

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 Volume I

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

序 文

日本政府は、インド共和国政府の要請に基づき、同国の火力発電所の運用改善の方策をとりまとめる開発調査「インド国 NTPC 火力発電所運用改善計画調査」を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構（JICA）がこの調査を実施しました。

当機構は、2008年12月から2010年10月まで8回にわたり電源開発株式会社の清水徳行氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、インド共和国政府および NTPC Limited の関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、それらの結果に基づく国内における検討を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、同国の石炭火力発電所の効率改善の推進に寄与するとともに、両国間における友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

最後に、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

2010年11月

独立行政法人国際協力機構
理事 黒田 篤郎

伝 達 状

国際協力機構
理事 黒田 篤郎 殿

今般、インド国における火力発電所運用改善計画調査が終了しましたので、ここに報告書を提出いたします。

本調査は、インド国の NTPC 既設石炭火力発電所における持続可能な効率改善、ならびに効率改善に必要なカウンターパートへの技術移転を目的として実施されました。

今回の調査に際しましては、インド国の現状を十分に踏まえ、技術的、経済的、環境的な見地から最も適した効率改善項目提案および研修計画の策定並びに可能な範囲でのこれらの実施支援に努めてまいりました。

この結果、時間を要する効率改善のための設備改造に関しては実施に向けた検討が NTPC 内で継続されていますが、調査期間内で対応可能な範囲では目的を達成したものと評価しております。

ここに、同期間中、貴機構をはじめ、外務省、経済産業省等の関係者には多大のご理解ならびにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。また、インド国における現地調査期間中は、密接な協力と助言を頂いたインド国の関係省庁、NTPC Limited、在インド国日本大使館、JICA インド事務所に対して深く感謝いたします。

2010 年 11 月

インド国 NTPC 火力発電所運用改善計画調査 調査団
総 括 清水 徳行

総目次

結論と提言

結論	1
提言	5

第1章 序論

1.1 調査背景	1-1
1.2 調査目的	1-1
1.3 調査期間	1-1
1.4 調査業務の範囲	1-1
1.5 調査業務の概要	1-3
1.6 調査の基本方針	1-3
1.7 関係機関とカウンターパート	1-5
1.8 調査団員の構成	1-7

第2章 インド電力セクターの現状

2.1 政府方針	2-1
2.1.1 電力法・規制	2-1
2.1.2 電力行政組織	2-1
2.1.3 電力需要と供給	2-6
2.1.4 電力政策と開発計画およびメガプロジェクト	2-10
2.1.5 電気料金	2-13
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	2-17

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	3-1
3.2 運用状況	3-5
3.3 NTPC における効率改善の取り組み	3-7

第4章 現地作業

4.1 第1回キックオフミーティング	4-1
4.2 第2回キックオフミーティング	4-1
4.3 第1回現地調査	4-3
4.4 第2回現地調査	4-9

Vol. I

4.5	第3回現地調査	4-9
4.6	第4回現地調査	4-9
4.7	第5回現地調査	4-9
4.8	第6回現地調査	4-9
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	5-1
5.2	実施対象ユニットの運転状況	5-9
第6章 設備診断の状況		
6.1	ボイラー診断	6-1
6.2	燃焼シミュレーション	6-10
6.2.1	はじめに	6-10
6.2.2	燃焼シミュレーションの概要および課題	6-11
6.2.3	解析メッシュと実施ケース	6-11
6.2.4	シミュレーション結果	6-12
6.2.5	空気と燃料バイアスのシミュレーションケース検討	6-14
6.3	ボイラー余寿命診断	6-19
6.3.1	概要	6-19
6.3.2	調査要領	6-20
6.3.3	報告書	6-20
6.4	空気予熱器(AH)効率改善 (Air Heater Performance Improvement)	6-23
6.4.1	Korba #6	6-23
6.4.2	Singrauli #4	6-26
6.4.3	効率改善の提案	6-29
6.5	タービン余寿命診断	6-37
6.6	復水器真空低下調査	6-47
6.7	ポンプ診断	6-47
6.8	シールフィン更新	6-50
6.9	制御装置診断	6-55
6.9.1	概要	6-55
6.9.2	調査実施内容	6-55
6.9.3	評価	6-55
6.9.4	改善提案および効果	6-55
6.10	BFP パラメータ診断	6-56
6.11	発電機診断	6-57

6.11.1	診断対象設備と診断の取り組み	6-57
6.11.2	Korba #6 発電機の診断	6-58
6.11.3	Rihand #2 発電機の診断	6-59
6.11.4	Singrauli #4 発電機の診断	6-60
6.12	主変圧器の診断	6-61
6.12.1	診断対象設備と診断の取り組み	6-61
6.12.2	Korba #6 主変圧器の診断結果	6-62
6.12.3	Rihand #2 主変圧器の診断結果	6-63
6.12.4	Singrauli #6(R 相)主変圧器の診断結果	6-64
6.12.5	Korba #6 主変圧器の診断結果(3年次)	6-66
6.13	現状性能と性能劣化状況の分析	6-67
6.13.1	概要	6-67
6.13.2	ボイラー性能評価	6-70
6.13.3	タービン性能評価	6-83
6.14	従来ならびに現在の O&M 要領のレビューと改善	6-91
6.14.1	火力発電所設備の運用現状	6-91
6.14.2	運用現状	6-91
6.14.3	発電所運営体制(概要)	6-92
6.14.4	各発電所の発電設備運用状況	6-103
6.14.5	各発電設備運用に関する課題と対策	6-105
6.14.6	提供した報告書および要領書	6-111
6.15	経済財務分析	6-112
6.15.1	コンセプト(Concept)	6-112
6.15.2	分析対象(Scope)	6-112
6.15.3	メソッド(Method)	6-113
6.15.4	経済財務分析 - ケーススタディー (Economic and Financial Analysis - Case Study)	6-122
6.15.5	環境付加価値分析(Environmental Value Added Analysis)	6-166
6.16	CDM 適用化準備	6-182
6.16.1	CDM の概要	6-182
6.16.2	PDD Draft 作成業務の実施	6-185
6.16.3	PDD Draft の概要	6-187
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	6-201
6.17	推奨案	6-204
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	7-1

7.1.1	定期点検研修コース.....	7-1	} Vol. I
7.1.2	効率管理研修コース.....	7-3	
7.1.3	設備の状態監視と診断技術研修コース.....	7-4	
7.2	ボイラー余寿命診断研修.....	7-5	
7.2.1	ボイラー余寿命診断研修コース.....	7-6	
7.3	ボイラー燃焼シミュレーション研修.....	7-7	
7.3.1	ボイラー燃焼シミュレーション研修コース.....	7-8	
7.4	研修の評価.....	7-9	
7.4.1	研修プログラムの評価.....	7-9	
7.4.2	研修プログラムおよび実施の評価.....	7-9	
第8章 添付資料			
8.1	議事録		} Vol. I
8.1.1	第1回ステアリングコミッティ議事録		
8.1.2	第2回ステアリングコミッティ議事録		
8.1.3	第3回ステアリングコミッティ議事録		
8.1.4	第4回ステアリングコミッティ議事録		
8.2	プレゼンテーションスライド		
8.2.1	第1回ワークショップ		
8.2.2	その他ワークショップとセミナー		
8.3	モデルユニット選定・第2回現地調査 調査票		
8.4	調査要領書 / 報告書		
8.4.1	ボイラー診断		} Vol. II
8.4.2	復水器真空低下調査		
8.4.3	ポンプ診断		} Vol. III
8.4.4	制御装置診断		
8.4.5	発電機診断		
8.4.6	主変圧器の診断		
8.4.7	現状性能と性能劣化状況の分析		
8.4.8	燃焼シミュレーション		
8.4.9	BFPT パラメータ診断		
8.4.10	PDD ドラフト		
8.4.11	タービン余寿命診断		
			} Vol. IV
			} Vol. V

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 1.8-1	Member of JICA Study Team	1-9
Table 2.1-1	Power Demand and Supply Position	2-6
Table 2.1-2	Power Demand and Supply Position by District (Apr 2008 to Mar 2009).....	2-6
Table 2.1-3	Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)	2-7
Table 2.1-4	Forecast of Power Demand	2-8
Table 2.1-5	Power Generation Capacity by Energy Sources (1995 to 2007)	2-8
Table 2.1-6	Power Plant Capacity by Sector (as on 2008 March).....	2-9
Table 2.1-7	Trend of Power Plant Capacity by Sector (from 2005 to 2008)	2-9
Table 2.1-8	Power Plant Capacity (as on 2009 August).....	2-10
Table 2.1-9	Thermal Power Plant PLF	2-10
Table 2.1-10	10th 5-Year Plan (Actual).....	2-11
Table 2.1-11	5-Year Plan (Target and Actual)	2-12
Table 2.1-12	11th 5-Year Plan	2-12
Table 2.1-13	State-Wise Estimated Average Rates of Electricity (updated up to 31.03.2008).....	2-15
Table 2.1-14	Cost of Generation (Tariff) of Generating Stations of NTPC Existing as on 31.3.2008 in Paise/kWh Ex-Bus at 80% PLF.....	2-16
Table 2.1-15	世界銀行融資プロジェクト	2-17
Table 2.1-16	アジア開発銀行融資プロジェクト	2-18
Table 3.1-1	List of NTPC Coal Fired Thermal Power Plants	3-1
Table 3.1-2	Adoption Plan of High Efficiency Power Plant.....	3-3

Table 3.2-1	NTPC Coal Fired Power Plant: Plant Load Factor.....	3-6
Table 4.3-1	Itinerary for Visit to 5 Candidate Power Stations.....	4-7
Table 4.3-2	Brief Details and Criteria of Power Plant Selection.....	4-8
Table 4.4-1	Itinerary of July visit.....	4-10
Table 4.5-1	#3 Site Work Schedule.....	4-11
Table 4.6-1	#4 Site Work Schedule.....	4-12
Table 4.7-1	#5 Site Work Schedule.....	4-13
Table 4.8-1	#6 Site Work Schedule.....	4-14
Table 5.1-1	Scope Matrix.....	5-3
Table 5.1-2	Shut-down Schedule and Scope of Boiler RLA and Turbine RLA.....	5-4
Table 5.1-3	Scope Matrix.....	5-6
Table 5.1-4	Scope Matrix.....	5-7
Table 5.1-5	Scope Matrix.....	5-8
Table 6.1-1	Boiler Operation Data after Step I.....	6-2
Table 6.1-2	Boiler Main Parameter.....	6-3
Table 6.1-3	Design Coal Analysis Data.....	6-5
Table 6.1-4	Design Coal Ash Analysis Data.....	6-5
Table 6.1-5	Comparison Table Vindhyaachal Design Coal and Imported Coal in Japan.....	6-6
Table 6.1-6	Design Heat Recovery Rate.....	6-7
Table 6.1-7	Heat Recovery Rate.....	6-7
Table 6.1-8	Flue Gas Temperature from Division SH to RH.....	6-8
Table 6.1-9	Boiler Furnace Dimension Comparison Table.....	6-9
Table 6.2-1	The Effect of the Oxygen Conc. & Gas Recirculation to the Heat Absorption Pattern.....	6-13
Table 6.2-2	Effect of 2 nd Air Bias on the R&L Deflection.....	6-18
Table 6.3-1	Summary of Boiler RLA in Singrauli Unit 6.....	6-21
Table 6.3-2	Summary of Boiler RLA in Unchahar Unit 2.....	6-22
Table 6.4-1	Primary AH: AB Side Measured and/or Calculated Figures s.....	6-25
Table 6.4-2	2nd AH: AB Side Measured and/or Calculated Figures.....	6-28

Table 6.4-3	AH Annual Inspection Items	6-34
Table 6.6-1	Summery of test result.....	6-47
Table 6.11-1	Generators for Assessment	6-58
Table 6.11-2	IR Test and PI Test Results.....	6-59
Table 6.11-3	IR Test and PI Test Results.....	6-59
Table 6.11-4	Current Status Assessment and RLA.....	6-60
Table 6.12-1	Units for Transformer Assessment	6-61
Table 6.12-2	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT.....	6-63
Table 6.12-3	Current Condition Assessment and RLA for Rihand#2 GT	6-64
Table 6.12-4	Current Status Assessment and RLA for Singrauli #6 GT	6-65
Table 6.12-5	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT (2010)	6-66
Table 6.13-1	Differences in the Boiler Performance Test Procedure between Study Team and NTPC.....	6-67
Table 6.13-2	Differences Turbine Performance Test Procedure between JICA ST and NTPC	6-67
Table 6.13-3	Differences in the Actual Performance Test Practices between Study Team and NTPC.....	6-68
Table 6.13-4	Past Boiler Efficiency.....	6-71
Table 6.13-5	Coal Analysis Data	6-72
Table 6.13-6	Performance Test Report calculated by Study Team	6-73
Table 6.13-7	Past Boiler Efficiency.....	6-75
Table 6.13-8	Coal Analysis Data	6-76
Table 6.13-9	Performance Test Report Calculated by Study Team	6-77
Table 6.13-10	Past Boiler Efficiency.....	6-79
Table 6.13-11	Coal Analysis Data	6-80
Table 6.13-12	Performance Test Report Calculated by Study Team	6-81
Table 6.14-1	Format of the Daily Plant Report for Efficiency	6-98
Table 6.14-2	Format of the Unit Trip Analysis Report.....	6-100
Table 6.14-3	Comparison Table for Power Station Management System	6-102
Table 6.14-4	Safety Patrol Check Sheet	6-108

Table 6.15-1	Current items for Financial Analysis	6-113
Table 6.15-2	Korba #6 Current Performance and Cost Data.....	6-114
Table 6.15-3	NTPC’s Cost of Capital Simulation	6-120
Table 6.15-4	Korba #6 Fundamental Data for Financial Analysis	6-123
Table 6.15-5	Cost Data of Air Heater Seal Renovation by SDU for Korba #6 & Singrauli #4.....	6-124
Table 6.15-6	Cost Data of Air Heater Seal Renovation by FRS for Korba #6 & Singrauli #4.....	6-126
Table 6.15-7	Cost Data of Air Heater Seal Renovation by FRS & CCS for Korba #6 & Singrauli #4	6-128
Table 6.15-8	Singrauli #4 Fundamental Data for Financial Analysis.....	6-139
Table 6.15-9	Rihand #2 Fundamental Data for Financial Analysis.....	6-156
Table 6.15-10	Unchahar #3 Fundamental Data for Financial Analysis.....	6-159
Table 6.15-11	Comparative Analysis Table of “Economic and Financial Analysis”.....	6-165
Table 6.15-12	Korba #6 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis	6-166
Table 6.15-13	Korba #6 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis	6-169
Table 6.15-14	Singrauli #4 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis.....	6-173
Table 6.15-15	Rihand #2 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis.....	6-177
Table 6.15-16	Unchahar #3 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis.....	6-179
Table 6.15-17	Comparative Analysis Table of “Environmental Value Added Analysis”	6-181
Table 6.16-1	Item of CDM PDD (version 3.2).....	6-184
Table 6.16-2	Large Scale Approved Methodologies applicable to existing Thermal Power Station.....	6-185
Table 6.16-3	Methodologies of Small Scale CDM.....	6-185
Table 6.16-4	Period of Execution and Scope of the Work.....	6-186
Table 6.16-5	Finalized thermal power generation unit and energy efficiency improvement measures	6-186
Table 6.16-6	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Singrauli #4.....	6-188
Table 6.16-7	Baseline and project emission calculations in Singrauli #4	6-190
Table 6.16-8	Monitoring parameter and Value used in Singrauli #4.....	6-191
Table 6.16-9	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Korba #6	6-193
Table 6.16-10	Baseline and project emission calculations in Korba #6.....	6-195

Table 6.16-11	Monitoring parameter and Value used in Korba #6	6-196
Table 6.16-12	Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Rihand #2.....	6-198
Table 6.16-13	Baseline and project emission calculations in Rihand #2.....	6-200
Table 6.16-14	Monitoring parameter and Value used in Rihand #2.....	6-200
Table 6.16-15	Time estimate for the Way forward	6-202
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (1/5).....	6-205
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (2/5).....	6-207
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (3/5).....	6-209
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (4/5).....	6-211
Table 6.17-1	Recommendation Plan of Study Items (5/5).....	6-213
Table 7.1-1	『定期点検研修コース』のプログラム	7-2
Table 7.1-2	『効率管理研修コース』のプログラム	7-3
Table 7.1-3	『設備の状態監視と診断技術研修コース』のプログラム	7-4
Table 7.2-1	『ボイラー余寿命診断研修コース』のプログラム	7-6
Table 7.3-1	『ボイラー燃焼シミュレーション研修コース』のプログラム	7-8

LIST OF FIGURES

Fig. 1.7-1	Counterpart Team	1-7
Fig. 1.8-1	調査団員の構成	1-8
Fig. 2.1-1	Structure of Power Sector.....	2-2
Fig. 2.1-2	Organization Chart of NTPC.....	2-5
Fig. 2.1-3	Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)	2-7
Fig. 3.1-1	Location of NTPC Thermal Power Plant	3-4
Fig. 3.2-1	NTPC PLF vs. Average PLF Other Generators in India (including coal, gas and liquid)	3-5
Fig. 3.2-2	PLF for each Power Plant.....	3-6
Fig. 4.3-1	Five Model Power Station	4-5
Fig. 6.1-1	Boiler Side View	6-4
Fig. 6.1-2	Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan).....	6-10
Fig. 6.1-3	Out line of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7).....	6-10
Fig. 6.2-1	Calculation Procedure of the Coal Combustion Simulation.....	6-11
Fig. 6.2-2	Typical Flow Pattern in Tangential Fired Boiler (3).....	6-12
Fig. 6.2-3	Outline of the Calculation Process (5) + Evaluation of the New Idea.....	6-14
Fig. 6.2-4	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone	6-15
Fig. 6.2-5	Effect of the Right & Left 2 nd Air Bias (1-1).....	6-16
Fig. 6.2-6	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone by Changing 2 nd Air Bias	6-16
Fig. 6.2-7	Effect of 2 nd Air Bias on the R&L Deflection	6-17
Fig. 6.2-8	Improvement of the R&L Deflection by Changing the Heater Combination (1).....	6-18
Fig. 6.2-9	Effect of the Heater Combination on the R&L Deflection under the Bias Condition.....	6-19
Fig. 6.4-1	AH Air and Gas Flow Diagram.....	6-23
Fig. 6.4-2	AH Air and Gas Flow Diagram.....	6-26
Fig. 6.4-3	Average Temperature at the Low Temperature End of a Ljungstrom Type Air Heater	6-29
Fig. 6.4-4	Relationship between the Increasing Leakage and Boiler Efficiency	6-30
Fig. 6.4-5	Floating Radial Seal	6-32

Fig. 6.4-6	Carbon Circum Seal	6-33
Fig. 6.8-1	Sample Drawing.....	6-53
Fig. 6.13-1	Coal Sampling Plastic Bag.....	6-69
Fig. 6.13-2	Fly Ash Extraction Valve for Sampling.....	6-70
Fig. 6.13-3	Fly Ash Sampling Storage Bin	6-70
Fig. 6.14-1	Typical Organization of a Coal Fired Thermal Power Station	6-92
Fig. 6.14-2	Typical Organization of EEM Group	6-97
Fig. 6.14-3	Typical Patrol Kit	6-106
Fig. 6.14-4	Noise Inspection with Listing Rod.....	6-106
Fig. 6.14-5	Indication of Normal Working Value	6-107
Fig. 6.14-6	Thermo-Label.....	6-107
Fig. 6.14-7	Entry and Exit Management Board	6-109
Fig. 6.15-1	Process of evaluating cost benefit by incremental profit.....	6-115
Fig. 6.15-2	Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6.....	6-115
Fig. 6.15-3	Anticipated long term incremental profit with the concept of degradation.....	6-116
Fig. 6.15-4	Anticipated additional incremental profit due to fuel price escalation.....	6-117
Fig. 6.15-5	Historical Steam Coal Prices for Electricity Generation	6-117
Fig. 6.15-6	Evaluation of long term incremental profit by DCF approach 1	6-121
Fig. 6.15-7	Evaluation of long term incremental profit by DCF approach 2	6-122
Fig. 6.15-8	Anticipated long term incremental profit of AH by SDU at Korba #6.....	6-125
Fig. 6.15-9	Anticipated long term incremental profit of AH by FRS at Korba #6.....	6-127
Fig. 6.15-10	Degradation of Air Heater Seal Renovation by FRS&CCS at Korba #6.....	6-129
Fig. 6.15-11	Anticipated long term incremental profit of AH by FRS&CCS at Korba #6.....	6-130
Fig. 6.15-12	Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6.....	6-131
Fig. 6.15-13	Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6.....	6-132
Fig. 6.15-14	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS) at Korba #6	6-134
Fig. 6.15-15	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS) at Korba #6.....	6-135

Fig. 6.15-16	Comparison of the Cost Benefit for 2 options for Air Heater Seal Renovation at Korba #6.....	6-136
Fig. 6.15-17	DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6	6-137
Fig. 6.15-18	Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Singrauli #4	6-140
Fig. 6.15-19	Anticipated long term incremental profit of AH by SDU at Singrauli #4	6-141
Fig. 6.15-20	Anticipated long term incremental profit of AH by FRS at Singrauli #4	6-143
Fig. 6.15-21	Degradation of Air Heater Seal Renovation by FRS&CCS at Singrauli #4	6-144
Fig. 6.15-22	Anticipated long term incremental profit of AH by FRS&CCS at Singrauli #4	6-145
Fig. 6.15-23	Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Singrauli #4	6-146
Fig. 6.15-24	Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Singrauli #4	6-147
Fig. 6.15-25	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 1” (by SDU) at Singrauli #4.....	6-149
Fig. 6.15-26	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS) at Singrauli #4.....	6-150
Fig. 6.15-27	Sensitivity Analysis for “Option 2 (FRS)” Air Heater Renovation at Singrauli #4-1	6-151
Fig. 6.15-28	Sensitivity Analysis for “Option 2 (FRS)” Air Heater Renovation at Singrauli #4-2	6-152
Fig. 6.15-29	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS) at Singrauli #4	6-153
Fig. 6.15-30	DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Singrauli #4.....	6-154
Fig. 6.15-31	Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2	6-157
Fig. 6.15-32	Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2	6-157
Fig. 6.15-33	DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2.....	6-158
Fig. 6.15-34	DCF Approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-1	6-161
Fig. 6.15-35	DCF approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-2	6-162
Fig. 6.15-36	DCF approach –Break Even Point Analysis.....	6-163
Fig. 6.15-37	DCF approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-3	6-163
Fig. 6.15-38	Formulas for Calculating CO ₂ Emission per Unit and in Total.....	6-167
Fig. 6.15-39	Practice Chart of CO ₂ Emission Reduction	6-168

Fig. 6.15-40	CO ₂ Reduction and CBER for Korba #6 by AH Renovation (SDU).....	6-170
Fig. 6.15-41	CO ₂ Reduction and CBER for Korba #6 by AH Renovation (FRS).....	6-171
Fig. 6.15-42	CO ₂ Reduction and CBER for Korba #6 by Turbine Seal Fin Replacement	6-172
Fig. 6.15-43	Reduction and CBER for Singrauli #4 by AH Renovation (SDU).....	6-174
Fig. 6.15-44	CO ₂ Reduction and CBER for Singrauli #4 by AH Renovation (FRS)	6-175
Fig. 6.15-45	CO ₂ Reduction and CBER for Singrauli #4 by Turbine Seal Fin Replacement.....	6-176
Fig. 6.15-46	CO ₂ Reduction and CBER for Rihand #2 by Turbine Seal Fin Replacement.....	6-178
Fig. 6.15-47	CO ₂ Reduction and CBER for Unchahar #3 by new system optimization of combustion	6-180
Fig. 6.16-1	Kyoto Mechanism	6-182
Fig. 6.16-2	Outline of the CDM.....	6-183
Fig. 6.16-3	CDM Project Cycle	6-184
Fig. 6.16-4	Outline of the CDM.....	6-202

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

目 次

結論と提言

結 論.....	1
提 言.....	5

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

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 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となる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並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	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)	Vindhychal #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率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</p> <p>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</p> <p>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 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、フルフルラ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。 - フルフルラ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 がフルフルラ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 年のフルフルラ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ラ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ラ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 recommendable	Increment of Unit Efficiency is 0.2 percentage point with Rs 6.3 mil. expenditure.	Increment of Unit Efficiency is 0.1 percentage point with Rs 9.5 mil. expenditure.	
AH Seal				
SDU	Increment of Unit Efficiency is 0.2 percentage point with Rs 32.4 mil. investment.	Increment of Unit Efficiency is 0.2 percentage point with Rs 32.4 mil. investment.		
FRS	Increment of Unit Efficiency is 0.2 percentage point with Rs 36.3 mil. investment plus maintenance expenditure.	NOT recommendable		
C&I Optimization				NOT recommendable

第 1 章

序 論

目 次

第1章 序 論

1.1 調査背景	1-1
1.2 調査目的	1-1
1.3 調査期間	1-1
1.4 調査業務の範囲.....	1-1
1.5 調査業務の概要.....	1-3
1.6 調査の基本方針.....	1-3
1.7 関係機関とカウンターパート.....	1-5
1.8 調査団員の構成.....	1-7

LIST OF TABLES

Table 1.8-1	Member of JICA Study Team.....	1-9
-------------	--------------------------------	-----

LIST OF FIGURES

Fig. 1.7-1	Counterpart Team.....	1-7
Fig. 1.8-1	調査団員の構成.....	1-8

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ヵ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 調査業務の範囲

調査は、2008年10月にJICAとインド電力省およびNTPCとの間で署名されたSoWに基づき実施される。調査を効率的に実施するために、具体的な調査業務内容は、JICA調査団およびNTPCと協議の結果以下のとおりとなった。

(1) 業務範囲 (Scope of Works)

調査業務の項目と対象発電所・ユニットは以下のとおりである。なお、詳細については5.1“ 調査対象ユニットと調査内容 ” に記述している。

1) 調査実施項目

- a) ボイラー診断
- b) ボイラー燃焼シミュレーション
- c) ボイラー余寿命診断
- d) 空気予熱器効率改善
- e) タービン余寿命診断
- f) タービン蒸気パス診断
- g) 主蒸気/高温再熱蒸気/低温再熱蒸気配管分析
- h) 空気予熱器シールフィン交換への助言
- i) 復水器診断
- j) ポンプ診断
- k) 制御装置診断
- l) BFPT 診断
- m) 発電機診断
- n) 変圧器診断
- o) 現状性能と性能劣化状況の分析
- p) 性能試験
- q) 従来ならびに現状における O&M 運用のレビューと改善
- r) 財務分析
- s) プラント性能の改善と適用
- t) CDM 適用化準備

2) 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& #6
- Singrauli #4&6
- Rihand #2&3
- Vindhyachal #7
- Unchahar #2&3

詳細な調査項目表は5章参照願う。

1.5 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

1.6 調査の基本方針

NTPC はこれまでも、発電効率の改善に積極的に取り組んできており、米国開発庁（以下「USAID」）の支援を受けて、保守点検・運用に必要なデータの収集・記録や設備の定期点検といったおりの管理体制を整えている。このため、本調査では、極力、USAID により技術移転された内容との重複がなく、NTPC がこれまで採用してきていない技術・技法を提案することとしている。さらに、NTPC の発電所でのデモンストレーションを通じ、NTPC が我が国の効率改善技術に直に触れる機会を提供し、また、NTPC との十分な協議を行い、適用可能な技術を見極め、技術移転を図っていくものとする。

(1) 基本方針

- 1) 日本における石炭火力発電所の効率改善事例を調査し、NTPC へ適用可能な事例を紹介する。
- 2) モデル火力発電所（ユニット）の選定
キックオフミーティングにて、NTPC に対して、NTPC の既設発電所の中からモデル発電

所 5 ユニットを選定するように依頼する。選定条件は、1980 年代、1985 年前後、2000 年代に運開したユニットが含まれること、今回の成果が広く展開できるように、インド国内に比較的多くある同型種のユニットであることなどを考慮する。この条件に基づき NTPC が選定した発電所 5 ユニットに対し、NTPC と合同で現地視察を行い、調査結果をもとにモデル発電所 3 ユニットを選定する。5 ユニットの選定要領はキックオフミーティングにて NTPC に説明し、調査を依頼するものとする。

- 3) モデル火力発電所(3 ユニット)における調査対象機器は、ボイラー、タービン、復水器、発電機および主要補機(給水加熱器、ボイラー給水ポンプおよび駆動タービン、循環水ポンプ、主変圧器・主制御装置)とする。
- 4) 性能試験に関しては、USAID のマニュアルがあり、NTPC において、性能試験方法が確立されていると考えられるため、試験の実施および結果のまとめは NTPC が行うものとし、調査団は、試験要領の確認、追加試験項目の提案、試験結果に基づく評価を行う。
- 5) 定期点検時および運転時における設備診断については、メーカー等への再委託も行うものとする。
- 6) 性能試験、設備診断については、モデル火力発電所(3 ユニット)の運用状況を考慮し実施時期を最終確定するものとする。
- 7) 設備診断結果を取りまとめ、検討・評価を行い、設備更新等の対応策を提言する。
- 8) 運転・保守に関する調査を行い、効率的な発電所運用に関する提言を行う。
- 9) インド国現地における OJT はモデル火力発電所(3 ユニット)に対して、性能試験への調査団の立ち会い・助言、設備診断への現地機関関係者の立ち会いとする。
- 10) インド国におけるワークショップは 5 回/2 年、1~2 日/回とする。
- 11) インド国におけるセミナーは 2 年間で 2 回とする。開催時期はセミナーの内容と調査スケジュールを考慮し、次のとおりとする。
 - 1 回目 : 第 4 次現地調査時
内容 : 1) 日本における石炭火力発電所の効率改善事例の紹介
 - 2 回目 : 最終現地調査時
内容 : 1) 発電所の従来の維持管理(Operation & Maintenance)手法の改善対策
: 2) 石炭火力発電所の効率改善計画
: 3) 効率改善ならびに信頼性向上に関するガイドライン
- 12) カウンターパート研修(国内研修)は 4 回/2 年、6 名程度/回、6 日間~8 日間/回と想定する。研修プログラムは、講義と実機モデルを活用した実習を組み合わせた研修、および石炭火力発電所の定期点検の現場研修で計画する。
- 13) 設備診断結果を踏まえ、モデル火力発電所(3 ユニット)に対する設備改善の提案を行うこととする。

- 14) 効率改善案の設備更新費に対する費用対効果、CO₂削減量について、モデル火力発電所(3ユニット)に対して評価を行う。
- 15) 経済財務分析については、提案する改善策についての経済性評価を行う。
- 16) CDM 化については、効率改善案に沿って検討するものとするが、実施にあたっては、経験の豊富なインド国のコンサルタントへ再委託し、調査団の効率的・効果的業務遂行のための支援業務を行える体制とする。調査団は、CDM 適用化の方針・計画策定とそれに必要な各種書類作成の支援を行う。CDM 化での国連認証取得に関しては、インド国での石炭火力熱効率改善での採択実績がないため、既存の方法論(AM0061、AM0062)をベースに協議・支援を行う。
なお、本調査の中では、排出権の獲得については業務範囲に含まれていない。
- 17) ガイドライン、マニュアルは、すでに CenPEEP が策定していることから、今回の業務においては、各報告書に記載する提言事項をまとめたものをガイドラインとする。

1.7 関係機関とカウンターパート

本調査の実施にあたり、以下の関係機関およびカウンターパートと連携を取りながら業務を遂行することとする。

(1) 関係機関

- 電力省(Ministry of Power)
- NTPC(CenPEEP)および選定発電所

(2) カウンターパート

NTPC の既設石炭火力ユニットの調査にあたっては、性能試験の実施、定期点検時における設備診断(ユニット停止)、設備仕様書、図面類の収集、運転データの収集や運用保守に関するヒアリングなど、NTPC 側との綿密な調整が必要不可欠であることから、NTPC 側へカウンターパートチーム(Counter Part Team: 以下 CP チーム)の設立を依頼した。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。

Counter part team member are

- | | |
|--------------------|--------------------------------|
| ➤ 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		
- Singrauli Power Station:	EMMG:	Mr. A.A. Prasad
		Mr. M.K. Malviya
		Mr. P. Khare
	Boiler:	Mr. A. Kumar (APH)
		Mr. B. Bhattacharya
		Mr. B.K. Singh
	Electrical:	Mr. H.S. Sahu
		Mr. K. Ganguly
		Mr. K.N. Chaudhary
	C&I:	Mr. B.K. Saha
Mr. S.K. Thakele		
Mr. A. Kumar		
EMMG:	Mr. J.S. Thakur	
	Mr. B.K. Singh	
	Mr. B. Bhattacharya	
Maintenance Procedure:	Mr. S. Patra	
	Mr. V.C. Shukla	
	Mr. S. Upadhyay	
Pump Performance:	Mr. S. Kumar Singh	
	Mr. A.K. Sharma	
	Mr. A.K. Dutta	
Condenser Performance:	Mr. P. Kashyap	
	Mr. L.K. Behera	
	Mr. V.S. Georpe	
- Rihand Power Station:	Boiler:	Mr. S.K. Parida
		Mr. T.K. Naroi
		Mr. C.K. Samanta
Turbine:	Mr. F. Rahman	
Electrical:		
C&I:		
EMMG:		
Planning:		

- Vindhyachal Power Station:	Operation:	Mr. V. Thangapandiyam
	EMMG:	Mr. D. Varadarajan
-		Mr. S. Banerjee
Unchahar Power Station:	C&I:	Mr. P.K.Gupta
	EMMG:	Mr. D.Paul

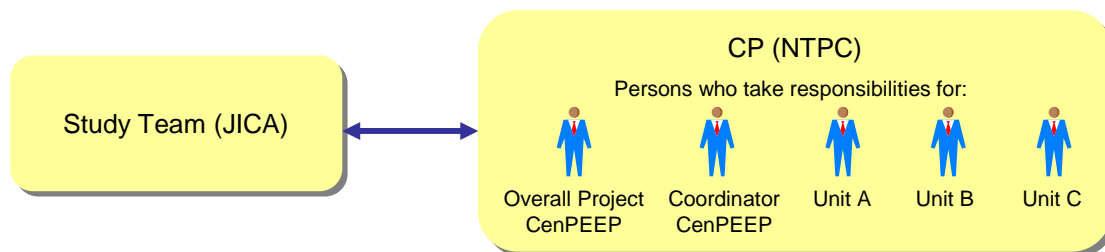


Fig. 1.7-1 Counterpart Team

1.8 調査団員の構成

(1) 調査体制

業務内容を踏まえて、調査団は以下のとおり、計 12 名体制とした。

- 総括 / 火力発電運用	1 名
- 副総括 / 火力発電 (ボイラー)	1 名
- 火力発電 (タービン・余寿命診断技術 B)	1 名
- 火力発電 (電気)	1 名
- 火力発電 (制御)	1 名
- 火力発電 (余寿命診断技術 A)	1 名
- 火力発電 (効率診断技術)	1 名
- 気候変動対策/CDM 適用支援	1 名
- 経済・財務分析	1 名
- 業務調整員 (2008 年 12 月 ~ 2009 年 8 月)	1 名
- 国内研修プログラム作成	1 名
- 国内研修プログラム作成 (Boiler RLA)	1 名

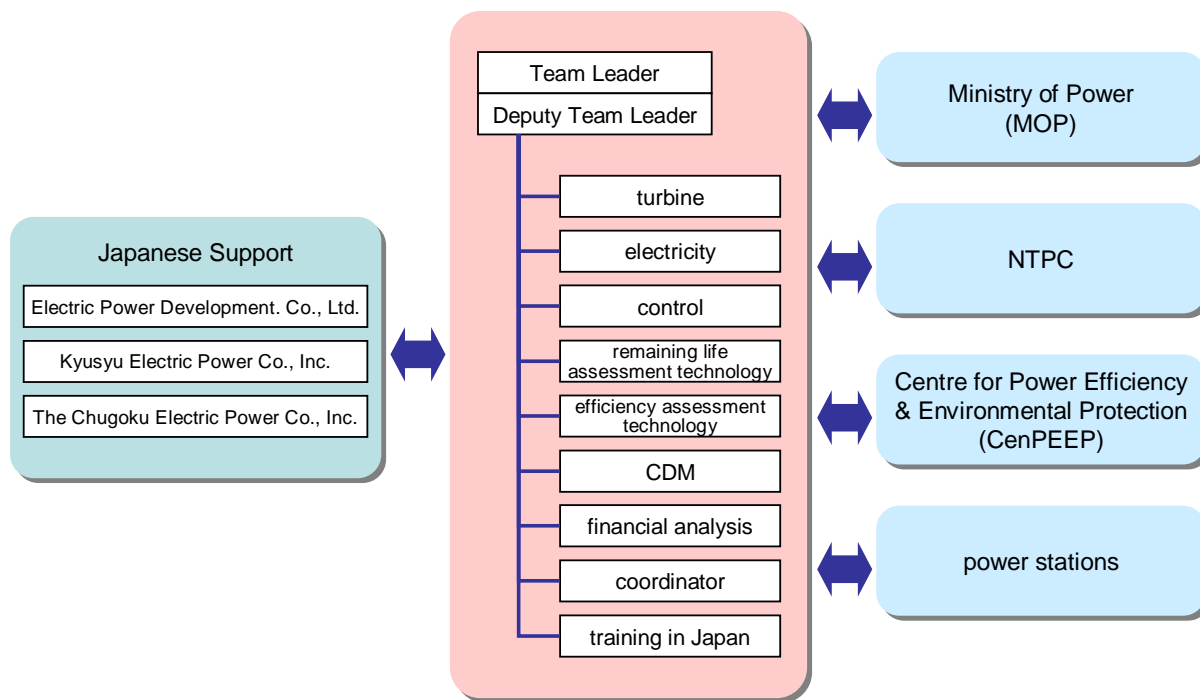


Fig. 1.8-1 調査団員の構成

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 1.8-1のとおり。

Table 1.8-1 Member of JICA 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)

(2) 再委託

1.6 “調査の基本方針”に記載のとおり、設備診断の実施については、国内企業が保有し、国内電力会社で実践している新技術を適用し実施することが望ましく、実施にあたっては、以下のとおり、国内企業へ一部再委託により行うものとした。

1) 国内再委託

a) ボイラーチューブ余寿命診断

ボイラーチューブ余寿命診断を行うにあたり、特殊装置・特殊技能が必要な部分、また現地作業の安全に関わる部分に関して、技能を有する国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

b) タービン設備診断

タービン本体関係の設備診断について、国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

c) 復水器リーク診断

プラント運転中における復水器空気侵入箇所部位・侵入量をオンライン機器での解析・把握を行うシステムを適用し、国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

d) 大型ポンプ設備診断

給水ポンプおよび循環水ポンプを運転状態で性能・設備診断を行えるシステムを適用し、国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

e) 制御装置設備診断

主制御装置（ボイラー制御装置、タービン制御装置）に加え、ボイラーチューブリークの一因とも想定されるスートブロウ制御について、国内企業に再委託し、現地調査を実施する。

2) 現地再委託

1.6 “調査の基本方針”記載のとおり、CDM事業他について、経験、知見を豊富に有するローカルコンサルタントに業務を再委託する。

第2章

インド電力セクターの現状

目 次

第2章 インド電力セクターの現状

2.1 政府方針	2-1
2.1.1 電力法・規制.....	2-1
2.1.2 電力行政組織.....	2-1
2.1.3 電力需要と供給.....	2-6
2.1.4 電力政策と開発計画およびメガプロジェクト	2-10
2.1.5 電気料金	2-13
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.....	2-17

LIST OF TABLES

Table 2.1-1	Power Demand and Supply Position	2-6
Table 2.1-2	Power Demand and Supply Position by District (Apr 2008 to Mar 2009).....	2-6
Table 2.1-3	Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)	2-7
Table 2.1-4	Forecast of Power Demand	2-8
Table 2.1-5	Power Generation Capacity by Energy Sources (1995 to 2007)	2-8
Table 2.1-6	Power Plant Capacity by Sector (as on 2008 March).....	2-9
Table 2.1-7	Trend of Power Plant Capacity by Sector (from 2005 to 2008)	2-9
Table 2.1-8	Power Plant Capacity (as on 2009 August)	2-10
Table 2.1-9	Thermal Power Plant PLF	2-10
Table 2.1-10	10th 5-Year Plan (Actual).....	2-11
Table 2.1-11	5-Year Plan (Target and Actual)	2-12
Table 2.1-12	11th 5-Year Plan	2-12
Table 2.1-13	State-Wise Estimated Average Rates of Electricity (updated up to 31.03.2008).....	2-15
Table 2.1-14	Cost of Generation (Tariff) of Generating Stations of NTPC Existing as on 31.3.2008 in Paise/kWh Ex-Bus at 80% PLF.....	2-16
Table 2.1-15	世界銀行融資プロジェクト	2-17
Table 2.1-16	アジア開発銀行融資プロジェクト	2-18

LIST OF FIGURES

Fig. 2.1-1	Structure of Power Sector.....	2-2
Fig. 2.1-2	Organization Chart of NTPC.....	2-5
Fig. 2.1-3	Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)	2-7

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、運営されていた。2003年に従来の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。

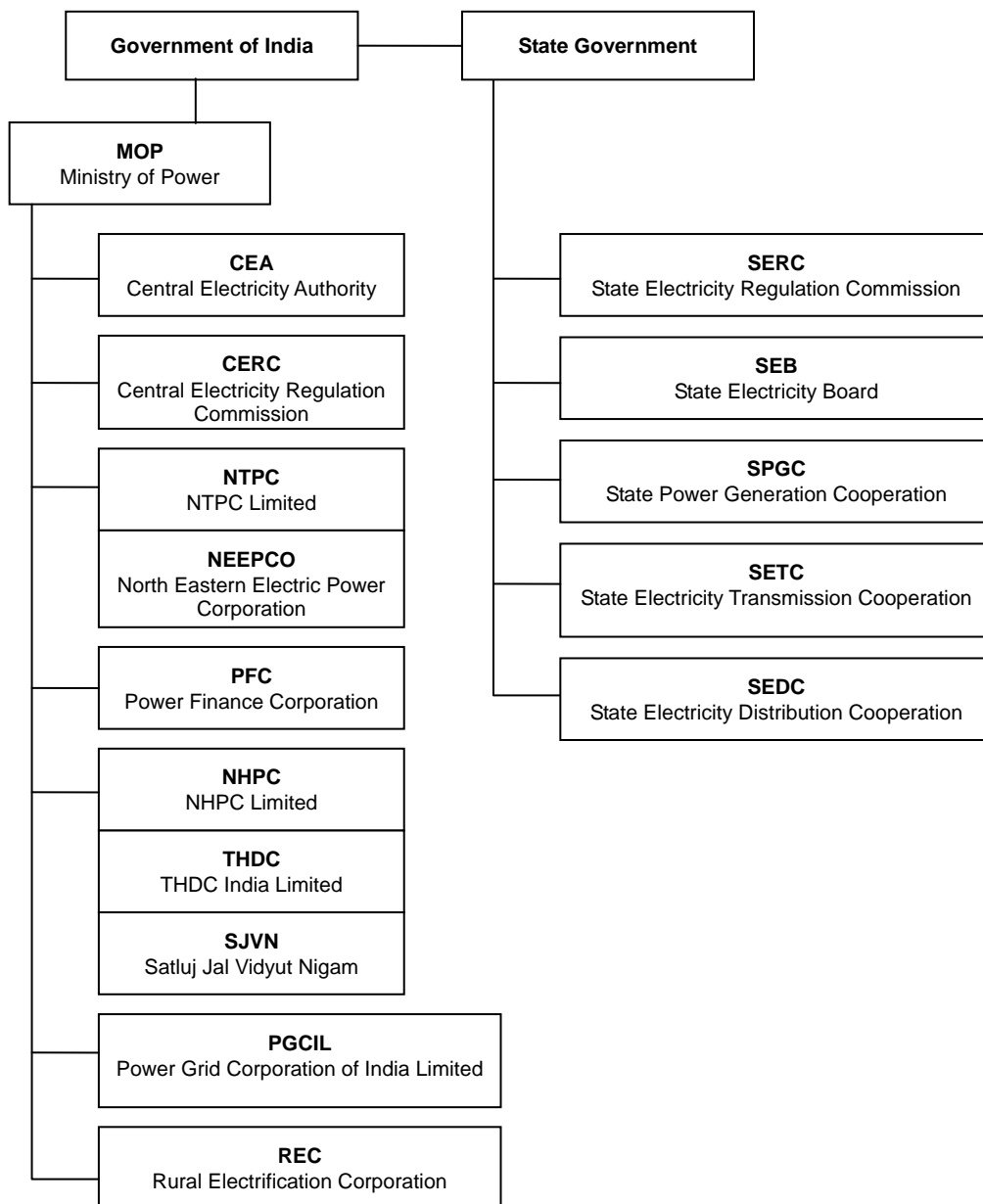


Fig. 2.1-1 Structure of Power Sector

(1) 電力セクターの組織の概要

中央政府と州政府は電力供給に係る、政策立案、規制、融資、電力融通、発電、送電、配電、研究開発などの主要な役割を担っている。

以下に主要電力セクター機能の概要を示す。主な電力事業者は、NTPC、NHPC などの中央セクター機関、各 SEB、IPP などに分けることができる。

1) Ministry of Power (MOP)

電力省は電力セクターの主要監督官庁であり、電力政策の策定、電力セクターに係る法制度構築、国家計画委員会の長期計画に基づいた電力供給計画の策定、開発計画実施の監督などを行う。

なお、原子力は原子力委員会、再生可能エネルギーは再生可能エネルギー省がそれぞれ担当の中央官庁となっている。

2) Central Electricity Authority (CEA)

CEA は電力セクター全般について電力省に助言する役割を担っている。水力発電案件に関しては CEA が事業審査を行い、ライセンスの発行を行う。水力以外のプロジェクトのライセンスに関しては現在、中央および州で電力規制委員会に委譲されている。

3) Central Electricity Regulatory Commission (CERC)

CERC は、1998 年の電力規制委員会法に基づき設立されたものであり、主な役割は次のとおりである。

- a) 電気料金の規制（中央セクター発電事業者の卸売料金、州を超える電力取引など）
- b) 送電料金の規制、地域間送電の規制
- c) 電力部門の効率化、競争促進
- d) その他電気料金に関する仲裁・裁決

また、各州には State Electricity Regulatory Commission (SERC) があり、州内における電力規制に係る事項を担当している。

4) NTPC Limited (NTPC)

NTPC は、SEB 中心の電源開発を補完する目的で、国家資金によって大規模な火力電源開発を実施することを目的に設立されている。NTPC は火力発電所を所有、運営しているが、最近では水力事業、発電コンサルタント事業、海外事業などに進出している。

5) NHPC Limited (NHPC)

NHPC は、SEB 中心の電源開発を補完し、国家資金によって大規模な水力電源開発を実施することを目的に設立されている。NHPC は国内水力発電所の運転に加え、ネパール、ブータンにおける水力開発も行っている。

6) Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL)

地域間連携送電線および、NTPC などの広域供給電源と接続する送電線の建設、運営を担当している。

7) Power Finance Corporation (PFC)

1986 年に設立された電力事業への融資を行う金融公社である。中央セクター電力業者のみならず、州政府電気事業者、配電部門、民間プロジェクトへの融資も行っている。

8) Power Trading Corporation (PTC)

1996 年に設立された、余剰電力の取引、地域間電力売買、ネパール、ブータンからの電力輸入などの電力取引を中心に事業展開している。株主は、中央セクターの電気事業者、金融機関などである。

9) Rural Electrification Corporation (REC)

農村電化事業への融資、事業推進を目的として 1969 年に設立された公社である。現在、SEB や農村電化組合の農村電化事業に融資を行うだけでなく、水力発電への融資も行っており、PFC などと競合することもある。

10) North Eastern Electric Power Corporation Ltd. (NEEPCO)

インド北東部における水力開発と天然ガス・炭鉱の開発を目的とし、中央セクターの卸売り発電会社として、設立された。現在、1,130MW の発電設備を所有、運営している。

11) Tehri Hydro Development Corporation Ltd. (THDC)

Bhagirathi 川と Tehri にある支流における水力開発を主目的として設立された、中央政府と Uttar Pradesh 州政府との合弁会社である。

12) Reliance Energy Ltd. (REL)

Reliance Energy Ltd. は、Maharashtra, Karnataka, Kerala, Andhra Pradesh, Goa などに合計 941MW の発電設備を有する。現在、水力を含め合計 13,510MW の発電設備の開発計画を検討中である。

13) Jai Prakash Associates Ltd.

Jai Prakash Associates Ltd. は、Himachal Pradesh と Uttarkhand に、それぞれ 300MW, 400MW の水力発電所を所有、運営している。現在、1,000MW の Karcham Wangtoo 水力発電所に着手しているところで、2010 年の運開を目指している。

14) Tata Power Company Ltd.

Tata Power は、現在 Maharashtra, Jharkhand 州、Karnataka 州、Maharashtra 州に水力・風力を合わせ、合計 2,323MW の発電所を所有、運営している。また、Power Grid との合弁にて送電事業も実施している。

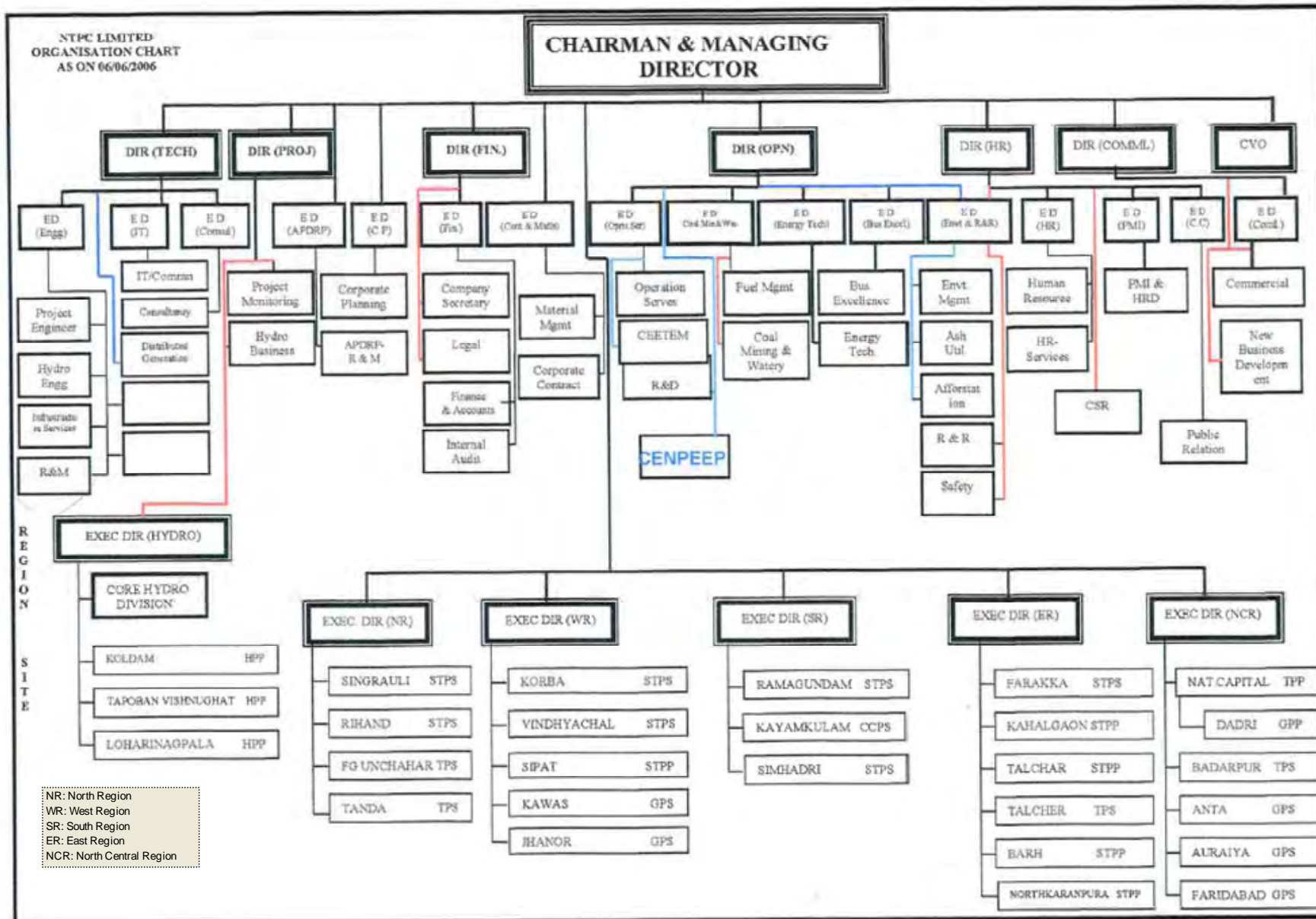


Fig. 2.1-2 Organization Chart of NTPC

2.1.3 電力需要と供給

(1) 電力需要

2001年から2008年の期間における電力要求、ピーク需要・不足に関する状況を以下に示す。

Table 2.1-1 Power Demand and Supply Position

Year	Energy Requirement (GWh)	Energy Availability (GWh)	Energy Shortage (%)	Peak Demand (MW)	Peak Availability (MW)	Peak shortage (%)
2001	522,537	483,350	7.5%	78,441	69,189	11.8%
2002	545,983	497,890	8.8%	81,492	71,547	12.2%
2003	559,264	519,398	7.1%	84,574	75,066	11.2%
2004	591,373	548,115	7.3%	87,906	77,652	11.7%
2005	631,554	578,819	8.4%	93,255	81,792	12.3%
2006	690,587	624,496	9.6%	100,715	86,818	13.8%
2007	737,052	664,660	9.8%	108,866	90,793	16.6%
2008	777,039	691,038	11.1%	109,809	96,785	11.9%

Source: MOP Annual Report 2008-09

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。

2008年度地域別の電力量・最大電力不足状況を下表に示す。

電力量は南部・東部に比べて北部・西部・北東部で不足しており、最大電力は北部・南部・東部に比べて西部・北東部で不足している。

Table 2.1-2 Power Demand and Supply Position by District
(Apr 2008 to Mar 2009)

Region	Energy			Peak		
	Requirement (GWh)	Availability (GWh)	Shortage (%)	Demand (MW)	Availability (MW)	Shortage (%)
Northern	224,218	199,928	10.8%	33,034	29,504	10.7%
Western	245,486	213,724	16.0%	37,240	30,154	19.0%
Southern	204,086	188,865	7.5%	28,340	26,244	7.4%
Eastern	82,127	78,370	4.6%	12,901	11,689	9.4%
North-Eastern	9,407	8,134	13.5%	1,820	1,358	25.4%

Source: CEA Home Page-Monthly Review of Power Sector

(2) 消費電力量

1955年から2004年までの消費電力量をTable 2.1-3およびFig. 2.1-3に示す。

消費電力は、右肩上がり増加しており、特に1980年台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。

Table 2.1-3 Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)

							(GWh)
Year	Domestic	Commercial	Industrial	Traction	Agriculture	Misc.	Total
55	934	546	5,323	405	316	435	7,959
60	1,492	848	9,584	454	833	630	13,841
65	2,355	1,650	18,876	1,057	1,892	905	26,735
68	3,184	2,126	25,891	1,247	3,465	1,439	37,352
73	4,645	2,988	32,481	1,531	6,310	2,292	50,247
78	7,576	4,330	47,728	2,186	12,028	3,445	77,293
79	8,402	4,657	45,956	2,301	13,452	3,316	78,084
84	15,506	6,937	63,019	2,880	20,961	4,765	114,068
89	29,577	9,548	80,694	4,070	44,056	7,474	175,419
91	35,854	12,032	87,288	4,520	58,557	9,394	207,645
96	55,267	17,519	104,165	6,594	84,019	12,642	280,206
01	79,694	24,139	107,296	8,106	81,673	21,551	322,459
02	83,355	25,437	114,959	8,797	84,486	22,564	339,598
03	89,736	28,201	124,573	9,210	87,089	22,128	360,937
04	95,659	31,381	137,589	9,495	88,555	23,455	386,134

Source: CEA General review 2006

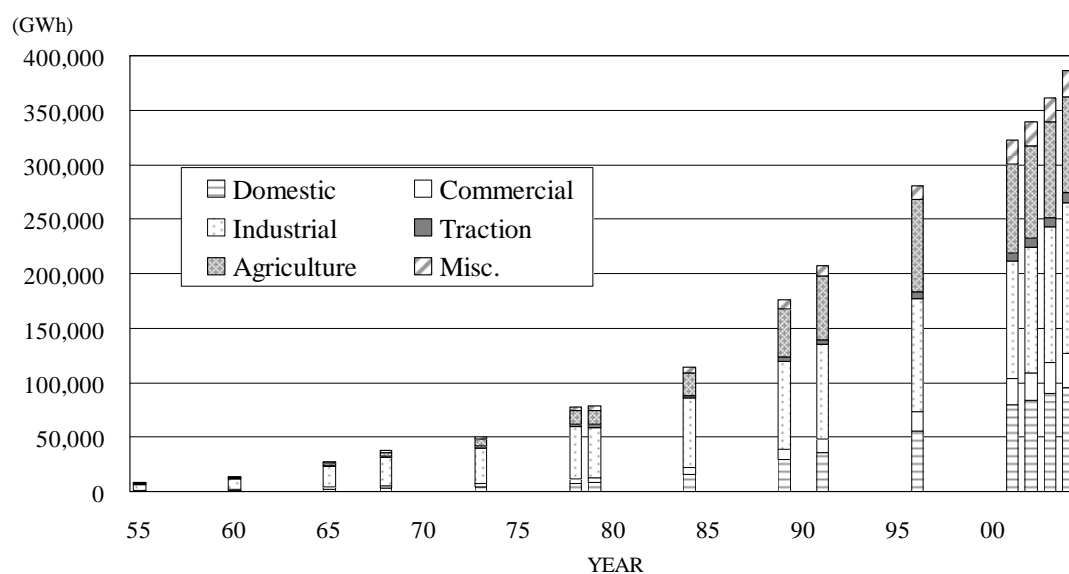


Fig. 2.1-3 Amount of Power Consumption by Sector (1995 to 2004)

(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。電力省が作成した

「Key Inputs for Accelerated Development of Indian Power Sector for 11th Plan and Beyond Report」の中で需要予測について電力省は以下のように試算している。

Table 2.1-4 Forecast of Power Demand

Year	Energy ($\times 10^3$ GWh)		Installed Capacity (MW)	
	GDP 8%	GDP 9%	GDP 8%	GDP 9%
2006-07	700	700	140,000	140,000
2011-12	1,029	1,077	206,000	215,000
2016-17	1,511	1,657	303,000	331,000
2021-22	2,221	2,550	445,000	510,000

Source: Key Inputs for Accelerated Development of Indian Power Sector for 11th Plan and Beyond Report

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 $\times 10^3$ GWh、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）

1995年から2007年までの発電設備容量（電源種別）をTable 2.1-5に示す。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

Table 2.1-5 Power Generation Capacity by Energy Sources (1995 to 2007)

Year	Hydro (MW)	Thermal * (MW)	Nuclear (MW)	REP (MW)	Total (MW)	Addition (%)
95	20,986	60,083	2,225	-	83,294	-
96	21,658	61,010	2,225	902	85,795	3.0
97	21,904	64,005	2,225	968	89,102	3.9
98	22,479	67,566	2,225	1,024	93,294	4.7
99	23,857	70,193	2,680	1,155	97,885	4.9
00	25,153	72,343	2,860	1,270	101,626	3.8
01	26,269	74,429	2,720	1,628	105,046	3.4
02	26,767	76,762	2,720	1,628	107,877	2.7
03	29,507	77,969	2,720	2,488	112,684	4.5
04	30,942	80,902	2,770	3,812	118,426	5.1
05	32,326	82,410	3,360	6,191	124,287	4.9
06	34,654	86,015	3,900	7,760	132,329	6.5
07	35,909	91,907	4,120	11,125	143,061	8.1

Source: CEA Annual report 2007-08

*: Thermal: included in coal, gas and diesel

1996年と2007年の発電設備の構成を比較すると、水力発電設備は25.2%から25.1%とほぼ横ばい、原子力発電設備は2.6%から2.9%に微増、再生可能エネルギーは1.1%から7.8%に増加、火力発電設備(石炭、ガス、石油)は71.0%から64.2%に減少しており、主に再生可能エネルギーの増加により、火力発電に偏っていた発電設備構成がある程度改善されている。

セクター別の発電設備容量およびセクター別追加発電容量の推移は以下のとおりである。民間部門の火力発電および再生可能エネルギーが増加しており、2005年から2008年の間における設置発電設備容量は、州電力よりも多くなっていることが分かる。

Table 2.1-6 Power Plant Capacity by Sector (as on 2008 March)

(MW)

Type	Central Sector	State Sector	Private Sector	Total
Hydro	8,592.0	26,086.8	1,230.0	35,908.8
Thermal	35,649.0	46,486.3	9,771.5	91,906.8
Nuclear	4,120.0	0.0	0.0	4,120.0
Renewable (incl. small hydro, biomass etc)	0.0	2,116.3	9,009.1	11,125.4
Total	48,361.0	74,689.4	20,010.7	143,061.0
Percentage (%)	34	52	14	100.0

Source: CEA Annual report 2007-08

Table 2.1-7 Trend of Power Plant Capacity by Sector (from 2005 to 2008)

(MW)

Year	Central Sector	State Sector	Private Sector	Total
2005-2006	1,320.0	1,363.0	785.8	3,468.8
2006-2007	3,890.0	1,671.0	1,291.8	6,852.8
2007-2008	3,240.0	2,898.0	4,593.8	10,731.8
Total	8,450.0	5,932.0	6,671.4	21,053.4
Percentage (%)	40	28	32	100.0

Source: CEA Annual report 2007-08

2009年8月時点における、インドの総発電設備容量は152,148MWで、詳細はTable 2.1-8のとおりである。

Table 2.1-8 Power Plant Capacity (as on 2009 August)

Type of Station	Installed Capacity (MW)	Ratio (%)
Thermal	97,869	64.3
Coal	80,284	52.8
Gas	16,386	10.8
Oil	1,200	7.9
Hydro	36,917	24.4
Nuclear	4,120	2.7
Renewable (incl. small hydro, biomass etc)	13,242	8.7
Total	152,148	100

Source: MOP web site on September 2009

第11次5カ年計画においては、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

火力発電所の利用率は、Table 2.1-9のとおり。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事から、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。

Table 2.1-9 Thermal Power Plant PLF

Year	Central	State	Private	Overall
2000-01	74.3	65.6	73.1	69.0
2001-02	74.3	67.0	74.7	69.9
2002-03	77.1	68.7	78.9	72.1
2003-04	78.7	68.4	80.5	72.7
2004-05	81.7	69.6	85.1	74.8
2005-06	82.1	67.1	85.4	73.6
2006-07	84.8	70.6	86.3	76.8
2007-08	86.7	71.9	90.8	78.6
2008-09	84.3	71.2	91.0	77.2

$$\text{設備利用率(\%)} = \frac{\text{発電電力量(MWh)/年}}{\text{最大出力(MW)} \times 24(\text{h}) \times 365(\text{日})} \times 100$$

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 年計画

第 10 次 5 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。第 10 次 5 年計画における発電容量増強の実績はTable 2.1-10に示すとおりである。

Table 2.1-10 10th 5-Year Plan (Actual)

Particular	(MW)			
	Hydro	Thermal	Nuclear	Total
Original Program	14,393	25,417	1,300	41,110
Capacity Slipped	(6,507)	(14,554)	(220)	(21,281)
Backup Added	0	1,251	100	1,351
Total	7,886	12,114	1,180	21,180

Source: National Electricity Plan, CEA. April 2007

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。

10 次計画では、大幅に見込みを下回ったことから、11 次計画ではその遅れを取り戻すべく、政府は大幅な増強を目標として掲げている。

参考までにこれまでの電源開発計画の実績をTable 2.1-11に示す。

Table 2.1-11 5-Year Plan (Target and Actual)

Plan	Target (MW)	Achievement (MW)	%
1st (51-56)	1,300	1,100	84.6
2nd (56-61)	3,500	2,250	64.3
3rd (61-66)	7,040	4,520	64.2
4th (69-74)	9,264	4,579	49.5
5th (74-79)	12,499	10,202	81.6
6th (80-85)	19,666	14,226	72.3
7th (85-90)	22,245	21,401	96.2
8th (92-97)	30,538	16,423	53.8
9th (97-02)	40,245	19,015	47.5
10th (02-07)	41,110	21,180	51.76

Source: White Paper on Strategy for 11th Plan, CEA, August 2007

2) 第11次5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。

Table 2.1-12 11th 5-Year Plan

Particular	(MW)			
	Hydro	Thermal	Nuclear	Total
Under Construction	12,115	50,509.2	3,160	65,784.2
Committed	3,392	11,213.7	220	14,825.7
Total	15,507	61,722.9	3,380	80,609.9
<Breakdown>				
Central Gov. Sector	8,654	21,496	3,380	33,530
State Gov. Sector	3,362	22,001.4	0	25,363.4
Private Sector	3,491	18,225.5	0	21,716.5
Total	15,507	61,722.9	3,380	80,609.9

Source: CEA IRP Division, Jun 2009

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、以下にあげる課題解決に向けた取り組みを行っている。

- 設備増強量に見合った主要設備および周辺設備の製造能力の増強
- 十分な建設工事会社の確保
- 必要な燃料と資材の確保

- 十分な資材および燃料の輸送ルートの確保
- 設備増強量に見合った訓練施設を含めた人材開発
- 電力会社の決裁および面倒な支払い手続きのスピードアップ化

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

具体的には以下のとおり。

- 1) 複数年度料金の適用
- 2) 稼働率を基準にした電気料金
- 3) 内部補助金の撤廃
- 4) 送電システムのオープンアクセス促進
- 5) 検針制度の確立

6) 発電および送電プロジェクトにおける電気料金を基本とした競争入札の導入

(2) 各州の想定平均電力料金と NTPC の発電原価

2008年3月時点における各週の想定平均電力料金とNTPCの発電所における発電原価をTable 2.1-13に示す。

Table 2.1-13 State-Wise Estimated Average Rates of Electricity (updated up to 31.03.2008)

S. No.	Name of Utility	Tariff effective from	Domestic 1kW 100kWh/mth	Domestic 4kW 400kWh/mth	Domestic 10kW 100kWh/mth	Commercial 2kW 300kWh/mth	Commercial 10kW 1500kWh/mth	Commercial 30kW 4500kWh/mth	Commercial 50kW 7500kWh/mth	Agriculture 2HP 400kWh/mth	Agriculture 5HP 1000kWh/mth	Agriculture 10HP 2000kWh/mth
1	Andhra Pradesh	01-04-2007	238.50	396.63	492.25	599.33	624.67	628.89	629.73	29.38	23.75	21.88
2	Assam	04-08-2006	310.00	411.50	445.00	528.33	528.33	536.31	536.31	240.00	240.00	240.00
3	Bihar	01-11-2006	233.20 U 76.32 R	294.05	362.52	515.87 U 51.94 R	503.85	500.09	499.33	51.50 RS 61.50 US	51.50 RS 61.50 US	51.50 RS 61.50 US
4	Chhattishgarh	01-10-2006	189.10	238.50	334.58	436.41	519.17	519.37	519.41	32.50	32.50	42.50
5	Gujarat	01-04-2007	348.00 U 264.00 R	462.00 U 368.50 R	526.80 U 427.90 R	564.58	595.42	590.14	589.08	55.00	55.00	55.00
6	Haryana	01-11-2006	356.20	410.05	450.82	468.00	468.00	468.00	468.00	17.50	17.50	17.50
7	Himachal Pradesh	01-04-2007	216.00	263.50	283.00	450.67	437.33	448.44	447.56	208.00	205.00	204.00
8	Jammu & Kashmir	01-04-2007	129.50	188.88	214.75	222.00	262.00	268.67	270.00	49.50	40.33	27.50
9	Jharkhand	01-01-2004	163.00 U 74.00 R	183.00	182.00	438.67	438.67	438.67	438.67	28.75	28.75	28.75
10	Karnataka	01-11-2006	292.43 D 292.43 E 260.93 F	418.30 D 413.05 E 381.55 F	482.32 D 473.92 E 442.42 F	637.88 D 618.63 E 609.87 F	651.18 D 630.53 E 623.18 F	653.39 D 632.51 E 625.39 F	653.84 D 632.91 E 625.83 F	45.00 G 110.00 H	45.00 G 110.00 H	55.00 G 115.00 H
11	Kerala*	01-04-2006	187.00	398.89	517.61	727.84	889.90	962.74	969.98	74.80	74.80	74.80
12	Madhya Pradesh	16-04-2007	347.44 U 341.74 R	442.25 U 430.38 R	463.18 U 451.05 R	615.86	617.31	617.55	617.60	188.75	213.50	221.75
13	Maharashtra	01-05-2007	270.36	422.57	560.09	533.98	599.14	646.83	650.81	90.00 I 75.00 J	90.00 I 75.00 J	90.00 I 75.00 J
14	Meghalaya	01-10-2004	180.00	246.25	275.50	409.33	446.67	452.89	454.13	116.00	116.00	116.00
15	Orissa	01-04-2007	135.20	247.00	286.00	384.80	443.04	452.75	454.69	102.00	102.00	102.00
16	Punjab	01-04-2006	247.10	374.15	408.80	469.30	469.30	469.30	469.30	0.00	0.00	0.00
17	Rajasthan	01-01-2005	417.50 U 390.25 R	396.88 U 363.81 R	392.75 U 358.53 R	556.67	554.00	555.78	556.13	78.75	75.60	74.55
18	Tamil Nadu	01-04-2007	120.00	216.25	269.50	602.00	607.60	608.53	608.72	0.00	0.00	0.00
19	Uttar Pradesh	10-05-2007	249.00 U 59.00 R	359.00 U 209.00 R	359.00 U 239.00 R	452.33 U 209.00 R	452.33 U 269.00 R	452.33 U 279.00 R	452.33 U 281.00 R	224.00 U 45.00 R	224.00 U 45.00 R	224.00 U 45.00 R
20	Uttaranchal	01-04-2006	215.00	215.00	215.00	315.00 W 365.00 M	315.00 W 365.00 M	315.00 W 365.00 M	315.00 W 365.00 M	81.60 U 69.00 R	78.00 65.40 R	76.80 U 64.20 R
21	West Bengal	01-04-2007	248.33 U 237.11 R	406.43 U 391.49 R	529.24 U 523.26 R	443.27 U 441.48 R	583.96 U 583.59 R	604.05 U 603.93 R	608.07 U 608.00 R	147.00	147.00	147.00
22	Arunachal Pradesh	01-02-2000	162.50	211.88	231.75	370.00	390.00	393.33	394.00	-	-	-
23	Goa	01-04-2002	122.00	170.75	216.50	327.00	357.00	373.67	377.00	102.00	102.00	102.00
24	Manipur	03-09-2002	262.20	299.70	302.20	302.20	302.20	381.80	381.80	272.20	272.20	272.20
25	Mizoram (Distt.HQ & sub.Divn.Area) Other Areas	25-07-2005	170.00 180.00	247.50 195.00	249.00 198.00	266.67	266.67	266.67	266.67	69.94	69.94	69.94
26	Nagaland	01-04-2006	272.00	310.25	337.70	398.00	431.60	467.20	438.32	150.00	150.00	150.00
27	Sikkim	01-04-2006	105.75	266.06	322.43	335.25	396.45	408.15	410.49	180.00	247.50	326.25
28	Tripura	01-07-2006	215.00	365.00	365.00	353.33	456.67	456.67	456.67	87.46	87.46	134.92
29	A&N Islands	01-07-2003	130.00	275.00	326.00	406.67	465.33	475.11	477.07	90.00	90.00	90.00
30	Chandigarh	01-08-2005	179.00	304.00	304.00	347.00	347.00	347.00	347.00	165.00	165.00	165.00
31	Dadra & Nagar Haveli	01-10-2006	130.00	172.50	204.00	248.33	265.67	268.56	269.13	55.00	55.00	55.00
32	Daman & Diu	01-10-2006	130.00	172.50	204.00	248.33	265.67	268.56	269.13	55.00	55.00	55.00
33	Delhi BYPL/BRPL/NDPL	01-10-2006	277.20	346.50	434.70	596.75	596.75	622.76	622.76	162.20	162.20	162.20
34	Delhi NDMC	01-04-2006	158.00	252.25	327.70	462.00	525.00	525.00	525.00	-	-	-
35	Lakshadweep	01-09-2004	100.00	300.00	300.00	480.00	480.00	480.00	480.00	-	-	-
36	Pondicherry	16-04-2002	55.00	113.75	150.50	274.74	325.34	333.78	335.47	0.00	20.67	19.83
37	Torrent Power Ltd. (Ahmedabad)	01-04-2007	345.15	399.26	427.64	527.88	586.51	592.79	594.54	311.64	311.64	311.64
38	Kolkata (CESC)	01-04-2007	279.84	462.48	533.62	450.53	579.26	597.30	600.91	-	-	-
39	D.V.C. (A) Bihar Area (B) West Bengal Area	01-09-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Durgapur Projects Ltd.	01-04-2007	189.00	254.93	264.33	272.43	293.40	294.83	295.12	479.39	479.39	479.39
41	Mumbai (B.E.S.T)	01-04-2007	123.77	317.59	597.01	503.62	947.60	1,079.63	1,106.03	-	-	-
	Mumbai (Reliance Energy)	24-04-2007	235.99	449.24	613.86	658.16	841.40	828.34	828.34	115.41	115.41	115.41
	Mumbai (TATA'S)	01-05-2007	240.12	444.52	648.92	736.65	691.45	964.82	964.82	-	-	-

U: Urban, R: Rural, D: Bangalore Metro Area, E: Areas under other local bodies, F: Areas under Village Panchayats, G: General, H: Urban feeders, I: Category 1 Zone Areas, J: Category 2 Zone Areas, M: Without TOD meter, W: With TOD meter
 * In Kerala, Kerala State Electricity Regulatory Commission has approved continuation of the existing tariffs (effective from 01.10.2002) and other charges by the Kerala State Electricity Board.

Table 2.1-14 Cost of Generation (Tariff) of Generating Stations of NTPC
Existing as on 31.3.2008 in Paise/kWh Ex-Bus at 80% PLF

No.	Name of the Generating Station	Installed Capacity as on 31.3.2008	Fixed charges	Energy Charges as in March 2008 ²	TOTAL	Weighted Average Cost of
	Years			2007-2008		
	Units	MW	Paise/kWh	Paise/kWh	Paise/kWh	Paise/kWh
Coal Base thermal generating stations of NTPC						
A Pit head generating stations						
1	Rihand STPS St-I	1,000.00	53	101	154	145
2	Rihand STPS St-II	1,000.00	82	104	186	
3	Singrauli STPS	2,000.00	27	102	129	
4	Vindhyachal STPS St-I	1,260.00	37	110	147	
5	Vindhyachal STPS St-II	1,000.00	70	106	176	
6	Vindhyachal STPS St-III	1,000.00	87	106	194	
7	Korba STPS	2,100.00	30	62	93	
8	Ramagundam STPS St-I & II	2,100.00	34	106	140	
9	Ramagundam STPS St-III	500.00	83	115	197	
10	Talcher TPS	460.00	63	71	134	
11	Talcher STPS St-I	1,000.00	62	75	137	
12	Talcher STPS St-II	2,000.00	70	75	145	
	sub-total	15,420.00				
B Non-Pit head generating stations						
13	FGUTPP TPS St-I	420.00	52	140	192	208
14	FGUTPP St-II	420.00	66	139	205	
15	FGUTPP St-III	210.00	102	139	241	
16	NCTP Dadri	840.00	60	161	221	
17	Farrakka STPS	1,600.00	49	124	173	
18	Tanda TPS	440.00	64	170	234	
19	Badarpur TPS	705.00	49	243	293	
20	Kahalgaoon STPS	840.00	58	156	214	
21	Simhadri	1,000.00	72	104	176	
	Sub-Total	6,475.00				
	Total Coal	21,895.00				163
Lignite Based thermal generating Stations of NLCI						
1	TPS-I	600.00	43	135	182	179
2	TPS-II Stage-I	630.00	32	130	162	
3	TPS-II Stage-II	840.00	35	130	165	
4	TPS-I (Expansion)	420.00	104	122	226	
	Total Lignite	2,490.00				
Gas/Liquid Fuel Based Stations of NTPC						
A Using Natural Gas/RLNG as Fuel						
1	Dadri CCGT	829.78	33	335	369	332
2	Faridabad	431.00	63	94	157	
3	Anta CCGT	419.33	27	98	125	
4	Auraiya GPS	663.36	25	119	145	
5	Gandhar GPS	657.39	83	273	356	
6	Kawas GPS	656.20	53	645	699	
		3,657.06				
C Using Liquid Fuel (Naphtha/HSD) as Fuel						
1	Dadri CCGT	829.78	33	730	763	899
1	Faridabad	431.00	63	807	870	
3	Anta CCGT	419.33	27	897	924	
2	Auraiya GPS	663.36	25	1,025	1,050	
3	Kayamkulam CCGT	359.58	83	636	719	
4	Kawas GPS	656.20	53	968	1,021	
		3,359.25				
Gas/Liquid Fuel Based Stations of NEEPCO						
	Agartala GPS	84.00	91	89	180	171
	Assam GPS	291.00	121	48	169	

Note: 1. Normative PLF for NLC stations is considered 75%

2 Energy charges as in March 2007 & 2008 respectively.

3 Based on Provisional Annual Capacity charge.

Source: CEA Annual Report 07-08

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。その概要を以下に示す。

Table 2.1-15 世界銀行融資プロジェクト

Project	Amount (US\$ mil.)	Approval Date
Uttar Pradesh Power Sector Restructuring Project	150	April, 2000
Second Renewable Energy	130	June, 2000
Rajasthan Power Sector Restructuring Project	180	January, 2001
Powergrid System Development Project –II	450	May, 2001
Powergrid System Development Project –III	400	January 2006
Rampur Hydropower Project	400	September, 2007
Haryana Power System Improvement Project	330	August, 2009
Coal-Fired Generation Rehabilitation	180	Jun, 2009
Power System Development IV - Additional Financing	400	October, 2009
Power System Development IV	600	March 2008
Total	3,220	

Source: World Bank website (India)

(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。主要プロジェクトを以下に示す。

Table 2.1-16 アジア開発銀行融資プロジェクト

Project	Amount (US\$ mil.)	Approval Date
Power Transmission Improvement (Sector) Loan	250	2000
Gujarat Power Sector Development Program (Policy Loan)	150	2000
Gujarat Power Sector Development Program (Project Loan)	200	2000
Madhya Pradesh Power Sector Development Program	150	2001
Madhya Pradesh Power Sector Development Program (Project Loan)	200	2001
State Power Reform Project	150	2002
Assam Power Sector Development Program	150	2003
Assam Power Sector Development Program (Project Loan)	100	2003
Power Grid Development I (Sector Loan)	400	2004
Uttarkhand Power Sector Investment Program	300	2006
Madhya Pradesh Power Sector Investment Program	620	2007
National Power Grid Development Investment Program	1000	2008
Integrated Renewable Energy Development Project	200	2008
Uttarakhand Power Sector Investment Program - Project 2	300	2009
Mundra Ultra Mega Power Project	450	2009
Energy Efficiency Enhancement Project in Assam	200	2009
Total	4,820	

Source: Asian Development Bank

(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

目 次

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	3-1
3.2	運用状況	3-5
3.3	NTPC における効率改善の取り組み.....	3-7

LIST OF TABLES

Table 3.1-1	List of NTPC Coal Fired Thermal Power Plants	3-1
Table 3.1-2	Adoption Plan of High Efficiency Power Plant.....	3-3
Table 3.2-1	NTPC Coal Fired Power Plant: Plant Load Factor.....	3-6

LIST OF FIGURES

Fig. 3.1-1	Location of NTPC Thermal Power Plant	3-4
Fig. 3.2-1	NTPC PLF vs. Average PLF Other Generators in India (including coal, gas and liquid)	3-5
Fig. 3.2-2	PLF for each Power Plant.....	3-6

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)

各火力発電所の位置図はFig. 3.1-1にあるとおり、ほとんどの発電所が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。

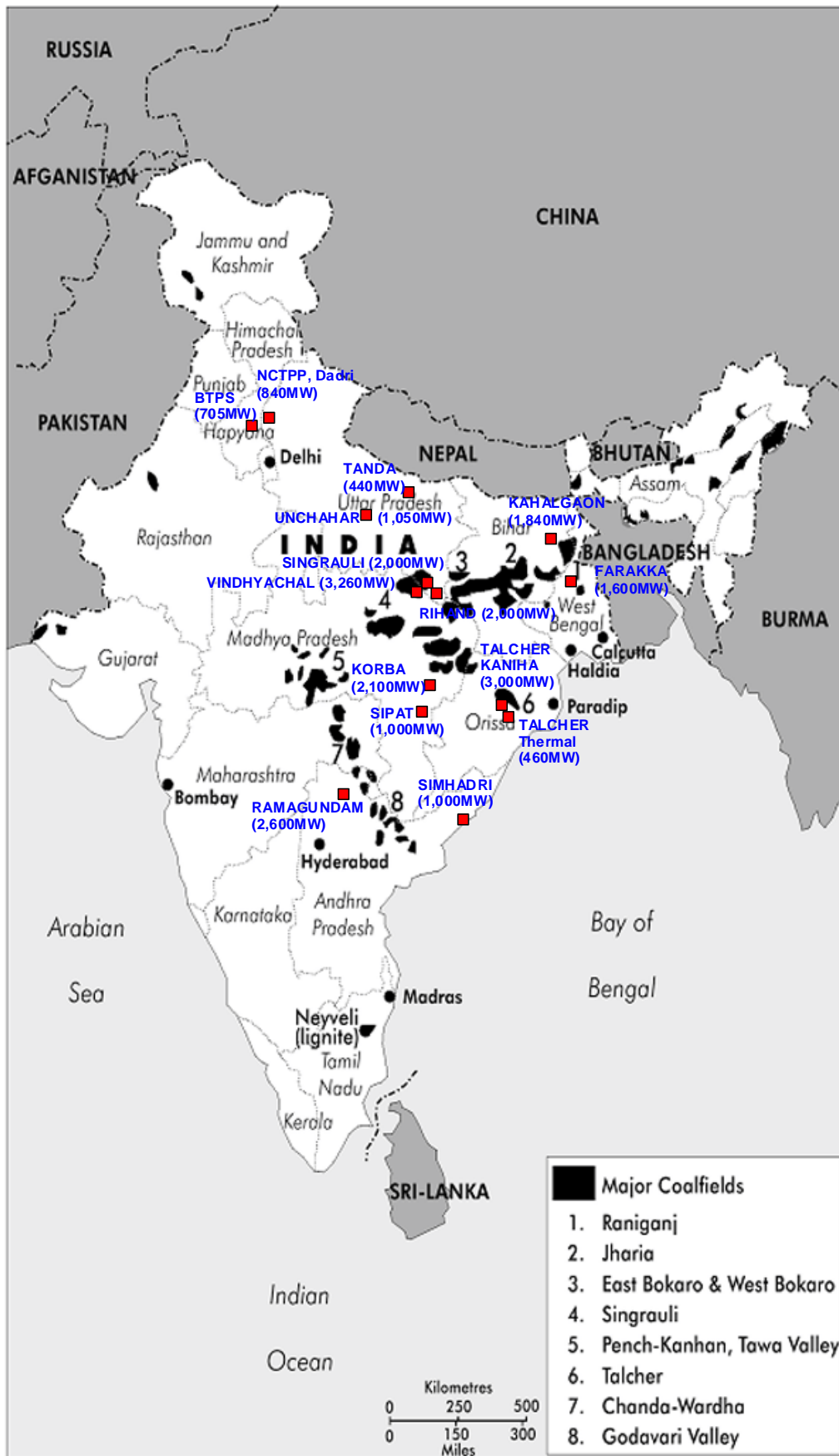


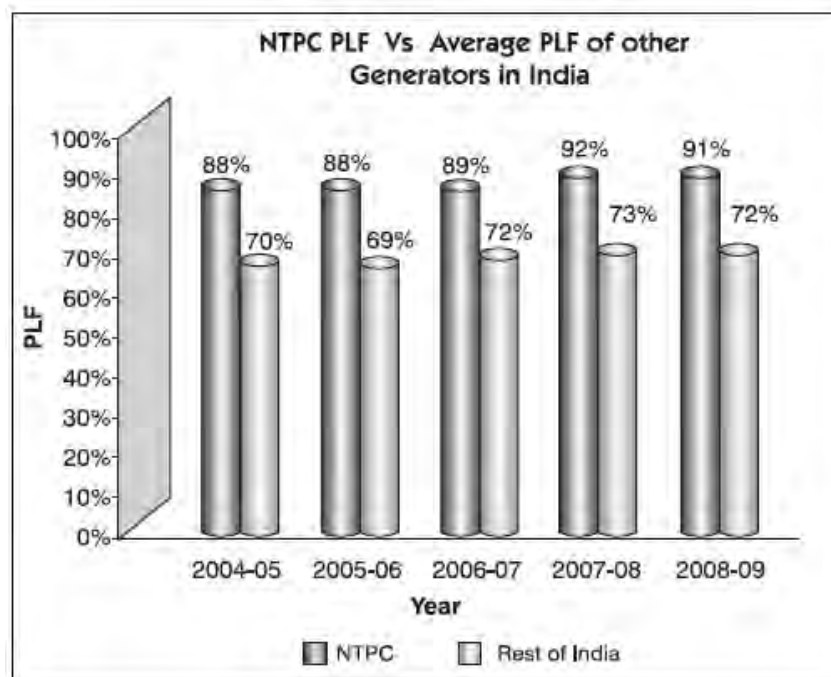
Fig. 3.1-1 Location of NTPC Thermal Power Plant

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。

NTPC と他社発電所の利用率の推移は以下のとおり。

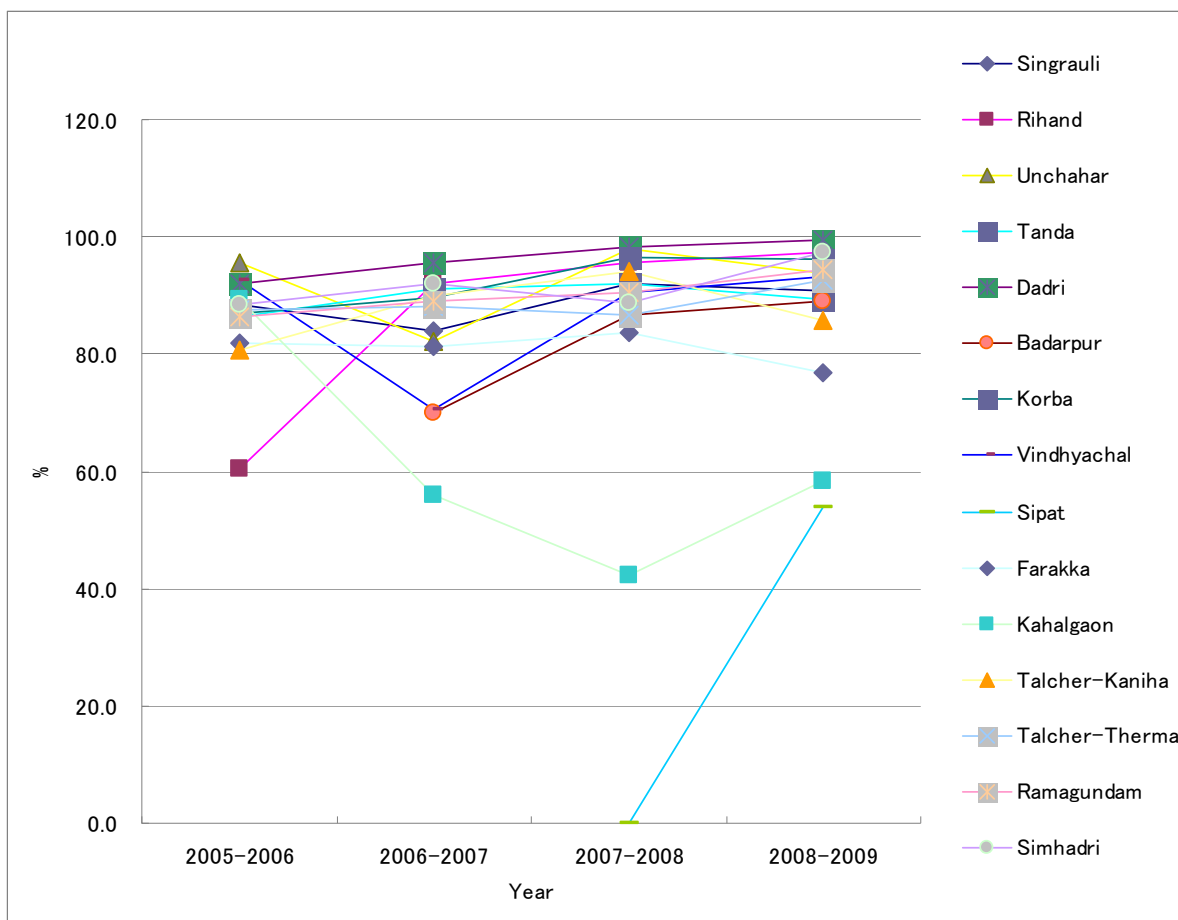


Source: NTPC Annual Report

**Fig. 3.2-1 NTPC PLF vs. Average PLF Other Generators in India
(including coal, gas and liquid)**

Table 3.2-1 NTPC Coal Fired Power Plant: Plant Load Factor

Power Plant	(%)			
	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009
Singrauli	88.5	83.8	91.9	90.7
Rihand	60.5	91.9	95.7	97.2
Unchahar	95.7	82.2	98.0	93.7
Tanda	86.4	91.1	91.9	89.4
Dadri	92.0	95.7	98.3	99.4
Badarpur		70.0	86.7	89.1
Korba	87.0	89.7	96.4	96.2
Vindhyachal	92.5	70.6	90.7	93.1
Sipat			0.0	53.9
Farakka	81.8	81.3	83.8	76.8
Kahalgaon	89.3	56.1	42.4	58.5
Talcher-Kaniha	80.6	90.0	94.2	85.8
Talcher-Thermal	87.6	88.1	86.6	92.7
Ramagundam	86.5	88.9	90.4	94.5
Simhadri	88.4	92.1	88.8	97.4
Average	85.9	83.7	82.4	87.2



Source: NTPC Annual Report

Fig. 3.2-2 PLF for each Power Plant

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。

(1) 性能試験の実施

- ボイラー性能試験と最適化
- ダーティーピトー管を用いたロータリー試料採集器による微粉炭機性能試験

- 耐高速熱電対を用いた火炉性能試験
- AH 性能試験とギャップ測定
- L 型ピトー管を用いたクリーン空気流れ試験
- タービン効率試験
- HP/IP エンタルピー低下試験
- BFP 性能試験
- 給水加熱器と復水器性能試験
- 冷却塔試験

(2) 技法

- 灰中未燃分分析のための、大容量灰採取装置
- 耐高速熱電対を用いたボイラー空気吸い込み分析と各ポイントにおける燃焼ガス組成の調査
- 高圧洗浄装置を用いた復水器チューブ洗浄
- ヘリウムガスを用いた復水器真空（空気漏れこみ）検査
- 渦電流誘導過熱装置を用いたタービン締め付けボルト開閉
- 機器診断技術
 - 1) 赤外線サーモグラフィーの使用
 - 2) 音響による弁漏洩調査
 - 3) 圧縮機建屋の音響調査
- 音響、振動、油中ガス分析および絶縁診断を用いた予防保全調査

(3) 最良技法とシステム

- 米国電力業界の新定期検査手法の導入
- 亜臨界プラントにおける米国電力業界における最良な O&M 手法
- ASME のマニュアルに基づく、リスク評価、優先順位付けと財政リスクの最適化

(4) 指針の作成と知識の共有化

- 米国専門家ならびに研究機関から教授された熱効率改善指針
- プラント性能ならびに O&M 技法に関するワークショップ/研修プログラム
- 確立された技術による性能最適化に関する技術報告書の発行
- 技術報告書のプレゼンテーションと国際会議への参加
- NTPC 幹部による米国電力会社の訪問

(5) 測定装置の提供

➤ プロジェクトの迅速な実施に向けた、性能試験、診断、状態監視のための計器

- タービン性能試験のための計器
 - 1) 圧力変換器と RTD (抵抗温度計測器)
 - 2) 携行用 DAS (情報収集装置) 装置
 - 3) 携行用電力計 (横河)
 - 4) 復水器チューブ洗浄用のポンプ装置の附属品
 - 5) 携行用ヘリウム漏洩検知器と付属装置
 - 6) 超音波流量計
- ボイラー性能試験のための計器
 - 1) 燃焼ガス分析器
 - 2) 耐高速熱電対
 - 3) 現場フライアッシュ採取機器
 - 4) ダーティーピトー管および等速石炭採取器
 - 5) S 型ピトー管
- 診断計器
 - 1) 変圧器と弁漏洩検知用の超音波部分放出検知器
 - 2) 高圧電動機等の検査用ビデオスコープ

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

目 次

第4章 現地作業

4.1 第1回キックオフミーティング	4-1
4.2 第2回キックオフミーティング	4-1
4.3 第1回現地調査	4-3
4.4 第2回現地調査	4-9
4.5 第3回現地調査	4-9
4.6 第4回現地調査	4-9
4.7 第5回現地調査	4-9
4.8 第6回現地調査	4-9

LIST OF TABLES

Table 4.3-1 Itinerary for Visit to 5 Candidate Power Stations	4-7
Table 4.3-2 Brief Details and Criteria of Power Plant Selection	4-8
Table 4.4-1 Itinerary of July visit	4-10
Table 4.5-1 #3 Site Work Schedule	4-11
Table 4.6-1 #4 Site Work Schedule	4-12
Table 4.7-1 #5 Site Work Schedule	4-13
Table 4.8-1 #6 Site Work Schedule	4-14

LIST OF FIGURES

Fig. 4.3-1 Five Model Power Station	4-5
---	-----

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。

(1) 第1回 Work shop(2009年1月29日～1月30日)

調査団は以下のとおり、日本国内での取り組み事例について紹介した。(敬称略)

- 1) 導入・総括(清水)
- 2) ボイラー保全・性能改善(宮城)
- 3) ボイラー余寿命診断(早川)
- 4) タービン保全・性能改善(小泉)
- 5) ポンプ診断(小泉)
- 6) 復水器リーク診断(小泉)
- 7) 効率管理(諸岡)
- 8) 変圧器診断(藤森)
- 9) 計測制御装置診断(大亀)

上記詳細は添付 8.2.1 参照。

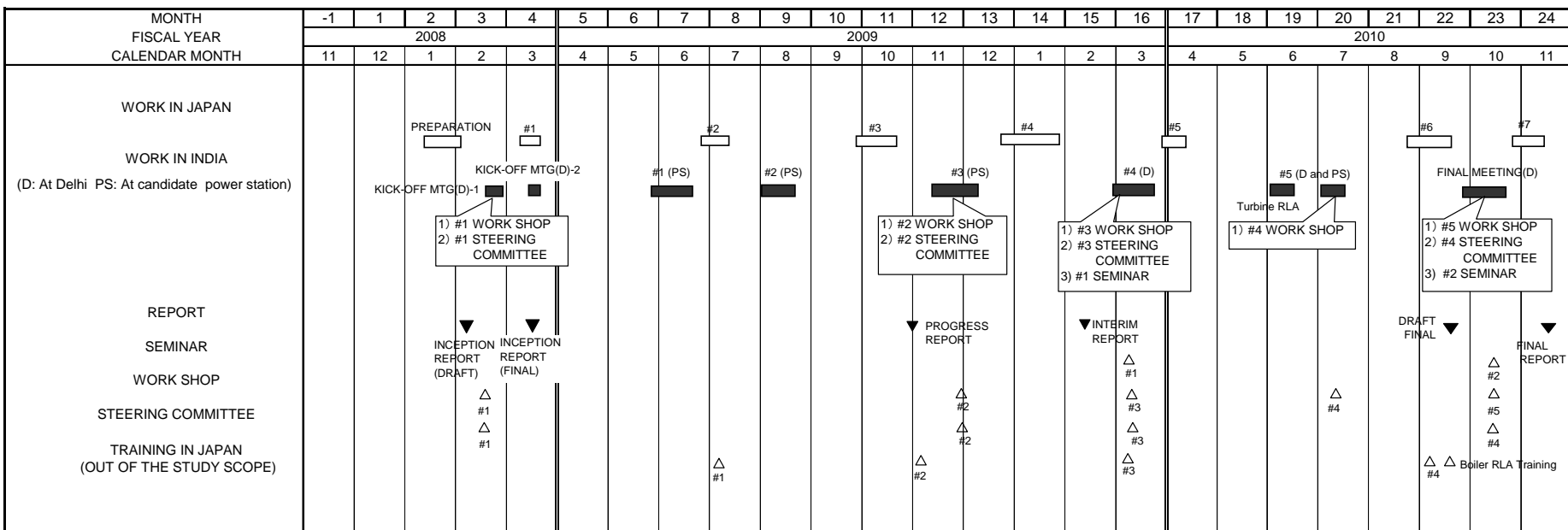
(2) 第1回ステアリングコミッティー

NTPC と調査団は、インセプションレポート記載内容について、MOP、JICA インドと協議したが、議事内容は添付8.1を参照されたい。

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。作業工程は以下の通り。

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(Table 4.3-1)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(Table 4.3-2)。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ユニットを調査した後、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章ならびに添付8.1のwrap-upミーティングの議事メモ参照。

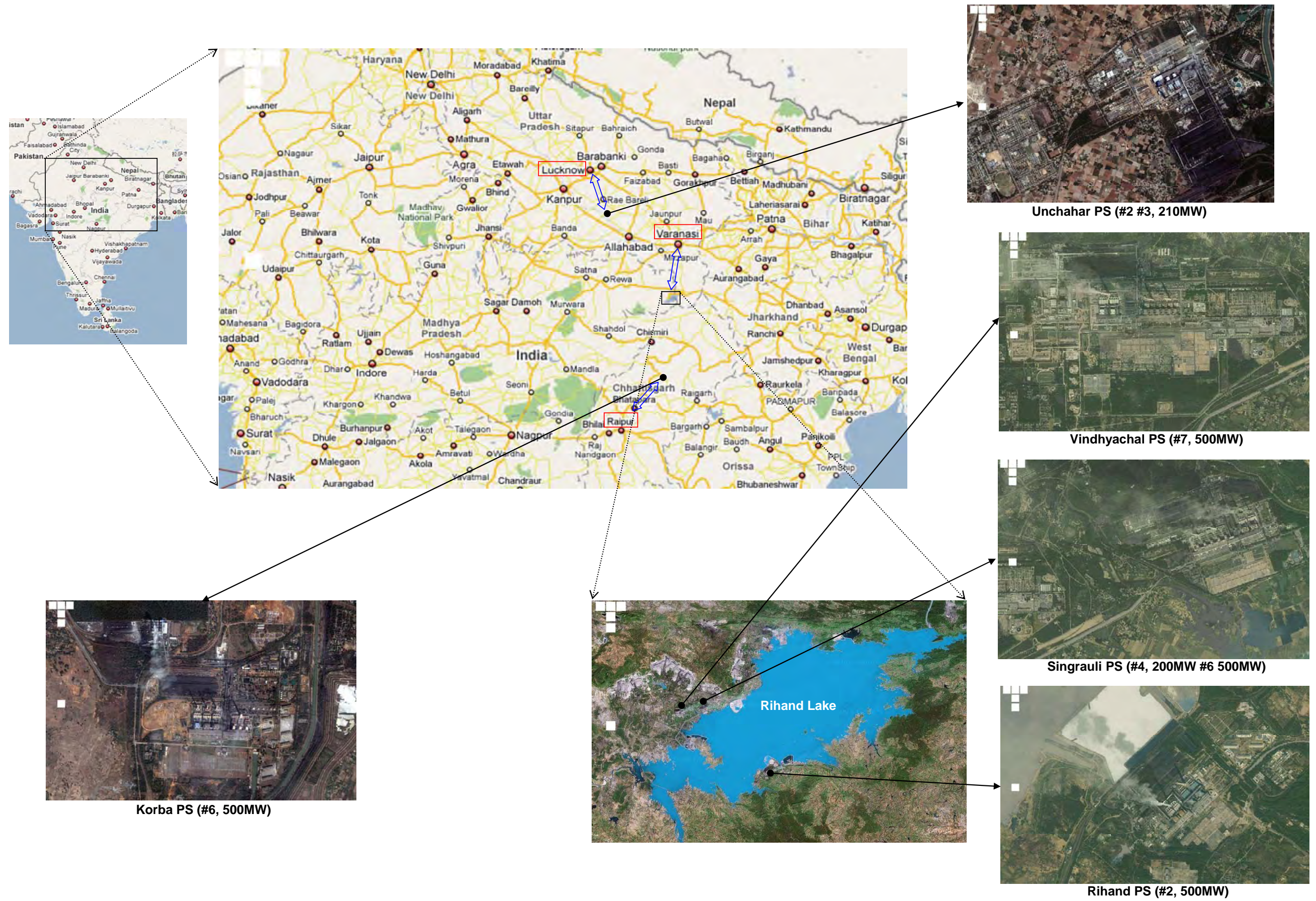


Fig. 4.3-1 Five Model Power Station

Table 4.3-1 Itinerary for Visit to 5 Candidate Power Stations

Day	Date		Night Stay	Activity
1	17-May	Sunday	Delhi	Arrival at Delhi via JAL471(17:45), TG315(20:45), etc.
2	18-May	Monday	Delhi	Meeting at CenPEEP, Noida, Meetings with Alstom India and NASL
3	19-May	Tuesday	Vindhyachal Guest House	Departure To Vindhyachal; Delhi to Varanasi by Flight IC-406 Air India (10:05 - 11:20) Varanasi to Vindhyachal by Car (12:00 - 18:00)
4	20-May	Wednesday	Vindhyachal Guest House	Vindhyachal Unit 7
5	21-May	Thursday	Vindhyachal Guest House	Vindhyachal Unit 7
6	22-May	Friday	Vindhyachal Guest House	Singrauli Unit 4
7	23-May	Saturday	Vindhyachal Guest House	Singrauli Unit 4
8	24-May	Sunday	Rihand Guest House	Departure to Rihand by Car (10:00-12:00)
9	25-May	Monday	Rihand Guest House	Rihand Unit 2
10	26-May	Tuesday	Rihand Guest House	Rihand Unit 2
11	27-May	Wednesday	Delhi Hotel	Departure to Delhi via Varanasi; IC-405 Air India (15:40 17:00); Stay at Hotel
12	28-May	Thursday	Korba Guest House	Departure to Korba; Delhi - Raipur flight IC-869 Air India (05:50 - 07:30);
13	29-May	Friday	Korba Guest House	Korba Unit 6
14	30-May	Saturday	Raipur Hotel	Departure to Raipur by Car (15:00 - 20:00); Stay at Hotel;
15	31-May	Sunday	Delhi	Raipur to Delhi by Flight IC 869, Air India (08:05 - 10:40)
16	1-Jun	Monday	Unchahar Guest House	Departure To Unchahar; Delhi to Lucknow by Flight IC-411 Air India (08:05 - 09:00) Lucknow to Unchahar by Mini Coach (09:30 - 11:30); Unchahar Unit 3 - 2nd Half
17	2-Jun	Tuesday	Unchahar Guest House	Unchahar Unit 3
18	3-Jun	Wednesday	Delhi	Unchahar Unit 3 - 1st Half; Departure to Delhi - 2nd Half Unchahar to Lucknow by Car (14:00 - 16:00) Lucknow to Delhi by Flight IC - 812 Air India (17:50 - 18:45)
19	4-Jun	Thursday	Delhi	Meeting at CenPEEP, Noida, Meetings with Alstom India and NASL
20	5-Jun	Friday	-	Meeting at CenPEEP, Noida / Delhi, (Meetings with Alstom India and NASL) Leave for Japan by JAL(19:35), TG316(23:30), etc.
21	6-Jun	Saturday	-	Arrive in Japan

Table 4.3-2 Brief Details and Criteria of Power Plant Selection

No	Criteria of selection / plant name	Korba U6**	Singrauli U4	Rihand U2	Vindhyachal U7*	Unchahar U3	Badarpur U4*
1	Location (State)	Chatisgarh	UP	UP	MP	UP	Delhi
2	Capacity (MW)	500	200	500	500	210	210
3	Turbine Make	KWU	LMZ	GEC	KWU	KWU	LMZ
4	Boiler Make***	BHEL	BHEL	ICL	BHEL	BHEL	BHEL
5	Overhaul Scope****	B+IP+LP	B+HP+IP+LP	B+IP+LP	B	B+HP+IP+LP	B
6	Age	1989	1983	1989	1999	1999	1978
7	Cost effectiveness	2	3	3	3	2	3
8	Possibility as a model plant	3	3	2	3	2	3
9	Motivation of power plant personnel	3	3	3	3	3	3
10	Actual plan for rehabilitation	3	3	3	2	1	2
11	Budget capability	3	3	3	3	3	3
12	Safety and hygienic site	3	3	3	3	3	3
13	Accessibility to the site	2	2	2	2	2	3
14	Necessary data & information available	3	3	3	3	3	2
15	Shut down period*****	1 Oct – 30 Oct 09	1 Aug – 14 Sept 09	9Aug – 17 Sept	1July – 25 July 09	11 Oct – 14 Nov 09	1 July – 20 July
16	Past improvement plan was not applied	3	3	3	3	3	3

- *Presently six units are shown but after having confirmation of re-engineering study by JICA, one of Vindhyachal /Badarpur will be selected.
- **Most of the 500 MW units in India are of this type / similar
- ***BHEL and ICL boiler are CE design
- ****B-Boiler, HP-HP turbine, IP-IP turbine, LP-LP turbine
- ***** Shut down period: As per current plan; some changes may be required to be made after unit selection

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。(Table 4.4-1参照) 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。詳細は、添付8.1の“Records Notes”を参照されたい。

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。(Table 4.5-1参照) 調査団は調査業務表(Table 5.1-4)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

詳細は、添付8.1の“Records Notes”を参照されたい。

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。(Table 4.6-1参照) 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。詳細は、添付8.1の“Records Notes”を参照されたい。

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。(Table 4.7-1参照) 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。詳細は、添付8.1の“Records Notes”を参照されたい。

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。(Table 4.8-1参照) 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。詳細は、添付8.1を参照されたい。

Table 4.4-1 Itinerary of July visit

			Shimizu	Miyagi	Morooka	Hayakawa	Yakabe (Kyuden Sangyo)	Kuba	Fujimori	Okame	Koizumi	Kawashima (Fuj)	Hirose (Fuj)	Sato (Fuj)	Iniki (Fuj)	Kuroda (Torshima)	Scott (Torshima)
July	17	Fri	Activity								Arrival at Delhi						
			Stay								Delhi						
	18	Sat	Activity								Holiday						
			Stay								Delhi						
	19	Sun	Activity								Delhi to Varanasi IC 406(10:15)						
			Stay								Varanasi to Vindhyachar (car)						
			Stay								Vindhyachar						
	20	Mon	Activity								Singrauli #6						
			Stay								Vindhyachar						
	21	Tue	Activity	Arrival at Delhi							Vindhyachar to Varanasi (car)						
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi						
	22	Wed	Activity	Internal preparation Meeting with CenPEEP							Delhi						
			Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi						
	23	Thu	Activity	Delhi to Raipur IC869 (05:50)													
		Stay	Raipur to Korba (car)														
		Stay	Korba #6														
24	Fri	Activity	Korba #6														
		Stay	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba							
25	Sat	Activity	Korba #6														
		Stay	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba	Korba							
26	Sun	Activity	Korba to Raipur (car)														
		Stay	Raipur to Delhi IT 357 (18:20)														
		Stay	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi	Delhi							
27	Mon	Activity	Delhi to Varanasi IC 406 (10:15)														
		Stay	Varanasi to Rihand (car)														
28	Tue	Activity	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand							
		Stay	Rihand #2, #3	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand							
29	Wed	Activity	Rihand #2, #3								Delhi to Varanasi IC 406(10:15)					Delhi to Varanasi IC 406 (10:15)	
		Stay	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Rihand	Varanasi to Vindhyachar (car)	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Rihand	Varanasi to Rihand (car)	Rihand
30	Thu	Activity	AM : Rihand #2, #3 Rihand to Singrauli (car)								Singrauli #6					AM : Rihand #2 Rihand to Singrauli (car)	
		Stay	PM : Singrauli #4, #6	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Singrauli	PM : Singrauli #4	Singrauli
31	Fri	Activity	Singrauli #4, #6								Singrauli #6					Singrauli to Varanasi (car)	
		Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Varanasi to Delhi IC-405 (15:40)		
August	1	Sat	Activity	Singrauli #4, #6							Singrauli #6					Singrauli #6	
			Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar
	2	Sun	Activity	Holiday							Singrauli #6					Singrauli #6	
			Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar
	3	Mon	Activity	Vindhyachar #7							Vindhyachar to Varanasi (car)					Varanasi to Delhi IC 334 (13:45)	
			Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Delhi to Japan	
	4	Tue	Activity	Vindhyachar #7							Delhi					Unchahar #3	
		Stay	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Vindhyachar	Unchahar		
5	Wed	Activity	Vindhyachar to Varanasi (car)							Delhi					Unchahar to Lucknow (car)		
		Stay	Varanasi to Delhi 9W-724 (14:40)							Delhi					Lucknow to Delhi 6E-341 (13:00)		
6	Thu	Activity	Meeting with CenPEEP							Delhi					Delhi		
		Stay	Delhi	Delhi	Delhi					Delhi					Delhi		
7	Fri	Activity	Spare day							Delhi					Delhi		
		Stay	Delhi to Japan							Delhi to Japan							

Table 4.6-1 #4 Site Work Schedule

Item	Feb																												Remarks														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun		Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed				
Main Sch.	Japan to Delhi															☆																											
	Workshop																																										
	Seminar																																										
	#3 Steering committee																																										
Delhi to Japan																																											
Meeting with CenPEEP																																											
Meeting with JICA & Embassy																																											
Seminar	Attachment 4 & Information Request Matters (Separate meeting as for Workshop)																																										
Workshop	Diagnosis of boiler problem																																										
	Combustion simulation																																										
	Boiler RLA																																										
	AH performance improvement																																										
	Seal fin replacement																																										
	Condenser assessment																																										
	Pump assessment																																										
	Control system assessment																																										
	BFPT parameter assessment																																										
	Generator assessment																																										
	Transformer assessment																																										
	Analysis of present performance and performance decrease & Improvement of plant performance and application																																										
	Review and improvement of past and present O & M procedure																																										
	Financial analysis																																										
	Preparation of CDM application (pending)																																										
JICA STUDY TEAM MEMBER	Mr. Shimizu																																										
	Mr. Miyagi (B)																																										
	Mr. Koizumi (T)																																										
	Mr. Hayakawa (B RLA)																																										
	Mr. Fujimori (Elec)																																										
	Mr. Nakanishi (C&I)																																										
Mr. Yoshida (Financial)																																											
D: Delhi stay																																											
F: Flight to Japan																																											
J: Arrival at Japan																																											

Table 4.7-1 #5 Site Work Schedule

		June																																																					
		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed							
Shut down	Korba #4																																																						
Action	Turbine RLA (Korba #4)	Kick-off		Piping assessment																		Piping assessment																																	
	Meeting at CenPEEP	CDM																								CDM		5th VISIT		Guide line/ Manual		Wrap-up		Wrap-up of Work shop																					
	#3 Work shop (Financial,CDM)																																																						
	CDM Contract	CDM Contract																																																					
JICA STUDY TEAM MEMBER D: Delhi stay F: Flight to Japan J: Arrival at Japan (*):Service provider	Mr.Shimizu																			D	D	D	D	D	F	J																													
	Mr.Miyagi(B)																			D	D	D	D	D	F	J																													
	Mr.Koizumi(T)	D	Korba		F	J																			D	Korba		D	D	D	D	F	J																						
	Mr.Morooka (P-test)																			D	D	D	F	J																															
	Mr.Fujimori(Elec)																			D	D	D	F	J																															
	Mr.Nakanishi (C&I)																			D	D	D	F	J																															
	Mr.Hayakawa (B RLA)																			D	D	D	F	J																															
	Mr.Yoshida (Financial)																			D	D	D	D	D	F	J																													
	Mr.Yotsumoto(CDM)	D		D	D	F	J																			D	D	D	F	J																									
Alstom Japan*	Korba																				Korba																																		
NASL*	Korba																				Korba																																		
Guest house stay Number of people (+ XX : Number of service provider)	Korba																																																						
		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed							

Table 4.8-1 #6 Site Work Schedule

Item		September																														Remakes								
		26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		25	26	27	28	29	30		
		Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri		Sat	Sun	Mon	Tue	Wed	Thu		
Main Sch.	Preparation Works																																							
	a) Final Draft Report (including Guideline/Manual)	▽ Report send by e-mail to NTPC																																						
	Japan to Delhi											☆	☆																											
	#2 Seminar																																							
	#5 Workshop																																							
	#4 Steering committee																																							
	Delhi to Japan																																							
Meeting with CenPEEP																																								
Meeting with JICA & Japan Embassy																																								
#2 Seminar																																								
	Guideline and Manual																																							
#5 Workshop																																								
	Separate Meeting (Boiler, Turbine, Electrical, C&I, Performance, O&M, CDM, Finance)																																							
	Guideline and Manual																																							
	Combustion simulation																																							
	Turbine RLA, SPA																																							
	Transformer assessment																																							
	CDM																																							
Finance																																								
JICA STUDY TEAM MEMBER	Mr. Shimizu																																							
	Mr. Miyagi (B)																																							
	Mr. Koizumi (T)																																							
	Mr. Morooka (P-test)																																							
	Mr. Hayakawa (B RLA)																																							
	Mr. Fujimori (Elec)																																							
	Mr. Nakanishi (C&I)																																							
	Mr. Yotsumoto (CDM)																																							
Mr. Yoshida (Financial)																																								

第5章

モデルユニットの選定ならびに調査内容

目 次

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.....	5-1
5.2 実施対象ユニットの運転状況.....	5-9

LIST OF TABLES

Table 5.1-1 Scope Matrix	5-3
Table 5.1-2 Shut-down Schedule and Scope of Boiler RLA and Turbine RLA	5-4
Table 5.1-3 Scope Matrix	5-6
Table 5.1-4 Scope Matrix	5-7
Table 5.1-5 Scope Matrix	5-8

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、NPTC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。(事前調査表については添付 8.3 を参照されたい)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)	-	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, witch 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 1)	○ 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		-	-	-	-	-	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

*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	○		○(#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

○ : 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 Yakogawa 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)	○(#2)	-	○	-	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

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.

5.2 実施対象ユニットの運転状況

(1) Korba #6 (500MW, 1989)

200MW×3 基、500MW×3 基で構成される、総設備容量 2,100MW の Korba 発電所は、Chattisgarh 州において、最大の発電所で、現在 7 号機として 500MW の発電所の増設工事が行われている。インドにおける慢性的な電力不足のため、全ての発電所がほぼ MCR 出力で運転されている。ここ 1 年の発電所の運転状態は良好で、設備利用率 (Plant Load Factor : PLF) は 96.21%、稼働率 (Availability : AV) は 93.47%、負荷率 (Load Factor : LF) は 102.9% となっている。詳細は、添付 8.2 の発電所プレゼンテーション資料を参照されたい。

6 号機の現状の問題点は以下のとおり。

- HP と IP タービンの効率が低い
- 原因不明のタービン損失が大きい
- 給水、主蒸気、抽気量の検証が必要
- AH の空気漏洩が多い
- 燃焼ガス温度がアンバランスになっている
- ボイラーチューブリークが発生している
- 制御装置ならびに電気設備の予備品が製造されていない

定期点検については、ボイラーは年 1 回、タービンは 5 乃至 6 年に 1 回実施され、発電機の内部点検は 6 年毎に実施されている。

6 号機のタービン余寿命診断は、高圧は 2000 年、中低圧は 2003 年に BHEL(OEM)により実施され、その際、余寿命 150,000 時間が報告されている。ボイラー余寿命診断については、2002 年に Darmax B&W にて実施され、余寿命として 10 年が報告されている。

6 号機の計測制御装置の更新工事については、至近の実施が計画されており、入札は 2009 年となっている。

復水冷却装置は、乾季に使用される閉サイクルの強制冷却塔方式、雨季に使用される循環水方式の 2 装置がある。

(2) Singrauli #4 (200MW, 1983)

Singrauli 発電所は 200MW×5 基、500MW×2 基で構成され、総設備容量 2,000MW となっている。NTPC の他の発電所同様、4 号機はほぼ MCR である 210MW で運転されている。ここ 1 年の発電所の運転状態は良く、設備利用率(PLF)は 90.7%、稼働率(AV)は 89.1%となっている。

4 号機の現状の問題点は以下のとおり。

- RH スプレー量が多い
- AH の空気漏洩量が多い

定期検査については、ボイラーは2年毎、タービンは4年毎に実施され、発電機内部点検は3年毎に実施される。

4号機のタービン余寿命診断はABB India(現在 Alstom India)にて実施されたが、正確な余寿命については報告されていない。ボイラー余寿命診断はCPRI(Central Power Research Institute)にて実施されたが、タービン同様、正確な余寿命の報告はなされていない。

運開から25年が経過していることから、IPとLPローターの交換を次回定期点検にて実施する予定である。

計測制御装置のうち、バーナー制御装置、タービン制御装置以外はABBにて2006年に更新工事が実施されている。

復水器は循環水方式で、冷却水はRihand貯水池から取水し、戻される。Rihand貯水池に戻るラインには、Vindhyachar発電所の冷却水補給用として、途中で取水されている。

(3) Rihand #2 (500MW, 1989)

Rihand発電所は、500MW×4基で構成され、総設備容量は2,000MWである。現在ステージ3として、500MW、2基の増設工事が進められている。NTPCの他発電所同様、全プラントがほぼMCRの520～530MWで運転されている。

発電所の運転状態は良好で、設備利用率(PLF)は97%、稼働率(AV)は96%となっている。

2号機の現状の問題点は以下のとおり。

- RHスプレー量が多い
- AHの出口ガス温度が高い

定期点検については、ボイラーは2年毎、タービンは5年～6年毎に実施され、発電機内部点検は4年から6年毎に実施されている。

タービンの余寿命診断は実施されていないが、ボイラーはCPRIによって実施されている。

運開から20年が経過しているが、初めてのボイラー化学洗浄が次回定期検査で実施される予定である。

バーナー制御装置、タービン制御装置を除く計測制御装置の更新が、次回定期点検時に計画されている。

冷却水はRihand貯水池から地下トンネルで供給される。ステージ1の冷却水は循環水方式で、ステージ2は閉サイクルの冷却塔方式である。冷却塔の補給水は、ステージ1の戻りラインから取水される。

(4) Vindhyachal #7 (500MW, 1999)

Vindhyachal発電所は210MW×6基、500MW×4基で構成され、総設備容量は3,260MWにおよび、インドにおける最大の発電所である。慢性的なインドにおける電力不足のため、全てのプラントがほぼMCRにて運転されている。ここ1年の運転状態は良好で、設備利用率(PLF)は

7号機の現状の問題点は、主蒸気/高温再熱蒸気温度が低いこと、が挙げられる。この問題は運転当初からのものである。過熱表面の補修を2回実施したにも拘らず、依然として問題は解決されていない。

(5) Unchahar #3 (210MW, 1999)

Unchahar 発電所は、210MW×5基で構成され、全設備容量は1,050MWである。インドにおける慢性的な電力不足のため、全てのプラントがほぼMCRの220MWで運転されている。この発電所はState Electricity Boardにて建設され、1992年にNTPCに譲渡されている。ここ1年の運転状態は良好で、設備利用率(PLF)は93.43%となっている。詳細については、添付8.2の発電所プレゼンテーション資料を参照されたい。

Unchahar 発電所においては特筆すべき深刻な問題点はない。

他の発電所とは異なり、自身の石炭を保有せず、3種類の国内炭に加えインドネシアならびにオーストラリアからの2種類の輸入炭を使用している。

計測制御装置の更新計画はない。

$$\text{Note: 設備利用率 (PLF)} = \frac{\text{年間発電電力量 (MWh)}}{\text{定格出力 (MW)} \times 24 \text{時間} \times 365 \text{日}} \times 100(\%)$$

$$\text{負荷率 (LF)} = \frac{\text{年間発電電力量 (MWh)}}{\text{定格出力 (MW)} \times \text{年間運転時間}} \times 100(\%)$$

$$\text{稼働率 (AV)} = \frac{\text{年間運転時間}}{24 \text{時間} \times 365 \text{日}} \times 100(\%)$$

第 6 章

設備診断の状況

目 次

第6章 設備診断の状況

6.1	ボイラー診断.....	6-1
6.2	燃焼シミュレーション.....	6-10
6.2.1	はじめに.....	6-10
6.2.2	燃焼シミュレーションの概要および課題.....	6-11
6.2.3	解析メッシュと実施ケース.....	6-11
6.2.4	シミュレーション結果.....	6-12
6.2.5	空気と燃料バイアスのシミュレーションケース検討.....	6-14
6.3	ボイラー余寿命診断.....	6-19
6.3.1	概要.....	6-19
6.3.2	調査要領.....	6-20
6.3.3	報告書.....	6-20
6.4	空気予熱器(AH)効率改善 (Air Heater Performance Improvement)	6-23
6.4.1	Korba #6.....	6-23
6.4.2	Singrauli #4.....	6-26
6.4.3	効率改善の提案.....	6-29
6.5	タービン余寿命診断.....	6-37
6.6	復水器真空低下調査.....	6-47
6.7	ポンプ診断.....	6-47
6.8	シールフィン更新.....	6-50
6.9	制御装置診断.....	6-55
6.9.1	概要.....	6-55
6.9.2	調査実施内容.....	6-55
6.9.3	評価.....	6-55
6.9.4	改善提案および効果.....	6-55
6.10	BFPパラメータ診断.....	6-56
6.11	発電機診断.....	6-57
6.11.1	診断対象設備と診断の取り組み.....	6-57
6.11.2	Korba #6 発電機の診断.....	6-58
6.11.3	Rihand #2 発電機の診断.....	6-59
6.11.4	Singrauli #4 発電機の診断.....	6-60
6.12	主変圧器の診断.....	6-61
6.12.1	診断対象設備と診断の取り組み.....	6-61
6.12.2	Korba #6 主変圧器の診断結果.....	6-62

6.12.3	Rihand #2 主変圧器の診断結果	6-63
6.12.4	Singrauli #6(R相)主変圧器の診断結果	6-64
6.12.5	Korba #6 主変圧器の診断結果 (3年次)	6-66
6.13	現状性能と性能劣化状況の分析	6-67
6.13.1	概要	6-67
6.13.2	ボイラー性能評価	6-70
6.13.3	タービン性能評価	6-83
6.14	従来ならびに現在のO&M要領のレビューと改善	6-91
6.14.1	火力発電所設備の運用現状	6-91
6.14.2	運用現状	6-91
6.14.3	発電所運営体制(概要)	6-92
6.14.4	各発電所の発電設備運用状況	6-103
6.14.5	各発電設備運用に関する課題と対策	6-105
6.14.6	提供した報告書および要領書	6-111
6.15	経済財務分析	6-112
6.15.1	コンセプト (Concept)	6-112
6.15.2	分析対象 (Scope)	6-112
6.15.3	メソッド (Method)	6-113
6.15.4	経済財務分析 - ケーススタディー (Economic and Financial Analysis - Case Study)	6-122
6.15.5	環境付加価値分析 (Environmental Value Added Analysis)	6-166
6.16	CDM適用化準備	6-182
6.16.1	CDMの概要	6-182
6.16.2	PDD Draft作成業務の実施	6-185
6.16.3	PDD Draftの概要	6-187
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	6-201
6.17	推奨案	6-204

LIST OF TABLES

Table 6.1-1	Boiler Operation Data after Step I.....	6-2
Table 6.1-2	Boiler Main Parameter	6-3
Table 6.1-3	Design Coal Analysis Data.....	6-5
Table 6.1-4	Design Coal Ash Analysis Data.....	6-5
Table 6.1-5	Comparison Table Vindhychal Design Coal and Imported Coal in Japan.....	6-6
Table 6.1-6	Design Heat Recovery Rate	6-7
Table 6.1-7	Heat Recovery Rate.....	6-7
Table 6.1-8	Flue Gas Temperature from Division SH to RH	6-8
Table 6.1-9	Boiler Furnace Dimension Comparison Table	6-9
Table 6.2-1	The Effect of the Oxygen Conc. & Gas Recirculation to the Heat Absorption Pattern	6-13
Table 6.2-2	Effect of 2 nd Air Bias on the R&L Deflection	6-18
Table 6.3-1	Summary of Boiler RLA in Singrauli Unit 6.....	6-21
Table 6.3-2	Summary of Boiler RLA in Unchahar Unit 2.....	6-22
Table 6.4-1	Primary AH: AB Side Measured and/or Calculated Figures s.....	6-25
Table 6.4-2	2nd AH: AB Side Measured and/or Calculated Figures	6-28
Table 6.4-3	AH Annual Inspection Items	6-34
Table 6.6-1	Summery of test result.....	6-47
Table 6.11-1	Generators for Assessment	6-58
Table 6.11-2	IR Test and PI Test Results.....	6-59
Table 6.11-3	IR Test and PI Test Results.....	6-59
Table 6.11-4	Current Status Assessment and RLA.....	6-60
Table 6.12-1	Units for Transformer Assessment	6-61
Table 6.12-2	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT.....	6-63
Table 6.12-3	Current Condition Assessment and RLA for Rihand#2 GT	6-64
Table 6.12-4	Current Status Assessment and RLA for Singrauli #6 GT	6-65
Table 6.12-5	Current Condition Assessment and RLA for Korba#6 GT (2010)	6-66

Table 6.13-1	Differences in the Boiler Performance Test Procedure between Study Team and NTPC.....	6-67
Table 6.13-2	Differences Turbine Performance Test Procedure between JICA ST and NTPC.....	6-67
Table 6.13-3	Differences in the Actual Performance Test Practices between Study Team and NTPC.....	6-68
Table 6.13-4	Past Boiler Efficiency.....	6-71
Table 6.13-5	Coal Analysis Data.....	6-72
Table 6.13-6	Performance Test Report calculated by Study Team.....	6-73
Table 6.13-7	Past Boiler Efficiency.....	6-75
Table 6.13-8	Coal Analysis Data.....	6-76
Table 6.13-9	Performance Test Report Calculated by Study Team.....	6-77
Table 6.13-10	Past Boiler Efficiency.....	6-79
Table 6.13-11	Coal Analysis Data.....	6-80
Table 6.13-12	Performance Test Report Calculated by Study Team.....	6-81
Table 6.14-1	Format of the Daily Plant Report for Efficiency.....	6-98
Table 6.14-2	Format of the Unit Trip Analysis Report.....	6-100
Table 6.14-3	Comparison Table for Power Station Management System.....	6-102
Table 6.14-4	Safety Patrol Check Sheet.....	6-108
Table 6.15-1	Current items for Financial Analysis.....	6-113
Table 6.15-2	Korba #6 Current Performance and Cost Data.....	6-114
Table 6.15-3	NTPC's Cost of Capital Simulation.....	6-120
Table 6.15-4	Korba #6 Fundamental Data for Financial Analysis.....	6-123
Table 6.15-5	Cost Data of Air Heater Seal Renovation by SDU for Korba #6 & Singrauli #4.....	6-124
Table 6.15-6	Cost Data of Air Heater Seal Renovation by FRS for Korba #6 & Singrauli #4.....	6-126
Table 6.15-7	Cost Data of Air Heater Seal Renovation by FRS & CCS for Korba #6 & Singrauli #4.....	6-128
Table 6.15-8	Singrauli #4 Fundamental Data for Financial Analysis.....	6-139
Table 6.15-9	Rihand #2 Fundamental Data for Financial Analysis.....	6-156
Table 6.15-10	Unchahar #3 Fundamental Data for Financial Analysis.....	6-159
Table 6.15-11	Comparative Analysis Table of "Economic and Financial Analysis".....	6-165

Table 6.15-12 Korba #6 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis	6-166
Table 6.15-13 Korba #6 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis	6-169
Table 6.15-14 Singrauli #4 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis.....	6-173
Table 6.15-15 Rihand #2 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis.....	6-177
Table 6.15-16 Unchahar #3 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis.....	6-179
Table 6.15-17 Comparative Analysis Table of “Environmental Value Added Analysis”	6-181
Table 6.16-1 Item of CDM PDD (version 3.2).....	6-184
Table 6.16-2 Large Scale Approved Methodologies applicable to existing Thermal Power Station.....	6-185
Table 6.16-3 Methodologies of Small Scale CDM.....	6-185
Table 6.16-4 Period of Execution and Scope of the Work.....	6-186
Table 6.16-5 Finalized thermal power generation unit and energy efficiency improvement measures	6-186
Table 6.16-6 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Singrauli #4	6-188
Table 6.16-7 Baseline and project emission calculations in Singrauli #4	6-190
Table 6.16-8 Monitoring parameter and Value used in Singrauli #4.....	6-191
Table 6.16-9 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Korba #6.....	6-193
Table 6.16-10 Baseline and project emission calculations in Korba #6.....	6-195
Table 6.16-11 Monitoring parameter and Value used in Korba #6	6-196
Table 6.16-12 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Rihand #2	6-198
Table 6.16-13 Baseline and project emission calculations in Rihand #2.....	6-200
Table 6.16-14 Monitoring parameter and Value used in Rihand #2.....	6-200
Table 6.16-15 Time estimate for the Way forward	6-202
Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (1/5).....	6-205
Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (2/5).....	6-207
Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (3/5).....	6-209
Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (4/5).....	6-211

Table 6.17-1 Recommendation Plan of Study Items (5/5)..... 6-213

LIST OF FIGURES

Fig. 6.1-1	Boiler Side View	6-4
Fig. 6.1-2	Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan).....	6-10
Fig. 6.1-3	Out line of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7).....	6-10
Fig. 6.2-1	Calculation Procedure of the Coal Combustion Simulation.....	6-11
Fig. 6.2-2	Typical Flow Pattern in Tangential Fired Boiler (3).....	6-12
Fig. 6.2-3	Outline of the Calculation Process (5) + Evaluation of the New Idea.....	6-14
Fig. 6.2-4	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone	6-15
Fig. 6.2-5	Effect of the Right & Left 2 nd Air Bias (1-1).....	6-16
Fig. 6.2-6	Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone by Changing 2 nd Air Bias	6-16
Fig. 6.2-7	Effect of 2 nd Air Bias on the R&L Deflection	6-17
Fig. 6.2-8	Improvement of the R&L Deflection by Changing the Heater Combination (1).....	6-18
Fig. 6.2-9	Effect of the Heater Combination on the R&L Deflection under the Bias Condition.....	6-19
Fig. 6.4-1	AH Air and Gas Flow Diagram.....	6-23
Fig. 6.4-2	AH Air and Gas Flow Diagram.....	6-26
Fig. 6.4-3	Average Temperature at the Low Temperature End of a Ljungstrom Type Air Heater	6-29
Fig. 6.4-4	Relationship between the Increasing Leakage and Boiler Efficiency	6-30
Fig. 6.4-5	Floating Radial Seal	6-32
Fig. 6.4-6	Carbon Circum Seal	6-33
Fig. 6.8-1	Sample Drawing.....	6-53
Fig. 6.13-1	Coal Sampling Plastic Bag.....	6-69
Fig. 6.13-2	Fly Ash Extraction Valve for Sampling.....	6-70
Fig. 6.13-3	Fly Ash Sampling Storage Bin	6-70
Fig. 6.14-1	Typical Organization of a Coal Fired Thermal Power Station	6-92
Fig. 6.14-2	Typical Organization of EEM Group	6-97
Fig. 6.14-3	Typical Patrol Kit	6-106
Fig. 6.14-4	Noise Inspection with Listing Rod.....	6-106

Fig. 6.14-5	Indication of Normal Working Value	6-107
Fig. 6.14-6	Thermo-Label.....	6-107
Fig. 6.14-7	Entry and Exit Management Board.....	6-109
Fig. 6.15-1	Process of evaluating cost benefit by incremental profit.....	6-115
Fig. 6.15-2	Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6.....	6-115
Fig. 6.15-3	Anticipated long term incremental profit with the concept of degradation.....	6-116
Fig. 6.15-4	Anticipated additional incremental profit due to fuel price escalation.....	6-117
Fig. 6.15-5	Historical Steam Coal Prices for Electricity Generation.....	6-117
Fig. 6.15-6	Evaluation of long term incremental profit by DCF approach 1	6-121
Fig. 6.15-7	Evaluation of long term incremental profit by DCF approach 2	6-122
Fig. 6.15-8	Anticipated long term incremental profit of AH by SDU at Korba #6.....	6-125
Fig. 6.15-9	Anticipated long term incremental profit of AH by FRS at Korba #6.....	6-127
Fig. 6.15-10	Degradation of Air Heater Seal Renovation by FRS&CCS at Korba #6.....	6-129
Fig. 6.15-11	Anticipated long term incremental profit of AH by FRS&CCS at Korba #6	6-130
Fig. 6.15-12	Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6.....	6-131
Fig. 6.15-13	Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6.....	6-132
Fig. 6.15-14	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS) at Korba #6	6-134
Fig. 6.15-15	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS) at Korba #6.....	6-135
Fig. 6.15-16	Comparison of the Cost Benefit for 2 options for Air Heater Seal Renovation at Korba #6.....	6-136
Fig. 6.15-17	DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6	6-137
Fig. 6.15-18	Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Singrauli #4	6-140
Fig. 6.15-19	Anticipated long term incremental profit of AH by SDU at Singrauli #4.....	6-141
Fig. 6.15-20	Anticipated long term incremental profit of AH by FRS at Singrauli #4.....	6-143
Fig. 6.15-21	Degradation of Air Heater Seal Renovation by FRS&CCS at Singrauli #4.....	6-144
Fig. 6.15-22	Anticipated long term incremental profit of AH by FRS&CCS at Singrauli #4	6-145
Fig. 6.15-23	Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Singrauli #4.....	6-146

Fig. 6.15-24	Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Singrauli #4	6-147
Fig. 6.15-25	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 1” (by SDU) at Singraul #4	6-149
Fig. 6.15-26	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS) at Singraul #4	6-150
Fig. 6.15-27	Sensitivity Analysis for “Option 2 (FRS)” Air Heater Renovation at Singraul #4-1	6-151
Fig. 6.15-28	Sensitivity Analysis for “Option 2 (FRS)” Air Heater Renovation at Singraul #4-2	6-152
Fig. 6.15-29	DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS) at Singraul #4	6-153
Fig. 6.15-30	DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Singraul #4	6-154
Fig. 6.15-31	Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2	6-157
Fig. 6.15-32	Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2	6-157
Fig. 6.15-33	DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2	6-158
Fig. 6.15-34	DCF Approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-1	6-161
Fig. 6.15-35	DCF approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-2	6-162
Fig. 6.15-36	DCF approach –Break Even Point Analysis	6-163
Fig. 6.15-37	DCF approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-3	6-163
Fig. 6.15-38	Formulas for Calculating CO ₂ Emission per Unit and in Total	6-167
Fig. 6.15-39	Practice Chart of CO ₂ Emission Reduction	6-168
Fig. 6.15-40	CO ₂ Reduction and CBER for Korba #6 by AH Renovation (SDU)	6-170
Fig. 6.15-41	CO ₂ Reduction and CBER for Korba #6 by AH Renovation (FRS)	6-171
Fig. 6.15-42	CO ₂ Reduction and CBER for Korba #6 by Turbine Seal Fin Replacement	6-172
Fig. 6.15-43	Reduction and CBER for Singrauli #4 by AH Renovation (SDU)	6-174
Fig. 6.15-44	CO ₂ Reduction and CBER for Singrauli #4 by AH Renovation (FRS)	6-175

Fig. 6.15-45	CO ₂ Reduction and CBER for Singrauli #4 by Turbine Seal Fin Replacement	6-176
Fig. 6.15-46	CO ₂ Reduction and CBER for Rihand #2 by Turbine Seal Fin Replacement	6-178
Fig. 6.15-47	CO ₂ Reduction and CBER for Unchahar #3 by new system optimization of combustion	6-180
Fig. 6.16-1	Kyoto Mechanism	6-182
Fig. 6.16-2	Outline of the CDM.....	6-183
Fig. 6.16-3	CDM Project Cycle	6-184
Fig. 6.16-4	Outline of the CDM.....	6-202

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)

ボイラー改造後においても以下の問題が継続している。

- 主蒸気温度は、528/510°C (左/右)。再熱蒸気は、512/525°C (左/右) (再熱蒸気スプレー量：0) 再熱蒸気過熱器メタル温度が許容上限値の 580°C を超えるため、バーナーチルトを上を上げることが困難。
- すべての給水加熱器を使用した場合のボイラードラム圧力が設計値 193kg/cm² から 195kg/cm² へ増加した。
- タービン入口第一段圧力が主蒸気流量増加 (設計値 1,502t/h から 1,610t/h) のためにタービン入口圧力が増加した。
- 水冷壁のストブフロア (1 段) を使用すると主蒸気温度および再熱蒸気温度ともに低下する (515/500°C (左/右))。ストブフロアの使用頻度を抑えている。
- 高圧給水加熱器 (6A および 6B) を活かした場合の設計主蒸気温度は 537°C である。

空気予熱器入口排ガス温度は、設計温度 368°C よりも 20°C 高い状態である。また、空気予熱器出口温度も設計温度 138°C よりも 15°C 高い状態となっている。

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。

Step I および II の改造後における運転状況は以下のとおりである。

- 下段側の微粉炭機（AB, CD, EF, GH）を使用した場合の主蒸気温度は 516/501°C（左/右）、再熱蒸気温度は、511/519°C（左/右）でバーナーチルト+28 度とした場合においても設計値とならず。しかしながら、バーナーチルト+28 度の場合において、再熱蒸気過熱器メタル温度が許容上限（580 ）以内に改善された。
- 下段側の微粉炭機（AB, CD, EF, GH）を使用し、高圧加熱器（6Aまたは6B）を停止した場合の主蒸気温度は 537°C（左）、再熱蒸気温度は、537°C（右）となるが右と左の温度差は 10°C から 15°C となる。
- 上段側の微粉炭機（CD, EF, GH, JK）を使用し、すべての給水加熱器を使用した場合の主蒸気温度は 533/541°C（左/右）、再熱蒸気温度は、527/542°C（左/右）となるが、バーナーチルト+27 度とした場合、再熱器のメタル温度が許容上限値の 580°C 以上となる。

ボイラー設備の改造前後の運転データを以下の表にまとめた。

Table 6.1-1 Boiler Operation Data after Step I

No.	Parameter	Unit	Design	Operation Value 24.02.2001	Operation Value 20.04.2004	Operation Value 25.01.2005
1	Load	MW	500	502	484.8	513.7
2	Main Steam (M.S) Flow	t/h	1501.75	1593	1538.3	1578.1
3	M.S. Pressure before ESV	kg/cm ²	169	169	166.9	167.1
4	M.S. Temp before ESV	°C	537	515	526.9	536.7
5	High Pressure Turbine (HPT) Exhaust Pressure	kg/cm ²	44.97	47.6	44.5	49.5
6	HPT Exhaust Temp	°C	337.7	326	331.9	349.2
7	IP Turbine in Pressure	kg/cm ²	40.47	44.9	41.8	44.8
8	IP Turbine in Pressure in Temp	°C	537	532.4	534.7	536.5
9	SH Spray Water Flow	T/HR	0	0	0.0	130.0
10	RH Spray Water Flow	T/HR	0	1.2	11.2	27.5
11	Feed Water (F.W.) Flow	T/HR	1501.75	1602	1516.0	1529.3
12	FW Pressure	kg/cm ²	205	202	198.2	202.1
13	F.W. Temp before Eco	°C	253.4	232.7	250.1	234.5
14	F.W. inlet Temp to High Pressure Heater (HPH) 6A	°C	203.3	208.5	204.1	Out of service
15	F.W. outlet Temp HPH 6A	°C	253.4	253.8	246.3	Out of service
16	F.W. inlet Temp to HPH 6B	°C	203.3	Out of service	208.7	213.6
17	F.W. outlet Temp HPH 6B	°C	253.4	Out of service	252.2	253.1

2001 年および 2005 年の運転データでは、通常 2 台運転する高圧給水加熱器（6A, 6B）のうち 1 台を停止して運用している。また、現地におけるインタビュー調査によると、過熱器メタル温度の保護およびスプレー流量の低減から、バーナーチルトは運転状態に合わせてその位置を調整して運転しているとの返答があった。

(1) ボイラー設備概要

1) ボイラー設備の概要

Table 6.1-2 Boiler Main Parameter

No.	Item	Unit	Design
1	Rated Output	MW	500
2	Main Steam (M.S.) Flow	t/h	1501.75
3	M.S. Steam Pressure at SH Outlet	Kg/cm ²	176.2
4	M.S. Steam Temperature at SH Outlet	°C	540
5	M.S. Pressure before ESV	Kg/cm ²	169
6	RH Steam Pressure at RH Inlet	Kg/cm ²	43.1
7	RH Steam Pressure at RH Outlet	Kg/cm ²	41.4
8	RH Steam Temperature at RH Inlet	°C	336
9	RH Steam Temperature at RH Outlet	°C	540
10	M.S. Temp Before ESV	°C	537
11	IP Turbine Pressure at Inlet	Kg/cm ²	40.47
12	RH Steam Flow	t/h	1338.3
13	F.W. Inlet Temperature at Eco.	°C	253.4
14	Steam Temperature Control System	---	Spray System
15	Combustion System	---	Pulverized coal combustion system Corner firing
16	Mill (AB, CD, EF, GH, JK: total 5 mills)	---	Tube Mill
17	Burner Arrangement (10 stages)	---	A, B,C, D, G, H, E, F, J, K
18	Draft System	---	Balance Draft System
19	Boiler Efficiency	%	87.77
20	Boiler Manufacture	---	BHEL

7号ボイラーの側面図を Fig. 6.1-1 に示す。火炉の構造は、通常の日本における微粉炭燃焼ボイラーと同様な構造である。過熱器として前部に放射型過熱器 (Division SH)、後部に対流過熱器の板型過熱器 (Platen SH) が配置されている。再熱器は、前部再熱器(Front RH)と後部再熱器 (Rear RH) からなる。

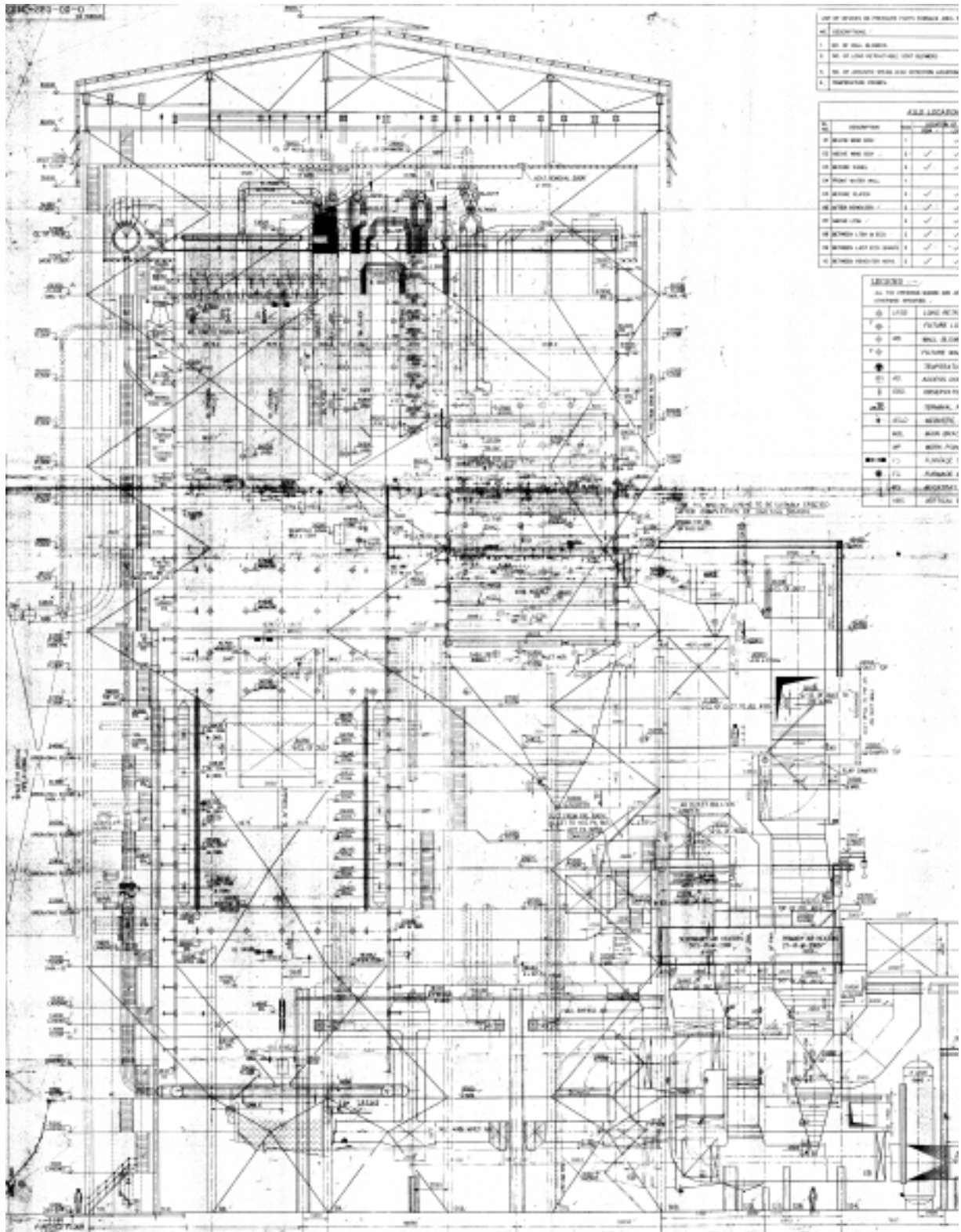


Fig. 6.1-1 Boiler Side View

2) 燃料の性状評価

燃料炭の性状を以下の表に示す。

Table 6.1-3 Design Coal Analysis Data

No.	Item	Unit	Design	Remarks
1	Coal Proximate Analysis			
	- Moisture	%	20.5	
	- Ash	%	30	
	- Volatile Matter	%	23	
	- Fixed carbon	%	26.5	
	- GCV	Kcal/kg	3700	
2	Coal Ultimate Analysis (by Calculation)			
	- Carbon	%	39.35	
	- Hydrogen	%	2.33	
	- Nitrogen	%	0.79	
	- Sulfur	%	0.3	
	- Oxygen	%	6.73	
	- Moisture	%	20.5	
	- Ash	%	30	

Table 6.1-4 Design Coal Ash Analysis Data

No.	Item	Unit	Design	Remarks
1	SiO ₂	%	62.7	
2	Al ₂ O ₃	%	24	
3	Fe ₂ O ₃	%	6.5	
4	TiO ₂	%	1.82	
5	P ₂ O ₅	%	0.4	
6	SO ₃	%	0.55	
7	CaO	%	1.3	
8	MgO	%	1.75	
9	Na ₂ O	%	--	
10	K ₂ O	%	0.98	
11	Ash Fusion Temp.	°C	>1400	

燃料性状から評価すると、発熱量が低く、灰分の多い石炭であり、ボイラー内での灰のスラッキング性、ファウリング性は少ないものの灰分によるエロージョンに問題があることが分かる。

以下に計算式と結果および日本で使用している輸入炭との比較を示す。

➤ Slagging

$$\text{Slagging index} = \frac{\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO} + \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}}{\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2} \times S$$

Criteria	Slagging index
Low	below 0.6
Medium	0.6 to 2.0
High	2.0 to 2.6
Severe	Over 2.6

➤ Fouling potential

Criteria	Na ₂ O + K ₂ O
Low	Less than 3.5
Medium	3.5 - 5.0
High	Over 5.0

➤ Erosion Index

$$\text{Erosion index} = \frac{\text{Ash in Coal} \times (\text{SiO}_2 + 0.8 \times \text{Fe}_2\text{O}_3 + 1.35 \times \text{Al}_2\text{O}_3)}{100}$$

Criteria	Erosion Index
Low	<15.0
Medium	<25.0
High	>25.0

Table 6.1-5 Comparison Table Vindhychal Design Coal and Imported Coal in Japan

Item	Vindhychal Design Coal (India Domestic Coal)	Imported Coal in Japan
Slagging	0.04: Low	0.03: Low
Fouling potential	0.98: Low	3.4: Low
Erosion Index	31: High	17: Medium

(2) ボイラー設備の運転状況

主蒸気温度および再熱蒸気温度が設計値に比べ低い値を示していることから、火炉の熱吸収率および関連する運転状況に着目して現状把握を行った。設備改造前の設計値をもとに 500MW の設計熱吸収率 (Heat output/Heat input × 100) を計算した結果を以下の表に示す。

Table 6.1-6 Design Heat Recovery Rate

No.	Item	Flow Rate (t/h)	Temp. (°C)	Pressure (kg/cm ²)	Heat Output (kcal/h) (Calculated)	Heat Absorption ratio (%) (Calculated)	
1	Economizer	in	1501.8	253	1.21 × 10 ⁸	10.8	
		out	1501.8	318			
2	Furnace	in	1501.8	318	188.5	3.77 × 10 ⁸	33.8
		out	1501.8	360			
3	LTSH	in	1501.8	364	184.7	1.20 × 10 ⁸	10.8
		out	1501.8	393			
4	SH Spray	0				—	
5	Division Panel	in	1501.8	393		1.23 × 10 ⁸	11.1
		out	1501.8	466			
6	Platen	in	1501.8	466	176.2	0.82 × 10 ⁸	7.4
		out	1501.8	540			
7	RH Spray	0				—	
8	Reheater	in	1338.3	336	43.1	1.55 × 10 ⁸	13.9
		out	1338.3	540			
9	Total				9.78 × 10 ⁸	87.8	

入手したデータをもとに計算した火炉の熱吸収率および関連する項目をまとめた表を以下に示す。

Table 6.1-7 Heat Recovery Rate

No.	Item	Unit	Design	Dated: 02.2001	Dated: 04.2004	Dated: 01.2005	Dated: 06.2009	Dated: 12.2009
1	Load	MW	500	502	484	513	518	506
2	Furnace	%	33.8	33.2*	34.7*	30.6*	29.3*	30.1*
3	HP Turbine Inlet Temp.	C	537	515	526.9	536.7	523.9	533.7
4	SH Spray	t/h	0	0	0	130	56	24.3
5	RH Spray	t/h	0	1.2	11.2	27	38	13.6
6	Fuel Heat input/MW	Kcal/kg/MW	2.23×10 ⁶	2.42×10 ⁶	2.33×10 ⁶	2.47×10 ⁶	2.61×10 ⁶	2.58×10 ⁶
7	HPH (6A, 6B)	in service	6A, 6B	6A	6A, 6B	6B	NA	NA

Note: * Calculated by Study Team. Assumption figure was utilized.

