

パキスタン・イスラム共和国

パキスタン国
タール炭田開発支援に向けた
情報収集・確認調査

調査報告書

平成25年2月
(2013年)

独立行政法人 国際協力機構
(JICA)

日本工営株式会社
鉾山エンジニアリング株式会社

南ア
JR
13-014

調査報告書

目 次

要約

プロジェクト位置図

第 1 章 調査の背景と目的

1.1	調査の背景	1 - 1
1.1.1	電源供給および需要の現況	1 - 1
1.1.2	電力セクターの政策と開発計画	1 - 2
1.1.3	最新の政府決定	1 - 2
1.2	調査の目的	1 - 3
1.2.1	調査の目的	1 - 3
1.2.2	調査対象エリア	1 - 3
1.3	調査範囲	1 - 3
1.4	調査スケジュール	1 - 3

第 2 章 基本情報の収集・分析

2.1	パキスタンの炭田開発	2 - 1
2.1.1	国家開発計画	2 - 1
2.1.2	石炭開発に係わる組織	2 - 2
2.1.3	パキスタンにおける炭田	2 - 4
2.1.4	石炭の埋蔵量・生産・炭質	2 - 9
2.1.5	石炭開発に係わる法律・基準	2 - 14
2.2	タール炭田	2 - 16
2.2.1	調査の歴史	2 - 16
2.2.2	地質状況	2 - 17
2.2.3	気象および水文	2 - 23
2.2.4	石炭埋蔵量	2 - 26
2.2.5	品質	2 - 26
2.3	シンド州のその他の炭田	2 - 27
2.3.1	ラクラ炭田	2 - 27
2.3.2	ソンダ-ジュラック炭田	2 - 31
2.3.3	バディン炭田	2 - 32
2.3.4	ラクラ火力発電所	2 - 33
2.4	電源開発計画	2 - 37
2.4.1	電源開発計画の基本政策	2 - 37
2.4.2	長期電力需要予測	2 - 37
2.4.3	電源開発計画	2 - 38
2.4.4	系統計画	2 - 40
2.4.5	石炭火力発電の開発・導入に係わる政策・計画	2 - 47
2.4.6	その他関連する計画および情報	2 - 48

2.5	石炭火力発電の建設許認可および電力売電単価	2 - 50
2.5.1	建設許認可について	2 - 50
2.5.2	電力売電単価	2 - 51
2.5.3	電力単価への奨励	2 - 52
2.5.4	石炭火力の参考電力単価	2 - 52

第3章 タール炭田開発

3.1	各ブロックの現状	3 - 1
3.1.1	ブロックⅠ	3 - 3
3.1.2	ブロックⅡ	3 - 5
3.1.3	ブロックⅢ	3 - 11
3.1.4	ブロックⅣ	3 - 11
3.1.5	ブロックⅤ	3 - 12
3.1.6	ブロックⅥ	3 - 14
3.2	地質	3 - 16
3.2.1	タール炭田開発における主な問題点および対策	3 - 16
3.2.2	原炭品位の推定	3 - 17
3.2.3	自然発火に対する管理	3 - 18
3.3	露天採掘に対する採掘技術	3 - 19
3.3.1	採掘機器と採掘方式	3 - 19
3.3.2	コスト・パフォーマンス	3 - 24
3.3.3	日本における石炭採掘技術	3 - 25
3.4	水文地質	3 - 32
3.4.1	地下水の状況	3 - 32
3.4.2	排水	3 - 33
3.5	他の炭田開発の状況	3 - 37
3.5.1	南アジアの他の炭田との比較	3 - 37

第4章 発電開発計画

4.1	タール炭による発電可能性の検討	4 - 1
4.1.1	発電所の開発計画	4 - 1
4.1.2	タール炭田における制約条件	4 - 2
4.1.3	タール炭田における適用可能な発電方式	4 - 2
4.2	地下ガス化発電の可能性の検討	4 - 9
4.2.1	一般概要	4 - 9
4.2.2	タール炭田における地下ガス化発電	4 - 9
4.3	褐炭利用における日本のクリーンコールテクノロジー	4 - 11
4.3.1	ガス化技術	4 - 12
4.3.2	石炭液化技術	4 - 13
4.3.3	その他の新技術	4 - 15
4.3.4	日本の技術の優位性	4 - 18

第5章 周辺・関連インフラ設備

5.1	延伸送電線	5 - 1
5.1.1	タール周辺地域の現状	5 - 1
5.1.2	500kV 送電線の拡張計画	5 - 2
5.1.3	500kV 送電線計画における提案	5 - 7
5.2	産業用水供給設備	5 - 10

5.2.1	現状	5 - 10
5.2.2	計画の概要	5 - 12
5.2.3	建設スケジュール	5 - 14
5.2.4	建設費用	5 - 14
5.3	排水処理設備	5 - 17
5.3.1	現状	5 - 17
5.3.2	計画の概要	5 - 17
5.3.3	建設費用	5 - 17
5.3.4	建設スケジュール	5 - 17
5.4	道路	5 - 18
5.4.1	現状	5 - 19
5.4.2	道路整備計画	5 - 22
5.4.3	工事費	5 - 25
5.4.4	道路整備スケジュール	5 - 26
5.4.5	留意事項	5 - 27
5.5	その他関連設備	5 - 27
5.5.1	タール空港	5 - 27
5.5.2	タールロッジ	5 - 27

第 6 章 円借款対象候補プロジェクト

6.1	円借款対象候補プロジェクト	6 - 1
6.2	タール - マティアリ間 500kV 送電線建設計画	6 - 2
6.2.1	プロジェクトの概要	6 - 2
6.2.2	日本の技術の適用	6 - 3
6.2.3	実施スケジュール	6 - 4
6.2.4	プロジェクト費用	6 - 4
6.2.5	発電所建設に対する支援	6 - 5

第 7 章 環境社会配慮

7.1	はじめに	7 - 1
7.2	自然環境及び社会環境の現況	7 - 1
7.2.1	概況	7 - 1
7.2.2	環境汚染の現況	7 - 1
7.2.3	自然環境の現況	7 - 4
7.2.4	社会環境の状況	7 - 7
7.3	パキスタン国における環境及び社会に関する法規制	7 - 9
7.3.1	環境アセスメントに関する法規制	7 - 9
7.3.2	国家環境基準	7 - 10
7.3.3	環境アセスメント	7 - 12
7.3.4	社会環境	7 - 15
7.4	プロジェクトのスクリーニング及び分類	7 - 16
7.4.1	送電線プロジェクト	7 - 16
7.4.2	不可分プロジェクト	7 - 17
7.5	環境及び社会影響のスクーピング	7 - 18
7.5.1	送電線プロジェクト	7 - 19
7.5.2	不可分プロジェクト	7 - 20

第 8 章 経済財務分析

8.1	財務経済分析の目的・方法	8 - 1
8.1.1	財務分析	8 - 1
8.1.2	経済分析	8 - 1
8.1.3	方法	8 - 2
8.2	財務経済分析の前提条件	8 - 2
8.2.1	プロジェクト寿命、残存価値、価格ベース	8 - 2
8.2.2	物理的予備費・価格予備費	8 - 2
8.2.3	料金	8 - 3
8.2.4	維持管理費用	8 - 3
8.2.5	変換係数	8 - 3
8.2.6	基準レート	8 - 4
8.2.7	自家消費・送配電ロス	8 - 5
8.2.8	発電用水・石炭の利用	8 - 5
8.3	財務・経済価格の特定・数量化	8 - 6
8.3.1	財務費用	8 - 6
8.3.2	経済費用	8 - 7
8.4	財務・経済便益の特定・数値化	8 - 9
8.4.1	財務便益	8 - 9
8.4.2	経済便益	8 - 10
8.5	財務経済分析の結論	8 - 14
8.5.1	財務的内部収益率(FIRR)・純現在価値(FNPV)	8 - 14
8.5.2	経済的内部収益率(EIRR)・純現在価値(ENPV)	8 - 15

第 9 章 結論と提言

9.1	結論	9 - 1
9.1.1	タール炭田開発	9 - 1
9.1.2	円借款候補プロジェクト	9 - 2
9.2	提言	9 - 3
9.2.1	炭田開発に係わる提言	9 - 3
9.2.2	発電開発に係わる提言	9 - 4

付属資料

付録 2-1	Functions of Thar Coal Energy Board, Sindh Coal Authority and Coal & Energy Departments
付録 2-2	PPIB and NEPRA
付録 2-3	NEPRA Notice of Hearing for Development of Determination of Upfront Tariff for Coal Power Projects
付録 2-4	Assumption of Tariff for 600MW and 300MW Class Coal Thermal Generation
付録 3-1	Information of Panandhro Lignite Mine
付録 4-1	Basic Information for Thermal Power Generation
付録 5-1	Summary of Infrastructures in Thar Coalfield
付録 5-2	Route Map of Infrastructures in Thar Coalfield
付録 5-3	Route Map of Access Road to Thar Coalfield
付録 7-1	Preliminary Scoping of Environmental and Social Impacts of the Indivisible Projects
付録 8-1	Financial and Economic Analyses (300MW and 600MW)

表リスト

表 1.1-1	最大発電電力量と電力需要	1 - 1
表 2.1-1	パキスタンの石炭資源量.....	2 - 10
表 2.1-2	炭田毎の生産量	2 - 11
表 2.1-3	パキスタンの石炭消費量.....	2 - 12
表 2.1-4	パキスタンの石炭輸入量.....	2 - 13
表 2.1-5	パキスタンの炭田毎の炭質	2 - 13
表 2.1-6	鉱物探鉱ライセンス(シンド州)	2 - 14
表 2.1-7	申請・更新料金	2 - 15
表 2.1-8	年間支払い料金	2 - 15
表 2.2-1	石炭資源量および埋蔵量.....	2 - 26
表 2.2-2	ブロック I ～ ブロック XII の代表的炭質.....	2 - 26
表 2.3-1	ラクラ炭田の炭層の諸元	2 - 28
表 2.3-2	ソンド-ジュラック炭田の諸元	2 - 31
表 2.3-3	バディン炭田の炭質	2 - 32
表 2.3-4	ラクラ発電所の主要データ.....	2 - 33
表 2.3-5	運転実績	2 - 34
表 2.4-1	10 年毎の需要予測.....	2 - 37
表 2.4-2	発電増強計画	2 - 38
表 2.4-3	2016 年から 17 年までの主要な拡張計画の概要.....	2 - 42
表 2.4-4	2017 年から 20 年までの主要な拡張計画の概要.....	2 - 44
表 2.4-5	2021 年から 30 年までの主要な拡張計画の概要.....	2 - 46
表 2.4-6	2030 年までの燃料価格の予測	2 - 47
表 2.4-7	発電計画 (ベースケース)	2 - 48
表 2.4-8	石炭火力発電所の将来計画.....	2 - 48
表 2.4-9	ジャムショロ火力発電所の概要.....	2 - 49
表 2.5-1	発電事業申請手続き	2 - 50
表 2.5-2	電力単価の構成	2 - 51
表 2.5-3	PPIB の提案による電力単価	2 - 52
表 2.5-4	電力料金の想定 (1,000MW の発電規模).....	2 - 53
表 3.1-1	炭田開発と発電所計画.....	3 - 2
表 3.1-2	タール炭田の開発現状.....	3 - 2
表 3.1-3	採掘方法と重機選定	3 - 9
表 3.1-4	生産スケジュール	3 - 10
表 3.3-1	ブロック II の採掘計画	3 - 19
表 3.4-1	帯水層の特徴	3 - 32
表 3.4-2	モデル設定、解析条件および境界条件.....	3 - 35
表 3.4-3	解析パラメータ	3 - 36
表 3.4-4	解析ケース	3 - 36
表 3.5-1	タール炭田とネイビリ炭田の地質諸元の対比	3 - 37
表 3.5-2	ネイビリ炭田の生産と剥土比	3 - 39
表 3.5-3	各発電所の概要	3 - 40
表 4.1-1	発電所開発計画	4 - 1
表 4.1-2	タール炭の性状分析	4 - 2
表 4.1-3	蒸気条件と効率の比較.....	4 - 4
表 4.1-4	石炭火力発電所の水使用量.....	4 - 5
表 4.2-1	タール炭田における地下ガス化の概要.....	4 - 9
表 4.3-1	IGCC の優位性	4 - 12
表 4.3-2	クリーンカー技術の開発状況.....	4 - 18

表 5.1-1	タール地区における発電所の開発計画	5 - 1
表 5.1-2	500kV マティアリ開閉所周辺に係わる 500kV 送電線の業務範囲	5 - 3
表 5.1-3	500kV 送電線 タール - マティアリ間に係る主要機材リスト	5 - 4
表 5.1-4	500kV マティアリ 開閉所の拡張に係わる主要機材リスト	5 - 4
表 5.1-5	プロジェクトコストの概要	5 - 5
表 5.1-6	AAAC と LL-TACSR/AS の比較	5 - 8
表 5.1-7	500kV 送電線 タール-マティアリ開閉所間における建設費用の比較	5 - 9
表 5.2-1	パイプラインとポンプの計算	5 - 15
表 5.2-2	用水供給システムに係わる費用	5 - 16
表 5.4-1	区間-4 及び区間-5 に係る道路設計業務	5 - 22
表 5.4-2	道路整備で考慮した設計車両	5 - 23
表 5.4-3	道路整備工事費	5 - 26
表 5.4-4	各工事パッケージの内容、現状及びスケジュール	5 - 26
表 6.2-1	円借款候補のプロジェクトの概要	6 - 2
表 6.2-2	全体計画を考慮した建設コストの比較	6 - 3
表 6.2-3	送電ロスの比較	6 - 4
表 6.2-4	プロジェクト実施費用	6 - 5
表 7.2-1	タール炭田周辺の地下水質現状	7 - 2
表 7.2-2	タール炭田における大気質	7 - 3
表 7.2-3	調査地域における植物相・動物相及び絶滅のおそれのある種	7 - 6
表 7.3-1	大気質環境基準	7 - 10
表 7.3-2	騒音環境基準	7 - 11
表 7.3-3	工業排水基準	7 - 11
表 7.3-4	JICA ガイドライン及び PEPA 規則による一般に影響を及ぼしやすい セクター・特性、影響を受けやすい地域の例示	7 - 13
表 7.4-1	不可分プロジェクトのスクリーニング	7 - 17
表 7.5-1	送電線プロジェクトにおける環境及び社会影響についての事前スコーピング	7 - 18
表 8.1-1	発電・送電プロジェクトの財務分析	8 - 1
表 8.1-2	発電・送電プロジェクト経済分析の考え方	8 - 2
表 8.2-1	石炭火力発電所料金の前提条件	8 - 3
表 8.2-2	交易条件	8 - 4
表 8.2-3	2001 年最低賃金(月 2500 ルピー)に満たない賃金労働者の割合	8 - 4
表 8.2-4	事業体別正社員・全労働者月間賃金	8 - 4
表 8.2-5	調達・建設費用(内貨)変換係数の計算	8 - 4
表 8.2-6	短期国債利率	8 - 5
表 8.2-7	石炭経済価格の計算	8 - 6
表 8.3-1	完工時の発電プロジェクト財務費用	8 - 6
表 8.3-2	完工時の送電プロジェクト財務費用	8 - 7
表 8.3-3	財務費用の年次費用(発電)	8 - 7
表 8.3-4	財務費用の年次費用(送電)	8 - 7
表 8.3-5	完工時のプロジェクト経済費用(発電・送電代替案 1)	8 - 8
表 8.3-6	完工時のプロジェクト経済費用(発電・送電代替案 2)	8 - 8
表 8.3-7	経済費用の年次費用(発電・送電代替案 1)	8 - 8
表 8.3-8	経済費用の年次費用(発電・送電代替案 2)	8 - 8
表 8.4-1	電気料金の経済価格	8 - 10
表 8.4-2	消費者タイプ別代替エネルギー源の想定	8 - 10
表 8.4-3	消費者別平均電力使用量	8 - 10
表 8.4-4	家計のエネルギー支出	8 - 11
表 8.4-5	高速ディーゼルオイルの経済費用	8 - 11
表 8.4-6	ディーゼル発電の変動費用	8 - 12

表 8.4-7	UPS の固定費用・変動費用	8 - 12
表 8.4-8	代替エネルギー源節約費用の計算	8 - 13
表 8.5-1	FIRR および FNPV	8 - 14
表 8.5-2	発電 感度分析(FIRR・FNPV)	8 - 15
表 8.5-3	送電代替案 1 感度分析(FIRR・FNPV)	8 - 15
表 8.5-4	送電代替案 2 感度分析(FIRR・FNPV)	8 - 15
表 8.5-5	EIRR および ENPV	8 - 15
表 8.5-6	代替案 1 感度分析(EIRR・ENPV).....	8 - 16
表 8.5-7	代替案 2 感度分析(EIRR・ENPV).....	8 - 16

図リスト

図 1.1-1	最大発電電力、電力需要および不足電力	1 - 2
図 1.2-1	調査対象エリアの位置図	1 - 3
図 2.1-1	連邦政府のエネルギー・発電関係の組織	2 - 3
図 2.1-2	タール炭田開発のシンド州政府の組織	2 - 3
図 2.1-3	パキスタンの炭田	2 - 4
図 2.1-4	シンド州の炭田位置図	2 - 5
図 2.1-5	炭田毎の石炭生産量	2 - 11
図 2.1-6	石炭の消費推移	2 - 12
図 2.2-1	タール炭田位置図(シンド州)	2 - 16
図 2.2-2	タール炭田の標準層序	2 - 17
図 2.2-3	タール炭田の石炭ブロック・累積層厚(m)・断層線位置図	2 - 19
図 2.2-4	概念断面図(Block I, IV,II and III Thar Coal Blocks)	2 - 20
図 2.2-5	タール炭田の代表的試錐柱状図	2 - 20
図 2.2-6	タール炭田代表的試錐柱状図位置図	2 - 21
図 2.2-7	1979～2008 年の月平均降水量と月平均気温	2 - 23
図 2.2-8	調査地域の地形・地質鳥瞰図	2 - 25
図 2.3-1	ラクラ炭田の標準層序	2 - 27
図 2.3-2	ラクラ炭田 標準層序図	2 - 29
図 2.3-3	ラクラ炭鉱と発電所の位置関係	2 - 33
図 2.3-4	石炭量と石灰石量の関係	2 - 35
図 2.4-1	最大需要傾向(低、標準、高ケース)	2 - 38
図 2.4-2	電源開発計画に占めるタール炭田での発電容量の割合	2 - 39
図 2.4-3	タール炭田の発電容量増加	2 - 39
図 2.4-4	既存の 500kV・220kV システム系統図	2 - 40
図 2.4-5	2016 年から 17 年までの 500kV・220kV 送電系統の拡張計画	2 - 41
図 2.4-6	2020 年までの 500kV・220kV 送電系統の拡張計画	2 - 43
図 2.4-7	2030 年までの 500kV・220kV 送電系統の拡張計画	2 - 45
図 2.4-8	2010 年における設備容量	2 - 47
図 3.1-1	タール炭田のブロック位置図	3 - 1
図 3.1-2	ブロック I 等値線図	3 - 3
図 3.1-3	ブロック I 断面図	3 - 4
図 3.1-4	ブロック II 等値線図	3 - 5
図 3.1-5	ブロック II 断面図	3 - 6
図 3.1-6	ブロック II の発熱量等値線図	3 - 7
図 3.1-7	ブロック II 周辺の炭層対比図	3 - 7
図 3.1-8	炭層対比図位置図	3 - 8
図 3.1-9	重機の 2 組合せイラスト図	3 - 10

図 3.1-10	インフラストラクチャー・炭鉱設備図.....	3 - 11
図 3.1-11	UCG の生産プロセス	3 - 13
図 3.1-12	オラクル社の採掘計画図	3 - 15
図 3.1-13	ブロック VI の採掘予定地と山元発電所位置.....	3 - 15
図 3.2-1	選別採掘基準(例).....	3 - 18
図 3.3-1	完全機械化長壁式採炭切羽模式図.....	3 - 27
図 3.3-2	鉄柱カッペ採炭概念図.....	3 - 28
図 3.3-3	柱房採炭の概念図.....	3 - 29
図 3.3-4	全充填欠口採炭概念図.....	3 - 30
図 3.3-5	水力採炭切羽炭層断面図.....	3 - 31
図 3.4-1	タール炭田地域の帯水層	3 - 32
図 3.5-1	タール炭田とネイビリ炭田の位置関係.....	3 - 38
図 3.5-2	タール炭田ブロック III の概念断面図.....	3 - 38
図 3.5-3	ネイビリ炭田帯水層概念図	3 - 38
図 3.5-4	発電設備の系統図.....	3 - 40
図 4.1-1	発電所の予定地点.....	4 - 1
図 4.1-2	褐炭焚ボイラの CAD モデル.....	4 - 3
図 4.1-3	循環流動層ボイラの燃焼方式.....	4 - 3
図 4.1-4	猛暑日の出力損失.....	4 - 6
図 4.1-5	代表的な環境対策設備.....	4 - 7
図 4.1-6	脱硫装置の原理	4 - 7
図 4.1-7	タール炭ボイラーに対する推奨案	4 - 8
図 4.2-1	地下ガス化システムの概念図.....	4 - 9
図 4.3-1	日本におけるクリーンコールテクノロジーの体系	4 - 11
図 4.3-2	実証炉の設備構成および ガス化炉の構造	4 - 12
図 4.3-3	将来のゼロエミッション技術のシステム概要.....	4 - 13
図 4.3-4	直接液化製法のフロー図	4 - 14
図 4.3-5	間接液化製法のフロー図	4 - 14
図 4.3-6	UBC のプロセス.....	4 - 15
図 4.3-7	低品位炭に対する新スラリー化製法.....	4 - 16
図 4.3-8	低品位炭のスラリー化プロセス	4 - 17
図 4.3-9	褐炭乾燥装置の概略図.....	4 - 17
図 5.1-1	シンド州周辺の 500/220 kV 送電線の計画(2016 – 17)	5 - 2
図 5.1-2	500kV ネットワーク拡張に係わる資金源による業務範囲.....	5 - 3
図 5.1-3	500kV 送電線タール – マティアリ間のルート図	5 - 4
図 5.1-4	建設スケジュール	5 - 5
図 5.1-5	500KV 送電線の運用方法 (オリジナル)	5 - 6
図 5.1-6	500kV 送電線の運用方法 (推奨案).....	5 - 7
図 5.1-7	LL-TACSR/AS の構造	5 - 8
図 5.2-1	国家用水プログラムのプロジェクト図.....	5 - 11
図 5.2-2	LBOD からの用水供給計画.....	5 - 12
図 5.4-1	カラチ港からタール炭田地区までの路線図.....	5 - 18
図 5.4-2	路線概念図	5 - 18
図 5.4-3	カシム港臨港道路経路図	5 - 19
図 5.4-4	区間－3 の標準横断面図	5 - 24
図 5.4-5	区間－4 の標準横断面図	5 - 24
図 5.4-6	新設バイパス位置図.....	5 - 25
図 6.1-1	タール炭田開発に係わる全体計画.....	6 - 1
図 6.2-1	円借款プロジェクト候補の概要.....	6 - 2
図 6.2-2	実施スケジュール	6 - 4

図 7.2-1	Runn of Kutch, ラムサール湿地位置図.....	7 - 7
図 7.3-1	パキスタンにおける EIA 手続き	7 - 13
図 8.4-1	節約費用	8 - 13

略 語

AAAC	:	All Aluminum Alloy Conductor
AASHTO	:	American Association of State Highway and Transportation Officials
ACSR	:	Aluminum Conductor Steel Reinforced
AJK	:	Azad Jammu and Kashmir
ADB	:	Asian Development Bank
B.P.	:	Beginning Point
BWE	:	Bucket Wheel Excavator
CCPP	:	Combined Cycle Power Plant
Cct	:	Circuit
CFBC	:	Circulating Fluidized Bed Combustion
CPP	:	Capacity Purchase Price
CRME	:	Coal Resources & Mining Engineering Co. Ltd
CSA	:	Coal Supply Agreement
D/C	:	Double Circuit
DISCO	:	Distribution Company
EAGLE	:	Coal Energy Application for Gas, Liquid & Electricity
EIA	:	Environmental Impact Assessment
EIRR	:	Economic Internal Rate of Return
EPP	:	Energy Purchase Price
EPS	:	Electro-Static Precipitator
ESIA	:	Environmental and Social Impact Assessment
FBC	:	Fluidized Bed Combustion
FDF	:	Forced Draft Fan
FIRR	:	Financial Internal Rate of Return
FO	:	Fuel Oil
FS	:	Feasibility Study
FSA	:	Fuel Supply Agreement
FY	:	Fiscal Year starting on 1 st July ending on 30 th June in Pakistan
GENCO	:	Generation Company
GOP	:	Government of Pakistan
GOS	:	Government of Sindh
GPS	:	Global Positioning System
GSA	:	Gas Supply Agreement
GSP	:	Government of Sindh Province
HPP	:	Hydro Power Plant
HVDC	:	High Voltage Direct Current
IEE	:	Initial Environment Examination
IEEJ	:	The Institute of Electrical Engineers of Japan
IGCC	:	Integrated Coal Gasification Combined Cycle
IGFC	:	Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle
IUCN	:	International Union for Conservation of Nature
IPP	:	Independent Power Producer
JCF	:	JCF Coal Fuel
JCOAL	:	Japan Coal Energy Center
JGC	:	JGC Corporation
JICA	:	Japan International Cooperation Agency
KESC	:	Karachi Electric Supply Company
L/A	:	Loan Agreement
LBOD	:	Left Bank Outfall Drain
LC	:	Local Currency
LCDC	:	Lakhra Coal Development Company
LL-TACSR	:	Low Electrical Power Loss Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced / Aluminum-clad Steel Reinforced
LPGC	:	Lakhra Power Generation Company

LOI	:	Letter of Intent
LOS	:	Letter of Support
LRC	:	Low Rank Coal
MCR	:	Maximum continuous rating
N-5	:	National Highway No.5
NDP	:	National Drainage Program
NEDO	:	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NHA	:	National Highway Authority
MHI	:	Mitsubishi Heavy Industries, LTD
NEPRA	:	National Electric Power Regulatory Authority
NEQS	:	National Environmental Quality Standards
NPSEP	:	National Power System Expansion Plan
NTDC	:	National Transmission & Despatch Company
NWFP	:	North-West Frontier Province
O&M	:	Operation and Maintenance
ODA	:	Official Development Assistance
PC	:	Pulverized Coal
PEPCO	:	Pakistan Electric Power Company
PF	:	Pulverized Fuel
PMDC	:	Pakistan Mineral Development Corporation
PPIB	:	Private Power & Infrastructure Board
PPP	:	Public-Private Partnership
RAP	:	Resettlement Action Plan
RC	:	Railway Crossing
RO	:	Reverse Osmosis
Rs.	:	Pakistan Rupees
SCA	:	Sindh Coal Authority
S/C	:	Single Circuit
SECMC	:	Sindh-Engro Coal Mining Company
Seg	:	Segment
TCEB	:	Thar Coal & Energy Board
TDS	:	Total Dissolved Solids
UCG	:	Underground Coal Gasification
UBC	:	Upgraded Brown Coal
USGS	:	United States Geological Survey
WAPDA	:	Water and Power Development Authority
WB	:	World Bank
WUL	:	Water Usage License
W&S	:	Works and Services Department

為替レート(2012 年 10 月現在)

1 US dollar = 95.4 Pakistan Rupee

1 Japanese Yen = 1.21 Pakistan Rupee

要約

要 約

1. 調査の目的

本調査の目的は、パキスタン国の安定的電力の達成を図るために以下の点を調査するものである。

- 1) タール産出炭使用の電源利用可能性の検討を行う
- 2) 炭田開発に必要な炭田開発・石炭調達体制および発・送電整備に係わる調査を行い、
- 3) 日本のタール炭田および発電開発にかかる送電線、発電のための水供給、石炭運搬のための道路等のインフラの支援の可能性

2. 炭田開発

(1) タール炭田の概要

シンド州は 1,846 億トンの石炭資源量を有し、その大半を占めるのがタール炭田であり 1,755 億トンを有する。タール炭田および炭質の概要を以下に示す。

- 1) タール砂漠面積 : 22,000km²
 - 2) 石炭賦存範囲 : 9,100km²
 - 3) 石炭資源量 : 1,755 億トン
 - 4) 炭質 (AR: 到着ベース)
 - ・ 水分 : 46.77 %
 - ・ 灰分 : 6.24 %
 - ・ 揮発分 : 23.42 %
 - ・ 固定炭素 : 16.66 %
 - ・ 全硫黄 : 1.16 %
 - ・ 発熱量 : 5,774 Btu/lb (3,208 kcal/kg)
 - ・ 石炭化度(炭素含有量による分類): Lignite-A ~ Lignite -B
- AR: 到着ベース

一般的に褐炭は含有水分が高く、低発熱量であることから国内消費には適しているが輸出には不向きである。

(2) タール炭田開発の現状

タール炭田では、現在 Block I~Block XII の 12 のブロック (Block II が 2 分割されたので分割ブロックは 13) 計 1,432km² が設定され、現在、その内 4 ブロックが開発中である。

表1 Thar炭田における開発現状

Block	Developer	Exploration License Granted	Bankable F/S Completed	Mining Lease Issued	ESIA for Mining Accepted	Mining Start Planned	Coal coming	Note
I	Global Mining Company of China 10.0 Mt/a	October 2011	March 2012	May 2012	EIA Public Hearing was done on 27 September 2012	In 2013	3 years from the starting mining	Financing of the project is being arranged.
II	Sindh Engro Coal Mining Company 6.5 Mt/a (Initially 3.5 Mt/a)	August 2009	August 2010	February 2012	EIA public hearing will be held in November 2012	In 2013	3 years from the starting mining	Financing of the project is being arranged
V	UCG Pilot Project by GoP				-	Test burn conducted in December 2011 and Syngas produced		Presently the 8-10 MW Power Plant is being established at the cost of Rs.1.8 billion
VI	Oracle Coalfields, PLC 2.4 Mt/a	November 2007	October 2011	April 2012	In near future	In 2013	2 years from the starting mining	JDA was concluded with KESC

出典: TCEB

Note: For the mining of coal in Thar, all license/leases are approved by the Thar Coal and Energy Board

Global Mining Company of China have got No Objection Certificate (NOC) from Sindh Environmental Protection Agency (SEPA) on EIA on 29 Nov.2012

その中でブロックⅠおよびブロックⅡが先行している。ブロックⅡの採掘計画概要を以下に示す。なお、ESIAの公開ヒアリングも終了し、2013年以降炭鉱開発は可能である。

- 1) 総生産量 : 360～380 million tonのLigniteを生産
- 2) 生産規模 : 第一段階：年産 650万トン（1,200MW対応）
第二段階：年産1,300万トン（2,400MW対応）
第三段階：年産2,280万トン（4,000MW対応）
- 3) 採掘方式 : 露天採掘 Open Cut方式 Truck & Shovel
- 4) 採掘区域 : 鉱区の南部約3分の1で20km²
- 5) 剥土 : 当初はOut-side Dumpに586 百万 m³、制限高さ88m

(3) タール炭による発電

タール炭は褐炭に分類され、その発熱量は 3,200kcal/kg と低く、一般炭の 5,000 ～6,000kcal/kg と比し 53～64%程度である。また水分も約 47%と高い。日本の発電用石炭は現在ほとんどが輸入炭であり、同品質の褐炭を使用している発電所は無い。しかしながら世界数ヶ国（特に、欧州、豪州、モンゴル国）にて同じような性状の褐炭を使用したボイラーは運転されており、発電用としての石炭性状としては利用可能である。

(4) 日本技術の適用

タール炭田における石炭の平均賦存深度は 170m であり、その上位 50m は、非常にルーズな砂丘砂のため、露天採掘が適している。

しかし、日本の炭鉱の多くは坑内採掘が採用されており、露天採掘の例が少ないため、石炭採掘技術については、適用を推奨すべく新しい日本の技術は特段ない。

3. 発電開発計画

現在タール地区においてはブロックⅠ、ブロックⅡおよびブロックⅥの3つのブロックにおいて発電所開発が具体化しており、その開発計画を表2に示す。

表2 発電所の開発計画

	Block I	Bloc II	Block VI
Developer	Global Mining Company of China	Engro Powergen	Oracle
Capacity	900MW	Initially 600MW Increased to 1200MW	Initially 300MW finally 1100MW

出典：TCEB

(1) タール炭田における発電設備の推奨案

ボイラの形式は、300MW までは循環流動層ボイラ（亜臨界圧）、600MW クラスは微粉炭ボイラ（超臨界圧）の適用を推奨する。

冷却方式については、タール地区では年間を通じ外気温度が高いため、空冷方式を採用した場合、日中の運転時に効率低下が大きいので、湿式冷却方式を推奨する。

(2) 本邦技術の適用

日本の得意とする IGCC などの技術は、高効率化および環境負荷低減を実現することは可能である。しかし、現在実証中であり、コストが非常に高いため、現時点でのタール炭田での適用は推奨できない。

将来、タール炭田で採掘した炭を使用し、山元発電所が順調に運用後、改めてクリーンコール技術の適用の検討することが必要である。

4. 周辺・関連インフラ設備

タール炭田開発に必要な重要インフラ設備として、送電線、産業用水供給設備、排水処理設備および道路設備があり、開発状況を表3に示す。産業用水供給、排水処理設備および道路設備についてはシンド州政府にて予算が確保されており、現在設計および一部工事を実施中である。なお、送電線については、現時点で予算が確保されておらず、建設資金の支援が必要である。

表3 周辺・関連インフラ設備の開発状況

No.	Name of Infrastructures	Budget Allocation	Progress
1.	Transmission Line	<u>Budget is not allocated</u>	F/S is completed already
2.	Water Supply	Budget is allocated by Government of Sindh	Construction stage will be started in 2013
3.	Mine Water Disposal	Budget is allocated by Government of Sindh	Construction stage will be started in 2013
4.	Road	Budget is allocated by Government of Sindh	Construction stage will be started in 2013

出典：TCEB

5. 円借款候補プロジェクト

(1) 送電線建設

円借款候補プロジェクトを表 4 に示す。なお、適用する電線の種類により、2 つの選択肢があり、初期費用は高いが、トータルコストで優位な日本の技術を用いた LL 電線を採用した選択肢 2 を推奨する。本プロジェクトの概要を本報告書の 6 章に示す。

表 4 円借款候補プロジェクト

Description	Unit: Rs. million	
	Alternative1 AAAC "Araucaria"	Alternative2 LL-TACSR/AS 750mm ²
1) Construction of 500kV Transmission Line (250km, 2cct.)	15,356.35	20,214.13
2) Expansion of Matiari S/S (2 line bays with SR)	1,349.35	1,349.35
Total of Construction Cost	16,705.70	21,563.48

出典: Prepared by JICA Survey Team

Note: Above cost is based on PC-1 for interconnection of Thar coal based 1200MW power plant with NTDC system.
Above cost is not included price escalation, contingency, consulting services of eligible cost, non-eligible cost, interest and commitment charge.

