所に埋め立て処分されており、現在は、発電所が保有している灰捨場はないため、No. 6-9 号機の運転開始に合せて、新たな灰捨場が必要になっている。このため、BSPGCL は新たな No. 6-9 号機用の灰捨場の用地として、図 6.4-1 に示す合計 496.51 エーカの新規の灰捨場用地の取得手続きを進めている。現在の土地取得の進捗状況は表 6.4-1 のとおり。



出所：調査団作成

図 6.4-1 灰捨て場の予定地

表 6.4-1 灰捨て場の用地取得手続き状況

管轄自治体	元の所有者	面積 (エーカー)	BTPS から政府への支払 代金 (INR)	BTPS への土地移管日	状況
パトナ	①政府 ²⁶	290.0000 ※一部、輸 送管用地含 む	364,891,499 ※2010年7月30 日に支払	2013年 6月12日	➤ 環境認可済み ➤ 権利証を有さない土地使用者が補償を要求しており 2016 年 1 月 13 日に最高裁にて当該要求は棄却され結審。
	②民間 (推定)	129.6225		2013年 1月5日	➤ 土地使用者の権利証を政府が確認できないため補償金が政府から土地使用者に支払われていない。
	③政府 (推定)	76.8875		未完了	➤ 今後、民有地として取り扱われる可能性がある。
合計		496.5100	364,891,499	—	

出所：調査団作成

²⁶ パトナ地区管轄の行政

BSPGCL は管轄する自治体政府に全面積分の用地代金の支払いを終えており、このうち 423.5725 エーカについては所有者から同公社への法的な土地移管手続きまで完了しているが、残りの 76.8875 エーカについては現在のところ見通しが立っていない状況である。

このため、同公社は建設が進んでいる No. 8/9 号機の運転開始に支障を来さないよう、条件が整っている用地から灰捨場建設に速やかに着工することとしている。具体的には、灰捨場として MoEF の EC を既に受けており、土地の法的移管手続きも完了している 290 エーカの用地を優先して建設を開始する計画である。ただし、権利証を有さない土地使用者が補償を要求しており、着工できない状態が続いていたが、2016 年 1 月 13 日に最高裁判所にて権利証を有さない土地使用者の要求は棄却された。

6.4.2 No. 10 号機

本件調査の開始当初、BSPGCL は No. 10 号機用の灰捨場として、EC が完了していない残りの 206.51 (=129.6225+76.8875) エーカの土地を利用する意向であった。

しかしながら、この土地については、上記のように土地移管の手続きが完了していない箇所 (76.8875 エーカ) があり、土地の取得が見通せない状況にある。このため BSPGCL との協議の末、本プロジェクトの灰捨場は No. 6-9 号機と共有することとした。つまり、No. 10 号機用の灰捨場は、先行する No. 8/9 号機の増設工事にて建設されることになる。

6.5 送電線

発電した電力は、敷地内に隣接する開閉所を通して近隣の変電所へ送電している。

R&M/LE 工事中の No. 6/7 号機および新たに建設中の No. 8/9 号機は、220 kV で開閉所に接続されているが、一部は開閉所内の連絡用変圧器 (Inter-Connecting Transformer : ICT) で 132 kV に降圧している。

本プロジェクトとなる No. 10 号機の開閉所については、220 kV 開閉所の隣に 400 kV 開閉所を新設し、400 kV での送電を計画している。また、400 kV 開閉所は ICT を介して 220 kV 開閉所に接続させることで、発電所からの送電電力の信頼度を向上させることができる。

6.6 その他インフラ設備

6.6.1 建設工事時における工事用電源

現在 BTPS は、外部電力系統から既設の開閉所を経由して受電し、構内電源を賄っている。建設工事に係る工事用電源や試運転中の電源についても構内開閉所または所内電気設備系統を経由した受電とすることで問題ないものと思われる。また、先行して No. 8/9 号機が運転を開始する予定であることから、400 kV のガス絶縁開閉装置 (Gas Insulated Switchgear : GIS) 式の開閉所が完成するまでの間、220 kV 開閉所側からの受電も可能であると考えられる。

第7章 設計諸条件の設定

7.1 建設用地の選定

No. 10 号機の建設用地は、2013 年によって行われた JICA の予備調査によって、図 7.1-1 に示す 3 つの地点を建設地候補としており、比較結果を表 7.1-1 に示す。

表 7.1-1 各候補地点の比較

候補地	技術面	環境面	社会面
SITE No. 1: 灰捨場跡地 南側隣接地	利用可能エリアは広く、余裕を持った配置計画ができるが、設備撤去・整地の必要がないため、着工までのリードタイムが短い	氾濫源に近づく洪水のリスクが高まるため敷地埋め立てもしくは堤防建設のために埋土材を大量に使用する必要がある。	農地の取得が発生し、農民の生活生計に影響を与える。
	○	△	△
SITE No. 2: 居住エリア	利用可能エリアは広く、余裕を持った配置計画ができるが、老朽設備の撤去・整地が必要のため、着工までのリードタイムが長い	既設の発電設備廃材の廃棄に伴う一時的な大気環境への影響および既設発電所の撤去に伴う大量の廃棄物が発生する。埋立ての必要はない。	用地取得は発生しないが、居住エリアの世帯の移転が発生する。
	△	○	△
SITE No. 3: No. 8/9 ユニット建設場所（旧灰捨場）	設備撤去・整地の必要がないため、着工までのリードタイムが短い	工事中における石炭灰の飛散による一時的な大気環境への影響が発生する恐れがある。埋立ての必要はない。	石炭灰処分場の跡地の有効利用ができる。用地取得は発生しない。
	○	○	◎

出所：調査団作成

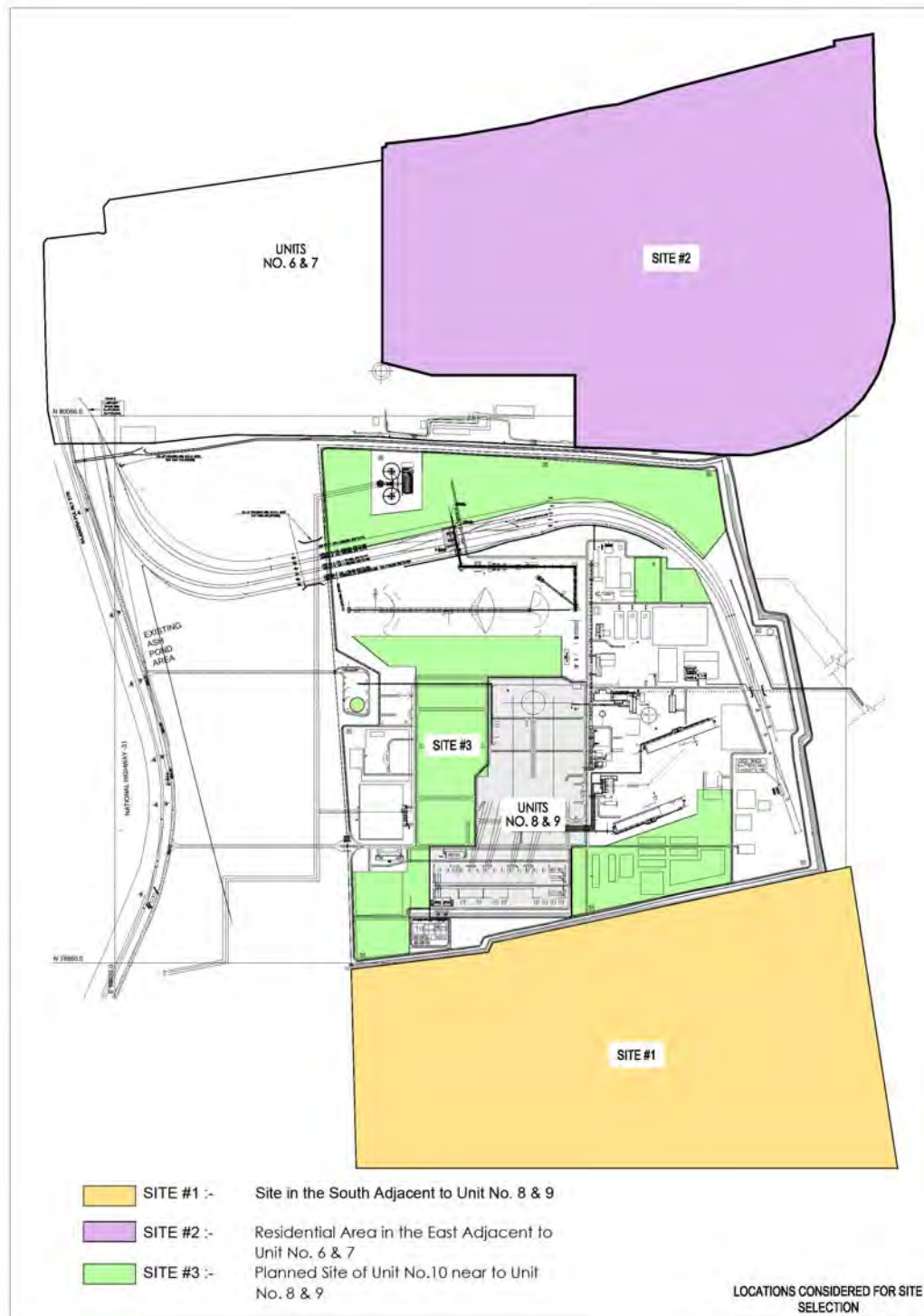


図 7. 1-1 各候補地点の位置図

上記の評価結果より、BSPGCL は、土地の追加取得を必要としないこと、設備の撤去を必要としないことを理由に、Site No.3 が建設予定地として選定された。

7.2 各発電設備のレイアウトおよび必要面積の検討

7.2.1 発電所構内

Site No.3 では、当初 1x250 MW 亜臨界圧設備を配置することで検討されていたため、標準的な 1x660 MW 超臨界圧設備に必要なレイアウトとしては狭隘である。よって当該予定地には、ボイラ、タービン、ESP、煙突、変圧器などを効率的に配置することとし、付属設備は、その他発電所構内で利用可能な場所に配置することとした。このため一部の設備については発電設備本体から離れて配置されることとなり、配管の引き回しをやや複雑にする必要が生じる。また、発電所構内に一定の容量を確保する必要がある設備（貯炭場、原水タンクなど）は、利用可能な用地の制約が生じている。本プロジェクトにおいては、表 7.2-1 のとおり、レイアウト上の特徴/配慮を行った。

表 7.2-1 本件設備計画における特徴/配慮点

項 目	特徴/配慮点
石炭貯蔵	➤ MoP のガイドラインに基づき、石炭山元より 500 km 以内にある発電所は石炭の貯蔵量を 20 日とする考え方により、狭隘な用地に必要な量を貯蔵できるようにするために、野積みの貯炭場は選択できず、サイロ方式を選択した。 ➤ インド国では、石炭サイロの採用は初めての事例となる。
原水槽	➤ CEA デザインクライテリアには、原水槽の仕様は、例として開口型で 10 日分の容量が示されているが、用地制約からタンク式とし、また、取水した水の再利用と、できるだけ取水量を少なくした結果、1 日分の容量を確保することとした。
灰処理設備	➤ ボトムアッシュの処理は低密度スラリ²⁷システムを採用し、灰輸送に用いる水はすべて再利用する。 ➤ フライアッシュについては高密度スラリ²⁸システムの採用により HCSD 状で灰捨場に輸送できる 1,500 トンの貯蔵サイロを 2 基設置すると共に、有効利用のためトラックで輸送ができるように 1,500 トンの乾燥灰サイロの設置を計画した。

出所：調査団作成

²⁷ 低密度スラリ (Lean Slurry Disposal : LSD)

²⁸ 高密度スラリ (High-Concentration Slurry Disposal : HCSD)

7.2.2 発電所構外

発電所構外に設置される設備として、灰捨場および取水設備（いずれも No. 6-9 共用）を計画している。

以上の各発電設備に必要な土地の広さと現在の状態を表 7.2-2 に示す。本プロジェクトエリアの総面積は 680 エーカであり、発電所エリア（370 エーカ）、灰捨場および灰輸送パイプライン（210 エーカ）、水関連施設（20 エーカ）が含まれる。発電所用敷地（370 エーカ）には、本プロジェクトにより建設予定の発電所（No. 10 号機、1x660 MW）の用地として 80 エーカ、既存発電所（No. 8/9 号機、2x250 MW）およびその他（グリーンベルトや線路）の用地として 290 エーカが含まれる。

表 7.2-2 発電設備の設置に必要な広さと現在の状態

	場 所	広さ (エーカ)	現在の状態
A	発電設備設置場所	370	➤ BSPGCL による取得済み
	A. 1	1x660 MW 超臨界圧設備	
		発電設備および変圧器	
		石炭サイロおよび揚運炭設備	
		水処理設備	
		冷却塔	
		開閉所	
		その他付属設備	
		構内道路および排水	
	A. 2	2x250 MW (No. 8/9)	
	A. 3	構外設備	
		グリーンベルトおよび 仮設置場	
		鉄道敷設エリア	

	場 所	広さ (エーカ)	現在の状態
B	灰捨場および スラリ輸送管エリア	290	➤ 州政府と個人所有の土地が混在 ➤ No. 8/9 向けに実施機関の土地の取得が進行中
C	取水設備	20	➤ 州政府所有の土地 ➤ 陸側の 17 エーカの土地の取得が実施機関により進行中 ➤ 残りの 3 エーカに対する RoW²⁹（地上利用権）が追加で必要
	沈砂池	10	
	取水輸送管	10	
合計		680	

出所：調査団作成

7.3 取水量

石炭火力発電所では、蒸気サイクル水の補給に使うほか、蒸気サイクルの主冷却および石炭灰の灰捨場への輸送などに水を大量に消費する。1x660 MW 超臨界圧設備に必要な水量を検討した結果、最大で 2,140 m³/h (21 cusec) が必要である。

表 7.3-1 ガンジス川からの必要取水量と取水量に関する許可の状況（単位：cusec³⁰）

	フェーズ 1 No. 6/7 (2x110 MW)	フェーズ 2 No. 8/9 (2x250 MW)	フェーズ 3 No. 10 (1x660 MW)	合計	備 考
最大取水 計画量	20	25	19	44	灰スラリ水の再利用/再循環しない場合
最小取水 計画量	不明	不明	16	不明	灰スラリ水の再利用/再循環をする場合
許可済 取水量	60（豊水期） 45（渇水期）			60	現在の許可済水量
必要取水量	22	28	21	71	沈砂池における蒸発ロス考慮後

²⁹ 地上利用権 (Right of Way : RoW)

³⁰ 1 cusec = 101.94 m³/h

7.4 燃料の選定

7.4.1 設計石炭性状の特定

No. 10 号機の石炭は、今後調達が検討されるものであり、具体的にその供給源、石炭性状が特定されていないが、設備仕様を検討するためには具体的な性状を基に検討する必要があるため、No. 8/9 号機のボイラ設計で適用されている石炭性状（表 7.4-1）を採用した。

表 7.4-1 設計石炭性状（インド国内炭、到着ベース）

項 目		単 位	設計炭	設計下限炭
高位発熱量		kcal/kg	3,300	3,100
工業分析値	固定炭素	%	29.7	29.4
	揮発分	%	17.7	20.6
	灰分	%	44.6	40.0
	全湿分	%	8.0	10.0
元素分析値	炭素	%	34.69	34.66
	水素	%	2.43	2.26
	硫黄	%	0.3	0.00
	酸素	%	9.27	12.33
	窒素	%	0.71	0.75

出所：調査団作成

「イ」国国内炭の特徴としては、石炭中に含まれる灰分が多く（約 40-44%、日本での輸入実績約 10%）、硫黄分が少ないことが挙げられる。

BTPS において使用される石炭は日本工業規格（Japanese Industrial Standards：JIS）では亜瀝青炭（補正後無水無灰基 7,529 kcal/kg）、GoI 公告ではグレード 14 にカテゴリされる（表 7.4-2 および表 7.4-3 参照）。

表 7.4-2 JIS 石炭カテゴリ

カテゴリ		発熱量 (補正無水無灰ベース) (kcal/kg)	燃料比	粘結性
炭質	区分			
無煙炭 (A)	A ₁	-	> 4	非粘結
	A ₂			
瀝青炭 (B、C)	B ₁	8,400	-	強粘結
	B ₂		-	
	C	8,100 - 8,400	-	粘結
亜瀝青炭 (D、E)	D	7,800 - 8,100	-	弱粘結
	E	7,300 - 7,800	-	非粘結
褐炭 (F)	F ₁	6,800 - 7,300	-	非粘結
	F ₂	5,800 - 6,800	-	

出所：JIS M1002

表 7.4-3 インド石炭等級区分

従来区分 (UHV ³¹)	新区分 (GCV ³²)	高位発熱量 (kcal/kg)
A	G1	7,000 超
	G2	6,701 — 7,000
	G3	6,401 — 6,700
B	G4	6,101 — 6,400
	G5	5,801 — 6,100
C	G6	5,501 — 5,800
D	G7	5,201 — 5,500
	G8	4,901 — 5,200
E	G9	4,601 — 4,900
	G10	4,301 — 4,600
F	G11	4,001 — 4,300
	G12	3,700 — 4,000
G	G13	3,401 — 3,700
	G14	3,101 — 3,400
—	G15	2,801 — 3,100
	G16	2,501 — 2,800
	G17	2,201 — 2,500

出所：調査団作成

³¹ Useful Heat Value

³² Gross Calorific Value

7.5 蒸気条件の選定

No. 10 号機は燃焼消費、環境負荷の面で優れる高効率の超臨界圧蒸気条件を採用する。すなわちボイラの蒸気条件は、表 7.5-1 に示す圧力、温度範囲から選択した。

表 7.5-1 ボイラの蒸気条件

項 目	数 値
SH ³³ 出口圧力	242-270 bar
SH 出口温度	593-600℃
RH ³⁴ 出口温度	593-600℃

出所：調査団作成

蒸気温度が高ければ高いほど、熱落差が大きくなりタービンから取り出せる動力が大きくなる。この結果、熱効率が向上し、発生電力量当たりの燃料消費量が少なくなり、投入燃料量が少なくなることで二酸化炭素などの排出も少なくなる。

さらに、より高温の蒸気条件を求めると、高温雰囲気下でのクリープ耐性を有する高価な金属の適用が必要となり設備投資額が増大する。しかしながら、蒸気温度高温化による投資額の上昇分は、計画された高い設備利用率で運転ができれば、数年後には十分に投資増分を十分に回収できると考えられる。

また、熱効率の向上により燃料投入量、環境負荷物質の排出が少なくなれば、揚運炭、灰捨場、排水処理に対しより最適化した設計を行うことが可能となり、この面においても設備投資額を抑制することができる。

「イ」国では、660 MW 級の超臨界圧設備は、すでに運転中や建設中ものを含めると、いくつか存在している。現在のところ、同じ出力規模で超臨界圧蒸気条件を採用するプロジェクトは表 7.5-2 のとおりである。

表 7.5-2 インド国における超臨界圧 660 MW 級のプロジェクト

プロジェクト名	出力 (MW)	州
Raghunathpur Project of DVC	2x660	西ベンガル
Meja TPS Project of MUNPL	2x660	ウッタルプラデッシュ
Suratgarh STPS stage V Project of RVUNL	2x660	ラジャスタン

³³ 過熱器 (Superheater : SH)

³⁴ 再熱器 (Reheater : RH)

プロジェクト名	出力 (MW)	州
Barh TPS Project of NTPC	5x660	ビハール
TPS Project of GMR	2x685	チャッティスガル

出所：調査団作成

本プロジェクトにおける蒸気条件の選定に当たっては、超臨界圧技術の運転実績、「イ」国における超臨界圧技術の導入の状況、初期設備投資額の抑制などの観点から、本プロジェクトでは、表 7.5-3 に示す超臨界圧条件を選定した。

表 7.5-3 蒸気条件の採用値

項 目	数 値
主蒸気圧力	245 bar
主蒸気温度	593℃
主蒸気流量	1,860 t/h
再熱蒸気圧力	48.9 bar
再熱蒸気温度	593℃
再熱蒸気流量	1,540 t/h
給水温度	295℃

出所：調査団作成

7.6 設備利用率設定の考え方

本プロジェクトで計画する超臨界圧設備は、ビハール州が電力不足であることに鑑み、ベースロード運用を行うことで計画した。ベースロード運用とは、ユニットが運転中は常に定格負荷（660 MW）で運転している状態を指し、ベースロード運転時は、発電設備は最高の発電効率に達するため、最も少ない燃料で発電ができ、燃料の投入が少なくなる結果、発生する CO₂ の原単位は最も小さくなる。

これに、ユニットの起動停止回数、起動時の起動モード毎の全負荷到達時間、計画外停止時間を加味し、PLF 85%を想定した（詳細な諸元は第 16.2 項を参照）。

7.7 超臨界圧条件に耐えうる金属の選定の考え方

(1) 概 要

発電分野において、高い信頼性を有し実際に適用することが可能な超臨界技術の進歩の1つに、金属材料の発展が挙げられる。既設の超臨界圧設備の運転経験の蓄積により、高温蒸気条件がトラブルの原因になった事例の調査/分析が進み、さらに厳しい運転条件で利用できる新しい金属素材が開発されている。超臨界圧条件下の運転への対策として以下のとおり検討されている。

主として検討されているのは、高圧/中圧タービンと同じく、主蒸気、再熱蒸気のヘッダ（管寄せ）とその配管に生じるクリープ（高温雰囲気下で金属が脆くなること）でない熱疲労への対策である。蒸気条件が高くなると、許容できる熱応力のレベルが低くなるため、設計圧力に耐えうるより厚い肉厚が必要となる。肉厚の増大は、熱疲労によるトラブルが増すことになる。

これまではクロム (Cr)、少量のバナジウム (V) を添加したモリブデン (Mo)、ニオブ (Nb) の含有する割合を変えたフェライト系金属材料が高い温度耐性を有するため、主蒸気や再熱蒸気の配管の材料に広く使われていた。

近年、最も卓越した金属性能を持つのは、ASTM A335 P91 と A213 P91 で、モリブデンを1%、バナジウムを0.2%、少量のニオブを添加した9%クロム鋼がこれに相当する。しかしながら、フェライト系金属は、高温酸化の影響を受け易いのが欠点である。このため、クリープの観点から、フェライト系金属が適用可能なのは、雰囲気温度が620℃までで、高温酸化に対しては600℃までである。

しかしながら、最近フェライト系金属にめざましい進歩があり、最初の段階として、炭素、モリブデン、バナジウム、ニオブに代わりタングステンの割合を最適化した金属が登場した。以下の2つの合金がそれに当たり、すでに市場で入手できるようになっている。

➤ ASTM P122 (12Cr-Mo V Nb W)

ASTM T122 は12%クロム鋼に、2%のタングステン、1%の銅、さらに安定化のためモリブデン、バナジウム、ニオブを添加したものである。モリブデンの代わりにタングステンに代えた12%クロム鋼に安定化のため、モリブデン、バナジウムとニオブを加えたもので、高いクリープ耐性を有する。溶接性も非常に高い。

➤ ASTM P92/T92 (9Cr-0.5Mo-1.8W V Nb)

ASTM P92 は、モリブデンの代わりにタングステンをを用いて開発された9%クロム鋼で、P91 と同等の高いクリープ耐性を有する。

これらの金属材料はASMEからも承認されており、圧力340 bar、温度620℃まで使用することができる。したがって、これらが本プロジェクトの超臨界圧条件化で使用する金属の候補である。

(2) 金属材料コスト低減のための考え方

厳しい運転条件に適合する金属材料を選定すると、そのコストは高騰する一方となるため、コストとその目的に見合う総合的な見地から材料選定をし、設備投資費用を抑制することが必要である。例えば、高いクリープ強度を有する材料を選べば、材料の肉厚は大きく確保する必要がなく、重量の抑制、メンテナンスコストの低減、サイクル運転に対する低い熱応力、起動停止時における暖気／冷却時間が短くなるなどのメリットが得られるため、金属材料選定に当たっては多方面からの分析が求められる。

7.8 資材調達

660 MW の超臨界圧設備を構成するボイラ、タービン発電機 (Boiler Turbine Generator : BTG) は、現在「イ」国においても製造することが可能である。「イ」国内のメーカは海外メーカからライセンスを供与され、「イ」国内で工場を立ち上げており海外勢の優れた技術を用いて生産することが可能である。

660 MW 級の定格容量を持つ主変圧器や、プラント制御装置もすでに「イ」国で製造されている。その他、超臨界圧技術のうち「イ」国で生産されている設備はいくつかあるが、必要に応じて日本、EU およびアメリカ合衆国からも調達されている。

7.9 資機材輸送計画

7.9.1 重量機器輸送ルート

重量機器とは、発電所設備の主機、主にボイラ、タービン、発電機、変圧器、大型ファン、大型ポンプなどを指す。これらの機器が海上輸送される場合、コルカタ (Kolkata) で荷揚げされ、BTPS までローリにて輸送されることになる。コルカタから途中、極力橋を利用しないルートとして、コルカタからギリディ (Giridih) およびルッキサライを経由してムンゲール (Munger) に至り、さらにバガルプールからバラウニに至る。この場合、距離は 720 km となる。しかしながら、現在建設中のムンゲール・ガンガ橋 (Munger Ganga Bridge) が完成 (2016 年完成予定) するとコルカタからの距離が約 570 km に短縮される。



出所：調査団作成

図 7.9-1 コルカタからバラウニまでの重量機器輸送ルート

7.9.2 その他の輸送ルート

パトナから資材などを輸送する場合、マハトマ・ガンジー橋(Mahatma Gandhi Setu)あるいはラジェンドラ橋(Rajendra Bridge)から輸送することになる。



出所：調査団作成

図 7.9-2 資材輸送に使用される橋

7.9.3 機器輸送に関する注意事項

機器輸送においては、以下のように道路／橋の耐荷重および走路状況を確認する。

(1) 重量機器輸送における道路/橋の耐荷重

重量機器の輸送については、サイトがガンジス川から 3km に位置していることから、バージ（舁）を用いてガンジス川を遡上して輸送することを想定する。また、長尺物としてはタービン建屋の EOT クレーンのガーダーが 30 m x 3 m x 1.5 m ほどで最大のサイズとなるが、ガーダーは分割輸送の後、サイトでの組立てることを想定する。

重量機器（BTG および変圧器など）の輸送においては、以下の規定等を参照する。

➤ 積載荷重に関する規程

インド道路協会（Indian Roads Congress : IRC）規程：

「IRC:S6(2014), *Standard Specifications and Code of Practice for Road Bridges Section II*」

➤ 長尺物積載に関する規程

IRC SP 37 : 長尺物積載貨物 (Over Dimensional Consignment : ODC) の車両運搬の低速移動における貨物の動きに適用する。

➤ 先行プロジェクトからの情報収集

バラウニサイト近郊に NTPC Barh (660MW) プロジェクトサイトがあり、重量物や長尺物の輸送実績がある。また、ウッタラプラデッシュ州に建設中の Meja Thermal Power Plant (2x660MW) では、バージ (舁) を用いガンジス川で重量物を輸送した実績がある。

また、BTPS の No. 8/9 号機がすでに建設中であり、道路インフラも良好である。

(2) 使用する道路状況

➤ 道路条件

使用する道路条件 (長さ x 幅 x 高さおよび重量) の確認。

➤ 輸送経路上の障害となるもの

鉄道高架橋、小橋、立体交差 (耐荷重)、勾配、踏切、通行料金所、看板および標識などの位置確認。

➤ 渋滞状況

障害物などにより渋滞となる箇所、要因および対策。

➤ 監督官庁の把握

監督官庁 (インド国鉄、MoP、道路交通/高速道路省 (Ministry of Road Transport & Highways : MoRTH) など) に必要な許可証およびそれらの窓口の確認。

(3) 660 MW 設備の主機および関連設備の想定重量

本プロジェクトにおける重量物の予想重量は概ね表 7.9-1 のとおり。

表 7.9-1 重量物予想重量

重量物	重量 (t)
シングルピース天井大梁 (クローラクレーンにて設置)	200
モジュラー天井大梁 (ストランド ジャッキにて設置) (インド国のプロジェクト例 : NTPC Meja Thermal Power Project)	3,000-3,500
ボイラ耐圧部総重量	8,500
ボイラ鉄骨および非耐圧部総重量	19,500
ESP および付帯設備総重量	10,000
回転機器総重量	4,000
保温材総重量	3,000

重量物	重量 (t)
ボイラ/タービン主要配管総重量	2,500

出所：調査団作成

(4) 最重量物の輸送

今回の構成設備のうち、輸送単位での最重量物は発電機であり、ステータ（固定子）とロータ（回転子）を分離して輸送する。その重量と寸法は表 7.9-2 のとおり。

表 7.9-2 発電機の予想重量と寸法

部 位	項 目	諸 元
発電機ステータ	輸送重量	約 340 t
	梱包寸法	9,650 mm x 6,300mm x 5,300 mm
発電機ロータ	輸送重量	約 89 t
	梱包寸法	13,100 mm x 1,800 mm x 1,900 mm

出所：調査団作成

7.10 送電線接続先

本プロジェクトにおける BTPS から引出される送電線は 400 kV にて新ガイガット (Gaighat)s/s へ接続される計画である。

中央電力規制局 (Central Electricity Regulatory Commission: CERC) 基準「*CERC, Indian Electricity Grid Code Regulations, 2010*」によると、州内の送変電設備に接続する場合、州送電事業者 (State Transmission Utility: STU) が接続検討、建設を実施する。他方、中央送電事業者 (Central Transmission Utility: CTU) の送変電網を使用して州外へ送電する場合には、CTU が接続検討、建設を実施することとなっている。この場合、STU は州外への送電について CTU への申請手続きが必要となる。

ビハール州の STU である BSPTCL は、州内での電力消費と、400 kV 新設変電所への 400 kV 送電線による引出しを検討している。よって、接続に関する申請や許認可事項はない。BTPS の引出し送電線および開閉所の基準電圧については、「*CEA, (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010*」(以下、「CEA 技術基準」)に、変電所の建設において 500 MVA より大きい変圧器容量を有する場合、400 kV 以上の電圧レベルとすることが明記されているが、CTU であるインド送電公社 (Power Grid Corporation of India Limited: PGCIL) への聞き取りにおいて、この記述は発電所の開閉所には適用されないことが判明した。このため、No. 10 号機用の開閉所のように変圧器容量

が 500 MVA 以上でも 220 kV での引出しが可能であるが、隣接する No. 8/9 号機用として設計された 220 kV 開閉所へ接続するとして系統解析を実施した結果、一部の運用において過負荷となることを確認したため、現状の 220 kV 送電系統開発を再計画する必要が生じる。よって、本プロジェクトにおいては新たな送電線建設が必要であり、開閉所からの引き出し電圧は、ビハール州最大の電力消費地である州都パटनाへ送電されることを踏まえ、送電能力および送電ロスを検討した結果、400 kV が適切であると判断した。

No. 10 号機が建設されない場合においては、新規送電線を使用して送電される電力がないことを意味し、新ガイガット s/s から BTPS に向けて送電される場合においても、No. 10 号機用の開閉所が配電設備を有さないため、BTPS から電力消費地へ向けて送配電できない。新規送電線を既設の No. 8/9 号機用の開閉所に接続する場合は、No. 10 号機建設時に併設される ICT が必要となり、ICT がない場合は No. 8/9 号機用の開閉所に接続できない。

なお、ICT を新設して 220 kV へ接続すれば、新規送電線を利用した発電所からの送配電も可能となるが、既に No. 8/9 号機用の送電線は敷設されており、送電容量を十分満足しているので、新規の 400 kV 送電線建設自体が計画されない。

以上のことから、今回の送電線建設事業は発電所建設と不可分一体の事業として進める必要がある。

現在、州内にある 400 kV 変電所はすべて CTU が所有しており、それらの変電所へ接続した場合、別途接続料金が徴収されることとなる。よって No. 10 号機からの送電線は、新設の BSPTCL 所有の変電所に接続されることが望ましいといえる。

BSPTCL のプロジェクト計画において 400 kV の変電所建設が 4 ヶ所計画されており、2015 年 5 月に行われた CEA の常設委員会 (Standing Committee) で、新ハジプール (Hajipur) s/s と新ガイガット s/s の建設に関する協議が行われている。そのうち、土地の収用が進んでいる新ガイガット s/s は、建設遅延などのリスクが低く No. 10 号機建設への支障も小さいと判断され、系統解析の実施結果も問題ないことから新ガイガット s/s を接続先として選定した。

表 7. 10-1 に示すように新ガイガット s/s の設備容量は事業計画において 400 kV から 220 kV への降圧する変圧器が 500 MVA の 2 台で計画されており、接続先は第 17 次常設委員会において D/C で 3 ヶ所となっている。

そこに本プロジェクトである BTPS からの送電が加わることとなる。

BTPS からの送電線が接続されることによる過負荷運用もしくは BTPS の負荷制約が懸念されるため、現在 BSPTCL で検討中である送電系統開発計画においては BTPS の接続を考慮した設備構成および仕様とする必要がある。

新ガイガット s/s の運開時期は BSPTCL で検討中である送電系統開発において計画が進められているが具体的な時期については本件調査期間中では決定されなかった。

遅くとも、BTPS の運開時期に合わせた適切な時期での事業計画の策定が必要であるが、発電所の建設工程が 52 ヶ月であり、送電線建設の標準工程が 42 ヶ月とことから、発電

所の建設承認からの着手で問題はないと考えられる。

技術的な側面からも 400 kV の送電線および変電所の建設事業経験がある Bihar Power Grid (PGCIL と BSPTCL の合弁会社) が設立されたことによって、技術力不足による工事遅延のリスクは低減されている。

参考までに本件調査時点における新ガイガット s/s の情報をもとに想定される概略単線結線図を図 7.10-1 に、「イ」国東部地域送電系統図を図 7.10-2 に示す。

表 7.10-1 新ガイガット s/s 概要

項 目	内 容	
400 kV 送電線	400 kV 新ガイガット s/s – ムザファプール s/s	2 回線
	400 kV 新ガイガット s/s – ファトゥファ s/s	2 回線
	400 kV 新ガイガット s/s – ビハールシャリフ s/s	2 回線
	400 kV 新ガイガット s/s – BTPS	2 回線
変圧器	500 MVA x 2 台 (400/220 kV)	

出所：調査団作成

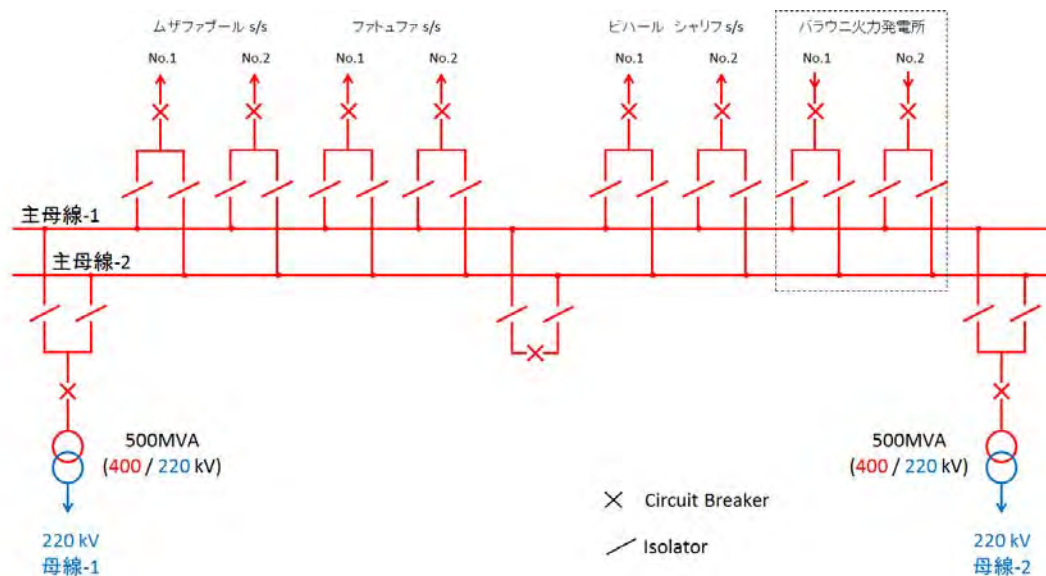
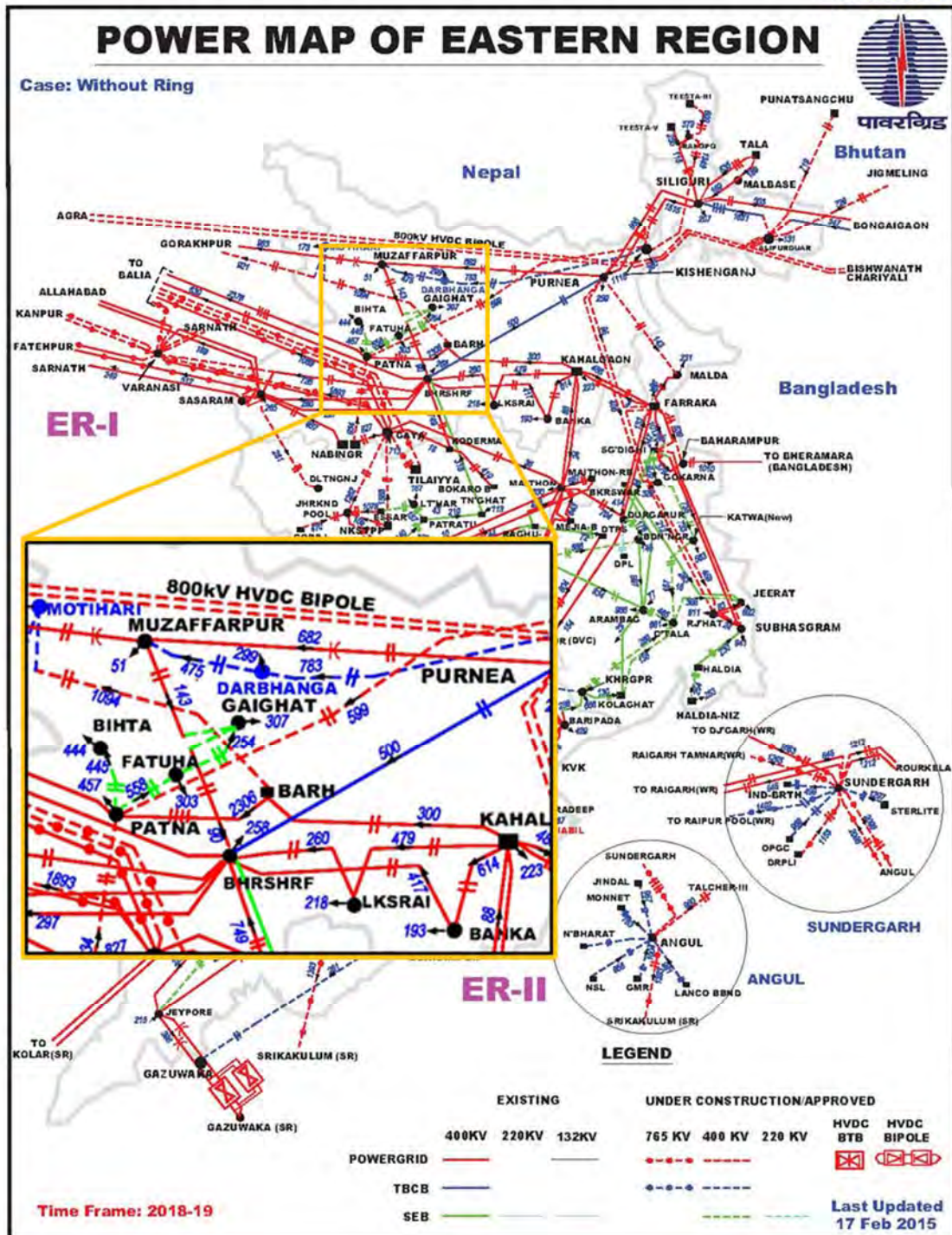


図 7.10-1 新ガイガット s/s 概略単線結線図

Exhibit: 1



出所 : MoEF, Minutes of the 17th Standing Committee Meeting

図 7.10-2 インド国東地域送電系統図

7.11 灰捨場

灰捨場は発電事業と切り離して検討することはできないため、本体事業の一部である。第 6.4.1 項に記述したとおり、本プロジェクト用の灰捨場は No. 6-9 号機と共用することになっており、No. 8/9 号機増設工事で設計/建設が行われる。

灰捨場については、2014 年 5 月 8 日付で MoEF による環境認可をすでに受けており、この認可条件を満たすよう設計/建設/運用を行う必要がある。同認可条件のうち灰捨場に関する要件を表 7.11-1 に示す。

表 7.11-1 No. 8/9 号機に課せられた灰捨場に関する特定条件

区 分	条件の内容
堤防	➤ 洪水流が BTPS 内に流入するのを防ぐため、灰捨場外壁堤の周囲に強固な堤防を建設すること ➤ これらの堤防の安定性は、水および電力に関する中央調査機関 (Central Water and Power Research Station) のような信頼できる機関に評価を受けると共に、その提言を適切に実行すること
緑地帯	➤ プラント外周に、在来種の樹木 3 層からなる最小幅 50 m の緑地帯を設置すること。50 m 幅を作ることができない場所には 20 m 幅の緑地帯を設置し、MoEF へ適切な理由を提出すること。樹木密度は、活着率 80% 以上で 2,500 本/ha 以上とすること
遮水	➤ いかなるときでも浸出水が発生しないよう、灰捨場には、HDPE/LDPE³⁵ライニングまたはその他の適した不透水性物を敷設すること ➤ 既設灰捨場からの廃水と同様に、ボトムアッシュの中にも水銀やその他重金属類が見つかる。いかなる灰もライニングがないエリアで処分しないこと
濁水 処理 放流	➤ 良く設計された雨水回収システムを 6 ヶ月以内に導入すること。そのシステムは、プラント構内の建物密集エリアや空き地からの雨水の集水と、集水された水量およびその用途を含む詳細な記録で構成すること ➤ プラントで発生した廃水は、州公害管理委員会³⁶が規定する制限値に適合するよう、放流前に処理すること ➤ 廃水の水質が河川と同等またはそれ以上の水質である場合を除いて、河川への放流は許可されない ➤ 規定された基準に適合する処理水だけを、プラント内で再循環/再使用すること ➤ 廃水と雨水が混合しないような方策を立てること
改変	➤ 発電所の設置/運転に関する活動により、自然排水システムを含む当該地域の水域を乱さないこと ➤ 当該エリアの自然排水システムを保護/改良するために、整地用の土は、サイト内で用意すること
モニタリ ング 分析	➤ 地表水の水量と水質を定期的にモニタリングし、記録を保管すること。モニタリングしたデータは、MoEF へ提出すること。モニタリングポイ

³⁵ 高/低密度ポリエチレン (High/Low Density Polyethylene、HDPE/LDPE)

³⁶ 州公害管理局 (State Pollution Control Board : SPCB)

区 分	条件の内容
評価	ントは、地下水流の方向の中で、プラントと排水設備の間に位置し、記録を保管すること。地下水中の重金属のモニタリングを行うこと ➤ 地表水や地盤の形態（特に灰捨て場外壁堤の周り）の影響を評価するため、毎年、信頼できる機関/組織から当該エリアの水文地質のレビューを受けること ➤ 何らかの悪化が見受けられた場合には、緩和対策をとり、定期的に計測された水質の報告書/データを MoEF の地域事務所へ提出すること
フライッシュ輸送	➤ 未利用フライアッシュはスラリ状で、灰捨て場に処分すること
フライッシュ放出	➤ 農業/非農業地に影響を及ぼさないよう、フライアッシュ（乾燥または湿潤）の放出を抑制すること。いかなる土地への損害も緩和し、地元の村議会と相談の上、適切な補償を施すこと

出所：調査団作成

第 8 章 発電設備設計

8.1 機械設備設計

8.1.1 概 要

660 MW の超臨界圧ユニットの蒸気条件として蒸気圧力 245 bar、蒸気温度 593℃/593℃（主蒸気/再熱蒸気）を選定した。このクラスの蒸気条件の発電所は、「イ」国内で普及しつつあるが、日本国内では既に多々実績があり、高い信頼性や性能が十分に証明されている。

また、燃料である石炭は 100% 「イ」国内産炭を使用することとし、表 8.1-1 に示す性状を想定した。これは、No. 8/9 号機の設計石炭と同様のものである。

「イ」国国内炭の特徴として、日本国内で主に使用される輸入炭と比較し、発熱量は半分程度と低い。また、灰分は 3 倍程度と多く、硫黄分は半分程度と少ない。このため、日本国内の発電所と比較し、一般的に ESP や灰処理装置は、設備容量の増加が必要であり、排煙脱硫装置（Flue Gas Desulfurization:FGD）は設備容量の縮小または設備削減が可能である。

表 8.1-1 設計炭および設計下限炭性状（再掲）

石炭性状		単位	設計炭	設計下限炭	備考
石炭発熱量		kcal/kg	3,300	3,100	到着ベース
工業分析	固定炭素	%	29.7	29.4	
	揮発分	%	17.7	20.6	
	灰分	%	44.6	40.0	
	全水分	%	8.0	10.0	
元素分析	炭素	%	34.69	34.66	
	水素	%	2.43	2.26	
	硫黄	%	0.3	0.00	
	酸素	%	9.27	12.33	
	窒素	%	0.71	0.75	

出所：調査団作成

プラントの設備仕様を表 8.1-2 に、また、主管系統図を図 8.1-1、ヒートバランスを図 8.1-2 に示す。

表 8.1-2 プラント設備仕様

設 備		単 位	仕 様
発電端出力		MW	660
効 率	プラント総合効率	%	42
	ボイラ効率	%	87.7
	タービンヒートレート	kcal/kWh	1,791
燃 料	主燃料	kcal/kg	国内炭 3,100-3,300 (発電所到着ベース)
	ユニット起動用燃料	-	軽油
ボ イ ラ	型 式	-	超臨界圧貫流式
	ボイラ出口蒸気条件	圧力(bar)/ 温度(°C)	(SH ³⁷ 出口)255 / 596 (RH ³⁸ 出口)50 / 596
	主蒸気流量 (at BMCR ³⁹)	t/h	1,860
	最低負荷	-	40% BMCR(石炭専焼)
	バーナ燃焼方式	-	対向式またはコーナ式
	微粉炭機台数	台	8 (1 台予備)
環境保全対策装置			ESP、FGD、SCR
タ ー ビ ン	型 式	-	タンデムコンパウンド型
	車 室	-	4 (HP+IP+LPA+LPB)
	回転速度	rpm	3,000
	タービン排気室圧力	mmHg	65

³⁷ 過熱器 (Superheater : SH)

³⁸ 再熱器 (Reheater : RH)

³⁹ ボイラ最大蒸発量 (Boiler Maximum Continuous Rating : BMCR)

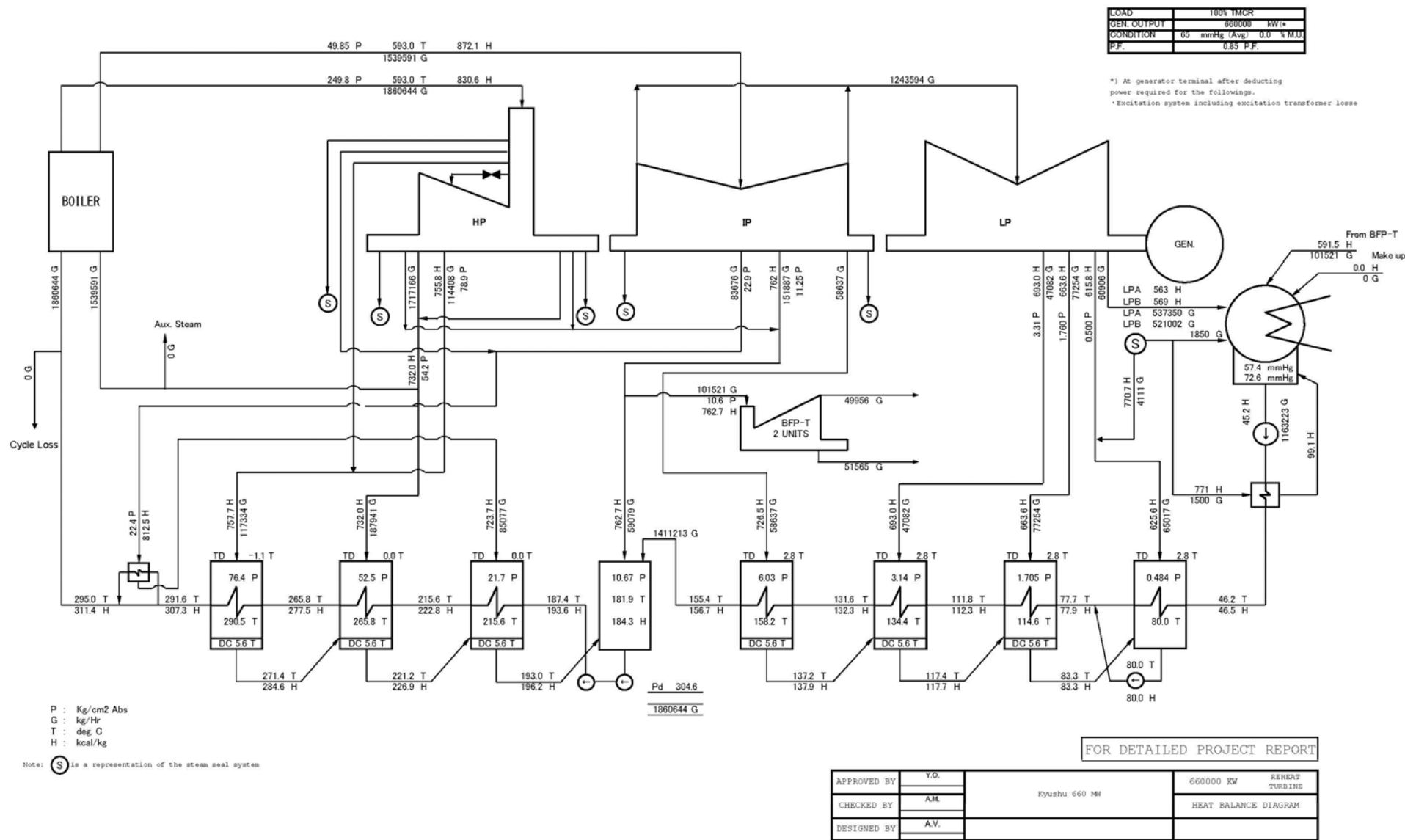
設 備		単 位	仕 様
	定格冷却水流量	m ³ /h	71,000
	復水器出入口冷却水温度差	℃	9.0
	復水給水系統	－	低圧ヒータ（No. 1-4）、脱気器、 高圧ヒータ（No. 6-8）
	給水ポンプ構成	－	TDBFP ⁴⁰ 2機 x50%容量 MDBFP ⁴¹ 1機 x50%容量

出所：調査団作成

ここで、No. 10 号機の操業に必要な石炭量は、PLF を 85%とし、設計下限炭高位発熱量 3,100 kcal/kg を適用した場合、最大で約 3.5 百万トン/年（1.12 万トン/日）と試算した。また、高位発熱量 5,617 kcal/kg の輸入炭と設計下限炭 3,100 kcal/kg を混焼率 30：70 で混焼した場合の石炭消費量は 2.8 百万トン/年と試算した。

⁴⁰ 汽動給水ポンプ（Turbine Driven Boiler Feed Pump：TDBFP）

⁴¹ 電動給水ポンプ（Motor Driven Boiler Feed Pump：MDBFP）



出所：調査団作成

図8.1-2 ヒートバランス図

8.1.2 蒸気タービン設備

蒸気タービンは 660 MW の 100%タービン最大連続定格 (Turbine Maximum Continuous Rating: TMCR) の状況下でベースロード運用されると想定し、また性能向上のため再熱再生サイクルの採用を計画した。主要な蒸気タービン設備の仕様は表 8.1-3 のとおり。

表 8.1-3 蒸気タービン設備仕様

設 備	単 位	仕 様
タービン構成	－	タンデムコンパウンド型
車室数	－	4 (HP+IP+LPA+LPB)
ガバナ型式	－	電気油圧式
回転速度	rpm	3,000
定格出力	MW	660
MSV ⁴² /CV ⁴³ 入口主蒸気圧力	bar	245
MSV/CV 入口主蒸気温度	℃	593
CRV ⁴⁴ 入口再熱蒸気温度	℃	593
タービン排気室数	－	2
蒸気流量 (660 MW 発生時)	t/h	1,860
タービン排気室 器内圧力	mmHg	平均 65
復水器冷却水流量	m ³ /h	71,000
復水器出入口冷却水温度差	℃	9
タービンヒートレート (100% TMCR)	kcal/kWh	1,791

出所：調査団作成

⁴² 主蒸気止め弁 (Main Stop Valve: MSV)

⁴³ 主蒸気加減弁 (Control Valve: CV)

⁴⁴ 組合せ再熱弁 (Combined Reheat Valve: CRV)

タンデムコンパウンド型で4流排気式再熱型のタービンは、超臨界圧蒸気条件の発電所において採用事例の多い型式であり、現在までの運転実績から、その信頼性と高効率性は十分である。

超臨界圧のタービンは高圧車室と中圧車室、2つの低圧車室から構成され、ボイラからの主蒸気は、MSVとCVを経て高圧車室の下部から排気される。高圧タービンを通過した蒸気は再度ボイラのRHへ戻り、再熱蒸気はCRVを経て中圧タービンへと流入し、その後、蒸気は発電機側へと流れ、クロスオーバー管を通り低圧タービンへと流入する。低圧タービンを通過した後、復水器へ排気される。

タービン建屋の敷地面積については約120x50 mが必要であると想定した。タービン設備の構内配置を図8.1-3に示す。

表8.1-4 タービン関連設備仕様

設 備		仕 様
主 要 弁	MSV	電気油圧式
	CV	
	OLV ⁴⁵	
	CRV	
高圧タービン/低圧タービンバイパス系統		60% BMCR 蒸気流量
復 水 系 統	表面復水器	器内圧力：平均 65 mmHg 冷却水設計温度：33℃
	空気抽出装置	復水器真空ポンプ容量：2 機 x100%容量
	CEP ⁴⁶	CEP 容量：3 機 x50%容量
	CPU ⁴⁷	33%容量 x3 系列
	水質調整装置	起動時：AVT ⁴⁸ 通常運転時：CWT ⁴⁹
	グラント蒸気復水器	—

⁴⁵ 過負荷弁 (Over Load Valve : OLV)

⁴⁶ 復水ポンプ (Condensate Extraction Pump : CEP)

⁴⁷ 復水脱塩装置 (Condensate Polishing Unit : CPU)

⁴⁸ 揮発性物質処理 (All Volatile Treatment : AVT)

⁴⁹ 酸素処理 (Combined Water Treatment : CWT)

設 備		仕 様
	低圧ヒータ	4 機 x1 系列
	復水器補給水装置	—
	脱気器	1 機 x100%容量
給 水 系 統	TDBFP	2 機 x50%容量
	MDBFP	1 機 x30%容量
	高圧ヒータ	3 機 x2 系列
	抽気系統	—
	軸受冷却水系統	軸受冷却水ポンプ：3 機 x50%容量 プレート型熱交換器：3 機 x50%容量

出所：調査団作成



BLN	BUILDING/STRUCTURE DESCRIPTION	SIZE OF STRUCTURE	CAPACITY	REMARKS
1.0	POWER BLOCK AREA			
1.1	TG BUILDING	115 M x 46 M	-	
1.2	TG CENTRAL CONTROL ROOM BUILDING	43 M x 23 M	-	
1.3	BOILER MILLS, FDPA FANS	92 M x 76 M	-	
1.4	ESP	69 M x 95 M	-	
1.5	ESP CONTROL ROOM	52 M x 15 M	-	
1.6	CHIMNEY	275 M HEIGHT	-	
1.7	SPACE FOR FGD	50 M x 100 M	-	
1.8	MILL REJECT SILO	DIA 4.5 M	-	
1.9	PLANT AIR COMPRESSOR BUILDING & MILL REJECT COMPRESSORS	30 M 12 M	-	
1.10	CONDENSATE STORAGE TANK & PUMP AREA	DIA 10 M x 1 M	800 CuM	
1.11	FIRE WATER BOOSTER TANK HOUSE	12 M x 7 M	-	
1.12	CLEAN & DIRTY LUB OIL TANK AREA	20 M x 16 M	-	
1.13	CPU REGENERATION PLANT	50 M x 35 M	-	
2.0	SWITCHYARD & TRANSFORMER YARD AREA			
2.1	GENERATOR TRANSFORMER & FOUNDATION	16 M x 11 M	-	
2.2	UNIT AUXILIARY TRANSFORMER & FOUNDATION	8 M x 6 M	-	
2.3	UNIT TRANSFORMER & FOUNDATION	11 M x 9 M	-	
2.4	SPARE GT & FOUNDATION	16 M x 11 M	-	
2.5	EMERGENCY DG SET	12 M x 10 M	-	
2.6	GIS SWITCH YARD & CONTROL BUILDING	74 M x 54 M	-	
3.0	WATER SYSTEM			
3.1	RAW WATER STORAGE TANKS (2 NOS)	DIA 28 M x 37 m Ht	22000 Cu M	
3.2	RAW WATER PUMP HOUSE	40 M x 10 M	-	
3.3	CASCADE AERATOR & FOUNDATION	DIA 14 M	-	
3.4	RAW WATER CLARIFIER	DIA 30 M	-	
3.5	CLARIFIED WATER RESERVOIR & PUMP HOUSE (2 COMPT)	55 M x 25 M (EACH)	2 x 4000 Cu M	
3.6	CHEMICAL HOUSE AND ELECTRICAL & CONTROL ROOM	37 M x 16 M	-	
3.7	INDUCED DRAFT COOLING TOWER	200 M x 36 M	-	
3.8	CW PUMP HOUSE & ELECTRICAL ROOM	55 M x 25 M	-	
3.9	FOREBAY & CHANNEL	-	-	
3.10	CW CONDUITS	-	-	
3.11	CW SIDE STREAM FILTRATION PLANT	60 M x 23 M	-	
3.12	DM WATER STORAGE TANKS (2 NOS)	DIA 9 M x 10 M Ht	2 x 600 Cu M	
3.13	DM PLANT AREA	70 M x 50 M	-	
3.14	CHLORINATION PLANT	38 M x 23 M	-	
3.15	ETP COMMON MONITORING BASIN (2 COMPT)	40 M x 20 M (EACH)	2 x 2600 Cu M	
3.16	ETP-CLARIFIER	DIA 18 M	-	
3.17	ETP- STORAGE TANK	29 M x 15 M	1300 Cu M	
3.18	EFFLUENT RECYCLING SYSTEM (ERS) BUILDING & PUMP AREA	36 M x 17 M	-	
4.0	COAL HANDLING PLANT			
4.1	TRACK HOPPER	260 M x 22 M	4000 Tons	
4.2	CRUSHER HOUSE	30 M x 20 M	-	
4.3	COAL SILO (7 NOS)	DIA 33 M x 48 M HT	33000 Tons	
4.4	CH MCC / CONTROL ROOM	18 M x 12 M	-	
4.5	JUNCTION TOWER	VARIABLE	-	
4.6	PENT HOUSE (A & B)	12.5 M x 7 M	-	
5.0	ASH HANDLING PLANT			
5.1	HSSD SILO (2 NOS)	DIA 16 M x 28 M Ht	1500 TON	
5.2	HSSD PUMP HOUSE & MCC ROOM	35 M x 25 M	-	
5.3	DRY ASH SILO (1 NO)	DIA 16 M x 28 M Ht	1500 TON	
5.4	DRY ASH SILO UTILITY BUILDING	30 M x 4.6 M	-	
5.5	ASH SLURRY PUMP HOUSE	35 M x 16 M	-	
5.6	ASH WATER TANK & PUMP HOUSE	33 M x 17 M	-	
5.7	AHP COMPRESSORS & VACUUM PUMP BUILDING	50 M x 12 M	-	
5.8	ASH POND	290 ACRES	-	EXISTING IN ASH POND AREA
5.9	ASH WATER RECOVERY PUMP HOUSE	13 M x 7 M	-	
5.10	ASH WATER CLARIFIER	DIA 27 M	750 Cu M Ht	
5.11	CHEMICAL HOUSE FOR AWRIS	18 M x 10 M	-	
5.12	CLARIFIED WATER STORAGE TANK FOR AWRIS	15 M x 10 M	-	
6.0	FUEL OIL SYSTEM			
6.1	HFO TANKS (2 NOS)		3000 CuM	EXISTING
6.2	LDO TANKS (2 NOS)		2500 CuM	EXISTING
6.3	LDO TANK (1 NO)		2500 CuM	EXISTING
6.4	HFO & LDO FORWARDING PUMP HOUSE	32 M x 20 M	-	
7.0	NON-PLANT BUILDING			
7.1	SERVICE BUILDING			EXISTING
7.2	WORKSHOP			EXISTING
7.3	STORES			EXISTING
7.4	CANTEEN			EXISTING
7.5	FIRE STATION			EXISTING
7.6	WEIGH BRIDGE			EXISTING
7.7	SEWAGE TREATMENT PLANT	20 M x 10 M	-	
7.8	H2 GENERATION PLANT	63 M x 37 M	2 x 6 NM3/Hr	
7.9	RAIN WATER HARVESTING FACILITY			EXISTING
7.10	OPEN YARD			
7.11	PARKING SPACE			EXISTING
7.12	MAIN GATE			EXISTING
7.13	TIME OFFICE & SECURITY OFFICE			EXISTING
7.14	WATCH TOWER			EXISTING

REFERENCE CLIENT CAD DATA	
DRAWING NO.	REV. NO.
PE-00-SHA-100-0003	REV 00 (01.2014)
RTESKOLBTPS BARAUNI-00013	(NOVEMBER, 2013)

- NOTES :-
- GRIDS SHOWN ARE IN METERS.
 - ALL DIMENSIONS ARE IN MM UNLESS OTHERWISE INDICATED.
 - ALL BUILDING & STRUCTURE SIZES AND LOCATION ARE TENTATIVE SHALL BE CONFIRMED DURING DETAIL ENGINEERING.
 - LAYDOWN, STORAGE, PRE-ASSEMBLY AREA SHALL BE LOCATED OUTSIDE PLANT BOUNDARY.

LEGENDS	
EXISTING PLANT FACILITIES	
PROPOSED 1X660MW PLANT FACILITIES	
EXISTING ROAD AND BOUNDARY WALL	
GREEN AREA	
PIPE RACK	
PIPE SLEEPER	

出所：調査団作成

図8.1-3 構内配置図

FOR DETAILED PROJECT REPORT

REV. NO.

DATE

CHECKED BY

REVISED BY

CONTENTS

DESIGNED BY

DRAWN BY

18/08/2015

18/08/2015

APPROVED BY

CHECKED BY

18/08/2015

18/08/2015

DRAWING SCALE

NTS

MM

OWNER

BIHAR STATE POWER GENERATION COMPANY LIMITED

TITLE

PLOT PLAN

PROJECT

1 x 660 MW BARAUNI TPS, UNIT # 10 EXTENSION PROJECT, BIHAR

DWG. NO.

1

REV. NO.

0

THE INFORMATION IN THIS DRAWING IS CONFIDENTIAL AND NOT BE LOANED, REPRODUCED, COPIED, OR OTHERWISE DISCLOSED TO ANY OTHER PARTY WITHOUT THE WRITTEN CONSENT OF KYUSHU ELECTRIC POWER CO., LTD.

APPROVED BY

CHECKED BY

18/08/2015

18/08/2015

DRAWING SCALE

NTS

MM

OWNER

BIHAR STATE POWER GENERATION COMPANY LIMITED

TITLE

PLOT PLAN

PROJECT

1 x 660 MW BARAUNI TPS, UNIT # 10 EXTENSION PROJECT, BIHAR

DWG. NO.

1

REV. NO.

0

(1) 主要弁

MSV は、非常時にタービンへの蒸気の供給を速やかに遮断する弁である。通常運転中は制御油圧により全開で運用されているが、トリップ信号を検出すると速やかに制御油圧を喪失し、全閉となる。

CV は、MSV を経て高圧タービンに流入する蒸気量を調整する弁であり電気油圧式制御により開度が調整される。

OLV は、101%以上の発電機出力を出す際に使用される弁であり、通常は全閉であるが、電気油圧式制御により OLV を開けることでタービンに流入する蒸気流量が増加し、発電機出力が上昇する。

CRV は、電気油圧式制御によるインターセプト弁と再熱蒸気止め弁により構成されている。通常運転中、インターセプト弁は全開であり、起動時は CV と共に蒸気流量制御を行う。インターセプト弁および再熱蒸気止め弁は、トリップ信号を検出すると全閉となり、ボイラから流入する蒸気を遮断し、タービン速度の過上昇を防ぐ。

(2) 高圧タービン/低圧タービンバイパス系統

高圧タービン/低圧タービンバイパス系統は 60%最大蒸発量 (Maximum Continuous Rating: MCR) の容量を有し、起動時間の短縮や主蒸気圧力の過上昇防止のために設置される。

(3) 復水系統

1) 表面復水器

復水器はタービン排気を冷却水により冷却/凝縮して背圧を真空状態まで低下させることにより熱落差を確保すると共に、凝縮した復水をボイラ給水として再利用するものであり、一般的に、発電用火力プラントでは表面復水器が用いられている。復水器本体は、本体胴、冷却管、水室、管板および連結胴から構成され、上部はゴム伸縮継手により低圧車室排気口と連結される。タービン排気は効果的な熱交換ができるように配列された冷却管群の間を流れ、冷却配管表面で凝縮し、復水としてホットウェルに溜まる。また、タービン排気に含まれる不活性ガス（空気、アンモニアなど）は空気冷却部で冷却され復水器真空装置（2x100%容量の水封式復水器真空ポンプと空気エゼクタにより構成）により復水器外に排出される。

2) 復水ポンプ

CEP は高真空の復水器ホットウェルから復水器内圧に相当する飽和水を送水するものである。3x50%容量を想定した。

3) 復水脱塩装置

ボイラ循環系に使用される水は、腐食やスケール生成など水質に起因する障害を避けるため、プラントの型式、圧力、温度などに応じた適正な水質に保持することが必要とさ

れる。CPU は系統内の汚れの原因である復水器の海水リーク、金属腐食生成物、補給水中の溶存塩素などに対して、ろ過およびイオン交換により水質を保持するものである。

特に最近の超臨界圧/大容量プラントでは、蒸気条件の向上に伴い、より純度の高い水質が要求され、貫流ボイラでは、ドラム型ボイラの様に濃縮水を系外ブローする系統がないために、CPUの設置が不可欠である。そのため、系統外における蒸気サイクル補給のための水処理だけでなく、系統内においても復水に対する水処理が必要である。

3機x33%容量の脱塩塔を想定し、脱塩塔には、カチオン樹脂（陽イオン交換樹脂）およびアニオン樹脂（陰イオン交換樹脂）が混合した状態で充填されており、この中を通水することにより復水中の溶解性物質が除去される。

4) 水質調整装置

配管内面の腐食や錆防止を目的とした被膜形成のため、通常運転中にはCWT、起動時にはAVTを採用する。水質調整装置はサンプリングラックや各種水質計器、薬品注入ポンプなどにより構成され、CWTではアンモニアおよび酸素、AVTではアンモニアおよびヒドラジンを経系内に注入する。

5) グランド蒸気復水器

タービン運転時、復水器は真空に保たれているために、タービン車室の内外では圧力差が生じ、タービンロータが車室を貫通する箇所から大気の漏入がおこる。低温の大気流入は、高温のロータ部との間に熱応力を発生させると共に復水器の真空度を低下させタービンの効率低下にもつながる。また、タービン運転中には高中圧タービンのロータ貫通部分から大気への蒸気漏れがおこる。これらに対してシールの役割をするのがグランド蒸気である。グランド蒸気復水器は大気圧よりわずかに低い圧力に保たれているため、グランド部シールに使用した蒸気を吸引し、凝縮水を復水回収タンクを経由して復水として再度利用する設備である。また、グランド蒸気に含まれる空気はグランド蒸気復水器排気ファンで大気に放出される。

6) 低圧ヒータ

低圧ヒータは、タービン抽気により復水を予熱するものであり、100%容量 x1 系列の 4 段構成を計画した。No. 1/2 ヒータは設置スペース節約のため復水器に挿入され、No. 3/4 ヒータはタービンサイクル内に設置される。また低圧ヒータ中で熱交換に伴い生じるドレンは、順次 1 段下のヒータに流下し再度熱回収される。ただし、No. 1 ヒータのドレンについてはドレンタンクに回収されドレンポンプにより No. 1 ヒータと No. 2 ヒータ間の復水配管に送水される。

7) 脱気器

脱気器は、タービン抽出の直接接触により給水を加熱することで給水中の不凝縮ガス（溶存酸素）を分離除去し、機器の腐食を防止する。また、給水ヒータの 1 つとして給水を加熱することによりプラントの熱効率の向上を図ると共に、一定量の給水を貯蔵することにより、給水の途絶が発生しても運転が継続することが可能である。1 機 x100%容量の横置圧力式トレイ型を計画した。

(4) 給水系統

1) 汽動給水ポンプ

TDBFP はボイラへ高温高圧水を供給するポンプで、最も重要な補機のひとつである。設備の仕様は、2 機 x50%容量の横置バレル型多段渦巻ポンプを計画した。TDBFP はタービン第 5 抽気を使用し給水ポンプを駆動する蒸気タービンにより駆動され、排気は復水器に排出される。

2) 電動給水ポンプ

MDBFP は主にユニット起動時にボイラへ高温高圧の給水を送水するポンプであり、1 機 x30%容量の横置バレル型多段渦巻ポンプを計画した。MDBFP はモーターにより駆動されるが、モーターよりも回転数が速いため流体継手を介し広範囲な回転集制御が可能とする。

3) 高圧ヒータ

高圧ヒータは、100%容量の 3 段で構成する。目的は低圧ヒータと同じであり、高圧ヒータのドレンは高圧ヒータの下部に集まり、順次 1 段下のヒータに流下、熱回収され、高圧第 6 ヒータのドレンは脱気器に回収される。

4) 抽気系統

再生サイクルでは高効率化のため蒸気タービンの各段階で抽気として蒸気を取り出され高圧/低圧ヒータにおいて給水の加熱に使用される。各抽気を取り出し場所と用途は表 8.1-5 のとおりである。

表 8.1-5 各抽気を取り出し場所と用途

抽 気	用 途
第 8 抽気（高圧タービンより）	第 8 高圧ヒータ
第 7 抽気（低温再熱蒸気管より）	第 7 高圧ヒータ、脱気器
第 6 抽気（中圧タービンより）	第 6 高圧ヒータ
第 5 抽気（中圧タービンより）	脱気器、補助蒸気、TDBFP 駆動用蒸気
第 4 抽気（低圧タービンより）	第 4 低圧ヒータ
第 3 抽気（A/B 低圧タービンより）	第 3 低圧ヒータ
第 2 抽気（B 低圧タービンより）	第 2 低圧ヒータ
第 1 抽気（A 低圧タービンより）	第 1 低圧ヒータ

出所：調査団作成

5) 軸受冷却水系統

軸受冷却水系統は TDBFP や MDBFP などのタービン補機のクーラに冷却水を供給する系統である。系統水には純水が使用され 3 機 x50%容量の軸受冷却水ポンプにより循環され、軸受冷却水は各クーラにより加熱されるため 3 機 x50%容量のプレート型熱交換器にて補機冷却水により冷却される。

8.1.3 ボイラ設備

660 MWの超臨界圧ボイラとして、蒸気条件はSH出口蒸気圧力 255 bar、SH出口蒸気温度 596℃、RH出口蒸気温度596℃を想定した。同等の蒸気条件のボイラは多くの運転実績があり、信頼性と高効率性は十分に証明されている。

主要なボイラ設備の仕様は表8.1-6のとおりである。

表 8.1-6 ボイラ設備仕様

項 目	仕 様
型 式	超臨界圧貫流型
主蒸気流 (BMCR 時)	1,860 t/h
ボイラ出口蒸気条件	(SH 出口) 255 bar / 596℃ (RH 出口) 50bar / 596℃
燃 料	(主燃料) 石炭 (起動用燃料) 軽油
最低負荷(石炭専焼)	40% BMCR
バーナ燃焼方式	対向式またはコーナ式

出所：調査団作成

火炉は巨大な箱型形状の中に伝熱部を格納しており、ボイラ鉄骨から吊り下げられ熱膨張に対し自由に下に伸びる構造となっている。ユニット起動は、軽油を用いて昇温昇圧され、増負荷に伴い石炭に切替えを行う。バーナ配列は対向式またはコーナ式とし、石炭専焼最低負荷は40%BMCRで計画した。

ボイラ建屋（微粉炭機および押込通風機 (Forced Draft Fan : FDF)、一次空気通風機 (Primary Air Fan : PAF) などの大型補機を含む) の敷地面積については約 100x80 m が必要であると想定した。ボイラ設備の構内配置を図 8.1-3 に示す。

「イ」国国内炭は、一般的に日本国内で使用する輸入炭と比較し、灰分が多いため ESP が大型となる。ESP はボイラ建屋と煙突までの間に設置することになるが、配置をコンパクトにするため、微粉炭機ならびに石炭バンカはボイラ建屋の両側に 4 台ずつ設置することで計画した。また起動時の軽油燃焼排ガス中の硫黄分による後部煙道部の低温腐食を防止するため蒸気式空気予熱器 (Steam Coil Air Pre-Heater : SCAPH) の設置を計画した。

ボイラの関連設備は表 8.1-7 のとおりである。

表 8.1-7 ボイラ関連設備

項 目	仕 様
通風系統	押込ファン：2 機 x50%容量 誘引ファン：2 機 x50%容量
燃料油系統	燃料：軽油 軽油タンク：1 基 x2,500 m ³
石炭燃焼系統	微粉炭器：8 台（1 台予備） 一次空気ファン：2 機 x50%容量
石炭バンカ	8 基（12 時間相当）
スートブロワシステム	蒸気噴霧式
空気予熱器 ⁵⁰	2 機 x50%容量 回転再生式トライセクタ型
蒸気式空気予熱器	—

出所：調査団作成

(1) 主管系統

節炭器は高圧ヒータを出て火炉水冷壁に入るまでの高温水を加熱する装置である。給水は後部伝熱部に設置された節炭器管を上向きに、燃焼ガスの流れに対して対向するように流れる。

蒸発器は、火炉水冷壁と SH の間に位置し火炉水冷壁で蒸発できなかった給水を完全に蒸発させる装置である。

SHは、吊り下げ過熱器と横置き過熱器で構成され、過熱された蒸気は高圧タービンへと送られる。また過渡的な温度上昇時の減温のため、スプレイ装置が設置される。

RH は、吊り下げ再熱器と横置き再熱器で構成され、RH を通過した蒸気は中圧タービンへと送られる。再熱蒸気の温度制御は、ダンパによるガス流れの変更、またはバーナの角度変更により行われ、過渡的な温度上昇時の減温のため、スプレイ装置が設置される。

⁵⁰ 空気予熱器 (Regenerative Air Pre-Heater : RAPH)

(2) 通風系統

2機 x50%容量のFDFと2機 x50%容量の誘引ファン(Induced Draft Fan : IDF)により構成される平衡通風方式を計画した。平衡通風方式は火炉内を大気圧より低い圧力に保ちながら排ガスを吸い出す方法であり、押込ファンにより構成される押込通風方式と比較し消費電力が大きいが微粉炭の燃焼安定性や石炭灰の炉内からの積極的な排出性に優れており、石炭ボイラでは平衡通風方式を採用するのが一般的である。その他の構成設備としては空気式予熱器 (Regenerative Air Pre-Heater : RAPH)、SCAPH、ESPなどがある。

(3) 燃料油燃焼系統

ユニット起動停止時および低負荷時などの燃焼が不安定な時のため軽油による助燃を計画した。40%BMCR以上の石炭専焼負荷においては主燃料である石炭のみで燃焼が安定するよう設計した。鉄道により受入れた軽油は1基 x2,500m³の軽油タンクに貯蔵され軽油ポンプにより軽油バーナまで送られる。軽油タンク出口ヘッダは、No. 8/9号機の2基 x250 m³の軽油タンク出口ヘッダと接続し、No. 8-10号機における軽油タンクの共有化を想定した。軽油油燃焼系統に関する図面を図 8.1-4 に示す。



(4) 石炭燃焼系統

主燃料である石炭を貯蔵、粉碎、輸送、燃焼する系統である。運炭装置により一旦、石炭バンカに貯蔵された石炭は、給炭量指令に従い給炭機により必要な量が連続的に微粉炭機に送り出される。微粉炭機で粉碎された石炭は PAF により昇温/乾燥されボイラに設置された石炭バーナへと送られボイラ内で燃焼される。微粉炭機は 8 機（1 機予備）を想定し、PAF は 2 機 x50%容量を想定した。

石炭バンカは運炭装置により運ばれた石炭を貯蔵する設備であり、最大給炭量に対して 12 時間分の容量を想定した。石炭バンカのレベルはレベル検出器により検出することで必要レベルを管理する。

(5) スートブロウシステム

石炭燃焼に伴う炉内の各伝熱面の灰の付着は、伝熱阻害によりボイラ効率を低下させるばかりでなく、通風障害の原因となる。このため、各部の熔融灰および飛散灰を吹き払うことを目的にスートブロウが設置される。ボイラスートブロウおよび RAPH スートブロウから構成され、補助蒸気を噴霧媒体として計画した。

(6) 補助蒸気系統

補助蒸気は運転状況により主蒸気管、または低温再熱蒸気管、No. 8/9 号機から供給され、次のような用途に使用される。

- SCAPH の加熱蒸気
- タービンウォーミング用蒸気
- グランド蒸気
- TDBFP ウォーミング用蒸気
- 脱気器加熱蒸気
- スートブロウ蒸気
- ESP ホッパ加熱蒸気
- 純水装置
- 補給水処理装置 など

ユニット起動時は自缶からの蒸気供給ができないため、起動中の No. 8/9 号機から供給する必要があることから、補助蒸気ヘッダにおいて表 8.1-8 に示すような蒸気条件を満たす必要がある。また No. 8/9 号機は、当初より、自らの起動停止のための補助蒸気供給源（所内ボイラ）を保有しないように計画されている。これは、No. 8/9 号機が同時に両方とも停止することがないとの思想によるものと想定される。しかしながら、No. 10 号機と No. 8/9 号機の補助蒸気条件を統一し、接続することによって、お互いに蒸気の融通が可能になるため、起動停止のための所内ボイラ設置の必要がなくなる。

表 8.1-8 No. 8/9 号機 補助蒸気条件

項目	単位	数値
補助蒸気ヘッドにおける蒸気圧力	bar	11
蒸気温度	℃	285-305
蒸気流量	t/h	60

出所：調査団作成

(6) 空気式予熱器

燃焼ガスの余熱を利用して燃焼用空気を予熱する装置であり、2 機 x50%容量の回転再生式トライセクタ型を計画した。排ガス流れ中に RAPH を設置することにより通風抵抗が増大するが、排ガス損失の減少や、燃焼効率増加による過剰空気の減少、点火条件改善による燃焼性向上が可能となる。燃焼ガスと空気は逆方向に流れ、燃焼ガスから回収した熱はヒーティングエレメントを介して空気に伝えられる。

(7) 蒸気式空気予熱器

SCAPH は、ユニット起動停止時の軽油燃焼の際に燃料中の硫黄分により RAPH のエレメントなどの低温腐食を防ぐため、RAPH 流入空気を補助蒸気により予熱して伝熱面金属温度を露点以上に上昇させる装置である。日本では重油燃焼時に使用する装置であるが、「イ」国で使用する軽油は硫黄分が高いため、軽油燃焼時に使用するよう計画した。

8.1.4 補 機

ボイラ関連設備およびタービン関連設備は表8.1-4および表8.1-7に示したとおりであるが、冷却水システムや純水装置など、発電所の運転にはサブシステム（補機）が必要である。

ボイラ・タービン補機の主要な構成要素は表8.1-9のとおりである。

表 8.1-9 ボイラ/タービン主要構成補機

項 目	仕 様
取水設備	
冷却水系統	冷却水設計温度：33℃ 冷却塔（強制通風式）、冷却水ポンプ
補給水処理装置	純水タンク：直径約 10 m x 高さ約 9 m クラリファイヤ：直径約 30 m x 高さ約 5 m
排水処理装置	
揚運炭装置	設備容量：11,200 t/day
灰処理装置	ボトムアッシュ発生量（設計値）：約 50 t/h フライアッシュ発生量（設計値）：約 175 t/h
HCSD 処理装置	100%容量（対フライアッシュ発生量）

出所：調査団作成

(1) 取水設備

取水設備はガンジス川から発電所構内の貯水施設まで原水を送る設備であり、主に取水塔、取水ポンプ、ブリッジ、沈砂池、原水メイクアップポンプ、フラッシングポンプなどから構成される。取水設備に関する図面を図8.1-5に示す。

1) 取水ポンプ

取水ポンプは取水塔に設置され、ガンジス川から沈砂池まで原水を送水するポンプである。No. 6-9号機の取水設備の建設が未着手であったため、No. 6-10号機について取水ポンプの仕様を合わせることで予備機を共有化することを計画した。取水ポンプはNo. 6-9号機の建設時に3機x33%容量を設置し、1機を予備として運用する。その後、No. 10号機の建設時に1機x33%容量を新たに設置し、1機の予備を共有する。取水ポンプの仕様は表8.1-10のとおりである。

表8. 1-10 取水ポンプ仕様

諸元	単位	仕 様	
		No. 6-9 号機	No. 10 号機
台数および容量	-	3 機 x33%容量	1 機 x33%容量
流 量	m ³ /h	2, 450	2, 450
揚 程	mWc	16	16

出所：調査団作成

取水ポンプを出た原水はヘッダを通り、ブリッジ上に設置されたNo. 6-9号機で共有する950 NB x2本の原水配管を通り沈砂池まで送水される。ブリッジ上には原水配管の他に、取水ポンプなどを取水塔まで運搬するためのレールが設置される。

2) 沈砂池

沈砂池はガンジス川から取水した原水中の砂などの含有物を重力により沈殿させる装置である。No. 6-10号機に対して4基の沈砂池を設置し1基を予備とする。また、沈砂池における原水の滞留時間は4時間を想定した。

3) 原水メイクアップポンプ

原水メイクアップポンプは沈砂池の原水を発電所構内の貯水施設まで送水するポンプである。No. 6-9号機の取水設備の建設が未着手であったため、No. 6-9号機の原水メイクアップポンプについても併せて検討を行った。原水メイクアップポンプはNo. 6-9号機に対して5機x50%容量を設置し、1機を予備としてNo. 6-9号機で共用運用する。また、No. 10号機に対しては3機x50%容量を別途設置し、1機を予備として運用する。

原水メイクアップポンプの仕様は表8. 1-11のとおりである。

表 8.1-11 原水メイクアップポンプ仕様

諸 元	単位	仕 様	
		No. 6-9 号機	No. 10 号機
台数および容量	－	5 機 x50%容量	3 機 x50%容量
流 量	m ³ /h	1,275	2,450
揚 程	mWc	23	50

出所：調査団作成

4) フラッシングポンプ

フラッシングポンプは沈砂池で捕集した砂などの含有物を除去し、ガンジス川への送るポンプである。各沈砂池に対して1機x100%、合計4機とし、10日に1回程度の周期でのフラッシングを想定した。



8 9 10 11 12 13 14 15 16
A1 (594mm x 841mm)

(2) 冷却水系統

冷却水系統は、復水器においてタービン排気を冷却/凝縮し、蒸気サイクル水とし再利用するため、復水器に冷却水を送る。復水器の冷却水にはガンジス川から取水した水を使用するが、CEAガイドラインに基づき冷却塔を用いた循環型の冷却水系統を計画した。

冷却水温度の設計値は33℃とし、3機x50%の冷却水ポンプを想定した。冷却水系統は補機冷却水系統に分岐し2機x100%の補機冷却水ポンプにより循環され、プレート型熱交換器にて軸受冷却水を冷却し、再び冷却水系統に戻る。

ここで、冷却塔には一般的に自然通風式と強制通風式があるが、建設期間が短く敷地面積が小さい、さらに吸排気等による周囲への環境影響が小さい観点から、強制通風式冷却塔を計画した。自然通風式と強制通風式の比較を表8. 1-12に示す。

表8. 1-12 自然通風式と強制通風式の比較

項 目	単位	自然通風式	強制通風式
敷地面積	エーカ	3	2
建設期間	月	25	20
所内動力差	kW	ベース	+ 2, 500
運用の自由度	—	なし	あり (予備機あり)
周囲への環境影響	—	多少の影響あり	無視できるほど小さい
導入コスト	—	多い	少ない
運用コスト	—	少ない	多い

出所：調査団作成

(3) 補給水処理装置

補給水処理装置は取水設備を経て原水タンクに貯められた水をろ過や化学処理により発電所内各機器に必要な品質の水を製造し、最終的には系統水や冷却水として使用する純水を製造する設備である。補給水処理装置は主に原水タンクや原水ポンプ、クラリファイヤ、ろ過水タンク、純水装置などから構成される。補給水処理装置に関する系統図を図8. 1-6に示す。

1) 原水タンク

原水タンクは原水メイクアップポンプにより沈砂池から送られた原水を貯水する設備であり、最大原水使用量の1日分に相当する直径28 m x高さ37 mで2基x22, 000 m³を想定し

た。また発電所構内用地が狭隘であるため敷地面積縮小の観点から貯水槽ではなくタンク式を計画した。

2) 原水ポンプ

原水タンクに貯められた原水を曝気槽およびクラリファイヤに送るポンプであり2機x100%を計画した。ここで原水タンクの原水の一部は2基x100%の灰処理メイクアップポンプにより灰処理用水として灰処理系統に送水される。

3) クラリファイヤ

クラリファイヤはろ過器であり、曝気槽を経た原水をろ過する装置である。直径約30 m x高さ約5 m、2機x50%の設置を想定した。

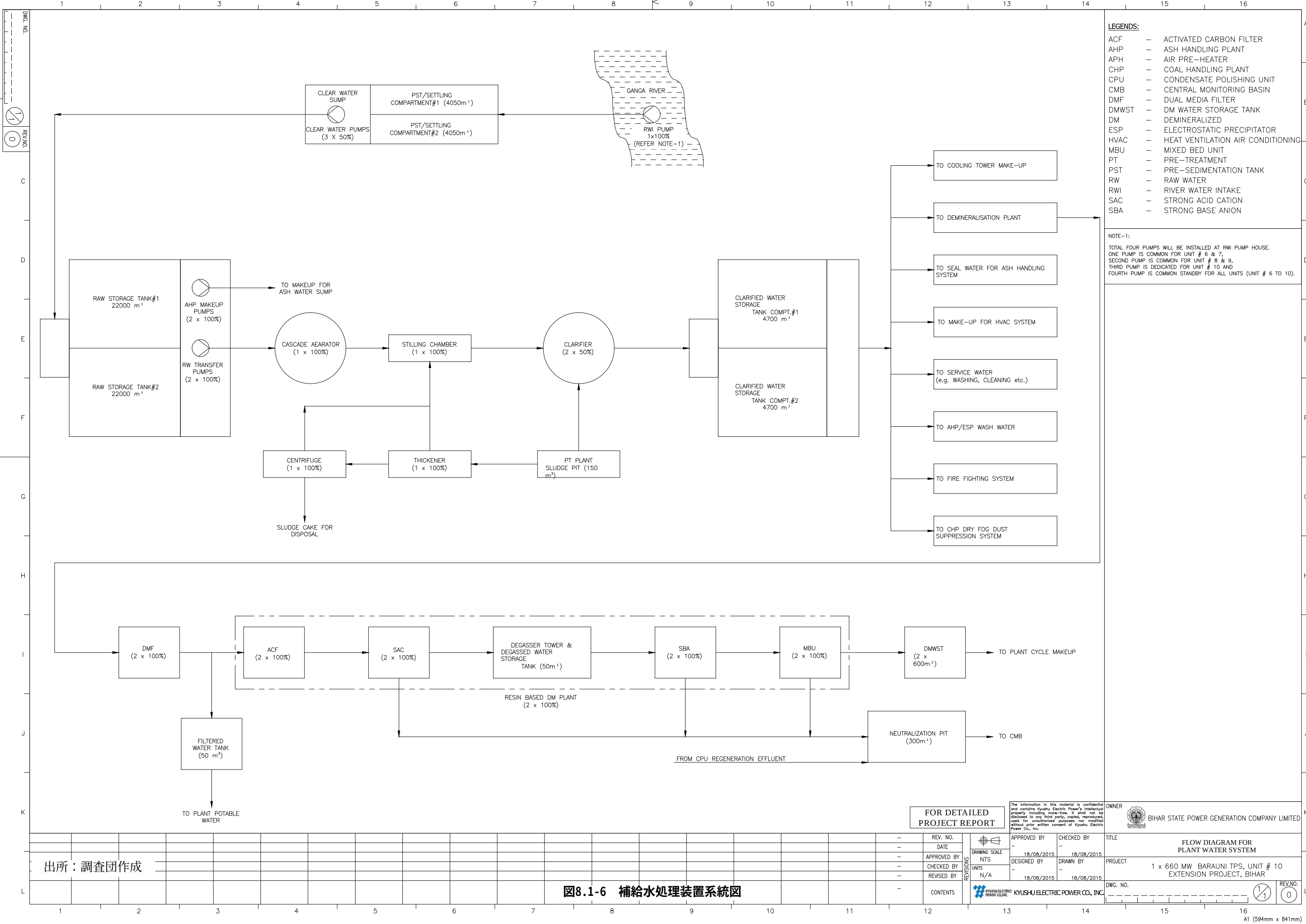
4) ろ過水槽

クラリファイヤを通過したろ過水を貯める貯水槽である。原水最大使用量の約5時間に相当する2基x4,600 m³を想定した。ろ過水槽を経たろ過水は、冷却塔メイクアップ用水や所内用水、純水装置に送水する水、消火用水として使用される。

5) 純水装置

純水装置はイオン交換方式によりろ過水中の塩類や浮遊した酸、塩基などのすべてを除去し、系統水や冷却水に使用する純水を製造する装置である。カチオン樹脂によりろ過水中のカルシウムやマグネシウム、ナトリウムを除去し、アニオン樹脂により硫化物塩、硝化物塩、塩化物塩を除去し、通水量および樹脂塔出口の導電率により樹脂の再生要否を判断し、必要に応じてカチオン樹脂は塩酸または硫酸で、アニオン樹脂は苛性ソーダで再生塔にて再生する。再生後の樹脂はローテーションにより再度使用される。

また、製造された純水は2基x600 m³の純水タンクに貯水される。



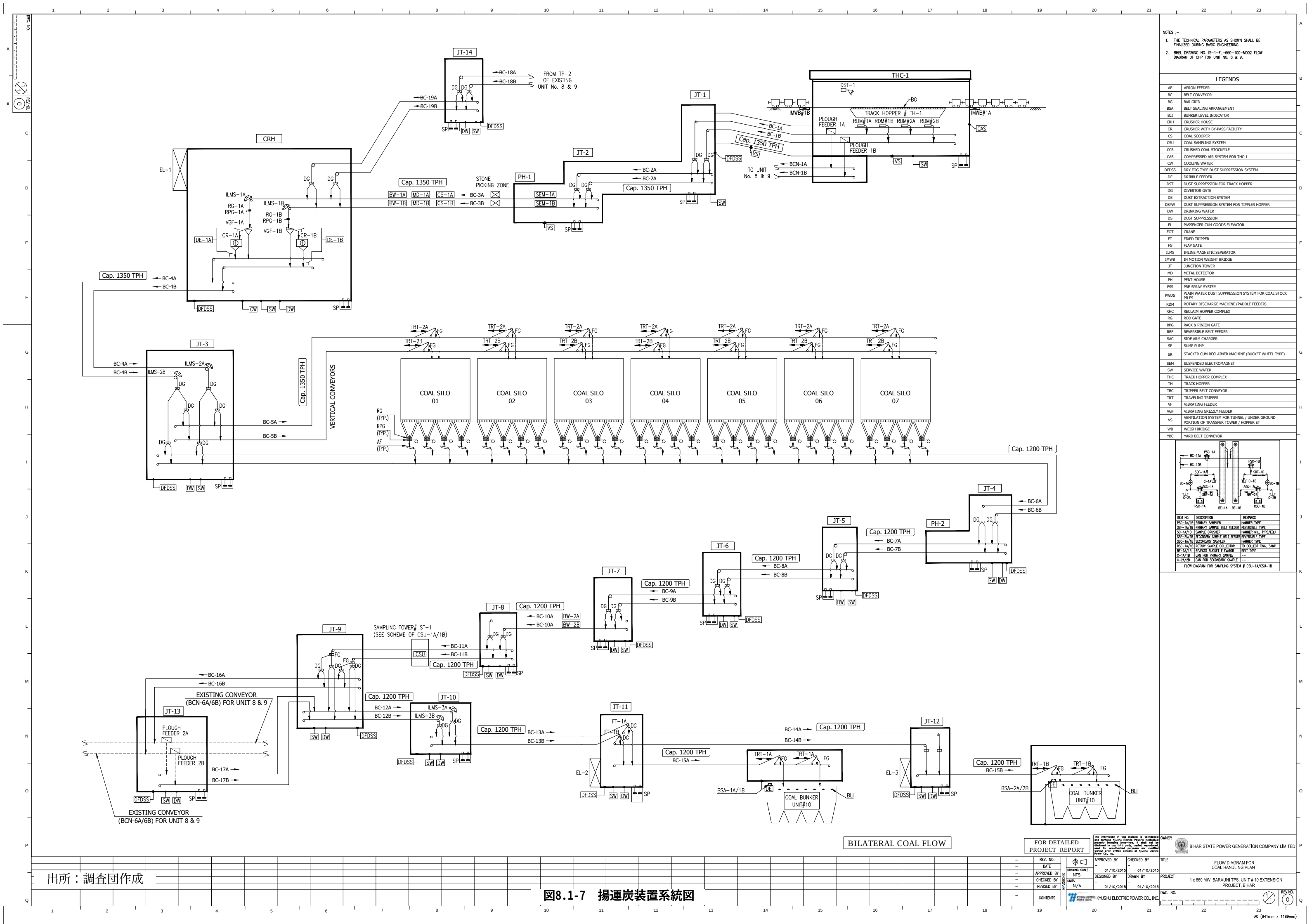
(4) 揚運炭装置

揚運炭装置は鉄道輸送によって発電所構内に受け入れた石炭を石炭貯蔵サイロ（33,000 t容量x7基：20日相当）に送る揚炭装置と、石炭貯蔵サイロの石炭を石炭バンカに送る運炭装置により構成される。また、受入装置はBOBRタイプの貨車が受入可能なトラックホッパとし、660 MWの発電量に必要な石炭量に対し、余裕を持って確保できるよう11,200 t/日の設備容量とし、58貨車x58 tの鉄道の採用を想定した。揚炭装置は1,350 t/h、運炭装置は1,200 t/hの設備容量とし、すべて100%容量x2系列とした。

揚炭装置の共通化のためNo. 6-9号機についてはBOXNタイプの貨車が受入可能であるワゴンティップラが2基採用されているが、BOXNタイプの貨車で受け入れる場合でもNo. 10号機の石炭貯蔵サイロに石炭を送れるよう、No. 8/9号機の乗継建屋TP2から乗継建屋 JT14を介しNo. 10号機のクラッシャ建屋へ、石炭コンベヤブリッジを計画した。

また、BOBRタイプのワゴンであってもNo. 8/9号機の屋外貯炭場に石炭を送れるよう、No. 10号機のトラックホッパ下部のコンベヤBC1A/BからNo. 8/9号機のワゴンティップラ下部のコンベヤBCN1A/Bへ石炭を輸送できる経路を採用した。No. 10号機の建設時にコンベヤBCN1A/Bの延長やNo. 10号機のトラックホッパとワゴンティップラ下部を繋ぐトンネル工事が必要である。

運炭装置の共通化のため、No. 8/9号機の屋外貯炭場とNo. 10号機の石炭貯蔵サイロにおける石炭をNo. 8/9号機およびNo. 10号機で相互に使用できるよう、No. 8/9号機の乗継建屋JT13とNo. 10号機の乗継建屋 JT9を繋ぐ両方向に石炭を流すことができるコンベヤを計画した。No. 8/9号機側の乗継建屋 JT13は、No. 10号機の建設時に乗継建屋 TP2と乗継建屋 TP3を結ぶコンベヤBCN6A/Bに追設が必要である。揚運炭装置に関する図面を図8.1-7に示す。



NOTES :-
1. THE TECHNICAL PARAMETERS AS SHOWN SHALL BE
FINALIZED DURING BASIC ENGINEERING.
2. BHEL DRAWING NO. IS-1-FL-660-100-M002 FLOW
DIAGRAM OF CHP FOR UNIT NO. 8 & 9.