HPH: High Pressure Feed Water Heater

火炉の熱吸収率が設計値と同等な場合、主蒸気温度が 515°C と低くなっていることが改造前の 2001 年データの計算結果から分かる。改造後においても水冷壁のスートプロア使用頻度を抑え、火炉熱吸収割合を約 30% で運転する条件にて、タービン入口主蒸気温度 524°C ~ 534°C を達成している(設計値 537°C)(蒸気温度調整用スプレー活用)。しかしながら、投入している燃料カロリーは設計値に比べ 1.04 ~ 1.12 倍と多くなっている。

過熱器を通過する排ガス温度の状況を以下の表に示す。

Table 6.1-8 Flue Gas Temperature from Division SH to RH

No.	Item	Unit	Div SH		Platen SH		Front RH		Rear RH	
			In	Out	in	out	in	out	in	out
1	Design Value (before modification)	°C	1425	1142	1142	1040	1040	882	882	692
2	After Modification									
	Left	°C	NA	895	895	829	829	NA	NA	725
	Right	°C	NA	838	838	872	872	NA	NA	750
	Average	°C	NA	867	867	851	851	NA	NA	738

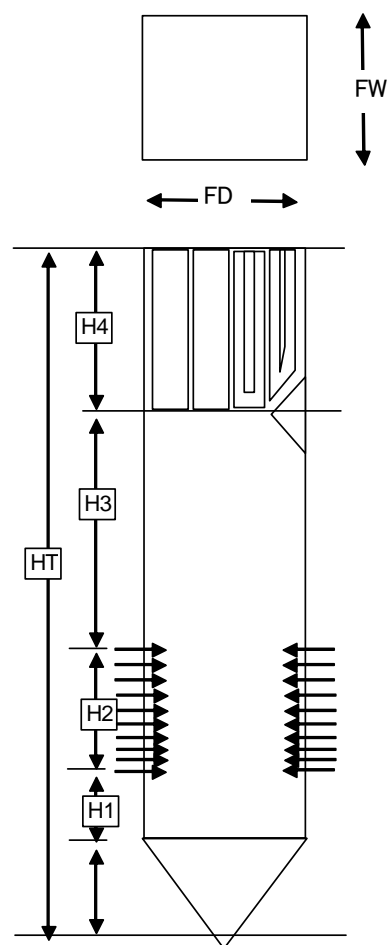
Division SH 出口においては、左側の排ガス温度が右側に比べて 57°C 高くなっているが、Platen SH 出口では、左側の排ガス温度が 43°C 右側に比べ低くなっている。排ガス流の乱れによるものではないかと推測される。今回の調査においては、過熱器を通過する排ガス温度データが不十分であったため、適切な判断ができないが、NTPC において排ガス温度の傾向を検証するためには、サーモカメラによる蒸気温度および過熱器メタル温度測定と関連する微粉炭機の組み合わせとチルト角度のデータ収集とその分析・評価を行うことが必要と考える。

(3) 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 Vindhyaachal #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。

Table 6.1-9 Boiler Furnace Dimension Comparison Table

No.	Item	Unit	Same type of Boiler in Japan	Vindhyachal Unit 7
1	Rated Output	MW	500	500
2	Boiler High (HT)	m	56	63
3	Bottom of SH Panel to roof (H4)	m	14	16
4	Top Burner level to Bottom of SH Panel (H3)	m	17	18
5	Burner Zone (H2) Burner	m	10 (6 stages)	13 (10 stages)
6	Hopper Bent to bottom of burner (H1)	m	3	5
7	Hopper bend to Bottom of SH Panel (HH (H1-H3))	m	30	36
8	Furnace width (FW)	m	16	19
9	Furnace depth (FD)	m	15	16
10	Furnace Area	m ²	229	303
11	Furnace Volume	m ³	10,700	16,424
12	1st SH Panel (Dev SH)	No.	6	48
13	Panel Pitch (No./FW)	m	2.6	0.40
14	2nd SH Panel (Platen SH)	No.	28	25
15	Panel Pitch(No./FW)	m	0.57	0.76
16	Coal Calorific value	kcal/kg	6600	3700
17	Ash	%	16.6	30



(4) 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. 6.1-2 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、左右蒸気温度差が出ているものとする。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。

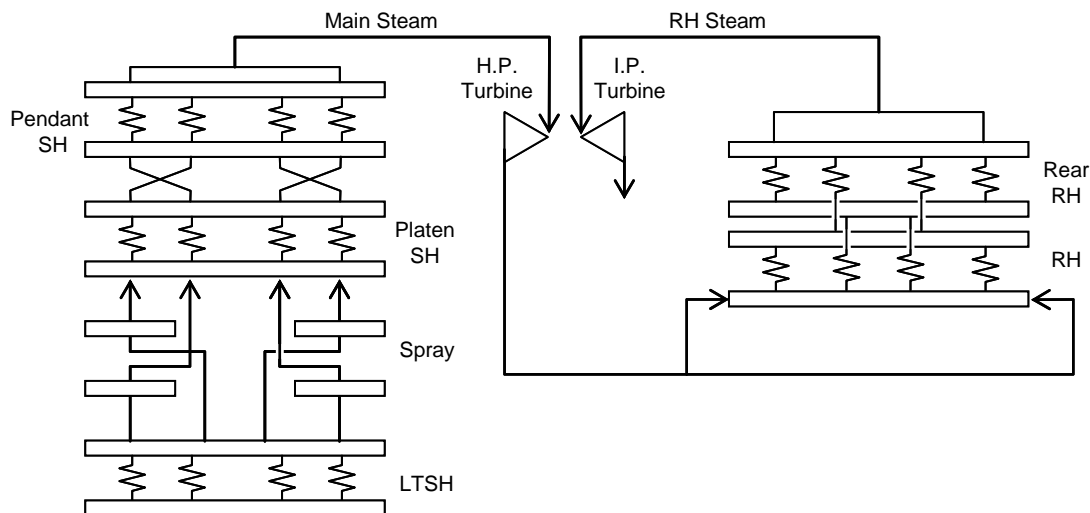


Fig. 6.1-2 Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan)

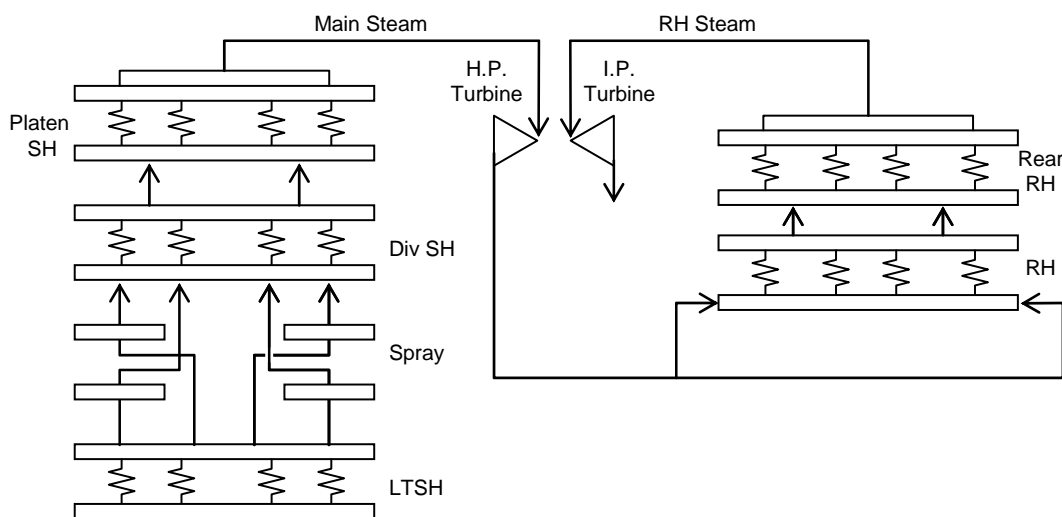


Fig. 6.1-3 Out line of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7)

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 燃焼シミュレーションの概要および課題 (詳細は、添付 8.4.8 の 2 節参照)

微粉炭燃焼シミュレーターは、国家プロジェクトで開発された石炭ガス化コード「RESORT」を基本コードとして用いた。「RESORT」から得られる結果は、構造系汎用熱流体解析ソフト「FLUENT V4」の結果に相当する。「RESORT」は微粉炭燃焼ボイラーを解析するために改良された。本プロジェクトでは、改良版「RESORT」を用いて微粉炭燃焼解析を行った。Fig. 6.2-1 に今回実施したシミュレーション結果の一部を示す。

今回の課題は、主蒸気温度と RH 温度の改善およびそれらの左右温度差改善を行うための改善案を評価することである。上記燃焼シミュレーションは、改善案の評価に利用された。

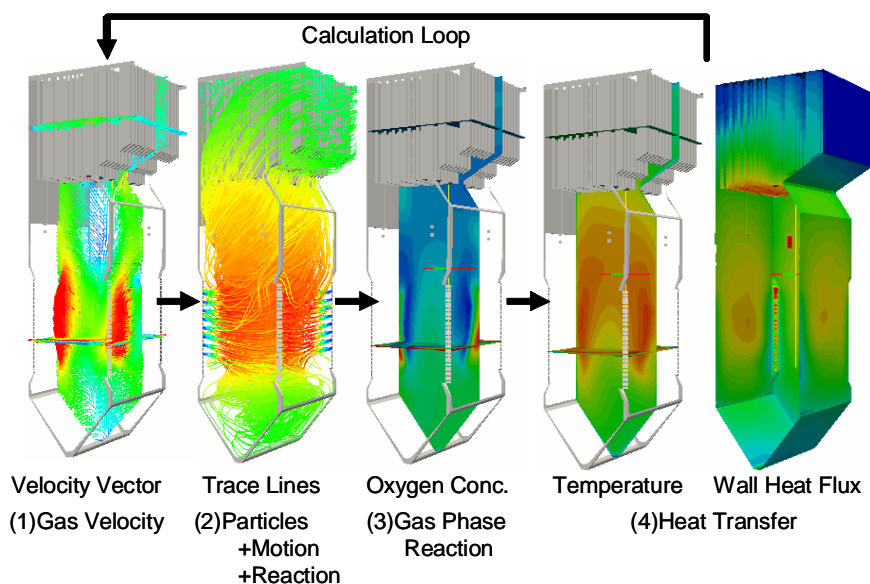


Fig. 6.2-1 Calculation Procedure of the Coal Combustion Simulation

6.2.3 解析メッシュと実施ケース (詳細は、添付 8.4.8 の 3 節参照)

添付 8.4.8 の Figure.3.2 に、メッシュパターンを示す。トータル $43 \times 53 \times 135 = 307,665$ [cells]で作成した。変化の激しいバーナー近傍では、細かいメッシュとした。通常、スーパーヒータのようなチューブ本数が多いヒータは、ボイラー内の燃焼解析には考慮しない。メッシュ数が増え、限られた期間内で、多くのシミュレーションの実施が困難になるからである。しかしながら、本検討は、これらが主なテーマである。そこで、可能なかぎり、スーパーヒータの熱流束を解析できるメッシュを作った。Divisional Panel や Platen などの放射伝熱部は、できる限り伝熱面積を実際に一致させた。しかしながら、対流伝熱部であるレヒータに関しては、1/3 程度の面積しか確保できなかった。これより、レヒータの伝熱量に関しては、傾向は見られるが、絶対値の精度は

低いと考える。従って、レヒータの計算結果は、参考値として提示する。添付 8.4.8 の Table 3.1 は、実際の寸法とメッシュの寸法を比較したものである。

添付 8.4.8 の Figure 3.3 に、AA の設置位置を示した。また、添付 8.4.8 の Figure 3.4 に、Divisional Panel の改良案を示した。そのコンセプトは、後の解析結果とともに添付 8.4.8 の 4.5 節で説明する。今回、Heater 0-3 では、基本的に同じ伝熱面積とし、ヒータ配置の影響評価を行った。

添付 8.4.8 の Table 3.3 に、シミュレーションケースの内容をまとめた。Base Case は、現状の状態を知るための解析である。一方、 $O_2 = 5\%$ 、 $GR = 10\%$ 、 $AA = 10\%$ 、 $AA = 20\%$ 、 $OFA\ dumper = 50\%$ および Divisional Panel の配置変更は、改善ケースである。各改善ケースは、Base ケースと熱回収パターンを比較することで評価された。

6.2.4 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（詳細は、添付 8.4.8 の 4.1 節参照）

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。

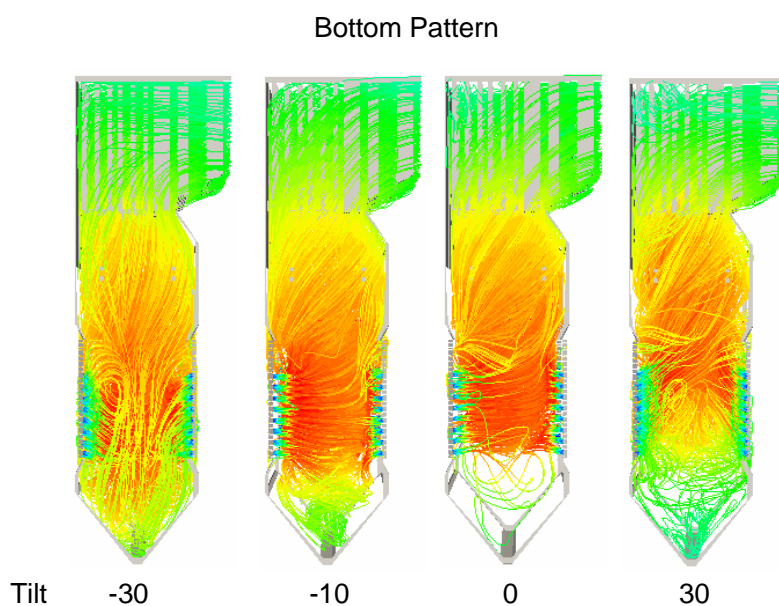


Fig. 6.2-2 Typical Flow Pattern in Tangential Fired Boiler (3)

(2) 現状操作範囲の中の改善（詳細は、添付 8.4.8 の 4.2 節参照）

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。添付 8.4.8 の Figure 4.2.8 に示し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) 小さな改良を伴った改善（詳細は、添付 8.4.8 の 4.2 節参照）

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（詳細は、添付 8.4.8 の 4.3 節参照）

Table 6.2-1 にこの操作の効果を示す。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。

Table 6.2-1 The Effect of the Oxygen Conc. & Gas Recirculation to the Heat Absorption Pattern

Operation	Heat Recovery % (furnace)			Nose Temperature[degC]		
	Base	Effect		Base	Effect	
O ₂ =5%	32.12	-1.98	↘	1355.98	-39.58	↘
GR=10%	32.12	-4.64	↘	1355.98	-7.87	↘
GR=20%	32.12	-8.60	↘	1355.98	-8.60	↘
Operation	Heat Recovery % (SH)			RH_IN Temperature[degC]		
	Base	Effect		Base	Effect	
O ₂ =5%	24.40	-1.19	↘	997.89	-2.93	↗
GR=10%	24.40	-0.23	↗	997.89	23.16	↗
GR=20%	24.40	-0.74	↘	997.89	32.57	↗
Operation	Heat Recovery % (RH)					
	Base	Effect				
O ₂ =5%	7.91	0.09	↗			
GR=10%	7.91	0.79	↗			
GR=20%	7.91	1.18	↗			

Note1:SH (Wall Heater + Div + Platen) Arrow: Red is good, Blue is bad.
Note2:RH data are reference value.

(5) 二段燃焼空気 OFA または AA による左右偏差の改善（詳細は、添付 8.4.8 の 4.4 節参照）

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（詳細は、添付 8.4.8 の 4.5 節参照）

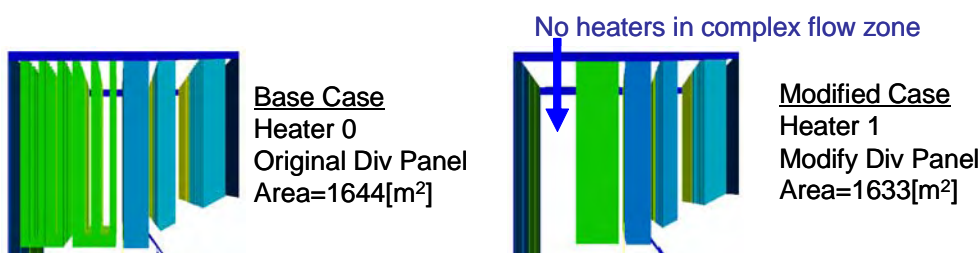
Heater 1 で次に示すよい効果が見つかった。（Fig. 6.2-3）

流動パターンの変化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。

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.

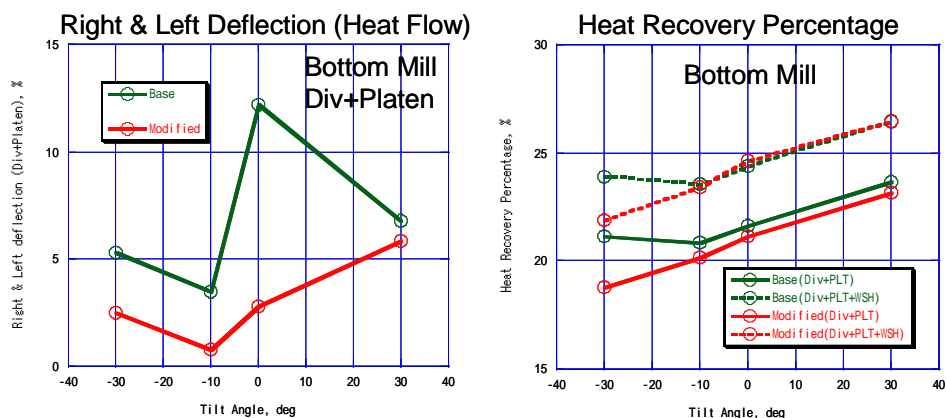


Fig. 6.2-3 Outline of the Calculation Process (5) + Evaluation of the New Idea

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。

6.2.5 空気と燃料バイアスのシミュレーションケース検討

上記のシミュレーション結果に基づく協議の結果、NTPC は改造工事を伴わない燃焼空気と燃料のバイアス変更による左右蒸気温度アンバランスの追加シミュレーションを要請した。その追加シミュレーション結果を以下に記述する。

(1) 昨年度の結果概要

昨年度の主な成果を以下にまとめる。

1) 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。Fig. 6.2-4 に示し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。

燃焼シミュレーションのトレーニングにおいて、NTPC よりこの条件で実証試験が行われ、シミュレーションが示す通りの結果となったとの説明があった。左右温度偏差はほとんどゼロであった。しかし、蒸気温度は通常よりも若干下がってしまった。同様に、良好な条件の候補であったチルト-10 度、Bottom2 ミルパターンの実証も行われた。この条件では、蒸気温度は平常のまま、小さな左右温度差で運用可能であることが実証された。しかし、さらに高い蒸気温度が得られる条件設定が望まれる。

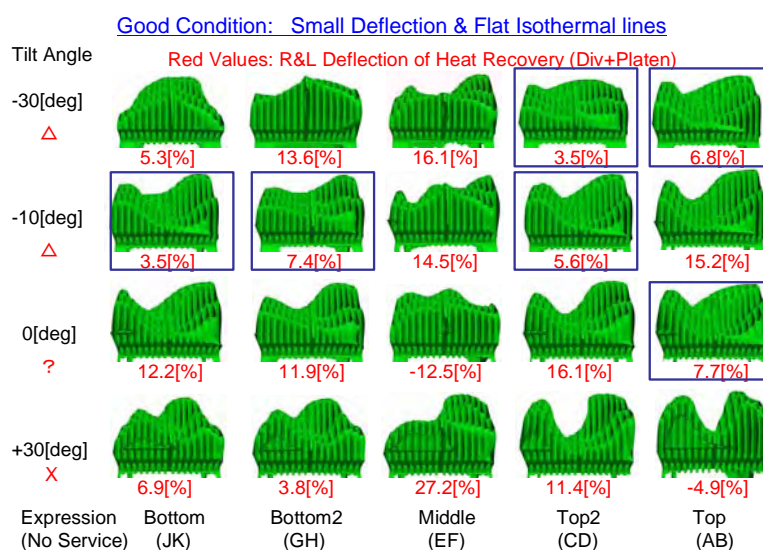


Fig. 6.2-4 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone

2) 小さな改良を伴った改善

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。より高い主蒸気温度を得るには、チルトを現状条件よりも上方に向けることが必要となる。また、再熱器メタル温度の問題を回避するには、すべてのチルト角度で、レヒータゾーンのガス温度勾配が小さい (Bottom2、Middle) 条件を選ぶことが望まれる。

(2) 今回の追加ケース (左右バイアス解析)

ボイラーの改造なしに、左右温度差を改善できる条件に左右の空気または燃料のバイアス条件がある。追加ケースとして、これらバイアス条件の解析を行った。バイアス条件としては、以下の3種類で解析した。

- (a) ウインドボックスドラフトを変えることによる左右二次空気バイアス
- (b) 一次空気量を変えることによる左右燃料バイアス

(c) 二次空気バイアス + 燃料バイアス

注意事項：(a)の操作は、比較的容易であり、現実的であると考え。一方、(b)のコントロール（計算条件と同一の条件を安定して得ること）は、実際には難しいと考える。その結果、(c)の操作は、より難しいだろう。ここでは、シミュレーション上で、それらの影響を示すが、実際の操作では、(a)のみが現実的であると考え。

(3) 空気および燃料バイアスの計算結果（追加ケース）

Fig. 6.2-5 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、ガスは回旋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. 6.2-6 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。良好な旋回が得られる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、旋回が弱いTopミル、Tilt = +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。

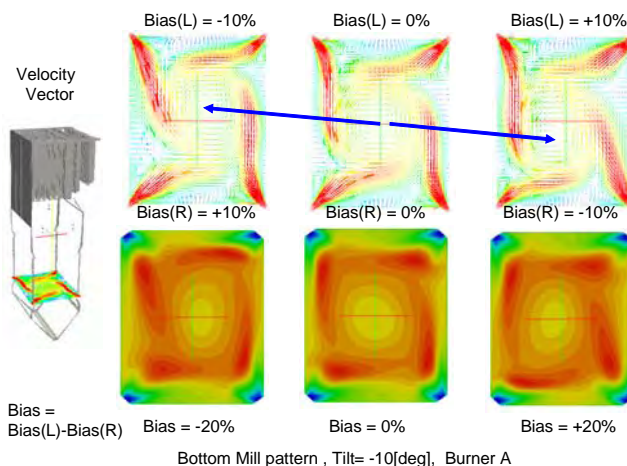


Fig. 6.2-5 Effect of the Right & Left 2nd Air Bias (1-1)

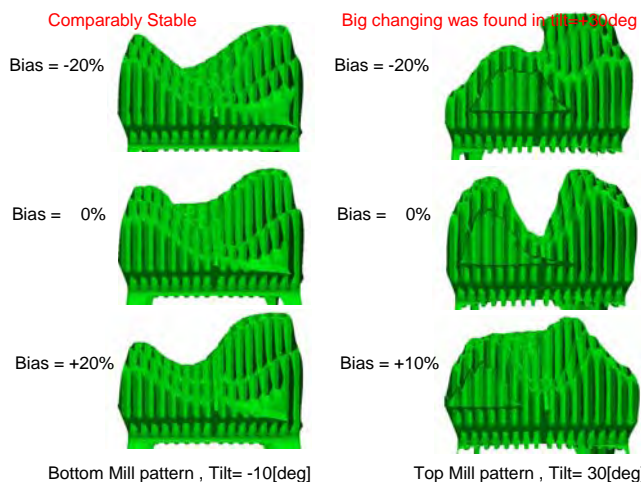


Fig. 6.2-6 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone by Changing 2nd Air Bias

1) 二次空気バイアスの効果

Fig. 6.2-7 および Table 6.2-2 は、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。とりあえず、Table 6.2-2 に、Tilt角度が0 以上の中で、興味深い領域を示した。緑の領域は、すでに実証された条件である。ブルーの領域は、左右偏差減少の可能性がある領域である。一方、オレンジの部分、若干チャレンジablであるが可能性がある領域を示した。

Fig. 6.2-8 に、前回も示したスーパーヒータの組み合わせを示す。Fig. 6.2-9 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 の効果が大きいことがわかる。

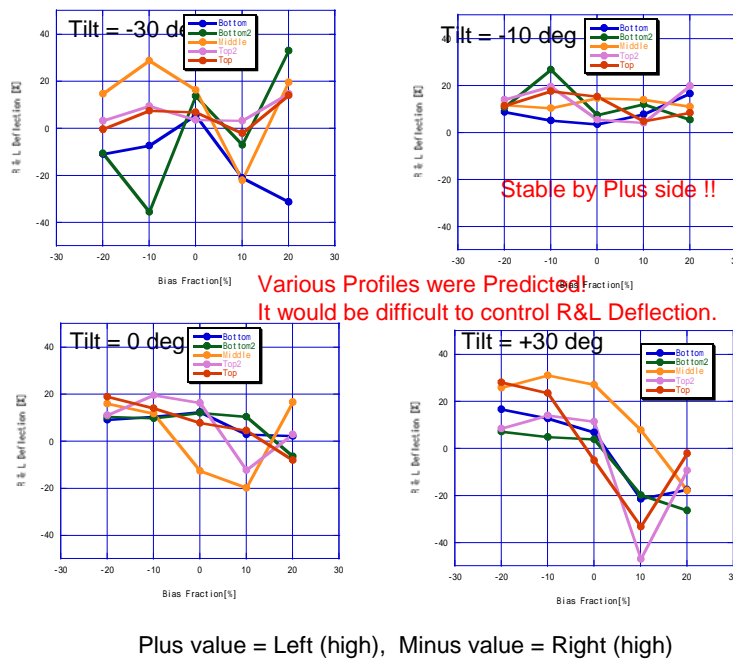


Fig. 6.2-7 Effect of 2nd Air Bias on the R&L Deflection

Table 6.2-2 Effect of 2nd Air Bias on the R&L Deflection

Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item		R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
Pattern	Tilt	Straight	Straight	Straight	Straight	Straight
		-20	-10	0	10	20
Bottom (JK)	-30	-11.09	-7.26	5.32	-21.13	-31.15
	-10	8.86	5.04	3.48	7.58	16.57
	0	9.12	10.44	12.19	2.73	2.12
	30	16.60	12.54	6.81	-21.47	-17.45
Bottom2 (GH)	-30	-10.56	-35.46	13.56	-6.97	32.81
	-10	10.51	26.68	7.37	11.90	5.54
	0	10.19	9.57	11.84	10.41	-6.33
	30	6.92	4.69	3.79	-19.69	-26.42
Middle (EF)	-30	14.77	28.75	16.10	-22.15	19.48
	-10	11.68	10.28	14.51	13.93	11.04
	0	15.81	11.52	-12.53	-19.81	16.65
	30	25.65	31.01	27.20	7.83	-17.76
Top2 (CD)	-30	3.11	9.21	3.45	3.29	14.61
	-10	14.00	19.51	5.57	3.98	19.86
	0	11.01	19.53	16.13	-12.36	2.90
	30	8.34	13.91	11.36	-46.92	-9.20
Top (AB)	-30	-0.50	7.53	6.78	-2.13	13.82
	-10	11.28	17.70	15.16	4.79	8.44
	0	18.98	13.82	7.66	4.53	-7.87
	30	28.00	23.44	-4.92	-33.22	-2.01
AverageABS(df%)		12.35	15.90	10.29	13.84	14.10
Max(ABS(df%))		28.00	35.46	27.20	46.92	32.81

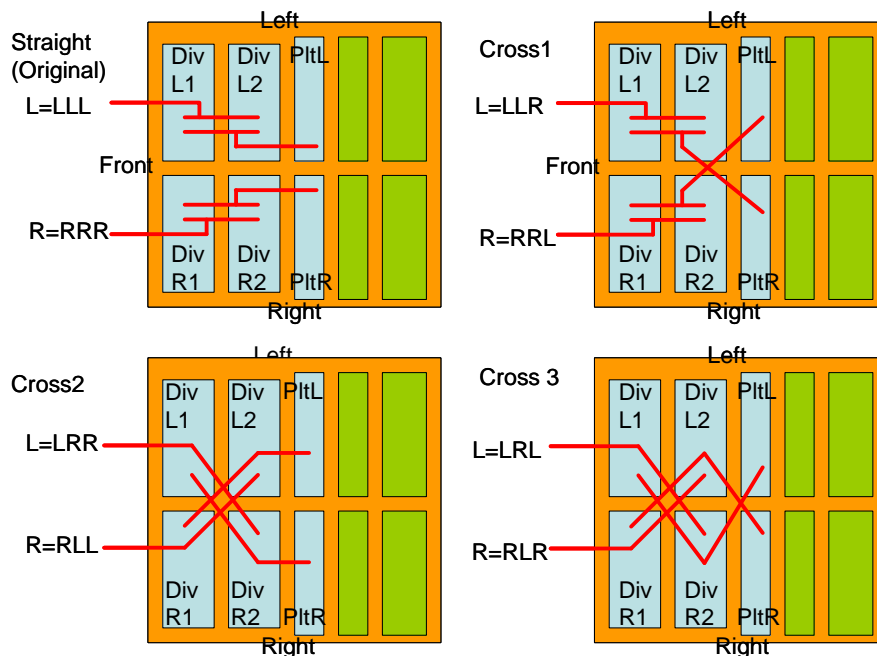


Fig. 6.2-8 Improvement of the R&L Deflection by Changing the Heater Combination (1)

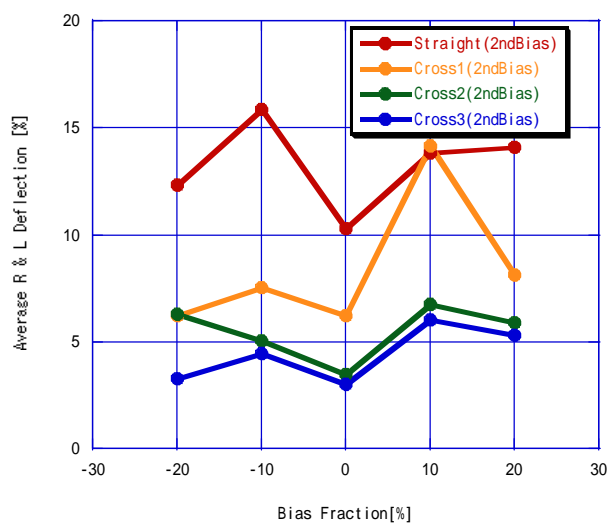


Fig. 6.2-9 Effect of the Heater Combination on the R&L Deflection under the Bias Condition

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。

(4) 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、ボイラー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 Unit 6(2009年10月27日～11月1日)

2) Unchahar Unit 2(2009年11月4日～11月9日)

ボイラー余寿命診断の調査部位および調査項目は、第2次現地調査での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。Unchahar #2については事前調査対象ユニットではなかったため、ボイラー余寿命調査着手前に調査団および九電産業調査チームと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。

ボイラー余寿命診断の各調査はデモンストレーションも兼ねて実施された。その内、SUS スケール堆積検査技術、TOFD 検査技術および日本国内で持ち帰り実施したレプリカ詳細観察等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年度に先進的な非破壊検査技術に関する国内研修を行った。

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

NTPC と日本とでボイラーチューブ肉厚の管理方法に違いがあり、NTPC では設計肉厚からの減肉率を基準にするのに対し、日本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。(添付 8.4.1 の第3回現地調査プレゼン資料参照)

- ボイラー余寿命診断の日本と NTPC の相違点

NTPC と日本とでボイラー余寿命診断の範囲、内容に違いがあり、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。(添付 8.4.1 の第3回現地調査プレゼン資料参照)

6.3.2 調査要領

添付 8.4.1 の試験要領参照のこと。

6.3.3 報告書

添付 8.4.1 の試験結果報告書参照のこと。

Table 6.3-1 Summary of Boiler RLA in Singrauli Unit 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"> ・ショートスリーブブローワイヤ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リーブブローワイヤの管、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"> ・スリーブレベルの外周管（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"> ・下部バ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。 ・スリーブ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"> ・下部バ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 Unit 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バ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 本の下部バンド管について各 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。
	クリープ破断試験	<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プ破断試験を実施。 ・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。AHの概略系統は Fig. 6.4-1 のとおり。

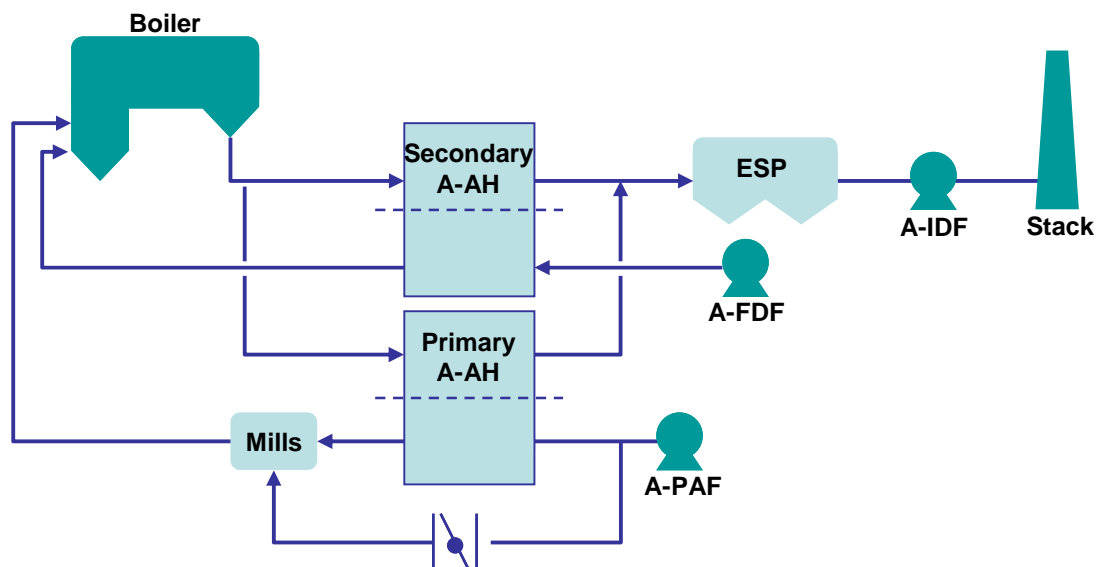


Fig. 6.4-1 AH Air and Gas Flow Diagram

AH仕様

- 型式 : ユングストローム式空気予熱器 27.0-VI-2050(M)
- AH エレメント : 高温部および中温部 : ダブルアンジュレーテッド(DU)形状
低温部 : ノッチドフラット(NF)形状

(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ヵ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	A H入口ガス温度
t_{G2}	°C	A H出口ガス温度
t_{A1}	°C	A H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
$\eta_{G'}$	%	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

Table 6.4-1 Primary AH: AB Side Measured and/or Calculated Figures s

Item	Symbol	Unit	Design	A side Figure	B side Figure	Remarks
AH Inlet Gas Temperature	t_{G1}	°C	366.0	335.7	339.2	Measured
AH Outlet Gas Temperature	t_{G2}	°C	135.0	84.5	90.5	Measured
AH Inlet Air Temperature	t_{A1}	°C	25.0	41.2	41.2	Measured
AH Outlet Air Temperature	t_{A2}	°C	319	254.5	260.3	Measured
AH Inlet Gas O_2	$(O_2)_{INL}$	%	3.6	2.9	3.6	Measured
AH Outlet Gas O_2	$(O_2)_{OUTL}$	%	5.7	9.4	9.1	Measured
			(Calculated)			
Air Ratio	M	--	1.20	1.15	1.19	Calculated
Air Leakage Ratio	Ea	%	12.3	50.4	41.6	Calculated
AH Air Side Temp. Efficiency	η_A	%	86.22	72.44	73.51	Calculated
Corrected AH Outlet Gas Temperature	$t_{G2'}$	°C	147.72	105.05	109.80	Calculated
Corrected AH Outlet Gas Temp. efficiency	$\eta_{G'}$	%	64.01	79.32	76.98	Calculated
AH Average Temp. Efficiency	η_{a1}	%	75.11	75.35	75.25	Calculated
AH Cold End Metal Temp.	t_{dew1}	°C	80	62.9	65.9	Calculated

a) 空気漏洩率(ε)

A 側および B 側の空気漏洩率は、50.4%と 41.6%であり、設計値を大きく超過した結果となっている。現場調査時においても、AH 軸受周辺に灰が堆積していることや AH 周りからリーク音が聞こえてきたことから、空気漏洩量が多いことが確認できたが、漏洩率の高さに驚かされている。

空気漏洩の原因としては、Singrauli と同じように高灰分のインド国内炭に起因するもので灰によるエロージョンによって AH のシール部分が削られてしまうとの説明を受けた。

b) 温度効率(η_{a1})

ガス側温度効率および空気側温度効率から求めた平均温度効率は、A 側 (η_{a1}) が 75.35%、B 側 (η_{b1}) が 75.25% でほぼ設計値と同等な数値となっている。しかしながら、修正 AH 出口ガス温度効率は、79.56%、76.98% となっており、設計値の 64.01% に対して 10% 以上も高くなっている。これは、多大な空気漏洩による AH 出口ガス温度低下によるものである。あるいは、ガス量が設計値よりも少ないと考えられる。AH の排ガスダクトのレイアウト (排ガスフロー測定および排ガスフローシミュレーション検討結果を含む) を検討し、排ガスフローの改善を行う必要がある。

c) 酸露点温度

AH の低温腐食防止のため、低温端温度を酸露点以上に保つようにする必要がある。AH から排出されるガス温度が高すぎれば、排ガス損失が増加し、プラント効率が低下し、低すぎれば AH エレメントの腐食を引き起こす。排ガスの露点温度は燃料中の硫黄分により決定される。AH コールドメタル温度が硫酸生成温度以下になると腐食が進行する。インド国内炭は、硫黄分が 0.2% - 0.3% と低いため、Fig. 6.4-3 のグラフに示すとおり、66 度以上を維持すれば腐食の問題は少ないと考える。計算した AH コールドメタル温度は、62.9°C と 65.9°C となっており、指標である 66°C を下回った状態となっており、腐食が進んでいると考えられる。

6.4.2 Singrauli #4

Singrauli #4 の AH は、ユングストローム式空気予熱器であり、縦型のトライセクター式の熱交換器である。空気予熱器は 2 台設置されており、A 系と B 系の 2 系統となっている。AH の概略系統は以下のとおり。AH のエレメントは高温・中温ともにダブルアンジュレーテッド (DU) 形状、低温については、ノッチドフラット (NF) 形状である。

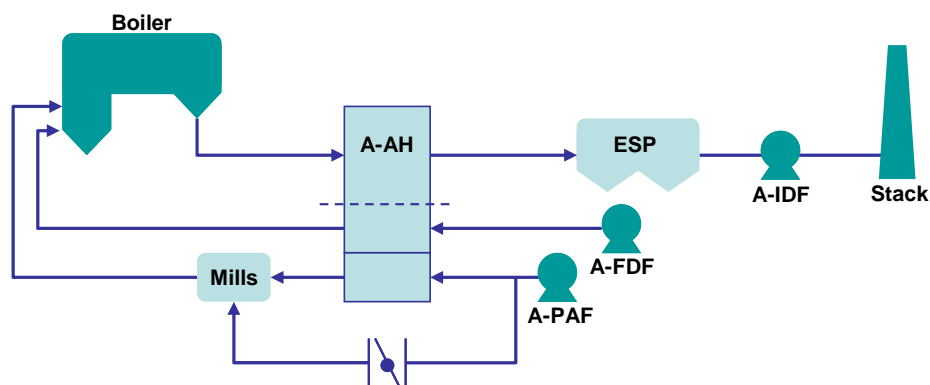


Fig. 6.4-2 AH Air and Gas Flow Diagram

AH 仕様

- 型式： ユングストローム式空気予熱器 27.0-VI-2050(T)
- AH エlement： 高温部および中温部：ダブルアンジュレーテッド(DU)形状
低温部：ノッチドフラット(NF)形状

(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14%程度であるが、3から4ヵ月後には、20%程度まで増加する
- 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。

Table 6.4-2 2nd AH: AB Side Measured and/or Calculated Figures

Item	Symbol	Unit	Design	A side Figure	B side Figure	Remarks
AH Inlet Gas Temperature	t_{G1}	°C	362.0	355.9	343.2	Measured
AH Outlet Gas Temperature	t_{G2}	°C	146.0	135.7	134.7	Measured
AH Inlet Air Temperature	t_{A1}	°C	50.0	39.2	38.0	Measured
AH Outlet Air Temperature	t_{A2}	°C	341	257.5	247.4	Measured
AH Inlet Gas O ₂	(O ₂) _{INL}	%	3.8	3.7	3.9	Measured
AH Outlet Gas O ₂	(O ₂) _{OUTL}	%	5.4 (calculated)	7.8	7.6	Measured
Air Ratio	m	--	1.21	1.20	1.21	Calculated
Air Leakage Ratio	ϵ_a	%	9.0	28.0	24.9	Calculated
AH air side Temp. efficiency	η_A	%	93.27	68.93	68.61	Calculated
Corrected AH Outlet Gas Temperature	$t_{G2'}$	°C	154.13	161.08	157.30	Calculated
Corrected AH Outlet Gas Temp. efficiency	$\eta_{G'}$	%	66.62	61.25	60.92	Calculated
AH Average Temp. efficiency	η_{al}	%	79.95	65.22	64.76	Calculated
AH cold metal Temp.	t_{dew1}	°C	98	87.5	86.4	Calculated

a) 空気漏洩率(ϵ)

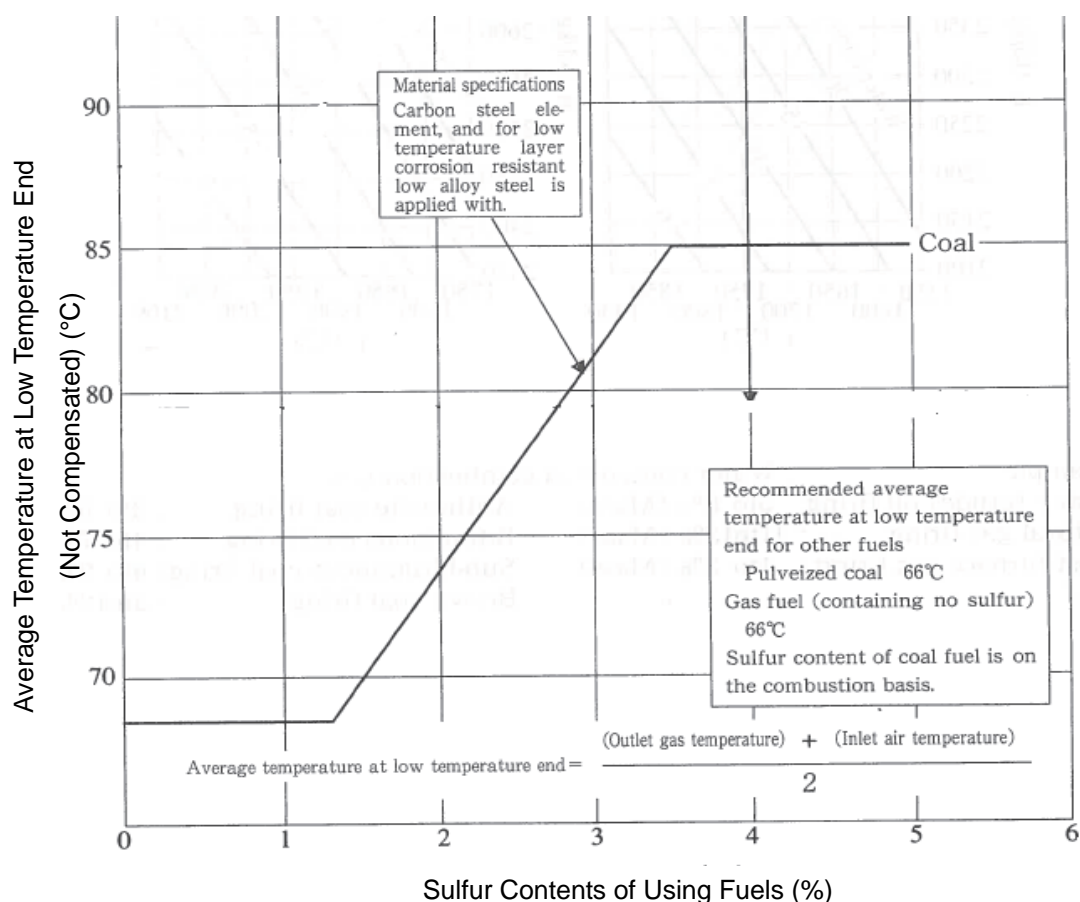
A 側および B 側の空気漏洩率は、28.0%と 24.9%であり、設計値を大きく超過した結果となっている。現場調査時においても、AH 軸受油冷却器周辺に灰が堆積していることや AH 周りからリーク音が確認できたことから、空気漏洩量が多いことが伺われる。空気漏洩の原因としては、高灰分のインド国内炭に起因するもので、灰によるエロージョンによって AH のシール部分が削られてしまうとの現場ヒアリング時に説明を受けた。

b) 温度効率(η_{al})

ガス側温度効率および空気側温度効率から求めた平均温度効率は、A 側 (η_{al}) が 65.22%、B 側 (η_{bl}) が 64.76%であり、設計値を下回っている結果となっている。これは、AH エLEMENTの熱交換効率が低いこと、およびスートプロアの運転に寄与しているものと思われる。温度効率を改善するために、定期点検後からの AH の空気・ガス入口/出口温度の経年データとスートプロアの運転履歴を収集し、AH エLEMENTの熱効率の状態を評価することが必要と考える。

c) 酸露点温度

AH の低温腐食防止のため、低温端温度を酸露点以上に保つようにする必要がある。AH から排出されるガス温度が高すぎれば、排ガス損失が増加し、ボイラー効率が低下し、低すぎれば AH エLEMENTの腐食を引き起こす。排ガスの露点温度は燃料中の硫黄分により決定される。AH コールドメタル温度が硫酸生成温度以下になると腐食が進行する。インド国内炭は、硫黄分が 0.2%-0.3%と低いため、以下のグラフに示すとおり、66°C 以上を維持すれば腐食は起こらないと考える。計算した AH コールドメタル温度は、87.5°C と 86.4°C となっており、腐食は環境ではないと考える。



出典：火力原子力発電必携

Fig. 6.4-3 Average Temperature at the Low Temperature End of a Ljungstrom Type Air Heater (Recommended value for preventing low temperature corrosion)

6.4.3 効率改善の提案

上記の検討の結果、対象号機は日本の 8%程度の空気漏洩率より高くなっていることから、以下のような改善項目を提案する。しかしながら、以下の提案は高灰分であるインド国内炭の影響は考慮していない。

回転式空気予熱器の特徴として、ローターが回転することと、そのために必要最小限の隙間が存在し、その結果空気のガス側へのリークが存在する。このリークを最小限に抑えるためには、設計上の工夫と据付時のノウハウおよびメンテナンスを行うことがポイントである。

リーク量増大の原因は、直接漏洩空気の増加によるもので実機における問題点として次の事項が上げられる。

- 1) 計画温度条件と実運用温度条件との相違による熱間時のシール間隙大
- 2) 実機の熱変形量が計画値と異なることによる間隙増加
- 3) シール、またはケーシング材の経年変形、腐食、熱変形、磨耗などによる間隙の増加
- 4) シールド脱落による間隙の増加

また、リークの増加とボイラー効率(効率計算に基づく)との関係は Fig. 6.4-4 のとおりである。

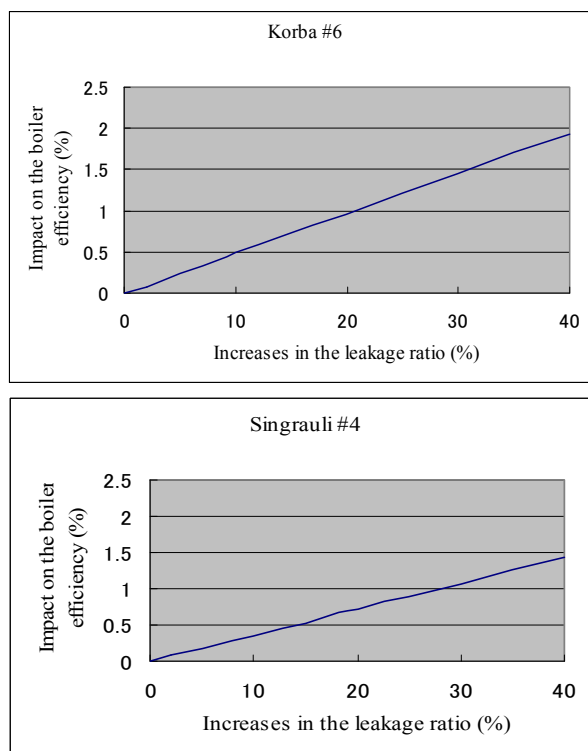


Fig. 6.4-4 Relationship between the Increasing Leakage and Boiler Efficiency

1) 効率改善提案：セクタープレート駆動装置の採用

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、細長い三角形状になる。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。

また、日本におけるセクタープレート駆動装置付の AH は、1979 年から 2008 年の期間で発電機出力 300MW 以上の発電所で合計 139 基が設置されており、これまでに大きな事故はなく信頼性の高いものとなっている。

この装置の採用により、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、空気漏洩率が改善されることが期待できる。この装置には、2 種類のシステムがあるひとつは SDU システム、もうひとつが sensor drive system (SDS)。SDS システムは、SDU システムにセンサー(電磁誘導センサー)を取り付けたもので、ラジアルシールとセクタープレートの間隙を自動的に測定・調整するものである。SDS は精密な装置なため、SDU を初めに採用し、十分に保守技術を習得することを提案する。詳細な検討については、AH 製造元(または、日本の AH 製造会社)

による設計が必要となる。SDU および SDS は、吊り下げ型セクタープレートタイプの AH に適用可能である。技術仕様の概要は以下の通り。

- システム構成：セクタープレート、アクチュアター、制御装置
- 材質
 - ラジアルシールリーフ：CORTEN(Corrosion resistant steel), (厚さ：1.6 mm)
 - セクタープレート：材質：軟鋼(厚さ：19-25mm)
- 制御

SDU は発電機負荷(MW)の信号によって中央制御室から自動的にセクタープレートの位置を調整する。

 - 100%定格負荷時：セクタープレートを押し込む（ラジアルシールとの隙間を小さくする方向）
 - 100%～50%定格負荷時：セクタープレートを押し込む（ラジアルシールとの隙間を小さくする方向）
 - 50%定格負荷以下時：セクタープレートを引き上げる

2) フローティングラジアルシール(FRS)の採用

上記セクタープレート駆動装置に比べ、単純な機能により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。FRS は、固定型のセクタープレートタイプの AH に適用可能である。この装置を適切に運転するためには、定期点検毎に製造元の技術監督者を招聘しメンテナンスを行うことが必要となる。

詳細な検討については、AH 製造元(または、日本の AH 製造会社)による設計が必要となる。

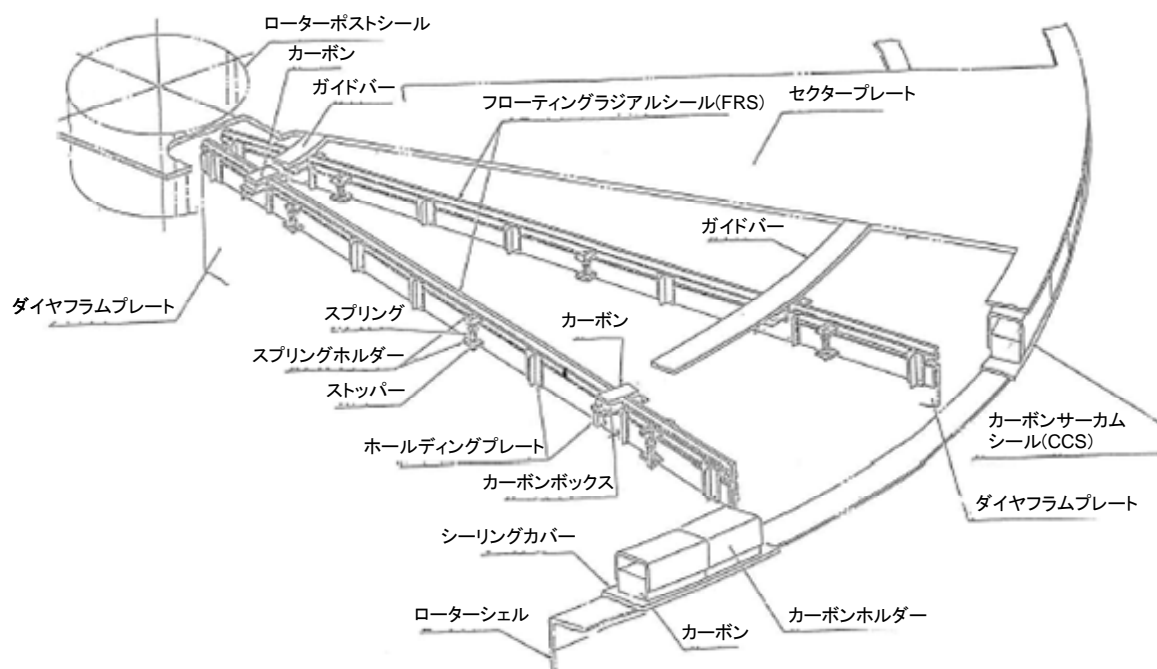


Fig. 6.4-5 Floating Radial Seal

技術仕様の概要は以下の通り。

- システム構成：フローティングラジアルシール、スプリング、ガイドバー、カーボン
- 材料：
 - ラジアルシールリーフ：CORTEN(Corrosion resistant steel), (Thickness: 1.6mm)
 - スプリング：インコネル 700-750
 - ガイドバー：SS400
 - カーボン：GC-N 型（かさ比重：1.7kg/cm³以上、硬さ：55 - 85HSD、曲げ強さ：450kg/cm²以上、電気抵抗 3,500μΩcm 以下）

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。装置は、カーボン、カーボンホルダー、シーリングバーの主要3部品により呼応性されている。カーボンおよびカーボンホルダーは数十個に分割され、それを合わせた多角形により、ローター外周円に合わせている。この装置を適切に運転するためには、定期点検毎に製造元の技術監督者を招聘しメンテナンスを行うことが必要となる。

詳細な検討については、AH 製造元（または、日本の AH 製造会社）による設計が必要となる。

技術仕様の概要は以下の通り。

➤ システム構成：カーボン、カーボンホルダー、シーリングバー

➤ 材質

カーボン：上記 FRS と同じ、カーボンホルダー：SUS304、シーリングバー：SS400

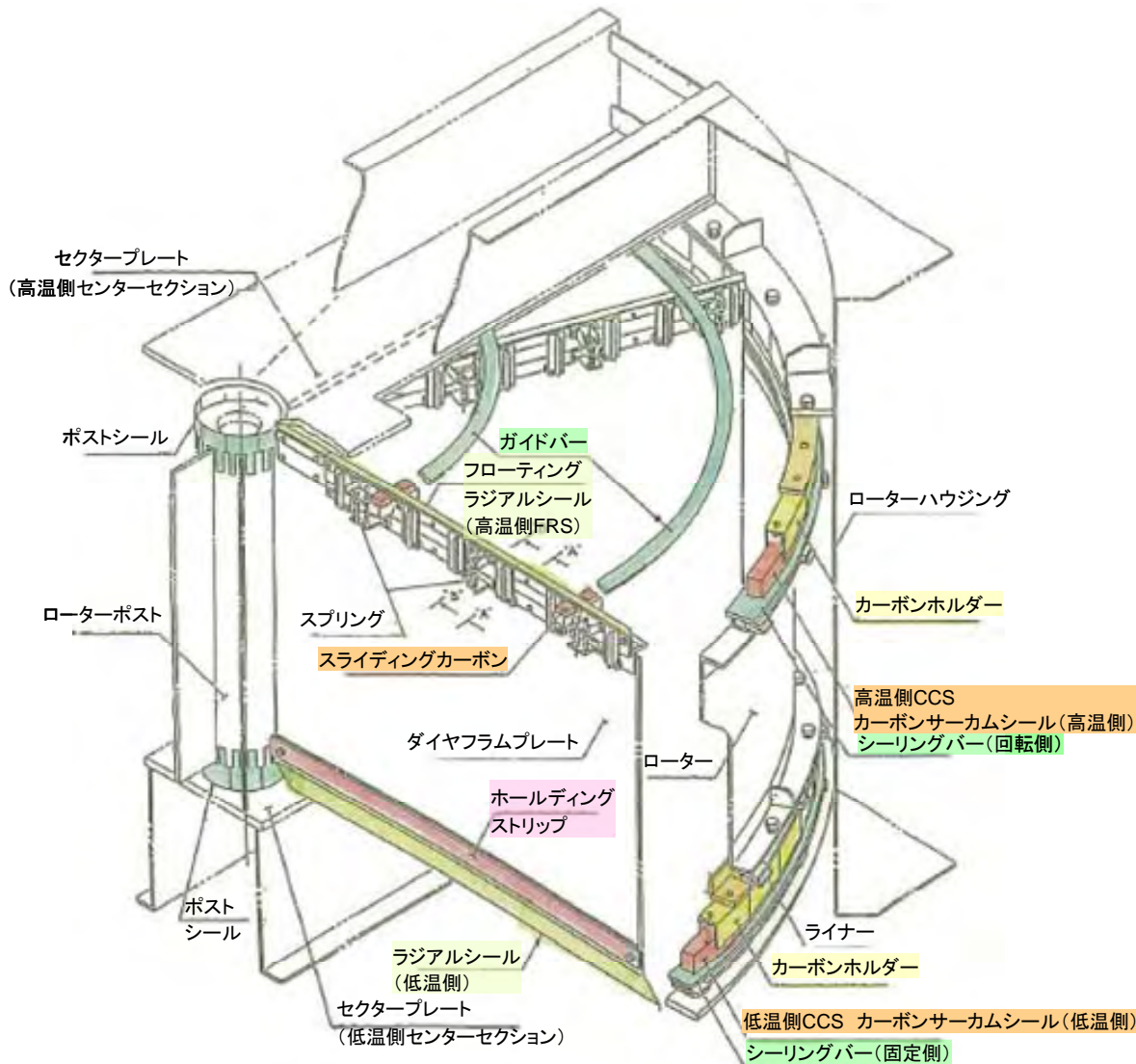


Fig. 6.4-6 Carbon Circum Seal

4) 効率改善提案：AH 定期点検補修の見直し

リーク量増大の原因として考えられる項目として、シール、またはケーシング材の経年変形、腐食、熱変形、磨耗などによる間隙の増加が上げられる。

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 AH 製造元のエンジニアを招聘し、点検を行っているとのことで、それ以外の場合には元 AH 製造元のエンジニアを招聘して点検作業に当たらせているとの説明であった。

日本における AH の定期点検は、各定期点検時に AH 製造元のエンジニアを招聘し、以下の表に示す点検箇所について点検または取替え補修を行い、AH のリーク量の低減および効率の維持に努めている。

Table 6.4-3 AH Annual Inspection Items

Inspection items	Parts to be inspected	Inspection details	Remarks
(1) Rotor system	Rotor post	Visual inspection Liquid Penetrant Testing (PT)	
	Diaphragm	Visual inspection, plate thickness measurement	
	Shell plate	Visual inspection	
	Grating	Visual inspection	
	Pin rack	Visual inspection, pitch measurement, parallelism measurement, roundness measurement, pin wear measurement	
	T bar	Visual inspection, circularity measurement, plate thickness measurement	*
	Rotor tire (SDS)	Visual inspection, flatness measurement	
(2) Rotor support bearing	Bearing	Visual inspection, overhaul (as necessary)	
	Lubricating oil	Replacement of lubricating oil	
	Air seal cover	Replacement of gland packing	
(3) Rotor guide bearing	Bearing	Visual inspection	
	Lubricating oil	Replacement of lubricating oil	
	Air seal cover	Replacement of gland packing	
(4) Lubricating system	Oil pump	Overhaul	
	Accessories	Overhaul	
(5) Heating elements	Low-temperature layer	Weight measurement, plate thickness measurement Sampling inspection of baskets Steel element: erosion, cracked, looseness.	*
	Mid-temperature layer	Weight measurement Sampling inspection of baskets Steel element: erosion, cracked, looseness.	*
	High-temperature layer	Weight measurement Sampling inspection of baskets Steel element: erosion, cracked, looseness.	*
(6) Rotor drive system	Reducer	Overhaul	
	Pinion gear	Wear inspection	
	Air motor	Overhaul	
	Air motor coupling	Visual inspection Centering	
	Electric motor coupling	Visual inspection Centering	
	Pinion shaft seal	Visual inspection, or carbon seal replacement	
	Accessories	Air motor filter replacement (as necessary)	

Inspection items	Parts to be inspected	Inspection details	Remarks
(7) Seals	Radial seal	Visual inspection, measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
	Axial seal	Visual inspection, measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
	Post seal	Visual inspection, hole repair	*
	Bypass seal	Visual inspection, measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
	Static seal	Visual inspection, repair (as necessary)	*
	Sector plate	Visual inspection, parallelism measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
	Axial plate	Visual inspection, roundness measurement, adjustment, replacement (as necessary)	*
(8) AH soot blower	Drive unit	Visual inspection, measurement Gasket replacement	
	Tube	Visual inspection, guide roller inspection	
	Deflector plate	Visual inspection, replacement (as necessary)	
(9) Sensor drive system (SDS)	Drive unit	Overhaul	
	Protection unit	Gas- and air-side side roller inspection, replacement (as necessary)	
	Lower limit detector	Detection roller inspection, replacement (as necessary)	
(10) Other	Casing	Visual inspection (Repair holes due to ash cut)	*

Note: * maintenance point for prevent of leakage

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。

5) 採用設備改造における効率改善率

上記 1)、2)、3) の設備改造を伴う項目の採用については、既設の構造を踏まえた詳細な検討が必要である。1)、2)、3) および 4) の改善項目はその費用を考慮して採用される。改造項目として採用する。項目 1)、2)、3) の採用により AH の空気漏洩率を設計値と同等になることが予想される。

a) センサードライブユニット (SDU) の適用費用および効率改善率

➤ Korba #6 :

空気漏洩率(現状) - 空気漏洩率(SDU 設計値) = 改善%

$(56 + 46.2)/2 - 9.0 = 37.0\%$

1 次 AH と 2 次 AH の空気流量の割合 (76%、24%)

ボイラー効率の改善率 : $1.8\% \times 24\% = 0.43\%$ (Fig. 6.4-4 を適用)

ボイラー効率 (性能試験時) : 85.91%

改善後のボイラー効率 : 86.34% (85.91% + 0.43%)

SDU :

概算費用 : 35,000 千円/AH2 台

工事工程 : 概算日数 60 日 (日本の場合 : day shift)

➤ Singrauli #4 :

空気漏洩率(現状) - 空気漏洩率(SDU 設計値) = 改善%

$$(28 + 24.9)/2 - 9.0 = 17.5\%$$

ボイラー効率の改善率 : 0.64% (Fig. 6.4-4 を適用)

ボイラー効率 (性能試験時) : 87.14%

改善後のボイラー効率 : 87.78% (87.14% + 0.64%)

SDU :

概算費用 : 35,000 千円/AH2 台

工事工程 : 概算日数 60 日 (日本の場合 : day shift)

b) フローティングラジアルシール(FRS)とカーボンサーカムシール(CCS)の適用費用および効率改善率

➤ Korba #6 :

空気漏洩率(現状) - 空気漏洩率(FRS & CCS 設計値) = 改善%

$$(56 + 46.2)/2 - 7.0 = 39.0\%$$

1 次 AH と 2 次 AH の空気流量の割合 (76%、24%)

ボイラー効率の改善率 : 1.89% × 24% = 0.45% (Fig. 6.4-4 を適用)

ボイラー効率 (性能試験時) : 85.91%

改善後のボイラー効率 : 86.36% (85.91% + 0.45%)

SDU :

概算費用 : 105,300 千円/AH2 台

工事工程 : 概算日数 140 日 (日本の場合: day shift)

➤ Singrauli #4 :

空気漏洩率(現状) - 空気漏洩率(FRS & CCS 設計値) = 改善%

$$(28 + 24.9)/2 - 7.0 = 19.5\%$$

ボイラー効率の改善率 : 0.7% (Fig. 6.4-4 を適用)

ボイラー効率 (性能試験時) : 87.14%

改善後のボイラー効率 : 87.84% (87.14% + 0.7%)

SDU :

概算費用 : 105,300 千円/AH2 台

工事工程 : 概算日数 140 日 (日本の場合 : day shift)

c) フローティングラジアルシール(FRS)の適用費用および効率改善率

➤ Korba #6 :

空気漏洩率(現状) - 空気漏洩率(FRS 設計値) = 改善%

$$(56 + 46.2)/2 - 9.0 = 37.0\%$$

1次 AH と 2次 AH の空気流量の割合 (76%、24%)

ボイラー効率の改善率 : $1.8\% \times 24\% = 0.43\%$ (Fig. 6.4-4 を適用)

ボイラー効率 (性能試験時) : 85.91%

改善後のボイラー効率 : 86.34% ($85.91\% + 0.43\%$)

SDU :

概算費用 : 37,500 千円/AH2 台

工事工程 : 概算日数 70 日 (日本の場合 : day shift)

➤ Singrauli #4 :

空気漏洩率(現状) - 空気漏洩率(FRS 設計値) = 改善%

$(28 + 24.9)/2 - 9.0 = 17.5\%$

ボイラー効率の改善率 : 0.64% (Fig. 6.4-4 を適用)

ボイラー効率 (性能試験時) : 87.14%

改善後のボイラー効率 : 87.78% ($87.14\% + 0.64\%$)

SDU :

概算費用 : 37,500 千円/AH2 台

工事工程 : 概算日数 70 日 (日本の場合 : day shift)

d) AH 定期点検補修の見直し

次回定期点検時に日本の AH 製造元のエンジニアを招聘し、AH の点検および補修を実際に行い、点検および補修手法を習得し AH のリーク量の低減および効率の維持に努める。

技術員招聘 : 概算費用 4,000 千円/人・1ヶ月

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。




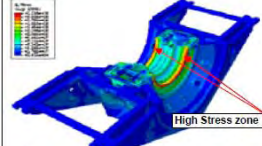

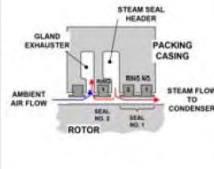
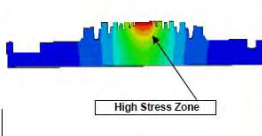

なお、タービン余寿命診断には、以下の内容が含まれる。

- 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)	金属組織検査 (IM)	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、車室および固定翼には目立った損傷は見られませんでした。シーリングの一部に損傷が見られましたが、定検中に修繕が行われました。</p> <p># ジョーナルおよびカフリ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、損傷は見られませんでした。</p> <p># 金属材料分析の結果、鉄系酸化物の存在が認められました。但し、鋼や塩素成分等の異状は認められず、運転時の水質が良好であることが推定できます。</p> <p># 材料組織検査の劣化度合いはII-L、消費クリープ寿命割合は0.181と判定されました。</p> <p># 車室硬度 (蒸気入口側: 168~172 BHN、蒸気出口側: 190~200 BHN)</p>		<p>蒸気流路</p> <p>開放時検査: 3350.3 kW, 50.86 kJ/kWh 積立時検査: 1756.9 kW, 26.63 kJ/kWh 改善度合い: 1593.4 kW, 24.23 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはII-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プ寿命割合は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段落周辺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段落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、主として翼の表面粗さによるものです。最大のロスは14段落で確認されました。</p> <p>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16年、車室寿命は20年以上との結論を得ました。(今後の運転保守状態により寿命は影響を受けます、また翼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余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、定検中には翼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) 現段階で判定した余寿命は、今後の運転保守状況やそのほか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、同様の余寿命診断を5年後に実施することを推奨します。</p>
		<p># 外観試験の結果、ロータには損傷は見られませんでした。カフリングホールおよびホルムも良好な状態です。</p> <p># ジョーナルおよびカフリ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、損傷は見られませんでした。</p> <p># 金属材料分析の結果、鉄系酸化物の存在が認められました。但し、鋼や塩素成分等の異状は認められず、運転時の水質が良好であることが推定できます。</p> <p># 材料組織検査の劣化度合いはII-L、消費クリープ寿命割合は0.181と判定されました。</p> <p># ロータ硬度 (蒸気入口側: 204~210 BHN、蒸気出口側: 221~223 BHN)</p>		<p>インターステージパッキング</p> <p>開放時検査: -7.7 kW, -0.11 kJ/kWh 積立時検査: -138.3 kW, -2.09 kJ/kWh 改善度合い: 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II-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プ寿命割合は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落周辺で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。高温高压の環境のため、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、打痕は認められませんでした。</p> <p># ジョーナルおよびカフリ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、損傷は見られませんでした。</p> <p># 金属材料分析の結果、鉄系酸化物の存在が認められました。但し、鋼や塩素成分等の異状は認められず、運転時の水質が良好であることが推定できます。</p> <p># 材料組織検査の劣化度合いはII-L、消費クリープ寿命割合は0.181と判定されました。</p> <p># ロータ硬度 (蒸気入口側: 204~210 BHN、蒸気出口側: 221~223 BHN)</p>		<p>過渡動</p> <p>開放時検査: 186.7 kW, 2.83 kJ/kWh 積立時検査: 186.7 kW, 2.83 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはII-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プ寿命割合は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># 蒸気入口周辺で今後クラックが発生する可能性があります。</p>		<p>通常の状態 (良好) にあるとの結論を得ました。</p>	NA
		<p># 外観試験の結果、フィン損傷は認められませんでした。</p> <p># ジョーナルおよびカフリ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、損傷は見られませんでした。</p> <p># 金属材料分析の結果、鉄系酸化物の存在が認められました。但し、鋼や塩素成分等の異状は認められず、運転時の水質が良好であることが推定できます。</p> <p># 材料組織検査の劣化度合いはII-L、消費クリープ寿命割合は0.181と判定されました。</p> <p># ロータ硬度 (蒸気入口側: 204~210 BHN、蒸気出口側: 221~223 BHN)</p>		<p>トップストップ</p> <p>開放時検査: -210.2 kW, -3.18 kJ/kWh 積立時検査: -104.3 kW, -1.58 kJ/kWh 改善度合い: -105.9 kW, -1.6 kJ/kWh</p>		考慮せず	<p>材料組織検査の劣化度合いはII-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プ寿命割合は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 No. 3 ベアリング	<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># 外部車室スタッドボルトの破壊試験の結果、シャルピー衝撃試験による靱性は適正値です。</p>		NA		NA	NA	NA	<p>通常の状態 (良好) にあるとの結論を得ました。</p>	NA	
		<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、エッジ部分に軽微の割傷の疑いが確認されましたが、超音波探傷試験を行い、許容範囲内であることを確認しました。</p>		NA		NA	NA	NA	NA	<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。定検毎に軸受けの検査を実施することを推奨します。特に、バビットメタルの割傷状況に注意してください。</p>	

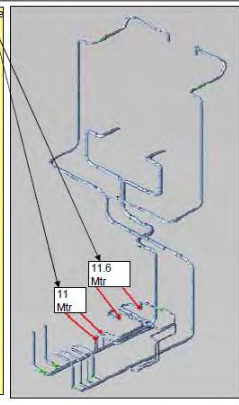
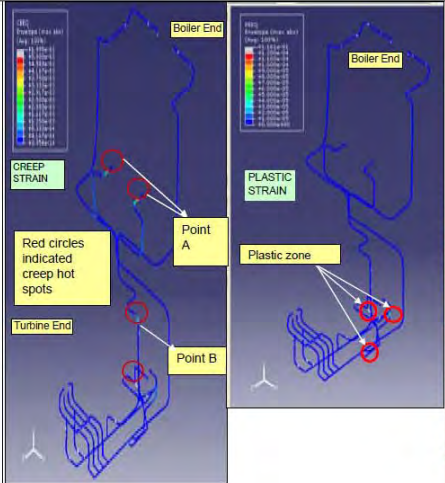

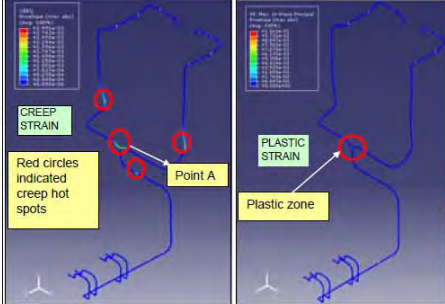
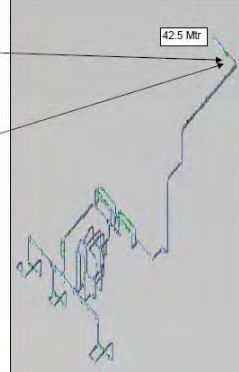
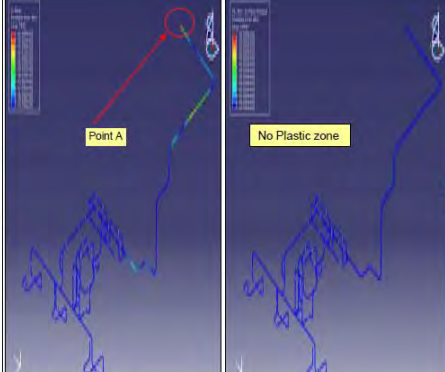
タービン診断業務 エグゼクティブ・サマリー(2/4)

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>内部支持面の溶接箇所に見られるエロージョン</p>  <p># 外観試験の結果、溶接部分にエロージョンが見られました。固定翼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># 磁粉探傷試験、浸透探傷試験、超音波探傷試験の結果、損傷は見られませんでした。</p> <p># 堆積物は殆ど認められませんでした。運転時の水質が良好であることが推定されます。</p>	<p>車室内のエロージョン</p> 	<p>最高状態</p> <p>解放時検査: 3585.0 kW, 54.45 kJ/kWh 積立時検査: 1140.9 kW, 17.28 kJ/kWh 改善度合い: 2444.1 kW, 37.17 kJ/kWh</p>		<p>考慮せず</p>	<p>考慮せず</p>	<p># 第3段階周辺で応力が高くなっています (256 MPa- Peak transient stress)。</p> <p># 第3段階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、主として翼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の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は影響を受けます。また翼の寿命は考慮していません)</p>
		<p># 最終段動翼 (TS-6 & GS-6) に重度のエロージョンが見られます。</p> <p># 5段階動翼 (TS-5 & GS-5) に軽度のエロージョンが見られます。</p> <p># 3段階動翼 (TS-3 & GS-3) に軽度の孔が見られます。</p> <p># 浸透探傷試験の結果、動翼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># 堆積物分析の結果、鉄系酸化物の存在が認められました。但し、酸や塩素系成分等の異状は認められず、運転時の水質が良好であることが推定されます。</p> <p># バランシングウエイドにはエロージョンは見られませんでした。</p> <p># 低圧側3段階の動翼(自立翼)への固有周波数試験の結果、設計値との大きな差異はありませんでした。</p> <p># 材料微細構造の劣化度合いはI-L、消費クリーブ寿命割合は0.181未満と判定されました。</p> <p># ロータ摩耗(蒸気入口側:268~278 BHN、蒸気出口側:261~271 BHN)</p>	<p>へこみ値</p>  <p>エロージョン</p>	<p>エンピバッキン</p> <p>解放時検査: 2.3 kW, 0.03 kJ/kWh 積立時検査: -3.2 kW, -0.05 kJ/kWh 改善度合い: 5.5 kW, 0.08 kJ/kWh</p>		<p>考慮せず</p>	<p>材料微細構造の劣化度合いは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。これよりクリーブ寿命の消費は10%未満との判定となります。</p>	<p># 高気入口付近で応力が高くなっています (360 MPa- Peak transient stress)。</p> <p># 高気入口と第1段階周辺で今後クラックが発生する可能性があります。</p> 	
6	ファスナ	<p>外観試験および浸透探傷試験の結果、特筆すべき事象は見られませんでした。</p>	NA	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. 4 ベアリング	<p>外観試験および浸透探傷試験の結果、特筆すべき事象は見られませんでした。超音波探傷試験結果は、適正範囲内です。</p> 	NA	NA	NA	NA	NA	各種試験の結果、今後5年間の運転に支障は無いと見込まれます。	定検毎に軸受けの検査を実施することを推奨します。特に、ハビットメタルの剥離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(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	高圧塞止弁 (4基)	<p># 弁帽, コーン, 弁体の硬度は許容範囲内です (150-201 BHN).</p> <p># 外観試験, 浸透探傷試験の結果, スピンドル, コーン, シート, 弁体への目立った損傷 (エロージョン, 打痕等) は見られませんでした。</p> <p># 材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV-L, 消費クリップ寿命割合は0.442と判定されました。</p>		NA	考慮せず	材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV-L, 寿命消費率は0.45となり, 劣化度合いはLevel-2と判断されました。これより消費クリップ寿命割合は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でした。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。
8	高圧制御弁 (4基)	<p># 弁帽, コーン, 弁体の硬度は許容範囲内です (155-188 BHN).</p> <p># 外観試験, 浸透探傷試験の結果, スピンドル, コーン, シート, 弁体への目立った損傷 (エロージョン, 打痕等) は見られませんでした。</p> <p># 材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV-L, 消費クリップ寿命割合は0.442と判定されました。</p>		NA	考慮せず	材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV-L, 寿命消費率は0.45となり, 劣化度合いはLevel-2と判断されました。これより消費クリップ寿命割合は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でした。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。
9	中圧制御弁 (4基)	<p># 弁帽, コーン, 弁体の硬度は許容範囲内です (140-161 BHN).</p> <p># 外観試験, 浸透探傷試験の結果, スピンドル, コーン, シート, 弁体への目立った損傷 (エロージョン, 打痕等) は見られませんでした。</p> <p># 材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV-L, 消費クリップ寿命割合は0.442と判定されました。</p>		NA	考慮せず	材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV-L, 寿命消費率は0.45となり, 劣化度合いはLevel-2と判断されました。これより消費クリップ寿命割合は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でした。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。
10	中圧塞止弁 (4基)	<p># 弁帽, コーン, 弁体の硬度は許容範囲内です (140-164 BHN).</p> <p># IPSV-2への外観試験の際, 軸に軽度の打痕が見られましたが, 浸透探傷試験の結果, 許容範囲内との結論を得ました。スピンドル, コーン, シート, 弁体への目立った損傷 (エロージョン, 打痕等) は見られませんでした。</p> <p># 材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV-L, 消費クリップ寿命割合は0.442と判定されました。</p>		NA	考慮せず	材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV-L, 寿命消費率は0.45となり, 劣化度合いはLevel-2と判断されました。これより消費クリップ寿命割合は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でした。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)			余寿命診断			結論	推奨事項
			所見、状態診断	モデリング、解析	Larson Millerパラメータ (LMP)	金属組織検査 (IM)	有限要素解析 (FEA)			
1	主蒸気配管 ~ 再熱戻り配管 ~ 高圧バイパス配管	<p>外観試験の結果、表面の損傷は見られませんでした。磁粉探傷試験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>主蒸気配管のペイナイトおよびパーライト組織に一部変化が認められます。材料微細構造の劣化度合いはII-L~IVと判定されました。なお、クリープポ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損傷しています。</p> <p>3) HPBP-02のスプリングスケールが振り切った状態です。スプリングケーシングが消失しています。</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のハンガーが消失しています。</p>	<p>CodeStress Ratio (%): 58.5 @Node 2140 Code Stress: 66.9132 MPa Allowable: 114.453 MPa (Sustained Load)</p> 	<p>各配管系統余寿命 主蒸気配管 = 5.91 yrs. 再熱戻り配管 > 20 years. 高圧バイパス配管 > 20 years.</p>	<p>材料微細構造の劣化度合いはII-L~IV。寿命消費率は0.45となり、劣化度合いはLevel-2と判断されました。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、余寿命は21年と算定されました。</p>	<p>有限要素解析 (FEA) 結果:</p>  <p>1) 熱力学および機械的最大負荷は168 Mpa (Point A)。平均負荷は60~70 MPaとなります。材料の許容範囲内であり、歪みは0.00112(弾性 0.001 + 塑性 0.00012)となります。</p> <p>2) 25年間の運転におけるクリープによる最大変位量は88 mm (Point B)となります。</p> <p>3) 25年間の運転におけるハンガーの変位量(塑性変形による)が50mmを超えるものは下記となります。 a) MST 044 b) HPB 012 c) CRH 030 d) CRH 032</p>	<p>I) FEAとIMによる余寿命の結論: >20 years II) LMPから算出される余寿命: 5.91 years.</p>	<p>上記、余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保守上の要因および実績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、クリティカルなのはFEAによりホットスポットと解析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、余寿命は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、系全体の余寿命は20年程度あると考慮して差し支えないとの結論となります。</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、これとは別に再熱戻り配管と高圧バイパス配管系統の余寿命は、20年以上と判定されます。</p> <p>FEAでホットスポットと解析された部位に対しては、年度毎毎に夏季の試験を行い、状態監視を行うことを推奨します。次の年度停泊時には、ぜひとも実施ください。</p> <p>1. 金属組織検査の実施(劣化度合いの判定) Insitu Metallography (IM) to know the material degradation level. 2. 配管肉厚の測定 3. 高圧ヒューズミゲージの取り付けによるひずみのオンラインモニタリング(余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。磁粉探傷試験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>再熱配管のペイナイトおよびパーライト組織に一部変化が認められます。材料微細構造の劣化度合いはII~IIIと判定されました。なお、クリープポ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 (%): 71.8 @Node 275 Code Stress: 33.5433 MPa Allowable: 46.7189 MPa (Sustained Load)</p> 	<p>各配管系統余寿命 再熱配管 >20 years. 低圧バイパス配管 >20 years.</p>	<p>材料微細構造の劣化度合いはII~III。寿命消費率は0.45となり、劣化度合いはLevel-2と判断されました。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、余寿命は13.6年と算定されました。</p>	<p>有限要素解析 (FEA) 結果:</p>  <p>1) 熱力学および機械的最大負荷は102 Mpa (Point A)。平均負荷は50~70 MPaとなります。材料の許容範囲内であり、歪みは0.00818(弾性 0.00712 + 塑性 0.00106)となります。</p> <p>2) 25年間の運転におけるクリープによる最大変位量は100 mm (Point B)となります。</p> <p>3) 25年間の運転におけるハンガーの変位量(塑性変形による)は5mm未満です。</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。 余寿命は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ます。5年後に同様の診断を実施し、状態の再確認および余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	ポイラ給水配管	<p>外観試験の結果、表面の損傷は見られませんでした。磁粉探傷試験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ほどの高さに設置してあ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 (%): 35.6 @Node 1175 Code Stress: 49.1281 MPa Allowable: 137.8951 MPa (Sustained)</p> <p>CodeStress Ratio (%): 13.1 @Node 1195 Code Stress: 38.8209 MPa Allowable: 296.8034 MPa (Expansion)</p> 	<p>考慮せず</p>	<p>考慮せず</p>	<p>分析およびMiner's Ruleより、余寿命は13.6年と算定されました。</p>	<p>有限要素解析 (FEA) 結果:</p>  <p>1) 熱力学および機械的最大負荷は142 Mpa (Point A)。平均負荷は60~70 MPaとなります。材料の許容範囲内であり、歪みは0.00066(弾性 0.00066 + 塑性 0)となります。</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。 余寿命は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ます。5年後に同様の診断を実施し、状態の再確認および余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 Summary 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

(2) 事前調査について

調査団と富士電機システムズ調査チームは2009年7月末に Singrauli #6 を訪問し、以下の事前調査を実施した。

- 1) ヘリウムガス注入箇所の確認
- 2) 復水器真空度低下調査機材（リークバスター）の据付箇所の確認
- 3) ヘリウムガスポンプの設置箇所確認
- 4) 調査機器用電源の提供要請
- 5) 復水器真空系統等調査に必要な図書の収集

(3) 調査要領

添付 8.4.2 の試験要領参照のこと。

(4) 報告書

添付 8.4.2 の試験結果報告書参照のこと。

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試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。

(2) 事前調査

なお、調査団および西島製作所調査チームは、2009年7月末に Rihand 発電所と Singrauli 発電所において以下の事前調査を実施した。

- 1) ポンプおよび付属配管設備レイアウト、遮断器場所の調査
- 2) ポンプ配管へのイエツメーター取り付け可能箇所の調査
- 3) ポンプ系統図およびポンプ性能曲線、運転データ等調査に必要な図書の収集

(3) 診断要領

添付 8.4.3 診断要領を参照のこと。

(4) 診断報告書

添付 8.4.3.診断報告書を参照のこと。

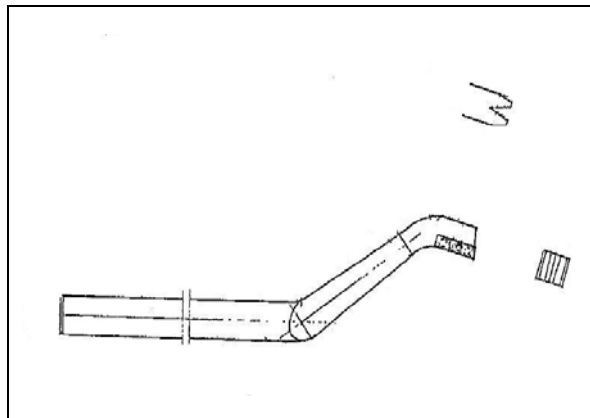
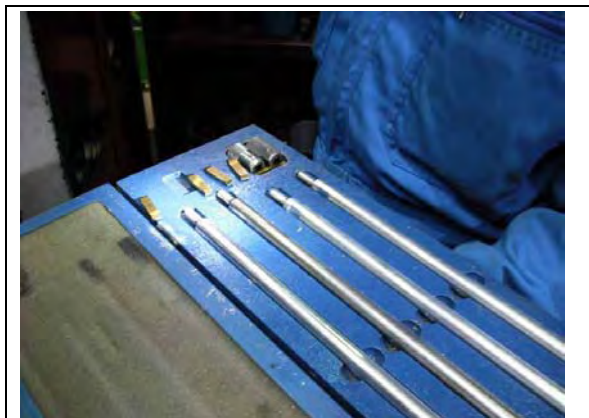
6.8 シールフィン更新

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。

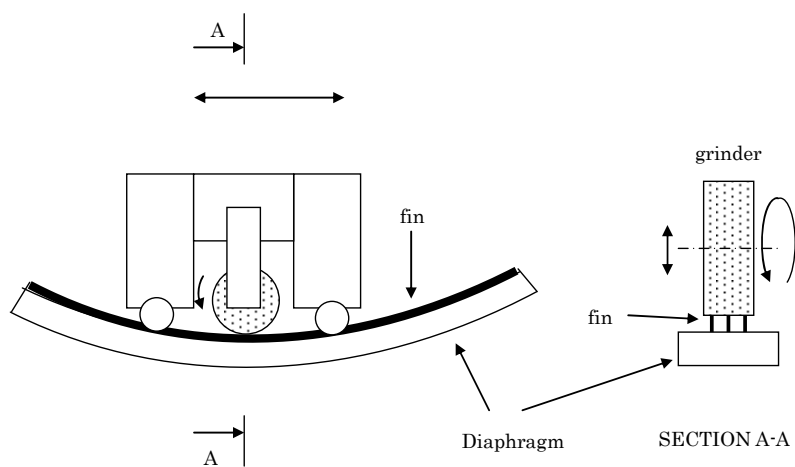
シールフィン調整要領

- 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られ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例えば、下に示すような特殊工具を使用して滑らかに仕上げる。



- 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、新しいフィンを付ける。(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、ダイア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。



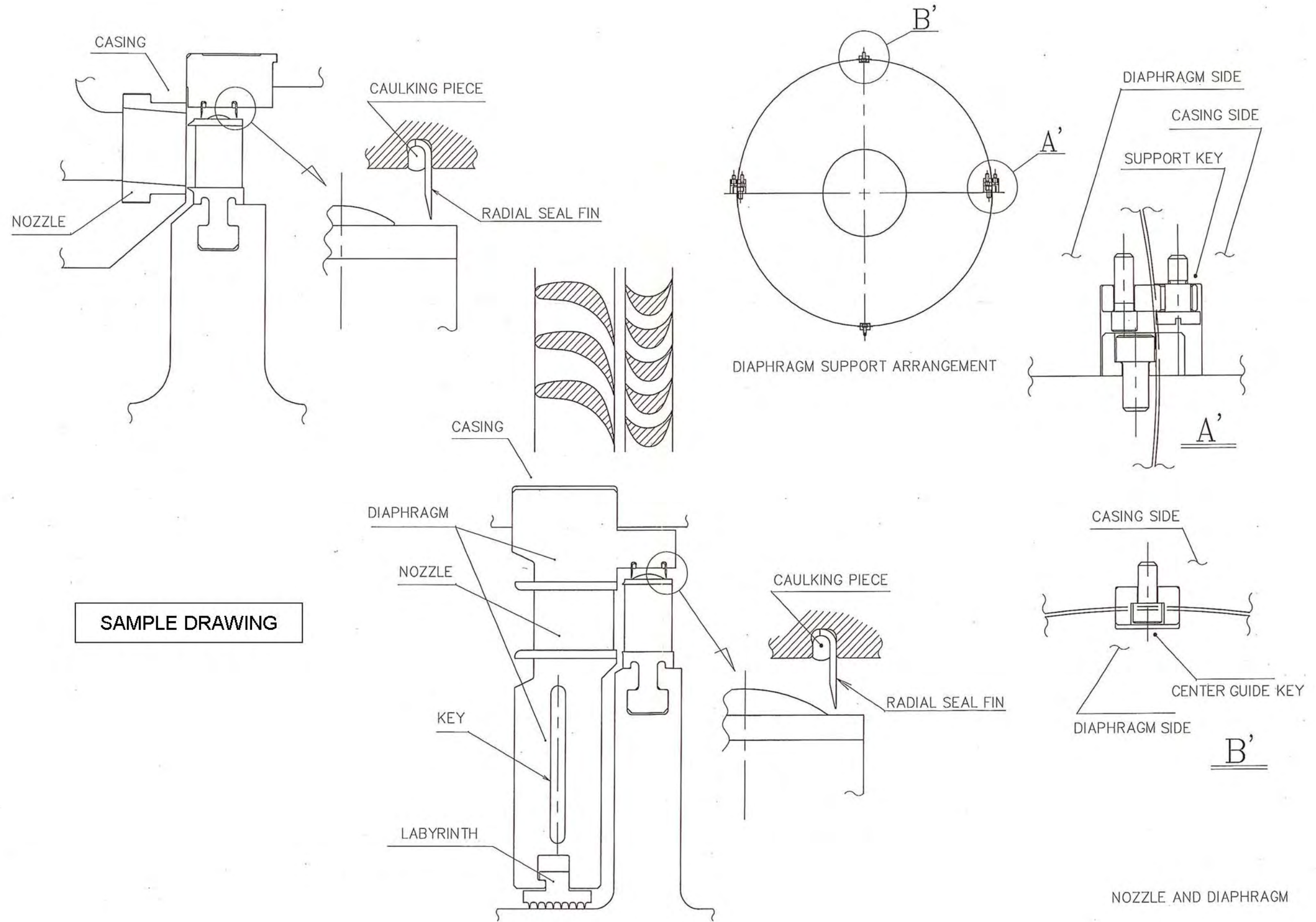


Fig. 6.8-1 Sample Drawing

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) 診断要領

添付資料（要領書：Progress Report 添付8.4.4）を参照

(4) スケジュール

2009年10月26～29日（4日間）

(5) 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タ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ワ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

詳細については、添付資料（報告書）を参照

6.10 BFPパラメータ診断

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 診断対象設備と診断の取り組み

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

一般的に、固定子コイルの絶縁は、回転子コイル絶縁や回転子本体など発電機の他の部分と比較すると、劣化が早い。そのため調査団は固定子コイルの絶縁物に焦点を置いて、診断を実施した。

既存発電機の固定子コイル絶縁方法は、一般的に下記のとおりである。そして診断対象のコニットも同様の発電機を所有している。

- 絶縁物：マイカ
- レジン(接着剤)：エポキシ
- 接着方法：真空含浸

上述の仕様で固定子コイル絶縁が製造されている場合、発電機の診断には下記の試験データが必要となる。

- 1) 絶縁抵抗測定試験
- 2) 成極指数試験(余寿命診断のためには多くの試験履歴データが必要)
- 3) Tan δ 試験(余寿命診断のためには多くの試験履歴データが必要)
- 4) 交流電圧電流試験(余寿命診断のためには多くの試験履歴データが必要)
- 5) 部分放電試験(コロナ試験)(余寿命診断のためには多くの試験履歴データが必要)

調査団は NTPC が実施した試験の結果を分析、インドの評価基準と日本の評価基準に従って、評価し、現在の状態診断と余寿命診断を実施した。

発電機の診断要領は添付 8.4.5 を参照のこと。

調査団は既に 2009 年 7 月末の 2 次現地調査で、診断対象発電所を訪問し、診断に必要な NTPC のデータを一部入手し、3 次調査等で診断に必要な全ての NTPC データを入手し、診断のための前提条件を設定した後、発電機診断を実施した。

ただし本診断は NTPC から提出されるデータに信憑性があること、また十分なデータが保有されていることが大前提となる。

6.11.2 Korba #6 発電機の診断

(1) 概要

Korba #6 では発電機固定子コイルの絶縁診断として、絶縁抵抗測定試験とPI試験が実施されている。固定子コイル内に冷却水が残っている場合、絶縁試験データが極端に低下し、診断のための試験が無意味なものとなる。Korba #6 では発電機の構造上の問題のため、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。

適正な方法で発電機固定子絶縁診断を実施することが重要であり、固定子冷却水を排水・乾燥した状態で試験を行ない、信頼性のある試験データを入手するよう提案した。

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	

Three phases are measured at the same time.

IR(): Insulation resistance test record

(2) 診断要領

添付 8.4.5 の診断要領参照のこと。

(3) 報告書

添付 8.4.5 の診断結果参照のこと。

6.11.3 Rihand #2 発電機の診断

(1) 概要

Rihand #2 では発電機固定子コイルの絶縁診断として、絶縁抵抗測定試験・PI試験・Tanδ試験が実施されている。診断のために必要な冷却水の排水・乾燥が実施されている。その試験結果を Table 6.11-3 に示す。PI試験による余寿命診断では、試験データが変動しており、劣化傾向が現在のところ不明であるため、今後も継続して絶縁診断を行い、劣化傾向の把握に努めるよう提案した。

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

(2) 診断要領

添付 8.4.5 の診断要領参照のこと。

(3) 報告書

添付 8.4.5 の診断結果参照のこと。

6.11.4 Singrauli #4 発電機の診断**(1) 概要**

Singrauli #4 では発電機固定子コイルの絶縁診断として、絶縁抵抗測定試験、PI試験、Tan δ 試験、部分放電試験が実施されている。診断のために必要な冷却水の排水・乾燥が実施されている。部分放電試験は日本の発電所では最大放電電荷量(Q_{max})を判断基準としているが、Singrauli 発電所では異なる。その説明を求めたが回答がなかったため、部分放電試験に関する評価は割愛した。絶縁抵抗測定試験、PI試験、Tan δ 試験の結果を Table 6.11-4 に示す。

R 相・Y 相は劣化傾向を示しているが、発電機固定子の乾燥度合いが低い場合は、PI 値は下がる傾向にあり、一概には劣化傾向を示しているとは言えない。しかしながら実際に劣化傾向を示している可能性も高いため、B 相含め、今後も継続して絶縁診断を行い、劣化の傾向を把握することを提案した。また Tan δ 試験では、技術的には試験電圧が高いほど Tan δ の値は高くなるが、Y 相は低くなっている。このような技術的に整合していないものに対しては試験結果に疑問を持ち、試験実施者に確認を行い、適正な試験結果を入手するよう提案した。

Table 6.11-4 Current Status Assessment and RLA

	Phase	Test record	Evaluation	Remark/standard
Current condition assessment				
IR test	R	3100 M Ω	Good	JP \geq 50 M Ω , NTPC \geq 17 M Ω
	Y	3500 M Ω	Good	
	B	1900 M Ω	Good	
PI test	R	2.58	Good	JP, NTPC \geq 2.0
	Y	2.86	Good	
	B	2.11	Good	
Tan δ test (Δ Tan δ)	R	0.0001	Not available	JP: Δ tan δ < 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.
Tan δ test	All phases	–	Not available	The test voltage is low.

*1: Possibly due to variations in the stator dryness

(2) 診断要領

添付 8.4.5 の診断要領参照のこと。

(3) 報告書

添付 8.4.5 の診断結果参照のこと。

6.12 主変圧器の診断

6.12.1 診断対象設備と診断の取り組み

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 ^{*3} , Sealed type
Rihand #2	Single phase 201.7 MVA × 3 units, OFWF, Sealed type
Singrauli #6 ^{*1}	Single phase 200 MVA × 1 unit ^{*2} , OFWF ^{*3} , Sealed type

*1: Originally, Study team planned to assess the GT of Singrauli#4, but the GT of Singrauli#4 is of an open type. This means that CO+CO₂ analysis, which is one of the RLA methods, cannot be applied to it. Therefore, Study team assessed Singrauli#6 instead of Singrauli#4.

*2: Two of the three GTs have been replaced recently, and there is no need for the assessment. The other transformer is assessed.

*3: OFAF: Oil-forced air-forced type
OFWF: Oil-forced water-forced type

変圧器診断方法について下記のとおりである。

(1) 現状の状態診断

現在の状態診断には下記の近年の試験・分析データが必要となる。

- 1) 絶縁抵抗測定試験
- 2) 油中ガス分析 (DGA : Dissolved Gas Analysis)
- 3) CO + CO₂ 分析
- 4) フルフラール分析

(2) 余寿命診断

一般的に、変圧器コイルの絶縁紙は、鉄心・プレスボード等の他の変圧器の部位と比較すると、劣化が早い。そのため調査団は変圧器コイル絶縁紙の余寿命に焦点を置いて、診断を実施した。

余寿命診断の方法は下記のとおりである。

下記の NTPC が過去に実施した試験結果を用いて、変圧器の余寿命診断を行った。

- 1) CO + CO₂ 分析(多くの試験履歴データが必要)
- 2) フルフラール分析(多くの試験履歴データが必要)

調査団は日本の評価基準にしたがって、NTPC が実施したテストの結果を分析、評価し、現在の状態診断と余寿命診断を実施した。

調査団は既に 2009 年 7 月末の 2 次現地調査で、診断対象発電所を訪問し、診断に必要な NTPC のデータを一部入手している。3 次現地調査などで、診断に必要となる全ての NTPC データを入手し、診断のための前提条件を設定した後、主変圧器診断を実施した。

ただし本診断は、NTPC 側から提出されるデータに信憑性があること、また十分なデータが保有されていることが大前提となる。また、本診断は日本の診断方法により、NTPC の変圧器の診断を実施するが、日本の評価方法は日本製変圧器実機調査に基づき作成された判定基準であり、日本の変圧器と、NTPC の変圧器では構造、仕様がやや異なる可能性があり、これにより評価結果と実際の状態が異なる可能性が十分に考えられる。さらに CO+CO₂ 診断、フルフラール診断とも、間接的に絶縁紙の平均重合度を予測するものであり、日本においてもあくまで余寿命診断の目安として取扱われており、保証できる診断ではない。

6.12.2 Korba #6 主変圧器の診断結果

(1) 概要

Korba #6 では主変圧器の現在の状態診断として、絶縁抵抗測定試験、油中ガス分析が実施されており、近年フルフラール診断を導入している。CO + CO₂ 診断は導入されていないが、油中ガス分析データから診断評価が可能であるため、CO + CO₂ 診断も実施した。これらの評価結果を Table 6.12-2 に示す。

試験データの一部が技術的に整合性のない、異常なデータとなっていたため、試験結果の確認を行う際は、このような異常データに対して、疑問を持ちながらデータ確認し、必要によっては試験実施者に確認や再試験等を行い、適正な試験結果を入手することを提案した。また、フルフラール診断は近年 NTPC に導入されたばかりであり、診断試験がこれまで一度しか実施されていない。今後も継続してフルフラール診断を実施し、フルフラールの生成傾向を把握し、余寿命診断の精度を高めることを提案した。

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	See 8.4.6.	Good	See 8.4.6.
	Y	See 8.4.6.	Good	
	B	See 8.4.6.	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).

(2) 診断要領

添付 8.4.6 の診断要領参照のこと。

(3) 報告書

添付 8.4.6 の診断結果参照のこと。

6.12.3 Rihand #2 主変圧器の診断結果

(1) 概要

Rihand #2 では主変圧器の現在の状態診断として、絶縁抵抗測定試験、油中ガス分析が実施されており、近年フルフラール診断を導入している。CO+CO₂ 診断は導入されていないが、油中ガス分析データから診断評価が可能であるため、CO+CO₂ 診断も実施した。これらの評価結果を Table 6.12-3 に示す。

フルフラール診断は極めて高い測定値となっており、フルフラールの測定不良が想定される。これを防ぐためには、絶縁油サンプリング方法、計器の校正など、測定までのプロセスに問題がないか十分に確認することを提案した。

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	See 8.4.6.	Good	See 8.4.6.
	Y	See 8.4.6.	Good	
	B	See 8.4.6.	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).

(2) 診断要領

添付 8.4.6 の診断要領参照のこと。

(3) 報告書

添付 8.4.6 の診断結果参照のこと。

6.12.4 Singrauli #6(R相)主変圧器の診断結果

(1) 概要

Rihand #6 では主変圧器の現在の状態診断として、絶縁抵抗測定試験、油中ガス分析が実施されており、近年フルフルール診断を導入している。CO + CO₂ 診断は導入されていないが、油中ガス分析データから診断評価が可能であるため、CO + CO₂ 診断も実施した。これらの評価結果を Table 6.12-4 に示す。

日本での一般的な主変圧器の寿命は 40～50 年であり、かなり短い余寿命結果となっているが、実際に劣化している可能性もあると思われる。その理由を下記に示す。

- Singrauli #6Y, 6B の主変圧器は比較的短い運転時間でありながら、すでに絶縁破壊トラブルで壊れているため、Singrauli #6R の主変圧器の品質がやや低いかもしれない。
- Singrauli #6 は電力需要の不足から他の NTPC の発電所と同様に、高い PLF で運用されているため、変圧器巻線の温度が高くなり、これに伴い絶縁紙の温度が高くなり、絶縁紙が熱劣化しやすい。

また、フラール診断は 2006 年と 2008 年の測定データに極端に大きなギャップがあり、フルフラール測定値の信憑性が低いものであると想定され、絶縁油サンプリング方法、計器の校正など、測定までのプロセスに問題がないか十分に確認する必要があると思われる。また、その測定値が妥当な数値かどうかを見極め、必要によっては試験実施者に確認や再試験等を行い、適正な試験結果を入手することを提案した。

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	
	LV-E	400 MΩ	Good	
DGA	R	See 8.4.6.	Good	See 8.4.6.
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).

(2) 診断要領

添付 8.4.6 の診断要領参照のこと。

(3) 報告書

添付 8.4.6 の診断結果参照のこと。

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。

(1) 概要

評価結果を Table 6.12-5 に示す。

CO+CO₂ 診断では、試験データの一部が技術的に整合性のない、異常なデータとなっていたため、信頼性のあるデータのみを使用して診断した。このため前回診断した結果と同様となった。フルフラール診断では、前回診断より測定値が微増したため、前回診断より余寿命が短くなった。今後も定期的にフルフラール診断を実施することにより劣化傾向を把握することを推奨する。

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	See 8.4.6.	Good	See 8.4.6.
	Y	See 8.4.6.	Good	
	B	See 8.4.6.	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).

(2) 診断要領

添付 8.4.6 の診断要領参照のこと。

(3) 報告書

添付 8.4.6 の診断結果参照のこと。

6.13 現状性能と性能劣化状況の分析

6.13.1 概要

第2次現地調査時において、調査団は添付 8.4.7 のとおり、一般的な性能試験の手順（要領）を NTPC に提示し、調査団と NTPC は両者の実施要領の相違点について協議を行った。協議内容は添付 8.1.5 を参照願いたい、主な相違点は以下のとおり。

(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

<i>[frequency of test]</i>			
No.	Item	Study team	NTPC
1	Boiler performance	Measured. <i>[once per year]</i>	Measured. <i>[once per month]</i>
2	AH performance	Not measured. <i>[as necessary]</i>	Measured. <i>[once every 3 months]</i>
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

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

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

性能試験は、第3次現地調査時（2009年10月）、Korba #6、Singrauli #4、Rihand #2 を対象に実施した。

性能試験後にその分析を行った。

(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: EEMG
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 output C) Same as Study team D) Not applied E) Same as Study team

➤ 試験の実施体制

試験の実施体制に関して調査団の場合は、専門的に性能試験を実施する委託業者 (Service Provider) を活用しているが、NTPC においては測定装置も含めて自社にて行っている。

➤ 実施前準備

性能試験実施前日には、性能試験に使用する発電所運転データの値を確認し、問題がある場合には校正を行う。選定した発電所にて性能試験前に中央制御室の表示データを確認したところ、適切な値を示していないものや NTPC から受信した性能試験結果データにも同じように適切な値を示していないものがあった。

➤ 試験実施状況

調査団においては、性能試験実施 30 分前に試験実施関係者への周知および試験手順の再確認を目的に 10 分程度の簡単な打合せを行ってから試験を開始している。

また、試験における記録採取のタイミングを同時にすることを目的に発電所内ページングにて関係者へ周知している。

➤ ボイラー出口ガス組成測定

ガス組成測定装置の校正は、校正ガス (Standard gas) を用いて試験当日に実施している。NTPC 側は、ポータブルタイプのガス組成測定装置を活用している。これは、性能試験の

頻度が多いことから、卓上型に比べてもそれほど性能は劣らないポータブルタイプを活用しているとの説明があった。

調査団においては、卓上型ガス組成測定装置を使用して性能試験を実施している。また、ガス組成測定装置の値を確認するために、別の測定方式（オルザット、簡易ガス分析器）を使用して数回測定している。

性能試験時において、NTPC はオルザット方式を使用してガス組成を測定していたが、粉塵除去瓶（ガスに含まれる粉塵を除去し、ガスのみを取り出す前処理のための瓶）を用いないままガスを測定していた。

➤ 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れないように、ビニール袋で密閉した後に分析室へ運んでいる。

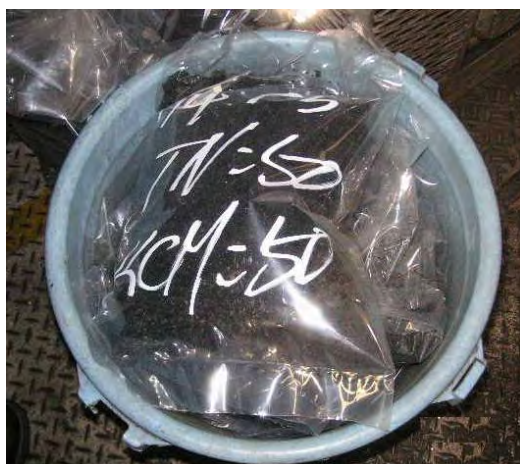


Fig. 6.13-1 Coal Sampling Plastic Bag

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

6.13.2 ボイラー性能評価

性能試験は、第3次現地調査時（2009年10月）、Korba #6、Singrauli #4、Rihand #2 を対象に実施する。

(1) Korba #6 ボイラー 設備性能評価

1) ボイラー性能試験における現状性能と性能劣化状況の分析

ボイラー設備に関するNTPCの性能試験報告書より抜粋したデータ（設計値と1995年、2009年6月の性能試験時データ）を Table 6.13-4 に示す。

Table 6.13-4 Past Boiler Efficiency

No.	Item	unit	20 Jun 2009 Test Report	24 May 1995 Test Report	Design
1	Unit Load	MW	498	497	500
2	Main steam flow	t/h	1621	1710	1531.4 (MCR:1725)
3	Main steam pressure	kg/cm ²	NA	168	170
4	Main steam temp.	°C	NA	537	540
5	RH steam pressure	kg/cm ²	NA	45	43.46
6	RH steam temp	°C	NA	532	540
7	Air flow	t/h	1642	NA	1862
8	Coal flow	t/h	304	320	327
9	FW inlet temperature	°C	255	256	253
10	AH inlet O ₂	%	4.7/4.7/3.4/3.9	2.9	3.6
11	AH outlet O ₂ Avg	%	6.55	6.1	NA
12	AH outlet CO ₂ Avg	%	12.75	12.4	NA
13	PAPH A/B gas inlet temp.	°C	NA	340.8	366
14	SAPH A/B gas inlet temp.	°C	NA	340.8	366
15	PAPH A/B gas outlet temp.	°C	109.6/116.0	146.8	135
16	SAPH A/B gas outlet temp.	°C	177.5/179.6	146.8	135
17	Common duct A/B gas outlet temp.	°C	158.2/154.5	NA	NA
18	PAPH air inlet temp.	°C	49.1/49.2	45	25
19	SAPH air inlet temp.	°C	41.9/42.2	40.1	25
20	PAPH air outlet temp.	°C	287.7/300.5	NA	343
21	SAPH air outlet temp.	°C	345.7/346.9	NA	325
22	AH air leakage ratio	%	16.4 (Average)	21.5	12.3
23	Gross Calorific Value	kcal/kg	3610	NA	3500
24	Boiler Efficiency	%	86.59	86.54	86.69

NA: not applicable.

過去の性能試験データをみると、ボイラー効率設計値に近い値で維持されており、性能面については良好であることがわかる。

しかしながら排ガス温度は設計値 135°C に対し、2009 年の結果では 1 次空気予熱器平均で 112.8°C、2 次空気予熱器平均では、178.6°C となっている。1 次空気予熱器と 2 次空気予熱器の共通ガスダクトでの平均温度は 156.4°C となり、設計値に比べ約 21°C 高くなっている。現地での聞き取り調査によると 1 次側と 2 次側の出口温度のアンバランスは、排ガス流量が 2 次側へ多く流れていることと 1 次側空気予熱器の空気漏洩が多いことに起因しているとの説明があった。また、主蒸気流量が設計値に比べかなり多くなっているため、タービン側の効率を確認する必要がある。

2) 燃料の性状評価

燃料炭の性状を以下の表に示す。

Table 6.13-5 Coal Analysis Data

No.	Item	Unit	Test Data 2009/10/21	Design	Remarks
1	Coal Proximate Analysis				
	- Moisture	%	12.5	12	
	- Ash	%	36.8	44	
	- Volatile Matter	%	24.0	19	
	- Fixed carbon	%	26.7	25	
	- GCV	Kcal/kg	3690	3500	
2	Coal Ultimate Analysis (by Calculation)				
	- Carbon	%	38.56	35.61	
	- Hydrogen	%	2.75	2.46	
	- Nitrogen	%	0.78	0.7	
	- Sulfur	%	0.3	0.3	
	- Oxygen	%	8.31	4.92	
	- Moisture	%	12.5	12	
	- Ash	%	36.8	44	

3) ボイラー効率の評価

入手したデータを基にStudy Teamが活用している熱損失計算手法を用いて熱損失およびボイラー効率を計算した結果を Table 6.13-6 および Table 6.13-7 に示す。

Table 6.13-6 Performance Test Report calculated by Study Team
(Base on the data 21st Oct 2009)

No.	Item	Unit	Calculated by ST 2009/10/21 Test Data	Design	Remarks
1	Unit Load	MW	500.4	500	
2	Main steam flow	t/h	1617.8	1530.4	
3	Air flow	t/h	1542.6	1862	
4	Coal flow	t/h	325.9	327	
5	FW inlet temperature	°C	255.6	253	
6	AH inlet O ₂	%	2.52/2.84	3.6	
7	AH outlet O ₂ Avg	%	6.06	NA	
8	AH outlet CO ₂ Avg	%	12.4	NA	
9	PAPH A/B gas inlet temp.	°C	335.7/339.2	366	
10	SAPH A/B gas inlet temp.	°C	360.3/351.3	366	
11	PAPH A/B gas outlet temp.	°C	84.5/90.5	135	
12	SAPH A/B gas outlet temp.	°C	181.3/175.7	135	
13	Common duct A/B gas outlet temp.	°C	158.1/155.3 (calculated)	NA	
14	Design ambient temp.	°C	---	25	
15	Dry Bulb temp.	°C	32.3	NA	
16	Wet Bulb temp.	°C	24.3	NA	
17	PAPH air inlet temp.	°C	41.2	25	
18	SAPH air inlet temp.	°C	34.1	25	
19	PAPH air outlet temp.	°C	257.5	343	
20	SAPH air outlet temp.	°C	328	325	
21	AH air leakage ratio (PA/SA)	%	46/14.4	12.3	
22	Unburned C in ash			--	
	- Unburned C in bottom ash	%	2.45	NA	
	- Unburned C in fly ash	%	0.4	NA	
23	Heat Loss corrected value			--	
	- Dry Gas Loss	%	6.01	4.77	
	- Loss due to Unburned C	%	0.66	1.5	
	- Loss due to Moisture in fuel	%	6.49	5.95	
	- Loss due to Hydrogen in fuel	%	0.01	0	
	- Loss due to carbon monoxide	%	0.15	0.1	
	- Loss due to Moisture in air	%	0.19	0.99*	
	- Loss due to Ash in the flue gas		0.63	NA	
	- Corrected Value	%	0.05	NA	
24	Boiler Efficiency	%	85.91	86.69	

NA: not applicable *Included Un A/C Loss-Heat Credit

4) ボイラー設備性能診断結果

ボイラー効率計算の結果は、85.91%となっており、NTPC が至近（2009 年 6 月 20 日）に実施した試験結果 86.59%と約 0.7%ポイントの違いとなっている。また、設計値とは 0.8%ポイント低くなっている。

ボイラーの効率は主に排ガス温度の上昇、空気漏洩率の増加、灰中未燃分の増加、排ガス酸素濃度の増加により、影響が与えられる。

a) 排ガス温度の上昇

1 次および 2 次側空気予熱器出口平均排ガス温度（ガス量補正）は、156.7°C となっており、設計値の排ガス温度 135°C に比べ 21.7°C 高くなっている。また、1 次側空気予熱器出口空気温度は 257.5°C となっており、設計値に比べ 85.5°C 低い値を示している。これらは、聞き取り調査にもあったとおり、排ガス流量のアンバランスな分配に起因するものと考えられる。

1 次側空気予熱器排ガス入口平均温度 337.5°C、2 次側空気予熱器入口平均排ガス温度 355.8°C となっており、約 18°C の温度差がある。排ガスダクトからの空気漏洩またはダクト保温の不備が推測される。

b) 空気予熱器漏洩量の増加

1 次側空気予熱器および 2 次側空気予熱器の空気漏洩率（A 系、B 系平均）は、46%と 14.4%である。空気漏洩対策については、6.4 章を参照願う。

c) 灰中未燃分の増加

灰中未燃分による損失は、設計値 1.5%に対して 0.66%と下回っており、良好な状態にある。

d) 排ガス酸素濃度の増加

排ガス酸素濃度について、節炭器出口（空気予熱器入口）酸素量は平均 2.9%であり、設計値（3.6%）以下となっている。

e) 改善提案

1 次空気予熱器と 2 次空気予熱器の排ガス量の分配の改善。空気予熱器のシール対策（6.4.3 節参照）。

(2) Singrauli #4 ボイラー設備性能評価

1) 設備の状態の評価

ボイラー設備に関する性能試験報告書より抜粋したデータ（設計値と 2005 年 8 月の性能試験時データ）を Table 6.13-7 に示す。

Table 6.13-7 Past Boiler Efficiency

No.	Item	unit	05 August 2005 Test Report	Design
1	Unit Load	MW	205	200
2	Main steam flow	t/h	643.5	612
3	Main steam pressure	kg/cm ²	NA	136
4	Main steam temp.	°C	NA	530
5	RH steam pressure	kg/cm ²	NA	22.7
6	RH steam temp	°C	NA	530
7	Air flow	t/h	875	790
8	Coal flow	t/h	121	105
9	FW inlet temperature	°C	243	240
10	AH inlet O ₂	%	3.2	3.84
11	AH outlet O ₂ Avg	%	6.65	NA
12	AH outlet CO ₂ Avg	%	12.55	NA
13	PAPH A/B gas inlet temp.	°C	NA	362
14	SAPH A/B gas inlet temp.	°C	NA	362
15	PAPH A/B gas outlet temp.	°C	143	146
16	SAPH A/B gas outlet temp.	°C	133	146
17	PAPH air inlet temp.	°C	38.9	50
18	SAPH air inlet temp.	°C	34.3	50
19	PAPH air outlet temp.	°C	293	341
20	SAPH air outlet temp.	°C	265	336
21	AH air leakage ratio	%	24	9.0
22	Gross Calorific Value	kcal/kg	3610	4500
23	Boiler Efficiency	%	88.33	88.89

NA: not applicable.

過去の性能試験データを見ると、ボイラー効率は設計値に近い値で維持されており、性能面については良好であることがわかる。

しかしながら空気予熱器空気出口温は、1次空気予熱器で293°C、2次空気予熱器では、265°Cとなっており、設計値に比べ48°C、71°Cと低くなっている。また、空気予熱器の空気漏洩率も設計値に比べ高くなっていることが分かる。

2) 燃料の性状評価

燃料炭の性状を以下の表に示す。

Table 6.13-8 Coal Analysis Data

No.	Item	Unit	Test Data 2009/10/14	Design	Remarks
1	Coal Proximate Analysis				
	- Moisture	%	17.5	12	
	- Ash	%	33.1	30	
	- Volatile Matter	%	22.7	30	
	- Fixed carbon	%	26.7	28	
	- GCV	kcal/kg	3550	4500	
2	Coal Ultimate Analysis (by Calculation)				
	- Carbon	%	37.45	47.7	
	- Hydrogen	%	2.6	2.6	
	- Nitrogen	%	0.77	0.8	
	- Sulfur	%	0.2	0.2	
	- Oxygen	%	8.38	6.7	
	- Moisture	%	17.5	12	
	- Ash	%	33.1	30	

3) ボイラー効率の評価

入手したデータを基にStudy Teamが活用している通常の熱損失計算手法を用いて熱損失およびボイラー効率を計算した結果を Table 6.13-9 に示す。

Table 6.13-9 Performance Test Report Calculated by Study Team
(Based on the data of Oct 14th, 2009)

No.	Item	Unit	Calculated by ST 2009/10/14 Test Data	Design	Remarks
1	Unit Load	MW	200	200	
2	Main steam flow	t/h	630.4	612	
3	Air flow	t/h	831	790	
4	Coal flow	t/h	141	105	
5	FW inlet temperature	°C	242.4	240	
6	AH inlet O ₂	%	3.7/3.9	3.84	
7	AH outlet O ₂ Avg	%	7.7	NA	
8	AH outlet CO ₂ Avg	%	11.75	NA	
9	PAPH A/B gas inlet temp.	°C	349.6	362	
10	SAPH A/B gas inlet temp.	°C	349.6	362	
11	PAPH A/B gas outlet temp.	°C	135.20	146	
12	SAPH A/B gas outlet temp.	°C	135.20	146	
13	Design ambient temp.	°C	---	50	
14	Dry Bulb temp.	°C	30.8	NA	
15	Wet Bulb temp.	°C	21.3	NA	
16	PAPH air inlet temp.	°C	39.8	50	
17	SAPH air inlet temp.	°C	33.6	50	
18	PAPH air outlet temp.	°C	274.7	341	
19	SAPH air outlet temp.	°C	252.5	336	
20	AH air leakage ratio	%	26.4	9.0	
21	Unburned C in ash			--	
	- Unburned C in bottom ash	%	0.41	NA	
	- Unburned C in fly ash	%	0.16	NA	
22	Heat Loss corrected value				
	- Dry Gas Loss	%	4.66	4.08	
	- Loss due to Unburned C	%	0.16	2.0	
	- Loss due to Moisture in fuel	%	6.59	4.8	
	- Loss due to Hydrogen in fuel	%			
	- Loss due to carbon monoxide	%	0	0	
	- Loss due to Moisture in air	%	0.09	0.42	
	- Radiation Loss	%	0.19	1.21*	
	- Loss due to Ash in the flue gas		0.59	NA	
	- Corrected Value	%	-0.58	NA	
23	Boiler Efficiency	%	87.14	87.49	

NA: Not applicable * Included Unaccountable Loss

4) ボイラー設備性能診断結果

ボイラー効率計算の結果は、87.14%となっており、設計値の 87.49%から約 0.4%ポイント下回っている。ボイラー熱効率への影響因子としては、主に排ガス温度の上昇、空気予熱器漏洩量の増加、灰中未燃分の増加、排ガス酸素濃度の上昇が上げられる。

a) 排ガス温度の上昇

空気予熱器出口排ガス温度は、135.2°C となっており、設計値の排ガス温度 146°C に比べ約 10°C 低くなっている。しかしながら、空気予熱器出口空気温度は 1 次側が 274.7°C、2 次側が 252.2°C となっており、設計値に比べ各々 66°C と 84°C 低い値を示している。これは、空気予熱器の熱交換効率の低下または、空気漏洩率の増加の原因と推定される。

b) 空気予熱器漏洩量の増加

1 次側空気予熱器および 2 次側空気予熱器の空気漏洩率 A 側および B 側は、28.0%と 24.9%で、設計より増加している。空気漏洩対策については、6.4 章参照願う。

c) 灰中未燃分の増加

灰中未燃分による損失は、設計値 0.6%に対して 0.16%と下回っており、良好な状態にある。

d) 排ガス酸素濃度の増加

排ガス酸素濃度について、節炭器出口（空気予熱器入口）酸素量は平均 3.85%であり、設計値（3.8%）と同等となっている。

e) 改善提案

空気予熱器の温度効率の改善。空気予熱器のシール対策（6.4.3 節参照）。

(3) Rihand #2 ボイラー設備性能評価

1) 設備の状態の評価

ボイラー設備に関する性能試験報告書より抜粋したデータ（設計値と 2005 年 5 月、2009 年 6 月の性能試験時データ）を Table 6.13-10 に示す。

Table 6.13-10 Past Boiler Efficiency

No.	Item	unit	28 July 2009 Test Report	07 May 2005 Test Report	Design
1	Unit Load	MW	527.6	505.8	500
2	Main steam flow	t/h	1647	1636	1509.6
3	Main steam pressure	kg/cm ²	NA	NA	170
4	Main steam temp.	°C	NA	NA	538
5	RH steam pressure	kg/cm ²	NA	NA	38.2
6	RH steam temp	°C	NA	NA	538
7	Air flow	t/h	1986	1996	1757
8	Coal flow	t/h	330.8	318.2	280.7
9	FW inlet temperature	°C	252	248	251
10	AH inlet O ₂	%	3.75	3.15	3.72
11	AH outlet O ₂ Avg	%	6.31	6.35	NA
12	AH outlet CO ₂ Avg	%	12.98	12.97	NA
13	PAPH A/B gas inlet temp.	°C	NA	NA	358
14	SAPH A/B gas inlet temp.	°C	NA	NA	358
15	PAPH A/B gas outlet temp.	°C	165.8	162.9	140
16	SAPH A/B gas outlet temp.	°C	180.9	153.3	140
17	PAPH air inlet temp.	°C	51	43.6	27
18	SAPH air inlet temp.	°C	36.19	30.4	27
19	PAPH air outlet temp.	°C	264	272	298
20	SAPH air outlet temp.	°C	351	340	372
21	AH air leakage ratio	%	17.4	21.8	9.8
			(Average)		(Assumption)
22	Gross Calorific Value	kcal/kg	3820	3710	4000
23	Boiler Efficiency	%	86.35	86.58	86.99

NA: not applicable.

過去の性能試験データをみると、ボイラー効率 は設計値に近い値で維持されており、性能面については良好であることがわかる。

しかしながら排ガス温度は設計値 140°C に対し、2009 年の結果では 1 次空気予熱器平均で 165.8°C、2 次空気予熱器平均では、180.9°C となっており、設計値に比べ約 25°C、40.9°C 高くなっている。また、主蒸気流量が設計値に比べかなり多くなっているため、タービン側の効率を確認する必要がある。

2) 燃料の性状評価

燃料炭の性状を以下の表に示す。

Table 6.13-11 Coal Analysis Data

No.	Item	Unit	Test Data 2009/10/10	Design	Remarks
1	Coal Proximate Analysis				
	- Moisture	%	17.5	13	
	- Ash	%	36.2	33	
	- Volatile Matter	%	21.1	22	
	- Fixed carbon	%	25.2	32	
	- GCV	kcal/kg	3530	4000	
2	Coal Ultimate Analysis (by Calculation)				
	- Carbon	%	36.34	42.77	
	- Hydrogen	%	2.57	2.48	
	- Nitrogen	%	0.72	0.81	
	- Sulfur	%	0.3	0.22	
	- Oxygen	%	6.38	7.72	
	- Moisture	%	17.5	13	
- Ash	%	36.2	33		

3) ボイラー効率の評価

入手したデータを基にStudy Teamが活用している熱損失計算手法を用いて熱損失およびボイラー効率を計算した結果を Table 6.13-12 に示す。

Table 6.13-12 Performance Test Report Calculated by Study Team
(Base on the data 10th Oct 2009)

No.	Item	Unit	Calculated by ST 2009/10/10 Test Data	Design	Remarks
1	Unit Load	MW	500	500	
2	Main steam flow	t/h	1588	1509.6	
3	Air flow	t/h	1960.7	1757	
4	Coal flow	t/h	323.5	280.7	
5	FW inlet temperature	°C	249	251	
6	AH inlet O ₂	%	4.43/3.99	3.72	
7	AH outlet O ₂ Avg	%	7.47	NA	
8	AH outlet CO ₂ Avg	%	12.16	NA	
9	PAPH A/B gas inlet temp.	°C	350.4/354.1	358	
10	SAPH A/B gas inlet temp.	°C	393.6/399.4	358	
11	PAPH A/B gas outlet temp.	°C	161.80	140	
12	SAPH A/B gas outlet temp.	°C	157.50	140	
13	Design ambient temp.	°C	---	27	
14	Dry Bulb temp.	°C	32.3	NA	
15	Wet Bulb temp.	°C	24.3	NA	
16	PAPH air inlet temp.	°C	33.1	27	
17	SAPH air inlet temp.	°C	33.1	27	
18	PAPH air outlet temp.	°C	351	298	
19	SAPH air outlet temp.	°C	351	NA	
20	AH air leakage ratio	%	23.6	9.8	
21	Unburned C in ash			--	
	- Unburned C in bottom ash	%	0.5	NA	
	- Unburned C in fly ash	%	0.1	NA	
22	Heat Loss corrected value			--	
	- Dry Gas Loss	%	6.71	4.97	
	- Loss due to Unburned C	%	0.16	1.5	
	- Loss due to Moisture in fuel	%	7.41	5.57	
	- Loss due to Hydrogen in fuel	%			
	- Loss due to carbon monoxide	%	0	0	
	- Loss due to Moisture in air	%	0.17	0.19	
	- Radiation Loss	%	0.19	0.81*	
	- Loss due to Ash in the flue gas		0.72	NA	
	- Corrected Value	%	0.19	NA	
23	Boiler Efficiency	%	84.83	86.96	

NA: not applicable * Included Un A/C Loss

4) ボイラー設備性能診断結果

ボイラー効率計算の結果は、84.84%となっており、NTPC が至近（2009 年 7 月 13 日）に実施した試験結果 86.35%と比較すると 1.52%ポイント下回っている。また、設計値よりも 2.1%ポイント低くなっている。

ボイラー熱効率への影響因子としては、主に排ガス温度の上昇、空気予熱器漏洩量の増加、灰中未燃分の増加、排ガス酸素濃度の上昇が上げられる。

a) 排ガス温度の上昇

1 次および 2 次側空気予熱器出口平均排ガス温度（ガス量補正）は、159°C となっており、設計値の排ガス温度 140°C に比べ 19°C 高くなっている。2 次空気予熱器の入口平均排ガス温度は設計値よりも高くなっている。

1 次側空気予熱器排ガス入口平均温度 352.3°C、2 次側空気予熱器入口平均排ガス温度 396.5°C となっており、約 44°C の温度差がある。排ガスダクトからの空気漏洩またはダクト保温の不備が推測される。1 次空気予熱器入口排ガス温度と出口空気温度がほぼ同じ値を示している。運転中に節炭器出口排ガス温度を監視する必要がある。

b) 空気予熱器漏洩量の増加

1 次側空気予熱器および 2 次側空気予熱器の空気漏洩率（A 系、B 系平均）は、23.6%で、設計より増加している。空気漏洩対策を検討する必要がある。

c) 灰中未燃分の増加

灰中未燃分による損失は、設計値 1.5%に対して 0.16%と下回っており、良好な状態にある。

d) 排ガス酸素濃度の増加

排ガス酸素濃度について、節炭器出口（空気予熱器入口）酸素量は平均 4.21%であり、設計値 3.72%に比べ若干高くなっている。ボイラー効率をよりよくするためには、運転中に節炭器出口排ガス酸素濃度を監視・調整する必要がある。

e) 改善提案

運転中における節炭器出口排ガス酸素濃度の監視と調整。製造元の助言による空気予熱器のシール対策。

6.13.3 タービン性能評価

(1) Korba #6

1) タービンヒートレート

タービンヒートレート、および高圧、中圧タービン内部効率計算結果、その他主要パラメーターに関する設計値との比較を下記に示す。比較は、設計値を 100 とした場合のパーセンテージを示す。

Korba #6	Unit	Test data	Design	Comparison
Unit load	MW	500.4	500.0	
Heat rate (measured)	kcal/kW	2078.1	1975.9	105.2
Heat rate (corrected)	kcal/kW	2051.4	1975.9	103.8
HP turbine effi.	%	79.5	84.8	93.8
IP turbine effi.	%	88.4	91.7	96.4
MS flow	t/h	1617.8	1530.4	105.7
Feed water flow	t/h	1551.0	1530.4	101.3
HRH flow	t/h	1464.7	1373.4	106.6
SH spray flow	t/h	66.8	0.0	
RH spray flow	t/h	3.3	0.0	
Cond. I/L cooling water temp.	°C	32.5	28.0	
HPT inlet pressure	ata	171.0	170.0	
HPT inlet temp.	°C	536.1	537.0	
HPT exhaust pressure	ata	46.7	45.0	103.8
HPT exhaust temp.	°C	355.1	344.5	
IPT inlet pressure	ata	41.7	40.5	103.0
IPT inlet temp.	°C	537.3	537.0	
IPT exhaust pressure	ata	8.2	7.6	107.9
IPT exhaust temp.	°C	315.6	301.0	

- a) テスト時の測定データにおいて、脱気器用抽気蒸気の圧力が、タービン側 $7.2\text{kg/cm}^2\text{g}$ に対し、これより圧力が低くなるはずの脱気器側は $8.0\text{kg/cm}^2\text{g}$ を示しており、また、本来同じになる BFP 出口圧力が、A-BFP : $201.3\text{kg/cm}^2\text{g}$ 、B-BFP : $199.9\text{kg/cm}^2\text{g}$ となっており、指示差がある（日本の例では各 BFP 出口圧力計の指示値の差は $0\sim 0.3\text{k}$ ）など、一般的に計器の校正および点検を十分に実施することを推奨する。計器誤差のため、性能試験結果の信頼性に問題があると思われる。
- b) 高温再熱蒸気量が設計値と比べ 7%増加しているため、理論的にはこの比率で高圧タービン出口以降の圧力が設計値より高くなるはずであるが、高圧タービン出口/中圧タービン入口圧力上昇は 7%より低めである。中圧タービン出口圧力上昇は理論的な約 7%に近い。この理由として、次の原因が予想される。
- i) 計器誤差による、計算流量と、圧力指示値との矛盾
 - ii) 中圧タービンのラジアルシールの磨耗による蒸気リークによる圧力低下

- c) 計器誤差による測定データの信頼性の問題はあるが、タービンヒートレートは補正後で 3.8%、高圧タービン内部効率は 6.2%、それぞれ設計値より悪化している。悪化の原因として、次の問題が予想される。
- i) グランドシール、ラジアルシールの磨耗による蒸気リーク
 - ii) タービンノズルのスケール付着
 - iii) タービン内部車室から外部車室への蒸気漏れ
- d) 計器誤差による測定データの信頼性の問題はあるが、中圧タービン効率は 3.6%、設計値より悪化している。悪化の原因として、次の問題が予想される。
- i) グランドシール、ラジアルシールの磨耗による蒸気リーク
 - ii) タービン内部車室から外部車室への蒸気漏れ
- e) 推奨案
1. 計器指示の整合性を確認して、必要に応じ、性能試験前に該当計器のキャリブレーションを実施することを推奨する。
 2. 十分にキャリブレーションを実施した後、再度性能測定を実施して、運転当初からの問題なのか、経時的な問題なのか、把握する必要がある。運転当初からの問題であれば、改善は難しい。経時的な性能劣化であれば、タービン診断を実施して、性能劣化の理由を解明することを推奨する。
 3. 測定計器の誤差の問題はあるが、測定データが正しいとすれば、もっとも可能性のある性能劣化の原因はシールフィンの劣化であり、シールフィンの交換を推奨する。
日本の事例によれば、高圧・中圧タービンシールフィン更新による性能向上は相対値でそれぞれ 0.7%、0.45%と予想される。
NTPC から入手した高圧タービンシールフィン更新コストの見積は Rs. 20,000,000 である。
 4. タービン出口抽気圧力、温度の測定を推奨する。

2) 給水加熱器

タービン抽気流量の把握ができないので、給水量を基準とした交換熱量、ターミナル温度差、給水側温度上昇に関して、設計値との比較による評価を行った。比較は、設計値を基準として、交換熱量はパーセンテージを、その他の項目は温度差を示す。

Korba #6			Test Data	Design	Comparison
HPH-6A	Exchange heat	10 ³ kcal/h	76.3	75.6	100.9
	Terminal temp. diff.	°C	1.3	-0.3	1.5
	Drain terminal temp. diff.	°C	4.7	4.8	-0.1
	Temp. rise	°C	45.0	45.5	-0.5
HPH-6B	Exchange heat	10 ³ kcal/h	73.3	75.6	96.9
	Terminal temp. diff.	°C	1.4	-0.3	1.7
	Drain terminal temp. diff.	°C	5.2	4.8	0.4
	Temp. rise	°C	43.2	45.5	-2.3
HPH-5A	Exchange heat	10 ³ kcal/h	64.4	65.8	97.9
	Terminal temp. diff.	°C	2.9	-0.3	3.2
	Drain terminal temp. diff.	°C	6.0	4.8	1.2
	Temp. rise	°C	39.8	41.4	-1.6
HPH-5B	Exchange heat	10 ³ kcal/h	66.7	65.8	101.4
	Terminal temp. diff.	°C	1.7	-0.3	2.1
	Drain terminal temp. diff.	°C	6.9	4.8	2.1
	Temp. rise	°C	41.2	41.4	-0.2

- a) 給水流量は設計値とほぼ同じであることから、大きな性能劣化がなければ、理論的に交換熱量も設計値とほぼ同じになる傾向と予想される。試験結果では 6B 給水加熱器、5A 給水加熱器の交換熱量が設計値より 2 から 3%低下しており、性能低下が疑われる。
- b) 測定計器の信頼性の問題はあるが、上記すべての高圧給水加熱器に関し、設計値と比較して、ターミナル温度差が大きくなり、温度上昇が小さくなっている傾向が見受けられることから、性能が低下傾向にあると推測される。6A 給水加熱器については、ドレンターミナル温度差が設計値より小さい値を示しており、これは計器の誤差と思われる。
- c) 推奨案

測定計器のキャリブレーションおよびチューブ側の差圧の履歴の測定を推奨する。差圧が設計値の 50%以上に上昇していれば、高圧洗浄により、スケールを除去することを推奨する。

3) 復水器

冷却水量の把握ができないので、ターミナル温度差、冷却水側温度上昇に関して、設計値との比較による評価を行った。比較は温度差を示す。

Korba #6		Test Data	Design	Comparison
Condenser pressure	ata	0.1332	0.0884	
Condenser temp.	°C	51.2	43.1	
Hot well O/L temp.	°C	47.4	43.1	
Cooling water I/L temp.	°C	32.5	28.0	
Cooling water O/L temp.	°C	43.4	38.0	
Terminal temp. diff.	°C	7.8	5.1	2.7
Temp. rise	°C	10.9	10.0	0.9

- a) 冷却水温度が設計値より 4.5 高いことから、復水器圧力も設計値より高い。
- b) ターミナル温度差は設計値より 2.7 高い。この理由は性能劣化と推定される。

- c) 本来同じであるはずの、ホットウェル出口温度と、復水器圧力から求めた復水器温度（飽和温度）に 3.8°C の差があり、計器誤差と思われる。（日本の例では 1°C 以下である）

d) 推奨案

測定計器のキャリブレーション、チューブ側の差圧の履歴測定、定検時の高圧洗浄またはブラシ洗浄を推奨する。

(2) Rihand #2

1) タービンヒートレート

Korba #6 と同様のデータを下記に示す。

Rihand #2	Unit	Test data	Design	Comparison
Unit load	MW	500.8	500.0	
Heat rate (measured)	kcal/kW	2100.9	1945.0	108.0
Heat rate (corrected)	kcal/kW	2072.2	1945.0	106.5
HP turbine effi.	%	81.9	83.3	98.3
IP turbine effi.	%	87.7	90.8	96.6
MS flow	t/h	1539.5	1502.8	102.4
Feed water flow	t/h	1373.6	1502.8	91.4
HRH flow	t/h	1433.8	1303.7	110.0
SH spray flow	t/h	165.9	0.0	
RH spray flow	t/h	57.4	0.0	
Cond. I/L cooling water temp.	°C	29.8	28.0	
HPT inlet pressure	ata	170.1	169.8	
HPT inlet temp.	°C	541.5	538.0	
HPT exhaust pressure	ata	44.2	42.5	104.0
HPT exhaust temp.	°C	350.4	340.8	
IPT inlet pressure	ata	40.8	38.2	106.8
IPT inlet temp.	°C	534.6	538.0	
IPT exhaust pressure	ata	5.6	5.1	109.8
IPT exhaust temp.	°C	275.8	267.3	

- a) テスト時の測定データにおいて、脱気器用抽気蒸気の圧力がタービン側 4.3kg/cm²g に対し、これより圧力が低くなるはずの脱気器側は 4.6kg/cm²g を示している。全般的に計器のキャリブレーションおよび点検を十分に実施することを推奨する。計器誤差のため、性能試験結果の信頼性に問題があると思われる。
- b) 本来ゼロであるべき、再熱器スプレー水量が 57.4 t/h と多く、また、過熱器スプレー水量も 165.9t/h と主蒸気流量の 10%を超えており、一般的なレベルである 5%程度を超えており多いと考えられる。これらスプレー水量が多いことが、タービンヒートレート悪化に影響している。
- c) 高温再熱蒸気量が設計値と比べ 10%増加しているため、理論的にはこの比率で高圧タービン出口以降の圧力が設計値より高くなるはずである。IP タービン出口の圧力上昇は、ちょうど 10%であるが、高圧タービン出口/中圧タービン入口圧力上昇は 10%より低めである。この理由として、次の原因が予想される。

- i) 計器誤差(上記 a))
- ii) 中圧タービンのラジアルシールの磨耗による蒸気リークによる圧力低下
- d) 計器誤差による測定データの信頼性の問題はあるが、タービンヒートレートは補正後で 6.5%、中圧タービン内部効率 は 3.4%、それぞれ設計値より悪化している。悪化の原因として、次の問題が予想される。
 - i) グランドシール、ラジアルシールの磨耗による蒸気リーク
 - ii) タービンノズルのスケール付着
 - iii) タービン内部車室から外部車室への蒸気漏れ
- e) 推奨案
 - 1. 計器指示の整合性を確認して、必要に応じ、性能試験前に該当計器のキャリブレーションを実施することを推奨する。
 - 2. 十分にキャリブレーションを実施した後、再度性能測定を実施して、運転当初からの問題なのか、経時的な問題なのか、把握する必要がある。運転当初からの問題であれば、改善は難しい。経時的な性能劣化であれば、タービン診断を実施して、性能劣化の理由を解明することを推奨する。
 - 3. 測定計器の誤差の問題はあるが、測定データが正しいとすれば、もっとも可能性のある性能劣化の原因はシールフィンの劣化であり、シールフィンの交換を推奨する。
日本の事例によれば、中圧タービンシールフィン更新による性能向上は相対値で 0.45%と予想される。
NTPC から入手した中圧タービンシールフィン更新コストの見積は Rs. 9,500,000 である。
 - 4. タービン出口抽気圧力、温度の測定を推奨する。

2) 給水加熱器

Korba #6 と同様のデータを下記に示す。

Rihand #2			Test Data	Design	Comparison
HPH-6A	Exchange heat	10 ³ kcal/h	75.6	92.1	82.1
	Terminal temp. diff.	°C	4.2	0.5	3.7
	Drain terminal temp. diff.	°C	2.8	8.0	-5.2
	Temp. rise	°C	50.9	56.8	-5.9
HPH-6B	Exchange heat	10 ³ kcal/h	71.0	92.1	77.0
	Terminal temp. diff.	°C	9.2	0.5	8.7
	Drain terminal temp. diff.	°C	5.7	8.0	-2.3
	Temp. rise	°C	47.9	56.8	-8.9
HPH-5A	Exchange heat	10 ³ kcal/h	62.4	61.9	100.8
	Terminal temp. diff.	°C	-0.7	-2.1	1.4
	Drain terminal temp. diff.	°C	8.7	10.0	-1.3
	Temp. rise	°C	44.0	40.0	4.0
HPH-5B	Exchange heat	10 ³ kcal/h	60.6	61.9	97.8
	Terminal temp. diff.	°C	0.0	-2.1	2.1
	Drain terminal temp. diff.	°C	10.2	10.0	0.2
	Temp. rise	°C	42.7	40.0	2.7

- a) 給水流量は設計値の 91%であり、一方で、高圧給水加熱器へのタービン側各抽気点の圧力は設計値より上昇しているため、理論的には、交換熱量は低下するが、給水流量の低下比率よりも、交換熱量の低下比率は小さくなり、93 から 95%程度となる。しかしながら、テスト結果の交換熱量は、設計値と比較して、6A、6B、5A、5B について、それぞれ、82%、77%、101%、98%であり、理論的な傾向と合っていないので、計器の誤差によるものと思われる。
- b) 6A,6B 給水加熱器については、ターミナル温度差が常識的な範囲を超えて大きくなっている。これは、仕切板の漏洩による給水のバイパスによるものと思われる。
- c) 推奨案

仕切板のシール溶接部の調査を推奨する。さらに、測定計器のキャリブレーションとチューブ側差圧の履歴の測定を推奨する。差圧が設計値の 50%以上に上昇していれば、高圧洗浄により、スケールを除去することを推奨する。

3) 復水器

Korba #6 と同様のデータを下記に示す。

Rihand #2		Test Data	Design	Comparison
Condenser pressure	mmHg	68.2	63.0	
Condenser temp.	°C	44.0	42.5	
Cooling water I/L temp.	°C	29.8	28.0	
Cooling water O/L temp.	°C	40.1	37.8	
Terminal temp. diff.	°C	3.9	4.7	-0.8
Temp. rise	°C	10.3	9.8	0.5

- a) 測定計器の信頼性の問題はあるが、ターミナル温度差が設計値と比較して小さくなっていることから、復水器の性能が大きく劣化しておらず、復水器に関するほかのパラメーターが設

計値と大幅に変わっていない場合には、冷却水流量が設計値より小さくなっていると予想される。

b) 推奨案

測定計器のキャリブレーション、チューブ側の差圧の履歴測定、定検時の高圧洗浄またはブラシ洗浄を推奨する。

(3) Singrauli #4

1) タービンヒートレート

Korba #6 と同様のデータを下記に示す。

Singrauli #4	Unit	Test data	Design	Comparison
Unit load	MW	201.8	200.0	
Heat rate (measured)	kcal/kW	2199.4	2049.8	107.3
Heat rate (corrected)	kcal/kW	2213.7	2049.8	108.0
HP turbine effi.	%	77.9	81.9	95.1
IP turbine effi.	%	N.A	91.6	N.A.
MS flow	t/h	644.7	611.6	105.4
Feed water flow	t/h	644.7	611.6	105.4
HRH flow	t/h	582.0	533.1	109.2
SH spray flow	t/h	0.0	0.0	
RH spray flow	t/h	23.0	0.0	
Cond. I/L cooling water temp.	°C	29.4	33.0	
HPT inlet pressure	ata	131.3	130.0	
HPT inlet temp.	°C	528.9	530.0	
HPT exhaust pressure	ata	25.1	25.8	97.4
HPT exhaust temp.	°C	316.9	314.0	
IPT inlet pressure	ata	23.2	23.2	100.0
IPT inlet temp.	°C	531.0	530.0	
IPT exhaust pressure	ata	N.A.	1.3	N.A.
IPT exhaust temp.	°C	N.A.	172.0	

- a) HP タービン内部効率が 101%となっている。これは、常設計器の誤差によるものと考えられる。計器誤差のため、性能試験結果の信頼性に問題がある。
- b) 本来ゼロであるべき、再熱器スプレー水量が 23.0 t/h と多く、タービンヒートレート悪化に影響している。
- c) 高温再熱蒸気量が設計値と比べ 9%増加しているの、理論的にはこの比率で高圧タービン出口以降の圧力が設計値より高くなるはずであるが、高圧タービン出口/中圧タービン入口圧力上昇は 9%より低めで、逆に、中圧タービン出口圧力上昇は 9%よりかなり高めである。この理由として、次の原因が予想される。
- i) 計器誤差
 - ii) 中圧タービンのラジアルシールの磨耗による蒸気リークによる圧力低下
 - iii) 低圧タービンノズルのスケール付着による圧力上昇

- d) 計器誤差による測定データの信頼性の問題はあるが、タービンヒートレートは補正後で 8.0%、高圧タービン内部効率 は 4.9%、それぞれ設計値より悪化している。悪化の原因として、次の問題が予想される。
- i) グランドシール、ラジアルシールの磨耗による蒸気リーク
 - ii) タービンノズルのスケール付着
 - iii) タービン内部車室から外部車室への蒸気漏れ
- e) 推奨案
1. 計器指示の整合性を確認して、必要に応じ、性能試験前に該当計器のキャリブレーションを実施することを推奨する。
 2. 十分にキャリブレーションを実施した後、再度性能測定を実施して、運転当初からの問題なのか、経時的な問題なのか、把握する必要がある。運転当初からの問題であれば、改善は難しい。経時的な性能劣化であれば、タービン診断を実施して、性能劣化の理由を解明することを推奨する。
 3. 測定計器の誤差の問題はあるが、測定データが正しいとすれば、もっとも可能性のある性能劣化の原因はシールフィンの劣化であり、シールフィンの交換を推奨する。
日本の事例によれば、高圧・中圧タービンシールフィン更新による性能向上は相対値でそれぞれ 0.7%、0.45%と予想される。
NTPC から入手した高圧・中圧タービンシールフィン更新コストの見積は Rs. 6,288,000 である。
 4. タービン出口抽気圧力、温度の測定を推奨する。

4) 給水加熱器

Korba #6 と同様のデータを下記に示す。

Singrauli #4			Test Data	Design	Comparison
HPH-7	Exchange heat	10 ³ kcal/h	17.3	14.4	120.2
	Terminal temp. diff.	°C	5.0	8.6	-3.6
	Drain terminal temp. diff.	°C	4.1	10.0	-5.9
	Temp. rise	°C	24.5	21.6	2.9
HPH-6	Exchange heat	10 ³ kcal/h	22.0	22.9	96.0
	Terminal temp. diff.	°C	4.6	6.1	-1.5
	Drain terminal temp. diff.	°C	24.9	15.0	9.9
	Temp. rise	°C	32.3	35.6	-3.3
HPH-5	Exchange heat	10 ³ kcal/h	11.1	10.1	109.2
	Terminal temp. diff.	°C	2.2	4.8	-2.6
	Drain terminal temp. diff.	°C	-2.5	7.5	-10.0
	Temp. rise	°C	16.6	16.0	0.6

- a) 給水流量は設計値の 105%であり、理論的には、交換熱量は設計値と比べて増加するが、給水流量の増加比率よりも、交換熱量の増加比率は小さくなり、103%程度となる。しかしながら、上記の交換熱量は、設計値と比較して、7 加熱器については、120%、5 加熱器につ

ては、109%、一方で、6 加熱器は 96%で、理論的な傾向と合っていないので、計器の誤差と思われる。

- b) 給水流量が設計値より多くなっていることから、給水加熱器の理論的な特性から、性能が劣化していない場合には、ターミナル温度差、ドレンターミナル温度差は大きくなる方向である。テストデータでは、ターミナル温度差が小さいか、あるいは、常識的な範囲を超えて大きくなっており、上記 a)項と同様、計器の誤差と思われる。

c) 推奨案

測定計器のキャリブレーションとチューブ側差圧の履歴の測定を推奨する。差圧が設計値の 50%以上に上昇していれば、高圧洗浄により、スケールを除去することを推奨する。

5) 復水器

Korba #6 と同様のデータを下記に示す。

Singrauli #4		Test Data	Design	Comparison
Condenser pressure	mmHg	66.8	76.0	
Condenser temp.	°C	44.0	46.1	
Condensate pump I/L temp.	°C	45.0	46.1	
Cooling water I/L temp.	°C	29.4	33.0	
Cooling water O/L temp.	°C	40.4	41.8	
Terminal temp. diff.	°C	3.6	4.3	-0.7
Temp. rise	°C	11.0	8.8	2.2

- a) 測定計器の信頼性の問題はあるが、ターミナル温度差が設計値と比較して小さくなっていることから、復水器の性能が大きく劣化しておらず、復水器に関するほかのパラメーターが設計値と大幅に変わっていない場合には、冷却水流量が設計値より小さくなっていると予想される。

b) 推奨案

測定計器のキャリブレーション、チューブ側の差圧の履歴測定、定検時の高圧洗浄またはブラシ洗浄を推奨する。

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。

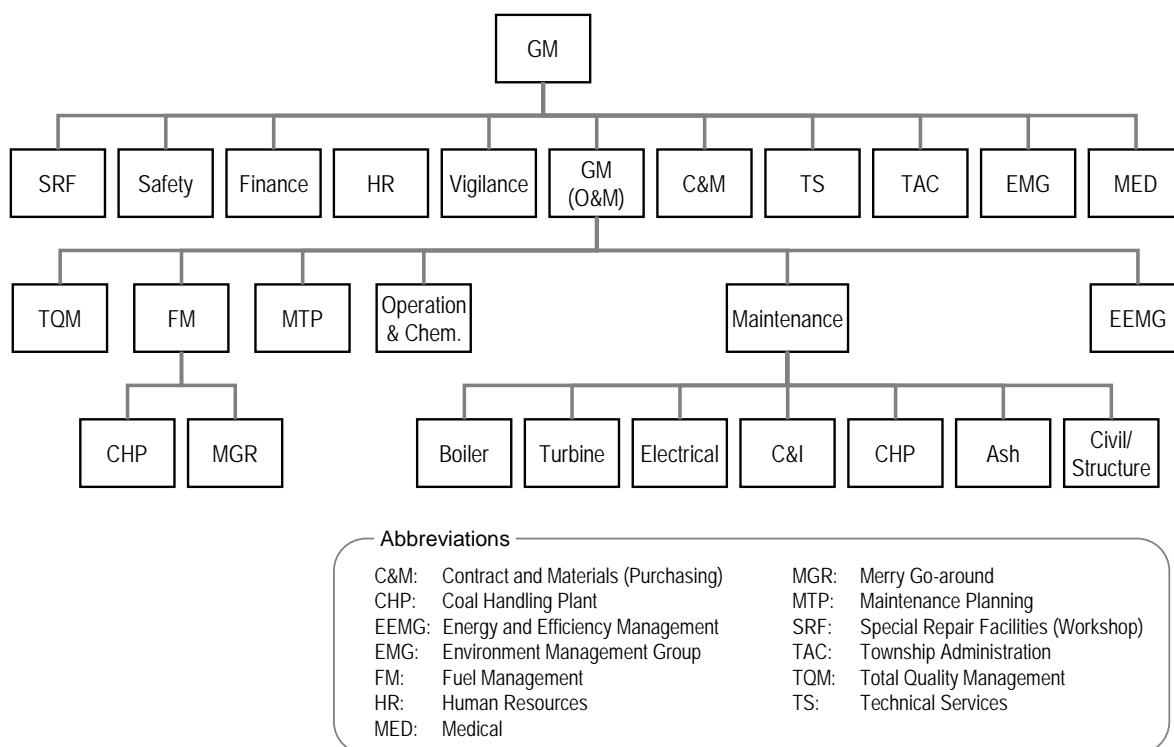


Fig. 6.14-1 Typical Organization of a Coal Fired Thermal Power Station

運営体制は、日本の電力会社の体制と比べると予算・購買などの事務的業務に関するところが充実していると考えられる。運転保守については、基本的に同等なものとなっている。

また、NTPC は、各発電所の PLF などの指標を発電所間の競争に活用しており、毎年一番高い PLF を達成した発電所には、表彰を行い社員のモチベーションを高めている。

(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。

2) 負荷運用

翌日の15分毎の発電負荷計画は、各発電所にて設備状況を考慮し決定され、その発電可能負荷(MW)計画は、各地域にある給電指令所（東、西、南、北、中央）へFAXにて送付し、申請する。申請に基づく給電指令の結果は、給電指令所のインターネット上にあるWebサイトにて確認する。

3) 運転員の研修体制

運転員および保守員の研修は、各発電所にある研修管理箇所の Employee Development Center(EDC)によって必要な研修が各自に提供される。運転シミュレーターは、Korba 発電所の EDC にあって、200MW 用と 500MW 用の装置が設置されており、研修員が各発電所から派遣されている。運転員の育成は以下の手順にて実施されている。

- 大学卒業者向け研修（Engineer）
6ヶ月の机上研修および6ヶ月のOJT研修（1ヶ月のシミュレーター研修含む）
- 短大および高校卒業者向け研修
6ヶ月の机上研修および6ヶ月のOJT研修

また Korba 発電所の EDC では海外からの発電エンジニアを招き、プラント運転シミュレーターの研修を実施している。

(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。

1) 日常保守

設備故障時の保守に対して4つの分類を行い補修の有無、時期などを判断している。ABCE分類は以下のとおり。

- A: 緊急なものではなく、設備不良、不具合の分析、予備品等の確認を行い対応できる事項
- B: 設備不良、不具合を 72 時間から 1 週間以内に補修しなければ、発電に支障がでる事項
- C: 設備不良、不具合が発電、稼働率、プラント効率に影響しない事項
- E: 設備不良、不具合が安全（人に対して）や主要設備に大きく影響する事項

プラント運転中に発見された故障・不具合等に対する日常補修の対応方法は、日本の発電所とほぼ同様の手順で行われており、NTPC は補修作業管理を昨年導入した CMMS(Computerized Maintenance Management System : Enterprise Resource Planning(ERP)システム (SAP 社) の一モジュール) を活用して実施している。その概略要領は下記のとおりである。

- a. 故障・不具合の発見
- b. 故障・不具合を補修作業依頼書 (Work Order) によって、メンテナンスグループに連絡
- c. メンテナンスグループにて原因の把握・修理方法を計画し、発電所内の関係各所と協議し補修実施時期を決める。
- d. 発電グループが運転中の修理を許可する。
- e. 補修の実施

日本の発電所と同様に、補修内容によっては、専門メーカーに依頼することもある。

予防保全 (PdM) における、回転体の振動解析、サーモグラフィによる熱解析、潤滑油分析も実施している。また、微粉炭機などは運転時間を管理値とした補修を実施している。

主変圧器の油中ガス分析・絶縁油分析は、NTPC のマニュアルにより前回の分析結果に基づいて分析周期が定められており、下記の分析周期で実施されている。

通常周期：1 回/6 ヶ月

前回分析で基準値を超えた場合：1 回/3 ヶ月

主要変圧器の現状状態・余寿命を把握するためのフルフルール分析および絶縁紙サンプリング分析が近年 NTPC に導入され、点検周期および評価基準が NTPC のマニュアルに定められている。これらの分析は下記の周期で実施されている。

フルフルール分析

- 1 回目 : 5 年運転後
- 2 回目 : 10 年運転後
- 3 回目 : 15 年運転後
- 4 回目 : 20 年運転後
- 5 回目 : 25 年運転後
- それ以降 : 毎年

油中ガス分析・フルフルール分析はサンプル収集後、NTPC 本社の R&D(Research & Development)の分析部門にて分析される。

計測計器は、精度を保つため校正を定期的に行っており、計器の校正記録を含め CMMS により管理している。なお、計器の校正等を行う試験所 (Lab) は、ISO/IEC 17025 に基づくインド国科学技術省科学技術局 (Department of Science & Technology, India) の認定を受けており、校正された計器の精度の確かさを確保している。

計装設備の機能を維持するための管理 (予防保全) としては、プラント運転中の運転員による指示計記録状態の把握や計装機器の巡視点検をチェックリストに基づき行っている。

また、比較的短期間で特性が変化するガス分析計や計装機器の動作確認等、週間、月間、旬間等の周期を定め定期的な点検を行っている。

故障・不具合に対しては、用意している予備品と交換する等、発電停止に至らぬように迅速な対応を図るとともに、トラブルの原因を分析し、その対策を行うことはもちろん、必要であれば他 NTPC 発電所へ水平展開を行っている。

2) 定期点検

➤ 定期点検の周期

定期点検については、インド国ボイラー規定 (IBR) によるとボイラーは年 1 回、タービンの規定はないため、製造メーカーの推奨値を考慮して実施している。ボイラーに関しては、インド電力庁への申請により定期点検期間延長が可能であることから、NTPC の各発電所は電力不足の状況もあり 1.5 年から 2 年に 1 回の定期点検が可能となるように取り組んでいる。タービンは、約 4 年から 6 年に 1 回の頻度で定期点検を実施しているのが現状であるが、補修必要状況も踏まえ高圧、中圧、低圧タービン個々に定期点検時期の設定やインターバルの調整などを行っており、各タービン全てを同一定検で点検するものではない。発電機の内部点検は製造メーカー点検推奨時期およびタービン点検時期を踏まえ、プラント停止期間を最小限にするよう配慮しながら 3~6 年毎に実施されている。

➤ 定期点検実施手順および方法

- 大物設備更新に必要な期間 (発注から納期まで) が、2 年を要することから、定期点検計画の内容を考慮し、2 年前から準備を行う。
- 定期点検 6 ヶ月前に資材が発電所に到着するように計画・手配する。
- ボイラーの場合、必ずしもボイラー製造メーカーの技術員を毎回定期点検に召集してはいない。競争入札により、保守業者にボイラーの定期点検工事を任せられることもある。その場合、ボイラー製造メーカーである BHEL に以前所属していて、技術員経験のある人物を保守業者の技術指導に担当させている。タービンの場合は、タービン製造メーカーである BHEL または OEM の技術員に技術指導を依頼している。
- 高温・高圧配管などの溶接は、NTPC に認定された溶接士を活用して実施している。溶接手順は NTPC が定め、溶接士はそれに従い溶接を行う。
- 電力不足の観点から、定期点検による停止期間を短くするために、24 時間体制で定期点検工事を行う。

- 高灰分のインド国内炭によるボイラー火炉内配管のアッシュエロージョンによる伝熱管減肉の点検・検査や必要に応じて減肉による短管切替え（数千本になる）溶接および溶接後の γ 線検査は24時間体制で実施している。検査本数については、日本のように数本おきに検査するのではなく、当該箇所すべての配管の検査を行うため、数万点になることもある。
- 発電機内部点検・固定子コイル絶縁診断は、NTPC標準マニュアルがないため、発電所がそれぞれに点検周期を設定し実施している。
 - Korba #6 : 絶縁抵抗試験、成極指数試験（PI試験）を1回/1年実施。
 - Rihand #2 : 絶縁抵抗試験・PI試験を1回/5年（40,000時間運転毎）実施。
 - Shingrauli #4 : 絶縁抵抗試験・PI試験・Tan δ 試験・部分放電試験を1回/3年実施。
（日本ではおよそ1回/10年の周期で発電機メーカーにより固定子コイル絶縁診断を実施）
- 計測制御装置の定期点検では、制御弁等の計装設備の分解点検を行い、各部の磨耗・損傷状態の確認、消耗品的なガスケット、シール等のパッキンを交換している。ヒューズ、リレー、タイマー、電解コンデンサ、ダイヤフラム等の寿命品の取替も計画的に行っている。また、ケーブルのメガリングや端子の増締確認を実施している。
- 次回定検で何を行うかの定検計画について、計画のローリングはメンテナンスプランニンググループが行っているが、作業内容はメンテナンスグループが決定している。ローリングするプランは中期計画の5年間と長期計画の10年間の2種類がある。
- 余寿命診断
ボイラーの余寿命診断は、ボイラー配管減肉溶接箇所の点検を中心に各定期点検で実施。
タービンの余寿命診断は、運転年数を考慮して実施。

3) 長期補修計画・設備更新計画

長期補修計画や設備更新計画については、Maintenance Planningグループが設備の保守状況と主要設備の運転時間と余寿命診断の結果を考慮して補修・更新時期を決めている。大型の設備更新に関しては、電力庁の許可を得る必要がある。

また、経年劣化による計測制御設備の更新では、ペーパーレス記録計を導入、ジルコニアタイプの酸素分析計への更新、2 out of 3 ロジックの導入により、設備全体の性能向上および故障率を低減させるような信頼性向上のための努力を行っている。

4) 予備品管理

予備品は、NTPC 全社大で標準化された分類項目および部材コードによって予備品管理システム（ERP システムの一部）を活用して効率的に管理されている。従って予備品を全社大で共有化しており、全発電所の予備品状態がシステムを通して確認することができることから、緊急な場合は、他発電所から予備品を流用してもらうこともある。特に、高価な予備品に関しては、数量を限定し近隣発電所における共通予備品として保管している。

予備品は主に OEM の予備品リストから選択して保管しているものと、これまでの実績から納期までのリードタイムを考慮したものを保管している。

(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。

以下に EEM グループの体制を示す。

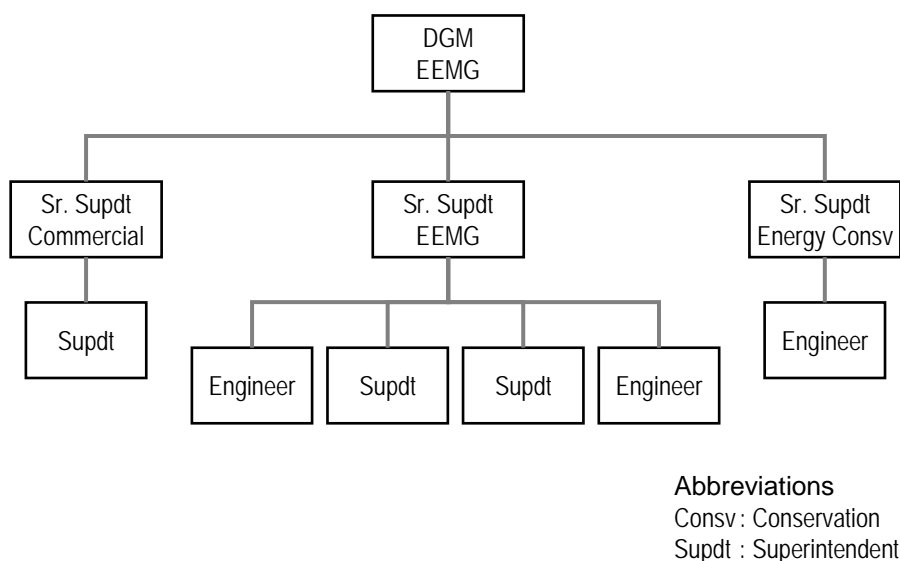


Fig. 6.14-2 Typical Organization of EEM Group

日常の効率管理項目は、Table 6.14-1 に示しているとおりである。運転日誌(運転データ)は、EEMグループが作成し、発電所の効率に関する運転データを毎日確認している。

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

性能試験に必要な石炭および灰の分析は、運転グループの化学班によって行われ、それに必要な分析室も発電所に整備されている。

Table 6.14-1 Format of the Daily Plant Report for Efficiency

	Description	Unit No.	Description	Unit	Unit No.
A	Generation	MU	Make-up Water	MT	
	Plant Load Factor	%	Make-up Water	%	
	Run Hours	Hrs.	HR Coal	Kcal/Kwh	
	Availability Factor	%	HR Oil	Kcal/Kwh	
	Partial Loading	%	Unit Heat Rate	Kcal/Kwh	
	Coal Cons.	MT	Load at 8 AM	MW	
	Sp. Coal Cons.	Kg/Kwh	Max. Load	MW	
	Oil Cons.	KL	Min. Load	MW	
	Sp. Oil Cons.	ML/Kwh	MVAR Max.	Mvar	
	GCV Coal	Kcal/Kwh	MVAR Min.	Mvar	
	GCB Oil	Kcal/Lit			
	Aux. Power	MU			
	Aux. Power	%			

B Partial Loss due to

Grid Restriction	MU		Shut Down	MU	
Grid Disturbance	MU		Coal Quality	MU	
ABT/High Freq.	MU		Coal Shortage	MU	
Equipment	MU		Others/Coml Const	MU	
Startup/Stab	MU		Excess Gen	MU	

C Generation Loss due to

No. of Outage	No.		Grid	MU	
Planned S/C	MU		Comml Const	MU	
Forced S/D	MU		Coal	MU	

D	Bus Voltage Max.	KV			Total
	Bus Voltage Min	KV		Coal Received	MT
	Grid Freq. Max	Hz.		Usable Coal Stock	MT
	Grid Freq. Min	Hz.		HFO Stock	KL
	Declared Cap	MU		Forebay Level	M
	Schedule Gen	MU			
	Actual Gen	MU			

E Remarks

--

また、EEMグループは設備事故などによるユニットトリップに関する分析結果報告書を作成する。Table 6.14-2 にその様式を示す。関係するグループからトリップに関するデータおよび問題点を集約してトリップ原因を分析し、報告書としてまとめている。トリップ報告書は本社の Operation Service Department に集められ各発電所間で情報の共有が図られることとなっている。

(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。概要は以下のとおり。

1) ISO9001、ISO14001、OHSAS 18001

選定された発電所では、ISO9001 および 14000 のシステムを導入して、品質管理および環境管理を行っている。ISO9001 のシステムに沿って要領書、手順書が体系的に整備されているのをコンピュータースクリーン上にて確認した。また、OHSAS 18001(労働安全衛生マネジメントシステム)を導入して発電所の労働災害の潜在的危険性を低減する取り組みも行っている。

2) 5S(整理、整頓、清潔、清掃、躰)

NTPC においては、全社的に 5S のシステムを日本から導入しており、5S 適応エリアを設定して活動を行っている。セクション毎に 5S の活動状況を数値化し、最も良いセクションには表彰している。この仕組みは、発電所毎にも適用されており、5S 優良機関として表彰される。

3) ノウハウ共有化システム

各発電所で起こった設備事故や技術的改善事項を ERP システム上に掲載し、全社的に技術的ノウハウの共有化を図っている。本調査におけるワークショップ内容もすでに記載しており、当該ユニットの発電所以外でも閲覧可能となっている。

4) 業務改善提案制度

提案制度(Suggestion system)を設け発電所からの提案を審査・評価を行い、優れた提案に対しては表彰を行うとともに、ノウハウ共有化システムに記載している。

以下に NTPC が採用している運営管理システムと一般的な日本の電力会社が採用しているシステムの比較表は以下のとおり。

Table 6.14-3 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

NTPC の運営管理システムは、日本の電力会社が適用しているものと同等なシステム化が図られていることが分かる。

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) O&M 要領書、手順書の内容

以下に示す 5 項目の O&M に関する LMI (Local Management Instruction) (要領書)の内容を日本の同様なものと比較検討を行った。

- 1) Chemical control of the Water/Steam Circuits of Drum Type Boiler
- 2) The Safety Operation and Maintenance of Pulverizer Fuel Plant
- 3) Long Term Storage of Power Plant and Equipments: General Consideration and Preservation
- 4) Prevent and control Boiler Tube Failures (Boiler Dept.)
- 5) Reporting arrangement in the event of serious incident (Op Dept.)

