

インド共和国
ビハール州発電公社

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】

ファイナルレポート

平成 26 年 1 月
(2014 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)

14-007

総目次

第1章 調査の概要	1-1
1.1 調査の背景	1-3
1.2 調査の目的	1-4
1.3 調査団の構成	1-5
1.4 調査日程	1-6
1.5 調査の内容	1-9
第2章 インド電力セクターの現状と課題	2-1
2.1 電力開発計画の国家開発計画上の位置付け	2-3
2.2 電力セクターの構造	2-6
2.3 電力政策	2-7
2.4 電力需給の現状と将来計画と課題	2-8
2.5 ビハール州の電力供給状況	2-10
第3章 バラウニ火力発電所の概要	3-1
3.1 バラウニ火力発電所の概要	3-4
3.2 バラウニ火力発電所の過去の運転実績	3-9
3.3 バラウニ火力発電所の政策的な位置付け	3-10
第4章 現地調査結果	4-1
4.1 プロジェクトの基本情報	4-4
4.2 建設可能エリア及び流用可能設備の特定	4-6
4.3 候補地の選定	4-15
4.4 バラウニ火力発電所付近の地形・地質	4-17
4.5 水源・取水計画	4-27
4.6 送電線	4-30
4.7 石炭性状	4-37
4.8 石炭調達計画	4-39
4.9 灰処理計画	4-40
4.10 主要設備搬入ルート	4-44
4.11 環境社会配慮関係	4-46
4.12 上位計画との整合性	4-48

第5章 環境社会配慮	5-1
5.1 インドの環境関連法規及び環境政策・環境行政	5-4
5.2 インドの環境基準と IFC 排出基準との比較	5-13
5.3 インドにおける環境許認可制度	5-15
5.4 予備的環境影響評価	5-22
第6章 660 MW 超臨界圧石炭火力発電設備の概略仕様	6-1
6.1 設備仕様の検討	6-5
6.2 設備レイアウト案	6-55
第7章 建設可能性判断	7-1
7.1 検討ケース	7-3
7.2 各検討ケースの考察及び建設可能性判断	7-4
7.3 まとめ	7-16
第8章 超々臨界圧設備導入の可能性	8-1
8.1 超々臨界圧設備の定義	8-3
8.2 超々臨界圧設備の導入の可能性	8-3
8.3 予想性能	8-4
8.4 熱効率向上による石炭及び二酸化炭素排出削減効果	8-5
第9章 FS における留意事項	9-1
9.1 バラウニ火力発電所に関する情報のアップデート	9-3
9.2 予備設計と最適案の選定	9-3
9.3 本事業の計画概要	9-4
9.4 燃料供給計画及び石炭灰有効利用計画	9-4
9.5 系統解析	9-4
9.6 設備設計	9-5
9.7 施工方法	9-5
9.8 事業実施スケジュール	9-6
9.9 環境社会配慮	9-7
9.10 DPR 作成時の必要事項	9-7
第10章 添付資料	10-1
10.1 調査時写真集	10-3
10.2 質問票	10-9
10.3 打合せ資料	10-12
10.4 収集資料リスト	10-71

表 目 次

表 1.3-1	調査団員リスト	1-5
表 1.4-1	第1次現地調査日程	1-6
表 1.4-2	第2次現地調査日程	1-8
表 2.1-1	第12次5ヶ年計画期間中のセクターごとの発電容量追加計画	2-4
表 2.1-2	第12次5ヶ年計画期間中の新設発電容量	2-5
表 2.1-3	2016年度石炭予想需給量	2-6
表 2.4-1	2010年度の電力需要に対する供給の状況	2-8
表 3.1-1	バラウニ火力発電所の概要	3-5
表 3.2-1	バラウニ火力発電所の運転状況	3-9
表 3.2-2	バラウニ火力発電所への石炭供給状況	3-10
表 4.1-1	プロジェクトの基本情報	4-4
表 4.2-1	バラウニ火力発電所の既設設備再利用計画	4-7
表 4.3-1	候補地の評価結果	4-15
表 4.4-1	No. 8/9 ユニットエリア原地盤高及び敷地高（標高）	4-17
表 4.4-2	ガンジス川の取水地点における洪水位と付近の堤防高	4-18
表 4.4-3	No. 8/9 ユニット土質一覧	4-18
表 4.4-4	No. 8/9 ユニット液状化判定表	4-20
表 4.4-5	居住エリア土質一覧表	4-23
表 4.4-6	直接基礎の許容地耐力一覧表	4-24
表 4.4-7	推奨される杭の設計荷重	4-24
表 4.5-1	ガンジス川からの必要な水量、許可済取水量及び 現計画の取水設備容量	4-27
表 4.5-2	ガンジス川からの原水水質	4-28
表 4.6-1	400 kV 系送変電システムの設計に対する要求パラメータ	4-30
表 4.6-2	ビハール州が保有する送変電設備概要	4-31
表 4.6-3	400 kV 系送変電線の増設計画	4-32
表 4.6-4	新設 400 kV 送電線の概念設計仕様	4-35
表 4.6-5	送電線の導体仕様（参考）	4-35
表 4.7-1	石炭性状	4-37
表 4.7-2	JIS 石炭分類（JIS M1002）	4-38
表 4.9-1	年間灰発生量	4-40
表 4.9-2	灰捨場の計画状況	4-40
表 4.9-3	灰有効利用に関するインド森林環境省の主な取り決め	4-41
表 4.9-4	灰埋立量	4-42
表 4.9-5	主要セメント会社一覧	4-43

表 4. 12-1	上位計画との整合資料確認	4-48
表 5. 1-1	インドにおける環境関連の法体系	5-4
表 5. 1-2	インドにおける主な環境法	5-4
表 5. 1-3	国家大気環境基準	5-8
表 5. 1-4	騒音に関する国家大気環境基準	5-9
表 5. 1-5	火力発電プロジェクトに適用される排水基準	5-10
表 5. 1-6	火力発電所に適用される大気排出基準（ばいじん濃度）	5-11
表 5. 1-7	火力発電所に適用される大気排出基準（煙突高さ）	5-11
表 5. 2-1	火力発電所における排出基準の比較	5-13
表 5. 2-2	火力発電所における排水基準の比較	5-13
表 5. 2-3	騒音基準の比較	5-14
表 5. 3-1	環境認可に係る関係者の役割と責任	5-19
表 5. 4-1	JICA 様式による初期スクリーニング結果	5-22
表 5. 4-2	スコーピングにおける分類項目	5-26
表 5. 4-3	環境社会配慮確認結果（①No. 10 ユニット建設予定地の場合）	5-27
表 5. 4-4	環境社会配慮確認結果（②居住エリアへの建設の場合）	5-29
表 5. 4-5	環境社会配慮確認結果（③既設エリアへの建設の場合）	5-32
表 5. 4-6	環境社会配慮確認結果 （④No. 8/9 ユニット南側隣接地へ建設する場合）	5-35
表 5. 4-7	各ケースで配慮すべき主な環境社会配慮事項	5-37
表 6. 1. 1-1	660 MW 超臨界圧設備の主要性能諸元	6-5
表 6. 1. 2-1	660 MW 超臨界圧設備主要仕様	6-6
表 6. 1. 3-1	排水処理規制	6-7
表 6. 1. 3-2	ばいじん排出規制	6-8
表 6. 1. 3-3	硫黄酸化物排出規制	6-8
表 6. 1. 3-4	窒素酸化物排出規制	6-9
表 6. 1. 4-1	計画石炭の比較	6-10
表 6. 1. 4-2	インド国内 660 MW 発電所サイズ調査結果	6-11
表 6. 1. 4-3	参考発電所の設計石炭	6-11
表 6. 1. 4-4	RAGHUNATHPUR TPS のボイラー/微粉炭機に関する諸元	6-12
表 6. 1. 4-5	微粉機の比較	6-12
表 6. 1. 4-6	RAGHUNATHPUR TPS 石炭諸元ほか	6-14
表 6. 1. 4-7	ESP 入口排ガス量／ばいじん濃度	6-14
表 6. 1. 4-8	ESP 設計仕様	6-15
表 6. 1. 4-9	ESP 室数における出口ばいじん濃度	6-16
表 6. 1. 4-10	低温 ESP と将来設備 FGD の寸法	6-18
表 6. 1. 4-11	低低温 ESP（固定＋移動電極式）とノンリーク式 GGH の寸法	6-19
表 6. 1. 4. 12	ESP サイズの目安	6-19

表 6. 1. 4-13	排煙処理システムの構成に関する検討ケース	6-19
表 6. 1. 4-14	貯炭場諸元	6-20
表 6. 1. 5-1	蒸気タービン及びタービン室の寸法	6-21
表 6. 1. 6-1	復水器冷却方式の比較	6-22
表 6. 1. 6-2	冷却塔仕様	6-22
表 6. 1. 7-1	特別高圧開閉設備の設備構成に関する概念比較	6-23
表 6. 1. 8-1	制御・計装設備に関するスコープ	6-32
表 6. 1. 8-2	Raipur Chhattisgarh TPS Project (685 MW x 2)	6-36
表 6. 1. 8-3	BARH TPS Project (660 MW x 3), Bihar State	6-37
表 6. 1. 9-1	水バランス想定結果	6-38
表 6. 1. 9-2	必要水量の変更と追加取水許可	6-39
表 6. 1. 10-1	水平距離と運搬高さの関係	6-40
表 6. 1. 10-2	石炭バンカー関係諸元	6-41
表 6. 1. 10-3	重油規格 (JIS K2205)	6-42
表 6. 1. 10-4	重油諸元 (No. 10 DPR Annexure-3. 6 より一部を抜粋)	6-42
表 6. 1. 10-5	油タンク容量の比較	6-43
表 6. 1. 10-6	現計画の取水ポンプ容量及び台数 (No. 6/7 及び No. 8/9 用)	6-47
表 6. 1. 10-7	No. 10 を考慮した取水ポンプ容量及び台数 (案)	6-47
表 6. 1. 10-8	現計画の送水ポンプ容量及び台数 (No. 6/7 及び No. 8/9 用)	6-48
表 6. 1. 10-9	No. 10 を考慮した送水ポンプ容量及び台数 (案)	6-48
表 6. 1. 10-10	原水槽容量の比較	6-49
表 6. 1. 10-11	純水タンク容量の比較	6-51
表 6. 1. 10-12	純水製造能力の比較	6-51
表 6. 1. 10-13	FGD 設置による追加排水処理装置	6-52
表 6. 1. 12-1	石炭・石炭灰算定諸元	6-54
表 7. 1-1	検討ケースの組み合わせ	7-3
表 7. 3-1	各ケースの得失比較	7-16
表 8. 3-1	超々臨界圧設備の予想性能	8-4
表 8. 4-1	石炭・二酸化炭素削減算出諸元	8-5
表 8. 4-2	超臨界圧設備と比較した超々臨界圧設備の効果	8-7
表 9. 3-1	用地取得に関する留意事項	9-4
表 9. 8-1	事業実施スケジュール	9-6

目 次

図 1.5-1	調査・検討結果整理フロー	1-10
図 2.1-1	電力の需要と供給	2-3
図 2.2-1	インドの電力供給体制	2-6
図 2.4-1	世界の1次エネルギー消費量	2-8
図 2.4-2	電力需要の伸びと供給不足の状況	2-9
図 2.4-3	GDP 成長率と発電能力の伸び	2-9
図 2.5-1	ビハール州電力局アンバンドリング前後の体制	2-11
図 2.5-2	ビハール州の電力需給	2-11
図 2.5-3	ビハール州の最大電力の需要と供給	2-12
図 3.1-1	バラウニ火力発電所 遠景	3-4
図 3.1-2	No. 1~3 ユニット (ボイラー側より)	3-5
図 3.1-3	No. 4/5 ユニット (煙突行き煙道側より)	3-6
図 3.1-4	No. 6/7 ユニット R&M/LE 工事状況	3-6
図 3.1-5	ワゴンティップラー (石炭アンローディング設備)	3-7
図 3.1-6	貯炭場の状況	3-7
図 3.1-7	No. 8/9 ユニット建設状況	3-8
図 3.1-8	No. 8/9 ユニット建設状況	3-8
図 4.1-1	発電所と周辺計画の位置関係イメージ図 (Google 航空写真)	4-5
図 4.2-1	調査対象エリア	4-6
図 4.2-2	現在の既設設備状況	4-8
図 4.2-3	現在の揚運炭設備の状況	4-9
図 4.2-4	バラウニ火力発電所既設エリア 再利用予定箇所 位置図	4-10
図 4.2-5	居住エリアの建物の状況	4-11
図 4.2-6	No. 10 ユニット建設予定利用可能寸法	4-12
図 4.2-7	No. 10 ユニット建設予定地の状況	4-13
図 4.2-8	No. 8/9 ユニット南側隣接地 (No. 8 ボイラーより)	4-13
図 4.3-1	立地可能エリア	4-16
図 4.4-1	No. 8/9 ユニットエリアにおけるボーリング柱状図	4-19
図 4.4-2	No. 8/9 ユニットエリア場所打ち杭設計モデル	4-21
図 4.4-3	No. 8/9 ユニット建設状況	4-22
図 4.4-4	No. 8/9 ユニットボイラー建屋基礎部	4-22
図 4.4-5	ミルバンカー杭基礎の施工	4-22
図 4.4-6	ボイラー建屋付近の地盤 (地表)	4-22
図 4.4-7	居住エリアにおけるボーリング柱状図	4-22
図 4.4-8	粒度分布 (BH-1)	4-26

図 4.5-1	ガンジス川取水地点	4-28
図 4.5-2	ガンジス川左岸（取水地点付近から下流側）	4-28
図 4.6-1	既存のビハール州周りのグリッド図	4-33
図 4.6-2	バラウニ火力発電所に関連する潮流概念図	4-33
図 4.6-3	新設 400 kV 送電線の送電線ルート案（Google 航空写真）	4-34
図 4.6-4	新設 400 kV 送電線の送電線ルート案（Google 地図）	4-34
図 4.9-1	新設灰捨場概略断面図	4-41
図 4.10-1	Rajendra 橋	4-44
図 4.10-2	バラウニ火力発電所付近の利用可能な橋	4-45
図 4.11-1	発電所北側、西側境界（写真奥）	4-46
図 4.11-2	発電所北東側（写真奥）、南東側境界（写真奥）	4-47
図 5.1-1	インドの環境部門の組織図	5-7
図 5.3-1	Environmental Clearance 取得フロー	5-18
図 6.1.4-1	微粉炭機の配置の例	6-13
図 6.1.4-2	FGD を将来設備とする場合の設備構成	6-17
図 6.1.4-3	FGD を当初より設置する場合の設備構成	6-18
図 6.1.4-4	貯炭場断面形状	6-20
図 6.1.4-5	石炭サイロ断面形状	6-21
図 6.1.7-1	バラウニ 400 kV 開閉所のレイアウト案	6-25
図 6.1.7-2	特別高圧開閉設備に関する単線結線図案（2 重主母線+1 転送母線構成）	6-26
図 6.1.7-3	特別高圧開閉設備に関する単線結線図案（1+1/2 構成）	6-26
図 6.1.7-4	バラウニ火力発電所 660 MW 向け所内電気設備の単線結線図案	6-28
図 6.1.8-1	バラウニ火力発電所 660 MW ユニット向けシステム構成図案	6-31
図 6.1.10-1	ポンプハウス～沈殿層平面図	6-45
図 6.1.10-2	No. 6/7 ユニット及び No. 8/9 ユニット用取水設備計画図	6-46
図 6.1.10-3	取水設備横原水槽	6-50
図 6.1.11-1	灰捨場の遮水性確保の例	6-53
図 6.2-1	インドで採用実績のある設備構成	6-55
図 6.2-2	日本で採用実績のある設備構成	6-56
図 7.2-1	No. 10 ユニット予定地にインドで実績のある設備サイズを用いた配置図	7-5
図 7.2-2	No. 10 ユニット予定地に日本で実績のある設備サイズを用いた配置図	7-7
図 7.2-3	居住エリアにインドで実績のある設備サイズを用いた配置図	7-9
図 7.2-4	居住エリアに日本で実績のある設備サイズを用いた配置図	7-10
図 7.2-5	既設エリアにインドで実績のある設備サイズを用いた配置図	7-12
図 7.2-6	No. 8/9 ユニット南側隣接地にインドで実績のある設備サイズを用いた配置図	7-14

図 7.2-7 No. 8/9 ユニット南側隣接地に日本で実績のある設備サイズを用いた配置図 7-15

略語集

略語	正式名称	和訳名称
【A】		
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced	アルミ鋼芯電線
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AEC	Atomic Energy Commission	原子力委員会
AHP	Ash Handling Plant	灰輸送設備
AIS	Air Insulated Switchgear	空気絶縁式開閉装置
AMF DG	Automatic Mains Failure Diesel Generator	ディーゼル発電機装置
APH	Air PreHeater	空気予熱器
【B】		
BAL	M/s Bhagavathi Ana Labs, Hyderabad	ブハガバシィ環境コンサルタント (バラウニ EIA 関係の環境コンサルタント)
BBMB	Bhakra Beas Management Board	インドバークラ溪谷管理公社
BC	Bus Coupler	母線連絡
BEE	Bureau of Energy Efficiency	エネルギー効率局
BERC	Bihar Electricity Regulatory Commission	ビハール州電力規制委員会
BHEL	Bharat Heavy Electricals Limited	バーラト重電機
BMCR	Boiler Maximum Continuous Rating	ボイラー最大連続蒸発量
BRGF	Backward Region Grant Fund	インド後進地域助成金
BSEB	Bihar State Electricity Board	ビハール州電力局
BSPHCL	Bihar State Power (Holding) Company Limited	ビハール州電力持株会社
BSPGCL	Bihar State Power Generation Company Limited	ビハール州発電公社
BSPTCL	Bihar State Power Transmission Company Limited	ビハール州送電公社
BTPS	Barauni Thermal Power Station	バラウニ火力発電所
BTPS Stg II	Barauni Extension Project. Unit #8 & #9	バラウニ火力発電所拡張工事 No.8/9 ユニット
BWRD	Water Resource Department, Government of Bihar	ビハール州水資源局：取水許認可
【C】		
C&I	Controls & Instruments	計装制御

略 語	正式名称	和訳名称
CB	Circuit Breaker	遮断器
CEA	Central Electricity Authority	中央電力庁
CEA TS	Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010	CEA 技術基準
CEMS	Continuous Emission Monitoring System	連続排ガス監視システム
CERC	Central Electricity Regulatory Commission	中央電力規制委員会
CHP	Coal Handling Plant	石炭揚運炭設備
CIL	Coal India Limited	インド石炭公社
CMIMS	Computerized Maintenance & Inventory Management System	メンテナンス&在庫管理システム
COD	Commercial Operation Date	運転開始日
CPCB	Central Pollution Control Board	中央公害管理局
CPRI	Central Power Research Institute	中央電力研究所
CPU	Central Processing Unit	中央演算処理装置
CWC	Central Water Commission	中央水委員会：取水の許認可
【D】		
D/C	Double Circuits	2 回線
DCS	Distributed Digital Control System	分散制御システム
DEA	Department of Economic Affairs, Ministry of Finance	インド財務省経済局
DM	Demineralized Water	純水
DPR	Detailed Project Report	詳細プロジェクト報告書
DVC	Damodar Valley Corporation	ダモータル河谷総合開発公社
【E】		
EAC	Expert Appraisal Committee	環境評価委員会
EC	Environmental Clearance	環境許認可
ECL	Eastern Coalfields Limited	東部石炭公社
EDMS	Electrical Distribution Monitoring System	配電モニタリングシステム
EHS Guidelines	Environmental, Health, and Safety Guidelines	環境健康安全ガイドライン
EHV	Extra High Voltage	特別高圧
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EMP	Environmental Management Program	環境管理計画
EMS	Energy Management System	エネルギー管理システム

略 語	正式名称	和訳名称
EPS	Electric Power Survey	CEA の需要調査
ERLDC	Eastern Regional Load Dispatch Centre	インド東部地域給電指令所
ERP	Enterprises Resource Planning System	企業資源計画システム
ERPC	Eastern Regional Power Committee	インド東部地域電力委員会
ESP	Electrostatic Precipitator	電気集じん装置
【F】		
FF	Foundation Fieldbus	プロセスコントローラと装置の接続に関する LAN 規格
FGD	Flue Gas De-sulfuring	排煙脱硫装置
FS	Feasibility Study	実行可能性調査
FY	Fiscal Year	会計年度
【G】		
GCB	Generator Circuit Breaker	発電機遮断器
GGH	Gas-Gas Heater	ガス-ガスヒーター
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GPS	Global Positioning System	衛星測位システム
【H】		
HART	Highway Addressable Remote Transducer	ハート信号
HPS	Hydroelectric Power Station	水力発電所
【I】		
IDF	Induced Draft Fan	誘引通風機
IEEJ	Institute of Energy Economics of Japan	日本エネルギー経済研究所
IEGC	Indian Electricity Grid Code	インド国グリッドコード(CERC)
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IGCAR	Indira Gandhi Center for Atomic Research	インディラ・ガンディー原子力研究センター
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
【J】		
JCOAL	Japan Coal Energy Center	一般財団法人 石炭エネルギーセンター
JEPIC	Japan Electric Power Information Center	一般社団法人 海外電力調査会
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
JSEB	Jharkhand State Electricity Board	ジャルカンド州電力局

略 語	正式名称	和訳名称
【L】		
LA	Loan Agreement	融資契約
LILLO	Line In Line Out	π 分岐
LS	Line Switch	断路器
【M】		
MMI	Man Machine Interface	マンマシンインターフェース
MNRE	Ministry of New and Renewable Energy	インド新・再生可能エネルギー省
MoEF	Ministry of Environment and Forests	インド環境森林省
MoF	Ministry of Finance	インド財務省
MoP	Ministry of Power	インド電力省
MoUD	Ministry of Urban Development	インド都市開発省
MPU	Micro-Processing Unit	マイクロプロセッサ
MYT	Multi Year Tariff	複数年の売電料金
【N】		
NAAQS	National Ambient Air Quality Standards	国家大気環境基準
NBPDCL	North Bihar Power Distribution Company Limited	北部ビハール州配電公社
NFPA	National Fire Protection Association	全米防火協会
NGT/NGR	Neutral Grounding Transformer/Resistor	発電機中性点接地装置
NH-31	National Highway Route 31	国道 31 号線
NLDC	National Load Dispatch Center	インド中央給電指令所
NTPC	National Thermal Power Corporation Limited	インド国営火力発電公社 (No.10 DPR (1x250 MW)の作成を担当)
【O】		
O&M	Operation and Maintenance	運転と保守
【P】		
PADO	Performance Analysis Diagnosis and Optimization System	パフォーマンス分析診断最適化システム
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited	国営送電公社
PIMS	Plant Information and Management System	プラント情報管理システム
PLF	Plant Load Factor	設備利用率
POSOCO	Power System Operation Corporation Limited	インド電力システム運営会社 PGCIL が出資する運営会社で、インド5地区のLDCとNLDCで構成

略 語	正式名称	和訳名称
Pre-FS	Preliminary Feasibility Study	予備実行可能性調査（本レポート）
PRM	Plant Resource Manager	統合機器管理ソフトウェアパッケージ
PTL	Power Links Transmission Limited	パワーリンク送電会社
【R】		
R&M/LE	Renovation and Modernization / Life Extension	改修（と近代化）による寿命延伸
RISC	Reduced Instruction Set Computer	RISC プロセッサ
【S】		
SBPDCL	South Bihar Power Distribution Company Limited	南部ビハール州配電公社
SC	Super Critical	超臨界圧（石炭火力発電所）
SCCL	Singareni Collieries Company Limited	Singareni 炭鉱株式会社
SCR	Selective Catalytic Reduction	排煙脱硝装置
SEAC	State level Expert Appraisal Committee	州環境影響評価委員会
SEB	State Electricity Board	州電力局
SEIAA	State Environment Impact Assessment Authority	州環境影響評価局
SERC	State Electricity Regulatory Commission	州電力規制委員会
SIL	Safety Integrity Level	安全インテグリティレベル
SIS	Safety Instrument System	安全計装システム
SLD	Single Line Diagram	単線結線図
SOE	Sequence of Event	イベント記録
SPCB	State Pollution Control Board	州公害管理局
SS	Substation	変電所
STEAG	STEAG Energy Services (India) Private Limited	ステアグ社 (No.8/9 ユニットのオーナーズエンジニアコンサルタント)
SWAS	Steam and Water Analysis System	缶水監視システム
【T】		
Tie-Tr	Tie Transformer (ie.440kV/220kV)	連絡用変圧器
TL	Transmission Line	送電線
TMCR	Turbine Maximum Continuous Rating	タービン最大連続出力
TOR	Terms of Reference	手順書(EIA)
Tr	Transformer	変圧器

略 語	正式名称	和訳名称
Transf. Bus	Transfer Bus	転送母線
TPS/TPP	Thermal Power Station/Plant	火力発電所
【U】		
UPS	Uninterruptible Power System	無停電電源装置
USC	Ultra Super Critical	超々臨界圧（石炭火力発電所）
UTPCC	Union Territory Pollution Control Committee	準州公害管理局
【W】		
WS	Water Intake System	取水設備

要 約

要 約

本調査「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】」の実施の結果、従来計画である 250 MW 亜臨界圧石炭火力に代え、660 MW 超臨界圧設備の建設は可能であることを確認した。候補地点としては、当初予定の No. 10 ユニット建設予定地 (250 MW 亜臨界圧式)、居住エリア、No. 8/9 ユニット南側隣接地が選定された。

1 背景

インド国 (以下「イ」国とする) ビハール州は、「イ」国のなかでも最貧州のひとつとされているが、近年は経済成長が目覚ましく、「イ」国全体の 2011-2012 年 GDP 経済成長率は 6.9 % であるのに対し、ビハール州では 13.1 % に達している。

こうした高度経済成長の真っ只中にあるものの、電力インフラの整備は追いついておらず、2010 年 4 月から 2011 年 5 月の期間において、ピーク時の電力需要が 122,287 MW に対して、供給能力が 110,256 MW でありマイナス 9.8 %、電力量についても、需要が 8,610 億 kWh に対して供給が 7,880 億 kWh であり、マイナス 8.5 % と不足が生じている。2012 年にはニューデリーや北部地域で二日間にわたって大規模な停電が発生し人口の 5 割を超える 6 億人以上に影響を与えることとなった。電力不足は深刻な社会問題となっている。

こうした状況のなか、インド国政府は第 12 次国家電力計画において、新規電源開発を含め 88,537 MW の電力供給能力の確保を計画しているが、その中でバラウニ火力発電所の老朽化した No. 4/5 (50 MW x 2) に代え、新たに No. 10 (250 MW x 1) を新設することとしていた。

しかしながら、従来の 250 MW 亜臨界圧式石炭火力に代え、燃料消費・環境負荷の面で優れる 660 MW 超臨界圧設備に置き代えることができないか、その建設可能性についての調査要望が日本側になされた。本業務はこれに応じるものである。

2 調査の内容

本調査の内容は、以下のとおり。

- (1) No. 10 ユニット計画予定地の確認及び既設エリア他利用可能なスペースの確認
- (2) 老朽設備のうち、発電所での再利用計画の有無の確認、流用可能設備の特定
- (3) 候補地点の選定
- (4) 発電所運転計画から必要石炭量の推定、調達情報の入手
- (5) 発電所付近の地形・地質の確認
- (6) 水源・取水計画の確認
- (7) 灰捨場・灰有効利用計画の確認
- (8) 環境社会配慮事項の確認

3 候補地の選定

建設候補地点として、(a)No. 10 ユニット建設予定地、(b)居住エリア、(c)既設エリア、(d)No. 8/9 ユニット南側隣接地を選定した。

4 設備構成及び必要サイズの検討

発電設備の構成、必要サイズの検討を行った。発電設備については、「イ」国で採用されている標準的な設備構成（脱硝・脱硫設備なし）及び日本で採用されている標準的な設備構成（脱硝・脱硫設備あり）を検討し、それぞれ必要なサイズを確認した。

5 建設可能性判断

4 で検討した設備構成を、3 で選定した候補地点に投影することにより、干渉部分の確認、設備構成が合理的な配置になっているかどうかを判断した。その結果、(c)既設エリアを除く、他の3候補地点(a)(b)(d)で建設が可能であることを確認した。

表 候補地と建設可能性

候補地	建設可否判断
(a)No. 10 ユニット建設予定地	可能 (図 1、2)
(b)居住エリア	可能 (図 3、4)
(c)既設エリア	不可能 (図 5)
(d)No. 8/9 ユニット南側隣接地	可能 (図 6、7)

調査団としては以下の理由により、(a)No. 10 ユニット予定地に日本で実績のある設備構成を採用することを推奨する。

[理由]

- No. 8/9 ユニットの灰捨場の用地取得が進んで機内状況を踏まえると、No. 8/9 ユニット南側隣接地のような新たな用地取得は困難であると考えられること
- 今後、バラウニ火力発電所を増設する場合、発電容量の大型化に伴いNo. 10 ユニット予定地を活用されない恐れがあること
- JICA の円借款として進める場合、環境負荷への影響に最大限配慮する必要があること

ただし、No. 10 ユニットは、日本の都市型火力発電所によく見られる狭い用地での建設、メンテナンスを行うことが想定される。発電所の建設を進めるに当たっては、限られた用地での設備設計、厳格な工程管理及び運開後のメンテナンスの容易化への配慮が必要である。

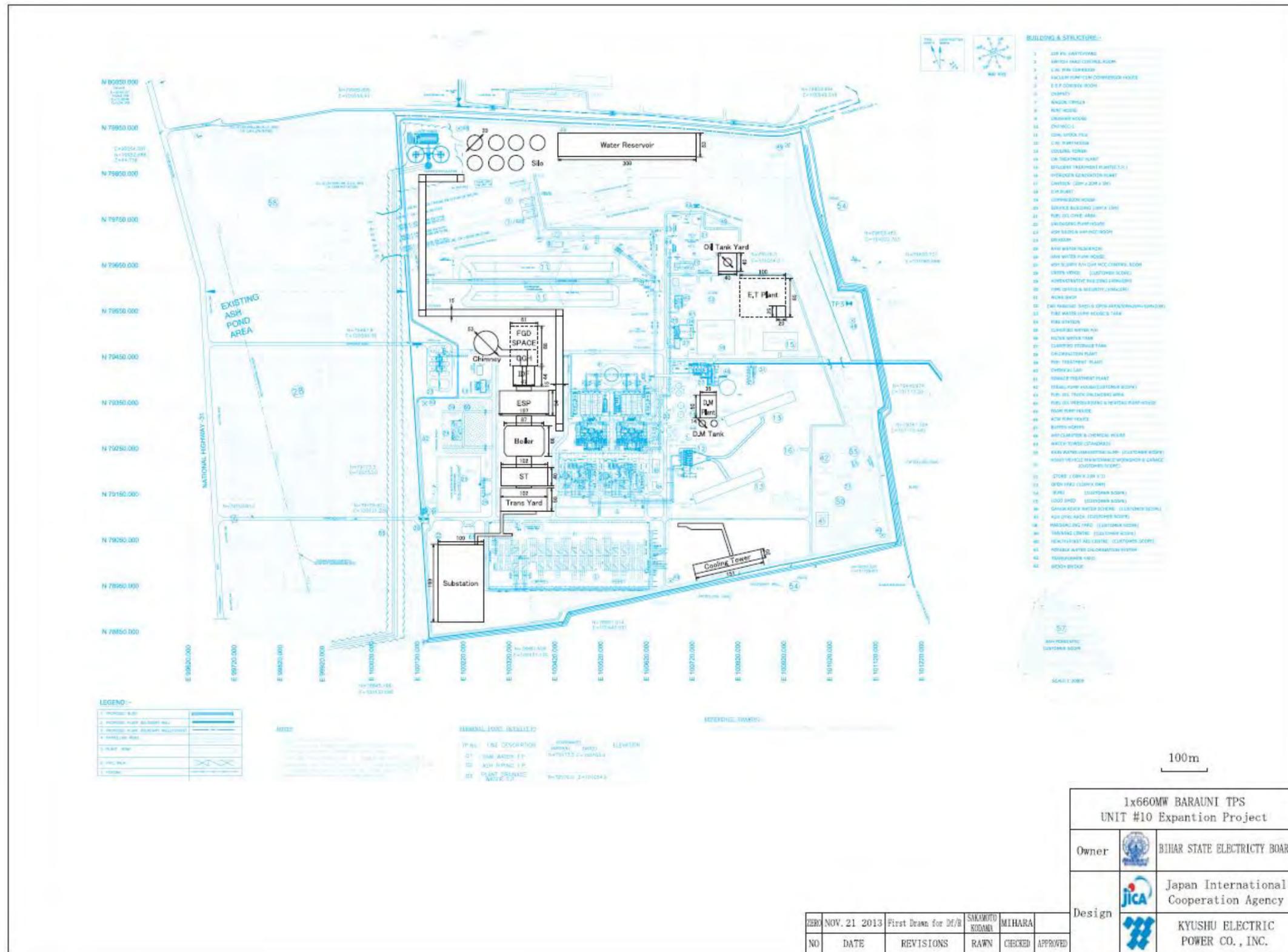


図1 No. 10 ユニット予定地にインドで実績のある設備サイズを用いた配置図 (建設可能)

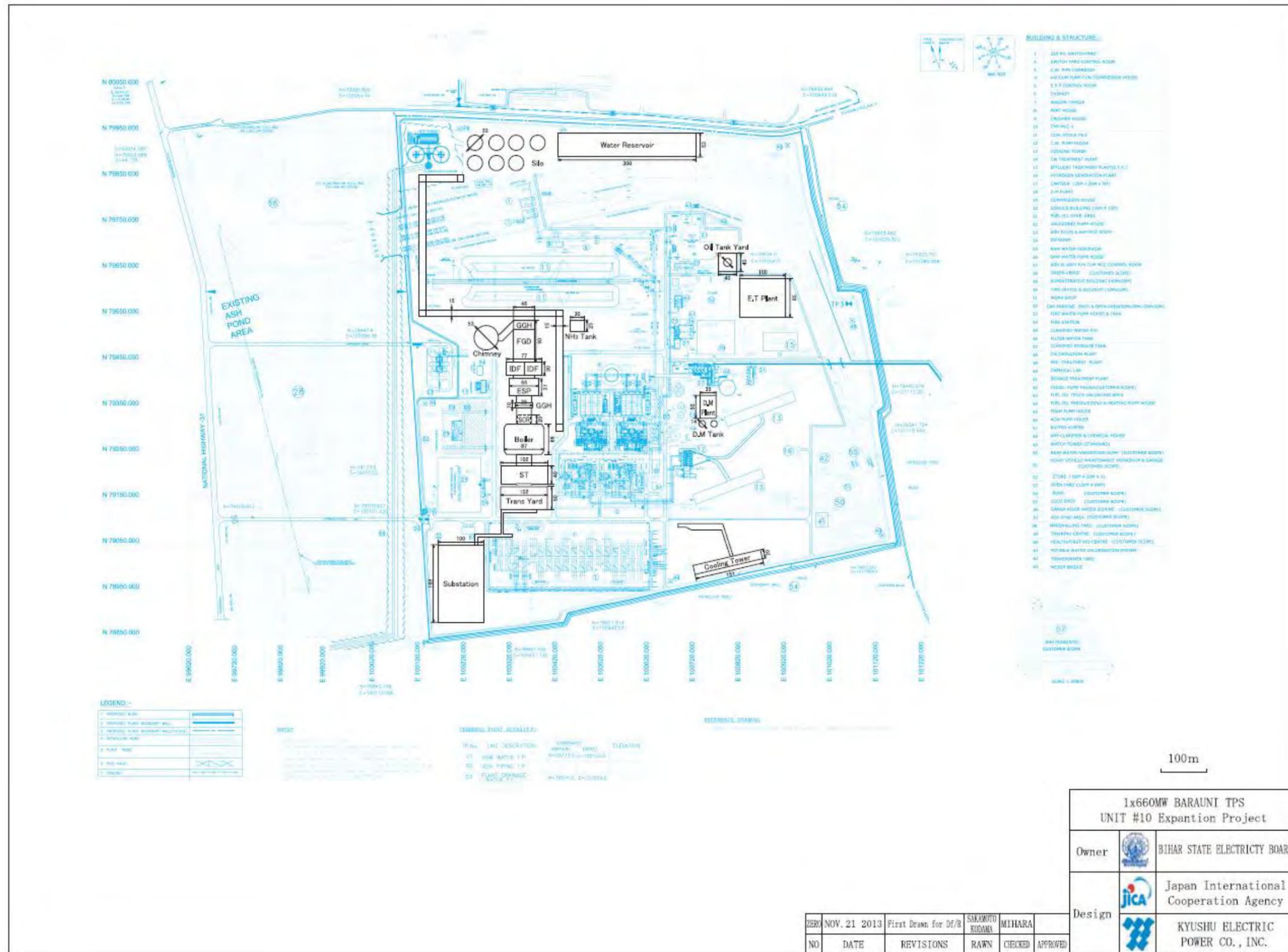


図2 No.10ユニット予定地に日本で実績のある設備サイズを用いた配置図 (建設可能)

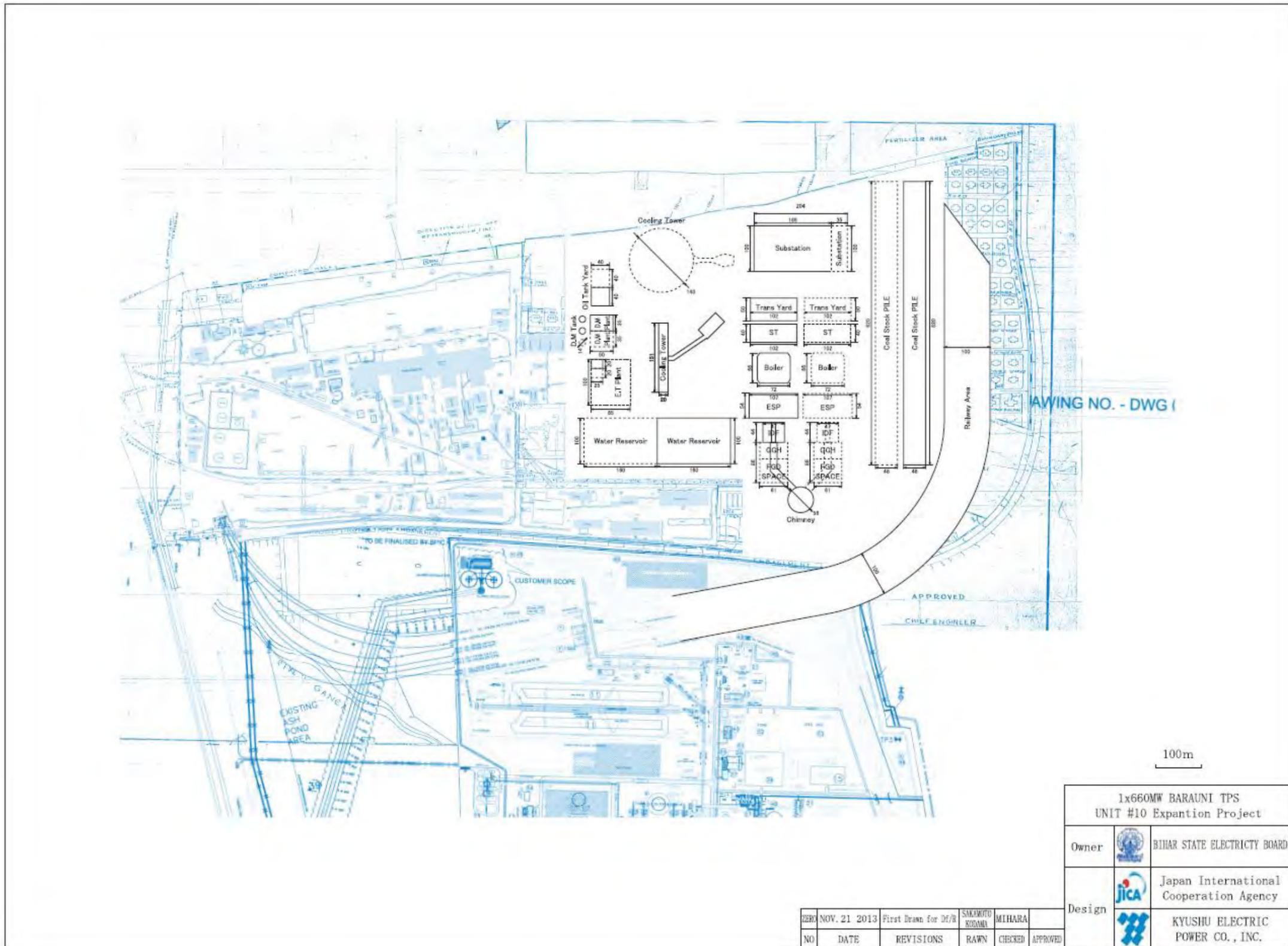


図3 居住エリアにインドで実績のある設備サイズを用いた配置図 (建設可能)

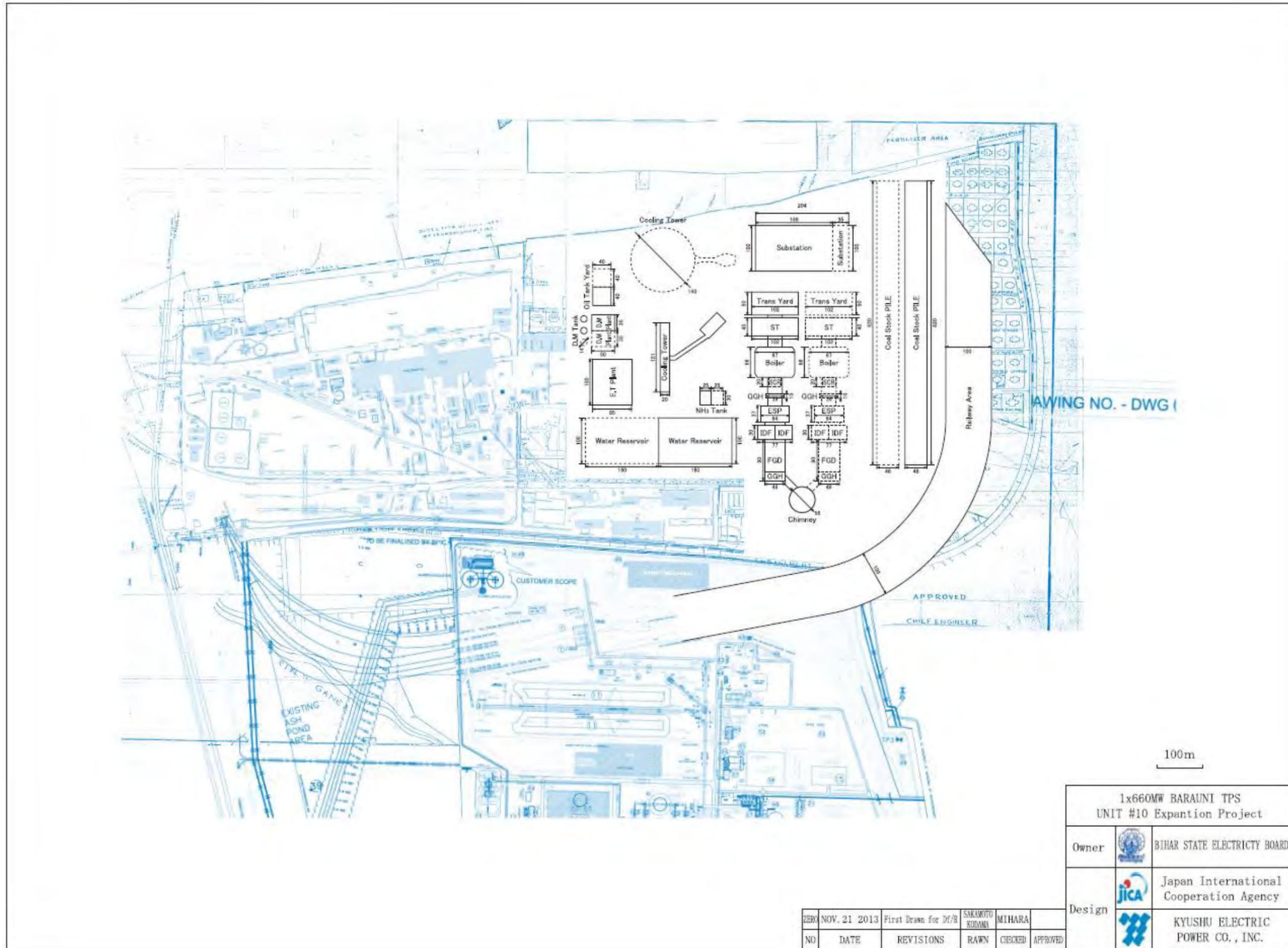


図4 居住エリアに日本で実績のある設備サイズを用いた配置図（建設可能）

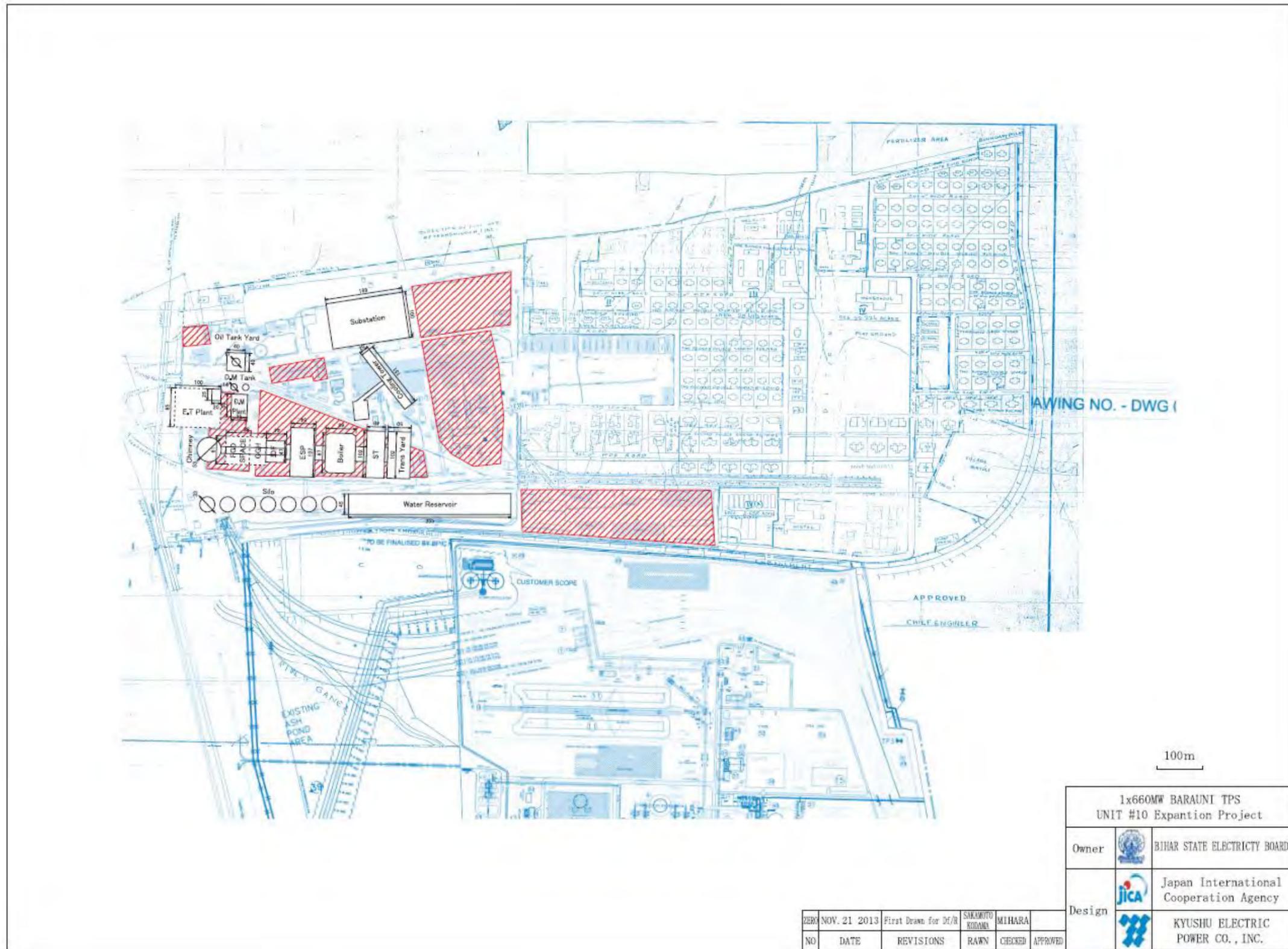


図5 既設エリアにインドで実績のある設備サイズを用いた配置図 (建設不可能)

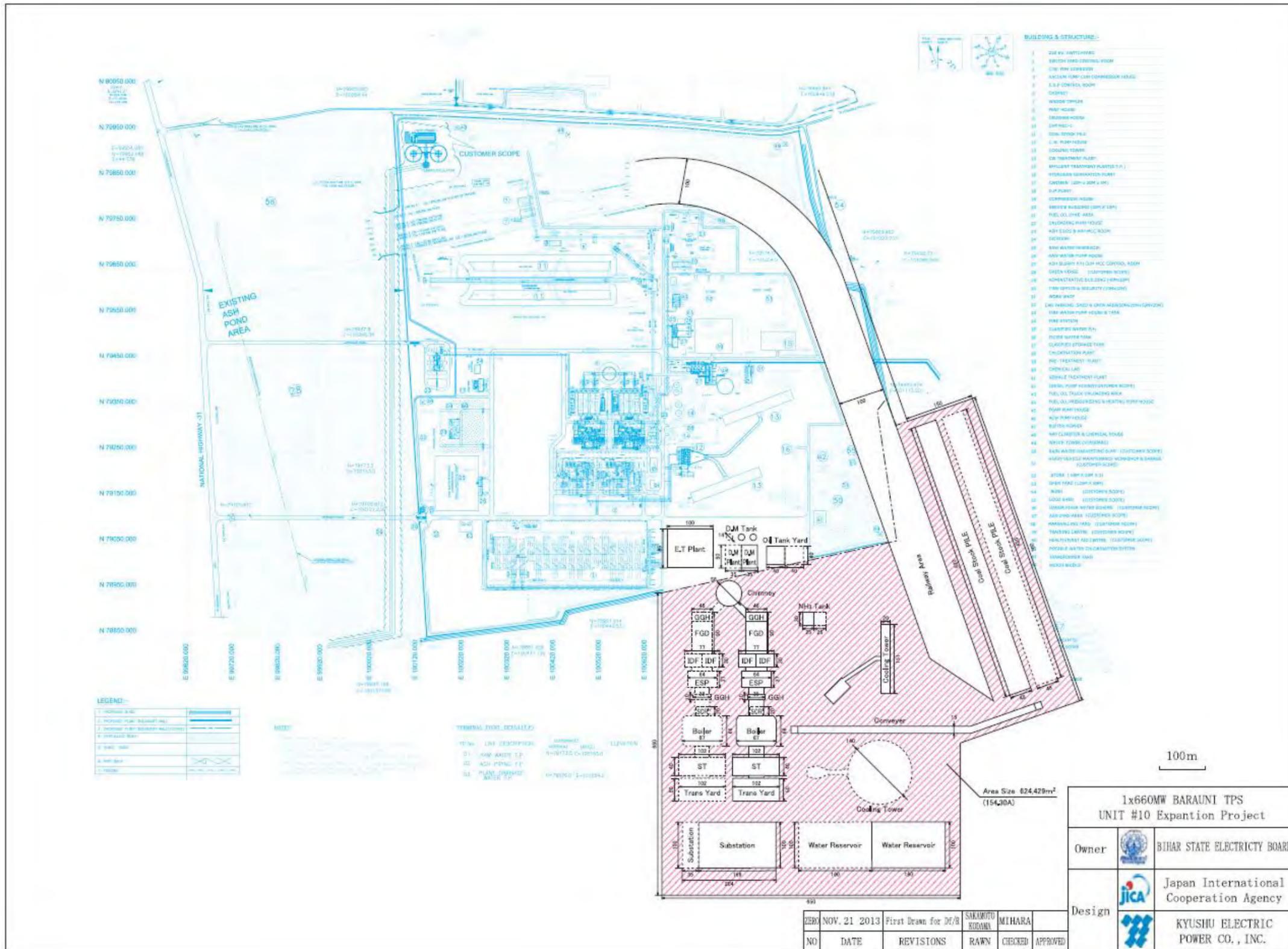


図7 No. 8/9 ユニット南側隣接地へ日本で実績のある設備サイズを用いた配置図 (建設可能)

第 1 章 調査の概要

目 次

第1章 調査の概要

- 1.1 調査の背景
- 1.2 調査の目的
- 1.3 調査団の構成
- 1.4 調査日程
- 1.5 調査の内容
 - 1.5.1 調査の具体的な進め方
 - 1.5.2 調査・検討結果の整理

表 目 次

- 表 1.3-1 調査団員リスト
- 表 1.4-1 第1次現地調査日程
- 表 1.4-2 第2次現地調査日程

図 目 次

- 図 1.5-1 調査・検討結果整理フロー

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景

インド（以下、「イ」国）とする）・ビハール州は、「イ」国東部に位置する。同州内にあるブッダガヤは釈迦（ブッダ）が悟りを開いた土地とされ、仏教の最高聖地であることから世界中から訪れる巡礼者や観光客で賑わうが、「イ」国のなかでは最貧州のひとつとされている。しかしながら、近年は経済成長が目覚ましく、「イ」国全体の2011-2012年GDP経済成長率が6.9%であるのに対し、ビハール州では13.1%に達している。

しかしながら、「イ」国はこうした高度経済成長の真っ只中にあるものの、電力インフラの整備が追いついておらず、2010年4月から2011年5月の期間において、ピーク時の電力需要が122,287MWに対して供給能力が110,256MWとマイナス9.8%であり、電力量についても、需要が8,610億kWhに対して供給が7,880億kWhとマイナス8.5%であり不足が生じている。2012年にはニューデリーや北部地域で二日間にわたって大規模な停電が発生し人口の5割を超える6億人以上に影響を与えることとなった。電力不足は深刻な社会問題となっている。

こうした状況のなか、「イ」国政府は第12次国家電力計画において、新規電源開発を含め88,537MWの電力供給能力の確保を計画しているが、その中でバラウニ火力発電所の老朽化したNo.4/5（50MW x 2）に代え、新たにNo.10（250MW x 1）を新設することとしている。

この計画における250MW 亜臨界圧ボイラーは、近年の主流である超臨界圧～超々臨界圧式貫流ボイラーより熱効率面で劣る。超臨界圧・超々臨界圧式は、単位発電量当たりの排ガス排出量が少なく、燃焼消費率も向上するなど、亜臨界圧式と比較して環境面、経済面で有利である。

このため、「イ」国側はより高効率な発電設備の導入を検討した結果、No.4/5ユニットに置き替わる設備として当初計画した250MW 亜臨界圧ボイラーの建設計画を見直し、「イ」国で実績のある660MW級の超臨界圧式ユニットを当該予定地内に新設ができないか、その建設可能性についての調査要望が日本側になされた。本業務はこれに応じるものである。

1.2 調査の目的

本業務は、将来の円借款案件の候補として検討するため、プロジェクトの背景、目的及び内容を理解し、660 MW 超臨界圧式石炭火力の建設についての初期調査を実施する。具体的には、現在の 250 MW x 1 の詳細プロジェクト報告書 (DPR: Detailed Project Report) を参考に、660 MW 設備のレイアウト、それに伴う既設設備の流用範囲、現在の敷地条件で建設が不可能な場合には、それを可能にする条件、実行可能性調査 (FS: Feasibility Study) を実施する場合の留意事項について取り纏めることを目的とする。

1.3 調査団の構成

本業務における調査団員を以下に示す。

表 1.3-1 調査団員リスト

	氏名	担当	所属
1	三原 道生	総括／火力建設計画 (プラント設計・電気)	九州電力株式会社 国際事業本部 副部長 兼 海外事業技術グループ長
2	新屋敷 明大	副総括／石炭火力発電計画 2 (プラント設計・レイアウト計画)	九州電力株式会社 国際事業本部 海外事業技術グループ
3	坂本 康典	石炭火力発電計画 2 (プラント設計・既設流用計画)	九州電力株式会社 国際事業本部 海外事業技術グループ 副長
4	祐徳 泰郎	石炭火力発電計画 1 (電力土木)	九州電力株式会社 技術本部 技術戦略グループ 副長
5	前田 茂	環境社会配慮	九州電力株式会社 国際事業本部 海外事業開発グループ 副長

1.4 調査日程

(1) 国内準備作業

実施期間：2013年10月11日（金）～10月16日（水）

調査の概要を示すインセプションレポートの作成、プレゼンテーションの準備及び渡航の準備を行った。

(2) 第1次現地調査

第1次現地調査では、ビハール州発電公社及びバラウニ火力発電所を訪問し、現地状況の確認と、国内分析に必要な情報を収集した。

表 1.4-1 第1次現地調査日程

現地業務 日数 (延べ日数)	日 程	内 容	滞在場所
1	10月17日（木）	・移動（福岡 → 成田 → デリー）	デリー
2	10月18日（金）	・インセプションレポート概要説明（JICA 現地事務所） ・現地調査打合せ ・STEAG 社 表敬訪問	デリー
3	10月19日（土）	・資料整理	デリー
4	10月20日（日）	・移動（デリー → パトナ）	パトナ
5	10月21日（月）	・インセプションレポート概要説明（BSPGCL） ・移動（パトナ → バラウニ）	バラウニ
6	10月22日（火）	<ul style="list-style-type: none"> ・調査内容説明 ・屋外視察による設備状況調査 ・必要情報収集 	バラウニ
7	10月23日（水）		バラウニ
8	10月24日（木）		バラウニ
9	10月25日（金）		バラウニ
10	10月26日（土）	・移動（バラウニ → パトナ）	パトナ
11	10月27日（日）	・資料整理	パトナ
12	10月28日（月）	・BSPGCL 訪問、必要情報収集	パトナ
13	10月29日（火）	・ラップアップミーティング準備	パトナ
14	10月30日（水）	・ラップアップミーティング（BSPGCL、JICA） ・移動（パトナ → デリー）	デリー

現地業務 日数 (延べ日数)	日 程	内 容	滞在場所
15	10月31日(木)	・必要情報収集 (STEAG 社) ・移動 (デリー → 成田)	機内泊
16	11月1日(金)	・移動 (成田 → 福岡)	

(3) 国内作業

実施期間：2013年11月5日(火)～12月6日(金)

国内作業では、「イ」国で収集した情報を基に、発電設備の概略寸法設計、主機メーカーへのヒアリング、国内採用実績等を調査し、ドラフトファイナルレポートを取り纏めた。

(4) 第2次現地調査

第2次現地調査では国内作業で取り纏めたドラフトファイナルレポートを基に、ビハール州発電公社へ説明するとともに意見交換を行った。

表 1.4-2 第2次現地調査日程

現地業務 日数 (延べ日数)	日 程	内 容	滞在場所
17	12月15日(日)	・移動(福岡 → 成田 → デリー)	デリー
18	12月16日(月)	・移動(デリー → パटना) ・ドラフトファイナルレポート概要説明(BSPGCL) ・意見交換	パटना
19	12月17日(火)	・パラウニ火力発電所及びバル火力発電所(NTPC)訪問	パटना
20	12月18日(水)	・ラップアップミーティング(BSPGCL、JICA)	パटना
21	12月19日(木)	・移動(パटना → ワーラーナーシー)	ワーラー ナーシー
22	12月20日(金)	・移動(ワーラーナーシー → デリー) ・移動(デリー → 成田)	機内泊
23	12月21日(土)	・移動(成田 → 福岡)	

(5) 国内整理期間

実施期間：2013年12月24日(火)～2014年1月20日(月)

第2次現地調査で、BSPGCLより指摘のあった事項を修正し、ファイナルレポートに取り纏めた。

(6) ファイナルレポートの提出

2014年1月20日(月)

1.5 調査の内容

1.5.1 調査の具体的な進め方

バラウニ火力発電所においては、現在拡張計画として No. 8/9 ユニットが建設中であり、その西側に No. 10 ユニット (250 MW x 1) 建設予定地が用意されている。この区画は、既設エリアにある老朽化した No. 4/5 ユニット (50 MW x 2) の代替とされることになっているが、当該予定地を第一候補にバラウニ火力発電所の構内及び周辺エリアを調査し、660 MW 超臨界圧設備の建設可能性について、主にスペース面における調査を行った。具体的には、以下の内容について関連データの収集や聞き取りによる現地調査を行い、レイアウトをコンパクトにできる日本国内採用実績を踏まえつつ、設備構成を検討した上で候補地に設備が配置できるかの確認を行った。

【現地調査内容】

- (1) No. 10 ユニット計画予定地の確認、及び既設エリアのほか、老朽設備を撤去・整地した上での利用可能なスペースの確認
- (2) 老朽設備のうち、発電所での再利用計画の有無の確認、流用可能設備の特定
- (3) 候補地点の選定
- (4) 発電所運転計画から必要石炭量の推定、調達情報の入手
- (5) 発電所付近の地形・地質の確認
- (6) 水源・取水計画の確認
- (7) 灰捨場・灰有効利用計画の確認
- (8) 環境社会配慮事項の確認

【国内調査内容】

- (1) 国内実績等を踏まえた 660 MW 超臨界圧設備の主要設備構成の決定
- (2) 建設が不可能である場合、可能にする条件の提示
- (3) FS での留意事項取り纏め

1.5.2 調査・検討結果の整理

現地調査により特定した利用可能エリア及び当該地への立地可能性については、以下のフローに基づいて整理した。

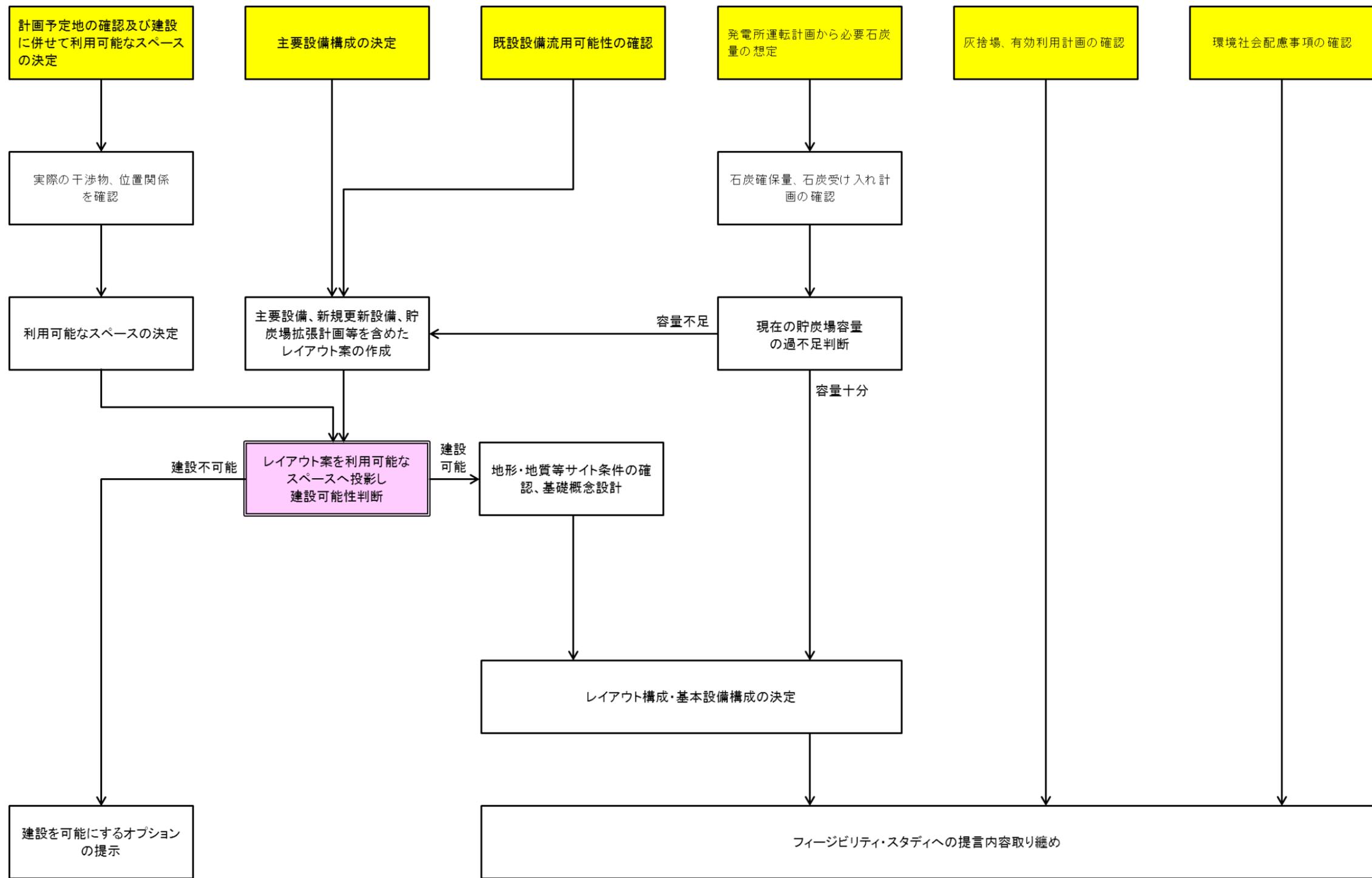


図 1.5-1 調査・検討結果整理フロー

第2章 インド電力セクターの現状と課題

目 次

第2章 インド電力セクターの現状と課題

- 2.1 電力開発計画の国家開発計画上の位置付け
- 2.2 電力セクターの構造
- 2.3 電力政策
- 2.4 電力需給の現状と将来計画と課題
- 2.5 ビハール州の電力供給状況

