

独立行政法人 国際協力機構
インド国電力省
インド火力発電公社

インド国 火力発電所運用改善計画調査

ファイナル・レポート (要約)

平成 22 年 11 月
(2010 年)

電源開発株式会社
九州電力株式会社
中国電力株式会社

産業
JR
10 - 100

要 約

目 次

結論と提言

結 論	1
提 言	5

第1章 序 論

1.1 調査背景	18
1.2 調査目的	18
1.3 調査期間	18
1.4 調査業務の概要	18

第2章 インド電力セクターの現状

2.1 政府方針	22
2.1.1 電力法・規制	22
2.1.2 電力行政組織	22
2.1.3 電力需要と供給	23
2.1.4 電力政策と開発計画およびメガプロジェクト	24
2.1.5 電気料金	26
2.1.6 資金提供者による援助施策とプロジェクト組成の現状	26

第3章 NTPC における効率改善の取り組み

3.1 NTPCの火力発電設備	27
3.2 運用状況	29
3.3 NTPCにおける効率改善の取り組み	30

第4章 現地作業

4.1 第1回キックオフミーティング	31
4.2 第2回キックオフミーティング	31
4.3 第1回現地調査	33
4.4 第2回現地調査	37
4.5 第3回現地調査	37
4.6 第4回現地調査	37
4.7 第5回現地調査	37
4.8 第6回現地調査	37

第5章 モデルユニットの選定ならびに調査内容

5.1 調査対象ユニットと調査内容	38
-------------------	----

第6章 設備診断の状況

6.1 ボイラー診断	45
6.2 燃焼シミュレーション	48
6.2.1 はじめに	48
6.2.2 シミュレーション結果	48
6.2.3 空気と燃料バイアスのシミュレーションケース検討(追加検討)	50
6.3 ボイラー余寿命診断	53
6.3.1 概要	53
6.4 空気予熱器(AH)効率改善(Air Heater Performance Improvement)	57
6.4.1 Korba #6	57
6.4.2 Singrauli #4	58
6.4.3 効率改善の提案	59
6.5 タービン余寿命診断	60
6.6 復水器真空低下調査	69
6.7 ポンプ診断	69
6.8 シールフィン更新	71
6.9 制御装置診断	75
6.9.1 概要	75
6.9.2 調査実施内容	75
6.9.3 評価	75
6.9.4 改善提案および効果	75
6.10 BFPパラメータ診断	76
6.11 発電機診断	77
6.11.1 診断対象設備	77
6.11.2 Korba #6 発電機の診断	78
6.11.3 Rihand #2 発電機の診断	78
6.11.4 Singrauli #4 発電機の診断	78
6.12 主変圧器の診断	79
6.12.1 診断対象設備	79
6.12.2 Korba #6 主変圧器の診断	79
6.12.3 Rihand #2 主変圧器の診断	80
6.12.4 Singrauli #6(R相)主変圧器の診断結果	82
6.12.5 Korba #6 主変圧器の診断結果(3年次)	82

6.13 現状性能と性能劣化状況の分析.....	83
6.13.1 概要	83
6.14 従来ならびに現在のO&M要領のレビューと改善	86
6.14.1 火力発電所設備の運用現状.....	86
6.14.2 運用現状	86
6.14.3 発電所運営体制（概要）	86
6.14.4 各発電設備運用に関する課題と対策.....	89
6.15 財務分析	92
6.15.1 コンセプト（Concept）	92
6.15.2 分析対象（Scope）	92
6.15.3 メソッド（Method）	93
6.15.4 環境付加価値分析（Environmental Value Added Analysis）	102
6.16 CDM適用化準備	104
6.16.1 CDMの概要	104
6.16.2 PDD Draft作成業務の実施	104
6.16.3 PDD Draftの概要	105
6.16.4 提出と承認のためのCDM手続の準備業務スケジュールの計画	107
6.17 推奨案	107
第7章 本邦研修	
7.1 定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術研修	119
7.2 ボイラー余寿命診断研修.....	119
7.3 ボイラー燃焼シミュレーション研修コース.....	120
7.4 研修の評価.....	120
7.4.1 研修プログラムの評価.....	120
7.4.2 研修プログラムおよび実施の評価.....	120

LIST OF TABLES

Table 0-1	Scope Matrix for Assessment.....	5
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (1/5).....	7
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (2/5).....	9
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (3/5).....	11
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (4/5).....	13
Table 0-2	Recommendation Plan of Study Items (5/5).....	15
Table 0-3	Practical Proposals for Efficiency Improvement.....	17
Table 0-4	Results of Economic/Financial Evaluation of Practical Proposals.....	17
Table 1.4-1	Member of Study Team.....	21
Table 3.1-1	List of NTPC Coal Fired Thermal Power Plants.....	27
Table 3.1-2	Adoption Plan of High Efficiency Power Plant.....	29
Table 5.1-1	Scope Matrix.....	39
Table 5.1-2	Shut-down Schedule and Scope of Boiler RLA and Turbine RLA.....	40
Table 5.1-3	Scope Matrix.....	42
Table 5.1-4	Scope Matrix.....	43
Table 5.1-5	Scope Matrix.....	44
Table 6.3-1	Summary of Boiler RLA in Singrauli #6.....	55
Table 6.3-2	Summary of Boiler RLA in Unchahar #2.....	56
Table 6.6-1	Summary of test result.....	69
Table 6.11-1	Generators for Assessment.....	78
Table 6.11-2	IR Test and PI Test Results.....	78
Table 6.11-3	IR Test and PI Test Results.....	78
Table 6.11-4	Current Status Assessment and RLA.....	79
Table 6.12-1	Units for Transformer Assessment.....	79
Table 6.12-2	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT.....	80
Table 6.12-3	Current Condition Assessment and RLA for Rihand#2 GT.....	81
Table 6.12-4	Current Status Assessment and RLA for Singrauli#6 GT.....	82
Table 6.12-5	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT (2010).....	83

Table 6.13-1	Differences in the Boiler Performance Test Procedure between Study Team and NTPC.....	83
Table 6.13-2	Differences Turbine Performance Test Procedure between JICA ST and NTPC	84
Table 6.13-3	Differences in the Actual Performance Test Practices between Study Team and NTPC.....	84
Table 6.14-1	Comparison Table for Power Station Management System	88
Table 6.15-1	Current items for Financial Analysis.....	92
Table 6.15-2	Comparative Analysis Table of “Economic and Financial Analysis”.....	101
Table 6.15-3	Comparative Analysis Table of “Environmental Value Added Analysis”	103
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (1/5).....	109
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (2/5).....	111
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (3/5).....	113
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (4/5).....	115
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (5/5).....	117

LIST OF FIGURES

Fig. 2.1-1	Structure of Power Sector.....	23
Fig. 4.3-1	Five Model Power Station.....	35
Fig. 6.1-1	Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan).....	47
Fig. 6.1-2	Out line of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7).....	48
Fig. 6.2-1	Outline of the Calculation Process (5) + Evaluation of the New Idea.....	50
Fig. 6.2-2	Effect of the Right & Left 2 nd Air Bias (1-1).....	51
Fig. 6.2-3	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone by Changing 2 nd Air Bias	51
Fig. 6.2-4	Improvement of the R&L Deflection by Changing the Heater Combination (1).....	52
Fig. 6.2-5	Effect of the Heater Combination on the R&L Deflection under the Bias Condition.....	52
Fig. 6.8-1	Sample Drawing.....	73
Fig. 6.13-1	Coal Sampling Plastic Bag.....	85
Fig. 6.13-2	Fly Ash Extraction Valve for Sampling.....	85
Fig. 6.13-3	Fly Ash Sampling Storage Bin	86
Fig. 6.14-1	Typical Organization of a Coal Fired Thermal Power Station	87
Fig. 6.14-2	Typical Patrol Kit	90
Fig. 6.14-3	Noise Inspection with Listing Rod.....	90
Fig. 6.14-4	Indication of Normal Working Value	90
Fig. 6.14-5	Thermo-Label.....	91
Fig. 6.15-1	Image of the CBA-Cost Benefit Analysis	94
Fig. 6.15-2	Process of evaluating cost benefit by incremental profit.....	95
Fig. 6.15-3	Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6.....	96
Fig. 6.15-4	Anticipated long term incremental profit with the concept of degradation.....	96
Fig. 6.15-5	Anticipated additional incremental profit due to fuel price escalation.....	97
Fig. 6.15-6	Evaluation of long term incremental profit by DCF approach	99
Fig. 6.15-7	Formulas for Calculating CO ₂ Emission per Unit and in Total.....	102

略語表

略 語	正式名称
AH	空気予熱器
AM	承認方法論
AMS	承認小規模方法論
C/P	カウンターパート
CDM	クリーン開発メカニズム
CenPEEP	電力効率・環境保護センター
CER	認証排出削減量
COP	気候変動枠組条約締約国会議
DNA	指定国家機関
DOE	指定運営組織
EB	CDM 理事会
ERPA	排出削減購入契約書
GHG	温室効果ガス
IET	国際排出量取引
JI	共同実施
JICA	独立行政法人国際協力機構
MoM	会議議事録
MOP	電力省
NTPC	国営火力発電公社
O&M	運用および維持管理
OJT	職場内研修
P/S	発電所
PDD	プロジェクト設計文書
RH	再熱器
SH	過熱器
SoW	作業範囲
SSC	小規模 CDM
UNFCCC	気候変動枠組条約
USAID	米国国際開発庁
W/G	ワーキンググループ

結論と提言

インド国 NTPC の既設火力発電所運用改善調査により、経済優位性のある効率改善策が示され、その中の幾つかは既に NTPC によって実施中であり、残りは検討中または実施に向けた取り組みが行われている。また、効率改善に関する多くの技術や情報が、現場でのデモンストレーション、日本におけるカウンターパート研修、セミナー/ワークショップおよび本調査の最終報告書やマニュアル/ガイドラインを通して、NTPC や州電力会社へも紹介され、技術移転された。

結 論

1. 背景

インド国では急速な経済成長に伴い電力需給が厳しく、既設発電所は 90%以上の高い稼働率を記録しており、このために既存の発電設備は適切なメンテナンス期間を確保することが難しくなっている。一方で、これは発電停止や出力低下を招き供給と需給のバランスを一層悪化させている。

インド国は石炭資源が豊富であり、現在、発電容量の 66%を石炭火力発電が占めている。第 11 次 5 カ年電源開発計画によれば、石炭は最も重要なエネルギーと位置づけられていることから、通常の運転・保守に加え、効率向上や延命化といった既存設備の効率的な運用管理に関する技術力の向上が不可欠となっている。

また、近年、世界規模で環境負荷の低減が求められており、エネルギー消費量が世界第 4 位であるインド国においても、気候変動問題に対する意識改革や具体的な対策技術の導入が重要な課題となっている。

このような背景から、インド国政府は日本政府に対して火力発電所の運用改善のための調査として「NTPC 既設火力発電所運用改善調査」の実施を要請した。これを受けて、JICA は本調査業務の実施を決定し、2008 年 12 月、電源開発(株)、九州電力(株)および中国電力(株)から成るコンソーシアムをコンサルタントとして選定した。

2. 目的

本調査の目的は、以下の 2 項目。

- 1) NTPC 石炭火力発電所における継続可能な効率改善
- 2) 上記目的達成に必要なカウンターパートに対する技術移転

3. 経緯と調査手順

調査は以下の方法で実施した。また調査の進捗状況と進め方については、毎回のステアリングコミッティーの場で報告され、確認された。

- 1) 調査範囲、方針、調査手法とスケジュールの確定
第1回ステアリングコミッティー 2009年2月2日
- 2) 調査候補5ユニットからの現地調査による対象3ユニットの選定
第1回現地調査 2009年5月18日～6月5日
対象ユニットは、当初の運開年代別（1980年代、1985年頃、2000年代）選定基準に反して、定期点検の時期、設備構成を考慮して、個別の調査項目毎に選定され、最終的に、Table 0-1にある5発電所の9ユニットとなった。
- 3) 対象ユニットの詳細調査
第2回現地調査 2009年7月21日～8月8日
- 4) 現地調査、設備診断および性能試験の実施ならびにステアリングコミッティーへの報告
第3日現地調査 2009年10月6日～11月13日
第2回ステアリングコミッティー 2009年10月29日
- 5) 調査結果と提案事項の報告および今後の進め方の決定（NTPCの追加要望項目含む）
第4回現地調査 2010年2月16日～3月5日
第3回ステアリングコミッティー 2010年3月2日
- 6) 2010年度追加調査項目の実施
タービン診断（余寿命、蒸気流路、配管診断） Korba #4, 2010年5月～6月
追加燃焼シミュレーションおよび日本での研修 2010年5月～9月
- 7) ガイドライン・マニュアル方針の確定
第5回現地調査 2010年6月13日～6月19日
- 8) ドラフトファイナルレポートの協議に基づく調査業務の取りまとめ（ガイドライン・マニュアルおよびステアリングコミッティーへの報告含む）
第6回現地調査（最終） 2010年9月5日～9月18日
第4回ステアリングコミッティー 2010年9月14日

4. 診断項目と対象ユニット

主として対象ユニットの定期点検タイミングの変更により、調査過程において調査内容変更が数回あったが、都度適切に調整を行った。Table 0-1に最終的な診断項目と対象ユニットを示す。

インド国電力業界へ最新技術の紹介を行うために、以下に示す調査会社・コンサルタントに個々の専門分野の診断を再委託した。

委託先

復水器真空低下診断：	富士電機システムズ(株)
ポンプ診断：	(株)西島製作所
制御装置診断：	横河電機(株)
ボイラー余寿命診断：	九電産業(株)
タービン診断(余寿命診断、蒸気通路診断、主要配管診断)：	アルストーム(株)(NTPC-Alstom Power Service Pvt. Ltd.との連携)
ボイラー燃焼シミュレーション	(株)燃焼流体研究所
CDM(PDD ドラフト作成)：	Ernst & Young Pvt. Ltd.

5. 診断結果と推奨案

調査の診断結果と推奨案の概要を Table 0-2 に示す。

6. 推奨案の実施

効率改善の推奨案は、ユニットを停止して改修工事または改造工事を行うことが必要となる。したがって、提案時点である 2010 年 3 月時点での対象ユニットの定期点検予定時期に対する NTPC 内部での評価や OEM・専門調査会社との議論を含む実施までの十分な時間余裕や改善効果の大きさなどを考慮して、提案した推奨案の中から実践的な提案を選定した。

これらの提案に対して、その有効性を検証するために、費用対効果分析、割引キャッシュフロー分析から成る詳細な経済財務分析を実施した。その結果を Table 0-3 に示す。この表によれば、推奨案のいくつかは初期投資額が収益よりも大きいため現在価値がマイナスとなり、有効となっていない。しかし残りの推奨案は有効であり、現在 NTPC によって実施のための取り組みが進められている。

さらに、Table 0-4 の提案以外にも Table 0-2 に記載のとおり、効率改善のための個々の調査項目に対して推奨案が個別に提案されており、例えば、復水器廻りの空気侵入が推察される箇所の修理やタービンシールフィンのバリの補修など幾つかの提案については既に実施されている。しかしながら残りの推奨案については、現在調査中、あるいは NTPC 内部検討および OEM や専門調査会社との議論のための時間が必要ということから、現在計画されたスケジュールに沿って検討が進められている。

また、運転保守手法の改善のために、異常状態を容易に認知することや現場パトロール時の安全性を確保するための推奨案が示されており、これらは、段階的に改善を図っているところである。

7. CDM

効率改善に関する提案を CDM に適用するために、Korba 6 号機、Singrauli 4 号機および Rihand 2 号機において空気予熱器シール改善や BFP 改善に関する調査が実施された。これら各ユニットに対してはプロジェクト設計書(PDD)ドラフトを小規模承認済方法論である AMS II.B を適用して作成した。同時に NTPC が将来これらを実施するための申請書提出から UNFCCC における登録までのロードマップを示した。

提 言

推奨案は、NTPC と調査団が議論し共同で検討してきたものであることから、出来る限りの実施を強く提言したい。これらを実施する前には、NTPC 内部や OEM、専門調査会社との詳細検討、経済財務評価など調査団が行ったものと同様な検討を実施し、達成までの明確な道筋を確立することが必要である。

調査団によって紹介された新しいツールと効果的な診断方法を広く普及させるために、NTPC が州電力、重電メーカーおよび専門調査会社を含むインド国電力業界において指導的な役割を果たすことを勧告する。

本調査終了後の技術協力可能な分野として、下記項目を提案する。

- 1) ボイラー余寿命診断
- 2) タービンの改善（3次元翼、新型シール他）
- 3) 燃焼シミュレーション

Table 0-1 Scope Matrix for Assessment

Study Item	Korba #6	Singrauli #4	Rihand #2	Unchahar	Vindhyachal #7
(Efficiency)					
AH	✓	✓			
Condenser		✓(#6)			
Pump	✓(BFP)	✓(CWP)	✓(BFP/CWP)		
BFP-T			✓(#3)		✓
BT Efficiency	✓	✓	✓		
C&I				✓(#3)	
(RLA)					
Boiler		✓(#6)		✓(#2)	
Turbine (incl. SPA, PA)	✓(#4)				
Gene./Trans.	✓	✓(#4/#6)	✓		
(O&M)					
Procedure	✓	✓	✓		
(Boiler)					
Diagnosis of problems					✓
Combustion Simulation					✓

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (1/5)

No.	プラント名	Efficiency					Reliability		Remaining life
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
1	場所(State)	Chattisgarh	UP	UP	MP				
2	発電出力(MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500			210	
3	タービン製造業者	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU			KWU	
4	ボイラー製造業者	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL			BHEL	
5	定期点検範囲(タービン)	B+HP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B			#3 B+HP+IP #2 B+LP	
6	運開年	#4 1987, #6 1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989, #3 2004	1999			#3 1999, #2 1989	
7	定期点検期間	#4: 9 Mar -12 June 2010	#4: 27 May - 10 July 2010 #6: 18 Oct - 11 Nov 2009	#2: 10 July - 18 Aug 2010	18July - 16Aug 2009			#3: 1 Sep - 5 Oct 2009 #2: 18 Oct - 11 Nov 2009	
8	ボイラー診断	—	—	—	<p>診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wall SH 追設後においても火炉内の熱吸収は高い。 - 放射型 SH の出口排ガスの流れが不均一と推定される。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wall SH を火炉左右に追設する。 - Division SH と Platen SH の接続配管を、左右交差した形の接続にする。 			—	
9	燃焼シミュレーション	—	—	—	<p>診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 下段ミル (ABCDEFGH) の組合せとバーナー角度を - 10° とした時の運転が燃焼ガスの左右アンバランスを抑制できる最適な条件であった。(改造工事を行わない場合) - 火炉の熱吸収は設計値と比較して高いことが判明。バーナー角度を上げると燃焼炉の熱吸収は減少する。これにより、主蒸気温度と再熱蒸気温度が設計よりも低い問題を解決できる可能性がある。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 上記の条件(下段ミル)を試験的に実際の運転に適用して検証すること推奨する。更に左右温度のアンバランスを抑制するため、Division SH と Platen SH の接続配管を、左右交差した形の接続に改造する。 - SH と RH の蒸気温度を設計値へ近づけるために、前部の Division SH を取り除き、同じ伝熱面を確保するために後部の Division SH を改造する。さらに、Wall SH を火炉左右に追設する。前部 Division SH を取り除くことは、蒸気温度アンバランス抑制に効果的である。 			—	

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (2/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
10	ボイラー余寿命診断		<p>#6 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 全体的には、各評価部位においてクリープボイド、クリープ歪は見受けられず、クリープによる損傷は顕著でなかった。 - Desuperheater 部の余寿命 100,000 時間がボイラー耐圧部及びヘッダーの中で最小であった。 - 主蒸気管の余寿命は 21,000 時間であった。 - ボイラー水冷壁で磨耗による減肉が、過熱器管で接触磨耗による減肉が確認された。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 主蒸気管については 21,000 時間に達する前に外径測定とレプリカ採取を含む余寿命評価を実施することを推奨する。また、一定期間毎の継続検査も推奨する。 - ボイラーチューブ管理基準（チューブ取替基準）として tsr（必要最小肉厚）のような管理基準について検討の余地がある。NTPC は設計肉厚からの肉厚減少比率により管理しているが、日本では許容応力、設計圧力及び設計外径から計算される tsr を基準として管理している。NTPC は OEM と協議してこのような肉厚管理方法を取り入れることについて検討することを推奨する。 - ボイラー余寿命検査対象箇所について、クリープ寿命から特定される最重要部位に絞り込み、または重点的に余寿命評価を実施することを推奨する。（NTPC の場合は、全ての高温高压部を行っている） - ボイラー余寿命診断の新技术（SUS スケール調査、TOFD 検査、SEM や TEM を使った金属組織観察法など）を実際に行うために、日本にてトレーニングを受講し、習得することを推奨する。 				<p>#2 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 全体的には、各評価部位においてクリープボイド、クリープ歪は見受けられず、クリープによる損傷は顕著でなかった。 - 最終過熱器チューブの余寿命 35,000 時間がボイラー耐圧部及びヘッダーの中で最小であった。 - 主蒸気管の余寿命は、粗粒 HAZ 部で 69,000 時間であった。また母材部の余寿命は、組織の若干の劣化が観察された程度であったが、外径計測を実施していないため、8,000 ~ 130,000 時間の間であった。 - 火炉水冷壁管にエロージョンによる磨耗減肉が観察された。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 主蒸気管におけるより正確な余寿命評価を行うために、組織評価と共にクリープ歪（外径）測定を 8000 時間内または、現実的に実行可能な早い時期に実施することを推奨する。 - ボイラーチューブ管理基準（チューブ取替基準）として tsr（必要最小肉厚）のような管理基準について検討の余地がある。NTPC は設計肉厚からの肉厚減少比率により管理しているが、日本では許容応力、設計圧力及び設計外径から計算される tsr を基準として管理している。NTPC は OEM と協議してこのような肉厚管理方法を取り入れることについて検討することを推奨する。 - ボイラー余寿命検査対象箇所について、クリープ寿命から特定される最重要部位に絞り込み、または重点的に余寿命評価を実施することを推奨する。（NTPC の場合は、全ての高温高压部を行っている） - ボイラー余寿命診断の新技术（SUS スケール調査、TOFD 検査、SEM や TEM を使った金属組織観察法など）を実際に行うために、日本にてトレーニングを受講し、習得することを推奨する。 		
11	空気予熱器 (AH) 効率改善	<p>#6 1次 AH 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - A 側および B 側の空気漏洩率は、設計値を大きく超過した結果となっており、リーク分は AH 出口ガス/空気温度に大きく影響する。 - 1次 AH と 2次 AH の出口温度の不均衡が見られる。これはガス流の不均衡が起因しているものと推察される。 - AH 低温側出口のメタル温度は 66 度で露点温度より低く、低温腐食が懸念される。これは、1次 AH の空気漏洩とガス流の不均衡に起因しているものと思われる。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - AH シール部分について、SDU や FRS を適用した改善を推奨する。 - ガイドベーンによるガス流量分配調整に加え、1次と 2次 AH の適切なガス量分配を考慮したガスダクトの再配置（既設設備の空きスペース考慮の上）を推奨する。 - 上記推奨案を適用後に AH 低温側出口のメタル温度を確認する。 - OEM 技術指導者を活用した、定期点検項目の見直しを推奨する。 	<p>#4 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - A 側および B 側の空気漏洩率は、設計値を大きく超過した結果となっており、リーク分は AH 出口ガス/空気温度に大きく影響する。 - 温度効率が設計値よりも低くなっている。これは AH エレメントの熱交換効率の低下と不十分なスートプロアの運転に起因しているものと思われる。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - AH シール部分について、SDU や FRS を適用した改善を推奨する。 - 過去の運転データ（例えば定期点検直後からの AH 入口・出口空気/ガス温度やスートプロウ運転データ）の収集し、低い AH 温度効率の改善のために、AH エレメントの熱交換効状況の評価を実施することを推奨する。 - OEM 技術指導者を活用した、定期点検項目の見直しを推奨する。 						

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (3/5)

No.	プラント名					Efficiency	Reliability	Remaining life
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)		
12	タービン余寿命診断	<p>#4 診断結果 - ユニットの一般的には良好な状態である - タービン、配管ともに重大な欠陥はない - 中圧ロータの余寿命は16年、中圧車室、低圧ロータ、低圧車室の余寿命は20年以上と予想される - 主蒸気配管の余寿命は20年以上、高温再熱蒸気管の余寿命は13.6年と予想される。 - 蒸気通路診断によれば、損失の90%は翼表面の粗さに起因する 推奨案 タービン - 検査、と応力がかかっている部分の組織分析を次回定期点検で実施する - 翼表面清掃を次回定期点検で実施する - 中圧タービンの余寿命診断を5年以内実施する - 低圧最終翼は交換する 配管 - 主蒸気管については、組織分析、厚さ計測、伸び計測、電磁超音波検査を次回の定期点検で実施する - その他の配管については5年以内に検査を実施する。 - 問題提起したハンガーの修理をする</p>	—	—	—	—	—	
13	復水器真空低下調査	—	<p>#6 診断結果 - A-BFPT, B-BFPT ともにグランドシールパッキング部からの空気吸込み量が相対的に大きく、それぞれ、全体の空気吸込み量の44%、21%であった。 推奨案 - 上記箇所を調査して、必要な修理を行う。 - USAID を通じて NTPC にも復水器真空低下診断技術が導入されているが、当該ユニットに対してこの技術が効果的に摘要されなかった原因を解明する。</p>	—	—	—		
14	ポンプ診断	<p>6B-BFP 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し5%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、他のポンプの効率測定も推奨する。</p>	<p>CWP Stage-I 09 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し11%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>	<p>2B-BFP 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し13%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p> <p>CW-2B 診断結果 - ポンプ効率低下は設計値に対し1.6%程度低下しているが、許容範囲である。 推奨案 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>	—	—		

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (4/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life		
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)				
15	制御装置診断	—	—	—	—	#3 診断結果 - 運転については、一部オートではなくマニュアル運転をしていたものの、問題ないレベルであり、負荷変化試験におけるプラント制御応答性も特段問題なかった。計器の状態については、現場調査においても整然としており、動作状態等含め問題ないレベルであった。また、C&I ラボにおける校正方法、予備品管理についても問題なかった。 - 制御・計器分野 (C&I) においては、既に現状において全体的に非常に高いレベルである。 推奨案 - 現状から更なるプラント効率向上および信頼性を向上させるには、最新の技術を導入していくことを推奨する。 - ボイラーチューブリーク事故の軽減対策として、ボイラーにおける燃焼最適化やスタートプロア運転の最適化を推奨する。加えて、ボイラー耐圧部の改造、運転パラメーターの検証を推奨する。				
16	発電機診断	#6 診断結果 - 適切なデータを得ることができず、絶縁診断評価はできなかった。 推奨案 - 固定子冷却水の排水・乾燥が十分に行われた条件での、試験の実施を推奨する。	#4 診断結果 - 2.0 値の PI データを考慮すると、現状の固定子絶縁の状態は、良好である - B 相の PI データは、劣化傾向グラフはないものの変動している。この間、R 相・Y 相の PI データは運転時間に沿って低下している。 - Tan の Y 相は、テスト電圧が増加するに反して理論通り小さくなっている。 推奨案 - 今後も全相において絶縁診断を定期的に行い、劣化の傾向を把握することを推奨する。 - 適切なデータを得るために、Tan 試験結果を十分に確認することを推奨する。	#2 診断結果 - 現状の PI 値平均は 3.7 値で 2.0 以上の通常値を上回っていることを考慮すると固定子絶縁の状態は、良好である。 推奨案 - 日本の技術図書によると、発電機の固定子コイル絶縁は 20~25 年以上の運転で急激な絶縁劣化が現れるケースも報告されており、Rihand#2 発電機は運転開始後約 20 年経過しているため、今後も劣化の傾向を把握するために、定期的に絶縁評価を実施することを推奨する。	—	—				
17	主変圧器の診断	#6 診断結果 - CO+CO ₂ 診断による余寿命は 39 年~54 年、フルフルール診断による余寿命は 38 年~56 年であった。 推奨案 - 一部の試験データで技術的に整合性のないものが見受けられるので、試験結果の確認を十分に行い、正確なテストデータの収集を推奨する。 - フルフルール診断はこれまで一度しか実施されていないため、Korba#6 がフルフルール生成傾向を把握して、余寿命診断の精度を高めることができるように、今後も定期的に診断を実施することを推奨する。	#6 診断結果 - CO+CO ₂ 診断結果は、主要変圧器 (GT) は 2005 年 (運転開始後 18 年) の時点で既に寿命に達しており、2019 年 (運転開始後 33 年) で危険レベルに達すると想定している。 - 2006 年と 2008 年のフルフルール測定データで極端に大きなギャップがあることが分かった。しかしながら、同期間における DGA は大きなギャップはなかった。 推奨案 - GT の状態を確認するために、実際に絶縁紙をサンプリングし、その重合度を測定することが有効な手段ではあるが、絶縁紙のサンプリングが困難な場合は、油中ガス分析の診断周期を短縮して、きめ細かな現在の状態把握や信頼性のあるフルフルール診断を実施することを推奨する。 - 試験データの技術的な検証と正確な試験結果を得られるようにすることを推奨する。	#2 診断結果 - CO+CO ₂ 診断結果は、評価余寿命は 24 年~26 年である。 推奨案 - GT の状態を確認するために、実際に絶縁紙をサンプリングし、その重合度を測定することが有効な手段ではあるが、絶縁紙のサンプリングが困難な場合は、油中ガス分析の診断周期を短縮して、きめ細かな現在の状態把握や信頼性のあるフルフルール診断を実施することを推奨する。 - 試験データの技術的な検証と正確な試験結果を得られるようにすることを推奨する。	—	—				
			診断結果 - 絶縁油は水分混入により度々更油されている。 推奨案 - オイルクーラーの漏水チェックを実施する事を推奨する。	診断結果 - 絶縁油は水分混入により度々更油されている。 推奨案 - オイルクーラーの漏水チェックを実施する事を推奨する。						

Table 0-2 Recommendation Plan of Study Items (5/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhychal #7	Unchahar #3(#2)			
18	現状性能と性能劣化状況の分析	<p>#6</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - 1次および2次側空気予熱器出口平均ガス温度(ガス量補正)は、設計値の排ガス温度に比べ高くなっている。これは、排ガス流れの不均衡によるものと推測する。 - 1次および2次 AH の空気漏洩率は、46%と 14.4%である。これらは設計値に比べると各々33.7%と 2.1%増加している。 推奨案 - 1次および2次 AH へのガス流れ不均衡の改善の実施(AH 性能改善項目参照) - 1次 AH のシール改善対策の実施(AH 性能改善項目参照)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 高圧、中圧タービンシールフィンを取替え、高圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	<p>#4</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - AH 出口ガス温度が設計値に比べ低下している。 - 1次および2次 AH 出口空気温度は、設計値より低くなっている。これは、熱交換効率が低下しているものと推測する。 - AH の空気漏洩率は、設計値に比べ増加している。 推奨案 - AH の熱交換効率の改善(AH 性能改善項目参照) - AH のシール改善対策の実施(AH 性能改善項目参照)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 高圧、中圧タービンシールフィンを取替え、高圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	<p>#2</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - 1次および2次 AH 出口の平均ガス温度(温度補正後)が設計値に比べ高くなっている。また、2次 AH 入口ガス温度は、設計値に比べて高くなっている。 - AH の空気漏洩率は、設計値に比べ増加している(設計値は推定値)。 - 節炭器(Eco)出口 O₂ 濃度が若干設計値よりも高くなっている。 推奨案 - 運転中における Eco 出口ガス温度の監視強化および調整。 - OEM との協議を踏まえた AH のシール改善対策の実施。 - 運転中における Eco 出口 O₂ の監視強化および調整(ボイラー効率の改善)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 - 中圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 中圧タービンシールフィンを取替え、中圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の仕切板のシール溶接の点検をする - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	—	—	—	—	—
19	従来ならびに現在の O&M 要領のレビューと改善	<p>診断結果 - 取上げた 5 種類の O&M 手順書は、マニュアルとして十分な内容を有していた。 - さらなる技術面および安全面の改善のために、いくつかの推奨案が現場パトロールを含めた運転状況のモニタリングを通して、見つけられた。</p> <p>推奨案</p> <p>安全面 - 安全装具の着用(作業服、ヘルメット、手袋、安全靴、懐中電灯) - 安全教育の実施による安全意識の向上 - 安全パトロール・KY ミーティングなどの実施 - 作業などに伴う危険表示の設置 - 入退場室管理ボードによる閉所作業入退室管理 - 真空掃除機などによる機器周りの清掃の実施 - 5S システムの現場での実施強化</p> <p>パトロールの改善 - パトロール時の点検装備(懐中電灯、聴音棒)の活用 - 回転体の異音早期発見のための聴音棒の活用 - 異常時の値を簡単に判別するための指示計への目印設置 - 安全弁等シートリークの早期発見のためのサーモラベルの貼付け</p>		—		—		—	

Table 0-3 Practical Proposals for Efficiency Improvement

	Korba #6 500MW	Singrauli #4 200MW	Rihand #2 500MW	Unchahar #3 210MW
OH Shut Down (as on Mar. 2010)	1 Apr. - 4 May, 2010/11	27 May - 10 Jul., 2010/11	1 Apr. - 7 May, 2010/11	??? 2011/12
Turbine Seal Fin	✓	✓	✓	
AH Seal				
SDU	✓	✓		
FRS	✓	✓		
C&I Optimization				✓

Table 0-4 Results of Economic/Financial Evaluation of Practical Proposals

	Korba #6 500MW	Singrauli #4 200MW	Rihand #2 500MW	Unchahar #3 210MW
OH Shut Down (as on Mar. 2010)	1 Apr. - 4 May, 2010/11	27 May - 10 Jul., 2010/11	1 Apr. - 7 May, 2010/11	??? 2011/12
Turbine Seal Fin	NOT viable	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Small Investment.)	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Small Investment.)	
AH Seal				
SDU	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Large Investment.)	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Large Investment.)		
FRS	Viable with a certain Increment of Unit Efficiency (Large Investment.)	NOT viable		
C&I Optimization				NOT viable