1) ドラム型ボイラーの水質管理

ドラム型ボイラーの水質管理に関する要領書である。要領書は、ドラムボイラーにおける水質管理の必要性と管理項目に対する説明がなされており、詳細な管理基準や目標値については、発電所毎にその設備に合わせて定めることとなっている。管理項目は、日本と同等である。詳細な要領書について確認できていないが、LMI を見る限りにおいては各発電所も同じようなレベルで管理要領書を作成していることが推測される。

2) 微粉炭爆発へ対応

微分炭による爆発および石炭バンカでの自然発火への対応に関する要領書である。微分炭爆発が発生する箇所（火炉内、ミル内、給炭管、火炉外）における対応策やバンカでの自然発火への対処が記述されており、日本における事故時対応（微粉炭爆発）の内容と同等である。

3) 予備品管理

予備品の貯蔵管理に関する要領書である。屋外、半屋内、屋内、屋内（乾燥・埃が入らない）の4つに分類された貯蔵箇所とそこに保管される予備品を分類し、その管理方法が記載されている。管理方法については、日本と同等となっている。

4) ボイラーチューブリークの原因調査

ボイラーチューブリークが起きた場合の原因究明手法に関するガイドラインである。チューブリークが起きた箇所、運転状況、リーク箇所配管金属の分析などを行い原因究明とすることやリーク箇所への対策（処置）に関する記録を残す手順が記載されており、日本と同等な項目となっている。

5) 事故時報告要領

緊急事態発生時の報告に関する要領書である。カテゴリ-1 とカテゴリ-2 に分類し、さらに安全、環境汚染、運転、ストライキ、発電所外（炭鉱ストライキ他）の項目における事故後の第一回目の報告をする時間（たとえば1時間以内）や責任箇所が明記されている。項目は日本と同等である。各発電所においては、事故時に連絡する関係各署の連絡先および窓口が記載されたものが作成されているものと推測する。

6.14.4 各発電所の発電設備運用状況

選定されたユニットの過去3年間における運用状況は以下のとおりである。

(1) Korba #6

1) 運用状況

a) 運転の信頼性（計画外停止、LF 他）

Item	Unit	2006-2007	2007-2008	2008-2009
Generation	MU	3682.200	4220.530	4115.310
Load factor	%	84.07	96.1	93.96

b) 主な計画外停止事項

Year	Item	Duration of Outage (day)
2006-2007	ECONOMISER TUBE LEAKAGE	1.7
	REHEATER TUBE LEAKAGE (58 MTR RHS NEAR SB 119)	2.1
	SCW TUBE LEAKAGE	0.7
2007-2008	ECONOMISER TUBE LEAKAGE	2.1
	SCW & LTSH TUBE LEAKAGE	2.0
	PLATEN SUPER HEATER TUBE LEAKAGE	1.0
2008-2009	PLATEN SUPER HEATER TUBE LEAKAGE	1.1

(2) Rihand #2

1) 運用状況

a) 運転の信頼性 (計画外停止、LF 他)

Item	Unit	2006-2007	2007-2008	2008-2009
Generation	MU	4126.877	4173.972	4361.960
Load factor	%	94.22	95.036	99.59

b) 主な計画外停止

Year	Item	Duration of Outage (day)
2006-2007	No major unplanned shutdowns due to trouble	---
2007-2008	No major unplanned shutdowns due to trouble	---
2008-2009	LTSH tube Leakage. LTSH INLET HDR-14 TUBE NO. 6A,6B,7	1.4
	Tube leakage in RH. REHEATER II STAGE FIRST PANEL FROM LHS.	1.3
	Tube leakage in 2nd pass. 1)LTSH INLET HDR 14,TUBE 9B,10A,10B,10C,11B,11C. 2) WATER WALL, CORNER D,RHS WALL, (7TH TUBE TRANSITION)	2.5
	Bottom Ring Hdr leakage. 4 C-corner manhole gasket leakage	1.3
	LTSH tube Lkg. + Boiler Misc works.	2.7

(3) Singrauli #4

1) 運用状況

a) 運転の信頼性 (計画外停止、LF 他)

Item	Unit	2006-2007	2007-2008	2008-2009
Generation	MU	1529.220	1692.602	1777.500
Load factor	%	87.28	96.35	101.46

b) 主な計画外停止

Year	Item	Duration of Outage (day)
2006–2007	Tube Leakage	2
	Low vacuum	1
	Due to excit. System/6.6 kV Bus problem/132 kV system problem	5
	DDCMIS commissioning	2
2007–2008	Excit. System	2
	DDCMIS stabilization	1
	APH problem	1
2008–2009	Tube Leakage	3
	Generator Aux-Elect.trippings	2
	Others	1

6.14.5 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。たとえば、予備品管理システムは、日本の電力会社より進んだ管理システムをすでに導入していることや定期点検時にボイラー火炉内に設置する炉内足場が短期間で組み立てできることなど、日本の電力会社も見習う項目もある。

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%近くを達成しており、3 年間の平均計画外停止は各選定された発電所において 1.05%(Korba #6)、1.59%(Rihand #2)、1.34%(Singrauli #4)である。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事は、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

Fig. 6.14-3 に示すとおりパトロール時には、安全装備であるヘルメット、手袋、安全靴を装着し、点検に必要な懐中電灯および聴音棒を備える。

b) 聴音棒の活用

モーターなどの回転体の異音をいち早く発見するために、Fig. 6.14-4 に示すとおりモーターの外側に聴音棒を当ててベアリング等の異音を確認する。

c) 指示計への目印設置

通常運転時における指示計の値に Fig. 6.14-5 に示すとおり、目印を設置し通常運転時の値を視覚化することにより、異常時の値を簡単に判別できるようにする。

d) サーモラベルによるシートリークの確認

安全弁等のシートリークをいち早く発見するために、Fig. 6.14-6 に示すとおりサーモラベルを貼り付けてラベルの色の変化によってシートリークが簡単に判別できるようにする。

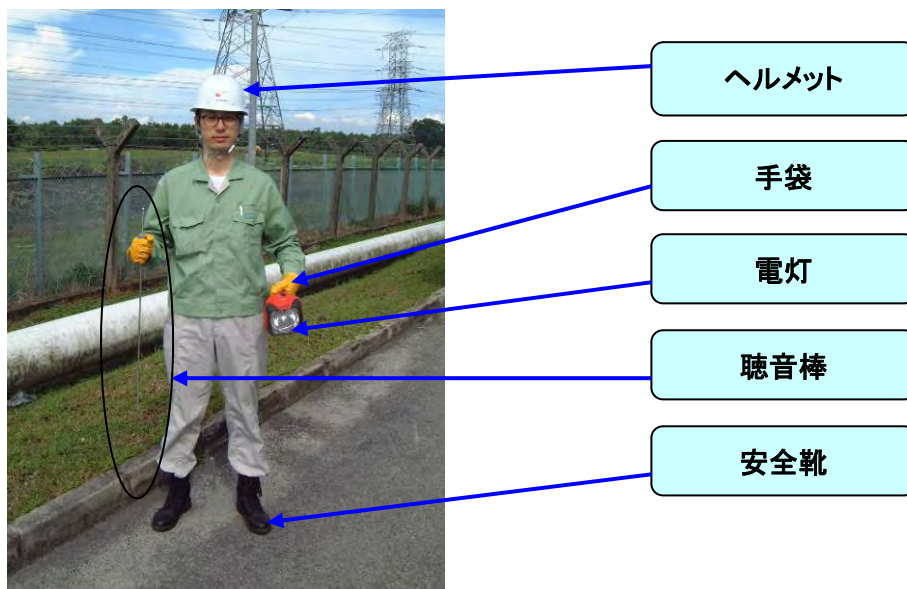


Fig. 6.14-3 Typical Patrol Kit

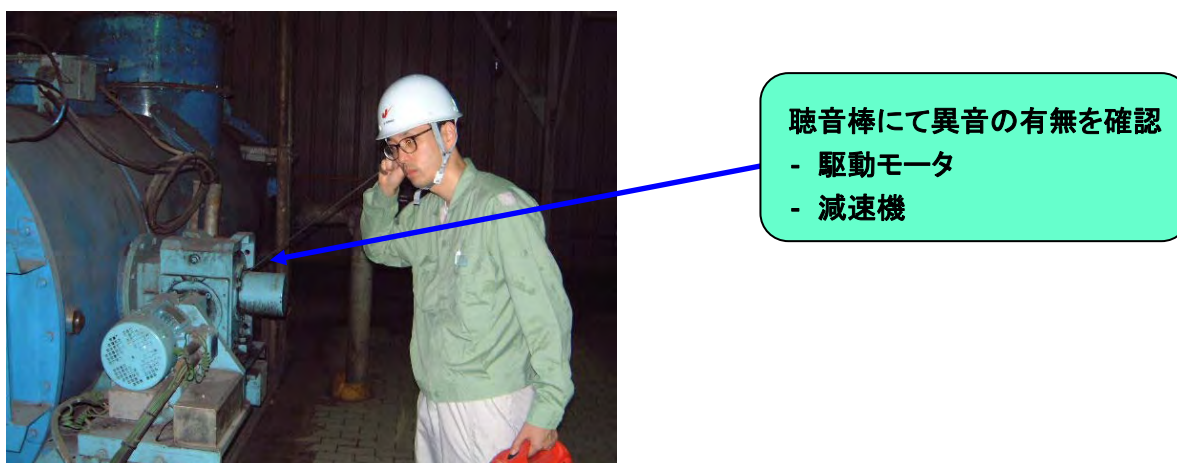


Fig. 6.14-4 Noise Inspection with Listing Rod

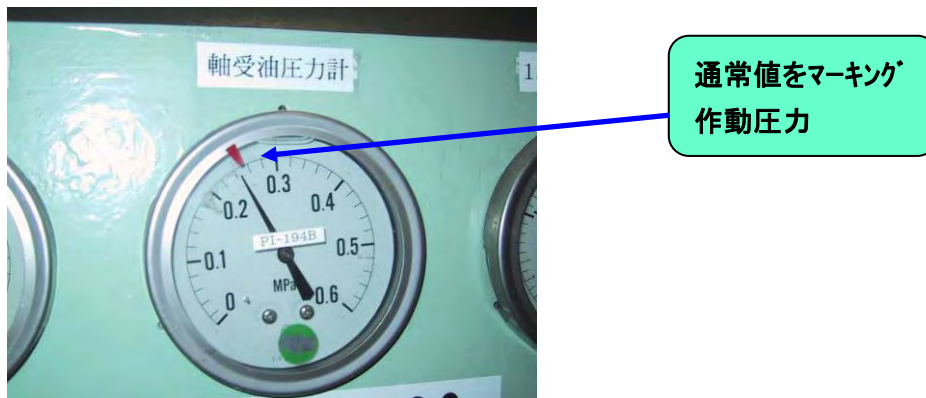


Fig. 6.14-5 Indication of Normal Working Value

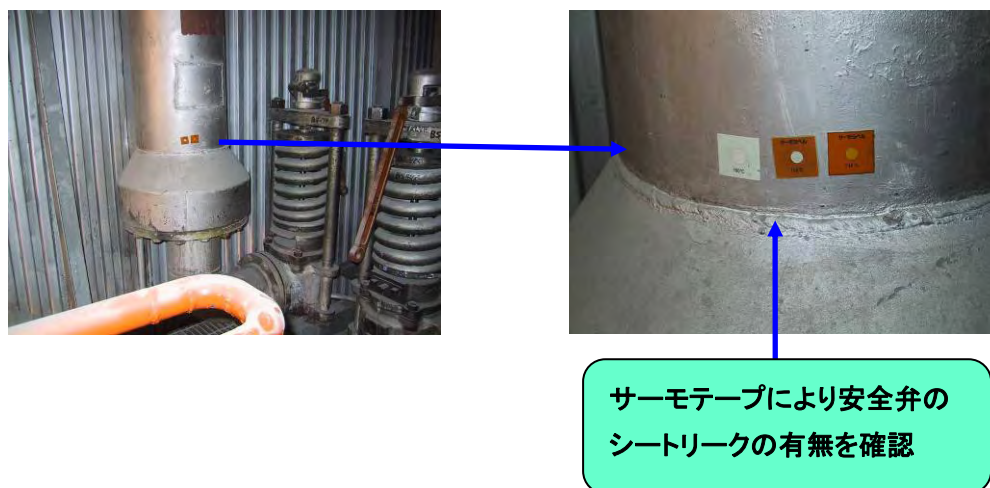


Fig. 6.14-6 Thermo-Label

2) 安全管理

a) 安全管理一般

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。

Table 6.14-4 Safety Patrol Check Sheet

Check Sheet about Patrol for Safety (Night patrols and joint patrols by two or more sections)

Date of patrol				
Scope of patrol				
Conducted by				
Focus points	Check points	Result	Request for action	Result of action
- Working area - Sign - Passage	Check that working areas are properly marked off and indicated as such. (Looseness, sagging, doorway, etc.)			
	Check that passages are secured for general traffic. (Detours, passage width, and height of 1.8 m or higher)			
	Check that sufficient temporary passages are provided. (Gradient shall not exceed 30 degrees, and non-slip measures and handrails of 90 cm or longer shall be provided for passages with gradients of 15 degrees or more.)			
	Check that an acceptable number of appropriate signs are posted in easy-to-see directions and positions.			
- Work floor - Opening - Scaffolding	Check that work at a height of 2 m or more is done properly. (Work floors, handrails, lighting and ladder, steps, etc for access)			
	Check that ladders have fall prevention measures. (Fixing, slip prevention and angle holding fittings)			
	Check that scaffoldings are built properly. (Load indication, scaffolding plates with a width of 20 cm, a thickness of 3.5 cm and a length of 6 m or more, and work floors with a width of 40 cm or more, clearance of 3 cm or less and handrails of 90 cm or more)			
	Check that openings are properly fenced and have caution signs.			
	Check that scaffoldings have indications of the maximum load, the name of the person responsible for building the scaffoldings, the name of construction and other required information in easy-to-see positions (near stairways).			
Prevention of electric shock	Check that welders, power distribution boards and other electric devices are inspected at the start of work using check sheets.			
	Check that power distribution boards and electric machines and tools are used properly (usage and stickers for indicating completion of inspection).			
	Check that cables and wires are installed properly. (Indication of destination, protection of charged parts, damage, routing, rain prevention, etc.)			
	Check that grounding wires are installed properly.			
Work involving oxygen deficiency and other risks	Check that closed spaces and areas involving an oxygen deficiency risk are properly marked off and have signs.			
- Order - Arrangement - Cleaning - Clothes	Check that work areas are in good order (marking-off methods, construction tags, work tags and others).			
	Check that work spaces are in good order. (Space is secured, tools are in good order and there is no oil leak or protrusion.)			
	Check that the required tools are provided for the proper disposal of waste, such as trash cans and used rag cans.			
	Check that workers wear clothes suitable for their work. (Safety hard hats, safety shoes and various protective gear.)			
- Smoking - Fire prevention	Check that there is no problem with smoking areas (places, indications, ash trays, fire extinguishers, buckets, curing and others).			
	Check that gas cylinders are installed properly (fall prevention, caps for transport, charge indication, etc.).			
	Check that there are measures for protecting equipment and facilities from falling sparks during welding or cutting and check that there is no flammable material in the vicinity.			
	Check that fire extinguishers are provided at intervals of 20 m or less by walking distance when using the boiler main building periodic inspection floor.			
Other findings				

b) 危険表示

高温高圧配管からの蒸気漏洩箇所など災害に遭う危険のある不具合箇所に対して、「危険」や「立ち入り禁止」の表示を掲げ、2次災害を防ぐ。現状は表示がない。

c) 閉所作業入退室管理

日本の発電所では、ボイラー火炉内、ボイラー蒸気ドラムなどの閉所へ作業および点検で入る際は、酸素濃度を確認するとともに入退室管理ボードにより人の入退室を管理している(Fig. 6.14-7 参照)。これは閉所に入室した人の酸欠防止と誤って閉じ込められることを防ぐのが主な目的である。SingrauliおよびUnchaharaで行ったボイラー余寿命診断時においても同様な管理を行った。しかしながら、NTPC側は特に入退室管理表等を用いた目立った入退室管理は実施されていなかった。(本調査に関連するNTPCカウンターパート研修プロジェクトにおいて、日本の火力発電所ボイラー内部現地研修を行った際に、NTPCではこのような管理がなされていないとのコメントがあった)



Fig. 6.14-7 Entry and Exit Management Board

3) 機器周りの清掃

現状の機器周りの清掃は、圧縮空気を利用して灰などを吹き飛ばして当該箇所を清掃している。しかしながら、吹き飛ばされた灰は、他の箇所に降り積もることとなり清掃をしたことにはなっていない。機器回りの清掃(特にボイラー・AH周辺)には、真空掃除機および必要な箇所に真空掃除配管を設置する。設置された配管に延長ホースを取り付けて機器周りの清掃を行う。設備設置までの間は暫定的に真空掃除車を活用することも一案である。

4) 電気設備 O&M

a) 電気設備トラブルによるユニットトリップへの対応

NTPC の発電所では電気設備トラブルによるユニットトリップは数年に 1 回のユニットトリップが発生している(日本の発電所では電気設備トラブルによるユニットトリップはほとんどない)。その原因は下記のとおりであった。

- i) トカゲ・ネズミ等の小動物侵入による配電盤での短絡
- ii) 下流電気設備事故による上流遮断器の開放(保護リレーの不適切動作)
- iii) 送電線系統の不具合による波及トラブル

改善案を以下のとおり提案する。

- ケーブルトレイ・ダクトの建物貫通部分のシール
ケーブルトレイ・ダクトの建物貫通部分はシールを行い、ケーブル延焼防止とともに小動物の侵入防止とする。
- 電気盤類ケーブル入線口のシール
電気盤類のケーブル入線口はシールを行い、ケーブル延焼防止とともに小動物の侵入防止とする。
- 保護リレーの不適切動作防止策(建設工事時点(試運転時)の対策)
下流電気設備事故による上流遮断器の開放(保護リレーの不適切動作)は建設工事時点での保護リレー協調整定の設定不良が考えられる。リレー動作誤差を考慮した保護リレー協調整定が必要である。

b) 配電盤の管理

扉が開放されたままとなっている配電盤が見受けられた。電気設備は埃が付着することにより、絶縁の劣化・リレーの誤動作などを引き起こす可能性があるため、以下の対策を提案する。

- 電気盤扉の速やかな補修。特に粉塵等が多い場所では、パッキン等で対策した防塵仕様の電気盤類の設置。
- 電気盤類の扉を確実に閉めることを所内ルールとして実践する。

c) 油入変圧器の管理

油入変圧器は絶縁油の劣化を防止するために、絶縁油が密閉されている。日本の発電所の変圧器は密閉性が良好であるため、絶縁油品質低下がほとんどないため、絶縁油交換・洗浄・脱気等の絶縁油トリートメントがほとんど不要であるが、NTPC 発電所の多くの油入変圧器は密閉性が悪い(製品の品質が主な原因と思われる)、絶縁油の品質低下が早く、絶縁油トリートメントを頻繁に行っている。

これらを回避するためには、建設時において信頼性の高い製造メーカーを選定し、その機器を調達する必要がある。また、十分なアフターサービスを有する製造メーカーのみから調達すること。

d) 水冷却の発電機固定子の絶縁管理

水冷却の発電機固定子の絶縁の状態評価を把握するためには、固定子冷却水を排水し、乾燥させる必要があるが、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。適正な方法で発電機固定子絶縁診断を実施することが重要であり、固定子冷却水を排水・乾燥した状態で試験を行ない、信頼性のある試験データを入手する必要がある。

5) Management of control panels

調査団は、扉が開いたままとなっている制御盤を発電所内で見かけた。もし、扉が開いていると、埃等の異物が直接中へ進入し制御カードが壊れる原因となる。調査団の聞き取り調査によると、制御盤の換気用ファンが故障しているために扉を開けて内部温度が上がらないように換気をしていることがわかった。しかしながら、発電所内に多数の制御盤の扉が開いたままとなっている。制御盤の換気ファンの取替え頻度の見直しが必要であり、それによって制御カード不動作を削減できる。また、運転中にも交換可能な新型換気ファンの採用することも良いと考える。

6.14.6 提供した報告書および要領書

調査期間を通して、JICA ST から NTPC へ提供した O&M に関する報告書や要領書などは以下のとおり。

- 1) Typical Activity chart for Overhauls
- 2) Major specification and construction drawing of debris filters in Japan
- 3) Techniques for boiler tube cleaning after cutting (before welding)
- 4) Information about intelligent soot blowing systems
- 5) Spray control valves – advancements for zero passing (water leakage). Specification and CV curve (example) and RH spray valves in Japan.
- 6) Enclosure specifications for noise reduction
- 7) Boiler fast cooling procedure
- 8) Information of online condition monitoring for transformers
- 9) Information about generator condition monitoring and diagnostics
- 10) Test procedures for boiler and turbine performance tests
- 11) Test procedures for AH tests
- 12) Monthly efficiency management table format
- 13) Sample of a Japanese performance test report
- 14) Honing based on Alumina blasting specifications and procedures
- 15) AH basket water washing procedure
- 16) Boiler RLA procedure

- 17) Japanese Boiler RLA system
- 18) Stator coil cooling water quality management and criteria
- 19) Japanese periodical inspection item list for generators
- 20) Japanese periodical inspection item list for generator transformers
- 21) How to analyze the CO+CO₂ RLA method and Furfural RLA method
- 22) Troubleshooting and information sharing (Electrical trouble)
- 23) Stator coil cooling water quality management and criteria
- 24) Japanese periodical inspection item list for generators
- 25) Japanese periodical inspection item list for main transformers
- 26) How to analyze the CO+CO₂ RLA method and Furfural RLA method
- 27) Troubleshooting and information sharing (Electrical trouble)
- 28) Japanese insulation diagnosis criteria for electrical machines
- 29) Sample of typical Japanese insulation diagnosis of generator stator coils

6.15 経済財務分析

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が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や、今般の提案項目が、プラントの財務状況全般に大きな経済的影響を与えそうにもないという想定などから、結果として、プラント全体ではなく、各個別改善提案項目に関する経済インパクトのみを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 : RR)、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にありながらも、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。

CBA では導入する機器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 実践サンプル(CBA Practice)

CBA 実践のサンプルとして、Korba #6 の Air Heater Seal Renovation by Sector Plate Drive Unit(SDU)について紹介する。“Assumption 1”は現在の性能とコストデータで、この前提条件下でまず、以下算定式のとおり Korba #6 の現在の年間消費燃料費を試算する。“Assumption 2”は、Air Heater Seal Renovation によるボイラー効率改善によって期待できる Korba #6 のユニット全体の改善効率の増分値で、これにより、改善実施後の年間消費燃料費を試算する。そして、技術提案(による改善後の燃料費削減メリット)が同提案の導入コストや関連の発生費用をカバーできるかを評価する。

Assumption 1: Current Performance and Cost Data

Table 6.15-2 Korba #6 Current Performance and Cost Data

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	500	
	Plant Load Factor	%	96.2	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09. This is a annually-averaged PLF of the power plant.
	Generation	MWh	4,213,560	Calculated by Plant Load Factor above
Performance (ST test data)	Unit Load	MW	500.4	Table 6.13-6 in this report
	Coal Flow	t/h	325.9	Table 6.13-6 in this report
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.65128	Calculated by Unit Load and Coal flow
	GCV	kcal/kg	3690	Table 6.13-5 in this report
Fuel Consumption	Fuel Unit Price	Rs/t	737.5	Table 4-1 of Section 8.3-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09

Assumption 2: Cost of Improvement and incremental efficiency to the unit performance

Estimated cost for Implementation (materials, works, etc.) : Rs. 32,412,670 *

* Source of the costs are that for Materials & Equipment (Rs.16,666,670) as one of the initial costs from Japan, for Installation Works (Rs.15,746,000) as the other initial costs calculated by the work-hour under Japanese experience with Indian local labor rate, provided by NTPC, and no accompanying periodical Maintenance Cost. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1. (see details in Chapter 6.4)

Expected incremental efficiency to unit performance : 0.50%

Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as

prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

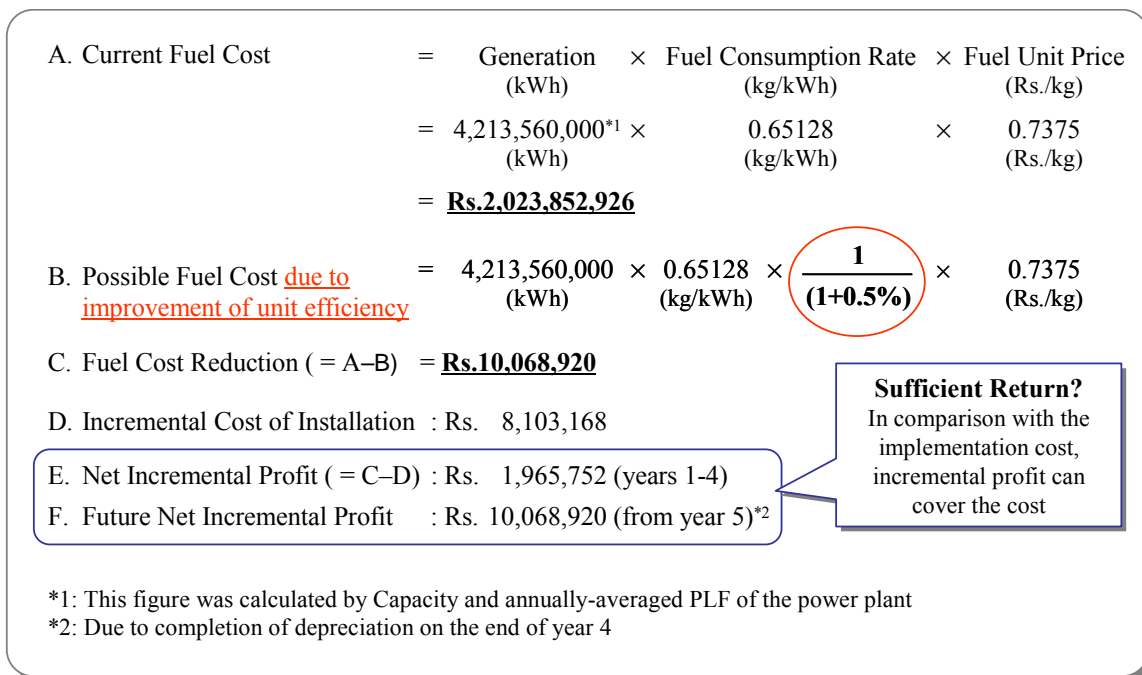


Fig. 6.15-1 Process of evaluating cost benefit by incremental profit

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、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. 6.15-2 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。

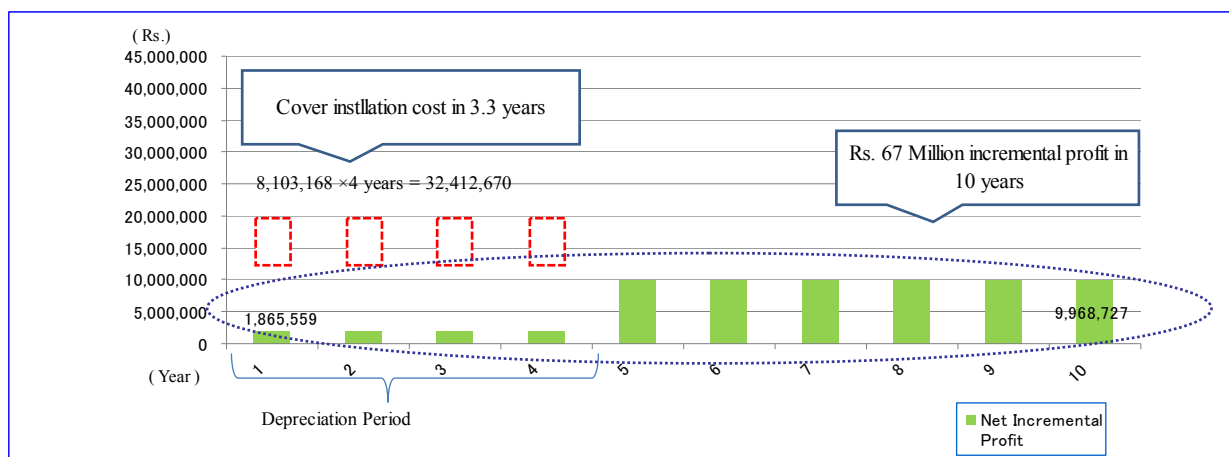


Fig. 6.15-3 Anticipated long term incremental profit with the concept of degradation

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-(1)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 737.5Rs./tから 1,739.0Rs./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.23,505,736）となる。10 年間での費用対効果は、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、6.15.3.2-(1)のベースケースと同様に経年劣化の影響を考慮している。

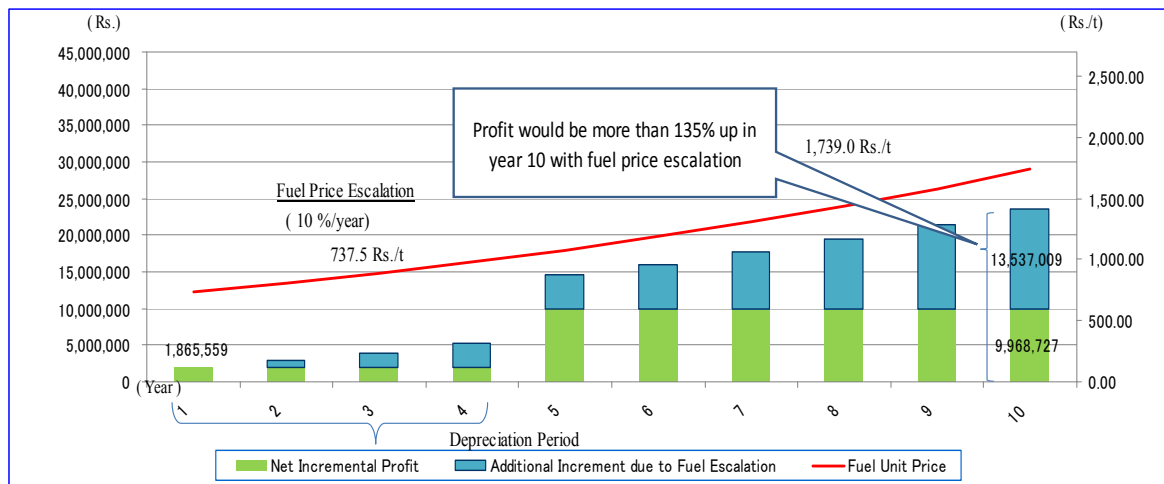


Fig. 6.15-4 Anticipated additional incremental profit due to fuel price escalation

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。

近い将来、石炭価格の変動リスクは、先進諸国が経験しているように、例外なく大量消費国にとっては増大する可能性がある。競争環境やリスクコントロールの観点、例えば燃料調達先や信用、サプライチェーンリスクなども含め、NTPC は石炭の直接輸入を行いはじめています。しかしながら、避けられない選択肢として輸入石炭の量が増えるにしたがい、NTPC はより石炭価格変動リスクにさらされることとなる。例えば、米国エネルギー情報局(US Energy Information Administration)のレポートによると、電力用燃料炭の価格は先進国のほとんどで 2001 年から 08 年の過去 8 年間で上昇している。比較的価格が安定しているといわれる米国でさえ、石炭価格はほとんど 2 倍 (28.18 から 46.99 U.S\$/Metric Ton²) に上昇している。以下参考として米、英、独 3 先進国およびインドの石炭価格のヒストリカルチャートを示す。

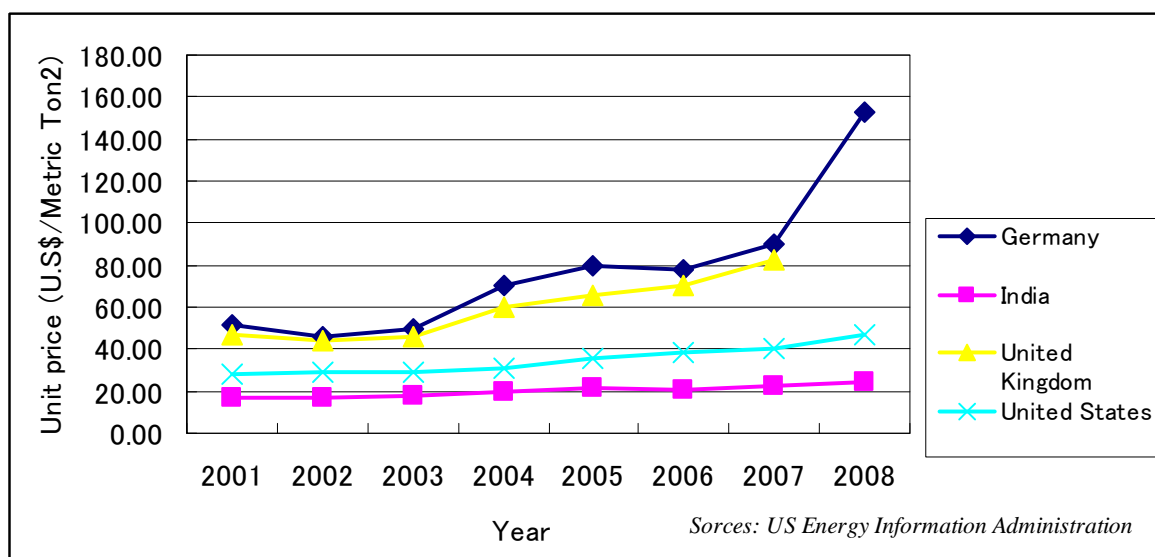


Fig. 6.15-5 Historical Steam Coal Prices for Electricity Generation

NTPC 年次報告の燃料安定確保に関する記述 (33rd Annual Report page 30 - “Fuel Security”) によると、NTPC はインドの”the New Coal Distribution Policy”に基づき、2009 に Coal India と長期燃料調達基本契約を締結しているが、近い将来の劇的な経済成長においても電力供給を絶やさないため、従来、国家貿易会社 (State Trading Corporation) を通じて 8.5 百万トン調達していた契約に、追加で 2009 から 10 年の間に 12.5 百万トン調達することを決定した。さらに最近、インド・ニュースメディア (2010 年 8 月 5 日付け Mint 紙) によると、14.5 百万トン、15 億ドル相当の初の直接海外買い付けの入札を行う意向があると報道されている。これは、直接買い付けによるコスト削減と競争力強化に NTPC がシフトしてきていることと、また、石炭火力主体の NTPC にとって、燃料の十分な備蓄が見込めないことが喫緊の課題となってきたと考えられている。また、同紙によると「NTPC は、31,704MW の設備の内、少なくとも 80%は石炭火力であり、その 15 ヲ所の発電所は年間 150 百万トン(150Mt per annum)の石炭が必要であるが、今後 2015 から 16 年頃には、さらに追加で年間 24.8 百万トンの輸入炭に頼らざるを得ない」と述べている。

以上のことから、NTPC が燃料費単価の深刻な上昇リスクにさらされる可能性は、他の石炭大量消費国が経験してきたのと同様に、あり得ると考えられ、このため、経済財務分析では年率 10% の燃料費単価の上昇ケースをひとつの想定として採用した。

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。

$$DPV = \frac{FV}{(1+r)^n}$$

DPV : Discounted Present Value

FV : Future Value

r : Discount Rate

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = C_0 + \frac{C_1}{(1+r)^1} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \frac{C_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

NPV : Net Present Value

C₀ : Initial Investment

* Negative number because of cash outflow for investment

n, C_n : period, cash flow in that period

r : Discount Rate

➤ 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。

$$C_0 + \frac{C_1}{(1+r)^1} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \frac{C_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

C_0 : Initial Investment

* Negative number because of cash outflow for investment

r : Internal Rate of Return

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。

➤ 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)。一方、投資する側の視点では、資本コストは、投資先会社の調達資金のすべてを踏まえた期待収益となる。我々は (財務分析では) 現状の NTPC の資本コストについて、NTPC 年次報告にある金利や配当など実際の財務的支出などから 7% と試算した。(Source of figures in the table below is page 20 of NTPC's 33rd Annual Report)

Table 6.15-3 NTPC's Cost of Capital Simulation

Rs. Million			
DEBT Related	2008-2009	2007-2008	2006-2007
Long Term Loans	345,664	271,776	244,516
Working Capital Loans	14	130	328
Loans Total	345,678	271,906	244,844
Loans Total for calculation (Average of beginning & end of)	308,792	258,375	244,844
Interest & Finance Cost	20,229	17,981	18,594
Actual Interest Rate	6.6%	7.0%	7.6%
Average Rate with consideration of yearly Debt volume(3 years)	7.0%		
Equity Related	2008-2009	2007-2008	2006-2007
Capital	82,455	82,455	82,455
Retained and Surplus	491,246	443,931	403,513
Shareholders Funds	573,701	526,386	485,968
Dividend (incl. Tax)	34,700	33,764	30,281
Dividend Ratio	6.0%	6.4%	6.2%
Average Rate with consideration of yearly Equity volume(3 years)	6.2%		

Current Averaged Cost of Capital
 6.3% → **7%**

NTPC 年次報告 (page 129, 33rd Annual Report) によると、同社の年金運用の想定割引率は、7%となっている。このことから、7%が NTPC の投資のリターンに対する最低期待水準であることが参考として理解できる。

例えば、一般にある会社の資本コストを試算する場合、資本資産モデル (Capital Asset Pricing Model (CAPM)) を用いて算出された株主資本コストを、資本と負債の比率による加重平均 (WACC) で金利と組み合わせてしばしば試算することがある。

NTPC の場合、株主資本コストを試算するにしても、同社の多くの株式は国に保有されている、いわゆる国有会社であるため、同社の株式も市場にはあまり流通しておらず、市場のヒストリカルデータを必要とする CAPM メソッドによる納得性のある試算は困難である。

したが、先に説明のとおり、NTPC の実際の金利や配当などから 7%を算出した。この 7%(original figure 6.3%)は、負債と株主資本の割合から加重平均して算出している。

しかしながら、中長期的展望における財務マネジメントの観点から、新規投資のミニマム・ハードルレートとなる資本コストについては、現在の NTPC の財務状況から推察される財務コストよりも高く、保守的に設定すべきであると考え。CenPEEP との議論の結果、現在の NTPC 内部の推奨にしたいが、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 #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-(1)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。(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)

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。

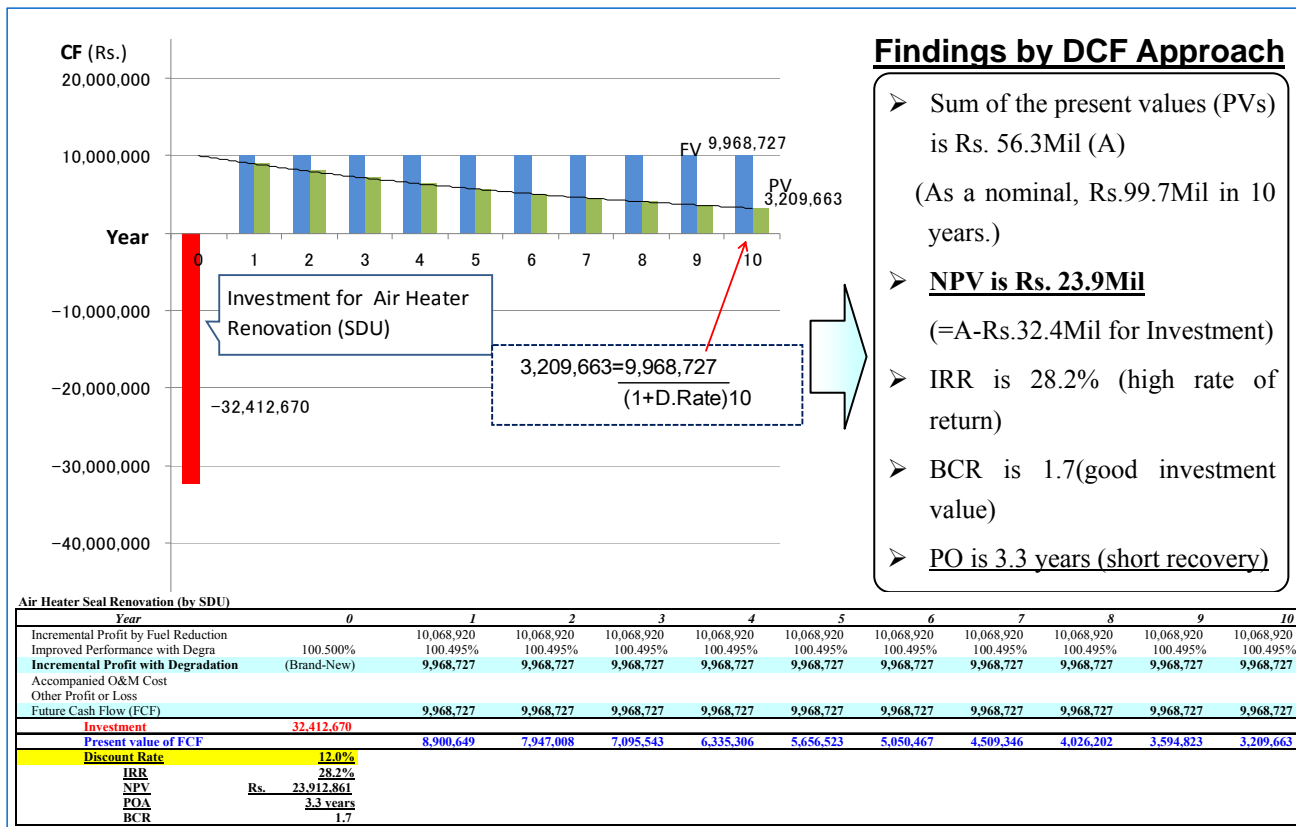


Fig. 6.15-6 Evaluation of long term incremental profit by DCF approach 1

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。さらに参考として、資本コストを 15%に引き上げた場合の感度分析を行う (なお、その他の前提条件は全て同じとする)。

Air Heater Seal Renovation (by SDU)											
Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Incremental Profit by Fuel Reduction		10,068,920	10,068,920	10,068,920	10,068,920	10,068,920	10,068,920	10,068,920	10,068,920	10,068,920	10,068,920
Improved Performance with Degra	100.500%	100.495%	100.495%	100.495%	100.495%	100.495%	100.495%	100.495%	100.495%	100.495%	100.495%
Incremental Profit with Degradation (Brand-New)		9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727
Accompanied O&M Cost											
Other Profit or Loss											
Future Cash Flow (FCF)		9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727	9,968,727
Investment	32,412,670										
Present value of FCF		8,668,458	7,537,790	6,554,600	5,699,652	4,956,219	4,309,756	3,747,614	3,258,795	2,833,734	2,464,117
Discount Rate	15.0%										
IRR	28.2%										
NPV	Rs. 17,618,064										
POA	3.3 years										
BCR	1.5										

Fig. 6.15-7 Evaluation of long term incremental profit by DCF approach 2

さらに、上図のとおり、資本コストを 25% (12%から 15%に) 引き上げる感応度分析を行い、NPV は 26.4% (23.9 から 17.6 百万ルピー) 減少し、BCR も 1.5 に下がる結果となったが、依然として収益性は確保できそうである。

近い将来の急激な資本コストの高ぶれはなさそうではあるが、いつでも起こりうるケースであると考えられる。例えば NTPC 年次報告によると、担保付ローンとして最近発行したボンドの金利は 10%から 11%と高水準 (page 129, 33rd NTPC Annual Report) であり、当面のインド経済の見通しとしてはさらなる安定成長が予想されている。インドは 2008 年の米国発の金融危機からも短期間で回復を遂げた。2010 年 4 月にインド準備銀行 (Reserve Bank of India) から出された“Annual Policy Statement for the Year 2010-11”によると、2010 年から 11 年にかけての実質 GDP 成長率を高含みで 8.0%と想定している。一方、最近の卸売物価指数 (Wholesale Price Index) も堅調な上昇傾向にあり、今のところ約 10%のインフレとなっている。かかる状況下、政府はレポ金利を 5%から 5.25%への引き上げを決定。さらに 7 月 28 日、政府は今年 4 度目のレポ金利の引き上げを行い、5.75%としている。

従い、財務リスクとして金利が高ぶれするリスクは大変現実的であり、これを考慮して投資価値の評価を行うべきである。(しかしながら、本レポートでの分析の前提としては、12%の資本コストを一貫して採用している。なぜならば、本レポートの主目的は改善提案による増分利益の把握であり、各提案の費用対効果を比較分析することである。資本コストの変動による影響を一様に分析すると、本来の財務分析の目的を逆に見失う可能性が生じる。)

6.15.4 経済財務分析 - ケーススタディー (Economic and Financial Analysis - Case Study)

本レポート 6.15.3 の“メソッド”で説明のとおり、本レポート 6.15.2 “分析対象”の Table 6.15-1 “Current items for Financial Analysis”についてまず CBA、続いて DCF 分析を行い、その後各改善項目の評価を行う。

最終的に、分析対象全てを比較テーブルに置き、CBA、PO、NPV、IRR および BCR による総合評価を行う。

また、キャッシュフロー分析の期間において、Air Heater Seal Renovation は 10 年、Turbine Seal Fin Replacement は 6 年と差があるが、これらはそれぞれの改善項目の耐用年数の違いによるものである。これら改善項目の違いによる 10 年、6 年といった耐用年数の違いは、Korba #6 のみならず、Singrauli #4 および Rihand #2 にも当てはまる。

6.15.4.1 Korba #6

経済財務分析の前提として、性能、コストデータを以下のとおり整理する。

Table 6.15-4 Korba #6 Fundamental Data for Financial Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	500	
	Plant Load Factor	%	96.2	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09. This is a annually-averaged PLF of the power plant.
	Generation	MWh	4,213,560	Calculated by Plant Load Factor above
Performance (ST test data)	Unit Load	MW	500.4	Table 6.13-6 in this report
	Coal Flow	t/h	325.9	Table 6.13-6 in this report
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.65128	Calculated by Unit Load and Coal flow
	GCV	kcal/kg	3690	Table 6.13-5 in this report
Fuel Consumption	Fuel Unit Price	Rs/t	737.5	Table 4-1 of Section 8.3-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Annual Fuel Cost	Rs.	2,023,850,167	Calculated by Generation and Fuel Unit Price

また、分析の対象として、Korba #6 では、“Air Heater Renovation”、“Turbine Seal Fin Replacement”を、ある程度の経済メリットが期待できるものとして選択した。

(1) Cost Benefit Analysis

1) Air Heater Seal Renovation by Sector Plate Drive Unit (“Option 1” by SDU)

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.4)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment

- Estimated cost for materials and works : Rs. 32,412,670*

* Source of the costs are that for Materials & Equipment (Rs.16,666,670) as one of the initial costs from Japan, for Installation Works (Rs.15,746,000) as the other initial costs calculated by the work-hour under Japanese experience with Indian local labor rate provided by NTPC, and no accompanying periodical Maintenance Cost. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.50%
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by AH renovation : Rs. 8,103,168

本改善提案に関するコストテーブルは、下表 Table 6.15-5 のとおり。コスト積算の根拠として、改修期間を短くするため、2交代制の導入作業を推奨している。

なお、本コストシミュレーションは、実際の実施計画策定の際には、作業の具体的仕様や各種要因の影響を受け、変わる可能性があることを理解しなければならない。このため、実際に改善実施の意思決定を行なう際には、十分な注意を払ってのコストの見積もりが必要となる。

なお、本章 6.15.4.1“Korba #6”にあるSDU, FRSおよびFRS & CCS方式によるAir Heater Seal Renovationのコスト見積もりは、Korba #6 だけでなく、Singrauli発電所ユニット#4 でも使用する。

Table 6.15-5 Cost Data of Air Heater Seal Renovation by SDU for Korba #6 & Singrauli #4

AH Seal Renovation Cost (SDU) by 2 shifts				Initial Cost = Rs. 32,412,670 =(a)+(b)	
				O&M Cost = Rs. -	
1 Materials & Equipment (Initial Cost)					
		(1,000 Yen)	Rs. (converted by 1RS = 2.1Yen)		
SDU	35,000	Rs.	16,666,670 (a)		
2 Period	30 days				
3 Installation Cost (Initial Cost)					
					RS
Supervisor from OEM	MM	8	1,666,670	per month	13,333,360
Engineer	MM	6	100000	per month	600,000
Safety officer	MM	2	100000	per month	200,000
Insulation worker	MM	37	6750	per month	225x30 days 252,900
Mechanical worker	MM	21	11250	per month	375x30 days 237,000
Welder	MM	12	11250	per month	375x30 days 132,000
Ironsmith	MM	56	6750	per month	225x30 days 379,350
steeplejack	MM	28	6750	per month	225x30 days 189,450
Electrical worker	MM	37	11250	per month	375x30 days 421,500
Total					15,746,000 (b)
(1RS =2.1Yen)					
4 O&M Cost same as a present (no special cost)					

b) Estimated incremental profit

With the assumption of the “Cost and Efficiency Improvement Ratio” above, we calculated a net incremental profit for basic understanding of the profitability for this improvement item.

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs. 2,023,852,926
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs. 2,013,784,006 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs. 10,068,920
D. Incremental Cost	:	Rs. 8,103,168
E. Net Incremental Profit (= C – D)	:	Rs. 1,965,752 (years 1 to 4)
F. Future Net Incremental Profit	:	Rs. 10,068,920 (from year 5)

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 96.2% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBAの結果、Korba #6 でのAir Heater Seal Renovation(SDU)については、収益性が見込まれる。当初 4 年間の減価償却期間においても会計上赤字とはならず、5 年目以降は、年間 10 百万ルピーの増分利益が見込める。さらに、本レポート”Fig. 6.15-2 Degradation of Air Heater Seal

Renovation by SDU or FRS at Korba #6”で既に説明の経年劣化の影響を踏まえ、10年間の耐用年数期間における増分利益を下図のとおり示している。

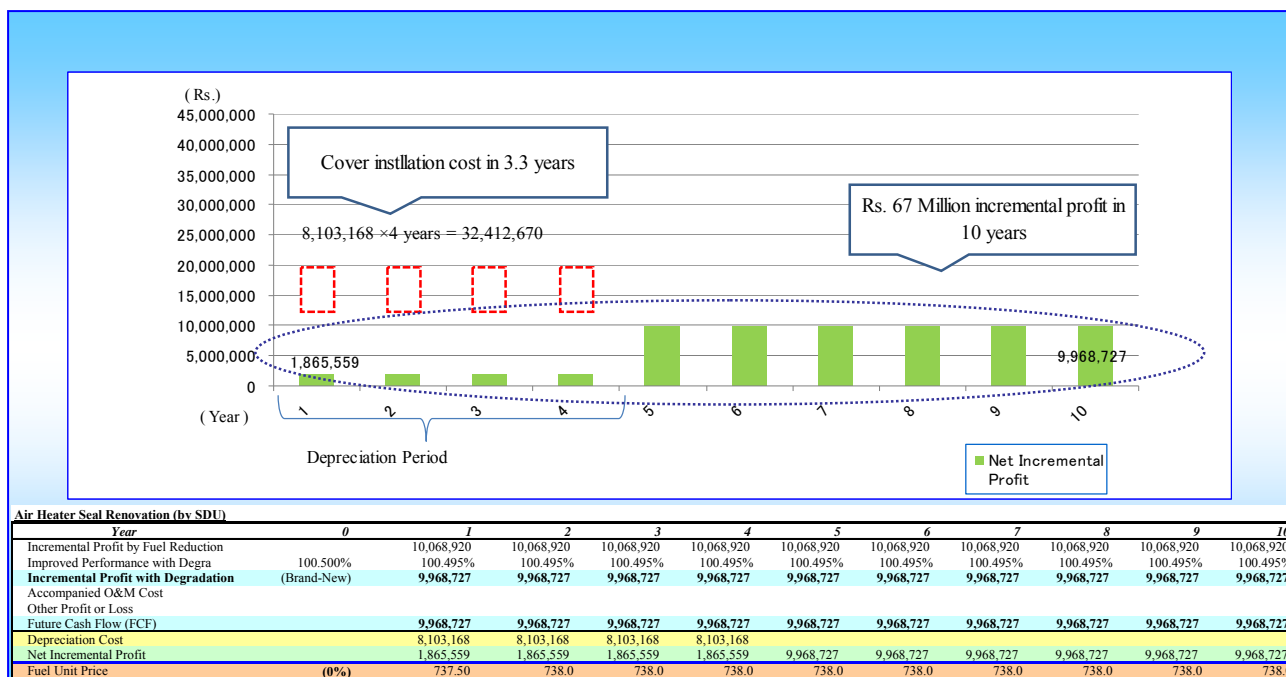


Fig. 6.15-8 Anticipated long term incremental profit of AH by SDU at Korba #6

2) Air Heater Seal Renovation by Floating Radial Seals (“Option 2” by FRS)

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.4)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment

- Estimated cost for materials and works : Rs. 36,280,140*

* Source of the costs are that for Materials & Equipment (Rs.17,857,140) as one of the initial costs from Japan, for Installation Works (Rs.18,423,000) as the other initial costs calculated by the work-hour under Japanese experience with Indian local labor rate provided by NTPC, and no accompanying periodical Maintenance Cost. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.50%
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by AH renovation : Rs. 9,070,035
- Incremental O&M cost by AH renovation : Rs. 571,430* (from year 1 to final year)

* This is a periodical maintenance cost (Rs. 571,430) from Japan provided by JICA-ST. Most of the cost is for consumable materials which are made only in Japan. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

本改善提案に関するコストテーブルは、下表 Table 6.15-6 のとおり。コスト積算の根拠として、改修期間を短くするため、2交代制の導入作業を推奨している。

なお、本コストシミュレーションは、実際の実施計画策定の際には、作業の具体的仕様や各種要因の影響を受け、変わる可能性があることを理解しなければならない。このため、実際に改善実施の意思決定を行う際には、十分な注意を払ってのコストの見積もりが必要となる。

Table 6.15-6 Cost Data of Air Heater Seal Renovation by FRS for Korba #6 & Singrauli #4

AH Seal Renovation Cost (FRS) by 2 shifts				Initial Cost = Rs. 36,280,140 = (c)+(d)	
				O&M Cost = Rs. 571,430 = (e)	
1 Materials & Equipment (Initial Cost)					
	(1,000 Yen)			Rs. (converted by 1RS = 2.1Yen)	
FRS	37,500			Rs. 17,857,140	
Total	37,500			Rs. 17,857,140 (c)	
2 Period	35 days				
3 Installation Cost (Initial Cost)					
					RS
Supervisor from OEM	MM	8	1,666,670	per month	13,333,360
Engineer	MM	6	100000	per month	600,000
Safety officer	MM	2	100000	per month	200,000
Insulation worker	MM	37	6750	per month	225x30 days 252,900
Mechanical worker	MM	21	11250	per month	375x30 days 237,000
Welder	MM	12	11250	per month	375x30 days 132,000
Ironsmith	MM	56	6750	per month	225x30 days 379,350
steeplejack	MM	28	6750	per month	225x30 days 189,450
Electrical work	MM	37	11250	per month	375x30 days 421,500
Total				30 days	1.0 MM = Rs. 15,746,000
(1RS = 2.1Yen)		Converted from 30 to 35 days		35 days	1.17MM = Rs. 18,423,000 (d)
4 O&M Cost (once per year and a half)					
				Rs. (converted by 1RS = 2.1Yen)	
				for 1.5 year	for 1 year
FRS Carbon Replace				¥1,800,000	¥1,200,000
					Rs. 571,430
Total				¥1,800,000	¥1,200,000
					Rs. 571,430 (e)

b) Estimated incremental profit

With the assumption of the “Cost and Efficiency Improvement Ratio” above, we calculated a net incremental profit for basic understanding of the profitability for this improvement item.

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs. 2,023,852,926
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs. 2,013,784,006 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs. 10,068,920
D. Incremental Cost	:	Rs. 9,641,465 (years 1 to 4)
<u>E. Net Incremental Profit (= C – D)</u>	:	<u>Rs. 427,455 (years 1 to 4)</u>
<u>F. Future Net Incremental Profit</u>	:	<u>Rs. 9,497,490 (from year 5)</u>

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 96.2% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBAの結果、Korba #6 での Air Heater Seal Renovation(FRS)については、収益性が見込まれる。当初4年間の減価償却期間においても会計上赤字とはならず、5年目以降は、年間9.5百万ルピーの増分利益が見込める。さらに、本レポートの先図 Fig. 6.15-2 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6 ” で既に説明の経年劣化の影響を踏まえ、10年間の耐用年数期間における増分利益を下図のとおり示している。

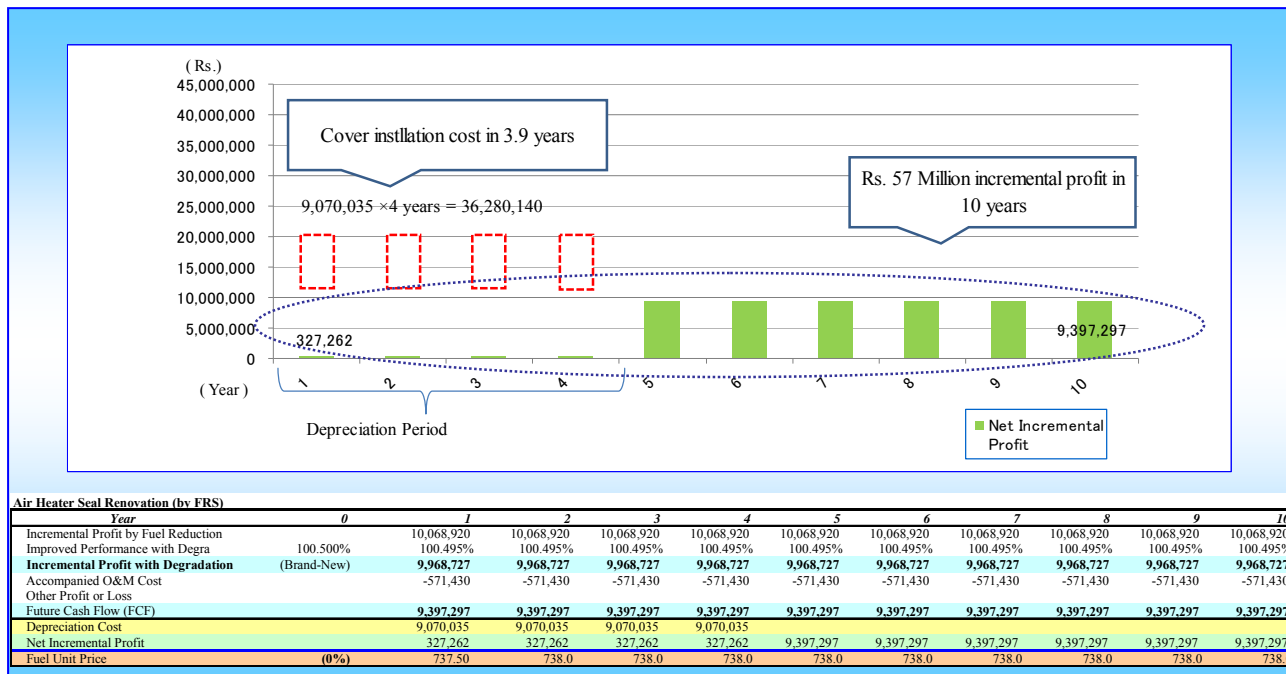


Fig. 6.15-9 Anticipated long term incremental profit of AH by FRS at Korba #6

3) Air Heater Seal Renovation by Floating Radial Seals & Carbon Circum Seal (“Option 3” by FRS & CCS)

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.4)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment

- Estimated cost for materials and works : Rs. 87,931,850*

* Source of the costs are that for Materials & Equipment (Rs.50,142,850) as one of the initial costs from Japan, for Installation Works (Rs.37,789,000) as the other initial costs calculated by the work-hour under Japanese experience with Indian local labor rate provided by NTPC, and no accompanying periodical Maintenance Cost. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.52%
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by AH renovation : Rs. 21,982,963
- Incremental O&M cost by AH renovation : Rs. 1,587,300* (from year 1 to final year)

* This is a periodical maintenance cost (Rs. 1,587,300) from Japan provided by JICA-ST. Most of the cost is for consumable materials which are made only in Japan. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

本改善提案に関するコストテーブルは、下表 Table 6.15-7 のとおり。コスト積算の根拠として、改修期間を短くするため、3交代制の導入作業を推奨している。

なお、本コストシミュレーションは、実際の実施計画策定の際には、作業の具体的仕様や各種要因の影響を受け、変わる可能性があることを理解しなければならない。このため、実際に改善実施の意思決定を行う際には、十分な注意を払ってのコストの見積もりが必要となる。

Table 6.15-7 Cost Data of Air Heater Seal Renovation by FRS & CCS for Korba #6 & Singrauli #4

H Seal Renovation Cost (FRS & CCS) by 3 shifts				Initial Cost = Rs. 87,931,850 = (f)+(g)	
				O&M Cost = Rs. 1,587,300 = (h)	
Materials & Equipment (Initial Cost)					
	(1,000 Yen)		Rs. (converted by 1RS = 2.1Yen)		
FRS	37,500		Rs. 17,857,140		
CCS	67,800		Rs. 32,285,710		
Total	105,300		Rs. 50,142,850 (f)		
Period	47 days				
Installation Cost (Initial Cost)					
RS					
Supervisor from OEM	MM	12	1,666,670	per month	20,000,040
Engineer	MM	9	100,000	per month	900,000
Safety officer	MM	3	100,000	per month	300,000
Insulation worker	MM	56	6,750	per month	225x30 days 379,350
Mechanical worker	MM	32	11,250	per month	375x30 days 355,500
Welder	MM	18	11,250	per month	375x30 days 198,000
Ironsmith	MM	84	6,750	per month	225x30 days 569,025
steeplejack	MM	42	6,750	per month	225x30 days 284,175
Electrical work	MM	56	11,250	per month	375x30 days 632,250
Total				30 days	1.0 MM = Rs. 23,618,340
(1RS = 2.1Yen)			Converted from 30 to 47 days	47 days	1.6 MM = Rs. 37,789,000 (g)
O&M Cost (once per year and a half)					
			Rs. (converted by 1RS = 2.1Yen)		
			for 1.5 year	for 1 year	for 1 year in Rs.
FRS Carbon Replace			¥1,800,000	¥1,200,000	Rs. 571,430
CCS Carbon Replace			¥3,200,000	¥2,133,333	Rs. 1,015,870
Total			¥5,000,000	¥3,333,333	Rs. 1,587,300 (h)

b) Estimated incremental profit

With the assumption of the “Cost and Efficiency Improvement Ratio” above, we calculated a net incremental profit for basic understanding of the profitability for this improvement item.

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs. 2,023,852,926
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs. 2,013,383,332 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs. 10,469,594
D. Incremental Cost	:	Rs. 23,570,263 (years 1 to 4)
E. Net Incremental Profit (= C – D)	:	Rs. -13,100,669 (years 1 to 4)
F. Future Net Incremental Profit	:	Rs. 8,882,294 (from year 5)

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 96.2% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBA の結果、Korba #6 での Air Heater Seal Renovation(FRS&CCS)については、収益性が見込まれない。当初 4 年間の減価償却期間においてはかなりの会計上赤字となり、総額 52.4 百万ルピーにのぼる損失を 5 年目以降に繰り越しても回収できそうにない。さらに、経年劣化 (degradation) と 10 年の耐用年数を考慮し、増分利益の合計を評価する。Air Heater Seal Renovation(FRS&CS)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 0.45%から 0.43%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 0.52%から 0.50%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 100.515%(発電所ユニット全体の効率の相対的増分値。各年の始期 100.52%、終期 100.51%の平均)となり、本値で実際の分析を行う。

	Brand-New	1yr later	after maintenance	2 yrs later	after maintenance	3 yrs later
Degradation of Improved Performance (a)	100.52%	100.51%	100.52%	100.51%	100.52%	100.51%
Degradation Coefficient (r) = a / (100.52%)	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 "h"		100.515%	100.515%	100.515% (as same as a before..)		

Fig. 6.15-10 Degradation of Air Heater Seal Renovation by FRS&CCS at Korba #6

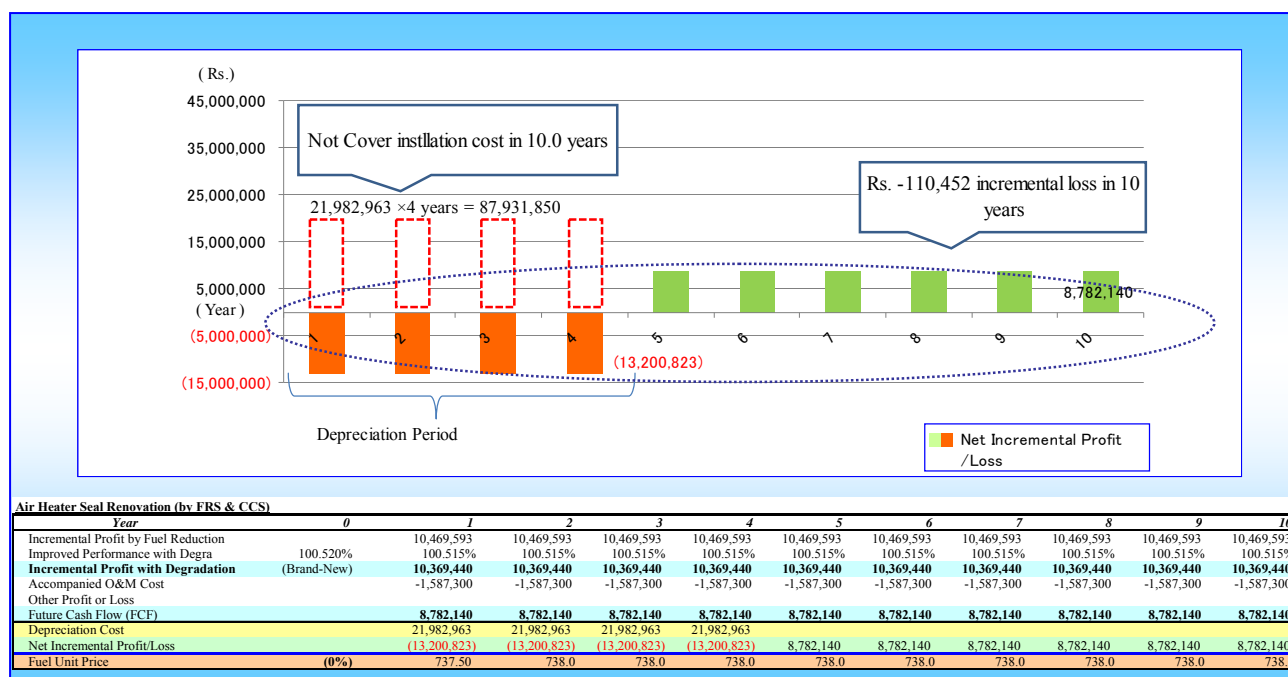


Fig. 6.15-11 Anticipated long term incremental profit of AH by FRS&CCS at Korba #6

4) Turbine Seal Fin Replacement

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.13)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment, but partial data below were calculated by Finance

- Estimated cost for materials and works : Rs. 29,500,000 *

* All the costs are Indian local cost provided by NTPC (see details in Chapter 6.13.3-(1)).

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.7% (by JICA-ST Technical Assessment)
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by Seal Fin Replacement: Rs. 7,375,000

b) Estimated incremental profit

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs. 2,023,850,167
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs. 2,023,852,926 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs. 14,068,491
D. Incremental Cost	:	Rs. 7,375,000 (years 1 to 4)
E. Net Incremental Profit (= C – D)	:	Rs. 6,693,491 (years 1 to 4)
F. Future Net Incremental Profit	:	Rs. 14,068,491 (from year 5)

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 96.2% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBA の結果、Korba #6 での Turbine Seal Fin Replacement については、収益性が見込まれる。当初 4 年間の減価償却期間においても会計上赤字とはならず、5 年目以降は、年間 14.1 百万ルピーの増分利益が見込める。さらに、本レポートでは経年劣化の影響を踏まえ、6 年間の耐用年数期間における増分利益を分析する。Turbine Seal Fin Replacement によるプラントの改善効率（相対的増分値）は、新たにシールフィンを導入してから 6 年の耐用年数の間に、0.70%から 0.00%まで減少する。JICA ST が示した劣化係数によると、新規導入時の改善効率（相対的増分値）は 1 年間で 0.70%から 0.47%に、さらに 2 年後には 0.33%にまで減少する。そして、経済財務分析における利便性の観点から、各 1 年間での平均改善効率値を算出し使用する（例えば 1 年目では、始期の 100.70%と終期の 100.47%の平均）。

Unit		Korba #6							
Item	Inatallation cost	Improvement ratio (a)	Brand-New	1yr later	2 yrs later	3 yrs later	4 yrs later	5 yrs later	6 yrs later
HP+IP	Rs. 29,500,000	0.70%	1	0.9978	0.9964	0.9953	0.9944	0.9937	0.9930
Degradation Coefficient (b)			1	0.9978	0.9964	0.9953	0.9944	0.9937	0.9930
Degraded Improved Performance (100% + a) × b = (c)			100.70%	100.47%	100.33%	100.23%	100.14%	100.07%	100.00%
Actual Improved Performance for simulation			1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	
Average of each year of beginning and end above "c"			100.59%	100.40%	100.28%	100.18%	100.10%	100.03%	

Fig. 6.15-12 Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6

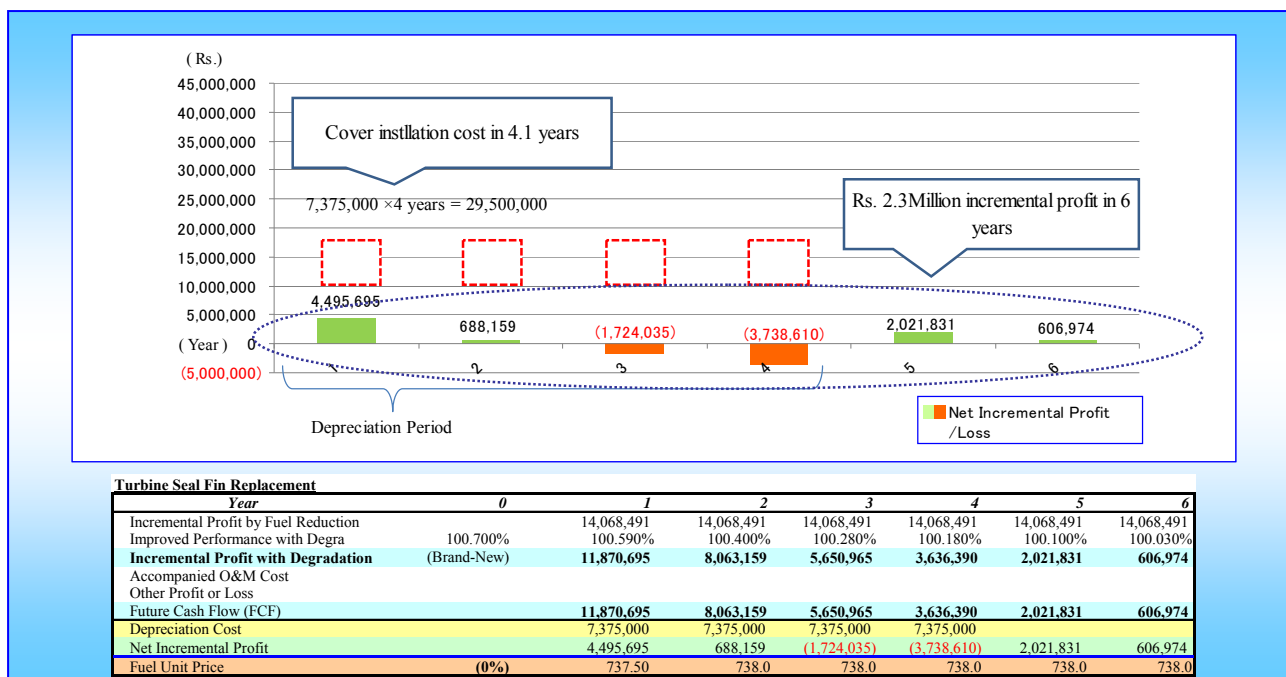


Fig. 6.15-13 Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6

5) Evaluation of Cost Benefit Analysis

費用対効果分析の結果、Air Heater Seal Renovation の提案の内、“Option 1”(by SDU)と“Option 2”(by FRS)はともに効果的であると考えられる。なぜならば、これらによって改修されるプラントユニットは、50 百万ルピー以上の燃料費削減による増分利益を期待できる。プラントユニットは、改善のための投資を行う初年度から（当初減価償却費を認識せざるを得ないものの）、会計上も利益を生み出す。また、投資コストは大体 3 - 4 年で回収可能。

一方、同提案の内、“Option 3”(by FRS & CCS)については、約 88 百万ルピーという高額な初期投資コストにより、経済的効果を期待できそうにない。さらに、本オプションではカーボン・シールメンテナンスのため、年間 1.6 百万ルピーのコスト増を伴う。もし、Air Heater Seal Renovation を実施するとしても、“Option 3”(by FRS & CCS)を選択する場合、初期投資の回収にはその耐用年数である 10 年を超える期間が必要となる。

つまり、費用対効果の観点からは、“Option 3”(by FRS & CCS)を実施する段階において、利益創出やコスト削減など大きな変化が期待できない現在の前提条件下では、このオプションを推奨することは極めて困難である。

Turbine Seal Fin Replacement については、改善効率幅の 0.70%から 0.00%といった本改善項目自体の急激な経年劣化による影響および 6 年という短期間の耐用年数の影響で、6 年間通算での増分利益はわずか 2.3 百万ルピーにとどまり、また、投資回収(PO)には 4.1 年を要す。（本改善投資による減価償却期間後に）黒字化する期間もわずか 2 年である。

しかしながら、本費用対効果分析では会計ベースでの損失分析のみで、資本コストを考慮していないため、次の資本コストを考慮した DCF 分析をさらに進める。

(2) DCF Approach Analysis

本節 6.15.4.1-(2)ではまず、Korba #6 のAir Heater Seal Renovation “Option 2”(by FRS)に関するDCF分析を行う。先の 6.15.4.1-(1)でのCBAでは、投資コストをカバーするだけの十分な増分利益が期待できた。本節でも、6.15.4.1-(1)のCBAが採用したのと同様の性能、コストおよび 0.5% の改善効率といった前提条件の下、DCF分析を行う。

Option 1”(by SDU)に関するDCF分析にはついては、既に本レポートで先の 6.15.3.4-(1)“DCF Approach in Practice”で実施しているため、必要であればそこを参照いただきたい。

次に、Air Heater Seal Renovation “Option 3”(by FRS & CCS)に関するDCF分析を行う。このオプションについては、先の 6.15.4.1-(1)“Cost Benefit Analysis”でレポートのとおり、基本的には不採算である。このため、資本コストを踏まえたさらなる財務分析は不要ではないかとの考えもあるかもしれないが、参考として本オプションの投資価値に関する理解を深めるため、DCF分析を実施する。前提条件については、先の 6.15.4.1-(1)のCBAで採用した性能やコスト、0.52%の改善効率と同一の条件下、DCF分析を行う。

3 番目に、Turbine Seal Fin Replacement に関するDCF分析を行う。先の 6.15.4.1-(1)“Cost Benefit Analysis”では、本提案は収益性が見込まれるとの結論であった。なぜならば、29.5 百万ルピーの投資コストは 6 年の耐用年数の期間内である 4.1 年で回収でき、6 年間トータルで、2.3 百万ルピーの純増分利益が期待できる。しかしながら、投資コストに比べて利益は 7.8%とほんのわずかであるため、本提案項目の実施を容易には推奨できない。そこで、本提案項目の投資価値を他の側面からも深く理解するため、先の 6.15.4.1-(1)のCBAで採用した性能やコスト、0.70%の改善効率等の同一の前提条件で、DCF分析を行う。

1) Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS)

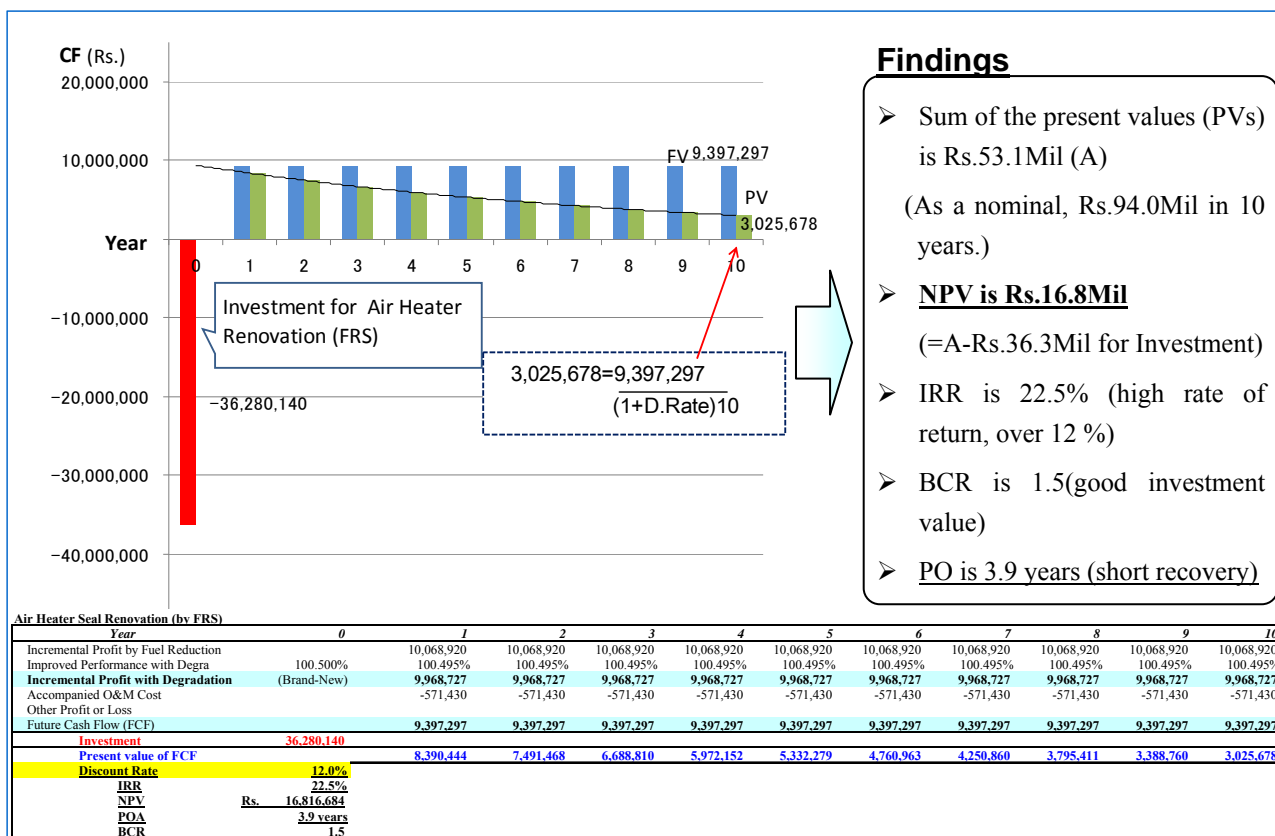


Fig. 6.15-14 DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS) at Korba #6

Air Heater Seal Renovation “Option 2”(by FRS)は、36.3 百万ルピーの投資コストを十分にカバーするほどの 53.1 百万ルピーの増分利益（将来収益を現在価値に割り引いたもの）が見込めるため、投資価値はあると考えられる。結果、10 年間で確保できる NPV は、16.8 百万ルピーとなる。

IRR(NTPC の投資基準である 12%のハードルレートを超えるかどうかで投資価値を評価する指標)は 22.5%と投資の意思決定には十分な値であり、BCR（現在価値で割り引いた将来創出利益の投資額に対する比率）も 1.5 と十分な投資価値が期待できる。言い換えると、投資の 1.5 倍のリターンが見込める。

3.9 年の投資回収期間についても短期間での回収可能性を示し、良好（耐用年数の期間内での早期回収が可能）。逆に、投資回収に必要な期間が、長くなればなるほど、何らか運転中の事故や予想以上の設備の経年劣化などリスクの増大の可能性は高まる。従い、3 年程度の投資回収期間(PO)は、短かつ理想的な回収期間である。

* Note: Payout time (PO) does not consider time value of money with cost of capital as do NPV, IRR and BCR, but as a reference we show PO in this section. So please be advised that PO is not an indicator within the DCF Approach.

よって、財務の観点から、本改善提案は採算性があり、推奨できる。

2) Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS)

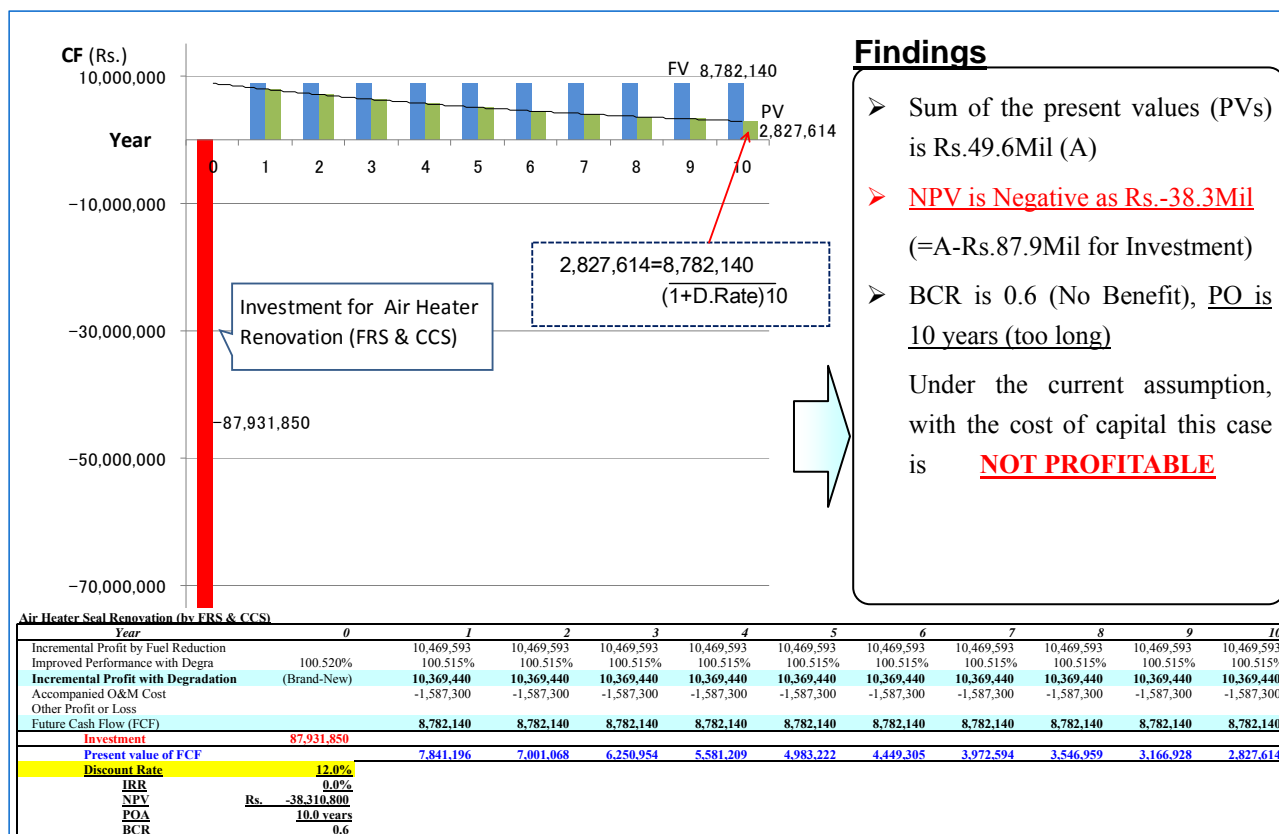


Fig. 6.15-15 DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS) at Korba #6

DCF 分析の結果、現状では Air Heater Seal Renovation “Option 3”(by FRS & CCS)については、投資価値があるとは言えない。なぜならば、87.9 百万ルピーもの投資コストに対し、ほんの 49.6 百万ルピーの収入（将来収益を現在価値に割り引いたもの）しか期待できないからである。このため 10 年間での NPV もマイナス 38.3 百万ルピーとなる。本オプションでは、たとえ DCF 分析の期間を 25 年に延伸したとしても、NPV は若干良くなるが、プラスには転じない（マイナス 19.1 百万ルピー）。

仮に 12%の資本コストを考慮しないとしても、“Option3(FRS & CCS)”では、投資回収に約 10 年(PO)かかる。それでも、(“Option 3(FRS & CCS)”導入のため、同オプションの)運用期間を延ばすということをして、何らかの運転中の事故や予想以上の設備の経年劣化など(により投資回収に影響を及ぼす)リスクの増大の可能性は高まる。

したが、 “Option 3(FRS & CCS)”を選択するための特段の理由がなければ、財務の観点からこのオプションを推奨することはできない。

3) Comparative Analysis - “Option 2 (FRS)” and “Option 3 (FRS & CCS)” of Air Heater Seal Renovation

Air Heater Seal Renovation の“Option 2(FRS)”と比べると、“Option 3(FRS & CCS)”がかなり高コスト、かつ投資回収に期間を要することがわかる。

“Option 2(FRS)”は 53.1 百万ルピー、“Option 3(FRS, CCS)”は 49.6 百万ルピーとほぼ同水準の将来収益（現在価値に割り引いたものの合計）が期待できる。しかしながら、“Option 2(FRS)”ではわずか 36.3 百万ルピーの投資コストに対し、“Option 3(FRS & CCS)”の実施には、87.9 百万ルピーと“Option 2(FRS)”の約 2 倍の投資コストがかかる。したがって、10 年間の NPV は“Option 2(FRS)”がプラス 16.8 百万ルピーとなるのに対し、一方“Option 3(FRS & CCS)”はマイナス 38.3 百万ルピーとなる。

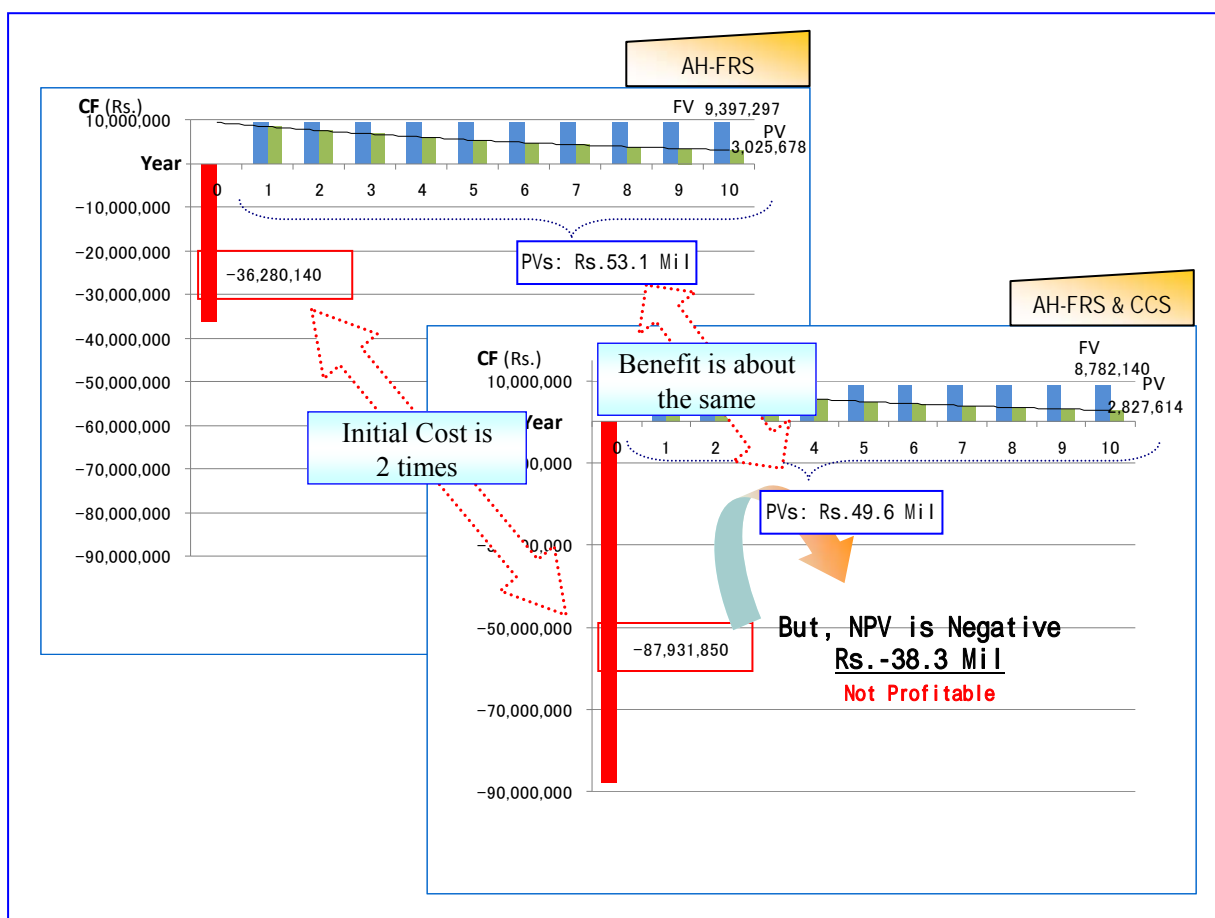


Fig. 6.15-16 Comparison of the Cost Benefit for 2 options for Air Heater Seal Renovation at Korba #6

4) Turbine Seal Fin Replacement

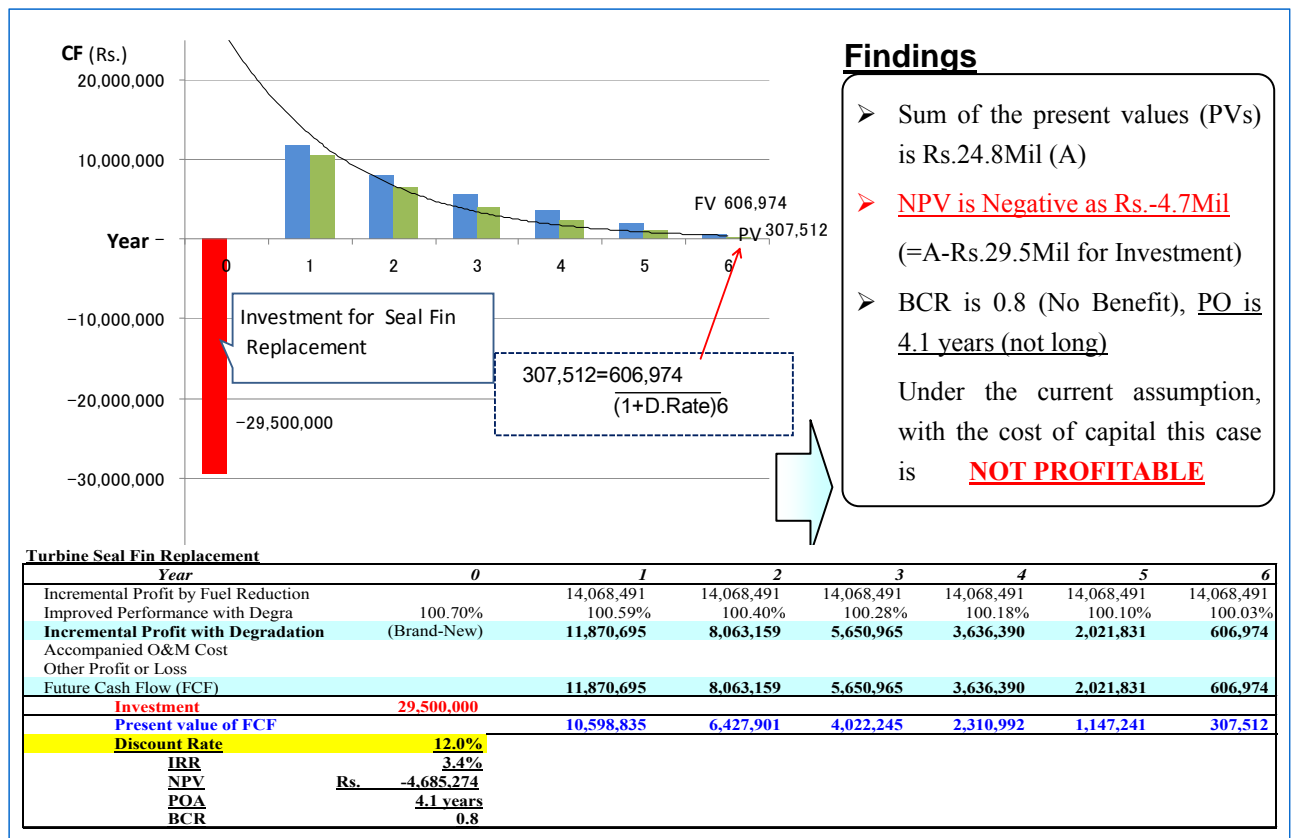


Fig. 6.15-17 DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Korba #6

もし、現状でのDCF分析結果をシンプルに採用するとしたら、Korba #6 のTurbine Seal Fin Replacementによる改善提案は不採算と言わざるをえない。なぜならば、先の6.15.4.1-(1)の費用対効果分析(CBA)の結果では「採算性あり」となっているが、NPVはマイナスとなるからである。しかしながら、NPVのマイナスも-4.7百万ルピーと29.5百万ルピーの投資コストに対して割合小さい。このため、例えば投資コストを20%(5.9百万ルピー)引き下げたり、耐用年数を延伸化したりなど、ある程度の実際的努力を行えば、NPVはプラスに転じ、Turbine Seal Fin Replacementも選択肢となりうる。

一方、Turbine Seal Fin Replacementの経年劣化は6年間の耐用年数期間で0.70%から0.00%へと消滅するほど急激であり、これが不採算の一つの原因である。

現時点、DCF分析の結果からは、このTurbine Seal Fin Replacementの提案については、推奨できない。しかしながら、実際に改善項目の選択を具体的に検討する際には、さらなるコスト削減や耐用年数の延伸化の可能性などを掘り下げて検討する余地がある。

5) Evaluation of DCF Approach Analysis for proposals at Korba #6

DCF分析については、Air Heater Seal Renovationの提案の内、“Option 1”(by SDU)と“Option 2”(by FRS)については投資に対する十分なりターンが期待でき、実施価値があるという

結果になっている。しかしながら、同提案の内、“Option 3”(by FRS & CCS)、また、Turbine Seal Fin Replacement については推奨できない。

Air Heater Seal Renovation の“Option 1”(by SDU)と“Option 2”(by FRS)の投資価値はほぼ同じである。“Option 1”(by SDU)については、32.4 百万ルピーの初期投資に対し、NPV は 23.9 百万ルピー、IRR は 28.2%、BCR は 1.7 が期待できる。一方、“Option 2”(by FRS)については 36.3 百万ルピーの初期投資に対し、NPV は 16.8 百万ルピー、IRR は 22.5%、BCR は 1.5 が期待できる。財務の観点的では、両オプションの間には大きな差はない。すなわち、Korba #6 の効率改善オプションとして Air Heater Seal Renovation の“Option 1”(by SDU)、あるいは“Option 2”(by FRS)のいずれかを選択する際に優先すべき観点は、財務的のものよりも、例えばオプションの信頼性や運用面、または先進技術であるかなど、技術的観点とすべきであると考えられる。

Turbine Seal Fin Replacement については、現在の前提条件においては、推奨し難い。しかしながら、NPV のマイナスも-4.7 百万ルピーと 29.5 百万ルピーの投資コストに対して割合小さい。このため、例えば投資コストを 20%(5.9 百万ルピー)引き下げたり、耐用年数を延伸化したりなど、ある程度の実際の努力を行えば、NPV はプラスに転じ、Turbine Seal Fin Replacement も選択肢となりうる。ただし、もし、Korba #6 の資本的支出に関し、資金が極めて限定的であり、さらには他の各効率改善提案の諸条件も全く同じである場合、財務の観点からは Turbine Seal Fin Replacement を最優先の改善項目とすることはできそうにない。

Air Heater Seal Renovation の“Option 3(FRS & CCS)”は、“Option 1(SDU)”および“Option 2(FRS)”と比較すると、あまりにも高額かつ投資回収期間も長い。そこで、“Option 3(FRS & CCS)”導入のため、同オプションの運用期間を延ばすということをして、何らかの運転中の事故や予想以上の設備の経年劣化など(により投資回収に影響を及ぼす)リスクの増大の可能性は高まる。したがって、“Option 3(FRS & CCS)”を選択するための特段の理由がなければ、財務の観点からこのオプションを推奨することはできない。

6.15.4.2 Singrauli #4

経済財務分析の前提として、性能、コストデータを以下のとおり整理する。

Table 6.15-8 Singrauli #4 Fundamental Data for Financial Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	200	
	Plant Load Factor	%	90.7	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Generation	MWh	1,589,064.0	Calculated by Plant Load Factor above
Performance (ST test data)	Unit Load	MW	200	Table 6.13-9 in this report
	Coal Flow	t/h	141	Table 6.13-9 in this report
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.70500	Calculated by Unit Load and Coal flow
	GCV	kcal/kg	3550	Table 6.13-8 in this report
Fuel Consumption	Fuel Unit Price	Rs/t	737.5*	Table 8.3-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09 No Specific data, so Korba PS data as a substitute
	Annual Fuel Cost	Rs.	826,213,964	Calculated by Generation and Fuel Unit Price

また、分析の対象として、Singrauli #4 では、“Air Heater Renovation”、“Turbine Seal Fin Replacement”を、ある程度の経済メリットが期待できるものとして選択した。

(1) Cost Benefit Analysis

1) Air Heater Seal Renovation by Sector Plate Drive Unit (“Option 1” by SDU)

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.4)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment

- Estimated cost for materials and works : Rs. 32,412,670*

* Source of the costs are that for Materials & Equipment (Rs.16,666,670) as one of the initial costs from Japan, for Installation Works (Rs.15,746,000) as the other initial costs calculated by the work-hour under Japanese experience with Indian local labor rate, provided by NTPC, and no accompanying periodical Maintenance Cost. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.73%
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by AH renovation : Rs. 8,103,168

コスト積算の根拠として、改修期間を短くするため、2交代制の導入作業を推奨している。

本改善提案に関するコストテーブルは、先の 6.15.4.1-(1) “Cost Benefit Analysis”の中の Table 6.15-5 “Cost Data of Air Heater Seal Renovation by SDU for Korba #6 & Singrauli #4”で示したとおりである。

なお、本コストシミュレーションは、実際の実施計画策定の際には、作業の具体的仕様や各種要因の影響を受け、変わる可能性があることを理解しなければならない。このため、実際に改善実施の意思決定を行なう際には、十分な注意を払ってのコストの見積もりが必要となる。

b) Estimated incremental profit

With the assumption of the “Cost and Efficiency Improvement Ratio” above, we calculated a net incremental profit for basic understanding of the profitability for this improvement item.

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs.	826,213,964
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs.	820,226,311 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs.	5,987,653
D. Incremental Cost	:	Rs.	8,103,168
E. Net Incremental Profit (= C – D)	:	Rs.	-2,115,515 (years 1 to 4)
F. Future Net Incremental Profit	:	Rs.	5,987,653 (from year 5)

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 90.7% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBAの結果、Singrauli #4でのAir Heater Seal Renovation(SDU)については、収益性が見込まれる。当初4年間の減価償却期間においては、会計上マイナス2.1百万ルピーと赤字となるものの、5年目以降は、まず2年間で約11百万ルピーの利益が見込め、当初4年間の繰越損失がカバーできる。

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、定期点検期間が1年半とすると、その間に0.64%から0.55%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0.73%から0.63%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100.700%(発電所ユニット全体の効率の相対的増分値。各年の始期100.73%、終期100.67%の平均)となり、本値で実際の分析を行う。

なお、ここで使用する以下Fig. 6.15-18 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Singrauli #4”の経年劣化の数値については、Singrauli #4におけるSDU方式によるAir Heater Seal Renovationだけでなく、FRS方式の場合にも使用する。

	Brand-New	1yr later	after maintenance	2 yrs later	after maintenance	3 yrs later
Degradation of Improved Performance (a)	100.73%	100.67%	100.73%	100.67%	100.73%	100.67%
Degradation Coefficient (r) = a / (100.73%)	1.0000	0.9994	1.0000	0.9994	1.0000	0.9994
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"	100.700%	100.700%	100.700%	(as same as a before..)		

Fig. 6.15-18 Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Singrauli #4



Fig. 6.15-19 Anticipated long term incremental profit of AH by SDU at Singrauli #4

2) Air Heater Seal Renovation by Floating Radial Seals (“Option 2” by FRS)

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.4)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment

- Estimated cost for materials and works : Rs. 36,280,140*

* Source of the costs are that for Materials & Equipment (Rs.17,857,140) as one of the initial costs from Japan, for Installation Works (Rs.18,423,000) as the other initial costs calculated by the work-hour under Japanese experience with Indian local labor rate, provided by NTPC. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.73%
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by AH renovation : Rs. 9,070,035
- Incremental O&M cost by AH renovation : Rs. 571,430* (from year 1 to final year)

* This is a periodical maintenance cost (Rs. 571,430) from Japan provided by JICA-ST. Most of the cost is for consumable materials which are made only in Japan. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

コスト積算の根拠として、改修期間を短くするため、2交代制の導入作業を推奨している。

本改善提案に関するコストテーブルは、先の 6.15.4.1-(1) “Cost Benefit Analysis”. 中の Table 6.15-6 “Cost Data of Air Heater Seal Renovation by FRS for Korba #6 & Singrauli #4”で示したとおりである。

なお、本コストシミュレーションは、実際の実施計画策定の際には、作業の具体的仕様や各種要因の影響を受け、変わる可能性があることを理解しなければならない。このため、実際に改善実施の意思決定を行う際には、十分な注意を払ってのコストの見積もりが必要となる。

c) Estimated incremental profit

With the assumption of the “Cost and Efficiency Improvement Ratio” above, we calculated a net incremental profit for basic understanding of the profitability for this improvement item.

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs.	826,213,964
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs.	820,226,311 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs.	5,987,653
D. Incremental Cost	:	Rs.	9,641,465 (years 1 to 4)
E. Net Incremental Profit (= C – D)	:	Rs.	-3,653,812 (years 1 to 4)
F. Future Net Incremental Profit	:	Rs.	5,416,223(from year 5)

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 90.7% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBA の結果、Singrauli #4 での Air Heater Seal Renovation(FRS)については、収益性が見込まれる。当初 4 年間の減価償却期間においては、会計上マイナス 3.6 百万ルピーと赤字となるものの、5 年目以降の最初の 3 年間で約 15 百万ルピーの利益が見込め、当初 4 年間の繰越損失がカバーできる。

さらに、本レポート 6.15.4.2-(1) “Cost Benefit Analysis”の Fig. 6.15-18 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Singrauli #4”で既に説明の経年劣化の影響を踏まえ、10 年間の耐用年数期間における増分利益を下図のとおり示している。

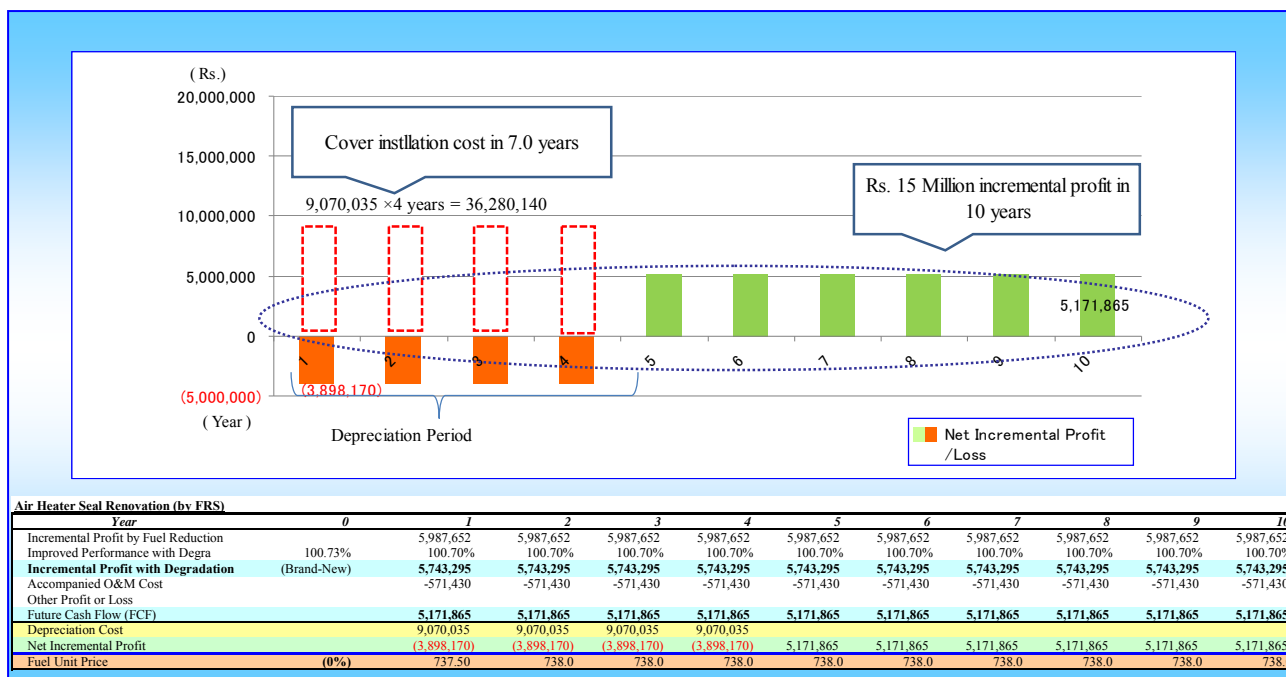


Fig. 6.15-20 Anticipated long term incremental profit of AH by FRS at Singrauli #4

3) Air Heater Seal Renovation by Floating Radial Seals & Carbon Circum Seal (“Option 3” by FRS & CCS)

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.4)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment

- Estimated cost for materials and works : Rs. 87,931,850*

* Source of the costs are that for Materials & Equipment (Rs.50,142,850) as one of the initial costs from Japan, for Installation Works (Rs.37,789,000) as the other initial costs calculated by the work-hour under Japanese experience with Indian local labor rate, provided by NTPC. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.80%
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by AH renovation : Rs. 21,982,963
- Incremental O&M cost by AH renovation : Rs. 1,587,300* (from year 1 to final year)

* This is a periodical maintenance cost (Rs. 1,587,300) from Japan provided by JICA-ST. Most of the cost is for consumable materials which are made only in Japan. The assumed exchange rate is INR 1 = JPY 2.1.

コスト積算の根拠として、改修期間を短くするため、3交代制の導入作業を推奨している。本改善提案に関するコストテーブルは、先に 6.15.4.1-(1) “Cost Benefit Analysis”の Table 6.15-7

“Cost Data of Air Heater Seal Renovation by FRS & CCS for Korba #6 & Singrauli #4”で示したとおり。

なお、本コストシミュレーションは、実際の実施計画策定の際には、作業の具体的仕様や各種要因の影響を受け、変わる可能性があることを理解しなければならない。このため、実際に改善実施の意思決定を行なう際には、十分な注意を払ってのコストの見積もりが必要となる。

b) Estimated incremental profit

With the assumption of the “Cost and Efficiency Improvement Ratio” above, we calculated a net incremental profit for basic understanding of the profitability for this improvement item.

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs.	826,213,964
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs.	819,656,710 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs.	6,557,254
D. Incremental Cost	:	Rs.	23,570,263 (years 1 to 4)
E. Net Incremental Profit (= C – D)	:	Rs.	-17,013,009 (years 1 to 4)
F. Future Net Incremental Profit	:	Rs.	4,969,954 (from year 5)

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 90.7% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBAの結果、Singrauli #4 での Air Heater Seal Renovation(FRS & CCS)については、収益性が見込まれない。当初4年間の減価償却期間においてはかなりの会計上赤字となり、総額68.1百万ルピーにのぼる損失を5年目以降に繰り越しても回収できそうにない。さらに、経年劣化（degradation）と10年の耐用年数を考慮し、増分利益の合計を評価する。Air Heater Seal Renovation(FRS&CS)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0.70%から0.64%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0.80%から0.73%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100.780%（発電所ユニット全体の効率の相対的増分値。各年の始期100.80%、終期100.76%の平均）となり、本値で実際の分析を行う。

	Brand-New	1yr later after maintenance	2 yrs later after maintenance	3 yrs later
Degradation of Improved Performance (a)	100.80%	100.76%	100.80%	100.76%
Degradation Coefficient (r) = a / (100.80%)	1.0000	0.9996	1.0000	0.9996
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"	100.780%	100.780%	100.780%	(as same as a before..)

Fig. 6.15-21 Degradation of Air Heater Seal Renovation by FRS&CCS at Singrauli #4

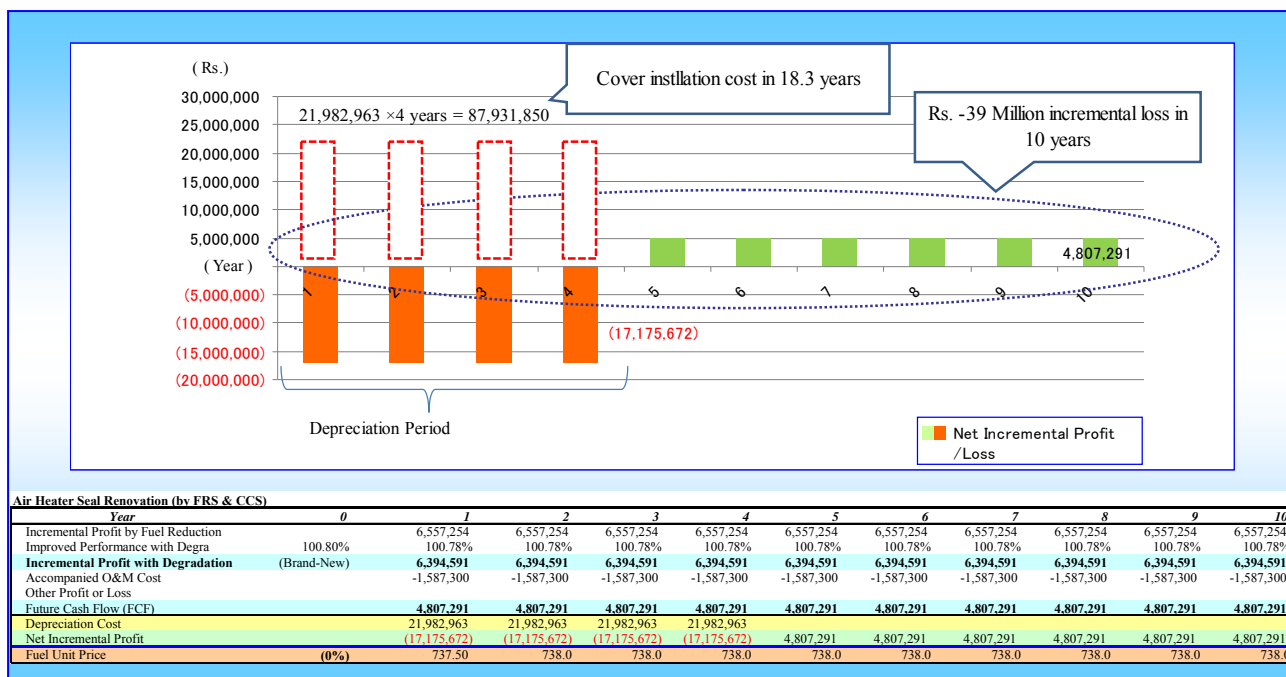


Fig. 6.15-22 Anticipated long term incremental profit of AH by FRS&CCS at Singaruli #4

4) Turbine Seal Fin Replacement

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.13)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment, but partial data below were calculated by Finance

- Estimated cost for materials and works : Rs. 6,288,000*
- * All the costs are Indian local cost provided by NTPC. (see details in Chapter 6.13.3-(3))

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.70% (by JICA-ST Technical Assessment)
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by Seal Fin Replacement: Rs. 1,572,000

2) Estimated incremental profit

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs.	826,213,964
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs.	820,470,669 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs.	5,743,295
D. Incremental Cost	:	Rs.	1,572,000 (years 1 to 4)
E. Net Incremental Profit (= C – D)	:	Rs.	4,171,295 (years 1 to 4)
F. Future Net Incremental Profit	:	Rs.	5,743,295 (from year 5)

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 90.7% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBA の結果、Singrauli #4 での Turbine Seal Fin Replacement については、収益性が見込まれる。当初 4 年間の減価償却期間においても会計上赤字とはならず、5 年目以降は、年間 5.7 百万ルピーの増分利益が見込める。

さらに、本レポートでは経年劣化の影響を踏まえ、6 年間の耐用年数期間における増分利益を分析する。Turbine Seal Fin Replacement によるプラントの改善効率（相対的増分値）は、新たにシールフィンを導入してから 6 年の耐用年数の間に、0.70%から 0.00%まで減少する。JICA ST が示した劣化係数によると、新規導入時の改善効率（相対的増分値）は 1 年間で 0.70%から 0.47%に、さらに 2 年後には 0.33%にまで減少する。そして、経済財務分析における利便性の観点から、各 1 年間での平均改善効率値を算出し使用する（例えば 1 年目では、始期の 100.70%と終期の 100.47%の平均）。

Unit		Singrauli #4								
Item	Inatallation cost	Improvement ratio (a)	Brand-New	1yr later	2 yrs later	3 yrs later	4 yrs later	5 yrs later	6 yrs later	
HP+IP	Rs. 6,288,000	0.70%	Degradation Coefficient (b)	1	0.9978	0.9964	0.9953	0.9944	0.9937	0.9930
Degraded Improved Performance (100% + a) x b = (c)			100.70%	100.47%	100.33%	100.23%	100.14%	100.07%	100.00%	
Actual Improved Performance for simulation			1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year		
Average of each year of beginning and end above "c"			100.59%	100.40%	100.28%	100.18%	100.10%	100.03%		

Fig. 6.15-23 Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Singrauli #4

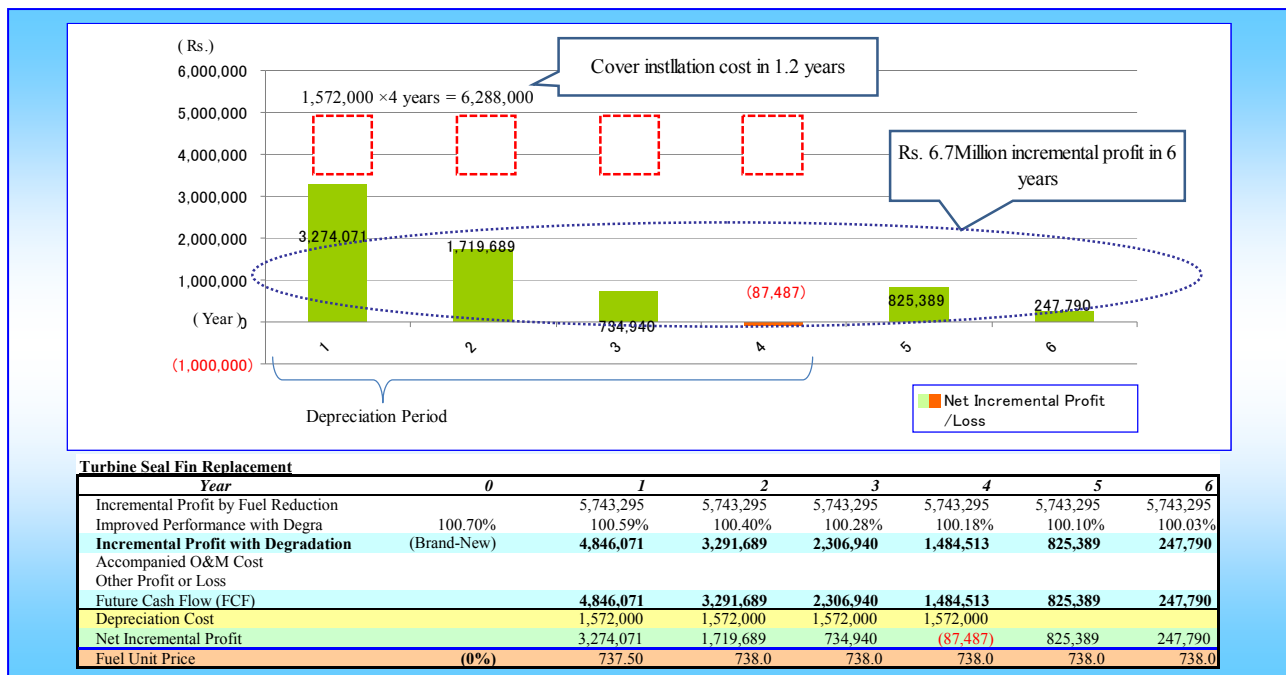


Fig. 6.15-24 Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Singrauli #4

5) Result of Evaluation of Cost Benefit Analysis

費用対効果分析の結果、Air Heater Seal Renovation の提案の内、“Option 1”(by SDU)と“Option 2”(by FRS)はともに効果的であると考えられる。“Option 1”(by SDU)による改修によって、プラントユニットは、10年間で25百万ルピーの燃料費削減による増分利益を期待できる。4年間の減価償却期間において、プラントユニットは会計上年間マイナス2.4百万ルピーの赤字となるが、32百万ルピーの投資については、約5.6年で回収が見込める(PO)。10年という耐用年数に対し、5.6年は短いとは言えないが、投資回収の観点では許容できる。一方、“Option 2”(by FRS)については、15百万ルピーの増分利益が見込め、36百万ルピーの投資は7年で回収が見込める。7年での回収期間は比較的長いですが、10年の耐用年数で考慮するとこれも許容できる。

対してAir Heater Seal Renovation “Option 3”(by FRS & CCS)については経済的効果は期待できない。なぜならば、約88百万ルピーの高額な投資コストとまた、本オプション導入に伴い、年間約1.6百万ルピーもかかる carbon seals メンテナンスコストが発生するためである。もし、Air Heater Seal Renovation で“Option 3”(by FRS & CCS)を選択する場合、15年以上の回収期間を必要とする。

つまり、費用対効果の観点からは、“Option 3”(by FRS & CCS)を実施する段階において、利益創出やコスト削減など大きな変化が期待できない現在の前提条件下では、このオプションを推奨することは極めて困難である。

Turbine Seal Fin Replacement については、改善効率幅の0.70%から0.00%といった本改善項目自体の急激な経年劣化による影響および6年という短期間の耐用年数の影響で、6年間通算での増分利益はわずか6.7百万ルピーにとどまり、また、投資回収(PO)には1.2年を要す。

ただし、本CBAでは、資本コストを考慮しておらず、また、燃料費単価も737.5 Rs./tと一定条件のみでの試算であり、例えばもし、資金調達金利や燃料価格など前提条件が動けば、分析結果は影響を受ける。本節では、会計の視点でシンプルに得失を評価したが、次節では資本コストを考慮し、また燃料価格の変動による感応度評価も含め、さらに分析を進める。

(2) DCF Approach Analysis

本節 6.15.4.2-(2)ではまず、Singrauli #4 のAir Heater Seal Renovation “Option 1” (by SDU) に関するDCF分析を行う。先の 6.15.4.2-(1)のCBAでは、25 百万ルピーの純増分利益があり、投資コストをカバーすることが見込まれている。本節でも、6.15.4.2-(1)のCBAが採用したのと同様の性能、コストおよび0.73%の改善効率といった前提条件の下、DCF分析を行う。

次に、6.15.4.2-(1)のCBAが採用したのと同様の性能、コストおよび0.73%の改善効率といった前提条件の下、Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS) に関するDCF分析を行う。10 年間の耐用年数における増分利益の合計は15 百万ルピーと“Option 1” (by SDU) と比べて劣り、投資回収にも7年(PO)ほどかかる。このため、本財務分析においては、高率の資本コストの影響をかなり受けることが予想される。

3 番目に、Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS) に関するDCF分析を行う。このオプションについては、先の 6.15.4.2-(1) “Cost Benefit Analysis” でレポートのとおり、基本的には不採算である。このため、資本コストを踏まえたさらなる財務分析は不要ではないかとの考えもあるかもしれないが、参考として本オプションの投資価値に関する理解を深めるため、DCF分析を実施する。前提条件については、先の 6.15.4.2-(1)のCBAで採用した性能やコスト、0.80%の改善効率と同一の条件下、DCF分析を行う。

最後に、Turbine Seal Fin Replacementに関するDCF分析を行う。先の 6.15.4.2-(1) “Cost Benefit Analysis” では、本提案による純増分利益は6.7 百万ルピーとほんの少しである。このため、このため、Air Heater Renovation “Option 2” (by FRS) と同様に、高率の資本コストの影響をかなり受けることが予想される。先の 6.15.4.2-(1)CBAで採用した性能やコスト、0.70%の改善効率等の同一の前提条件で、DCF分析を行う。

1) Air Heater Seal Renovation “Option 1” (by SDU)

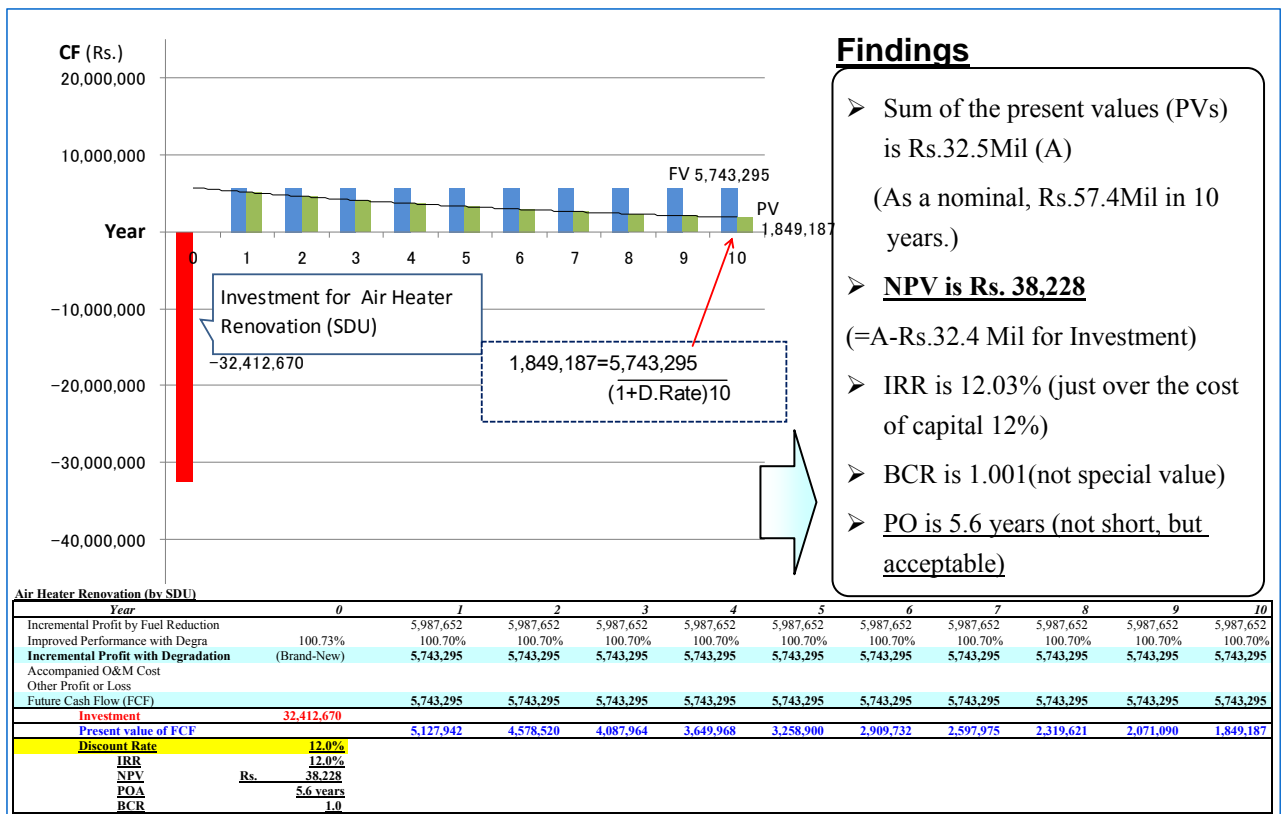


Fig. 6.15-25 DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 1” (by SDU) at Singrauli #4

Air Heater Seal Renovation “Option 1”(by SDU)は、32.4 百万ルピーの投資コストをカバーできるほどの 32.5 百万ルピーの収入（将来収益を現在価値に割り引いたもの）が見込めるため、投資価値はあると考えられる。結果、10 年間で NPV はわずかながら、38,228 ルピーは確保できる。

IRR(NTPC の投資基準である 12%のハードルレートを超えるかどうかで投資価値を判断する指標)は 12.03%と、かろうじて投資の意思決定が可能な値となる。BCR (現在価値で割り引いた将来創出利益の投資額に対する比率)も 1.001 と、不採算ではないが、特段価値があるとも言えない。

5.6 年の投資回収期間については短期間ではないものの、良好(耐用年数の期間内での早期回収が可能)。逆に、投資回収に必要な期間が、長くなればなるほど、何らかの運転中の事故や予想以上の設備の経年劣化などリスクの増大の可能性は高まる。従い、3 年程度の投資回収期間 (PO)が、短くかつ理想的な回収期間であるとする、5.6 年については、悪くもないといったところ。

* Note: Payout time (PO) does not consider time value of money with cost of capital as do NPV, IRR and BCR, but as a reference we show PO in this section. So please be advised that PO is not an indicator within the DCF Approach.

このため、Singrauli #4 の Air Heater Seal Renovation “Option 1”(by SDU)については、(NPV は僅少ではあるが) 不採算ではないため、推奨できる。

2) Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS)

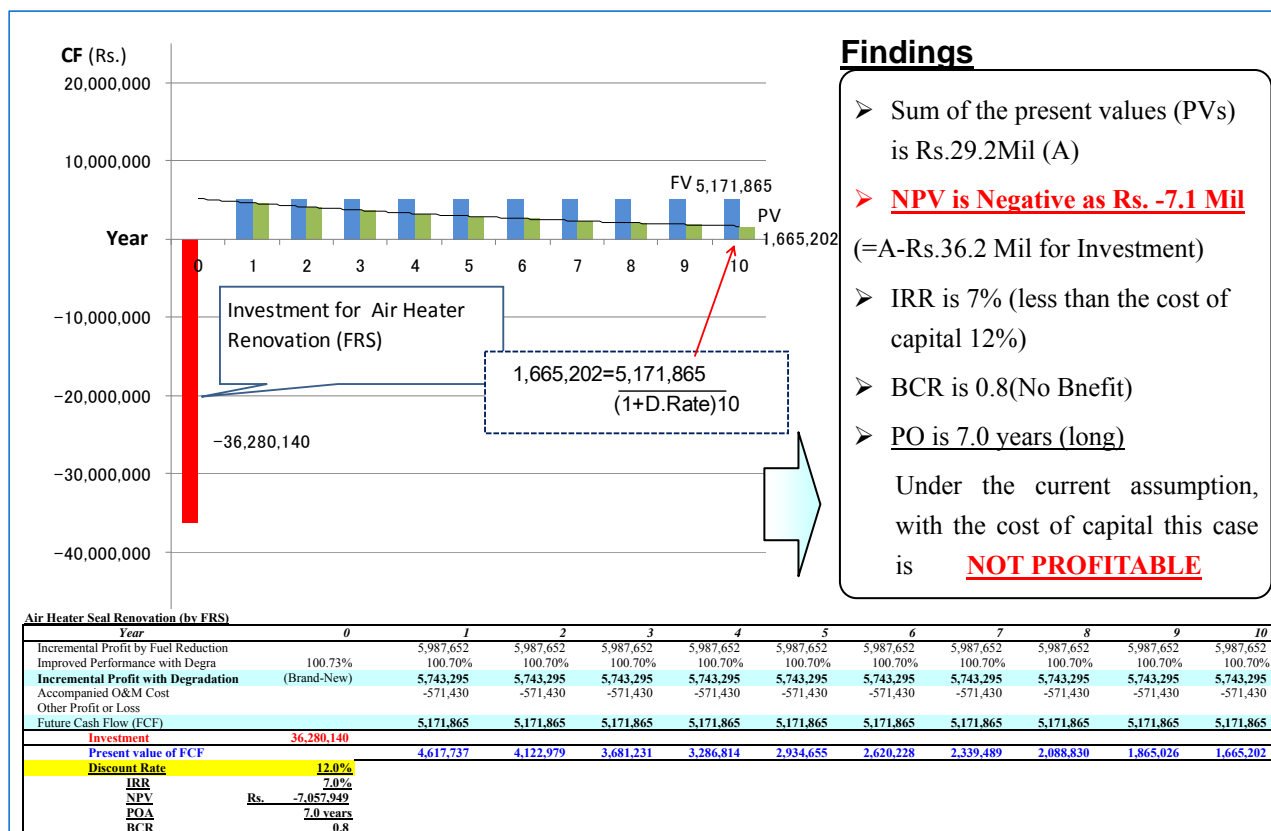


Fig. 6.15-26 DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS) at Singraul #4

もし、現状でのDCF分析結果をシンプルに採用するとしたら、Singrauli #4のAir Heater Seal Renovation “Option 2” (by FRS)による改善提案は不採算と言わざるをえない。なぜならば、先の6.15.4.2-(1)の費用対効果分析（CBA）の結果では「採算性あり」となっているが、NPVがマイナスとなるからである。しかしながら、NPVのマイナスも-7.1百万ルピーと36.2百万ルピーの投資コストに対して割合小さい。このため、例えば投資コストを20%(7.2百万ルピー)引き下げたり、耐用年数を延伸化したりなど、ある程度の実際的努力を行えば、NPVはプラスに転じ、本オプションも選択肢となりうる。

現時点、DCF分析の結果からは、このTurbine Seal Fin Replacementの提案については、推奨できない。しかしながら、実際に改善項目の選択を具体的に検討する際には、さらなるコスト削減や耐用年数の延伸化の可能性などを掘り下げて検討する余地がある。

3) Sensitivity Analysis for “Option 2 (FRS)”

本“Option 2”が採算性を確保する条件を探るためのトライアルとして、燃料費単価上昇を想定した感応度分析を以下のとおり行っている。

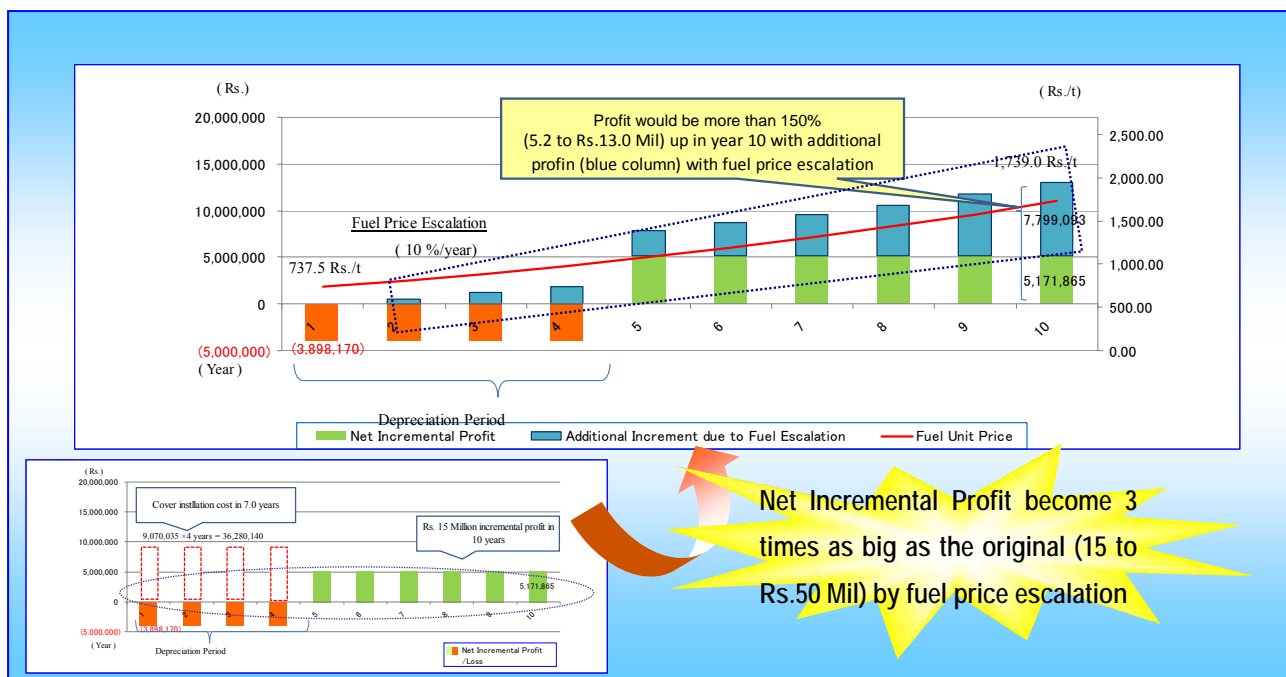


Fig. 6.15-27 Sensitivity Analysis for “Option 2 (FRS)” Air Heater Renovation at Singrauli #4-1

上図のとおり、将来増分利益については、燃料費単価の上昇を想定しないベースケースと比べ、かなり増加することがわかる。仮に、燃料費単価が年率 10% の複利ベースで 10 年間上昇 (737.5Rs./t から 1,739.0 Rs./t) する場合、Singrauli #4 は、10 年間で、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 150%アップ (Rs. 5,171,865 から Rs.12,970,958) となる。10 年間での費用対効果は、ベースケースの 15 百万ルピーに対し、約 50 百万ルピーと約 3 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。しかしながら、50 百万ルピーと言っても将来数値の合計であるため、DCF 分析で現在価値に換算して評価しなければならない。

下図のとおり、10 年間で (割引前でも) 増分利益は約 3 倍 (Rs.15 Mil から Rs.50 Mil) となり、36.2 百万ルピーの投資コストも回収できそうである。現在価値に割り引いても増分利益は 44.1 百万ルピーとベースケースの 29.2 百万ルピーから倍増する。結果、IRR は 7% から 16.2% へと上がり、NTPC の投資判断のハードルレートである 12% も超える。また、BCR も 1.2 に改善する。

従い、“Option 2 (FRS)” を Singrauli #4 で導入するには、初期投資費用や関連の保守運転費用の削減努力を行うことは当然のことであるが、一方で、外的要因として燃料費単価の上昇なども影響をおよぼすことも認識しなければならない。結論として財務の観点からは、“Option 2 (FRS)” も現実的選択肢候補にもなりうると考える。

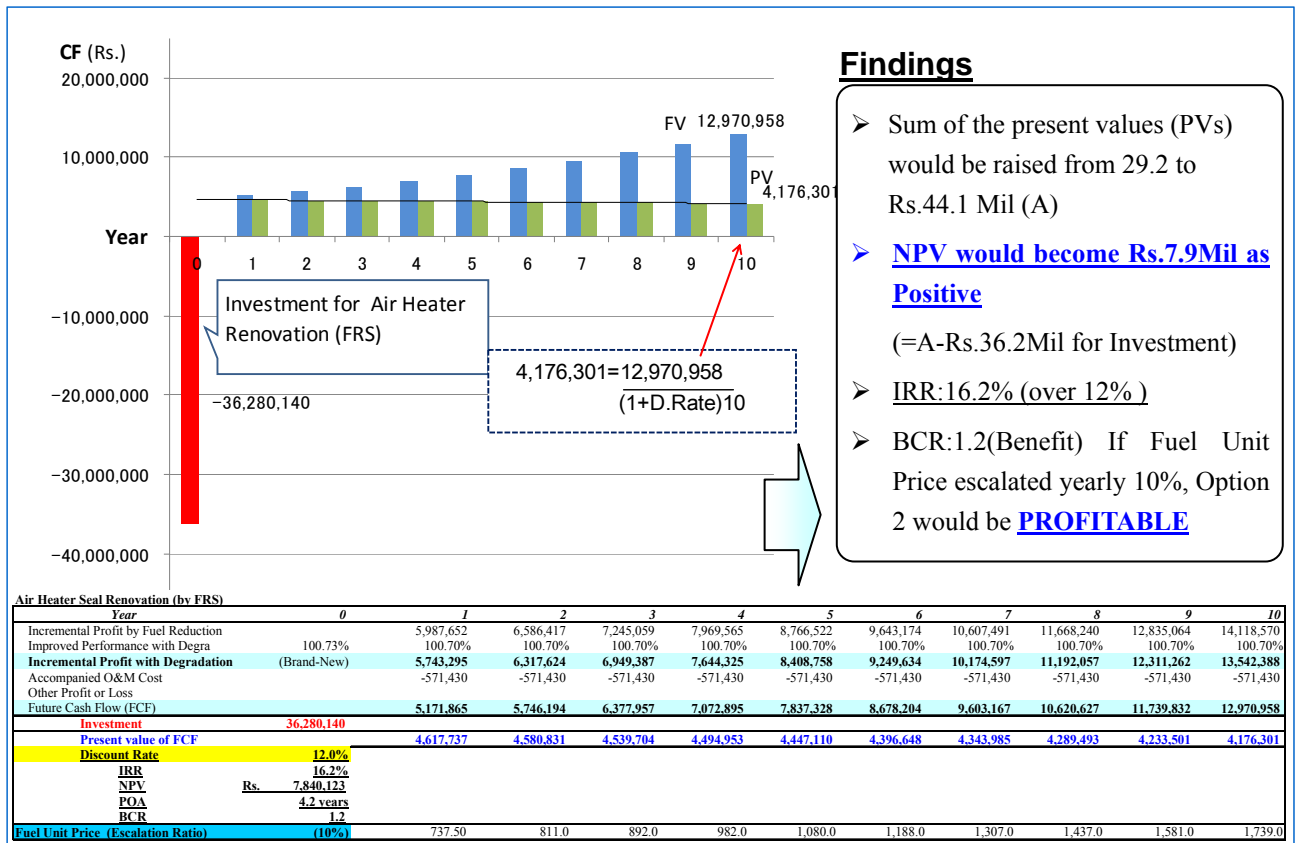


Fig. 6.15-28 Sensitivity Analysis for “Option 2 (FRS)”Air Heater Renovation at Singraul #4-2

4) Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS)

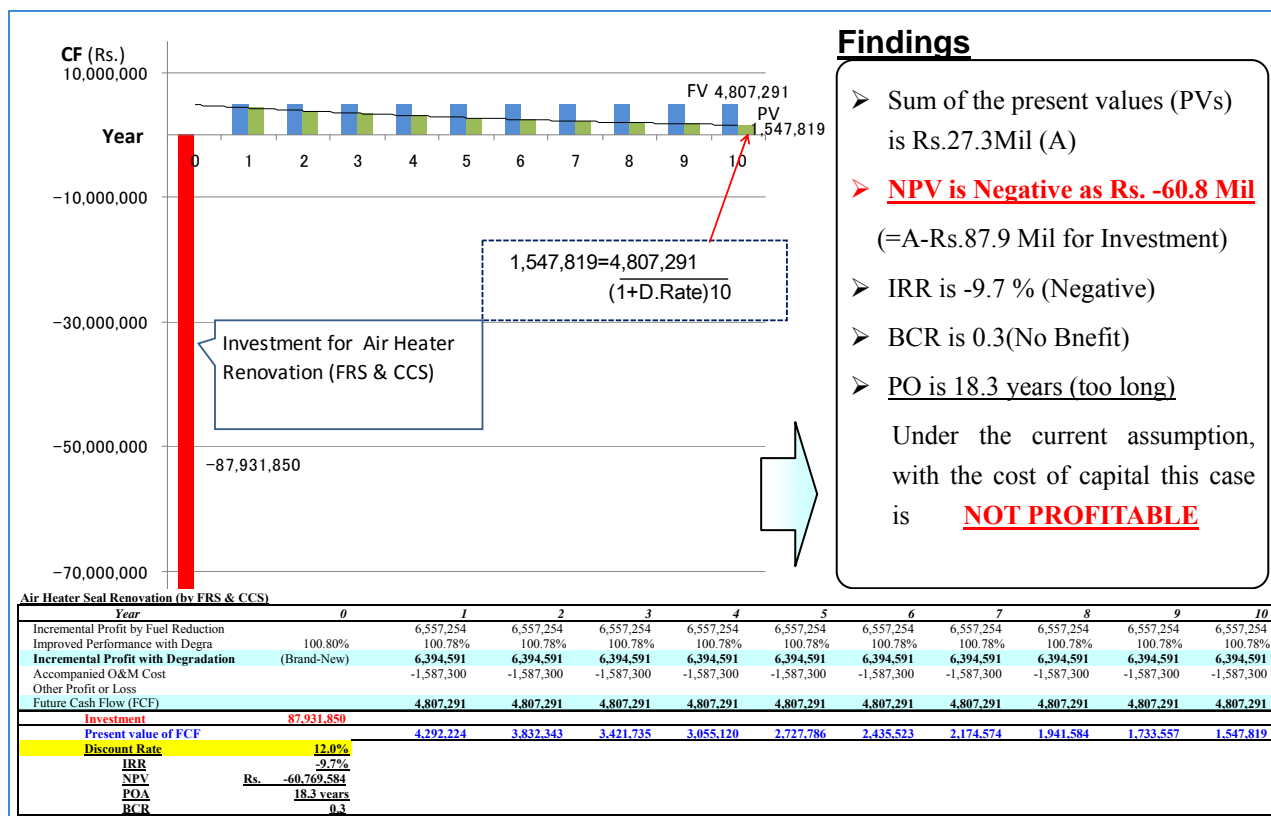


Fig. 6.15-29 DCF approach - Air Heater Seal Renovation “Option 3” (by FRS & CCS) at Singraul #4

DCF 分析の結果、現状では Air Heater Seal Renovation “Option 3”(by FRS & CCS)については、投資価値があるとは言えない。なぜならば、87.9 百万ルピーもの投資コストに対し、ほんの 27.3 百万ルピーの利益（将来収益を現在価値に割り引いたもの）しか期待できないからである。このため 10 年間での NPV もマイナス 60.8 百万ルピーとなる。本オプションでは、たとえ DCF 分析の期間を 25 年に延伸したとしても、NPV は若干良くなるとしてもプラスまでには転じない（マイナス 50.2 百万ルピー）。

仮に 12%の資本コストを考慮しないとしても、“Option3(FRS & CCS)”では、投資回収に約 18.3 年(PO)かかる。そこで、(“Option 3(FRS & CCS)”導入のため、同オプションの)運用期間を延ばすということをして、何らかの運転中の事故や予想以上の設備の経年劣化など（により投資回収に影響をおよぼす）リスクの増大の可能性は高まる。

したが、財務の観点からこのオプションを推奨することはできない。

5) Turbine Seal Fin Replacement

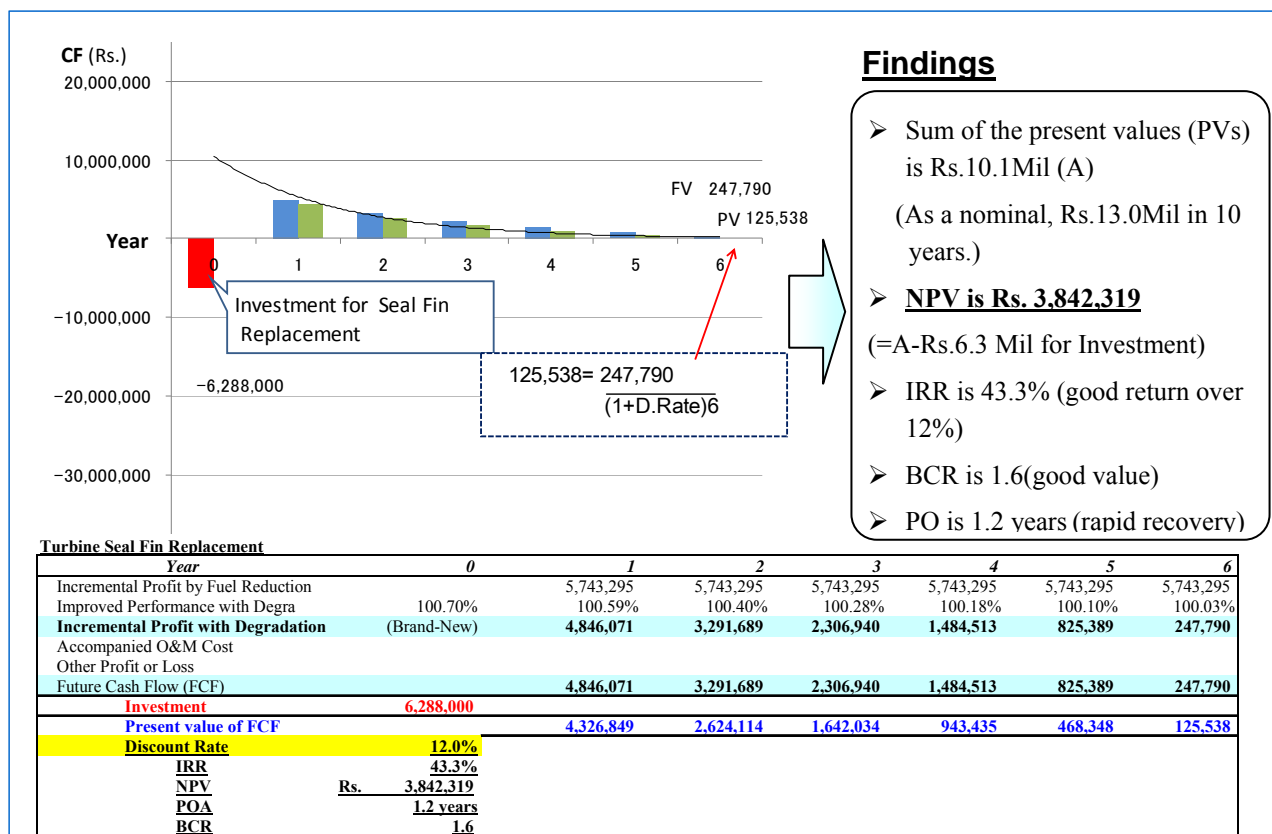


Fig. 6.15-30 DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Singraul #4

Turbine Seal Fin Replacement は、(6.3 百万ルピーの)投資コストをカバーするほどの 10.1 百万ルピーの増分利益(将来収益を現在価値に割り引いたもの)が見込めるため、投資価値が期待できる。

43.3%のIRR(NTPCの投資基準である12%のハードルレートを超えるかどうかで投資価値を判断する指標)は、投資の意思決定には十分な値である。BCR(現在価値で割り引いた将来創出利益の投資額に対する比率)は1.6と採算性のある投資と言える。

一方、Turbine Seal Fin Replacementの経年劣化は0.70%から0.00%に消滅するほど急激であり、これが6年の耐用年数期間で十分な増分利益を得られない一つの原因である。

1.2年の投資回収期間については一般には短期間であり、良好。

* Note: Payout time (PO) does not consider time value of money with cost of capital as do NPV, IRR and BCR, but as a reference we show PO in this section. So please be advised that PO is not an indicator within the DCF Approach.