表 目 次

- 表 2.1-1 第12次5ヶ年計画期間中のセクターごとの発電容量追加計画
- 表 2.1-2 第12次5ヶ年計画期間中の新設発電容量
- 表 2.1-3 2016年度石炭予想需給量
- 表 2.4-1 2010年度の電力需要に対する供給の状況

図 目 次

- 図 2.1-1 電力の需要と供給
- 図 2.2-1 インドの電力供給体制
- 図 2.4-1 世界の1次エネルギー消費量
- 図 2.4-2 電力需要の伸びと供給不足の状況
- 図 2.4-3 GDP成長率と発電能力の伸び
- 図 2.5-1 ビハール州電力局アンバンドリング前後の体制
- 図 2.5-2 ビハール州の電力需給
- 図 2.5-3 ビハール州の最大電力の需要と供給

第2章 インド電力セクターの現状と課題

2.1 電力開発計画の国家開発計画上の位置付け

(1) 第12次5ヶ年計画における電力開発計画

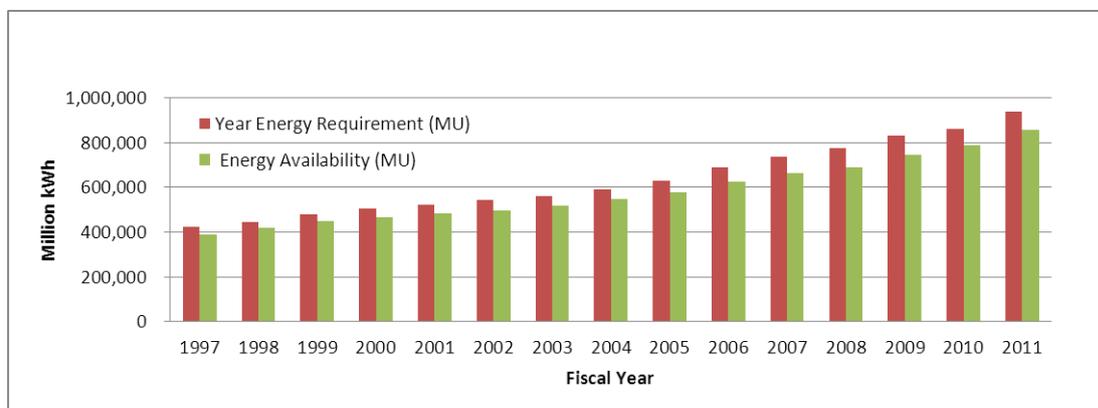
「イ」国は、憲法で規定される国家レベルの計画として、5ヶ年計画を策定しており、経済、財政、雇用、教育、社会保障、環境、産業、農業、交通、都市開発、エネルギー等の分野で「イ」国の目標やプロジェクト等が示されている。

現在、2012年度から2016年度を対象として、第12次の5ヶ年計画が実施されており、期間中の実質GDP成長率を平均年8%と見込んでいる。部門別の目標を農業分野で同4%、製造業分野で同10%としている。

同計画の中では、電力はあらゆる経済活動を決定する重要な要素であり、信頼性の高い電力の供給があれば、迅速かつ包括的な成長が見込めると評価されており、電力部門を最重要インフラとしている。

しかしながら、電力インフラの整備は経済成長に追いついておらず、2007年度から2011年度に実施した第11次5ヶ年計画の最終年度における電力需要は、1兆380億kWhの予想に対し、実際の発電量は8,768.8億kWhと約16%の未達であり、継続的な電力不足が生じている。

電力省の年度報告によると、2011年度までの10年間の電力需要に対する供給量は、平均8.8%の電力不足が継続している(図2.1-1参照)。



[出所] インド電力省、Annual Report 2012-2013

図 2.1-1 電力の需要と供給

第12次5ヶ年計画では、2016年度までに1兆4,030億kWhが必要と見積もられており、発電分野における予想成長率は、9.8%とされている。また、発電容量の追加の必要性は75,785MWとしているが、ピーク時の需給ギャップを埋めるために、88,537MWの追加を予定している。表2.2-1にセクターごとの発電容量の追加計画を示す。

表 2.1-1 第 12 次 5 ヶ年計画期間中のセクターごとの発電容量追加計画（単位：MW）

部門	水力	火力				原子力	合計
		計	石炭	褐炭	ガス/LNG		
中央	6,004	14,878	13,800	250	827.6	5,300	26,181.6
州	1,608	13,922	12,210	0	1,712.0	0	15,530.0
民間	3,285	43,540	43,270	270	0.0	0	46,825.0
合計 ^{※1}	10,897	72,340	69,280	520	2,539.6	5,300	88,536.6
再生可能エネルギー	—	—	—	—	—	—	30,000
合計 ^{※2}	10,897	72,340	69,280	520	2,539.6	5,300	118,536.6

※1: 除く再生可能エネルギー

※2: 含む再生可能エネルギー

[出所] インド政府、12th Five Year Plan (2012-2017)

「イ」国で利用可能で最も豊富な 1 次エネルギー源が石炭であるため、石炭火力発電の追加容量が最も多くなっている。発電設備の増設について、「イ」国における建設能力は、十分であると分析しているものの、燃料である石炭や天然ガスの供給が大きな問題であると認識されている。「イ」国は石炭の炭鉱開発や供給をインド石炭公社（CIL: Coal India Limited）により実施しているが、同社は第 11 次 5 ヶ年計画における石炭生産目標を達成することができなかった。第 12 次 5 ヶ年計画においては、2011 年度に 540 百万トンであった石炭生産量を、2016 年度に 795 百万トンにすることが必要不可欠であり、もし国内炭の増産が達成できなければ、「イ」国のエネルギー政策に重大な影響を及ぼす可能性がある。

持続可能な経済成長や効果的な燃料使用を目的として、現在の主流である亜臨界圧石炭火力発電所の建設に代えて、「イ」国政府は、より効率の高い超臨界圧石炭火力発電所や超々臨界圧石炭火力発電所の導入を積極的に進めることにしている。具体的には、第 12 次 5 ヶ年計画の増設目標の 50 %と第 13 次 5 ヶ年計画における石炭火力の発電容量追加分のすべてに超臨界圧ユニットを用いることとしている。

「イ」国第 12 次 5 ヶ年計画によると、亜臨界圧発電所の熱効率 34 %、超臨界圧発電所の熱効率 40 %に比べ、最新の超々臨界圧石炭発電所は熱効率 46 %である。このため、超々臨界圧、超臨界圧の発電所は、石炭の消費を節約でき、二酸化炭素の排出を低減できるものと評価されている。例えば、1,000 万 kW の発電所は、約 70 %の設備利用率（PLF: Plant Load Factor）で、600 億 kWh の電力を発生するが、超々臨界圧発電所を用いた場合、亜臨界圧発電所に比べ 4,000 kcal/kg の石炭で 0.165 kg/kWh を節約でき、600 億 kWh では、年間 9.9 百万トンの石炭消費量を低減することが可能である。

亜臨界圧発電所に比べkW当たり0.7%程度¹高価であるものの、超臨界圧技術は十分に成熟しており、超臨界圧技術の採用を奨励するため、超臨界圧発電所への石炭供給を優先的に実施することとしている。

超々臨界圧技術は、超高温、高圧に耐える特殊材料の開発を必要としており、超々臨界圧ユニットへの研究開発の投資を通して、「イ」国政府は、超々臨界圧ユニットの国産化を促進している。超々臨界圧ユニットは、第13次5ヶ年計画の期間に採用されるものと期待されており、バーラト重電機 (BHEL: Bharat Heavy Electricals Limited)、「イ」国営火力発電公社 (NTPC: National Thermal Power Corporation Limited) とインディラ・ガンディー原子力研究センター (IGCAR: Indira Gandhi Center for Atomic Research) が共同開発した超々臨界圧ユニットの初号機は2017年に運転予定である。「イ」国政府は、中長期的に超臨界圧や超々臨界圧発電技術を高めて行く予定である。

(2) 国家電力計画

中央政府に電力政策や計画の立案に関する事項に関し助言と支援をする組織である中央電力庁 (CEA: Central Electricity Authority) は、第12次5ヶ年計画の国家電力計画のなかで、第12次5ヶ年計画の最終年度である2016年度の電力需要を1兆3,549億kWh、最大電力を1億9,954万kWと見込んでいる。国家電力計画では、期間中の新設発電容量を7,969万kWとしており、うち84%に当たる6,660万kWを石炭火力発電で賄うこととしている。

表 2.1-2 第12次5ヶ年計画期間中の新設発電容量

合計容量	7,969 万 kW
水 力	920 万 kW
原子力	280 万 kW
火 力	6,769 万 kW
石 炭	6,660 万 kW
ガ ス	109 万 kW

[出所] CEA, National Electricity Plan(2012)

これは、約1,181億トンの確認埋蔵量を有する豊富な国内炭²を活用するためであるが、表2.1-3に示すように2016年度の電力部門に関する石炭の予想需要に対し、予想供給量は約72%であり、238百万トンの石炭が不足することになる。不足量のうち、約164百万トンを入力し、CILが供給することを期待されているが、根本的な石炭供給の問題の解決になっておらず、石炭供給問題の解決が電力の安定供給に対して極めて重要な要素と考えられる。

¹ 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 平成23年度 成果報告書 地球温暖化対策普及等推進事業 インド超々臨界 (USC) 石炭火力発電所建設プロジェクト案件形成調査 調査報告書

² 「イ」国 Energy Statistics 2013

表 2.1-3 2016 年度石炭予想需給量

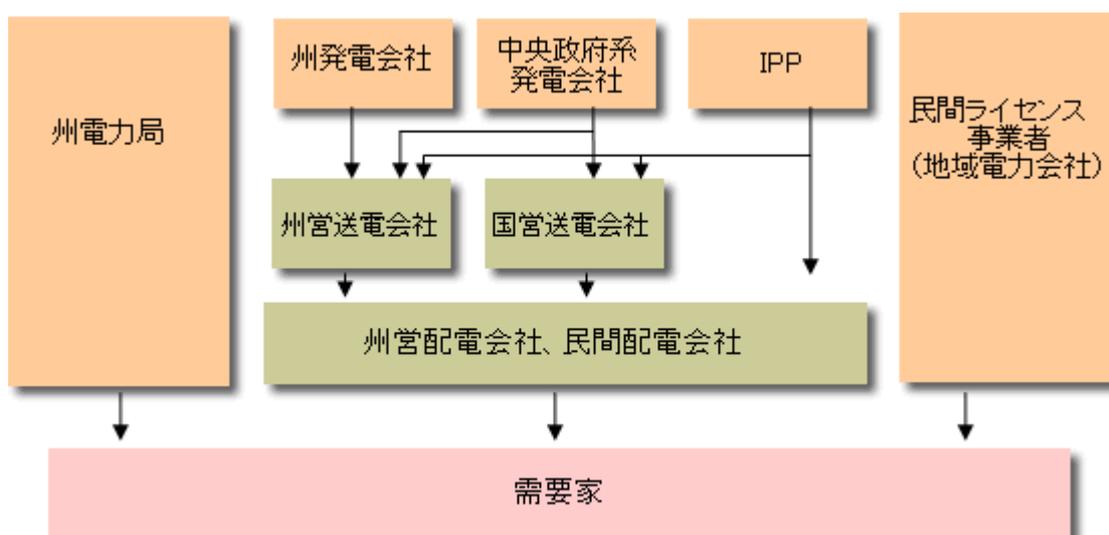
需要量(百万トン)	供給量(百万トン)	供給元
842	604	
	415	CIL
	35	公営石炭企業 SCCL
	100	専属鉱山
	54	火力発電所による輸入
備考	SCCL : The Singareni Collieries Company Limited (中央政府 49 %+Andhra Pradesh 州政府 51 %) 専属鉱山: 特定の消費者に供給している鉱山であり、民間投資が許されている。 Captive Mine	

[出所] CEA, National Electricity Plan(2012)を基に調査団が作成

第 12 次 5 ヶ年計画と同様に、「イ」国政府は、石炭の効率的な利用及び温室効果ガス低減のため、クリーンコールテクノロジーの採用に積極的であり、長期的なエネルギーセキュリティの観点からも、超臨界圧発電技術の採用を推し進めている。また、温室効果ガス削減戦略として、より蒸気条件の高いユニットの増加や超々臨界圧発電技術及び石炭ガス化複合発電技術の採用等を掲げている。

2.2 電力セクターの構造

「イ」国の電気事業は、中央及び州政府機関が政策の立案、事業規制等を行い、中央政府系、州政府系の発電会社、送電会社や民間事業者等がそれぞれ電気事業を営んでいる。



[出所]一般社団法人 海外電力調査会 (http://www.jepic.or.jp/data/ele/ele_08.html)

図 2.2-1 インドの電力供給体制

中央政府においては、インド電力省（MoP: Ministry of Power）が電力開発に一義的な責任を負い、計画の策定、電力政策の立案、開発プロジェクトの実施状況の監督、研修、人事開発及び火力・水力発電や配送電に関する法整備を行っている。

また、政府系発電会社の発電料金や州間送電料金の規制を行い、中央政府への電力料金規制の助言を行う機関として、中央電力規制委員会（CERC: Central Electricity Regulatory Commission）が設置されている。

原子力発電については原子力委員会（AEC: Atomic Energy Commission）が、再生可能エネルギーによる発電についてはインド新・再生可能エネルギー省（MNRE: Ministry of New and Renewable Energy）が所管している。

州政府においては、1948年に施行された電気（供給）法により州電力局（SEB: State Electricity Board）が設置され、州内の電気事業を行ってきた。2003年に施行された電気法（Electricity Act）に基づき、州により進捗は異なるが、州電力局は州発電公社、州送電公社、州配電公社等へアンバンドリングされている。州内の電気事業の規制のため、州電力規制委員会（SERC: State Electricity Regulatory Commission）が設置され、州内の送電、配電事業者へのライセンス発行、発電、送電、配電料金の決定等を行っている。

2.3 電力政策

2003年の電気法により、「イ」国の電力改革の枠組みが示された。SEBの分割、水力発電を除く発電部門でのライセンス制の廃止、送電・配電系統へのオープンアクセス（系統の開放）の実施、内部相互補助の削減と撤廃、電力取引の許可、地方電化の促進、検針の徹底、盗電の取り締まり強化などが規定されている。

この法律に基づき、2005年に国家電力政策、2006年に電気料金政策、農村電化政策などが策定されている。

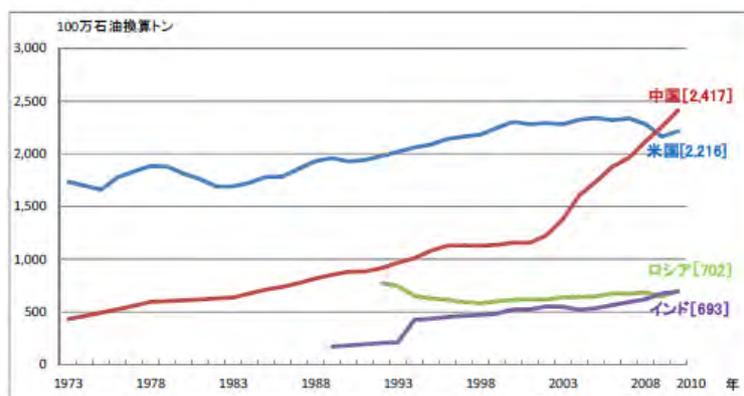
2005年に策定された国家電力政策で、MoPにより次の7点が目標として示された。

- ① 5年以内の全ての世帯への電気供給
- ② 2012年までの電力需給の均衡化、適正運転予備力の確保
- ③ 適正な電気料金での高信頼性かつ高品質の電力供給
- ④ 2012年までに1人当たりの利用可能電力量を1,000 kWh/年増加
- ⑤ 2012年までに1世帯当たり1 kWh/日を最低消費量として確保
- ⑥ 電力部門の財政的な黒字転換と商業的な実行可能性
- ⑦ 消費者利益の保護

2012年までに1人当たりの利用可能電力量の増加を1,000 kWh/年とした場合、10億kW以上の発電設備の増設が必要と見積もられている。これらの需要を満たすために、水力発電能力の増強に加え、石炭火力発電による電力の供給が重要とされている。

2.4 電力需給の現状と将来計画と課題

「イ」国は近年の経済成長を背景に、エネルギー消費量が著しく増加、ここ20年で約4倍まで上昇しており、2009年には世界の1次エネルギー消費量で日本を抜き、中国、アメリカ、ロシアに次ぐ世界第4位にまで成長している。³



[出所] 一般社団法人 海外電力調査 (http://www.jepic.or.jp/data/gl_date/gl_date02.html)

図 2.4-1 世界の1次エネルギー消費量

1990年代よりGDP成長率がほぼ毎年4%を超え、BRICsのなかでも中国に次ぐ成長を果たしており、PwC (PricewaterhouseCoopers) が発行した調査レポート「2050年の世界 (World in 2050)」でも2050年には中国、アメリカ、「イ」国が世界三大経済大国になると考えられている。

しかしながら、こうした高度経済成長のなか国内の電化率⁴は94%程度⁵まで達したものの、国内ではインフラ整備が追いついておらず、「イ」国の電力の電力情勢は2010年度における最大電力の需要1億2千万kWに対し供給能力1億1千万kWとマイナス9.8%、同じく電力量についても需要8,610億kWhに対し供給7,880億kWhとマイナス8.5%と電力不足が発生している。

表 2.4-1 2010年度の電力需要に対する供給の状況

	最大電力 (万 kW)	電力量 (億 kWh)
需要	12,228.7	8,610
供給	11,025.6	7,880
過不足	▲1,203.1	▲730
過不足 (%)	▲9.8 %	▲8.5 %

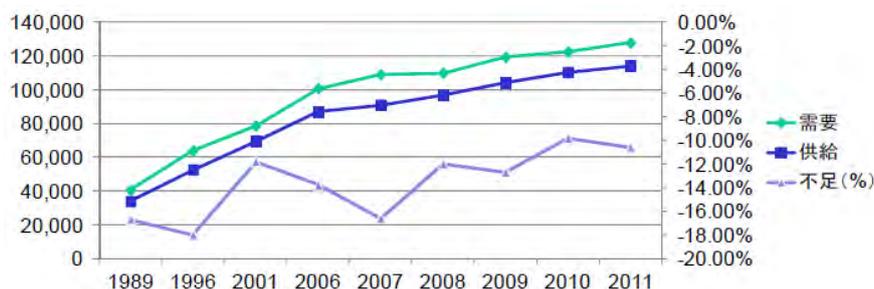
[出所]CEA, National Electricity Plan(2012)を基に調査団が作成

³ 日本エネルギー経済研究所 (2011年5月)

⁴ 全農村電化率 (村落の学校やコミュニティセンター等の公共機関に電力が供給されていることに加え、村落の10%以上の世帯に電力が供給されている場合にその村落が電化されていると定義される。)

⁵ CEA(2013), “Monthly Review of power Sector Reports Jan2013”

このように「イ」国の電力情勢は、需要に対して供給力が追いついておらず、恒常的な電力不足が続いている。



[出所]CEA, National Electricity Plan(2012-2017)

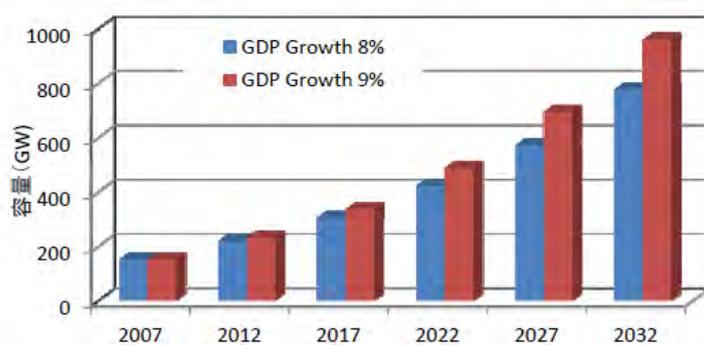
図 2.4-2 電力需要の伸びと供給不足の状況

これは単に発電設備が不足しているのではなく、既設発電所で主力である石炭火力発電所への燃料供給力不足や品質劣化、あるいは適切な設備のメンテナンスが行われていないことによる発電能力の低下の理由がある。

このため、「イ」国では電力不足に対して、各州に電力系統から供給できる電力量を割り当てており、州はこの割当量を遵守しなければならないとしている。このため州は州内の電力需要が割当量を超える場合、新たに電力を外部より調達するか、又は需要をカットするかしなければならない⁶としている。

このような状況の下、2012年7月に「イ」国のニューデリーや北部で2日間にわたって大規模な停電が発生し、人口の5割を超える6億人以上に影響を及ぼすといった深刻な問題も起こっている。

「イ」国の今後のGDP成長率を8~9%とした場合、年率6.5%の容量で供給能力を増やさなければ国内需要を満たせないとされている。



[出所]一般財団法人 石炭エネルギーセンター, ワールドコールレポート Vol.5, P.38 (2012)

図 2.4-3 GDP成長率と発電能力の伸び

⁶ 日本エネルギー経済研究所、第51回 研究報告・討論会 「インドの電力政策の課題：構造的電力不足と最近の大停電」資料 (2012年9月3日)

こうした恒常的な電力供給不足を解消するため、「イ」国政府は国家電力計画を定め、計画的に電力設備の増強を図ることとしている。

2.5 ビハール州の電力供給状況

ビハール州は「イ」国の東部に位置する。州内に海浜はないが、コルカタの港に近く、州の中央部をガンジス川が流れ、北はネパールとの国境に、南はジャルカンド州に、東は西ベンガル州に、西はウッタラプラデシュ州に接している。

同州の一人当たりの州内純生産は全国平均の 1/3 程度であり、デリー首都圏の 1/7 程度で、「イ」国の中でも最貧州となる。⁷

しかしながら、第 11 次 5 年計画期間中には、「イ」国全体の成長率 7.4 % に対し、同州は 12.8 % の成長率を達成した。同州の一人当たりの収入の成長率は第 11 次 5 年計画期間中に 10.4 % に達し、「イ」国全体の成長率よりも 4 % 高いものであった。

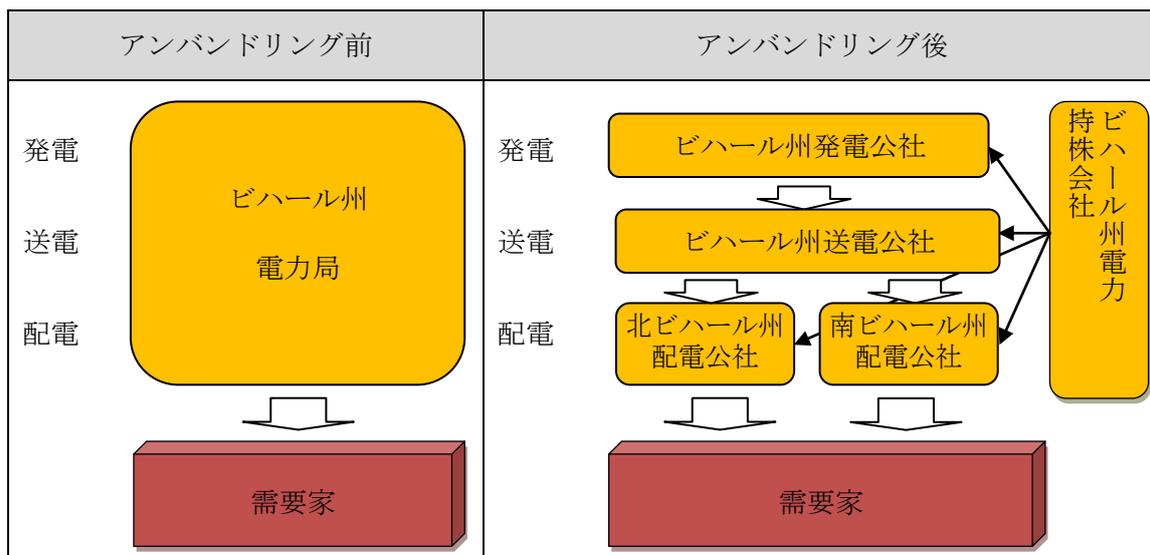
同州政府は、第 12 次 5 年計画期間中に 12-13 % の成長率を設定している。また、これらの成長率を達成するために、より早いペースでのインフラストラクチャーの整備を進める等の目標を設定している。⁸

これまで州の電力供給を担ってきたビハール州電力局 (BSEB: Bihar State Electricity Board) は、2003 年に施行された電気法に基づき実施された 2012 年のビハール電力改革移転スキームにより、5 つの公社に分割、民営化され、ビハール州電力持株会社 (BSPHCL: Bihar State Power (Holding) Company Limited) の下に、ビハール州発電公社 (BSPGCL: Bihar State Power Generation Company Limited)、ビハール州送電公社 (BSPTCL: Bihar State Power Transmission Company Limited)、北ビハール州配電公社 (NBPDCCL: North Bihar Power Distribution Company Limited)、南ビハール州配電公社 (SBPDCL: South Bihar Power Distribution Company limited) へアンバンドリングされた (図 2.5-1 参照)。

ビハール州内の電力の需要と供給については、BSPHCL が経済成長率等を基に策定している。

⁷ Ministry of Statistics and Programme Implementation, State Domestic Product and other aggregates, 2004-05 series

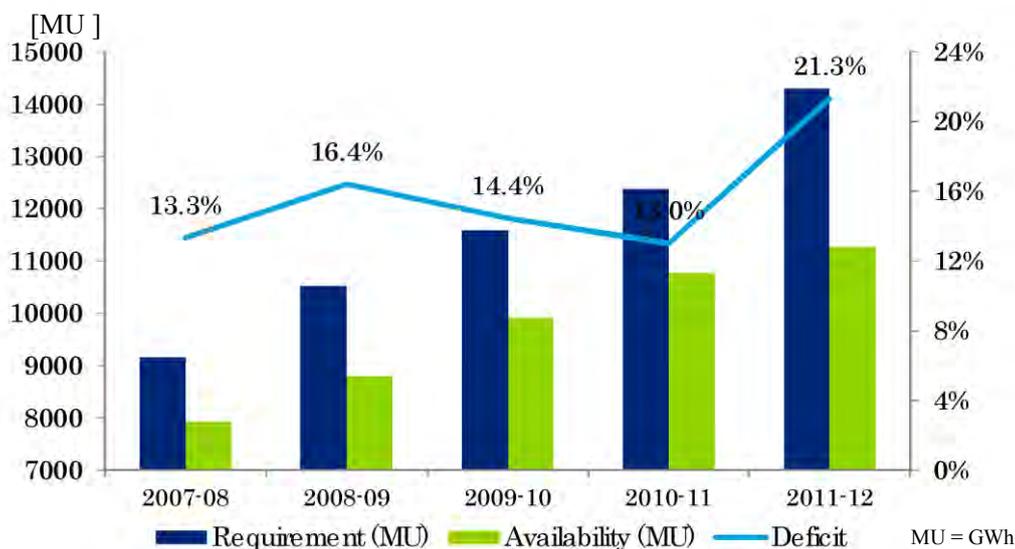
⁸ BSPHCL, Business Plan for Bihar State Power Transmission Company for control period from FY 2013-14 to FY 2015-16 Business (November 2012)



[出所] Bihar State Power (Holding) Company Ltd., Business Plan for Bihar State Power Transmission Company for control period from FY 2013-14 to FY 2015-16 を基に調査団が作成

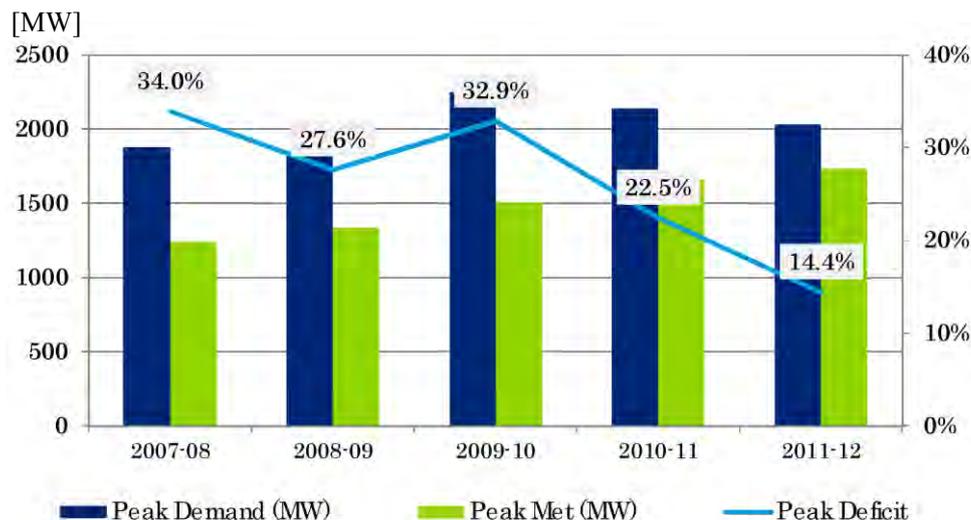
図 2.5-1 ビハール州電力局アンバンドリング前後の体制

第11次5ヶ年計画期間中の2007年度から2011年度までの電力需給と最大電力の推移を図2.5-2、図2.5-3に示す。2010年度の同州の電力供給は、需要に対し13%の不足、最大電力は22.5%の不足であった。同年度の「イ」国全体の不足率は、それぞれ8.5%と9.8%であった。電力供給は継続的に不足しており、「イ」国全体の平均的な電力供給に対し、同州の電力供給が非常に脆弱であることを示している。



[出所] Bihar State Power (Holding) Company Ltd., Business Plan for Bihar State Power Transmission Company for control period from FY 2013-14 to FY 2015-16

図 2.5-2 ビハール州の電力需給

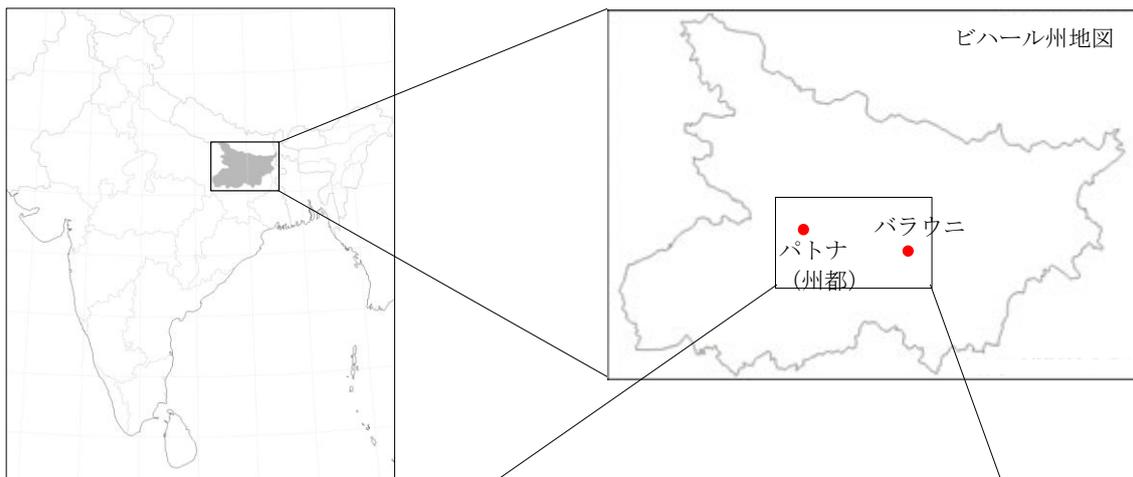


[出所] Bihar State Power (Holding) Company Ltd., Business Plan for Bihar State Power Transmission Company for control period from FY 2013-14 to FY 2015-16

図 2.5-3 ビハール州の最大電力の需要と供給

同州政府は、今後の急速な成長に伴い、近い将来、最大電力が現在の 2,000 MW から 6,000 MW へ大幅に増加すると予想している。同州の成長及び電力需要の増加に対応するため、州政府はさまざまな発電容量の追加プログラムと、中央政府及び民間プロジェクトによる電力の新規割当てを計画している。具体的には、2012 年度に利用可能な 2,573 MW から 2015 年度の 5,243 MW へ、州の発電設備の増設や NTPC からの割当増加、独立系発電事業者 (IPP: Independent Power Producer) の導入等による供給力の増強により、最大電力の不足分を 2015 年度までに解消する計画である。そのなかで、今回の調査対象であるバラウニ火力発電所が増強対象設備のひとつとなっている。

第3章 バラウニ火力発電所の概要



インド全体地図



インド・ビハール州・バラウニ火力発電所 位置図

目 次

第3章 バラウニ火力発電所の概要

- 3.1 バラウニ火力発電所の概要
- 3.2 バラウニ火力発電所の過去の運転実績
- 3.3 バラウニ火力発電所の政策的な位置付け

表 目 次

- 表 3.1-1 バラウニ火力発電所の概要
- 表 3.2-1 バラウニ火力発電所の運転状況
- 表 3.2-2 バラウニ火力発電所への石炭供給状況

図 目 次

- 図 3.1-1 バラウニ火力発電所 遠景
- 図 3.1-2 No.1~3 ユニット (ボイラー側より)
- 図 3.1-3 No.4/5 ユニット (煙突行き煙道側より)
- 図 3.1-4 No.6/7 ユニット R&M/LE 工事状況
- 図 3.1-5 ワゴンティップラー (石炭アンローディング設備)
- 図 3.1-6 貯炭場の状況
- 図 3.1-7 No.8/9 ユニット建設状況
- 図 3.1-8 No.8/9 ユニット建設状況

第3章 バラウニ火力発電所の概要

3.1 バラウニ火力発電所の概要

バラウニ火力発電所は、ビハール州都パトナの東方向に約 110 km 離れたガンジス川北岸のベグサライ地区に位置している。バラウニ火力発電所付近には、製油所、肥料工場等の産業が存在するが、調査団が発電所への往来に利用した国道 31 号線（NH-31: National Highway Route 31）からバラウニ火力発電所への入口付近は、発電所で働く人々の門前町が形成されており、発電所が主要産業となっている。



図 3.1-1 バラウニ火力発電所 遠景

バラウニ火力発電所はビハール州発電公社所有の石炭焼き火力発電所として 1960 年代中期に営業運転を開始し、その後、No. 7 ユニットまで営業運転を開始した。現在は、No. 8/9 ユニットが建設中である。各ユニットの概要は以下のとおり。

表 3.1-1 バラウニ火力発電所の概要

発電設備	設備仕様	定格出力 (MW)	運転開始	現在の状況	製造者
No. 1	石炭燃亜臨 界圧式ユニ ット	15	1966. 1. 26	廃止	ユーゴスラビア 製
No. 2		15	1963. 1. 16		
No. 3		15	1963. 10. 20		
No. 4		50	1969. 11. 9	環境汚染問題のため、 1996. 4. 24 停止	ホーランド製
No. 5		50	1971. 12. 1	環境汚染問題のため、 1995. 3. 15 停止	
No. 6		110	1984. 12. 1	R&M/LE ^{※1} 実施中	BHEL 製
No. 7		110	1985. 3. 31	R&M/LE ^{※1} 実施中	
No. 8		250	—	建設中	
No. 9		250	—	建設中	

※1: R&M/LE : Renovation & Modernization and Life Extension

(1)No.1～3 ユニット (15 MW x 3) の状況

No. 1～3 ユニットは、発電設備としては廃止され、煙突やボイラー、電気集じん装置 (ESP: Electrostatic Precipitator) など発電設備の一部は撤去されており、冷却塔やタービン建屋は利用されないまま残置されている。当該用地の大部分は、新設計画があれば利用することは可能であり、設備の撤去待ちの状態にある。



図 3.1-2 No. 1～3 ユニット (ボイラー側より)

(2)No. 4/5 ユニット (50 MW x 3) の状況

No. 4/5 ユニットは、1995～1996 年に環境汚染問題が発生し、それ以降停止している。CEA に改修計画が提出されたが、CEA は実現の見通しが無いとしてこの計画を承認しなかった。その後、No. 8/9 ユニットの建設決定と共に廃止が決定された。しかしながら、タービン建屋及びボイラーは使用されずに残置されている。No. 1～3 ユニットと同じく、当該用地の大部分は新設計画があれば利用することが可能であり、設備の撤去待ちの状態にある。



図 3.1-3 No. 4/5 ユニット (煙突行き煙道側より)

(3)No. 6/7 ユニットの (110 MW x 2) の状況

No. 6/7 ユニットは、2013 年 10 月現在、再稼働のための改修工事(R&M/LE)がなされている。このリハビリテーションは、第 12 次国家計画 5 ヶ年計画に組み込まれている。

なお、現地で確認したところ、当初終了予定から 1 年以上遅れているとのことであった。

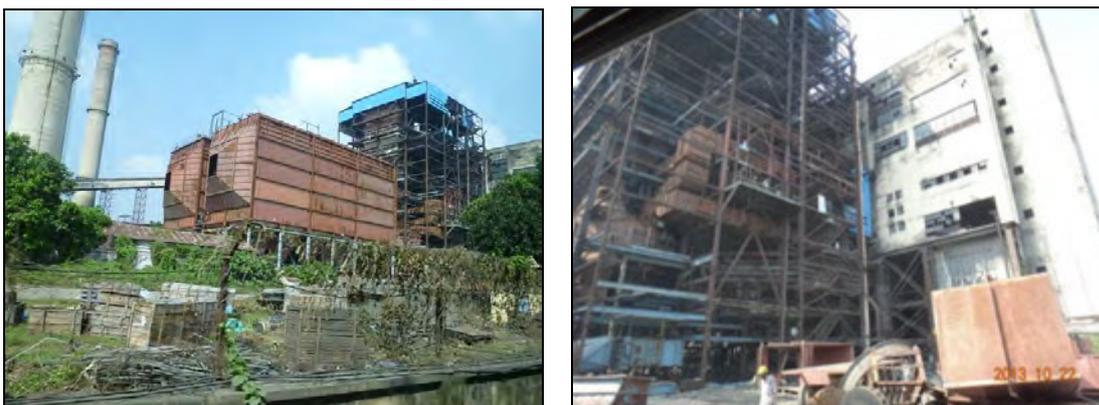


図 3.1-4 No. 6/7 ユニット R&M/LE 工事状況

(4) 貯炭場・揚運炭の状況

バラウニ火力発電所には、鉄道が引き込まれており石炭は鉄道にて運搬されている。しかしながら、長い間使われていない様子であり、貯炭場に石炭はほとんど残っていなかった。貯炭場は掘り込み式にて貯炭容量を確保している。ベルトコンベアは老朽化が進んでおり、No.6/7ユニットの再稼働のためには、十分な手入れが必要である。



図 3.1-5 ワゴンティップラー（石炭アンローディング設備）



図 3.1-6 貯炭場の状況

(5)No. 8/9 ユニットの (250 MW x 2) の状況

No. 8/9 ユニットの、老朽化した No. 4/5 ユニットの代替として建設が決定され、2013 年 10 月現在、タービン室、ボイラー及び ESP の組立て中であった。

なお、No. 8 ユニットが 2014 年 6 月運開、No. 9 ユニットが 2014 年 10 月運開予定であったが、現地で確認したところ、建設工事は 2 年以上遅れているとのことであった。



図 3.1-7 No. 8/9 ユニット建設状況 (タービン建屋)



図 3.1-8 No. 8/9 ユニット建設状況
(左 : No. 8 ボイラー、右 : No. 9 ボイラー、中央 : タービン建屋)

3.2 バラウニ火力発電所の過去の運転実績

バラウニ火力発電所の運転実績を表 3.2-1 に示す。No. 6/7 ユニットは R&M/LE 工事を 2011 年度下期に開始しているため、現在入手可能な運転実績は公開されている 2005～2010 年度のものである。現計画では No. 7 ユニットは 2014 年 3 月まで、No. 6 ユニットは 2014 年 6 月までに工事完了予定である。³

表 3.2-1 に示すように、当該期間の PLF は 10 %以下であるため、ベースロードユニットではなく、需給がひっ迫したときに運転されるピーク対応ユニットとして利用されていたことを示している。当該期間中も運転可能な状態であった No. 6/7 ユニットの PLF が低下している原因は、1980 年代中ごろに建設されているユニットであるため、老朽化が進み、運転中の不具合が発生していた可能性が考えられる。

また、2005～2009 年度の石炭の計画に対する実際の受入量は、ほとんどの年度で 50 % 以下であった（表 3.2-2 参照）。

石炭の配分の割当ての状況や発電状況から、少なくとも 2005 年度以降のバラウニ火力発電所の運転の優先順位は、かなり低下していたものと思われる。

表 3.2-1 バラウニ火力発電所の運転状況

年度	設備容量 (MW)	計画 (GWh)	実績 (GWh)	達成度 (%)	対前年 (%)	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	6.27

[出所] CEA, Monthly Generation Report (http://www.cea.nic.in/mon_gen_arch.html)

³ CEA Thermal Renovation and Modernization Division Quarterly Review Report Renovation & Modernization of Thermal Power Stations {2nd Quarter of 2013-14}

表 3.2-2 バラウニ火力発電所への石炭供給状況

年 度	設備容量 (MW)	計 画 (x 1000 MTs)	実 績 (x 1000 MTs)	達成度 (%)
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] Eastern Coalfields Limited Sales & Marketing Information Consumer Profile
(<http://easterncoal.gov.in/salesmktg.html>)

3.3 バラウニ火力発電所の政策的な位置付け

2011-2012年までに2,000~2,500MWの追加の供給能力の確保を目指し、「イ」国及びビハール州は、バラウニ火力発電所 No. 6/7 ユニットの更新及び No. 8/9 ユニットの 신설を進めている。⁴

また、2012年に発行された国家電力計画において、2015-2016年までに新規電源開発を含め5,243 MWの供給能力の確保を目指し、ビハール州はNo. 4/5ユニット(50 MW x 2)の代わりに250 MW x 1の亜臨界圧石炭火力の建設を行うこととしている。しかしながら、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、亜臨界圧に代え、超臨界圧石炭火力発電所(660 MW x 1)の建設を検討している。

⁴ インド政府、ROAD MAP FOR DEVELOPMENT OF POWER SECTOR IN BIHAR, A REPORT OF THE SPECIAL TASK FORCE ON BIHAR, (2007年7月)

第4章 現地調査結果

目 次

第4章 現地調査結果

- 4.1 プロジェクトの基本情報
- 4.2 建設可能エリア及び流用可能設備の特定
- 4.3 候補地の選定
- 4.4 バラウニ火力発電所付近の地形・地質
- 4.5 水源・取水計画
- 4.6 送電線
- 4.7 石炭性状
- 4.8 石炭調達計画
- 4.9 灰処理計画
- 4.10 主要設備搬入ルート
- 4.11 環境社会配慮関係
- 4.12 上位計画との整合性

表 目 次

- 表 4.1-1 プロジェクトの基本情報
- 表 4.2-1 バラウニ火力発電所の既設設備再利用計画
- 表 4.3-1 候補地の評価結果
- 表 4.4-1 No. 8/9 ユニットエリア原地盤高及び敷地高（標高）
- 表 4.4-2 ガンジス川の取水地点における洪水位と付近の堤防高
- 表 4.4-3 No. 8/9 ユニット土質一覧
- 表 4.4-4 No. 8/9 ユニット液状化判定表
- 表 4.4-5 居住エリア土質一覧表
- 表 4.4-6 直接基礎の許容地耐力一覧表
- 表 4.4-7 推奨される杭の設計荷重
- 表 4.5-1 ガンジス川からの必要な水量、許可済取水量及び現計画の取水設備容量
- 表 4.5-2 ガンジス川からの原水水質
- 表 4.6-1 400 kV 系送変電システムの設計に対する要求パラメータ
- 表 4.6-2 ビハール州が保有する送変電設備概要（2012年3月末現在）
- 表 4.6-3 400 kV 系送電線の増設計画
- 表 4.6-4 新設 400 kV 送電線の概念設計仕様
- 表 4.6-5 送電線の導体仕様（参考）
- 表 4.7-1 石炭性状
- 表 4.7-2 JIS 石炭分類(JIS M1002)
- 表 4.9-1 年間灰発生量
- 表 4.9-2 灰捨場の計画状況

表 4.9-3 灰有効利用に関するインド環境森林省の主な取り決め
 表 4.9-4 灰埋立量
 表 4.9-5 主要セメント会社一覧
 表 4.12-1 上位計画との整合資料確認

目 次

図 4.1-1 発電所と周辺計画の位置関係イメージ図 (Google 航空写真)
 図 4.2-1 調査対象エリア
 図 4.2-2 現在の既設設備状況
 図 4.2-3 現在の揚運炭設備の状況
 図 4.2-4 バラウニ火力発電所既設エリア 再利用予定箇所 位置図
 図 4.2-5 居住エリアの建物の状況
 図 4.2-6 No.10 ユニット建設予定利用可能寸法
 図 4.2-7 No.10 ユニット建設予定地の状況
 図 4.2-8 No.8/9 ユニット南側隣接地 (No.8 ボイラーより)
 図 4.3-1 立地可能エリア
 図 4.4-1 No.8/9 ユニットエリアにおけるボーリング柱状図
 図 4.4-2 No.8/9 ユニットエリア場所打ち杭設計モデル
 図 4.4-3 No.8/9 ユニット建設状況
 図 4.4-4 No.8/9 ユニットボイラー建屋基礎部
 図 4.4-5 ミルバンカー杭基礎の施工
 図 4.4-6 ボイラー建屋付近の地盤 (地表)
 図 4.4-7 居住エリアにおけるボーリング柱状図
 図 4.4-8 粒度分布 (BH-1)
 図 4.5-1 ガンジス川取水地点
 図 4.5-2 ガンジス川左岸 (取水地点付近から下流)
 図 4.6-1 既存のビハール州周りのグリッド図
 図 4.6-2 バラウニ火力発電所に関連する潮流概念図
 図 4.6-3 新設 400 kV 送電線の送電線ルート案 (Google 航空写真)
 図 4.6-4 新設 400 kV 送電線の送電線ルート案 (Google 地図)
 図 4.9-1 新設灰捨場概略断面図
 図 4.10-1 Rajendra 橋
 図 4.10-2 バラウニ火力発電所付近の利用可能な橋
 図 4.11-1 発電所北側、西側境界 (写真奥)
 図 4.11-2 発電所北東側 (写真奥)、南東側境界 (写真奥)

4.1 プロジェクトの基本情報

本調査対象となっている 660 MW 超臨界圧石炭火力発電設備の増設プロジェクトに関する一般情報は以下のとおりである。

表 4.1-1 プロジェクトの基本情報

	項目		内容
1	プロジェクト名		バラウニ火力発電所 660 MW 発電設備増設プロジェクト
2	プロジェクトオーナー		ビハール州発電公社
3	プラント基本仕様		燃料：石炭 発電機出力（発電端）：660 MW ボイラー型式：超臨界圧式
4	位置		ビハール州ベグサライ地区バラウニ 北緯 25 度 23 分 36 秒 東経 86 度 1 分 26 秒
	最寄り市街地		バラウニ、パトナ、バガルプール
	アクセス	道路	発電所西側に NH-31 のバラウニ～モカマ線あり
		鉄道	サイトから 3.5 km 離れたところにハチダー駅、15 km 離れたところにバラウニ駅あり
		船舶	コルカタ港より 430 km
航空機		パトナ空港より 110 km	
5	標高		41.76 m
6	地震帯		ゾーン IV (IS 1893)
7	気象情報の入手		最寄りの気象測候所がバガルプールに存在
8	大気温度	最高気温の平均	42.4 °C
		最低気温の平均	8.4 °C
9	相対湿度（平均）		52 %
10	降水量		6-9 月に年間降水量の 80 % 程度が集中

	項目		内容
		年間平均降水量	1,119.1 mm
		24 時間最大降水量	352.8 mm
11	風向風速		当地方に特有な風はなし
		特有な風向	東から西
		最大風速	17 m/sec
		風圧 (最小/最大)	990 hPa/1,011.5 hPa

[出所] Development Consultants, Detailed Project Report for 2 x 250 MW Coal Based Extension Thermal Power Station at Barauni, Dist. Begusarai in Bihar を基に調査団が作成

(<http://www.imd.gov.in/section/hydro/distrainfall/bihar.html>)

(http://www.imd.gov.in/section/nhac/mean/110_new.htm)



図 4.1-1 発電所と周辺計画の位置関係イメージ図 (Google 航空写真)

4.2 建設可能エリア及び流用可能設備の特定

4.2.1 調査対象エリア

事前に得られている情報を基に、図 4.2-1 に示す4つのエリア（既設エリア、居住エリア、No. 10ユニット建設予定地、No. 8/9ユニット南側隣接地）を調査対象とした。

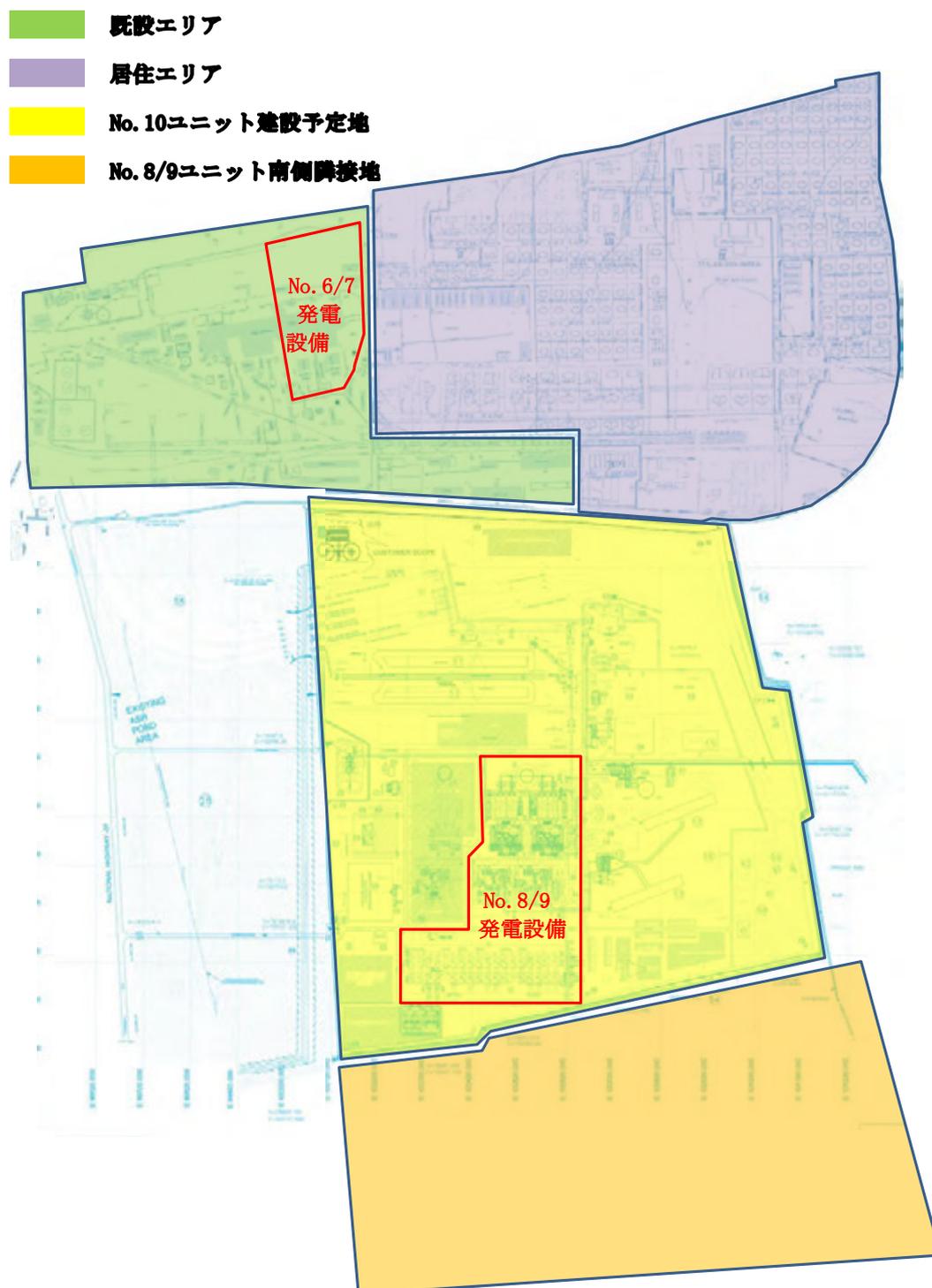


図 4.2-1 調査対象エリア

4.2.2 既設エリア

既設エリアのなかで、660 MW 超臨界圧設備の建設に対し利用可能範囲及び同エリア内に位置する設備のうち再利用計画のあるものを特定するため、確認を行った。

(1) 既設設備再利用計画

バラウニ火力発電所の多くの構築物は、老朽化し撤去されずに残置されている。このため、当該エリアを再利用するためには不要設備の撤去から着手する必要がある。発電所側への聞き取りの結果、構内設備のうち再利用計画があるものを表 4.2-1 に示す。これ以外の設備については、撤去・整地が可能である。

表 4.2-1 バラウニ火力発電所の既設設備再利用計画

設備名	再利用計画
警備員詰所	撤去する場合は、新たに設置場所を用意する必要あり
No. 1～3 冷却塔	消火用水溜めとして再利用
重軽油タンク	No. 6/7 ユニットの補助燃料として利用
構内鉄道軌道	No. 6/7 ユニットの石炭搬入用に新たに 6 条を再整備予定
No. 6/7 発電設備 No. 6/7 冷却塔 No. 6/7 送電線ヤード	No. 6/7 ユニットの R&M/LE 工事の後、再利用予定
貯炭場	No. 6/7 ユニットの貯炭場として再利用するが、南側境界まで貯炭場を拡張し、660 MW 設備の共用貯炭場としての利用も可能



(No. 1～3 冷却塔)



(重油タンク)



(構内鉄道軌道)



(貯炭場)

図 4.2-2 現在の既設設備状況

(2) 揚運炭設備の取扱い

既設エリアに 660 MW 超臨界圧設備を設置した場合、残置されている設備のうち再利用の可能性のある設備としては揚運炭設備が挙げられるが、これらの再利用に当たっては、今後稼働予定のある既設 No. 6/7 ユニットの合計発電出力 220 MW (110 MW x 2) から推定して、運搬容量の面で不足する可能性が高く再設計となる可能性が高いこと、かつ設備も老朽し再利用する場合は相当の手入れと改造が必要となることから、現時点での 660 MW 超臨界圧設備に対する再利用は困難と判断した。



図 4. 2-3 現在の揚運炭設備の状況

(3) 既設エリアと No. 8/9 エリアの境界間に挟まれたエリアの取扱い

過去に、既設エリアと No. 8/9 ユニット建設工事エリアの境界には、ガンジス川からの洪水を防ぐ堤防が設置された。現在は、堤の上は人が通行するようになり自然に道が形成されているが、No. 8/9 ユニットの建設に伴い、この堤は不要になるため撤去可能である。これにより既設エリア鉄道～南側境界道路までに挟まれたエリアは利用可能である。

また、この道路を閉鎖する場合は、既設エリアの北側境界に沿ってアクセス道路を新設する計画である。

なお、ガンジス川からの洪水を防ぐ堤防は、No. 8/9 ユニットエリアの南側境界から約 300 m 離れた場所に新設される計画である。

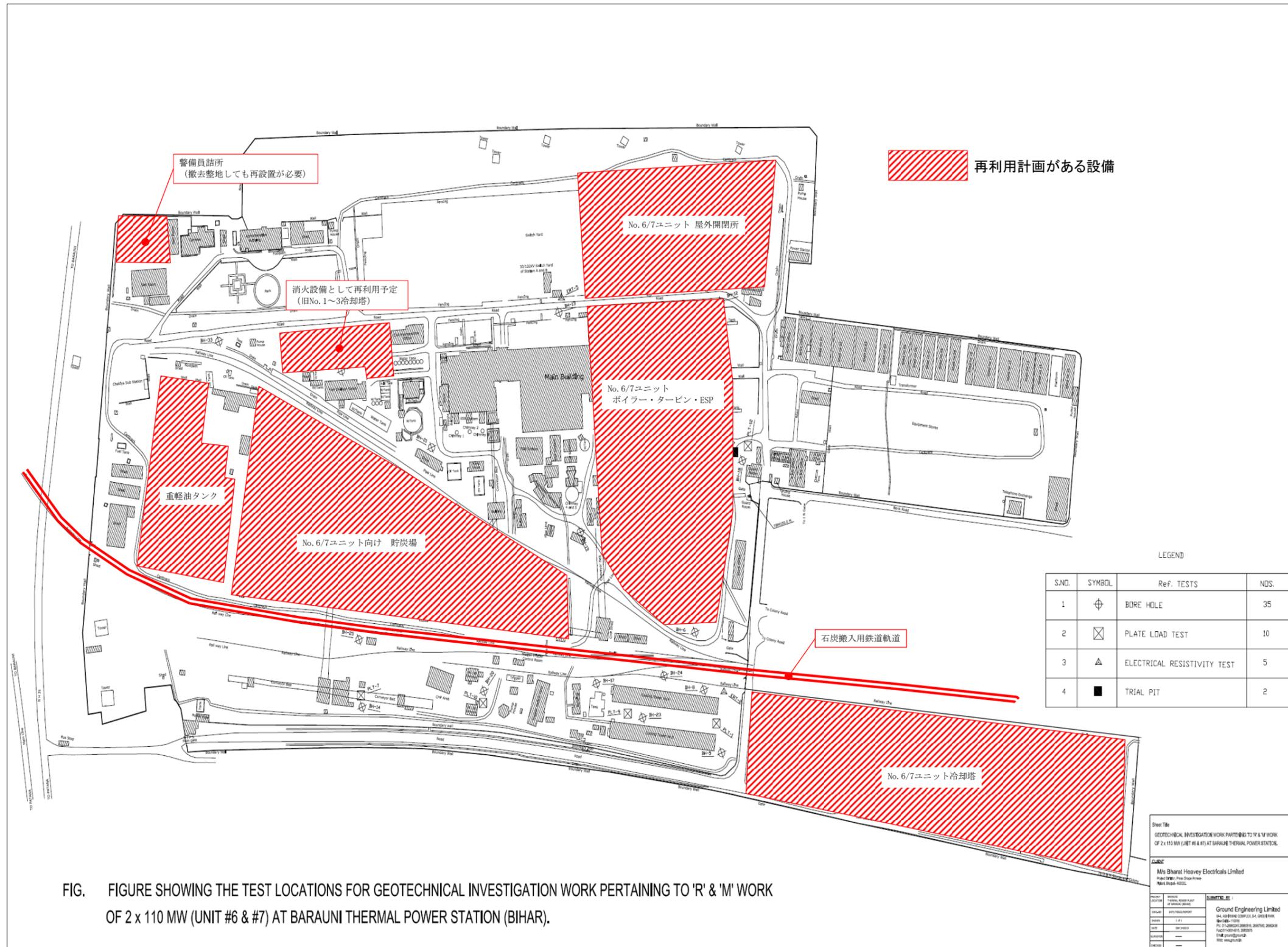


図 4.2-4 バラウニ火力発電所既設エリア 再利用予定箇所 位置図

4.2.3 居住エリア

既設エリアの東側には、発電所員やその家族を対象とした居住エリアや資材置き場が広がっている。大部分は一階建てや二階建ての低層住宅であり、発電所長宅やゲストハウスもここに位置している。住宅建物は老朽しており、このエリアを 660 MW 超臨界圧設備の建設予定地として選定する場合は、所員を移転させ住宅を取り壊すことになってしまったことであった。

なお、当初、No.8/9 ユニット拡張計画において、250 MW x 2 亜臨界圧設備は、このエリアに設置することで計画されていた。

このエリアに存在する再利用予定設備はなく、構築物の撤去後は建設予定地として利用することが可能である。



図 4.2-5 居住エリアの建物の状況

4.2.4 No.10 ユニット建設予定地

現在 No. 8/9 ユニットが建設中であるが、No. 8/9 ユニット西側隣接地に No. 10 ユニット (250 MW x 1) の建設予定区画が確保されている。ここに 660 MW 超臨界圧設備を建設する場合は、南北方向 335 m x 東西方向 122 m が利用可能である。

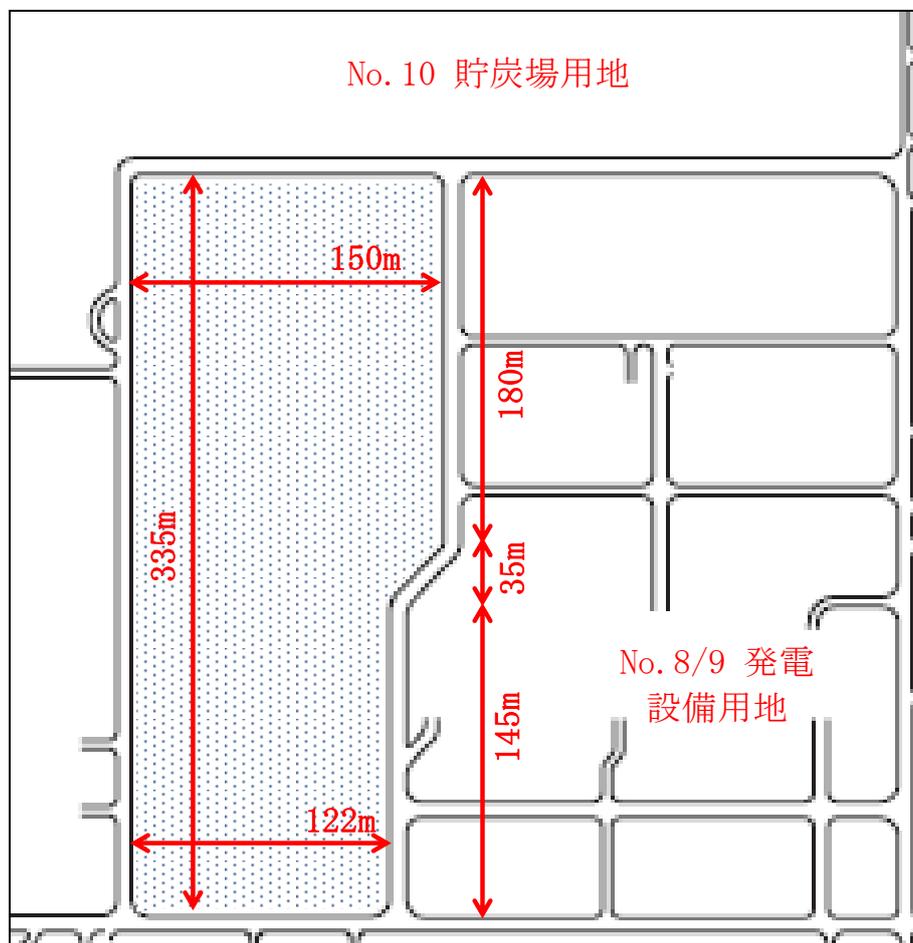


図 4.2-6 No.10 ユニット建設予定利用可能寸法

また、このエリアは、東側隣接の No. 8/9 ユニットからのフライアッシュ輸送管が頭上高 6 m で東から西へ横断する予定であり、将来、このエリアに発電設備を設置した場合、干渉物となり得る。