LEGENDS

AF	APRON FEEDER
BC	BELT CONVEYOR
BG	BAR GRID
BSA	BELT SEALING ARRANGEMENT
BLI	BUNKER LEVEL INDICATOR
CRH	CRUSHER HOUSE
CR	CRUSHER WITH BY-PASS FACILITY
CS	COAL SCOOPER
CSU	COAL SAMPLING SYSTEM
COS	CRUSHED COAL STOCKPILE
CAS	COMPRESSED AIR SYSTEM FOR THC-1
CW	COOLING WATER
DFDSS	DRY FOG TYPE DUST SUPPRESSION SYSTEM
DF	DRIBBLE FEEDER
DST	DUST SUPPRESSION FOR TRACK HOPPER
DG	DIVERTOR GATE
DE	DUST EXTRACTION SYSTEM
DSPW	DUST SUPPRESSION SYSTEM FOR TIPPLER HOPPER
DW	DRINKING WATER
DS	DUST SUPPRESSOR
EL	PASSENGER CUM GOODS ELEVATOR
EOT	CRANE
FT	FIXED TRIPPER
FG	FLAP GATE
ILMS	INLINE MAGNETIC SEPARATOR
IMWB	IN MOTION WEIGHT BRIDGE
JT	JUNCTION TOWER
MD	METAL DETECTOR
PH	PENT HOUSE
PSS	PRE SPRAY SYSTEM
PWDS	PLAIN WATER DUST SUPPRESSION SYSTEM FOR COAL STOCK PILES
RDM	ROTARY DISCHARGE MACHINE (PADDLE FEEDER)
RHC	RECLAIM HOPPER COMPLEX
RG	ROD GATE
RPG	RACK & PINION GATE
RBF	REVERSIBLE BELT FEEDER
SAC	SIDE ARM CHARGER
SP	SUMP PUMP
SR	STACKER CUM RECLAIMER MACHINE (BUCKET WHEEL TYPE)
SEM	SUSPENDED ELECTROMAGNET
SW	SERVICE WATER
THC	TRACK HOPPER COMPLEX
TH	TRACK HOPPER
TBC	TRIPPER BELT CONVEYOR
TBT	TRIPPER BELT CONVEYOR
TRT	TRAVELING TRIPPER
VF	VIBRATING FEEDER
VGF	VIBRATING GRIZZLY FEEDER
VS	VENTILATION SYSTEM FOR TUNNEL / UNDER GROUND PORTION OF TRANSFER TOWER / HOPPER ET
WB	WEIGH BRIDGE
YBC	YARD BELT CONVEYOR

ITEM NO.	DESCRIPTION	REMARKS
PSC-1A/1B	PRIMARY SAMPLER	HAMMER TYPE
SBF-1A/1B	PRIMARY SAMPLE BELT FEEDER	REVERSIBLE TYPE
SS-1A/1B	SAMPLE CRUSHER	HAMMER MILL TYPE/ROU
SBF-2A/2B	SECONDARY SAMPLE BELT FEEDER	REVERSIBLE TYPE
SSC-1A/1B	SECONDARY SAMPLER	HAMMER TYPE
RSC-1A/1B	ROTARY SAMPLE COLLECTOR	TO COLLECT FINAL SAMP
BE-1A/1B	REJECTS BELT ELEVATOR	BELT TYPE
C-1A/1B	CON FOR PRIMARY SAMPLE	---
C-2A/2B	CON FOR SECONDARY SAMPLE	---

FLOW DIAGRAM FOR SAMPLING SYSTEM # CSU-1A/CSU-1B

OWNER	BIHAR STATE POWER GENERATION COMPANY LIMITED
TITLE	FLOW DIAGRAM FOR COAL HANDLING PLANT
PROJECT	1 x 660 MW BARAUNI TPS. UNIT # 10 EXTENSION PROJECT, BIHAR
DWG. NO.	
REV. NO.	
DATE	
APPROVED BY	
CHECKED BY	
DESIGNED BY	
DRAWN BY	
REVIEWED BY	
CONTENTS	

出所：調査団作成

図8.1-7 揚運炭装置系統図

(5) 灰処理装置

石炭灰にはボトムアッシュとフライアッシュがあるが、ボイラの炉底ホッパに溜まったボトムアッシュは灰処理ポンプからの灰処理用水により灰捨場まで送られ、埋立て処理される。フライアッシュはESPおよびRAPHのホッパで捕集され、乾燥状態のまま灰処理ブロワでフライアッシュ鉄道積込サイロまたは2基x2,200tのフライアッシュサイロに送られる。フライアッシュを有効利用する場合はフライアッシュ鉄道積込サイロから鉄道に積込まれ、フライアッシュサイロからはトラックに積込まれ所外へ輸送する。ただしフライアッシュの有効利用は受取先の需要に左右されるため、止むを得ず有効利用できなかったフライアッシュについては乾燥状態のまま2基x1,500 tのHCSD処理サイロに送られ、混合タンクにて40:60(水:灰)の比率で灰処理用水と混合しスラリ処理した後に、HCSDポンプで灰捨場に送られ埋立て処理される。ここで、フライアッシュサイロからトラックへのフライアッシュ積込みのバックアップとして、HCSD処理サイロにもトラックへの積込み口を持たせることで計画した。

灰処理用水についてはガンジス川からの原水と排水処理装置からの処理水が利用され、灰の輸送に利用した灰処理用水は灰処理用水回収装置により灰捨場からポンプでHCSD処理サイロに送水されスラリ処理に再度利用される。

灰処理装置の中で比較的大型の設備として、HCSDサイロが直径約20 mで2基、フライアッシュサイロが直径約20 m、HCSDポンプ室が約40x30 m、灰処理用水タンクおよび灰処理用水ポンプ建屋が約40x20 mの敷地面積が必要と想定している。

灰処理に関する概略の系統を図8.1-8から図8.1-10に示す。

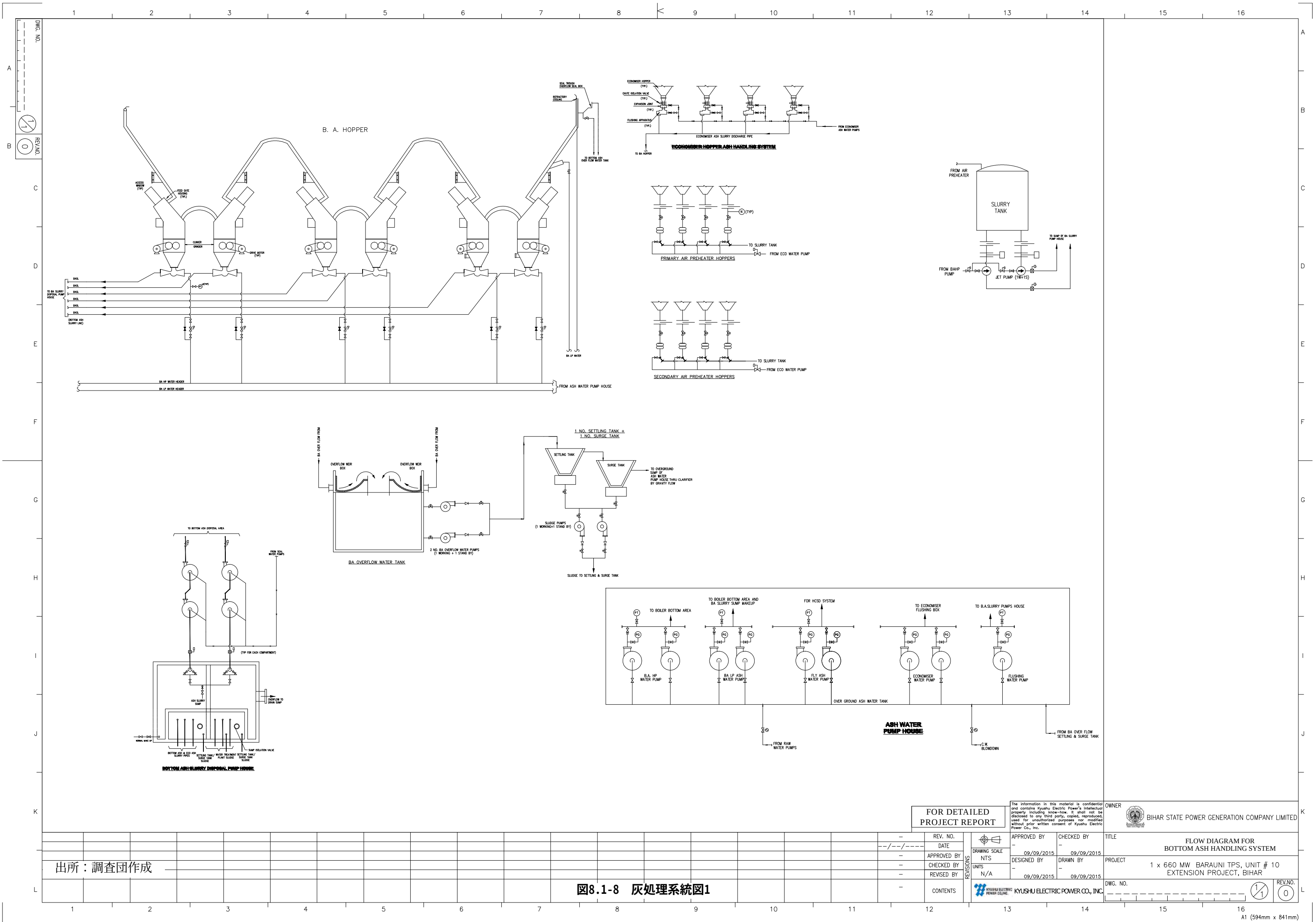


図8.1-8 灰処理系統図1

出所：調査団作成

FOR DETAILED
PROJECT REPORT

The information in this material is confidential and contains Kyushu Electric Power's intellectual property including know-how. It shall not be disclosed to any third party, copied, reproduced, used for unauthorized purposes nor modified without prior written consent of Kyushu Electric Power Co., Inc.

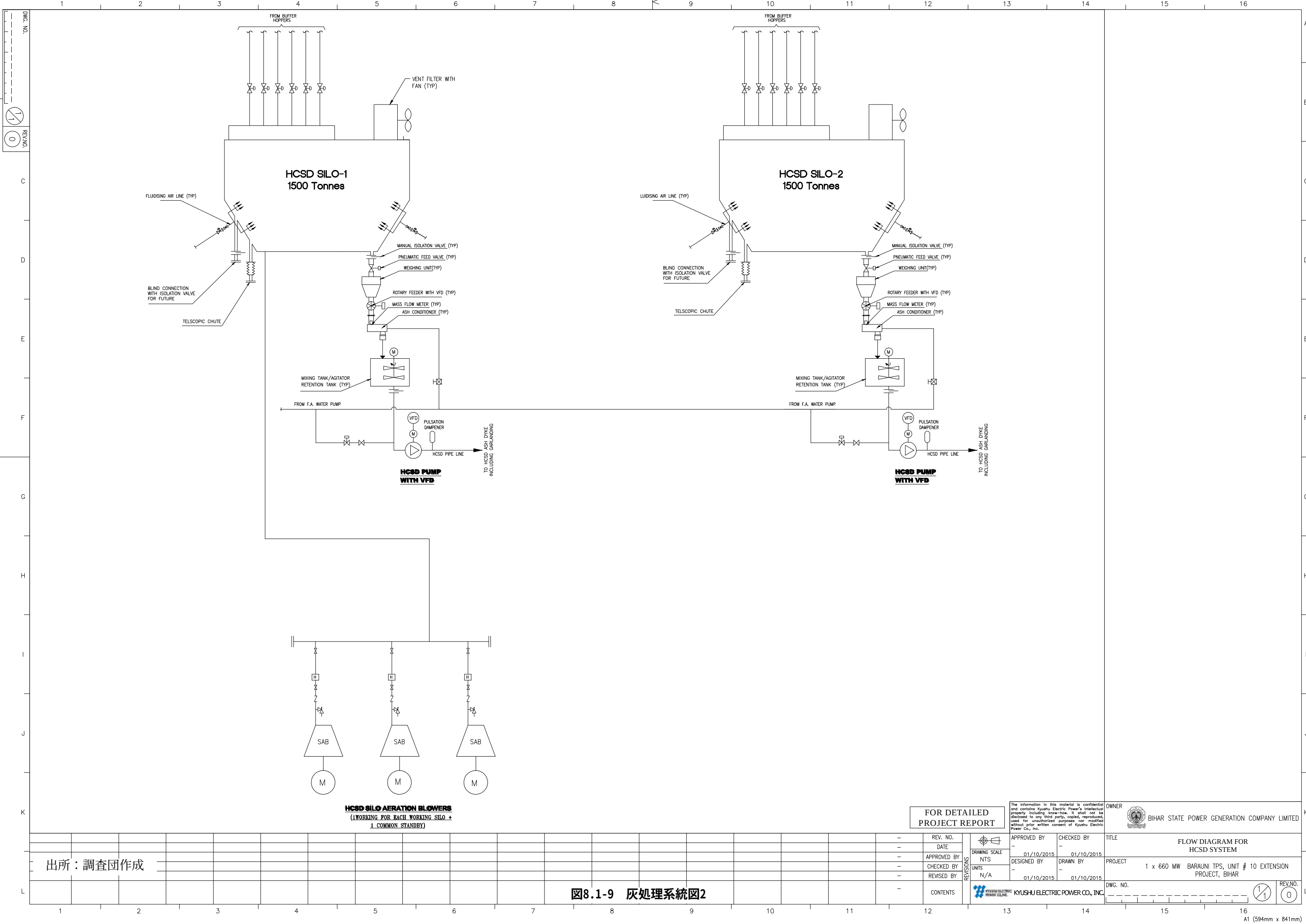
OWNER
BIHAR STATE POWER GENERATION COMPANY LIMITED

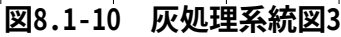
REV. NO.
DATE
APPROVED BY
CHECKED BY
DESIGNED BY
REVISED BY
CONTENTS

DRAWING SCALE
UNITS
N/A

TITLE
FLOW DIAGRAM FOR
BOTTOM ASH HANDLING SYSTEM
PROJECT
1 x 660 MW BARAUNI TPS, UNIT # 10
EXTENSION PROJECT, BIHAR
DWG. NO.
REV. NO.

KYUSHU ELECTRIC POWER CO., INC.





8.1.5 環境対策設備

(1) 電気式集じん装置

ESP は、コロナ放電を利用し煙道ガス中のフライアッシュを帯電させて捕集する装置である。集塵極、放電極、各槌打装置などを収容するための鉄骨鉄板製チャンバと、入口煙道およびホップから構成される。集塵極または放電極を機械的にハンマで槌打し振動を与えることによって付着ダストを再飛散させずに脱落させる集塵極槌打装置や放電極槌打装置を有する。ホップは灰の付着防止のため補助蒸気により加熱される。

ばいじん濃度に関する排出基準については、2017 年 1 月 1 日以降に建設されるユニットを対象に、30 mg/Nm³ 以下にするよう強化される見込みである。そのため、新規排出基準に対応可能な ESP の基本仕様を表 8.1-13 に示す。敷地面積については ESP 本体に、約 70x100 m が必要と想定する。ESP の構内配置を図 8.1-3 に示す。

表 8.1-13 電気式集じん装置仕様

項 目	単 位	仕 様
処理ガス量	kNm ³ /h	約 2,200
処理ガス温度	℃	130-155
入口ばいじん濃度	mg/Nm ³	約 71,000
出口ばいじん濃度	mg/Nm ³	30
集じん効率	%	99.96
敷地面積	m ²	約 70x100

出所：調査団作成

(2) 脱硝装置

現在の想定では 660 MW の 100% BMCR におけるボイラ出口の NOx 濃度は 485 mg/Nm³ 程度であり、現行の排出基準である 510 mg/Nm³ 以下を満足できるため排煙脱硝装置 (Selective Catalyst Reduction: SCR) の設置の必要はないと想定 (排出予想値については、第 11.3 項を参照) し、将来、排出基準が強化された場合のためにボイラの後部煙道部分に設置スペースを確保することで当初計画していた。しかし、NOx 濃度に関する排出基準については 2017 年 1 月 1 日以降に建設されたユニットを対象に 100 mg/Nm³ 以下にするよう強化される見込みである。そのため、新規排出基準に対応可能な SCR の基本仕様を表 8.1-14 に示す。

表 8.1-14 脱硝装置仕様

項 目	単 位	仕 様
型 式	—	乾式アンモニア接触還元法
処理ガス量	kNm ³ /h	約 2,200
処理ガス温度	℃	350-360
入口 NO _x 濃度	mg/Nm ³	約 500
出口 NO _x 濃度	mg/Nm ³	100
脱硝効率	%	約 80

出所：調査団作成

(3) 脱硫装置

現在の想定では 660 MW の 100%BMCR におけるボイラ出口の SO_x 濃度は 625 mg/Nm³ 程度であり、排出基準である SO_x 濃度 200-850 mg/Nm³ を満足できるため脱硫装置の設置の必要はないと想定（排出予想値については、第 11.3 項を参照）、将来、排出基準が強化された場合のために設置スペース（50x100 m）を確保することと当初予定していた。しかし、SO_x 濃度に関する排出基準については 2017 年 1 月 1 日以降に建設されたユニットを対象に 100 mg/Nm³ 以下にするよう強化される見込みである。そのため、新規排出基準に対応可能な脱硫装置の基本仕様を表 8.1-15 に示す。また、脱硫装置の配置を図 8.1-1 に示す。脱硫装置の配置は図中の着色部となる。

表 8.1-15 脱硫装置仕様

項 目	単 位	仕 様
型 式	—	湿式石灰石－石膏法
処理ガス量	kNm ³ /h	約 2,200
処理ガス温度	℃	125-150
入口 SO _x 濃度	mg/Nm ³	約 600
出口 SO _x 濃度	mg/Nm ³	100
脱硫効率	%	約 85
敷地面積	m ²	約 50x100

出所：調査団作成

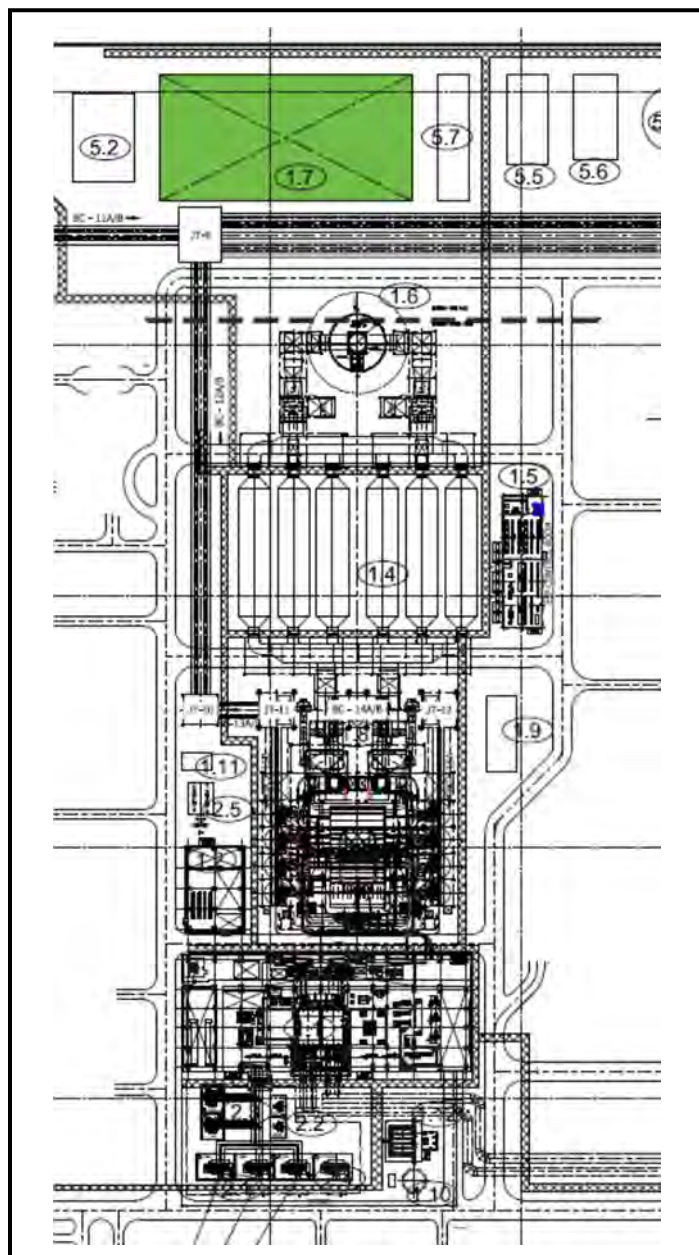


図 8.1-11 脱硫装置配置図

(4) 排水処理設備

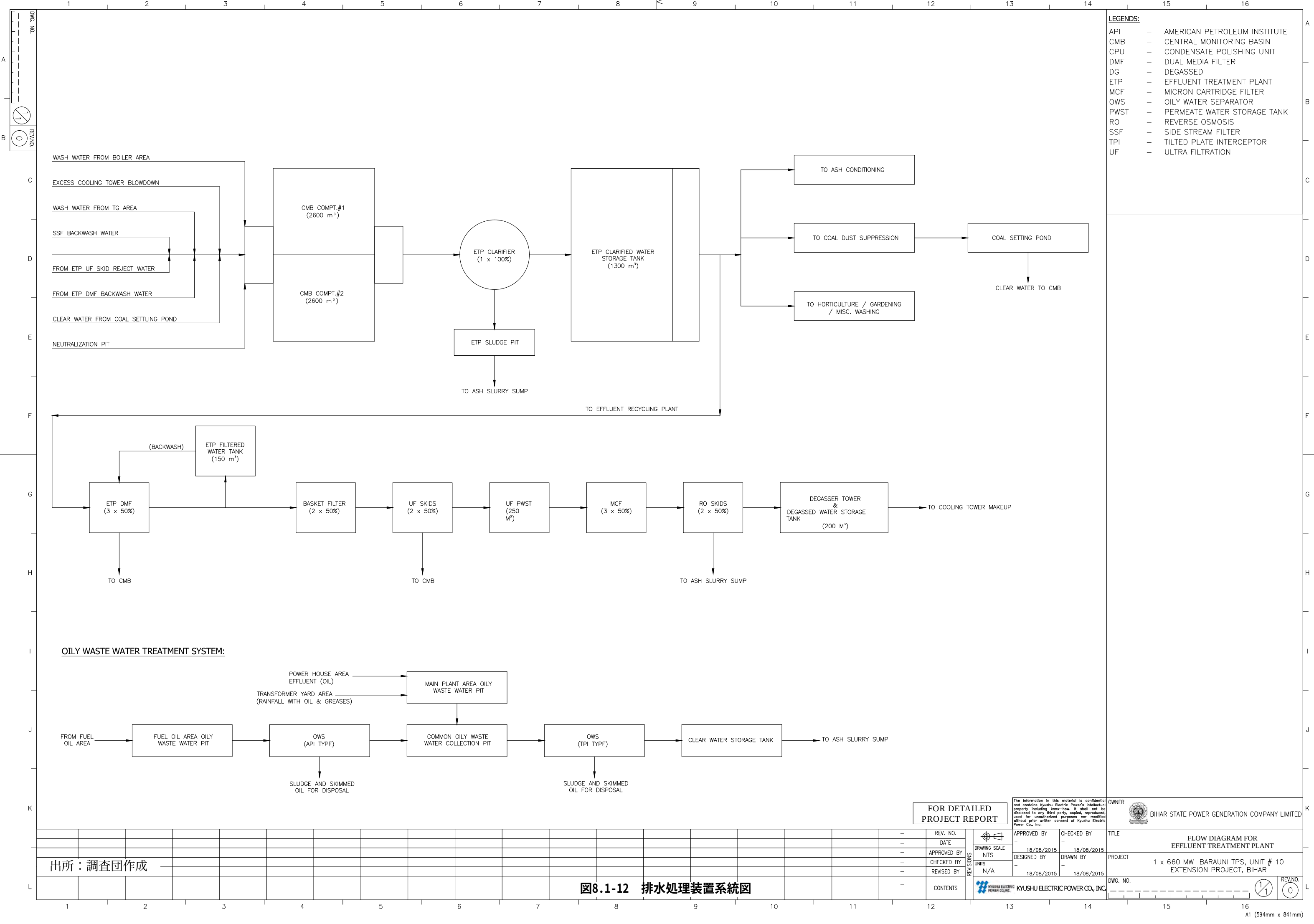
排水処理設備は、排出基準を満足させるため各機器からの排水を貯水し処理する設備である。

所内の各設備から排出されたほぼすべての排水は、中央モニタリング貯水槽（Central Monitoring Basin：CMB）に貯水され、化学処理による中和やろ過処理による懸濁物質の除去の後、灰処理用水や灰処理設備および貯炭設備の粉じん対策のための散水、樹木や緑地帯への散水、冷却水として再利用される。CMBに送られる排水には次のようなものがある。

- 脱塩装置および純水装置再生排水
- 冷却塔ブロー排水
- 冷却水フィルタ逆洗排水
- ボイラブロー排水
- 貯炭設備雨水排水
- 排水リサイクルシステムろ過機逆洗水 など

燃料油系統含油排水はCMBへは送られず、燃料油系統含油排水ピットに貯水された後に、油水分離機によりスラッジを除去し、スラリ用水として再利用される。

排水処理設備の主要な設備の大きさは、CMBが約40x30 m、排水処理装置クラリファイヤが直径約20 m、排水処理装置ろ過水層が約20x20 m、排水リサイクル建屋（ポンプエリア含む）が約40x20 mの敷地面積が必要と想定した。これらの設備の系統については図8.1-12の排水処理装置系統図に示す。



8.1.6 防火対策設備

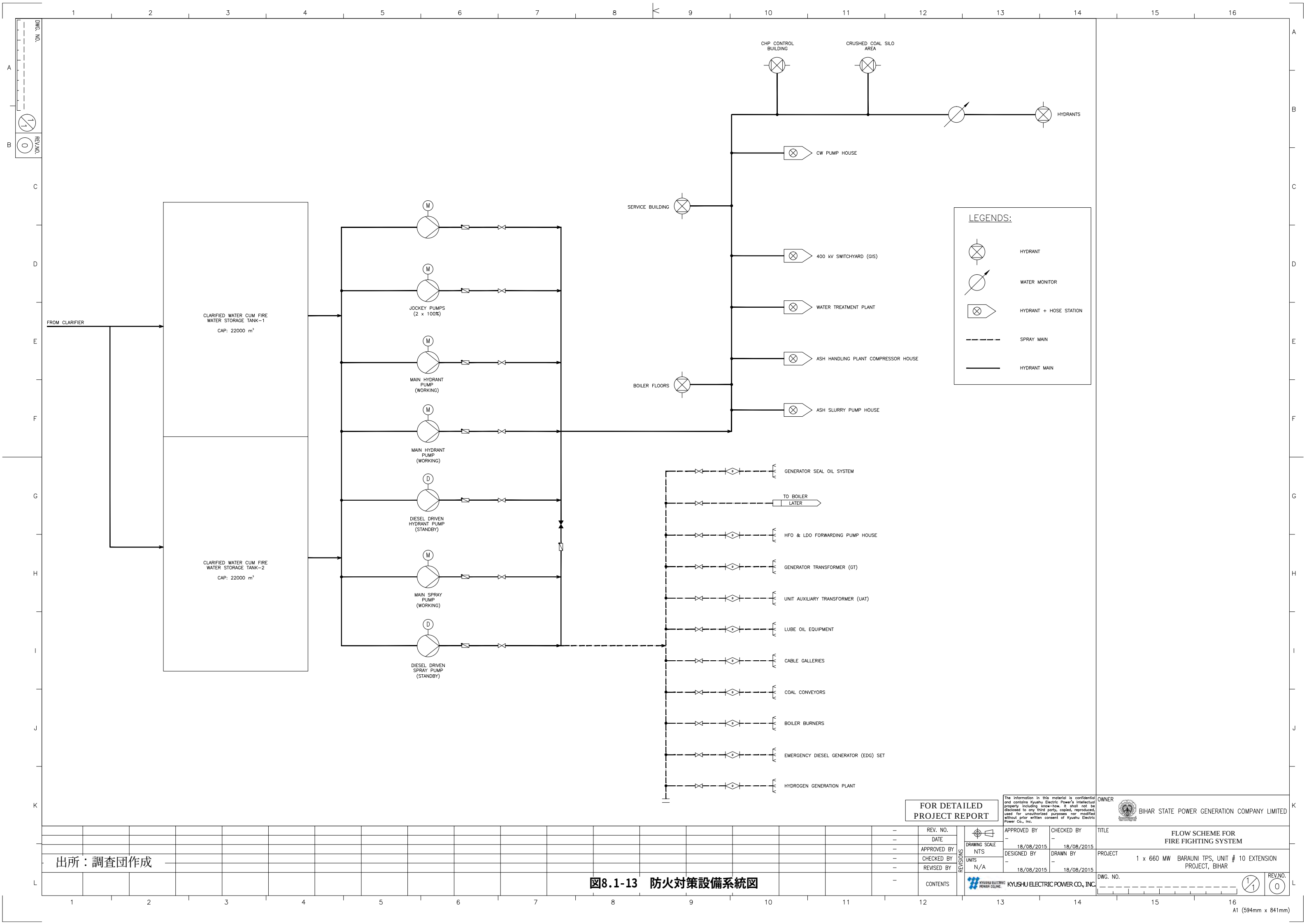
発電所構内では様々な可燃性物質を使用するため防火対策は非常に重要である。このため、No. 10 号機建設に伴い必要な火災検知器および防火装置として表 8.1-16 に示すとおり想定した。防火対策設備に関する図面を図 8.1-13 に示す。

表 8.1-16 防火対策設備

防火対策設備	対象設備	構 成
消火栓装置	すべての補機および建屋	- 消火栓 - ホース、ノズル - バルブ - 配管、計装 など
自動高速散水装置	- トランスヤードの全変圧器 - 主油タンクおよび主タービン油タンク、油清浄器 - タービン設備の潤滑油配管 - 発電機密封油装置 - TDBFP 潤滑油装置	- 検出器 - バルブ - 配管、計装 など
自動中速散水装置	- ケーブル洞道、ケーブルギャラリー - 開閉所制御室、揚運炭装置制御室、ESP 制御室 - コンベヤーギャラリー、乗継建屋、粉碎建屋 - 非絶縁油貯蔵タンク（引火点 65℃以下のもの）	- 煙検出器 - 熱検出器 - 遮断弁 - 配管、計装 など
泡消火装置	燃料油タンク	- 泡濃縮タンク - 泡ポンプ - バルブ - 配管、計装 など
火災検出器 警報装置	発電所全体	—
携帯移動式消火器	発電所全体	—

出所：調査団作成

消火用水にはろ過水を使用し、消火栓や散水装置、泡消火装置には消火ポンプにより消火用水を供給する。



8.2 電気設備設計

8.2.1 概 要

電気設備全般の設計方針として、安全で高い保守性と信頼性を兼ね備えたシステムを構築するものとする。機器の設計/性能要件は、最新のIS、世界的な標準規格である国際電気標準会議（International Electrotechnical Commission：IEC）規格や*Indian Electricity Rules*に準拠するものとする。

各種機器ならびにシステムの設計条件として、大気温度50℃、相対湿度95%を考慮した。ただし、空調空間において、空調能力100%の空調設備が2系列確保されている場合は、大気温度35℃を考慮して良いものとした。また、屋外設置の機器については汚染度の高い環境で運用することを設計上考慮するものとした。

8.2.2 発電機設備

(1) 発電機

発電機は相分離母線ダクトによって発電機遮断器（Generator Circuit Breaker：GCB）を経由し、主変圧器の低圧側巻線に接続され、さらに主変圧器の高圧側巻線から架空線接続により400 kV GISへと接続される。

発電機の定格容量を780 MVA、定格力率を0.85(遅れ)とした上で、BMCR時の最大出力を考慮した設計とする。発電機電圧は電気的特性や冷却条件などを考慮して、20-27 kVのレンジが想定される。

発電機は円筒型回転子を有し、一次冷却装置の冷媒としては、固定子中心部および回転子の冷却には水素ガス、固定子巻線の冷却には純水を用いるものとする。一次冷却媒体(水素ガスおよび純水)により回収した熱は二次冷却媒体である純水により再度熱交換され、最終的に軸冷クーラにて除熱される。

発電機および励磁装置の絶縁材料は、Fクラスに適合したものを採用し、温度上昇は、Bクラス絶縁の上限を超えないものとする。表8.2-1に発電機仕様を示す。

表 8.2-1 発電機仕様

項 目	仕 様
型 式	横置円筒回転界磁型 三相交流同期発電機
極 数	2極
定格容量	780 MVA
周波数	50 Hz

項 目	仕 様
定格回転速度	3,000 rpm
端子電圧	20-27 kV
力 率	0.85 (遅れ)
水素圧	0.52 MPa
固定子巻線	水素冷却方式
回転子コア、固転子コア	水素冷却方式
励磁方式	静止型 (Static)

出所：調査団作成

(2) 発電機付属設備

発電機は以下の補機設備を有する。

1) 水素冷却装置

発電機ロータおよび発電機固定子の冷却については、所内のガス供給装置から供給される水素ガスを冷媒とするガス冷却装置を備えるものとする。通常運転時、発電機機内圧はレギュレータによって規定圧力に自動制御される。

2) 密封油装置

水素冷却式発電機は、発電機内部の水素の外部漏洩を防ぐための発電機密封油装置を備え、交流電動機駆動の主密封油ポンプ、直流電動機駆動の非常用密封油ポンプ、密封油調整弁、ストレーナ、水素分離槽およびフロートトラップから成る。

3) 固定子冷却装置

固定子冷却装置は、タービン発電機冷却装置の一部として、発電機固定子巻線入口における冷却水圧力および温度の自動調整機能を行う。

(3) 励磁装置

交流電位制御整流子式励磁装置は、信頼性、応答性の高いシステムとする。発電機自己励磁装置は、サイリスタ整流器を使用する静止型とし、励磁変圧器を介して発電機端の交流電圧を直流電圧へ変換を行う。

(4) 相分離母線ダクト

母線ダクトは相分離式とし、IS:5082に準拠した高導電アルミ鋳物導体と非磁性アルミ筐体を採用した。仕様定格を適切に選定した避雷器ならびにサージ吸収用コンデンサは

サージ保護装置筐体に納め、極力発電機近傍に設置する。また、監視および保護用の計器用変圧器（Current Transformer：CT）は母線ダクト内部に収納する。

発電機と主変圧器を接続する主母線ダクトの容量は、主タービンのCVとOLVが全開状態（Valve Widely Open：VWO）で連続運転が可能な定格値とする。

(5) 主変圧器

主変圧器は、発電機端子と相分離母線ダクトを介して接続され、送電電圧を400 kVへ昇圧する。主変圧器高圧側は架空送電線を介して400 kV GISへ接続される。主変圧器は発電機の全出力を電力系統へ送電できるよう設計した。主要仕様については表8.2-2のとおり。

表8.2-2 主変圧器主要仕様

項 目	仕 様
型 式	単相油入強制冷却型
単機容量	260 MVA
数 量	3台＋予備1台
電圧（1次/2次）	$(420/\sqrt{3}) / 20-27 \text{ kV}$
巻線（ベクトルグループ）	YNd11
タップ切替	無負荷時切替式（高圧側）
タップレンジ	±5%、2.5%/ステップ
適用規格	IS2026
温度上昇（外気温50℃時）	油温：40℃、巻線温度：45℃

出所：調査団作成

8.2.3 所内電気設備

(1) 発電機遮断器

発電機遮断器は相分離母線ダクトを介して発電機と主変圧器の間に接続され、発電機に流れるあらゆる事故電流を遮断する能力を持つ主変圧器には2台の所内変圧器が直に接続されるので、発電機遮断器を「開」とすることで、主変圧器および所内変圧器を介して起動に必要な電力を補機へ供給することが可能となる。

なお、発電機遮断器方式は、以下の優位性を考慮した。

- 起動用変圧器が不要なため、必要な400 kV GIS接続区画が少ない。
- 所内プロセス事故発生時の起動用変圧器回路への高速所内回路切替が不要である。
- 主変圧器および所内変圧器での事故電流除去が速い。

(2) 所内変圧器

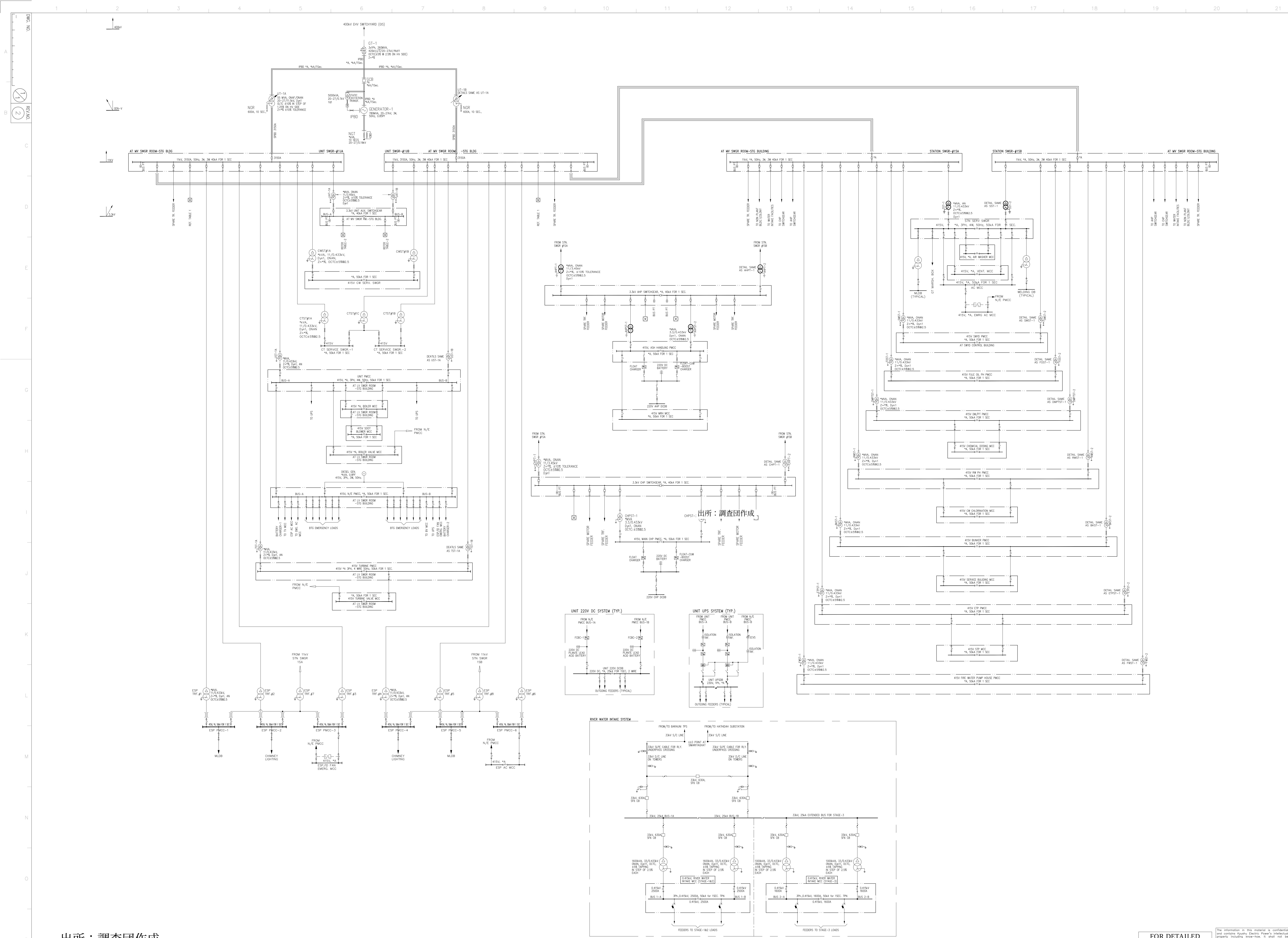
所内補機への電源供給のため、屋外設置型油入式三相所内変圧器2台を設置する。所内変圧器は発電機端子バスへ直接接続され、発電機電圧を所内補機向けに11 kVへ降圧する。

(3) 高圧(11 kV および 3.3 kV)開閉装置

No. 10号機向け所内補機への電源供給については、添付の図8.2-1 所内単線結線図のとおり、以下の11 kVおよび3.3 kV開閉装置が設置される。

- 2基の11 kV主系開閉装置
- 2基の11 kV共通系開閉装置、各々主系開閉装置と連系

なお、揚運炭設備、灰処理設備、取水設備ならびにその他屋外設備の電源については、下位の11 kVおよび3.3 kV開閉装置から供給される。



LEGEND

- THREE WINDING TRANSFORMER WITH OLTC
- TWO WINDING TRANSFORMER WITH OLTC
- TWO WINDING TRANSFORMER WITH OCTC
- VCB (DRAWOUT)
- ACB (DRAWOUT)
- MCCB
- MCB
- SWITCH-FUSE UNIT (DRAWOUT)
- IPBD
- SPBD
- NSPBD
- MOTOR
- GROUP OF MOTORS
- NEUTRAL GROUNDING RESISTOR
- NEUTRAL GROUNDING TRANSFORMER
- BATTERY
- RECTIFIER CHARGER
- INVERTOR
- SERVO CONTROLLED VOLTAGE STABILIZER
- LIGHTNING ARRESTOR
- GENERATOR STATIC EXCITATION CUBICLE
- CABLE CONNECTION

ABBREVIATION

- GT GENERATOR TRANSFORMER
- UT UNIT TRANSFORMER
- ST STATION TRANSFORMER
- UAT UNIT AUXILIARY TRANSFORMER
- UST UNIT SERVICE TRANSFORMER
- ESPST ELECTROSTATIC PRECIPITATOR SER. TRF.
- EST EMERGENCY SERVICE TRF.
- SST STATION SERVICE TRF.
- TST TURBINE SERVICE TRF.
- IPBD ISOLATED PHASE BUSDOCT
- SPBD SEGREGATED PHASE BUSDOCT
- DC DIESEL GENERATOR
- OLTC ON LOAD TAP CHANGER
- OCTC OFF CKT. TAP CHANGER
- CHP COAL HANDLING PLANT
- AHP ASH HANDLING PLANT
- MDRFP MOTOR DRIVEN BOILER FEED PUMP
- ID FAN INDUCED DRAFT FAN
- FD FAN FORCED DRAFT FAN
- PA FAN PRIMARY AIR FAN
- CWP CIRCULATING WATER PUMP
- CEP CONDENSATE EXTRACTION PUMP
- ACWP AUX. COOLING WATER PUMP
- CCWP CLOSED COOLING WATER PUMP
- BRP BOILER RECIRCULATION PUMP
- BV BOILER VALVE
- TV TURBINE VALVE

- NOTES :-**
- RATING OF DIFFERENT EQUIPMENTS SHOWN IN THE DRG. IS TENTATIVE AND SHALL BE UPDATED, WHEREVER IF REQUIRED, DURING DETAIL ENGINEERING.
 - THE VOLTAGE LEVEL FOR MOTORS SHALL BE AS FOLLOWS:
A) ABOVE 1500kW :- 11kV
B) UPTO 200kW :- 415V
C) ABOVE 200kW UPTO 1500kW :- 3.3kV
 - ALL LV SERVICE TRANSFORMERS SHALL BE WITH OCTC WITH +5% TAP IN STEPS OF 2.5% ON HV SIDE.
 - 11kV AND 3.3kV SYSTEMS ARE 3PH, 3W, 50Hz; 415V SYSTEM IS 3PH, 4 WIRE 50Hz EXCEPT EMERGENCY BOARD, WHICH IS 3PH, 3 WIRE 50Hz.
 - UNIT SHALL BE PROVIDED WITH ONE EMERGENCY DIESEL GENERATOR WHICH SHALL BE CONNECTED TO THE UNIT NORMAL EMERGENCY SWITCHGEAR.
 - SYMMETRICAL FAULT LEVEL:
A) 11kV SYSTEM: 40KA FOR 1 SEC.
B) 3.3kV SYSTEM: 40KA FOR 1 SEC. TO BE UPDATED AFTER DETAIL ENGINEERING.
C) 415V SYSTEM: 50KA FOR 1 SEC. SYSTEM STUDY.
 - NO. OF 415V MCC/PNCC/ACB/DCB/LV TRANSFORMER ETC. SHOWN ARE INDICATIVE. EXACT REQUIREMENT OF THE SAME SHALL BE DECIDED DURING DETAIL ENGINEERING STAGE.
 - SWITCHGEARS SHALL BE PROVIDED WITH MECHANICAL AND ELECTRICAL INTERLOCKS SO THAT ONLY TWO BREAKERS OUT OF THREE ARE CLOSED AT A TIME.
 - FEEDER DETAILS SHOWN IN THE DRG. ARE TYPICAL ONLY. DETAILED DESIGN SHALL BE SHOWN AND INCLUDED IN THE RESPECTIVE SWITCHBOARD SLIDS.
 - *M MEANS SHALL BE FURNISHED DURING DETAIL ENGINEERING.

TABLE-1: UNIT SWITCHGEARS - 11kV MOTORS

S.NO.	MOTOR ID	RATING (kW)	NO. OF DRIVES CONNECTED TO SWGR
1	ID FAN	*	1
2	FD FAN	*	1
3	PA FAN	*	1
4	CWP	*	2
5	MDRFP	*	1
6	SPARE	*	1

TABLE-2: UNIT AUXILIARY SWITCHGEAR - 3.3kV MOTORS

S.NO.	MOTOR ID	RATING (kW)	NO. OF DRIVES CONNECTED TO SWGR
1	ACW PUMP	*	1
2	DMCW PUMP	*	2
3	SWP	*	1
4	PULVERIZERS	*	4
5	SERVICE AIR COMP.	*	1
6	CEP	*	2
7	JAC	*	1
8	SPARE	*	1

出所：調査団作成

図8.2-1 所内単線結線図

FOR DETAILED PROJECT REPORT

APPROVED BY: MP
CHECKED BY: MS
DATE: 16/04/2015

DESIGNED BY: PJA
DRAWN BY: MMD
DATE: 16/04/2015

REVISIONS

NO.	DESCRIPTION	DATE
1	ISSUED FOR PERMIT TO WORK	16/04/2015
2	REVISED FOR COMMENTS	16/04/2015
3	REVISED FOR COMMENTS	16/04/2015

CONTENTS

NO.	DESCRIPTION	DATE
1	ISSUED FOR PERMIT TO WORK	16/04/2015
2	REVISED FOR COMMENTS	16/04/2015
3	REVISED FOR COMMENTS	16/04/2015

OWNER: BIHAR STATE POWER GENERATION COMPANY LIMITED

TITLE: KEY SINGLE LINE DIAGRAM

PROJECT: 1x660MW BARAUNI TPS, UNIT#10 EXTENSION PROJECT, BIHAR

DWG. NO.: 1

REV. NO.: 2

(4) 相分離母線および相非分離母線

高圧（11 kVおよび3.3 kV）母線ダクトは、自然空気冷却式で、各相で独立した分離式金属ケースにて保護されるものとする。低圧（415 V）母線ダクトも同様に自然空気冷却式とするが、金属保護ケースは非分離式とする。分離式母線ダクトおよび非分離式母線ダクト（Non-Segregated Phase Bus Duct : NSPBD）の仕様は、主変圧器と所内変圧器における最低タップ位置での2次側事故電流に基づき、1クラス上の等級から採用した。また、母線ダクトの定格電圧は最大連続使用系統電圧と同等とする。

(5) 中性点接地抵抗装置

高圧（11 kVおよび3.3 kV）系統の中性点は、事故電流を600 Aに10秒間抑えるよう抵抗体接地するものとする。各中性点抵抗体は自然空冷式で、自立型とする。また、屋外設置の場合は保護等級IP33準拠の筐体を採用した。

(6) 415 V 低圧配電盤

415 V補機向け三相4線式交流電源は、11 kV/433 V変圧器もしくは3.3 kV/433 V変圧器を介して降圧後供給され、しっかりと接地されたシステムとする。高い信頼性を確保するため、2系統による冗長性を持たせ、フィーダからの電力供給が喪失した際は、自動で所内電源を切替える機能を持つものとした。

(7) 直流電源装置

No. 10号機の非常用電動機ならびに重要補機の直流電源装置として、以下の直流電源分電設備（主系および予備系）を設置する。

➤ 主機用直流220 V分電盤	2系統x100%
➤ 運炭/周辺設備用直流220 V分電盤	2系統x100%
➤ 灰処理設備用直流220 V分電盤	2系統x100%
➤ 400 kV GIS直流220 V分電盤	2系統x100%
➤ 直流48 V分電盤	2系統x100%

(8) 非常用電源装置

非常用電源開閉装置（三相3線415 V）は、タービン補助油ポンプ、密封油ポンプやジャッキング油ポンプなどの重要交流補機のほか、蓄電池設備、無停電電源装置（Uninterruptible Power Systems : UPS）、非常用照明などの重要設備へ電力を供給する。

(9) 電動機

各種電動機補機の給電電圧については、以下のとおりとする。

- 0.2 kW未満 単相240 V
- 0.2 kW以上、200 kW未満 三相415 V
- 200 kW以上、1,500 kW未満 三相3.3 kV
- 1,500 kW以上 三相11 kV
- 直流電動機 直流220 V

すべての交流電動機は、三相もしくは単相かご形誘導電動機とし、エレベータ/クレーン向け電動機はスリップリング式誘導電動機とする。直流電動機は直流220 Vの分路式もしくは複巻き線式とする。エレベータ、クレーン、弁操作電動機は間欠運転に対応したものとする。また、調整弁用イン칭ング動作電動機も同様にイン칭ング仕様とする。

(10) 構内照明

構内の照明設備は、発電所構内のNo. 10号機区画を網羅するものとし、特に重要と見なされるエリアについては、非常用照明設備を備え、非常時の照明を提供するものとする。照明装置は、大きく以下の3種に分類される。

- 常用交流照明装置
- 非常用交流照明装置
- 非常用直流照明装置

(11) ケーブル

電力ケーブルのサイズ選定に当たっては、以下の基準を満足するものとする。

- 遮断器消弧時間に生じる短絡電流に耐えうること
- 設置環境における連続運転電流に耐えうること
- 起動時のラッシュ電流による電圧低下が一定範囲に収まること
- ケーブルサイズの標準化（貯蔵品削減のため）

(12) 接地装置および避雷装置

所内接地装置は、電気設備の地落事故や落雷に対して、人や設備にやさしい、安全な環境を提供するシステムである。すべての電気機器は、抵抗値の低い線路を介して接地される。接地マットの設計に当たっては、適正な経年劣化率を考慮した上で、最大地落電流に対して1秒間耐えうるものとする。また、接地導体の間隔は、接触電圧および歩幅電圧が規定許容値内に収まるよう設置を行う必要がある。接地抵抗は1Ω（オーム）を超えないものとする。接地装置は30年間の使用に十分耐えうる設計を行う。

接地装置および避雷装置の設計に当たっては、「IEEE⁵¹ 80」、「IEEE 142」、「IS3043(1987), Code of practice for earthing」および「IS2309(1989), Code of practice for the protection of buildings and allied structures against lightning」の各規格を満足するものとする。

(13) 運転操作の考え方

No. 10号機の運転操作箇所として、以下の制御室が発電所構内に設置される見込みである。

- ボイラおよびタービン補機の監視/操作向け中央制御室（本館建屋内）
- ESPおよび補機の監視/操作向け制御室（ESP区画の近辺）
- 400 kV GIS制御室
- 個別の屋外設備向け制御室
 - ✓ 運炭設備
 - ✓ 灰処理設備
 - ✓ 消火ポンプ室／淡水ポンプ室
 - ✓ 純水製造装置

(14) 保護装置

設備の異常状態発生に対して、すべての電気設備は継電器保護リレーによって保護されるものとする。すべての保護継電器はIEC61850規格に準拠する必要がある。

なお、すべての継電器リレーならびに補助リレーについては、実績のある機器を採用し、必要とされる感度を確保するために適切な精度、レンジ、応答性、感度を備えるものとした。

⁵¹ 米国電気電子学会（The Institute of Electrical and Electronic Engineers : IEEE）

(15) 取引用電力計

取引用電力量は、稼働可能時間制料金制度 (Availability Based Tariff: ABT) に適合したものを採用し、設置場所ならびに運用方法についてはCEAのガイドラインである「*CEA, (Installation and operation of meters) Regulation, 2006*」および「*CEA, Installation and operation of meters) Amendment Regulation, 2010*」に従い、以下の場所に設置することが求められる。

- すべての外部送電フィーダ (主/照合電力計)
- 主変圧器高圧側 (予備電力計)
- ICT高圧側 (主電力計)
- ICT低圧側 (予備電力計)
- 11 kV開閉所入口フィーダ (エネルギー会計用電力計)
- 所内変圧器低圧側 (エネルギー会計用電力計)

(16) 建設工事用電源

建設工事に必要な電源として、三相33 kV、50 Hz電源が発電所構内の1ヵ所で提供される。低圧電源の配電設備については、No. 10号機のコントラクターが降圧トランスならびに配電盤を発電所構内に設置する。

8.2.4 計測制御システム

(1) 設計思想

制御装置は、安全で信頼性の高いシステムとし、規定の運用体制下でプラントの効率的な運用に最適な機能を提供する。

制御システムの設計に当たっては、以下の方針に沿ったものとする。

- 高度な自動化機能
- 高い運用利便性 (ユーザフレンドリネス)
- 高い保守性
- 低い長期運用コストおよび予備品管理負担
- 高い遠隔監視性およびオペレータの合理化達成度

(2) 運用上の性能要件

主要発電設備および屋外設備の制御装置は、中央制御室からの総合的な操作および監視が可能なものとした。

発電設備の制御装置は独立したシステムで、すべての運転操作、監視は中央制御室の操作卓上に設置された液晶モニタ、キーボード、マウスからなるヒューマンマシンインターフェースユニットから実行可能なものとする。また、大型ディスプレイや操作卓上にハードワイヤー式トリップ操作ボタンパネルを設置し、プラントのトリップ操作が迅速かつ着実にできるものとする。

(3) 主要制御装置の構成

プラント制御装置を構成する主要設備は以下の項目からなる。

- 分散制御システム (Distributed Control System : DCS)
 - ✓ プラントDCSと連携したメーカ標準のボイラ制御およびボイラ保護システム
 - ✓ プラントDCSと連携したメーカ標準の蒸気タービン制御および保護システム
- タービン監視計器装置 (主タービンおよび給水ポンプ駆動タービン)
- 高圧電動機振動監視装置
- 時計同期装置
- 現場計器/検出器
 - ✓ 発信器、温度測定素子、現場計器
 - ✓ 流量検出器 (ノズルならびにオリフィス)
 - ✓ 現場計器ラック
- 水質監視装置 (Steam and Water Analysis System : SWAS)
- 屋外設備制御装置
- 連続排出監視装置 (Continuous Emission Monitoring System : CEMS)
- 環境大気観測装置 (Ambient Air Quality Monitoring System : AAQMS)
- 構内テレビ監視装置 (Closed Circuit Television System : CCTV)
- 230 V UPS
- 最終操作端
- 計器ケーブル/特殊ケーブル
- 校正用機器
- 計器設置用資材
- 接地装置

(4) 分散制御システム

DCSは、同一の製品シリーズで統合された分散化制御システムとして、補修交換が可能な多機能ハードウェアを採用し、以下の基本機能から構成されるものとする。

- インターロック保護システム、シーケンス制御、プラント自動化機能および計測機器からなるオープンループおよびクローズドループ制御システム
- 中央制御室におけるオペレータ操作端末 (Operator Station : OPS) および大型ビデオスクリーン
- データハイウェイ
- 記録データ保存および読出し機能
- プラント性能計算システム
- イベント自動記録機能および警報告知機能
- プログラミングおよび保守用ワークステーション

DCSは高い信頼性と稼働率を備えたオープン構造とし、システムの拡張が容易なモジュラーシステムを採用した。

DCSは火力発電設備において、以下の主要制御システムにて使用されている。

1) クローズドループおよびオープンループ制御

- ボイラ補機制御
- 蒸気タービン補機制御
- 機電装置
- ボイラ/タービン発電機統合制御装置
- ローカルプログラマブルロジックコントローラ (Programmable Logic Controller: PLC) の集中監視化インターフェイス機能

2) 統合制御/保護システム

ボイラ制御には以下のファンクションブロックが含まれる。

- 火炉監視/保護装置
- 2次空気ダンパ制御
- セパレータ水位制御
- スプレー制御
- ミル制御
- 給炭機制御
- ボイラ補機制御
- 電磁弁制御、火炉温度制御
- エアヒーターリーク制御、火炎感知機能

a. ボイラ保護装置

b. 蒸気タービン制御/保護装置

- 調速/負荷制御、起動時主蒸気圧制御
- タービン自動起動機能
- タービン保護/タービン試験機能
- タービン補機制御

c. 屋外設備制御装置

d. 電気装置操作/監視

3) ヒューマンマシンインターフェイス

4) データ通信機能

5) 履歴保存/読出し機能

- 6) 性能計算
- 7) イベント記録機能
- 8) 警報発信機能

(5) 主タービン/ボイラ給水ポンプタービン制御装置

ボイラ給水ポンプタービンを監視するため、タービン監視計器装置は検出器、増幅器、特殊ケーブル、モニタなどから構成され、軸受振動、偏位、偏心、伸び差、伸びなどといった蒸気タービンの運転上重要な項目の計測を行う。測定項目は機器製作メーカーの標準および実経験に基づくものとする。

(6) 振動モニタリング装置（高圧電動機向け）

IDF、FDF、PAF、TDBFP、CEP、循環水ポンプなどの高圧電動機を対象に軸受振動の監視を行う装置で、振動センサ、増幅器、特殊ケーブルなどから構成される。また、プラントDCSを介して統括監視が可能なものとする。

(7) 時計同期装置

時計同期装置は、マスタ系とスレーブ系の二重化構成とし、プラント構内のDCSやPLCなど、様々なデジタル装置の内部時計を同期させ、統一を図るための装置である。本装置は構内の様々な場所にマスタクロックとスレーブクロックを表示でき、全地球測位システム信号の受信装置やアンテナを備えるものとする。

(8) 現場計器類

直流4-20 mAの電流信号出力と多重デジタル信号に対応したスマート発信器で、国際的に広く承認されている通信プロトコルに準拠し、高い精度と信頼性を備えるものとする。基本的に発信器から変換器もしくはDCSへは、2線式の4-20 mAの直流電流信号とする。

(9) 水質監視装置

火力発電プラントの運営上、厳重な水質管理が不可欠であることから、本装置はプラント系内の水および蒸気の純度を総合的かつ連続的に測定/監視するものである。伝導度、pH、ヒドラジン濃度、溶存酸素濃度、シリカ濃度、ナトリウム濃度、リン酸濃度などを計測する。

(10) 屋外系設備制御装置

屋外系の純水製造装置、運炭設備、灰処理設備、計装/所内空気コンプレッサ装置、重油系統装置の制御、インターロック、保護および起動停止操作は、通常個別のPLCや機器メーカー付属のローカル制御装置にて実施される。これらすべてのPLCやDCSは、冗長化機能を持つ通信ソフトウェアで互いに連携させることで、中央制御室のDCS用OPSからも操作/監視が可能なものとする。

(11) 連続排出監視装置

発電所の煙突から排出される排ガスを連続的に計測/監視する装置であり、以下の分析機能を持つ。

- SO_x/NO_x分析計
- CO分析計
- CO₂分析計
- 排ガス流量計
- 排ガス温度計
- 排煙濁度監視モニタ
- 水銀分析計

本CEMS装置は、排ガスサンプリング装置および分析計を備え、PCベースのシステムとし、プラントDCSシステムから監視可能なものとする。

(12) 環境大気観測装置

環境大気観測のため、特定ガスの着地濃度を発電所構内外の様々な地点で監視する必要があり、MoEFが定める国家大気環境基準(*National Ambient Air Quality Standards: NAAQS*)や法律および規則「*The Air (Prevention and Control of Pollution) Act, 1981 amended 1987*」および「*The Air (Prevention and Control of Pollution) Rules, 1983*」に準拠した測定/監視が義務づけられている。また、AAQMS本体や付属される分析装置そのものも、上述の法令/基準に準拠したものでなければならない。

(13) 構内テレビ監視装置

プラント敷地内の特定のエリア、機器などの映像をDCSモニタで連続監視できるよう、メインゲートや共用設備に設置されるカメラや付属品を含めたCCTVシステム一式が納入される。本装置は最低30日分の録画映像が保存できるものとする。

(14) 無停電電源装置

各種制御システム向けにUPSが必要である。出力100%インバータを2系統、100%充電器2系統、バッテリー1系統、静止型スイッチ、バイパス変圧器、電圧安定器、手動バイパススイッチおよび交流分電盤からなる二重化構成とする。

(15) 最終操作端（制御対象設備）

一般的に、調整弁、ダンパといった末端の操作端は空気駆動とし、高圧/低圧タービンバイパス弁は油圧駆動とし、ファン、ポンプの流量制御は電/油圧作動装置駆動とする。調整弁は広レンジの制御性と適切なフェールセーフ機能をもつものとする。DCSからの電気信号は、電空変換器を介して、空気作動操作端を操作し、各最終操作端は4-20 mA電流の位置信号発信器、エアロック電磁弁、エアフィルター、操作ハンドル、リミットスイッチ、電磁弁、その他付属品を備えた電空ポジショナを備えるものとする。電気信号の異常や吸気供給の停止が起きた場合は、自動的に操作端はフェールセーフ位置にて停止する。

(16) 計装/特殊ケーブル

計装ケーブルとは、制御装置に必要な、より線シールドケーブル、熱電対補償導線、ブレイブケーブル、その他特殊ケーブルなどを意味する。ケーブル接続の考え方は、ケーブル接続が戦略的に可能な地点に大型の接続端子ボックスを設置し、多芯線ケーブルにて集約化を図る。

(17) 校正用計器

供給されるすべての制御装置の適切な保守と校正に必要な、各種校正用計器が提供される。すべての電子式校正計器は、マイクロプロセッサの機能にて校正と同時に記録が可能で、かつ計器調整ワークステーションと記録情報を共有できるものとする。また、各機器の校正基準は、アメリカ国立標準技術研究所、インド国立物理研究所もしくは製造国の基準に従い、トレーサビリティを確保する。

8.2.5 通信設備

(1) 構内アナウンス設備

構内アナウンス設備は、ボタン操作によって構内における指示の発令、呼び出し、会話を行う機能を提供する設備である。ページングチャンネルとパーティチャンネルの独立した2つのチャンネルがあり、ページングチャンネルは拡声スピーカを使って告知を行う機能である。また、パーティチャンネルでは拡声スピーカを使わずに複数地点の同時通話を提供する機能である。

(2) 運転指令電話装置

本システムは、複数の押しボタンを備えた送受話器ステーション、自動電話交換機などから構成される。中央制御室設置の送受話器は、設定装置によって接続優先順位が設定可能で、接続済み通話に割り込むことが可能とする。

(3) 携帯無線交信システム

構内の携帯無線通話機能として、携帯無線交信システムが設置される。本システムは、試運転期間だけでなく、運転開始後の設備保守目的にも利用できる。

8.3 発電所構内の概略土木設備工事

8.3.1 敷地造成および地盤高

発電所の敷地面積は約370エーカーで、同一敷地内にNo. 8-10号機設備が建設される。敷地は先行するNo. 8/9号機増設プロジェクトにより造成されており、計画地盤高はEL. 45.00 mである。

このBTPSの計画地盤高は、No. 1-7号機灰捨て場を発電所用地として使用するに当たって、大量の盛土を必要としないよう、灰捨て場の仕上がり高さと同程度の高さとなるよう設定されたと推察される。しかしながら、次の点からも本計画地盤高は妥当なものであり、本プロジェクトにおいても問題はないと考えられる。

- 過去の洪水で発電所付近まで冠水したこと⁵²を踏まえ、計画地盤高 EL. 45.00 m は、HFL. 43.22 m よりも 1.78 m 高い。ただし、BTPS 北側の外縁に位置する Gupta 堤防の天端高よりも、本計画地盤高は低い。
- さらに、洪水時に洪水流が発電所の地中へ流入し、発電所の基礎地盤である石炭灰が流出することを防ぐため、No. 8/9 号機増設プロジェクトにおいて、BTPS の南側（川側）と東側の敷地外縁に天端高 EL. 45.00 m の保護堤防（protection bund）を建設する計画になっている。
- BTPS の西側に位置する国道 NH-31 と本計画地盤高との高低差はあまりなく、重量物運搬時のアクセスも容易である。

表 8.3-1 に BTPS の計画地盤高さと計画洪水位を示す。

表 8.3-1 発電所サイトの計画地盤高さと計画水位

計画水位	計画地盤高	
HFL	発電所敷地	保護堤防
HFL. 43.22 m	EL. 45.00 m	EL. 45.00 m

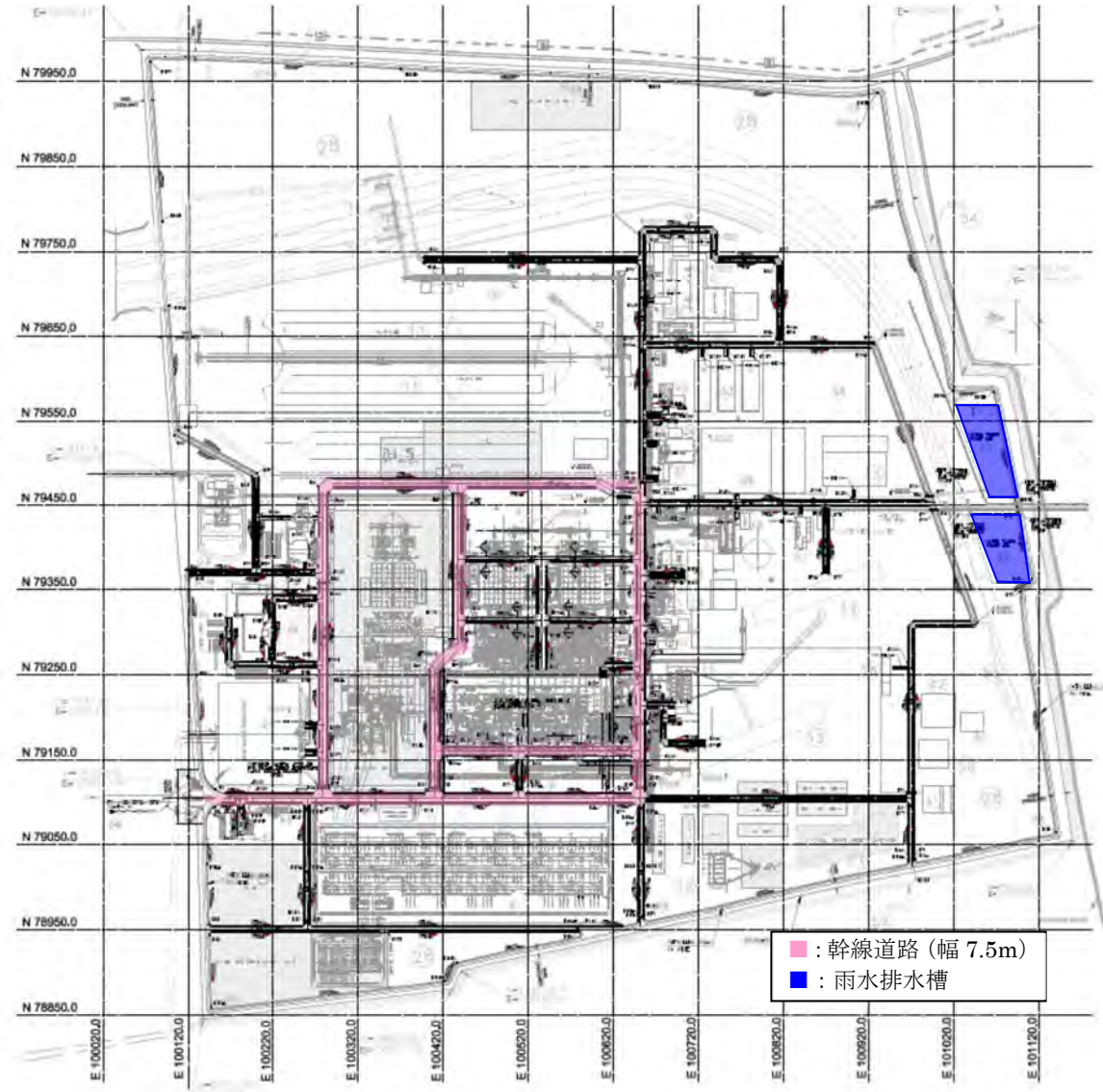
出所:BTPS の情報をもとに調査団作成

⁵² JICA、「インド国ビハール州バラウニ火力発電所建設プロジェクト実施に係る技術支援【有償勘定技術支援】ファイナルレポート（2014年1月）」

8.3.2 構内道路および雨水排水路

前述のように、発電所用地は No. 8/9 号機増設工事で造成されており、構内の道路および雨水排水路も同工事で建設される予定である。

図 8.3-1 に発電所構内の道路および雨水排水槽の配置を示す。



出所：BTPS の情報をもとに調査団作成

図 8.3-1 構内道路および雨水排水槽の配置

(1) 構内道路

発電所構内道路は、機材の運搬、歩行者の通行、巡視、点検および非常時の消火活動のために設けられる。

現在の No. 8/9 号機増設工事計画では、図 8.3-1 および表 8.3-2 に示すように、全幅 7.5 m の 2 車線道路と全幅 4.0 m の 1 車線道路が建設される予定である。タービン/発電機、ボイラ、ESP および煙突が位置するエリアの外周道路と、正門からこれらのエリアを結ぶ道路が、幹線道路として全幅 7.5 m の 2 車線道路となっている。この 7.5 m 幅道路から建物、設備、構造物へのアクセス道路は、全幅 4 m の 1 車線道路となっている。また、用地境界壁 (boundary wall) に沿って設置される巡視道路も全幅 4 m の 1 車線道路となっている。

表 8.3-2 No. 8/9 号機増設工事における発電所構内道路の区分

区分 (場所)	車線数	道路幅 (m)
幹線道路 ➤ タービン/発電機/ボイラ/ESP/煙突エリアの外周 ➤ 正門から上記エリア	2	7.5
アクセス道路 ➤ 幹線道路から各建物/設備/構造物	1	4.0
巡視道路 ➤ 用地境界壁沿い	1	4.0

出所: BTPS の情報をもとに調査団作成

本プロジェクトでは、250 MW 級の No. 8/9 号機と異なり、660 MW 級の大型機となるため、現計画の幹線道路では大型車両の通行に幅が不足する可能性がある。このため、施工時には、次のような対策などにより道路幅を確保することが必要である。

- 大型機材の搬入時には全車線を占有できるよう、No. 8/9 号機の運転/維持管理作業と調整を図る。
- 道路横の排水溝を鉄板などで養生する。

なお、No. 8/9 号機増設工事では、当該 2 機の運転/維持管理に必要な道路しか建設されない。このため、本プロジェクト専用の建物、施設および構造物へのアクセス道路は、本プロジェクトの工事期間中に建設されなければならない。

(2) 構内雨水排水路

現在の No. 8/9 号機増設工事計画では、図 8.3-1 に示すように、構内の雨水による地表面排水は、道路側溝、建物/施設/構造物の周辺排水溝などによって敷地東端の集水槽まで導くことになっている。集水槽で貯留された雨水は、通常時は、構内での雑用水として使用される。降雨時に大量の雨水が流入する場合、集水槽からの余水は排水管により BTPS 東側を流れる小川へ放流される。道路側溝は、幹線道路およびアクセス道路の両側に、巡視道路の片側（敷地内側）に設置される予定である。

このように、構内全域の雨水の集水および排水は、先行する No. 8/9 号機増設工事で計画/設計/施工が行われる。このため、本プロジェクトにおいては、本プロジェクト専用で構築する建物/施設/構造物の周辺排水溝を設置し、No. 8/9 号機増設工事で建設される道路側溝へ導水する工事のみが行われる。

なお、No. 8/9 号機増設工事では、ビハール州内のバル(Barh)石炭火力発電所と同じ設計降雨強度 90 mm/h が採用されている⁵³。本設計降雨強度は、「イ」国地球科学省気象部 (Indian Metrological Department) が発行している降雨強度地図から試算すると、20 年確率降雨強度相当である。日本では、火力発電所の設計降雨強度は、10 年確率降雨強度が用いられることが多く、本設計降雨強度は安全側の設計となっており、妥当なものと判断される。

8.3.3 発電所構内の機械装置基礎

(1) 主要設備の基礎

タービン、発電機、ボイラ、パンカなど、主要設備の基礎は、基盤として十分信頼に足る地盤に支持され、上部機器および架構などの荷重を基礎地盤へ伝達し、機器の振動による障害を軽減するために、十分な強度と剛性を有するものとした。

基礎地盤に関し、一般に良質な支持層は、砂質土で N 値 30 以上、粘性土で N 値 20 以上とされている⁵⁴。今回のボーリング調査結果によると、EL. 35 m 程度（深さ 10 m 程度）までは N 値 10 未満の石炭灰層、シルト層が分布しているが、EL. 23 m 程度（深さ 22 m 程度）以深では N 値 100 以上の締まった砂質土層が分布している（第 5.3.2 項参照）。また、No. 8/9 号機増設工事では、長さ 20-30 m の杭が基礎として採用されており⁵⁵、これに隣接する本プロジェクトにおいても同じ支持層を選定することが妥当と考えられる。

したがって、主要設備の基礎として、長さ 26 m（カットオフ深さ 2 m 以深）の杭基礎を採用することとした。「イ」国内では既製杭の製造が行われてなく、施工実績がほとんどないため、No. 8/9 号機と同様に、杭は杭径 600 mm の場所打ち鉄筋コンクリート杭とした。ただし、詳細設計段階で、各機器の荷重、許容変位量、設置位置の地盤に応じて、杭径、杭長、杭配置などは改めて設計を行う必要がある。

⁵³ No. 8/9 号機建設工事のコンサルタントである Steag Energy Services (India) Pvt. Ltd.

⁵⁴ 日本道路協会、「道路橋示方書/同解説 下部工編」

⁵⁵ JICA、「インド国ビハール州バラウニ火力発電所建設プロジェクト実施に係る技術支援【有償勘定技術支援】ファイナルレポート（2014 年 1 月）」

(2) その他設備の基礎

石炭灰層の直下に分布する原地盤のシルト層については、長期間にわたって圧密沈下が発生しないとされている⁵⁶。このため、小規模構造物や軽量構造物、ある程度の即時沈下が許容できる独立した構造物については、石炭灰層を地盤改良することによって、直接基礎または独立基礎を採用することも可能である。

(3) 液状化対策

今回の地質調査結果で、BTPS には液状化の可能性がある土層が存在することが判明している（第 5.3.2 項参照）。また、No. 8/9 号機増設工事で、液状化対策としてストーン・コラム工法による地盤改良が行われた。

このため、本プロジェクトにおいても、液状化対策として地盤改良の実施または液状化に耐える基礎構造物の建設が必要となる。地盤改良としては、次の点で、ストーン・コラム工法を採用することが妥当と考えられる。

- No. 8/9 号機増設工事の環境認可申請で、ストーン・コラム工法による地盤改良を行うことで認可されている。
- No. 8/9 号機増設工事で施工実績があり、本プロジェクトでも確実に施工できる。

8.3.4 発電所構内の建物

(1) 発電所本館

1) 本館レイアウト

本館は、タービンフロア、中二階フロア、脱気装置フロアから成り、ユニット制御室、制御機器室、モーターコントロールセンター（Motor Control Center : MCC）/開閉室、SWAS 室、バッテリー室、エアハンドリングユニット室などの様々な施設の部屋が設けられる。

タービンフロアには、蒸気タービンと発電機が同一中心線上に配置され、上部に点検/整備のための天井走行クレーンを設置する。

図 8.3-2 に発電所本館 1 階機器配置図、図 8.3-3 に発電所本館断面図を示す。

2) 上部構造

タービン建屋は、鉄骨の柱、梁およびトラスからなる多スパンの骨組み構造物となる。建屋は縦方向に固定され、横方向に剛接される。

すべての台や床は、鉄骨で支持される。中央制御室は、BC ベイと CD ベイに位置する。

屋根は、ベイ幅全体の鉄骨トラスからなる。適用できる限り、屋根は絶縁サンドイッチパネルで構成され、鉄骨母屋桁の上に支持される。

⁵⁶ JICA、「インド国ビハール州バラウニ火力発電所建設プロジェクト実施に係る技術支援【有償勘定技術支援】ファイナルレポート（2014 年 1 月）」

(2) 附属建物

1) No. 8/9 号機との共有

サービスビル、作業所、食堂および警備員事務所は No. 8/9 号機と No. 10 号機とで共有するため、本プロジェクトでは建設されない。

2) No. 10 号機用の主な附属建屋

空気圧縮機建屋、非常用発電機建屋、揚運炭装置制御建屋/ポンプ建屋、LSD ポンプ建屋、HCSD ポンプ建屋/制御建屋、フライアッシュサイロユーティリティ建屋、灰処理用水ポンプ建屋、灰処理装置制御建屋および軽油ポンプ建屋などが本プロジェクトで建設される。

8.3.5 煙 突

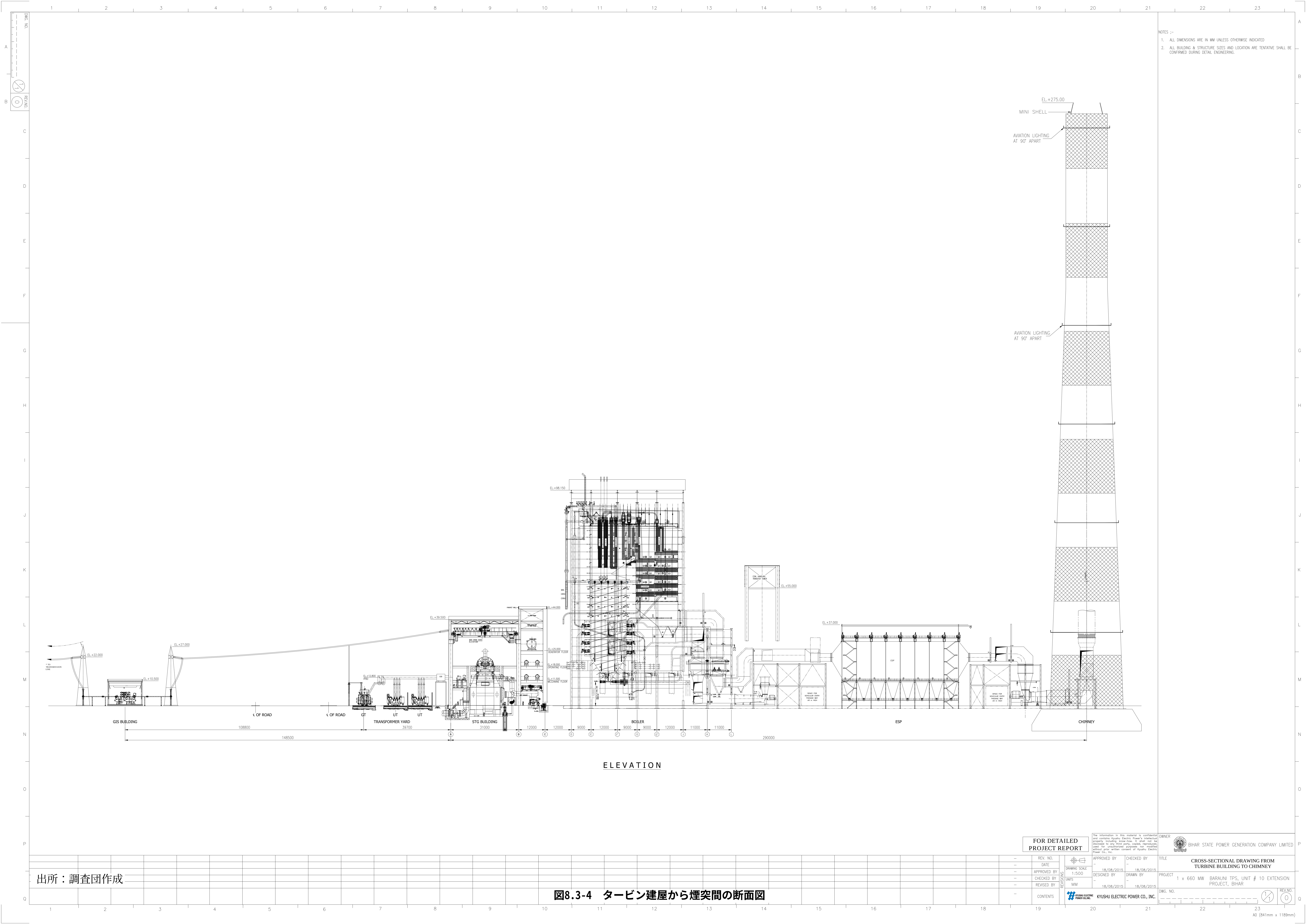
煙突の型式には、鉄筋コンクリートタイプと鋼製タイプがある。前者は、通常、自立した鋼製他の内筒と鉄筋コンクリート造の外筒で構成される。後者は、鋼製筒身と支持鉄塔の組合せである。

本プロジェクトにおいては、次の点で有利な鉄筋コンクリートタイプを採用することとした。

- 竣工後、鋼製タイプのような防錆塗装の塗り替えが不要。
- 鋼製に比べ、若干工期が短い。
- 内筒と外筒の間をメンテナンス・スペースとして活用でき、保守/管理が安全かつ容易に行える。
- 鋼製に比べ、下部の構造物に必要なエリアが小さく、狭い敷地に適している。
- 同等の高さを有する No. 8/9 号機の煙突も鉄筋コンクリート造で建設されており、施工実績があり確実に施工できる。

煙突の高さは、「イ」国の環境保護規則に従い、500 MW 以上のプラントであるため、必要最小高さである 275 m とした。図 8.3-4 にタービン建屋から煙突間の断面図を示す。

煙突の構造は、上記の点から鋼製内筒 1 筒を有す鉄筋コンクリート造とした。煙突の煙道は、樹脂結合ウールタイプの断熱材を施した軟鋼／耐食鋼とする。



8.4 取水設備

8.4.1 敷地造成および地盤高

取水設備は、主に取水口、沈砂池、水路管で構成される。このうち、取水口は河川内に張り出す取水塔方式を採用するため、取水設備としては、沈砂池の敷地造成が行われる。沈砂池の敷地面積は約10エーカーで、同一敷地内にNo. 6-10号機設備が建設される。敷地は先行するNo. 8/9号機増設プロジェクトにより造成される予定で、計画地盤高はEL. 45.50 mである。本計画地盤高は次の点から妥当なものであり、本プロジェクトにおいても問題はないと考えられる。

- 計画地盤高 EL. 45.50 m は、隣接する河川堤防とほぼ同じ高さであり、かつ、HFL. 43.22 m よりも 2.28 m 高い。
- 隣接する河川堤防が沈砂池への進入道路を兼ねることになるが、本計画地盤高と堤防天端高はほぼ同じであり、アクセスは容易である。

表8.4-1に取水設備の計画地盤高さと計画洪水位を示す。

表 8.4-1 取水設備の計画地盤高さと計画水位

計画水位	計画地盤高	参 考
HFL	沈砂池敷地	河川堤防天端高
HFL. 43.22 m	EL. 45.50 m	EL. 45.50 m

出所：BTPS の情報をもとに調査団作成

8.4.2 水路ルートのかえ方

ガンジス川の取水位置から BTPS までの水路ルート（すなわち各取水設備の配置）は、次の観点から、基本的に No. 6-9 号機の取水設備と同じルートで計画した。

- No. 6-9 号機工事期間中に、本プロジェクト用の取水設備の設置スペースを先行して確保することにより、建設費の低減を図る。
- 先行する No. 6-9 号機工事で得られた（または得られる）、取水ルートの地盤情報などの知見を活用することで、建設費の低減や工期の短縮を図る。
- No. 6-9 号機の取水設備に本プロジェクト用の取水設備を併設することで、用地や地役権の取得範囲を最小化する。

本プロジェクトの水路ルートの考え方を表 8.4-2 に示す。特に、取水塔は河川内に建設される高さ約 70 m 程度の大規模構造物であるため、本プロジェクト単独での建設は経済性および工期の面から得策ではない。

表 8.4-2 水路ルートの方え方

取水設備	配置の方え方	備 考
取水塔	➤ No. 6-9 号機と共用 (No. 6-9 号機用取水ポンプの台数/容量を変更することで、No. 10 号機用ポンプの設置スペースを確保)	➤ No. 10 号機用取水ポンプは、本プロジェクトの実施時に据付
原水配管	➤ No. 6-9 号機と共用	
沈砂池	➤ No. 6-9 号機と共用	➤ No. 10 号機用原水ポンプは、本プロジェクトの実施時に据付
原水送水管	➤ No. 6-9 号機に併設	➤ No. 10 号機用原水送水管は、本プロジェクトの実施時に据付
原水タンク	➤ BTPS 構内の空きスペースおよび No. 10 号機 BOP ⁵⁷ 配置に合わせて配置	

出所：調査団作成

8.4.3 取水設備

(1) 取水塔

1) No. 6-9 号機の方計画

先行する No. 6-9 号機取水設備工事では、ガンジス川からの取水方法として、取水塔方式が採用されている。本取水塔方式は、表 8.4-3 に示すように、取水管方式と比較して、工事費が割高であるものの、ガンジス川での採用実績があり、かつ、維持管理面で安定した取水が可能なため、妥當な計画と考えられる。

⁵⁷ プラント補機設備 (Balance of Plant : BOP)

表 8.4-3 取水方法の比較

	取水塔方式	取水管方式
取水原理	➤ ポンプによる強制取水	➤ 重力による自然流入
長 所	➤ 土砂の流入が比較的少ない ➤ 流入土砂の排出が比較的容易 ➤ 河川内の土砂堆積により、取水不能になる可能性が低い	➤ 土木工事費が比較的安価
短 所	➤ 土木工事費が高価 ✓ 取水塔が高さ 70 m 程度の大規模な構造 ✓ 取水塔までの連絡橋が必要	➤ 取水管内への土砂の流入が多い ➤ 取水ピットが深く、流入土砂の排出が比較的困難（サンドポンプの揚程が大きい） ➤ 取水管が堆積土砂により埋没する可能性がある ➤ 洪水時に取水管が破損する可能性がある ➤ 堤防下部に配水管を敷設するトンネルを構築する必要があり、工事許可の取得が困難
採用実績	➤ NTPC の既設 Barh 発電所（本プロジェクト地の上流約 50 km でガンジス川から取水） ➤ 沿海部の火力発電所	➤ 沿海部の火力発電所

出所：調査団作成

2) No. 6-9 号機との共用

No. 6-9 号機取水設備工事のうち取水塔の建設は、2015 年 3 月時点で着工していなかったことから、本プロジェクトの土木工事費低減を図るために、BTPS および BSPGCL へ No. 6-9 号機と本プロジェクトでの取水塔の共用を提案し、2015 年 7 月に BSPGCL の同意を得た。これにより、取水ポンプ室を含む取水塔は、No. 6-9 号機取水設備工事で建設することとなった。

取水塔の共用に当たっては、No. 6-10 号機全体で機器配置や運用を最適化することで、可能な限り取水塔を小規模化し、工事費増加の抑制を図った。表 8.4-4 に現計画からの主な変更点を示す。

表 8.4-4 取水塔および取水ポンプの変更点

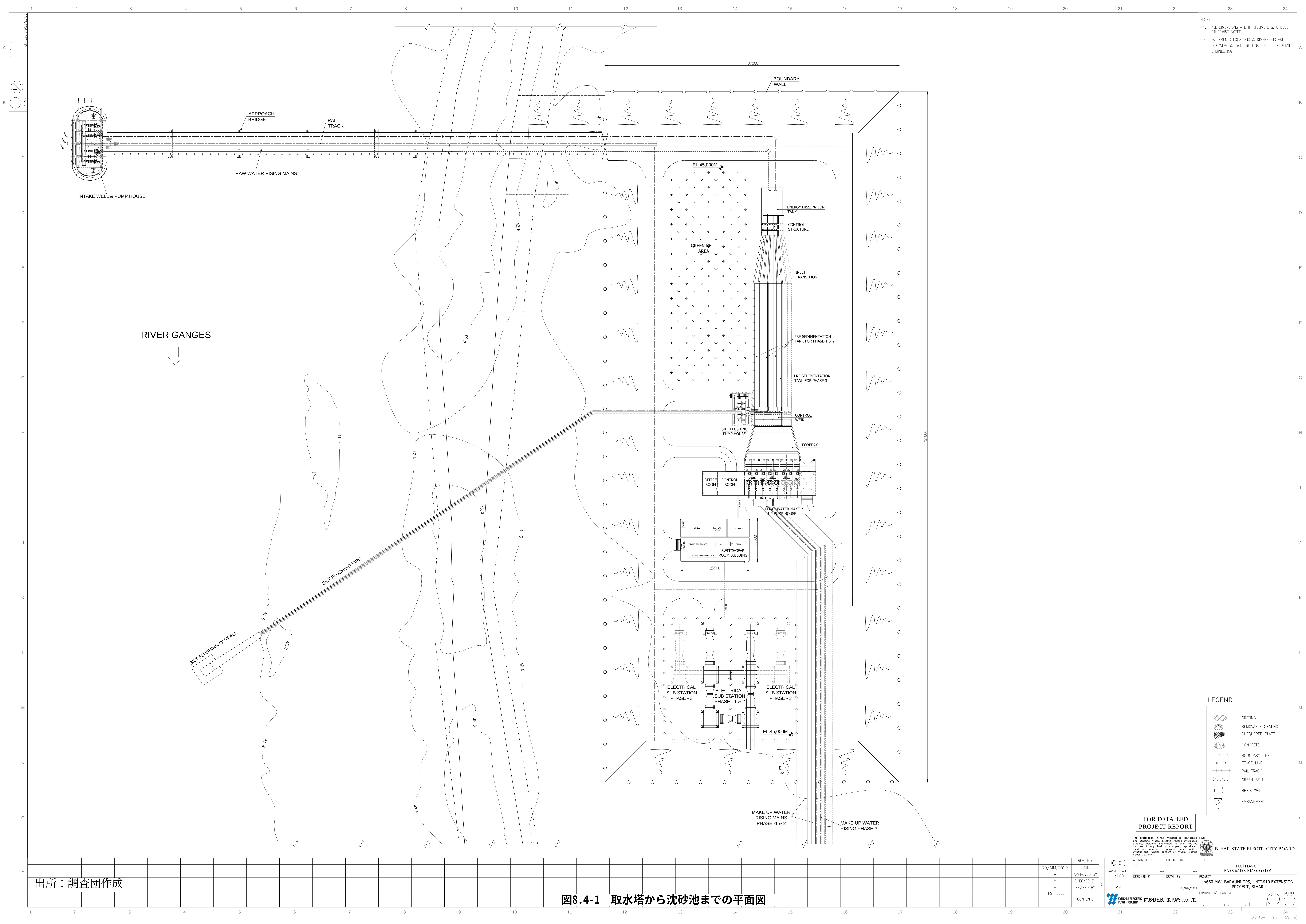
			原計画		変更計画（共用提案）	
対象発電設備			No. 6-9 号機		No. 6-10 号機	
取水塔	幅		19.6 m		22.2 m	
	長さ		6.6 m		7.7 m	
	セル数		2		4	
取水ポンプ	容量		1,275 m³/h		2,450 m³/h	
	運用		No. 6/7 号機用と No. 8/9 号機用で、別々に取水するよう運用		No. 6-10 号機合計の量を取水するよう全体で運用	
			No. 6/7 号機	No. 8/9 号機		
	台数	運転	2	2	3	
		スタンバイ	1	1	1	
		合計	3	3	4	
			6			