(2) 発電所建設

発電所建設については、民間企業により IPP 方式にて計画されているが、民間投資が進まない場合は JICA の円借款を供与する可能性がある。

6. 環境社会配慮

円借款候補プロジェクトは、500kV 送電線建設であり、自然保護区の改変や森林伐採は必要としないものの、250km の延長で大規模であり、農地補償が必要となる。したがって、JICA ガイドラインにしたがってカテゴリ A に分類する。また、パキスタンの法令によれば、本プロジェクトは、スケジュール II における「変電所を含む送電線(11kV 以上)」に該当し、EIA 承認の公式手続きに進む必要がある。

さらに、本プロジェクトは、不可分一体に該当するため、送電線以外の関連設備についても環境影響評価の承認手続きが必要となる。不可分プロジェクトのスクリーニングの結果を表 5 に示す。

表5 不可分プロジェクトのスクリーニング

Projects	Categories by JICA Guideline, 2010 Appendix3		PEPA (Review of IEE and EIA) Regulations, 2000	
	A	Sensitive Sector	EIA	
Coal Mining Projects	A	Sensitive Sector	EIA	
Thermal Power Generation	A	Sensitive Sector	EIA	1,200MW (over 200MW)

Road Project	A	Sensitive Sector	EIA	Federal or provincial highways or major roads greater than Rs. 50 million in value.
Water supply	A	Sensitive Sector	EIA	Major urban water supply infrastructure, including major head works and treatment plants.
Mine Water Disposal	A	Sensitive Sector (as a reservoir)	IEE	Dams and reservoirs with a storage volume less than 50 million m ³ or surface area less than 8 sq km

出典: JICA Survey Team based on JICA Guidelines and PEPA Regulations

7. 経済財務分析

500kV、250km 送電線建設および 1,200MW の発電所建設にかかる経済財務分析を行った。

(1) 財務的内部収益率(FIRR)・純現在価値(FNPV)

FIRR を得るために 2012 年価格で便益・費用を算出・計算し、資本機会費用(12%)を使って割り引いて FNPV を算出した。

発電プロジェクトはプラスの純現在価値を生み出し、基準レートより若干高い FIRR を示している。しかし、このリターンは発電費用がすぐに電気料金に転嫁されるときに実現するものである。もし NEPRA による料金申請承認や政府公報への掲載が遅れたり、料金値上げ申請が一部承認もしくは却下されれば、発電プロジェクトのリターンも減少する。

送電プロジェクトは、いずれの代替案もマイナスの純現在価値となり、FIRR の基準レート(12%)も下回っている。送電プロジェクトの FIRR は基準レートよりかなり低い。これは、送電線の長さにかかわらず、同じ固定料金が適用されるためである。送電線が長くなれば、資本費用もより多くかかるため、IRR は低くなる。しかし、タールの他の発電プロジェクトが完成すれば、ピーク送電量が増大し、送電プロジェクトの財務的リターンも増加すると思われる。

表 6 FIRR・FNPV

Case	FIRR	FNPV (Rs. million)	FNPV (US\$ million)
Generation	14.1%	22,765	239
Transmission (Alternative 1)	4.0%	(8,479)	(89)
Transmission (Alternative 2)	1.6%	(13,140)	(138)

出典: JICA Survey Team

送電代替案 2 の FIRR は、代替案 1 のそれより低い。これは、初期段階では前者の資本費用が後者よりも大きい一方、両者の送電ロスがほとんど同じだからである。しかし、将来の発電増強に対応する費用を考慮すれば、代替案 2 の追加費用 8 億ルピーは、代替案 1 の 130 億ルピーと比べると非常に小さい。¹ この結果、代替案 2 の総費用 229 億ルピーは、代替案 1 の 304 億ルピーよりも小さくなり、前者の財務的リターンは後者を上回ることになる。

¹ 費用詳細は、表 6.2-2 を参照のこと。

(2) 経済的内部収益率(EIRR)・純現在価値(ENPV)

EIRR を得るために経済価格で便益・費用を算出・計算し、社会的割引率 (12%)を使って割り引いて ENPV を算出した。

表7 EIRR・ENPV

Case	EIRR	ENPV (Rs. million)	ENPV (US\$ million)
Generation + Transmission (Alternative 1)	28.9%	242,181	2,539
Generation + Transmission (Alternative 2)	28.9%	237,995	2,495

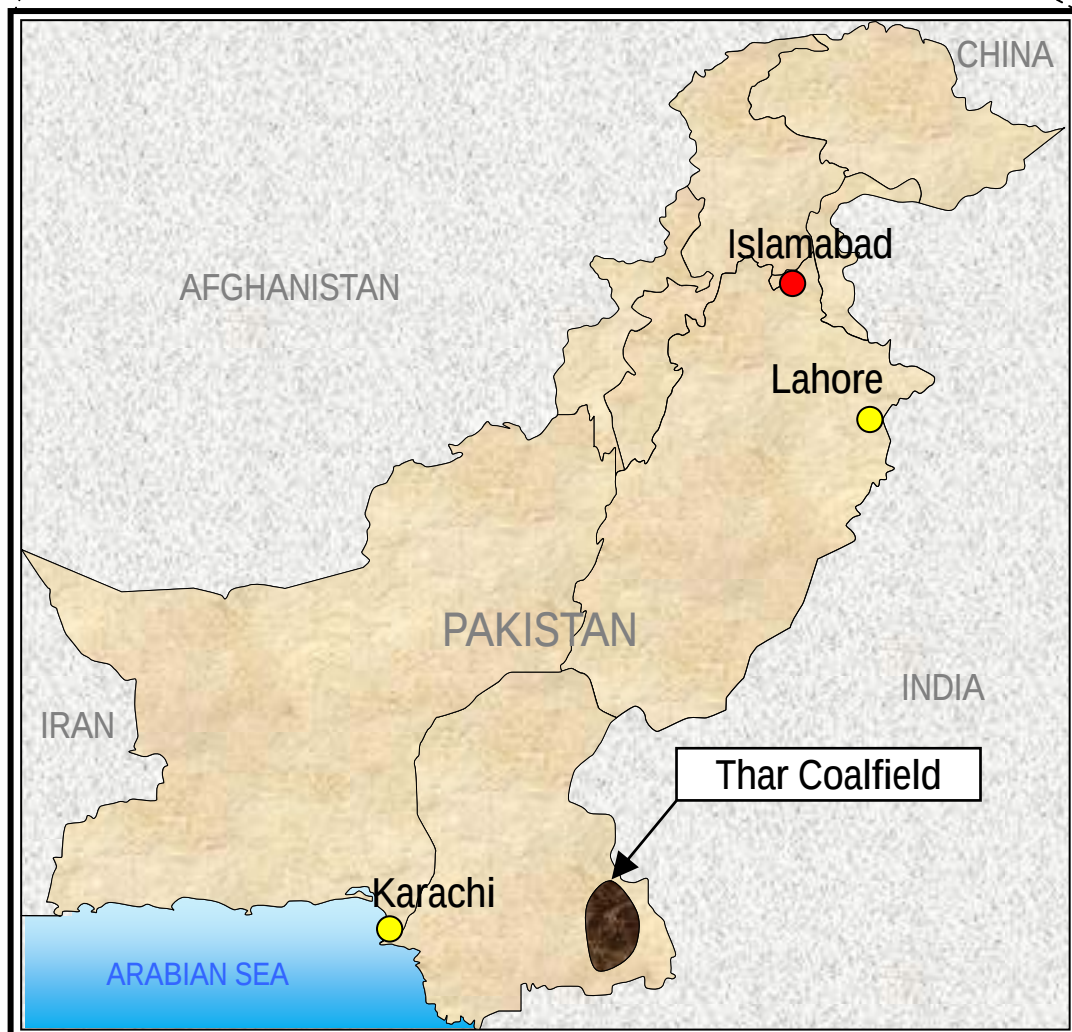
出典: JICA Survey Team

いずれのケースでも、EIRR は基準レート(12%)を大きく上回り、ENPV も大きいので、経済便益は圧倒的である。代替エネルギー源費用の巨額の節減により、プロジェクトは国民経済の視点から実施すべきと言える。

位置図



出典: UNITED NATIONS



出典: JICA Survey Team

第1章 調査の背景と目的

第1章 調査の背景と目的

1.1 調査の背景

1.1.1 電源供給および需要の現況

パキスタン共和国(以下「パ」国と称する)においては、電力需要は経済の成長に伴い過去 10 年間の年平均 9.3%伸びている。しかし、発電可能容量はこの需要の増加に追いつけず、2011 年夏場においてはピーク需要 18,860MW を記録、これに対し発電容量は約 21,000MW あるにも関わらず発電可能容量は 12,755MW と約 6,105MW の電力不足が発生した。

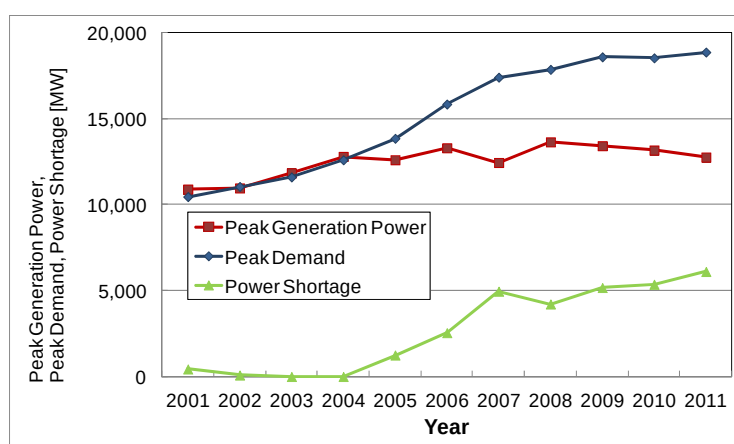
このような状況下、需要家は一日平均 8 時間の計画停電を余儀なくされている。この停電は住民の生活、灌漑の必要な農業開発に大きな影響を及ぼしており、また、工業についてもこの停電により大きな損失を受けており、従業員の解雇、製造品の価格上昇の原因となっている。そのため「パ」国の電力セクターにおける電力供給と需要のギャップの是正は喫緊の課題である。

表 1-1.1 に近年 11 年間の 1)最大電力供給量(MW)、2)最大需要(MW)、3)不足電力(MW)、4)最大電力供給力に対する不足電力の割合(%)を示す、また図 1.1-1 には同表の前者 3 項目のトレンドを示す。

表1.1-1 最大発電電力量と電力需要

Year	Peak Generation Power [MW]	Peak Demand [MW]	Power Shortage [MW]	Power Shortage Rate [%]
2001	10,894	10,459	-435	-4.2
2002	10,958	11,044	86	0.8
2003	11,834	11,598	-236	-2.0
2004	12,792	12,595	-197	-1.6
2005	12,600	13,847	1,247	9.0
2006	13,292	15,838	2,546	16.1
2007	12,442	17,398	4,956	28.5
2008	13,637	17,852	4,215	23.6
2009	13,413	18,583	5,170	27.8
2010	13,163	18,521	5,358	28.9
2011	12,755	18,860	6,105	32.4

出典: Presentation Documents for Participants of 10th SMC of National Institute of Management, Karachi



出典: Presentation Documents for Participants of 10th SMC of National Institute of Management, Karachi

図1.1-1 最大発電電力、電力需要および不足電力

「パ」国の現在の電源構成は、石油火力 37%、水力 31%、ガスタービン 30%、原子力 2%で石炭火力発電はわずか 0.1%のみである。近隣国の電源構成における石炭火力の占める割合は、インド 50%、中国 80%と非常に高い。これらの国々と比較して、「パ」国における石炭発電の割合は極めて低い。「パ」国においては石油火力の割合が一番高く、この発電コストは恒常的に最も高く、また、原油が国際市場の価格により変動しているため、石油火力は決して安定した電源と言えない。よって、国内で確保できる石炭および水力をはじめとする再生可能エネルギーの発電への利用が安定電源確保に最も有効である。

1.1.2 電力セクターの政策と開発計画

「パ」国で最も高いランクの政策である“Vision 2030”および“Medium Term Development Framework (MTDF) 2005-2010”においては、1) 水力、石炭、ガス等の国内の資源を利用した発電開発 2) パブリック・プライベートパートナーシップによる発電促進、3) 全電力セクターの民営化、4) 電力システム損失の低減 の 4 点を主なエネルギー政策として策定されている。また、同国政府は 2020 年までに 24,000MW の発電容量を追加、その内 13,200MW を石炭火力とすることを発表した。

このような政府政策の中、JICA はタール炭田開発における、送電線、水供給、アクセス道路等の周辺インフラへの支援の可能性を検証するために、必要な情報を収集し纏めることを目的とした“タール炭田開発支援に向けた情報収集・確認調査”を実施することを決定した。

1.1.3 最新の政府決定

2012 年 10 月 4 日に「パ」国各紙に掲載された政府発表によれば、同国政府は前日 10 月 3 日に“今後、タール産炭を国内の石炭火力に使用することとし、全国において既設石油発電所ボイラー

の石炭発電への更新および新設石炭発電所計画のボイラーは、タール炭の燃焼することを基本仕様として設計する”ことを決定した。この決定により、タールの炭田開発、タール炭を使用した発電開発計画を遂行している官および民間セクターの事業の遂行が一層促進することが期待される。

1.2 調査の目的

1.2.1 調査の目的

調査の目的は、「パ」国に安定した電力供給が行えるように以下の項目を包括的に調査する。

- 1) タールで産出される石炭の電源利用性可能性の検討
- 2) 必要となる炭田開発、石炭調達体制、発・送電整備計画概要の検討
- 3) 日本のタール炭田および発電開発にかかる送電線、発電のための水供給、石炭運搬のための道路等のインフラの支援の可能性

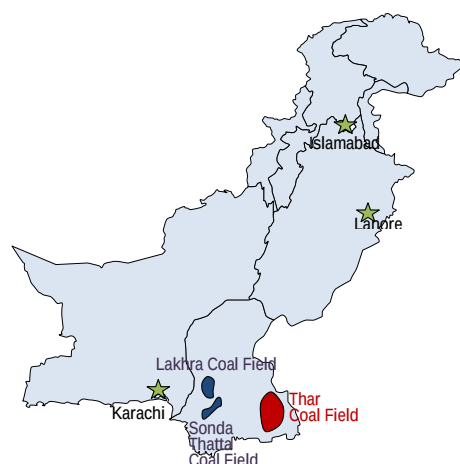
1.2.2 調査対象エリア

調査エリアは図 1.2-1 に示すタール炭田とする。また、既設の発電所および炭田の状況検証のため、ラクラ地域における既設ラクラ石炭火力発電所およびラクラ炭田、またソнда地区におけるソнда炭田の概要を調査する。

1.3 調査範囲

調査の範囲は以下のとおり。

- 1) パキスタン国の炭田開発のレビュー
- 2) タール炭田開発のためのデータ収集・分析
- 3) 電力開発計画のレビュー
- 4) 発電開発経過のレビュー
- 5) 石炭火力発電所に関連する現在のインフラ整備状況のレビュー
- 6) 経済・財務分析の実施
- 7) 2013 年 1 月にカラチにおけるセミナーの実施



Source: JICA Survey Team

図 1.2-1 調査対象エリアの位置図

1.4 調査スケジュール

調査期間は 2012 年 9 月～2013 年 2 月の 6 カ月間とする。「パ」国での第 1 次現地調査は 9 月中旬～10 月中旬、第 2 次現地調査は 11 月～12 月、第 3 次現地調査は 2013 年 1 月に実施するものとする。なお、調査期間に以下のレポートを提出する。

- 1) インセプションレポート: 2012 年 9 月下旬
- 2) インテリムレポート: 2012 年 11 月中旬
- 3) ドラフトファイナルレポート: 2013 年 1 月初旬

4) ファイナルレポート：2013 年 2 月中旬

第2章 基本情報の収集・分析

第2章 基本情報の収集・分析

2.1 パキスタンの炭田開発

2.1.1 国家開発計画

「パ」国には、国全体としての石炭政策は策定されていない。「パ」国政府国家鉱物政策(1995 年 9 月)は、憲法第 2 章鉱物で、石油・天然ガス・核物質鉱物をのぞく鉱物は、州政府がこれを管轄すると明記されており、それ故、石炭開発も、州政府に任せられている。各州では、小規模な私企業が生産しており、煉瓦焼成用やセメント産業に供給している。その量は、「パ」国の石炭生産の半分以上にもなる。「パ」国は、国産の資源利用を進めており、電力特に石炭については石炭専焼発電所に注目している。タール炭田開発はこのような政策の下で進められている。

石炭は、歴史的に見て「パ」国の主要な化石燃料である。その主な用途は、鉄道、セメント、肥料製造、発電である。この状況は、1960 年代に石油・天然ガスの巨大堆積盆が発見されるまで続いた。2006 年現在、「パ」国の第一エネルギー消費量の 7%を占める、一方他のソースは、天然ガスが 45%、石油 33%、水力 13%である(EIA, 2008)。輸入エネルギーのコスト増に対するため、「パ」国は、石炭利用を拡大し 2030 年までにエネルギーミックスを 19%に、2050 年までに 50%に持つて行くよう模索している。「Energy Security Action Plan」では、2030 年までに、石炭による発電目標を 20,000MW としている。現時点で、石炭を燃料とした発電はシンド州南部にある、ラクラ発電所のただ一基のみである。当該発電所は、ラクラ炭田からの石炭を燃料とし、35MW を発電している。

この現状は、限られた量の国産の石油・天然ガスに加え、さらに限られた量の石炭生産量からくるものである。世界第 7 位の埋蔵量を誇るタール褐炭田からは、1990 年代に発見されたものの未だ生産は行われていない。タールに賦存する国内炭より遙かに高品位炭を輸入している。

「Pakistan Energy Yearbook 2011」によると、2011-10 年度の石炭消費量は、7,717,149 トン、国内生産、3,450,091 トン、輸入炭量、4,267,058 トンである。2011-10 年度の最終エネルギー消費量では、総量 38,841,783 TOE に対し、石炭は 10.4%の 4,025,380 TOE である。総エネルギー消費量に対する石炭の占める割合は 10~13%と低いままである。石炭の主消費者は、煉瓦製造業と、セメント製造業である。Pak Steel 会社は、輸入した瀝青炭を年間 429 千トン使用している。WAPDA 石炭火力発電所(GENCO Lakhra)は、ラクラ炭を僅か年間 93 千トン使用しているだけである。Lakhra Coal Development Company (LCDC)は、GENCO に対する石炭の主サプライヤーであり、当初の計画では、年間 750 千トンであったものが、1996 年は、300 千トンとなり、2011-10 年度には、93 千トン使用しているだけである。この原因は、GENCO ラクラ発電所の使用量低下が主な原因である。LCDC は、日産 800 トン/日の生産能力を有し、300 日操業とすれば、約 240 千トン/年生産できるが、現状は、200 千トン/年止まりとなっている。これは、WAPDA の消費量減少による

ところが大きい。このような現状から、「パ」国のエネルギー計画中における石炭の役割は大きなものではない。

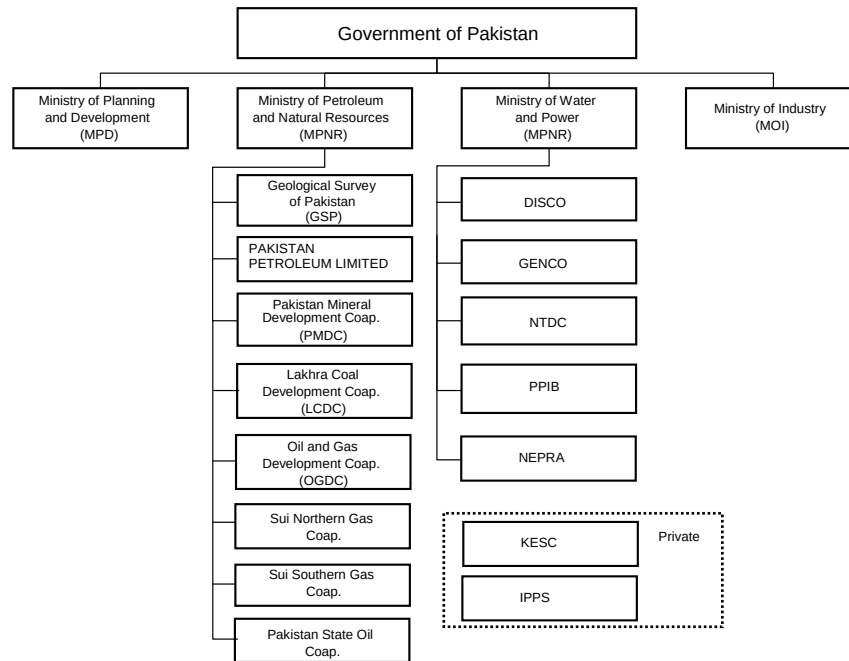
1990 年代初頭にタール炭田が発見された後は、無限の国内資源として、エネルギー計画立案者の注意をいつも引いてきた。タール炭田の 1,750 億トンという巨大な資源量は、100GW の発電を 30 年維持出来るとされている。しかしながら、その開発は、遅々として進まなかった

循環債務、エネルギー会社の脆弱な経済基盤、ガス生産の落ち込み、80%以上という石油・天然ガス依存度、低い国内石炭生産及び水力利用、燃料が制限されたための発電能力低下と云った様な状況が、厳しいエネルギー不足を生んでいる。

「パ」国政府は、今後、タール炭田の石炭のみを発電の燃料とするとの決定を行った。また、今後、既存の発電所の燃料転換及び新たな発電所の建設は、タール炭の品質をベースに実施するように決定した。この決定は、「パ」国の国内資源を利用するというエネルギー政策の根幹をなすものといえよう。

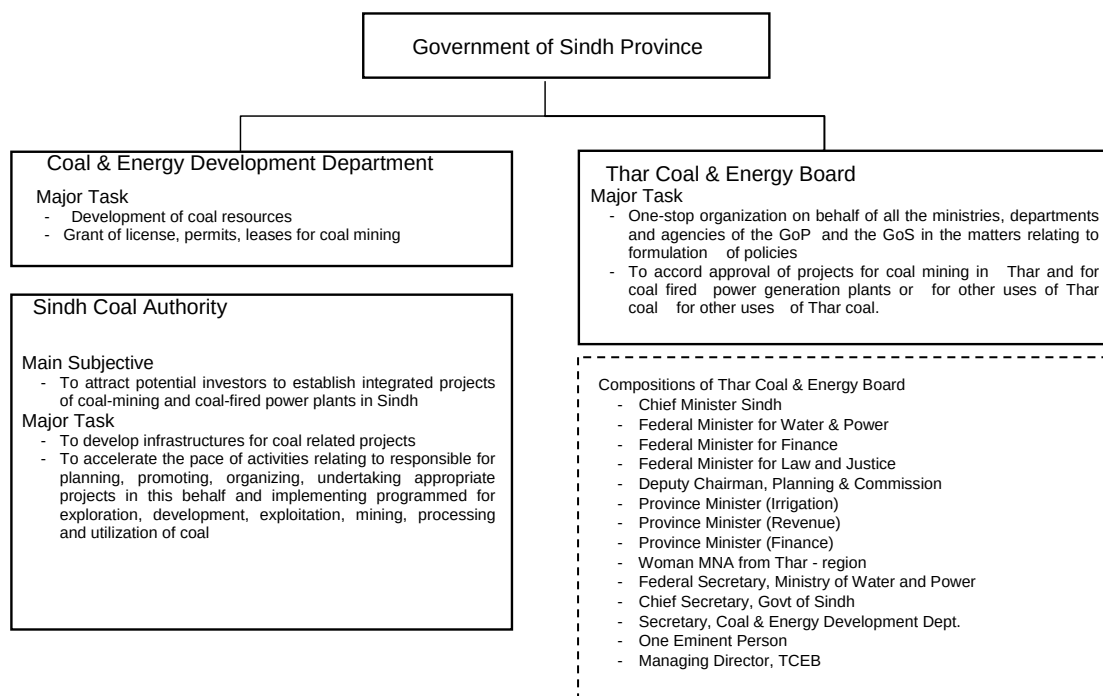
2.1.2 石炭開発に係わる組織

石炭開発に関わる連邦政府の組織関係を図 2.1-1 に、タール石炭開発に関係するシンド州の組織を図 2.1-2 に示す。



出典: JST

図 2.1-1連邦政府のエネルギー・発電関係の組織



出典: TCEB

図 2.1-2 タール炭田開発のシンド州政府の組織

2.1.3 パキスタンにおける炭田

「パ」国の炭田は、独立以前から知られていた。全国で 17 炭田が確認されており、その位置は図 2.1-3 に示してある。そのほかにも、石炭の存在は、全国規模で報告されている。パンジャブ州とバルチスタン州の石炭は第二次世界大戦以前に知られていた。1980 年代にシンド州のラクラ炭田、ソнда炭田の発見で、大規模石炭資源が一躍脚光を浴びるようになった。さらに、1990 年代に入ると、シンド州 Tharparker 郡の、約 9,000km² の範囲に 1750 億トンの埋蔵量のタール炭田が発見され、「パ」国は、世界第 7 位の石炭資源国となった。

石炭採掘は、「パ」国全域で実施されている。バルチスタン州からの石炭生産量が、「パ」国の年間生産量の約半分を占めている。全量が、人手により小規模な坑内採掘で生産されている。数百の炭鉱が存在すると報告されている(IEA 2004)。

炭鉱の開発が進んだ州として、パンジャブ州、バルチスタン州、シンド州が上げられ、これら 3 州は、石炭州と称される、一方、NWFP や他の北部の州は、炭田は確認されているものの、未だ小規模にしか開発されていない。炭田を図 2.1-3 に示す。

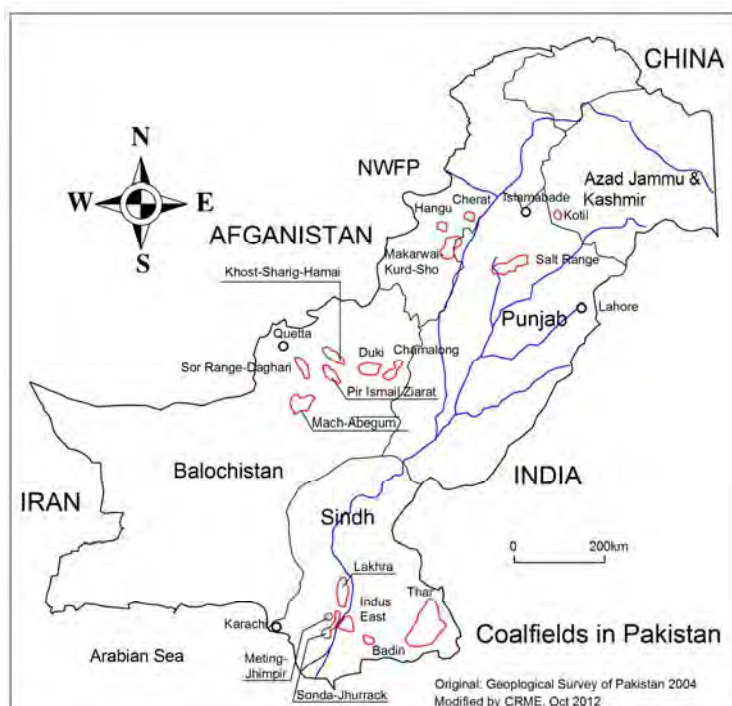
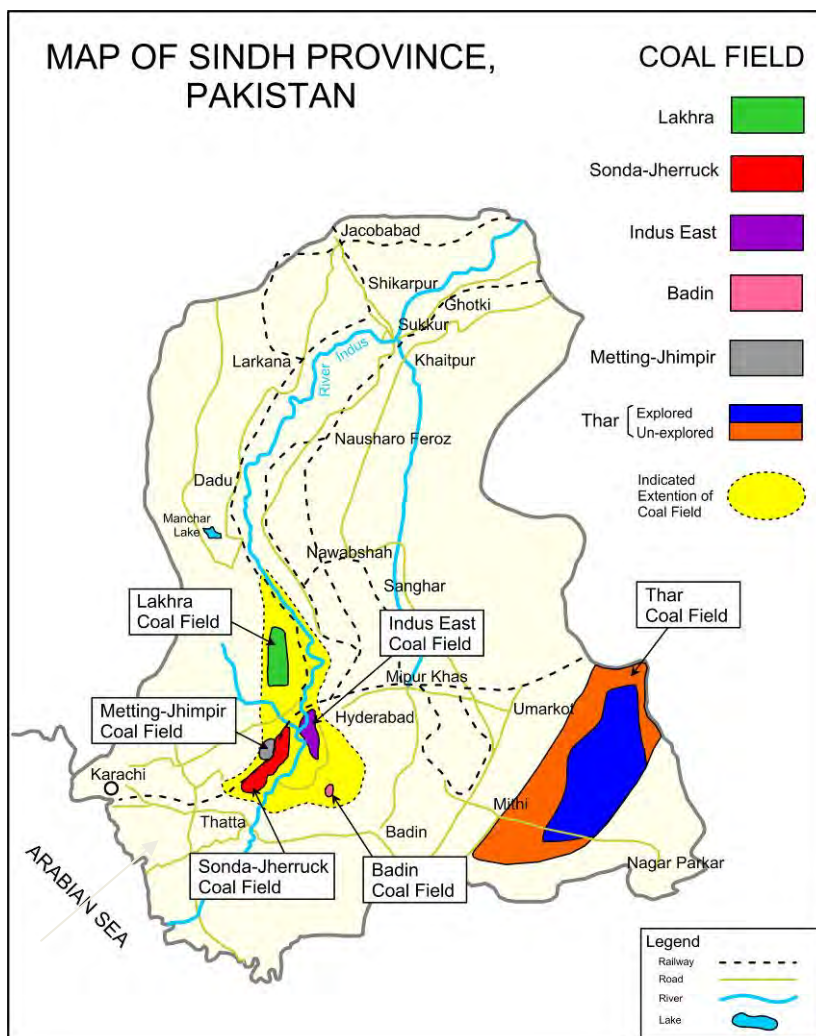


図 2.1-3 パキスタンの炭田



出典: Original base map: Sindh Coal Authority (Coalfields of Sindh)

図 2.1-4 シンド州の炭田位置図

(1) シンド炭田

シンド州は、1,846 億トンの石炭資源量を有す。石炭は大半が Lignite-B～Sub-bituminous A-C (ASTM)にランクされる。大規模な6炭田の位置は図 2.1-4 に示す。

各炭田の概要は以下の通りである。

1) ラクラ炭田

- Karachi からの距離 193 km
- 面積 1,309 km²
- 石炭資源量 1.328 billion tons.
- 炭質:
 - ・ 水分 (ar) 28.9 %
 - ・ 灰分 (ar) 18.0 %
 - ・ 揮発分 (ar) 27.9 %
 - ・ 固定炭素 (ar) 25.2 %
 - ・ 全硫黄 (ar) 4.7 % to 7.0 %

- ・ 発熱量 (ar) 4,622 Btu/lb to 7,554 Btu/lb (2,568 kcal/kg to 4,197 kcal/kg)

注) ar : as received (到着ベース)

- 同炭田北部は、現在でも探査が続けられている。

2) ソンダ-ジュラック炭田

- Karachi からの距離 150 km (approx.)
- 石炭賦存確認範囲 1,206 km²
- 最浅炭層深度 37.8 m.
- 最深炭層深度 265.28 m.
- 石炭資源量 7.112 billion tons.
- 炭質:
 - ・ 水分(ar) 31.23 % ~ 34.72 %
 - ・ 灰分(ar) 7.69 % ~ 14.7 %
 - ・ 揮発分(ar) 27.9 %
 - ・ 固定炭素(ar) 25.2 %
 - ・ 全硫黄(ar) 1.38 % ~ 2.82 %
 - ・ 発熱量(ar) 6,780 Btu/lb ~ 11,029 Btu/lb
(3,767 kcal/kg ~ 6,127 kcal/kg)

3) インダスイースト炭田

- 探査範囲 616 km²
- 試錐 16
- 炭層丈 2.40 m
- 石炭資源量 1.5 billion tons
- 炭質:
 - ・ 水分 (ar) 31.1 %
 - ・ 灰分 (ar) 15.2 %
 - ・ 揮発分 (ar) 27.7 %
 - ・ 固定炭素 (ar) 23.9 %
 - ・ 全硫黄 (ar) 2.6 %
 - ・ 発熱量 (ar) 6,300 Btu/lb to 8,000 Btu/lb (3,500 kcal/kg to 4,444 kcal/kg)
 - ・ 石炭化度 Lignite-B ~ Sub-bituminous-B

4) タール炭田

- タール砂漠面積 22,000 km²
- 石炭賦存範囲 9,100 km²
- 試錐総数 217
- 石炭資源量 175.506 billion tons.
- 炭質:
 - ・ 水分 (ar) 46.77 %
 - ・ 灰分 (ar) 6.24 %
 - ・ 揮発分 (ar) 23.42 %
 - ・ 固定炭素 (ar) 16.66 %
 - ・ 全硫黄 (ar) 1.16 %
 - ・ 発熱量 (ar.) 5,774 Btu/lb (3,208 kcal/kg)
 - ・ 石炭化度 Lignite-A ~ Lignite -B

5) メッテイング - ジュンビール炭田

- カラチの ENE 方向約 128 km に位置する。鉄道に近く、896 km² の広さを有す。小規模に生産している

6) バディン炭田

- 最近探査が開始された炭田で地質探査の段階である。項 2.3.3 に概要を記す。

(2) バルチスタン炭田

バルチスタン州の炭層は、始新世の Ghazig 層に胚胎されている。石炭化度は、Sub-bituminous A ~ High volatile B bituminous にランクされる。五つの炭田が州都 Quetta の周辺に知られている。

1) ソーレンジ – デガリ炭田

Quetta の南東 13~15km に位置し、約 50km² の広さを有す。Quetta からは、舗装道路でアクセスは容易である。北半分が Sor-Range 炭鉱として知られ、デガリ炭鉱が炭田の南部に位置する。石炭層の厚さは、1.0~2.0m と変化するが、ソーレンジのエリアでは、5.0mにも肥厚することが確認されている。一般にソーレンジの石炭が、低灰分・低硫黄分の品位を示し良炭である。石炭化度は、High volatile A bituminous ~ High volatile B bituminous にランクされる。以下に平均炭質を示す。

・ 水分	3.9% ~ 18.9%
・ 揮発分	20.7% ~ 37.5%
・ 固定炭素	41.0% ~ 37.5%
・ 灰分	4.9% ~ 17.2%
・ 全硫黄	0.4% ~ 5.6%
・ 発熱量	11,245 Btu/lb~13,900 Btu/lb (6,247 kcal/kg ~ 7,722kcal/kg)

2) チャマラン炭田

本炭田は、新たに発見された炭田で、さらに詳細な探査と開発が必要である。本炭田の初期探査を実施した GSP(パキスタン地質調査所)によると、非常に有望なポテンシャルを有するとのことである。炭質についても、バルチスタン州の他の炭田より良いと報告している。石炭化度は、High volatile C bituminous ~ High volatile A bituminous にランクされる。石炭資源量は、6 百万トンであり、その発熱量は 12,000BTU (6,670kcal/kg)以上示す。原料炭になる可能性を有す。

3) ドウキ炭田

ドウキに賦存する炭層は、Ghazig 層に胚胎される最下位の炭層である。炭層丈は、0.15~2.3m と変化する。向斜構造の中に存在する。炭化度は、Sub-bituminous B ~ Sub-bituminous C にランクされる。炭質は高揮発分と高硫黄分含有量の特徴を有す。石炭資源量は、56 百万トンと報告されている。

4) コスト・シャリン - ハマイ炭田

本炭田は、Quetta の東約 40km に位置し、北東—南西の軸を有する背斜構造・向斜構造の中に存在し、多くの断層の存在が知られている。炭層傾斜は、40° 以上の急傾斜を示す。3 層の移行炭層があり、上位より下位に向かい、Upper 層(0.4~0.7m)、Middle 層(0.7~1.0m)、Lower 層(0.5m)となっている。本炭田の炭質は高発熱量を有し、Sub-bituminous B ~ High volatile A bituminous にランクされる。石炭総資源量は、88 百万トンであり、そのうち確定資源量が 13 百万トン、推定と予想資源量が 75 百万トンである。

5) ピル イスマイル ジアラット炭田

本炭田は、Quetta の南東に位置し、非常に複雑な地質構造の中に賦存している。Upper 層と Lower 層の二層が稼行されており、炭層丈はそれぞれ 0.6～0.7m と 0.4～0.45m である。石炭化度は、Sub-bituminous A ～ High volatile B bituminous にランクされる。

6) マチ アベガン炭田

本炭田は、Quetta の南東に位置し、面積は 40km² である。炭層は、17 層以上が知られ、そのうち 3 炭層が稼行されている。最大層厚は、1.5m である。炭質は、発熱量 5,500kcal/kg、水分 12%、硫黄分 4.0 – 5.5%と報告されている。石炭化度は、Sub-bituminous C にランクされる。石炭資源量は、確定資源量 9 百万トン、推定・予想資源量 23 百万トンである。

(3) パンジャブ炭田

パンジャブ州の炭田は、Salt Range の東部、中部、西部に広がる (Khushab、Dandot、Khewra)。一方マカワル炭田は Trans Indus Rang (Sarghar Range) に存在する。石炭化度は、Sub-bituminous A ～ High volatile bituminous にランクされる。

1) ソルトレンジ炭田

本炭田の面積は 260km² であり、Khushab、Dandot、Khewra の 3 地区よりなる。生産が行われている地域は、道路と鉄道で結ばれている。Top 層の炭層丈は、0.22～0.30m、最大 0.60m にまでなる。一方 Lower 層は、1m の厚さ有し、比較的良質な炭質を示す。Dandot、Choa-Saiden Shah とその周辺で採掘されている。その地域では、パンジャブ州鉱物開発公社 (Punjab Mineral Development Corporation : PUNJAMIN) や私企業が採掘を行っている。

石炭資源量は、235 百万トンであり、平均炭質は、以下の通りである。

・ 水分	3.2% ～ 10.8%
・ 揮発分	21.5% ～ 38.8%
・ 固定炭素	25.7% ～ 44.8%
・ 灰分	12.3% ～ 44.2%
・ 硫黄	2.6% ～ 10.7%
・ 発熱量	9,472 ～ 15,801 Btu/lb (5,262 ～ 8,778 kcal/kg)

2) マカワル/グラアヘル炭田

本炭田は、Sarghar Range (Trans Indus Rang) に位置し、Makerwal の西方 3.2km から Kalabagh の西約 13km に亘り続く。その面積は、Mianwali 郡の中で約 75km² を占める。マカワル/グラアヘル炭田の石炭は、ソルトレンジ炭田の石炭より炭質が良いとのことで、消費者に歓迎されている。平均炭質は、以下の通りである。

・ 水分	2.8% ～ 6%
・ 揮発分	31.5% ～ 48.1%
・ 固定炭素	34.9% ～ 44.9%
・ 灰分	6.4% ～ 30.8%
・ 硫黄	2.8% ～ 6.3%
・ 発熱量	10,688 Btu/lb ～ 14,000 Btu/lb (5,938 kcal/kg ～ 7,778 kcal/kg)

(4) NWFP, AZAD JAMMU & KSHiMIR (AJK)の炭田

KP(North West Frontier Province) の炭田は、まだ十分に探査されていない。石炭は、Hangu と Cherat の二ヶ所の地域で確認されている。炭質は、Sub-bituminous(亜瀝青炭)であり、発熱量は 9,386 ～ 14,217 Btu/lb (5,214 ～ 7,898 kcal/kg)。低硫黄・低灰分の特徴を有す。Hangu 地域の、石炭層は 3.5m あり、Cherat 地域では一般的には 1m 以下である。

・ 水分	0.1% ～ 7.1%
・ 灰分	5.3% ～ 43.3%
・ 揮発分	14.0% ～ 33.4%
・ 固定炭素	21.8% ～ 76.9%
・ 硫黄	1.1% ～ 9.5%
・ 発熱量	9,386 Btu/lb ～ 14,217 Btu/lb (5,214 kcal/kg ～ 7,898 kcal/kg)

石炭資源量	百万トン
確定	2
推定	5
予想	84
計	91

AJK 炭田は、首都 Islamabad の東約 80km の Katli の近くにある。古第三紀暁新世の Patala 層に胚胎され、急傾斜の地層を示している。平均炭層丈は、0.6m である。AJK 炭田の石炭資源量は、9 百万トンであり、炭質は Sub-bituminous を示す。炭質と資源量は次のようにまとめられる。

・ 水分	0.2% ～ 6.0%
・ 灰分	3.3% ～ 50.0%
・ 揮発分	5.1% ～ 32.0%
・ 固定炭素	26.3% ～ 69.5%
・ 硫黄	0.3% ～ 4.8%
・ 発熱量	7,336 Btu/lb ～ 2,338 Btu/lb (4,075 kcal/kg ～ 6,854 kcal/kg)

石炭資源量	百万トン
確定	1
推定	1
予想	7
計	9

出典: Pakistan Coal Power Generation Potential June 2004, PPI

2.1.4 石炭の埋蔵量・生産・炭質

2011 年時点で、GSP によるとパキスタンの石炭埋蔵量は 1,860 億トンと発表されている。シンド州には、ラクラ炭田とタール炭田の2大炭田が発見された。インドとの国境付近のタール炭田は全パキスタンの石炭資源量の 94%を占め、この量は、石炭火力発電を稼働するに十分な量である。(表 2.1-1)

表 2.1-1 パキスタンの石炭資源量

Province /Coal Field	Seam Thickness (m)	Reserves (million tons)					Status
		Total	Measured	Indicated	Inferred	Hypothetical	
SINDH		185,457	3,339	11,635	53,346	114,137	
Lakhra	0.3-3.3	1,328	244	629	455		Developed
Sonda-Thatta	0.3-1.5	3,700	60	511	2,197	932	Not Developed
Jherruk	0.3-6.2	1,823	106	810	907		Not Developed
Ongar	0.3-1.5	312	18	77	217		Not Developed
Indus East	0.3-2.5	1,777	51	170	1,556		Not Developed
Meting-Jhumpir	0.3-1.0	161	10	43	108		Developed
Badin	0.55-3.1	850	150	0	200	500	Not Developed
Thar Coal*	0.2-22.8	175,506	2,700	9,395	50,706	112,705	Not Developed
BALUCHISTAN		217	54	13	134	16	
Barkhan-Chamalang	0.3-2.0	6	1		5		Developed
Duki	0.2-2.3	50	14	11	25		Developed
Mach Abegum	0.6-1.3	23	9		14		Developed
Sor Range - Deghari	0.3-1.3	50	15		19	16	Developed
Pir Ismail Ziarat	0.4-0.7	12	2	2	8		Developed
Khost-Shahrig-Harnai	0.3-2.3	76	13		63		Developed
PUNJAB		235	55	24	11	145	
Makarwal	0.3-2.0	22	5	8	9		Developed
Salt Range	0.15-1.2	213	50	16	2	145	Developed
KP		90	1.5	4.5	84.0	0.0	
Hangu/Orakzai	0.43-0.6	81.5	1.0	4.5	76.0		Developed
Cherat/Gulla Khel	0.8-1.2	8.5	0.5		8.0		Developed
Azad Kashmir		9	1	1	7	0	
Kotli	0.25 - 1.0	9	1	1	7	0	Developed
Total	Original Table	186,007	3,450	11,677	56,582	114,298	

出典: Geological Survey of Pakistan

Measured Reserves: having a high degree of geological assurance,;coal lies within a radius of 0.4 km from a point of coal measurement.