図 4.2-7 No. 10 ユニット建設予定地の状況

送電電圧は、660 MW 超臨界圧発電設備に対しては 400 kV とする必要があるため、No. 8/9 ユニットとして現在用意されている送電線ヤードを西側に拡張することで計画する。

4.2.5 No. 8/9 ユニット南側隣接地

No. 10 ユニット予定地に建設する場合、建設中の No. 8/9 ユニット付属設備の配置計画に影響を及ぼす可能性があるため、できるだけ影響を少なくする観点から、No. 8/9 ユニットエリアの南側隣接地も候補地として選定する。当該地は、現在は農業用地として利用されており、バラウニ火力発電所によると用地の追加取得が可能とのことであった。

なお、当該地に撤去等が必要となる構築物はないが、No. 8/9 ユニットの建設に伴い、南側敷地境界から約 300 m 離れた場所にガンジス川の洪水に対する堤防の建設が予定されており、この計画に影響を及ぼす可能性がある。



図 4.2-8 No. 8/9 ユニット南側隣接地 (No. 8 ボイラーより)

4.2.6 その他の候補地点の状況

(1)No. 8/9 ユニット建設エリア西側境界と NH-31 に挟まれるエリア

インド森林環境省（MoEF: Ministry of Environment & Forests）が策定した“Environmental Guideline for Industry, May 2012”の“Area to be avoided”によると、高速道路のセンターラインから、発電所敷地境界までの離隔距離として1/2 kmを設ける規定がある。バラウニ火力発電所の西側には、NH-31 が位置しているため、このセンターラインから1/2 kmまでのエリアは、この規定により原則として発電設備を設置することは不可能である。また、当該用地の一部については、現在建設中のNo. 8/9 ユニットの仮設資材置き場として利用されているが、建設が終われば緑地帯が設置される予定である。したがって、本報告では、この離隔規制のため候補地点として除外した。

(2)No. 8/9 ユニット建設エリア東側

当該エリアの北東部には農民の居住地が存在していることから、660 MW 超臨界圧設備の立地は不可能と判断することはできないものの、用地取得にはある程度の時間がかかるものと判断される。

本報告では、住民移転・補償交渉があることを踏まえるとある程度のリードタイムが必要であることから、候補地点としては除外した。

4.3 候補地の選定

セクション 4.2.2～4.2.5 における調査結果に基づき、660 MW 超臨界圧設備の建設候補地としては、発電設備のおさまり、建設の容易性、営業運転開始までの想定リードタイムを考慮し、以下の4つを選定した。表 4.3-1 にそれぞれのメリット/デメリットを示す。

表 4.3-1 候補地の評価結果

	候補地	評価結果	
		メリット	デメリット
(1)	既設エリア (セクション 4.2.2)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 特になし 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 用地の大部分は利用可能であるが、再利用予定のある設備が点々と存在するため、利用しにくい ✓ 老朽設備の撤去・整地が必要なため、着工までのリードタイムが長い
(2)	居住エリア (セクション 4.2.3)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 利用可能エリアは広く、余裕を持った配置計画ができる 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 老朽設備の撤去・整地が必要なため、着工までのリードタイムが長い
(3)	No. 10 ユニット 建設予定地 (セクション 4.2.4)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No. 8/9 ユニットの建設が進んでいるため、計画同士が干渉・衝突する可能性あり
(4)	No. 8/9 ユニ ット南側隣接地 (セクション 4.2.5)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 利用可能エリアは広く、余裕を持った配置計画ができる ✓ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 用地の追加買収が必要となる

調査の結果、図 4.3-1 に今回の候補地点のなかで立地可能なエリアを示す。

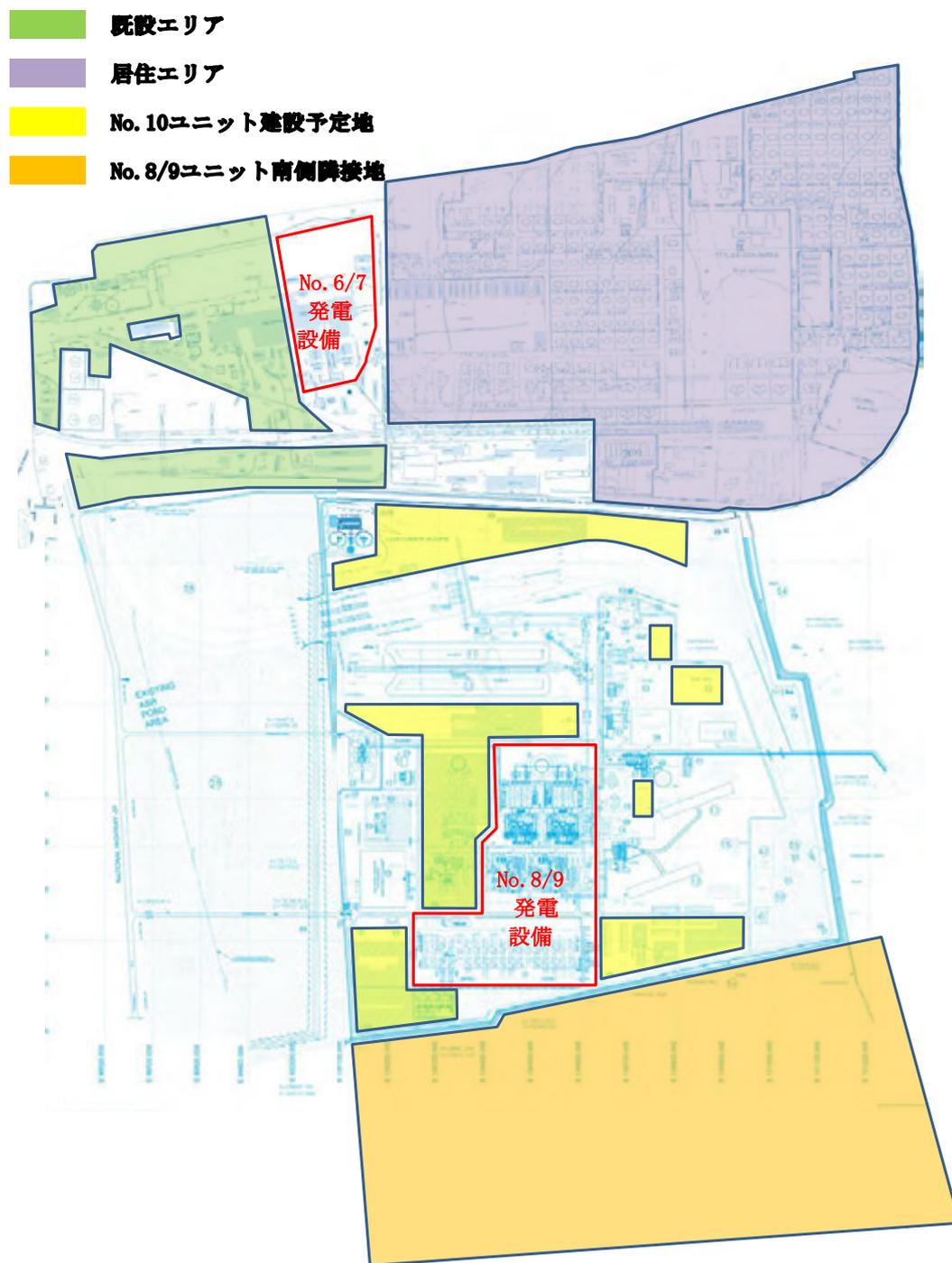


図 4.3-1 立地可能エリア

4.4 バラウニ火力発電所付近の地形・地質

4.4.1 地形・地質

4.4.1.1 バラウニエリアの地形・地質概要

バラウニ地点は、Upper、Middle、Lower の3つの領域からなるガンジス平野のうち、中央ガンジス平野に位置し、一帯は平坦な地形が続いて起伏はあまりない。発電所はガンジス川左岸から約 3 km 付近にあり、雨季には発電所地点付近まで冠水することが確認されている。地質は、概ね砂とシルトから構成されている。

4.4.1.2 各候補地点の地形・地質

(1) No. 10 ユニット建設予定地エリア

当該地点においてボーリング調査等を行われていないものの、大局的な地形・地質構造は No. 8/9 ユニットエリアとほぼ同等であることが想定されるため、ここでは No. 8/9 エリアの地形・地質について記載する。

No. 8/9 ユニットエリアは、既設 No. 1～7 ユニットの灰捨場上に計画されている。主機エリアの原地盤高及び敷地高は表 4.4-1 のとおりであり、敷地高は概ね標高 45 m で設定されている。収集した No. 8/9 ユニットの DPR によると、ガンジス川の取水地点における洪水水位は 43.2 m であり、付近の堤防の天端高は、これに 2 m 程度の余裕を考慮して 45.5 m で計画されている (表 4.4-2)。これらのことから、No. 10 ユニット建設予定地の敷地高についても No. 8/9 ユニットと同等かそれ以上とすることが望ましい。また、現地においては、No. 8/9 ユニットプラント敷地の南側境界から 300 m 地点に洪水対策のための堤防構築が計画されており、本洪水対策との整合を図ることも肝要である。

表 4.4-1 No. 8/9 ユニットエリア原地盤高及び敷地高 (標高)

項目	原地盤高	敷地高
Power House	44.8 m	45.5 m
Boiler area	45.0 m	45.3 m

[出所] C.E. Testing Company Pvt. Ltd., GEOTECHNICAL INVESTIGATION WORK FOR 250 MW x 2 UNITS AT BARAUNI TPS, PH-II BIHAR Part I - BTG AREA (October 2011)
STEAG ENERGY SERVICES (INDIA) PVT. LTD., PLOT PLAN 2 x 250 MW BARAUNI THERMAL POWER STATION UNIT 8&9

表 4.4-2 ガンジス川の取水地点における洪水位と付近の堤防高

洪水位	付近の堤防の天端高
43.2 m	45.5 m

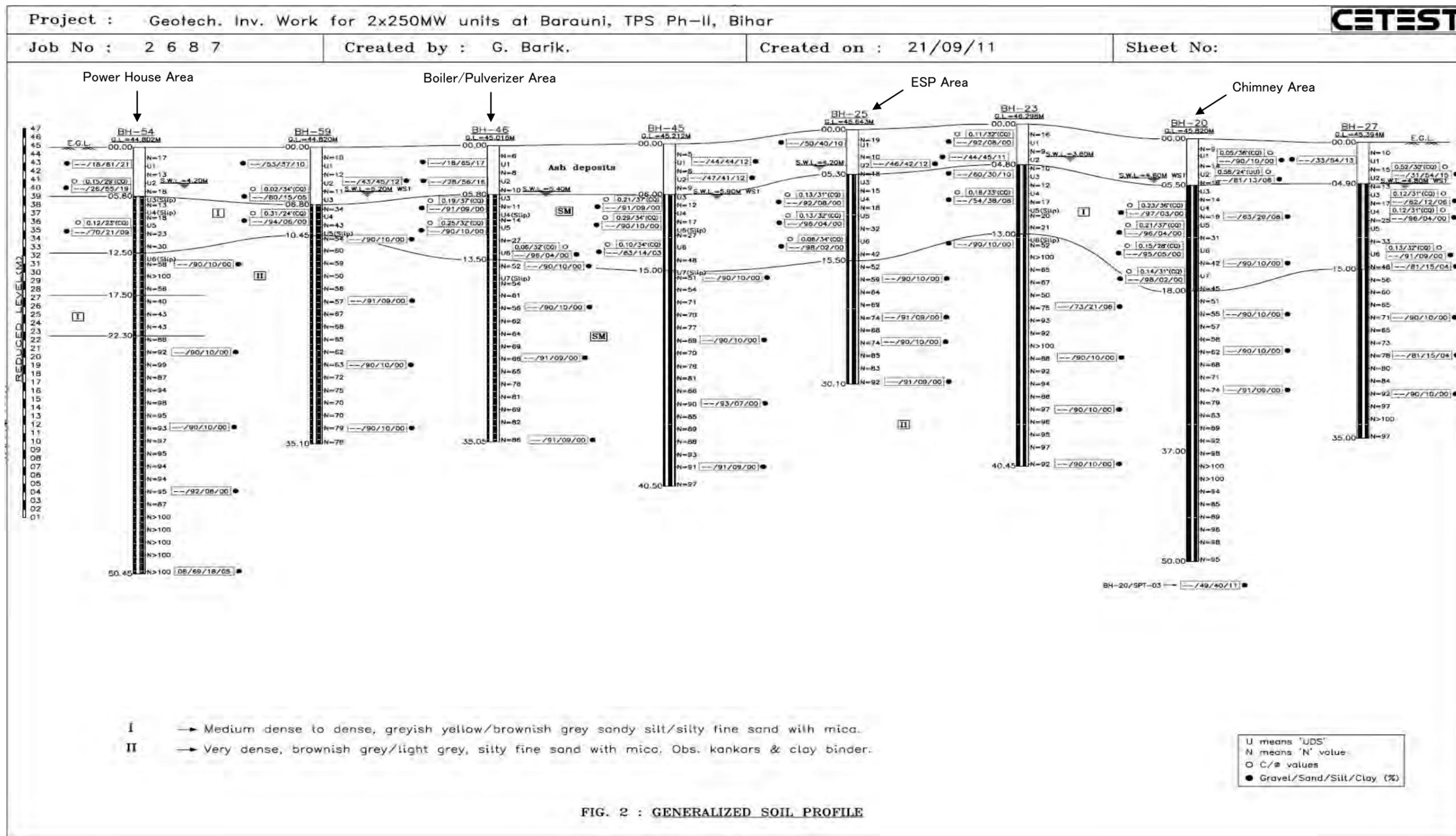
[出所] WAPCOS LIMITED, FINAL COMPREHENSIVE DETAILED PROJECT REPORT FOR SUPPLY OF GANGA WATER TO BARAUNI THERMAL POWER STATION (50 MW x 2)+(110 MW x 2) EXISTING & (250 MW x 2) PROPOSED EXTENSION PLANT OF BSEB VOLUME-I:ENGINEERING REPORT (March 2011)

No. 8/9 ユニットエリアの地質は、表層から順に、灰層、シルト質砂/砂質シルト層（第 I 層）、固結シルト質砂及び固結粘土層（第 II 層）から構成されている。各層の土質及び主な物性値を表 4.4-3 に示す。

表 4.4-3 No. 8/9 ユニット土質一覧

各層	土質	粒度	物性値	杭設計値
表層 深さ 0~6.0 m (6.0 m 厚)	灰	砂 49 % シルト 40 % 粘土 11 %	N 値 5~19(平均 N 値 12) 湿潤密度 1.32 t/m ³ 乾燥密度 0.92 t/ m ³ 自然含水比 43 % 比重 2.18 液性限界 58 %	c=0.0kg/cm ² φ=28°
第 I 層 深さ 6.0~ 14.0 m (8.0 m 厚)	シルト質砂 及び 砂質シルト	砂 88 % シルト 10 % 粘土 2 %	N 値 10~27(平均 N 値 18) 湿潤密度 1.87 t/m ³ 乾燥密度 1.57 t/m ³ 自然含水比 19 % 比重 2.62	c=0.0kg/cm ² φ=29°
第 II 層 深さ 14.0~ (36.0 m 厚以上)	固結シルト 質砂及び 固結粘土	礫 1 % 砂 89 % シルト 10 % 粘土 0 %	N 値 26~48(平均 N 値 33) 比重 2.63	c=0.0kg/cm ² φ=33°

[出所] C.E. Testing Company Pvt. Ltd., GEOTECHNICAL INVESTIGATION WORK FOR 250 MW x 2 UNITS AT BARAUNI TPS, PH-II BIHAR Part I - BTG AREA (October 2011)



[出所] C.E. Testing Company Pvt. Ltd., GEOTECHNICAL INVESTIGATION WORK FOR 250 MW x 2 UNITS AT BARAUNI TPS, PH-II BIHAR Part I - BTG AREA (October 2011)

図 4.4-1 No.8/9 ユニットエリアにおけるボーリング柱状図

No. 8/9 ユニットエリアの敷地には、石炭灰が6 m程度埋め立てられている。表 4.4-3 に示されるとおり、基礎となる原地盤（第 I 層、第 II 層）は乾燥密度 1.57 g/cm³、含水比 19 %、N 値については第 I 層で平均 18、第 II 層で平均 33 であり、長期にわたり圧密沈下が生じる軟弱地盤には相当せず、火力発電設備の基礎地盤として問題となる地点ではない。ただし、主機等の重量構造物については杭基礎が、及び液状化対策としてサンドコンパクションパイル等の地盤改良を行うことが推奨される。

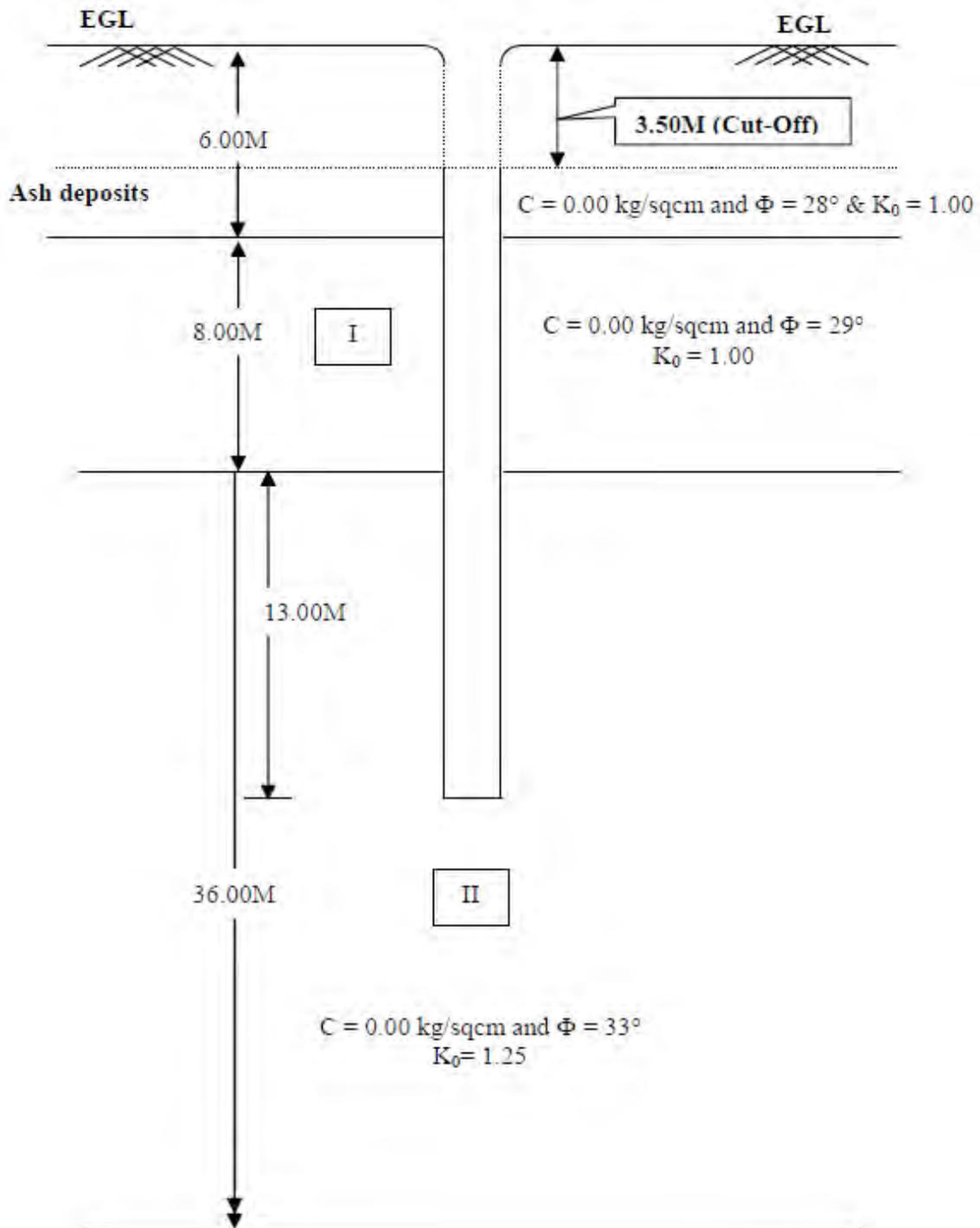
原地盤は砂質土層であり、地下水が地表面から4~5 m程度の比較的浅いところにある(図 4.4-1) ことから、表 4.4-4 のとおり、No. 8/9 ユニットの主機エリアでは地表から8~10 mの深さで液状化の可能性があるかと判定されている。収集した粒度分布やN 値等のデータを基に簡易的に評価した結果も液状化の可能性があるかと判定される。このため、No. 10 ユニット建設予定地においても、No. 8/9 ユニットエリアと同様に、液状化対策としてサンドコンパクションパイルなどの地盤改良の検討が必要である。

表 4.4-4 No. 8/9 ユニット液状化判定表

位 置	液状化の可能性のある地表からの深さ
Chimney Area	8.0m
ESP Area	10.0m
Boiler/Pulverizer Area	10.0m
Power House Area	8.0m

[出所] C.E. Testing Company Pvt. Ltd., GEOTECHNICAL INVESTIGATION WORK FOR 250 MW x 2 UNITS AT BARAUNI TPS, PH-II BIHAR Part I - BTG AREA (October 2011)

また、No. 8/9 ユニットのボイラー、タービン建屋等の主機エリアにおいては、地盤改良に加えて、直径 600 mm 程度、深さ 20~30 m 程度の場所打ちコンクリート杭を施工し、基礎としている。No. 8/9 ユニットと同様な地盤と想定される No. 10 ユニット建設予定地においても、杭基礎が推奨される。杭基礎とすることの妥当性については、“(2) 居住エリア” (No. 8/9 ユニットエリアとほぼ同等の地形・地質であると想定) を参照のこと。



[出所] C.E. Testing Company Pvt. Ltd., GEOTECHNICAL INVESTIGATION WORK FOR 250 MW x 2 UNITS AT BARAUNI TPS, PH-II BIHAR Part I BTG AREA (October 2011)

図 4.4-2 No. 8/9 ユニットエリア場所打ち杭設計モデル



図 4.4-3 No. 8/9 ユニット建設状況



図 4.4-4 No. 8/9 ユニットボイラー建屋基礎部



図 4.4-5 ミルバンカー杭基礎の施工

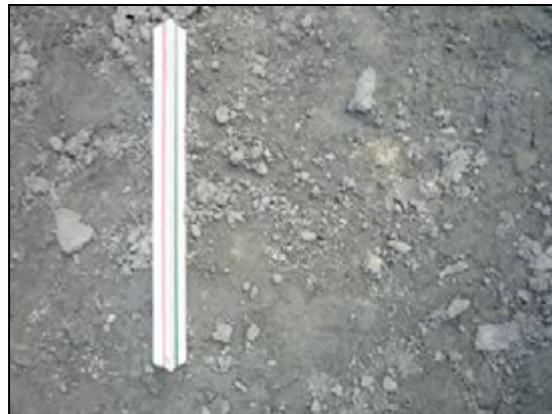


図 4.4-6 ボイラー建屋付近の地盤
(地表)

(2) 居住エリア

居住エリアの地質は、表層 1 m 程度がフライアッシュ、その下に砂質シルト層、細砂層及びシルト質細砂層が存在する。各層の土質及び物性値（N 値、密度）を表 4.4-5 に、ボーリング柱状図及び粒度分布をそれぞれ図 4.4-7、図 4.4-8 に示す。

表 4.4-5 居住エリア土質一覧表

各層	土質	N 値	密度
深さ 0～4.5 m (4.5 m 厚)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 表層 1.0 m フライアッシュ ・ 深さ 1.0～7.0 m 砂質シルト ・ 深さ 7.0～60.0 m 細砂/シルト質細砂 	9～13	<ul style="list-style-type: none"> ・ 湿潤密度 1.75～2.0 t/m³ ・ 乾燥密度 1.53～1.73 t/m³
深さ 4.5～12.5 m (8.0 m 厚)		10～24	
深さ 12.5～25.0 m (12.5 m 厚)		25～45	
深さ 25.0～60.0 m (35.0 m 厚)		50 以上	

[出所] GEOTECHNICAL INVESTIGATION REPORT PROJECT: SOIL INVESTIGATION WORK FOR MAIN PLANT AREA FOR PROPOSED 250 MW x 2 BARAUNI EXTENSION THERMAL POWER PROJECT IN BEGUSARAI DIST, BIHAR VOLUME II

N 値、密度については、表 4.4-3 に示す No. 8/9 ユニットエリアの原地盤、第 I、II 層と概ね同じ値を示しており、No. 8/9 ユニットエリアと同様、居住エリアにおいても特に軟弱地盤には相当せず、火力発電設備の基礎地盤として問題となる地点ではない。ただし、No. 8/9 ユニットエリアと同じく、主機等の重量構造物については杭基礎が、及び液状化対策としてサンドコンパクションパイル等の地盤改良を行うことが推奨される。

基礎形式としては、表 4.4-6 のとおり、深さ 5.0～6.0 m で 10 t/m² 程度の許容地耐力しかなく、一方、主機接地圧は 20～30 t/m² 程度が想定されることから、杭基礎とすることが推奨される。推奨される杭設計荷重は表 4.4-7 に示す。

表 4.4-6 直接基礎の許容地耐力一覧表

GL からの基礎深さ (m)	許容沈下量 (mm)	基礎サイズごとの許容地耐力 (t/m ²)		
		2 m x 2 m	3 m x 3 m	6 m x 6 m
5.0 (RL39.5)	25	4.5	4.7	5.9
	40	7.2	7.5	9.5
	50	9.0	9.4	11.8
6.0 (RL38.5)	25	6.6	6.2	7.4
	40	10.5	10.0	11.8
	50	13.2	12.4	14.8

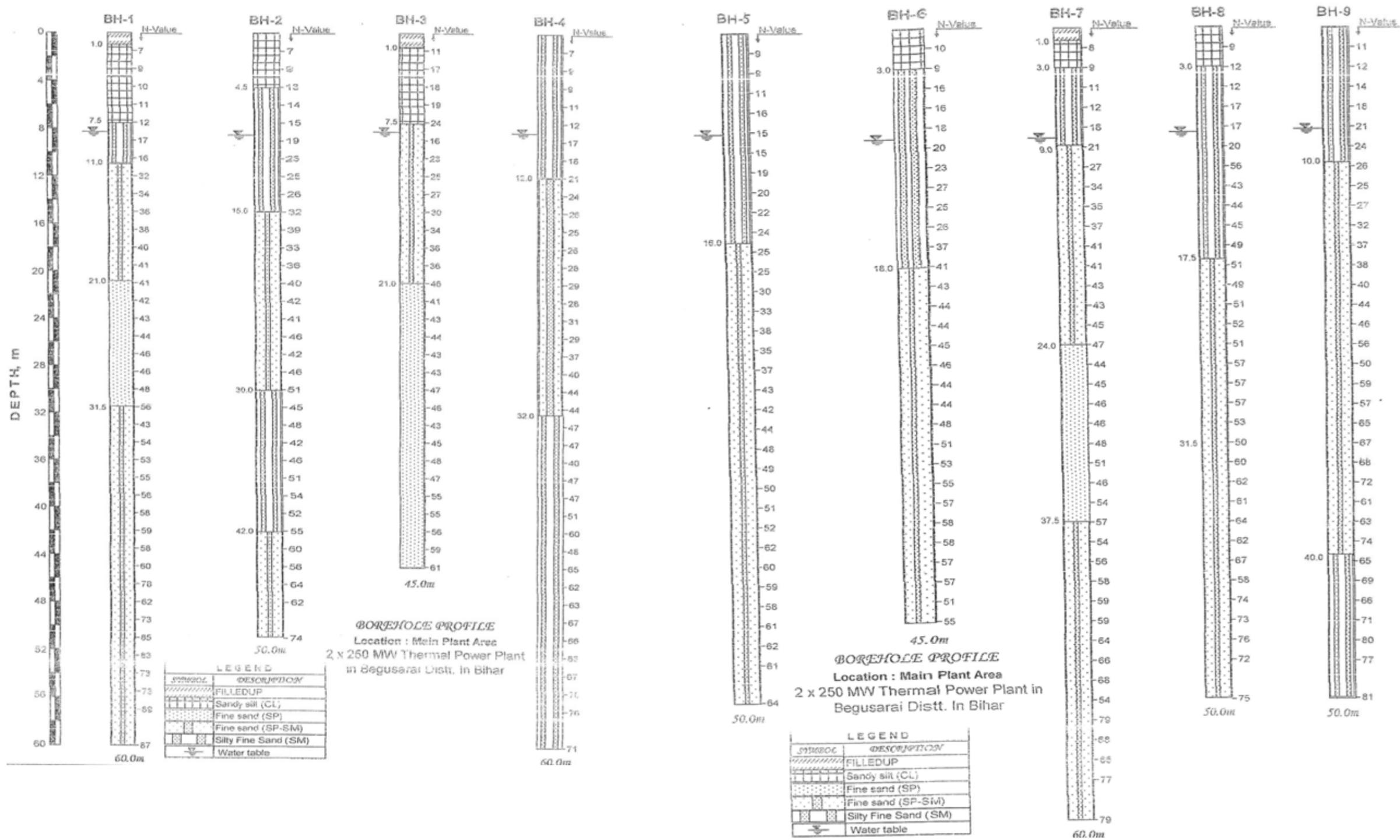
[出所] GEOTECHNICAL INVESTIGATION REPORT PROJECT: SOIL INVESTIGATION WORK FOR MAIN PLANT AREA FOR PROPOSED 250 MW x 2 BARAUNI EXTENSION THERMAL POWER PROJECT IN BEGUSARAI DIST, BIHAR VOLUME II

表 4.4-7 推奨される杭の設計荷重

杭径 (mm)	杭長 (m)	推奨杭設計荷重 (t)		
		圧縮	引抜	水平
600	25	137	75	3.4
	28	150	84	
	30	158	90	
	35	178	104	
	40	205	119	
700	25	212	108	5.1
	28	231	122	
	30	240	131	
	35	276	153	
	40	320	175	

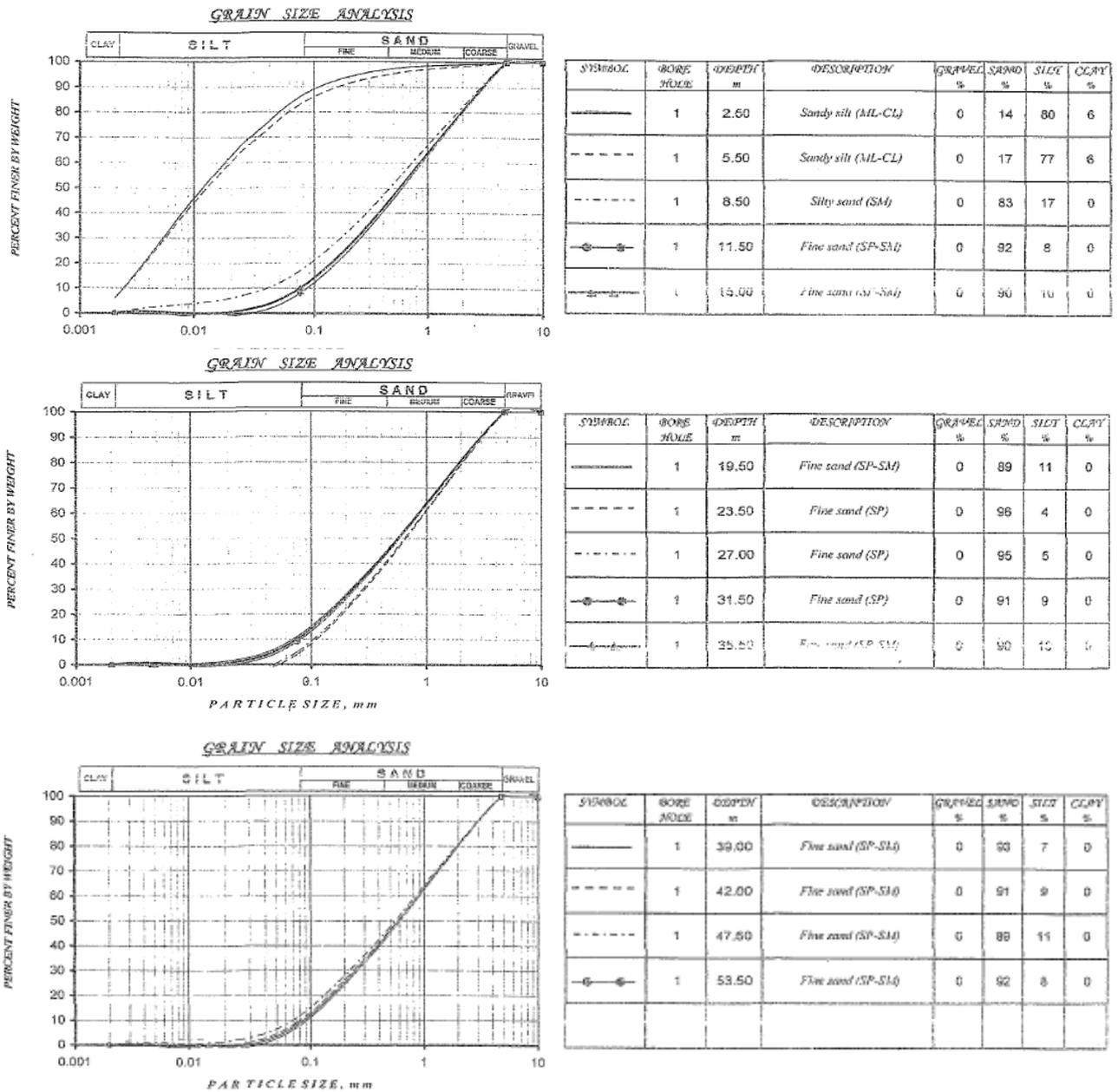
[出所] GEOTECHNICAL INVESTIGATION REPORT PROJECT: SOIL INVESTIGATION WORK FOR MAIN PLANT AREA FOR PROPOSED 250 MW x 2 BARAUNI EXTENSION THERMAL POWER PROJECT IN BEGUSARAI DIST, BIHAR VOLUME II

液状化については、表層付近の土質のほとんどが砂質シルトであるとともに、地下水位が地表面から 8 m 程度と深いことから、可能性は低いと評価されている。収集した粒度分布や N 値等のデータを基に簡易的に評価する限りにおいては液状化の可能性は低い。しかしながら、大局的な地形・地質構造は液状化の可能性があるとされる No. 8/9 ユニットエリアとほぼ同等であると思われるため、詳細な調査を行うことが推奨される。



[出所] GEOTECHNICAL INVESTIGATION REPORT PROJECT: SOIL INVESTIGATION WORK FOR MAIN PLANT AREA FOR PROPOSED 250 MW x 2 BARAUNI EXTENSION THERMAL POWER PROJECT IN BEGUSARAI DIST, BIHAR VOLUME II

図 4.4-7 居住エリアにおけるボーリング柱状図



[出所] GEOTECHNICAL INVESTIGATION REPORT PROJECT: SOIL INVESTIGATION WORK FOR MAIN PLANT AREA FOR PROPOSED 250 MW x 2 BARAUNI EXTENSION THERMAL POWER PROJECT IN BEGUSARAI DIST, BIHAR VOLUME II

図 4.4-8 粒度分布 (BH-1)

4.5 水源・取水計画

(1) 水源・取水計画概要

ガンジス川からの取水計画に関して、各ユニットで必要となる水量及び許可済みの河川取水量等を確認し、ガンジス川における取水地点の視察を行った。地質情報や設備計画などが盛り込まれている取水計画に関するレポートも一部入手した。各ユニットにおける必要な水量、ガンジス川からの許可済取水量及び現計画の取水設備容量は以下のとおり。

表 4.5-1 ガンジス川からの必要な水量、許可済取水量及び現計画の取水設備容量
(単位：cusec^{※1})

項目	No. 6/7 (110 MW x 2)	No. 8/9 (250 MW x 2)	No. 10 (250 MW)	計	備考
必要水量	20	25	15	60	再循環が無い場合
許可済 取水量	45		-	45	
取水設備 容量	50		-	50	取水設備については、現在のところ No. 6~9 ユニット用として計画。No. 10 ユニットは含まず

※1: 1 cusec = 101.94 m³/h

既存の No. 1~7 ユニットの冷却用水等は、井戸からの取水であったが、No. 6/7 ユニットについては、今後、ガンジス川からの取水に切り替える計画である。よって、ガンジス川からの取水は、バラウニ火力発電所では今回が初の試みとなる。

バラウニ地点におけるガンジス川からの取水管理は、ビハール州政府が担っている。また、バラウニ火力発電所も州政府所有となることから、将来 660 MW 超臨界圧設備の建設が決定し、必要水量が増えた場合においてもガンジス川からの取水許可の取得については、それほど困難ではないとのことであった。

また、ガンジス川は濁りの程度が大きく、聞き取りによると、1年のうちで特に濁りが激しい2ヶ月間が雨期にある。これについては、沈殿槽などを設けることにより対応は可能であり、建設可否を判断する上で特に問題はない。

水の用途としては、復水器冷却水、ボイラー補給水、機器の冷却水、所内の飲用水のほか、石炭灰の灰捨場までの輸送のため灰と混合する目的に使われている。

なお、河川水からの取水のため、復水器の冷却方式は冷却塔方式が選択される（“5.1.3 火力発電プロジェクトに適用される環境関連基準”を参照）。



図 4.5-1 ガンジス川取水地点



図 4.5-2 ガンジス川左岸
(取水地点付近から下流側)

(2) 水質の評価

ガンジス川から取水する原水水質を表 4.5-2 に示す。

表 4.5-2 ガンジス川からの原水水質 (単位 : mg/L)

	ガンジス川	世界	日本	木曽川
pH	7.63-8.9	—	—	—
濁度	~1,000	—	—	—
カルシウムイオン	108	15.0	8.8	6.4
マグネシウムイオン	45.8	4.1	1.9	0.9
ナトリウムイオン	45.78	6.3	6.7	5.6
カリウムイオン	10	2.3	1.2	1.0
炭酸水素イオン	120.36	58.4	31.0	16.9
塩化物イオン	59.22	7.9	5.8	4.7
硫酸イオン	30	—	—	—
シリカ	10	13.1	19.0	10.7
鉄	0.19	—	—	—

[出所] ガンジス川のデータは聞き取り結果

ガンジス川以外のデータは、以下のウェブサイトによる

(<http://www.water.city.nagoya.jp/intro/library/alacarte/content1.html>)

ガンジス川からの原水水質は、①濁度が非常に高く、②カルシウムイオンやマグネシウムイオン、ナトリウムイオン等の陽イオン量が多く、③炭酸水素イオンや塩化物イオン等の量が多い、等の特徴がみられる。

濁度が非常に高く、溶解している塩分量が多いという特徴から、濁質を除去するろ過水製造プラントや塩分を除去する補給水(純水)製造プラントは、日本で設置されているも

のに比べ数倍の処理能力の高いものを必要とする。

バラウニ地点において、発電所を建設する場合、補給水（純水）製造プラントの設計はこの点に十分注意を払う必要がある。

4.6 送電線

660 MW 超臨界圧設備で供給される電力を搬送する送変電設備は、CEA の発電所建設に関する基準である “Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2010” (以下、“CEA 技術基準” とする) により計画することとなる。併せて、当該基準の第 1 章 一般要求事項の項目 3(4) において、以下の基準についても準拠するように要求している。

- (a) CEA (Installation and Operation of Meters) Regulation 2006
- (b) CEA (Technical Standards for Connectivity to the Grid) Regulation 2007
- (c) Indian Electricity Grid Code issued by Central Electricity Regulatory Commission (CERC)
- (d) Applicable State Grid Code issued by appropriate Regulatory Commission
- (e) CEA (Measures relating to Safety and Electricity Supply) Regulations as and when there are notified by Authority
- (f) CEA (Safety Requirements for Construction, Operation and Maintenance of Electrical Plants and Electrical Lines) Regulations as and when there are notified by Authority
- (g) CEA (Grid Standards) Regulations as and when there are notified by Authority

上記、CEA 技術基準の第 4 章には変電所と開閉所の建設に係る技術基準の記載があり、パート A 66 kV 以上の送電線に関する基準で、適用する容量と使用する電圧の規定があり、500 MVA より大きい変圧器容量については 400 kV の電圧レベルとすることが明記されている。そのため、本件、660 MW 超臨界圧設備を建設するに当たっては、新規に 400 kV 開閉所と送電線の建設が必要となる。

表 4.6-1 に 400 kV 系の送変電システムで適用される主要な設計値を記載する。

表 4.6-1 400 kV 系送変電システムの設計に対する要求パラメータ

項目	要求設計値
定格電圧	400 kV
最高使用電圧	420 kV
定格周波数	50 Hz
相数	3 phase
雷インパルス耐電圧 標準全波電圧 ($\pm 1.2/50 \mu s$)	1,425 kVpeak
開閉インパルス耐電圧 ($250/2500 \mu s$:Dry/Wet)	1,050 kVpeak
短時間商用周波数耐電圧 (Dry)	630 kVms
対地間耐電圧	320 kVms
定格遮断容量	40/50 kA(1sec)

[出所] CEA 技術基準

現在、バラウニ火力発電所の既設ユニットは 132 kV の開閉所を保有しており、送電線は 6 回線 (2 x 3 回線) で Hatidah 変電所、Samastipur 変電所、Purnea 変電所 (Nagachia 変電所/Khagaria 変電所経由) に接続されている。更に、現在建設中の No. 8/9 ユニット向けには 220 kV 開閉所が計画されており、送電線は Biharshariff 変電所と Begusarai 変電所間の送電線 π 分岐 (LIL0) 用として 4 回線 (2 x 2 回線)、Hazipur 変電所向けに 2 回線 (2 x 1 回線)、既設の 132 kV 開閉所連絡用として 2 回線、将来用スペースとして 2 回線の計 10 回線が計画されている。

BSPHCL の FY 2013-14 から FY 2015-16 までの事業計画によると、送電関係の投資は、2012 年から 2016 年まで新規プロジェクトだけで Rs. 3, 162 Crore (約 493 億円 : 1 Rs=1.56 JPY 2013 年 11 月現在) が計画されている。既存の BSPTCL が保有している送電線設備規模 (送電可能容量 5418.5 MVA) と 2015 年予定の 400 kV 送電線と変電所の計画を表 4.6-2 と表 4.6-3 に示す。

表 4.6-2 ビハール州が保有する送変電設備概要 (2012 年 3 月末現在)

電圧レベル	変電所数	送電線亘長 (Ckm)	変圧器容量 (MVA)
400 kV	-	75	-
220 kV	9	1, 147	2, 450
132 kV	76	5, 178	4, 588
Total	85	6, 400	-

[出所] BSPHCL 事業計画

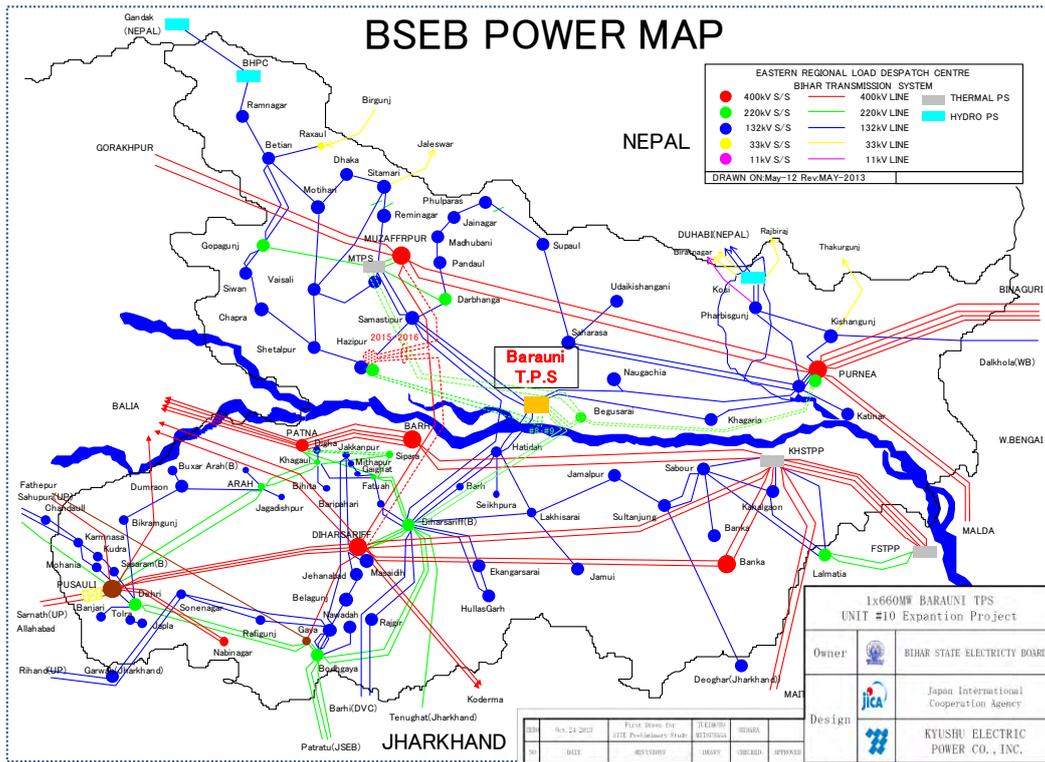
表 4.6-3 400 kV 系送電線の増設計画

分類	増設計画の内容	費用 (Rs. Crore)
変電所	500MVA x 2, 400/220kV SS ^{※1} at Hazipur	192
	500MVA x 2, 400/220kV SS near Gaighat	116
	500MVA x 2, 400/220kV New SS at Fatuha	116
	500MVA x 2, 400/220kV SS at Bihta	116
	合計	540
送電線	LILO of Biharshariff - Muzaffarpur 400 kV Double Circuits lines at 400 kV Hazipur SS	80
	Bihta - Patna (PG) - Fatuha - Gaighat 400 kV Double Circuits line	281
	合計 (送電線亘長 104 Ckm)	361

※1: SS(Substation)

[出所] BSPHCL 事業計画 (インド後進地域助成金 (BRGF) の#18EPS に基づく需要想定をもとにした送電線増設)

バラウニ火力発電所周辺の送電系統図と潮流概念を図 4.6-1～図 4.6-2 に示す。



[出所] 東部地域給電指令所(ERLDC) 2012 年末現在のデータを基に調査団が関連計画を追記
図 4.6-1 既存のビハール州周りのグリッド図

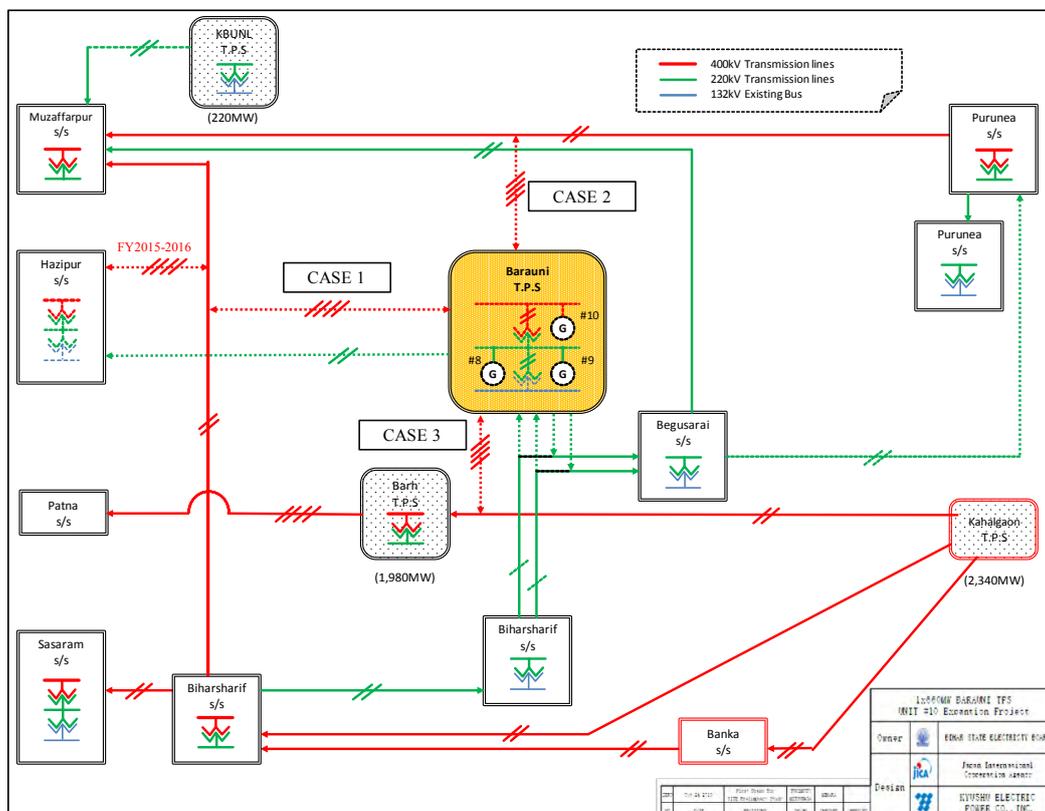


図 4.6-2 バラウニ火力発電所に関連する潮流概念図 (調査団作成)

660 MW 超臨界圧設備の増設に当たり、発電所に新たに建設する 400 kV 開閉所の設備構成は“6.1.7 電気設備”内で記載するが、今回の予備実行可能性調査の段階では、400 kV 開閉所から周辺の 400 kV 送電線に接続するため、各 2 回線 π 分岐 (LILO) スキームで以下の 3 ケースを想定した。

- (a) ケース 1 : Muzaffarpur 変電所と Biharshariff 変電所間の π 分岐
- (b) ケース 2 : Muzaffarpur 変電所と Purnea (new) 変電所間の π 分岐
- (c) ケース 3 : BARH 超臨界圧火力発電所と Kahalgaon 超臨界圧発電所間の π 分岐

各ケースの送電線ルート案と概略仕様を図 4.6-3~4 と表 4.6-4~5 に示す。

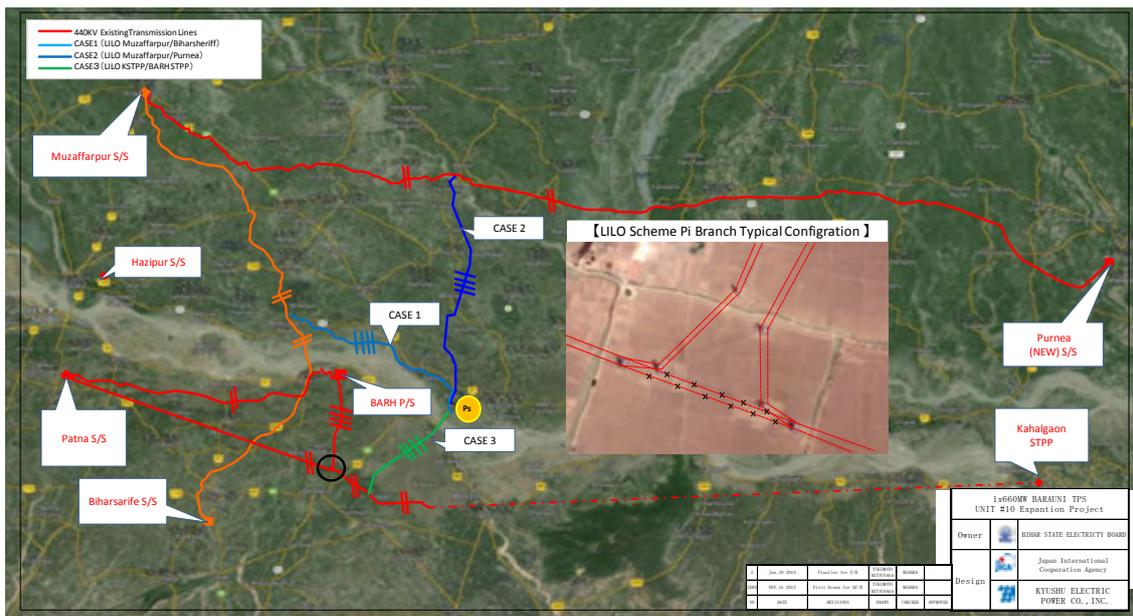


図 4.6-3 新設 400 kV 送電線の送電線ルート案 (Google 航空写真)



図 4.6-4 新設 400 kV 送電線の送電線ルート案 (Google 地図)

表 4.6-4 新設 400 kV 送電線の概念設計仕様

ルート案	ケース 1	ケース 2	ケース 3
ルート	(1) Muzaffarpur SS (2) Biharshariff SS	(1) Muzaffarpur SS (2) Purnea (new) SS	(1) BARH TPS (2) Kahalgaon TPS
所有者	(1)PowerGrid (2)PowerGrid	(1)PowerGrid (2)PowerGrid	(1)NTPC (2)NTPC
送電線所有者	PowerGrid	POWERLINKS	PowerGrid
送電線距離(km)	130	240	217
回線数	2	2	2
導体仕様	MOOSE TW.	MOOSE QD.	MOOSE QD.
分岐形態	π 分岐 (LIL0)	π 分岐 (LIL0)	π 分岐 (LIL0)
距離	約 48 km	約 61 km	約 24 km
回線数	4(2 x 2)	4(2 x 2)	4(2 x 2)
導体仕様	MOOSE TW(2)	MOOSE QD(4)	MOOSE QD(4)

[出所] ERLDC OPERATING PROCEDURES FOR EASTERN REGION Revision 8 (June 2013)

表 4.6-5 送電線の導体仕様 (参考)

項目	単位	内容	
コード名	-	MOOSE	
サイズ	mm ²	323	
標準断面径	アルミニウム	芯数/mm	54/3.53
	鋼 芯	芯数/mm	7/3.53
	全 体	mm	31.77
断 面 積	アルミニウム	mm ²	528.7
	鋼 芯	mm ²	68.53
	全 体	mm ²	597.2
重量	アルミニウム/鋼芯/ 全体	kg/km	1464/534.5/1999
定格強度		N(kgf)	164,576(16,783)
抵抗値(20℃ベース)		Ohm/km	0.0537
許容電流 ^{※1}	通常地域	Amp/MW	1061/624
	温暖地域	Amp/MW	828/487

[出所] British Code, ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)

※1: 許容電流の条件: 1 導体当たり 50 Hz 交流 導体温度: 75 °C、風速: 0.61 m/s、
放射吸収係数: 0.5

通常地域: 外気温度定格: 25 °C、日射量: 1,000 watts/sq.

温暖地域: 外気温度定格: 40 °C、日射量: 12,000 watts/sq.