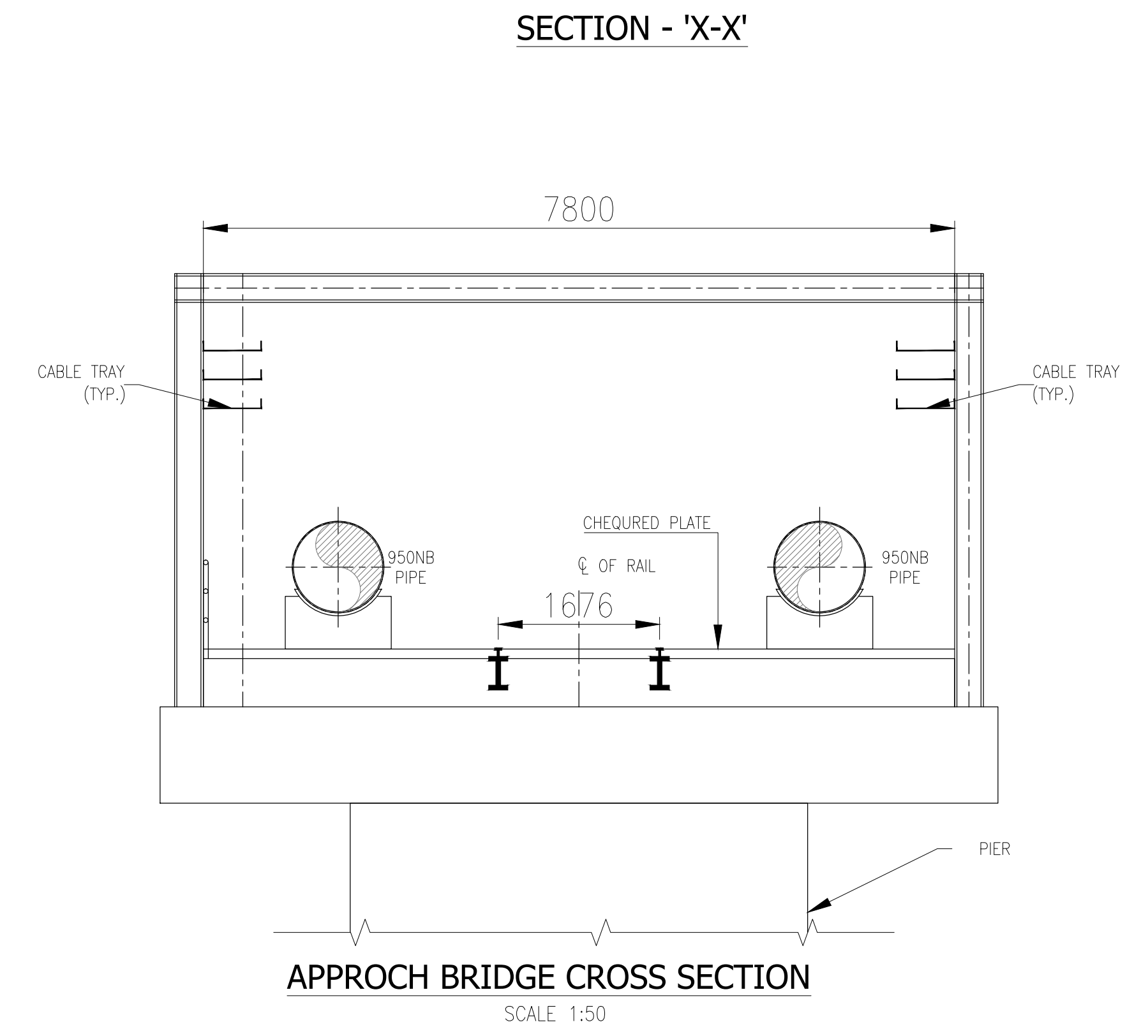
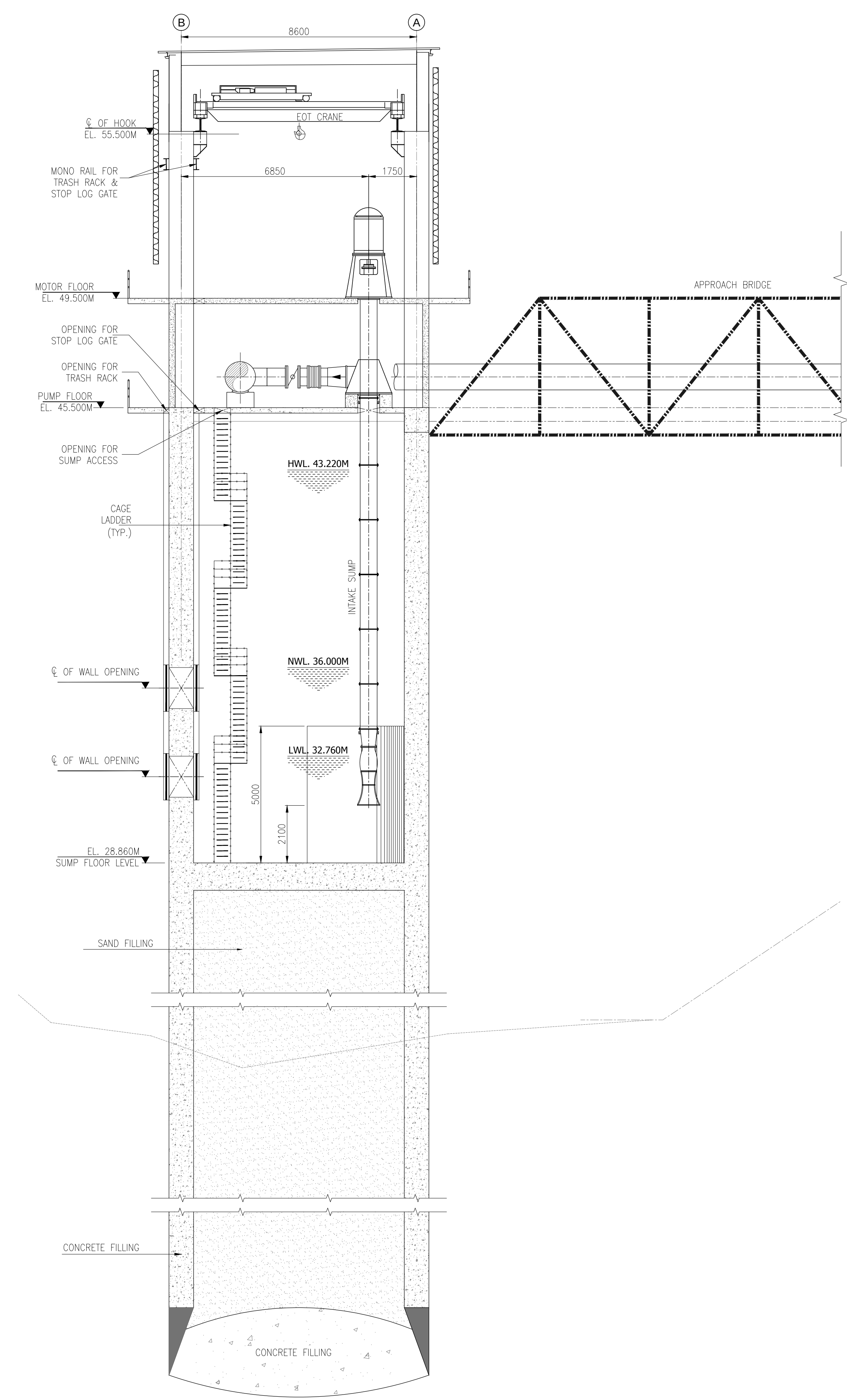
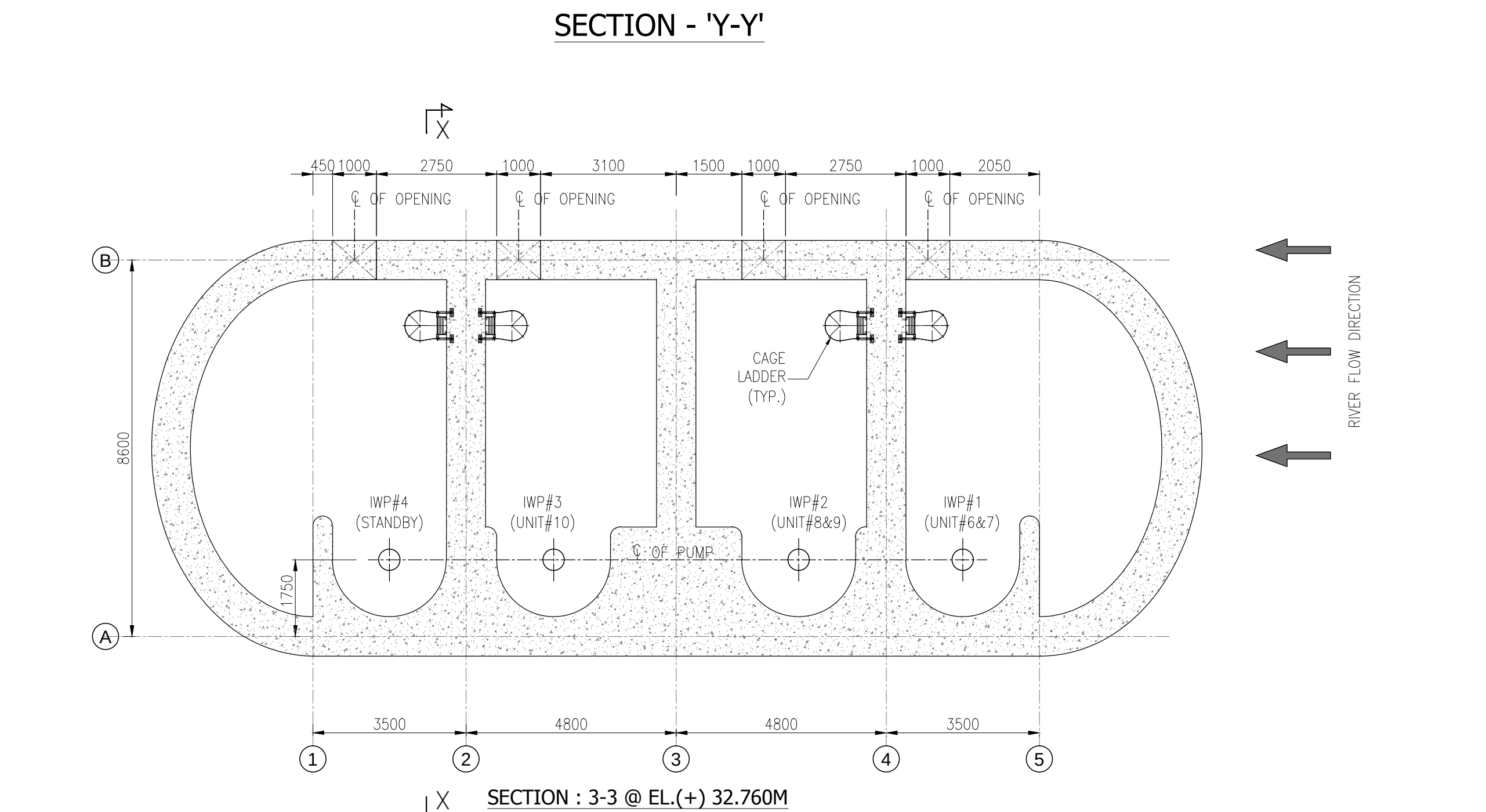
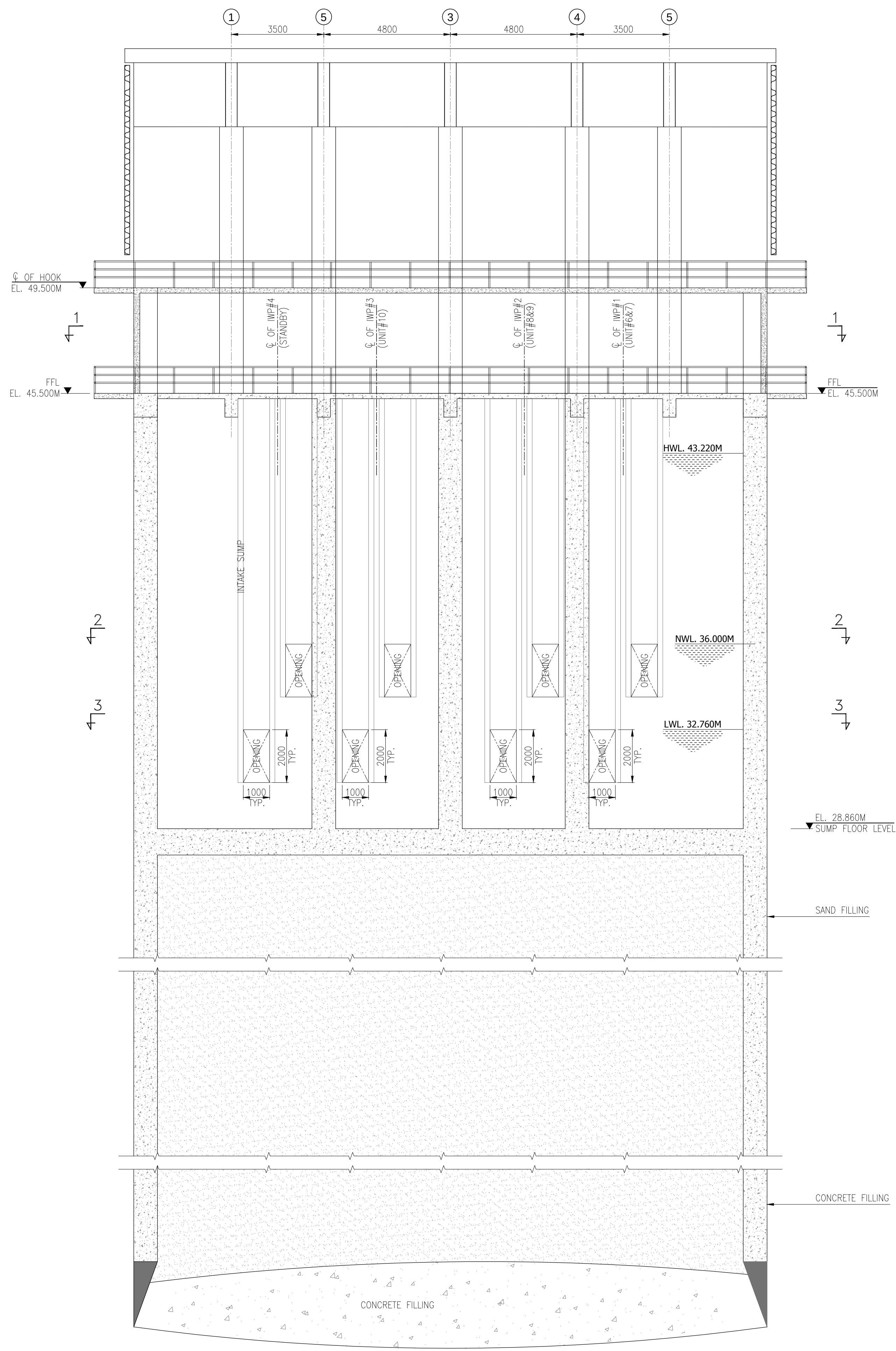
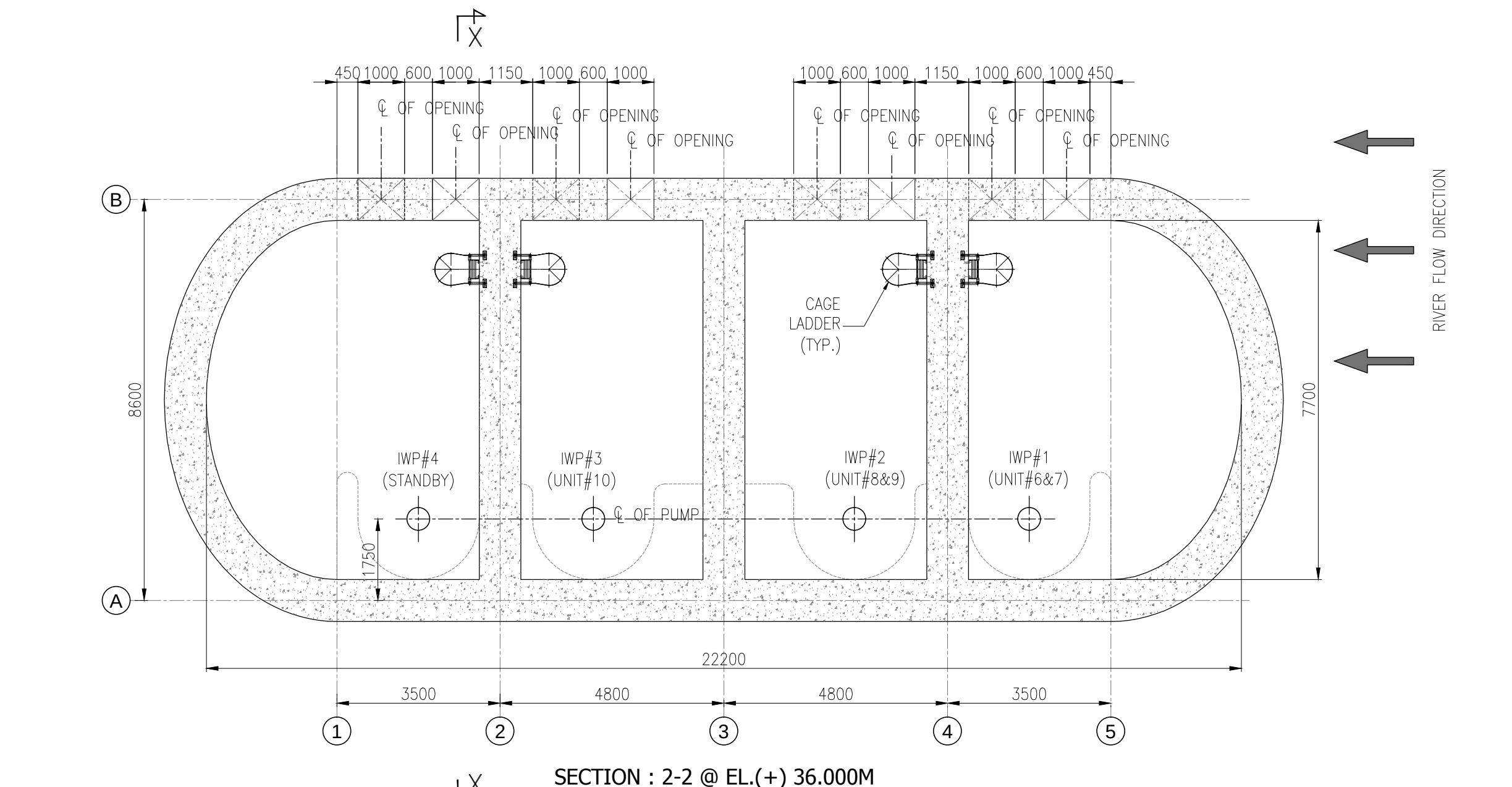
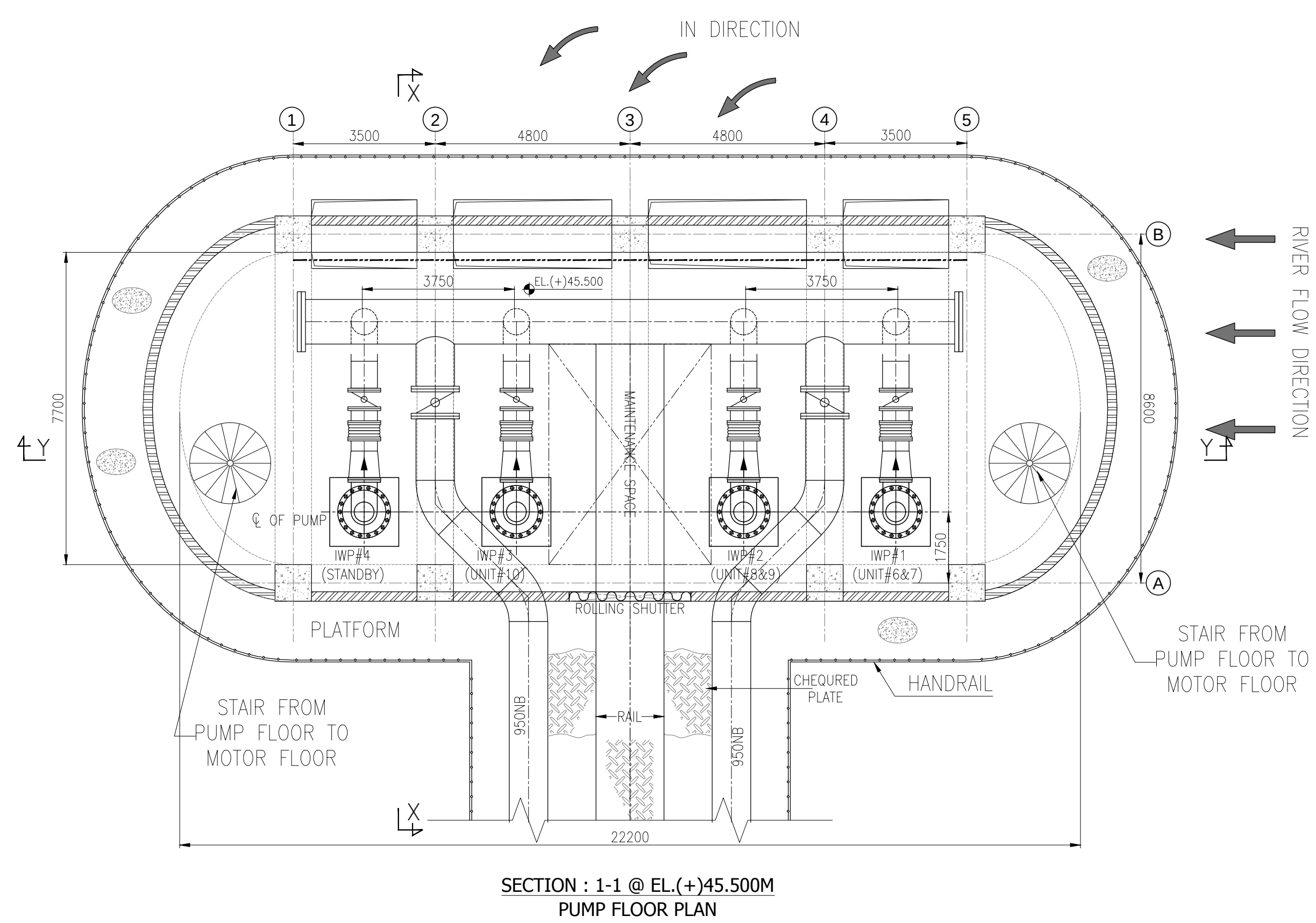
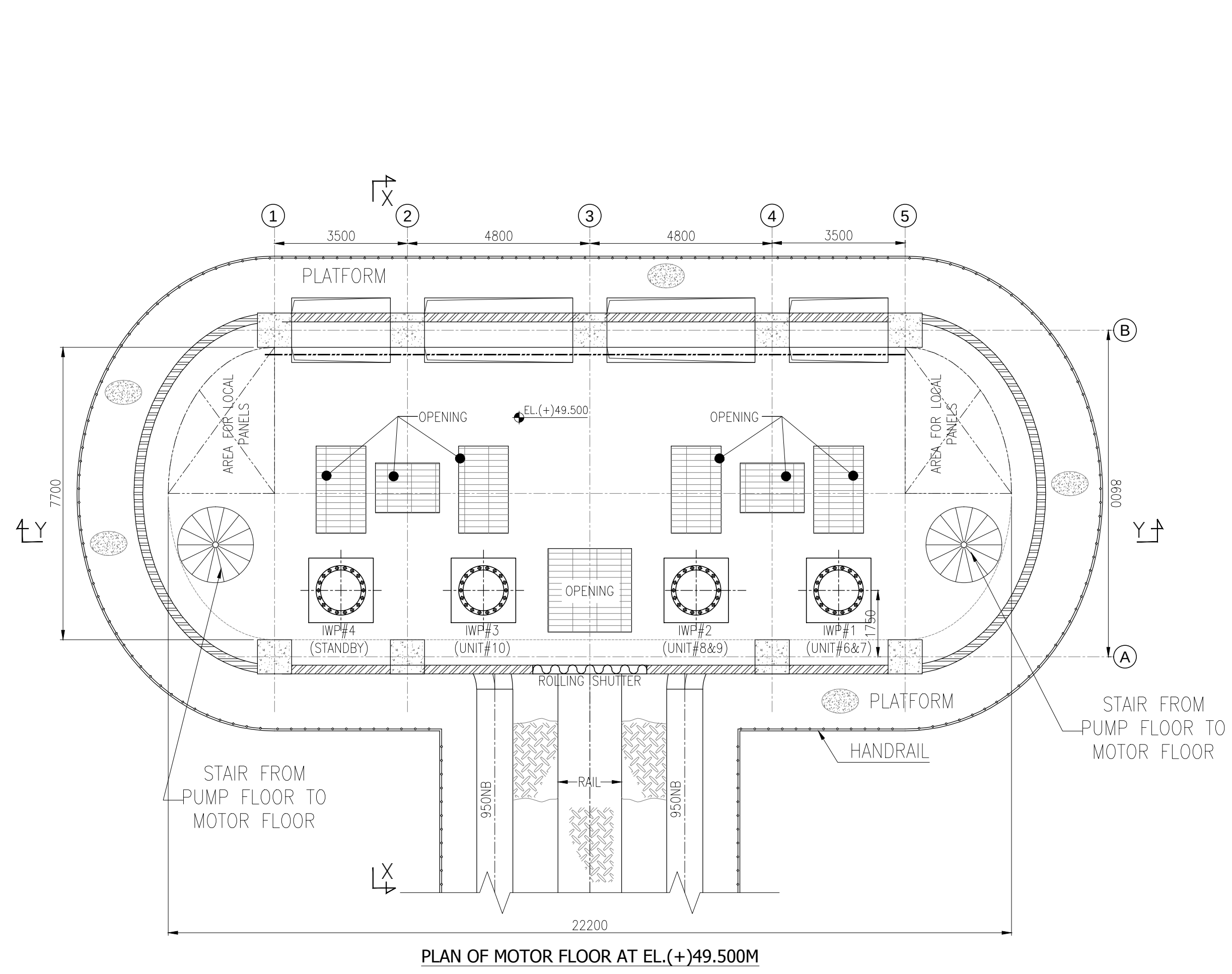
出所：調査団作成

その他の仕様については、No. 6-9 号機用取水塔の原計画に特に問題はないと判断されたため、考え方は変更していない。取水塔の主な仕様は、以下のとおり。

- 取水塔の上部に、2 階建ての取水ポンプ室を配置する。1 階にはポンプが設置され、メンテナンス用のスペースも確保される。2 階には電動機や操作パネルなどが配置され、天井クレーンも設置される。
- 取水ポンプ室 1 階床面高さは、河川堤防（天端高約 EL. 45 m）からのアクセスおよび洪水時の冠水対策を考慮して、HFL. 43.22 m より 2.28 m 高い EL. 45.50 m とする。

取水塔から沈砂池までの平面図を図 8.4-1 に、取水塔基本設計図を図 8.4-2 に示す。





NOTES :

- ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.
- EQUIPMENTS LOCATIONS & DIMENSIONS ARE INDICATIVE & WILL BE FINALIZED IN DETAIL ENGINEERING.

LEGEND

VB	VERTICAL BRACING
GRATING	GRATING
REMOVABLE GRATING	REMOVABLE GRATING
CHECKERED PLATE	CHECKERED PLATE
UP	UPWARD DIRECTION
DN	DOWNWARD DIRECTION
CONCRETE	CONCRETE
HAND RAILING	HAND RAILING
RAIL TRACK	RAIL TRACK
FLOOR DRAIN SLOPE	FLOOR DRAIN SLOPE
BOS	BOTTOM OF STEEL
BRICK WALL	BRICK WALL
REMOVABLE	REMOVABLE
EMBANKMENT	EMBANKMENT
LWL	LOW WATER LEVEL
NWL	NORMAL WATER LEVEL
HWL	HIGH WATER LEVEL
IWP	INTAKE WATER PUMP
IWRM	INTAKE WATER RISING MAINS

FOR FEASIBILITY STUDY REPORT

OWNER: BIHAR STATE ELECTRICITY BOARD

PROJECT: 1x660 MW BARAUNI TPS, UNIT#10 EXTENSION PROJECT, BIHAR

CONTRACTOR'S ENG. NO. 22

REVISIONS

REV. NO.	DATE	APPROVED BY	CHECKED BY
DD/MM/YYYY	---	---	---
APPROVED BY	---	DESIGNED BY	DRAWN BY
CHECKED BY	---	---	---
REVISED BY	---	---	---

UNITS: M/M

FIRST ISSUE

CONTENTS

KYUSHU ELECTRIC POWER CO., INC.

図8.4-2 取水塔基本設計図

(2) 原水配管

1) No. 6-9 号機の前計画

取水塔内の取水ポンプから沈砂池までの原水取水管は、No. 6/7 号機用と No. 8/9 号機用に区別され、それぞれ内径 900 mm の鋼管が使用される。

取水塔は河川内に張り出しているため、河川堤防から取水塔までの連絡橋が設置される。原水配管は、この連絡橋上に敷設される。また、河川堤防部は一般道路として使用されているため、堤防横断部の原水配管は道路下部へ埋設される。

2) No. 6-9 号機との共用

前述の取水塔および取水ポンプの共用に伴い、原水配管も No. 6-9 号機と本プロジェクトとで共用することとした。取水塔と同様に、原水配管および連絡橋は、No. 6-9 号機取水設備工事で建設される。

原水配管の共用に当たっては、連絡橋幅が大規模にならないよう、管径を設定した。管内の流速が速くなるが、日本国内火力発電所の冷却水循環水管では流速 2 m/s 超の実績があるため、管径は 950 mm とした（図 8. 4-2 の連絡橋断面図参照）。表 8. 4-5 に現計画からの主な変更点を示す。

表 8. 4-5 原水配管および連絡橋の変更点

		原計画	変更計画（共用提案）
対象発電設備		No. 6-9 号機	No. 6-10 号機
連絡橋	幅	7.5 m	7.8 m
原水配管	本数	2	2
	通水量	0.71 m ³ /s/本	1.02 m ³ /s/本
	管径	900 mm	950 mm
	管内流速	1.12 m/s	1.44 m/s

出所：調査団作成

(3) 沈砂池

1) No. 6-9 号機の前計画

2 本 (No. 6/7 号機用と No. 8/9 号機用) の原水配管を通じて運ばれた原水は、沈砂池で一旦合流する。沈砂池内は隔壁により 3 条の水路 (沈殿槽) に分けられ、No. 6/7 号機用と No. 8/9 号機用に 2 条の水路が使用され、残りの 1 条の水路はスタンバイである。スタンバイしている水路では、水路内に沈殿した土砂の取り除きが行われる。土砂の取り除きは、フラッシングポンプにより、河川まで圧送される。

水路内の流速は 0.063 m/s 程度に抑えられ⁵⁸、水路内の浮遊土砂は自重により水路底に沈降する。浮遊土砂が沈殿した後の水は、原水送水ポンプにより BTPS 構内の原水タンクまで圧送される。

なお、この沈砂池から BTPS 構内までのポンプ圧送方式については、表 8.4-6 に示すように、重力による自然流下方式に比較して、建設工事費および調査費が安価で、かつ、発電所構内の省スペース化が可能であるため、妥当であると判断した。

表 8.4-6 輸送方法の比較

	ポンプ圧送方式	重力による自然流下方式
長 所	➤ 土木工事費が安価 ➤ 先行する No. 6-9 号機の送水管埋設工事で得られた地盤情報の活用が可能 ➤ 発電所構内に取水ピットを建設する必要がなく、省スペース化が可能	➤ 運転費 (ポンプ動力費) が安価
短 所	➤ 運転費 (ポンプ動力費) が高価	➤ 約 3 km もの水路トンネルを建設する必要があり、土木工事費が高価 ➤ トンネル建設のために、追加地質調査が必要 ➤ 発電所構内に取水ピットを建設する必要があるが、十分なスペースがない

出所：調査団作成

⁵⁸ 原水ポンプでの取水量および沈砂池内の水路通水面積から推定

2) No. 6-9 号機との共用

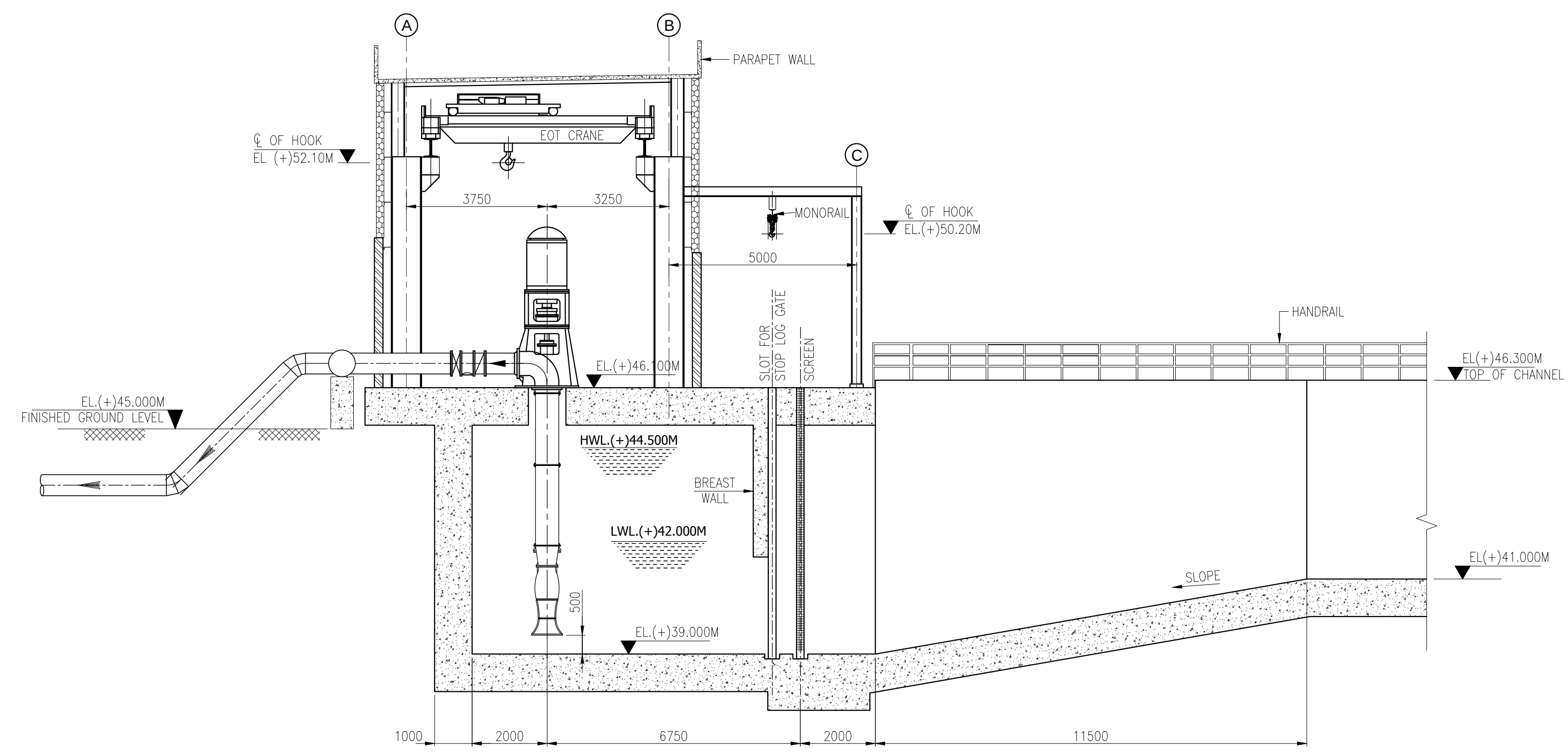
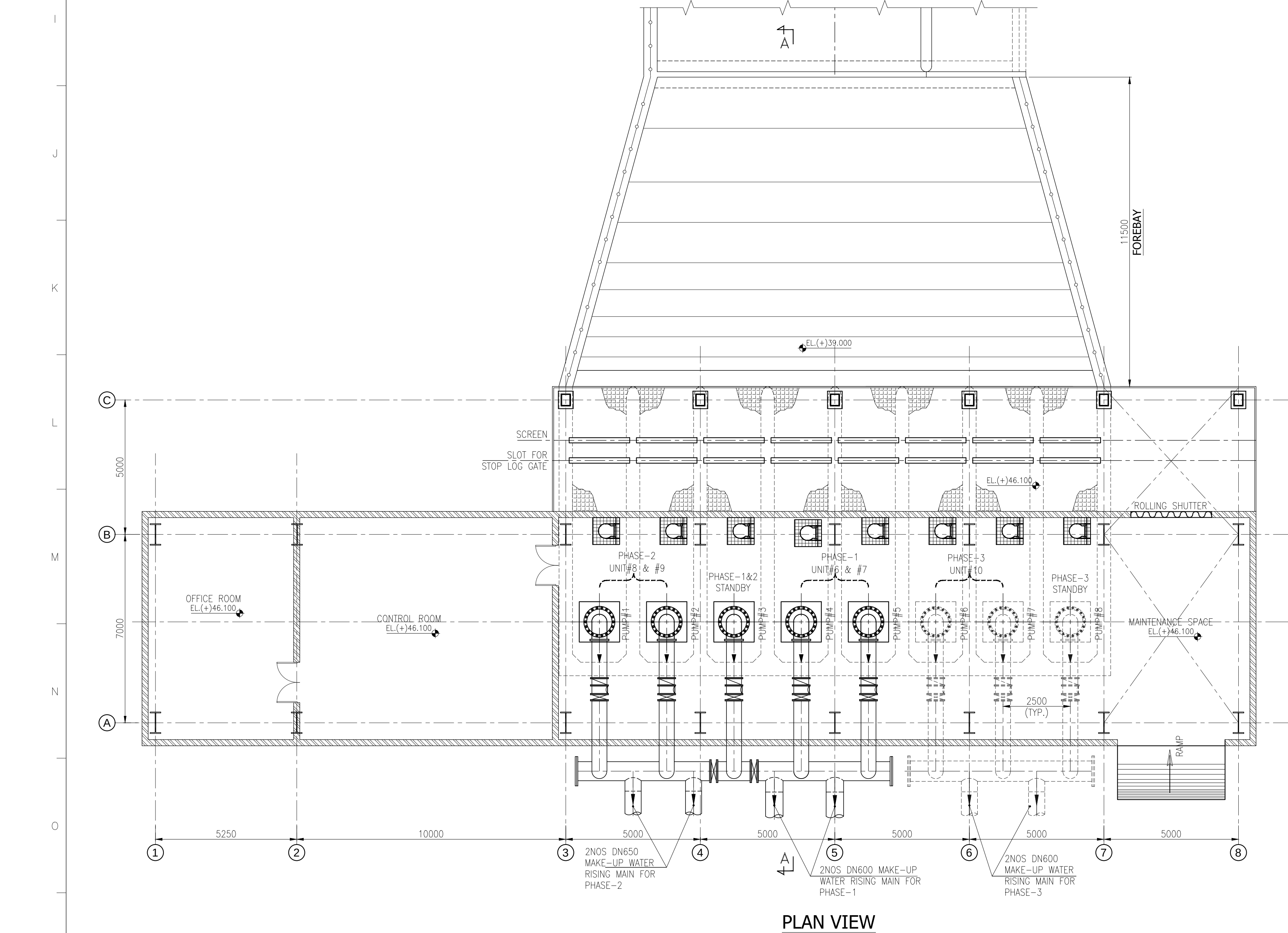
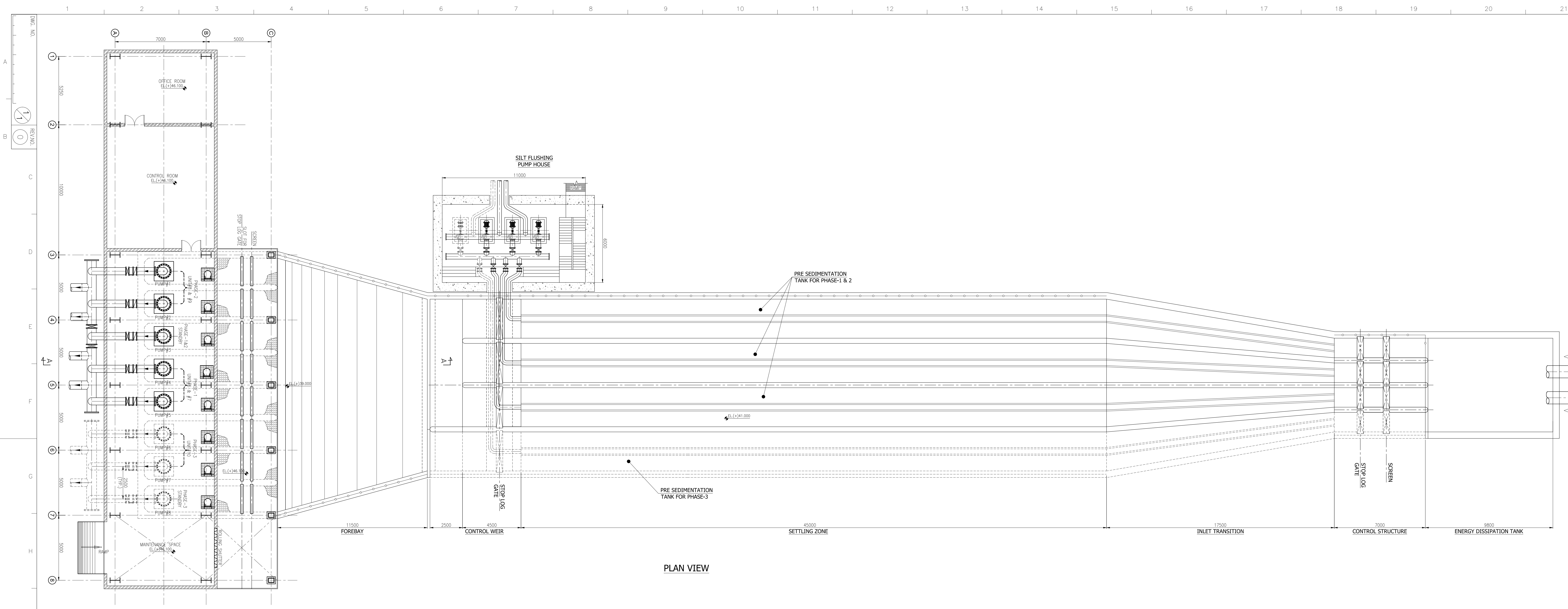
No. 6-9 号機取水設備工事のうち沈砂池の建設は、取水塔と同様に、2015 年 3 月時点で着工していなかった。このため、No. 6-9 号機用沈砂池を共有する案、後から本プロジェクト用の沈砂池を建設する案（併設する案）の 2 案が考えられた。

本件調査開始当初は、次の点を考慮して、No. 6-9 号機用沈砂池横に本プロジェクト用の沈砂池を併設することを計画した。つまり、本プロジェクトの着工後に、河川堤防と No. 6-9 号機用沈砂池の間に敷地造成（盛土）を行い、本プロジェクト用の沈砂池を建設するよう計画した。

- 取水塔の土木工事に比較して、工事費も小さく工事工程も短いことから、本プロジェクトに先行して施工する意義が少ない。
- 後から本プロジェクト用の沈砂池を建設する場合、No. 6-9 号機用沈砂池での浮遊土砂の沈殿効果（実績）を踏まえ、沈砂池内水路の大きさを再考できる。

しかしながら、用地を新たに取得することは困難であるため、最終的には、追加の用地取得が不要な共用案で、2015 年 7 月に BSPGCL の同意が得られた。これにより、原水ポンプ室およびフラッシング・ポンプ室を含む沈砂池は、No. 6-9 号機取水設備工事で建設することとなった。原水ポンプやフラッシングポンプなどの後施工が可能な機器は、本プロジェクトの建設時に据付を行う。

沈砂池の共用に当たって、本プロジェクト用の沈砂池内水路（沈殿槽）が追加になるため、沈砂池の幅が大きくなる。また、原水ポンプ室も同様に No. 10 号機用ポンプの分だけ大きくなるが、No. 6-9 号機用ポンプを共用することで、ポンプ室の小型化を図った。沈砂池基本設計図を図 8.4-3 に、原計画からの主な変更点を表 8.4-7 に示す。



NOTES :

1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS, UNLESS OTHERWISE NOTED.

2. EQUIPMENTS LOCATIONS & DIMENSIONS ARE INDICATIVE & WILL BE FINALIZED IN DETAIL ENGINEERING.

LEGEND

	GRATING
	CHEQUERED PLATE
	UPWARD DIRECTION
	DOWNWARD DIRECTION
	CONCRETE
	HAND RAILING
	RAIL TRACK
	FLOOR DRAIN SLOPE
	BOTTOM OF STEEL
	BRICK WALL
	REMOVABLE
	LOW WATER LEVEL
	NORMAL WATER LEVEL
	HIGH WATER LEVEL

FOR DETAILED PROJECT REPORT

OWNER: BIHAR STATE POWER GENERATION COMPANY LIMITED

GENERAL ARRANGEMENT OF CLEAR WATER MAKE-UP PUMP HOUSE

PROJECT: 1 x 660 MW BARAUNI TPS, UNIT # 10 EXTENSION PROJECT, BIHAR

OWG. NO.

出所：調査団作成

図8.4-3 沈砂池基本設計図

REV. NO.	DATE	APPROVED BY	CHECKED BY	TITLE
1	2023.05.10	DESIGNED BY	DRAWN BY	PROJECT
2	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
3	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
4	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
5	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
6	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
7	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
8	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
9	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
10	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
11	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
12	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
13	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
14	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
15	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
16	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
17	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
18	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
19	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
20	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
21	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
22	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.
23	2023.05.10	REVISOR	REVISOR	OWG. NO.

REV. NO. 1/0

A0 (841mm x 1189mm)

表 8.4-7 沈砂池の変更点

			原計画	変更計画（共用提案）		
対象発電設備			No. 6-9 号機		No. 6-10 号機	
沈砂池	水路数	運 転	2		3	
		スタンバイ	1		1	
		合 計	3		4	
	水路流速		0.063 m/s			
	全通水幅		12.0 m		16.0 m	
原水ポンプ	運 用		No. 6/7 号機用と No. 8/9 号機用で、別々に送水するよう運用		No. 6-9 号機はスタンバイを 1 台共用して運用	
			No. 6/7 号機	No. 8/9 号機	No. 6-9 号機	No. 10 号機
	容 量		1,020 m³/h	1,275 m³/h	1,275 m³/h	970 m³/h
	台数	運 転	2	2	4	2
		スタンバイ	1	1	1	1
		合 計	3	3	5	3
			6		8	
フラッシング グポンプ	台 数		3		4	

出所：調査団作成

(4) 原水送水管

1) No. 6-9 号機の前計画

沈砂池から発電所構内の原水タンクまでの原水送水管は、No. 6/7 号機用と No. 8/9 号機用に区別され、それぞれ内径 600 mm と 650 mm の鋼管が各 2 条ずつ使用される。

この原水送水管は、大部分が地中に埋設される。橋台の横断部などの一部区間では、原水送水管は地上部に据え付けられるが、コンクリートで巻き立てが行われる。

2) No. 10 号機の計画

No. 10 号機用の原水送水管は、次の点から、No. 6-9 号機用と共用はせず、本プロジェクトの建設工事の中で据付を行うこととした。ただし、沈砂池敷地内に埋設する送水管は、No. 6-9 号機工事中で敷地を造成する際に、据え付けておくことが必要である。

- 2015 年 3 月時点で、No. 6/7 号機用と No. 8/9 号機用の原水送水管の一部は据付が完了している。
- 原水の供給信頼度上、ユニットごとに送水管を設けることが望ましい。

なお、No. 10 号機用原水送水管の水路ルートは、前述のとおり、用地取得（または借り上げ）範囲の最小化および No. 6-9 号機工事時に得られた地質情報の活用を考慮し、No. 6-9 号機用送水管の近傍に併設することとした。

また、原水送水管は、管内流速が 1 m/s 程度となることを目安に、管径 600 mm の鋼管を 2 条使用することとした。

表 8. 4-8 に No. 6-10 号機の原水送水管の仕様を、図 8. 4-4 に水路ルートを示す。

表 8. 4-8 No. 6-10 号機の原水送水管の仕様

	No. 6/7 号機	No. 8/9 号機	No. 10 号機
管 径	600	650	600
条 数	2	2	2

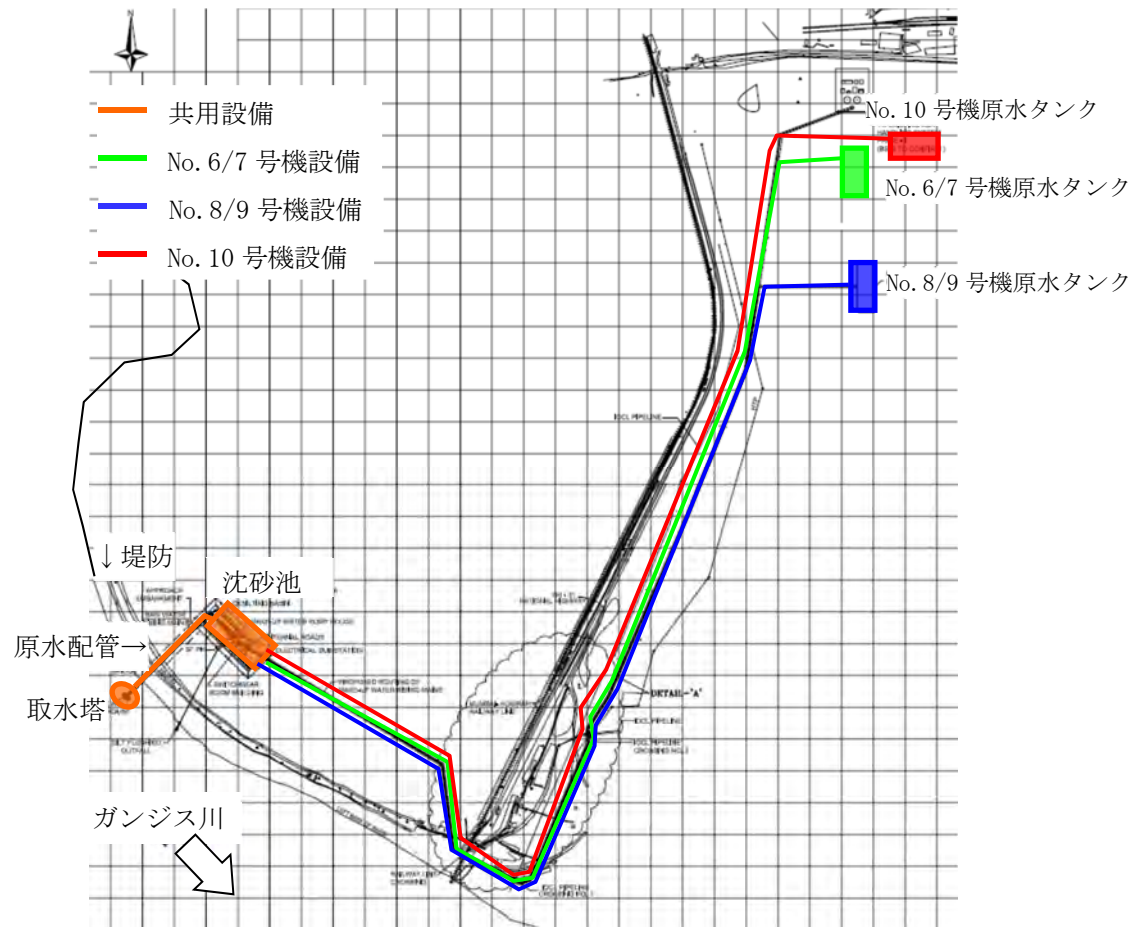


図 8.4-4 原水送水管の水路ルート

8.5 灰捨場

8.5.1 敷地造成および地盤高

本件調査開始当初、BSPGCL は No. 8/9 号機用の灰捨場と本プロジェクト用の灰捨場を別々に建設する意向であった。No. 8/9 号機用灰捨場用地は、石炭灰輸送管路用地を含む約 290 エーカであり、2014 年 5 月 8 日付 J-13012/143/2008-IA. II (T) で MoEF による EC をすでに受けている。同公社は、本プロジェクト用の灰捨場として、No. 8/9 号機用灰捨場の南側隣接地に約 206 エーカの用地取得手続きを進めていた。

しかしながら、本プロジェクト用の灰捨場用地取得の目途が立たないため、2015 年 8 月に、BSPGCL は本プロジェクトと No. 6-10 号機で灰捨場を共有するよう計画を見直した。このため、灰捨場敷地約 290 エーカは、先行する No. 8/9 号機増設工事により造成されることになっている。

2015 年 9 月時点では、灰捨場の造成計画はまだ策定されていない。ただし、灰捨場へのアクセス、雨水の排水、盛土量の最小化などを考慮すると、原地盤高相当の EL. 42 m 程度で敷地を造成することが見込まれる。また、第 5.3.4 項で述べたように、サイトは非常に平坦な地形であるため、地滑り対策工は不要と考えられる。

なお、環境認可の条件として、灰捨場の外周に保護堤防を建設しなければならないことになっている。このため、広大な灰捨場全体の計画地盤高を HFL. 43.22 m よりも高くする必要はない。

8.5.2 概念設計

灰捨場の設計は、No. 8/9 号機増設工事において行われることになるが、2015 年 9 月時点で設計は完了していなかった。このため、本件調査において灰捨場の設計/計画の妥当性を評価することはできない。

したがって、本件調査では概念設計として、以下に挙げる主な土木構造物の考え方を整理した。

- 外壁堤
- 遮水工
- 雨水排水溝
- 灰捨場内集水設備（余水回収システム）
- 保護堤防
- 緑地帯

(1) 外壁堤

外壁堤は、CEA のガイドライン⁵⁹により、最大高さは 18 m とされており⁶⁰、本件調査においてもこれを遵守する。

「イ」国では、外壁堤はプロジェクト地周辺の発生土で盛土/築堤されることが多い。運転開始前までに外壁堤を 18 m の高さまで築堤（盛土）するのではなく、通常、灰捨場の埋め立て状況に応じて、適宜、外壁堤の嵩上げが行われる。一般的には、図 8.5-1 のように 3 段階に分けて、高さ 6 m の外壁堤が築堤/嵩上げされる。

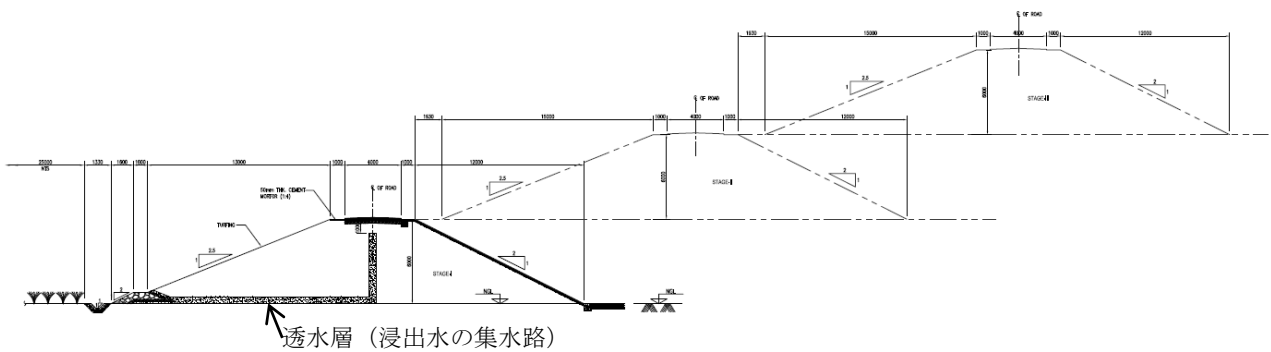


図 8.5-1 外壁堤の嵩上げ概念図

⁵⁹ Central Electricity Authority, "Report on the Land Requirement of Thermal Power Stations (December 2007)"

⁶⁰ 沿海部の地点 (coastal projects) では、最大高さ 15 m

(2) 遮水工

今回の地質調査結果から、灰捨場の地盤に不透水性地層が存在しない、または、層厚が薄いことが分かっている（第 5.3.2 項参照）。このように、灰捨場内の水の浸出を防止する対策として、鋼矢板による鉛直遮水工は適さない。

したがって、表面遮水工が推奨される。なお、「イ」国では、HDPE/LDPE によるライニングが一般的であり、表 7.11-1 に示す環境認可の条件でも認められている。

HDPE/LDPE のライニングシートが破損しないよう、図 8.3-7 のように灰捨場底面および外壁堤内側表面は砂、土、モルタルおよびコンクリートブロックなどにより保護する必要がある。

一方で、HDPE/LDPE のライニングシートが破損した場合に備えて、灰捨場からの浸出水を管理できるよう、図 8.5-2 のように外壁堤内に透水層を設け、排水溝に集水する構造とする。

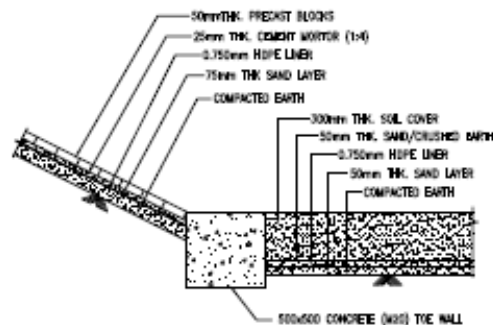


図 8.5-2 表面遮水工の保護概念図

(3) 雨水排水溝

外壁堤外側の雨水は、外壁堤内側からの浸出水と混ざらないよう、雨水排水溝に集水する。

(4) 灰捨場内集水設備（余水回収システム）

灰捨場内の雨水およびスラリー輸送時の水分は、灰捨場内に設置する集水塔（水抜き穴付き）により集水し、余水貯留池（overflow lagoon）まで導水する。余水貯留池で貯留された水は、灰捨場外へ放流されることなく、水回収ポンプにより BTPS 構内まで圧送され、石炭灰スラリー化に再利用される。

(5) 保護堤防

灰捨場の敷地外縁に、灰捨場の冠水を防止するために保護堤防を設置する。堤防天端高は、発電所敷地の保護堤防と同様に EL. 45.00 m とする。

保護堤防の外側表面は、洪水時に堤防が洗掘、流出することを防止するため、張石などにより保護する。

(6) 緑地帯

保護堤防の内側に、幅 25 m の緑地帯を設置する。

8.5.3 概算可能埋め立て容量

上記の概念設計に基づいて、図 8.5-3 に示す灰捨場の平面図を作成した。

敷地境界については、今回の地形測量時（2015 年 6 月）には、灰捨場の敷地境界は確定してなく、周辺地権者の立会いができなかった。このため、バラウニ発電所から提供された用地図を参考に、おおよその敷地境界を図上で仮設定した。また、敷地外縁に設置する保護堤防は、実際の施工面を考慮し、直線形状に配置した。

外壁堤は、2 回嵩上げを行い最大高さ 18 m まで築堤した状態で、灰捨場内の容量を算定した。なお、CEA のガイドラインにより、灰捨場は、豪雨時の灰捨場内水位の上昇に備え、1.5 m の余裕高を持つよう規定されているため、石炭灰の最大埋め立て高さは、16.5 m (= 18 - 1.5 m) とした。

この結果、埋め立て可能容量は約 993 万 m³ と概算された。

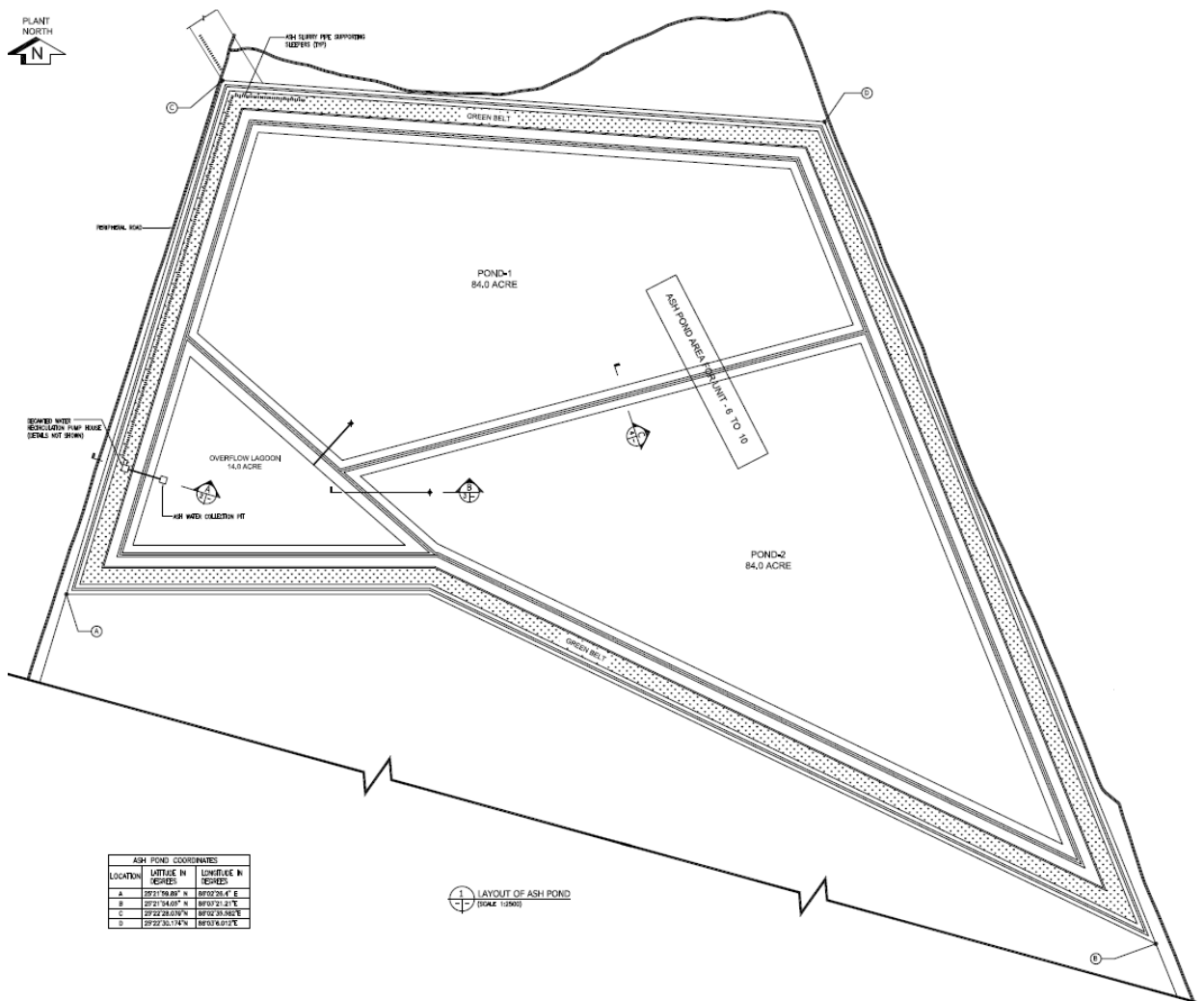


図 8.5-3 灰捨場の平面図（参考）

8.6 石炭灰の発生量および有効利用

灰捨場に廃棄される石炭灰量を試算すると、表 8.6-1 に示すとおり合計で約 12.8 百万トンとなる。ただし、試算には表 8.1-2 のプラント設備仕様を用いると共に発電所設備利用率を 85%とし、No. 6-10 号機の 5 つのユニットが石炭灰の有効利用に関する MoEF 通達どおり 30 年間操業する場合を想定した。

表 8.6-1 灰捨場に投棄される灰（MoEF 通達ベース）（単位：千 t）

ユニット		発生量	1 年目	2 年目	3 年目	4 年目	5 - 30 年目	小計
No. 6/7 想定値	ボトム アッシュ	63	63	63	63	63	1, 638	1, 890
	フライ アッシュ	572	286	171	57	0	0	514
No. 8/9 想定値	ボトム アッシュ	127	127	127	127	127	3, 302	3, 810
	フライ アッシュ	1, 142	571	343	114	0	0	1, 028
No. 10 想定値	ボトム アッシュ	145	145	145	145	145	3, 770	4, 350
	フライ アッシュ	1, 310	655	393	131	0	0	1, 179
合 計								12, 771

出所：調査団作成

2015 年のフライアッシュ引取入札ではセメント生産原料などとして年間 1.2 百万トンのフライアッシュ引取が募集されたが、今後 No. 6-10 号機のすべてのユニットからのフライアッシュを全量有効利用する場合、その量は年間約 3.0 百万トン（=3.36x90%）と想定されるため、セメント産業およびその他の選択肢が確立される必要がある。

なお、現地セメント会社によれば、フライアッシュ含有量はセメントの 30-35%であるため、上記のフライアッシュを全量セメント生産に用いるとした場合、約 9-10 百万トンのセメント生産量に相当する。BTPS への調査などにより、ビハール州内（300 km 圏内）に年産 1 百万トンを超えるセメント工場はわずかであるため、西ベンガル州やジャールカンド州など近隣州（350 km 圏内）まで範囲を広げて検討する必要がある。

2009 年 11 月 3 日に発出された MoEF 通達第 2804(E)号に基づき、石炭火力発電所は以下のとおり、灰の有効利用を段階的に進めることが求められている。

- ボトムアッシュについては、煉瓦製造業者などの利用者に対し無償で提供すること。
- フライアッシュについては、煉瓦製造業者などの利用者に対し、少なくともその 20% については無償で提供すること。
- 通達第 2804(E) 号の発表以降に新設あるいは拡張されたユニットについては、表 8. 3-12 記載のとおり有効利用を進めること。

表 8. 6-2 MoEF 通達第 2804(E) 号

有効利用率（フライアッシュ）	目標時期
50%以上	操業開始から 1 年
70%以上	操業開始から 2 年
90%以上	操業開始から 3 年
100%	操業開始から 4 年

出所：MoEF

したがって、今後、No. 6-10 号機より発生する石炭灰については同通達に基づき有効利用を進める必要がある。

有効利用の方法として想定されるのは以下の例示のとおりである。

- 建設業（煉瓦、ブロック、タイル、セメント、コンクリート、石膏）
- 埋め立て、整地、盛土、地盤改良
- 道路建設、堤防、舗装ブロック
- 緑化用土壌改良材、農業、園芸、ゴミ処理場開発
- 貯水池建設、灌漑用水路建設、排水路建設、河川護岸、運河建設など
- 廃坑など地下空洞充填材、
- その他工業利用
- コンクリートダム建設
- フライアッシュバルーン

BTPS は最終消費者による灰の有効利用に向けて、収集、貯蔵などに関連して発電所周辺のプロジェクト者などと連携して対応することとしており、今後もこうした取り組みを継続させる見込みである。

表 8.6-2 近隣の主要なセメント工場

セメント工場	地点	県	距離 (km)	年間セメント 生産量 (x10 ⁶ t)
Kalyanpur Cement Ltd.	Banjari	Rohtas	270	1.00
Ultra Tech Cement Ltd.	Fatuha	Patna	98	2.00
Bangur Cement – A Unit of Shree Cement Ltd.	Aurangabad	Aurangabad	251	3.60
Ambuja Cements Ltd.	Farakka	Murshidabad	297	1.00
Birla Durga Hitech Cement	Durgapur	Burdwan	323	1.00
Lafarge India (P) Ltd.	Mejia	Bankura	309	1.00
Sindri Cement Works (ACC Ltd.)	Sindri	Dhanbad	270	0.90
Jaypee Cement	Bakaro	Bakaro	294	2.10

出所：調査団作成

No. 6-10 号機のユニットから排出されるフライアッシュは日量1万トン弱と想定されるが、この輸送に当たっては、道路または鉄道による輸送を想定している。

このため、灰使用者は敷地境界に設置するサイロまでトラックで引き取りに来る必要がある。また、大量輸送を想定して、敷地内鉄道軌道脇に2基 x2,200 トンのサイロを設置し、インド国鉄の貨車でセメント工場などの需要家に払い出すことができる様、設備の検討を行った。

8.7 開閉所設備設計

すべての機材および業務は、個別に定める場合を除き、以下の基準、規格の最新のものによるものとする。

- International Electrotechnical Commission
- Indian Electricity Rules
- Indian Standard

8.7.1 概 要

400 kVクラスでは220 kVと比較した場合、必要な相間/対地間離隔距離が長くなるため、より広大な敷地面積が必要となる。BTPSの220 kV開閉所は空気絶縁開閉装置 (Air Insulated Switchgear : AIS) が採用されているが、本件調査の結果、現状確保されているエリアではAISの採用は非常に困難であり新たなエリアの確保が必要となる可能性があるため、本プロジェクトの400 kV開閉所ではGISを採用することとした。これは「イ」国における電源開発において、大型発電所の開閉所設備はGIS化が主流になってきているとの情報からも整合性はあるものと考えられる。

「イ」国における一般的な開閉所の設備構成を表8.7-1に示す。400 kVの設備構成としては図8.7-1および図8.7-2のように1+1/2母線方式、2重母線方式など数種類あるが、2重母線方式で十分検討スペース内に入ることが確認できたため、コスト面から2重母線方式を採用する。検討した結果のレイアウト図および単線結線図を図8.7-3および図8.7-4に示す。

公称電圧400 kVのGIS開閉所は以下の接続先に対応し、合計5区画の接続ベイを備えるものとする。

➤ 主変圧器	1台
➤ 400/220 kV ICT	1台
➤ 送電線 (回線数)	2回線
➤ 母線連絡用	1台

また、GIS開閉所はGIS制御室を併設し、開閉所設備の監視制御用220 V DC電源盤および鉛蓄電池、電力線搬送通信 (Power Line Carrier Communication : PLCC) システム用48 V DC電源盤が設置される。

400 kV GIS設備の主要な仕様について表8.7-2に示す。各接続ベイは図8.7-4のとおり、遮断器、断路器、接地開閉器、CTおよび変成器を含む。

表8. 7-1 一般的な開閉所設備構成

電圧階級 (kV)	開閉所設備構成		
	気中式開閉所設備	GIS型開閉所設備	複合型開閉所
765	1+1/2母線方式	1+1/2母線方式 or 2重母線方式	—
400	1+1/2母線方式 or 2重母線 + 切替母線方式	1+1/2母線方式 or 2重母線方式	—
220	2重母線 + 切替母線方式 or 2重母線方式	2重母線方式	2重母線方式
132	2重母線 + 切替母線方式 or 2重母線方式	2重母線方式 or 単母線方式	2重母線方式 or 単母線方式
Notes: (1) In case of Breaker and a half scheme, the layout shall be either standard D or I type. (2) In case of GIS/hybrid sub-station, the double bus bar scheme is most preferred economic solution with high reliability.			

出所：CEA, *General Guideline for 765/400/220/132 kV Substation and Switchyard of Thermal/Hydro Power Station*

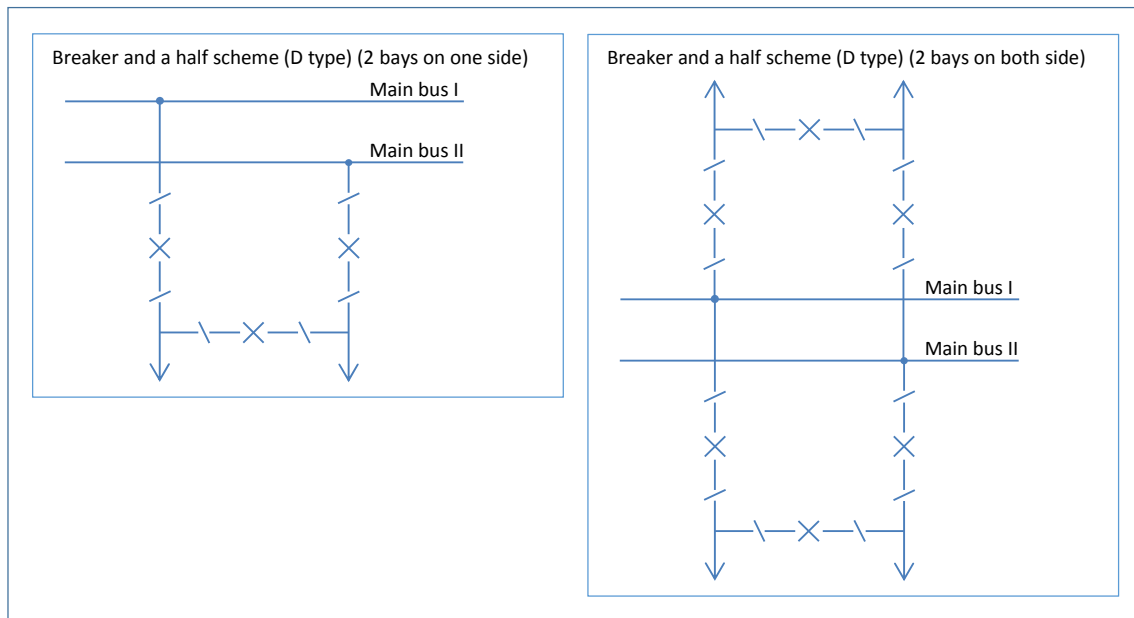
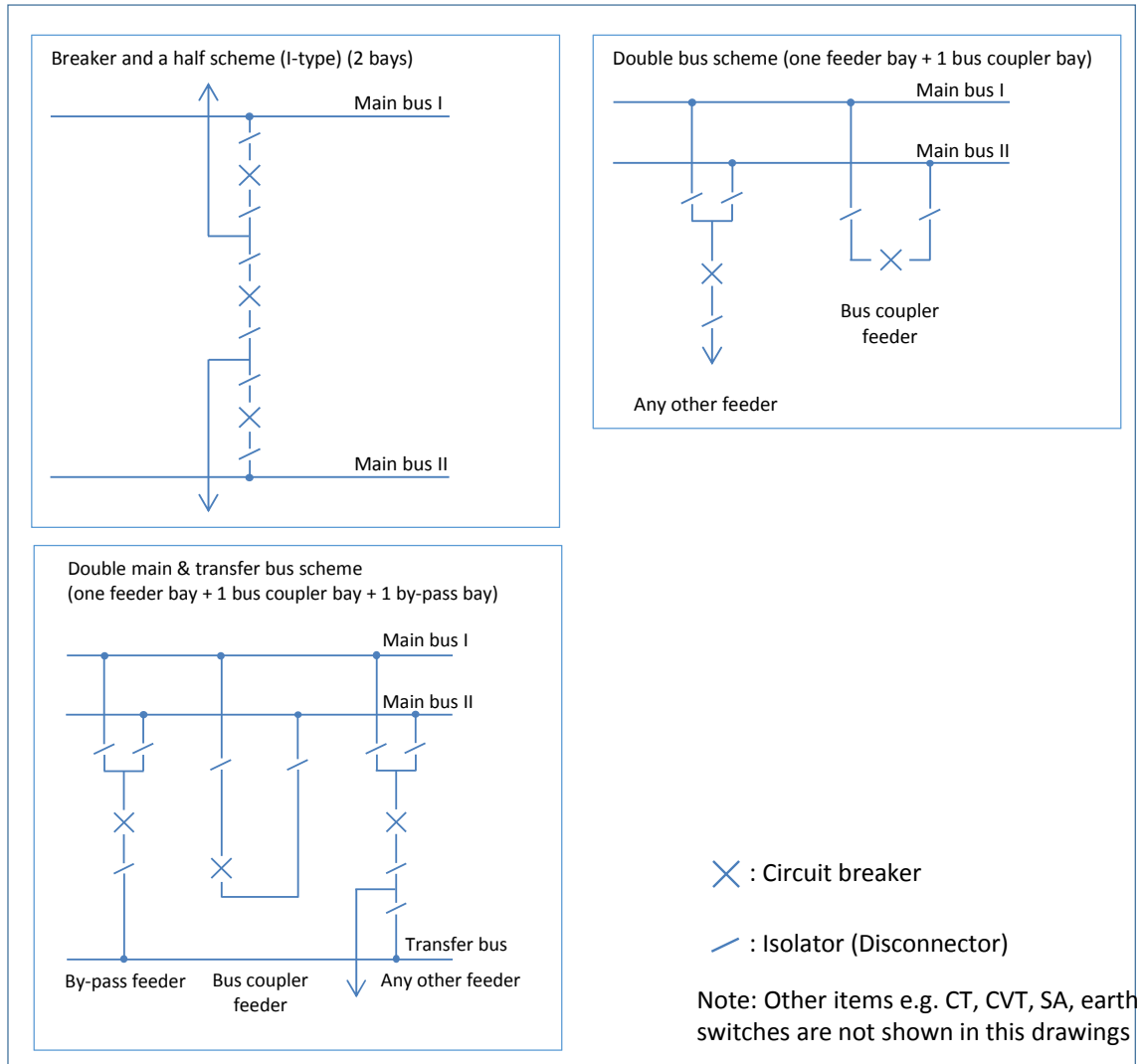


図 8. 7-1 開閉所設備構成



出所 : CEA, *General Guideline for 765/400/220/132 kV Substation and Switchyard of Thermal/Hydro Power Station*

図8. 7-2 開閉所設備構成

表8.7-2 ガス絶縁開閉装置設備仕様

項 目	単 位	設計値
公称電圧（実効値）	kV rms	400
最高系統電圧（実効値）	kV rms	420
雷インパルス耐電圧（対地、相間） （ピーク値）	kV peak	1,425
雷インパルス耐電圧（絶縁距離間）	kV peak	1,425（+240）
開閉インパルス耐電圧（対地） （ピーク値）	kV peak	1,050
開閉インパルス耐電圧（絶縁距離間）	kV peak	900（+345）
許容部分放電レベル	pC (pico coulomb)	< 5
商用周波耐電圧（1分間）（対地、相間） （実効値）	kV rms	650
商用周波耐電圧（1分間）（絶縁距離間） （実効値）	kV rms	815

出所：CEA, *General Guideline for 765/400/220/132 kV Sub-station & Switch-Yard of Thermal/Hydro Power Projects*, June 2012

(1) 遮断器

遮断器仕様を表 8.7-3 に示す。

表8.7-3 ガス絶縁開閉装置遮断器仕様

項 目	単 位	設計値
定格電流	A	2,000
操作機構	—	空気／ばね／油圧式
定格短時間耐電流	kA	40（1 秒間）
定格投入電流	kA	100（2.5 回）

出所：CEA, *General Guideline for 765/400/220/132 kV Sub-station & Switch-Yard of Thermal/Hydro Power Projects*, June 2012

(2) 断路器および接地開閉器

断路器および接地開閉器仕様を表 8.7-4 に示す。

表8.7-4 ガス絶縁開閉装置断路器／接地開閉器仕様

項 目	単 位	設計値
定格電流	A	2,000
操作機構	—	モータ駆動／手動
定格短時間耐電流	kA	40 (1 秒間)

出所：CEA, *General Guideline for 765/400/220/132 kV Sub-station & Switch-Yard of Thermal/Hydro Power Projects*, June 2012

8.7.2 SCADA システム

GIS は、IEC61850 に準拠した SCADA システム（設定値制御およびデータ収集システム；Supervisory Control and Data Acquisition：SCADA）で制御しており、ベイコントローラ、系統保護装置、オペレータ・ワークステーション、エンジニアリング・ワークステーションなどで構成される。

SCADA システムは 400 kV GIS 設備内のすべてのベイの系統保護装置動作表示機能、制御機能、監視機能、計測機能および通信機能を有しており、システム運用に必要な監視、記録、制御、警報発信を行うことができ、それぞれのサブシステムが独立して作動する計算機ベースの構成となっている。

8.7.3 電力線搬送通信装置

PLCC は、電力線を通信回線としても利用する技術のことであり、PLCC 装置は 400 kV 送電線に設置され、バラウニ発電所と受電側変電所間の音声通信に利用される。また PLCC システムは、テレプロテクションシステムとテレメータを有し、装置は 48 VDC 電源で作動するように設計される。

PLCC システムは、送電線の受電端側（変電所側）のシステムと調和するように設計しなければならない。

8.7.4 連絡用変圧器

BTPSは400 kVのGIS開閉所のほかに、No. 8/9号機用に建設された220 kVおよび132 kVの開閉所を有する。ICT（400 kV/220 kV）を介して400 kVのGIS開閉所と220 kV開閉所を連絡することで、電力を相互に融通させることが可能となり、供給信頼度向上に資することができる。

ICTはIS 2026およびIEC 60076に準拠し、1基当たり容量が105 MVAである3基の単相変圧器で構成されるが、運用上はスペア1基を含む4基構成とする。その他ICT仕様について、表8.7-5に示す。

表8.7-5 連絡用変圧器仕様

項 目	仕 様
型 式	単相複巻式変圧器
冷却方式	送油風冷式／導油風冷式
数 量	3＋予備1
電圧比	$(400/\sqrt{3}) / (220/\sqrt{3}) / 33 \text{ kV}$
結線	YNa0d11
%インピーダンス	12.5% ±IS tolerance (IS2026)
タップ切替	OLTC ⁶¹ タップ範囲：±10% (1.25%/目盛)
雷インパルス耐電圧（高圧側） （ピーク値）	1,425 kV
開閉インパルス耐電圧（ピーク値）	1,025 kV
許容部分放電レベル	100 pC以下
適用基準	IS 2026/IEC 60076準拠
温度上昇（雰囲気温度：50℃）	油：50℃ 巻線：55℃
耐過励磁特性（V/f）	110%：連続運転 125%：1分間 140%：5秒間
負荷特性	IEC354準拠
騒音レベル	NEMA TR-1準拠

出所：CEA, *General Guideline for 765/400/220/132 kV Sub-station & Switch-Yard of Thermal/Hydro Power Projects*, June 2012

⁶¹ オンロードタップ切替 (On Load Tap Changer : OLTC)

第 9 章 送電線設備設計

9.1 送電線ルート

9.1.1 概 要

調査団は、BSPTCL および BSPGCL に対して、BTPS から新ガイガット s/s までの現地調査の内容説明および協議を 2015 年 6 月と 8 月に実施した。

現地調査に先立ち、BSPTCL へインタビューを実施し、送電線の接続先候補と成り得る条件を検討した。結果を表 9.1-1 に示す。

表 9.1-1 接続候補先検討項目

項 目	内 容
接続先	CTU が所有する設備への接続は使用料金が必要となるため、STU が所有する設備への接続が望ましい。
電 圧	CEA 技術基準において接続先変電所(新ガイガット s/s)容量は 500 MVA 以上が想定されるため、400 kV での接続が必要となる。
接続計画	実現性を考慮した場合、稼働設備または計画が承認されている設備への接続が望ましい。
用 地	用地確保が済んでいる箇所が望ましいが、そうでない場合は用地確保が容易と想定される箇所が望ましい。
河川横断	ガンジス川を挟んで南側設備への接続はガンジス川を横断する必要があるため、北側設備へ接続するほうが望ましい。
送電線ルート	発電所からの距離が短く、住居、環境保護区などの迂回を必要とする箇所が少ないほうが望ましい。

出所：調査団作成

上記検討結果および BSPTCL との協議結果、さらに 2022 年断面の送電系統計画の聞取り結果および今回実施した系統解析の結果も踏まえ、送電線の接続先をバクティアプール (Bakhtiapur) 地方に建設が予定されている新ガイガット s/s とした。

次に、BTPS から新ガイガット s/s までの送電線ルートの検討を実施した。想定されるルートはガンジス川を横断する必要があるため、(i)最初に北岸を経過し、ガンジス川を横断するルートと(ii)先にガンジス川を横断し、ガンジス川南岸を経過するルートの 2 つがあり、双方の比較を行った。

2 つのルートと比較した結果、ガンジス川北岸を経過するルートは、市街地を迂回するルートとなるため、亘長が大幅に長くなることが判明した。よって、ガンジス川南岸を経過するルートを詳細に調査することとした。

詳細調査に当たっては、経過地の特徴が大きく異なる (i)ガンジス川横断部と (ii)平野部

に分割して行った。ガンジス川横断部は、橋梁と既設送電線との離隔をもとに同程度の間隔で橋梁の上流側と既設送電線の下流側にルートを作成した。平野部は、雨季に鉄塔が水没しないルートを選定したが、南側 No. 93 からは北側ルートと同一ルートになった。その他、以下の点を考慮してルート選定を実施した。

- 径間長を 400 m 前後にする。
- 重角度鉄塔は径間長を短くする。
- 既設送電線および鉄道とは直角に交差する。
- 既設送電線とは極力並走しない。
- 建造物の横断をしない。

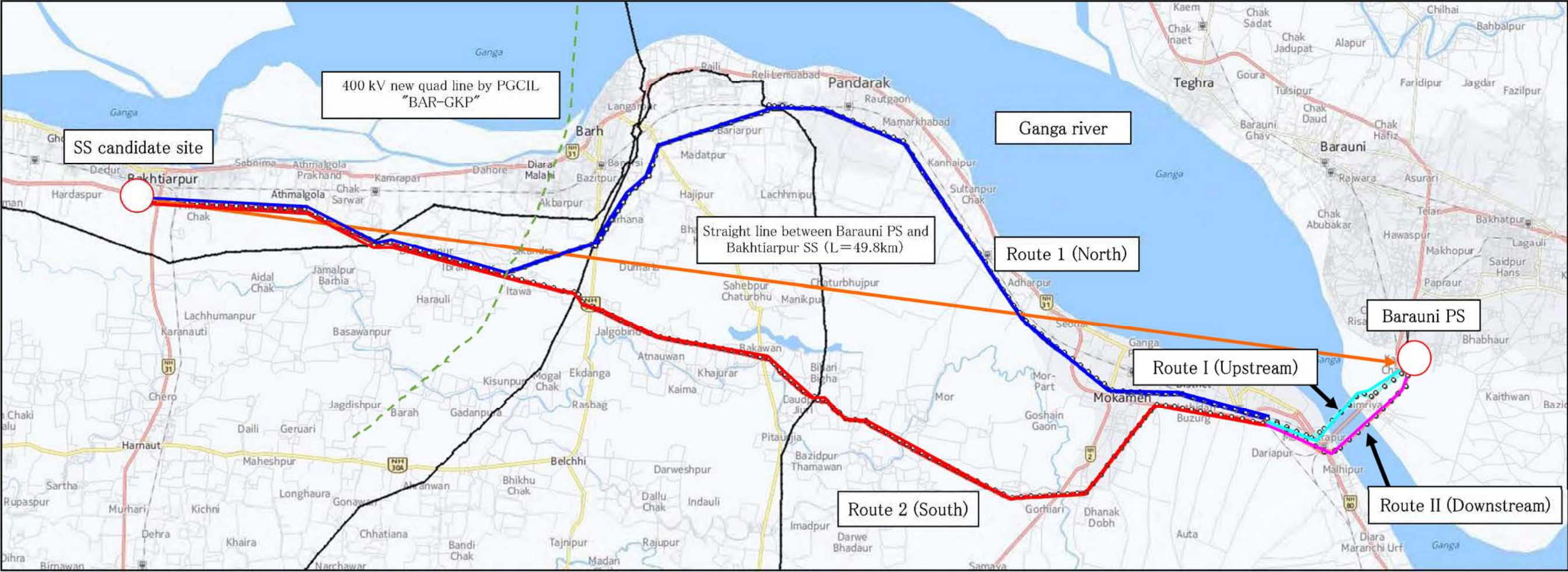
BTPS から新ガイガット s/s までのルート検討内容を表 9.1-2 に示す。

上記に基づくルート踏査結果を図 9.1-1 に、BTPS から新ガイガット s/s までのルート概要、図 9.1-2 に雨季におけるルート概要（航空写真）にて示す。

表 9.1-2 バラウニ発電所から新ガイガット s/s 地点までの各ルートの評価

検 討 区 間	ル ー ト 名	亘長 (km)	平均 水平 角度 (°)	平均 径間長 (m)	鉄 塔					交差物件			ガンジス 河川内 建設 鉄塔数 (基)	評 価	
					基数（基）			重量（t）		既設 送電線 (線路)	鉄道 (箇所)	主要 道路 (箇所)		判定	理 由
					耐張	懸垂	計	基当たり	合計						
(i) ガンジス川 横断箇所	上流 ルート	6.65	10.4	349.8	7	10	17	29.4	500	0	3	3	3	△	➤ 上流からの流木に対して基礎が損傷する可能性がある。（×） ➤ 密集した市街地の近傍を経過するため、鉄塔位置が限定される。（×） ➤ 重角度鉄塔が多いため、下流ルートより鉄塔重量が重くなる。 （×：鉄塔代の増） ➤ 道路横断が多く、公衆災害のリスクが大きくなる。（×） ➤ 送電線亘長が下流ルートより短い。（○：電線代の減）
	下流 ルート	7.32	5.8	406.8	7	10	17	29.1	495	0	3	1	3	○	➤ ・上流には橋梁および既設送電線があるため、流木による基礎の損傷の可能性が少ない。（○） ➤ 上流ルートに比べ送電線亘長が長い。（×：電線代の増） ➤ 道路横断が少なく、公衆災害のリスクが少ない。（○） ➤ 建造物が密集しておらず、鉄塔位置変更の裕度がある。（○）
(ii) 平野部	北側 ルート	51.53	5.0	387.4	19	114	133	21.3	2,830	3	2	6	0	○	➤ 南側ルートに比べ送電線亘長が長く、鉄塔重量も重いため不経済であるが、地盤調査の結果次第では、南側ルートは地盤が軟弱で支持層も深く大型の特殊基礎になる比率が大きくなる可能性があり、全体的な建設費の比較では大差ない結果となる可能性もある。（△） ➤ 市街地の密集した地域を経過することや、主要道路の横断が多いため、公衆災害のリスクが高くなる。（△） ➤ 鉄道近傍を経過するため、鉄道での資材運搬であれば、運搬コストが削減される。（○） ➤ 雨季期間中においても、南側ルートに比較してメンテナンスが容易。（○）・
	南側 ルート	47.89	5.0	369.9	20	110	130	21.3	2,775	3	2	4	0	×	➤ 北側ルートに比べ送電線亘長が短く、鉄塔重量も軽いため経済的に有利である。（○） ➤ 建造物が少なく、主要道路横断が少ないため、公衆災害のリスクが少ない。（○） ➤ 経過地周辺は道路が少なく、工事時に仮設道路の建設が必要になる可能性がある。（×） ➤ 雨季は、周囲が長期にわたり冠水し、重機の運搬/据付が困難であるためメンテナンスできない可能性がある。（×）

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 9. 1-1 バラウニ発電所から新ガイガット s/s までのルート概要



出所：調査団作成

図 9.1-2 雨季におけるパラウニ発電所から新ガイガット s/s までのルート概要（航空写真）

9.1.2 ルート踏査結果

当該ルート周辺の地形は概ね平坦で農地となっている。選定された BTPS から新ガイガット s/s までの送電線ルート概要は以下のとおりである。ルート踏査を実施した、新ガイガット s/s から BTPS に至るルートに沿って記載する。

- 当該送電線は新ガイガット s/s (P1) の東側から引き出される。送電線はそのまま東へ向かい、Barh 発電所から西へ向かう既設送電線と交差 (P2) 後、北側ルートと南側ルートに分岐 (P3) する。
- 北側ルートは北東へ向かい、国道 (NH-30A) および南北に伸びる既設送電線と交差 (P4-N) 後、さらに北東に進み主要道路 (Barh-Sahari-Sarmera Road) (P5-N)、Barh 発電所から南へ向かう送電線 (P6-N) と交差後、ガンジス川および鉄道と並走 (P7-N、P8-N) して南側ルートと合流する。
- 南側ルートは南東へ向かい、南北に伸びる既設送電線と交差 (P4-S) 後、国道 (NH-30A) と交差する。さらに南東へ向かい、北側ルート同様、主要道路 (Barh-Sahari-Sarmera Road) (P5-S)、Barh 発電所から南へ向かう送電線 (P6-S) と交差し、国道 (NH-82) と交差 (P7-S) 後、北東へ向きを転じた後に北側ルートと合流する。
- 南北ルート合流後のガンジス川横断部ルートにおいては、ラジェンドラ橋横断前 (P9) の状況および橋上 (P10) の上流側、下流側状況を確認後、BTPS 開閉所引出部 (P11) に至る。

踏査した結果、主要道路、鉄道、既設送電線など、交差させる際に注意を要する構造物の存在は認められるが、上記以外の送電線の敷設に障害となるような構造物、集落などの存在は確認されなかった。しかしながら、南側ルートの一部において、雨季の影響により冠水している箇所が見受けられた。送電線敷設ルートは高台になった箇所を選定する予定であるが、メンテナンスなどが困難になることが予想される。

既設送電線との交差については極力避けるべきであるが、本踏査において 400 kV 送電線を含む送電線の相互交差を複数確認しており、技術的には問題ないと判断される。

また、400 kV 送電線の交差に対する許認可関係に関して PGCIL に確認したところ、発電所の運用開始までの適切な建設期間を確保して申請することにより対応は可能とコメントを得ている。具体的には、CEA ガイドラインによると、400 kV 送電線を交差させる場合は、既設送電線の離隔距離を 5.49 m 以上保つように設計する必要がある。

表 9.1-3 から表 9.1-6 に主な交差部の座標および図 9.1-3 にルート踏査結果概要を示す。

表 9.1-3 主な交差部の座標（平野部）

主な交差部	座 標	
	緯 度	経 度
P1	25°26′55.90″N	85°32′05.58″E
P2	25°26′05.93″N	85°37′18.06″E
P3	25°25′27.16″N	85°40′18.12″E

出所：調査団作成

表 9.1-4 主な交差部の座標（平野部：北側ルート）

主な交差部	座 標	
	緯 度	経 度
P4-N	25°26′02.86″N	85°42′24.19″E
P5-N	25°28′06.60″N	85°43′54.90″E
P6-N	25°28′50.69″N	85°46′27.32″E
P7-N	25°26′13.03″N	85°51′01.88″E
P8-N	25°23′40.84″N	85°53′31.82″E

出所：調査団作成

表 9.1-5 主な交差部の座標（平野部：南側ルート）

主な交差部	座 標	
	緯 度	経 度
P4-S	25°24′47.37~N	85°42′20.89~E
P5-S	25°23′43.92~N	85°46′20.35~E
P6-S	25°22′54.89~N	85°47′32.64~E
P7-S	25°20′55.38~N	85°53′09.65~E
P8-S	25°22′47.86~N	85°55′26.64~E

出所：調査団作成

表 9.1-6 主な交差部の座標（ガンジス川横断部）

主な交差部	座 標	
	緯 度	経 度
P9	25°22′02.65~N	85°59′25.76~E
P10	25°22′23.77~N	85°59′52.78~E
P11	25°23′30.35~N	86°01′18.25~E