Indicated Reserves: having a moderate degree of geological assurance; coal lies within a radius of 0.4 km to 1.2 km from a point of coal measurement.

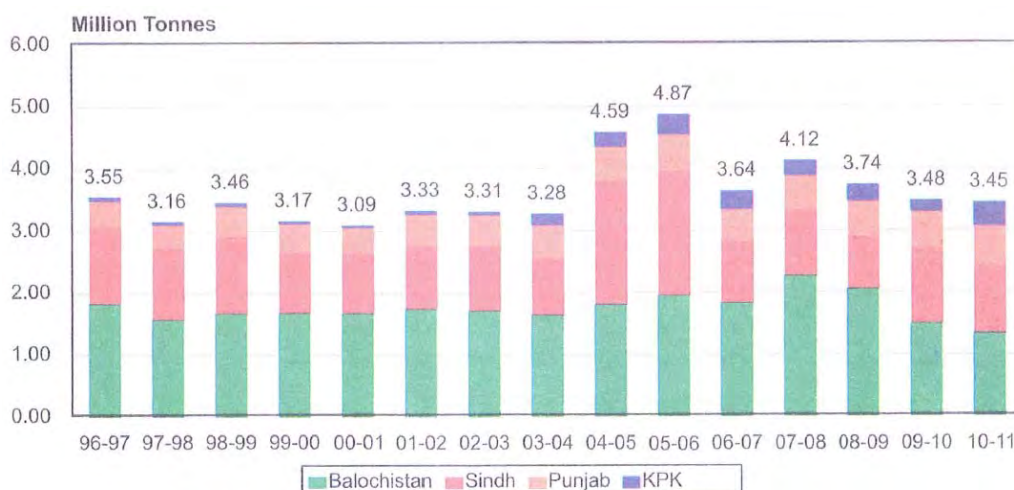
Inferred Reserves: having a low degree of geological assurance; coal lies within a radius of 1.2 km to 4.8 km from a point of coal measurement.

Hypothetical Resources: undiscovered coal resources and are generally extension of inferred reserves in which coal lies beyond 4.8 km from a point of coal measurement.

表2.1-2 炭田毎の生産量

Province/Field	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	ACGR
BALUCHISTAN:							
Sor Range	122,471	119,276	117,681	115,802	101,715	101,989	-3.6%
Degari	47,257	48,229	43,175	41,632	36,419	22,305	-13.9%
Sharigh	265,804	199,153	184,989	140,370	169,793	193,671	-6.1%
Sinjidi	121,413	138,009	120,515	117,118	114,020	73,614	-9.5%
Mach	307,539	294,642	293,340	236,274	185,574	131,158	-15.7%
Harnai-Khost-							
Nasaka-Zardalu	169,086	122,783	93,931	103,358	102,702	112,024	-7.9%
Duki	531,929	508,362	564,944	469,524	226,325	211,941	-16.8%
Pir Ismail Ziarat	366,090	337,586	318,166	294,567	176,808	156,340	-15.6%
Abegum	27,380	14,928	11,697	17,623	6,623	28,839	1.0%
Barkhan/Chamalong		48,321	520,185	521,041	383,034	310,178	
Sub-Total	1,958,915	1,831,289	2,268,623	2,057,309	1,503,013	1,342,059	-7.3%
PUNJAB:							
Makerwal/Salt Range	573,684	508,168	553,453	571,493	591,420	620,245	1.6%
Sub-Total	573,684	508,168	553,453	571,493	591,420	620,245	1.6%
SINDH:							
Lakhra	*	981,250	1,038,926	825,860	1,189,211	1,097,348	
Jhimpir	*	18,652	19,936	14,666	10,820	3,152	
Sub-Total	2,010,000	999,902	1,058,862	840,526	1,200,031	1,100,500	-11.3%
KPK/FATA:							
Makerwal/Gulakhel/	328,560	303,504	242,969	52,969	56,424	85,566	-23.6%
Kohat, FATA				215,825	129,786	301,721	
Sub-Total	328,560	303,504	242,969	268,794	186,210	387,287	3.3%
Total:Tonnes	4,871,159	3,642,863	4,123,907	3,738,122	3,480,674	3,450,091	-6.7%
TOE	2,179,357	1,629,817	1,845,036	1,672,436	1,557,254	1,543,571	
Annual growth rate	6.20%	-25.22%	13.21%	-9.35%	-6.89%	-0.88%	

出典: Pakistan Energy Yearbook 2011



出典: Pakistan Energy Yearbook 2011

図2.1-5 炭田毎の石炭生産量

パキスタンで生産される石炭は、褐炭から亜瀝青炭で、国内に広く分布する。2005-06年度には、487万トンを生産し、近年は350万トンの生産に落ち着いている。「パ」政府によると、全生産量の85～89%は、小～中規模な私企業によって生産されている。(表 2.1-2及び図 2.1-5)

2010-11年度は、国内炭と輸入炭合わせた量の54.3%がセメント製造業によって使用され、38.9%が煉瓦焼成用、5.6%が製鉄用(全量輸入炭)に使われ、僅か、1.2%が発電用に供されただけである。シンド州政

府は、タール炭田で大規模炭田開発を行い石炭を発電用に使用したい意向である。法的あるいは資金的な援助を行い海外からの投資を含めた民間企業を促進しようとしている。(表 2.1-3及び図 2.1-6)

表 2.1-3 パキスタンの石炭消費量

Unit: Tons
TOE

Sector	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	ACGR
Domestic	-	994	1,000	813	-	-	
		445	447	364			
Brick-Kiln Industry*	4,221,825	3,277,472	3,760,707	3,274,789	3,005,192	3,003,603	-6.6%
	1,888,845	1,466,341	1,682,540	1,465,141	1,344,523	1,343,812	
Cement / Other Industry**	2,778,379	4,140,986	5,720,972	3,801,751	4,577,007	4,187,935	8.6%
	1,722,646	2,682,255	3,721,727	2,427,497	2,937,538	2,681,567	
Pak Steel***	564,450	310,209	465,968	1,200,000	430,822	429,123	-5.3%
	371,352	204,087	306,560	789,480	283,438	282,320	
Power (WAPDA)	149,334	164,397	162,200	112,520	125,482	96,488	-8.4%
	66,812	73,551	72,568	50,341	56,141	43,169	
Total: Tonnes	7,713,988	7,894,058	10,110,847	8,389,873	8,138,503	7,717,149	0.0%
TOE	4,049,654	4,426,678	5,783,844	4,732,823	4,621,639	4,350,868	
Annual growth rate	-2.28%	2.33%	28.08%	17.02%	-3.00%	-5.18%	

Note: Sectoral consumption data of coal is mostly not available, except for power sector and has, therefor, been estimated.

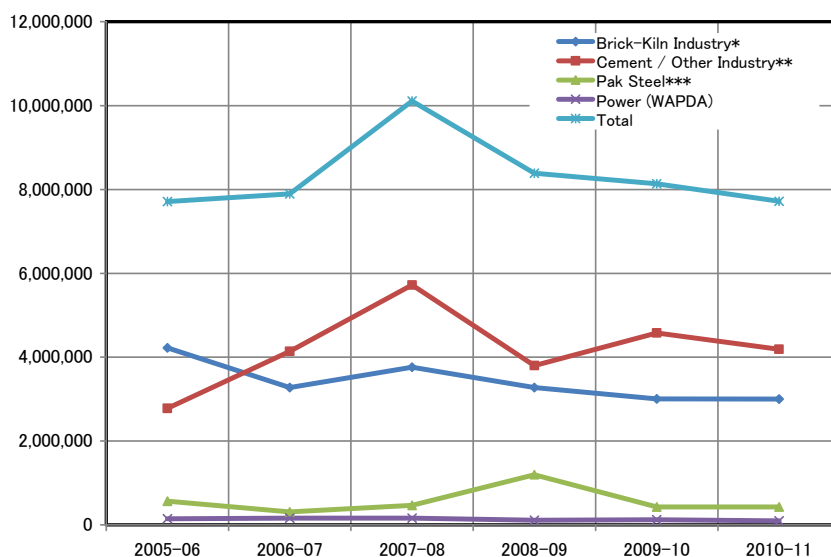
*: Estimated by deducing other uses of indigenous coal from the total production.

** Include indigenous as well as imported coal.

*** Imported coal/coke used as coke in Pak Steel

Source: Cement Factories, DG(Minerals), FBS, Pak Steel, PMDC, WAPDA

出典: Pakistan Energy Yearbook 2011



Note: Sectoral consumption data of coal is mostly not available, except for power sector and has, therefor, been estimated.

*: Estimated by deducing other uses of indigenous coal from the total production.

** Include indigenous as well as imported coal.

*** Imported coal/coke used as coke in Pak Steel

出典: Pakistan Energy Yearbook 2011

図2.1-6 石炭の消費推移

「パ」国では、輸入炭は、主に、製鉄用とセメント製造業に使用され、現状、発電用には使用されていない。(表 2.1-4) 統計資料の TOE の数字からみると、6,580kcal/kg 程度の石炭と想定される。

表2.1-4 パキスタンの石炭輸入量

Unit	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11
Tons	2,842,829	4,251,195	5,986,940	4,651,751	4,657,829	4,267,058
TOE	1,870,297	2,796,861	3,938,808	3,060,387	3,064,386	2,807,297
Import value (Million Rs.)	9,248	15,720	36,210	47,321	34,937	44,832
Annual growth rate of imports	-14.04%	49.54%	40.83%	-22.30%	0.13%	-8.39%

出典: Pakistan Energy Yearbook 2012

「パ」国の石炭の分析値は、報告書によってかなり異なった数字が見られるものの、一般的には、シンド州の石炭に比べるとバルチスタンの石炭は、高発熱量、低全水分、高全硫黄の傾向を示す。シンド州の中でも、タールの石炭は、ラクラ比べると、低全硫黄を示し、この点からも、タールの石炭は、石炭火力発電用の燃料に適しているといえる。最近は、Badin 炭田が新たに発見され、探査が進んでおり、Badin 炭田の炭質は、変更される可能性が強い。

表2.1-5 パキスタンの炭田毎の炭質

Province / Coal Field	Coal Quality Proximate Analysis (in percent)					Rank ASTM Classification	Heating Value (mmmf) Btu/lb	Heating Value (mmmf) Kcal/kg	Average Annual Production 2000-2001 (tonnes)
	Moisture	Volatile Matter	Fixed Carbon	Ash	Total Sulphur				
SINDH									
Lakhra	9.7 - 38.1	18.3 - 38.6	9.8 - 38.2	4.3 - 49	1.2 - 14.8	LigB to SubC	5,503 - 9,158	3,057 - 5,088	1,112,406
Sonda-Thatta	22.6 - 48.0	16.1 - 36.9	8.9 - 31.6	2.7 - 52.0	0.2 - 15.0	SubC to hvBb	8,878 - 13,555	4,932 - 7,531	-
Iherruk	9.0 - 39.5	20.0 - 44.2	15.0 - 58.8	5.0 - 39.0	0.4 - 7.7	SubC to hvCb	8,800 - 12,846	4,889 - 7,137	-
Dngar						LigB to SubA	5,219 - 11,172	2,899 - 6,207	-
Indus East						LigA to SubC	7,782 - 8,660	4,323 - 4,811	-
Meting-Jhumpir	26.6 - 36.6	25.2 - 34.0	24.1 - 32.2	8.2 - 16.8	2.9 - 5.1	LigA to SubC	7,734 - 8,612	4,297 - 4,784	-
Badin*	15.4 - 29.8	29.8 - 39.8	31.0 - 36.3	8.2 - 14.6	3.4 - 7.4		6,740 - 11,100	3,744 - 6,167	-
Thar Coal	46	23.1 - 36.6	14.2 - 34.0	2.9 - 11.5	0.9 – 1.2	LigB to SubA	6,244 - 11,045	3,469 - 6,136	-
BALOCHISTAN									
Barkhan-Chamalang	1.1 - 2.9	24.9 - 43.5	19.4 - 47.1	9.1 - 36.5	3.0 - 8.5	hvcB to hvAb	12,500 - 14,357	6,944 - 7,976	NA
Duki	3.5 - 11.5	32.0 - 50.0	28.0 - 42.0	5.0 - 38.0	4.0 - 6.0	SubB to hvAb	10,131 - 14,164	5,628 - 7,869	278,518
Mach Abegum	7.1 - 12.0	34.2 - 43.0	32.4 - 41.5	9.6 - 20.3	3.2 - 7.4	SubA to hvCb	11,110 - 12,937	6,172 - 7,187	317,004
Sor Range - Deghari	3.9 - 18.9	20.7 - 37.5	41.0 - 50.8	4.9 - 17.2	0.6 - 5.5	SubA to hvBb	11,245 - 13,900	6,247 - 7,722	279,564
Pir Ismail Ziarat	6.3 - 13.2	34.6 - 41.0	19.3 - 42.5	10.3 - 37.5	3.2 - 7.4	SubA to hvCb	10,786 - 11,996	5,992 - 6,664	384,108
Khost-Shahrig-Harnai	1.7 - 11.2	9.3 - 45.3	25.5 - 43.8	9.3 - 34.0	3.5 - 9.55	SubB to hvAb	9,637 - 15,499	5,354 - 8,611	227,784
PUNJAB									
Makarwal	2.8 - 6.0	31.5 - 48.1	34.9 - 44.9	6.4 - 30.8	2.8 - 6.3	SubA to hvAb	10,688 - 14,029	5,938 - 7,794	47,928
Salt Range	3.2 - 10.8	21.5 - 38.8	25.7 - 44.8	12.3 - 44.2	2.6 - 10.7	SubC to hvAb	9,471 - 15,801	5,262 - 8,778	221,964
NWFP									
Hangu/Orakzai	0.2 - 2.5	16.2 - 33.4	21.8 - 49.8	5.3 - 43.3	1.5 - 9.5	SubA to hvAb	10,500 - 14,149	5,833 - 7,861	77,000
Cherat/Gulla Khel	0.1 - 7.1	14.0 - 31.2	37.0 - 76.9	6.1 - 39.0	1.1 - 3.5	SubC to hvAb	9,388 - 14,171	5,216 - 7,873	36,006
Azad Kashmir									
Kotli	0.2 - 6.0	5.1 - 32.0	26.3 - 69.5	3.3 - 50.0	0.3 - 4.8	LigA to hvCB	7,336 - 12,338	4,076 - 6,854	
hvAb =high volatile A bituminous coal		ASTM =American Society For Testing and Materials							
hvBb =high volatile B bituminous coal		To convert Btu to Kcal/Kg multiply by 0.556.							
hvCb =high volatile C bituminous coal		To convert Kcal /Kg to Btu/lb multiply by 1.798.							

hvAb =high volatile A bituminous coal ASTM =American Society For Testing and Materials
 hvBb =high volatile B bituminous coal To convert Btu to Kcal/Kg multiply by 0.556.
 hvCb =high volatile C bituminous coal To convert Kcal /Kg to Btu/lb multiply by 1.798

出典: Geological Survey of Pakistan (JUNE 30, 2011), Badin*: Sind Coal & Energy Department, GoS 2010

2.1.5 石炭開発に係わる法律・基準

「パ」国では、石炭開発関連の許認可は、すべて各州政府がその権限を有する。それ故、石炭開発に関連した法律・規則は各州毎に定められている。

表 2.1-6 鉱物探鉱ライセンス(シンド州)

Category	Size	Validity Period (Years)	Renewals	Record & Report	Remarks
Reconnaissance License	Not more than 100 km ²	Not exceeding 12 months		Within 60 days after the end of the period of license	
Exploration License	Not more than 1,000 km ²	Not exceeding 3 years	2	Quarterly report within 15 days after the end of each quarter. A summary report within 60 days after the end of the period of such exploration license	
Mineral Deposit Retention License	300 km ²	Not exceeding 2 years	1	Within 30 days after the end of the period of licence (a report containing an evaluation of the prospects and economical viability of future mining operations in the retention area) Within 60 days after the end of the period (an application for the renewal of the mineral of deposit retention license or a mining lease)	To carry out the proposal for future mining operations Mining proposals are made in writing to the licensing authority
Mining Lease	Not exceeding 250 km ²	Not exceeding 30 years			

出典: Sindh Mining Concession Rule, 2002

Remarks

- 1: Within 30 days, renewal of mining lease should be made accordingly.
- 2: Work is carried out within a particular time period in accordance with the scheduled program as may be specified in the license.
- 3: Exploration shall be valid for such period not exceeding 2 years as may be specified in the license and for additional period if any renewal thereof.
- 4: After mine leasing, the holder shall commence mining operations within 6 months in accordance with the approval plan.

表 2.1-7 申請・更新料金

Title/Concession	Rupees	Equiv. US\$	Equiv. Yen
Reconnaissance License	15,000	156.90	12,295
Exploration License	25,000	261.51	20,492
- First Renewal	50,000	523.01	40,984
-Second Renewal	50,000	523.01	40,984
- Amendment	10,000	104.60	8,197
Mineral Deposit Retention License	100,000	1,046.03	81,967
-Renewal	100,000	1,046.03	81,967
-Amendment	20,000	209.21	16,393
Mining Lease	100,000	1,046.03	81,967
-Renewal	100,000	1,046.03	81,967
-Amendment	20,000	209.21	16,393

出典: Sindh Mining Concession Rule, 2002

Note: Exchange rate US\$=Rp 95.6, Yen=Rp 1.22(Oct 12, 2012)

表 2.1-8 年間支払い料金

Category	Period (Years) Term of License	Rental Fee (per/km2)		
		Rupees	Equiv. US\$	Equiv. Yen
Reconnaissance License	Year 1-3	10,000	104.60	8,197
Exploration License	Year 1-3	15,000	156.90	12,295
-First Renewal	Year 1	1,500	15.69	1,230
	Year 2	2,000	20.92	1,639
	Year 3	2,500	26.15	2,049
-Second Renewal	Year 1	4,000	41.84	3,279
	Year 2	5,000	52.30	4,098
	Year 3	6,000	62.76	4,918
Mineral Deposit Retention License	Year 1-3	10,000	104.60	8,197
- Renewal	Year 1	6,000	62.76	4,918
Mining Lease	Term of Ease	10,000	104.60	8,197
- Renewal	Renewal Period	6,000	62.76	4,918

出典: Sindh Mining Concession Rule, 2002

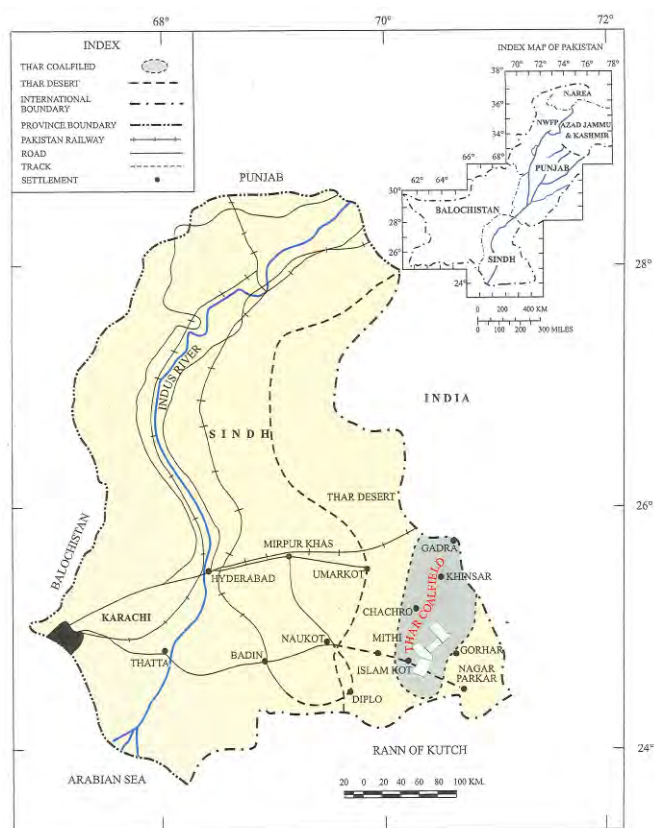
Note: Exchange rate US\$=Rp 95.6, Yen=Rp 1.22(Oct 12, 2012)

2.2 タール炭田

2.2.1 調査の歴史

1991 年に British Overseas Development Agency (ODA)が実施した水資源探査試錐において、タール砂漠の砂層の下に石炭層の存在が確認された最初であった。Tharparker 郡の面積 9,000km² の地域に、17,550 億トンの石炭資源量が存在しているのを明らかにしたのは、「パ」地質調査所(GSP)と USAID の広域探査試錐プロジェクトの結果であった。タール炭田の開発に関し今まで実施された探査は、1994 年の J.T.Boyd、2002 年の RWE(ドイツ)、2004 年の Shenhua of China であり、これらの探査作業の結果タール炭田が露天採掘で開発出来ることが判った(GSP paper)

2011 年 9 月 19 日、Global Mineral Company of China がシンド州政府と Block I の開発と発電所建設に契約した。Engro グループとシンド州政府は、Block II の開発の為に、共同企業体 Sindh-Engro Coal Mining Company (SECMC)を結成し、Bankable F/S は、2010 年 8 月 31 日に完了している。Block III については、Cougar Energy (英国)は、現在デスクトップスタディーを進めている。「パ」政府は、Block V に対して Underground Coal Gasification Project を進めている。Block VI については、Oracle coalfields PLC (英国) が、試錐・物性試験等を進めている。Block VII から Block XII は、現在、投資を待っている状況である。



出典:: Thar Block II Coal Mining Project , BFS by SECMC 2010

図 2.2-1 タール炭田位置図(シンド州)

2.2.2 地質状況

タール炭田一帯は、平均 80m の厚さの砂丘砂が地表を覆い、砂漠の東部に本地域の構造を形成する台地が存在している。本台地の下は、比較的浅い花崗岩の基盤岩が存在している。この花崗岩基盤累層群はタール砂漠の西方に向かい断層を伴いつつ急激に傾斜する。タール炭田の標準層序を図 2.2-2 に示す。下位より、基盤累層群、暁新世～始新世の Bara 夾炭層、第四紀層堆積層 (alluvial deposits of sub-recent in age)、そして砂丘砂層が存在する。

Formation	Age	Thickness	Lithology
Dune Sand	Recent	14 m to 93 m	Sand, silt and clay
-----Unconformity-----			
Alluvial Deposits	Sub-Recent	11 m to 209 m (variable)	Sandstone, siltstone
-----Unconformity-----			
Bara Formation	Paleocene to Early Eocene	+52 m (variable)	Claystone, shale, sandstone, coal carbonaceous claystone
-----Unconformity-----			
Basement Complex	Pre-Cambrian		Granite and quartz diorite.

出典:: Geological Survey of Pakistan

図 2.2-2 タール炭田の標準層序

タール炭田には、厚い砂丘砂と第四紀層におおわれているために、石炭露頭は存在しない。石炭層に関するすべての情報は、試錐結果から判明したものである。石炭は、暁新世～始新世の Bara 層の中に見つかっており、第四紀層の直下に存在している。タール炭田には複数の炭層が知られている(図 2.2-3)。炭層は非常に発達しているものの、その厚さは 0.20～22.81m と変化する。炭層の枚数は、一本の試錐で 20 炭層が確認されたと報告されている。一本の試錐での石炭部分のみの厚さの累積合計は 0.2～36m の幅を持つ。

シンド州の東部、Karachi の南東 400km に、1, 750 億トン进行有す広大な炭田が賦存する。9,100km² のうち、1,190km² が 12 ブロックに分けられ探査され、その結果、2,964 億トンの石炭埋蔵量が報告されている。最初の 4 ブロックは、GSP が、USGS と共同で探査され、残りの 8 ブロックは、Sindh Coal Authority の下で探査が実施された。そのうち 2 ブロックは、China North East Coalfield Geological Survey Bureau が探査を実施、残りの 6 ブロックは、Deep Rock Drilling

Pvt Ltd が探査を実施した。主要石炭層部分の厚さは、12～21m である。平均賦存深度は 170m であり、その上位 50m は、非常にルーズな砂丘砂からなる。炭質について、2,000 サンプル以上が分析に出された。これらの分析結果から、炭化度は Lignite B～Lignite A であることが判明した。加重平均の炭質は次の通りである。

- 水分(ar) 46.77 %;
- 揮発分 (ar) 23.42 %;
- 固定炭素 (ar) 16.66 %;
- 灰分 (ar) 6.24 %;
- 硫黄 (ar) 1.16 %;
- 発熱量 (ar) 5,774 Btu/lb (3,208 kcal/kg)

注: ar: as received base (到着ベース)

石炭の色は、一般的に褐色から黒褐色である。タールの石炭は僅かに板状できれいである。緑黄色～暗褐色のレジン(樹脂)が含まれる。細粒のパイライト(硫化鉄鋼)も見られる。複数の炭層が存在する。タール炭田の開発に現状詳細は。第 3 章で述べる。

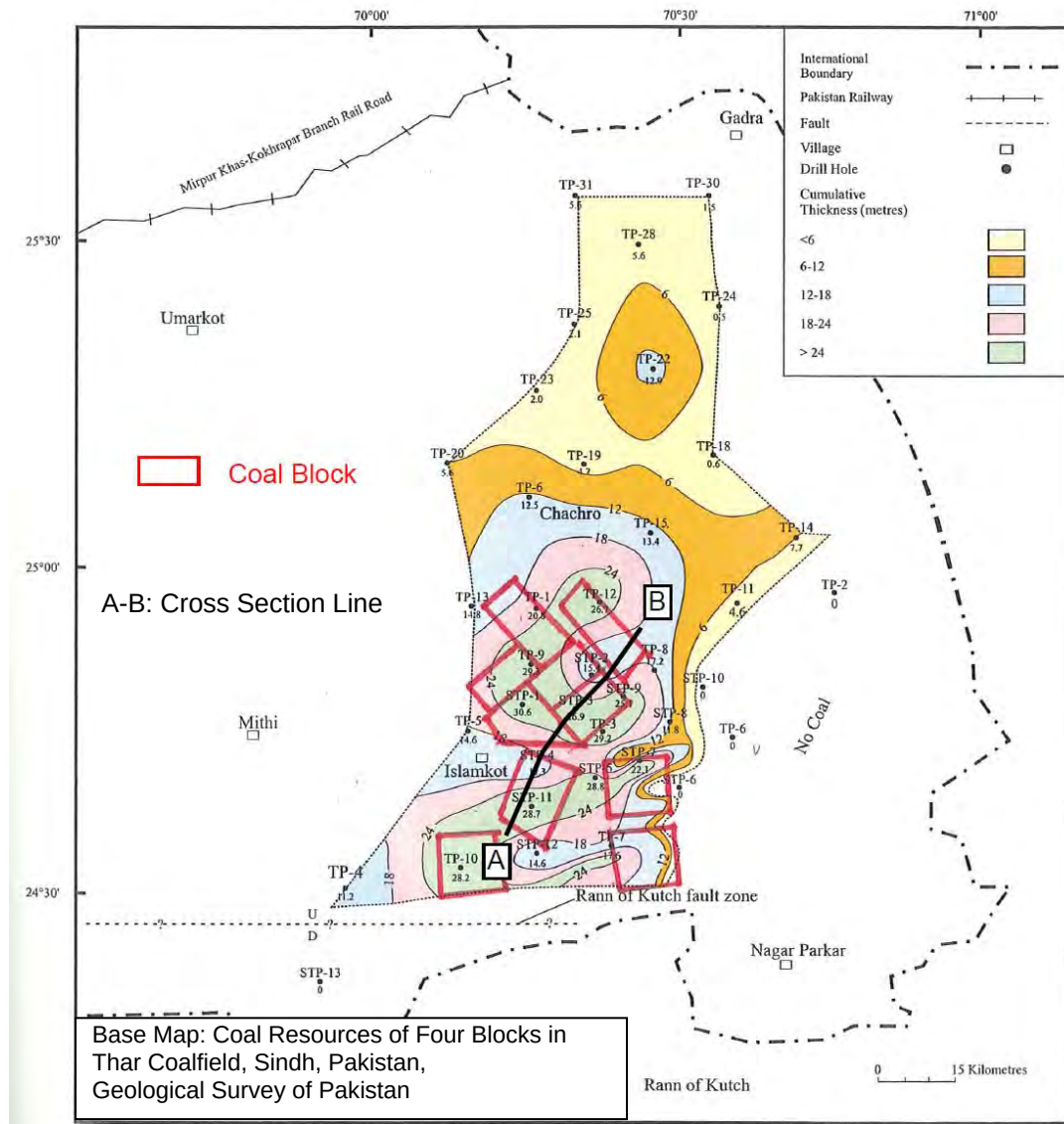
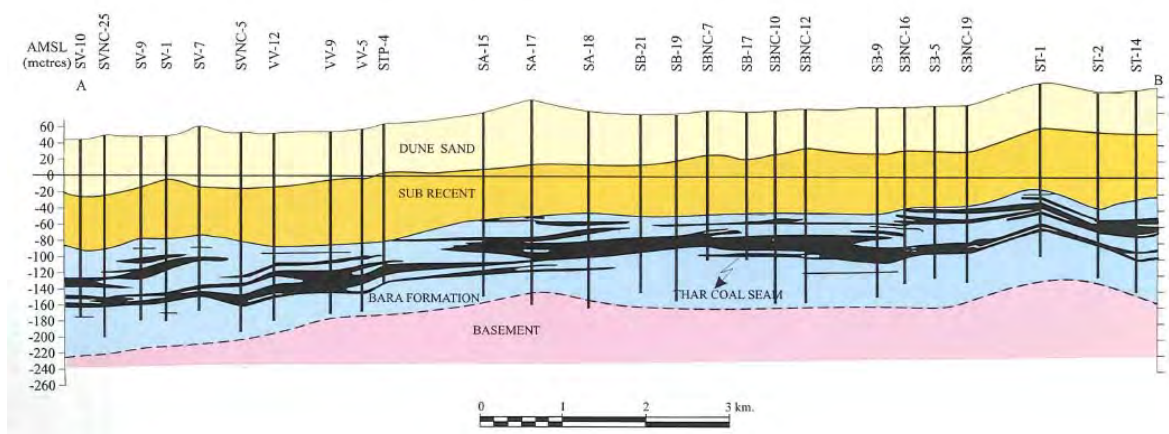
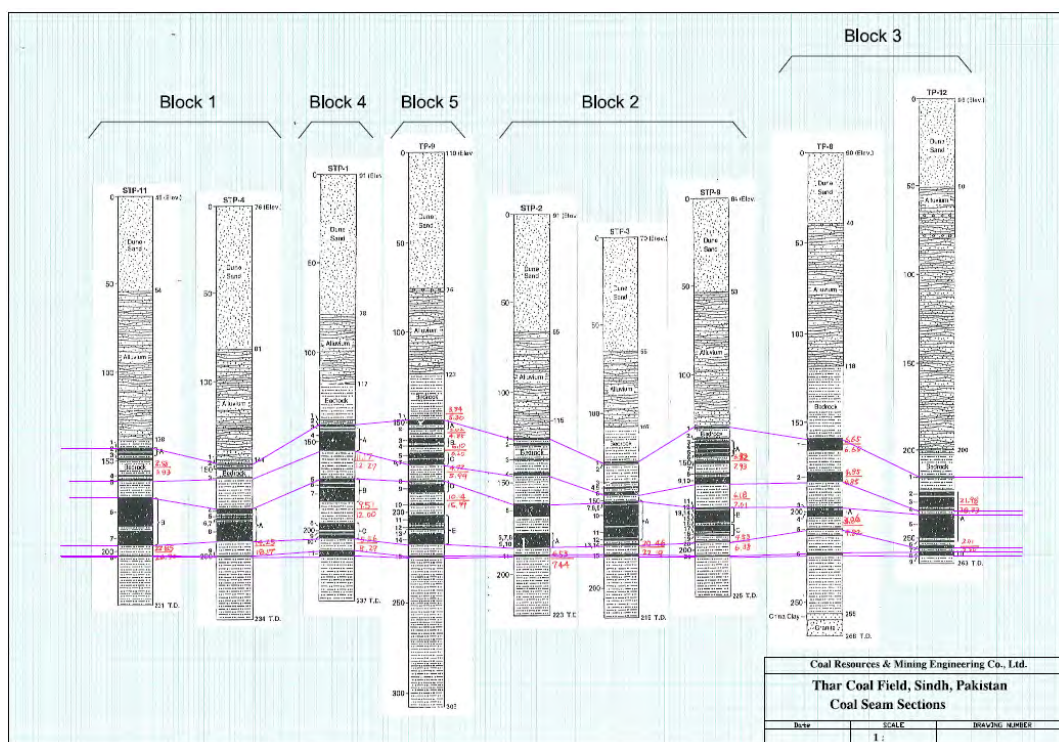