よって、財務の観点からは、本改善提案は不採算ではなく、推奨できる。しかしながら、更なるコスト削減や改善効率維持の検討は行なうべきである。

6) Evaluation of DCF Approach Analysis

DCF 分析については、Air Heater Seal Renovation の提案の内、“Option 1”(by SDU)については投資に対する十分な収入が期待でき、実施価値があるという結果になった。しかしながら、同提案の内、“Option 2”(by FRS)と“Option 3”(by FRS & CCS)については推奨できない。

Air Heater Seal Renovation の“Option 1”(by SDU)と“Option 2”(by FRS)の投資価値は、(収入については)ほぼ同じである。“Option 1”(by SDU)については、現在価値に直して、将来 32.5 百万ルピーの収入が期待でき、一方、“Option 2”(by FRS)については 29.2 百万ルピーの収入が期待できる。両者の違いは、“Option 1”(by SDU)の投資コスト 32.4 百万ルピーに対し、“Option 2”(by FRS)が 36.2 百万ルピーとわずかに初期投資が上回っていることである。さらに、“Option 2”(by FRS)には年間約 0.6 百万ルピーの保守費用が加わる。例えば投資コストを 20%(7.2 百万ルピー)引き下げたり、耐用年数の延伸化したりなど、ある程度の実際努力を行えば、NPV はプラスに転じ、“Option 2”(by FRS)も選択肢となりうる。“Option 2”(by FRS)の NPV のマイナスも-7.1 百万ルピーは、36.2 百万ルピーの投資コストに対して割合小さい。

Air Heater Seal Renovation の“Option 3(FRS & CCS)”は、“Option 1(SDU)”および“Option 2(FRS)”と比較すると、あまりにも高額かつ投資回収期間も長い。それでも、(“Option 3(FRS & CCS)”導入のため、同オプションの)運用期間を延ばすということをして、何らかの運転中の事故や予想以上の設備の経年劣化など(により投資回収に影響を及ぼす)リスクの増大の可能性は高まる。したがって、“Option 3(FRS & CCS)”を選択するための特段の理由がなければ、財務の観点からこのオプションを推奨することはできない。

Turbine Seal Fin Replacement については、現在の前提条件においては推奨できる。IRR は 43.3%と投資の意思決定においては十分であるが、NPV はわずかプラス 3.8 百万ルピーである。「悪い投資ではないが、高い投資効果は期待できない」といったところである。つまり、Singrauli #4 で他に便益や緊急性の観点などで優先すべき改善項目がない場合には、財務の観点から Turbine Seal Fin Replacement も推奨できる。

6.15.4.3 Rihand #2

経済財務分析の前提として、性能、コストデータを以下のとおり整理する。

Table 6.15-9 Rihand #2 Fundamental Data for Financial Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	500	
	Plant Load Factor	%	97.2	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Generation	MWh	4,257,360.0	Calculated by Plant Load Factor above
Performance (ST test data)	Unit Load	MW	500	Table 6.13-12 in this report
	Coal Flow	t/h	323.5	Table 6.13-12 in this report
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.64700	Calculated by Unit Load and Coal flow
	GCV	kcal/kg	3,530	Table 6.13-11 in this report
Fuel Consumption	Fuel Unit Price	Rs/t	737.5	Table 8.3-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09 No Specific data, so Korba PS data as a substitute
	Annual Fuel Cost	Rs.	2,031,452,541	Calculated by Generation and Fuel Unit Price

また、分析の対象として、Rihand #2 では、“Turbine Seal Fin Replacement”がある程度の経済メリットが期待できるものとして選択した。

(1) Cost Benefit Analysis

1) Turbine Seal Fin Replacement

- a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.13)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment, but partial data below were calculated by Finance

- Estimated cost for materials and works : Rs. 9,500,000 *

* Indian local cost provided by NTPC. (see details in Chapter 6.13.3-(2))

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to plant performance : 0.45% (by JICA-ST Technical Assessment)
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*

* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.

- Incremental depreciation cost by Seal Fin Replacement: Rs. 2,375,000

4) Estimated incremental profit

A. Current Annual Fuel Cost	:	Rs. 2,031,452,541
B. Possible Fuel Cost (after renovation)	:	Rs. 2,022,351,957 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	:	Rs. 9,100,584
D. Incremental Cost	:	Rs. 2,375,000 (years 1 to 4)
E. Net Incremental Profit (= C – D)	:	Rs. 6,725,584 (years 1 to 4)
F. Future Net Incremental Profit	:	Rs. 9,100,584 (from year 5)

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 97.2% as current. And Degradation effect isn't considered.

CBAの結果、Rihand #2 での Turbine Seal Fin Replacement については、収益性が見込まれる。当初4年間の減価償却期間においても会計上赤字とはならず、5年目以降は、年間9.1百万ルピーの増分利益が見込める。

さらに、本レポートでは経年劣化の影響を踏まえ、6年間の耐用年数期間における増分利益を分析する。Turbine Seal Fin Replacement によるプラントの改善効率(相対的増分値)は、新たにシールフィンを導入してから6年の耐用年数の間に、0.45%から0.00%まで減少する。JICA ST が示した劣化係数によると、新規導入時の改善効率(相対的増分値)は1年間で0.45%から0.30%に、さらに2年後には0.21%にまで減少する。そして、経済財務分析における利便性の観点から、各1年間での平均改善効率値を算出し使用する(例えば1年目では、始期の100.45%と終期の100.30%の平均)。

Unit		Rihand #2								
Item	Installation cost	Improvement ratio (a)	Brand-New							
			Degradation Coefficient (b)	1	0.9986	0.9976	0.9970	0.9964	0.9959	0.9955
IP	Rs. 9,500,000	0.45%	Degraded Improved Performance (100% + a) × b = (c)	100.45%	100.30%	100.21%	100.15%	100.09%	100.04%	100.00%
			Actual Improved Performance for simulation							
			Average of each year of beginning and end above "c"	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	
				100.38%	100.26%	100.18%	100.12%	100.07%	100.02%	

Fig. 6.15-31 Degradation of Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2

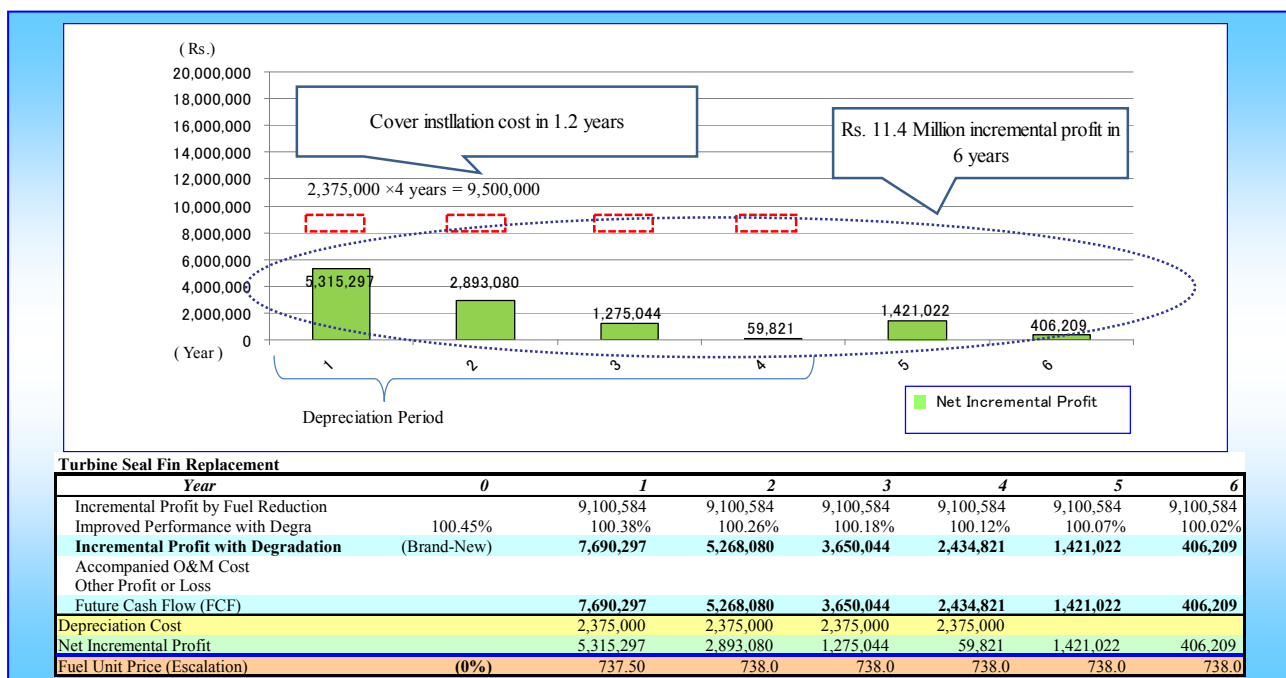


Fig. 6.15-32 Anticipated long term incremental profit of Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2

2) Result of the Evaluation of Cost Benefit Analysis

費用対効果分析の結果、Turbine Seal Fin Replacement については、改善効率幅の0.45%から0.00%といった本改善項目自体の急激な経年劣化による影響を受けつつ、および6年という短期間の耐用年数でありながら、9.5百万ルピーの投資コストについては1.2年と短期間での回収が

見込める(PO)。さらに(6年間での通算の)増分利益は11.4百万ルピーと十分な収入が期待できる。

しかしながら、本費用対効果分析は、財務会計ベースの単純な損失分析のみであるため、さらに資本コストを考慮した上での分析を進める。

(2) DCF Approach Analysis

さらに、Turbine Seal Fin Replacementに関するDCF分析を行う。先の 6.15.4.3-(1)“Cost Benefit Analysis” では、本提案による純増分利益は投資コストを十分カバーできる増分利益が見込めている。先の 6.15.4.3-(1)のCBA, で採用した性能やコスト、0.45%の改善効率等の同一の前提条件で、DCF分析を行なう。

1) Turbine Seal Fin Replacement

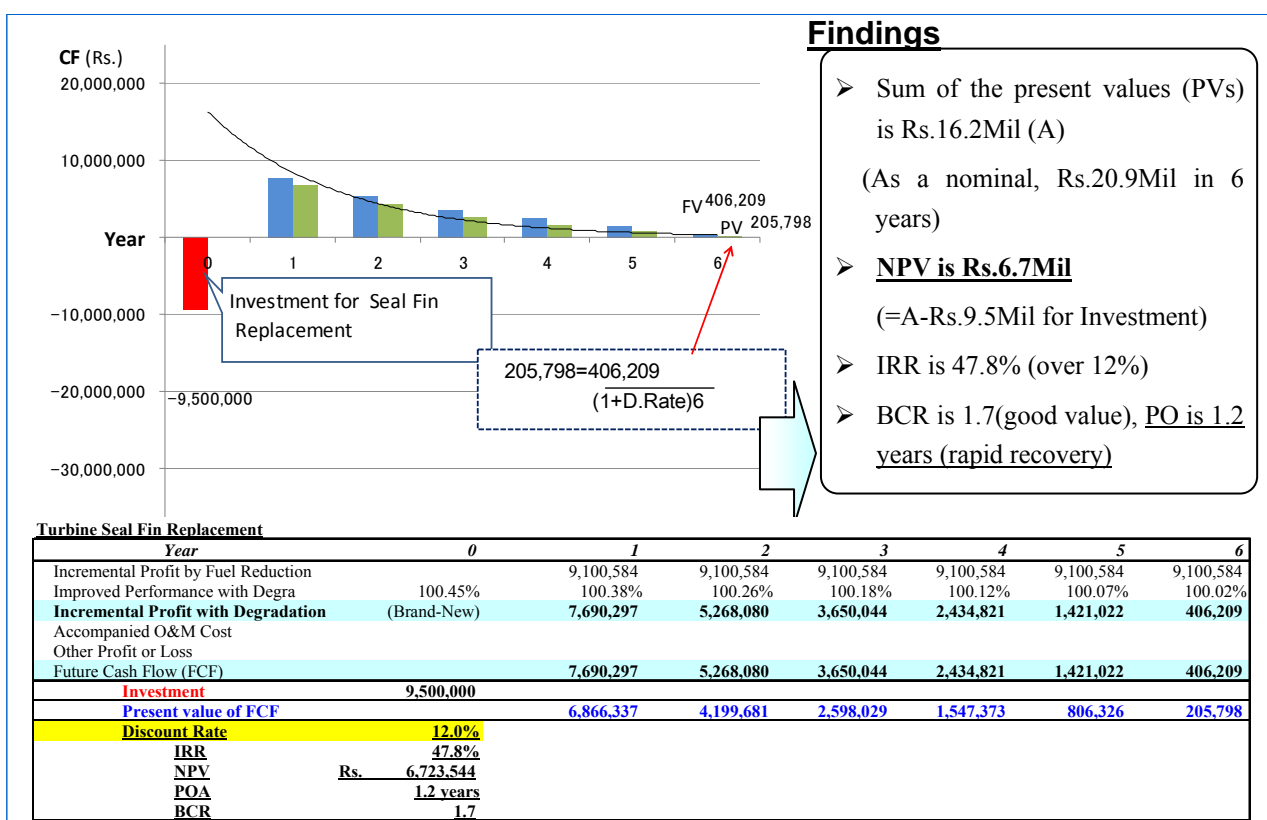


Fig. 6.15-33 DCF approach – Turbine Seal Fin Replacement at Rihand #2

2) Evaluation of DCF Approach Analysis

DCF 分析の結果、Turbine Seal Fin Replacement については、投資価値があると考えられる。なぜならば、9.5 百万ルピーの投資を回収するには十分な収入があり、プラス 6.7 百万ルピーの NPV が見込まれる(投資回収期間も 1.2 年と短期間)。財務の観点から Turbine Seal Fin Replacement は推奨できる。

6.15.4.4 Unchahar #3

経済財務分析の前提として、性能、コストデータを以下のとおり整理する。

Table 6.15-10 Unchahar #3 Fundamental Data for Financial Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	210	
	Plant Load Factor	%	93.7	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Generation	MWh	1,723,705.2	Calculated by Plant Load Factor above
Performance	Unit Load	MW	210	Table 4-1 of Section 8.3.5 in ST-Progress Report on Oct-5, 09 (Operation data under 100% Load)
	Coal Flow	t/h	NA	No exact data in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.65100	Calculated by data “0.651 kg/kWh” in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	GCV	kcal/kg	3550	Table 6.13-8 in this report. No Specific data, so Singrauli #4 (200MW) data as a substitute
Fuel Consumption	Fuel Unit Price	Rs/t	1765*	Table 8.3-5 in ST-Progress Report on Oct-5, 09 *Average 1700 & 1830
	Annual Fuel Cost	Rs.	1,980,563,130	Calculated by Generation and Fuel Unit Price

また、分析の対象として、Unchahar 発電所ユニット#3 では、“New system introduction for optimization of combustion and soot blowers”を、ある程度の経済メリットが期待できるものとして選択した。

(1) Cost Benefit Analysis

1) New system introduction for optimization of combustion and soot blowers

a) Cost and Efficiency Improvement Ratio (see details in Chapter 6.9)

Data provided by JICA-ST Technical Assessment, but partial data below were calculated by Finance

- Estimated cost for materials and works : Rs. 45,000,000
(by JICA-ST Technical Assessment)*

* The United States local cost provided from JICA-ST. The assumed exchange rate is USD 1 = JPY 90 = INR 45.

The following parameters for the analysis were assumed and additionally collected from the viewpoint of finance.

- Incremental efficiency to the plant performance : 0.52%
* 0.52% is the relative increment ratio to the original Boiler efficiency. This was calculated with the data of f the middle value of the absolute increment value (0.4% - 0.5%) provided by JICA-ST Technical Assessment.
- Depreciation rate and period : 25% per year, for 4 years*
* 25% is for Machinery and Equipment under Indian Corporate Law. On the other hand, in the CEA “Tariff Setting Guideline”, depreciation on plant fixed cost is 7.5% annually for 12 years. In this Analysis, we used 25% as prescribed by general law, because of its simple renovation and/or partial equipment replacement as action for improvement.
- Incremental depreciation cost by system introduction : Rs. 11,250,000 (for 4 years only)

- Incremental O&M cost occurred by new system : Rs. 10,800,000 (from year 1 to final year)

2) Estimated incremental profit

A. Current Annual Fuel Cost	: Rs.	1,980,563,130
B. Possible Fuel Cost after renovation	: Rs.	1,970,317,479 (with improved efficiency)
C. Fuel Cost Reduction (= A – B)	: Rs.	10,245,651
D. Incremental Cost of system installation	: Rs.	11,250,000 (for 4 years only)
E. Incremental Cost related to new system	: Rs.	10,800,000 (from year 1 to final year)
F. Net Incremental Profit (= C – D – E)	: Rs.	<u>-11,804,349 (years 1 to 4)</u>
G. Future Net Incremental Profit (= C – E)	: Rs.	<u>-554,349 (from year 5)</u>

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 93.7% as current

3) Result of the Evaluation of Cost Benefit Analysis

財務分析の結果、現在の前提条件下では、燃料費削減効は年間 Rs.10,245,651 (燃料単価 1765 Rs./t で試算) となり、本オプションの初期投資から当初 4 年間については Rs.11,250,000 の減価償却費と本オプション導入に伴う追加的運転保守費用として Rs.10,800,000 も加わるため、毎年約 11 百万ルピーの損失が発生することを認識しなければならない。減価償却期間を終えた 5 年目以降についても、現在の前提条件下では、利益は期待できない(毎年 Rs.554,349 の損失)。

本オプションの場合、保守的に短期間で純粋な利益のみを追求するという視点に立てば、採用されることはない。しかしながら、本レポート 6.9.4 で補足的に言及している本オプションによる副次的効果を踏まえると、採用についてはさらなる熟考が必要だと考えられる。補足コメントは次のとおり。

“the number of shutdowns will decrease, causing the amount of fuel needed for start-up to decrease”; “The boiler will operate with a smaller amount of oxygen, causing boiler loss to decrease”; “The amount of fuel for start-up will decrease by 23 kL for each start-up”; and “Combustion will improve, causing the amount of coal used to decrease by 3,234 tons/year”.

仮に、燃料費単価が現在の 1765 Rs./t から 2 倍に上昇すれば、燃料費削減効果も 2 倍となるが、現在の前提に加え、増分利益の創出や投資コスト回収に結びつくケースについてさらに検討すべきと考える。このため、例えば複数のサプライヤーから導入に関わる見積もりを入手するなど、あらゆる視点で費用対効果の十分な検討を行うべきである。本改善提案項目は、財務的効果の観点で、検討価値があると考えられる。

ただし、本 CBA では、資本コストを考慮しておらず、また、燃料費単価も 1765 Rs./t と一定条件のみでの試算であり、例えばもし、資金調達金利など前提条件が動けば、分析結果は影響を受ける。本節では、会計の視点でシンプルに得失を評価したが、次節では資本コストを考慮し、またいくつかの収益影響要素による感応度評価も含め、さらに分析を進める。

(2) DCF Approach Analysis

1) Optimization System for combustion and soot blowers – Base Case

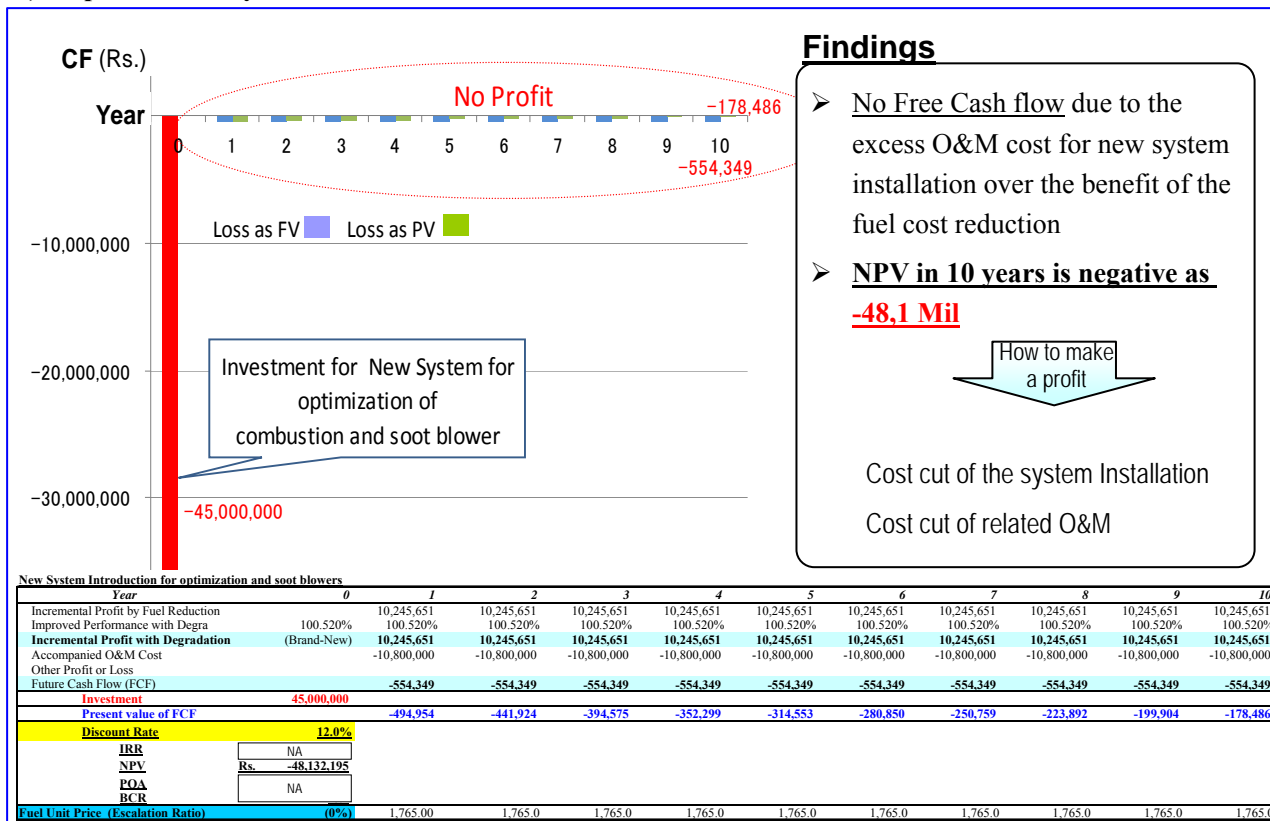


Fig. 6.15-34 DCF Approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-1

上図の示すとおり、0.52%の効率改善により、年間 Rs.10,245,651 の燃料費削減効果（燃料単価 1765 Rs./t で試算）はあるものの、Rs.45,000,000 の大きな投資と毎年発生する Rs.10,800,000 の追加的運転保守費用により、本オプションでは、システム導入後、全ての期間において利益を生み出すことは基本的にはない（割引前キャッシュフローでは毎年 554,349 ルピーの赤字）。

しかしながら、前節 6.15.4.4-(1)-3, “Result of the Evaluation of Cost Benefit Analysis”のとおりに、本オプションは（副次的な）財務的効果の観点から（将来導入につき）検討の価値はある。そこで、増分利益に影響を及ぼす初期費用や追加的運転保守費用などの諸条件の検討に資する参考として、2つのケーススタディーを行う。1つ目のケースは、初期投資を50%、追加的運転保守費用を30%削減するケース。2つ目は初期投資を50%削減しつつ、燃料費単価が毎年10%（複利）上昇する場合のケースである。

2) Optimization System for combustion and soot blowers – Cost Reduction Case 1

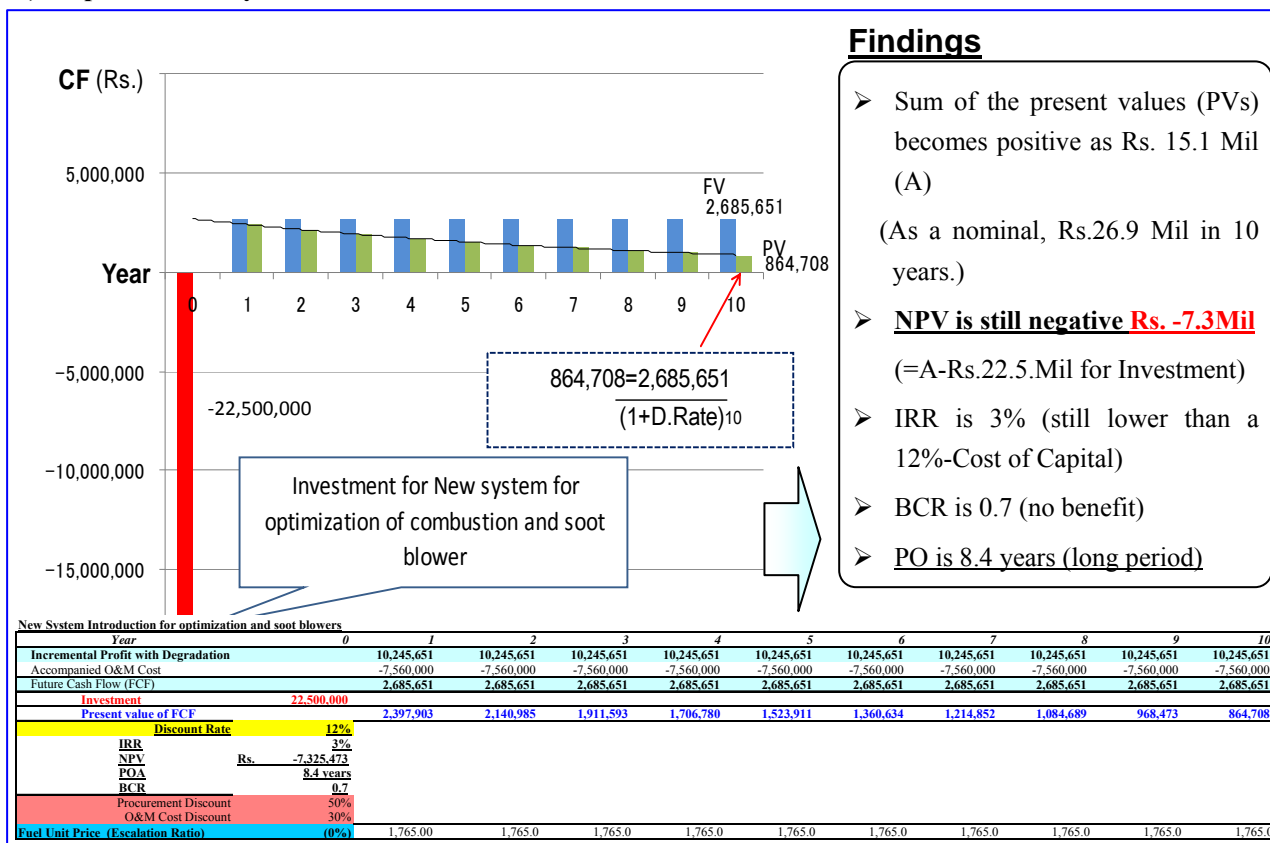


Fig. 6.15-35 DCF approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-2

上図のとおり、たとえ初期投資額が半減し(Rs.45 Mil から Rs.22.5 Mil)、加えて追加的運転保守費用が 30%削減できたとしても、本オプションで NPV をプラスに転じるには少し利益が不足する (NPV はマイナス Rs. 7.3 million)。

下図は、本オプションの損益分岐点を探るトライアルシミュレーションである。初期投資と追加的運転保守費用の両面、あるいは初期投資のみ、あるいは追加的運転保守費用のみの削減で、NPV が黒字に転じるポイントを探る。このシミュレーションから、一つの現実的なコスト削減ケースとして、初期投資との追加的運転保守費用の両方を 45%削減すると、NPV の黒字化に有効であることがわかる。一方、仮に初期投資、あるいは追加的運転保守費用のみを 70%ほど引き下げることができたとしても、NPV は黒字化しない。

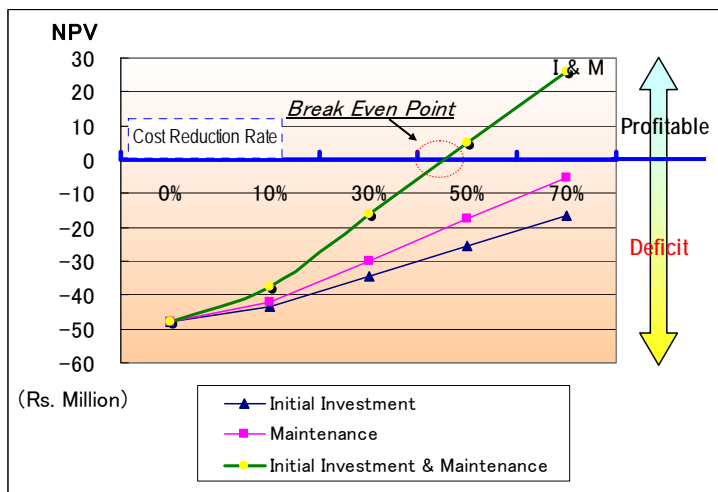


Fig. 6.15-36 DCF approach –Break Even Point Analysis

3) Optimization System for combustion and soot blowers – Cost Reduction & Fuel Price Escalation Case

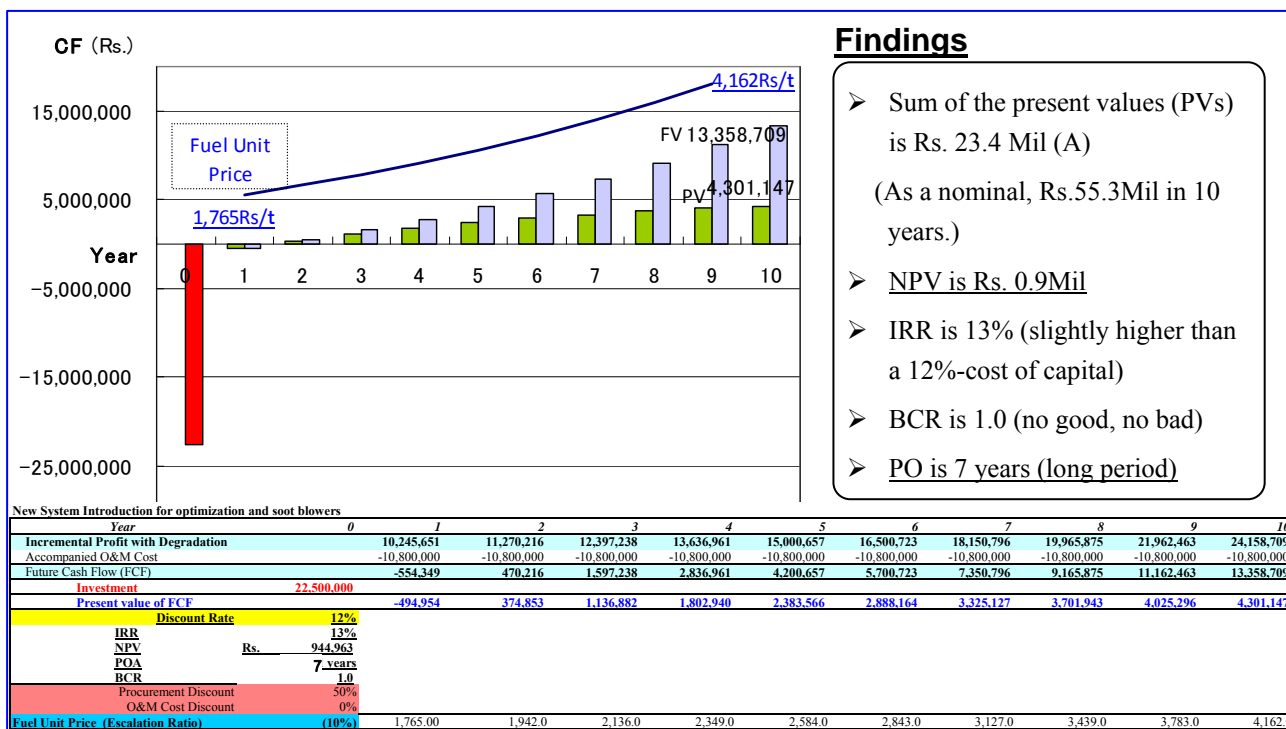


Fig. 6.15-37 DCF approach –Optimization System for combustion and soot blowers at Unchahar #3-3

上図は、仮に初期投資を 50%削減できた場合に、燃料費単価が年率 10%の複利で上昇する場合のケースである。NPV の黒字化からわかるように、燃料費単価の上昇は、増分利益にかなりの影響を与える。つまり、本オプションが黒字化する可能性は高そうである。そして、これらトライアル・シミュレーションは、この新技術のオプション導入を検討する際に、参考として、更なる視点を提供すると考える。

6.15.4.5 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得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分析の結果を Table 6.15-11 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 発電所 #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 0.73%と一方の Korba #6 に関する 0.5%と比較して高いが、両者とも 36 百万ルピーと同額の投資を必要とし、結果、Singrauli #4 の NPV はマイナス 7 百万ルピーとなり、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、90%以上の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は、とりわけ発電所の出力が、増分利益に影響を与える。

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 年という短期間でわずか 9.5 百万ルピーを投資するのみで、6.7 百万ルピーの NPV を期待できる。一方、Air Heater Seal Renovation の SDU 方式と FRS 方式は、(それぞれ約 35 百万ルピーの投資で) 24 百万ルピー、17 百万ルピーの NPV が期待できる(投資期間は 10 年)。

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 6.15-11 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	Efficiency Improvement to Plant Unit (AH-S) 0.50% (AH-F) 0.50% (TSF) 0.70%	(AH-S) 0.73% (AH-F) 0.73% (TSF) 0.70%	(TSF) 0.45%	(CI) 0.52%
	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 (AH-S) Rs. 32,412,670 (AH-F) Rs. 36,280,140 (TSF) Rs. 29,500,000	(AH-S) Rs. 32,412,670 (AH-F) Rs. 36,280,140 (TSF) Rs. 6,288,000	(TSF) Rs. 9,500,000	(CI) Rs. 45,000,000
Accompanied O&M Cost	(AH-F) Rs. 571,430	(AH-F) Rs. 571,430	—	(CI) Rs. 10,800,000
CBA (Cost Benefit Analysis)	Net Incremental Profit (AH-S) Rs. 67,274,598 (AH-F) Rs. 57,692,830 (TSF) Rs. 2,350,014	(AH-S) Rs. 25,020,278 (AH-F) Rs. 15,438,510 (TSF) Rs. 6,714,392	(TSF) Rs. 11,370,473	(CI) Rs. -50,543,490
	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%
DCF (Discounted Cash Flow Approach Analysis)	NPV (AH-S) Rs. 23,912,861 (AH-F) Rs. 16,816,684 (TSF) Rs. -4,685,274	(AH-S) Rs. 38,228 (AH-F) Rs. -7,057,949 (TSF) Rs. 3,842,319	(TSF) Rs. 6,723,544	(CI) Rs. -48,132,195
	IRR (Excess 12% :profitable) (AH-S) 28.19% (AH-F) 22.50% (TSF) 3.43%	(AH-S) 12.03% (AH-F) 7.03% (TSF) 43.27%	(TSF) 47.76%	(CI) NA (IRR is negative)
	BCR (AH-S) 1.7 (AH-F) 1.5 (TSF) 0.8	(AH-S) 1.001 (AH-F) 0.8 (TSF) 1.6	(TSF) 1.7	(CI) NA (BCR is negative)
	Financial Comments	Huge NPV(24), IRR much higher than 12% and BCR(1.7) stand for "Good Investment". Short recovery (POA:3.3), No accompanying cost Excellent	NPV(0.04) is small, IRR just exceeds 12% stands for "acceptable". Recovery Period is not Short (POA:5.6), No accompanying cost Good	Goodly volume of NPV(6.8), IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Rapid Recovery (POA:1.2), No accompanying cost Excellent
	Huge NPV(17), IRR much higher than 12% and BCR(1.5) stand for "Good Investment". Short recovery (POA:3.9), No accompanying cost Excellent	NPV is Negative(-7), so it could not be Recommended . If we make some practical efforts (e.g. Reduction of installation cost by20%, equivalent to 7.2 million, and/or extend life time), NPV would be positive and we might choose this proposal.		
	NPV is Negative(-5), so it could not be Recommended . If we make some practical efforts (e.g. Reduction of installation cost by20%, and/or extend life time), NPV would be positive and we might choose this proposal.	NPV(3.8) is small, IRR much higher than 12% stands for "Good Investment". Rapid Recovery (POA:1.2) Good		

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)

6.15.5 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(Cost Benefit Analysis)” (CBA : 費用対効果分析) で用いたものと同様である。

6.15.5.1 Practice of Evaluating CO₂ Emission Reduction

CO₂削減効果試算のサンプルとして、Korba #6 の Air Heater Seal Renovation by Sector Plate Drive Unit(SDU)について紹介する。“Assumption 1”は現在の性能と CO₂ 排出に関するデータで、この前提条件下でまず、以下算定式のとおり Korba #6 の現在の年間 CO₂ 排出量を試算する。“Assumption 2”は、Air Heater Seal Renovation によるボイラー効率改善によって期待できる Korba #6 のユニット全体の改善効率の増分値で、これにより、改善実施後の年間 CO₂ 排出量を試算し、その後 CO₂ 排出量に関する費用対効果を試算する。

Assumption 1: Current Performance and CO₂ emission Data

Table 6.15-12 Korba #6 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	500	
	Plant Load Factor	%	96.2	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Generation	MWh	4,213,560.0	Calculated by Plant Load Factor above
Performance (ST test data)	Unit Load	MW	500.4	Table 6.13-6 in this report
	Coal Flow	t/h	325.9	Table 6.13-6 in this report
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.65128	Calculated by Unit Load and Coal flow
	GCV	kcal/kg	3690	Table 6.13-5 in this report
CO ₂ emission	Carbon Content of Fuel	%	38.56	Table 6.13-5 in this report
	CO ₂ Emission per Unit	Kg-CO ₂ /kWh	0.921	Calculated by Fuel Consumption Rate and Carbon Content
	Annual Emission	t-CO ₂	3,880,689	Calculated by Generation and CO ₂ emission per unit

Assumption 2: Cost of Improvement and incremental efficiency to unit performance

Estimated cost for Implementation (materials, works, etc.): Rs. 32,412,670

(Ex-Rate: INR 1 = JPY 2)

Expected incremental efficiency to unit performance: 0.50%

Formula

Formula

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

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

Fig. 6.15-38 Formulas for Calculating CO₂ Emission per Unit and in Total

Emission Reduction

Current Emission

$$\text{CO}_2 \text{ Emission/Unit} = 0.65128 \text{ kg/kWh} \times 38.56\% \times 44/12 = \underline{0.921 \text{ kg-CO}_2\text{/kWh}}$$

$$\text{CO}_2 \text{ Emission} = 0.921 \text{ kg-CO}_2\text{/kWh} \times 4,213,560,000 \text{ kWh} = \underline{3,880,689 \text{ t-CO}_2}$$

Reduced Emission due to Improved Fuel Consumption Rate

$$\text{CO}_2 \text{ Emission/Unit} = 0.65128 \text{ kg/kWh} \times \frac{1}{(1+0.5\%)} \times 38.56\% \times 44/12 = \underline{0.916 \text{ kg-CO}_2\text{/kWh}}$$

$$\text{CO}_2 \text{ Emission} = 0.916 \text{ kg-CO}_2\text{/kWh} \times 4,213,560,000 \text{ kWh} = \underline{3,859,621 \text{ t-CO}_2}$$

$$\text{Reduction of CO}_2 \text{ Emission} = \underline{21,068 \text{ t-CO}_2\text{/year}}$$

$$(\text{= } 3,880,689 - 3,859,621)$$

(本前提条件下では、)CO₂ 排出量削減の分析結果により、Korba #6 は、0.5%の効率改善効果が見込めるAir Heater Seal Renovation (by SDU)により、原単位が0.921 から0.916kg -CO₂/kWhまで減少し、年間21,068 tのCO₂ 排出量削減が期待できる。さらに、本改善項目の耐用年数である10年間において、経年劣化の影響も考慮した上でのCO₂ 排出量の削減効果を以下の通り分析する。経年劣化係数については、先の6.15.3.2-(1)“CBA Practice”のFig. 6.15-2 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6”を採用。

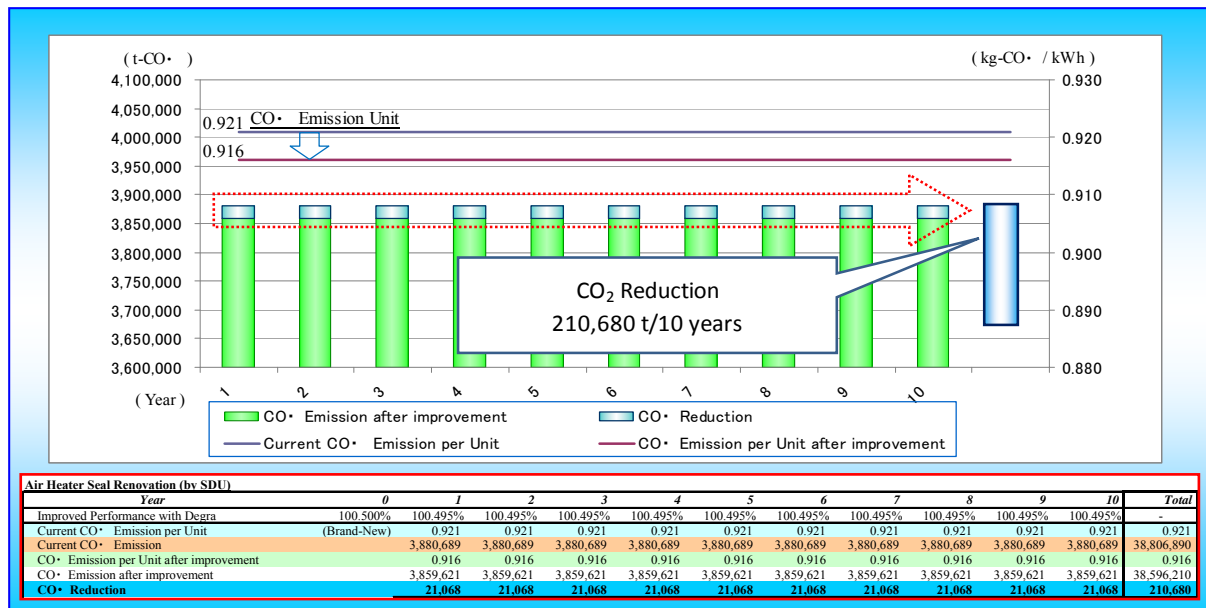


Fig. 6.15-39 Practice Chart of CO₂ Emission Reduction

CO₂ 排出量削減の分析結果により、Korba #6 は、0.5%の効率改善効果が見込める Air Heater Seal Renovation(by SDU)により、CO₂ 原単位は 0.921 から 0.916kg -CO₂/kWh まで減少し、10 年間で 210,680 トンの CO₂ の削減が見込める。

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)を除いて算出する。

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、まず、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、投資費用等を除いた年あたりの CBER を算出し、これを改善提案項目毎に比較し評価する。

Cost benefit for Emission reduction= 154 Rs. / t-CO₂

(= Investment / 10 years Reduction)

(= Rs.32,412,670 / 210,680 t-CO₂)

全ての改善項目を一覧にした、表により、CO₂ 総排出削減量という環境負荷の観点と削減量の費用対効果の観点から、量、効率の両面から総合評価する。

6.15.5.2 Korba #6

As an assumption for the analysis, we arranged the current performance CO₂ emission data as follows,

Table 6.15-13 Korba #6 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	500	
	Plant Load Factor		96.2%	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Generation	MWh	4,213,560.0	Calculated by Plant Load Factor above
Performance (ST test data)	Unit Load	MW	500.4	Table 6.13-6 in this report
	Coal Flow	t/h	325.9	Table 6.13-6 in this report
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.65128	Calculated by Unit Load and Coal flow
	GCV	kcal/kg	3,690	Table 6.13-5 in this report
CO ₂ emission	Carbon Content of Fuel		38.56%	Table 6.13-5 in this report
	CO ₂ Emission per Unit	Kg-CO ₂ /kWh	0.921	Calculated by Fuel Consumption Rate and Carbon Content
	Annual Emission	t-CO ₂	3,880,689	Calculated by Generation and CO ₂ emission per unit

また、分析の対象として、“Air Heater Seal Renovation”、“Turbine Seal Fin Replacement”を、ある程度の CO₂ 排出量削減メリットが期待できるものとして選択した。

* Regarding the evaluation of CO₂ Emission reduction about the case of Korba #6 - Air Heater Seal Renovation “Option3” (by FRS & CCS), this was not conducted, because this option is basically non-profitable and non-recommended in 6.15.4 “経済財務分析 - ケーススタディー (Economic and Financial Analysis - Case Study)”

(1) Air Heater Seal Renovation by Sector Plate Drive Unit (“Option 1” by SDU)

分析の結果、本効率改善提案実施により、ある程度の CO₂ 排出量の削減は見込めそうである。現在のところ、Korba #6 の CO₂ の排出に関しては、原単位で 0.921 kg-CO₂/kWh、年間の排出量は 3,880,689t-CO₂ と推定される。本効率改善提案を実施する場合、年間あたり 21,068 t-CO₂ の削減が見込め、CO₂ 原単位は 0.921 から 0.916kg-CO₂/kWh まで減少すると考えられる。さらに、本効率改善項目の経年劣化の影響を考慮した上で、耐用年数期間での総削減排出量を試算すると、0.5% の効率改善により、ユニットは 10 年間で 210,680 t-CO₂ の削減を期待することができる。

さらに、10 年間の耐用年数と本効率改善項目実施に必要なコスト 32 百万ルピーを考慮すると、本項目の費用対効果は 154 Rs. / t-CO₂ になることが分かる。

* Regarding the Degradation effect, we use the same Degradation coefficient as in Fig. 6.15-2 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6” of chapter 6.15.3.2-(1) “CBA Analysis”

Korba #6 での Air Heater Seal Renovation “Option 1” (by SDU) による CO₂ 排出量削減効果分析の前提条件、プロセス、評価結果については、本レポート前節 6.15.5.1 “Practice of Evaluating CO₂ Emission Reduction” のデモンストレーションで紹介。必要に応じ参照いただきたい。

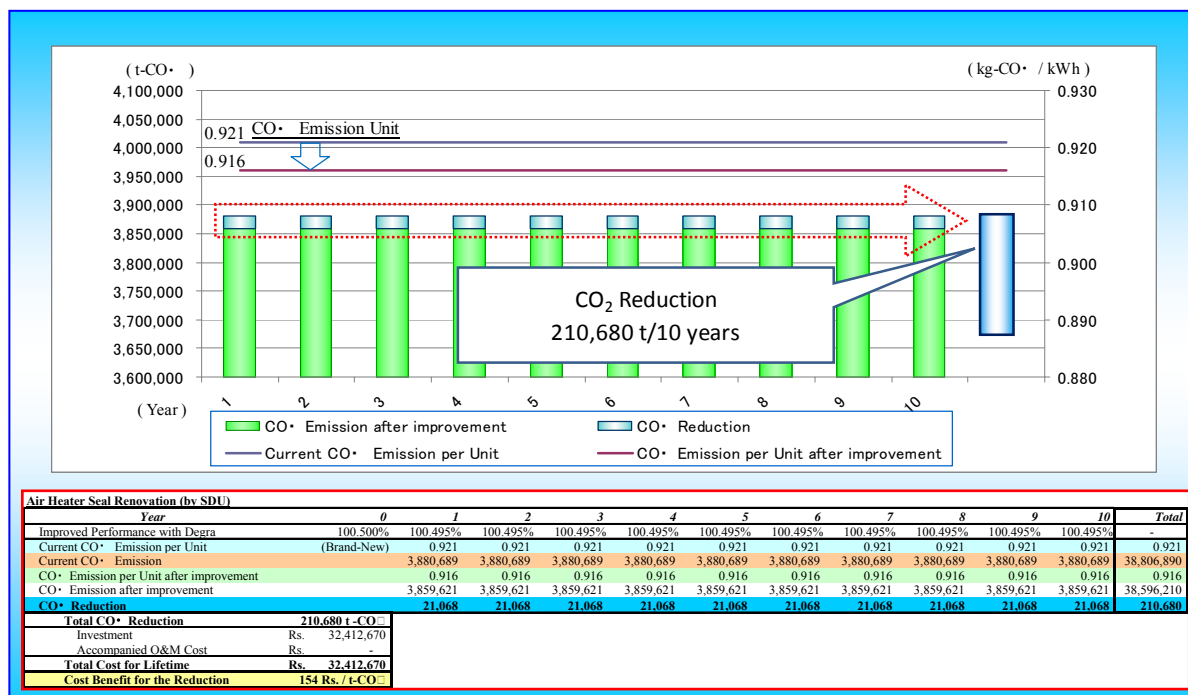


Fig. 6.15-40 CO₂ Reduction and CBER for Korba #6 by AH Renovation (SDU)

(2) Air Heater Seal Renovation by Floating Radial Seals (“Option 2” by FRS)

分析の結果、本効率改善提案実施により、ある程度の CO₂ 排出量の削減は見込めそうである。現在のところ、Korba #6 の CO₂ 排出に関しては、原単位が 0.921 kg-CO₂/kWh、年間排出量が 3,880,689 t-CO₂ と推定される。本効率改善提案を実施する場合、年間あたり 21,068 t-CO₂ の削減が見込め、CO₂ 原単位は 0.921 から 0.916 kg-CO₂/kWh まで減少すると考えられる。さらに、本効率改善項目の経年劣化*の影響を考慮した上で、耐用年数期間での総削減排出量を試算すると、0.5%の効率改善により、ユニットは 10 年間で 210,680 t-CO₂ の削減を期待することができる。

* Regarding the Degradation effect, we use the same Degradation coefficient as in in Fig. 6.15-2 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6” of chapter 6.15.3.2-(1) “CBA Analysis”

さらに、10 年間の耐用年数と本効率改善項目実施に必要な投資コスト 36 百万ルピーと関連の毎年の追加的運転保守費用約 0.5 約百万ルピーを考慮すると、本項目の費用対効果は **199 Rs./t-CO₂ になることが分かる。**

1) CO₂ Emission Reduction

- Incremental efficiency to plant performance : 0.50% (by JICA-ST Technical Assessment)
- A. Current CO₂ emission : 3,880,689 t -CO₂ / year
- B. CO₂ emission after improvement : 3,859,621 t -CO₂ / year
- C. CO₂ reduction (= A – B) : 21,068 t -CO₂ / year**

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 96.2% as current. And Degradation effect isn’t considered. Regarding the calculation with Degradation effect is in the chart below.

2) Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CBER = 199 Rs. / t-CO₂

(= Investment & 10 year O&M Cost / 10 years Reduction)

(= (Rs.36,280,140 + Rs.571,430 × 10) / 210,680 t-CO₂)

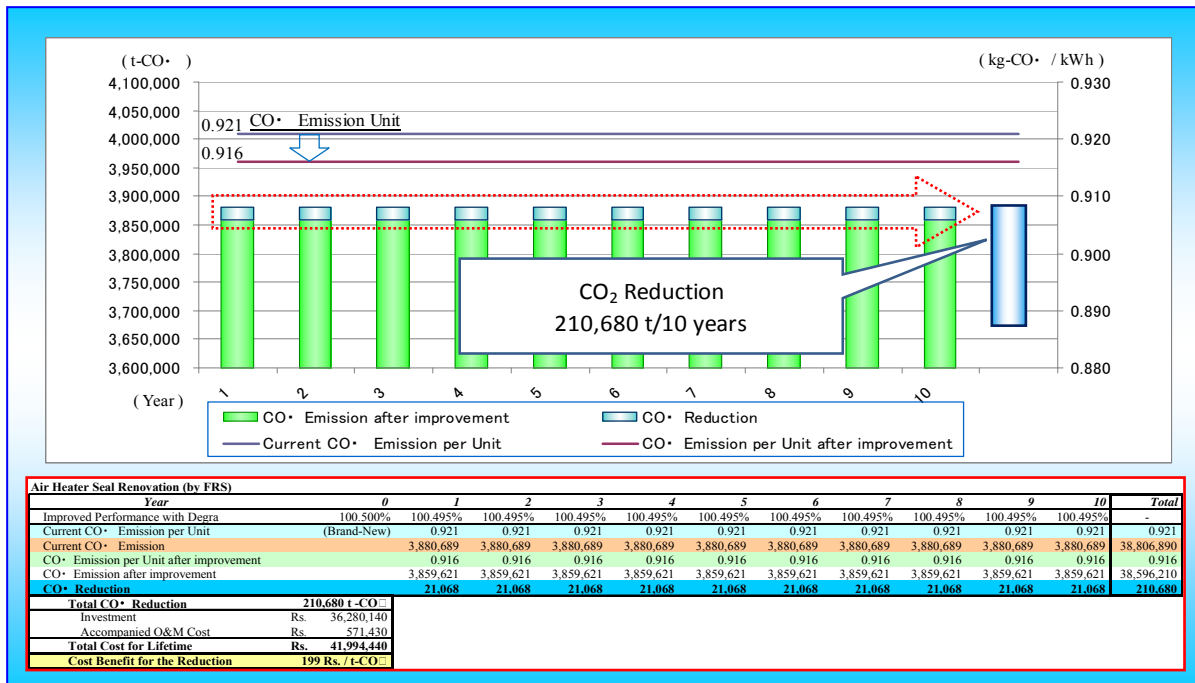


Fig. 6.15-41 CO₂ Reduction and CBER for Korba #6 by AH Renovation (FRS)

(3) Turbine Seal Fin Replacement

分析の結果、本効率改善提案実施により、ある程度の CO₂ 排出量の削減は見込めそうである。現在のところ、Korba #6 の CO₂ 排出に関しては、原単位が 0.921 kg-CO₂/kWh、年間排出量が 3,880,689 t-CO₂ と推定される。本効率改善提案を実施する場合、年間あたり 29,495 t-CO₂ の削減が見込め、CO₂ 原単位は 0.921 から 0.914 kg-CO₂/kWh まで減少すると考えられる。さらに、本効率改善項目の経年劣化*の影響を考慮した上で、耐用年数期間での総削減排出量を試算すると、0.7%の効率改善により、ユニットは6年間で67,418 t-CO₂の削減を期待することができる。

* Regarding the Degradation effect, we use the same Degradation coefficient as Fig. 6.15-2 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Korba #6” of chapter 6.15.4.1-(1) “Cost Benefit Analysis”

さらに、6年間の耐用年数と本効率改善項目実施に必要な投資コスト 29.5 百万ルピーを考慮すると、本項目の費用対効果は 438Rs. / t-CO₂ になることが分かる。

1) CO₂ Emission Reduction

- Incremental efficiency to plant performance : 0.70% (by JICA-ST Technical Assessment)
- A. Current CO₂ emission : 3,880,689 t-CO₂ / year
- B. CO₂ emission after improvement : 3,851,194 t-CO₂ / year
- C. CO₂ reduction (= A – B) : 29,495 t-CO₂ / year**

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 96.2% as current. And Degradation effect isn't considered. Regarding the calculation with Degradation effect is in the chart below.

2) Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CBER = 438 Rs. / t-CO₂

- (= Investment / 6 years Reduction)
- (= (Rs.29,500,000) / 67,418 t-CO₂))

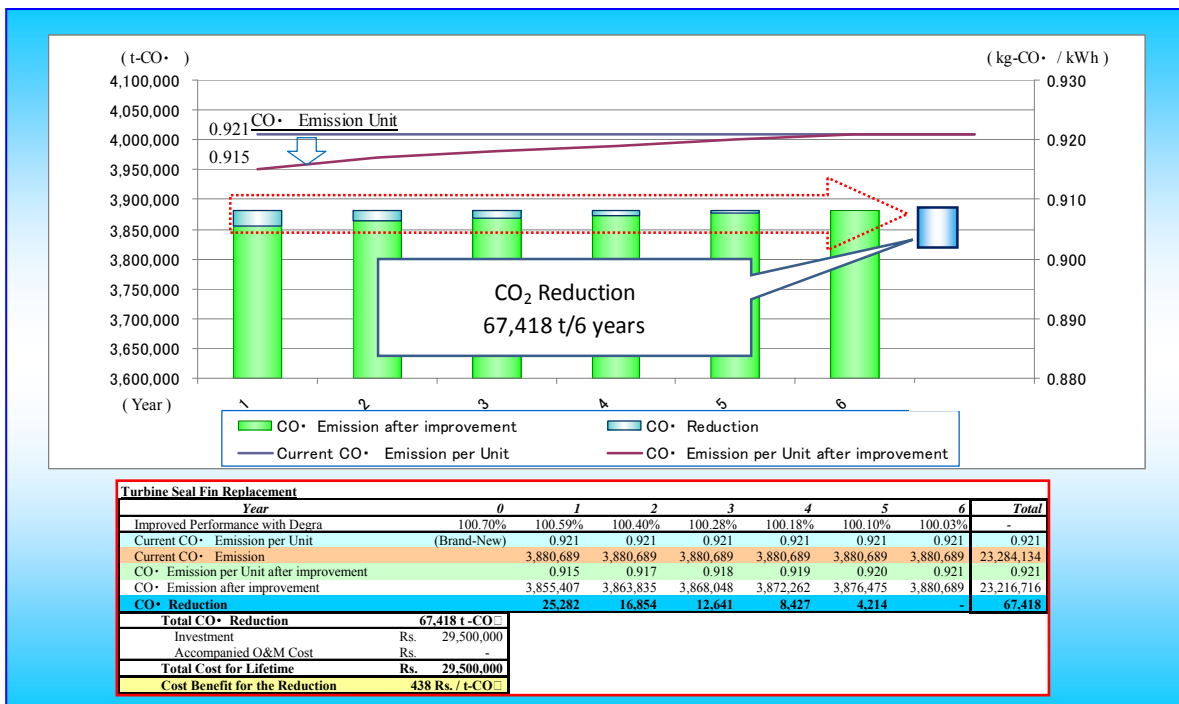


Fig. 6.15-42 CO₂ Reduction and CBER for Korba #6 by Turbine Seal Fin Replacement

6.15.5.3 Singrauli #4

環境付加価値分析の前提として、性能、CO₂排出に関するデータを以下のとおり整理する。

Table 6.15-14 Singrauli #4 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	200	
	Plant Load Factor	%	90.7	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Generation	MWh	1,589,064.0	Calculated by Plant Load Factor above
Performance (ST test data)	Unit Load	MW	201.8	Table 6.13-9 in this report
	Coal Flow	t/h	141	Table 6.13-9 in this report
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.70500	Calculated by Unit Load and Coal flow
	GCV	kcal/kg	3550	Table 6.13-8 in this report
CO ₂ emission	Carbon Content of Fuel	%	37.45	Table 6.13-8 in this report
	CO ₂ Emission per Unit	Kg-CO ₂ /kWh	0.968	Calculated by Fuel Consumption Rate and Carbon Content
	Annual Emission	t-CO ₂	1,538,214	Calculated by Generation and CO ₂ emission per unit

また、分析の対象として、“Air Heater Seal Renovation”、“Turbine Seal Fin Replacement”を、ある程度の CO₂ 排出量削減メリットが期待できるものとして選択した。

* Regarding the evaluation of CO₂ Emission reduction about the case of Singrauli #4 - Air Heater Seal Renovation “Option3” (by FRS & CCS), this was not conducted, because this option is basically non-profitable and non-recommended in chapter 6.15.4 “経済財務分析 - ケーススタディー (Economic and Financial Analysis - Case Study)”

(1) Air Heater Seal Renovation by Sector Plate Drive Unit (“Option 1” by SDU)

分析の結果、本効率改善提案実施により、ある程度の CO₂ 排出量の削減は見込めそうである。現在のところ、Singrauli #4 の CO₂ 排出に関しては、原単位が 0.968kg-CO₂/kWh、年間排出量が 1,538,214 t-CO₂ と推定される。本効率改善提案を実施する場合、年間あたり 11,123 t-CO₂ の削減が見込め、CO₂ 原単位は 0.968 から 0.961 kg-CO₂/kWh まで減少すると考えられる。さらに、本効率改善項目の経年劣化*の影響を考慮した上で、耐用年数期間での総削減排出量を試算すると、0.73%の効率改善により、**ユニットは10年間で11,230 t-CO₂の削減を期待することができる。**

* Regarding the Degradation effect, we use the same Degradation coefficient as in Fig. 6.15-18 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Singrauli #4” of chapter 6.15.4.2-(1) “CBA Analysis”

さらに、10年間の耐用年数と本効率改善項目実施に必要なコスト 32百万ルピーを考慮すると、本項目の**費用対効果は 291 Rs. / t-CO₂ になることが分かる。**

1) CO₂ Emission Reduction

Incremental efficiency to plant performance	:0.73% (by JICA-ST Technical Assessment)
A. Current CO ₂ emission	: 1,538,214 t -CO ₂ / year
B. CO ₂ emission after improvement	: 1,527,091 t -CO ₂ / year
C. CO₂ reduction (= A – B)	: 11,123 t -CO₂ / year

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 90.7% as current. And Degradation effect isn't considered. Regarding the calculation with Degradation effect is in the chart below.

2) Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CBER = 291 Rs. / t-CO₂

(= Investment Cost / 10 years Reduction)

(= Rs.32,412,670 / 111,230 t-CO₂))

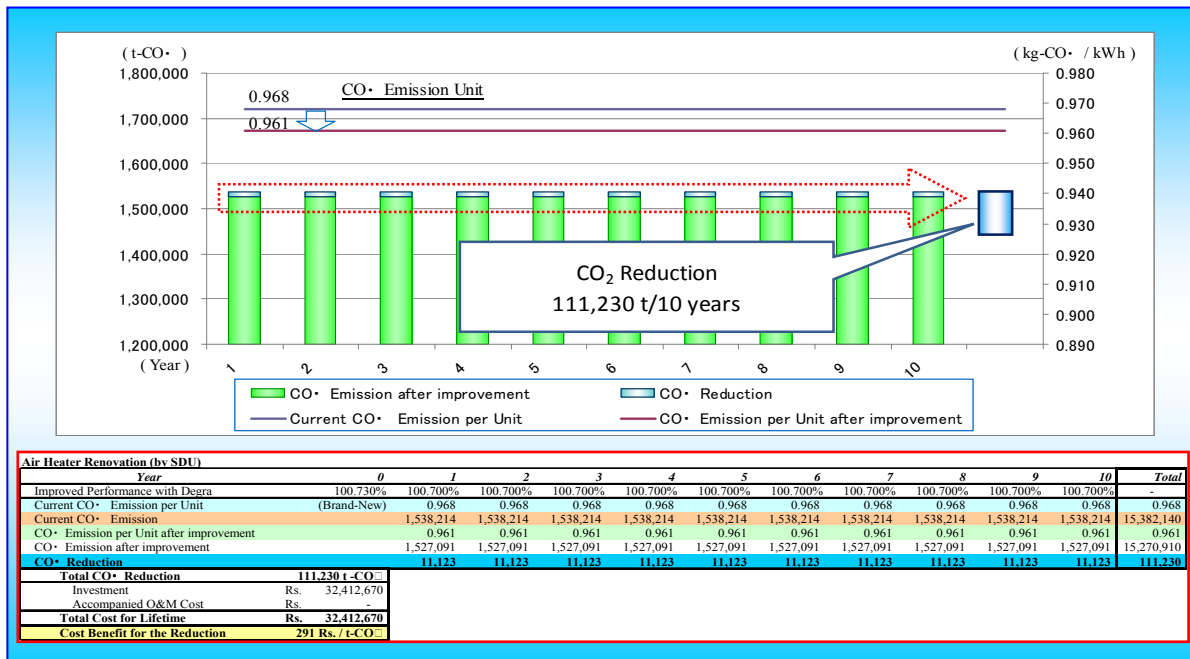


Fig. 6.15-43 Reduction and CBER for Singrauli #4 by AH Renovation (SDU)

(2) Air Heater Seal Renovation by Floating Radial Seals (“Option 2” by FRS)

分析の結果、本効率改善提案実施により、ある程度の CO₂ 排出量の削減は見込めそうである。現在のところ、Singrauli #4 の CO₂ 排出に関しては、原単位が 0.968kg-CO₂/kWh、年間の排出量が 1,538,214 t-CO₂ と推定される。本効率改善提案を実施する場合、年間あたり 11,123 t -CO₂ の削減が見込め、CO₂ 原単位は 0.968 から 0.961kg-CO₂/kWh まで減少すると考えられる。さらに、本効率改善項目の経年劣化*の影響を考慮した上で、耐用年数期間での総削減排出量を試算すると、0.73%の効率改善により、**ユニットは10年間で111,230 t-CO₂の削減を期待することができる。**

* Regarding the Degradation effect, we use the same Degradation coefficient as in Fig. 6.15-18 “Degradation of Air Heater Seal Renovation by SDU or FRS at Singrauli #4” of chapter 6.15.4.2-(1) “CBA Analysis”

さらに、10年間の耐用年数と本効率改善項目実施に必要な投資コスト 36 百万ルピーと関連の毎年の追加的運転保守費用約 0.5 約百万ルピーを考慮すると、本項目の**費用対効果は 378 Rs./t-CO₂ になることが分かる。**

1) CO₂ Emission Reduction

- Incremental efficiency to plant performance :0.73% (by JICA-ST Technical Assessment)
- A. Current CO₂ emission : 1,538,214 t-CO₂ / year
- B. CO₂ emission after improvement : 1,527,091 t-CO₂ / year
- C. CO₂ reduction (= A – B) : 11,123 t-CO₂ / year**

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 90.7% as current. And Degradation effect isn't considered. Regarding the calculation with Degradation effect is in the chart below.

2) Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CBER = 378 Rs. / t-CO₂

(= Investment & 10 year O&M Cost / 10 years Reduction)

(= (Rs.36,280,140 + Rs.571,430 × 10) / 111,230 t-CO₂))

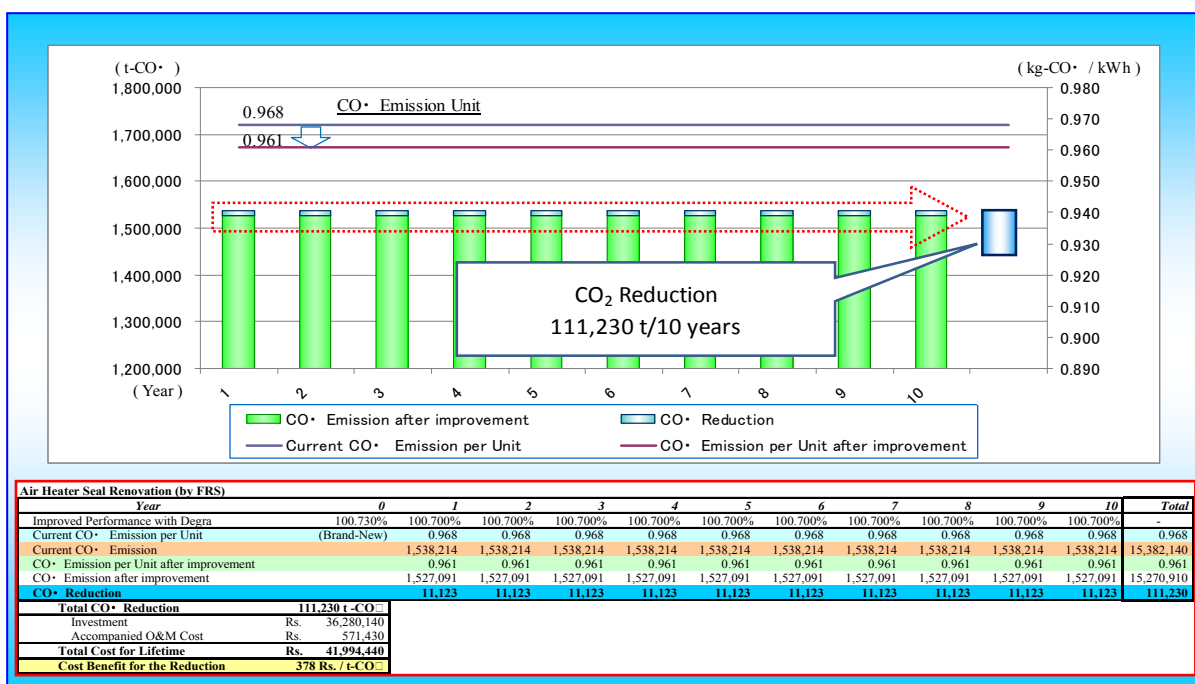


Fig. 6.15-44 CO₂ Reduction and CBER for Singrauli #4 by AH Renovation (FRS)

(3) Turbine Seal Fin Replacement

分析の結果、本効率改善提案実施により、ある程度の CO₂ 排出量の削減は見込めそうである。現在のところ、Singrauli #4 の CO₂ 排出に関しては、原単位が 0.968 kg-CO₂/kWh、年間の排出量が 1,538,214 t-CO₂ と推定される。本効率改善提案を実施する場合、年間あたり 11,123 t-CO₂ の削減が見込め、CO₂ 原単位は 0.968 から 0.961 kg-CO₂/kWh まで減少すると考えられる。さらに、本効率改善項目の経年劣化*の影響を考慮した上で、耐用年数期間での総削減排出量を試算すると、0.70%の効率改善により、ユニットは6年間で25,424 t-CO₂の削減を期待することができる。

* Regarding the Degradation effect, we use the same Degradation coefficient as in Turbine Seal Fin Replacement of chapter 6.15.4.2-(1) “Cost Benefit Analysis”

さらに、6年間の耐用年数と本効率改善項目実施に必要なコスト 6.3 百万ルピーを考慮すると、本項目の費用対効果は 247 Rs. / t-CO₂ になることが分かる。

1) CO₂ Emission Reduction

Incremental efficiency to plant performance :0.70% (by JICA-ST Technical Assessment)

A. Current CO₂ emission : 1,538,214 t -CO₂ / year

B. CO₂ emission after improvement : 1,527,091 t -CO₂ / year

C. CO₂ reduction (= A - B) : 11,123 t -CO₂ / year

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 90.7% as current. And Degradation effect isn't considered. Regarding the calculation with Degradation effect is in the chart below.

2) Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CBER = 247 Rs. / t-CO₂

(= Investment / 6 years Reduction)

(= (Rs. 6,288,000) / 25,424 t-CO₂)

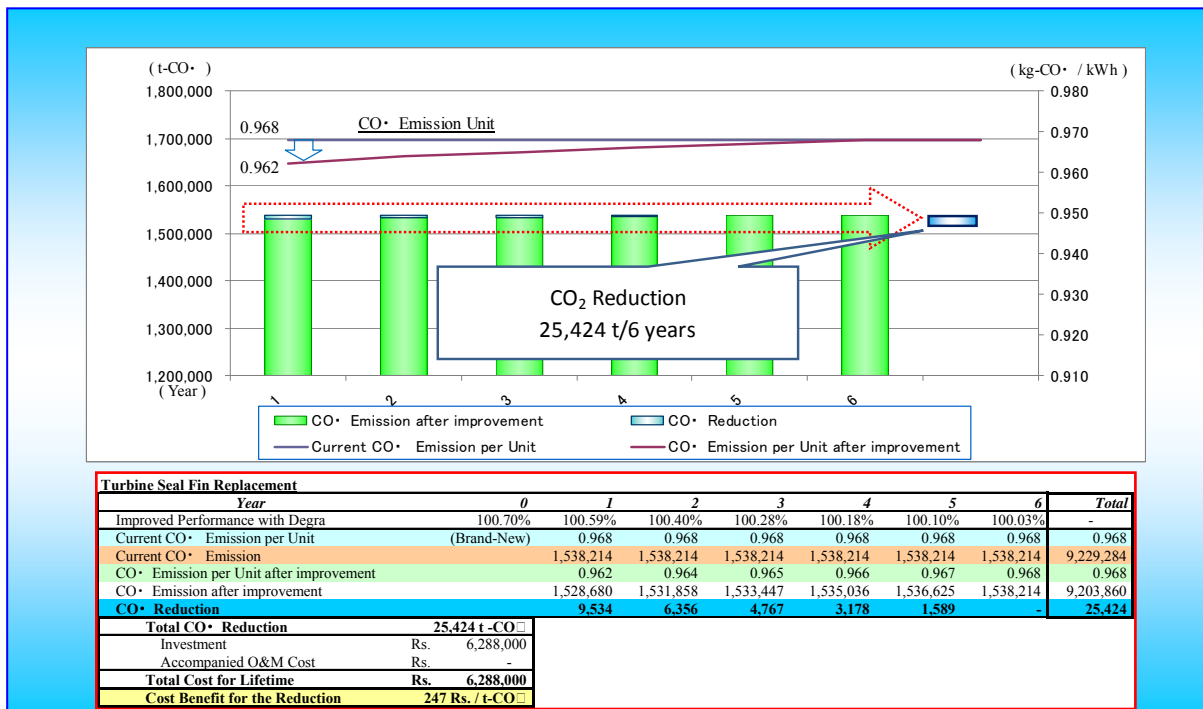


Fig. 6.15-45 CO₂ Reduction and CBER for Singrauli #4 by Turbine Seal Fin Replacement

6.15.5.4 Rihand #2

環境付加価値分析の前提として、性能、CO₂ 排出に関するデータを以下のとおり整理する。

Table 6.15-15 Rihand #2 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	500	
	Plant Load Factor		97.2%	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Generation	MWh	4,257,360.0	Calculated by Plant Load Factor above
Performance (ST test data)	Unit Load	MW	500	Table 6.13-12 in this report
	Coal Flow	t/h	323.5	Table 6.13-12 in this report
	Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.64700	Calculated by Unit Load and Coal flow
	GCV	kcal/kg	3530	Table 6.13-11 in this report
CO ₂ emission	Carbon Content of Fuel		36.34%	Table 6.13-11 in this report
	CO ₂ Emission per Unit	Kg-CO ₂ /kWh	0.862	Calculated by Fuel Consumption Rate and Carbon Content
	Annual Emission	t-CO ₂	3,669,844	Calculated by Generation and CO ₂ emission per unit

また、分析の対象として、“Turbine Seal Fin Replacement”を、ある程度の CO₂ 排出量削減メリットが期待できるものとして選択した。

(1) Turbine Seal Fin Replacement

分析の結果、本効率改善提案実施により、ある程度の CO₂ 排出量の削減は見込めそうである。現在のところ、Rihand #2 の CO₂ 排出に関しては、原単位が 0.862 kg-CO₂/kWh、年間が排出量が 3,669,844 t-CO₂ と推定される。本効率改善提案を実施する場合、年間あたり 17,029 t -CO₂ の削減が見込め、CO₂ 原単位は 0.862 から 0.858 kg-CO₂/kWh まで減少すると考えられる。さらに、本効率改善項目の経年劣化*の影響を考慮した上で、耐用年数期間での総削減排出量を試算すると、0.45%の効率改善により、**ユニットは6年間で 29,800 t -CO₂ の削減を期待することができる。**

* Regarding the Degradation effect, we use the same Degradation coefficient as in Turbine Seal Fin Replacement of chapter 6.15.4.3-(1) “Cost Benefit Analysis”

さらに、6年間の耐用年数と本効率改善項目実施に必要なコスト 9.5 百万ルピーを考慮すると、本項目の**費用対効果は 319Rs. / t-CO₂ になることが分かる。**

1) CO₂ Emission Reduction

Incremental efficiency to plant performance	: 0.45% (by JICA-ST Technical Assessment)
A. Current CO ₂ emission	: 3,669,844 t -CO ₂ / year
B. CO ₂ emission after improvement	: 3,652,815 t -CO ₂ / year
C. CO₂ reduction (= A – B)	: 17,029 t -CO₂ / year

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 97.2% as current. And Degradation effect isn't considered. Regarding the calculation with Degradation effect is in the chart below.

2) Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CBER = 319 Rs. / t-CO₂

(= Investment / 6 years Reduction)

(= (Rs. 9,500,000) / 29,800 t-CO₂)

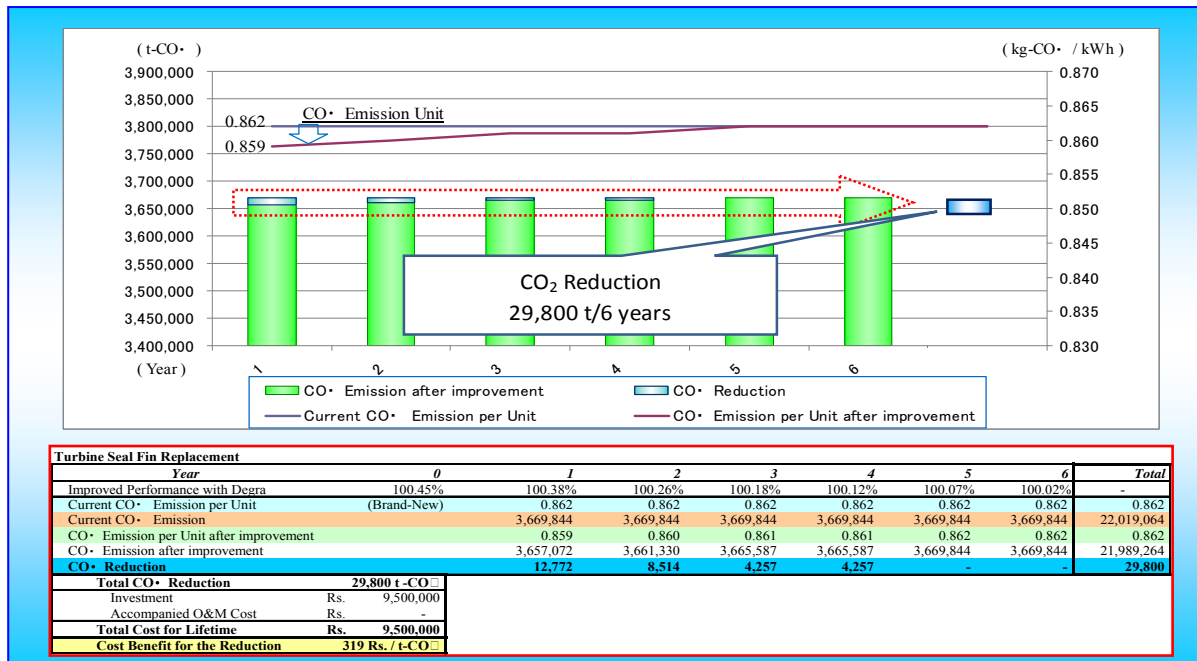


Fig. 6.15-46 CO₂ Reduction and CBER for Rihand #2 by Turbine Seal Fin Replacement

6.15.5.5 Unchahar #3

As an assumption for the analysis, we arranged the current performance CO₂ emission data as follows,

Table 6.15-16 Unchahar #3 Fundamental Data for Environmental Value Added Analysis

	Item	Unit	Data	Remarks
General	Capacity	MW	210	
	Plant Load Factor	%	93.7	Table 3.2-1 in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Generation	MWh	1,723,705.2	Calculated by Plant Load Factor above
Performance	Unit Load	MW	210	Table 8.3-5 in ST-Progress Report on Oct-5, 09 (Operation data under 100% Load)
	Coal Flow	t/h	NA	No exact data in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	Fuel Consumption Rate	kg/ kWh	0.65100	Calculated by data “0.651 kg/kWh” in ST-Progress Report on Oct-5, 09
	GCV	kcal/kg	3,550	Table 6.13-8 in this report. No Specific data, so Singrauli #4 (200MW) data as a substitute
CO ₂ emission	Carbon Content of Fuel	%	37.45	Table 6.13-8 in this report. No Specific data, so Singrauli #4 (200MW) data as a substitute
	CO ₂ Emission per Unit	Kg-CO ₂ /kWh	0.894	Calculated by Fuel Consumption Rate and Carbon Content
	Annual Emission	t-CO ₂	1,540,992	Calculated by Generation and CO ₂ emission per unit

分析の対象として、“New system introduction for optimization of combustion and soot blowers”を、ある程度の CO₂ 排出量削減メリットが期待できるものとして選択した。

(1) New system introduction for optimization of combustion and soot blowers

分析の結果、本効率改善提案実施により、ある程度の CO₂ 排出量の削減は見込めそうである。現在のところ、Unchahar 発電所ユニット#3 の CO₂ 排出に関しては、原単位が 0.894 kg-CO₂/kWh、年間の排出量が 1,540,992 t-CO₂ と推定される。本効率改善提案を実施する場合、年間あたり 86,18 t-CO₂ の削減が見込め、CO₂ 原単位は 0.894 から 0.889 kg-CO₂/kWh まで減少すると考えられる。さらに、本効率改善項目の経年劣化の影響を考慮した上で、耐用年数期間での総削減排出量を試算すると、0.52%の効率改善により、ユニットは 10 年間で 86,180 t - CO₂ の削減を期待することができる。

さらに、10 年間の耐用年数と本効率改善項目実施に必要な投資コスト 45 百万ルピーと関連の毎年の付帯経費約 10.8 約百万ルピーを考慮すると、本項目の費用対効果は 1,775 Rs. / t-CO₂ になることが分かる。

1) CO₂ Emission Reduction

Incremental efficiency to plant performance	: 0.52% (by JICA-ST Technical Assessment)
A. Current CO ₂ emission	: 1,540,992 t -CO ₂ / year
B. CO ₂ emission after improvement	: 1,532,374 t -CO ₂ / year
C. CO₂ reduction (= A – B)	: 8,618 t -CO₂ / year

Note: In this estimation, Plant Load Factor is fixed at 97.2% as current. And Degradation effect isn't considered. Regarding the calculation with Degradation effect is in the chart below.

2) Cost Benefit for Emission Reduction (CBER)

CBER = 1,775 Rs. / t-CO₂

(= Investment & 10 year O&M Cost / 10 years Reduction)

(= (Rs.45,000,000 + Rs.10,800,000 × 10) / 86,180 t-CO₂)

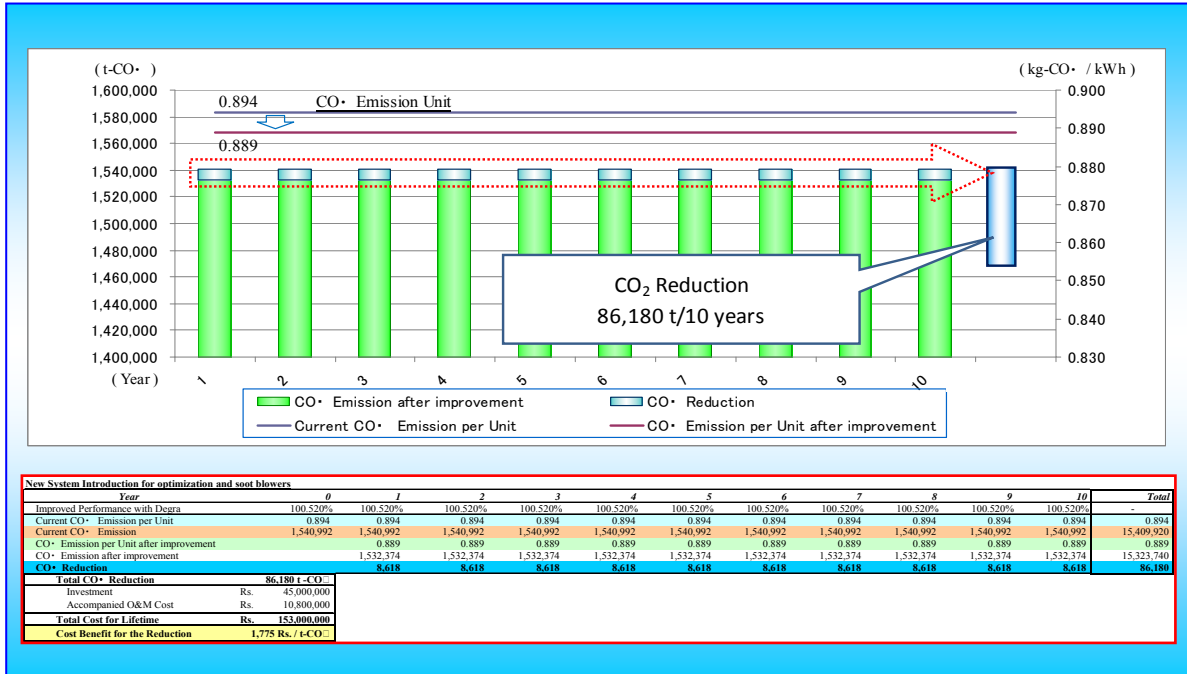


Fig. 6.15-47 CO₂Reduction and CBER for Unchahar #3 by new system optimization of combustion

6.15.5.6 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 6.15-17 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	Efficiency Improvement to Plant Unit	(AH-S) 0.50% (AH-F) 0.50% (TSF) 0.70%	(AH-S) 0.73% (AH-F) 0.73% (TSF) 0.70%	(TSF) 0.45%	(CI) 0.52%			
	Lifetime of Improvement Item (a)	(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 (b)	(AH-S) Rs. 32,412,670 (AH-F) Rs. 36,280,140 (TSF) Rs. 29,500,000	(AH-S) Rs. 32,412,670 (AH-F) Rs. 36,280,140 (TSF) Rs. 6,288,000	(TSF) Rs. 9,500,000	(CI) Rs. 45,000,000			
	Accompanied O&M Cost (c)	(AH-F) Rs. 571,430	(AH-F) Rs. 571,430	—	(CI) Rs. 10,800,000			
CO ₂ Emission Unit [Current] (kg-CO ₂ /kWh)	(AH-S) 0.921 (AH-F) 0.921 (TSF) 0.921	(AH-S) 0.968 (AH-F) 0.968 (TSF) 0.968	(TSF) 0.862	(CI) 0.894				
CO ₂ Emission Unit [Improved] (kg-CO ₂ /kWh)	(AH-S) 0.916 (AH-F) 0.916 (TSF) 0.914	(AH-S) 0.961 (AH-F) 0.961 (TSF) 0.961	(TSF) 0.858	(CI) 0.889				
CO₂ Reduction (for lifetime) (t-CO₂)	(AH-S) 210,680 (AH-F) 210,680 (TSF) 67,418	(AH-S) 111,230 (AH-F) 111,230 (TSF) 25,424	(TSF) 29,800	(CI) 86,180				
Reduction Cost Rate (Rs./t-CO₂)	(AH-S) <u>154</u> (AH-F) <u>199</u> (TSF) <u>438</u>	(AH-S) <u>291</u> (AH-F) <u>378</u> (TSF) <u>247</u>	(TSF) <u>319</u>	(CI) <u>1,775</u>				
Financial Comments	(AH-S) With a goodly volume of Reduction(210kton-CO ₂ for 10 yrs), Cost is relatively lowest (154) Excellent	(AH-S) With a certain volume of Reduction(111kton-CO ₂ for 10 yrs), Cost is relatively low (291) Good	(TSF) With a small volume of Reduction(29kton-CO ₂ for 6yrs), Cost is relatively mid(319) Good	(CI) Although a small volume of Reduction(86kton-CO ₂ for 10yrs), Cost is expensive(1,775) Careful examination about the cost-balance would be necessary.				
	(AH-F) With a goodly volume of Reduction(210kton-CO ₂ for 10 yrs), Cost is relatively low (199) Excellent	(AH-F) With a certain volume of Reduction(111kton-CO ₂ for 10yrs), Cost is relatively mid (378) Good						
	(TSF) Although a small volume of Reduction(67kton-CO ₂ for 6yrs), Cost is relatively expensive (438) Careful examination about the cost-balance would be necessary.	(TSF) With a small volume of Reduction(25kton-CO ₂ for 6yrs), Cost is relatively low (247) Good						

6.16 CDM適用化準備

NTPC は、本調査の効率改善結果に基づく CDM の適用化に強い期待を寄せている。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。本章は、CDM の概要と PDD ドラフトについて述べたものである。

6.16.1 CDMの概要

(1) 京都議定書

京都議定書は、1997 年 12 月に開催された気候変動枠組条約第 3 回締約国会議で採択され、2005 年 2 月に発効した。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。

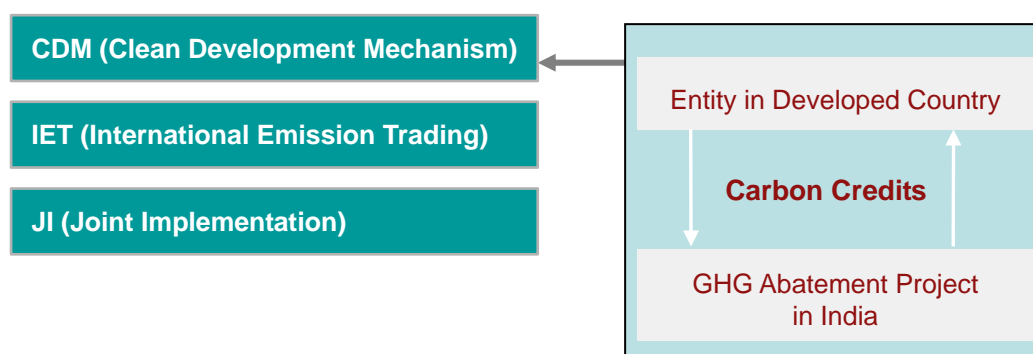


Fig. 6.16-1 Kyoto Mechanism

(2) CDM の概要

CDM は、京都議定書第 12 条に基づくメカニズムであり、先進国（京都議定書のもとで温室効果ガス排出量の削減を公約している気候変動枠組条約の附属書 I 国）と温室効果ガス排出量の削減目標を公約していない開発途上国（気候変動枠組条約の非附属書 I 国）の間での協力を通じて実施される温室効果ガス排出量削減スキームである。

CDM の目的は、京都議定書のもとで、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とともに、非附属書 I 国（ホスト国）の持続可能な開発に貢献することである。附属書 I 国は、CDM のもとで非附属書 I 国の国内で温室効果ガス排出量削減のためのプロジェクトを実施し、それにより得られたクレジット(CER)を獲得することができる。非附属書 I 国は、CDM プロジェクトから利益（経済面、社会面、環境面、技術面）を得る。

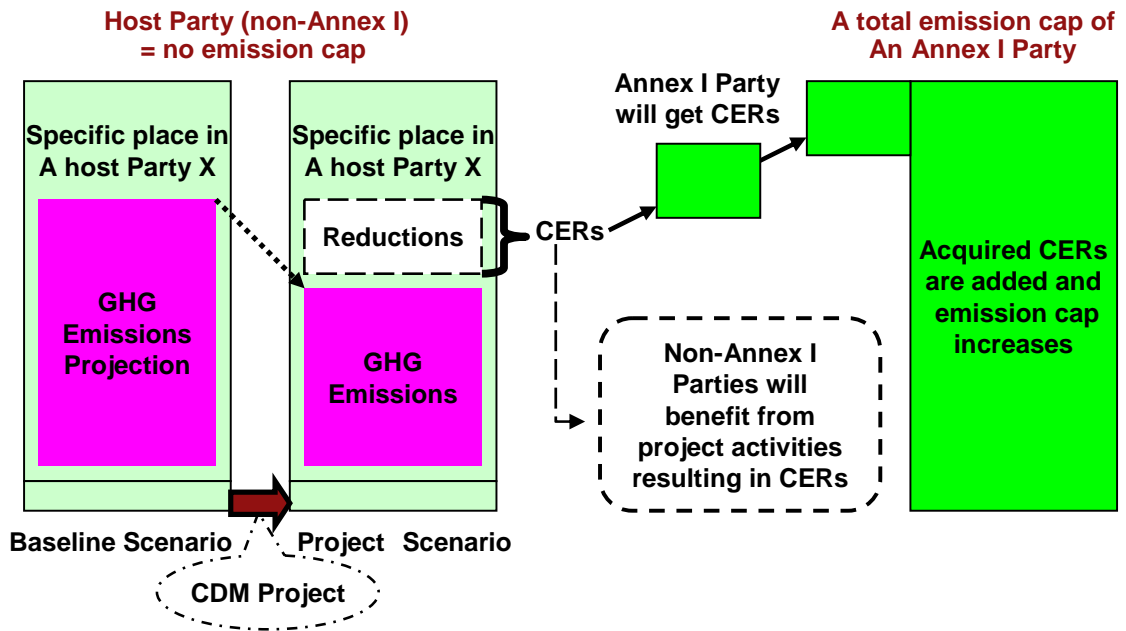


Fig. 6.16-2 Outline of the CDM

(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、排出削減量が評価される手続が実施され、最終的に CDM 理事会によって、プロジェクトの登録が承認され、CER が発行される。

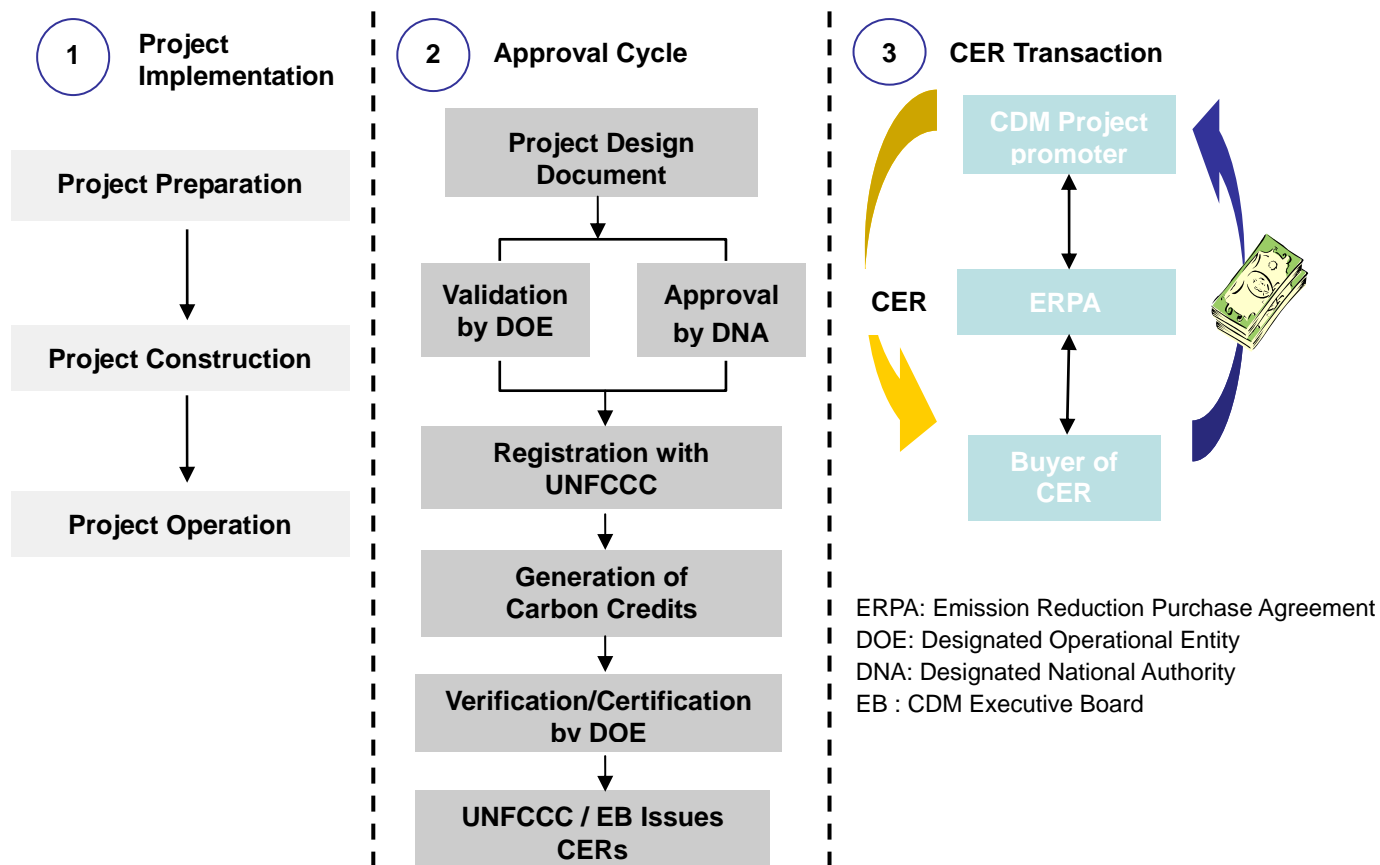


Fig. 6.16-3 CDM Project Cycle

(4) PDD の作成

プロジェクト参加者は、そのプロジェクト活動、プロジェクト活動に適用すべき承認済みベースライン・モニタリング方法論、プロジェクト活動期間とクレジット期間、環境影響、ステイクホルダーコメントの情報を含む 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。PDD には、プロジェクト参加者が、英語で表記すること、PDD の所定様式を変更してはならないこと、など 5 つの規定を守って作成しなければならないことが規定されている。

Table 6.16-1 Item of CDM PDD (version 3.2)

SECTION A	General description of project activity
SECTION B	Application of a baseline and monitoring methodology
SECTION C	Duration of the project activity / crediting period
SECTION D	Environmental impacts
SECTION E	Stakeholders' comments
Annex 1	Contact information on participants in the proposed Small Scale project activity
Annex 2	Information regarding public funding
Annex 3	Baseline information
Annex 4	Monitoring Information

(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。どの承認済み方法論を PDD に選択すべきかを適切に判断することが、その円滑な申請手続きの成否を決める。

承認方法論には、そのプロジェクトが大規模の場合と小規模の場合とで CDM 理事会によって登録されている承認済み方法論が異なる。

1) 大規模承認方法論

既設火力発電所の改修や改造による効率向上プロジェクトが適用される大規模承認済み方法論は、AM0061 と AM0062 である。

Table 6.16-2 Large Scale Approved Methodologies applicable to existing Thermal Power Station

Approved Methodologies No.	AM0061	AM0062
Area	Energy Industry	Energy Industry
Key word	Energy efficiency improvement, Energy saving	Energy saving, Energy efficiency
Scope	Power Plant	Power Plant (Turbine)
Title of Methodologies – Version No.	Methodology for rehabilitation and/or energy improvement in existing power plants – Version0.2.1	Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines – Version01.1

2) 小規模承認済み方法論

他方、プロジェクト参加者は、プロジェクトの規模に従って、小規模承認方法論を選択することが出来る。小規模承認済み方法論の 3 つのタイプ (AMS-I, II 並びに III) は、現在以下のとおり CDM 理事会によって登録されている。

Table 6.16-3 Methodologies of Small Scale CDM

Meth. No.	Scope
AMS-I A~E	Renewable energy project activities within a maximum out put capacity of 15 MW (or an appropriate equivalent)
AMS-II A~J	Improvement in energy efficiency which reduce energy consumption on the supply and/or demand side, shall be limited to those with a maximum output of 60 GWh per year
AMS-III A~Z AA~AH	Emission reductions of less than or equal to 60 kt CO ₂ equivalent annually

6.16.2 PDD Draft作成業務の実施

(1) PDD Draft 作成業務の委託

1) 調査業務名

“PREPARATION OF PDD Draft” FOR THE STUDY ON ENHANCING EFFICIENCY OF OPERATING THERMAL POWER PLANTS IN NTPC-INDIA

2) 委託先

Ernst & Young Pvt .Ltd.

3) 業務委託期間および業務内容

Table 6.16-4 Period of Execution and Scope of the Work

Fiscal year	Period of Execution	Scope of the Work
2009	From December 2009 and February 12, 2010	- Collection of necessary data and information - Selection of AM - Making plan and policy for the preparation of PDD Draft
2010	May 2010 and September 2010	- Preparation of PDD Draft - Planning of schedule of preparatory works for CDM procedure for submission and approval

(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

PDD Draft の対象については、2010 年 2 月および 3 月の第 4 次現地調査で、対象発電所ユニット (Singrauli #4, Korba #6 および Rihand #2) の効率改善案の調査結果と推奨案を報告し、NTPC と合意した。これらの対象発電所ユニットについては、その実現可能性と排出削減量を考慮の上で推奨したものである。当初、3 発電所ユニットの改善策とも、当初は“turbine seal fin replacement”が含まれていた。しかしながら、“turbine seal fin replacement”は、CDM の適用条件を満足することが出来ない“regular maintenance activity and housekeeping measures”であることを確認した。それゆえ、Singrauli #4 および Korba #6 の改善案は、“Air heater performance improvement”に限定することとなった。

その上、Rihand #2 の改善案については、NTPC との協議を通じて“turbine seal fin replacement”に換えて“BFP performance improvement”の改善に変更した。

Table 6.16-5 Finalized thermal power generation unit and energy efficiency improvement measures

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

本調査においては、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、提案した改善策と NTPC の求めに基づき算定された排出削減量の規模を考慮することによって、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、簡易実施手順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

Air Pre-Heater performance improvement at NTPC Plant, Singrauli, Uttar Pradesh

b) プロジェクト活動の内容

現行ユニットの空気漏洩率は、設計値 9%の空気漏洩率より高い、実態として約 26.45%である。その設計値まで空気漏洩率を減少させるためのエネルギー効率改善策により、0.64%のボイラー効率の改善が見積もられる。空気漏洩率を減少させるために実施されるエネルギー効率改善策は、以下のとおりある。

1. フローティングラジアルシールの採用(FRS)
2. セクタープレートドライブユニットの採用(SDU)

プロジェクトにより地域社会は、社会的、経済的、環境的、技術的な福祉の便益を得ることになり、それ故、持続可能な発展に貢献するものである。

c) プロジェクト参加者

Name of Party involved ((host) indicates a host party):..... India

Private and/or public entity (ies) Project participants (as applicable):..... NTPC Ltd.

Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No): No

d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容

所在地： The project activity is located at Sonebhadra District, Uttar Pradesh, India. The project activity is located between 230 50'24" N Latitude, 820 16'12" E Longitude & 430 m above mean sea level

CDM 方法論： As per the 'Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories', the project falls under

セクトラルスコープ： I - Energy Industries (renewable/non-renewable)

メインカテゴリー： Type II - Energy efficiency improvement projects

サブカテゴリー： B - Supply side energy efficiency improvements - generation

技術対策：

1. フローティングラジアルシールの採用(FRS)
2. セクタープレートドライブユニットの採用(SDU)

算定排出削減量： 10,716 tCO₂/ 年あたり・10 年間

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

Type - II -	Energy Efficiency Improvement Projects
Title -	A.M.S II B “Supply side energy efficiency improvements - generation”
Reference -	A.M.S II B (Version 9, EB 33)

- b) プロジェクトカテゴリー選択の妥当性

以下により方法論の適格性の判断基準を満たしていることが必要である。

Table 6.16-6 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Singrauli #4

選定方法論の適格性の判断基準	プロジェクト活動がどのように適格条件を満たしたかの妥当性
本カテゴリーは、エネルギーまたは燃料消費を削減することによって電力を供給する化石燃料の発電ユニットまたは火力発電システムを改善するための技術または対策で成り立っている。	提案のエネルギー効率対策は、石炭火力発電所の効率を改善すること、それにより化石燃料の消費を削減することを目的としている。
総エネルギー節減量が年 60GWh 相当以内である。60GWh 相当の総エネルギー節減量は、発電ユニットに燃料として投入される 180GWhth の最大節減量に等しい。	プロジェクト活動による総火力エネルギー節減量は、32.18GWh _{th} である。
技術または対策は、既設設備または新設設備の一部に適用出来る。	エネルギー効率対策は、4 号機の既設ボイラーで実施される。

上記によりプロジェクトシナリオは、方法論によって設定された判断基準を満たしていることを証明している。

- c) プロジェクトバウンダリーの内容

プロジェクトバウンダリーは、ボイラーと空気予熱器のサイトの範囲内である。プロジェクトバウンダリーは、貯炭を開始点とし石炭燃焼ボイラーを網羅し、タービンシステムの熱供給点までである。

- d) ベースラインの特定とその開発の内容

プロジェクト活動と規制的要件がなかった場合、最も妥当なベースラインシナリオは、ボイラー効率を改善することなく発電を継続することである。

ベースライン排出量は、対象ユニットで発生する総熱負荷(kcal/kWh)に石炭の排出係数(CEA の値)とそのユニットの総発電電力量とを乗ずることで計算される。プロジェクト実施前の過去3年間の平均熱負荷データが、ベースライン排出量の計算に使用される。

プロジェクトの排出量は、そのユニットのプロジェクト後の年度に対象ユニットで発生する総熱負荷(kcal/kWh)にその石炭の排出係数(CEA の値)とそのユニットの総予想発電電力

量とを乗ずることで計算される。排出削減量は、ベースライン排出量とプロジェクト排出量との差として計算される。

- e) 資源による GHG の人為的排出量が、登録済み小規模プロジェクト活動がなかった場合に比べて、どのように削減されるかの内容（追加性証明の内容）

プロジェクト活動は、決定 17/CP.7 の第 6 段落で述べられているように、小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易実施手順を用いることが出来る適格性の判断基準を満たしている。決定 17/CP.7 の第 43 段落においては、資源による GHG の人為的排出量が、CDM プロジェクト活動がなかった時よりも削減される場合、その CDM プロジェクト活動は追加的である。

さらに、選定された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのベースライン・モニタリング簡易方法論の附属書 B の添付文書 A によれば、プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に、少なくともリストの中にある要素の 1 つを説明しなければならない。その活動が規制または政策的要件を超えた自主的な活動なのか、もしくは、障壁の除去によって要件を遵守する改善なのかを明確な表現で特定すべきである。

投資障壁：当該プロジェクトを実施するよりも経済的に実現性がある活動が実施され、その結果として当該プロジェクトが実施される場合に比較して、排出量がより多くなる。ベストプラクティスの事例は、関連のある投資指標を採用する投資分析、ベンチマーク分析または簡易投資分析（CDM が、最終使用時のエネルギー効率で唯一の収益が受け入れられる場合）も含むものとする。そうした分析のためには、国家的規模または国際的な会計事例と基準を使用することも推奨される。

証明されたプロジェクトの IRR は、ベンチマーク相場となる収益よりも低い。新技術による対策を実施するために必要とする燃料節減の機会費用と全投資に基づく IRR 分析を導入することも可能である。プロジェクト IRR が投資収益のベンチマーク相場よりも低い場合、そのプロジェクトは追加的である。

技術的障壁は、プロジェクト活動の追加性を証明するために使用される。

技術的障壁：技術的な不確実性によるリスクが低い技術が採用されるため、またはそのプロジェクトが採用している新技術の市場占有率が低いため、結果としてそのプロジェクトよりも技術先進性が低い活動が行われ、排出量がより大きくなる。

フローティングラジアル・シールとセクタープレートドライブユニットの採用は、インド国の石炭火力発電所においては、一般的な慣行ではない。現在使用されているシールは、コストは低いものの、空気漏洩率を継続的に低くできる信頼性を有していない。提案のエネルギー効率対策は、高コストであり、インド国において初めて実施されるものである。設計値の空気漏洩率を維持することの出来る空気予熱器の部門で使用される FRS と SDU は、正にインド国で初めて採用される新技術である。新技術の実績データが入手できない場合は、プロジェクト活動に関連する留意すべきリスクが存在することとなる。その場合は、プロジェクト活動は、集中的に使用されている、相対的に低いリスクを持つ既設システムに置き換わってしまうことになる。

一般的慣行障壁：普及度の高い慣行、既存の規制、または政策的な要件に従うことが、より排出量の大きい技術の実施を促す。新技術を採用することをプロジェクト実施者に指示する規制や政策的な要件は存在しない。インド国における一般的慣行障壁は、空気予熱器の分野で通常のシールを使用し、それらのパフォーマンスを低下させてきた。NTPC は、国内でもっとも効率のよい電力を発生させることのできる会社の一つであり、プラントの機能を徹底して維持する高い効率のレベルを確保するため、最善の慣行に従ってきた。これまで説明してきたように、新たな技術である FRS と SDU は、国内で最初に実施されるものであり、ボイラーシステムの全体効率を向上させることにより GHG 削減を促すものである。通常のシールを使用するという一般的慣行での性能実績が、長年空気漏洩率増大によって、低下してきたことは周知の事実である。これらは、ボイラーシステムの全体効率を低下させ、それ故、高い GHG 排出量を促してきた。

f) 排出削減量

Table 6.16-7 Baseline and project emission calculations in Singrauli #4

Parameter	Value	Unit
Baseline Emissions	-	-
Boiler efficiency	87.14	%
Plant Capacity	200	MW
No of Operating Hours in a day	24	Hrs
No of Operating days in a year	330	Days
Total Electricity Produced	1,584	Million kWh
Total Heat input ($E_{BL,v}$)	3,795,905	Million kcal
Emission coefficient for Coal	92.5	tCO ₂ /TJ
Baseline Emissions (BE_v)	1,469,793	tCO ₂ /yr
Project Emissions		
Boiler efficiency	87.78	%
Plant Capacity	200	MW
No of Operating Hours in a day	24	Hrs
No of Operating days in a year	330	Days
Total Electricity Produced	1,584	Million kWh
Total Heat input ($E_{P,v}$)	3,768,229	Million kcal
Emission coefficient For Coal	92.5	tCO ₂ /TJ
Project emissions (PE_y)	1,459,077	tCO ₂ /yr
Emission Reduction ($BE_v - PE_v$)		
Emission reduction due to project activity	10,716	tCO ₂ /yr
Total CER for ten years crediting period	107,160	tCO ₂

g) モニタリング方法論の適用とモニタリング計画の内容

Table 6.16-8 Monitoring parameter and Value used in Singrauli #4

Monitoring parameter	Description	Value used	Unit
EG _{p, y}	The gross electricity generated in the year y	1,584, 000, 000	kWh
GCV _{coal, y}	Gross calorific value of coal in the year y	-	kcal/kg
Q _{coal, y}	Total quantity of coal combusted in the year y	-	Tonnes
SHR _{p, y}	Gross station heat rate in the year y	-	kcal/kWh
D _y	Boiler efficiency in the project scenario in the year y	87.78	%
Q _{steam}	Quantity of steam generated in the project boiler	-	Tonnes
T _{steam}	The temperature of steam generated in the project boiler	-	°C
S _p	The pressure of steam generated in the project boiler	-	bar
H _g	Enthalpy of steam	-	kJ/kg
T _{Feed water}	The temperature of feed water in the project boiler	-	°C
h _f	Enthalpy of feed water in the year y	-	kJ/kg

3) プロジェクト活動とクレジットの期間

予定プロジェクト活動の期間：10 年間

プロジェクト活動のクレジット期間 10 年間

4) 環境への影響

インド政府の環境・森林省(MoEF)は、2006年10月14日付の環境影響評価通達第 S.O.1533号に基づき、新設プロジェクトや近代化または拡張プロジェクトを立ち上げる場合に、環境問題の除去を必要とし、環境影響評価(EIA)を実行しなければならない事業活動を通達の一覧表に掲載している。本プロジェクト活動は、一覧表に掲載されていないので、EIA の実施を必要としない。

プロジェクト活動は、環境にやさしく、ボイラーで燃焼する石炭(化石燃料)の量を削減することにより GHG 排出削減を促す。プロジェクト活動は、環境に重大な悪影響を与えるものでなく、また、インド政府の環境・森林省(MoEF)の EIA 通達の規制の範囲内にはない。それ故、EIA はホスト国で計画される必要はない。

5) ステイクホルダーのコメント

ステイクホルダーは、プロジェクト活動の様々な段階でどのように関与するかにより特定されてきている。本プロジェクトに特定されるステイクホルダーは、以下のとおりである。

- 対象地域の村民と村の運営組織の代表者
- NTPC の従業員

- 教諭
- エンジニアリング実習生

NTPC は、2010 年 7 月 27 日にステイクホルダー協議会を組織した。会合は、NTPC Singrauli の構内で開催された。ステイクホルダーの出席者名簿が作成され、会合では様々な関心事と疑問点が寄せられた。疑問点は、十分に答えられ、PDD に記載された。様々な直接、間接の便益（社会面、経済面、環境面）の観点から、ステイクホルダーの協議会の中では、プロジェクトに反対する見解は、出されなかった。

(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

Air Pre-Heater performance improvement at NTPC Plant, Korba # 6, Chattisgarh

b) プロジェクト活動の内容

現行ユニットの空気漏洩率は、設計値 9%の空気漏洩率より高い、実態として約 46%である。その設計値まで空気漏洩率を減少させるためのエネルギー効率改善策により、0.43%までのボイラー効率の改善が見積もられる。空気漏洩率を減少させるために実施されるエネルギー効率改善策は、以下のとおりである。

1. フローティングラジアルシールの採用(FRS)
2. セクタープレートドライブユニットの採用(SDU)

プロジェクトにより地域社会は、社会的、経済的、環境的、技術的な福祉の便益を得ることになり、それ故、持続可能な発展に貢献するものである。

c) プロジェクト参加者

Name of Party involved ((host) indicates a host party):..... India
 Private and/or public entity (ies) Project participants (as applicable):..... NTPC Ltd.
 Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No): No

d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容

所在地: The project activity is located at Korba District, Chattisgarh, India. The project activity is located between 22°21'0" N Latitude, 82°40'48" E Longitude & 304 m above mean sea level

CDM 方法論: As per the 'Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories', the project falls under

セクトラルスコープ: I - Energy Industries (renewable/non-renewable)
 メインカテゴリー: Type II - Energy efficiency improvement projects
 サブカテゴリー: B-Supply side energy efficiency improvements - generation

技術対策:

1. フローティングラジアルシールの採用(FRS)

2. セクタープレートドライブユニットの採用(SDU)

算定排出削減量：18,020 tCO₂/ 年あたり・10 年間

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

Type -II - Energy Efficiency Improvement Projects
 Title - A.M.S II B “Supply side energy efficiency improvements - generation”
 Reference - A.M.S II B (Version 9, EB 33)

- b) プロジェクトカテゴリー選択の妥当性

以下により方法論の適格性の判断基準を満たしていることが必要である。

Table 6.16-9 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Korba #6

選定方法論の適格性の判断基準	プロジェクト活動がどのように適格条件を満たしたかの妥当性
本カテゴリーは、エネルギーまたは燃料消費を削減することによって電力を供給する化石燃料の発電ユニットまたは火力発電システムを改善するための技術または対策で成り立っている。	提案のエネルギー効率対策は、石炭火力発電所の効率を改善すること、それにより化石燃料の消費を削減することを目的としている。
総エネルギー節減量が年 60GWh 相当以内である。60GWh 相当の総エネルギー節減量は、発電ユニットに燃料として投入される 180GWhth の最大節減量に等しい。	プロジェクト活動による総火力エネルギー節減量は、54.12GWh _{th} である。
技術または対策は、既設設備または新設設備の一部に適用出来る。	エネルギー効率対策は、6号機の既設ボイラーで実施される。

上記によりプロジェクトシナリオは、方法論によって設定された判断基準を満たしていることを証明している。

- c) プロジェクトバウンダリーの内容

プロジェクトバウンダリーは、ボイラーと空気予熱器のサイトの範囲内である。プロジェクトバウンダリーは、貯炭を開始とし石炭燃焼ボイラーを網羅し、タービンシステムの熱供給点までである。

- d) ベースラインの特定とその開発の内容

プロジェクト活動と規制的要件がなかった場合、最も妥当なベースラインシナリオは、ボイラー効率を改善することなく発電を継続することである。

ベースライン排出量は、対象ユニットで発生する総熱負荷(kcal/kWh)に石炭の排出係数(CEA の値)とそのユニットの総発電電力量とを乗ずることで計算される。プロジェクト実施前の過去3年間の平均熱負荷データが、ベースライン排出量の計算に使用される。

プロジェクトの排出量は、そのユニットのプロジェクト後の年度に対象ユニットで発生する

総熱負荷(kcal/kWh)にその石炭の排出係数(CEA の値)とそのユニットの総予想発電電力量とを乗ずることで計算される。排出削減量は、ベースライン排出量とプロジェクト排出量との差として計算される。

- e) 資源による GHG の人為的排出量が、登録済み小規模プロジェクト活動がなかった場合に比べて、どのように削減されるかの内容(追加性証明の内容)

プロジェクト活動は、決定 17/CP7 の第 6 段落で述べられているように、小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易実施手順を用いることが出来る適格性の判断基準を満たしている。決定 17/CP7 の第 43 段落においては、資源による GHG の人為的排出量が、CDM プロジェクト活動がなかった時よりも削減される場合、その CDM プロジェクト活動は追加的である。

さらに、選定された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのベースライン・モニタリング簡易方法論の附属書 B の添付文書 A によれば、プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に、少なくともリストの中にある要素の 1 つを説明しなければならない。その活動が規制または政策的要件を超えた自主的な活動なのか、もしくは、障壁の除去によって要件を遵守する改善なのかを明確な表現で特定すべきである。

投資障壁：当該プロジェクトを実施するよりも経済的に実現性がある活動が実施され、その結果として当該プロジェクトが実施される場合に比較して、排出量がより多くなる。ベストプラクティスの事例は、関連のある投資指標を採用する投資分析、ベンチマーク分析または簡易投資分析(CDM が、最終使用時のエネルギー効率で唯一の収益が受け入れられる場合)も含むものとする。そうした分析のためには、国家的規模または国際的な会計事例と基準を使用することも推奨される。

証明されたプロジェクトの IRR は、ベンチマーク相場となる収益よりも低い。新技術による対策を実施するために必要とする燃料節減の機会費用と全投資に基づく IRR 分析を導入することも可能である。プロジェクト IRR が投資収益のベンチマーク相場よりも低い場合、そのプロジェクトは追加的である。

技術的障壁は、プロジェクト活動の追加性を証明するために使用される。

技術的障壁：技術的な不確実性によるリスクが低い技術が採用されるため、またはそのプロジェクトが採用している新技術の市場占有率が低いため、結果としてそのプロジェクトよりも技術先進性が低い活動が行われ、排出量がより大きくなる。

フローティングラジアル・シールとセクタープレートドライブユニットの採用は、インド国の石炭火力発電所においては、一般的な慣行ではない。現在使用されているシールは、コストは低いものの、空気漏洩率を継続的に低くできる信頼性を有していない。提案のエネルギー効率対策は、高コストであり、インド国において初めて実施されるものである。設計値の空気漏洩率を維持することの出来る空気予熱器の部門で使用される FRS と SDU は、正にインド国で初めて採用される新技術である。新技術の実績データが入手できない場合は、プロジェクト活動に関連する留意すべきリスクが存在することとなる。その場合は、プロジェクト活動は、集中的に使用されている、相対的に低いリスクを持つ既設システムに置き換わってしまうことになる。

一般的慣行障壁：普及度の高い慣行、既存の規制、または政策的な要件に従うことが、より排出量の大きい技術の実施を促す。新技術を採用することをプロジェクト実施者に指示する規制や政策的な要件は存在しない。インド国における一般的慣行障壁は、空気予熱器の分野で通常のシールを使用し、それらのパフォーマンスを低下させてきた。NTPC は、国内でもっとも効率のよい電力を発生させることのできる会社の一つであり、プラントの機能を徹底して維持する高い効率のレベルを確保するため、最善の慣行に従ってきた。これまで説明してきたように、新たな技術である FRS と SDU は、国内で最初に実施されるものであり、ボイラーシステムの全体効率を向上させることにより GHG 削減を促すものである。通常のシールを使用するという一般的慣行での性能実績が、長年空気漏洩率増大によって、低下してきたことは周知の事実である。これらは、ボイラーシステムの全体効率を低下させ、それ故、高い GHG 排出量を促してきた。

f) 排出削減量

Table 6.16-10 Baseline and project emission calculations in Korba #6

Parameter	Value	Unit
Baseline Emissions	-	-
Boiler efficiency	85.91	%
Plant Capacity	500	MW
No of Operating Hours in a day	24	Hrs
No of Operating days in a year	330	Days
Total Electricity Produced	3,960	Million kWh
Total Heat input ($E_{BL,v}$)	9,344,868	Million kcal
Emission coefficient for Coal	92.5	tCO ₂ /TJ
Baseline Emissions (BE_v)	3,618,380	tCO ₂ /yr
Project Emissions		
Boiler efficiency	86.34	%
Plant Capacity	500	MW
No of Operating Hours in a day	24	Hrs
No of Operating days in a year	330	Days
Total Electricity Produced	3,960	Million kWh
Total Heat input ($E_{P,v}$)	9,298,327	Million kcal
Emission coefficient for Coal	92.5	tCO ₂ /TJ
Project emissions (PE_v)	3,600,359	tCO ₂ /yr
Emission Reduction ($BE_v - PE_v$)		
Emission reduction due to project activity	18,020	t CO ₂ /yr
Total CER for ten years crediting period	180,200	t CO ₂

g) モニタリング方法論の適用とモニタリング計画の内容

Table 6.16-11 Monitoring parameter and Value used in Korba #6

Monitoring parameter	Description	Value used	Unit
$EG_{p,y}$	The gross electricity generated in the year y	3,960,000,000	kWh
$GCV_{coal,y}$	Gross calorific value of coal the year y	-	kcal/kg
$Q_{coal,y}$	Total quantity of coal combusted in the year y	-	Tonnes
$SHR_{p,y}$	Gross station heat rate in the year y	-	kcal/kWh
η_y	Boiler efficiency in the year y	86.34	%
Q_{steam}	Quantity of steam generated in the project boiler	-	Tonnes
T_{steam}	The temperature of steam generated in the project boiler	-	°C
S_p	The pressure of steam generated in the project boiler	-	bar
H_g	Enthalpy of steam	-	kJ/kg
$T_{Feed\ water}$	The temperature of feed water in the project boiler	-	°C
h_f	Enthalpy of feed water	-	kJ/kg

3) プロジェクト活動とクレジットの期間

予定プロジェクト活動の期間：10 年間

プロジェクト活動のクレジット期間 10 年間

4) 環境への影響

インド政府の環境・森林省(MoEF)は、2006年10月14日付の環境影響評価通達第 S.O.1533号に基づき、新設プロジェクトや近代化または拡張プロジェクトを立ち上げる場合に、環境問題の除去を必要とし、環境影響評価(EIA)を実行しなければならない事業活動を通達の一覧表に掲載している。本プロジェクト活動は、一覧表に掲載されていないので、EIA の実施を必要としない。

プロジェクト活動は、環境にやさしく、ボイラーで燃焼する石炭(化石燃料)の量を削減することにより GHG 排出削減を促す。プロジェクト活動は、環境に重大な悪影響を与えるものでなく、また、インド政府の環境・森林省(MoEF)の EIA 通達の規制の範囲内にはない。それ故、EIA はホスト国で計画される必要はない。

5) ステイクホルダーのコメント

ステイクホルダーは、プロジェクト活動の様々な段階でどのように関与するかにより特定されてきている。本プロジェクトに特定されるステイクホルダーは、以下のとおりである。

- 対象地域の村民と村の運営組織の代表者
- NTPC の従業員
- 教諭
- エンジニアリング実習生

NTPC は、2010 年 7 月 23 日にステイクホルダー協議会を組織した。会合は、NTPC Korba の構内で開催された。ステイクホルダーの出席者名簿が作成され、会合では様々な関心事と疑問点が寄せられた。疑問点は、十分に答えられ、PDD に記載された。様々な直接、間接の便益（社会面、経済面、環境面）の観点から、ステイクホルダーの協議会の中では、プロジェクトに反対する見解は、出されなかった。

(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

Boiler feed water pump performance improvement at NTPC Plant, Rihand, Uttar Pradesh

b) プロジェクト活動の内容

ボイラー給水ポンプの現行効率は、70.4%である。エネルギー効率対策は、ボイラー給水ポンプの効率を約 83%にまで改善し、よって、ボイラー給水ポンプシステムによる電力消費量を削減するものである。

プロジェクトにより地域社会は、社会的、経済的、環境的、技術的な福祉の便益を得ることになり、それ故、持続可能な発展に貢献するものである。

c) プロジェクト参加者

Name of Party involved ((host) indicates a host party):..... India

Private and/or public entity(ies) Project participants (as applicable):..... NTPC Ltd.

Party involved wishes to be considered as project participant(Yes/No): No

d) 小規模プロジェクト活動の技術的内容

所在地：The project activity is located at Rihand District, Uttar Pradesh, India. The project activity is located between 24°3'0" N Latitude, 82°49'60" E Longitude

CDM 方法論：As per the 'Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories', the project falls under

セクトラルスコープ： I - Energy Industries (renewable/non-renewable)

メインカテゴリー： Type II - Energy efficiency improvement projects

サブカテゴリー： B-Supply side energy efficiency improvements – generation

技術対策：ボイラー給水ポンプの効率向上

算定排出削減量：18,472 tCO₂/ 年あたり・10 年間

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

Type -II - Energy Efficiency Improvement Projects

Title - A.M.S II B “Supply side energy efficiency improvements - generation”

Reference - A.M.S II B (Version 9, EB 33)

b) プロジェクトカテゴリー選択の妥当性

以下により方法論の適格性の判断基準を満たしていることが必要である。

Table 6.16-12 Applicability Criteria and Justification as per selected methodology in Rihand #2

選定方法論の適格性の判断基準	プロジェクト活動がどのように適格条件を満たしたかの妥当性
本カテゴリーは、エネルギーまたは燃料消費を削減することによって電力を供給する化石燃料の発電ユニットまたは火力発電システムを改善するための技術または対策で成り立っている。	提案のエネルギー効率対策は、石炭火力発電所の効率を改善すること、それにより化石燃料の消費を削減することを目的としている。
総エネルギー節減量が年 60GWh 相当以内である。60GWh 相当の総エネルギー節減量は、発電ユニットに燃料として投入される 180GWhth の最大節減量に等しい。	プロジェクト活動による総火力エネルギー節減量は、18.64GWh _{th} である。
技術または対策は、既設設備または新設設備の一部に適用出来る。	エネルギー効率対策は、2号機の既設ボイラー給水ポンプで実施される。

上記によりプロジェクトシナリオは、方法論によって設定された判断基準を満たしていることを証明している。

c) プロジェクトバウンダリーの内容

プロジェクトバウンダリーは、ボイラー給水ポンプシステムを含むボイラーの範囲内にある。貯炭を始めとするプロジェクトバウンダリーは、石炭燃焼ボイラーを網羅し、タービンシステムの熱供給点までである。

d) ベースラインの特定とその開発の内容

プロジェクト活動と規制的要件がなかった場合、最も妥当なベースラインシナリオは、ボイラー給水ポンプシステムの効率を改善することなく発電を継続することである。

ベースライン排出量は、総所内電力消費発生量に石炭の排出係数を乗ずることで計算される。プロジェクト実施前の過去3年間の平均所内電力消費量が、ベースライン排出量の計算に使用される。

プロジェクトの排出量は、提案されたエネルギー効率改善策実施後の予想総所内電力消費量に石炭の排出係数を乗ずることで計算される。

排出削減量は、ベースライン排出量とプロジェクト排出量との差として計算される。

e) 資源による GHG の人為的排出量が、登録済み小規模プロジェクト活動がなかった場合に比べて、どのように削減されるかの内容（追加性証明の内容）

プロジェクト活動は、決定 17/CP.7 の第 6 段落で述べられているように、小規模 CDM プロジェクト活動のための簡易実施手順を用いることが出来る適格性の判断基準を満たしている。決定 17/CP.7 の第 43 段落においては、資源による GHG の人為的排出量が、CDM プロ

プロジェクト活動がなかった時よりも削減される場合、その CDM プロジェクト活動は追加的である。さらに、選定された小規模 CDM プロジェクト活動カテゴリーのベースライン・モニタリング簡易方法論の附属書 B の添付文書 A によれば、プロジェクト参加者は、プロジェクト活動がなかった場合に、少なくともリストの中にある要素の 1 つを説明しなければならない。その活動が規制または政策的要件を超えた自主的な活動なのか、若しくは、障壁の除去によって要件を遵守する改善なのかを明確な表現で特定すべきである。

投資障壁：当該プロジェクトを実施するよりも経済的に実現性がある活動が実施され、その結果として当該プロジェクトが実施される場合に比較して、排出量がより多くなる。ベストプラクティスの事例は、関連のある投資指標を採用する投資分析、ベンチマーク分析または簡易投資分析（CDM が、最終使用時のエネルギー効率で唯一の収益が受け入れられる場合）も含むものとする。そうした分析のためには、国家的規模または国際的な会計事例と基準を使用することも推奨される。

証明されたプロジェクトの IRR は、ベンチマーク相場となる収益よりも低い。新技術による対策を実施するために必要とする燃料節減の機会費用と全投資に基づく IRR 分析を導入することも可能である。プロジェクト IRR が投資収益のベンチマーク相場よりも低い場合、そのプロジェクトは追加的である。

技術的障壁は、プロジェクト活動の追加性を証明するために使用される。

技術的障壁：技術的な不確実性によるリスクが低い技術が採用されるため、またはそのプロジェクトが採用している新技術の市場占有率が低いため、結果としてそのプロジェクトよりも技術先進性が低い活動が行われ、排出量がより大きくなる。

プロジェクト活動により判明している技術的かつ運用リスクは、入念に作り上げられたものであり、CDM の収益が、これらのリスクをどのように緩和できるかを証明する必要がある。

一般的慣行障壁：普及度の高い慣行、既存の規制、または政策的な要件に従うことが、より排出量の大きい技術の実施を促す。

プロジェクト活動が、その地域では一般的な慣行ではないこと、一般的慣行がプロジェクト活動よりも高い GHG 排出を促すものであることを証明する必要がある。

f) 排出削減量

Table 6.16-13 Baseline and project emission calculations in Rihand #2

Parameter	Value	Unit
Baseline Emissions	-	-
Auxiliary Consumption	7.53	%
Plant Capacity	500	MW
No of Operating Hours in a day	24	Hrs
No of Operating days in a year	330	Days
Total Electricity Produced	3,960	Million kWh
Total Auxiliary consumption	298.4	Million kWh
Emission coefficient for Coal	0.991	tCO ₂ /MWh
Baseline Emissions (BE _v)	295,621	tCO ₂ /yr
Project Emissions		
Auxiliary Consumption	7.06	%
Plant Capacity	500	MW
No of Operating Hours in a day	24	Hrs
No of Operating days in a year	330	Days
Total Electricity Produced	3,960	Million kWh
Total Auxiliary consumption	279.7	Million kWh
Emission coefficient for Coal	0.991	tCO ₂ /MWh
Project emissions (PE _v)	277,149	tCO ₂ /yr
Emission Reduction (BE_v - PE_v)		
Emission reduction due to project activity	18,472	tCO ₂ /yr
Total CER for ten years crediting period	184,720	tCO ₂

g) モニタリング方法論の適用とモニタリング計画の内容

Table 6.16-14 Monitoring parameter and Value used in Rihand #2

Monitoring parameter	Description	Value used	Unit
EG _{p, y}	The gross electricity generated in year y	3,960, 000, 000	kWh
EC _{p, y}	The auxiliary electricity consumption in the year y	279, 720, 000	kWh
D _{p, y}	Auxiliary consumption as percentage of gross electricity generation in the year y	7.06	%
D _{Bfp, y}	Efficiency of the boiler feed water pump system in the year y	83	%

3) プロジェクト活動とクレジットの期間

予定プロジェクト活動の期間：XX 年間

プロジェクト活動のクレジット期間 10 年間

4) 環境への影響

インド政府の環境・森林省(MoEF)は、2006年10月14日付の環境影響評価通達第 S.O.1533号に基づき、新設プロジェクトや近代化または拡張プロジェクトを立ち上げる場合に、環境問題の除去を必要とし、環境影響評価(EIA)を実行しなければならない事業活動を通達の一覧表に

掲載している。本プロジェクト活動は、一覧表に掲載されていないので、EIA の実施を必要としない。

プロジェクト活動は、環境にやさしく、ボイラーで燃焼する石炭（化石燃料）の量を削減することにより GHG 排出削減を促す。プロジェクト活動は、環境に重大な悪影響を与えるものでなく、また、インド政府の環境・森林省 (MoEF) の EIA 通達の規制の範囲内にはない。それ故、EIA はホスト国で計画される必要はない。

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道筋は以下のとおりである。

1) CDM の文書化

- a) ファイナルプロジェクト設計書 (PDD)
- b) プロジェクト提案書の作成 (PIN)
- c) 凡そのスケジュール：プロジェクトの開始（プロジェクトに携わる業務の開始時期）から 4 週間を要する。ただし、これは、NTPC からの必要なデータの入手を含む作業がどの程度の数量となるのかに左右される。

2) 登録の申請に先立つホスト国の承認

- a) インド国の DNA 申請に必要な文書類と説明書類の作成と提出
- b) 凡そのスケジュール：必要な文書類は、NTPC または JICA から、それがどの程度で入手できるかに左右されるが、PDD が完成してから 1 週間以内に提出される。ホスト国の承認書 (HCA) を発行するために DNA が必要とする期間は、約 3~4 ヶ月である。

3) DOE の有効化審査

- a) 全世界のステイクホルダーとの協議のために開設されている UNFCCC の PDD ウェブサイトへの掲示
- b) DOE による発電所現地訪問
- c) 明確化、改善行動要請 (CARs) などを含む有効化審査レポートドラフトの作成
- d) 明確化、CARs などが終了した後に実施される最終有効化審査レポートの発行と CDM を登録するための UNFCCC へのプロジェクトの提出
- e) およそのスケジュール：有効化審査レポートドラフトで発生した全ての課題の解決と最終有効化審査レポートの発行に要する期間は、およそ 8~10 ヶ月である。それがいつ受領されるかは、NTPC から得られる情報と必要な文書類がどのくらいで入手できるか次第である。

4) UNFCCC のプロジェクト登録

およそのスケジュール：国連 CDM 理事会から出される質問と改訂がない場合には、登録のため 4~6 カ月を要する。（完成度チェック、登録のための情報収集とレポートチェックおよび申請を含む）

Table 6.16-15 Time estimate for the Way forward

Activity	Months ---->														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
CDM Documentation		■													
Host country approval prior to request for registration			■	■	■	■									
Validation by DOE			■	■	■	■	■	■	■						
Registration of project with UNFCCC											■	■	■	■	■

(2) コーディネーション・チーム

4 人のメンバによるコーディネーション・チームが、CDM プロジェクトの円滑な遂行のため NTPC に必要である。（各発電所に 3 名と本社に 1 名）

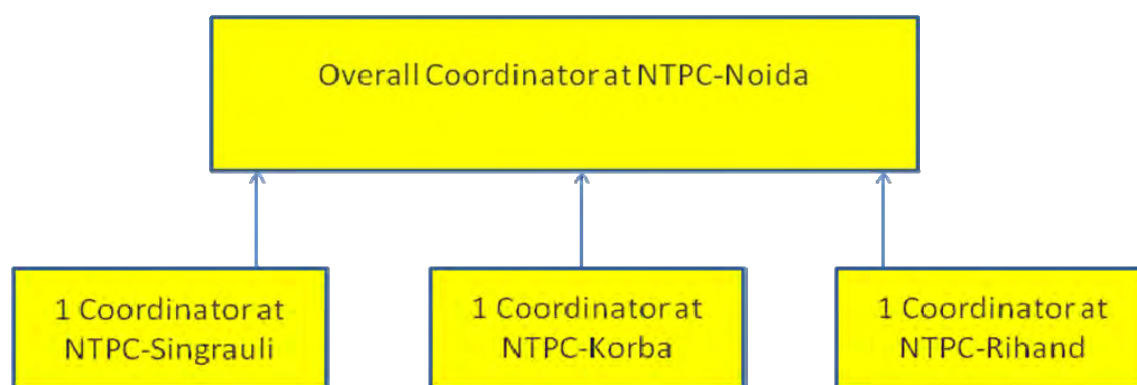


Fig. 6.16-4 Outline of the CDM

コーディネーション・チームの役割と権限は以下を含む。

- 1) データ提供と質問に対する回答に関する CDM コンサルタントとの調整
- 2) 有効化審査機関(DOE)や国連 CDM 理事会の求めに応じた調整
- 3) PDD で規定されているパラメーターに係るモニタリングおよびデータ記録保管手続きを適切かつ確実に実施し遵守すること

(3) CDM の取引費用

CDM プロジェクトを登録するための手続に関する代表的な費用は、以下のとおりである。

- 1) コンサルタントへの報酬：固定報酬と成功報酬（プロジェクト実施者が受け取る CDM の収益のパーセンテージで求める）
 コンサルタントの業務内容は以下のとおり。

- a) PDD および PCN の開発
 - b) ホスト国承認業務の支援
 - c) 有効化審査対応業務の支援
 - d) 登録業務の支援
 - e) モニタリングレポートの作成、検証機関から出された質問に対する回答並びにカーボンスクレジットの発行と販売支援
- 2) 有効化審査料（1回あたり）
指定運営機関(DOE)は、プロジェクトの有効化審査の権限を有し、UNFCCC に登録の申請書を送付する。有効化審査機関に支払われる費用は、CDM プロジェクト 1 回につき、一般的に 100 万から 120 万ルピーが相場である。
- 3) UNFCCC 登録料（1回あたり）
- a) そのプロジェクトの CERs が、年あたり 15,000CER'未満の CDM プロジェクトの場合には、UNFCCC に対する登録料は発生しない。
 - b) そのプロジェクトの CERs が、年あたり 15,000CER 以上の場合、登録料は以下のとおり：15,000CER's までは、0.1\$ per CER で 15,000 CER's を超えるごとに 0.2\$である。
- 4) UNFCCC 発行費用（発行ごとに）
15,000CER's までは、1CER につき 0.1\$で 15,000 CER's を超えると 1CER につき 0.2\$（既に支払った登録料との精算が実施される）である。
- 5) 検証料（検証ごとに）
第三者検証機関が行うモニタリングレポートの検証費用と UNFCCC に対する発行申請書の送付費用。検証ごとに 70 万から 100 万ルピーの費用を要する。

(4) CDM のインドでの実績

1) 登録総数

UNFCCC が登録している CDM プロジェクトの総数は、1,561 件である。2003 年にインドの DNA(MoEF)が設立されて以来、インド国では、530 件のプロジェクトが、CDM プロジェクトとして CDM 理事会によって登録されてきた。

2) UNFCCC によってプロジェクト登録が長期化している理由

UNFCCC によるプロジェクトの登録が長期化している理由は、以下のとおりである。

- a) UNFCCC の厳格なガイドラインと手続き上の要求事項
- b) DOE によるプロジェクト活動の厳格な有効化審査

3) 重要な着眼点

NTPC は、提案 CDM プロジェクトの登録を成功裡に完成させ、CDM の便益を十分に主張するため、次の重要な着眼点に基づき確実に業務を実施することが必要である。

UNFCCC のガイドラインの遵守：

a) CDM 申請のための事前検討

プロジェクトが承認される時点でカーボンのクレジットの収益が、プロジェクトに伴って発生する財務的、技術的なリスクを緩和するための重要な動機となっていることを立証することが必要である。NTPC は、適切な証拠書類の裏づけを持った、プロジェクト活動に関連する実例が記載された経緯書を配備しておくことが必要である。

b) ベースラインデータ

ベースライン排出量を設定するために使用される、適切かつ再現可能なデータパラメータとその数値を配備しておくことが必要である。

c) 追加性の証明

- PDD で規定されている追加性証明の論旨には、適格な証拠書類、望むらくは第三者機関による裏づけのある書類のバックアップが必要となる。
- NTPC は、プロジェクト活動の投資障壁と技術障壁を除去するために必要不可欠な根拠と想定されるリスク評価とを備えた追加性の理論を構築しておくべきである。

d) モニタリング手続き

NTPC は、UNFCCC のガイドラインにおけるモニタリングの手順と各々の PDD の細部にわたる記載事項とを完全な形で一体管理しておかなければならない。

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

No.	プラント名	Korba #6 (#4)	Singrauli #4 (#6)	Rihand #2 (#3)	Vindhyaachal #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。 - ガイドペ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/ガス温度やスートブロウ運転データ）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 - ユニットは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、フルフルラ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。 - フルフルラ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 がフルフルラ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 年のフルフルラ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ラ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ラ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)	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 の熱交換効率的改善(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

目 次

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	7-1
7.1.1	定期点検研修コース	7-1
7.1.2	効率管理研修コース	7-3
7.1.3	設備の状態監視と診断技術研修コース	7-4
7.2	ボイラー余寿命診断研修	7-5
7.2.1	ボイラー余寿命診断研修コース	7-6
7.3	ボイラー燃焼シミュレーション研修	7-7
7.3.1	ボイラー燃焼シミュレーション研修コース	7-8
7.4	研修の評価	7-9
7.4.1	研修プログラムの評価	7-9
7.4.2	研修プログラムおよび実施の評価	7-9

LIST OF TABLES

Table 7.1-1	『定期点検研修コース』のプログラム	7-2
Table 7.1-2	『効率管理研修コース』のプログラム	7-3
Table 7.1-3	『設備の状態監視と診断技術研修コース』のプログラム	7-4
Table 7.2-1	『ボイラー余寿命診断研修コース』のプログラム	7-6
Table 7.3-1	『ボイラー燃焼シミュレーション研修コース』のプログラム	7-8

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

調査団は、JICA S/W 調査の結果(事前評価調査報告書)、調査団キックオフミーティングの結果および電子メールによる NTPC の要望調整に基づき、3種類の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 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(PET)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

これらの研修プログラムを下記に、詳細計画を以下の表に示す。

7.1.1 定期点検研修コース

『定期点検研修コース』のプログラムを以下のとおり計画し、2009年6月に実施した。研修期間中、NTPC のリクエストにより三隅発電所(1,000MW 石炭火力プラント)視察が追加で実施された。

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。

Table 7.1-1 『定期点検研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ 定期点検の法制度を含めた定期点検の目的を知り、「検査基準」、「工程管理とその短縮」、「品質管理」および「安全管理」について習得すると共に、検査現場を見ることで理解を深める。			
科 目	期間 (日)	方 法	摘 要
(1) 定期検査の目的	1.0	講 義	オリエンテーションを含む
(2) 定期検査の流れ検査工事計画立案～性能確認(準備工事、試運転を含む)			
(3) 検査項目 a. 検査部位と検査結果の反映 b. 検査実施基準 -効率に影響を与える設備の点検方法 -検査内容	1.0	講 義	
(4) 工程管理・工程短縮 a. 大工程と部分工程の整合 b. 工程会議および試運転会議の必要性 c. 標準検査日数、クリティカルパス d. 工程短縮方法(BT強冷 他)	1.0	講 義	
(5) 品質管理 (検査項目、管理対象設備) a. 品質管理体制 b. 施工体制 (請負者、メーカー、発注者) c. 運転体制 d. 指導員派遣範囲 e. 現場での品質管理 -管理区域の設定・検査 -異物混入対策 -入所教育 f. 試運転時の試験項目 g. 不適合発生時の処置	1.5	講 義	
(6) 安全管理 a. 検査工事の安全管理 -安全管理体制 -作業主任者 -作業票保管	0.5	講 義	
(7) 発電所見学 ^(*)	4.0	現場確認	ボイラー : 2日 タービン : 1日 移動日 : 1日

*1: 3日: 水島発電所(285MW×1ユニット、156MW×1ユニット、340MW×1ユニット)

(1号機: 1961年営業運転開始 2009年に燃料を石炭からLNGに転換)

(2号機: 1963年営業運転開始 1984年に燃料を重油から石炭に転換)

(3号機: 1973年営業運転開始 2006年に燃料を重油・原油からLNGに転換)

研修実施機関: (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

7.1.2 効率管理研修コース

『効率管理研修コース』のプログラムを以下のとおり計画し、2009年10月と2010年2月に実施した。

Table 7.1-2 『効率管理研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ 発電所の性能を維持・把握するために管理上必要なデータおよびその処理手法（性能管理手順）を理解するとともに、性能向上対策を知り、自所設備改善につなげる。			
科 目	期 間 (日)	方 法	摘 要
(1) 効率管理の目的	1.5	講 義	オリエンテーションを含む
(2) 熱効率管理方法 a. 性能管理の着眼点 (管理項目、管理基準) b. 入出熱法・損失法 c. 入力データ(燃料量・性状) d. 出力データ(送電電力、所内電力) e. 性能管理計算プログラム			
(3) 日常管理の方法 a. 目標値、管理値および傾向による管理			
(4) 性能試験(定期) a. 性能試験の種類 b. 性能試験実施要領 -性能管理の手順(日常・定期) -データ採取方法 c. 計算による管理項目 d. プラント熱効率算出・評価 -性能計算理論 -ボイラー効率 -タービン効率 -ヒータ効率 -復水器効率 -損失の要因把握	1.5	講 義 現場確認	
(5) 性能向上対策の紹介 a. タービン翼の高効率化 b. AH 漏洩空気の低減 c. ファン・ポンプの可変翼採用 d. プラント起動損失低減	1.0	講 義	
(6) 発電所見学 ^(*)	2.0	現場確認	

*2: 1日：新小野田発電所(500MW×2ユニット、超臨界圧石炭火力)

(1号機：1986年営業運転開始、2号機：1987年営業運転開始)

1日：下関発電所(175MW×1ユニット、亜臨界圧石炭火力)

(400MW×1ユニット、亜臨界圧石油火力)

(1号機：1967年営業運転開始、2号機：1977年営業運転開始)

研修実施機関：(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

7.1.3 設備の状態監視と診断技術研修コース

『設備の状態監視と診断技術研修コース』のプログラムを以下のとおり計画し、2010年8月に実施した。NTPCのリクエストにより、当初のプログラムから余寿命診断技術を削除し、三隅発電所(1,000MW 石炭火力プラント)視察を追加した。

Table 7.1-3 『設備の状態監視と診断技術研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ 日常考えられる設備トラブルに基づき、設備の状態を維持するため、日常の運転・保守における監視にあたっての手法を習得する。			
科 目	期間 (日)	方 法	摘 要
(1) 目的	0.5	講 義	オリエンテーションを含む
(2) 保守管理 a. TBM (Time-Based Maintenance) b. CBM (Condition-Based Maintenance) c. RBM (Risk-Based Maintenance) d. 監視データの傾向管理	0.5	講 義	
(3) 機器診断技術 a. トラブル事例 b. 非破壊検査技術	1.0	講 義	トラブル事例を紹介し、その防止のために行う診断技術を説明する。
(4) 回転機器振動診断 a. アンバランス振動発生メカニズム b. 振動計測 c. バランス補正実習	1.0	講義・実習	アンバランス振動を中心に実施
(5) 運転管理 a. 主要警報項目・警報値の考え方 b. 日常巡視点検の頻度と対象設備	0.5	講 義	
(6) ユニット計算機の状態監視機能 a. システム構成概要 b. 機能と仕様 運転日誌、性能計算機能 他 c. 最新の監視技術	1.5	講 義	b.項では主要機能とその目的および処理プログラムについて説明。
(7) 発電所見学 ^(*)	2.0	現場確認	

*3: 1日：三隅発電所(1,000MW×1ユニット、超々臨界圧石炭火力)

(1号機：1998年営業運転開始)

1日：新小野田発電所(500MW×2ユニット、超臨界圧石炭火力)

(1号機：1986年営業運転開始、2号機：1987年営業運転開始)

研修実施機関：(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

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)

時期 : 2010年8月~9月(実施済み)

参加人数 : 6人

研修プログラムを下記に示す。

7.2.1 ボイラー余寿命診断研修コース

『ボイラー余寿命診断研修コース』のプログラムを下記の通り計画し、2010年8月～9月に実施した。

Table 7.2-1 『ボイラー余寿命診断研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ ボイラー余寿命診断・精密点検技術に関わる先進的な保守検査技術の理論および技術の習得を目的とした研修を行う。			
科 目	期 間 (日)	方 法	摘 要
(1) 目的	0.5	講 義	オリエンテーションを含む
(2) SUS ボイラーチューブのスケール堆積、検査技術 a. SUS スケール堆積検査の原理 b. 検量線の作成 c. SUS スケール堆積検査実習及び評価	1.0	講 義 実 習	
(3) 先進超音波探傷技術 a. TOFD 探傷、フェイズアレイ探傷等、厚肉溶接部の先進超音波探傷技術を含む理論 b. 試験片、校正ブロックの準備及び調整を含む実習 c. 実機欠陥内在サンプルによる実習、評価	2.0	講 義 実 習	
(4) ビデオイメージスコープによる内部検査技術 a. ビデオイメージスコープ及び先進的な技術による配管内部検査技術実演	0.5	実 演	
(5) クリープ試験 a. クリープ試験による余寿命評価方法 b. クリープ試験の実習 c. ボイラーチューブ材の余寿命評価のケーススタディ	1.5	講 義 実 習	
(6) レプリカ及び金属組織観察技術 a. レプリカ及び金属組織観察の原理 b. 観察試料の準備 c. レプリカ及び金属組織観察実習 d. レプリカ及び金属組織観察による余寿命評価実習	2.0	講 義 実 習	
(7) 発電所・研究設備等見学 ^(*) a. 発電所見学 b. 発電設備の保守技術等研究開発に関する設備見学	1.0	現場確認	

*4: 0.5 日：九州電力株式会社 新小倉発電所(600MW×3 ユニット、超臨界圧 LNG 火力)
(3号機：1978年営業運転開始、4号機：1979年営業運転開始、5号機：1983年営業運転開始)

0.5 日：九州電力株式会社 総合研究所

研修実施機関：九電産業株式会社

7.3 ボイラー燃焼シミュレーション研修

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

研修プログラムを下記に示す。

7.3.1 ボイラー燃焼シミュレーション研修コース

『ボイラー燃焼シミュレーション研修コース』のプログラムを以下のとおり計画し、2010年8月に実施した。

Table 7.3-1 『ボイラー燃焼シミュレーション研修コース』のプログラム

ねらい			
➤ 火力発電所におけるボイラー燃焼シミュレーションの理論および解析技術の習得を目的とする。			
科 目	期 間 (日)	方 法	摘 要
(1) 導入 a. シミュレーションの目的及び燃焼で使われる解析コード b. 解析手法の概要(入力データ(空気流量、放射率、排ガス流量、石炭流量、熱変換率、炉壁面温度計算、他)空気ポートの形状サイズ、石炭ポート、燃料油、空気ポート、過熱器エリア、再熱器エリア、他) (2) ボイラー模擬形状の準備、メッシュ作成及び境界条件の設定 a. メッシュ作成の手順 b. ガス及び石炭フロー分布の設定手順 c. 合計エンタルピーバランスに沿った石炭パラメーターの設定 d. その他物性定数の設定 (3) 各ケースとシミュレーションの実行時間	1.0	講義	オリエンテーションを含む
(4) ベースケースのシミュレーションおよび結果に関する討議 (5) シミュレーション各ケース及び典型的な解析結果 a. 全てのシミュレーションケース(GR、酸素濃度調整、他) b. タンジェンシャル燃焼ボイラーの典型的な解析結果 c. 初期段階における熱変換率の調整 (6) 火炉及びボイラーの他のエリアのケーススタディについての討議 (7) 異種産業において実施されたCFDケーススタディの紹介および結果についての討議 (8) 結論	1.0	講義	
(9) 出光興産 石炭及び環境研究所の視察 (10) ラップアップミーティング	1.0	講義	

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、研修員から「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。研修員は本調査業務の関係者を想定していたが、実際には、関係者以外の研修員が参加していた。

(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。研修員から「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 Vindhyachal 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考える。

第 8 章

添付資料

TABLE OF CONTENTS

CHAPTER 8 ATTACHMENT

8.1 Minutes of Meeting (MOM)

- 8.1.1 MoM of First Steering Committee
- 8.1.2 MoM of Second Steering Committee
- 8.1.3 MoM of Third Steering Committee
- 8.1.4 MoM of Fourth Steering Committee

8.2 Presentation Slides

- 8.2.1 #1 Work Shop
- 8.2.2 Other work shop and seminar

8.3 Survey Sheets for the Selection of the Candidate Units

8.4 Assessment / Test procedure and report

- 8.4.1 Boiler RLA
- 8.4.2 Condenser Leak Buster
- 8.4.3 Pump Test
- 8.4.4 Control System Assessment
- 8.4.5 Generator Assessment
- 8.4.6 Generator Transformer Assessment
- 8.4.7 Performance Test
- 8.4.8 Combustion Simulation
- 8.4.9 BFPT Parameter Assessment
- 8.4.10 Preparation of PDD Draft
- 8.4.11 Turbine RLA

Vol. I

Vol. II

Vol. III

Vol. IV

Vol. V

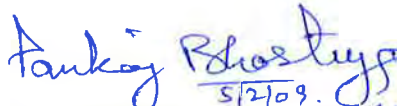
8.1 Minutes of Meeting (MOM)

8.1.1 MoM of First Steering Committee

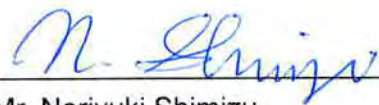
**The Study
on
Enhancing Efficiency of Operating
Thermal Power Plants in NTPC-India**

**Minutes of Meeting
of
First Steering Committee: Review of Inception Report**

**JICA, JICA Study Team ,
Ministry of Power (MOP), NTPC**


5/2/09.
PANKAJ BHARTIYA (AS M)

Mr. D.K.Agrawal
General Manager
NTPC Limited
India



Mr. Noriyuki Shimizu
Leader
JICA Study Team
Japan

DATE : 2nd-3rd February, 2009
VENUE : NTPC MCM Room, Core 6, Scope Complex, Delhi

Confirmation of Contents of Inception Report

General:

Draft Inception report of The Study on Enhancing Efficiency of Operating Power Plants' was reviewed and necessary corrections incorporated.

JICA Study Team (JICA-ST) explained outline of the Inception Report to NTPC, the study items and total schedule (Fig 4-1) and confirmed contents of report page by page. JICA-ST pointed out that the study report will be compiled as a manual or guideline which will be submitted to JICA and/or NTPC as one of the deliverables of this study.

In response to NTPC's inquiry, JICA-ST informed that the study period is two (2) years, therefore, after the period JICA-ST will not be able to support additional clarifications. JICA explained that NTPC should inform specific follow up works to Indian government if required, JICA will consider this matter.

Specific issues discussed are listed below:

1) Page 3, (2) "know-how"

In response to the NTPC's inquiry, JICA-ST replied that the meaning of know-how is proprietary information belonging to Service Company, therefore JICA-ST is not able to transfer such technology.

2) Page 5, Progress Report

In response to the NTPC's inquiry, JICA-ST replied that the report will be submitted as early as possible to JICA and NTPC, however Schedule date is Oct. 2009.

3) Page 6, 4) Performance Test

JICA-ST requested that performance tests will be carried out at three (3) candidate units in series to minimize transportation cost and test witness period.

NTPC explained that they will execute performance tests in association with JICA-ST expert at the three (3) units.

JICA-ST desired for a list of Offline test equipment used by CenPEEP in performance testing and an outline of the activities conducted jointly by CenPEEP and USAID.

NTPC requested that a copy of typical test procedures including input & output data used by Japanese utilities be provided. JICA-ST agreed to provide English version of test

procedures used in Japan by May'09.

Alongwith test procedure, NTPC requested JICA-ST to define the necessary data list expected for the performance testing by NTPC after the unit overhaul.

4) Page 7, 8) Operation & Maintenance

In response to the NTPC's inquiry, JICA-ST replied that the survey of O&M at power stations would be conducted by interview and discussion of the staff utilizing tables in the Inception Report.

NTPC suggested that JICA-ST should provide a copy of questionnaire to be used during interviews and additional items required in advance for timely collection of all the information.

5) Page 7, 10) Workshop

NTPC requested that duration of each workshop by JICA-ST should be two days instead of one day. JICA-ST agreed

6) Page 7, 11) Seminar

JICA desired that participants from state utilities in power sector (SEB) should also be invited to the seminars under the study.

NTPC will coordinate with SEB staff for participation in the seminars.

7) Page 7, 12) Training

NTPC requested that for counter part training in Japan the number of participants in each team should be increased to six (6) from proposed number of four (4) participants in the Inception Report. This is in order to accommodate participants from all the three candidate stations and Corporate team.

JICA responded that number of trainees are not fixed, therefore they will study NTPC request and inform the result as soon as possible.

8) Page 7, 14) CDM

JICA pointed out that NTPC has experience in CDM application for hydro and super critical boiler. JICA-ST asked NTPC to arrange a meeting with NTPC CDM section. NTPC agreed to arrange a meeting during next visit of JICA-ST.

NTPC requested that after formulation of PDD, JICA team will help in making presentation of proposal to designated authorities, if its within the study period.