出所：調査団作成



図 9.1-3 ルート踏査結果概要

9.1.3 ルート踏査結果に関するビハール州送電公社との協議

送電線ルート踏査後に BSPTCL と協議を実施し、現地踏査結果について、踏査内容、踏査ルートなどの説明を実施した。BSPTCL は、7 月から 12 月までの雨季の間、南側ルートが浸水で立入り困難となり送電線の保全面で重大な支障となる恐れがあること、重大事故時は長期間の供給支障に陥る恐れがあること、BTPS からの送電線が 660 MW の重要な電源線となることから、南側ルートは許容できないとの見解を示し、北側ルートを採用した。

9.1.4 ガンジス川北部地域への接続

BSPTCL は、BTPS からの 400 kV 送電線を新ガイガット s/s へ接続することとしているが、長期系統計画の策定における州都パटनाおよび近隣の電力消費地の電力需要の伸びを見込み、その供給対策としてハジプール地域への変電所新設を検討している。さらに BSPTCL は、将来的にハジプールを経由して送電系統が脆弱で発展途上であるビハール州西部のシワン（Siwan）地域への送電の可能性も検討している。

このため、ハジプール地域に変電所が新設された場合、BTPS から引き出された送電線のうち 1 回線を新ハジプール s/s へ接続、他方を新ガイガット s/s へ接続するリロ接続 (Loop-in Loop-out : LIL0) が考えられる。よって、BTPS からハジプール地域までの送電線ルートについて簡易ルート調査を実施した。簡易ルート調査結果より、BTPS からガンジス川北部地域へ接続されるルートには送電線の敷設に障害となるような構造物などの存在は確認されなかったが、実際に建設する際は、詳細なルート踏査が必要である。

9.2 送電線種選定

送電線の選種選定は、通常時/ピーク/オフピーク時の潮流、建設費用、送電ロスに依存するため、これらを考慮する必要がある。本検討では、多くの電力会社で従来から広く使われている送電線種および新しい技術を適用した送電線種を含む複数の送電線について、660 MW の出力を持つ BTPS に接続される送電線の線種選定を行う。なお、本送電線は No. 10 号機の専用線となることから、ピーク時の潮流は No. 10 号機の定格出力 660 MW を想定している。

9.2.1 各送電線のコスト想定

表 9.2-1 に本検討で比較対象とした導体のリストを示す。

表 9.2-1 電線のリスト

導 体	単位長当たりの導体価格 ⁶² (USD/km)	単位長当たりの重量 (kg/km)	備 考
ACSR ⁶³ Moose 597 mm ²	6,743	2,004	Conventional type, Used in the transmission line under construction
Low Loss ACSR/AS 590 mm ²	9,167	1,991	New technology, Weight is equivalent with ACSR Moose

低ロスタイプの ACSR 送電線は、台形のアルミ導体を使用した新しい送電線であり、これにより同じ電線外径であれば従来の電線と比較して、以下の図に示すとおりアルミ部分の面積が増加する。

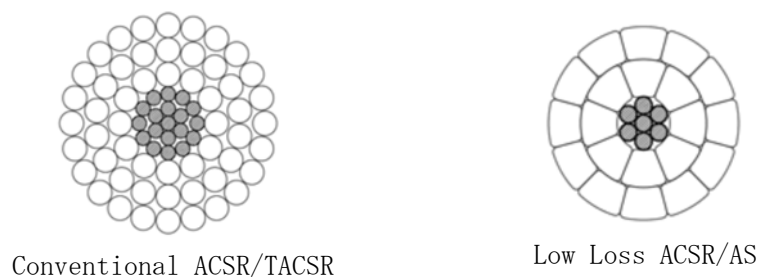


図 9.2-1 従来電線と低ロス鋼心アルミより線の断面図

⁶² Local currency is converted to USD with 0.015239 USD/INR

⁶³ 鋼心アルミより線 (Aluminum Conductor Steel Reinforced : ACSR)

9.2.2 損失係数

送電線は長時間運転されるため、送電ロスによるコストは無視できない。よって、送電線種選定は送電ロスのコストを考慮しなければならない。損失係数 (Loss Factor : LF) は、送電系統における年間の kWh 損失 (エネルギー損失) と送電線における年間の損失コストを計算するために使用され、次式のとおり定義される。ここで、PLF は 0.85 とする。

$$\text{Annual kWh loss} = \text{LF} \times \text{kW loss} \times 8,760 \times \text{PLF (kWh)}$$

$$\text{Annual cost of transmission line loss} = \text{Annual kWh loss} \times \text{Generation cost (USD)}$$

また、送電電流は以下のとおり算出される。

$$P = \sqrt{3} V I \cos\theta \text{ (MW)}$$

No. 10 号機からの送電電力 660 MW、送電線電圧 400 kV、発電機力率 $\cos\theta$ を 0.9 とすると、送電電流は 1,058 A となるが、当該送電線は 2 回線 2 導体であるため、1 導体当たりの送電電流を求めると $1,058/4=265$ A となる。

今回対象となる送電線は、ACSR Moose および LL-ACSR/AS の最大使用温度が 85℃であるため、IEEE の計算式に基づき計算すると、許容電流はそれぞれ 868 A および 909 A となる。この条件において、送電線の負荷率 (Load Factor : f) は以下のとおり計算される。

$$f = (\text{averaged load capacity})/(\text{max load capacity})$$

送電線の電圧は 400 kV 一定であるため、負荷率は単純に電流値から算出される。

$$f(\text{ACSR Moose}) = 265/868 = 0.305$$

$$f(\text{LL - ACSR/AS}) = 265/909 = 0.292$$

よって、送電線の LF は以下のとおりとなる。

$$\text{LF} = 0.3f + 0.7f^2$$

$$\text{LF}(\text{ACSR Moose}) = 0.16$$

$$\text{LF}(\text{LL - ACSR/AS}) = 0.15$$

本検討の対象送電線の LF は、一般的な送電線と比較して値が低い。LF が大きいほど、その送電線に長期間にわたり大きな電流が流れることを意味する。

需要地近辺の送電線の負荷率は、ピーク時とオフピーク時の需要差により 0.3-0.4 となる。一般的に送電容量が大きくなるほど送電線のインピーダンス (抵抗分) は小さくなり、送電ロスも小さくなる。よって、LF が小さい場合、投資コストは高くなるが大きな送電容量を持つ送電線が経済的に有利となる可能性がある。本送電線プロジェクトは、660 MW の発電容量を有する発電所の開発を検討している。ガイガット s/s の引込変圧器容量は 500 MVA 以上を想定しているため、400 kV での接続が必要となり、送電線 1 回線事故を考慮して 2 回線送電線となる。

9.2.3 各送電線の年経費

上記で計算された LF を用いて各送電線の年経費を算定する。算定に当たっては、ビハール州における均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity : LCOE）を使用する。LCOE は「BSPGCL/BSPTCL, Tariff Order 2015-2016」に記載の BSPGCL の発電原価および BSPTCL の送電原価の計画値を使用する。

表 9.2-2 発電原価と送電原価

	計画値	指令値
発電原価	4.89	3.95
送電原価	0.35	0.16
合 計	5.24	4.11

出所：BSPGCL/BSPTCL, Tariff Order 2015-2016

初期投資コストに関して、日本国内の電線メーカーへのヒアリングによると、ACSR Moose に代わり LL-ACSR/AS を採用した場合、2 回線/2 導体送電線の建設コストは 30 kUSD/km 程度上昇する。一方、年間のエネルギーロス は表 9.2-3 のとおりとなることから、LL-ACSR/AS を採用した場合と ACSR Moose を採用した場合の LL-ACSR/AS のコストメリットは、35 年程度運転すると現れる結果となった。

なお、電気料金の想定に関しては、35 年にわたり定額と仮定しているので、将来の電気料金上昇などを見込んだ場合の LL-ACSR/AS のコストメリットは、35 年より短くなる。

表 9.2-3 各送電線の年経費

導 体	許容電流	負荷率	エネルギーロス価格
	(A)	(-)	(k INR/year)
ACSR Moose 597 mm ²	868	0.305	22,909
LL-ACSR/AS 590 mm ²	909	0.292	19,027

出所：調査団作成

以上より、初期投資コスト、年経費や送電線の送電容量および劣化による電線張替を考慮し、上記の送電線より本送電線プロジェクトにとって適切な送電線を選定する必要がある。

9.3 送電線概略設計

9.3.1 概要

送電線設備の設計は、「*IEC:826, Overhead Line Support Loadings - General*」および「*IS:802 Part1-1, Use of Structural Steel in Overhead Transmission Line Towers - Code of Practice*」に準拠して行う必要がある。具体的には、上記規格に準拠した CBIP (Central Board of Irrigation & Power) の *Manual on Transmission Lines* を基に概略設計を進める。

鉄塔基礎設計に必要な地質データについては、今回ボーリング調査を行わないことから、一般的な地質学的情報を取集し、使用することとする。

BTPS から変電所接続予定地点までの地形は、現地踏査の結果、平坦で畑作地が中心であり、環境保護区域などの制約区域もないが、国道、鉄道、送電線および河川の横断が必要となる。

ガンジス川の横断については、川幅が広いもののすでに横断している実績があり、技術的に支障となることはないと考えられる。

9.3.2 設計条件

(1) 気温

最高気温：46.4℃

最低気温：3.9℃

年平均気温：32℃

(2) 風速

対象地域の風速は、「*IS:875-1987, Code of Practice for Design Loads (Other than Earthquake) for Buildings and Structures (Part 3 Wind Loads)*」における基準風速：47 m/s (Wind zone 4) に該当。

上記風速に基づく地上 10 m における 10 分間平均風速を適用し、信頼度レベルは 3、あらさ係数はカテゴリー 1 (沿岸地域) を適用 (最も過酷な条件) すると、設計風速は 47 m/s となる。

(3) 最過酷設計条件および常時張力条件

表 9.3-1 最過酷設計条件および常時張力条件

条件	気温	風速
最過酷	3.9℃	47 m/s
EDS ⁶⁴	32℃	無風

出所：調査団作成

⁶⁴ 常時張力 (Every Day Stress : EDS)

(4) 年間最大雨量：2,205.3 mm

(5) 等雷雨日数線：60 日

(6) その他の気象条件

最大湿度：85%

平均湿度：65%

(7) 地震帯：Seismic Zone IV

(8) 地質：シルト質土壌

(9) 安全率

送電設備に係る安全率は次のとおり

➤ 電線/地線

常時許容張力：支持点において引張破断強度 (Ultimate Tensile Strength: UTS) に対し 5.0

最大許容張力：支持点において UTS に対し 2.0

➤ がいし装置

支持点の最過酷時張力が保証強度 (Rated Ultimate Strength: RUS) に対し 2.5

➤ 鉄塔

常時荷重：許容応力度に対して 2.0

異常時荷重(常時荷重+地線または電線 1 条の断線荷重):部材の許容応力度に対して 1.5

➤ 基礎

常時荷重に対して 2.2 以上

異常時荷重に対して 1.65 以上

9.3.3 電線/地線設計

(1) 電線および地線の設計条件

表 9.3-2 電線および地線の設計条件

荷重条件	風速 (m/s)	風圧 (N/m ²)	電線温度 (℃)	安全率
最過酷時	47	1,320	3.9	2.0 (50% UTS)
EDS	無風	0	32	5.0 (20% UTS)

出所：調査団作成

(2) 電線/地線線種

通常、「イ」国の 400 kV 送電線には、ACSR Moose 電線が用いられている。電線および地線の技術的特性は次のとおり。

表 9.3-3 電線の技術的特性

項 目	ACSR Moose	LL-ACSR/AS 590mm ²
より線径 (mm)	Al : 54/3.53 Steel : 7/3.53	Al : 36/(4.51-4.62) Steel : 7/3.0
アルミニウム部公称断面積 (mm ²)	520	—
アルミニウム部断面積 (mm ²)	528.5	589.2
全断面積 (mm ²)	597.0	638.7
概算外径 (mm)	31.77	29.8
概算重量 (kg/km)	2,004	1,991
最大導体抵抗 20℃ (ohm/km)	0.05552	0.0484
最小引張強度 (kN)	161.2	163.2
Coefficient of linear expansion (10 ⁻⁶ /℃)	19.3	20.9
最大許容温度 (℃)	85	150
弾性率 (GN/m ²)	69	—

出所 : IS:398-2(1996), Aluminium conductors for overhead transmission purposes
 IS:398-5(1992), Aluminium conductors for overhead transmission purposes
 IS:802-1-1(1995), Code of Practice for Use of Structural Steel in Overhead Transmission Line Towers

表 9.3-4 地線の技術的特性

項 目	架空地線	OPGW ⁶⁵
地線数	Two	—
より線径 (mm)	7/3.66	24 fibers
全断面積 (mm ²)	73.65	80.2
外径 (mm)	10.98	12.5
1 km 当たり概算重量 (kg/km)	583	460
直流抵抗 (20 °C) (ohm/km)	2.5	—
最小引張強度 (kN)	68	84
弾性率 (kg/mm ²)	19,361	13,904
線膨張係数 (10 ⁻⁶ /°C)	11.5	14.3
最大許容温度 (°C)	53	53

出所 : CBIP, *Manual on Transmission Lines*, July 2014

IS:398-2(1996), Aluminium conductors for overhead transmission purposes

IS:5613-3-1(1989), Code of Practice for Design, Installation and Maintenance for Overhead Power Lines

(3) 標準径間長

鉄塔間標準径間長:400 m

⁶⁵ 架空地線 (Optical Ground Wire : OPGW)

9.3.4 がいいし設計

(1) がいいし種類と形状

「IS:731(1971), *Porcelain insulators for overhead power lines with a nominal voltage greater than 1000 V*」に準拠するボールソケット型標準磁器製懸垂がいを決定する。

表 9.3-5 がいいし形状 (400 kV、2 回線 2 導体、使用電線 : ACSR Moose)

がいに連 型式	鉄塔型	懸垂がいの サイズ (直径 x 高 さ) (mm)	がいの数量	がいに課電破 壊荷重 (kN)	がいに連 引張強度 (kN)
Single 'I' Suspension	Standard Tangent Type Tower (DA)	280-305x145	1x23	120	120
Single 'I' Suspension Pilot	Large deviation angle Towers for restraining the jumper from coming closer to the tower body (DD)	280-305x145	1x23	120	120
Single Tension	For Transposition Towers	280-305x145	1x24	120	120
Double Tension	All types of Angle Towers (DB, DC & DD)	280-305x170	2x23	160	320

出所 : IS:731(1971), *Porcelain insulators for overhead power lines with a nominal voltage greater than 1000 V*

(2) 連当たりのがいの個数

適用するがいの形状および変電所の絶縁設計における設計条件 (漏れ距離: 23 mm/kV) に準じて、表 9.3-5 のとおり 23 から 24 個と設定。具体的には詳細設計段階において適切な漏れ距離に基づき決定することになる。

(3) がい装置の機械的強度

がい装置の機械的強度は、表 9.3-6 の最小安全率を満たすよう決定する。

表 9.3-6 がいし装置の最小安全率

条件	安全率
最過酷条件	2.5 (40% RUS)

出所：調査団作成

(4) がいし連数

がいし装置は1連または2連で、表 9.3-6 に示す安全率に基づき、また、がいし形状によって決定する。

9.3.5 電線地上高

当該送電線の最小電線地上高は *IS:5613 Part 3-1, Code of Practice for Design, Installation and Maintenance for Overhead Power Lines, Part 3: 400 kV Lines, Section 1: Design* を満足するように、次のとおりとする。

表 9.3-7 最小電線地上高

区分	最小電線地上高 (mm)
地面	8,840
河川横断	21,900
鉄道	18,260
通信	4,480

出所：*IS:5613 Part 3-1, Code of Practice for Design, Installation and Maintenance for Overhead Power Lines, Part 3: 400 kV Lines, Section 1: Design*

9.3.6 鉄塔形状

(1) 地線の絶縁設計

地線条数および雷遮蔽角は次のとおり。

条数:2 条

最小雷遮蔽角:20°

(2) 鉄塔形状

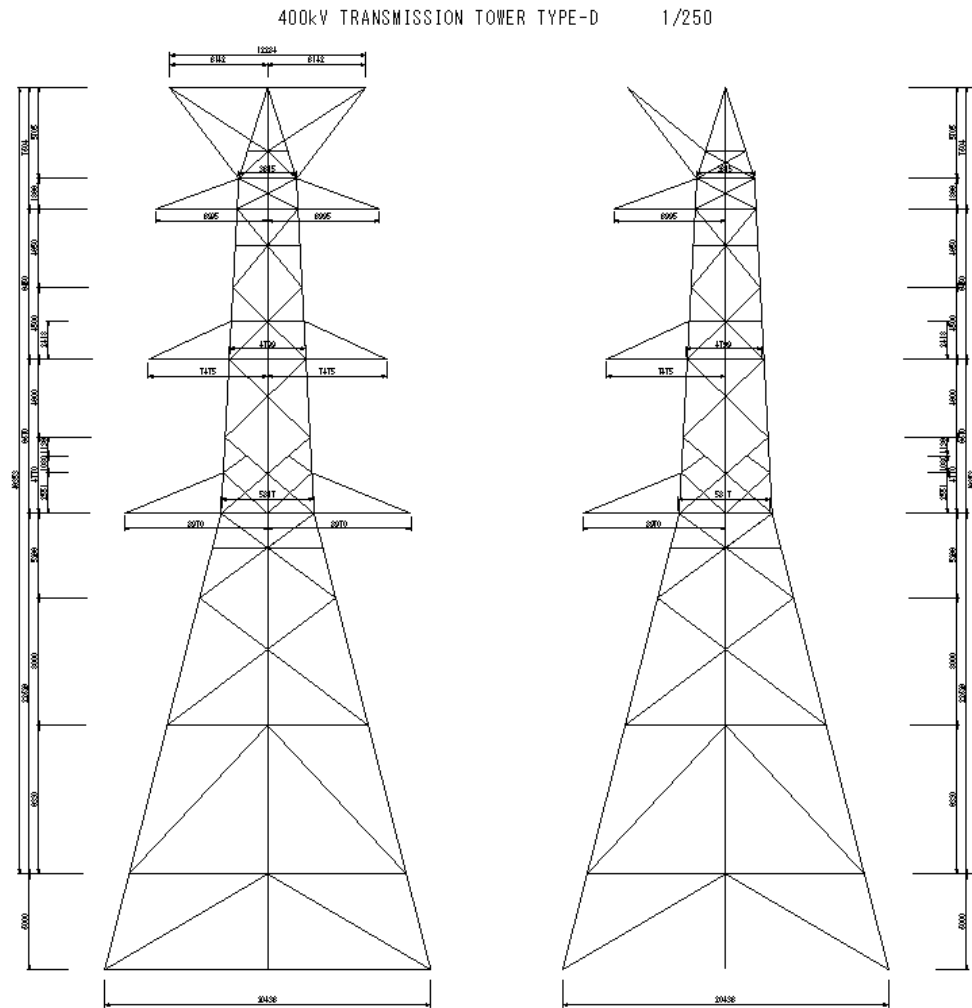
表 9.3-8 の標準的な4つの型式の鉄塔形状を想定する。図 9.3-1 に DD 型の 400 kV 送電線の鉄塔形状図を示す。ガンジス川横断部の送電鉄塔については、形状は標準タイプと相違ないが、少ない鉄塔数でガンジス川を横断させるように、河川横断時の最小電線地上高 (22.0 m) を満足させるように鉄塔の高さを設計する。通常の送電鉄塔の高さは、構造物や樹木、鉄道などの障害物により異なるが、約 50 m 前後であるのに対し、ガンジス川横断

部における送電鉄塔の高さを約 250 m 前後とし、3 本の鉄塔での横断を想定する。具体的な形状等については、詳細設計段階において決定することになる。

表 9.3-8 鉄塔型と適用条件

鉄塔型	使用箇所	適用線路水平角 (°)	がいし吊型
DA	Straight run	0	Suspension
DB	Small Angle	02 - 15	Tension
DC	Medium Angle	15 - 30	Tension
DD	Large Angle/Dead End	30-60/dead end	Tension

出所 : IS 5613-3-1 (1989): *Code of Practice for Design, Installation and Maintenance for Overhead Power Lines, Part 3: 400 kV Lines, Section 1: Design*
 IS 802-1-1 (1995): *Code of Practice for Use of Structural Steel in Overhead Transmission Line Towers, Part 1 Materials, Loads and Permissible Stresses, Section 1: Materials and Loads*



出所：調査団作成

図 9.3-1 DD Type Tower

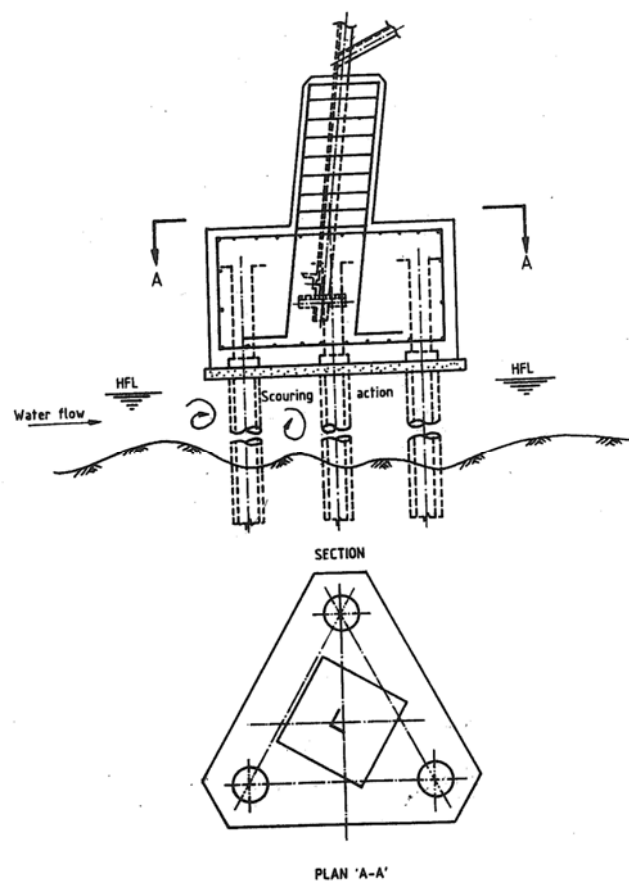
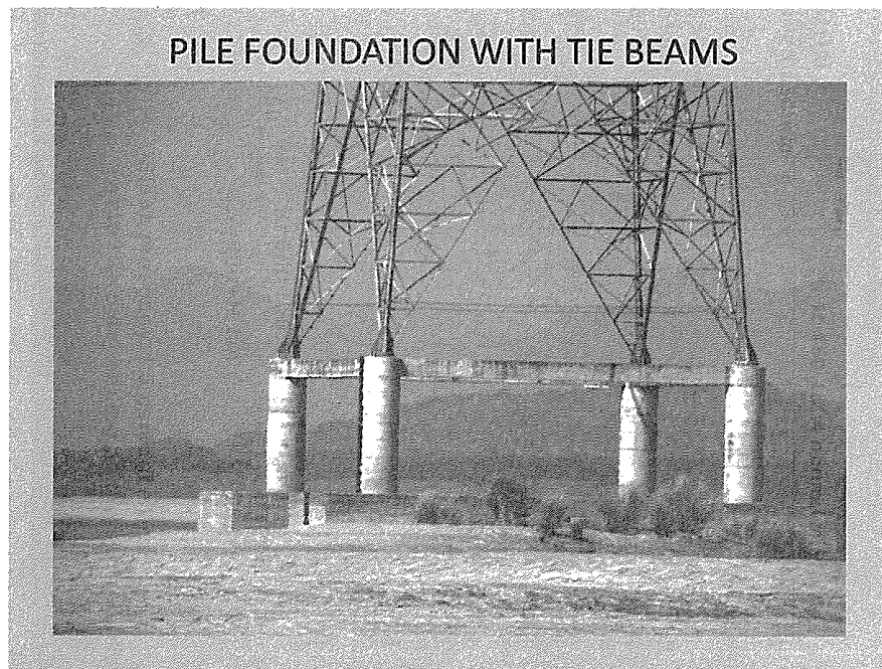
9.3.7 基礎形状

基礎型は鉄塔ごとに逆 T 字基礎または杭基礎が適用されるものと想定するが、各基礎形状は詳細設計段階で地質調査およびボーリング調査結果に基づき決定することになる。

この地域の土壌は、今なお土壌形成過程である沖積層で構成される。ガンジス川の蛇行部や沖積堤部（洪水エリアの上流側）は砂壤からローム層に変化する。洪水エリア部においては、砂壤からシルト質に変化する。ガンジス川の沖積堤部においては、ローム層からガンジス川に流入するバーヒ・ガンダック川（Burhi Gandak）やバグマティ川（Bhagmati）流域における粘土質層に変化する。総じてこのエリアの土壌は腐植土を含む砂壤土で肥沃な土壌である。

以上から、建設予定地は軟弱粘性質と緩い砂、砂礫が混在した軟弱地盤が分布し地下水位が浅深度に伏在することが想定される。また、BSPTCL への既設送電の基礎形状の聞き取りも含め本ルート多くの鉄塔基礎は杭基礎またはマット基礎が採用されることを想定している。

また、ガンジス川横断部については、地面が非常に軟弱な地盤であるため、パイル基礎が採用されることを想定している。



出所 : *Manual on Transmission Lines, 2014*

図 9.3-3 パイル基礎の使用例および参考図面

9.4 送電線の資材数量

9.4.1 鉄塔基数および鉄塔総重量

選定されたルートに基づく鉄塔基数は次表のように見積もられる。耐張鉄塔間の連続径間は平坦地において 15 径間または 5 km を超えないものとする。また、住宅地横過を避けるためのある程度のルート調整を考慮する。

表 9.4-1 鉄塔基数

区間	ルート長 (km)	鉄塔基数		
		耐張鉄塔	懸垂鉄塔	合計
BTPS - 新ガイガット s/s	58.9	26	124	150

出所：調査団作成

9.4.2 電線/地線数量

電線/地線数量は、それらの条数とルート長の積で算出され、3%の弛度および架線工事余長を考慮する。OPGW については、5%の余長を考慮する。

表 9.4-2 電線/地線数量

線種	導体数	相数	回線数	ルート長 (km)	電線/地線長 (km)
LL-TACSR/AS 590 mm ² or ASCR Moose	2	3	2	58.9	728
Galvanized steel wire	1	－	1	58.9	60.7
OPGW	1	－	1	58.9	61.9

出所：調査団作成

9.4.3 がいし装置数量

がいしおよびがいし装置数量は懸垂/耐長鉄塔基数から算出される。

表 9.4-3 がいしおよびがいし装置数量 (適用電線:Moose, LL-ACSR/AS 590mm²)

がいし吊型	項目	数量	装置数	鉄塔基数	合計
Suspension	120 kN Insulator	23	6	124	17,112
	Single string set	1			744
Tension	160 kN Insulator	23x2	12	26	14,352
	Double string set	1			312
	120 kN Insulator	23	6	(15)	2,070
	Jumper Support	1			90

出所：調査団作成

9.5 スペアパーツ、工具および計測機器類

送電線の設計仕様は全線にわたって共通である。完成後の送電線の保守は BSPTCL が所管することになる。

スペアパーツ、工具および計測機器類の調達品目や数量は詳細設計段階で決定することになるが、主な品目として以下を想定する。

なお、BSPTCL で初めての 400 kV 送電線の採用となることから、これらの十分な検討が必要である。

9.5.1 送電線保守用資材

代表的な鉄塔型の鉄塔スペア、損傷部材取替用の鍍金鋼材およびボルト、電線/OPGW およびそれら付属品のスペア、がいしおよびその金具類など

9.5.2 工具および計測機器

がいし交換器、現場加工用工具、絶縁接地棒、絶縁抵抗測定器、保守装備品、巡視/点検用車両、不良がいし検出器など

スペアパーツ、工具および計測機器類の調達費は送電線資材代合計の 5% とし、本送電線プロジェクト費に加える。

第 10 章 環境社会配慮

10.1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

本プロジェクトのサイトはビハール州のバラウニである。バラウニは上流部・中部・下流部の 3 つからなるガンジス平原のうち、中部ガンジス平原 (Middle Ganga Plain) に位置している。この地域は概ね平坦であり起伏に乏しい。バラウニ TPS はガンジス川の左岸から約 3.5km の地点に位置する。図 10.1-1 および図 10.1-2 に本プロジェクトサイト位置図および本プロジェクトエリア周辺図を示す。

本プロジェクトエリアの総面積は 680 エーカである。表 10.1-1 示されるように、本プロジェクトエリアには発電所襟エリア (370 エーカ)、灰捨場および灰輸送パイプライン (210 エーカ)、水関連施設 (20 エーカ) が含まれる。発電所用敷地 (370 エーカ) には、本プロジェクトにより建設予定の発電所 (ユニット 10、1 x 660 MW) の用地として 80 エーカ、既存発電所 (2 x 250 MW) およびその他 (グリーンベルトや線路) の用地として 290 エーカが含まれる。既に環境許可承認済みの 290 エーカの灰捨場は発電所用地から南東に約 2.7km の場所に位置しており、ユニット 6 から 10 により共同で利用される。

灰スラリーパイプラインはユニット 8 および 9 のプロジェクトで BSPGCL によって確保された用地内に設置される。本プロジェクトサイトを図 10.1-1 に示す。

ベースとなる環境社会状況は、第 5 章および第 10.4 項を参照。

表 10.1-1 本プロジェクトに必要な用地（エーカ）

No.	項目	面積
A	発電所エリア	370
A. 1	本プロジェクトの新規発電所（1 x 660 MW）エリア	
	発電所、変電所	15
	石炭貯蔵場、操作システム	25
	水関連システムおよび機器	15
	冷却塔エリア	10
	スイッチヤード（400 kV）	5
	その他関連施設	5
	道路および排水溝	5
	A. 1 計	80
A. 2	既存発電所（2 x 250 MW）エリア	
	A. 2 計	174
A. 3	発電所以外のエリア	
	緑地、一時資材置場	100
	線路エリア	16
	A. 3 計	116
B	灰捨場、灰輸送パイプライン	290
C	取水施設	20
	沈殿/ 沈砂池	10
	取水パイプライン	10
	A+B+C 合計	680

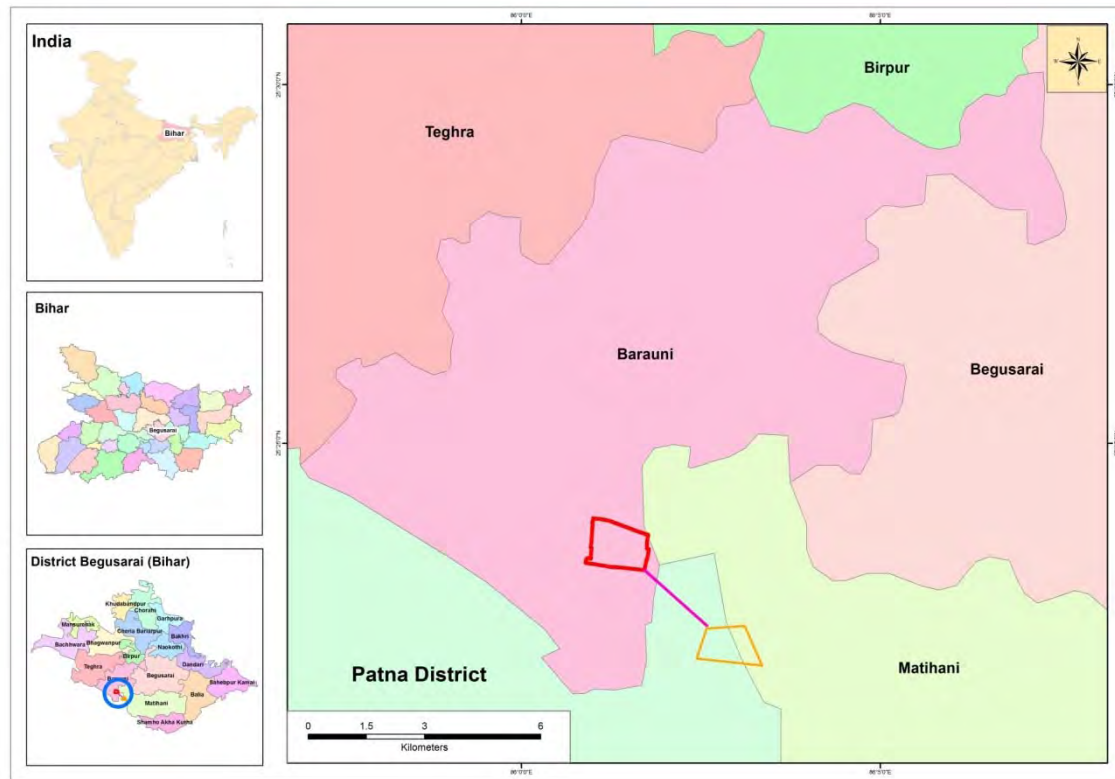


図 10.1-1 本プロジェクトサイト位置図

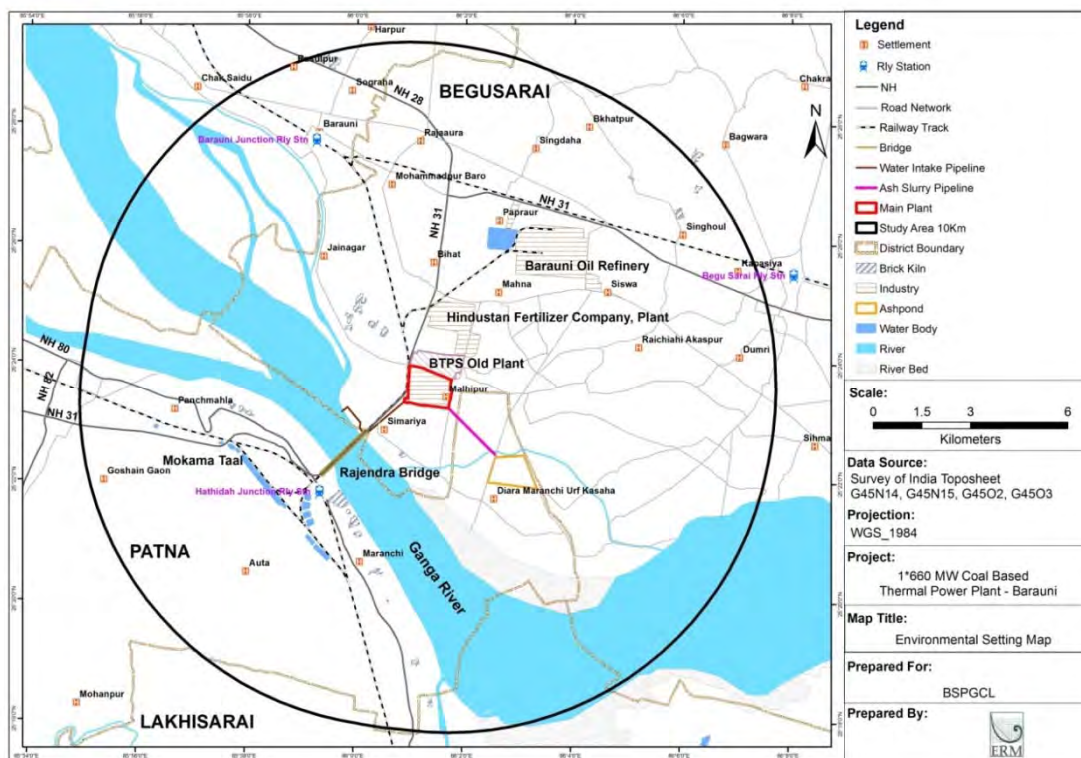


図 10.1-2 本プロジェクトエリア周辺図

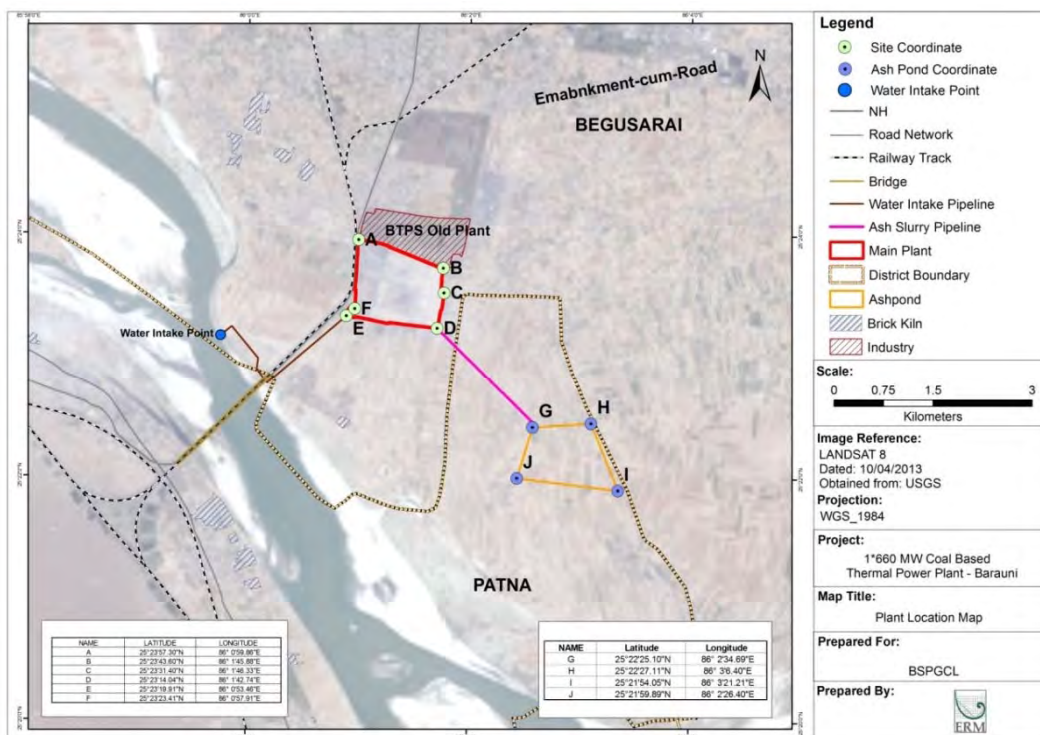


図 10.1-3 本プロジェクトサイト図

10.2 インド国の環境社会配慮制度/組織

10.2.1 環境許認可制度

(1) 環境影響評価関連法制度

1) 環境影響評価概要

「イ」国において、EIAは、環境へ著しい影響を及ぼす可能性のあるプロジェクトを実施する際、必要となるECの取得の過程で必要とされるプロセスとして位置づけられる。

EC制度は、MoEFが2006年9月に環境保護法第5条3項に基づき発行した通達 *Environmental Impact Assessment Notification - 2006* (以下、EIA通達とする) によって規定されている。EIA通達では39種のプロジェクト（新設/拡張）の実施の際に、ECの取得が必要とされている。ただし、プロジェクトによっては詳細なEIAの実施が不要な場合もあり、EIAの実施要否は、EC取得のプロセスで判断されることとなる。

EC取得の対象プロジェクトは、人の健康、資源への影響の程度およびプロジェクトの規模によってカテゴリAまたはカテゴリBに分類され、その分類によってEC取得のプロセスも異なる。

2) 環境影響評価該当プロジェクト

EIA通達では、以下に該当するプロジェクトにEC取得を義務付けている。

- a. EIA通達のScheduleで対象とされている39種の新規プロジェクト
- b. 既存のプロジェクト（上記39種類に該当するもの）の拡張工事。ただし、拡張後の規模が通達のScheduleに指定されている限界値（threshold limit）を上回る場合に限る
- c. 上記39種のプロジェクトに該当するプロジェクトの内容変更に伴い、通達で示された制約条件などを超過する場合

カテゴリAに該当するプロジェクトは、GoIが設立した環境評価委員会（Expert Appraisal Committee）の推薦を得て、MoEFからECを取得する必要がある。一方、カテゴリBに該当するプロジェクトは州レベルでGoIが設立した州環境影響評価局（State Level Environment Impact Assessment Authority : SEIAA）からECを取得する必要がある。SEIAAは、州環境評価委員会（State Level Expert Appraisal Committee : SEAC）の推薦によりECを発行する。SEIAAまたはSEACが存在しない州は、カテゴリBのプロジェクトでもカテゴリAと同様のプロセスによりECを取得することとなる。

火力発電プロジェクトはカテゴリAに分類されるが、送電線および石炭輸送に関連する鉄道プロジェクトはカテゴリAおよびBには分類されずにEC取得は求められていない。カテゴリ分類は、影響を受ける面積の規模、人への健康、自然および人工物への影響の程度を判断基準としている。

(2) 環境影響評価手続き

ECの取得プロセスはプロジェクト分類によって異なる。カテゴリAに該当するプロジェクトはMoEFへ、カテゴリBに該当するプロジェクトはSEIAAへ申請することとなる。第一ステップとして、以下の情報を当該局へ提出することとなる。

1) 環境影響評価通達の Appendix I に示された情報

a. プロジェクトに関する基礎情報

名称、プロジェクト位置および代替候補、規模、コスト、分類、連絡先

b. 活動

- (a) 地域の地形、土地利用および水域への変化などの物理的な変化をもたらす活動の詳細
- (b) 資源（土地、水、エネルギー、再生不能資源など）の利用
- (c) 人の健康および環境へ悪影響を与える可能性のある物の使用、保管、扱いまたは生産
- (d) 固形廃棄物の排出の可能性（工事および運転）
- (e) 汚染物または有害物の大気への放出（kg/h）
- (f) 騒音、振動、光および熱の発生
- (g) 下水道、土、表流水、地下水、沿岸水および海域への汚染物の排出による土/水の汚染の可能性
- (h) 工事および運転時における事故による人の健康および環境へのリスク
- (i) 地域における他の活動との相乗効果で環境への悪影響を与える可能性

c. 環境感度

d. 提案プロジェクトのEIA実施のためのTORの提案

2) プレF/Sレポート（ScheduleのItem 8（建物/建設プロジェクト/地域開発プロジェクトおよび都市開発）の場合は、構想計画で代替）

3) ScheduleのItem 8（建物/建設プロジェクト/地域開発プロジェクトおよび都市開発）に該当するプロジェクトの場合は、EIA通達のAppendix IIに示された土地環境、水環境、植生、動物相、大気環境、景観、社会経済側面および建築材の情報

MoEFまたはSEIAAへECの申請を行った後、プロジェクトの種類によって、最大で以下の4つの段階を経ることとなる。

Step 1 スクリーニング（カテゴリBのみ）

Step 2 スコーピング

Step 3 ステークホルダー協議

Step 4 審査

10.2.2 その他の環境関連法規

(1) 主要な環境関連法規の概要

環境関連の主な法律は表 10.2-1 のとおりとなっている。

表 10.2-1 インド国における主な環境法

分 野		名 称	制定年 (最新改定年)
基本法		環境保護法: <i>The Environment (protection) Act</i>	1986 (1991)
個別法	大 気	大気質（汚染防止および管理）法: <i>The Air (Prevention and Control of Pollution) (Union Territories) Act</i>	1981 (1987)
	水 質	水（汚染防止および管理）法: <i>The Water (Prevention and Control of Pollution) Act</i>	1974 (1988)
		水（汚染防止および管理）法: <i>The Water (Prevention and Control of Pollution) Cess Act</i>	1977 (1992)
		水（汚染防止および管理）租税法/改定: <i>The Water (Prevention and Control of Pollution) Cess (Amendment) Act</i>	2003
	森 林	インド森林法: <i>The Indian Forest Act</i>	1927
		森林（保全）法: <i>The Forest (Conservation) Act</i>	1980 (1988)
		国家/ユニオン小規模森林農産物（森林に依存するコミュニティの所有権）法: <i>The State/Union Territory Minor Forest Produce (Ownership of Forest Dependent Community) Act</i>	2005
	自然保護	インド野生動物（保護）法: <i>The Indian Wildlife (Protection) Act</i>	1972 (1993)
		インド野生動物（保護）法/改定: <i>The Wild Life (Protection) Amendment Act</i>	2002
		インド野生動物（保護）法/改定: <i>The Wild Life (Protection) Amendment Act</i>	2006
	動物福祉	動物虐待防止法: <i>The Prevention of Cruelty to Animals Act</i>	1960
	生 物 多 様 性	生物多様性法: <i>The Biological Diversity Act</i>	2002
	環境法廷	環境法廷法: <i>The National Environment Tribunal Act</i>	1995
		国家環境上訴機関法: <i>The National Environment Appellate Authority Act</i>	1997
		国家緑地法廷法: <i>The National Green Tribunal Act</i>	2010
	その他	公共損害賠償保険法: <i>The Public Liability</i>	1991

分 野		名 称	制定年 (最新改定年)
		<i>Insurance Act</i>	(1992)
		S. O. 1533(E) - EIA 通知 : <i>MoEF, S. O. 1533(E) - Environmental Impact Assessment Notification</i>	2006
		S. O. 2265(E) - 有害廃棄物規則 : <i>MoEF, S. O. 2265(E) - Hazardous Wastes (Management, Handling and Transboundary Movement) Rules, 2008, Notification</i>	2008
		S. O. 123(E) - 騒音防止規則 : <i>MoEF, S. O. 123(E) - The Noise Pollution (Regulation and Control) Rules</i>	2000

出所 : MoEF、CPCB

1) 環境保護法 (*The Environment (Protection) Act*) 1986年制定、1991年改定

環境保護法は、「イ」国における環境関連の基本法である。環境保護法では環境汚染の防止、管理および削減のためのGoIの責任が規定されている。GoIには環境保護法の目標事項を達成するために適切な規則などを作成する権限が与えられている。

環境保護法に規定する「環境」とは、「水、大気、土地およびそれらと人類、その他の生命、植物、微生物との間に存在する相互関連性を含む」と定義されている。したがって、この定義による環境に対する汚染、被害を与える諸事象に対する防止、規制、緩和のための権限が環境保護法に規定されている。汚染防止/規制の必要な分野については、GoIはそのための規則を定める権限が、環境保護法の第3条、6条、25条によって付与されている。

2) 環境保護規則 (*The Environment (Protection) Rules*) 1986年制定

環境保護規則は、環境保護法に基づいて制定された規則であり、工場などから排出される汚染物質の排出基準などが設定されている。当規則は特定の地域における工場などの設置について、汚染物質に対する最大許容値の考慮、古跡/動物保護区などの近隣に設置しないことなどの条件も規定している（第5条）。汚染物質を排出する事業所などによる排出物質などの分析データの関係当局への提出も当規則によって義務付けられている。

3) 水質

水（汚染防止および管理）法 (*The Water (prevention and control of pollution) Act, 1974*、以下、「水法」とする) は、水質汚染の防止、管理および水質の向上を目的とした法律である。水法の目標の達成のためにCPCBに必要な権限が与えられた。また、1975 年に制定された水（汚染防止および管理）規則 (*The Water (prevention and control of pollution) Rules, 1975*) ではCPCB の機能が細かく規定されている。

4) 大気

大気（汚染防止および管理）法 (*The Air (Prevention and control of pollution) Act, 1981*、以下、「大気法」とする) は大気汚染の防止、管理および影響緩和の促進を目的とした法律である。CPCB およびSPCBが大気法が目的としている事項を達成するための権限を与えている。SPCBには汚染管理地域を指定し、その地域における工業活動を制限する権限が与えられている。

10.2.3 火力発電プロジェクトに適用される環境関連基準

(1) 大気

大気（汚染防止および管理）法が1981年に施行され、それに基づき1982年にNAAQSが定められた。また、環境保護規則に基づき、第3条(3B) Schedule VIIによっても定められている。「イ」国の大気環境基準を表10.2-2に示す。

表 10. 2-2 インド国の大気環境基準

汚染物質	測定基準時間	大気中濃度	
		工業地域、居住地域、農村およびその他地域	生態学上影響を受けやすい地域 (GoI が指定)
硫黄酸化物 (SO _x) [μg/Nm ³]	Annual ⁶⁶ 24 hours ⁶⁷	50 80	20 80
窒素酸化物 (NO ₂) [μg/Nm ³]	Annual ²⁴ 24 hours ²⁵	40 80	30 80
ばいじん (PM) (10 μm 未満) (μg/Nm ³)	Annual ²⁴ 24 hours ²⁵	60 100	60 100
ばいじん (PM) (2.5 μm 未満) (μg/Nm ³)	Annual ²⁴ 24 hours ²⁵	40 60	40 60
オゾン (O ₃) (μg/Nm ³)	8hours ²⁵ 1 hour ²⁵	100 180	100 180
鉛 (Pb) [μg/Nm ³]	Annual ²⁴ 24 hours ²⁵	0.50 1.0	0.50 1.0
一酸化炭素 (CO) [mg/Nm ³]	8 hours ²⁵ 1 hour ²⁵	02 04	02 04
アンモニア (NH ₃) [μg/Nm ³]	Annual ²⁴ 24 hours ²⁵	100 400	100 400
ベンゼン (C ₆ H ₆) [μg/Nm ³]	Annual ²⁴	05	05
ベンゾピレン (BaP) (粒子相のみ) [ng/Nm ³]	Annual ²⁴	01	01
ヒ素 (As) [ng/Nm ³]	Annual ²⁴	06	06
ニッケル (Ni) [ng/Nm ³]	Annual ²⁴	20	20

出所 : MoEF/CPCB, Notification S. O. 384 (April 1994)/S. O. 935 (October 1998)

⁶⁶ 1 週間に 2 回、24 時間、均等な間隔で行った最低 104 回の測定の年間平均

⁶⁷ 24 時間/8 時間値には 1 年間の時間のうち 98% 対応すること。残り 2% については超過することができるが、連続する日で超過しないこと。

(2) 騒音

環境保護規則に基づき、第3条(1)Schedule IIIによって定められている。また、2000年に「騒音公害規則(*Noise Pollution (Regulation and Control) Rules*)」によっても定められている。「イ」国における騒音基準を表10.2-3に示す。

表 10.2-3 インド国における騒音基準

地域区分	規制値 dB (A)	
	昼間(6:00-21:00)	夜間(21:00-6:00)
工業地域	75	70
商業地域	65	55
居住地域	55	45
静音地域	50	40

出所: MoEF, *Noise Pollution (Regulation and Control) Rules (February 2000)*

(3) 排水基準

環境保護規則に基づき、第3条(1)Schedule Iによって定められている。工場などから排出される汚染物質の排出基準が設定されている。規則のSchedule Iにおいて90以上の業種別(プロセス別)にそれぞれ排水、排ガス、騒音、煙突高などの基準が設定されている。対象業種によって対象物質が異なると共に、特定の業種に特別な条件が設けられているのが特徴である。「イ」国における火力発電プロジェクトに適用される排水基準を表10.2-4に示す。

表 10.2-4 インド国における火力発電プロジェクトに適用される排水基準

排水源	汚染物質	濃度(mg/L)
復水器冷却水(一過式)	pH	6.5-8.5
	温度	取水温度より 10℃を超えないこと
	遊離塩素	0.5
ボイラ排水	全浮遊物質(SS)	100
	油脂類	20
	全銅(Cu)	1.0

排水源	汚染物質	濃度 (mg/L)
	全鉄 (Fe)	1.0
冷却塔排水	遊離塩素	0.5
	亜鉛 (Zn)	1.0
	全クロム (Cr)	0.2
	リン酸塩 (PO_4^{3-})	5.0
	その他防錆材料	GoI および州政府により個別に規制
灰捨て場排水	pH	6.5-8.5
	全浮遊物質 (SS)	100
	油脂類	20

出所：MoEF, *Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)*

1) 復水器冷却水排水温度制限

復水器の冷却水温度については MoEF の *Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)* において以下のとおり定められている。

a. 1999 年 6 月 1 日以降に運用開始する新設火力発電所

河川、湖沼から取水する新設火力発電所は、設置場所、発電能力に関係なく冷却塔を設置しなければならない。

b. 沿岸地域にある海水を利用する新設火力発電所

海水利用の火力発電所は、取水温度の上昇が 10℃を超えないように放水点での温度を下げる適切なシステムを採択しなければならない。

c. 既設火力発電所

復水器冷却水の入口/出口間の温度上昇は 10℃を超えてはならない。

2) 大気排出基準

大気排出基準に関しては、表 10.2-5 に記載されているとおり、2015 年 12 月 7 日に新たな基準値が公表された。2017 年以降に建設されるプラントに対して適用されることになる。

表 10.2-5 火力発電所に適用される大気排出基準

物質	基準値 (mg/Nm ³)
粉じん	30
SO _x	100
NO _x	100
水銀	0.03

出所：MoEF, *Environmental (Protection) Rules, Amendment Rules, 2015*

表 10.2-6 火力発電所に適用される大気排出基準（煙突高さ）

発電機出力	煙突高さ (m)
500 MW 以上	275
200 MW/210 MW 以上、500 MW 以下	220
200 MW/210 MW 以下	$H=14(Q)^{0.3}$ Q:SO _x 排出量 (kg/h) H:煙突高さ (m)

出所：MoEF, *Environmental (Protection) Rules, Schedule I, 1986*

10.2.4 インドの環境基準と国際金融公社排出基準

(1) 大気

国際金融公社 (International Finance Corporation: IFC) の環境衛生安全ガイドライン (*Environmental, Health, and Safety Guidelines*; 以下、EHS⁶⁸ガイドライン とする。) の火力発電ボイラの大気への排出ガイドライン (2008年) が表10.2-7のとおり定められている。「イ」国の新大気排出基準はIFC基準の悪化大気地域より厳しく設定されている。

⁶⁸ 環境・健康・安全 (Environmental, Health, and Safety: EHS)

表 10.2-7 火力発電所における排出基準の比較 (mg/Nm³ : O₂ 6%換算)

	インド国環境保護規則 －火力発電	IFC EHS ガイドライン －固体燃料 (600 MWth 以上の発電所)	<参考> IFC 基準 (悪化大気地域)
SO _x	100	200-850 (70-298 ppm)	200 (70 ppm)
NO _x	100	510 (248 ppm)	200 (97 ppm)
ばいじん (PM)	30	50	30
水銀	0.03	－	－

出所 : MoEF, *Environmental (Protection) Amendment Rules, Schedule I, 2015*
 IFC, *Environmental, Health, and Safety Guidelines (Thermal Power Plants)*
 (December 2008)

(2) 排水

「イ」国の火力発電所からの排出基準は環境保護規則第3条(1)により定められている。他方、EHSガイドラインにおいても排出先水域の水利用分類に基づいて確立されているため、設計時はガイドライン値に留意する必要がある。

表 10.2-8 火力発電所における排水基準の比較 (mg/L : pH および温度を除く)

	インド国環境 保護規則 - 火力発電	IFC EHS ガイドライン	備 考
pH	6.5-8.5 ^{69 70}	6-9	
全浮遊物質(SS)	100 ^{69 71}	50	
油脂類	20 ^{69 70}	10	
全残留塩素	0.5 ^{68 72}	0.2	インド国基準は 遊離塩素のみ
クロム(Cr)	0.2 ⁷¹	0.5	
銅(Cu)	1.0 ⁷⁰	0.5	
鉄(Fe)	1.0 ⁷⁰	1.0	
亜鉛(Zn)	1.0 ⁷¹	1.0	
鉛(Pb)	— ⁷³	0.5	
カドミウム(Cd)	— ⁷²	0.1	
水銀(Hg)	— ⁷²	0.005	
ヒ素(As)	— ⁷²	0.5	
リン酸塩(PO ₄ ³⁻)	5.0	—	
放水温度(°C)	5	EIA で評価	

出所 : MoEF, *Environmental (Protection) Rules, Schedule I, 1986*

IFC, Environmental, Health, and Safety Guidelines (Thermal Power Plants)
(December 2008)

⁶⁹ 復水器冷却水 (一過式)

⁷⁰ 灰捨場排水+ : その他

⁷¹ ボイラ排水

⁷² 冷却塔排水

⁷³ 防錆材料として GoI および州政府により個別に規制

(3) 騒音

騒音については、「イ」国の火力発電所の騒音基準は環境保護規則第3条（1）により、騒音に関する環境基準が定められている。他方、EHSガイドラインにおいても他の大きな産業施設と類似しているため、一般事項として一般編に規定されている。

表 10.2-9 騒音基準の比較

	インド国環境保護規則 ⁷⁴	IFC EHS ガイドライン（一般） ⁷⁵
昼 間	75	70
夜 間	70	70

出所：MoEF, *Environmental (Protection) Rules, Schedule III, 1986*

IFC, Environmental, Health and Safety Guidelines (Thermal Power Plants)
(December 2008)

⁷⁴ 昼間（6:00-21:00）、夜間（21:00-6:00）

⁷⁵ 昼間（7:00-22:00）、夜間（22:00-7:00）

10.3 代替案の比較検討

本プロジェクトに関する土地利用および代替エネルギー源について、環境社会配慮面より以下を検討している。

- A) **本プロジェクトを実施しない（ゼロオプション）**
- B) **位置の検討**
- SITE No.1 灰捨て場跡地南側隣接地への建設（現況農地）
 - SITE No.2 居住エリアへの建設
 - SITE No.3 No.8/9 ユニット建設場所への建設（旧灰捨て場）
- C) **発電方式の検討**

A) 本プロジェクトを実施しない（ゼロオプション）

本プロジェクトの目的は、「イ」国ビハール州における電力需要の伸び（2013 年度：2,465 MW、2017 年度想定：5,108 MW、2021 年度想定：9,306 MW）に対応するため、新規石炭火力発電所を建設するものである。

現状、ビハール州の電力供給不足量は、年 15.3%（2013 年 3 月末）に及び、電力不足を補うため、ディーゼル発電機が多用されている。発電所を設置しない場合、地域の電力需要に対応するための別の措置（経済性・環境性共に低いディーゼル発電機による不足電力の補填、他地域からの電力購入、既設老朽化発電所の延命処置、廃止・休止発電所の再稼動など）が必要となる。

バラウニ火力発電所において現在進行中の 4 ユニットの建設・改修計画は、いずれも亜臨界圧火力発電設備であり、環境面を考慮すると、より高効率な超臨界圧発電設備などの建設が望ましい。

表 10.3-1 本プロジェクトを実施しない場合の影響

	正の影響	負の影響
経済	特になし	電源開発計画の進展の遅れにより経済成長が阻害され、また、当面不経済なディーゼル発電などの利用が必要となる
汚染対策	工事中および操業中における大気汚染、水質汚濁、廃棄物、騒音の影響がない。	電力不足を補うためディーゼル発電の利用が見込まれ、大気汚染の更なる悪化が見込まれる。 低効率および低環境対策の発電設備が建設される可能性がある。
自然環境	特になし	特になし
社会環境	用地取得が発生しない。	新たな雇用および産業の創出の機会が少なくなる。

B) 位置の検討

本プロジェクト地の位置を選定するために、以下の No. 1-3 の候補地を検討した。各候補地の位置を図 10. 3-1 に示す。

- SITE No. 1 灰捨て場跡地南側隣接地への建設（現況農地）
- SITE No. 2 居住エリアへの建設
- SITE No. 3 No. 8/9 ユニット建設場所への建設（旧灰捨て場）

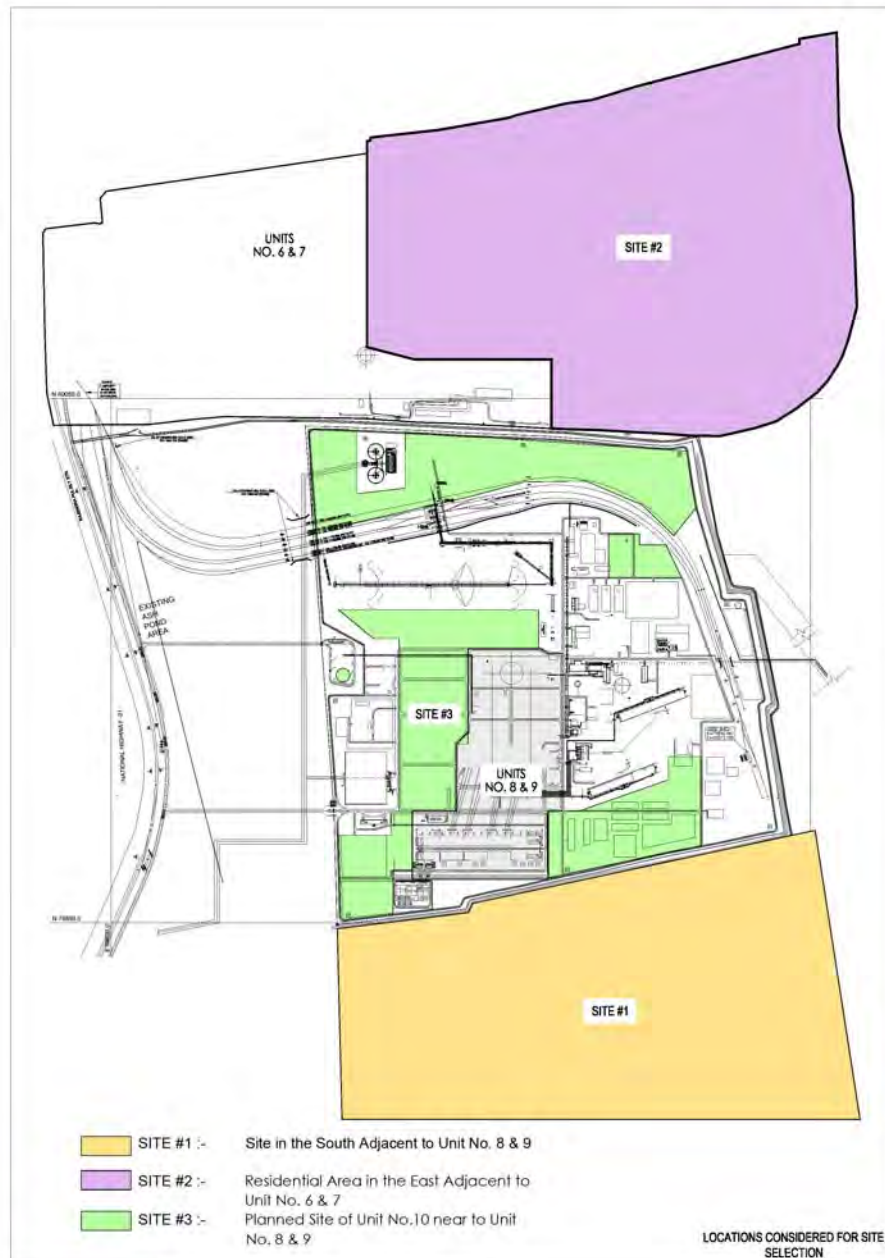


図 10. 3-1 位置検討の各検討候補地

各候補地を技術面、環境面、社会面より比較評価した結果を表 10.3-2 に整理する。比較評価結果によると、現在、No.8/9 ユニットの建設が進められている既設発電所の旧灰捨て場が最も望ましい案となった。

表 10.3-2 位置検討の候補地比較検討結果

候補地	技術面	環境面	社会面
SITE No.1: 灰捨て場跡地 南側隣接地	利用可能エリアは広く、余裕を持った配置計画ができるが、設備撤去・整地の必要がないため、着工までのリードタイムが短い	氾濫源に近づく洪水のリスクが高まるため敷地埋め立てもしくは堤防建設のために埋土材を大量に使用する必要がある。	農地の取得が発生し、農民の生活生計に影響を与える。
	○	△	△
SITE No.2: 居住エリア	利用可能エリアは広く、余裕を持った配置計画ができるが、老朽設備の撤去・整地が必要のため、着工までのリードタイムが長い	既設の発電設備廃材の廃棄に伴う一時的な大気環境への影響および既設発電所の撤去に伴う大量の廃棄物が発生する。埋立ての必要はない。	用地取得は発生しないが、居住エリアの世帯の移転が発生する。
	△	○	△
SITE No.3: No.8/9 ユニ ット建設場 所（旧灰捨て 場）	設備撤去・整地の必要がないため、着工までのリードタイムが短い	工事中における石炭灰の飛散による一時的な大気環境への影響が発生する恐れがある。埋立ての必要はない。	石炭灰処分場の跡地の有効利用ができる。用地取得は発生しない。
	○	○	◎

出所：調査団作成

C) 発電方式の検討

ブラウニ石炭火力発電所においては、当初 250 MW の亜臨界圧発電方式による発電設備の建設が計画されていたが、「イ」国側から高効率で同国内でも実績のある 660 MW 超臨界圧発電方式について、当該予定地内に新設できないか調査要望が出された。このことから、「イ」国における一般的な発電方式の違いによる環境影響を評価した。評価結果を表に示す。

下表より、亜臨界圧発電方式および超臨界圧発電方式を比較すると、超臨界圧は、亜臨界圧に対し熱効率で約 20%（相対値）の改善効果があり、CO₂排出原単位 (kg-CO₂/kWh) も約 15%の削減効果がある。また、特に「イ」国産の石炭は、灰成分の含有率が高く石

炭の約 40%程度にも達するため、より熱効率が高い発電方式の採用はさらに石炭消費量の削減となり、その結果、石炭灰の発生量削減にも寄与することができる。

表 10.3-3 インド国における一般的な発電方式の違いによる環境影響比較

項 目	亜臨界圧発電方式 (250 MW)	亜臨界圧発電方式 (600 MW 級)	超臨界圧発電方式 (660 MW)
蒸気条件（蒸気圧力、 主蒸気/再熱蒸気温度）	14.7 MPa 537/537℃	14.7 MPa 537/537℃	24.5 MPa 593/593℃
熱効率 (高位発熱量ベース)	34%程度	35% ⁷⁶ 程度	42%程度
		ベース	+20%
CO ₂ 排出原単位	0.96 kg-CO ₂ /kWh	0.94 kg-CO ₂ /kWh	0.80 kg-CO ₂ /kWh
		ベース	▲15%
SO _x , NO _x	発電方式（熱効率）とは関係なく必要設備（SCR, FGD）の設置により排出基準の順守が可能		

出所：調査団作成

⁷⁶ 600 MW の亜臨界圧式火力発電は、一般的には中規模（450 MW 程度以下）までしか製造実績がないため、ここでは、250 MW をベースに 600 MW 級を製造した場合の熱効率を推定した。

10.4 スコーピングおよび環境社会配慮調査の実施内容：発電所および関連施設

10.4.1 スコーピング

環境項目は、*JICA 環境社会配慮ガイドライン（2010年4月）*をベースに、「イ」国の環境関連の法規制ならびにプロジェクトの特性および対象地域の環境および社会の状況を考慮して選定した。事業対象範囲は、発電所および、取水設備と灰捨て場を含む関連施設とする。本プロジェクトと不可分一体となる送電線事業に関する環境社会配慮調査に関しては、第10.12項を参照。

各影響項目について、計画時・工事中および操業段階の開発行為によって受けると想定される影響を負の影響（－）および正の影響（＋）に分け、また、影響度合いを以下のよう記した。表10.4-1に発電所および関連施設の各段階におけるスコーピング案を示す。

- A （＋／－）：重大な影響が見込まれる。
- B （＋／－）：重大ではないが、多少の影響が見込まれる。
- C ：影響の度合いは不明（検討の必要あり。調査の進捗に併せて影響が明らかになる場合もある）。
- D ：影響はない。

表 10. 4-1 スコーピング案（発電所および関連施設）

分類		影響項目	評価		評価理由および留意点
			計画時／ 工事中	操業時	
汚染対策	1	大気汚染	B-	A-	工事中： 工事資材などの搬出入に伴う土砂粉じんの巻き上げなどが発生する。 操業時： 操業に伴って発生するばいじん、SO _x 、NO ₂ などが考えられるため、インド国環境基準あるいは IFC EHS ガイドラインの値を遵守するような対策を施す必要がある。インド国環境基準が厳しくなる可能性について特に留意し、設計に反映する必要がある。また、インド国は水俣条約に批准しているため、水銀対策についても確認する。 ・揚運炭設備からの飛散炭じんおよび灰捨て場からの粉じんの発生が考えられるため、防じんカバーなどの対策を施す必要がある。
	2	水質汚濁	B-	B-	工事中： 建設時に泥水の発生による影響が想定される。 操業時： 発電所から発生する冷却排水などの廃水はすべて施設内でリサイクルされ、敷地外には排水されない。発電所から発生するボイラ排水などは、インド国環境基準あるいは IFC EHS ガイドラインの値を遵守するような対策を施す必要がある。
	3	廃棄物	B-	B-	工事中： 建設残土や廃材の発生が想定される。 操業時： 操業に伴って石炭灰を含む廃棄物の発生が考えられる。
	4	土壌地下水汚染	B-	B-	工事中： 建設用オイルの流出などによる土壌汚染の可能性が想定される。 操業時： 灰捨て場からの浸出水による土壌地下水汚染が考えられるため、遮水シートなどの対策を施す必要がある。 また、周辺コミュニティは井戸水を飲用しているため、本プロジェクトによる井戸水の汚染リスクについて特に留意する必要がある。
	5	騒音/振動	B-	B-	工事中： 建設機材/車両の稼動などによる騒音が想定される。 操業時： 敷地境界の東側に集落があるため、操業に伴う騒音はインド国環境基準および IFC EHS ガイドラインを満たすよう留意する必要がある。
	6	地盤沈下	D	D	地下水の利用はないため、地下水揚水による地盤沈下はないと考えられる
	7	悪臭	D	D	石炭火力発電所からの悪臭を引き起こす物質などはないと考えられる。
自然環境	8	保護区	D	D	本プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり保護区を含まない。 本プロジェクトサイトの近隣にも保護区は認められない。
	9	生態系	C	C	工事中： 本プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり、生態学的に重要な生息地などは含まないが、石炭灰処分場は主に農地であり樹木が散在している。 操業時： 大気環境の悪化により周辺の生態系に影響を与える可能性がある。
	10	水象	B-	B-	工事中： 建設中の水象への影響として、土地の形質改変による地上の水象の一時的な増加や減少が想定される。また、No. 8/9 および No. 10 号機が位置するエリアは現在の堤防（Gupta 堤防）の外側に位置しており、堤防の移設が予定されているため、堤防移設による排水パターンの改変による影響を留意する必要がある。 操業時： 石炭灰処理場の建設により平坦なエリアに丘陵地帯が形成されるため、地形が変化し周辺の水象に影響を与える可能性がある。排水路の建設など、特に雨季における排水パターンの改変に対する対策が必要となる。 また、本プロジェクトによる取水量はガンジス川の流量に比べ微小であると考えられる。
	11	地形/地質	B-	B-	工事中： 発電所の建設サイトには過去の石炭灰が 6 m 程度埋まっているため建設工法について特に留意する必要がある。 操業時： 石炭灰処理場の建設により平坦なエリアに丘陵地帯が形成されるため、地形が変化する。石炭灰の再利用を促進し、石炭灰の処分量を最小限とする対

分類		影響項目	評価		評価理由および留意点
			計画時／ 工事中	操業時	
					策が必要となる。
社会環境	12	非自発的住民移転	B-	D	工事前： 発電所建設予定地は既存の発電所の敷地内であり住民移転は発生しない。 石炭灰処理場および取水関連施設の設置予定地では、No. 8/9 号機のプロジェクトにおいて用地取得が進んでいる。現在、石炭灰処理場は公有地および民地であり主に農地として使用されている。また、取水パイプラインの一部は、ガンジス川沿岸に乾季の時期のみに一時的に占有する小屋が存在している。一部で住民移転が発生する可能性があるが、数世帯に留まることと見込まれる。
	13	貧困層	B-/ B+	C	工事中： 本プロジェクトにより、農地に影響を受けるなどして、貧困層世帯を含む被影響住民は生計手段を変更しなければならない可能性があるが、同時に、本プロジェクトの実施により建設工事などに関する雇用が増加し、一時的にはあるが貧困世帯の収入増加につながる可能性がある。 操業時： 本プロジェクトにかかる雇用増加に伴い、貧困層世帯を含む被影響住民への雇用機会が増加する可能性もあるが、新たな仕事へ順応するまでの一定期間は、負の影響が想定される。
	14	少数民族/先住民族	C	C	本プロジェクトにより、指定カーストや指定部族に対する影響が不明であるため、今後、影響範囲について確認が必要である。
	15	文化遺産	D	D	本プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり、文化遺産などは認められない。本プロジェクトサイトの近隣にも文化遺産は認められない。
	16	景観	D	B-	工事中： 既に改変された土地であり景観に特に影響を及ぼさない。 操業時： 石炭灰処理場の建設により平坦なエリアに丘陵地帯が形成されるため、景観への影響が見込まれる。
	17	雇用や生計手段などの地域経済	B-/ B+	B-/ B+	工事中： 被影響住民は生計手段を変更しなければならない可能性があるが、同時に、No. 8/9 号機の建設に関与している従業員の継続雇用および地元住民の新規雇用ができる可能性がある。 操業時： 本プロジェクトにより、バラウニ発電所の操業中止により職を失った人の再雇用を含め雇用機会が増加する。また、電力の安定供給による地域経済の発展に貢献する可能性がある。
	18	土地利用や地域資源利用	B-	B-/ B+	工事中/操業時： 石炭灰処分場により追加で約 200 エーカの農地が消失する。 石炭はインド国内の周辺地域より調達することを想定しており、副産物として生じる石炭灰は、セメントやレンガなどの資材として地域で再利用される見込みである。
	19	水利用	C	C	工事中： 付近のコミュニティにおいて地下水利用があることから、工事に伴い地下水を利用する場合は、地下水利用が影響を受ける可能性がある。 操業時： 本プロジェクトではガンジス川より取水することを想定している。ガンジス川流域が保有する流量と比較し、本プロジェクトで取水する量は渇水期においても微小となると考えられるが、取水による下流域への影響について留意する必要がある。
	20	既存の社会インフラや社会サービス	B-	B+	工事中： 建設工事が既存の社会インフラに影響は及ぼす可能性がある。 操業時： 電力の安定供給により地域経済の発展および周辺の社会インフラや社会サービスの向上に貢献することが見込まれる。
	21	社会関係資本や地域の意思決定機関など社会組織	D	D	本地域での発電所の操業は 1963 年から行っている。そのため、地域社会への深刻な影響は発生していないと想定される。
	22	被害と便益の偏在	B-	B-	本プロジェクトの実施により、電力の安定供給による便益を受ける周辺地域住民と、生計手段喪失を受ける住民との間に不公平感が発生しうる。
	23	ジェンダー	D	D	本プロジェクトによるジェンダーへの特段の負の影響は想定されない。

分類		影響項目	評 価		評価理由および留意点
			計画時／ 工事中	作業時	
	24	子どもの権利	D	D	本プロジェクトによる子どもの権利への特段の負の影響は想定されない。
	25	HIV ⁷⁷ /AIDS ⁷⁸ などの感染症	B-	D	工事中： 本プロジェクトの建設、作業規模から、労働力の外部からの流入は想定され、外部からの労働者の流入による HIV/AIDS などの感染症の発生のリスクが存在する。 作業時： HIV/AIDS などの感染症への影響は想定されない。
	26	労働環境	B-	B-	工事中： 建設時における建設作業員の労働環境に配慮する必要がある。また、No. 8/9 号機の建設工事と輻輳する恐れがあるため、特に注意する必要がある。 作業時： 作業段階で労働者への負の影響が想定される。
その他	27	事故防止対策	B-	B-	工事中： 工事中の事故に対する配慮が必要である。 作業時： 石炭サイロ内で石炭の自然発火が生じる可能性があるため、自然発火を防止する措置を検討する必要がある。
	28	越境の影響、および気候変動	D	A-	工事中： 建設作業により気候変動に影響を与えることは想定されない。 作業時： 車両の増加や発電所の作業により CO ₂ などの温室効果ガスが増加することが想定される。

- 凡例 A+/-: 重大な正/負の影響が想定される
B+/-: ある程度の正/負の影響が想定される
C : 影響が不明であり、今後調査が必要
D : 影響は想定されない

出所：調査団作成

⁷⁷ ヒト免疫不全ウイルス (Human Immunodeficiency Virus : HIV)
⁷⁸ 後天性免疫不全症候群 (Acquired Immune Deficiency Syndrome : AIDS)

10.4.2 環境社会配慮調査の実施内容

(1) 調査範囲

調査範囲は、本プロジェクトエリアから半径 10 km とする。調査対象は、発電所および、灰捨て場と取水関連施設を含む関連施設とする。環境社会影響調査の詳細は、添付XI ドラフト ESIA 報告書を参照。

(2) 調査項目および方法

表 10.4-2 に示す環境項目について、既存情報の収集および現地調査（実測など）を行う。

表 10.4-2 対象とする環境項目（発電所および関連施設）

	環境項目	予測／評価手法
公害／汚染対策	大気汚染	➤ 気象観測調査および大気汚染物質測定調査を実施する。 ➤ 大気拡散モデリング（AERMOD⁷⁹）を実施し排気ガスの拡散予測を行う。 ➤ No. 6-9 号機からの排出を考慮し累積的影響を評価する。
	水質汚濁	➤ 対象地至近を流れるガンジス川（上流および下流）を含む表層水の水質を測定する。 ➤ 本プロジェクト計画、既存資料および類似事例を精査し、影響を予測する。
	廃棄物	➤ 建設廃棄物量、産業廃棄物および一般廃棄物量、最終処分地場所/方法、最終処分のためのキャパシティを確認する。 ➤ 石炭灰に関しては、有効利用計画の検討、インド国環境基準を遵守するような灰捨て場の設置を検討する。
	土壌汚染	➤ 本プロジェクト地敷地内に埋められている石炭灰を含む土壌を分析する。 ➤ 過去のボーリングデータなどに基づき地質構造を精査し、影響を予測する。
	騒音/振動	➤ 本プロジェクト地周辺の騒音を測定する。 ➤ 騒音モデル（Sound Plan 7.2 Model）を用いて騒音レベルを予測する。 ➤ 既存資料や類似事例を調査し、影響を予測する。

⁷⁹ American Meteorological Society/Environmental Protection Agency Regulatory Model

	環境項目	予測／評価手法
自然環境	生態系	➤ 文献調査、現地調査、関係機関へのヒアリングを通じて本プロジェクト地内および周辺における影響を受けやすい生息地を特定する。 ➤ 既存資料や類似事例を調査し、影響を予測する。
	水象	➤ 建設計画、水路計画を精査し、現地調査結果、既存資料および関係機関へのヒアリング結果に基づき、影響を予測する。
	地形/地質	➤ 本プロジェクト地のエンジニアリングおよび建設計画を精査し、現地調査結果や既存資料に基づき、影響を予測する。
社会環境	非自発的住民移転	<過去の用地取得の経緯の確認> ➤ 現地調査および既存資料を精査する。 ➤ 用地取得実施機関（パトナ地区およびベグサライ地区）へヒアリングを実施する。 ➤ 被影響世帯に対するヒアリングを実施する。 ➤ 被影響世帯に対する補償内容に係る調査を行う。 ➤ JICA ガイドラインとの乖離がある場合には、コレクティブアクションプランを作成する。
		<住民移転計画の作成> ➤ 現地調査の実施および既存資料を精査する。 ➤ 本プロジェクトにより影響を受ける住民の調査を実施しRAPを作成する。
	貧困層	➤ 対象地域の社会統計書のレビュー、地元住民などへの聞き取り調査を実施する。 ➤ 被影響住民の調査結果に基づき、貧困層の生活状況に関する影響を予測する。
	少数民族/先住民族	➤ 対象地域の社会統計書のレビュー、地元住民などへの聞き取り調査を実施する。 ➤ 被影響住民の調査結果に基づき、少数民族/先住民族に関する影響を予測する。
	景観	➤ 本プロジェクト計画を精査し、現地調査結果に基づき影響を予測する。
	雇用や生計手段などの地域経済	➤ 対象地域の社会統計書のレビュー、地元住民などへの聞き取り調査を実施する。

	環境項目	予測／評価手法
		➤ 被影響住民の調査結果に基づき、影響を予測する。
	土地利用や地域資源利用	➤ 現地調査、既存資料や類似事例、地元住民および関連機関へのヒアリングに基づき、特に石炭灰の有効利用可能性を検討する。
	水利用	➤ 建設時および供用開始後の水利用計画を精査し、地下水およびガンジス川への影響を予測する。
	既存の社会インフラや社会サービス	➤ 現地調査、既存資料の精査、地元住民、関係行政機関などへの聞き取りに基づき、影響を予測する。
	被害と便益の偏在	➤ 現地調査、既存資料の精査、地元住民などへの聞き取りに基づき、影響を予測する。
	HIV/AIDS などの感染症	➤ 感染症に係る統計書の精査、既存の工事関係者へのヒアリングを実施し、影響を予測する。
	労働環境(労働安全を含む)	➤ 本プロジェクトに適用される法制度の精査、現地調査および既存の工事関係者へのヒアリングに基づき、影響を予測する。
その他	事故	➤ プラントや灰捨場のエンジニアリングを精査し、影響を予測する。
	越境の影響および気候変動	➤ 大気排出量を算出し影響を予測する。

出所：調査団作成

(3) 現地調査

スコーピング結果に基づき、環境現況把握のため、以下の項目を中心に現地調査を実施した。自然環境の項目についての調査では、本プロジェクトの対象地域の気候特性を鑑みて、季節的な影響も評価できるように、調査期間や方法について配慮した。現地調査は、2015 年夏季に実施した。

表 10.4-3 調査項目、調査手法、調査地点および頻度（発電所および関連施設）

	環境項目	調査項目	調査手法	調査地点、頻度
公害／汚染対策	大気汚染	<u>気象観測</u> ：風速、風向、湿度、気温、日照の強さ/期間、降水量	一気象観測装置による測定 一既往測定結果のレビュー No.8/9号機のEIA調査で実施した2010年9-11月の気象観測結果。	<u>気象観測装置</u> ：1地点（高さ10m程度）、4-10月の期間連続（雨季と乾季を含む）
		<u>大気汚染物質</u> ：PM10、PM2.5、NO _x 、SO _x 、CO、オゾン、鉛、アンモニア、ベンゼン、ベンゾαピレン、ヒ素、ニッケル、水銀	大気測定装置による測定および分析	10地点（No.8/9号機のEIA調査で実施した場所）、モンスーンの時期（6月中旬-9月上旬頃）を除く1シーズン（3ヵ月）、24時間測定を週2回、
	水質汚濁	<u>表層水および地下水</u> ：「イ」国の飲料水基準（IS 10500：2012）に準じた物質（ヒ素（As）、水銀（Hg）、鉛（Pb）、カドミウム（Cd）、六価クロム（Cr（VI））、銅（Cu）、亜鉛（Zn）、ニッケル（Ni）、鉄（Fe）、シアン化物（CN）含む）	現地機器と実験室分析によるサンプリングと測定	<u>地表水</u> ：5地点、1シーズン（3ヵ月）、1回/月 <u>地下水</u> ：5地点、1シーズン（3ヵ月）、1回/月
		水銀（Hg）、ヒ素（As）、鉛（Pb）、カドミウム（Cd）、銅（Cu）、亜鉛（Zn）、六価クロム（Cr（VI））	実験室分析によるサンプリングと測定	8地点、1回
	土壌汚染	水銀（Hg）、ヒ素（As）、鉛（Pb）、カドミウム（Cd）、銅（Cu）、亜鉛（Zn）、六価クロム（Cr（VI））	実験室分析によるサンプリングと測定	8地点、1回

	環境項目	調査項目	調査手法	調査地点、頻度
	騒音 / 振動	騒音レベル	騒音調査	<u>車両調査</u>: 工事用車両が利用することが想定される周辺道路を含む 6 箇所 <u>騒音調査</u>: 10 地点における 24 時間継続モニタリングの実施
	交通量	車両調査	車両種・数のカウント	3 地点 平日 1 回、休日 1 回
	生態系	本プロジェクト地における陸域生態系	既存資料の精査、動植物調査、本プロジェクト地内での現地調査、本プロジェクト地内および周辺における影響を受けやすい生息地の特定	本プロジェクトサイト周辺 10 km 以内
	非自発的住民移転	生活生計、雇用、貧困、	既存資料の精査、ヒアリング	周辺の村落
	少数民族 / 先住民族	少数民族/先住民族	既存資料の精査、ヒアリング	周辺の村落

出所：調査団作成

10.5 環境社会配慮調査結果：発電所および関連施設

10.5.1 インドの環境状況

「イ」国の国土は、北にヒマラヤ山脈、東にベンガル湾、西にアラビア海、南にインド洋に囲まれている。国土を大別すると、「ヒマラヤ山脈地帯 (the great mountain zone)」、「ガンジス川平野 (plains of the Ganda and the Indus)」、「南部半島地域 (the southern peninsula)」、「砂漠地域 (Desert Region)」の4つに分けられる。

「イ」国本土は、ヒマラヤ、アッサム、インダス平野、ガンジス平野、デカン、マラバル、アンダマンの大きく7地域に植物種別地域分類され、非常に豊富な種を有している。

「イ」国に生息する動植物の数は、植物種は45,500種および動物種は91,000種となり、全世界で特定されている全体種数のうち7-8%もの種が確認されている。

「イ」国の森林面積は667,088 km² (2009年) で森林率は20.29%である。また、動植物の保全を目的とした保護区 (National Park, Sanctuaries および Conservation reserves) は、637地区 (158,727.06 km) が該当し、国土の4.82%を占めている。「イ」国では、近年の農業、工業、都市開発による森林破壊などにより、動植物の生息域が徐々に消失している。

「イ」国における環境問題として、その他の途上国同様に自動車や工業などの活動の増加に伴う大気排出による大気汚染が大きな問題となっている。また、「イ」国内には、降雨、表層水および地下水により「イ」国の人口を維持する分の水資源が存在しているものの、近年の都市化および工業化の発展に伴い、特に都市部では地下水の汚染や枯渇により、水資源が深刻な問題となっている。

10.5.2 大気質

本プロジェクトエリア周辺半径10 km以内の10地点において、大気質モニタリングを実施した (2015年4-6月)。分析項目は、PM10 および PM2.5、NO₂、SO_x、鉛、アンモニア、ベンゼン、ベンゾピレン、ヒ素、ニッケル、CO、O₃ および水銀を対象とした。O₃ および水銀以外は、24時間値とし、O₃ および水銀は8時間値とした。

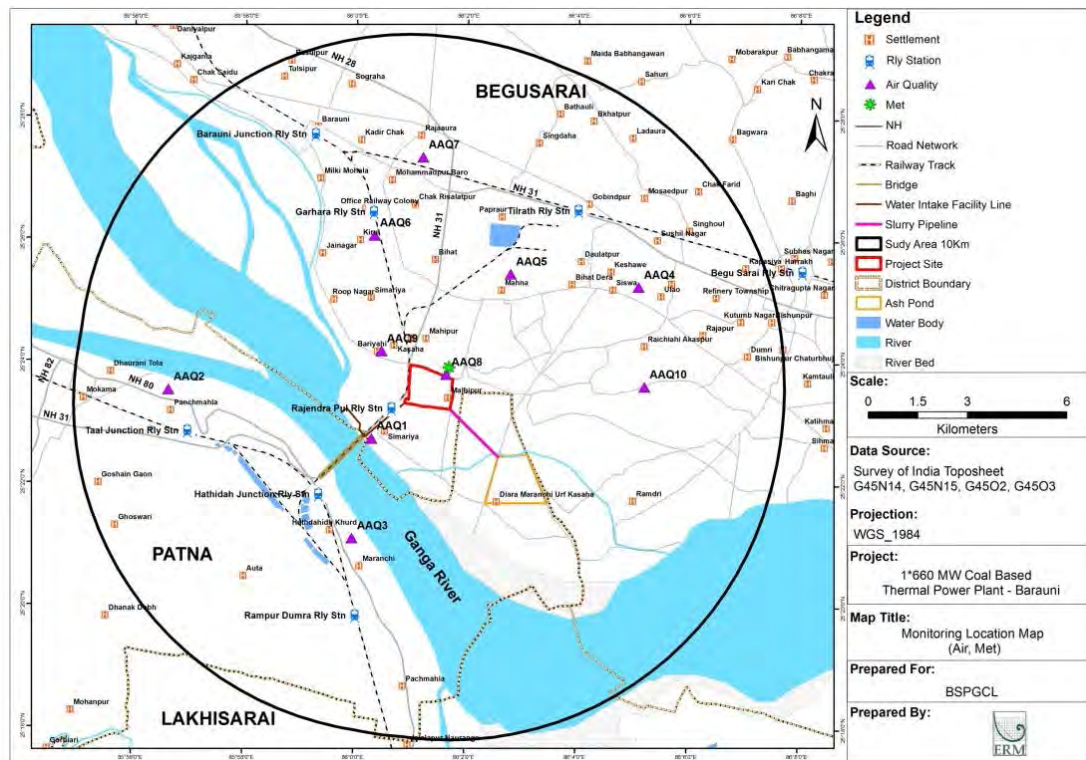
大気質のサンプリングおよび分析は、「イ」国の *IS:5182, Indian Standards for Ambient Air Quality Parameters* および米国環境保護庁 (United States Environmental Protection Agency : USEPA) の基準に従い実施した。以下の表 10.5-1 および図 10.5-1 に、大気モニタリングの実施地点を示し、表 10.5-2 に大気モニタリング結果を示す。

表 10.5-1 大気モニタリング地点

No.	サンプリング地点	コード	発電所からの距離	座標	発電所からの方向	選定理由
1	Simariya Ghat	AAQ1	1.4	25° 22' 44.78"N 86° 0' 18.03"E	南西	本プロジェクトサイトより風下。居住地区。
2	Sikharichawk (Panchmahla)	AAQ2	7.1	25° 23' 31.89"N 85° 56' 38.06"E	西	本プロジェクトサイトより風下。ガンジス川を越えた西側であり、発電所からの排出の影響を受ける可能性がある。
3	Maranchi	AAQ3	4.4	25° 21' 6.76"N 85° 59' 57.47"E	南	ガンジス川を越えた南側であり、発電所からの大気汚染物質の影響を受ける可能性がある。
4	Makardahi	AAQ4	6.2	25° 25' 14.88"N 86° 5' 6.00"E	北東	本プロジェクトサイトより風上。精製所からの排出による影響をベースラインとして測定するため。
5	Mahna	AAQ5	3.6	25° 25' 27.14"N 86° 2' 47.40"E	北東	本プロジェクトサイトの横風の位置。精製所からの排出による影響をベースラインとして測定するため。
6	Kiul	AAQ6	4	25° 26' 4.48"N 86° 0' 20.02"E	北西	本プロジェクトサイトの横風の位置。プロジェクトからの排出の影響を受ける可能性のある居住地区。
7	Hajipur	AAQ7	6.2	25° 27' 21.61"N 86° 1' 12.07"E	北	本プロジェクトサイトの横風の位置。居住地区。
8	BTPS Colony	AAQ8	0.05	25° 23' 48.00"N 86° 1' 38.42"E	北東	BTPS のコロニーにおける本プロジェクトの影響を測定するため。
9	Bariyahi	AAQ9	0.9	25° 24' 10.80"N 86° 0' 28.43"E	北西	本プロジェクトサイトの風下に位置する、もっとも近い居住地。

No.	サンプリング 地点	コード	発電所 からの 距離	座標	発電所 からの 方向	選定理由
10	Akashpur	AAQ10	5.8	25° 23' 36.92"N 86° 5' 12.83"E	東	本プロジェクトサイトより風上。

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 10.5-1 大気モニタリング地点

表 10. 5-2 大気モニタリング結果（2015 年 4 月-6 月）

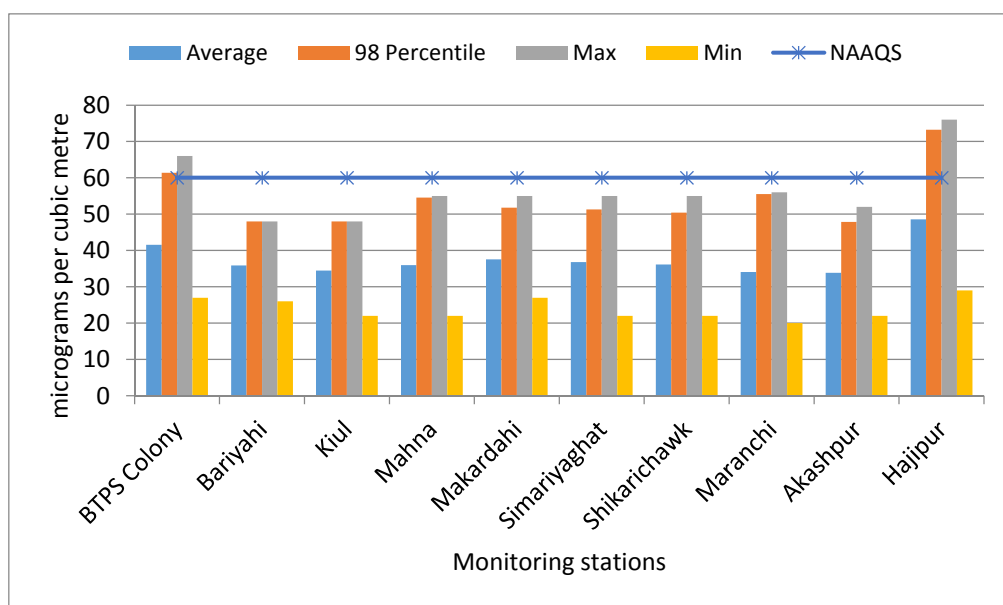
項目	単位	基準	Simariyaghat	Shikarichawk	Maranchi	Makardahi	Mahna	Kiul	Hajipur	BTPS Colony	Bariyahi	Akashpur
			AAQ1	AAQ2	AAQ3	AAQ4	AAQ5	AAQ6	AAQ7	AAQ8	AAQ9	AAQ10
PM10 24 hourly	μg/Nm ³	NAAQS	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
		最大	92.00	92.00	95.00	99.00	95.00	87.00	132.00	122.00	87.00	90.00
		最小	46.00	46.00	46.00	56.00	44.00	45.00	68.00	59.00	45.00	43.00
		平均	73.54	69.54	65.29	74.04	69.25	66.75	95.17	80.00	69.42	66.17
		98%値	92.00	88.78	93.62	94.86	93.62	86.54	132.00	109.58	86.08	87.24
PM2.5 24 hourly	μg/Nm ³	NAAQS	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
		最大	55.00	55.00	56.00	55.00	55.00	48.00	76.00	66.00	48.00	52.00
		最小	22.00	22.00	20.00	27.00	22.00	22.00	29.00	27.00	26.00	22.00
		平均	36.79	36.17	34.08	37.54	35.96	34.46	48.58	41.54	35.88	33.83
		98%値	51.32	50.40	55.54	51.78	54.54	48.00	73.24	61.40	48.00	47.86
SOx 24 hourly	μg/Nm ³	NAAQS	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		最大	9.20	9.60	10.20	10.20	9.60	9.60	11.20	9.20	9.50	8.20
		最小	4.30	4.50	4.00	4.60	4.20	4.30	5.50	4.80	4.20	4.50
		平均	6.26	6.10	6.62	7.14	6.48	6.21	7.71	7.01	6.56	6.02
		98%値	8.91	9.09	9.92	10.20	9.60	9.14	10.74	8.88	9.09	7.88
NO ₂ 24 hourly	μg/Nm ³	NAAQS	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		最大	38.50	35.20	35.20	39.70	38.50	39.60	41.20	43.20	32.20	38.50
		最小	18.50	16.60	19.60	15.50	16.60	18.50	19.60	20.20	16.60	15.20
		平均	29.35	24.60	25.31	28.71	27.37	26.50	30.65	29.09	26.27	26.52
		98%値	37.53	34.92	33.82	38.41	37.63	39.09	40.05	41.04	32.20	37.44
CO 8 hourly	mg/Nm ³	NAAQS	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
		最大	0.88	0.62	0.88	0.55	0.56	0.62	0.96	0.63	0.65	0.62
		最小	0.22	0.16	0.14	0.16	0.16	0.16	0.23	0.18	0.15	0.15
		平均	0.41	0.33	0.33	0.33	0.32	0.37	0.46	0.34	0.35	0.33
		98%値	0.78	0.59	0.73	0.53	0.54	0.62	0.92	0.59	0.64	0.57
NH ₃ 24 hourly	μg/Nm ³	NAAQS	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
		最大	26.60	25.20	28.50	25.20	26.60	23.30	20.81	27.40	29.60	26.30
		最小	15.90	<10	<10	<10	<10	<10	27.49	13.30	12.20	<10
		平均	20.19	-	-	-	-	-	28.50	19.44	20.16	-
		98%値	26.60	-	-	-	-	-	13.30	26.07	28.08	-
O ₃ 8 hourly	μg/Nm ³	NAAQS	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
		最大	47.50	48.70	42.20	55.20	51.20	62.20	62.20	68.50	45.80	48.30
		最小	<19.62	<19.62	<19.62	<19.62	<19.62	<19.62	25.50	<19.62	<19.62	21.20
		平均	-	-	-	-	-	-	39.01	-	-	30.84