第 1 章 序 論

1.1 調査背景

インド国では、急速な経済成長に伴い、電力需要が著しく増加している状況にある。供給と需要の逼迫したバランスにより、既存の発電設備は適切なメンテナンスを実施することなく、酷使されてきている。このため、発電停止や出力低下を招き供給と需給のバランスを一層悪化させている。

石炭資源が豊富なインド国は、現状、発電容量の 66%が石炭火力発電で占められている。第 11 次 5 ヶ年電源開発計画によれば、石炭は最も重要なエネルギーと位置づけられていることから、通常の運転・保守に加え、効率向上や延命化といった既存設備の効率的な運用管理に関する技術力の向上が不可欠となっている。

また、近年、世界規模で環境負荷の低減が求められている。エネルギー消費量が世界第 4 位であるインド国においても、気候変動問題に対する意識改革や具体的な対策技術の導入が重要な課題となっている。

かかる背景から、インド国政府は日本政府に対して火力発電所の運用改善調査、いわゆる「NTPC 既設火力発電所運用改善調査」を要請したものである。

これを受けて、JICA は本調査業務の実施を決定し、2008 年 12 月、電源開発(株)、九州電力(株)および中国電力(株)から成るコンソーシアムをコンサルタントとして選定した。

1.2 調査目的

本調査の目的は、以下のとおり 2 項目。

- (1) NTPC 石炭火力発電所における継続可能な効率改善
- (2) 上記目的達成に必要なカウンターパートに対する技術移転

1.3 調査期間

調査期間は、JICA 指示に従い、以下のとおり 3 段階とする。なお、全調査期間は 2008 年 12 月から 2010 年 10 月まで。

第 1 年次：2008 年 12 月～2009 年 2 月

第 2 年次：2009 年 5 月～2010 年 2 月

第 3 年次：2010 年 5 月～2010 年 10 月

1.4 調査業務の概要

インセプションレポートに基づく調査業務の概要は以下のとおり。

- (1) インド国の電力政策、法制度、組織体制の調査
- (2) 従来ならびに現状における効率改善の取り組み状況のレビュー

- (3) 日本における石炭火力発電所の効率改善、O&M ならびに状態監視保全の紹介
- (4) モデル火力発電所（ユニット）の選定
- (5) モデル火力発電所（ユニット）の現状性能、性能劣化状況の分析
- (6) 業務工程（ワークスケジュール）の策定
- (7) カウンターパートチームの設立
- (8) 性能診断の実施
- (9) 設備診断の実施（余寿命、損傷、欠陥）
- (10) 発電所の従来の維持管理（O&M）手法のレビューおよび改善対策の検討
- (11) 財務分析
- (12) 効率改善計画の策定および実施
- (13) CDM 適用への支援
- (14) 効率改善にかかるガイドラインおよびマニュアルの策定
- (15) 技術移転セミナー、ワークショップの開催
- (16) カウンターパート研修（国内研修）プログラム作成
- (17) ステアリングコミッティーの開催

調査対象ユニット

調査対象発電所・ユニットはインド国、NTPC の保有する既設石炭火力発電所のうちの、5 発電所の 9 ユニットで、上記の調査項目、定期点検計画および調査団の業務予定を考慮して選定している。選定した発電所（ユニット）は以下のとおり。

- Korba 4 号機と 6 号機
- Singrauli 4 号機と 6 号機
- Rihand 2 号機と 3 号機
- Vindhyachal 7 号機
- Unchahar 2 号機と 3 号機

詳細な調査項目表は5章参照願う。

カウンターパート

CP チームは、本プロジェクトの責任者、調査対象発電（ユニット）の関係者ならびに CenPEEP メンバーで構成され、以下のとおりとなった。

- | | |
|--------------------|--------------------------------|
| ➤ C/P Team Leader: | Mr. D.K Agrawal (NTPC CenPEEP) |
| ➤ C/P Team Member: | Mr. Pankaj Bhartiya |
| | Mr. S.Bandyopadhyay |
| | Mr. M.K.S Kutty |
| | Mr. A.K Mittal |
| | Mr. A K Arora |

		Mr. Surendra Prasad
		Mr. Subodh Kumar
		Mr. R.K. Kurana
➤ C/P Team Member (Power Station):		
- Korba Power Station:	Boiler:	Mr. Ramesh Babu
		Mr. P. Jetha
		Mr. P. Upadhyay
	Turbine:	Mr.S.K. Ghosh
		Mr. H.P. Dewangan
		Mr. B.R. Das
	Electrical:	Mr. B.K. Urmliya
		Mr. J.S. Pandey
		Mr. S. Vyas
	C&I:	Mr. S. Das
		Mr. R.B. Dwivedi
		Mr. S.K. Choukikar
	EMMG:	Mr. A.A. Prasad
		Mr. M.K. Malviya
- Singrauli Power Station:	Boiler:	Mr. P. Khare
		Mr. A. Kumar (APH)
		Mr. B. Bhattacharya
	Electrical:	Mr. B.K. Singh
		Mr. H.S. Sahu
	C&I:	Mr. K. Ganguly
	EMMG:	Mr. K.N. Chaudhary
		Mr. B.K. Saha
		Mr. S.K. Thakele
		Mr. A. Kumar
	Maintenance Procedure:	Mr. J.S. Thakur
		Mr. B.K. Singh
		Mr. B. Bhattacharya
		Mr. S. Patra
	Pump Performance:	Mr. V.C. Shukla
	Condenser Performance:	Mr. Sadhukhan
		Mr. S. Upadhyay
		Mr. S. Kumar Singh
- Rihand Power Station:	Boiler:	Mr. A.K. Sharma
		Mr. A.K. Dutta
		Mr. P. Kashyap
	Turbine:	Mr. L.K. Behera

	Electrical:	Mr. V.S. Georpe Mr. S.K. Parida
	C&I:	Mr. T.K. Naroi
	EMMG:	Mr. C.K. Samanta
	Planning:	Mr. F. Rahman
- Vindhyachal Power Station:	Operation:	Mr. V. Thangapandiyan
	EMMG:	Mr. D. Varadarajan Mr. S. Banerjee
- Unchahar Power Station:		
	C&I:	Mr. P.K.Gupta
	EMMG:	Mr. D.Paul

調査団員

調査団は 11 名の専門家と 1 名の業務調整委員からなる。詳細は Table 1.4-1 のとおり。

Table 1.4-1 Member of Study Team

	Name	Position	Organization
1.	清水 徳行	総括 / 火力発電運用	電源開発(株)
2.	宮城 盛邦	副総括 / 火力発電 (ボイラー)	電源開発(株)
3.	小泉 信愛	火力発電 (タービン・余寿命診断技術B)	電源開発(株)
4.	藤森 敬志	火力発電 (電気)	中国電力(株)
5.	大亀 博史 (2008年12月~2009年8月) 中西 喬一 (2009年8月~)	火力発電 (制御)	中国電力(株)
6.	早川 弘之	火力発電 (余寿命診断技術A)	九州電力(株)
7.	諸岡 達也	火力発電 (効率診断技術)	電源開発(株)
8.	四元 誠	気候変動対策 / CDM適用支援	電源開発(株)
9.	山口 隆史 (2008年12月~2009年6月) 吉田 勝美 (2009年7月~)	経済・財務分析	九州電力(株)
10.	久芳 信二 (2008年12月~2009年8月)	業務調整員	九州電力(株)
11.	田村 清司 (2008年12月~2009年3月) 増田 太 (2009年4月~)	国内研修プログラム作成	中国電力(株)
12.	古江 敏彦 (2010年4月~)	国内研修プログラム作成 (ボイラー余寿命診断)	九州電力(株)

第2章 インド電力セクターの現状

2.1 政府方針

2.1.1 電力法・規制

インドにおける電気事業は、英国統治下の1910年に制定された「電力法(Indian Electricity Act, 1910)」、1948年に制定された「電力(供給)法(Electricity(Supply)Act, 1948)」、1998年に制定された「電力規制委員会法(Electricity Regulatory Commissions Act, 1998)」の3つの法律に基づき、今日まで運営されていた。2003年に従来電力関連三法を統合・改正した電気法(Electricity Act 2003)が施行され、電力改革の枠組みを整備した。2005年には電気法に従い、国家電力政策(National Electricity Policy)が打ち出された。また、2006年には、電気法に基づいた電気料金政策(Tariff Policy)を発表し、料金制度の改革の具体的な方針を示している。これらにより、民間投資の促進、電力取引の自由化、水力発電以外でのライセンス制撤廃、州電力(SEB)の分割、送配電系統へのオープンアクセス、電気料金の合理化など具体的な電力改革を実施している。

2.1.2 電力行政組織

電力法(供給)法はインドの電力供給体制を規定している。インド国における電気事業の組織形態は、中央政府と州政府に各電力省があり、中央電力省が発電会社、送電会社を直接、管理する一方で、州政府は傘下の州電力庁(SEB: State Electricity Board)を管理し、配電と州の発電所を管理している。パワーセクターの組織体制は次のとおり。

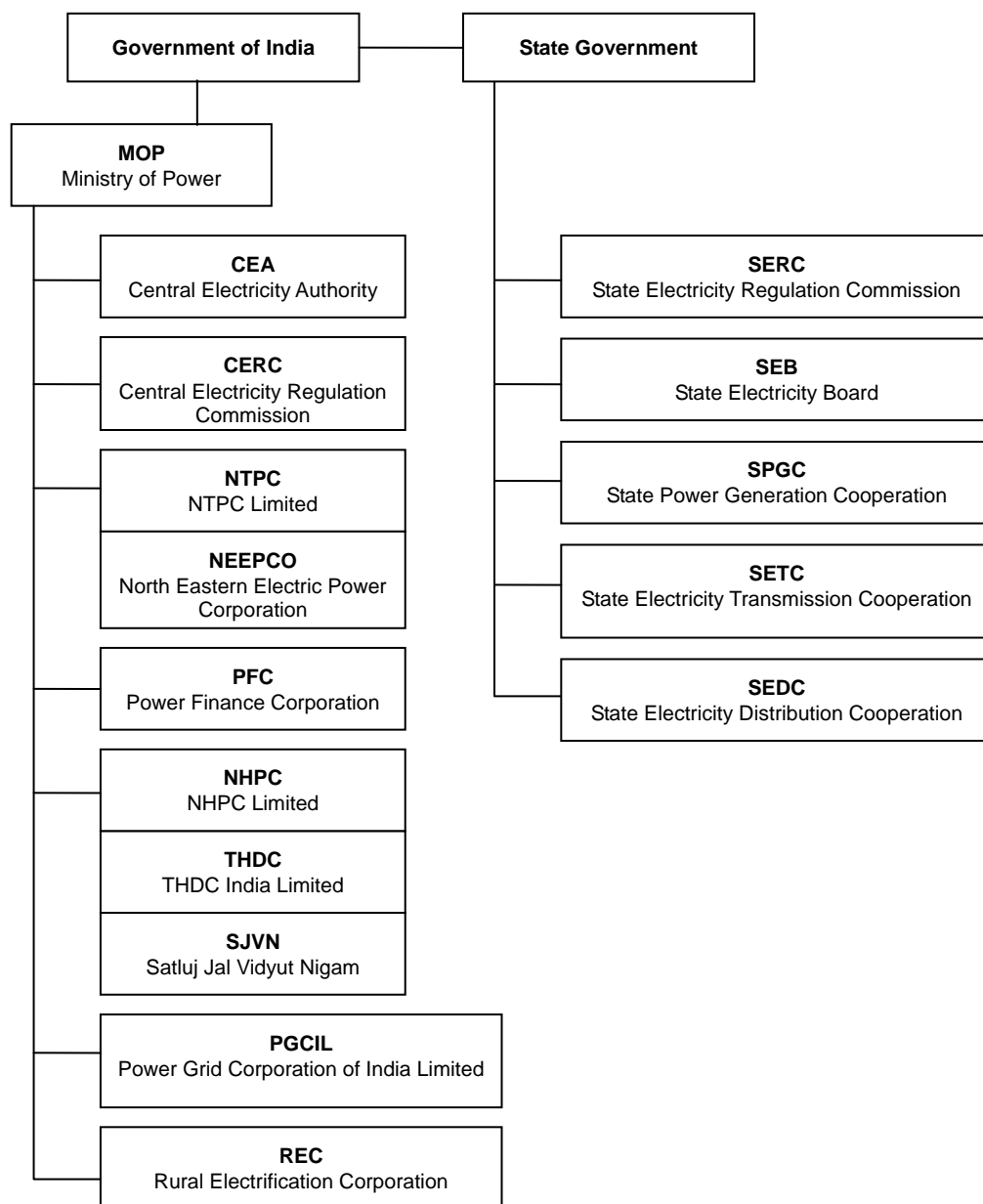


Fig. 2.1-1 Structure of Power Sector

2.1.3 電力需要と供給

(1) 電力需要

2001年から2008年における供給不足電力は7~11%、最大不足電力については、11%以上となっており、慢性的な電力不足が続いている。これまでの電源開発が需要の伸びに追いついていないことが主な原因である。

(2) 消費電力量

消費電力は、右肩上がり増加しており、特に1980年代からその伸び率は大きくなっている。2001年から2004年の間、消費電力量は年平均約6.2%で増加しており、発電設備の更なる増強が必要である。各部門の2001年から2004年までの年平均伸び率は、家庭用6.3%、商業用9.2%、

工業用 8.7%、輸送用 5.4%、農業用 2.7%、その他 2.9%の増となっている。就労人口の多い農業用に比べ、家庭用、商業用、工業用の伸びが顕著である。

(3) 電力需要の予測

消費電力量の表にあるとおり、インド全体における電力量は2001年から2004年までの期間、毎年平均約6%で伸びており、今後も増加し続けるものと予想されている。電力省は、第11次5ヵ年計画終了時においては、電力量で1,029~1,077×10³GWh、発電設備容量で206,000~215,000MWが必要という試算をしている。

(4) 電力供給（発電設備容量）

近年の1996年から2007年で見ると、年平均約4.8%で増加している。

この期間における、設備毎の増強状況は以下のとおり。

- 水力発電設備容量は21,658MWから35,909MWに増加し14,251MW（約65.8%）増
- 火力発電設備容量は61,010MWから90,907MWに増加し29,897MW（約49.0%）増
- 原子力発電設備は2,225MWから4,120MWに増加し1,895MW（約85.2%）増
- 再生可能エネルギーは、902MWから11,125MWに増加し10,223MW（1133.4%）増

第11次5ヵ年計画においては、2012年末までに80,609.9MWの発電設備容量が必要とされており、今後も継続的に新規電源の開発が行われていく計画である。

(5) 発電設備利用率

火力発電の設備利用率は高く、2001年以降は約60%以上となっている。インドでは火力発電（主に石炭）をベース電源として運用しており、近年、火力発電所の利用率は増加傾向にある。しかしながら、火力発電設備は老朽化していることから、火力発電設備に強く依存した電源構成を改善する必要があると思われる。

2.1.4 電力政策と開発計画およびメガプロジェクト

(1) 電力政策

インド国政府は、2005年2月に電力政策の方針として以下の目標を掲げて電力の安定供給を2012年までに実施することとしている。この目標をもとに電源開発の計画が5年毎に作成されている。

- 世帯電化率100%の達成（今後5年間）
- 2012年までに電力需要（ピーク時含む）に対して供給可能な発電設備を構築し、十分な予備率を確保。
- 高信頼、高品質電力の供給
- 2012年までに1人当りの使用可能電力量を1,000kWhに増加
- 2012年までに1世帯あたりの最低消費電力量を1kWh/日以上に増加

- 電力セクターにおける財政再建と商業化
- 消費者利益の保護

(2) 電源開発計画

1) 第 10 次 5 カ年計画

第 10 次 5 カ年計画(2002~2007)の着手当初においては、ピーク容量が 12.6%、発電量が 7.5% 不足している状況にあった。これに対し、発電所増設計画ではトータルで 41,110MW を増設する計画であった。

計画に対して実際の増加容量は、約 51%となっているが、CEA をはじめとする関係者は要因を次のように分析している。

- 火力については、コントラクターによる工事、機器納入の遅れ。
- 水力については、建設工事、計画実施の意思決定、用地取得・森林許可の遅れ、あるいは自然災害、地質条件など。
- 超臨界火力については、コントラクターの契約手続きの遅れ。
- ガス火力については、ガス供給の遅れ、不足。
- 民間発電においては、州政府からのエスクロー供与の遅れ。また、民間投資家の投資意欲低下も指摘。

2) 第 11 次 5 カ年計画

第 11 次計画終了時である 2012 年末においては、想定ピーク需要 (152,746MW) と想定電力量需要 (1,038Bil.kWh) を充足するために、82,500MW の発電設備の増強が必要であると示唆されている。

この状況に応えるために、近年、80,609.9MW の設備増強計画を見直している。この内訳を以下に示す。水力は 15,507MW で全体に対して約 19%となっている。火力は全体の約 77%となっており、第 10 次計画に比べ大幅な増強となっている。第 11 次計画においても計画実施状況や需要動向をもとに、適宜計画は見直が行われる。

第 10 次計画の反省を踏まえ、第 11 次の計画達成を目指して MOP、CEA、CII (Confederation of Indian Industry) によって課題解決に向けた取り組みを行っている。

3) 第 12 次 5 カ年計画

第 12 次 5 カ年計画は、2012 年~2017 年の 5 カ年をターゲットとして、計画策定を行っているものである。計画策定にはいくつかのシナリオが想定されているが、調査時点においては、第 12 次計画終了時におけるピーク需要に対応するために、第 12 次計画において 82,200MW の発電容量増強が必要であると分析されている。その内訳は、30,000MW の水力発電所の増強、原子力は 11,000~13,000MW の増強、火力は約 40,000MW の増強が目標となっている。水力、原子力の合計が火力以上の目標値となっているのは、エネルギー供給の安定化と地球温暖化対策を目的としたものであると考えられる。

(2) ウルトラメガパワープロジェクト (Ultra Mega Power Projects)

インド政府(電力省)は、大規模な石炭火力発電所の建設計画「ウルトラメガパワープロジェクト(UMPP)」を打ち出している。

このプロジェクトは、開発者が4,000MW級以上/地点(800MW×5基)の石炭火力発電所をFS、詳細設計、建設から運営、さらには売電まで一括して実施(Build, Own and Operate : BOO方式)するという内容であり、発電所の規模は、インド政府が経済性を追求し決定したものである。また、インド政府は、超臨界技術の採用によるCO₂の排出抑制を期待している。

2.1.5 電気料金

(1) 電気料金政策

電気料金政策は、2003年の電気法のセクション3に基づき、2006年1月、インド政府から通知された。その目的は以下のとおり。

- a) 合理的で競争力のある価格での消費者への電力供給
- b) 電力セクターにおける財政的実行可能性ならびに投資意欲の促進
- c) 複数の管轄にわたる規制アプローチの透明性、一貫性と予測可能性を促進することと規制リスク認識を最小限化する
- d) 競争、運転効率、電力品質の改善の促進

2.1.6 資金提供者による援助施策とプロジェクト組成の現状

(1) 世界銀行

世界銀行(WB)は、インド電力セクターに対して2000年以降合計でUS\$3,220 mil.以上の融資を行ってきた。

(2) アジア開発銀行

アジア開発銀行(ADB)は、Gujarat, Madhya Pradesh, Kerala, Assam 州などにおいて電力セクター改革を支援してきた。投資面では、送電設備、エネルギー効率改善、地方電化、水力発電などに支援を行っている。2000年以降2009年までの融資規模は、US\$4,820 mil.に上っている。

(3) USAID

USAIDは、電力セクターの重点分野を地球温暖化ガス削減対応プロジェクトとして支援してきた。NTPCの既設発電所のエネルギー効率改善をNTPCにあるCenter for Power Efficiency and Environmental Protection(CENPEEP)とともに実施している。その経験を活かし、今後は州電力への支援へと拡充していくことを考えている。

第3章 NTPCにおける効率改善の取り組み

3.1 NTPCの火力発電設備

NTPC は中心セクターとして、インド国内の火力発電所の計画、促進ならびに開発を目的に、1975年に設立され、2005年11月に、NTPC Limited に改名された。この新社名は、火力発電事業を超え新ビジネス分野への進出を含めた事業の多様化を示している。

NTPC は急速に成長し、インドにおける最大の火力発電会社となっている。2009年8月時点における NTPC 所有の稼働中石炭火力発電所は、15 地点、総出力 24,395MW であり、加えて、8 地点、5,435MW のガス火力発電所も所有している。Joint Venture(JV)による発電所は、3 地点で合計出力は 814MW である。2008年3月時点での JV 発電所を除いた NTPC の全発電設備容量はインドにおける稼働中発電所の 20%に相当する。詳細については、下表を参照されたい。

2012 年までには、50,000MW の新規発電所を建設する計画である。その内訳は、石炭火力が 40,000MW、ガス火力が 8,000MW と水力が 2,000MW となっている。

Table 3.1-1 List of NTPC Coal Fired Thermal Power Plants

Name of Power Plant	Location	Total Capacity (MW)	Capacity (MW) and Commissioned Day			Boiler Manufacturer	Turbine Manufacturer
			Unit	MW	Date		
Singrauli	Uttar Pradesh	2,000	I	200	Feb 1982	BHEL	BHEL(LMZ)
			II	200	Nov 1982	BHEL	BHEL(LMZ)
			III	200	Mar 1983	BHEL	BHEL(LMZ)
			IV	200	Nov 1983	BHEL	BHEL(LMZ)
			V	200	Feb 1984	BHEL	BHEL(LMZ)
			VI	500	Dec 1986	BHEL	BHEL
			VII	500	Nov 1987	BHEL	BHEL
Korba	Chattisgarh	2,100	I	200	Mar 1983	BHEL	BHEL
			II	200	Oct 1983	BHEL	BHEL
			III	200	Mar 1984	BHEL	BHEL
			IV	500	May 1987	BHEL	BHEL
			V	500	Mar 1988	BHEL	BHEL
			VI	500	Mar 1989	BHEL	BHEL
Ramagundam	Andhra Pradesh	2,600	I	200	Nov 1983	Ansaldo	Ansaldo
			II	200	May 1984	Ansaldo	Ansaldo
			III	200	Dec 1984	Ansaldo	Ansaldo
			IV	500	Jun 1988	BHEL	BHEL
			V	500	Mar 1989	BHEL	BHEL
			VI	500	Oct 1989	BHEL	BHEL
			VII	500	2005	BHEL	BHEL
Farakka	West Bengal	1,600	I	200	Jan 1986	BHEL	BHEL
			II	200	Dec 1986	BHEL	BHEL
			III	200	Aug 1987	BHEL	BHEL
			IV	500	Sep 1992	BHEL	BHEL
			V	500	Feb 1994	BHEL	BHEL

Name of Power Plant	Location	Total Capacity (MW)	Capacity (MW) and Commissioned Day			Boiler Manufacturer	Turbine Manufacturer
			Unit	MW	Date		
Vindhyachal	Madhya Pradesh	3,260	I	210	Oct 1987	USSR	USSR
			II	210	Jul 1988	USSR	USSR
			III	210	Feb 1989	USSR	USSR
			IV	210	Dec 1989	USSR	USSR
			V	210	Mar 1990	USSR	USSR
			VI	210	Feb 1991	USSR	USSR
			VII	500	Mar 1999	BHEL	BHEL
			VIII	500	Feb 2000	BHEL	BHEL
			IX	500	Jul 2006	BHEL	BHEL
			X	500	Mar 2007	BHEL	BHEL
Rihand	Uttar Pradesh	2,000	I	500	Mar 1988	BHEL	BHEL
			II	500	Jul 1989	BHEL	BHEL
			III	500	Jan 2005	BHEL	BHEL
			IV	500	Sep 2005	BHEL	BHEL
Kahalgaoon	Bihar	2,340	I	210	Mar 1992	BHEL	BHEL
			II	210	Mar 1994	BHEL	BHEL
			III	210	Mar 1995	BHEL	BHEL
			IV	210	Mar 1996	BHEL	BHEL
			V	500	Mar 2007	BHEL	BHEL
			VI	500	Jul 2007	BHEL	BHEL
			VII	500	Sep 2007	BHEL	BHEL
Dadri	Uttar Pradesh	840	I	210	Oct 1991	BHEL	BHEL
			II	210	Dec 1992	BHEL	BHEL
			III	210	Mar 1993	BHEL	BHEL
			IV	210	Mar 1994	BHEL	BHEL
Talcher Kaniha	Orissa	3,000	I	500	Feb 1995	BHEL	BHEL
			II	500	Mar 1996	BHEL	BHEL
			III	500	Jan 2003	BHEL	BHEL
			IV	500	Oct 2003	BHEL	BHEL
			V	500	May 2004	BHEL	BHEL
			VI	500	Feb 2005	BHEL	BHEL
Unchahar	Uttar Pradesh	1,050	I	210	Nov 1988	BHEL	BHEL
			II	210	Mar 1989	BHEL	BHEL
			III	210	Jan 1999	BHEL	BHEL
			IV	210	Oct 1999	BHEL	BHEL
			V	210	Sep 2006	BHEL	BHEL
Talcher Thermal	Orissa	460	I	60		BHEL	BHEL
			II	60		BHEL	BHEL
			III	60		BHEL	BHEL
			IV	60		BHEL	BHEL
			I	110		BHEL	BHEL
			II	110		BHEL	BHEL
Simhadri	Andhra Pradesh	1,000	I	500	Feb 2002	BHEL	BHEL
			I	500	Aug 2003	BHEL	BHEL
Tanda	Uttar Pradesh	440	I	110		BHEL	BHEL
			II	110		BHEL	BHEL
			III	110		BHEL	BHEL
			IV	110		BHEL	BHEL
Badarpur	New Delhi	705	I	95	Jul 1973	BHEL	BHEL
			II	95	Aug 1974	BHEL	BHEL
			III	95	Mar 1975	BHEL	BHEL
			IV	210	Dec 1978	BHEL	BHEL(LZM)
			V	210	Dec 1981	BHEL	BHEL(LZM)

Name of Power Plant	Location	Total Capacity (MW)	Capacity (MW) and Commissioned Day			Boiler Manufacturer	Turbine Manufacturer
			Unit	MW	Date		
Sipat	Chattisgarh	1,000	I	660	UC*	Dusan	Power Machines
			II	660	UC*	Dusan	Power Machines
			III	660	UC*	Dusan	Power Machines
			IV	500	Nov 2008	BHEL	BHEL
			V	500	Aug 2009	BHEL	BHEL

*UC: Under Construction

Coal Based Joint Ventures

Durgapur	West Bengal	120
Rourkela	Orissa	120
Bhilai	Chhattisgarh	574

NTPC における石炭火力発電所は、1982 年の 200MW クラスの亜臨界圧火力発電所の建設、運用に始まり、1986 年には 500MW クラスの発電所を開発している。現在は、660MW クラスの超臨界圧発電所を建設中であり、下表に示すとおり高効率プラントの導入計画が進められている。

また、NTPC は SEB より Badarour 発電所、Unchahar 発電所、Talcher 発電所および Tanda 発電所の運営を引き継ぎ、各所にて利用率向上に向け、必要な設備改造、更新を行っている。その結果、利用率を当初の 15-30% から 90% に高めることに成功している。これは、NTPC の発電所運営能力が優れている事を示している。

Table 3.1-2 Adoption Plan of High Efficiency Power Plant

	Sub-critical units		Super-critical units	
Efficiency(HHV base)	Rihand II: 38%	Simhadri II: 38.26%	Sipat-I: 39.14%	Barh: 39.96%
Unit Size (MW)	500	500	660	660
MS Pressure (kg/cm ²)	170	170	247	247
MS Steam Temp (°C)	537	537	537	566
RH Steam Temp (°C)	537	565	565	593
Commissioned year	2005	(Under Construction)	(Under Construction)	(Under Construction)

NTPC のほとんどの発電所は炭鉱の近くに建設されている、いわゆる山元発電である。燃料である石炭は鉄道によって発電所まで輸送される。最近では、全体石炭量で 5-8% の輸入炭（インドネシア炭）を使用している発電所もあり、Simhadri 発電所、Ramagundam 発電所、Talcher Kaniha 発電所そして Kahalgaon 発電所がその代表である。

3.2 運用状況

(1) 発電所利用率 (Plant Load Factor)

電力需要が非常に高いため、NTPC の各石炭火力発電所は、定格負荷以上の発電を余儀なくされている。需要の高い時期には、定格出力の 105% にて運転を行っているため、1 日 (24 時間) で見ると、利用率 (Plant Load Factor : PLF) が 100% を超えることもある。

石炭火力発電所の 2005 年から 2008 年までの利用率は、それぞれ 85.9%、83.7%、82.4%、87.2% と高い値を示し、特に Dadri 発電所、Rihand 発電所においては顕著である。その他 2 年間連続

して90%以上のPLFを維持している発電所が6箇所ある。このように、高い利用率での運転を行っていることから、NTPCのO&M能力の高さが伺われる。

しかしながら、インドにおける電力需要が非常に逼迫していることから、日本では安全上停止して補修するような事象（たとえば主蒸気配管蒸気リーク）に対しても、発電所を停止し補修することが出来ずに、次の計画停止まで運転を継続している発電所もある。

健全な機器保全の観点からも、供給力（予備率）を高めることが早急の課題である。

(2) 発電電力量の申請と通告の手続き

NTPCの各発電所で発電した電力は、送電会社（Power Grid Corporation）にある給電指令所（Load Dispatch Center）と調整、確認後に指定された州の消費者へ送電される。発電電力量の申請、通知は、以下手順のとおりである。

- 毎朝10時までに可能発電電力量（MWhベースで15分毎に96区分=24時間分）を給電指令所へFAXにて申請する。
- 決定された電力量の通告は、給電指令所のウェブサイトに記載されるため、各発電所の担当者は内容を確認し、運転負荷計画を所内へ通知する。
- 通告された電力量は、15分間毎に積算され毎時間の電力量となる。
- 発電所トリップや送電系統障害が発生した場合、発電所は1時間後の発電可能性について給電指令所に通知する
- 未達電力量は、発電所がペナルティーを支払う。

3.3 NTPCにおける効率改善の取り組み

NTPCは、石炭火力発電所の効率改善および運用性向上による温室効果ガス低減を目的として、インド政府とUSAIDとの合意に基づき、1994年、Centre for Efficiency & Environmental Protection(CenPEEP)を設立した。CenPEEPは、石炭火力発電所の効率向上のための最先端技術の収集、実践、普及の中心的役割の機能を持つものであり、インド国北部、インド国東部の2つの支部も設置されており、NTPC以外のインド国内の石炭火力発電所への水平展開も行っている。

USAIDによる支援業務は、2002年に終了する予定であったが、NTPCの要求により、2010年まで再延長されている。

USAIDの支援を得て、CenPEEPは以下の活動を実施している。

CenPEEPは(a)効率、稼働率、信頼性の観点からの性能最適化による石炭火力発電所からの温室効果GHGエミッションの低減(b)性能最適化に向けた技術の習得(c)USAIDの支援に基づく技術移転に向けた協力の制度化、を行っている。

第4章 現地作業

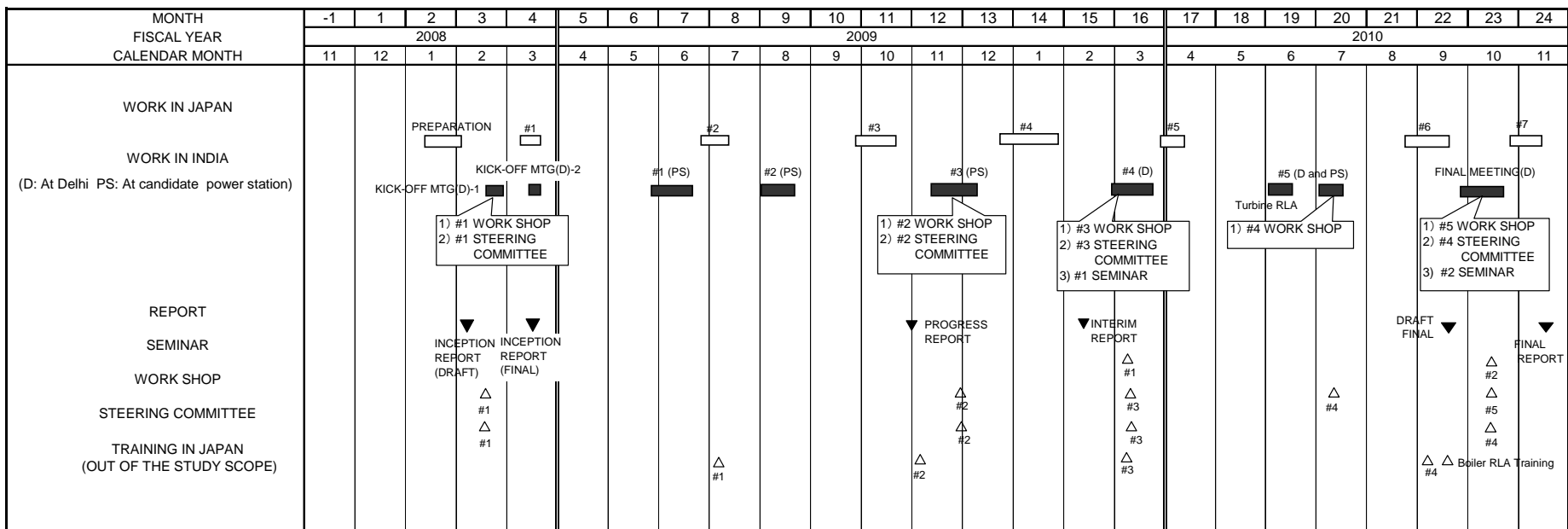
4.1 第1回キックオフミーティング

2009年1月29日~2月5日、New Delhi、Noidaにおいて、キックオフミーティングとして、第1回 Work shop およびステアリングコミッティーを開催した。