9) Page 10, (4) Benefit to be provided by NTPC

NTPC and JICA-ST requested MOP for assistance of the items mentioned in (3), & (4).

For exemption of customs duty, if required, and waiver of tax on income of Japanese experts during visit in India, MOP suggested that NTPC to prepare a letter and submit to MOP which will be processed for approval in accordance with the commitments/guarantees given in the mutually agreed and signed SOW. JICA-India will also provide support, if required, for this purpose.

10) Page 10, (4), 6) Securement of required budgets on the India

NTPC explained that budget for replacement/renovation of equipment requires necessary approvals of Competent Authority .

11) Page 11, 12) Custom Clearance

For the equipment to be brought on returnable basis by JICA-ST for field investigation, Custom clearance, handling, local transportation, repacking and dispatch after completion of work in India will be handled by agents appointed by JICA Study team. NTPC will provide support for the same, if required.

12) Page 11, 13) Arrangement

NTPC explained arrangement of transportation and accommodation etc. to be carried out as follows;

- Program from Delhi to nominated power station and movement between different stations(Booking details to be provided by NTPC
- Local Transportation: by NTPC at power stations
- Accommodation: by NTPC at power stations

13) Page 11, (5) Communication

The both parties agreed the following e-mail correspondence method;

- All communications to JICA-ST should be addressed to identified area expert and Mr. Shimizu and a copy marked to other members.
- A copy of all communication will also be sent to Resident Director, J Power in India.
- All communications to NTPC should be addressed to Mr. D.K.Agrawal, GM (CenPEEP) and copy marked to members of Counter Part team.

Both parties agreed to prepare communication table describing name, e-mail address and position.

14) Page 13, Clause 3.2.1, 2) Review of the contents of the cases of efficiency improvements of coal fired thermal power stations in Japan

NTPC requested to provide cases of efficiency improvements in Japan published in international conference, if possible.

JICA-ST agreed to look for such reports and provide to NTPC, if possible.

15) Page 14, 3) Preparation for the selection of model power station

Selection of the candidate units will be based on boiler & Turbine inspection opportunities during the study window (Oct-Dec 2009). JICA-ST requested to have opportunities of back-to-back inspection of model units in view of logistics. NTPC will review the schedule & short list five units in Kick Off II meeting, out of which three model units will be selected for Study.

JICA-ST has desired a set of _Technical & Commercial information for NTPC power stations as per the formats in Inception report. . NTPC agreed to provide the available information. JICA-ST also explained that minimum requirement for selection for unit is availability of design data

16) Page 15, c) Scope of Investigation

In response to the JICA-ST's inquiry, NTPC replied that the necessary data for selection of the candidate units will be provided by end of March 2009.

17) Page 16, b) Comprehending NTPC's efforts for efficiency improvements

In response to the JICA-ST's inquiry, NTPC replied that the list and outline of USAID activities is to be provided within two (2) weeks.

18) Page 16, (4) Kick off Meeting-2

JICA-ST suggested that Kick-off meeting-2 could be scheduled from 24th to 26th February 2009. NTPC will confirm the same.

19) Page 28, Table - 1

JICA-ST asked MOP to fulfill necessary data in the "Table -1 Check List of Questionnaires". MOP representative explained that the JICA-ST can access necessary information from the MOP, Central Electricity Authority (CEA) & Central Electricity Regulatory Commission (CERC) web sites. If any other information is required, JICA-ST should inform alongwith

purpose of the information and the same would be considered and provided as appropriate.

20) Page 18 , 1)-2, a) Remaining Life Assessment (RLA) for boiler tubes

JICA-ST explained that RLA requires plant overhaul shutdown to inspect the necessary portion of Boiler or Turbine (dismantle of turbine casing), collection of sample materials replica for evaluation.

In response to the NTPC's inquiry, JICA-ST informed performance test is not related to RLA and those are executed separately.

JICA-ST pointed out period of RLA and typical overhaul period as follows;

- Turbine RLA: 15days, Boiler RLA: 6days
- Performance test: 1 day

NTPC informed that typical overhaul durations are as follows

- Turbine Overhaul: 30-35 days, Boiler Overhaul: 10 to 20 days

21) Page 19, d) Assessment of main pumps

NTPC requested to assess performance of turbine of Turbine driven BFP (T-BFP) and pump.

JICA-ST informed Japanese electric power companies have no experience to measure T-BFP performance, therefore JICA-ST proposed to evaluate the parameters . JICA-ST also informed that sub-vendor is able to assess performance of only motor driven pumps.

22) Additional assessment items (Priority List of Issues)

NTPC submitted attached "Priority List of Issues" to JICA-ST for further consideration of this study. JICA-ST reviewed additional assessment items and pointed out as follows;

- Item 1 is difficult to assess by JICA-ST, therefore we will confirm whether some sub-vendor can provide necessary service or not, subject to cost of service being confirmed by JICA. Details to be finalized at kickoff-meeting -2 (Item 1 is applicable to one (1) Unit).
- Item 2 is already included in this study, however some modification is required. Feed water piping assessment is to be studied and informed to NTPC at kickoff-meeting -2. As for efficiency restoration and upgrading, JICA-ST will include study and recommendation only, and not including supplying equipment.
- Item 3, 6, 7, 8 already included in this study
- Item 4 already included in this study (parameter assessment)

- Item 5 is to be applied this study, however details will be discussed at kickoff-meeting
-2
- Item 9 is to be applied this study (Item 9 is applicable to two (2) Units)

23) Page 22, Clause 3.3 Training program for Counterpart Members (Training in Japan)

NTPC made some suggestions to make training programs more effective and requested that number of days of plant tour should be increased to have useful exposure to field exercises in the power plants. JICA-ST will consider the request.

24) JICA-ST plans to outsource RLA study. NTPC requested that reputed agencies in Japan may be commissioned so as to provide exposure to Japanese practices.

25) NTPC finds many items of interest from the presentations made in the Workshop. NTPC is compiling a list of items and requests for technical information on those subjects. JICA-ST agreed to consider the request and will help obtain information as far as possible.

Attachments

- (1) Attachment-1: Agenda
- (2) Attachment-2: List of Attendance
- (3) Attachment-3: Briefing of Workshop
- (4) Attachment-4: Priority List of Issues
- (5) Attachment-5: Inception Report (corrected draft)

**The Study
on
Enhancing Efficiency of Operating
Thermal Power Plants in NTPC-India**

**Attachments to the Minutes of Meeting
of
First Steering Committee: Review of Inception Report**

**JICA, JICA Study Team ,
Ministry of Power (MOP), NTPC**

Attachments

- (1) Attachment-1: Agenda
- (2) Attachment-2: List of Attendance
- (3) Attachment-3: Briefing of Workshop
- (4) Attachment-4: Priority List of Issues
- (5) Attachment-5: Inception Report (corrected draft)

NTPC-JICA Project on Energy Efficiency

Steering Committee Meeting

February 2nd, 2009

Venue: NTPC MCM Room, Scope Complex

Agenda

- | | | |
|----|---|-----------|
| 1. | Welcome address by Mr. A.K. Mohindru ,
GM -NTPC | 1000-1005 |
| 2 | Address by Mr. Yukihiro Fukuda ,
Counsellor, Embassy of Japan, New Delhi | 1005-1007 |
| 3 | Address by Mr. K.C. Sharma ,
Under Secretary, Ministry of Power, GOI | 1007-1010 |
| 4 | Address by Ms. Adachi Fumio ,
Deputy Director, Industrial Development Department,
JICA | 1010-1012 |
| 5 | Brief of Kick-off Workshop by
Mr. Pankaj Bhartiya , NTPC - CenPEEP | 1012-1017 |
| 6 | Observations by Mr. Noriyuki Shimuzu ,
J-Power and JICA Study Team Leader | 1017-1022 |
| 7 | Vote of Thanks | 1022-1024 |

Departure of Counsellor, Embassy of Japan at 1025 Hrs.

Meeting to continue for rest of the day at Scope and further at Noida on February 03,2009 to discuss the Inception Report.

Attachment-2

STEERING COMMITTEE MEETING : FEBRUARY 2-3, 2009

LIST OF ATTENDIES

MOP

(1) Mr.K.C.Sharma (partly)

NTPC

- (1) Mr. A.K. Mohindru
- (2) Mr. B.M. Singh
- (3) Mr. Pankaj Bhartiya
- (4) Mr. S. Bandopadhyay
- (5) Mr. A.K.Mittal
- (6) Mr. M.K.S.Kutty
- (7) Mr. A.K.Arora
- (8) Mr. Surendra Prasad
- (9) Mr. Subodh Kumar
- (10) Mr. Partha Nag
- (11) Mr. U.S.Verma

JICA

- (1) Ms. Fumio Adachi
- (2) Mr. Azumi Kakegawa
- (3) Mr. Keiji Katai
- (4) Ms. Shashi Khanna

JICA Study Team

- (1) Mr. Noriyuki Shimizu
- (2) Mr. Morikuni Miyagi
- (3) Mr. Nobuchika Koizumi
- (4) Mr. Takashi Fujimori
- (5) Mr. Hiroshi Okame
- (6) Mr. Hiroyuki Hayakawa
- (7) Mr. Tatsuya Morooka
- (8) Mr. Makoto Yotsumoto
- (9) Mr. Shinji Kuba

J Power

- (1) Mr. Shigeru Kondo

Summary of Kick-off Workshop Presentations

General

1. Total 13 papers have been presented by Teams from 3 utilities.
2. The gross efficiencies of power plants in Japan are:
 - About 41% for sub-critical fleet,
 - Above 42%for super critical fleet and
 - About 43% for Ultra supercritical fleet.
 - Most of the sub-critical fleet is old and majority of new capacities are either supercritical or ultra supercritical.
3. One of the features of Japanese experience has been the sustainability of operating efficiencies close to design.
4. The basis of efficiency management activities is same regardless of steam conditions and unit size. The basis can be applicable to sub-critical units in India also. Accordingly most of the presentations from their team covered experiences on sub-critical units. Some data was also presented collected by them from service providers for LMZ type turbines.
5. Activities for efficiency improvement included:
 - daily / monthly efficiency management,
 - Proper day to day O&M to analyse the gaps and root causes to keep efficiency at design level,
 - Pre- and Post-overhaul evaluation of performance
 - Shut down maintenance.
 - OH intervals defined by law for boiler (2 yrs) and Turbine (4Yrs).
 - For the equipment where 'law' permits discretion in shutdown interval / maintenance, since 2002 the strategy is moving towards 'condition based maintenance' from 'time based maintenance'.
 - Replacements particularly by applying new technologies with high efficiency equipments

Boiler Efficiency Management

6. Combustion management is given high priority:
 - Combustion tuning as an important activity during re-commissioning and change of input coal.

- Low flue gas O₂ operation
 - Case studies on parametric combustion optimization by varying dampers etc.
 - On line measurement of unburnt carbon in fly ash
 - Computer Simulation of boiler combustion is able to simulate combustion gas flow, trajectory of particulate, temperature distribution, oxygen concentration, etc.. It is useful for study of combustion optimization (decreasing of unburned carbon and NO_x & SO_x) and has been initiated in some plants to study problems and optimization.
7. Balancing of coal flow is given high priority:
 - Measurement of coal flow at feeders as accurately as possible
 - Real time measurement of pulverized coal flow through burner pipes using meControl coal system
 - Use of dynamic rotating classifiers in mills to optimize boiler performance
 8. Intelligent soot blowing is the normal practice. 'Fuzzy logics' are applied in 'Control Logics', heat absorption is calculated from on-line parameters to operate soot blowers as required. Soot blower maintenance is equally given high priority.
 9. High priority to air-heater performance such as:
 - Automatic Sensor Drive Systems (SDS) in air heaters to sustain reduce leakage levels
 - Use of high performance air heater baskets elements for better heat transfer
 10. Retrofits of VFDs in important drives.

Turbine Cycle Efficiency Management

11. New types of seals (leaf seals) for turbine inter-stage
12. Application of high performance turbine blade and anti-erosive turbine nozzle
13. Turbine efficiency recovery by:
 - Turbine internals cleaning by honing
 - Scale removal from turbine nozzle
14. Assessment of area wise air quantity ingress into condenser using leak buster
15. Application of Yates meter for Pump performance assessment has been initiated.

Turbine / HP Heaters / Condensers: Some significant overhaul & re-commissioning practices:

16. Turbine oil flushing procedures after O/H
17. Turbine forced cooling procedure is followed for reduction of overhaul time duration.
18. HP Turbine casing bolt loosening before stopping of Turbine.
19. Inspection & repair of turbine coupling bolts.

20. Actual over speed test at 25% load (during hot condition) after turbine overhaul.
21. Procedure for fastener checking & replacement based on DPT.
22. Practice of High pressure cleaning of HP heaters.
23. HP heater tube eddy current test.
24. HP Heater vacuum test.
25. Condenser eddy current test for 100% tubes in ten days

RLA of Boiler & Turbine

26. The tests done and tools used for RLA of boiler & turbine presented.
27. Use of on site electrical discharge sampling device for Small Punch Creep test for tube RLA
28. RLA of transformers also covered. Generator RLA was not discussed though it may be one of the items of study.

Transformers

29. Life assessment of transformer by non-destructive method (insulation paper sampling eliminated):
 - Assessment of insulation paper degradation by CO+CO₂ and furfural measurements plotted against DP (degree of polymerization) based on the reference data prepared for 99 transformers.
 - Cumulative CO + CO₂ data accounted after degassing for life estimation purposes.

Control and instrumentation (C&I)

30. Assessment of control systems: system for periodic assessment
31. System of 'Root cause analysis' of failures within 3-4 days.

Priority List of Issues

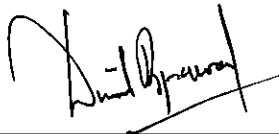
1. Diagnosis of Boiler problems including surface reengineering to address issues like shortfall in steam temperatures, temperature imbalance at boiler outlet, high RH sprays, high exit gas temperatures at boiler outlet, Combustion tuning & optimization
2. HP / IP turbine performance & condition assessment (including associated piping and FW piping); Efficiency restoration & Up gradations
3. Assessment of Large Pumps (Boiler Feed Pumps, Condenser cooling water Pumps including assessment by Yates meter)
4. Assessment of Steam Turbine of TDBFPs
5. Predictive Diagnostic Technologies
6. Assessment of Control Systems
7. Assessment of Condenser air-in-leakage
8. Boiler Inspection & RLA (Tubes & Headers)
9. Inspection & study for Air Heater Performance improvement

8.1.2 MoM of Second Steering Committee

**The Study
on
Enhancing Efficiency of Operating
Thermal Power Plants in NTPC-India**

**Minutes of Meeting
of
Second Steering Committee: Review of Inception Report**

**JICA, JICA Study Team ,
Ministry of Power (MOP), NTPC**



Mr. D.K.Agrawal
General Manager - I/C
NTPC Limited
India



Mr. Noriyuki Shimizu
Leader
JICA Study Team
Japan

14/12/09

DATE : **29th October, 2009**
VENUE : **Conference Room No. 108, 1st Floor,
R & D BUILDING, NTPC CenPEEP, Noida**

Mr. D.K. Agrawal, GM I/C welcomed Mr. Fukuda, Counselor, Embassy of Japan, Mr. Chandan Roy, Director (Operations) & Chairman, Steering Committee, Mr. Miyake & Mr. Inada, Embassy of Japan, Mr. Katai, JICA India, Mr. Shimizu, team leader, all members of JICA ST and executives of CenPEEP for 2nd Steering Committee Meeting on 'The Study on Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power in NTPC-India'.

He talked in brief about activities done by the Study group comprising members from JICA ST, CenPEEP and NTPC Stations. He mentioned that series of discussion have taken place with JICA-ST and JICA officials on various aspects of Study, finalization of the scope of study and selection of units as per mutually agreed criteria. He appreciated that the request for training was included under the project at Japanese facilities for knowledge and skill up gradation and understanding of Japanese practices. He thanked JICA for this.

He mentioned that feed back of training program on periodic inspection is very good and found to be useful. Some of the practices of Japanese Utilities may be adopted in NTPC such as safety-net at every two meter height, camera for surveillance on unsafe act, Audio visual training on safety for all the workers during overhaul, Robots for Economizer & super heater inspection, use of pneumatic tools for boiler tube cutting etc. CenPEEP will communicate the feedback on the training program shortly so that the future training program is more effective.

He also mentioned about expectation of NTPC for study of surface re-engineering to solve the problem of Vindhychal unit -7. But study could not be organized by JICA-ST due to non availability of potential service providers during the defined work-window. However he informed that Combustion Simulation study of boiler is being done under this study program for U-7 of Vindhychal.

He pointed out that change in OH schedule of the units leading to changes in the candidate units and in SOW at each stations and readjustment of activities to meet the tight work - window and time scale for study project of JICA ST. The planning and the preparatory works involved in the organization of field visit at plant, data organization, briefing to the plant people and coordination with JICA-ST was emphasized.

Referring to the progress of 3rd field visit, he mentioned that the performance tests have been completed at all the three plants. Helium leak buster test has been carried out at Singrauli. However, we need more information for replication of the technique in NTPC. In this context, we had already requested for additional information.

Pump efficiency test using Yates meter have been carried out at three stations. The report on the demonstration test is to be received. However, for confidence building on the technique and its replication, more information on the procedure and calculation will be needed. He expressed that these two techniques will be very useful as a diagnostic tool. Boiler RLA study is in progress at Singrauli & C&I assessment is in progress at Unchahar. Boiler RLA team will go to Unchahar on 3rd Nov for boiler inspection from Singrauli.

He also mentioned about the constraints on logistics due to large contingent of JICA-ST & CenPEEP member at the time of unit overhauling. Stations somehow managed the requirements with cooperation of JICA ST team members. It might have caused some inconvenience to the JICA-ST and thanked them for cooperation in this regard.

He informed that a request for the extension of the project beyond Oct'2010 which has been communicated to JICA through MOP & MOF. This is needed to make sufficient time available for organizing the selected demonstration / execution at plants based on data/information, study which will be available not before January 2010.

He also mentioned about details of the Japanese practices in critical areas. JICA ST has provided some information and promised that remaining information would be provided in due course. We hope that the information would be provided shortly so that gainful discussion and learning can take place. He also requested JICA ST to provide as much information as possible on Japanese practices in critical areas in the spirit of sharing information for learning and mutual benefits.

Mr. Yukihiro, Fukuda counselor Embassy of Japan expressed pleasure in attending the 2nd Steering Committee meeting and mentioned that this project is important for all of Indian people. The Indian economy is continuously growing; power shortage is a big concern and the power requirement will further grow in the future. Environmental matter with regard to greenhouse gas emission is important issue for new Japanese government. He emphasized that data required for JICA ST should be made available and NTPC's response in this regard is appreciated. He hoped that the training programs will be useful for NTPC staff as they will be able to get technical skill and know-how of Japanese utilities practice.

Mr. Keiji Katai, JICA, New Delhi expressed sincere thanks to both JICA ST and NTPC for their cooperation for this project. JICA had many project in India not only for power sector but also for social sector. He mentioned that NTPC collaborations with US and high level of performance of NTPC units are great achievement.

JICA ST team is the joint venture of three companies and wants to have best possible analysis for usefulness of the project. He expressed that although the study is being done at 5 power stations and the recommendations will also be useful for other stations. Climate change is important issue and CDM task will also be conducted in this project.

Mr. K. C. Sharma, MOP, could not attend the meeting due to some pre occupation. His message was conveyed by Sh. Pankaj Bhartiya, GM, CenPEEP, In his message, Mr.Sharma expressed his best wishes and full support for the Study group.

Mr. Chandan Roy, Director (Operation), welcomed Counselor Mr. Fukuda, Mr. Miyake & Mr. Inada, from Embassy of Japan, Mr. Katai, Mr. Shimizu, all members of JICA_ST & NTPC team.

He appreciated Japanese culture of meticulous planning, courtesies, politeness and health consciousness. He expressed satisfaction over response of Japanese company working for NTPC and high respect for Japanese practice in India. NTPC has high expectations from this joint study. NTPC has learned a lot from US window, but expectation from this window is also high. He shared the current performance of the units with the average age of 18 years and various challenges & issues ahead for NTPC.

NTPC present capacity is more than 30000 MW and volume of fleet is expected to grow to 75000 MW by the end of 2017. No of units in operation is 117 and is likely to touch to 175 in the near future. It is difficult to maintain the same quality of the people. A robust system is required to control the activities.

He mentioned about difficulties in developing the vendors and also handling the vendor for overhauls as most of the units are planned during monsoon period. He expressed that there is a lot of opportunity for service provider in this country. We encourage the vendors to come, as the scope is very high. Many supercritical plants are going to be commissioned in near future and large opportunity is available for vendors for maintenance of supercritical plants.

Environment issues are getting stronger and technology is driven more by the environment. Customers are getting more aware and stake holders are more demanding. We have to continuously implement the best practices for plant performance improvement.

We are focusing a lot on efficiency and trying to run the unit close to the design efficiency. For the new unit, target HR deviation is 50 kcal/kWh more than design, where as for the old plants the target is 75 kcal/kWh. The system should be able to track the deficiency much ahead and avoid possible failure of the equipments. He emphasized the need of efficiency control with online system. NTPC is working on this model for long term sustainability. System should not be dependent on the individual. Capturing the expertise of the people

and making it available for all units is an important objective of expert system. At the end, he expressed that NTPC will get lot of expert advice from this study.

Mr. Shimizu, Leader JICA Study Team (JI CA-ST), explained outline of the Progress Report to the participants

Brief of the Progress Report

- Study team visited 5 NTPC stations along with CenPEEP and analyzed the data & station problem. Originally 3 units were to be selected however finally 8 units were selected for the study to cover all the required scope of work. JICA ST discussed continuously with CenPEEP; planned various activities and collected necessary information / data for the study. JICA ST also followed the change of overhaul schedules.

All field works will be completed by on going 3rd field visits and proposal will be made for efficiency improvement by February 2010. Present condition and problems of selected units were summarized and reviewed.

- JICA ST informed that some of the work were subcontracted to the service providers
 - Control : M/S Yokogawa
 - CDM: contract process in progress
 - Pump : M/s Torishima
 - Helium Leak Buster: M/s FUJI
 - Boiler RLA: M/s Kyudensangyo
 - Turbine Assessment(RLA, Steam Path Audit and Piping): M/s Alstom Japan
- Boiler RLA includes two new techniques.
 - Scanning Electron Microscope
 - Transmission Electron Microscope
 - TOFD (Time of Flight Diffraction)

Issues & Discussion:

- JICA ST explained the combustion simulation study details of Vindhyachal #7. CenPEEP asked about detailed discussion with the service provider. D (O) suggested that NTPC officers should be deputed to Japan for discussion with service provider and participation in the analysis process so that NTPC have sufficient confidence on the result of the combustion simulation study. CenPEEP also requested JICA to send service provider to India for discussion at Vindhyachal station on combustion simulation.
- CenPEEP suggested that the Workshop/Seminar planned during the 4th field visit should be attended by the service provider for better dissemination on the findings of

the study. JICA ST told that the contract with service provider does not include this task. JICA ST will however discuss the matter with JICA.

- JICA ST informed that the test data received in the area of Generator & Generator transformer analysis will be done at Japan. CenPEEP expressed that there would be good learning from the study for NTPC electrical experts and they would be able to get trends and analyze the test data in a better manner.
- JICA ST informed that performance tests were carried out as per NTPC procedure in consultation with JICA ST. The observations by JICA ST were appreciated and shared. NTPC asked that any suggestions on the test procedure will be appreciated.
- JICA ST witnessed O&M operator patrol during 3rd field visit. JICA ST asked to share various O&M procedures for their review. CenPEEP agreed to provide 5 no. of procedures as asked by JICA ST.
- JICA ST visited central stores and simulators at Korba and highly appreciated both.
- NTPC requested to extend the project beyond October 2010 as the time available is very less for planning and arranging execution of some of the recommendations. Mr. Katai informed that extension of the project seems to be difficult.
- NTPC shared that high level of confidence is required on the recommendations before NTPC selects it for execution and replication. NTPC asked support of JICA ST and service providers during execution of the recommendation within study time frame. NTPC also asked that full information be shared as a part of technology transfer and further replication of the same in the other stations for the areas like yatesmeter, He leak buster, RLA techniques etc. However, JICA ST mentioned that those information which are of intellectual property nature, cannot be shared if service providers do not provide information. Mr. Katai said that they would workout the replication mechanism in this context.
- NTPC also conveyed the interest shown by MOP about the new technology being demonstrated by the JICA ST. NTPC enquired about the details of the demonstration planned during February 2010 – October 2010 time slot. NTPC urged them to provide the details and activities calendar so that NTPC can plan the demonstration activities. JICA ST explained that they will assess all activity after #3 field work and inform NTPC about the activities plan of February 2010 – October 2010 during 4th field work. NTPC shared that some of the recommendation may be carried out as demonstration by NTPC and urged JICA ST to provide the required support.
- JICA told that financial study will be done along with the technical proposal evaluation.
- NTPC requested JICA to explore about the future plan after completion of the current study project and also urged JICA and JICA ST to provide required support in some of the demonstration.
- NTPC suggested that the collaboration should not end with the current study and

should identify the potential areas for future collaboration.

Attachment

- (1) Attachment-1: Agenda
- (2) Attachment-2: List of Attendance
- (3) Attachment-3: Progress Report

NTPC-JICA Project

***Centre for Power Efficiency & Environmental Protection
(CenPEEP)***

**The Study on Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plants
in NTPC-India**

**2nd Steering Committee Meeting
Chaired by Director (Operations), NTPC Ltd**

October 29th 2009

**Venue: Conference Room No. 108, 1st Floor, R & D BUILDING
NTPC CenPEEP, Noida**

Agenda

- | | |
|-------------|--|
| 10:30-10:35 | Welcome address by Sh. D.K. Agrawal, GM I/C, CenPEEP, NTPC |
| 10:35-10:40 | Address by Mr. Yukihiro Fukuda, Counsellor, Embassy of Japan, New Delhi |
| 10:40-10:45 | Address by Mr. K.C. Sharma, Under Secretary, Ministry of Power, GOI |
| 10:45-10:50 | Address by Mr. Keiji Katai, JICA, New Delhi |
| 10:50-11:00 | Address by Sh. Chandan Roy, Director (Operations), NTPC |
| 11:00-11:10 | Brief Presentation by CenPEEP on JICA Study |
| 11:10-11:35 | Brief of the Project Progress by Mr. Noriyuki Shimizu JICA Study Team Leader <ul style="list-style-type: none">○ <i>Activities carried out</i>○ <i>Future plan</i>○ <i>Issues & observations</i> |
| 11:35-11:50 | Discussions and suggestions |
| 11:50-11:55 | Vote of Thanks |

Meeting is to continue for rest of the day to discuss progress of the Study and plan future activities.

ATTENDED BY :

NTPC

(1) Mr. Chandan Roy	Director (Operation)
(2) Mr. D.K. Agrawal	GM I/C, CenPEEP
(3) Mr. Pankaj Bhartiya	GM
(4) Mr. S. Bandopadhyay	GM
(5) Mr. A.K.Mittal	AGM
(6) Mr. Alok Gupta	DGM
(7) Mr. A.K.Arora	DGM
(8) Mr. R.K.Khurana	DGM
(9) Mr. Surendra Prasad	
(10) Mr. Subodh Kumar	
(12) Mr. D.Banerjee	
(13) Mr. Manoj Jha	
(10) Mr. Anand Kr. Jha	
(11) Mr. Rajan Kumar	
(13) Mr. Y.K.Sharma	

Embassy of Japan

(1) Mr. Yukihiro Fukuda,	Counselor
(2) Mr. Yasujiro Miyake	First Secretary
(3) Mr. Goki Inada,	First Secretary

JICA

- (1) Mr. Keiji Katai
- (2) Ms. Shashi Khanna

JICA Study Team

- (1) Mr. Noriyuki Shimizu
- (2) Mr. Morikuni Miyagi
- (3) Mr. Nobuchika Koizumi
- (4) Mr. Tatsuya Morooka
- (5) Mr. Takashi Fujimori

J Power

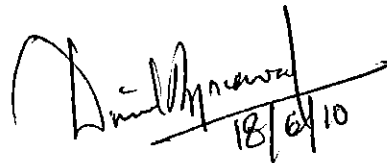
- (1) Mr. Shigeru Kondo
- (2) Mr. Shingo Takagi

8.1.3 MoM of Third Steering Committee

The Study
on
Enhancing Efficiency of Operating
Thermal Power Plants in NTPC-India

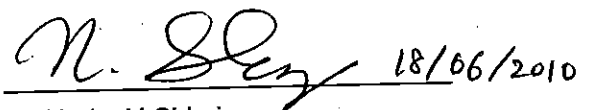
Minutes of Meeting
of
Third Steering Committee
(02.03.2010)

JICA, JICA Study Team,
Ministry of Power (MOP), NTPC



18/6/10

Mr. D.K.Agrawal
General Manager - I/c, CenPEEP
NTPC Limited
India



18/06/2010

Mr. Noriyuki Shimizu
Leader
JICA Study Team
Japan

DATE : **2nd March, 2010**
VENUE : **NTPC MCM Room,
SCOPE, New Delhi**

Mr. D.K. Agrawal, GM I/C, CenPEEP welcomed Mr. Chandan Roy, Director (Operations) & Chairman, Steering Committee, Mr. Toru Kobayakawa, JICA India, Mr. Shimizu, Team leader, all members of JICA ST and other participants for 3rd Steering Committee Meeting on 'The Study on Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power in NTPC-India'.

He talked in brief about activities carried out under the Study. He informed that most of the field activities have been completed including Performance Assessment at candidate stations, Demonstration of Boiler RLA techniques & practices, Condition Assessment of Controls & Instrumentation, Life assessment techniques for Generator & Generator Transformers, Combustion Simulation Study for boiler and Financial analysis of proposals. He shared that new techniques like Pump assessment using 'Yatesmeter' and identification & quantification of condenser air-in-leak using 'Helium Leak Buster' have been demonstrated.

He also mentioned that the observations, findings & recommendations of JICA ST were discussed by NTPC engineers from all stations in a workshop and a seminar at PMI, Noida and appreciated the efforts put in by members of JICA ST.

Mr. Toru Kobayakawa, JICA India, expressed thanks to NTPC for inviting him to the 3rd Steering Committee Meeting. He mentioned that he had also participated in the workshop on 'Findings & Recommendations of the Study on 22nd Feb at PMI Noida and was impressed by the enthusiasm shown by the participants in the workshop. He further informed that the three partner utilities of JICA ST, J Power, Kyushu and Chugoku Electric had put in additional efforts in translating Japanese documents in English for sharing their expertise and experiences. He further said that there's a need for enhanced level of exchange between NTPC and JICA ST for implementation of recommendations as the Study comes to a close in Oct' 10.

Mr. K. C. Sharma, MOP, welcomed all the participants and expressed pleasure in attending the 3rd Steering Committee meeting. He said that Ministry of Power had provided full support to the collaborative program with JICA and that further support to the Study shall continue. He expressed his best wishes for the program.

Mr. Chandan Roy, Director (Operation), welcomed Mr. Toru Kobayakawa, Mr. Shimizu, all members of JICA ST & NTPC team. He said that present capacity of NTPC is more than 31000 MW and volume of fleet is expected to grow to 75000 MW by the end of 2017. The average age of the NTPC units is about 19 years and robust systems need to be put in place to improve and sustain high performance levels.

He said that CenPEEP provides a window to NTPC to connect to utilities worldwide for continued learning. He mentioned that he had been personally involved in structuring the current program with JICA ST. He appreciated the work carried out by Study Team and the learning opportunities provided by the Study to NTPC engineers.

He said that on the whole it has been a very exciting experience for NTPC and that the learning process should continue beyond seminar or workshops. NTPC would implement the recommendations and put the learning back in the system. He expressed that there should be focus on gap areas for high performance.

At the end, he appreciated the efforts put in by JICA ST members and thanked them for coming to Steering Committee Meeting and all the support during study.

Mr. Subodh Kumar, CenPEEP made a brief presentation outlining various activities carried out at NTPC stations under the Study.

Mr. Shimizu, Leader JICA Study Team summarized the Study focusing on its historical steps, findings and recommendations for each assessment item, road map for Implementation, possible implementation plan and future schedule of the Study. The recommendations for improvement of efficiency of the target units were appreciated by all the participants.

Mr. Shimizu said that further deliberation is necessary in NTPC before decision making for implementation of each recommendation. He stressed that JICA ST is a Joint Venture formed by three Japanese Electric Utilities and they are not Equipment manufacturers and outlined the possible activities which JICA ST can execute.

Regarding the future schedule, he mentioned that the suggested items in FY2010 namely Turbine RLA and Training in Japan for Boiler RLA need JICA consent before finalization. For conducting Turbine RLA, he requested Chairman, Steering Committee, Sh. Chandan Roy for firm schedule of units between June and July 2010 as Turbine RLA could not be carried out in FY 2009 due to changes in shut

down schedule of target units and constraints due to specific work window of JICA ST. He said that this action could result in timely acceptance by JICA.

Mr. Miyagi presented the salient findings of Combustion Simulation Study carried out for Vindhychal boiler.

Mr. Hayakawa presented the salient observations of the demonstration of boiler Residual Life Assessment techniques carried out at Singrauli Unit 6 & Unchahar Unit 2.

Mr. Fujimori presented Japanese practices of Residual life Assessment of Generators & Generator Transformers.

Discussion Points:

- NTPC appreciated the 'Combustion Simulation Study' carried out for Vindhychal Unit 7 boiler and requested JICA ST for additional simulation cases to find solution to the problem of shortfall and imbalance in steam temperatures. It was specifically requested to simulate three scenarios as follows to achieve rated steam temperatures.
 - Simulated Coal flow imbalance amongst the corners
 - Simulated variations from nominal value in wind box pressure (Same pressure in both left and right wind boxes)
 - Simulated variation in imbalance in left and right wind box pressure

The intent in each of the above scenarios is to create abnormal fireside conditions to achieve design steam temperatures and minimal imbalance between left and right without boiler modifications.

NTPC also requested for association of NTPC engineers during the Simulation exercise by the Japanese service provider.

JICA ST informed that they would discuss with service provider and revert back; Also, that the contract with Service Provider has finished and further approvals from JICA would be required for additional simulation cases and participation in the simulation.

- NTPC requested JICA ST to conduct Turbine RLA as per Scope of Work before completion of the Study in Oct'10. NTPC will write separately to JICA with firm schedule (without any changes at later stage) of unit overhauls (maximum 2 units), wherein Turbine RLA can be carried out within the window of June/July 2010.

- JICA ST has recommended that a team of NTPC engineers (Six persons for eight training days) could be trained in Boiler Inspection & RLA techniques at Kyuden Sangyo, Japan to upgrade their skills and demonstrate new techniques. NTPC will write separately to JICA requesting for organizing the training in Japan.
- Sh. Chandan Roy, Chairman, Steering Committee, suggested that the collaboration should continue after completion of the current study and should identify the potential areas for future collaboration. A mechanism to continually share knowledge and experience should be established through a possible utility exchange program and regular trainings in Japan.

Mr. Toru Kobayakawa, JICA India informed that the current study has a defined Scope of Work and any further collaboration can be done separately on a project basis. He also mentioned that there are other similar programs such as APP (Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate) supported by Ministry of Economy, Trade & Industry (METI), Japan and the information exchange program with the Japanese electric utility that may be utilized by NTPC.

The meeting ended with a 'Vote of Thanks' by Sh. Pankaj Bhartiya, GM (CenPEEP)

Attachment

(1) Attachment-1: Agenda

(2) Attachment-2: List of Attendees

ATTENDED BY :

NTPC

- (1) Mr. Chandan Roy
- (2) Mr. D.K. Agrawal
- (3) Mr. A.K. Mahendru
- (4) Mr. H.K. Sandhir
- (5) Mr. A.K. Sinha
- (3) Mr. Pankaj Bhartiya
- (4) Mr. S. Bandopadhyay
- (5) Mr. A.K.Mittal
- (6) Mr. Alok Gupta
- (7) Mr. A.K.Arora
- (8) Mr. R.K.Khurana
- (9) Mr. Surendra Prasad
- (10) Mr. Subodh Kumar
- (12) Mr. D.Banerjee

JICA

- (1) Mr. Toru Kobayakawa
- (2) Ms. Shashi Khanna

JICA Study Team

- (1) Mr. Noriyuki Shimizu
- (2) Mr. Morikuni Miyagi
- (3) Mr. Nobuchika Koizumi
- (4) Mr. Hiroyuki Hayakawa
- (5) Mr. Takashi Fujimori
- (6) Mr. Kyoichi Nakanishi
- (7) Mr. Katsumi Yoshida

J Power

- (1) Mr. Shingo Takagi

8.1.4 MoM of Fourth Steering Committee

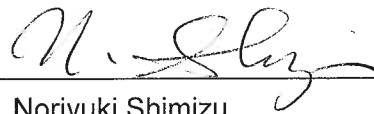
**The Study
on
Enhancing Efficiency of Operating
Thermal Power Plants in NTPC-India**

**Minutes of Meeting
of
Fourth Steering Committee
(14.09.2010)**

**JICA, JICA Study Team,
Ministry of Power (MOP), NTPC
Venue: NTPC Noida**



Mr. Pankaj Bhartiya
General Manager
NTPC Limited
India



Mr. Noriyuki Shimizu
Leader
JICA Study Team
Japan

Mr. Pankaj Bhartiya, GM, CenPEEP welcomed Mr. S.C. Pandey, Executive Director (Engg) NTPC, & Chairman, Steering Committee, Mr. Yukihiro Fukuda, Counsellor, Embassy of Japan, New Delhi, Mr. Goki Inada, First Secretary, Embassy of Japan, Mr. K.C. Sharma, Under Secretary, Ministry of Power, Govt. of India, Mr. Hiroshi Suzuki, Senior Representative, JICA India, Mr. Sharad Anand, Executive Director (NETRA), NTPC and N. Shimizu, Team leader JICA-ST, Mr. H.K. Sandhir, GM(OS), Mr. Thangapandian, GM-Vindhyachal, Mr. D. Bhattacharya, GM-NETRA and all members of JICA ST and other participants for attending 4th Steering Committee Meeting on 'The Study on Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plants in NTPC-India'.

He talked in brief about the journey of the project and study activities carried out under the Study. He informed that activities of the study project have been completed and JICA ST has submitted the draft final report. He also mentioned that the observations, findings & recommendations of JICA ST were discussed by NTPC engineers from all stations in a workshop and seminar at PMI, Noida and appreciated the efforts put in by members of JICA ST. Engineers from four state utilities and World bank also participated in seminar. He also mentioned that the dissemination process will continue through various workshops and seminars being organized by CenPEEP.

Mr. Yukihiro Fukuda, Counsellor, Embassy of Japan, New Delhi, in his opening remarks expressed happiness and honor for his participation in 4th and final Steering Committee Meeting. He shared that the dissemination of the study findings in the workshop and seminar organized at PMI has been quite successful. He thanked NTPC team and MOP officials who worked hard to make the study successful. He mentioned that the Guideline and Manual prepared during the Study and the recommendations of the Study would be very useful and contribute to the efficiency improvement of NTPC plants and Indian power sector.

Mr. Hiroshi Suzuki, Sr. Representative, JICA India, thanked JICA ST and NTPC for executing the study project successfully. He appreciated strong involvement of NTPC team in the study execution and shared that the recommendations are to be realized by NTPC independently. He shared that this is a successful study and would help in development of Indian Power Sector.

Mr. S.C. Pandey, Executive Director (Engg) NTPC, & Chairman, Steering Committee welcomed Mr. Yukihiro Fukuda, Counsellor, Embassy of Japan, Dr. Goki Inada, Embassy of Japan, Mr. Hiroshi Suzuki, Sr. Representative, JICA India, JICA ST and all the participants and appreciated the successful execution of the study through continuous interaction with Japanese Utilities and service providers. He stressed that the findings of the study should be disseminated in Indian Power sector. He assured that NTPC would try to translate the learnings into practice and replicate the same. He further shared that NTPC needs to bridge the gap between design and operating efficiencies and sought Japanese support for the same.

Mr. Pandey emphasized the need for

- A mechanism for further interaction of NTPC with Japanese experts
- Training of 3-4 NTPC teams in Japan every year
- Visits of NTPC senior officials to Japanese utilities.

He thanked Counsellor, Japanese embassy, JICA India and MOP for their support to the Study.

Mr. K. C. Sharma, MOP, welcomed all the participants and expressed pleasure in attending the 4th Steering Committee meeting. He said that CenPEEP had continuously briefed Ministry of Power about the progress of the Study. He expressed that NTPC has benefited from the interactions during the six training programs conducted in Japan. He said that the Study findings will benefit Indian Power Sector.

Mr. Sharad Anand, ED, NETRA welcomed the Japanese team and said that the current study on efficiency enhancement is very timely. He shared that a large no of NTPC units have crossed 100000 operating hours and demonstration & training on boiler and turbine RLA were very useful.

Mr. A.K.Arora, CenPEEP made a brief presentation outlining the Scope and methodology of various activities carried out at NTPC stations and the salient learnings from the Study and the visit of NTPC counterpart team to Japan.

Mr. Shimizu, Leader, JICA Study Team in his presentation summarized the study findings, recommendations for each assessment item, road map for Implementation and current status of various proposals. He further discussed the achievement of study vis-a-vis study objectives and shared his observations. He sought information

on the current status of action plan for Vindhychal U-7. The same was provided by Mr. Thangapandian.

Mr. Miyagi presented the salient findings of Combustion Simulation Study carried out for Vindhychal U-7 boiler. He said that the additional simulations for variation in corner to corner coal flow and air flow, as requested by NTPC, have been completed. He shared that there is no impact of introducing corner to corner air and coal flow imbalance on temp imbalance and MS temperature. He also informed that training and discussion on combustion simulation in Japan, as requested by NTPC, has been completed.

Discussions:

- Mr. S. Bandyopadhyay, GM, CenPEEP, informed that Misumi plant in Japan uses multi point Oxygen probes for representative measurements - 4 measurement points in each probe and three probes in each gas duct. NTPC can also consider use of similar systems.
- Mr. Bandyopadhyay also pointed out that the techno economic analysis for air heater seals and turbine seals is based on the experience of improvement achieved in Japanese utilities and the proposals need to be customized for high ash Indian coals and operating conditions with the technical justification for improvement proposed.

Mr. Shimizu responded that Japanese OEM can explore options to address high ash impacts.

- Mr. Thangapandian, informed that the simulation study recommendations are very useful. In line with the recommendation of the study and discussions with OEM, Cross connection after divisional panel, increase in LTSH area and upgradation of Reheater tube material are being planned. Its execution may take 2 to 3 years time. He also said that the use of ALCS in air heaters of older units would lead to improved ID fan margins and performance improvement.
- Mr. P. Bhartiya, GM, CenPEEP also informed the participants that all stakeholders like Project Engg, R&M Engg, NETRA, OS, CDM group etc (of NTPC) were associated during the course of study so that the recommendations can be critically analysed. He further reiterated the need of suitable mechanism for continued interaction between NTPC and Japanese Utilities and training of NTPC teams in Japan.
- Mr. Sharad Anand appreciated the collaborative study in the light of Indo-Japan friendship and reiterated the importance of efficiency improvement for reducing GHG emissions. He emphasized the need for making a detailed action plan for

efficiency improvement.

- Mr. S.C. Pandey, ED Engg, suggested to continue the information exchange and learnings of best practices through exchange visits of senior officials and explore areas of further cooperation.

The meeting ended with a 'Vote of Thanks' by Sh. S. Bandyopadhyay, GM (CenPEEP)

Attachment

- (1) Attachment-1: Agenda
- (2) Attachment-2: List of Attendees

ATTENDED BY :

NTPC

1. Mr. S.C. Pandey
2. Mr. Sharad Anand
3. Mr. H.K. Sandhir
4. Mr. Pankaj Bhartiya
5. Mr. S. Bandyopadhyay
6. Mr. V. Thangapandian
7. Mr. D. Bhattacharjee
8. Mr. A.K.Mittal
9. Mr. J. Rajendran
10. Mr. Brajesh Singh
11. Mr. S. Sarkar
12. Mr. S.Hembram
13. Mr. R. Daga
14. Mr. A.K. Arora
15. Mr. R.K.Khurana
16. Mr. Surendra Prasad
17. Mr. Subodh Kumar
18. Mr. Partho Nag
19. Mr. S.P. Karna
20. Mr. A.K. Das
21. Dr. D. Banerjee
22. Mr. U.S. Verma
23. Mr. Anand K. Jha

24. Mr. Manoj Kumar
25. Mr. Yogesh Kumar

Japan Embassy

1. Mr. Yukihiro Fukuda
2. Dr. Goki Inada

JICA

1. Mr. Hiroshi Suzuki

JICA Study Team

1. Mr. Noriyuki Shimizu
2. Mr. Morikuni Miyagi
3. Mr. Nobuchika Koizumi
4. Mr. Tatsuya Morooka
5. Dr. Hiroyuki Hayakawa
6. Mr. Takashi Fujimori
7. Mr. Kyoichi Nakanishi
8. Mr. Katsumi Yoshida
9. Mr. Makoto Yotsumoto

8.2 Presentation Slides

8.2.1 #1 Work Shop



Introduction for Workshop on Efficiency Management Activities in Japan

Noriyuki SHIMIZU
J-POWER



Study Team Formation

- | | |
|-----------------------------------|--|
| Joint Venture of: | Experiences+Strength: |
| ● Electric Power Development Co., | ⇒Many International Consulting Projects, 16 in India |
| ● Kyusyu Electric Power Co. and | ⇒Cooperation Agreement with NTPC |
| ● Chugoku Electric Power Co. | ⇒Training System and Experiences for oversees Trainees |



Objectives of The Study

- To improve the efficiency of coal-fired thermal power stations in India
- To transfer to our counterpart the technology that is necessary to achieve the above objective

by applying the manners and technologies typically implemented by Electric Utilities in Japan



Team Member

Shimizu	J-Power	Leader
Miyagi	J-Power	Sub -leader, Boiler
Koizumi	J-Power	Turbine, RLA-turbin
Fujimori	Chugoku EPCo	Electrical
Okame	Chugoku EPCo	C&I
Hayakawa	Kyushu EPCo	RLA-boiler
Morooka	J-Power	Efficiency Assesment
Yotsumoto	J-Power	CDM
Yamaguchi	Kyushu EPCo	Economic&Financial
Kuba	Kyushu EPCo	Coordinator
Tamura	Chugoku EPCo	Training Program



Study Team Formation

- Joint Venture of:
- Electric Power Development Co., 16.4GW
 - Kyusyu Electric Power Co. 19.7GW and
 - Chugoku Electric Power Co. 11.8GW

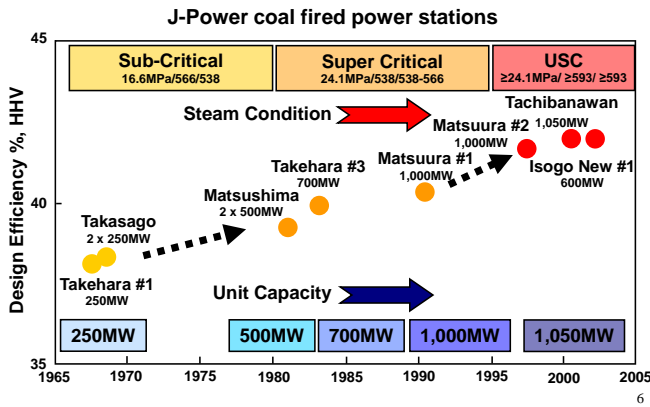


Trend of Efficiency Improvement

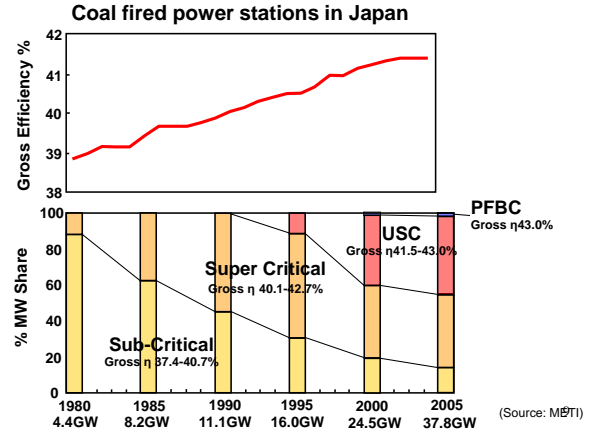
Coal fired thermal power stations in Japan

- Upgrade of steam condition
 - sub critical < 22.1MPa
 - super critical ≥22.1MPa, ≤ 566°C
 - ultra super critical ≥22.1MPa, >566°C
- Size up of Unit Capacity
 - ~200MW to 1,000MW+
- R&D of new technologies
 - IGCC
 - IGFC

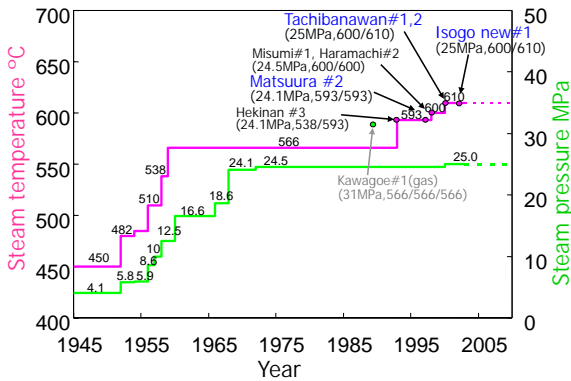
Efficiency Improvement



Historical Efficiency Improvement



Upgrade of Steam Condition



R&D of New Technology

PCF	IGCC	IGFC
<p>USC</p> <p>Boiler ST</p> <p>Gross η: 43% Net η: 41% (HHV)</p>	<p>A-USC 700°C class</p> <p>Boiler ST</p> <p>Gross η: 50% Net η: 48%</p>	<p>1500°C class</p> <p>Gasifier GT ST</p> <p>Gross η: 51-53% Net η: 46-48%</p>
		<p>Gasifier FC GT ST</p> <p>Gross η: ≥60% Net η: ≥55%</p>

USC Coal-fired Power Stations in Japan

Electric Power Co.	Power Station	MW	MPa/MST/RST	COD
Chubu	Hekinan #3	700	24.1/538/593	1993
Tohoku	Noshiro #2	600	24.1/566/593	1994
Hokuriku	Nanao Ota #1	500	24.1/566/593	1995
Tohoku	Haramachi #1	1,000	24.5/566/593	1997
J-Power	Matsuura #2	1,000	24.1/593/593	1997
Chugoku	Misumi #1	1,000	24.5/600/600	1998
Hokuriku	Nanao Ota #2	700	24.1/593/593	1998
Tohoku	Haramachi #2	1,000	24.5/600/600	1998
Shikoku	Tachibanawan	700	24.1/566/593	2000
J-Power	Tachibanawan #1	1,050	25.0/600/600	2000
Hokuriku	Turuga #2	700	24.1/593/593	2000
J-Power	Tachibanawan #2	1,050	25.0/600/600	2000
Chubu	Hekinan #4	1,000	24.1/566/593	2001
J-Power	Isogo New #1	600	25.0/600/610	2002
Hokkaido	Tomatoh Atsuma #4	700	25.0/600/600	2002
Chubu	Hekinan #5	1,000	24.1/566/593	2002
Kyushu	Reihoku #2	700	24.1/593/593	2003
Tokyo	Hitachinaka #1	1,000	24.5/600/600	2003
Tokyo	Hirono #5	600	24.5/600/600	2004
Kansai	Maizuru #1	900	24.5/595/595	2004

R&D of New Technology (cont'd)

IGCC Demo Plant	IGFC Pilot Plant EAGLE
<ul style="list-style-type: none"> Output: 250MWe Test Period: 2007-2009 Developer: CCP R&D Co. (10 EPCos & CRIEPI) Air-blown gasifier <p>Nakoso, Clean Coal Power R&D Co., Ltd.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Coal feed rate: 150t/d Test Period: 2001-2009 Developer: J-Power Oxygen-blown gasifier <p>Wakamatsu Research Institute, J-Power</p>

Efficiency Management

1. Efficiency of coal fired power stations in Japan has been improved by upgrading of steam condition and size-up of unit capacity.
2. However, basis of efficiency management activities is same regardless of steam condition and unit size.
3. Such a basis can be applied to coal fired power stations in India, where sub-critical and 200-500MW class units are dominant.

12

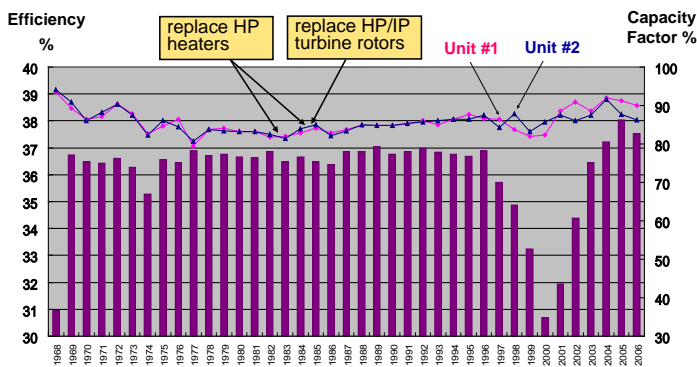
Typical Efficiency Management

1. Proper operation and maintenance to keep the efficiency at the level of the design efficiency
2. Active performance improvement by applying new technologies and/or replacing with high efficient equipment

15

Typical Efficiency Management Record

J-Power Takasago coal fired power station, 2x250MW



The 1st Work Shop 30-

Proper O&M

1. Monitor efficiency trend periodically
2. Analyze the deviation between current efficiency and the design efficiency to get the root cause
3. Devise countermeasures both during operation and /or periodical inspection shut-down

16

Activities in Takasago during 40years

1. Shut-down Maintenance
Boiler: Biennially, Turbine: once every 4 years
2. Major Replacements of Facility
 - Boiler Tubes & SH/RH: 1985, 86, 89, 90, 91, 93, 94, 95, 96, 97 & 98
 - ESP Electrodes: 1987 & 88
 - Turbine Rotors: 1984 & 1985
 - FGD Absorbers: 1985 & 1986
 - Control System: 1985 & 1996
3. Daily Efficiency Management
4. CMMS (Computerized Maintenance Management System): 2002-
5. PdM (Predictive Maintenance by thermograph, vibration, oil analysis): 2002-

The 1st Work Shop 30-

Typical O&M Activities

1. Operation
 - proper combustion management to reduce unburned carbon loss
 - proper soot blowing to prevent increase of flue gas temperature
 - proper management of feed water quality to prevent boiler tube corrosion and heat loss through boiler drum water blow
 - monitoring of air ingress into condenser

17

Typical O&M Activities (cont'd)

2. Maintenance

- gap adjustment and replacement of turbine labyrinth seal
- gap adjustment and replacement of AH seal
- water washing and replacement of AH element
- scale removal from turbine nozzle
- boiler chemical washing
- replacement of plugged condenser tubes

18

The 1st Work Shop 30-

Workshop Agenda

1. Introduction
2. Efficiency management in Japan
3. Boiler performance improvement, RLA
4. Turbine/Aux. performance improvement, RLA
5. Electrical
6. C&I

21

The 1st Work Shop 30-

Active Performance Improvement

1. Gross heat rate improvement

- application of AH SDS (Sensor Drive System) to reduce air leakage
- application of high performance AH element for better heat exchange and corrosion proof
- optimization of soot blowing
- low flue gas O₂ operation
- application of high performance turbine blade and anti-erosive turbine nozzle

19

The 1st Work Shop 30-



We are happy to work with you to improve efficiency of coal fired power plants in NTPC/India as well as to proceed with technology transfer to our counterpart.

Thank You !

This document shall not be reproduced, transmitted, disclosed or used in whole or in part without the written authorization of Electric Power Development Co., LTD. Japan.

Active Performance Improvement

2. Net heat rate improvement

(reduce in-house power consumption)

- application of variable speed/pitch fans
- partial in-service of aux. equipment

20

The 1st Work Shop 30-



JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plants in NTPC-India

Efficiency management in Japan

Tatsuya MOROOKA

J-POWER



The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009



Table of Contents

- 1) Efficiency management concept in Japan
- 2) Thermal Power Plants operation in Japan
- 3) Management of thermal efficiency in Japan
(to keep design performance)
- 4) Maintenance scheme and program in Japan

1

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009



1) Efficiency management concept in Japan

- Existing thermal power plants
Maintenance of design thermal efficiency
(proper Operation & Maintenance)
- New thermal power plants
Introduction of Best Available Technology
(GT combined cycle, USC)

2

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009



2) Thermal Power Plants operation in Japan

- Thermal Power Plants
 - Introduction of the latest performance technology
(for construction time)
- Independent Transmission System in island of Japan
 - Operation from base load to peak load
(based on supply and demand)

3

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009



2) Thermal Power Plants operation in Japan

To improve
the thermal efficiency of thermal power plants ...

【Ideal】

- Construct large capacity &
high efficiency thermal power plants
- Maintain design thermal efficiency
- Operate at maximum load ! but ...

4

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009



2) Thermal Power Plants operation in Japan

【Reality】

- Life cycle of thermal power plant is about 40~50 years.
- We can't construct large capacity thermal power plants because of stagnant electric demand in Japan.
- To accomplish electric power supply stability (social mission), we must operate from minimum to maximum loads.
- Utilization factor is decreasing due to increase of non fossil fuel's electric power. (nuclear, solar etc.)

5

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

2) Thermal Power Plants operation in Japan

Number of units and total MW by COD decade
- coal fired power plants in Japan as of Y2005-

~1960's	8 units	1,448MW
1970's	3 units	550MW
1980's	21 units	7,699MW
1990's	23 units	14,067MW
2000's	25 units	13,341MW

※There are some old units alive.

6

2) Thermal Power Plants operation in Japan

○Approach for performance improvement

- Replace
- Renovation
- Routine O&M

7

2) Thermal Power Plants operation in Japan

○Replace

introduction of
Best Available Technology(BAT)

- LNG combined cycle
- USC etc.

8

2) Thermal Power Plants operation in Japan

○Renovation

remodeling according to aging deterioration

⇒Renovation by BAT

- steam turbine blade (3D shaped) etc.

9

2) Thermal Power Plants operation in Japan

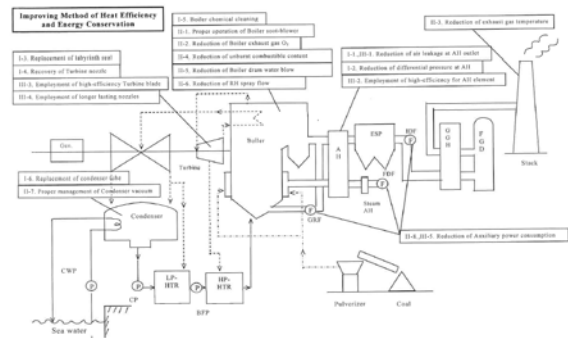
○Routine O&M

overhaul & daily mending

⇒just good timing
to maintain design thermal efficiency

10

2) Thermal Power Plants operation in Japan



11

2) Thermal Power Plants operation in Japan

○Efficiency management in Japan

- Replace
- Renovation

◎Routine O&M

※Large investment to construct new power plants

⇒We value Routine O&M to maintain design thermal efficiency.

12

2) Thermal Power Plants operation in Japan

Japan : maintain design thermal efficiency
India : ??? (coal fired power plants)

○POINT on this study

We pay attention to the difference between the design and the actual thermal efficiency .

⇒If there is a difference even a little, we might be able to improve the present efficiency without large investment.
To keep the design thermal efficiency is an simple & quiet activity. But it's a very important activity.

13

3) Management of thermal efficiency

○Management of thermal efficiency

- use of design coal
- management of daily actual efficiency
- management of monthly actual efficiency
- performance test (before & after periodical inspection)
- coal scale management (conveyer , coal feeder)
- maintenance management ⇒4) Maintenance scheme and program in Japan

We want to evaluate the difference of above-mentioned items between Japan and India.

14

3) Management of thermal efficiency

○Use of design coal

It's a very important factor to use design coal to maintain design thermal efficiency.

⇒If we don't use design coal, it causes the thermal efficiency decrease.

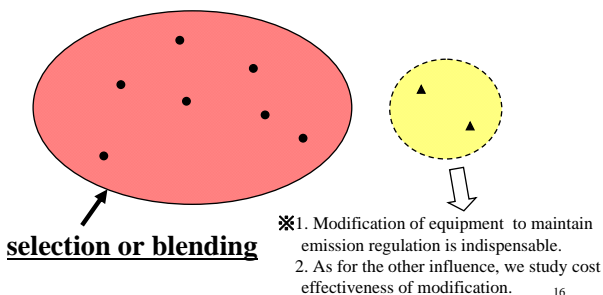
We need to select or blend the coal to keep design thermal efficiency.

15

3) Management of thermal efficiency

[design coal]

[other than design coal]



16

3) Management of thermal efficiency

○management of daily actual efficiency

- decision of items and values to be managed for thermal efficiency and in-house power requirement
- proper operation within allowable range decided above

※example of items to be managed for thermal efficiency

- boiler: EcoO2, unburned carbon in ash
- air heater: in and out gas temperature, differential pressure
- steam turbine: main steam flow, 1st stage outlet pressure
- condenser: vacuum
- feed water heaters: inlet feed water pressure of high pressure heaters

17

3) Management of thermal efficiency

○management of monthly actual efficiency

[In Japan]

- Each power station has responsibility to manage the actual efficiency. (not head office)
- The power plant can promptly discover the change in efficiency.
- The monitor and the analysis can be done at the same time in the power plant.
- The power plant can study improvement of efficiency most appropriately.

18

3) Management of thermal efficiency

○management of monthly actual efficiency

[specific way of management]

- We record many data at rated output once every month.
- The purpose of record is to evaluate the difference between design values and actual values.
- example of evaluation items
 - boiler efficiency
 - steam turbine efficiency
 - gross thermal efficiency

19

3) Management of thermal efficiency

○performance test

boiler : heat loss method

turbine : heat input and output method

thermal efficiency : heat input and output method

20

3) Management of thermal efficiency

○coal scale management (conveyer , coal feeder)

- scale of conveyors for loading to and discharging from coal stock yard
 - zero point adjustment: every day
 - calibration : once every month
- coal feeder scale
 - calibration : periodical inspection
- coal property analysis
 - coal loading conveyer :each ship
 - discharging conveyer :moisture content (every day)
 - calorific value (10 days average)
 - ash composition (10 days average)

21

4) Maintenance scheme and program in Japan

○Regulation system in Japan (Electric Utilities Industry Law)

Direct participation of the government

⇒ Review of safety control about autonomous periodic safety inspection (Art.55)

Utility's voluntary preservation of security

⇒ Autonomous periodic safety inspection (Art.55)

▪ Overhaul interval

boiler : Biennially
(steamdrum, header, tube, BFP, FDF, IDF etc.)

turbine : once every 4 years
(steamturbine, condenser, MSV, GOV, RSV etc.)

22

4) Maintenance scheme and program in Japan

※Based on the Electric Utilities Industry Law***

a . Equipment for which overhaul is required

b . Equipment for which overhaul is not required
(we can decide the interval of overhaul)

⇒ We schedule overhaul based on ***

- the Law (a)
- previous overhaul results (b)
- equipment conditions (b)

23

4) Maintenance scheme and program in Japan

Plant Maintenance Cycle

Plant Overhaul Maintenance Cycle

Year	1	2	3	4	5	6	7	8
Boiler Plant	M	BA	M	BA	M	BA	M	BA
Turbine Plant		TS		TA		TS		TA

Typical Maintenance Outage Days

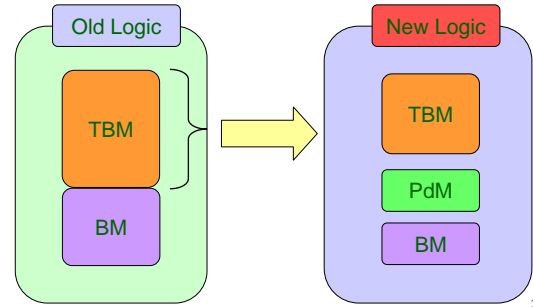
Class	BATA	BATS	M
300MW	45 days	43 days	15 days
500MW	63 days	55 days	15 days

Note: BA(Boiler Major) TA(Turbine Major) TS (Turbine Minor)
M (Intermediate Inspection)

24

4) Maintenance scheme and program in Japan

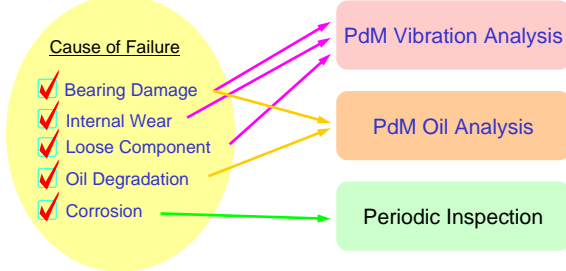
Introduction of PdM technologies



25

4) Maintenance scheme and program in Japan

TBM to PdM



26

Summary

1) Efficiency management concept in Japan

- Existing thermal power plants
⇒ maintain design thermal efficiency
- New thermal power plants
⇒ Best Available Technology

2) Thermal Power Plant operation in Japan

- Replace, Renovation, ◎Routine O&M
- POINT on this study

The thermal efficiency difference

between the design and the actual.

27

Summary

3) Management of thermal efficiency

- We want to evaluate the difference between Japan and India.
use of design coal
management of daily actual efficiency ... etc.

4) Maintenance scheme and program in Japan

- Regulation system in Japan
- Plant maintenance cycle
- PdM technology (TBM⇒PdM)

28



Thank You !

This document shall not be reproduced, transmitted, disclosed or used in whole or in part without the written authorization of Electric Power Development Co., LTD. Japan.



JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plants in NTPC-India

Boiler Portion

Contents

1. Boiler Performance improvement introduction of cases in Japan
2. Real time Measurement of Coal in Coal fuel pipes
3. Online Measurement of the Unburned carbon in the Fly Ash
4. Air Heater
5. Boiler Combustion Turning
6. Boiler Annual Inspection Period improvement by Scaffolding

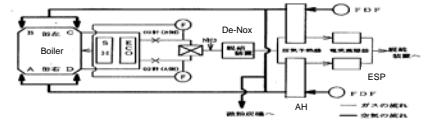


**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Eco Outlet gas O2 unbalance improvement**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 1994 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

1. Improvement Target:

To reduce unburned carbon by the modification of OFA damper control.
(Plant Rated Output: 406 MW , Fuel : Coal & Oil)



2. Phenomenon & Countermeasure

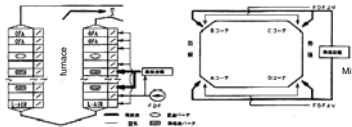
Boiler combustion air is controlled by FDF vane under the Boiler automatic control system which calculated total input fuel signal and Economizer (ECO) outlet O2 measurement value. However A and B side gas duct ECO O2 dose not controlled. (ECO outlet gas O2 A side: 4.2%, B side: 3.7%) They expected inhomogeneous combustion in the furnace.



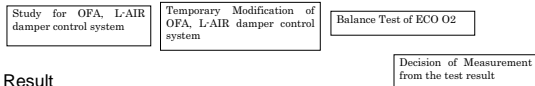
**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Eco Outlet gas O2 unbalance improvement**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 1994 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

They focused on the OFA and L-AIR damper control.



3. Improvement process



4. Result

Original=> ECO O2 A side: 4.2%, B side: 3.7%
Modification=> A side: 3.8%, B side: 3.8%



**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Boiler Gas Recirculation Fan (GRF) power consumption improvement by the speed control devices**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 1994 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

1. Improvement Target:

To reduce GRF power consumption without affecting fuel combustion in the Boiler.
(Plant Rated Output: 600 MW , Fuel : Oil)

2. Current Situation & Analysis (Plant Rated Output: 600 MW , Fuel : Oil)

- a) 70% of Station power is consumed by GRF, FDF and CWP
- b) Comparison study (actual and theoretical value) of the above three (3) major equipment power consumption
 - GRF (damper control): Theoretical value (Power assumed by the calculation) < Actual → detail study is required
 - FDF (variable pitch control): Theoretical value > Actual → no room for reduce power consumption
 - CWP (variable pitch control): Theoretical value = Actual → no room for reduce power consumption



**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Boiler Gas Recirculation Fan (GRF) power consumption improvement by the speed control devices**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 1994 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

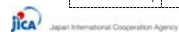
3. Improvement process

- a) Study for large scale fan control system, cost and construction period.
- b) Evaluation of those systems
- c) Preparation of execution schedule (construction schedule)

4. Result

a) Unit 1 GRF applied VVVF system. Reduced Power consumption: 1190 kW (3560-2370)

Item	(a) Energy conservation	(b) Cost	(c) Reliability	(d) Operation	(e) Modification period	(f) Total points	(g) Result
variable wing	3	1	3	3	1	27	NA
Hydraulic coupling	3	2	3	3	3	162	A
VVVF	3	2	3	3	3	162	A
Pole change	2	3	3	1	1	53	NA
Evaluation Points	3	High (H)	H	H	H	Short	(abxcxdxe)
	2	Medium (M)	M	M	M	-	
	1	Low (L)	L	L	L	Long	



**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Improvement of Boiler efficiency by the Mill rotating classifier control program change**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 2002 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

1. Improvement Target:

To improve Boiler efficiency by the high fineness of pulverized coal.
(Plant Rated Output: 600 MW , Fuel : Coal & Oil)

2. Current Situation & Analysis

- a) Boiler efficiency changed by the type of Coal.
Difference between Australia Coal A and D is 1 %.
- b) Coal characteristic effected to dry gas heat loss, water heat of evaporation loss and unburned fuel loss.

It is necessary to take long period of operation test result in order to make effective operation procedure for reduction of dry gas heat loss and water heat of evaporation loss. Therefore ,they focused on the unburned fuel loss reduction.



**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Improvement of Boiler efficiency by the Mill rotating classifier control
program change**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 2002 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

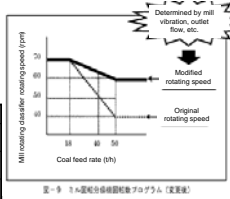
3. Improvement process:

- a) Study of Mill rotating classifier control program → Rotating speed change
- b) Study of Mill outlet flow rate of coal and fineness of coal
- c) Study of Mill vibration and power consumption

4. Result

- a) Boiler efficiency and Mill power consumption increased. However total cost reduced.

	Australia Coal A		Australia Coal B	
	Before modification	After modification	Before modification	After modification
Unburned fuel loss	0.4 %	0.3%	0.25%	0.15%
Boiler efficiency	90.04%	90.13%	90.11%	90.21%
Mill Power Consumption	1,707 kW	1,971 kW	1,847kW	2,151 kW



**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Improvement of Power Consumption by the Low O2 Operation**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 2001 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

1. Improvement Target:

To reduce power consumption of draft fans by the low O2 operation under the adequate Boiler combustion air.
(Plant Rated Output: 175 MW, Fuel : Oil)

2. Current Situation & Analysis

- a) Boiler outlet gas O2: 3.0% at 175MW, 3.5% at 145MW.
- b) Boiler combustion air is controlled by main steam flow and gas O2 signal.
- c) Unburned fuel is able to measure at ESP hopper.
- d) Boiler outlet O2 is fluctuating plus minus 0.2%
- e) It is necessary to utilize OAP (OFA) and secondary air resister for air supply
- f) Boiler outlet gas analysis is required for review of combustion state.

**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Improvement of Power and/or Fuel consumption by the Low O2 Operation**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 2001 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

3. Confirmation test

- a) Conditions
Boiler outlet O2 value change, 4 hours constant output (MW) and 4 hours and OAP (OFA) and secondary air resister adjustment
175 MW: 3.0% O2, 2.5% O2, 2.3% O2, 140MW: 3.5% O2, 3.0% O2, 2.8% O2

4. Result

- a) Draft Fan power Consumption & Boiler Efficiency

MW	O2 set value(%)	Power Consumption (kW)	Reduction (kW)	Boiler Efficiency (%)	Difference (%)
175	3.0	2,033.19	74.67	86.36	0.25
	2.5	1,958.52		86.61	
140	3.5	1,712.85	61.74	87.15	0.07
	3.0	1,651.11		87.22	

**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Shortening of the duration for Annual Inspection work by the new method**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 2001 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

1. Improvement Target

To reduce 104 days duration of annual inspection on 600MW coal fired thermal power plant. (Plant Rated Output: 600 MW, Fuel : Coal & Oil)

2. Current situation & analysis

- a) Unit 1 annual inspection duration on fiscal year 1998 required 104 days for all of the power plant equipment.
- b) Lot of Dead time and waiting time for the works
- c) Boiler furnace scaffolding assembling/disassembling and/or ash scrape out required time and manpower.
- d) Limitation of crane utilization time due to the same schedule of dismantles for Generator and Steam Turbine.
- e) It was take time repair the machine at the factory
- f) Boiler combustion tuning was executed about 26 days
- g) the manager could not instruct to staff timely due to the coordination meetings

**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Shortening of the duration for Annual Inspection work by the new method**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 2001 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

3. Result

(): shortening days

- a) critical works applied two (2) shift working: (5days)
- b) reviewing number of meeting and changing start of the works: (2days)
- c) rationalizing boiler combustion tuning: (1day)
- d) changing of Generator H2 leak test: (2days)
- e) reviewing of control characteristic confirmation test items: (3days shortening)
- f) holding of spare parts for the machine which repair at the factory : (5 - 11days)
- h) modification of Boiler furnace scaffolding : (6days)
- i) developing/operating acoustic wave ash scrap out system from the Boiler: (1day)
- j) developing/operating ash removal equipment by water-jet: (1day)
- k) re-scheduling Turbine inspection: (5days)
- l) reviewing Boiler inspection items and applying two (2) shift working: (10days)

**Boiler Performance improvement Introduction of cases in Japan
Shortening of the duration for Annual Inspection work by the new method**

(Source: Energy conservation best practice national competition in 2001 fiscal year in Japan, which was organized by Ministry of Economy, Trade and Industry)

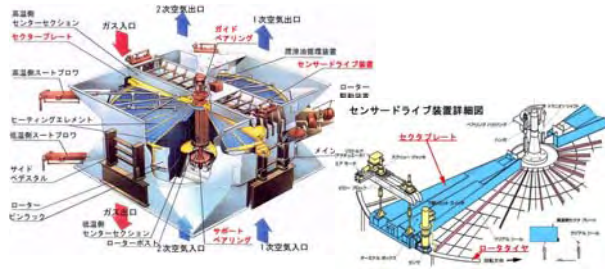
3. Result

	1997	1998	1999
(a) Annual Inspection Unit	Unit 1	Unit 2	Unit 1
(b) Type of Annual Inspection	Boiler: Full Turbine: Partial	Boiler: Partial Turbine: Simplified	Boiler: Partial Turbine: Simplified
(c) Duration	104 days	78 days	58 days
(d) Boiler preventive maintenance period	20 days	14 days	10 days

Boiler Performance improvement
Air Heater

Automatic Leakage Control

Tri-sector Air Heater



Boiler Performance improvement
Real time measurement of Coal in Coal fuel pipes

Summary

- PROMECON's MECONTROL measurement provides both, mass per length (concentration) measurement as well as velocity measurement.
- For the customer it is most important that a measurement can be VERIFIED. The best way to do this is by BALANCING.
- MECONTROL allows such balancing due to the absolute and independent measurement of both: MASS FLOW and VELOCITY (Dirty Air Flow)
- MECONTROL provides the a proven track record of accurate mass flow installations in the power industry.
- MECONTROL provides a proven track record of accurate Air flow measurements on mill outlets.
- out of mass flow and air flow one can calculate the fuel air ratio

Boiler Performance improvement
Real time measurement of Coal in Coal fuel pipes

Mass flow measurement of pulverized fuel

Coal concentration C in the pipe is mass m per length unit L and is measured using microwave resonance:

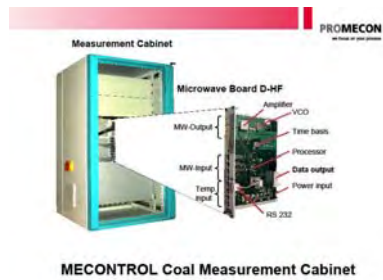
$$f = \frac{c}{\sqrt{(1+C \cdot c_0) \cdot c_0} \cdot \lambda}$$

Measurement is: **absolute, indirect**
Needs: No k-factors

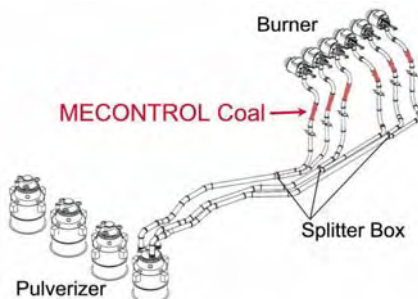
Coal velocity is measured by cross correlation method.

Measurement is: **absolute, direct**
Needs: No k-factors

Boiler Performance improvement
Real time measurement of Coal in Coal fuel pipes



Boiler Performance improvement
Real time measurement of Coal in Coal fuel pipes



Boiler Performance improvement
Online Measurement of the Unburned carbon in the Fly Ash

Combustion optimization
MECONTROL UBC



Online measurement of the unburned carbon in the fly ash

Boiler Performance improvement
Online Measurement of the Unburned carbon in the Fly Ash

MECONTROL UBC Measurement Principle

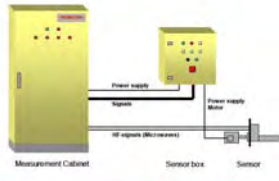
Dielectric constant of fly ash is a function of the carbon content. Measuring the shift of frequency in a resonator (Δf) the carbon content can be calculated.



$UBC = A + B \cdot \Delta f$
 A and B are the calibration coefficients

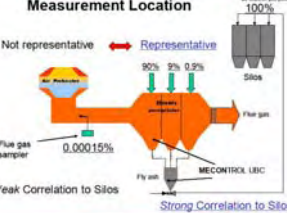
Boiler Performance improvement
Online Measurement of the Unburned carbon in the Fly Ash

MECONTROL UBC Installation Design



Boiler Performance improvement
Online Measurement of the Unburned carbon in the Fly Ash

Measurement Location



Boiler Combustion Tuning

Outline of Boiler Combustion Tuning Procedure

1. Condition
 - a) Boiler continuous operation at rated output
 - b) correction of measurement hardware
 - c) providing same type of coal
 - d) soot blower is not applied during the test
 - e) combustion Air box damper setting
2. Measurement items
 - (1) combustion characteristic
 - a) Visual inspection internal of the furnace (brightness, confirmation of combustion status at burner portion)
 - (2) ECO outlet O₂
 - (3) Mill
 - a) pulverized coal particle size measurement
 - b) Mill outlet temperature and Amount of Mill pyrite
 - d) Vibration of Mill and Mill operation records (mill motor current, etc..)

Boiler Combustion Tuning

Outline of Boiler Combustion Tuning Procedure

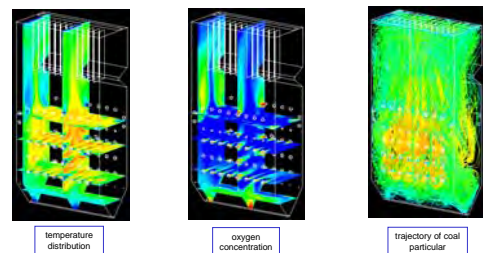
2. Measurement items
 - (4) NO_x value
 - (5) Unburned fuel in ash (Sampling of fly ash at EP hopper and measurement of unburned fuel)
 - (6) Slugging and fouling characteristic

Confirmation of Bottom ash situation, number of times for soot blower, records of Boiler metal temperature
 - (7) Plant Control characteristic
 - a) Boiler static character
 - b) Boiler dynamic character

Boiler Combustion Tuning

Outline of Computer Simulation

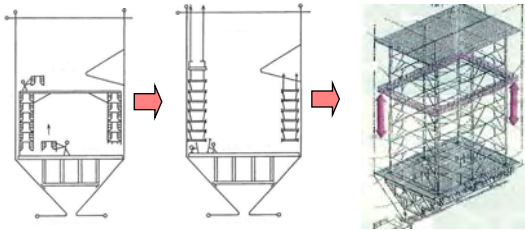
Computer Simulation of boiler combustion is able to simulate combustion gas flow, trajectory of particular, temperature distribution, oxygen concentration, etc..
 It is useful for study of combustion optimization (decreasing of unburned carbon and NO_x & SO_x).



Boiler Annual Inspection Period improvement by Scaffolding

Scaffolding in the Boiler Furnace

Safety Stage System (Hoisting Scaffolding system)



250MW class boiler scaffolding assembling and disassembling period
(26 days) (16 days) (16 days or less ?)



Thank You !

This document shall not be reproduced, transmitted, disclosed or used in whole or in part without the written authorization of Electric Power Development Co., LTD. Japan.

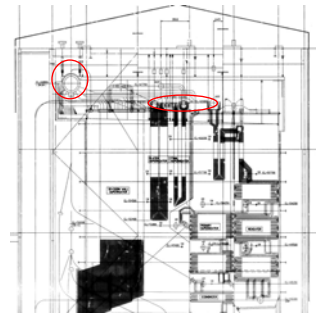


Boiler Portion

Area of Inspection

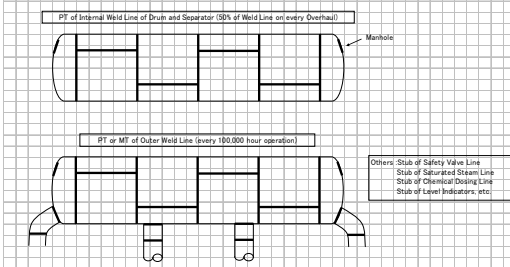
Area of Inspection

- **Disassembly and removal of Internal Components for VI**
 - Half Section at Each Inspection
- **Internal Sketch for Recording**
 - Location and Size of Defects (Crack, Corrosion, and Erosion)
- **P.T on Welding on Studs, Manhole and Waterline inside Shell**
- **Chemical Analysis on Sedimentation Materials**
- **External Welding Inspection on 100,000 hours**



Steam Drum - Welding Inspection

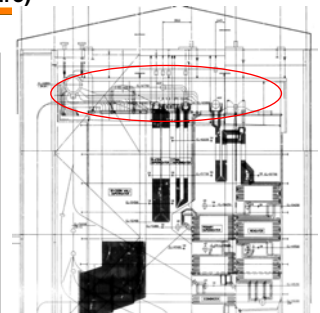
Drum Inspection



Area of Inspection - 2 (Upper Level Boiler Structure)

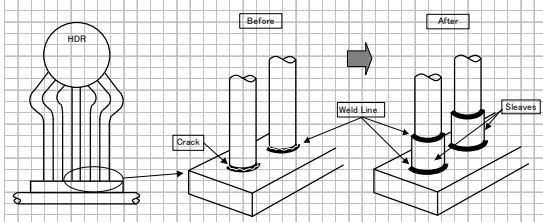
Penthouse Area

- Position of Air vent pipes, hangers and drain lines
 - Boiler Movement due to heat expansion
- PT on Welding Joint of Sampling lines
- P.T on Welding of stub pipes of header
- P.T on Weld line of the roof penetrating pipes for representative pipe



Roof Penetration Area

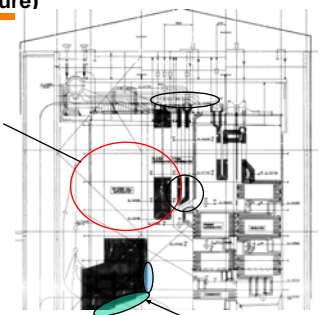
J-Power's Experience of Modification Pipes penetrating Ceiling Structure



Area of Inspection - 3 (Upper Level Boiler Structure)

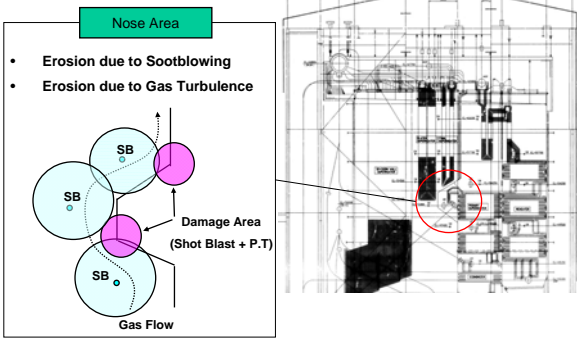
Div Wall, Platen, Final SH

- Shot Blasting on Transition Welding and Attachment Welding (+/- 1m from Joints) for Visual Inspection
- P.T on Welding
- Check on Elephant Skin (Fire Crack)

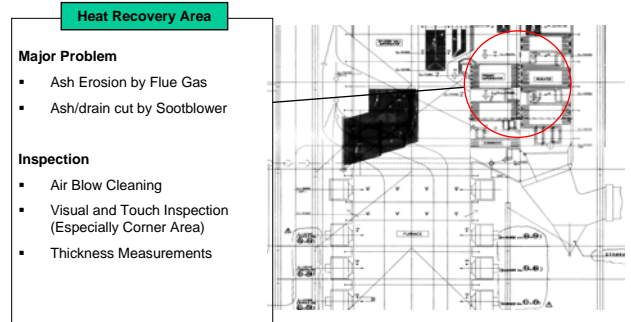


Shot Blast + VI + PT

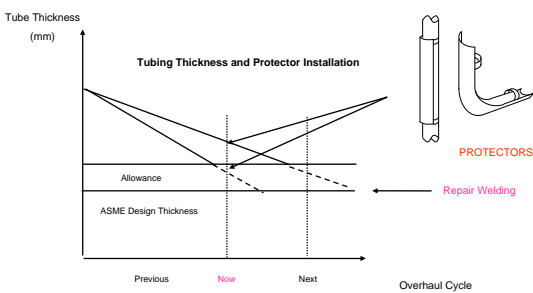
Area of Inspection - 4 (Upper Level Boiler Structure)



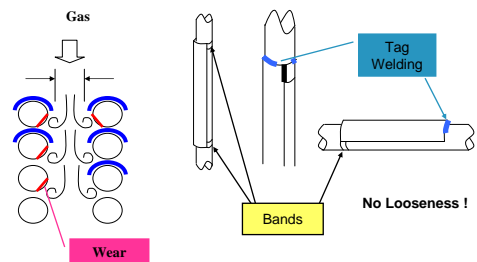
Area of Inspection -5 Middle Level of Boiler Structure



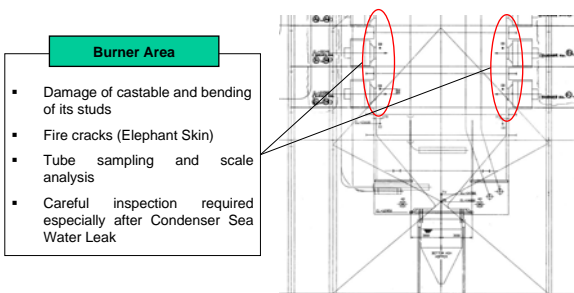
Thickness Measurement and Tube Protector



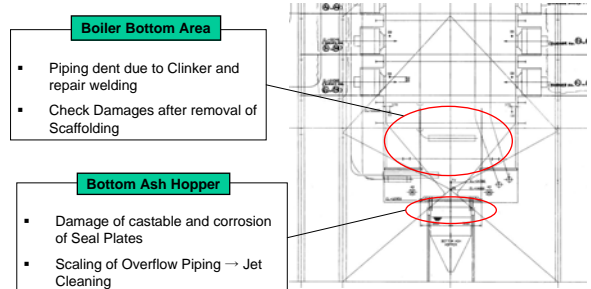
Tube Protectors



Area of Inspection 6 -Lower Level of Boiler Structure



Area of Inspection 6 -Lower Level of Boiler Structure





Thank You !

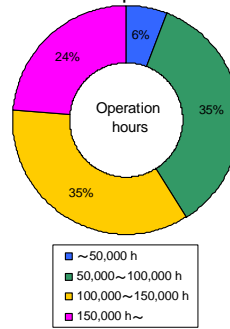


JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plant in NTPC-India

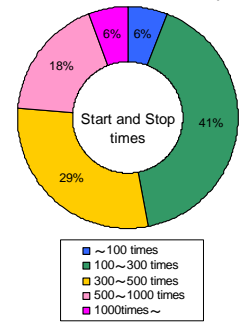
Life Assessment of Thermal Power Plant Boiler Components

Operation Condition of Thermal Power Plants

Cumulative operation hours

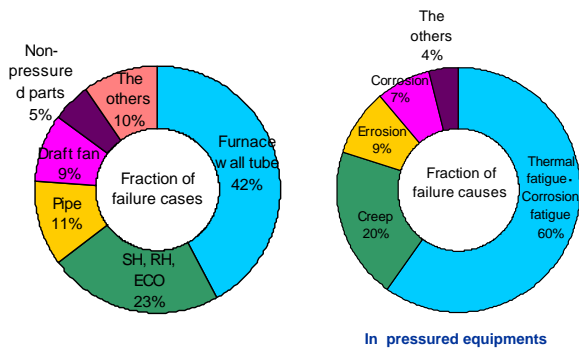


Cumulative start and stop times



17 units in Kyusyu Electric Power Company

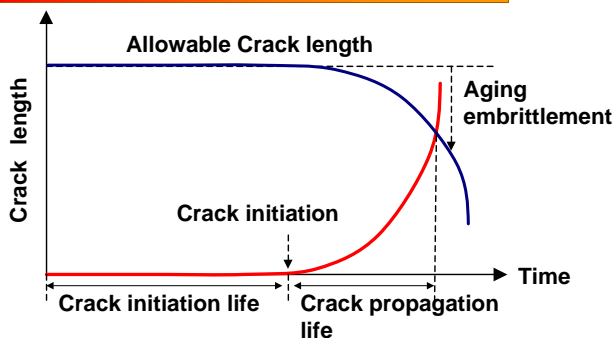
Statistics on Failure Cases and Causes of Boiler Equipment



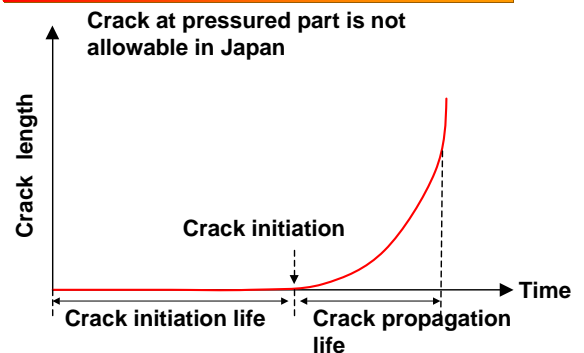
Failure Classification and Deterioration Factors of Boiler Equipments

Classification	Deterioration factors
Creep	Long-term creep
	Short-term creep
Fatigue	Thermal fatigue (Low cycle fatigue)
	High cycle fatigue
	Corrosion fatigue
	Corrosion fatigue
Corrosion	High temperature corrosion
	Low temperature corrosion
	Pitting
	FAC (flow accelerated corrosion)
	Stress corrosion cracking
Erosion	Ash cut
	Steam cut

Crack Initiation Life and Crack Propagation Life(1)



Crack Initiation Life and Crack Propagation Life(2)



Non-Destructive Inspection Method for Main Deterioration

Classification	Phenomenon	Non-destructive Inspection method
Creep	Swelling at late life	Replica, etc.
Fatigue	Surface cracking	PT,MT
Corrosion	Decrease of thickness	Thickness measurement
Errosion		
Stress corrosion cracking	Surface cracking	PT,MT
Corrosion fatigue	Inner surface cracking	UT

6

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Boiler Tube Overhaul Inspection

Water wall, SH, RH, Eco tubes

Inspection measure	Deterioration factors	Inspection interval
VT	Errosion	Periodic inspection (every 2years)
	Corrosion	
	Thermal deformation	
	Cracking	
	Burnout	
PT	Dissimilar metal weld failures	Nesessary interval
	Thickness measurement	
Examination of sampling tube	Scale and deposition	In case of elongation of periodic inspection interval (max. 2years)
	PT for welding fin	
Measures for errosion	Errosion	After 80,000 hours operation
Measures for SUS scaling	SUS scaling	
PT for attached metal weld part of tube	Low cycle fatigue	Judge from operation and design condition
Remaining life assessment	Creep	

7

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Steam Drum and Water Drum Overhaul Inspection

Steam drum, Water drum

Inspection measure	Inspection portion	Deterioration factors	Inspection interval
VT	Drum inside	Deposit	Periodic inspection (every 2years)
		Corrosion	
Chemical analysis		Errosion	
		Deposit	
PT	Inner weld line Inner corner of stub Support and hanging lug	Low cycle fatigue	
MT	External seam and girth weld line Inner weld line of stub	Low cycle fatigue	After 80,000 hours operation

8

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Boiler Header Overhaul Inspection

Header

Inspection measure	Inspection portion	Deterioration factors	Inspection interval
VT	General appearance	Errosion	Periodic inspection (every 2years)
		Corrosion	
		Cracking	
		Leak from weld part	
PT (MT)	Stub weld with no flexible structure and no rounding of weld end toe	Low cycle fatigue	Periodic inspection (every 4years)
VT	Header inside	Low cycle fatigue Errosion Deposition	
Chemical analysis of deposit			
PT (MT)	Header stub weld Support metal weld	Low cycle fatigue	After 80,000 hours operation
MT	Header girth weld and seam weld	Creep	To extend priodical inspection interval 2 year to 4year after 100,000 hours
Remaining life assessment	Most damaged header and pipe beyond 450°C	Creep	
	High temperature Header and pipe	Creep	Consideration in inspection plan

9

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Aging Deterioration Problem

Thickness required is not always enough to creep rupture for aging boilers exceeded 100,000h operation.

$$t = PD / (2S + P) + 0.005D$$

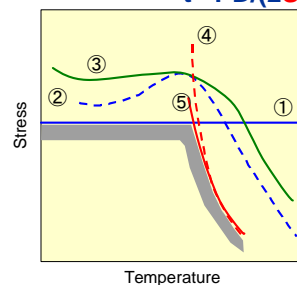
P: Internal pressure
D: Outer diameter
S: Allowable stress

10

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

What rules allowable stress S ?

$$t = PD / (2S + P) + 0.005D$$



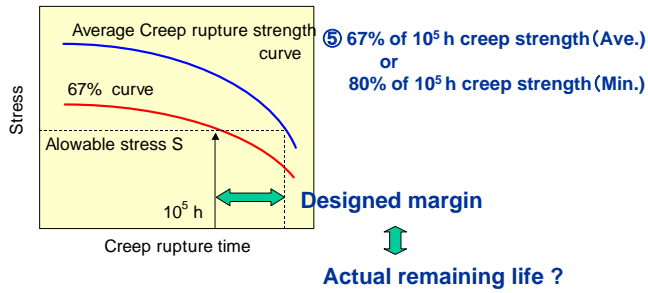
- ① 25% of Standardized tensile strength
- ② 25% of tensile strength at each temperature
- ③ 67% of 0.2% proof stress at each temperature
- ④ 0.01% creep strain/ 10^3 h (Ave.)
- ⑤ 67% of 10^5 h creep strength (Ave.)
or
80% of 10^5 h creep strength (Min.)

11

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

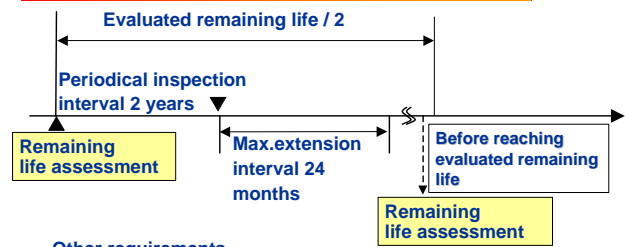
Necessity of Remaining Life Assessment

$$t = PD/(2S+P)+0.005D$$



12

Extension of Boiler Inspection Interval by Remaining Life Assessment



Other requirements

- Countermeasures for failures of own unit and other units
- Adequate operation and maintenance management
- Measures for low cycle fatigue dissimilar metal weld failures and SUS scale accumulation etc..

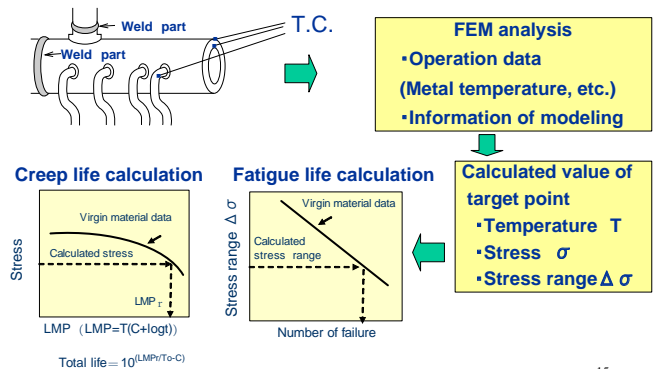
13

Remaining Life Assessment for High Temperature Components of Boiler

	Positive point	Negative point
Analytical examination	<ul style="list-style-type: none"> • Applicable to evaluate every necessary point • Effective for selection of critical point • Possible to evaluate with future operation mode • Possible to do on-line monitoring 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessary for appropriate material strength data. • Time and cost consuming with FEM analysis • Calculation on paper without current damage condition
Destructive examination	<ul style="list-style-type: none"> • Precise evaluation 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessary for extraction of test samples and repairing • Necessary for a few months to creep rupture • Unable to monitor at identical point
Non-destructive examination	<ul style="list-style-type: none"> • Cost effective • Possible to monitor at identical point 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitation of inspection from surface

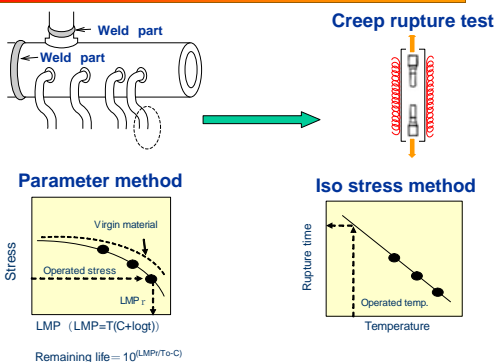
14

Analytical Examination



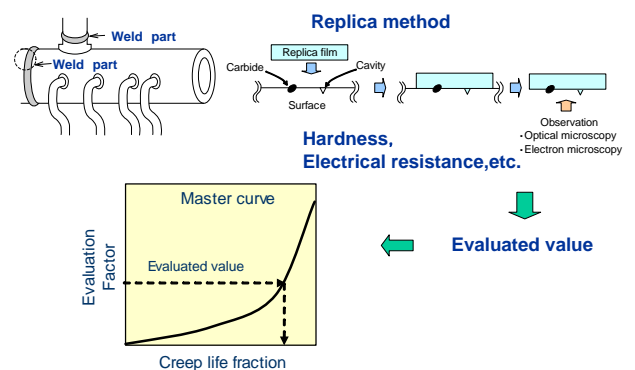
15

Destructive Examination



16

Non-Destructive Examination



17

jica Non-Destructive Examination Technique of Remaining Life Assessment for Boiler

Method	Target to evaluate	Damate to evaluate	Parameter to evaluate
Hardness measuring	Base metal HAZ	Creep Low cycle fatigue	$\Delta H_v, H_v/H_vo$
Electrical resistance	HAZ	Creep	ρ / ρ_o
Chemical composition of carbide	Base metal HAZ	Creep	Mo/Cr
Creep cavity evaluation	HAZ	Creep	(A-parameter ,area fraction, number density,ets.)
Microstructural Comparison	Base metal HAZ	Creep	Creep cavity, Microstructure, Precipitates
Urtra sonic scattering noise	Base metal HAZ	Creep Low cycle fatigue	Ne/Neo
Interparticle spacing	Base metal	Creep	Interparticle spacing
Crystal grain deformation	Base metal	Creep	Grain aspect ratio
Micro-cracking length measurement	Base metal HAZ	Low cycle fatigue	Maximum micro-cracking length

18

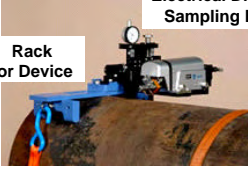
jica Example of Microstructural Comparison Method

		Observation Result		Standard Microstructure examples	
		Microstructure	Comment	Low damaged	High damaged
Base metal	Precipitates condition		-Not observed free-precipitates zone along grainboundary -No remarkable degradation $\phi_c = 1 \sim 12\%$		
			-Fine precipitates remain -No remarkable degradation	Fine precipitates remain	Fine precipitates disappear
HAZ	Creep cavity		-Not observed creep cavity -No remarkable creep damage $\phi_c = 0 \sim 20\%$		
				A few creep cavities	Linking cavities leads to macro crack (50 μ m)



19

jica On-Site Electrical Discharge Sampling Device for Small Punch Creep Tests (1)

Electrical Discharge Sampling Device



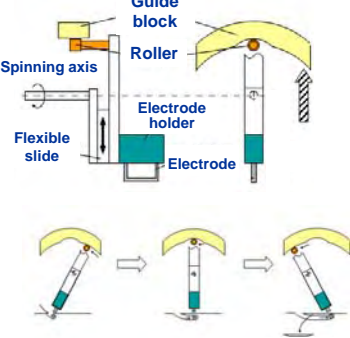
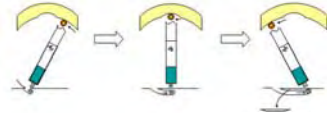
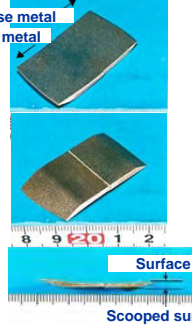
- Thinner and larger sampling with minimum mechanical and thermal damage (about 22mm x 30mm x 2mm)
- Flexible sampling with various shape of components
- 3~4 hours / 1 sampling

Controller Circulation pump for working-fluid

20

jica On-Site Electrical Discharge Sampling Device for Small Punch Creep Tests (2)

Base metal
Weld metal

Surface

Scooped surface

21



Thank You !



TURBINE EFFICIENCY IMPROVEMENT

Nobuchika KOIZUMI

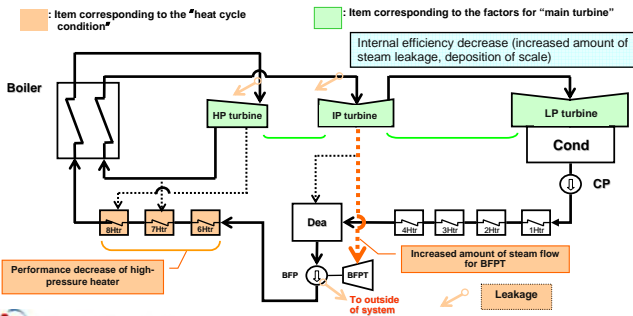
J-POWER

Factors for Turbine Efficiency

Turbine efficiency improvement measures are described using examples. Factors relating to "heat cycle condition" and "performance of main turbine" are shown below.

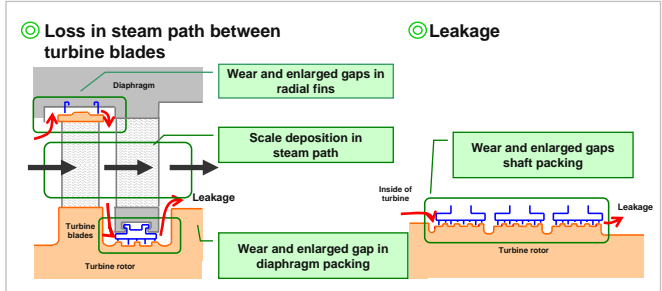
Heat Cycle Condition	Performance of main turbine
Factors affecting the heat cycle Ⓞ Steam condition Ⓞ Condenser Vacuum Ⓞ Temperature of feed water and number of feedwater heaters Ⓞ Driving method for feedwater pump Ⓞ Other factors - Supplementary steam for boiler - Pressure loss in reheater - Boiler spraying - Leakage from piping & valve	Factors affecting the turbine Ⓞ Loss in passage between turbine blades Ⓞ Exhaust loss Ⓞ Leakage Ⓞ Mechanical loss

Survey Result of Turbine Efficiency Decrease Factors (before implementing measures)



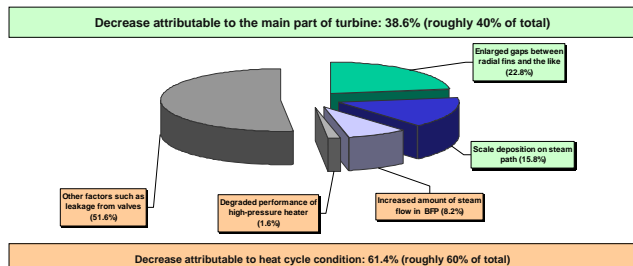
Internal Efficiency Decrease Factors in Main Turbine

The figure below is to explain schematically efficiency decrease factors identified for the unit. A major factor among these was identified as wear over years in materials used to seal off steam flow inside the turbine.



Analysis of Turbine Efficiency Decrease Factors

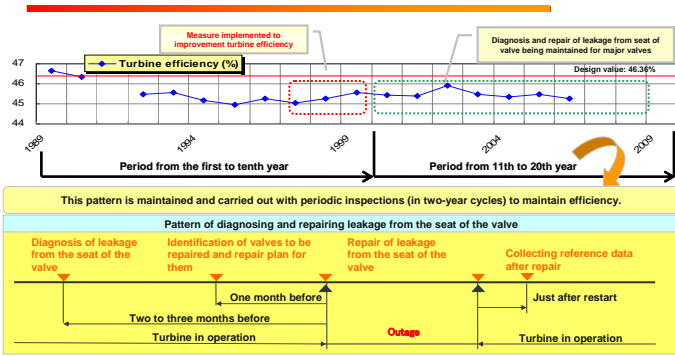
The graph below shows distribution of efficiency decrease based on comparisons between the result of the survey and the efficiency as indicated in the initial data collected at the unit's start of operation. To summarize the result, roughly 60% of total decrease could be attributed to the factors corresponding to the "heat cycle condition," and roughly the remaining 40%, to the "main part of the turbine."



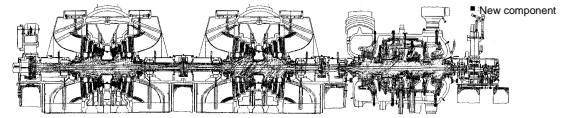
Result of Measures

Efficiency decrease factor	Description of measure	Evaluation of measure	Influencing degree
High-pressure	1. Enlargement of gaps between radial fins	+0.05%	21.0%
	2. Enlargement of gap in diaphragm	+0.10%	
	3. Enlargement of gap in shaft packing	+0.23%	
	4. Scale deposition on steam path	+0.04%	
Medium-pressure	1. Enlargement of gaps between radial fins	+0.10%	10.5%
	2. Enlargement of gap in diaphragm	+0.06%	
	3. Enlargement of gap in shaft packing	+0.02%	
	4. Scale deposition on steam path	+0.03%	
Low-pressure	1. Scale deposition on steam path	+0.03%	1.5%
Changed performance of high-pressure heater	1. Increased terminal temperature difference (TD)	+0.04%	2.0%
Increased amount of steam for driving BFP turbine	1. Raised feed water pressure	-0.01%	7.5%
	2. Decreased feed water volume	+0.14%	
Others	1. Internal leak in water-steam system	+1.15%	57.5%

Measures for Turbine Efficiency



Effect of renovation of turbine main component (Example)



Major new component

- 1) HP-IP rotor
- 2) HP-IP inner casing
- 3) LP rotor

Turbine	Item	Efficiency improvement (relative value)
HP-IP	Control stage	0.2 %
	New design blade	0.7 %
	New seal	0.2 %
LP	Recovery	0.7 %
	New design blade	1.2 %
	Recovery	0.5 %
Total		3.5 %



Thank You !

This document shall not be reproduced, transmitted, disclosed or used in whole or in part without the written authorization of Electric Power Development Co., LTD. Japan.



Turbine Maintenance

Nobuchika KOIZUMI
J-POWER

Inspection Item at Periodical Maintenance

1. Main turbine
 - (1) Turbine rotor
 - Cleaning by honing
 - Detailed inspection and repair of the disk, the rotating blades and the rotor
 - Measurement of run-out and centering of the shaft
 - Inspection and repair of the coupling bolt
 - (2) Ejection Holes and Partitions
 - Cleaning by honing
 - Detail inspection and repair of the stationary blades and labyrinths
 - (3) Casing
 - Measurement of the clearance of the inside and the outside of casing
 - Detail inspection
 - Measurement of the level of the horizontal flange
 - Measurement of the alignment of the casing
 - Maintenance of the bolts, hardness test
 - (4) Bearing
 - Adjustment of the contact of the white metals
 - Measurement of the bearing gaps

Inspection Item at Periodical Maintenance

2. Equipment attached to the turbine body
 - (1) Main Valves (MSV, CV, RSV, ICV)
 - Maintenance and inspection of the inside and the outside of the valves, the valve rods, the valve seats, and the valve bodies
 - Measurement of bend and the gaps of the valve rods
 - Inspection of the bolts
 - (2) Speed Governor and Emergency Stopping Device
 - Inspection of the speed governor mechanism and the piping for the control oil
 - (3) Turning Device
 - Detailed and precision inspection of the gears and the bearings
 - Inspection of the clutch mechanism

Inspection Item at Periodical Maintenance

3. Turbine lubricating oil device
 - (1) MOP, AOP, JOP and EOP
 - Overhaul, repair and detailed and precision inspection
 - (2) Main Oil Tank and Oil Cooler
 - Cleaning and oiliness test of the inside of the tank
 - Cleaning of the oil cooler piping and the water chamber
 - (3) Oil filter, oil purifier
 - Cleaning of the inside and replacement of the filter
 - Overhaul and repair

Inspection Item of Condenser (1)

NO	ITEM	PURPOSE	METHOD
1	The inside of the cooling tubes	Clogging, corrosion, erosion	VI ET
2	The outer surface of the cooling tube	Erosion, damage	VI
3	The tube plate	To check marine creatures and dirty matter adhered To check the connecting part	VI
4	The inside of the water chamber	Swell, separation, damage, or a pin hole on the rubber lining Marine creatures and dirty matter adhered	VI PHT

VI: Visual Inspection
WT: Leak Test by Filling Water
DI: Dimensional Inspection
ET: Eddy Current Test
ST: Hardness Test
MT: Fluorescent Magnetic Test
PT: Liquid Penetrant Test
PHT: Pin Hole Test
DM: Thickness measurement

Inspection Item of Condenser (2)

NO	ITEM	PURPOSE	METHOD
5	The parts inside of the main body shell	Erosion, damage, scale, dust	VI PT
6	Rubber expansion joint	Deterioration	VI ST
7	Nozzle for steam pipe	Crack	VI PT

VI: Visual Inspection
Leak Test by Filling Water
DI: Dimensional Inspection
ET: Eddy Current Test
ST: Hardness Test
MT: Fluorescent Magnetic Test
PT: Liquid Penetrant Test
PHT: Pin Hole Test
DM: Thickness measurement

Inspection Item of HP Feed Water Heater

NO	ITEM	PURPOSE	METHOD
1	Tube (steel)	Inlet attack	VI, DI
2	Tube (cu attribute)	Crack	ET
3	Water chamber	Crack	VI, PT, MT
4	Water chamber partition	Deformation	VI, DI
5	Shell	Erosion	VI, DM
6	Nozzle	Erosion	VI, DM

VI: Visual Inspection
Leak Test by Filling Water
DI: Dimensional Inspection

ET: Eddy Current Test
ST: Hardness Test
MT: Fluorescent Magnetic Test

PT: Liquid Penetrant Test WT:
PHT: Pin Hole Test
DM: Thickness measurement

Inspection Item of LP Feed Water Heater

NO	ITEM	PURPOSE	METHOD
1	Tube (steel)	Erosion	UT, ET
2	Tube (cu attribute)	Crack, ammonia attack	ET
3	Water chamber partition	Deformation	VI, DI
4	Shell	Erosion	VI, DM

VI: Visual Inspection
Leak Test by Filling Water
DI: Dimensional Inspection

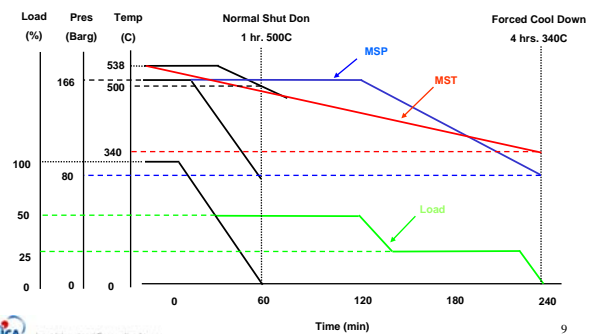
ET: Eddy Current Test
ST: Hardness Test
MT: Fluorescent Magnetic Test

PT: Liquid Penetrant Test WT:
PHT: Pin Hole Test
DM: Thickness measurement

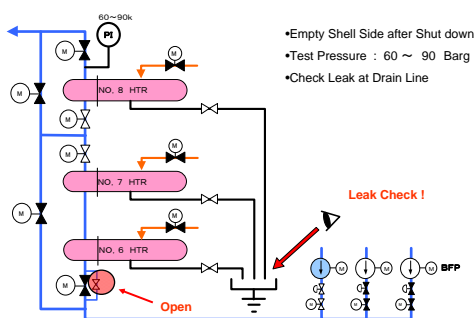
Turbine Shut Down and Preparation Works

1. Turbine Forced Cooling
2. Heater Leak Check
3. Operation and Maintenance Coordination

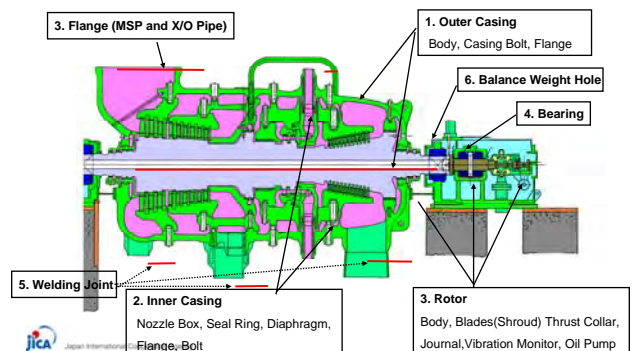
Turbine Forced Cool Down



Heater Leak Check



HP Turbine Inspection Points



HP Turbine Major Inspection - (1)

HP Turbine 1st Blade Erosion - Boiler Scale



Example (Wear due to Scale)

HP Turbine Major Inspection - (2)

Example (Wear due to Scale)

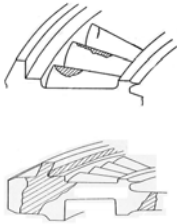


Unit 2 (Foreign Material)



HP Turbine Major Inspection - (2)

Typical Erosion



MSV Strainer



HP Turbine Major Inspection (3)

Example - Outer Casing (Stress Concentration)



Unit 2 HP Inner Casing



Corner Area

HP Turbine Major Inspection - (4)

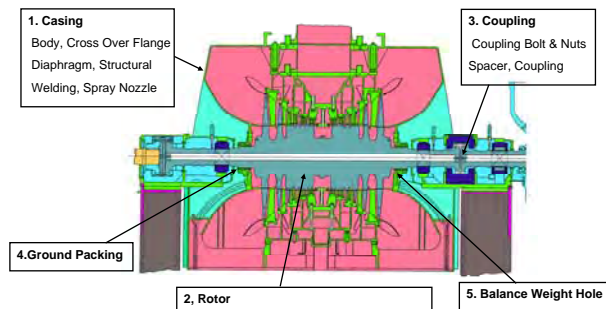
Creep - Shrouds and Roots



Damage Example - Shrouds

Typical Creep Damage Area

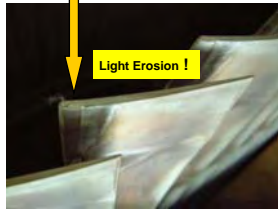
LP Turbine Inspection Points



LP Turbine Major Inspection (1)

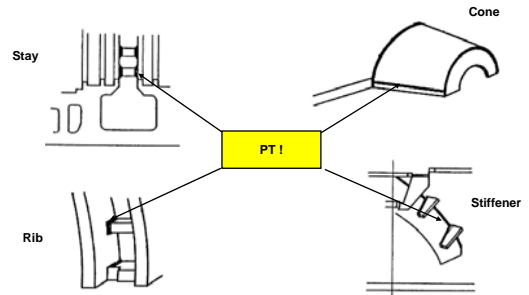


Unit 4 LP Last Blade - Stellite



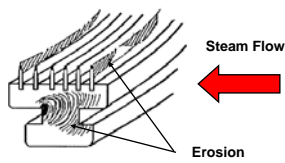
LP Turbine Major Inspection (2)

Casing Structure Welding



Turbine Major Inspection - Other Area (1)

Diaphragm Seal Ring Erosion
(Efficiency Loss)



Turbine Major Inspection - Other Area (2)

Balance Weight Flange



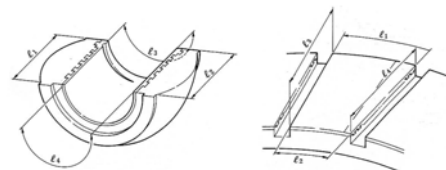
Turbine Major Inspection - Other Area (3)



Cleaning
↓
Thread Inspection
↓
PT

Turbine Major Inspection - Other Area (4)

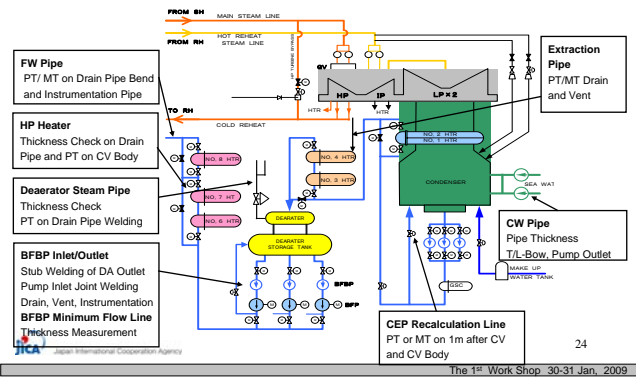
White Metal Bonding Condition



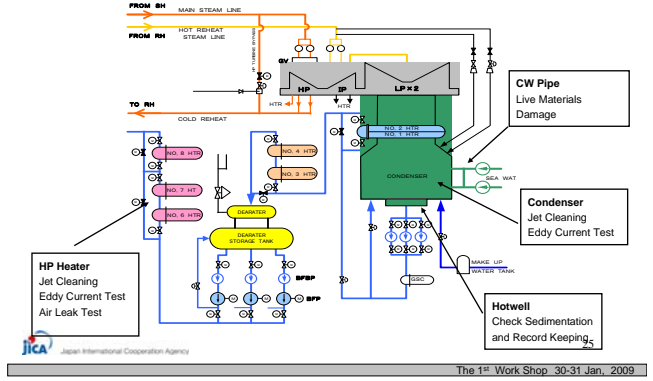
Radial Bearing

Thrust Bearing

Turbine Piping Inspection



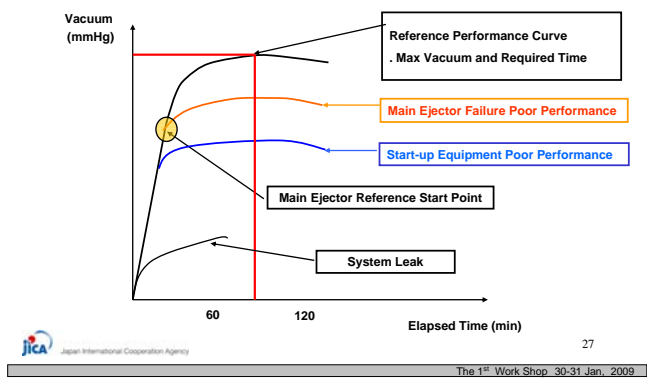
Turbine Auxiliary Inspection Point



Turbine Commissioning

1. Heater Leak Test
2. Condenser Tube Leak Test
3. Condenser Vacuum Test
4. Turbine Steam Admission & AOP/EOP Test
5. Turbine Overspeed Test
6. Unit Interlock Test (MFT, Unit Trip)

Turbine Commissioning - Vacuum Test



Turbine Overhaul Improvement - Acceleration Work

1. Overhaul Period (300MW Class)
 - J-Power P/S 45 days
2. Area of Consideration
 - Work Schedule Improvement
 - Equipment Improvement
 - Oil Flushing Improvement

Work Schedule Improvement

1. Turbine Cool Down Acceleration
2. Work Sequence Improvement



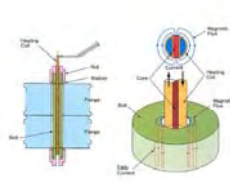
- Disassembly Improvement
1. HP Turbine Casing Bolt
Loose Before Turning Gear
 2. Turbine Forced Cool Down
Disassemble Flow Guide earlier and lift LP Casing
 3. Lay down Area
- Overhaul Schedule Optimization

Turbine Overhaul Improvement - Induction Heater (1)

Heating with Burner



New Type - Induction Heater



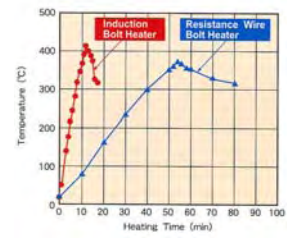
Turbine Overhaul Improvement - Induction Heater (2)

Resistance Wire

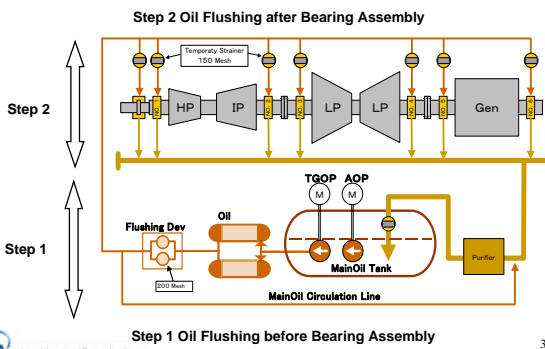


Saving Time

= 30min X 34 times = 1020 min (17 hrs)



Turbine Overhaul Improvement - Turbine Oil Flushing



Thank You !

This document shall not be reproduced, transmitted, disclosed or used in whole or in part without the written authorization of Electric Power Development Co., LTD. Japan.



JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plants in NTPC-India

TURBINE RLA ASSESSMENT

Nobuchika KOIZUMI

J-POWER



The 1st Work Shop 30-31 Jan, 2009

EXAMPLE OF ASSESSMENT

No. Test/No. Components	Test Matrix for 200 MW LM2 Turbine					PRELIMINARY		
	ND	LPNDFT	MR	UT	Replica	Hardness	Special Tests	
4.0 HP Turbine Water and Cooling								
4.1 Rotor	100%	Journal region	100% accessible regions by coil flyde	through hole + internally accessible regions	0	4 locations	None UT, Ultrasonic Stress analysis of Rotor Shell	
4.2 Blades	100%	100% accessible regions by coil flyde	NO	NO	NO	NO	Special analysis of Stress Current test of moving blades	
4.3 Shrouds	100%	NO	100% accessible regions by coil flyde	NO	NO	NO		
4.4 Sealing Grooves (axial/axial)	100%	NO	100% accessible regions by coil flyde	NO	NO	NO		
4.5 Coupling Bolts	100%	100%	NO	NO	NO	NO		
4.1 HP and IP Diaphragm and Liners								
4.1 Rotor Diaphragms	100%	100% accessible regions by coil flyde	100% accessible regions by coil flyde	NO	NO	NO	None UT, Ultrasonic Stress Analysis, Structure	
4.2 Parting plane Bolts and Fasteners	100%	NO	100% by yoke	NO	NO	NO	High temperature tests on one bolt each from HP and IP regions	
4.2 HP and IP Diaphragm and Liners								
4.1 Rotor Diaphragms	100%	100% accessible regions by coil flyde	100% accessible regions by coil flyde	NO	NO	NO	None UT, Ultrasonic Stress Analysis, Structure	
4.2 Parting plane Fasteners	100%	NO	100% by yoke	NO	NO	NO	High temperature tests	



The 1st Work Shop 30-31 Jan, 2009

EXAMPLE OF ASSESSMENT

No. Test/No. Components	Test Matrix for 200 MW LM2 Turbine					PRELIMINARY		
	ND	LPNDFT	MR	UT	Replica	Hardness	Special Tests	
4.0 Rebuild Bearings								
4.1 Internal bonding and surface	100%	100%	NO	NO	NO	NO		
4.2 Sealing housing, pedestal	100%	NO	On parting plane	NO	NO	NO		
4.0 HP Turbine Water and Cooling								
4.1 Rotor	100%	Journal region	100% accessible regions by coil flyde	through hole + internally accessible regions	0	4 locations	None UT, Ultrasonic Stress analysis of Rotor Shell	
4.2 Blades	100%	100% accessible regions by coil flyde	NO	NO	NO	NO	Special analysis of Stress Current test of moving blades	
4.3 Shrouds	100%	NO	100% accessible regions by coil flyde	NO	NO	NO		
4.4 Sealing Grooves (axial/axial)	100%	NO	100% accessible regions by coil flyde	NO	NO	NO		
4.5 Coupling Bolts	100%	100%	NO	NO	NO	NO		



The 1st Work Shop 30-31 Jan, 2009

EXAMPLE OF ASSESSMENT

No. Test/No. Components	Test Matrix for 200 MW LM2 Turbine					PRELIMINARY		
	ND	LPNDFT	MR	UT	Replica	Hardness	Special Tests	
4.0 Integral Steam Piping & Valves								
4.1 Integral Steam pipes HP Cooling	100%	NO	Critical Butt welds	Critical Butt welds	4 locations	4 locations	Thickness Measurement at bends	
4.2 Integral Steam pipes IP Cooling	100%	NO	Critical Butt welds	Critical Butt welds	4 locations	4 locations	Thickness Measurement at bends	
4.3 Main steam Piping critical weld and bend (IP cooling main steam loop valve to HP control valve)	100%	NO	Critical Butt welds	Critical Butt welds	4 locations	4 locations	Thickness Measurement at bends, Stress Analysis	
4.4 HP Re-heat Piping critical weld and bend (HP stop valve to IP control valve)	100%	NO	Critical Butt welds	Critical Butt welds	4 locations	4 locations	Thickness Measurement at bends, Stress Analysis	
4.5 Cross over pipe	100%	NO	Weld joints	NO	NO	NO		
4.6 ESRV	100%	Weld, cones, Chamber	Weld, cones, Chamber	NO	NO	NO	4 locations, replicated locations	
4.7 IP	100%	Weld, cones, Chamber	Weld, cones, Chamber	NO	NO	NO	4 locations, replicated locations	
4.8 HP Control valves	100%	Weld, cones, Chamber	Weld, cones, Chamber	NO	NO	NO	4 locations, replicated locations	
4.9 IP Control Valves	100%	Weld, cones, Chamber	Weld, cones, Chamber	NO	NO	NO	4 locations, replicated locations	
4.10 HP/IP Bypass Main valves	100%	Weld, cones, Chamber	Weld, cones, Chamber	NO	NO	NO	2 locations, replicated locations	



The 1st Work Shop 30-31 Jan, 2009



Thank You !

This document shall not be reproduced, transmitted, disclosed or used in whole or in part without the written authorization of Electric Power Development Co., LTD. Japan.



The 1st Work Shop 30-31 Jan, 2009



JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plants in NTPC-India

ASSESSMENT OF PUMP

BOILER FEED WATER PUMP

CIRCULATING WATER PUMP

TORISHIMA GLOBAL TEAM SERVICE

Service Function: REDU: Re-Engineering & Design Up Services

Analysis such as:
Flow Analysis of Pump Inlet Casing
Stress Analysis

1

TORISHIMA GLOBAL TEAM SERVICE

Service Function: REDU: Reference of Materials upgrades

UP GRADING OF RAW WATER INTAKE PUMPS

Before
After

Recover Clearance & Material up
Coating for Impeller & Casing

Maker: Nihuis Pompen
Capacity: 2.7 m³/s; Head: 18m; Power: 510 kW
Quantity: 4 Units

2

TORISHIMA GLOBAL TEAM SERVICE

Service Function: Service Offering for much longer life

Pump Efficiency Testing: Yates Meter

Measuring of pump performance: Pressures, liquid temps etc

Set up Sensors
Measuring & Analysis
Judgment of pump Efficiency
Up Grade Design

Improvement for pump Efficiency Up
Recover inner clearances: Replaced inner parts
Up-grading : Coating, Grade up of Materials
Design-up : Floating Ring

Reducing of operating cost

3

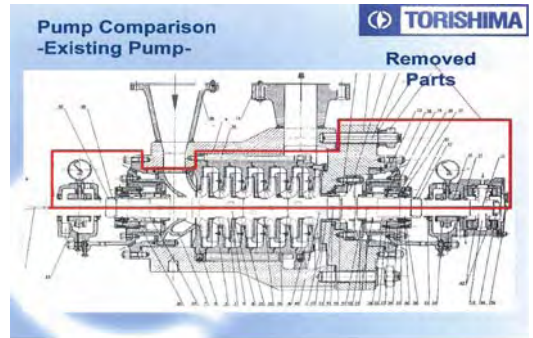


Thank You !

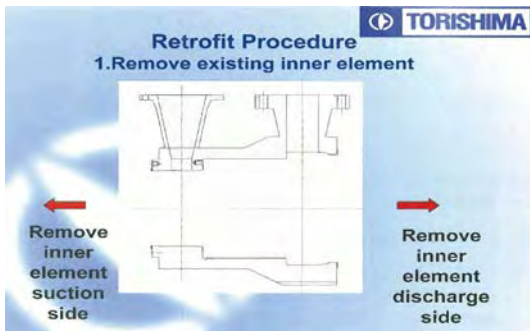
This document shall not be reproduced, transmitted, disclosed or used in whole or in part without the written authorization of Torishima Engineering Co.,LTD. Japan.



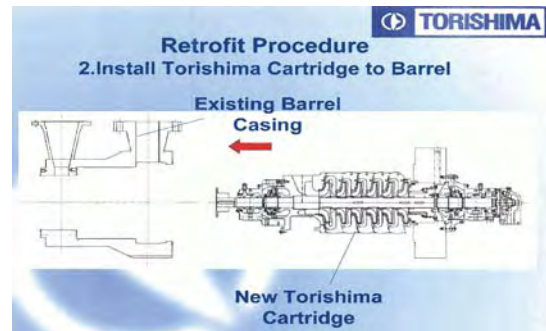
RETROFIT OF 200 KHI BOILER FEED WATER PUMP



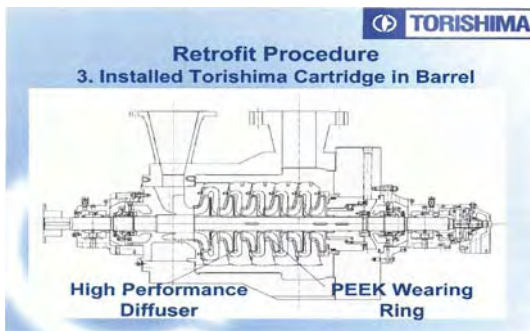
1



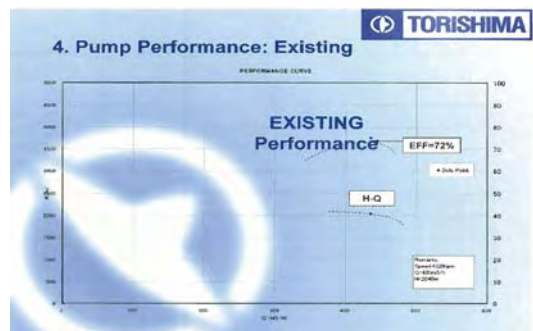
2



3

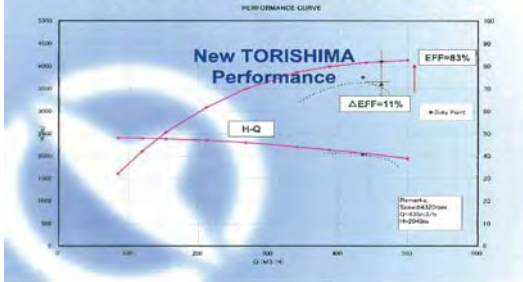


4



5

5. Comparison of Performance: New/Existing



6

6. Expected Improvement & Effects

Energy saving

- 1) Efficiency : before and after improvement
 Existing Sigma Pump E(ex) = 72%
 Newly replaced by Torishima E(n) = 83%
 * Improved EFF = 11%
- 2) Shaft power : before and after improvement
 Existing Sigma Pump SP(ex) = 2500KW
 * Expected Reducing SP = 2500KW x 0.11 = 275KW/hr
- 3) Yearly energy saving : after improvement
 * Expected Yearly saving energy = 275KW/hr x 8000hrs
 = 2,200,000KW/year

7



Thank You !

This document shall not be reproduced, transmitted, disclosed or used in whole or in part without the written authorization of Torishima Engineering Co.,LTD. Japan.



LEAK BUSTER

(Detection technology of air leak into condenser)

LEAK BUSTER

Detection technology of air leak into condenser

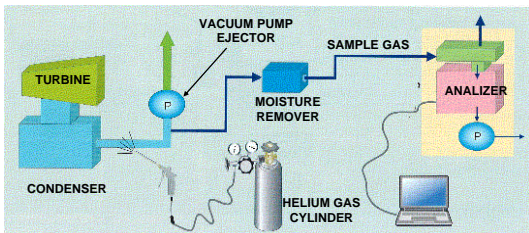
Features

1. Air leak points of the vacuum portion can be accurately detected during operation
2. **The approx. air leak volume can be measured.**
3. The measurement can be made without dismantling the heat insulation.
4. Measuring work is completed in a few days.
5. No major set up of equipment is required.

LEAK BUSTER

Detection technology of air leak into condenser

System configuration



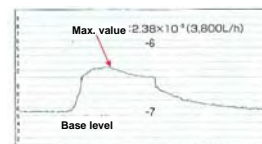
LEAK BUSTER

Detection technology of air leak into condenser

How to assess air leak volume?



Helium spraying



Air leak volume:
Equivalent to 5.0kg/h

LEAK BUSTER

Detection technology of air leak into condenser



LEAK BUSTER

Results	Result 1	Result 2	Result 3	Result 4	Result 5
System Output (MW)	1000	1000	800	800	27
Operation of the vacuum pumps including the standby	Operation of the vacuum pumps including the standby for vacuum deterioration	Operation of the vacuum pumps including the standby for vacuum deterioration	Operation of the vacuum pumps including the standby for vacuum deterioration	Operation of the vacuum pumps including the standby for vacuum deterioration	Operation of the vacuum pumps including the standby for vacuum deterioration
Design air pressure	20kPa	20kPa	20kPa	20kPa	20kPa
Actual air pressure	10kPa or more (over target)	10kPa	10kPa	10kPa	10kPa
Temperature of the condenser	10kPa or more	10kPa	10kPa	10kPa	10kPa
Temperature of the vacuum pump	10kPa	10kPa	10kPa	10kPa	10kPa
Temperature of the leak point	10kPa	10kPa	10kPa	10kPa	10kPa
Leak point	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa
Leak volume	2.38 x 10^-4 (3,800L/h)	2.38 x 10^-4 (3,800L/h)	2.38 x 10^-4 (3,800L/h)	2.38 x 10^-4 (3,800L/h)	2.38 x 10^-4 (3,800L/h)
Repair	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa
Repair date	2009.1.28	2009.1.28	2009.1.28	2009.1.28	2009.1.28
Repair cost	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Repair effect	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa	LP system main steam pipe 12kPa
Repair status	Completed	Completed	Completed	Completed	Completed



Thank You !



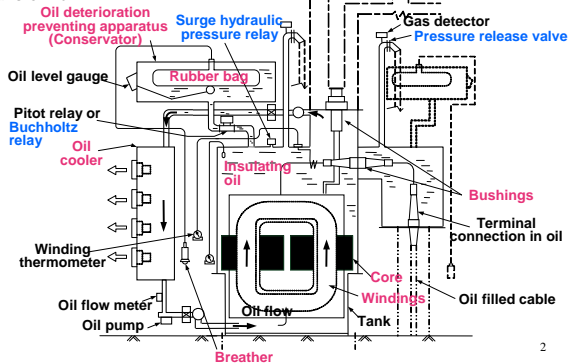
-Diagnosis of Transformer-

Jan. 2009

1. Main components of transformer
2. The sorts of transformer diagnosis
3. Condition check diagnosis (Dissolved Gas Analysis)
4. Deterioration diagnosis & Remaining life diagnosis

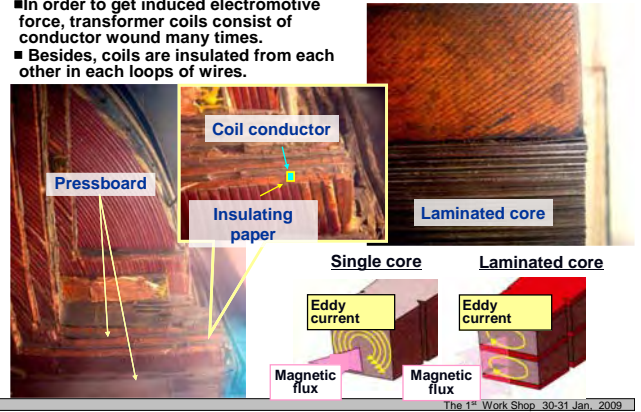
Main Components of Transformer

Basic configuration of shell-type transformer



Internal Structure of Transformer

- In order to get induced electromotive force, transformer coils consist of conductor wound many times.
- Besides, coils are insulated from each other in each loops of wires.



Inspection & Diagnosis of Transformer (in Japan)

Transformer inspection

Inspection	Frequency	Inspection contents
Patrol inspection	Once/day	Oil temp., oil level, Oil leak, abnormal sound, smell, rust, etc
Dissolved gas analysis (DGA)	Once/year	Dissolved Gas Analysis
PI (simple inspection)	Once/2 years	Megger testing, Visual inspection, etc.
PI (detail inspection)	Once/6 years	Protection relay performance test, etc.
PI (special inspection)	Depending on the results of DGA	

PI: Periodical inspection

Transformer diagnosis

Diagnosis	Methods
Condition check diagnosis	Dissolved Gas Analysis
Deterioration diagnosis (Life-remaining diagnosis)	Furfural analysis(★) Carbon dioxide (CO ₂ + CO) analysis

★ : adaptable for insulating paper made from kraft pulp

Dissolved Gas Analysis (DGA) (1)

- Various gases are generated by heat decomposition of insulating paper and insulating oil, when abnormal condition such as electric discharge and over heating occurs in a transformer.
- Abnormal condition is estimated and analyzed from the gas components, the gas volume and the ratio of generated gas.

Abnormal condition	Main generated gas
Over heating insulating oil	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂
Over heating at solid insulator	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO, CO ₂
Electric discharge in insulating oil	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂
Electric discharge at solid insulator	H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂ , CO, CO ₂

jica Dissolved Gas Analysis (DGA) (2)

Criteria of DGA (in Japan)

Unit : ppm

Gas	Caution I level	Caution II level	Abnormal level
CO	≥ 300	(1) $C_2H_2 : \geq 0.5$	(1) $C_2H_2 : \geq 5$
H_2	≥ 400	or	or
CH_4	≥ 100	(2) Both $C_2H_4 : \geq 10$ and	(2) Both $C_2H_4 \geq 100$ &
C_2H_6	≥ 150	TCG : ≥ 500	TCG at least 700
C_2H_4	≥ 10		or
C_2H_2	-		(3) Both $C_2H_4 \geq 100$ &
TCG*	≥ 500		TCG increase \geq 70 ppm/month

*TCG: Total Combustible Gas, the sum of CO to C2H2

Caution I level : The level that transformer is out of normal condition although it is not judged to be abnormal and dangerous condition

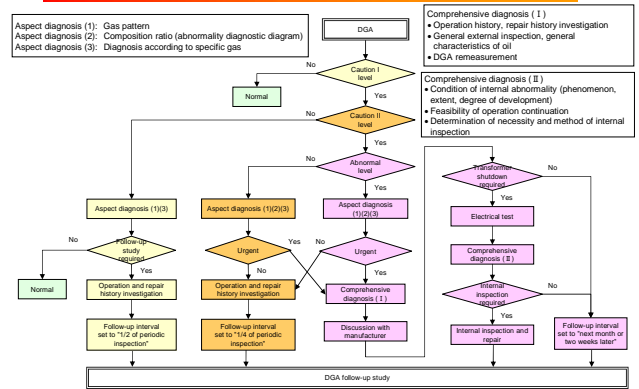
Caution II level : The level that transformer becomes abnormal condition gradually

Abnormal level : The level that transformer is clearly abnormal condition. (aggravating further from Caution II level)

6

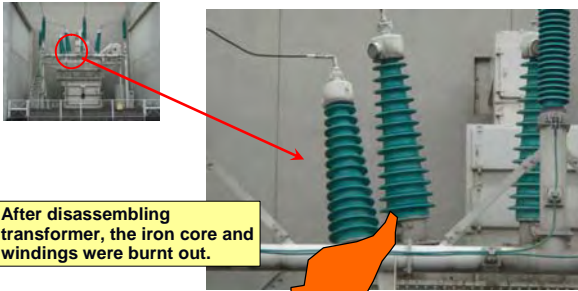
The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Diagnosis Flowchart with DGA



The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica One Case of Transformer Troubles



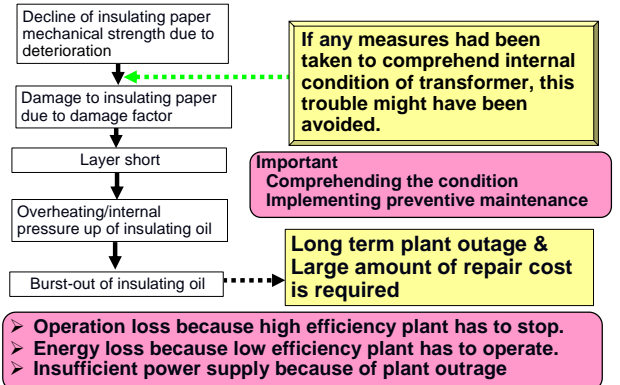
After disassembling transformer, the iron core and windings were burnt out.

Burst-out of insulating oil

8

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Analysis of the Transformer Trouble



The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Deteriorating Phenomenon of Transformer

■ In transformers, deterioration of insulating materials are rather remarkable than that of metals

■ In insulating materials, deterioration of mechanical function is proceeding faster than that of electrical.

Material type	Deteriorating phenomenon
Metal materials ● Conductor, silicon steel plate, etc.	● There are almost no mechanical/electrical deteriorating tendencies.
Insulating materials ● Insulating paper, Pressboard, etc. ● Insulating oil	● Deterioration of mechanical strength (tensile/ compressive) ● Decrease in breakdown voltage ● Generation of combustion gases, etc.

Insulating materials deteriorate faster than metal materials

10

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Life of Transformer

■ Among insulating materials, deteriorating severity of insulating oil is milder than others. Additionally, its function can be refreshed by degassing filtration treatment or exchanging to new one.

■ Pressboard reaches its service limit slowly than insulating paper, because its temperature elevation is generally lower than insulating paper and its necessary function is compressive strength.

■ When the insulating paper mechanical strength is decreased, there is an increased risk of breaking caused by electromagnetic force arising from surge current at the time of external short circuit fault and other accidents.

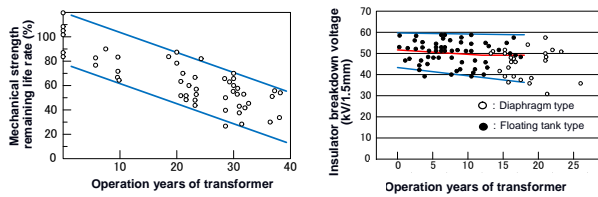
End of insulating paper life

■ Basically, it is impossible to re-wind the insulating paper and to replace the transformer coils. Thus the insulating paper life means the transformer life.

11

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

JICA Mechanical & Electrical Strength of Insulating Paper



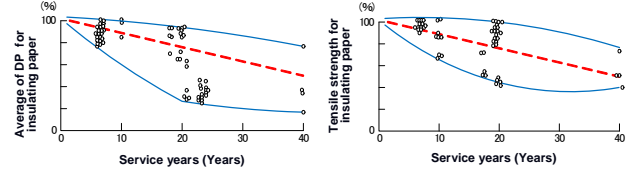
Insulating strength:
Mechanical strength deteriorates faster than electrical strength

12

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

JICA Insulation Paper Strength and Degree of Polymerization

- Measuring the strength of insulating paper in a fully inspection costs a lot and is difficult to do accurate because of the insulation paper core set.
- The degree of polymerization (DP) is the fiber density of insulating paper and is closely related with the mechanical strength of insulating paper.

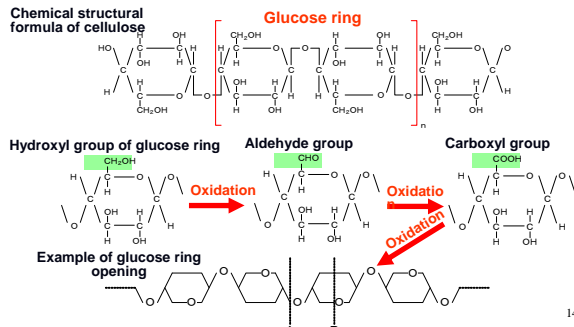


13

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

JICA Weakening process of insulation paper strength (Generation of organic constituents)

- The decrease of insulating paper mechanical strength is caused by chemical changes (glucose bond breaking and ring opening) of the cellulose.



14

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

JICA Organic constituents extracted from insulating paper aging

- Various organic constituents are produced by chemical changes of the cellulose.

Inorganic	H ₂ O, CO, CO₂
Hydrocarbon	CH ₄ Methane, ethane, propane, propylene
Alcohol	Ethyl alcohol, furfuryl alcohol
Aldehyde/ Ketone	Acetaldehyde, furfural , 5-methylfurfural, 5-hydroxymethyl-2-furfural, acetone, methyl ethyl ketone
Acid	Formic acid, 2-furan carboxylic acid, acidum tartaricum, butyric acid
Others	Furan methyl carboxylic acid, acetic ether (CH ₃ COOC ₂ H ₅), furan (C ₄ H ₄ O), 2-acetyl furan

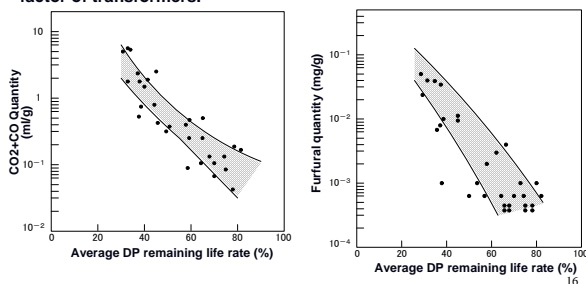
CO, CO₂ The quantity of organic constituents marked by this symbol has close relevance with mechanical strength of insulating paper.

CO, CO₂ and Furfural are closely related with insulating paper strength Remaining life diagnosis is conducted with the relation.

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

JICA Average DP survival rate and deterioration indicator substances

- The qty. of (CO+CO₂) and the qty. of furfural are closely related with the average DP remaining life rate of insulating paper. They can be therefore treated as deterioration indicators (the components which deterioration level can be measured).
- One of the main reasons for the data spread is difference in the load factor of transformers.



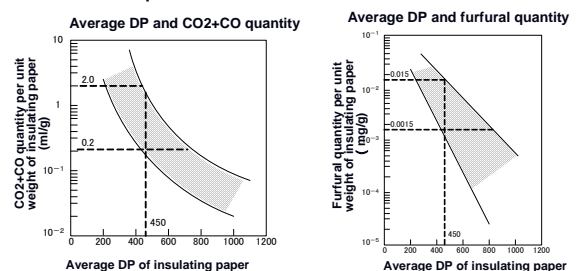
16

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

JICA Judgment Criteria for Remaining Life Diagnosis (Deterioration Diagnosis) (Japanese case)

- Reference values for the remaining life of insulating paper is set to Average DP 450
- Based on this, the judgment criteria of deterioration indicators is developed.

	Level of caution	Level of danger
CO ₂ +CO qt.	0.2 (ml/g)	2.0 (ml/g)
Furfural qt.	0.0015 (mg/g)	0.015 (mg/g)



The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

jica Applicability of Gas Analysis

Applicability of CO and CO2

- This method cannot be applied to open type transformers, because CO and CO2 in the transformer is released to the atmosphere.

Applicability of furfural method

- Furfural is a liquid of 161°C in boiling point and dissolves to insulating oil. Therefore, it can be detected even in an open type transformer.
- When adsorbing materials exist in a transformer, this method cannot be applied to because furfural is adsorbed to it.

18

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

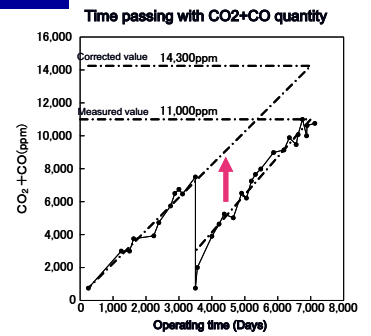
jica Degassing correction method

Why need degassing correction?

- Gas quantity is decreasing at the time of insulating oil exchange, degasification, etc. Therefore, degassing correction is needed.

How to correct?

- Make clear the quantitative changes of deterioration indicator substances along with time in the event of insulating oil exchange, degasification, etc. Then, make corrections by linking balanced properties after degasification to those before degasification.



19

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

jica Remaining Life Diagnosis of Transformer

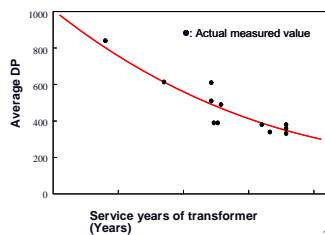
Remaining life diagnosis method by average DP

- The average DP is estimated by sampling approach, CO/CO2 method or furfural method, and the remaining life of transformer is calculated by Acker's regression formula.
- Remaining life diagnosis of transformer enable trouble prevention, reflection to replacement planning and so on.

Acker's regression formula

$$LR = L_0 (1 - r)^n$$

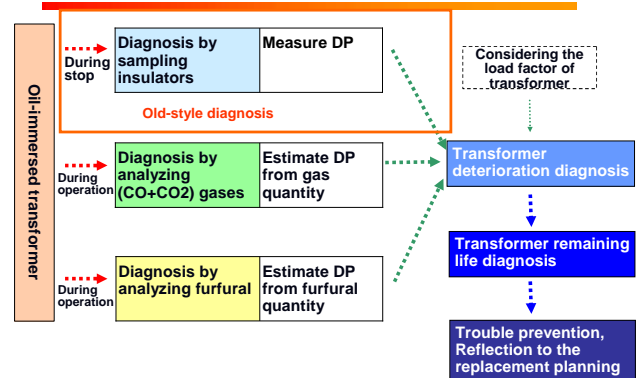
- LR : DP
- L₀ : Initial DP
- r : coefficient estimated the results of diagnoses
- n : Operating years



20

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009

jica Flowchart of Transformer Preventive Maintenance



21

The 1st Work Shop 30-31 Jan., 2009



Thank You !

Quoted from
Maintenance Management for Oil-immersed Transformer Vol. 54 No. 1 (Part 1)
Published by Electric Technology Research Association (Japan)

No part of the contents of this presentation shall be reproduced or copied
without the permission of Electric Technology Research Association (Japan)

Instrumentation and Control Systems

1. Instruments used in Japanese Power Stations
2. Control System Technology for Improving Performance
3. Assessment of Control System

Instruments used in Japanese Power Stations

Main Instruments used in Japanese Power Stations

Item	Outline
• Thermometer	Thermocouple measurement features and applicable areas Resistance temperature detector measurement features and applicable areas
• Flow meter	Various flow meter measurement methods, features and applicable areas
• Waste gas analyzer	Various gas analyzer measurement methods and applicable areas

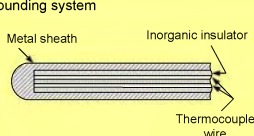
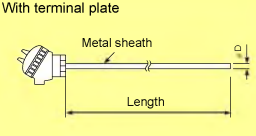

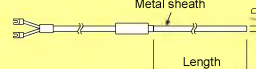
2

Methods and features of temperature measurement at power station

Measurement methods	Temp. range	Applications at power plant	Features
1 Thermocouple	-200 ~ 1700°C	Feedwater temp. Steam temp. Different metal temp. * For general use	Different types according to different materials. Large thermo electromotive force and small variation in properties. Excellent in resisting heat and corrosion. Limitations on types due to measurement atmosphere. Reference junction temperature compensation required.
2 Resistance temperature detector	-200 ~ 650°C	Condense Water intake temperature * For precise measurement	Higher accuracy and stability than thermocouple. Slower responsiveness than thermocouple. Sensitive to mechanical shock and vibration.
• Two-wire			Susceptible to the influence of change in outside air temperature.
• Three-wire			Not susceptible to the influence of change in outside air temperature.
• Four-wire	Not affected to the influence of change in outside air temperature.		

Types of thermoelectric pyrometer

- Sheath thermocouple

Structure of measuring junction	Configuration of sheath thermocouple
Grounding system 	With terminal plate 
Non-grounding system 	Without terminal plate 

Methods and features of flow measurement at power station

Measurement methods	Target fluids			Application at power plant	Features
	Liquid	Gas	Steam		
1 Differential pressure	○	○	○	Main steam flow rate Main feedwater flow rate	Wide measuring range, low cost, and big error in low flow rate region.
2 Area	○	○	○	Auxiliary equipment cooling water flow rate	Simple structure & low cost. Subject to error in gas measurement
3 Positive Displacement	○	○	×	Incoming fuel flow rate Makeup water flow rate	High accuracy & for high viscosity but weak against dirt. In the bearing, there is longevity.
5 Electromagnetic	○	×	×	Desulfurization slurry Waste water treatment	Superb in resisting corrosion and wear. Electric conductivity required.
6 Vortex	○	○	○	Gas turbine fuel flow rate	Wide measuring range, high accuracy, but unsuitable for small flow.
7 Ultrasonic	○	○	△	Desulfurization slurry Waste water treatment	Superb in resisting corrosion and wear. Susceptible to influence of air bubbles.

5

Methods, Types and Areas of Waste Gas Analysis in Power Stations

Measurement Item	Measurement Method	Area of Use
1 NOx, SO2	Infrared method	Denitrification inlet, denitrification outlet, desulfurization inlet, desulfurization outlet, stack inlet
	Chemi-luminescent method	
2 O2	Zirconia method	ECO outlet (For optimum combustion control)
	Magnetic wind method	Denitrification inlet, denitrification outlet
	Magnetic pressure method	
3 Dust concentration	Transmission method	EP outlet
	Scattered light method	

6

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Control technology for multi coal fired boiler

1. Coal-fired boiler constraints
 2. Necessity of control technology for multi coal fired boiler
 3. Basic concept of control technology for multi coal fired boiler
 4. Division of multi coal fired boiler operational logic and boiler control logic
 5. Adjustment of boiler control logic parameters
- Reference: Optimum combustion control

7

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Control technology for multi coal fired boiler

1. Coal-fired boiler constraints

Boiler heat capacity

With variable-pressure boiler, pressure (saturation temperature) changes with load.



Consider:
Heat quantity corresponding to evaporation when load changes
+
Heat quantity corresponding to change in heat capacity of retained water and steel of boiler tube header, etc.

Change in characteristics with coal brand

- Change in fuel consumption due to difference in heating value
- Change in heat absorption characteristics due to difference in combustibility
- Change in mill capacity and coal supply characteristics due to difference in grindability

Change in boiler characteristics over time

Boilers tend to get dirty and their characteristics change greatly over time.