項目	単位	基準	Simariyaghat	Shikarichawk	Maranchi	Makardahi	Mahna	Kiul	Hajipur	BTPS Colony	Bariyahi	Akashpur
			AAQ1	AAQ2	AAQ3	AAQ4	AAQ5	AAQ6	AAQ7	AAQ8	AAQ9	AAQ10
		98%値	-	-	-	-	-	-	62.20	-	-	47.01
Pb 24 hourly	μg/Nm ³	NAAQS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		最大	0.05	0.05	0.03	0.05	0.05	0.05	0.06	0.04	0.04	0.04
		最小	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02
		平均	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		98%値	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ni 24 hourly	ng/Nm ³	NAAQS	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
		最大	8.55	8.32	9.31	11.99	8.57	8.99	19.47	9.69	8.66	7.58
		最小	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0
		平均	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		98%値	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
As 24 hourly	ng/Nm3	NAAQS	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
		最大	4.52	3.66	3.22	5.20	5.23	5.55	4.55	5.60	4.55	5.60
		最小	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
		平均	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		98%値	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzene 24 hourly	μg/Nm ³	NAAQS	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
		最大	5.66	3.63	4.55	4.52	4.55	4.25	5.62	4.55	3.66	4.20
		最小	<2.08	<2.08	<2.08	<2.08	<2.08	<2.08	<2.08	<2.08	<2.08	<2.08
		平均	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		98%値	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzo (a) pyrene, particulate phase 24 hourly	ng/Nm ³	NAAQS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		最大	1.88	1.85	<0.04	2.85	2.66	2.33	3.22	2.62	2.56	2.52
		最小	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4	<0.4
		平均	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		98%値	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hg 24 hourly	ng/Nm ³	NAAQS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		最大	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0
		最小	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		平均	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		98%値	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

出所：調査団作成

(1) PM_{2.5}

PM_{2.5} の平均濃度 (24 時間値) は、33.83-48.58 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ であった。最低濃度 (20 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) は、AAQ5 (Maradachi 地点)、最大濃度 (76.0 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) は AAQ7 (Hajipur 地点) で測定された。PM_{2.5} の 98% 値は、ほとんどのモニタリング地点で「イ」国排出基準 (NAAQS: 60 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) を満足していたが、AAQ7 (73.24 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) および AAQ8 (61.40 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) では超過していた。AAQ7 における超過の理由として、モニタリング地点が未舗装道路に近く、車両の通行による影響を受けていたことが考えられる。AAQ8 での超過要因は、国道である NH-31 の至近であり、また、本プロジェクトサイトの旧灰捨て場からの灰および建設工事による粉じんの飛散による影響であると考えられる。図 10.5-2 に各地点における PM_{2.5} の濃度を示す。

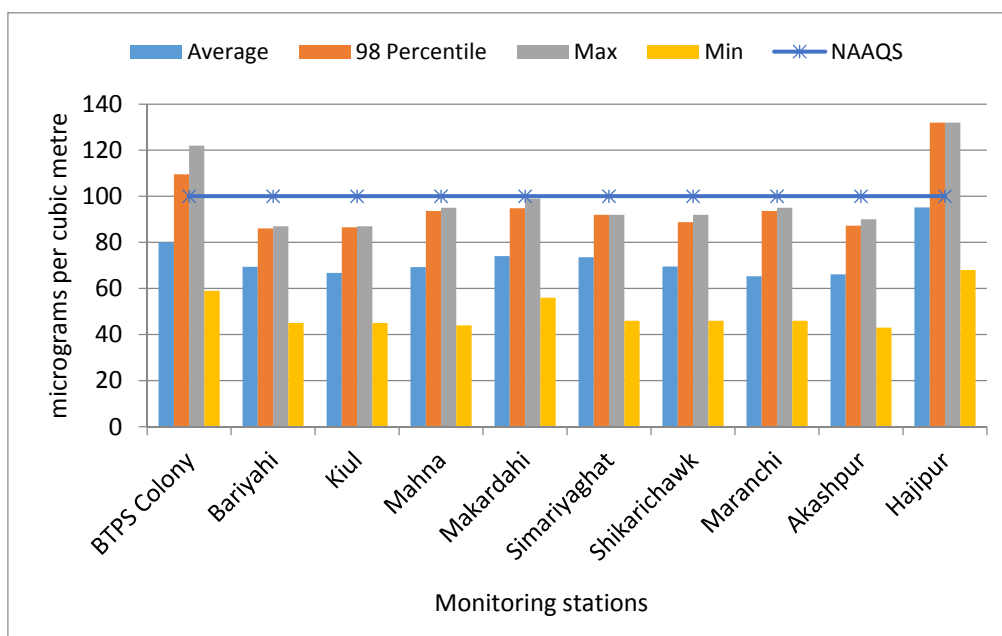


出所：調査団作成

図 10.5-2 各モニタリング地点における PM_{2.5} の濃度

(2) PM10

PM10 の平均濃度 (24 時間値) は、65.29–95.17 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ であった。最低濃度 (44.0 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) は、AAQ4 (Mahna 地点)、最大濃度 (132.0 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) は AAQ7 (Hajipur 地点) で測定された。PM2.5 の 98% 値は、ほとんどのモニタリング地点で「イ」国排出基準 (NAAQS: 100 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) を満足していたが、AAQ7 (132.00 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) および AAQ8 (109.58 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$) では超過していた。AAQ7 および AAQ8 における超過の理由は、PM2.5 と同様と考えられる。図 10.5-3 に各地点における PM10 の濃度を示す。

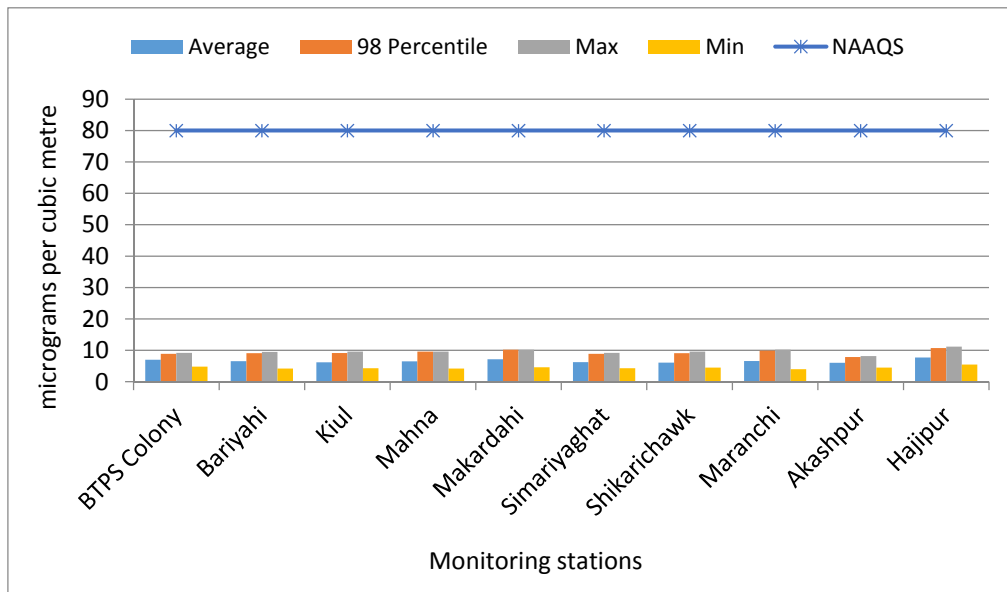


出所：調査団作成

図 10.5-3 各モニタリング地点における PM10 の濃度

(3) SO_x

SO_x の平均濃度（24 時間値）は、6.02-7.71 µg/Nm³であった。最低濃度（4.0 µg/Nm³）は、AAQ3 (Maranchi 地点)、最大濃度（11.2 µg/Nm³）は AAQ7 (Hajipur 地点)で測定された。SO_x の 98%値は、すべてのモニタリング地点で「イ」国排出基準（NAAQS : 80 µg/Nm³）を満足していた。図 10.5-4 に各地点における SO_x の濃度を示す。

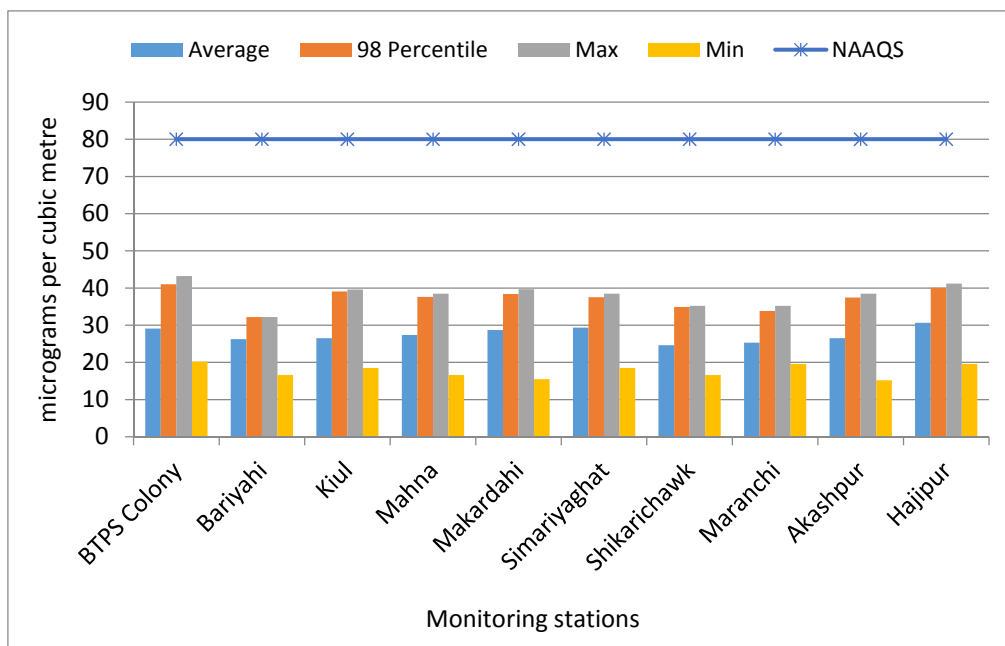


出所：調査団作成

図 10.5-4 各モニタリング地点における SO_x の濃度

(4) NO₂

NO₂の平均濃度（24 時間値）は、24.6-30.65 µg/Nm³であった。最低濃度（15.2 µg/Nm³）は、AAQ10（Akashpur 地点）、最大濃度（43.2 µg/Nm³）は AAQ8（BTPS Colony 地点）で測定された。NO₂の98%値は、すべてのモニタリング地点で「イ」国排出基準（NAAQS : 80 µg/Nm³）を満足していた。図 10.5-5 に各地点における NO₂の濃度を示す。



出所：調査団作成

図 10.5-5 各モニタリング地点における NO₂の濃度

(5) CO

COの平均濃度（24 時間値）は、0.32-0.46 mg/Nm³であった。また、最低濃度（15.2 µg/Nm³）は、モニタリング地点 AAQ9（Bariyahi）および AAQ10（Akashpur）、最大濃度（0.15 mg/Nm³）は AAQ7（Hajipur）で測定された。COの98%値は、すべてのモニタリング地点で「イ」国排出基準（NAAQS : 2 mg/Nm³）を満足していた。

(6) その他

オゾン、アンモニア、ヒ素はすべての地点で「イ」国排出基準を満足していた。ベンゼン、ベンゾピレン、水銀は、ほとんどの地点で検出下限値以下であった。

10.5.3 水質

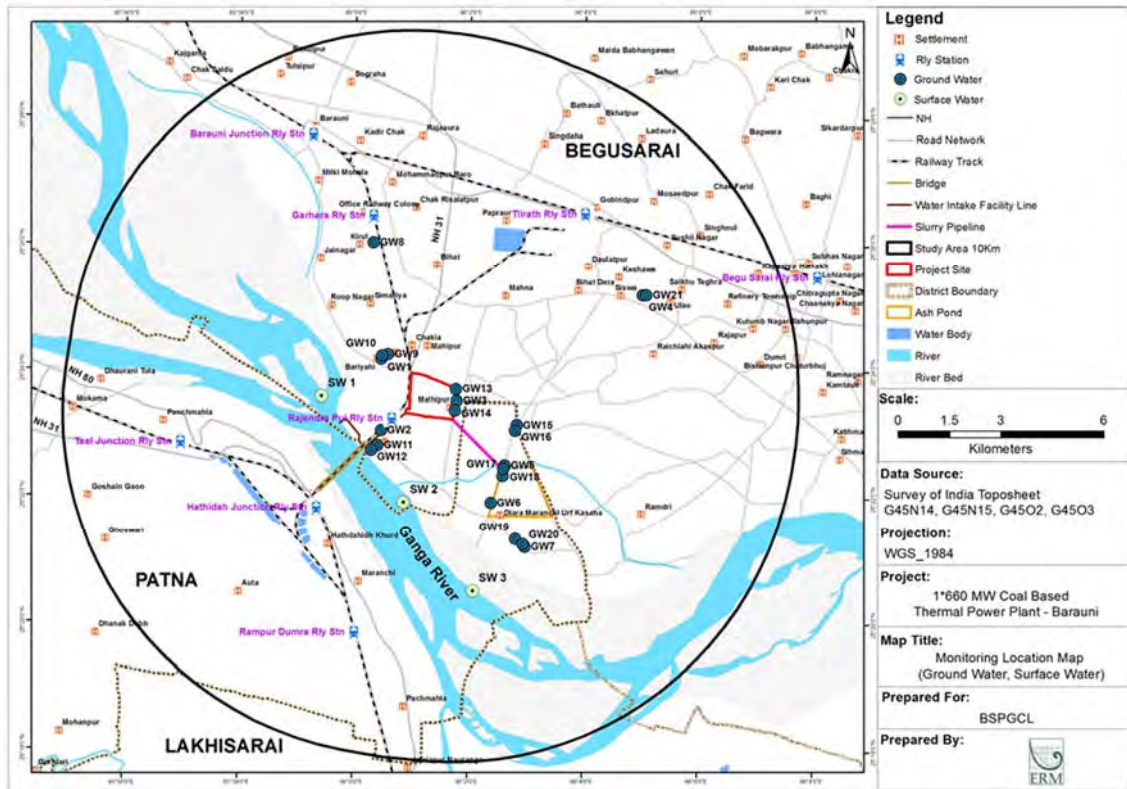
水質については、2015 年 4 月から 6 月にかけて、表層水と地下水のサンプリング調査を実施した。表 10.5-3 および図 10.5-6 に示すとおり、地下水は調査対象範囲内 9 村において 21 箇所、表層水はガンジス川の 3 箇所のサンプリング地点を選定した。地下水は 1 箇所につき 1 度サンプリングを採取し、表層水は毎月 1 度ずつ採取した。地下水水質は *ISI0500, 2012 Drinking Water Standards*、表層水は *CPCB Water Use Criteria*にある基準値とそれぞれ比較した。

表 10.5-3 水質サンプリング地点

No.	住宅地名	サンプリング地点	コード	座 標	発電所からの距離	発電所からの方向	選定理由
地下水サンプリング地点							
1	Bariyahi	Bariyahi Village -1	GW-1	25° 24' 10.08" N 86° 00' 28.03" E	1	北西	発電所近郊の主な居住地区
2		Bariyahi Village -2	GW-9	25° 24' 15.03" N 86° 00' 35.03" E	0.8	南西	発電所近郊の主な居住地区
3		Bariyahi Village -3	GW-10	25° 24' 13.09" N 86° 00' 28.03" E	0.02	東	発電所近郊の主な居住地区
4	Simariya Ghat	Simariya Ghat -1	GW-2	25° 23' 03.04" N 86° 00' 28.06" E	6	北東	発電所および灰捨て場近郊の主な居住地区
5		Simariya Ghat -2	GW-11	25° 22' 49.04" N 86° 00' 24.08" E	2	南東	発電所および灰捨て場近郊の主な居住地区
6		Simariya Ghat -3	GW-12	25° 22' 44.05" N 86° 00' 18.00" E	2.6	南東	発電所および灰捨て場近郊の主な居住地区
7	Malipur Bintola	Malipur Bintola 1	GW-3	25° 23' 31.03" N 86° 01' 47.03" E	4.2	南東	発電所近郊の主な居住地区
8		Malipur Bintola-2	GW-13	25° 23' 42.02" N 86° 01' 46.05" E	4	北西	発電所近郊の主な居住地区
9		Malipur Bintola 3	GW-14	25° 23' 22.06" N 86° 01' 45.05" E	0.8	北西	発電所近郊の主な居住地区
10	Jangira Dumra	Jangira Dumra 1	GW-7	25° 21' 12.96" N 86° 02' 59.28" E	1	北西	灰捨て場近郊の主な居住地区
11		Jangira Dumra 2	GW-19	25° 21' 20.04" N 86° 02' 49.02" E	1.2	南西	灰捨て場近郊の主な居住地区
12		Jangira Dumra 3	GW-20	25° 21' 15.05" N 86° 02' 57.01" E	1.4	南西	灰捨て場近郊の主な居住地区

No.	住宅地名	サンプリング地点	コード	座 標	発電所からの距離	発電所からの方向	選定理由
13	Vijaygarh Tola	Vijaygarh Tola 1	GW-5	25° 22' 30.72" N 86° 02' 37.68" E	0.02	東	灰捨場近郊の主な居住地区
14		Vijaygarh Tola 2	GW-17	25° 22' 20.07" N 86° 02' 35.06" E	0.03	東	灰捨場近郊の主な居住地区
15		Vijaygarh Tola 3	GW-18	25° 22' 27.08" N 86° 02' 36.05" E	1.89	東	灰捨場近郊の主な居住地区
16	Makardahi	Makardahi 1	GW-4	25° 25' 12.72" N 86° 05' 04.92" E	1.85	東	飲料水として利用されている堀井戸
17		Makardahi 2	GW-21	25° 25' 12.07" N 86° 05' 04.06" E	2.2	南東	発電所近郊の主な居住地区
18	Sitarampur	Sitarampur 1	GW-15	25° 23' 08.09" N 86° 02' 50.01" E	2	南東	発電所近郊の主な居住地区
19		Sitarampur 2	GW-16	25° 23' 03.08" N 86° 02' 48.05" E	3.94	南東	発電所近郊の主な居住地区
20	Kasaha Diara	Kasaha Diyara 1	GW-6	25° 21' 55.08" N 86° 02' 23.64" E	4.1	南東	灰捨場近郊の主な居住地区
21	Kiul	Kiul Village	GW-8	25° 26' 02.09" N 86° 00' 19.06" E	6.1	北東	発電所近郊の主な居住地区
表層水サンプリング地点							
1	Ganga River	Ganga River-Upstream	SW1	25° 23' 35.23" N 85° 59' 25.68" E	2.5	西	本プロジェクトサイトおよび灰捨場の上流
2	Ganga River	Ganga River-Near Simariya Ghat	SW2	25° 21' 55.05" N 86° 00' 52.01" E	2.6	南	発電所の南方、Simariya Ghat 近く
3	Ganga River	Ganga River-Downstream	SW3	25° 20' 30.54" N 86° 02' 04.82" E	5	南	本プロジェクトサイトおよび灰捨場の下流

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 10.5-6 水質サンプリング地点

(1) 表層水

1) SW1 地点

ガンジス川の水は沐浴、漁業および飲料水として利用されている。4月から6月に採取したサンプリングはCPCBのクライテリアB（屋外での沐浴）を満たし、5月に採取したものはクライテリアC（標準的な消毒後の飲料水）を満たしている。また、すべてのサンプリングでカテゴリD（例：Propagation for Wildlife and Fisheries）を満たし、4月と5月のサンプリングはクライテリアE（灌漑、産業用冷却、管理された廃棄物廃棄）を満たす。6月のホウ素（Boron）が2.0 mg/lとなっており、基準値を超えている。

2) SW2 地点

4-6月のサンプリング結果がCPCBのクライテリアBを満たす。すべてのサンプルはカテゴリDを満たし、4月と5月のサンプル結果はクライテリアEを満たすものであった。5月のホウ素の数値が4.1 mg/lであり、クライテリアを満たさなかった。

3) SW3 地点

4月と6月のサンプリング結果がCPCBクライテリアA（消毒無しでの飲料水）を満たし、5月のサンプルはクライテリアCを満たす。すべてのサンプルがカテゴリDを満たし、4月と5月のサンプル結果はクライテリアEを満たすものであった。5月のホウ素の数値

が 3.9 mg/l であり、クライテリアを満たさなかった。

(2) 地下水

1) 物理化学的パラメータ

pH 値は 7.08-8.33 であり、基準の 6.5-8.5 を満たしていた。総溶解固形分 (Total Dissolved Solids : TDS) は、8 地点で許容値 (Acceptable limit) を超過するが、許可値 (Permissible limit) 内には収まる。全硬度はほとんどすべての地点で許容値の 200 mg/l を超える。アルカリ度は 2 地点を除き許容値の 200 mg/l を超えるが、許可値の 600 mg/l は満たす。鉄濃度については、許容値を超える 8 地点のうち、3 地点において非常に高い数値を計測した。それらは、Malipur Bintola 地点 (2.71 mg/l) および Sitarampur 地点 (3.21 mg/l、2.79 mg/l) である。他に許容値を超えたのは、シマリヤ地点 (1.41 mg/l & 0.73 mg/l)、Kiul village 地点 (0.8 mg/l)、Jangira Dumra -2 地点 (0.8 mg/l) および Vijaygarh Tola 地点 (0.8 mg/l) である。高い鉄濃度はおそらく当地の地質学的特徴によるものと考えられる。ヒ素は 1 カ所 (Vijaygarh Tola-2 地点、0.02 mg/l) を除き Acceptance limit (<0.01 mg/l) を下回った。基準値を超えた箇所はおそらく当地の地質学的特徴によるものと考えられる。地元住民もヒ素関連の問題を認識していた。

2) 重金属

亜鉛、鉛、銅、水銀およびクロムの測定値はすべて基準値を満足する。

3) 細菌

総大腸菌群 (total coliforms) の計測値は 0 から 1.8 MPN/100 ml-920 MPN/100 ml 以上と、地点によってばらつきがあった。もっとも高い値 (920 MPN/100ml) は Makardahi open well から検出された。

表層水サンプリング結果詳細は表 10.5-4 を、地下水サンプリング結果詳細は表 10.5-5 を参照のこと。

表 10.5-4 表層水サンプリング結果

No.	パラメータ	単位	30/04 /2015	30/04 /2015	30/04 /2015	24/05 /2015	24/05 /2015	24/05 /2015	11/06 /2015	11/06 /2015	11/06 /2015	CPCB water Use Criteria				
			SW1 Upstream	SW2 Near Simariya Ghat	SW3 Downstream	SW1 Upstream	SW2 Near Simariya Ghat	SW3 Downstream	SW1 Upstream	SW2 Near Simariya Ghat	SW3 Downstream	Class A	ClassB	Class C	Class D	ClassE
1	Colour	Hazen	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	-	-	-	-	-
2	Odour		Unobjectionable	Unobjectionable	Unobjectionable	Unobjectionable	Unobjectionable	Unobjectionable	Unobjectionable	Unobjectionable	Unobjectionable	-	-	-	-	-
3	Temperature	deg c	26	26	27	27	27	28	27	27	26	-	-	-	-	-
4	pH		7.46	7.61	7.87	7.88	7.86	7.61	7.88	7.73	7.77	6.5-8.5	6.5-8.5	6-9	6.5-8.5	6-8.5
5	EC	us/cm	325	325	315	255	250	262	274	292	280	-	-	-	-	≤2250
6	DO	mg/l	8.8	8.4	7.6	5	5.2	5.8	5.7	6.1	7.9	≥6	≥6	≥5	≥4	-
7	Turbidity	NTU	21	22.5	23.8	58	62	60	10.6	59	47.2	-	-	-	-	-
8	TDS	mg/l	194	184	172	139	138	144	152	167	154	-	-	-	-	-
9	NH3-N	mg/l	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	-	-	-	≤1.2	-
10	NO2+NO3	mg/l	1.03	1.06	1.07	0.49	0.9	0.65	0.43	0.65	0.77	-	-	-		-
11	Total Phosphorous	mg/l	0.26	0.17	0.18	0.28	0.16	0.36	0.07	0.17	0.14	-	-	-	-	-
12	BOD	mg/l	<2.0	<2.0	<2.0	2.3	2.64	<2.0	<2.0	2.1	2	≤2	≤3	≤3	-	-
13	COD	mg/l	<4.0	<4.0	<4.0	11.9	15.8	7.9	<4.0	11.9	11.9	-	-	-	-	-
14	Potassium	mg/l	3	3	3	3	3	3	3	3	3	-	-	-	-	-
15	Sodium	mg/l	18	18	17	12	11	12	10	12	10	-	-	-	-	-
16	Ca	mg/l	34.5	32.93	29.79	29.79	29.79	28.8	30.4	28.8	32	-	-	-	-	-
17	Mg	mg/l	16.93	15.05	13.17	10.35	9.41	10.94	11.52	16.32	10.56	-	-	-	-	-
18	CO3	mg/l	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	-	-	-	-	-
19	HCO3	mg/l	155.82	155.82	160.8	128	128	128	135.42	135.42	135.42	-	-	-	-	-
20	Chloride	mg/l	20.9	20.87	17.1	13.72	13.72	13.72	11.76	11.76	13.72	-	-	-	-	-
21	Sulphate	mg/l	12.1	15.6	14.5	13.8	13.6	14.6	17.2	16.4	16.7	-	-	-	-	-
22	Fluoride	mg/l	0.3	0.3	0.24	0.32	0.34	0.39	0.29	0.2	0.14	-	-	-	-	-
23	Boron	mg/l	<0.1	<0.1	<0.1	<0.5	<0.5	<0.5	2.8	4.1	3.9	-	-	-	-	≤2
24	SAR		0.62	0.65	0.65	0.48	0.44	0.48	0.35	0.44	0.39	-	-	-	-	≤26
25	Hg	mg/l	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	-	-	-	-	-
26	Fe	mg/l	2.19	0.43	0.77	5.48	5.55	3.6	0.37	3.38	2.48	-	-	-	-	-
27	Cu	mg/l	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	-	-	-	-	-

No.	パラメータ	単位	30/04 /2015	30/04 /2015	30/04 /2015	24/05 /2015	24/05 /2015	24/05 /2015	11/06 /2015	11/06 /2015	11/06 /2015	CPCB water Use Criteria				
			SW1 Upstream	SW2 Near Simariya Ghat	SW3 Downstream	SW1 Upstream	SW2 Near Simariya Ghat	SW3 Downstream	SW1 Upstream	SW2 Near Simariya Ghat	SW3 Downstream	Class A	ClassB	Class C	Class D	ClassE
28	Zn	mg/l	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	-	-	-	-	-
29	Ni	mg/l	<0.02	0.022	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.03	<0.02	-	-	-	-	-
30	Cd	mg/l	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	-	-	-	-	-
31	Pb	mg/l	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	-	-	-	-	-
32	Pesticides as lindane	mg/l	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	-	-	-	-	-
33	Oil and grease	mg/l	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	-	-	-	-	-
34	Total coliform	MPN/100 ml	350	1600	<1.8	1600	1600	1600	22	34	22	≤50	≤500	≤5000	-	-
35	Faecal coliform	/100 ml	Present	Present	Absent	Absent	Present	Absent	Absent	Present	Present	-	-	-	-	-
36	E Coli	/100 ml	Present	Present	Absent	Absent	Present	Absent	Absent	Present	Present	-	-	-	-	-

出所：調査団作成

表 10.5-5 地下水サンプリング結果

No.	Parameter	Unit	30/04/2015 Bariyahi Village-1 (Hand Pump)	30/04/2015 Simariya Ghat -1 (Hand Pump)	30/04/2015 Malipur Bintola -1 (Hand Pump)	30/04/2015 Makardah i village -1 (Open Well)	30/04/2015 Vijaygar h Tola -1 (Hand Pump)	30/04/2015 Kasaha Diyara -1 (Hand Pump)	30/04/2015 Janjira Dumra -1 (Hand Pump)	10/06/2015 Kiul Village (Hand Pump)	10/06/2015 Bariyahi Village (Hand Pump)	10/06/2015 Bariyahi Village -2 (Hand Pump)	10/06/2015 Simariya Ghat-2 (Hand Pump)	11/06/2015 Simariya Ghat-3 (Hand Pump)	11/06/2015 Malipur Bintola -2 (Hand Pump)	11/06/2015 Malipur Bintola -3 (Hand Pump)	11/06/2015 Sitarampur Village -1 (Hand Pump)	11/06/2015 Sitarampur Village -2 (Hand Pump)	11/06/2015 Vijaygar h Tola-2 (Hand Pump)	11/06/2015 Vijaygar h Tola-3 (Hand Pump)	11/06/2015 Janjira Dumra-2 (Hand Pump)	11/06/2015 Janjira Dumra-3 (Hand Pump)	11/06/2015 Makardah i Village -2 (Hand Pump)	Drinking water standard <i>IS 10500</i>	
																								(Acceptable Limit)	Permissible limit
1	pH		7.25	7.39	7.07	7.47	7.38	7.25	7.27	7.21	8.33	7.33	7.44	7.08	7.22	7.7	7.42	7.3	7.3	7.39	7.33	7.37	7.5	6.5-8.5	NR
2	Colour	Hazen	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	5	15
3	Odour		U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	U0	Agreeable	Agreeable
4	Turbidity	NTU	<1.0	3.3	<1.0	4.1	35.7	<1.0	<1.0	5.2	1.1	<1.0	<1.0	5.4	16	1.21	17.2	34.5	3.4	<1.0	3.1	<1.0	1.6	1	5
5	TDS	mg/l	589	384	760	867	530	380	420	482	329	431	218	251	678	628	526	453	388	446	432	406	828	500	2000
6	Al	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	0.03	0.2
7	Ammonia	mg/l	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.47	<0.1	<0.1	<0.1	0.31	<0.1	0.55	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.14	<0.1	<0.1	0.5	NR
8	Anionic Detergent	mg/l	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.2	1
9	Ba	mg/l	<0.05	<0.05	0.11	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	0.06	0.24	0.07	<0.05	<0.05	0.16	0.18	0.13	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	0.7	NR
10	B	mg/l	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	0.7	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	1.0	1.0	<0.5	<0.5	<0.5	0.8	<0.5	<0.5	0.9	0.5	1
11	Ca	mg/l	134.85	73.7	109.76	144.26	119.17	94.08	103.49	108.8	86.4	102.4	46.4	54.4	84.8	36.8	120	120	99.2	113.6	107.2	100.8	132.8	75	200
12	Cl	mg/l	89.27	18.99	125.36	157.65	45.59	9.5	11.4	37.23	47.03	45.07	11.76	29.39	107.77	192.02	50.94	17.63	9.8	17.63	5.88	11.76	164.6	250	1000
13	Cu	mg/l	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.05	1.5
14	F	mg/l	0.22	0.56	0.43	0.52	0.14	0.21	0.18	0.25	0.18	0.41	0.52	0.35	0.54	0.16	0.19	0.14	0.24	0.2	0.14	0.27	0.62	1	1.5
15	FRC	mg/l	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.2	1
16	Fe	mg/l	0.19	1.42	0.13	0.3	0.21	0.12	0.25	0.8	0.22	<0.05	0.27	0.73	2.71	0.35	2.79	3.21	0.8	0.08	0.8	0.1	0.41	0.3	NR
17	Mg	mg/l	31.99	25.4	31.99	64.92	39.51	24.46	30.11	36.48	19.2	21.12	12.48	17.28	23.04	24	46.08	25.92	20.16	28.8	31.68	27.84	63.36	30	100
18	Mn	mg/l	0.55	0.199	1.78	0.3	0.94	0.92	0.89	0.6	0.41	0.57	0.06	0.06	0.75	1.19	0.8	1.04	0.97	1.03	1	0.01	0.42	0.1	0.3
19	Mineral Oil	mg/l	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.5	NR
20	Phenol	mg/l	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	0.001	0.002
21	Se	mg/l	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	0.01	NR
22	Ag	mg/l	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	0.1	NR
23	S04	mg/l	110.6	12.9	54	98.2	39.2	6.6	11.4	20.8	32.3	39.7	9.8	9.4	34.6	6.4	60	17.7	7.2	14.8	6.8	12.7	85.8	200	400
24	Sulphide	mg/l	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.05	NR
25	Total Alkalinity	mg/l	288.4	304.88	486.16	519.12	416.12	358.44	387.28	412.92	230.88	279.72	190.92	199.8	488.4	337.44	399.6	412.92	364.08	408.48	412.92	372.96	501.72	200	600
26	Total Hardness	mg/l	470.4	290.08	407.68	631.12	462.56	337.12	384.16	424	296	344	168	208	308	192	492	408	332	404	400	368	596	200	600
27	Zn	mg/l	0.03	0.41	<0.02	<0.02	0.05	<0.02	<0.02	0.32	0.07	<0.02	0.08	0.61	0.46	<0.02	0.34	0.17	0.22	<0.02	<0.02	0.09	<0.02	5	15

No.	Parameter	Unit	30/04/2015	30/04/2015	30/04/2015	30/04/2015	30/04/2015	30/04/2015	30/04/2015	10/06/2015	10/06/2015	10/06/2015	10/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	11/06/2015	Drinking water standard IS 10500	
28	Cd	mg/l	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	0.003	NR
29	Cyanide	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	0.05	NR
30	Pb	mg/l	<0.005	0.008	0.007	0.006	0.007	0.006	0.008	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	0.01	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	0.01	0.01	NR
31	Hg	mg/l	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	0.001	NR
32	Mo	mg/l	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	0.07	NR
33	Ni	mg/l	<0.02	<0.02	0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	<0.02	0.02	NR
34	PCB	mg/l	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	0.0005	NR
35	PAH	mg/l	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	<0.0001	0.0001	NR
36	Total Arsenic	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	0.02	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	0.01	0.05
37	Total Chromium	mg/l	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	0.05	NR
38	BOD	mg/l	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	-	-
39	COD	mg/l	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	7.94	<4.0	<4.0	7.94	<4.0	<4.0	7.94	<4.0	<4.0	<4.0	<4.0	7.94	-	-
40	Oil & Grease	mg/l	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	<1.4	-	-
41	Pesticide as lindane	mg/l	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	0.002	-
42	BAP	mg/l	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	<0.00001	-	-
43	Total coliform	MPN/100 ml	<1.8	<1.8	<1.8	920	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	<1.8	14	<1.8	<1.8	11	<1.8	<1.8	13	34	47	27	<1.8	27	Shall not be detectable in 100 ml sample	
44	E. coli	/100 ml	Absent	Absent	Absent	Presentt	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Absent	Present	Absent	Absent	Absent	Shall not be detectable in 100 ml sample	

出所：調査団作成

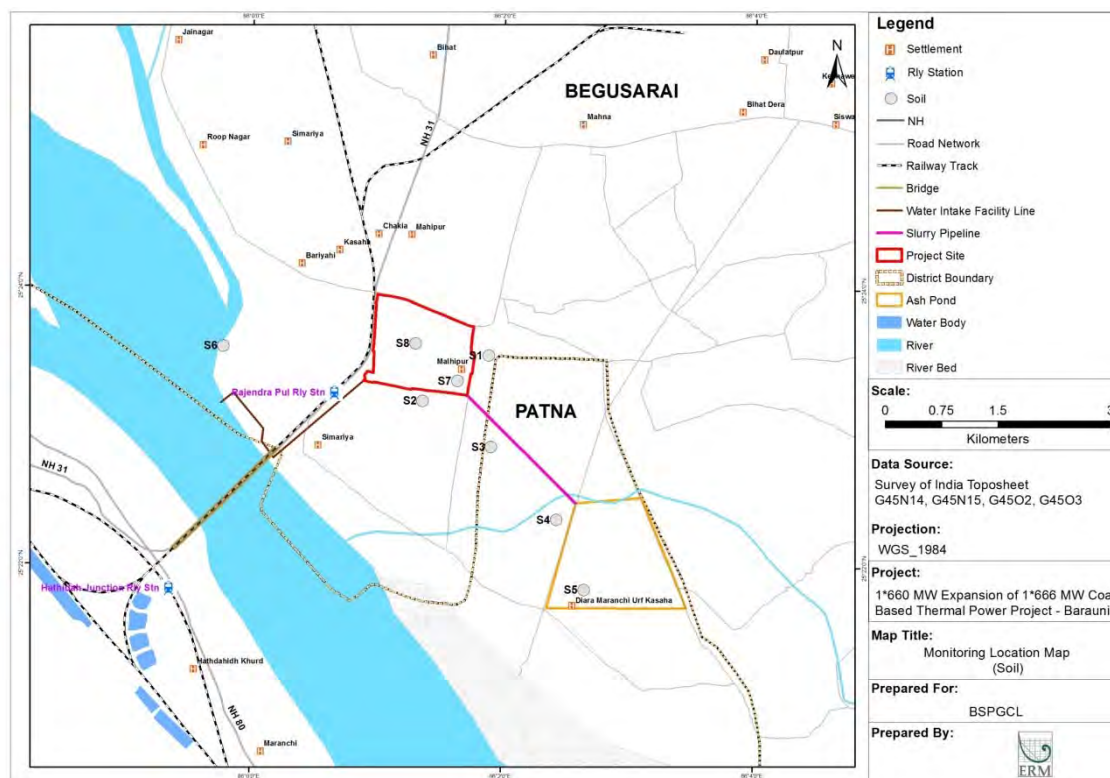
10.5.4 土 壤

調査対象地は低ガンジス平野 (the lower Gangetic plain) に位置し、その土壌は若い堆積質である。土質的には粗砂ローム質と細砂ローム質の性質を持ち、土壌は腐植土で非常に肥沃である。土壌のサンプリング調査は、調査対象地内 6 箇所において実施された。加えて、建設中の発電所 2x250 MW の工事現場から 2 つの灰のサンプルも採取された。土壌および灰のサンプリング地点を表 10.5-6 および図 10.5-7 に示す。土壌サンプリングは表層土から 30 cm の深さから採取し、個別に保管したのち、米国材料試験協会 (American Society for Testing and Materials : ASTM)、USEPA、IS-2270、Soil Chemical Analysis (M. L. Jackson) と比較分析した。

表 10.5-6 土壌および灰のサンプリング地点

No.	サンプリング地点	コード	座標	発電所からの距離	発電所からの方向	土地利用
1	Malipur Bintola 近くの農地	S1	25° 22' 51.60"N 86° 01' 54.48"E	0.2	東	農地
2	新発電所の南境 近くの小麦耕作地	S2	25° 23' 36.26"N 86° 1' 18.12"E	0.45	南	農地
3	Sitarampur Village 近くの小麦耕作地	S3	25° 23' 34.7"N 85° 59' 46.5"E	0.76	南東	農地
4	Sitarampur village の農地	S4	25° 23' 11.40"N 86° 1' 21.72"E	2	南東	農地
5	Kasaha Diara 近くのとうもろこし畑	S5	25° 23' 31.2"N 86° 1' 53.04"E	3	南東	農地
6	Simariya 近くの Bundh 近くの農地	S6	25° 21' 50.04"N 86° 2' 39.12"E	2	西	農地
7	2x250 MW 建設サイトでの灰サンプル1	S7	25° 22' 20.28"N 86° 2' 25.80"E	Within Project Site		灰サンプル
8	2x250 MW 建設サイトでの灰サンプル2	S8	25° 23' 20.04"N 86° 1' 38.28"E	Within Project Site		灰サンプル

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 10.5-7 土壌サンプリング地点

(1) 土壌／土質

サンプルの土壌構成は、粘土質、粘土質シルト、シルト質年度および砂壤土である。pH 値は 8.08-8.21 であり、Standard Soil pH classification によるとややアルカリ性である。

本プロジェクトによって建設される発電所エリアおよび灰捨場の周囲は小麦とメイズの耕作地として使われている。NPK(窒素、リン酸、カリ)の値と有機炭素含有量が低かったのは、おそらくサンプリングが行なわれた時期が収穫時であり、栄養分が植物に吸収された後のためだろうと考えられる。

「イ」国では、現時点で、特定の濃度に基づく土壌汚染基準は存在しない。そのため、特に重金属分析の観点から、本件調査においてはオランダの基準を採用することとした。亜鉛、鉛、カドミウム、銅の水銀、ニッケル、ヒ素のサンプリング値は、*Soil Remediation Circular July 2013 Revision* にある土壌浄化介入値 (soil remediation intervention value) を大きく下回る結果となった。

(2) 石炭灰

石炭灰のサンプリングは、No. 8/9 号機の工事現場の 2 箇所において行なわれた。この場所は No. 1-7 号機の灰捨て場として使われていた場所である。今後 No. 10 号機も同じ場所に建設される。水銀 (Hg)、カドミウム (Cd)、鉛 (Pb)、亜鉛 (Zn)、銅 (Cu)、ニッケル (Ni)、ヒ素 (As) といった重金属はオランダ基準の介入値 (Intervention values) を満たしている。

土壌および石炭灰分析結果詳細は表 10. 5-7 のとおり。

表 10.5-7 土壌および灰分析結果

パラメータ	単位	Malipur Bintola 近くの農地	新発電所の南境近くの小麦耕作地	Sitarampur Village 近くの小麦耕作地	Sitarampur village の農地	Kasaha Diara 近くのとうもろこし畑	Simariya 近くの Bundh 近くの農地	2x250 MW 建設サイトでの灰サンプル1	2x250 MW 建設サイトでの灰サンプル2
		S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8
Texture		Silty Clay	Silty Clay Loam	Clay	Sandy Loam	Sandy Loam	Clay	Loamy Sand	Loamy Sand
Sand	%	18.7	17.2	21.6	55.2	56.7	14.8	73.1	74
Silt	%	40.2	43.1	31.3	26.1	25.9	33.8	25.7	23.4
Clay	%	41.1	39.7	47.1	18.7	17.4	51.4	1.2	2.6
pH(1:2.5) at 26℃		8.21	8.01	8.08	8.33	8.16	8.21	7.32	7.22
Electrical Conductivity (1:2.5) at 25℃	us/cm	92.91	191.88	149.79	89.38	126.29	145.87	87.72	55.61
Cation exchange capacity	meq/100g	20.21	19.56	28.72	15.67	14.94	29.16	9.4	10.1
Na	mg/kg	30	50	20	10	20	40	40	30
Sodium Absorption Ratio		0.05	0.08	0.03	0.02	0.03	0.06	0.14	0.12
Permeability	cm/hr	6.1	5.6	6.3	4.61	4.52	5.86	3.72	3.81
Water Holding Capacity	%	37.2	39.6	43.8	38.2	38.4	42.4	45	50.65
Porosity	%	57.34	54.13	51.41	51.41	49.57	56.97	46.93	52.6
Bulk density	gm/cc	0.93	1.11	1.21	1.21	1.18	1.05	0.95	0.91
Specific Gravity		2.18	2.42	2.49	2.49	2.34	2.44	1.79	1.92
Hg	mg/kg	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
Cd	mg/kg	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0	<2.0
Pb	mg/kg	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0
Ni	mg/kg	22.6	24.6	23.6	19.12	19.38	24	9.5	6.78
Zn	mg/kg	17.26	17.68	20.06	18.36	17.88	19.64	8.45	7.18
Cu	mg/kg	24.5	19.4	23.1	13.32	14.94	23.5	12.8	11.52
Fe	mg/kg	29.1	76.34	66.96	95.47	75.08	106.05	<5.0	<5.0
N	mg/kg	155.66	132.63	138.4	86.51	138.42	138.43	51.9	40.36
P	mg/kg	18.67	3.84	<3.0	4.54	<3.0	<3.0	133.24	85.4

パラメータ	単位	Malipur Bintola 近くの農地	新発電所の南境近くの小麦耕作地	Sitarampur Village 近くの小麦耕作地	Sitarampur village の農地	Kasaha Diara 近くのとうもろこし畑	Simariya 近くの Bundh 近くの農地	2x250 MW 建設サイトでの灰サンプル1	2x250 MW 建設サイトでの灰サンプル2
		S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8
K	mg/kg	80	50	80	50	40	80	30	50
Organic Carbon	%	0.74	0.41	0.33	0.24	0.26	0.38	0.41	0.12
Cr	mg/kg	16.72	17.62	20.22	13.94	14	17.34	5	<5.0
As	mg/kg	<0.25	<0.25	<0.25	<0.25	<0.25	<0.25	<0.25	<0.25
PAH	mg/kg	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2
Ca	mg/kg	7444.3	7345.2	8426.3	6857.6	6663	8620.1	1175.5	881.7
Mg	mg/kg	411.4	352.6	652.7	293.9	294	411.4	176.3	235.1

出所：調査団作成

10.5.5 騒音/振動

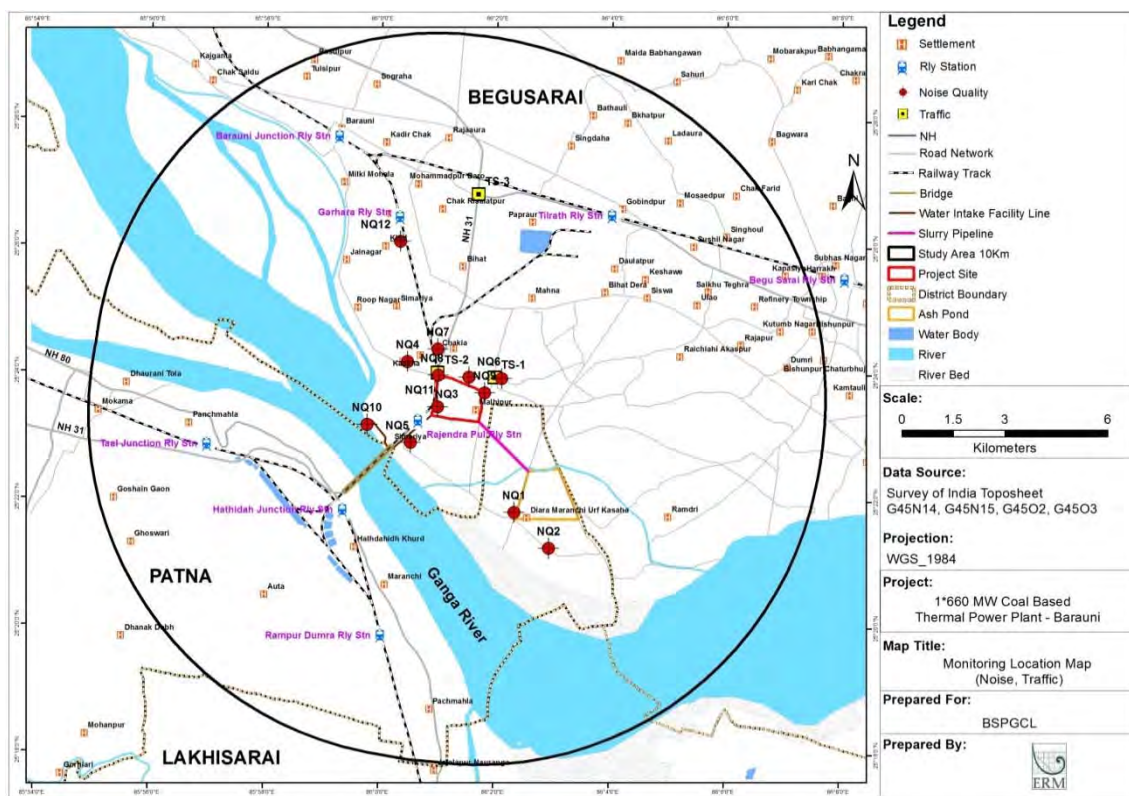
騒音のモニタリング調査は、バックグラウンド値を計測するため、2015年5月から6月の間に実施された。測定地点は表 10.5-8 および図 10.5-8 のとおりである。

表 10.5-8 騒音サンプリング地点

No.	サンプリング地点	コード	土地用途	座 標	発電所からの距離	発電所からの方向	備 考
1	Kasaha Diara	NQ 1	Residential	25° 21' 50.2" N 86° 02' 22.9" E	2.8	南東	灰捨場近くの居住地区。灰捨場工事および工事車両の騒音により影響を受ける可能性がある。
2	Dumra Janjira	NQ 2	Residential	25° 21' 08.9" N 86° 03' 04.2" E	4.1	南東	灰捨場近くの居住地区。灰捨場工事および工事車両の騒音により影響を受ける可能性がある。
3	BTPS Colony	NQ 3	Residential	25° 23' 54.2" N 86° 01' 41.2" E	0.23	北	No. 6-10号機の工事および操業により影響を受ける可能性のある、BTPS コロニーでの騒音ベースライン値
4	Bariyahi	NQ 4	Residential	25° 24' 10.4" N 86° 00' 28.2" E	1	北西	新旧発電所に近接する居住地区
5	Simariya Ghat	NQ 5	Residential	25° 22' 46.3" N 86° 00' 26.4" E	1	南西	新旧発電所および送電線ルートに近接する居住地区
6	Near Raichiahi-Chowrasta Towards Akashpur	NQ 6	Residential	25° 23' 50.7" N 86° 03' 19.8" E	0.7	北東	新旧発電所および送電線ルートに近接する居住地区

No.	サンプリング地点	コード	土地用途	座 標	発電所からの距離	発電所からの方向	備 考
7	Near Railway Crossing towards Bariyahi	NQ 7	Residential	25° 24' 10.4" N 86° 00' 28.2" E	0.8	北	本プロジェクト車両により影響を受ける可能性のある、調査対象地内の居住地区
8	Near Chakiya Thermal Bus Stand	NQ 8	Industrial	25° 23' 57.0" N 86° 00' 59.8" E	0.02	北	旧発電所入り口付近のベースライン値
9	Malipur Bintola	NQ 9	Residential	25° 23' 38.2" N 86° 01' 36.4" E	0.09	東	旧発電所の東境に位置する村のベースライン値
10	Simariya village near water Intake point	NQ 10	Residential	25° 23' 57.6" N 86° 59' 56.4" E	1.9	南西	取水ポイント近くのレセプター
11	Entry Point of New Plant	NQ 11	Industrial	25° 23' 26.5" N 86° 01' 06.1" E	発電所境界		新ポイントの入り口付近
12	Kiul	NQ 12	Residential	25° 26' 03.8" N 86° 00' 21.6" E	4	北東	本プロジェクト車両により影響を受ける可能性のある、調査対象地内の居住地区

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 10.5-8 騒音および交通量サンプリング地点

1 時間等価騒音レベル (Leg hourly) は 2015 年のモンスーン前の時期にすべてのサンプリング地点で 24 時間計測され、結果は 36.6-77.8 dB(A) と幅広かった。朝 6 時から夜 10 時までの日中等価騒音レベル (Leg day) は 51.8-62.2 dB(A)、夜 10 時から朝 6 時までの夜間等価騒音レベルは 39.6-47.1 dB(A) であった。

Bariyahi 村へ向かう列車と交差するシマリヤ地区での日中等価騒音レベルは、CPCB の日中騒音基準 (居住地) (55 dB(A)) を超える。また、同じく Bariyahi 村および Kiul 村方面へ向かう列車と交差する Raichiahi 近くの Dumra Janjira では、夜間等価騒音レベルの値が CPCB の夜間騒音基準 (居住地) (45 dB(A)) を超えていた。新旧発電所の入口付近における日中/夜間等価騒音レベルは産業騒音基準値の 75 dB(A) および 70 dB(A) をそれぞれ満たしていた。居住地区における高い騒音レベルは NH-31 や他の村落道路を通過する車両が原因と考えられる。サンプリング結果の要約を表 10.5-9 に示す。

表 10.5-9 騒音サンプリング結果

No.	サンプリング地点	土地用途	Leq Day (dB(A))	Leq Night (dB(A))	Lmax (dB(A))	Lmin (dB(A))	CPCB Limits Leq (dB(A))	
							Day	Night
1	NQ-1 Purba Kasaha Diara	住宅地	54.6	43.8	63.6	41.2	55	45
2	NQ-2 Janjira Dumra	住宅地	54.2	45.2	74.2	38.5	55	45
3	NQ-3 BTPS Colony	住宅地	53.2	44.2	65.4	40.2	55	45
4	NQ-4 Bariyahi Village	住宅地	54.1	43.2	65.5	38.6	55	45
5	NQ-5 Simariya Ghat	住宅地	62.2	44.2	77.8	36.6	55	45
6	NQ-6 Near Raichiahi - Chawk Towards Akashpur	住宅地	57.5	45.2	68.8	45.0	55	45
7	NQ-7 Railway Crossing towards Bariyahi Village	住宅地	57.5	46.6	74.2	45.3	55	45
8	NQ-8 Near Chakiya Thermal Bus Stand	工業地	58.5	46.6	68.5	42.4	75	70
9	NQ-9 Malipur Bintola	住宅地	52.5	42.2	62.6	38.5	55	45
10	NQ-10 Simariya village near Water Intake Point	住宅地	51.8	39.6	63.8	36.6	55	45
11	NQ-11 Entry Point of New Plant	工業地	61.2	47.1	74.2	36.6	75	70
12	NQ-12 Kiul Village	住宅地	53.2	45.2	66.2	40.2	55	45

出所：調査団作成

(1) 交通量

交通量調査は、2015 年 5 月に、本プロジェクト関係車両が使用すると考えられる 3 地点において実施された。それぞれの地点において、24 時間計測が 2 日間にわたり実施され、また、平日調査（月曜日から金曜日まで）を 1 回、週末調査（土曜日と日曜日）を 1 回実施した。計測地点は表 10.5-10 および表 10.5-11 のとおり。

表 10.5-10 交通量調査実施地点

No.	サンプリング地点	コード	座標	発電所からの距離	発電所からの方向	選定理由
1	NH-31 (at Zero Mile towards Begusarai)	TS-1	25° 26' 49.5'' N 86° 01' 41.0'' E	0.53	北東	District 中心地である Begusarai への接続道路
2	NH- 31 (Chakia Thermal Power Bus stop)	TS-2	25° 24' 00.1'' N 86° 00' 59.3'' E	0.08	北東	発電所へのメインアクセス道路
3	Bundh Road near BTPS Colony	TS-3	25° 23' 55.7'' N 86° 01' 58.8'' E	5.6	北	灰捨場へのアクセス道路、発電所への第二のアクセス道路

出所：調査団作成

調査結果要約は表 10.5-11 のとおり。調査の結果、TS-3 地点に比べ、NH-31 に位置する TS-1 および TS-2 地点の交通量がかなり多いことが判明した。NH-31 はジャールカンド州のバーヒ (Barhi) からビハール州を通り、アッサム州 (Assam) のグワーハーティー (Guwahati) までを繋ぐ高速道路であり、南北にビハール州間を走る主要交通路である。そのため、物流のための重量トラックなどが多く通過し、通勤用のバスも頻繁に通る。調査地点では、平日と週末の交通量に大きな違いは見られなかった。これは、付近に主な政府関連機関や民間企業のオフィスなどが存在しないことと関係があると考えられる。

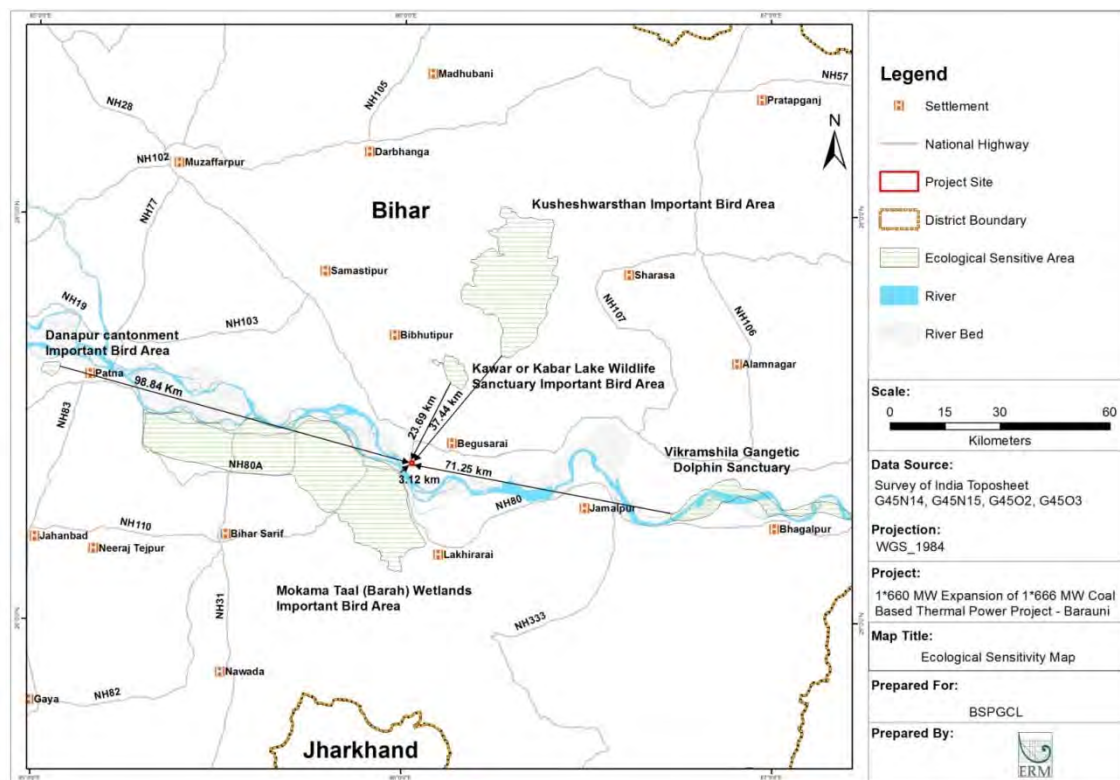
表 10.5-11 交通量調査結果

地点	TS-1 NH-31 (at Zero Mile towards Begusarai)		TS-2 NH- 31 (Chakia Thermal Power Bus stop)		TS-3 Bundh Road near BTPS Colony	
調査日	2015年 5月28日	2015年 5月30日	2015年 5月24日	2015年 5月26日	2015年 5月27日	2015年 5月30日
	木曜日	土曜日	日曜日	火曜日	水曜日	土曜日
総交通量 (往来数/ 日)	6542	7267	5414	5781	2913	2974
平均交通 量 (毎時)	273	303	226	241	121	124
最大交通 量 (1時間 値)	570	635	338	359	228	232
最小交通 量 (1時間 値)	41	93	65	95	0	25
最大交通 量を記録 した時間 帯	10:00-11:00	11:00-12:00	15:00-16:00	16:00-17:00	16:00-17:00	14:00-15:00
最小交通 量を記録 した時間 帯	03:00 to 04:00	04:00 to 05:00	03:00 to 04:00	02:00 to 03:00	02:00 to 03:00	02:00 to 03:00

出所：調査団作成

10.5.6 生態系

生態系調査は、2015 年 4 月 28 日から 30 日にかけて、建設予定の発電所の境界線から 10 km の範囲で実施された。調査対象地のエリアは、*Champion and Seth Vegetation Classification* に基づくと「Group C3a 西ガンジス湿性混合落葉林」に分類される。同エリアは概ね平坦な農地であり、自然林などは乏しい。水生生物はガンジス川や周辺村落の池に存在する。Mokama Taal における重要野鳥生息地（Important Bird Area : IBA）は調査対象地内、発電所から約 3 km の場所にある。動物種は目視のほか巣や糞などの物的証拠、地元コミュニティの森林局職員へのインタビューなどによって調査された。文献など二次的資料も植物種、動物種調査のために活用された。また、IUCN,⁸⁰ *Red data list (vers 2015.2)* および *schedule 1-6 of Wildlife Protection Act, 1972* にリストアップされている種との比較をすることで、保護レベルを確認した。本プロジェクト周辺の保護区など示す生態系センシティブティマップを図 10.5-9 に表す。



出所：調査団作成

図 10.5-9 生態系センシティブティマップ

⁸⁰ 国際自然保護連合 (International Union for Conservation of Nature and Natural Resources : IUCN)

(1) 植物相

樹木、低木、薬草、つる性植物、草および水生植物などがそれぞれ観察、記録された。調査対象地の様子は写真 10.5-1 のとおり。



農地



農地



プランテーション



ガンジス川

写真 10.5-1 調査対象地内写真

(2) 動物相

魚類、両生類（3 種）、爬虫類（6 種）、鳥類⁸¹（29 種）、哺乳類（7 種）が観察・報告された。このうち、哺乳類のガンジスカワイルカ（Gangetic Dolphin (*Platanista gangetica*）の存在が調査対象地内で報告された。ガンジスカワイルカは *Wildlife Protection Act, (1972)* の *Schedule I* にリストアップされている種であり、IUCN (ver. 2015.2) の絶滅危惧 IB 類（Endangered species: EN）にも指定されている。

(3) 保護区

本プロジェクトエリア周辺半径 10km 以内には、「イ」国国内法で指定された保護区は存在しない。本プロジェクトから最も近い自然保護区(Sanctuary)は、Kawar Lake Wildlife Sanctuary（本プロジェクトサイトから約 24 km）およびVikramshila Dolphin Sanctuary（同約 70 km）である。Kawar Lake Wildlife Sanctuary and IBA はラムサール湿地でも

⁸¹ 調査対象期間の関係上、10 月-3 月における冬季の渡り鳥は今回の調査対象に入っていない。

ある。

保護区の位置図は図 10.5-9 を参照のこと。

10.5.7 水象

水象については、第 5.4.6 項および第 5.4.7 項に記載のとおりである。

10.5.8 地形/地質

地形/地質については、第 5.3.1 項に記載のとおりである。



出所：Google Earth Pro（2016年1月14日）

図 10.5-11 本プロジェクト実施予定地内の村落分布図

(2) 村落概況

調査範囲内の村落数は以下のとおり。

表 10.5-12 調査範囲内の村落数

自治区	準自治区	コアゾーン内 村落数	バッファゾーン内 村落数	調査範囲内 村落数 合計
Begusarai	Barauni	2	59	61
	Matihani	3	2	5
	Teghra		13	13
	Begusarai		9	9
Patna	Mokameh		14	14
	Ghoswari		2	2
計		5	99	104

出所：調査団作成

コアゾーン内の各村落の人口等概況は以下のとおり。2011 年のセンサスによると、コアゾーン内には 4 村と 1 センサスタウン (Census Town) ⁸²があり、合計 5, 330 世帯 26, 773 人が居住している。ベグサライ地区の Malhipur (Census Town) 以外は農村カテゴリ (rural category) に分類される。

表 10. 5-13 コアゾーン内村落概況

村落	世帯数	人口	男女比 ⁸³	SC ⁸⁴ 割合 (%)	識字率 (%)
ベグサライ地区					
Malhipur (Census Town)	2322	12439	880	3. 9	56. 7
Chakia	118	691	1015	10. 0	65. 8
パトナ地区					
Ramdiri	1379	6712	862	1. 4	56. 7
Ramdiri	81	363	871	0. 0	44. 4
Ramdiri	1430	6568	926	7. 6	64. 8

出所：2011 年センサス

バッファゾーン内の各村落の人口等概況は以下のとおり。バッファゾーンはベグサライとパトナの 2 つのディストリクト地区の一部を含み、合計 99 村 (Barauni サブディストリクト 内 59 村、Teghra サブディストリクト内 13 村、Begusarai サブディストリクト内 9 村、Matihani サブディストリクト内 2 村、Mokameh サブディストリクト内 14 村、Ghoswari サブディストリクト内 2 村) がその中に含まれる。

⁸² Census Town：5000 人以上の人口、75%以上の男性労働者が農業以外に従事していること、人口密度が少なくとも 400 人／km²、の 3 つのクライテリアを満たす都市

⁸³ 男女比：男性 1000 人に対する女性の人数

⁸⁴ 不可触賤民 (Scheduled Caste：SC) インドにおいて伝統的に社会の最下層に所属する集団の憲法上の呼称であり、ヒンズー教社会では“untouchables” (不可触賤民) とされる。インド憲法上では“disadvantaged group” (不利な状況に置かれた人々) とされている。

表 10.5-14 バッファゾーン内村落概況

村落	世帯数	人口	男女比	SC 割合 (%)	識字率 (%)
ベグサライ地区					
Barauni Sub District 内 バッファゾーン村落	42540	222760	888	12.07	69.8
Teghra Sub District 内 バッファゾーン村落	14393	78945	890	7.37	68.6
Begusarai Sub District 内 バッファゾーン村落	2502	12238	869	19.26	66.3
Matihani Sub District 内 バッファゾーン村落	4440	21323	877	6.94	63.83
パトナ地区					
Mokameh Sub District 内 バッファゾーン村落	10710	63301	879	14.16	65.07
Ghoswari Sub District 内 バッファゾーン村落	2078	13760	885	16.27	48.33

出所：2011 年センサス

(3) 宗教、カースト、男女比

調査対象範囲内の 80～85%がヒンズー教徒である。その他は、イスラム教 10～15%、キリスト教 0.5%以下、シーク教徒やジャイナ教徒が少数存在する。また、調査対象範囲内には上位のカースト（forward caste group）と最下層のカースト（dalit caste group）が存在し、最も多いのが Bhumihars カースト集団であり、それに Rajputs カースト集団および Brahmins カースト集団が続く。ビハール州における男女比は 1,000:916 で全国平均の 1,000:940 を下回る。なお、調査対象範囲内の女性の識字率は男性より 10%以上下回っており、女性が農業や家事子守に従事している。

(4) 土地利用状況

ビハール州はガンジス川流域の河川平原に属する。その地理的条件から、「イ」国内の他の地域に比べ、農業用地として利用される土地の割合が高い。調査対象範囲内の土地利用状況は以下のとおり。

表 10.5-15 調査対象範囲内の土地利用状況

コアゾーン内 村落	面積 (ha)	森林面積 (全面積に対 する割合%)	非農業利用面積 (全面積に対する 割合%)	農地 (全面積に対 する割合%)	農地	
					非灌漑農地 (全面積に対 する割合%)	灌漑農地 (全面積に対 する割合%)
ベグサライ地区						
Malhipur (Census Town)	データ入手不可					
Chakia	139	0.0	21.69%	78.30%	65%	34.99%
パトナ地区						
Ramdiri	283	0.0	36.40%	63.60%	50%	50%
Ramdiri	2	0.0	100.00%	0.00%	0%	0%
Ramdiri	327	0.0	38.84%	61.16%	45%	55%
コアゾーン内 村落合計	751	0.0	34.9%	65.09%	51.29%	48.70%
バッファゾー ン内村落合計	20959.15	3%	23.58%	64.24%	65.15%	34.84%

(5) 職業、生計、農業

労働人口のうち、耕作人および農業労働者が多数（～60％）を占める。コアゾーン内村落の職業パターンは以下のとおり。

表 10.5-16 コアゾーン内村落の職業パターン

コアゾーン内 村落	労働参加 率	主要労働 者 (Main Worker) % ⁸⁵	非主要労働 者 (Marginal Worker) % ⁸⁶	無職 (Non - Worker) %	耕作 人% ⁸⁷	農業労働 者% ⁸⁸	家庭労働 者% ⁸⁹	その他労働 者%
ベグサライ地区								
Malhipur (Census Town)	31.27	70.74	29.25	68.72	1.18	51.92	2.75	44.13
Chakia	39.50	63	36.99	60.49	17.21	65.56	1.83	15.38
パトナ地区								
Ramdiri	36.59	51.14	48.85	63.40	5.65	65.63	1.18	27.52
Ramdiri	22.31	97.53	2.46	77.68	3.70	90.12	0	6.17
Ramdiri	32.71	49.93	50.06	67.28	15.86	46.95	1.25	35.92
コアゾーン内 村落合計	33.05	60.25	39.74	66.94	6.50	55.29	1.89	36.29

出所：2011 年センサス

ビハール州の経済は伝統的に農業に依存しており、約 90%の人口が農業エリアに住み、農業を生計手段としている。調査対象の 2 つの地区は地下水源に恵まれており、灌漑用水として利用されている。両地区における主要な農作物は、小麦、トウモロコシ、コメである。サトウキビはベグサライ地区の主な換金作物である。その他の重要な農作物は、ベグサライ地区におけるキマメ (pigeonpea)、パトナ地区におけるヒヨコマメ (chickpea) およびキマメである。畜産も重要な収入源となっており、主に畜牛、その他バッファロー、ヤギなども飼われている。

漁業については、特にパトナ地区において重要な生計手段となっており、約 400 の池、1,150 箇所の貯水池、739 の貯水タンクがある。調査対象範囲内のコミュニティでは漁業は主要な生計手段ではないが、シマリヤ地区やガンジス川沿いに住むいくつかの世帯がモンスーン中・後に漁業を行っており、こうした世帯にとっては漁業は 2 番目の生計手段となっている。

その他の職業としては、賃金労働、政府役人、サービス業や自営業（店舗など）がある。なお、ビハール州の工業部門はあまり活発ではなく、GSDP の 16%程度にしか貢献していない。

⁸⁵ 主要労働者 (Main Workers)：一定時間以上の労働者（6 ヶ月以上等）

⁸⁶ 非主要労働者 (Marginal Workers)：一定時間以下の労働者（6 ヶ月以下等）

⁸⁷ 耕作人 (Cultivator)：借地耕作人は含まない。

⁸⁸ 農業労働者 (Agricultural Labour)：借地耕作人。

⁸⁹ 家庭労働者 (Household industry)：家族経営の店舗等

い。

(6) 社会インフラ（飲料水、灌漑用水）

すべての村落において飲料水の水源が村内に確保されている。2011 年センサスによると、ほとんどの村落では手動ポンプ、管井戸、ボア井戸（bore well）が使われている。発電所から 3.5 km 以内の土地はガンジス川が流れていることもあり良く灌漑されている。調査対象地はまた、毎年 9 月から 12 月のカリフ（Kharif）シーズンの間、ガンジス川の逆流水が溜まる低地（Tal land）でもある。この河床エリアは概して灌漑設備がよく整備されており複数の農作物が植えられている。オープン井戸（open well）やボア井戸はこの地域で最もよく見られる灌漑形式である。

表 10.5-17：コアゾーンの飲料水施設

コアゾーン 内村落	水道水	カバー井戸 (Covered Well)	ハンドポンプ (Hand Pump)	管井戸／ボアホー ル (Tube Wells/Borehole)	川／運河 (River/Canal)	タンク／池／湖 (Tank/Pond/La ke)
ベグサライ地区						
Malhipur	データ入手不可					
Chakia	無	無	有	有	無	無
パトナ地区						
Ramdiri	無	無	有	有	無	無
Ramdiri	無	無	有	有	無	無
Ramdiri	無	無	有	有	無	無

出所：2011 年センサス

10.6 影響予測および緩和策：発電所および関連施設

10.6.1 大気質

(1) 工事中

建設段階は、土地の整地作業、土砂の運搬、工事用車両の移動、掘削活動などにより粉じんが発生することが見込まれる。粉じんの発生は乾燥した気候で風が強い際に多く発生し、散水することでほとんど発生を抑制できる。また、粉じんの発生は、建設活動の周辺に限定され影響を受ける期間が短いため、著しい影響は見込まれないと考えられる。

対策

以下の対策を実施することで、影響は軽微になると見込まれる。

- 粉じんが発生する建設活動エリアへ定期的に散水する。
- 各作業が完了した段階で、すべての一時構造物、飛散性物質および廃棄物を撤去する。
- すべての建設車両は、積載重量を遵守し、適切にカバーをする。
- 雨季は、アクセス道路に散水する。
- 建設機器、車両には大気汚染物質除去装置を設置する。
- すべての車両のエンジンなどの適切なメンテナンスを実施し、排出基準を遵守する。

(2) 操業段階

1) 石炭の取扱い

鉄道からの石炭の積み下ろし場など揚運炭設備において粉じんが発生することが見込まれる。

対策

以下の対策を実施することで影響は軽微になると見込まれる。

- 揚運炭設備からの粉じんの飛散防止のため、粉じん回収および散水システムを設置する
- 石炭クラッシャへの粉じん回収システムを設置する。
- プラント周辺への緑地帯を構築する。

2) 石炭灰の取扱い

本プロジェクトでは、フライアッシュは乾燥した状態で再利用先に専用タンカで運ばれるかスラリ状にして灰捨場に送られる。ボトムアッシュは、スラリ状で灰捨場に運ばれる。乾季には、石炭灰の取扱いおよび灰捨場から粉じんが発生することが見込まれる。

対策

この粉じんによる影響は、本プロジェクトサイト周辺のマルヒプールおよびシマリヤ

村に影響を与える可能性はあるが、以下の対策を実施することで影響は限定的および軽微になると見込まれる。

- ▶ フライアッシュ再利用計画に従った再利用を行う。
- ▶ 灰捨場へ散水をする。
- ▶ 灰捨場周辺への緑地帯を構築する。

3) 石炭燃焼

本プロジェクトでは石炭燃焼に伴う大気排出により大気環境へ著しい影響を及ぼす可能性がある。インド国の新規大気排出基準が公表されたため、本プロジェクトでは新基準を満たす大気汚染対策装置として、高効率 ESP、FGD および SCR を導入する予定である。この新排出基準値は、IFC 基準の大気悪化地域に適用される基準値よりも厳しく設定されている。

大気排出による大気質への影響を予測するために、大気排出による影響を予測するため大気拡散モデリングを実施した。大気拡散モデリングでは、IFC 大気排出基準の非大気悪化地域を満たす排出値レベル（本プロジェクトで導入予定の大気汚染対策装置を設置した場合より大気汚染物質の想定排出濃度より高い排出値）で計算を実施し、保守的に予測を行った。

a) 大気拡散モデリング

上記の対策を考慮した大気環境への影響を評価するために、大気拡散モデリングを実施した。モデリングには、AERMOD (AMS/EPA Regulatory Model)⁹⁰を使用し、以下の3つのシナリオを想定した。

- シナリオ 1 : No. 10 号機のみ大気排出
- シナリオ 2 : 現在改修中の No. 6/7 号機、および建設中の No. 8/9 号機の大気排出
- シナリオ 3 : No. 6-10 号機からの大気排出

b) 大気拡散モデリングの計算条件

大気拡散モデリングの計算条件は以下のとおりである。

⁹⁰ EPA が推奨する SO_x やオゾンなどの大気中濃度推算モデル。複雑地形形状の大気拡散、建屋拡散、対流混合層内の拡散なども対応可能な汎用モデル。

表 10.6-1 大気拡散モデリングの計算条件

煙突	煙突高 (m)	煙突内 径(m)	排ガス 流速(m)	排ガス温 度 (K)	排出量 (g/ s)		
					PM	SO _x	NO _x
No. 10 号機	275	15.55	25	401	30.71	364.5	283.03
No. 8/9 号機	275	13.0	25	413	119.72	703.2	359.24
No. 6/7 号機	125	7.0	25	413	121.13	363.39	158.06

c) 気象および大気環境データ

大気拡散モデリングに使用した気象データは、2015 年の夏季（4 月～6 月）に本プロジェクトサイトで観測したデータを使用した。ベースライン値は、2015 年の夏季に本プロジェクトサイト周辺 10 地点で観測した 24 時間平均値の最大値を使用した。

大気モデリングの結果を表 10.6-2 に示す。大気モデリングの結果、本プロジェクト（10 号機）からの大気排出による PM₁₀、SO_x および NO_x の最大寄与濃度は、それぞれ 0.41μg/Nm³、4.88 μg/Nm³ および 3.79 μg/Nm³ であった。ベースラインを考慮した最大着地濃度は、既にベースライン濃度が基準値を超過している 2 地点（AAQ7 および 8）を除いては、全地点において PM₁₀ に対する「イ」国基準値を満足することが見込まれている。PM₁₀ を除くその他の大気汚染物質に関しては、すべての地点において「イ」国基準値を満足することが見込まれている。また、本プロジェクトの大気排出による大気汚染物質の濃度の増加量は、「イ」国基準で指定されている濃度の 25%以下となる。

現在、改修工事が行われている No. 6/7 号機、建設中の No. 8/9 号機からの大気排出を考慮した場合は、SO_x および NO_x の最大着地濃度は「イ」国基準を満足することが見込まれている。PM₁₀ は、既にベースラインで「イ」国基準を超過している 2 地点に加え、ベースライン濃度が 99μg/mg であった AAQ4 地点において最大着地濃度が「イ」国基準を超過する可能性がある。ただし、本プロジェクトおよび No. 6～9 号機を考慮した排出による PM₁₀ の寄与濃度は微小（2.08μg/mg）であり、No. 6～10 号機からの大気排出が「イ」国基準の超過の主要な原因とはならないと考えられる。また、本プロジェクトでは、IFC 基準の大気悪化地域に適用される大気排出値を満たす ESP を導入する見込みであり、PM への排出による大気環境への影響は最小化される。

対策

- 連続大気排出モニタリング装置による大気汚染物質濃度を監視する。
- 本プロジェクトサイト周辺における大気環境モニタリングを実施する。
- 新基準値を満たす環境設備として高効率 ESP、FGD および SCR を導入する

表 10. 6-2 大気モデリングの結果

シナリオ	レセプター		予測最大寄与濃度：24 時間平均 (µg/Nm³)			ベースライン濃度：24 時間平均 (µg/Nm³)			予測累積濃度：24 時間平均 (µg/Nm³) (本プロジェクト +ベースライン)		
			PM10	SOx	NOx	PM10	SOx	NOx	PM10	SOx	NOx
シナリオ 1: No.10 号機のみ の操業	最大着地濃度		0.41	4.88	3.79	132.00	11.20	43.20	132.41	16.08	46.99
	AAQ1	Simariya Ghat	0.35	4.20	3.26	92	9.2	38.5	92.35	13.40	41.76
	AAQ2	Shikharichawk (Pachmahla)	0.19	2.27	1.76	92	9.6	35.2	92.19	11.87	36.96
	AAQ3	Maranchi	0.26	3.07	2.39	95	10.2	35.2	95.26	13.27	37.59
	AAQ4	Makardahi	0.18	2.19	1.70	99	10.2	39.7	99.18	12.39	41.40
	AAQ5	Mahna	0.25	3.02	2.35	95	9.6	38.5	95.25	12.62	40.85
	AAQ6	Kiul	0.32	3.75	2.91	87	9.6	39.6	87.32	13.35	42.51
	AAQ7	Hajipur	0.28	3.27	2.54	132	11.2	41.2	132.28	14.47	43.74
	AAQ8	BTPS Colony	0.39	4.67	3.62	122	9.2	43.2	122.39	13.87	46.82
	AAQ9	Baryahi	0.36	4.32	3.37	87	9.5	32.2	87.36	13.82	35.57
	AAQ10	Akashpur	0.22	2.58	2.01	90	8.2	38.5	90.22	10.78	40.51
シナリオ 2: No. 6, 7, 8 および 9 号機 の操業	Maximum g/lC		7.13	25.08	11.48	132.00	11.20	43.20	139.13	36.28	54.68
	AAQ1	Simariya Ghat	3.76	14.98	7.18	92.00	9.20	38.50	95.76	24.18	45.68
	AAQ2	Shikharichawk (Pachmahla)	2.13	8.59	4.08	92.00	9.60	35.20	94.13	18.19	39.28
	AAQ3	Maranchi	2.97	11.88	5.63	95.00	10.20	35.20	97.97	22.08	40.83
	AAQ4	Makardahi	1.93	7.96	3.82	99.00	10.20	39.70	100.93	18.16	43.52
	AAQ5	Mahna	3.87	14.56	6.79	95.00	9.60	38.50	98.87	24.16	45.29
	AAQ6	Kiul	3.85	15.48	7.34	87.00	9.60	39.60	90.85	25.08	46.94
	AAQ7	Hajipur	4.62	16.40	7.53	132.00	11.20	41.20	136.62	27.60	48.73
	AAQ8	BTPS Colony	5.14	20.02	9.42	122.00	9.20	43.20	127.14	29.22	52.62
	AAQ9	Baryahi	4.20	16.07	7.65	87.00	9.50	32.20	91.20	25.57	39.85
	AAQ10	Akashpur	3.00	11.74	5.53	90.00	8.20	38.50	93.00	19.94	44.03
シナリオ 3: No. 6, 7, 8, 9 および 10 号機 の操業	Maximum g/lC		7.41	28.59	14.46	132.00	11.20	43.20	139.41	39.79	57.66
	AAQ1	Simariya Ghat	4.07	19.14	10.45	92.00	9.20	38.50	96.07	28.34	48.95
	AAQ2	Shikharichawk (Pachmahla)	2.32	10.88	5.84	92.00	9.60	35.20	94.32	20.48	41.04
	AAQ3	Maranchi	3.23	14.96	8.02	95.00	10.20	35.20	98.23	25.16	43.22
	AAQ4	Makardahi	2.08	10.15	5.61	99.00	10.20	39.70	101.08	20.35	45.31
	AAQ5	Mahna	4.11	17.41	9.00	95.00	9.60	38.50	99.11	27.01	47.50
	AAQ6	Kiul	4.17	19.22	10.25	87.00	9.60	39.60	91.17	28.82	49.85
	AAQ7	Hajipur	4.80	18.97	9.88	132.00	11.20	41.20	136.80	30.17	51.08
	AAQ8	BTPS Colony	5.49	24.13	12.61	122.00	9.20	43.20	127.49	33.33	55.81
	AAQ9	Baryahi	4.29	20.41	11.02	87.00	9.50	32.20	91.29	29.91	43.22
	AAQ10	Akashpur	3.22	14.32	7.53	90.00	8.20	38.50	93.22	22.52	46.03
「イ」国基準(24 時間平均)									100	80	80

10.6.2 水質汚濁

(1) 工事中

建設段階における表層水への影響は、特にモンスーン時期において周辺の排水路へ排水が流れ込むことで排水路中の水質の浮遊物質が増加することである。最終的には、これらの排水はガンジス川へと流れ込む。また、排水に油、潤滑油などが含まれる場合は、これらにより水質が汚染されることになる。

メインプラントエリアは既に開発されており、自然の排水路は存在していないため、メインプラントから発生した排水は表層水に影響を与えることは見込まれない。また、排水の発生は一時的であり、モンスーン時期に限定されるため、影響は軽微であると考えられる。建設キャンプから発生する生活排水は、浄化槽で処理されるため、悪影響はないと見込まれる。

対策

工事中の水質汚染防止対策として以下を実施することで影響は軽減になると見込まれる。

- ピットや沈殿槽などを含む適切な排水溝を設置する。
- 建設作業員に対する適切な仮設トイレを設置する。
- 油や燃料保管エリアへの二次容器を設置する。
- 浄化槽を設置する。

(2) 操業中

本プロジェクトの排水として温排水、プラントからの排水、雨水排水および汚水が発生し、排水の放流により周辺環境に影響を及ぼす可能性がある。本プロジェクトでは、排水はすべて排水処理施設で処理され、原則として、すべて再利用され排水は外部に放流しないため、排水による影響は見込まれない。モンスーン時期は、石炭サイロおよび危険物貯蔵エリアに接触した排水が発生することが見込まれるが、これらの排水は雨水排水溝を経由して沈殿槽で処理された上澄みのみが敷地外の排水溝に放流されることになる。よって、操業段階における排水による影響は軽微であると見込まれる。

対策

以下の対策を実施することで影響は軽減されると見込まれる。

- 排水処理施設および汚水処理施設の適切な設計と管理を実施する。
- 適切な排水経路の設計と管理を実施する。(汚染の可能性のある雨水ときれいな雨水の排水経路の分別)
- 有害物質の適切に管理する。
- ガンジス川における表層水モニタリングを実施する。

- 浄化槽の定期点検および清掃

10.6.3 廃棄物

(1) 工事中

建設工事による掘削土壌や鉄スクラップなどの廃棄物が発生する。

建設工事により掘削した土壌は、埋め戻しや整地に最大限利用する。鉄スクラップは、一次保管場所に保管しておき、リサイクル業者により回収される。食料残渣、紙、プラスチックおよびガラスなどのリサイクル可能な廃棄物は、各専用コンテナに適切に分類する。リサイクル可能な廃棄物はリサイクル業者が回収し、食料残渣は専門業者により回収/処理される。廃油などの有害廃棄物は、二次容器を除いて専門容器に保管し、専門業者により回収/処理される。

対策

廃棄物対策として、以下を実施することで影響は軽減される見込みである。

- 廃棄物管理計画を作成する。
- 「イ」国法を遵守する。
- 廃棄物のマニフェストの適切な管理を行う。
- 廃棄物の分別回収・分類を行う。
- 廃棄物回収業者のモニタリングを実施する。

(2) 操業中

本プロジェクトでは主な廃棄物として、ボトムアッシュ、フライアッシュ、水処理汚泥、生活汚泥、油含有廃棄物および有機分解性廃棄物などが発生する。特にインドの国内炭は、灰分が約 40% であるためボトムアッシュ及フライアッシュは大量に発生する。石炭灰には、重金属が含まれる可能性があり、これらにより汚染を引き起こす可能性がある。

対策

廃棄物対策として以下を実施することで、影響は軽微となる。

1) ボトムアッシュおよびフライアッシュ

ボトムアッシュは高密度スラリ輸送システムで灰捨て場に輸送され処理される。灰捨て場には、HDPE/LDPE ラインまたはその他不浸透性物質を敷設し、灰捨て場周辺において定期的に地下水モニタリングを実施する。モニタリング項目には、重金属を含むものとする。

フライアッシュは、前述第 8.3.6 項の MoEF の通達 *Notification S.O 2804 (November 2009)* により、運転期間に基づくフライアッシュの有効利用に関する取り決めがなされている。本プロジェクトの灰捨て場は 290 エーカの面積に設置し、埋立可能容量は約 993 万 m³ となる。灰捨て場は No. 6-10 号機の 5 つのユニットからの石炭灰を廃棄する予定であり、

石炭灰の発生量および有効利用の検討は、第 8.8.6 項のとおりである。石炭灰が適切に再利用および処理されるため、事業者は、セメント工場およびレンガ工場における再利用の実効性を検討し、フライアッシュの再利用計画を作成する。また、8&9 号機に対する環境許可（2014 年 5 月 8 日付）で灰捨場に関する付帯条件が付与されており、前述第 7.11 項に記載されている通り、この条件を満たすように設計/建設/運用を行う予定である。

2) 排水処理汚泥

水処理で発生する汚泥は、シクナおよび分離装置を装備する汚泥処理設備で処理され、固形状の汚泥として灰捨場に廃棄する。

3) 生活汚泥

浄化槽での処理後に発生するスラッジは乾燥させた後にグリーンベルトに利用する。

4) 有害廃棄物

本プロジェクトで発生する有害廃棄物は、各専用コンテナに適切に分類し、リサイクル可能な廃棄物は SPCB の許可を得ているリサイクル業者によりリサイクルされる。有害廃棄物の取扱いに関するベストプラクティスは、以下のとおり。

- 独立した有害廃棄物保管場所を確保する。
- 屋根やコンクリ床など保管施設を適切に保護する。
- 保管場所における標識を設置する。
- 適切な排水システムを設置する。

10.6.4 土壌汚染

(1) 工事中

有害物質や燃料の不適切な保管/取扱いにより土壌汚染が発生する可能性がある。これらの物質が事故などで漏洩した場合、建設現場およびその周辺の農地に影響を与える可能性がある。

発電所の建設予定地である旧灰捨場の土壌を分析した結果、土壌汚染は確認されておらず、旧灰捨場に廃棄された石炭灰による汚染はないと考えられる。

対策

- 適切な排水路の設置および有害物質や燃料の適切な管理を実施することで、土壌汚染の発生を最小化させる。
- 有害廃棄物の適切な保管および分類を行う。

(2) 操業中

揚運炭設備における粉じんにより周辺土壌が汚染される可能性がある。揚運炭設備には、

粉じんの飛散防止のための粉じん回収および散水装置を設置することで、粉じんは適切に管理され粉じんによる周辺土壌へ著しい影響は与えないと見込まれる。

また、煙突からの大気排出に含まれる重金属による影響も想定されるが、高効率 ESP により重金属が吸着するフライアッシュが捕集されるため、煙突からの重金属の排出による土壌への影響はほとんどないと見込まれる。

その他、燃料タンクや有害物質が保管されているタンクおよび関連する配管からの漏洩による土壌汚染および地下水汚染を引き起こす可能性がある。

対策

- 石炭や石炭灰による粉じんの飛散防止対策を実施する。
- 周辺農地における土壌モニタリングを実施する。
- 燃料タンクや有害物質保管エリアには 2 次容器や防油堤を設置する。

10.6.5 騒 音

(1) 工事中

建設機械やトラックによる輸送により騒音が発生する。

対策

以下の対策を実施することで騒音影響は軽微となる。

- 騒音が発生する建設活動の時間制限を行う。
- 機械の適切なメンテナンスを行う。
- 低騒音機械を使用する。
- 騒音装置の設置場所を検討する。(騒音レセプターから離す)

(2) 操業中

操業段階中の主な騒音源は、発電機や付帯設備（石炭クラッシャー、ファン、ESP など）などである。騒音による影響を予測するため Sound PLAN7.2 による騒音モデルを実施した。騒音モデルの結果を表 10.4-2 に示す。騒音モデルの結果によると、昼間は 6 地点、夜間は 9 地点において「イ」国基準を超過することが見込まれている。これは主にボイラーの操業などからの騒音による影響もあるが、建設活動や幹線道路の騒音によりベースライン騒音値が高いことが主な原因である。また、一般に追加騒音が 3dB までは人は感知できないとされており、10dB を超過すると騒音による影響が大きいと感じるとされている。

表 10.6-3 騒音モデリングの結果

No	土 地 利用	敷地境界 までの距 離 (km)	方角	ベースライン 騒 音 値 Leq (dBA)		予測騒音値, Leq (dBA)		累積騒音 (ベ ースライン + 予 測), Leq (dBA)		騒音基準 値	
				Leq _d *	Leq _n *	Leq _d	Leq _n	Leq _d	Leq _n	昼	夜
NQ1	住居	2.8	SE	54.6	43.8	39.5	39.3	54.7	45.1	55	45
NQ2	住居	4.1	SE	54.2	45.2	31.2	30.9	54.2	45.4	55	45
NQ3	住居	0.23	N	53.2	44.2	54.4	54.4	56.9	54.8	55	45
NQ4	住居	1	NW	54.1	43.2	48.5	48.5	55.2	49.6	55	45
NQ5	住居	1	SW	62.2	44.2	47.1	46.9	62.3	48.8	55	45
NQ6	住居	0.7	NE	57.5	45.2	50.4	50.4	58.3	51.5	55	45
NQ7	住居	0.8	N	57.5	46.6	48.3	48.3	58.0	50.5	55	45
NQ8	工業	0.02	N	58.5	46.6	55.2	55.2	60.2	55.8	75	70
NQ9	住居	0.09	E	52.5	42.2	56.3	56.3	57.8	56.5	55	45
NQ10	住居	1.9	SW	51.8	39.6	43.2	43	52.4	44.6	55	45
NQ11	工業	敷地境界	—	61.2	47.1	61.9	61.9	64.6	62.0	75	70
NQ12	住居	4	NE	53.2	45.2	29.4	29.4	53.2	45.3	55	45

対策

騒音による影響を緩和するため詳細設計段階で以下を含む対策を考慮することで影響は軽微となることが見込まれる。

- 低騒音装置（85dB 以下）を使用する。
- エンジンやコンプレッサーにマフラーを設置する。
- 騒音源（タービンやコンプレッサー）を防音壁で囲う。
- 主要騒音源に対して騒音モニタリング・分析を実施し、騒音基準の遵守を確認する。
- 本プロジェクトサイト周辺において騒音モニタリングを実施する。

10.6.6 保護区

本プロジェクトエリア内および周辺には、「イ」国法で定められた保護区 (National Park, Biosphere Reserve, Wildlife Sanctuary) はない。そのため、本プロジェクトにより保護区に影響を及ぼす恐れはない。

10.6.7 生態系

(1) 工事中・操業中

1) 陸上生物

発電所エリアは既存の発電所敷地内であり、灰捨場および取水施設予定地は主に農地である。本プロジェクトエリアに存在する樹木は、アカシア、インドセンダンおよびベンガルボダイジュなどの一般的な樹木である。本プロジェクトエリア周辺には、貴重種や保護種などの重要な植物および動物は確認されなかった。また、ガンジス川を挟んで 3.5 km に国際 NGO である Birdlife International により IBA に指定されている Mokama Taal がある。この IBA には、哺乳動物（マングース、リスなど）や渡り鳥が生息・飛来することが調査により確認されているが、同 IBA はガンジス川を隔てて離れて位置していることから、本プロジェクトによるこれらの生態系への影響は見込まれない。