4.2 第2回キックオフミーティング

2009年2月24日~26日、Noidaにて開催された第2回キックオフミーティングにおいて、NTPCと調査団はインセプションレポートの内容について、協議し、最終確認を行った。作業工程は以下のとおり。

WORK SCHEDULE



4.3 第 1 回現地調査

調査団は、5 つの候補ユニットに関する必要な情報を収集するために、NTPC に事前に調査表を送付し、NTPC から回答書を受け取った。本事前調査回答書を踏まえ、モデル発電所(3 ユニット)を選定するため、NTPC が選定した 5 ユニットについて、2009 年 5 月 18 日から 6 月 5 日の期間、各ユニット 2 日間の工程で第 1 回現地調査を実施した。各発電所(5 ユニット調査地点)での業務(調査)実施内容は下記のとおり。

- (1) 日本国内の効率改善事例の説明(第 1 回 Work shop 資料をもとに調査団にて説明)
- (2) 調査内容の説明(調査団にて説明)
- (3) 発電所の抱える問題点についての概要説明(NTPC 各発電所にて説明)
- (4) 調査に必要な収集データの有無の確認(調査団にて説明)
- (5) 現場視察

5 ユニットの調査した後、Noida において CenPPEP と協議した結果、モデルユニットとそれぞれのユニットでの調査内容を取り決めた。候補の 5 ユニットの場所については、添付の地図参照。

主要調査対象ユニットは 3 つ選定したものの、調査対象は、それぞれのユニットにおける実施可能な調査事項を考慮し、最終的には 9 ユニットに対し、各種調査を行うこととなった。

詳細は第 5 章参照。

Five Model Power Stations



Fig. 4.3-1 Five Model Power Station

4.4 第 2 回現地調査

第 2 回現地調査は、2009 年 7 月 21 日から 8 月 8 日まで実施された。調査団は 5 モデルユニットを訪問し、調査に必要な、図面、図書を収集した。

4.5 第 3 回現地調査

第 2 回現地調査は、2009 年 10 月 6 日から 11 月 13 日まで実施された。調査団は調査業務表に基づき 5 モデルユニットについて、次の調査を実施し、また第 2 回ステアリングコミッティに出席した。

- 1) 性能診断
- 2) ポンプ診断
- 3) ボイラーチューブ余寿命診断
- 4) 制御装置設備診断
- 5) 発電機、変圧器診断
- 6) 財務分析事前調査

4.6 第 4 回現地調査

第 4 回現地調査は、2010 年 2 月 16 日から 3 月 4 日まで実施された。調査団はこれまでに実施したいろいろな調査に関し、第 3 回ワークショップおよび第 1 回セミナーを開催した。さらに、第 3 回ステアリングコミッティに出席した。

4.7 第 5 回現地調査

第 5 回現地調査は、2 つの部分に分かれる。始めの部分は Korba #4 のタービン診断である。2010 年 5 月 18 日から 5 月 29 日まで、タービン余寿命診断、蒸気通路診断、配管診断を実施した。次の部分は、2010 年 6 月 13 日から 6 月 19 日まで、ガイドライン・マニュアルのサンプルについての NTPC との協議、ならびに、第 4 回ワークショップを開催した。

4.8 第 6 回現地調査

第 6 回現地調査は、2010 年 9 月 6 日から 9 月 18 日まで実施された。調査団はドラフトガイドライン・マニュアルおよびドラフトファイナルレポートについて NTPC と協議し、第 5 回ワークショップおよび第 2 回セミナーを開催した。さらに、第 4 回ステアリングコミッティに出席した。

第5章 モデルユニットの選定ならびに調査内容

5.1 調査対象ユニットと調査内容

当初、NTPCにて5つの候補ユニットを選定し、NTPCと調査団にて、最終的に3ユニットに絞り込むこととしていた。第1回現地調査前に、調査団は、調査表を作成し、5つの候補ユニットに関する必要な情報を収集すべく、本調査票を事前にNTPCに送付し、その回答を得ていた。第1回現地調査において、調査団とNTPCは候補である5つのユニットを訪問し、定期検査停止期間、問題点、タービンのOEM、計装制御装置の更新等、NTPCの意図を踏まえ、さまざまな機会を考慮して、Table 5.1-1のとおり、モデルユニットの選定ならびに調査項目を最終的に取り決めた。主要調査対象ユニットは3つになったものの、対象ユニットは、それぞれのユニットにおける実施可能な調査事項を考慮し、最終的には9ユニットに対し、各種調査を行うこととなった。

選定理由については、以下のとおり。

- 1) ボイラー問題点の診断
NTPCの要求に従い、後述するボイラー問題の解決のため、Vindhyachal #7にて実施することとした。
- 2) 燃焼シミュレーション
本調査事項は当初計画に含まれていなかったが、NTPCの強い要望により、Vindhyachal #7にて実施することとなった。
- 3) ボイラー余寿命診断
稼働期間ならびに定期検査停止スケジュールを考慮して、3ユニットを選定した。
- 4) タービン余寿命診断
タービンの定期検査停止スケジュールならびにOEMを考慮して、2ユニットを選定した。タービン余寿命診断はAlstom UKのみが実施可能であることから、Rihand #2は調査対象外となった。
- 5) 復水器診断
NTPCの要求に従い、Singrauli #6にて実施することとした。(空気侵入により、真空ポンプを2台運転しているため)
- 6) ポンプ診断
NTPCの要求により、3ユニットを選定した。
- 7) 制御装置診断
制御装置の更新計画のない、Unchahar #3を選定した。
- 8) BFPT 診断
3ユニット共タービン駆動BFPであることから、3ユニットを選定した。
- 9) その他調査項目
その他調査事項との関係ならびにNTPCの要求を勘案し、Korba #6, Singrauli #4 (Singrauli #6は変圧器診断)、Rihand #2を選定した。

Table 5.1-1 Scope Matrix

July 6, 2009

No	Plant name	Korba #6	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3	Required Condition	In charge *0	Remarks
1	Location (State)	Chatisgar	UP	UP	MP	UP			
2	Capacity (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210			
3	Turbine Make	KWU	#4 LMZ #6 KWU	GEC	KWU	KWU			
4	Boiler Make	BHEL	BHEL	ICL	BHEL	BHEL			
5	Overhaul Scope *1	B+IP+LP	B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	B+IP+LP	B	B+HP+IP			
6	Age	1989	1983	1989	1999	1999			
7	Shut down period *2	1 Oct - 30 Oct	#4 : Feb 2010 (?) #6: 10 Sep - 4 Oct 2009	15Oct - 23Nov	18July - 16Aug	11 Oct - 14 Nov			
8	Diagnosis of boiler problem	-	-	-	○	-	At operation	JST (Miyagi,Morooka)	
9	Combustion simulation	-	-	-	○	-	-	JSC	
10	Boiler re-engineering	-	-	-	-	-	-	-	Alstom in USA and Indonesia are not in the position to carry out this work.
11*5	Boiler RLA	○	○	○	- *3	○	At shut down	JSC	three of four
12*5	AH performance improvement	○	○	○	○	○	-	JST (Miyagi,Morooka)	two of five
13*5	Turbine RLA	○	○	-*4	-	○	At shut down	Alstom	three of four
14	Turbine steam path audit	○	○	-	-	○	At shut down	Alstom	one of three
15	MS/HTR/LTR piping assessment	○	- (-)	○	-	○	At shut down	Alstom	one of four
16	Seal fin replacement	○	○	○	-	○	At shut down	JST	one of four Advice to site work Site work done by NTPC
17	Turbine blade honing	-	-	-	-	-	-	-	Honing is blasting. Procedure and specification to be provided by JICA ST.
18	Condenser assessment	- (no trouble)	○ (#6)	- (no trouble)	-	- (no trouble)	At operation	JSC	one of four
19	Pump assessment	○ BFP	○ CWP	○ BFP, CWP	-	-	At operation	JSC	two of four
20	Control system assessment	(Future renovation at next overhaul after 2009 is approved) all system	- (renovation ABB 2006) except for BMS, Governor	- (renovation Yokogawa 2009) except for BMS, Governor	-	○	At operation	JSC	one of four
21*5	BFPT parameter assessment		- (no BFPT)	○ (#3)	○	- (no BFPT)	-	JST (Koizumi,Morooka)	three of four
22*5	Generator assessment				-		-	JST (Fujimori)	three of four
23*5	Transformer assessment				-		-	JST (Fujimori)	three of four
24*5	Analysis of present performance and performance decrease				-		-	JST (Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR5, three of four
25*5	Plant performance test	○	○	○	-	○	At operation	JST (Miyagi, Koizumi, Morooka, Fujimori, Okame)	TOR8, three of four
26*5	Review and improvement of past and present O & M procedure				-		-	JST (Miyagi, Koizumi, Fujimori, Okame, Hayakawa, Morooka)	TOR10, three of four
27	Financial analysis				-		-	JST (Yamaguchi)	TOR11, three of four
28*5	Improvement of plant performance and application				-		-	JST (Miyagi, Koizumi, Morooka, Fujimori, Okame)	TOR12, three of four
29	Preparation of CDM application				-		-	JST (Yotsumoto)	TOR13, three of four

*0: JST: JICA Study Team, JSC: Japanese Service Company, A: Alstom (Alstom Japan and NASL)

*1: B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine

*2: Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

*3: In spite of our reply as per e-mail dated 7th April, it was found through confirmation with a potential service company that we could not implement boiler RLA of Vindhyachal #7 due to the short period for contract and preparation work until unit shut down.

*4: Alstom UK, which is an only remaining company who can carry out NO.13 for GEC turbine, is not in the position of carrying out this work.

*5: In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29), all relating study should be carried out for the identical unit.

○: applied, -: not applicable
colored cell: selected (NO.8 to 29)

In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29),

しかしながら、2009年8月27日、停止スケジュールについて、以下のとおり NTPC から連絡の連絡があった。

Table 5.1-2 Shut-down Schedule and Scope of Boiler RLA and Turbine RLA

No.	Plant name	Planned			Modified		
		Shut down	B	T	Shut down	B	T
1	Korba #6	1 Oct – 30 Oct 2009	✓	✓	After Dec 2009		
2	Singrauli #6	10 Sep – 4 Oct 2009	✓		4 Oct – 28 Oct 2009	✓	
3	Rihand #2	15 Oct – 23 Nov 2009	✓		29 Oct – 7 Dec 2009	✓	✓
4	Unchahar #3	11 Oct – 14 Nov 2009		✓	1 Sep – 5 Oct 2009		
5	Unchahar #2 *	N.A.			11 Oct – 14 Nov 2009	✓	

*: Newly proposed by NTPC.

本変更に伴い、調査内容を以下のとおり変更した。

- 1) 2009年度内に業務が完了できないことから、Korba で計画していたボイラー余寿命診断、タービン余寿命診断は行わない。
- 2) 準備が間に合わないため、Unchahar #3 で計画していたタービン余寿命診断は行わない。
- 3) 調査団で検討した結果、期間内に実施できるとの判断から、ボイラー余寿命診断を Unchahar #2 で追加実施する。
- 4) NTPC の要求に従い、調査実施会社と協議後、Rihand #2 でタービン余寿命診断を追加で実施する計画とする。

上記の停止スケジュール変更による調査業務表を Table 5.1-3 に示す。

さらに、第3回現地調査期間中の、2009年10月8日に NTPC から Rihand #4 の発電機の故障により、Singrauli #6 と Unchahar #2 の停止が延期になると連絡があった。加えて、10月12日には、この Rihand #4 の故障のため、Rihand #2 の停止も延期され、11月10日から停止するとの連絡があった。調査団で、ボイラー余寿命診断の対象の3ユニットについて、診断が実施可能となる工程を検討した結果、日本で実施するサンプル検査の期間を考慮して、ボイラー余寿命診断は Singrauli #6 と Unchahar #2 のみについて実施し、Rihand #2 については、実施しないこととした。実際には、Singrauli #6, Unchahar #2 は10月18日に開始となり、調査団は調整の結果、これら2ユニットのボイラー余寿命診断を実施した。

Rihand #2 の停止が11月10日から延期されたことは、タービン診断には影響はなかったが、この11月10日のわずか5日前になって、NTPCから、Rihand #4 の故障、および Singrauli 発電所の1ユニットの故障のため、Rihand #2 は停止できなくなり、定期点検は2010年の4月から5月に延期するとの連絡があった。この場合、JICAの規定による2009年度中の業務完了を満たすことができないため、調査団は Rihand #2 の診断を実施することを断念した。この結果を反映した、調査業務表を Table 5.1-4. に示す。

第3回ステアリングコミッティにおいて、NTPC はスタディチームに対して、タービン診断と追加燃焼シミュレーションを2010年度に実施するように要請した。更に、NTPC は、第3回ステ

アリングコミッティにおいてスタディチームが推奨した、ボイラー余寿命診断の研修の実施を JICA に要請した。NTPC からの、これらの要請に答え、JICA は 2010 年度に、下記の追加項目を実施することを了承した。

- 1) ボイラー余寿命診断の研修
- 2) Korba #6 のタービン余寿命診断、蒸気通路診断、配管診断
- 3) 追加燃焼シミュレーションと研修

Korba #6 のタービン余寿命診断、蒸気通路診断、配管診断については、2010 年 6 月 1 日にユニットが停止して、6 月 6 日からテストを開始する予定であった。しかし、Korba #4 が 5 月 8 日に高圧タービンの振動問題で突然停止したため、#6 は運転を継続せざるを得ず、#6 の定期点検の開始が延期され、代わりに#4 が定期点検に入るとのことで、NTPC はスタディチームに対し、テストの対象を#6 から#4 に切り替えるように要請した。スタディチームと再委託先は、準備期間が短縮された状況で、なんとか工程をやりくりし、5 月 18 日からテストを開始して、#4 の定期点検期間中に、全てのテスト項目を完了した。

最終の調査業務表を Table 5.1-5 に示す。

Table 5.1-3 Scope Matrix

September 17, 2009									
No	Plant name	Korba #6	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)	Required Condition	In charge #0	Remarks
1	Location (State)	Chatisgar	UP	UP	MP	UP			
2	Capacity (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210			
3	Turbine Make	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU			
4	Boiler Make	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL			
5	Overhaul Scope #1	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP			
6	Age	1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989	1999	#3 1999, #2 1989			
7	Shut down period #2	Dec. 2009 - June 2010 (??)	#4 : Feb 2010 (?) #6: 4 Oct - 28 Oct 2009	#2 29Oct - 7 Dec	18July - 16Aug	#3 1 Sep - 5 Oct #2 11 Oct - 14 Nov			
8	Diagnosis of boiler problem	-	-	-	○	-	At operation	JST (Miyagi, Morooka)	
9	Combustion simulation	-	-	-	○	-	-	JSC	
10	Boiler re-engineering	-	-	-	-	-	-	-	Alstom in USA and Indonesia are not in the position to carry out this work.
11*5	Boiler RLA	○	○(#6)	○(#2)	- *3	○ (#2)	At shut down	JSC	three of four
12*5	AH performance improvement	○	○(#4)	○	○	○	-	JST (Miyagi, Morooka)	two of five
13*5	Turbine RLA	○	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	three of four
14	Turbine steam path audit	○	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of three
15	MS/HTR/LTR piping assessment	○	- (-)	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of four
16	Seal fin replacement	○	○ (#4)	○	-	○	At shut down	JST	one of four Advice to site work Site work done by NTPC
17	Turbine blade honing	-	-	-	-	-	-	-	Honing is blasting. Procedure and specification to be provided by JICA ST.
18	Condenser assessment	- (no trouble)	○ (#6)	- (no trouble)	-	- (no trouble)	At operation	JSC	one of four
19	Pump assessment	○ TBFP	○ CWP (Stage I)	○ MBFP(2A), CWP(2A)	-	-	At operation	JSC	two of four
20	Control system assessment	(Future renovation at next overhaul after 2009 is approved) all system	(renovation ABB 2006) except for BMS, Governor	(renovation Yokogawa 2009) except for BMS, Governor	-	○(#3)	At operation	JSC	one of four
21*5	BFPT parameter assessment		- (no BFPT)	○ (#3)	○	- (no BFPT)	-	JST (Koizumi)	three of four
22*5	Generator assessment		○(#4)		-		-	JST (Fujimori)	three of four
23*5	Transformer assessment		○(#6)		-		-	JST (Fujimori)	three of four
24*5	Analysis of present performance and performance decrease				-		-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR5, three of four
25*5	Plant performance test	○		○(#2)	-	○	At operation	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR8, three of four
26*5	Review and improvement of past and present O & M procedure		○(#4)		-		-	JST (Miyagi, Koizumi, Fujimori, Nakanishi, Hayakawa, Morooka)	TOR10, three of four
27	Financial analysis				-		-	JST(Yoshida)	TOR11, three of four
28*5	Improvement of plant performance and application				-		-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR12, three of four
29	Preparation of CDM application				-		-	JST(Yotsumoto)	TOR13, three of four

*0: JST : JICA Study Team, JSC : Japanese Service Company, A : Alstom (Alstom Japan and NASL)

*1: B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine

*2: Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

*3: In spite of our reply as per e-mail dated 7th April, it was found through confirmation with a potential service company that we could not implement boiler RLA of Vindhyachal #7 due to the short period for contract and preparation work until unit

*4: Alstom UK, which is an only remaining company who can carry out NO.13 for GEC turbine, is not in the position of carrying out this work.

*5: In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29), all relating study should be carried out for the identical unit.

○ : applied, - : not applicable

yellow cell : selected (NO.8 to 29)

gray cell : stopped the action

In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29),

Table 5.1-4 Scope Matrix

No	Plant name	Korba #6	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)	Required Condition	In charge *0	Remarks	
1	Location (State)	Chatisgar	UP	UP	MP	UP				
2	Capacity (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210				
3	Turbine Make	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU				
4	Boiler Make	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL				
5	Overhaul Scope *1	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP				
6	Age	1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989	1999	#3 1999, #2 1989				
7	Shut down period *2	Dec. 2009 – June 2010 (??)	#4 : Feb 2010 (?) #6: 18 Oct – 11 Nov 2009	#2 April – May 2010	18July – 16Aug	#3 1 Sep – 5 Oct #2 18 Oct – 11 Nov 2009				
8	Diagnosis of boiler problem	-	-	-	○	-	At operation	JST (Miyagi,Morooka)		
9	Combustion simulation	-	-	-	○	-	-	JSC		
10	Boiler re-engineering	-	-	-	-	-	-	-	Alstom in USA and Indonesia are not in the position to carry out this work.	
11*5	Boiler RLA	○	○(#6)	○(#2)	- *3	○ (#2)	At shut down	JSC	three of four	
12*5	AH performance improvement	○	○(#4)	○	○	-	-	JST (Miyagi,Morooka)	two of five	
13*5	Turbine RLA	○	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	three of four	
14	Turbine steam path audit	○	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of three	
15	MS/HTR/LTR piping assessment	○	- (-)	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of four	
16	Seal fin replacement	○	○ (#4)	○	-	○	At shut down	JST	one of four Advice to site work Site work done by NTPC	
17	Turbine blade honing	-	-	-	-	-	-	-	Honing is blasting. Procedure and specification to be provided by JICA ST.	
18	Condenser assessment	- (no trouble)	○ (#6)	- (no trouble)	-	- (no trouble)	At operation	JSC	one of four	
19	Pump assessment	○ TDBFP(6B)	○ CWP (Stage I)	○ MDBFP(2B), CWP(2B)	-	-	At operation	JSC	two of four	
20	Control system assessment	- (Future renovation at next overhaul after 2009 is approved) all system	- (renovation ABB 2006) except for BMS, Governor	- (renovation Yokogawa 2009) except for BMS, Governor	-	○(#3)	At operation	JSC	one of four	
21*5	BFPT parameter assessment	○	- (no BFPT)	○ (#3)	○	- (no BFPT)	-	JST (Koizumi)	three of four	
22*5	Generator assessment		○(#4)	-	-	-	-	JST (Fujimori)	three of four	
23*5	Transformer assessment		○(#6)	-	-	-	-	JST (Fujimori)	three of four	
24*5	Analysis of present performance and performance decrease		-	-	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR5, three of four	
25*5	Plant performance test		-	-	-	-	-	At operation	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR8, three of four
26*5	Review and improvement of past and present O & M procedure		○(#4)	-	-	-	-	-	JST (Miyagi, Koizumi, Fujimori, Nakanishi, Hayakawa, Morooka)	TOR10, three of four
27	Financial analysis		-	-	-	-	-	-	JST(Yoshida)	TOR11, three of four
28*5	Improvement of plant performance and application		-	-	-	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR12, three of four
29	Preparation of CDM application		-	-	-	-	-	-	JST(Yotsumoto)	TOR13, three of four

○ : applied, -:not applicable yellow cell : selected (NO.8 to 29) gray cell : stopped the action

In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29),

*0: JST : JICA Study Team, JSC : Japanese Service Company, A : Alstom (Alstom Japan and NASL)

*1: B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine

*2: Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

*3: In spite of our reply as per e-mail dated 7th April, it was found through confirmation with a potential service company that we could not implement boiler RLA of Vindhyachal #7 due to the short period for contract and preparation work until unit shut down.

*4: Alstom UK, which is an only remaining company who can carry out NO.13 for GEC turbine, is not in the position of carrying out this work.

*5: In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29), all relating study should be carried out for the identical unit.

Table 5.1-5 Scope Matrix

No	Plant name	Korba #6(#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)	Required Condition	In charge #0	Remarks
1	Location (State)	Chatisgar	UP	UP	MP	UP	/	/	
2	Capacity (MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210			
3	Turbine Make	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU			
4	Boiler Make	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL			
5	Overhaul Scope #1	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP			
6	Age	#4:1987, #6:1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989	1999	#3 1999, #2 1989			
7	Shut down period #2	#4: 8 May - 16 June 2010	#4 : Feb 2010 (?) #6: 18 Oct - 11 Nov 2009	#2: April - May 2010	18July - 16Aug	#3: 1 Sep - 5 Oct #2: 18 Oct - 11 Nov 2009			
8	Diagnosis of boiler problem	-	-	-	○	-	At operation	JST(Miyagi,Morooka)	
9	Combustion simulation	-	-	-	○	-	-	JSC	
10	Boiler re-engineering	-	-	-	-	-	-	-	Alstom in USA and Indonesia are not in the position to carry out this work.
11*5	Boiler RLA	○	○(#6)	○(#2)	- *3	○ (#2)	At shut down	JSC	three of four
12*5	AH performance improvement	○	○(#4)	○	○	○	-	JST(Miyagi,Morooka)	two of five
13*5	Turbine RLA	○(#4)	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	three of four
14	Turbine steam path audit	○(#4)	○	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of three
15	MS/HTR/LTR piping assessment	○(#4)	- (-)	○(#2)	-	○	At shut down	Alstom	one of four
16	Seal fin replacement	○	○ (#4)	○	-	○	At shut down	JST	Procedure to be provided by JICA ST.
17	Turbine blade honing	-	-	-	-	-	-	-	Honing is blasting. Procedure and specification to be provided by JICA ST.
18	Condenser assessment	- (no trouble)	○ (#6)	- (no trouble)	-	- (no trouble)	At operation	JSC	one of four
19	Pump assessment	○ TDBFP(6B)	○ CWP (Stage 1)	○ MDBFP(2B), CWP(2B)	-	-	At operation	JSC	two of four
20	Control system assessment	- (Future renovation at next overhaul after 2009 is approved) all system	- (renovation ABB 2006) except for BMS, Governor	- (renovation Yokogawa 2009) except for BMS, Governor	-	○(#3)	At operation	JSC	one of four
21*5	BFPT parameter assessment	○(#6)	- (no BFPT)	○ (#3)	○	- (no BFPT)	-	JST(Koizumi)	three of four
22*5	Generator assessment		○(#4)	-	-	-	JST(Fujimori)	three of four	
23*5	Transformer assessment		○(#6)	-	-	-	JST(Fujimori)	three of four	
24*5	Analysis of present performance and performance decrease		-	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR5, three of four	
25*5	Plant performance test		-	-	-	-	At operation	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR8, three of four
26*5	Review and improvement of past and present O & M procedure		○(#4)	○(#2)	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Fujimori, Nakanishi, Hayakawa, Morooka)	TOR10, three of four
27	Financial analysis		-	-	-	-	-	JST(Yoshida)	TOR11, three of four
28*5	Improvement of plant performance and application		-	-	-	-	-	JST(Miyagi, Koizumi, Morooka)	TOR12, three of four
29	Preparation of CDM application		-	-	-	-	-	JST(Yotsumoto)	TOR13, three of four

○ : applied, - : not applicable

In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29),

*0: JST : JICA Study Team, JSC : Japanese Service Company, A : Alstom (Alstom Japan and NASL)

*1: B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine

*2: Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

*3: In spite of our reply as per e-mail dated 7th April, it was found through confirmation with a potential service company that we could not implement boiler RLA of Vindhyachal #7 due to the short period for contract and preparation work until unit shut down.

*4: Alstom UK, which is an only remaining company who can carry out NO.13 for GEC turbine, is not in the position of carrying out this work.

*5: In order to carry out Financial analysis(NO.27) and CDM application(NO.29), all relating study should be carried out for the identical unit.

第 6 章 設備診断の状況

6.1 ボイラー診断

Vindhyachal #7 ボイラー設備は、運開当初から主蒸気温度および再熱蒸気温度が設計温度に達しないことや主蒸気温度と再熱蒸気温度の左右アンバランスの状態が継続している。以下にこれまでの設備改造経緯を記述する。

Stage I :

ボイラー供給業者である BHEL は、2000 年 12 月から 2001 年 1 月の期間に調査・評価を行い、2002 年 3 月に以下のボイラー改造を行い蒸気温度に関する設備改造を行った。

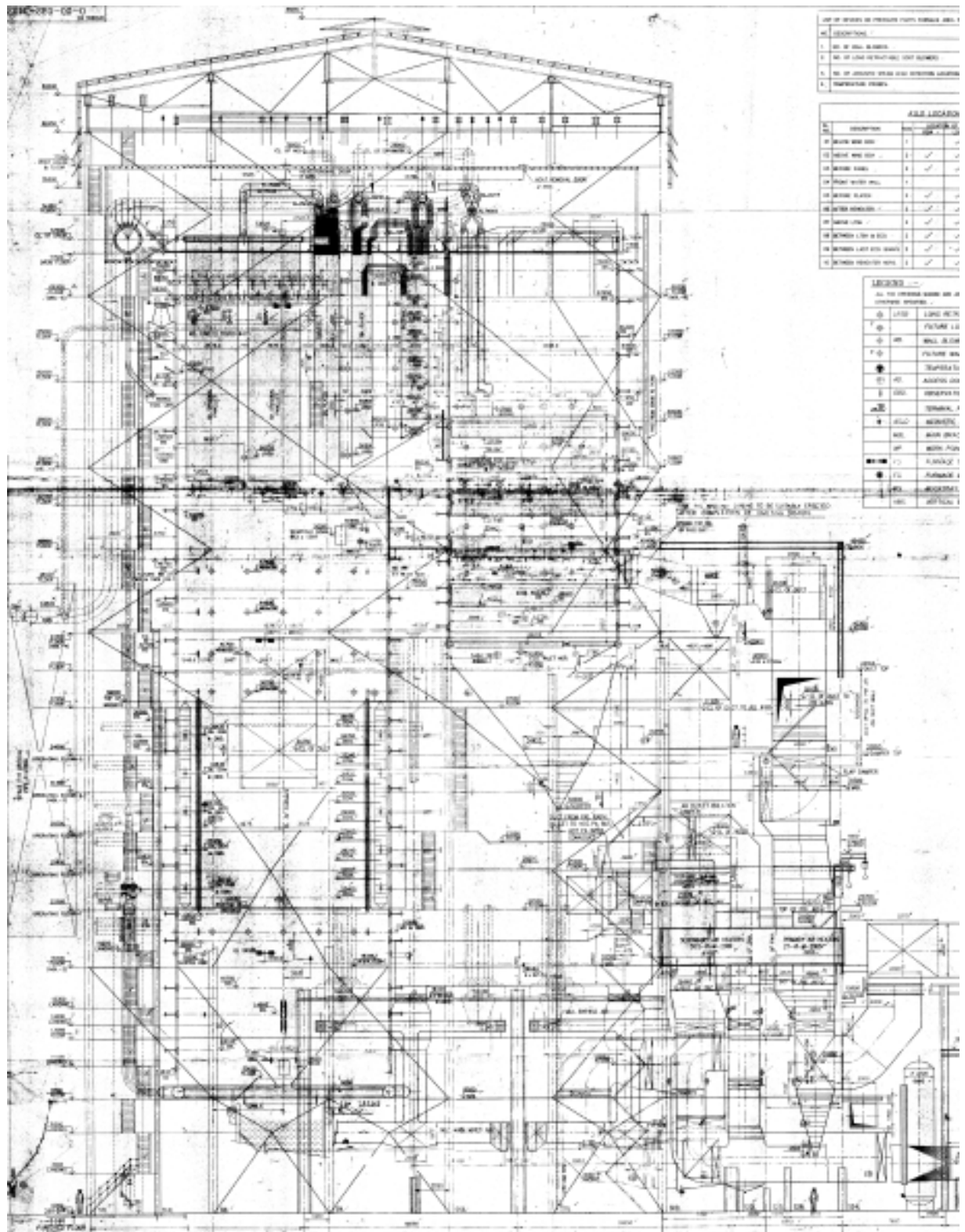
- 壁面過熱器 (Wall Superheater) (伝熱面積 : 922m²、配管 : 216 本) をボイラー火路前面側へ追加設置
- 74 個の再熱器パネル外側チューブ管を取り除く (伝熱面積削減 : 722m²)

Step II :

ボイラー改造を行ったにも係わらず、問題が継続していることから、以下の改造を 2005 年 5 月に再度実施した。

- 再熱器のメタル温度低減を目的にボイラーペントハウス内にある再熱器パネル (合計 74) のうち 44 個の Offset bend 配管 (54mm) を 44.5mm 配管へ取り替える。
- 左右の温度アンバランスを解消するために 75% サイズのオリフィスを再熱器出口ヘッダーへ取り付け。

(1) ボイラー設備図



(2) 火炉比較

日本と同型・容量ボイラーとの火炉比較を以下の表に示す。使用している石炭の燃料性状が異なるため、単純な比較はできない。しかしながら大きく異なる点は、Division SH に相当する過熱器のパネル数が日本の同型ボイラーの6パネル、パネルピッチ2.6m に対して Vindhyachal #7 の場合には、48 パネル、パネルピッチが 0.4m となっている。この部分は主に火炉からの放射熱の吸収と接触伝熱面部への排ガスが適正な流れおよび流速となるように設計を行うところである。密なパネルの配置が、放射熱の吸収と適正な流れを妨げているものと考ええる。

(3) 提案項目

現在の状況を勘案し、以下の改善を提案する。

過熱器伝熱面の増加

主蒸気温度および再熱蒸気温度が設計温度に達していない原因としては、壁面過熱器 (Wall Superheater) を追加したが、まだ火炉熱吸収量が多いためと考える。壁面過熱器 (Wall Superheater) をさらに火炉左右に追加して過熱器伝熱面積の増加と火炉熱吸収率の低減を図る。ボイラー全体の熱吸収バランスが変わるため、ボイラー供給業者による再設計が不可欠となる。

過熱器ヘッダー連絡管の左右交差接続

日本の同型のボイラーでは、排ガスの偏流を考慮して主蒸気温度の左右温度差をバランスさせるために、過熱器ヘッダー連絡管は Fig. 6.1-1 に示すとおり、左右に交差して接続する場合がある。Vindhyachal #7 の場合、Division SHとPlaten SHを結ぶ連絡管は交差することなく接続されているために、左右蒸気の温度差が出ているものと考ええる。したがって、当該連絡管を改造し、左右交差させることによって、主蒸気温度をバランスさせることが可能と考える。

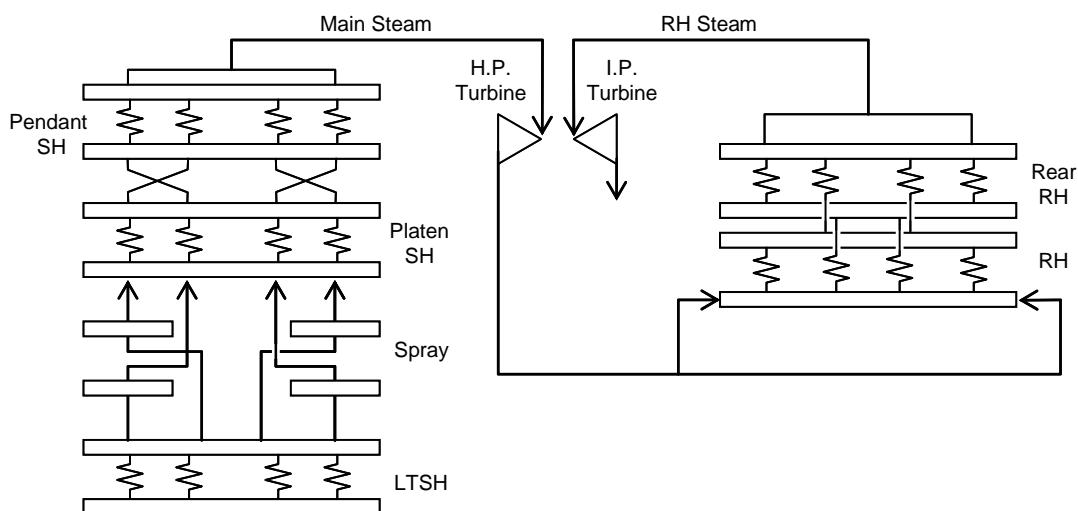


Fig. 6.1-1 Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan)