熱容量換算 (MW): $\sqrt{3} \times$ 電流値 (Amp) \times 定格電圧 (400 kV) \times 力率 (0.85)

各ケースのうち、ケース3についてはNTPCの発電所であるBARH TPSとKahalgaon TPSの間となり、ナショナルグリッドとして中央向け(西潮流)に大潮流が流れていることに加え、発電所地点から南側への引き出しとなり川幅の広いガンジス川を横断する必要があることから、現地の設備担当者の選択肢としてはネガティブな反応であった。

そのためFSに向けては、ケース1とケース2をベースに潮流解析や関連機関へのヒアリングを基に接続先ほかを確認する必要がある。また、ケース1のオプションケースとして、2015年にビハール州送電公社がHazipur変電所の220 kVから400 kVへの昇圧を予定していることから、400 kV送電線のHazipur変電所母線への直接接続もオプションケースとして考えられる。

具体的な検討内容としては、接続対象に関連する変電所の需要、潮流などの将来予測を含めた確認と、Etapなどの解析ソフトを活用した潮流解析を行うことで、接続の可能性、妥当性を検証し、必要に応じた現地踏査、コルカタにあるインド東部地域給電指令所(ERLDC: Eastern Regional Load Dispatch Centre)やインド東部地域電力委員会(ERPC: Eastern Regional Power Committee)、送電線所有者などの関係機関への聞き取りや接続検討業務委託を行うことで、最終的な接続先の選定に向けた判断と、ビハール州/「イ」国全体の送電線開発に関する長期計画への反映のための基本計画策定に対し寄与することとなる。

4.7 石炭性状

(1) 石炭性状

バラウニ火力発電所 No.8/9 ユニットで計画している石炭データしか入手できなかったため、660 MW 超臨界圧設備で使用する石炭と同じとみなして検討を進める。No.8/9 ユニットで現在使用している石炭性状のデータは以下のとおり。

表 4.7-1 石炭性状

		単位	バラウニ火力発電所採用	
			設計炭	ワースト炭
高位発熱量		kcal/kg	3,300	3,100
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
高位発熱量 (無水無灰ベース)		kcal/kg	7,529	6,624

[出所] STEAG 社聞き取り結果

日本工業規格 (JIS: Japanese Industrial Standards) による石炭の分類を表 4.7-2 に示す。バラウニ火力発電所で使用している石炭は灰分が多く、灰分とは相関のない石炭化度を基準とする JIS においては、バラウニ設計炭は亜瀝青炭に分類される。日本の電力ボイラーで一般的に使用されている石炭は、発熱量が高く瀝青炭かつその灰分はおよそ 10 % 前後であり、インド炭を用いた石炭火力を建設する場合は、この違いを十分に考慮して設計する必要がある。

表 4.7-2 JIS 石炭分類 (JIS M1002)

分類		発熱量 (無水無灰ベース) (kcal/kg)	燃料比	バラウニ火力 発電所採用
炭質	区分			
無煙炭	A	—	4.0 以上	
瀝青炭	B1	8,400 以上	1.5 以上	
	B2		1.5 未満	
	C	8,100 以上 8,400 未満		
亜瀝青炭	D	7,800 以上 8,100 未満		
	E	7,300 以上 7,800 未満		設計炭 (7,529)
褐炭	F1	6,800 以上 7,300 未満		
	F2	5,800 以上 6,800 未満		ワースト炭 (6,624)

(2) 石炭灰性状

ボイラーや ESP のサイズの概略算定に必要な石炭灰のデータは得られなかった。

4.8 石炭調達計画

No.10 ユニット (250 MW x 1) としての現在の石炭必要量は、150 万トン/年を予定している。¹ これはバラウニ火力発電所から約 350 km 離れた Mogma 鉱山から石炭の供給を受けることになっており、既に確保済みである。

660 MW 超臨界圧設備を建設した場合、365 万トン/年²が必要となるが、この場合、バラウニ火力発電所は Urma Paharitola 鉱山 (7 億トンの埋蔵量が確認されている) からの石炭の供給割当を既に受けており、この鉱区からの石炭供給が 2018 年頃より開始される予定である。660 MW 超臨界圧設備の建設工期は、着工から営業運転開始まで最短でも 48 ヶ月 (4 年) 程度は必要であり、石炭供給の面では支障はない見込みである。

また、石炭は山元から既存の鉄道にて発電所まで輸送される予定である。バラウニ火力発電所の西側には鉄道があり、ここから軌道を発電所に引き込み石炭を搬入している。現在の計画では、No.6~9 ユニットに対し、1 貨車当たり 60 トンの石炭を 50 台、一日当たり 3 列車 (合計 9,000 トン) を受け入れる計画としている。

¹ NTPC, DETAILED PROJECT REPORT FOR COMPLETE REPLACEMENT OF 2 x 50 MW UNITS WITH 1 x 250 MW UNIT AT BARAUNI TPP, UNIT-10 (November 2010)

² “6.1.12 石炭消費量・石炭灰発生量の算定”を参照

4.9 灰処理計画

(1) 灰発生量

No. 6～9 ユニット及び No. 10 ユニット 660 MW 超臨界圧設備の年間灰発生量は合計で、約 3,000 千トン程度見込まれている（表 4.9-1）。

表 4.9-1 年間灰発生量（単位：千トン）

項目	年間灰発生量	出所
No. 6～9 ユニット	1,500	聞き取り結果
No. 10 ユニット	1,460	調査団による試算結果（6.1.12 参照）
計	2,960	

※現地における埋立灰の密度は約 1.25 t/m³（聞き取り結果）

(2) 灰捨場

バラウニ地点の灰捨場は日本でよく見られる海面埋立てではなく、陸上にて比較的平坦な地形に埋め立てられている。

No. 6～9 ユニットと 660 MW 超臨界圧設備用の新設灰捨場として、No. 8/9 ユニット地点から南東方向約 2 km 先に 496 エーカー（約 2 百万 m²）の用地があり、州政府の土地と民有地に区分されているが、民有地については、現在、州政府が取得のための対応を行っており、事業実施のためには用地取得が必須となる。この付近に民家はなく住民移転はないが、畑があり補償については現在対応中である。住民との意見交換会も開かれ、比較的、スムーズに用地の確保が行われている様子であった。

表 4.9-2 灰捨場の計画状況

項目	灰捨場の面積、用地取得状況等	備考
位置	No. 8/9 ユニット地点より南東方向約 2 km 先	
用地面積	496 acres（約 2 百万 m ² ）	
用地取得	対応中	
補償対応	対応中	畑に対する補償のみ、住民移転なし

[出所] 聞き取り結果

発生した灰は、水と混合し、スラリー状にて灰送管で灰捨場まで運ぶ計画としている。灰捨場には擁壁構築や矢板設置等の計画はなく、発生する灰を用いて敷地範囲の周囲に築堤を行い、順次、灰を埋め立てていくものである（図 4.9-1 参照）。

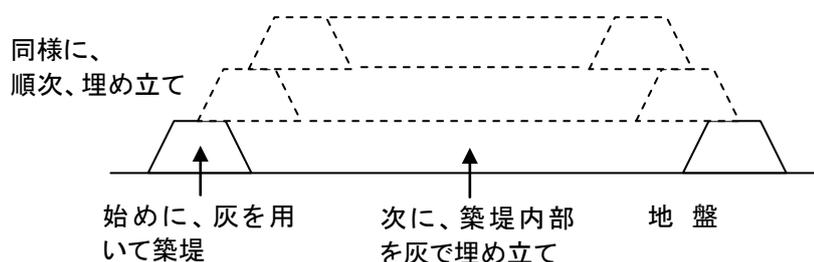


図 4.9-1 新設灰捨場概略断面図

日本では、灰捨場地点における地盤の遮水性確保への対応等について基準省令が定められている。一方、No. 8/9 ユニットの環境影響評価 (EIA: Environmental Impact Assessment) においては、MoEF より、灰捨場の遮水性や対応等の検討について提言がなされ、これを受け、新設する灰捨場には、漏水を防ぐためのライニング (High Density Polyethylene lining) 敷設の検討など、遮水性等を考慮した計画が行われる予定である。元々灰捨場であった No. 8/9 ユニット構内の地盤にはライニング等の対応はなされていない。

(3) 灰有効利用計画

MoEF により、運転期間に応じた灰の有効利用に関する取り決めがなされており、主な内容は表 4.9-3 のとおり。

表 4.9-3 灰有効利用に関するインド環境森林省の主な取り決め

フライアッシュ有効利用レベル	目標期限
少なくとも 50 %のフライアッシュ	運転開始後 1 年以内
少なくとも 70 %のフライアッシュ	運転開始後 2 年以内
90 %のフライアッシュ	運転開始後 3 年以内
100 %のフライアッシュ	運転開始後 4 年以内

[出所] MoEF, Notification S.O.2804 (November 2009)

リハビリテーション中の No. 6/7 ユニットを含め、No. 8/9 ユニット及び No. 10 ユニット 660 MW 超臨界圧設備を対象とし、フライアッシュを運転開始後 1 年目 50 %、2 年目 70 %、3 年目 90 %、4 年目 100 % 有効利用した場合の運転期間 25 年における灰の埋立量は、表 4.9-4 のとおり概算で約 9,800 千トンとなる。この場合、埋立て高さは概ね 4 m 程度に相当する。

表 4.9-4 灰埋立量 (単位：千トン)

項 目		1 st	2 nd	3 rd	4 th	5 th -25 th	計
No. 6~9	BA※1	150.0	〃	〃	〃		3,750.0
	FA※2	675.0	405.0	135.0	0		1,215.0
660 MW 超臨界圧 設備	BA	146.0	〃	〃	〃		3,650.0
	FA	657.0	394.2	131.4	0		1,182.6
							9,797.6

※1: BA、ボトムアッシュ

※2: FA、フライアッシュ

※年間灰発生量は No. 6~9 ユニット 1,500 千トン、660 MW 超臨界圧設備 1,460 千トン³

※No. 10 (250 MW) の DPR に基づき、BA : FA=1 : 9 として算定

[出所] NTPC, Detailed Project Report FOR COMPLETE REPLACEMENT OF 2 x 50 MW UNITS WITH 1 x 250 MW UNIT AT BARAUNI TPP, UNIT-10 (November 2010)

現地においては、セメントやレンガの材料、道路路盤材などへのフライアッシュの有効利用を計画している（セメントについては日本の場合と同様に粘土代替としてのフライアッシュの利用）。聞き取りによると、バラウニ地点からコルカタ方面へ数 100 km の所に年間生産量 1,000 千トンのセメント工場があるとのことである。

また、バラウニ地点から離れたところではあるが、チャッティスガル州における主要セメント会社を表 4.9-5 に示す。7 つのセメント会社の年間生産計画量の合計は約 12,000 千トンになり、仮にこれらの材料（粘土代替）として最大限フライアッシュを利用した場合、その量は概算で年間 1,200 千トン程度になることが想定される。バラウニ地点近傍のセメント会社のデータを入手できていないが、No. 6~9 ユニット及び 660 MW 超臨界圧設備のフライアッシュは年間 2,700 千トン程度の発生が見込まれ、フライアッシュの 100 % を有効利用するためには、セメント材料以外にも利用方策を確立していくことが必要になるものと思われる。

³ “6.1.12 石炭消費量・石炭灰発生量の算定” を参照

表 4.9-5 主要セメント会社一覧

Sl. No.	Name of Cement Plant	Location	District	Rail/Road Distance From Champa	Present Installed Capacity
1.	Ambuja Cement	Rawan (near Bhatpara R.S.)	Raipur	117 Km	1.5 Million TPA
2.	Grasim Cement	Rawan (near Hathbandh R.S.)	Raipur	110 Km	1.2 Million TPA
3.	Ultra Cement	Hirmi (near Hathbandh R.S.)	Raipur	112 Km	2.75 Million TPA
4.	Century Cement	Baikunth at Baikunth R.S.	Raipur	134 Km	2.10 Million TPA
5.	ACC	Jamul (near Durg R.S.)	Durg	203 Km	1.58 Million TPA
6.	Lafarge Cement	Arasmeta (near Bilaspur & Akaltara R.S.)	Janjgir-Champa	60 Km	1.6 Million TPA
7.	Lafarge Cement	Sonadih (near Bhatpara & Nipania R.S.)	Raipur	137 Km	1.4 Million TPA

[出所] DPR FOR 300 MW x 4 COAL BASED TPS AT BALPUR, IN JANJGIR-CHAMPA DISTRICT, CHHATTISGARH

セメント会社等への灰の輸送は陸路で計画されており、灰のユーザー側が発電所まで自ら取りに来ることになり、発電所側は灰を無償で提供する。また、バラウニ地点においては、これまで、2011年～2012年の1年間でNo. 6/7ユニットのフライアッシュをレンガ材料に約50千トン利用した実績があるとのことであった。

前述のとおり、No. 6～9ユニットと660 MW超臨界圧設備からの年間灰発生量は約3,000千トン程度と見込まれ、表4.9-3のとおりフライアッシュが有効利用された場合は、現計画の灰捨場用地内(496 acres)で処理が可能である。仮に有効利用が全く進まない場合の最悪ケースでは、灰捨場の灰埋立高は、No. 6～9ユニットと660 MW超臨界圧設備の運転開始から概算で17年程度過ぎた頃に20 m相当になる。事業実施のためには、計画どおりの灰有効利用あるいは将来の灰捨場拡張のいずれかが必須になると思われるが、灰有効利用については対象となる量が膨大であるため、その実現可能性を精査し、状況に応じて灰捨場拡張も視野に入れた計画が求められる。

4.10 主要設備搬入ルート

ガンジス川は川幅が広く、架かっている橋が少ないため、ガンジス川南岸から北岸へ資機材を運搬する場合は、輸送ルートの検討が必要となる。バラウニ地区はガンジス川の北岸に位置し、発電所の南西に約 2 km の所にある Rajendra 橋が利用できる。しかしながら、2013 年 10 月現在、この橋はメンテナンス中であり、大型車の通行には制限がかけられていた。

No. 8/9 ユニットの建設における主機製造者は BHEL であるため、バラウニ火力発電所へは同社のインド国内の工場から陸送にてこの橋を経由し資機材を搬入したとのことであった。このため、主要機器等の輸送に当たり利用可能な水切り港湾設備は聴取できなかった。

なお、このほかにガンジス川を渡ることができる橋は Rajendra 橋の下流約 20 km にある橋を利用するか、上流約 110 km に位置する州都パトナに架かる橋を利用することになる。



図 4.10-1 Rajendra 橋



図 4.10-2 バラウニ火力発電所付近の利用可能な橋

4.11 環境社会配慮関係

(1) 発電所敷地境界からの離隔

No. 8/9 ユニット建設用地は、発電所西側にある NH-31 から 1/2 km の距離をおいて機器の配置が計画されていることが判明した。これは、MoEF のガイドラインによるもので、国道／鉄道から発電所敷地境界までの離隔距離として 1/2 km を確保する必要がある。この離隔の理由は、将来的に国道等を拡張する場合に、十分な離隔距離を確保する目的で定められている。

[出所] MoEF, Environmental Guidelines for Industries (March 2012)

(2) 非自発的住民移転の可能性

発電所員からの聞き取りによると、660 MW 超臨界圧設備の建設に伴う非自発的住民移転は発生しない。

“4.2 建設可能エリア及び流用可能設備の特定”で示したように、発電所境界周辺の土地利用状況は以下のとおりとなっている。

発電所北側境界は送電鉄塔が建っており、西側境界は国道から 1/2 km 程度の離隔距離を確保しなければならない。発電所北東側境界は、地域住民（農民）の居住地が点在しており、南東側境界から南側境界にかけては、農地が広がっている。よって、660 MW 超臨界圧設備の建設に伴い発電所敷地を拡張しなければならない場合は、発電所南東側境界から南側境界にかけての農地を利用すれば、非自発的住民移転は発生しない。しかしながら、適切な用地取得のプロセスが必要となる。



図 4.11-1 発電所北側、西側境界（写真奥）



図 4.11-2 発電所北東側（写真奥）、南東側境界（写真奥）

4.12 上位計画との整合性

4.12.1 本事業の目的と整合性確認項目の整理

本事業は、「イ」国東部ビハール州バラウニ地区の既存亜臨界圧石炭火力発電所（50 MW x 2）を廃炉にし、亜臨界圧石炭火力発電所（250 MW x 1、No. 10 ユニット）を建設する当初計画に代わり、超臨界圧石炭火力発電所（660 MW x 1）を建設し、電力の需給逼迫の緩和及び安定供給を図り、もって同地域の経済発展に貢献するものである。上位計画との整合性を確認するに当たり、本事業の整合性確認項目を以下の項目に整理した。

- 発電出力の増加（250 MW → 660 MW）
- 発電方式の変更（亜臨界圧 → 超臨界圧）
- 石炭火力発電所の建設

4.12.2 整合性確認結果

現地調査にてバラウニ火力発電所所員及び BSPGCL 関係者から聞き取り調査を行ったところ、「本事業を実施することが決定した場合は、本事業はビハール州政府の政策に反映され、その後「イ」国政府の政策に反映される」との回答を得たため、本事業と上位計画との整合性は取れていると言える。

また、以下の文献で各整合性確認項目の整合性の確認を行った。

表 4.12-1 上位計画との整合資料確認

文献名	発行機関	発行年
(a)Twelfth Five Year Plan	Planning Commission (Government of India)	2012 年
(b)National Electricity Plan	Government of India Ministry of Power Central Electricity Authority	2012 年
(c)Business Plan for Bihar State Power Transmission Company for control period from FY 2013-2014 to FY 2015-2016	Bihar State Power Holding Company Limited	2012 年

(1) 発電出力の増加の整合性

(a) (b) の文献にて電力供給の増加が経済成長を支えると記載されている。

(a) (Page 16) *Electric Power is a critical input all economic activity and rapid and inclusive growth is only possible if reliable electricity is made available everywhere.*

(b) (Page 1) *Growth of Power sector is the key to the economic development of our country. Growth in production of electricity has led to its extensive use in all the sectors of economy in the successive five years plans.*

また、(c) の文献ではビハール州は「イ」国全体平均に比べ電力が不足している、急速に経済成長しているが、電力分野の成長が追いついていない、今後伸びてくる電力需要に対応するためにビハール州政府は発電容量を増加する計画であると記載されている。

(c) (Page 9) *The power supply position in the State of Bihar remained very poor and consequently the peak demand deficit in the state has comparatively remained worse than the national average for the country.*

(c) (Page 9) *Bihar has witnessed sharp increase in the economic growth during 11th plan period mainly on account of the developments in the secondary sector which has led to a sharp rise in the pre-capita income. However, the same is yet to reflect in the energy/power sector growth.*

(c) (Page 10) *Due to rapid growth in Bihar, the current level of demand is anticipated to increase drastically from current level of 2,000 MW to 6,000 MW in near future. To facilitate the growth of the state and in order to meet the increasing demand for power the State Government of Bihar has planned various power generation capacity addition programmers and allocation of fresh/increased power from upcoming Central and Private sector projects.*

以上のことから本事業で発電出力を増加することは、電力供給／経済成長に貢献すると考えられるため、上位計画との整合性は取れていると判断する。

(2) 発電方式の変更

(a) (b) の文献も二酸化炭素排出削減、石炭消費量の削減のため高効率の超臨界圧石炭火力発電所の導入を計画すると記載があることから、本事業で発電方式を亜臨界圧から高効率の超臨界圧へ変更することは上位計画との整合性は取れていると判断する。

- (a) (Page 118) *In the business-as-usual scenario, India would rely heavily on coal to meet its surging power demand. However, this poses an enormous environmental and natural resource challenge, as the Power Sector is the highest contributor (38 percent) to India's GHG emissions. There are several initiatives which would improve efficiency, and reduce pollution and carbon footprints from this sector. It has already been announced that 50 percent of the Twelfth Plan target and the coal-based capacity addition in the Thirteenth Plan would be through super-critical units, which reduce the use of coal per unit of electricity produced.*
- (b) (Page 43) *A low carbon growth strategy could be an opportunity to improve health, productivity and quality of life.*
- (c) (Page 47) *During the 12th Plan, it is being planned that the percentage of 660 MW and 800 MW unit sizes with Supercritical technology would still increase further and during the 13th Plan, all new coal based capacity is likely to be on Supercritical technology only.*

(3) 石炭火力発電所の建設

(a) に石炭は「イ」国において豊富な 1 次エネルギーであると記載があり、“(2) 発電方式の変更” で記載したとおり、高効率の石炭火力発電所の建設を進めていく計画であることから、本事業で石炭火力発電所の建設を行うことは上位計画との整合性は取れていると判断する。

- (a) (Page 33) *Coal is the most abundant primary energy source available in the country.*

第5章 環境社会配慮

目 次

第5章 環境社会配慮

- 5.1 インドの環境関連法規及び環境政策・環境行政
 - 5.1.1 インドの環境関連法規
 - 5.1.2 インドの環境政策・環境行政
 - 5.1.3 火力発電プロジェクトに適用される環境関連基準
- 5.2 インドの環境基準と IFC 排出基準との比較
 - 5.2.1 大気への放出
 - 5.2.2 排水
 - 5.2.3 騒音
- 5.3 インドにおける環境許認可制度
 - 5.3.1 環境影響評価
 - 5.3.2 EIA の手続き
 - 5.3.3 EIA レポートに含まれるべき項目
 - 5.3.4 住民説明及び情報公開
 - 5.3.5 モニタリング
 - 5.3.6 問題が生じた場合の環境当局の強制力
- 5.4 予備的環境影響評価
 - 5.4.1 環境社会配慮調査の進め方
 - 5.4.2 初期スクリーニング
 - 5.4.3 スコーピングの進め方
 - 5.4.4 まとめ

表 目 次

- 表 5.1-1 インドにおける環境関連の法体系
- 表 5.1-2 インドにおける主な環境法
- 表 5.1-3 国家大気環境基準
- 表 5.1-4 騒音に関する国家大気環境基準
- 表 5.1-5 火力発電プロジェクトに適用される排水基準
- 表 5.1-6 火力発電所に適用される大気排出基準（ばいじん濃度）
- 表 5.1-7 火力発電所に適用される大気排出基準（煙突高さ）
- 表 5.2-1 火力発電所における排出基準の比較 [mg/Nm³; O₂ 6 %換算]
- 表 5.2-2 火力発電所における排水基準の比較 [mg/L; pH 及び温度を除く]
- 表 5.2-3 騒音基準の比較
- 表 5.3-1 環境許認可に係る関係者の役割と責任
- 表 5.4-1 JICA 様式による初期スクリーニング結果
- 表 5.4-2 スコーピングにおける分類項目
- 表 5.4-3 環境社会配慮確認結果（①No. 10 ユニット建設予定地の場合）
- 表 5.4-4 環境社会配慮確認結果（②居住エリアへの建設の場合）

表 5.4-5 環境社会配慮確認結果 (③既設エリアへの建設の場合)

表 5.4-6 環境社会配慮確認結果 (④No. 8/9 ユニット南側隣接地へ建設する場合)

表 5.4-7 各ケースで配慮すべき主な環境社会配慮事項

図 目 次

図 5.1-1 インドの環境部門の組織図

図 5.3-1 Environmental Clearance 取得フロー

第5章 環境社会配慮

5.1 インドの環境関連法規及び環境政策・環境行政

5.1.1 インドの環境関連法規

(1) 法制度・政策

「イ」国の環境管理の法体系は、表 5.1-1 に示す構造になっている。

表 5.1-1 インドにおける環境関連の法体系

	内容
法律 (Act)	国会で承認され、最も上位に位置するもの。義務、罰則等が伴う。
規則 (Rule)	法に基づいて政府機関 (省) が、法の実施にかかる細則を定めたもの。
通達 (Notification)	規則を補足するためや具体的な手続き、運用の手順を定めたもの。
ガイドライン (Guideline)	規則の執行代行官である各地方の行政機関による規則の執行をサポートするため中央の所管官庁が作成する。法的義務を伴わないが、推奨されるべき取り組みを示したもの。

(2) 主要な法規の概要

環境関連の主な法律は表 5.1-2 のとおりとなっている。

表 5.1-2 インドにおける主な環境法

分野	名称	制定年 (最新改定年)	
基本法	The Environment (protection) Act	1986(1991)	
個別法	大気 The Air (Prevention and Control of Pollution) (Union Territories) Act	1981(1987)	
	水質 The Water (Prevention and Control of Pollution) Act	1974(1988)	
		The Water (Prevention and Control of Pollution) Cess Act	1977(1992)
		The Water (Prevention and Control of Pollution) Cess (Amendment) Act	2003
森林	The Indian Forest Act	1927	

分野	名称	制定年 (最新改定年)	
自然保護	Forest (Conservation) Act	1980(1988)	
	State/Union Territory Minor Forest Produce (Ownership of Forest Dependent Community) Act	2005	
	The Indian Wildlife (Protection) Act	1972(1993)	
	The Wild Life (Protection) Amendment Act	2002	
	The Wild Life (Protection) Amendment Act	2006	
	動物福祉	The Prevention of Cruelty to Animals Act	1960
	生物多様性	Biological Diversity Act	2002
	環境法廷	The National Environment Tribunal Act	1995
		The National Environment Appellate Authority Act	1997
		National Green Tribunal Act	2010
	その他	The Public Liability Insurance Act	1991(1992)
		S. O. 1533(E) - Environmental Impact Assessment Notification	2006
		S. O. 2265(E) - Hazardous Wastes (Management, Handling and Transboundary Movement) Rules, 2008, Notification	2008
		S. O. 123(E) - The Noise Pollution (Regulation and Control) Rules	2000

[出所] MoEF (<http://moef.nic.in/>)

中央公害管理局 (CPCB) (<http://www.cpcb.nic.in/>)

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、管理及び削減のための中央政府の責任が規定されている。中央政府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等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、土地及びそれらと人類、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、

中央政府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、工場等から排出される汚染物質の排出基準等が設定されている。当規則は特定の地域における工場等の設置について、汚染物質に対する最大許容値の考慮、古跡・動物保護区等の近隣に設置しないこと等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等による排出物質等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（汚染防止及び管理）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、管理及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中央公害管理局(CPCB: Central Pollution Control Board)に必要な権限が与えられた。また、1975年に制定された水（汚染防止及び管理）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（汚染防止及び管理）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、管理及び影響緩和の促進を目的とした法律である。CPCB及び州公害管理局(SPCB: State Pollution Control Board)に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。

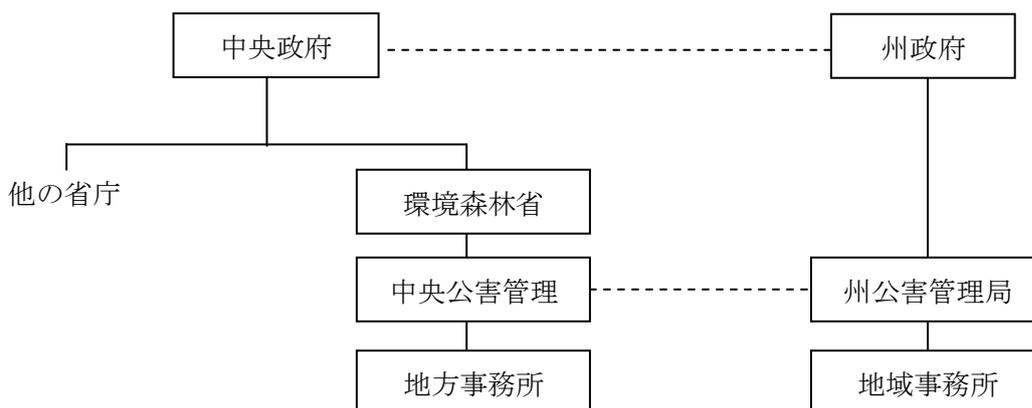
5.1.2 インドの環境政策・環境行政

環境法、大気及び水等に関するそれぞれの法において、中央政府・州政府等の行政機関の責任及び環境保護に向けた役割・権限が定められている。「イ」国においては、中央政府、州政府及び地方自治体に環境に関連する部局がある。それぞれにおける主な行政機構、役割は次のとおりである。

(1) 中央政府

中央政府には、環境政策に関連する省庁が複数存在するが、環境行政に最も重要な役割を担う省庁はMoEFである。その附属組織と位置付けられ政策実施の役割を担うCPCBのほか、都市部の上下水道、廃棄物インフラの整備を担当するインド都市開発省(MoUD: Ministry of Urban Development)、廃棄物や自然エネルギー等の推進を担当するMNRE等が関連する中央行政機関である。

図5.1-1に「イ」国の環境行政に関わる主要省庁の関係を示す。



[出所] 国際協力銀行，インド環境プロフィール（2007年10月）

図 5.1-1 インドの環境部門の組織図

① MoEF の役割

MoEF は「イ」国における環境保全、環境関連の計画、調整等の全般を担当し、環境行政の中核となる行政機関で、環境政策推進の法的枠組みの整備、動植物、森林、野生生物の保護、環境汚染の防止と管理・規制（control）、荒廃地での植林・再生等、環境政策推進の枠組みの整備、環境基準、各種ガイドラインの整備や通知の公表、条約の施行等を行っている。

② CPCB の役割

CPCB は、環境汚染の防止、管理及び緩和を目的とした独立機関である。もともと、1974年に水法（The Water（Prevention and Control of Pollution）Act）に基づき設立され、1981年には大気法（The Air（Prevention and Control of Pollution）Act）により権限や役割が規定された。その後、1986年に制定された環境保護法（Environment（Protection）Act）の規定により MoEF 及び SPCB に対して技術的な指導・助言も行うようになったほか、公害管理に関する多数の役割を担っており、各種環境政策の施行、ガイドラインの整備、環境基準・規制等のモニタリング等を行っている。前述のとおり、MoEF からは独立した機関となっているが同省が所管する法律の施行や関連政策の推進等においては重要な役割を担っている。

(2) 州政府

州政府に設けられる環境局（Department）が、各州の環境行政を推進している。SPCB も各州に設置され、州政府（環境局）への技術的な指導・助言のほか、環境保護及び環境汚染の防止等を目的とした各種取り組みの推進、環境基準の策定、調査研究等を行っている。

(3) 地方自治体 (Local Bodies / Municipalities)

環境保全政策を推進する末端の役割は各地方自治体が担っている。例えば、地方自治体は「都市廃棄物に関する規則 (MSW Rules 2000)」を実行する責任を有しており、都市廃棄物の収集・運搬、処分を行っている。

5.1.3 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（汚染防止及び管理）法が 1981 年に施行され、それに基づき 1982 年に「国家大気環境基準 (NAAQS: National Ambient Air Quality Standards)」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。

表 5.1-3 国家大気環境基準

汚染物質	測定基準時間	大気中濃度	
		工業地域、居住地域、 農村及びその他地域	生態学上敏感な地域 (中央政府が指定)
硫黄酸化物 (SO ₂), [μg/m ³]	Annual ^{※1}	50	20
	24 hours ^{※2}	80	80
窒素酸化物 (NO ₂), [μg/m ³]	Annual ^{※1}	40	30
	24 hours ^{※2}	80	80
粒子状汚染物 (PM), (10 μm 未満) [μg/m ³]	Annual ^{※1}	60	60
	24 hours ^{※2}	100	100
粒子状汚染物 (PM), (2.5 μm 未満) [μg/m ³]	Annual ^{※1}	40	40
	24 hours ^{※2}	60	60
オゾン (O ₃), [μg/m ³]	8 hours ^{※2}	100	100
	1 hour ^{※2}	180	180
鉛 (Pb), [μg/m ³]	Annual ^{※1}	0.50	0.50
	24 hours ^{※2}	1.0	1.0
一酸化炭素 (CO), [mg/m ³]	8 hours ^{※2}	02	02
	1 hour ^{※2}	04	04
アンモニア (NH ₃), [μg/m ³]	Annual ^{※1}	100	100
	24 hours ^{※2}	400	400
ベンゼン (C ₆ H ₆), [μg/m ³]	Annual ^{※1}	05	05
ベンゾピレン (BaP), (粒子相のみ), [ng/m ³]	Annual ^{※1}	01	01

汚染物質	測定基準時間	大気中濃度	
		工業地域、居住地域、 農村及びその他地域	生態学上敏感な地域 (中央政府が指定)
ヒ素 (As), [ng/m ³]	Annual ^{※1}	06	06
ニッケル (Ni), [ng/m ³]	Annual ^{※1}	20	20

※1: 一週間に二回、24時間、均等な間隔で行った最低104回の測定の年間平均

※2: 24時間/8時間値には一年間の時間のうち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。

[出所] MoEF/CPCB, Notification S. O. 384 (April 1994)/S. O. 935 (October 1998)

(2) 騒音環境基準

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。

表 5.1-4 騒音に関する国家大気環境基準

地域区分	規制値 dB (A)	
	昼間	夜間
工業地域	75	70
商業地域	65	55
居住地域	55	45
静音地域	50	40

* 昼間: 06:00 - 21:00、夜間: 21:00 - 06:00)

[出所] MoEF, Noise Pollution (Regulation and Control) Rules (February 2000)

(3) 火力発電プロジェクトに適用される排出基準

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。工場等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、煙突高等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ともに、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。

① 排水基準

表 5.1-5 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 5℃を超えないこと
	遊離塩素	0.5
ボイラー排水	全浮遊物質 (Suspended Solids)	100
	油脂類	20
	全銅 (Cu)	1.0
	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	中央政府及び州政府により個別に規制
灰捨場排水	pH	6.5 - 8.5
	全浮遊物質 (Suspended Solids)	100
	油脂類	20

[出所] MoEF, Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)

② 復水器冷却水排水温度制限

A: 1999年6月1日以降に運開した新設火力発電所

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 7℃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。

[出所] MoEF, Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)

③ 大気排出基準

表 5.1-6 火力発電所に適用される大気排出基準（ばいじん濃度）

発電能力	ばいじん濃度 (mg/Nm ³)
210 MW 以上	150
210 MW 以下	350

[出所] MoEF, Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)

表 5.1-7 火力発電所に適用される大気排出基準（煙突高さ）

発電能力	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 ₂ 排出率 (*kg/hr.) *H: 煙突高さ (m)

[出所] MoEF, Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)

④ 石炭利用

2001年6月より、以下に該当する石炭火力発電所は年平均灰含有量 34 %以下の原炭／混炭／選炭を使用する旨の通達が出された。なお、坑口発電所、FBC や IGCC を使用する発電所は、本規制から除外されている。

- ・ 山元から 1,000 km 以上離れた火力発電所
- ・ 距離に関わらず都市部、環境保護指定区、危機的な環境汚染地域に位置する石炭火力発電所

[出所] MoEF, Environmental (Protection) Rules (1986)

⑤ 石炭灰の有効利用

レンガ製造のための表土掘削の制限、及び建材の製造や建設活動におけるフライアッシュの利用を促進する目的で、環境保護規則第 5 条(3)項に基づく石炭灰 (Fly Ash) の利用に関する通達が出された (1999年9月、2009年11月改正)。

- ・ 火力発電所から半径 100 km 以内に位置する全ての建設業者がビルの建設を行う際は、石炭灰由来の製品 (レンガ、タイル、ブロック等) のみを使用しなければならない。

- ・新設の火力発電所は、石炭灰の有効利用に関して、運転開始後1年目で50%、2年目で70%、3年目で90%、4年目で100%の有効利用を達成しなければならない。

[出所] MoEF, Notifications S.O. 763 (September 1999)/S. O. 2804 (November 2009)

⑥ 立地基準

発電所を建設するに当たり、天然資源、人工資源の最小限の枯渇、劣化、破壊を伴う持続可能な方法による最適な活用法を確保するために「産業のための環境ガイドライン (Environment Guideline for Industry)」が出された (2012年5月更新)。

同ガイドラインの中で「避けるべき地域 (Areas to be avoided)」として、以下の地域を規定している。

- ・生態学的、その他影響を受けやすい地域: 25 km の離隔 (地理気候条件による)
- ・沿岸地域: 満潮線から 1/2 km
- ・河川の氾濫原: 氾濫原から 1/2 km
- ・交通/通信システム: 国道/鉄道から 1/2 km
- ・主要な集落 (人口 3,000,000): 都市の拡大により居住区からの距離を決定するのは困難であるため、仮に 50 km 以内に主要な集落がある場合、産業の立地の際には 10 年後の居住区の増加予測評価を行い、かつ予測増加境界から 25 km の離隔をとらなければならない。

[出所] MoEF, Environment Guideline for Industry (May 2012)

⑦ 緑地

発電所周辺の景観、土壌の安定化、発電所からの騒音、ばいじん等の低減を目的に緑化しなければならない。また、MoEF の規定に従い、発電所境界には植林によるグリーンベルトをしなければならない。これらによる総緑地面積は発電所敷地の 1/3 にしなければならない。

[出所] Development Consultants, Detailed Project Report for 2 x 250 MW Coal Based Extension Thermal Power Station at Barauni Dist. Begusarai in Bihar

⑧ 灰捨場の遮水性

灰捨場からの浸出水による土壌汚染の対策を講じなければならない。最新の環境許認可事例において、MoEF が灰捨場の遮水性に関する詳細を EIA に記載する旨指示している。

[出所] Environmental Impact Assessment & Environmental Management Plan for 2 x 250 MW Barauni (Extension) Thermal Power Project At Barauni, Dist. Begusarai, Bihar (November 2013)

5.2 インドの環境基準と IFC 排出基準との比較

5.2.1 大気への放出

前述のとおり、「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。しかしながら、窒素酸化物、硫黄酸化物については、規制値が定められておらず、単に煙突高さの規制（500 MW 以上で 275 m）があるのみである。

他方、ばいじん、窒素酸化物、硫黄酸化物については、世界銀行グループ 国際金融公社 (IFC: International Finance Corporation) の環境健康安全ガイドライン (Environmental, Health, and Safety Guidelines; 以下、“EHS ガイドライン”とする。) の火力発電ボイラーの大気への排出ガイドライン（2008 年）が定められていることから、設計の際は EHS ガイドラインの値に留意して設計する必要がある。

表 5.2-1 火力発電所における排出基準の比較 [mg/Nm³; O₂ 6%換算]

	「イ」国環境保護規則 - 火力発電 (210 MW 以上)	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	規定なし	200~850 (70~298 ppm)	200 (70 ppm)
NO _x	規定なし	510 (248 ppm)	200 (97 ppm)
ばいじん (PM)	150	50	30

[出所] MoEF, Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)

IFC, Environmental, Health, and Safety Guidelines (Thermal Power Plants)
(December 2008)

5.2.2 排水

排水についても同様に、「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 5.2-2 火力発電所における排水基準の比較 [mg/L; pH 及び温度を除く]

	「イ」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 ※1, 4	6 - 9	
全浮遊物質(SS)	100 ※2, 4	50	
油脂類	20 ※2, 4	10	

	「イ」国環境保護規則 - 火力発電	IFC EHS ガイドライン	備考
全残留塩素	0.5 ※ ^{1, 3}	0.2	「イ」国基準は遊離塩素のみ
クロム (Cr)	0.2 ※ ³	0.5	
銅 (Cu)	1.0 ※ ²	0.5	
鉄 (Fe)	1.0 ※ ²	1.0	
亜鉛 (Zn)	1.0 ※ ³	1.0	
鉛 (Pb)	— +	0.5	
カドミウム (Cd)	— +	0.1	
水銀 (Hg)	— +	0.005	
ヒ素 (As)	— +	0.5	
リン酸塩 (PO ₄ ³⁻)	5.0	—	
放水温度 [°C]	5	EIA で評価	

※1: 復水器冷却水 (一過式)、※2: ボイラー排水、※3: 冷却塔排水、※4: 灰捨場排水
+: その他防錆材料として中央政府及び州政府により個別に規制

[出所] MoEF, Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)

IFC, Environmental, Health, and Safety Guidelines (Thermal Power Plants)
(December 2008)

5.2.3 騒音

騒音については、「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、騒音に関する国家大気環境基準として定められている。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 5.2-3 騒音基準の比較

	「イ」国環境保護規則※ ¹	IFC EHS ガイドライン (一般) ※ ²
昼間	75	70
夜間	70	70

※1: 昼間 (6:00AM - 9:00PM)、夜間 (9:00PM - 6:00AM)

※2: 昼間 (7:00AM - 10:00PM)、夜間 (10:00PM - 7:00AM)

[出所] MoEF, Environmental (Protection) Rules, Schedule III (1986)

IFC, Environmental, Health and Safety Guidelines (Thermal Power Plants)
(December 2008)

5.3 インドにおける環境許認可制度

5.3.1 環境影響評価

(1) EIA 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、必要となる環境許認可（EC: Environmental Clearance）の取得の過程で必要とされるプロセスとして位置付けられる。

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」）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 の実施が不要なものもあり、EIA の実施が必要かどうかは、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ヒトの健康、資源への影響の程度及びプロジェクトの規模によって「A」又は「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) EIA 該当プロジェクト

EIA 通達では、下記に該当するプロジェクトに EC 取得を義務付けている。

- ① 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
- ② 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
- ③ 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等を超過する場合

分類 A に該当するプロジェクトは、中央政府が設立した環境評価委員会（EAC: 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、分類 B に該当するプロジェクトは州レベルで中央政府が設立した州環境影響評価局（SEIAA: State Level Environment Impact Assessment Authority）から EC を取得する必要がある。SEIAA は、州環境評価委員会（SEAC: State Level Expert Appraisal Committee）の推薦により EC を発行する。SEIAA 又は SEAC が存在しない州は、分類 B のプロジェクトでも分類 A と同様のプロセスにより EC を取得することとなる。

5.3.2 EIAの手続き

(1) 申請

ECの取得プロセスはプロジェクト分類によって異なる。分類Aに該当するプロジェクトはMoEFへ、分類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 EIA 通達の Appendix I に示された下記の情報

(a) プロジェクトに関する基礎情報（名称、プロジェクト位置及び代替候補、規模、コスト、分類、連絡先）

(b) 活動（①地域の地形、土地利用及び水域への変化等の物理的な変化をもたらす活動の詳細、②資源（土地、水、エネルギー、再生不能資源、等）の利用、③ヒトの健康及び環境へ悪影響を与える可能性のある物の使用、保管、扱い又は生産、④固形廃棄物の排出の可能性（工事、運転）、⑤汚染物又は有害物の大気への放出（kg/hr）、⑥騒音、振動、光及び熱の発生、⑦下水道、土、表流水、地下水、沿岸水、海域への汚染物の排出による土・水の汚染の可能性、⑧工事及び運転時における事故によるヒト健康及び環境へのリスク、⑨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（Environmental Sensitivity）

(d) 提案プロジェクトのEIA実施のための仕様（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及び township）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及び township）に該当するプロジェクトの場合は、EIA 通達の Appendix II に示された情報（土地環境、水環境、植生、動物相、大気環境、aesthetics、社会経済側面、建築材料、エネルギー保全、環境管理計画（EMP: Environmental Management Program）

(2) EC の段階

MoEF（又は 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。

① スクリーニング（分類Bのみ）

分類Bに該当するプロジェクトに対して、SEACが審査を行い、ECの交付のためにEIAの実施が必要かどうかを判断する。EIAが必要なプロジェクトはB1と分類され、EIAの実施が不要と判断されたプロジェクトはB2と分類される。Aと分類されたプロジ

ェクトにはこのステップは不要である。

② スコーピング

スコーピングは EAC 又は前述の SEAC が行うプロセスである。

分類 A に該当するプロジェクトは EAC、分類 B1 に該当するプロジェクトは SEAC によって審査される。この段階では、プロジェクトの提案者が提出した資料を基に議論が行われ、環境影響の評価のためにプロジェクト提案者が実施すべき EIA の詳細な仕様 (TOR) が作成され、提案者に知らされるとともに MoEF (又は SEIAA) のホームページで公表される (例外: EIA 通達の Item 8 で B と分類されている活動には EIA の実施のための詳細仕様の提示はなく、提案者が提示した情報だけで EC 交付の判断が行われる)。この段階で、EC の交付を拒否することも可能である。

③ 住民説明及び意見募集 (Public Consultation)

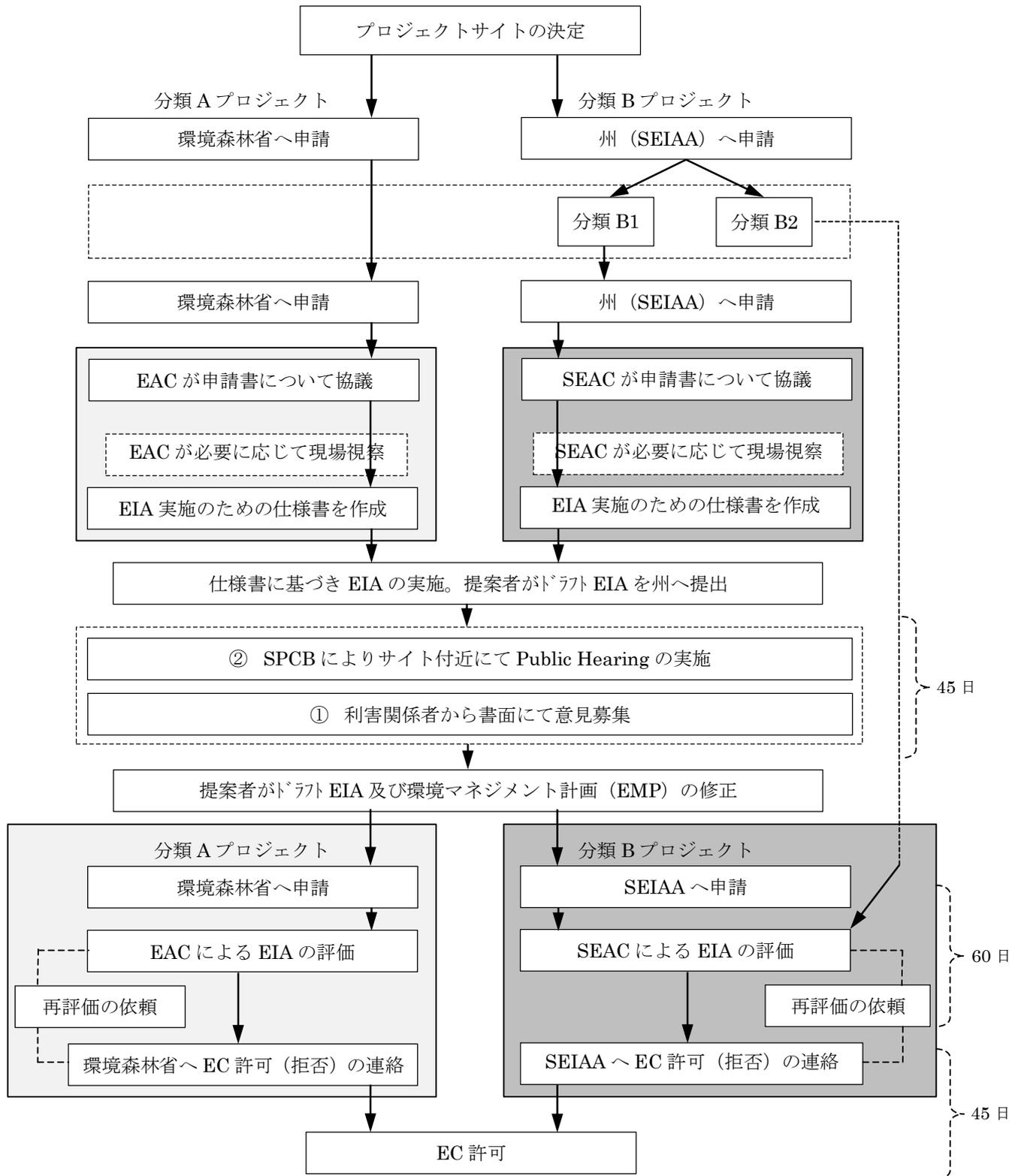
SPCB 又は準州公害管理局 (UTPCC: Union Territory Pollution Control Committee) が提案者の依頼により住民説明等を行い、そこで出された意見の対応について提案者がドラフト EIA レポートに反映し、住民説明会等の詳細とともに、MoEF 又は SEIAA に提出し、EIA の最終評価をしてもらう必要がある。

④ 評価 (Appraisal)

これは、EAC (又は SEAC) により、EIA 最終レポート、申請書、住民説明の結果等の審査を行い、EC の交付の判断を行う段階である。この際、申請者 (又は代理人) も招待され、疑問点について追加説明を求められることもある。EAC (又は SEAC) の意見に基づき当該機関 (MoEF 又は SEIAA) が EC を交付する (又は交付を拒否する)。当該機関 (MoEF 又は SEIAA) 及び EAC (又は SEAC) の意見が一致しない場合、当該機関 (MoEF 又は SEIAA) が EAC (又は SEAC) に再検討を要請することもできるが、最終決定権限は当該機関 (MoEF 又は SEIAA) にある。

以上のように、EC の取得まで最低でも 5-6 ヶ月、プロジェクト案件によっては長期にわたる場合もあるため、注意が必要である。

EIA の手続きフローについて図 5.3-1 に、関係者の役割と責任について表 5.3-1 に示す。



[出所] 国際協力銀行, インド環境プロファイル (2007年10月)

MoEF, Technical EIA Guidance Manual for Thermal Power Plants(August 2010)

図 5.3-1 Environmental Clearance 取得フロー

表 5.3-1 環境許認可に係る関係者の役割と責任

段 階	MoEF/SEIAA	EAC/SEAC	プロジェクト提案者	EIA コンサルタント	SPCB/公共機関	国民/利益団体
スクリーニング	申請書受理、EAC/SEAC の意見聴取	MoEF/SEIAA に意見具申	申請書 (Form I) 及び必要書類提出	提案者の技術サポート		
スコーピング	ToR 承認、提案者との連絡、ウェブサイトへの公開	ToR レビュー、必要に応じサイト調査、MoEF/SEIAA への ToR の推薦	Draft ToR の MoEF/SEIAA への提出、EAC/SEAC メンバーのサイト調査の便宜	ToR の準備		
EIA レポート、住民説明	EIA レポートのレビューと住民説明会に係る SPCB/公共機関へのコピー配布		ToR 最終版として詳細 EIA レポートを提出 住民説明会準備 (プロジェクト、EIA、EMP) -必要に応じ目的、EMP を更新	EIA レポート準備 住民説明会で提案された予測影響、汚染対策の評価	EIA レポートのレビューと住民説明会の実施 上位機関/プロジェクト提案者への議事録と SPCB 見解の提出	住民説明会への参加、意見具申 -意見はウェブサイト掲載のサマリーに対してインターネット経由で SEIAA に提出
評価と許認可	修正 EIA の受領 EIA の承認、付随する諸条件に係る EAC/SEAC の意見聴取	レポートと MoEF/SEIAA の評価の審査 (MoEF/SEIAA に推薦)	修正 EIA、EMP レポートの MoEF/SEIAA への提出 住民意見を含む EIA、EMP の EAC/SEAC への提供	提案者の技術サポート及び必要に応じて緩和策の提案 (諸条件の許認可)		
モニタリング			規定された環境保全策の実施とモニタリング結果の提出	モニタリング実施	適切な同意条件への許認可条件の織り込み、履行保証	

[出所] MoEF, Technical EIA Guidance Manual for Thermal Power Plants (August 2010)

5.3.3 EIA レポートに含まれるべき項目

EIA 実施の際、EIA レポートには、以下の項目に関する記載は必要である。

- ① 概要（レポートの目的、関係者、対象地域、レポートの範囲）
- ② プロジェクトの概要の整理（種類、プロジェクトの必要性、位置、図面、規模、実施スケジュール、新技術の評価、環境影響緩和措置）
- ③ 環境側面の詳細
- ④ 考えられる環境影響と対応措置
- ⑤ 代替案・代替技術の評価
- ⑥ 環境モニタリング計画
- ⑦ 追加調査の詳細
- ⑧ プロジェクトのベネフィット
- ⑨ 環境コストベネフィット評価
- ⑩ EMP
- ⑪ サマリー及び結論
- ⑫ 調査を実施したコンサルタントの詳細

なお、具体的な評価パラメーターはスコーピングの段階で決定されるため、プロジェクトごとに異なる。

5.3.4 住民説明及び情報公開

分類 A 及び分類 B1 に該当するプロジェクトは、Public Consultation を行う必要がある（以下 6 件は例外。①灌漑プロジェクトの近代化、②認可された工業団地内に位置するプロジェクトで、その立地は許可されている場合、③新たな土地確保を必要としない道路及び高速道路の拡張、④建物/建設プロジェクト/地域開発プロジェクト、⑤全ての B2 プロジェクト、⑥国の防衛に係わるプロジェクト及び中央政府が決定した戦略的なプロジェクト）。

具体的には、以下の 2 つの方法で住民からの意見を収集する機会が与えられる。

(1) サイト近隣での住民説明会（Public hearing）

SPCB 又は UTPCC が EIA の要約を事前に公表した上で、SPCB（又は UTPCC）主導で住民説明会を設定する。説明会にはプロジェクトの提案者が EIA レポート（要約）の発表を行う。説明会のビデオ撮影を行い、説明会終了後、8 日間以内に MoEF 又は SEIAA に提出する。

(2) 利害関係者からの書面による意見募集（written response）

SPCB 又は UTPCC がホームページで EIA の要約を公表し、関係者の意見を募集する。また、住民等から要請がある場合、EIA のドラフト全体を確認できるようにする。

5.3.5 モニタリング

プロジェクトの実施後は、EC 交付の際に定められた条件が遵守されていることを、プロジェクトの実施者が年に2回（6月1日、12月1日）、当該機関（MoEF 又は SEIAA）に報告する必要がある。これらの報告はすべて MoEF 又は SEIAA のホームページで公表される。

5.3.6 問題が生じた場合の環境当局の強制力

EAC 及び SEAC のメンバーは、EIA の評価の前に必要に応じてプロジェクトサイトを視察する権限を有しており、視察の結果 EC を却下することを当該機関（MoEF 又は SEIAA）へ推薦する権限を有する。

また、EIA プロセスに限定されたものではないが、SPCB が事業所等に立ち入り、大気汚染・水質汚染・有害廃棄物の取扱いの実態等の検査を行い、EC を取り下げることができる。

5.4 予備的環境影響評価

5.4.1 環境社会配慮調査の進め方

本調査は、モデル石炭火力発電所の建設計画に関する要請確認（Pre-FS 調査）段階であり、先方提案の敷地に 660 MW の火力発電所を建設した際に、環境社会配慮上、特に注意すべき点について検討を行った。

より詳細なプロジェクト実施による環境・社会面への影響調査については、EIA 作成段階で検討されなければならない。

5.4.2 初期スクリーニング

はじめに、発電所建設予定である調査地域の特性評価、関連する物理的、生物学的、プロジェクトが与える正及び負の影響を評価するために、JICA 様式に従い初期スクリーニングをビハール州発電公社に対してアンケート形式で実施した。

初期スクリーニング結果について、表 5.4-1 に示す。

表 5.4-1 JICA 様式による初期スクリーニング結果

<p>項目 1 プロジェクトサイトの所在地を記入して下さい。</p> <p style="text-align: center;">Barauni Thermal Power Station District - Begusarai, PIN 851116 (BIHAR)</p>
<p>項目 2 プロジェクトの規模・内容（概略開発面積、施設面積、生産量、発電量等）について簡単に記入して下さい。</p> <p>2-1 プロジェクト概要 （プロジェクトの規模、内容）</p> <p style="text-align: center;">660 MW x 1 の火力発電所の建設計画（No. 10 ユニット） （参考） No. 1～5 ユニット：スクラップ、 No. 6/7 ユニット：110 MW x 2 を改修、 No. 8/9 ユニット：250 MW x 2 を新設</p> <p>2-2 どのようにしてプロジェクトの必要性を確認しましたか。 プロジェクトは上位計画と整合性がありますか。</p>

YES：上位計画名を記載してください。

本プロジェクトが実施可能であれば、ビハール州の政策として計画され、「イ」国の政策として適用されることとなる。

2-3 要請前に代替案を検討しましたか。

YES：検討した代替案の内容を記載してください。

当初は、250 MW 亜臨界圧ボイラーを検討していたが、近年の主流である超臨界圧～超々臨界圧式貫流ボイラーより熱効率面で劣り、環境面、経済面で不利であるため 660 MW 超臨界圧設備の建設計画に見直した。

2-4 要請前に必要性確認のためのステークホルダー協議を実施しましたか。

実施済み

実施済の場合は該当するステークホルダーをチェックしてください。

関係省庁

地域住民

NGO

その他（ ）

8, 9 号機用の灰捨場増設時にかかる用地取得に併せて、ステークホルダー協議を実施。

実施日：2011 年 7 月 8 日（Begusarai 地区）、11 月 11 日（Patna 地区）

（しかしながら、当時 No. 10 ユニットは 250 MW として計画していた。）

項目 3 プロジェクトは、新規に開始するものですか、既に実施しているものですか？既に実施しているものの場合、既に行われているプロジェクトは現地住民より強い苦情等を受けたことがありますか？

既往（苦情なし）

ビハール州は「イ」国最貧州であり、近隣住民にとっても本プロジェクトの進行により新たな雇用（仕事）が創出されるため歓迎している。

項目 4 プロジェクトに関して、環境アセスメント(EIA、IEE 等)は貴国の制度上必要ですか？必要な場合、実施又は計画されていますか？必要な場合は、必要とされる根拠についても記入してください。

必要 (実施済 実施中・**計画**中)

(必要な理由：環境森林省 (MoEF) が 2006 年 9 月に環境保護法 5 条 3 項に基づき発行した通達 (Environmental Impact Assessment Notification - 2006) によって規定されている。)

項目 5 環境アセスメントが既に実施されている場合、環境アセスメントは環境アセスメント制度に基づき審査・承認を受けていますか。既に承認されている場合、承認年月、承認機関について記載してください。

手続きを開始していない

項目 6 環境アセスメント以外の環境や社会面に関する許認可が必要な場合、その許認可名を記載して下さい。また、当該許認可を取得済みですか？

取得必要だが未取得

(許認可名：環境認可 (EC: Environmental Clearance))

(「イ」国において、環境アセスメント (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付けられる。)

項目 7 プロジェクトサイト内又は周辺域に以下に示す地域がありますか。

(YES の場合、該当するものをマークしてください。)

NO

国立公園、国指定の保護対象地域 (国指定の海岸地域、湿地、少数民族・先住民のための地域、文化遺産等)

原生林、熱帯の自然林

生態学的に重要な生息地 (サンゴ礁、マングローブ湿地、干潟等)

国内法、国際条約等において保護が必要とされる貴重種の生息地

- 大規模な塩類集積あるいは土壌浸食の発生する恐れのある地域
- 砂漠化傾向の著しい地域
- 考古学的、歴史的、文化的に固有の価値を有する地域
- 少数民族あるいは先住民族、伝統的な生活様式を持つ遊牧民の人々の生活区域、若しくは特別な社会的価値のある地域

項目 8 プロジェクトにおいて以下に示す要素が予定、想定されていますか。

(YES の場合、該当するものをマークしてください。)

NO

- 大規模非自発的住民移転 (規模: 世帯 人)
- 大規模地下水揚水 (規模: m³/年)
- 大規模埋立、土地造成、開墾 (規模: ha)
- 大規模森林伐採 (規模: ha)

項目 9 プロジェクトは環境社会に望ましくない影響を及ぼす可能性がありますか。

(YES の場合、主要な影響の項目と概要を記載してください。)

NO

- 大気汚染
- 水質汚濁
- 土壌汚染
- 廃棄物
- 騒音・振動
- 地盤沈下
- 悪臭
- 地形・地質
- 底質
- 生物・生態系
- 水利用
- 事故
- 地球温暖化
- 非自発的住民移転
- 雇用や生計手段等の地域経済
- 土地利用や地域資源利用
- 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織

<input type="checkbox"/> 既存の社会インフラや社会サービス <input type="checkbox"/> 貧困層・先住民族・少数民族 <input type="checkbox"/> 被害と便益の偏在 <input type="checkbox"/> 地域内の利害対立 <input type="checkbox"/> ジェンダー <input type="checkbox"/> 子どもの権利 <input type="checkbox"/> 文化遺産 <input type="checkbox"/> HIV/AIDS 等の感染症 <input type="checkbox"/> その他 ()
<p>関係する環境社会影響の概要：(影響を及ぼすと考えられる大気汚染、水質汚濁については、それぞれ電気集じん装置、排水処理装置を設置予定である。)</p>

[出所] 調査団作成 (2013 年 10 月)

5.4.3 スコーピングの進め方

環境社会配慮上の評価項目の範囲を決定するために、FS 調査に入る前に想定される計画がもたらす負の影響の可能性について、JICA 環境社会配慮ガイドラインにしたがい、以下のとおり検討した。

検討に当たっては、ビハール州発電公社から提示のあったサイト候補地 (①No. 10 ユニット建設予定地、②居住エリア、③既設エリア) に加え、④No. 8/9 ユニット南側隣接地についても影響調査を行った。

表 5.4-2 にスコーピングにおける分類項目を示す。

表 5.4-2 スコーピングにおける分類項目

A	潜在的には大規模な正又は負の影響が予想される。	C	正又は負の影響が生じる可能性があるが現時点ではその規模や様態は不明である。
B	潜在的には中小規模の正又は負の影響が予想される。	D	潜在的な影響は、最小規模か無視できる程度だと見なしうる。

(1) 当初予定地 (No. 10 ユニット建設予定地) への建設

バラウニ火力発電所においては、現在、No. 6/7 ユニット (110 MW x 2) の R&M/LE 工事及び No. 8/9 ユニット (250 MW x 2) の新設工事を実施しており、当初計画では No. 8/9 ユニットの隣に亜臨界圧 250 MW ユニットとして No. 10 ユニートを建設する予定であった。

今回、超臨界圧 660 MW 超臨界圧設備として改めて No. 10 ユニートを建設する場合に、同じ敷地に建設する場合の環境・社会面への影響について検討した。

表 5.4-3 環境社会配慮確認結果 (①No. 10 ユニット建設予定地の場合)

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
許認可・説明	EIA 及び環境許認可	D	D	環境許認可取得のために、EIA レポートの作成が必要となる。
	現地ステークホルダーへの説明	C-	C-	<ul style="list-style-type: none"> ・No. 8/9 ユニット新設に関して、灰捨場を増設するために用地の取得をした際に、現地ステークホルダーへ説明を実施済み。 ・250 MW から 660 MW に計画変更した後は、現地ステークホルダーへの説明は未実施。
	代替案の検討	D	D	当初 250 MW の亜臨界圧ボイラーで検討していたが、近年の主流である超臨界圧～超々臨界圧式貫流ボイラーより熱効率面で劣り、環境面、経済面で不利であるため 660 MW 超臨界圧設備の建設計画に見直した。
汚染対策	大気汚染	B-	B-	<p>工事中: 工事資材等の搬出入に伴う土砂粉じんの巻き上げ等が発生するが、その影響は広域には及ばない。</p> <p>供用時: 操業に伴って発生するばいじん、SO₂、NO₂ 等が考えられるため、「イ」国環境基準あるいは 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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・貯炭場からの飛散炭じん、石炭灰処分場からの粉じんの発生が考えられるため、防じんカバー等の対策を施す必要がある。
	水質汚濁	B-	B-	<p>工事中: 建設時に泥水の発生による影響が想定される。</p> <p>供用時: 発電所から発生するボイラー排水等が考えられるため、「イ」国環境基準あるいは 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。</p>
	廃棄物	B-	B-	<p>工事中: 建設残土や廃材の発生が想定される。</p> <p>供用時: 操業に伴って発生する石炭灰が考えられるため、「イ」国環境基準を遵守するような灰捨場の設置及び石炭灰の有効利用計画を立案する必要がある。</p>
	土壌汚染	B-	B-	工事中: 建設用オイルの流出等による土壌汚染の可能性が想定される。

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
				供用時 ：灰捨場からの浸出水による土壌汚染が考えられるため、遮水シート等の対策を施す必要がある。
	騒音・振動	B-	B-	工事中 ：建設機材・車両の稼働等による騒音が想定される。 供用時 ：敷地境界の東側に集落があるため、操業に伴う騒音に留意する必要がある。
	地盤沈下	D	D	地下水の利用はないため、特に地盤沈下はないと考えられる。
	悪臭	D	D	石炭火力発電所からの悪臭を引き起こす物質等はないと考えられる。
自然環境	保護区	D	D	・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。 ・プロジェクトサイトの近隣にも保護区は認められない。
	生態系	D	D	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等を含まない。
社会環境	住民移転	C-	C-	・プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり住民移転は発生しない。 ・仮にプロジェクトサイト東側の用地を取得する必要がある場合は住民移転が発生するが、用地取得に係る東側用地使用の優先度は低い。
	生活・生計	A+	A+	工事中 ：本プロジェクトの実施により、建設時の雇用が創出される。 供用時 ：本プロジェクトの実施により、運開後の石炭灰の有効利用に伴う雇用が創出される。
	文化遺産	D	D	・プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり、文化遺産等は認められない。 ・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。
	景観	D	D	景観に特に影響を及ぼさない。
	少数民族、先住民族	D	D	事業対象地域及びその周辺に少数民族・先住民族の居住は確認されていない。
	労働環境	B-	D	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。 ・No. 8/9 ユニット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。

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
				供用時 ：供用段階で労働者への負の影響が想定されるような作業は計画されていない。
その他	工事中の影響	B-	D	工事中 ：建設に伴う汚染が自然環境・社会環境に影響を及ぼす可能性があるため、EIA レポート作成の段階で検討し、必要に応じて緩和策を用意する必要がある。
	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。 供用時 ：貯炭場における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。

(2) 居住エリアへの建設

現在バラウニ火力発電所員は、No. 6/7 ユニット（110 MW x 2）の東側に位置する居住エリアに居住しているが、設備の老朽化が進んでいるため、No. 10 ユニットの建設に併せて居住エリアの更新も検討している。

居住エリアを更新するに当たり、集約化、高層化を図ることで No. 10 ユニット建設用地を確保した場合の環境・社会面への影響について検討した。

表 5.4-4 環境社会配慮確認結果（②居住エリアへの建設の場合）

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
許認可・説明	EIA 及び環境許認可	D	D	環境許認可取得のために、EIA レポートの作成が必要となる。
	現地ステークホルダーへの説明	C-	C-	<ul style="list-style-type: none"> ・No. 8/9 ユニット新設に関して、灰捨場を増設するために用地の取得をした際に、現地ステークホルダーへ説明を実施済み。 ・250 MW から 660 MW に計画変更した後は、現地ステークホルダーへの説明は未実施。
	代替案の検討	D	D	当初 250 MW の亜臨界圧ボイラーで検討していたが、近年の主流である超臨界圧～超々臨界圧式貫流ボイラーより熱効率面で劣り、環境面、経済面で不利であるため 660 MW 超臨界圧設備の建設計画に見直した。

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
汚染対策	大気汚染	A-	B-	<p>工事中: 工事資材等の搬出入に伴う土砂粉じんの巻き上げ等が発生するが、その影響は広域には及ばない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 既存の居住区廃材の廃棄、居住区用敷地の整地等に伴う土砂粉じんの巻き上げ等が大量に発生する。 <p>供用時: 操業に伴って発生するばいじん、SO₂、NO₂等が考えられるため、「イ」国環境基準あるいは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。</p> <ul style="list-style-type: none"> 貯炭場からの飛散炭じん、石炭灰処分場からの粉じんの発生が考えられるため、防じんカバー等の対策を施す必要がある。
	水質汚濁	B-	B-	<p>工事中: 建設時に泥水の発生による影響が想定される。</p> <p>供用時: 発電所から発生するボイラー排水等が考えられるため、「イ」国環境基準あるいは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。</p>
	廃棄物	A-	B-	<p>工事中: 建設残土や廃材の発生が想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 既存の居住区廃材が大量に発生する。 <p>供用時: 操業に伴って発生する石炭灰が考えられるため、「イ」国環境基準を遵守するような灰捨場の設置及び石炭灰の有効利用計画を立案する必要がある。</p>
	土壌汚染	B-	B-	<p>工事中: 建設用オイルの流出等による土壌汚染の可能性が想定される。</p> <p>供用時: 灰捨場からの浸出水による土壌汚染が考えられるため、遮水シート等の対策を施す必要がある。</p>
	騒音・振動	B-	B-	<p>工事中: 建設機材・車両の稼働等による騒音が想定される。</p> <p>供用時: 敷地境界の東側に集落があるため、操業に伴う騒音に留意する必要がある。</p>
	地盤沈下	D	D	<p>地下水の利用はないため、特に地盤沈下はないと考えられる。</p>

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
	悪臭	D	D	石炭火力発電所からの悪臭を引き起こす物質等はないと考えられる。
自然環境	保護区	D	D	<ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・プロジェクトサイトの近隣にも保護区は認められない。
	生態系	D	D	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等を含まない。
社会環境	住民移転	C-	C-	<ul style="list-style-type: none"> ・プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり住民移転は発生しない。 ・仮にプロジェクトサイト東側の用地を取得する必要が生じた場合は住民移転が発生するが、用地取得に係る東側用地使用の優先度は低い。
	生活・生計	A+	A+	<p>工事中: 本プロジェクトの実施により、建設時の雇用が創出される。</p> <p>供用時: 本プロジェクトの実施により、運開後の石炭灰の有効利用に伴う雇用が創出される。</p>
	文化遺産	D	D	<ul style="list-style-type: none"> ・プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり、文化遺産等は認められない。 ・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。
	景観	D	D	景観に特に影響を及ぼさない。
	少数民族、先住民族	D	D	事業対象地域及びその周辺に少数民族・先住民族の居住は確認されていない。
	労働環境	B-	D	<p>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。</p> <p>供用時: 供用段階で労働者への負の影響が想定されるような作業は計画されていない。</p>
	その他	工事中の影響	B-	D
	事故防止対策	B-	B-	<p>工事中: 工事中の事故に対する配慮が必要である。</p> <p>供用時: 貯炭場における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。</p>

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
	その他(居住区住民移転)	A-	D	工事中: 住宅の建て替えに伴う一時的な居住区住民の移転が発生する。

(3) 既設エリアへの建設

バラウニ火力発電所 No. 1~5 ユニットの現在発電しておらず、発電設備の一部は廃棄せず残置されている。

この既設発電所敷地を No. 10 ユニット建設用地として活用した場合の環境・社会面への影響について検討した。

表 5.4-5 環境社会配慮確認結果 (③既設エリアへの建設の場合)

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
許認可・説明	EIA 及び環境許認可	D	D	環境許認可取得のために、EIA レポートの作成が必要となる。
	現地ステークホルダーへの説明	C-	C-	<ul style="list-style-type: none"> ・No. 8/9 ユニット新設に関して、灰捨場を増設するために用地の取得をした際に、現地ステークホルダーへ説明を実施済み。 ・250 MW から 660 MW に計画変更した後は、現地ステークホルダーへの説明は未実施。
	代替案の検討	D	D	当初 250 MW の亜臨界圧ボイラーで検討していたが、近年の主流である超臨界圧～超々臨界圧式貫流ボイラーより熱効率面で劣り、環境面、経済面で不利であるため 660 MW 超臨界圧設備の建設計画に見直した。
汚染対策	大気汚染	A-	B-	<p>工事中: 工事資材等の搬出入に伴う土砂粉じんの巻き上げ等が発生するが、その影響は広域には及ばない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・既設の発電設備廃材の廃棄、廃棄後の新設のための整地等に伴う土砂粉じんの巻き上げ等が余分に発生する。 <p>供用時: 操業に伴って発生するばいじん、SO₂、NO₂等が考えられるため、「イ」国環境基準あるいは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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・貯炭場からの飛散炭じん、石炭灰処分場からの粉じんの発生が考えられるため、防じんカバー等の対策を施す必要がある。