2) 水生生物

本プロジェクトでは、ガンジス川より水を取水する。取水地点の下流 70 km には、ガンジスカワイルカの保護区が存在している。本プロジェクトで使用する取水量はガンジス川の水量の 1% 未満であるため、本プロジェクトにより川の環境維持水量およびガンジスカワイルカの生態系やガンジス川沿岸の水生植物に対する影響は与えないと考えられる。

10.6.8 水 象

(1) 工事中

取水施設の建設時にガンジス川に影響を与える可能性はあるが、ガンジス川の流域と比較し工事区域は限定的であり、工事期間は短期的であるため影響は限定的であると見込まれる。

(2) 操業中

取水場所はガンジス川の中流域に位置する（第 6.1 項参照）。取水河川は集水面積が広いため、流量は非常に豊富である。取水場所の約 1.8 km 下流に位置するハティダ測水所の 1980 年から 2008 年までの期間における流量観測記録によると、ガンジス川の年平均流量は 9,182 m³/s となっている。

しかしながら、河川流量はモンスーンの影響を受け、季節によって大きく異なっている。モンスーン時期の 7 月から 10 月までの流量は多く、特に 8 月から 9 月までの平均流量は 30,000 m³/s を超過する。これに比べて乾季の流量は極端に小さく、年間を通じて最小とな

る3月の平均流量は1,341 m³/s まで低下する。一方、発電所用水の取水量は、本プロジェクトのNo.10号機用の21 cusec とNo.6-9号機の取水量50 cusec を合わせても71 cusec (2.01 m³/s) (第7.3項参照) であり、乾季の河川流量の1%未満である。

ガンジス川の水量は、中央水利委員会 (Central Water Commission : CWC) により管理されており、本プロジェクトの上流および下流での取水を考慮し、取水許可が発行される。CWCの見解では、本プロジェクトによる取水はガンジス川の水量に著しい影響を与えないとしている。

対策

- 水利用の最適化および再利用を実施する。

10.6.9 地形/地質

(1) 工事中・操業中

本プロジェクトエリアの地形は、主に平坦でありガンジス川に向かって緩やかに傾斜している。プラントが設置される既存プラントサイトの標高は、45.5 m であり、灰捨場の標高は40.5m - 42m 程度である。本プロジェクトエリアの最大洪水水位は43.22 m である。灰捨場の標高は最大洪水水位より低いため、洪水による影響を受ける可能性がある。

また、灰捨場および灰輸送パイプラインの建設により周辺の自然排水経路が遮断され、周辺の排水システムに影響を与える可能性がある。

対策

- 高さ45mの保護堤防を建設する。
- 保護堤防の外側表面は、洪水時に堤防が洗掘、流出することを防止するため、張石などにより保護する。
- 排水経路の確保およびメンテナンスを実施する。

10.6.10 住民移転

住民移転に関する事項は、第10.11項を参照。

10.6.11 貧困層

(1) 工事中・操業中

本プロジェクトエリア周辺の住民は、農業が主な生計手段であり、低所得世帯が多数を占めていると考えられる。また、「イ」国において伝統的に社会の最下層に所属する Scheduled Caste の割合は、約10%程度である。これら貧困層は、本プロジェクトによる農地の用地取得により、生計手段を損失することで影響を受ける。一方で、本プロジェクトの請負業務など雇用機会が増大することで生活が向上することが見込まれる。

対策

- ステークホルダー協議を通じ、対象となる被影響住民を特定し、各影響内容に応じた住民移転計画を作成する。
- 貧困層の人達もアクセスが可能な苦情処理システムを構築する。
- 職業訓練などを含めた生計回復計画を策定する。

10.6.12 少数民族/先住民族

(1) 工事中・操業中

本プロジェクトサイトは指定区域 (Schedule Area) に属しておらず、部族や先住民族が支配している場所でもない。

10.6.13 景 観

(1) 工事中

既にこの地域の景観は既存の火力発電所により影響を受けているが、工事活動により発生する粉じんや樹木や植物の除去などにより景観に影響を及ぼすことが見込まれる。

対策

影響を管理するために以下の対策を講じる。

- 粉じんが発生する建設活動エリアにおいて定期的に散水する。
- 建設資材はシートをかけた状態でトラックなどで運送する。

(2) 操業中

ボイラー、タービンや煙突など高層の構造物および灰捨場は、景観に悪影響を及ぼす。ただし、本プロジェクトは既存火力発電所の拡張案件でありサイトには既存のプラントが長年あるため、本プロジェクトにより追加的な景観への影響は軽微であると見込まれる。

対策

以下の対策を実施することで景観への影響は軽減されると見込まれる。

- 緑地帯を設置し定期的にメンテナンスする。

10.6.14 雇用や生計手段などの地域経済

(1) 工事中

灰捨場が建設される場合、その建設予定地および近くに居住し農業を営む 100 世帯余りの住民の生計が影響を受ける。また生計が土地に依存しているために、その土地を失う場合には、社会的に脆弱な立場に陥る可能性がある。また、灰パイプラインエリア内に居住する住民 (約 10 家族) が移転する必要がある、移転先地として 0.2 エーカの民地の取得が必要となる。その他、取水用パイプライン (約 3 km) の敷設などで、特にシマリヤ村の住

民や店舗が一時的に影響を受ける可能性がある。一方、工事期間中は多様な下請けが発生するため雇用の増加による正の影響がある。なお、工事中の労働人口増加に伴う宿泊施設や店舗の利用増加も想定される。

対策

- ステークホルダー協議を通じ、対象となる被影響住民を特定し、各影響内容に応じた住民移転計画を作成する。
- 苦情処理システムを構築する。
- 地元住民を優先的に雇用する。

(2) 操業中

操業中も発電所関連の雇用の増加が見込まれるが、警備員やメンテナンス要員の雇用などに限られると考えられる。

対策

- 本プロジェクトサイクルを通じて、コミュニティの生計回復をサポートするためのコミュニティ開発計画を実施する。

10.6.15 土地利用や地域資源利用

灰捨場／堤防および灰輸送パイプラインには 290 エーカ、取水施設には 20 エーカの土地が必要となり、主に現在農地として使われている。したがって、上記の土地計 310 エーカは農地から工業地への転換が必要である。この転換に伴い、この土地に依存する住民の生計に影響を及ぼす。

対策

- ステークホルダー協議を通じ、対象となる被影響住民を特定し、各影響内容に応じた住民移転計画を作成する。
- 苦情処理システムを構築する。

10.6.16 水利用

(1) 工事中

建設活動に伴い発生する濁水や建設キャンプなどから発生する汚水の発生により周辺の水利用に影響が見込まれるが、影響は軽微であると見込まれる。

対策

以下の対策を講じることで影響は軽減されると見込まれる。

- 適切な排水システムを設置する。
- 土壌流失を防止する。
- 燃料油や潤滑油を適切に管理する。
- 可能なかぎりモンスーン時期の工事を制限する。

(2) 操業中

発電所で利用する水の主な取水源はガンジス川であり、発電所拡張後は一日約 7,237m³の水が必要となる。この地域の他の工業は地下水のみを使用しており、河川取水をめぐって対立する工業用水や灌漑用水は存在しない。ただし、多くの河川水利用者（工業、政府、灌漑）が下流において河川の水を必要としている。しかし、発電所用水の取水量は、本プロジェクトの No.10 号機用の 21 cusec と No.6-9 号機の取水量 50 cusec を合わせても 71 cusec (2.01 m³/s)（第 7.3 項参照）であり、乾季の河川流量の 1%未満しかなく、ガンジス川の水利用を管轄している CWC の見解では、本プロジェクトによる取水はガンジス川の水量に著しい影響を与えないとしている。

また、低硫黄含有量（0.05%）の石炭質であることを考慮すると、灰捨て場からの浸透水による地下水汚染の可能性は低い。

対策

以下の対策を実施することで水利用への影響は緩和されると見込まれる。

- 水利用の最適化および再利用を実施する。
- 灰捨て場には HDPE シートを敷設し地下水浸透を防止する。

10.6.17 既存の社会インフラや社会サービス

(1) 工事中

道路などの社会インフラは既に整備されている。工事期間中は、建設車両による交通量の増加により周辺の交通に影響を与える可能性がある。

対策

- 交通管理計画を策定する。

(2) 操業中

灰輸送パイプラインの設置により周辺住民の既存のアクセスが阻害されることが見込まれる。一方、地域的な視点からは、本プロジェクトによる発電により地域における電力供給量が増加することにより、社会経済の改善に貢献することが見込まれる。

対策

- 暗渠などを設置することにより影響を可能な限り回避する。

10.6.18 被害と便益の偏在

(1) 工事中

本プロジェクトにより影響を受ける住民間で、補償対象者や補償内容に隔たりや不公平感が発生する可能性がある。

対策

以下の対策を実施することで影響は緩和されると見込まれる。

- ステークホルダー協議を通じ、対象となる被影響住民を特定し、各影響内容に応じた住民移転計画を作成する。

(2) 操業中

本プロジェクトエリア周辺の住民のみに職業訓練などのサービスを提供する場合は、地域間で不公平感が発生する可能性がある。

対策

以下の対策を実施することで影響は緩和されると見込まれる。

- 職業訓練などのサービスは広く地域住民に提供する。

10.6.19 HIV/AIDS などの感染症

(1) 工事中・操業中

工事期間中における労働者の一時的な流入が、性感染症などのリスクを高める可能性がある。操業期間中は、工事期間中と比較し外部からの労働者は小規模であり影響は限定的である。

対策

以下の対策を実施することで影響は緩和されると見込まれる。

- 外部から流入する労働者の人数を抑え、感染症のリスクを最小限にするため、可能な限り地域住民を雇用することを検討する。
- 労働者に対しては安全衛生に関するトレーニングを提供する。
- 外部からの労働者に対しては、雇用前と雇用後に定期的に健康診断を行う。

10.6.20 労働環境

(1) 工事中

建設工事中は、労働事故の発生が高くなり、建設活動に伴う騒音や、掘削発動やトラックなどの輸送に伴う粉じんの飛散などにより健康被害が発生する確率がある。特に、プラント建設エリアは旧灰捨場でありフライアッシュが廃棄されており、建設活動によりフライアッシュが飛散し労働者および周辺住民に影響を与える可能性がある。

対策

以下の対策を実施することで影響は緩和されると見込まれる。

- 作業員に個人保護具の着用を指導する。
- 作業安全衛生計画を策定する。
- 作騒音発生源近くでの作業員の作業を最小化する。
- 健康診断を実施する。
- 旧灰捨場のフライアッシュが飛散しないよう掘削したフライアッシュの適切な管理や散水などの対策を講じる。

(2) 操業中

操業時の労働環境への影響としては、ボイラやタービンなどから発生する騒音が考えられる。継続的に騒音の影響を受けることで、精神疾患、ストレスなどの影響が出る恐れがある。また、石炭の運搬、保管などに伴う粉じんによって、塵肺、気管支炎、肺気腫といった労働者の健康被害が生じる可能性がある。

対策

以下の対策を実施することで影響は緩和されると見込まれる。

- 低騒音機器を導入する。
- 作業員に個人保護具の着用を指導する。
- 石炭輸送コンベアにカバーを設置する。
- 石炭取扱エリアに適切な排気装置を設置する。
- 健康診断を実施する。

10.6.21 事故防止対策

(1) 工事中

工事期間中は、建設車両の走行に伴う交通事故、災害および人災による事故などが予測される。

対策

以下の対策を実施することで影響は緩和されると見込まれる。

- 交通管理計画を策定する。
- ドライバーに対する交通トレーニングを提供する。
- 作業安全衛生計画を策定する。
- 災害管理計画を策定する。

(2) 操業中

発電所の操業時に発生する可能性のある事故には、ボイラ・発電機などでの爆発、燃料オイルタンクなどにおける重大な漏れや火災、貯炭場などにおける大規模火災、灰スラリーの予期せぬ放出、水処理施設での塩素漏れ、電気がショートするなどの理由による予期せぬ火災が含まれる。その他、地震、サイクロンおよび洪水などに伴う災害事故が予測される。灰捨場は最高洪水水位より低い位置に設置されるため、洪水対策を講じない場合は洪水により灰捨場が崩壊し下流域に影響を及ぼすことになる。

対策

以下の対策を実施することで影響は緩和されると見込まれる。

- 作業安全衛生計画を策定する。
- 引火しやすいもの（油の入ったバケツや木製品など）を倉庫、積み下ろしの現場などに置かない。
- 火災検知器を適切に設置し消火システムにリンクさせる。
- 消火・避難訓練を実施する。
- 緊急時対応計画を策定する。
- 災害管理計画を策定する。
- 高さ 45 m の保護堤防を建設する。
- 保護堤防の外側表面は、洪水時に堤防が洗掘、流出することを防止するため、張石などにより保護する。

10. 6. 22 越境の影響および気候変動

(1) 操業中

気候変動に対応するために、「イ」国政府は気候変動対応のイニシアチブとして、気候変動に対する国家対応計画（*National Action Plan on Climate Change* : NAPCC）の策定（2008 年）、石炭プロジェクトに対する炭素税の導入（2010 年）および国家 GHG インベントリ策定（2007 年）を実施している。

NAPCC では、「イ」国経済の成長を支えながら気候変動に対応するために、8 つのミッションが策定された。その中のひとつである「工業セクタにおけるエネルギー効率の向上」

では、エネルギーを多量に消費する工業においてエネルギー消費を削減することが推奨されている。また、「イ」国の各州は NAPCC に基づき州の気候変動対応計画の作成が求められており、本プロジェクト地が位置するビハール州においても 2015 年 3 月にビハール州気候変動対応計画（*Bihar State Action Plan for Climate Change* : BAPCC）が策定された。当該計画の一つの柱は「エネルギー」であり、その中には以下のアクションが策定されている。

- 既存プラントの改修および最適化（BTPS No. 6/7 号機を含む）を行う。
- 今後導入するすべての火力発電所には超臨界圧技術を適用する。

また、COP21 においてインド国の約束草案（Intended Nationally Determined Contributions）が提出されたが、上記の NAPCC を進めることを基本路線として約束している。また、この約束草案においても石炭火力発電所が今後も「イ」国の重要な電源となることが明記されており、既存の石炭火力発電所の改修や高効率の石炭火力発電所の新設を通じて、温暖化効果ガスを削減していくことが約束されている。

また我が国と「イ」国は気候変動に対して密接な関係を築いており、特に石炭火力発電の高効率/低排出(High Efficiency-Low Emission: HELE)に関しては、2 国間および複数国間のワークショップなどを通じて、日本が「イ」国に貢献をしている。

本プロジェクトは、超臨界圧石炭火力発電所を建設するものであり、エネルギー効率を改善することで「イ」国の気候変動対応計画に貢献するプロジェクトである。

本プロジェクトでは、660 MW の超臨界式発電方式を導入する予定である。600 MW 級における亜臨界圧発電方式と超臨界圧発電方式のを比較すると、熱効率については約 20% の改善、CO₂ 排出原単位については約 15% の削減が期待できる。仮に本プロジェクトがなかった場合に 600 MW の亜臨界圧発電方式の石炭火力発電所が建設される場合と比較すると、本プロジェクトに伴い 660 MW の超臨界圧発電方式の石炭火力発電所を建設することによる CO₂ 削減量は 1 年当たり約 69 万 t-CO₂ と推定する。詳細は、第 16 章 16.3 項を参照。

10.7 環境社会配慮調査結果の要約および影響評価

環境社会配慮調査結果の要約を表 10.7-1 に整理する。

表 10.7-1 影響評価

分類	No.	影響項目	スコーピング時の影響評価		調査結果に基づく影響評価(緩和策なし)		評価理由
			計画時 工事中	操業時	計画時 工事中	操業時	
汚染対策	1	大気質	B-	A-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 土地の整地作業、土砂の運搬および工事用車両の移動などにより粉じんが発生するが、影響は一時的で建設工事周辺に限定される。粉じんが発生する箇所への散水や工事用車両のメンテナンスなどの対策を実施することで影響は軽微になると見込まれる。 <u>操業時</u> ➤ 揚運炭設備には粉じんの飛散防止のための粉じん回収および散水装置を設置する。石炭灰はスラリー状または専用タンカで運搬される。本プロジェクトエリア周辺の大気環境のベースライン濃度は、インド国基準を満足している。排ガス中の大気汚染物質の濃度は、インド国新大気排出基準および大気悪化地域に適用する IFC 基準を満たすレベルで排出される。
	2	水質汚濁	B-	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 建設段階には、建設工事に伴い排水が発生するが、影響は一時的であり、適切な排水溝の設置、トイレの設置、二次容器の設置などの対策を講じること で影響は軽微となると見込まれる。 <u>操業時</u> ➤ 本プロジェクトの排水はすべて排水処理で処理され、すべて再利用され外部には放流されない。モンスーン時期に危険物貯蔵エリアに接触した排水が発生することが見込まれるが、沈殿槽で処理された上澄みのみが敷地外の排水溝に放流されるため、影響は軽微であると見込まれる。
	3	廃棄物	B-	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 廃棄物は、一部はリサイクルし、その他はインド国基準に従い廃棄物処分業者により敷地外に廃棄処理する。 <u>操業時</u> ➤ ボトムアッシュ、フライアッシュは、灰捨て場での処理、セメント工場などでの再利用が行われる。灰捨て場には土壌地下水汚染防止措置が講じられ、定期的に重金属のモニタリングが実施される。 ➤ フライアッシュ指令に基づき、フライアッシュ再利用計画を策定し、最大限再利用する。 ➤ 排水処理施設からの汚泥や有害廃棄物は、適切に処理される。
	4	土壌汚染	B-	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 発電所が設置される旧灰捨て場の灰を分析した結果、土壌汚染は確認されなかった。 ➤ 有害物質や燃料は適切に管理し、適切な排水路を設置する。 <u>操業時</u> ➤ 揚運炭設備から発生する粉じんは粉じん回収および散水装置を設置することで管理される。 ➤ 高効率 ESP により重金属が吸着したフライアッシュを捕集するため煙突からの重金属の排出は限定される。
	5	騒音/振動	B-	B-	B-	A-	<u>工事中</u> ➤ 建設活動により騒音は発生するが、期間は限定的であり、対策の実施により騒音影響は低減される。 <u>操業時</u> ➤ ベースライン騒音値が高く、また、住居が本プロジェクト敷地境界の近くにあるため、騒音モデリング結果によると本プロジェクトの騒音により「イ」国基準を一部のエリアで超過することが見込まれている。詳細設計時に、防音壁の設置などの騒音対策を検討することで影響は軽微になると見込まれる。

分類	No.	影響項目	スコーピング時の影響評価		調査結果に基づく影響評価（緩和策なし）		評価理由
			計画時 工事中	操業時	計画時 工事中	操業時	
	6	地盤沈下	D	D	D	D	➤ 地下水は使用しない。
	7	悪臭	D	D	D	D	➤ 悪臭源となる物質は取り扱わない。
自然環境	8	保護区	D	D	D	D	➤ 保護区に影響は見込まれない。
	9	生態系	C	C	D	D	➤ 生態系への影響は見込まれない。
	10	水象	B-	B-	B-	B-	➤ 本プロジェクトによる取水はガンジス川の水量の 1%未満であり、取水により水象へ影響を与えることはない。
	11	地形、地質	B-	B-	B-	B-	<u>工事中・操業時</u> ➤ 灰捨て場の標高は最大洪水水位より低いが、保護堤防を設置することで洪水による被害を防止することができる。 ➤ 灰捨て場および灰輸送パイプラインの建設により周辺の自然排水経路が遮断され排水システムに影響を与える可能性があるが、排水経路を確保しメンテナンスを実施することで影響は緩和される。
社会環境	12	住民移転	B-	D	B-	D	<u>計画時</u> ➤ 灰捨て場および取水関連施設エリアにおいて用地取得および住民移転が発生する可能性がある。灰捨て場エリアに関しては、8&9 号機事業において用地取得を進めてきた。土地の所有権が確定後に、適切な補償に基づき用地取得プロセスを完了させる。
	13	貧困層	B-/ B+	C	B-/ B+	B-/ B+	<u>工事中・操業中</u> ➤ 職業訓練などを含めた生計回復計画を策定することで、貧困層の人達の生活環境が向上することが見込まれる。
	14	少数民族/先住民族	C	C	D	D	➤ 本プロジェクトサイトは指定区域（Scheduelld Area）に属しておらず、部族や先住民族が支配している場所でもない。本プロジェクトにより影響を受ける、少数民族および先住民族はいないと見込まれる。
	15	文化遺産	D	D	D	D	➤ 本プロジェクトにより影響を受ける文化遺産はない。
	16	景観	D	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 工事活動による粉じんや樹木・植物の除去などにより景観に影響を及ぼすが限定的である。 <u>操業時</u> ➤ この地域が既存の工業活動により影響を受けており、プラント、灰捨て場、その他付帯設備による景観への著しい負の影響は想定されない。緑地帯を構築することで影響は軽減される。
	17	雇用や生計手段などの地域経済	B-/ B+	B-/ B+	A-/B+	B-/ B+	<u>工事中</u> ➤ 周辺の 100 世帯余りの住民が生計に影響を受ける可能性がある。 ➤ 雇用の増大による正の影響がある。 <u>操業時</u> ➤ 操業中も発電所関連の雇用の増加が見込まれるが、警備員やメンテナンス要員の雇用などに限られると考えられる。
	18	土地利用や地域資源利用	B-	B-/ B+	B-	B-/ B+	➤ 灰捨て場および取水施設予定地は現在農地として使われているがこのエリアの必要な計 310 エーカは農地から工業地への転換が必要であり、この土地に依存する住民の生計に影響を及ぼす。 ➤ ステークホルダー協議を通じ住民移転計画を作成する。 ➤
	19	水利用	C	C	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 適切な排水システムなど対策を講じることで排水が管理され、周辺の水利用への影響は緩和される。

分類	No.	影響項目	スコーピング時の影響評価		調査結果に基づく影響評価（緩和策なし）		評価理由
			計画時 工事中	作業時	計画時 工事中	作業時	
							<u>作業時</u> ➤ 取水により河川への影響は限定的である。 ➤ 灰捨て場には地下水浸透を防止する対策を講じる。 ➤ 地下水モニタリングを実施し、本プロジェクトにより地下水が汚染されないことを確認する。
	20	既存の社会インフラや社会サービス	B-	B+	B-	B+	<u>工事中</u> ➤ 交通量の増加により周辺交通に影響を与えるが、交通管理計画を作成することにより影響は緩和される。 <u>作業時</u> ➤ 電力の安定供給により社会経済の改善に貢献する。
	21	社会関係資本や地域の意思決定機関などの社会組織	D	D	D	D	特に影響は見込まれない。
	22	被害と便益の偏在	B-	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 住民間で補償対象者や補償内容に隔たりや不公平感が発生する可能性がある <u>作業中</u> ➤ 本プロジェクトエリア周辺の住民のみに職業訓練などのサービスを提供する場合は、地域間で不公平感が発生する可能性がある。
	23	ジェンダ	D	D	D	D	特に影響は見込まれない。
	24	子どもの権利	D	D	D	D	特に影響は見込まれない。
	25	HIV/AIDS などの感染症	B-	D	B-	D	<u>工事中・作業時</u> ➤ 外部からの労働者の流入により性感染リスクは増えるが、地元住民の雇用、安全衛生トレーニングの提供、健康診断の実施などの対策で影響は管理されると見込まれる。
	26	労働環境(労働安全を含む)	B-	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 作業員に対する個人保護具、作業安全衛生計画の策定、健康診断の実施などにより影響は緩和される。 <u>作業時</u> ➤ 低騒音機器の導入、石炭の適切な取扱い（粉じん発生の防止）、健康診断の実施などにより影響は緩和される。
その他	27	事故	B-	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 交通管理計画の策定、交通トレーニングの提供、作業安全衛生計画の策定、災害管理計画の策定により影響は緩和される。 <u>作業時</u> ➤ ボイラー・ジェネレーターなどでの爆発、燃料オイルタンクなどにおける重大な漏れや火災、貯炭場などにおける大規模火災、灰スラリーの予期せぬ放出などの発生が否定できないが、対策として、引火しやすい物質の適切な保管、火災検知器の設置、タンク冷却設備の設置、消火・避難訓練の実施、緊急時の対応について徹底するなどを行なう。

分類	No.	影響項目	スコーピング時の影響評価		調査結果に基づく影響評価(緩和策なし)		評価理由
			計画時 工事中	操業時	計画時 工事中	操業時	
	28	越境の影響、および 気候変動	D	A-	D	A-	操業時 ➤ 超臨界圧火力発電所の操業に伴い CO ₂ が発生するが、同じ 600 MW 亜臨界火力発電所と比較し、熱効率は 20%、CO ₂ 排出源単位は 15%の削減が見込まれ、CO ₂ 削減量は約 90 トン CO ₂ と見込まれる。

凡例

- A （＋／－）：重大な影響が見込まれる。
- B （＋／－）：重大ではないが、多少の影響が見込まれる。
- C ：影響の度合いは不明（検討の必要あり。調査の進捗に併せて影響が明らかになる場合もある）。
- D ：影響はない。

出所：調査団作成

10.8 環境管理計画：発電所および関連施設

10.8.1 目的

本プロジェクトにより想定される負の影響を最小限に緩和するために EMP を策定する。EMP には、建設段階および操業段階における想定される影響に対する管理計画であり、以下が含まれる。

- 緩和策実施のタイミング
- 緩和策実施の責任機関
- 緩和策の効果を検証するためのモニタリング計画

10.8.2 BSPGCL の役割

EMP の実施の責任は BSPGCL が有する。BSPGCL は、環境管理ユニット (Environmental Management Unit : EMU) を組織し、専門知識を有する環境管理者を EMU に配置する。主な役割として、コントラクタとの EMP に関する協議、コントラクタのモニタリング、環境問題へ対応するメカニズムの構築などが含まれる。

10.8.3 コントラクタの役割

コントラクタは、EIA 報告書に記載されている緩和策の実施の責任を有する。コントラクタは、EMP に従い定期的に検査・モニタリングを実施し、BSPGCL へ報告する。

表 10.8-1 環境管理計画：建設段階

項目		環境要因	緩和策	場所	期間	実施機関	費用負担先
1	大気質	➤ 建設活動による粉じんの発生	➤ 建設道路・サイトに適切な散水および粉じん対策を実施する。 ➤ 車両は積載重量を遵守し、適切にカバーする ➤ 運搬道路における速度制限を厳守する ➤ 車両・装置の定期点検およびメンテナンス ➤ 大気環境質の定期モニタリング	工事区域および運搬区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
2	水質	➤ 濁水の発生 ➤ 油および潤滑油などによる汚染 ➤ 生活排水	➤ ピットや沈殿槽などを含む適切な排水溝の設置 ➤ 建設作業員に対する適切な仮設トイレの設置 ➤ 油や燃料保管エリアへの二次容器の設置 ➤ ガンジス川および地下水のモニタリング	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
3	廃棄物	➤ 建設廃棄物の発生	➤ 廃棄物管理計画の作成 ➤ 廃棄物のマニフェストの適切な管理 ➤ 廃棄物の分別回収・分類 ➤ 違法投棄の禁止	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ および廃棄物収集・処業者 監督：BSPGCL および監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
4	土壌汚染	➤ 有害物質や燃料の不適切な保管・取扱い	➤ 適切な排水路の設置 ➤ 油や燃料保管エリアへの二次容器の設置 ➤ 土壌モニタリングの実施	工事区域 周辺の村の農地	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
5	騒音	➤ 建設機械など建設活動による騒音	➤ 騒音が発生する建設活動の時間制限 ➤ 機械の適切なメンテナンス ➤ 低騒音機械の使用 ➤ 騒音装置の設置場所の検討（騒音レセプターから離す） ➤ 騒音モニタリングの実施	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
10	水象	➤ 取水活動	➤ 取水量の管理	取水箇所	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
11	地形、地質	➤ 掘削や盛り土などの建設活動	➤ 適切な排水路の設置	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
12	住民移転	➤ 用地取得	➤ RAP の作成および実施	用地取得範囲	建設開始前	実施：土地管轄当局・BSPGCL	BSPGCL RAP 作成時に費用を確定する
13	貧困層	➤ 用地取得および生計の変化	➤ RAP の作成および実施	周辺住民	建設開始前 ～工事期間	実施：土地管轄当局・BSPGCL	BSPGCL RAP 作成時に費用を確定する
16	景観	➤ 建設工事活動による粉じん	➤ 「大気」に同じ	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる

項目		環境要因	緩和策	場所	期間	実施機関	費用負担先
17	雇用や生計手段などの地域経済	➤ 雇用の増大	➤ 可能な範囲での地元住民の雇用	周辺住民	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および 監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
18	土地利用や地域資源利用	➤ 土地利用の変化	➤ RAP の作成および実施	用地取得範囲	建設開始前	実施：土地管轄当局・BSPGCL	BSPGCL RAP 作成時に費用を確定する
19	水利用	➤ 工事活動による水質汚染	➤ 「水質」、「廃棄物」および「土壌」に同じ	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および 監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
20	既存の社会インフラや社会サービス	➤ 交通量の増加	➤ 交通管理計画の作成および実施	工事区域および 資材運搬道路周辺	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および 監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
22	被害と便益の偏在	➤ 住民間での補償対象および補償内容	➤ RAP の作成および実施	用地取得範囲	建設開始前	実施：土地管轄当局・BSPGCL	BSPGCL RAP 作成時に費用を確定する
25	HIV/AIDS などの感染症	➤ 外部からの労働者の流入	➤ 地元住民の雇用、安全衛生トレーニングの提供、健康診断の実施	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および 監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
26	労働環境(労働安全を含む)	➤ 労働事故 ➤ 大気汚染、騒音、水質汚染による健康リスク	➤ 「HIV/AIDS などの感染症」と同じ ➤ 人保護具の支給 ➤ 作業安全衛生衛生計画の策定 ➤ 適切な衛生施設、水供給、廃棄物処理施設を設置する	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および 監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる
27	事故	➤ 「労働環境」と同じ	➤ 「労働環境」と同じ	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPGCL および 監督するコンサル	EPC コントラクターの契約に含まれる

表 10.8-2 環境管理計画：操業段階

項目		環境要因	緩和策	場所	期間	実施機関	費用負担先
1	大気質	➤ 石炭の積み下ろし場など揚運炭設備における粉じんの発生	➤ 粉じん回収装置および散水システムの設置 ➤ プラント周辺への緑地帯の構築・維持管理	発電所および周辺	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGGCL 粉じん回収装置：建設費用に含まれる 緑地帯の維持管理：1,000INR/エーカー（緑地帯面積を100エーカーとすると、100,000INR）
		➤ 石炭灰の取扱いおよび灰捨て場からの粉じんの発生	➤ フライアッシュの再利用の促進 ➤ 灰捨て場への散水 ➤ 灰捨て場周辺への緑地帯の構築・維持管理	石炭灰取扱い施設、灰捨て場	発電所の操業期間	BSPGCL およびセメント工場など	BSPGGCL フライアッシュ再利用：有償または無償取引 緑地帯の維持管理：「大気質」と同じ
		➤ 石炭燃焼に伴う大気排出	➤ 脱硫装置、脱硝装置、高効率 ESP の設置 ➤ 連続大気排出モニタリング装置による大気汚染物質濃度の監視 ➤ 本プロジェクトサイト周辺における大気環境モニタリングの実施	発電所 本プロジェクトサイト周辺	発電所の操業期間	BSPGCL および環境コンサル	BSPGGCL 環境装置は建設費用に含まれる 連続大気排出モニタリング：管理費用 大気排出モニタリング（水銀）：5000INR/回 大気環境モニタリング：7500INR/回
2	水質	➤ 工程排水の発生	➤ 排水処理施設で処理し、プラント内で再利用する。 ➤ 排水処理施設の定期点検の実施	発電所	発電所の操業期間	BSPGCL および環境コンサル	BSPGGCL 定期点検：管理費用
		➤ 汚染された雨水排水の発生	➤ 適切は排水経路の設計・建設・管理 ➤ 有害物質の適切な管理	発電所	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGGCL 建設費用に含まれる
		➤ 本プロジェクトからの排水による周辺表層水への影響	➤ ガンジス川において上流および下流において定期的に水質モニタリングを実施する	ガンジス川	発電所の操業期間	BSPGCL および環境コンサル	BSPGGCL 水質モニタリング：10,000INR/回
		➤ 汚水の発生	➤ 汚水処理施設で処理し、定期的に処理排水の水質モニタリングを実施する ➤ 汚水処理施設の定期点検・清掃	発電所	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGGCL 水質モニタリング：5,000INR/回 定期点検：管理費用
3	廃棄物	➤ 石炭灰の発生	➤ フライアッシュ再利用計画を策定し、再利用を促進する	発電所	発電所の操業期間	BSPGCL およびセメント工場など	BSPGGCL フライアッシュ再利用：有償または無償取引
		➤ 石炭灰の灰捨て場への廃棄	➤ 灰捨て場には不浸透性の物質を敷設する。 ➤ 地下水モニタリングの実施	灰捨て場	発電所の操業期間	BSPGCL および環境コンサル	BSPGGCL 不浸透性の物質を敷設：建設費用に含まれる。 地下水モニタリング：15,000INR/回
		➤ 有害廃棄物の発生	➤ 適切な保管場所の確保 ➤ 適切な排水システムの設置 ➤ SPCB の許可を有している業者による回収・処理	発電所	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGCL 管理費用
4	土壌汚染	➤ 石炭や石炭灰による粉じんの飛散による周辺農地への影響	➤ 周辺農地における土壌モニタリングの実施	発電所 灰捨て場	発電所の操業期間	BSPGCL および環境コンサル	BSPGCL 土壌モニタリング：15,000INR/回
		➤ 燃料や有害物質の漏洩	➤ 燃料タンクや有害物質保管エリアには2次容器や防油堤を設置する	発電所	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGCL 建設費用に含まれる

項目		環境要因	緩和策	場所	期間	実施機関	費用負担先
5	騒音	➤ プラント操業に伴う騒音の発生	➤ 低騒音装置（85dB 以下）を使用する ➤ エンジンやコンプレッサーにマフラーを設置する ➤ 騒音源（タービンやコンプレッサー）を防音壁で囲う ➤ 主要騒音源およびプラント周辺において騒音モニタリングを実施する	発電所および周辺レセプター	発電所の操業期間	BSPGCL および環境コンサル	BSPGCL 対策内容は詳細設計時に確定する 騒音モニタリング：1500INR/回
10	水象	➤ 本プロジェクトによる取水	➤ 取水量の管理を実施する	ガンジス川	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGCL 管理費用
11	地形、地質	➤ 灰捨て場の存在	➤ 保護堤防の維持管理 ➤ 排水経路のメンテナンス	灰捨て場	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGCL 管理費用
13	貧困層	➤ 生計の変化	➤ 生計回復計画のモニタリング	周辺の村	モニタリング期間	BSPGCL および社会コンサル	BSPGCL 費用は RAP にて決定する
16	景観	➤ プラントや灰捨て場の存在による景観の変化	➤ 緑地帯の維持管理	本プロジェクトサイト	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGCL 緑地帯の維持管理：緑地帯の維持管理：「大気質」と同じ
17	雇用や生計手段などの地域経済	➤ 生計の変化	➤ 生計回復計画のモニタリング	周辺の村	モニタリング期間	BSPGCL および社会コンサル	BSPGCL 費用は RAP にて決定する
18	土地利用や地域資源利用	➤ 生計の変化	➤ 生計回復計画のモニタリング	周辺の村	モニタリング期間	BSPGCL および社会コンサル	BSPGCL 費用は RAP にて決定する
19	水利用	➤ 地下水汚染	➤ 地下水モニタリング	灰捨て場周辺	発電所の操業期間	BSPGCL および環境コンサル	BSPGGCL 地下水モニタリング：「廃棄物」に含まれる。
22	被害と便益の偏在	➤ 生計の変化	➤ 生計回復計画のモニタリング	周辺の村	モニタリング期間	BSPGCL および社会コンサル	BSPGCL 費用は RAP にて決定する
26	労働環境（労働安全を含む）	➤ 汚染や騒音による ➤ 労働者の健康被害 ➤ 労働災害	➤ 個人保護具の支給 ➤ 作業安全衛生衛生計画の策定 ➤ 健康診断の実施	本プロジェクトサイト	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGCL 個人保護具：3,000INR/人 計画の策定：管理費用 健康診断：2000INR/人
27	事故	➤ 「労働環境」と同じ	➤ 「労働環境」と同じ	本プロジェクトサイト	発電所の操業期間	BSPGCL	同上
28	越境の影響、および気候変動	➤ GHG の発生量	➤ 高効率の石炭火力発電所の建設 ➤ GHG のモニタリング	発電所	発電所の操業期間	BSPGCL	BSPGCL 管理費用

10.9 モニタリング計画

本プロジェクトに対して推奨されるモニタリング計画は以下のとおりである。

表 10.9-1 モニタリング計画：建設段階

項目	調査項目	調査地点	頻度	実施機関	費用負担先
大気質	PM10, PM2.5, SO _x , NO _x , CO の測定	周辺レセプター	4半期毎	BSPGCLおよびコ ントラクタ	EPC コントラクタの 契約に含まれる
地表水	CPCBで規定されている 項目	ガンジス川	4半期毎	BSPGCLおよびコ ントラクタ	EPC コントラクタの 契約に含まれる
地下水	地下水位 IS 10500 パラメータ	取水地点	4半期毎	BSPGCLおよびコ ントラクタ	EPC コントラクタの 契約に含まれる
騒音	騒音レベル dB(A) の 測定	周辺レセプター (例：村や学校)	月1回	BSPGCLおよびコ ントラクタ	EPC コントラクタの 契約に含まれる
廃棄物	廃棄物発生量および処 理方法	発電所	月1回	BSPGCL	EPC コントラクタの 契約に含まれる
土壌	土壌肥沃度のパラメー タ (NPK、pH、SAR、保 水容量、伝導率、有機 炭素)	周辺の村の農地	4半期毎	BSPGCLおよびコ ントラクタ	EPC コントラクタの 契約に含まれる
社会環境	RAPに基づくモニタリ ング	周辺住民	RAPにて決 定	BSPGCLおよび社 会コンサル	BSPGCL
労働環境と 事故	事故の記録	発電所	事故発生 時	BSPGCL	EPC コントラクタの 契約に含まれる

表 10.9-2 モニタリング計画：操業段階

項目	調査項目	調査地点	頻度	実施機関	費用負担先
大気環境質	PM10, PM2.5, SO _x , NO _x , CO, CO ₂ , 重金属 (Hg, Ni) の測定	最近レセプター	月1回	BSPGCLおよび環境コンサル	BSPGCL 7500INR/回
大気排出	PM, SO _s , NO _x , 水銀	煙突	連続モニタリング：PM, SO _s , NO _x 月1回：水銀	BSPGCL	BSPGCL 12500 INR/回
騒音	騒音圧力レベル (dB (A)) の測定	最近レセプター (例：村や学校)	月1回	BSPGCLおよび環境コンサル	BSPGCL 1500INR/回
廃棄物	廃棄物発生量および処理方法 フライアッシュの再利用状況	発電所	月1回	BSPGCL	BSPGCL 管理費用
地表水	CPCBで規定されている項目	ガンジス川	4半期毎	BSPGCLおよび環境コンサル	BSPGCL 10,000INR/回
地下水	灰捨場の地下水位 IS 10500 の項目	灰捨場付近の村	月1回	BSPGCLおよび環境コンサル	BSPGCL 15,000INR/回
土壌	肥沃度の指標 (NPK, pH, SAR, 保水容量、伝導率、有機炭素、重金属含む)	周辺の村の農地	月1回	BSPGCLおよび環境コンサル	BSPGCL 15,000INR/回
社会環境	RAPに基づくモニタリング 住民からの苦情	周辺住民	RAPにて決定	BSPGCLおよび社会コンサル	BSPGCL
労働環境と事故	事故の記録	発電所	事故発生時	BSPGCL	BSPGCL
GHG	GHGの排出量	発電所	年1回	BSPGCLおよび環境コンサル	BSPGCL 管理費用

10.10 ステークホルダー協議

本プロジェクトに対するステークホルダー協議は、BSPGCL による本プロジェクト承認後に実施予定である。「イ」国の EIA 法制度では、スコーピング段階におけるステークホルダー協議の開催は要求されていないが、JICA ガイドラインに従いスコーピング段階として、以下を目的としてステークホルダー協議を実施する。

- 本プロジェクトに関する情報の公開
- コミュニティリーダーなどへの社会経済調査実施の協力要請
- 苦情処理システムに関する説明

ドラフト EIA 報告書が完成した段階で、第 2 回目のステークホルダー協議を実施する。ここでは、EIA 報告書の内容をステークホルダーに対して説明し、ステークホルダーからの意見を EIA 報告書に反映することを目的とする。

10.11 用地取得/住民移転

10.11.1 用地取得/住民移転の必要性

本プロジェクトでは、灰捨場、灰輸送パイプラインおよび取水関連施設のエリアにおいて用地取得および一部の住民移転が発生する見込みである。しかしながら、現時点において必要とするエリアにおいて一部の用地取得は済んでいない。このため、土地の収用が済んでいない部分については今後も注意深く調査を進め、適切に取得が完了し本プロジェクトに支障をきたすことがないように、必要に応じて RAP を策定する必要がある。

10.11.2 用地取得/住民移転にかかる法的枠組み

(1) 用地取得法の概要

「イ」国では、これまで用地取得法 (*The Land Acquisition Act, 1894*: LAA) (旧用地取得法また LAA) の規定に基づき公共プロジェクトのために必要となる用地取得が行われていた。本法は 1894 年に制定され、その後何回か改定されているものの手続きは制定当時とほぼ同じであった。そうした中で、用地取得問題への社会的関心を受けて、2013 年 9 月に、新用地取得法 (*Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013*: LARR) が制定され、2014 年 8 月に同法の施行規則が制定された。1894 年に制定された用地取得法には、用地所有者のみが補償の対象だったが、新法では、用地所有者への補償に加え、農家や土地に根差した生計を立てている者への生計回復/移転に関する補償が追加された。ただし、新法は運用面での問題があり機能していないのが現状である。このために、2015 年 1 月には、*Ordinance to amend the Land Acquisition Act, 2014* により、一部のプロジェクト (防衛、地方部のインフラ整備および工業開発 (Industrial corridor) に対しては LARR の適用を一部免除するよう修正が行われる予定であったが、同修正法案は未だに採択されていない状況であり、用地取得法の適用および運用状況は流動的である。

(2) 新・旧用地取得法の変更点

以下に、新・旧用地取得法の主要な変更点を示す。

表 10.11-1 新・旧用地取得法の比較

No.	旧用地取得法 (LAA)	新用地取得法 (LARR)
用地取得の際の所有者の合意	政府がその土地を取得する場合、事前同意に関する取り決めはなかった。 用地取得による生計手段などへ及ぼされる影響を考慮することなく用地の取得が行われた。 緊急措置について明確な定義がなく、用地取得を行う政府の裁量に任されていたため、ほとんどすべての用地取得で緊急措置が適用された。	民間企業および官民連携のプロジェクトの場合、用地取得者のそれぞれ 80%、70% の同意が必要であるとしている。
説明、異議申し立て	用地取得の取りやめを主張するような仕組みはなかった。第 5 条 A には interested person (用地取得の補償の対象者、第 3 条 (b) に定義) へヒアリングを行うこととなっているが、これは協議や交渉と違い、ヒアリングの結果を考慮する必要はない。	SIA (社会影響評価) を作成し、その中で公聴会が行われることとなった。公聴会での意見は、SIA に反映される。
生計回復および移転への補償	土地所有者に対する土地への補償のみが対象だった。	土地を取得された者だけではなく、取得された土地に根差した生計を立てている者にも補償を行われる。本法律の中で初めて用地取得に伴う生計回復および移転への補償が明記された。
用地取得価格	用地取得の価格はその地域の一般的な Circle Rate と呼ばれる土地取引の最低価格だったが、その価格は見直しが頻繁に行われてなく、実際の価格からはかけ離れていた。	Circle Rate が実際の市場価格を反映できていないことを考慮し、農村部で市場価格の最大 4 倍、都市部で最大 2 倍の用地取得価格を支払う。

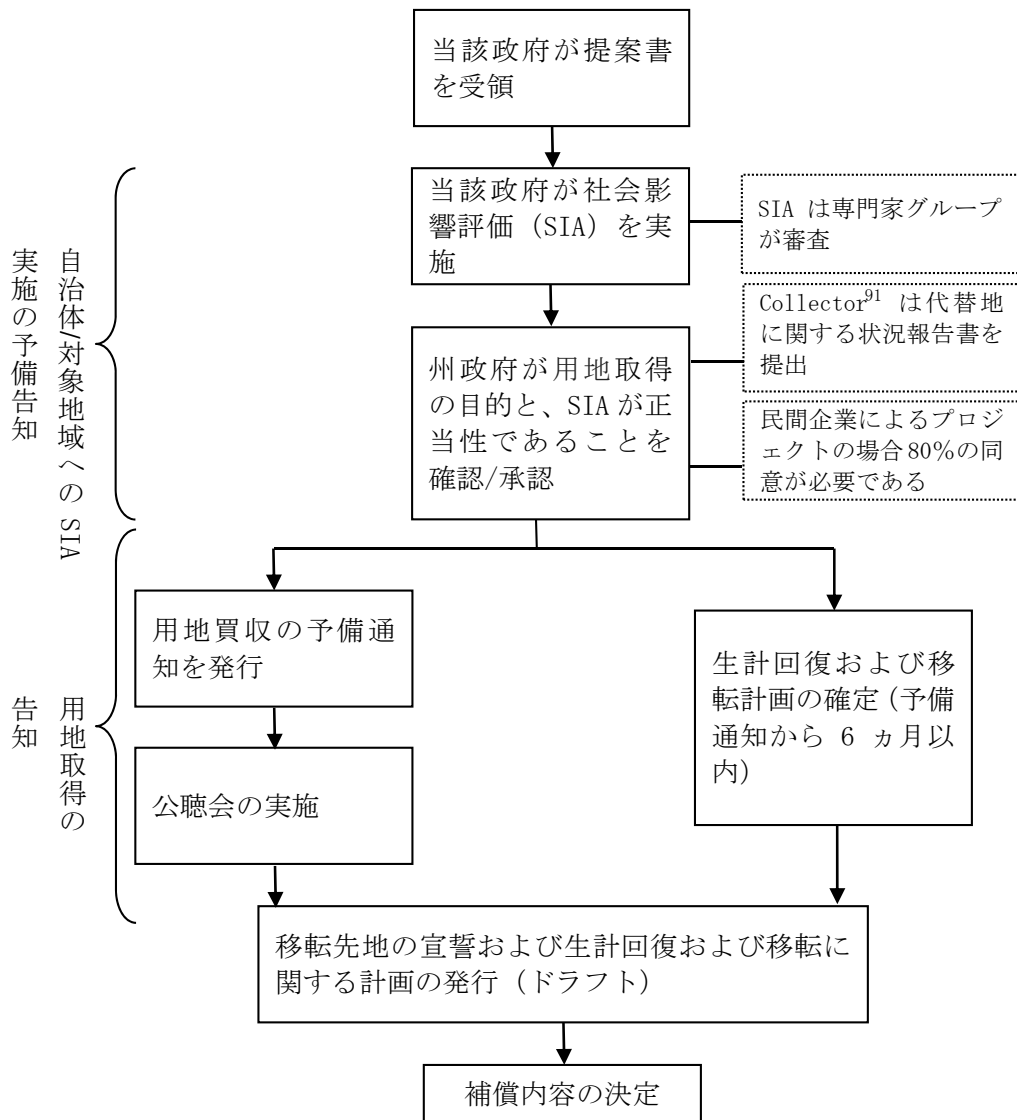
出所：LARR FAQ

(3) 新用地取得法の適用

旧用地取得法で同法の第 11 条における用地取得の補償内容の決定がおこなわれていない場合、あるいは決定していても 5 年以上にわたりその後の手続きが行われていない場合などには、新法を遡及的に適用すると定めている (第 24 条 (2))。本プロジェクトでは、一部の取得対象地を除き、裁判の結果により新用地取得法が適用される可能性が高いことから、以下に新用地取得法に基づく調査結果を示す。

(4) 用地取得の手続き

用地取得の手続きは、GoI (Union Territory、複数の州にまたがる場合など)、州政府 (ひとつの州の場合)、ボンディシェリ連邦政府 (ボンディシェリ連邦直轄領の場合) (以下、「当該政府」) が行うこととなっている (新用地取得法第 3 条 (e))。旧法との変更点としては、社会影響評価 (Social Impact Assessment : SIA) の実施が挙げられる。新用地取得法に基づく用地取得の手順は図 10. 11-1 のとおりである。本プロジェクトでは州政府が用地取得の手続きを実施する。



出所 : LARR Overview

図 10. 11-1 用地取得手順概要

⁹¹ Collector は SIA 実施の事前通知 (第 16 条 (1))、1st Schedule に係る補償費の決定 (市場価格と資産価値の決定を含む、第 27 条)、2nd Schedule に関連する生計回復/移転計画の確認 (第 17 条) などを行う者である。

(5) 補償および支援内容

新用地取得法第 3 条 (c) において、プロジェクトにより影響を受ける者を以下のように定義している。

- 土地または不動産を取得された者
- 土地を所有していない農業労働者、賃借人、使用権者、小作人および用地取得の 3 年前から影響を受ける土地で働いている者で、いずれもその収入が生計の主な収入源である者
- *Scheduled Tribes and Other Traditional Forest Dwellers (Recognition of Forest Right 6) Act, 2006* の元での森林の権利を失った指定部族や森林地区の先住民
- 用地取得の 3 年前からその生計の主な収入源が森林、水源であり（森の生産物を集める者、狩人、漁師および船頭を含む）、用地取得により生計に影響を受ける者
- 州政府または GoI から土地を与えられた者でそれが用地取得の対象である者
- 都市部において用地取得の 3 年以上前からその土地に住んでいる者。または、土地の取得の 3 年前からの生計の主な収入源が用地取得により影響を受ける者

なお、賃借人は GoI の法令では公的な権利を有する者とみなされず、各州の州法での賃借人の扱いも異なる。農地の貸与や住居の賃貸が公的な権利を有する者として認知されている場合のみ同法の適用対象となる。実際には住居の賃貸が認知されている州はなく、農地については西ベンガル州、ケララ州 (Kerala)、トリプラ州 (Tripura) のみで認知されており、同法の適用対象となる。

用地が取得される者への最低限の補償パッケージは下表のとおりである。下表 10.11-2 で示される補償の受給対象資格者は、用地が取得される者および用地取得法第 3 条 (c) に定める賃借人となっている。

表 10.11-2 新用地取得法に基づく用地が取得される者への補償

本法の下で取得を された土地への補償	価値の決定方法
土地の市場価格	用地取得法第 26 条に基づき決定される。 第 26 条第 1 項 Collector は土地の市場価格を評価/決定する際には、a)-c) のいずれか高いものとする。 a) 印紙法で定められた同じ地域での土地の販売登録や販売契約のデータに基づく市場価格 b) 至近の村または周辺地域における同様の土地の平均販売価格

本法の下で取得を された土地への補償	価値の決定方法
	c) 用地取得法第 2 条 (2) にある民間企業または官民連携のプロジェクトで同意した補償金額
農村部の市場価格にかける係数	1.00-2.00 係数は都市部からの距離により異なる。
都市部の市場価格にかける係数	1.00
土地や建物に付随する資産の価値	用地取得法第 29 条に基づき決定される。 第 29 条第 1 項から第 3 項 (1) Collector が土地に付随する建物、不動産または資産の価値を決定する際、必要に応じて関連分野の技術者および専門家から助言を受けることができる。 (2) Collector が土地に付随する木や植物の価値を決定する際、必要に応じて農業、林業、園芸、養蚕およびその他の分野での経験者から助言を受けることができる。 (3) Collector が土地に付随する作物への被害を算定する際には、農業分野の経験者からの助言を受けることができる。
迷惑料	農村部 : No. 1 の市場価格 100% x No. 2 の係数 + No. 4 土地や建物に付随する資産 都市部 : No. 1 の市場価格 100% x No. 3 の係数 + No. 4 土地や建物に付随する資産
農村部での最終的な補償金額	No. 1 の市場価格 x No. 2 の係数 + No. 4 土地や建物に付随する資産 + No. 5 の迷惑料
都市部での最終的な補償金額	No. 1 の市場価格 x No. 3 の係数 + No. 4 土地や建物に付随する資産 + No. 5 の迷惑料

出所 : LARR 1st Schedule

上記の補償パッケージに加えて、1st Schedule（用地の取得の補償）の対象者および影響を受ける世帯に対しては、生計回復（年金または雇用の選択、1 年間の生活費助成、移転手当など）および移転への補償（住宅の提供、移転費用など）が提供される。

(6) 公的な権利を有しない者の対応

LARR では公的な権利を有しない者への補償/支援については一切言及していない。
 用地の取得の補償（1st Schedule）は公的な権利を有しない者は対象とならない。生計回復/移転の補償（2nd Schedule）は公的な権利を有しない者も対象となりうるが、土地に根差した生計を立てており、主な収入源が用地取得により影響を受ける場合である。

住民移転に関わる政策である生計回復および住民移転に関する国家方針 (*National Rehabilitation and Resettlement Policy*, 2007 : NRRP) は、LARR 施行後も政策として残る。NRRP は法的拘束力を有するものではないが、同法で扱っていない公的な権利を有しない者の対応について記載されており、政府において引き続き参考として用いられる。

(7) インド国内法と JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010 年 4 月)の比較

下表にて新用地取得法施行後のインド国内法と JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010 年 4 月)の比較を示す。

表 10.11-3 インド国内法との法制度比較

No.	JICA ガイドライン	インド国内法 (LARR 含む)	JICA ガイドラインと インド国内法とのギャップおよび その対応策
1.	非自発的住民移転および生計手段の喪失は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。(JICA GL)	Social Impact Management Plan (SIMP)の中で、影響を回避、緩和、補償する方法を記載することになっている。	特になし
2.	非自発的住民移転が回避できない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、実効性ある対策が講じられなければならない。(JICA GL)	SIMP の中に、影響を回避、緩和、補償する方法を記載することになっている。	特になし
3.	非自発的住民移転および生計手段の喪失の影響を受ける者に対しては、移転住民が以前の生活水準や収入機会、生産水準において改善または少なくとも回復できるよう、十分な補償および支援が与えられなければならない。(JICA GL)	生計回復・補償に補償の内容が記載されており、その中には、「年金または雇用」や「1 年間の生活費の助成」の提供について記載されている。(2nd Schedule) LARR で扱っていない公的な権利を有しない者 (landless person) への対応については、NPRR2007 で雇用、訓練(第 7.13 条)や 1 年間の生活手当 (第 7.16 条)の提供について記載されている。	補償のパッケージは州政府、Collector が決定をするため、影響を受ける者の生計回復に十分な補償があるかは確認をする必要がある。 NPRR2007 に基づいた公的な権利を有しない者 (landless person) への対応は、法的拘束力を有するものではないが、対象者が確認された場合は JICA ガイドラインに基づき補償を実施する。
4.	補償は、可能な限り再取得価格に基づき、行われなければならない。(JICA GL)	土地の権利を有する者への補償は、用地取得が行われた場合、都市部で市場価格の 2 倍、農村部で市場価格の最大で 4 倍の価格での金銭の支払いであ	都市部と農村部における用地買収をした際の迷惑料の差は、農村部での Circle Rate があまり更新されていないことを考慮したものである。

No.	JICA ガイドライン	インド国内法 (LARR 含む)	JICA ガイドラインと インド国内法とのギャップおよび その対応策
		る。(1st Schedule) 住宅の提供または、住宅の建設費用を支払う。移転費用も支払われる。住宅の建設費用は都市部で 150,000 ルピー以上、農村部で住宅と同じ価格であるとしている。(2nd Schedule)	住宅も住宅の建設費用が支払われる場合には、都市部と農村部での補償の金額が異なる。 また、補償のパッケージは州政府、Collector が決定をするため、補償内容は確認をする必要がある。
5.	補償や支援は、移転前に行われなければならない。(JICA GL)	Collector は用地取得、生計回復・移転への補償がすべて行われたのを確認してから用地の取得をおこなわなければならない。 3 ヶ月以内に用地取得への補償、6 ヶ月以内に 2nd Schedule の金銭の支払いを行わなければならない。 2nd Schedule と 3rd Schedule にあるインフラ関連の補償は 8 ヶ月以内に提供をしなければならない。 灌漑事業または発電事業の場合、浸水の 6 ヶ月前に生計回復と移転が完了していなければならない。(第 38 条)	その他についても支払期限は設定されているが、移転の前に支払われるかは明確でない。
6.	大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画が、作成、公開されていなければならない。(JICA GL)	SIA と SIMP は現地語の要約と一緒に主税局長の事務所、影響を受ける地域、政府のウェブサイトで公開される。(第 6 条(1))	特になし。
7.	住民移転計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開された上で、これに基づく影響を受ける人々やコミュニティとの協議が行われていなければならない。(JICA GL)	SIA 作成時には、影響を受ける者の意見を確認するため、その地域で公聴会を開催しなければならない。(第 5 条)	LARR でも影響を受ける地域で公聴会を開催するが、その際提供すべき情報については記載がない。
8.	協議に際しては、影響を受ける人々が理解できる言語と様式による説明が行われていなければならない。(JICA GL)	公聴会の日時、開催場所は影響を受ける者に対し、15 日前までに公的な告知、地元新聞、ラジオや直接 Gram Panchayat (村や小さい町の自治体) や役所の担当者により周知をした上で実施をされなければならない。(第 16 条 (5)、Draft Rule18 (4)) 公聴会は現地の言語で行い、必要に応じて通訳を雇用する。	特になし。

No.	JICA ガイドライン	インド国内法 (LARR 含む)	JICA ガイドラインと インド国内法とのギャップおよび その対応策
9.	住民移転計画の作成、実施、モニタリングでは、影響を受ける人々の適切な参加が促進されなければならない。(JICA GL)	SIA を作成するチームは公聴会で集められた情報、意見を確認し、必要に応じて SIA を更新する。(Draft Rule18 (11))	公聴会で集められた情報は SIA に反映されるが、操業時、モニタリングにおける公衆の関与については記載がない。
10.	影響を受ける人々やコミュニティのため、適切で利用可能な苦情処理システムが構築されなければならない。(JICA GL)	記載なし。 国家モニタリング委員会が生計回復・移転計画の実施状況を確認する。(第 48 条 (1)) 決定した補償内容に不服の場合、高等裁判所に抗告する。(第 74 条)	モニタリング委員会についての記載はあるが Grievance mechanisms についての規定はない。
11.	受給者要件を定めるために、ベースライン調査を通じて非影響住民をできる限り早い段階で特定、記録する。補償などを目当てにした後のエンクロージャーの流入を防ぐため、ベースライン調査の時期はプロジェクト特定段階が望ましい (WB OP4.12 Para.6)。(WB OP4.12 Para.6)	公共目的で用地取得を行う場合、用地取得に関する事前告知が行われ、事前告知日以降、対象地の取引や抵当権の設定はしてはならない。(第 11 条 (4))	カットオフデートについて明確な記述はないが、第 11 条の記述から用地取得の事前告知が発行された日がカットオフデートとなると解釈される。 SIA は州政府へ提案書が提出後に行われるため、OP.4.12 で理想的としている時期よりも遅いと考えられる。
12.	補償に関する受給者要件には、正式に土地（法の下で伝統的、慣習的な権利として認められる権利を含む）に関する法的権利を有する非影響住民の他、センサス時点で正式に土地に関する法的な権利を有していないが土地や資産に関する権利を主張する者、土地を占有しているが法的権利を有さない者を含める (WB OP4.12 Para.15)。(WB OP4.12 Para.15)	土地の権利を有する者への補償は、用地取得が行われた場合、都市部で市場価格の 2 倍、農村部で市場価格の最大で 4 倍の価格での金銭の支払いである。(1 st Schedule) 1st Schedule の対象者および影響を受ける者 (Affected Family) が生計回復・移転の補償の対象である。(2nd Schedule) 公的な権利を有しない者 (landless person) への対応については、NPRR2007 の第 7 条に LARR 2nd Schedule とほぼ同様の補償が記載されている。	土地の権利を有する者は用地取得と生計回復・移転の補償の対象である。 土地の権利を有しない者は生計回復・移転の補償のみの対象である。伝統的な土地についての記載はない。 NPRR2007 に基づいた公的な権利を有しない者 (landless person) への対応法的拘束力を有するものではない。実際の対応は確認をする必要がある。
13.	土地に依存して生計を立てている移転対象者に関しては、土地での補償を含めた住民移転に関する戦略が立てられるべきである (WB OP4.12 Para.11)。	灌漑事業で取得される農地に関しては、可能な限り金銭ではなく農地による補償を行う。(2nd Schedule)	灌漑事業のみ農地での補償が行われている。他の場合は、金銭での補償である。

No.	JICA ガイドライン	インド国内法 (LARR 含む)	JICA ガイドラインと インド国内法とのギャップおよび その対応策
14.	移転と生計回復の間の移行期間の支援 (WB OP4.12 Para.6)	移転者には生活費として月 3,000 ルピーが 1 年間支給される。(2nd Schedule)	補償のパッケージは州政府、Collector が決定をするため、認める必要がある。
15.	貧困層、高齢者、女性、子供、少数民族などの社会的弱者については特別な注意を払う (WB OP4.12 Para.8)。	指定地域の用地取得は可能な限り避けなければならない。 (第 41 条 (1)) 指定部族、指定カーストへの補償や移転先については配慮がなされている。(2nd Schedule)	指定部族、指定カーストへの配慮は確認できたが、貧困層、高齢者、女性、子供への配慮は確認できない。
16.	200 人未満の用地取得や住民移転を伴う事業においては、簡易移転計画を作成する。 (WB OP4.12 Para.25)	記載なし。	簡易な移転計画についての記載なし。

10.11.3 用地取得の状況

本プロジェクトは、プラントサイト、灰捨て場と灰輸送パイプライン、および取水関連施設で構成される。プラントサイトは、既存のバラウニ発電所の敷地内にあるため、新たに用地取得が必要となるエリアは灰捨て場および灰輸送パイプライン、および取水関連施設となる。用地取得が必要な事業コンポーネントを図 10.11-2、および表 10.11-4 に用地取得の状況を示す。これまでの用地取得に関する経緯の詳細は、添付資料ⅩⅢ 土地デューデリジンス報告書を参照。



図 10.11-2：用地取得が必要な事業コンポーネント

表 10.11-4 用地取得が必要な土地と用地取得の状況

プロジェクト コンポーネント		管轄 自治 体	元の所有者 土地面積	BTPS への 土地移管日	状 況	BTPS から政府 への 土地補償代金 (INR)
①	灰捨場および灰輸送パイプライン	パトナ	政府所有地 290 エーカ ⁹²	2013 年 6 月 12 日	- 環境認可済み - 権利証を有さない土地使用者が補償を要求しており土地所有権が確定していない。	364, 891, 499 ⁹³
②	灰輸送パイプライン	ベグサライ	民有地 3.75 エーカ	2014 年 1 月 22 日	10 世帯が住民移転の対象となる。 - 用地取得プロセス完了 - 土地所有者への補償金の支払い状況は不明	16, 255, 288
	灰輸送パイプラインによる移転用地		民有地 0.2 エーカ	未取得	移転用地は今後確保予定	—
③	取水設備		MoR ⁹⁴ 所有地 約 10 エーカ	2014 年 9 月 1 日 : 取水パイプライン エリア 未取得 : 取水地点 までのアクセス	MoR より取水パイプラインの ROW の土地利用権は確保済み。取水地点のアクセスの ROW は今後確保予定	—

出所：調査団作成

(1) 灰捨場

灰捨場は、現在農地として利用されている No. 8/9 号機で使用予定の約 290 エーカの土地を共同で使用する予定である。No. 8/9 号機で使用するエリア以外に、本プロジェクトで追加の用地取得は必要ないもの 290 エーカの土地の所有権は裁判で協議されている段階である。2016 年 1 月 13 日に最高裁判により原告側（周辺住民）の訴訟が棄却されているものの、今後民事裁判で土地所有権に関する訴訟が持ち上げられる可能性もあり、土地所有権に関する問題は完全に解決されていない状況である。290 エーカの土地関連に関する出来事を以下に整理する。

⁹² 土地所有権は確定されていない。

⁹³ 2010 年 7 月 30 日に支払。本費用は、灰捨場予定地の南側の 206.51 エーカを含む 496.51 エーカ分の費用

⁹⁴ 鉄道省（Ministry of Railways : MoR）

表 10.11-5 290 エーカの土地問題の経緯

No	内容	日付
1	パトナ政府に対する BTPS による土地補償金の支払い	2011 年 4 月 11 日
2	パトナ政府による 290 エーカの土地に対する BTPS への土地移譲通知	2011 年 6 月
3	原告より 290 エーカの土地所有権に関して高等裁判所へ訴訟を起こす	2011 年（日にちは不明）
4	高等裁判所により、原告は土地所有権を証明する必要があるとして、原告側の訴訟が棄却される。	2013 年 4 月 18 日
5	原告より最高裁判所へ訴訟を起こす	2014 年 11 月 13 日
6	最高裁判により、2013 年 4 月 18 日の高等裁判所の判決を支持する判決を下し、原告側の訴訟が棄却される。	2016 年 1 月 13 日

出所：調査団作成

290 エーカの灰捨て場予定地に関しては、パトナ政府に土地補償金が支払われているものの、土地所有権が確定していないため、対象エリアを使用している住民に対する補償はまだ検討されていない。

(2) 灰輸送パイプライン

プラントから灰捨て場まで約 2 km の距離に 50 m の幅で灰輸送パイプライン敷設用の土地を確保する。このエリアは、パトナとベグサライ地区の土地に跨っており、パトナ地区の土地は上記の 290 エーカの一部として含まれており、ベグサライ自治体の土地は 3.75 エーカの民有地である。この民有地は農地であり、2014 年 1 月 22 日に用地取得が完了している。ベグサライの土地の 10 世帯が移転対象となる。

(3) 取水関連施設

プラントサイトから約 3.5 km の距離のガンジス川沿岸に取水施設が設置され、取水された水はパイプラインでプラントまで運ばれる。取水施設は、No. 8/9 号機で共同で使用する。取水関連施設のエリアは鉄道省が所有しており、鉄道省より取水パイプライン（約 3.5 km）の敷設のための土地使用許可は 2014 年 9 月 1 日に取得済みであるが、取水施設（取水ポイント）のエリアへのアクセス許可は下りていない。今後、同省より土地利用許可を取得する必要がある。取水関連施設の土地利用に関して、住民移転は発生しない見込みである。

10.11.4 補償／支援の具体策

今後、ステークホルダー協議および社会経済調査を通じて具体的な補償・支援策を検討していく必要があるが、現時点において想定している補償および支援の対象となる影響の

種類および内容は以下のとおりである。用地取得および住民移転の方針の詳細は、添付資料Ⅷの住民移転計画フレームワークを参照。今後、住民移転計画フレームワークをベースとして、住民移転計画案を作成する。

表 10.11-6 補償および支援が必要となる影響の種類および内容

影響の種類	影響の内容	補償・支援に関する現況および対応方針
土地の損失	灰捨場および灰輸送パイプライン予定地のパトナ地区の 290 エーカの土地。農業や畜産エリアの損失による経済損失	土地の所有権に関する判決結果により異なるが、290 エーカの土地が民有地と判断された場合は、新用地取得法およびビハール州条例に基づき用地取得の手続きを進め補償を行うか、土地所有者との交渉により土地を購入する。その場合は、補償水準に関して JICA ガイドラインに基づき確認を行う。 政府の土地と判断された場合は、これまでの取得の経緯を確認し、JICA ガイドラインに基づき補償を行う。
	灰輸送パイプライン予定地のベグサライ地区の 3.75 エーカの民有地。10 世帯の移転およびその他農業エリアの損失による経済損失。	用地取得法 1984 年に基づき 2014 年 1 月 22 日に土地は既に取得済み。 移転対象となる 10 世帯に対する補償内容に関する情報は未入手。今後、補償内容を精査し、補償水準に関して JICA ガイドラインに基づき確認を行う。
構造物およびその他資産の損失	灰輸送パイプライン予定地の 10 世帯に関する構造物および資産の損失	移転対象となる 10 世帯に対する補償内容に関する情報は未入手。今後、補償内容を精査し、補償水準に関して JICA ガイドラインに基づき確認を行う。
	灰捨場予定地で、構造物や資産の損失が発生する見込みはない。	—
収入の損失	建設活動およびその他活動で影響を受ける農地（灰捨場、灰輸送パイプライン、取水関連施設）	これまでの補償内容を確認し、今後実施する社会経済調査におけるステークホルダー協議を通じて、JICA ガイドラインに基づき補償する。
	取水パイプライン予定地のガンジス川沿いの Simariya Ghat エリアの店舗の一時的な撤去による経済損失	
	主要な生計手段となる天然資源へのアクセスの損失による経済損失	

今後必要な補償および支援策は今後実施する社会経済調査におけるステークホルダー協議を通じて検討する。検討に際しては、以下の補償および支援策を含むものとする。

(1) 補償

- ・耕作人、小作人、農業動労者など土地に依存している者への損失土地分の現金補償
- ・被影響土地内の農作物、樹木、不動産への現金補償
- ・損失放牧地への現金補償
- ・建物への現金補償
- ・経済的影響への迷惑手当て（一括払い）
- ・損失民有地への現金補償（灰輸送パイプラインエリア）
- ・建物・店舗の損失への一度のみの補償（水パイプラインエリア）

(2) 生計回復支援

- ・他の土地の生産能力の改良・増強による、代替生計手段の提供
- ・生計・収入損失への補償として、生計創出オプションの提供
- ・社会的弱者への特別支援

10.11.5 スケジュール

灰捨場の土地所有権の判断により用地取得の想定されるスケジュールは異なる。灰捨場予定地が民有地と判断された場合は、新用地取得法およびビハール州条例に基づき用地取得を実施する必要がある、その場合は用地取得の法的なプロセスに55ヵ月かかると想定される。仮に、用地取得法に基づき用地取得ではなく土地所有者との交渉により土地を取得する場合でも、ステークホルダー協議の期間を考慮すると2年程度必要と見込まれる。

10.11.6 実施体制

BSPGCL は、土地所有権の確認、用地取得、移転および生活生計回復に関する調査の管理、ステークホルダー協議、モニタリングに関する適切な組織およびスタッフを配置する。土地所有権が民有地となった場合は、用地取得プロセスの責任機関は、BSPGCL と地元行政の土地管轄課となるが、政府の土地となった場合は用地取得プロセスはないため、JICA ガイドラインに基づく補償を BSPGCL が行うこととする。

10.11.7 予算の確定と実施

BSPGCL は、灰捨場および灰輸送パイプラインの用地取得費用として、パトナおよびベクサライ地区に対して、364,891,499 および 16,255,288 インドルピーの支払いを済ませている。ただし、パトナ地区所管の土地の所有権が民有地となった場合は、追加の土地補償費用を計上する必要がある。土地所有権が確定後、BSPGCL は、影響を受ける土地、構造物、作物および樹木について、新用地取得法または JICA ガイドラインに基づき、被影響者に補

償を行う。また、BSPGCL は、ステークホルダーからの苦情を受け付ける苦情処理メカニズムを構築する。

10.11.8 実施機関によるモニタリング体制、モニタリングフォーム

BSPGCL は、内部組織によるモニタリングに加えて、外部の第 3 者による移転プロセスを評価する体制を構築するものとする。

10.11.9 住民協議

No. 8/9 号事業の EIA プロセスにおいて、住民協議がパトナ地区（2011 年 7 月 8 日）およびベグサライ地区（2011 年 11 月 11 日）においてそれぞれ実施された。住民協議では BSPGCL, 各自治区やビハール州汚染防止委員の職員、周辺住民が参加した。本プロジェクトでは JICA ガイドラインに基づきフォローアップのステークホルダー協議を実施予定であり、添付資料XIVのステークホルダーエンゲージメント計画に基づき BSPGCL により実施する。

10.12 送電線に関わる IEE⁹⁵

本プロジェクトと不可分一体となる送電線事業に関する環境社会配慮調査結果を整理する。なお、送電線は 第 9.1.2 項 に示すように調査団よりルート案を提示しているものの、今後 BSPTCL により正式に決定される予定であるため、ここでは想定され得る一般的な影響を考慮した。

10.12.1 送電線の事業コンポーネント

送電線の事業コンポーネントに関しては、以下の通りである。送電線ルート図を図 10.12-1 に示す。

表 10.12-1 送電線の事業コンポーネント

	内容
事業	400 kV 送電線
エリア	ベグサライ および パटना ディストリクト
距離	58.60 km: (ガンジス川横断: 7.30 km、平地: 51.30 km)
鉄塔の数	合計 150 基 ガンジス川横断箇所: 17 基 平地: 133 基



図 10.12-1 送電線ルート

⁹⁵ 初期環境評価 (Initial Environmental Evaluation: IEE)

10.12.2 送電線事業に関する環境関連法令制度

環境影響評価法制度は、前述 10.2.1 項を参照。EIA 通達では、送電線はカテゴリ A および B のいずれにも分類されずに EC 取得は求められていない。

10.12.3 スコーピング

環境項目は、*JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010 年 4 月)* をベースに、「イ」国の環境関連の法規制ならびに本送電線プロジェクトの特性および対象地域の状況を考慮して選定した。各影響項目が、工事中および操業段階の開発行為によって受けると想定される影響を負の影響（－）および正の影響（＋）に分け、また、各影響の想定される度合いを以下のように記した。

- A （＋／－）：重大な影響見込まれる。
- B （＋／－）：重大ではないが、多少の影響が見込まれる。
- C ：影響の度合いは不明（検討の必要あり。調査の進捗に併せて影響が明らかになる場合もある）。
- D ：影響はない。

表 10. 12-2 スコーピング案（送電線）

分類	影響項目	評価		評価理由および留意点
		計画時 工事中	操業時	
汚染対策	大気汚染	B-	D	工事中： 工事資材などの搬出入および土地造成などに伴う土砂粉じんの巻き上げなどが発生する。 操業時： 大気汚染は発生しない。
	水質汚濁	B-	D	工事中： 盛土および切土などの建設工事に伴い発生する濁水が表流水に影響を及ぼす可能性がある。 操業時： 配慮すべき水質汚濁は発生しないと想定される。
	騒音/振動	B-	D	工事中： 建設機材/車両の稼動などによる騒音が想定される。 操業時： 配慮すべき騒音/振動は発生しないと想定される。
	廃棄物	B-	D	工事中： 建設活動により、廃資材や土壌などの発生が想定される。 操業時： 廃棄物は発生しない。
自然環境	保護区	C	C	想定される送電線ルート案の周辺には「イ」国法で設定された保護区は存在しないと考えられる。
	生態系	B-	B-	工事中： 建設工事に伴い発生する大気汚染、水質汚濁、騒音/振動により一時的に陸上生態系に影響を及ぼすことが想定される。 ガンジス川を越えるルート案が選択された場合は、水域生態系に影響を及ぼすと考える。 国際 NGO である BirdLife International が設定している保全区を通過する可能性があるため、本送電線プロジェクトによる影響について確認する。 操業時： バードストライクなどの影響が想定される。
	水象	B-/C	B-/C	工事中： ガンジス川を越えるルート案が選択された場合は、河川の流れが一時的および部分的に変更される可能性がある。 操業時： ガンジス川を越えるルート案が選択された場合は、新規に建設された橋桁が表層水の流れを変える可能性がある。
	地形/地質	B-/C	B-/C	工事中/操業時： 盛土/切土が必要な場合は、土砂崩壊および地滑りが発生する可能性がある。
社会環境	非自発的住民移転	B-/C	D	工事前： 非自発的住民移転が回避または最小となるルート案とするが、非自発的住民移転が発生する可能性がある。しかし、影響の程度は現時点では不明である。
	貧困層	B-/C	B-/C	工事中/操業時： 貧困層世帯を含む被影響住民は生計手段を変更しなければならない可能性がある。しかし、影響の程度は現時点では不明である。
	少数民族/先住民族	C	C	本送電線プロジェクトにより、指定カーストや指定部族に対する影響が不明であるため、今後、影響範囲について確認が必要である。
	文化遺産	C	C	文化遺産などを回避するルートを選択するため、影響は見込まれないが、現時点では不明である。
	景観	B-	B-	工事中/操業時： 送電線の設置により、景観が悪化することが想定される。
	雇用や生計手段などの地域経済	B-/B+	C	工事中： 建設工事により一時的に農地が使えなくなり、生計手段を損失する可能性がある。本送電線プロジェクトの実施により地元労働者雇用が行われる。 操業時： 建設後は、そのまま農地として利用できる可能性もあるが、生計手段の損失による影響は不明である。
	土地利用や地域資源利用	B-	D	工事中： 建設工事により一時的に農地や道路が使用できなくなる。 操業時： 特に配慮すべき影響は想定されない。
	水利用	D	D	工事中/操業時： 配慮すべき水利用への影響は見込まれない。

分類	影響項目	評価		評価理由および留意点
		計画時 工事中	操業時	
	既存の社会インフラ や社会サービス	B-	B+	工事中 ：建設工事が既存の社会インフラに影響は及ぼす可能性がある。 操業時 ：電力の安定供給により地域経済の発展および周辺社会インフラや社会サービスの向上に貢献することが見込まれる。
	社会関係資本や地域の 意思決定機関など 社会組織	D	D	地域社会への深刻な影響は発生しないと想定される。
	被害と便益の偏在	D	D	被害と便益の偏在について、特段の影響は想定されない。
	ジェンダ	D	D	本送電線プロジェクトによるジェンダへの特段の負の影響は想定されない。
	子どもの権利	D	D	本送電線プロジェクトによる子どもの権利への特段の負の影響は想定されない。
	HIV/AIDS などの感染症	B-	D	工事中 ：本送電線プロジェクトの建設、操業規模から、労働力の外部からの流入は想定され、外部からの労働者の流入による HIV/AIDS などの感染症の発生のリスクが存在する。 操業時 ：HIV/AIDS などの感染症への影響は想定されない。
	労働環境	B-	B-	工事中 ：建設時における建設作業員の労働環境に配慮する必要がある。 操業時 ：送電線のメンテナンス時に事故が発生する可能性がある。
その他	事故防止対策	B-	B-	工事中/操業時 ：洪水および強風などの自然災害により送電線システムが破損する可能性がある。
	越境の影響、および 気候変動	D	D	気候変動に影響を与えることは想定されない。

凡例 A+/-: 重大な正/負の影響が想定される
B+/-: ある程度の正/負の影響が想定される
C : 影響が不明であり、今後調査が必要
D : 影響は想定されない

出所：調査団作成

10.12.4 環境社会配慮確認手法

送電線に関しては、本プロジェクトと不可分一体の関連の送電線プロジェクトであるため、簡易の現地調査、既存資料の精査およびヒアリングを通じて、基本的に環境社会配慮に関する現状の情報を整理する。本件調査における環境社会配慮の確認手法を表 10.12-3 に整理する。

表 10.12-3 環境社会配慮確認の手法の概要

	環境項目	環境社会配慮確認手法
公害／汚染対策	大気汚染	➤ 工事中の大気汚染緩和策を確認する。
	水質汚濁	➤ 工事中の水質汚濁防止策を確認する。 ➤ 送電線プロジェクト計画、既存資料および類似事例を精査し、影響の程度を確認する。
	騒音/振動	➤ 工事中の騒音対策を確認する。
自然環境	保護区	➤ 既存資料を精査し、保護区への影響が回避/低減されることを確認する。
	生態系	➤ 文献調査、現地調査、関係機関へのヒアリングを通じて送電線ルート周辺における影響を受けやすい生息地を特定する。 ➤ 既存資料や類似事例を調査し、影響の程度および緩和策を確認する。
	水 象	➤ 特にガンジス川を越えるルートが選定された場合は、送電線プロジェクト計画を精査し、既存資料および関係機関へのヒアリング結果に基づき、影響の程度および緩和策を確認する。
	地形/地質	➤ 送電線プロジェクト計画および既存資料の精査により、影響の程度および緩和策を確認する。
社会環境	非 自 発 的 住民移転	➤ 現地調査および既存資料の精査により、非自発的住民移転の発生の有無を確認する。 ➤ 土地利用状況を確認し、その状況について整理する。 ➤ 用地取得実施主体者および用地取得に関する手続きを確認する。
	貧困層	➤ 現地調査および既存資料の精査により、非影響地域に貧困層が含まれる可能性があるか確認し、その状況について整理する。
	少数民族/ 先住民族	➤ 現地調査および既存資料を精査し、非影響地域に少数民族/先住民族が含まれる可能性があるか確認し、その状況について整理する。
	景 観	➤ 送電線プロジェクト計画を精査し、現地調査結果に基づき影響の

	環境項目	環境社会配慮確認手法
		程度を確認する。
	雇 用 や 生 計 手 段 な ど の 地 域 経 済	➤ 現地調査および既存資料を精査し、一時的な生活手段の損失が生じる可能性があるか確認し、その状況について整理する。
	土 地 利 用 や 地 域 資 源利用	➤ 現地調査および既存資料を精査し、一時的な土地利用の変化による影響について確認し、その状況について整理する。
	既 存 の 社 会 イン フ ラ や 社 会 サービ ス	➤ 現地調査および既存資料を精査し、建設工事による社会インフラへの影響について確認し、その状況について整理する。
	HIV/AIDS な だ の 感 染 症	➤ 感染症に係る統計書の精査、既存の工事関係者へのヒアリングを実施し、影響の程度を確認する。
	労 働 環 境 (労 働 安 全を含む)	➤ 既存資料や類維持事例を調査し、影響の程度を確認する。
そ の 他	事 故	➤ 現地調査および既存資料の精査を実施し、影響の程度を確認する。

出所：調査団作成

10.12.5 環境社会配慮確認結果

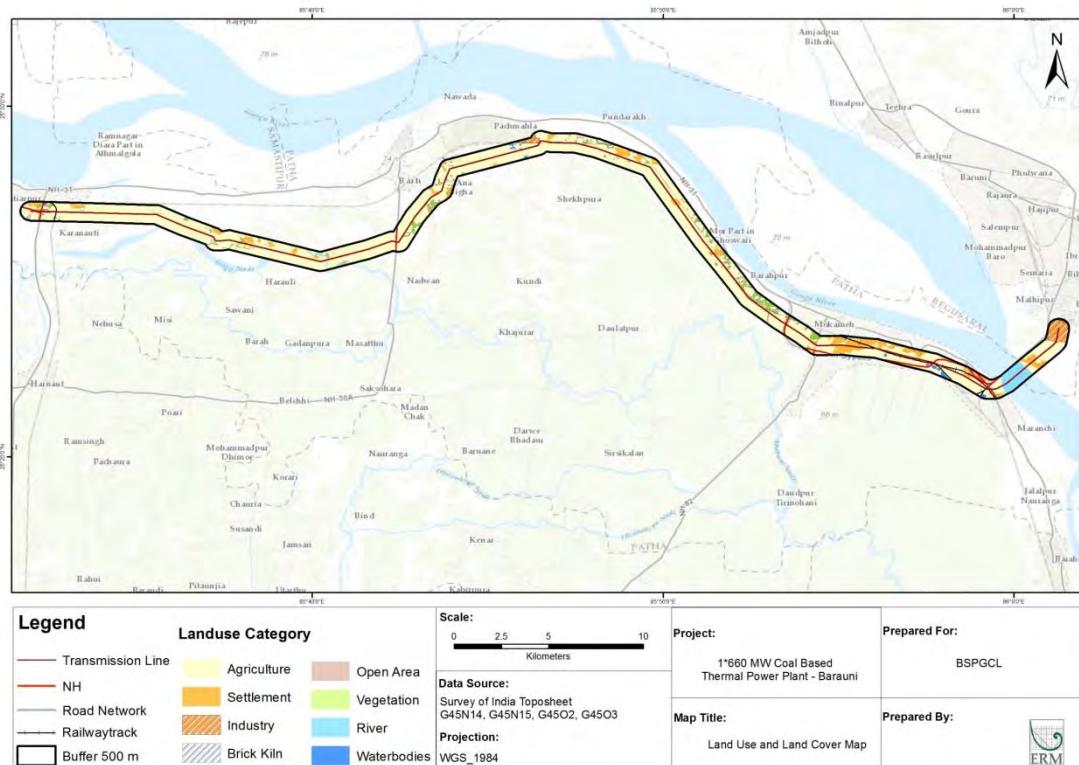
主要な確認結果を以下に整理する。送電線事業に対する調査範囲（送電線事業エリア）は、送電線から半径 500 m 以内とした。その他の詳細の確認結果は、添付資料Ⅳ 送電線 IEE 報告書を参照。

(1) 土地利用

送電線から半径 500 m 以内の土地利用状況は、表 10.11-4 および図 10.12-2 のとおりである。農地が約 86%以上を占めている。

表 10.12-4 送電線事業エリア（半径 500 m）の土地利用状況

カテゴリー	面積(km ²)	割合
農地	49.19	86.33%
レンガ工場	0.17	0.30%
工業エリア	1.44	2.52%
オープンエリア	0.09	0.16%
鉄道	0.17	0.31%
川	2.03	3.56%
道路	0.27	0.47%
住居エリア	2.58	4.52%
植生	0.74	1.31%
表層水	0.30	0.53%
合計	56.98	100.00%



出所：調査団作成

図 10.12-2 送電線周辺（半径 500m）の土地利用状況

(2) 自然環境

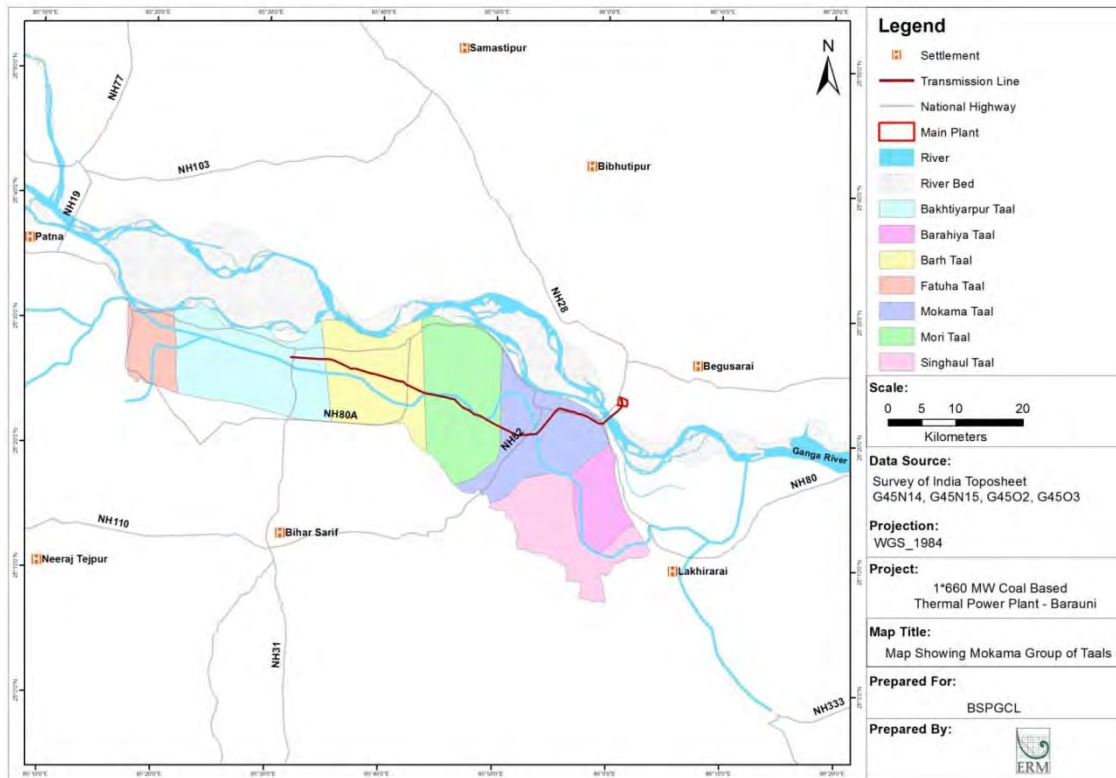
送電線事業エリア内には、明確な森林地区は存在しておらず、樹高が高い自然の植物相も確認されていない。送電線事業エリアは主に農地であるが、送電線ルートであるガンジス川南岸は、Mokama Taal Important Bird Area（重要鳥類エリア）（以下、Mokama Taal IBA）となっている。Mokama Taal IBA は、水理・地形により 7 つのエリアに区分されている（図 10.11-3）。

Mokama Taal IBA を指定している Bird Life International⁹⁶によると、Mokama Taal IBA では約 149 種の鳥類が確認されており、渡り鳥を含め常時 20,000 羽以上がこのエリアに存在している。このエリアに飛来する渡り鳥および生息する可能性がある重要種を表 10.12-5 に整理する。

⁹⁶ <http://www.birdlife.org/>

表 10.12-5 Mokama Taal IBA に飛来する渡り鳥または生息する重要種

種名	IUCN カテゴリー	渡り鳥	概要
Black Ibis (<i>Pseudibis papillosa</i>)	Least Concern	○	体長約 68cm、羽を広げた大きさ約 38cm、16cm から 19cm の長さの尾を持つ中サイズの鳥
Glossy Ibis (<i>Plegadis falcinellus</i>)	Least Concern	○	体長 48cm～66cm (19～26 インチ)、平均約 59.4 cm (23.4 インチ)、羽を広げた大きさ 80cm～105 cm (31～41 インチ)の中サイズの鳥
Eurasian Spoonbill (<i>Platalea leucorodia</i>)	Least Concern	○	体長 70cm～95 cm、羽を広げた大きさ 115cm～135 cm、体重 1130gm～1960 gm
Greylag Goose (<i>Anser anser</i>)	Least Concern	○	成鳥の平均体長約 80cm (31 インチ)、羽を広げた大きさ 76cm～89 cm
Barheaded Goose (<i>Anser indicus</i>)	Least Concern	○	体長 71cm～76 cm (28～30 インチ)、体重 1.87kg～3.2 kg の中サイズのガン
Lesser Whistling Duck (<i>Dendrocygna javanica</i>)	Least Concern	○	リュウキュウガモ。体長 45cm～53cm (18～21 インチ)
Large Whistling Duck (<i>Dendrocygna bicolor</i>)	Least Concern	○	オオリュウキュウガモ。体長 45cm～53cm (18～21 インチ)
Indian vulture (<i>Gyps indicus</i>)	Critically Endangered		インドハゲワシ。禿げ頭、非常に広い翼と短い尾をもつ。体長 80cm～103cm (31～41 インチ)、羽を広げた大きさ 1.96m～2.38m (6.4～7.8 フィート)
White rumped vulture (<i>Gyps bengalensis</i>)	Critically Endangered		ベンガルハゲワシ。中サイズの暗色ハゲワシ。成鳥の体長は 75cm～85 cm、羽を広げた大きさ 180cm～210cm、体重 3.5kg～7.5 kg
Greater Adjutant Stork (<i>Leptoptilos dubius</i>)	Endangered		オオハゲコウ。大型の鳥で立った時の高さは 145cm～150cm (57～60 インチ)。平均体長 136cm (54 インチ)、羽を広げた大きさは平均 250cm (99 インチ)
Lesser Adjutant Stork (<i>Leptoptilos javanicus</i>)	Vulnerable		体長 87cm～93cm (34～37 インチ) (くちばしから尾までの長さ)、体重 4 kg～5.71kg (8.8～12.6 ポンド)、立った時の高さ約 110cm～120cm (43～47 インチ)
Pallus Eagle (<i>Haliaeetus leucorophus</i>)	Fish Vulnerable		体長 72cm～84cm (28～33 インチ)、羽を広げた大きさ 180cm～215cm (71～85 インチ)
Greater spotted eagle (<i>Clanga clanga</i>)	Vulnerable		体長 59cm～71cm (23～28 インチ)、羽を広げた大きさ 157cm～179cm (5.15～5.87 フィート)のワシ



出所：調査団作成

図 10.12-3 Mokama TaaI IBA の概要

2015 年 12 月 16 日～17 日に実施した現地調査時は、一部の低地で水溜まりがあり、このエリアにおいて openbilled stork (コウノトリの一種)，egret (サギ科)，white breasted kingfisher (アオショウビン) などの水鳥が確認された。Mokama TaaI IBA の現況を下に示す。



Mokama Taal (湿地エリア)



Mokama Taal (農地エリア)



Barh Taal エリア (農地)



Bakhtiarpur Taal エリア (農地)



Mokama Taal 内の既存の送電線



Barh Taal area 内の既存の送電線

写真 10.12-1 Mokama Taal IBA の現況

(3) 社会環境

送電線事業予定エリア周辺の主な生計手段は農業である。主に生産している農作物は小麦、豆類、ピーナッツおよびマスタードなどである。対象エリアの大部分は雨季になると冠水するため、この時期は農業は行えなくなる。さらに、乾季にあたる冬季でも水が排水されない場合は、播種時期（通常 10 月 15 日頃）が遅れることで農業へ影響が生じることがある。対象エリアの土質は、グアバ、マンゴー、バナナなどの果樹栽培や様々な野菜の栽培に適している。

10.12.6 送電線ルート of 代替案検討

送電線ルートの選定にあたり、以下の 3 つの代替案を検討した。表 10.12-6 および図 10.12-4 に代替案ルートを示す。表 10.12-7 に 3 つ代替案ルートの比較検討結果を示す。ルートを検討した結果、BSPTCL により代替案 1 のルートが選定された。

表 10.12-6 送電線ルートの代替案

	ルート	距離 (km)
代替案 1	ガンジス川南部の北側ルート	58.60
代替案 2	ガンジス川南部の南側ルート	55.80
代替案 3	ガンジス川北部ルート	76.60