図 2.2-3 タール炭田の石炭ブロック・累積層厚(m)・断層線位置図



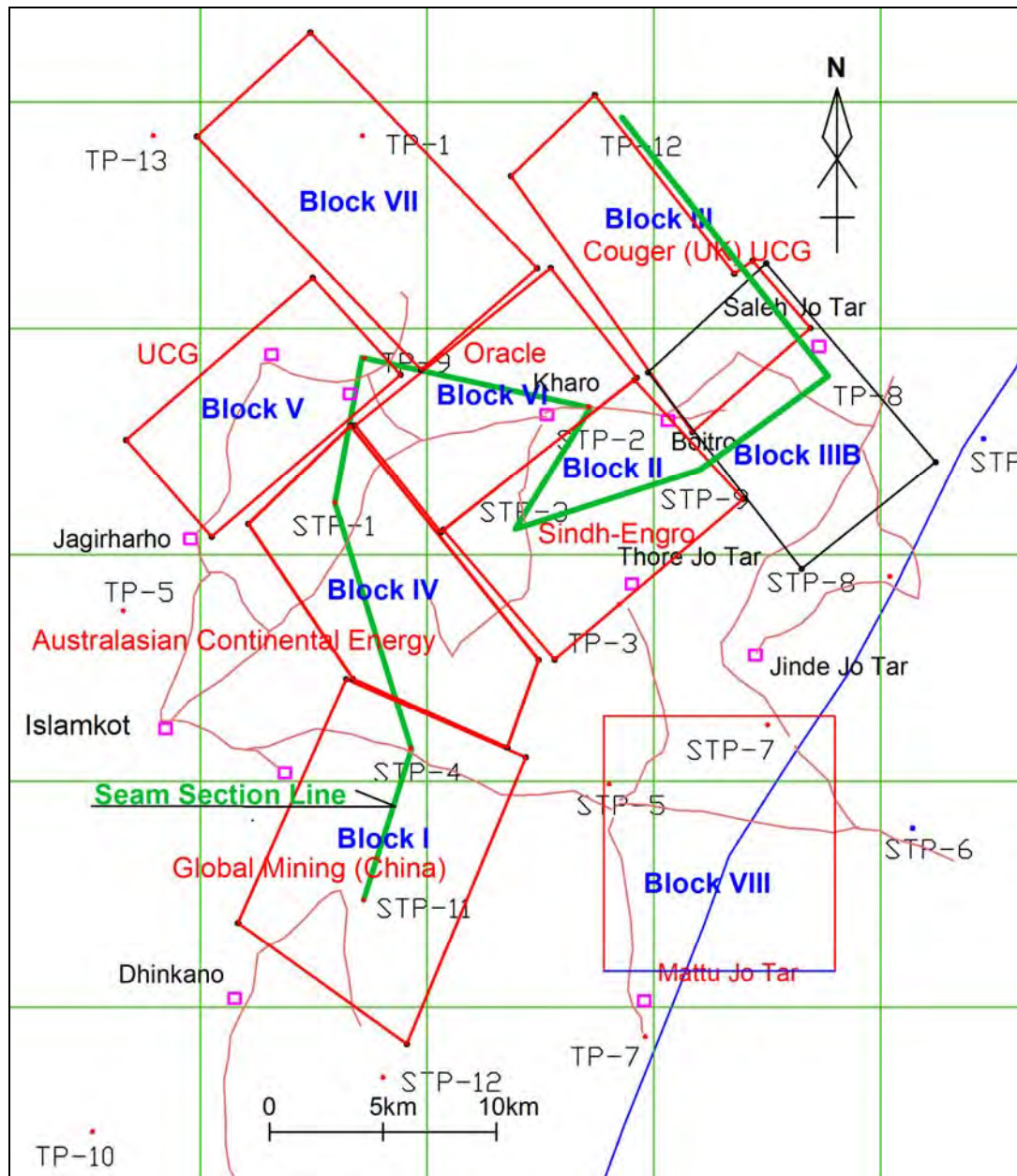
出典:: Geological Survey of Pakistan

図 2.2-4 概念断面図 (Block I, IV, II and III Thar Coal Blocks)



出典:: Prepared by JICA Survey Team referring to U.S. Department of Interior/U.S. Geological Survey Open-File Report 94-167

図 2.2-5 タール炭田の代表的試錐柱状図



出典: Prepared by JICA Survey Team

図 2.2-6 タール炭田代表的試錐柱状図位置図



写真 2.2-1 ブロックII全域



写真 2.2-2 ブロックII採掘計画地域

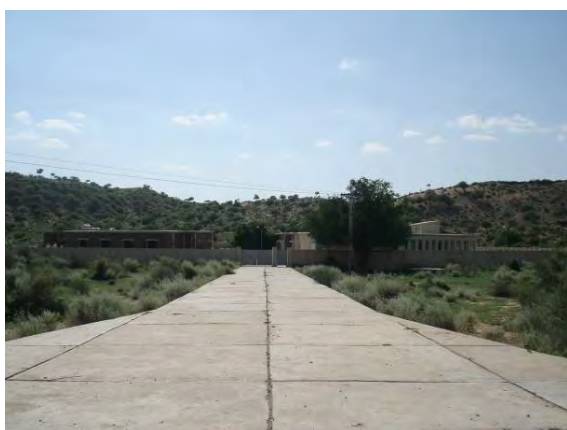


写真 2.2-3 タールレスキューセンター



写真 2.2-4 ブロックV UCG 1st 噴出孔



写真 2.2-5 UCG 生産用パイプライン



写真 2.2-6 UCG 試錐作業

2.2.3 気象および水文

(1) 気象

タール砂漠は短いモンスーン期間を伴う半乾燥気候下にある。降雨は通常 2、3 日の間に集中し、干ばつは 3 年ごとに発生する。一般的な年降雨量は 100～200mm で、最少降雨量と最多降雨量は、それぞれ 1991 年の 24.6mm と 2011 年の 1,500mm である。

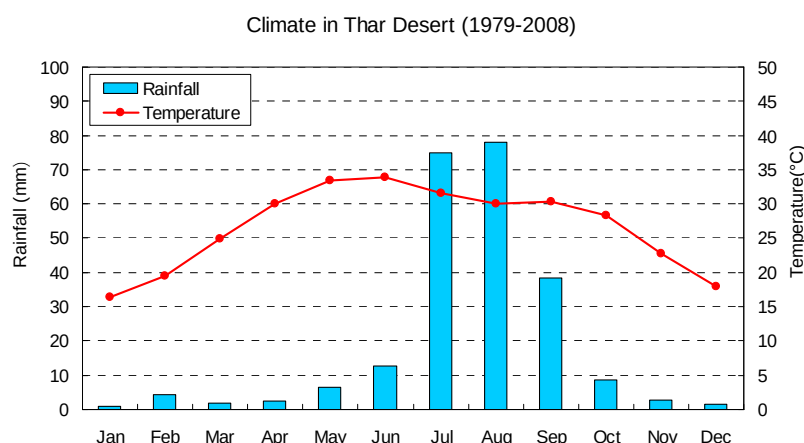
1979～2008 年の 30 年間の月平均降雨量と月平均気温を図 2.2-7 に示した。夏季の日中は極端に気温が上昇するものの、夜間は比較的過ごしやすい。

降雨の特徴は以下のとおりである：

- 降水はモンスーンにあたる 7～9 月に集中する。
- 個々の月の降雨量は多くても 500mm 程度であるが、日降雨量は 100mm を超えることがある。

また、気温の特徴は以下のとおりである：

- 最も気温が高い月は 5 月と 6 月、最も気温が低い月は 1 月である。5 月と 6 月には日最高気温が 50℃を超えることもある。
- 年平均気温は 26℃である。



出典： Sindh Engro Coal Mining Company (2010)

図 2.2-7 1979～2008年の月平均降水量と月平均気温

(2) 水文

1) 表流水

シンド州の主な水源は地表を流れる灌がい用水路と地下水である。ただし、タール砂漠には表流水は存在しない。最も近い河川・水路は、タール砂漠から 120km 西方のインダス河流域になる。この地域に河川が存在しないことは、汲み上げた地下水や（降水に伴って発生する）表流水の排水を困難にし、排水用のパイプラインが必要であることを意味する。

タール砂漠にもその一部が位置し、季節的に出現する塩分濃度が高い湿地帯からなるクッチ湿原 (Rann of Kutch) は、パキスタンとインドにまたがって分布し、面積は 3,000km² もの規模を誇る。シンド州の南縁付近に存在する塩湖やため池は、雨季になると雨水によって満たされる。

本地域では集中豪雨がしばしば大規模な洪水を引き起こしてきた。最近では 2011 年 8 月中旬に、激しいモンスーン性の降雨がシンド、東バロチスタン、南パンジャブ地域に大被害をもたらした。タール砂漠にあるミチ (Mithi) では降り始めから降り終わりまでに 1,290mm もの降雨を記録した。この豪雨によりこの地域で 434 名が死亡するなど、5,300 万の人々と 1,524,773 の家屋が被災した (The Express Tribune, 2011)。タール砂漠では、このような洪水がしばしば数千頭の家畜の命を奪うとともに、地域住民に深刻な被害を与えている。

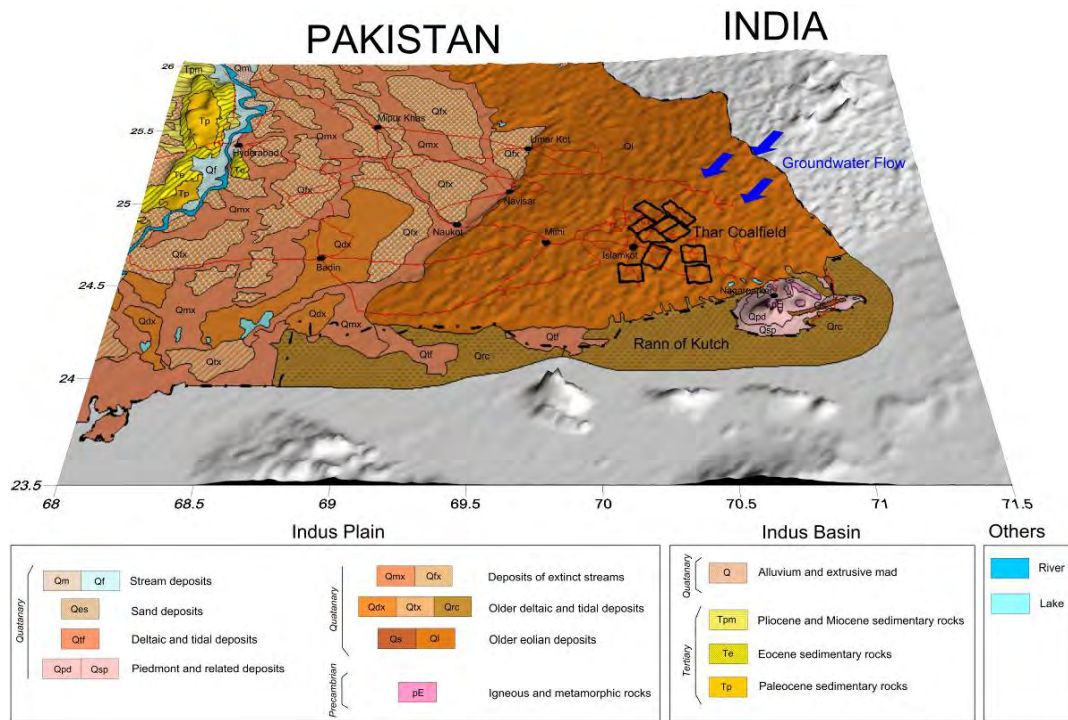
2) 広域地下水

タール炭田地域には、少なくとも 3 層の帯水層が存在する。それらは上位より砂丘砂 (Dune Sand) 帯水層、炭層上部 (Subrecent) 帯水層、炭層下部 (Footwall) 帯水層である。炭層下部帯水層は本地域の主要帯水層である。タール村住民の大部分は砂丘砂帯水層の水を生活用水や家畜用水として利用している。帯水層については“3.4 水文地質”で詳細に述べる。

砂丘砂帯水層の地下水は降雨によって涵養されるが、他の 2 つの帯水層の地下水はタール炭田から約 200km 北東の、インド側砂丘砂下位堆積物の不整合露頭から流入していると考えられる。

クッチ湿原の塩湖やため池は、帯水層とつながっている可能性がある。図 2.2-8 に調査地域の地形・地質鳥瞰図を広域地下水の流向とともに示した。広域地下水は大局的に地表面形状にしたがって北東から南西に流れていると推定される。

パキスタンの南東国境に位置するナガルパーカー (Nagarparker) には、Anchleswar と Sardharo と呼ばれる 2 箇所の恒常的な湧水、Bhetiani 川と Gordharo 川と呼ばれる 2 箇所の季節河川がある。ただし、これらの川で十分な水量が認められるのは降雨の後のみである (Environmental Management Consultants, 2012)。



出典: JICA Study Team (Basemap: Geological Survey of Pakistan and NASA)

図 2.2-8 調査地域の地形・地質鳥瞰図(青色矢印は広域地下水の流動方向)

2.2.4 石炭埋蔵量

タール炭田の13ブロック石炭資源量・埋蔵量を表 2.2-1 に示す。(注)Block III は、A,B に分けられるときと、分けていない場合がある)

表2.2-1 石炭資源量および埋蔵量

Block	Allocated Investors	Exploring Agency	Classification System	Period	Total Drill Holes	Area (km ²)	Resources(million tonnes)			
							Measured < 0.4km	Indicated 0.4-1.2km	Inferred 1.2-4.8km	Total
I	Sino Sindh Resources	GSP	GESCR	1994-1995	41	122	620.42	1,918.06	1,028.43	3,566
		Rheinbraun Engineering (Germany)	USGS	2003	30	40	588.035	403.351	11.934	1,003
II	Sindh-Engro	GSP	GESCR	1994-1995	26 + 17	55	640	944	-	1,584
		Engro	USGS	2010	113	79.6	1,216	1021	114	2,351
		Engro	JORC-AusIMM	2010	113	79.6	425	1392	423	2,240
III-A	Couger	GSP	GESCR	1995-1996	41	99.5	412.75	1,337.01	258.28	2,008
III-B		GSP	GESCR	2007-2008	14	76.8	225.94	938.91	288.33	1,453
IV		GSP	USGS	1996-2001	42	82	684.09	1,711.28	176.14	2,571
V	UCG Project	CNCGB	GESCR	2005-2006	35	63.5	637	757	-	1,394
VI	Oracle Coalfields	CNCGB	GESCR	2005-2006	35	66	762	893	-	1,655
		Oracle	JORC	2008	7	66	653.000	770	-	1,423
VII		DRD	USGS	2008-2009	52	100	572.28	1,514.51	89.15	2,175
VIII		DRD	USGS	2008-2009	58	100	882.81	2,131.36	21.68	3,035
IX		DRD	USGS	2009-2010	50	100	661	2,048	152	2,862
X		DRD	JORC	2011	45	100	857.8	1,265.59	747.23	2,870
XI		DRD	USGS	2012	31	101.46	315.6	1,014.28	282.17	1,612.05
			JORC				449.38	669.04	467.37	1,585.79
XII		DRD	USGS	2012	31	100.74	510.01	1,755.85	79.74	2,345.60
			JORC				737.17	1,309.33	243.90	2,046.50

出典: TCEB

2.2.5 品質

ブロック I から ブロック XII の代表的炭質を表 2.2-2 に示す

表 2.2-2 ブロック I ~ ブロック XII の代表的炭質

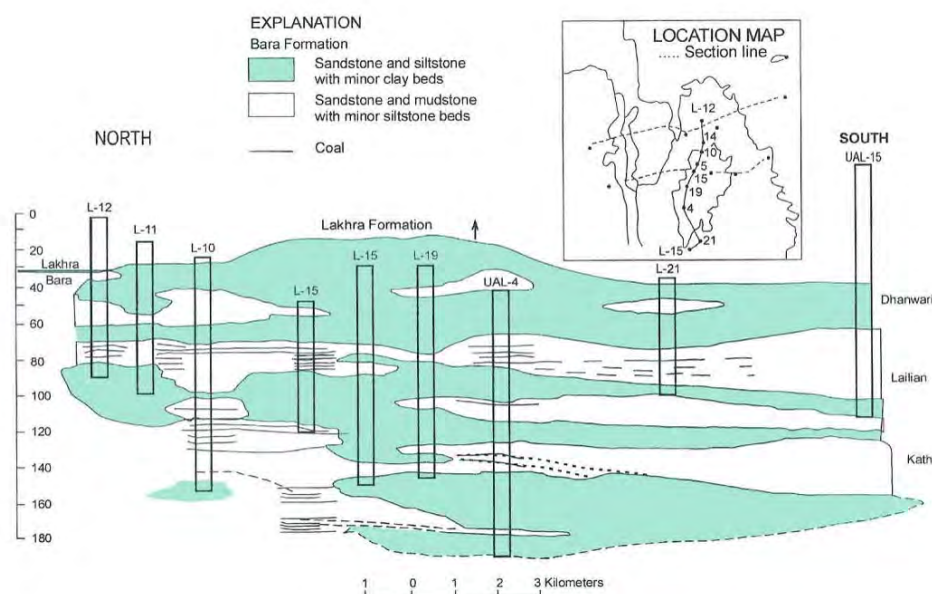
Block	Area (km ²)	Total Reserves (billion ton)	Moisture (%)	Ash (%)	Vol. Matter (%)	Sulphur (%)	Heating Value (As Received) (Btu/lb)	Fixed Carbon (%)
I	122.0	3.56	43.13	6.53	30.11	0.92	6,398	20.11
II	79.6	2.24	47.89	7.37	25.15	1.12	5,008	19.68
III-A	99.5	2.00	45.41	6.14	28.51	1.12	6,268	19.56
III-B	76.8	1.45	47.72	9.30	25.49	1.15	4,808	16.79
IV	82.0	2.47	43.24	6.56	29.04	1.20	5,971	21.13
V	63.5	1.39	46.82	8.92	30.24	1.20	5,682	13.26
VI	66.1	1.65	46.80	5.89	29.34	0.90	5,727	16.6
VII	100.0	2.17	48.27	8.03	25.30	1.16	5,440	25.30
VIII	100.0	3.03	49.57	7.78	24.32	1.44	5,302	18.10
IX	100.0	2.86	48.60	5.92	29.03	0.96	5,561	15.73
X	100.0	2.87	48.99	6.35	30.79	1.17	4,840	13.54
XI	101.0	1.61	49.97	8.07	24.16	1.61	5,228	17.26
XII	100.0	2.34	50.82	5.71	25.00	1.11	5,459	17.26

出典: Mines & Minerals Development Department, Government of Sindh

2.3 シンド州のその他の炭田

2.3.1 ラクラ炭田

ラクラ炭田は、Dadu 郡にあり、パキスタン鉄道 Khanot 駅から西に 16km に位置する。炭田範囲は、約 200km²である。当炭田には、Hyderabad や Karachi から道路や鉄道を使い容易にアクセス出来る。当炭田は、坑内採掘で生産が行われている。炭田を通して3炭層が確認されているが、Lailian 層と呼ばれる真ん中の炭層が、安定した発達をしており、大規模な採掘が適応出来る可能性を有す。ラクラ炭田は、現在 20～25 の民間企業と 2 公社が操業している。2 公社とは、パキスタン鉱物開発公社(PMDC)及びラクラ石炭開発会社(LCDC)である。LCDC は、PMDC とシンド州政府と WAPDA との共同企業体である。LCDC は、当炭田の最大の炭鉱で、Lakhra Power Generation Company に供給する目的で設立された炭鉱である。石炭は、約 90 の坑内採掘ピットから生産し、発電所に Rs 3,300/ton で販売される。一方、他の生産者は、一般ユーザーに市場価格で販売している。煉瓦焼成が多忙な時期は、石炭価格が上昇し、民間石炭会社は、多くの現地労働者を必要として雇用する。その結果、公社の経営する炭鉱から、多くの労働者が民間に流れ、公社の生産が減少することになる(IEA 2004)



出典: A.H>Kazmi and R.A. Sidiqi – Significance of the Coal Resources of Pakistan

図 2.3-1 ラクラ炭田の標準層序

1853 年に発見されて以来、当炭田に対しては、パキスタン政府や国際機関の手で多くの探査が実施された。発電所に供給する燃料確保の目的で、1960 年代に GSP と USGS が当炭田に対し、初めて、システマティックな地質調査を行った。1996 年に、West Pakistan Industrial

Development Corporation (WPIDC)のテストで、本炭田の石炭は、原料炭には不適當であるが、発電所の燃料としては、十分である結論をだした。1996 年に WPIDC はポーランド企業に、ラクラの炭鉱開発とラクラ炭を使った発電設備の F/S を依頼している。1978 年に、JICA は、技術・資金・経済的な追加調査を実施した。1981 年 JICA は 300MW の発電プラントは、十分技術的には可能であるとの結論を出した。しかし、石炭生産コストが非常に高くつくことも指摘した。そこで、「パ」国政府は、USAID に、これら、炭田開発と発電設備の設備見直しを依頼した。USAID は、1986 年に結論を出した。その内容は、ラクラ炭を利用した 250MW の発電プラント 2 基は、技術的・社会的・環境上も問題なく出来るというものであった。(PNDC Coal Mine Internship Report, 2012/1)。しかしながら、最終的に、「パ」国政府は、中国 Dongfang Electric Corporation (DEC)のサプライヤーズ・クレジット受け入れ、流動床発電(50MW x 3)を選択した。これらは、1995 に完成した。

ラクラの石炭は、古第三紀暁新世の Bara 層に胚胎されている。層序的には海成が優勢であるが、湖成・河川成・デルタ成・潟成の堆積層が含まれ幾つかの草木化石・石炭層が含まれる。これらの地層はその後の幾たびかの激しい造山運動、の影響を受けて、ウオーピング・断層・炭層の食い違い等の現象を引き起こしている。

ラクラの炭層は、緩やかな背斜構造を示している。ほとんどの炭層は、地表下 50～450m の地下に存在し、傾斜は非常に緩やかである。非常に多数の炭層が多く試錐で確認されている。重要な3炭層のみ名前がつけられている (Dhanwari, Labilian, Kath)。ラクラの石炭は、暗黒色で樹脂を含む。炭層は露頭では細かく崩れやすく、しばしば、自然発火も見られる。

表 2.3-1 ラクラ炭田の炭層の諸元

	Dhanwari Seam	Lalian Seam	Katih Seam
炭層賦存深度	43 – 90m	27 – 123m	
炭層賦存地域	17.61km ²	68.8km along the long crest of Lakhra Anticline	6.12km ²
炭層丈	max 2.94m	1.0 m– 3.80m	max 1.4m
灰分	14.5% – 24.5%	10.8% – 27.4%	22.1%
揮発分	39.8% – 47.6%	37.3% – 45.1%	43.5%
固定炭素	32.2% – 40.0%	32.3% – 38.3%	34.6%
全硫黄	6.9% – 8.5%	2.3% – 8.3%	9.8%
発熱量		10,910Btu/lb (6,060kcal/kg)	

出典.: PMDC Report

ラクラ炭の炭化度は、Lignite A ～ Sub-bituminous C. 総発熱量は、2,570 ～ 4,260 kcal/kg である。

ラクラでの採掘は人力主体の坑内採掘である。坑内採掘現場から郊外には、先ず採掘現場から麻袋などで堅坑の下まで運び、最終的には、モーターウインチをつかい堅坑を巻き上げる。LCDC のピットの場合、一つの堅坑に対し 6～7 斜坑の組み合わせで採掘を続けている。1チームは 12 名程度からなり、生産能力は日産約 24 トンと言われている。

2007 年当時 LCDC は 44 ピットを有し、総生産規模は日産 44～50 トン・ピットと報告されている。他に、39 カ所は、採掘準備中とのことであった（PakMinPet 2007）

GSP の当初の基本的な探査につづき、より詳細な探査が、PMDC、JICA、WAPDA、USAID によって実施された。当炭田の総埋蔵量は、1,328 百万トンで、確定 244 百万トン、推定 629 百万トン、予想 455 百万トンである。

ラクラ 炭田からの生産は、年間約 100 万トンであり、これらは、Khanote の WAPDA の Lakhra Power Plant と煉瓦焼成用に使用されている。

ラクラ炭田の北部地区は今でも探査と評価が進んでいる。その費用は Rs 38.516 百万と見積もられている。本件は、まだ探査段階である(Sindh Coal Authority Dec. 12. 2003)

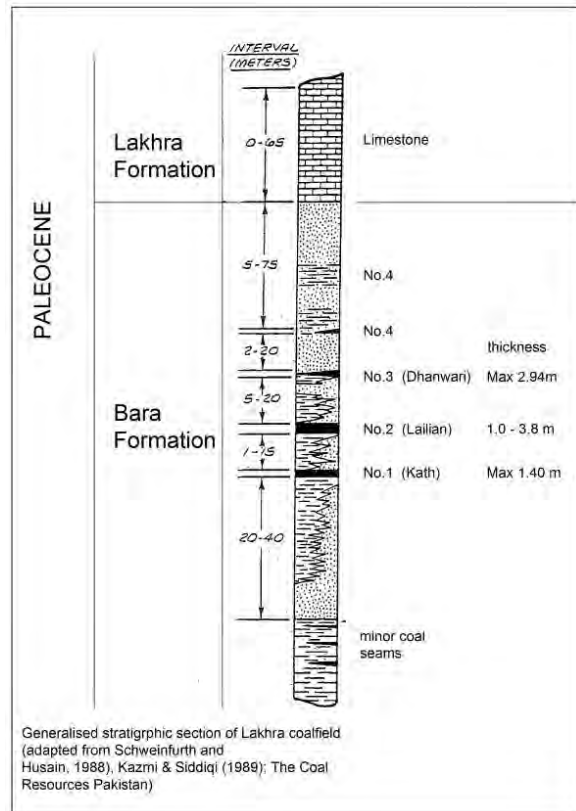


図 2.3-2 ラクラ炭田 標準層序図



写真 2.3-1 ラクラ炭田



写真 2.3-2 ラクラ炭田 縦坑



写真 2.3-3 縦坑で石炭を巻き上げる



写真 2.3-4 斜坑の入り口

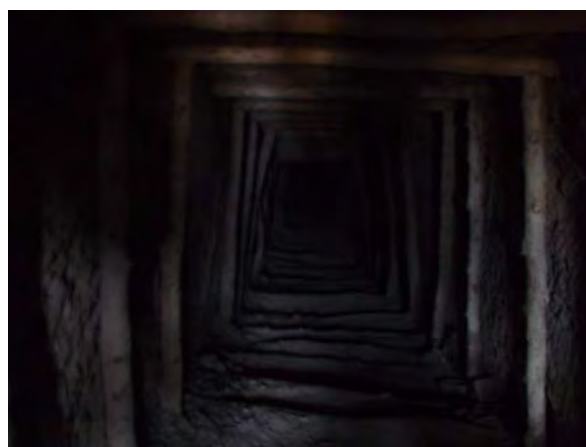


写真 2.3-5 斜坑内部 35°



写真 2.3-6 坑内採掘通気の為のファン

2.3.2 ソンダ-ジュラック炭田

本炭田は、1981 年に GSP/USGS によって発見された。1986～1989 年にかけて GSP は、1,500km² の範囲に 80 本の試錐を実施した。それらの試錐結果では、炭層の累積層厚は約 6.2m を示している。最大炭層厚は、Jherruck 地区で 3.3m である。炭層の賦存深度は、地表から稼行炭層までが、約 120m であることも判っている。全石炭埋蔵量は、7,773 百万トで、そのうちの 147 百万トが可採炭量と考えられている (Pakistan Coal Power Generation Potential by PPIB 2004 June)

本炭田は、4地区(Sonda/Thatta、Jherruck、Ongar、Indus East)からなる。各地区の緒元は、表 2.3-2 に示す。石炭化度は、Lignite A である。

表 2.3-2 ソンダ-ジュラック炭田の諸元

Block		Sonda-Thatta	Jherruck	Ongar	Indus East	Total
Area (km ²)		635	300	65	500	1,500
Boreholes		26	30	6	18	80
Coal Seam Thickness (average m)		0.9	3.3	1.3	1.6	
Coal Resources (million tons)	measured	60	106	18	51	235
	Total	3,700	1,823	312	1,777	7,612
Coal Rank		ligA~subC	ligA~subC	ligA~subC	ligA~subC	
Moisture (%)		28.40	31.15	-	46.90	
Ash (%)		15.70	15.70	15.70	6.50	
Volatile Matter (%)		27.90	28.12	27.90	22.60	
Fixed Carbon (%)		25.20	24.96	25.20	21.88	
Total Sulphur (%)		2.60	2.68	2.60	3.81	
Heating Value (kcal/kg)		3,866	4,421	3,659	3,889	

出典:Source: Sindh Coal Authority [Coalfields of Sindh]

地質柱状図の炭層で Sonda 層より上が上位帯の石炭に当たり、Dhaduri 炭層と称され、Sonda 層を含む下位帯の炭層が Jherruck 炭層と命名されている (Ahmad and others, 1986)

Sonda 層の上位に DH-20 試錐で確認された 3 炭層は、中間帯の炭層とされ Inayat abad 炭層と称されている。試錐の結果、Sonda 地区の炭層は膨縮が激しいレンズ状の形状を示しており、対比が非常に困難である。炭層は、非常に緩傾斜で、約 2° 程度で西に傾斜している。また南にも緩やかに傾斜している。連続性が悪く、あるいは炭質頁岩に側方変化し、試錐間でウオツアウトも見られる。しかし、ソンダ地区の炭層は相当な広がりを持つと報告されている。(Sindh Coal & Energy Department. GOS 2010)。

“Sonda-Jherruck Coal Mine & Power Plant プロジェクト”が、China National Machinery Import

& Export Cooperation によって進められている。本プロジェクトは、1.8 百万トンの生産規模の炭鉱と、135MW x 3 基の発電設備からなる。総投資額 US\$760 百万であり、そのうち、炭鉱開発が US\$290 百万、発電設備が US\$470 百万である。開発スケジュールは、2011 年のプレゼンテーション資料には記されていない。



写真 2.3-7 Sonda 村



写真 2.3-8 Jherruk 地区 (中国プロジェクト地域)

2.3.3 バディン炭田

本炭田は、ソンダ-ジュラック炭田とタール炭田の間に近年発見された新しい炭田である。現在、GSP と USGS が、試錐探査を実施している。Badin 炭田の当初の報告では、炭層丈が深度 78.18m に 0.2m、深度 80.42m に 0.35m と魅力の無いものであったが、2011 年 6 月 30 日付けの GSP の報告では、炭層丈は、0.55～3.1m であり、石炭資源量は 850 百万トンとなっている。

Badin の石炭は、古第三紀暁新世 Ranikot 層群 Bara 夾炭層(Hunting Survey,1961)に胚胎されている。当該地域は平坦で、第四紀層に覆われているため炭層露頭はない。GSP の層序によると 50～112m までは、上位から、シルト、粘土、砂の表土層の下に、第四紀層の砂岩、シルト岩、粘土岩が賦存し、その下に、砂岩、炭質頁岩、炭層からなる Bara 夾炭層が存在している。

シンド州政府の資料では、石炭は、瀕海成、輝炭と暗炭の互層、しばしば樹脂を含む。塊状の部分と剥げやすい部分が存在する。炭層は、複数の薄炭層に分裂し、最大 6 層が確認されている。一炭層の平均層厚は、0.35～2.98m で、炭層の累計層厚は、0.45～7.17m と報告されている。(Information Memorandum on Badin coalfields District Badin Province Sindh Pakistan Coal and Energy Development Department Government of Sindh)

表2.3-3 バディン炭田の炭質

水分 %	揮発分 %	固定炭素 %	灰分 %	全硫黄 %	発熱量 (Btu/lb)	発熱量 (kcal/kg)	炭化度
15.4 to 29.8	29.8 to 39.8	31.0 to 36.3	8.2 to 14.6	3.4 to 7.4	6,740 to 11,100	3,744 to 6,167	Lignite A to Sub-bituminous

出典: Sindh Coal & Energy Department, GoS 2010

2.3.4 ラクラ火力発電所

(1) ラクラ火力発電所の概要

ラクラ火力発電所はハノーテに位置し、中国東方電気集団公司をEPCコントラクターとして建設された。フォスター・ウィーラー社(USA)のライセンスによる流動床(FBC)ボイラーである。1号機から3号機が1995年から1996年にかけて営業運転を開始した。

ラクラ発電所(GENCOIV)は、正式には、民営のラクラ発電株式会社(LPGCL)というパキスタン電力株式会社(PEPCO)の一関連会社である

石炭はトラックで一日あたり800トンが、ラクラ石炭開発株式会社(LCDC)から供給される。炭鉱と発電所の距離は約20kmである。発電所で使用される水は、インダス川から2.5kmの埋設導水管によって供給される。炭鉱と発電所の位置関係は、図2.3-3に示すとおりである。また、ラクラ発電所の主要データは表2.3-4のとおりである。

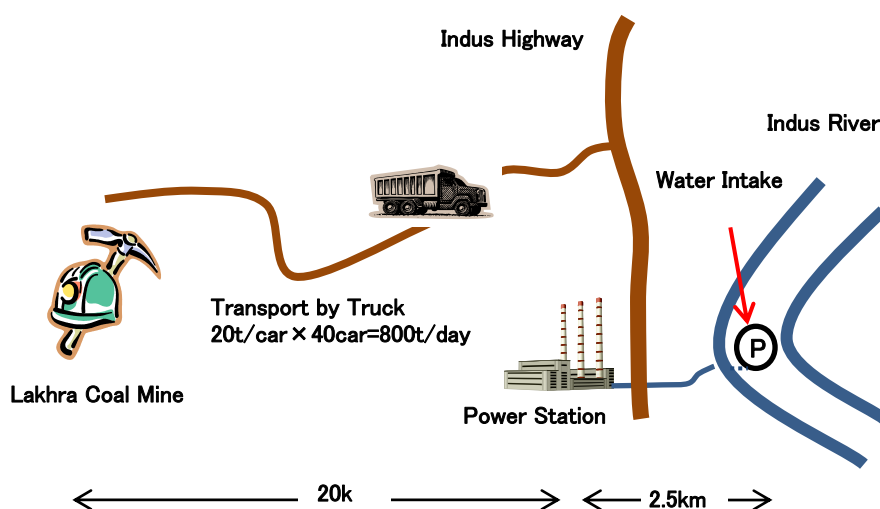


図 2.3-3 ラクラ炭鉱と発電所の位置関係

表2.3-4 ラクラ発電所の主要データ

Item	Unit No. 1	Unit No. 2	Unit No. 3
Start of Operations	Jun.1995	Oct.1995	Jan.1996
Boiler Manufacturer	Dongfang Boiler		
Boiler Capacity(MCR)	220 t/hr		
Steam Pressure	9.8MPa		
Steam Temperature	514 °C		
Turbine / Generator Manufacturer	Dongfang Turbine/Dongfang Electric Machinery		
Turbine Capacity	50 MW		

Coal Ash in coal	19.52%(design)
Moisture in coal	32%(design)
Sulphur in coal	5.2%(design)
Water Supply Source and Volume	2.55m ³ /sec (9 cusec) (from Indus river)
Condenser cooling	Wet type cooling tower system

出典：Lakhra Power Station

(2) 運転状況

多くの技術的問題のため、試運転以来すべての発電ユニットが低稼働で低性能の運転状態が続いている。2006年に1号ボイラーの大規模改修を行い、2007年3月にふたたび運転を開始した。それ以来1ユニットだけ出力35MWでの運転が可能となった。一方、他の2ユニットは運転ができない状態である。

表 2.3-5 に主な運転実績を示す。

表 2.3-5 運転実績

	Unit	2007-08	2008-09	2009-10
Gross Generation	GWh	136	113	116
Send Output	GWh	99	84	86
Auxiliary Consumption	%	27	26	26
Maximum Load	MW	42	37	38
Load factor	%	37	35	35
Operating time	hrs	3819	3506	3906
Total Number of Shutdown	Time	17	18	17
Forced outage factor	%	56	57	55
Availability factor	%	17	18	15
Thermal efficiency(gross)	%	21	24	23

出典：Lakhra Power Station

(3) 低稼働かつ機器の劣化が急速に進んでいることに対する分析

プラントの運転開始は 1996 年である。しかし、手動制御(自動化されていない)、その年代では他のプラントと比較して古い部品が使われているなど、設計思想が古い設備である。(写真 2.3-9 参照) 加えて、ボイラーがひどく劣化していて、二つのユニットは過去5年以上運転できない状態である。唯一1ユニットだけが、大規模改修によって運転できる状態である。発電所では、再度大規模更新を計画しており、その金額は、3ユニットで約 15 億ルピーと見積もられている。