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
	水質汚濁	B-	B-	<p>工事中: 建設時に泥水の発生による影響が想定される。</p> <p>供用時: 発電所から発生するボイラー排水等が考えられるため、「イ」国環境基準あるいは 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。</p>
	廃棄物	A-	B-	<p>工事中: 建設残土や廃材の発生が想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・既設発電所廃材が大量に発生する。 <p>供用時: 操業に伴って発生する石炭灰が考えられるため、「イ」国環境基準を遵守するような灰捨場の設置及び石炭灰の有効利用計画を立案する必要がある。</p>
	土壌汚染	B-	B-	<p>工事中: 建設用オイルの流出等による土壌汚染の可能性が想定される。</p> <p>供用時: 灰捨場からの浸出水による土壌汚染が考えられるため、遮水シート等の対策を施す必要がある。</p>
	騒音・振動	B-	B-	<p>工事中: 建設機材・車両の稼働等による騒音が想定される。</p> <p>供用時: 敷地境界の東側に集落があるため、操業に伴う騒音に留意する必要がある。</p>
	地盤沈下	D	D	地下水の利用はないため、特に地盤沈下はないと考えられる。
	悪臭	D	D	石炭火力発電所からの悪臭を引き起こす物質等はないと考えられる。
自然環境	保護区	D	D	<ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・プロジェクトサイトの近隣にも保護区は認められない。
	生態系	D	D	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等を含まない。
社会環境	住民移転	C-	C-	<ul style="list-style-type: none"> ・プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり住民移転は発生しない。 ・仮にプロジェクトサイト東側の用地を取得する必要がある場合は住民移転が発生するが、用地取得に係る東側用地使用の優先度は低い。

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
	生活・生計	A+	A+	工事中 ：本プロジェクトの実施により、建設時の雇用が創出される。 供用時 ：本プロジェクトの実施により、運開後の石炭灰の有効利用に伴う雇用が創出される。
	文化遺産	D	D	・プロジェクトサイトは既存の発電所の敷地内であり、文化遺産等は認められない。 ・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。
	景観	D	D	景観に特に影響を及ぼさない。
	少数民族、先住民族	D	D	事業対象地域及びその周辺に少数民族・先住民族の居住は確認されていない。
	労働環境	B-	D	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。 供用時 ：供用段階で労働者への負の影響が想定されるような作業は計画されていない。
その他	工事中の影響	B-	D	工事中 ：建設に伴う汚染が自然環境・社会環境に影響を及ぼす可能性があるため、EIA レポート作成の段階で検討し、必要に応じて緩和策を用意する必要がある。
	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。 供用時 ：貯炭場における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。
	その他（追加的土地利用）	C-	D	工事中 ：既設発電所敷地は狭小であるため、追加の用地取得か居住区域の利用が必要になる可能性がある。

(4) No. 8/9 ユニット南側隣接地への建設

バラウニ火力発電所においては、現在、No. 6/7 ユニット（110 MW x 2）の R&M/LE 工事及び No. 8/9 ユニット（250 MW x 2）の新設工事を実施しており、当初計画では No. 8/9 ユニットの隣に亜臨界圧 250 MW x 1 を建設する予定であった。

しかしながら、No. 8/9 ユニットの隣に No. 10 ユニットの建設した場合、No. 8/9 ユニットの建設計画に影響を及ぼし、運開スケジュールに遅れを生じさせる恐れがあるため、新たに No. 8/9 ユニットの南側隣接地に新たに用地を取得して 660 MW 超臨界圧設備を建設する場合の環境・社会面への影響について検討した。

表 5.4-6 環境社会配慮確認結果 (④No. 8/9 ユニット南側隣接地へ建設する場合)

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
許認可・説明	EIA 及び環境許認可	D	D	環境許認可取得のために、EIA レポートの作成が必要となる。
	現地ステークホルダーへの説明	C-	C-	<ul style="list-style-type: none"> ・No. 8/9 ユニット新設に関して、灰捨場を増設するために用地の取得をした際に、現地ステークホルダーへ説明を実施済み。 ・250 MW から 660 MW に計画変更した後は、現地ステークホルダーへの説明は未実施。
	代替案の検討	D	D	当初 250 MW の亜臨界圧ボイラーで検討していたが、近年の主流である超臨界圧～超々臨界圧式貫流ボイラーより熱効率面で劣り、環境面、経済面で不利であるため 660 MW 超臨界圧設備の建設計画に見直した。
汚染対策	大気汚染	B-	B-	<p>工事中： 工事資材等の搬出入に伴う土砂粉じんの巻き上げ等が発生するが、その影響は広域には及ばない。</p> <p>供用時： 操業に伴って発生するばいじん、SO₂、NO₂ 等が考えられるため、「イ」国環境基準あるいは 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。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・貯炭場からの飛散炭じん、石炭灰処分場からの粉じんの発生が考えられるため、防じんカバー等の対策を施す必要がある。
	水質汚濁	B-	B-	<p>工事中： 建設時に泥水の発生による影響が想定される。</p> <p>供用時： 発電所から発生するボイラー排水等が考えられるため、「イ」国環境基準あるいは 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。</p>
	廃棄物	B-	B-	<p>工事中： 建設残土や廃材の発生が想定される。</p> <p>供用時： 操業に伴って発生する石炭灰が考えられるため、「イ」国環境基準を遵守するような灰捨場の設置及び石炭灰の有効利用計画を立案する必要がある。</p>
	土壌汚染	B-	B-	工事中： 建設用オイルの流出等による土壌汚染の可能性が想定される。

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
				供用時 ：灰捨場からの浸出水による土壌汚染が考えられるため、遮水シート等の対策を施す必要がある。
	騒音・振動	B-	B-	工事中 ：建設機材・車両の稼働等による騒音が想定される。 供用時 ：敷地境界の東側に集落があるため、操業に伴う騒音に留意する必要がある。
	地盤沈下	D	D	地下水の利用はないため、特に地盤沈下はないと考えられる。
	悪臭	D	D	石炭火力発電所からの悪臭を引き起こす物質等はないと考えられる。
自然環境	保護区	D	D	・プロジェクトサイト周辺は、保護区は認められない。
	生態系	C-	C-	・プロジェクトサイト周辺は、生態学的に重要な生息地等は含まないと考えられるが、詳細は不明である。
社会環境	住民移転	D	D	・プロジェクトサイト（南側用地）は、農地であり住民移転は発生しない。
	生活・生計	A+	A+	工事中 ：本プロジェクトの実施により、建設時の雇用が創出される。 供用時 ：本プロジェクトの実施により、運開後の石炭灰の有効利用に伴う雇用が創出される。
	文化遺産	D	D	・プロジェクトサイト周辺には、文化遺産等は認められない。
	景観	D	D	景観に特に影響を及ぼさない。
	少数民族、先住民族	D	D	プロジェクトサイト周辺には、少数民族・先住民族の居住は確認されていない。
	労働環境	B-	D	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。 供用時 ：供用段階で労働者への負の影響が想定されるような作業は計画されていない。
その他	工事中の影響	B-	D	工事中 ：建設に伴う汚染が自然環境・社会環境に影響を及ぼす可能性があるため、EIA レポート作成の段階で検討し、必要に応じて緩和策を用意する必要がある。
	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。

分類	影響項目	評価		評価理由及び留意点
		工事中	供用時	
				供用時 ：貯炭場における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。
	その他（用地取得）	C-	D	工事中 ：新規に農地の用地取得が必要となるが、周辺に及ぼす影響は不明である。

5.4.4 まとめ

“5.4.3 スコーピングの進め方”の結果を踏まえ、主な環境社会配慮事項を表5.4-7に示す。EIAレポート作成に当たっては、これらの事項を検討の上、対策や緩和策を含める必要がある。

表 5.4-7 各ケースで配慮すべき主な環境社会配慮事項

ケース	環境社会配慮事項	特記事項
①No. 10 ユニット建設 予定地への建設	労働環境	No. 8/9 ユニットの建設工事と輻輳するため、労働安全に注意が必要
②居住エリアへの建設	大気汚染	既存の居住区廃材の廃棄、居住区用敷地の整地等に伴う土砂粉じんの巻き上げ等が発生
	廃棄物	既存の居住区廃材が大量に発生
	その他 (居住区住民移転)	住宅の建て替えに伴う一時的な居住区住民の移転が発生
③既設エリアへの建設	大気汚染	既設の発電設備廃材の廃棄、廃棄後の新設のための整地等に伴う土砂粉じんの巻き上げ等が発生
	廃棄物	既設発電所廃材が大量に発生
	その他 (追加的土地利用)	既設発電所敷地は狭小であるため、追加の用地取得か居住区域利用の可能性あり
④No. 8/9 ユニット南側 隣接地への建設	その他 (用地取得)	新規に農地の用地取得が必要

第6章 660 MW 超臨界圧設備の概略仕様

目 次

第6章 660 MW 超臨界圧設備の概略仕様

- 6.1 設備仕様の検討
 - 6.1.1 660 MW 超臨界圧設備の主要諸元
 - 6.1.2 主要機器の想定仕様
 - 6.1.3 インドの排出規制に対する設備構成内容
 - 6.1.4 レイアウトの影響を及ぼす設備サイズの検討
 - 6.1.4.1 検討方針
 - 6.1.4.2 インド国内における石炭火力発電所のサイズ実績
 - 6.1.4.3 ボイラー／微粉炭機
 - 6.1.4.4 電気集じん装置
 - 6.1.4.5 排ガス処理システム
 - 6.1.4.6 貯炭場
 - 6.1.5 タービン建屋
 - 6.1.6 冷却塔
 - 6.1.7 電気設備
 - 6.1.7.1 設備構成
 - 6.1.7.2 各電気設備の概要
 - 6.1.8 制御・計装設備
 - 6.1.8.1 システム構成
 - 6.1.8.2 各制御・計装設備の概要
 - 6.1.8.3 近年の傾向
 - 6.1.8.4 インドでの超臨界圧石炭火力案件における制御システム構築の実例
 - 6.1.9 水バランス
 - 6.1.10 その他設備
 - 6.1.10.1 揚運炭設備
 - 6.1.10.2 重軽油設備
 - 6.1.10.3 取水設備
 - 6.1.10.4 原水槽
 - 6.1.10.5 純水装置
 - 6.1.10.6 排水処理装置
 - 6.1.10.7 補助蒸気の運用
 - 6.1.10.8 鉄道引き込み
 - 6.1.11 灰捨場
 - 6.1.12 石炭消費量・石炭灰発生量の算定
- 6.2 設備レイアウト案

表 目 次

表 6.1.1-1	660 MW 超臨界圧設備の主要性能諸元
表 6.1.2-1	660 MW 超臨界圧設備主要仕様
表 6.1.3-1	排水処理規制
表 6.1.3-2	ばいじん排出規制
表 6.1.3-3	硫黄酸化物排出規制
表 6.1.3-4	窒素酸化物排出規制
表 6.1.4-1	計画石炭の比較
表 6.1.4-2	インド国内 660 MW 発電所サイズ調査結果
表 6.1.4-3	参考発電所の設計石炭
表 6.1.4-4	RAGUHUNATHPUR TPS のボイラー／微粉炭機に関する諸元
表 6.1.4-5	微粉機の比較
表 6.1.4-6	RAGHUNATHPUR TPS 石炭諸元ほか
表 6.1.4-7	ESP 入口排ガス量／ばいじん濃度
表 6.1.4-8	ESP 設計仕様
表 6.1.4-9	ESP 室数における出口ばいじん濃度
表 6.1.4-10	低温 ESP と将来設備 FGD の寸法
表 6.1.4-11	低低温 ESP（固定＋移動電極式）とノンリーク式 GGH の寸法
表 6.1.4-12	ESP サイズの目安
表 6.1.4-13	排煙処理システムの構成に関する検討ケース
表 6.1.4-14	貯炭場諸元
表 6.1.5-1	蒸気タービン及びタービン室の寸法
表 6.1.6-1	復水器冷却方式の比較
表 6.1.6-2	冷却塔仕様
表 6.1.7-1	特別高圧開閉設備の設備構成に関する概念比較（調査団作成）
表 6.1.8-1	制御・計装設備に関するスコープ
表 6.1.8-2	Raipur Chhattisgarh TPS Project (685 MW x 2)
表 6.1.8-3	BARH TPS Project (660 MW x 3), Bihar State
表 6.1.9-1	水バランス想定結果
表 6.1.9-2	必要水量の変更と追加取水許可
表 6.1.10-1	水平距離と運搬高さの関係
表 6.1.10-2	石炭バンカー関係諸元
表 6.1.10-3	重油規格（JIS K2205）
表 6.1.10-4	重油諸元（No.10 DPR Annexure-3.6 より一部を抜粋）
表 6.1.10-5	油タンク容量の比較
表 6.1.10-6	現計画の取水ポンプ容量及び台数（No.6/7 及び No.8/9 用）
表 6.1.10-7	No.10 を考慮した取水ポンプ容量及び台数（案）
表 6.1.10-8	現計画の送水ポンプ容量及び台数（No.6/7 及び No.8/9 用）
表 6.1.10-9	No.10 を考慮した送水ポンプ容量及び台数（案）

表 6.1.10-10 原水槽容量の比較
 表 6.1.10-11 純水タンク容量の比較
 表 6.1.10-12 純水製造能力の比較
 表 6.1.10-13 FGD 設置による追加排水処理装置
 表 6.1.12-1 石炭・石炭灰算定諸元

目 次

図 6.1.4-1 微粉炭機の配置の例
 図 6.1.4-2 FGD を将来設備とする場合の設備構成
 図 6.1.4-3 当初より FGD を設置する場合の設備構成
 図 6.1.4-4 貯炭場断面形状
 図 6.1.4-5 石炭サイロ断面形状
 図 6.1.7-1 バラウニ 400 kV 開閉所のレイアウト案（調査団作成）
 図 6.1.7-2 特別高圧開閉設備に関する単線結線図案（2重主母線+1転送母線構成）
 図 6.1.7-3 特別高圧開閉設備に関する単線結線図案（1+1/2 構成）（調査団作成）
 図 6.1.7-4 バラウニ火力発電所 660 MW 向け所内電気設備の単線結線図案
 図 6.1.8-1 バラウニ火力発電所 660 MW ユニット向けシステム構成図案
 図 6.1.10-1 ポンプハウス～沈殿槽平面図
 図 6.1.10-2 No.6/7 ユニット及び No.8/9 ユニット用取水設備計画図
 図 6.1.10-3 取水設備横原水槽
 図 6.1.11-1 灰捨場の遮水性確保の例
 図 6.2-1 インドで採用実績のある設備構成
 図 6.2-2 日本で採用実績のある設備構成

第6章 660 MW 超臨界圧石炭火力発電設備の概略仕様

6.1 設備仕様の検討

6.1.1 660 MW 超臨界圧設備の主要諸元

660 MW 超臨界圧設備の主要性能諸元及びその出所について、表 6.1.1-1 に示す。

表 6.1.1-1 660 MW 超臨界圧設備の主要性能諸元

項目	単位	諸元	出所
ボイラー効率	%	85	「イ」国実績
タービン熱消費率	kcal/kWh	1,850	(a)
総合熱効率	%	39.5	ボイラー効率とタービン熱消費率による計算結果
設備利用率	%	85-90	聞き取りによる結果

[出所] (a)Central Electricity Authority, Ministry of Power, Government of India, STANDARD TECHNICAL FEATURES OF BTG SYSTEM FOR SUPER CRITICAL 660/800MW THERMAL UNITS (July 2013)

6.1.2 主要機器の想定仕様

本報告書で提案する 660 MW 超臨界圧増設計画の主要設備の構成としては、超臨界圧貫流型ボイラー、タービン発電機、復水器冷却塔、出力増に伴う貯炭場・揚運炭設備の新設／拡張、灰捨場の増強などである。主要設備の主な仕様としては、以下を想定している。

表 6.1.2-1 660 MW 超臨界圧設備主要仕様

主要設備	項目	仕様
ボイラー	型式	超臨界圧変圧貫流式
	最大連続定格蒸発量	約 2,000 t/h
	蒸気条件	24.2 MPa/566 °C/593 °C
	燃焼方式	微粉炭焚き対向燃焼
	通風方式	平衡通風
タービン	型式	くし4流3車室4流再熱再生復水型
	軸構成	タンデムコンパウンド
	最終段翼長	40 インチ
	回転数	3,000 rpm
発電機	型式	横軸円筒回転界磁固定子冷却型
	相数	3
	周波数	50 Hz
	極数	2
	力率	0.85 (遅れ) ~0.95 (進み)

6.1.3 インドの排出規制に対する設備構成内容

「イ」国における石炭火力における遵守すべき排出規制は、MoEF “Environmental (Protection) Rules, Schedule I (1986)” (以下、“排出規制”とする) に定められており、それぞれ規制項目に対する今回の設備構成方針は以下のとおり。

(1) 排水処理

表 6.1.3-1 排水処理規制

項目		単位	排出規制	660 MW 超臨界圧設備
復水器冷却水 (海より直接引き込む場合)	pH	—	6.5-8.5	ガンジス川から取水するため、非該当
	温度差	℃	5 以下	
	残留塩素	mg/L	0.5	
ボイラーブローダウン水	浮遊物質	mg/L	100	定期的な排水チェックを実施することにより、特別の設備対応なし
	油分	mg/L	20	
	全銅	mg/L	1.0	
	全鉄	mg/L	1.0	
冷却塔ブローダウン水	残留塩素	mg/L	0.5	
	亜鉛	mg/L	1.0	
	クロム	mg/L	0.2	
	リン	mg/L	5.0	
	腐食防止物質		場合により設定	
灰捨場排水	pH		6.5-8.5	
	浮遊物質	mg/L	100	
	油分	mg/L	20	
	重金属		現在規制なし	

(2)ばいじん

表 6.1.3-2 ばいじん排出規制

		排出規制	No. 8/9 (250 MW x 2)	No. 10 (250 MW x 1)	660 MW 超臨界圧設備
濃度	210 MW 未満	350 mg/Nm ³	—	—	—
	210 MW 以上	150 mg/Nm ³		ESP 出口濃度 100 mg/Nm ³	ESP 出口濃度 50 mg/Nm ³ で対応する

排出規制は、150 mg/Nm³を定めているが、No. 10 DPR ではより厳しい100 mg/Nm³を適用した設計としている。また出所(a)においては、更に厳しい50 mg/Nm³を適用した設計を求めているため、660 MW 超臨界圧設備においてもESP 出口で50 mg/Nm³で計画する。

なお、排煙脱硫装置 (FGD: Flue Gas De-sulfuring) を設置した場合、FGD 内の冷却の過程で更にばいじんが捕集できる。当社ではESP の後にFGD を設置することで、FGD 出口で約30 mg/Nm³以下で運用している (ESP 出口設計ばいじん濃度100 mg/Nm³)。

(3)硫黄酸化物

硫黄酸化物の排出規制は、拡散の効果を煙突の高さのみで決定する規定であり、500 MW 以上の石炭火力発電所では、275 mとなる。また、FGD は将来設備との扱いであるためスペースのみ考慮するが、“6.1.4.5 排ガス処理システム”で考察するように、将来設置の可能性が高ければ、当初から FGD を設置した方が設備配置上有利となるため、当初から FGD を設置した場合も計画する。

表 6.1.3-3 硫黄酸化物排出規制

		排出規制	No. 8/9 (250 MW x 2)	No. 10 (250 MW x 1)	660 MW 超臨界圧設備	
煙 突 高 さ	200/210 MW 未満	計算式による	—	—	—	
	200/210 MW 以上 500 MW 未満	220 m	—	220 m	—	
	500 MW 以上	275 m	275 m	—	275 m で対応	
FGD		将来設置	将来設置	将来設置	ケース1	将来設備としてスペースを考慮
					ケース2	当初から設置

(4)窒素酸化物

排出規制では、排煙脱硝装置（SCR: Selective Catalytic Reduction）の設置は義務付けられておらず、しかしながら、660 MW 超臨界圧設備に対しては、従来どおり設置しない場合と、将来の規制強化に備え設置スペースのみ配置する場合の2ケースをレイアウトとして検討する。

表 6.1.3-4 窒素酸化物排出規制

	排出規制	No. 8/9 (250 MW x 2)	No. 10 (250 MW x 1)	660 MW 超臨界圧設備	
		SCR	なし	設置なし	設置なし

SCR の長手方向の寸法は、当社実績によると 20 m で、ケース 2 において将来スペースとして計画する。更に、付属設備としてアンモニアタンクが必要で、当社実績より 300 m x 25 m のスペースを将来設備として計画する。

6.1.4 レイアウトに影響を及ぼす設備サイズの検討

6.1.4.1 検討方針

本事業で計画されている石炭と当社既設の石炭火力発電所で使用している石炭を比較した場合、表 6.1.4-1 のとおり発熱量及び灰分量等に差があるため、設備サイズを検討するに当たってはこの差を考慮する必要がある。

表 6.1.4-1 計画石炭の比較

項目	本事業の設計炭	日本で使用されている石炭の例 ^{※3}
固定炭素	29.7 % ^{※1}	58.1 %
揮発分	17.7 % ^{※1}	23.9 %
水分	8.0 % ^{※2}	3.2 %
灰分	44.6 % ^{※2}	14.8 %
高位発熱量	3,300 kcal/kg ^{※2}	6,500 kcal/kg

[出所]※1: Development Consultants, Detailed Project Report for 2 x 250 MW Coal Based Extension Thermal Power Station at Barauni Dist. Begusarai in Bihar

※2: NTPC, Detailed Project Report for Complete Replacement of 2 x 50 MW Units with 1 x 250 MW Unit At Barauni TPP, Unit-10 (November 2010)

※3: 当社実績

そのため「イ」国内で計画されている 660 MW の石炭火力発電所について調査し、その設備サイズを確認することとする。

6.1.4.2 インド国内における石炭火力発電所のサイズ実績

「イ」国内で計画されている 660 MW の石炭火力発電所について、以下の 4 発電所を調査した。表 6.1.4-2 に発電所名、主要設備のサイズを示す。

表 6.1.4-2 インド国内 660 MW 発電所サイズ調査結果

プラント名	RAGHUNATHPUR TPS		MEJA TPS		SURATGARH TPS		ENNOR TPS	
使用炭	国内炭		国内炭(推定)		不明		国内／輸入の混炭	
各サイズ	長手	幅	長手	幅	長手	幅	長手	幅
パワートレイン	368	143	393	138	387	121	389	134
ボイラー/微粉炭機	66	87	64	93	45	83	63	86
ESP	54	107	55	115	56	103	56	115
タービン建屋	50	143	47	138	41	121	51	134

上記 4 発電所のうち、本事業で計画している国内炭と同等の石炭を使用している確認ができたのが RAGHUNATHPUR TPS であった。以下、表 6.1.4-3 で RAGHUNATHPUR TPS で使用予定の石炭性状を示す。

表 6.1.4-3 参考発電所の設計石炭

項目	RAGHUNATHPUR TPS 設計炭	本調査における設計炭
固定炭素	22.00 %	29.7 %
揮発分	18.00 %	17.7 %
水分	15.00 %	8.0 %
灰分	45.00 %	44.6 %
高位発熱量	3,200 kcal/kg	3,300 kcal/kg

表 6.1.4-3 のとおり、RAGHUNATHPUR TPS と本事業の設計炭の性状に大きな違いは見られなかったため、レイアウト検討に当たっては RAGHUNATHPUR TPS の設備サイズを参考とし、ボイラー/微粉炭機、ESP のサイズについて確認を行った。

6.1.4.3 ボイラー／微粉炭機

表 6.1.4-4 に RAGUHUNATHPUR TPS のボイラー／微粉炭機サイズを確認するに当たり入手できた情報及び出所を示す。

表 6.1.4-4 RAGUHUNATHPUR TPS のボイラー／微粉炭機に関する諸元

項目	諸元	出所
ボイラー/微粉炭機サイズ	66 m x 87 m	(b)
微粉炭機サイズ	12.5 m x 10.5 m	(b)
プラント効率	2,320 kcal/kWh	(b)
設計炭の高位発熱量	3,200 kcal/kg	(b)
石炭消費量 ^{※1}	11,500 t/day・unit	(b)
微粉炭機設置台数	8 台	(b)
BMCR	TMCR の 1.2 倍(補助蒸気含)	(a)
微粉炭機必要予備台数	1 台 ^{※2}	(a)
通常時の微粉炭機負荷	90 %	(a)

※1 PLF 100 %で運転した際の消費量

※2 設計炭で BMCR 運転中に必要な予備機台数

[出所] (b)RAGHUNATHPUR THERMAL POWER STATION BIDDING DOCUMENTS

入手できた情報でボイラー単独のサイズを確認することは難しいため、ここでは隣接する微粉炭機サイズを確認することとする。上記のデータより微粉炭機 1 台当たりの設備容量を算出すると以下のとおりとなる。

表 6.1.4-5 微粉機の比較

	RAGHUNATHPUR TPS 微粉炭機	当社石炭発電所 微粉炭機
微粉炭機容量	76 t/h・台	64 t/h・台
微粉炭機サイズ	12.5 m x 10.5 m	12.0 m x 9.5 m

当社石炭発電所で使用している微粉炭機と RAGHUNATHPUR TPS の微粉炭機を比較した場合、ほぼ同等であるため、入手できた微粉炭機のサイズを参考に微粉炭機の配置を検討した。

なお、調査したいずれのプラントにおいても微粉炭機はボイラー左右に配置されていた。これはボイラー片側に配列した場合、微粉炭機室がボイラーより大幅に長くなるためと考えられる（図 6.1.4-1 参照）。

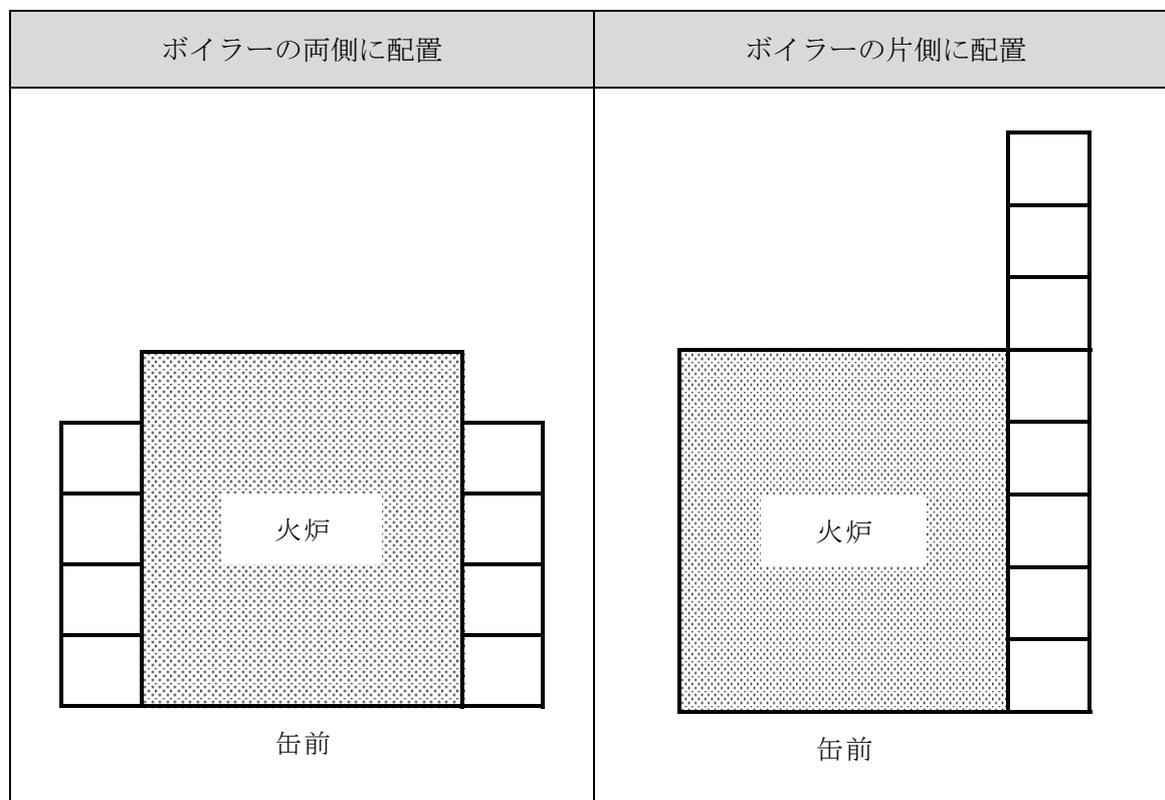


図 6.1.4-1 微粉炭機の配置の例

以上から、今回の 660 MW 超臨界圧設備においても、ボイラーの両側に 4 台ずつ微粉炭機を配置した設備構成を想定している。

6.1.4.4 電気集じん装置

RAGHUNATHPUR TPS の ESP サイズを確認するため、RAGHUNATHPUR TPS に関して入手できた情報から当社設計思想の基に ESP サイズを算出し、図面のサイズと比較する。

RAGHUNATHPUR TPS に関して入手できた情報及び出所を以下に示す。

表 6.1.4-6 RAGHUNATHPUR TPS 石炭諸元ほか

項目	諸元	出所
(石炭の元素分析)		
RAGHUNATHPUR TPS ワースト炭		
炭素	25.40 %	(b)
水素	2.80 %	(b)
硫黄	0.50 %	(b)
酸素	5.10 %	(b)
窒素	0.70 %	(b)
湿分	17.00 %	(b)
灰分	48.00 %	(b)
高位発熱量	2,800 kcal/kg	(b)
(大気条件)		
大気温度	35.8 °C	(b)
大気湿度	45 %	(b)
(プラント条件)		
プラント効率	2,320 kcal/kWh	(b)
過剰空気率	20 %	(a)
APH リーク量	10 %	(a)

上記情報を基に燃焼計算を行い、RAGHUNATHPUR TPS の ESP 入口における排ガス量、ばいじん濃度を算出した。

なお、石炭中の灰分はすべてフライアッシュとなって ESP に流入する最も厳しい条件を想定した。

表 6.1.4-7 ESP 入口排ガス量／ばいじん濃度

項目	試算結果
ESP 入口排ガス量 (湿)	2,342 x 10 ³ Nm ³ /h
ESP 入口ばいじん濃度	112 g/Nm ³

ESP サイズを算定するに当たり、ESP 設計仕様を以下のとおりとする。

表 6.1.4-8 ESP 設計仕様

項目	設計仕様	出所
出口ばいじん濃度	50 mg/Nm ³ 以下	(a)
入口ガス温度	150 °C	(c)
ダスト移動速度	0.2 m/s	(c)
集じん電極板 幅	4.5 m/室	(c)
集じん電極板 高さ	15 m	(c)
集じん電極板 間隙 (ESP 長さ方向)	2.0 m	(c)
集じん電極板 ピッチ (ESP 幅方向)	300 mm	(a)
ESP 予備室 (ESP 長さ方向)	1 室/流	(a)
ESP ガス流速	1.0 m/s 以下	(a)
集じん電極板 枚数	52 枚/流/室	

[出所] (c) Development Consultants, Detailed Project Report 2 x 250 MW Coal Based Extension Thermal Power Station at Barauni Dist. Begusarai in Bihar

RAGHUNATHPUR TPS の ESP 全体サイズを図面から確認すると幅 107 m、長さ 54 m であり、この幅と同等となるように当社設計思想で設計すると 6 流 96 m となる。このとき ESP ガス流速は 0.66 m/s であり、設計仕様の 1.0 m/s 以下を満足する。ガス流れ方向の室数を変更することによる ESP 出口ばいじん濃度の変化は以下のとおりである。

表 6.1.4-9 ESP 室数における出口ばいじん濃度

ESP 室数 (予備室含む)	ESP 長さ (m)	出口ばいじん濃度 (mg/Nm ³)
2 室	11.0	6,222
3 室	17.5	1,879
4 室	24.0	750
5 室	30.5	345
6 室	37.0	175
7 室	43.5	94
8 室	50.0	53
9 室	56.5	32

出口ばいじん濃度 50 mg/Nm³ 以下を満足するサイズを試算した結果、幅 96 m、長さ 56.5 m であり、RAGHUNATHPUR TPS の ESP サイズの幅 107 m、長さ 54 m と比較するとほぼ同等とみなすことができることから、RAGHUNATHPUR TPS のサイズを用いる。

6.1.4.5 排ガス処理システム

(1) ESP と GGH の種類

No.10 の DPR によると、空気予熱器（APH: Air Pre-Heater）の直下流に ESP を設置する計画であるため、ESP は低温タイプと推定される。このため、将来設備として FGD を計画する場合は、必然的にガス-ガスヒーター（GGH: Gas-Gas Heater）は回転再生式を選択することとなる。一方、低低温 ESP を設置する場合、ノンリーク式 GGH との組み合わせとなるため、当初から FGD を設置する日本においては、この組み合わせが採用される。低低温 ESP とノンリーク式 GGH の組み合わせは、従来型である低温 ESP と回転再生式 GGH の組み合わせと比較し、以下に示すとおりメリットが多い。

(2) 低温 ESP と将来設備としての GGH と FGD の組み合わせ

➤ 設備構成のイメージ

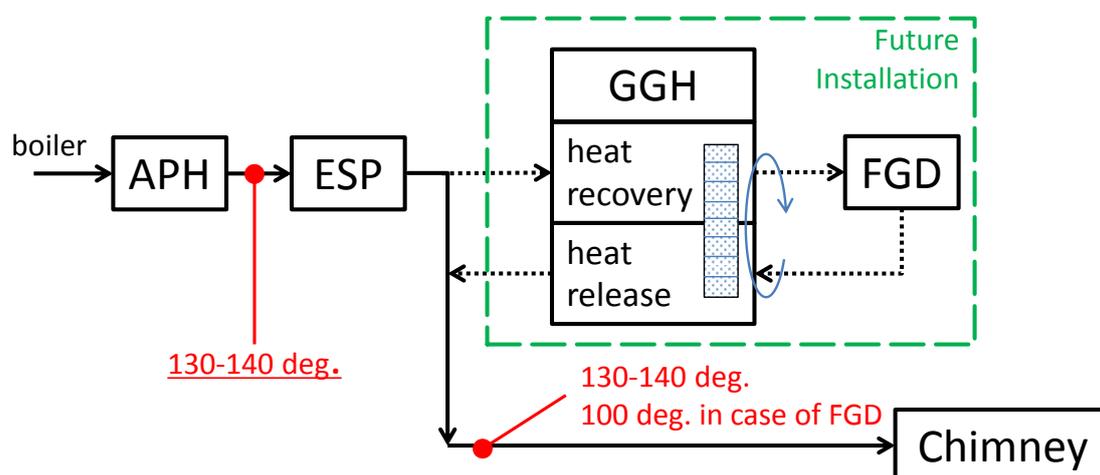


図 6.1.4-2 FGD を将来設備とする場合の設備構成

➤ 構造上の特徴

低温 ESP を採用する場合は、GGH 内で未処理ガスと処理済みガスの熱交換をするため、GGH でガスダクトを寄せ合う必要があり機器レイアウトに制約が生じる。また、GGH の回転式エレメントの構造上、未処理ガス側から処理済みガス側へのリークは避けられない。

➤ 必要寸法

本報告における 660 MW 超臨界圧設備で想定される寸法は以下のとおり。

表 6.1.4-10 低温 ESP と将来設備 FGD の寸法

項目	長さ	幅	出所
低温 ESP	54 m	107 m	「イ」国実績
FGD	88 m	61 m	当社実績

(3) 低低温 ESP とノンリーク式 GGH と FGD の組み合わせ

➤ 設備構成のイメージ

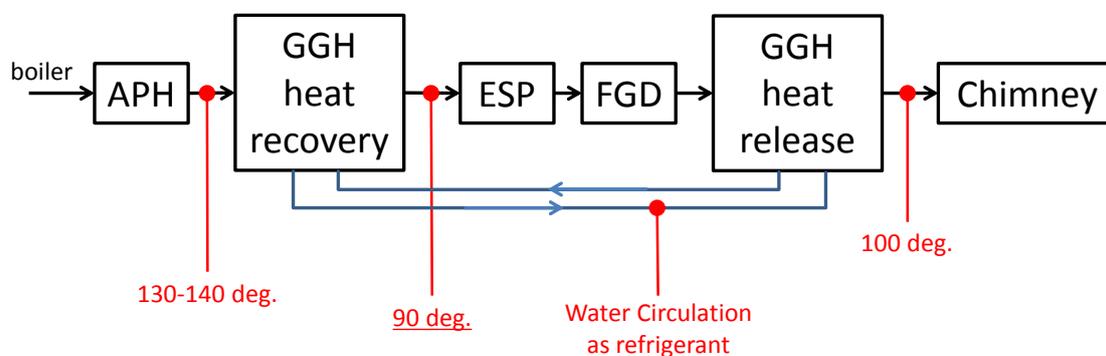


図 6.1.4-3 FGD を当初より設置する場合の設備構成

➤ 構造上の特徴

低低温 ESP を設置する場合は、GGH 熱回収部を APH の間に設置し、処理ガス温度を 40～50 °C 下げた状態で ESP を通過させる。熱媒体には水を利用するため、水を循環させるシステムが必要となる。低低温 ESP は流入する処理ガス温度が低いため低温 ESP よりコンパクトにすることができる。また、排ガス流れが一方向なのでレイアウトの自由度が高まること、GGH で未処理ガスの処理済み側へリークがないため環境負荷がより低いことがメリットである。

➤ 必要寸法

本報告における 660 MW 超臨界圧設備で想定される寸法は、以下のとおり。

表 6.1.4-11 低低温 ESP（固定＋移動電極式）とノンリーク式 GGH の寸法

項目	長さ	幅	出所
低低温 ESP	37 m	64 m	試算結果
GGH 熱回収部	10.5 m	39 m	当社実績
FGD (GGH 昇温部含む)	90 m	46 m	当社実績

(4) ESP 流れ方向の寸法

ESP の電極方式の選択によっても ESP の寸法を変えることができる。「イ」国実績の ESP サイズから推定すると、固定電極式のみで集じんを行っていると思われ、この場合は、ESP の長さが長くなる。日本では、固定電極式に加え、最終段に移動電極を設置することにより、サイズのコンパクト化を図るとともに、集じん効率を高めている。以下、表 6.1.4-12 に日本で採用されている電極方式による ESP 流れ方向の寸法の目安を示す。

表 6.1.4-12 ESP サイズの目安

	電極方式	流れ方向サイズ
低温 ESP	固定電極式	ベース
低温 ESP	固定＋移動電極式	60～70 %
低低温 ESP	固定＋移動電極式	55～65 %

(5) まとめ

以上から、本報告における 660 MW 超臨界圧設備においては、以下の 2 ケースに対してレイアウトを検討する。

表 6.1.4-13 排煙処理システムの構成に関する検討ケース

	ESP	FGD	GGH
ケース 1	低温 ESP (固定電極式)	設置しない (将来設置のため スペースのみ)	設置しない (将来設置のため、 回転再生式 GGH のス ペースのみ考慮)
ケース 2	低低温 ESP (固定＋移動電極式)	当初より設置	ノンリーク式 GGH を 当初より設置

6.1.4.6 貯炭場

(1) 野積み貯炭場

No. 8/9 ユニットの設計内容を参考に、以下の諸元で貯炭場長さを計算した。

表 6.1.4-14 貯炭場諸元

項目	単位	諸元	出所
総合熱効率	%	39.5	表 6.1.1-1
貯炭場容量	日	15	(d)
設備利用率	%	90	表 6.1.1-1
パイル幅	m	48	STEAG 社からの 聞き取り結果
パイル高さ	m	10	
安息角	deg	35	

[出所] (d) CEA, STANDARD DESIGN CRITERIA/GUIDELINES FOR BALANCE OF PLANT OF (500MW OR ABOVE) x 2 THERMAL POWER PROJECT (September 2010)
(以下、“BOP ガイドライン” とする)

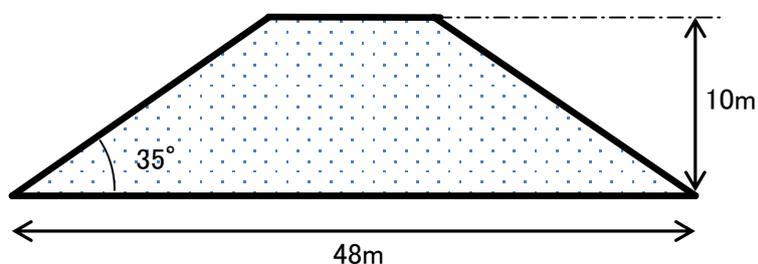


図 6.1.4-4 貯炭場断面形状

計算の結果、必要な貯炭場の長さは 619 m となる。

(2) 石炭サイロの採用

No. 10 ユニット用に 1 パイルの貯炭場が用意されているが、660 MW 超臨界圧設備で 15 日分の貯炭容量を確保するためには、現状の貯炭場ではスペースが不足することから、垂直方向に貯炭量を増すために石炭サイロ方式の採用を検討した。

このとき、15 日分の石炭容量を確保すると、貯炭場容量は、167,000 トン¹となる。

¹ “6.1.12 石炭消費量・石炭灰発生量の算定” を参照

日本で実績のある直径 33 m、高さ 55 m、1 槽当たり 2.5 万トンの石炭サイロとすると必要数は、7 槽（合計 175,000 トン）となる。

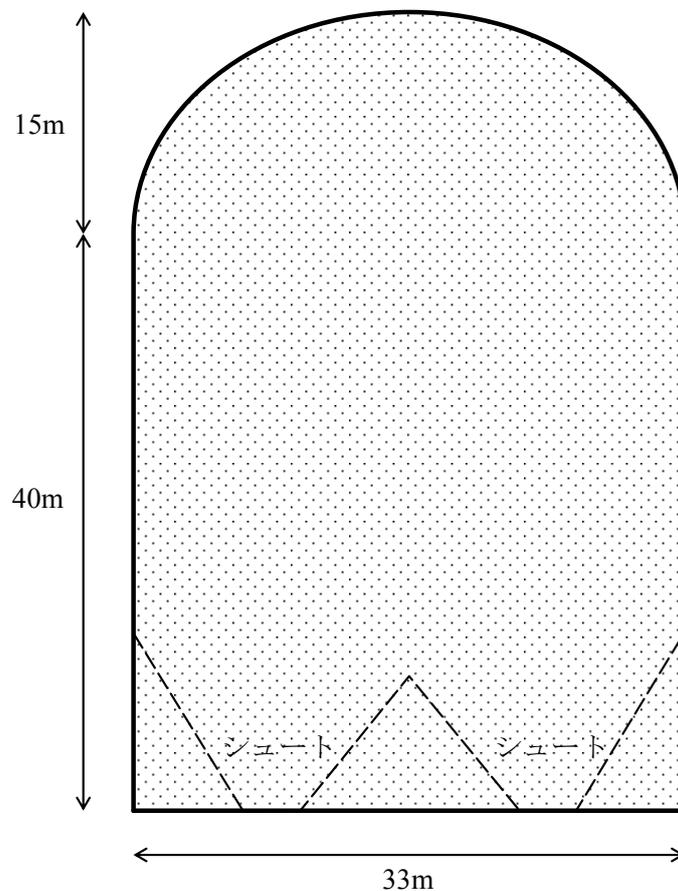


図 6.1.4-5 石炭サイロ断面形状

6.1.5 タービン建屋（タービン室＋中間室）

蒸気タービン室の必要なサイズは、開放点検に必要な空間を考慮し、以下の長さを確保することで計画した。

表 6.1.5-1 蒸気タービン及びタービン室の寸法

項目	サイズ
タービン軸長 (発電機含む)	55 m 程度
タービン建屋寸法	長辺：102 m 短辺：40 m

6.1.6 冷却塔

復水器冷却方式の種類は、大別して水による冷却と、空気による冷却の2つに分けられる。No. 10 ユニットの DPR によると、復水器冷却方式としては強制通風方式による冷却塔が採用されている。

表 6.1.6-1 復水器冷却方式の比較

冷却媒体	型式	冷却水量	採用ケース	通風方式	既設採用
海水	非接触式	大	沿岸で、大量の水を直接引き込むことができる場合	—	×
空気	接触式	中	内陸部や水が大量に利用できない場合	強制	No. 1~9
				自然	×
	非接触式	少		強制	×

バラウニ火力発電所では、既設 No. 1~7 ユニット、建設中の No. 8/9 ユニットのいずれの場合でも強制通風方式の冷却塔が採用されており、この理由としては、自然通風方式冷却塔と比較した場合、設備がコンパクトになるためと思われる。

660 MW 超臨界圧設備においては、冷却水はガンジス川の河川水を利用する計画であるため、冷却塔方式を選択することになる。

なお、「イ」国での実績を調査したところ、表 6.1.4-2 で示した4地点のうち、2地点で強制冷却方式が採用されている。冷却塔のサイズ及び台数について試算した結果を表 6.1.6-2 に示す。

表 6.1.6-2 冷却塔仕様

方式	項目	「イ」国実績	試算結果
自然通風式	冷却塔直径	140 m	103 m
強制通風式	冷却塔サイズ	20 m x 151 m	32 m x 161 m
	ファン台数	20 台 (うち1台予備)	20 台 (うち1台予備)

レイアウトでは上記2つの方式の外形で配置 (No. 10 ユニット予定地はスペースの制約から強制通風式のみで計画) しているので、FS ではどちらかの方式を採用するのか精査することを推奨する。

6.1.7 電気設備

660 MW 超臨界圧発電設備に関する主要な電気設備としては、主要発電設備とプラントエリア外にある石炭輸送・灰輸送設備、取水設備や特別高圧／高圧開閉設備などの補助設備に関する電気設備である。

CEA 技術基準の4章に記載のとおり、発電所の特別高圧開閉設備の定格電圧は400 kVを採用する。系統の送電線については別スコープになるため、本稿では400 kVの開閉所から発電所内に関わる電気設備について記載する（送電設備については“4.6 送電線”を参照）。

6.1.7.1 設備構成

(1) 特別高圧設備

電気関係のキーラインとなる400 kV系の単線結線図案を図6.1.7-2と図6.1.7-3に示す。前述のCEA技術基準の第4章パートA 42項の“Design Considerations for Sub-stations and Switchyards”において屋外開放型開閉設備における400 kV開閉所の開閉所の構成は1+1/2構成又は2重母線+転送母線構成とすることとなっている。2つの構成の特徴を以下に示す。

表 6.1.7-1 特別高圧開閉設備の設備構成に関する概念比較（調査団作成）

構成		2重母線+転送母線構成	1+1/2構成
バンク数		10	10
遮断器数		12	15
主変圧器		1	1+1/2
起動用変圧器		1	1+1/2
送電線 1:2回線		2	3
送電線 2:2回線		2	3
転送母線連絡		1	-
母線連絡		1	-
連絡変圧器: 2回線		2	3
将来用		2	3
特徴	信頼性	ベース 転送母線によりO&M上での柔軟性あり	高 単独の回線の遮断器事故に対して母線への影響がない
	費用	ベース 2重母線に対し遮断器1、断路器2で分岐	微小 各回線に対し1+1/2の遮断構成
	スペース	通常	大

(a) 2重母線+転送母線構成

本構成はすべての遮断器を運用するメインの2重主母線と転送母線（検査用母線）に接続する構成となる。2つの主母線間の連絡用遮断器や転送母線との連絡用遮断器の設置が必要になる。すべての回線が2重主母線に接続されるため信頼性については2重母線構成と同レベルとなる。本構成になると遮断器メンテナンスを行う際は、転送母線が使用可能であるので送電線や発電ユニットの停止をする必要がなくなる。実際の運用としては、転送母線については通常は停電状態で、遮断器の点検修理が必要になったときに転送母線用の遮断器を閉じるか、転送母線連絡用の遮断器を設置していなければ転送母線に接続されている断路器を閉じることで充電される。充電後に点検修理を行いたい遮断器を開放し、断路器で系統分離することで当該回線は活かしたまま、遮断器が点検修理可能な状態となる。それぞれの回線は違う構成となるため、保護装置の設定は構成ごとに特別の考慮が必要である。母線連絡用遮断器は転送母線に接続されていないため修理の際の代替遮断器としても使用可能である。

本構成は主母線が使用できなくなったような非常時においても、転送母線と断路器を使用することで回線を活かすことができるが、その際は遮断器がないため通常使用している保護装置による系統分離はできない。そのため構成にもよるが、他の変電所の保護装置を使うなどして送電を継続することが可能である。

この構成は、通常の2重母線構成と比較すると、母線保護装置についてはほぼ同等だが構成が増えるため、若干価格が高くなるが点検修理の期間に対する柔軟性に関しては圧倒的に有利である。

スペースについては、2重母線構成よりも転送母線や断路器などの構成が増えるため、若干広く必要になる。

(b) 1+1/2 構成

1+1/2 構成は元来、環状母線構成による回線の増加対応用として使われ始めた。この構成においては各回線に対して2台の遮断器を持っている。回線の故障に対しては接続されている2台の遮断器をトリップさせる。1バンク2回線に対して3台の遮断器で構成されるため中央の遮断器の故障は2回線に影響を与えることとなるが、母線に接続される遮断器の故障は1回線のみに影響を与えることになる。

遮断器の点検修理時は当該回線以外の回線に影響を与えないで行うことができる。更に、いずれかの母線が停電しても各回線に対しては影響を与えないことから、最も信頼性が高い構成で、構成上の増設に対しては比較的容易となる。

この構成は2重母線+転送母線構成に比べて若干コストは低く、母線保護装置の構成は2重母線とあまり変わらない。ただし、直列機器が増えるのでエリア的には大きくなる。

現地調査の際に現地担当者からの希望は、現在建設中の No. 8/9 ユニット向けの 220 kV 開閉所と同スキームでとのことであったため、2重母線+転送母線構成における 400 kV 開閉所配置図案を図 6.1.7-1 に示す。

なお、個別の配置図案については GIS のタイプで準備を行ったが、長手方向の長さは 400 kV 送電線ラインの相間離隔を保持した送電線の引留鉄鋼のサイズでほぼ大きさが決まるため、発電所全体の配置計画に対しては開閉所設備 (GIS: Gas Insulated Switchgear)、避雷器、支持碍子、GIS 用 電気室及び外柵を含むサイズを開閉所サイズとした。

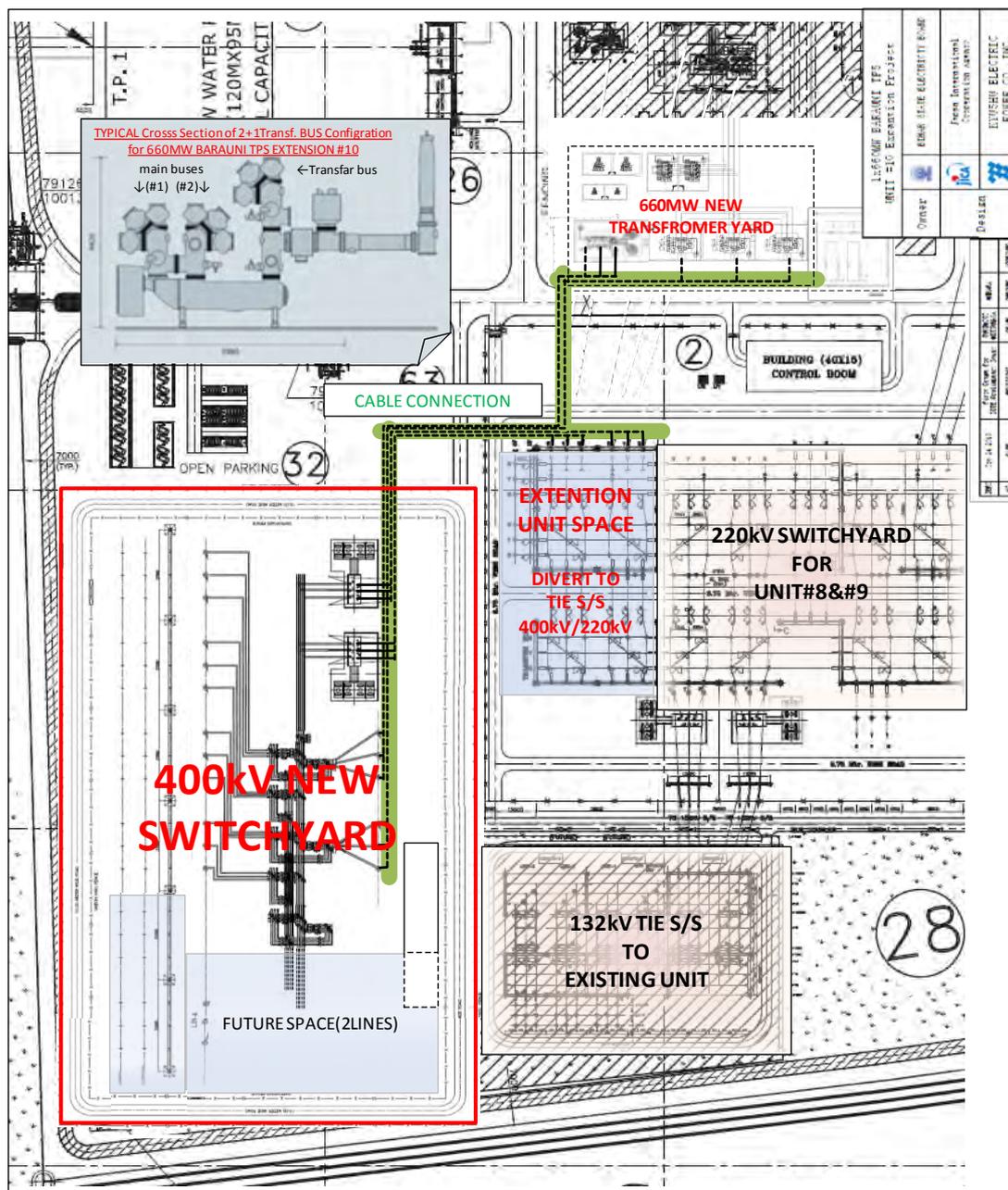


図 6.1.7-1 バラウニ 400 kV 開閉所のレイアウト案 (調査団作成)

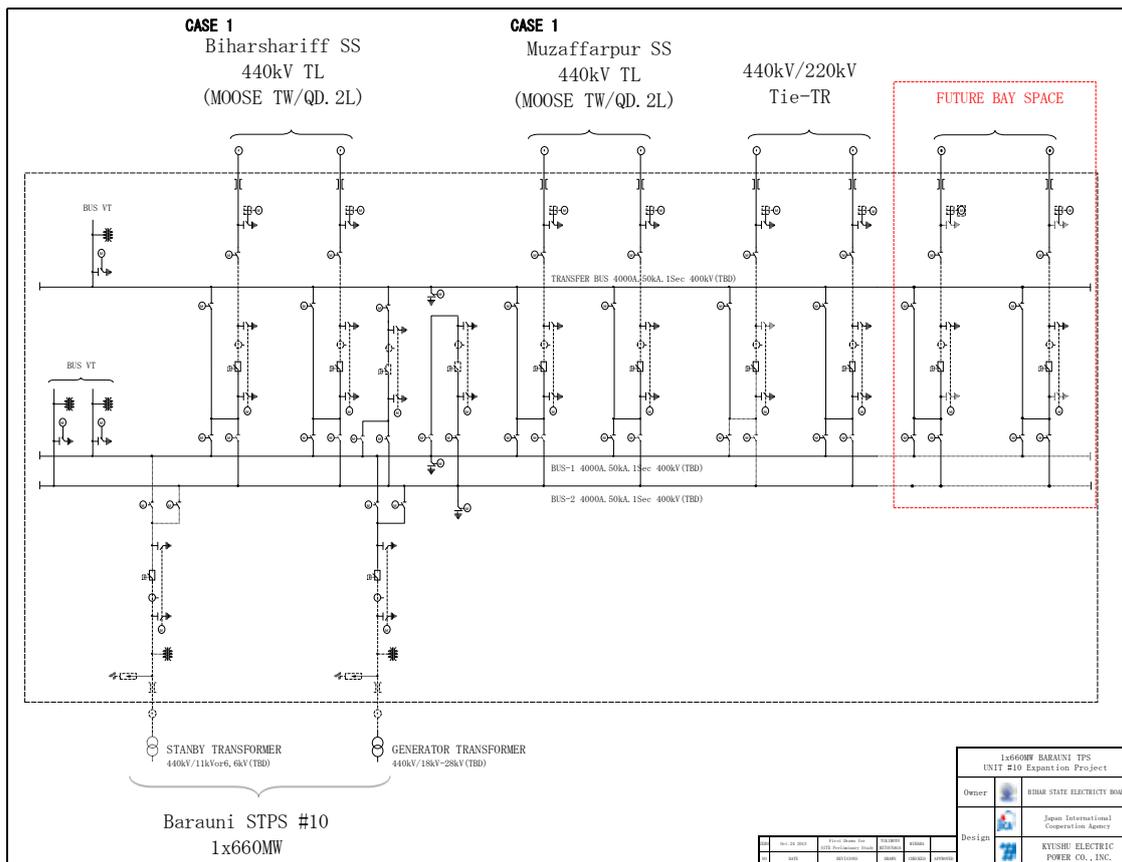


図 6.1.7-2 特別高圧開閉設備に関する単線結線図案 (2重主母線+1転送母線構成)
(調査団作成)

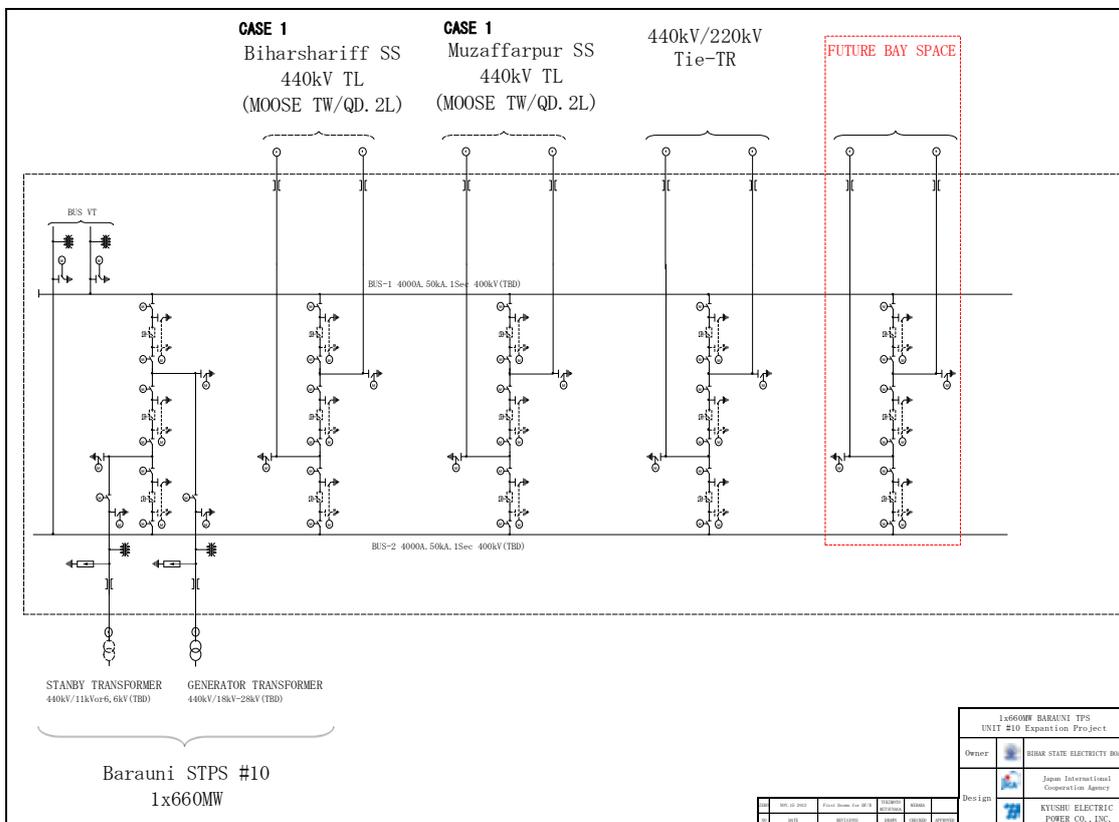


図 6.1.7-3 特別高圧開閉設備に関する単線結線図案 (1+1/2 構成) (調査団作成)

(2) 所内電気設備

所内の電気設備についてのキーラインとしての単線結線図案を図 6.1.7-4 に示す。

所内電源は、CEA 技術基準の第 2 章パート B 10 項の Electrical system for Coal and lignite based thermal Generating Stations に基づき計画し、発電機と主変圧器間の発電機回路（電圧：18 kV～28 kV 程度）から分岐された所内変圧器と 400 kV の開閉所に接続された起動用変圧器から供給される冗長化された母線構成とした。

(a) 高圧・低圧開閉装置

所内電源の高圧開閉装置及び低圧開閉装置の電圧レベルについては、既設 250 MW の電圧レベルが 6.6 kV と 415 V であるため、同一の電圧でも設備構成が可能であるが、11 kV の母線をもつことで石炭輸送設備、灰輸送設備、取水設備など、サイトから離れた設備に高圧ケーブルで送電する場合、電流を下げるができるため、電源ロスによる所内比の低減やケーブルサイズ、ケーブル本数、ケーブルダクトサイズの低減に伴うイニシャルコストの低減を図ることが可能であることから、高圧開閉装置については装置電源送り用の 11 kV ラインと補機電動機用の 6.6 kV 又は 3.3 kV ラインの 2 重系とした。

(b) 非常系交流電源

非常系交流のラインについては、同一 Rating の 2 台のディーゼル発電機装置 (AMF DG: Automatic Mains Failure Diesel Generator) を配置し冗長化された母線構成とした。無停電電源装置については、必要なマンマシンインターフェース (MMI: Man Machine Interface) などに対し分散配置を基本とし、集約電源として計画する場合は 3 重無停電電源装置 (UPS: Uninterruptible Power System) を提案する。

(c) 非常系直流電源

直流系については、プラントの保護・制御用に 100 %冗長化された 2 つのバッテリーバンクとチャージャーを有し、チャージャーの電源については常用/非常用の冗長とともに非常用電源によるバックアップ系を 2 系設置した。

なお、アイランド設備となる石炭揚運炭設備、取水設備、灰輸送設備、EHV Switchyards 向けには個別に電源を計画する。

(d) その他

上述の CEA 技術基準の第 2 章パート B (3) Power Transformer に記載のとおり、発電機遮断器 (GCB スキーム) を採用した場合は、起動用変圧器と所内用変圧器が共通化できることから起動変圧器本体と 400 kV 開閉所の当該回線が省略可能である。

今後、FS を行う際は、それぞれの機器の容量、詳細仕様などの検討とともに ESP などの環境設備向け電源のバックアップスキームや主変圧器と所内変圧器の一体化、相分離母線接続範囲の縮小、大電流ケーブル利用による柔軟な配置、励磁装置向け電源の MV 化などイニシャルコスト低減策などの検討が可能である。