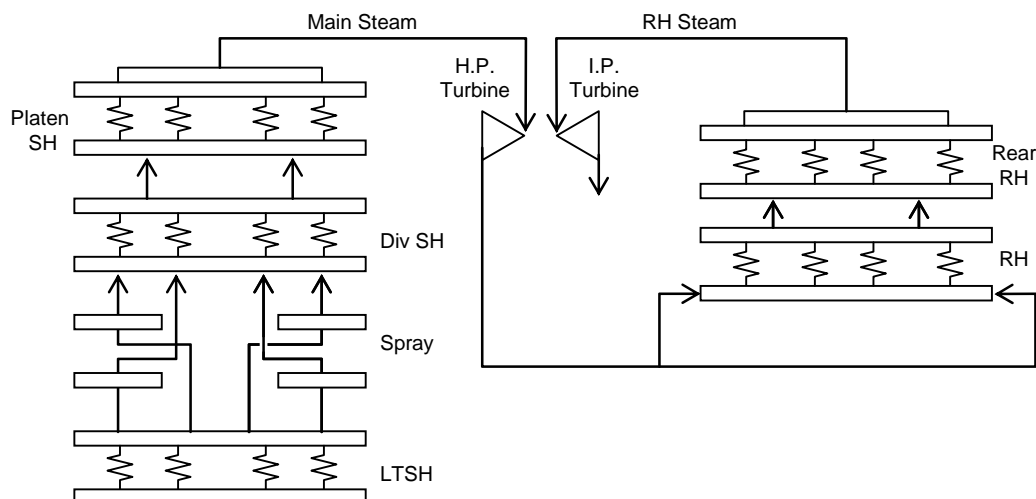


Fig. 6.1-2 Out line of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7)

6.2 燃焼シミュレーション

6.2.1 はじめに

燃焼シミュレーションは、ボイラーの形状と実際の操作条件を考慮して、ガス流速、粒子の軌跡、温度分布、酸素濃度および未燃炭素率を予測できる。また、操作条件は大きく変更できる。燃焼シミュレーションを用いたボイラーの診断は、操作または設計変更の有効性をその計算結果から評価するものである。そしてこれらのシミュレーションから得られた知見は、ボイラー性能改善のための実機テストのリスクを最小限にすることができるだろう。

このプロジェクトでは、NTPC Vindhyachal #7&8 ボイラーの改善検討を、微粉炭燃焼シミュレーターを用いて行った。その結果、主蒸気温度や RH 温度の改善およびそれらの左右温度差改善のためのいくつかの方法を提案した。

6.2.2 シミュレーション結果

(1) タンジェンシャルタイプのボイラーについての一般事項

大きなプラスマイナスのチルト角度は、炉内の旋回流れを混乱させる。このため、通常、チルト角度は、-5 度周辺で固定される。できる限り、-5 度周辺チルト角度を保つことが望まれる。

(2) 現状操作範囲の中の改善

チルト-10 度、Bottom ミルパターンで、比較的小さな左右偏差が予測された。いくつかの良好な条件がボイラーでテストされることに期待する。ただし、他の条件がいつも変わっているので、この条件がいつもベストを保つという確実さは無い。

(3) 小さな設備改造を伴った改善

スーパーヒータの組み合わせをクロスすることで、左右偏差は大幅に削減できる。もし、左右偏差の改善のみならば、この方法はコストミニマムでベストな方法だろう。しかしながら、この方法のみでは、主蒸気温度や再熱器メタル温度は改善できない。

(4) ガス体積の調整による改善

火炉収熱割合を低下させかつノーズ温度を下げる効果的な方法であることが確認できた。加えて、GR は酸素濃度よりも効果が大きいことがわかった。レヒータの収熱量も大きく改善できると予測された。これより、本方法は収熱パターンを改善できる可能性を持っている。しかしながら、このシミュレーションの対流伝熱部の予測精度はそれほど高くない。さらに、一次スーパーヒータ部分は解析していない。この観点から、本方法は可能性があるが、この評価は完全ではない。

従って、酸素濃度調整試験を行って、効果を確認することが望まれる。酸素濃度調整は現状の操作で可能だろう。この試験でよい傾向が見られた時、GR の効果はより確実になるだろう。

(5) 二段燃焼空気 OFA または AA による左右偏差の改善

良好なガス混合により、左右偏差改善の効果を期待した。しかしながら、今回実施したケースの範囲では、左右偏差の改善は確認できなかった。

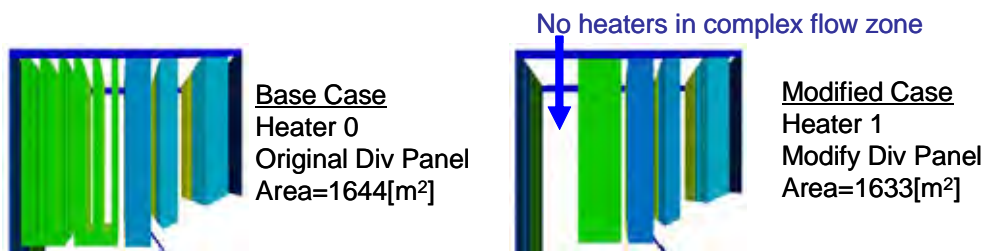
(6) Divisional Panel の変更による蒸気温度の改善

Heater 1 で次に示すよい効果が見つかった。(Fig. 6.2-1)

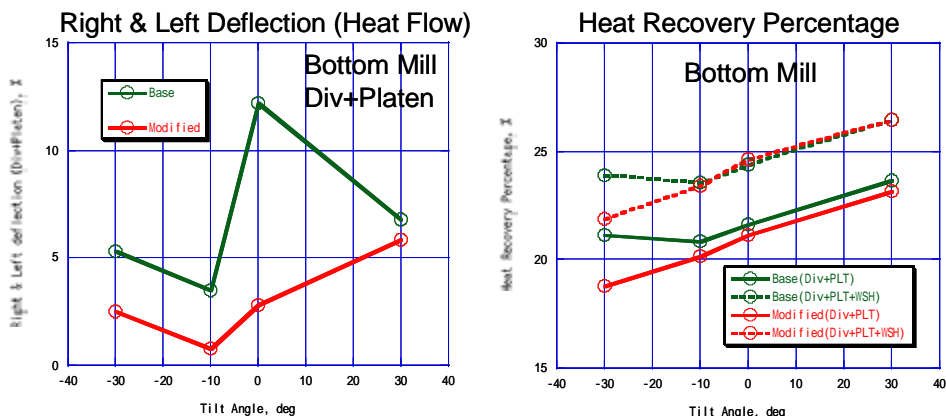
- スーパーヒータで左右偏差が大幅に減少する。
- スーパーヒータのクロスでさらに減少可能であった。
- レヒータゾーンの温度勾配が平滑化する。

しかしながら、スーパーヒータゾーンの収熱量はベースと変わらない。従って、すべての改善を満足するには、以下の案も同時に行う必要がある。

- スーパーヒータ伝熱面の調整
- 火炉壁側面の一部を Wall Super Heater に変える。
- 酸素濃度調整または排ガス再循環を行う。



We will be able to judge the effect by comparing Modified Case with Base Case.



Outline of the calculation process(5)
+ Evaluation of the newidea

Fig. 6.2-1 Outline of the Calculation Process (5) + Evaluation of the New Idea

NTPC Vindychal#7&8 ボイラーの燃焼シミュレーションから、いくつかの改善案を提示した。得られ良いアイデアの現実性について、最終的なエンジニアリングジャッジが行われることを期待する。

6.2.3 空気と燃料バイアスのシミュレーションケース検討(追加検討)

(1) 空気および燃料バイアスの計算結果(追加ケース)

Fig. 6.2-2 は、ガス流れおよび温度分布に与える左右二次空気をバイアスの効果を示す。バーナーレベルでは、バイアス率によって渦の中心がシフトする。しかしながら、ガスは巡回しながらノーズに向かうため、左右温度差への影響は、チルト角度やミルパターンなどに大きく依存する。Fig. 6.2-3 は、二次空気バイアスを変えたときのスーパーヒータゾーンの中の1,000 等温面を示す。良好な巡回が得られるBottomミル、Tilt = -10 では、その分布にほとんど変化が見られない。一方、巡回が弱いTopミル、Tile = +30 では、温度分布が左右に大きく変化する。このように、左右温度差に与える左右バイアスの効果は、他の条件により傾向が大きく異なることがわかった。

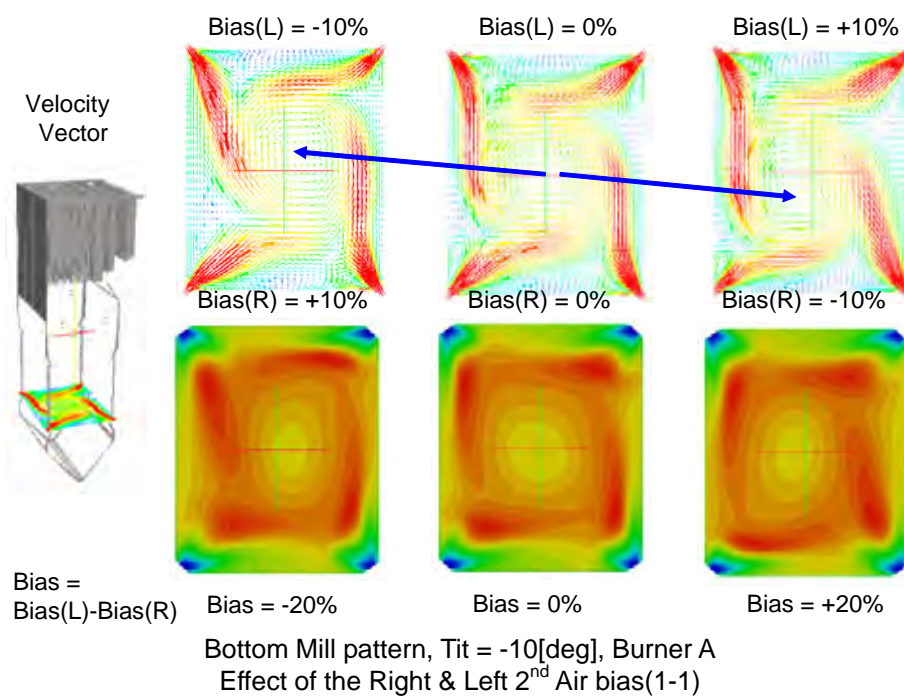


Fig. 6.2-2 Effect of the Right & Left 2nd Air Bias (1-1)

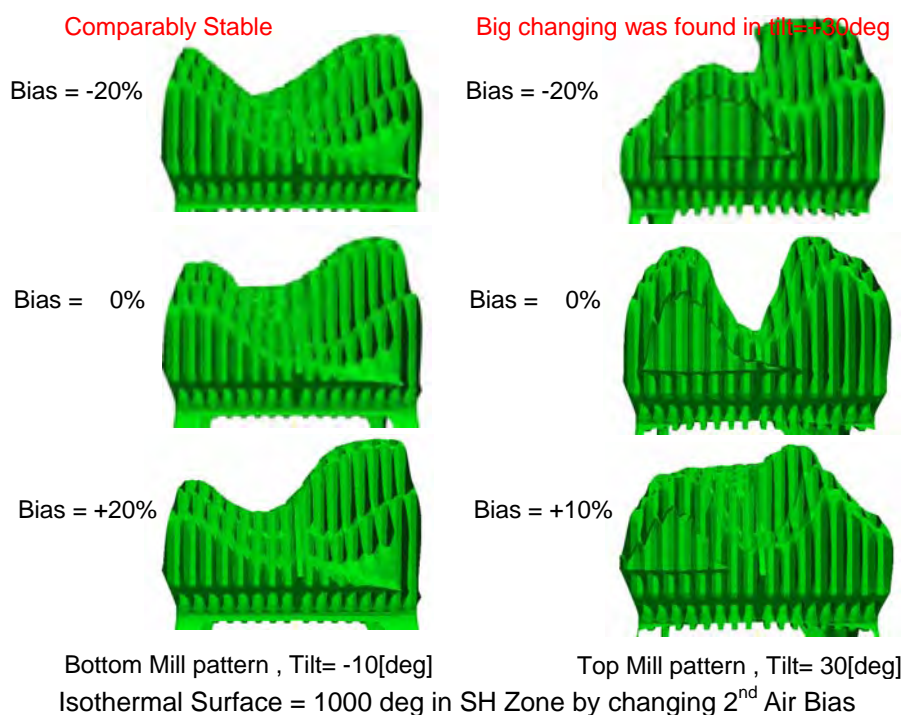


Fig. 6.2-3 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone by Changing 2nd Air Bias

1) 二次空気バイアスの効果

蒸気温度の左右偏差に与える二次空気バイアスの影響をまとめた。すべての条件で、偏差が、二次空気バイアスの増加を伴ってゆっくりと減少するのが理想である。しかしながら、左右温度差への影響は、チルト角度やミルパターンによって大きく異なることが明確にわかる。従っ

て、ローカルに良い領域を探すことは可能であるが、本操作で常に良い状態をキープするためのコントロールは難しいと考える。

Fig. 6.2-4 に、前回も示したスーパーヒータの組み合わせを示す。Fig. 6.2-5 は、左右偏差に与える二次空気バイアスの影響を、ヒータの組み合わせごとに示した。これらより、二次空気バイアスが変った条件においても、クロス2の組み合わせは、左右偏差に効果があることがわかった。また特に、クロス2および3の効果が大いことがわかる。

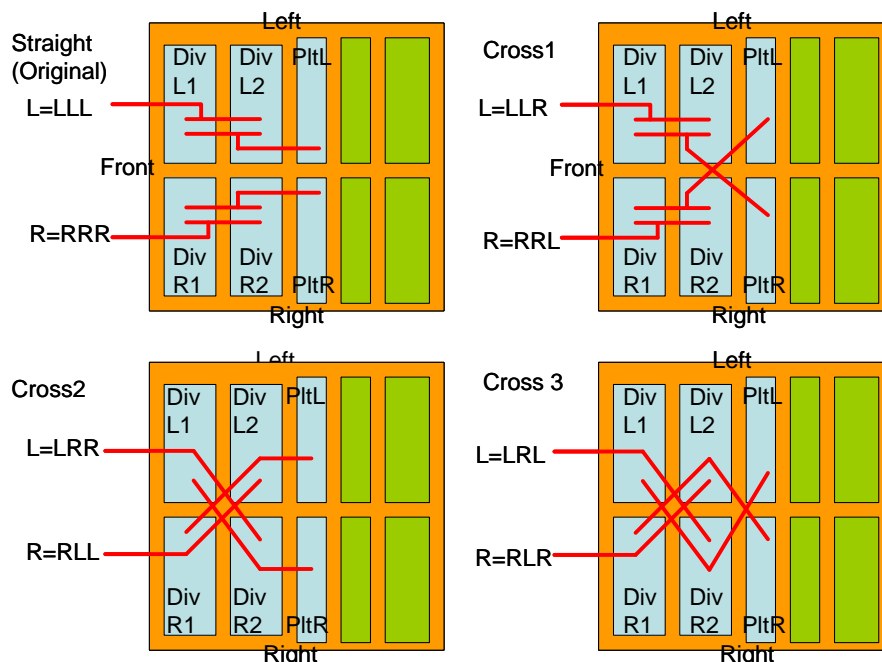
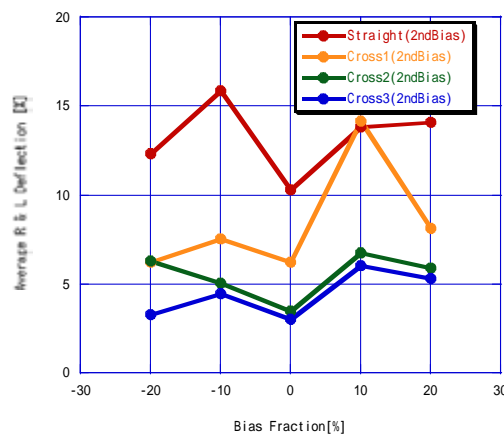


Fig. 6.2-4 Improvement of the R&L Deflection by Changing the Heater Combination (1)



Effect of the heater combination on the R & L Deflection under the bias condition

Fig. 6.2-5 Effect of the Heater Combination on the R&L Deflection under the Bias Condition

2) その他の効果とまとめ

その他のバイアス方式も、二次空気バイアスと同様な結果であった。

(2) 改善の提案

上記の検討結果より、以下のような改善提案事項が低コストで現実的な方法と考える。

- (a) 過熱器ヘッダー接続配管を左右交差させたものに改造する。
+クロス2とクロス3が最上の方法である。
- (b) 蒸気温度は、チルト角度を現状より上向きにして運用する。
+再過熱器のメタル温度に注意が必要。
- (c) ボトム2のミル組み合わせまたはミドルミル組み合わせを標準的なミル組み合わせとする。
+これらミルの組み合わせは再過熱器部で小さな温度勾配となる。

6.3 ボイラー余寿命診断

6.3.1 概要

ボイラー余寿命診断は、大きく発電効率に影響するものではないが、適切な余寿命診断の評価と対策の実施は、ボイラの寿命延伸を図ることやボイラーチューブの噴破事故を未然に防ぐこととなり、発電量の観点から大きく貢献するものである。

ボイラー余寿命診断は、5章で述べたように、モデルユニットの停止時期の変更に伴い対象ユニットが見直され、以下の2ユニットを対象に日本の調査会社である九電産業株式会社によって定期点検の停止期間中に実施された。

- 1) Singrauli power station #6 (2009年10月27日～11月1日)
- 2) Unchahar power station #2 (2009年11月4日～11月9日)

ボイラー余寿命診断の検査部位および検査項目は、第2次現地調査および検査着手前に調査団および九電産業調査員とNTPC間の協議に基づいて決定された。各ユニットのボイラー余寿命診断結果概要はTable 6.3-1およびTable 6.3-2のとおりである。

現地でデモンストレーションされた各検査の内、SUSスケール堆積検査技術、TOFD検査技術およびレプリカ詳細観察はカウンターパートの技術習得の要望が高いことから、技術移転の一環として2010年度にボイラー余寿命診断技術の国内研修を行った。

また、現地における調査速報においては以下のような意見交換を行った。

- ボイラーチューブ肉厚の管理方法について
日本のボイラーチューブ肉厚の管理方法では材料の許容応力から計算される必要肉厚を基準に切替えることを紹介した。
- ボイラー余寿命診断の日本とNTPCの相違点
NTPCでは日本の精密点検に分類される検査項目も含みあらゆる高温部品が検査の対象となっているのに対して、日本では最も過酷な部位に限定して検査がなされている。材料のク

リープ強度によって算出される設計寿命から診断対象とする部品に優先順位をつけることは可能であることを紹介した。

Table 6.3-1 Summery of Boiler RLA in Singrauli #6

対象部品	検査方法	検査結果
水冷壁管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・ショートストブローワー廻りに多数のエロージョンが認められた。 ・その他部位にはエロージョンは認められなかった。
	肉厚測定	<ul style="list-style-type: none"> ・各コーナー部近傍のショートストブローワー廻りの管、計 71 本の肉厚測定を実施。 ・肉厚測定最小値は 3.7mm であり、設計肉厚 5.6mm および必要肉厚 5.5mm を下回る管が認められた。
過熱器管 (Platen SH 管)	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・左から#4,5 パネルの自縛管同士の接触磨耗による減肉が認められた（最小値:2.8mm）。 ・#14 パネル SH 管最前列管との接触磨耗によるクーリングスペーサー管の減肉が認められた（最小値:5.0mm）。 ・その他パネル下部のパネルの並びの乱れおよびスライドスペーサの外れが認められた。
	肉厚測定	<ul style="list-style-type: none"> ・ストブローレレベルの外周管（後側）およびパネル下部の最外周管を主として、計 50 箇所の肉厚測定を実施。 ・設計肉厚を下回る箇所は認められなかった。
	SUS スケール堆積 検査	<ul style="list-style-type: none"> ・下部ベンド部を主として計 50 箇所の検査を実施。 ・SUS スケール堆積率 15%が 4 箇所、SUS スケール堆積率 10%が 3 箇所、それ以外は SUS スケール堆積率 10%未満であり、全般に SUS スケールの堆積は軽微であった。
	サンプル管調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左から#12 パネルの 3 番管をサンプル管として、内面スケール付着状況等調査を実施。
	クリーブ破断試験	<ul style="list-style-type: none"> ・上記サンプル管の母材部および溶接部のクリーブ破断試験を実施。 ・その結果、評価余寿命は母材部で 290,000 時間、溶接部で 150,000 時間であった。
再熱器管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・パネル下部のパネルの並びの乱れが多数認められた。 ・ストブロー近傍管にエロージョンは認められなかった。
	SUS スケール堆積 検査	<ul style="list-style-type: none"> ・下部ベンド部を主として計 50 箇所の検査を実施。 ・SUS スケール堆積率 15%が 1 箇所、それ以外は SUS スケール堆積率 10%未満であり、全般に SUS スケールの堆積は軽微であった。
	サンプル管調査	<ul style="list-style-type: none"> ・天井ハウジング内の左から#3 パネルの 1 番管および炉内の左から#14 パネル後ろから 5 番管をサンプル管として、内面スケール付着状況等調査を実施。
	クリーブ破断試験	<ul style="list-style-type: none"> ・上記サンプル管の内、炉内の左から#14 パネル後ろから 5 番管の母材部および溶接部のクリーブ破断試験を実施。 ・その結果、評価余寿命は母材部で 670,000 時間、溶接部で 610,000 時間であった。
過熱器管寄	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上、スタブおよびその他溶接部に異状は認められなかった。
	浸透探傷検査	<ul style="list-style-type: none"> ・Platen SH 入口管寄左から#5 パネルの 4 つのスタブ部の検査を実施。 ・割れによる浸透指示模様は検出されなかった。
	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左 Platen SH 出口管寄溶接部およびその近傍母材それぞれ 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は 140,000 時間であった。
過熱低減器	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左右過熱低減器の周溶接部それぞれ 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は左側過熱低減器、右側過熱低減器共に 100,000 時間であった。
再熱器管寄	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上、スタブおよびその他溶接部に異状は認められなかった。
	超音波探傷検査	<ul style="list-style-type: none"> ・右再熱器出口管寄の周溶接部の検査を実施。 ・微小キズによる信号は検出されたものの、欠陥と判断される信号は認められなかった。
	TOFD 検査 (超音波探傷検査)	<ul style="list-style-type: none"> ・右再熱器出口管寄の周溶接部の検査を実施。 ・微小なブローホールやスラグ介在物による信号は検出されたが、欠陥と判断される信号は認められなかった。
	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左右再熱器出口管寄の周溶接部それぞれ 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は左側再熱器出口管寄で 340,000 時間、右側再熱器出口管寄で 1,300,000 時間であった。
主蒸気管	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左側の主蒸気管の周溶接部から 2 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は最小で 21,000 時間であった。

Table 6.3-2 Summary of Boiler RLA in Unchahar #2

対象部品	検査方法	検査結果
水冷壁管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・ショートストブローワー廻りに多数のエロージョンが認められた。 ・ショートストブローワーレベルのコーナーおよびパーナー廻りの管に減肉・エロージョンが認められた。
	肉厚測定	<ul style="list-style-type: none"> ・上記エロージョン部で計 101 箇所の肉厚測定を実施。 ・最小値は 4.2mm であり、設計肉厚 6.3mm および必要肉厚 6.1mm を下回る管が認められた。
過熱器管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・パネル下部にスライドスペーサ外れおよびパネルの並びの乱れが認められた。 ・最上段ストブローワーレベルの外周管等に軽微なエロージョンが認められた。
	肉厚測定	<ul style="list-style-type: none"> ・最上段および 2 段目ストブローワーレベルの外周管を主として計 71 点の肉厚測定を実施。 ・設計肉厚を下回る箇所は認められなかった。
	SUS スケール堆積検査	<ul style="list-style-type: none"> ・29 本の下部ベンド管について各 3 箇所を検査を実施 (計 87 点)。 ・SUS スケール堆積率 15% が 4 箇所、SUS スケール堆積率 10% が 2 本、その他は SUS スケール堆積率 10% 未満であり、SUS スケールの堆積は軽微であった。
	サンプル管調査	<ul style="list-style-type: none"> ・炉内の Platen-SH パネルの左から #3 パネルの後ろから 8 番目管、Final-SH パネルの左から #1 パネルの後ろから 3 番目管および #119 パネルの後ろから 3 番目管をサンプル管として、内面スケール付着状況等調査を実施。
	クリーブ破断試験	<ul style="list-style-type: none"> ・上記サンプル管の Platen SH 管および Final SH 管 #119 管のそれぞれ母材および溶接部のクリーブ破断試験を実施。 ・その結果、評価余寿命は Platen SH 管母材部および溶接部でそれぞれ 7,800,000 時間、6,800,000 時間、Final SH 管母材部および溶接部でそれぞれ 41,000 時間、35,000 時間であった。
再熱器管	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・パネルの並びの乱れは認められなかった。 ・最上段ストブローワー近傍管に軽微なエロージョンが認められた。
過熱器管寄	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上、スタブおよびその他溶接部に異状は認められなかった。
	浸透探傷検査	<ul style="list-style-type: none"> ・Platen SH 入口管寄右から #3 パネルの 4 箇所のスタブの検査を実施。 ・割れによる浸透指示模様は検出されなかった。
	超音波探傷検査	<ul style="list-style-type: none"> ・Final SH 出口管寄右側周溶接部の検査を実施。 ・欠陥と判断される信号は認められなかった。
	TOFD 検査 (超音波探傷検査)	<ul style="list-style-type: none"> ・Final SH 出口管寄右側周溶接部の検査を実施。 ・表面から 80mm 近傍に微細なキズが連続的に検出されたが、欠陥と判断される信号は認められなかった。
	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・Final SH 出口管寄右側周溶接部 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は 270,000 時間であった。
過熱低減器	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・左右過熱低減器の周溶接部それぞれ 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は左側過熱低減器、右側過熱低減器共に 96,000 時間であった。
再熱器管寄	目視点検	<ul style="list-style-type: none"> ・外観上、スタブおよびその他溶接部に異状は認められなかった。
	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・RH 出口管寄左側周溶接部の 1 箇所、右側周溶接部の 2 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は左側周溶接部で 700,000 時間、右側周溶接部で 270,000 時間であった。
主蒸気管	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・右側の主蒸気管の 2 箇所の周溶接部のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は 69,000 時間であった。
高温再熱蒸気管	レプリカ調査	<ul style="list-style-type: none"> ・右側の高温再熱蒸気管周溶接部 1 箇所のレプリカ調査を実施。 ・その結果、最小評価余寿命は 240,000 時間であった。

6.4 空気予熱器(AH)効率改善(Air Heater Performance Improvement)

空気予熱器(AH)の効率改善については、Singrauli #4(出力 200MW)と Korba #6(出力 500MW)を対象に行った。

第 2 回の現地調査において、調査団および NTPC は、Korba #6 で空気漏洩が大きい 1 次空気予熱器を対象として調査を行うことで合意している(2 次空気予熱器は対象外)。性能試験の運転データをもとに空気予熱器の効率を算出した結果に基づき改善提案を日本の電力会社が採用したシステムなどを考慮して提案する。

6.4.1 Korba #6

Korba #6 の空気予熱器は 1 次 AH として 2 台、2 次 AH として 2 台が設置されており、A 系と B 系の 2 系統となっている。2 次 AH は、ユングストローム式空気予熱器で、縦型のバイセクター式の熱交換器である。今回の検討対象 AH は、空気漏洩の多い 2 次 AH について行う。

(1) 現在の状態診断

これまでの現地調査によると 6 号機の空気予熱器に関する問題点は以下のとおり。

- 1) 2 次 AH の空気漏洩率は設計値と同等になっているが、1 次 AH の空気漏洩率は、設計値の 2 倍以上となっている。
- 2) AH のセクタープレートに接触するソフトシールは定期点検時に取り換えているが、定期点検後 3 ~ 4 ヶ月には空気漏洩が増加する。
- 3) Korba における現地聞き取り調査によると、1 次 AH と 2 次 AH 間における不均衡な出口ガス温度は、ほとんどの排ガスが 2 次 AH 側に流れ込んでいる結果によるものであると考えられる。アッシュエロージョンのためにガイドベーンが機能せず 1 次 AH へ適切な排ガスの流れを確保できていない。

(2) 性能試験データによる効率診断

空気予熱器の効率について 2009 年 10 月 21 日に行われた性能試験データをもとに、空気漏洩率、温度効率を算定し、効率改善項目を検討した。

1) 試験条件

発電機負荷 500MW 一定を目標として石炭専焼運転において実施した。

2) 試験内容

温度および CO, CO₂, O₂ 測定は、空気予熱器空気入口、出口およびガス入口、出口の現地測定点から NTPC の性能試験要領書に基づいて実施した。

3) 算出結果に対する考察

性能試験データを以下の算出方法にて空気予熱器の効率および露点温度を算出した。

- 空気比(m)
$$m = \frac{21 - 0.062 \times (O_2)_{INL}}{21 - (O_2)_{INL}} \quad \text{定数 } 0.062$$
- AH 空気漏洩率：
$$\varepsilon = \frac{(O_2)_{OUTL} - (O_2)_{INL}}{21 - (O_2)_{OUTL}} \times 90$$
- AH 空気側温度効率：
$$\eta_A = \frac{t_{A2} - t_{A1}}{t_{G1} - t_{A1}} \times 100$$
- 修正 AH 出口ガス温度：
$$t_{G2'} = t_{G2} + \frac{\varepsilon}{100} \times 0.941 \times (t_{G2} - t_{A1})$$

$$\frac{\text{空気平均比熱}}{\text{ガスの平均比熱}} = \frac{C_{pa}}{C_{pg}} = 0.941$$
- 修正ガス温度効率：
$$\eta_{G'} = \frac{t_{G1} - t_{G2'}}{t_{G1} - t_{A1}} \times 100$$
- AH 平均温度効率：
$$\eta = \frac{\eta_A + \eta_G}{2}$$
- AH コールドエンドメタル温度：
$$t_{dew} = \frac{t_{G2} + t_{A1}}{2}$$

記号	単位	項目
t _{G1}	°C	AH 入口ガス温度
t _{G2}	°C	AH 出口ガス温度
t _{A1}	°C	AH 入口空気温度
t _{A2}	°C	AH 出口空気温度
(O ₂) _{INL}	%	AH ガス側入口 O ₂ 濃度
(O ₂) _{OUTL}	%	AH ガス側出口 O ₂ 濃度
M		空気比
ε	%	空気漏洩率
η _A	%	AH 空気側温度効率
t _{G2'}	°C	修正 AH 出口ガス温度
η _{G'}	%	修正 AH 出口ガス温度効率
η	%	AH 平均温度効率
T _{dew}	°C	AH 低温端平均温度

6.4.2 Singrauli #4

(1) 現在の状態診断

これまでの現地調査によると 4 号機の空気予熱器に関する問題点は以下のとおり。

- 1) すべてのラジアルシールを定期点検毎に交換している。ソフトシールを採用している。
- 2) 定期点検直後の空気漏洩率は適切なレベルになるが、3 から 4 ヶ月後には、漏洩率が増加する。
- 3) AH 外周側エロージョンが多い。

- 4) IDF の負荷は、定期点検直後は 90% (電流値：100～110A) であるが、定期点検直前においては 100% (電流値：140A) 程度まで増加する。
- 5) AH に関する問題は、供給される石炭の熱量が設計炭より約 25%低下したため、石炭量、空気量および灰量が増加したことに起因すると考えている。

(2) 性能試験データによる効率診断

空気予熱器の効率について 2009 年 10 月 14 日に行われた性能試験データをもとに、空気漏洩率、温度効率を算定し、効率改善項目を検討した。

1) 試験条件

発電機負荷 200MW 一定を目標として石炭専焼運転において実施した。

2) 試験内容

温度および CO, CO₂, O₂ 測定は、空気予熱器空気入口、出口およびガス入口、出口の現地測定点から NTPC の性能試験要領書に基づいて実施した。

3) 算出結果に対する考察

性能試験データを以下の算出方法にて空気予熱器の効率および露点温度を上記と同様な方法で算出した。

6.4.3 効率改善の提案

(1) 効率改善提案：セクタープレート駆動装置 (SDU) の採用

熱間時、AH のローターは高温側に伸びると同時に扇形に変形する。ローター内周に対して外周の肩の垂下をターンダウンと呼ぶが、ターンダウン量は一般にローター軸部の伸びより大きいので高温側ローター外周とセクタープレート間にギャップが生じる。(シールギャップ G と呼ぶ)。セクタープレート内周は、ローター軸部に連結されているため、ローター軸部の伸びに追従する。すなわち、高温側ローター取付けのラジアルシールとセクタープレートのギャップは、熱間時、細長い三角形になる。本装置は、セクタープレートの外周部をローターのターンダウン量に合わせ駆動させることにより、シールギャップを減少させることを目的としている。

(2) フローティングラジアルシール (FRS) の採用

高温ラジアルシール部におけるリーク量の削減が見込まれ、空気漏洩率を改善することが期待できる。本装置は、バネを活用して、ラジアルシール部分を伸縮する仕組みを作り、ローターのターンダウン量を考慮して設定したセクタープレートとの隙間を維持するものである。

(3) 効率改善提案：カーボンサーカムシール (CCS) の採用

空気予熱器の高温側 (空気出口、ガス入口) および低温側 (空気入口、ガス出口) 側のサーカムシールからの漏洩を削減するためにカーボンを用いたメタルタッチのシール方式に変更する。本装置は、高温および低温側のローターとハウジングの間に設置され、高い圧力の空気がローターとハウジングの間に流れ込み、その通路を経てガス側へ流れ込むこと防止する。

(4) 効率改善提案：AH 定期点検補修の見直し

現地調査によると対象発電所では、必要がある場合に限り定期点検時に点検を行っているとのことであった。

効率改善提案としては、日本の点検および補修に熟知した AH 製造元のエンジニアを対象ユニットの定期点検期間に招聘し、実際に AH の点検作業を実施する。この点検および補修によるリーク量削減の改善が見込まれる。