Burner ignition/extinguishment time

- Since coal burner ignition takes time, the control designing should take into account the ignition/extinguishment time.
- A mill motor is a large auxiliary machine; thus, it is unsuitable for repeated starts and stops. Therefore, it is difficult in practice to change loads with continuously changing the number of mills in operation.

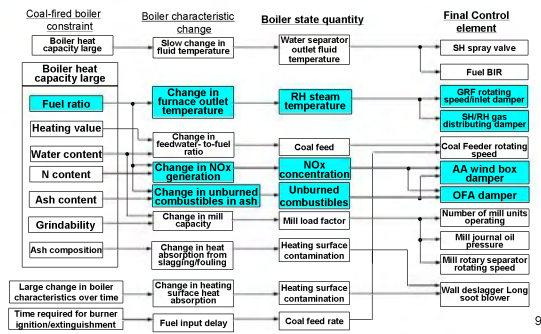
8

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Control technology for multi coal fired boiler

2. Necessity of control technology multi coal fired boiler

Table 1 Relationship between control operating element and change in boiler characteristics with respect to coal-fired boiler constraints



9

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Control technology for multi coal fired boiler

2. Necessity of control technology for multi coal fired boiler

Coal-fired boiler constraints



Boiler heat characteristics, exhaust gas property characteristics, and mill characteristics undergo large changes statically/dynamically according to the type of coal.



Necessity of control function that supplements boiler control corresponding to this change

- Control that adjusts boiler characteristic changes
- Control that adjusts mill capacity changes
- Control of soot blower

10

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Control technology for multi coal fired boiler

2. Necessity of control technology for multi coal fired boiler

Key points of control

1. Proper grasp of heat transfer characteristics from combustion state of boiler, regardless of coal type data
2. Grasp of coal property changes in mill from mill's operating state



Optimum correction of related parameters

To be more precise

1. Grasp of distribution of furnace/superheater/reheater's heat absorption from estimation of heating surface's heat absorption state
2. Grasp of coal heating value from estimation of boiler's total heating value
3. Grasp of change in coal properties in mill from mill heat balance, mill current value, and other operating state quantities

Proper control parameter correction



Achievement of optimum boiler operation regardless of change in coal properties and contamination over time

11

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Control technology for multi coal fired boiler

3. Basic concept of control technology for multi coal fired boiler

Influencing factors and quantities involved in control of technology for multi coal fired boiler

Factor that Affects Control	Effect	Quantification of Influencing Factor	Correcting Control Item
Fuel ratio	Deviation in furnace heat absorption Deviation in degree of superheat	Heat absorption index	BIR for fuel, feedwater, air, etc. Steam temperature control Gas distributing damper control, other
Contamination	Deviation in furnace heat absorption Deviation in degree of superheat		
Heating value	Deviation in fuel feed rate Deviation in BIR	Total heating value	Heating value correction
Ash content	Deviation in feed rate	Change in mill state quantity	Mill outlet temperature control Mill pressurization equipment hydraulic control Mill rotary classifier control Mill primary air flow control
Water content	Delay in coal exhaustion		
Grindability	Change in mill's actual capacity Delay in coal exhaustion		

12

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Control technology for multi coal fired boiler

3. Basic concept of Control technology for multi coal fired boiler

Quantified influencing factors

- ① Heat absorption index (HAI): Value that shows distribution of heat absorption of furnace and superheater/reheater. Represents change in combustion due to change in burner position, contamination distribution, flammability (equivalent to fuel ratio) associated with coal properties, etc.
- ② Total heating value: Represents change in fuel input due to change in water content, caloric value of fuel, etc.
- ③ Change in mill state quantity: Utilizes changes in state quantities of mill roll lift, mill current value, and water content ratio estimated from the mill heat balance to represent the change in mill coal exhaustion capability caused by a change in coal properties.

Correction

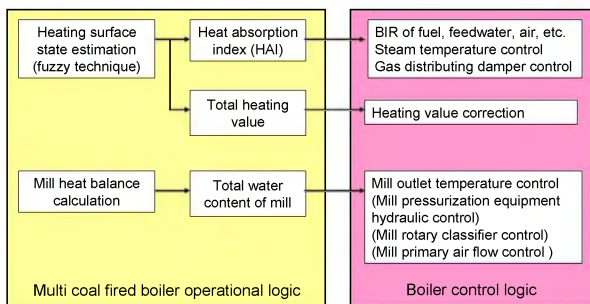
Adjusted control parameters based on standard coal → Enables optimum control that suppresses changes in characteristics of multi-coal-type coal-fired boiler.

13

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Control technology for multi coal fired boiler

4. Division of multi coal fired boiler operational logic and boiler control logic



14

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Control technology for multi coal fired boiler

5. Adjustment of boiler control logic parameters

Basic concept

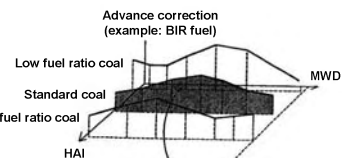
Adjustment of parameters based on combustion of standard coal



Adjustment of parameters based on combustion of coal with different fuel ratio



Automatic setting and control of other fuel ratio property parameters by three-point proportional division



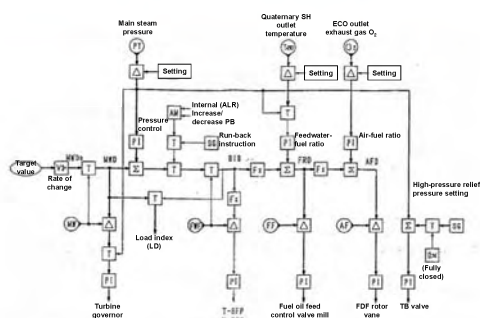
Adjustment of three coal types enables automatic correction of others through proportional division

15

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Reference: Optimum combustion control

To improve the controllability of the ECO outlet gas O₂ deviation, multi point analyzers with zirconia type are used because of their fast response. As a result, optimum combustion is achieved.



16

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

jica Assessment of control system

1. Objectives
2. Investigation Items
3. Investigation Method
4. Assessment Contents (Summary)

17

The 1st Work Shop 30-31 Jan. 2009

Assessment of control system

1. Objectives

The objectives is to confirm the state of key facilities at a power station and to investigate the feasibility of improving the reliability, operating performance and functionality of the power station through renovating or modifying its instrumentation and control systems.

2. Investigation Items

- Control performance of control systems
- Installed condition of control systems and field measuring instruments
- Weak regions of control systems

3. Investigation Method

- Acquired data analysis
- Observation of operating conditions
- Visual inspection of field equipment
- Interviews with personnel involved

18

Assessment of control system

4. Assessment contents (Summary)

- Grasp of control performance (operating data, observation, interviews)
 - Records of operating trends
 - Confirmation of the control mode
 - Conditions and causes of manual intervention by operators
- Appropriateness of the installed state of equipment (control systems, field measuring instruments) (visual check)
 - Installed environment and state
 - Equipment maintenance conditions
 - Detection pipes
- Gauging of control system weak regions (maintenance records)
 - Records of unit trip caused by the control system
 - Adjustment accuracy and inspection frequency of measuring instruments
 - Soot blower system operating history and conditions



- Identification of parts of instrumentation and control systems that can be improved

Site investigation period
Around 3 days/1 unit

19



Thank You !

8.2.2 Other work shop and seminar

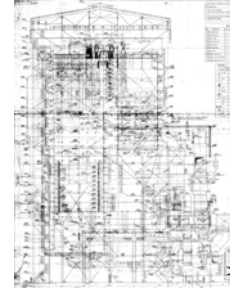
Diagnosis Boiler Problem

Current Boiler Problems for Vindhyachal # 7

- Vindhyachal Unit 7 Boiler has the problem of lower Main Steam (MS)/High Reheater Steam (HRH) temperature than design value and Left/Right side unbalance in MS/HRH temperature since commissioning.

Diagnosis Boiler Problem

Vindhyachal # 7 side view



Diagnosis Boiler Problem

The modification history of Boiler up to now is as follows;

Step I

- Addition of wall superheater on the front wall (area: 922 m², consisting of 216 tubes)
- Removal of outer tube in each of the 74 reheater (area: 722 m²)

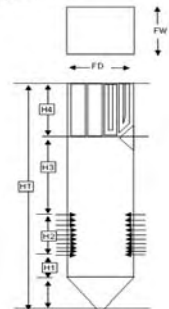
Step II

- To reduce the high metal temp of reheater, out of 74 nos, 44 nos. of off-set bend piping (54 mm) in pent house was replaced by 44.5mm piping to avoid the Reheater tube overheating.
- 75% size orifices were installed at reheater outlet header(LHS) to reduce the Left/right steam temp imbalance.

Diagnosis Boiler Problem

Table 6.1.9 Boiler Furnace Dimension Comparison Table

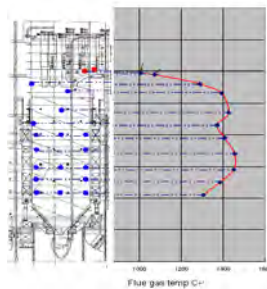
No.	Item	Unit	Same type of Boiler in Japan	Vindhyachal Unit 7
1	Rated Output	MW	300	500
2	Boiler High (HT)	m	56	63
3	Bottom of SH Panel to roof (H4)	m	14	16
4	Top Burner level to Bottom of SH Panel (H3)	m	17	18
5	Burner Zone (H2) Burner	m	10 (6 stages)	13 (10 stages)
6	Hopper Bed to bottom of burner (H1)	m	3	5
7	Hopper bend to Bottom of SH Panel (H1-H3)	m	30	36
8	Furnace width (FW)	m	16	19
9	Furnace depth (FD)	m	15	16
10	Furnace Area	m ²	229	303
11	Furnace Volume	m ³	10,700	16,424
12	1st SH Panel (Dev. SH)	No.	6	40
13	Panel Pitch (No./FW)	m	2.6	0.40
14	2nd SH Panel (Platen SH)	No.	28	25
15	Panel Pitch/No./FW	m	0.57	0.76
16	Coal Calorific value	kJ/kg	6600	3700
17	Ash	%	16.0	30



Diagnosis Boiler Problem

Flue Gas temperatures measured with online instruments at Div SH outlet, platen SH outlet etc. However, those are not only one point measurement data.

It is necessary to verification of L & R flue gas temperatures unbalance in across the cross-section considering data with regard to steam temperature, SH/HRH metal temperature, mill combination and angle of burner tilt.



Diagnosis Boiler Problem

Cross connection of the left and right side of superheater header connecting pipes

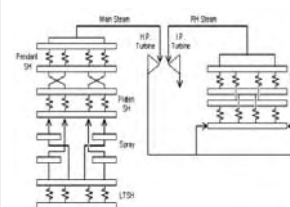


Fig. 6.1.2 Outline of Steam Flow Diagram (Same type of Boiler in Japan)

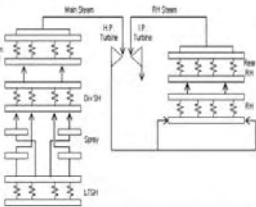


Fig. 6.1.3 Outline of Steam Flow Diagram (Vindhyachal Unit 7)

Diagnosis Boiler Problem

Recommendation

- Increase in the superheater heat transfer area

In order to reduce furnace heat absorption and to increase heat absorption in superheter section, to add wall SH left and right sides of furnace.

- Cross connection of the left and right side of superheater header connecting pipes

Those modification are required to review and re-design of total heat balance of boiler by the original boiler supplier.

Combustion Simulation

1. About Combustion Simulation
2. Preparation of Condition
3. Preliminary/Base Case Study
 - * Cross Connection between Dev SH & Platen SH
4. Simulation Study
 - * Steam Temperature difference
 - Increased O₂% and Gas Recirculation
 - Additional air port and OFA
 - Division SH modification
 - * SH and RH steam temperature
 - Division SH modification

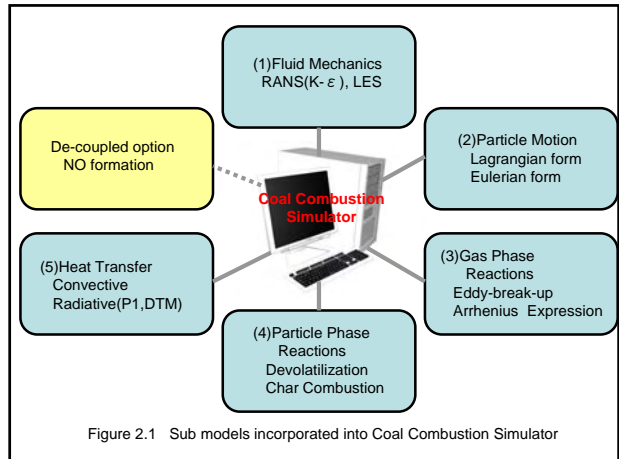


Figure 2.1 Sub models incorporated into Coal Combustion Simulator

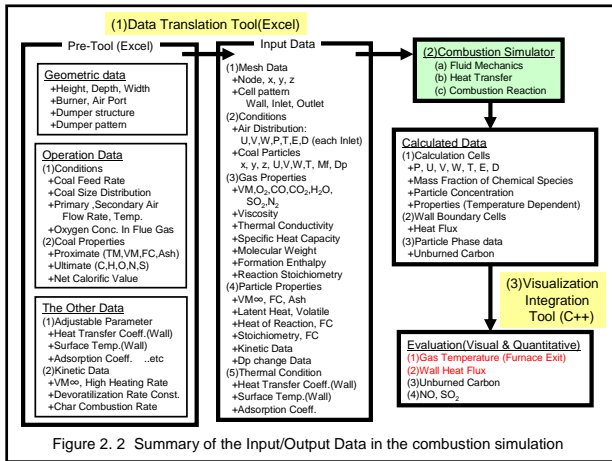


Figure 2.2 Summary of the Input/Output Data in the combustion simulation

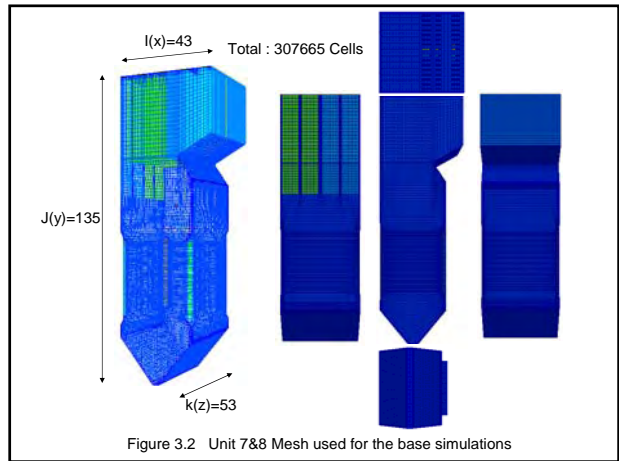


Figure 3.2 Unit 7&8 Mesh used for the base simulations

Table 3.1 Comparison of the Heating Areas etc. between Vindiyachal Unit7&8 and Simulation model

	Unit	Unit 7&8 *3) Effective Value	Simulation Model Total Value	note
Furnace Volume	[m ³]	16424	17813	*1)
Surface Area				
Economiser	[m ²]	13105	Out of Domain	
Furnace (Water wall)	[m ²]	4837	4140	*2)
Wall Super Heter	[m ²]	No Information	411	
LTSH(Stage #1)	[m ²]	6864	Out of Domain	
Divisional Panel(Stage #2)	[m ²]	1319	1644	
Platen(Stage #3)	[m ²]	1385	1428	
Reheaters	[m ²]	6018	1833	
Assembly				
Economiser	[-]	138	Out of Domain	
Wall Super Heter	[-]	4	4	
LTSH(Stage #1)	[-]	124	Out of Domain	
Divisional Panel(Stage #2)	[-]	48	24	
Platen(Stage #3)	[-]	25	14	
Reheaters	[-]	74	28	

*1) This value is the total volume of the simulation model.
The volume except Reheater zone is 16141[m³].
*2) This value does not include the area of Wall Super Heater.
*3) 15Boiler_Technical_details.pdf

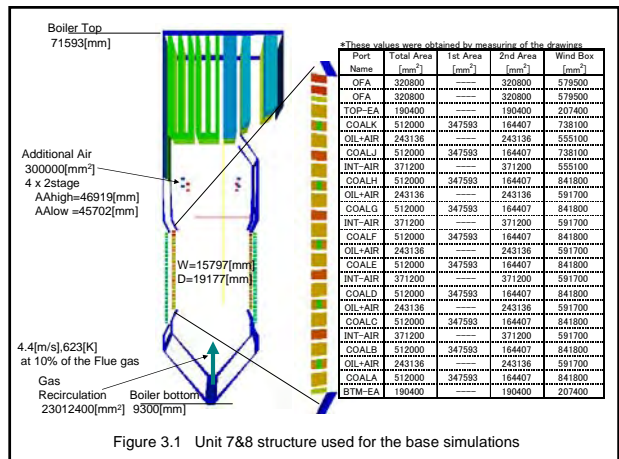


Figure 3.1 Unit 7&8 structure used for the base simulations

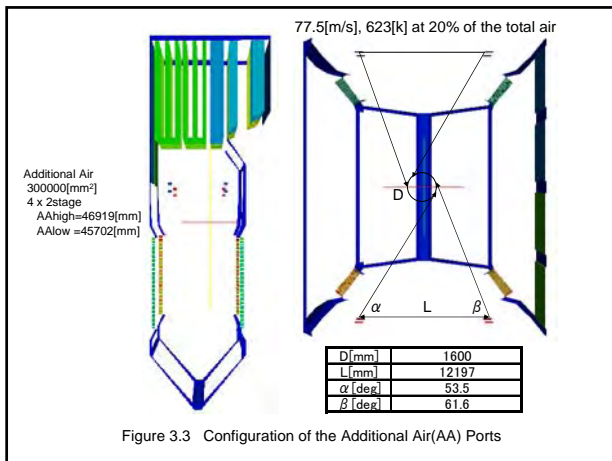


Figure 3.3 Configuration of the Additional Air(AA) Ports

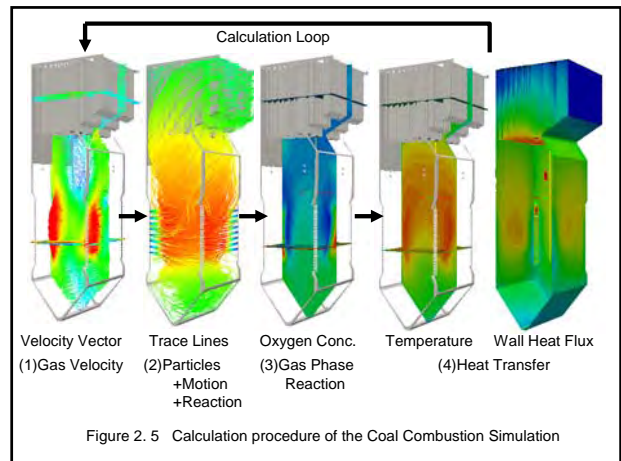


Figure 2.5 Calculation procedure of the Coal Combustion Simulation

Table 3.2 Base condition for combustion simulation

Load	[MW]	500 $\times\alpha$
Heat Input	[Gcal/hr]	1.20E+09
Coal Flow Rate	[ton/hr]	320
Coal Type	[--]	Typical
Proximate Analysis		
Total Moisture	[%]	17.8
Ash	[%]	31.0
Volatile Matter	[%]	22.4
Fixed Carbon	[%]	28.9
Gross calorific value(GCV)	[Gcal/kg]	3700.0
Ultimate Analysis		
C	[wt%]	76.4
H	[wt%]	5.1
N	[wt%]	1.6
O	[wt%]	11.6
S	[wt%]	0.3
Dulcified Coal Size <200 μ	[%]	83.5
Oxygen conc. in flue gas	[ppm]	3.0
Air Rate	[--]	11.6
Stoichiometric Air	[kg/kgcoal]	5.09
Average Air/Coal for all mills	[ton/ton]	1.3
Total Air Flow Rate	[ton/hr]	1398.7
1st Air Flow Rate	[ton/hr]	420.0
1st Air Temperature	[deg.C]	75.0
2nd Air Flow Rate	[ton/hr]	1468.7
2nd Air Temperature	[deg.C]	350.0
Coal Flow Distribution	[--]	Uniform
2nd Air Flow Distribution	[--]	By burner list
Mill Pattern - (Top)	[--]	No service AB
Mill Pattern - (Middle)	[--]	No service EF
Mill Pattern - (Bottom)	[--]	No service JK
Burner Tilt Angle	[deg]	-30,-10,0,+30
Additional Air(AA)	[%]	0.0
AA Temperature	[deg.C]	350.0
Gas Desicculation(GD)	[%]	0.0
GD Temperature	[deg.C]	350.0

Summary of the Simulation Cases

Burner pattern: Bottom, Middle, Top
 Bottom No Service Mill: JK
 Middle No Service Mill: EF
 Top No Service Mill: AB
 Bottom2 No Service Mill: GH
 Top2 No Service Mill: CD

Tilt angle: -30,-10,0,+30

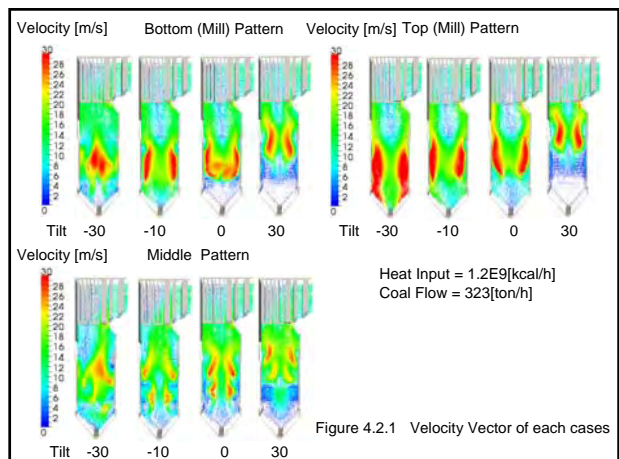
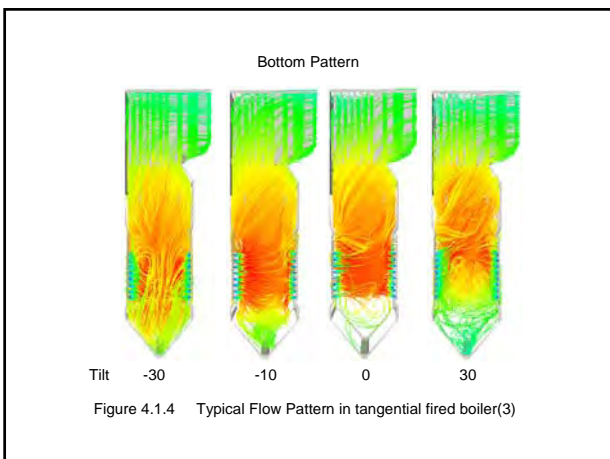
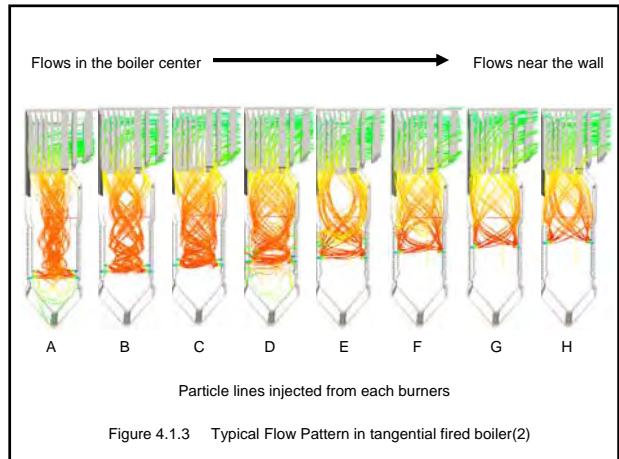
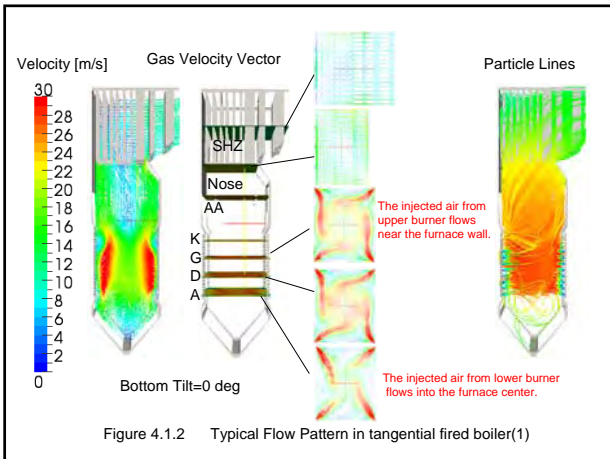
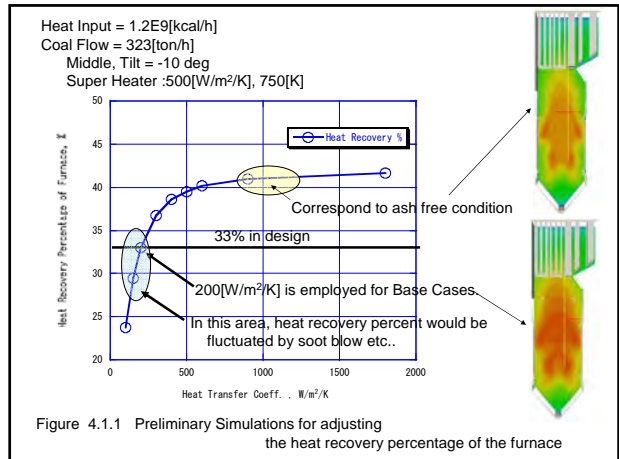
Table 3.4 Case number of all simulations (102 cases)

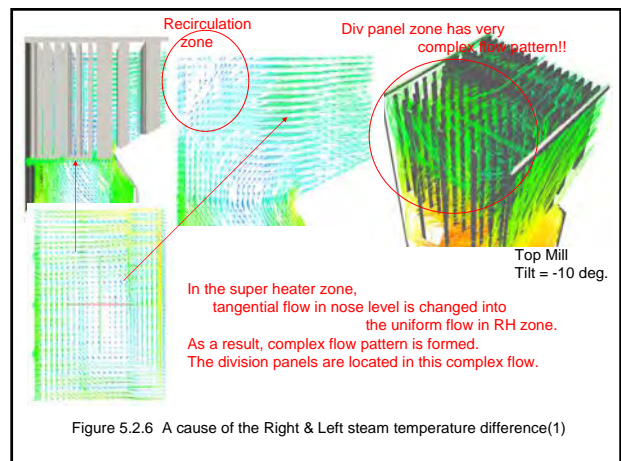
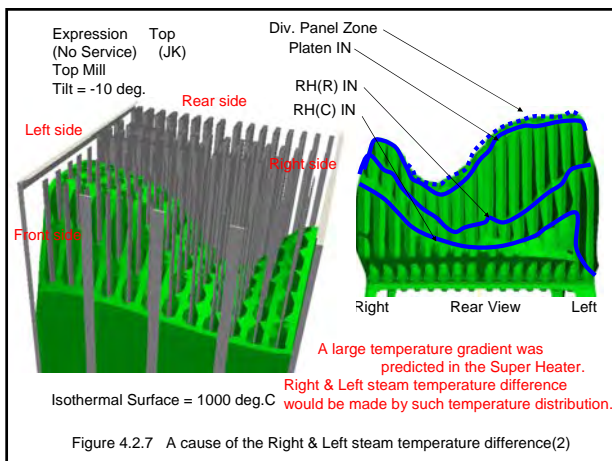
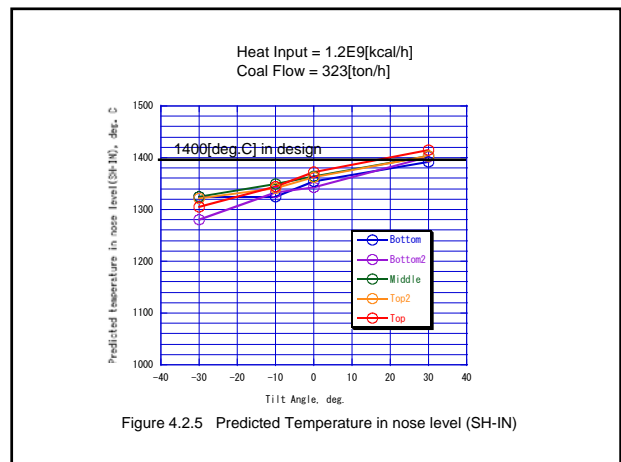
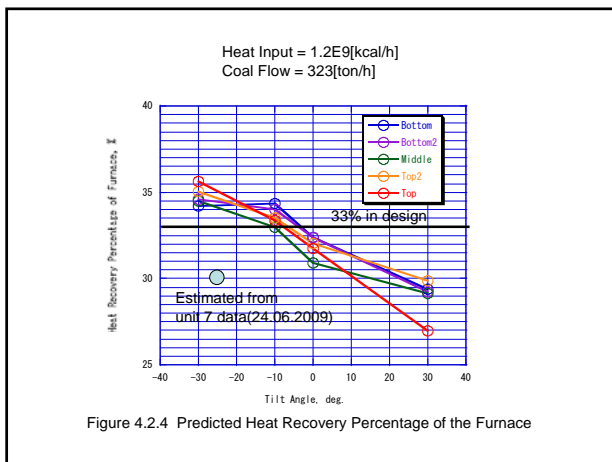
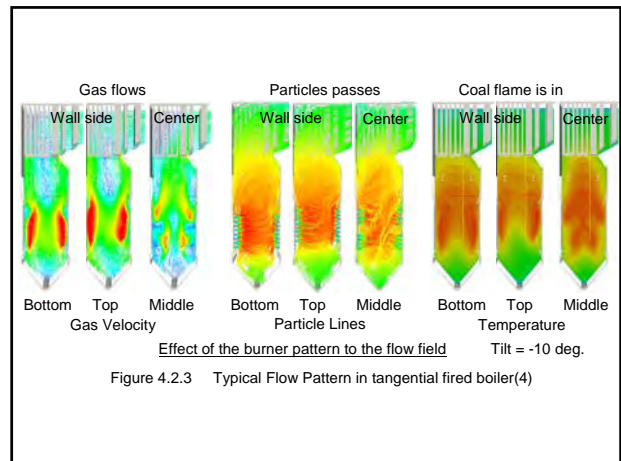
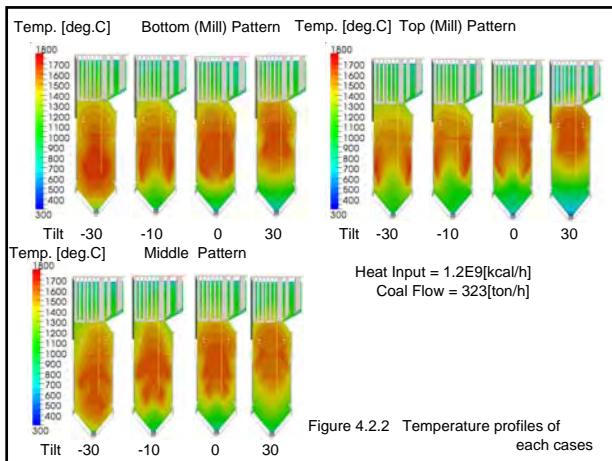
Sheet 0 - Base Cases 0	Sheet 1 - Operation Study - Additional Air 2%
Sheet 2 - Operation Study - Additional Air 5%	Sheet 3 - Operation Study - Additional Air 10%
Sheet 4 - Operation Study - Additional Air 20%	Sheet 5 - Operation Study - Additional Air 30%
Sheet 6 - Operation Study - Additional Air 40%	Sheet 7 - Operation Study - Additional Air 50%
Sheet 8 - Operation Study - Additional Air 60%	Sheet 9 - Operation Study - Additional Air 70%
Sheet 10 - Operation Study - Additional Air 80%	Sheet 11 - Operation Study - Additional Air 90%
Sheet 12 - Operation Study - Additional Air 100%	Sheet 13 - Operation Study - Additional Air 110%
Sheet 14 - Operation Study - Additional Air 120%	Sheet 15 - Operation Study - Additional Air 130%
Sheet 16 - Operation Study - Additional Air 140%	Sheet 17 - Operation Study - Additional Air 150%
Sheet 18 - Operation Study - Additional Air 160%	Sheet 19 - Operation Study - Additional Air 170%
Sheet 20 - Operation Study - Additional Air 180%	Sheet 21 - Operation Study - Additional Air 190%
Sheet 22 - Operation Study - Additional Air 200%	Sheet 23 - Operation Study - Additional Air 210%
Sheet 24 - Operation Study - Additional Air 220%	Sheet 25 - Operation Study - Additional Air 230%
Sheet 26 - Operation Study - Additional Air 240%	Sheet 27 - Operation Study - Additional Air 250%
Sheet 28 - Operation Study - Additional Air 260%	Sheet 29 - Operation Study - Additional Air 270%
Sheet 30 - Operation Study - Additional Air 280%	Sheet 31 - Operation Study - Additional Air 290%
Sheet 32 - Operation Study - Additional Air 300%	Sheet 33 - Operation Study - Additional Air 310%
Sheet 34 - Operation Study - Additional Air 320%	Sheet 35 - Operation Study - Additional Air 330%
Sheet 36 - Operation Study - Additional Air 340%	Sheet 37 - Operation Study - Additional Air 350%
Sheet 38 - Operation Study - Additional Air 360%	Sheet 39 - Operation Study - Additional Air 370%
Sheet 40 - Operation Study - Additional Air 380%	Sheet 41 - Operation Study - Additional Air 390%
Sheet 42 - Operation Study - Additional Air 400%	Sheet 43 - Operation Study - Additional Air 410%
Sheet 44 - Operation Study - Additional Air 420%	Sheet 45 - Operation Study - Additional Air 430%
Sheet 46 - Operation Study - Additional Air 440%	Sheet 47 - Operation Study - Additional Air 450%
Sheet 48 - Operation Study - Additional Air 460%	Sheet 49 - Operation Study - Additional Air 470%
Sheet 50 - Operation Study - Additional Air 480%	Sheet 51 - Operation Study - Additional Air 490%
Sheet 52 - Operation Study - Additional Air 500%	Sheet 53 - Operation Study - Additional Air 510%
Sheet 54 - Operation Study - Additional Air 520%	Sheet 55 - Operation Study - Additional Air 530%
Sheet 56 - Operation Study - Additional Air 540%	Sheet 57 - Operation Study - Additional Air 550%
Sheet 58 - Operation Study - Additional Air 560%	Sheet 59 - Operation Study - Additional Air 570%
Sheet 60 - Operation Study - Additional Air 580%	Sheet 61 - Operation Study - Additional Air 590%
Sheet 62 - Operation Study - Additional Air 600%	Sheet 63 - Operation Study - Additional Air 610%
Sheet 64 - Operation Study - Additional Air 620%	Sheet 65 - Operation Study - Additional Air 630%
Sheet 66 - Operation Study - Additional Air 640%	Sheet 67 - Operation Study - Additional Air 650%
Sheet 68 - Operation Study - Additional Air 660%	Sheet 69 - Operation Study - Additional Air 670%
Sheet 70 - Operation Study - Additional Air 680%	Sheet 71 - Operation Study - Additional Air 690%
Sheet 72 - Operation Study - Additional Air 700%	Sheet 73 - Operation Study - Additional Air 710%
Sheet 74 - Operation Study - Additional Air 720%	Sheet 75 - Operation Study - Additional Air 730%
Sheet 76 - Operation Study - Additional Air 740%	Sheet 77 - Operation Study - Additional Air 750%
Sheet 78 - Operation Study - Additional Air 760%	Sheet 79 - Operation Study - Additional Air 770%
Sheet 80 - Operation Study - Additional Air 780%	Sheet 81 - Operation Study - Additional Air 790%
Sheet 82 - Operation Study - Additional Air 800%	Sheet 83 - Operation Study - Additional Air 810%
Sheet 84 - Operation Study - Additional Air 820%	Sheet 85 - Operation Study - Additional Air 830%
Sheet 86 - Operation Study - Additional Air 840%	Sheet 87 - Operation Study - Additional Air 850%
Sheet 88 - Operation Study - Additional Air 860%	Sheet 89 - Operation Study - Additional Air 870%
Sheet 90 - Operation Study - Additional Air 880%	Sheet 91 - Operation Study - Additional Air 890%
Sheet 92 - Operation Study - Additional Air 900%	Sheet 93 - Operation Study - Additional Air 910%
Sheet 94 - Operation Study - Additional Air 920%	Sheet 95 - Operation Study - Additional Air 930%
Sheet 96 - Operation Study - Additional Air 940%	Sheet 97 - Operation Study - Additional Air 950%
Sheet 98 - Operation Study - Additional Air 960%	Sheet 99 - Operation Study - Additional Air 970%
Sheet 100 - Operation Study - Additional Air 980%	Sheet 101 - Operation Study - Additional Air 990%
Sheet 102 - Operation Study - Additional Air 1000%	

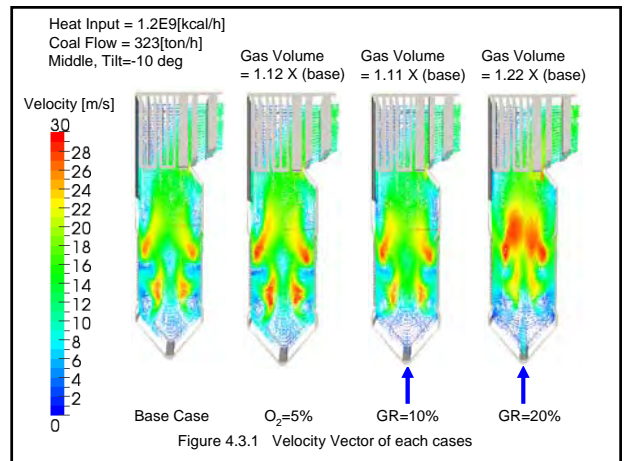
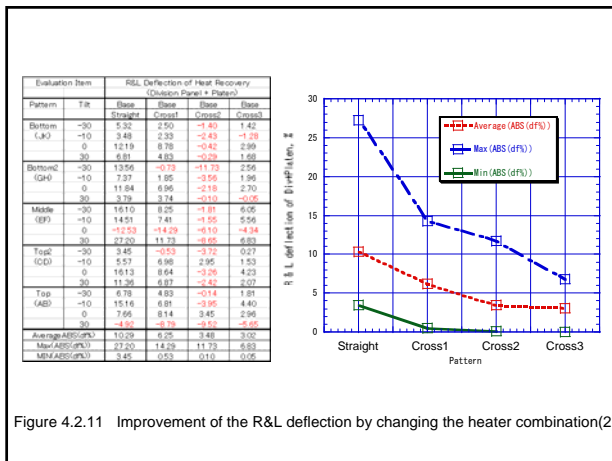
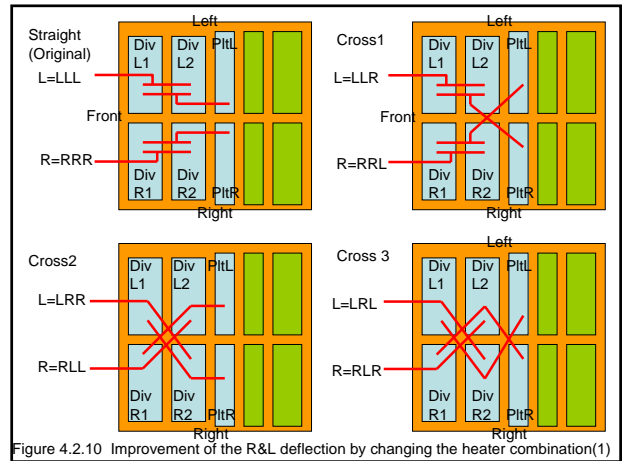
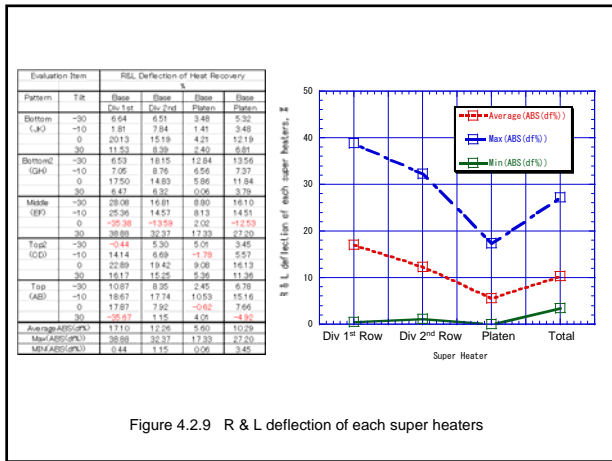
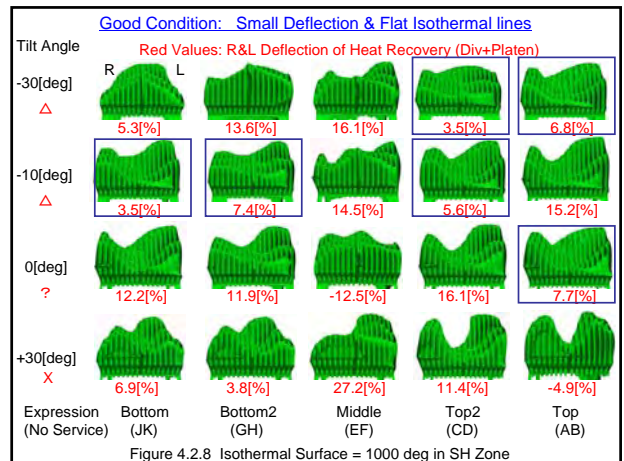
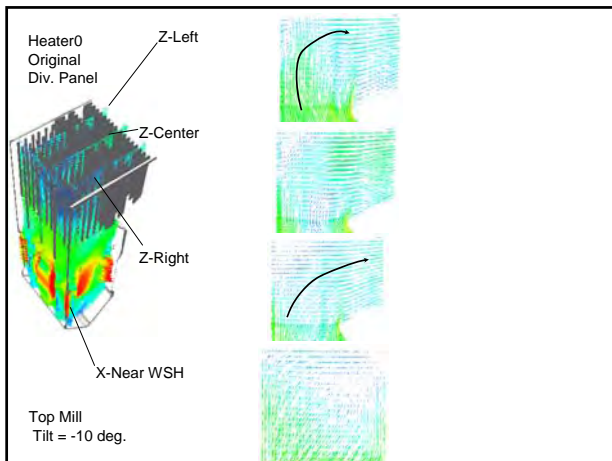
Table 3.5 Case number of additional simulations (16 cases)

Sheet No.	Title	Contents
9	Base	- Base Cases to have considered the effect of the ash layer
	Case1d	- External Heat Transfer BC for furnace wall h=200[W/m ² /K], T _{ext} =623[K] - External Heat Transfer BC for Super Heaters h=5000[W/m ² /K], T _{ext} =750[K] - This condition is employed with all the following cases
10	Heater Configuration	- Studies to improve the steam temperature difference (3) - Division panel configuration is changed into heater 1
*Add cases Bottom2 & Top2 to confirm the effect of the Heater1		
Sheet 9 - Base Cases 1		
Original Boiler	Heater 0	Furnace Heat Transfer Realistic
Heat Input	1.20E+09 [Gcal/hr]	1.39E+09 [W]
CO ₂	5 [ppm]	0 [ppm]
GD	0 [ppm]	0 [ppm]
Pattern Tilt	-30 -10 0 30	
Bottom2	141 142 143 144	
Top2	151 152 153 154	
Sheet 10 - Division Panel Configuration, Heater 1		
Modified Boiler	Heater 1	Furnace Heat Transfer Realistic
Heat Input	1.20E+09 [Gcal/hr]	1.39E+09 [W]
CO ₂	5 [ppm]	0 [ppm]
GD	0 [ppm]	0 [ppm]
Pattern Tilt	-30 -10 0 30	
Bottom2	641 642 643 644	
Top2	651 652 653 654	

1. Preliminary/Base Case Study
2. Simulation Study







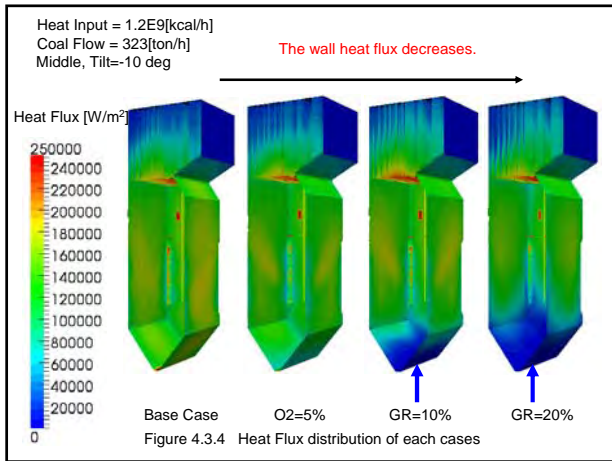
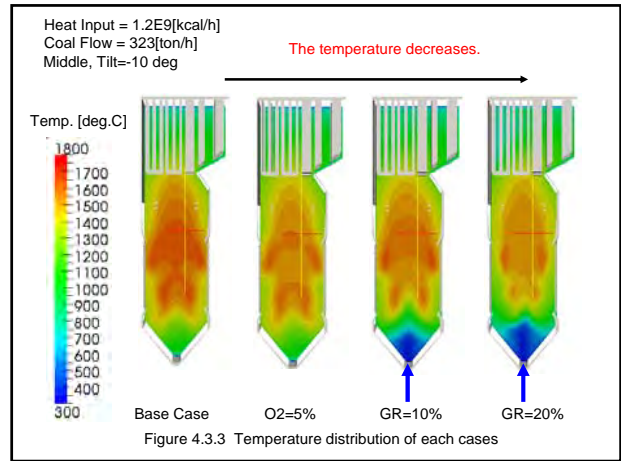
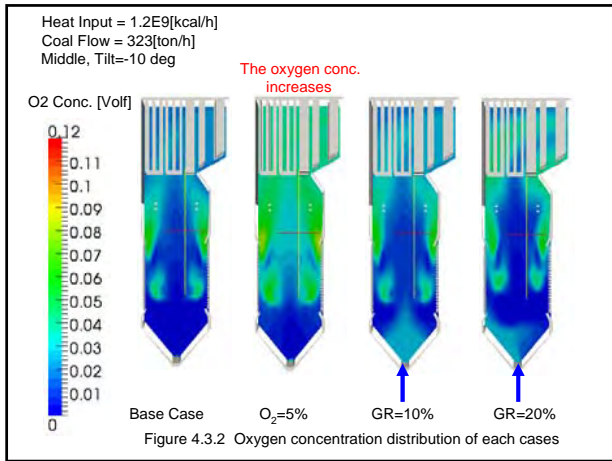


Table 4.3.1 Comparison of the Furnace Heat Recovery Percent

Evaluation Item	Tilt	Heat Recovery % of Furnace(HRF) %				Δ HR=HR- HRF(Base) %		
		Base	O ₂ =5%	GR=10%	GR=20%	O ₂ =5%	GR=10%	GR=20%
Bottom (JK)	-30	34.19	32.14	29.86	26.30	-2.05	-4.33	-7.89
	-10	34.36	32.43	28.15	23.39	-1.93	-6.21	-10.97
	0	32.40	30.34	27.77	23.58	-2.06	-4.63	-8.82
Middle (EP)	-30	29.95	27.98	25.12	21.80	-1.98	-4.84	-7.85
	-10	32.96	31.05	29.99	23.81	-1.91	-3.97	-9.15
	0	30.90	29.20	27.32	23.27	-1.70	-3.58	-7.63
Top (AB)	-30	29.14	27.98	24.50	21.27	-1.17	-4.64	-7.87
	-10	35.62	33.32	32.40	28.00	-2.30	-3.22	-7.62
	0	33.35	31.08	27.12	23.25	-2.27	-6.22	-10.10
Average Value		32.12	30.15	27.48	23.52	-1.98	-4.64	-8.60

O₂=5%:
2% of HRF is decreased.
GR=10%:
5% of HRF is decreased
GR=20%:
8.5% of HRF is decreased

Table 4.3.2 Comparison of the Furnace exit gas temperature (nose level)

Evaluation Item	Tilt	Furnace Exit Gas Temperature deg.C				Δ T=T-T(Base) deg.C		
		Base	O ₂ =5%	GR=10%	GR=20%	O ₂ =5%	GR=10%	GR=20%
Bottom (JK)	-30	1324.90	1268.30	1320.20	1299.00	-56.60	-4.70	-25.90
	-10	1325.10	1287.80	1345.50	1312.80	-37.30	20.40	-12.30
	0	1392.50	1358.30	1375.10	1339.00	-34.20	-17.40	-53.50
Middle (EP)	-30	1323.90	1289.70	1318.50	1284.70	-34.20	-5.40	-39.20
	-10	1348.70	1308.80	1340.70	1320.00	-39.90	-6.00	-28.70
	0	1363.90	1328.20	1358.60	1329.60	-35.70	-5.30	-34.30
Top (AB)	-30	1402.90	1360.30	1382.90	1348.50	-42.60	-10.00	-54.40
	-10	1306.10	1271.40	1291.00	1293.60	-33.70	-24.10	-11.50
	0	1374.20	1330.60	1376.50	1350.40	-41.80	4.10	-22.00
Average Value		1355.98	1316.41	1348.12	1325.18	-39.58	-7.87	-30.81

O₂=5%:
40deg.C is decreased.
GR=10%:
5deg.C is decreased.
GR=20%:
30deg.C is decreased

Table 4.3.3 Comparison of the SH Heat Recovery Percent

Evaluation Item	Tilt	Heat Recovery % of Super Heater(HRsh) %				Δ HRsh=HRsh- HRsh(Base) %		
		Base	O ₂ =5%	GR=10%	GR=20%	O ₂ =5%	GR=10%	GR=20%
Bottom (JK)	-30	23.80	21.56	24.26	23.57	-2.24	0.36	-0.33
	-10	23.58	22.67	23.15	22.22	-0.91	-0.43	-1.36
	0	24.39	23.45	23.06	25.01	-0.94	0.67	0.62
Middle (EP)	-30	22.40	21.54	22.29	20.59	-0.86	-0.11	-1.82
	-10	23.42	22.47	23.87	21.73	-0.95	0.55	-1.69
	0	24.62	23.81	23.51	23.82	-1.81	-1.11	-0.80
Top (AB)	-30	25.32	24.43	24.16	25.13	-0.89	-1.16	-0.19
	-10	23.03	22.33	22.61	23.11	-0.70	-0.43	0.07
	0	24.43	23.65	24.53	23.23	-0.78	0.09	-1.20
Average Value		25.56	24.67	25.06	24.33	-0.70	0.49	0.76

O₂=5%:
1% of HRsh is decreased.
GR=10%:
HRsh is almost equal.
GR=20%:
1% of HRsh is decreased

Table 4.3.4 Comparison of the RH IN gas temperature

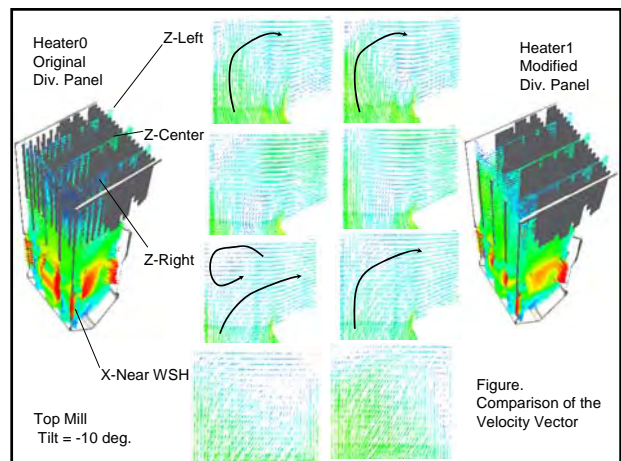
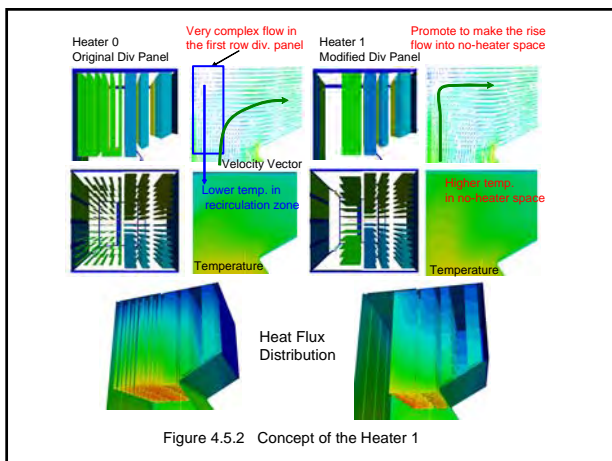
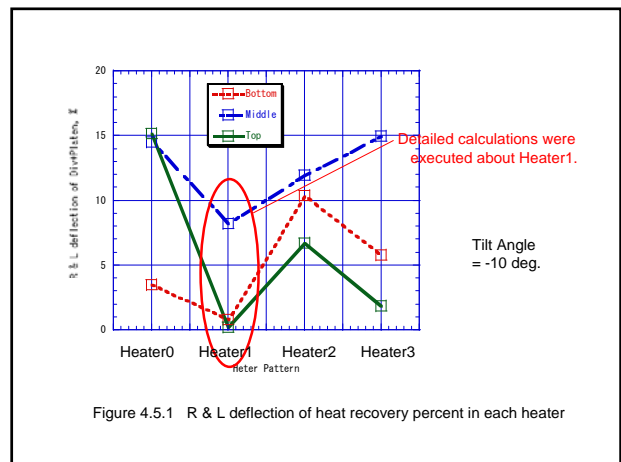
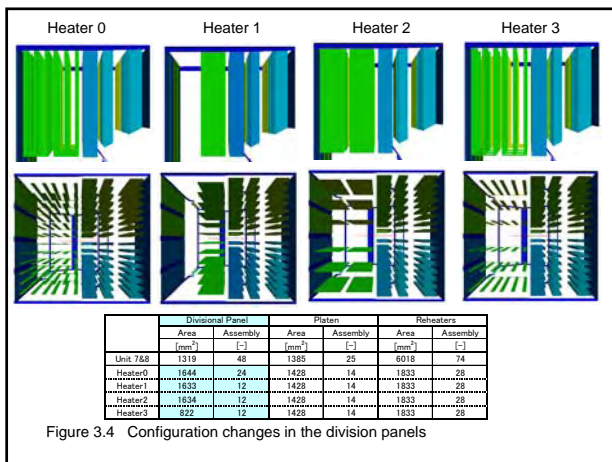
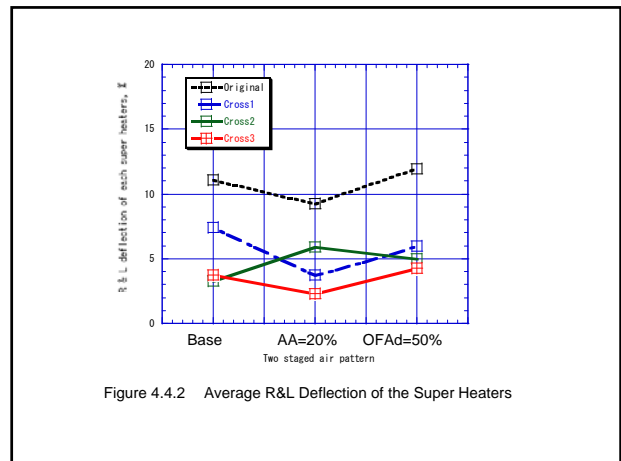
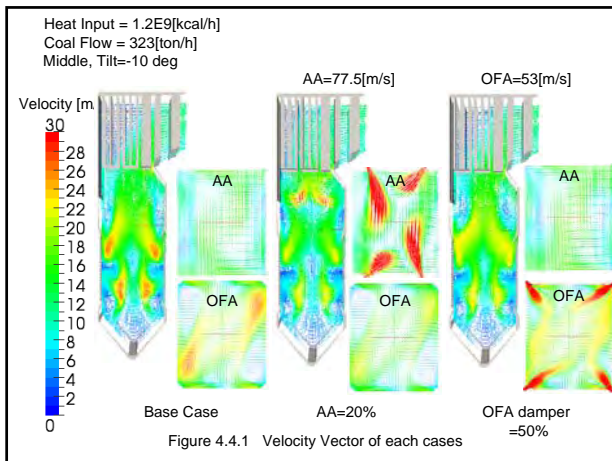
Evaluation Item	Tilt	Reheater In Gas Temperature deg.C				Δ T=T-T(Base) deg.C		
		Base	O ₂ =5%	GR=10%	GR=20%	O ₂ =5%	GR=10%	GR=20%
Bottom (JK)	-30	971.30	964.63	980.16	1002.50	-6.67	18.86	31.20
	-10	975.57	965.51	1002.20	1045.30	-10.06	47.63	69.73
	0	980.93	984.60	1004.80	1009.50	3.67	23.87	22.57
Middle (EP)	-30	1073.60	1030.20	1059.50	1037.20	-43.40	44.90	23.60
	-10	990.22	987.37	1018.40	1041.40	-3.85	28.18	51.18
	0	999.49	995.63	1008.60	1050.20	-3.86	9.11	50.71
Top (AB)	-30	1076.10	1018.80	1018.70	1018.20	-57.30	2.60	2.10
	-10	1037.60	1038.50	1068.00	1034.80	-3.80	31.49	-2.80
	0	995.25	992.20	993.15	995.94	-3.05	7.89	37.69
Average Value		978.31	972.52	1004.60	1036.70	-5.79	26.29	58.39

O₂=5%:
Temp. is almost equal.
GR=10%:
20deg.C is increased.
GR=20%:
40deg.C is increased

Table 4.3.5 The effect of the oxygen conc. & gas recirculation to the heat recovery pattern

Operation	Heat Recovery % (furnace)		Nose Temperature [deg.C]	
	Base	Effect	Base	Effect
O ₂ =5%	32.12	-1.98	1355.98	-39.58
GR=10%	32.12	-4.64	1355.98	-7.87
GR=20%	32.12	-8.60	1355.98	-8.60
Heat Recovery % (SH)		RH,IN Temperature [deg.C]		
Operation	Base	Effect	Base	Effect
O ₂ =5%	24.40	-1.19	997.89	-2.93
GR=10%	24.40	-0.23	997.89	23.16
GR=20%	24.40	-0.74	997.89	32.57
Heat Recovery % (RH)				
Operation	Base	Effect		
O ₂ =5%	7.91	0.09		
GR=10%	7.91	0.79		
GR=20%	7.91	1.18		

Note1:SH (Wall Heater + Div + Platen) Arrow: Red is good, Blue is bad.
Note2:RH data are reference value.



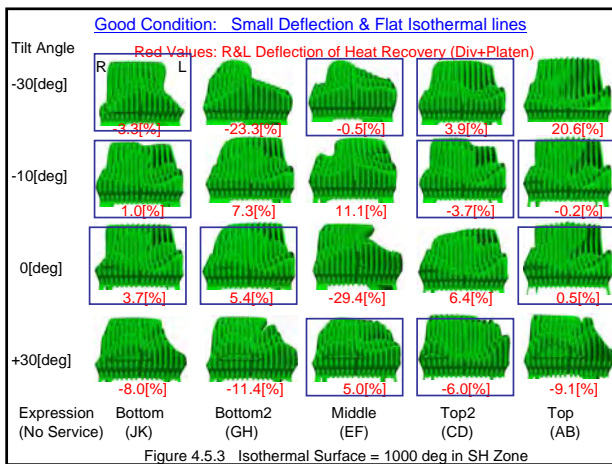
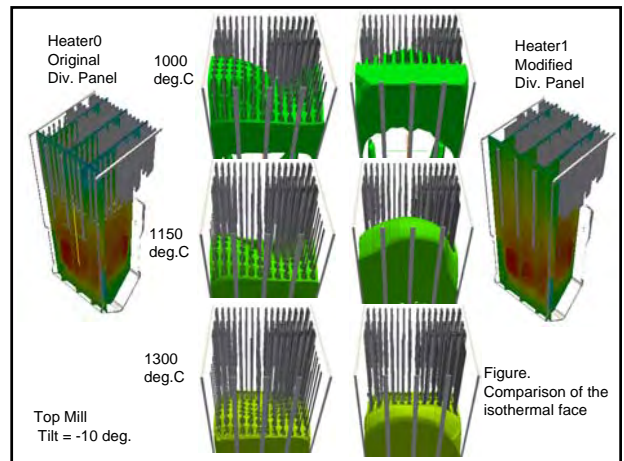
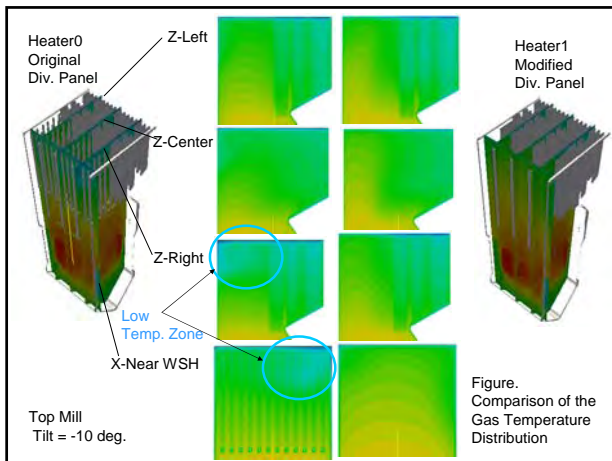
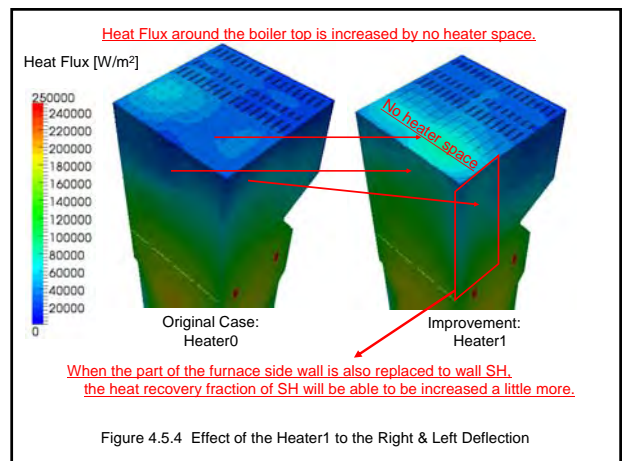


Table 4.5.1 Effect of the Heater1 to the Right & Left Deflection

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Design Panel + Platen)			Heat Recovery % (Design Panel + Platen)			Heat Recovery % (Evaluation Panel + Platen)			R&L Deflection of Heat Recovery (Eval Super Heaters)		
		Base	Heater1	Δ % w/1	Base	Heater1	Δ % w/1	Base	Heater1	Δ % w/1	Base	Heater1	Δ % w/1
Bottom	-30	5.32	-2.50	-47.2%	21.15	18.78	-11.3%	23.90	21.89	-9.2%	3.96	-1.82	-45.8%
	-10	3.46	0.90	26.0%	20.96	20.19	-9.6%	23.58	23.43	-0.6%	-5.05	-1.50	-29.8%
	0	1.19	2.83	238.7%	21.62	21.14	-2.2%	24.39	24.62	0.9%	7.33	4.52	61.7%
Bottom2	-30	6.81	-5.95	-87.4%	23.65	23.14	-2.1%	26.45	26.47	0.0%	3.37	-1.44	-42.8%
	-10	1.37	5.61	408.8%	20.94	20.30	-3.0%	23.41	23.57	0.8%	5.71	0.56	9.8%
	0	11.84	4.13	-34.5%	21.45	21.06	-1.8%	24.04	24.38	1.4%	7.88	5.50	70.0%
Middle	-30	1.79	-8.20	-458.1%	24.00	23.16	-34.2%	30.00	29.42	-19.3%	4.29	-0.41	-9.5%
	-10	14.51	8.21	-56.6%	20.92	20.75	-0.8%	23.42	23.89	20.6%	12.29	8.47	68.9%
	0	-12.53	-20.46	-163.3%	21.96	20.83	-51.3%	24.62	23.82	-33.0%	-23.47	-24.35	-111.6%
Top	-30	27.20	3.99	-14.3%	32.29	33.44	35.6%	35.35	36.72	44.0%	14.54	-4.58	-31.4%
	-10	3.45	2.91	-84.4%	30.82	19.82	-38.3%	33.08	23.08	-30.5%	-12.46	-39.39	-259.0%
	0	5.57	-2.85	-51.2%	21.54	20.43	-48.1%	24.38	23.76	-25.3%	1.06	-1.19	-111.1%
Total	-30	14.13	4.89	-34.6%	21.96	21.19	-27.6%	24.66	24.60	-0.6%	4.46	2.39	53.4%
	-10	11.36	-4.58	-40.3%	23.43	23.12	-12.9%	26.00	26.17	6.5%	0.00	-16.17	-161.7%
	0	7.66	0.40	-4.8%	22.60	21.58	-10.2%	25.87	25.27	-24.0%	8.41	2.38	28.3%
Average/ASB Values	Base	9.92	6.44	-34.6%	23.36	24.16	3.0%	26.56	26.14	-1.5%	1.76	-26.17	-147.5%
	Heater1	13.02	5.15	-47.3%	21.95	21.45	-22.4%	24.82	24.48	-1.3%	-5.14	-10.30	-19.7%
	Δ	3.10	-1.29	-41.5%	-1.41	-0.70	-31.3%	-1.74	-0.64	-23.7%	-6.90	-33.5%	-187.8%

Table 4.5.2 Effect of the Heater1 to the Heat Recovery Pattern

Evaluation Item	Tilt	Heat Recovery % (Platen)			Heat Recovery % (Shell Heaters)			Temperature (deg C) (SH Zone DL, Near Wall)			Temperature (deg C) (SH Zone)		
		Base	Heater1	Δ % w/1	Base	Heater1	Δ % w/1	Base	Heater1	Δ % w/1	Base	Heater1	Δ % w/1
Bottom	-30	34.19	34.82	0.8%	2.74	3.11	0.37	1324.80	1299.80	-2.0%	971.30	960.00	-11.5%
	-10	34.36	35.12	0.7%	2.70	3.24	0.54	1325.10	1300.00	-2.0%	975.57	972.35	-0.3%
	0	32.40	32.56	0.1%	2.77	3.46	0.70	1303.50	1300.00	-0.3%	960.92	979.71	19.9%
Bottom2	-30	39.35	39.41	0.0%	2.80	3.29	0.49	1389.50	1402.80	1.0%	1013.80	1014.50	0.1%
	-10	34.57	35.08	0.5%	1.42	2.62	1.19	1379.70	1326.60	-3.9%	1048.80	983.61	-6.2%
	0	32.39	32.83	0.5%	2.59	3.28	0.73	1343.40	1355.80	1.2%	990.71	979.66	-1.1%
Middle	-30	34.48	34.43	-0.1%	2.37	2.67	0.30	1323.90	1322.40	-0.1%	996.22	989.97	-0.6%
	-10	32.96	33.36	0.4%	2.91	3.13	0.63	1348.70	1350.80	0.1%	999.49	999.19	-0.0%
	0	30.90	31.37	0.4%	2.66	2.89	0.32	1363.90	1367.30	0.2%	1018.10	1017.70	-0.0%
Top	-30	35.06	35.75	0.7%	2.82	3.21	0.38	1321.40	1323.80	0.2%	959.70	973.43	13.9%
	-10	33.51	33.63	0.1%	2.80	3.30	0.50	1341.60	1347.50	0.4%	977.23	973.64	-0.4%
	0	32.05	32.21	0.1%	2.70	3.41	0.70	1363.10	1370.00	0.5%	986.22	980.00	-6.3%
Total	-30	32.62	33.35	0.7%	2.77	2.92	0.56	1336.10	1344.70	0.6%	955.35	979.31	25.0%
	-10	33.35	33.53	0.1%	2.82	3.59	0.77	1344.70	1360.20	1.1%	978.31	980.89	2.6%
	0	31.36	31.98	0.2%	3.07	3.49	0.63	1372.40	1374.40	0.1%	962.61	967.60	5.3%
Average/ASB Values	Base	32.31	32.52	0.2%	2.62	3.20	0.60	1353.30	1360.21	0.5%	966.75	969.24	2.6%
	Heater1	33.62	33.75	0.1%	3.07	3.69	0.63	1344.20	1423.80	5.9%	1023.80	1029.70	6.8%
	Δ	1.31	1.23	0.1%	0.45	0.69	0.63	1111.90	1123.60	10.5%	657.05	660.46	5.1%



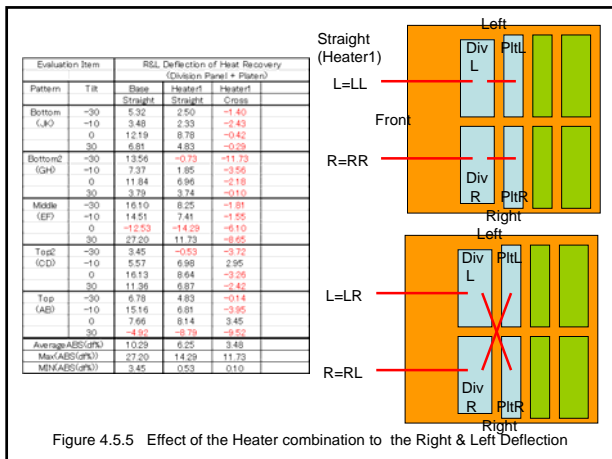
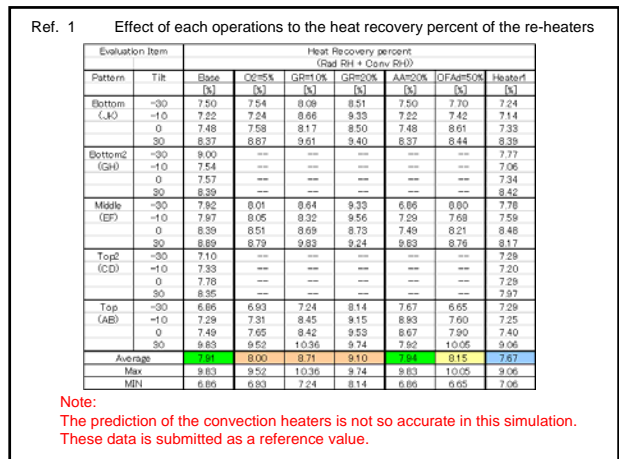


Figure 4.5.5 Effect of the Heater combination to the Right & Left Deflection



Recommendation

- L & R deflection**
 - The Bottom pattern and the Tilt -10 degree operation for L & R deflection

Carry out trial operation by applying the best parameters written above to the current boiler. For further mitigation of temperature imbalance,

 - Modify the boiler by applying the cross-connecting pipes between Division SH and Platen SH.
- SH and RH steam temperature**
 - To increase SH and RH steam temperature, remove front Division SH, and add the same heating surface to rear Division SH by modification of rear Division SH. In addition, apply wall SH at left and right sides of furnace where Division SH is located.

Removal of front Division SH is also effective for mitigation of temperature imbalance.

Boiler Combustion Simulation

Simulation of Air and Fuel Bias

- Additional Request to improve the R&L deflection
 - Right & Left 2nd Air Bias by changing the wind box draft.
 - Right & Left Fuel Bias (1st Air)
 - Right & Left Fuel Bias (1st Air) + 2nd Air Bias

Note: Simulation Conditions same as previous study report.

Simulation of Air and Fuel Bias

Sheet No. #1	Title	Contents
0	Base	- Base Cases to have considered the effect of the ash layer - External Heat Transfer BC for furnace wall h=5000(W/m2/K) Tenv=500[C] - External Heat Transfer BC for Super Heaters h=5000(W/m2/K) Tenv=7500[C] - This condition is employed with all the following cases.
1		Bias* -20% (Left = -10%, Right = +10%)
2	2nd Air Bias	Bias* -10% (Left = -5%, Right = +5%)
3		Bias* +10% (Left = +5%, Right = -5%)
4		Bias* +20% (Left = +10%, Right = -10%)
5		Bias* -20% (Left = -10%, Right = +10%)
6	1st Air Fuel Bias	Bias* -10% (Left = -5%, Right = +5%)
7		Bias* +10% (Left = +5%, Right = -5%)
8		Bias* +20% (Left = +10%, Right = -10%)
9		Bias* -20% (Left = -10%, Right = +10%)
A	1st/2nd Air Fuel Bias	Bias* -10% (Left = -5%, Right = +5%)
B		Bias* +10% (Left = +5%, Right = -5%)
C		Bias* +20% (Left = +10%, Right = -10%)

*1) Simulation Condition are described each sheet in next table

Boiler Combustion Simulation

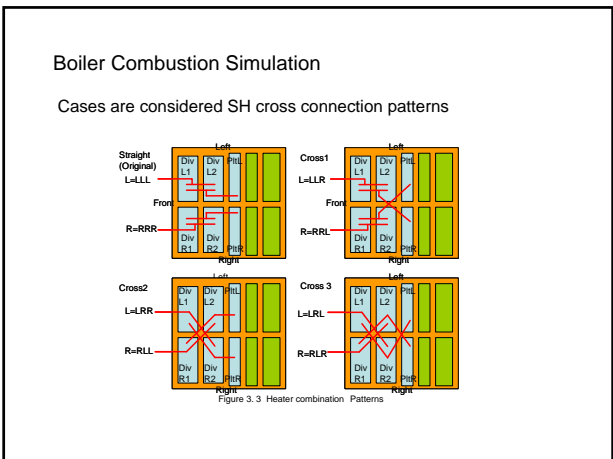
Case number of all simulations (20 base cases)

Sheet 0: Base Cases 1		Heater 0	Furnace Heat Transfer: Realistic
1) Original Boiler	Heat Input	1.20E+09 [kcal/hr]	1.39E+09 [W]
	O2=	3 [%]	OF= 0 [%damper]
	GR=	0 [%]	AA= 0 [%]
	2dn Bias	0	1st Bias
	Fuel Bias	0	Fuel Bias
Pattern	Tilt	-30	-10
		0	30
Bottom		111	112
		113	114
Middle		121	122
		123	124
Top		131	132
		133	134
Top2		141	142
		143	144
Bottom2		151	152
		153	154

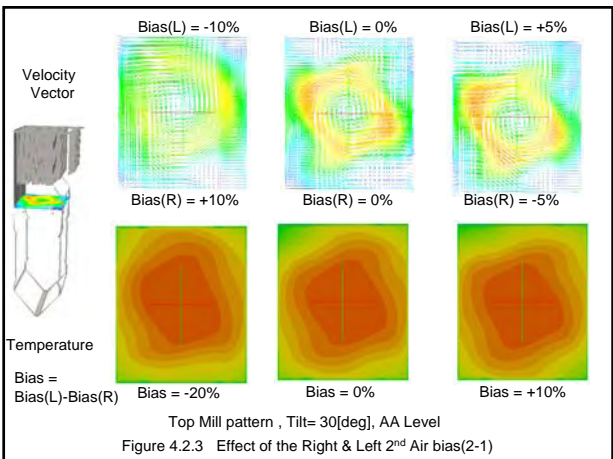
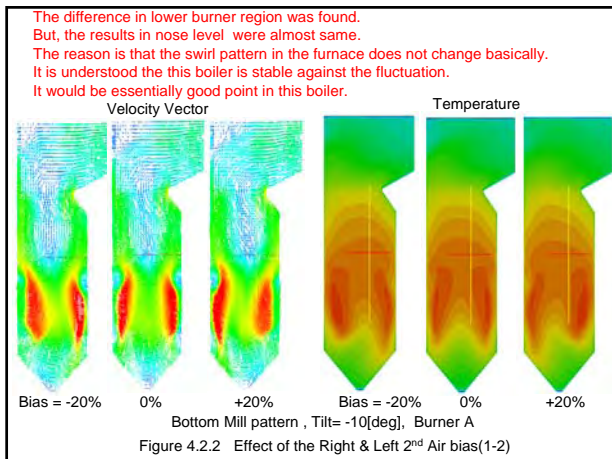
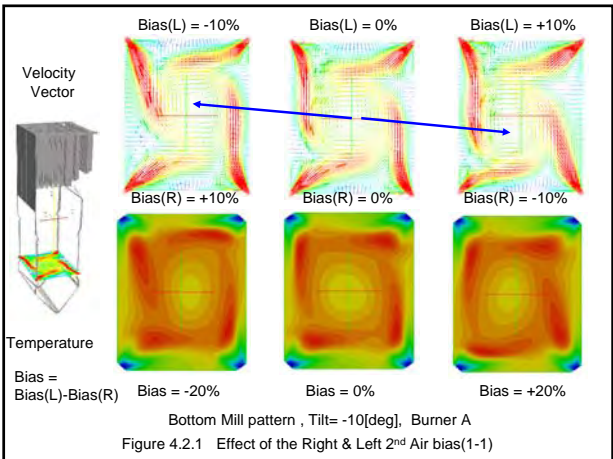
Bottom No Service Mill: JK
Bottom2 No Service Mill: GH
Middle No Service Mill: EF
Top2 No Service Mill: CD
Top No Service Mill: AB

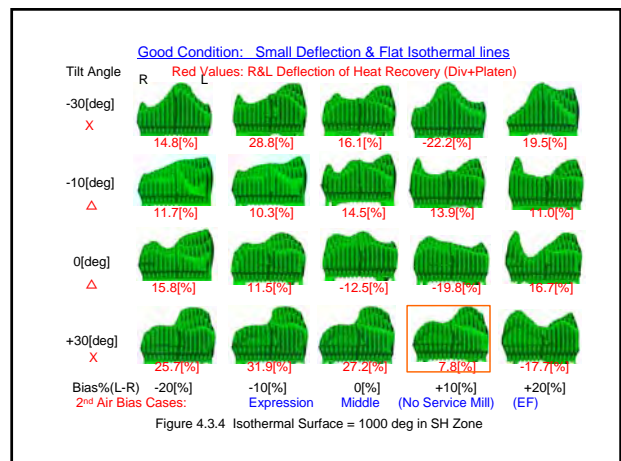
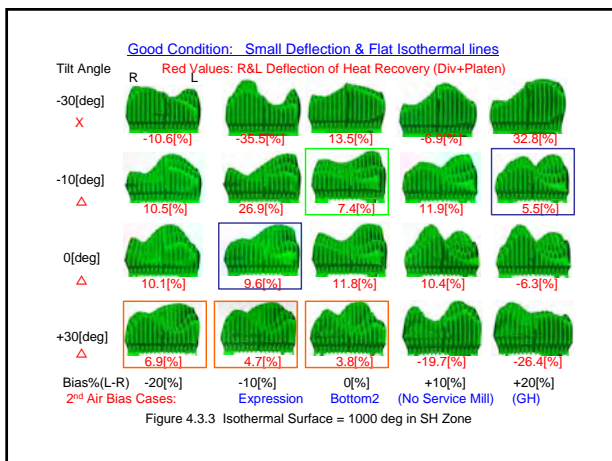
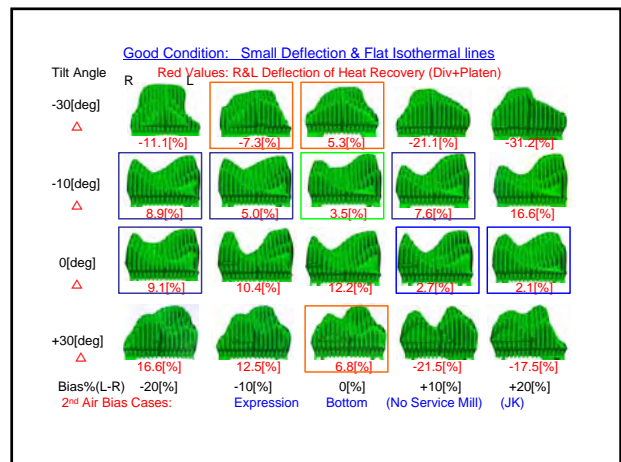
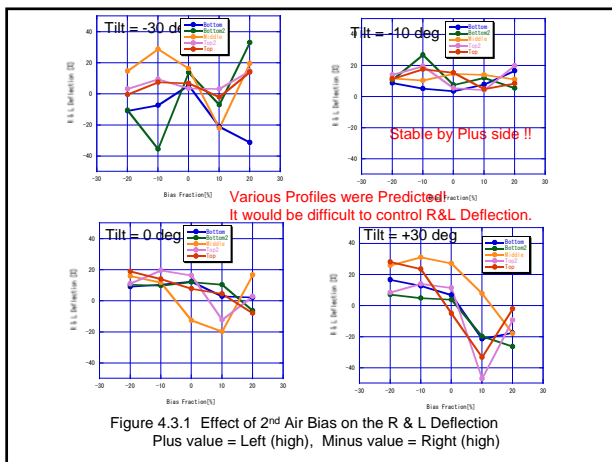
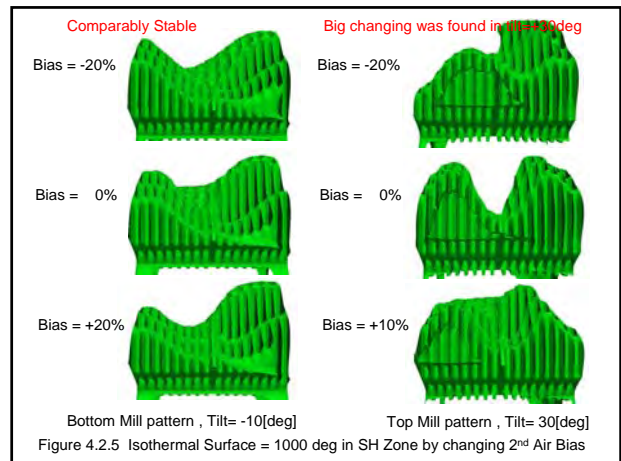
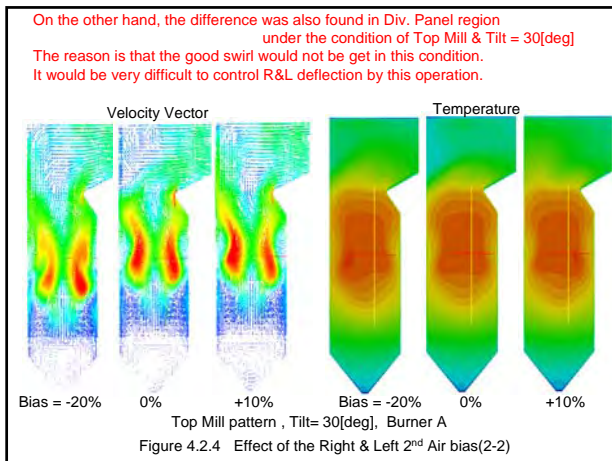
Case number of all simulations (240 Bias cases)

Project Name	Case No.	Case Name	Case No.	Case Name	Case No.	Case Name
Project 1: Top Air & Burner -10%	1001	Top Air & Burner -10%	1002	Top Air & Burner -10%	1003	Top Air & Burner -10%
	1004	Top Air & Burner -10%	1005	Top Air & Burner -10%	1006	Top Air & Burner -10%
	1007	Top Air & Burner -10%	1008	Top Air & Burner -10%	1009	Top Air & Burner -10%
	1010	Top Air & Burner -10%	1011	Top Air & Burner -10%	1012	Top Air & Burner -10%
Project 1: Top Air & Burner -5%	1013	Top Air & Burner -5%	1014	Top Air & Burner -5%	1015	Top Air & Burner -5%
	1016	Top Air & Burner -5%	1017	Top Air & Burner -5%	1018	Top Air & Burner -5%
	1019	Top Air & Burner -5%	1020	Top Air & Burner -5%	1021	Top Air & Burner -5%
	1022	Top Air & Burner -5%	1023	Top Air & Burner -5%	1024	Top Air & Burner -5%
Project 1: Top Air & Burner 0%	1025	Top Air & Burner 0%	1026	Top Air & Burner 0%	1027	Top Air & Burner 0%
	1028	Top Air & Burner 0%	1029	Top Air & Burner 0%	1030	Top Air & Burner 0%
	1031	Top Air & Burner 0%	1032	Top Air & Burner 0%	1033	Top Air & Burner 0%
	1034	Top Air & Burner 0%	1035	Top Air & Burner 0%	1036	Top Air & Burner 0%
Project 1: Top Air & Burner 5%	1037	Top Air & Burner 5%	1038	Top Air & Burner 5%	1039	Top Air & Burner 5%
	1040	Top Air & Burner 5%	1041	Top Air & Burner 5%	1042	Top Air & Burner 5%
	1043	Top Air & Burner 5%	1044	Top Air & Burner 5%	1045	Top Air & Burner 5%
	1046	Top Air & Burner 5%	1047	Top Air & Burner 5%	1048	Top Air & Burner 5%
Project 1: Top Air & Burner 10%	1049	Top Air & Burner 10%	1050	Top Air & Burner 10%	1051	Top Air & Burner 10%
	1052	Top Air & Burner 10%	1053	Top Air & Burner 10%	1054	Top Air & Burner 10%
	1055	Top Air & Burner 10%	1056	Top Air & Burner 10%	1057	Top Air & Burner 10%
	1058	Top Air & Burner 10%	1059	Top Air & Burner 10%	1060	Top Air & Burner 10%



Improve the R&L deflection
 (1) Right & Left 2nd Air Bias
 by changing the wind box draft.





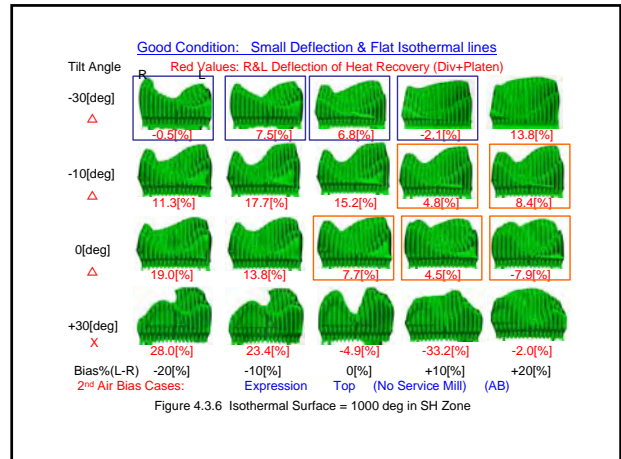
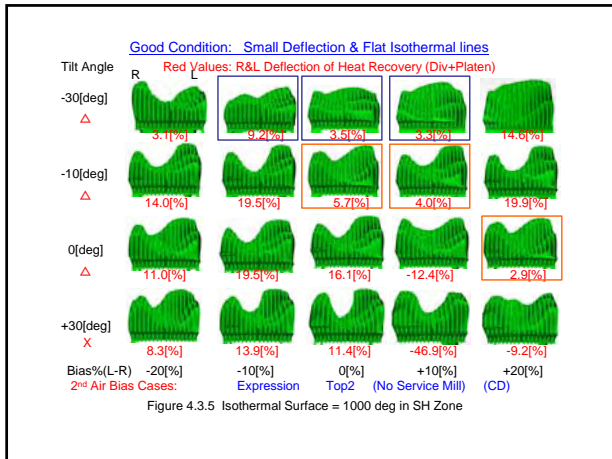


Table 4.3.1 Effect of 2nd Air Bias on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Straight -20	Straight -10	Straight 0	Straight 10	Straight 20
Bottom (JK)	-30	-11.09	-7.26	5.32	-21.13	-31.15
	-10	8.86	5.04	3.48	7.58	16.57
	0	9.12	10.44	12.19	2.73	2.12
	30	16.60	12.34	6.81	-21.47	-17.45
Bottom2 (GH)	-30	-10.56	-35.46	13.56	-8.57	32.81
	-10	10.51	26.68	7.37	11.90	5.54
	0	10.19	9.57	11.84	10.41	-6.33
	30	6.92	4.69	3.79	-19.69	-26.42
Middle (EF)	-30	14.77	28.75	16.10	-22.15	19.48
	-10	11.68	10.28	14.51	13.93	11.04
	0	15.81	11.52	-12.53	-19.81	16.65
	30	25.65	31.01	27.20	7.83	-17.76
Top2 (CD)	-30	3.11	9.21	3.45	3.29	14.61
	-10	14.00	19.51	5.57	3.98	19.86
	0	11.01	19.53	16.13	-12.36	2.90
	30	8.34	13.91	11.36	-46.92	-9.20
Top (AB)	-30	-0.50	7.53	6.78	-2.13	13.82
	-10	11.28	17.70	15.16	4.79	8.44
	0	18.98	13.82	7.86	4.53	-7.87
	30	28.00	23.44	-4.92	-33.22	-2.01
AverageABS(d%)		12.35	15.90	10.29	13.84	14.10
MaxABS(d%)		28.00	35.46	27.20	46.92	32.81
MINABS(d%)		0.50	4.69	3.45	2.13	2.01

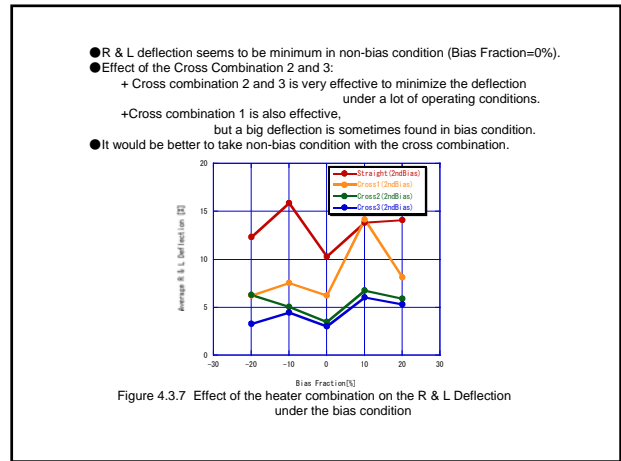


Table 4.3.2 Effect of 2nd Air Bias with Cross 1 on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Cross1 -20	Cross1 -10	Cross1 0	Cross1 10	Cross1 20
Bottom (JK)	-30	-3.44	-7.45	2.50	-17.17	-16.78
	-10	8.10	7.62	2.33	21.34	9.04
	0	1.81	7.70	8.78	16.14	7.57
	30	6.18	5.73	4.83	-5.18	-9.33
Bottom2 (GH)	-30	3.13	-13.02	-0.73	20.91	1.13
	-10	-2.89	8.89	1.85	17.37	9.38
	0	-2.05	4.78	6.96	3.04	6.22
	30	4.72	3.01	3.74	4.06	-19.48
Middle (EF)	-30	0.91	8.55	8.25	-5.68	6.25
	-10	4.34	4.28	7.41	20.79	7.94
	0	9.31	0.36	-14.29	-21.76	7.03
	30	3.76	11.85	11.73	25.57	-11.72
Top2 (CD)	-30	14.77	6.32	-0.53	7.69	4.72
	-10	4.13	11.27	6.98	17.78	9.50
	0	6.49	8.59	8.64	-1.04	7.64
	30	8.43	8.86	6.87	-29.61	-8.14
Top (AB)	-30	10.58	10.43	4.83	6.83	3.80
	-10	1.24	6.88	6.81	14.48	7.98
	0	6.40	4.16	8.14	0.73	5.95
	30	12.13	10.54	-8.79	-22.01	3.70
AverageABS(d%)		6.24	7.52	6.25	14.16	8.11
MaxABS(d%)		14.77	13.02	14.29	29.61	19.46
MINABS(d%)		0.91	0.36	0.53	0.73	1.13

ABS(Orange Frame) <±10%

Table 4.3.3 Effect of 2nd Air Bias with Cross 2 on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Cross2 -20	Cross2 -10	Cross2 0	Cross2 10	Cross2 20
Bottom (JK)	-30	4.74	-2.46	-1.40	2.12	2.90
	-10	1.45	3.99	-2.43	10.10	-2.69
	0	-6.80	-0.24	-0.42	6.28	6.59
	30	-4.43	-2.65	-0.29	5.46	-0.57
Bottom2 (GH)	-30	8.60	9.64	-11.73	22.28	-21.41
	-10	-12.08	-10.51	-3.56	0.22	6.10
	0	-9.58	-3.44	-2.18	-8.63	11.74
	30	0.40	-1.11	-0.10	9.42	-4.60
Middle (EF)	-30	-10.36	-11.94	-1.81	-0.38	-6.97
	-10	-4.44	-2.74	-1.55	6.25	1.99
	0	-1.31	-8.19	-6.10	-6.28	-5.14
	30	-6.63	-10.92	-8.65	11.57	-2.11
Top2 (CD)	-30	13.31	0.25	-3.72	6.43	-4.59
	-10	-7.54	-2.82	2.95	7.22	-5.55
	0	-2.97	-5.36	-3.26	0.99	4.83
	30	0.85	-1.24	-2.42	0.35	-8.42
Top (AB)	-30	11.25	5.31	-0.14	8.93	-5.10
	-10	-1.35	-5.95	-3.95	5.78	1.98
	0	-8.14	-6.32	3.45	-13.68	11.98
	30	-7.95	-7.15	-9.52	-3.00	3.48
AverageABS(d%)		6.31	5.08	3.48	6.77	5.88
MaxABS(d%)		13.31	11.94	11.73	22.28	21.41
MINABS(d%)		0.40	0.24	0.10	0.22	0.51

ABS(Orange Frame) <±10%

Table 4.3.4 Effect of 2nd Air Bias with Cross 3 on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Cross3	Cross3	Cross3	Cross3	Cross3
Bottom (JK)	-30	-2.92	-2.28	1.42	5.12	-11.49
	-10	2.21	0.91	-1.28	1.82	4.85
	0	0.50	2.51	2.99	-2.55	1.13
	30	5.99	4.16	1.68	-1.41	-9.43
Bottom2 (GH)	-30	-5.09	-12.80	2.56	15.32	10.27
	-10	1.32	7.29	1.96	-14.58	2.26
	0	2.65	1.35	2.70	-17.52	-0.81
	30	2.59	0.58	-0.05	0.20	-11.56
Middle (EF)	-30	3.50	8.27	6.05	-2.95	6.26
	-10	2.90	3.26	5.56	1.72	4.49
	0	5.18	2.99	-4.34	-0.32	4.48
	30	7.26	8.14	6.83	-0.71	-8.74
Top2 (CD)	-30	1.65	3.14	0.27	4.30	5.31
	-10	2.33	5.42	1.53	-0.02	4.80
	0	1.55	5.58	4.23	-4.63	0.09
	30	2.76	3.81	2.07	-0.08	-3.68
Top (AB)	-30	0.18	2.41	1.81	5.14	4.91
	-10	2.70	4.86	4.40	-1.22	2.66
	0	4.44	3.34	2.96	-20.40	-1.88
	30	7.92	9.75	-8.65	-6.81	-7.22
AverageABS(d%)		3.28	4.44	3.02	8.05	5.31
Max(ABS(d%))		7.82	12.80	6.83	20.40	11.56
MIN(ABS(d%))		0.18	0.58	0.05	0.02	0.09

ABS(Orange Frame)
 <±10%

Improve the R&L deflection
 (2)Right & Left Fuel Bias (1st Air).

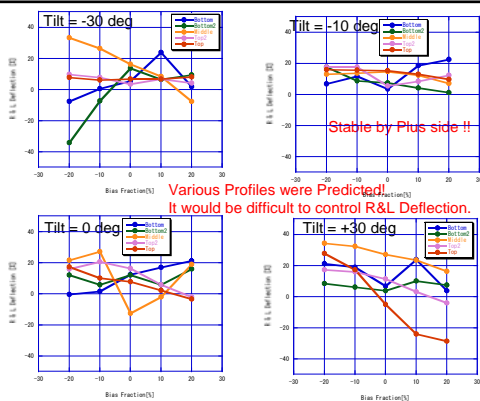


Figure 4.4.1 Effect of Fuel & 1st Air Bias on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

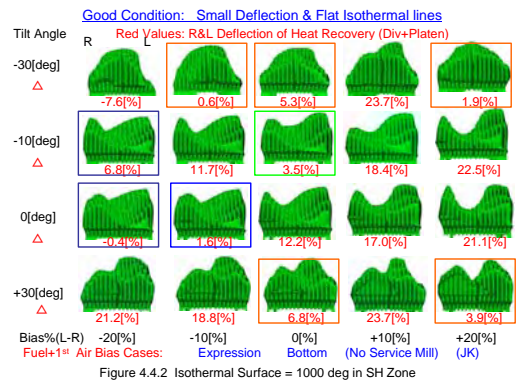


Figure 4.4.2 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone

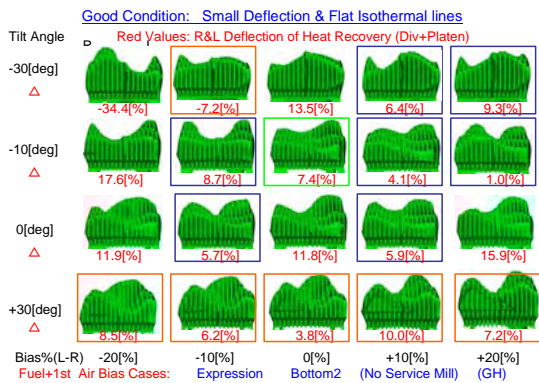


Figure 4.4.4 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone

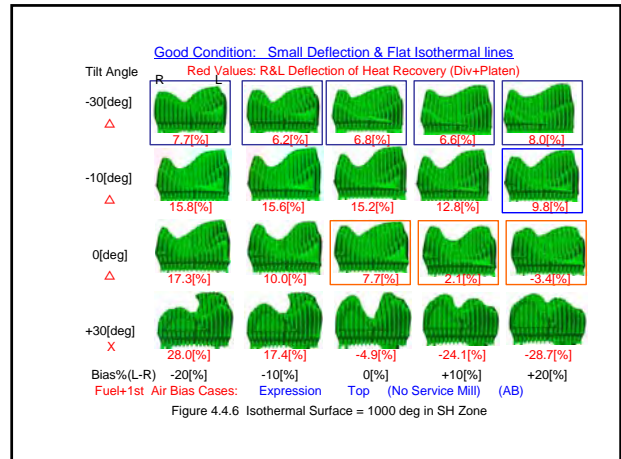
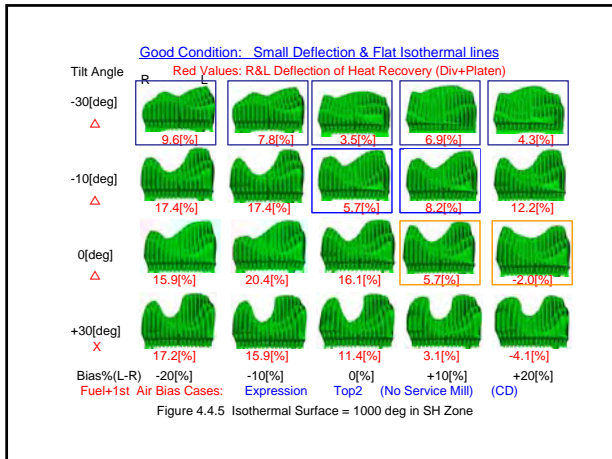


Table 4.4.1 Effect of Fuel & 1st Air Bias on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Straight	Straight	Straight	Straight	Straight
Bottom (JK)	-30	-7.80	0.61	5.32	23.72	1.88
	-10	6.79	11.74	18.42	22.54	21.08
	0	-3.35	18.2	12.19	16.98	21.08
	30	21.23	18.75	6.81	23.72	3.92
Bottom2 (GH)	-30	-34.36	-7.21	13.56	6.36	9.33
	-10	17.64	8.71	4.12	1.04	1.04
	0	11.89	9.74	11.84	5.90	15.89
	30	8.45	6.21	3.79	10.01	7.24
Middle (EF)	-30	33.18	26.38	16.10	8.23	-7.82
	-10	13.13	13.76	14.51	12.27	7.02
	0	21.62	27.11	32.53	-2.19	18.31
	30	34.26	32.36	27.20	23.36	16.25
Top2 (CD)	-30	9.60	7.78	3.45	6.87	4.25
	-10	17.40	17.43	5.57	8.23	12.23
	0	15.94	20.37	16.13	5.70	-1.96
	30	17.17	15.66	11.26	3.09	-4.06
Top (AB)	-30	7.71	6.23	6.78	6.62	7.99
	-10	15.79	15.59	15.16	12.82	9.78
	0	17.30	9.95	7.66	2.07	-3.37
	30	27.88	17.99	-4.92	24.07	-29.69
AverageABS(d%)		16.96	13.54	10.29	11.24	10.25
Max(ABS(d%))		34.36	32.36	27.20	24.07	28.69
MIN(ABS(d%))		0.35	0.61	3.45	2.07	1.04

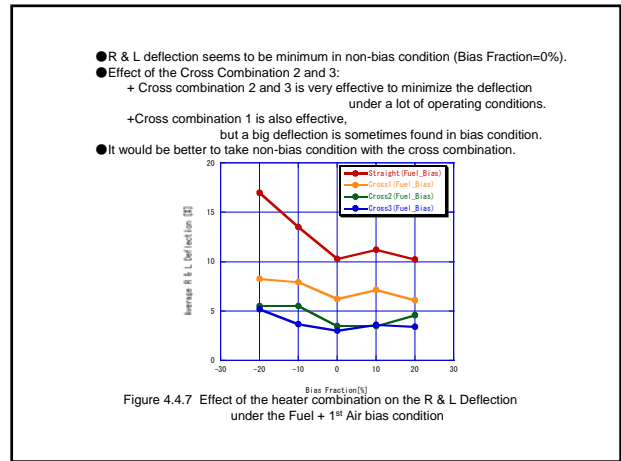


Table 4.4.2 Effect of Fuel & 1st Air Bias with Cross 1 on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)			
		Cross1	Cross1	Cross1	Cross1
Bottom (JK)	-30	5.62	-9.78	2.50	14.02
	-10	7.57	9.39	2.33	7.87
	0	5.76	8.44	8.78	7.37
	30	7.71	7.55	4.83	14.02
Bottom2 (GH)	-30	-11.93	-10.98	-9.66	-7.89
	-10	8.58	6.01	1.85	4.93
	0	6.91	10.47	6.96	5.75
	30	5.07	4.43	3.74	4.64
Middle (EF)	-30	11.05	9.55	8.25	6.64
	-10	4.07	6.43	7.41	7.51
	0	11.80	11.84	-14.29	1.00
	30	12.11	12.67	11.73	11.07
Top2 (CD)	-30	6.82	5.78	0.33	1.35
	-10	8.11	5.56	6.98	7.95
	0	7.96	7.47	8.64	4.12
	30	5.41	5.92	6.67	3.29
Top (AB)	-30	10.01	7.77	4.82	1.52
	-10	6.98	6.51	6.81	6.28
	0	7.73	5.75	6.14	5.50
	30	10.39	3.65	8.25	11.17
AverageABS(d%)		8.27	1.93	6.25	7.15
Max(ABS(d%))		12.11	12.67	14.29	18.17
MIN(ABS(d%))		4.07	3.65	0.53	1.00

ABS(Orange Frame) <±10%

Table 4.4.3 Effect of Fuel & 1st Air Bias with Cross 2 on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)			
		Cross2	Cross2	Cross2	Cross2
Bottom (JK)	-30	10.26	-10.31	-1.40	-1.17
	-10	3.16	1.38	-2.43	-5.13
	0	6.10	7.11	-0.42	-4.77
	30	-7.04	-8.16	-0.78	-1.17
Bottom2 (GH)	-30	9.20	-8.20	-11.73	-14.52
	-10	-3.69	0.26	-3.56	2.42
	0	-2.58	6.86	-2.18	1.41
	30	-1.03	-0.72	-0.10	-4.71
Middle (EF)	-30	-11.26	-7.99	-1.81	2.14
	-10	-4.37	-2.37	-1.55	-0.23
	0	-3.36	-8.13	-6.10	0.89
	30	-12.66	-11.27	-8.65	-6.64
Top2 (CD)	-30	0.83	0.58	-3.72	-3.40
	-10	-5.23	-8.55	2.95	1.85
	0	-3.39	-7.44	-3.26	-1.74
	30	-2.29	-3.02	-2.42	-1.35
Top (AB)	-30	4.68	3.42	-0.14	-3.60
	-10	-4.05	-4.37	-3.95	-2.81
	0	-4.28	-1.92	3.45	3.68
	30	-11.14	-12.18	-9.52	-6.19
AverageABS(d%)		5.54	5.51	3.46	3.50
Max(ABS(d%))		12.86	12.18	11.73	14.52
MIN(ABS(d%))		0.83	0.26	0.10	0.23

ABS(Orange Frame) <±10%

Table 4.4.4 Effect of Fuel & 1st Air Bias with Cross 3 on the R & L Deflection
Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Cross3	Cross3	Cross3	Cross3	Cross3
		-20	-10	0	10	20
Bottom (JK)	-30	-2.96	0.07	1.42	8.53	1.45
	-10	2.38	3.73	-1.29	5.42	6.62
	0	0.00	0.29	2.99	4.94	6.00
Bottom2 (GH)	-30	-13.22	-2.42	2.56	1.51	2.80
	-10	5.37	2.96	1.96	1.61	1.48
	0	2.40	2.13	2.70	1.55	3.52
Middle (EF)	-30	10.87	8.84	6.05	3.73	-4.42
	-10	4.69	4.96	5.56	4.53	3.00
	0	6.66	7.14	-4.34	-2.21	2.04
Top2 (CD)	-30	3.61	2.57	0.27	2.12	1.35
	-10	4.05	3.32	1.53	2.13	2.78
	0	4.59	5.45	4.23	-0.16	-3.52
Top (AB)	-30	5.47	4.21	2.07	-1.58	-4.78
	-10	2.39	1.88	1.81	1.11	1.35
	0	4.76	4.72	4.40	3.74	2.97
AverageABS(d%)	-30	2.39	1.88	1.81	1.11	1.35
	-10	4.76	4.72	4.40	3.74	2.97
	0	5.29	2.28	2.96	0.24	-0.85
MIN/ABS(d%)	-30	6.35	1.56	-5.65	-12.09	-13.71
	-10	5.16	3.85	3.02	3.58	3.41
	0	13.22	8.94	6.83	12.09	13.71

ABS(Orange Frame)
<±10%

Improve the R&L deflection
(3)Right & Left Fuel Bias (1st Air) + 2nd Air Bias.

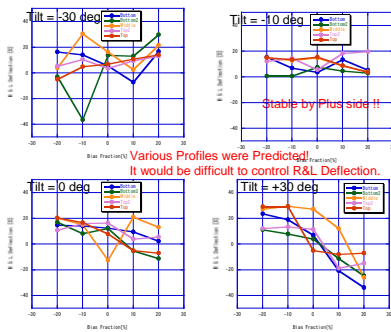


Figure 4.5.1 Effect of Fuel & 1st Air (+2nd Air) Bias on the R & L Deflection
Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

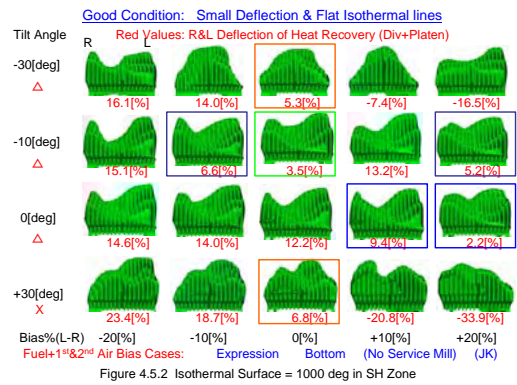


Figure 4.5.2 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone

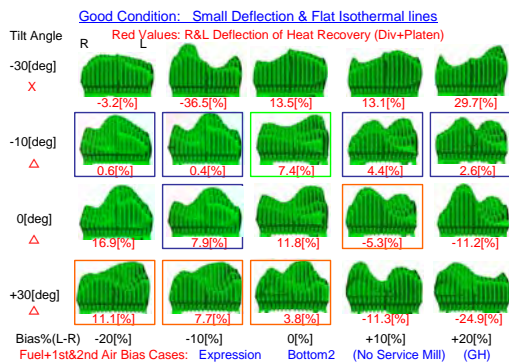


Figure 4.5.3 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone

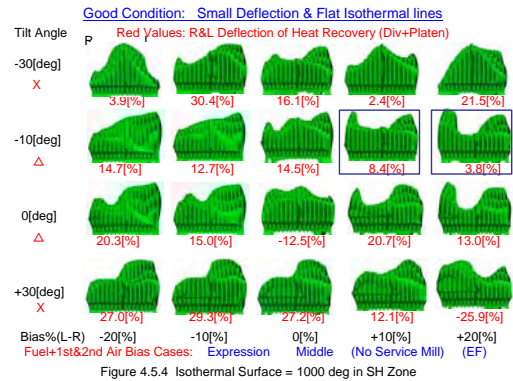


Figure 4.5.4 Isothermal Surface = 1000 deg in SH Zone

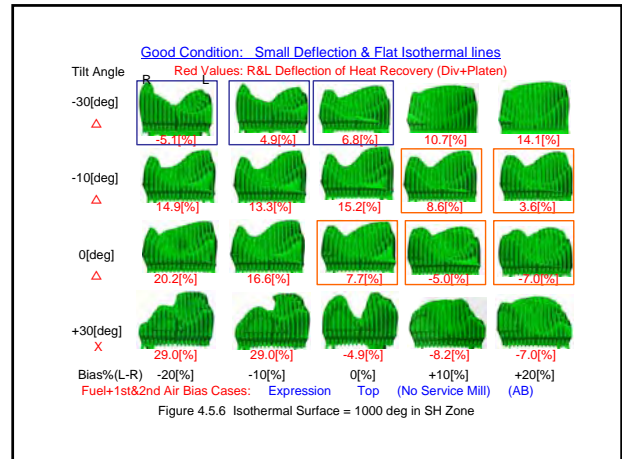
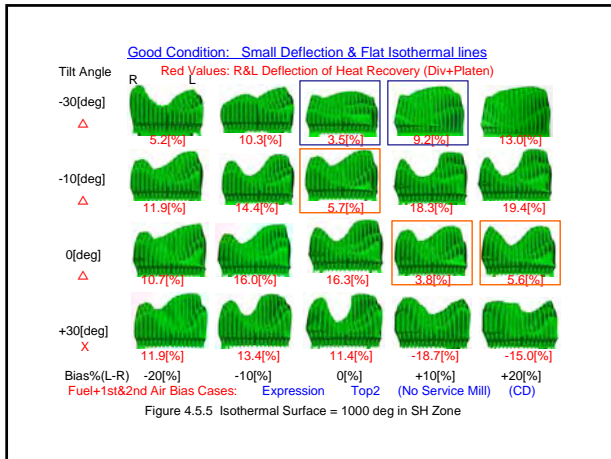


Table 4.5.1 Effect of Fuel & 1st Air (+2nd Air) Bias on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Straight	Straight	Straight	Straight	Straight
Bottom (JK)	-30	18.08	14.01	5.32	-7.38	18.51
	-10	15.14	6.58	3.45	13.27	5.23
	0	14.58	14.01	12.19	9.40	2.18
	30	23.41	18.72	8.81	-20.80	-23.83
	30	-3.15	-38.48	13.56	13.09	23.66
Bottom2 (GH)	-30	0.64	0.42	7.02	4.37	2.84
	-10	16.85	7.89	11.84	-5.29	-11.23
	0	11.07	7.71	3.79	-11.31	-24.88
	30	3.89	30.43	16.10	2.35	21.46
	30	14.66	12.66	14.51	8.95	3.79
Middle (EF)	-30	20.29	14.96	-12.53	20.70	12.99
	-10	26.89	29.27	27.20	12.09	-25.80
	0	5.22	10.31	3.45	9.22	13.03
	30	11.92	14.41	5.57	18.31	19.42
	30	10.72	16.00	16.13	3.80	5.55
Top2 (CD)	-30	11.92	13.38	11.36	-18.71	-15.02
	-10	-5.11	4.91	6.78	10.71	14.08
	0	14.92	13.32	15.16	8.62	3.60
	30	20.21	16.58	7.66	-4.97	-8.58
	30	29.00	29.00	-4.92	-3.16	-7.00
AverageABS(dfl%)		13.79	15.55	10.29	10.54	13.75
Max ABS(dfl%)		29.00	38.48	27.20	20.80	33.94
MIN ABS(dfl%)		0.64	0.42	3.45	2.35	2.18

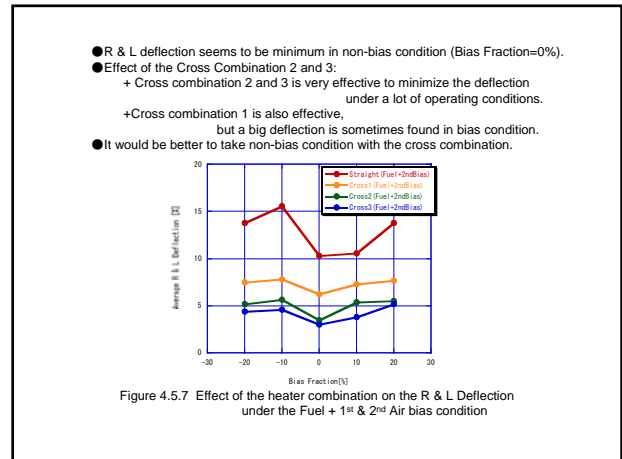


Table 4.5.2 Effect of Fuel & 1st Air (+2nd Air) Bias with Cross 1 on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Cross1	Cross1	Cross1	Cross1	Cross1
Bottom (JK)	-30	13.37	6.92	2.50	-8.32	7.45
	-10	8.47	7.94	2.33	6.07	7.16
	0	5.56	6.92	8.78	7.76	7.83
	30	8.17	7.44	4.83	-14.91	-19.53
	30	2.32	-12.51	-0.73	-5.15	7.62
Bottom2 (GH)	-30	-3.07	-5.99	1.95	6.53	8.03
	-10	-1.68	-3.68	6.96	9.07	5.80
	0	5.99	4.94	3.74	-11.31	-13.80
	30	0.56	6.35	8.25	-3.53	5.59
	30	4.65	4.09	7.41	7.19	5.27
Middle (EF)	-30	9.58	10.20	-14.29	9.91	8.99
	-10	10.37	10.43	11.73	6.22	-9.41
	0	14.49	9.66	-0.53	2.90	4.47
	30	7.70	8.17	6.98	7.51	6.43
	30	7.27	7.86	8.64	7.09	7.60
Top2 (CD)	-30	8.02	8.55	6.87	-16.41	-8.15
	-30	9.62	11.11	4.83	3.14	3.65
	-10	7.31	6.67	6.81	7.06	6.81
	0	8.44	5.30	8.14	6.16	5.99
	30	12.35	12.33	-8.79	-1.82	3.75
AverageABS(dfl%)		7.47	7.83	6.25	7.30	7.67
Max ABS(dfl%)		14.49	12.51	14.29	16.41	19.53
MIN ABS(dfl%)		0.56	3.68	0.53	1.82	3.65

ABS(Orange Frame) <±10%

Table 4.5.3 Effect of Fuel & 1st Air (+2nd Air) Bias with Cross 2 on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Cross2	Cross2	Cross2	Cross2	
Bottom (JK)	-30	2.63	-3.72	-1.40	-3.41	-3.48
	-10	-2.81	3.47	-2.43	-4.06	2.98
	0	-5.59	-3.72	-0.42	0.60	6.69
	30	-6.59	-5.18	-0.29	-4.59	-0.79
	30	3.94	11.24	-11.73	-13.27	-10.58
Bottom2 (GH)	-30	-4.25	-6.85	-3.56	3.53	6.66
	-10	-13.63	-10.57	-2.18	14.02	14.36
	0	-0.15	-0.39	-0.10	-6.59	0.44
	30	-1.85	-15.65	-1.81	-6.27	-7.86
	30	-5.94	-4.81	-1.55	2.59	2.89
Middle (EF)	-30	-4.42	0.01	-6.10	-5.77	-1.92
	0	-7.97	-10.79	-8.65	-4.31	5.04
	30	11.54	3.24	-3.72	-3.05	-3.63
	30	-0.23	-2.20	2.95	-7.10	-8.88
	30	-0.38	-3.63	-3.26	3.26	3.15
Top2 (CD)	-30	1.19	-0.17	-2.42	-9.42	-3.15
	-30	13.30	8.19	-0.14	-4.02	-5.39
	-10	-3.33	-3.19	-3.95	1.04	4.24
	0	-6.75	-6.83	3.45	9.56	10.94
	30	-7.33	-8.75	-8.52	1.00	6.76
AverageABS(dfl%)		5.19	5.64	3.48	5.37	5.50
Max ABS(dfl%)		13.63	15.65	11.73	14.02	14.36
MIN ABS(dfl%)		0.15	0.01	0.10	0.60	0.44

ABS(Orange Frame) <±10%

Table 4.5.4 Effect of Fuel & 1st Air (+2nd Air) Bias with Cross 3 on the R & L Deflection
 Plus value = Left (high), Minus value = Right (high)

Evaluation Item	Tilt	R&L Deflection of Heat Recovery (Division Panel + Platen)				
		Cross3	Cross3	Cross3	Cross3	Cross3
Pattern		-20	-10	0	10	20
Bottom (JK)	-30	5.35	3.37	1.42	-4.45	5.58
	-10	3.86	2.11	-1.23	3.14	1.04
	0	3.43	3.37	2.99	2.25	1.04
	30	8.64	6.10	1.68	-10.48	-15.20
Bottom2 (Gr)	-30	-1.55	-12.71	2.56	4.97	11.46
	-10	-0.54	-0.84	1.96	1.37	1.27
	0	4.90	1.00	2.70	-0.34	-2.67
	30	4.93	2.38	-0.05	-6.59	-10.65
Middle (EF)	-30	1.48	8.44	6.05	-0.39	8.01
	-10	4.08	3.76	5.56	3.74	1.40
	0	6.29	4.77	-4.34	5.02	2.08
	30	8.64	8.05	6.83	1.56	-11.46
Top2 (CD)	-30	2.27	3.89	0.27	3.27	4.72
	-10	4.00	4.04	1.53	3.70	4.13
	0	3.07	4.31	4.23	-0.03	1.10
	30	5.08	4.66	2.07	-11.72	-10.01
Top (AB)	-30	-1.43	1.99	1.81	3.54	5.03
	-10	3.89	3.46	4.40	2.60	1.03
	0	5.02	4.45	2.96	-1.57	-2.03
	30	9.32	7.93	-5.65	-5.34	-3.99
AverageABS(d%)		4.39	4.58	3.02	3.80	5.20
Max(ABS(d%))		9.32	12.71	6.83	11.72	15.20
MIN(ABS(d%))		0.54	0.84	0.05	0.03	1.03

ABS(Orange Frame)
 $\pm 10\%$

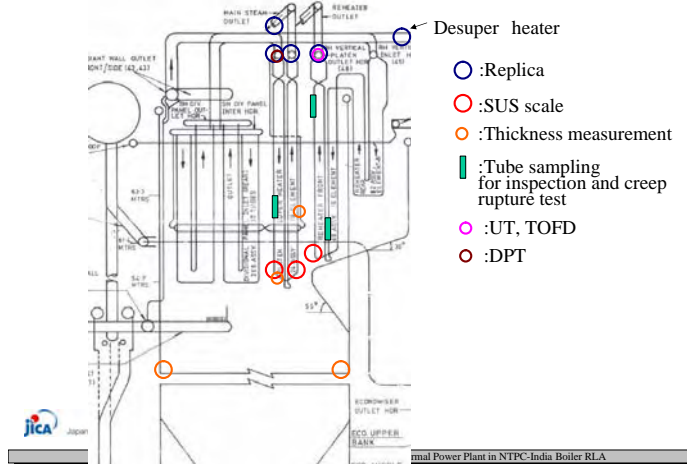
The result of Simulation Air and Fuel Bias

- R & L deflection dose not have a consistent tendency to the bias fraction.
 Tilt=-10deg:R & L deflection is stable by plus value.
 (Strong swirl flow in the furnace)
 Tilt=+30deg:The big changing by bias was predicted.
 (Weak swirl flow in the furnace)
- It would be very difficult to control R&L deflection by this bias operation.
- Effect of the Cross Combination 2 and 3:
 + Cross combination 2 and 3 is very effective to minimize the deflection
 under a lot of operating conditions.
 +However, a big deflection is sometimes found in bias condition.
- It would be better to take non-bias condition with the cross combination.

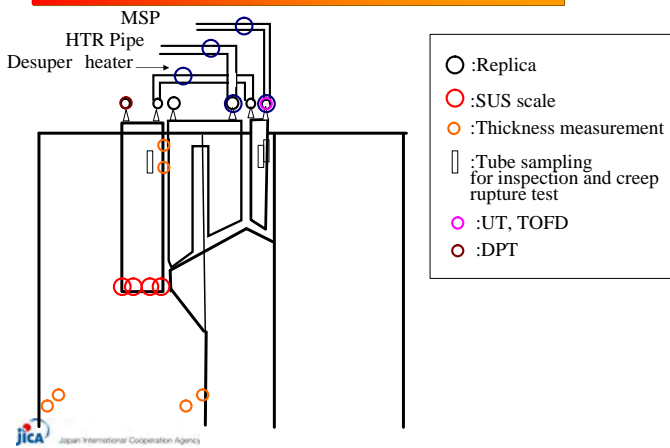
Scope of work (2)

NO	Parts	INSPECTION	Singrauli #6	Unchahar #2
12		VT	*Visual inspection in penthouse	
13	SUPER HEATER HEADER	PT(DPT)	*4 portions at stub weld of Inlet header .	*4 portions at stub weld of Platten inlet header right side.
14		UT	*1 ring of circumferential weld of Final outlet header right side with UT and TOFD identical to the replica portion	*1 ring of circumferential weld of Final outlet header right side with UT and TOFD identical to the replica portion
15		REPLICA INSPECTION	*1 point on 1ring of circumferential weld of left outlet header. *1 point on base metal of left outlet header.	*1 point of circumferential weld portion of right side of Final outlet header.
16	DE SUPER HEATER PIPE	REPLICA INSPECTION	*2 points (one each from 1ring of circumferential weld right and left).	
17		VT	*Visual inspection in penthouse	
18	REHEATER HEADER	UT	*1ring of circumferential weld of outlet header with UT and TOFD identical to the replica portion	
19		REPLICA INSPECTION	*2 points (one each from circumferential weld of left and right of out let header.	*3 points of circumferential weld portion of right and left side outlet header.
20	MAIN STEAM PIPE (near the stop valve weld joint)	REPLICA INSPECTION	*2 points on a circumferential weld of left main steam pipe	*2 points on two circumferential welds of right main steam pipe
21	HOT RHEAT PIPE	REPLICA INSPECTION	*1 point on a circumferential weld of right High temperature reheat pipe.	

Inspection points (Singrauli #6)



Inspection points (Unchahar #2)



Findings (1) (Singrauli #6)

Components	Inspection method	Findings
Water wall tube	Visual check	*Erosion of a number of tubes around short soot blower were found. *No erosion at any other portions. *No erosion and decrease in thickness around burners.
	Thickness measurement of tubes	Thickness was measured at erosion regions around soot blowers near each 4 corner. Min. thickness was 3.7mm(2nd blower in front wall first from right. f 51* 5.6mm, SA210 Gr.C
Platten SH	Visual check	*Attrition of binding tube #4 and #5 was found. (Min.2.8mm) *Attrition of cooling spacer tubewith front tube of #14 panel (Min.5.0mm) *Disorder of arrangement at lower part of panel with distortion to adjacent panel. *A number of disjointed slide spac
	Thickness measurement of tubes	*1:Outer tube of rear side portion at sootblower level(24points)⇒Min.6.3mm φ 63.5* 6.3mm SA213 TP347H *2:Outer bottom tube (24points)⇒Min.9.8mm φ 54.0* 9.5mm SA213 TP347H *3:Attrition of coolin
	SUS scale deposition inspection	Nos. exceeding 10% fullness : 7/50 (magnetized effect of material)
	Tube sampling for sample tube inspection (inspected in Japan). Creep rupture test (inspected in Japan)	#12-3(from leftside) f 47.63*8.6-f 47.63*10, SA213 T22

Findings (2) (Singrauli #6)

Components	Inspection method	Findings
Reheater	Visual check	*Disorder of arrangement at lower part of panel with distortion to adjacent panel.
	SUS scale deposition inspection	No exceeding 10% fullness
	Tube sampling for sample tube inspection (inspected in Japan).	#3-1(from leftside in penthouse) 1m including weld f 54*5.6, SA213 T22 #14-5(from rear side in furnace) (SA213T22 f 54*4.5-SA213T11 f 54*4.0)
	Creep rupture test (inspected in Japan) for 1 tube with 1m length.	
Super heater header	Visual check	*No appearance abnormality in stubs and other weld portion.
	DPT	#2(1.47,12) Indication was found in #2-12 stub at tube side. Indication disappeared after grinding off the tube in 1mm depth.
De superheater pipe	Replica inspection	*No crack in Base metal, HAZ(Heat Affected Zone) and weldmetal. *More detail microstructural observation is required in labo.
	Replica inspection	*No crack in Base metal, HAZ(Heat Affected Zone) and weldmetal. *More detail microstructural observation is required in labo.
Reheater header	Visual check	*No appearance abnormality in stubs and other weld portion.
	Replica inspection	*No crack in Base metal, HAZ(Heat Affected Zone) and weldmetal. *More detail microstructural observation is required in labo.
	UT	*No detection of flaw beyond H-detection line. *4 detected flaw under H-detection line.
Main steam pipe (near the stop valve weld joint)	TOFD	*A number of flaw considered as safe blow holes and slag inclusions were detected. *No considerable crack detected.
	Replica inspection	*No crack in Base metal, HAZ(Heat Affected Zone) and weldmetal. *More detail microstructural observation is required in labo.

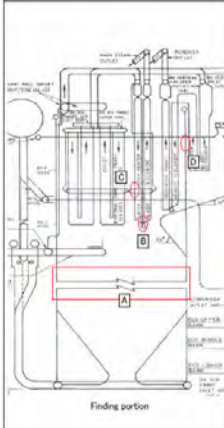
Findings (3) (Unchahar #2)





Components	INSPECTION	Unchahar #2 Brief comment
WATER WALL	VT	Erosion of a number of tubes around short soot blower were found. Erosion of corner tubes at soot blower level.(Thickness measurement 28points (Min.4.2mm)
	THICKNESS MEASUREMENT	Eroded tubes around short soot blower were measured. (69points measured) Min 5.3mm (2nd short blower rear wall #1 form left)
SUPER HEATER	VT	Disorder of arrangement at lower part of panel with disjointed slide spacers. Slight erosion of rear tubes at the highest level of short soot blower.
	THICKNESS MEASUREMENT	Rear tubes at the highest level of short soot blower.(29points, Min.9.8mm) 2nd tubes from rear tubes at the highest level of short soot blower.(3points, Min.10.0mm) Rear tubes at the second highest level of short soot blower.(29points, Min.9.8mm)
	SAMPLE TUBE INSPECTION *	1 sample tube from Platten-SH in furnace (#3panel- 8th tube from rear) 2 sample tubes from Final-SH in furnace (#1-3rd tube from rear, #119-3rd tube from rear)
	CREEP RUPTURE TEST*	1 sample tube from Platten-SH in furnace (#3panel- 8th tube from rear), 1 sample tubes from Final-SH in furnace (#119-3rd tube from rear)
REHEATER	SUS SCALE DEPOSITION INSPECTION	3 tubes with 15% fullness and 2 tubes with 10% fullness at front bend portion. 1 tube with 15% fullness and the others with less than 10%.
	VT	No abnormality with panel ar rangement Slight erosion of tubes at the highest level of short soot blower.

Findings (4) (Unchahar #2)

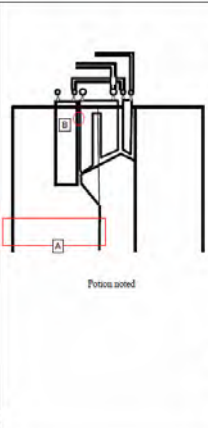
Components	INSPECTION	Unchahar #2 Brief comment
SUPER HEATER HEADER	VT	No appearance abnormality in stubs and other weld portion.
	PT(DPT)	3 small circular indication patterns by ark strike at 4th tube from front.
	UT	No detection of flaw which echo exceeds L-line by UT. Continuous indication with fine flaws detected at 80mm depth from surface by TOFD.
	REPLICA INSPECTION	No crack in Base metal, HAZ(Heat Affected Zone) and weld metal. More detail microstructural observation is required in labo.
DE SUPER HEATER PIPE	REPLICA INSPECTION	No crack in Base metal, HAZ(Heat Affected Zone) and weld metal. More detail microstructural observation is required in labo.
REHEATER HEADER	VT	No appearance abnormality in stubs and other weld portion.
	REPLICA INSPECTION	No crack in Base metal, HAZ (Heat Affected Zone) and weld metal. Abnormal microstructure observed in base metal region of right-hand weld of header, which is considered to be the effect of ark during welding. More detail microstructural observation.
MAIN STEAM PIPE (near the stop valve weld joint)	REPLICA INSPECTION	No crack in Base metal, HAZ(Heat Affected Zone) and weld metal. More detail microstructural observation is required in labo.
HOT RHEAT PIPE	REPLICA INSPECTION	No crack in Base metal, HAZ(Heat Affected Zone) and weld metal. More detail microstructural observation is required in labo. Some deposit metal by welding attached to base metal near the weld ring.





Visual inspection (Singrauli #6)



<p>A. Erosion of water wall around short soot blower</p> <p>Erosion of a number of tubes around short soot blower. (Thickness measurement conducted)</p> <p>[Min. measured value] Min. 3.7mm (2nd blower in front wall first from right).</p>	
<p>B. Plates SH Attrition of binding tube #4 and #5 was found (Min. 2.8mm)</p> <p>Attrition of binding tube #4 and #5</p> <p>[Min. measured value] Min. 2.8mm ϕ 63.5\times 6.5mm SA213 TP347H</p>	
<p>C. Attrition of cooling spacer tube with front tube of #14 panel</p> <p>Attrition of a cooling spacer tube with front tube of #14 panel. (Thickness measurement conducted)</p> <p>[Min. measured value] Min. 5.0mm</p>	
<p>D. Erosion of screen tubes near the ceiling between front RH panel and rear RH panel</p> <p>Erosion of screen tubes at front side near the ceiling were found at left side of boiler. (Thickness measurement not conducted)</p>	

Visual inspection (Unchahar #2)



<p>A. Erosion of water wall tube around short soot blowers</p> <p>Erosion of a number of tubes around short soot blower. (Thickness measurement conducted)</p> <p>Min. 5.3mm (1st tube from left in rear wall at 2nd blower)</p>	
<p>A. Erosion of water wall tubes around burners</p> <p>Erosion of several tubes around burners. (Thickness measurement conducted)</p> <p>Min. 4.7mm</p>	
<p>A. Erosion of water wall tubes near the corners</p> <p>Erosion of several tubes near the corners at short soot blower level. (Thickness measurement conducted)</p> <p>Min. 4.2mm</p>	
<p>B. Erosion of Plates SH rear side tubes at the highest level of soot blower</p> <p>Slight erosion of rear side tubes at the highest level of soot blower. (Thickness measurement conducted)</p> <p>Min. 9.8mm</p>	

Thickness measurement

Thickness measurement (1)

【Equipment】

Ultrasonic thickness meter including a probe with a digital display and waveform indicator.



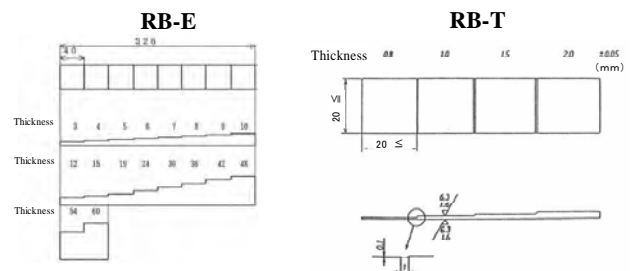
【Couplant】

Glycerin paste or glycerin solution with the 75% concentration or more

Thickness measurement (2)

【Reference block】

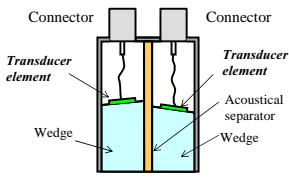
- Reference block: RB-T and RB-E (for regular interval checking and daily checking)



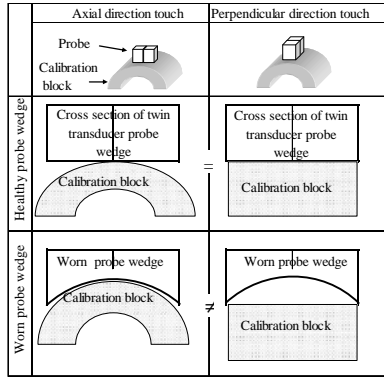
Thickness measurement (3)

【 Original reference block 】

- Carbon steel
- Austenitic steel



Double transducer normal probe



Thickness measurement (4)

【 Acceptance Criteria 】

Measurement result is judged by the calculated value (t_{sr} : thickness required) based on "Technical standards for thermal power generation facilities" and JIS B 8201 : 2005.

$$t_{sr} = (Pd/2\sigma_a + P) + 0.005d \quad (\text{JISB8201})$$

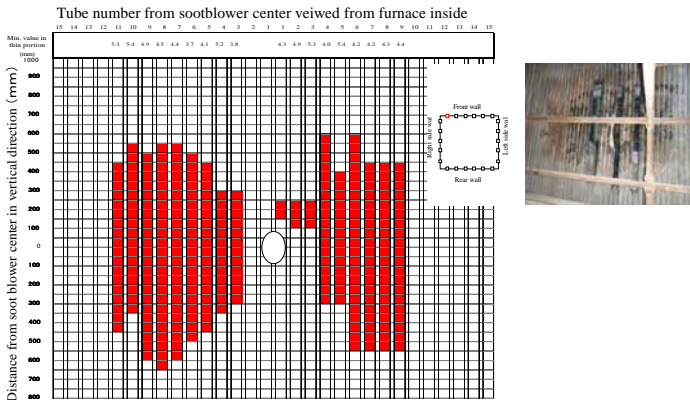
t_{sr} : Minimum required thickness of tube (mm)

P : Maximum operating pressure(MPa)

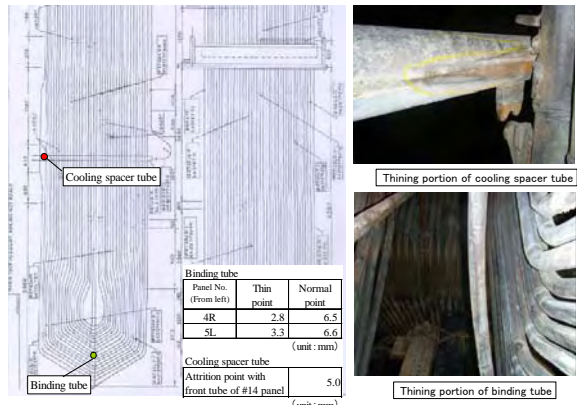
d : Outside diameter of tube (mm)

σ_a : Allowable tensile stress of the material (N/mm²)

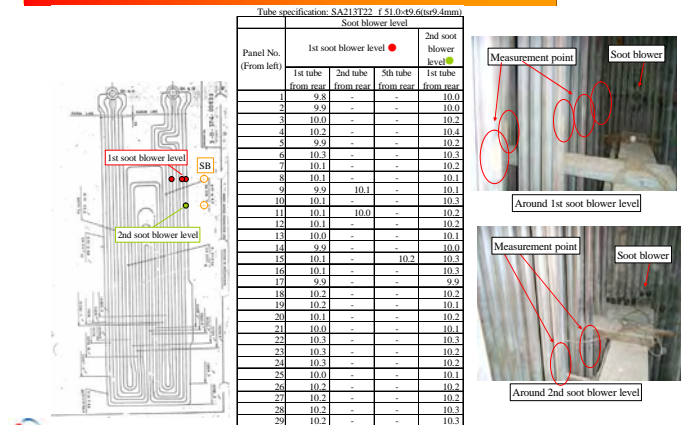
Thickness measurement results of WW (Singrauli #6)



Thickness measurement results of Platen SH (Singrauli #6)



Thickness measurement results of Platen SH (Uncharhar #2)



Thickness measurement results

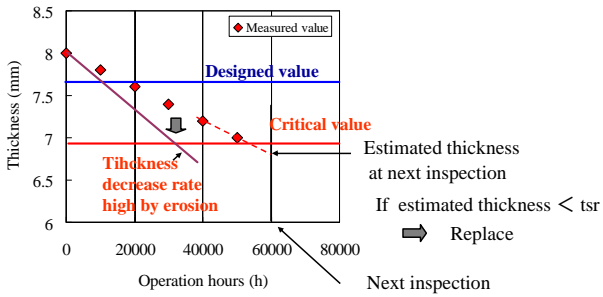
Thickness measurement of tubes (Singrauli #6)									
Tube	Material	Designed			Allowable Stress S (MPa)	t_{sr} (mm)	Measured (Min) (mm)	Note	
		OD (mm)	t (mm)	Pressure P (kg/cm ²)					
Water wall	SA210 Gr.C	51.0	5.6	197.3	416	90.1	5.2	3.7	Erosion around short soot blower
	SA213 TP347H	54.00	9.50	178	540*	92	> 4.9	9.8	
PLATEN SH ST-II	SA213 TP347H	63.50	6.30	178	540*	92	> 5.8	2.8	Attrition with bind tubes
	SA213 TP347H	63.50	6.30	178	540*	92	> 5.8	6.3	Soot blower level (#1 from rear side)
	SA213 TP347H	54.00	6.00	178	540*	92	> 4.9	6.5	Soot blower level (#2 from rear side)

*Designed value of header

Thickness measurement of tubes (Uncharhar #2)									
Tube	Material	Designed			Allowable Stress S (MPa)	t_{sr} (mm)	Measured (Min) (mm)	Note	
		OD (mm)	t (mm)	Pressure P (kg/cm ²)					
Water wall	SA-210, GRA1	63.5	6.3	175.8	404	86.8	6.1	4.2	Erosion around short soot blower
PLATEN SH (ELE 1)	SA 213 T 22	51	9.6	175.8	566	39.7	9.4	9.8	Highest soot blower level
PLATEN SH (ELE 1)	SA 213 T 22	51	9.6	175.8	566	39.7	9.4	9.8	Second highest soot blower level
PLATEN SH (ELE 2)	SA 213 T 22	51	9.6	175.8	566	39.7	9.4	10.0	Highest soot blower level

$t_{sr} = PD/(2S+P)+0.005D$

Thickness management



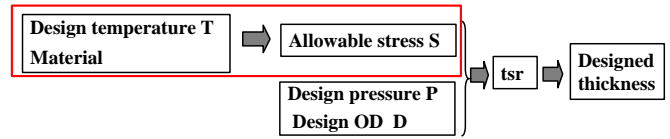
【 Critical thickness value 】

Japan : tsr (thickness shell required) by “Technical standards for thermal power generation facilities”

NTPC : Thickness reduction ratio to designed thickness

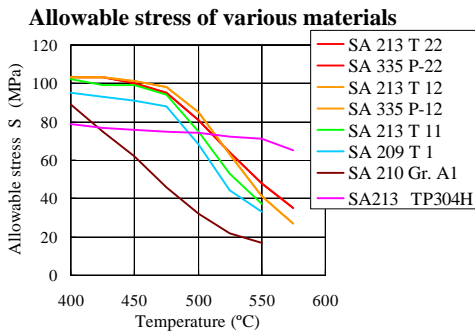
Thickness management

How to determine design thickness in Japan ?



Thickness management

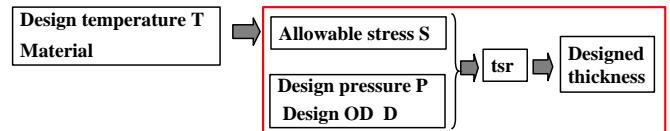
How to determine design thickness in Japan ?



by Technical standards for thermal power generation facilities

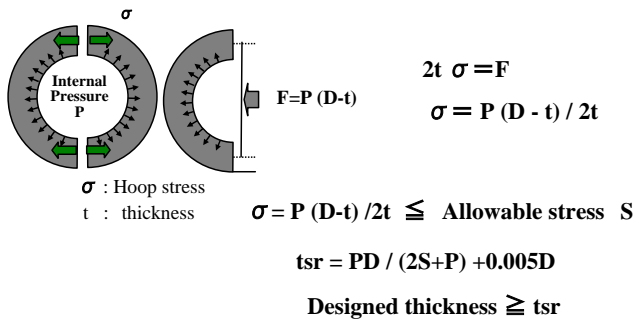
Thickness management

How to determine design thickness in Japan ?



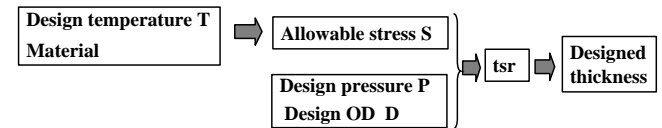
Thickness management

How to determine design thickness in Japan ?



Thickness management

How to determine design thickness in Japan ?



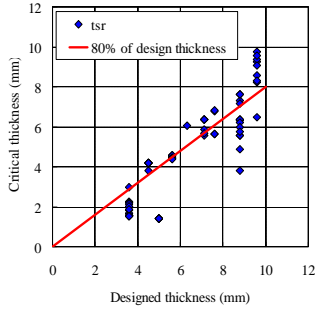
How much margin to be taken from tsr by OEM ?

$$\text{Designed thickness} = \text{tsr} + \text{margin}$$

If the margin is small, 80% of designed thickness is not secure.

If the margin is large, 80% of designed thickness is conservative.

Thickness management criteria



What is to be taken as criteria ?

Where is the origin of designed thickness ?

Integrity calculation documents by OEM is essential.

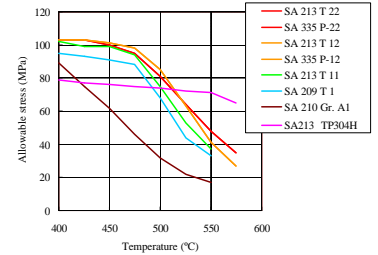
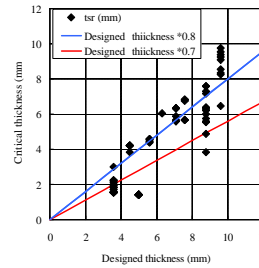
Thickness criterion (Unchahar #2)

Thickness measurement of tubes

Tube	Material	Designed		Temperature (°C)	Allowable Stress S (MPa)	tsr (mm)	Measured (Min) (mm)	Note
		O.D. D(mm)	t (mm)					
Water wall	SA-210, GR.A1	63.5	6.3	175.8	404	86.8	6.1	4.2 Erosion around short soot blower
Platten SH (ELE 1)	SA 213 T 22	51	9.6	175.8	566	39.7	9.4	9.8 Highest soot blower level
Platten SH (ELE 1)	SA 213 T 22	51	9.6	175.8	566	39.7	9.4	9.8 Second highest soot blower level
Platten SH (ELE 2)	SA 213 T 22	51	9.6	175.8	566	39.7	9.4	10.0 Highest soot blower level

O.D.:Outer Diameter
t:Thickness

$$tsr = PD/(2S-P)+0.005D$$



Calculated designed creep life (Unchahar #2)

Creep life calculation of header and pipe based on disigned condition

Header and Pipe	Material	Designed			Allowable Stress S (MPa)	tsr (mm)	Hoop stress (MPa)	Estimated Life(h) calculated by creep rupture data	
		O.D. D(mm)	t (mm)	Temperature (°C)					
Platten SH outlet header	SA 335 P-22	323.9	56	163.8	534	58.2	37.5	8.58E+06	
Re-Heater outlet header	SA 335 P-22	558.8	45	44.1	555	45.4	25.0	9.19E+06	
LTSH outlet header	SA 335 P12	323.9	40	167.6	450	101.0	24.7	60.0	4.81E+08
Links to DESH	SA 335 P12	406.4	45	167.6	450	101.0	31.0	67.6	2.57E+08
DESH	SA 335 P12	406.4	45	167.6	450	101.0	31.0	67.6	2.57E+08
Links from DESH	SA 335 P12	406.4	45	167.6	427	102.8	30.5	67.6	2.25E+09
Platten SH inlet header	SA 335 P12	323.9	40	167.6	427	102.8	24.3	60.0	4.30E+09
Platten SH outlet header	SA 335 P-22	323.9	56	163.8	534	58.2	37.5	35.3	8.58E+06
Links to Final SH	SA 335 P-22	406.4	70	163.4	534	58.2	47.0	35.4	8.49E+06
SH Finish inlet header	SA 335 P-22	406.4	65	163.4	534	58.2	47.0	39.0	5.54E+06
SH Finish outlet header	SA 335 P-22	457.2	100	160.6	535	45.4	63.8	25.0	7.76E+06
Main Steam Pipe	SA 335 P-22	355.6	50.3	160.5	540	54.4	42.8	44.6	1.98E+06
Hot Reheat Pipe	SA 335 P-22	508	28	37.6	540	54.4	16.4	30.9	9.91E+06

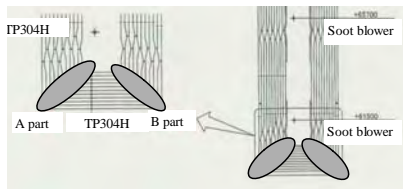
$$tsr = PD / (2S^2 + 2kP) + a \quad (\gamma=1, a=0)$$

k	Temperature(°C)						
	≤ 350	480	510	535	565	590	620
Feritic steel	0.4	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7

Detection technique for scale deposition of SUS (Austenite Steel) boiler tube

Detection technique for scale deposition of SUS (Austenitic Steel) boiler tube (1)

(Background)
Steam oxide scale of austenitic stainless steel (SUS steel) tubes such as TP304, TP321 used for SH and RH, exfoliates and deposits at the bottom inside during long term operation and blocks tube-coolant flow leading to over heat of the tube at down stream side.



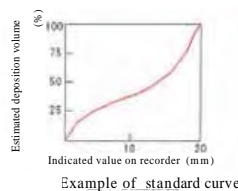
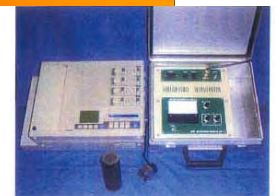
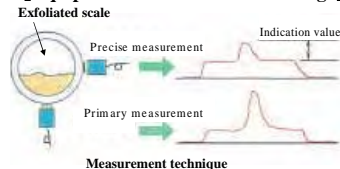
Conventionally γ -ray transmission test method is applied.

From the view point of efficiency and safety

Using the induction principle, the magnetic scale inside of nonmagnetic tube was detected.

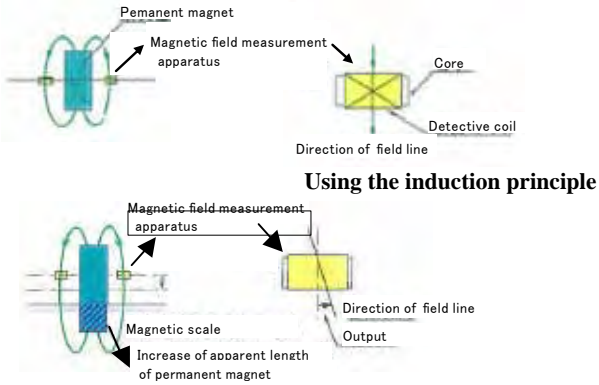
Detection technique for scale deposition of SUS (Austenitic Steel) boiler tube (2)

[Equipment and measurement image]



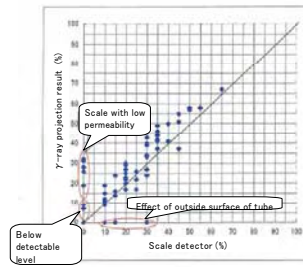
Detection technique for scale deposition of SUS (Austenite Steel) boiler tube (3)

[Detection principle]



Detection technique for scale deposition of SUS (Austenite Steel) boiler tube (4)

[Comparison between γ -ray projection and scale detector results]



[Detectable level]

Detectable level $\geq 10\%$.

[Effect of outside surface of tube]

The effect of magnetic scale on the tube outside and local magnetization of the tube by long term heat.

Suspected signals require to be confirmed by γ -ray detection.

[Scale with low permeability]

The deposit scale with lower permeability than one of reference scale is not detected, such as austenitic stainless steel tips by cutting and limescale etc.

Detection technique for scale deposition of SUS (Austenite Steel) boiler tube (5)

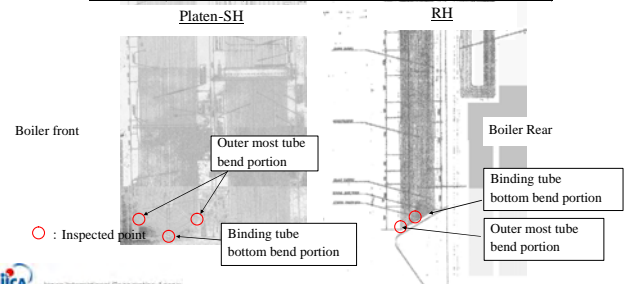
[Confirmation of scale deposition]

It is preferable to apply γ -ray detection besides scale detector, in order to recognize the effect of the outside surface of tube and the existence of the scale with low permeability.

Sampling inspection by γ -ray detection will improve the accuracy of scale deposition estimation.

SUS scale deposition inspection results (Singrauli #6)

Platen SH (outermost tube)		RH (outermost tube)		RH (outermost tube)	
Front		Rear		Front	
Panel No.	Fullness (%)	Panel No.	Fullness (%)	Panel No.	Fullness (%)
14	15	6	15	3	15
20	10	13	10		
21	15	18	10		
		21	15		



SUS scale deposition inspection results (Unchahar #2)

Platen-SH

Platen Super Heater (Outermost tube bend portion)			
Front		Rear	
Panel No.	Fullness (%)	Panel No.	Fullness (%)
17	10	27	15
18	15		
19	10		
20	15		
22	15		

[Remarks]

- Standard curve with $\phi 54.0 \times t 9.5$ was used for evaluation of fullness.
- The signal by magnetization of tube material with heat was recognized at front bend, rear bend and horizontal portion.

Boiler front

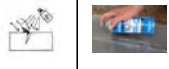




Outer most tube bend portion

Binding tube Bottom bend portion

○: Inspected point

DPT (Liquid Penetrant Testing)





DPT procedure (Platen SH inlet header 4 stub weld portion)

Process	Content	
Pretreatment		Remove oil and dirt on the surface using cleaning agents with the defect opening, then dry thoroughly.
Demosis treatment		Penetrant is painted on the surface. Keep for 5 to 60 minutes, so that penetrant penetrates enough into the defect.
Removal / cleaning process		Penetrant on the surface is removed with dry waste cloth. Then wiped up with moisturized cloth.
Development process		Developing powder is coated on the surface with a thin and uniform coating, after stirring developing powder spray sufficiently. Development time is usually 10 to 30 minutes.
Observation		Observe the surface of test material in a bright place. Crack (flaw) appears as red indication on a white background.

More careful surface treatment with wire blush

More carefully

DPT results (Platen SH inlet header 4 stub weld portion)

	After DPT	After grinding off
【Singrauli #6】 ✓ One linear indication in tube side. ✓ Disappeared after grinding off 1mm depth from surface.		
【Uncahar #2】 ✓ Two circular indication pattern were detected. ✓ After grinding off, a new circular indication pattern appeared, that was not judged as crack.		

DPT (Liquid Penetrant Testing) (1)

【Classification of penetrant indication】

Based on JIS Z 2343-1:2005 「Non-destructive testing—Penetrant testing—Part 1 : General principles—Method for liquid penetrant testing and classification of the penetrant indication」

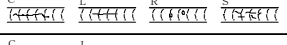
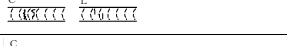
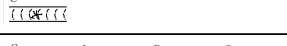
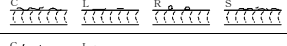
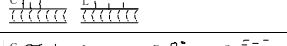
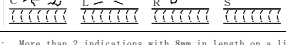
*Classification of the penetrant indication			
Classification of the penetrant indication		Mark	Definition
Isolated penetrant indication	Indication by cracking	C	Indication by cracking
	Indication with linear pattern	L	Indication in length more than 3 times as width except for cracking
	Indication with circular pattern	R	Non linear indication except for cracking
Continuous penetrant indication		F	A number of indication existing on a line
Dispersed penetrant indication		S	A number of indication existing in a constant area

DPT (Liquid Penetrant Testing) (2)

【Classification by the position and direction in weld】

Based on JIS Z 2343-1:2005 「Non-destructive testing—Penetrant testing—Part 1 : General principles—Method for liquid penetrant testing and classification of the penetrant indication」

*Classification by the position and the direction in weld

Position and direction of penetrant indication	Mark	Illustration (C,L,R,S in figures show classification of the penetrant indication)
Longitudinal direction along weld line	A	
Horizontal direction perpendicular to weld line	B	
In weld metal	X	
Longitudinal direction along HAZ line	C	
Horizontal direction perpendicular to HAZ line	D	
In Base metal	E	

8 x 2 F : More than 2 indications with 8mm in length on a line
 (0.5) : 0.5mm depth of flaw

DPT (Liquid Penetrant Testing) (3)

【Criteria for indication by “Technical standards for thermal power generation facilities”】

Based on JIS Z 2343-1:2005 「Non-destructive testing—Penetrant testing—Part 1 : General principles—Method for liquid penetrant testing and classification of the penetrant indication」

- No penetrant indication by crack
- No linear penetrant indication and indication by linear flaw with longer than 1mm in length.
- No circular penetrant indication and indication by circular flaw with longer than 4mm in length.
- In case of 4 or more circular penetrant indications or circular indications by circular flaw located in a line, the spacing between adjacent indications needs to be longer than 1.5mm.
- No more than 10 or more circular penetrant indications or circular indications by circular flaw are included within the rectangular area of 3750mm² (short side length is longer than 25mm)

Ultrasonic testing TOFD (Time of Flight Diffraction)

Ultrasonic testing (1)

Radiographic testing and ultrasonic testing are the typical nondestructive testing that inspects the inside of weld of tubes and pipes. In general, when setting Radiographic film is difficult, the ultrasonic testing is applied.

【Detecting equipment】

- **DSM35 Krautkramer**
Universal UltrasonicFlaw Detector



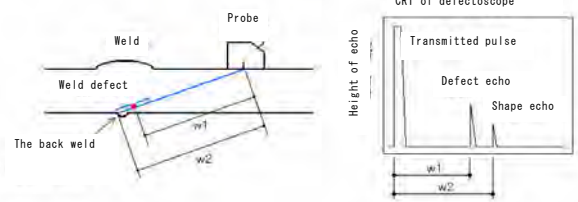
【Couplant】

- **Glycerin paste or glycerin solution**
with the 75% concentration or more.

Ultrasonic testing (2)

【Principle of ultrasonic testing (UT)】

As for the butt-weld joint, "angle beam method" is usually applied because of weld reinforcement.



Ultrasonic testing (3)

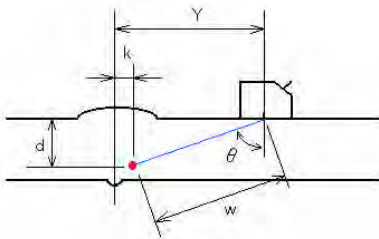
【Calculation of defect position】

Y can be measured with the scale and W can be read from CRT.
The position of the defect can be calculated by the following formula.

$$d = W \times \cos \theta$$

$$k = Y - W \times \sin \theta$$

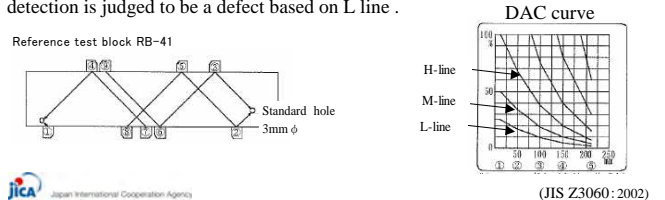
θ (angle of refraction) is measured beforehand, usually using nominal value 40,45,60,65,70.