発電所長からは、設計炭性状の値を超えた高硫黄分と高い灰分が劣化の原因となっているとの説明であった。上記に加え、調査団は以下の2つの理由があると想定している。

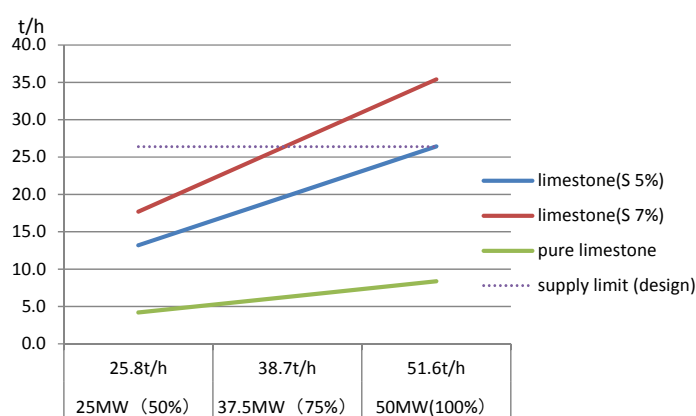
1) 低品質の石灰石による摩耗問題

図 2.3-4 に石炭量と石灰石の投入量の関係を示す。設計では定格時の石炭量と石灰石の量はそれぞれ 51.6t/h と 26.5t/h である(青線)。石炭中の硫黄分が 5%の場合、100%純度の石

灰石であれば、必要量は理論的に 8.4t/h で済む(緑線)。もし、石炭中の硫黄分が 7%であれば 定格時で 37.1t/h(赤線)の石灰石が必要になる。逆算すると石灰石の純度は 35%で、残りの 65%はシリカとかアルミナの金属酸化物と想定される。

火炉下部の蒸発管には保護板が取付けられていたのが見られた。この部分は、石炭と石灰石の流動燃焼部分に該当する。保護板(写真2.3-10参照)は蒸気の蒸発量を減少させ、結局、定格出力50MWに対し、最大出力が35MW しかない理由である。

石灰石中の残りの物質量は、分子量の割合から計算できる。残りの物質量は定格時の石灰石の量26.5t/h の65%、17.2t/h である。しかし、石炭中の灰分は、定格値の石炭量51.6t/hの20%、10.3t/hである。仮に、灰分が20%から30%に増加したとしても灰の増加量は5t/hである。つまり、シリカとかアルミナの様な金属酸化物は固い物質であることから、低品位の石灰石がボイラー蒸発管や灰輸送設備の摩耗に影響していると推測する。



Source: JICA Survey Team

図: 2.3-4 石炭量と石灰石量の関係

2) 石炭中の高硫黄分に対する脱硫率の管理

上記に述べたように石灰石の純度は非常に低い。脱硫するために投入する石灰石量は、硫黄分の含有量や石灰石の純度によって調整されるべきである。しかし、自動調整装置や硫黄酸化物測定装置のどちらも見当たらず、石灰石の投入量は、石炭量に比例した割合で手動調整されている。石灰石中のカルシウム分不足は、排煙ガス中に硫酸ガスを排出することにつながる。そのガスは様々な機器を腐食させる原因となる。すなわちボイラーやバグフィルターの劣化が早いことにつながっている。

もちろん、石炭中の高い硫黄分は、湿分と混ざり合い、石炭供給機、コンベア、クラッシャーなどの運炭設備の劣化にもつながっている。

硫酸ガス濃度を厳密に管理するように、自動制御装置の導入を推奨する。さらには、耐酸性の材

料や耐摩耗性のある材料の使用を推奨する。



出典: JICA Survey Team



出典: JICA Survey Team

写真 2.3-9 旧式の分電盤

写真 2.3-10 火炉内の保護板

(4) ラクラ発電所からの教訓

発電所での見学はほんのわずかな時間であった。しかし、高硫黄分・高湿分の石炭を扱う難しさにつながり多くの痕跡が見受けられた。その重要な点を次に述べる。

- 灰による摩耗は、石炭に含まれる灰分ではなく、低純度の石灰石に含まれる不純物によるものである。したがって、脱硫剤に使用する石灰石はできるだけ高純度のものを使用することが重要である。
- 排煙ガス中の硫黄酸化物濃度は、石灰石の投入量に反映することによって厳しく調整するべきである。

さらに、煙突入り口において、常に排煙ガスの温度は、硫酸の結露温度(少なくとも140°C)以上に保つとともに、酸性ガスによるボイラーエリアにある機器の劣化を防ぐために、火炉内圧は常に負圧に保つことを提案する。

2.4 電源開発計画

2.4.1 電源開発計画の基本政策

第1章で述べたとおり、「パ」国における2011年の据付発電容量は約21,000MWである。しかし、石油発電に依存した電源構成および電力需要の急増は需給のギャップを大きくし、長時間におよぶ計画停電を余儀なくされている。

この需給ギャップを埋めるため、「パ」国の国营送配電会社(NTDC)は国家電力システム拡張計画(NPSEP)の必要性を決めた。

この目的は2030年までの需要を見据えて水力発電計画、火力、原子力、再生可能エネルギー資源による電源開発の計画を策定するものである。この計画は2010年の10月1日～2011年の3月31日の半年間にて準備された。

NPSEPは現時点における「パ」国の最新の電源および電力システムの開発計画とされている。

2.4.2 長期電力需要予測

このNPSEPでは、需要の伸びが、標準ケース、標準ケース(需要側電力調整可)、低いケース、高いケースの4つのケースにおける需要が予測されている。各ケースにおける10年毎の予測需要を、表2.4-1に示す。

表 2.4-1 10年毎の需要予測

	2010	2020	2035	Growth Rate (2010-2035)
Sales (GWh)				
Base Case	106,569	254,105	737,860	8.1 %
Base Case with DSM	106,569	254,105	737,860	8.1%
Low Case	106,569	217,348	551,314	6.8%
High Case	106,569	280,299	916,155	9.0%
Generation (GWh)				
Base Case	139,954	306,797	889,583	7.7%
Base Case with DSM	139,954	306,797	889,583	7.7%
Low Case	139,954	262,518	665,210	6.4%
High Case	139,954	338,663	1,106,567	8.6%
Peak Demand (MW)				
Base Case	22,251	49,824	149,665	7.9%
Base Case with DSM	22,251	49,146	144,779	7.8%
Low Case	22,251	42,612	111,906	6.7%
High Case	22,251	54,998	186,228	8.9%

出典: NTDC National Power System Expansion Plan 2011-2030

低ケース、標準ケース、高ケースの3つのケースにおける最大需要の推移を図2.4-1に示す。標準ケースにおいて2010-1年に20,000MW以下であった需要は2016-17に2倍の40,000MW、また2028-29年には100,000MWを超過する予想となっている。

よって、現時点における需給ギャップの補正のみならず、これら需要増加に対するダイナミックな電源開発への挑戦が必要不可欠である。

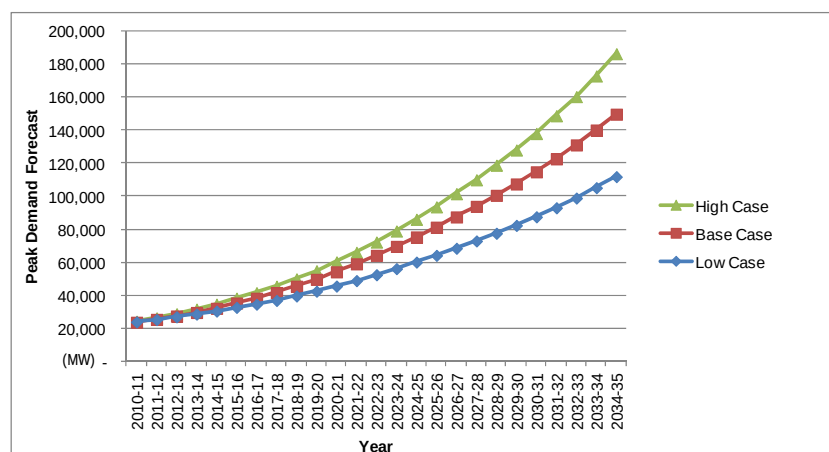


図 2.4-1 最大需要傾向(低、標準、高ケース)

出典: JICA Survey Team prepared based on Table 2.4-1

2.4.3 電源開発計画

NPSEP における具体的な電源開発計画を表 2.4-2 に示す。2029-30 年度までに国内で総発電容量 98,120MW の新規発電所建設が計画している。この内、約 38%37,422MW をタール炭田での発電で担う計画である。

表 2.4-2 発電増強計画

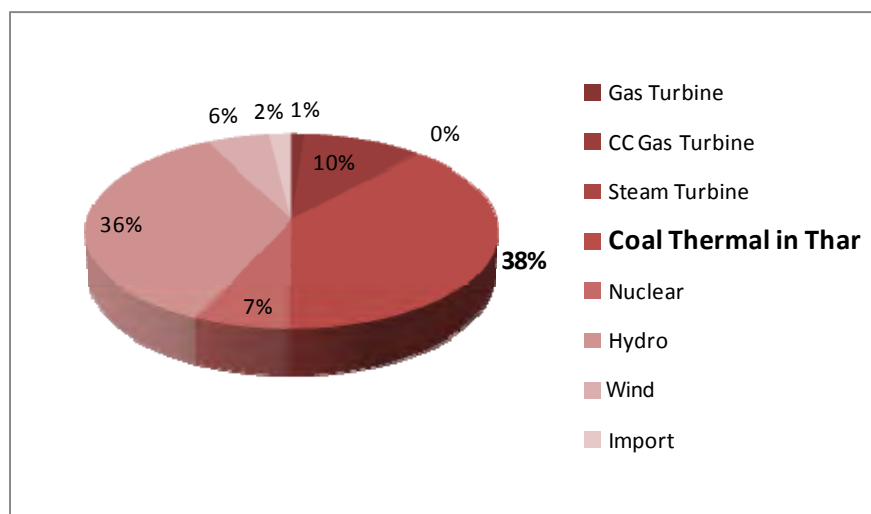
Year	Demand (MW)	Additional Capacity (MW)								Annual Total
		Gas Turbine	CC Gas Turbine	Steam Turbine	Coal Thermal in Thar *	Nuclear	Hydro	Wind	Import	
2011-12	22,567		364			320	166	100		950
2012-13	24,259	267	546	452**			249			1,513
2013-14	26,225	1,841	658				165			823
2014-15	28,423	-1,841					0	400		2,241
2015-16	31,018		4,363				1,189	400		4,110
2016-17	33,750				2,835	320	370	500	2,000	6,025
2017-18	36,728				2,267	320	2,136	300		5,024
2018-19	40,149				3,969		1,236	100		5,305
2019-20	43,967				3,969	940	1,435			6,344
2020-21	47,879				2,268	940	4,089			7,297
2021-22	52,147		1,379		567		3,061	400		5,407
2022-23	56,665						5,316	400		5,716
2023-24	61,424				2,267	940	4,768	400		8,376
2024-25	66,418					940	5,544	400		6,884
2025-26	71,610	307			3,402		911	400		5,020
2026-27	77,015		1,379				4,356	400		6,135
2027-28	82,586				5,670	940		400		7,010
2028-29	88,324	307			4,536	940		400		6,183
2029-30	94,231	307	1,379		5,670			400		7,756
Total		1,188	10,167	453	37,422	6,600	34,991	5,400	2,000	98,120

* Steam Turbine using Thar Coal

** Including 76MW Jamal Din Wali R.Y. Kham, Punjam (Bagasse) and 24MW Bio Waste plant and 352MW converted from oil to coal in KESC system, GT :Gas Turbine, CCGT:Combined Cycle Gas Turbine, ST: Steam Turbine

出典: NTDC National Power System Expansion Plan 2011-2030

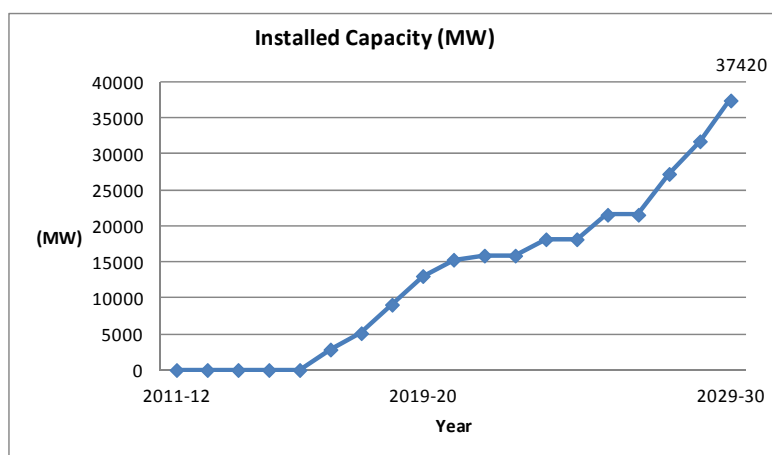
図 2-4.2 に、今後の開発電源計画の電源構成の割合を示す。上位より、タール炭田の石炭火力 38%、水力 36%、コンバインドガスタービン 10%、原子力 7%、風力 6%、ガスタービン 1%、蒸気タービン 1%以下である。



出典:: Prepared by JICA Survey Team based on the data Table 2.4-2

図 2.4-2 電源開発計画に占めるタール炭田での発電容量の割合

タール炭田における発電容量の増加の傾向を図 2.4-3 に示す。2029-30 年度までに出力 600MW の石炭火力発電所(この内 33MW が所内で消費され系統への出力は 567MW と想定)が 66 基計画される。2016-17 年度には初めの 5 基が運転を開始し、その後段階的に増設され、2029-30 に 66 基となる計画である。



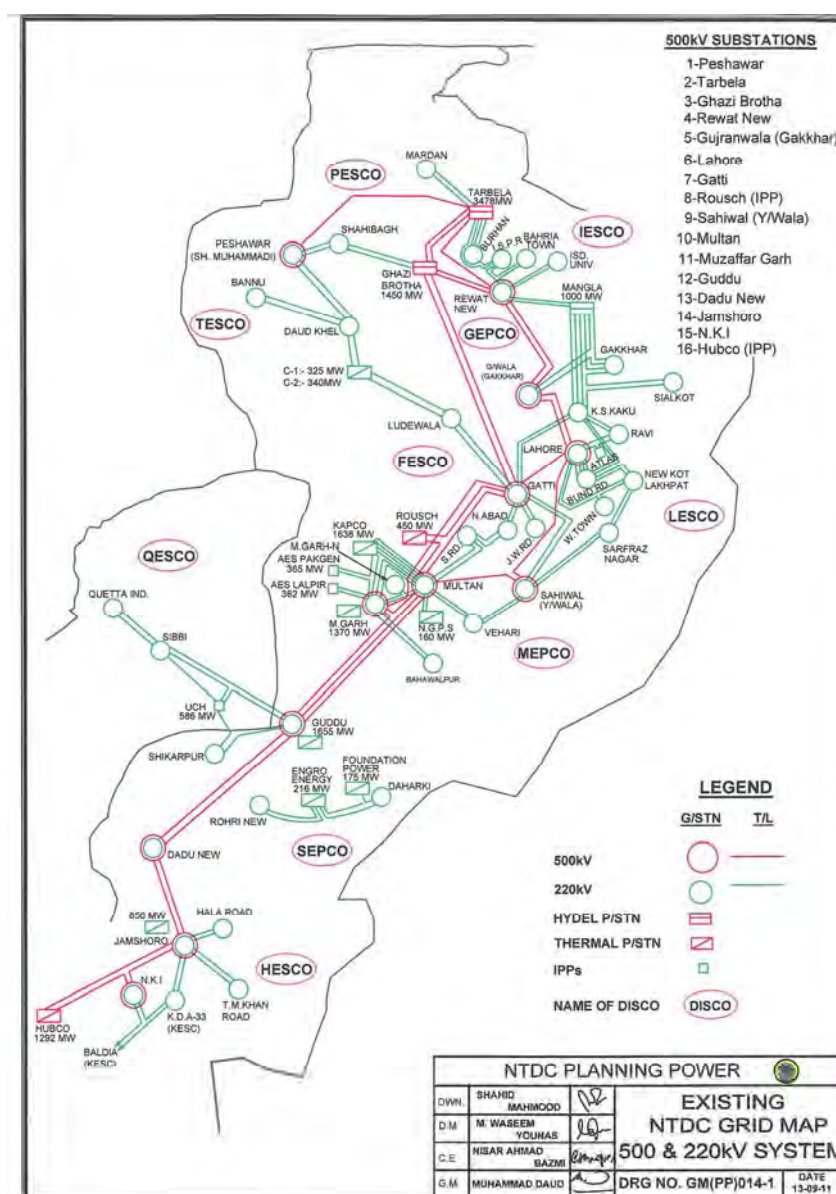
出典:: Prepared by JICA Survey Team based on the data Table 2.4-2

図 2.4-3 タール炭田の発電容量増加

2.4.4 システム計画

(1) 既存の電力系統

送電系統の維持管理は NTDC が行っており、パキスタン国内で現在 12 箇所の 500kV 変電所、29 箇所の 220kV 変電所および 5,077km の 500kV 送電線、7,359km の 220kV 送電線を運営している。既存の 500kV および 220kV システム系統図を図 2.4-4 に示す。



出典:: NTDC

図 2.4-4 既存の500kV・220kVシステム系統図

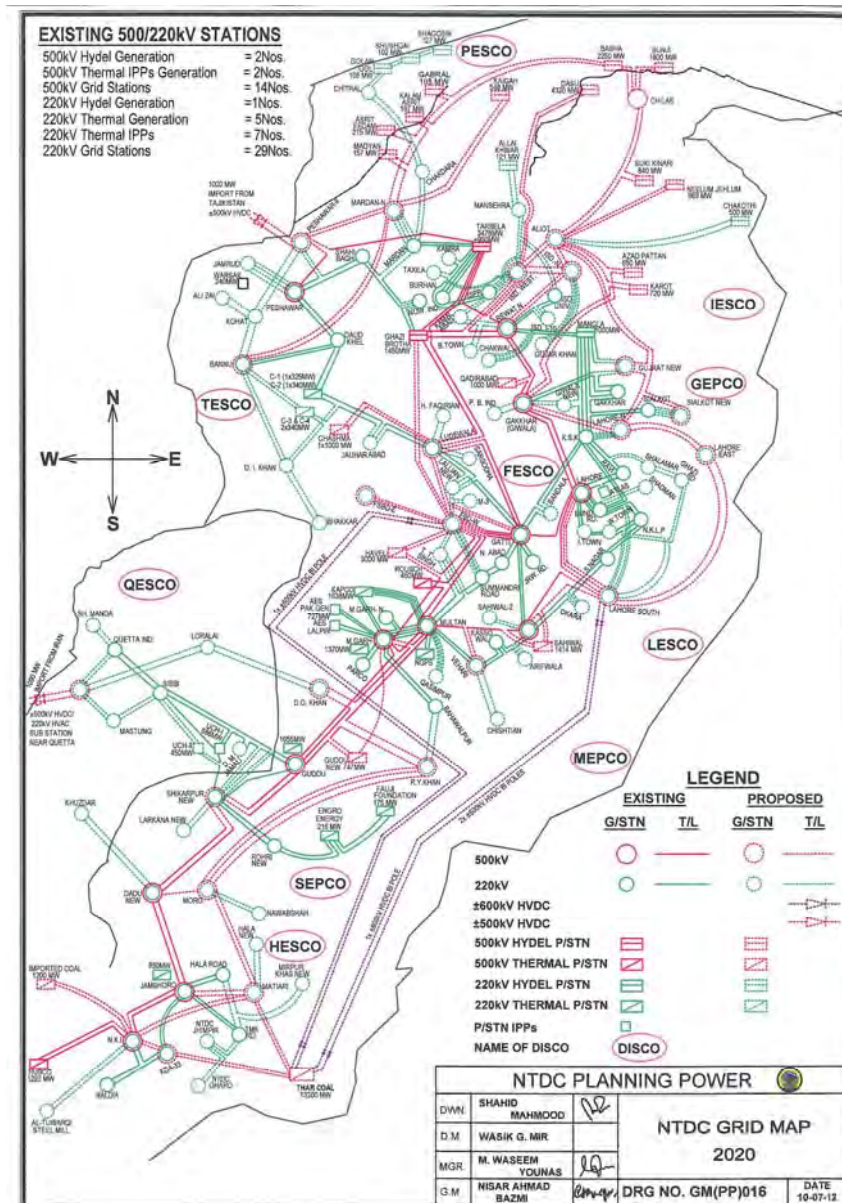
表 2.4-3 2016年から17年までの主要な拡張計画の概要

Power Plants	Transmission Line
Guddu–New (CCPP)	- 500kV Guddu New CCPP – M. Garh
	- 500kV In/out of Guddu – Multan at Guddu New (CCPP)
	- 500kV In/out D.G. Khan – Multan at M. Garh
Haveli Bahadur Shah (CCPP)	- 500kV Haveli Bahadur Shah CCPP – Faisalabad-West
	- 500kV In/out of M. Garh – Faisalabad-West S/C at Haveli Bahadur Shah CCPP
Sahiwal (CCPP)	- 500kV In/out of Sahiwal–Multan 500 kV S/C at Sahiwal (CCPP)
Neelum-Jhelum (Hydro)	- 500kV Neelum-Jhelum to existing Gujranwala (Gakhar)
Thar (Coal)	- 500kV Thar - Matiari
Imported Coal (AES and Public Sector)	- 500kV In/out of Hub-Jamshoro at AES
	- 500kV AES to Matiari
	- 500kV In/out of AES - Matiari at Public Sector (Imported Coal)
	- 500kV In/out of Jamshoro - Moro S/C at Matiari
Import of power from Iran	- $\pm$ 500 kV HVDC Bipoles from Zahedan to Quetta
	- 220kV Quetta – Quetta Ind
	- 220kV Quetta – Mastung
	- 220kV Quetta – Loralai
Import of power from CASA	- $\pm$ 500 kV HVDC Bipoles from Tajikistan to Peshawar
	- 500kV In/out of Tarbela – Peshawar 500 kV S/C at Peshwar-2 (new500/220kV substation)
	- 220kV In-out of Peshawar – Shahibagh S/C at Peshawar-2
CHASHNUPP-III and IV	- 220kV Chashma New – Bannu
	- 220kV In-out of D.I. Khan – Jauharbad at Chashma New
Two clusters of wind power plants at Gharo and Jhimpir	- 220kV Jhimpir – T.M Khan Road
	- 220kV Gharo – Jhimpir

出典: NTDC

(3) 2017 から 2020 年における拡張計画

この期間については、タールの発電所から北部地域へ電力を供給するために、国内としては初めて直流送電を計画している。2017 年から 20 年までの 500kV および 220kV 送電系統の拡張計画を以下に示す。



出典:: NTDC

図 2.4-6 2020年までの500kV・220kV送電系統の拡張計画

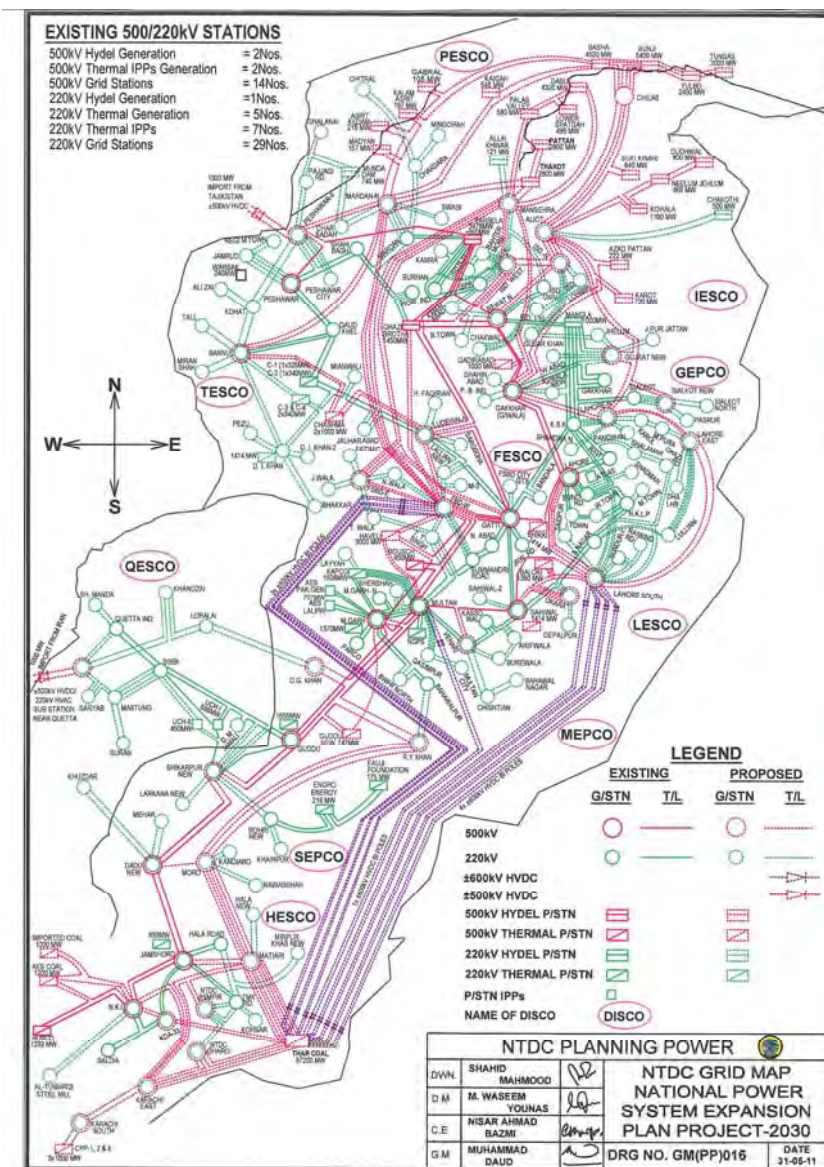
表2.4-4 2017年から20年までの主要な拡張計画の概要

Power Plants	Transmission Line
Thar Coal	- $\pm$ 600 kV HVDC 4000 MW Bipoles from Thar to Lahore-South with two converter stations of same capacity on both ends - $\pm$ 600 kV HVDC 4000 MW Bipoles from Thar to Faiselabad-West with two converter stations of same capacity on both ends - 500 kV from Thar to Karachi new 500/220 kV substation at KDA-33
Karot	- 500kV In-out of one circuit of Neelum-Jhelum to Gujranwala via Aliot
Azad Pattan	- 500kV In-out of one circuit of Neelum-Jhelum to Gujranwala via Aliot
Diamer-Basha 1 and Bunji 1	- 500kV Basha – Chilas - 500kV Baha - Mardan via Swat Valley - 500kV Bunji – Chilas - Three 500 kV Switching Stations/Substations at Chilas, Aliot and Mardan with the following arrangements: a. Mardan New 500/220 kV substation to feed local loads b. Aliot 500/220 kV substation to connect to Chakothi HPP at 220 kV - 500kV In-out Neelum Jhelum - Gujranwala 500 kV D/C at Aliot Switching Station - 500kV Aliot to Islamabad West - 500kV Aliot to Lahore North 500 kV D/C (with a new 500/220 kV substation of Lahore North)
Gabral-Kalam, Kalam-Asrit, Asrit-Kedam, and Madyan (Swat Valley HPPs)	- 500kV In-out one each of Bssha - Mardan New 500 kV D/C at each of Swat HPPs
Shogosin, Shushgai and Golen Gol (Chitral Valley HPPs)	- 220/132 kV Chitral substation to collect power from all HPPs at 132 kV - 220kV Chitral – Chakdara
Suki Kinari	- 500kV In-out of one circuit of Chilas-Aliot
Chakothi	- 220kV Chakothi – Aliot
Chashma Nuclear	- 500kV Chashma – Ludewala
Qadirabad Nuclear	- 500kV Qadirabad Nuclear Power Plant to Gujranwala (Gakkhar)
Kaigah	- Kaigah-Mardan New 500 kV D/C (operated as an interim arrangement until the commissioning of 2nd stage of Basha).

出典:: National Power System Expansion Plan 2011-2030

(4) 2021 から 2030 年における拡張計画

この期間については、需要予測を満たすためにタール炭田には火力発電所が北部地区には水力発電所がたくさん計画されており、送電系統についても拡張される予定である。2021 年から 30 年までの 500kV および 220kV 送電系統の拡張計画を以下に示す。



出典: NTDC

図 2.4-7 2030年までの500kV・220kV送電系統の拡張計画

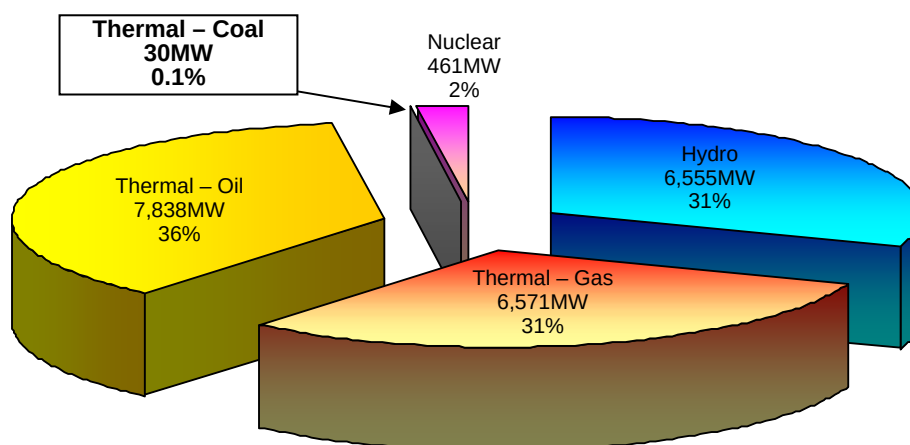
表2.4-5 2021年から30年までの主要な拡張計画の概要

Power Plants	Transmission Line
Bhikki	- 500kV In-out Lahore-Gatti 500 kV S/C
Thar Coal	- Three $\pm$ 600 kV HVDC 4000 MW Bipoles from Thar to Lahore-South with six converter stations of same capacity on both ends
	- Two $\pm$ 600 kV HVDC 4000 MW Bipoles from Thar to Faisalabad with four converter stations of same capacity on both ends
	- One $\pm$ 600 kV HVDC 4000 MW Bipoles from Thar to Multan with two converter stations of same capacity on both ends
	- Three 500 kV D/Cs from Thar to Matiari
	- Two 500 kV D/Cs from Matiari to Moroo 500 kV D/C from Moro to R. Y. Khan
Bunji 2 and 3	- Two 500 kV D/Cs from Thar to Karachi (Karachi-East)
	- 500 kV D/C from Bunji to Chilas
Basha-2	- 500kV In-out Basha-1 to Chilas
Munda	- 220kV In-out Peshawar-2 (Pajjagi Rd.) – Ghalanai
	- 220kV Munda – Mardan New (Charsaddah)
Kohala	- 500kV In-out Neelum-Jhelum to Aliot
Palas Valley	- 500 kV Palas-Valley to Mansehra
Dasu	- 500 kV Dasu-Mansehra
	- 500 kV Dasu to Palas-Valley
Lower Spatgah	- 500 kV In-out one circuit of Dasu-Palas Valley
PAEC Karachi	- 500 kV from PAEC to Karachi-South
	- 500 kV from Karachi-South to Karachi-East
Wind Power Cluster at Jhimpir	- 500 kV In-out one circuit of Karach East-Matiari
For Wind Power Cluster at Ghara	- 500 kV In-out Thar-Karachi-East
Thakot	- 500 kV Thakot-Mansehra
Pattan	- 500 kV Pattan-Thakot
	- 500 kV Thakot-Mardan
Dhudnial	- 500 kV Dhudnial - Neelum Jhelum
D.I. Khan (CCPP)	- Connect at 220 kV substation of D.I. Khan
Yulbo	- 500 kV Yulbo-Bunji
Tungus	- 500 kV Tungus-Yulbo
Chashma (Nuclear)	- 500 kV Chashma-Bannu
Balloki	- 500 kV In-out Lahore-South to Okara (Sahiwal)

出典:: National Power System Expansion Plan 2011-2030

2.4.5 石炭火力発電の開発・導入に係わる政策・計画

2010 年末時点における IPP を含む PEPCO および KESC の既存発電所の総設備容量は、約 12,455MW となっている。石炭火力については、現時点における既存の発電容量はラクラ発電所の 30MW であり、総発電量のわずか 0.1%である。電源構成による設備容量を図 2.4-8 に示す。



出典:: National Power System Expansion Plan 2011-2030

図2.4-8図 2010年における設備容量

しかし、電力需要と電力供給量のギャップを埋めるために、発電用燃料はコストの高い石油から国内炭へシフトし、将来たくさんの石炭火力発電所が計画されている。燃料価格の予想を表 2.4-6 に、また発電計画を表 2.4-7 に示す。

表2.4-6 2030年までの燃料価格の予測 (US\$/MMBtu)

Fuel	As of 2010	Projection			
		2015	2020	2025	2030
Crude Oil	13.75	16.46	18.85	20.05	21.51
Imported Natural Gas	9.26	10.60	11.87	12.51	13.29
Imported LNG	7.96	13.23	13.98	14.68	16.84
Furnace Oil (HSFO)	12.48	12.57	14.41	15.32	16.44
Furnace Oil (LSFO)	13.72	13.84	15.85	16.85	18.07
Diesel	19.84	21.68	24.78	26.31	28.20
Imported Coal	4.83	6.19	6.91	6.36	5.88
Thar Coal	3.99	3.99	3.99	3.99	3.99

出典: National Power System Expansion Plan 2011-2030

表 2.4-7 発電計画 (基本ケース)

	Generation Capacity					
	2010 – 11		2020 – 21		2029- 30	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hydro	6,555	31	17,590	30	41,546	37
Thermal-gas	6,571	31	11,242	19	12,015	11
Thermal-oil	7,838	37	7,056	12	6,855	6
Thermal-coal	30	0.1	15,691	27	37,774	34
Bagass and Bio Waste Plants	0	0	100	0.2	100	0.1
Nuclear	461	2	3,187	5	6,947	6
Wind	0	0	1,800	3	5,400	5
Import	0	0	2,000	3	2,000	2
Total	21,455		58,866		112,639	

出典: National Power System Expansion Plan 2011-2030

タール炭田におけるポテンシャルは 175billion トンであるが、タール炭田産出炭は褐炭であり、長距離輸送には適さないため、山元発電所が適しているので、タール地区に集中して石炭火力発電所が計画されている。

表 2.4-8 石炭火力発電所の将来計画

Year	Name of Project	Number of Units	Net unit Capacity (MW)	Total Capacity (MW)
2016 – 17	Thar #1 or Imported Coal Plant	5	567	2,835
2017 – 18	Thar #2	4	567	2,268
2018 – 19	Thar #3	7	567	3,969
2019 – 20	Thar #4	7	567	3,969
2020 – 21	Thar #5	4	567	2,268
2021 – 22	Thar #6	1	567	567
2023 – 24	Thar #7	4	567	2,268
2025 – 26	Thar #8	6	567	3,402
2027 – 28	Thar #9	10	567	5,670
2028 – 29	Thar #10	8	567	4,536
2029 – 30	Thar #11	10	567	5,670
Total		66	-	37,422

出典: National Power System Expansion Plan 2011-2030

2.4.6 その他関連する計画および情報

(1) ジャムショロ火力発電所の計画

現在ジャムショロ発電所では重油またはガス/重油の双方運転により運用されており、設備容量は 850MW である。しかし、ADB の資金により重油の燃料代の高いため、石炭焚きへの更新計画がある。

表 2.4-9 ジャムショロ火力発電所の概要

Number of Unit	Installed Capacity (MW)	Fuel Type	Commissioning Date
Unit I	250	Furnace Oil (FO)	27 .01. 1990
Unit II	200	Dual (Gas / FO)	03 .12. 1989
Unit III	200	Dual (Gas / FO)	27 .06. 1990
Unit IV	200	Dual (Gas / FO)	21 .01. 1991
Total	850		

出典: Jamshoro Power Company Limited

そこで、シンド州政府はジャムショロ発電所でタール炭田産出炭が使用できるように変更を望んでおり、GENCO はタール炭使用が可能となるよう既存の石炭火力発電 2 ユニットの改修および 600MW の発電所増設計画を決定した。また、SECMC との間で石炭供給に係わる Off-Take agreement の締結を望んでいる。

しかし、当初予定していたインドネシア産の性状からタール産の性状に合わせて仕様を変更すれば、EIA の再実施が必要になり、資金源の ADB としては、融資をキャンセル可能性がある。また、600MW の新設計画についてもタール炭を使用することになれば FS および手続きが最低 1 年遅れる。ただし、現行の計画でタール炭を 10%程度は混合できる可能性はある。

2.5 石炭火力発電の建設許認可および電力売電単価

2.5.1 建設許認可について

電力セクターにおける民間発電事業者(IPP)には、申請機関は 2 つある。1 つは民間発電&インフラ審議会(PPIB)、また、他の 1 つは国家電力規制委員会(NEPRA)である。前者は投資者の促進を行い、後者は発電許認書の発行および発電電力の買電単価を決定する機関である。これら機関の概要は以下に述べ、また詳細の役割は Appendix2-2 に記載している。

PPIB の役割は出力 50MW 以上の発電プロジェクトの実行に対し、包括的な窓口を提供している。具体的には、1) 同意書(LOI)の発行、サポート書(LOS)の発行、2)政府内関係各機関からの必要な同意、許可を得るために、出資者/プロジェクト実施会社の支援、3)プロジェクト実施合意書(IA)の交渉、4)電力購入者、燃料供給者、州政府機関への支援、4)電力売買契約(PPA)、燃料供給合意書(FSA)、ガス供給合意書(GSA)、石炭供給合意書(CSA)、水使用免許(WUL)の実施、5)電力購入者、燃料供給者、州政府の契約上の責務に対する国家保証の発行および運営、また 6)プロジェクトの実施のフォローアップおよび進捗のモニタリング を実施する。