6.5 タービン余寿命診断

タービン余寿命診断は、2010年5月に Korba #4 を対象にアルストームジャパンと NASL によって実施された。調査によって明らかになった主な項目と推奨案は以下のとおり。



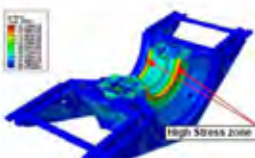


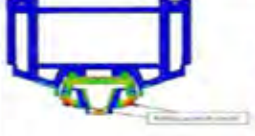
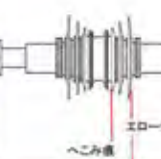

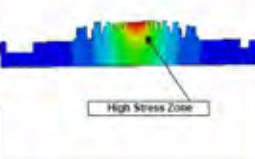
なお、タービン余寿命診断には、以下の内容が含まれる。

- 1) タービン余寿命診断
- 2) タービン蒸気通路診断
- 3) 主要配管診断（主蒸気、高温再熱蒸気、低温再熱蒸気、給水配管）





タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー(1/4)

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー											
NTPC Korba発電所4号機(500MW)タービンおよび配管診断、診断結果および推奨事項											
SI No	対象機器	破壊検査 (DT) および非破壊検査 (NDT)		蒸気流路診断 (SPA)		余寿命診断			結論	推奨事項	
		所見、状態診断		所見、状態診断		Larson Miller パラメータ (LMP)	金属材料検査 (RM)	有限要素解析 (FEA)			
1	内部車室 および 外部車室	<p>外観試験の結果、車室および配管には目立った腐食は見られませんでした。タービンファンの一部に腐食が見られましたが、受検中に修繕が行われました。</p> <p>シーマおよびカッピングへの磁粉探傷試験、透過探傷試験、超音波探傷試験の結果、腐食は見られませんでした。</p> <p>各種物分析の結果、腐食生成物の存在が認められました。但し、腐食生成物の量が認められず、運転時の水質が良好であることが確認できます。</p> <p>材料組織検査の劣化度合いはB-L、消費クリーブ寿命割合は0.101と判断されました。</p> <p>車室温度(蒸気入口側: 168~172 °F/76、蒸気出口側: 190~200 °F/88)</p>		<p>最高蒸気</p> <p>総出力時消費: 1350.3 kW, 50.86 kJ/kWh 最大出力時消費: 1256.9 kW, 26.63 kJ/kWh 消費度合い: 1591.4 kW, 24.23 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはB-L、寿命消費率は0.12となり、劣化度合いはLevel-1と判断されました。これより消費クリーブ寿命割合は0.181、すなわち18%の寿命が消費されているとの判定となります。</p>	<p># 蒸気入口と第1段車室間で応力が高くなっています (530 MPa- Peak transient stress)。</p> <p># 蒸気入口と第1段車室間で今後クラックが発生する可能性があります。</p>		<p>1) NDT/DTの結果、中圧タービンは良好な状態にあると判断できます。目立った損傷は確認できませんでした。</p> <p>2) 出力と効率のロス、主として真の表面粗さによるものです。最大のロスは14段高で確認されました。 IP Gen side, Stage - 14: 出力ロス = 266.9 kW IP Tur side, Stage - 14: 出力ロス = 266.9 kW</p> <p>3) FEAの結果、応力は材料の許容範囲内にあることを確認しました。クリープおよび疲労による劣化解析で、今後クラックの発生する可能性のあるホットスポットの存在を確認しました。今後、同様の解析を定期的に行う必要があります。</p> <p>4) DT/NDT, SPA, FEA, 疲労解析を総合しての判定として、ロータ寿命は14年、車室寿命は20年以上との結論を得ました。(今後の運転保守状況により寿命は影響を受けます。また真の寿命は考慮していません)</p>	<p>1) ホットスポット周辺は、定検中に状態を確認するとともに、材料組織検査の劣化度合いを判定して寿命を管理することを推奨します。</p> <p>2) 出力および効率ロスの主たる要因として、定検中には真の表面粗さに注目して清掃やサンドブラスト等を行うことを推奨します。</p> <p>3) 運路階で判定した寿命は、今後の運転保守状況やその他の各種要因によって大きく影響を受ける可能性があります。このため、同様の寿命診断を6年後に実施することを推奨します。</p>
		<p>車室温度(蒸気入口側: 168~172 °F/76、蒸気出口側: 190~200 °F/88)</p>		<p>インターミディエーション</p> <p>総出力時消費: 7.7 kW, 0.11 kJ/kWh 最大出力時消費: 136.3 kW, 2.09 kJ/kWh 消費度合い: 130.6 kW, 1.98 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはB-L、寿命消費率は0.12となり、劣化度合いはLevel-1と判断されました。これより消費クリーブ寿命割合は0.181、すなわち18%の寿命が消費されているとの判定となります。</p>	<p># 蒸気入口および最終段車室間で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。高温高圧の環境のため、入口側がよりクリティカルです。</p> <p># 蒸気入口周辺で今後クラックが発生する可能性があります。</p>			
2	ロータ	<p>外観試験の結果、ロータには腐食が見られませんでした。カッピングロータおよびカッターも良好な状態です。</p> <p>シーマおよびカッピングへの磁粉探傷試験、透過探傷試験、超音波探傷試験の結果、腐食は見られませんでした。</p> <p>各種物分析の結果、腐食生成物の存在が認められました。但し、腐食生成物の量が認められず、運転時の水質が良好であることが確認できます。</p> <p>材料組織検査の劣化度合いはB-L、消費クリーブ寿命割合は0.151と判断されました。</p> <p>ロータ温度(蒸気入口側: 204~210 °F/96、蒸気出口側: 221~223 °F/106)</p>		<p>最高蒸気</p> <p>総出力時消費: 196.7 kW, 2.83 kJ/kWh 最大出力時消費: 104.9 kW, 1.50 kJ/kWh 消費度合い: 196.7 kW, 2.83 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはB-L、寿命消費率は0.12となり、劣化度合いはLevel-1と判断されました。これより消費クリーブ寿命割合は0.181、すなわち18%の寿命が消費されているとの判定となります。</p>	<p># 蒸気入口および最終段車室間で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。高温高圧の環境のため、入口側がよりクリティカルです。</p> <p># 蒸気入口周辺で今後クラックが発生する可能性があります。</p>		<p>1) NDT/DTの結果、中圧タービンは良好な状態にあると判断できます。目立った損傷は確認できませんでした。</p> <p>2) 出力と効率のロス、主として真の表面粗さによるものです。最大のロスは14段高で確認されました。 IP Gen side, Stage - 14: 出力ロス = 266.9 kW IP Tur side, Stage - 14: 出力ロス = 266.9 kW</p> <p>3) FEAの結果、応力は材料の許容範囲内にあることを確認しました。クリープおよび疲労による劣化解析で、今後クラックの発生する可能性のあるホットスポットの存在を確認しました。今後、同様の解析を定期的に行う必要があります。</p> <p>4) DT/NDT, SPA, FEA, 疲労解析を総合しての判定として、ロータ寿命は14年、車室寿命は20年以上との結論を得ました。(今後の運転保守状況により寿命は影響を受けます。また真の寿命は考慮していません)</p>	<p>1) ホットスポット周辺は、定検中に状態を確認するとともに、材料組織検査の劣化度合いを判定して寿命を管理することを推奨します。</p> <p>2) 出力および効率ロスの主たる要因として、定検中には真の表面粗さに注目して清掃やサンドブラスト等を行うことを推奨します。</p> <p>3) 運路階で判定した寿命は、今後の運転保守状況やその他の各種要因によって大きく影響を受ける可能性があります。このため、同様の寿命診断を6年後に実施することを推奨します。</p>
		<p>ロータ温度(蒸気入口側: 204~210 °F/96、蒸気出口側: 221~223 °F/106)</p>		<p>インターミディエーション</p> <p>総出力時消費: 210.2 kW, 3.10 kJ/kWh 最大出力時消費: 104.9 kW, 1.50 kJ/kWh 消費度合い: 196.7 kW, 2.83 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはB-L、寿命消費率は0.12となり、劣化度合いはLevel-1と判断されました。これより消費クリーブ寿命割合は0.181、すなわち18%の寿命が消費されているとの判定となります。</p>	<p># 蒸気入口および最終段車室間で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。高温高圧の環境のため、入口側がよりクリティカルです。</p> <p># 蒸気入口周辺で今後クラックが発生する可能性があります。</p>			
		<p>ロータ温度(蒸気入口側: 204~210 °F/96、蒸気出口側: 221~223 °F/106)</p>		<p>インターミディエーション</p> <p>総出力時消費: 64.2 kW, 0.97 kJ/kWh 最大出力時消費: 26.2 kW, 0.40 kJ/kWh 消費度合い: 70.0 kW, 0.57 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはB-L、寿命消費率は0.12となり、劣化度合いはLevel-1と判断されました。これより消費クリーブ寿命割合は0.181、すなわち18%の寿命が消費されているとの判定となります。</p>	<p># 蒸気入口および最終段車室間で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。高温高圧の環境のため、入口側がよりクリティカルです。</p> <p># 蒸気入口周辺で今後クラックが発生する可能性があります。</p>			
3	ファスナ	<p>外観試験および透過探傷試験の結果、特筆すべき事象は見られませんでした。</p> <p>内部車室スタッドボルトの磁粉探傷試験の結果、シールドビーム探傷試験による特性は満足です。</p>		NA	NA	NA	NA	通常の状態(良好)にあるとの結論を得ました。	NA		
	No. 3 ベアリング	<p>外観試験の結果、特筆すべき事象は見られませんでした。透過探傷試験の際、エッジ部に腐食の痕跡が確認されましたが、超音波探傷試験を行い、内部腐食内であることを確認しました。</p>		NA	NA	NA	NA	各種試験の結果、今後8年間の運転に支障は無いと判断されました。	定検時に軸受けの検査を実施することを推奨します。特に、バレットメタルの状態状況に注意してください。		

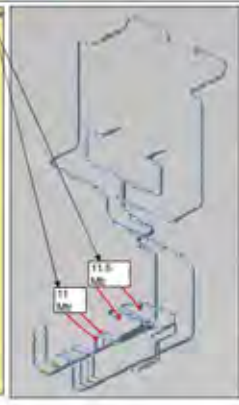
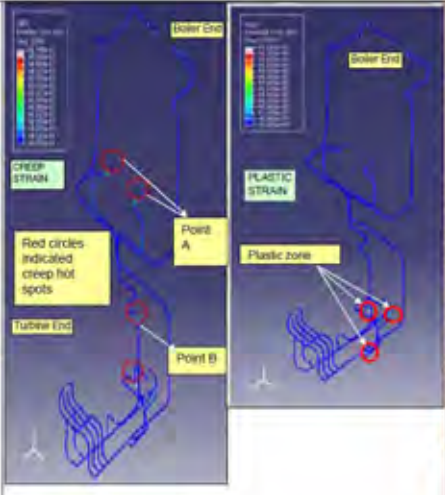

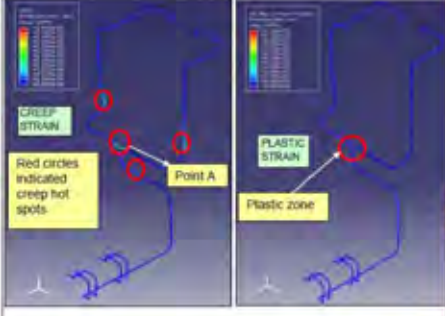

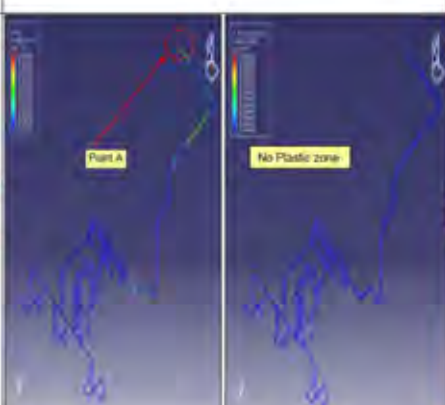
タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー (2/4)

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー NTPC Korba発電所4号機(500MW)タービンおよび配管診断、診断結果および推奨事項									
SI No	対象機器	破壊検査 (DT) および非破壊検査 (NDT)		蒸気流路診断 (SPA)		余寿命診断		結論	推奨事項
		所見、状態診断	所見、状態診断	所見、状態診断	所見、状態診断	Larson Miller パラメータ (LMP)	金属組織検査 (IM)		
4	車室	<p>内部支持面の腐蝕箇所によるエロージョン</p>  <p>※ 非破壊試験の結果、腐蝕部分にエロージョンが見られました。腐蝕部分には目立った損傷は見られませんでした。シーリングファンは、良好な状態です。</p> <p>※ 非破壊試験の結果、腐蝕部分にエロージョンが見られました。腐蝕部分には目立った損傷は見られませんでした。シーリングファンは、良好な状態です。</p>	<p>蒸気流路診断</p> <p>見込み値 見込み値 見込み値</p> <p>見込み値 見込み値 見込み値</p>		<p>考慮せず</p>	<p>考慮せず</p>	<p>有限要素解析 (FEA)</p>  <p>※ 第3段高周波で応力が高くなっています (256 MPa- Peak transient stress)。 ※ 第3段高周波で今後クラックが発生する可能性があります。</p> <p>上記の分析およびMiner's Ruleより、余寿命は11.3年と算定されました。</p>	<p>1) NDTおよびFEAの結果、応力は材料の許容範囲内にあることを確認しました。</p> <p>2) 出力と効率のロス、主として真の表面粗さによるものです。最大のロスは2段階で確認されました。 IP Gen side, Stage -2: 出力ロス = 486.2 kW IP Tur side, Stage -2: 出力ロス = 487.2 kW</p> <p>3) 疲労による劣化解析で、今後クラックの発生する可能性があるホットスポットの存在を確認しました。</p> <p>4) DT/NDT, SPA, FEA, 疲労解析を総合しての判定として、車室余寿命は20年以上との結論を得ました。(今後の運転保守状態により余寿命に影響を受けます。また真の寿命は考慮していません)</p>	
		<p>車室内のエロージョン</p> 	<p>蒸気流路診断</p> <p>見込み値 見込み値 見込み値</p> <p>見込み値 見込み値 見込み値</p>		<p>考慮せず</p>	<p>考慮せず</p>	<p>有限要素解析 (FEA)</p>  <p>※ 蒸気入口付近で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。 ※ 蒸気入口と第1段高周波で今後クラックが発生する可能性があります。</p> <p>上記の分析およびMiner's Ruleより、余寿命は11.3年と算定されました。</p>	<p>1) ホットスポット周辺は、定検中に状態を確認するとともに、材料組織検査の劣化度合いを判定して余寿命を管理することを推奨します。</p> <p>2) 真各部の試験および点検結果として、早急に行う必要がある事象はありません。但し、動員最終段は次回定検で交換の必要を認めます。</p> <p>1) 低圧タービン動員の状態は、総合的には良好であると判断されます。</p> <p>2) 渦流探傷試験の結果、動員のリーディングエッジにエロージョンが確認されました。</p> <p>3) 固有周波数試験の結果、低圧3段階の固有周波数は許容範囲にあることを確認しました。</p> <p>4) DT/NDT, SPA, FEA, 疲労解析を総合しての判定として、ロータ余寿命は20年以上との結論を得ました。(今後の運転保守状態により余寿命に影響を受けます。また真の寿命は考慮していません)</p>	
5	低圧タービン ロータ	<p>※ 蒸気入口付近 (TS-6 & GS-6) に複数のエロージョンが見られます。</p> <p>※ 蒸気入口付近 (TS-5 & GS-5) に複数のエロージョンが見られます。</p> <p>※ 蒸気入口付近 (TS-3 & GS-3) に複数のエロージョンが見られます。</p> <p>※ 渦流探傷試験の結果、動員のリーディングエッジにエロージョンが見られました。</p> <p>※ 渦流探傷試験の結果、動員のリーディングエッジにエロージョンが見られました。</p> <p>※ 渦流探傷試験の結果、動員のリーディングエッジにエロージョンが見られました。</p> <p>※ 渦流探傷試験の結果、動員のリーディングエッジにエロージョンが見られました。</p> <p>※ 渦流探傷試験の結果、動員のリーディングエッジにエロージョンが見られました。</p>	<p>蒸気流路診断</p> <p>見込み値 見込み値 見込み値</p> <p>見込み値 見込み値 見込み値</p> <p>見込み値 見込み値 見込み値</p>	 <p>エロージョン</p> 	<p>考慮せず</p>	<p>材料組織検査の劣化度合いはI-L、寿命消費率は0.1未満となり、劣化度合いはLevel-0と判断されました。これよりクリープ寿命の消費は10%未満との判定となります。</p>	<p>有限要素解析 (FEA)</p>  <p>※ 蒸気入口付近で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。 ※ 蒸気入口と第1段高周波で今後クラックが発生する可能性があります。</p> <p>上記の分析およびMiner's Ruleより、余寿命は4.7年と算定されました。</p>	<p>1) 低圧タービン動員の状態は、総合的には良好であると判断されます。</p> <p>2) 渦流探傷試験の結果、動員のリーディングエッジにエロージョンが確認されました。</p> <p>3) 固有周波数試験の結果、低圧3段階の固有周波数は許容範囲にあることを確認しました。</p> <p>4) DT/NDT, SPA, FEA, 疲労解析を総合しての判定として、ロータ余寿命は20年以上との結論を得ました。(今後の運転保守状態により余寿命に影響を受けます。また真の寿命は考慮していません)</p>	
		<p>ファスナ</p> <p>※ 非破壊試験の結果、腐蝕部分にエロージョンが見られました。腐蝕部分には目立った損傷は見られませんでした。シーリングファンは、良好な状態です。</p>	<p>NA</p>	<p>NA</p>	<p>考慮せず</p>	<p>NA</p>	<p>NA</p>	<p>通常の状態(良好)にあるとの結論を得ました。</p>	
6	No. 4 ベアリング	<p>※ 非破壊試験の結果、腐蝕部分にエロージョンが見られました。腐蝕部分には目立った損傷は見られませんでした。シーリングファンは、良好な状態です。</p>	<p>NA</p>	<p>NA</p>	<p>考慮せず</p>	<p>NA</p>	<p>各種試験の結果、今後5年間の運転に支障は無いと判定されました。</p> <p>定検時に軸受けの検査を実施することを推奨します。特に、バレット金属の剥離状況に注意してください。</p>		

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー(3/4)

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー NTPC Korba発電所4号機(500MW)タービンおよび配管診断、診断結果および推奨事項									
SI No	対象機器	破壊検査 (DT) および非破壊検査 (NDT)		蒸気流路診断 (SPA)	余寿命診断			結論	推奨事項
		所見、状態診断		所見、状態診断	Larson Miller パラメータ (LMP)	金属組織検査 (IM)	有限要素解析 (FEA)		
7	高圧遮断弁 (4基)	<p>※ 非破壊検査、非破壊検査は許容範囲内です (150-201 BH-NI)。</p> <p>※ 外観試験、透過試験の結果、スピンドル、コーン、シート、非破壊検査の目立った損傷(エロージョン、打痕等)は見られませんでした。</p> <p>※ 材料組織検査の劣化度合いはLevel-2と判断されました。消費クランプ寿命割合は0.442と判定されました。</p>		NA	考慮せず	材料組織検査の劣化度合いはLevel-2と判断されました。消費クランプ寿命割合は0.442と判定されました。すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります。	NA	IMの結果より寿命消費は44%と判定されました。これまでの運転期間が25年であることから、余寿命は20年以上と見込まれます。	目立ったエロージョンや損傷は認められませんが、保守および点検の機会毎に点検を実施することを推奨します。
	高圧制御弁 (4基)	<p>※ 非破壊検査、非破壊検査は許容範囲内です (155-188 BH-NI)。</p> <p>※ 外観試験、透過試験の結果、スピンドル、コーン、シート、非破壊検査の目立った損傷(エロージョン、打痕等)は見られませんでした。</p> <p>※ 材料組織検査の劣化度合いはLevel-2と判断されました。消費クランプ寿命割合は0.442と判定されました。</p>		NA	考慮せず	材料組織検査の劣化度合いはLevel-2と判断されました。消費クランプ寿命割合は0.442と判定されました。すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります。	NA	IMの結果より寿命消費は44%と判定されました。これまでの運転期間が25年であることから、余寿命は20年以上と見込まれます。	目立ったエロージョンや損傷は認められませんが、保守および点検の機会毎に点検を実施することを推奨します。
	中圧制御弁 (4基)	<p>※ 非破壊検査、非破壊検査は許容範囲内です (140-161 BH-NI)。</p> <p>※ 外観試験、透過試験の結果、スピンドル、コーン、シート、非破壊検査の目立った損傷(エロージョン、打痕等)は見られませんでした。</p> <p>※ 材料組織検査の劣化度合いはLevel-2と判断されました。消費クランプ寿命割合は0.442と判定されました。</p>		NA	考慮せず	材料組織検査の劣化度合いはLevel-2と判断されました。消費クランプ寿命割合は0.442と判定されました。すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります。	NA	IMの結果より寿命消費は44%と判定されました。これまでの運転期間が25年であることから、余寿命は20年以上と見込まれます。	目立ったエロージョンや損傷は認められませんが、保守および点検の機会毎に点検を実施することを推奨します。
	中圧遮断弁 (4基)	<p>※ 非破壊検査、非破壊検査は許容範囲内です (140-164 BH-NI)。</p> <p>※ IPSV 2への外観試験の際、軸に軽微な打痕が認められましたが、透過試験の結果、非破壊検査の目立った損傷(エロージョン、打痕等)は見られませんでした。</p> <p>※ 材料組織検査の劣化度合いはLevel-2と判断されました。消費クランプ寿命割合は0.442と判定されました。</p>		NA	考慮せず	材料組織検査の劣化度合いはLevel-2と判断されました。消費クランプ寿命割合は0.442と判定されました。すなわち44%の寿命が消費されているとの判定となります。	NA	IMの結果より寿命消費は44%と判定されました。これまでの運転期間が25年であることから、余寿命は20年以上と見込まれます。	目立ったエロージョンや損傷は認められませんが、保守および点検の機会毎に点検を実施することを推奨します。

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー(4/4)

タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー										
NTPC Korba発電所4号機(500MW)タービンおよび配管診断、診断結果および推奨事項										
SI No	対象機器	破壊検査 (DT) および非破壊検査 (NDT)	CAESAR II 解析 (熱間および冷間調査を含む)		寿命診断			結果	推奨事項	
		所見、状態診断	所見、状態診断	モデル、結果	Larson Miller パラメータ (LMP)	金属材料劣化 (IM)	有限要素解析 (FEA)			
1	主蒸気配管 ~ 高圧バイパス配管 ~ 再熱配管 ~ 低圧バイパス配管	<p>外観試験の結果、表面の損傷は見られませんでした。破断試験結果および超音波探傷試験の結果、目立った損傷は認められませんでした。</p> <p>主蒸気配管のペイントおよびパーライト試験の一部劣化が認められます。材料劣化の劣化度合いは3~4と判定されました。なお、クリープボイドは認められませんでした。</p>	<p>1) 解析の結果、最も応力の高い部位 (maximum risk node points) を右図に示します。</p> <p>2) No.MST-18のハンガースケールが脱落しています。</p> <p>3) HBP042のスプリングスケールが脱落した状態です。スプリングケーシングが脱落しています。</p> <p>4) CRH-17のスプリングには負荷がかかっています。</p> <p>5) CRH-20のハンガーが脱落しています。</p>	<p>CodeStress Ratio (N): 58.5 @Node 2140 Code Stress: 90.9132 MPa Allowable: 114.453 MPa (Sustained Load)</p> 	<p>各配管系統寿命 主蒸気配管 > 20 yrs. 再熱配管 > 20 years. 高圧バイパス配管 > 20 years.</p>	<p>材料劣化 (IM) の劣化度合いは3~4となり、寿命消費率は0.45となり、劣化度合いはLevel-2と判定されました。これより消費クリープ寿命割合は0.442、すなわち44%の寿命が消費されていると判定となります。</p>	<p>分析およびMiner's Ruleより、寿命は21年と算定されました。</p>		<p>1) FEAとIM による寿命の結果: >20 years 2) LMP から算出される寿命: 5.91 years.</p> <p>上記、寿命判定の手法による大きな差異は、LMP法を安全サイドからのアプローチで用いたために発生しています。これは、これまでの様々な運転条件下での運転履歴を考慮して安全率を1.25として算出していることによるものであり、クリティカルなものはFEAによりホットスポットと判定された部位に限られると考えられます。ちなみに、安全率を1.10とした場合、寿命は25年に延長されます。</p> <p>したがって、対象ユニットが下記条件を全て満たしている場合は、全体の寿命は20年程度あると考えられます。</p> <p>1) 運転圧力が設計圧力を越えたことが無いこと 2) ハンガーおよびサポートのセッティングを適正状態に修正すること 3) ホットスポットの状態監視を推奨事項どおりに行うこと</p> <p>なお、これとは別に再熱配管と高圧バイパス配管系統の寿命は、20年以上と判定されます。</p>	<p>FEAでホットスポットと判定された部位に対しては、年度毎に定期的な試験を行い、状態監視を行うことを推奨します。次の年度検検時には、ぜひとも実施ください。</p> <p>1. 金属材料劣化 (劣化度合いの判定) In Situ Metallography (IM) を知るための材料劣化レベル 2. 配管内部の測定 3. 高圧バイパス配管の割付によるひずみのオンラインモニタリング (寿命診断の精度向上) 4. EMAT - Electromagnetic acoustic transducer test の実施 (高周波数 (20MHz) の UT を実施して配管内部の表面腐食を診断できます) 5. ハンガーおよびサポートの修繕およびセッティングの修正</p>
2	再熱配管 ~ 低圧バイパス配管	<p>外観試験の結果、表面の損傷は見られませんでした。破断試験結果および超音波探傷試験の結果、目立った損傷は認められませんでした。</p> <p>再熱配管のペイントおよびパーライト試験の一部劣化が認められます。材料劣化の劣化度合いは3~4と判定されました。なお、クリープボイドは認められませんでした。</p>	<p>1) 解析の結果、最も応力の高い部位 (maximum risk node points) を右図に示します。</p> <p>2) LPBH13 と LPBPH-14 間の上下方向の拘束が無効状態になっています。ボルト増し締めが必要です。</p>	<p>CodeStress Ratio (N): 71.8 @Node 2275 Code Stress: 33.5433 MPa Allowable: 46.7169 MPa (Sustained Load)</p> 	<p>各配管系統寿命 再熱配管 > 20 years 低圧バイパス配管 > 20 years</p>	<p>材料劣化 (IM) の劣化度合いは3~4となり、寿命消費率は0.45となり、劣化度合いはLevel-2と判定されました。これより消費クリープ寿命割合は0.442、すなわち44%の寿命が消費されていると判定となります。</p>	<p>分析およびMiner's Ruleより、寿命は13.6年と算定されました。</p>		<p>解析結果より、対象配管系統の状態は良好だと判断されます。寿命は13.6年との結論を得ました。</p>	<p>今後5年間の運転に支障は無いものと思われる。5年後に同様の診断を実施し、状態の再確認および寿命算出精度の向上を図ることを推奨します。</p> <p>なお、ハンガーおよびサポートの修繕およびセッティングを行ってください。</p>
3	ボイラ給水配管	<p>外観試験の結果、表面の損傷は見られませんでした。破断試験結果および超音波探傷試験の結果、目立った損傷は認められませんでした。</p>	<p>1) 解析の結果、最も応力の高い部位 (maximum risk node points) を右図に示します。</p> <p>2) Feed control station 付近のハンガーは20mほどの高さに設置されておりアクセスできませんでした。外観試験の結果、損傷は認められませんでした。</p>	<p>CodeStress Ratio (N): 35.6 @Node 1175 Code Stress: 49.1261 MPa Allowable: 137.6641 MPa (Sustained Load)</p> 	<p>考慮せず</p>	<p>考慮せず</p>	<p>分析およびMiner's Ruleより、寿命は13.6年と算定されました。</p>		<p>解析結果より、対象配管系統の状態は良好だと判断されます。寿命は20年以上との結論を得ました。</p>	<p>今後5年間の運転に支障は無いものと思われる。5年後に同様の診断を実施し、状態の再確認および寿命算出精度の向上を図ることを推奨します。</p>

6.6 復水器真空低下調査

(1) 概要

2009年8月6日から10日まで、2台の復水器真空ポンプが連続して運転されている Singrauli #6 において、ヘリウムガスを使用した復水器への空気漏洩を検知する復水器真空度低下調査が富士電機システムズ調査チームにより実施された。130箇所を調査し、その結果、以下の重大な空気漏洩を発見するに至り、調査団は、NTPC に対して、これらの状況を報告し、適切な対応を実施するよう要請した。

Table 6.6-1 Summery of test result

No.	Test position	Air leak rate [kg/h]
1	A-BFPT gland sealing portion (Rear)	49.3
2	B-BFPT gland sealing portion (Rear)	23.5
3	LP turbine gland sealing portion (Packing and Bellow flange)	13.3
4	HP flush tank, flush box-1 and Drain flush tank B	12.3
5	Others	15.9
	Total	114.3

6.7 ポンプ診断

(1) 概要

西島製作所チームにより、イエツメーターによる温度測定の実験方法を用いたポンプ診断を実施する。

なお、調査対象ポンプは NTPC の要望により以下のとおり選定し、2009年10月に診断を実施した。

<u>Unit</u>	<u>Pump</u>	<u>Test Date</u>
1) Korba power station #6	Turbine driven BFP (6B)	October 21&22
2) Rihand power station #2	Motor driven BFP (2B)	October 13
	CWP (2B)	October 14
3) Singrauli power station Stage I	CWP (NO.09)	October 26&27

ポンプ診断は発電所稼働中に、ポンプの性能、ポンプ軸受温度・ポンプ振動を測定する。

1) Korba タービン駆動ボイラー給水ポンプ(6B)

診断結果と設計データとの比較を以下に示す。

Pump flow rate	(l/sec)	254.3
As-New Pump Head	(m)	2,316.5
Current Pump Head	(m)	2,168.0
Change from As-New	(%)	-6.4
As-New Pump to Power	(kW)	6,340.8
Current Pump to Power	(kW)	6,327.9
Change from As-New	(%)	-0.2
As-New Efficiency	(%)	82.1
Current Pump Efficiency	(%)	77.8
Change from As-New	(%)	-5.2

上記の性能差は、通常はウェアリングの磨耗による隙間の増加による。ポンプの全般的な更新により設計時の効率を達成することは可能である。

同じポンプについては、2年に1回の診断を実施すること、およびほかのポンプの診断を実施することを推奨する。

2) Rihand 電動ボイラー給水ポンプ(2B)

診断結果と設計データとの比較を以下に示す。

Pump flow rate	(l/sec)	267.7
As-New Pump Head	(kg/cm ²)	214.2
Current Pump Head	(kg/cm ²)	210.5
Change from As-New	(%)	-1.7
As-New Pump to Power	(kW)	6,945.0
Current Pump to Power	(kW)	7,840.7
Change from As-New	(%)	+12.9
As-New Efficiency	(%)	81.0
Current Pump Efficiency	(%)	70.5
Change from As-New	(%)	-13.0

上記の性能差は、通常はウェアリングの磨耗による隙間の増加による。ポンプの全般的な更新により設計時の効率を達成することは可能である。

同じポンプについては、2年に1回の診断を実施すること、およびほかのポンプの診断を実施することを推奨する。

3) Rihand 循環水ポンプ(2B)

診断結果と設計データとの比較を以下に示す。

Pump flow rate	(l/sec)	8,351.6
As-New Pump Head	(m)	26.4
Current Pump Head	(m)	25.1
Change from As-New	(%)	-4.9
As-New Pump to Power	(kW)	2,725.1
Current Pump to Power	(kW)	2,639.7
Change from As-New	(%)	-3.1
As-New Efficiency	(%)	85.1
Current Pump Efficiency	(%)	83.7
Change from As-New	(%)	-1.6

上記の性能差は、誤差範囲内なので、ポンプ性能は問題ないレベルと判断できる。

同じポンプについては、2年に1回の診断を実施すること、およびほかのポンプの診断を実施することを推奨する。

4) Singrauli Stage I CWP (09)

診断結果と設計データとの比較を以下に示す。

Pump flow rate	(m ³ /sec)	16,654.3
As-New Pump Head	(m)	24.4
Current Pump Head	(m)	25.5
Change from As-New	(%)	+4.5
As-New Pump to Power	(kW)	1,334.0
Current Pump to Power	(kW)	1,560.0
Change from As-New	(%)	+17.0
As-New Efficiency	(%)	83.0
Current Pump Efficiency	(%)	73.8
Change from As-New	(%)	-11.0