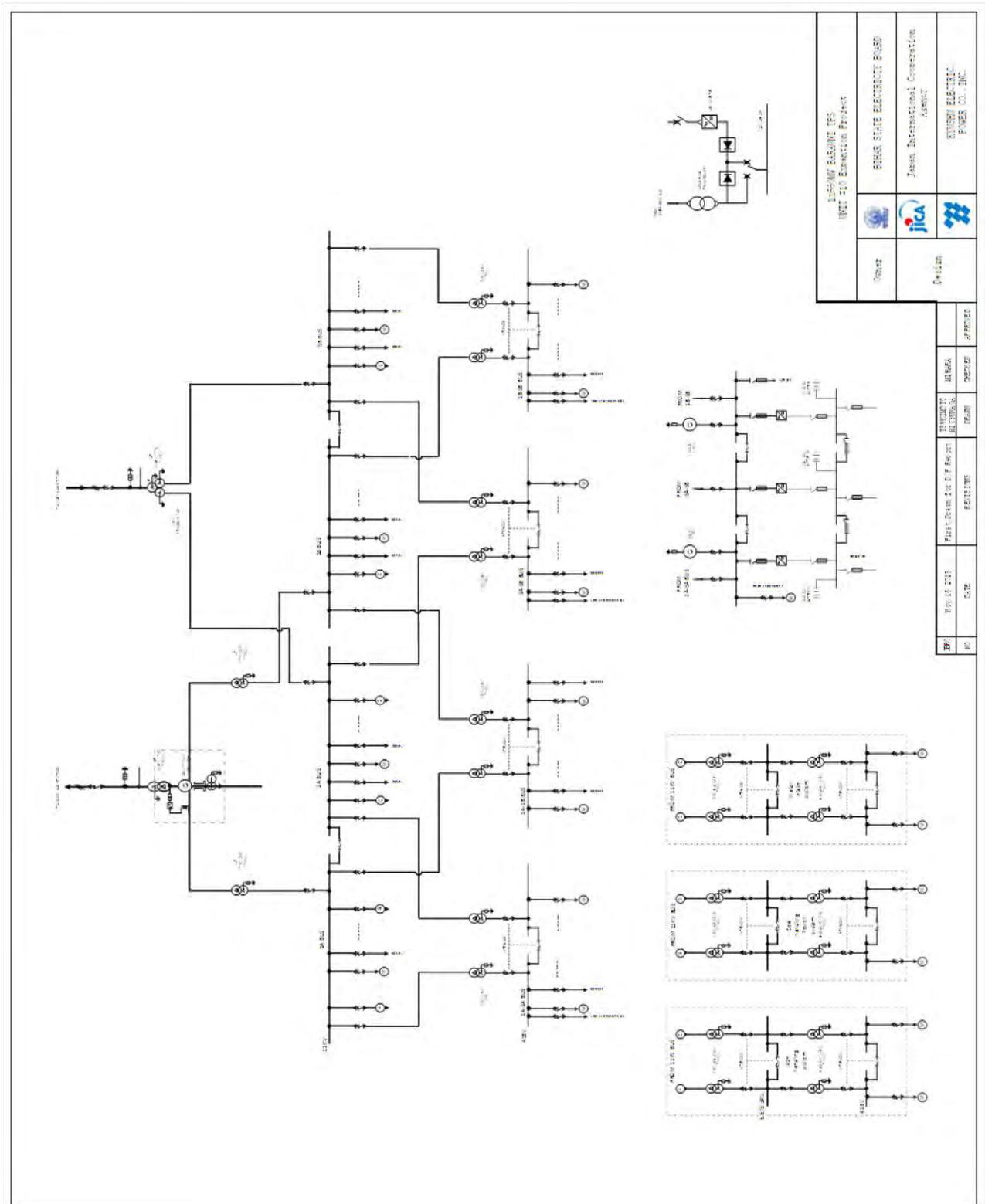


図 6.1.7-4 バラウニ火力発電所 660 MW 向け所内電気設備の単線結線図案

6.1.7.2 各電気設備の概要

電気設備に関する主要な機器／システムを以下に記載する。

(1) 発電機

発電機と関連する装置（冷却システム、励磁システム、自動電圧調整装置）、自動同期装置、発電機制御・計装制御装置、発電機保護装置、発電機中性点接地装置（NGT/NGR: Neutral Grounding Transformer Resistor）

(2) 発電機遮断器（GCB: Generator Circuit Breaker）

発電機遮断器並びに補助設備（今回案は、GCB は特別高圧開閉所の主変圧器出口遮断器と共用）

(3) 相分離母線

発電機、発電機遮断器、主変圧器、所内変圧器、発電機間の相分離母線（相間 VT、発電機送電側／中性点側 CT、発電機中性接地装置、接地変圧器、接地抵抗を含む）

(4) 400kV 変電所

送電用特別高圧開閉設備はガス絶縁開閉装置（GIS）又は空気絶縁式開閉装置（AIS: Air Insulated Switchgear）で構成され、発電した電気を送電するために必要な機器すべてを含む（母線リアクトル: 必要時、屋外引留鉄鋼、計量装置、OPGW による通信設備など）。

(5) 主要変圧器

主変圧器、所内変圧器、起動用変圧器（リレー盤、タップチェンジャー、所内変圧器の中性点設置機器や接続装置など）

(6) 補助変圧器

所内フィーダー（取水設備、石炭輸送設備などの BOP 設備向け）、補機用に降圧（11/3.3 kV , 3.3/433 V and 11 kV/433 V）する補助変圧器

(7) 中性点接地装置

高圧開閉装置の接地抵抗などで地絡電流を最大 300 A に抑制する。

(8) 高圧開閉装置（11 kV/6.6 kV/3.3 kV）

上記に記載のとおり、所内高圧の電圧については 11 kV/6.6 kV/3.3 V の形態で選択可能で、高圧開閉装置には遮断器、電磁接触器、断路器、母線、計器用変圧器、リレー、計器、端子、予備フィーダーなどを含み、所内系、屋外の取水設備、石炭輸送装置、灰輸送装置などへの設備単位での電源供給を含む。

(9) 低圧開閉装置（415 V）

低圧開閉装置は、遮断器、電磁接触器、母線、計器用変圧器、リレー、計器、端子、予備フィーダーなどを含み、ESP やストブロウ、石炭輸送装置、灰輸送装置などの補機用、設備電源用の直流分電盤を含む。また、220 V 又は 440 V の直流分電盤や常用／非常用の電源盤も含まれる。

(10) 変電所システム

400 kV 変電所の保護装置、制御・計装、通信関係の制御・監視システム

(11) 電気関係設備の監視制御装置

発電所主要設備や灰輸送設備、石炭輸送設備、水処理設備、取水設備、燃料設備などの所内電気関係の制御・監視システム

(12) 相分離／相分割／非分割バスダクト

所内／起動用変圧器と高圧開閉装置間の相分離／相分割バスダクト、低圧補助変圧器と低圧開閉装置、分電盤間の高圧バスダクトなど

(13) 電動機とアクチュエーター

回転補機に対して、必要の都度減速機などを介して接続される駆動用としての電動機全般。必要に応じ回転数が可変となるインバーターも含む。

(14) ケーブルとケーブルダクト

すべての高圧／低圧動力、制御、光ケーブルとケーブルを敷設するためのケーブルダクト、トレイ、ラック、ダクトバンク、電線管、接続器具を含む。

なお、ケーブルトレイやダクトに対しては適切な防火対策を行う。

(15) 直流電源装置

完全冗長化された直流電源装置、バッテリー、充電器、電磁開閉装置、電源盤などで、必要に応じユニット、石炭輸送装置、灰輸送装置、取水装置、屋外 GIS などに個別に設置する。

(16) 非常用ディーゼル発電機／ガスタービン発電機

発電所の非常時に必要な電源として非常用ディーゼル発電機／ガスタービン発電機で同容量のものを2台設置する。

なお、ユニットのブラックスタート機能については、ビハール州では ERLDC の基準に基づき水力がブラックスタート機となっており、基本的には受電したあと起動となるため今回は考慮しない。

(17) 接地と雷保護

ボイラー、タービン発電機、煙突、冷却設備などプラント全体に対しての接地と雷保護で、地絡事故時の安全対策としてすべての電気設備、建物、構築物などを接地する。雷保護としては避雷針、棟上導体、引き下げ導体、試験装置なども含む。

(18) 照明設備

照明設備には建物、開閉所、屋外、煙突、冷却装置、道路照明、境界エリアなど、プラント全体の照明設備、変圧器、常用／非常用電源盤、直流／交流の照明分電盤、非常灯なども含む。

(19) 通信装置

電話装置、ページング装置など

6.1.8 制御・計装設備

発電所の全体配置に対しては、制御・計装設備は余り影響を与えないため、本セクションでは主要な計装・制御設備に関する説明並びに最新の制御・計装システムに関する動向と、「イ」国の石炭火力発電所でも多く採用され、制御システムの専門サプライヤとして価格面、信頼性、システムのシリーズ継続性などにおいて優位性のある横河電機のシステム導入事例について、設備構成を含め紹介する。

6.1.8.1 システム構成

制御・計装システム構成については CEA 技術基準 第 2 章パート B 11 項 Control and Instrumentation System for Coal and lignite based thermal Generating Stations に基づき構築する。標準的なシステム構成案と制御・計装設備に含まれる機器を図 6.1.8-1 と表 6.1.8-1 に示す。

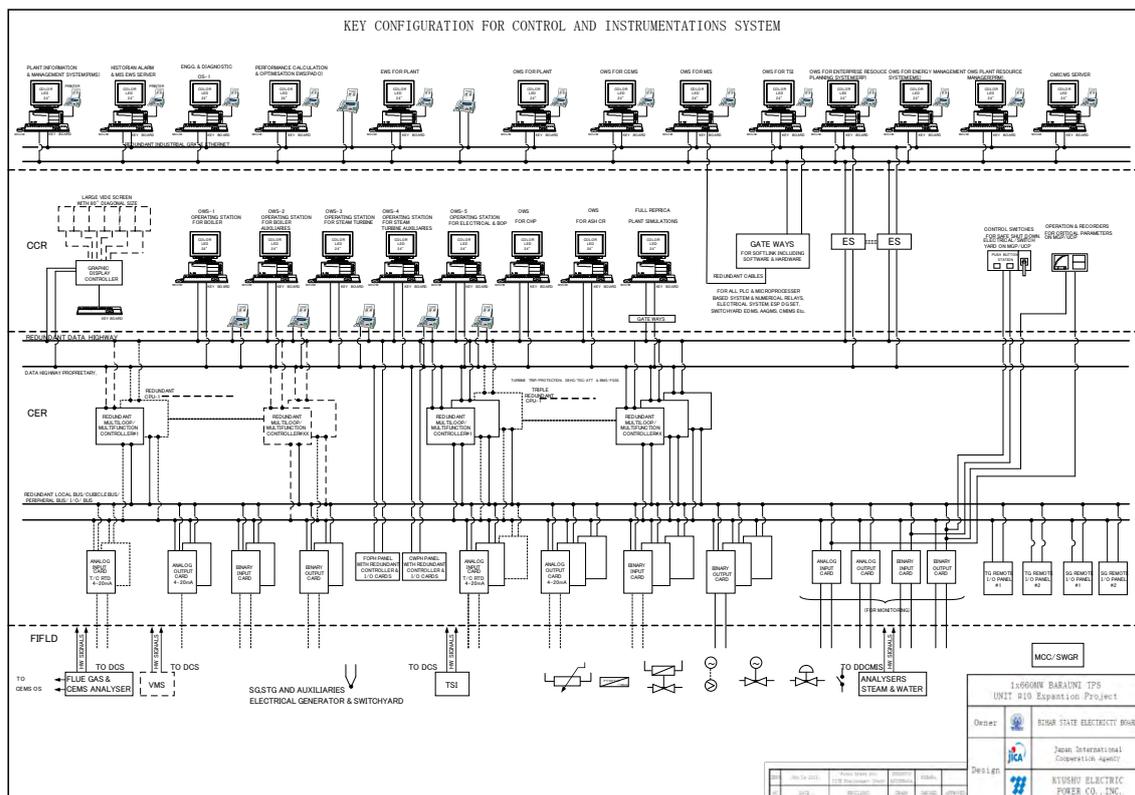


図 6.1.8-1 バラウニ火力発電所 660 MW ユニット向けシステム構成図案

660 MW のプラントを計画するに当たり、設備を構成する一般的な機器の範囲は以下のとおり。

表 6.1.8-1 制御・計装設備に関する範囲

No.	Control and Instrumentation Functions	Abbreviations
1	Distributed Digital Control System	DCS
2	Safety Instrumented System	SIS
3	Annunciation System	
4	Plant information and Management system	PIMS
5	Electrical Distribution Monitoring System	EDMS
6	Supervisory Control Panels, Supervisory Desks and Equipment Panels	
7	Enterprises Resource Planning System	ERP
8	Monitoring & Information System	MMI
9	Performance Analysis Diagnosis and Optimization System	PADO
10	Energy Management System	EMS
11	Computerized Maintenance & Inventory Management System	CMCMS
12	Plant Resource Manager	PRM
13	PLC & Other Control Sub System	
14	General Field and Measuring Instruments, Flow Elements	
15	Environment Monitoring Systems	
16	Continuous Emission Monitoring System	CEMS
17	Steam and Water Analysis System	SWAS
18	Power Supply & Utilities for control system UPS System & 24 V DC system	
19	Erection hardware & Cables	
20	Control Valves with Actuators	
21	Plant Security and Surveillance System	
22	Material Supply, Ware Housing, Erection, Testing and Commissioning Tools, Tackle & Calibrating Instruments Control Instrumentation Laboratory & Testing Equipment	
23	Plant Simulations Coupling with DCS system	

6.1.8.2 各制御・計装設備の概要

(1)分散制御システム (DCS: Distributed Control System)

発電所の安全な運転・監視、及び効率的な保守管理を実施するため、分散制御システム (DCS)を採用する。

近年の諸外国の電力需要の増加により、石炭火力発電所に求められる要求は年々高度化しており、蒸気条件の高温・高圧化、ドラムボイラから貫流ボイラーへの移行、中間負荷運用化等の要求が増えている。その中でも超臨界圧石炭火力発電プラントは、従来の主流であったドラムボイラに比べてプロセス、負荷変動への追従能力、起動・停止手順がより複雑になるため、制御ロジックも非常に煩雑なものとなっている。このように要求が高度化・複雑化した超臨界圧方式の安定した運転の実現には DCS の性能向上が大きく貢献している背景があり、以下に述べる高い信頼性、優れた保守性及び長期サポート体制を有する DCS を選定することが、安定したプラントの稼働に必要不可欠となる。

信頼性の核となるコントローラはマイクロプロセッサ (MPU: Micro-Processing Unit) を 2 枚実装したモジュールを 2 枚 1 組にて機能別に割当てて冗長化の構成とし、システム全体として 99.9999 % の稼働率を維持することとする。システム全体の制御バスは、伝送速度が 1 Gbps の冗長化された制御バスを設け、システムを構成しているコントローラ、操作監視装置、保守・エンジニアリング装置等がそれぞれ直接制御バスに接続される構成となる。ボイラー制御、脱硝装置や脱硫装置等の付帯設備制御、タービンガバナ制御及び保護等に関する装置が制御バス直結の構成となり、同一の制御バス上での運用が実現可能となる。

CPU モジュール、電源モジュール、I/O モジュールは専用の 19 インチラックに実装し、各ラックは内部バスモジュールにて接続される。CPU、電源、内部バスは冗長化構成を基本とし、I/O モジュールは各プロセスの重要度によってシングル、冗長化構成を使い分けることとする。I/O モジュール冗長化構成の適用対象は全種類とし、冗長化機能はアプリケーションソフトや外部配線を行わず、システムの基本機能として有すべきものである。これにより、プロセスの重要度に応じて自由自在なシステム構築を実現するものとする。

アラーム&イベント解析においては、GPS による時刻同期信号を受信することにより、システム全体で正しい時系列において実施する。特に 1 msec 単位の分解能にて表示出来る SOE (Sequence of Event) は異常時の解析の際に重要となる機能であるが、DI モジュールにて付与した時刻情報を各コントローラ経由で収集し、正しく時系列にて表示することで適切なイベント管理を行う。

石炭火力発電は、各国において主要な電源に位置付けられる傾向にあり、数十年の長期にわたって安定した稼働を求められる。制御システムにおいても、長期保証、システムの長期継続性、将来のプラント増設の際の拡張機能や統合機能を十分考慮することが不可欠となる。

将来の改造メンテナンスについてはプラント運用上、メンテナンスコスト削減や改造期間短縮の観点から、必要に応じた機器のみを適宜改造・アップグレード可能なシステムを導入する必要がある(例えば、Windows OS の更新時期に併せた操作監視ソフトのアップグレード、演算能力向上を目的とした CPU モジュールの交換など)。

(2) 安全計装システム (SIL3 準拠) の概要

石炭火力発電におけるバーナ失火、大型補機故障等に起因する重大事故を防ぐため、ボイラー保護、バーナ管理には SIL3 準拠(SIL: Safety Integrity Level)の安全計装システム(SIS: Safety Instrument System)を採用する。SIS は、(1)で述べた DCS とセットで導入し、DCS と同一の制御バスに接続され、1つの統合されたシステムとして運用するものとする。DCS の操作監視装置より SIS のアラーム、グラフィック、SOE 等のプラント運用に欠かせない情報を併せて表示し、効率的なオペレーションを実現する。CPU、電源、内部バス、I/O モジュールの構成は DCS と同様であり、すべて二重化の構成を検討するものとする。二重化、シングルのどちらの場合においても SIL3 を保ち、例えば、二重化しているモジュールが交換等の目的で一定時間シングルになった場合においても、システムとして SIL3 に準拠している状態となる。

(3) フィールド機器、分析計 の概要

プラントの給水・蒸気系統、燃料系統、空気系統等の流量、圧力測定には差圧伝送器、圧力伝送器を設置する。伝送器のセンサは、測定精度に優れ、校正作業が長期間不要なシリコンレゾナントセンサが実装されているものを選定する。また、対象プロセスに応じて、1台で差圧と圧力の両方を表示出来るマルチセンシング機能を有した伝送器を採用し、設置台数の最適化を図る。

燃焼制御用の O_2 測定のため、ジルコニア式 O_2 濃度計を節炭器出口に複数設置することとする。

煙突からの排ガス中の NO_x 、 SO_x 、 CO 、 CO_2 等の規制物質の総量測定のため、連続排ガス監視システム(CEMS :Continuous Emission Monitoring System)を設置する。赤外線分析計と O_2 分析計を設置し、規制物質の濃度、温度、圧力、流量の測定、帳票管理、国家機関へのデータ送信の機能を実現する。

更に水質監視のため、缶水監視システム (SWAS: Steam and Water Analysis System) を設置するものとする。pH、導電率、シリカ濃度、濁度等を測定する。

また、最新の事例として、脱硝装置を設置する場合は、レーザガス分析計を脱硝装置の出口に設置し、アンモニア測定を行うものとする。

6.1.8.3 近年の傾向

(1) フィールドデジタル、統合機器管理ソリューション

最近ではプラントメンテナンスの最適化を目的として、HART (Highway Addressable Remote Transducer)、FF (Foundation Fieldbus)、Profibus 等のフィールドデジタル信号を活用し、現場のフィールド機器のパラメータ情報や診断情報を中央監視室で一括管理する事が通例となっている。従来は、機器の状態は現場で一つ一つ確認していたため、機器の状態をリアルタイムに把握することが難しく、メンテナンス計画を立てるのに時間を要した。また、機器を交換する際のパラメータ設定も、従来は各設定項目を注意深く確認しながら実施する必要があった。統合機器管理ソリューションソフトウェア (PRM: Plant Resource Manager)を導入すれば、フィールドデジタル信号を一括管理し、現場に行かずに中央制御室から機器の状態を把握し、メンテナンス計画の策定や機器交換作業を円滑に実施することが可能となる。

構成としては、PRM は 1.1 の DCS の制御バスに直接接続され、I/O モジュール、CPU モジュールを経由してフィールドデジタル情報が PRM の PC 内で保管される。(1)、(2)の DCS、SIS でのシステム設計の際に、フィールドデジタル信号の種類に適した I/O モジュールを選定する。

(2) フルレプリカプラントシミュレータ

主要な電源に位置付けられることの多い石炭火力発電プラントは、設備の信頼性や性能はもちろんのこと、運転員の技量・経験が、安定したプラント運用に必要不可欠となる。超臨界圧石炭発電プラントの運転において、十分な技術・経験を持ったエンジニアは少ない国が多く、プラント竣工の後もスムーズな運用が出来ない恐れがある。

上記(1) 分散制御システムで述べたように、超臨界圧石炭火力発電プラントの運転は、従来の方式に比べて高度化・複雑化しており、複雑なプロセス動特性、負荷追従への対応、起動・停止の正しい手順、プラント異常時の対応等への理解が必要となるが、実際の運転員が実プロセスと同等の条件下で運転を経験出来る機会は少ない。

このような状況下にて、事前に運転員の訓練を行い、営業運転開始時に必要十分なレベルまで引き上げるため、フルレプリカプラントシミュレータが導入されることが多くなっている。大まかなシミュレータの構成としては、プラントモデル、バーチャル運転機能を持つ DCS の運転監視装置、シミュレータ設定装置からなる。プラントモデルは熟練のエンジニアが実プロセスの動特性を基に作成し、DCS の制御ロジックを専用のゲートウェイにてプラントモデルに接続するため、実際の運転とほぼ変わらない環境でトレーニングが実施できる。この実プラントに即したプラントモデルを用いて、プラント起動・停止の際のシミュレーションや任意の負荷上昇等、要求に合わせた場面設定が可能である。また、任意のプラント異常時のプロセス状態を模擬し、実際の運転中にプラント異常に直面した際にも、正しい対応が出来るように事前に訓練することも可能である。「イ」国に限らず、発電プラント向けのレプリカシミュレータの需要は非常に高く、運転員の技量の底上げに役立っている。

6.1.8.4 インドでの超臨界圧石炭火力案件における制御システム構築の実例

「イ」国内の超臨界石炭火力発電所に実際に納入されているシステムに関し表 6.1.8-2〜3に記載する。

表 6.1.8-2 Raipur Chhattisgarh TPS Project (685 MW x 2)

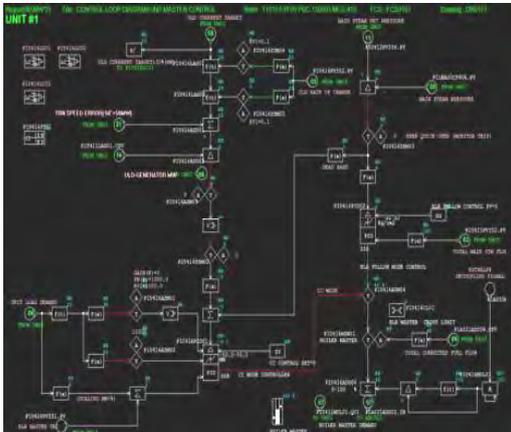
<p>1. Project: The site is located near Raikheda village, Raipur District in Chhattisgarh state, India.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Owner: GMR Chhattisgarh Energy - Project type: Green field project, - Yokogawa Korea was selected by Doosan for C&I scope <p>2. Boilers: Supercritical pressure once through boiler Supplied by Doosan Babcock.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Rated; - Main steam; 570 deg C, 590 kg/s, 250 bar at BMCR - RH steam; 597 deg C, 469 kg/s, 47 bar at BMCR - The steam generators are supercritical sliding pressure, direct pulverized coal-fired, once-through, single reheat unit. - Side wall firing type - 5 Burners × 7 ROWs - 7 × Mills per unit <p>3. Steam turbines: Supplied by Doosan (GE License)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Rated at 685 MW , 3000 rpm - HP/LP Bypass system <p>4. Scope of Supply of YOKOGAWA</p> <ul style="list-style-type: none"> - CENTUM VP DCS for control of boiler, - BMS, Turbine and BOP - Prosafe –RS: SIL3 certified Safety Instrumented System, for boiler protection - MFT Relay panel - Total I/O points approx. 26,000 - Hi-fidelity Operator Training Simulator - PADO (Performance Analysis Diagnosis and Optimization) - Exaquantum for PIMS(Plant Information Management System) - CMIMS (Computerized Maintenance & Inventory Management System) - Electrical Distribution Monitoring System - Energy Management System (Metering) - Field instruments 	 <p style="text-align: center;">Location of the site</p>  <p style="text-align: center;">Boiler overview graphic</p>  <p style="text-align: center;">Unit master control logic</p>
--	---

表 6.1.8-3 BARH TPS Project (660 MW x 3), Bihar State

1. Project:

The power station is built at Barh, Patna district Bihar state, India

- Owner: NTP
- Project type: Greenfield project
- Yokogawa India Limited directly contracted with NTPC for C&I scope.

2. Boiler:

The steam generators are supercritical sliding pressure, direct pulverized coal fired, once through, single reheat unit.

- Supplied by TECCHNOPROMO EXPORT; Russia- Rated; 2,225 T/H,
- Rated; 2,225 T/H,
- 247 kg/cm²
- 537/565 deg C:
- Side wall firing type,
- Pressurized type vertical spindle mills

3. Steam turbines:

- Supplied by Power Machines (LMZ); Russia
- Rated; 660 MW, 3,000 rpm
- Single reheat condensing type, tandem compound design. HP/LP bypasses system.
- HP capacity; not less than 65 % of the main steam flow at BMCR condition.
- Capable of operating on pure and/or modified sliding pressure mode. It can be switched over to constant pressure mode of operation also.
- The Automatic Turbine Run-up System (ATRS) is required for the plant.

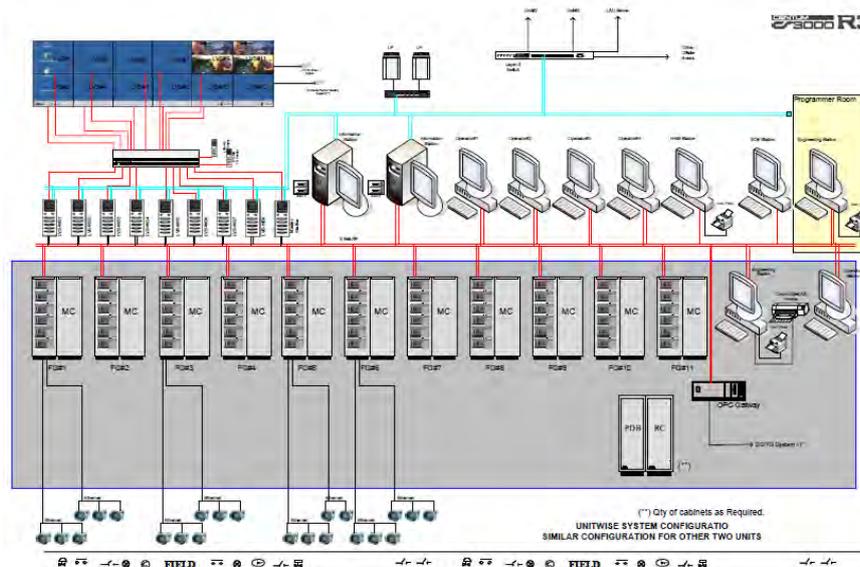


Location of the site

4. Scope of supply of YOKOGAWA

CENTUM CS3000 control system for modulating control of the steam generator, feed water & condensate cycle as well as binary control auxiliaries of BTG, Coal Handling Plant and Water System etc.

- Total Approx. 80,000 I/Os
- 90 HMI/EWS
- 43 of 80" Large screens
- CCTV system – 188 cameras
- Vibration Monitoring System
- Field Instruments (PT,DPT,TT,LT,TE)
- Steam and water analyzers
- Continuous emission monitoring system
- UPS and 24 VDC systems
- Paging system



System architecture of one unit

6.1.9 水バランス

No. 10 の DPR に添付されている水バランス計画を確認すると、石炭灰を灰捨場にスラリーとして輸送したのち、灰捨場の上澄み水を回収・再利用し、再度灰捨場へ輸送することとしている。この再循環システムは、取水量を少なくする観点で計画されており、No. 6～9 ユニットにおいては採用されていない。No. 10 ユニットの水の消費量として、再循環があるときは 1,000 m³/h、再循環がないときは 1,500 m³/h が計画されている。この点を考慮し、660 MW 超臨界圧設備を導入した際の必要な取水量として、以下のとおり試算した。

表 6.1.9-1 水バランス想定結果

	No. 8/9 (250 MW x 2)	No. 10 (250 MW x 1)	660 MW 超臨界圧設備
再循環がない 場合	2,530 m ³ /h (24.8 cusec ^{※1})	1,500 m ³ /h (14.7 cusec)	3,351 m ³ /h (32.9 cusec)
再循環をする 場合	—	1,000 m ³ /h (9.8 cusec)	2,295 m ³ /h (22.5 cusec)

※1: 1cusec = 101.94 m³/h

通常時は、灰捨場再循環により再利用していると考えると、660 MW 超臨界圧設備における必要な水量は、No. 10 ユニット (250 MW x 1) での計画から 660 MW 相当に補正した水量より少なくなるが、これは貫流型ボイラーの採用によるものである。貫流型ボイラーは、起動時にボイラーブローダウンが発生するが、主蒸気系統に復水脱塩装置を有し、水中の不純物を除去できるため、不純物が濃縮することなく良好な状態が保たれるのに対し、ドラム型ボイラー (亜臨界圧) は、主蒸気系統内に復水脱塩装置を保有しないため、給水中の不純物がドラム中に濃縮するので、定期的なブローを必要とする。

また、将来、FGD を導入した時は、同装置内で排ガスの冷却水・吸収液を散布するが、処理後の水が排水となる。当社実績によると 70 m³/h 程度である。水バランス計画では、常時水の補給が必要ないと思われる設備も最大値で考慮されていることから、水バランス計画内で FGD での必要量についても十分賄うことができると判断した。

以上より、No. 6～9 ユニット及び 660 MW 超臨界圧設備 No. 10 ユニットの合計で、78 cusec 程度の取水量が必要となる。現在の許可済み取水量が 45 cusec なので、利水当局に 33 cusec の追加許可を申請する必要がある。

また、現在、ガンジス川には、取水設備能力が 50 cusec しかないため、28 cusec 分の取水能力の増強が必要となる。

表 6.1.9-2 必要水量の変更と追加取水許可（単位：cusec）

	No. 6/7	No. 8/9	No. 10	660 MW 超臨 界圧設備	合計
必要水量（変更前）	20	25	15	—	60
必要水量（変更後）	20	25	—	33 ^{※1}	78
取水許可	45 (取得済み)		—	<u>33</u> (追加取得)	78

※1: 必要水量（変更後）は、再循環がない場合の最大水量

6.1.10 その他設備

6.1.10.1 揚運炭設備

貯炭場から石炭バンカーへ石炭を運搬するために通常ベルトコンベヤを使用する。ベルトコンベヤで石炭を運搬する場合、運搬可能傾斜角度及び石炭バンカー高さで貯炭場と石炭バンカーの必要離隔距離が決まることから、運搬傾斜角度の確認及び石炭バンカー高さについて検討し、貯炭場と石炭バンカーの必要離隔距離について算出した。

(1) 運搬傾斜角度

当社石炭火力発電所の運搬傾斜角度は約 14.5°、調査した RAGHUNATHPUR TPS の資料には 16° 以下と記載がある。今回は暫定的に 15° で計算することとした。表 6.1.10-1 に水平距離と高さの関係を示す。

表 6.1.10-1 水平距離と運搬高さの関係

水平距離	40 m	80 m	120 m	160 m	200 m	240 m	280 m	320 m
運搬高さ	10.4 m	20.7 m	31.1 m	41.4 m	51.8 m	62.1 m	72.5 m	82.8 m

運搬傾斜角度を大きくするほど運搬高さは高くなるが、高くしすぎるとコンベヤ駆動装置の負荷増加や流炭が発生する。最適な運搬傾斜角度は石炭性状及びベルトコンベヤの速度によって決まるため、最適角度は FS で設計することを推奨する。

(2) 石炭バンカー高さ

石炭バンカーの高さは必要な貯炭容量、バンカーシュート角度（高さ）によって算出することができる。“6.1.4.3 ボイラー／微粉炭機”で確認した微粉炭機容量及びバラウニ火力発電所の No. 8/9 ユニットの DPR からの情報より本事業の石炭バンカー高さを算出した。

表 6.1.10-2 石炭バンカー関係諸元

項目	No. 8/9 (250 MW x 2)	660 MW 超臨界圧設備	出所
貯炭要求量	12 時間分	同左	
石炭消費量	50 t/h	76 t/h	表 6.1.4-5 RAGHUNATHPUR TPS の 微粉炭機と同容量と した
石炭比重	0.8	0.8	
必要石炭バンカー容量	600 t	912 t	試算結果
石炭バンカー容量	686 t	1,041 t	試算結果
バンカーシュート部 長さ	19.7 m	同左	
バンカーシュート上部 長さ	1.9 m	6.2 m	試算結果
バンカー高さ (GL)	44.2 m	48.5 m	試算結果

バンカーシュート角度（高さ）は石炭性状に影響を受けるため、今回は No. 8/9 ユニットの DPR と同じ設計とした。バンカーシュート角度（高さ）は必要に応じて FS で再設計することを推奨する。以上の算出結果より貯炭場と石炭バンカーの必要離隔距離は 200 m 以上必要であるため、レイアウト設計の際に考慮するものとする。

6.1.10.2 重軽油設備

石炭火力発電所においては、起動停止時や石炭燃焼不安定時の補助燃料として、重軽油タンクが設置されている。

なお、既設エリア (No.6/7 ユニット) の重油は、常温で固化しないタイプを使用しているとのことであり、日本では (JIS K2205) A重油に相当すると考えられる。

表 6.1.10-3 重油規格 (JIS K2205)

種類		動粘度 (50 °C、mm ² /s)	硫黄分 (質量%)	主な用途
1種 (A重油)	1号	20 以下	0.5 以下	内燃機関用
	2号		2.0 以下	
2種 (B重油)		50 以下	3.0 以下	内燃機関用、ボイラー
3種 (C重油)	1号	250 以下	3.5 以下	電力ボイラー
	2号	400 以下		
	3号	400 を超え 1,000 以下		

一方、No.8/9 ユニットの DPR では、重油の諸元として以下の表 (Annexure-3.6) が示されており、動粘度から JIS 規格では 2種 (C重油) に分類され、かつ油タンク周り系統図では加温用補助蒸気の供給が示されていることから、常温で固化するタイプの重油を使用する計画である。

表 6.1.10-4 重油諸元 (No.10 DPR Annexure-3.6 より一部を抜粋)

	単位	諸元
動粘度	cSt (=mm ² /s)、50 °C	370
硫黄分	%	4.5

バラウニ火力発電所における重軽油タンクの容量は以下のとおり。

表 6.1.10-5 油タンク容量の比較

	No. 6/7 (110 MW x 2)	No. 8/9 (250 MW x 1)	No. 10 (250 MW x 1)	当社実績
重油タンク	不明	2,000 m ³ x 2	2,000 m ³ x 2	なし
軽油タンク	不明	500 m ³ x 2	500 m ³ x 2	3,000 m ³ x 1

最新式のボイラーは補助燃料として重油を使わないことが可能であるため、設備配置をコンパクトにする観点から、軽油のみを補助燃料とするタイプを推奨する。このとき、軽油タンクの容量に対する考え方は、揚運炭設備のトラブルによる石炭供給停止の時を想定し、軽油専焼 30 % BMCR を 8 時間継続、4 日分の容量を確保することとし、3,000 m³ x 1 を設置することとする。また、重油を設置しないことにより、重油焚き時のみ起動が必要な蒸気式空気予熱器の設置を省略することができる。

軽油タンクの寸法としては、直径 17 m x 高さ 14 m を考慮し、防油堤のサイズは軽油タンク容量及び NFPA850 規程の消火用水量を考慮したサイズ 40 m x 40 m とする。

6.1.10.3 取水設備

取水は、河岸の土手から栈橋を設け、先端にポンプハウスを構築し、その中にポンプを設置して行われる。河川からポンプで汲み上げられた水は、一旦、沈殿槽に入り、上部の澄んだ水を送水ポンプにより取水管（径 660 mm）を通じて発電所まで送水される。取水管はユニットごとに設置する計画である（No. 6/7 ユニット及び No. 8/9 ユニットで 2 本ずつ、計 4 本）。

取水設備の容量は、現在、No. 6～9 ユニット用として 50 cusec 分が計画されているのみであるが、No. 10 ユニットの建設が決まれば、No. 6～9 ユニット用の取水設備の容量を増やす、又は容量増が困難な場合は新たな取水設備を構築するとのことであった。効率的な設備投資や維持管理などを考慮すると、No. 10 ユニット用の取水設備は No. 6～9 ユニット用の容量増による対応として、No. 6～9 ユニット用取水設備に予め No. 10 ユニット用のスペース等を確保しておくことが望ましい。取水管についても No. 6～9 ユニット用に隣接して直径 660 mm の取水管を No. 10 ユニット用に 2 本設置することを推奨する（可能な限り取得済用地を活用）。代替案として、直径 1,000 mm の取水管 1 本とすることも考えられる。

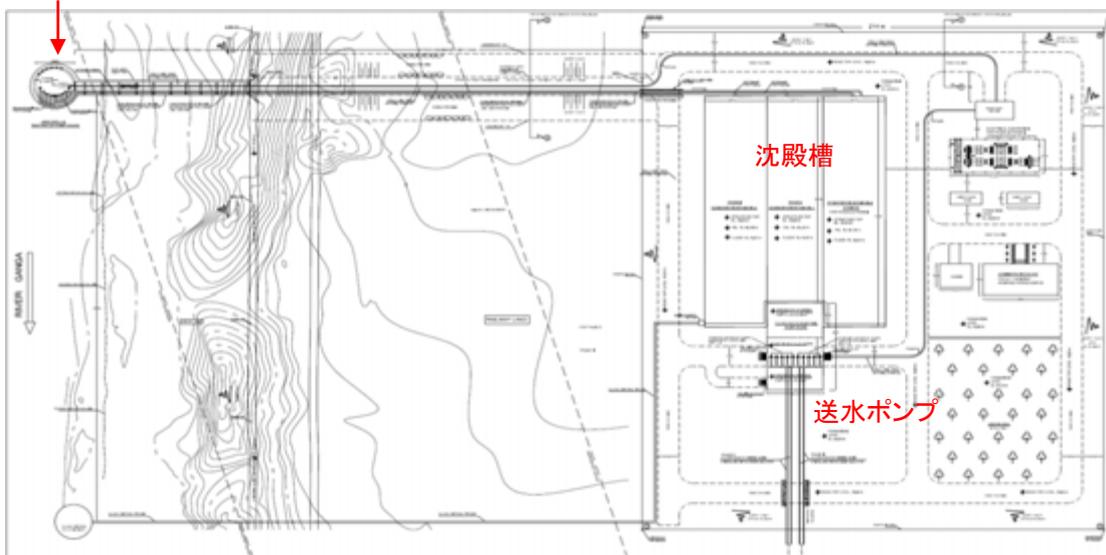
しかしながら、収集したレポートによると、現計画の No. 6～9 ユニット用ポンプハウス内に No. 10 ユニット用の取水ポンプ設置スペースはなく、ポンプ追設による容量増は困難であるが、現計画のポンプ容量及び台数を見直せば（33 % x 5 台→50 % x 3 台に見直し）、現行スペース内で対応できる可能性がある（表 4.5-2、4.5-3 参照）。一方、No. 6～9 ユニット用取水ポンプの容量及び台数を変更しない場合は、ポンプハウスのサイズの変更又は No. 10 ユニット用ポンプハウスの新設（及び用地取得等の対応）が必要となる。

なお、取水ポンプ、ポンプハウス及び沈殿槽の構造、仕様については、ガンジス川の最低水位を考慮した呑み口高さ及び揚程の決定など、今後詳細を詰める必要がある。

沈殿槽及び送水ポンプ設置エリアについては、スペース的に余裕があることから、No. 10 ユニットののための拡張、追設は比較的容易であると推察される。予備沈殿槽については No. 6～9 ユニットと共用可能と考えられる。

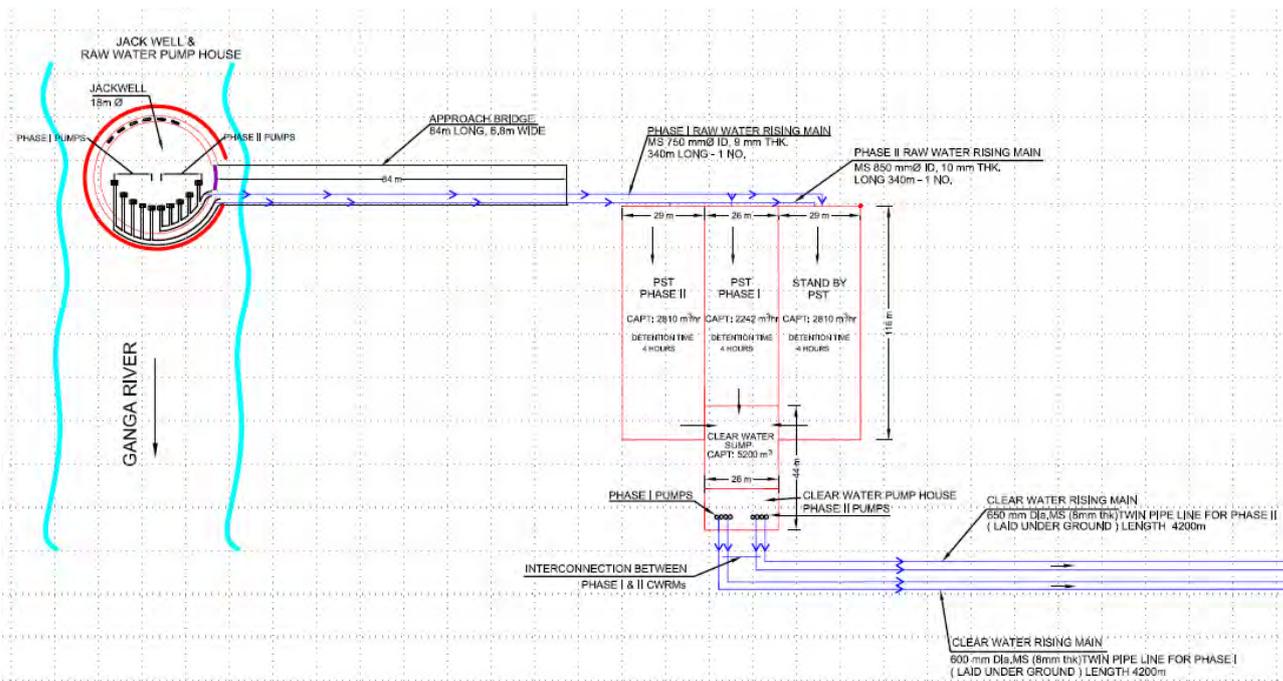
以上の点については、今後、No. 6～9 ユニット側との調整が必要であり、最終的には現地の判断に委ねられる。

取水ポンプ(ポンプハウス内に設置)

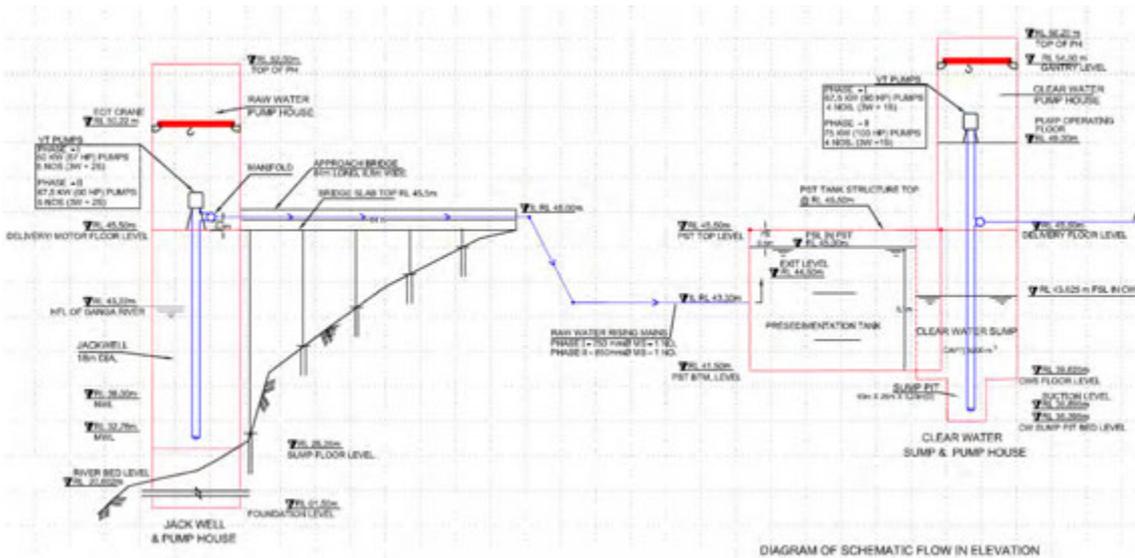


[出所] WAPCOS LIMITED, FINAL COMPREHENSIVE DETAILED PROJECT REPORT FOR SUPPLY OF GANGA WATER TO BARAUNI THERMAL POWER STATION (50 MW x 2)+(110 MW x 2) EXISTING & (250 MW x 2) PROPOSED EXTENSION PLANT OF BSEB VOLUME-II :DRAWINGS (March 2011)

図 6.1.10-1 ポンプハウス～沈殿槽平面図



ポンプハウス～沈殿槽平面図



ポンプハウス～沈殿槽断面図

[出所] WAPCOS LIMITED, FINAL COMPREHENSIVE DETAILED PROJECT REPORT FOR SUPPLY OF GANGA WATER TO BARAUNI THERMAL POWER STATION (50 MW x 2)+(110 MW x 2) EXISTING & (250 MW x 2) PROPOSED EXTENSION PLANT OF BSEB VOLUME-II :DRAWINGS (March 2011)
 図 6.1.10-2 No. 6/7 ユニット及び No. 8/9 ユニット用取水設備計画図

表 6.1.10-6 現計画の取水ポンプ容量及び台数 (No. 6/7 及び No. 8/9 用)

項目	No. 6/7 (20 cusec)	No. 8/9 (25 cusec)	660 MW 超臨界圧 設備 (33 cusec)	計
取水ポンプ 容量、台数	6.7 cusec/台、 3台+予備2台	8.3 cusec/台、 3台+予備2台	— (なし)	10台

[出所] WAPCOS LIMITED, FINAL COMPREHENSIVE DETAILED PROJECT REPORT FOR SUPPLY OF GANGA WATER TO BARAUNI THERMAL POWER STATION (50 MW x 2)+(110 MW x 2) EXISTING & (250 MW x 2) PROPOSED EXTENSION PLANT OF BSEB VOLUME- I :ENGINEERING REPORT (March 2011)

見直し案

表 6.1.10-7 No. 10 を考慮した取水ポンプ容量及び台数 (案)

項目	No. 6/7 (20 cusec)	No. 8/9 (25 cusec)	660 MW 超臨界圧 設備 (33 cusec)	計
取水ポンプ 容量、台数	10 cusec/台、 2台+予備1台	12.5 cusec/台、 2台+予備1台	16.5 cusec/台、 2台+予備1台	9台

表 6.1.10-8 現計画の送水ポンプ容量及び台数 (No. 6/7 及び No. 8/9 用)

項目	No. 6/7 (20 cusec)	No. 8/9 (25 cusec)	660 MW 超臨界圧 設備 (33 cusec)	計
送水ポンプ 容量、台数	6.7 cusec/台、 3 台+予備 1 台	8.3 cusec/台、 3 台+予備 1 台	— (なし)	8 台

[出所] WAPCOS LIMITED, FINAL COMPREHENSIVE DETAILED PROJECT REPORT FOR SUPPLY OF GANGA WATER TO BARAUNI THERMAL POWER STATION (50 MW x 2)+(110 MW x 2) EXISTING & (250 MW x 2) PROPOSED EXTENSION PLANT OF BSEB VOLUME- I :ENGINEERING REPORT (March 2011)

見直し案

表 6.1.10-9 No. 10 を考慮した送水ポンプ容量及び台数 (案)

項目	No. 6/7 (20 cusec)	No. 8/9 (25 cusec)	660 MW 超臨界圧 設備 (33 cusec)	計
送水ポンプ 容量、台数	6.7 cusec/台、 3 台+予備 1 台	8.3 cusec/台、 3 台+予備 1 台	16.5 cusec/台、 2 台+予備 1 台 または 11 cusec/台、 3 台+予備 1 台	11 台 または 12 台

取水設備関連 (取水管含む) の用地は州政府所有であり、バラウニ火力発電所が取得手続き中であり、取得は難しくないとのことであった。

6.1.10.4 原水槽

原水槽の容量に関する調査によると、以下のとおり。

表 6.1.10-10 原水槽容量の比較

	No. 8/9 (250 MW x 2)	No. 10 (250 MW x 1)	BOP ガイドライン
原水槽容量	10 日分	設置なし	10 日分

BOP ガイドラインには、10 日分の水量を保有することを記述しており、一方、No. 8/9 ユニットは原水槽を保有する計画であり、槽の寸法と水バランス計画から推定すると、発電所で消費する水の約 1 日分を保有している。また No. 10 ユニットの DPR によると、ガンジス川の取水箇所と発電所西側に湖沼がありこの容量も加味すると、合計 10 日分の原水を保有する計画である。これらの考えを踏襲し、原水槽の寸法としては、ガンジス川の取水箇所に約 10 日分 (800,000 m³、長さ 490 m x 幅 560 m x 深さ 3 m) の原水を保有することとし、発電所構内に約 1 日分 (80,000m³、3,351 m³/h x 24 h、“6.1.9 水バランス参照”) の原水槽を保有することとする。発電所構内の原水槽のサイズは 100 m x 160 m x 5 m (80,000 m³) とする。

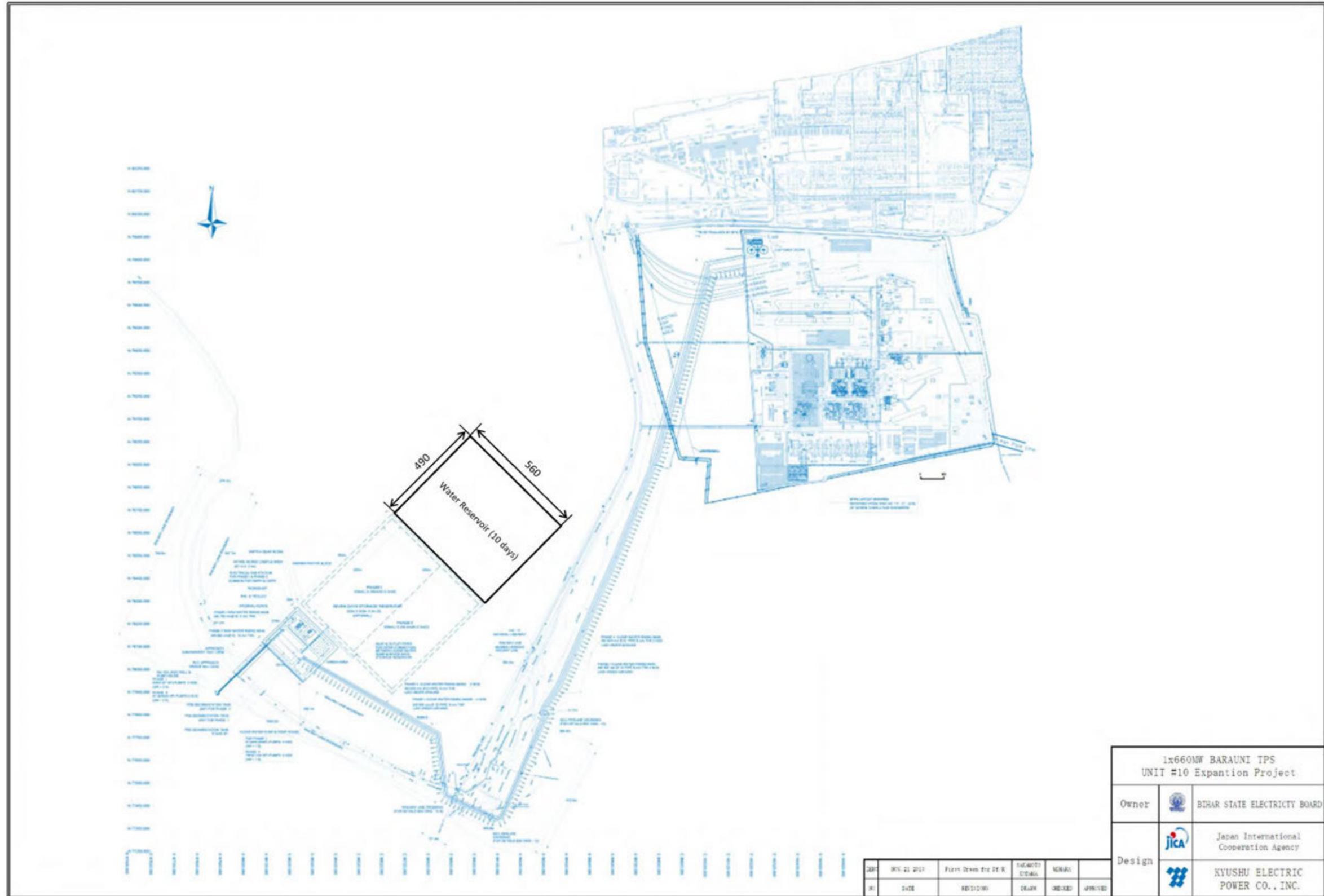


図 6.1.10-3 取水設備横原水槽

6.1.10.5 純水装置

(1) 純水タンク

純水タンクの容量を調査してみたところ、以下のとおり。

表 6.1.10-11 純水タンク容量の比較

	No. 8/9 (250 MW x 2)	No. 10 (250 MW x 1)	BOP ガイドライン
純水タンク容量	1,000 m ³ x 2	400 m ³ x 1	1,000 m ³ x 3

純水タンクの容量は、定期点検後等のユニット起動の際にボイラーの水質が改善するまで水を循環・排水させるクリーンアップに使用する純水量により決定する（起動直後は、定期点検中に配管内に混入した異物や、内部に発生した錆などにより水質が悪い状態にある）。クリーンアップは水の入れ替えを数段階に分けて行うが、このとき純水が不足しないようにタンクの容量を決定する。当社実績によると、700 MW 級のボイラークリーンアップに対しては、最大消費する時間帯に 1,500 m³ 程度の純水が確保できていればクリーンアップを完了できる計画を基に容量を決定している。純水タンクとしては、No. 8/9 ユニットからの融通が期待できる場合は、1,500 m³ x 1 の増設、融通ができない場合は、1,500 m³ x 2 の増設を計画することとしたい。このとき、1 基当たりのタンク寸法は、当社実績より直径 14 m x 高さ 13 m を考慮する。

(2) 純水装置

純水装置の製造能力を調査してみたところ、以下のとおり。

表 6.1.10-12 純水製造能力の比較

	No. 8/9 (250 MW x 2)	No. 10 (250 MW x 1)	BOP ガイドライン
純水製造能力	60 m ³ /h x 3	30 m ³ /h x 2	45 m ³ /h x 3
(水バランス上の製造量)	(82 m ³ /h)	(28 m ³ /h)	(85 m ³ /h)

当社実績によると、700 MW 級のボイラーに対しては、45 m³/h 程度の製造能力があれば、十分対応できる見込みである。No. 8/9 の DPR によると、純水製造に必要な水量の見通し 82 m³/h に対し、60 m³ x 3 の製造能力を有しており、1 系列以上の余裕がある。このため、No. 8/9 ユニットの純水装置が共用できる場合は増設なし、No. 8/9 ユニットの純水装置が共用できない場合は、1 系列を予備として、45 m³ x 2 の増設を計画することとしたい。

6.1.10.6 排水処理装置

排水処理を行う前に、液状の排水は極力再使用されるように設計されなければならない。例えば、循環水からの排水は、灰処理場の粉じん防止のための散水に使用する等の再使用を行う。これらの再使用に用いても、なお余剰が出る場合には、それぞれの排水に適した中和処理（pH 調整）を実施後、中央監視槽へ排出する。中央監視槽へ集められた各所からの排水は、水質確認後、貯炭場の粉じん防止用水や灌漑用水として利用される。余剰排水が発生した場合のみ、排水基準に沿って排水される。

一般に、火力発電所から排出される排水源としては、雨水排水、プラント排水、純水装置排水等が挙げられ、その処理方式としては、中和処理、凝集沈殿処理が挙げられるが、バラウニ火力発電所に聞き取りを行った結果、排水の処理内容は中和処理のみであったため、660 MW 超臨界圧設備においても、排水の中和化処理のみ計画する。

「イ」国における 660 MW の他プラントの例としては、中央監視槽の容量は 2,000 m³ であるため、同様の容量にて計画する。

また、将来 FGD を設置する場合は、容量の大きな排水処理装置が必要となるため、当社実績に基づき、以下の 2 ケースに対してレイアウトを検討する。

表 6.1.10-13 FGD 設置による追加排水処理装置

	FGD 設置による追加排水処理装置	サイズ
ケース 1	スペースのみ考慮	100 m x 85 m
ケース 2	当初より設置	

6.1.10.7 補助蒸気の運用

火力発電所では、主蒸気系統から一部を取り出し減圧した蒸気を補助蒸気として、プラント内の様々な用途（解列中暖気運転待機中のタービングランド蒸気等）に使用される。発電所が停止するとこの補助蒸気の供給ができないため、一般には、所内ボイラーを設置して、発電所が停止している場合はこちらから供給を行うか、隣接の発電設備が運転している場合は、こちらから補助蒸気の融通を受ける。建設中の No.8/9 ユニットにおいては、常設の所内ボイラーは設置しない計画であり、No.8/9 ユニットが同時に定検中あるいはトラブル停止により補助蒸気の供給ができない場合は、移動式ボイラーより補助蒸気の供給を行うことであった。したがって、この考え方を踏襲し 660 MW 超臨界圧設備に対する所内ボイラーは設置しないことで計画する。

6.1.10.8 鉄道引き込み

既設エリアには、石炭運搬用の列車軌道が引き込まれているが、No. 6/7 ユニットの R&M/LE 工事に併せ、6 条の軌道が再整備されることになっている。また、No. 8/9 ユニットへの石炭供給用としても鉄道軌道が敷設される計画である。

“4.3 候補地の選定”において、居住エリアに 660 MW 超臨界圧設備を配置する場合は、No. 8/9 向けに敷設予定の鉄道を分岐、北東方向に延伸し、貯炭場にアクセスするように計画する。更に、No. 8/9 エリア南側隣接地に 660 MW 級超臨界圧設備を設置する場合は、No. 8/9 向けへの列車軌道を南東方向に延伸し、貯炭場にアクセスする。

6.1.11 灰捨場

日本の基準省令（「一般廃棄物の最終処分場及び産業廃棄物の最終処分場に係る技術上の基準を定める省令」の第 1 条第 1 項第 5 号イ）の場合、灰捨場の周辺には、厚さ 5 m 以上、かつ透水係数 10^{-5} cm/s 以下の連続した地層が要求され、それを満足しない場合は表面に遮水シート敷設などの対応が必要となる。

日本における環境基準と同等レベルの対応を図るためには、現地で透水試験を行い、遮水性を評価して、その結果に応じた適切な対応が必要となる。No. 8/9 エリアは灰捨場上に建設されているが、聞き取りによると、実際、現地の地下水においては重金属が検出されているとのことであった。

また、バラウニ地点においても灰の埋立ては水流方式により、灰と水を混合させスラリー化したものを埋め立てており、その地盤は軟弱な状態にある。灰を用いた築堤により灰の埋め立てを行う際には、築堤材料の諸特性（密度、強度、透水性など）の把握、築堤の安定性評価、築堤内灰埋め立て後の地盤沈下の影響等を確認することが推奨される。状況に応じて、締め固めの促進や押さえ盛土、築堤材料のセメント等による固化の検討などが必要になる。遮水性の確保については、セメント等の固化材により築堤自体に遮水性を持たせるか、あるいは、築堤の外側を含めて遮水シートを敷設するなどの対応が必要となる。

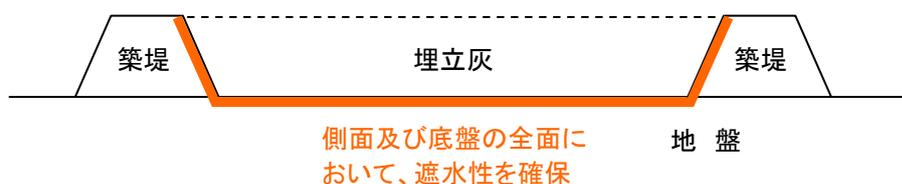


図 6.1.11-1 灰捨場の遮水性確保の例

6.1.12 石炭消費量・石炭灰発生量の算定

本報告書で引用する 660 MW 超臨界圧設備の石炭消費量・石炭灰の発生量は以下の諸元を用い計算した。

表 6.1.12-1 石炭・石炭灰算定諸元

項目	単位	諸元	出所
出力	MW	660	
総合熱効率	%	39.5	表 6.1.1-1
高位発熱量 (ワースト炭)	kcal/kg	3,100	表 4.7-1
灰分 (ワースト炭)	%	40.0	表 4.7-1
設備利用率	%	90	聞き取り結果 (表 4.1-1)

(1) 1時間当たりの石炭消費量

$$\frac{660(MW) \times 10^3 \div 4.1868(kJ / kcal)}{0.395 \times 3,100} \times 3600 \div 10^3 = 463(ton / hour)$$

(2) 1日当たり石炭消費量

$$463 \times 24(h) = 11,000(ton / day)$$

(3) 15日分石炭消費量 (貯炭場容量)

$$463 \times 24(h) \times 15(days) = 167,000(ton / day)$$

(4) 年間石炭消費量

$$463 \times 24(h) \times 365(days) \times 0.9 = 3,650,000(ton / year)$$

(5) 年間石炭灰発生量

$$463 \times 24(h) \times 365(days) \times 0.9 \times 0.40 = 1,460,000(ton / year)$$

6.2 設備レイアウト案

候補地に配置する主要設備の構成とその採用寸法を以下に示す。

(1) インドで採用実績のある設備仕様を用いたレイアウト

インドで採用実績のある設備仕様	サイズ採用の考え方
	<p>FGD : 当社実績サイズ</p> <p>GGH : 当社実績サイズ (将来設置)</p>
	<p>IDF : 当社実績サイズ</p>
	<p>ESP : 「イ」国で実績がある サイズ</p>
	<p>ボイラー : 「イ」国で実績がある サイズ</p>
	<p>タービン室 : 当社実績サイズ</p>
	<p>変圧器ヤード : 「イ」国で実績がある サイズ</p>

図 6.2-1 インドで採用実績のある設備構成

(2) 日本で採用実績のある設備仕様を用いたレイアウト

日本で採用実績のある設備仕様	サイズ採用の考え方
	<p>FGD 及び GGH (昇温部) : 当社実績サイズ</p>
	<p>IDF : 当社実績サイズ</p>
	<p>ESP : 日本で実績のある設備仕様を用いて試算結果</p>
	<p>GGH (熱回収部) : 当社実績サイズ</p>
	<p>SCR: 当社実績サイズ (将来設置)</p>
	<p>ボイラー : 「イ」国で実績があるサイズ</p>
	<p>タービン室 : 当社実績サイズ</p>
	<p>変圧器ヤード : 「イ」国で実績があるサイズ</p>

図 6.2-2 日本で採用実績のある設備構成

第7章 建設可能性判断

目 次

第7章 建設可能性判断

- 7.1 検討ケース
- 7.2 各検討ケースの考察及び建設可能性判断
- 7.3 まとめ

表 目 次

- 表 7.1-1 検討ケースの組み合わせ
- 表 7.3-1 各ケースの得失比較

図 目 次

- 図 7.2-1 No.10 ユニット予定地にインドで実績のある設備サイズを用いた配置図
- 図 7.2-2 No.10 ユニット予定地に日本で実績のある設備サイズを用いた配置図
- 図 7.2-3 居住エリアにインドで実績のある設備サイズを用いた配置図
- 図 7.2-4 居住エリアに日本で実績のある設備サイズを用いた配置図
- 図 7.2-5 既設エリアにインドで実績のある設備サイズを用いた配置図
- 図 7.2-6 No.8/9 ユニット南側隣接地にインドで実績のある設備サイズを用いた配置図
- 図 7.2-7 No.8/9 ユニット南側隣接地に日本で実績のある設備サイズを用いた配置図