NEPRA の電力セクターにおける役割は、とりわけ発電許可書を発行し、NEPRA の規則・基準により電力料金を設定することである。PPIB により紹介されている一般的な発電事業の手続きを表 2.5-1 に示す。

表2.5-1 発電事業申請手続き

No	Activity	Typical Time (Allowed days)
(a)	Submission of proposal on raw site by the Sponsors	---
(b)	Review of proposal on raw site by a Committee under the Secretary, Ministry of water & Power, comprising representatives of PPIB , WAPDA, KESC, the Planning & Development Division, the concerned provincial or SCA (for coal-based projects in Sindh)	60
(c)	Posting of bank guarantee by Sponsors at US\$ 1000 per MW in favor of PPIB	30
(d)	Issuance of the LOI (Letter of Intent) by PPIB	30
(e)	Initial time allowed to carry-out feasibility study/term of the LOI	12-24 months, on case-to-
(f)	Tariff negotiations between sponsors and power purchaser (NTDC or KESC)	90
(g)	NEPRA's approval of tariff	180
(h)	Submission to PPIB of approved tariff.	15
(i)	Submission of Performance Guarantee at US\$ 5000/MW by Sponsors in favor of PPIB, if tariff is approved	30
(j)	Issuance of the LOS (Letter of Support) by PPIB	30

出典: Policy for Power Generation Projects Year 2002 issued by PPIB

2012 年 12 月時点において、タール炭田では Block II を開発している Engro Powergen の 1 社のみが PPIB にプロポーサルを提出しており、現在、表 2.5-1 の(c)プロセスである。

2.5.2 電力売電単価

タール炭田における発電電力は以下が適用される。

(1) 売電通貨

売電にはパキスタンルピー(Rs)が適用される。

(2) 容量およびエネルギーコンポーネント

一般的に電力料金は(1)電力購入価格(EPP: Energy Purchase Price)および(2)容量購入価格(CPP: Capacity Purchase Price)より構成される。これら価格の単位は、それぞれ Rs/kWh および Rs/kW/month で表示される。

CPP は PPA に記載されたプラントの正味定格電力容量(発電容量より所内電力を控除したもの)により支払われ、EPP は発電電力量により支払われる。

プラントの運転寿命期間における事業者の発電事業を持続させるために、電力購入価格、容量購入価格(プラントの運転率をベースに計算される)は適宜見直される。一方容量購入価格の借入金の部分は分割による借入金返済額により決まる。

過去の IPP プロジェクトの電力料金決定によれば、CPP および EPP の内訳は Table2.5-2 に示すとおりである。

石炭火力発電プロジェクトについては、国内産炭を使用した場合、資本に対し 20%の IRR が、輸入炭を使用した場合は資本に対し 17%の IRR を確保した電力単価が設定される。

表 2.5-2 電力単価の構成

EPP (Rs/kWh)	CPP (Rs/kW/month)
1) Fuel	1) Loan & Interest Payment
2) Variable O & M Foreign	2) Cost of Working Capital Interest (WCAP Interest)
3) Variable O & M Local	3) Return on Equity during Construction period (ROEDC)
	4) Return on Equity (ROE)
	5) Withhold Tax (WHT)
	6) Fixed O & M Foreign
	7) Fixed O & M Local
	8) Insurance

出典: Application of Determination of Tariff AES Pakistan Limited (a sample)

2.5.3 電力単価への奨励

IPP 発電の電力単価には以下の奨励が与えられる:

- 輸入プラントや装置の関税は5%、但し国内で製造されたものは除く;
- 売上税の控除;
- 収益税の控除、収益転用税の控除、輸入品への源泉徴収の控除
- 国内炭および輸入炭を使用した場合資本に対し20%および17%のIRRをそれぞれ保証。

2.5.4 石炭火力の参考電力単価

NEPRA は 2012 年 5 月に国内紙に、“石炭火力発電プロジェクトの最新電力単価の整備および決定”に関する公聴会の案内を掲載した、その内容は Appendix 2-3 に添付しているが、主要な点のみ表 2.5-3 に引用する。

この公聴会に付される電力単価は PPIB より提案されたものであり、タール炭以外での石炭発電である。注釈には“タール炭での発電は開発コストを上乗せした別な料金設定を適用を考案し後日公表する”との記載がある。

この最新電力単価について公聴会は開催されたが NPPRA により最終決定はされたいないが、タール炭を利用した発電の料金試算の参考とする。

表 2.5-3 PPIBの提案による電力単価

Capacity	Origin of Coal	Form of Financing	Energy Charge (EPP)			Capacity Charge (CPP)		Levelized Tariff at 60% Plant Factor
			Fuel cost	V.O & M	Total	1 st 10Yrs.	11-30 Yrs.	
			(Rs./kWh)			(Rs./kWh/Hour)		
1,000 MW	Local	Local	4.1975	0.1708	4.3683	5.2675	2.0557	11.2836
		Foreign	4.1975	<u>0.1708</u>	4.3683	<u>3.5515</u>	<u>1.8109</u>	9.2773
Assumption Condition - Plant factor: 60% - Net thermal efficiency 37%, - Annual net generation 7,8844 hours (90%) - IRR 20% - Project life 30 years - Price of local coal: US\$ 57/ton - Heating Value of local coal : 11.023 Btu/kg					- Finance: 100% local or 100% foreign debt - Debt service component - on local financing KIBOR (11.91%) +3.5% - on foreign financing LIBOR (0.45%) + 4.5% - EPC cost: US\$ 1,250 mil - Variable O & M cost US\$ 13.18 mil - Fixed O & M cost: US\$ 25.98 mil - Exchange rate: US\$ 1 = Rs 88			

出典: NEPRA Notice of Public Hearing

タール炭発電の電力料金の試算

上記石炭火力の電力料金を基にタール炭を使用した電力料金を 1,000MW 容量クラスの発電、海外投資の条件にて表 2.5-4 にて試算した。

石炭購入単価を US\$ 60/ton(1US\$=88Rs)として試算した結果、運転開始～10 年間は借入金の返済分の上乗せを加え Rs12.452、11 年～30 年は Rs8.971 と試算された。

また、石炭価格が US\$ 10/ton 変動した場合、電力単価は Rs.0.818 変動する。

表 2.5-4 電力料金の想定 (1,000MW の発電規模)

	Fuel (Coal) a	Water b	Val. O & M c	EPP d = a+b+c	CPP e	Tariff f = d+e/0.6
1 st to 10 th years	4.932	0.212	0.205	5.349	4.262	12.452
11 th to 30 th years	4.932	0.212	0.205	5.349	2.173	8.971
Fuel (Coal) 1. Heating Value (Block II): 3,211 kcal/kg, 12,742 Btu/kg (0.252 kcal/Btu) 2. Price of coal: case 1=US\$50/ton, case 2= US\$55/ton and case 3=US\$60/ton 3. EPC cost: US\$1,500 mil. for 1,000MW (US\$1,500/kW) 4. Net thermal efficiency: 37% 5. Heat rate: 9,222 Btu/kW (3,412 Btu/kWh divided by 37%) 6. Coal cost per kW • Case 1: US\$50/1,000 x (9,222/12,724)= US\$3.62/kWh (Rs.4.114/kWh) -Rs.0.818 to Case 3 • Case 2: US\$55/1,000 x (9,222/12,724)= US\$3.98/kWh (Rs.4.523/kWh) -Rs. 0.409 to Case 3 • Case 3: US\$60/1,000 x (9,222/12,724)= US\$4.34/kWh (<u>Rs.4.932/kWh</u>) applied to assumption Water Charge 1. Water consumption for wet cooling: 3 t/MWh ⇒3 L/kWh (general information) 2. Cost of water: Rs.70.5/ton ⇒Rs.0.0705/L (please refer to Clause 5.2 Water Supply) 3. Cost of water per kWh: 3 x 0.0705 = Rs.0.212/kWh Valuable O & M Rs.0.1708 x US\$1,500 mil./US\$1,250 mil. = 0.1708 x 1.2 = Rs.0.2050 CPP 1. 1st to 10th years: Rs.3.5515 x US\$1,500 mil./1,250 mil. = Rs.3.5515 x 1.2 = Rs.4.262 2. 11th to 30th years: Rs.1.8109 x US\$1,500 mil./1,250 mil. = Rs.1.8109 x 1.2 = Rs.2.173						

出典: Prepared by the JICA Survey Team

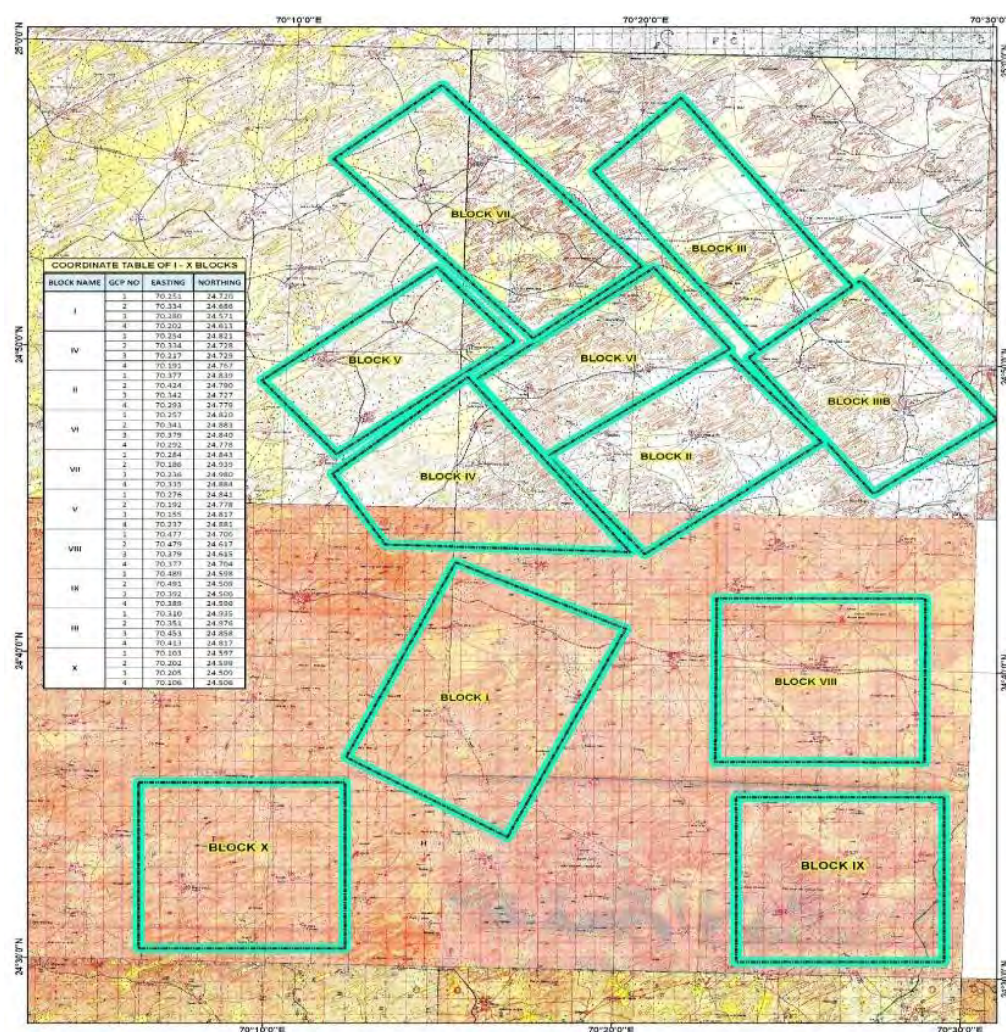
なお、600MW および 300MW クラスの電力料金は付録 2-4 に添付する。

第3章 ターラ炭田開発

第3章 タール炭田開発

3.1 各ブロックの現状

シンド州政府は、タール炭田において、パキスタン国内、また海外からの投資の為に、12 ブロックが設定されている。図 3.3-1 にブロック1から9までを示す。その現状は表 3.1-1 にまとめられる。12 ブロック中、6 ブロックは、すでにタールからの石炭を使用した発電設備計画も含めた探査・開発等の契約が交わされている。しかし、実際には 4 ブロックのみが実際に動いている状態にある。その現状は表 3.1-1 にまとめた。



出典: TCEB Sep. 20, 2012

図3.1-1 タール炭田のブロック位置図

表3.1-1 炭田開発と発電所計画

Block	Allocated Investors	Exploring Agency	Mine Development Works	Production	Power Station
I	Global Mining (China)	GSP - GESCR	By October 2012	5 Mt/y by Oct-2015	900 MW
		Rheinbraun Engineering (Germany)-USGS			
II	Engro SECMC	GSP - GESCR	By April 2013	Phase1: 6.5 Mt/y Phase2: 13.0 Mt/y Phase3: 22.8 Mt/y	Oracle 1,200MW SECMC Phase3: 4,000MW
		Engro - USGS			
		Engro - JORC -AusIMM			
III	Cougar	GSP - GESCR			
IV	AACE	GSP - USGS		Initial Production 6 Mt/y --> 18 Mt/y	1,100MW->3,000MW in 15 years
V	UCG Project	CNCGB - GESCR		In 10 to 12 months	8 - 10Mw
VI	Oracle (UK)	CNCGB	Preparation works started Development in near future	5 Mt/y by 2014 (down to 2.4Mt/y by Oracle)	KESC 300MW-->1,100MW
		Sindh Carbon Energy			
VII	Available				
VIII	Available				
IX	Available				

出典: TECB

表3.1-2 タール炭田の開發現状

Block	Developer	Exploration License Granted	Bankable F/S Completed	Mining Lease Issued	ESIA for Mining Accepted	Mining Start Planned	Coal coming	Note
I	Global Mining Company of China 10.0 Mt/a	October 2011	March 2012	May 2012	EIA Public Hearing was done on 27 September 2012	In 2013	3 years from the starting mining	Financing of the project is being arranged.
II	Sindh Engro Coal Mining Company 6.5 Mt/a (Initially 3.5 Mt/a)	August 2009	August 2010	February 2012	EIA public hearing will be held in November 2012	In 2013	3 years from the starting mining	Financing of the project is being arranged
V	UCG Pilot Project by GoP				-	Test burn conducted in December 2011and Syngas produced		Presently the 8-10 MW Power Plant is being established at the cost of Rs.1.8 billion
VI	Oracle Coalfields, PLC 2.4 Mt/a	November 2007	October 2011	April 2012	In near future	In 2013	2 years from the starting mining	JDA was concluded with KESC

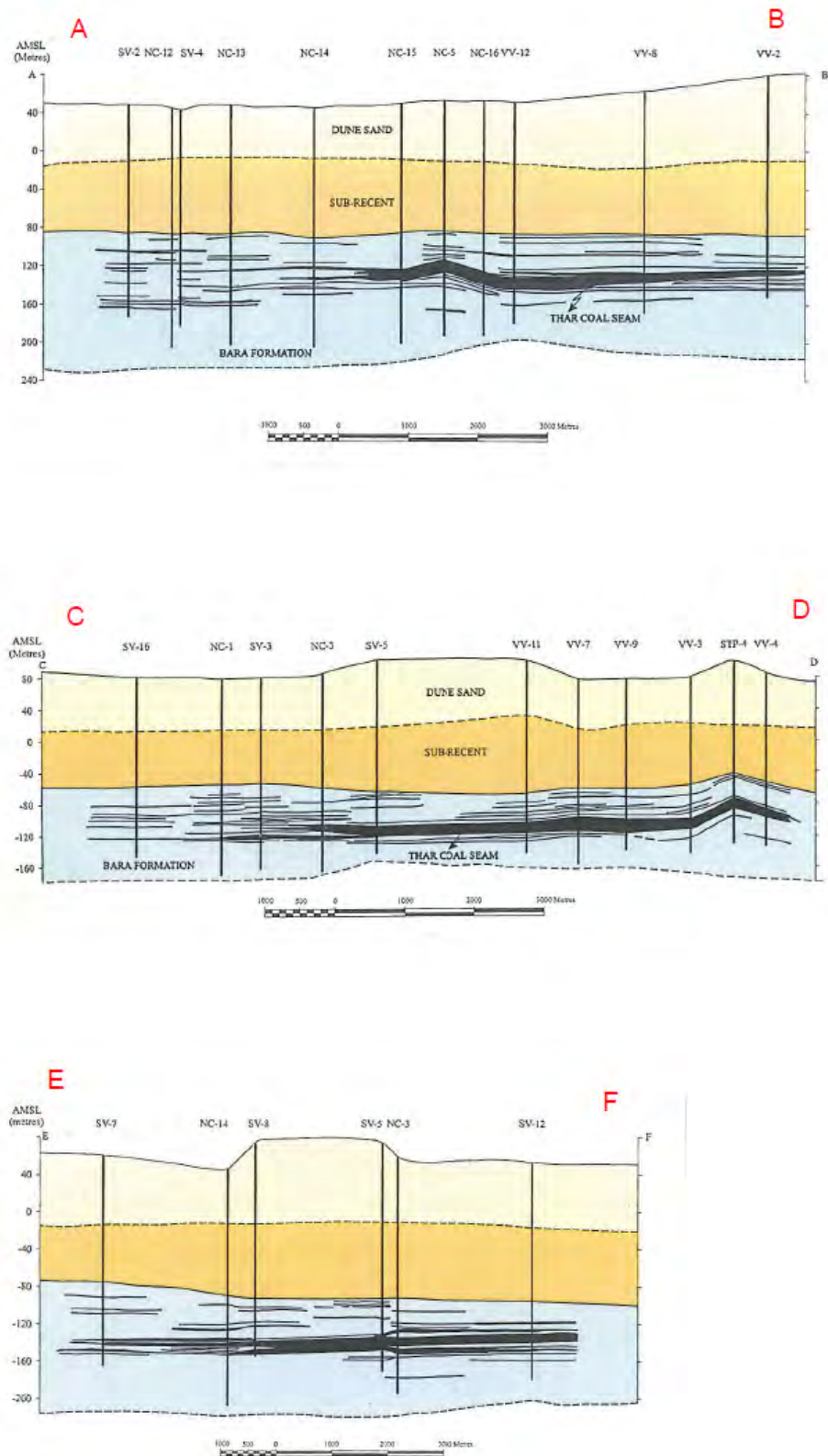
出典: TCEB

Note: For the mining of coal in Thar, all license/leases are approved by the Thar Coal and Energy Board

Global Mining Company of China have got No Objection Certificate (NOC) from Sindh Environmental Protection Agency (SEPA) on EIA on 29 Nov.2012

Global Mining Company は、2012 年 3 月に Bankable F/C は完了した。環境アセスメントが完





出典: Geological Survey of Pakistan (Nov. 2002) (位置は、図3.1-2に示す)

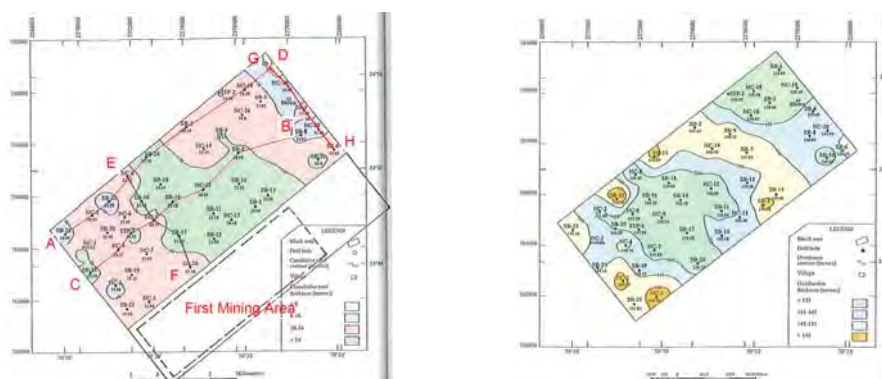
図3.1-3 ブロック I 断面図

3.1.2 ブロック II

2002 年、中国 Shenhua Group Corporation は、ブロック II の開発と山元発電所 300MW 2 基の建設に興味を持ち、Thar 炭田の石炭を経済ベースで利用すべく 136 名の石炭開発技術者、地質技師、地下水専門家、発電専門家を現地に送り込んだ。ブロック II にキャンプを設営し、2 年間作業を続けた。2004 年に同社は、総合 F/S を作成提出した。その内容は、Thar 褐炭資源は、露天採掘方法で経済的に採掘でき、山元発電所（第一段階 600MW、最終的には 3,000MW にスケールアップ）に適していると結論している。その開発範囲は、55km²である（Thar 炭田全体 9,000km²の 0.6%）。

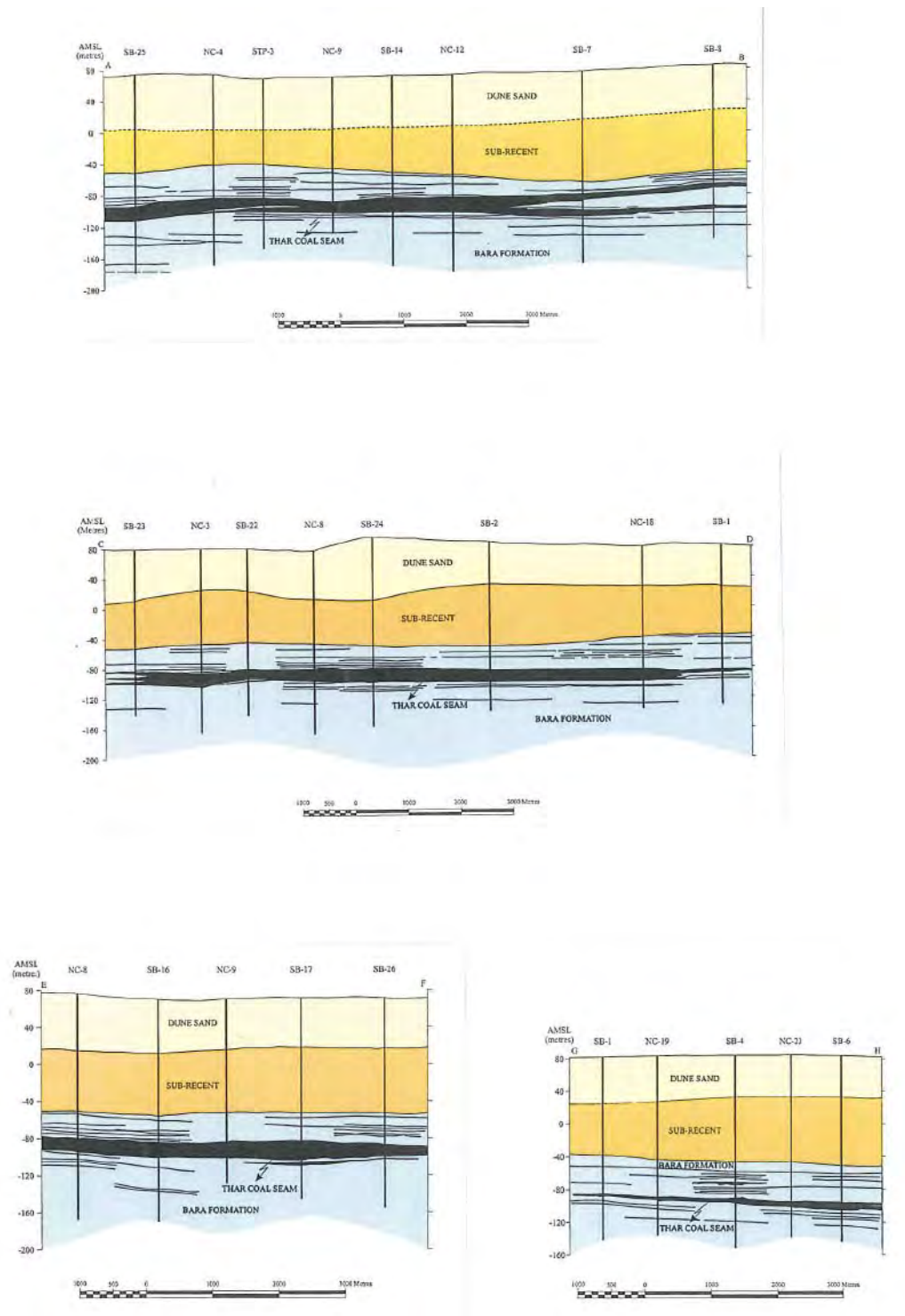
Shenhua Group は、ブロック II で発電した電気を kWh 当たり 5.6UScents でのトランスミッションラインに乗せることを希望した。そのとき、IPP は、政府に対し 6.5UScents で販売していた。しかし、WAPDA は、kWh 当たり 5.3UScents での買い取りを主張し、その結果、交渉は決裂した。その後、国とシンド州の費用でドイツの RWE が実施した F/S は、Thar 炭田の最初の発電の経済ベースでの発電単価は、欧州並みの 7.6UScents であった。

2008 年 5 月シンド州政府は、現 Coal and Energy Department の前組織 Mines and Mineral Development Department を通して官民共同事業体結成を呼びかけた。資本比率：民 60%と官 40%、マネージメントは民が持つ。その結果、“Sindh Engro Coal Mining Company”がスタートし、中国 Shenhua Group が残したブロック II の開発を行うことになった。（The writer is Secretary Coal and Energy Development Department, Government of Sindh. Published in the Express Tribune, January 30th, 2012）



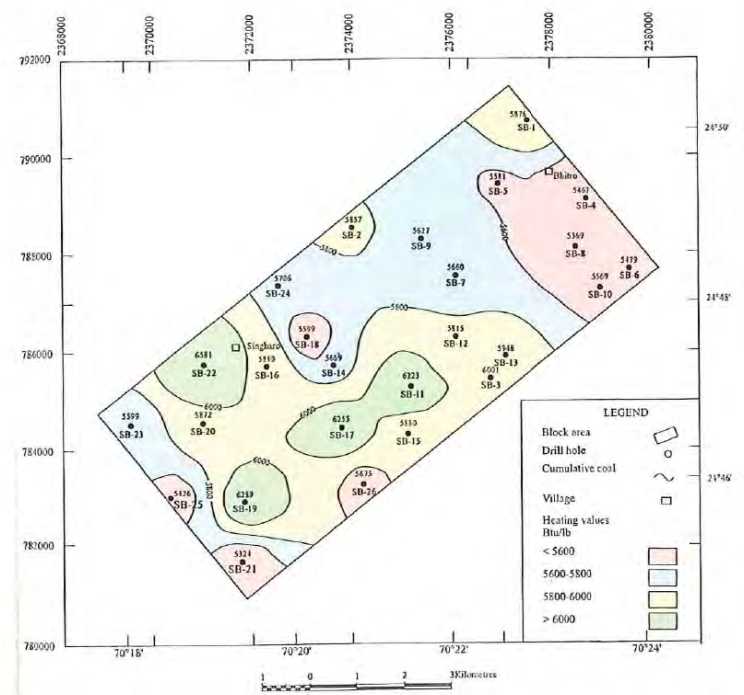
出典: Survey of Pakistan (Nov. 2002)

図3.1-4 ブロック II 等値線図 (左:累計炭層丈, 右: オーバーバーテン)



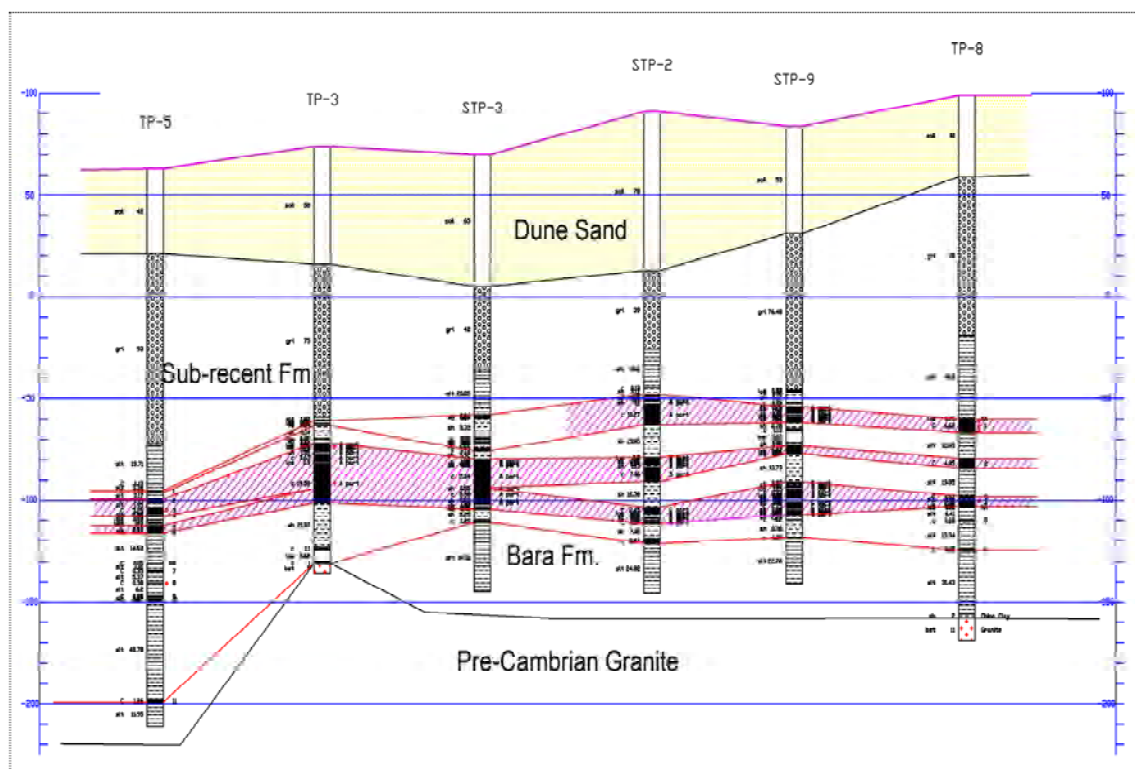
出典 :Geological Survey of Pakistan (Nov. 2002) (断面位置は図3.1-4に示す)

図3.1-5 ブロック II 断面図



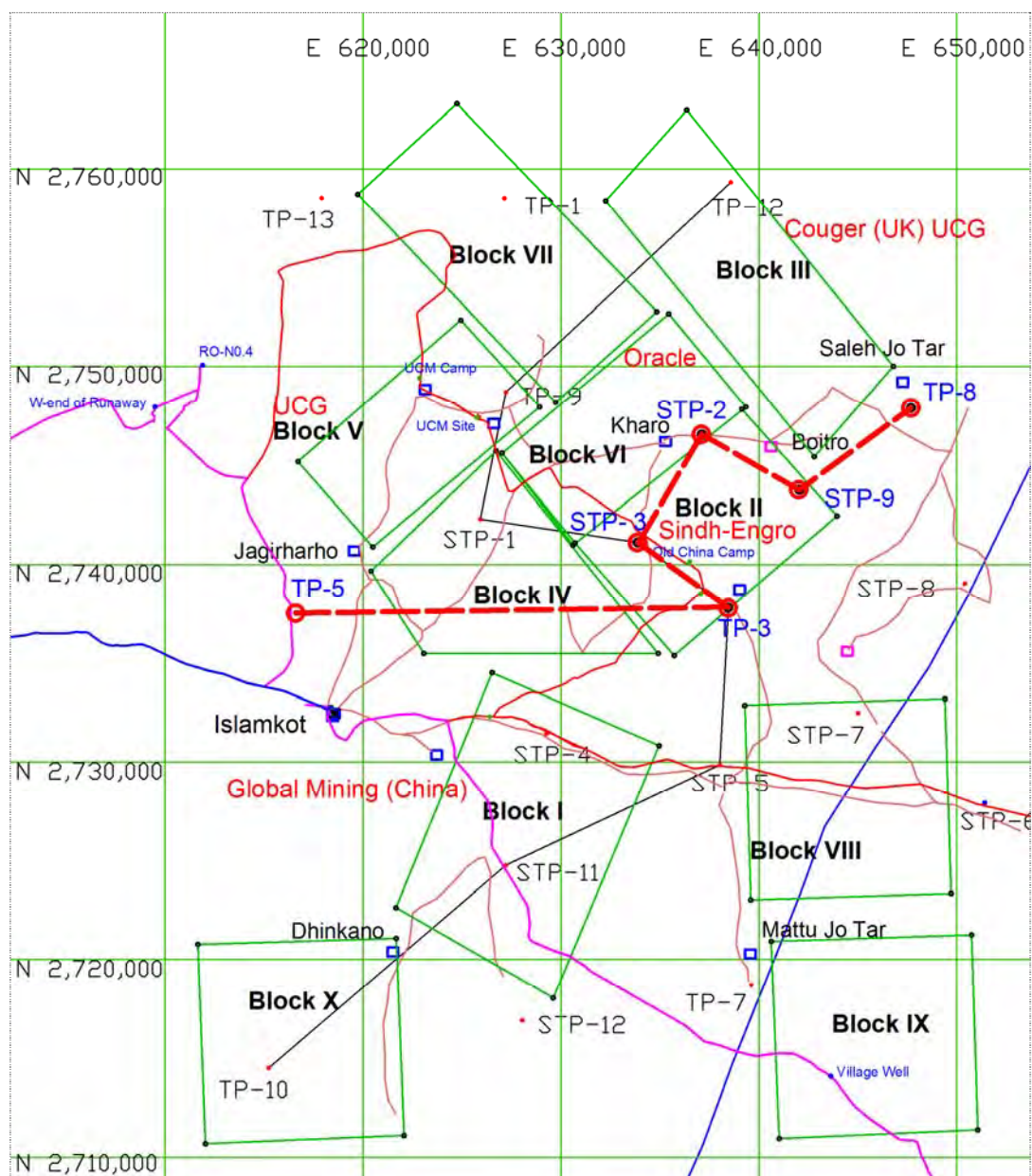
出典: Geological Survey of Pakistan (Nov. 2002)

図3.1-6 ブロックIIの発熱量等値線図(到着ベース)



出典: Borehole data:U.S. Department of Interior/U.S. Geological Survey Open-File Report 94-167

図3.1-7 ブロックII周辺の炭層対比図



出典: Original data from TCEB and modified by JICA Study Team

図3.1-8 炭層対比図位置図

SECMC、RWE、SINOCOAL からなる共同作業チームは、RWE において作業を進め、3D 地質モデル、採掘設計・重機選択、コスト計算を行った。

SECMC チームは SINOCOAL に拠点を置き、採掘位置の見直し、重機選択、地表水、排水、炭鉱施設配置、コストモデルなどを見直した。

Bankable F/S(BFS)は、SECMC によりまとめられた。地下水モデル及び排水計画は、RWE により作成された。

最終報告書は、2010 年 8 月に、カラチで、SECMC、SINOCOAL、HBP/SRK、RWE の専門家で作成され、2010 年 8 月 31 日にシンド州政府 Board of Directors of Coal & Energy Development

Department に提出された(SECMC presentation data on Oct.20, 2010)。

SECMC によるブロック II-BFS の要旨は以下の通りである。

- ・生産規模：石炭 6.5 百万トン/年 剥土量(オーバーバーデン/インターバーデン) 39 – 42 百万 m³/年
- ・採掘方法/重機設備：トラック/ショベルを使用した露天採掘(Bucket Wheel Excavator は使用しない)

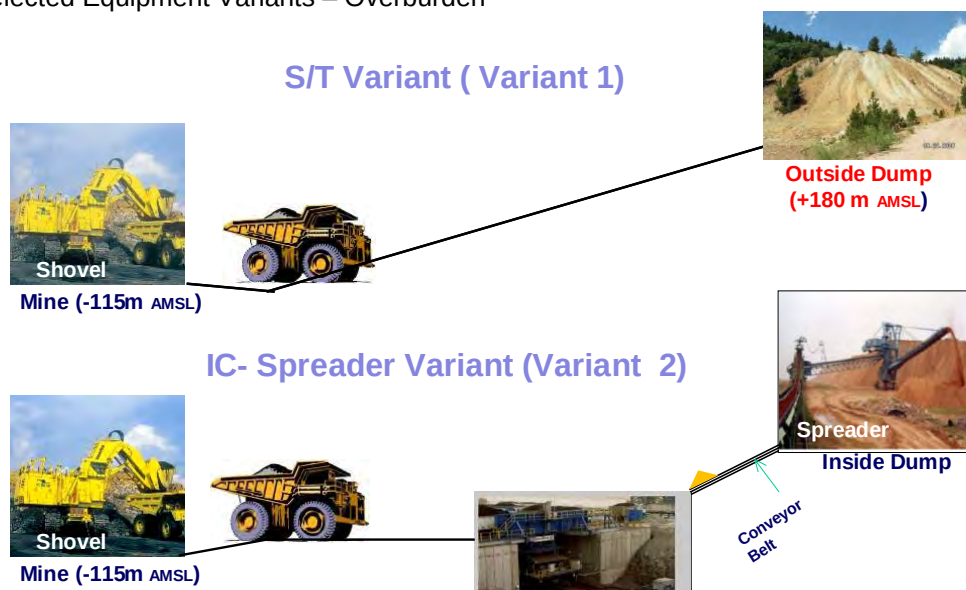
表 3.1-3 採掘方法と重機選定

	オーバーバーデン	石炭
Variant - 1(T&S)	Removal & transfer through T&S to the dumping site	Removal through T&S & transfer through IC to stock yard
Variant -2 (IC-Spreader)	Removal through T&S & transfer through WTS & Conveyors to the spreaders at the dumping site	Removal through T&S & transfer through IC to stock yard (注) WTS: Waste Transfer station IC: In-pit Crusher