上記の性能低下は、誤差範囲を超えているので、ポンプ性能は許容できるレベルではない。ポンプの全般的な更新により設計時の効率を達成することは可能である。

同じポンプについては、2年に1回の診断を実施すること、およびほかのポンプの診断を実施することを推奨する。

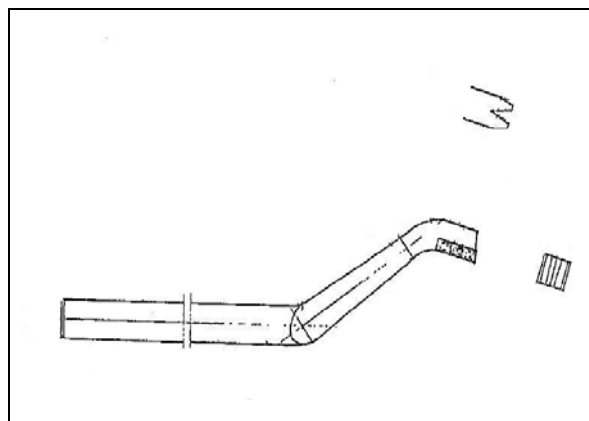
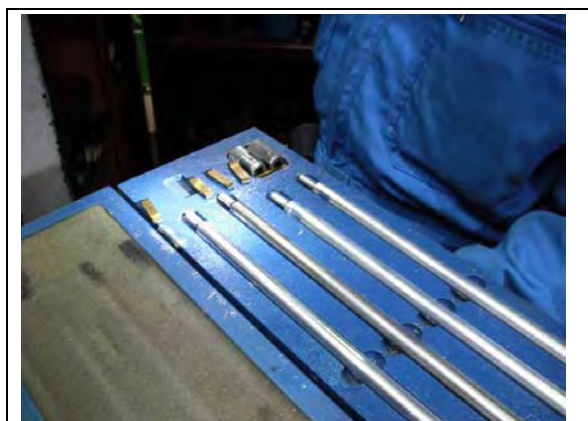
6.8 シールフィン更新

本業務は新たに NTPC から第 1 回現地調査において要請があったもので、日本における現場での技術を共有するために、技術者がタービンの定期点検に立ち会い、助言を行ってほしいとの要請であった。その後、いろいろな理由でこの要請を受けられないので、調査団は上記の業務を除

外するように要請したところ、NTPC から現場でのシールフィン調整の要領を提出するように要請を受けた。本項は、現場でのシールフィンの交換を含め、調整の要領について示す。

シールフィン調整要領

- 1) 定期点検においては、隙間の測定のみ行い、調整は実施しない。隙間が製造メーカーの定めた制限値を超えている場合には、シールフィンを交換する。
- 2) 隙間の調整以外の作業としては、フィン先端部の返りや割れが発生している部分を切除して、滑らかに仕上げる。以下に特殊工具の例を示す。



- 3) 現場でシールフィンの交換を行う場合には、まず、コーキングピースをグラインダーで削り取り、新しいフィンをつける。(添付の事例を参照)
- 4) フィンを交換後、フィン先端部と動翼先端部との隙間を、厚さゲージで測定し、動翼との接触を鉛線で確認する。
- 5) もし隙間が規定値より小さい場合には、ダイヤフラムの内面に沿って動く特殊工具により、隙間を研磨して調整することもできる。

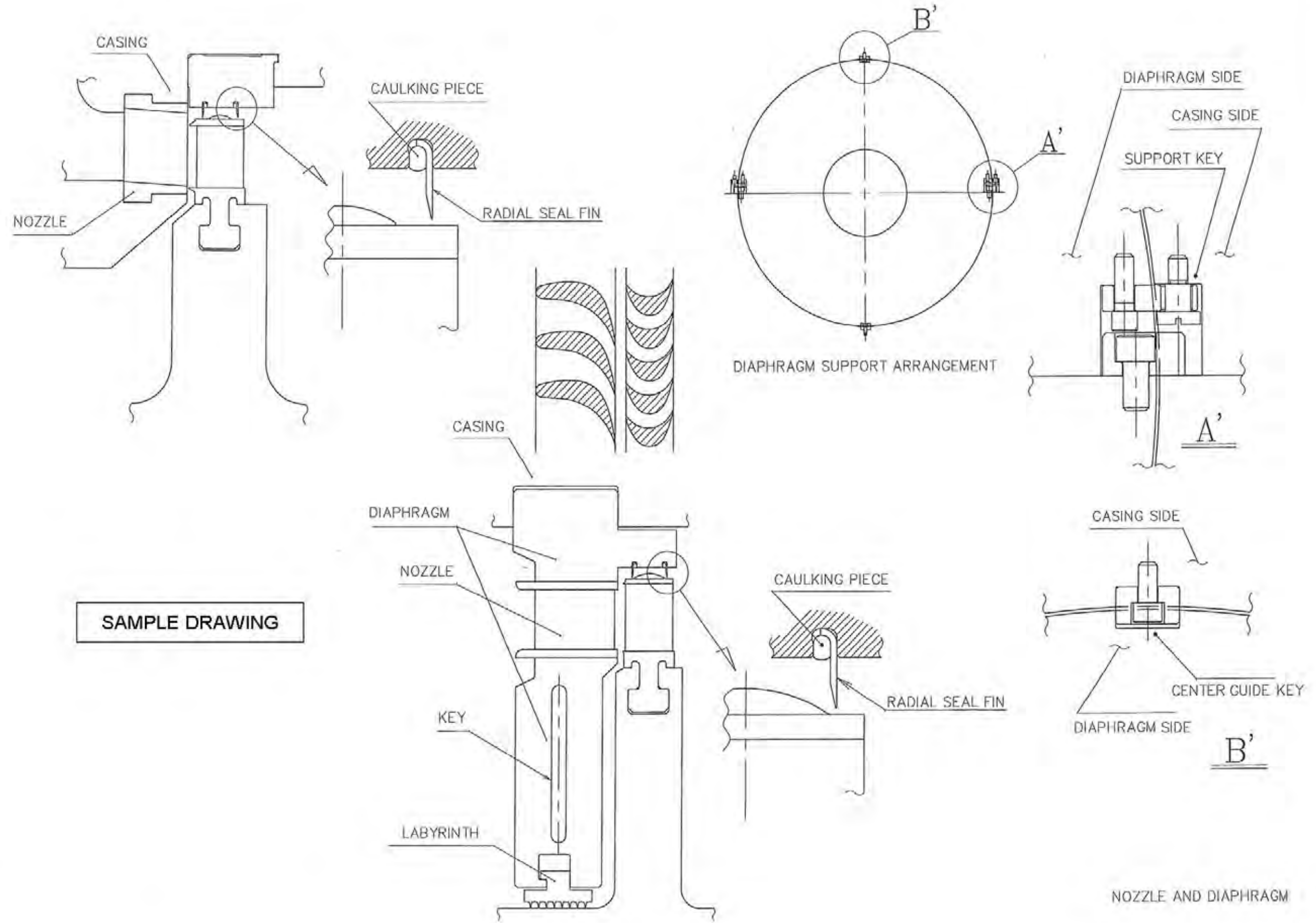


Fig. 6.8-1 Sample Drawing

6.9 制御装置診断

6.9.1 概要

(1) 目的

調査の目的は、発電所の主要設備の現状を確認し、制御装置および計装装置を更新または変更することで、信頼性・操作性および機能性向上の改善可能性について調査する。

(2) 対象ユニット

Unchahar #3

(3) スケジュール

2009年10月26～29日（4日間）

(4) 体制

調査団員および横河電機調査チームメンバー 合計6名

6.9.2 調査実施内容

- 発電所設備の調査（中央制御室、C&Iラボ室、現場計器等）
- 運転データ採取
- 制御関係技術者、オペレータからのヒアリング
- 制御性確認のための負荷変化試験等

6.9.3 評価

運転については、一部オートではなくマニュアル運転をしていたものの、問題ないレベルであり、負荷変化試験におけるプラント制御応答性も特段問題なかった。

計器の状態については、現場調査においても整然としており、動作状態等含め問題ないレベルであった。また、C&Iラボにおける校正方法、予備品管理についても問題なかった。

制御・計器分野（C&I）においては、既に現状において全体的に非常に高いレベルであり、更なるプラント効率向上および信頼性を向上させるには、最新の技術を導入していく必要がある。

6.9.4 改善提案および効果

灰分の高い石炭を使用していることによるボイラーチューブブリーク発生が大きな課題であり、対策として制御性改善による燃焼とスートブロウを最適化することが考えられる。期待される効果は以下のとおり。

改善提案	現状	改善後	期待される効果
燃焼およびスートブロウ最適化システム導入による石炭使用量および二酸化炭素排出量低減	-	導入	ボイラー効率 0.4～0.5%向上 二酸化炭素 10,000t/year 削減

また、副次的な効果として、停止回数減少による起動用燃料削減や低酸素運転によるボイラー損失低減が期待できる。

副次的効果	現状	改善後	期待される効果
停止回数減少による起動用燃料削減	-	-	起動用燃料 23kL/回削減
低酸素運転によるボイラー損失低減	3.8%	3.3%	燃焼状態改善により 石炭 3,234t/year 削減

6.10 BFPパラメーター診断

NTPC 要請により、Korba #6、Rihand #3 と Vindhyachal #7 について、運転データと設計値の比較により BFP タービン性能評価を行った。

調査団は、BFP と BFP タービンの設計値、性能曲線と運転データ提出を NTPC に要求した。

理論的には、タービンの排気エンタルピを求めることができないので、タービンの性能を評価することができない。従い、次の方法を適用した。

- 1) タービンの設計データを用いて、タービンの内部効率を求める。
- 2) この内部効率と運転データから、タービンの出力を求める。
- 3) 一方で、BFP については、運転データと設計ポンプ効率を使用して、出力と動力を求める。
- 4) 運転データが正しければ、タービン出力がポンプ動力より大きくなる。
- 5) その後、タービン、ポンプについて、どちらかまたは両方の効率低下を仮定して、出力と動力が一致する点を求める。

例えば、イエツメータテストにより正確にポンプ効率が測定できれば、より正確な診断が可能である。

(1) Vindhyachal #7

計算結果を下記に示す。BFP A については、ポンプ効率が設計値と同じとした場合、タービン効率が 1.3%低下した場合にタービン出力とポンプ動力が一致した。タービン・ポンプ双方の性能が同程度低下したと想定した場合には、タービンが 0.7%、ポンプが 0.6%、効率が低下した場合に、タービン出力とポンプ動力が同じとなった。BFP B については、ポンプ効率が設計値と同じとした場合、タービン効率が 5.8%低下した場合にタービン出力とポンプ動力が一致した。タービン・ポンプ双方の性能が同程度低下したと想定した場合には、タービンが 3%、ポンプが 3%、効率が低下した場合に、タービン出力とポンプ動力が同じとなった。

	CASE			Design Eff.	η_{Tin} : -1.3%	η_{Tin} : -0.7%
					η_p : Design	η_p : -0.6%
BFP A	Turbine	η_{in}	%	85.8	84.7	85.2
		Steam Flow	t/h	41.2	41.2	41.2
		Turbine output	kW	6601	6515	6556
	Pump	FW Flow	t/h	869	869	869
		BP efficiency	%	80.5	80.5	80
		BFP efficiency	%	80	80	79.5
Pump shaft power		kW	6515	6515	6556	
	CASE			Design Eff.	η_{Tin} : -5.8%	η_{Tin} : -3%
					η_p : Design	η_p : -3%
BFP B	Turbine	η_{in}	%	85.8	80.8	83.2
		Steam Flow	t/h	40.5	40.5	40.5
		Turbine output	kW	6468	6077	6264
	Pump	FW Flow	t/h	819	819	819
		BP efficiency	%	80.5	80.5	78.1
		BFP efficiency	%	80	80	77.6
Pump shaft power		kW	6076	6076	6264	

(2) Rihand #3

計算結果を下記に示す。タービン効率、ポンプ効率とも設計値を使用した場合、BFP A、BFP Bとも、ポンプ動力がタービン出力より約 6%大きい。そのため、ケーススタディはできなかった。給水流量または蒸気消費量に測定エラーがあると思われる。

CASE				Design Eff.
BFP A	Turbine	η_{in}	%	82.9
		Steam Flow	t/h	39.6
		Turbine output	kW	6173
	Pump	FW Flow	t/h	910
		BP efficiency	%	81.1
		BFP efficiency	%	81
Pump shaft power		kW	6533	
BFP B	Turbine	η_{in}	%	82.9
		Steam Flow	t/h	40.1
		Turbine output	kW	6241
	Pump	FW Flow	t/h	916.7
		BP efficiency	%	81.1
		BFP efficiency	%	81
Pump shaft power		kW	6584	

(3) Korba #6

タービンの蒸気消費量データが入手できなかったため、計算が実施できなかった。

6.11 発電機診断

6.11.1 診断対象設備

第 1 次および 2 次現地調査の結果、NTPC の要望により発電機診断(現在の状態診断および余寿命診断)を下記の発電機に対して実施することにした。

Table 6.11-1 Generators for Assessment

Unit	Main specifications
Korba #6	588 MVA, 16.2 kV, Stator: water cooled
Rihand #2	605 MVA, 20 kV, Stator: water cooled
Singrauli #4	235.3 MVA, 15.75 kV, Stator: water cooled

6.11.2 Korba #6 発電機の診断

Korba #6 では発電機固定子に冷却水が入ったままで試験が実施されており、無意味なものとなっている。その試験結果を Table 6.11-2 に示す。

Table 6.11-2 IR Test and PI Test Results

Test item	Test record	Evaluation	Remark
Current condition assessment			
IR test	0.0628930 MΩ	Not available	
PI test	0.994	Not available	= IR (8 min) / IR (1 min)
RLA			
PI test	–	Not available	

6.11.3 Rihand #2 発電機の診断

試験結果を Table 6.11-3 に示す。

Table 6.11-3 IR Test and PI Test Results

Test item	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	3-phase	1000 MΩ	Good	JP ≥ 50 MΩ, NTPC ≥ 21 MΩ
PI test	3-phase	3.75	Good	JP, NTPC ≥ 2.0
Tanδ test (ΔTanδ)	R	0.0074	Good	JP: Δtanδ < 2.5%
	Y	0.0108	Good	
	B	0.0124	Good	
Remaining life assessment				
PI test	3-phase	–	Not available	Variations in PI data
Tanδ test	–	–	Not available	No more than one test result

6.11.4 Singrauli #4 発電機の診断

試験結果を Table 6.11-4 に示す。

Table 6.11-4 Current Status Assessment and RLA

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	R	3100 MΩ	Good	JP ≥ 50 MΩ, NTPC ≥ 17 MΩ
	Y	3500 MΩ	Good	
	B	1900 MΩ	Good	
PI test	R	2.58	Good	JP, NTPC ≥ 2.0
	Y	2.86	Good	
	B	2.11	Good	
Tanδ test (ΔTanδ)	R	0.0001	Not available	JP: Δtanδ < 2.5% The test voltage is low.
	Y	-0.0003	Not available	
	B	0.0002	Not available	
Partial discharge test	–	–	Not available	The evaluation items differ from those in Japan. No explanation given.
RLA				
		Operation years	Year	
PI test	R	32 years	2015	Up to the caution level ^{*1}
		39 years	2022	Up to the danger level ^{*1}
	Y	29 years	2012	Up to the caution level ^{*1}
		36 years	2019	Up to the danger level ^{*1}
	B	–	Not available	The PI data does not show a deteriorating trend.
Tanδ test	All phases	–	Not available	The test voltage is low.

*1: Possibly due to variations in the stator dryness

6.12 主変圧器の診断

6.12.1 診断対象設備

第1次および2次現地調査の結果、NTPCの要望により主変圧器診断（現在の状態診断および余寿命診断）を下記の変圧器に対して実施することになった。

Table 6.12-1 Units for Transformer Assessment

Unit	Main specification
Korba #6	Single phase 200 MVA × 3 units, OFAF, Sealed type
Rihand #2	Single phase 201.7 MVA × 3 units, OFWF, Sealed type
Singrauli #6	Single phase 200 MVA × 1 unit, OFWF, Sealed type

6.12.2 Korba #6 主変圧器の診断

評価結果を Table 6.12-2 に示す。

Table 6.12-2 Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	R	3500 MΩ	Good	Smallest value among the values measured between High Voltage–Ground, Low Voltage–Ground, and High Voltage–Low Voltage JP ≥ 80 MΩ
	Y	3500 MΩ	Good	
	B	3250 MΩ	Good	
Dissolved gas analysis	R	–	Good	
	Y	–	Good	
	B	–	Good	
CO+CO ₂ analysis	R	0.4305 mL/g	Caution	Caution ≥ 0.2 mL/g
	Y	0.5082 mL/g	Caution	Danger ≥ 2.0 mL/g
	B	0.5943 mL/g	Caution	
Furfural analysis	R	0.00389 mg/g	Caution	Caution ≥ 0.0015 mg/g
	Y	0.00467 mg/g	Caution	Danger ≥ 0.015 mg/g
	B	0.00312 mg/g	Caution	
RLA				
		Operation years	Year	
CO+CO ₂ analysis	R	53.7	Sep.-2042	Up to the average service life ^{*1}
	Y	45.5	Jul.-2034	
	B	38.9	Dec.-2027	
Furfural analysis	R	44.5	Jul.-2033	Up to the average service life ^{*2}
	Y	37.1	Feb.-2026	
	B	55.7	Aug.-2044	

*1: The average service life point was set to 1.1 mL/g, which is the average between the caution level (0.2 mL/g) and the danger level (2.0 mL/g).

*2: The average service life point was set to 0.00825 mg/g, which is the average between the caution level (0.0015 mg/g) and the danger level (0.015 mg/g).

6.12.3 Rihand #2 主変圧器の診断

評価結果を Table 6.12-3 に示す。

Table 6.12-3 Current Condition Assessment and RLA for Rihand#2 GT

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	R	707 MΩ	Good	Smallest value among the values measured between High Voltage–Ground, Low Voltage–Ground, and High Voltage–Low Voltage JP ≥ 80 MΩ
	Y	979 MΩ	Good	
	B	835 MΩ	Good	
DGA	R	–	Good	
	Y	–	Good	
	B	–	Good	
CO+CO ₂ analysis	R	0.95 mL/g	Caution	Caution ≥ 0.2 mL/g
	Y	0.90 mL/g	Caution	Danger ≥ 2.0 mL/g
	B	0.97 mL/g	Caution	
Furfural analysis	R	0.16328 mg/g	Danger	Caution ≥ 0.0015 mg/g
	Y	0.07161 mg/g	Danger	Danger ≥ 0.015 mg/g
	B	0.07161 mg/g	Danger	The measured values are not reliable.
RLA				
		Operation years	Year	
CO+CO ₂ analysis	R	23.9	41395	Up to the average service life ^{*1}
	Y	25.1	Jul.-2014	
	B	23.4	Nov.-2012	
Furfural analysis	R	–	Not available	Up to the average service life ^{*2}
	Y	–	Not available	The measured values are not reliable.
	B	–	Not available	

*1: The average service life point was set to 1.1 mL/g, which is the average between the caution level (0.2 mL/g) and the danger level (2.0 mL/g).

*2: The average service life point was set to 0.00825 mg/g, which is the average between the caution level (0.0015 mg/g) and the danger level (0.015 mg/g).

6.12.4 Singrauli #6(R相)主変圧器の診断結果

評価結果を Table 6.12-4 に示す。

Table 6.12-4 Current Status Assessment and RLA for Singrauli#6 GT

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	HV-LV	800 MΩ	Good	HV: High voltage coil, LV: Low voltage coil E: Earth JP ≥ 80 MΩ
	HV-E	500 MΩ	Good	
	HV-LV	800 MΩ	Good	
DGA	R	–	Good	
CO+CO ₂ analysis	R	1.38 mL/g	Caution	JP Caution ≥ 0.2 mL/g JP Danger ≥ 2.0 mL/g
Furfural analysis	R	0.0283 mg/g	Danger	JP Caution ≥ 0.0015 mg/g JP Danger ≥ 0.015 mg/g The measured values are not reliable.
RLA				
		Operation years	Year	
CO+CO ₂ analysis	R	18	Jun-2005	Up to the average service life ^{*1}
		32.7	Sep-2019	Up to the danger level
Furfural analysis	R	–	Not available	Up to the average service life ^{*2} The measured values are not reliable.

*1: The average service life point was set to 1.1 mL/g, which is the average between the caution level (0.2 mL/g) and the danger level (2.0 mL/g).

*2: The average service life point was set to 0.00825 mg/g, which is the average between the caution level (0.0015 mg/g) and the danger level (0.015 mg/g).

6.12.5 Korba #6 主変圧器の診断結果 (3年次)

4次調査時に NTPC の要望により、Korba #6 主変圧器の診断が追加となった。

評価結果を Table 6.12-5 に示す。

Table 6.12-5 Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT (2010)

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
Dissolved gas Analysis	R	–	Good	
	Y	–	Good	
	B	–	Good	
CO+CO ₂ analysis	R	0.4400 mL/g	Caution	Caution ≥ 0.2 mL/g
	Y	0.5194 mL/g	Caution	Danger ≥ 2.0 mL/g
	B	0.6074 mL/g	Caution	
Furfural analysis	R	0.00463 mg/g	Caution	Caution ≥ 0.0015 mg/g
	Y	0.00541 mg/g	Caution	Danger ≥ 0.015 mg/g
	B	0.00386 mg/g	Caution	
RLA				
		Operation years	Year	
CO+CO ₂ analysis	R	53.7	Sep.-2042	Up to the average service life ^{*1}
	Y	45.5	Jul.-2034	
	B	38.9	Dec.-2027	
Furfural analysis	R	38.2	Mar-2027	Up to the average service life ^{*2}
	Y	32.8	Oct-2021	
	B	45.9	Nov-2034	

*1: The average service life point was set to 1.1 mL/g, which is the average between the caution level (0.2 mL/g) and the danger level (2.0 mL/g).

*2: The average service life point was set to 0.00825 mg/g, which is the average between the caution level (0.0015 mg/g) and the danger level (0.015 mg/g).

6.13 現状性能と性能劣化状況の分析

6.13.1 概要

(1) ボイラー性能試験に対する調査団と NTPC の相違点

Table 6.13-1 Differences in the Boiler Performance Test Procedure between Study Team and NTPC

No.	Item	[frequency of test]	
		Study team	NTPC
1	Boiler performance	Measured.[once per year]	Measured. [once per month]
2	AH performance	Not measured. [as necessary]	Measured. [once every 3 months]
3	Coal ultimate analysis	By analysis.	By formula using proximate analysis
4	Flue gas analysis	By gas analyzer (Utilizing “Orsat”, “simple gas analyzer” for checking purpose only).	By portable gas analyzer
5	Frequency of reading	Once every 30 minutes in a two hour test	More frequent reading than Study team

(2) タービン性能試験に対する調査団と NTPC の相違点

Table 6.13-2 Differences Turbine Performance Test Procedure between JICA ST and NTPC

No.	Item	Study team	NTPC
1	Test item	Only turbine heat rate [once per year]	Turbine heat rate [once per month] HP&IP cylinder efficiency [once every 6 months] Condenser performance [once per month] HP heater performance [once per month or once every 3 months]
2	Frequency of reading	Once every 30 minutes in a two hours test	More frequent reading than Study team

(3) 性能試験実施の相違点

第3次現地調査時において、調査団は Korba #6、Singrauli #4、Rihand #2 を対象に性能試験の実施状況を調査した。調査団は、NTPC と調査団の性能試験実施の相違点について以下にまとめた。

Table 6.13-3 Differences in the Actual Performance Test Practices between Study Team and NTPC

No.	Item	Study team	NTPC
1	Test Implementation Team	A) Organization: Operation Section B) Implementation: Subsidiary Company and Service Provider	Organization: EEMG Implementation: EEM Group
2	Preparation of Test (day before)	A) Confirmation of measurement data value B) Calibration of Instrument/measurement devices, as necessary	A) Not applied. B) Not applied.
3	Test implementation	A) Meeting with relevant parties before start of test B) Confirmation of Operating conditions of test run C) Calibration of Gas analyzer D) Measurement timing is notified by paging every hour for ash sampling/local indicators value E) Field Measurement * Flue Gas Composition & Temp * Coal sampling * Fly Ash sampling * Bottom Ash sampling	A) Not applied B) Load is not fixed at rated out put C) Same as Study team D) Not applied E) Same as Study team

試料採取

試験時の使用燃料である石炭の採取（サンプリング）は、給炭機前などから取り出していた。採取した石炭は、袋に詰めて分析室へ運んでいた。

調査団においては、採取した石炭は、石炭水分の変動が起こらないように、ビニール袋で密閉した後に分析室へ運んでいる。



Fig. 6.13-1 Coal Sampling Plastic Bag

石炭灰（フライアッシュ）の採取（サンプリング）は、電気集塵機（ESP）の一段目のホッパより採取している。ホッパから灰採取を行うたびに、フライアッシュが採取トレイからこぼれ落ち、その灰が周囲に舞い上がる状態となる。また、灰の採取量が個々のホッパで異なっている。

Korba #6 では、緊急灰排出ラインから灰を採取していたことを現地立会調査時に調査団が指摘した。これまで採取した灰は性能試験以前のものであるため、通常灰排出ラインからの採取を再度実施した。そのために性能試験の時間を延長している。

調査団においては、以下の写真のとおり灰採取用取出弁を設けるとともに、灰採取量を一定とするように灰採取瓶を用いている。



Fig. 6.13-2 Fly Ash Extraction Valve for Sampling



Fig. 6.13-3 Fly Ash Sampling Storage Bin

6.14 従来ならびに現在のO&M要領のレビューと改善

6.14.1 火力発電所設備の運用現状

選択した発電所 3 地点 Korba #6、Rihand #2、Singrauli #4 の運用保守に関する調査を実施し評価を行った。

6.14.2 運用現状

インド国内の電力需要に対して供給が追いついていないため、発電所側の運用としては、最も効率の良い定格負荷を超え、最大負荷付近にて運転を継続している状況である。これにもかかわらず電力系統の周波数が 50Hz に達していない場合がほとんどである。従って、日本においては発電所を停止して補修しているような問題箇所が確認できた発電所もあったが、停止して補修することができずに運転を継続していた。発電出力は定格以上（最大負荷近く）にて運転を継続している時期がほとんどでありあり、設備利用率（Plant Load Factor: PLF）が 100%を超える場合がしばしば起こる状況にある。

6.14.3 発電所運営体制（概要）

(1) 運営体制

選定した Unit における発電所の運営体制は、基本的に以下のような構成となっている。また、発電所の効率管理業務は EEMG(Energy and Efficiency Management Group)によって行われている。

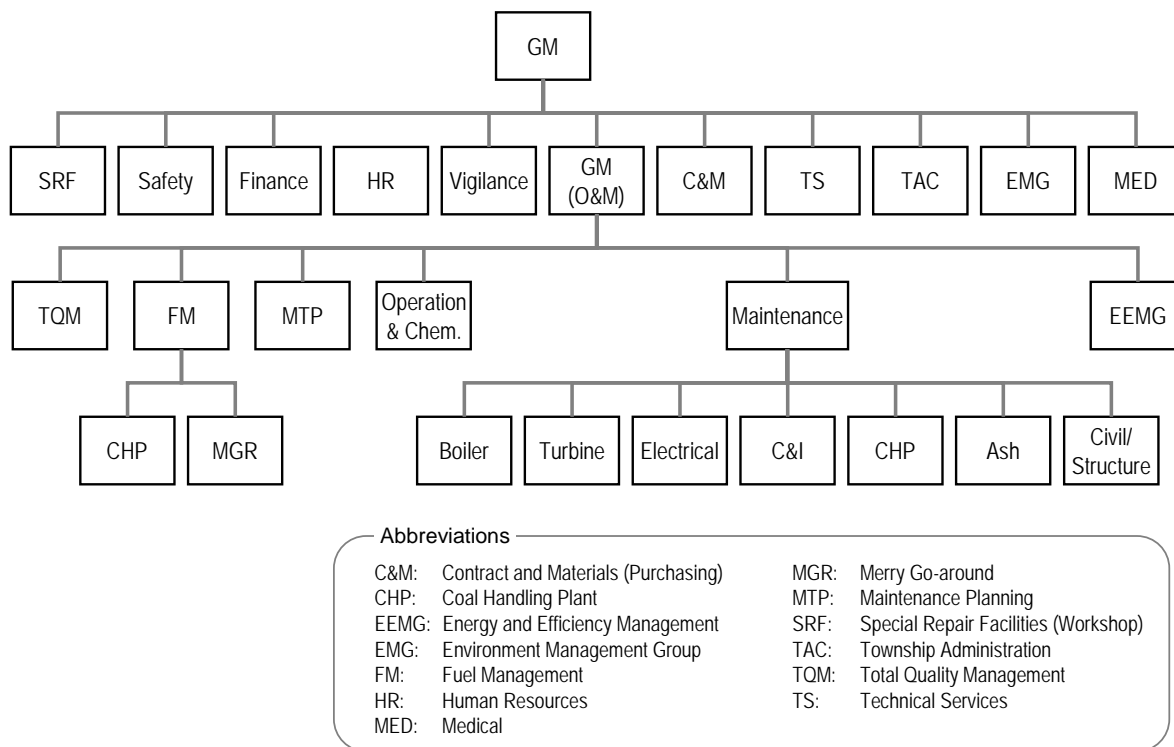


Fig. 6.14-1 Typical Organization of a Coal Fired Thermal Power Station

(2) 運転体制

1) 運転員

運転員は、中央制御室にて運転監視を行うオペレータと現場設備の運転監視を行うローカルオペレーターによって構成され、3 交替にて 24 時間運転監視を実施している。3 交替の勤務時間は、 : 6 : 30 ~ 13 : 30、 : 13 : 30 ~ 21 : 30、 : 21 : 30 ~ 6 : 30 となっている。運転人数は、選定ユニットごとに異なる。なお、起動停止やトラブル等があった場合には、他シフトの運転員が応援に入れる体制となっている。

設備パトロールは、ボイラー、タービン、電気、計装、その他設備（BOP）に分かれて実施することとなっており、パトロールは、各シフトの業務開始時、中間、業務終了時にローカルオペレーターが実施する。また、必要があればその都度対応することとなっている。

(3) 保守体制

保守体制は、ボイラー、タービン、電気、計装、運炭設備、灰処理設備、保守計画、建築・土木に別れて設備保守を実施している。修理工場（Workshop）、試験所（Lab）および予備品も充実している。

計測制御の保守体制は、ボイラー関係、タービン関係、その他付属設備関係に分かれており、エンジニアによる保守管理者を筆頭に、その下に監督者、技術者を配置することで、実際の計器の校正、基板の点検・修理、消耗部品の交換等の点検をほとんどすべて直営で実施している。

プラント運転中の計測制御装置の故障は、ただちに発電に影響することが多く、その迅速な修復が必要となることが多い。地理的な問題もあり、製造メーカーからの派遣には時間がかかりすぎ、復旧に相当の期間を要する。このため、ほとんどの予備品や部品を確保しており、直営で復旧できる体制をとっている。

(4) 効率管理体制

各発電所の EEM グループは、発電所の効率および環境管理業務を行っており、発電所各ユニットの性能試験は、EEMG が実施しているため、試験に必要な測定機器および測定器具を保有している（性能試験について日本の電力会社は、特に排ガス測定等は専門の外部業者へ委託している）。また、毎日の発電所運転データの集計および分析を行い効率維持や効率向上の検討を実施している。

各発電所は、ASME 基準に沿って作成されたガイドラインに基づいて性能試験を実施している。発電所の性能試験は、以下の頻度にて実施されている。

ボイラー	: 毎月
タービン	
ヒートレート	: 毎月
タービン内部効率	: 6 ヶ月毎
復水器	: 毎月
空気予熱器	: 3 ヶ月毎
プラント性能試験	: 定期点検の前後

(5) 運営管理システム

NTPC における主な発電所運営管理システムは、ISO9001(品質管理)、ISO14001(環境管理)、OHSAS 18001(労働安全衛生マネジメントシステム)、5S(整理、整頓、清潔、清掃、躰)、CMMS、PdM、予備品管理システム、ノウハウ共有化システム、業務改善提案制度である。

Table 6.14-1 Comparison Table for Power Station Management System

Item	NTPC	Japanese electric utilities
ISO9001	Already applied	Already applied
ISO14001	Already applied	Already applied
5 S's (Seiri (organization), Seiton (neatness), Seiso (cleaning), Seiketsu (standardization), and Shitsuke (discipline))	Already applied	This is not applied as a system, but similar activities are conducted in a day to day exercise.
CMMS	Already applied	Already applied
Preventive maintenance (PdM)	Already applied	Already applied
Spares control system	Already applied company-wise	Controlled at each power station
Know-how sharing system (Sharing of case examples of accidents and technical information to other power stations)	Already applied	Already applied
Work improvement suggestion system (feedback system)	Already applied	Already applied

しかしながら 5S のシステムについて、特にボイラー設備においては清掃が行き届いておらず、鉄板や針金の破片が散乱している所があることや灰が至るところに堆積しているため、日本においてはマスクの着用が必要なる箇所などがあり、安全上、健康上問題がある。また、保温材やカバーが外れている箇所なども多々見受けられた。

現場掲示ポスターの標語とは異なり、十分に発電所全体に 5S システムが浸透していないことがわかる。

6.14.4 各発電設備運用に関する課題と対策

(1) 現状評価

選定されたユニットに関する O&M の調査を行った結果、運営システムにおいては、日本の電力会社とほぼ同等のものを導入し、実践していることがわかった。

運用実績については、最大負荷付近にて運転を継続しており、設備利用率は 90%近くを達成している。灰分の多い国内炭を燃焼しているにも係わらず、これらの運転実績を有するということは、O&M に関して優れた技術を確認していると考えられる。しかしながら、詳細な部分に関して改善する余地がある事項もある。