出所：調査団作成

図 10.12-4 送電線ルート図

表 10.12-7 代替案ルートと比較検討

No.	項目	代替案 1	代替案 2	代替案 3
1.	ルート情報			
i.	延長 (km)	58.60	55.80	76.60
ii.	地形 (%)			
a.	平地	97.5%	97.5%	78.4%
b.	河川／氾濫原	2.5% 代替案 2 と比較して雨季の冠水期間が短く、メンテナンスが容易	2.5% 代替案 2 と比較して雨季の冠水期間が長く、メンテナンスが困難となる可能性がある	21.6%
2.	環境情報			
i.	送電線敷設予定地のディストリクト名	Begusarai Patna	Begusarai Patna	Begusarai Patna
ii.	送電線敷設予定地近郊の村落	Mokama, Baktiarpur	Mokama, Baktiarpur	Kagjania, Baktiarpur
iii.	ROW 内家屋数	6	2	11
iv.	森林 (Km/Ha)	存在していない	存在していない	存在していない
v.	生態系	送電線の大部分が Mokama Taal IBA を通過する。代替案 1 はプランテーションエリアの 1 ブロックを通過する。	送電線の大部分が Mokama Taal IBA を通過する。	渡り鳥の飛行ルート (Kawar から Mokama Taal) にあたる。代替案 3 はプランテーションエリアの 4 ブロックを通過する。
vi.	森林密度	なし	なし	なし
vii.	動物相	留鳥および渡り鳥、小・中型哺乳類	留鳥および渡り鳥、小・中型哺乳類	留鳥、小・中型哺乳類
vii.	植物相	ほとんどが家屋やプランテーションにおいて植樹された樹木	ほとんどが家屋やプランテーションにおいて植樹された樹木	ほとんどが家屋やプランテーションにおいて植樹された樹木

No.	項目	代替案 1	代替案 2	代替案 3
ix.	絶滅危惧種	10 種の絶滅危惧種 (threatened) および準絶滅危惧種 (Near Threatened)	10 種の絶滅危惧種 (threatened) および準絶滅危惧種 (Near Threatened)	情報無し
x.	歴史的文化的遺産	なし	なし	なし
3.	補償金額			
i.	農作物	送電線の大部分が単一作物農地。一毛作分の農作物への補償を支払う	送電線の大部分が単一作物農地。一毛作分の農作物への補償を支払う	送電線の大部分が二毛作農地。二毛作分の農作物への補償を支払う
ii.	森林補償	なし	なし	なし
4.	インフラとの交差			
i.	鉄道	4	3	6
ii.	送電線	3	3	2
iii.	河川など	3	3	4
iv.	道路	6	8	7
5.	建設段階における課題	既存の道路から現場への進入が可能であるため困難な点は少ない。平坦な場所を通り、森林による阻害もない。	既存の道路から現場への進入が可能であるため困難な点は少ない。平坦な場所を通り、森林による阻害もない。	高速道路や村道を通っての現場への進入が可能であるが、代替案 1 および 2 と比較するとアクセスは困難である
6.	維持管理段階における課題	既存道路から送電線へのアクセスが可能あり、問題はない	既存道路から送電線へのアクセスが可能あり、問題はない	高速道路や村道を通っての現場への進入が可能であるが、代替案 1 および 2 と比較するとアクセスは困難である
7.	まとめ	○	○	△

10.12.7 環境社会配慮調査結果の要約および影響評価・緩和策

環境社会配慮調査結果の要約を表 10.12-8 に整理する。影響評価および緩和策の検討に関しては、今後 BSPTCL により実施されることになる。

表 10.12-8 環境社会配慮調査結果の要約

分類	No	影響項目	スコーピング時の 影響評価		調査結果に基づく 影響評価 (緩和策なし)		評価理由
			工事中	作業時	工事中	作業時	
汚 染 対 策	1	大気質	B-	D	B-	D	<u>工事中</u> ➤ 散水による粉じん飛散対策、建設機器の維持管理による影響は限定となる見込み <u>作業時</u> ➤ 影響は見込まれない。
	2	水質汚濁	B-	D	B-	D	<u>工事中</u> ➤ 鉄塔の建設に必要な掘削エリアは限定的であり、また送電線プロジェクトエリアは平坦であるため、土壌流出や濁水の発生は非常に限定的である。 <u>作業時</u> ➤ 影響は見込まれない。
	3	廃棄物	B-	D	B-	D	<u>工事中</u> ➤ 廃棄物は、一部はリサイクルし、その他は「イ」国基準に従い廃棄物処分業者により廃棄処理する。
	4	騒音/振動	B-	D	B-	D	<u>工事中</u> ➤ 送電線は居住エリアから離れてなるべく離して設置し、可能な範囲で小規模の装置を建設工事に使用するため、影響は限定的である。 <u>作業時</u> ➤ 影響は見込まれない。
自 然 環 境	5	保護区	C	C	D	D	➤ 「イ」国法および国際条約で指定された保護区は含まれない。
	6	生態系	B-	B-	B-	B-	➤ 本送電線プロジェクトエリアには、Mokama Taal IBA があり、渡り鳥や絶滅危惧種を含めて重要種が生息する可能性がある。Eurasian Spoonbill, や Greylag Goose は、一部で夜行性の性質を有するため、夜明けや夜間にバードストライクが発生するリスクがある。ただし、これらの種の大きさは中規模であるためリスクは大きくないと見込まれる。 ➤ Mokama taal と周辺の Kawal Lake (約 40km 北に位置する)の間を鳥が移動することが報告されており、この移動においてバードストライクが発生する可能性がある。ここを移動する Greater Adjutant Stork, Pallus Fish Eagle や Greater spotted eagle は、大型の鳥であるため送電線に衝突するリスクは高いが、これらの種は視覚感覚が発達しており遠くから障害物を認識でき、また単独で飛来するため、バードストライクのリスクは低いと想定される。 ➤ Mokama taal には、既存の送電線があるが、バードストライクなどによる鳥類の大量死の事故などは報告されていない。 ➤ 詳細計画段階において詳細の現地調査を実施し、営巣地の有無、バードストライクのリスクについて確認することが望ましい。
	7	水象	B-/C	B-/C	B-	D	<u>工事中</u> ➤ 送電線はガンジス川を通過するため、鉄塔の建設工事時にガンジス川の水象に影響を与える可能性がある。 ➤ 水量が少ない乾季に実施することで影響は緩和される。 <u>作業時</u> ➤ 送電線は主に平坦な農地を通過するため、水象への影響は見込まれない。
	8	地形、地質	B-/C	B-/C	B-	D	<u>工事中</u> ➤ 送電線ルートは平坦なエリアに建設され、鉄塔部分およびアクセス道路の工事エリアのみ地形が改変されるが、影響エリアは限定的であり影響は軽微であると見込まれる。 <u>作業時</u> ➤ 送電線は主に平坦な農地を通過するため、地形・地質への影響は見込まれない。

分類	No	影響項目	スコーピング時の 影響評価		調査結果に基づく 影響評価 (緩和策なし)		評価理由
			工事中	作業時	工事中	作業時	
社会環境	9	住民移転	B-	D	B-	D	➤ 送電線は主に農地を通過し、インド国内では鉄塔エリア得が求められる。合計で約 10.1 エーカの土地を取得することになるが、詳細設計段階において、用地取得エリアの状況を確認し、インド国法に従い適切な補償を提供する。
	10	貧困層	B-/C	B-/C	B-	D	工事中 鉄塔部分の一部の用地取得および工事中の一時的な土地利用により貧困層への生計への影響が見込まれるが、影響を受ける面積は限定的であり影響は軽微であると見込まれる。
	11	少数民族/先住民族	C	C	D	D	送電線により影響を受ける少数民族・先住民族はいない。
	12	文化遺産	C	C	D	D	送電線は主に農地を通過し、特に影響は見込まれない。
	13	景観	B-	B-	B-	B-	<u>工事中・作業中</u> ➤ 送電線の建設により景観が変化するものの、送電線ルートは景勝地ではなく、また、既存の送電線が存在しており、影響への影響は限定的である。
	14	雇用や生計手段などの地域経済	B-/B+	C	B-/B+	B-	<u>工事中・作業中</u> ➤ 送電線の鉄塔部分の一部エリア（合計約 10.1 エーカ）において農地エリアの取得が発生するが、影響範囲は限定的であり、インド国法に従い補償が支払われたため影響は限定的である。
	15	土地利用や地域資源利用	B-	D	B-	D	<u>工事中</u> ➤ 送電線の鉄塔部分の一部エリア（合計約 10.1 エーカ）において農地エリアの取得が発生するが、影響範囲は限定的である。
	16	既存の社会インフラや社会サービス	B-	B+	B-	B+	<u>工事中</u> ➤ 工事車両や送電線建設活動による交通規制により、周辺の交通に悪影響を与える可能性がある。交通管理計画を作成することにより影響は緩和される。 <u>作業時</u> ➤ 電力の安定供給により社会経済の改善に貢献する。
	17	被害と便益の偏在	D	D	D	D	特に影響は見込まれない。
	18	ジェンダ	D	D	D	D	特に影響は見込まれない。
	19	子どもの権利	D	D	D	D	特に影響は見込まれない。

	20	HIV/AIDS などの感染症	B-	D	B-	D	<u>工事中</u> ➤ 外部からの労働者の流入により性感染リスクは増えるが、地元住民の雇用、安全衛生トレーニングの提供、健康診断の実施などの対策で影響は管理されると見込まれる。
	21	労働環境(労働安全を含む)	B-	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 作業員に対する個人保護具、作業安全衛生計画の策定、健康診断の実施などにより影響は緩和される。 <u>作業時</u> ➤ 送電線メンテナンスの手順書の作成、従業員へのトレーニングの実施、健康診断の実施などにより影響は緩和される。

分類	No	影響項目	スコーピング時の 影響評価		調査結果に基づく 影響評価 (緩和策なし)		評価理由
			工事中	作業時	工事中	作業時	
その他	22	事故	B-	B-	B-	B-	<u>工事中</u> ➤ 交通管理計画の策定、交通トレーニングの提供、作業安全衛生計画の策定、災害管理計画の策定により影響は緩和される。 <u>作業時</u> ➤ 送電線メンテナンスの手順書の作成、従業員へのトレーニングの実施、健康診断の実施などにより影響は緩和される。 ➤ 鉄塔・変電所周辺に柵を立てる。 ➤ 草木の定期的な刈り込み。
	23	越境の影響、および 気候変動	D	D	D	D	特に影響は見込まれない。

凡例

- A （＋／－）：重大な影響が見込まれる。
- B （＋／－）：重大ではないが、多少の影響が見込まれる。
- C ：影響の度合いは不明（検討の必要あり。調査の進捗に併せて影響が明らかになる場合もある）。
- D ：影響はない。

出所：調査団作成

10.13 環境管理計画（送電線）

送電線事業に対して推奨される環境管理計画の案を表 10.13-1 および 10.13-2 に示す。環境管理計画は、今後 BSPTCL により作成されることになる。

表 10.13-1 環境管理計画（建設段階）

	項目	環境要因	緩和策	場所	期間	実施機関	費用負担先
1	大気質	建設活動による粉じんの発生	- 建設道路・サイトに適切な散水および粉じん対策を実施する。 - 車両は積載重量を遵守し、適切にカバーする - 運搬道路における速度制限を厳守する - 車両・装置の定期点検およびメンテナンス - 大気環境質の定期モニタリング	工事区域および運搬区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPTCL および監督するコンサル	EPC コントラクタの契約に含まれる
2	水質汚濁	- 濁水の発生 - 油および潤滑油などによる汚染 - 生活排水	- 建設作業員に対する適切な仮設トイレの設置 - 油や燃料保管エリアへの二次容器の設置	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPTCL および監督するコンサル	EPC コントラクタの契約に含まれる
3	廃棄物	- 掘削土流出による水質汚染 - 掘削土の廃棄	鉄塔／変電所の基礎部分からの掘削土は、道路脇か（地主の許可を得て）家屋のブロック近くに捨てる	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる
4	騒音・振動	工事・機器による騒音・振動の発生	工事機器のメンテナンスを行う	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる
6	生態系	整地による植生の損失	- 損失する植生の範囲を最小限にする - 植物は抜き取るのではなく刈り取る	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる
7	水象	ガンジス川への鉄塔建設	可能な限りガンジス川の水象に影響を与えないように工事区域を最小とする	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる
8	地形、地質	掘削などの建設活動	適切な排水路の設置	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPTCL および監督するコンサル	EPC コントラクタの契約に含まれる
9	住民移転	送電線が農地を通ることによる、農作物生産量の減少	- できる限りアクセス道路を使う - 既存の灌漑設備のメンテナンスを行う - 完工後、表土を元に戻す - 完工後、あぜ道を元に戻す - 地主・農民に対し、農地の一時的な損失への補償 - 収穫時を避けて工事を行う	工事区域	工事期間	実施：コントラクタ 監督：BSPTCL 補償の実施：地元行政	BSPGCL RAP 作成時に費用を確定する

	項目	環境要因	緩和策	場所	期間	実施機関	費用負担先
10	貧困層	➤ 「住民移転」と同じ	➤ 「住民移転」と同じ	工事区域	工事期間	実施:コントラクタ 監督: BSPTCL 補償の実施:地元行政	BSPGCL RAP 作成時に費用を確定する
13	景観	➤ 建設工事活動による粉じん	➤ 「大気」に同じ	工事区域	工事期間	実施:コントラクタ 監督: BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる
14	雇用や生計手段などの地域経済	➤ 雇用の増大	➤ 可能な範囲での地元住民の雇用	周辺住民	工事期間		EPC コントラクタの契約に含まれる
15	土地利用や地域資源利用	➤ 土地利用の変化	➤ RAP の作成および実施	用地取得範囲	建設開始前		BSPGCL RAP 作成時に費用を確定する
16	既存の社会インフラや社会サービス	➤ 地元交通の遮断	➤ コミュニティと連絡を取り合う、スムーズな交通の流れを維持するために必要な許可書を取得する	工事区域	工事期間	実施:コントラクタ 監督: BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる
20	HIV/AIDS などの感染症	➤ 外部からの労働者の流入	➤ 地元住民の雇用、安全衛生トレーニングの提供、健康診断の実施	工事区域	工事期間	実施:コントラクタ 監督: BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる
21	労働環境 (労働安全を含む)	➤ 工事に伴う病気や怪我 ➤ 労働者の生活ごみなどによる影響	➤ 安全具 (PPEs) の装備 ➤ 安全衛生計画の策定 ➤ 安全衛生に係るトレーニングの実施 ➤ 適切な衛生施設、水供給、廃棄物処理施設を設置する	工事区域	工事期間	実施:コントラクタ 監督: BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる
22	事故	➤ 「労働環境」と同じ	➤ 「労働環境」と同じ	工事区域	工事期間	実施:コントラクタ 監督: BSPTCL	EPC コントラクタの契約に含まれる

表 10.13-2 環境管理計画（操業段階）

	項目	環境要因	緩和策	場所	期間	実施機関	費用負担先
6	生態系	➤ 送電線への衝突や感電による、鳥類・コウモリの負傷・死亡	➤ 必要であれば標識の設置、高い位置の止まり木、絶縁体、とまり抑止、猛禽類フードの設置	送電線エリア	操業時	実施：BSPTCL 監督：BSPTCL	BSPTCL
14	雇用や生計手段などの地域経済	➤ 生計の変化	➤ 生計回復計画のモニタリング	送電線プロジェクトサイト	操業時	BSPTCL	BSPTCL
21	労働環境(労働安全を含む)	➤ 感電事故	➤ 変電所周辺に柵をたてる ➤ 鉄塔に登らないように塀で囲む ➤ 警告サインの設置 ➤ 送電線プロジェクト周辺での安全啓蒙活動	送電線エリア	操業時	実施：BSPTCL 監督：BSPTCL	BSPTCL
		➤ 電磁波の曝露	➤ 電磁波を制限値以内に収めるべく送電線の設計をする	送電線エリア	操業時	実施：BSPTCL 監督：BSPTCL	BSPTCL
		➤ ROW 沿いの無秩序な樹木や草による火災	➤ 草木の定期的な刈り込み ➤ 殺虫剤の不使用	送電線エリア	操業時	実施：BSPTCL 監督：BSPTCL	BSPTCL
22	事故	➤ 「労働環境」と同じ	➤ 「労働環境」と同じ	送電線プロジェクトサイト	操業時	実施：BSPTCL 監督：BSPTCL	同上

10.14 モニタリング計画（送電線）

本送電線プロジェクトに対して推奨されるモニタリング計画の案は表 10.14-1 および 10.14-2 のとおりである。モニタリング計画は、今後 BSPTCL により作成されることになる。

表 10.14-1 モニタリング計画（建設段階）

項目	調査項目	調査地点	頻度	実施機関	費用負担先
大気環境 質	PM10, PM2.5, SO _x , NO _x , CO の測定	周辺レセプター	4半期毎	BSPTCLおよびコン トラクタ	EPCコントラクタの契約 に含まれる
騒音	騒音レベル dB(A) の測定	周辺レセプター (例：村や学校)	月1回	BSPTCLおよびコン トラクタ	EPCコントラクタの契約 に含まれる
廃棄物	廃棄物発生量および処理 方法	発電所	月1回	BSPGCL	EPCコントラクタの契約 に含まれる
地表水	CPCBで規定されている項 目	ガンジス川	4半期毎	BSPTCLおよびコン トラクタ	EPCコントラクタの契約 に含まれる
生態系	重要種を含む鳥類の営巣 地、生息地	工事区域全域	渡りの時 期に週1 回	BSPTCLおよびコン トラクタ	EPCコントラクタの契約 に含まれる
社会環境	RAPに基づくモニタリング	周辺住民	RAPにて 決定	BSPTCLおよび社会 コンサル	BSPTCL
労働環境 と事故	事故の記録	発電所	事故発生 時	BSPTCL	EPCコントラクタの契約 に含まれる

表 10.14-2 モニタリング計画（操業段階）

項目	調査項目	調査地点	頻度	実施機関	費用負担先
生態系	バードストライク（種類、 個体数）	ガンジス川	渡りの時期に 週1回	BSPTCLおよび環 境コンサル	BSPTCL 100,000 IRP/回
労働環境 と事故	事故の記録	発電所	事故発生時	BSPGCL	BSPTCL

10.15 今後の環境社会配慮支援の計画

本プロジェクト実施に向けて、環境社会配慮の側面より以下の支援を実施することが推奨される。

(1) BSPGCL の環境社会配慮体制組織構築の支援

現時点においては、環境社会配慮を担当する組織は構築されていないため、本プロジェクト全般の環境社会配慮を管理・管轄する体制を構築することが重要となる。環境社会配慮体制組織は、計画段階、建設段階および操業段階における体制を検討し、外部コンサルタントなどの活用も考慮する。

(2) 環境許可の取得支援

今後、本件調査において作成した Form-1 および TOR を MoEF に提出し、MoEF より環境許可を取得する予定であり、MoEF の要求事項を満たすことが求められる。環境許可の取得に向けて、MoEF に対する TOR 説明、MoEF から要求された場合の追加調査、ドラフト ESIA 報告書のアップデートを含めた支援を実施することが推奨される。

(3) ステークホルダー協議の支援

本プロジェクトに対するステークホルダー協議は、BSPGCL による本プロジェクト承認後に実施予定である。「イ」国の EIA 法制度では、スコーピング段階におけるステークホルダー協議の開催は要求されていないが、JICA ガイドラインに従いスコーピング段階として、以下を目的としてステークホルダー協議を実施する支援を行うことが推奨される。

- 本プロジェクトに関する情報の公開
- コミュニティリーダーなどへの社会経済調査実施の協力要請
- 苦情処理システムに関する説明

ドラフト ESIA 報告書が完成した段階で、第 2 回目のステークホルダー協議を実施する。ここでは、ESIA 報告書の内容をステークホルダーに対して説明し、ステークホルダーからの意見を ESIA 報告書に反映することを目的とする。

(4) 住民移転計画の作成支援

本プロジェクトの用地取得により影響を受ける被影響者に対して適切な補償が計画されるように、社会経済調査を通じて住民移転計画の作成支援を実施することが推奨される。

10.16 モニタリングフォーム

10.16.1 発電所および関連施設

建設段階および操業段階のモニタリングフォーム案を示す。モニタリング地点は適宜決める。

Monitoring Form Power Plant and associated facilities : Construction Stage

1. Ambient air quality

Parameter	Average	Measurement Result ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)					Ambient air quality Standard	IFCEHS Guideline
		AQ1	AQ 2	AQ 3	AQ 4			
SO ₂	24hr						80	20-125(24hr)
NO _x	24hr						80	40(Year) 200(1hour)
PM10	24hr						100	50-150(24 hr)
PM2.5	24hr						60	-
CO	8hr						2	-

2. Noise

Location	Landuse	Measurement result(dB)		Noise standard(dB)		IFCEHS Guideline(dB)	
		Day	Night	Day	Night	Day	Night
NQ-1	Residential			55	45	55	45
NQ-2	Residential			55	45	55	45
NQ-3	Residential			55	45	55	45
NQ-4	Residential			55	45	55	45
NQ-5	Residential			55	45	55	45
NQ-6	Industrial			75	70	70	70
NQ-7	Industrial			75	70	70	70

3. Waste

Type of waste	Amount of generation	Disposal methodology

図 10.16-1 モニタリングフォーム：建設段階(1/4)

4. Surface water

Parameter	Unit	Measurement value			CPCB water Use Criteria				
		SW1	SW2	SW3	Class A	Class B	Class C	Class D	Class E
Colour	Hazen				-	-	-	-	-
Odour					-	-	-	-	-
Temperature	deg c				-	-	-	-	-
pH					6.5-8.5	6.5-8.5	6-9	6.5-8.5	6-8.5
EC	us/cm				-	-	-	-	≤2250
DO	mg/l				≥6	≥6	≥5	≥4	-
Turbidity	NTU				-	-	-	-	-
TDS	mg/l				-	-	-	-	-
NH3-N	mg/l				-	-	-	≤1.2	-
NO2+NO3	mg/l				-	-	-	-	-
Total Phosphorous	mg/l				-	-	-	-	-
BOD	mg/l				≤2	≤3	≤3	-	-
COD	mg/l				-	-	-	-	-
Potassium	mg/l				-	-	-	-	-
Sodium	mg/l				-	-	-	-	-
Ca	mg/l				-	-	-	-	-
Mg	mg/l				-	-	-	-	-
CO3	mg/l				-	-	-	-	-
HCO3	mg/l				-	-	-	-	-
Chloride	mg/l				-	-	-	-	-
Sulphate	mg/l				-	-	-	-	-
Fluoride	mg/l				-	-	-	-	-
Boron	mg/l				-	-	-	-	≤2
SAR					-	-	-	-	≤26
Hg	mg/l				-	-	-	-	-
Fe	mg/l				-	-	-	-	-
Cu	mg/l				-	-	-	-	-
Zn	mg/l				-	-	-	-	-
Ni	mg/l				-	-	-	-	-
Cd	mg/l				-	-	-	-	-
Pb	mg/l				-	-	-	-	-
Pesticides as lindane	mg/l				-	-	-	-	-
Oil and grease	mg/l				-	-	-	-	-
Total coliform	MPN/100 ml				≤50	≤500	≤5000	-	-
Faecal coliform	/100 ml				-	-	-	-	-
E Coli	/100 ml				-	-	-	-	-

図 10.16-1 モニタリングフォーム：建設段階(2/4)

5. Groundwater

Parameter	Unit	GW1	GW2	GW3	GW4	GW5		Drinking water standard IS 10500:2012	
								(Acceptable Limit)	Permissible limit
pH								6.5-8.5	NR
Colour	Hazen							5	15
Odour								Agreeable	Agreeable
Turbidity	NTU							1	5
TDS	mg/l							500	2000
Al	mg/l							0.03	0.2
Ammonia	mg/l							0.5	NR
Anionic Detergent	mg/l							0.2	1
Ba	mg/l							0.7	NR
B	mg/l							0.5	1
Ca	mg/l							75	200
Cl	mg/l							250	1000
Cu	mg/l							0.05	1.5
F	mg/l							1	1.5
FRC	mg/l							0.2	1
Fe	mg/l							0.3	NR
Mg	mg/l							30	100
Mn	mg/l							0.1	0.3
Mineral Oil	mg/l							0.5	NR
Phenol	mg/l							0.001	0.002
Se	mg/l							0.01	NR
Ag	mg/l							0.1	NR
SO4	mg/l							200	400
Sulphide	mg/l							0.05	NR
Total Alkalinity	mg/l							200	600
Total Hardness	mg/l							200	600
Zn	mg/l							5	15
Cd	mg/l							0.003	NR
Cyanide	mg/l							0.05	NR
Pb	mg/l							0.01	NR
Hg	mg/l							0.001	NR
Mo	mg/l							0.07	NR
Ni	mg/l							0.02	NR
PCB	mg/l							0.0005	NR
PAH	mg/l							0.0001	NR
Total Arsenic	mg/l							0.01	0.05
Total Chromium	mg/l							0.05	NR
BOD	mg/l							-	-
COD	mg/l							-	-
Oil & Grease	mg/l							-	-
Pesticide as lindane	mg/l							0.002	-
BAP	mg/l							-	-
Total coliform	MPN/100 ml							Shall not be detectable in 100 ml sample	
E.coli	/100 ml							Shall not be detectable in 100 ml sample	

図 10.16-1 モニタリングフォーム：建設段階 (3/4)

6. Soil

Parameter	Measurement Result
N	
P	
K	
pH	
Sodium Absorption Ratio	
Moisture	
Electrical Conductivity	
Organic Carbon	

7. Social Environment

- Monitoring plan as per RAP

8. Occupational safety and accident

- Record of accident

図 10.16-1 モニタリングフォーム：建設段階(4/4)

Monitoring Form Power Plant and associated facilities : Operational Stage

1. Ambient air quality

Parameter	Average	Measurement Result ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)					Ambient airquality Standard	IFCEHS Guideline
		AQ1	AQ 2	AQ 3	AQ 4			
SO ₂	24hr						80	20-125(24hr)
NO _x	24hr						80	40(Year) 200(1hour)
PM10	24hr						100	50-150(24 hr)
PM2.5	24hr						60	-
CO	8hr						2	-

2. Air emission

Pollutant	Measurement result (mg/Nm^3)	IFC EHS Guidelines – Solid Fuels (Plant ≥ 600 MWth)		MoEF&CC Draft Norms Unit after Jan 1, 2017 (mg/Nm^3)
		NDA (mg/Nm^3)	DA (mg/Nm^3)	
SO ₂		250-850	200	100
NO _x		510	200	100
PM		50	30	30

3. Noise

Location	Landuse	Measurement result(dB)		Noise standard(dB)		IFCEHS Guideline(dB)	
		Day	Night	Day	Night	Day	Night
NQ-1	Residential			55	45	55	45
NQ-2	Residential			55	45	55	45
NQ-3	Residential			55	45	55	45
NQ-4	Residential			55	45	55	45
NQ-5	Residential			55	45	55	45
NQ-6	Industrial			75	70	70	70
NQ-7	Industrial			75	70	70	70

図 10.16-2 モニタリングフォーム：操業段階(1/5)

4. Waste

Waste generation and disposal methodology

Type of waste	Amount of generation	Disposal methodology

Fly ash recycling

Amount of fly ash generation	Amount of recycled fly ash	Fly ash receiver	
		Name of company	Amount

図 10.16-2 モニタリングフォーム：操業段階 (2/5)

5. Surface water

Parameter	Unit	Measurement value			CPCB water Use Criteria				
		SW1	SW2	SW3	Class A	Class B	Class C	Class D	Class E
Colour	Hazen				-	-	-	-	-
Odour					-	-	-	-	-
Temperature	deg c				-	-	-	-	-
pH					6.5-8.5	6.5-8.5	6-9	6.5-8.5	6-8.5
EC	us/cm				-	-	-	-	≤2250
DO	mg/l				≥6	≥6	≥5	≥4	-
Turbidity	NTU				-	-	-	-	-
TDS	mg/l				-	-	-	-	-
NH3-N	mg/l				-	-	-	≤1.2	-
NO2+NO3	mg/l				-	-	-		-
Total Phosphorous	mg/l				-	-	-	-	-
BOD	mg/l				≤2	≤3	≤3	-	-
COD	mg/l				-	-	-	-	-
Potassium	mg/l				-	-	-	-	-
Sodium	mg/l				-	-	-	-	-
Ca	mg/l				-	-	-	-	-
Mg	mg/l				-	-	-	-	-
CO3	mg/l				-	-	-	-	-
HCO3	mg/l				-	-	-	-	-
Chloride	mg/l				-	-	-	-	-
Sulphate	mg/l				-	-	-	-	-
Fluoride	mg/l				-	-	-	-	-
Boron	mg/l				-	-	-	-	≤2
SAR					-	-	-	-	≤26
Hg	mg/l				-	-	-	-	-
Fe	mg/l				-	-	-	-	-
Cu	mg/l				-	-	-	-	-
Zn	mg/l				-	-	-	-	-
Ni	mg/l				-	-	-	-	-
Cd	mg/l				-	-	-	-	-
Pb	mg/l				-	-	-	-	-
Pesticides as lindane	mg/l				-	-	-	-	-
Oil and grease	mg/l				-	-	-	-	-
Total coliform	MPN/100 ml				≤50	≤500	≤5000	-	-
Faecal coliform	/100 ml				-	-	-	-	-
E Coli	/100 ml				-	-	-	-	-

図 10.16-2 モニタリングフォーム：操業段階(3/5)

6. Ground water

Parameter	Unit	GW1	GW2	GW3	GW4	GW5		Drinking water standard IS 10500:2012	
								(Acceptable Limit)	Permissible limit
pH								6.5-8.5	NR
Colour	Hazen							5	15
Odour								Agreeable	Agreeable
Turbidity	NTU							1	5
TDS	mg/l							500	2000
Al	mg/l							0.03	0.2
Ammonia	mg/l							0.5	NR
Anionic Detergent	mg/l							0.2	1
Ba	mg/l							0.7	NR
B	mg/l							0.5	1
Ca	mg/l							75	200
Cl	mg/l							250	1000
Cu	mg/l							0.05	1.5
F	mg/l							1	1.5
FRC	mg/l							0.2	1
Fe	mg/l							0.3	NR
Mg	mg/l							30	100
Mn	mg/l							0.1	0.3
Mineral Oil	mg/l							0.5	NR
Phenol	mg/l							0.001	0.002
Se	mg/l							0.01	NR
Ag	mg/l							0.1	NR
SO4	mg/l							200	400
Sulphide	mg/l							0.05	NR
Total Alkalinity	mg/l							200	600
Total Hardness	mg/l							200	600
Zn	mg/l							5	15
Cd	mg/l							0.003	NR
Cyanide	mg/l							0.05	NR
Pb	mg/l							0.01	NR
Hg	mg/l							0.001	NR
Mo	mg/l							0.07	NR
Ni	mg/l							0.02	NR
PCB	mg/l							0.0005	NR
PAH	mg/l							0.0001	NR
Total Arsenic	mg/l							0.01	0.05
Total Chromium	mg/l							0.05	NR
BOD	mg/l							-	-
COD	mg/l							-	-
Oil & Grease	mg/l							-	-
Pesticide as lindane	mg/l							0.002	-
BAP	mg/l							-	-
Total coliform	MPN/100 ml							Shall not be detectable in 100 ml sample	
E.coli	/100 ml							Shall not be detectable in 100 ml sample	

図 10.16-2 モニタリングフォーム：操業段階(4/5)

7. Soil

Parameter	Measurement Result	Dutch Standard Intervention Values (mg/kg dry matter)
N		-
P		-
K		-
pH		-
Sodium Absorption Ratio		-
Moisture		-
Electrical Conductivity		-
Organic Carbon		-
Zinc		720
Arsenic		76
Lead		530
Cadmium		13
Copper		190
Mercury (inorganic)		36
Nickel		100

8. Social Environment

- Monitoring plan as per RAP

9. Occupational safety and accident

- Record of accident

10. GHG emission

Fuel	Consumption	Emission (Ton) CO2 equivalent

図 10.16-2 モニタリングフォーム：操業段階(5/5)

10.16.2 送電線

建設段階および操業段階のモニタリングフォーム案を示す。モニタリング地点は適宜決める。

Monitoring Form Transmission Line : Construction Stage

1. Ambient air quality

Parameter	Average	Measurement Result ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)					Ambient airquality Standard	IFCEHS Guideline
		AQ1	AQ 2	AQ 3	AQ 4			
SO ₂	24hr						80	20-125(24hr)
NOx	24hr						80	40(Year) 200(1hour)
PM10	24hr						100	50-150(24 hr)
PM2.5	24hr						60	-
CO	8hr						2	-

2. Noise

Location	Landuse	Measurement result(dB)		Noise standard(dB)		IFCEHS Guideline(dB)	
		Day	Night	Day	Night	Day	Night
NQ-1	Residential			55	45	55	45
NQ-2	Residential			55	45	55	45
NQ-3	Residential			55	45	55	45
NQ-4	Residential			55	45	55	45
NQ-5	Residential			55	45	55	45
NQ-6	Industrial			75	70	70	70
NQ-7	Industrial			75	70	70	70

3. Waste

Type of waste	Amount of generation	Disposal methodology

図 10.16-3 送電線モニタリングフォーム：建設段階(1/3)

4. Surface water

Parameter	Unit	Measurement value			CPCB water Use Criteria				
		SW1	SW2	SW3	Class A	Class B	Class C	Class D	Class E
Colour	Hazen				-	-	-	-	-
Odour					-	-	-	-	-
Temperature	deg c				-	-	-	-	-
pH					6.5-8.5	6.5-8.5	6-9	6.5-8.5	6-8.5
EC	us/cm				-	-	-	-	≤2250
DO	mg/l				≥6	≥6	≥5	≥4	-
Turbidity	NTU				-	-	-	-	-
TDS	mg/l				-	-	-	-	-
NH3-N	mg/l				-	-	-	≤1.2	-
NO2+NO3	mg/l				-	-	-	-	-
Total Phosphorous	mg/l				-	-	-	-	-
BOD	mg/l				≤2	≤3	≤3	-	-
COD	mg/l				-	-	-	-	-
Potassium	mg/l				-	-	-	-	-
Sodium	mg/l				-	-	-	-	-
Ca	mg/l				-	-	-	-	-
Mg	mg/l				-	-	-	-	-
CO3	mg/l				-	-	-	-	-
HCO3	mg/l				-	-	-	-	-
Chloride	mg/l				-	-	-	-	-
Sulphate	mg/l				-	-	-	-	-
Fluoride	mg/l				-	-	-	-	-
Boron	mg/l				-	-	-	-	≤2
SAR					-	-	-	-	≤26
Hg	mg/l				-	-	-	-	-
Fe	mg/l				-	-	-	-	-
Cu	mg/l				-	-	-	-	-
Zn	mg/l				-	-	-	-	-
Ni	mg/l				-	-	-	-	-
Cd	mg/l				-	-	-	-	-
Pb	mg/l				-	-	-	-	-
Pesticides as lindane	mg/l				-	-	-	-	-
Oil and grease	mg/l				-	-	-	-	-
Total coliform	MPN/100 ml				≤50	≤500	≤5000	-	-
Faecal coliform	/100 ml				-	-	-	-	-
E Coli	/100 ml				-	-	-	-	-

図 10.16-3 送電線モニタリングフォーム：建設段階 (2/3)

5. Ecosystem: Filed observation (birds species nesting site)

Date/Month/Year:	
Location:	
Field Observation	
Observed species:	
Nesting site:	

図 10. 16-3 送電線モニタリングフォーム：建設段階 (3/3)

Monitoring Form Transmission Line : Operational Stage

1. Ecosystem: Field observation (birds species nesting site, bird strike)

Date/Month/Year:	
Location:	
Field Observation	
Observed species:	
Nesting site:	
Evidence of birds strike	

図 10.16-4 送電線モニタリングフォーム：操業段階

第 11 章 プラント性能

11.1 プラント諸元

プラントが 100% TMCR にて運転しているとき、蒸気サイクルの諸元は、表 7.5-3 のとおり。

表 7.5-3 蒸気条件の採用値（再掲）

項 目	数 値
主蒸気圧力	245 bar
主蒸気温度	593℃
主蒸気流量	1,860 トン/時
再熱蒸気圧力	48.9 bar (a)
再熱蒸気温度	593℃
再熱蒸気流量	1,540 トン/時
給水温度	295℃

出所：調査団作成

11.2 プラント総合性能

プラントが 100% TMCR で運転しているとき、計画したプラント性能値は、表 11.2-1 のとおり。

表 11.2-1 プラント性能計画値

項 目		数 値
発生出力		100% TMCR 時(660 MW)
タービン側	運転条件	蒸気サイクル補給水 0% 復水器 器内圧力 65 mmHg
	ヒートレート	1,791 kcal/kWh
ボイラ側	運転条件	大気温度 25℃ 相対湿度 67%
	ボイラ効率	87.66%

項 目		数 値
総合性能	プラントヒートレート (高位発熱量基準)	2,042 kcal/kWh
	所内消費電力	36,200 kW

出所：調査団作成

VW0 運転時 (693 MW) 到達時の蒸気タービン側の条件は、蒸気サイクル水は 1%の補給、復水器器内圧力は 65 mmHg で計画している。

11.3 大気排出量

発電所が 660 MW で運転しているときの排ガス排出値は、石炭性状ごとに、表 11.3-1 に示すとおり想定した。なお、ばいじんについては、ESP 通過後の値であるが、SO_x/NO_x については、それぞれ SCR/FGD が無い状態における排出量予想値である。

表 11.3-1 ばい煙諸元

石炭種	単 位	設計炭	設計下限炭
SO _x	mg/Nm ³	605	625
NO _x		500	485
ばいじん		30	30

出所：調査団作成

11.4 構内排水濃度

発電所から排出される排水水質は表 11.4-1 に示す基準を満たすように計画した。

表 11.4-1 排水の水質条件

排出源	項 目	基 準
火力発電所		mg/l (pH 以外)
ボイラブロー水	浮遊物	100
	油、グリース	20
	銅	1.0
冷却塔ブロー水	遊離塩素	0.5

排出源	項 目	基 準
火力発電所		mg/l (pH 以外)
	亜鉛	1.0
	クロム	0.2
	リン酸塩	5.0
	その他腐食防止物質	ケースによって GoI または 州の規制値が適用される
灰捨て場排水	pH	6.5-8.5
	懸濁物質	10
	油、グリース	20

出所：調査団作成

11.5 騒音レベル

発電所から発生する騒音は表 11.5-1 に示される制限値以下となるよう計画した。

表 11.5-1 騒音レベル条件

項 目	制限値 (dBA)
発電所構内	≤ 85
発電所境界上	≤ 70
制御室	≤ 55
計算機室	≤ 65

出所：調査団作成

第 12 章 許認可関係

12.1 各種許認可申請

GoI や GoB は法令、政策およびガイドラインにより発電所の新規建設に伴い必要な各種許認可申請を定めている。主要な許認可申請を表 12.1-1 に示す。

表 12.1-1 主要な許認可申請一覧

申請名称	関係省庁、申請先
技術 - 経済許可申請 (取水量、経済分析、送電設備、燃料調達、ECなどの内容を含む)	BERC、GoB
取水量に係る申請	WRD、CWC
EC申請	MoEF
煙突に係る許可申請	インド航空局
用地に係る申請	GoB
燃料調達に係る申請	軽油：石油/天然ガス省 石炭：SLC-LT、MoC
燃料輸送に係る申請	石油/天然ガス省、MoC、MoR
送電線に係る許可申請	BSPTCL (州内消費の場合) PGCIL (州外送電の場合)
地下水の利用に係る申請	WRD
ボイラ、その他圧力容器および耐圧部品に係る申請	GoB

出所：調査団作成

第 13 章 プロジェクトの実施と管理

13.1 着工前スケジュール（L/A～着工指示）

着工前のスケジュールは大きく分けて、資金調達段階およびコンサルタント、EPC コントラクタ選定段階がある。そのスケジュールについて図 13.1-1 に示す。

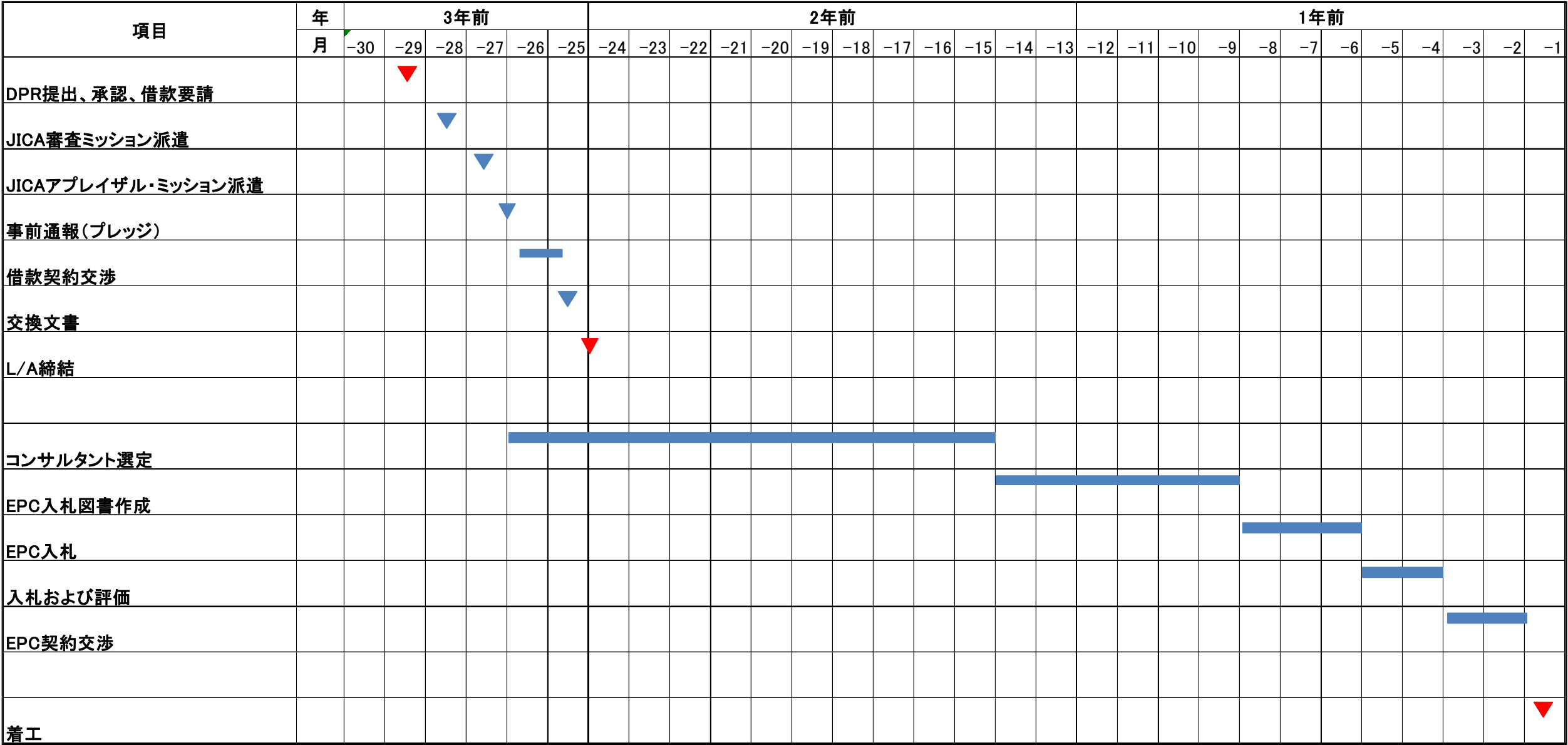


図 13. 1-1 着工前スケジュール（借款要請～着工指示）

13.1.1 資金調達

借款要請から L/A の締結までの想定されるスケジュールは表 13.1-1 のとおり。

GoI 側からの円借款の正式要請のためには、事前に本プロジェクト実施主体である BSPGCL により作成される DPR が、財務省（Ministry of Finance : MoF）の経済局（Department of Economic Affairs : DEA）により承認されておく必要がある。また、DEA への DPR 承認審査申請については、GoB からの本プロジェクトに係る必要な承認が得られた後、MoP を経由して行われる必要がある。

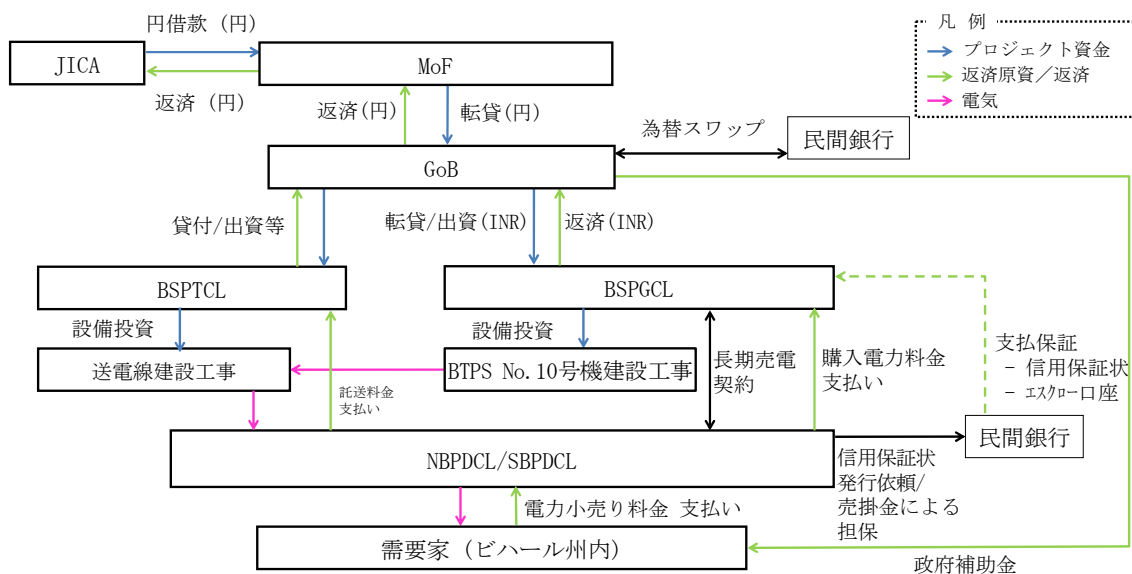
表 13.1-1 資金調達スケジュール

想定時期	項 目	備 考
基 準	DPR 提出	本プロジェクト実施主体 → DEA DEA へは GoB などによる必要な承認 取得後、MoP を経由して提出
	DPR 承認	
	借款要請	DEA → 日本政府 DPR などの必要書類を添付
基準+1 カ月	JICA 審査ミッション派遣 (Fact-Finding)	
基準+2 カ月	JICA アプレイザル・ミッション派遣	JICA、BSPGCL、関係省庁、DEA 間において、本プロジェクトの必要性、JICA 関与の妥当性などを含む協議議事録(M/D)の締結
基準+4 カ月	事前通報 (プレッジ)	在インド日本大使館 → DEA 借款供与額や金利などの条件を事前に通報
基準+5 カ月	借款契約交渉	
	交換公文 (Exchange of Note)	
	L/A 締結	L/A 締結後、120 日以内に契約発効が必要

出所：調査団作成

(1) 資金調達計画

本プロジェクトのスキーム（資金および返済原資のフロー）は、図 13.1-2 のとおりとなり、本プロジェクト実施に要する資金を日本からの円借款と GoB からの出資もしくは融資によって賄うことを想定する。



出所：調査団作成

図 13.1-2 資金／返済原資の流れ

「イ」国に対する円借款の標準的供与条件は表 13.1-2 に示すとおりであり、仮にオプション 1 を選択すると、金利 0.8%、償還期間 20 年（うち据置 6 年）となる。金利や償還期間に関する GoB や BSPGCL の意向を踏まえ、基準金利、オプション金利 1、2 の選択または外貨返済型（米ドル建て）の選択について検討していくこととする。

また、本プロジェクト総資金のうち、借款適用部分は、コンサルタント費用、土木工事、機器、価格エスカレおよび予備費が対象となり、総資金の 85% が上限となる。したがって、一般管理費、租税公課、土地/その他不動産および給与などについては、借款の非適格品目として借款対象額から除外されるため、注意が必要である。

表 13.1-2 低所得国であるインド国における円借款供与条件

条件	適用金利	基準/ オプション	金利 (%)	償還期間 (年)	うち 据置期間 (年)	調達条件
一般条件	固定金利	基準	1.40	30	10	アンタイド
		オプション 1	0.80	20	6	
		オプション 2	0.70	15	5	

出所：JICA

円借款については、MoF に対して日本円で供与され、その後、MoF より、GoB へバック・

トゥ・バックで同条件（金利の上乗せなし）にて日本円で転貸、さらに GoB より、BSPGCL へ転貸されるものとする。「イ」国内における転貸の標準条件は不明であるが、BSPGCL への貸付が「イ」国 INR 建てで行う必要があるため、GoB による為替のリスクヘッジのためスワップコストを加味し、同貸付金利については、現行 BSPGCL における長期借入金の金利水準である 12% 前後より優位性のある水準として 8% との前提を置く。参考までに表 13.1-3 に BSPGCL の長期借入金の状況を記載する。

表 13.1-3 ビハール州発電公社長期借入金の状況

		残高 (Million INR)		金 利 ⁹⁷ (%)
		2014 年 3 月末	2013 年 3 月末	
担保有	インド中央銀行 Central Bank of India	500	—	11.25
	住宅整備公社 HUDCO ⁹⁸	4,070	—	12.50
無担保	電力金融公社 PFC ⁹⁹	13,471	4,927	12.25
	州政府 State Government	2,496	2,396	11.50
合 計		20,537	7,324	—

出所：調査団作成

なお、「イ」国では一般的に、高い送電ロスなどに起因し、州配電公社は慢性的な赤字構造にあるが、BSPGCL においては、BERC による査定および認可は必要であるものの、現行 15.5% の自己資本利益率 (Return on Equity : ROE) を含め、必要経費に基づく発電単価の設定が認められている。したがって、円借款に係る元利返済についても、発電単価の一部として認められており、返済原資は担保されるものと考えられ、これについては、BSPGCL の財務担当責任者に確認済みである。

また、債務の返済および利息の支払いは、年 2 回、毎年 3 月末および 9 月末に行われるものと想定する。

⁹⁷ 金利水準は、BSPGCL 財務担当責任者からの聞き取り

⁹⁸ 住宅整備公社 (Housing & Urban Development Corporation : HUDCO)

⁹⁹ インド電力金融公社 (Power Finance Corporation : PFC)

13.1.2 コンサルタント調達

円借款契約の締結が決まれば、次はコンサルタント、EPC コントラクタの調達段階に移る。コンサルタントは、発電所の調達・建設に関する専門家として EPC コントラクタの選定から、発電所の建設後、営業運転開始までの長期間に渡り、オーナーの業務を補佐する。このため円借款契約後、直ちにコンサルタントの選定が行われる。本件業務の中で、コンサルティングサービス TOR のドラフト（添付資料 I）を検討し、これにしたがって、BSPGCL はコンサルタント調達を実施することになる。コンサルタントの業務は以下に示す。

(1) コンサルタント調達

1) コンサルタント業務

コンサルタントの業務は以下のとおり。

a. 本プロジェクト着工前

- 詳細設計、TOR および契約書の作成
- コントラクタの事前資格審査（Prequalification : PQ）
- 入札評価および落札者にかかる提言
- 環境影響調査/レビューを含む、環境および社会面に関する提言および/または調査
- 技術図書および提出書類の評価および承認
- 設備購入仕様書の評価
- コントラクタ作成の品質管理計画書の評価および承認
- コントラクタ作成の工程表の評価および承認
- 設備引渡し条件、保証期間および条件の設定

b. 本プロジェクト実業務

- 建設の施工監理
- 定例工程会議による工事進捗の把握、価格および課題解決
- 設備の工場/現場検査立会い、検査結果の評価および承認
- 安全管理/品質管理の監理および監督
- コントラクタ作成の O&M に関する取扱説明書、教育スケジュールの評価および承認
- 本プロジェクトの実施および運営のための技術面/管理面の業務
- 環境管理、環境モニタリング、環境監査を含む環境および社会面に関連する提言および/または調査

c. 完工、運転にかかる補助業務

- コントラクタ作成の完成図書および報告書の評価および承認

- 現地 O&M 要員への技術移転
- 完工後の設備の維持管理、運開および運開後一定期間の運営

2) コンサルタント要件

コンサルタントはオーナーからの依頼により、オーナーに代わって上記 1) の業務を行う。コンサルタントの要件および経験は以下のとおり。

- 火力発電プロセス設計
- 各種火力発電所の設計
- 送電計画（潮流、安定解析、保護）
- プロセス設計、機械、電気、計装/制御、土木、建築
- 発電設備の購入仕様書（商務/技術）の作成、入札評価
- 建設工事監理（工程管理、文書管理、コスト管理、調達管理など）
- 「イ」国および海外における最近の業務経験

3) コンサルタントの選定プロセス

コンサルタントの選定プロセスは以下のとおり。

- ロングリストの作成
- ショートリストの作成
- プロポーザル招聘状の作成
- プロポーザルの評価
- 契約交渉および契約締結

a. ロングリストの作成

オーナーがコンサルタントを選定する場合、まずは入札に関心のあるコンサルタント会社を募ってリスト（ロングリスト）を作成する。このリストの中から参加意思の確認およびコンサルタント要件に基づいて PQ を行う。

b. ショートリストの作成

ショートリスト作成においては、質の高い提案書の作成およびコンサルタントの選定が求められるため、通常 3-5 社を記載する。原則、以下の条件を満たすものとする。

- 発電設備における類似プロジェクト/コンサルタント業務の海外経験
- 途上国におけるコンサルタント業務の受注経験
- 日本の ODA プロジェクトの経験

c. プロポーザル招聘状の作成

プロポーザル招聘状では、TOR における指示項目を提案書に含むようにコンサルタントに要請する。またプロポーザル招聘状は、評価基準を含む選定手続きの詳細を規定し、

契約条件も含む。具体的には、以下を含むものとする。

- レター・オブ・インビテーション
- コンサルタントへの指示書
- 技術提案書の雛形
- 価格提案書の雛形
- TOR
- 契約書雛形

d. プロポーザルの評価

コンサルタントは、招聘に応じて提出された技術提案書と価格提案書を同時に、かつ別々に封をして提出する。価格提案書は、技術提案書の評価が完了するまで開封しない。評価基準は、以下の項目を含む。

- コンサルティングサービス TOR で示されている分野における類似プロジェクトのコンサルタントの一般的経験および実績
- 提案されたアプローチ、方法論および作業計画の妥当性
- 当該業務に配置されるスタッフの経験および実績

本プロジェクトに配置されるスタッフの適格性の評価に当たっては、彼らの経歴について、以下の基準で評価する。

- 一般的資格（学歴、経験年数、経歴、当該企業における在職年数など）
- 本プロジェクトに対する適格性（類似プロジェクト任務遂行上の経験）
- 当該業務実施国の言語および情勢に対する習熟度または類似環境での経験

技術評価の結果、技術提案書が合格した場合、コンサルタントに対して価格提案書を開封する日時と場所が通知される。また価格提案書の開封に際しては、コンサルタントの名称、技術得点および提示価格が公表され、記録される。

e. 契約交渉および契約締結

契約交渉において、作業計画、スタッフ配置計画および提供するサービスについて議論される。価格は業務の質との間で整合性を図れる程度に適当なものとする。

(2) 一般土木工事の入札と契約にかかる一般事情

1) 概要

本プロジェクトに先行して現在行われている No. 8/9 号機増設工事および No. 6-9 号機取水設備工事の状況から、土木工事の一般事情として大略次の特徴がある。表 13.1-4 に現在施工中の既設 No. 6-9 号機の土木工事の契約内容を示す。

a. 土木工事と電機/機械工事（機器購入および据付）は、それぞれ分割して発注されるの

- ではなく、一括で元請コントラクタへ発注されている。
- b. 施主と元請コントラクタとの契約は、設計、調達、施工まですべてを行う EPC 契約となっている。
 - c. 国営企業が元請コントラクタとなる場合には、競争入札は行われることはなく、承認手続きのみで決定されている。
 - d. 一般土木工事は、「イ」国法人（国営企業を含む）が受注している。よほど特殊な土木工事でない限り、外国企業が受注することはほとんどない。

表 13.1-4 バラウニ発電所 No. 6-9 号機の土木工事の契約内容

工事対象	受注者 (元請コントラクタ)	選定方法/契約範囲など
発電所 (No. 8/9 号機)	BHEL	➤ 国営企業であるため入札なしに契約。承認手続きのみ ➤ 取水設備を除く BOP と BTG の全設備に関する EPC 契約 ➤ 請負代金は土木工事費分を除く金額で契約。土木工事費は実費ベースで都度支払い
取水設備 (No. 6-9 号機)	MBEC	➤ 民間企業であるため、競争入札により選定 ➤ 取水塔や沈砂池といった土木設備に加え、電気/機械設備などを含む全取水設備に関する EPC 契約

出所：調査団作成

2) No. 8/9 号機増設工事

No. 8/9 号機増設工事（取水設備工事は除く）では、BHEL が、ボイラ・タービン・発電機のみならず発電所構内および周辺の土木工事を含む全設備の工事を一括して受注している。BHEL は国営企業のため競争入札は行われておらず、BSPGCL 内で承認手続きのみが行われている。

BHEL の請負範囲は、機器調達および建設に加えて詳細設計も行う EPC 契約となっている。ただし、EPC 契約での一括請負（ランプサム）代金には、土木工事費は含まれていない。土木工事費は、ある一定の工事単位（例えば、発電所保護堤防工事）で BHEL が申請を行い、BTPS/BSPGCL が承認することになっている。そして、BHEL からサブコントラクタへの支払実費に 10%を加算した金額として BSPGCL が BHEL に支払うことになっている。なお、BTPS によると、土木工事では輸入資機材は使用されてなく、また、サブコントラクタはすべて「イ」国内企業となっている。

3) No. 6-9 号機取水設備工事

No. 6-9 号機取水設備工事では、「イ」国の MBEC 社が取水塔や沈砂池といった土木設備に加え、ポンプ類、送水管、受電設備などを含む全取水設備の工事を一括して受注している。MBEC は民間企業であるため、競争入札を経て元請コントラクタとして選定されている。

る。MBEC の請負範囲は、機器調達および建設に加えて、詳細設計も行う EPC 契約となっている。

4) コンサルタントの一般事情

本プロジェクトに先行して現在行われている No. 8/9 号機増設工事および No. 6-9 号機取水設備工事の状況から、コンサルタントの一般事情として以下の特徴がある。また、表 13. 1-5 に現在施工中の既設 No. 6-9 号機の工事に関するコンサル契約内容を示す。

- a. 一般に F/S や環境社会影響評価調査の次の段階では、詳細設計業務、入札支援業務、施工管理業務といったコンサル業務がある。しかし、ビハール州の発電プロジェクト分野では、詳細設計業務はコンサルタントに発注するのではなく、EPC 契約で建設コントラクタにより行われている。
- b. 国営企業がコントラクタとして特命で工事受注するケースがあり、この場合、入札は行われなため、入札支援業務はコンサルタントへ発注されない。
- c. 施工管理業務については、コンサルタントへ発注されている。これは、BSPGCL の技術者が少ないこと、技術者の技術力や管理能力が高くないことが影響しているためと推察される。
- d. コンサルタントとしては、国営の火力発電事業者である NTPC がサービスを提供している。NTPC のコンサルサービスには、民間企業よりも国営企業のコンサル料金が安価であること、GoI が州政府を技術面で支援することといった意味合いも含まれていると考えられる。
- e. 民間企業では、ビハール州内には火力発電や大規模工事の経験/実績があるコンサルタントがいないため、全国大で事業を行っている大手コンサルタントが業務を受注している。
- f. 建設コントラクタが国営企業の場合には、民間のコンサルタントが施工管理業務を行い、建設コントラクタが民間企業の場合には、国営のコンサルタントが施工管理業務を行っている。

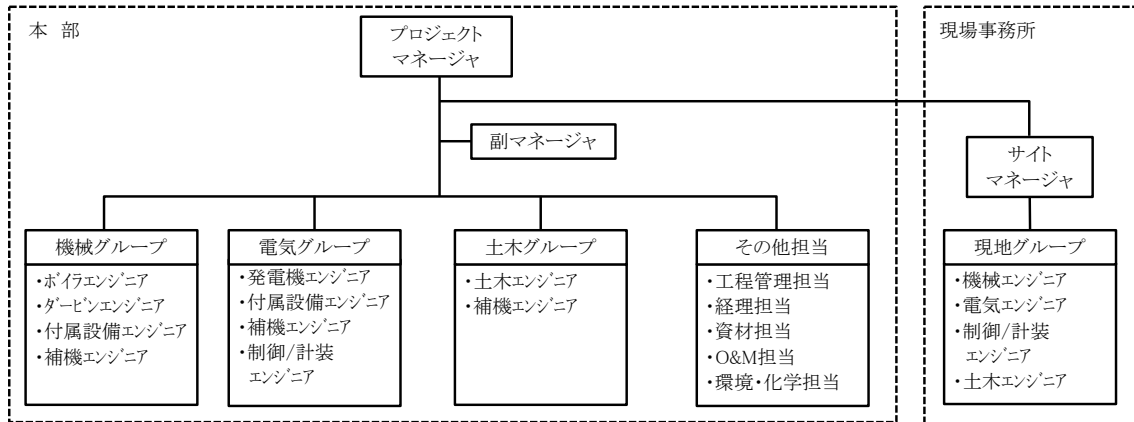
表 13.1-5 No. 6-9 号機の工事に関するコンサル契約内容

工事対象	業務区分	受託者	選定方法/契約額など
発電所 (No. 8/9 号機)	詳細設計	—	➤ EPC 契約のため、詳細設計業務のコンサル発注なし ➤ 国営企業の BHEL が EPC コントラクタとして詳細設計を実施 ➤ EPC 契約額のうち土木設計費は INR 1,500 Crores
	入札支援	—	➤ 上記のとおり、国営企業の BHEL が入札なしに受注しているため、入札図書作成や審査などの入札支援業務のコンサルタントはなし
	施工管理	STEAG 社	➤ 民間企業であるため、入札により選定 ➤ BHEL 提出図面のチェック、BSPGCL への提言を実施 ➤ 契約額 INR 492 Crores
取水設備 (No. 6-9 号機)	基本計画 (DPR 作成)	WAPCOS 社	➤ 民間企業であるが、NTPC からの推薦のため、入札なしに契約（承認手続きのみ） ➤ 契約額 INR 210 Crores（2008 年価格）
	詳細設計	—	➤ EPC 契約であるため、詳細設計業務のコンサル発注なし ➤ McNally Bharat Engineering Co. Ltd. が EPC コントラクタとして詳細設計を実施
	入札支援	NTPC	➤ 未確認であるが、国営企業の NTPC であるため、入札なしに受注していると推測
	施工管理		

出所：調査団作成

5) コンサルタントの業務詳細

コンサルタントの組織体制は、図 13.1-3 を想定している。



出所：調査団作成

図 13.1-3 コンサルタント組織図（例）

a. EPC 図面、資料および提出資料の確認および承認

当該資料の確認および承認作業は、技術の遂行が契約に基づき実施されていることをオーナーに保証するものであり、以下の確認および承認を行う。

- 基本設計および設計概念
- 設計基準、設計要領、ソフトウェアなどの設計マニュアル
- 機器配置図
- 系統線図
- 保護システム
- 主要システム／構造物の設計計算書
- 所内景観、レイアウト、保守管理の利便性を示すコントラクタ図面およびその他技術図書／資料

b. 調達業務における資料の確認および承認

コントラクタの契約パッケージに基づく発電設備、その他設備の概要および施工状況が、契約の要求事項に基づいていることを確認する。

- 主機および EPC コントラクタが契約するサブコントラクタによる設備調達仕様書
- EPC コントラクタが契約するサブコントラクタによる土木工事仕様書

c. 品質管理計画の確認および承認

- コントラクタおよび/またはサブコントラクタ/ベンダーが作成する資料の確認および承認
- すべての機器およびシステムの工場/現場試験要領書の確認および承認

- 試運転および性能保証試験要領書の確認および承認

d. 官庁申請支援

本プロジェクト遂行に必要な法規制に係る提出資料などの作成支援

e. プロジェクト監理

現地コンサルタントが実施する本プロジェクト監理に関する業務は以下のとおり。

- 工事スケジュールに基づく工事進捗の確認
- オーナーとコントラクター間の連絡手順の確認および各種業務調整
- 工程会議開催

月間進捗状況の確認、現状および3ヵ月程度後の課題事項などの抽出および是正措置

- コントラクターの各作業に対するインボイス承認
- クレームおよび調停の際のオーナーへの技術情報提供

f. プロジェクト情報資料管理

- 承認前図面および変更図面の承認支援
- 作業従事作業に必要な作業者の免許/資格の確認
- 作業進捗に応じた工事図書の最新性の維持および改定履歴の監理
- 図面番号による資料管理
- 関連プロジェクトの情報収集および保管

g. 運転および保守資料の確認

- O&M マニュアルの確認
- コントラクターが作成/提出した完成図書/完了報告書の確認
- スペアパーツリストおよび定期点検インターバルに関する資料の確認

13.1.3 EPC コントラクター選定

コンサルタントによって、EPC コントラクターが選定される。EPC コントラクターの選定に当たっては、添付している PQ 条件をクリアした者で入札を行い、最終的な契約候補者を選定する。EPC コントラクターとの契約を締結すると、現地工事の前準備がすべて整ったこととなり、オーナーから EPC コントラクターへ着工指示が行われる。

本プロジェクトへの日本企業の参画については検討結果を添付資料Ⅱにとりまとめた。

(1) 契約形態

本プロジェクトにおいては、単一のコントラクターがエンジニアリング（土木、機械および電気に関するものを含む）、調達、建設および試運転を一括して行うため、工事設計および

び完工に対して責任を負う。また供給される機器/資材などは、事前に予測できるため、ターンキー／ランプサム契約とする。

(2) PQ 条件の設定

大規模契約の場合、入札募集が技術的、財務的能力を有する業者のみに対して行われるよう、入札に先立って PQ が必要になる。PQ は、応札予定者が特定の契約を満足に遂行する能力に関して行われるものである。PQ で考慮されるものは以下のとおり。

- 同種の契約についての経験および実績
- 建設および製造に関する能力
- 財務状況

上記資格要件（基準）は PQ 書類に明記される。

(3) 入札プロセス

1) 入札書類の準備

入札書類には、応札者が、提供される資機材および役務に対しての入札の準備を行うために必要なすべての情報を含むものとする。その内容は以下のとおり。

- 入札の募集
- 入札指示書
- 入札の様式
- 契約条件書
- 技術仕様
- 資機材のリストまたは数量明細書および図面
- 入札保証

2) 入札書類の明確性

入札指示書には、完成させるべき工事、供給されるべき資機材および役務、納入場所および据付場所を明確に記載する。図面は、入札指示書本文と合致するものとし、双方に齟齬がある場合には使用する契約条件書に規定された優先順位にしたがう。

入札指示書には、価格に加えて入札評価/比較に際して考慮する要素およびそれらの要素の定量化方法または他の評価方法を記載する。入札書類で、使用する規格を規定する場合、JIS 規格または他の国際規格を用いる。また入札において認められる通貨は、日本円、米ドルまたはインドルピーとする。

3) 入札募集から入札までの期間

入札は適切な競争を促すことが重要であり、入札募集より提出締切時間を十分にとることで、応札者は応札準備のための必要事項を十分に検討することができる。本プロジェクトにおいて入札までの期間を 90 日程度とする。

4) 入札評価および落札者決定

入札評価は入札書類に記載された条件と合致する入札について評価価格をベースに比較するものである。技術仕様を満たす入札のうち、最低評価価格札に落札されるものとする。また入札書類には、以下の非価格要素として考慮すべきものがある。

- 支払スケジュール
- 建設または引渡しの完了時期
- 稼働費
- 機器の効率および適合性
- 消費（エネルギー）効率
- サービスおよびスペアパーツの確保
- 品質管理方法の信頼性
- 安全性、管理面での便益

これら非価格要素は、可能な範囲で金額に換算表示して評価する。また、資機材供給について入札評価を行う際は、以下を適用する。

- 輸入機材は CIP¹⁰⁰（目的地）価格
- その他資材は EXW¹⁰¹（工場送り）価格に目的地までの保険を付加した価格
- 輸入関税およびその他輸入税
- 資機材輸送費

落札は、その入札が最低表価格札と判断され、適切な能力と財源を有している応札者に対して行われる。また落札通知はまたは落札内示書（Letter of Intent : LoI）によりなされ、この通知により応札者との当該契約が、当事者間で成立したことになる。

¹⁰⁰ Carriage and Insurance paid to（運賃及び保険料込みの値段）

¹⁰¹ ExWorks（工場渡し）

(3) 現地施工業者

1) 各機器施工における主な施工業者

これまでの調査結果として超臨界圧石炭火力発電所施工経験のある「イ」国の施工業者を表 13.1-6 にリストアップした。

表 13.1-6 現地施工会社

工事（機器）名	施工業者名	所在地
土木工事	Simplex Infrastructure Ltd.	Mumbai
	Petron Civil Engineering Ltd.	Mumbai
	Nagarjuna Construction Co.	Mumbai
	Hindustan Construction Co.	Mumbai
	Shapoorji Pallonji & Co. Pvt.	Mumbai
	Tarapore & Co.	Chennai
	Gannon Dunkerley & Co.	Mumbai
	Sikand Construction Co.	New Delhi
	JMC Projects Ltd.	Ahmedabad
	Larsen & Turbo Ltd.	Mumbai
鉄鋼構造物	Triveni Structure Steel Ltd.	Allahabad
	Globe Hi-Fabs Ltd.	New Delhi
	General Mechanical Works Ltd.	Baroda
	Petron Engineering Ltd.	Mumbai
	Larsen & Toubro Ltd.	Mumbai
	Simplex Infrastructure Ltd.	Mumbai
	Sunil Hi-Tech Ltd.	Nagpur
	Jarjee Engineering Ltd.	New Delhi
	IVRCL Ltd.	Hyderabad
	LAXYO Ltd.	Indore
ボイラ	Power Mech Projects Ltd.	Hyderabad
	Sunil Hi-Tech Ltd.	Nagpur
	EDAC Ltd.	Chennai
	KSS Petron PV Ltd.	Mumbai
	RCP International Ltd.	Chandigarh

工事（機器）名	施工業者名	所在地
	Texcel Engineers Ltd.	Chennai
	IOTEP Ltd	Mumbai
	Bridge & Roof Ltd.	Kolkata
	Bhavani Erectors Ltd.	Kerala
配管工事	Steward & Lloyds of India Ltd.	Chennai
	Larsen & Toubro Ltd.	Mumbai
	General Mechanical Works Ltd.	Baroda
	HCC Ltd.	Pune
	Indian Hume Pipes	Pune
	Zuberi Engineering Works Ltd.	Jaipur
煙突	NBCC Ltd.	New Delhi
	Gammon India Ltd.	Mumbai
	Hindstun Construction Ltd.	Mumbai
	Slipco Construction Ltd.	Mumbai

出所：調査団作成

(4) 現地の主な機器資材供給者（ベンダー）

これまでの調査結果として石炭火力発電所建設において実績のあるベンダーを表 13. 1-7 のとおりリストアップした。

表 13. 1-7 主な機器資材供給者

機器/資材	供給者名	所在地
鋼材/鋼管	Steel Authority of India Ltd.	New Delhi
	TaTa Iron & Steel Ltd.	New Delhi
	Jindal Ltd.	New Delhi
	Lloyds Ltd.	Mumbai
	Essar Steel Ltd.	Mumbai
	ISPAT Ltd.	Kolkata
	Shah Alloy Ltd.	Ahmedabad
	Bhuwalka Steel Ltd.	Mumbai
	Shri Bajrang Alloys Ltd.	Raipur

機器/資材	供給者名	所在地
	Indian Iron & Steel Ltd.	Burnpur
電機品/ケーブル	Bhushan Power & Steel Ltd.	New Delhi
	Larsen & Toubro Ltd.	Mumbai
	Bajaj Electricals Ltd.	Mumbai
	Areva Electricals Ltd.	Mumbai
	ABB Ltd.	Mumbai
	Texcel Engineers Ltd.	Chennai
セメント/建設資材	Ultratech Cement Ltd.	Mumbai
	Gujarat Ambuja Cement Ltd.	Mumbai
	Siddhi Cement Ltd.	Ahmedabad
	J. K. Cement Ltd.	Kanpur
	Shri Digvijaya Cement Ltd.	Jamnagar
	Binami Cement Ltd.	Mumbai
	Sanghi Cement Ltd.	Ahmedabad
	Laxmi Cement Ltd.	Mumbai
	ACC Ltd.	Noida
	Grasim Ltd.	Nagda, M. P.

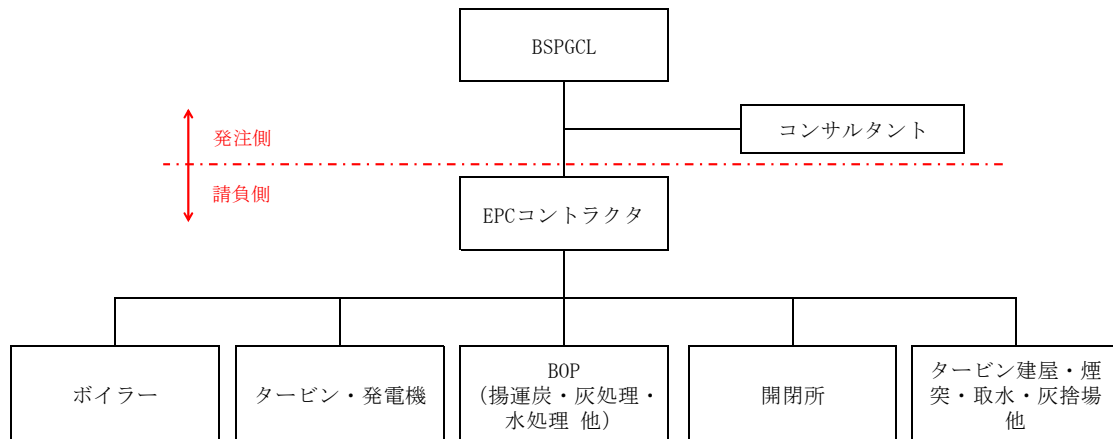
出所：調査団作成

13.2 工事実施スケジュール（着工指示～営業運転開始）

着工指示より、発電設備の設計、製作、現地における土木／建築工事（取水設備、建屋、灰捨場、排水装置他）および発電設備の据え付け工事、ならびに総合試運転を含むスケジュールとして、着工指示から 52 ヶ月で完了することで計画した。この期間における建設工事工程の作業内訳およびその所要期間を示す建設工事全体スケジュールを図 13.2-2 に示す。

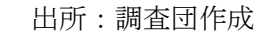
参考までに、「イ」国ハルドアガンジ超々臨界圧石炭火力発電事業（660 MW）は、48 ヶ月で計画され、アンパラ E 石炭火力発電事業（2x660 MW）の No.1 号機は 48 ヶ月、同 No.2 号機は 52 ヶ月の計画であることから、本プロジェクトにおける工事期間 52 ヶ月は妥当なものと判断している。

また、BTPS No.10 号機で想定している建設工事体制の例を図 13.2-1 に示す。



出所：調査団作成

図 13.2-1 建築工事体制（例）



九州電力株式会社

13.3 プロジェクトの管理

13.3.1 ビハール州発電公社組織

「イ」国独立後のビハール州の電力供給は、元来 1948 年に制定された電力法第 5 条に基づき設立された BSEB により管理運営されてきた。2012 年にビハール州は、州によって電力改革スキームが制定されたことに伴う発送配電分離がなされ、現在は BSPHCL、BSPTCL、BSPGCL、SBSPDCL、NBSPDCL が州電力の供給管理を担う体制となっている。

発電プロジェクトは BSPHCL と、その 100%子会社である BSPGCL が担っており発電プロジェクトに関する計画、管理および運営については BSPGCL が担当している。

しかしながら、2015 年時点で BSPGCL 単独の火力発電所で稼働している設備はない。

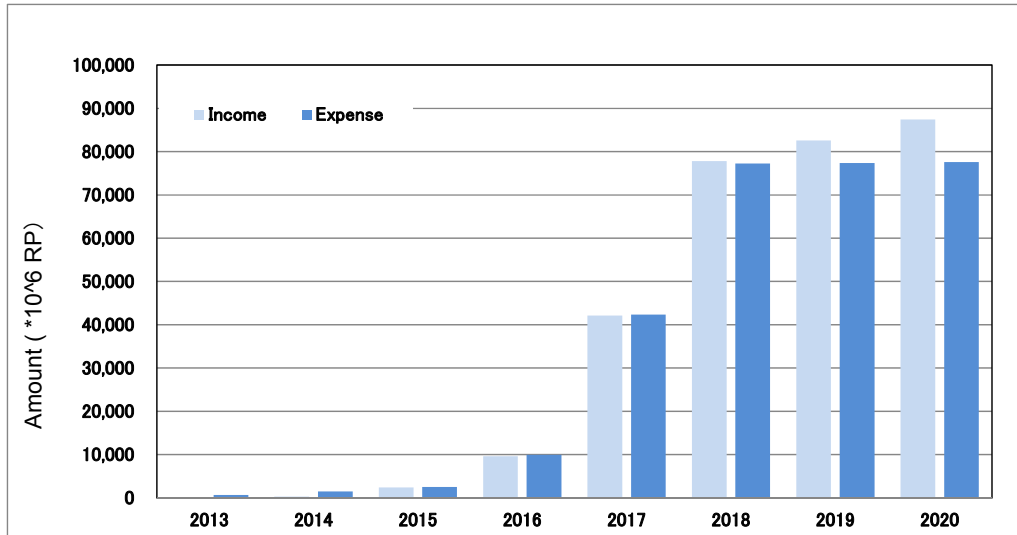
(1) 組織体制

BSPGCLの本社組織は、発電課、事業計画課、土木課、経理課および人事課の5つから構成される。一方、発電所組織は、建設課、保修課、燃料課、在庫管理、総務課、経理課および人事課からなる。現在、BSPGCLは稼働中の火力発電所を保有しておらず、工事中のBTPSのNo. 6-9号機が運転を開始する際は、運転員および日勤者からなる発電課を新設し、3交替による運転管理体制を構築する計画である。

なお、貯運炭施設の運転管理や消防組織は、外部業者に委託する計画である。

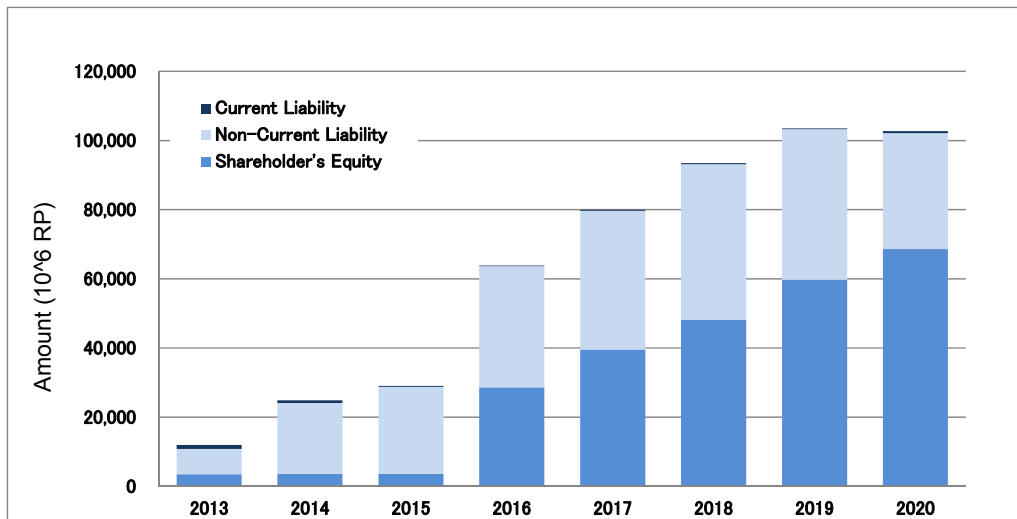
(2) 財務状況

BSPGCLの財務状況の現状と将来見通しに関してBSPGCLから入手した過去2年の実績と2020年までの財務状況の推移を、図13. 3-1の損益計算書概要および図13. 3-2の貸借対照表概要を示す。



出所：調査団作成

図13. 3-1 ビハール州発電公社損益推移



出所：調査団作成

図13. 3-2 ビハール州発電公社貸借対照表概要

(3) ビハール州発電公社の財務状況分析

前項の BSPGCL 財務状況について、以下の指標に基づく経済/財務状況の分析を行った結果を示す。

- 売上高純利益（収益性）

$$\text{売上高純利益} = \text{純利益} / \text{売上高}$$
- 総資産回転率（Total Asset Turnover Ratio : TATR）（効率性）

$$\text{総資産回転率} = \text{売上高} / \text{総資産}$$
- デット・エクイティ・レシオ（安定性）（Dept Equity Ratio : DER）

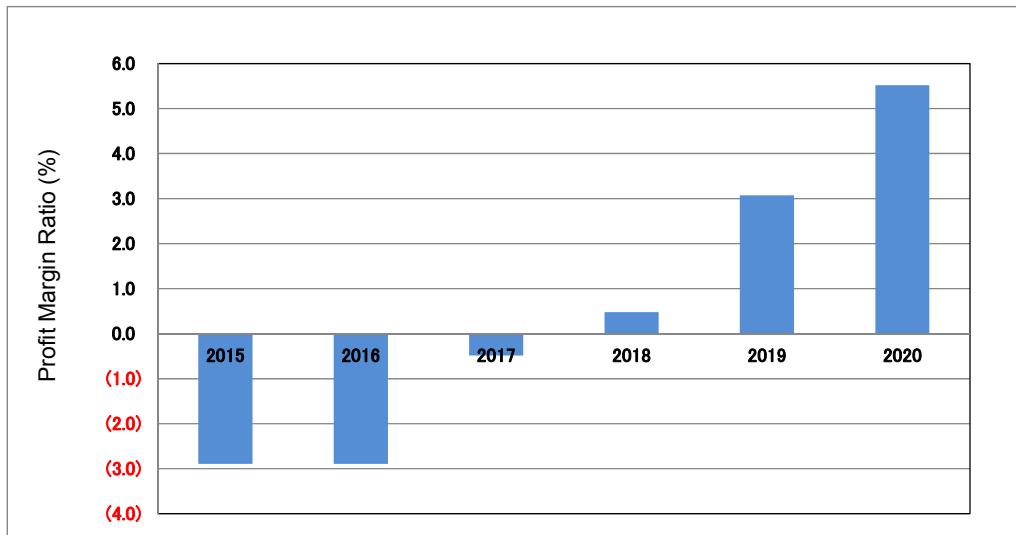
$$\text{DER} = (\text{固定負債} + \text{流動負債}) / \text{自己資本}$$
- ROE（総合利益率）

$$\text{ROE} = \text{純利益} / \text{自己資本}$$

結果、各指標に基づく BSPGCL の経済/財務分析および評価は以下のとおり。

1) 売上高純利益（収益性）

売上高純利益の推移を図13. 2-3に示す。売上高純利益は、2016年6月以降に、工事中のプラントが計画どおり商業運転を開始した場合、売電電力量の増加による収入増によって、2018年度には黒字に転じるものと想定される。

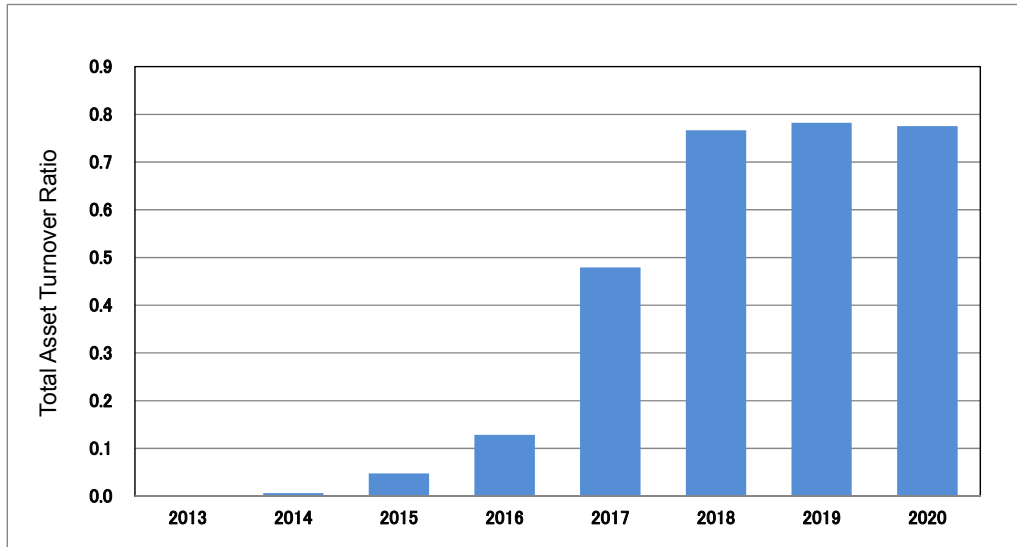


出所：調査団作成

図 13. 3-3 売上高純利益

2) 総資産回転率（効率性）

資産回転率の推移を図13. 3-4に示す。資産回転率は2018年度以降、投資基準の目安とされる0.7以上を確保できる見込みである。

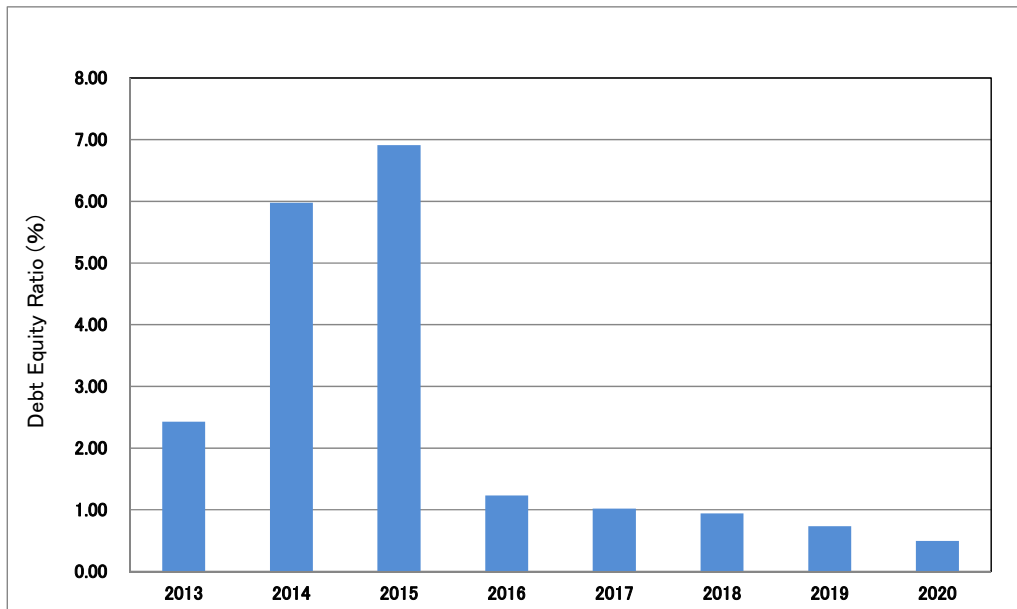


出所：調査団作成

図 13. 3-4 資産回転率（BSPGCL）

3) デット・エクイティ・レシオ

DERを図13. 3-5に示す。DERは、2016年度に1.4を示して以降、1以下で推移することから、財務安定性は確保できる見込みである。

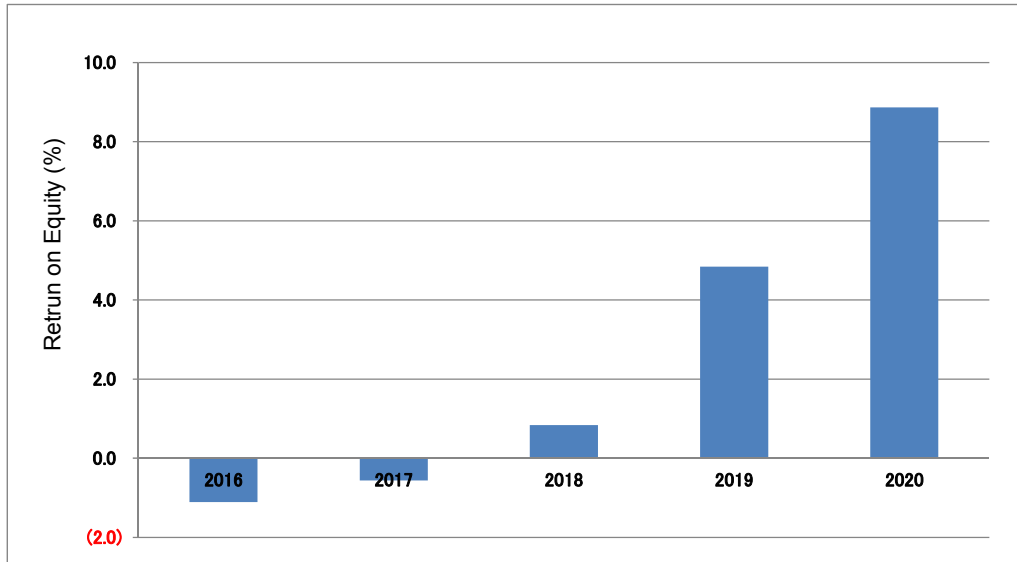


出所：調査団作成

図 13. 3-5 デット・エクイティ・レシオ（BSPGCL）

4) 自己資本純利益率（総合評価）

ROEの推移を図13.3-6に示す。ROEは、2017年度以降大きく改善し、2018年度以降は9%以上を確保できる見込みである。



出所：調査団作成

図 13.3-6 自己資本純利益率（BSPGCL）

ROEが9%以上を確保するには、適切に運転管理を行い高い稼働率を確保すると共に、発電単価を適正な水準に維持し、計画に基づく効率的なO&Mを実現することで収益性を確保するが重要となる。

13.3.2 ビハール州送電公社組織

BSPTCLは、ビハール州内における基幹送電線の建設および保守を実施する組織であり、系統運用の管理をする給電指令所を有する。

BSPTCLは、本社部門のほか、州内に51ヵ所の事務所を配置する。

(1) BSPTCLの組織体制

BSPTCLの本社組織は、計画/建設部、土木部、財務/会計部および人事労務部に分かれており、人員は総勢110人である。一方、事務所の人員は総勢488名である。

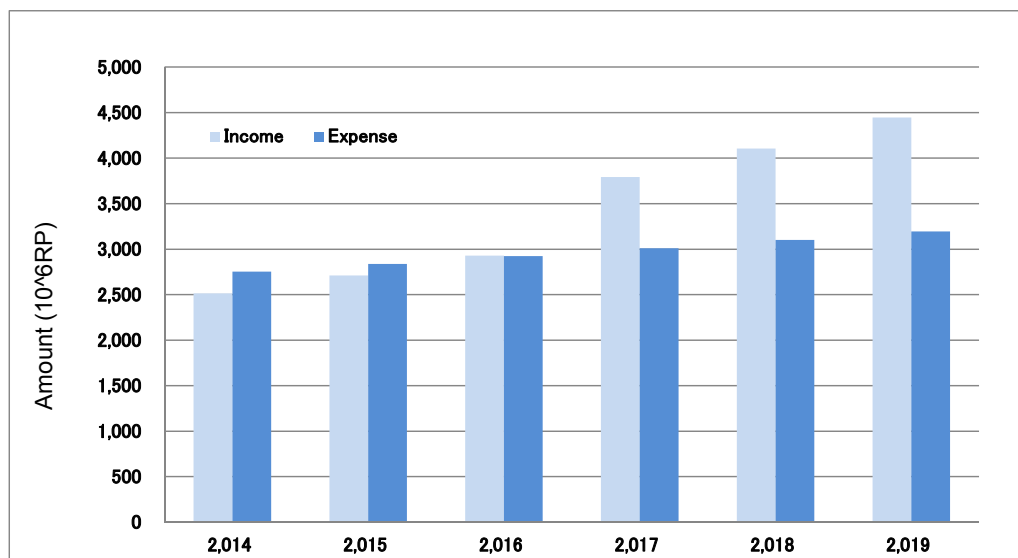
(2) BSPTCLの財務状況

BSPTCLの財務状況に関して、BSTPCLから入手した2013、2014年度の貸借対照表および損益計算書をもとにグラフ化した。なお、BSTPCLは、2015年現在 財務5ヵ年計画を策定中のため、次の前提条件に基づき2015年度以降の財務状況の推移を予測した。

- 送電電力量：年率9%増加
- 送電単価改定：2017年度20%値上げ
- 送電O&M費用：年率3%増加
- 政府拠出金：2015年度に資本転換され、かつ政府ローンは年率9%増加

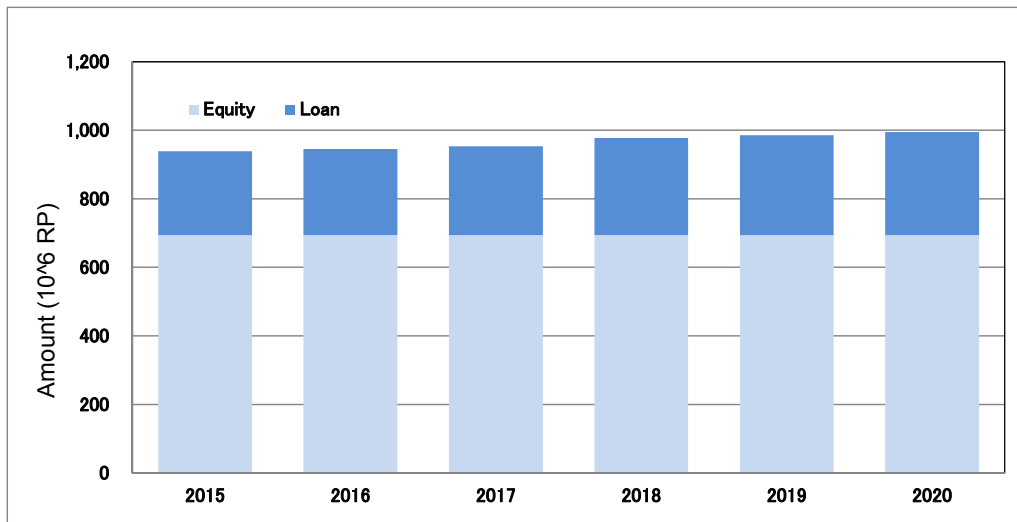
図13.3-7に2019年度までの損益計算書概要、図13.3-8に貸借対照表概要を示す。

BSPTCLの損益は、2016年9月のNo. 9号機の運転開始に伴う送電電力量の増加によって、収入が増加し収支バランスが均衡する。続く2017年度には、送電電力量の増加に加え、送電単価の改定により収益性が大きく改善する見込みである。



出所：調査団作成

図 13.3-7 損益計算書概要 (BSPTCL)