第7章 建設可能性判断

7.1 検討ケース

“4.3 候補地の選定”及び“6.2 設備レイアウト案”を組み合わせるにより、以下の検討ケースを選定した。

No. 10 ユニット建設予定地に対し、660 MW 超臨界圧設備が立地できれば最もおさまりが良いため、これを第1優先事項とし、「イ」国での採用実績や、日本で用いられている設備構成を用いて建設の可能性を検討する。また、既設エリアは、再利用予定のある設備が敷地内に点在するためスペース的には狭く、利用しにくい状況にある。このため、このエリアに対しては、よりコンパクトである「イ」国で実績のある設備構成を用いる。更に、スペース的に比較的余裕がある居住エリア、No. 8/9 ユニット南側隣接地には、「イ」国及び日本で採用実績のある設備サイズによる構成を用いて検討する。

表 7.1-1 検討ケースの組み合わせ

	“4.3 候補地の選定”で 特定した場所	“6.2 設備レイアウト案”で 選定した設備構成
ケース1	No. 10 ユニット予定地 (セクション 4.2.4)	「イ」国で採用実績のある 設備仕様を用いたレイアウト
ケース2	No. 10 ユニット予定地 (セクション 4.2.4)	日本で採用実績のある 設備仕様を用いたレイアウト
ケース3	居住エリア (セクション 4.2.3)	「イ」国及び日本で採用実績のある 設備仕様を用いたレイアウト
ケース4	既設エリア (セクション 4.2.2)	「イ」国及び日本で採用実績のある 設備仕様を用いたレイアウト
ケース5	No. 8/9 ユニット南側隣接地 (セクション 4.2.5)	「イ」国及び日本で採用実績のある 設備仕様を用いたレイアウト

7.2 各検討ケースの考察及び建設可能性判断

各検討ケースに対して、その設備構成の考え方を示し、建設可能性についての判断を導く。建設が不可能と判断した場合、可能となる条件について示す。

7.2.1 ケース1（場所：No. 10 ユニット予定地）

(1) 検討結果

660 MW 超臨界圧設備の設置は可能

(2) 理由

- 用地寸法の長手方向（南北方向）の距離が短く（335 m）、FGD のための将来スペース及び煙突の場所を考慮すると予定地内のスペースには入らないが（設備必要寸法 404 m）、当該用地のすぐ北側の貯炭場は、元々No. 10 ユニットの貯炭場用地として用意されていたものであり、このエリアを利用した。
なお、東西方向（122 m）にタービン建屋（102 m）を配置することは可能である。

(3) 設置設計の考え方

- 出力の増加に対応する 15 日分の貯炭容量（250 MW：8.9 万トン¹→660 MW：16.7 万トン²）については、No. 8/9 ユニット向けの新規鉄道軌道北側にサイロ方式にて 7 槽を設置することにより貯炭容量を確保した。
- 将来設備としての FGD と GGH の設置スペースを確保した。
- 送電設備については、現在の No. 8/9 ユニットの送電線ヤードに隣接した西側用地が利用できるため、拡張することにより対応は可能。
- “4.2.4 No. 10 ユニット建設予定地” に示したようにフライアッシュの輸送管が高さ 6 m の位置で東西方向に横断する計画があるが、高さ 6 m の設定は車両の通過のためと考えられるため、道路部分のみ 6 m の高さとし、当該地の中では、地上配管にて ESP と IDF 間のダクトの下部を通過させることにより干渉を回避する。

¹ No. 8/9 ユニットの 1 パイル当たり石炭容量について STEAG 社からの聞き取り結果

² “6.1.12 石炭消費量・石炭灰消費量の算定” を参照

7.2.2 ケース2（場所：No.10 ユニット予定地）

(1) 検討結果

660 MW 超臨界圧設備の建設は可能

(2) 理由

- ▶ 用地寸法の長手方向（南北方向）の距離が短く（335 m）、FGD のための将来スペース及び煙突の場所を考慮すると予定地内のスペースには入らないが（設備必要寸法約412 m）、当該用地のすぐ北側の貯炭場は、元々No.10 の貯炭場用地として用意されていたものであり、このエリアを利用した。
なお、東西方向（122 m）にはタービン建屋（102 m）配置することは可能（ケース1に同じ）。

(3) 配置設計の考え方

- ▶ 出力の増加に対応する15日分の貯炭容量（250 MW：8.9万トン³→660 MW：16.7万トン⁴）については、No.8/9 ユニット向けの新規鉄道軌道北側にサイロ方式にて7槽を設置することにより貯炭容量を確保した（ケース1に同じ）。
- ▶ 本ケースでは、APHとESPの間にノンリーク型GGH（熱回収部）を設置するためのスペースが必要になるが、長手方向の寸法が短い低低温ESPの採用によりその影響を相殺した一方向流れの排ガス処理システムが採用できるため、より厳しい環境規制に対応することができ、かつESPはコンパクトになる。
- ▶ 将来設備としてのSCRのスペースを考慮した。
- ▶ 送電設備については、No.8/9 用地から西側用地が利用できるため、拡張することにより対応は可能（ケース1に同じ）
- ▶ “4.2.4 No.10 ユニット建設予定地”に示したようにフライアッシュの輸送管が高さ6 mの位置で東西方向に横断する計画があるが、高さ6 mの設定は車両の通過のためと考えられるため、道路部分のみ6 mの高さとし、当該地の中では、地上配管にてESPとIDF間のダクトの下部を通過させることにより干渉を回避する（ケース1に同じ）。

³ No.8/9 ユニットの1パイル当たり石炭容量についてSTEAG社からの聞き取り結果

⁴ “6.1.12 石炭消費量・石炭灰発生量の算定”を参照

7.2.3 ケース3（場所：居住エリア）

(1) 検討結果

660 MW 超臨界圧設備の設置は可能

(2) 理由

- 居住エリアに在住の発電所所員の移転は可能とのことなので、それ以外に特に支障となる事項は見当たらない。

(3) 配置設計の考え方

- 比較的広いエリアが利用できるため、将来増設の余地を残す配置とした。
- 将来設備としてのFGDとGGHの設置スペースを確保した。
- 貯炭場からの粉じんの混入を防ぐため、冷却塔と貯炭場は離れた配置とした。
- 石炭輸送のための鉄道は、No. 8/9から分岐、延伸することとした。
- 送電設備は用地の北側に配置し、北部方向へ送電する配置とした。
- 灰捨場までの石炭灰の輸送距離が長い。

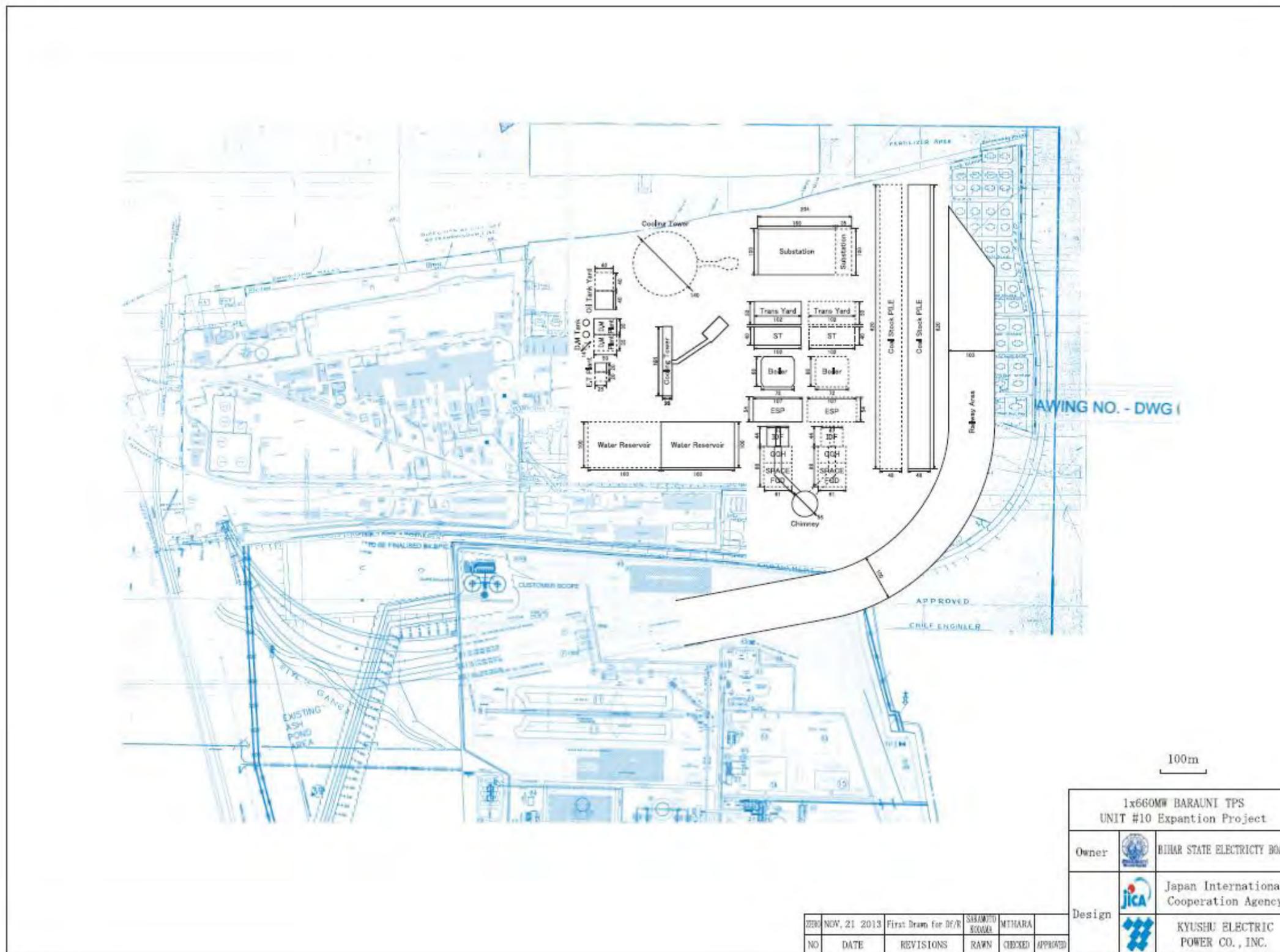


図 7.2-3 居住エリアにインドで実績のある設備サイズを用いた配置図

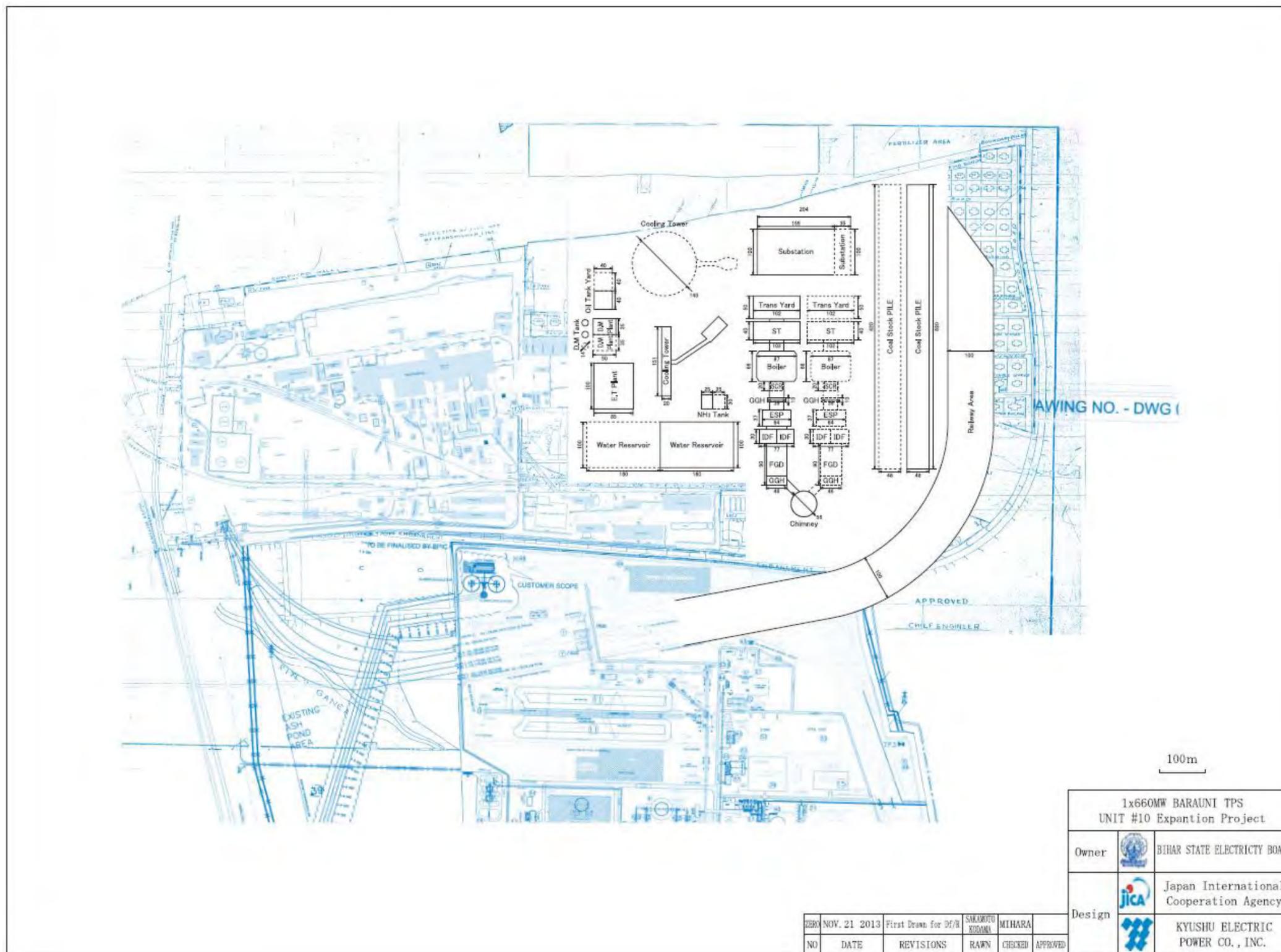


図 7.2-4 居住エリアに日本で実績のある設備サイズを用いた配置図

7.2.4 ケース4（場所：既設エリア）

(1) 検討結果

660 MW 超臨界圧設備の設置は不可能

(2) 理由

- エリア内に残置・再利用設備が点在し、それらの設備が 660 MW 超臨界圧設備と干渉する。No. 6/7 貯炭場跡地に 660 MW 超臨界圧設備を配置することになるため、別途代替の貯炭場を居住エリアや発電所敷地外に貯炭場用地を求めなくてはならない。
- 冷却塔と送電線ヤードが接近する配置となるため、設備保安上、推奨できる配置ではない。

(3) 配置設計の考え方

- 既設エリア南側境界より南のエリアは、NH-31 からの No. 8/9 ユニットまでの 1/2 km 離隔規制のため、既設エリアから南側へ拡大するレイアウトは採用できない。
- 将来設備としての FGD と GGH の設置スペースを確保した。
- 石炭搬入のための鉄道は No. 6/7 ユニットへの石炭供給に当たり再利用するため、鉄道用地をまたぐ設備配置は使用できない。
- 出力の増加に対応する 15 日分の貯炭容量（250 MW : 8.9 万トン⁵→660 MW : 16.7 万トン⁶）確保のためサイロを採用し、原水槽を鉄道南側の狭地に配置した。

(4) 建設が可能となる条件について

- 警備員詰所を除き、すべての再利用設備を撤去し、かつ No. 6/7 ユニット及び 660 MW 超臨界圧設備向けの貯炭場用地を既設エリアの外側に別途確保すること。

⁵ No. 8/9 ユニットの 1 パイル当たり石炭容量に関する STEAG 社からの聞き取り結果

⁶ “6.1.12 石炭消費量・石炭灰発生量の算定”を参照

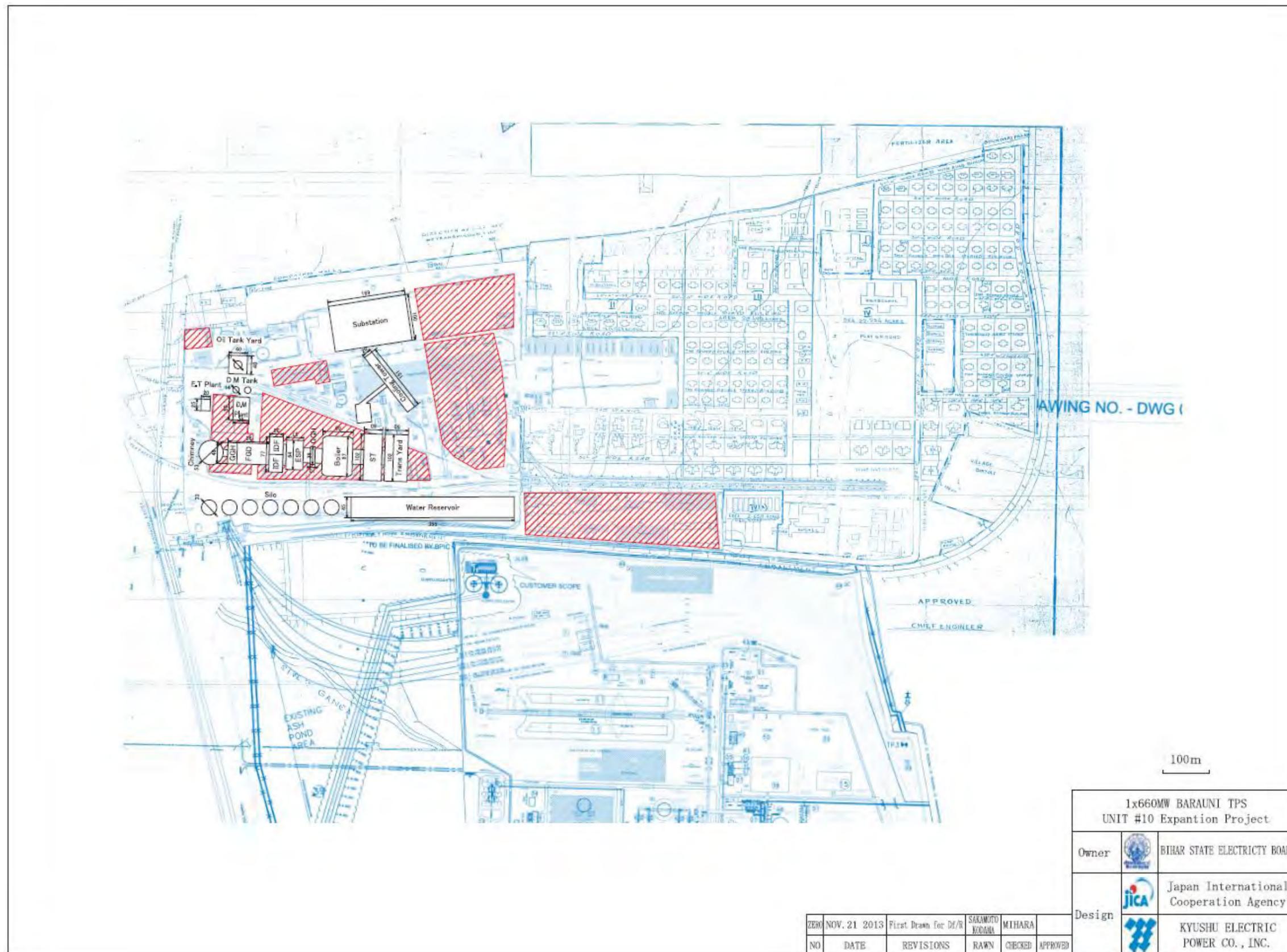


図 7.2-5 既設エリアにインドで実績のある設備サイズを用いた配置図

7.2.5 ケース5（場所：No.8/9 ユニット南側隣接地）

(1) 検討結果

660 MW 超臨界圧設備の設置は可能

(2) 理由

- 用地の追加取得は可能とのことであり、特に支障となる事項は見当たらない。

(3) 配置設計の考え方

- 比較的広いエリアが利用できるため、将来増設の余地を残す配置とした。
- 将来設備としてのFGDとGGHの設置スペースを確保した。
- 石炭輸送のための鉄道は、No.8/9から延伸することとした。
- 送電設備ヤードは用地の西側に配置し、南部方向に送電する配置とした。
- 灰捨場までの石炭灰の輸送距離が短い。

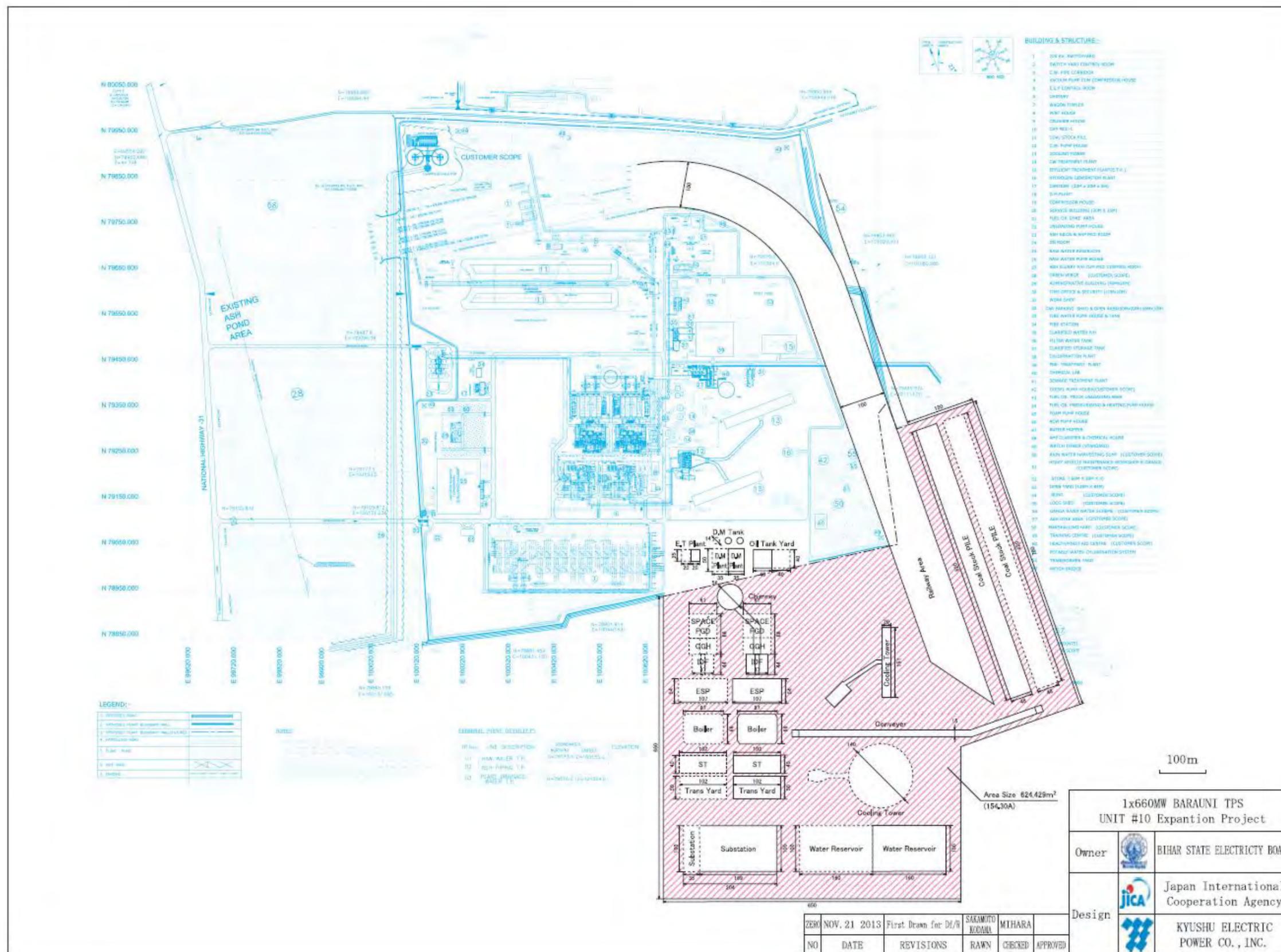


図 7.2-6 No. 8/9 ユニット南側隣接地にインドで実績のある設備サイズを用いた配置図

7.3 まとめ

調査団としては、660 MW 超臨界圧設備の建設は可能と判断した。

各ケースに対し、経済性、環境性、将来性の観点から比較を行った（表 7.3-1）。

表 7.3-1 各ケースの得失比較

	項目	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5
建設可否	660 MW 超臨界圧設備のレイアウト配置が可能	可能	可能	可能	不可能	可能
経済性	設備費が安価	B 石炭サイロ	C 石炭サイロ、FGD、SCR	A (C) ^{※1}	-	A (C) ^{※1}
	敷地造成が不要	A	A	C	-	C
	既設設備の撤去が不要	A	A	C 住居の撤去	-	A
	石炭運搬用鉄道の延長が不要	A	A	C	-	C
	灰捨場までの距離が短い	B	B	C	-	A
	南側境界堤防の再設計不要	A	A	A	-	C
	建設／メンテナンスが容易	C	C	A	-	A
環境性	土地の追加所得が不要	A	A	B 所員住居を別途用意	-	C
	住民移転が不要	A	A	C	-	A
	脱硫装置や脱硝装置の設置	C	A	C (A) ^{※1}	-	C (A) ^{※1}

	項目	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5
その他	将来、設備が拡張可能	C	C	A	-	A

凡例： 評価内容 A：優れている、B：中位程度、C：劣る

※1： 日本で実績のある設備レイアウトを採用する場合

(1) 各ケースの選択について

FS に向けては、すべてのケースに対して詳細調査を行うことは現実的でないため、調査対象を絞る必要がある。ケースの選択に当たってはどの前提条件を重視するかによって選択すべきケースが異なるため、ここでは前提条件から選択すべきケースを特定し、そのメリット／デメリットを示す。

- 将来増設の余地があり、建設／メンテナンス面での容易性を選択する場合
ケース 3 及び 5 が選択の対象となり、将来の電力需要の伸びに対しても増設することにより対応が可能であり、また共通設備の採用により発電単価を低減できる。しかしながら、ケース 3 は住民移転や既設住居の撤去が必要であり、ケース 5 においては当該用地の新規取得及び造成が必要となる。
- 電力不足の状況を鑑み、できるだけ早期の運開が望ましい場合
用地の追加取得、それに伴う住民移転が不要なケース 1 及び 2 が選択の対象となるが、将来増設余地はなく、限られたスペースの中に建設することから窮屈な設備配置となる。また、ケース 1 と 2 の選択については、環境負荷の面から判断する。
- できるだけ建設費用の縮減をしたい場合
ケース 1、2、3、5 のどれに対しても、石炭サイロ、環境設備あるいは鉄道の建設費が増加する要因があるため、FS で建設費用の見極めをすることが必要である。
- 環境負荷を低減したい場合
日本で実績のある設備構成を採用したうえで、ケース 1、2、3、5 のどれに対しても選択することが可能である。

(2) 調査団の推奨案

調査団としては、以下の理由により、“No. 10 ユニット予定地に、日本で実績のある設備構成を採用（ケース2）”することを推奨する。

[理由]

- No. 8/9 ユニットの灰捨場の用地取得が進んでいない状況を踏まえると、No. 8/9 ユニット南側隣接地のような新たな用地取得は困難であると考えられること
- 今後、バラウニ火力発電所を増設する場合、発電容量の大型化に伴い No. 10 ユニット予定地を活用されない恐れがあること
- JICA の円借款案件として進める場合、環境負荷への影響に最大限配慮する必要があること

ただし、No. 10 ユニットは、日本の都市型火力発電所によく見られる狭い用地での建設、メンテナンスを行うことが想定される。発電所の建設を進めるに当たっては、限られた用地での設備設計、厳格な工程管理及び運開後のメンテナンスの容易化への配慮が必要である。

(3) 660 MW からの出力の増加の可能性について

本報告書では、660 MW 超臨界圧設備の建設可能性について検討したが、当社の石炭火力設備（出力：700 MW）の配置実績をベースとしているため、660 MW を出力増加し 700 MW 程度までの超臨界圧設備であれば配置することは可能と考える。

また、660 MW に代えて 700 MW を採用すると、熱効率の向上が期待でき、燃料消費や二酸化炭素の排出の減の面でスケールメリットを得ることができる。

第8章 超々臨界圧設備導入の可能性

目 次

第8章 超々臨界圧設備導入の可能性

- 8.1 超々臨界圧設備の定義
- 8.2 超々臨界圧設備の導入の可能性
- 8.3 予想性能
- 8.4 熱効率向上による石炭及び二酸化炭素排出削減効果

表 目 次

- 表 8.3-1 超々臨界圧設備の予想性能
- 表 8.4-1 石炭・二酸化炭素削減算定諸元
- 表 8.4-2 超臨界圧設備と比較した超々臨界圧設備の効果

第8章 超々臨界圧設備導入の可能性

8.1 超々臨界圧設備の定義

超々臨界圧設備の明確な定義はないが、主蒸気圧力が水の臨界圧力（22.064 MPa）を超え、かつ主蒸気温度が水の臨界温度（374 °C）より上の 593 °C（1,100 °F）を超えるものとして認識されている。超々臨界圧設備は、日本では 1990 年代後半に導入が開始され、現在は、高圧化よりも高温化する方向で進化が進んでおり、最高性能のものは、主蒸気圧力 25 MPa 程度、主蒸気温度 610～620 °C にまで達している。

8.2 超々臨界圧設備の導入の可能性

超々臨界圧設備は、“8.1 超々臨界圧設備の定義”に記載したとおり、蒸気条件が水の臨界点を超え高温高圧化したものであるため、高圧タービン入口までの主蒸気配管をより耐圧仕様にする、主蒸気／再熱蒸気管をより耐温仕様にするによって導入が可能となる。主蒸気／再熱蒸気に使用する配管材料の高温高圧化はすでに技術的には確立しており、設備レイアウトに影響を及ぼすほどの超臨界圧設備との相違はない。超々臨界圧は、超臨界圧よりも熱効率が優れ、石炭の削減、環境負荷の低減に資することから、超々臨界圧設備の導入についても十分に考慮されることを推奨する。

また、「イ」国においては、“2.1(1) 第12次5ヶ年計画における電力開発計画”に記載したとおり、国産技術として 2017 年の運転開始を目指し現在開発中であるが、一方、日本国内においては、初登場から約 20 年近くが経過し従来型石炭火力の分野における日本メーカーの超々臨界圧技術は成熟が進んでいる。一般に、新技術導入初期には様々な不具合項目が生じるが、しかしながら、超々臨界圧分野における新技術の検証は終了した段階にあり、日本の成熟した超々臨界圧技術の導入によるメリットは期待できる。

調査団としては、超々臨界圧設備の導入を結論とする。

8.3 予想性能

超々臨界圧設備を設置する場合の予想性能として以下の諸元を想定した。

なお、“8.1 超臨界圧設備の定義”に記載したとおり、日本における最高性能のものは、主蒸気温度 610～620 °Cが採用されているが、「イ」国では超々臨界圧技術が開発中であることに鑑み、主蒸気温度としてはやや控えめな値を想定した。

表 8.3-1 超々臨界圧設備の予想性能

	単位	諸元	出所
主蒸気温度	°C	600/600	日本国内実績(USC)
主蒸気圧力	MPa	24.5	日本国内実績(USC)
ボイラー効率 ^{※1}	%	85	「イ」国における最近の 660 MW 設備の実績(表 6.1-1)
タービン熱消費率 ^{※2}	kcal/kWh	1,764	日本国内実績(USC)
予想総合熱効率	%	41.4	ボイラー効率とタービン熱消費率の計算結果(※1 x ※2)

8.4 熱効率向上による石炭及び二酸化炭素排出削減効果

超臨界圧設備の導入による石炭及び二酸化炭素排出削減効果を算出するために、以下の諸元を使用した。

表 8.4-1 石炭・二酸化炭素削減算出諸元

	単位	諸元	出所
総合熱効率 (超臨界圧)	%	39.5	表 6.1.1-1
総合熱効率 (超々臨界圧)	%	41.4	表 8.3-1
石炭高位発熱量	kcal/kg	3,300	表 4.7-1
石炭の炭素分析値	%	34.69	表 4.7-1
設備利用率	%	90	聞き取り結果 (表 4.1-1)
所内率	%	6	石炭火力における概略値
燃料単価	US\$/トン	43	インド国内炭価格推定値※1

※1 : Bihar Electricity Regulatory Commission, Determination of Multi Year Aggregate Revenue Requirement (ARR) for FY2013-14 to 2015-16 and Tariff for FY2013-14 (15 March 2013) を基に調査団が作成

(1) 年間石炭消費量

超臨界圧

$$\frac{660(MW) \times 10^3 \div 4.1868(kJ / kcal)}{0.395 \times 3,300} \times 3600 \times 24(h) \times 365(days) \times 0.9 \div 10^3 = 3,432,000(ton / year)$$

超々臨界圧

$$\frac{660(MW) \times 10^3 \div 4.1868(kJ / kcal)}{0.414 \times 3,300} \times 3600 \times 24(h) \times 365(days) \times 0.9 \div 10^3 = 3,275,000(ton / year)$$

超々臨界圧のメリット

$$3,432,000 - 3,275,000 = 157,000(ton / year)$$

(2) 年間二酸化炭素排出量

超臨界圧

$$3,432,000(\text{ton} / \text{year}) \times 0.3469 \times \frac{44}{12} = 4,365,000(\text{ton} - \text{CO}_2 / \text{year})$$

超々臨界圧

$$3,275,000(\text{ton} / \text{year}) \times 0.3469 \times \frac{44}{12} = 4,166,000(\text{ton} - \text{CO}_2 / \text{year})$$

超々臨界圧のメリット

$$4,365,000 - 4,166,000 = 199,000(\text{ton} - \text{CO}_2 / \text{year})$$

(3) 送電端燃料費

超臨界圧

$$43 \times \frac{3,600}{0.395} \div 4.1868(\text{kJ} / \text{kcal}) \times \frac{1}{3,300} \times \left(\frac{1}{1-0.06} \right) \times 10^{-3} = 3.02(\text{USCent} / \text{kWh})$$

超々臨界圧

$$43 \times \frac{3,600}{0.414} \div 4.1868(\text{kJ} / \text{kcal}) \times \frac{1}{3,300} \times \left(\frac{1}{1-0.06} \right) \times 10^{-3} = 2.88(\text{USCent} / \text{kWh})$$

超々臨界圧のメリット

$$3.02 - 2.88 = 0.14(\text{USCent} / \text{kWh})$$

(4) 単位発電量当たり二酸化炭素排出量

超臨界圧

$$\frac{3,600}{0.395} \div 4.1868(\text{kJ} / \text{kcal}) \times \frac{1}{3,300} \times 0.3469 \times \frac{44}{12} = 0.839(\text{kgCO}_2 / \text{kWh})$$

超々臨界圧

$$\frac{3,600}{0.414} \div 4.1868(\text{kJ} / \text{kcal}) \times \frac{1}{3,300} \times 0.3469 \times \frac{44}{12} = 0.801(\text{kgCO}_2 / \text{kWh})$$

超々臨界圧のメリット

$$0.839 - 0.801 = 0.038(\text{kg} / \text{kWh})$$

(5) 超々臨界圧導入の効果

超々臨界圧の導入の効果は、超臨界圧と比較し、主として低い発電原価と低い環境負荷に分けられる。超臨界圧と比較した超々臨界圧式の導入の効果を表 8.4-2 に示す。本調査で収集した諸元では、燃料費と二酸化炭素排出量のみしか示すことができないため、FS においては、USC 導入の効果を確認するため、残りの項目の精査が必要である。

表 8.4-2 超臨界圧設備と比較した超々臨界圧設備の効果

効果	項目		超臨界圧 (熱効率 39.5 %)	超々臨界圧 (熱効率 41.4 %)
発電単価	固定費	資本費	ベース	高い (ボイラーチューブに高価な高クロム材を使用、ただし、事業期間のある時点で燃料費の削減により相殺)
		可変費	単位発電量当たり燃料費	3.02 US cent/kWh
	燃料削減		3,432,000 トン/年	3,275,000 トン/年 (▲157,000 トン/年)
	保守費用		ベース	高い (高クロム材のメンテナンス費用、ただし燃料費の削減により相殺)
	運転費用 (薬液注入等)	ベース	同等	
環境負荷	単位発電量当たり二酸化炭素排出量		0.839 kg/kWh	0.801 kg/kWh (▲0.038 kg/kWh)
	二酸化炭素排出量		4,365,000 トン/年	4,166,000 トン/年 (▲199,000 トン/年)
	硫黄酸化物/窒素酸化物排出量		ベース	低い

凡例： : メリット、 : デメリット

第9章 FS への留意事項

目 次

第9章 FS への留意事項

- 9.1 バラウニ火力発電所に関する情報のアップデート
- 9.2 予備設計と最適案の選定
- 9.3 本事業の計画概要
- 9.4 燃料供給計画及び石炭灰有効利用計画
- 9.5 系統解析
- 9.6 設備設計
- 9.7 施工方法
- 9.8 事業実施スケジュール
- 9.9 環境社会配慮
- 9.10 DPR 作成時の必要事項

表 目 次

表 9.3-1 用地取得に関する留意事項

表 9.8-1 事業実施のスケジュール

第9章 FS への留意事項

9.1 バラウニ火力発電所に関する情報のアップデート

本調査時にバラウニ火力発電所 No. 8/9 ユニットは建設中であった。No. 10 ユニット建設への影響及び概念設計のために、No. 8/9 ユニットに関する詳細設計、進捗状況の情報についてはアップデートする必要がある。具体的には、No. 8/9 ユニットの送電線のルート、揚運炭設備、純水装置、排水処理装置、取水設備及び重軽油設備等の取合い点について、留意する必要がある。

9.2 予備設計と最適案の選定

(1) 最適案の選定

本事業は 660 MW x 1 超臨界圧石炭火力発電所を計画しているが、「イ」国内の電力の需給動向、「イ」国及び世界のプラント生産動向を踏まえ、発電出力及び発電方式を再検討した上で最適案を選定し、「イ」国と協議・合意することが必要である。

(2) 地質調査

主要設備計画地点においてはボーリング調査を実施し、調査結果を踏まえた地質評価、主機基礎形式選定、地盤改良の必要性等の精査が必要である。

(3) 石炭性状

石炭性状はボイラー、ESP、CHP 等の設計の重要要素であり、本調査では No. 8/9 ユニットで設計している石炭性状を用いた確認を行った。実際に使用する石炭が決定した際には石炭性状について確認を行う必要がある。

(4) 灰捨場

灰捨場の設計に関しては、以下の検討が必要である。

- ・灰埋立てのための築堤方法の検討、堤体の安定性についての評価
- ・計画地点における透水試験、遮水への対応方法の検討
- ・灰捨場内における雨水排水への適切な対応方針の検討
- ・灰捨場近傍における洪水対策としての堤防の検討

9.3 本事業の計画概要

発電所の建設エリアを「居住エリア」又は「No. 8/9 ユニット南側隣接地」に選定した場合、以下の点を留意する必要がある。

表 9.3-1 用地取得に関する留意事項

	留意事項
居住エリア	居住者のための新居住地の確保
No. 8/9 ユニット南側隣接地	建設に必要な 154 acres (625,000 m ²) を追加で取得

9.4 燃料供給計画及び石炭灰有効利用計画

(1) 燃料供給計画

660 MW 超臨界圧設備が消費する石炭は 365 万 t/年であり、本調査で確認が取れた燃料供給契約は 150 万 t/年である。追加調達の見込みはあるが開発計画の変更、遅延や埋蔵量について留意が必要である。

No. 6～9 ユニットで計画している一日当たりの石炭受入量は、約 9,000 t（1 貨車当たり 60 t の石炭を 1 回 50 貨車 x 3 回/日）であり、660 MW 超臨界圧設備を新設する場合、約 11,000 t を追加で受け入れる必要がある。燃料運搬計画について留意が必要である。

(2) 石炭灰有効利用計画

石炭灰有効利用計画は必要な灰捨場容量に影響を与えるため、計画及び見通しについて確認が求められる。また、灰の輸送は大量輸送となることから、周辺環境への影響等の調査が必要である。

9.5 系統解析

送電線、変電所を含めた適切な範囲について、系統解析を行い、主に以下の項目について妥当性に関する検証を行う必要がある。

- ・将来の想定を踏まえた需要、潮流の検証（母線電圧、送電線容量等）
- ・母線に接続する遮断器の遮断能力の検証（母線三相短絡事故時の確実な事故点の除去）

9.6 設備設計

(1) 設備の配置

No. 10 ユニット建設予定地を選定した場合、現在建設中の No. 8/9 ユニットの設備との干渉を考慮した配列を検討する必要がある。

アンモニア貯蔵タンク等の危険物設備の設置に係る規制基準を確認し、規制基準を満足する必要がある。

(2) 送電線ルート

660 MW 超臨界圧設備の送電設備に関する電圧レベルは、CEA 技術基準から 400 kV を選択する必要があるため、400 kV 開閉所と送電線の建設が必要である。代替案を含め、送電線ルート案を 3 ケース想定したが、FS において送電線開発計画に関する情報収集や設備仕様等の確認が必要である。

(3) 必要水量の確保

No. 6～9 ユニットで計画している必要水量は 45 cusec で、ガンジス川より取水許可を受けている量は 45 cusec である。660 MW 超臨界圧設備 (33 cusec) を建設する場合には新たに 33 cusec の追加取得が必要で、合計 78 cusec となる。

(4) 取水計画

計画されている No. 6～9 ユニットのポンプハウスに No. 10 ユニットの取水ポンプを設置するスペースが無い場合、ポンプハウスを新設するか、No. 6～9 ユニットも含めたポンプ台数及び容量の変更の検討が必要である。同様に沈殿槽及び送水ポンプの新設か、No. 6～9 ユニットとの共用の可否や、取水ルート、取水管数及びサイズについても検討対象となる。

(5) 機材搬入ルート

ガンジス川は、川幅が広く、架かっている橋が少ないため、バラウニ火力発電所への資機材搬入ルートは必然的に限られてくる。2013 年 10 月現在、バラウニ火力発電所の南西約 2 km の位置にある Rajendra 橋はメンテナンス中で、大型車は通行できない状況にあった。橋の通行可能状況について留意が必要である。

9.7 施工方法

設計された設備について施工方法を検討し、特殊な工法及び調達方法に影響を与える工法が無いかが留意が必要である。

9.9 環境社会配慮

(1) 環境アセスメント

火力発電所の建設を行うためには、「イ」国において EC を取得する必要がある。FS を行う際は、EC の取得要件となる EIA 作成のための必要条件の整理が必要である。また、今回の予備調査で整理した影響を回避または最小化するために、想定できる必要な緩和策を整理し、FS 及び EIA に反映させることが必要である。

(2) 環境規制

今後「イ」国における環境政策が厳格化していく可能性がある。また、環境設備についても、FGD の設置義務化など、変更になった場合に対応できるように設備構成について留意が必要である。

排出基準、排水基準及び騒音規制に関する設計の際は、EHS ガイドラインの数値に留意し、EIA に反映させることが必要である。

また、JICA の環境社会配慮ガイドラインに従うことが、円借款の承認を得るために必要である。

(3) 用地取得

発電所の建設に伴い、用地を取得する必要がある場合、周辺は農地となっていることから、これらの耕作地や農民への影響評価を実施し、EIA に反映させることが必要である。

9.10 DPR 作成時の必要事項

本事業に関し DPR を作成する際には以下の項目にも留意することが必要である。

- ・ 本事業承認に向けた「イ」国政府内の手続き等の確認
- ・ 事業実施・維持管理体制の確認
- ・ 概略事業費及び運営・維持管理費用の積算
- ・ 事業費の類似案件との比較

第 10 章 添付資料

目 次

第 10 章 添付資料

- 10.1 調査写真集
- 10.2 質問票
- 10.3 打合せ資料
- 10.4 収集資料リスト

第10章 添付資料

10.1 調査写真集

2013年10月22日（火）



インセプションレポートの説明



既設エリア設備状況調査
(No. 1～3 ユニットタービン室)



再利用予定設備
(No. 1～3 ユニット冷却塔下部)



再利用予定設備
(No. 1～3 ユニット循環水ポンプ室)



既設エリア設備状況調査
(No. 1～3 ユニット、ボイラー撤去済み)



既設エリア設備状況調査
(No. 4/5 ユニットボイラー側)



既設エリア設備状況調査
(No. 6/7 ユニット R&M/LE 工事中)



既設エリア設備状況調査
(貯炭場)



既設エリア設備状況調査
(No. 4/5 ユニット冷却塔)



No. 8/9 ユニット建設状況
(タービン建屋)



No. 8/9 ユニット建設状況
(No. 8 ボイラー)



灰捨場方面状況（南東方向）
（No. 8 ボイラー屋上より）



バラウニ南部 送電線状況（南西方向）
（No. 8 ボイラー屋上より）



No. 8/9 ユニット南側隣接地
（No. 8 ボイラー屋上より）



No. 8/9 ユニット集合煙突建設状況
（No. 8 ボイラー屋上より）



No. 9 ユニット ESP 建設状況
（No. 8 ボイラー屋上より）



No. 8/9 ユニット原水槽建設状況
(No. 8 ボイラー屋上より)



バーラト重電機社 建設事務所
(No. 8/9 主機メーカー)

2013年10月23日(水)



バラウニ火力発電所北部
変電所



情報収集状況
(バラウニ火力発電所北部変電所)



取水箇所付近状況
(ガンジス川)



取水箇所付近状況
(ガンジス川岸 内陸側の水溜め
写真奥にバラウニ火力発電所)

2013年10月24日（木）



No. 8/9 設計コンセプト確認調査
(No. 8/9 サイト駐在 STEAG 社)



No. 8/9 エリアと NH-31 間の
500m 離隔エリアの状況



No. 10 建設予定地付近状況
(No. 8/9 資機材置き場として使用中)



No. 10 建設予定地付近状況

2013年10月25日（金）



バラウニ火力発電所北部
NH-31 と交差鉄道踏切（単線）
（石炭搬送ルートと思われる）



バラウニ火力発電所 NH-31 からの入口付近
（門前町を形成）



No. 6/7 ユニット屋外開閉所



既設エリア北部送電線



居住エリア 倉庫群



情報収集実施状況
(バラウニ火力発電所・最終日)



サイト調査結果報告
(バラウニ火力発電所)

10.2 質問票

Data Required and Questions prior to Site Survey
(Study on Barauni Thermal Power Station (660 MW x 1) in Bihar)

No	Category	Data Required	Data Required status	Questions	Answer
1	Plant, Space, Layout	Space and layout of existing facilities plant Unit 1~9 including ash disposal area of Unit 8,9, railway and intake water pipe route	Collected		
		Space for plant Unit 10 including ash disposal area and intake water pipe route	Collected		
				Is there any place that needs worker residence except Central Control Room?	CWP pump yard, DM, Raw water treatment etc.
2	Meterology	Average, maximum and minimum air temperature of each month (past 10 years)	Collected		
		Monthly rainfall and rainfall intensity of each year (past 10 years)	Collected		
3	Geology & Topography	Topography map (Plant Unit 8~10 area, ash disposal area, intake water pipe route and surrounding area) with scale of 1/5,000~	Collected		
		Geological survey report (Plant Unit 8~10 area, ash disposal area, intake water pipe route and surrounding area)	Collected		
		Content of Zone-IV IS1893 that is mentioned in Detailed Proposal Report by NTPC in November 2010	Collected	Is there a kind of Ground acceleration for design of facilities?	Confirmed
4	Water Resource	Amount of available water resource for Plant Unit 10 and if any restriction of water intake from the river (Cooling water and Plant water)	Collected	Is there a volume range of water intake available between rainy and dry season?	There isn't volume range.
		Daily river flow data and the location of river gauging station (past 10 years)	Collected		
		Intake water quality pH, specific conductance, turbidity, colour, total iron (T-Fe) Mn, Chemical oxygen demand, Water hardness, Na, K, NH4, HCO3, SO4, Cl, NO3, NO2, CO2, SiO2, organic carbon	Collected		
		Average, maximum and minimum water temperature in the river of each month	Collected		
5	Coal Condition	Predicted Power Load Factor after COD of 660MW unit 10	Predicted Power Load Factor is 85-90%.		
		Coal Volume available for unit 10	Collected		
		Coal Accepting frequency to site and Volume per cargo	Collected		
		Element component (weight percent) of design coal (hygroscopic moisture, surface moisture, ash content, S, C, H, O, N)	Collected		
		Ash component (Na2O, SiO2, Al2O3, CaO, MgO, Fe2O3) in weight percent	Not Collected. But typical ash analysis data was collected.		
				According to DPR of 250MW, in regard to coal stockyard capacity. While page 51 requests 30 day capacity with 100% PLF, page 137 requests 15 day capacity with full load. Which is right for this study?	15 day is right.
				Is it possible to extend coal stockyard to west side where existing ash pond lies?	West side isn't available.
		Is it possible to apply silo storage to extend capacity of coal stockyard?	Moisture content of Coal may not permit for Silo storage.		
6	Supplement Fuel	Category of heavy oil (Need to warm up and pipe insulation)	Collected		
7	Water Intake	Water supply method from intake point to power plants (unit 6~9)	Collected		
		Dimensions of intake water channel or culvert	Collected	Is there a limit of velocity in the channel of water supply?	Confirmed
8	Tank Capacity	Capacity of existing demineralized water tank	Collected		
		Capacity of existing service water tank	Collected		
		Capacity of existing water tank for fire-fighting	Collected		

No	Category	Data Required	Data Required status	Questions	Answer
9	Condenser Cooling			According to DPR of 250MW (page 55), there is a description that power plant cooling is applied using cooling tower type. Even after the output increases up to 660 MW, is unit 10 also applied with cooling tower type?	Planned system is Induced Draft Cooling Tower.
10	Auxiliary Steam	Available Steam volume from neighboring unit 8/9 during start-up/waiting synchronization	Collected		
11	DeNOx			According to environmental regulation of Ministry of Environment & Forests (MoEF), coal fired power plant is not applied with Nox emission regulation. Is that actually true?	That is true. To be followed as per EIA Notification 2006 and Central Pollution Control Board Standards for Air Quality Parameters.
				Do you have an idea to install Selective Catalyst Reduction even though no regulation is applied? (If you need SCR, ammonia tank is required)	Not necessary.
12	Dust			According to DPR of 250MW(Page 37), "ESP specific collection area shall not be less than 200m ² /m ³ /sec at 100% BMCR." is shown. Please tell us what this part describes.	This part describes about ESP design concept. This is decided by fuel gas and ash content.
		Design concept of longitudinal and lateral dimensions of ESP for rough design.	Collected		
13	FGD			According to environmental regulation of MoEF and/or DPR of 250MW, FGD is regulated to install as future facility. Based on this, even in this study, is FGD treated in same manner?	This shall be prescribed by Ministry of Environment & Forest while giving Final Environmental Clearance to the Project based on the coal quality parameters.
				Should Gas Gas Heater (GGH) be alsoconsidered in line with FGD as future facility? In Japan, this is usually installed to avoid having smoke turned white after emitted from chimney.	(KEPCO explain about GGH system to BTPS and BSPGCL.)
				According to environmental regulation of MoEF, chimney with height of 275m is really required in case of 660MW necessary?	The minimum Chimney Height is to be formulated as per regulation of MoEF
14	Waste Water	Capacity of existing waste water treatment process	Collected		
		Capacity of baths of existing waste water treatment	Collected		
15	Ash Disposal	Amount of annual ash by Unit 6~9 to be operated	Collected		
		Regulation or requirements for design and operating of ash disposal area (e.g impermeability of ground)	Collected		
		Structural design of ash disposal area for Unit 10	Collected		
		Method of filling ash into ash disposal area for Unit 10 (e.g. method by slurry of mixed water and ash)	Collected		
		Planning of ash utilizing	Confirmed existing of cement plants around BTPS		
16	Instrument & Electrical	Requirements for electrical facilities regulated by Bihar/India Authorities such as - Oil Fence for transformer - Magnetic field, etc.	N/A		
		Single Line Diagram (SLD) of in-house circuits (>MV) and 110kV substation, 220kV substation for Barauni TPS (latest version) - Entire Bihar state area (110kV/220kV) SLD - Existing unit #5 (MV/110kV) SLD - Constructing unit #8	 SLD - (220kV,MV,DC,UPS, Emergency AC/Black start AC) - Plan of #10 as 20MWx1 base SLD - (220kV,MV,DC,UPS, Emergency AC/Black start AC) - Connected and/or future connect substations(110kV,220kV) SLD	Collected		
		Layout drawing of existing substations - #1-#7 110kV PS &SS - #8-#10 220kV PS & SS - Transmission lines route	Collected		
		Design documents, specifications and drawings (panels, three line, sequential diagrams, etc.) of 220kV bay expansion planning - For #8, #9, #10 - Transformers for local distribution (220kV/110kV)	Collected		
				Is insulation washing conducted during off-line? (Necessity of insulation washing device. If required, Insulation washing water storage tank is required.)	They are washed manually.
				Is connection terminal point to Generator Transformer and Start-up/Station Transformer already fixed?	Not decided
				Is local transformer extension already scheduled?	Not decided

No	Category	Data Required	Data Required status	Questions	Answer
17	Permits and approvals	EIA and environmental permits of existing facilities Unit 8/9	Now, re-writing new document due to laguration changing		
18	Related laws and regulations	Please submit the following environmental laws related thermal power plants. - Air quality (SO ₂ , NO ₂ , CO, O ₂ , soot and dust, suspended particulate matter, coarse particulates, etc.)	Collected		
		Water quality (pH, SS(suspended solids), BOD(biochemical oxygen demand) and COD(chemical oxygen demand), DO(dissolved oxygen), total nitrogen, total phosphorus, heavy metals, hydrocarbons, phenols, cyanogen compounds, mineral oils, water temperature, etc.)			
		Waste			
		Soil contamination			
		Noise and vibration			
		Subsidence			
		Odor			
		Sediment			
19	Monitoring	Monitoring data of existing facilities plant Unit 1 ~9 (construction stage and comercial operation) - Monitoring item - Monitoring data	Now, re-writing new document due to laguration changing		
20	Others	Situation of land use around the power plant site	Confirmed		
				For more details, please refer to the attached sheet about environmental and social considerations.	Confirmed

10.3 打合せ資料

10.3-1 キックオフミーティング資料

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

JICA Study on Barauni Thermal Power Station In Bihar

October 2013

Kyushu Electric Power Co., Inc.

 Kyushu Electric Power Co., Inc.

1

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Background
- Study Plan
- Survey Items

 Kyushu Electric Power Co., Inc.

2

Agenda

- Background
- Study Plan
- Survey Items

Background

Initial Plan

1 × 250MW using Subcritical Boiler

Advantage of

Supercritical(SC) and Ultra-Supercritical(USC) Boiler

- High Thermal Efficiency
- Low Environmental Impact

Purpose of Study

Initial Study for Construction of

1 × 660MW using SC coal-fired power plant

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Background
- Study Plan
- Survey Items

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Study Plan

	2013			2014
	October	November	December	January
Preparation	<input type="text"/>			
First site Survey	17 <input type="text"/>	1 <input type="text"/>		
Analysis Work in Japan		<input type="text"/>		
Second site Survey			15 <input type="text"/> 20	
Making Final Report			<input type="text"/>	
Submission of Report	▼ Ic/R		▼ Df/R	20 ▼ F/R

Agenda

- Background
- Study Plan
- Survey Items

Survey Items

Direction of Study

If a construction of 1 x 660MW is possible...

- Suggest **Layout** of 660 MW
- Suggest **Recommendations** for the Next FS

If a construction of 1 x 660MW is not possible...

- Clarify **Critical Matters**
- Recommend **Options** for Construction

Survey Items

For Suggestion Layout of the 660MW

- Check the planned site
- Determine the Configuration
- Check the possibility of reuse
- Assume an amount of coal required

Survey Items

Recommendations for the Next FS

- Project the layout draft onto available space
- Check the ash discharging area and plan for effective use of coal ash
- Check environmental considerations

Site Survey & Collected Information in Barauni TPS (22~25 October 2013)

Kyushu Electric Power Co., Inc.

Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity
- Cooling and industrial water
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- Coal
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- Survey on environmental and social considerations
- Special considerations

Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity
- Cooling and industrial water
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- Coal
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- Survey on environmental and social considerations
- Special considerations

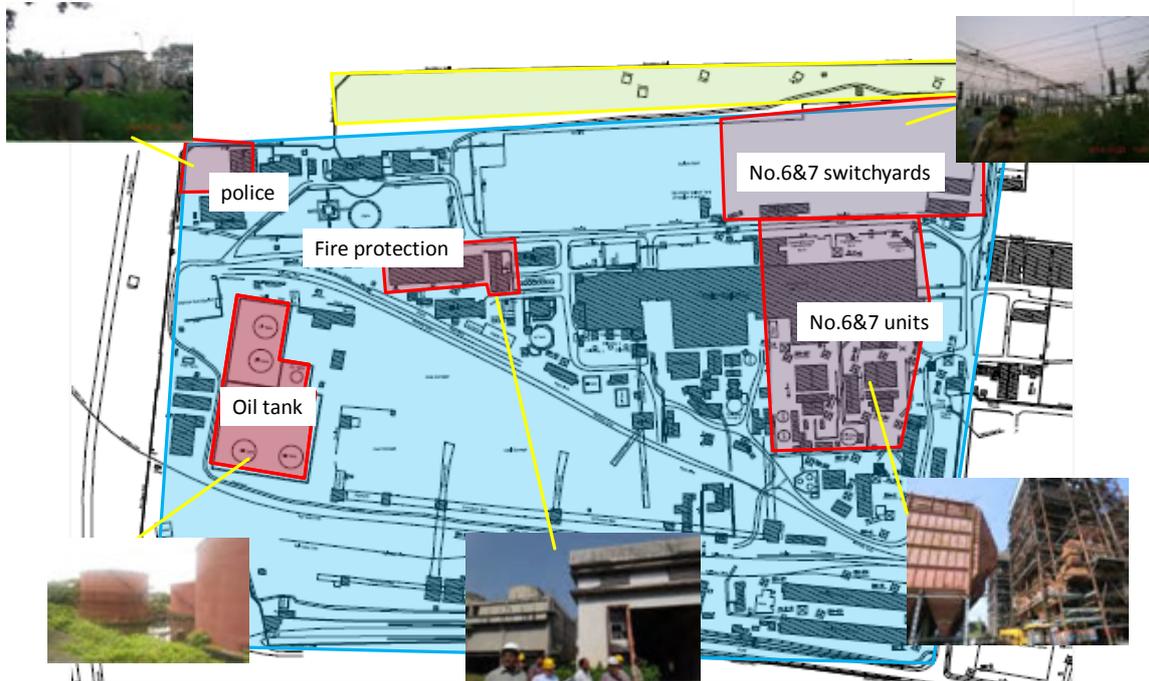
Confirming Available Space(whole) (1/5)



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Space for the SC 660 MW unit

Confirming Available Space(Existing) (2/5)



Kyushu Electric Power Co., Inc.

5

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Space for the SC 660 MW unit

Confirming Available Space(Residential) (3/5)



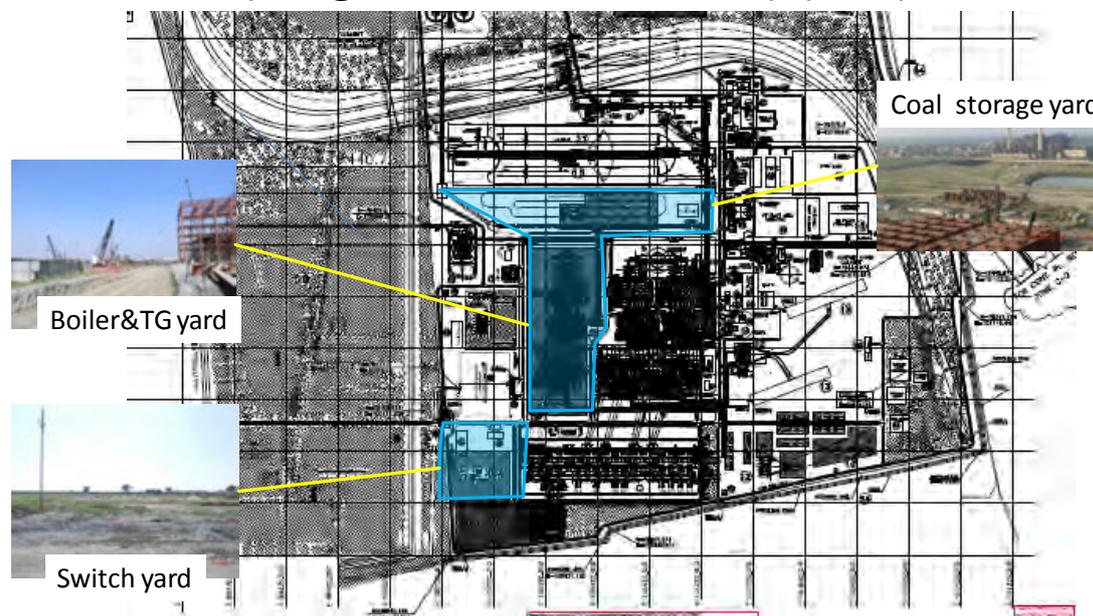
Kyushu Electric Power Co., Inc.

6

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Space for the SC 660 MW unit

Confirming Available Space (Original Planned Area) (4/5)



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Space for the SC 660 MW unit

Confirming available space(5/5)

Our Priority Order of Available spaces

based on site survey is ;

1. Original Planned Area
2. Residential Area
3. Existing Area

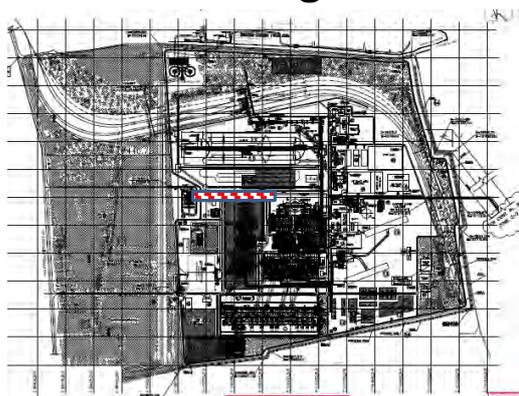
JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Space for the SC 660 MW unit

Confirming existence of obstructions

Confirmed the obstructions such as existing building equipment and road etc.