(2) 改善提案

1) パトロール

パトロールは、早期発見早期補修により、信頼性の高い運転が可能

NTPC も同様にパトロールを実施しているが、より充実したパトロールが可能となるように以下の改善策を提案する。

- a) パトロール時の装備
- b) 聴音棒の活用
- c) 指示計への目印設置
- d) サーモラベルによるシートリークの確認

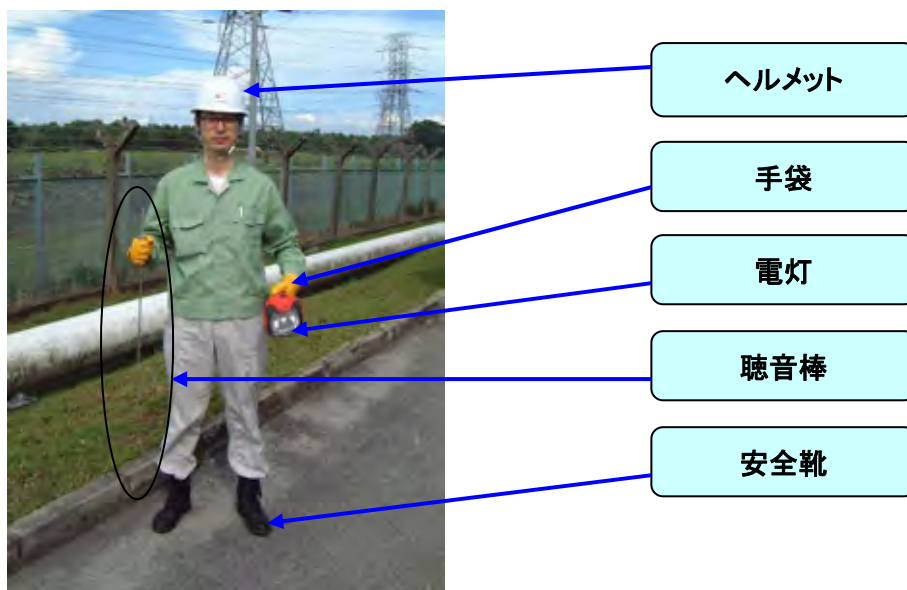


Fig. 6.14-2 Typical Patrol Kit

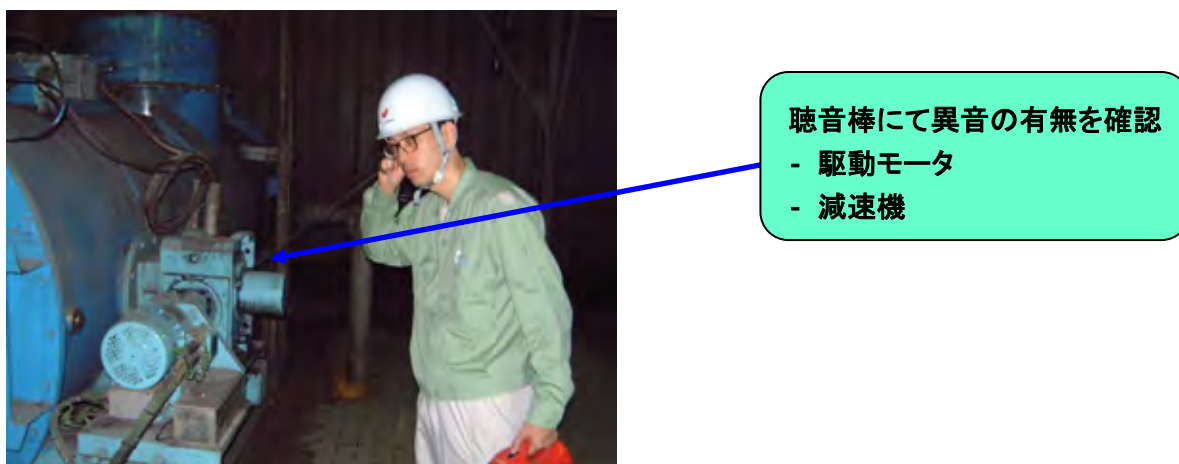


Fig. 6.14-3 Noise Inspection with Listing Rod

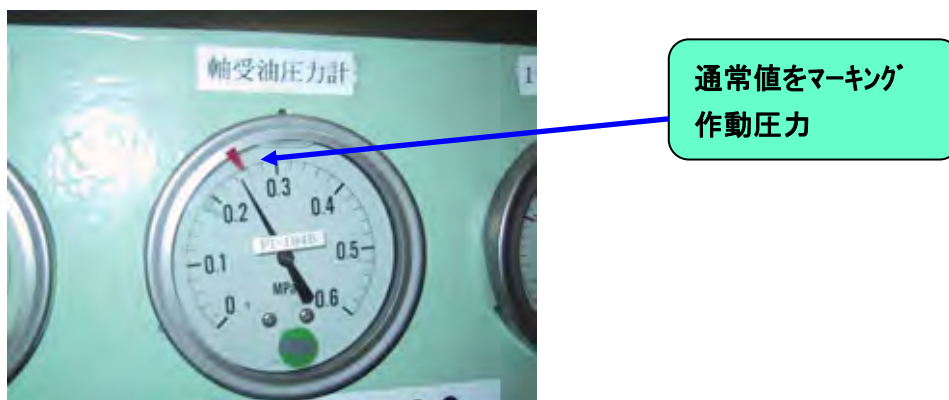


Fig. 6.14-4 Indication of Normal Working Value

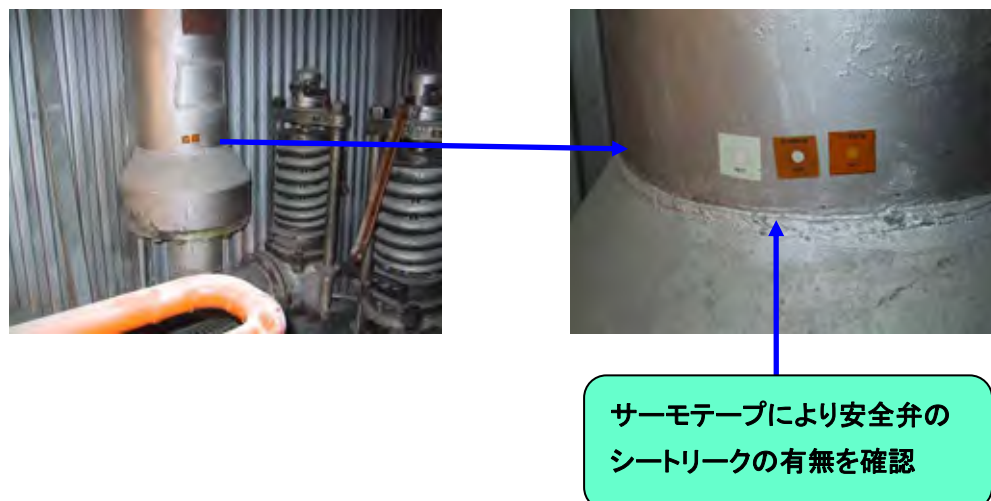


Fig. 6.14-5 Thermo-Label

2) 安全管理

安全第一を掲げた壁画が発電所内の数箇所に見受けられたが、実際に業務を行っているローカルオペレーターや作業員などは、安全靴等の安全装備をほとんど身につけていない状況にある。安全管理について、管理職から作業員に至るまで徹底して安全の重要性を教育するとともに、安全装備の充実を図ることが望まれる。日本の発電所においては、発電所および請負業者にも安全管理責任者を設置し、管理職から作業員まで発電所入所時に安全マニュアルによる安全教育を実施し、毎朝実施する作業前の KY ミーティング、請負業者間の輻輳作業を確認する安全管理責任者を集めたミーティング等を通じて安全意識を持って業務を遂行するよう努めている。また発電所スタッフによる定期的な安全パトロールを実施し、現場作業で不安全工事・不安全行為がなされていないか確認し、仮に不安全なものが見つかった場合は、それを現場で指摘し、早急な改善を求めている。参考までに、ある発電所で使用されている安全パトロールチェックシートを示す。

6.15 財務分析

6.15.1 コンセプト (Concept)

経済財務分析は、JICA スタディーチームが実施した技術的分析によって提案された技術的改善項目の内、ある程度の経済メリットがあると思われるものを主に実施している。

メソッドとしては、まず、費用対効果分析手法 (Cost Benefit Analysis) で技術的改善による増分利益を評価し、その後、資本コスト (Cost of Capital) を考慮し、実質的な投資価値を評価している。一般に、資本コストを考慮しての分析は、プロジェクトや資産、会社単位での価値を現時点での現金価値という観点で評価する場合に用いられ、ディスカунティッド・キャッシュ・フロー分析 (DCF Approach) と呼ばれる。

さらに、本経済財務分析では、技術的改善による CO₂ 削減量を環境負付加価値ととらえ、分析している。

6.15.2 分析対象 (Scope)

第3次現地調査において、オプションとして効率改善効果のプラントやユニット全体に与える経済インパクトについて調査することを NTPC に提案したが、分析のための十分な情報収集の困難さなどにより、結果として、プラント経営全般ではなく、各個別改善提案項目に関する経済インパクトのみ分析することとなった。

JICA スタディーチームによる技術的分析により、ある程度の経済的メリットが見込める技術的推奨項目について、財務分析を行っており、具体項目は以下表のとおりである。

Table 6.15-1 Current items for Financial Analysis

Plant (#=Unit)	Korba #6	Singrauli #4	Rihand #2	Unchahar #3
Boiler	Air Heater Renovation (Chapter 6.4)*	Air Heater Renovation (Chapter 6.4)*		
Turbine	Turbine Seal Fin Replacement (Chapter 6.13)*	Turbine Seal Fin Replacement (Chapter 6.13)*	Turbine Seal Fin Replacement (Chapter 6.13)*	
Control System				New System for Optimization of Combustion & Soot Blower Installation (Chapter 6.9)*

Note: * References are to technical improvement proposals in this report

6.15.3 メソッド (Method)

経済財務分析のメソッドは、費用対効果分析(Cost Benefit Analysis : CBA)、回収期間(Payout : PO)、正味現在価値(Net Present Value : NPV)、内部収益率(Internal Rate of Return : IRR)、費用便益率(Benefit Cost Ratio : BCR)で、これらの組み合わせで総合的に評価を行う。

6.15.3.1 分析の前提条件 (Assumption)

経済財務分析にとってのインドでの現地コスト情報の入手の困難さなどにより、本スタディー期間において可能な限り入手できるデータで経済財務分析を行うこととした。なぜならば、技術的提案項目が必要とする導入部材や機器がインドでは新たなもの、あるいは流通していないものであったりするため、これらをインドでの現地コストとして入手する代替策として、実際に日本や外国でこれら項目を実施する場合のコストを用いて補完している。このようにコスト情報の入手における困難な状況下にあいながらも、本分析では、できるだけインドの現地コストを採用するよう努めている。例えば、ある新提案の導入時の労働コストについては、日本での経験に基づく工数想定とインドの現地労働単価で算定している。

また、NTPC が将来、各改善提案の準備段階における費用条件で財務分析を行う場合、(今回分析とは)異なる結果に至る可能性があることを理解いただきたい。なぜならば、費用条件は、(その時々)にサプライヤーが提供できる価格、流通コスト、仕様の影響を直接受けるためである。従い、改善提案の実施の前には、慎重な費用条件の設定とコスト算定が不可欠となる。

6.15.3.2 費用対効果分析 (Cost Benefit Analysis)

費用対効果分析(CBA)では、技術的改善によって得られる増分利益、具体的には、例えば発電所の効率改善によって得られる削減燃料費と改善実施のための費用を比較して分析する。また、この改善実施により、継続的に新たな部材の投入や O&M(運転・保守)に影響を及ぼす費用が発生したり、また、さらには、残存期間のある機器を除却したりする場合の費用は、改善実施に伴う追加的費用として認識する。

CBA では導入する機器等の耐用年数を考慮して分析する。さらに、回収期間分析手法(PO)を用い、回収期間の観点でその投資の収益性を分析する。

(1) CBA のイメージ (Image of CBA Method)

◆ How to find incremental Profit

A. Current Fuel Cost (100)

B. Possible Fuel Cost after improvement (90)

C. **Fuel Cost Reduction: Profit** *(A less B: 10)

* **This would be recognized as initial incremental profit**

D. Incremental Cost by installation* (5)

* If there are any extra costs caused by the implementation (such as the materials, maintenance and/or scrapping property), these should be included as additional incremental cost.

E. **Net Incremental Profit** *(C less D : 5)

→ Sufficiently Plus → Implement
→ Slight, Negative → Reconsider

* CBA is based on a practical accounting policy, so, in accordance with the existence of the depreciation cost related to the implementation, we should carefully evaluate the incremental profit.

*CBA's Criteria is Simple
➤ Possibility of Incremental Profit*

Fig. 6.15-1 Image of the CBA-Cost Benefit Analysis

上図は、CBA（費用対効果分析）のイメージである。CBAの判断基準はいたって単純で、増分利益の可能性である。まず、現状の使用燃料費を確認し、発電所ユニットの効率改善後の想定使用燃料費を算出する。そして、改善後の燃料費を現状の燃料費から差し引く。この燃料費削減効果を、まず、増分利益として認識する。そして、本改善に伴い増分費用などが発生すれば（年当たりベースで考慮）、これらを当初の増分利益から控除し、最終ネットの増分利益で、各改善提案に採算性があるか否かを評価する。

(2) CBA 実践サンプル (CBA Practice)

CBA 実践のサンプルとして、Korba 発電所のユニット#6の Air Heater Seal Renovation by Sector Plate Drive Unit(SDU)について紹介する。

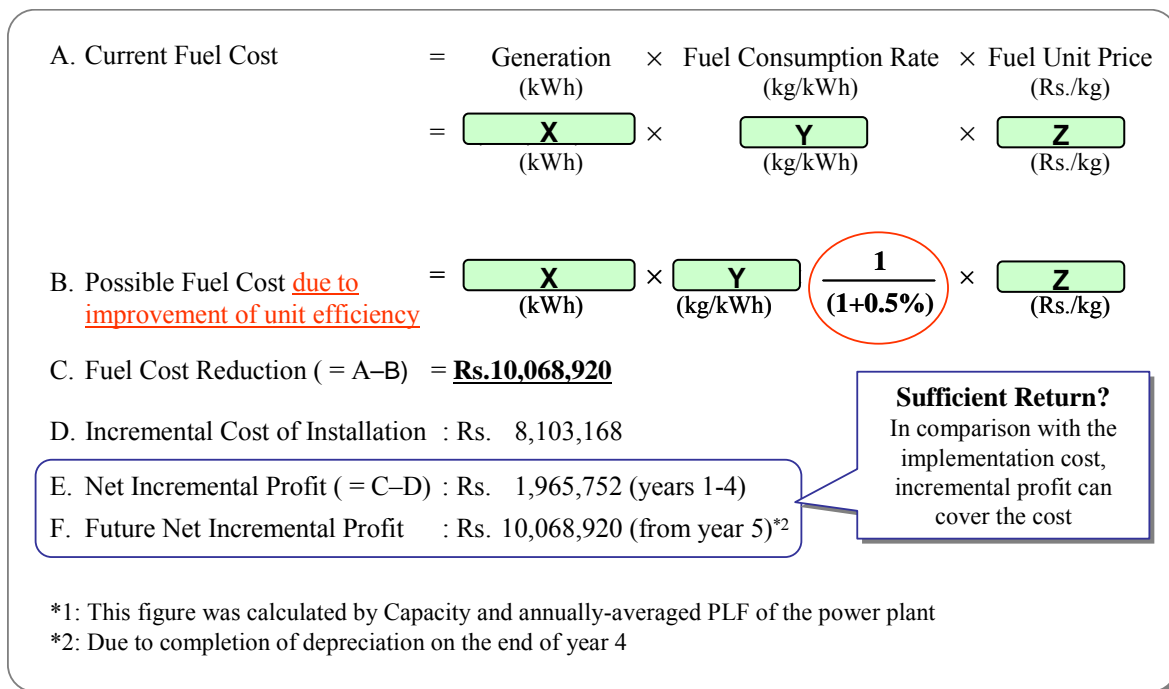


Fig. 6.15-2 Process of evaluating cost benefit by incremental profit

CBA を実践するには、試算の前提として、現状のコストや性能データ、改善費用と想定改善効率の値が必要となる。今回は、NTPC から提供された現状コストと性能データ、そして、JICA スタディーチームから提供された 32 百万ルピーの改善費用と 0.5%の想定改善効率値によって、CBA を行った。（NTPC の現状のコストや性能データは、コンフィデンシャリティーの観点から非公開）

CBA の結果、Korba #6 ユニットは、Air Heater Seal Renovation (by SDU)により、その実施から 5 年目以降には 10 百万ルピーを若干超える 経済メリットが期待できる。

さらに、効率改善による経済メリットをより正確に評価するには、各改善項目の経年劣化 (degradation) や耐用年数を考慮する必要がある。例えば、Air Heater Seal Renovation (SDU) によるボイラーの改善効率（絶対的増分値）は、例えば定期点検期間が 1 年半とすると、その間に 0.43% から 0.41% に減少する。これをボイラー単体から発電所ユニット全体の改善効率（相対的増分値）に換算すると、同 1 年半の期間で 0.50% から 0.48% に減少する。

そして、経済財務分析における利便性の観点から、1 年半の点検期間を例えば 1 年間で行う場合にと単純化し、この 1 年の運用期間での平均改善効率値を算出する。（1 年間の始期・終期の値を平均化する）。下表のとおり平均化された一年毎の運用期間での改善効率値は 100.495%（発電所ユニット全体の効率の相対的増分値。各年の始期 100.50%、終期 100.49%の平均）となり、本値で実際の分析を行う。また、Air Heater Seal Renovation (SDU) の耐用年数については、日本での実績を基に、10 年以上であると想定し、今回分析での耐用年数は 10 年と仮定する。

	Brand-New	1yr later	after maintenance	2 yrs later	after maintenance	3 yrs later
Degradation of Improved Performance (a)	100.50%	100.49%	100.50%	100.49%	100.50%	100.49%
Degradation Coefficient (r) = a / (100.50%)	1.0000	0.9999	1.0000	0.9999	1.0000	0.9999
Averaged Improved Performance for simulation		1st year	2nd year	3rd year	4th year and following	
Average of each year of beginning and end above "a"		100.495%	100.495%	100.495% (as same as a before..)		

Fig. 6.15-3 Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6

下図 CBA 分析結果のとおり、この効率改善提案に収益性があることは視覚的にも理解できる。0.5%の効率改善により、Korba #6 ユニットは 10 年間で 67 百万ルピーの増分利益を生み、32 百万 4 千ルピーの初期投資についても 3.3 年で回収できることが期待できる。

このため、Korba #6 ユニットの同様の改善項目で、他に、より費用対効果が見込める選択肢がなければ、本技術的改善提案は実際的なオプション候補として選択できる。この CBA 分析は、提案項目自体の経年劣化の影響も考慮している（新規導入時の 0.5%の効率改善値が、年間平均で 0.495%の効果に経年劣化すると想定）。また、もしもこの経年劣化の影響を考慮しないとすれば、10 年間でさらに 120 万ルピーの増分利益を見込める。

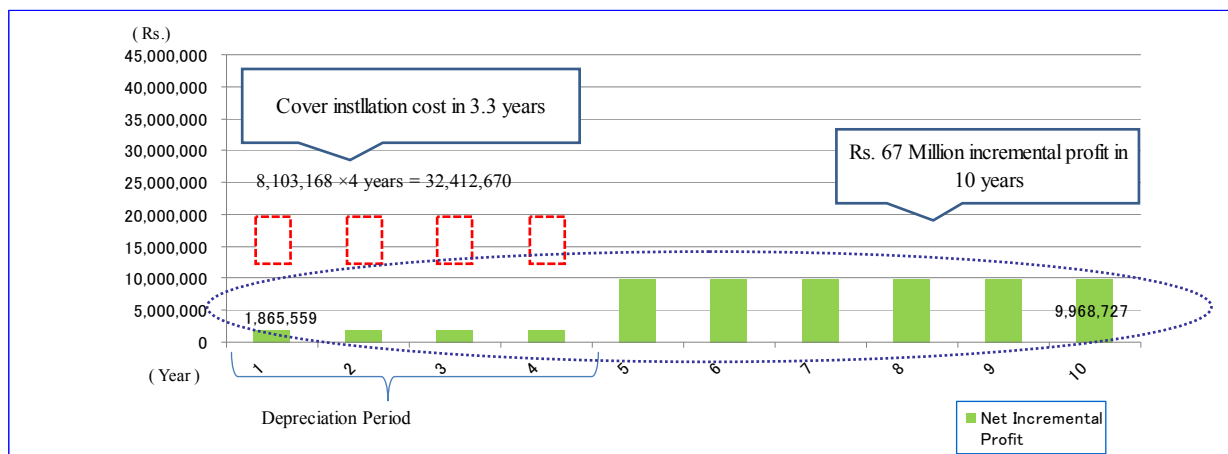


Fig. 6.15-4 Anticipated long term incremental profit with the concept of degradation

6.15.3.3 感応度分析 (Sensitivity Analysis)

中長期的視点での不確定要素を考慮しつつ改善提案実施の意思決定を行うことをサポートするため、燃料費単価の上昇ケースを一例として感応度分析を行う。

(1) 感応度分析プラクティス (Sensitivity Analysis Practice)

ひとつの想定ケースとして、下図のとおり、燃料費単価上昇による感応度分析を示す。前提として、燃料費単価が毎年複利ベースで 10%上昇するものとし、これに伴う得失を試算する。これは、本レポート 6.15.3.2-(2)のCBAプラクティスをベースケースとし、これに燃料費単価上昇の影響を考慮したケースとの比較分析である。なお、燃料費単価上昇の要素を除く他のすべての分析の前提条件は、本比較分析において同じとする。

比較分析の結果、もし燃料費単価が年率 10%（複利計算）で上昇する場合（結果、燃料費単価が 10 年間で 737.5 Rs./t から 1,739.0 Rs./t まで上昇する場合）、この Korba #6 ユニットは、かなりの費用対効果を期待できる。具体的には、10 年後、単年度での増分利益はベースケースと比べて 135%アップ(Rs.9,968,727 から Rs.23,537,009)となる。10 年間で費用対効果は、投資額 32 百.5 万千ルピーに対し、126 百万 5 千ルピーと約 4 倍となる。なお、この感応度分析も、ベースケースと同様に経年劣化の影響を考慮している。

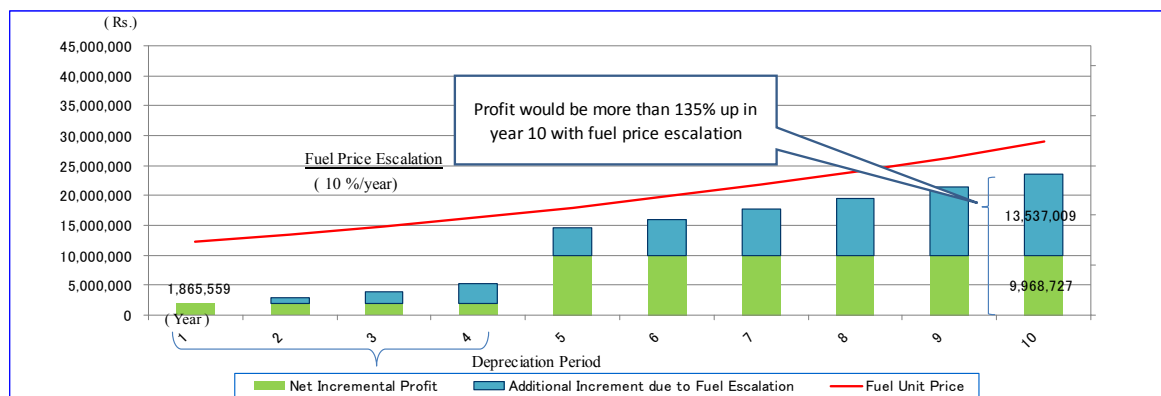


Fig. 6.15-5 Anticipated additional incremental profit due to fuel price escalation

この感応度分析結果が示すように、効率改善提案による費用対効果は、燃料費単価上昇により、ベースケースと比べてかなり大きくなると考えられる。

6.15.3.4 DCF 分析アプローチ (DCF approach)

➤ NPV

将来キャッシュフローの価値は、想定資本コストで割り引かなければならない。この割引キャッシュフロー分析 (Discounted Cash Flow Approach : DCF) によって投資価値を知ることができる。もし、ある効率改善項目に実施によって得られる便益の現在価値 (present values : PVs) の合計が、初期投資の額より少ない場合、当該投資の必要性について再度よく検討しなければならない。これは、(DCF 手法を用いた) 標準的な財務分析手法で、正味現在価値 (Net Present Value : NPV) と呼ばれ、初期投資に対して将来生みだされるキャッシュフローが現在価値に直してどれほどプラス、あるいはマイナスであるかを分析する。

➤ IRR

経済財務分析では、Internal Rate of Return (IRR) による評価も行った。IRR も投資に対する収益性を評価する物差しのひとつで、内部収益率を示す指標として、NPV 同様に将来収益の現在価値を割り出すコンセプトから生まれている。IRR では、想定資本コストを収益性評価のハードルレートとして、比較する。また、(NPV と IRR の関係から) NPV がゼロとなる割引率が、内部収益率 (IRR) となる。

IRR は投資効率といったレート、一方、NPV は規模による投資価値を測る指標である。

なお、IRR の概念自体は大変シンプルであるが、実際の計算は容易ではない (例えば毎年

の将来収益の額が固定ではなく変動している場合など)。このため、一般的には、回帰分析を自動的に行なう汎用の表計算ソフトの関数を利用する。

➤ **BCR**

費用便益率(Benefit Cost Ratio : BCR)は、投資効率を測る指標の一つで、すべての便益とコストを現在価値に割り戻して比較評価する。

➤ **資本コスト (Cost of Capital)**

資本コスト(Cost of Capital)は会社にとっての資金調達コストである(例えば借入金の金利であったり、株主資本に関する配当であったり)。近い将来の想定資本コストに関するCenPEEPとの議論の結果、NTPCの推奨にしたがい、今回のDCF分析では、資本コストを12%に設定することとしている。

NTPC年次報告の1ページ目では、NTPCの課題のひとつとして、資本コストのコントロールを通じた財務マネジメントの重要性を表明している。資本コストを抑える努力が、将来投資の十分な利益を確保し、財務コストをカバーすることにつながる。

“the significance of the financial management through control of the cost of capital as the one of the corporate objectives, “(for the financial soundness) to continuously strive to reduce the cost of capital through prudent management of deployed funds, leveraging opportunities in domestic and international financial markets”. (from page 1 of 33rd Annual Report)

(1) DCF分析のプラクティス (DCF Approach in Practice)

DCF分析の実践のケーススタディーとして、Korba発電所ユニット#6でのAir Heater Seal Renovation by SDU(燃料単価上昇の感応度分析は除く)について、本レポート6.15.3.2-(2)のCBAプラクティスで用いたコストや0.5%の改善効率などの前提条件をベースに分析を行う。同CBAプラクティスでの試算によると、本効率改善提案は、基本的には収益性があると思われる。(なお、NTPC現状のコストや性能データは、コンフィデンシャリティーの観点から非公開)

しかしながら、DCF手法による分析結果を得るまでは、本技術的改善提案が現金の時間的価値、いわゆる資本コストの概念を考慮した上でも効果的であるか否かは結論づけることはできない。

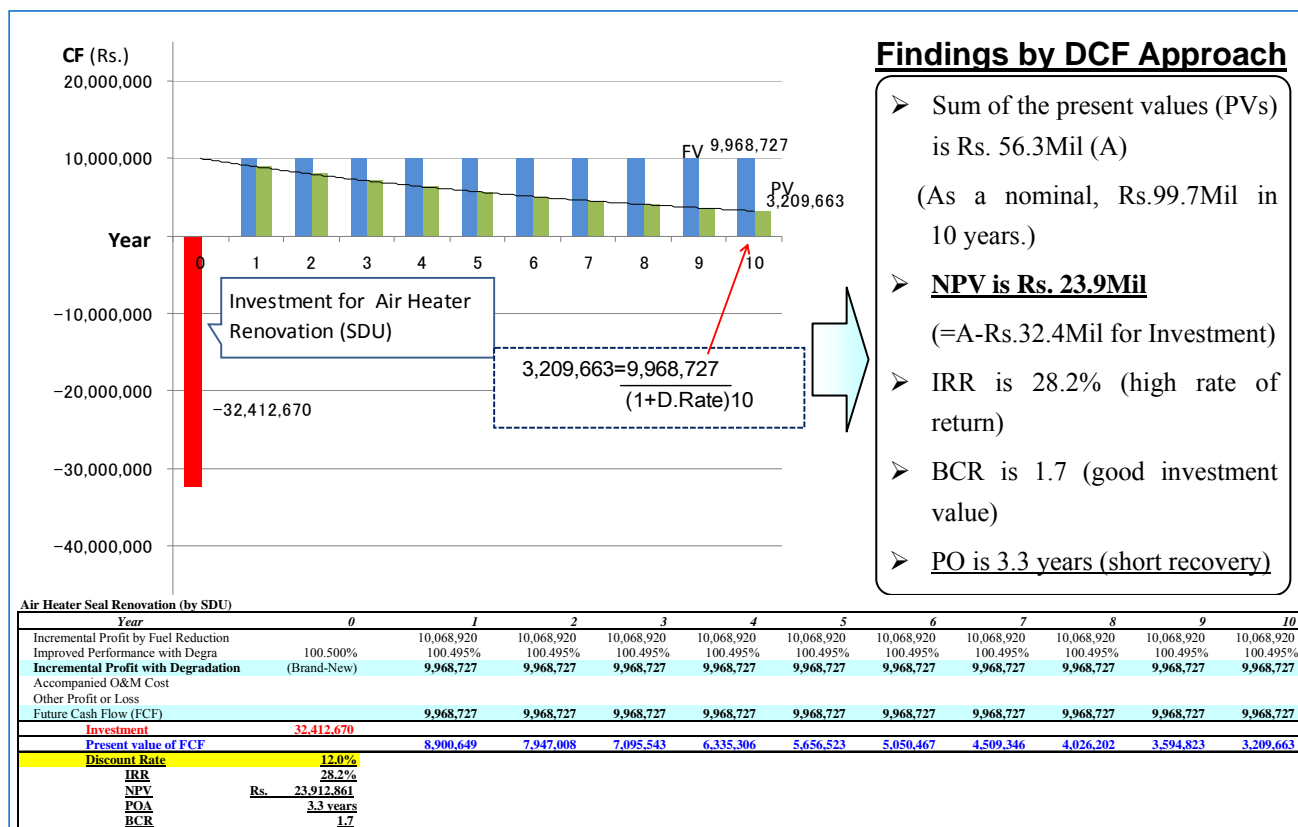


Fig. 6.15-6 Evaluation of long term incremental profit by DCF approach

上図の DCF 分析結果のとおり、Korba #6 の Air Heater Seal Renovation(SDU)の改善提案は、0.5%の効率改善および 12%の資本コストという前提において、導入から 10 年間の運転期間においては、収益性が見込まれることがわかる。

6.15.3.5 経済財務分析の結果 (Conclusion - the Economic and Financial Analysis)

さらに、費用対効果を最も期待しうる改善提案を選択することをサポートするため、各々の費用対効果分析および DCF 分析結果を下表のとおり整理し、比較分析する。なお、(本比較分析の前に) 個別分析を十分に行うことは大前提となる。

経営資源、特に資本的支出のためのキャッシュには限りがあるため、(例えば各投資額に関する費用対効果を比べるなど) どの改善項目がもっともメリットを生み出せるかというレバレッジ・エフェクトの観点で財務マネジメントを行うべきである。一方、ビジネス環境変化の可能性も踏まえ、ケースによっては時に急激に不確定要素が大きくなることなども考慮し、例えば差ほどリターンが見込めそうになくても、短期間で回収が見込めるものなどを選択肢とすべき場合もある。

例えば、Korba #6 は 500MW、一方 Singrauli #4 は 200MW と出力が異なるが、効率改善による利益に大きく影響を及ぼす要素のひとつとして、出力がある。例えば、Singrauli #4 での Air Heater Seal Renovation(FRS)による改善提案については、改善効率が一方の Korba #6 と比較して高いが、両者とも投資額は同額で、結果、Singrauli #4 の NPV はマイナスとなり投資コストを回収できな

い。これは、燃料費削減によるメリットが、発電所ユニットの出力や負荷率(PLF)に大きく受けるためである。一般に、NTPC の発電所はインドの高い需要に応えるため、高負荷運転を行っている。このため、同程度の投資を行う場合には、とりわけ発電所の出力が、増分利益に影響を及ぼす。

以上の財務マネジメントの観点から改善提案実施の順位を決めるとすれば、Rihand #2 の Turbine Seal Fin Replacement が最優先され、次に Korba #6 の Air Heater Seal Renovation の SDU 方式、あるいは FRS 方式が続く。理由としては、最優先とした Turbine Seal Fin Replacement の場合、6年という短期間で小額の投資により、十分な NPV を期待できる。一方、Air Heater Seal Renovation の SDU 方式と FRS 方式は、それぞれ比較的高額な NPV を期待できるものの、Turbine Seal Fin Replacement と比べ、10年間と比較的長期間かつ、高額な初期投資を要する。

もちろん、全ての改善項目の実施について、十分な資金力があれば、またその他考慮する事情等もなければ、これら項目の財務分析結果が優良“Excellent”、良“Good”のいずれであろうが、各発電所のニーズを踏まえ、実施できる。

Table 6.15-2 Comparative Analysis Table of “Economic and Financial Analysis”