Ultrasonic testing (4)

【Distinction of defect and measurement of echo height】

The echo that appears on CRT is judged whether a defect or not (shape echo) from the reflection source and the echo height. The reflection source is calculated from d and k in equations. If it is located in the weld, the echo is judged to come from a weld defect. The H-line is defined by linking the heights of the echo on CRT that reflects at the drilled hole with 3mm in the diameter of reference test block RB41. M-line is a half of H-line (-6db), L-line is a quarter of the height of H-line (-12db). These lines are called as "Dividing curves of echo height". That is made before flaw detection. The echo that exceeds L line in this echo height area during scanning the probe for flaw detection is judged to be a defect based on L line.

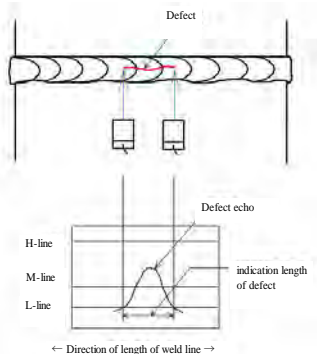


Ultrasonic testing (5)

【Measurement of length of defect】

The range that exceeds L line during scanning the probe along the direction of the weld line is defined as "the indication length of defect".

(JIS Z3060:2002)



Ultrasonic testing (6)

【Classification of flaw】

Echo height area and classification of flaw by indication length of flaw						
Area	III in case of level M detection II and III in case of level L detection			IV		
	18 ≤ t	18 < t ≤ 60	60 < t	18 ≤ t	18 < t ≤ 60	60 < t
Classification						
The first class	≤ 6	≤ t/3	≤ 20	≤ 4	≤ t/4	≤ 15
The second class	≤ 9	≤ t/2	≤ 30	≤ 6	≤ t/3	≤ 20
The third class	≤ 18	≤ t	≤ 60	≤ 9	≤ t/2	≤ 30
The fourth class	The one exceeding the third class					
JIS Z3060:2002						
from appendix 7 of examining ultrasonic wave of welded steel joint						

Ultrasonic testing (7)

【Acceptance Criteria】

To satisfy either of the following (1) or (2).

- (1) Height of the reflected wave from the flaw in the weld on CRT must be below the height of reflected wave from the reference hole corrected by the probe to flaw distance.
- (2) The length of the flaw from which the height of the reflected wave on CRT beyond the height of reflected wave from the reference hole corrected by probe to flaw distance, must be the value or less as shown below.

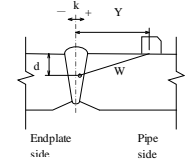
Division of thickness of weld(mm)	Length(mm)
$t \leq 18$	6
$18 < t \leq 57$	1/3 of thickness of weld
$57 < t$	19

*Technical standards for thermal power generation facilities

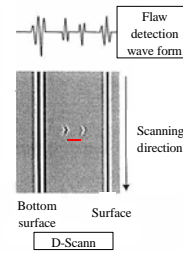
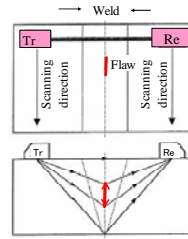
TOFD (Time of Flight Diffraction) method (1)

【UT inspection】

- ✓ Angle beam probe detection
- ✓ Angle of refraction 70°



【TOFD inspection】



- ✓ High inspection efficiency
- ✓ Flaw sizing in depth direction
- ✓ High sensitivity

TOFD (Time of Flight Diffraction) method (2)

Time of Flight Diffraction (TOFD) method of Ultrasonic inspection is a very sensitive and accurate method for nondestructive testing of welds for defects.

【Detecting equipment】

- μ -Tomoscan(R/D Tech)
 - Amplitude linearity: within $\pm 3\%$ based on JIS Z 2352 4.1.
 - Time base linearity: within $\pm 1\%$ of full scale based on JIS Z 2352 4.2.

【Probes and Wedges】

- Probes for transmission and receiver are the longitudinal wave angle beam probe with the same performance.
 - Wave frequency: 2~10MHz
 - Resonator dimensions: 0.25in~0.5in
 - Wedges: the longitudinal wave angle 45° or 60°

【Couplant】

Glycerin paste or glycerin solution with the 75% concentration or more.

TOFD (Time of Flight Diffraction) method (3)

【Test sample】

- Test sample with same dimension as inspected part is preferable .

【An example of selection of transducers and transducers spacing】

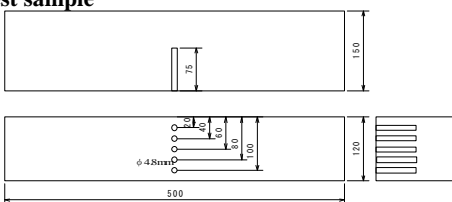
Thickness of sample (mm)	Number of pair of transducers	Center wave frequency (MHz)	Dimension of transducers (mm)	Nominal refractive angle ($^\circ$)	Transducers spacing (mm)
25	1 pair	5~10	2~6	60	58
90	2 pairs	5~10	2~6	60	69
		2~5	6~12	45	140

TOFD (Time of Flight Diffraction) method (4)

【Sensitivity of detection】

- The sensitivity of detector is adjusted at the 80% of echo height from the horizontal cave that is the lowest echo. Also the noise level is kept at lower than 5 to 10%.

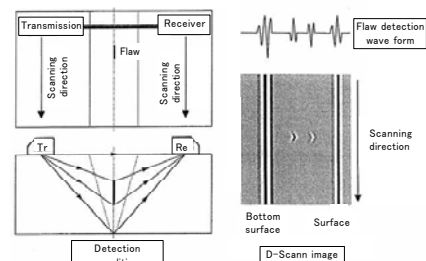
Test sample



TOFD (Time of Flight Diffraction) method (5)

【Flaw detection】

- The pair of probes across the weld line is manually scanned in the direction parallel to the weld.
- The range of flaw to detect is within the extent to 1 inch (25.4mm) away from weld potion.

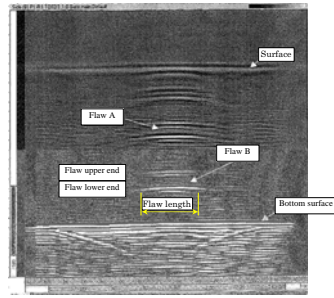


TOFD (Time of Flight Diffraction) method (6)

【Evaluation】

➢ Flaw (depth, length and height) is evaluated by D-scan image.

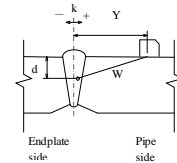
An example of flaw image by D-scan



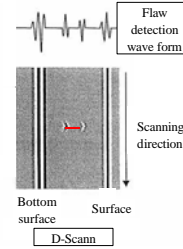
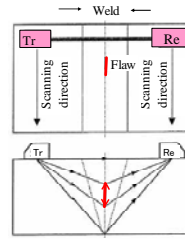
UT& TOFD inspection

【UT inspection】

- ✓ Angle beam probe detection
- ✓ Angle of refraction 70°



【TOFD inspection】



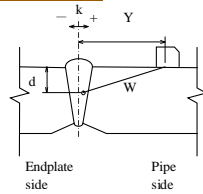
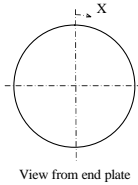
- ✓ High inspection efficiency
- ✓ Flaw sizing in depth direction
- ✓ High sensitivity

UT inspection results (Singrauli #6)

UT · TOFD inspection location



(RH outlet header)



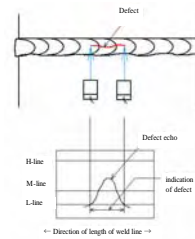
UT detection results

Flaw ?	X	Y	W	d	k	Region of echo height	l	Remarks
1	582	93	104.6	37.5	-4.7	II	10	Out of scope of TOFD inspection
2	820	122	129.2	46.3	1.4	III	34	
3	940	51	26.8	9.6	26	II	6	
4	1110	101	101.3	36.3	6.4	II	8	

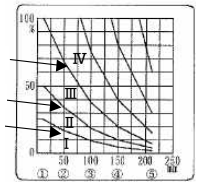
UT inspection results (Singrauli #6)

UT detection results

Flaw ?	X	Y	W	d	k	Region of echo height	l	Remarks
1	582	93	104.6	37.5	-4.7	II	10	Out of scope of TOFD inspection
2	820	122	129.2	46.3	1.4	III	34	
3	940	51	26.8	9.6	26	II	6	
4	1110	101	101.3	36.3	6.4	II	8	



Dividing curves of echo height



【Acceptance Criteria】

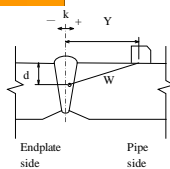
Division of thickness of weld (mm)	Length (mm)
$t \leq 18$	6
$18 < t \leq 57$	1/3 of thickness of weld
$57 < t$	19

*Technical standards for thermal power generation facilities

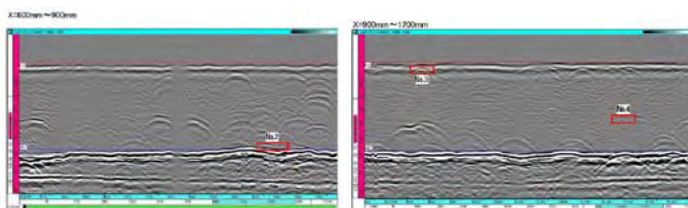
Correspondence between UT and TOFD inspection result (Singrauli 6 unit)

UT detection results

Flaw ?	X	Y	W	d	k	Region of echo height	l	Remarks
1	582	93	104.6	37.5	-4.7	II	10	Out of scope of TOFD inspection
2	820	122	129.2	46.3	1.4	III	34	
3	940	51	26.8	9.6	26	II	6	
4	1110	101	101.3	36.3	6.4	II	8	



【 TOFD inspection result 】



UT inspection results (Unchar #2)

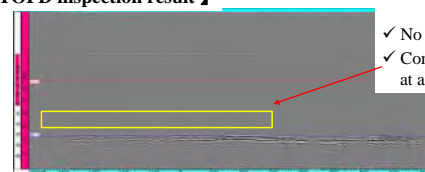
UT · TOFD inspection location



(Final SH outlet header)

- ✓ No flaw echo exceeding the criteria was detected by UT.

【 TOFD inspection result 】

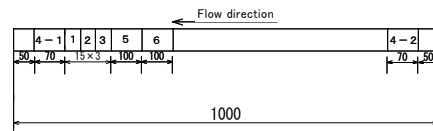


- ✓ No flaw echo judged as a crack.
- ✓ Continuous subtle flaw echoes at about 80mm in depth from surface.

Sample tube inspection

Sample tube inspection (1)

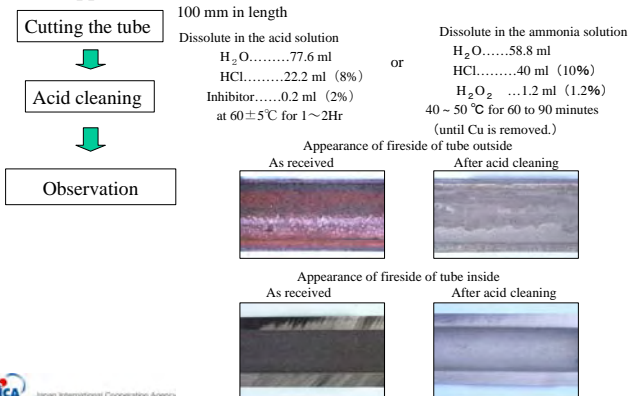
【Examination items】



- 1: Scale thickness on inner surface of tube • Microstructure
- 2: Hardness
- 3: Tube Dimension
- 4-1: Scale volume on inner surface of tube (upper side)
Observation of scale surface
- 4-2: Scale volume on inner surface of tube (under side)
- 5: Scale composition • Appearance of tube
- 6: Preservation

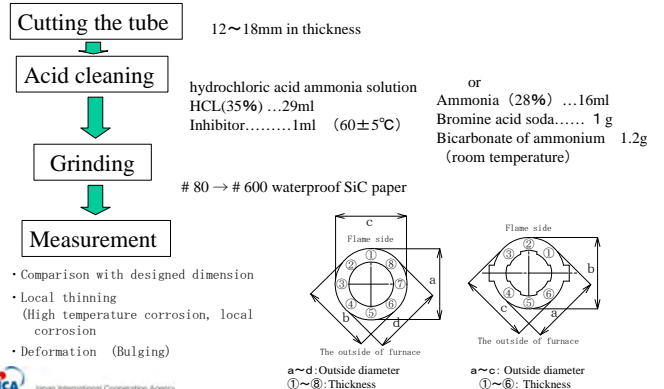
Sample tube inspection (2)

【 Tube appearance observation 】



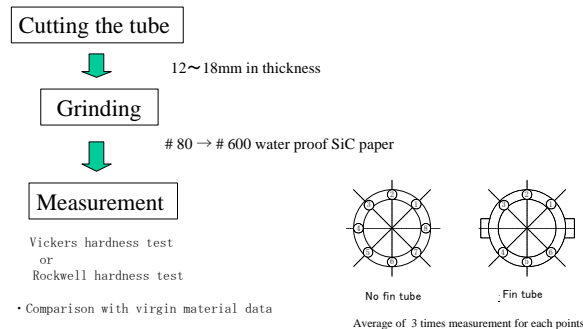
Sample tube inspection (3)

【 Tube Dimension 】



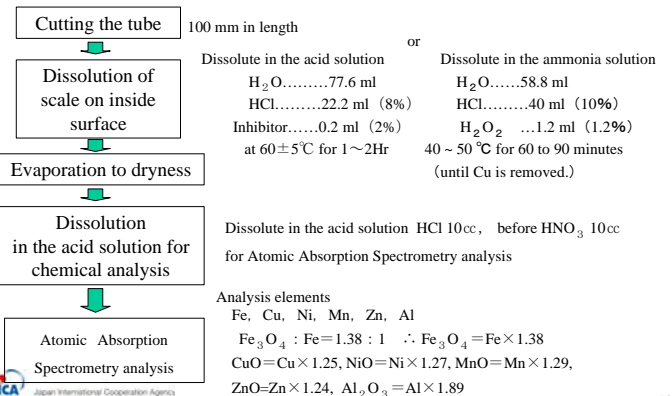
Sample tube inspection (4)

【 Hardness measurement 】



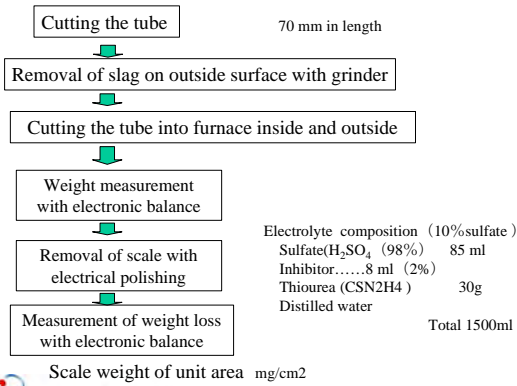
Sample tube inspection (5)

【 Scale composition analysis 】



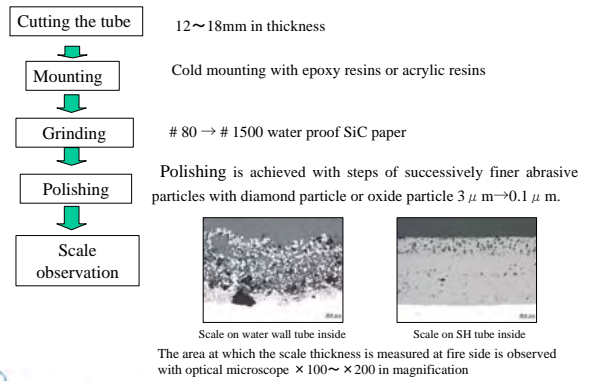
Sample tube inspection (6)

【Scale adhesion volume】



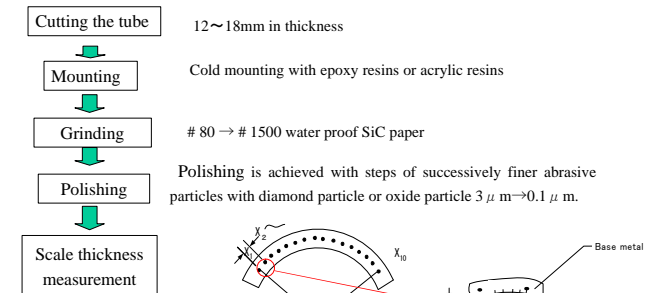
Sample tube inspection (7)

【Scale observation】



Sample tube inspection (8)

【Scale thickness measurement】

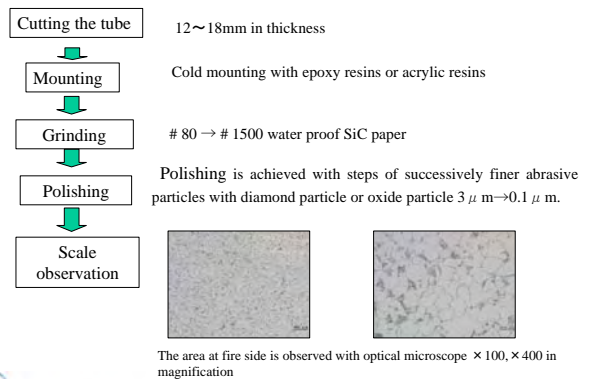


- Average thickness in 90° (180°) of sample area
- Maximum thickness of scale
- Scale conversion rate (Combined with the results of scale volume)

Scale conversion rate = μm / mg · cm²

Sample tube inspection (9)

【Microstructural observation】



Sample tube inspection (Sample tube specification Singrauli #6)

Sample	Material	Designed OD × t (mm)	Designed Temperature (°C)	Designed Pressure (MPa)
Platen-SH #12-3	SA213T11※	φ 47.63 × t8.6	Not available	17.46
	SA213T11	φ 47.63 × t10.0	Not available	
RH #3-1 (in penthouse)	SA213T22※	φ 54.0 × t5.6	540	5.27
	SA213T22	φ 54.0 × t5.6	540	
RH #14-5 (in furnace)	SA213T22	φ 54.0 × t4.5	Not available	5.27
	SA213T11※	φ 54.0 × t4.0	Not available	

Chemical composition analysis results by spark discharge optical emission analysis (wt%)

Sample tube	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo
Platen-SH#12-3	0.10	0.53	0.38	0.026	0.012	1.14	0.46
RH #3-1 (in penthouse)	0.10	0.28	0.45	0.013	0.008	2.20	0.95
RH #14-5 (in furnace)	0.10	0.67	0.41	0.006	0.008	1.30	0.58
SA213T11 (JIS-STBA23)	≤0.15	0.50~1.00	0.30~0.60	≤0.030	≤0.030	1.00~1.50	0.45~0.65
SA213T22 (JIS-STBA24)	≤0.15	≤0.50	0.30~0.60	≤0.030	≤0.030	1.90~2.60	0.87~1.13

Sample tube inspection (Sample tube specification Unchahar #2)

Sample	Material	Designed OD × t (mm)	Designed Temperature (°C)	Designed Pressure (MPa)
Platen-SH #3-8	SA213T22	φ 51.0 × t9.6	553	17.24
	SA213T11※	φ 51.0 × t7.1	503	
Final-SH #1	SA213T22	φ 51.0 × t9.6	554	17.24
	SA213T22※	φ 51.0 × t8.8	545	
Final-SH #119	SA213T22	φ 51.0 × t9.6	545	17.24
	SA213T22※	φ 51.0 × t8.8	534	

Chemical composition analysis results by spark discharge optical emission analysis (wt%)

Sample tube	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo
Platen-SH #3-8	0.09	0.58	0.44	0.032	0.010	1.12	0.49
Final-SH #1	0.10	0.24	0.42	0.030	0.012	2.20	0.95
Final-SH #119	0.10	0.24	0.42	0.030	0.013	2.22	0.96
SA213T11 (JIS-STBA23)	≤0.15	0.50~1.00	0.30~0.60	≤0.030	≤0.030	1.00~1.50	0.45~0.65
SA213T22 (JIS-STBA24)	≤0.15	≤0.50	0.30~0.60	≤0.030	≤0.030	1.90~2.60	0.87~1.13

Portable chemical analysis equipment (for information)

Portable chemical composition analysis by spark excitation



Sample tube inspection items

Singrauli #6 Sample tube	Inspection item						
	1 Outer surface appearance	2 Internal surface appearance	3 Tube dimension + Hardness	4 Metallography	5 Scale analysis	6 RLA by microstructure degradation	7 Creep rupture test
Platen-SH #12-3	○	○	○	○	○	○	○
RH #3-1 (in penthouse)	○	○	○	○	○	○	○
RH #14-5 (in furnace)	○	○	○	○	○	○	○

Unchahar #2 Sample tube	Inspection item						
	1 Outer surface appearance	2 Internal surface appearance	3 Tube dimension + Hardness	4 Metallography	5 Scale analysis	6 RLA by microstructure degradation	7 Creep rupture test
Platen-SH	○	○	○	○	○	○	○
Fainal-SH#1	○	○	○	○	○	○	○
Fainal-SH#119	○	○	○	○	○	○	○

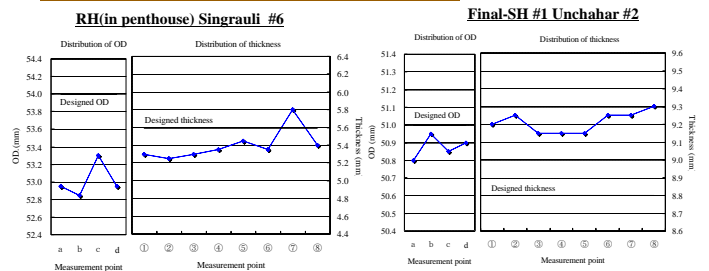
Sample tube inspection (Outer surface appearance)



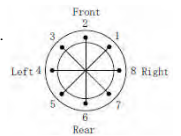
- ✓ Trace of corrosion at outside surface
- ✓ Slightly rough condition at inside surface

Dissolve in the acid solution
 H₂O.....77.6 ml
 HCl.....22.2 ml (8%)
 Inhibitor.....0.2 ml (2%)
 at 60 ± 5°C for 1 ~ 2Hr

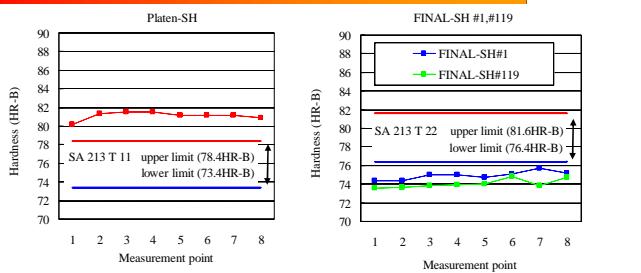
Sample tube inspection (Tube dimension)



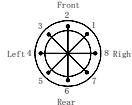
- ✓ OD of RH tubes in penthouse and in furnace was less than designed value.
- ✓ Thickness of RH tubes in penthouse was less than designed value.
- ✓ OD of each tube was less than designed value.
- ✓ Thickness of each tube was larger than the designed value.



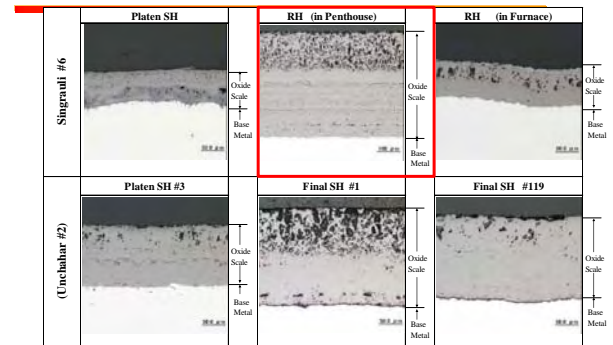
Sample tube inspection (Hardness)



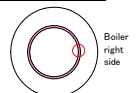
- ✓ Hardness values were stable in circumferential direction.
- ✓ Measured values in SA213T11 were higher than the normal value of virgin material by Japanese steel manufacturer.
- ✓ Measured values in SA213T22 were lower than the normal value of virgin material by Japanese steel manufacturer.



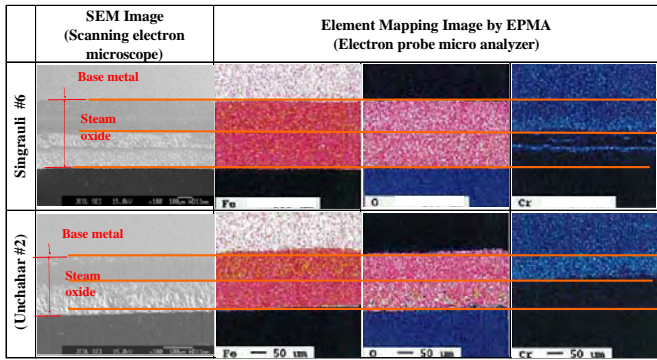
Sample tube inspection (Steam oxide scale adhering condition)



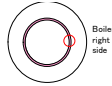
- ✓ Among singrauli #6 tubes, average thickness of steam oxide scale was remarkably large in RH tube(in penthouse) 500 μ m.



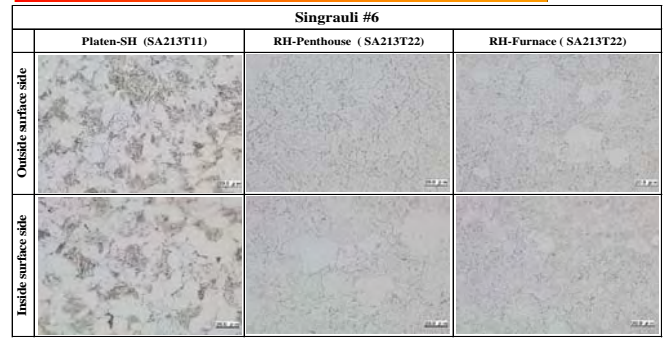
Sample tube inspection (Steam oxide scale composition analysis)



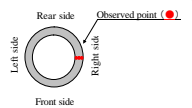
✓ Dual layer composed of inner layer (Fe, O, Cr) and outer layer (Fe, O).



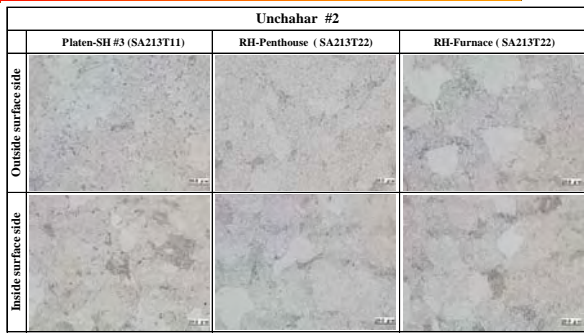
Sample tube inspection (Metallography)



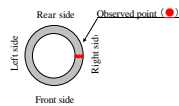
✓ Slight degradation observed in RH-Penthouse (SA213T22).



Sample tube inspection (Metallography)



✓ No remarkable degradation for each tube

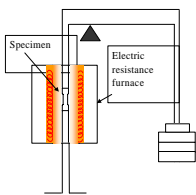


Creep rupture test

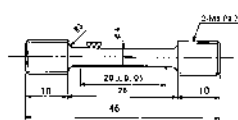
Creep rupture test (1)

Creep rupture test is the most reliable method to evaluate the remaining creep life.

(Test machine)



(Example of specimen for creep rupture test)



➢ The larger size of specimen is better because of oxidation during the test.

(Test condition)

- Test condition is determined based on the hoop stress under operational condition.
- In order to shorten the test time, test stress or temperature are set at higher than operational condition.

Creep rupture test (Parameter method) (2)

(Example of test condition and result by parameter method)

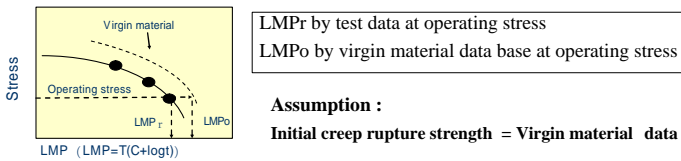
- The lowest stress is almost same stress as operational stress . The temperature is set so that the estimated creep rupture time is within about 3000hrs .
- With the test temperature and rupture time, LMP (Larson-Miller parameter) is obtained.

Sample	Material	Test condition		Estimated rupture time (h)	Rupture time t (h)	Rupture LMP C=15.8
		Temperature T (°C)	Stress (MPa)			
2nd SH tube	A213 T22	670	30	2,500	1,200	17,806
		670	40	1,500	600	17,522
		670	50	800	400	17,356
		670	60	400	100	16,788

$$LMP = (273.15+T) (C+\log t)$$

Creep rupture test (Parameter method) (3)

➤ If the reliable virgin material data is available, the equivalent temperature can be estimated and residual life is evaluated with the equivalent temperature instead of designed temperature.



Residual life "tr" at a temperature T : $tr = 10^{(LMP_r/T - C)}$
The whole life "t" of the virgin material at a temperature T : $t = 10^{(LMP_o/T - C)}$
To hold the assumption that "t = tr + to (to: operating hour)", appropriate T_E can be determined.
The residual life tr is calculated at temperature T_E
 $tr = 10^{(LMP_o/(273.15+T_E) - C)}$

Creep rupture test (Isostress method) (4)

(Example of test condition and result)

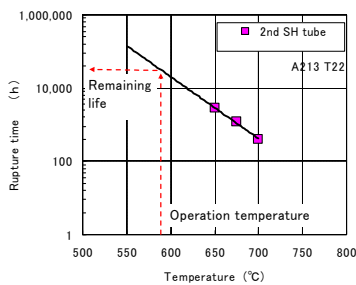
- The stress is set same as operational stress .
- The lowest temperature is set so that the estimated creep rupture time is within about 3000hrs .

Sample	Material	Test condition		Estimated rupture time	Rupture time t (h)
		Temperature T (°C)	Stress (MPa)		
2nd SH tube	A213 T22	650	30	2,500	2,400
		675	30	1,000	1,200
		700	30	200	400

Creep rupture test (Isostress method) (5)

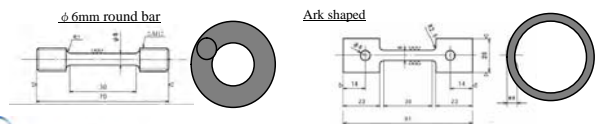
(Evaluation of test result by Isostress method)

- The rupture time is extrapolated to operation temperature.



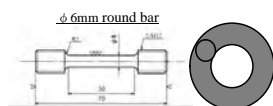
Creep rupture test (condition and test specimens) Singrauli #6

Sample tube	Portion	Material	Test condition		Shape of specimen
			Tem. (°C)	Stress (MPa)	
Platen-SH	Base Metal	SA213T11	665	49.0	φ 6mm round bar
			665	63.7	
			700	38.3	
	Weld Metal	SA213T11	665	49.0	
			665	63.7	
			700	38.3	
RH(in furnace)	Base Metal	SA213T11	665	44.1	Arc shaped
			665	58.8	
			700	27.9	
	Weld Metal	SA213T11	665	44.1	
			665	58.8	
			700	27.9	

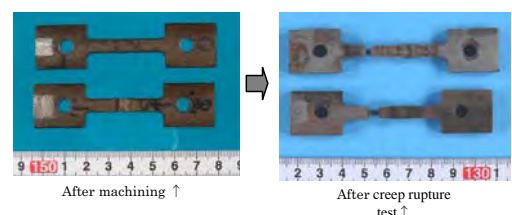
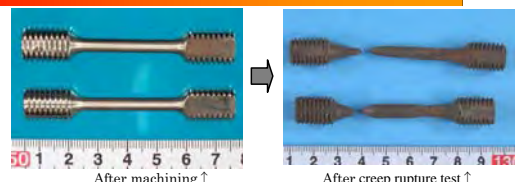


Creep rupture test (condition and test specimens) Unchahar #2

Sample tube	Portion	Material	Test condition		Shape of specimen
			Tem. (°C)	Stress (MPa)	
Platen-SH	Base Metal	SA213T11	635	68.6	φ 6
			635	83.4	
			665	45.9	
	Weld Metal	SA213T11	665	68.6	
			665	83.4	
			700	45.9	
Final-SH #119	Base Metal	SA213T22	665	63.7	φ 6
			665	78.5	
			700	38.3	
	Weld Metal	SA213T22	665	63.7	
			665	78.5	
			700	38.3	



Creep rupture test specimens before and after testing

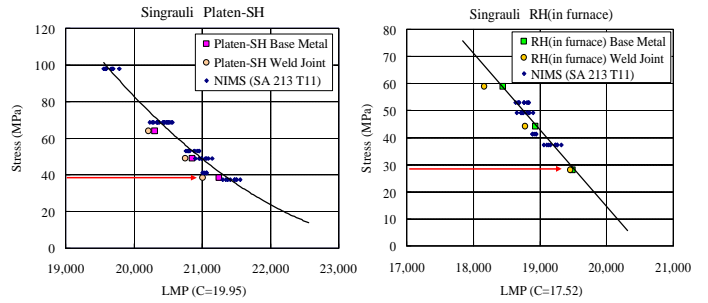


Creep rupture test results Singrauli #6

Component	Material	Test condition		Rupture time t (h)	LMP* C=19.95	Fracture elongation (%)	Reduction of area (%)
		Temp. T (°C)	Stress (MPa)				
Platen-SH	Base Metal SA 213 T11	665	49.0	187.7	20,852	102	97
		665	63.7	48.7	20,302	87	94
		700	38.3	76.1	21,248	88	94
	Weld Metal SA 213 T11	665	49.0	149.0	20,758	36	92
		665	63.7	39.0	20,212	44	92
		700	38.3	43.5	21,012	35	95
Component	Material	Test condition		Rupture time t (h)	LMP* C=17.52	Fracture elongation (%)	Reduction of area ** (%)
		Temp. T (°C)	Stress (MPa)				
RH(in furnace)	Base Metal SA 213 T11	665	44.1	457.0	18,933	53	57
		665	58.8	139.2	18,448	62	63
		700	27.9	319.4	19,488	39	55
	Weld Metal SA 213 T11	665	44.1	310.9	18,776	20	52
		665	58.8	69.3	18,164	13	53
		700	27.9	296.8	19,457	16	56

- *LMP=(273.15+T) (C+log t)
- Fracture elongation: (L-Lo)/Lo, Lo: Initial gauge length, L: Gauge length after rupture
- Reduction of area: (Ao-A)/Ao, Ao: Initial cross sectional area, A: cross sectional area after rupture

Creep rupture test results Singrauli #6



NIMS :Natal Institute of Materials Science

- ✓Creep rupture strength of base metal in Platen-SH is lower than NIMS data.
- ✓ Creep rupture strength of base metal in RH (in furnace) is almost same as NIMS data.

* LMP=(273.15+T) (C+log t)

Residual life evaluation by creep rupture test Singrauli #6

Component	Material	Hoop Stress σ (MPa)	Parameter method (evaluated at designed temp.)		Residual life tr (h)	Creep life consumption ratio φc to/(to+tr)	Evaluated residual life tr/2 (h)
			LMP obtained by creep rupture test C=19.95 (SH) C=17.52 (RH)	Designed temp. T (°C)			
Platen-SH	Base Metal SA 213 T11	38.3	21,248	540(※1)	1,505,000	0.10	750,000
	Weld Joint SA 213 T11	38.3	21,012	540(※1)	770,000	0.18	380,000
RH(in furnace)	Base Metal SA 213 T11	27.9	19,488	540(※2)	2,783,000	0.06	1,300,000
	Weld Joint SA 213 T11	27.9	19,457	540(※2)	2,549,000	0.06	1,200,000

- ※1; Designed temp. at Platen-SH Outlet Header
- ※2; Designed temp. at RH Outlet Header
- Operation hours to: 172000 h

- ✓ Hoop stress $\sigma = P(D-t) / 2t$
where P : Designed pressure
D : Measured OD of sample tube
t : Measured thickness of sample tube
- ✓ $tr = 10 (LMP/(273+T)-C)$

Residual life evaluation by creep rupture test Singrauli #6

Component	Material	Hoop Stress σ (MPa)	Parameter method (evaluated at equivalent temp.)				Residual life tr (h)	Creep life consumption ratio φc to/(to+tr)	Evaluated residual life tr/2 (h)
			LMP obtained by creep rupture test C=19.95 (SH) C=17.52 (RH)	LMPo by NIMS virgin material C=19.95 (SH) C=17.52 (RH)	Equivalent temperature Te (°C)	Residual life tr (h)			
Platen-SH	Base Metal SA 213 T11	38.3	21,248	21,339	553	598,000	0.22	290,000	
	Weld Joint SA 213 T11	38.3	21,012	21,339	553(※3)	309,000	0.36	150,000	
RH(in furnace)	Base Metal SA 213 T11	27.9	19,488	19,531	551	1,347,000	0.11	670,000	
	Weld Joint SA 213 T11	27.9	19,457	19,531	551(※3)	1,235,000	0.12	610,000	

- ※3; Same equivalent temperature used as base metal
- Operation hours to: 172000 h

Assumption : Initial creep rupture strength = NIMS data

$$LMPo = (273.15 + T_E) (C + \log (to + tr))$$

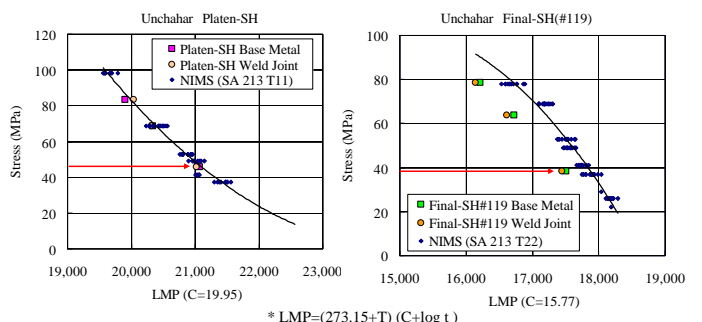
$$tr = 10 (LMP/(273.15 + T_E) - C)$$

Creep rupture test results Unchahar #2

Component	Material	Test condition		Rupture time t (h)	LMP C=19.95	Fracture elongation (%)	Reduction of area (%)	Remark
		Temp. T (°C)	Stress (MPa)					
Platen-SH	Base Metal SA 213 T11	635	68.6	278.7	20,341	62	94	Ruptured
		635	83.4	90.8	19,899	57	91	Ruptured
		665	45.9	322.4	21,072	86	94	Ruptured
	Weld Metal SA 213 T11	635	68.6	264.3	20,320	16	81	Ruptured
		635	83.4	127.5	20,033	18	82	Ruptured
		665	45.9	287.5	21,026	13	80	Ruptured
Component	Material	Test condition		Rupture time t (h)	LMP C=17.77	Fracture elongation (%)	Reduction of area (%)	Remark
		Temp. T (°C)	Stress (MPa)					
Final-SH#119	Base Metal SA 213 T22	665	63.7	113.1	16,725	69	91	Ruptured
		665	78.5	32.1	16,212	55	92	Ruptured
		700	38.3	162.6	17,503	67	94	Ruptured
	Weld Metal SA 213 T22	665	63.7	86.0	16,614	30	84	Ruptured
		665	78.5	27.3	16,146	31	83	Ruptured
		700	38.3	143.7	17,451	22	81	Ruptured

LMP=(273.15+T) (C+log t)

Creep rupture test results Unchahar #2



* LMP=(273.15+T) (C+log t)

- ✓Creep rupture strength of SA 213 T22 is lower than NIMS data.
- ✓ Creep rupture strength of SA213 T11 is almost same as NIMS data.

Creep rupture test results Unchahar #2

Parameter method (evaluated at designed temp.)								
Component	Material	Hoop Stress (MPa)	LMP obtained by creep rupture test		Designed temp. T (°C)	Residual life tr (h)	Creep life consumption ratio ϕ_c to/(to+tr)	Evaluated residual life tr/2 (h)
			C=19.95 (T11)	C=15.77 (T22)				
Platen-SH	Base Metal	SA 213 T11	45.9	21,072	503	15,726,180	0.01	7,800,000
	Weld Joint	SA 213 T11	45.9	21,026	503	13,692,433	0.01	6,800,000
Final-SH#119	Base Metal	SA 213 T22	38.3	17,503	534	812,994	0.15	400,000
	Weld Joint	SA 213 T22	38.3	17,451	534	700,466	0.17	350,000

Operation hours to: 139098 h

Parameter method (evaluated at equivalent temp.)								
Component	Material	Hoop Stress (MPa)	LMPo by NIMS virgin material		Equivalent temperature Te (°C)	Residual life tr (h)	Creep life consumption ratio ϕ_c to/(to+tr)	Evaluated residual life tr/2 (h)
			C=19.95 (T11)	C=15.77 (T22)				
Platen-SH	Base Metal	SA 213 T11	45.9	21,072	573	82,798	0.63	41,000
	Weld Joint	SA 213 T11	45.9	21,026				
Final-SH#119	Base Metal	SA 213 T22	38.3	17,503	573(※2)	71,826	0.66	35,000
	Weld Joint	SA 213 T22	38.3	17,451				

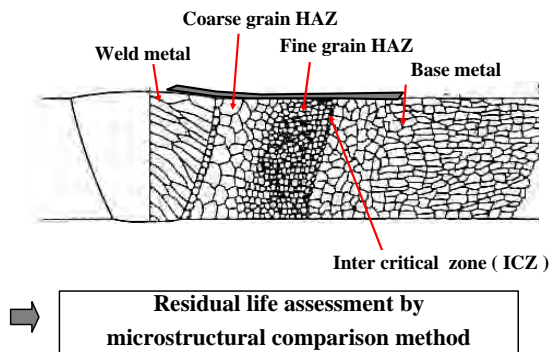
※1: Equivalent temperature could not be evaluated since the test results for base metal in Platen-SH tube indicate higher creep rupture strength than NIMS data.

※2: Same equivalent temperature used as base metal

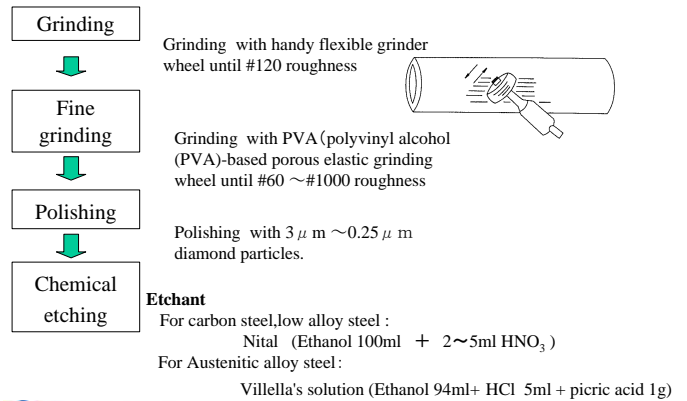
Sampling of replica and extracted replica

Sampling of replica and extracted replica (1)

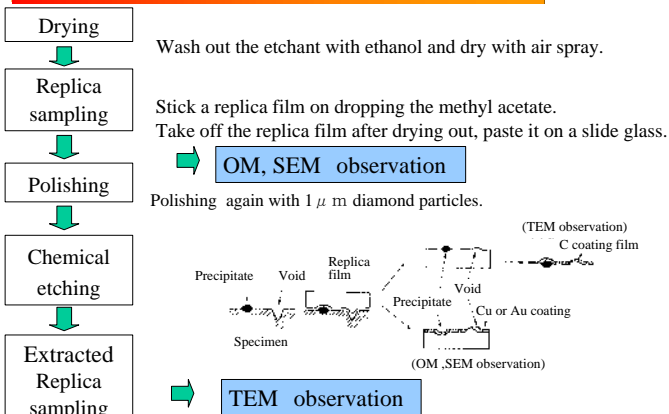
Microstructure of weld portion cross section



Sampling of replica and extracted replica (2)



Sampling of replica and extracted replica (3)



Boiler remaining life assessment

Japanese Boiler RLA Guideline (1)

To extend periodical inspection interval 2 year to 4year after 100,000 hours operation.

(1) Degradation factor to be evaluated

- Creep rupture remaining life
(Designed temperature beyond 450°C)

(2) Components to be evaluated

- Furnace evaporation header
- Super heater header or Main steam pipe
- Reheater header or High temperature reheat pipe

Representative points among high heat loaded and high stressed portion in these components



Japanese Boiler RLA Guideline (2)

(3) Method to assess the remaining life

- More than one method used as shown in table below

Method	Guideline		This study	
	Base metal	Weld (HAZ)	Base metal	Weld (HAZ)
Hardness measuring	—	○		
Electrical resistance	—	○		
Chemical composition of carbide	○	○		
Creep cavity evaluation	—	○		
Microstructural comparison	○	○	○	○
Ultra sonic scattering noise	—	○		
Interparticle spacing	○	—		
Crystal grain deformation	○	—		
Destructive test	○	○		
Analytical method	○	○		

○ : applicable, — : not applicable

(4) Effective (countable) remaining life

- 1/2 of remaining life evaluated by above methods



Microstructural comparison method outline

Remaining life synthetically evaluated by three types of damage related to the creep damage ratio as shown below.

【Base metal】

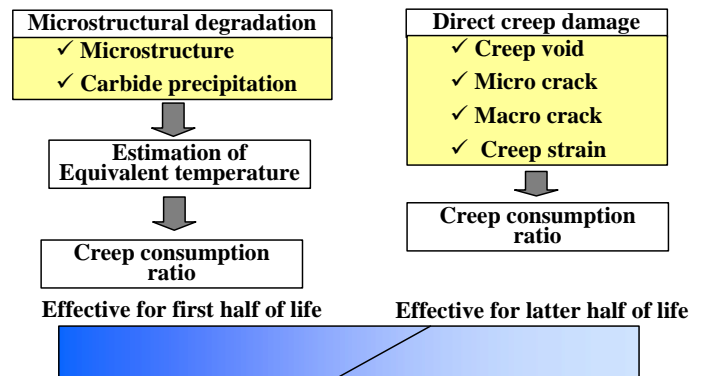
- Evaluation of average diameter of grain boundary precipitates
- Comparison with the reference picture of microstructure
- Comparison with the reference picture of carbide precipitation

【Weld metal】

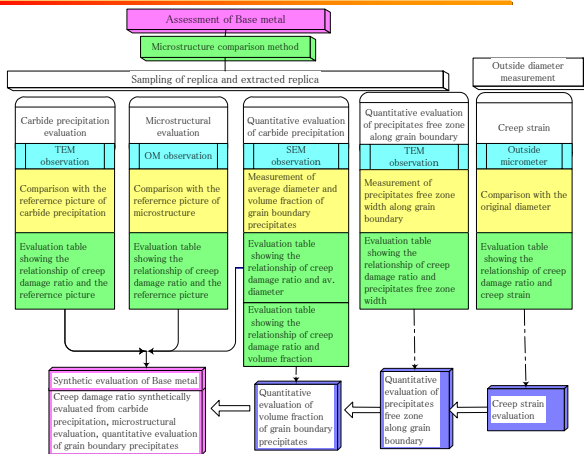
- Comparison with the reference picture of creep void and micro crack
- Comparison with the reference picture of microstructure
- Comparison with the reference picture of carbide precipitation



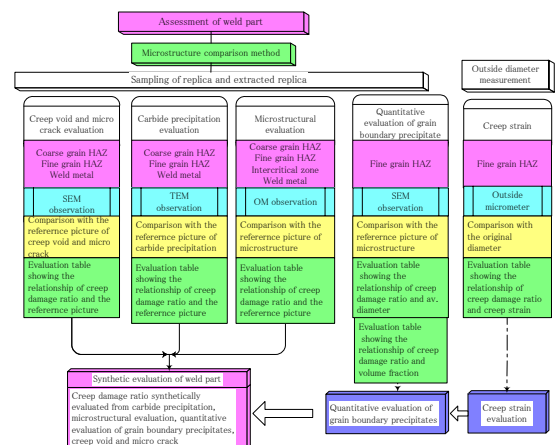
Microstructural comparison method



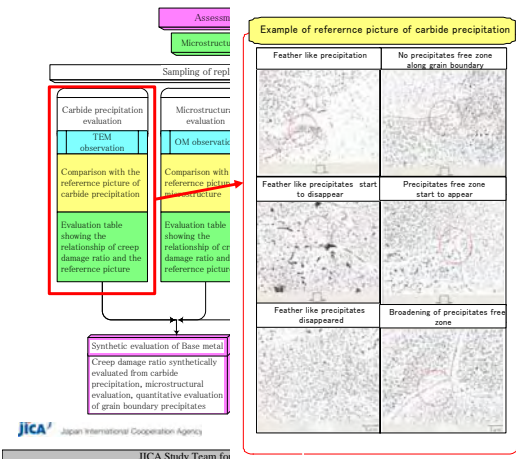
Microstructural comparison method (Base metal)



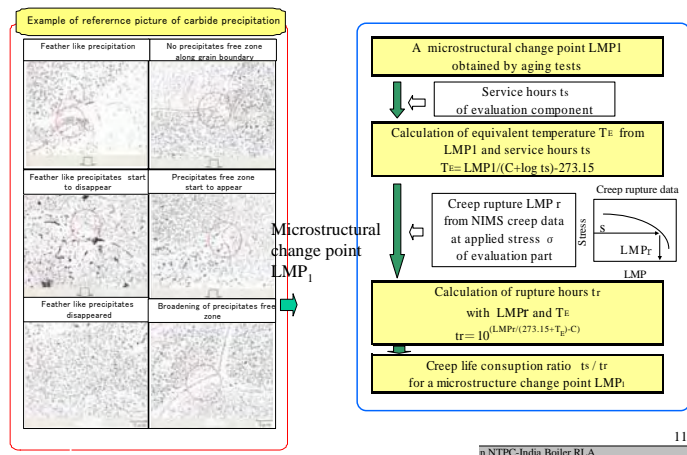
Microstructural comparison method (Weld portion)



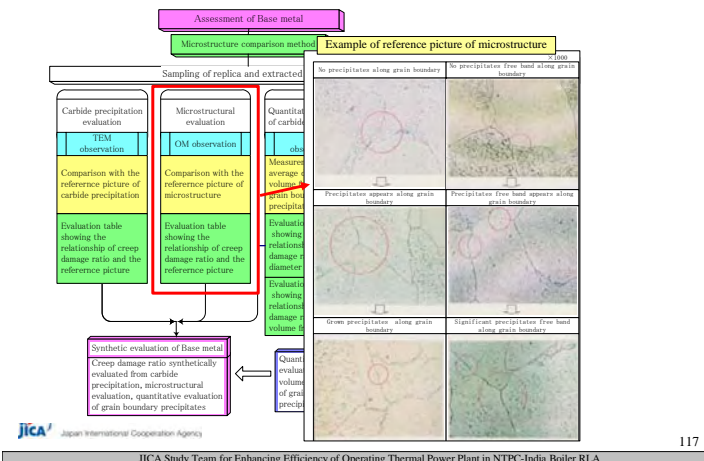
Microstructural comparison method in this study (Base metal)



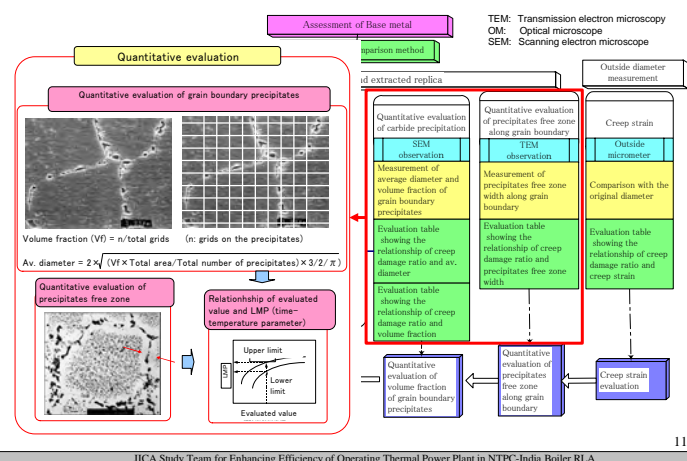
Microstructural comparison method in this study (Base metal)



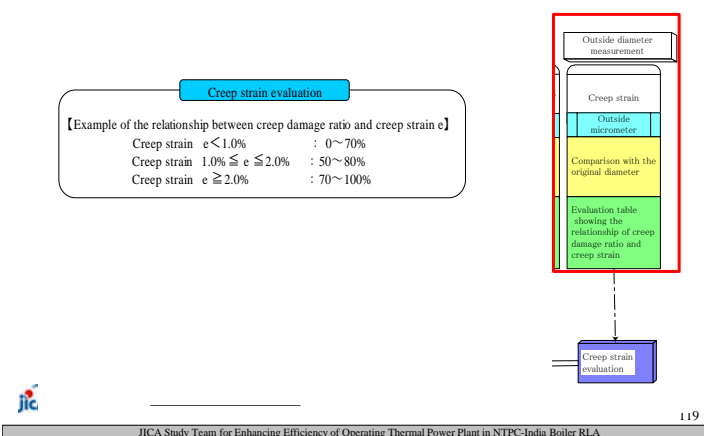
Microstructural comparison method in this study (Base metal)



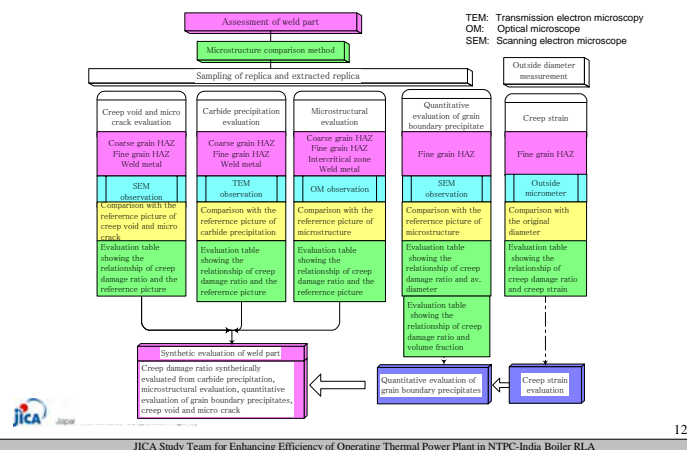
Microstructural comparison method in this study (Base metal)



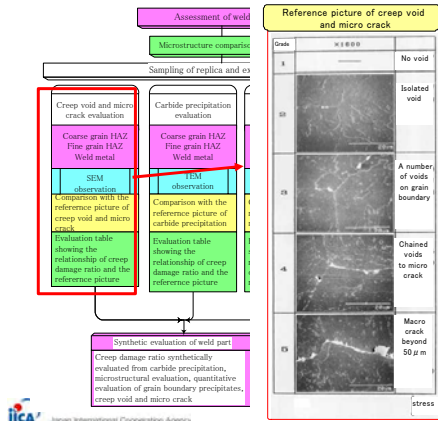
Microstructural comparison method in this study (Base metal)



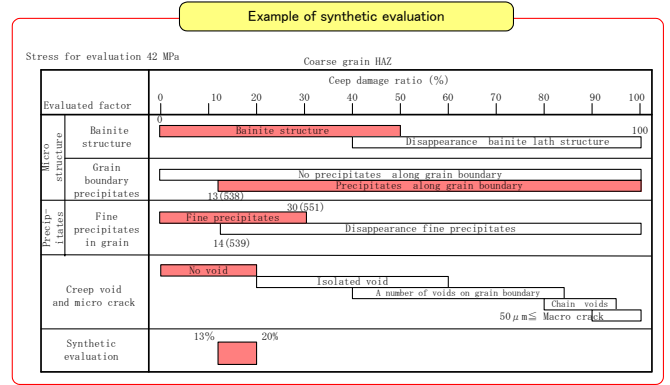
Microstructural comparison method in this study (Weld)



Microstructural comparison method in this study (Weld)



Synthetic evaluation by microstructural comparison method in this study



Replica inspection (Singrauli #6)

Component	Material	Designed				Hoop Stress (MPa)
		OD (mm)	t (mm)	Temp. (°C)	Pressure (MPa)	
Platen SH Outlet Header	SA335P12	508.0	80.0	540	17.46	46.69
De-SH		508.0	70.0	406	18.51	57.89
RH Outlet Header	SA335P22	558.8	50.0	540	4.26	21.68
		520.0	85.0	540	17.46	44.67

Replica inspection (Unchahar #2)

Component	Material	Designed				Hoop Stress (MPa)
		OD (mm)	t (mm)	Temp. (°C)	Pressure (MPa)	
Final SH Outlet Header	SA335P22	457.2	100.0	555	15.75	28.1
De-SH	SA335P12	406.4	45.0	450	16.44	66.0
		558.8	45.0	555	4.32	24.7
Main Steam Pipe	SA335P22	355.6	50.3	540	15.74	47.8
Hot Reheat Pipe		508.0	28.0	540	3.69	31.6

Observation of replica

Observation item	Microstructure	Carbide precipitation	Precipitates free band width along grain boundary	Creep void grade	Average diameter of grain boundary precipitates	Average volume fraction of grain boundary precipitates
Observation method	Optical microscope	TEM (Transmission Electron Microscope)		SEM (Scanning Electron Microscope)		
Observed target	Micro crack and microstructural degradation	Morphology and distribution of precipitates	Quantitative evaluation of precipitates free band width	Micro crack and creep void	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates
Observed magnification	×500 ×1000	×2000 ×10000	×2000	×500 ×2000	×3000 (Base metal) ×4000 (Fine grain HAZ)	
Observed area	Base metal	○	○		○	○
	Intercritical zone	○				
	Fine grain HAZ	○	○		○	○
	Coarse grain HAZ	○	○		○	
	Weld metal	○	○			

Microstructure observation results (Singrauli #6)

Components	Location	Observed region	Optical microscope observation		
			Microstructural features		
			Precipitation at gain boundary	Precipitates free zone along grain boundary	
Reheater outlet header (SA 335 P22)	Left	Circumferential weld	Base metal	Appeared	Not appeared
			Intercritical zone	Appeared	Not appeared
			Fine grain HAZ	Appeared	
			Coarse grain HAZ	Not appeared	
Main steam pipe (SA 335 P22)	Left	Circumferential weld near the stop valve) intrados side	Base metal	Appeared	Appeared
			Intercritical zone	Appeared	Appeared
			Fine grain HAZ	Appeared	
			Coarse grain HAZ	Not appeared	
			Weld metal		

Microstructure observation results (Singrauli #6)

Components	Location	Observed region	OM (Optical microscope observation)	
			Precipitation at grain boundary	Precipitates free zone along grain boundary
RH outlet header left (SA 335 P22)	Base metal	Base metal	Appeared	Not appeared
		Intercritical zone	Not appeared	Not appeared
		Fine grain HAZ	Appeared	
		Coarse grain HAZ	Appeared	
		Weld metal		
Main steam pipe left (SA 335 P22)	Base metal	Base metal	Appeared	Not appeared
		Intercritical zone	Appeared	Not appeared
		Fine grain HAZ	Appeared	
		Coarse grain HAZ	Not appeared	
		Weld metal		

Microstructure observation results (Unchahar #2)

Components	Location	Observed region	OM (Optical microscope observation)	
			Precipitation at grain boundary	Precipitates free zone along grain boundary
Final SH outlet header (SA 335 P22)	Right side of header	Base metal	Appeared	Not appeared
		Intercritical zone	Not appeared	Not appeared
		Fine grain HAZ	Appeared	
		Coarse grain HAZ	Appeared	
		Weld metal		
Main steam pipe (SA 335 P22)	Right	Base metal	Appeared	Not appeared
		Intercritical zone	Appeared	Not appeared
		Fine grain HAZ	Appeared	
		Coarse grain HAZ	Not appeared	
		Weld metal		

Microstructure observation results (Unchahar #2)

Components	Location	Observed region	TEM (Transmission Electron Microscope observation)	
			Precipitates free zone along grain boundary	Carbide precipitates features
Final SH outlet header (SA 335 P22)	Base metal	Base metal	Not appeared	Remained
		Intercritical zone		No decrease in ferrite grain
		Fine grain HAZ		Remaining
		Coarse grain HAZ		Remaining
		Weld metal		Remaining
Main steam pipe right (SA 335 P22)	Base metal	Base metal	Appeared	Disappeared
		Intercritical zone		No decrease in ferrite grain
		Fine grain HAZ		Disappeared
		Coarse grain HAZ		Disappeared
		Weld metal		Disappeared

Observation of replica

Observation item	Microstructure	Carbide precipitation	Precipitates free band width along grain boundary	Creep void grade	Average diameter of grain boundary precipitates	Average volume fraction of grain boundary precipitates
Observation method	Optical microscope	TEM (Transmission Electron Microscope)	SEM (Scanning Electron Microscope)			
Observed target	Micro crack and microstructural degradation	Morphology and distribution of precipitates	Quantitative evaluation of precipitates free band width	Micro crack and creep void	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates
Observed magnification	×500 ×1000	×2000 ×10000	×2000	×500 ×2000	×3000 (Base metal) ×4000 (Fine grain HAZ)	
Observed area	Base metal	○	○	○	○	○
	Intercritical zone	○				
	Fine grain HAZ	○	○		○	○
	Coarse grain HAZ	○	○		○	
	Weld metal	○	○			

Precipitates distribution observation results (Singrauli #6)

Components	Location	Observed region	TEM (Transmission Electron Microscope observation)				
			Precipitates free zone along grain boundary	Featherlike precipitates	Fine needlelike and granular precipitates	Needlelike precipitates	Fine needlelike and granular precipitates in bainite grain
Reheater outlet header (SA 335 P22)	Right	Base metal	Not appeared	Remained		No decrease in ferrite grain	Remaining
		Fine grain HAZ				Remaining	
		Coarse grain HAZ			Remaining		
		Weld metal			Remaining		
		Base metal	Appeared	Disappeared		No decrease in ferrite grain	Partially disappeared
Main steam pipe (SA 335 P22)	Left	Base metal	Appeared	Disappeared		No decrease in ferrite grain	Partially disappeared
		Fine grain HAZ				Disappeared	
		Coarse grain HAZ			Disappeared		
		Weld metal			Disappeared		
		Base metal	Appeared	Disappeared		No decrease in ferrite grain	Partially disappeared

Precipitates distribution observation results Singrauli #6

Components	Location	Observed region	TEM (Transmission Electron Microscope observation)	
			Precipitates free zone along grain boundary	Carbide precipitates features
RH outlet header left (SA 335 P22)	Base metal	Base metal	Not appeared	Remained
		Intercritical zone		No decrease in ferrite grain
		Fine grain HAZ		Remaining
		Coarse grain HAZ		Remaining
		Weld metal		Remaining
Main steam pipe left (SA 335 P22)	Base metal	Base metal	Appeared	Disappeared
		Intercritical zone		No decrease in ferrite grain
		Fine grain HAZ		Disappeared
		Coarse grain HAZ		Disappeared
		Weld metal		Disappeared

Precipitates distribution observation results (Unchahar #2)

Components	Location	Observed region	TEM (Transmission Electron Microscope observation)					
			Precipitates features					
			Precipitates free zone along grain boundary	Featherlike precipitates	Fine needlelike and granular precipitates	Needlelike precipitates	Fine needlelike and granular precipitates in bainite grain	
Final SH outlet header (SA 335 P22)	Left outlet header	Circumferential weld	Base metal	Appeared	Disappeared		No decrease in ferrite grain	Partially disappeared
			Fine grain HAZ				Remaining	
			Coarse grain HAZ				Remaining	
			Weld metal				Remaining	
Main steam pipe (SA 335 P22)	Right	Circumferential weld (near the stop valve)	Base metal	Appeared	Disappeared		No decrease in ferrite grain	Disappeared
			Fine grain HAZ				Spheroidized	
			Coarse grain HAZ				Remaining	
			Weld metal				Remaining	

Precipitates distribution observation results Unchahar #2

Components	Location	Precipitates by extracted replica		Reference Picture
		Final SH outlet header (SA 335 P22)	Main steam pipe right (SA 335 P22)	
Final SH outlet header (SA 335 P22)	Base metal			
Main steam pipe right (SA 335 P22)	Base metal			Fine needlelike precipitates in bainite grain disappeared

Quantitative evaluation of precipitates free band width

Observation item	Microstructure	Carbide precipitation	Precipitates free band width along grain boundary	Creep void grade	Average diameter of grain boundary precipitates	Average volume fraction of grain boundary precipitates
Observation method	Optical microscope	TEM (Transmission Electron Microscope)			SEM (Scanning Electron Microscope)	
Observed target	Micro crack and microstructural degradation	Morphology and distribution of precipitates	Quantitative evaluation of precipitates free band width	Micro crack and creep void	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates
Observed magnification	×500 ×1000	×2000 ×10000	×2000	×500 ×2000	×3000 (Base metal) ×4000 (Fine grain HAZ)	
Observed area	Base metal	○	○		○	○
	Intercritical zone	○				
	Fine grain HAZ	○	○		○	○
	Coarse grain HAZ	○	○		○	
	Weld metal	○	○			

Quantitative evaluation of precipitates free band width

Components	Location	Precipitates by extracted replica		Bar chart
		RH outlet header left (SA 335 P22)	Main steam pipe left (SA 335 P22)	
RH outlet header left (SA 335 P22)	Base metal			<p>Singrauli #6</p> <p>0 1 2 3 Precipitates free band width (μm)</p>
Main steam pipe left (SA 335 P22)	Base metal			

Quantitative evaluation of precipitates free band width

Components	Location	Precipitates by extracted replica		Bar chart
		Final SH outlet header (SA 335 P22)	Main steam pipe right (SA 335 P22)	
Final SH outlet header (SA 335 P22)	Base metal			<p>Unchahar #2</p> <p>0 1 2 3 Precipitates free band width (μm)</p>
Main steam pipe right (SA 335 P22)	Base metal			

Observation of replica

Observation item	Microstructure	Carbide precipitation	Precipitates free band width along grain boundary	Creep void grade	Average diameter of grain boundary precipitates	Average volume fraction of grain boundary precipitates
Observation method	Optical microscope	TEM (Transmission Electron Microscope)			SEM (Scanning Electron Microscope)	
Observed target	Micro crack and microstructural degradation	Morphology and distribution of precipitates	Quantitative evaluation of precipitates free band width	Micro crack and creep void	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates
Observed magnification	×500 ×1000	×2000 ×10000	×2000	×500 ×2000	×3000 (Base metal) ×4000 (Fine grain HAZ)	
Observed area	Base metal	○	○		○	○
	Intercritical zone	○				
	Fine grain HAZ	○	○		○	○
	Coarse grain HAZ	○	○		○	
	Weld metal	○	○			

Creep void observation results (Singrauli #6)

Components	Location	Observed region	SEM (Scanning Electron Microscope observation)	
			Creep void damage	
RH outlet header	Right	Circumferential weld	Fine grain HAZ	No void
			Coarse grain HAZ	No void
			Weld metal	No void
Main steam pipe	Left	Circumferential weld (near the stop valve) extrados side	Fine grain HAZ	No void
			Coarse grain HAZ	No void
			Weld metal	No void

Creep void observation results (Unchahar #2)

Components	Location	Observed region	SEM (Scanning Electron Microscope observation)	
			Creep void damage	
Final SH outlet header	Rightside of header	Circumferential weld	Fine grain HAZ	No void
			Coarse grain HAZ	No void
			Weld metal	No void
Main steam pipe	Right	Circumferential weld (near the stop valve)	Fine grain HAZ	No void
			Coarse grain HAZ	No void
			Weld metal	No void

Creep void observation results (Singrauli #6)

	SEM observation of replica		Reference Picture
	RH outlet header left (SA 335 P22)	Coarse grain HAZ	
Main steam pipe left (SA 335 P22)	Coarse grain HAZ		A number of voids on grain boundary

Creep void observation results (Unchahar #2)

	SEM observation of replica		Reference Picture
	Final SH outlet header (SA 335 P22)	Base metal	
Main steam pipe right (SA 335 P22)	Base metal		A number of voids on grain boundary

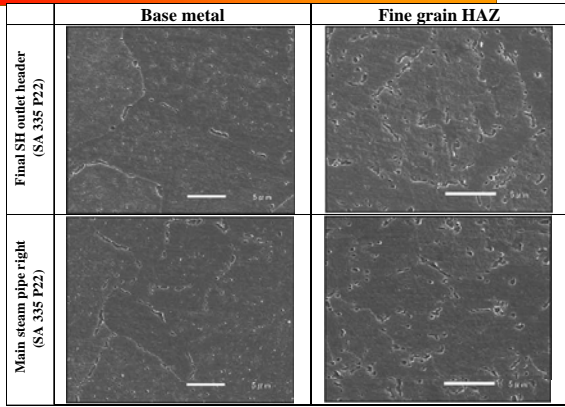
Average diameter and volume fraction of grain boundary precipitates

Observation item	Microstructure	Carbide precipitation	Precipitates free band width along grain boundary	Creep void grade	Average diameter of grain boundary precipitates		Average volume fraction of grain boundary precipitates	
					SEM (Scanning Electron Microscope)	SEM (Scanning Electron Microscope)	SEM (Scanning Electron Microscope)	SEM (Scanning Electron Microscope)
Observation method	Optical microscope	TEM (Transmission Electron Microscope)			SEM (Scanning Electron Microscope)		SEM (Scanning Electron Microscope)	
Observed target	Micro crack and microstructural degradation	Morphology and distribution of precipitates	Quantitative evaluation of precipitates free band width	Micro crack and creep void	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates	Quantitative evaluation of grain boundary precipitates
Observed magnification	×500 ×1000	×2000 ×10000	×2000	×500 ×2000	×3000 (Base metal) ×4000 (Fine grain HAZ)			
Observed area	Base metal	○	○	○		○	○	
	Intercritical zone	○						
	Fine grain HAZ	○	○			○	○	
	Coarse grain HAZ	○	○		○			
	Weld metal	○	○					

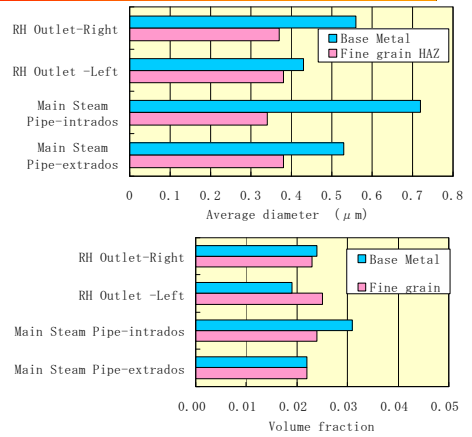
Average diameter and volume fraction of grain boundary precipitates (Singrauli #6)

	SEM observation of replica	
	Base metal	Fine grain HAZ
RH outlet header left (SA 335 P22)		
Main steam pipe left (SA 335 P22)		

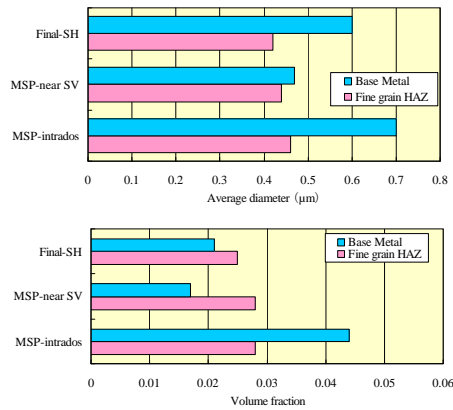
Average diameter and volume fraction of grain boundary precipitates (Unchahar #2)



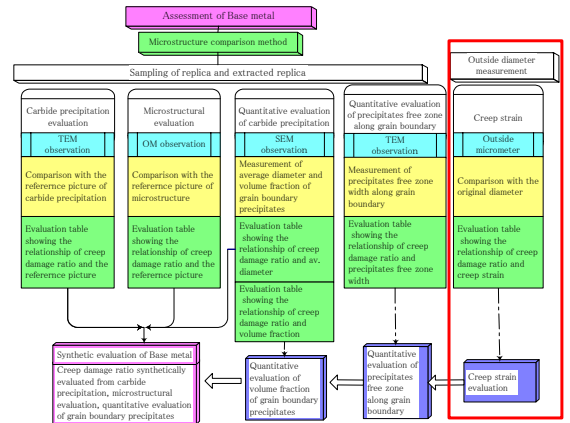
Average diameter and volume fraction of grain boundary precipitates (Singrauli #6)



Average diameter and volume fraction of grain boundary precipitates (Unchahar #2)

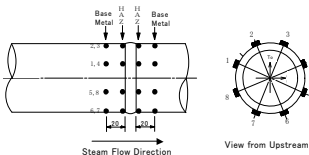


Microstructural comparison method



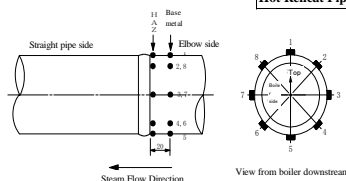
Creep strain evaluation by OD measurement (Singrauli #6)

Components	(Averaged measured value-Designed OD) / Designed OD (%)
Platen SH Outlet Header-Left	0.10
De-Superheater-Left	0.94
De-Superheater-Right	0.55
RH Outlet Header-Left	0.37
RH Outlet Header-Right	0.52
Main Steam Pipe-Left	0.08

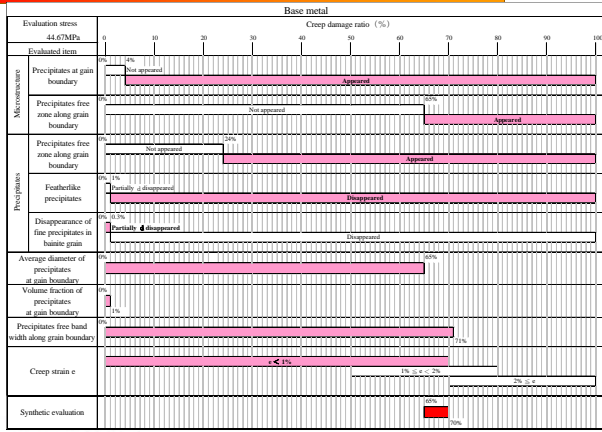


Creep strain evaluation by OD measurement (Unchahar #2)

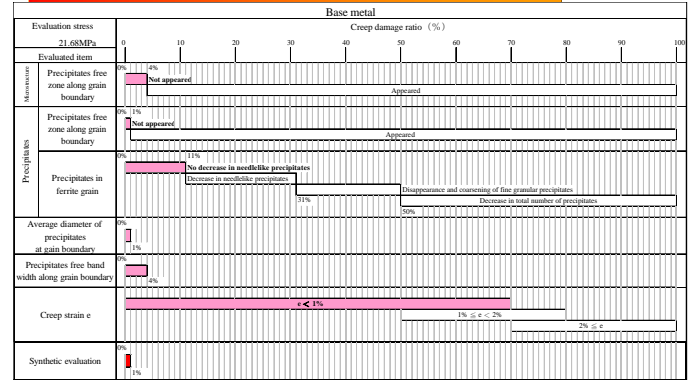
Components	(Averaged measured value-Designed OD) / Designed OD (%)
Final SH Outlet Header	0.74
De-Superheater-Left	0.44
De-Superheater-Right	0.46
RH Outlet Header at left side	0.20
RH Outlet Header at right	0.57
Main Steam Pipe-Right	—
Hot Reheat Pipe-Right	0.01



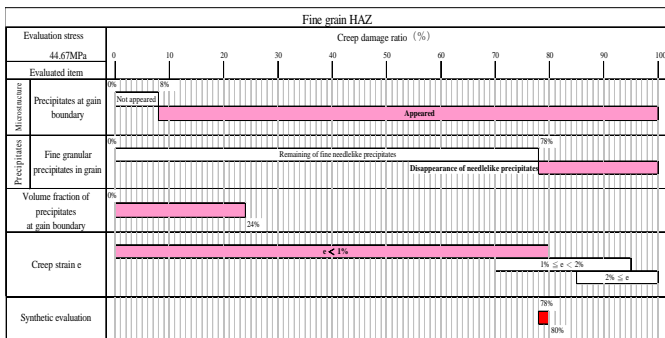
Synthetic evaluation (Base metal of MSP) Singrauli #6



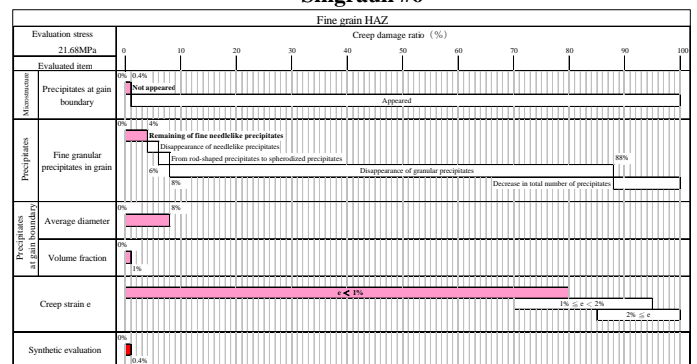
Synthetic evaluation (Base metal of RH header left) Singrauli #6



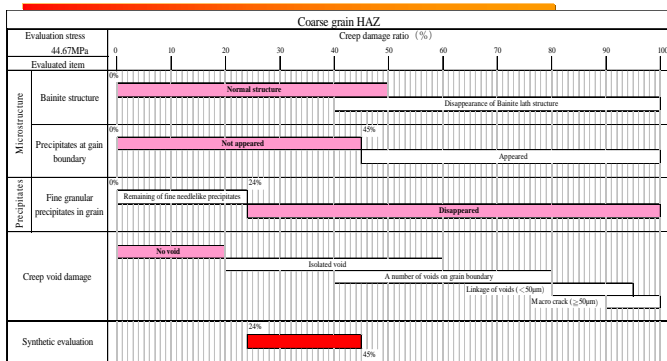
Synthetic evaluation (Fine grain HAZ of MSP) Singrauli #6



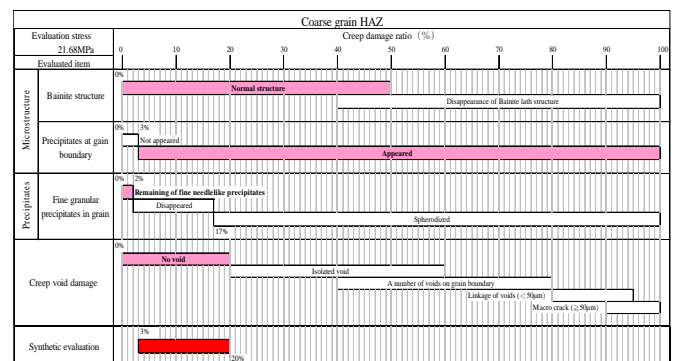
Synthetic evaluation (Fine grain HAZ of RH header left) Singrauli #6



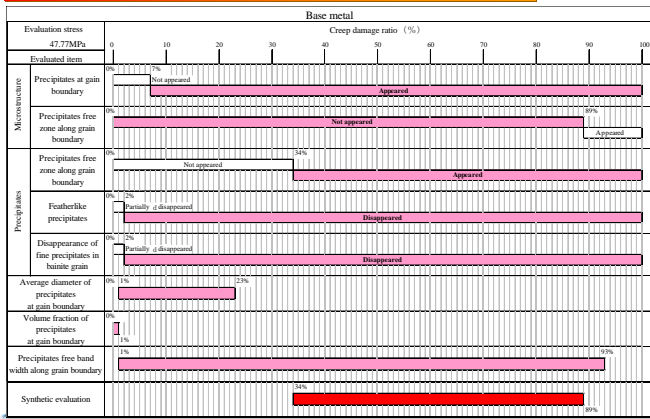
Synthetic evaluation (Coarse grain HAZ of MSP) Singrauli #6



Synthetic evaluation (Coarse grain HAZ of RH header left) Singrauli #6



Synthetic evaluation (Base metal of MSP) Unchahar #2



Residual life assessment results of pipes (Singrauli #6)

Components	Location	Material	Region	Evaluation results		
				Creep life consumption ratio (%)	Residual life (hr)	Evaluated residual life (h)
Platen-SH Outlet-Header-Left	Circumferential weld at left side	SA 335 P12	Base Metal	9 ~ 16	903,000 ~ 1,739,000	140,000
			Base Metal	9 ~ 16	903,000 ~ 1,739,000	
			Fine grain HAZ	34 ~ 38	281,000 ~ 334,000	
De-Suother-Header-Left	Circumferential weld	SA 335 P12	Coarse grain HAZ	0 ~ 18	784,000 <	100,000
			Base Metal	8 ~ 16	903,000 ~ 1,978,000	
			Coarse grain HAZ	19 ~ 45	210,000 ~ 733,000	
De-Suother-Header-Right	Circumferential weld	SA 335 P12	Base Metal	0 ~ 19	733,000 <	100,000
			Fine grain HAZ	0 ~ 19	733,000 <	
			Coarse grain HAZ	19 ~ 45	210,000 ~ 733,000	
RH Outlet-Header-Left	Circumferential weld at left side	SA 335 P22	Base Metal	0 ~ 1	17,028,000 <	340,000
			Fine grain HAZ	0 ~ 0.4	42,828,000 <	
			Coarse grain HAZ	3 ~ 20	688,000 ~ 5,561,000	
RH Outlet-Header-Right	Circumferential weld at right side	SA 335 P22	Base Metal	4 ~ 6	2,695,000 ~ 4,128,000	1,300,000
			Fine grain HAZ	0 ~ 0.4	42,828,000 <	
			Coarse grain HAZ	2 ~ 3	5,561,000 ~ 8,428,000	
Main Steam Pipe-Left	Circumferential weld,extrados	SA 335 P22	Base Metal	65 ~ 70	74,000 ~ 93,000	37,000
			Coarse grain HAZ	0 ~ 20	688,000 <	
			Base Metal	65 ~ 70	74,000 ~ 93,000	
Main Steam Pipe-Right	Circumferential weld,intrados	SA 335 P22	Base Metal	65 ~ 70	74,000 ~ 93,000	21,000
			Fine grain HAZ	78 ~ 80	43,000 ~ 49,000	
			Coarse grain HAZ	24 ~ 45	210,000 ~ 545,000	

Residual life assessment results of pipes (Unchahar #2)

Components	Location	Material	Region	Evaluation results		
				Creep life consumption ratio (%)	Residual life (hr)	
Final SH Outlet-Header	Circumferential weld at right side	SA 335 P22	Base Metal	4	5,338,000	270,000
			Fine grain HAZ	1 ~ 4	3,338,000 ~ 13,771,000	
			Coarse grain HAZ	9 ~ 20	556,000 ~ 1,406,000	
De-Suother-Header-Left	Circumferential weld	SA 335 P12	Base Metal	16 ~ 31	310,000 ~ 730,000	96,000
			Coarse grain HAZ	0 ~ 42	192,000 <	
			Base Metal	16 ~ 31	310,000 ~ 730,000	
De-Suother-Header-Right	Circumferential weld	SA 335 P12	Coarse grain HAZ	0 ~ 42	192,000 <	96,000
			Base Metal	2 ~ 6	2,179,000 ~ 6,816,000	
			Fine grain HAZ	7 ~ 9	1,406,000 ~ 1,848,000	
RH Outlet-Header	Circumferential weld at left side	SA 335 P22	Base Metal	2 ~ 6	2,179,000 ~ 4,498,000	700,000
			Fine grain HAZ	2 ~ 6	2,179,000 ~ 6,816,000	
			Coarse grain HAZ	3 ~ 6	1,406,000 ~ 1,848,000	
RH Outlet-Header	Circumferential weld at right side, top	SA 335 P22	Base Metal	2 ~ 6	2,179,000 ~ 6,816,000	270,000
			Fine grain HAZ	9 ~ 14	854,000 ~ 1,406,000	
			Coarse grain HAZ	6 ~ 20	556,000 ~ 2,179,000	
RH Outlet-Header	Circumferential weld at right side, front	SA 335 P22	Base Metal	2	6,816,000	270,000
			Fine grain HAZ	9 ~ 14	854,000 ~ 1,406,000	
			Coarse grain HAZ	6 ~ 20	556,000 ~ 2,179,000	
Main Steam Pipe-Right	Circumferential weld, intrados	SA 335 P22	Base Metal	32 ~ 50	139,000 ~ 296,000	69,000
			Fine grain HAZ	32 ~ 50	139,000 ~ 296,000	
			Coarse grain HAZ	32 ~ 50	139,000 ~ 296,000	
Main Steam Pipe-Right	Circumferential weld, near the stop valve	SA 335 P22	Base Metal	34 ~ 49	147,000 ~ 120,000	270,000
			Fine grain HAZ	33 ~ 42	119,000 ~ 93,000	
			Coarse grain HAZ	0 ~ 20	556,000 <	
Hot Reheat Pipe-Right	Circumferential weld	SA 335 P22	Base Metal	6 ~ 16	730,000 ~ 2,179,000	240,000
			Fine grain HAZ	19 ~ 22	493,000 ~ 593,000	
			Coarse grain HAZ	14 ~ 20	556,000 ~ 854,000	

Summary of inspection results

Inspection item	Inspection results
VT	• Water wall, SH, RH panel was visually inspected from the view point of erosion, attrition and distortion of panel arrangement.
THICKNESS MEASUREMENT	• Thickness of tubes was measured mainly at erosion area for water wall, SH, RH. • Measured thickness was discussed in terms of thickness management criteria.
SUS SCALE DEPOSITION INSPECTION	• SUS scale deposition was inspected at bottom bend portion of SH and RH panel. • On the whole SUS scale deposition was not significant with 15% fullness at most.
SAMPLE TUBE INSPECTION	• SH, RH sample tubes were inspected for the oxide scale adhesion condition microstructure hardness and so on.
CREEP RUPTURE TEST	• As a result of creep rupture test for the base metal and the weld joint of SH and RH, min. evaluated residual life was 35,000 hours for the weld joint for Final SH tube in Unchahar #2.

RECOMMENDATION (Boiler RLA)

- Singrauli #6** : Implement RLA of main steam pipes including outer diameter measurement and replica sampling before the estimated residual life of 21,000 hrs. Coarse grain HAZ region is the most critical region indicated no creep damage with no creep void. However, in base metal region the estimated residual life for left MS pipe is 21,000 hrs with a little microstructural degradation.
- Unchahar #2**: For main steam Pipe, the estimated residual life of coarse grain HAZ region is 69,000 hrs. The estimated residual life in base metal varies from 8,000 to 130,000 hrs due to no OD measurements applied, while microstructure shows a little degradation. For accurate estimation of residual life, creep strain (OD) measurement along with microstructure is recommended to be carried out preferably within 8,000 hrs or practically at the earliest opportunity.

RECOMMENDATION (Boiler RLA)

- Criteria for tube replacement**: In Japan alternative thickness criteria for more precise judgment of safety margin, such as tsr (thickness shell required) method is used. NTPC can also consider the use of such criteria in consultation with OEM rather than the method of thickness decrease ratio from design thickness.
- Scope of RLA**: Conduct RLA focusing or emphasizing on critical parts considering creep life after identification of critical parts, instead of all high temperature pressure parts, which NTPC focuses on currently.

RECOMMENDATION (Boiler RLA)

5. **New techniques:** Apply new techniques and equipments such as
 - SUS scale detection
 - TOFD
 - Advanced metallurgical observation technique using SEM,TEM
 - Precise surface polishing treatment for replica.
6. **Advanced training:** Conduct advanced training of new techniques for NTPC inspection engineers in Japan.

Manual & Guideline Boiler RLA

Manual & Guideline related to Boiler RLA

✓ 2-1-3) Boiler RLA Manual

Boiler RLA Manual	Thickness measurement
	SUS scale deposition inspection
	PT(DPT)
	UT
	TOFD (Time of Flight Diffraction)
	Sample tube inspection
	Sampling of replica and extracted replica
	Boiler remaining life assessment
	Creep rupture test

- ✓ 2-1-4) Data collection of new boiler for future RLA Guideline
- ✓ 2-1-2) Techniques for boiler tube cleaning after cutting (before welding) Manual

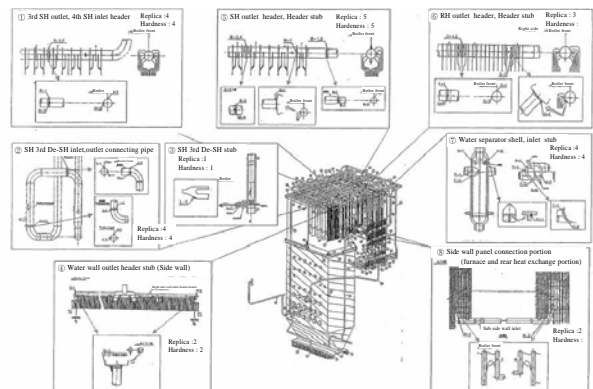
2-1-4) Data collection of new boiler for future RLA Guideline

Example of initial data sampling in new power plants

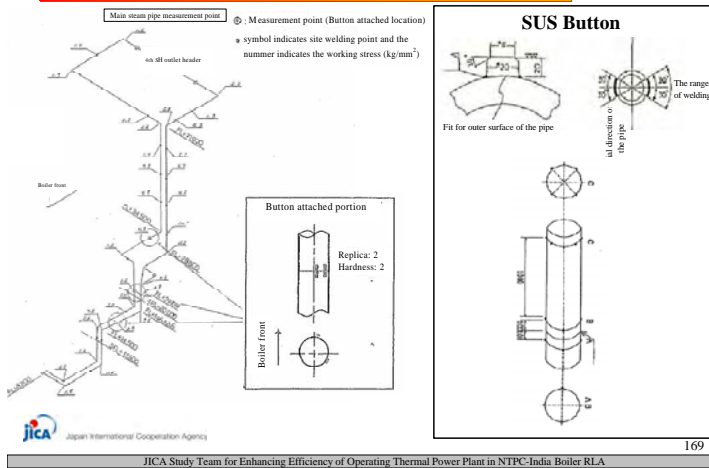
	Components	Replica sampling	Hardness measurement	Outside diameter measurement
Shell and header	Water separator	2	2	—
	SH outlet header	4	4	2
	RH outlet header	2	2	1
	3rd SH outlet header	2	2	1
	4th SH inlet header	2	2	1
	Water separator inlet stub	2	2	—
	Water wall outlet header stub (side wall)	2	2	2
	SH outlet header stub	1	1	1
	RH outlet header stub	1	1	1
Main pipe	Main steam pipe	8	8	4
	Hot reheat pipe	8	8	4
	Hot reheat pipe spherical Y piece	4	4	—
	High pressure turbine bypass pipe	1	1	1
Others	3rd SH De-SH outlet connecting pipe	2	2	1
	3rd SH De-SH inlet connecting pipe	2	2	1
	3rd SH De-SH stub	1	1	—
	Side wall panel connection portion (furnace and rear heat exchange portion)	2	2	2

Boiler tube : thickness measurement at constant points, reserved boiler tube for initial creep rupture data and so on.

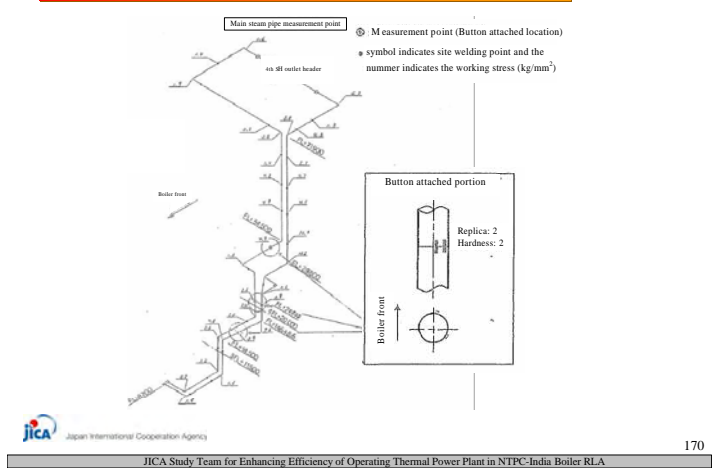
Example of measurement points for initial data



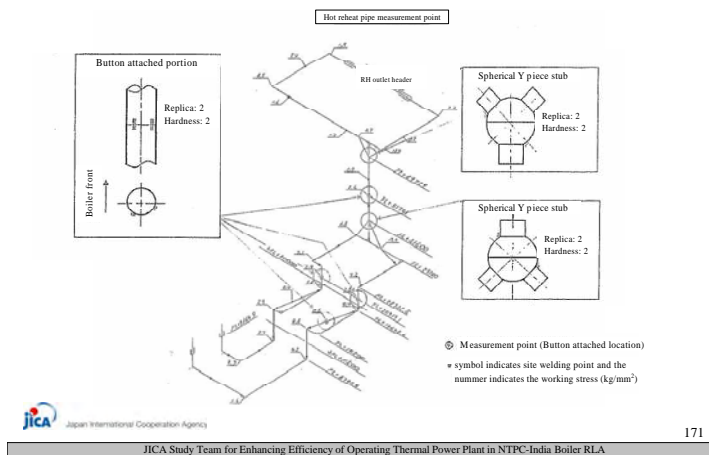
Example of measurement points for Main steam pipe



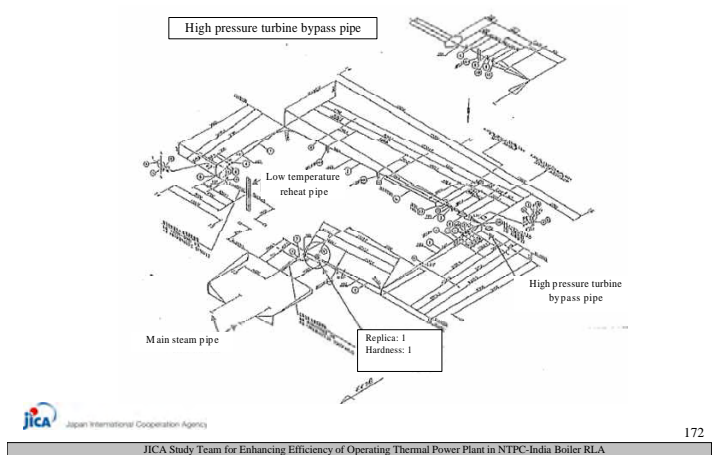
Measurement points for Main steam pipe



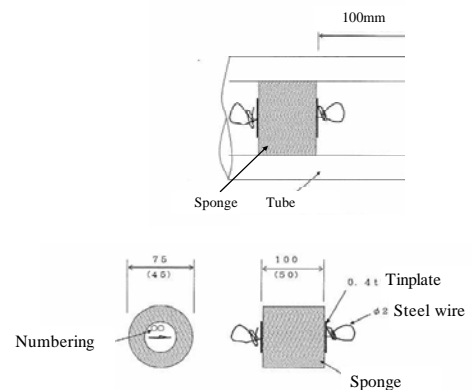
Measurement points for Hot reheat pipe



Measurement points for High pressure turbine bypass pipe



Sponge image for prevention against foreign material mixing



2-1-2) Techniques for boiler tube cleaning after cutting (before welding) Manual

5. 3) Kiken Yochi (KY) Meeting Manual

KYM (Kiken Yochi Meeting :danger prediction meeting)

【Scope】

This is applied to the meeting prior to working for workers to have the precaution against danger.

【General】

KYM is one of activities for safety work, predicting danger and setting the preventive measures. In general KYM consists of 4 steps that are grasping the current status, focusing on a few potential hazards by brainstorming, collecting the countermeasures by brainstorming, setting the objective to act focusing one or two countermeasures using KY board.

KYM (Kiken Yochi Meeting :danger prediction meeting)

【Procedure】

1st step :Understanding the current situation

(what kind of danger is hidden?)

Every KYM member talks about what kind of danger is hidden and its reason on **KY board**.

The person in charge of writing itemizes the each dangerous situation on the KY board.

2nd step :Pursuit of the essence **(Identification of danger points)**

Focusing on a few danger points which are considered as especially important ones.

KYM (Kiken Yochi Meeting :danger prediction meeting)

3rd step :Establishment of countermeasures

(what do you do in such a situation?)

Collecting the concrete countermeasures for the focused danger points, which are possible to be carried out.

The person in charge of writing itemizes the countermeasures to be collected on the KY board.

4th step :Setting the objective **(we do this way)**

Focusing on one or two important points from the countermeasures to be collected, determine the objective to act.

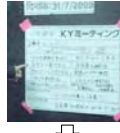
Chanting the objective to act with finger pointing by every member for recognition and confirmation.

KYM (Kiken Yochi Meeting :danger prediction meeting)

An example of KYM scene



An example of KY board



Date: Oct. 28		KY Meeting	
Work Name: Boiler RLA			
Leader Name	S. Nakashima	Number of Workers	8
Contact information	090-7611-0022(mobile)	Health check	Good
What kind of danger is hidden?		We act the followings	
Falling from high place		Wear safety belt	
Injured with grinding machine		Check the power switch on/off	
Falling over		Watch one's step	
Sucking dust	Hitting body	Put on dust mask	Ensure the safety of the surrounding
Attention at work : Pay attention for congested work !			
Today's action targets : Wear safety belt ! Roger !			

5. 4) Tool Box Meeting Manual

Tool Box Meeting

【Scope】

This is applied to **the meeting prior to working** for workers to have the precaution against danger.

【General】

TBM is the meeting held by workers to **discuss the safety prior to working in the morning and in the afternoon.**

The small unite of group that is 6 members or less discusses about the scope of work, the procedures and the point of safety working.

- ✓ Confirming the scope of work and its procedure for the day.
- ✓ The leader for the work guides the wok members to make a speech to grasps the work members thought.
- ✓ Summarizing the discussion results, determine the action objective.

Tool Box Meeting

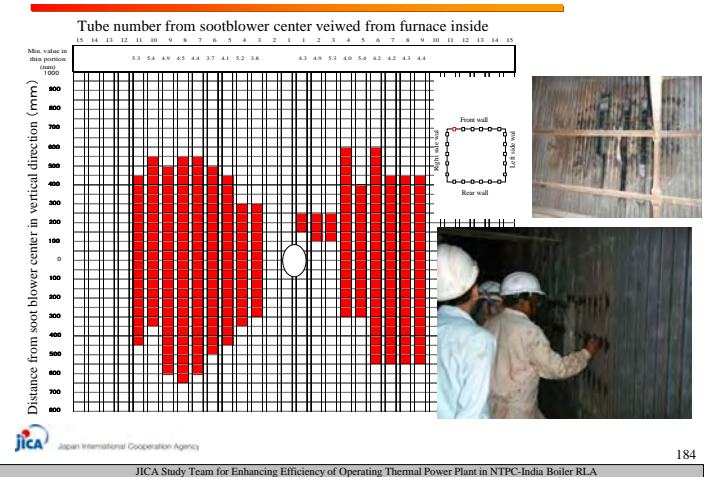
【Procedure】

- ✓ **Punctual TBM start by all work members**
- ✓ Discussion about the scope of work, the procedures and the points of safety working
- ✓ Grasping the background behind the problems and danger for the work.
- ✓ Discussion about the improvement plans for the problems and danger that is carried out with active and **sincere participation by every worker.** Determination of the objective and the items for action including 5W,1H.

Summary of Boiler RLA Demonstration

Inspection item	Japanese practice / Demo at sites	Recommendation
VT	Erosion and attrition of tubes and disorder of panel arrangement were inspected.	?
Thickness measurement	<ul style="list-style-type: none"> •Use of the original calibration block •Acceptance criteria •Grasping thickness decrease region 	Study of alternative standard criteria for tube replacement such as tsr (Thickness Shell Required) was recommended.
SUS scale deposition inspection	The detection technique making use of the principle of induction is applied from the view point of efficiency and safety, besides conventional ?-ray method.	For implementation of new RLA technology, training in Japan was carried out.
Sample tube inspection	<ul style="list-style-type: none"> •Tube: Appearance, dimension, Hardness, Microstructure •Scale: Appearance, Volume, Thickness, Composition 	?
Creep rupture test	Residual life was evaluated by parameter method with a thousand hours creep rupture tests.	For implementation of precise RLA by creep rupture test, training in Japan was carried out.

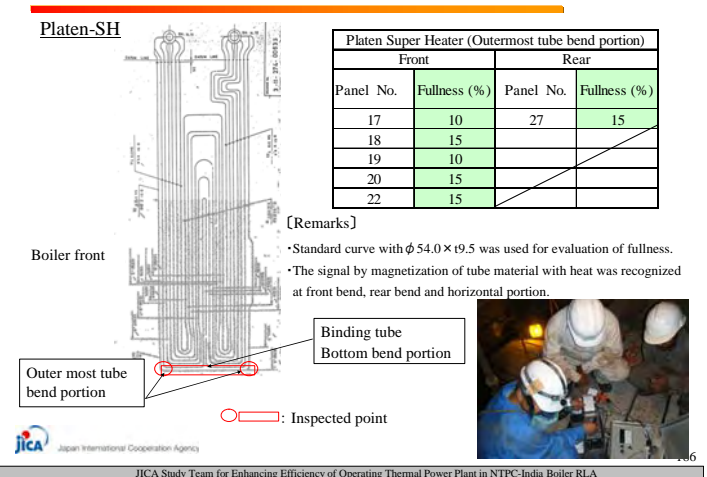
Thickness measurement results of WW (Singrauli #6)



Summary of Boiler RLA Demonstration

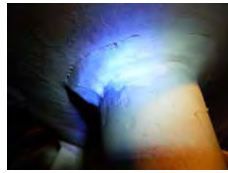
Inspection item	Japanese practice / Demo at sites	Recommendation
VT	Erosion and attrition of tubes and disorder of panel arrangement were inspected.	?
Thickness measurement	<ul style="list-style-type: none"> •Use of the original calibration block •Acceptance criteria •Grasping thickness decrease region 	Study of alternative standard criteria for tube replacement such as tsr (Thickness Shell Required) was recommended.
SUS scale deposition inspection	The detection technique making use of the principle of induction is applied from the view point of efficiency and safety, besides conventional ?-ray method.	For implementation of new RLA technology, training in Japan was carried out.
Sample tube inspection	<ul style="list-style-type: none"> •Tube: Appearance, dimension, Hardness, Microstructure •Scale: Appearance, Volume, Thickness, Composition 	?
Creep rupture test	Residual life was evaluated by parameter method with a thousand hours creep rupture tests.	For implementation of precise RLA by creep rupture test, training in Japan was carried out.

SUS scale deposition inspection results (Unchahar #2)



Summary of Boiler RLA Demonstration

Inspection item	Japanese practice / Demo at sites	Recommendation
DPT	• Same procedure as NTPC	• More careful surface treatment and wiping out the penetrant



JICA Japan International Cooperation Agency

187

JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plant in NTPC-India Boiler RLA

Summary of Boiler RLA Demonstration

Inspection item	Japanese practice / Demo at sites	Recommendation
DPT	• Same procedure as NTPC	• More careful surface treatment and wiping out the penetrant

UT & TOFD (Time of flight diffraction)	Applied to the crack detection for high temperature header and pipe weld.	For implementation of new RLA technology, training in Japan was carried out.
--	---	--



JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plant in NTPC-India Boiler RLA

Summary of Boiler RLA Demonstration

Inspection item	Japanese practice / Demo at sites	Recommendation
DPT	• Same procedure as NTPC	• More careful surface treatment and wiping out the penetrant

UT & TOFD (Time of flight diffraction)	Applied to the crack detection for high temperature header and pipe weld.	For implementation of new RLA technology, training in Japan was carried out.
--	---	--

Boiler remaining life assessment by replica inspection	Using high magnification electron microscope, residual life was evaluated quantitatively.	<ul style="list-style-type: none"> Implement RLA including OD measurement and replica before reaching evaluated life. For implementation of new RLA technology, training in Japan was carried out.
--	---	--



Summary of Boiler RLA Demonstration



General matter related to RLA	RLA is carried out focusing on the critical components.	Focusing or emphasizing on critical parts by considering creep design life from the view point of efficient inspection.
Safety	<ul style="list-style-type: none"> • KY (foreseeing the hazard) meeting was carried out prior to work. • Safety shoes, safety globes, safety glasses, safety belt, spats and dust proof mask were worn during boiler inspection. 	Dissemination of safety activity such as KY meeting, protective suite, indication of unsafe location is essential.

JICA Japan International Cooperation Agency

190

JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plant in NTPC-India Boiler RLA

Japanese Boiler Inspection (Water wall, Furnace tube)

Water wall tube / Furnace tube

Inspection measure	Portion	Deterioration factors	Inspection interval
VT	General appearance	Burn out, distortion, swelling, ash cut, steam cut etc.	Periodic inspection (every 2years)
	General appearance building scaffolding by the burner level		Periodic inspection (every 4years)
	General appearance building scaffolding by the top of furnace at the necessary interval set.		Setting necessary interval.
VT(Endoscopy)	Water tube inside	Corrosion	Setting necessary interval.
Chemical analysis of deposit	Outside deposit	Corrosion	Periodic inspection (every 2years)
PT	Representative weld portion of fin edge	Creep-fatigue	In case of elongation of periodic inspection interval (max. 2years).
	Representative attached metal weld portion	Creep-fatigue	After 80,000 hours operation, depending on necessity
Thickness measurement	Fixed points of tube.	Thinning with aging.	Continuous measurement depending on boiler structure and type.
	Representative portion of ash cut and steam cut with no countermeasure	Ash cut and steam cut.	Erosion countermeasure necessary, in case of elongation of periodic inspection interval (max. 2years).
Sampling tube examination	Water wall tube in high heat load portion	Scale deposit	Setting necessary interval.
Residual life assessment	Water wall tube in high heat load portion	Creep	Judge from operation and design condition, depending on necessity.

JICA Japan International Cooperation Agency

191

JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plant in NTPC-India Boiler RLA

Japanese Boiler Inspection (SH, RH, Eco tube)

SH, RH, Eco tubes

Inspection measure	Portion	Deterioration factors	Inspection interval
VT	General appearance	Leak, crack, corrosion, erosion	Periodic inspection (every 2years)
Chemical analysis of deposit	Outside deposit	High temperature corrosion	Depending on necessity
Thickness measurement	Representative points of SH, RH, Eco tubes with no countermeasures for erosion.	erosion	Periodic inspection (every 2years)
	High temperature corrosion portion and portion that tends to decrease in thickness	High temperature corrosion	Continuous measurement at constant points.
	Around soot blower	Ash cut and steam cut	Periodic inspection (every 2years)
PT	Attrition at cross over of tubes		Setting necessary interval.
	Representative weld portion of fin edge	Creep fatigue	In case of elongation of periodic inspection interval (max. 2years).
	Representative dissimilar weld portion with no use of Inconel weld metal.	Creep fatigue and creep	Setting necessary interval.
Sampling tube examination	Representative attached metal weld portion	Creep fatigue	After 80,000 hours operation, depending on necessity
	Austenitic steel tube (Austenitic steel used in steam temperature 540°C or more and metal temperature 620°C or more).	SUS scale deposition	In case of elongation of periodic inspection interval (max. 2years).
?-ray inspection etc.	Bottom bend portion of austenitic steel tube	SUS scale deposition	Depending on necessity
Residual life assessment	Low alloy steel used in steam temperature 540°C or more.	Creep	Judge from operation and design condition, depending on necessity.

JICA

2

JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plant in NTPC-India Boiler RLA

Japanese Boiler Inspection (Steam drum, water drum)

Steam drum, Water drum

Inspection measure	Portion	Deterioration factors	Inspection interval
VT	• Drum inside with water steam separator equipments detached.	Deposit	Periodic inspection (every 2years)*
Chemical analysis		Corrosion	
DPT		Erosion	
		Deposit	
MT	• Inner weld line	Low cycle fatigue	After 80,000 hours operation
	• External seam and girth weld line		
	• Inner corner of stub		
	• Support and hanging lug		
	• Inner weld line of stub		
	• Inner weld line of stub		

*If the weld of stub inside is smooth finished, periodic inspection every 4years

Desuper

Inspection measure	Portion	Deterioration factors	Inspection interval
Overhaul VT	Nozzle, Mixing chamber	Thermal fatigue, abrasion	Setting necessary interval.

Japanese Boiler Inspection (Header (1))

Header (Water wall header, Evaporator header, Economizer header, SH header, RH header)

Inspection measure	Portion	Deterioration factors	Inspection interval	
VT	General appearance	Erosion	Periodic inspection	
		Corrosion		
VT (Endoscope)	Ligament of Furnace header, Economizer header, SH header and RH header inside (including drain and bent tube portion).	Cracking	Include in the periodic inspection plan systematically	
		Leak from weld part		
	Inside of Furnace header, SH header and RH header inside	Low cycle fatigue		Corrosion by deteriorated water condition and dead drain during outage
		Corrosion by deteriorated water condition and dead drain during outage		
	Bottom inside of Furnace headers, Economizer headers	Deposition of sludge and initiation of corrosion fatigue crack		Exfoliation of steam oxide scale of header inside
		Deposition of sludge and initiation of corrosion fatigue crack		
Final SH header and Final RH header	Representative 2 or more headers inside	Low cycle fatigue	Periodic inspection (every 4years)	
	Representative 2 or more headers inside	Erosion		
Chemical analysis of deposit	Bottom inside of Furnace headers, Economizer headers	Deposition	Include in the periodic inspection plan systematically	
		Deposition of sludge and initiation of corrosion fatigue crack		
VT, Dimension measurement of corrosion	Stub outside of Economizer header	Low temperature corrosion	Include in the periodic inspection plan systematically	
		Low temperature corrosion		
Thickness measurement	Stub tubes of Final SH header and Final RH header	Thinning by high temperature corrosion	Include in the periodic inspection plan systematically	
		Thinning by high temperature corrosion		

Japanese Boiler Inspection (Header (2))

Header (Water wall header, Evaporator header, Economizer header, SH header, RH header)

Inspection measure	Portion	Deterioration factors	Inspection interval
DPT (MPI)	Representative stubs with no flexible structure and no rounding of weld end toe	Low cycle fatigue	Periodic inspection (every 2years)
	Stub weld of furnace headers, SH headers and RH headers.	Low cycle fatigue	Include in the periodic inspection plan systematically
	Support metal weld of furnace headers, SH headers and RH headers.	Low cycle fatigue	
	Representative header stub weld	Low cycle fatigue	After 80,000 hours operation (Precise
MPI	Representative header girth weld and seam weld	Creep	
	Most damaged header or pipe beyond 450°C among furnace headers among SH headers or main steam pipe among RH headers or hot reheat pipe.	Creep	To extend periodical inspection interval 2 year to 4-year after 100,000 hours operation
Remaining life assessment	High temperature Header and pipe	Creep	Include in the periodic inspection plan systematically, taking into consideration of operation hours, start and stop times and designed life.

Thank You!

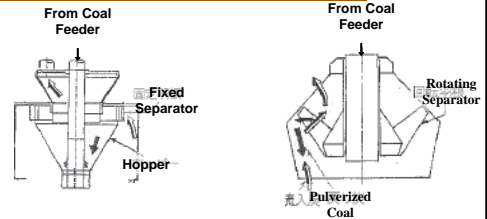
Rotating Classifiers in Coal Mill

Manufacture in Japan

- a) Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.: MHI
- b) Hitachi Ltd.
- c) IHI Corporation

Rotating Classifiers in Coal Mill

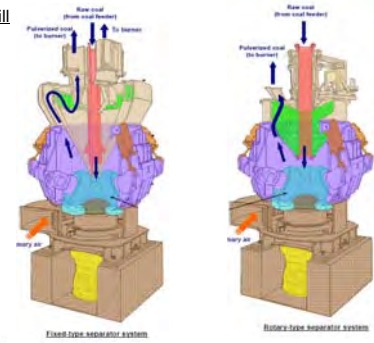
Fixed and Rotating separator



	Fixed Separator	Rotating Separator
Mechanism	- Classification by centrifugal force	- Forced classification by centrifugal force
Future	- Adjustment range of coal particular classification is limited	- Adjustment range of coal particular classification is wide

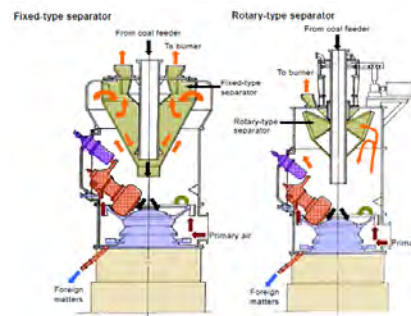
Rotating Classifiers in Coal Mill

1. MHI Type of Mill



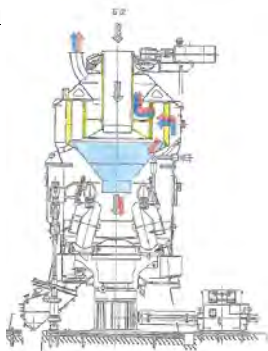
Rotating Classifiers in Coal Mill

MHI Type of Mill



Rotating Classifiers in Coal Mill

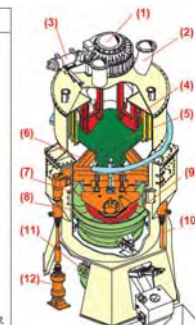
2. HITACH Type of Mill



Rotating Classifiers in Coal Mill

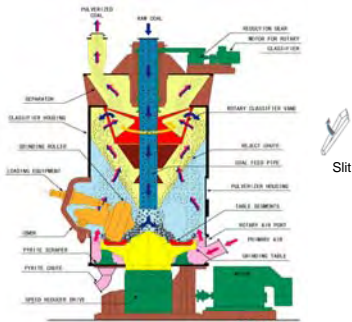
2. HITACH Type of Mill

No.	Name of parts
(1)	COAL CHUTE
(2)	PULVERIZED COAL PIPE
(3)	CLASSIFIER MOTOR
(4)	ROTATING CLASSIFIER
(5)	HOPPER
(6)	PRESSURE FRAME
(7)	ROLLER BRACKET
(8)	ROLLER TIRE
(9)	GRINDING RING
(10)	LOADING ROD
(11)	GEAR BOX
(12)	HYDRAULIC CYLINDER
(13)	MAINTENANCE DOOR



Rotating Classifiers in Coal Mill

1. IHI Type of Mill



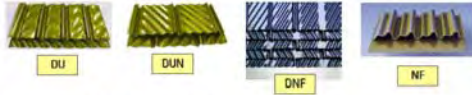
JICA
Japan International Cooperation Agency

The 1st Seminar, Feb. 2010

Air Heater

Heating Element

Type: DU, DUN, DNF, NF, FNC



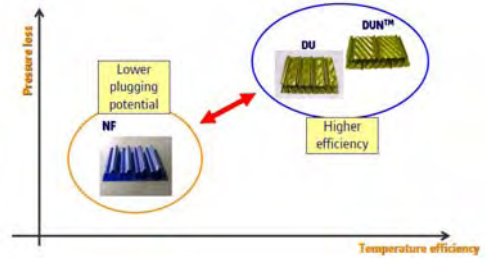
Material: Mild steel, CRLS, enamel coated steel

Thickness: 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2mm

Height: 300 – 1500mm

Air Heater

Heating Element



Air Heater

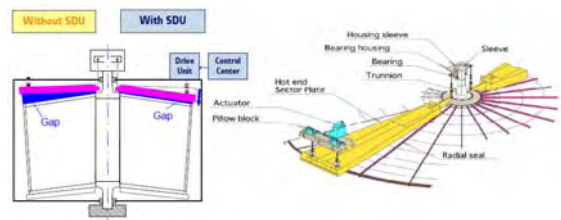
Heating Element

Element replacement record of power utilities in Japan as of 2004

Capacity	Type	Replacement Purpose
600MW	NF => DUN	Improvement of Temp. efficiency (Low temp layer : all)
700MW	DU => DUN	Maintained same efficiency (High temp layer : all)
700MW	DU => DUN	Ditto (High temp layer : all)
700MW	DU => DUN	Ditto (High temp layer : partial)
500MW	DU => DUN	Ditto (High temp layer : all)
700MW	DU => DUN	Ditto (High temp layer : partial)

Air Heater

Sector Plate Drive Unit (Automatic Leakage Control)



Control the gap at hot side radial seal by preset value at hot condition and reduce the leakage

Air Heater

Sensor Drive System track record in Japan

Major track record for Coal fired Power Plants

Capacity	Commercial Operation	Capacity	Commercial Operation
600MW	1985	500MW	1995
700MW	1989	700MW	2000
700MW	1991	700MW	2001
700MW	1992	500MW	2002
700MW	1993	600MW	2008
156MW	1994		

Air Heater

Sensor Drive System

1. One major accident occurred power utilities in Japan Last 10 years

- Occurrence of an event
AH trip (over load of AH drive motor)
- Cause
Sector Plate lower limit switch did not work
Rotor tire and sector plate contacted and this caused over load of AH drive motor
- Countermeasure
Ammeter of AH drive motor is add at Central Control Room for monitoring purpose.

Condenser Assessment Methodology

Investigation method of cause for deviation of condenser pressure from the desired value

1. Increase in leak in quantity of air

The lowering of the vacuum degree occurs when leak in exceeds the extraction capacity of the vacuum pump.

Condenser Assessment Methodology

2. Decrease of cleanliness of tubes

With no increase in the leak in air amount and with the vacuum pump found to be normal, the cause of lowering of the vacuum degree is often caused by the lowering of cleanliness of the tubes.

3. Decrease of the cooling water volume

When the cooling water volume drops, an increase of temperature rise of cooling water side (ΔT), increase of CWP discharge pressure, decrease of condenser pressure loss and lowering of the condenser water chamber level occur, in case of no pump deterioration.

Condenser Assessment Methodology

4. Abnormality of the vacuum pump

When an abnormality of the vacuum pump is seen, conduct changeover testing with a spare unit and compare the respective air extraction amount and vacuum.

5. Increase of condenser heat load

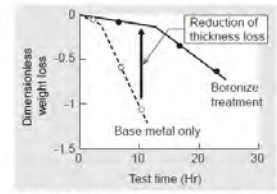
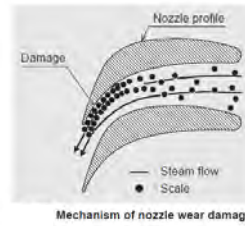
The condenser pressure is estimated from condenser performance curve. the design heat load, on the condition that cooling water flow, tube cleanliness and heating surface, etc. are nearly design value. If the heat load increases more than the design value at a certain operation point, the condenser pressure increases.

TURBINE BLADE COATING (Boronize)

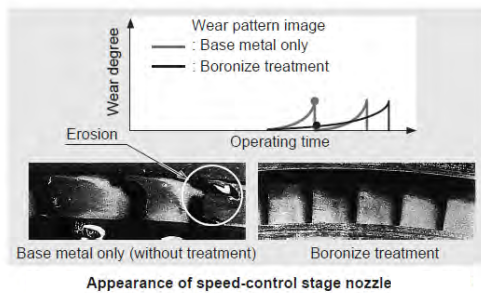
Characteristics of Boronize Treatment

- Ensures boron alloy layer of hardness Hv 1200-1800
- High hardness at high temperature and excellent hardwearing properties at high temperature
- High break away resistance because of penetration into the base metal
- Thin layer (approximately 80 μm) of boron alloy

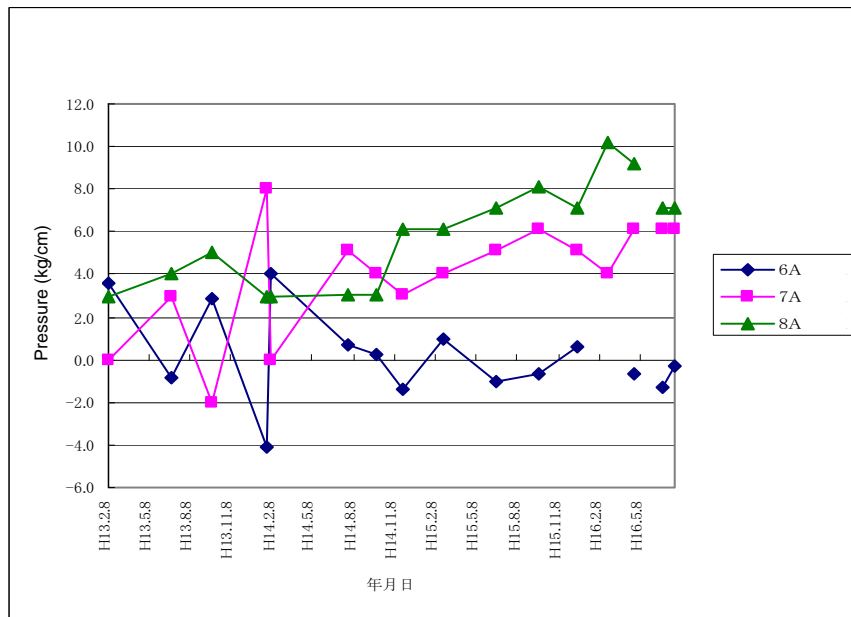
TURBINE BLADE COATING (Boronize)



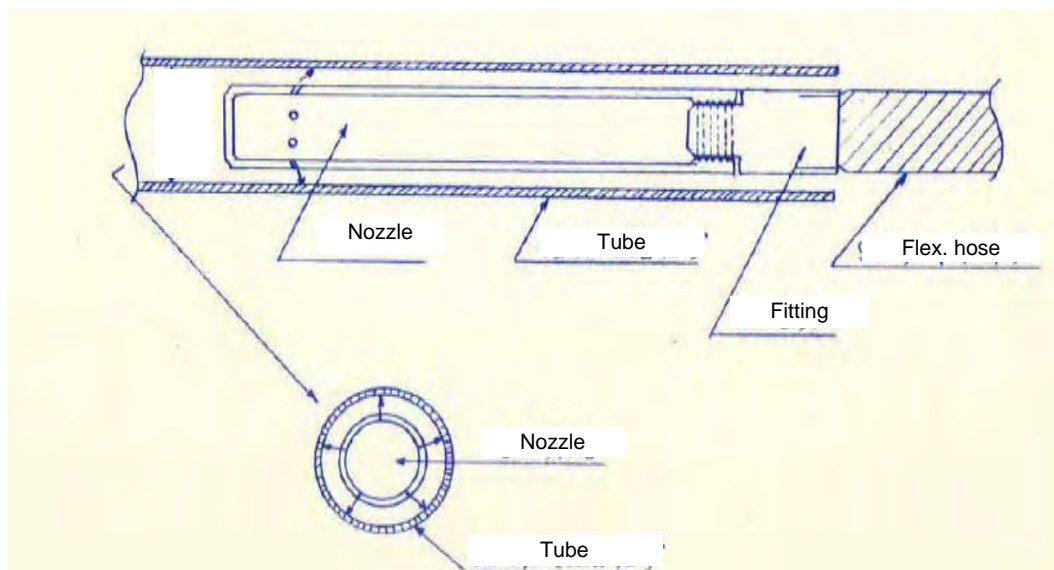
TURBINE BLADE COATING (Boronize)



HP HTR PRESSURE LOSS (Example)



HP HTR TUBE CLEANING (Example)



Turbine HTRH flow vs pressure

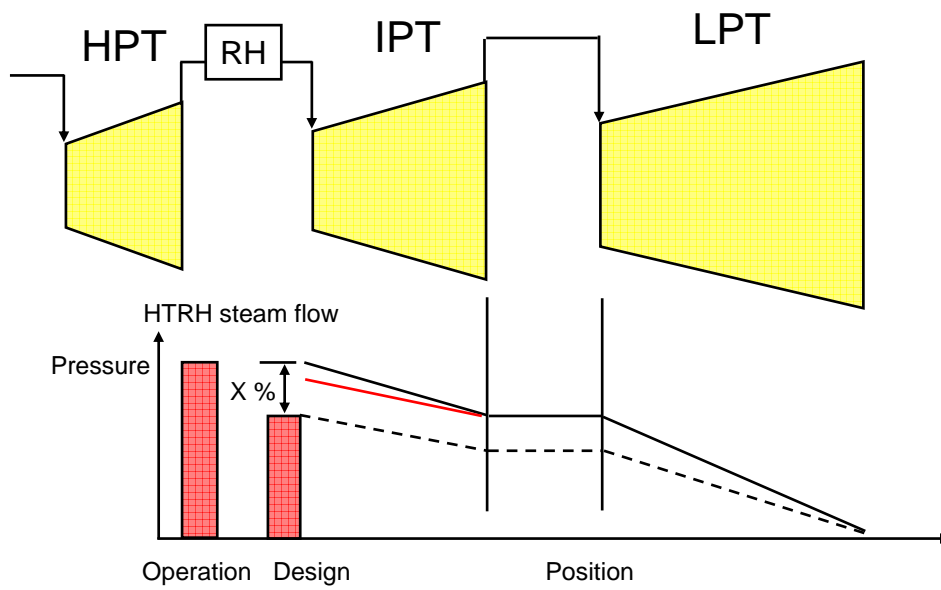
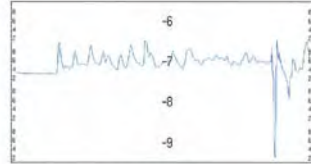


Photo-16: BFPT-B Horizontal flange of rear casing (Right)



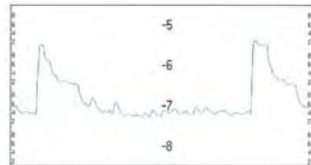
Maximum value: 6.91×10^{-7}
Approx. air leak-in rate : 1.8 kg/h

Photo-17: A-Vacuumpump grand seal (coupling side)



Maximum value: 1.27×10^{-6}
Approx. air leak-in rate : 0.2 kg/h

Photo-18: A-Vacuumpump grand seal (uncoupling side)



Maximum value: 2.18×10^{-5}
Approx. air leak-in rate : 3.5 kg/h

Photo-19 Test equipments for helium reaction test



- Sniffer tester
- Leak detector
- Monitoring PC
- Water content remover

Photo-20 Helium Detection position
(Pressure gauge position for #6B vacuum pump inlet)



To helium detector

Photo-21 Injection test position
(Drain pipe of Pressure transmitter for #6B vacuum pump inlet)



Flow meter

Condenser leak buster (Singrauli #6)

RESULT

1. Air ingress from gland seal packing of both A-BFPT and B-BFPT were 44% and 21% of total ingress measured respectively.

RECOMMENDATION

1. Inspect these area and conduct necessary repair.
2. After repair, carry out Helium test again to assure little air ingress.

Pump assessment Korba BFP-6B (T-BFP)

RESULT

1. Pump efficiency is decreased by approx. 5% from the design value.

RECOMMENDATION

1. Refurbish inner parts of the pump after economic evaluation.
2. Conduct pump test for the same pump every two years, and to carry out the test for other pumps.
3. BFP turbine efficiency can be estimated, when BFP efficiency is known.

- Object Plant
Singrauli #6 unit of NTPC in India.
- Object of Test
The unit was operated using 2 vacuum pumps (from 4~5 Years), deterioration of the vacuum (by about 10 mmHg) had been observed by operation using 2 vacuum pump. The air leak-in rate at that time under 2 pumps operation was 120 kg/hour.
From this reason, the leak buster tests were executed for the purpose of identifying the position, which corresponded to the air leaking abnormally into the unit.

3. Test Result
The 130 positions in vacuum line were investigated for this time and resulted in identifying the positions corresponding to about 109 kg/hour of leaks into the unit. Among them, the major position for leak into the unit was the packing gland of BFP-T A & B. (Refer to the attached check list for details.)

No.	Helium test position	Air leak rate [Kg/h]	Detection No.
1	A BFP-T gland sealing portion (Rear)	49.3	Photo No.11
2	B BFP-T gland sealing portion (Rear)	23.5	Photo No.12
3	LP turbine gland sealing portion (Packingland and Bellow flange)	13.3	Photo No.1~5
4	HP Flush tank, Flush box-1 and Drain flush Tank B	12.3	Photo No.6~10
5	Others	14.6	
Total		113.0	

4. Test Period

Aug. 6, 2009 - Aug. 10, 2009

	Aug. 6	Aug. 7	Aug. 8	Aug. 9	Aug. 10
1. Preparation for test Equipment					
2. Verification of VP air extraction rate					
3. Injection test					
4. Investigation of air-leak points					
5. Report and Meeting					

Measured by : Kawashima, Sato, Iriki and Hirose

Photo-1: LP turbine packingland Generator side (Lower/Left)

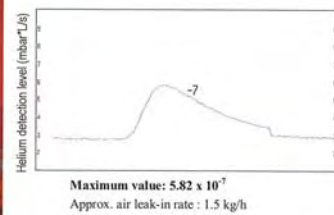


Photo-2: LP turbine packingland Turbine side (Upper/Left)

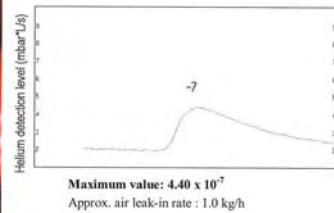


Photo-3: LP turbine packingland Turbine side (Lower/Left)

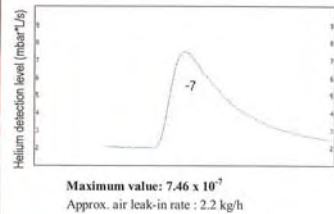


Photo-10: Drain flash tank-B (Connection pipe)

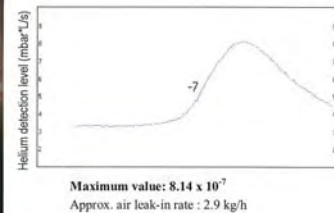


Photo-11: BFP-T-A packingland

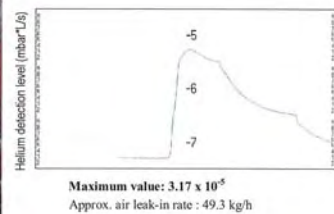
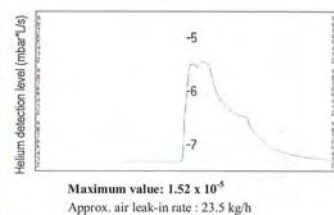


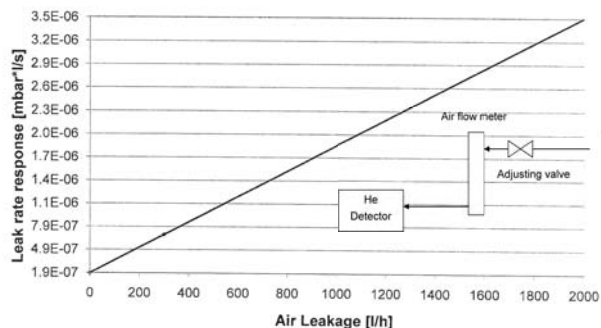
Photo-12: BFP-T-B packingland



Attachment - 1

NTPC Singrauli #6
Helium reaction curve

DATE : Aug. 10, 2009



Pump assessment Singrauli CWP I-09

RESULT

1. Pump efficiency is decreased by approx. 11% from the design value.

RECOMMENDATION

1. Refurbish inner parts of the pump after economic evaluation.
2. Conduct pump test for the same pump every two years, and to carry out the test for other pumps.

Pump assessment Rihand CWP-2B

RESULT

1. Pump is considered to be in acceptable condition while the efficiency is 1.6% lower than the design.

RECOMMENDATION

1. Conduct pump test for the same pump every two years, and to carry out the test for other pumps.

Pump assessment Rihand BFP-2B (M-BFP)

RESULT

1. Pump efficiency is decreased by approx. 13% from the design value.

RECOMMENDATION

1. Refurbish inner parts of the pump after economic evaluation.
2. Conduct pump test for the same pump every two years, and to carry out the test for other pumps.

Turbine and System Assessment NTPC Korba #4

Workshop at Power Management Institute

Hirotsugu Ohgihara – Thermal Services, ALSTOM K.K.
September 10th, 2010



Agenda



Objective of the Assessments

Project Organization

Scope of Work

Methodology Adopted

Overall Executive Summary of the Findings

ST&System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 2

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Objective of the Assessments



As a part of ODA program, “Study on Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plants in NTPC-India”, Turbine and System Assessment was implemented for NTPC Korba unit #4.

Below items are main objective of the assessment.

- Assessments of the present conditions of the turbine and related components, including critical piping systems.
- Assessments of the remaining life of the equipments / components.
- Recommendations for run/repair/replace decision of equipments / components for performance improvement from risk mitigation view point.
- Recommendations for safe & reliable operation, through identification of failure prone zones / components from risk mitigation view point.

ST&System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 3

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Agenda



Objective of the Assessments

Project Organization

Scope of Work

Methodology Adopted

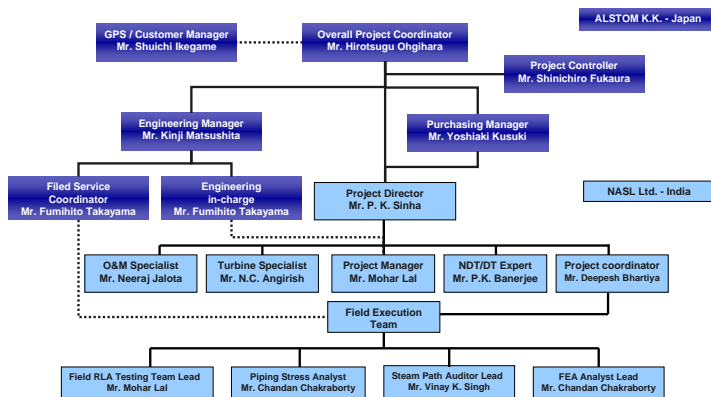
Overall Executive Summary of the Findings

ST&System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 4

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Project Organization



ST&System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 5

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Today's Participants



Mr. Hirotsugu Ohgihara	Overall Project Coordinator/BD Manager ALSTOM K.K. (Japan)
Mr. Deepesh Bhartiya	Project Coordinator NASL Ltd.
Dr. S. Shamasundar	Managing Director ProSIM R&D Pvt. Ltd.

ST&System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 6

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Objective of the Assessments

Project Organization

Scope of Work

Methodology Adopted

Overall Executive Summary of the Findings

- Plant: NTPC Korba Super Thermal Power Station
- Unit: #4
- Rating: 500 MW
- Turbine OEM: KWU
- Operating Hours: 198,110 hrs (as of May 2010)

- Past 10 yrs operational data is available
- Drawings available, partially missing
- The unit hasn't been implemented comprehensive conditions and residual life assessment

- Residual Life Assessment (RLA) for 1xIP and 1xLP Turbines incl.
 - Various NDT/DT and In-situ Metallography Analysis
 - Finite Element Analysis (using ABAQUAS and FE-SAFE)
- Main Piping (MS, CRH, HRH, FW) Assessment incl.
 - Various NDT/DT and in-situ Metallography Analysis
 - Modeling and Stress Analysis (using CAESER II),
 - Finite Element Analysis (using ABAQUAS and FE-SAFE)
- Steam Path Audit (SPA) of 1xIP and 1xLP Turbines
 - Various Field Measurements
 - Modeling and Analysis (using eSTPE)

Comprehensive package for turbine and system assessment

Objective of the Assessments

Project Organization

Scope of Work

Methodology Adopted

Overall Executive Summary of the Findings

Inspection/Testing Process (field execution):

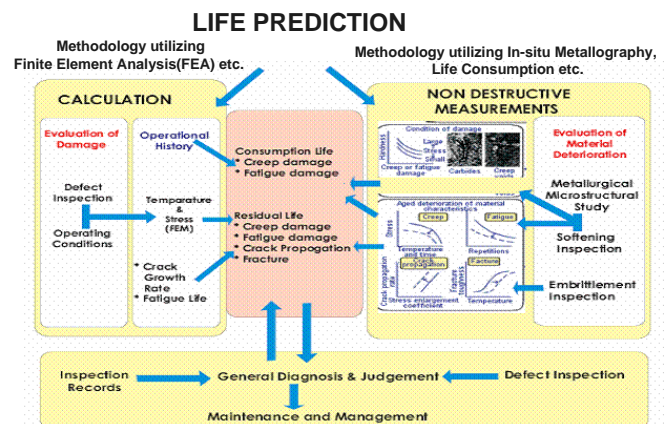
- Hot Walk Down - to capture the operating conditions
- Cold Walk Down - to capture the cold conditions
- Field Measurement/Inspection - conduct various NDT/DT tests (VI, DPT, MPI, UT, NFT, ECT, Replication (IM), Hardness, other measurements, tests, audits)

Data Analysis Process:

- Condition assessment from NDT/DT processes – collected data are analyzed for assessment of impending failures and damages.
- Remaining life assessment – based on field data, analyzed to assess remaining life. It consists of metallographic degradation analysis and finite element analysis (FEA).

Reports & Recommendations:

- Findings from field execution and data analysis result are integrated into conclusions, recommendations for Run/Repair/ Replace to secure safe operation and performance improvement.



Methodology utilizing In-situ Metallography



Evaluation based on Microstructural Assessment (Neubauer)& Classification (VGB guidelines):

- The level of degradation of material is classified using the above classifications for finding the level of damage.

Creep damage classification & expended life fraction as per Sampietri et al :

- The level of damage is then checked with the creep damage classification so as to find the expended life fraction (percentage of life consumed)

1	Presence of isolated dislocations	
2	Presence of dislocation network	
3	Presence of microvoids	
4	Presence of microvoids	

Damage level	Expended life fraction
1	0.181
2	0.442
3	0.691
4	0.859
5	1.000

ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 15

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Methodology utilizing Larson Miller Parameters



Evaluation based on Larson Miller Parameters:

- LMP is a means of predicting the lifetime of material vs. time and temperature using a correlative approach based on the Arrhenius rate equation.

The value of the parameter is usually expressed as

$$LMP = T(C + \log t)$$

C: material specific constant (often approximated as 20)

t: exposure time (hours)

T: temperature (K)

The base formula is: $LMP = A - B \cdot \log \sigma$ (σ : hoop stress)

ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 16

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Methodology utilizing Finite Element Analysis (FEA)



In FEA, the physical system is digitally represented on a computer. A 3D CAD FEM model of component is created & physical realities of the material and the operating conditions are prescribed upon it. With the model, virtual system is available for analysis, and it gives the results of stress, strain, temperature, deflection in the entire 3D geometry. The steps involved in the simulation are as follows;

- Create a 3D model and convert it in finite element mesh model.
- Physical boundary & operating conditions are mimicked for computer simulation.
- Perform FEM analysis using ABACUS software and calculate the stress, strain, temperatures etc. due to creep and fatigue effect.
- Conduct Thermo mechanical fatigue analysis using FE-SAFE software and obtain the hot spots.
- Compute creep & fatigue life and calculate the combined effect of creep-fatigue.
- Finalize remaining life based on total damage accumulated.

ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 17

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Agenda



Objective of the Assessments

Project Organization

Scope of Work

Methodology Adopted

Overall Executive Summary of the Findings

ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 18

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Remaining Life Overview



System/Components	Predicted Remaining Life (yrs) or Consumed Life (%)			
	LMP	IM	FEA	Conclusion
TURBINE				
IP Casing	N/A	18%	22 yrs	> 20 yrs
IP Casing	N/A	18%	16 yrs	16 yrs
LP Casing	N/A	N/A	113 yrs	> 20 yrs
LP Rotor	N/A	10%	47 yrs	> 20 yrs
VALVE				
HP SV&CV	N/A	44%	N/A	> 20 yrs
IP SV&CV	N/A	44%	N/A	> 20 yrs
PIPINS SYSTEM				
MS-CRH-HPBP Piping	5.9 yrs	44%	21 yrs	(5.9 yrs)
HRH-LPBP Piping	> 20 yrs	44%	13.6 yrs	13.6 yrs
BWP Piping	N/A	N/A	> 20 yrs	> 20 yrs

ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 19

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Turbine Assessment Summary (IP-Casing)



<p># Visual Observations reveal that the Casing and Stationary Blades have no significant damage. Some sealing fits are found in damaged condition, which were repaired during the Overhaul.</p> <p># NPS, OPI & LOT of Journal & Coupling Area has not revealed any defect.</p> <p># Deposit Analysis reveal presence of major oxide component. These are Iron Oxides, which is normal. No abnormal constituent like Cu, Ni etc. are present. No abnormal deposits are observed there, indicating good water chemistry.</p> <p># Microstructural degradation level is II L and hardness range 168 to 200. The expended creep life fraction is 0.181.</p> <p># Hardness value of casing is observed in the range of 168-172 BHN at the steam entry side, a 190-200 BHN at the steam exit side.</p>		<p>Observations:</p> <p># IP Inner casing is highly stressed (5330 MPa- Peak transient stress) near the inlet and first stage as shown in the figure.</p> <p># The FatSafe analysis shows the probability of crack initiation in IP casing assembly from the inlet and first stage, over a period of time.</p>	
<p>Conclusions:</p> <p>From the above Analysis and based on Miner's Rule Remaining life = 22 years.</p>			

Conclusion: Remaining life is evaluated to > 20yrs

Recommendation:

- Stressed locations as marked in the figures, need to be checked and microstructure analysis should be carried out during the Overhauls
- further RLA of the component in 5yrs


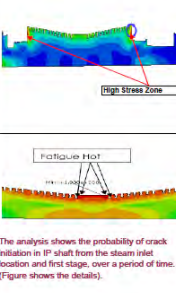
ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 20

© ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Turbine Assessment Summary (IP-Rotor)



<p># Visual Observations reveal that the IP rotor has no significant damage. Coupling holes and coupling bolts are also in good condition.</p> <p># There is no significant degradation of hardness on the rotor material.</p> <p># MPLDPT & UT of Journal & Coupling Area has not revealed any defect.</p> <p># Microstructural degradation is II L, and the expanded creep life fraction is 0.181. Hardness value of rotor is found to be 204 to 210 BHN at the steam entry side and 221 to 223 BHN at the steam exit side.</p> <p># Deposit Analysis reveal presence of major oxide component. These are Iron Oxides, which is normal. No abnormal constituent like Si, Cu etc. are present. No abnormal deposits are observed there, indicating good water chemistry.</p>		<p>Observations:</p> <p>IP rotor is stressed (at 360 MPa- peak transient stress) near the inlet and last stage. Inlet becomes critical because of higher temperature and pressure of steam.</p>	 <p>The analysis shows the probability of crack initiation in IP shaft from the steam inlet location and first stage, over a period of time. (Figure shows the details).</p>
<p>Conclusion: Remaining life is evaluated to 16yrs</p> <p>Recommendation:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Stressed locations as marked in the figures, need to be checked and microstructure analysis should be carried out during the Overhauls 2) further RLA of the component in 5yrs 		<p>Conclusions:</p> <p>From the above Analysis and based on Miner's Rule Remaining life = 16 years.</p>	

Conclusion: Remaining life is evaluated to 16yrs

Recommendation:


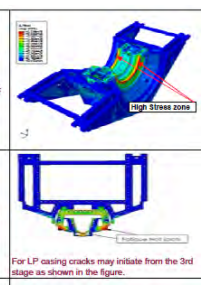
- 1) Stressed locations as marked in the figures, need to be checked and microstructure analysis should be carried out during the Overhauls
- 2) further RLA of the component in 5yrs

STASystem Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 21
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Turbine Assessment Summary (LP-Casing)



<p># Visual Observations reveal that the inner-outer casing, erosion has been observed on the weld area as marked in the figures. Stationary blades have no significant damage. Sealing fire are found in good condition.</p> <p># MPLDPT & UT of parting plane area has not revealed any significant defect.</p> <p># No measurable deposits found, indicating good water chemistry.</p>		<p>In LP casing assembly, Inner casing shows the stress of 256MPa (Peak transient stress) near the third stage of the turbine.</p>	
<p>Conclusion: Remaining life is evaluated to > 20yrs</p> <p>Recommendation:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Stressed locations as marked in the figures, need to be checked and microstructure analysis should be carried out during the Overhauls 2) Based on explicit observations in various locations, no immediate action is required. 		<p>Conclusions:</p> <p>From the above Analysis and based on Miner's Rule Remaining life = 113 years.</p> <p>For LP casing cracks may initiate from the 3rd stage as shown in the figure.</p>	

Conclusion: Remaining life is evaluated to > 20yrs

Recommendation:

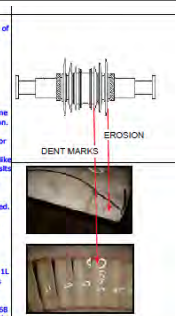
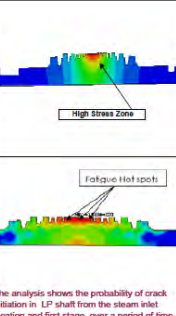
- 1) Stressed locations as marked in the figures, need to be checked and microstructure analysis should be carried out during the Overhauls
- 2) Based on explicit observations in various locations, no immediate action is required.

STASystem Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 22
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Turbine Assessment Summary (IP-Casing)



<p># Erosion observed on the steam exit side of the last stages i.e. TS-6 & GS-6 of blades.</p> <p># Minor erosion observed on blades of second last stages i.e. TS-5 & GS-5.</p> <p># Minor pitting is also observed on the blades of stages TS-3 & GS-3.</p> <p># Erosion observed on leading edge of some of the blades during eddy current inspection.</p> <p># Deposit Analysis reveal presence of major oxide component. These are Iron Oxides, which is normal. No abnormal constituent like Si, Cu etc. are present. No abnormal deposits are observed there, indicating good water chemistry.</p> <p># No erosion in balancing weights observed.</p> <p># There is no significant drop observed in HFT measurements of last 03 stages free standing blades, with respect to design value.</p> <p># The microstructural degradation level is II, and the expanded creep life fraction is less than 0.181.</p> <p># Hardness value of rotor is found to be 268 to 278 at the inlet side and 261 to 271 at the outlet region (last side).</p>		<p>In LP rotor high stress (360 MPa) is observed near the inlet. This is due to higher pressure and temperature of steam at inlet.</p>	 <p>The analysis shows the probability of crack initiation in LP shaft from the steam inlet location and first stage, over a period of time.</p>
<p>Conclusion: Remaining life is evaluated to > 20yrs</p> <p>Recommendation:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Stressed locations as marked in the figures, need to be checked and microstructure analysis should be carried out during the Overhauls 2) Based on explicit observations in various locations, no immediate action is required. <p>However the last stage moving blades of both sides needs to be replaced in the next overhaul.</p>		<p>Conclusions:</p> <p>From the above Analysis and based on Miner's Rule Remaining life = 47 years.</p>	

Conclusion: Remaining life is evaluated to > 20yrs

Recommendation:

- 1) Stressed locations as marked in the figures, need to be checked and microstructure analysis should be carried out during the Overhauls
- 2) Based on explicit observations in various locations, no immediate action is required.


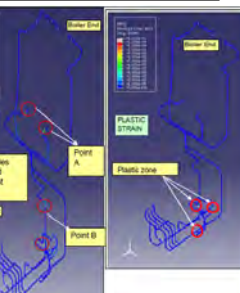
However the last stage moving blades of both sides needs to be replaced in the next overhaul.

STASystem Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 23
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Piping Assessment Summary (MS-CRH-HPBP)



<p>CodeStress Ratio (%): 58.8 @Node 2140 Code Stress: 66.0132 MPa Allowable: 114.453 MPa (Sustained Load)</p>		<p>1) Maximum Stress due thermo mechanical load is 166 MPa (localised Point A), average stress value is 60 to 70 MPa which is within allowable limit. A strain observed is 0.0112 (Elastic Strain 0.009 + Plastic Strain 0.0012)</p> <p>2) Maximum Permanent Deformation after 25 Yrs of open due to Creep is 68 mm (Point B)</p> <p>3) Displacement (plastic) of following hangers over a period of 25 years is more than 60 mm. a) MS7 044, b) MS1 012, c) CRH 050, d) CRH 032</p>	
<p>Conclusion: Remaining life is evaluated to 5.91 years considering 25% safety factor to alarm the hot spot zones observed in FEA.</p> <p>Recommendation: The critical locations identified be subjected to the following tests for next annual overhauling:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Insitu Metallography 2. Thickness Survey 3. Online line monitoring systems using the installation of the High temperature strain gauges a 4. EMAT - Electromagnetic Acoustic transducer test / High frequency (20MHz) small diameter probe UT <p>5. Indicated hangers required to be corrected.</p>		<p>Conclusions:</p> <p>From the above Analysis and based on Miner's Rule Remaining life = 5.91 years.</p>	

Conclusion: Remaining life is evaluated to 5.91 years considering 25% safety factor to alarm the hot spot zones observed in FEA.

Recommendation: The critical locations identified be subjected to the following tests for next annual overhauling:

1. Insitu Metallography
2. Thickness Survey
3. Online line monitoring systems using the installation of the High temperature strain gauges a
4. EMAT - Electromagnetic Acoustic transducer test / High frequency (20MHz) small diameter probe UT



5. Indicated hangers required to be corrected.

STASystem Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 24
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Piping Assessment Summary (HRH-LPBP)



<p>CodeStress Ratio (%): 71.8 @Node 279 Code Stress: 33.5433 MPa Allowable: 46.7160 MPa (Sustained Load)</p>		<p>1) Maximum Stress due thermo mechanical load is 102 MPa (localised Point A), average stress value is 50 to 70 MPa which is within allowable limit. A strain observed is 0.00818 (Elastic Strain 0.00712 + Plastic Strain 0.00106)</p> <p>2) Maximum Permanent Deformation after 25 Yrs of open due to Creep is 100 mm (Point A)</p> <p>3) Displacement (plastic) of HRH hangers over a period of 25 years is less than 5 mm.</p>	
<p>Conclusion: The condition of piping system is satisfactory. Remaining life is evaluated to 13.6 years.</p> <p>Recommendation: Run component fit for further operation Re-inspection of the component is recommended after 5 years Indicated hangers required to be corrected.</p>		<p>Conclusions:</p> <p>From the above Analysis and based on Miner's Rule Remaining life = 13.6 years.</p>	

Conclusion: The condition of piping system is satisfactory. Remaining life is evaluated to 13.6 years.


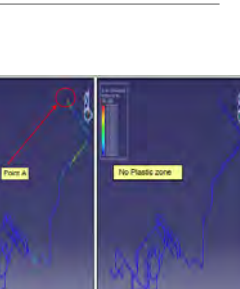
Recommendation: Run component fit for further operation Re-inspection of the component is recommended after 5 years Indicated hangers required to be corrected.

STASystem Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 25
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Piping Assessment Summary (BFW)



<p>CodeStress Ratio (%): 35.0 @Node 1175 Code Stress: 49.1291 MPa Allowable: 137.5651 MPa (Sustained)</p>		<p>1) Maximum Stress due thermo mechanical load is 142 MPa (localised Point A), average stress value is 60 to 70 MPa which is within allowable limit. A strain observed is 0.00606 (Elastic Strain 0.00606 + Plastic Strain 0.0)</p>	
<p>Conclusion: The condition of piping system is satisfactory. Remaining life may be concluded > 20 years.</p> <p>Recommendation: Run component fit for further operation Re-inspection of the component is recommended after 5 years Indicated hangers required to be corrected.</p>		<p>Conclusions:</p> <p>From the above Analysis and based on Miner's Rule Remaining life = > 20 years.</p>	

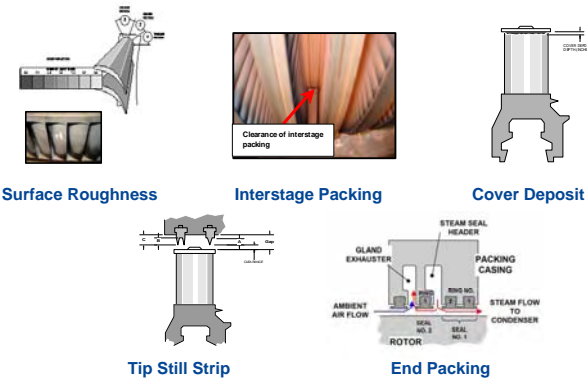
Conclusion: The condition of piping system is satisfactory. Remaining life may be concluded > 20 years.

Recommendation: Run component fit for further operation Re-inspection of the component is recommended after 5 years Indicated hangers required to be corrected.

STASystem Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 26
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Steam Path Audit Overview

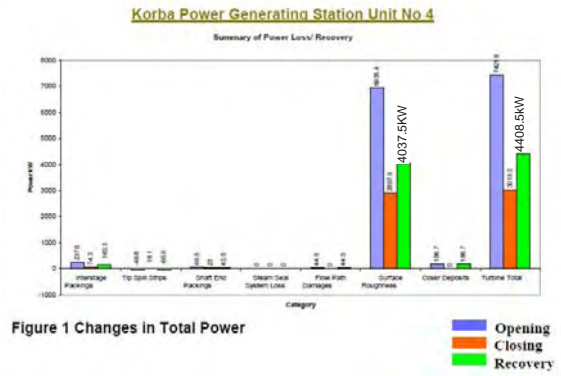


ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 27
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Major loss items

Steam Path Audit Overview (total)

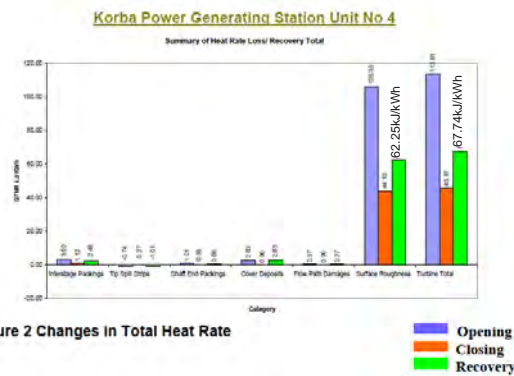


ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 28
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Major loss & recovery from surface roughness

Steam Path Audit Overview (total)



ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 29
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Major loss & recovery from surface roughness

Steam Path Audit Overview (IP)

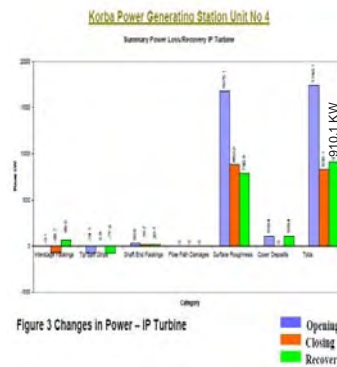


Figure 3 Changes in Power - IP Turbine

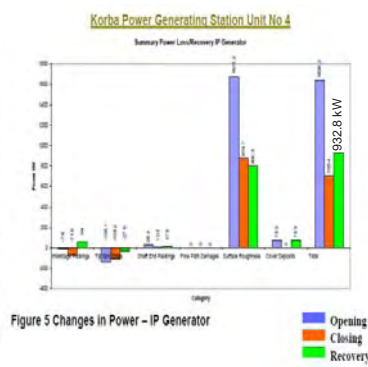
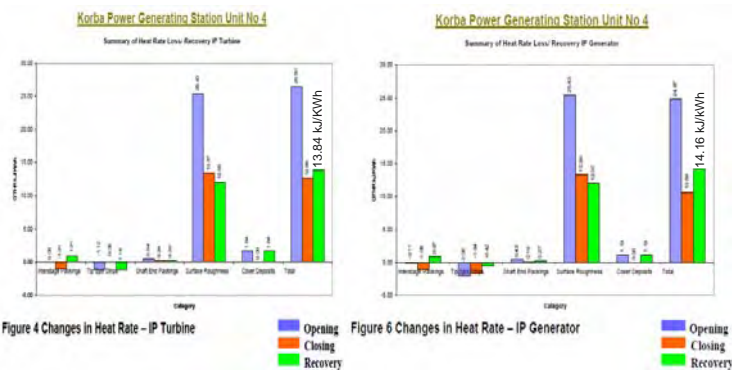


Figure 5 Changes in Power - IP Generator

ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 30
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



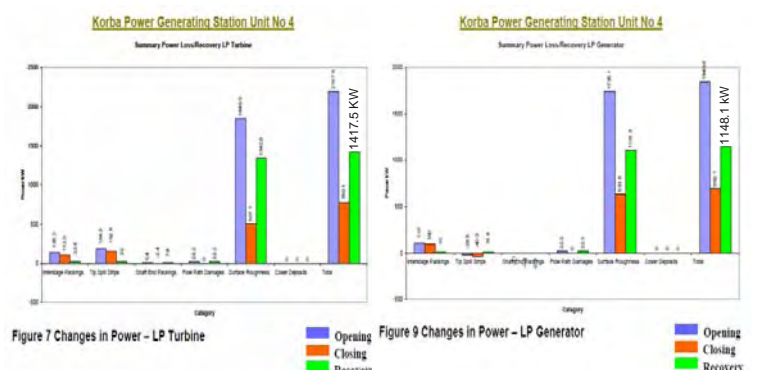
Steam Path Audit Overview (IP)



ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 31
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Steam Path Audit Overview (LP)



ST&S System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 32
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.