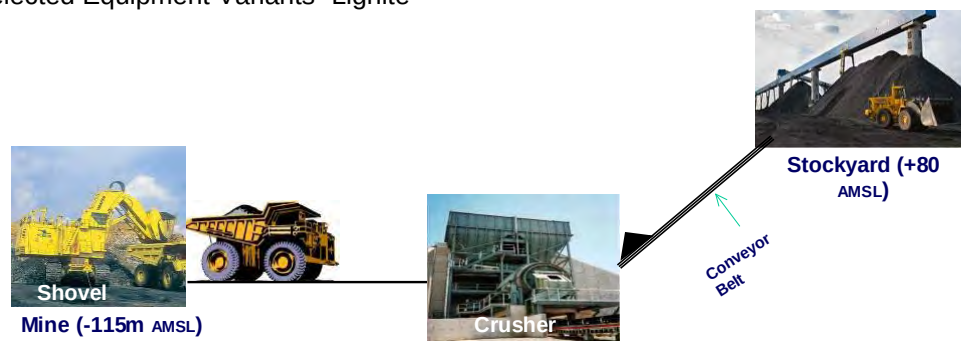
出典: BFS of SECMC Block II

「パ」国政府は、Jamshoro の重油炊き発電所を石炭専焼の発電に切り替えることを決めた。DECMC あるいは、Sindh-Engro Coal Company は、ブロック II の山元発電所に石炭を供給する前に、Coal Off-take 契約を結び、Jamshoro の発電所に石炭を供給することを提案している。

Selected Equipment Variants – Overburden



Selected Equipment Variants- Lignite



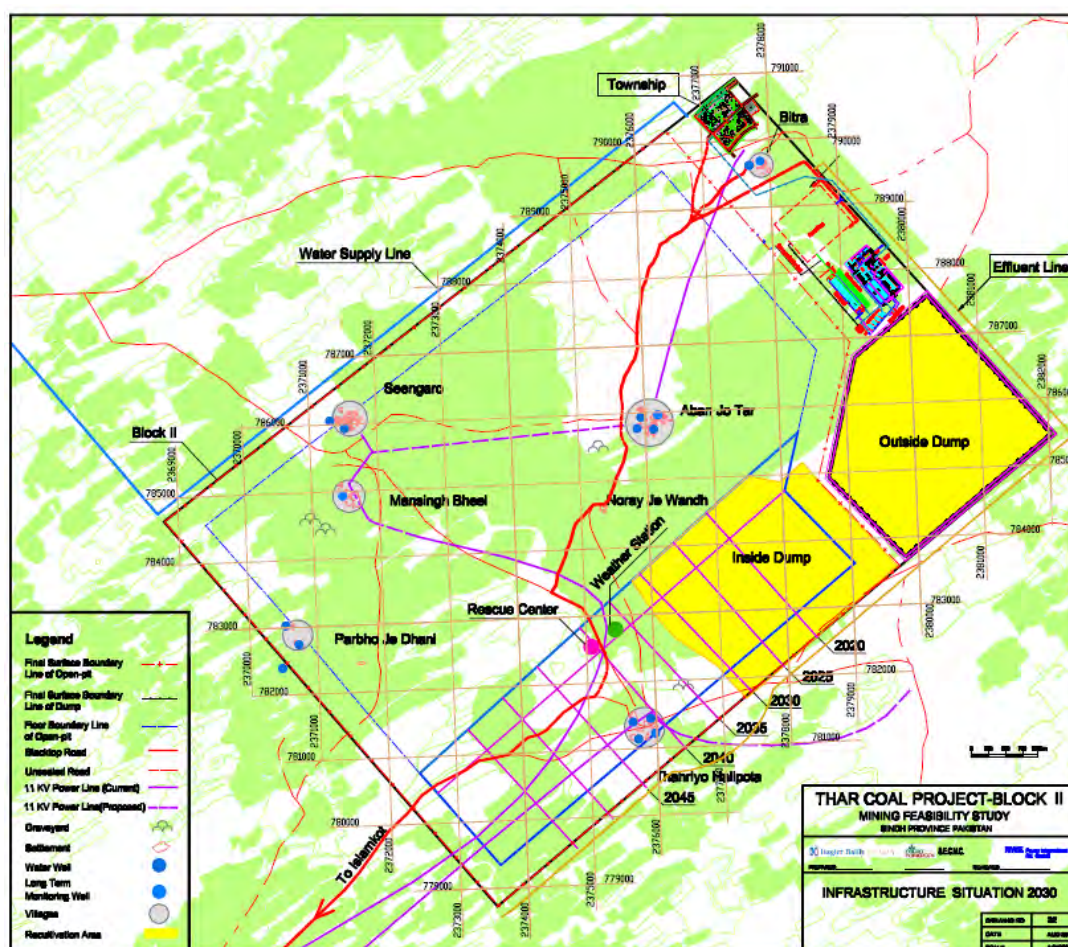
出典: SECMC presentation data on Oct.20, 2010

図3.1-9 重機の2組合せイラスト図

表3.1-4 生産スケジュール (Excavation) – Variant 1 – 6.5 Mt/a T&S

Project Year	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	30 years Cumulative
Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Contracted OB (Mm ³)	30	35	35	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126
Owner OB (Mm ³)	0	0	0	16.8	43.1	37.9	37.9	37.9	39	39	39	39	39	1202
Total Waste (Mm ³)	30	35	35	42.8	43.1	37.9	37.9	37.9	39	39	39	39	39	1328
Coal (Mt)	0	0	0	1.9	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	196.9
Stripping Ratio	-	-	-	22.5	6.63	5.83	5.83	5.83	6	6	6.08	6.01	6.09	6.98

出典: SECMC presentation data on Oct.20, 2010



出典: Thar Coal Project-Block II Mining Feasibility Study

図3.1-10 インフラストラクチャー・炭鉱設備図(ブロックII 2030年)

3.1.3 ブロック III

Cougar Energy Ltd (英国)が、UCG を計画、3 年間の探査権を 2009 年 9 月に認可されている。TCEB によると、現在ディスクトップスタディーが続けられている。Fauji Foundation との共同企業体結成が模索されている。他の情報は無い。

3.1.4 ブロック IV

Austral Asian Continental Energy (AACE)が、Block IV 開発に興味を示した。2011 年 10 月の Coal Conference のプレゼンで、範囲 82.5km² に 24 億トンの資源量があると報告されている。採掘計画は当初 6 百万トン/年で、15 年後には、18 百万トン/年に増産。

Bucket Wheel Excavator (BWE)を剥土と褐炭採炭にも使用する。初期投資は US\$10 億である。

発電設備は、当初 1,100MW、15 年後には、3,000MW に増強。初期投資 US\$ 20 億トン。

TCEB は、AACE は何の連絡もないとのことであるが、JICA スタディーチームは、本炭田開発は

BWE を使用するのとは不適であるとの見解を持つ。

3.1.5 ブロック V

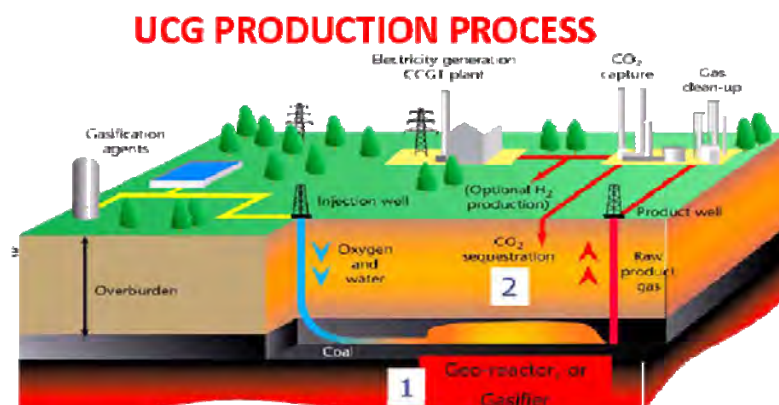
2009 年 7 月は、パキスタンの最も有名な科学者である Samar Mubarakmand 博士が関与しているローカルテクノロジーの開発とパイロットプロジェクトを R&D プロジェクトとして承認した。このプロジェクトはタール地区から、石炭起源のガス(Syngas)を生産し、当面 100MW の発電の燃料として使うというものである。2011 年 12 月 11 日に最初のテストが開始された。「パ」国政府は 2012 年 6 月プロジェクト続行を決めた。

このパイロットプロジェクトは、1 本の gasfire (36 生産井) で 8~10MW の発電を 10~12 月続けることが可能である。

この 8~10MW の発電成功に次いで、技術的な改良を加え、100MW の発電が可能になれば、それに応じた、インフラストラクチャーが整備される予定である。

ブロック V の UCG 技術

図 3.1-11 に示されるように、現在適応されている技術は非常にシンプルなものである。噴出される Syngas は、CO₂ を 12 – 15% 含み、初期圧は 64 bar、ランニング時 7 bar となる。



UCG operation is initiated by drilling two adjacent boreholes into the coal seam and injecting pressurized oxidants like hot air into the coal seam, igniting the coal seam and recovering the combustion gasses through the adjacent borehole. The connectivity between the injection and producer wells is made by special linking techniques such as reverse combustion of coal.

出典: UCG Project Site Presentation at Block V, Oct 1, 2012

図3.1-11 UCGの生産プロセス

UCG技術の詳細は 4.2.2 で後述する。



写真 3.1-1 生産井



写真 3.1-2 圧縮機



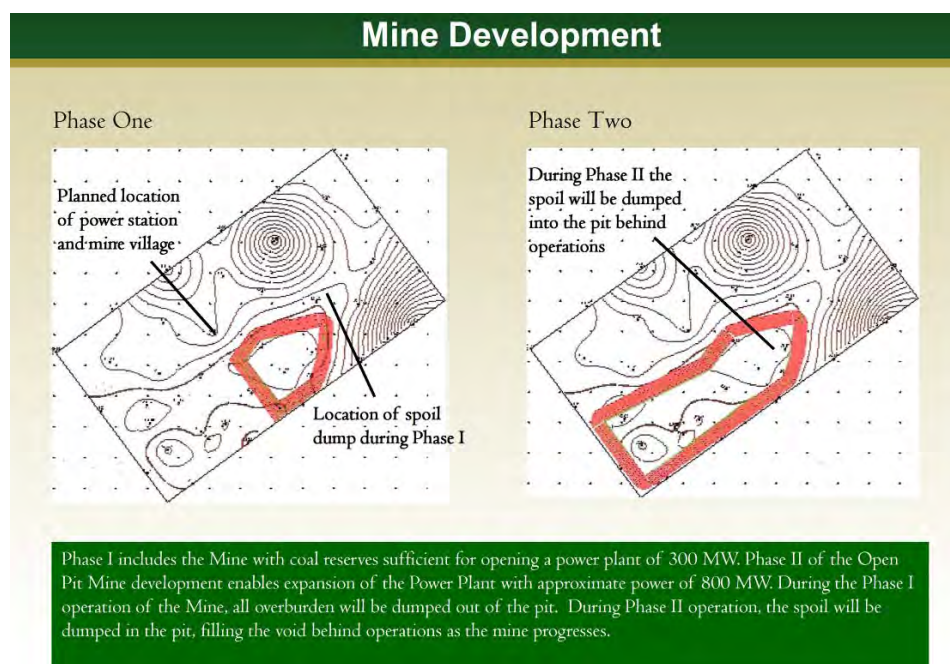
写真 3.1-3 試錐と連結するパイプライン

3.1.6 ブロック VI

Oracle coalfields UK は、2007 年ブロック VI に対する探査権を認可された。面積は 66.1km²である。Oracle は、2009 年後半に Karachi Electricity Supply Company (“KESC”)と joint development agreement (“JDC”)を結んでおり、他に Lucky Cement と 2010 年初期に off-take agreement を結んでいる。

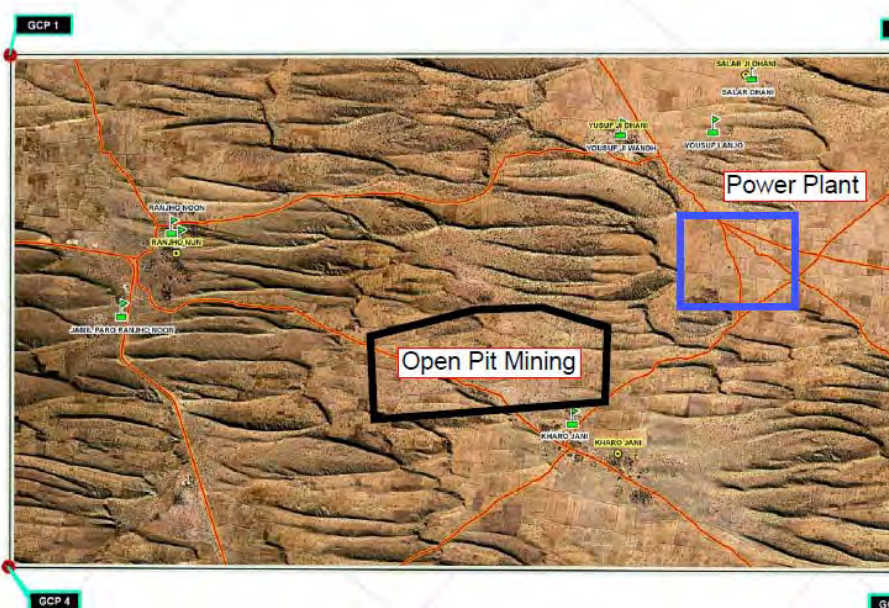
20km² の範囲で JORC¹石炭埋蔵量 529 百万トン(JORC 確定炭量 113 百万トン)を含む技術 F/S は Phase 1 mining stage で完了している(図 3.1-12)。2012 年 4 月採掘権が認可され、「パ」国で最初の外国資本の石炭開発会社となった。タール炭田の開発は、Oracle coalfields によりなされると、発表している(Oracle coalfields PLC annual General Meeting on May 29, 2012)。

¹ JORC: The Joint Ore Reserves Committee Code (JORC Code)は、豪州で評価を受けた基準である。い公表の基準とコーポレートガバナンスを要求される特に市場に出す場合の基準



出典: Presentation of Project Status for Thar Block VI International Coal Conference, Pakistan 22nd October 2011

図3.1-12 オラクル社の採掘計画図



出典: Interview Oracle Staff on Oct. 6, 2012

図3.1-13 ブロックⅥの採掘予定地と山元発電所位置

JORC Code の主な目的は、探査結果と Mineral Resources と Ore Reserves の推定を公に報告するための最小限の標準である。

投資家が投資判断をする際に、合理的な情報が公表されたものに確実に含むようにする為に、鉱

業会社が発表する内容の正確さ強化するため、Code は重要な役割を担う。特に鉱業会社が、最も重要な情報とするのは、Mineral Resources と Ore Reserves の数字、および、品質に関する数字である。JORC Code が大いに投資家に貢献できるのは、信頼できる量と質に関する数字が鉱業プロジェクトの資金提供と評価に、そして、最後に、会社の評判に基本となるからである。

Oracle と KESC との JDA に関しては、発電所の規模が当初 300MW で、1,100MW に引き上げていく内容である。Oracle は、当初非常に大規模な採掘計画案(生産規模 5 百万トン/年の計画で初期投資を US\$610 百万)。その後、生産規模を 2.4 百万トン/年に下げ、初期投資を US\$176 百万に圧縮することを 2012 年 8 月に発表した。これで初期投資を US\$434 百万削減することになる。また、生産コストは US\$42/wet ton だったものを、US\$18/wet ton 下げて US\$24/wet ton とするものである。生産は操業期間を通じ 2,4 百万 wet ton/年を維持する。(Oracle Interim Results on June 30, 2012).

Oracle のブロック VI で採掘開始までに残っているステップは以下の通りである。

- 露天採掘境界、汚水浄水化地域、選炭設備、剥土捨て場、炭鉱地上設備レイアウト、KESC が造る山元発電所(300MW)位置を定める為の地形測量。
- Box-cut を行う為の、40 本の追加試錐(non-cored)を 2012 年 12 月迄に実施
- 環境・社会コンサルタントによる住民移転(resettlement)プログラムの実行

3.2 地質

3.2.1 タール炭田開発における主な問題点および対策

(1) 剥土

問題点: 厚い砂丘砂と第四紀層

対策: 厚い剥土については、世界中の多くの褐炭鉱で多くの技術が実施されている。BWE、Track & Shovel、Surface Miner、Belt Conveyor の組合せが、Bankable F/S の中で十分検討されている。重要なのは、「パ」国の場合、大型露天採掘が始まる前に、タール炭田の携わる技術者が実際に、海外の現場を訪問し、BWE、Track & Shovel、Surface Miner、Belt Conveyor が実際どのような環境で使用されているのか、その利点はどこかを体験することであろう。その上で、最も適した方法を選ぶべきである。

(2) 抜水作業

問題点: ラクラ炭田では地下水が無いのに対し、タール炭田では、炭層の上下には帯水層があり、採掘時の安全対策上、原炭品位の全水分に非常に影響する。

対策: 詳細な FS レベルの水文地質の調査、水供給および排水管理の調査を含んだ水マスタープラン作成はすでに進められている。調査内容には以下を含む。

- ・ 利用可能な地下水レベル

- ・ 排水のレベルとその範囲
- ・ 包括的な排水計画の立案。それには生産井の掘削、水位監視用圧力計、排水システムと履行スケジュール等の記載が明確に含まれている
- ・ 地下水を抜き取ることによって影響を受ける範囲
- ・ 採鉱に伴う排水の結果としての、地下水利用と処理において起こりうる影響の評価
- ・ 地下水利用によって影響を受ける範囲の評価

さらに、ブロックの開発者もまた排水計画とスケジュールを立案している。地下水管理については3.4 水文地質で述べる。

(3) 品質管理

問題点: ユーザーは、通常、低灰分、低水分といった安定した品位の石炭を求める。

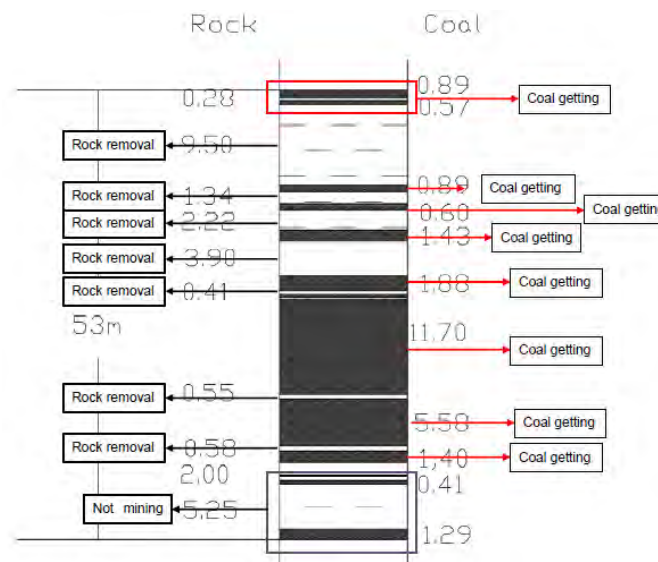
ラクラ炭田開発から学ぶべき点: Lakhra Power Plant に石炭を供給している LCDC は発電ボイラーの規格内の炭質をキープ出来ていないことが推察される。これが、発電設備の老朽化を早めた一因とも思える。ボイラー側が求める炭質と供給する側の炭質ミスマッチは、タイ国およびモンゴル国の発電所でも見られた。

対策: 選別採炭と選炭プラントを入れることで、安定した品位を供給することが出来る。以下に示すような項目を実行し選別採炭を効果あるものにする必要がある。

- 十分な詳細試錐を実施し、注意深く地質対比を行う
- 有能な採掘技師/ スキルフル技師による採掘計画と選択採掘の実施
- 石炭部分の採掘時に、如何に in-seam dilution の量を減らすか
- クラッシングとスクリーニング
- 貯炭場の分析所/ 各所から出てくる原炭の炭質分析
- 発電所供給貯炭場でのブレンディングにより品位を調整する

3.2.2 原炭品位の推定

タール炭田の石炭の特徴は、多くの石炭部分と夾みからなる。本当に薄い夾みも石炭部分に含まれており、石炭部分の選別採掘を実施する際の基準を採掘場所毎に決定し、実行する必要がある。



出典: Borehole data: U.S. Department of Interior/U.S. Geological Survey
Open-File Report 94-167, with additions by JICA Study Team

図3.2-1 選別採掘基準(例)

- 炭層 > 厚さ 0.5m ----- 炭層として独立採掘
- 夾み < 厚さ 0.3m ----- 炭層と一緒に採掘
- 炭層 < 厚さ 0.5m ----- 夾みと一緒に剥土される
- 夾み > 厚さ 0.3m ----- 夾みとして独立に剥土

原炭品位を予測することは、選別採掘システムにとっても、発電所のボイラーの設計においても非常に重要である。

3.2.3 自然発火に対する管理

褐炭のような低品位炭は、瀝青炭のような高品位炭より自然発火しやすい性質を持つ。褐炭が積み重ねられ、その中心方向に空気が入っていく場合、酸化がスタートする。その熱は積み重ねられた褐炭に蓄積される。この熱は外に放射されることもなく、より熱を含んだ環境を造って行き、さらに、酸化は促進されていく。このような状況が放置され、空気が入っていく環境が維持されるなら、ついには、急に発火することになる。従い、炭鉱操業者は、褐炭は特に発火しやすいという知識を持つ必要がある。そして常に注意を喚起する必要がある。(IEA Clean Coal Centre, April 2004).

褐炭は、乾燥すると粉化しやすい。酸化は、表面面積が大きくなるとそれだけ促進される。さらに、貯炭場で積み重ねられると、内部が発熱し熱をためこむ、これが自然発火のメカニズムである。世界の他の褐炭の場合、いろいろな方法を駆使して自然発火を押さえ込んでいる。現在ではトラックによる運搬も可能である。褐炭エンジニアや火力発電エンジニアはどの技術が最も適切か見極める必要がある。

3.3 露天採掘に対する採掘技術

3.3.1 採掘機器と採掘方式

(1) ブロックⅡにおける採掘計画の推移

同鉱区では USGS による地質調査の他、多くの調査が行われている。入手したブロックⅡの採掘計画は以下のとおりである。

表3.3-1 ブロックⅡの採掘計画

年 月	作 成 者	概 要
1994年5月	John T Boyd (米国)	大型Bucket Wheel Excavator (BWE)と大型Truck & Shovel (T&S) を比較
2004年	RWE (ドイツ)	大型BWEと大型T&Sを比較 Shovel 42m ³ , 21m ³ Dump Truck (DT) : 300トン, 150トン Surface Miner使用 (ドイツ褐炭炭鉱を参照した)
2004年	Shenhua Group (中国)	生産規模 350万トン／年
2010年8月	RWE	Variant 1とVariant 2を選択肢として残す Variant 1 : Overburden (O/B) はT&S、 LigniteはT&S+ICC+BC Variant 2 : O/BはT&S+WTS+BC+Spreader LigniteはT&S + ICC +BC BWEについてはT&Sの更新時期に再検討
2010年10月	SECMEC, SCIGE, RWE	最終選択は6m ³ Shovel +55トンDT Lignite採掘にSurface Minerも使用 輸送にはCrusher / Belt Conveyor
2012年9月	SECMEC等によるESIA	OB : 2~6m ³ Shovel+55トン DT Lignite採掘 : 2~6m ³ Shovel + 55トンDT 輸送 : Semi Mobile Crusher +Belt Conveyor

出典:TCEB

いずれの計画においても、露天採掘による生産という点においては変わらない。また剥土用の採掘機器については Bucket Wheel Excavator や Truck & Shovel が有効である事を示した点においても変わらない。それぞれの優位性が比較されてはいるが、2010 年以降は BWE の利用については消極的な結論となっている。輸送・組み立て・運用・柔軟性等を考えた時、リーズナブルな結論である。

(2) ブロックⅡの採掘計画概要

SECMCにより示された最新のブロックⅡに係わるESIAに示された採掘計画(2012年9月3日版 Hagler Bailly 社作成)は以下のとおりである。

総生産量：	360～380 million tonのLigniteを生産
生産規模：	年産 650万トン (1,200MW対応) 年産1,300万トン (2,400MW対応) 年産2,280万トン (4,000MW対応)
採掘方式：	露天採掘 Open Cut方式 Truck & Shovel
採掘区域：	鉱区の南部約3分の1で20km ²
剥土：	当初はOut-side Dumpに586 million m ³ 、制限高さ88m
排水：	地表水、地下水はSumpに設置する水中ポンプで排水。990l/sec。井戸からの流出水はパイプラインを通してGOSが準備するシステムに流す。
主要採掘機械：	Excavator 2～6m ³ Dump Truck 55 ton x 136 units Semi-mobile crusher 1,000 ton/h x 2 units Belt Conveyor
貯炭：	石炭はトラックでCrusherへ。サイズは300mm以下に。ベルトコンベヤーで450,000トン容量の貯炭場へ輸送。高さ制限12mとし、部分的に15mの防風壁
支援設備： (MSF: Mine Service Facility)	52haの用地に、事務所、Social Facility、整備工場、部品倉庫、重機組み立て場、燃料庫、操業管理センター、食堂、脱衣場、研修センター、応急手当・消防、分析所、水処理・給排水設備等を配置
給水：	採掘に必要な用水は約6,000m ³ /日でGOSから供給される。
配電：	建設初期段階に必要な電力はDiesel発電機で供給される。後に地元の発電所から供給される。
燃料供給：	年間の必要燃料 (High Speed Diesel) は55 million litterが予想されている。平均150,700 litter / day。15日分の貯油が必要。
排水：	1,000m ³ /日の排水量が見込まれ、排水処理設備で浄化され、粉じん対策にも使用される。 Mine Service Area 370m ³ /day Township 500m ³ /day Oily water (mine service) 160m ³ /day Membrane Bioreactor (MBR) で浄化、散水に使用。
住居：	鉱区の北東隅、Bitra村近郊の150haに3,000～4,000名が居住可能なColonyが建設される。Pitへの道路に隣接する。従業員および家族の居住に対応する。病院・学校・ショッピングセンター・レクリエーション設備等が含まれる。

- 防火： 中央消火用水網を含む防火設備が準備される。すべての車両には消火器が搭載される。また消防隊が編成される。
褐炭の自然発火防止のため、OBは褐炭採掘の直前に除去される。
同様に、貯炭場と積み替え場所の粉じん対策にも消火用水が利用される。O/B剥土や捨て土ベンチでの粉塵抑制は散水車で行われる。
貯炭場での自然発火防止のため、褐炭の払い出し管理が行われる（15日以上貯炭は行わない）。
- 雇用： 生産活動には1,200～1,600名の熟練・非熟練労働者が必要である。地元での雇用が好ましいが、熟練労働者の現地雇用は困難であり、Training Programが必要である。

(3) 現在の計画の妥当性

1) 採掘方式の妥当性

2010 年段階で、BWE については将来的なものとし、当初は T&S を採用するという考えとなっていた。Hagler Bailly 社の ESIA に示された採掘計画は微修正が加えられているが、2010 年のものを踏襲しており、内容的にも妥当と判断される。表土の剥土は Truck & Shovel で行い、当初は Out side Dump Area に捨て土が行われる。In-pit の埋め戻しが可能になった時点では In Pit に埋め戻される。褐炭の採掘も Truck & Shovel で行い、Pit side の Semi mobile Crusher で粗粉碎した後、ベルトコンベヤーでストックパイルに輸送される事とされている。Pit の底に In Pit Crusher を持ち込み、ベルトコンベヤーの段継ぎや揚炭を行う方法もあるが、ベルトコンベヤーの移設は複雑な作業であり、Pit の外までトラックで運び上げ、Pit Side で粉碎してベルトコンベヤーで輸送する方法は操業管理が行いやすい。

Lignite の採掘においては、可能な限り Parting を除去する事が望ましい。その為には小型の Shovel、Bulldozer、Front End Loader 等の利用が推奨される。上部の砂層は斜面の安定度が低いので、法面傾斜を緩く保つ必要があるが計画の中に考慮されており妥当である。

開発当初の先行剥土時はコントラクターによる採掘が計画されているが、初期投資低減のためには好ましい事である。コントラクターとの契約は地山立米(BCM)単価で行われるとしても、井戸による排水についてはオーナーで行われるべきであろう。道路の拡幅・改善の期間を考えると、開発当初からの大型の重機搬入は困難であり、小型重機による採掘が行われる事となる。

2) 重機選定の妥当性

Hagler Bailly 社の ESIA に示された重機選定はリーズナブルである。採掘重機の大きさは道路の整備計画とマッチしたものである。開発当初にコントラクターが早期に調達でき、契約期間終了後に他での転用も可能なサイズを用いるのは望ましい事である。

道路の整備計画の詳細は別章で述べられるが、整備の主目的は Thar 炭田開発用の重機輸送と物流・人員輸送の改善とされている。道路の設計に用いられた重機のサイズは、幅 5.5m、高さ 5.5m、長さ 31m、重量は 350 トンとされている。このサイズに当てはまる採掘用

重機の大きさは Hagler Bailly 社の ESIA に示された重機のサイズと整合性のとれたものである。

ESIA に示された DT の台数 136 は JICA 調査団で試算した台数とほぼ一致しており妥当と判断される。また 2010 年 10 月の “Thar Block-II Coal Mining Project, Bankable Feasibility Study Presentation to BOD の Final Selected Equipment” で示された 131 台ともほぼ一致している。ESIA には Shovel 台数が示されていないが、6m³ Shovel の年間処理可能量からすると 26 台程度の Shovel が必要となる。よって Shovel 1 台当たりの Dump Truck 配車数量は約 5 台となる。2010 年 10 月の “Thar Block-II Coal Mining Project, Bankable Feasibility Study Presentation to BOD の Final Selected Equipment” には 26 台が示されており、共に妥当な数字である。26 台の Shovel を配置するには Pit を大きくする必要が有るが、Thar の深い Pit 開発においては、多段のベンチを作って掘り下がる方式となり、Shovel の分散配置には適しているである。

褐炭の輸送に Semi-mobile Crusher とベルトコンベヤーが用いられる事が ESIA に示されている。採掘が進むに従い、貯炭場までの輸送距離が長くなる事もあり、この方式の採用はリーズナブルである。ESIA においては Crusher への投入方法やベルトコンベヤーの輸送能力に関する記載は無い。2010 年 10 月の “Thar Block-II Coal Mining Project, Bankable Feasibility Study Presentation to BOD” には 1.4m 幅のコンベヤーと 2,000 ton/h のベルトコンベヤー能力が示されている。265 日 24 時間のフル運転で 650 万トンを送送する場合の必要能力は 742ton/h であるが、整備時間やシフト交代時の停止を考慮すると 2 台の 1,000ton/h Crusher の同時運転に対応した 2,000 ton/h のベルトコンベヤー能力は妥当である。

Crusher には自走用クローラーを備えた Mobile Type もあるが、切羽の進行速度を考えると、Skid Mounted の Semi-Mobile Type で良いと判断される。切羽の進行に合わせて、定期的に Crusher の移設とベルトコンベヤーの延長を行う。

Dump Truck で輸送された褐炭は Crusher の近傍で仮置きし、Front End Loader で Crusher の Hopper に投入する方法が推奨される。ベルトコンベヤーには移動式の Hopper を設置し、落炭を防止する。直接 Dump Truck からベルトコンベヤーに積載する事は、Dump Height の問題とコンベヤー故障時の Dump Truck 待機の問題が有るので、ダブルハンドリングとはなるが、仮置きをして積み込む事が推奨される。

3) その他の計画の妥当性

a. 燃料の年間消費量: 年間 55million litter の年間消費量が示されており、6.5 million ton の生産をすると生産トン当たり約 8.5 リッターを必要とする事となる。生産コストにおける大きな部分を占めることがわかる。JICA 調査団の試算とほぼ同等であり妥当と判断される。平均の 1 日当たり消費量は約 150kl であり、燃料確保や保管も重要な作業となる。

b. 従業員数: 20m³ 級の大型ショベルや 200 トン級の DT を用いれば 700 名程度の従業員数で十分と見込まれる。しかし、中型のフリートを用いると人員数は ESIA に示されている様

に、直接人員で 1,200 名が見込まれる。パキスタンにおける労務費単価を見ると、1,200～1,600 名であっても生産コストに占める労務費は大きな割合とはならない。人員計画も妥当と判断される。将来的には労務費単価の上昇も予想され、生産コスト上昇の要因となる。道路状況が適応するならば、重機のサイズを大型化していく事も検討課題となる。

同地域における大型重機による石炭採掘の実績はない。オペレーター的能力は生産性の大きく影響するので、オペレーターの育成は重要であり、訓練計画が考慮されている事は妥当である。整備要員の教育も同様に必要である。

c. 自然発火対策: Lignite の自然発火性を考慮に入れ、Lignite 採掘直前まで Lignite を露出させない、貯炭場での貯炭は 15 日以内とする等の対策が示されているのも妥当である。

d. 排水: 降水量は少ないものの、雨水の Pit 内流入は防ぐ必要がある。また地下には帯水層が確認されており、採掘に際しては地下水の水位を低下させておく必要がある。これらの排水に対して、井戸ポンプによる地下水位の低下、Pit 内での排水が計画に含まれている事は妥当である。排水設備の容量については、実際の採掘状況に合わせて計画を見直していく必要があるだろう。

また浄水後、州政府が準備するシステムに放流する計画は妥当である。一部は粉塵防止のための散水に用いられる計画も妥当と判断される。

露天採掘の炭鉱における井戸による排水はフィリピン国セミラ島のセミラ炭鉱やモンゴル国のバガヌール炭鉱でも用いられている。セミラ炭鉱は海岸に近接しており、標高では海面下までの採掘が行われている。バガヌール炭鉱の場合、排水中の鉄分濃度が高いため、鉄分除去等の処理を行ってから放水されている。

坑内採掘においても、採掘区域の湧水を抑えるために排水ボーリング等が行われる場合がある。

e. 給水: 採掘のために地下水の水位を下げる必要があり、周辺住民の井戸が涸れる可能性がある。Nabisar からの給水についても検討されており、妥当と判断される。

f. 配電: 開発当初はディーゼル発電機を準備する計画は妥当と判断される。また発電所の運転開始後には発電所から受電する計画についても妥当と判断される。

g. MSF: 事務所や住居、整備工場・倉庫等を配置する計画は妥当と判断される。開発当初のコントラクターについては、独自に準備する方法が一般的と思われる。

h. 終掘計画: 区域の採掘が終了した段階で、どの様に撤退するかは開山当初から計画されるべきであるが、方針が示されており妥当と判断される。

In Pit Dump を行う事により、採掘跡の埋め戻しは同時並行的に進められる。しかしながら、採掘される褐炭の量が膨大であるため、採掘跡は窪地となる。Out Side Dump から運搬して埋め戻しても窪地が出来る事に変わり無く、経済性を考えると最終的に窪地で採掘を終えることは容認されるべきであろう。井戸排水ポンプを停止すると、窪地は池となるが、の水質

については監視を継続し、必要に応じて浄化する事を検討する事が望ましい。周辺の井戸の水位が回復する可能性もあるが、同様に水質の監視が必要であろう。Out Side Dump については緑化・地滑りの防止等に配慮がなされるべきである。

(4) 近隣鉱区が検討する採掘方式

近隣炭鉱の情報は少ないが、公開されている環境影響評価等情報を類推する事は出来る。

1) Block I

Global Mining(中国)Dragline 等も検討対象としたが、Selected Mining Alternative として4方法を示しているものの最終判断は行っていない。BWE と T&S 方式各2方式で、それぞれ薄層を Surface Miner で採掘するものとししないものが示されている。

2) Block IV

Oracle のでは Truck & Shovel による露天採掘が計画されている。周辺炭鉱も、採掘設備の輸送、給水・排水等、同じ様な問題を抱えている。

3.3.2 コスト・パフォーマンス

Thar 炭を発熱量等価の国際的な基準で見れば US\$30/ton 以下と見込まれる。Thar 炭田は表土の強度や地下水の問題はあるが、剥土比の低さは採掘条件としては良好であり、他国の一般的な剥土比と比較して劣るものではない。

上述の様に同種に石炭の国際的取引価格 US\$3/BCM 以下である。言い換えれば生産コストはそれ以下であり、かつ利益を出している。Thar 炭開発の場合、剥土比が低い優位性もあり、生産コストは高くはないものと見られる。また消費者までの輸送距離が短い事も高条件である。その他の利点としては、労働者確保等のための住宅建設コストが安価であることなども有る。

Thar Coal Power Generation Potential 2008 には中国 Shenhua が 2004 年に行った Study のコスト試算結果が示されている。600MW の発電所に対する 350 万トンの炭鉱開発計画であり、炭鉱に対する投資額として 3,765 million RMB(US\$454 million)が示されている。RWE の試算では 650 万トン生産に対する初期投資と 30 年間の追加投資累計で US\$2,000 million 弱が見込まれている。重機類の寿命を考慮すると、初期投資は US\$1,000 million 以下と思われる。