Plant Unit		Korba #6 500 MW		Singrauli #4 200 MW		Rihand #2 500 MW		Unchahar #3 210 MW	
Items		Air Heater by SDU(AH-S) Air Heater by FRS(AH-F) Turbine Seal Fin (TSF)		Air Heater by SDU(AH-S) Air Heater by FRS(AH-F) Turbine Seal Fin (TSF)		Turbine Seal Fin (TSF)		System for Optimization(CI)	
Assumption	Lifetime of Improvement Item	(AH-S) 10 years (AH-F) 10 years (TSF) 6 years		(AH-S) 10 years (AH-F) 10 years (TSF) 6 years		(TSF) 6 years		(CI) 10 years	
	Installation Cost (Relative Value)	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) medium		(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) low		(TSF) low		(CI) high	
	Accompanied O&M Cost	(AH-F) low		(AH-F) low		—		(CI) high	
CBA (Cost Benefit Analysis)	Net Incremental Profit(Relatively)	(AH-S) big (AH-F) big (TSF) small		(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) small		(TSF) medium		(CI) negative	
	POA	(AH-S) 3.3 years (AH-F) 3.9 years (TSF) 4.1 years		(AH-S) 5.6 years (AH-F) 7.0 years (TSF) 1.2 years		(TSF) 1.2 years		(CI) NA	
	Discount Rate (Cost of Capital)	12%		12%		12%		12%	
DCF (Discounted Cash Flow Approach Analysis)	NPV	(AH-S) big (AH-F) big (TSF) negative		(AH-S) small (AH-F) negative (TSF) small		(TSF) medium		(CI) negative	
	IRR (Excess 12% :profitable)	(AH-S) much higher than 12% (AH-F) much higher than 12% (TSF) less than 12%		(AH-S) higher than 12% (AH-F) less than 12% (TSF) much higher than 12%		(TSF) much higher than 12%		(CI) NA (IRR is negative)	
	BCR	(AH-S) more than 1 (AH-F) more than 1 (TSF) less than 1		(AH-S) more than 1 (AH-F) less than 1 (TSF) more than 1		(TSF) more than 1		(CI) NA (BCR is negative)	
	Financial Comments	(AH-S) Huge NPV, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Short recovery (POA:3.3), No accompanying cost <u>Excellent</u>		(AH-S) A certain volume of NPV, IRR little higher than 12% stands for "acceptable". Recovery Period is not Short (POA:5.6), No accompanying cost <u>Good</u>		(TSF) Goodly volume of NPV, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Rapid Recovery (POA:1.2), No accompanying cost <u>Excellent</u>		(CI) Due to huge installation cost and expensive accompanying maintenance fee, this item would not be a profitable . Even after depreciation period, incremental profit and NPV would be negative	
	(AH-F) Huge NPV, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Short recovery (POA:3.9), No accompanying cost <u>Excellent</u>		(AH-F) NPV is Negative, so it could not be Recommended . If we make some practical efforts (e.g. Reduction of installation cost by 20%, and/or extend life time), NPV would be positive and we might choose this proposal.						
	(TSF) NPV is Negative, so it could not be Recommended . If we make some practical efforts (e.g. Reduction of installation cost by 20%, and/or extend life time), NPV would be positive and we might choose this proposal.		(TSF) A certain volume of NPV, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Rapid Recovery (POA:1.2) <u>Good</u>						

Color stands for the level of recommendation by Financial view point (reference purpose)

 Excellent	(Huge return(NPV) and the rapid recovery of the installation cost would be expected)
 Good	(Sufficient return(NPV) and the short time recovery of the installation cost would be expected)
 Not recommended	(Huge installation and/or accompanying cost in comparison with a incremental profit)

6.15.4 環境付加価値分析 (Environmental Value Added Analysis)

CO₂削減効果から、環境付加価値分析を行う。メソッドは、単純でかつ、基本的には本レポート 6.15.3.2 の“費用対効果分析”で用いたものと同様である。また、それぞれの改善項目の耐用年数、経年劣化の影響も考慮し、以下の通りCO₂排出量の削減効果を分析する。

Formula

Formula

$$\text{CO}_2 \text{ Emission/Unit (kg-CO}_2\text{/kWh) = Fuel Consumption Rate(kg / kWh) \times \text{Carbon Content of Fuel (\%)} \times \text{Relative Atomic Weight (44/12)}$$

$$\text{CO}_2 \text{ Emission (kg-CO}_2\text{)} = \text{CO}_2 \text{ Emission/Unit (kg-CO}_2\text{/kWh)} \times \text{Generation (kWh)}$$

Fig. 6.15-7 Formulas for Calculating CO₂ Emission per Unit and in Total

Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CO₂排出量削減の費用対効果率(CBER)は、CO₂の総削減量で、効率改善に要した総費用(基本は初期投資コスト。さらには本提案により追加費用が新たに発生する場合にはこれも含める)を除して算出する。

CBERは改善提案項目の耐用年数(例えば Air Heater Seal Renovationであれば10年、Turbine Seal Fin Replacementであれば6年)を考慮し、当該期間でのCO₂の総排出削減量を計算する。次に、費用対効果を評価するため投資費用等で除した年あたりのCBERを算出し、これを改善提案項目毎に比較し評価する。

$$\text{Cost benefit for Emission reduction} = \text{Investment} / \text{CO}_2 \text{ Reduction}$$

6.15.4.1 環境付加価値分析の結果 (Conclusion - Environmental Value Added Analysis)

下表は環境付加価値分析に関する比較分析表で、これにより、CO₂削減量と削減単価の組み合わせによる環境付加価値(CO₂排出削減)の観点で、総合評価を行う。

Table 6.15-3 Comparative Analysis Table of “Environmental Value Added Analysis”

Plant Unit	Korba #6 500 MW	Singrauli #4 200 MW	Rihand #2 500 MW	Unchahar #3 210 MW
Items	Air Heater by SDU(AH-S) Air Heater by FRS(AH-F) Turbine Seal Fin (TSF)	Air Heater by SDU(AH-S) Air Heater by FRS(AH-F) Turbine Seal Fin (TSF)	Turbine Seal Fin (TSF)	System for Optimization(CI)
Assumption	Lifetime of Improvement Item	(AH-S) <u>10 years</u> (AH-F) <u>10 years</u> (TSF) <u>6 years</u>	(AH-S) <u>10 years</u> (AH-F) <u>10 years</u> (TSF) <u>6 years</u>	(TSF) <u>6 years</u> (CI) <u>10 years</u>
	Installation Cost (Relative Value)	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) medium	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) low	(TSF) low (CI) high
	Accompanied O&M Cost	(AH-F) low	(AH-F) low	— (CI) high
	CO2 Reduction (for lifetime) (Relative Value)	(AH-S) big (AH-F) big (TSF) small	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) small	(TSF) small (CI) medium
Reduction Cost Rate (Rs./t-CO2) (Relative Value)	(AH-S) <u>low</u> (AH-F) <u>low</u> (TSF) <u>high</u>	(AH-S) <u>low</u> (AH-F) <u>medium</u> (TSF) <u>low</u>	(TSF) <u>medium</u>	(CI) <u>high</u>
Financial Comments	(AH-S) With a goodly volume of Reduction, Cost is relatively lowest <u>Excellent</u>	(AH-S) With a certain volume of Reduction, Cost is relatively low <u>Good</u>	(TSF) Although a small volume of Reduction, Cost is relatively medium <u>Good</u>	(CI) Although a certain volume of Reduction, Cost is relatively expensive <u>Careful examination about the cost-balance would be necessary.</u>
	(AH-F) With a goodly volume of Reduction, Cost is relatively low <u>Excellent</u>	(AH-F) With a certain volume of Reduction, Cost is relatively medium <u>Good</u>		
	(TSF) Although a small volume of Reduction, Cost is relatively expensive <u>Careful examination about the cost-balance would be necessary.</u>	(TSF) Although a small volume of Reduction, Cost is relatively low <u>Good</u>		

6.16 CDM適用化準備

CDM の適用化に関する NTPC の強い期待に応えるため、気候変動/地球温暖化に関する具体的かつ正確な情報を伝えた上で、経験の豊富なインド国のコンサルタントへ CDM 適用化のための PDD ドラフト作成業務を委託した。

6.16.1 CDMの概要

(1) 京都議定書

締約国が温室効果ガス排出量の削減目標を達成できるよう支援するため、京都議定書は、目標達成のための総費用を低減するための、CDM を含む革新的な「柔軟性メカニズム」を3つ定めている。

(2) CDM の概要

CDM の目的は、京都議定書のもと、その実施を通じて、附属書 I 国(投資国)の目標達成を支援することと、非附属書 I 国(ホスト国)の持続可能な開発への貢献である。

(3) CDM のプロジェクトサイクル

CDM では、DOE という第三者機関による有効化審査や検証と言われるプロセスを通じて評価される手続が実施され、最終的に EB によって、プロジェクトの登録が承認され、CER が発行される。

(4) PDD の作成

プロジェクト参加者は、PDD を作成し、有効化審査および登録を行うために PDD を提出しなければならない。

(5) 承認方法論の選択

プロジェクト参加者は、PDD を作成する場合、承認済み方法論(大規模および小規模)を選択するか、もしくは新方法論を開発するかを選択しなければならない。

6.16.2 PDD Draft作成業務の実施

(1) PDD Draft 作成業務の委託

PDD Draft 作成業務を Ernst & Young 社に委託した。

(2) 対象火力発電所ユニットおよびエネルギー効率改善策

Thermal power generation unit	Proposed energy efficiency improvement measures	
	Initial measure proposed	Final measures selected
Singrauli #4	Air heater performance improvement	Air heater performance improvement
	Turbine seal fin replacement	—
Korba #6	Air heater performance improvement	Air heater performance improvement
	Turbine seal fin replacement	—
Rihand #2	Turbine seal fin replacement	BFP performance improvement

(3) 小規模承認済み方法論の適用

本調査では、元来、大規模承認済み方法論の適用を想定していた。しかしながら、提案した改善策に基づく排出削減量の算定規模と NTPC の要請を考慮することにより、3 つの PDD について大規模承認済み方法論に換えて小規模承認済み方法論である AMS II.B (供給面でのエネルギー効率向上 - 発電) に変更した。小規模承認済み方法論を適用することにより、簡素化された様式と手続きを利用することが出来る。

6.16.3 PDD Draftの概要**(1) Singrauli #4**

- 1) 小規模プロジェクト活動の概要
 - a) 小規模プロジェクト活動の名称
 - b) プロジェクト活動の内容
 - c) プロジェクト参加者
 - d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容
- 2) ベースラインおよびモニタリング方法論の適用
 - a) 小規模プロジェクト活動に適用となる承認済みベースライン・モニタリング承認方法論の名称と参照先
 - b) プロジェクトカテゴリー選定の妥当性
 - c) プロジェクトバウンダリーの内容
 - d) ベースラインの特定とその開発の内容
 - e) 追加性証明の内容
- 3) プロジェクト活動とクレジットの期間
- 4) 環境影響評価
- 5) ステイクホルダーのコメント

(2) Korba #6

- 1) 小規模プロジェクト活動の概要
 - a) 小規模プロジェクト活動の名称

- b) プロジェクト活動の内容
 - c) プロジェクト参加者
 - d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容
- 2) ベースラインおよびモニタリング方法論の適用
- a) 小規模プロジェクト活動に適用となる承認済みベースライン・モニタリング承認方法論の名称と参照先
 - b) プロジェクトカテゴリー選定の妥当性
 - c) プロジェクトバウンダリーの内容
 - d) ベースラインの特定とその開発の内容
 - e) 追加性証明の内容
- 3) プロジェクト活動とクレジットの期間
- 4) 環境影響評価
- 5) ステイクホルダーのコメント

(3) Rihand #2

- 1) 小規模プロジェクト活動の概要
- a) 小規模プロジェクト活動の名称
 - b) プロジェクト活動の内容
 - c) プロジェクト参加者
 - d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容
- 2) ベースラインおよびモニタリング方法論の適用
- a) 小規模プロジェクト活動に適用となる承認済みベースライン・モニタリング承認方法論の名称と参照先
 - b) プロジェクトカテゴリー選定の妥当性
 - c) プロジェクトバウンダリーの内容
 - d) ベースラインの特定とその開発の内容
 - e) 追加性証明の内容
- 3) プロジェクト活動とクレジットの期間
- 4) 環境影響評価
- 5) ステイクホルダーのコメント
- 地域のステイクホルダーとの協議は NTPC の申し出に従って実施されなかった。

6.16.4 提出と承認のためのCDM手続の準備業務スケジュールの計画

(1) CDM プロジェクト同定のための今後の進め方

- 1) CDM の文書化
- 2) 登録の申請に先立つホスト国の承認
- 3) DOE の有効化審査
- 4) UNFCCC のプロジェクト登録

(2) コーディネーションチーム

- 1) データを提供し、質問に答えるための CDM コンサルタントとの調整
- 2) 有効化審査機関(DOE), EB の求めに応じた調整
- 3) PDD で規定されているパラメータのためのモニタリング及びデータ記録保管手続の適切かつ確実に実施し遵守すること

(3) CDM の取引費用

- 1) コンサルタントへの報酬：固定報酬と成功報酬
- 2) 有効化審査料（1回あたり）
- 3) UNFCCC 登録料（1回あたり）
- 4) UNFCCC 発行費用（発行ごとに）
- 5) 検証料（検証ごとに）

(4) CDM のインドでの実績

- 1) 登録総数
- 2) UNFCCC によってプロジェクト登録が長期化している理由
- 3) 重要な着眼点
 - a) CDM 申請のための事前検討
 - b) ベースラインデータ
 - c) 追加性の証明
 - d) モニタリング手続

6.17 推奨案

以下に検討結果と提案事項の概要をまとめた一覧表を示す。

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (1/5)

No.	プラント名						
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)	
1	場所(State)	Chattisgarh	UP	UP	MP	UP	
2	発電出力(MW)	500	#4 200MW #6 500MW	500	500	210	
3	タービン製造業者	KWU	#4 LMZ #6 KWU	#2 GEC	KWU	KWU	
4	ボイラー製造業者	BHEL	BHEL	#2 ICL	BHEL	BHEL	
5	定期点検範囲(タービン)	B+IP+LP	#4: B+HP+(IP)+LP #6: B+LP	#2 B+IP+LP	B	#3 B+HP+IP #2 B+LP	
6	運転年	#4 1987, #6 1989	#4 1983, #6 1986	#2 1989, #3 2004	1999	#3 1999, #2 1989	
7	定期点検期間	#4: 9 Mar -12 June 2010	#4: 27 May - 10 July 2010 #6: 18 Oct - 11 Nov 2009	#2: 10 July - 18 Aug 2010	18July - 16Aug 2009	#3: 1 Sep - 5 Oct 2009 #2: 18 Oct - 11 Nov 2009	
8	ボイラー診断	—	—	—	<p>診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wall SH 追設後においても火炉内の熱吸収は高い。 - 放射型 SH の出口排ガスの流れが不均一と推定される。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wall SH を火炉左右に追設する。 - Division SH と Platen SH の接続配管を、左右交差した形の接続にする。 	—	
9	燃焼シミュレーション	—	—	—	<p>診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 下段ミル (ABCDEFGH) の組合せとバーナー角度を - 10° とした時の運転が燃焼ガスの左右アンバランスを抑制できる最適な条件であった。(改造工事を行わない場合) - 火炉の熱吸収は設計値と比較して高いことが判明。バーナー角度を上げると燃焼炉の熱吸収は減少する。これにより、主蒸気温度と再熱蒸気温度が設計よりも低い問題を解決できる可能性がある。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 上記の条件(下段ミル)を試験的に実際の運転に適用して検証すること推奨する。更に左右温度のアンバランスを抑制するため、Division SH と Platen SH の接続配管を、左右交差した形の接続に改造する。 - SH と RH の蒸気温度を設計値へ近づけるために、前部の Division SH を取り除き、同じ伝熱面を確保するために後部の Division SH を改造する。さらに、Wall SH を火炉左右に追設する。前部 Division SH を取り除くことは、蒸気温度アンバランス抑制に効果的である。 	—	

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (2/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
10	ボイラー余寿命診断		<p>#6 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 全体的には、各評価部位においてクリープボイド、クリープ歪は見受けられず、クリープによる損傷は顕著でなかった。 - Desuperheater 部の余寿命 100,000 時間がボイラー耐圧部及びヘッダーの中で最小であった。 - 主蒸気管の余寿命は 21,000 時間であった。 - ボイラー水冷壁で磨耗による減肉が、過熱器管で接触磨耗による減肉が確認された。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 主蒸気管については 21,000 時間に達する前に外径測定とレプリカ採取を含む余寿命評価を実施することを推奨する。また、一定期間毎の継続検査も推奨する。 - ボイラーチューブ管理基準（チューブ取替基準）として tsr（必要最小肉厚）のような管理基準について検討の余地がある。NTPC は設計肉厚からの肉厚減少比率により管理しているが、日本では許容応力、設計圧力及び設計外径から計算される tsr を基準として管理している。NTPC は OEM と協議してこのような肉厚管理方法を取り入れることについて検討することを推奨する。 - ボイラー余寿命検査対象箇所について、クリープ寿命から特定される最重要部位に絞り込み、または重点的に余寿命評価を実施することを推奨する。（NTPC の場合は、全ての高温高压部を行っている） - ボイラー余寿命診断の新技术（SUS スケール調査、TOFD 検査、SEM や TEM を使った金属組織観察法など）を実際に行うために、日本にてトレーニングを受講し、習得することを推奨する。 				<p>#2 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - 全体的には、各評価部位においてクリープボイド、クリープ歪は見受けられず、クリープによる損傷は顕著でなかった。 - 最終過熱器チューブの余寿命 35,000 時間がボイラー耐圧部及びヘッダーの中で最小であった。 - 主蒸気管の余寿命は、粗粒 HAZ 部で 69,000 時間であった。また母材部の余寿命は、組織の若干の劣化が観察された程度であったが、外径計測を実施していないため、8,000 ~ 130,000 時間の間であった。 - 火炉水冷壁管にエロージョンによる磨耗減肉が観察された。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - 主蒸気管におけるより正確な余寿命評価を行うために、組織評価と共にクリープ歪（外径）測定を 8000 時間内または、現実的に実行可能な早い時期に実施することを推奨する。 - ボイラーチューブ管理基準（チューブ取替基準）として tsr（必要最小肉厚）のような管理基準について検討の余地がある。NTPC は設計肉厚からの肉厚減少比率により管理しているが、日本では許容応力、設計圧力及び設計外径から計算される tsr を基準として管理している。NTPC は OEM と協議してこのような肉厚管理方法を取り入れることについて検討することを推奨する。 - ボイラー余寿命検査対象箇所について、クリープ寿命から特定される最重要部位に絞り込み、または重点的に余寿命評価を実施することを推奨する。（NTPC の場合は、全ての高温高压部を行っている） - ボイラー余寿命診断の新技术（SUS スケール調査、TOFD 検査、SEM や TEM を使った金属組織観察法など）を実際に行うために、日本にてトレーニングを受講し、習得することを推奨する。 		
11	空気予熱器 (AH) 効率改善	<p>#6 1次 AH 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - A 側および B 側の空気漏洩率は、設計値を大きく超過した結果となっており、リーク分は AH 出口ガス/空気温度に大きく影響する。 - 1次 AH と 2次 AH の出口温度の不均衡が見られる。これはガス流の不均衡が起因しているものと推察される。 - AH 低温側出口のメタル温度は 66 度で露点温度より低く、低温腐食が懸念される。これは、1次 AH の空気漏洩とガス流の不均衡に起因しているものと思われる。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - AH シール部分について、SDU や FRS を適用した改善を推奨する。 - ガイドベーンによるガス流量分配調整に加え、1次と 2次 AH の適切なガス量分配を考慮したガスダクトの再配置（既設設備の空きスペース考慮の上）を推奨する。 - 上記推奨案を適用後に AH 低温側出口のメタル温度を確認する。 - OEM 技術指導者を活用した、定期点検項目の見直しを推奨する。 	<p>#4 診断結果</p> <ul style="list-style-type: none"> - A 側および B 側の空気漏洩率は、設計値を大きく超過した結果となっており、リーク分は AH 出口ガス/空気温度に大きく影響する。 - 温度効率が設計値よりも低くなっている。これは AH エレメントの熱交換効率の低下と不十分なスートプロアの運転に起因しているものと思われる。 <p>推奨案</p> <ul style="list-style-type: none"> - AH シール部分について、SDU や FRS を適用した改善を推奨する。 - 過去の運転データ（例えば定期点検直後からの AH 入口・出口空気/ガス温度やスートプロウ運転データ）の収集し、低い AH 温度効率の改善のために、AH エレメントの熱交換効状況の評価を実施することを推奨する。 - OEM 技術指導者を活用した、定期点検項目の見直しを推奨する。 						

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (3/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
12	タービン余寿命診断	<p>#4 診断結果 - ユニットの一般的には良好な状態である - タービン、配管ともに重大な欠陥はない - 中圧ロータの余寿命は 16 年、中圧車室、低圧ロータ、低圧車室の余寿命は 20 年以上と予想される - 主蒸気配管の余寿命は 20 年以上、高温再熱蒸気管の余寿命は 13.6 年と予想される。 - 蒸気通路診断によれば、損失の 90%は翼表面の粗さに起因する 推奨案 タービン - 検査、と応力がかかっている部分の組織分析を次回定期点検で実施する - 翼表面清掃を次回定期点検で実施する - 中圧タービンの余寿命診断を 5 年以内に実施する - 低圧最終翼は交換する 配管 - 主蒸気管については、組織分析、厚さ計測、伸び計測、電磁超音波検査を次回の定期点検で実施する - その他の配管については5年以内に検査を実施する。 - 問題提起したハンガーの修理をする</p>	—	—	—	—	—	—	—
13	復水器真空低下調査	—	<p>#6 診断結果 - A-BFPT, B-BFPT ともにグランドシールパッキン部からの空気吸込み量が相対的に大きく、それぞれ、全体の空気吸込み量の 44%、21%であった。 推奨案 - 上記箇所を調査して、必要な修理を行う。 - USAID を通じて NTPC にも復水器真空低下診断技術が導入されているが、当該ユニットに対してこの技術が効果的に摘要されなかった原因を解明する。</p>	—	—	—	—	—	—
14	ポンプ診断	<p>6B-BFP 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し 5%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、他のポンプの効率測定も推奨する。</p>	<p>CWP Stage-I 09 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し 11%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>	<p>2B-BFP 診断結果 - ポンプ効率は設計値に対し 13%程度低下している。 推奨案 - 経済性評価を行った後にポンプ内部部品の更新を推奨する。 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>	—	—	—	—	
			<p>CW-2B 診断結果 - ポンプ効率低下は設計値に対し 1.6%程度低下しているが、許容範囲である。 推奨案 - 今後、2年に1回、効率測定を実施することを推奨するとともに、ほかのポンプの効率測定も推奨する。</p>						

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (4/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
15	制御装置診断	—	—	—	—	#3 診断結果 - 運転については、一部オートではなくマニュアル運転をしていたものの、問題ないレベルであり、負荷変化試験におけるプラント制御応答性も特段問題なかった。計器の状態については、現場調査においても整然としており、動作状態等含め問題ないレベルであった。また、C&I ラボにおける校正方法、予備品管理についても問題なかった。 - 制御・計器分野 (C&I) においては、既に現状において全体的に非常に高いレベルである。 推奨案 - 現状から更なるプラント効率向上および信頼性を向上させるには、最新の技術を導入していくことを推奨する。 - ボイラーチューブリーク事故の軽減対策として、ボイラーにおける燃焼最適化やスートフロア運転の最適化を推奨する。加えて、ボイラー耐圧部の改造、運転パラメーターの検証を推奨する。			
16	発電機診断	#6 診断結果 - 適切なデータを得ることができず、絶縁診断評価はできなかった。 推奨案 - 固定子冷却水の排水・乾燥が十分に行われた条件での、試験の実施を推奨する。	#4 診断結果 - 2.0 値の PI データを考慮すると、現状の固定子絶縁の状態は、良好である - B 相の PI データは、劣化傾向グラフはないものの変動している。この間、R 相・Y 相の PI データは運転時間に沿って低下している。 - Tan の Y 相は、テスト電圧が増加するに反して理論通り小さくなっている。 推奨案 - 今後も全相において絶縁診断を定期的に行い、劣化の傾向を把握することを推奨する。 - 適切なデータを得るために、Tan 試験結果を十分に確認することを推奨する。	#2 診断結果 - 現状の PI 値平均は 3.7 値で 2.0 以上の通常値を上回っていることを考慮すると固定子絶縁の状態は、良好である。 推奨案 - 日本の技術図書によると、発電機の固定子コイル絶縁は 20~25 年以上の運転で急激な絶縁劣化が現れるケースも報告されており、Rihand#2 発電機は運転開始後約 20 年経過しているため、今後も劣化の傾向を把握するために、定期的に絶縁評価を実施することを推奨する。	—	—	—	—	—
17	主変圧器の診断	#6 診断結果 - CO+CO ₂ 診断による余寿命は 39 年~54 年、フルフルール診断による余寿命は 38 年~56 年であった。 推奨案 - 一部の試験データで技術的に整合性のないものが見受けられるので、試験結果の確認を十分に行い、正確なテストデータの収集を推奨する。 - フルフルール診断はこれまで一度しか実施されていないため、Korba#6 がフルフルール生成傾向を把握して、余寿命診断の精度を高めることができるように、今後も定期的に診断を実施することを推奨する。	#6 診断結果 - CO+CO ₂ 診断結果は、主要変圧器 (GT) は 2005 年 (運転開始後 18 年) の時点で既に寿命に達しており、2019 年 (運転開始後 33 年) で危険レベルに達すると想定している。 - 2006 年と 2008 年のフルフルール測定データで極端に大きなギャップがあることが分かった。しかしながら、同期間における DGA は大きなギャップはなかった。 推奨案 - GT の状態を確認するために、実際に絶縁紙をサンプリングし、その重合度を測定することが有効な手段ではあるが、絶縁紙のサンプリングが困難な場合は、油中ガス分析の診断周期を短縮して、きめ細かな現在の状態把握や信頼性のあるフルフルール診断を実施することを推奨する。 - 試験データの技術的な検証と正確な試験結果を得られるようにすることを推奨する。	#2 診断結果 - CO+CO ₂ 診断結果は、評価余寿命は 24 年~26 年である。 推奨案 - GT の状態を確認するために、実際に絶縁紙をサンプリングし、その重合度を測定することが有効な手段ではあるが、絶縁紙のサンプリングが困難な場合は、油中ガス分析の診断周期を短縮して、きめ細かな現在の状態把握や信頼性のあるフルフルール診断を実施することを推奨する。 - 試験データの技術的な検証と正確な試験結果を得られるようにすることを推奨する。	—	—	—	—	—
			診断結果 - 絶縁油は水分混入により度々更油されている。 推奨案 - オイルクーラーの漏水チェックを実施する事を推奨する。	診断結果 - 絶縁油は水分混入により度々更油されている。 推奨案 - オイルクーラーの漏水チェックを実施する事を推奨する。					

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (5/5)

No.	プラント名	Efficiency				Reliability		Remaining life	
		Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyachal #7	Unchahar #3(#2)			
18	現状性能と性能劣化状況の分析	<p>#6</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - 1次および2次側空気予熱器出口平均ガス温度(ガス量補正)は、設計値の排ガス温度に比べ高くなっている。これは、排ガス流れの不均衡によるものと推測する。 - 1次および2次 AH の空気漏洩率は、46%と 14.4%である。これらは設計値に比べると各々33.7%と 2.1%増加している。 推奨案 - 1次および2次 AH へのガス流れ不均衡の改善の実施(AH 性能改善項目参照) - 1次 AH のシール改善対策の実施(AH 性能改善項目参照)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 高圧、中圧タービンシールフィンを取替え、高圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	<p>#4</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - AH 出口ガス温度が設計値に比べ低下している。 - 1次および2次 AH 出口空気温度は、設計値より低くなっている。これは、熱交換効率が低下しているものと推測する。 - AH の空気漏洩率は、設計値に比べ増加している。 推奨案 - AH の熱交換効率の改善(AH 性能改善項目参照) - AH のシール改善対策の実施(AH 性能改善項目参照)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 高圧、中圧タービンシールフィンを取替え、高圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>	<p>#2</p> <p>1.ボイラー性能 診断結果 - ボイラー効率は設計値に比べ低下している。 - 1次および2次 AH 出口の平均ガス温度(温度補正後)が設計値に比べ高くなっている。また、2次 AH 入口ガス温度は、設計値に比べて高くなっている。 - AH の空気漏洩率は、設計値に比べ増加している(設計値は推定値) - 節炭器(Eco)出口 O₂ 濃度が若干設計値よりも高くなっている。 推奨案 - 運転中における Eco 出口ガス温度の監視強化および調整。 - OEM との協議を踏まえた AH のシール改善対策の実施。 - 運転中における Eco 出口 O₂ の監視強化および調整(ボイラー効率の改善)</p> <p>2.タービン性能 診断結果 - 修正タービンヒートレートは、設計値に比べ増加している。 - 高圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 - 中圧タービン効率は、設計値に比べ低下している。 推奨案 - 中圧タービンシールフィンを取替え、中圧タービン効率を改善する。 - 性能計算に使用するデータの確認(矛盾したデータの見直し)。また、性能計算に直接使用するデータに対しては性能試験前に計器のキャリブレーション(校正)を行う。 - 経時的なタービン性能と高圧/中圧タービン効率の劣化傾向を過去のデータを基に確認する。これらが、徐々に減少しているのか、あるいは運転当初から設計値より低い値なのか確認する。 - 給水加熱器、復水器について、差圧が設計値よりも上昇していれば、高圧水洗浄により、スケールを除去すること。 - タービン側で抽気圧力、温度を計測する - 給水加熱器の仕切板のシール溶接の点検をする - 給水加熱器の差圧の傾向を記録する。差圧が設計値より 50%あがっていれば、高圧ジェット洗浄を行う。</p>					
19	従来ならびに現在の O&M 要領のレビューと改善	<p>診断結果 - 取上げた 5 種類の O&M 手順書は、マニュアルとして十分な内容を有していた。 - さらなる技術面および安全面の改善のために、いくつかの推奨案が現場パトロールを含めた運転状況のモニタリングを通して、見つけられた。</p> <p>推奨案</p> <p>安全面 - 安全装具の着用(作業服、ヘルメット、手袋、安全靴、懐中電灯) - 安全教育の実施による安全意識の向上 - 安全パトロール・KY ミーティングなどの実施 - 作業などに伴う危険表示の設置 - 入退場室管理ボードによる閉所作業入退室管理 - 真空掃除機などによる機器周りの清掃の実施 - 5S システムの現場での実施強化</p> <p>パトロールの改善 - パトロール時の点検装備(懐中電灯、聴音棒)の活用 - 回転体の異音早期発見のための聴音棒の活用 - 異常時の値を簡単に判別するための指示計への目印設置 - 安全弁等シートリークの早期発見のためのサーモラベルの貼付け</p>							

第7章 本邦研修

カウンターパート研修(国内研修)は、JICAS/W 調査(事前評価調査報告書)結果および NTPC との調整に基づき、3 種類の研修プログラム(定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術)を計画策定した。これに加え、2 年次の調査を通して NTPC から要請のあったボイラー余寿命診断研修は、3 年次に研修計画を策定した。また、同様に NTPC から要請のあった燃焼シミュレーション研修は、3 年次に研修計画を策定し、調査団によって研修が行われた。

以下に3の研修について述べる。

7.1 定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術研修

本邦研修計画は関係箇所との調整の結果、JICA 中国が(株)パワー・エンジニアリング・アンド・トレーニングサービスと契約を行い、NTPC に対し本邦研修を実施することとなった。

本邦研修の実施時期と参加人数を以下に示す。

- 1) 定期点検研修コース(1回)
時期 : 2009年6月(実施済み)
参加人数 : 6人
- 2) 効率管理研修コース(2回)¹
時期 : 1回目 2009年10月(実施済み)
2回目 2010年2月(実施済み)
参加人数 : 1回目 6人
2回目 6人
- 3) 設備の状態監視と診断技術研修コース(1回)
時期 : 2010年8月(実施済み)
参加人数 : 6人

7.2 ボイラー余寿命診断研修

第3次現地調査時に実施されたボイラー余寿命診断の各調査の内、SUS スケール堆積検査技術、TOFD 検査技術およびレプリカ詳細観察はカウンターパートから技術習得の強い要望があったことから、3 年次にこれらの先進的なボイラー余寿命診断技術に関する本邦研修計画を策定した。

本邦研修計画は関係箇所との調整の結果、JICA 九州が九電産業株式会社と契約を行い、NTPC に対し本邦研修を実施することとなった。

本邦研修の実施時期と参加人数を以下に示す。

- 1) ボイラー余寿命診断研修コース(1回)

¹ 本コースは同じプログラムで、参加者を変更して2回実施された。

時期 : 2010年8月から9月(実施済み)

参加人数 : 6人

7.3 ボイラー燃焼シミュレーション研修コース

第3次現地調査時に実施されたボイラー燃焼シミュレーションに関して NTPC から技術習得の強い要望があったことから、3年次に燃焼シミュレーションに関する本邦研修計画の策定と研修を行った。

本邦研修の実施時期と参加人数を以下に示す。

1) ボイラー燃焼シミュレーション研修コース(1回)

時期 : 2010年8月(実施済み)

参加人数 : 2人

7.4 研修の評価

7.4.1 研修プログラムの評価

(1) 定期点検、効率管理、設備の状態監視と診断技術研修

NTPC の要望を踏まえ、当初策定した研修プログラムに発電所見学・カリキュラム(燃焼調整等)を追加した。

NTPC の要望を反映したプログラムに基づいて本邦研修を実施した結果、研修生から「本邦研修で得た知識はインドの発電所において有益で役立つものである。」等の評価を得たことから、本邦研修の目的を達成しており、本調査業務の目的の一つでもある技術移転に寄与した。

なお、今後同様の研修を実施する場合には、次の項目について改善が必要と思われる。研修生は本調査業務の関係者を想定していたが、実際には、関係者以外の研修生が参加していた。

(2) ボイラー余寿命診断研修

NTPC の要望を反映したプログラムに基づいて本邦研修を実施した結果、研修員から「本邦研修で習得したボイラー余寿命診断に関する知識は、設備の運用・保全の改善に繋がることから、インドの火力発電所において有益で役立つものであり、今後、NTPC の火力発電所において、ボイラー余寿命診断を導入・普及させる」等の評価を得たことから、本邦研修の目的を達成しており、本調査業務の目的の一つでもある技術移転に寄与した。

7.4.2 研修プログラムおよび実施の評価

(1) 燃焼シミュレーション研修

NTPC の要望を反映したプログラムに基づいて本邦研修を実施した。研修生から「本邦研修で燃焼シミュレーションの理論および解析手法について理解できた。解析結果は Vindhychal Unit 7&8 の運転およびボイラー改造計画に役立つものである。」との評価を得たことから、本邦研修の目的を達成したものとする。