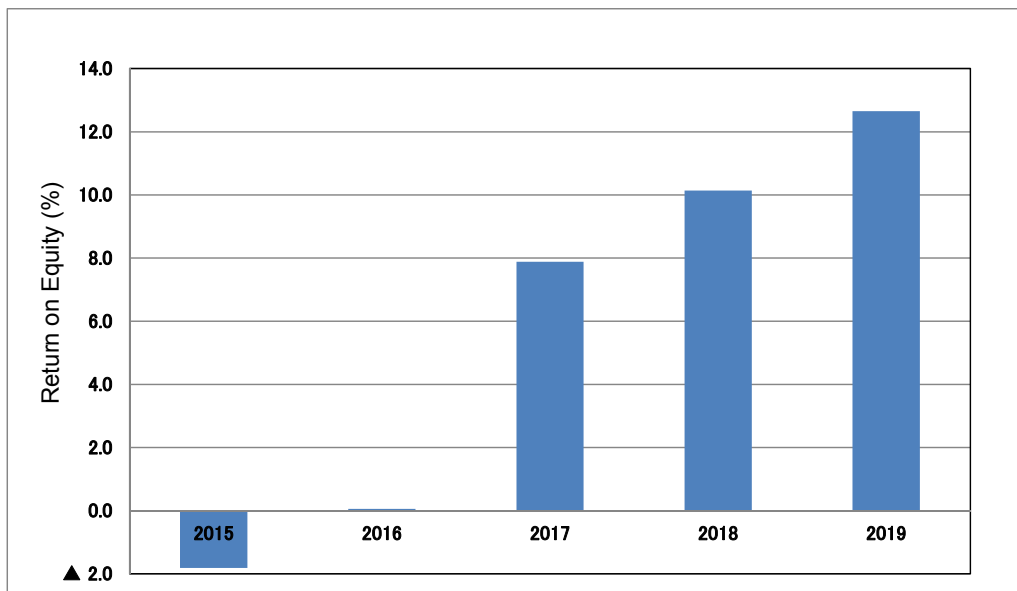


出所：調査団作成

図 13. 3-8 貸借対照表概要 (BSPTCL)

(3) BSPTCL の財務分析指標

BSPTCLの財務データおよび上記財務状況条件を踏まえ、BSPTCLのROEを算出した結果を図13. 3-9に示す。これより、BSPTCLの収益性を評価すると、2018年には投資基準とされるROEが9%台を超える見込みである。



出所：調査団作成

図 13. 3-9 自己資本純利益率

13.4 現在の発電所内運営体制

BSPGCLが単独で保有する唯一の発電所であるBTPSは、2011年に運転停止して以降、発電しておらず、現在は、No. 6/7号機の更新工事およびNo. 8/9号機の新設工事が進行中である。

現在のBTPSの組織体制は、機械保守課、電気計装課、土木課、揚運炭課、保守計画課、新設号機課、更新号機課および部品管理課からなる技術部門と、総務課、財務/会計課および人事労務課からなる事務部門で構成されている。

各課には、技術部門であればチーフエンジニアが、事務部門であればマネージャーが配置され、以下5-8名の人員が配置される。なお、財務/会計課は、BSPGCL本社が主体的に管理しており、BTPSでは出納管理が業務の中心となっている。

なお、BTPSのNo. 6/7号機およびNo. 8/9号機が運転開始する際は、更新および新設工事中心の体制からO&Mを基本とする体制に移行する必要がある。

13.5 プロジェクト運営計画

13.5.1 人員確保

BTPS は、主に建設課、保修課、燃料課、在庫管理、総務課、経理課および人事課からなる。現在工事中の No. 6/7 号機および No. 8/9 号機が運転開始する際は、予め運転員および日勤者からなる発電課を新設し、3 交替制による運転管理体制を構築する計画である。また、貯運炭施設の運転管理や消防組織は、委託する予定である。

13.5.2 日常点検

プラントの安定運転を維持する上で日常点検は非常に重要なものとなっている。

日常点検は、発電所の各機器の異常の兆候を、パトロールを通じて早期に捉えることが目的であり、重篤な機器故障によりプラントが長期に停止する事態を避けることが可能となる。

日常点検の対象、点検方法および点検頻度は、マニュアル化すると共に、点検時に確認された異常箇所は記録し、運転員および保守員と情報を共有化することが必要である。

13.5.3 性能管理

プラントの運転データは、発電所の性能や異常の有無を確認する上で有効である。このため発電所では、発電所の性能や異常の有無を把握する上で必要となる運転データを、的確に収集して分析評価を行い、その結果は関係者で共有することで適宜運転および保守にフィードバックすることが重要である。

13.5.4 保安点検

プラント異常時は、各種保安機能によってプラントが正常に停止するように設計されている。しかしながら、運転時における異物混入や劣化などによって、不測の事態が発生した際に保安装置が動作しない事態も想定される。このため、保安上重要な機器は、確実に動作することを定期的に確認する必要がある。

13.5.5 補修計画

プラントを構成する各機器は、故障によって設備停止に至るもの、故障しても予備機へ切替ることで設備停止を回避できるものがあり、その重要度に応じた補修を行う必要がある。

重要度の高い機器は、一般に時間基準保全（Time based Maintenance：TBM）や状態基準保全（Condition based Maintenance：CBM）が採用される。BTPS の中長期補修計画の策定では、プラントを構成する各機器の重要度を見極めた上で、適切な保全方式やインターバルに基づく補修計画を策定する必要がある。

13.5.6 予備品管理

プラントに不測の事態が発生した場合、速やかに補修し復旧を図る上で、予備品および消耗品を予め保有しておく必要がある。これら予備品はリスト化し、必要数を確保しておくことが重要である。

予備品は対象機器ごとにリスト化し、予備品の払出または戻入時は、的確に記録すると共に、定期的に棚卸を実施し、必要数を下回った際は速やかに補充を図る必要がある。なお、予備品の払出および戻入時は、資産の変動を伴うため、必要に応じ財務/経理と情報を共有する必要がある。

13.5.7 安全管理

労働安全衛生関連法令では、適切な労働環境の整備と、労働災害の防止に向けた積極的な取組の実施が規定されている。これら法令遵守と、労働者の安全意識の向上を図るため、次に示す取組みを行う必要がある。

- 安全教育計画の策定
- 安全教育/訓練の実施
- 安全マニュアル、緊急時連絡体制の整備
- 安全管理組織の整備
- 安全装備の確保

13.5.8 人材育成

発電所の運転には、法令に基づく資格保持者の確保が必要になるほか、設備事故の回避や効率的な運転をする上でプラントの運転に精通した運転員および保守員が不可欠である。

このため、継続的に運転員および保守員を研修し、運転および保守水準の向上を図る取組みとして、教育訓練計画の策定、関連教材の整備、職場内研修（On the Job Training：OJT）を実施する。

13.5.9 リスク管理

発電所運営において生じる恐れのある様々な潜在的リスク（以下に例を示す）に対して、予め対応策を検討しておくことは、プラントの安定運転を維持する上で重要である。

- ユーティリティの調達量未達
- 性能低下
- 設備不具合
- 法令遵守違反
- 重篤事故の発生

発電所では、業務上想定し得るあらゆるリスクを抽出し、そのリスクの発電所運営に与える影響度合いの大きさなどに基づきリスクのランク付けを行った上で、その各々の対策としてとり得る手段と体制について、上位機関を含めた情報の共有化が重要である。

また、定期的に想定し得るリスクについても、教育/訓練を実施してリスクに備えておく必要がある。

13.5.10 セキュリティ対策

発電所は、ライフラインを支える重要なインフラ設備であり、またテロや盗難に曝される潜在的危険性を有する。このため保安上の観点から、発電所はフェンスや柵などで外部から隔離し、通用門には警備員を配置し、車両および人の出入りを厳格に管理する。

また、必要に応じ監視カメラや赤外線侵入防止装置を設置し、保安維持に万全を期する。

13.6 リスク管理マネージメント

13.6.1 建設工事遅延

建設工事遅延の要因および対応策として以下のことが考えられる。

表 13.6-1 建設工事遅延の要因と対応策（例）

要 因	対応策
調達機器の製作遅延	発注後の製作工程管理
調達機器の輸送および現場到着遅延	大型/重量機器の輸送に適した道路/橋の確認
天候（降雨/高気温など）による作業停止	年間降雨量データの入手による施工計画策定
現場施工での機器干渉および改造工事	現場工事状況の把握および設計担当者との調整

出所：調査団作成

13.6.2 プラント引き渡し時の技術移転

コンサルタントは、プラントの BSPGCL への引き渡し前に以下について確認する。

- 現場引渡し前のコントラクターが行う発電設備の能力性能検査立ち合い
- 検査結果説明および承認における BSPGCL の助勢
- 不具合および担当責任リストの作成
- EPC コントラクターの保証書および保証範囲の策定

また、現地コンサルタントは、発電所の営業開始日より 1 年間に於いて、BSPGCL が発電所の円滑な運営を行うことができるように発電セクタで実施されている最適な O&M 手順に基づき BSPGCL にアドバイスをを行う。現地コンサルタントは、BSPGCL が実施する運転および保守業務を確認し、発電効率を向上させる適正な O&M 手順との差異を抽出する。現地コンサルタントは、様々な会議を通して BSPGCL によって解決すべき課題について説明を行う。

13.6.3 初期トラブル

コンサルタントは、コントラクターの他プロジェクト実績または、先行するプロジェクトにおける初期トラブルの情報収集を行うと共に、その是正処置について追跡調査を行う。

第 14 章 プロジェクトの経済分析

14.1 プロジェクト費算出

14.1.1 建設コスト（機器費用、工事費用など）

プロジェクト費のうち建設コストの内訳については、用地開発費から機器発注、据付けまで多岐にわたる。本プロジェクト費のうち建設コストについては表 14.1-1 および表 14.1-2 を基に算出し、表 14.1-3 のとおりとなった。なお、コンサルタント費用、建中金利およびエスカレ費については JICA のコスト計算支援システム（添付資料Ⅲ）を用い算定した。

その結果、プロジェクト総コストは 1,403.68 億円となり、円借款対象は 1,204.73 億円（プロジェクト総コストの 86%相当）、円借款総額は 1,193.13 億円（プロジェクト総コストの 85%）と算定した。

表 14.1-1 建設コスト算定諸元

項 目		前 提
為替レート	JPY/USD	120.3
	INR/USD	62.4
	JPY/INR	1.9
プライスエスカレーション	外貨建て	1.8%
	内貨(INR)建て	1.3%
予備費率	建設、コンサルタント	各 5.0%
コンサルタント単価	円貨建て	3,049 千円/人月
	内貨(INR)建て	385 千 INR/人月
サポートスタッフ単価	内貨(INR)建て	225 千 INR/人月
金 利	建設部分	1.4%/年
	コンサルタント部分	0.01%/年
フロントエンドフィー	—	0.1%
管理費比率	—	5%
税 金	表 14.1-2 に示すとおり	

出所：JICA 指定

表 14.1-2 インド国における課税の概要

項 目	適用税率	課税対象
関 税 (Custom Duty)	23.42% (実効税率)	基本関税 (Basic Custom Duty、5%)、相殺関税 (Countervailing Duty、12.5%)、教育目的税 (Education Cess、3%)、特別追加関税 (Additional Duty of Customs、4%) から構成
物品税 (Excise Duty)	12.5%	国内における製品の製造に課せられるもの。教育目的税 (Education Cess、3%) を含む
中央販売税	2%	州をまたぐ物品の販売に課せられるもの
サービス税 (Service Tax)	14.5%	国内におけるサービス取引 (製造・生産行為に結びつく作業) に課せられるもの
建設労働者福祉税 (Labour Cess)	1%	建設労働者の福祉に資するため、建設コストに対し課せられるもの
州付加価値税 (州 VAT)	5%	同州内での物品の販売に課せられるもの

出所：調査団作成

表 14.1-3 発電所建設コスト

項 目	海外調達 (JPY x10 ⁶)	国内調達 (INR x10 ⁶)	建設費合計 (JPY x10 ⁶)
土木工事		9,394	17,849
ボイラおよび付属設備	4,716	7,350	18,681
タービン発電機および付属設備	3,561	3,430	10,078
プラント補機 (BOP)	1,203	9,300	18,873
取水設備		600	1,140
石炭輸送設備		330	627
初期スペアパーツ	674	1,435	3,400
据付工事および試運転費	－	2,450	4,655
環境設備	－	6,000	11,400
予備費 (建設およびコンサル)	615	2,501	5,367
一般管理費		226	430
O&M トレーニング		30	57
運営前諸経費 (住居移転費、宿泊設備、補償費、研修費)		5,274	10,021
コンサルタントサービス費用	1,054	995	2,945
建中金利	7,630	－	7,630
フロントエンドフィー	120	－	120
エスカレ	1,089	3,217	7,201
管理費		2,967	5,636
税 金		7,504	14,258
プロジェクト総コスト	20,662	63,003	140,368
円借款総額 (プロジェクト総コスト x85%)			119,313

注) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

出所：調査団作成

【参考：送電線に係る概略建設コスト（機器費用、工事費用など）】

上記の発電所建設コストの算定に加え、送電線に係る建設コストについても現地エンジニアリング会社のコスト見積もりを踏まえ、送電線距離、鉄塔数を今回調査した内容を入力して参考試算した。400 kV 送電線建設コストの概算を表 14.1-4 に示す。

なお、送電線は ACSR Moose 電線を適用する。

表 14.1-4 送電線建設コスト（参考試算）

項 目	海外調達 (JPY x10 ⁶)	国内調達 (INR x10 ⁶)	建設費合計 (JPY x10 ⁶)
鉄塔設備		354	672
がいし装置および付属設備		77	146
電線および付属設備		338	643
地線および付属設備		21	40
光ファイバー配電盤		1	1
地質調査および整地		64	121
鉄塔工事費		222	422
電線工事費		61	116
ガンジス川横断部基礎工事		119	225
設計費		8	14
予備費(建設およびコンサル)	24	108	229
試験費		18	34
その他経費（承認手続き、補償費他）		53	100
コンサルタントサービス費用	452	419	1, 248
エスカレ	34	93	211
管理費		111	211
税 金		312	592
プロジェクト総コスト	510	2, 376	5, 025

出所：調査団作成

14.2 経済分析評価

「イ」国における DPR では、当該発電所建設プロジェクトの妥当性評価のため、建設コストの評価と合わせて、運転期間の運営費や燃料費を加味し試算した発電単価の評価が求められる。

したがって、ここでは前項の JICA のコスト計算支援システムによるプロジェクト総コストを用いるのではなく、「イ」国における CERC もしくは BERC が定める建設/運転期間における算出ルールに従い発電単価を試算する。

14.2.1 プロジェクト稼働時期および稼働時間

本プロジェクトの実施時期および期間として、L/A 調印から着工通知 (Notice to Proceed : NTP) までの期間を 18 から 24 ヶ月とし、仮に L/A 調印を 2016 年 3 月末とした場合、その後、コンサルタント起用、EPC 入札書類作成、EPC 入札・評価、EPC 契約などを経るため、早くても 2017 年 4 月、ないしは 10 月からの着工と想定する。

なお、本プロジェクトにおける建設期間は 52 ヶ月間と考えているため、商業運転開始を、2021 年 8 月、ないしは 2022 年 2 月と想定する。今回は、早期ケースの、2017 年 4 月着工、2021 年 8 月に商業運転開始し、30 年間の運転を行う計画と想定した。

14.2.2 発電単価計算

発電単価については表 14.2-1 に従い算出を行った。なお、燃料費については、使用する石炭品質（高位発熱量 4,450 kcal/kg、グレード 7）を前提に、鉱山積出価格に諸税、運炭費などを加味し、BSPGCL と調整の上、INR 3,800/トンと想定した。その結果、発電単価は INR 3.65/kWh となった。

算出結果の詳細は表 14.2-2 に示す。

表14. 2-1 発電単価算定に係る主要前提条件

項 目	前 提	備 考
発電端出力	660 MW	
送電端出力	625 MW	所内電力消費（5.25%相当分）控除後
PLF	85%	
プロジェクト期間	30年	DPR上は25年間
ヒートレート	2,250 kcal/kWh	
石炭高位発熱量	4,450 kcal/kg	
石炭購入価格	INR 3,800/t	
O&M費用	INR 77.15 Crores/年	エスカレ：6.29%/年
総プロジェクト費	INR 6,090 Crores	INR 9.23 Crores/MW
建設期間	52ヵ月	
借入金利	1.4%	円借款/基準金利
借入比率	85%	
償還期間	30年	うち据置期間：10年

出所：調査団作成

表 14. 2-2 発電単価算定結果

パラウニ発電所No.10号機 (1x660 MW) タリフ算定結果 (INR/kWh)																															
年		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
総発電電力量	千kWh	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4914	4915	4915	4916	4917	4917
送電端電力量	千kWh	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4656	4657	4657	4658	4658	4659
A. 燃料費 (INR/kWh)																															
石炭費		1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92
燃料油費		0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
燃料費 計 (INR/kWh、発電端)		2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06
燃料費 計 (INR/kWh、送電端)		2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
燃料費 計 (千万 INR)		1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012	1012
B. 資本費 (INR/kWh)																															
固定O&M		0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.23	0.24	0.26	0.27	0.29	0.31	0.33	0.35	0.37	0.39	0.42	0.44	0.47	0.50	0.53	0.57	0.60	0.64	0.68	0.72	0.77	0.81	0.87	0.92
減価償却費		0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
運転資本対応金利		0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
借入金利		0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.14	0.13	0.09	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
株主資本利益		0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
法人税		0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
資本費 計 (INR/kWh、発電端)		1.37	1.38	1.39	1.40	1.42	1.43	1.44	1.46	1.47	1.49	1.59	1.60	1.61	1.15	1.13	1.11	1.13	1.16	1.19	1.22	1.25	1.29	1.32	1.36	1.40	1.45	1.50	1.55	1.60	1.66
資本費 計 (INR/kWh、送電端)		1.45	1.46	1.47	1.48	1.50	1.51	1.52	1.54	1.56	1.57	1.67	1.69	1.70	1.21	1.19	1.17	1.19	1.22	1.25	1.28	1.32	1.36	1.40	1.44	1.48	1.53	1.58	1.64	1.70	1.76
資本費 計 (千万INR)		674	679	685	690	696	703	710	717	725	733	779	785	790	564	554	547	555	569	583	598	614	632	650	669	690	713	737	763	790	819
C. タリフ計 (INR/kWh) (A+B)																															
		3.62	3.63	3.64	3.66	3.67	3.68	3.70	3.71	3.73	3.75	3.85	3.86	3.87	3.38	3.36	3.35	3.37	3.39	3.43	3.46	3.49	3.53	3.57	3.61	3.65	3.70	3.76	3.81	3.87	3.93
D. 5年毎 平均タリフ (INR/kWh)																															
				3.64					3.71					3.66					3.40					3.57							
年		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
年次タリフ																															
可変費 (INR/kWh)		2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
固定費 (INR/kWh)		1.45	1.46	1.47	1.48	1.50	1.51	1.52	1.54	1.56	1.57	1.67	1.69	1.70	1.21	1.19	1.17	1.19	1.22	1.25	1.28	1.32	1.36	1.40	1.44	1.48	1.53	1.58	1.64	1.70	1.76
計		3.62	3.63	3.64	3.66	3.67	3.68	3.70	3.71	3.73	3.75	3.85	3.86	3.87	3.38	3.36	3.35	3.37	3.39	3.43	3.46	3.49	3.53	3.57	3.61	3.65	3.70	3.76	3.81	3.87	3.93
割引率 @ 12%		1.00	0.89	0.80	0.71	0.64	0.57	0.51	0.45	0.40	0.36	0.32	0.29	0.26	0.23	0.20	0.18	0.16	0.15	0.13	0.12	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04
割引後固定費		1.45	1.30	1.17	1.06	0.95	0.86	0.77	0.70	0.63	0.57	0.54	0.48	0.44	0.28	0.24	0.21	0.19	0.18	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07
割引後可変費		2.17	1.94	1.73	1.55	1.38	1.23	1.10	0.98	0.88	0.78	0.70	0.62	0.56	0.50	0.44	0.40	0.35	0.32	0.28	0.25	0.23	0.20	0.18	0.16	0.14	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08
均等化固定費部分タリフ (INR/kWh)		1.47																													
均等化可変費部分タリフ (INR/kWh)		2.17																													
均等化総タリフ (INR/kWh)		3.65																													

出所：調査団作成

ただし、「イ」国内においては、BSPGCLの借り入れはJICAからの直接借り入れではなく、GoBからの借り入れとなることから、金利水準を1.4%ではなく、8.0%との前提を置き算出した。また、償還期間についても、CERCの定めるプロジェクト期間に合わせ25年間とした。

表14. 2-3に、JICAの円借款条件に準拠したベースケースとDPR記載の算定結果を対比する。

表14. 2-3 発電単価算定結果 (DPR記載の算定結果との比較)

ケース	ベース	オプション (DPR記載)
プロジェクト期間	30年間	25年間
総プロジェクト費	INR 6,090 Crores	INR 6,788 Crores
建設費ほか	INR 5,959 Crores	INR 5,978 Crores
建中金利	INR 132 Crores	INR 810 Crores
借入金利	1.4%	8.0%
償還期間	30年 うち据置期間：10年	25年 うち据置期間：0.5年
発電単価	INR 3.65/kWh	INR 4.32/kWh

出所：調査団作成

第 15 章 系統解析

15.1 要 約

本件業務の系統解析は、No. 10 号機建設の妥当性を評価するため、以下の項目について解析を実施し、No. 10 号機の建設による系統運用などへの影響について検証を行なった。

(検証項目)

- 既存および計画中の送電線および母線において過負荷運用とならない（潮流計算）
- 送電線が 1 回線停止しても残存回線が過負荷運用とならない（N-1）
- 遮断器の仕様選定に必要な事故時の最大事故電流値確認（短絡容量計算）
- No. 10 号機または他発電所の負荷変動時に、著しい悪影響を与えない（安定度計算）

系統解析においては、No. 10 号機の運開年におけるビハール州内の送電線系統を模擬して系統解析を実施するものであるが、第三次調査時点（2015 年 10 月）で承認されている系統開発計画の最終年次は 2019 年であったため、送電系統は 2019 年時点の系統を模擬しての解析となった。

潮流計算結果においては、今回の送電線接続先（案）において 400 kV で接続するケースにおいて送電線が過負荷運用となるケースは確認されなかった。

短絡容量計算結果においては、BTPS の開閉所に接続される遮断器の定格遮断電流が 40 kA で問題ないことが確認されたが、他の変電所などにおける母線事故を模擬した結果、BTPS が接続されたことによる短絡電流の増加によって、一部の变電所では既設遮断器の定格遮断電流以上の事故電流が流れることが確認されたことから、BSPTCL は一次接続先以降の評価について本内容を理解して、自ら進める送電系統開発計画の系統解析の結果について慎重に検証し、問題が解消されない場合は一次接続先以降の変電所における遮断器更新計画を検討しなければならない可能性がある。

安定度計算結果においては、発電所のトラブルなどで系統の電圧や周波数に対して著しく悪影響を与える可能性について検証したが、発電所側にて今回使用したモデルの電圧および速度調整機能の制御系が適切な設定がされることで問題は確認されなかった。

系統解析の結果においては電氣的な接続において著しい問題は確認されず、よって信頼のある機器メーカーを選択し、建設や運用に関わるガイドラインを遵守することで系統の安定度を確保することは可能であることがいえる。

15.2 需要想定

将来の需要想定値については、表 15.2-1 に示すとおり「イ」国の第 13 次国家電力計画の報告書に記載のある 2022 年でのビハール州の需要想定値を用いた。しかしながら各変電所に接続される需要を分析している資料は存在しないため、各変電所への負荷分担については現地再委託先と協議した結果、現状の需要トレンドを参考にしてビハール州の全体量を変電所の母線容量ベースで配分し負荷を模擬する方針とした。これは「イ」国内の 8 割を超えるシェアを誇り、過去のマスタープランの策定にも参加した系統解析会社（Power Research & Development Consultants Private Limited：PRDC）が従来使用している手法であり、一定の妥当性はあるものと判断し、この手法を採用した。

PRDC 社はネパール国やカタール国といった近隣諸国の系統解析業務の請負実績があり、また国内の電力会社向けに各種トレーニングを実施しているため、その信頼性は非常に高いものと判断される。

この結果、2019 年における主要な変電所を表 15.2-2 に示す。

表 15.2-1 第 13 次国家電力計画における需要想定値

州	2018	2019	2020	2021	2022
ビハール	5,660	6,398	7,250	8,236	9,306

出所：CEA, 13th National Electricity Plan

表 15.2-2 主要変電所

電圧	変電所	電圧	変電所
765 kV	バンカ	400 kV	パトナ
	ガヤ		プルニア
400 kV	バル TPS	220 kV	BTPS
	ビハールシャリーフ		ベグサライ
	ダルバンガ		ビハールシャリーフ
	ファトゥファ		ハジプール
	ガイガット	132 kV	ハティダ
	ハジプール		サマスティプール
	カルガオン		カガリア
	キシエンガン		ナウガチア
	ルッキサライ		
	ムザファプール		

出所：調査団作成

15.3 送電線系統

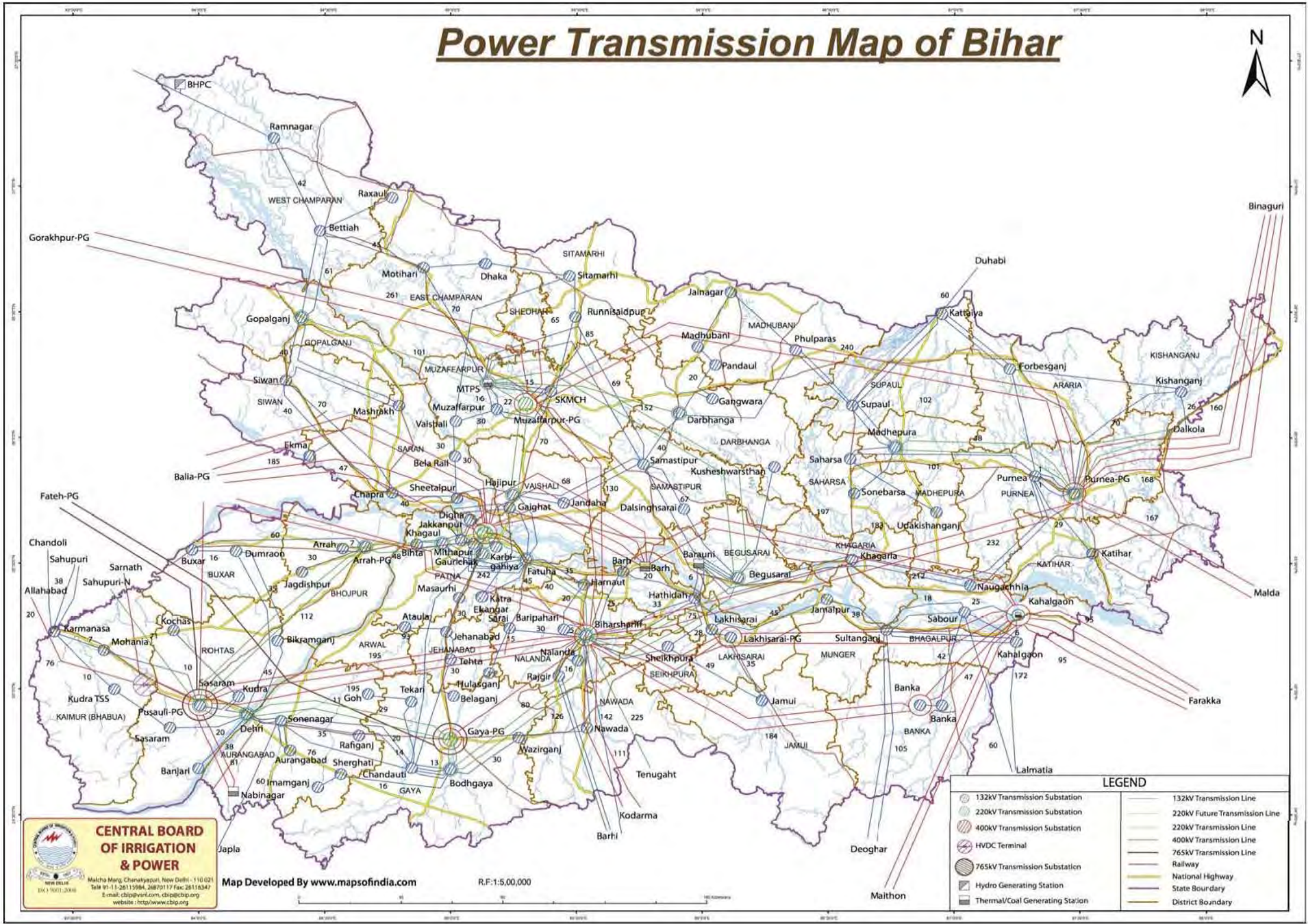
今回の本プロジェクト対象地域とされる BTPS が位置するビハール州の送電網を図 15.3-1 に示す。

ビハール州ではガンジス川が州を東西に横断する形で流れており、ガンジス川を境に北側と南側に分けられた形となっている。北側と南側の発展度合いを比較した場合、州都であるパटनाが南側に位置しているため、ガンジス川を横断する必要がない南側の方が、人や物の流れが盛んである。このため高速道路なども整備されており南側の方が発展していることが見てとれた。電力系統についても同様であり、大型の需要に対して効率的に送電できるように、南側を中心に大型電源の開発や、送電線網の増強が盛んである。

一方、バラウニ発電所が位置する北側は隣国のブータン国からの輸入や水力発電による電力の供給を東側のプルニア（Purnea）s/s から西側のムザファプール s/s 間へ 400 kV の送電線によって供給されているものの、最終的には主に州外へ供給するような運用状態となっている。

今回の検討した接続先の新ガイガット s/s はムザファプール s/s とビハールシャリーフ（Bihar Sharif）s/s 間で LILO によって接続され、BTPS とは直接接続される。（既出の図 7.10-1 参照）

ビハール州の送電系統は図 15.3-1 のとおり。



出所：データ提供 BSPGCL

図 15. 3-1 ビハール州送電線系統図

15.4 設備容量

ビハール州の需給バランスについては、No. 10 号機が運開する年度において既存の発電所に加え、現在計画されているすべての発電所が正常に運転できているものとした。

15.4.1 州内電源

今後計画されている発電所も含めたビハール州内の大型火力発電所を表 15.4-1 に示す。

表 15.4-1 ビハール州内大型火力発電所 () 内は計画

セクター	発電所	発電設備容量 (MW)		
		台数	容量	合計容量
中央	バル	2	660	1,320
	(バル)	(3)	(660)	(1,980)
	カルガオン	4	210	2,340
		3	500	
州	バラウニ	2	110	220
	(バラウニ)	(2)	(250)	(1,160)
		(1)	(660)	
	ムザファプール	2	110	220
共同 事業体	(ムザファプール)	(2)	(195)	(390)
	(ナビナガー)	(3)	(660)	(1,980)
	(ナビナガー)	(4)	(250)	(1,000)
IPP ¹⁰²	(ジャス)	(2)	(660)	(1,320)
	(ブクサル)	(2)	(660)	(1,320)
	(ルッキサライ)	(2)	(660)	(1,320)
	(パーパンティ)	(2)	(660)	(1,320)

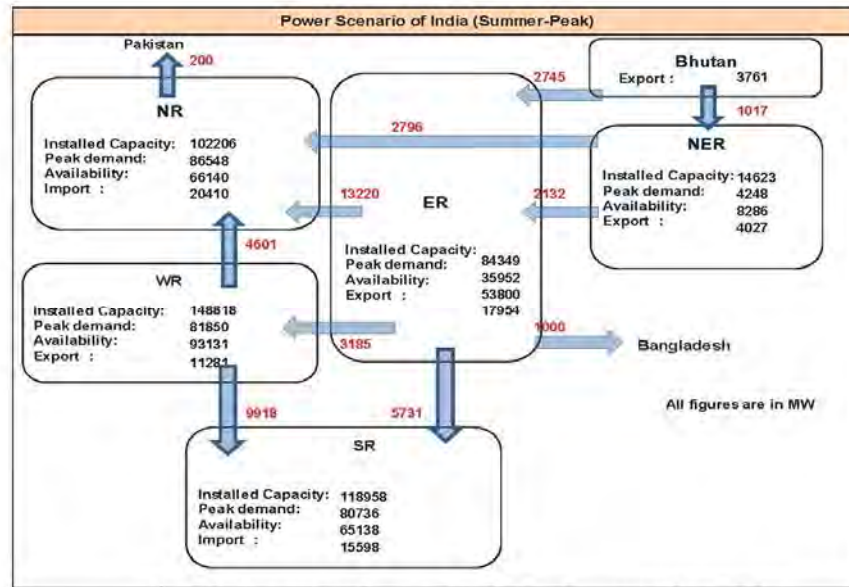
出所：調査団作成

¹⁰² Independent Power Producer (独立系発電事業者)

15.4.2 電力融通量

「イ」国では他州と電力の融通が行われているため、それらはMoPの *perspective plan* を基に設定し、解析業務を実施した。

参考として2021-2022年のピーク時期の流れを図15.4-1に示す。



出所：MoP, *Perspective Transmission Plan*

図 15.4-1 インド国東地域電力融通計画

これらの要素を基に潮流計算を実施した結果、ビハール州の需給バランスについては表15.4-2とおりととなった。

表 15.4-2 ビハール州における需給バランス

電源別設備容量 (MW)		消費量 (MW)	
火力	14,497	需要	8,927
水力	34	輸出	12,909
輸入	7,817	損失	512
合計	22,348	合計	22,348

出所：調査団作成

15.4.3 時期別発電可能量

ビハール州北部の基幹送電線は大型の水力発電所による送電を行っており、その送電量は雨季と乾季によって大きく変化する。*Manual on Transmission Planning Criteria*には電源種別および時期によって表 15.4-3 および表 15.4-4 のとおり発電可能容量が定義されており、それに準じて解析を実施した。

表 15.4-3 発電可能容量（火力発電）

電源種別	ピーク時 (%)	オフピーク時 (%)
石炭火力（褐炭除く）	80	80
褐炭火力	78	78
ガス火力（CCGT ¹⁰³ Type）	85	50
軽油またはガス火力（open cycle）	90	

出所：CBIP, *Manual on Transmission Planning Criteria*

表 15.4-4 発電可能容量（水力発電）

時 期	ピーク時 (%)	オフピーク時 (%)
夏期	70	40
モンスーン期	90	60
冬期	50	10

出所：CBIP, *Manual on Transmission Planning Criteria*

発電可能量が最大となる組み合わせは、水力発電が最大となるピーク負荷時のモンスーン時期であるが、実際に需要がピーク値を記録するのは夏期である。

このため、解析結果の精度向上を目的としてピーク時期の発電容量については火力発電 80%、水力発電 70%として実施した。

¹⁰³ ガスタービンコンバインドサイクル発電（Combined Cycle Gas Turbine：CCGT）

15.5 設備仕様

15.5.1 既設設備

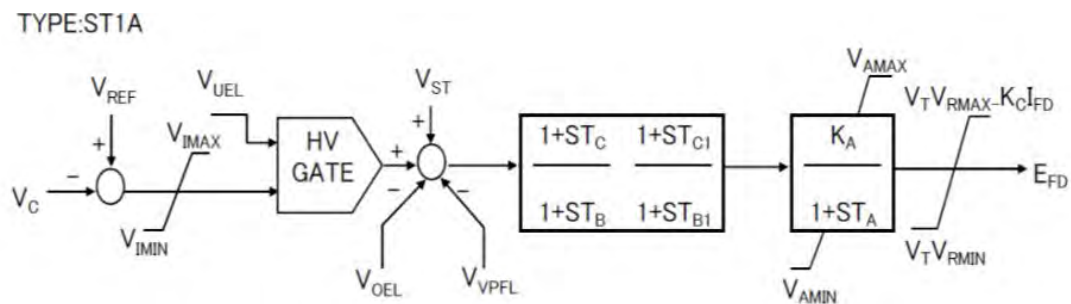
「イ」国内のデータ収集について現地再委託先と協議した結果、効率良く業務を遂行するために前述の PRDC 社が保有するデータを使用することで同意した。

PRDC 社は半年ごとに電力会社から電力系統に関わるデータと情報を得て、解析ソフト内のデータや情報について更新を行ない、実際の潮流と解析ソフトによるシミュレーションの結果について比較検証を実施し問題がないことを確認している。

このため、今回の解析業務に使用するデータとして問題はないものと判断される。

15.5.2 No. 10 号機設備

No. 10 号機の設備データについては、国際標準モデルを参考にし、動的安定度に必要な自動電圧調整器 (Automatic Voltage Regulator : AVR) モデルやガバナモデルについては図 15.5-1 および図 15.5-2 のモデルを使用した。



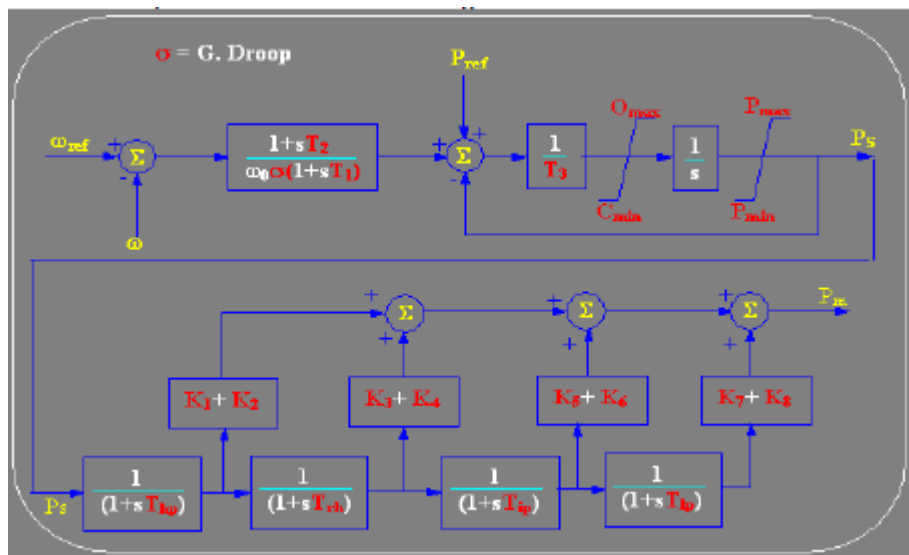
出所：現地再委託先作成資料

図 15.5-1 自動電圧調整器制御ブロック図 (IEEE Type ST1A AVR)

表 15.5-1 自動電圧調整器設定値

パラメータ	要素	設定値
T_C	Lead time const.1	0.7 s
T_{C1}	Lead time const.2	1.0 s
T_B	Lag time const.1	6.9 s
T_{B1}	Lag time const.2	1.0 s
K_A	AVR Gain	670 pu
T_A	AVR lag time	0.03 s
V_{AMAX}	Max.input limit of AVR	0.3 pu
V_{AMIN}	Min.input limit of AVR	-0.3 pu
V_{IMAX}	Max. AVR output	5.7 pu
V_{IMIN}	Min. AVR output	-4.17 pu
K_C	Rectifier loading factor	0.139

出所：現地再委託先作成資料



出所：現地再委託先作成資料

図 15.5-2 タービンガバナ制御ブロック図(IEEE Type1 Steam Governor)

表 15.5-2 タービンガバナ設定値

パラメータ	要素	設定値
σ	Droop	0.05
K1+K2	Gain 1-2	0.28
K3+K4	Gain 3-4	0.34
K5+K6	Gain 5-6	0.38
K7+K8	Gain 7-8	0.00
T1	Phase compensation-1	0.1 s
T2	Phase compensation-2	0.03 s
T3	Phase compensation-3	0.4 s
Thp	HP section time constant	0.31 s
Trh	Reheat section time constant	4 s
Tip	IP section time constant	0.64 s
Tlp	LP section time constant	999
Pmax	Maximum power limit	1 pu
Pmin	Minimum power limit	0.3 pu
Cmax	Rated of change of valve opening	0.08 pu/s
Cmin	Rated of change of valve closing	-1 pu/s

出所：現地再委託先作成資料

15.5.3 送電線

(1) 送電線仕様

周辺の 400 kV 送電線の仕様を参考にし、ACSR Moose (British Standard BS215) の 2 導体 (Twin) にて設計を行った。系統解析で用いた Moose の導体仕様を表 15.5-3 に示す。

表 15.5-3 導体仕様 (Moose)

電圧 (kV)	導体数	回 線 数	正相			ゼロ相		
			R	X	B	R0	X0	B0
220 kV	Single	S/C	1.547×10^{-4}	8.24×10^{-4}	1.42×10^{-3}	4.545×10^{-4}	2.767×10^{-3}	8.906×10^{-4}
	Twin	S/C	4.304×10^{-5}	5.819×10^{-4}	1.98×10^{-3}	4.200×10^{-4}	2.414×10^{-3}	1.107×10^{-3}
400 kV	Twin	S/C	1.862×10^{-5}	2.075×10^{-4}	5.55×10^{-3}	1.012×10^{-4}	7.750×10^{-4}	3.584×10^{-3}
		D/C	1.800×10^{-5}	1.923×10^{-4}	6.02×10^{-3}	1.672×10^{-4}	6.711×10^{-4}	3.699×10^{-3}
	Quad	S/C	9.167×10^{-6}	1.580×10^{-4}	7.32×10^{-3}	1.550×10^{-4}	6.250×10^{-4}	4.220×10^{-3}
		D/C	9.177×10^{-6}	1.582×10^{-4}	7.33×10^{-3}	1.557×10^{-4}	6.246×10^{-4}	4.237×10^{-3}

出所：CEA, *Manual on Transmission Planning Criteria*

(2) 気象条件

送電線の潮流計算に用いる気象条件については表 15.5-4 のとおり。

表 15.5-4 気象条件

項 目	条 件
日射量	1,045 W/m ²
風速	2 km/h
吸収係数	0.8
放射係数	0.45

出所：CEA, *Manual on Transmission Planning Criteria*

(3) 定格容量

新規送電線の定格容量については表 15.5-5 のとおり。

表 15.5-5 定格容量

導体種別	大気温度	導体温度に対する許容電流 (A/相)			
		65℃	75℃	85℃	95℃
ACSR Moose	45℃	378	631	798	N/A

出所：CEA, *Manual on Transmission Planning Criteria*

送電線の定格容量の制限は流れる電流に依存する。IS 802 において鉄塔設計時は ACSR の導体使用の場合、導体温度を 85℃で設計するように記載されており、整合を図るために 85℃時の値を使用することとした。

15.6 解析年次

今後、許認可関係などが円滑に進み発電所の建設準備から運開までの本プロジェクト実施スケジュールを考慮すると、発電所の運開時期は現時点で 2020 年代前半が有望である。

系統解析に用いる需要想定値については第 13 次国家電力計画における 2022 年の値が最も運開年度に近いものと判断されるため、表 15.4-2 の需要想定値を使用するが、送電線系統については現状において承認されている計画を反映した 2019 年の系統にて実施した。

通常、適切に送電線網が整備されることで電力系統の安定度は強化されていくため、本系統での解析にて、一定の評価は可能である。

15.7 ケーススタディ

これまでの現地調査結果から、No. 10 号機用の電源線引出先の候補地となるものを図 15.7-1 および図 15.7-2 のとおり整理して検討を行った。

既存の送電線へ LIL0 接続とする場合には、2 回線引き込みと 4 回線引き込みがあるが、系統の安定度と建設コストの比較検証が必要なためそれらについてはその両ケースを実施した。

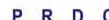
Alternative	Connection Point	Owner	Scheme (— Ganga	Alternative	Connection Point	Owner	Scheme (— Ganga
I	A	JV		IV	Lakhisarai	CTU	
	B			V	Hazipur (NEW)	STU	
II	A	CTU		VI	Samastipur (NEW)	STU	
	B			VII	Fatuha (NEW)	STU	
III	A	CTU		VIII	Gaighat (NEW)	STU	
	B						

出所：調査団作成

図 15.7-1 接続先検討ケース

ビハール州の北側に位置する送電線は主に大型の水力発電所による送電を行っており、その供給量は雨季と乾季の違いを大きく受けるため、以下のケースに分け解析を実施した。

- Scenario 1 High Hydro - Peak Load
- Scenario 2 High Hydro - Off-Peak Load
- Scenario 3 Low Hydro - Peak Load
- Scenario 4 Low Hydro - Off-Peak Load

 (बेसकेस) steag A- 29, Sector-16, Noida - 201 301.		services (India) Pvt. Ltd.,  Power Research & Development Consultants Pvt. Ltd., #5, 11th Cross, 2nd Stage, West of Chord Road, Bangalore- 560086, INDIA Ph : +91-080-4245 5555 E-mail : prdc@vsnl.com	
P.O. No. : SESIWO/ETAS082/PRDC/167, dated 02.04.2015	DRAWN IN : MiPower TM	DWG. NO : LFAISTEAG- Barauni TPSIScenario-1\1Base case	Sl. No: 1

15.8 解析結果

15.8.1 潮流計算

(1) 送電線容量

BTPS の接続先を第 9.2 項における送電線設計のとおり 400 kV 開閉所を新たに建設し、新ガイガット s/s に接続した場合において、通常時および N-1 の状態においても送電線が過負荷運用となる箇所は確認されなかった。計算結果を図 15.8-1 に示す。

ただし、220 kV にて隣接する開閉所に接続した場合は、図 15.8-2 に示すとおりベグサライ s/s からサマスティプール s/s 間の 1 回線事故時において一部の送電線が過負荷になることが判明したため、220 kV 開閉所への接続は現状の設備では不可と判断した。

(2) 母線電圧

各変電所における母線電圧について表 15.8-1 の電圧基準について計画値を満足していることを確認した。

表 15.8-1 電圧基準

基準電圧 (kV)	最高電圧 (kV)	最低電圧 (kV)
400	412	388
220	240	203
132	142	125

出所：CEA, *Manual on Transmission Planning Criteria*

15.8.2 短絡容量計算

(1) BTPS 400 kV 開閉所母線

No. 10 号機用 400 kV 開閉所母線にて三相短絡事故を模擬した結果、新ガイガット s/s のケースにおいて 20 kA と確認されたため、母線に接続される遮断器の定格遮断電流の容量を 40 kA とすることができる。計算結果を図 15.8-3 に示す。

(2) BTPS 近郊変電所

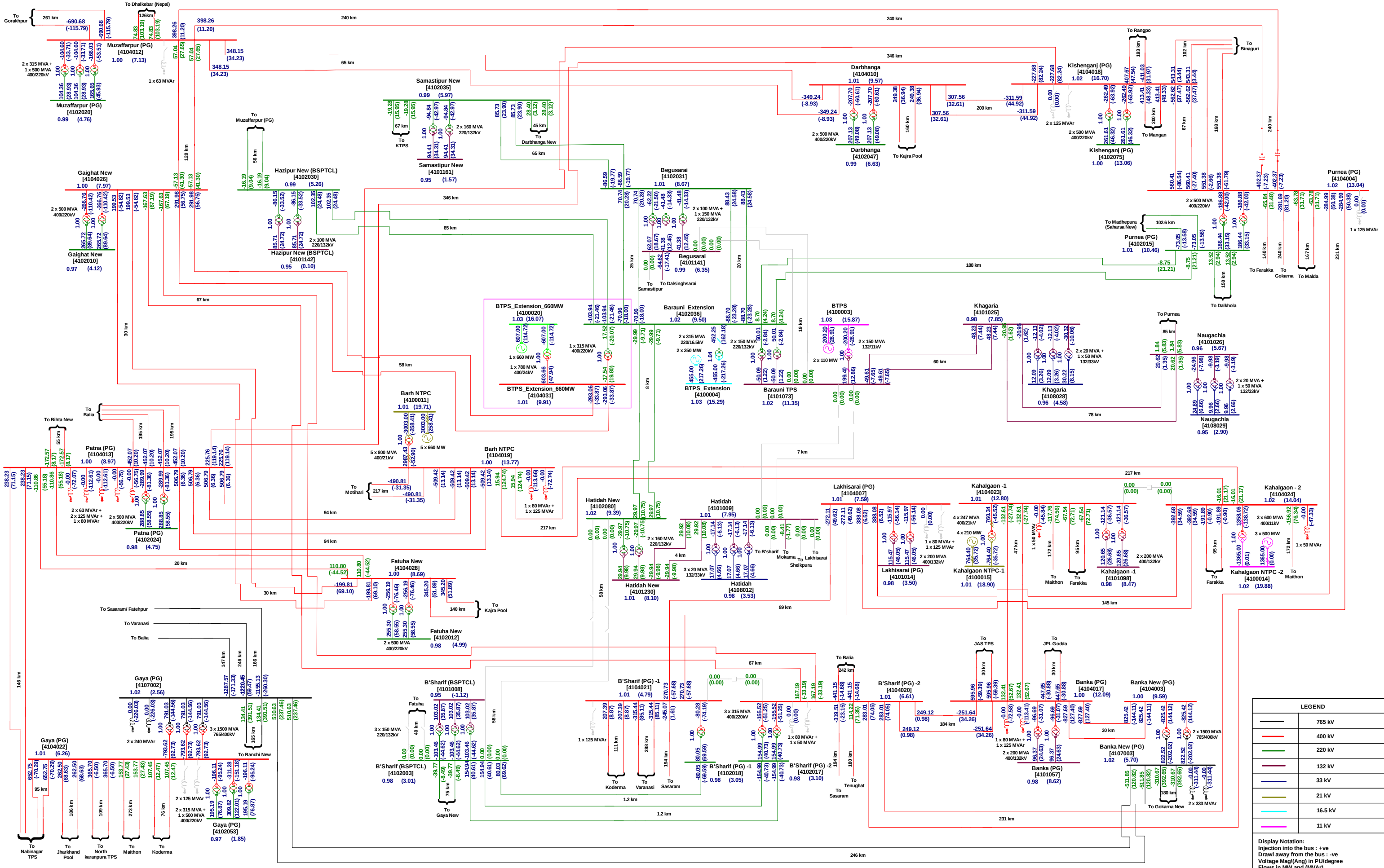
他方、他の変電所の母線にて三相短絡事故を模擬した結果では、表 15.8-2 のとおり一部の變電所において既設遮断器の定格遮断電流以上の事故電流が流れることが確認されたことから BSPTCL は一次接続先以降の評価について本内容に注意し、自ら進める送電系統開発計画の系統解析の結果を検証する必要がある。

系統の安定度を維持するためには対象となる遮断器を No. 10 号機が運開するまでに更新する必要があり、適切な時期での更新計画の策定を推奨する。

表 15.8-2 許容値を超えた変電所および発電所

変電所 / 発電所	定格遮断容量 (kA)	事故電流 (3 相短絡時) (kA)
Barh P/S	40	42
Fatuha(New) s/s	40	45
Gaighat(New) s/s	40	41
Muzaffapur s/s	31.5	32
Purnea s/s	40	42

出所：調査団作成



Note: Line reactors are considered in database/studies but not shown in diagram due to space limitations

出所：調査団作成				Evacuation to Gaighat New 400kV	R2	28-10-2015
				Evacuation to Gaighat New 400kV	R1	22-07-2015
				Evacuation to Gaighat New 400kV	R0	27-05-2015
APPROVED	REVIEWED	CHECKED	DRAWN	DESCRIPTION	REV	DATE
				REMARKS		

Load Flow Analysis		Scenario 1: Peak Load and High Hydro condition	
Evacuation from 1 x 660 MW extension unit at Barauni TPS through dedicated 400kV D/C line to Gaighat New 400/220kV S/S in place of Hazipur New 400/220kV S/S		Transmission network of Bihar state (765kV to 132kV) in the vicinity of Barauni TPS (For the year 2021-22 by considering the network planning data available as on March 2015)	

図15-8.1 潮流計算 (400 kV)

STEAG Energy Services (India) Pvt. Ltd.,
A- 29, Sector-16, Noida - 201 301.

PRDC® Power Research & Development Consultants Pvt. Ltd.,
#5, 11th Cross, 2nd Stage, West of Chord Road, Bangalore- 560086, INDIA
Ph : +91-080-4245 5555
E-mail : prdc@vsni.com

Display Notation:
Injection into the bus : +ve
Drawl away from the bus : -ve
Voltage Mag(Ang) in PU/degree
Flows in MW and (MVar)

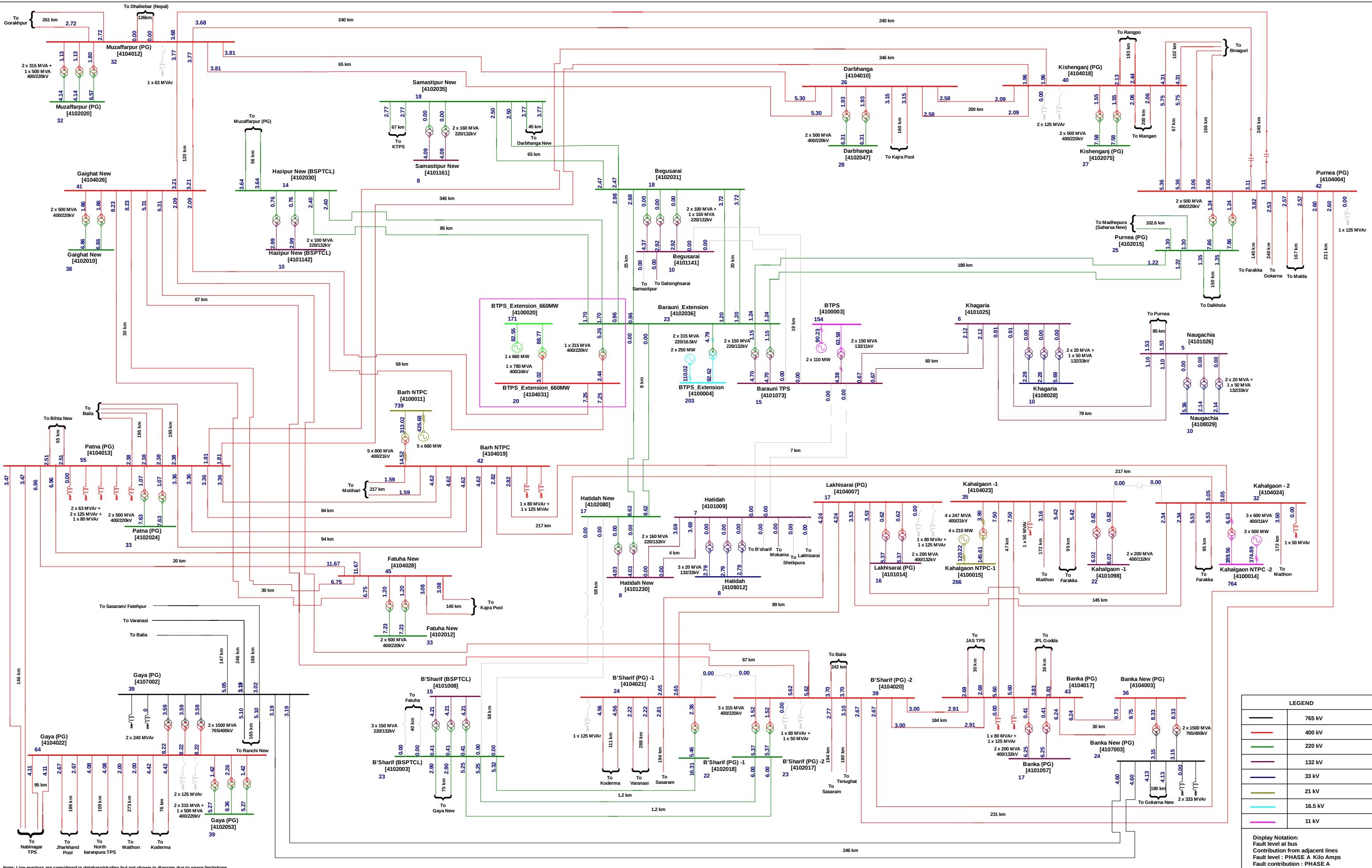
P.O. No. : SES/WHO/ETAS082/PRDC/167, dated 02.04.2015

DRAWN IN : MiPower™

DWG. NO : LFAISTEAG- Barauni TPS/Scenario 1/Gaighat New

Sl. No: 37

IV) STEAG Energy Services (India) Pvt. Ltd., A- 29, Sector-16, Noida - 201 301.	Power Research & Development Consultants Pvt. Ltd., #5, 11th Cross, 2nd Stage, West of Chord Road, Bangalore- 560086, INDIA Ph : +91-080-4245 5555 E-mail : prdc@vsnl.com	P.O. No. : SESIWO/ETAS082/PRDC/167, dated 02.04.2015 DRAWN IN : MiPower™ DWG. NO : LFAISTEAG- Barauni TPSIScenario-1220kV-evacCase 2 Sl. No: 6



Note: Line reactors are considered in database/studies but not shown in diagram due to space limitations

出所：調査団作成				Evacuation to Gaighat New 400kV	R2	28-10-2015	
				Evacuation to Gaighat New 400kV	R1	22-07-2015	
				Evacuation to Gaighat New 400kV	R0	27-05-2015	
APPROVED	REVIEWED	CHECKED	DRAWN	DESCRIPTION	REV	DATE	REMARKS

Short circuit Analysis
3-Phase to Ground Fault

図15-8.3 短絡容量計算

Scenario 1: Peak Load and High Hydro condition

Evacuation from 1 x 660 MW extension unit at Barauni TPS through dedicated 400kV D/C line to Gaighat New 400/220kV S/S in place of Hazipur New 400/220kV S/S

Transmission network of Bihar state (765kV to 132kV) in the vicinity of Barauni TPS
(For the year 2021-22 by considering the network planning data available as on March 2015)

STEAG Energy Services (India) Pvt. Ltd.,
A- 29, Sector-16, Noida - 201 301.

PRDC® Power Research & Development Consultants Pvt. Ltd.,
#5, 11th Cross, 2nd Stage, West of Chord Road, Bangalore- 560086, INDIA
Ph : +91-080-4245 5555
E-mail : prdc@vsni.com

P.O. No. : SES/WHO/ETAS082/PRDC/167, dated 02.04.2015

DRAWN IN : MiPower™

DWG. NO : SCS/STEAG- Barauni TPS/Scenario 1/Gaighat New/3-ph Fault

Sl. No: 38

15.8.3 安定度計算

BTPS 周辺において何らかの事故が起こった場合において、系統電圧や周波数が変動しても、系統の同期化力を失うことなく変動が終息することを確認した。

(1) 再閉路回路（三相短絡時）

CEA 技術基準に再閉路の動作が図 15.8-4 のとおり定められており、それに準じた模擬とした。

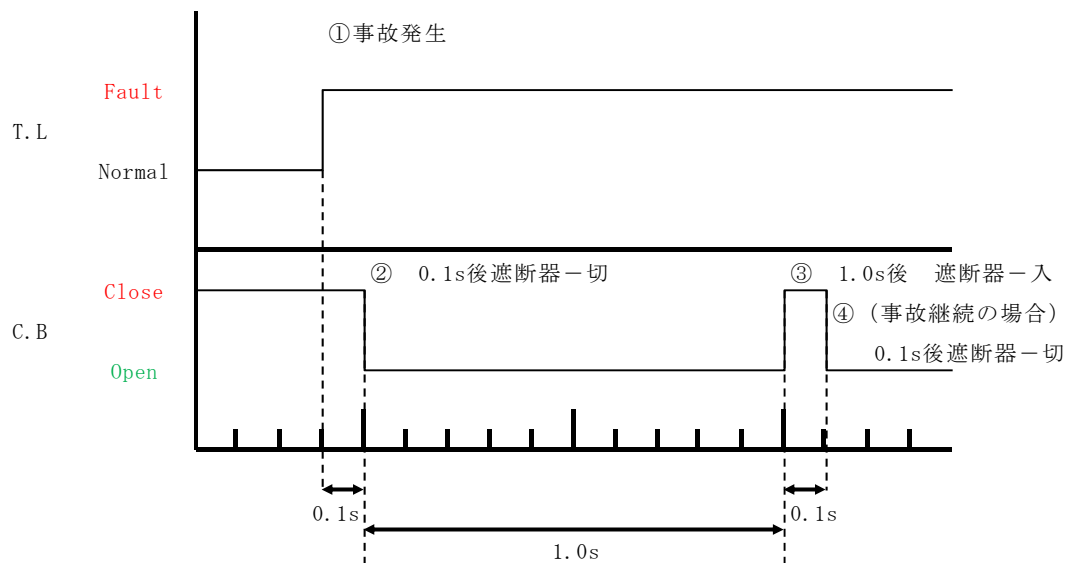


図 15.8-4 再閉路タイムチャート

(2) 検討ケース

- 各送電線の BTPS 母線側事故
- BTPS No. 10 号機 トリップ
- 近隣発電所 トリップ

(3) 結果

実施したケースのいずれにおいても、おおむね 10 秒以内には平常状態に復帰し、脱調現象は確認されなかった。図 15.8-5 にシミュレーション結果を示す。

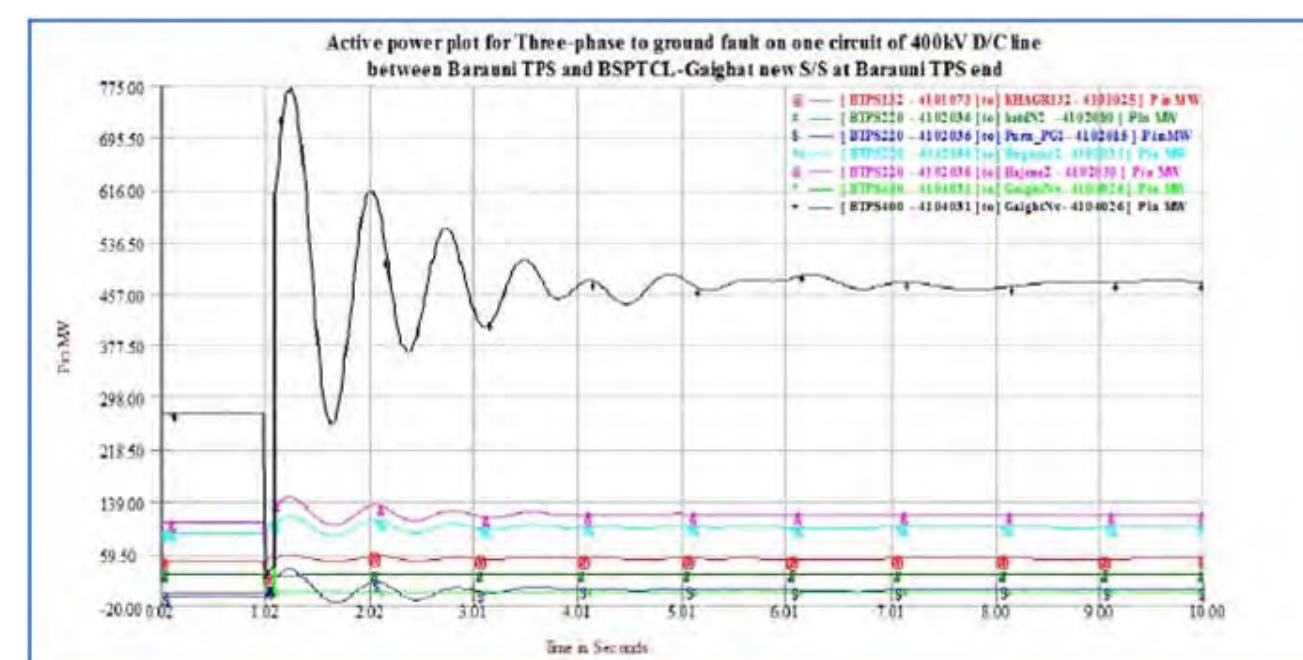
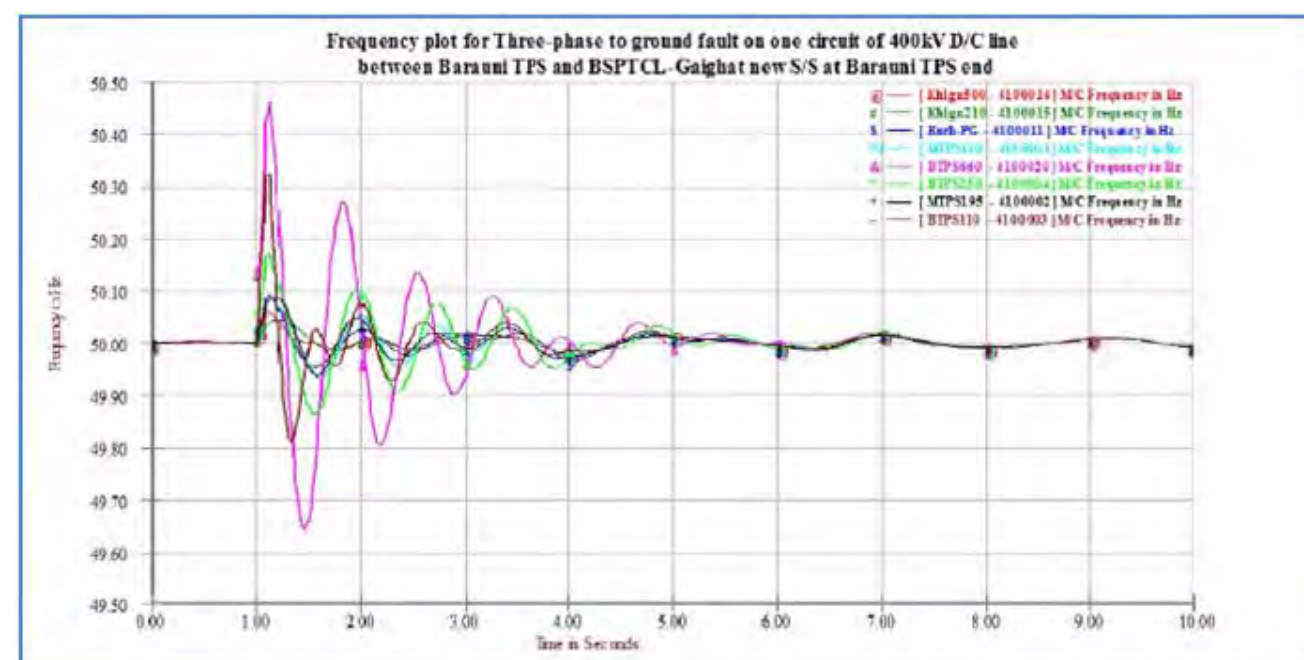
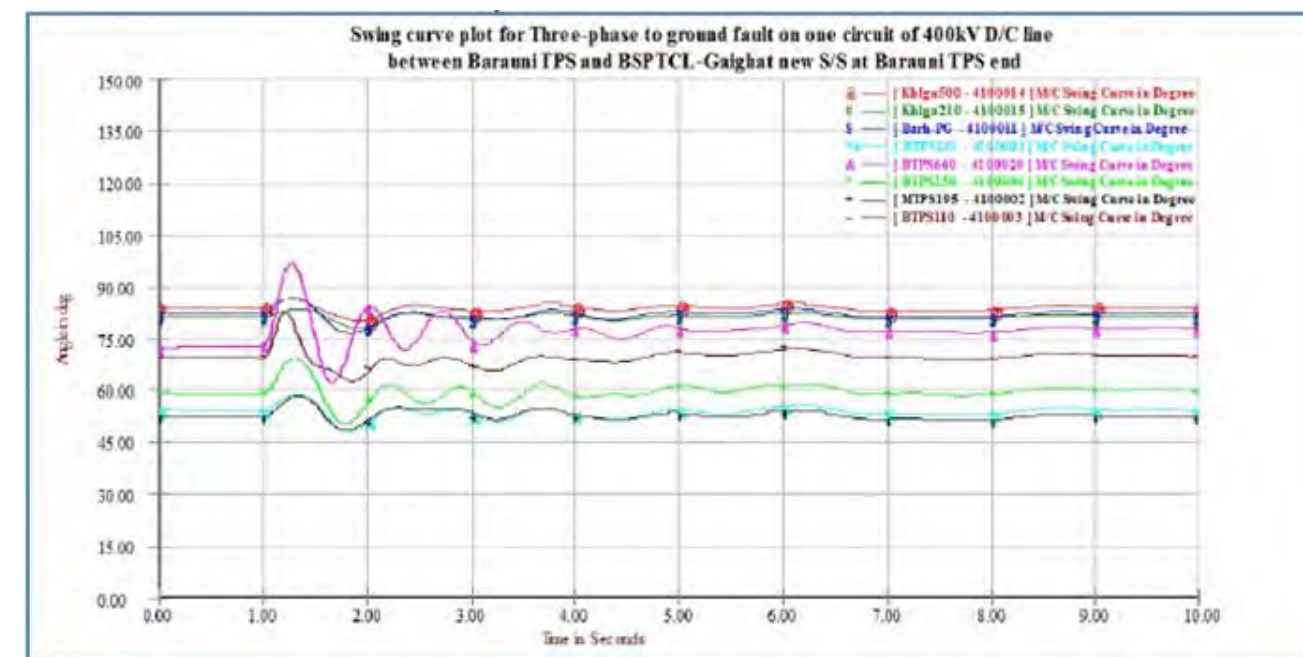
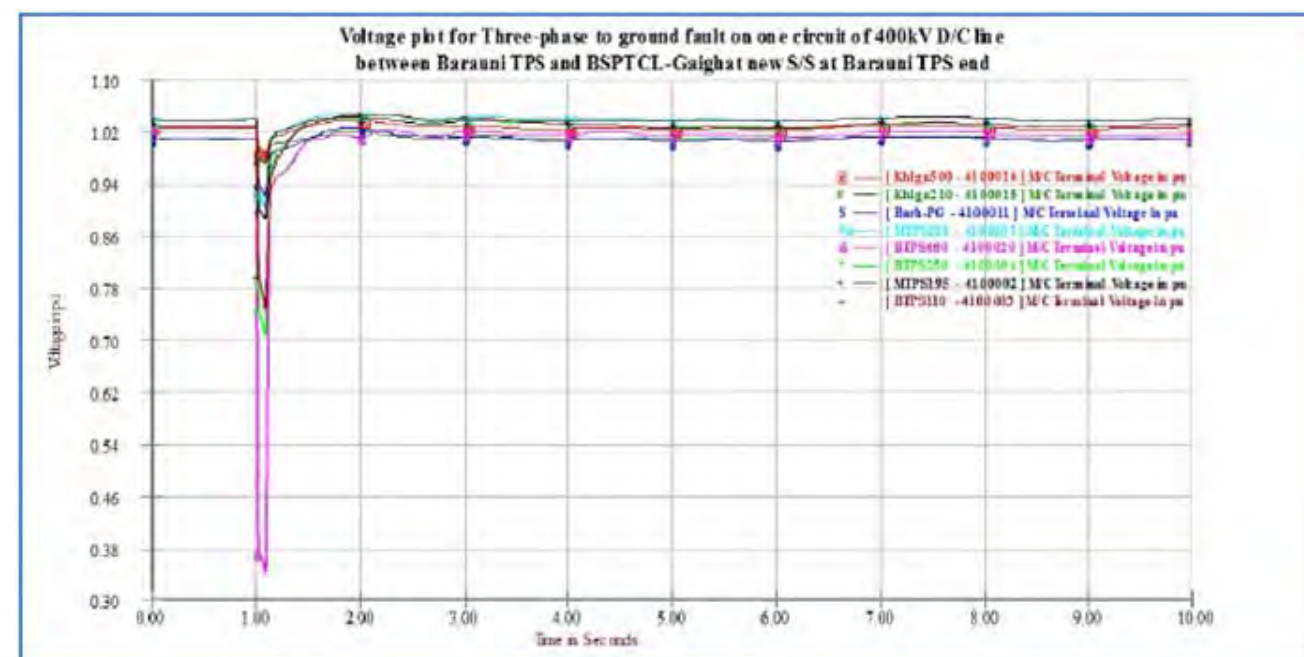


図 15.8-5 シミュレーション結果

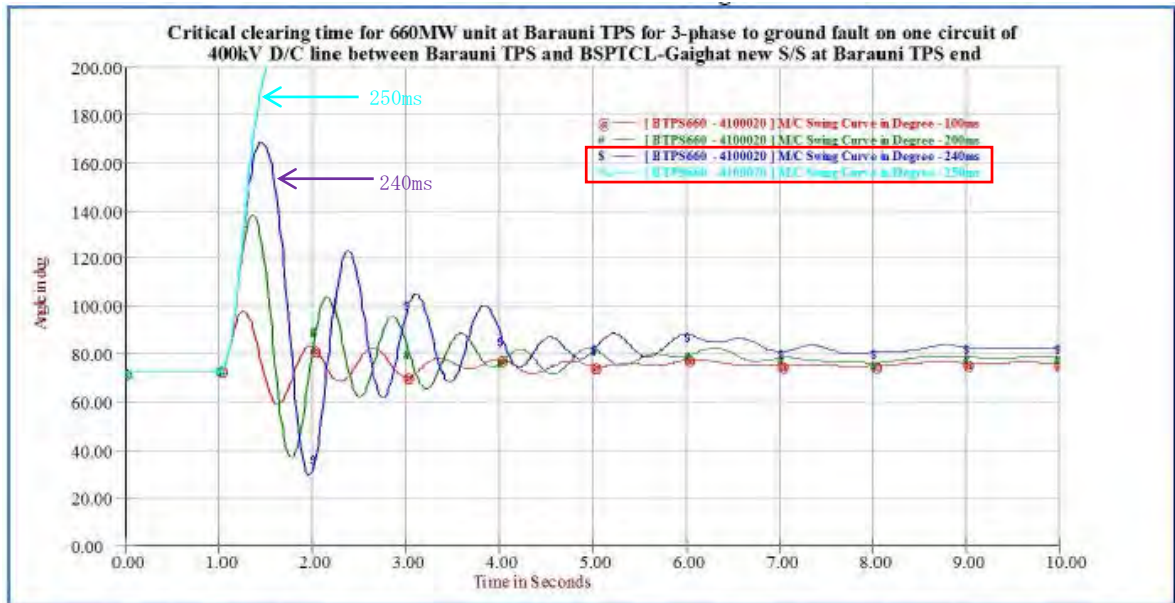


図 15.8-6 事故復帰時間を変更した場合のシミュレーション結果

参考までに脱調までの値を求めた結果では、図 15.8-6 に示すように 240 ms まではシステムの同期化力が維持できることが確認された

事故点の除去までの時間を 240 ms とした場合にはその後収束できているものの、事故が 250 ms 継続すると同期化力を失い脱調現象が発生することが確認された。

第 15.8.3(1)項でも述べたように CEA 技術基準では事故時において 100 ms での自己遮断が定められているため、保護装置が適切に設定され動作することで脱調現象は回避できるといえる。

15.9 まとめ

BTPS にて発生した電力を新ガイガット s/s へ接続することについて、電気的な問題はなことが確認された。このため、BTPS が系統に接続されることは系統全体の安定度の増強と需要不足の解消に寄与できるものと考えられる。

本解析結果は設備機器が設定どおりに正常に動作した際の結果であるため、CEA 技術基準の遵守や制御装置および保護装置の適切な設定はもとより、その機能を適切に維持するための定期的な設備機器のメンテナンスが重要であることを認識しておくことが必要である。

第 16 章 運用効果策定支援

16.1 経済的側面

本プロジェクトの財務的実行可能性については、本プロジェクト実施主体である BSPGCL から見た財務的内部収益率（Financial Internal Rate of Return：FIRR）によって評価する。一定の前提の下、FIRR を試算し、当該 FIRR が、本プロジェクトに投入された総資金の平均コスト（Weighted Average Capital Cost：WACC）を十分にクリアしているかについて検証を行った。

その結果、当該 FIRR は表 16.1-1 のとおり 12.1%となり、WACC は 3.1%を十分にクリアしており、本プロジェクト性があるものと判断できる。

表 16.1-1 前提条件および財務的内部収益率試算結果

項 目		前提条件	FIRR
発電単価		INR 4.0/kWh	12.1%
本プロジェクト総費用		INR 6,090 Crores	
EPC コスト		INR 5,210 Crores	
プラント性能	PLF	85%	
	所内消費率	5.25%	
	ヒートレート	2,250 kcal/kWh	
石炭	高位発熱量	4,450 kcal/kg	
	購入単価	INR 3,800 /t	

出所：調査団作成

表 16. 1-2 財務的内部収益率感度分析結果

項 目	感度分析					
	前提	3. 0	3. 5	4. 0	4. 5	5. 0
発電単価 (INR/kWh)	前提					
	FIRR	5. 1%	9. 1%	12. 1%	14. 6%	16. 8%
EPC コスト (INR Crores)	前提	4, 168 (-20%)	4, 689 (-10%)	5, 210	5, 731 (+10%)	6, 252 (+20%)
	FIRR	14. 0%	13. 0%	12. 1%	11. 3%	10. 6%
PLF (%)	前提	75	80	85	90	95
	FIRR	10. 9%	11. 5%	12. 1%	12. 7%	13. 2%
所内消費率 (%)	前提	6	5. 5	5. 25	5	4. 5
	FIRR	11. 9%	12. 0%	12. 1%	12. 1%	12. 2%
石炭高位発熱量 (kcal/kg)	前提	3, 500	4, 000	4, 450	5, 000	5, 500
	FIRR	10. 1%	11. 3%	12. 1%	12. 9%	13. 4%
石炭購入価格 (INR/トン)	前提	3, 000	3, 500	3, 800	4, 000	4, 500
	FIRR	13. 6%	12. 6%	12. 1%	11. 7%	10. 8%

出所：調査団作成

また、上記 FIRR の算定/評価に加え、国家全体の視点から、資源の最適あるいは効率的配分を行う観点で本プロジェクトを評価することを目的に、経済的内部収益率（Economic Internal Rate of Return：EIRR）を算出した。ビハール州住民は、本プロジェクトがなされずに代替的に小型ディーゼル発電機により電気を調達した場合、本プロジェクトの実施により節約可能と想定されるディーゼル発電コストが本プロジェクトの経済的便益として考えられる。しかしながら、本プロジェクトがベース電源としての大型石炭火力であることを鑑みると、本プロジェクトの代替プロジェクトはガス火力発電がより適当であると考えた。

現在、「イ」国内においては、多くのガス火力発電所が、国内ガス不足や、少し前の高い液化天然ガス（Liquefied Natural Gas：LNG）調達価格を賄えないとの理由で、非常に低い設備利用率となっている状況にある。現在、GoI は LNG 購入費用に対して一部補助金を拠出することによりガス火力発電所の PLF を上げ、それら発電プロジェクト実施者による電力

販売価格を INR 4.7 /kWh 以下にする仕組みを導入した。これを踏まえ、EIRR の算定に当たっては、代替プロジェクトとしてのガス火力発電コストを本プロジェクトの便益と見なし、また、設備費用は既設であり償却が進んでいることも考慮した。

ガス火力発電コストを、INR 3.29 /kWh（上記 INR 4.7 の 7 割相当）と想定した場合、本プロジェクトにおける EIRR は 35.8% となり、一般的に社会経済的に意義があるとされる 12% を上回ることから、本プロジェクトは社会経済的に見て有効であることが確認できる。

16.2 環境的側面

環境的側面に関する本プロジェクト完成1年後の運用効果指標を表16.2-1のとおり設定する。最大出力、発電所設備利用率、所内消費率、発電端熱効率および送電端発電量は、設備仕様（表8.1-2）に基づく目標値とした。PLFは、想定したユニット停止回数、CEAガイドライン¹⁰⁴に規定する起動モードごとの起動時間ならびに想定した機械故障（計画外停止）による停止時間および定期点検（計画停止）に必要な時間を、調査団の経験や実績を元に想定して算出した。ユニット停止にまで至る事故などの発生を避けることは、運転員の日常の基本的行動かつ重要な品質管理項目の1つであること、さらには、今回の構成設備は、DCSや運転員の負荷軽減のための装置の導入を計画していることから、目標を高く設定し、人為ミス（ヒューマンエラー）によるユニット停止は考慮していない。

表 16.2-1 運用効果指標

指 標	項 目		単位	目標値
運用指標 (Operation Indicator)	最大出力		MW	660
	設備利用率(PLF)		%	85
	設備稼働率 ¹⁰⁵		%	87
	所内消費率		%	5.48
	発電端熱効率		%	42
	ユニット停止時間	人為ミス	時間／年	0
		機械故障	時間／年	664
		定期点検	時間／年	600
	ユニット停止回数		回／年	24
効果指標 (Effect Indicator)	送電端発電量		GWh/year	4,645

出所：調査団作成

¹⁰⁴ Standard Technical Features of BTG System for Supercritical 660/800 MW Thermal Units

¹⁰⁵ プラントが運転可能な時間に対する（計画停止時間除く）実際に運転した時間（計画外停止時間除く）の比

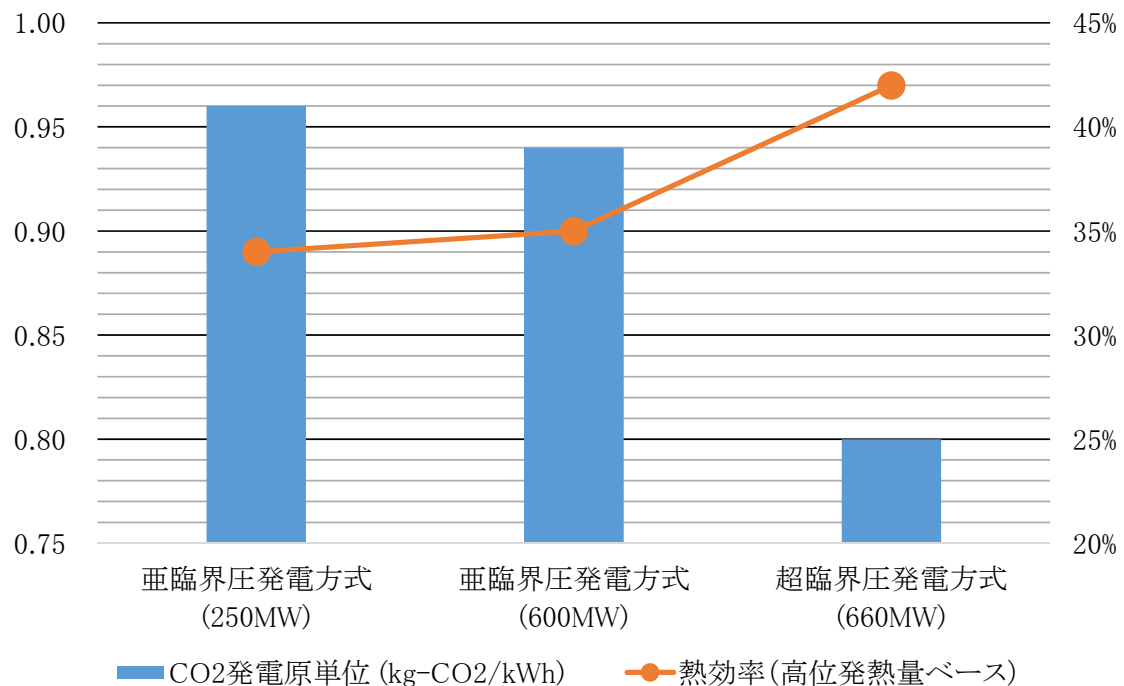
16.3 温室効果ガス削減量の推計

600 MW 級における亜臨界圧発電方式と超臨界圧発電方式の CO₂ 排出原単位を比較すると表 16.3-1、図 16.3-1 に示すとおり、超臨界圧発電方式を採用することで熱効率については約 20%の改善、CO₂ 排出原単位については約 15%の削減が期待できる。仮に本プロジェクトがなかった場合に 600 MW の亜臨界圧発電方式の石炭火力発電所が建設される場合と比較すると、本プロジェクトに伴い 660 MW の超臨界圧発電方式の石炭火力発電所を建設することによる CO₂ 削減量は 1 年当たり約 69 万 t-CO₂ と推定する。

表 16.3-1 一般的な発電方式の違いによる CO₂ 排出原単位比較

項 目	亜臨界圧発電方式 (250 MW)	亜臨界圧発電方式 (600 MW 級)	超臨界圧発電方式 (660 MW)
蒸気条件 (蒸気圧力、主 蒸気/再熱蒸気温度)	14.7 MPa 537/537℃	14.7 MPa 537/537℃	24.5 MPa 593/593℃
熱効率 (高位発熱量ベース)	34%程度	35% ¹⁰⁶ 程度 ベース	42%程度 +20%
CO ₂ 排出原単位	0.96 kg-CO ₂ /kWh	0.94 kg-CO ₂ /kWh ベース	0.80 kg-CO ₂ /kWh ▲15%

出所：調査団作成



出所：調査団作成

図 16.3-1 二酸化炭素排出量の比較

¹⁰⁶ 600 MW の亜臨界圧式火力発電は、一般的には中規模 (450 MW 程度以下) までしか製造実績がないため、ここでは、250 MW をベースに 600 MW 級を製造した場合の熱効率を推定した。

第 17 章 その他

17.1 概略事業費のコスト縮減

外務省による「ODA コスト総合改善プログラム」に基づき、本件調査の過程において実施したコスト縮減に関する検討について、次の施策分類の観点から別途作成した（添付資料Ⅳを参照）。

(1) 計画段階に関する再検討

- 援助手法の連携を通じた最適計画の策定
- 附带的施設の検討
- 適切な工期の設定
- 適正な案件規模の設定

(2) 設計手法の再検討

- 仕様・設備の合理化の徹底
- 構造（設計の考え方）の再検討

17.2 リスク管理シート

本プロジェクトの実施に向けたリスク管理について別途作成した（添付資料Ⅴを参照）。

17.3 安全対策業務（案）

円借款事業における発電所建設業務に携わる作業員全員の安全および発電設備を含む全設備における安全環境を確保するために、以下のとおり、工事安全対策について検討した。

(1) 一般心得および注意事項

- 睡眠を十分にとり、完全に疲労の回復を図る。
- 作業前に必ず服装を点検する。
- 気分が悪いときは遠慮なく上長に申し出る。
- 作業内容を十分承知して作業に従事する。
- 共同作業のときは緊密な連絡をとる。
- 保護具・保護衣は清潔なものを確実に着用する。
- 必要箇所には必ず安全標示をする。
- 休憩時には安全な場所で気分の転換を図る。
- 後片付けは十分にいき、上長に作業終了を確実に報告する。

(2) 整理・整頓・清掃に当たっての注意事項

- 作業能力にかなった整理・整頓を行う。
- 通路のそばに物を高く積まない。
- 長い品物は立てかけずに横置きにする。

- 可燃物や鉄くず類は区分して整理する。
- 使った工具、保護具類は所定の位置に整理する。
- 消火器や消火栓の付近には物を置かない。

(3) 一般作業心得および注意事項

- 電源は指定された場所からとり、損傷の無い器具を使用する。
- 作業に当たっては作業内容と機器を十分確認し、停電部と活線部を間違えない。
- 作業着手前に各部の点検を十分に行い、作業完了後は作業前の状態に機器を戻す。
- アイスレ（系統隔離）ならびに復旧に関する電源、スイッチおよびバルブは所定の運転員以外は操作しない。
- 作業員の外は作業場内の立入りを禁止し、みだりに機械を使用しない。
- 回転部分のまわりに近寄らない。
- 分解組立てには、正規の器具および工具を使用する。
- 機械類の中に作業員が入るときは、マンホール、ドアなどに内部作業中の標示をする
と共に必要に応じ係員の外立入禁止の標示をする。
- 煙風道や取水管などの点検、夜間の屋外各部点検は、あらかじめ危険のないことを確かめ、非常の場合の連絡方法を定めて、2名以上で行う。
- ボイラードラムや復水器内部など導電体に囲まれた場所で作業を行う場合の照明灯は24 V程度以下の低電圧のものを使用する。

(4) 電源系統設備保守作業時心得および注意事項

- 電源のスイッチ類は、担当者以外の操作を禁止する。
- 機器・回路の点検修理に際しては、担当者立会いで電源スイッチ切、作業中タッグ取付けを確認してから実施する。
- 電源は指定された場所から取り、作業に適した正規の電気機械器具を使用する。
- 電源箱・制御操作盤前の通路は、緊急の場合に支障のないようにしておく。
- 電源箱・制御操作盤の上部や中には、物を絶対に置かない。
- 電気機械器具は、使用前にメガリングすると共に、断線の有無、被覆線の老朽化、アース線・ネジ取付け部の緩みなどを点検し感電を未然に防止する。
- 工事用電源使用の際には、電気取扱責任者を選任し明示する。
- 電気回路点検修理・解結線作業前には、必ず検電を実施する。
- 充電部・停電部および活線・停止線の区別を明確する。
- 電動機の回転部分には、絶対にウエス、手袋などを近づけない。
- 停電により電気工事の作業を行う場合は作業内容を周知し、残留電荷に対しては放電およびアースなどの処置を確実に実施して事故を防止する。
- 架空線や電気設備の充電部分に近接する場所で作業を行う場合は、危険範囲を設定し、囲いを設け、または監視人を置くなどの処置を行う。

- 仮設配線や工事用配電線で道路または通路を横断するものは、電線管などで保護し、感電、接地などを起こさないよう処置する。

(5) 溶接作業心得および注意事項

- 所定の防護具・防護衣を必ず着用する。
- 作業前に器具、用具類の点検を確実に行う。
- ガス容器は衝撃を与えないように運搬する。
- ガス容器は転ばないように横置きし、立て置きの場合は倒れないように締めつけるか、簡易運搬車を使用する。
- 作業時には、付近の可燃物に対し防護措置を行う。
- 電気溶接器を使う場合は、作業前にケーブルの取付け絶縁などを十分に点検する。
- 雨天時や発汗時の作業の場合は、特に感電を注意する。
- 電流調整はテストピースで行い、鉄骨類を絶対に使用しない。
- 溶接切断時のスパッタリング、スラグ、切断した品物や溶接棒などは、受金物または敷板などを準備して下に落とさないようにする。
- 作業を一時中断するときは、電源スイッチを切り（ガスの場合はボンベの弁を閉め）作業場を一応片付ける。

(6) 高所作業心得および注意事項

- 高さ 2 m 以上の箇所で作業を行う場合は、足場および高さ 90 cm 以上の手すりを設け、足場を設けることが困難な場合は、防護網を張るなどの処置を行う。
- 足場板は十分点検し完全なものを使用する。
- 足場組立ては丈夫に、足場板は十分固定し、番線の端末は曲げておく。
- 命綱は必ず使用する。
- 物の吊り上げ、吊り下ろしには必ず見張りをつける。
- はしごを使用する場合は必ず固定する。
- 重量物を持ってはしごを昇り降りしない。
- 保温した機器に足場を架けること、上を歩くことは避ける。
- 開口部は、鉄板などで塞ぐなどの養生を行うか安全柵を設け、標識を立てる。
- グレーチングは、移動、脱落防止のため固定するかストッパーを取付ける。

(7) 高温作業心得および注意事項

- 高圧蒸気管の近くには、目に見えない漏えい蒸気があるかも知れないので注意する。
- 漏えい蒸気の検出には非常に危険が伴うので、万全の処置を講じ必ず2名以上で行う。
- 高温部で作業する場合には火傷しないよう服装に注意する。
- 高温部の機械設備やパイプ類の作業時は保護具を使用する。

(8) 運搬作業心得および注意事項

- 重量物の積卸し、運搬を、無理をせず段取りよく行う。
- 共同作業は確実な合図のもとに行う。
- 車両運搬の際は急激な発進停止を避ける。
- カーブや出入口付近を運搬するときは特に注意する。
- 運搬荷物の縄かけは確実に行う。
- 積載物の上には絶対に乗らない。

(9) 危険物取扱心得および注意事項

- 危険物運搬容器は慎重に取扱い、強い衝撃や著しい摩擦を与えないよう十分に注意する。
- 運搬容器を屋外に放置し、日光の直射や風雨に曝さない。
- 防毒面その他防護具を常に所定の箇所に整備しておく。
- 危険物を取扱う場合は2名以上で行う。
- 水素・油類・可燃性ガスなどには、絶対に火気を近づけないことは勿論、衝撃などで火花が発生しないように注意する。

(10) 火気の使用と火災予防心得および注意事項

- 溶接器・電熱器などの火気は、火気禁止場所では原則として使用しない。
- 火気使用の作業を実施するときは、防火・消火の処置を完備して、火災発生の防止に留意する。
- 喫煙は所定の場所で行う。
- 溶接や切断作業後は、火気の無いことを確認する。
- 消火用具類の点検は常日頃から心掛けて行う。
- 火災発生の場合は1名で消さず、皆に知らせる。

(11) 放射線管理心得および注意事項

- 放射線を使用して各種の検査、測定を行う場合は、有資格者に行わせる。
- 放射線を使用する場合は、あらかじめ周知徹底を図り、立体的に規制区域を設け、関係者以外の立入りを厳禁する。
- 放射線用器材置場は標識で明示し、紛失など不慮の事故が発生しないよう厳重に管理する。

(12) 酸素欠乏など防止心得および注意事項

- 酸素欠乏などを生ずるおそれのある作業を行う場合は、作業開始前に空気中の酸素濃度を測定する。
- 海水が滞留したことのある熱交換器などでは、硫化水素の濃度についても測定する。

- タンク内部や狭い場所での溶接・塗装などガスや煙を発生する作業は、原則として実施しない。
- やむを得ず前項の作業を実施するときは、送風機などで十分換気を行うか、送気マスクなどを装着する。

(13) 有機溶剤中毒予防心得および注意事項

- 有機溶剤を使用する作業を行うときは、換気を実施し、または送気マスクなどの保護具を着用する。
- 有機溶剤の保管および処分は、漏れ、発散などにより障害が発生しないように留意する。
- タンク内で有機溶剤作業を行う場合は、作業開始前に開口部を開放し、タンク内壁を洗浄し、さらに空気で送気または排気するなどの処置を講じる。

(14) 特定化学物質など障害の防止心得および注意事項

- 塩酸・硫酸・アンモニアなどの特定化学物質を取扱う作業を実施する場合は、排気に留意する。

(15) 粉じん障害防止心得および注意事項

- 粉じんが発生する作業（グラインダー・アーク溶接・ガウジング・炉内耐火材修理など）では、局所排気および保護具着用などの粉じん障害防止措置を講じる。

(16) 車両運転心得および注意事項

- 構内速度制限は毎時 25 kmを厳守する。
- 守衛所前は一旦停止する。
- 建物内の乗り入れは、必ず誘導者の指示に従い徐行する。
- 運転前後の点検は確実に行う。
- 乗車定員を守る。