JICA Team は 650 万トン生産に対する投資額と生産コストの試算を行った。投資額は Shenhua の約2倍となったが、主たる要因は生産規模の違いである。また RWE の試算値とも似通ったものと思われる。

試算の条件を以下に示す。

年間生産量	650万トン
採掘方式	Truck & Shovel
主要重機のサイズ	6m ³ Shovelと55ton Dump Truck
採掘スケジュール	Table 3.1-4に準ずる
平均剥土比	Table 3.1-4に準ずる 30年累計で6.98 : 1

IRR	Incentive の20%からCoal Priceを逆算
Interest Rate	10%
燃料費、	現状価格を参照
労務費単価等	JETRO資料を参照

生産コストについては、過去の報告書や上記の条件をベースに試算を行った。生産コストの主要部分は、燃料費、部品費・整備費、そして採掘重機等の減価償却費である。生産コストを最小限にするには、オペレーターや整備員の教育が大切である。高い機器の Availability と Utilization を確保する事は生産コスト低減の鍵である。褐炭の自然発火を防止するため、安定生産と安定出荷も重要である。言い換えれば、褐炭の生産と発電所での消費は同レベルで無ければならない。

終掘までの平均でみると、低い剥土比に起因して生産コストは低めの値となる。しかしながら、褐炭生産が始まるまでの開山当初における長い先行剥土期間は初期段階の生産コストに大きな影響を与える。この影響を回避するために、Incentive として Equity Portion に対する 20%の IRR が提案されている。これにより、資金回収期間は短くなり、投資も魅力的なものとなる。仮に褐炭の販売価格が国際的価格と比較して高めでも、国家的な利益については考慮されるべきであろう。タール炭の開発により、雇用の創出と外貨の支払い減は達成される。

3.3.3 日本における石炭採掘技術

(1) 日本における石炭生産の歴史と現状

日本において石炭が発見されたのは 15 世紀の事である。産業として石炭生産が始まってからの歴史は 250 年以上に及ぶ。石炭は日本における主要な燃料源となり、1940 年には約 600 の炭鉱から 5,631 万トンを生産した。その後大戦の影響により減産となったが、1961 年のピーク時には 5,541 万トンが生産され、この当時には発電源における地位が水力と逆転した。石油への転換や輸入炭との価格競争力の問題から国内生産は減少を続け、多くの炭鉱が閉山を余儀なくされた。

2010 年の日本における石炭消費量は一般炭と原料炭を合わせて約 185 百万トンであるが、99% 以上を輸入炭に頼っている状況である。

現在の日本国内石炭生産は北海道において小規模に行われているのみである。1 炭鉱が坑内採掘を行っているが、他の 7 炭鉱は小規模な露天採掘を行っている。全生産量は 120 万トン程度で、全消費量の 1% に満たない。ほぼ全量が北海道の石炭発電所などで消費されている。北海道の内陸には北海道炭を燃料として想定した発電所があり、海外炭を港から運び上げるのと比較して輸送距離等の優位性がある。

(2) 露天採掘技術

前述の様に、日本において生産が行われている露天採掘炭鉱は北海道地域の限定されている。一般的に山岳地帯の急傾斜炭層で採掘が行われており、小規模な Truck & Shovel 方式が採用されている。よって、Thar 炭田開発の参考になるとは言い難いであろう。

日本の炭鉱は採掘後のリハビリテーション等に厳しい政府による規制が掛っており、捨て土場所の緑化等も必要である。その他、斜面の安定性や排水処理について閉山後においても重要な問題である。



出典：鉱山エンジニアリング資料

写真3.3-1 北海道の露天採掘炭鉱

(3) 坑内採掘技術

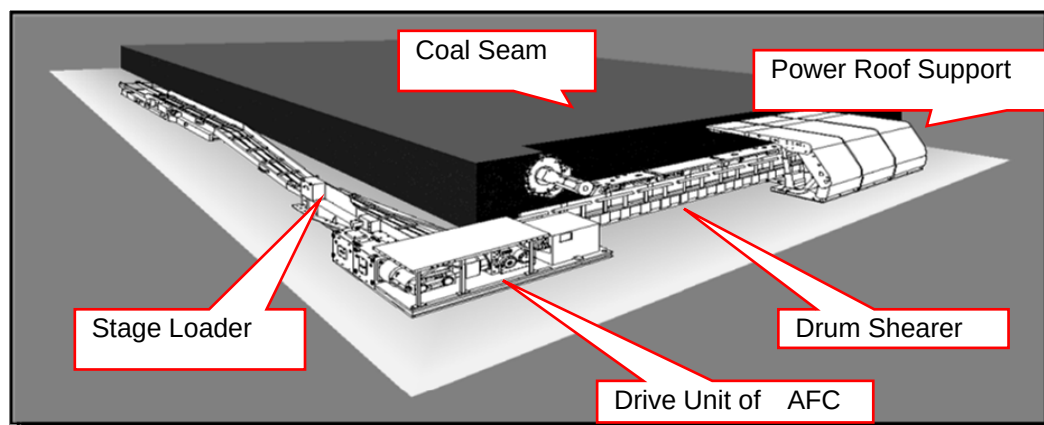
日本においては数々の坑内採掘方式が採用されてきた。長期間、人力による小規模採炭が行われてきた。生産性を向上させるため、幾つかの炭鉱は機械化採炭に取り組んだ。炭鉱は政府の支援を受けながら技術の向上を進めた。代表的な採掘方式を示す。

1) 長壁式完全機械化採炭

長壁式完全機械化採炭は米国や豪州を含む世界中で広く用いられている採炭方式である。日本においても平層の炭鉱で多用された。坑内採掘において最も生産性が高い採炭方式である。実収率は最も高いが初期投資は大きい。

天盤の支保は自走支保(PRS:Power Roof Support 油圧駆動)で行い、払チェーンコンベヤー(AFC: Armored Face Conveyor)上に搭載されたドラムシェアラ－(Double Ranging Drum Shearer)で切削積込を行い、AFC により片盤(Main Gate)のステージローダーに送炭される。切削後、PRS は前進して次の切削に続ける。

ドラムシェアラ－の代わりにホーベル(カンナの様に削り取る方式)を用いた採掘方法もある。



出典： 鉱山エンジニアリング社内資料

図3.3-1 完全機械化長壁式採炭切羽模式図



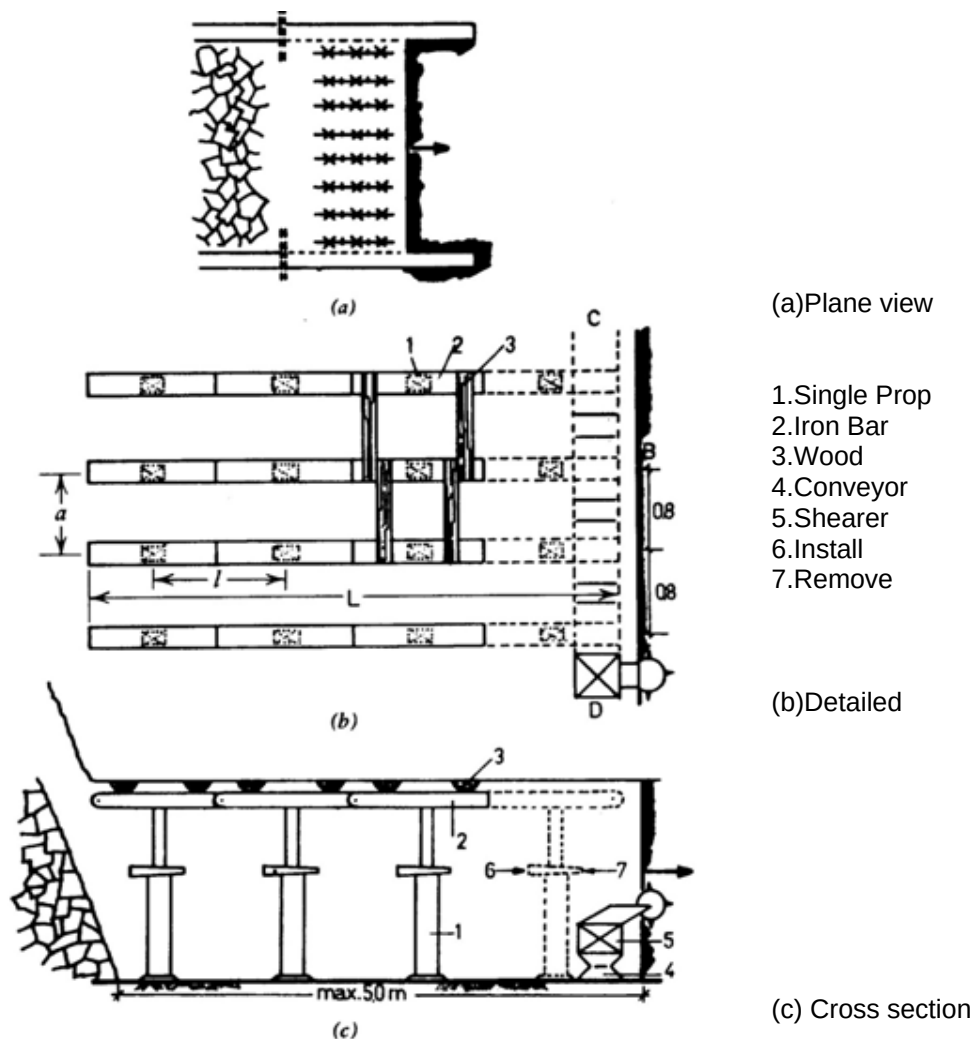
出典： JCOAL教育資料

写真3.3-2 完全機械化Longwall採炭の切羽状況例

2) 鉄柱カッペ採炭

自走支保ではなく、単鉄柱とカッペで天井を支保する方式である。完全機械化までの平層採炭で多く用いられた。炭層傾斜が緩い場合はチェーンコンベヤーで石炭を輸送し、傾斜が 20 度程度になるとトラフで重力により片盤坑道に流下させる。採炭機械を用いる場合や人力による場合がある。鉄柱には摩擦鉄柱と水圧鉄柱があるが、現在は水圧鉄柱が主力であり、中国やベトナムの炭鉱でも本採炭方式は採用されている。

炭壁を採掘後、カッペを延長する。水圧鉄柱を立柱し、コンベヤーを移設する。払い跡側の水圧鉄柱とカッペを回収する。



出典：JCOAL教育資料

図3.3-2 鉄柱カッペ採炭概念図

3) 柱房採炭

Room & Pillar あるいは Board & Pillar とも言う。炭柱を残して採炭する方式で、地表沈下の可能性は低い。日本では長壁式採炭が採用される以前には人力による柱房採掘が主流であった。近代ではあまり採用されていなかった。海外では Continuous Miner で切削・積込を行い、Shuttle Car で運搬する採掘が多く行われている、Pillar を残すので実収率は長壁式採炭より低い。初期投資は小さいが機械化長壁式採炭ほどの大量生産は望めない。パネルの先端まで進んだ後、後退時に炭柱を回収する方法もあるが、地盤沈下は回避できない。



出典：JCOAL教育資料

図3.3-3 柱房採炭の概念図

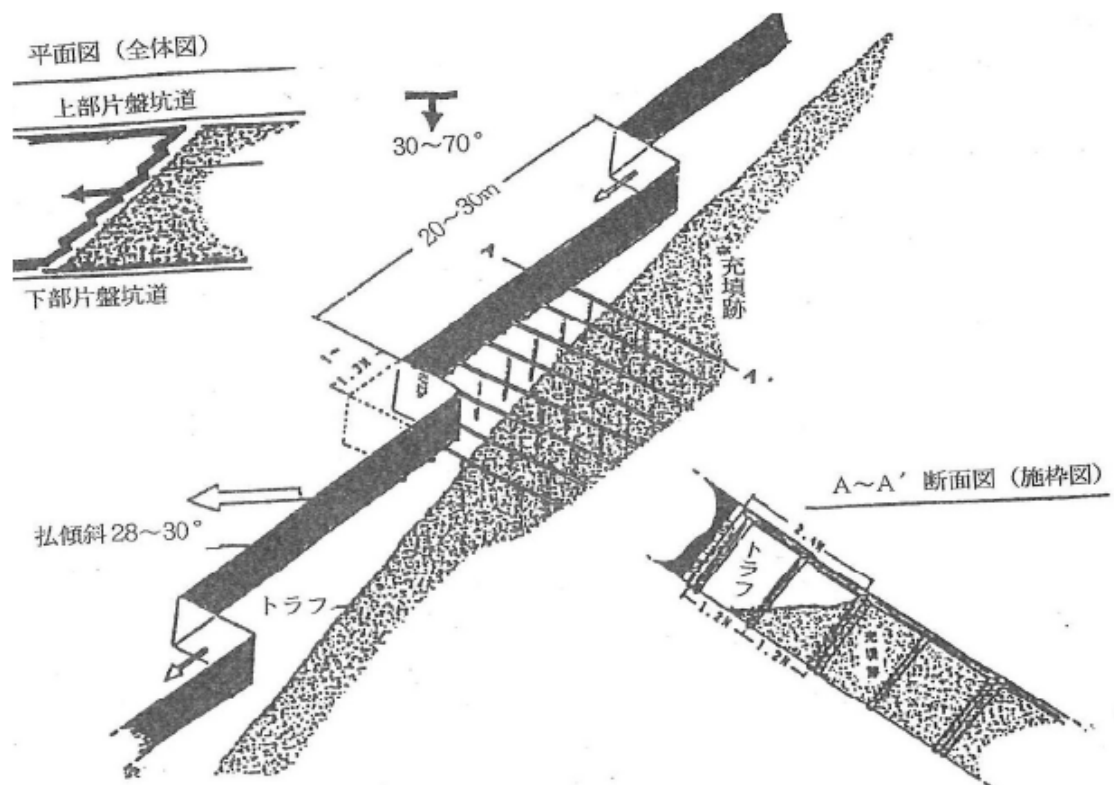


出典：機械メーカーカタログ

写真3.3-3 コンティニューアスマイナー

4) 欠口採炭(かっくちさいたん)

30度以上の急傾斜の炭鉱で用いられた採掘方式である。人力作業のため能率は低い、機械化の難しい急傾斜の炭層でも採掘が可能である。設備投資は少ないが、払い跡の充填材を必要とする。切羽ではコールピックによる採炭か発破採炭が行われる、石炭はトラフにて重力で自走流下する。片盤坑道でベルトコンベヤーや炭車等に積載し坑外まで揚炭する。

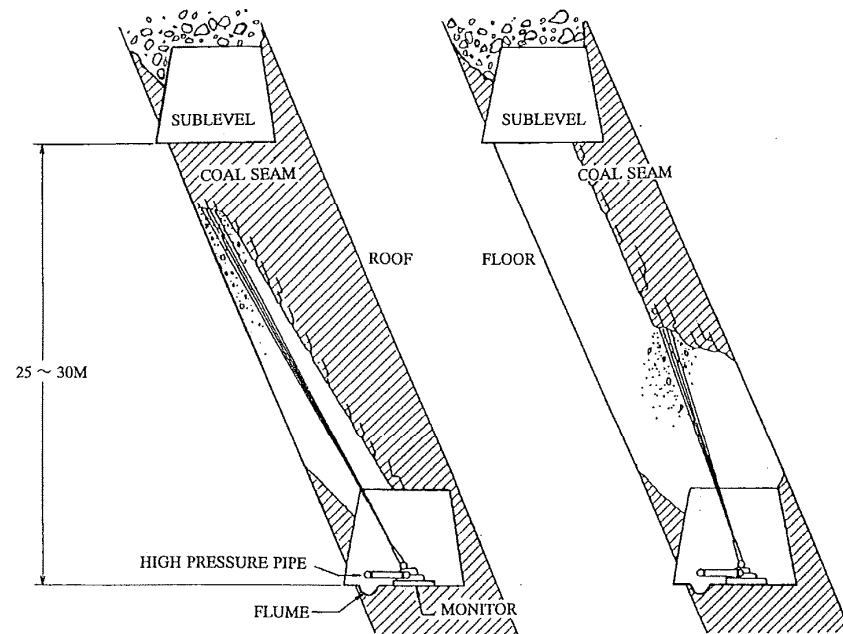


出典：三井石炭鉱業資料

図3.3-4 全充填欠口採炭概念図

5) 水力採炭

高圧水を遠隔操作のモニターで放水し、炭層を切り崩す採炭方式である。大量の水を必要とし、水と石炭を樋で流し、脱水後にベルトコンベヤーで送炭する。天盤・下盤の強度が十分に高いことが必要で、どのような地質条件でも適用できる技術ではない。また、分別採炭は難しく、高硫黄の層上部を残す様な採掘は難しい。



出典：鉱山エンジニアリング社内資料

図3.3-5 水力採炭切羽炭層断面図



出典：鉱山エンジニアリング社内資料

写真3.3-4 水力採炭用モニター

6) その他の関連技術

安全が確保されかつ価格競争力のある石炭を生産するため、色々な技術改善が試みられた。
下記の技術は、世界的にも高いレベルのものである。

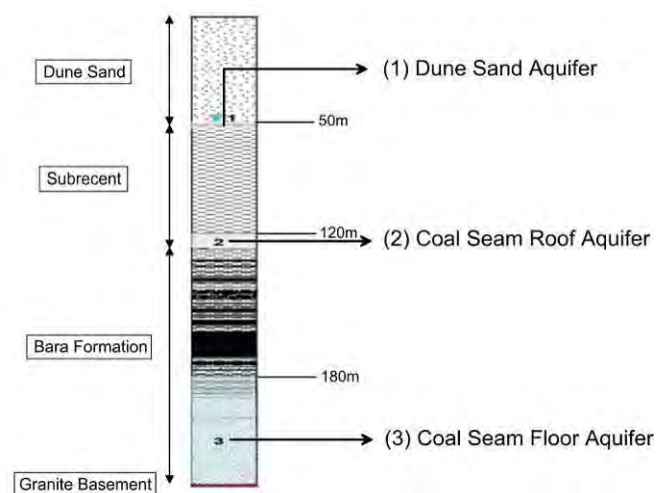
- 坑内集中監視技術
- ガス・炭塵爆発・自然発火防止対策
- 高速輸送技術
- 高度な選炭技術

3.4 水文地質

3.4.1 地下水の状況

タール炭田地域には少なくとも 3 層の帯水層がある。帯水層の分類はブロックのレポートごとに異なるものの、帯水層の状態は全てのブロックでほぼ同じである。従って、ここでは地下水の状況をブロック II の帯水層分類に基づいて述べることにする (Sindh Engro Coal Mining Company, 2010)。

図 3.4-1 に帯水層を柱状図内に示すとともに、その特徴を表 3.4-1 にまとめた。



出典: Sindh Engro Coal Mining Company (2010)

図3.4-1 タール炭田地域の帯水層

表3.4-1帯水層の特徴

Name of Aquifer	Lithology	Depth / Thickness (m)	Recharge	Permeability (m/sec)
(1) Sand Dune Aquifer	Bottom of sand dune, fine grained silty yellowish sand	50–60 / 0–5	Rainfall, 10 mm/year	7×10^{-6}
(2) Coal Seam Roof Aquifer (Subrecent Aquifer)	Bottom of subrecent, silty to coarse sand with partly substantial fractions of fine gravel	115–120 / 0–12	Poor (Indian side)	1×10^{-4}
(3) Coal Seam Floor Aquifer (Footwall Aquifer)	Bottom of Bara formation, medium to coarse sand, partly silty with more or less numbers of small clay (stone) beds	180–190 / 30–50	100 Mm ³ /a From Northeast (Indian side)	1×10^{-4} (pure sand)

出典: Sindh Engro Coal Mining Company (2010)

先にも述べたように、タール村の住民は、生活用水と家畜用水の両方を砂丘砂帯水層の地下水に頼っている。残り 2 つの帯水層の地下水は、いくつかの深井戸にその利用が限られている。全ての帯水層の地下水の水質は汽水性で、TDS の値は 3,000~8,000mg/L を示す(Sindh Engro Coal Mining Company, 2010)。

(1) 砂丘砂帯水層(Dune Sand Aquifer)

砂丘砂帯水層は、インド側も含めてタール炭田全域に広く分布している。本帯水層の厚さはわずか 0~5m 程度である。地下水面は一般に地表面下 50~60m の砂丘砂と現世に近い層との境界付近にあり、その変動幅は 2m 程度である。帯水層の堆積物は黄色のシルト質粗砂からなる。透水係数は 7×10^{-6} m/sec の程度である。

帯水層は降雨による直接浸透によって涵養される。ただし、年間涵養量は年降雨量が約 200mm/year と少ないこと、可能蒸発量が 1,900mm/year と多いことから、実質涵養量は 10mm 以下の可能性がある。

(2) 炭層上部帯水層(Subrecent Aquifer)

本帯水層は現世に近い層で構成され、タール炭田地域に広く分布している。一部堅固な細礫片を伴うシルト質砂~粗砂からなり、層厚は大部分で 0~12m、平均 6m である。透水係数は場所によって変化するものの、平均では 10^{-4} m/sec 程度を示す。

本帯水層は、タール炭田から約 200km 北東のインド側砂丘砂下位堆積物の不整合露頭から涵養されている。帯水層は被圧され、圧力水頭は上位の砂丘砂帯水層の地下水位と比較して一部では低く、また一部では同程度が高い。

(3) 炭層下部帯水層(Footwall Aquifer)

本帯水層はタール地域のほぼ全域に分布する本地域の主要帯水層である。層厚は地域によって変化し、Block II では 30~50m、Block I では約 60m である。帯水層は中~粗砂で構成され、一部は多少の粘土(岩)層を伴うシルト質砂となる。砂の透水係数は 1.5×10^{-4} m/sec 程度である。粘土(岩)層が挟在する場合には、層全体の透水係数として 10^{-4} m/sec を、地下水モデル計算に採用している。

地下水は炭層上部帯水層と同様にタール炭田から約 200km 北東のインド側砂丘砂下位堆積物の不整合露頭から涵養される。帯水層は被圧され高い水頭を有する。本帯水層からの排水が、安全かつ乾燥状態で採掘するための鍵となる。

3.4.2 排水

排水には、表流水と地下水の 2 つの水処理があげられる。これらのシステムは一般に独立したもので、乾燥状態かつ安全な採掘作業を保証する上で不可欠である。

(1) 地表水の排水

Block II では、階段構造底部から地表水の排水を、豪雨に相当する降雨イベント(日雨量 100mm)の水の排水に要する時間が 12 日間であることを基準に設計している。通常の月平均降雨量 80mm の排水は 1~2 日である。周辺地域から採掘場への雨水の流入を防ぐため、2 箇所の洪水調整ダムの建設が計画されている(Sindh Engro Coal Mining Company, 2010)。

(2) 地下水の排水

地下水の排水量を見積もるため、有限体積法に基づく数値地下水モデル GWDREI が Block II では使用されている。一般的な地下水の状況は Block II 以外の Block においてもほぼ同じであることから、このシミュレーション結果は他の Block にも適用することが可能である。

Block II で採用されたモデルは擬似三次元の多層地下水モデルである。モデル化領域は 9,700km²、周囲は約 400km である。構築した地下水モデルは 2 層の加圧層と 3 層の帯水層からなる。帯水層内の流れは水平 2 次元、加圧層内の流れは鉛直 1 次元と仮定している。モデルの設定、解析条件、境界条件は表 3.4-2~表 3.4-4 にまとめた。

理論上、閉山まで掘削面を乾燥状態に保つには、直径 600mm の単層あるいは多層井戸を 110 本掘削する必要がある。シミュレーションの結果によると、揚水される地下水の体積は 2012/2013 年から 2024 年まで 35Mm³/a である。その後、地下水の体積は採掘完了時の 25/20Mm³/a まで徐々に減少してゆく。大部分は炭層下部帯水層(90%)からの水で、炭層上部帯水層からは約 9%、砂丘砂帯水層からは 1%以下である。

全ての帯水層から揚水される水は TDS が 10,000 mg/l に達し、かつ高い NaCl 濃度を有する汽水性水である。この水はクッチ湿原やラムサル条約登録地から約 7km の人工排水池にシンド州政府敷設のパイプライン経由で排水される。

排水による局所的な地下水面への影響は、シミュレーションの結果からは限定的であると考えられている。しかしながら、感度解析によると、砂丘砂帯水層と炭層上部帯水層の間にある加圧層の透水係数が 1×10^{-7} m/sec と大きい場合、砂丘砂帯水層の地下水が炭層上部帯水層へ浸透する可能性があった。そこで、砂丘砂帯水層が排水によって影響を受けることを想定し、注水によって影響を抑えるシミュレーションが実施されている。注水井戸は炭層上部帯水層に設置するとし、15L/sec の注水量の井戸を設置した場合、合計 13 本必要であることが示されている(Sindh Engro Coal Mining Company, 2010)。

シミュレーションによると、砂丘砂帯水層に影響が現れるまでには十分な時間がかかる。したがって、最上位の帯水層の地下水面を注意深くモニタリングしつづけることが重要である。

表 3.4-2 モデル設定、解析条件および境界条件

Model Setting	Area	9,700 km ²
	Perimeter	400 km
Analytical Conditions	Application (Code)	GWDREI
	Analytical Method	Finite Volume Method
	Analysis Period	2012 – 2100 (89 year) - 2017 mine bottom reached - 2045 end of activities - approx. 2110 groundwater levels (i.e. when the final lake shows no rising water table)
	Time step	1 year
	Initial Condition	Observed GW contour
	Aquifer Parameter	Refer to Table3.4-3
	Analytical Case	Refer to Table3.4-4
Calibration Model	Effective Recharge	5.15 mm/year
	Shallow Well Abstraction	5.15 mm/year
	Pumping Rate of Deep Tubewells	4 wells - 100,000 gal/day (whole year) - 80,000 gal/day (whole year) - 75,000 gal/day (half year) - 25,000 gal/day (half year)
	Boundary Condition	North, west, and south-west: Interpolated water level South-east: no-flow boundary (Rann of Kutch Fault)
Prediction	Dewatering wells	Total 110 single or multilayer wells of 600mm diameter
	Infiltration wells	Installation in 2 nd Aquifer
	Inside Dump	Kf = 2.0 x 10 ⁻⁷ m/s
	Final Lake	Lake Surface Potential Evaporation = 1700mm/y (1900mm evaporation – 200mm rainfall)

出典: Sindh Engro Coal Mining Company (2010)

表3.4-3 解析パラメータ

Formation	Aquifer / Aquitard	Permeability [m/s]	Specific Storage Coefficient [1/m]	Effective Porosity [-]
Dune Sand	Dune Sand	7.00×10^{-6}	1.00×10^{-5}	0.25
Sandy silt / clay	1 st Aquitard	5.00×10^{-9}	—	—
Middle/coarse sand	Subrecent	1.00×10^{-4}	1.00×10^{-5}	0.30
Coal seams / clay	2 nd Aquitard	1.00×10^{-9}	—	—
Footwall sand	Footwall	1.00×10^{-4}	1.00×10^{-5}	0.30

出典: Sindh Engro Coal Mining Company (2010)

表3.4-4 解析ケース

Case	Scenario	Condition
Simulation I	Basic Simulation of calibrated model	Refer to Table3.4-3
Simulation II	The influence of the mine on the first aquifer (Sand Dune)	1 st aquitard : $K_f = 5.00 \times 10^{-8}$ m/s
Simulation III		1 st aquitard : $K_f = 1.00 \times 10^{-7}$ m/s
Simulation IV	Infiltration simulation on the basis of Simulation I to minimize the influence on the 1 st aquifer	Infiltration rate = some 6Mm ³ /a
Simulation V	Recovery period and development of residual lake without any infiltration and production wells	Potential evaporation = 1700mm (on the lake surface)
Simulation VI	Determination of the influence on dewatering quantities when the 3 rd aquifer has a higher permeability than assumed	3 rd Aquifer $K_f = 1.50 \times 10^{-4}$ m/s (50% increase)

出典: Sindh Engro Coal Mining Company (2010)

3.5 他の炭田開発の状況

3.5.1 南アジアの他の炭田との比較

(1) ネイビリ炭田

褐炭は世界の多くの場所で複雑な地下水環境条件に関わらず採掘されている。地下水は、採掘方法や生産される原炭を利用する上で大きな影響を与える。世界には、巨大な褐炭鉱が実際に稼働しており、非常に参考になると思われる。インド南部のネイビリ(Neyveli)炭鉱は、同様な地質条件の下での開発・生産が行われている。褐炭を深い場所から採掘するということに技術的な困難性はもはや無い。

ネイビリ地域の褐炭が最初に掘り出されたのは 1961 年 8 月であり、通常の褐炭鉱とし操業を開始したのは 1962 年 5 月である。Neyveli Lignite Corporation Ltd.は、現在、年間 24 百万トンを露天採掘で生産し、山元発電所(2,740MW)に供給している。タール炭田とネイビリ炭田の地質諸元の対比を、表 3.5-1 に示す。

表3.5-1 タール炭田とネイビリ炭田の地質諸元の対比

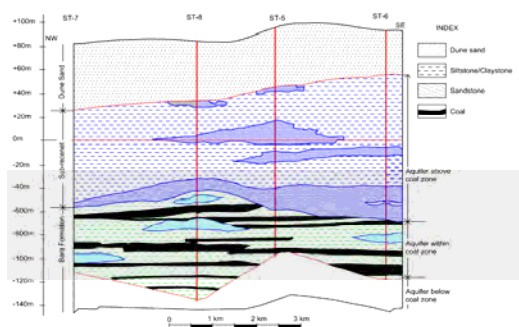
	Thar Lignite Coalfield	Neyveli Lignite Deposit
Geological age of coal-bearing formation	Bara formation (Pliocene)	Miocene age
Thickness of lignite	0.2 m-22.8 m (cumulative thickness 0.2 m– 36 m), Max 20 lignite seams	8 m– 27 m
Overburden condition	Upper strata: dune sand 14 – 93 m (ave. 50 m) sand silt clay Lower strata: Alluvial deposit 11 – 209 m (ave.150 m) sandstone. siltstone	Cuddalore sandstone 45 m to 103 m (lateric-clayey very hard sandstone)
Unconfined aquifer	Sand dune aquifer 0 m– 5 m thick. The groundwater table is in general about 50 m to 60 m below ground surface.	49.5 m thick aquifer above lignite Cuddalore sandstone
Confined aquifers	Coal Seam Roof Aquifer (Sub-recent Aquifer) 0 m to about 12 m thick Coal Seam Floor Aquifer (Footwall Aquifer): 30 m to 50 m (Block II) and about 60 m (Block II) and about 60m (block I)	2 aquifer zones under Lignite zone Upper : 27 m thick Lower : very thicker extending to the bottom of the basin, upward pressure of 6 kg/cm ² to 8 kg/cm ²
Resources	1 75.506 Billion Tons	2 Billion Tons of Lignite Reserves
Annual production	5 million tons (Block I) 6.5 million tons (Block II), 2.4 million tons (Block VI),	Mine I 10.5 million tons, Mine I - A 3.0 million tons, Mine II 15.0 million tons, Barsingsar 2.1 million tons
Strip ratio	6.6 : 1 (m ³ : t)	7.0 : 1 (m ³ : t)
Quality coal rank	Lignite B to Sub-bituminous A	Lignite (no coal rank data)
Moisture (AR)	46.77%	53.00%
Ash (AR)	6.24%	3.00%
Volatile Matter (AR)	23.42%	24.00%
Fixed Carbon (AR)	16.66%	20.00%
Sulphur (AR)	1.16%	0.6%
Heating Vvalue (Ar.)	5,774 Btu/lb (3,208 kcal/kg)	2,400 kcal/kg

出典: Base data from TCEB (Thar) and Neyveli Lignite Corporation Limited Web Home page

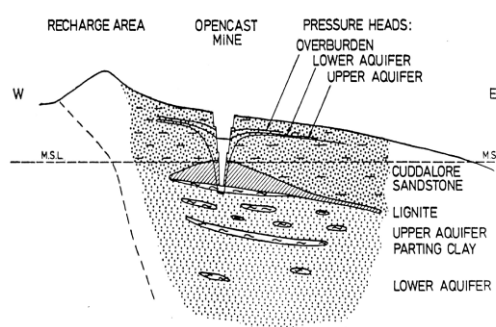


Base map: The Times Atlas of the World

図3.5-1 タール炭田とネイビリ炭田の位置関係



出典: PPIB Pakistan's Thar Coal Power Generation Potential 2008



出典: R.N.Singh, A.S.Atkins, A.G..Pathan 2009

図3.5-2 タール炭田ブロックIIIの概念断面図

図3.5-3 ネイビリ炭田帯水層概念図

ネイビリ炭田の開発には、ドイツの露天採掘技術で、Bucket Wheel Excavator (BWE)、Conveyors と Spreaders が導入された。これは、インドでは初めての試みであった。オーバーバー

デンが 50-95m と厚く、炭層丈も 10～23m と比較的厚い。剥土比は生産開始当初 5.5:1 あったが最近では、5.9 とやや上がっている(表 3.5-2)。BWE、Conveyors、Spreaders の効果的な組合せで採掘が行われている。

表3.5-2 ネイビリ炭田の生産と剥土比

	2009 -2010		2008 -2009		2007 -2008		2006 -2007		2005 -2006	
	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual
Overburden (10^6m^3)	15.2600	15.9425	13.9900	14.6344	13.1200	13.5826	11.9500	12.8700	11.9500	11.9659
Lignite (10^6t)	2.1750	2.2338	2.1140	2.1307	2.0050	2.1586	2.0400	2.1014	2.0400	2.0435
Strip Ratio	7.0	7.1	6.6	6.9	6.5	6.3	5.9	6.1	5.9	5.9

出典: Neyveli Lignite Corporation Limited Web Home page

ネイビリ褐炭鉱の生産量は、現在、タール炭田で計画されている生産量よりも低いにもかかわらず、BWE システムが効率よく稼働しているのは、長い歴史と経験の積重ねがあったからである。一方、新規に開発しようとしている「パ」国のタール炭田では、比較的経験が足りない Truck & Shovel 工法が適当と判断される。

(2) ネイビリ発電所



引用 : Website of Neyveli Lignite Corporation Limited

写真 3.5-1 ネイビリ炭田内の第二発電所

ネイビリ炭田にはそれぞれの坑口に4か所の発電所がある。² そのうちの第二発電所の写真を 3.5-1 に示す。また、それぞれの発電所の概要を表 3.5-3 に示す。現在、2か所で 250MW×2台の新設プロジェクトが進行中である。一つは第一発電所の既設リプレース、もう一つは第二発電所

² <http://www.nlcindia.com/index.php>

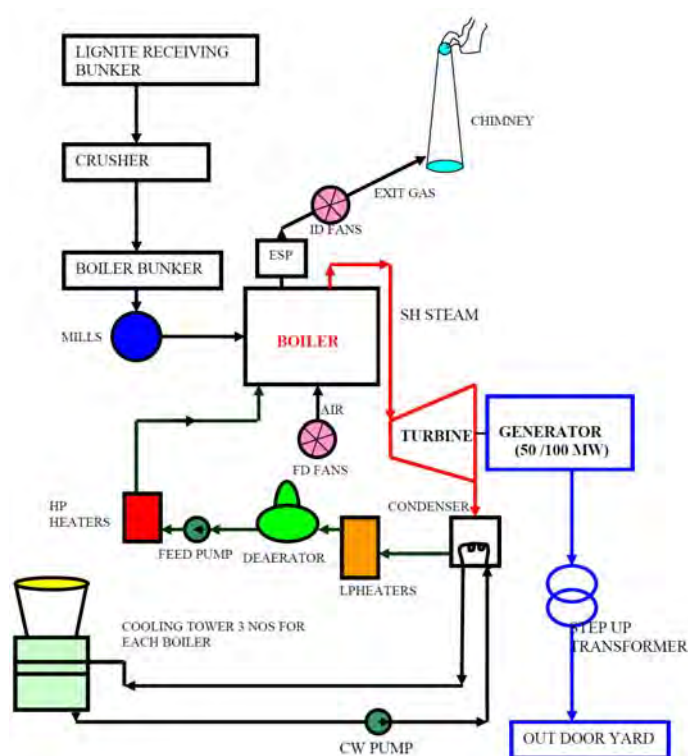
の増設である。

表 3.5-3 各発電所の概要

Station Name	Unit number & Capacity	Total Capacity	Remarks
Thermal Power Station - I	6x 50MW 3x100MW	600MW	Pulverized coal fired Drum type (sub-critical) Boiler
Thermal Power Station - II	7x210MW	1,470MW	
Thermal Power Station - I Expansion	2x210MW	420MW	
Barsingsar Thermal Power Station	2x125MW	250MW	
Total		2,740MW	

出典: Neyveli Lignite Corporation Limited Web Site

図 3.5-4 から微粉炭焚ボイラーと水冷冷却方式を採用していることを示している。他のユニットも同様の方式と判断している。



出典 : 600MW Thermal Power Station-1 Neyveli Tamilhadu

図 3.5-4 発電設備の系統図