⇒ Planned Fly Ash transporting pipes routing overhead might be interfered for future



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- **Site condition of the SC 660 MW unit**
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity
- Cooling and industrial water
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- Coal
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- Survey on environmental and social considerations
- Special considerations

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Site conditions of the SC 660 MW unit

Meteorological data

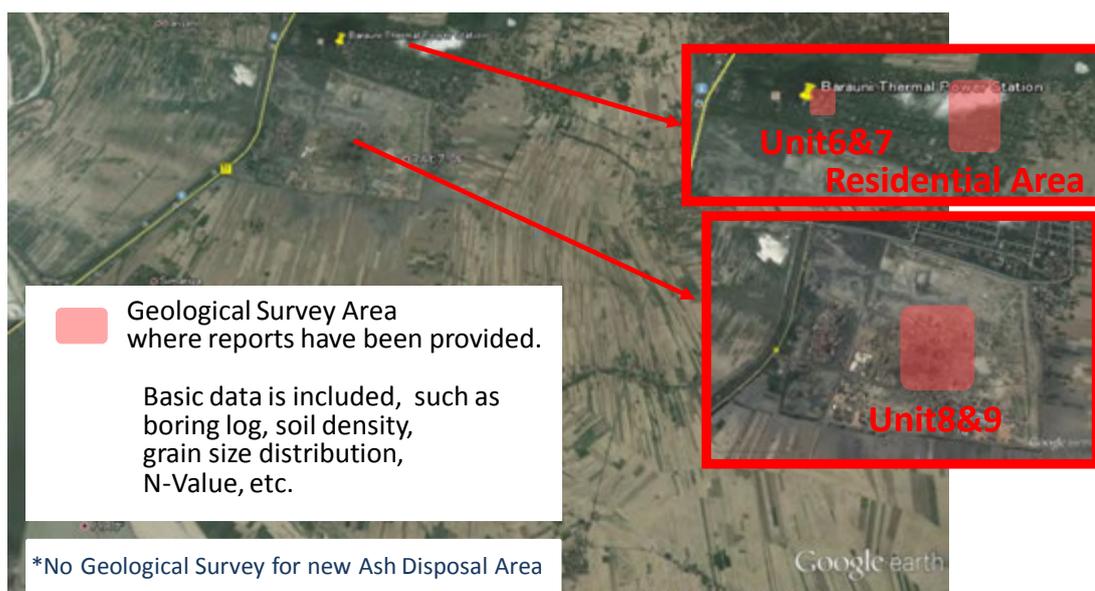
Collected monthly rainfall data of Bihar district for last 5 years

Collected monthly mean maximum & minimum temperature and monthly total rainfall data for 1901 - 2000

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Site conditions of the SC 660 MW unit

Topographical and Geological data



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- **Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity**
- Cooling and industrial water
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- Coal
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- Survey on environmental and social considerations
- Special considerations

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity

Collecting data and confirming condition

Collected existing equipment data

Confirmed existing equipment condition

⇒ No equipment can be reused for SC 660 MW unit

⇒ Every equipment will be constructed newly

Existing equipment condition



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

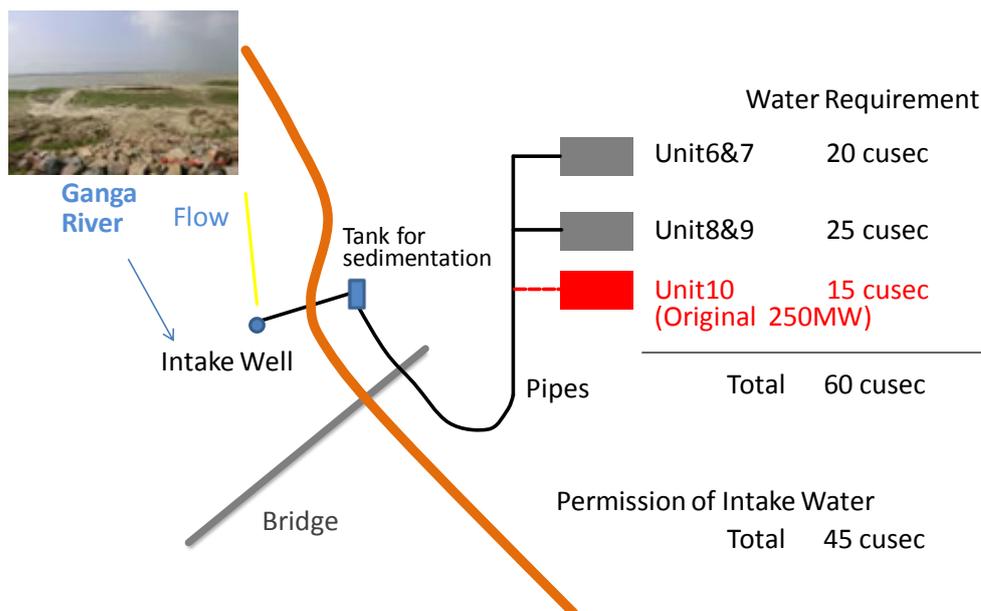
Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity
- **Cooling and industrial water**
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- Coal
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- Survey on environmental and social considerations
- Special considerations

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Cooling and industrial water

Confirming Amount of available water Water intake route to the power plant



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Cooling and industrial water

Collecting Quality of intake water

Collected GANGA water quality data

Constitute	Mg per liter
Calcium	108
Magnesium	45.8
Sodium	45.78
Potassium	10
Total Hardness	153.8
Carbonates	Nil
Bicarbonates	120.36
Chloride	59.22
Sulphate	30
Silica	10
Iron	0.19
pH Value	7.63 – 8.9
Turbidity	Up to 1000

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity
- Cooling and industrial water
- **Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit**
- Coal
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- Survey on environmental and social considerations
- Special considerations

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit

Presenting, Collecting and Confirming (1/2)

Presenting Outlined specification of main unit equipment

⇒ Presented advantage/disadvantage of SC

Collecting and confirming Types of equipment required to conform to environmental regulations

⇒

Item	Status
DeNOx	Not Required
FGD	Space Required for future installation
ESP	Collected Design Concept → analyze in office
Chimney	Confirmed its height of 275 m
Waste Water	Only Neutralization

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit

Presenting, Collecting and Confirming (2/2)

Collecting Turbine Building

⇒ Collected dimensions of turbine hall No.8/9

Presenting and Confirming Condenser Cooling type

⇒ Presented 3 types of Cooling Characteristics

(Natural Draft, Induced Draft and Direct intake Water)

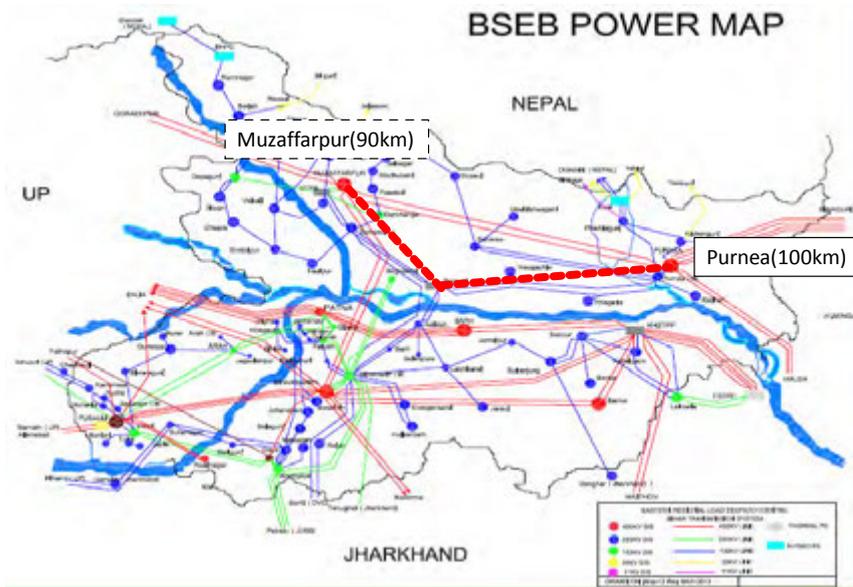
⇒ Keep Induced draft type, as planned

Confirming additional Chemical Availability

⇒ No problem

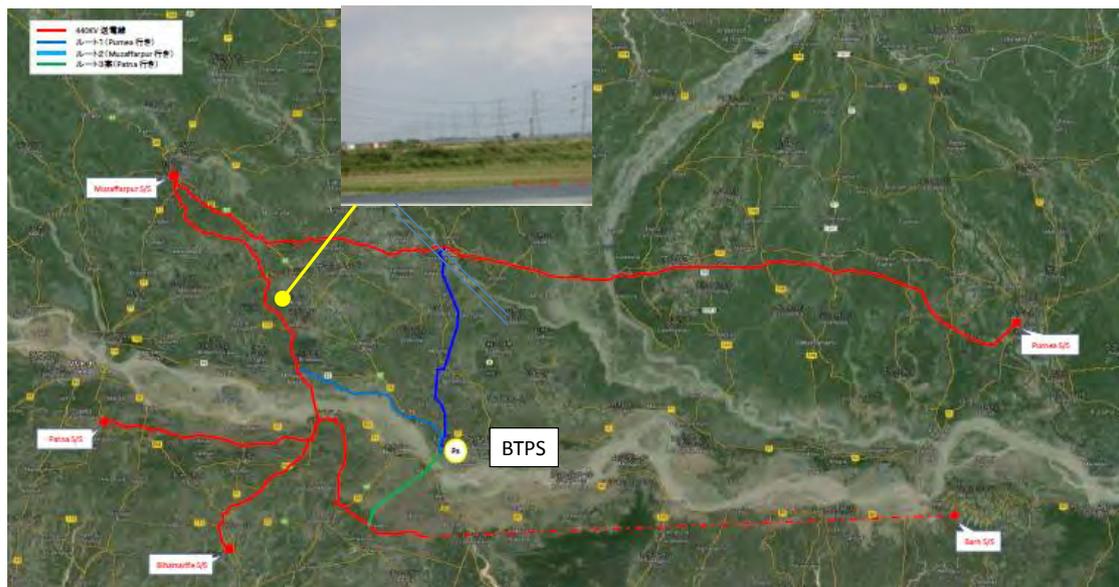
JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
Confirming Switchyard, transmission lines (1/3)
New 400kV Transmission Line



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

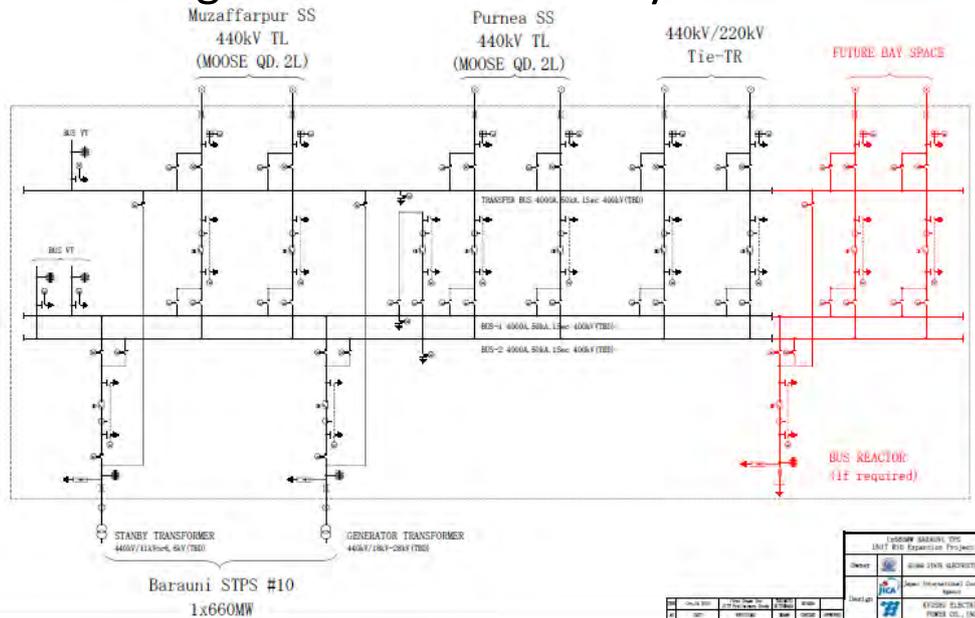
Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
Confirming Switchyard, transmission lines (2/3)
New 400kV Transmission Line



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit

Confirming Switchyard, transmission lines (2/3)
Single Line diagram of 400kV switchyard



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit

Confirming Ash disposal pond
planning for utilization of coal ash



(Land Acquisition : 496acres)

Rough Drawing of Ash Disposal Area

■ Amount of annual ash from Unit6-9 : 1.5million ton

■ Planning of 100% fly ash utilization within 4 years of plant commissioning



Utilization as materials of cement, brick

Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expansion
- Cooling and industrial water
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- **Coal**
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- Survey on environmental and social considerations
- Special considerations

Coal

Collecting data

Collecting Coal Property

- ⇒ Collected element content for design
- ⇒ Not available for future use at this moment

Collecting Coal Amount equivalent to new Output

- ⇒ Collected Predicted Power Load Factor, which make it possible to calculate necessary coal amount using new thermal efficiency

Coal unloading/accepting frequency

- ⇒ Collected, as 50 t x 60 wagons x 3 trains /day

Collecting Capacity of Coal Stockyard

- ⇒ Collected Design concept and Guideline

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Coal

Confirming Status coal procurement

Confirming Available Coal

⇒ Confirmed 1.5 million ton/annum required for 250 MW is already available from Mogma Mines

Confirming Additional procurement

⇒ Available

⇒ Confirmed Urma Paharitola coal block begins production around 2018
(reserved value : 700 million ton)

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

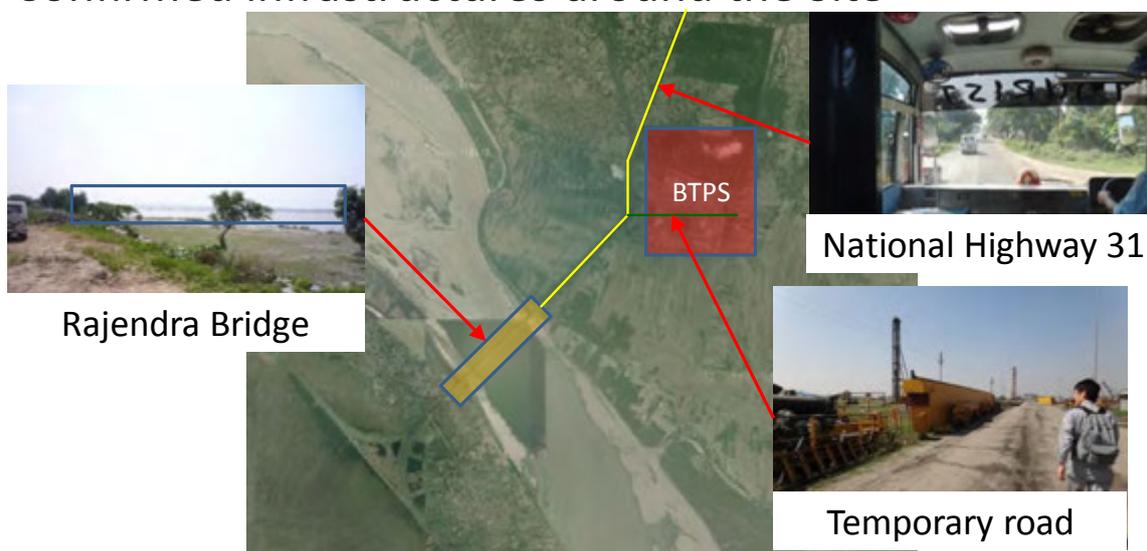
- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity
- Cooling and industrial water
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- Coal
- **Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment**
- Survey on environmental and social considerations
- Special considerations

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment

Confirming Status of establishment / development

Confirmed infrastructures around the Site



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity
- Cooling and industrial water
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- Coal
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- **Survey on environmental and social considerations**
- Special considerations

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey on environmental and social considerations

Confirming environmental and social considerations(1/3)**Confirmed Involuntary resettlement of inhabitants**

⇒ There are no involuntary resettlement of inhabitants, although worker's residential area might be moved to other area.

⇒ If ash disposal areas are insufficient to discharge ash of unit 10, it will require additional land acquisition.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey on environmental and social considerations

Confirming environmental and social considerations(2/3)**Confirmed Extraction of environmental impacts**

⇒ Conducted a questionnaire based on JICA's format

⇒ This project might have little influence on environmental and social impacts.

⇒ This project requires a Environmental Clearance from Ministry of Environment and Forests.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Survey on environmental and social considerations

Confirming environmental and social considerations(3/3)

Confirmed EIA procedure

⇒EC process in India is made up of the following phases:

- ① Submit EIA report
- ② Public hearing (within 45days)
- ③ Amendment of EIA
- ④ Appraisal of project (within 60days)
- ⑤ Grant or Rejection (within 45days)

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Space for the SC 660 MW unit
- Site condition of the SC 660 MW unit
- Possibility of reuse of the existing equipment, survey on the possibility of expanded capacity
- Cooling and industrial water
- Survey for preliminary planning of the SC 660 MW unit
- Coal
- Survey on transportation infrastructures of construction materials and equipment
- Survey on environmental and social considerations
- **Special considerations**

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Special considerations

Confirming Consistency of this project for
the higher program / policy

Confirmed Consistency as following

⇒ According to BSPGCL, if this project is feasible, it
will be planned as a policy of Bihar, and it will
apply to be included in the policy of the
Republic of India.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar



Thank you!

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar**Special Consideration about Gas Process system**

- FGD is Flue Gas Desulfuring (eliminate SOx)
- According to latest Environmental Regulation in India, FGD is regarded as future device.
- Our study Team keeps FGD for future installation. However, If you'd like to get **more compact layout**, you should consider total gas process system from initial stage, such as FGD, **GGH** and ESP devices.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar**Special Consideration about Gas Process system**

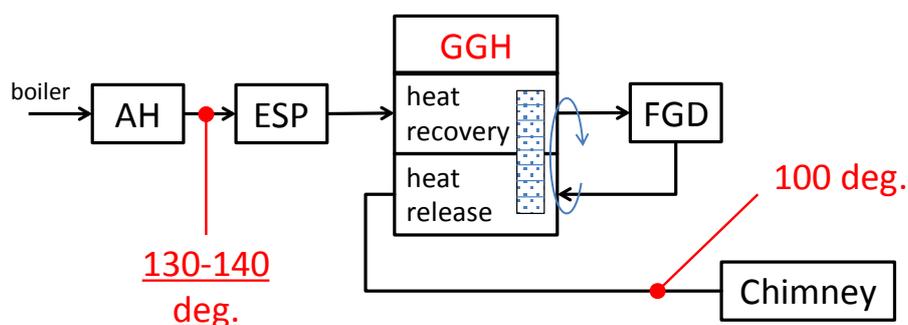
- What is GGH? → Gas Gas Hheater
To Reheat flue Gas up to around 100 degree before entering into chimney, which helps you ...
 - ✓ Avoid turning flue gas white
(In Japan, Local resident regards white steam gas as harmful one.)
 - ✓ Avoid low temperature erosion inside chimney
 - ✓ Enhance diffusion effect of emitted gas

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Special Consideration about Gas Process system

Flue Gas Processing Flow

➤ Conventional System (i.e. Reihoku No.1)



- ✓ GGH is combined with Heat recovery and Release, similar to Air Heater (**Regenerative Rotary type**).
- ✓ This ESP type is called as "**Low Temperature ESP**".

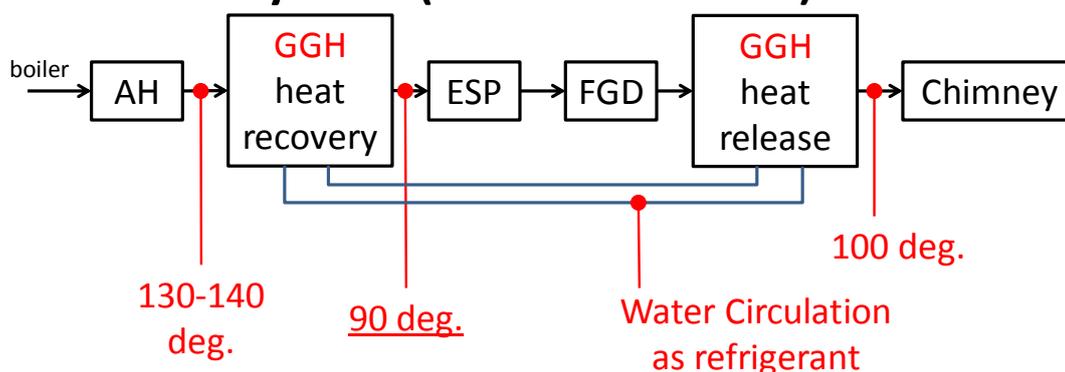
Kyushu Electric Power Co., Inc.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Special Consideration about Gas Process system

Flue Gas Processing Flow

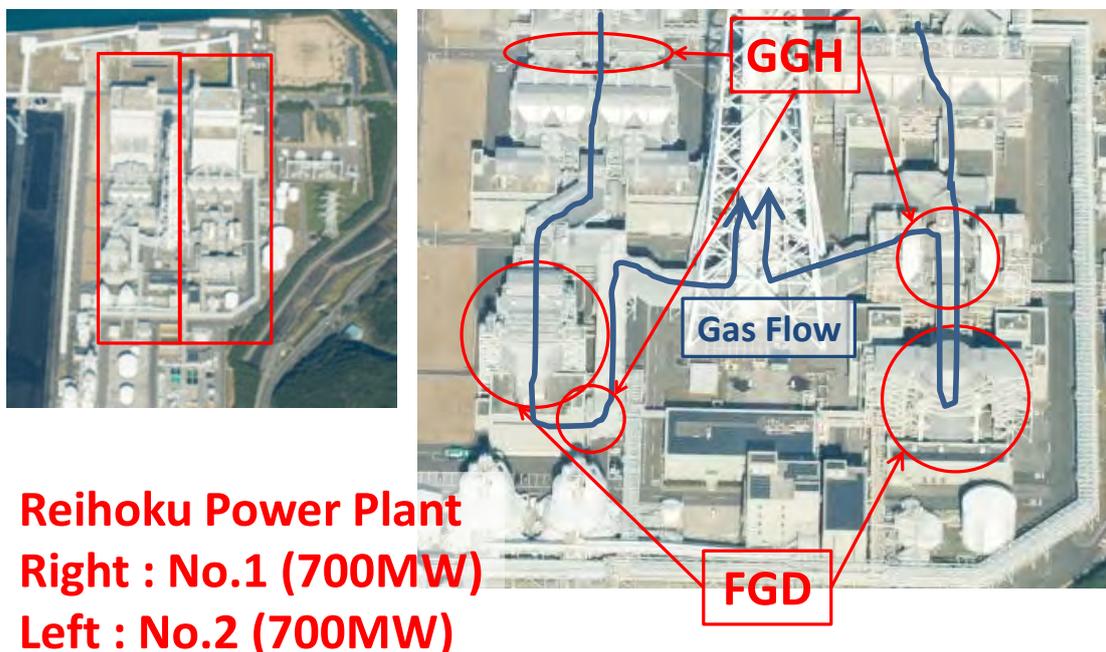
➤ Latest system (i.e. Reihoku No.2)



- ✓ GGH is separated into Heat recovery and Release. (**No Leak type**)
- ✓ This ESP type is called as "**Low Low Temp. ESP**".

Kyushu Electric Power Co., Inc.

Special Consideration about Gas Process system



Reihoku Power Plant
Right : No.1 (700MW)
Left : No.2 (700MW)

Special Consideration about Gas Process system

- **Advantage of “No Leak GGH” compared with “Regenerative Rotary GGH”**
 - ✓ **High Layout Flexibility**
 - ✓ Once through flow, namely, unprocessed gas cannot intrude into processed gas.
 - You can meet strict environmental regulation.
- **Disadvantage of “No Leak GGH” compared with “Regenerative Rotary GGH”**
 - ✓ Auxiliary water circulation is needed
 - ✓ **Impossible Partial Installation with FGD and ESP**

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar**Special Consideration about Gas Process system**

- **Advantage of “Low Low Temp. ESP” compared with “Low temp. ESP”**
 - ✓ **More Compact , Short Length**
 - ✓ Smaller Induced Draft Fan
 - ✓ High Collecting Performance
- **Disadvantage of “Low Low Temp. ESP” compared with “Low Temp. ESP”**
 - ✓ **Impossible Partial Installation with FGD and GGH**
 - ✓ Lower Collecting Performance (than above type)

 Kyushu Electric Power Co., Inc.**JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar****Special Consideration about Gas Process system**

- **Steps to be taken on this study**
 - ✓ Our Team will arrange 2 models of combined layout with FGD and other devices in Final Report.
 - 1 Only Low Temp. ESP (**Rotary Regenerative GGH + FGD , space only prepared**)
 - 2 **No Leak GGH + Low Low Temp. ESP + FGD from initial stage**
 - ✓ You decide basic concept out of above 2 ideas for next feasibility study.

 Kyushu Electric Power Co., Inc.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar



Summary about Draft Final Report

December 16, 2013

Agenda

- Overview of First Site Survey
- Candidate Site for Construction of 660MW Unit
- Design Condition and Specification of 660MW Unit
- Comparison with Layout Plans
- Recommendations for Next Feasibility Study
- Advantage of USC as compared with SC

Agenda

- Overview of First Site Survey
- Candidate Site for Construction of 660MW Unit
- Design Condition and Specification of 660MW Unit
- Comparison with Layout Plans
- Recommendations for Next Feasibility Study
- Advantage of USC as compared with SC

Overview of First Site Survey

Schedule of First Site Survey

October 17, 2013 ~ November 1, 2013

Visited Places at First Site Survey

- Bihar Power Generating Co., Ltd.
- Bihar Power Transmission Co., Ltd.
- Barauni Thermal Power Station
- Begusarai Substaion

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Overview of First Site Survey



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Overview of First Site Survey

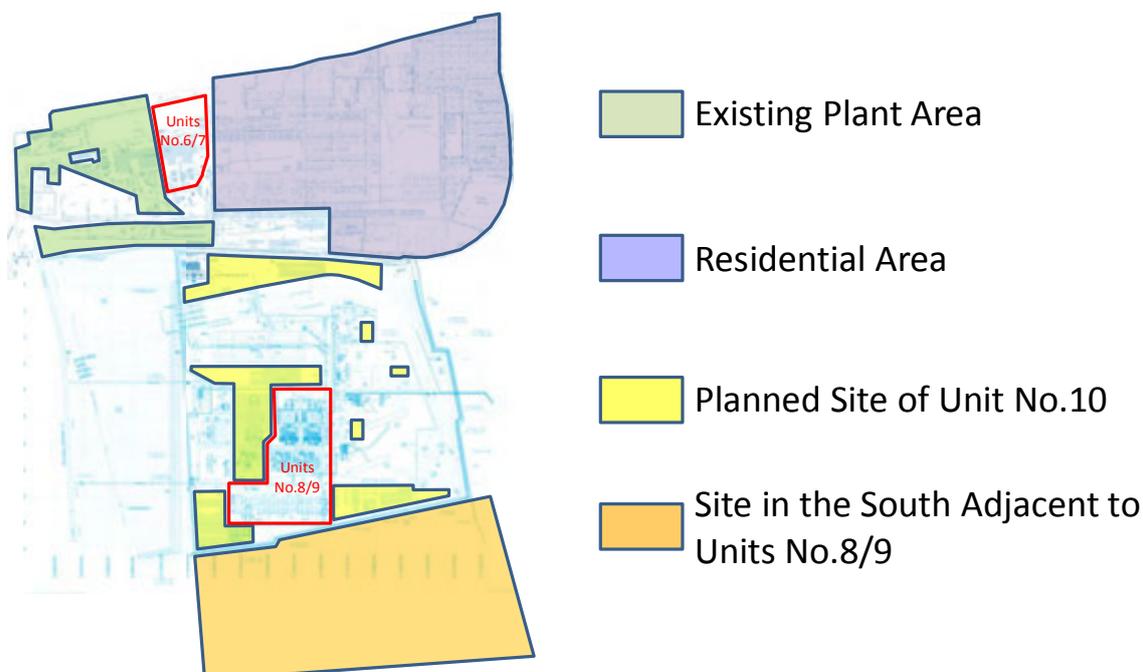
Main Survey Items

- Available Area for Construction of 660MW Unit
- Site Condition of Barauni TPS
- Infrastructure Condition of Possibility for 660 MW Unit
- Environmental and Social Considerations

Agenda

- Overview of First Site Survey
- Candidate Site for Construction of 660MW Unit
- Design Condition and Specification of 660MW Unit
- Comparison with Layout Plans
- Recommendations for Next Feasibility Study
- Advantage of USC as compared with SC

Candidate Site for Construction of 660MW Unit



Candidate Site for Construction of 660MW Unit



Every Area fulfills following Essential Conditions

- Appropriateness of Foundation Ground (Based on reports of Units No.6-9 and Residential Area)
- Availability of Coal Supply
- Availability of Water Supply
- Connection for Evacuation

etc.

These Sites are selected as Candidate Site for Construction of 660MW Unit in this Study

Agenda

- Overview of First Site Survey
- Candidate Site for Construction of 660MW Unit
- Design Condition and Specification of 660MW Unit
- Comparison with Layout Plans
- Recommendations for Next Feasibility Study
- Advantage of USC as compared with SC

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Design Condition and Specification of 660 MW Unit

Assumption of Performance Condition

Item	Parameters
Boiler Efficiency	85 %
Turbine Heat Rate	1,850 kcal/kWh
Thermal Efficiency	39.5 %
Plant Load Factor	85-90 %

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Design Condition and Specification of 660 MW Unit

Assumption of Steam Condition

Item	Parameters
Main Steam Temp.	566 °C
Reheat Steam Temp.	593 °C
Main Steam Pressure	24.2 MPa

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Design Condition and Specification of 660 MW Unit

Assumption of Coal Properties

Item	Design Coal	Worst Coal
GHV	3,300 kcal/kg	3,100 kcal/kg
Fixed Carbon	29.7 %	29.4 %
Volatile Matter	17.7 %	20.6 %
Ash	44.6 %	40.0 %
Total Moisture	8.0 %	10.0 %

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Design Condition and Specification of 660 MW Unit

Design Condition related Environmental Regulation

Item	Regulation in India	IFC EHC Guidelines	This Study	
Particulate Matter Emission	150 mg/Nm ³ (210 MW or more)	50 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³	
Sulfur Oxides	Stack Height	275 m	N/A	275 m
	Density	N/A	200 – 850 mg/Nm ³	←
Nitrogen Oxides	FGD*1	Reserve future space	N/A (if necessary)	India : Reserve Future Space Japan : Installed
	Density	N/A	510 mg/Nm ³	←
Nitrogen Oxides	SCR*2	N/A	N/A (if necessary)	India : No installed Japan : Reserve Future Space

* 1 Flue Gas De-sulfuring * 2 Selective Catalytic Reduction

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Design Condition and Specification of 660 MW Unit

Main BOP Size

Item	Size	Design Concept
Coal Storage Yard	619 m x 48 m	15 days Coal
Coal Storage Silo	260 m x 115 m	15 days Coal
Raw Water Reservoir (in the Plant Area)	100 m x 160 m	1 day Water
Waste Water Treatment Plant	100 m x 85 m	Including FGD Effluent Treatment
Switchyard	169 m x 100 m	GIS Type

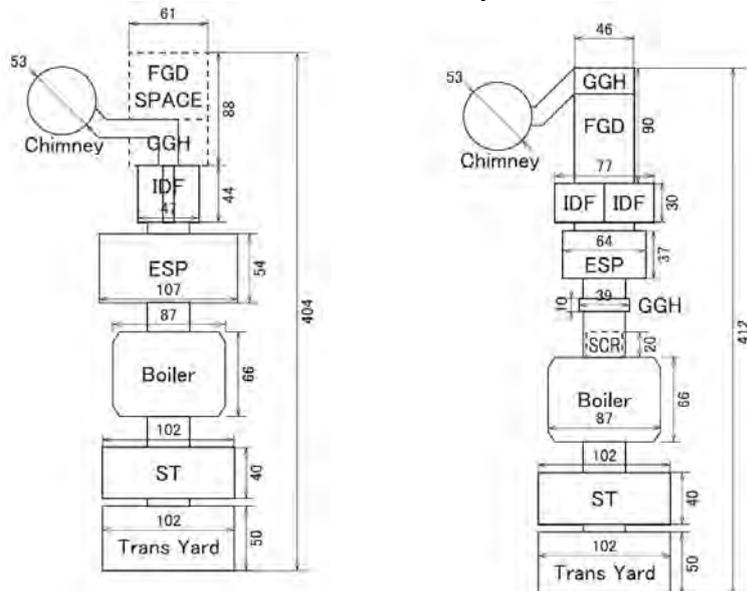
JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Overview of First Site Survey
- Candidate Site for Construction of 660MW Unit
- Design Condition and Specification of 660MW Unit
- **Comparison with Layout Plans**
- Recommendations for Next Feasibility Study
- Advantage of USC as compared with SC

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans Layout Plans between India and Japan



Typical Plan in India

Typical Plan in Japan

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans

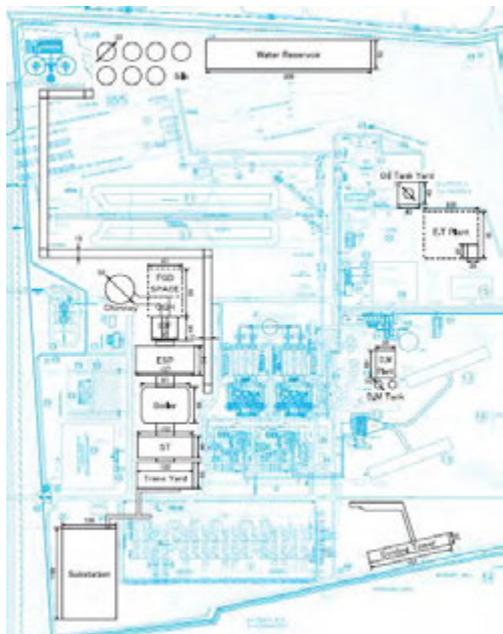
Case Study

	Selection of Candidate Site	Typical Configuration of Plant
Case1	Planned Site of Unit No.10	India
Case2	Planned Site of Unit No.10	Japan
Case3	Residential Area	India and Japan
Case4	Existing Plant Area	India
Case5	Site in the South Adjacent to Units No.8/9	India and Japan

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans

Case1 Planned Site of Unit No.10 with Indian Configuration



Results of Study

Construction of a 660 MW SC Plant is **Possible**

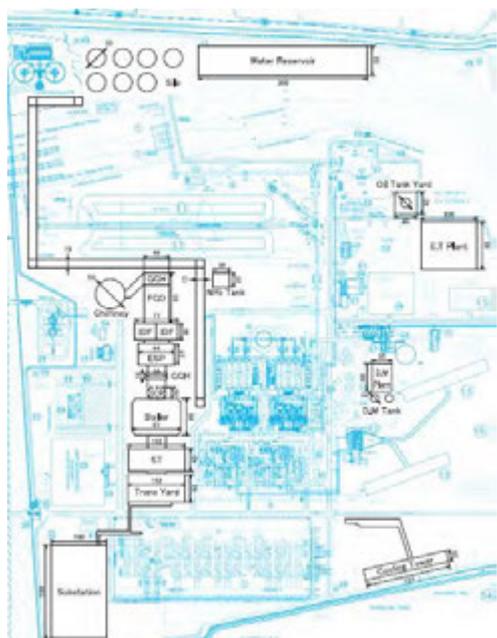
Feature of Case1

- Using Planned Coal Storage Area
- Adoption of Coal Silos for 15 days coal storage

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans

Case2 Planned Site of Unit No.10 with Japanese Configuration



Results of Study

Construction of a 660 MW SC Plant is **Possible**

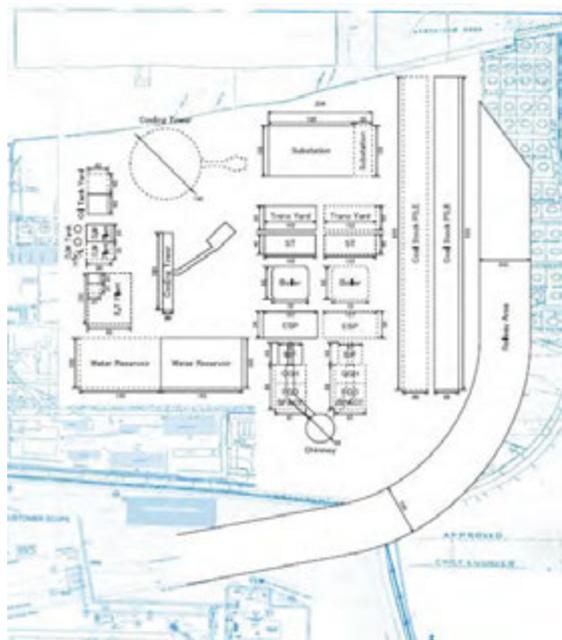
Feature of Case2

- Using Planned Coal Storage Area
- Adoption of Coal Silos for 15 days coal storage
- Adoption of FGD and SCR for strict environmental requirement

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans

Case3 Residential Area with Indian Configuration



Results of Study

Construction of a 660 MW SC Plant is **Possible**

Feature of Case3

- Possibility of Future Extension
- Located Transmission Facility in Northern side
- Demolition of Residential Area

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans

Case4 Existing Plant Area with Indian Configuration



Results of Study

Construction of a 660 MW SC Plant is **Not Possible**

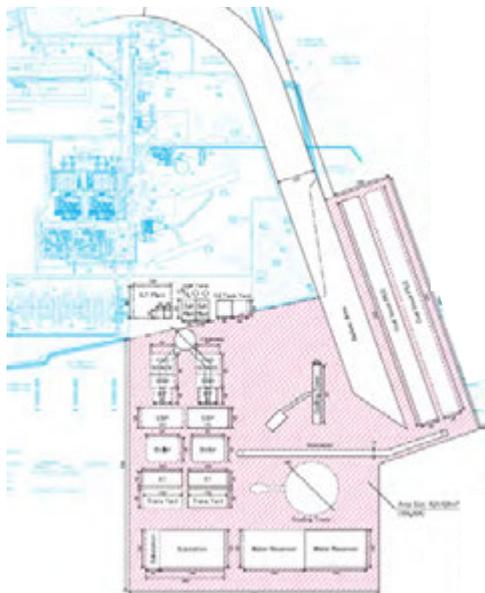
Reason of Not Possible

No Coal Storage Yard for a 660MW SC Unit in place of that for Units No.6/7

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans

Case5 Site in the South Adjacent to Units No.8/9 with Indian Configuration



Results of Study

Construction of a 660 MW SC Plant is **Possible**

Feature of Case5

- Possibility of Future Extension
- Acquisition Additional Land for Construction

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans

Comparison with Each Cases

	Item	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5
Conclusion	Possibility of 660 MW SC	Possible	Possible	Possible	Not Possible	Possible
Future Extension	Possibility of Extension	C	C	A	-	A
Easy Construction	Laydown Area Space for Work	C	C	A	-	A
Easy Maintenance						
Shorter Lead Time up to COD	Necessity Additional Land	A	A	B Residential Area	-	C
	Transfer Resident	A	A	C	-	A

LEGEND : A : Good, B : Neutral, C : Not Good

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Comparison with Layout Plans

Comparison with Each Cases

	Item	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5
Shorter Lead Time up to COD	Scrap Existing Facilities	A	A	C	-	A
	Necessity of Development Land prior to Construction	A	A	C	-	C
Low Construction Expense	Cost of Facilities	B Coal Silo	C Coal Silo/FGD	B Scrap residential area	-	A
	Extension Railway	A	A	C	-	C
	Distance of Ash Transport	B	B	C	-	A
Environment	FGD / SCR Installed	C	A	C	-	C

LEGEND : A : Good, B : Neutral, C : Not Good

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Agenda

- Overview of First Site Survey
- Candidate Site for Construction of 660MW Unit
- Design Condition and Specification of 660MW Unit
- Comparison with Layout Plans
- Recommendations for Next Feasibility Study
- Advantage of USC as compared with SC

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Recommendations for Next Feasibility Study

Indian Side Matter

- Selection of the Optimal Site
- Selection of the Optimal Plant Configuration
- Securing of Additional Land (if necessary)
- Securing of Additional Clearance of Consumptive Water from the Ganges River
- Acquirement Additional Coal Linkage
- Confirmation of the Plan on 400 kV Transmission Lines

Etc.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Recommendations for Next Feasibility Study

Consultant's Side Matter (1/2)

- Optimization of Equipment Layout in Each Site
- Confirmation of the Plan on Substation for 660 MW Unit
- Geological Survey at the Site of Main Facilities
- Arrangement of Water Intake Plan considering Pump Numbers and Capacity of Existing Pumps (Units No.6-9)

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Recommendations for Next Feasibility Study

Consultant's Side Matter (2/2)

- Confirmation of Ash Disposal Plan considering
Countermeasures for Impermeability of Ash Disposal Area
 - Confirmation of Prospect about Ash Utilization
 - Confirmation of Transport Route for Equipment
 - Confirmation of Construction Method
 - Consideration of the Project Implementation Schedule
- Etc.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Recommendations for Next Feasibility Study

Environmental and Social Considerations

- Comply not only Indian Environmental Regulation, but also
Global Standard
 - Necessity Assessment for Site Acquisition
 - Consideration of Environmental Mitigation Plan
- Etc.

Agenda

- Overview of First Site Survey
- Candidate Site for Construction of 660MW Unit
- Design Condition and Specification of 660MW Unit
- Comparison with Layout Plans
- Recommendations for Next Feasibility Study
- Advantage of USC as compared with SC

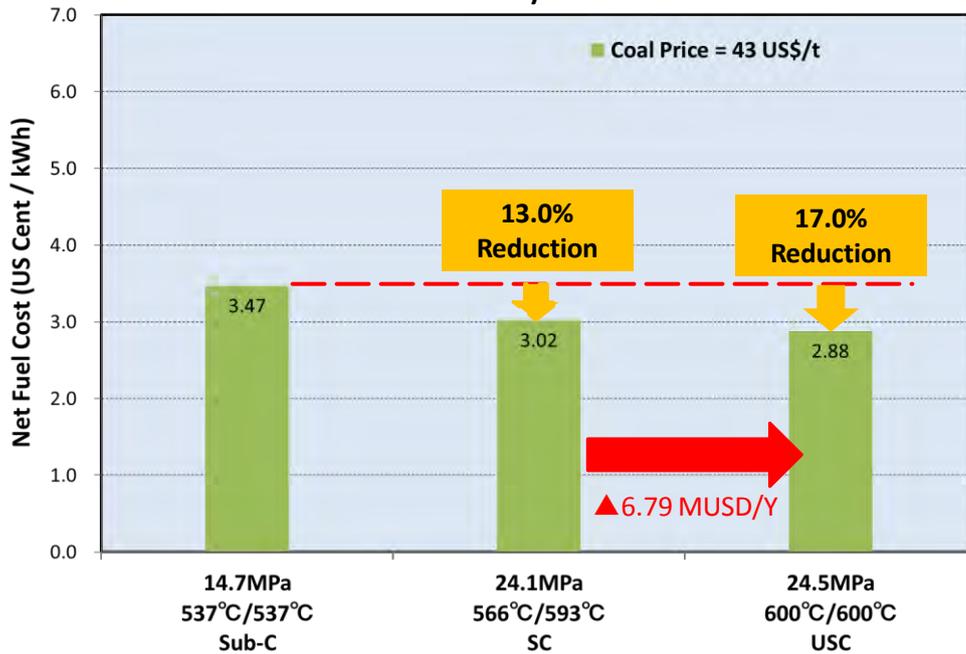
Advantage of USC as compared with SC

Comparison of Selected Parameters on each Type

		250 MW Sub-C	660 MW SC	660MW USC
Steam Condition		14.7 MPa 537 / 537 °C	24.2 MPa 566 / 593°C	24.2MPa 593 / 593°C
Gross Thermal Efficiency		34.4%	39.5%	41.2%
	Boiler	Unknown	85%*1	85%*1
	Turbine	Unknown	1,850 kcal/kWh*2	1,772 kcal/kWh*3
Source		No.10 DPR	*1 Typical Record in India *2 Standard Technical Features of India	*1 Typical Record in India *3 Kyushu's Record

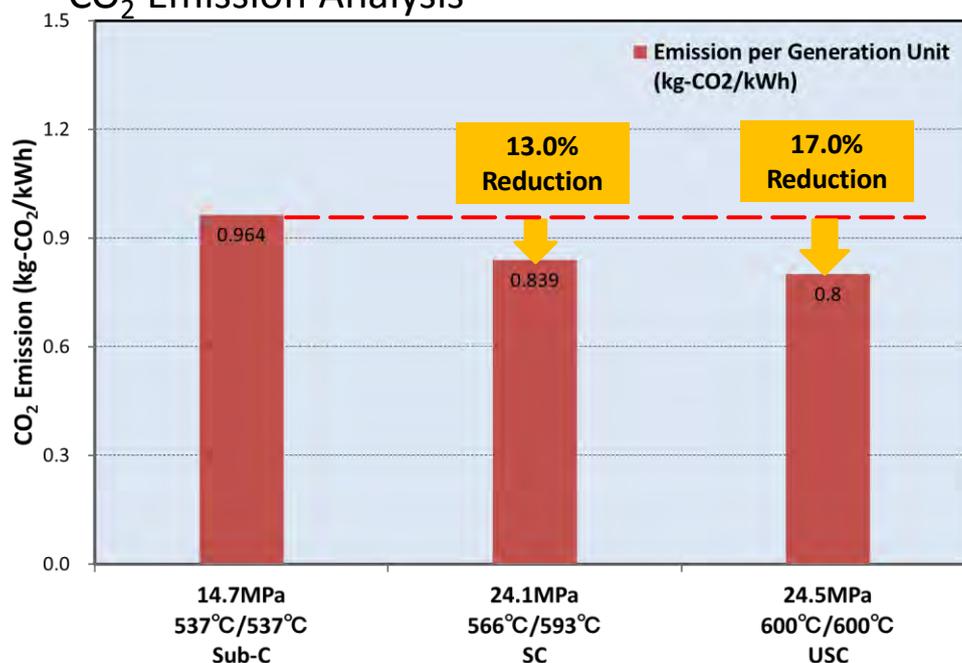
JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Advantage of USC as compared with SC Fuel Cost Reduction Analysis



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Advantage of USC as compared with SC CO₂ Emission Analysis



JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Advantage of USC as compared with SC

Conclusion (Introduction of USC)

- ✓ USC can get more Advantage in Fuel Cost than SC, if Fuel Cost goes higher over future.
- ✓ USC can get less Environmental Load by reducing CO2 Emission than SC.
- ✓ USC Technology (i.e. Design and/or Maintenance) in Japan is well-developed.



No need to wait for Developing USC Technology in India

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar

Conclusion

- 660 MW SC Construction is Possible.
- Detail Design should be conducted in Next FS.
- USC Technology can be favorably adopted in India even now if Developed Technology in Japan is introduced.

JICA Study on Barauni Thermal Power Station in Bihar



Thank you!

10.3-5 面談録

(1) 第1次現地調査

日時：	2013年10月18日（金）11:00～13:20	
場所：	JICA インド事務所（デリー）	
出席者	BSPHCL	Er. Kagesh Chaudhary
	JICA インド事務所	市口次長 大沼調査役 Shashi Khanna
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>バラウニ火力発電所 No. 10 ユニットに関する情報提供が行われた。 主な内容は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 現在の No. 10 ユニット建設予定地は建設中の No. 8/9 ユニット西側エリア（すぐ横）。 ➤ No. 8/9 ユニット（250 MW x 2）と No. 10 ユニット（250 MW x 1）合計の 750MW については送電系統との連系の許認可を取得済み。No. 10 ユニットの 660 MW へ変更すると別途申請が必要。 ➤ 660MW の送電電圧は CEA 基準により 400 kV とする必要があり（250 MW は 220 kV でよい）、開閉所のスペースを現在の計画より広げる必要がある。 ➤ 開閉所を GIS 化してスペースを狭くする方法もある。 ➤ 発電所が保有すべき必要な貯炭量は 15 日分。現在計画中の貯炭場を動かすことは可能であるが、サイト西側に NH-31 があり、MoEF の規定により道路のセンターラインより発電所を 500 m 離す必要があるため、サイト西側の土地利用は不可。 ➤ 貯炭スペースを狭くするためにサイロ方式を提案したところ、関心ありとのコメントあり。 ➤ CEA 等の規制がいろいろあるものの、日本側より新たな技術の提案があれば対応可能な場合もあるので、色々提案をいただきたいとのコメントあり。 <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年10月18日（金）14:00～15:30	
場所：	STEAG Energy Services Pvt, Ltd（デリー）	
出席者	STEAG	K D Paul Sandeep Asthana Sandip Kr. Babu 他2名
	Bihar State Power (Holding) Company Ltd	Er. Kagesh Chaudhary
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>バラウニ火力発電所のNo. 8/9ユニット建設工事のコンサルティングを請け負っているSTEAG社を訪問し情報収集を実施した。No. 8/9ユニットの担当者も出席しており最新のプロットプランを確認できた。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 運転に必要な水源の確保は660 MWに変更になっても追加で可能である。 ➤ No. 10ユニット建設予定地西側の“Raw Water Reservoir”は河川より取水できないときの非常用貯水地であり、660 MWにするなら拡張する必要あり。 ➤ 660MW超臨界圧設備をNo. 10ユニット予定地内に建設すると、野積み貯炭場の場合、貯炭量が不足する。垂直方向に貯炭量を確保するためにサイロ方式の導入に関しては、インド国内炭では難しいと想定しており計画はしていない。 ➤ サイトの東側は農地が広がっており、住民の反対等もある可能性もあるが、土地の買収は比較的簡単に行えると想定される。 ➤ 660 MW超臨界圧設備を設置する場合は、No. 10ユニット予定地より東側エリアに単独で建設した方が、スペース的に無理がないと考えられる。 <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年10月21日（月）11:00～13:00	
場所：	BSPGCL（パトナ）	
出席者	BSPGCL	Anand Kishor 取締役 他8名
	IL&FS Energy Development Company Limited	Shubhang Nandan（EIA関係のコンサル会社）
	JICA インド事務所	大沼調査役 Shashi Khanna
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>バラウニ火力発電所の調査計画及び九州電力の概要説明を実施し、意見交換を行った。</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 660MW 超臨界圧設備に必要なスペースについて当社峇北発電所の写真や図を用いて説明を実施した。 ▶ 今回の調査結果を踏まえて、今後 FS 調査を行う場合、調査期間は1～2年程度になると思われる旨回答した。 ▶ 当社の発電設備容量、供給エリア、海外 IPP 展開状況及び日本の原子力発電所の状況について意見交換を実施した。 <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年10月22日（火）10:00～13:00	
場所：	バラウニ火力発電所	
出席者	バラウニ火力発電所	A. K. Shrivastava 発電所長 A. K. Jha K. N. Jha V. B. Dwivedi K. K. Shrivastava
	JICA インド事務所	大沼調査役
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>バラウニ火力発電所を訪問し、キックオフミーティングを実施した。今回調査の情報収集内容や九州電力の概要の説明を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 発電所長より、調査に対する謝辞が述べられた後、ビハール州における貧困の状況、本プロジェクトの必要性などの説明を受けた。また、現状のバラウニ発電所全体の利用可能エリアの概略説明が行われた。 ▶ 今回の調査の目的、内容、スケジュール等について説明した。今回の調査において必要情報を聴取した後、12月に再度訪問し、660 MW 超臨界圧設備のレイアウトプランの説明を行うことを説明した。 ▶ 発電所長より現場の案内を受け、利用可能エリア、再利用予定設備、居住エリア、の説明を受けた。 <p>同日午後より、当方より事前に回答を求めていた質問票に基づき、発電所員へ面談形式にて情報収集を実施した。</p> <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年10月25日（金）16:30～17:30	
場所：	バラウニ火力発電所	
出席者	バラウニ火力発電所	A. K. Shrivastava 発電所長 A. K. Jha K. N. Jha V. B. Dwivedi K. K. Shrivastava
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>10月22日午後～10月25日午前までの調査結果について報告した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 発電所長より、今回の調査に対する謝辞を受けた。 ➤ 当方より、今回の調査において、発電所員が調査に非常に協力的で、当方が求める確認事項は、ほぼ聴取できたことを報告した。 ➤ 今回の調査で得られた内容について、使用可能エリアを中心に概略説明した。 ➤ 今回発電所で聴取できなかった事項は、発電所員及び現地 STEAG 社員がパトナ本社と STEAG 社（デリー）へ回答の準備を依頼しており、後日訪問し収集する予定。 <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年10月28日（月）11:30～13:30	
場所：	BSPGCL/BSPTCL（パトナ）	
出席者	BSPGCL	Rajan Prascel Brajesh Kumar
	BSPGTL	Gautam Kumar Choubey
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>パトナ本部を訪問し引き続き情報収集を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 当方より、今回の調査において、発電所員が調査に非常に協力的で、当方の質問事項をほぼ聴取できたことに対して謝意を述べた。 ➤ 今回の調査で得られた内容について、使用可能エリアを中心に概略説明した。 ➤ 発電所でデータを取得できていなかった、送電線系統図、エリアマップ、既設ユニットの環境影響調査等のデータを入手した。 <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年10月30日（水）10:00～11:30	
場所：	BSPGCL（パトナ）	
出席者	BSPGCL	KAP Singh Rajan Prascel Brajesh Kumar 他2名
	JICA 南アジア部	立川氏
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>ラップアップミーティングを開催し、バラウニ火力発電所及び BSPGCL で調査した結果を報告した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 今回バラウニ火力発電所で得られた内容について、使用可能エリアを中心に概略説明した。 ➤ バラウニ火力発電所及びビハール州発電公社／送電公社で得られた調査結果を報告した。 ➤ 日本で採用されている設備レイアウトをよりコンパクトにする優れた排ガス処理システム（低低温 ESP、ノンリーク式ガスヒータ）に関する紹介を行った。 <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年10月31日（水）11:30～14:00	
場所：	STEAG Energy Services Pvt, Ltd（デリー）	
出席者	STEAG	K D Paul Sandeep Asthana Sandip Kr. Babu 他2名
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>バラウニ火力発電所においてレジデンスエンジニアの協力が得られたことに謝辞を述べ、現地で収集できなかった情報を追加入手した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 今回バラウニ火力発電所で得られた内容について、使用可能エリアを中心に概略説明した。 ➤ バラウニ火力発電所及びビハール州発電公社／送電公社で得られたデータを概略説明した。 ➤ STEAG社は、現在No. 8/9ユニットの建設が遅れており、今回No. 10ユニットの建設エリアとして、BSPGCL提案のオリジナルプラン（No. 10ユニット予定地）に建設すると計画同士が干渉し合う可能性があり、共に運開が遅くなることを懸念していた。 ➤ STEAG社より、上記の観点及び将来的な拡張（660 MW x 2）を考慮して、南側隣接地（現在は農地）を取得して建設したほうが良いと助言を受けた。 ➤ バラウニ火力発電所で未収集となっていた事項（発電所敷地境界離隔基準、No. 6～10ユニット用新設灰捨場の構造）について確認した。 <p style="text-align: right;">以 上</p>		

(2) 第2次現地調査

面談録

日時：	2013年12月16日（月）14:30～17:30	
場所：	BSPGCL（パトナ）	
出席者	BSPGCL	Ananda Kishor 取締役 KAP Snigh Rajan Prascel S Ahmad Rajeev Kumar Singh Brajesh Kumar
	IL&FS Energy Development Company Limited	Shubhang Nandan
	JICA 南アジア部	立川氏、和田氏
	JICA インド事務所	Shashi Khanna
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>事前に提出したドラフトファイナルレポートを説明した。要点は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ バラウニ火力発電所に 660MW 級の超臨界圧式ユニットを建設することは可能。 ➤ 今回は建設可能性調査であり、詳細設計は FS で実施する。 ➤ 日本では超々臨界圧設備は成熟した技術であり、インドでも導入は十分に可能。 ➤ 当初 BSPGCL は、ケース 1、ケース 2 を選定したいとの意見だったが、候補地点の選定は後日行うこととなった。 ➤ BSPGCL より、ケース 5 はガンジス川からの距離を 2 km 確保できるか懸念があるとのコメントを受けた（しかしながら、NTPC Barh 火力発電所はガンジス川から 1 km 程度しか離れておらず、NTPC にヒアリングした時も規則はないとの回答であったため、洪水対策を適切に行えば問題無いと推定される）。 <p>JICA 及び BSPGCL 間で本プロジェクトの今後のスケジュール調整を実施した。両者で FS の実施項目、実施時期等について精査し、後日正式決定予定。</p> <p>次回打合せは 12 月 18 日 10:30 より実施。ドラフトファイナルレポートの記載内容について意見交換予定。また、JICA 及び BSPGCL 間で上記スケジュールについて合意予定。</p> <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年12月17日（火）11:30～16:00	
場所：	NTPC Barh 火力発電所（Barh）	
出席者	NTPC Barh TPS	Nataraj Saha Yogesh Kumar Nirmal Yadav
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、前田
協議内容		
<p>NTPC Barh 火力発電所は現在建設中の 660 MW x 5 ユニットの超臨界圧設備であり、当該発電所が本業務のレイアウト等の参考になることから調査を実施した。</p> <p>現地調査結果及び発電所員から聴取した主な内容は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ No. 4 ユニットの 2013 年 11 月に負荷試験を行い、2014 年 3 月に営業運転開始予定。 ➤ 貯炭場容量は石炭消費量の 15 日分以上を確保。 ➤ ガンジス川に近いことから Water Reservoir は未設置。 ➤ 送電線は 4 回線で系統構成は LIL0。 ➤ ガンジス川からの距離は 1 km であり、離隔に関する規定はない。 ➤ NTPC より、ガンジス川からの離隔距離の確保が重要なのではなく、発電所敷地高さ等の適切な洪水対策を行うことが重要とのコメントを受けた。 ➤ 排煙脱硫装置の未設置（スペースも未考慮）。排煙脱硝装置は確認できず（恐らく未設置）。 ➤ 微粉炭機は 9 台設置しており、ボイラー両サイドに 5 台、4 台配置。 ➤ 揚運炭設備は、ワゴンティップラーを 2 台、トラックホッパーを 2 台設置。 <p style="text-align: right;">以 上</p>		

面談録

日時：	2013年12月17日（火）12:30～15:30	
場所：	バラウニ火力発電所	
出席者	BSPGCL	Vinay Kr Sinha
	BTPS	V. B. Dwivedi
		K. N. Jha
	JICA 南アジア部	和田氏
調査団	祐徳	
協議内容		
<p>JICA 南アジア部 和田氏のバラウニ火力発電所視察に同行した。 主な視察箇所は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 既設エリア（No. 1～7 ユニット） ➤ No. 8/9 ユニット建設エリア ➤ 居住エリア ➤ 取水地点付近（取水地点より 1 km 程度下流の地点） <p>なお、BSPGCL から Vinay Kr Sinha 氏がバラウニ火力発電所まで同行した。</p>		
以 上		

面談録

日時：	2013年12月18日（水）10:30～13:00	
場所：	BSPGCL（パトナ）	
出席者	BSPGCL	Md Mansoor Alam Rajan Prascel Rajeev Kumar Singh Brajesh Kumar
	IL&FS Energy Development Company Limited	Shubhang Nandan
	JICA 南アジア部	和田氏
	調査団	三原団長、新屋敷、坂本、祐徳、前田
協議内容		
<p>12月16日に概要説明を実施したドラフトファイナルレポートの内容に関する意見交換及びJICAとBSPGCLの間で実施した今後のスケジュールに関する確認等が行われた。ドラフトファイナルレポートの内容に関するコメントは以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ バラウニ発電所が取得しているガンジス川からの取水許可量は45 cusecである。 ➤ No.10ユニット（250 MW）DPR記載の1.5百万t/年の石炭供給契約は暫定的である。 ➤ 灰捨場の“Land acquisition”及び“Compensation”は“Completed”ではない。 ➤ No.6～9ユニットの灰捨場は、遮水性を持たせる施工を行う計画である。 ➤ 石炭灰の有効利用計画は4年間で100%である。 ➤ Rajendra Bridgeの写真が判別困難である。 ➤ 石炭サイロの寸法図を追記してほしい。 <p>コメントのあった内容についてはファイナルレポートに反映させると説明した。なお、堤防設置に関する許認可について確認を行い、許認可は不要であると回答を得た。また、JICAより、以下の内容を説明し、確認を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 環境設備については日本で採用されているレベルの設備が必要だと説明した。 ➤ BSPGCLより、Recommendations for Next Feasibility Study “India Side Matter”について、いつまでに実施可能かを確認し、後日連絡すると回答を受けた。 ➤ 今後は、JICA及びBSPGCL間で12月16日に作成したスケジュールに従い進めていくことを双方で確認した。 <p style="text-align: right;">以上</p>		

10.4 収集資料リスト

- 1) Environmental Guidelines for Industries, Ministry of Environment & Forests, May 2012
- 2) REPORT ON GEOTECHNICAL INVESTIGATION PERTAINING TO R & M WORK OF 2 x 110MW (UNIT 6 & 7) OF BARAUNI THERMAL POWER PLANT FOR BSEB (BIHAR), DECEMBER 2010
- 3) Detailed Project Report for 2 x 250MW Coal Based Extension Thermal Power Station at Barauni, Dist. Begusarai in Bihar
- 4) FINAL COMPREHENSIVE DETAILED PROJECT REPORT FOR SUPPLY OF GANGA WATER TO BARAUNI THERMAL POWER STATION (2 x 50MW) + (2 x 110MW) EXISTING & (250 MW) PROPOSED EXTENSION PLANT OF BSEB, April 2011
- 5) BIHAR STATE ELECTRICITY BOARD 2 x 250MW BARAUNI THERMAL POWER PLANT; CAPACITY CALCULATION OF BUNKER, Rev.2, June 2012
- 6) 2 x 250MW BARAUNI THERMAL POWER PROJECT BARAUNI, BIHAR; DESIGN CALCULATION FOR STOCKPILE CAPACITY FOR REV. S/R, Rev.0, May 2012
- 7) BARAUNI THERMAL POWER STATION - PHASE-I (2 x 110MW) AND PHASE-II (2 x 250MW) TECHNICAL SPECIFICATIONS FOR GANGA WATER SUPPLY PACKAGE, October 2011
- 8) BARAUNI THERMAL POWER STATION; PROPOSED LAY-OUT PLAN OF FACTORY AND TOWN SHIP AREA
- 9) 2 x 250MW BARAUNI THERMAL POWER STATION; FOUNDATION LAYOUT OF 220KV SWITCHYARD, Rev.1, January 2013
- 10) 2 x 250MW BARAUNI THERMAL POWER STATION; SINGLE LINE DIAGRAM OF 220KV SWITCHYARD, Rev.1, July 2011
- 11) Power Map of Bihar (2011)
- 12) Barauni Thermal Power Plant at Barauni (Bihar); Figure Showing The Test Locations for Geotechnical Investigation Work Pertaining to 'R' & 'M' Work of 2 x 110MW (Unit #6 & #7) at Barauni Thermal Power Station (Bihar), November 2010
- 13) 2 x 250 MW BARAUNI THERMAL POWER STATION UNIT 8&9; PLOT PLAN, Rev.5, October 2012
- 14) Monthly Mean Maximum & Minimum temperature and monthly total rainfall of important stations for the period 1901-2000
(http://www.imd.gov.in/section/nhac/mean/110_new.htm)
- 15) MONTHLY - RAINFALL BIHAR
(<http://www.imd.gov.in/section/hydro/distrainfall/bihar.html>)
- 16) Seismological activities
(<http://www.imd.gov.in/section/seismo/static/welcome.htm>)
- 17) Barauni - 2 x 110 MW TPS, Units 6 & 7; 132kV Switchyard Single Line Diagram, Rev.0, October 2011
- 18) BARAUNI THERMAL POWER STATION, UNIT # 8 & 9 (2 x 250 MW); ELECTRICAL SINGLE LINE DIAGRAM FOR AUXILIARY POWER DISTRIBUTION, Rev.1, April 2012

- 19) BIHAR STATE ELECTRICITY BOARD 2 x 250 MW BARAUNI THERMAL POWER STATION, UNIT # 8 & 9; SINGLE LINE DIAGRAM OF 6.6kV UNIT SWITCH BOARD #8CA, #8CB, #9CA & #9CB METERING AND PROTECTION, Rev. 3, November 2012
- 20) BIHAR STATE ELECTRICITY BOARD 2 x 250 MW BARAUNI THERMAL POWER STATION, UNIT # 8 & 9; SINGLE LINE DIAGRAM OF 6.6kV CHP SWBD # OCE / AHP SWBD # OCF METERING & PROTECTION, Rev. 4, June 2013
- 21) BIHAR STATE ELECTRICITY BOARD 2 x 250 MW BARAUNI THERMAL POWER STATION, UNIT # 8 & 9; SINGLE LINE DIAGRAM OF 6.6kV STATION SWITCH BOARD #0CA, #0CB, #0CC & #0CD METERING & PROTECTION, Rev. 2, November 2012
- 22) Environmental Impact Assessment & Environmental Management Plan for 2 x 250 MW Barauni (Extension) Thermal Power Project At Barauni, Dist. Begusarai, Bihar, November 2013