Korba Power Generating Station Unit No 4

Summary of Heat Rate Loss/ Recovery LP Turbine

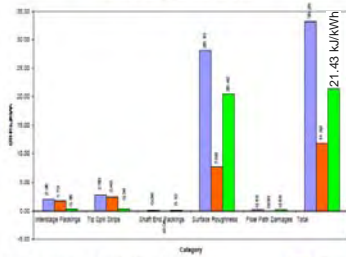


Figure 8 Changes in Heat Rate - LP Turbine

Opening
Closing
Recovery

Korba Power Generating Station Unit No 4

Summary of Heat Rate Loss/ Recovery LP Generator

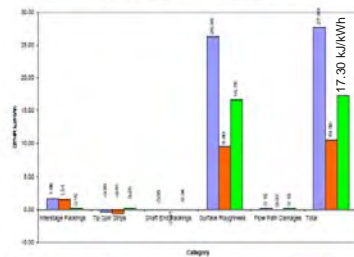


Figure 10 Changes in Heat Rate - LP Generator


Opening
Closing
Recovery

- The unit is generally in good conditions
- No significant defect is observed in turbine and piping.
- Metallographic analysis revealed the degradation level was
 - Level IIL for turbine (expended life fraction up to 18%)
 - Level IIL to IVL for piping (expended life fraction up to 44%)
- Remaining life of MS piping hot spot zone is evaluated as 5.9 yrs, taking into account 25% safety factor
- 90% of losses of turbine (output & heatrate) are come from surface roughness

ST&System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 33
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.

ST&System Assessment for NTPC Workshop - HOU - 10SEP2010 - P 34
 © ALSTOM 2010. All rights reserved. Information contained in this document is indicative only. No representation or warranty is given or should be relied on that it is complete or correct or will apply to any particular project. This will depend on the technical and commercial circumstances. It is provided without liability and is subject to change without notice. Reproduction, use or disclosure to third parties, without express written authority, is strictly prohibited.





JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plant in NTPC-India

Presentation document

< Control & Instrumentation >




Outline of Field Study

<Objectives>
 To confirm the state of key facilities of Unit 3 at Unchahar power station and to investigate the feasibility of improving the reliability, operating performance and functionality of the unit through renovating or modifying its instrumentation and control systems.
The opportunities for combustion and soot blowing optimisation are a particular focus.

<Date>
 Oct 26 to 29, 2009 (4days)


<Team>
 JICA Study Team & Yokogawa Electric Corporation
 (total 6 people)



1

Plant description of Unchahar#3


- Unit 3, the first of two units (3 & 4) in Stage II was first synchronised in January, 1999 and declared available for commercial operation on January, 2001.
- Rated Output : 210MW
- Unit 3 has operated since 2002 with a Plant Load Factor in excess of 90% (101% in 2008!) and has been overhauled each year, except 2008.
- Operating steam conditions are fixed pressure 150 bar, 537 degrees of Celsius.
- The unit control system is provided by ABB.



2

Result of Field Study


- Part of the operation was performed in manual mode, not in automatic mode, but no problems were observed in particular.
- With regard to the plant control responsiveness, no particular problems were observed with the variable load test.
- As for instruments status, the field work found that the instruments were operating normally and no particular problems were observed, including their operating conditions. In addition, no problems were observed with the calibration method and spare part management in the C&I laboratory.



> In the fields of C&I, as a whole, an extremely high level has been achieved.
 > In order to further improve plant efficiency and reliability, there is a need to introduce the latest technologies.

Soot Blower Operation

- Unchahar currently have 56 wall blowers and 18 LRSB that cover convection section and AH section
- The soot blowing is mainly time based, operator initiated sequences; the wall blowers are operated once every two days, the LRSB blowers are operated once every day.
- The chosen sequence is selected based on prevailing operating conditions (steam temperatures, metal temps, AH dP etc) but the operators also look at RH/SH sprays for initiating soot blowers.



4


Introduction of Boiler Optimization tool

(Soot blowing & Combustion Optimization)

This information is summarized based on documents from NeuCo, Inc , USA.

In this document , there is an outline of Boiler Optimization system that includes Soot blowing optimization and Combustion optimization.

For further information, please ask NeuCo, Inc directly.
 Their home page URL is as follows : <http://www.neuco.net/>



Overview of Comprehensive Boiler Optimization

■ All NeuCo optimizers contribute to improved heat rate (by greater or lesser amounts depending on the plant's priorities.) It is important to note that reduced heat rate not only provides immediate fuel savings, it also provides CO2 reduction benefits.

■ NeuCo's comprehensive Boiler Opt solution puts emphasis on balancing the air and fuel distribution in the boiler and providing the proper cleaning using the soot blowers to improve the balance of combustion, reduce variability, and assure proper heat transfer.

Expected Benefits of Optimization software

< Soot Opt >

- ◆ Improved Heat Rate
- ◆ Improved Unit Reliability
(fewer cleaning actions, better slagging and opacity control)
- ◆ Better RH & SH Steam Temperature Control
- ◆ Better Flue Gas Temperature Control
- ◆ NOx Reduction

< Combustion Opt >

- ◆ Increased Boiler Efficiency and Heat Rate
- ◆ Reduced sorbent and/or reagent usage
- ◆ Better Steam Temperature Control
- ◆ Improved Reliability
- ◆ Reduced LOI (loss of ignition)

Benefit of installation (case of Unchahar#3)

Improvement proposals	Current	After improvement	Expected effects
Introduction of a new system for the optimization of combustion and soot blowers to reduce the amount of coal used and CO ₂ emissions	—	Introduced	Boiler efficiency will increase by 0.4 to 0.5%. CO ₂ emissions will decrease by 10,000 tons/year.

As a secondary effect, it can be expected that the number of shutdowns will decrease, causing the amount of fuel needed for start-up to decrease, and that the boiler will operate with a smaller amount of oxygen, causing boiler loss to decrease.

Secondary effect	Current	After improvement	Expected effect
The number of shutdowns will decrease, causing the amount of fuel used for start-up to decrease.	—	—	The amount of fuel for start-up will decrease by 23 kL each start-up.
The boiler will operate with a smaller amount of oxygen, causing boiler loss to decrease.	3.8%	3.3%	Combustion will improve, causing the amount of coal used to decrease by 3,234 tons/year.

Example of Soot Blower in Japan

■ Usually soot blower is implemented automatically, without operator's instruction.

■ Time interval setting for soot blowing is installed in plant control system.

■ Watching the "dirtiness" of boiler tube, there is a setting point for each boiler tube.

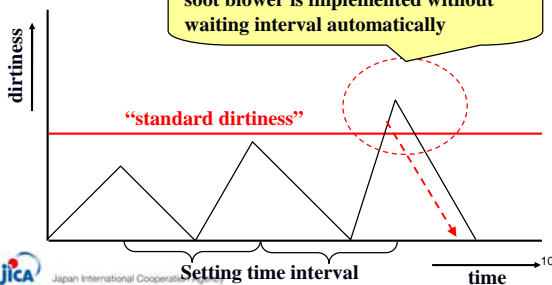
■ Usually soot blower is carried out set time-based, however in case of becoming dirty within set time and dirtiness above set point, soot blower is carried out at this timing immediately.

■ So soot blower is implemented automatically even changing the type of usage of coal.

Example of Soot Blower in Japan

"dirtiness" is comparison between difference of inlet & outlet feed water temperature and standard setting temperature difference.

If dirtiness goes above standard value, soot blower is implemented without waiting interval automatically



Sum up for soot blower system

■ As explained so far, there are 2 types of optimizing for soot blower.

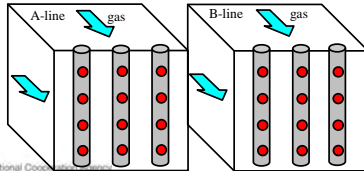
■ In Japan, almost all power station are installed "intelligent soot blower" by power plant supplier.

■ In USA, NeuCo's make ANN (artificial neural network) optimization software module are successful installed at more than 120 power plants. Mainly it includes ANN based combustion & soot blower model.

In Japan, never heard to install ANN technique till date.

<ref> O2 measurement in the flue gas

- For example, Misumi Power Station, ultra super critical 1000MW coal-fired plant, there are 3 probes to measure O2 outlet of economizer at each duct. There are 4 measurement spot on each probe. Total 2 ducts. So there are 24 measurement spots in all.
- The gas temperature around O2 measuring spots is approximately 350 degrees of Celsius.
- One example we are using is NGK's.
(www.ngk.co.jp model no. MLP-10)



<ref> Control card failure

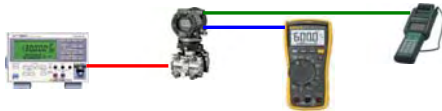
- Unit trip due to failure of control card never happen in Japan.
- Even if it happens, there are redundancy system, so switch automatically to stand-by card.
- When card failure trouble happens, alarm in the central control room tells operator to check. Then go to check the control panel room immediately to recognize which card is out of order.
- Then, inform and ask to prepare new card to OEM.
- It takes approx. a few months for OEM to prepare new card.
- No test of card during daily/overhauling maintenance, if card is reported faulty inform OEM to replace. OEM replace to new card.

Followings are recommendations for you.

- ✓ Keep appropriate environment for cards (temp, moisture)
- ✓ Check the cooling fan inside of panel and filters.
(Fan type are vertical & horizontal.)
- ✓ Open/Close control panel door with much caution.
- ✓ Use of panel door gasket to remove dust in each panel.

<ref> Calibration method

■ Calibration



■ Loop test method

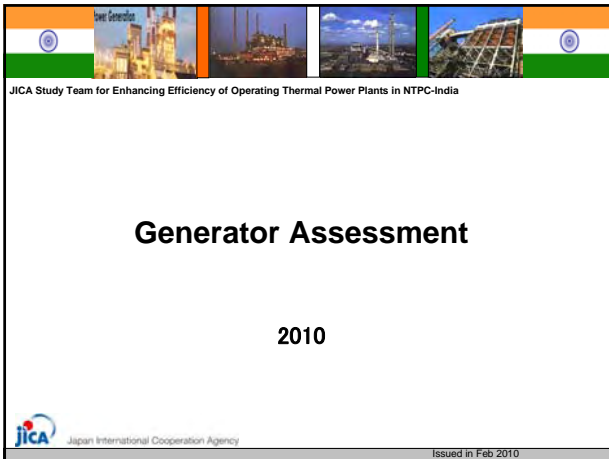


Calibration is always done by subsidiary company based upon plant requirement



JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plant in NTPC-India

Thank you for your attention!



Contents 1

1. Assessment procedures
2. Korba#6 assessment
3. Rihand#2 assessment
4. Singrauli#4 assessment
5. Sample reports in Japanese plant

Issued in 2010

Assessment procedures 2

Generator part for the assessment
 Stator coil insulation
 Stator coil insulation is most deteriorated.

Required specification of stator
 Insulator : Mica
 Resin: Epoxy
 Resin process: VPI (Vacuum Pressure Impregnation)

Target for the assessment

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

Target specification is the same as required specification of stator. In Japan, small capacity generator is cooled by H₂, generally.

Issued in 2010

Assessment procedures 3

Assessment type
 Current condition assessment
 Judging from the latest test results
 Remaining life assessment (RLA)
 Judging from lots of historical test data

Sorts of stator coil insulation diagnosis for assessment

- 1) Insulation resistance test (IR test)
- 2) Polarization index test (PI test)
- 3) Tan δ test
- 4) AC current-voltage test (Step voltage test)
- 5) Partial discharge test (Corona test)

When stator is cooled by water, draining and drying are required.

Issued in 2010

Assessment procedures 4

Required data for current condition assessment

- 1) Latest IR test data
- 2) Latest PI test data
- 3) Latest Tan δ test data
- 4) Latest AC current-voltage test data (Step voltage test)
- 5) Latest partial discharge test data (Corona test)

Required data for RLA

- 1) Multiple IR test data (Historical test data)
- 2) Multiple PI test data (Historical test data)
- 3) Multiple Tan δ test data (Historical test data)
- 4) Multiple step voltage test data (Historical test data)
- 5) Multiple partial discharge test data (Historical test data)

RLA is conducted with grasping the deterioration trend by multiple historical test data.

Essential for the assessments

- The data is reliable and accurate
- Sufficient data

Issued in 2010

Korba#6 assessment 5

Issued in 2010

Korba#6 assessment (6)

Current status of implementing assessment in Korba#6
IR test and PI test has been conducted.

Test voltage (DC V)	IR (MΩ)	Japanese criterion
200	0.0666000	
500	0.0636243	
750	0.0064650	
1000V(15 sec)	0.0601680	
1000V(1 minute)	0.0628930	50(MΩ)
1000V(8 minutes)	0.0625000	
PI	0.994	>2.0 (*1)

*1: Korba#6 PI=IR(8 min)/IR(1 min)
In Japan PI=IR(10 min)/IR(1 min)

**Korba#6 does not drain and dry stator coil.
So, Korba#6 test data is meaningless for the assessment.**

Issued in 2010

Recommendations for Korba#6 (7)

1. Conducting insulation diagnosis without cooling water
It is recommended that Korba#6 conduct the insulation diagnosis without cooling water ASAP so that Korba#6 can grasp the current condition and the deterioration trend.

Issued in 2010

Rihand#2 assessment (8)

Issued in 2010

Rihand#2 current condition assessment (9)

Current status of implementing assessment in Rihand#2
IR test, PI test and Tan δ test have been conducted.
Results of IR test, PI test

Date	IR test (MΩ)		PI test
	1 minute	10 minutes	
Nov-1994	1500	11000	7.33
Nov-1999	3300	7700	2.33
Aug-2000	1500	6000	4.00
Sep-2001	800	2400	3.00
Sep-2002	20000	100000	5.00
Sep-2003	15000	60000	4.00
Oct-2004	—	—	3.92
Oct-2005	600	2500	4.17
Sep-2006	2000	6000	3.00
Oct-2007	1000	3750	3.75
NTPC Criteria	21 (*1)	—	2.0
Japanese criteria	50	—	2.0

*1 NTPC Criteria:
IR test criterion = Gen rated voltage (kV)*1

**Current condition by IR test & PI test:
No problem because the results fulfill the criteria.**

Issued in 2010

Rihand#2 current condition assessment (10)

Results of Tan δ

Voltage (kV)	R phase	Y phase	B phase	Remarks
2	1.04%	1.04%	0.96%	Estimated data (*1)
4	1.20%	1.20%	1.10%	Actual data
8	1.20%	1.40%	1.40%	Actual data
12	1.70%	1.90%	1.87%	Actual data
14.4(1.25 × E/√3)	1.78%	2.13%	2.20%	Estimated data (*1)
Δ tan δ	0.74%	1.08%	1.24%	=Tan δ (14.4) – Tan δ (2)
Japanese criteria	Δ tan δ < 2.5%			

*1: Test voltage is little bit different from Japanese one. Therefore, Tan δ (2)(Tan δ 0) at 2kV and Tan δ (14.4)(Tan δ max) at 1.25 × E/√3kV(E:Generator rated voltage) are estimated from Korba#2 test data using approximation formula function of Excel soft.

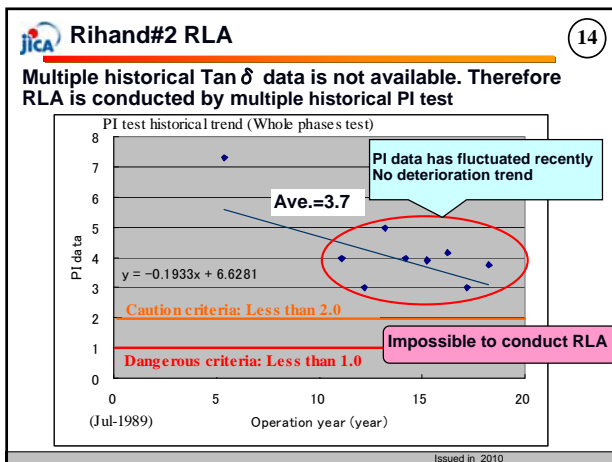
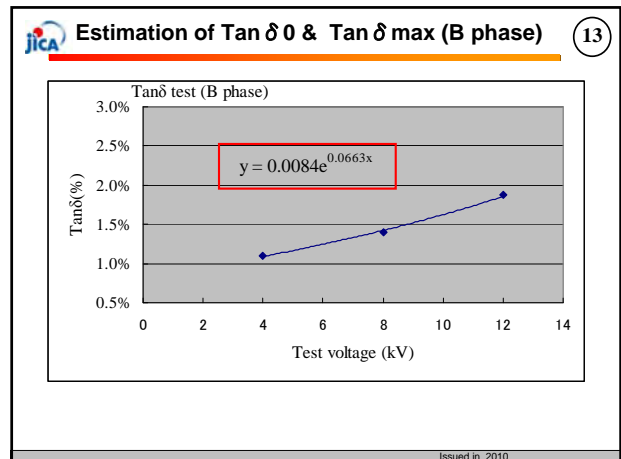
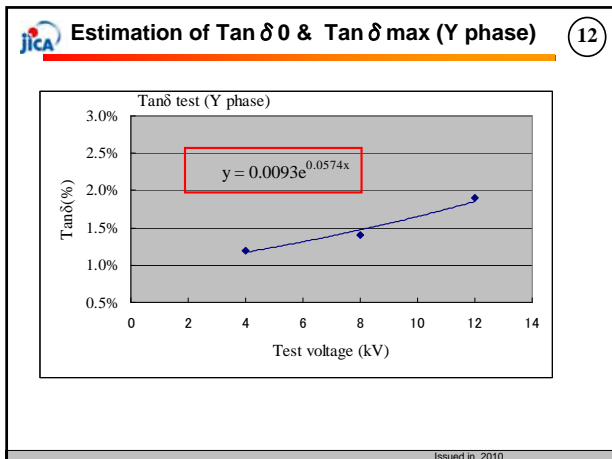
**Current condition by Tan δ test:
No problem because the results fulfill the criteria.**

Issued in 2010

Estimation of Tan δ 0 & Tan δ max (R phase) (11)

**Current condition by Tan δ test:
No problem because the results fulfill the criteria.**

Issued in 2010



Recommendations for Rihand#2 (15)

1. Continue to conduct the insulation diagnosis

Japanese technical book reports that stator coil insulation strength of generator might accelerate to deteriorate after 20-25 year operation. Because Rihand#2 generator has operated for 20 years and it is possible the insulation strength accelerates to deteriorate in the future. Therefore, it is highly recommended that Rihand#2 should conduct the insulation diagnosis periodically in the future and grasp the deterioration trend.

Issued in 2010

Singrauli#4 assessment (16)

Singrauli#4 assessment

Issued in 2010

Singrauli#4 current condition assessment (17)

Current status of implementing assessment in Singrauli#4 IR, PI, $\tan \delta$ and partial discharge test have been conducted.

Results of IR test, PI test (R-phase)

Date	R phase Megger test (M Ω)		PI
	1 minute	10 minutes	
Aug-1997	1700	7500	4.41
Aug-2000	1900	7000	3.68
Sep-2001	1400	5000	3.57
Nov-2004	3250	13500	4.15
Dec-2006	3100	8000	2.58
NTPC criteria	>17	—	>2
Japanese ones	>50	—	>2

Current condition by IR test & PI test (R phase):
No problem because the results fulfill the criteria.

Issued in 2010

Singrauli#4 current condition assessment (18)

Results of IR test, PI test (Y-phase)

Date	Y-phase		
	Megger test (MΩ)		PI
	1 minute	10 minutes	
Aug-1997	1700	7200	4.24
Aug-2000	1800	6000	3.33
Sep-2001	1300	3000	2.31
Nov-2004	3600	13500	3.75
Dec-2006	3500	10000	2.86
NTPC criteria	>17	—	>2
Japanese ones	>50	—	>2

Current condition by IR test & PI test (Y phase):
No problem because the results fulfill the criteria.

Singrauli#4 current condition assessment (19)

Results of IR test, PI test (B-phase)

Date	B-phase		
	Megger test (MΩ)		PI
	1 minute	10 minutes	
Aug-1997	1100	2200	2.00
Aug-2000	1750	4300	2.46
Sep-2001	1500	5000	3.33
Nov-2004	3600	12000	3.33
Dec-2006	1900	4000	2.11
NTPC criteria	>17	—	>2
Japanese ones	>50	—	>2

Current condition by IR test & PI test (B phase):
No problem because the results fulfill the criteria.

Singrauli#4 current condition assessment (20)

Tan δ test data from Singrauli#4

Date	R-phase			Y-phase			B-phase		
	1kV	3kV	5kV	1kV	3kV	5kV	1kV	3kV	5kV
Aug 1997	1.31	-	-	1.22	-	-	1.13	-	-
Aug 2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sep 2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nov 2004	1.31	-	-	1.26	-	-	1.21	-	-
Dec 2006	0.88	0.89	0.89	0.92	0.88	0.89	0.86	0.85	1

Rated voltage=15.75kV

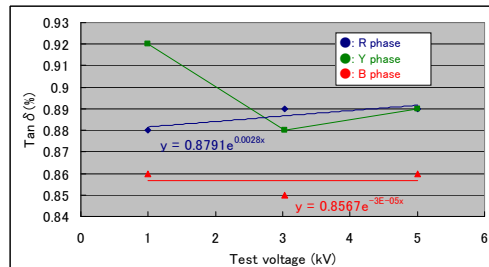
Tan δ test voltage

Item	Contents
Singrauli#4 max test voltage	7 kV (0.8 × E/√3)
Japanese max test voltage	12.8kV(1.25 × E/√3) or 15.57 (E)
Japanese judgment indicator	Δ Tan δ =tan δ (Vmax) – Tan δ (1~2kV)

Tan δ test voltage is too low.
Singrauli#4 data does not meet Japanese judgment criteria.

Singrauli#4 current condition assessment (21)

Results of Tan δ



Technically, the higher test voltage is, the higher tan δ data become. But Y-phase data declines. So, these data are not reliable.

Impossible to conduct Current condition by Tan δ test:

Singrauli#4 current condition assessment (22)

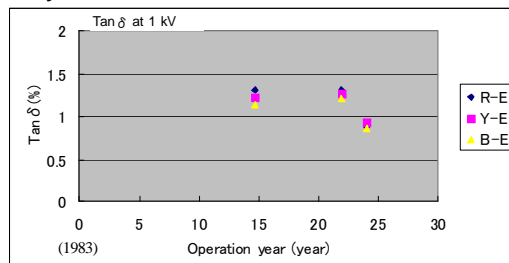
Partial discharge test

As for partial discharge test, maximum quantity of electric discharge (Qmax) is the assessment indicator in Japanese power plant, but not in Singrauli#4.

Study team can not conduct the assessment by partial discharge test because there is not sufficient explanation about it from Singrauli#4.

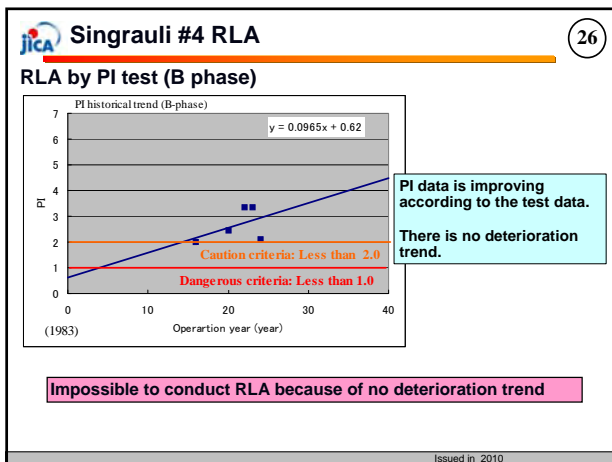
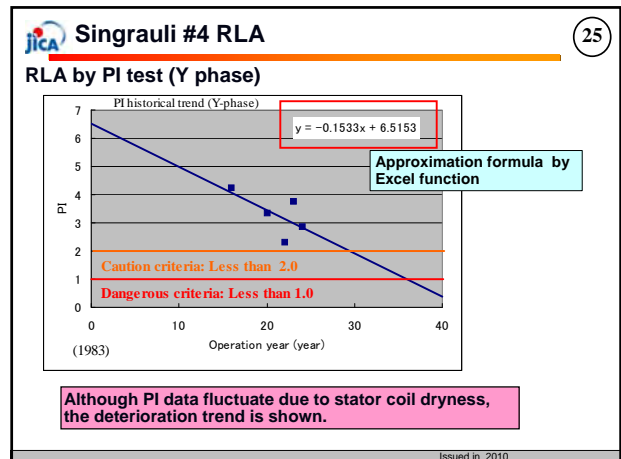
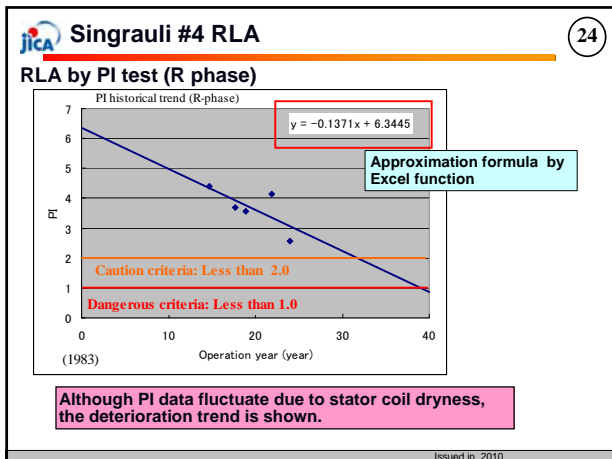
Singrauli #4 RLA (23)

RLA by Tan δ test



Historical Tan δ test data are conducted at low test voltage, they do not meet Japanese judgment criteria. In addition, there is no deterioration trend.

Impossible to conduct RLA



Singrauli #4 RLA (27)

RLA results by PI test (R, Y phase)

Item	R phase	Y phase
Estimated initial PI	6.3445	6.5153
ΔPI to Caution level	4.3445	4.5153
ΔPI to Dangerous level	5.3445	5.5153
Deterioration trend (PI/year)	0.1371	0.1533
Operation year & Year to Caution level	32 2015	29 2012
Operation year & Year to Dangerous level	39 2022	36 2019

RLA is conducted by approximation formula by Excel function

Issued in 2010

Recommendations for Singrauli#4 (28)

- Continue to conduct insulation diagnosis
As for R phase and Y phase, PI data tends to decrease although PI data depends on dryness of generator stator. As for B phase, the PI does not show the deterioration trend. It is recommended to continue to conduct insulation diagnosis test in the future and to monitor trend of deterioration.
- Get reliable and accurate test data
It is recommended to review test data enough, and to get proper test data.

Issued in 2010

Status of conducting insulation diagnosis test (29)

Plant	IR	PI	S-V	Tan δ	PD	Remarks
Korba#6	Δ*1	Δ*1	—	—	—	
Singrauli#4	○	○	—	○*2	○*3	
Rihand#2	○	○	—	○	—	
Japan	○	○	(○)*4	○	○	

S-V: Step-voltage test PD: Partial discharge test
*1: Test with cooling water is meaningless.
*2: Max test voltage is low.
*3: Measurement data is different from Japanese one
*4: Some OEMs do, the others do not in Japan.

Insulation diagnosis is totally evaluated by all the tests in Japan.

Issued in 2010

jica Sample reports in Japanese plant (30)

Frequency of stator coil insulation diagnosis
 Basically, once per 10 years
 Recently it tends to be extended according to the condition based on experience

Sorts of stator coil insulation diagnosis for assessment

- 1) Insulation resistance test (IR test)
- 2) Polarization index test (PI test)
- 3) Tan δ test
- 4) AC current-voltage test (Step voltage test)
- 5) Partial discharge test (Corona test)

Test implementation
 By the manufacturer

In Japan, the assessment of stator coil insulation is comprehensively evaluated considering whole these tests.

Issued in 2010

jica Sample reports in Japanese plant (31)

Generator specification

Items	Specification
Rated capacity	417MVA
Power factor	0.9 (lag)
Frequency	60Hz
Rotating speed	3600rpm
Rated voltage	22kV
Rated current	10943A
Cooling (Stator)	Water
Cooling (Rotor)	H2
Stator insulation	Mica + epoxy resin (VPI)
Start operation	1973
Manufacturer	X manufacturer

Setting maximum test voltage

Required draining & drying cooling water

Required specification for insulation diagnosis

Setting maximum test voltage

Issued in 2010

jica Sample reports in Japanese plant (32)

Preparation work

- Stator coil cooling water is drained and dried
- Every phase is disconnected.
- Conduct IR test and PI test to confirm whether stator coil insulation is in good condition for conducting insulation diagnosis

Each phase diagnosis

- Required to disconnect phases
- Possible to confirm which phase is bad, if bad condition

Whole phases diagnosis

- Not required to disconnect phases
- Impossible to confirm which phase is bad, if bad condition

Issued in 2010

jica Sample reports in Japanese plant (33)

IR test & PI test

Charging time (minute)	Insulation resistance (MΩ)			Reference
	U phase	V phase	W phase	
0.5	3750	4090	3880	
1.0	6890	7420	7030	
1.5	9760	10490	9900	
2.0	12480	13390	12610	
3.0	17590	18850	17690	
4.0	25700	24400	23100	
5.0	27700	29900	27900	
6.0	32700	35300	33000	
7.0	37600	40500	37900	
8.0	42400	45600	42800	
9.0	47100	50700	47500	
10.0	51700	55500	52300	Criteria
PI test	7.5	7.48	7.44	22.0
Evaluation	Good	Good	Good	

If PI result is bad, insulation diagnosis is canceled or dry stator coil more and improve PI.

Issued in 2010

jica Sample reports in Japanese plant (34)

Check point
No fluctuation, No decline

Issued in 2010

jica Sample reports in Japanese plant (35)

Setting test voltage

Test voltage is set considering draft step-voltage test result & generator operation years

Setting test voltage by draft step-voltage test Generator rated voltage=22kV

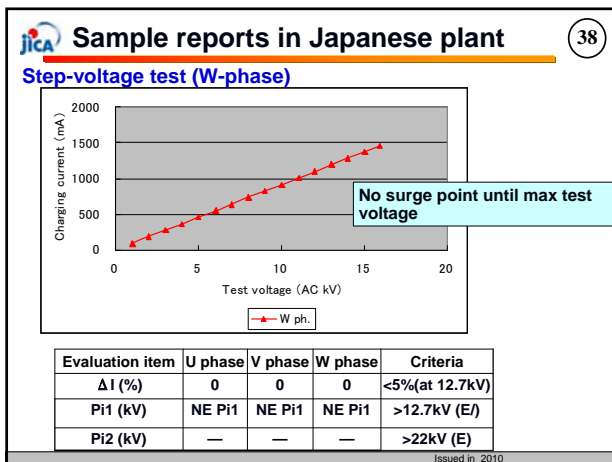
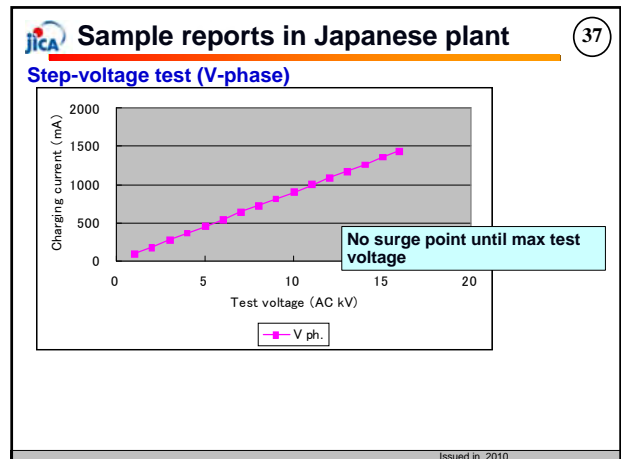
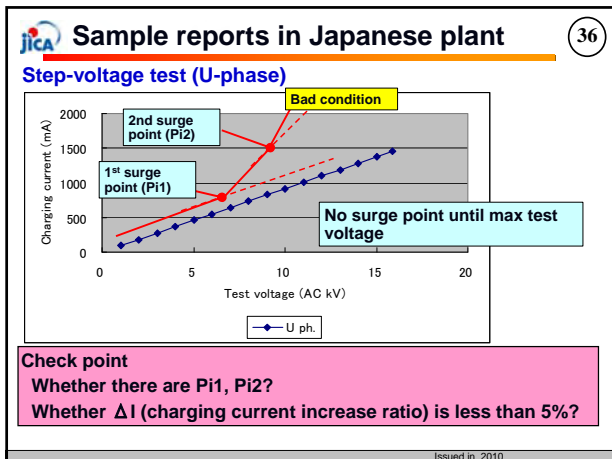
Draft test voltage : AC 1.0kV to 12kV
 Result : No surge point (Pi1) → Pi1 ≥ 12kV
 Available max. test voltage formula: =Pi1 × 3.5 × 0.7 = 29.4(kV)

Setting test voltage by generator operation years

The manufacturer sets the max. test voltage at $1.25 \times E / \sqrt{3}$ (15.9kV) according to the manufacturer manual when 15 years have passed since the generator started operation.

The lower max. test voltage is set because it is essential to avert the negative impact on the stator coil insulation due to conducting the diagnosis test.

Issued in 2010

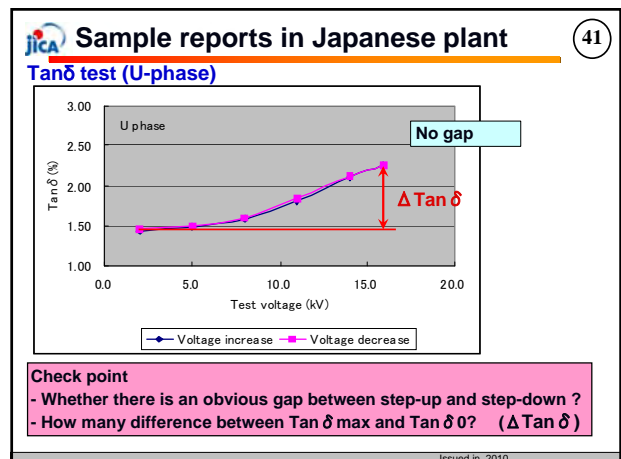
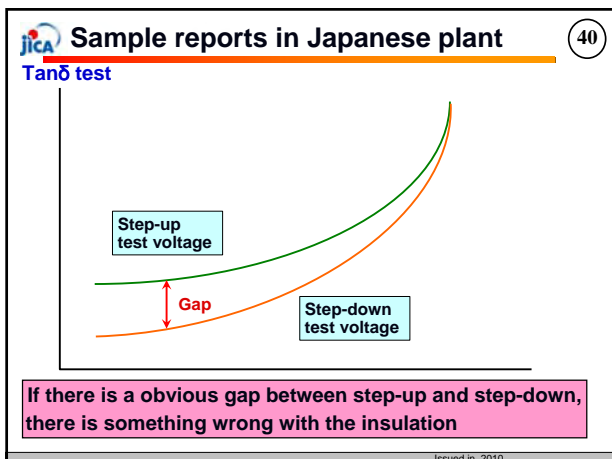


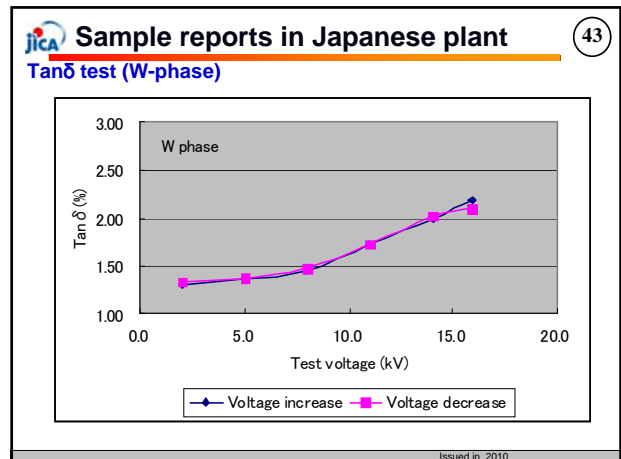
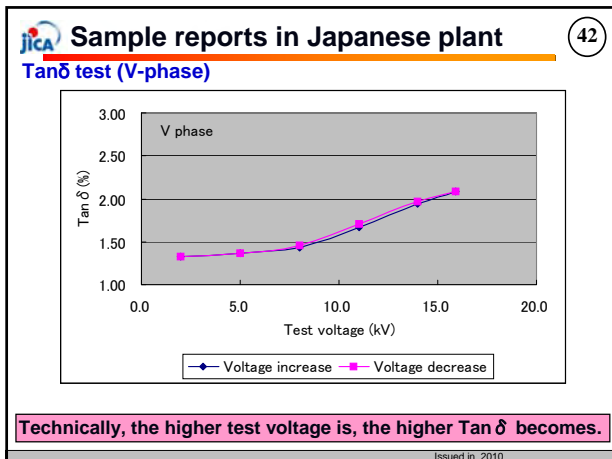
Sample reports in Japanese plant

Tan δ test

Voltage (kV)	U phase	V phase	W phase	Reference
2.0	1.43	1.33	1.31	Step-up test voltage
5.0	1.49	1.36	1.36	
8.0	1.58	1.43	1.44	
11.0	1.81	1.67	1.72	
14.0	2.10	1.94	2.00	
15.9	2.25	2.09	2.18	Step-down test voltage
14.0	2.12	1.97	2.02	
11.0	1.85	1.70	1.72	
8.0	1.60	1.46	1.47	
5.0	1.50	1.37	1.37	
2.0	1.46	1.33	1.33	Criteria
Tan δ 0	1.43	1.33	1.31	—
Δ Tan δ	0.82	0.76	0.87	<2.5
Capacitance (μF)	0.2450	0.2420	0.2430	—
Evaluation	Good	Good	Good	

In Japan, Tan δ is measured at both step-up and step-down voltage.





Sample reports in Japanese plant (44)

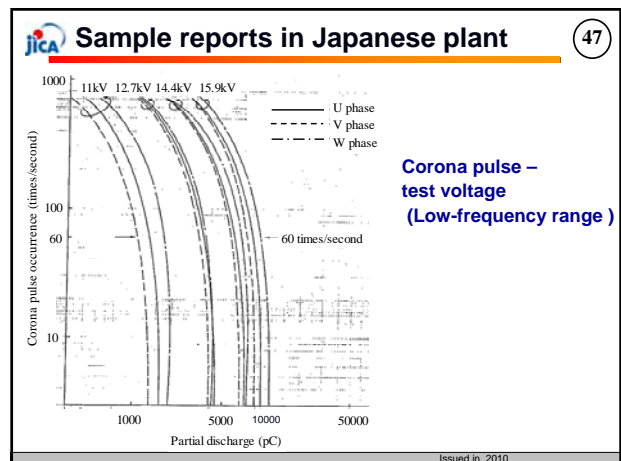
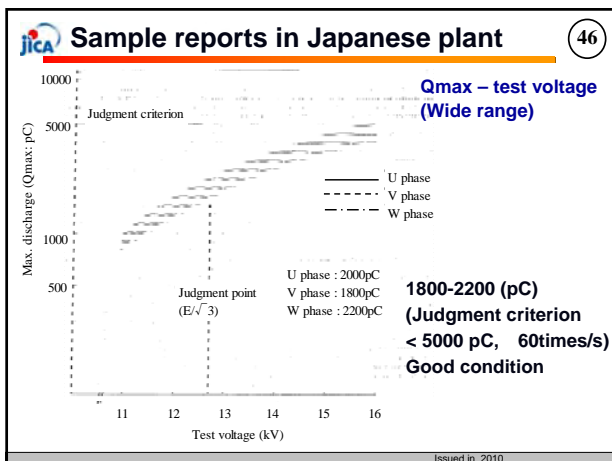
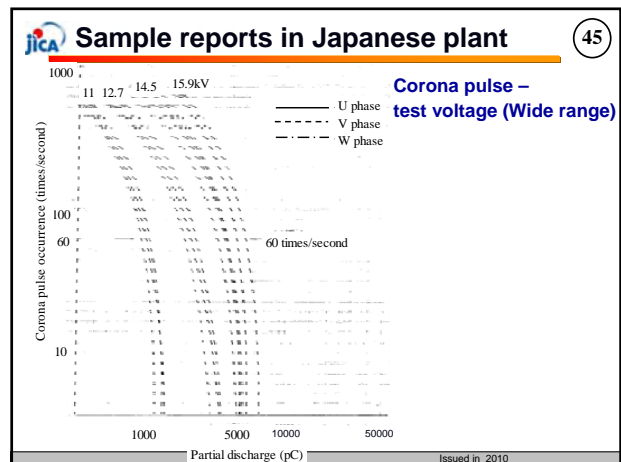
Partial discharge test

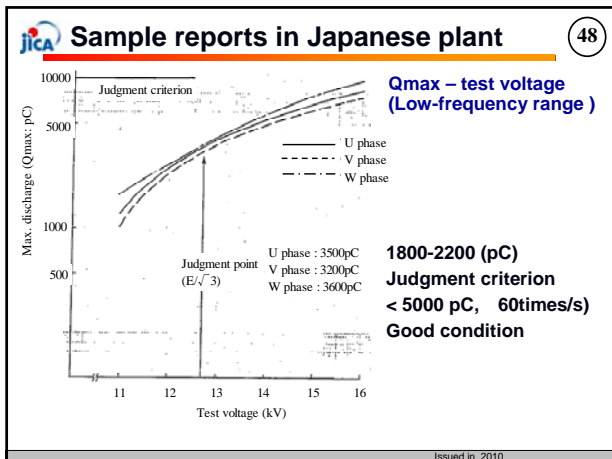
- Partial discharge test was conducted by 2 different frequency ranges, a wide range (10kHz-4MHz) and a low frequency range (10kHz-200kHz).
- The test voltage is 11.0kV, 12.7kV (Judgment voltage: $E/\sqrt{3}$), 14.5kV, 15.9kV

The result

	U phase	V phase	W phase	Criteria
Wide range	2000pC	1800pC	2200pC	< 5000 pC
Low frequency	3500pC	3200pC	3600pC	<10000pC
Evaluation	Good	Good	Good	

Issued in 2010





Sample reports in Japanese plant (49)

Test	Judgment items	Bad criteria	Evaluation point	Result	
PI	PI (at 1000V)	H2 cool Water cool	≤1.5 ≤2.0	Bad condition or Dry more	
	Step-voltage	Pi1 Pi2	≤12.7kV(E/√3) ≤22kV(E)	10	0
Tan δ	Δ I	at E at 1.25E/√3	≥12.0% ≥5.0%	5 5	0 0
	Tan δ in	at 2kV	—		
Partial discharge	Δ Tan δ	at E at 1.25E/√3	≥6.5% ≥2.5%	5 5	0 0
	Qmax (WR range) (1 time/1Hz)	at E/√3	>5000pC >10000pC	5 10	0 0
		Qmax (LF range) (1 time/1Hz)	at E/√3	>10000pC >20000pC	5 10
	Total evaluation			Good Attention Bad condition	<5 5≤ 15<

The largest point is added as the evaluation point.

Issued in 2010

Sample reports in Japanese plant (50)

No negative impact check

After conducting all the tests, check tests were conducted to confirm whether the tests didn't give negative impact to stator coil insulation.

Step-voltage test

	Charging current (mA)	
	Former test	Check test
U phase	1458	1430
V phase	1431	1452
W phase	1451	1443

IR test (MΩ) (1 minute)

	IR test (MΩ) (1 minute)	
	Former test	Check test
U phase	6890	7000
V phase	7420	7510
W phase	7030	7100

Step-voltage test and IR test were conducted.

Check test data are similar to the former ones.

Therefore, there is no negative impact to stator coil insulation due to conducting insulation diagnosis test.

Issued in 2010

Sample reports in Japanese plant (51)

Whole phase check

After checking no negative impact and connecting each phase each other, whole phases check (whole phase PI test) was conducted so that the generator can start operation again.

Whole phases PI test result

	IR (MΩ)
1 minute	2810
10 minutes	20070
PI test	7.14

Whole phases PI test result is good condition. Therefore, the generator is ready to operate again without problem.

Issued in 2010

Sample reports in Japanese plant (52)

Final Evaluation

18 years has passed since the target generator started operation. Although this test results were good condition, the deterioration speed would vary largely by the operation condition such as operation time, frequency of start-stop, load change, temperature in operation. Therefore, it is important to conduct insulation diagnosis periodically and grasp the deterioration trend.

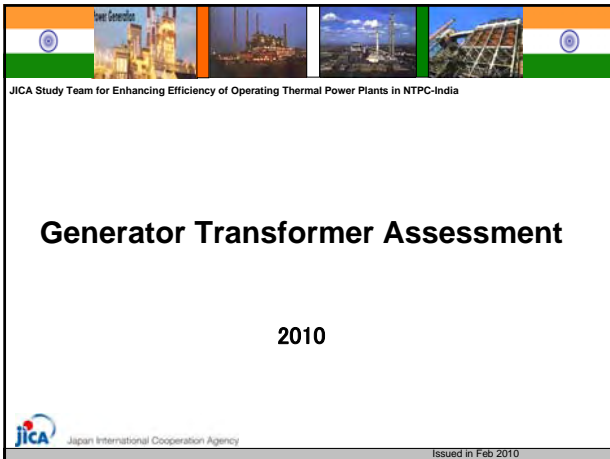
Moreover, according to the latest Japanese study result, the insulation might accelerate to deteriorate after 20-25 year operation. Therefore, it is highly recommended that periodical insulation diagnosis should be conducted in the near future.

Issued in 2010

Sample reports in Japanese plant (53)

End

Issued in 2010



Contents 1

1. GT Assessment procedures
2. Korba#6 GT assessment
3. Rihand#2 GT assessment
4. Singrauli#6R GT assessment
5. Korba#6 GT assessment (2010 3rd year)

Issued in 2010

1. GT Assessment procedures 2

Issued in 2010

Required specification & Target GT 3

GT part for the RLA
 Coil insulation paper
 Coil insulation paper is most deteriorated.

Required specification of GT
 Oil immersed transformer
 Insulation paper : craft paper
 Sealed type
 No absorbent in oil

Target for the 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

Target specification is the same as required specification of stator.

Issued in 2010

Assessment method 4

Assessment type

- Current condition assessment
Judging from the latest test data
- Remaining life assessment (RLA)
Judging from lots of historical test data

Sorts of GT assessment

- 1) Insulation resistance test (IR test)
- 2) Dissolved gas analysis (DGA)
- 3) Furfural analysis
- 4) CO+CO₂ analysis

Issued in 2010

Required data for assessment 5

Required test data for current condition assessment

- 1) Latest IR test data
- 2) Latest DGA test data
- 3) Latest accumulated CO+CO₂ data
- 4) Latest furfural analysis data

Required data for RLA

- 1) Multiple accumulated CO+CO₂ data
- 2) Multiple furfural analysis data

RLA is conducted with grasping the deterioration trend by multiple historical test data.

Essential for the assessments

- The data is reliable and accurate
- Sufficient data

Issued in 2010

NTPC DGA Criteria (6)

NTPC utilizes IEEE standard C57, 104-1991 as NTPC criteria.

Status	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TCG
Condition-1	<100	<120	<35	<50	<65	<350	<2500	<720
Condition-2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
Condition-3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condition-4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Condition 1
TCG below this level indicates the transformer is operating satisfactorily. Any individual combustible gas exceeding specified levels should prompt additional investigation.

Condition 2
TCG within this range indicates greater than normal combustible gas level. Any individual combustible gas exceeding specified levels should prompt additional investigation. Action should be taken to establish a trend. Fault(s) may be present.

Condition 3
TCG within this range indicates a high level of decomposition. Any individual combustible gas exceeding specified levels should prompt additional investigation. Immediate action should be taken to establish a trend. Fault(s) are probably present.

Condition 4
TCG within this range indicates excessive decomposition. Continued operation could result in failure of the transformer.

Issued in 2010

Japanese DGA Criteria (7)

According to Electric Technology Research Association (Japan) criteria

Gas	Caution 1 level	Caution 2 level	Abnormal level
CO2	As deterioration diagnosis		
CO	≥ 300	(1) $C_2H_2 : \geq 0.5$ or (2) Both $C_2H_4 : \geq 10$ and TCG : ≥ 500	(1) $C_2H_2 : \geq 5$ or (2) Both $C_2H_4 \geq 100$ & TCG at least 700
H ₂	≥ 400		
CH ₄	≥ 100	(3) Both $C_2H_4 \geq 100$ & TCG increase \geq 70 ppm/month	
C ₂ H ₆	≥ 150		
C ₂ H ₄	≥ 10		
C ₂ H ₂	-		
TCG*	≥ 500		

Caution 1 : The level that transformer is out of normal condition although it is not judged to be abnormal and dangerous condition

Caution 2 : The level that transformer becomes abnormal condition gradually

Abnormal : The level that transformer is clearly abnormal condition. (aggravating further from Caution 2 level)

Issued in 2010

CO+CO2 analysis & Furfural analysis (8)

1. Principle

- Various organic substances are produced by chemical changes of the cellulose.
- Cellulose is main ingredient of insulation paper and is indicator of insulation paper strength. (Insulation paper strength = DP)

Inorganic	H ₂ O, CO, CO ₂
Hydrocarbon	Methane, ethane, propane, propylene
Alcohol	Ethyl alcohol, furfuryl alcohol
Aldehyde/ Ketone	Acetaldehyde, furfural, 5-methylfurfural, 5-hydroxymethyl-2-furfural, acetone, methyl ethyl ketone
Acid	Formic acid, 2-furan carboxylic acid, acidum tartaricum, butyric acid
Others	Furan methyl carboxylic acid, acetic ether (CH ₃ COOC ₂ H ₅), furan (C ₄ H ₄ O), 2-acetyl furan

Deep relation with insulation paper strength = DP

CO, CO₂ and Furfural are closely related with insulation paper strength
Remaining life diagnosis is conducted with the relation.

Issued in 2010

NTPC current status & NTPC criteria (9)

NTPC current status
NTPC has not introduced CO+CO2 analysis yet.
NTPC has introduced furfural analysis recently.

NTPC criteria

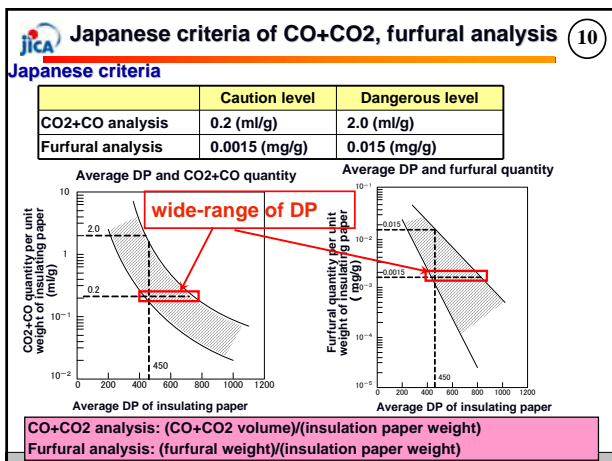
(1) DP criterion

	NTPC criterion	Japanese criterion
Ave. DP of RLA	200	450

According to Japanese technical book, when the Ave. DP of transformer insulation paper is from 150 to 250, the insulation paper might be broken by even normal electromagnetic force which occurs by transformer energizing inrush current.

(2) Furfural conversion formula
NTPC utilizes conversion formula of EPRI as NTPC manual.
 $\text{Log}(\text{Furfural density}) = 1.51 - 0.0035 \times \text{Ave. DP}$

Issued in 2010



The reasons for the wide-range of DP (11)

The criteria of CO+CO2 analysis and furfural analysis are developed from actual DP measurement of Japanese transformer (Tr)

But the insulation paper weight varies between transformers even if the capacity, specification are the same.

When (CO+CO2 or furfural) per insulation paper weight is the same, Tr with less insulation paper weight has less lifetime than Tr with more insulation paper weight.

That is one of the reasons for the wide-range of DP.

And initial DP is different between transformers (mainly because of the OEM quality)

Tr with lower initial DP reach lifetime faster than Tr with higher initial DP.

That is one of the reasons for the wide-range of DP.

Issued in 2010

Requirements and precondition for CO+CO2 analysis (12)

Requirements for CO+CO2 analysis

Required Items	Unit	Remarks
A1 Accumulated CO+CO2 density in insulation oil	vol ppm (mL/kL)	With measurement date Multiple test results are required for RLA Accurate oil treatment historical records are required.
A2 Insulation oil volume	kL	A2 or (A3/A4) is required
A3 Insulation oil weight	kg	A2 or (A3/A4) is required
A4 Insulation oil gravity	g/mL	
A5 Insulation paper weight	kg	Not including press board weight
A6 History of insulation oil treatment		Inc. oil change, filtration, deaeration

Precondition
Transformer must be sealed type

When insulation oil treatment is conducted, CO and CO2 remove from insulation oil. CO+CO2 analysis requires accumulated CO+CO2. Therefore, CO+CO2 analysis requires the history of insulation oil treatment.

Issued in 2010

Correction of accumulated CO+CO2 (13)

Time passing with CO2+CO quantity

Measurement data of CO+CO2 just before oil treatment
The amount of correction
Measurement data of CO+CO2 after oil treatment

When insulation oil treatment is conducted, CO and CO2 remove from insulation oil. Therefore, Correction of accumulated CO+CO2 is required for the analysis

Issued in 2010

How to calculate the data for CO+CO2 analysis (14)

Step 1: Calculate CO+CO2 volume in oil
CO+CO2 in oil (B1: mL)
=(Measurement data of CO+CO2)(A1:vol ppm) x (insulation oil volume)(A2:kL)

Step 2: Calculate CO+CO2 per insulation paper weight
CO+CO2 per insulation paper weight (C1:mL/g)
=CO+CO2 in oil (B1: mL) / (insulation paper weight)(A5: g)

Step 3: Correction of accumulated CO+CO2 per insulation paper weight
Implement the correction of accumulated CO+CO2 when insulation oil treatment has been conducted,

Please pay attention for matching "unit".

Issued in 2010

DP estimation by CO+CO2 analysis (15)

When CO+CO2 per Insulation paper weight =0.3(mL/g), DP estimation is from 360 to 670.

Issued in 2010

Requirements and precondition for furfural analysis (16)

Requirements for furfural analysis

Required Items	Unit	Remarks
A1 Furfural density in insulation oil	mg/L	With measurement date Multiple test results are required for RLA
A2 Insulation oil volume	L	A2 or (A3/A4) is required
A3 Insulation oil weight	kg	A2 or (A3/A4) is required
A4 Insulation oil gravity	g/mL	
A5 Insulation paper weight	kg	Not including press board weight
A6 History of insulation oil change		Even when insulation treatments excluding oil change are implemented, furfural remains in insulation oil.

Precondition
No absorbent in insulation oil

Even when insulation treatments excluding oil change are implemented, furfural remains in insulation oil.

Issued in 2010

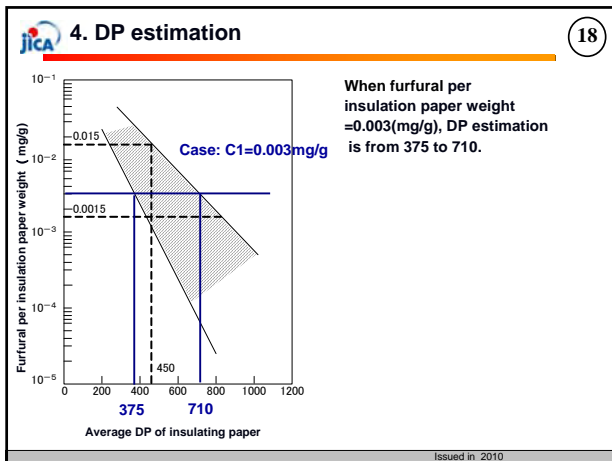
How to calculate the data for furfural analysis (17)

Step 1: Calculate furfural in oil
Furfural in oil (B1: mg)
=(Measurement data of furfural)(A1:mg/L) x (insulation oil volume)(A2:L)

Step 2: Calculate furfural per insulation paper weight
Furfural per insulation paper weight (C1:mg/g)
=Furfural in oil (B1: mg) / (insulation paper weight)(A5:g)

Please pay attention for matching "unit".

Issued in 2010



Korba#6 assessment

Issued in 2010

Korba#6 DGA data

DGA results (R phase)

Date	Months from last test	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	C3S	CO	CO2	TCG	TCG increase	Remarks
		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm/month	
Caution level-1												
Caution level-2												
Abnormal level												
Apr-1990		387	3	0	2	51	0	34	47	477		Abnormal level-1
Nov-1990	7.0	11	8	0	0	0	0	82	819	101	-53.7	
Feb-1995	52.1	80	17	0	30	0	10	15	1723	152	1.0	
Sep-1995	6.7	75	16	0	22	0	23	10	1855	146	-0.9	
Jun-2000	58.1	85	56	50	58	0	28	381	2853	658	8.8	Caution level-2
Oct-2000	4.4	84	54	52	84	0	12	398	3606	684	6.0	Caution level-2
Jul-2005	57.8	20	60	22	66	0	28	450	3810	646	-0.7	Caution level-2
Oct-2005	2.6	16	70	20	70	0	30	440	3890	646	0.0	Caution level-2
Jan-2006	2.9	42	60	16	67	0	25	420	3710	630	-5.4	Caution level-1
Apr-2006	3.5	32	62	2	118	0	60	262	4135	538	-26.9	Caution level-1
Jul-2006	3.1	23	15	1	50	0	10	130	1906	229	-99.0	
Oct-2006	2.6	29	24	1	26	0	8	128	1903	216	-4.9	
Apr-2007	6.6	16	30	2	38	0	5	91	1597	182	-5.2	
Jul-2007	2.3	12	42	0	45	0	10	75	2062	184	0.9	
Oct-2007	3.2	102	24	0	31	0	9	34	1394	200	4.9	
Dec-2007	1.8	91	35	0	51	0	12	43	2111	232	17.8	
Mar-2008	3.1	70	30	0	29	0	8	40	1922	177	-17.6	
Aug-2008	5.3	60	20	0	25	0	7	25	1229	137	-7.3	
Dec-2008	4.1	41	13	1	21	0	18	45	1084	139	0.5	
Feb-2009	1.9	30	11	0	40	0	15	98	1191	194	28.4	

Issued in 2010

Korba#6 DGA data

DGA results (Y phase)

Date	Months from last test	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	C3S	CO	CO2	TCG	TCG increase	Remarks
		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm/month	
Caution level-1												
Caution level-2												
Abnormal level												
Apr-1990		40	0	0	0	0	0	16	412	56		
Nov-1990	7.0	31	0	0	0	0	0	42	1148	73	2.4	
Feb-1995	52.1	0	15	4	27	0	0	5	2914	51	-0.4	
Sep-1995	6.6	10	15	10	26	0	15	43	3200	119	10.3	Caution level-1
May-2000	57.0	53	95	11	61	0	16	273	4744	503	6.7	Caution level-1
Nov-2000	5.9	55	93	2	61	0	12	290	4822	513	1.7	Caution level-1
Jul-2005	57.3	23	90	3	143	0	45	320	4403	626	2.0	Caution level-1
Oct-2005	2.6	30	80	5	140	0	40	330	4390	625	-0.4	Caution level-1
Jan-2006	2.9	40	70	3	130	0	75	290	4210	608	-5.8	Caution level-1
Apr-2006	3.5	30	62	2	113	0	56	262	4130	528	-23.7	Caution level-1
Jul-2006	3.1	20	30	1	30	0	15	120	2310	216	-99.7	
Oct-2006	2.6	30	27	1	27	0	13	115	2198	213	-1.1	
Jan-2007	2.8	21	23	1	44	0	14	109	2233	212	-0.4	
Jul-2007	6.1	3	51	0	48	0	17	149	3331	211	9.7	
Oct-2007	3.2	12	31	1	49	0	13	73	3044	179	-28.5	
Jan-2008	3.7	80	81	0	80	0	27	205	3310	473	80.2	
May-2008	3.1	53	73	13	74	0	24	191	3160	428	-14.7	Caution level-1
Jul-2008	2.9	61	14	0	18	0	15	61	1259	167	-91.0	
Jan-2009	6.0	42	16	1	66	0	32	91	2013	248	13.5	
Mar-2009	1.8	33	49	0	65	0	25	103	2291	275	15.3	
Oct-2008	-5.0	51	21	1	19	0	12	82	1311	186	17.9	

Issued in 2010

Korba#6 DGA data

DGA results (B phase)

Date	Months from last test	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	C3S	CO	CO2	TCG	TCG increase	Remarks
		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm/month	
Caution level-1												
Caution level-2												
Abnormal level												
Apr-1990		44	3	0	0	0	0	123	650	170		
Nov-1990	7.0	25	10	0	0	0	0	67	904	102	-9.7	
Mar-2000	113.3	95	60	85	68	0	40	890	4460	708	5.3	Caution level-2
Jun-2000	3.5	95	63	82	68	0	42	993	4492	715	2.0	Caution level-2
Sep-2000	3.0	93	68	50	69	0	40	398	4510	718	1.0	Caution level-2
Jul-2005	59.2	25	73	22	116	0	136	440	5495	814	1.6	Caution level-2
Oct-2005	2.6	30	70	20	110	0	130	460	5425	820	2.5	Caution level-2
Jan-2006	2.9	44	60	18	102	0	20	450	5390	691	-44.0	Caution level-2
Apr-2006	3.5	40	53	13	93	0	16	430	5210	645	-13.1	Caution level-2
Jul-2006	3.1	20	23	3	50	0	11	190	2410	296	-112.6	
Oct-2006	2.6	33	22	1	37	0	17	180	2330	290	-2.3	
Jan-2007	2.8	20	24	0	33	0	12	170	2243	265	-8.9	
Jul-2007	6.1	12	56	0	58	0	19	139	3092	284	3.1	
Oct-2007	3.2	108	30	0	41	0	12	47	2003	238	-14.2	
Dec-2007	1.8	93	71	0	76	0	24	154	2324	418	100.0	
Mar-2008	3.0	63	51	0	66	0	10	104	2065	294	-41.3	
May-2008	2.6	53	60	2	80	0	32	101	1475	318	9.2	
Jul-2008	2.2	61	11	2	61	0	30	183	2010	348	13.6	
Oct-2008	2.8	53	8	2	81	0	12	175	2117	333	-5.4	
Jan-2009	2.6	39	8	1	54	0	21	171	2243	294	-15.2	

Issued in 2010

Assessment of DGA results

R phase

Each analyzed gas has had no big change and been less than the judgment criteria recently, although C2H4, CO, TCG had become Caution level-1 or Caution level-2 from 2000 to 2006. Therefore, the transformer is assessed as normal condition.

Y phase

Each analyzed gas has had no big change and been less than the judgment criteria recently, although CO, C2H2, TCG had become Caution level-1 mainly from 2000 to 2006. Therefore, the transformer is assessed as normal condition.

B phase

Each analyzed gas has had no big change and been less than the judgment criteria recently, although C2H4, CO, TCG had become Caution level-1 or Caution level-2 from 2000 to 2006. Therefore, the transformer is assessed as normal condition.

Issued in 2010

Obtained data for CO+CO2 analysis from Korba#6 (24)

	Required Items	Unit	Data
A1	Accumulated CO+CO2 density in insulation oil	vol ppm (mL/kL)	Next page
A2	Insulation oil volume	kL	23.4
A3	Insulation oil weight	kg	—
A4	Insulation oil gravity	g/mL	—
A5	Insulation paper weight	kg	303
A6	History of insulation oil treatment		Nil

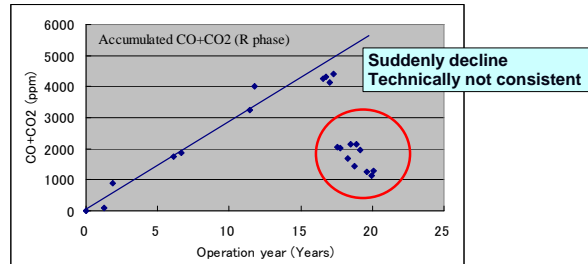
Sealed performance is good and Korba#6 has not conducted oil treatment.

Therefore, correction of accumulated CO+CO2 is not required.

Accumulated CO+CO2 = CO+CO2 measurement data

Issued in 2010

Accumulated CO+CO2 in oil (R phase) (25)

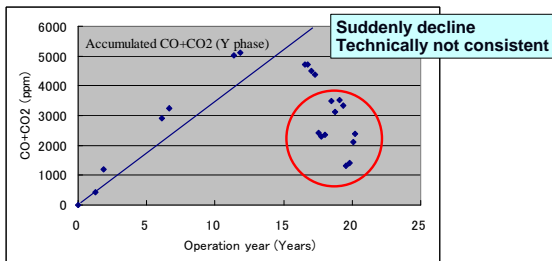


Korba#6 GT is sealed type and the CO+CO2 technically increases as it operate.

Red circled data are unreliable.

Therefore, The assessment is conducted using reliable data only. (excluding red circled data)

Accumulated CO+CO2 in oil (Y phase) (26)

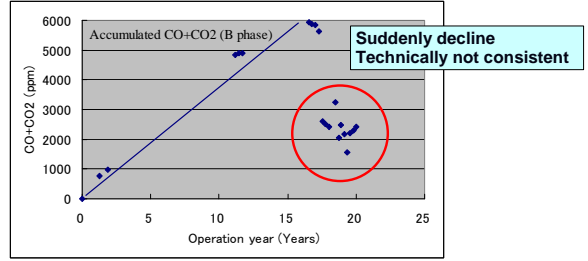


Korba#6 GT is sealed type and the CO+CO2 technically increases as it operate.

Red circled data are unreliable.

Therefore, The assessment is conducted using reliable data only. (excluding red circled data)

Accumulated CO+CO2 in oil (B phase) (27)

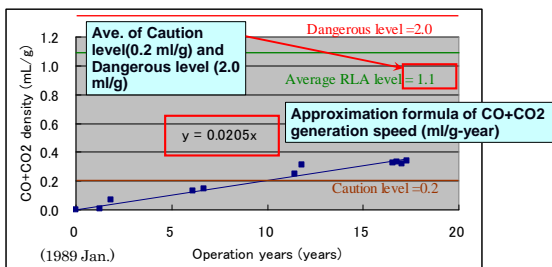


Korba#6 GT is sealed type and the CO+CO2 technically increases as it operate.

Red circled data are unreliable.

Therefore, The assessment is conducted using reliable data only. (excluding red circled data)

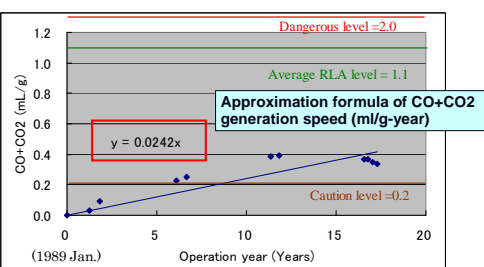
Estimation of CO+CO2 generation speed (R phase) (28)



The generation speed of CO+CO2 per insulation paper weight is estimated by approximation formula function of Excel soft and the current condition & the RLA are estimated.

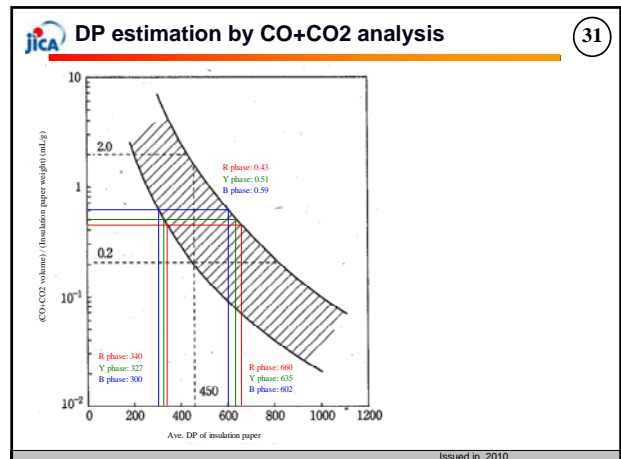
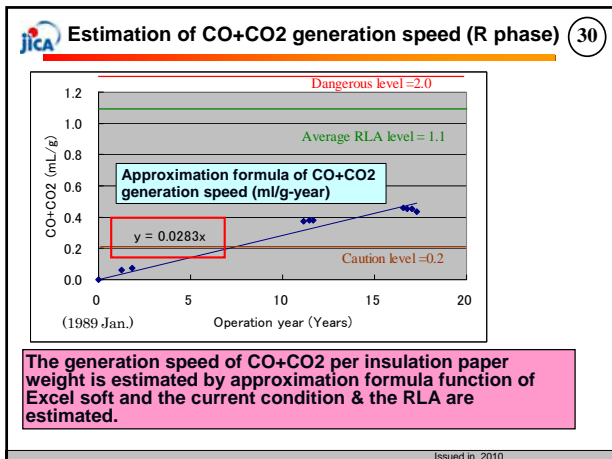
Issued in 2010

Estimation of CO+CO2 generation speed (Y phase) (29)



The generation speed of CO+CO2 per insulation paper weight is estimated by approximation formula function of Excel soft and the current condition & the RLA are estimated.

Issued in 2010



Assessment of CO+CO2 analysis (Korba#6) (32)

Trend		R phase	Y phase	B phase
	CO+CO2 generating speed (mL/g year)	0.0205	0.0242	0.0283
Current condition (Jan 2010)	CO+CO2 (mL/g)	0.4305	0.5082	0.5943
	DP	340-660	327-635	300-602
	Evaluation	Caution level	Caution level	Caution level
RLA	Operation years until Ave. lifetime point	53.7	45.5	38.9
	Estimating year to Ave. lifetime point	2042 Sep.	2034 Jul.	2027 Dec.

Issued in 2010

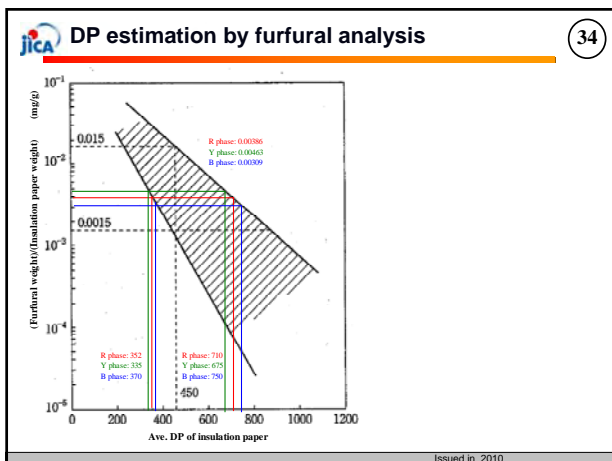
Obtained data for furfural analysis from Korba#6 (33)

Required Items	Unit	R phase	Y phase	B phase
A1 Furfural density	mg/L	0.05	0.06	0.04
A2 Insulation oil volume	L	23400		
A3 Insulation oil weight	kg	22000		
A4 Insulation oil gravity	g/mL	—		
A5 Insulation paper weight	kg	303		
A6 History of insulation oil change		Nil		

Korba#6 has never implemented the insulation oil change. The measurement data becomes furfural generating weight from starting operation to furfural measurement day.

Korba#6 has measured furfural once and the RLA by furfural analysis might be unreliable, but the current condition assessment in Jan.-2010 and the RLA is conducted by calculating the furfural generation speed.

Issued in 2010



Assessment of furfural analysis (Korba#6) (35)

Trend		R phase	Y phase	B phase
	Furfural generating speed (mg/g year)	0.000185	0.000222	0.000148
Current condition (Jan 2010)	Furfural (mg/g)	0.00389	0.00467	0.00312
	DP	352-710	335-675	370-750
	Evaluation	Caution level	Caution level	Caution level
RLA	Operation years until Ave. lifetime point	44.5	37.1	55.7
	Estimating year to Ave. lifetime point	Jul-2033	Feb-2026	Aug-2044

Issued in 2010

Recommendations for Korba#6 (36)

1. Accurate measurement
It is recommended that Korba#6 get the proper test data.

2. Conducting furfural analysis in the future
Korba#6 has conducted the test only once. It is recommended that Korba#6 continue to conduct the test periodically so that Korba#6 can grasp furfural generation trend and improve the accuracy of the RLA.

Issued in 2010

Rihand#2 assessment (37)

Issued in 2010

Rihand#2 DGA data (38)

DGA results (R phase)

Date	Months from last test	H ₂ ppm	CH ₄ ppm	C ₂ H ₄ ppm	C ₂ H ₆ ppm	C ₂ H ₂ ppm	C ₃ H ₈ ppm	CO ppm	CO ₂ ppm	TCG ppm	TCG increase ppm/month	Remarks
Caution level-1		≥400	≥100	≥10	≥150	≥0.5	≥300	≥500				
Caution level-2				≥10						≥500		C ₂ H ₄ ≥ 10 + TCG ≥ 500 or C ₂ H ₂ ≥ 0.5
Abnormal level				≥100						≥700	≥70	C ₂ H ₄ ≥ 100 + TCG ≥ 700 or ΔTCG ≥ 70ppm/month
Jan-1989	-											Start operation
Oct-1991	34.3	131	5	3	5	0	0	32	326	59	1.7	
Jul-1995	45.0	42	5	5	1	0	0	40	533	93	0.8	
Jan-1996	6.1	40	5	3	5	0	7	37	563	97	0.7	
Jun-1996	5.4											Oil filtration
Jun-1999	36.3	40	45	22	20	0	10	120	450	260	7.2	Caution level-1
Dec-1999	6.3											Oil filtration
Feb-2000	2.5	25	3	4	3	0	4	82	292	120	48.0	
Aug-2001	17.3	20	57	1	15	0	10	238	1087	341	12.8	
Aug-2001	0.7											Oil filtration
Jul-2002	11.1	10	42	6	18	0	8	302	1165	386	34.9	Caution level-1
Sep-2002	2.4											Oil filtration
Sep-2005	36.3	55	12	0	8	0	2	147	810	224	6.2	
Sep-2005	0.1											Oil filtration
Aug-2007	23.4	29	19	0	7	0	1	246	2005	285	12.2	
Oct-2007	2.0											Oil filtration
Nov-2007	1.3	0	1	1	1	0	1	101	474	112	112.0	Abnormal level
Mar-2008	3.1	23	10	1	1	0	1	310	468	346	74.7	Abnormal level
Jun-2008	3.2	15	18	0	0	0	0	120	387	153	-60.3	
Sep-2008	3.2	25	10	0	2	0	1	139	767	177	7.3	
Dec-2008	3.0	45	8	5	4	0	9	121	832	192	43.9	
Mar-2009	3.0	40	5	2	1	0	1	111	805	160	10.3	

Issued in 2010

Korba#6 DGA data (39)

DGA results (Y phase)

Date	Months from last test	H ₂ ppm	CH ₄ ppm	C ₂ H ₄ ppm	C ₂ H ₆ ppm	C ₂ H ₂ ppm	C ₃ H ₈ ppm	CO ppm	CO ₂ ppm	TCG ppm	TCG increase ppm/month	Remarks
Caution level-1		≥400	≥100	≥10	≥150	≥0.5	≥300	≥500				
Caution level-2				≥10						≥500		C ₂ H ₄ ≥ 10 + TCG ≥ 500 or C ₂ H ₂ ≥ 0.5
Abnormal level				≥100						≥700	≥70	C ₂ H ₄ ≥ 100 + TCG ≥ 700 or ΔTCG ≥ 70ppm/month
Jan-1989	-											Start operation
Jul-1991	-	22	5	0	0	0	0	0	91	607	118	-
Dec-1994	41.4	26	0	1	4	0	0	55	1355	86	-0.8	
Aug-1995	8.4											Oil filtration
Dec-1995	2.0	20	0	0	0	0	0	0	198	20	10.0	
Aug-1997	22.2	20	25	10	22	0	13	16	350	106	3.9	Caution level-1
Sep-1997	1.2											Oil filtration
Aug-1999	23.0	87	40	2	18	0	10	136	719	293	12.7	
Dec-1999	4.3											Oil filtration
Sep-2000	9.7	10	0	0	0	0	0	33	353	43	4.4	
Jul-2002	21.9	17	50	1	7	0	13	305	1220	393	16.0	Caution level-1
Sep-2002	2.4											Oil filtration
Sep-2005	36.3	15	20	2	3	0	0	230	1120	270	7.4	
May-2006	7.6											Oil filtration
Aug-2006	3.1	62	16	1	1	0	0	80	650	160	51.1	
Nov-2007	15.8	10	15	1	3	0	1	185	474	215	3.5	
Mar-2008	3.1	11	10	1	2	0	1	110	459	135	-25.5	
Jun-2008	3.2	10	15	0	0	0	0	90	235	115	-6.3	
Sep-2008	3.2	40	11	0	4	0	2	134	952	191	23.8	
Dec-2008	3.0	65	9	0	2	0	1	123	991	200	3.0	
Mar-2009	3.0	24	7	1	0	0	1	109	834	142	-19.1	

Issued in 2010

Korba#6 DGA data (40)

DGA results (B phase)

Date	Months from last test	H ₂ ppm	CH ₄ ppm	C ₂ H ₄ ppm	C ₂ H ₆ ppm	C ₂ H ₂ ppm	C ₃ H ₈ ppm	CO ppm	CO ₂ ppm	TCG ppm	TCG increase ppm/month	Remarks
Caution level-1		≥400	≥100	≥10	≥150	≥0.5	≥300	≥500				
Caution level-2				≥10		≥0.5				≥500		C ₂ H ₄ ≥ 10 + TCG ≥ 500 or C ₂ H ₂ ≥ 0.5
Abnormal level				≥100						≥700	≥70	C ₂ H ₄ ≥ 100 + TCG ≥ 700 or ΔTCG ≥ 70ppm/month
Aug-1991	-	32	4	0	4	0	0	181	825	227		
Dec-1994	40.6	25	0	3	1	0	20	60	1087	109	-3.2	
Aug-1995	8.4											Oil filtration
Jan-1996	5.3	10	0	0	6	0	5	0	253	21	3.9	
Aug-1997	18.8	35	82	33	34	0	70	133	1473	389	19.5	Caution level-1
Sep-1997	1.2											Oil filtration
Nov-1999	26.3	74	75	3	29	0	13	152	1164	346	13.2	
Dec-1999	1.1											Oil filtration
Aug-2001	19.8	15	22	5	21	0	2	198	1401	263	13.3	
Jul-2002	11.8	32	73	0	47	0	6	142	950	300	3.1	
Sep-2002	2.4											Oil filtration
Jul-2003	9.5	50	13	0	10	0	8	109	627	190	20.1	
Sep-2003	2.3											Oil filtration
Jun-2006	33.0	90	8	4	8	0	0	80	302	190	5.8	
Nov-2007	18.2	12	3	2	4	0	1	15	362	37	-8.4	
Mar-2008	3.1	11	5	0	1	0	1	26	390	44	-2.2	
Jun-2008	3.2	35	5	0	0	0	0	31	254	71	8.4	
Sep-2008	3.2	60	7	1	6	0	1	42	251	117	14.4	
Dec-2008	3.0	41	5	0	4	0	1	48	424	99	-5.9	
Mar-2009	3.0	31	3	0	0	0	0	46	455	80	-6.3	

Issued in 2010

Assessment of DGA results (Rihand#2) (41)

R phase
The TCG increase ratio had become Dangerous level in Nov. 2007 and Mar.-2008. Nov.-2007 is just after conducting filtration treatment of the insulation oil. Therefore, maybe the TCG remained in the oil without removing the TCG sufficiently. In addition, because each analyzed gas has had no big change and been less than the judgment criteria recently, the transformer is assessed as normal condition.

Y phase
Each analyzed gas has had no big change and been less than the judgment criteria recently, although C₂H₄ (Aug-1997) and CO (Jul-2002) had become Caution level-1. Therefore, the transformer is assessed as normal condition.

B phase
Each analyzed gases has had no big change and been less than the judgment criteria recently, although C₂H₄ (Aug-1997) had become Caution level-1. Therefore, the transformer is assessed as normal condition.

Issued in 2010

Obtained data for CO+CO2 analysis from Rihand#2 (42)

Required Items	Unit	Data	Remarks
A1 Accumulated CO+CO2 density in insulation oil*	vol ppm (mL/kL)	Refer to next Table	
A2 Insulation oil volume	kL	37800	
A3 Insulation oil weight	Kg	32432	
A4 Insulation oil gravity	g/mL	-	
A5 Insulation paper weight	Kg	(305.5)	Precondition
A6 History of insulation oil treatment		Refer to next Table blue marked	

Insulation paper weight is essential for conducting CO+CO2 analysis. But it is not available in Rihand#2 GT. The insulation paper weight is estimated by utilizing Korba#6 GT data

Sealed performance is bad and Rihand#2 has conducted oil treatment often.
Therefore, correction of accumulated CO+CO2 is required.

Issued in 2010

Obtained data for CO+CO2 analysis from Rihand#2 (43)

Date	Operation years	CO-CO2 (ppm)	Accumulated CO-CO2	Gap with last test	CO+CO2 (mL/g)	Remarks
Jul-1989	0.0	0	0	0	0.000	Initial data
Oct-1991	2.3	358	358	358	0.044	
Jul-1995	6.0	573	573	215	0.071	
Jan-1996	6.5	600	600	27	0.074	
Jun-1996	7.0	759	759	159		Correction
Jun-1996	7.0	0	759	0	0.094	Filtering
Jun-1999	9.9	570	1,329	570	0.164	
Dec-1999	10.5	758	1,517	188		Correction
Dec-1999	10.5	0	1,517	0	0.188	Filtering
Feb-2000	10.7	374	1,891	374	0.234	
Aug-2001	12.1	1325	2,842	951	0.352	
Aug-2001	12.2	1346	2,863	21		Correction
Aug-2001	12.2	0	2,863	0	0.354	Filtering
Jul-2002	13.1	1,467	4,330	1,467	0.536	
Sep-2002	13.3	1,538	4,401	71		Correction
Sep-2002	13.3	0	4,401	0	0.645	Filtering
Sep-2005	16.2	957	5,358	957	0.665	
Sep-2005	16.3					
Aug-2007	18.2					
Oct-2007	18.3					
Oct-2007	18.3					
Nov-2007	18.4					
Mar-2008	18.7					
Jun-2008	18.9					
Jun-2008	19.2					

R phase

When oil filtration is conducted, CO, CO2 in oil are moved away (Measurement = 0)

CO+CO2 generating speed=363ppm/year

Long span from oil filtration to the previous test
Correction is conducted considering the CO+CO2 increase during the span.
Correction=Ave. generation speed × the span

Despite sealed type, oil treatment has been conducted so often.

Issued in 2010

Obtained data for CO+CO2 analysis from Rihand#2 (44)

Date	Operation years	CO-CO2 (ppm)	Accumulated CO-CO2 (ppm)	Gap with last test	CO+CO2 (mL/g)	Remarks
Jul-1989	0.0	0	0	0	0.000	Initial data
Jul-1991	2.0	698	698	698	0.086	
Dec-1994	5.4	1410	1410	712	0.174	
Aug-1995	6.1	1652	1652	242		Correction
Aug-1995	6.1	0	1652	0	0.204	Filtering
Oct-1995	6.3	198	1850	198	0.229	
Aug-1997	8.1	366	2018	168	0.250	
Sep-1997	8.2	401	2053	35		Correction
Sep-1997	8.2	0	2053	0	0.254	Filtering
Aug-1999	10.1	855	2908	855	0.360	
Dec-1999	10.5	979	3032	124		Correction
Dec-1999	10.5	0	3032	0	0.375	Filtering
Sep-2000	11.3	386	3418	386	0.423	
Jul-2002	13.1	1525	4537	1120	0.564	
Sep-2002	13.3	1593	4625	88		Correction
Sep-2002	13.3	0	4625	0	0.573	Filtering
Sep-2005	16.2					
May-2006	16.9					
May-2006	16.9					
Aug-2006	17.1					
Nov-2007	18.4					
Mar-2008	18.7					
Jun-2008	18.9					
Sep-2008	19.2					

Y phase

When oil filtration is conducted, CO, CO2 in oil are moved away (Measurement = 0)

CO+CO2 generating speed=352ppm/year

Long span from oil filtration and the previous test
Correction is conducted considering the CO+CO2 increase during the span.
Correction=Ave. generation speed × the span

Despite sealed type, oil treatment has been conducted so often.

Issued in 2010

Obtained data for CO+CO2 analysis from Rihand#2 (45)

Date	Operation years	CO-CO2 (ppm)	Accumulated CO-CO2 (ppm)	Gap with last test	CO+CO2 (mL/g)	Remarks
Jul-1989	0.0	0	0	0	0.000	Initial data
Aug-1991	2.1	1,016	1,016	1,016	0.126	
Dec-1994	5.4	1,147	1,147	131	0.142	
Aug-1995	6.1	1,413	1,413	266		Correction
Aug-1995	6.1	0	1,413	0	0.175	Filtering
Jan-1996	6.6	253	1,666	253	0.206	
Aug-1997	8.1	1,806	3,019	1,353	0.374	
Sep-1997	8.2	1,645	3,058	39		Correction
Sep-1997	8.2	0	3,058	0	0.378	Filtering
Nov-1999	10.4	1,316	4,374	1,316	0.541	
Dec-1999	10.5	1,351	4,409	35		Correction
Dec-1999	10.5	0	4,409	0	0.546	Filtering
Aug-2001	12.1	1,599	6,008	1,599	0.783	
Jul-2002	13.1	1,092	5,501	-507	0.681	
Sep-2002	13.3	1,168	5,577	76		Correction
Sep-2002	13.3	0	5,577	0	0.686	Filtering
Jul-2003	14.0					
Sep-2003	14.2					
Sep-2003	14.2					
Jun-2006	16.9					
Nov-2007	18.4					
Mar-2008	18.7					
Jun-2008	18.9					
Sep-2008	19.2	293	6,679	8	0.826	

B phase

When oil filtration is conducted, CO, CO2 in oil are moved away (Measurement = 0)

CO+CO2 generating speed=385ppm/year

Long span from oil filtration and the previous test
Correction is conducted considering the CO+CO2 increase during the span.
Correction=Ave. generation speed × the span

Despite sealed type, oil treatment has been conducted so often.

Issued in 2010

CO+CO2 generation in oil (R phase) (46)

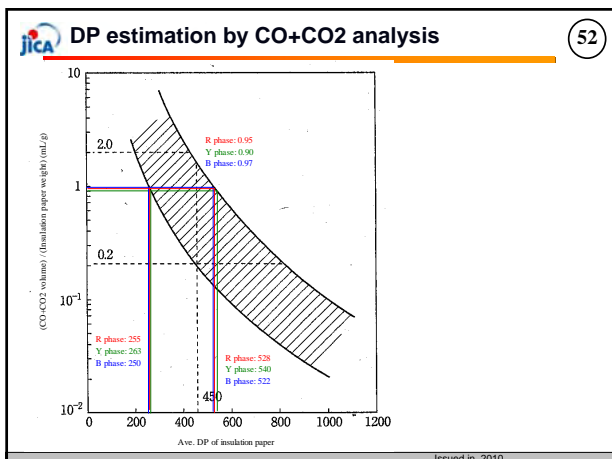
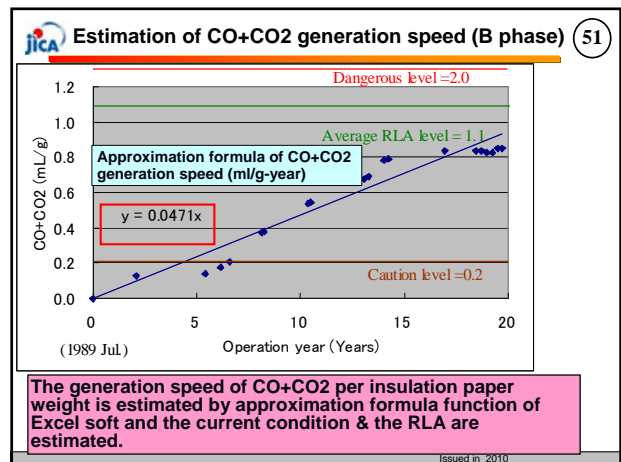
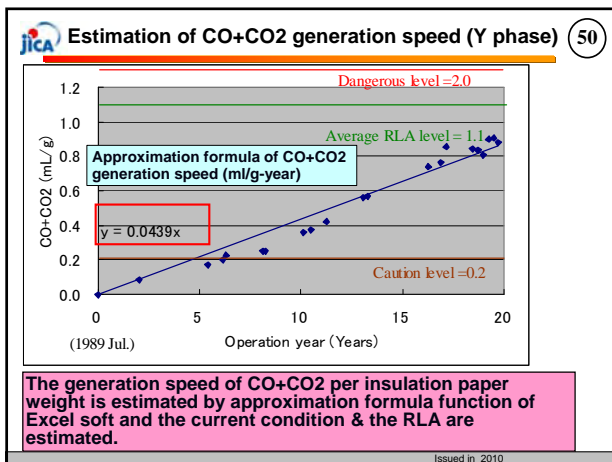
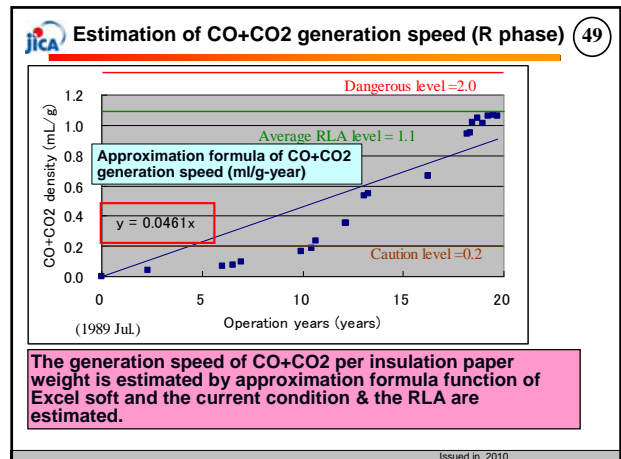
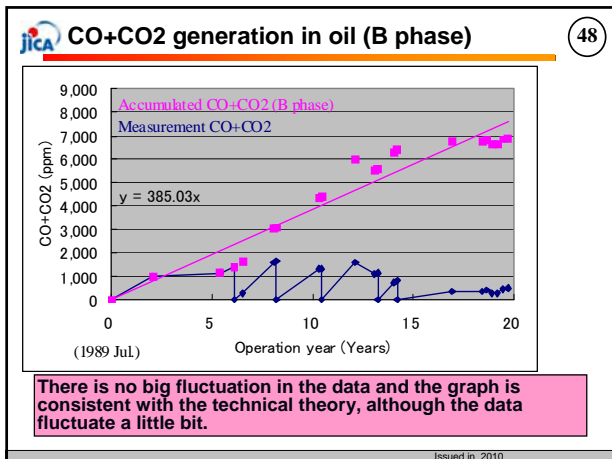
There is no big fluctuation in the data and the graph is consistent with the technical theory, although the data fluctuate a little bit.

Issued in 2010

CO+CO2 generation in oil (Y phase) (47)

There is no big fluctuation in the data and the graph is consistent with the technical theory, although the data fluctuate a little bit.

Issued in 2010



Assessment of CO+CO2 analysis (Rihand#2) (53)

		R phase	Y phase	B phase
Trend	CO+CO2 generating speed (mL/g year)	0.0461	0.0439	0.0471
Current condition (Jan 2010)	CO+CO2 (mL/g)	0.95	0.90	0.97
	DP	255-528	263-540	250-522
	Evaluation	Caution level	Caution level	Caution level
RLA	Operation years until Ave. lifetime point	23.9	25.1	23.4
	Estimating year to Ave. lifetime point	May-2013	Jul-2014	Nov-2012

Although transformer lifetime is approximately 40-50 years generally in Japanese power plant, Rihand#2 GTs lifetimes are estimated to be short relatively.

Issued in 2010

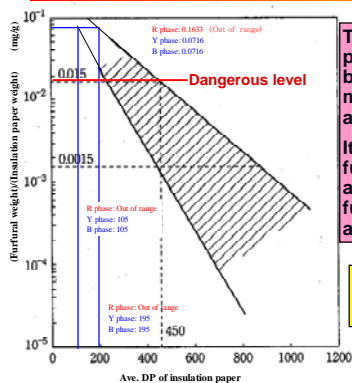
Obtained data for furfural analysis from Rihand#2 (54)

Required Items	Unit	R phase	Y phase	B phase
A1 Furfural density	mg/L	1.14	0.5	0.5
A2 Insulation oil volume	L		37800	
A3 Insulation oil weight	kg		32432	
A4 Insulation oil gravity	g/mL		-	
A5 Insulation paper weight	kg		(305.5)	
A6 History of insulation oil change			Nil	

Insulation paper weight is essential for conducting furfural analysis. But it is not available in Rihand#2 GT. The insulation paper weight is estimated by utilizing Korba#6 GT data

Rihand#2 has never implemented the insulation oil change and the measurement data becomes furfural generating weight from starting operation to furfural measurement day.
Rihand#2 has measured furfural once and the RLA by furfural analysis might be unreliable, but the current condition assessment in Jan.-2010 and the RLA is conducted by calculating the furfural generation speed.

DP estimation by furfural analysis (55)



The lifetime at all the phases had already passed because the furfural measurement data are abnormally high.
It is estimated that the furfural measurement data are unreliable because the furfural measurement data are abnormally high.

The assessment by furfural analysis is omitted.

Recommendations for Rihand#2 (56)

1. Grasp current condition and deterioration trend
It is difficult for JICA-ST to judge whether GT deteriorates actually.
Sampling the insulation paper actually and measuring the DP are effective measures for confirming that. But sampling the insulation paper actually is difficult for many power plants. When it is difficult for Rihand#2 to sample the insulation paper, it is recommended the followings.
 - Shorten the cycle of conducting DGA
 - Evaluate furfural analysis by accurate and reliable measurement data.

It is essential for NTPC to consult with OEM before taking the actions/countermeasures.

Recommendations for Rihand#2 (57)

2. Accurate measurement
The furfural measurement data are abnormally high.
It is recommended that Rihand#2 get the proper and accurate data.
3. Moisture in oil
Rihand#2 is required to implement insulation treatment so often due to moisture in the insulation oil although Rihand#2 GTs are sealed type.
Study team is wondering that there is some seal-break at the insulation oil cooler. It is recommended that Rihand#2 should conduct the cooler leak check and take the countermeasures if there is a leak.

Singrauli#6 assessment (58)

Singrauli#6 assessment

Singrauli#6 DGA data (59)

DGA results (R phase)

Date	from last test	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	C3S	CO	CO2	TCG	TCG increase	Remarks
		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm/month	
Caution level-1		≥ 400	≥ 100	≥ 10	≥ 150	≥ 0.5				≥ 300	≥ 500	
Caution level-2				≥ 10		≥ 0.5				≥ 500		C2H4 ≥ 10+TCG ≥ 500 or C2H2 ≥ 0.5
Abnormal level				≥ 100						≥ 700	≥ 70	C2H4 ≥ 100+TCG ≥ 700 or ΔTCG ≥ 70ppm/month
Mar 2000	Oil filtering											
Apr 2000			7	3	3	2	0	2	9	199	26	
Jul 2000		3.0	29	12	15	11	0	5	33	512	105	26.0 Caution level-1
Jan 2001		6.1	25	57	44	31	0	31	89	807	277	28.0 Caution level-1
Dec 2001		11.1	32	109	72	50	0	52	202	1586	517	21.6 Caution level-1
May 2002	Oil filtering											
Jun 2002		6.1	10	5	7	4	0	3	38	635	67	11.0
Oct 2002		4.1	30	15	40	45	0	15	95	810	240	42.5 Caution level-1
Jan 2004		20.3	30	63	44	31	0	16	109	790	293	2.6 Caution level-1
Jan 2005		7.1	20	52	50	31	0	15	139	908	307	2.0 Caution level-1
May 2005		4.0	70	60	60	42	0	20	80	892	332	6.3 Caution level-1
Jan 2006		8.2	27	15	62	53	0	5	81	835	243	-10.9 Caution level-1
Apr 2006		3.0	40	32	66	52	0	25	105	1110	320	25.7 Caution level-1
Jun 2006	Oil filtering											
Dec 2006		8.1	33	8	5	7	0	2	61	343	116	14.3
May 2007		5.0	20	26	32	26	0	18	51	535	173	11.3 Caution level-1
Nov 2008		18.3	61	50	25	21	0	12	76	666	243	3.9 Caution level-1
Feb 2009		3.1	62	26	11	22	0	19	87	787	227	-5.9 Caution level-1

Assessment of DGA results (Singrauli#6R) 60

The C2H4 has become Caution level-1 continuously. Because the TCG increase ratio has had no big change, the transformer is estimated to have no serious problem.

But it is recommended that Singrauli#6 should continue to conduct DGA in relatively short term and grasp the trend because it is Caution level-1.

Obtained data for CO+CO2 analysis from Singrauli#6 61

Required Items	Unit	Data	Remarks
A1 Accumulated CO+CO2 density in insulation oil	vol ppm (mL/kL)		
A2 Insulation oil volume	kL	31.719	
A3 Insulation oil weight	kg	27500	
A4 Insulation oil gravity	g/mL	0.867	
A5 Insulation paper weight	kg	(303)	Precondition
A6 History of insulation oil treatment			Refer to Table 8.4.6-39 blue marked

Insulation paper weight is essential for conducting CO+CO2 analysis. But it is not available in Singrauli#6 GT. The insulation paper weight is estimated by utilizing Korba#6 GT data

Sealed performance is bad and Rihand#2 has conducted oil treatment often.

Therefore, correction of accumulated CO+CO2 is required.

Obtained data for CO+CO2 analysis from Singrauli#6 62

Singrauli #6R GT started operation in 1987 Jul. But there is no test data until 2000 Mar.

Date	operation years	CO+CO2 (ppm)	Accumulated CO+CO2 (ppm)	Gap with last test	CO+CO2 (mL/g)	Remarks
Mar-2000	0	0	0	0	0.0000	Filtering
Apr-2000	0.084	208	208	208	0.0218	
Jul-2000	0.29	543	543	337	0.0571	
Jan-2001	0.80	896	896	351	0.0938	
Dec-2001	1.71	1788	1788	892	0.1872	
May-2002	2.13	2017	2017	229	0.2111	Correction
May-2002	2.13	0	2017	0	0.2111	Filtering
Jun-2002	2.21	673	2690	673	0.2816	
Oct-2002	2.55	905	2922	232	0.3059	
Jun-2004	4.22	899	2916	-6	0.3053	
Jan-2005	4.80	1047	3064	148	0.3207	
May-2005	5.13	972	2989	-75	0.3129	
Jan-2006	5.80	916	2933	-56	0.3070	
Apr-2006	6.05	1215	3232	299	0.3383	
Jun-2006	6.21	1307	3324	92	0.3479	Correction
Jun-2006	6.21	0	3324	0	0.3479	Filtering
Dec-2006	6.72	404				
May-2007	7.13	586				
Nov-2008	8.64	742				
Feb-2009	8.89	874				

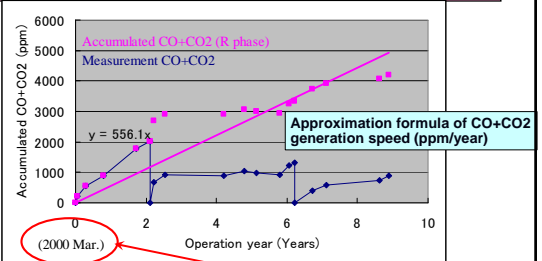
When oil filtration is conducted, CO, CO2 in oil are moved away (Measurement = 0)

CO+CO2 generating speed=557ppm/year

Long span from oil filtration and the previous test
Correction is conducted considering the CO+CO2 increase during the span.
Correction=Ave. generation speed × the span

CO+CO2 generation in oil (R phase) 63

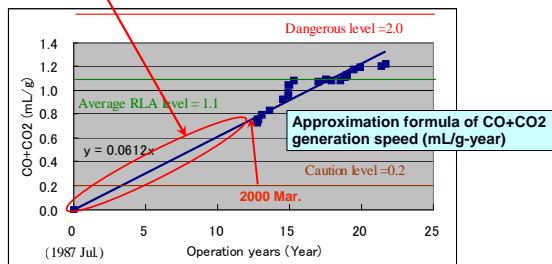
There is no big fluctuation in the data and the graph is consistent with the technical theory, although the data fluctuate a little bit.



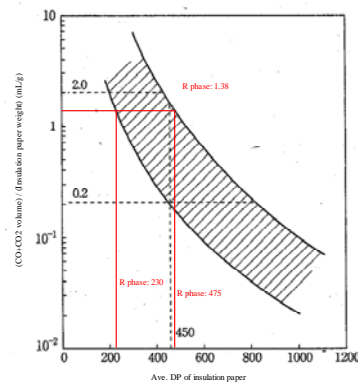
Singrauli #6R GT started operation in 1987 Jul. Correction of accumulated CO+CO2 between 1987 Jul. and 2000 Mar. is required.

CO+CO2 generation in oil (R phase) 64

Correction of accumulated CO+CO2 between 1987 Jul. and 2000 Mar. is conducted.



DP estimation by CO+CO2 analysis (S-#6R) 65



Assessment of CO+CO₂ analysis (Singrauli#6R) (66)

		R phase
Trend current condition (Jan 2010)	CO+CO ₂ generating speed (mL/g year)	0.0612
	CO+CO ₂ (mL/g) (Jan 2010)	1.38
	DP	230-475
	Evaluation	Caution level
RLA	Operation years until Ave. lifetime	18
	Estimating year to Ave. lifetime	Jun-2005
	Operation years until Dangerous level	32.7
	Estimating year to Dangerous level	Sep-2019

Although transformer lifetime is approximately 40~50 years generally in Japanese power plant, Singrauli#6 GT lifetimes are estimated to be short relatively.

Issued in 2010

Obtained data for furfural analysis from Singrauli#6 (67)

Required Items	Unit	Data	Remarks
A1 Furfural density (Sep-2006)	mg/L	0.03	1st test
A1 Furfural density (Sep-2008)	mg/L	0.27	2nd test
A2 Insulation oil volume	L	31719	Big gap abnormally
A3 Insulation oil weight	kg	27500	
A4 Insulation oil gravity	g/mL	0.867	
A5 Insulation paper weight	kg	(303)	
A6 History of insulation oil change		Nil	

Insulation paper weight is essential for conducting furfural analysis. But it is not available in Singrauli#6 GT. The insulation paper weight is estimated by utilizing Korba#6 GT data

Singrauli#6 has never implemented the insulation oil change and the measurement data becomes furfural generating weight from starting operation to furfural measurement day.

Issued in 2010

DP estimation by furfural analysis (S-#6R) (68)

The lifetime had already passed because the furfural measurement data are abnormally high. (2008)

It is estimated that the furfural measurement data are unreliable because there is the big gap between 2006 data and 2008 data.

Issued in 2010

Assessment of furfural analysis (Singrauli#6R) (69)

		Sep-2006	Sep-2008
Trend	Furfural generating speed (mg/g year)	0.000164	0.001334
	Furfural (mg/g) (Jan 2010)	0.00369	0.03004
Current condition (Jan 2010)	DP	365-730	195-385
	Evaluation	Caution level	Dangerous level
	Operation years until Ave. RL ¹	50.4	6.2
RLA	Estimating year to Ave. RL	Nov-2037	Sep-1993
	Operation years until Dangerous level	91.6	11.2
	Estimating year to Dangerous level	Feb-2079	Oct-1998

The lifetime at all the phases had already passed because the furfural measurement data are high. (2008)

The results are unreliable because there is the big gap between 2006 data and 2008 data.

Issued in 2010

Recommendations for Singrauli#6R (70)

- Grasp current condition and deterioration trend
It is difficult for JICA-ST to judge whether;
 - GT deteriorates actually
 - The assessment is wrong due to the inaccuracy of the assessment data.
 Sampling the insulation paper actually and measuring the DP are effective measures for confirming that. But sampling the insulation paper actually is difficult for many power plants. When it is difficult for Rihgand#2 to sample the insulation paper, it is recommended the followings.
 - Shorten the cycle of conducting DGA
 - Evaluate furfural analysis by accurate and reliable measurement data.

It is essential for NTPC to consult with OEM before taking the actions/countermeasures.

Issued in 2010

Recommendations for Singrauli#6 (71)

- Accurate measurement
As for the assessment by furfural analysis, there is a big gap of furfural measurement data between 2006's and 2008's. It is recommended that Singrauli#6 get the proper data.
- Moisture in oil
Singrauli#6 is required to implement insulation treatment so often due to moisture in the insulation oil although Singrauli#6R GT is sealed type.
Study team is wondering that there is some seal-break at the insulation oil cooler. It is recommended that Singrauli#6R GT should conduct the cooler leak check and take the countermeasures if there is a leak.

Issued in 2010



Recommendations when NTPC purchases a new Oil immersed transformer

72

Please get the following transformer information from OEM so that NTPC can conduct assessment accurately in the future.

- Insulation paper weight
- Initial DP

And it is preferable;

- GT is OFAF, not OFWF, if possible
(For preventing moisture from entering to oil)

72

Issued in 2010



5. Korba#6 assessment (2010, 3rd year)

73

Issued in 2010



Korba#6R DGA Result

74

Date	H2 ppm	CH4 ppm	C2H4 ppm	C2H6 ppm	C2H2 ppm	C3S ppm	CO ppm	CO2 ppm	TCG ppm	TCG increase ppm/month	Remarks
Caution level-1	≥ 400	≥ 100	≥ 10	≥ 150	≥ 0.5		≥ 300		≥ 500		
Caution level-2			≥ 10		≥ 0.5				≥ 500		C2H4 ≥ 10-TCG ≥ 500 or C2H2 ≥ 0.5
Abnormal level			≥ 100						≥ 700	≥ 70	C2H4 ≥ 100-TCG ≥ 700 or ATCG ≥ 70ppm/month
Apr-1990	387	3	0	2	51	0	34	47	477		Abnormal level +1
Nov-1990	11	8	0	0	0	0	82	819	101	-53.7	
Feb-1995	80	17	0	30	0	10	15	1723	152	-1.0	
Sep-1995	75	16	0	32	0	23	10	1855	146	-0.9	
Jun-2000	85	56	50	58	0	28	381	2853	658	8.8	Caution level-2
Oct-2000	84	54	52	84	0	12	398	3606	684	6.0	Caution level-2
Jul-2005	28	60	22	66	0	28	450	3810	646	0.7	Caution level-2
Oct-2005	16	70	30	70	0	30	440	3890	646	0.0	Caution level-2
Jan-2006	42	60	16	67	0	25	420	3710	630	-5.5	Caution level-2
Apr-2006	32	62	2	118	0	60	262	4135	536	-26.9	Caution level-1
Jul-2006	23	15	1	50	0	10	130	1906	229	-99.0	
Oct-2006	29	24	1	26	0	8	128	1963	216	-4.9	
Apr-2007	16	30	2	38	0	5	91	1597	182	-5.2	
Jul-2007	12	42	0	45	0	10	75	2062	184	0.9	
Oct-2007	102	24	0	31	0	9	34	1394	200	4.9	
Dec-2007	91	35	0	51	0	12	45	2111	252	17.8	
Mar-2008	79	30	0	29	0	8	40	1922	177	-17.6	
Jun-2008	71	2	2	8	0	0	127	1865	210	10.8	
Aug-2008	60	20	0	25	0	7	25	1229	137	-32.7	
Jul-2009	21	81	1	76	0	31	111	1869	321	16.8	
Dec-2009	18	61	2	58	0	21	109	1916	269	-9.8	
Mar-2010	25	32	0	33	0	2	92	1290	184	-26.8	
Jun-2010	21	49	3	91	0	4	112	1896	280	30.0	

Issued in 2010



Korba#6Y DGA Result

75

Date	H2 ppm	CH4 ppm	C2H4 ppm	C2H6 ppm	C2H2 ppm	C3S ppm	CO ppm	CO2 ppm	TCG ppm	TCG increase ppm/month	Remarks
Caution level-1	≥ 400	≥ 100	≥ 10	≥ 150	≥ 0.5		≥ 300		≥ 500		
Caution level-2			≥ 10		≥ 0.5				≥ 500		C2H4 ≥ 10-TCG ≥ 500 or C2H2 ≥ 0.5
Abnormal level			≥ 100						≥ 700	≥ 70	C2H4 ≥ 100-TCG ≥ 700 or ATCG ≥ 70ppm/month
Apr-1990	40	0	0	0	0	0	16	412	56		
Nov-1990	31	0	0	0	0	0	42	1148	75	2.4	
Feb-1995	0	15	4	27	0	0	5	2914	51	-0.4	
Sep-1995	10	15	10	26	0	15	43	3200	119	10.3	Caution level-1
May-2000	55	95	1	61	0	16	275	4744	503	6.7	Caution level-1
Nov-2000	55	93	2	61	0	12	290	4822	513	1.7	Caution level-1
Jul-2005	23	90	3	145	0	45	320	4405	626	2.0	Caution level-1
Oct-2005	30	80	3	140	0	40	330	4390	625	-0.4	Caution level-1
Jan-2006	40	70	3	130	0	75	290	4210	608	-5.8	Caution level-1
Apr-2006	30	62	2	113	0	56	262	4130	525	-23.7	Caution level-1
Jul-2006	20	30	1	30	0	15	120	2310	216	-99.7	
Oct-2006	30	27	1	27	0	13	115	2196	213	-1.1	
Jan-2007	21	25	1	44	0	14	109	2233	212	-0.4	
Jul-2007	5	51	0	49	0	17	149	3331	271	9.7	
Oct-2007	12	31	1	49	0	13	73	3044	179	-28.5	
Jan-2008	80	81	0	80	0	27	205	3310	473	80.2	Abnormal level
May-2008	53	73	13	74	0	24	191	3160	428	-14.7	Caution level-2
Jul-2008	61	14	0	16	0	15	61	1259	167	-90.0	
Jul-2009	26	72	1	70	0	25	287	2390	481	27.2	
Dec-2009	31	57	1	60	0	23	267	2223	439	-7.9	
Mar-2010	21	30	2	52	0	2	212	1966	319	-37.9	
Jun-2010	18	28	1	51	0	2	233	2411	335	4.4	

Issued in 2010



Korba#6B DGA Result

76

Date	H2 ppm	CH4 ppm	C2H4 ppm	C2H6 ppm	C2H2 ppm	C3S ppm	CO ppm	CO2 ppm	TCG ppm	TCG increase ppm/month	Remarks
Caution level-1	≥ 400	≥ 100	≥ 10	≥ 150	≥ 0.5		≥ 300		≥ 500		
Caution level-2			≥ 10		≥ 0.5				≥ 500		C2H4 ≥ 10-TCG ≥ 500 or C2H2 ≥ 0.5
Abnormal level			≥ 100						≥ 700	≥ 70	C2H4 ≥ 100-TCG ≥ 700 or ATCG ≥ 70ppm/month
Apr-1990	44	3	0	0	0	0	123	650	170		
Nov-1990	25	10	0	0	0	0	67	904	102	-9.7	
Mar-2000	95	60	55	68	0	40	390	4460	708	3.3	Caution level-2
Jun-2000	95	65	52	68	0	42	393	4492	715	2.0	Caution level-2
Sep-2000	93	68	50	69	0	40	398	4510	718	1.0	Caution level-2
Jul-2005	25	75	22	116	0	136	440	5495	814	1.6	Caution level-2
Oct-2005	30	70	20	110	0	130	460	5425	820	-2.3	Caution level-2
Jan-2006	44	60	15	102	0	20	450	5590	691	-41.0	Caution level-2
Apr-2006	40	53	13	93	0	16	430	5210	645	-13.1	Caution level-2
Jul-2006	30	22	3	50	0	11	190	2410	296	-112.6	
Oct-2006	33	22	1	37	0	17	180	2330	290	-2.3	
Jan-2007	26	24	0	32	0	12	170	2243	265	-8.9	
Jul-2007	12	56	0	58	0	19	139	3092	284	-3.4	
Oct-2007	108	30	0	41	0	12	47	2003	238	-14.2	
Dec-2007	93	71	0	76	0	24	154	2324	418	100.0	Abnormal level
Mar-2008	63	51	0	66	0	10	104	2065	294	-41.3	
May-2008	53	50	2	80	0	32	101	1475	318	9.2	
Jul-2008	61	11	2	61	0	30	183	2010	348	13.6	
Jul-2009	30	33	1	66	0	29	166	2283	315	-2.9	
Dec-2009	26	13	2	56	0	13	141	2012	251	-12.1	
Mar-2010	36	11	0	38	0	2	133	1898	220	-9.8	
Jun-2010	31	49	2	78	0	1	145	1999	306	-26.9	

Issued in 2010



Review of Korba#6 DGA

77

■R phase

Each analyzed gas has had no big change and been less than the judgment criteria. Therefore, the transformer is assessed as normal condition.

■Y phase

Each analyzed gas has had no big change and been less than the judgment criteria recently, although TCG increase per month (Jan. 2008) had become Abnormal level and C2H4 (May. 2008) had become Caution level-2. Therefore, the transformer is assessed as normal condition.

■B phase

Each analyzed gas has had no big change and been less than the judgment criteria recently, although TCG increase per month (Dec. 2007) had become Abnormal level. Therefore, the transformer is assessed as normal condition.

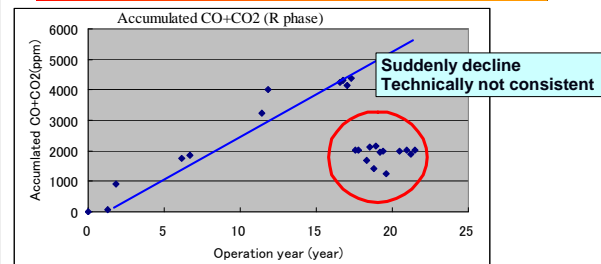
Issued in 2010

Obtained data for CO+CO2 analysis from Korba#6 (78)

	Required Items	Unit	Data
A1	Accumulated CO+CO2 density in insulation oil	vol ppm (mL/kL)	Next page
A2	Insulation oil volume	kL	23.4
A3	Insulation oil weight	kg	—
A4	Insulation oil gravity	g/mL	—
A5	Insulation paper weight	kg	303
A6	History of insulation oil treatment		Nil

Sealed performance is good and Korba#6 has not conducted oil treatment.
Therefore, correction of accumulated CO+CO2 is not required.
Accumulated CO+CO2 = CO+CO2 measurement data

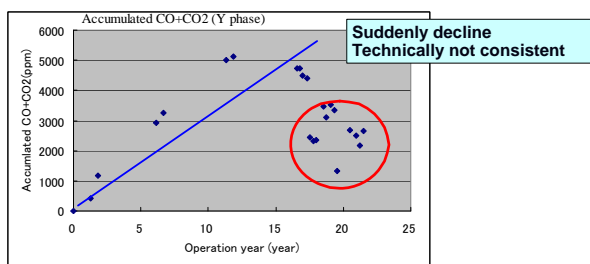
Accumulated CO+CO2 in oil (R phase) (79)



Korba#6 GT is sealed type and the CO+CO2 technically increases as it operates.

Red circled data are unreliable.
Therefore, The assessment is conducted using reliable data only. (excluding red circled data)

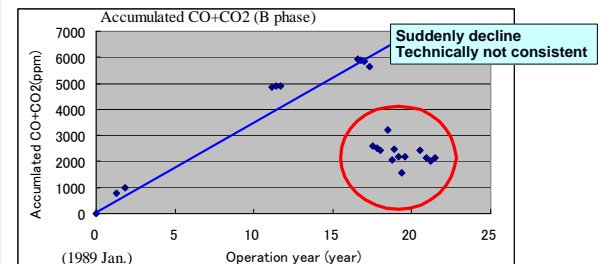
Accumulated CO+CO2 in oil (Y phase) (80)



Korba#6 GT is sealed type and the CO+CO2 technically increases as it operate.

Red circled data are unreliable.
Therefore, The assessment is conducted using reliable data only. (excluding red circled data)

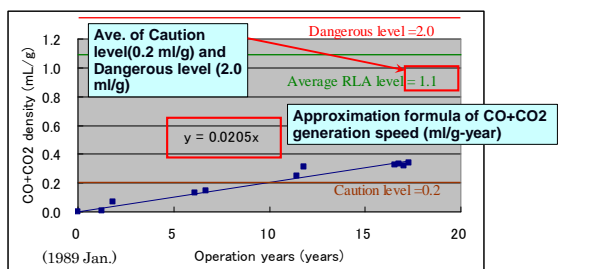
Accumulated CO+CO2 in oil (B phase) (81)



Korba#6 GT is sealed type and the CO+CO2 technically increases as it operate.

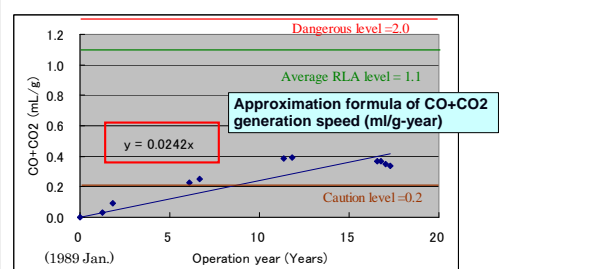
Red circled data are unreliable.
Therefore, The assessment is conducted using reliable data only. (excluding red circled data)

Estimation of CO+CO2 generation speed (R phase) (82)

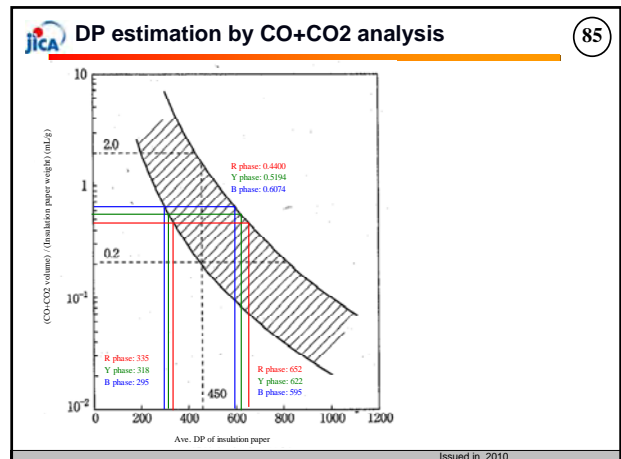
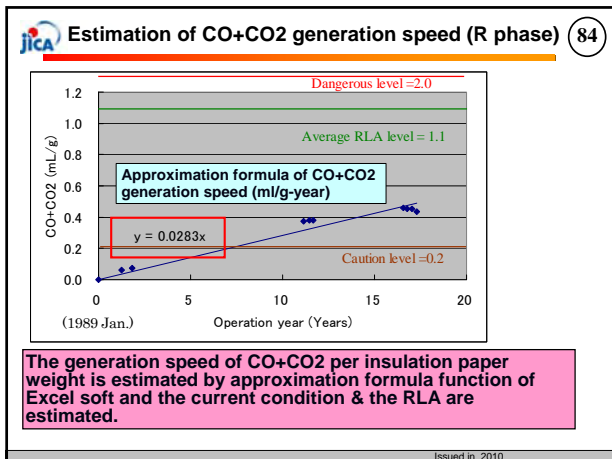


The generation speed of CO+CO2 per insulation paper weight is estimated by approximation formula function of Excel soft and the current condition & the RLA are estimated.

Estimation of CO+CO2 generation speed (Y phase) (83)



The generation speed of CO+CO2 per insulation paper weight is estimated by approximation formula function of Excel soft and the current condition & the RLA are estimated.



Assessment of CO+CO2 analysis (Korba#6) 86

		R phase	Y phase	B phase
Trend	CO+CO2 generating speed (mL/g year)	0.0205	0.0242	0.0283
Current condition (Jan 2010)	CO+CO2 (mL/g)	0.4400	0.5194	0.6074
	DP	335-652	318-622	295-595
	Evaluation	Caution level	Caution level	Caution level
RLA	Operation years until Ave. lifetime point	53.7	45.5	38.9
	Estimating year to Ave. lifetime point	2042 Sep.	2034 Jul.	2027 Dec.

Issued in 2010

Obtained data for furfural analysis from Korba#6 87

Required Items		Unit	R phase	Y phase	B phase
A1	Furfural density (Nov. 2009)	mg/L	0.05	0.06	0.04
A1	Furfural density (June 2010)	mg/L	0.06	0.07	0.05
A2	Insulation oil volume	L	23400		
A3	Insulation oil weight	kg	22000		
A4	Insulation oil gravity	g/mL	—		
A5	Insulation paper weight	kg	303		
A6	History of insulation oil change		Nil		

Korba#6 has never implemented the insulation oil change. The measurement data becomes furfural generating weight from starting operation to furfural measurement day.

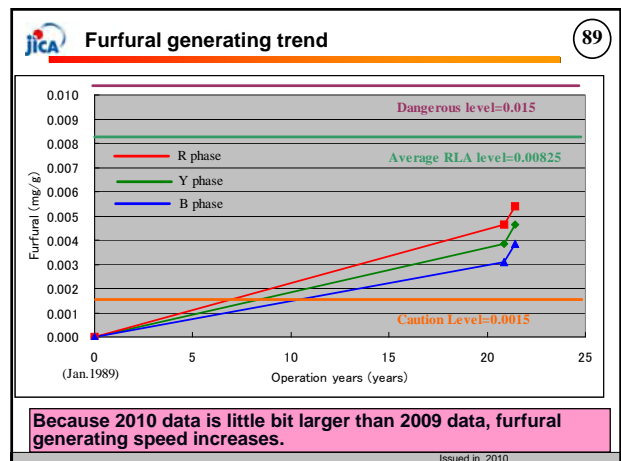
2010 data is little bit larger than 2009 data.

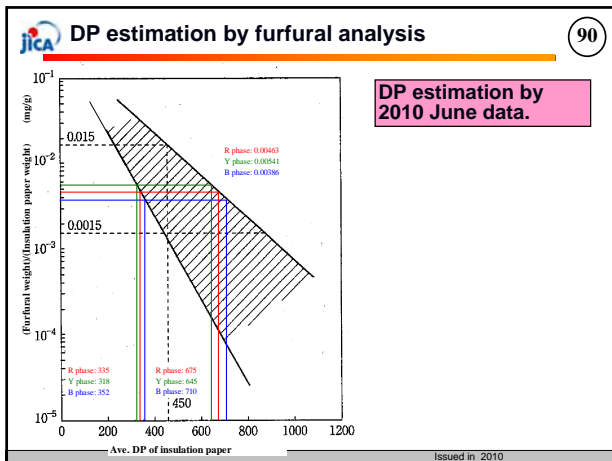
Issued in 2010

Furfural data of 2009's and 2010's 88

Start operation		Insulation paper weight		303 kg	
Jan 1989		Oil volume		23400 L	
Phase	Date	Operation years	Furfural (mg/L)	Furfural*1 (mg/g)	Remarks
R phase	Nov. 2009	20.86	0.05	0.00386	Caution level
	June 2010	21.46	0.06	0.00463	Caution level
Y phase	Nov. 2009	20.86	0.06	0.00463	Caution level
	June 2010	21.46	0.07	0.00541	Caution level
B phase	Nov. 2009	20.86	0.04	0.00309	Caution level
	June 2010	21.46	0.05	0.00386	Caution level

Issued in 2010





Assessment of furfural analysis (Korba#6) (91)

		R phase	Y phase	B phase
Trend	Furfural generating speed (mg/g year)	0.000220	0.000259	0.000184
Current condition (Jan 2010)	Furfural (mg/g) (June 2010)	0.00463	0.00541	0.00386
	DP	335-675	318-645	352-710
	Evaluation	Caution level	Caution level	Caution level
RLA	Operation years until Ave. lifetime point	38.2	32.8	45.9
	Estimating year to Ave. lifetime point	Mar-2027	Oct-2021	Nov-2034

Issued in 2010

Recommendations for Korba#6 (92)

Although the result of furfural analysis shows that furfural generation speed seems to become fast at every phase, it is estimated that there is no serious problem because the span between 2nd test and 1st test is short and the difference between 2nd furfural measurement data and 1st one is 0.001 mg/L, which might be a measurement deviation.

That means that it is not confirmed which test data is reliable, 1st test data or 2nd test one.

Therefore, it is recommended that Korba#6 continue to conduct the test periodically so that NTPC can grasp furfural generation trend and improve the accuracy of the RLA.

Issued in 2010

End (93)

93

Issued in 2010

Analysis of present performance and performance decrease

General

Differences in the Implementation of the Performance Test

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: EEM Group Implementation: EEM Group
2	Preparation of Test (day before)	A) Confirmation of measurement data value B) Calibration of instruments/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/load indicator value E) Field Measurement <ul style="list-style-type: none"> • 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

Analysis of present performance and performance decrease

General

Differences in the Implementation of the Performance Test Sampling



Fig. 6.13-1 Coal Sampling Plastic Bag



Fig. 6.13-2 Fly Ash Extraction Valve for Sampling



Fig. 6.13-3 Fly Ash Sampling Storage Bin

Review and Improvement of Past and Present O&M Procedure

NTPC (India)

- Patrol: 3 times / 1 shift
- 8 local operator/ 2units
- Each station does not have Simplified Simulator.
- Maintenance (in house)
- Periodic inspections works conducted 24h/day
- Boiler RLA conducted every 5 years
- Performance test frequencies are depend on system

Study Team (Japan)

- Patrol: 1 times / 1 shift
- 3 to 4 local operator/ 2units
- Each station has Simplified Simulator.
- Maintenance (by subsidiary company: (J Power case)
- Periodic inspections works conducted 8-12h/day
- Boiler RLA is conducted 100,000 hrs operation time. It is conducted by the RLA result after that.
- Performance test/once a year

Review and Improvement of Past and Present O&M Procedure

Findings

Study team found some safety and health problems during field works.

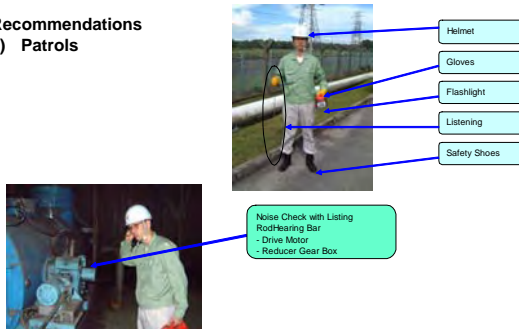
- House keeping in boiler field is not well conducted. (Broken pieces of iron plates and wires and ash accumulates everywhere.
- Workers need to wear face masks in dusty critical areas
- Thermal insulating materials and equipment covers/enclosures are not in place.

Although many slogans are posted in the work areas, the 5 S's system are not applied or sufficiently permeated.

Review and Improvement of Past and Present O&M Procedure

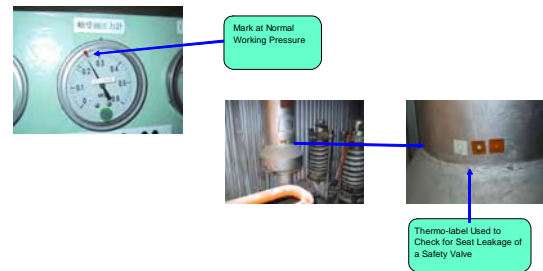
Recommendations

1) Patrols



Review and Improvement of Past and Present O&M Procedure

Marking on indicators and Thermo-label



Review and Improvement of Past and Present O&M Procedure


Regulation of entry and exit of enclosed area



Review and Improvement of Past and Present O&M Procedure

Safety management


It is advisable to thoroughly educate all employees from managers to workers about the importance of safety and re-emphasize the necessity of putting on safety gear for them.



JICA Study Team for Enhancing Efficiency of Operating Thermal Power Plants in NTPC-India

The Economic & Financial Analysis Overview


October, 2010
Katsumi Yoshida
Kyushu Electric Power

 Japan International Cooperation Agency

Economic & Financial Analysis overview October 2010

Introduction (1/6)

- Objectives
 - To clarify the economic and financial impact caused by implementation of the technical improvement proposals
- Scope
 - Focusing on items which would be expected to have a certain value of economic increment due to implementation recommendations of technical assessment

 Japan International Cooperation Agency


Economic & Financial Analysis overview October 2010

Introduction (2/6)

Scope*: Current items for Financial Analysis

Plant (# =Unit)	Korba #6	Singrauli #4	Rihand #2	Unchahar #3
Boiler	Air Heater Renovation (SDU/FRS)	Air Heater Renovation (SDU/FRS)		
Turbine	Turbine Seal Fin Replacement	Turbine Seal Fin Replacement	Turbine Seal Fin Replacement	
Control System	—	—	—	New System for Optimization of Combustion & Soot blowers


*About these all items, we conducted Economic & Financial Analysis. In this presentation we pick up several items as example.

 Japan International Cooperation Agency

Economic & Financial Analysis overview October 2010

Introduction (3/6)

- Method
 - Economic & Financial
 - Firstly, with the Cost Benefit Analysis, we evaluate the actual economic volume of incremental profit. Then, by NPV approach we clarify the value of investment in terms of the Cost of Capital.
 - Environmental Value-CO2
 - Secondly, regarding the environmental value added by the reduction of CO2 emissions that would arise from the proposed technical improvements, introduced later


 Japan International Cooperation Agency

Economic & Financial Analysis overview October 2010

Introduction (4/6)

Assumption for this Analysis

- Due to the limitations and difficulties of collecting cost information in India for this analysis, we conduct financial analysis with data that is currently available within our study period because some material or equipment related to technical improvement items are new and not common in India, so that in order to make up for a lack of Indian some local cost information, we supplement it with implementation costs in cases of Japan and other countries. However, under this situation for collecting cost information, as much as possible, this analysis made efforts to use Indian local cost (e.g. calculation of initial installation labor cost by Indian labor rate and a work-hour estimation according to Japanese experience).


 Japan International Cooperation Agency

Economic & Financial Analysis overview October 2010

Introduction (5/6)

Assumption for this Analysis

- Please understand the possibility that different conclusions of financial assessment may be reached in the future based on assumptions at the time of preparation for each actual implementation to be planned by NTPC because the assumption will be directly affected by the differences of Prices, logistics and spec which the supplier can provide. So before the implementation, careful assumption and cost estimation would be essential.

 Japan International Cooperation Agency

Economic & Financial Analysis overview October 2010

Introduction (6/6)

Cost of Capital

- The cost of capital is the cost of a company's finance (e.g. interest on debt and dividend on stock).
- We assumed current NTPC's cost of capital to be 7% following recent actual expenditure on Interest & Finance Cost and Dividend. (Source of figures in the table below is page 20 of NTPC's 33rd Annual Report)
- As a result of discussions about the expected cost of capital in the near future with CenPEEP, **we have set the cost of capital as 12% for the following DCF Approach analysis.**

Cost Benefit Analysis (1/4)

1-1 Method of CBA

◆ Concept

Cost Benefit Analysis (CBA) compares the incremental profit (such as the reduction of fuel costs through the plant efficiency improvement) gained by the implementation of the improvement with the initial cost of implementation.

If there are any extra expenses or costs caused by the implementation (such as the materials, maintenance and/or scrapping property), CBA recognizes these things as negative factors for incremental profit. CBA also considers lifetime assessment for new equipment

Cost Benefit Analysis (2/4)

1-2 Method of CBA

◆ How to find incremental Profit

- Current Fuel Cost (100)
- Possible Fuel Cost after improvement (90)
- Fuel Cost Reduction: Profit** *(A less B: 10)

* This would be recognized as initial incremental profit

- 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.

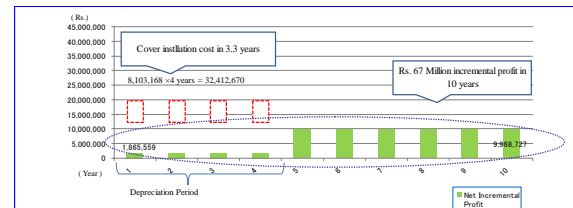
CBA's Criteria is Simple
→ Possibility of Incremental Profit

Cost Benefit Analysis (3/4)

2-1 CBA Practice

Korba #6 : AH Seal by SDU

The implementation which make efficiency 0.5% improvement, the plant will expect that Rs.67 million incremental profit in 10 years and recovery of Rs. 32.4 million investment in 3.3years



* Degradation of efficiency improvement while operation period is included for CBA above.

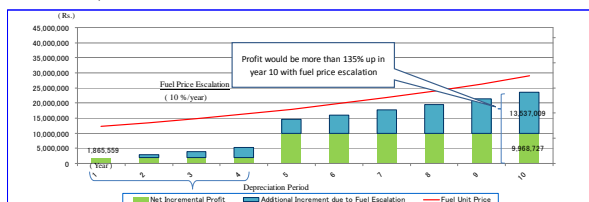
Cost Benefit Analysis (4/4)

2-2 CBA Practice

Korba #6 : AH Seal by SDU

◆ Sensitivity Analysis- Fuel Unit Price

As one of the possible cases, if the fuel unit price will be escalated 10% per year (compounded), the plant will expect a huge cost benefit – incremental profit to be doubled in 10 years (Total: from Rs.67 to 126Mil.).



DCF Approach (1/3)

DCF Approach

The value of future cash flows should be discounted using the assumed Cost of Capital. This is called "DCF" -Discounted Cash Flow Approach that we can use to find out the realistic investment value.

NPV - Net Present Value

If the sum of the present values (PVs) of the benefits arising from implementation is lower than the cost of initial investment, we should reconsider the justification of the investment. This is one of the standard DCF financial analysis methods called "NPV" -Net Present Value, to evaluate the excess or shortfall of cash flows, in present value terms, once an investment has been made

$$DPV^t = \frac{FV^t}{(1+i)^t}$$

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)^1} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

DPV = Discounted Present Value
FV = Future Value
i = Discount Rate
C₀ = Initial Investment
Negative number because of cash outflow / or investment
t = Discount Rate

IRR

DCF Approach (2/3)

IRR-Internal Rate of Return

We also conduct "IRR" – Internal Rate of Return evaluation. IRR is used for the measurement and comparison of the profitability of investments, and IRR also follows from NPV as a function of the rate of return. We compare an anticipated Cost of Capital with a hurdle rate. A rate of return for which this function is zero is an internal rate of return.

$$C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \frac{C_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

C_0 = Initial Investment
 * Negative number because of cash outflow for investment
 r = Internal Rate of Return

BCR

DCF Approach (3/3)

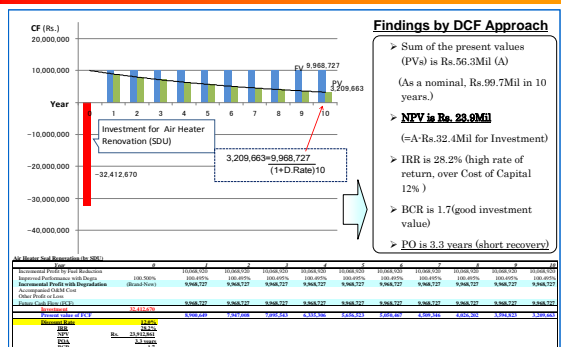
BCR- Benefit Cost Ratio

We also conduct "BCR" –Benefit Cost Ratio is an indicator of the efficiency of an investment. BCR compares all benefits and costs, and should be expressed in discounted present values.

Leverage effect of Investment !!

$$BCR = \frac{\text{Total Future Cash inflow (Discounted as Present Value)}}{\text{Initial Investment}}$$

DCF Approach Case Study "Korba #6 – Air Heater Renovation by SDU"



Conclusion of Financial Analysis(1/2)

Plant Name	Unit No. #1	Unit No. #2	Unit No. #3	Unit No. #4	Unit No. #5
Item	Air Heater by SDU(1/2)	Air Heater by FRS(1/2)	Air Heater by SDU(1/2)	Air Heater by FRS(1/2)	System Upgrade
Category	High	Medium	High	Medium	High
DCP	High	Medium	High	Medium	High
Financial Comments	High NPV, 28.2% IRR, short payback period. Recommended if an investment can be made in this period.	Medium NPV, 12% IRR, medium payback period. Recommended if an investment can be made in this period.	High NPV, 28.2% IRR, short payback period. Recommended if an investment can be made in this period.	Medium NPV, 12% IRR, medium payback period. Recommended if an investment can be made in this period.	High NPV, 28.2% IRR, short payback period. Recommended if an investment can be made in this period.

From the view point of finance, recommendable items

Excellent

1st option
Turbine Seal Fin at Rihand #2

2nd option
Air Heater Seal by SDU at Korba #6

3rd option
Air Heater Seal by FRS at Korba #6

Good options
Turbine Seal Fin at Singrauli #4
Air Heater Seal by SDU at Singrauli #4

Not Recommended
Other items with Negative NPV

Conclusion of Financial Analysis(2/2)

Plant Name	Unit No. #1	Unit No. #2	Unit No. #3	Unit No. #4	Unit No. #5
Item	Air Heater by SDU(1/2)	Air Heater by FRS(1/2)	Air Heater by SDU(1/2)	Air Heater by FRS(1/2)	System Upgrade
Category	High	Medium	High	Medium	High
DCP	High	Medium	High	Medium	High
Financial Comments	High NPV, 28.2% IRR, short payback period. Recommended if an investment can be made in this period.	Medium NPV, 12% IRR, medium payback period. Recommended if an investment can be made in this period.	High NPV, 28.2% IRR, short payback period. Recommended if an investment can be made in this period.	Medium NPV, 12% IRR, medium payback period. Recommended if an investment can be made in this period.	High NPV, 28.2% IRR, short payback period. Recommended if an investment can be made in this period.

Findings

- Leverage Effect 1: Unit Capacity is important to get incremental profit on the same volume of the investment.**
- Leverage Effect 2: Unit CBA (Evaluating Net Incremental Profit) should be compared with the magnitude of each implementation cost. (Because cash is limited)**
- Influence of Fuel Unit Price & PLF: Even a small Fuel Price escalation will have a huge effect on profit in the long term. Keeping high PLF is basic for earnings**

Environmental Value Added Analysis

Concept

Evaluation of the environmental value added would be conducted by finding the reduction of CO2 emissions. The method for this analysis is simple and similar to the one used for the cost benefit analysis in the previous slide. This evaluation considers total CO2 Emission reduction in each item's lifetime with due regard for degradation effect

Formula

$$\text{CO2 Emission/Unit} \text{ (kg-CO2/kWh)} = \text{Fuel Consumption Rate (kg / kWh)} \times \text{Carbon Content of Fuel (\%)} \times \text{Relative Atomic Weight (44/12)}$$

$$\text{CO2 Emission (kg-CO2)} = \text{CO2 Emission/Unit (kg-CO2/kWh)} \times \text{Generation (kWh)}$$

Cost Benefit of Emission Reduction

Environmental Value Added Analysis

How to evaluate CBER !?

Furthermore we evaluate Cost benefit for the CO2 emission reduction (CBER). This is calculated by dividing the volume of the emission-reduction by the cost of investment (If there are any accompanying incremental costs or expenses due to the implementation, they would be considered part of the cost of investment)

$$\text{Cost Benefit for the CO2 Emission Reduction} = \frac{\text{Investment}}{\text{CO2 Reduction (for lifetime)}}$$

Conclusion of Environmental Value Added Analysis

Plant Unit	Korba #6 500 MW	Singrauli #4 200 MW	Rihand #2 500 MW	Unchaigarh #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(C)
CO2 Reduction (for lifetime) (Relative Value)	(AH-S) big (AH-F) big (TSF) medium	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) small	(TSF) small	(C) medium
Reduction Cost Rate (Rs./t-CO2) (Relative Value)	(AH-S) low (AH-F) low (TSF) high	(AH-S) medium (AH-F) medium (TSF) high	(TSF) medium	(C) high
Financial Comments	With a goodly volume of Reduction, Cost is relatively low Excellent	With a certain volume of Reduction, Cost is relatively medium Good	Although a small volume of Reduction, Cost is relatively medium Good	Although a certain volume of Reduction, Cost is relatively expensive Carefull examination about the cost-balance would be necessary.
	With a goodly volume of Reduction, Cost is relatively low Excellent	With a certain volume of Reduction, Cost is relatively medium Good		
		Although a medium volume of Reduction, Cost is relatively expensive Carefull examination about the cost-balance would be necessary.	Although a small volume of Reduction, Cost is relatively medium Good	



Thank You !

The results of the economic and financial evaluation in this presentation are our Study Team's current views and briefs in accordance with data currently available, and subject to a number of risks, uncertainties and other factors that may cause actual results to differ materially from this study. That's why, in the NTPC's actual decision making process of the implementation of our Study Team's technical proposal, you should carefully utilize the evaluation methods and its result in this report on your own risk and responsibilities.

CDM APPLICATION FOR THE STUDY ON ENHANCING EFFICIENCY OF OPERATING THERMAL POWER PLANTS IN NTPC-INDIA

September 2010
JICA Study Team

JICA Japan International Cooperation Agency

CONTENTS

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft
2. Summary of PDD Drafts
3. Planning of schedule of preparatory works

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft

Kyoto protocol

- Emission reduction targets for Developed countries
- GHG emission reduction by 5 % below 1990 levels in 2008-2012 commitment period

[3 Market Mechanisms]

- Clean Development Mechanism ('CDM')
- International Emission Trading ('IET')
- Joint Implementation ('JI')

- Carbon credits are measured in terms of Certified Emission Reduction ('CER')
- One CER equals 1 MT CO₂ e (equivalent)

Source: Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan "About an international trend over the issue of climate change"

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft

CDM : project activities and emission cap

Host Party (non-Annex I) = no emission cap

Annex I Party will get CERs

A total emission cap of An Annex I Party

Acquired CERs are added and emission cap increases

Non-Annex I Parties will benefit from project activities resulting in CERs

Prices of CERs in recent trend → 12-13euro/CO₂e-t

Source: Ministry of the Environment, Japan "CDM CHARTS Ver.9.0"

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft

CDM project Cycle

1 Project Implementation

- Project Preparation
- Project Construction
- Project operation

2 Approval cycle

- Project Design Document
- Validation by DOE
- Approval by DNA
- Registration with UNFCCC
- Generation of Carbon credits
- Verification/ Certification by DOE
- UNFCCC / EB Issues CERs

3 CER Transaction

- CER
- CDM Project promoter
- ERPA
- Buyer of CER

ERPA: Emission Reduction Purchase Agreement
DOE: Designated Operational Entity
DNA: Designated National Authority
EB : CDM Executive Board

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft

Sections of PDD

- The CDM PDD consists of 5 sections , the sections are as mentioned below.
- SECTION A-General description of project activity
- SECTION B-Application of a baseline and monitoring methodology
- SECTION C-Duration of the project activity / crediting period
- SECTION D-Environmental impacts
- SECTION E-Stakeholders' comments

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft

Selection of Methodology

Large scale Approved Methodologies -AM0061 and AM0062

Approved Methodologies No.	Area	Key word	Applicability	Title of Methodologies - Version No.
AM0061	Energy Industry	Energy efficiency improvement, Energy saving	Power Plant	Methodology for rehabilitation and/or energy improvement in existing power plant – Version0.2.1
AM0062	Energy Industry	Energy saving, Energy efficiency	Improvement Power Plant (Turbine)	Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines – Version01.1

Sources: United Nations Framework Convention on Climate Change (Methodologies for CDM project activities)

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft

Small scale CDM (SSC)

Simplified modalities and procedures are applicable to small-scale CDM

Type I

AMS* I

Renewable energy project activities within a maximum output capacity of **15 MW** (or an appropriate equivalent)

Type II

AMS* II

Improvement in energy efficiency which reduce energy consumption on the supply and/or demand side, shall be limited to those with a maximum output of **60 GWh** per year (or an appropriate equivalent)

Type III

AMS* III

Emission reductions of less than or equal to **60 kt CO₂** equivalent annually

* AMS (Approved Methodology Small-scale CDM)

Sources: United Nations Framework Convention on Climate Change (Methodologies for CDM project activities)

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft

Commission of the work of CDM Consultant

➤ **Title of the Study**
 “PREPARATION OF PDD Draft” FOR THE STUDY ON ENHANCING EFFICIENCY OF OPERATING THERMAL POWER PLANTS IN NTPC-INDIA

➤ **The Contractor**
 Ernst & Young Pvt .Ltd.

➤ **Period of Execution and Scope of the Work**

Fiscal year	Period of Execution	Scope of the Work
2009	From December 2009 and February 12, 2010	<ul style="list-style-type: none"> Collection of necessary data and information Selection of AM Making plan and policy for the preparation of PDD Draft
2010	May 2010 and September 2010	<ul style="list-style-type: none"> Preparation of PDD Draft Planning of schedule of preparatory works for CDM procedure for submission and approval

1. Outline of CDM and PREPARATION OF PDD Draft

Thermal power generation units and energy efficiency improvement measures

➤ **Finalized thermal power generation unit and energy efficiency improvement measures**

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

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Singrauli)-Overview

Section A	General Description of small scale project activity
A.1	Title of the small scale project activity
Air Pre-Heater performance improvement at NTPC Plant, Singrauli, Uttar Pradesh	
A.2	Description of the small-scale project activity
Project Description The energy efficiency measures to reduce the air leakage ratio are as follows: 1. Adoption of Floating Radial Seals (FRS) 2. Adoption of Sector Plate Drive Unit (SDU) The project would be beneficial to the local communities in terms of socio-economic, environmental and technological well being and would hence contribute to sustainable development	

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Singrauli)-Overview

Section A	General Description of small scale project activity
A.3	Project Participants
Name of Party involved ((host indicates a host party) : India Private and/or public entity(ies) Project participants*(if applicable) : NTPC Ltd. Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No) : No	
A.4	Technical Description of the small scale project activity
Location: The project activity is located at Sonbhadra District, Uttar Pradesh, India. The project activity is located between 230 50' 24"N Latitude, 820 16' 12" E Longitude & 430 m above mean sea level CDM Methodology: As per the 'Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories', the project falls under Sectoral scope: I - Energy Industries (renewable/non-renewable) Main Category: Type II – Energy efficiency improvement projects Sub Category: B – Supply side energy efficiency improvements - generation Technology measures: 1. Adoption of Floating Radial Seals (FRS) 2. Adoption of Sector Plate Drive Unit (SDU)	

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Singrauli)-Overview

Section B	Application of a baseline and monitoring methodology
B.1	Title and reference of the approved baseline and monitoring methodology applied to the small-scale project activity
Type - Title - Reference -	II - Energy Efficiency Improvement Projects A.M.S II B "Supply side energy efficiency improvements - generation" A.M.S II B (Version 9, EB 33)
B.2	Justification of choice of project category

As per the methodology following applicability criteria's should be satisfied:

- This category comprises technologies or measures to improve the efficiency of fossil fuel generating units that supply an electricity or thermal system by reducing energy or fuel consumption
- Total energy saving should be up to the equivalent of 60 GWhe per year. A total savings of 60 GWhe is equivalent to maximal saving of 180 GWhh in the fuel input to the generation unit
- The technologies or measures may be applied to existing stations or be part of a new facility.

The project activity conforms to the above measures as follows:

- The Boiler unit in the project activity uses coal (fossil fuel) steam generation and subsequently, for electricity generation.
- The total thermal energy savings by the project activity would be within 180 GWhh
- The energy efficiency measures are being implemented in the existing boiler of # 4.

12

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Singrauli)-Overview

Section B	Application of a baseline and monitoring methodology
B.3	Description of project boundary
	Project boundary encompasses the physical and geographical site of the Boiler and Air pre heaters. The project boundary which starts from the coal storage, covers the coal fired boiler system and exists till the point of heat supply to the turbine system
B.4	Description of baseline and its development
	In absence of the project activity and any regulatory requirement, the most plausible baseline scenario would be to continue the generation of electricity without improving the efficiency of the boiler. The baseline emissions will be calculated as the product of the gross heat rate in the boiler, multiplied by the emission coefficient (IPCC Value) of coal and the expected gross electricity generation of the unit. The average gross heat rate of the three year data prior to project implementation would be used to calculate the baseline emissions.
B.5	Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered small-scale CDM project activity (Description for demonstrating Additionality)
	Investment Barrier Technological barrier Barrier to prevailing Barrier The project activity being undertaken has not been implemented in India and would face prevailing practice barrier. The perceived technological and operational risks for project activity have to be elaborated, and it needs to be demonstrated how CDM revenue can mitigate these risks.

13

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Singrauli)-Overview

Section C	Duration of the project activity and crediting period
	Expected Operational Lifetime of the Project activity : 10 years The project activity uses a fixed crediting period of 10 years
Section D	Environmental Impact Assessment
	The project activity would not have any significant adverse environmental impacts and also it does not fall under the purview of the Environmental Impact Assessment (EIA) notification of the Ministry of Environment and Forest, Government of India. Hence EIA is not required to be undertaken by the host party.
Section E	Stakeholders' comments
	Stakeholders have been identified on the basis of their involvement at various stages of project activity. The stakeholders identified for the project are as under: • Local villagers and representative of village governing bodies • Employees of NTPC • Teachers • Engineering trainees NTPC organized a consultation meeting with the stakeholders on 27/07/2010. The discussion session was held in the NTPC premises at Singrauli. An attendance sheet of the stakeholders was prepared and various concerns and queries were invited. The queries were satisfied and the same have been listed in the PDD. In view of various direct and indirect benefits (social, economical, and environmental), no adverse concerns were raised during the consultation with stakeholders.

14

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Korba)-Overview

Section A	General Description of small scale project activity
A.1	Title of the small scale project activity
	Air Pre-Heater performance improvement at NTPC Plant, Korba, Chattisgarh
A.2	Description of the small-scale project activity
	Project Description The energy efficiency measures to reduce the air leakage ratio are as follows: 1. Adoption of Floating Radial Seals (FRS) 2. Adoption of Sector Plate Drive Unit (SDU) The project would be beneficial to the local communities in terms of socio-economic, environmental and technological well being and would hence contribute to sustainable development

15

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Korba)- Overview

Section A	General Description of small scale project activity
A.3	Project Participants
	Name of Party involved ((host) indicates a host party) : India Private and/or public entity(ies) Project participants(*) (as applicable) : NTPC Ltd. Party involved wishes to be considered as project participant : No (Yes/No)
A.4	Technical Description of the small scale project activity
	Location: The project activity is located at Korba District, Chattisgarh, India. The project activity is located between 22 21' 0" N Latitude, 82 40' 48" E Longitude & 304 m above mean sea level. CDM Methodology: As per the 'Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories', the project falls under Sectoral scope: I- Energy Industries (renewable/non-renewable) Main Category: Type II – Energy efficiency improvement projects Sub Category: B – Supply side energy efficiency improvements - generation Technology measures: 1. Adoption of Floating Radial Seals(FRS) 2. Adoption of Sector Plate Drive Unit (SDU)

16

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Korba)- Overview

Section B	Application of a baseline and monitoring methodology
B.1	Title and reference of the approved baseline and monitoring methodology applied to the small-scale project activity
Type - Title - Reference -	II - Energy Efficiency Improvement Projects A.M.S II B "Supply side energy efficiency improvements - generation" A.M.S II B (Version 9, EB 33)
B.2	Justification of choice of project category
	As per the methodology following applicability criteria's should be satisfied: • This category comprises technologies or measures to improve the efficiency of fossil fuel generating units that supply an electricity or thermal system by reducing energy or fuel consumption • Total energy saving should be up to the equivalent of 60 GWhe per year. A total savings of 60 GWhe is equivalent to maximal saving of 180 GWhh in the fuel input to the generation unit • The technologies or measures may be applied to existing stations or be part of a new facility. The project activity conforms to the above measures as follows: • The Boiler unit in the project activity uses coal (fossil fuel) steam generation and subsequently, for electricity generation. • The total thermal energy savings by the project activity would be within 180 GWhh • The energy efficiency measures are being implemented in the existing Boiler of # 6.

17

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Korba)- Overview

Section B	Application of a baseline and monitoring methodology
B.3	Description of project boundary Project boundary encompasses the physical and geographical site of the Boiler and Air pre heaters. The project boundary which starts from the coal storage, covers the coal fired boiler system and exists till the point of heat supply to the turbine system.
B.4	Description of baseline and its development In absence of the project activity and any regulatory requirement, the most plausible baseline scenario would be to continue the generation of electricity without improving the efficiency of the boiler. The baseline emissions will be calculated as the product of the gross heat rate in the boiler, multiplied by the emission coefficient (PCC Value) of coal and the expected gross electricity generation of the unit. The average gross heat rate of the three year data prior to project implementation would be used to calculate the baseline emissions
B.5	Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered small-scale CDM project activity (Description for demonstrating Additionality)
Investment Barrier Technological barrier Barrier to prevailing Barrier The project activity being undertaken has not been implemented in India and would face prevailing practice barrier. The perceived technological and operational risks for project activity have to be elaborated, and it needs to be demonstrated how CDM revenue can mitigate these risks.	

18

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Korba)-Overview

Section C	Duration of project activity and crediting period
Expected Operational Lifetime of the Project activity : 10 years The project activity uses a fixed crediting period of 10 years	
Section D	Environmental Impact Assessment
The project activity would not have any significant adverse environmental impacts and also it does not fall under the purview of the Environmental Impact Assessment (EIA) notification of the Ministry of Environment and Forest, Government of India. Hence EIA is not required to be undertaken by the host party.	
Section E	Stakeholders' comments
Stakeholders have been identified on the basis of their involvement at various stages of project activity. The stakeholders identified for the project are as under: • Local villagers and representative of village governing bodies • Employees of NTPC • Teachers • Engineering trainees NTPC organized a consultation meeting with the stakeholders on 23/07/2010 . The discussion session was held in the NTPC premises at Korba. An attendance sheet of the stakeholders was prepared and various concerns and queries were invited. The queries were satisfied and the same have been listed in the PDD. In view of various direct and indirect benefits (social, economical, and environmental), no adverse concerns were raised during the consultation with stakeholders.	

19

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Rihand)-Overview

Section A	General Description of small scale project activity
A.1	Title of the small scale project activity Boiler feed water pump performance improvement at NTPC Plant, Rihand, Uttar Pradesh
A.2	Description of small-scale project activity Project Description The energy efficiency measures would improve the overall efficiency of the boiler feed water pump system thereby reducing the electricity consumption by the boiler feed water pump system. The project would be beneficial to the local communities in terms of socio-economic, environmental and technological well being and would hence contribute to sustainable development.

20

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Rihand)-Overview

Section A	General Description of small scale project activity
A.3	Project Participants Name of Party involved (host) indicates a host party : India Private and/or public entity(ies) Project participants*(as applicable) : NTPC Ltd. Party involved wishes to be considered as project participant (Yes/No) : No
A.4	Technical Description of the small scale activity Location: The project activity is located at Rihand District, Uttar Pradesh, India. The project activity is located between 24° 3'0 N Latitude, 82° 49' 60 E Longitude CDM Methodology: As per the 'indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small scale CDM project activity categories', the project falls under Sectoral scope: I- Energy Industries (renewable/non-renewable) Main Category: Type II – Energy efficiency improvement projects Sub Category: B – Supply side energy efficiency improvements - generation Technology measures:

21

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Rihand)-Overview

Section B	Application of a baseline and monitoring methodology
B.1	Title and reference of the approved baseline and monitoring methodology applied to the small-scale project activity Type - II - Energy Efficiency Improvement Projects Title - A.M.S II B "Supply side energy efficiency improvements - generation" Reference - A.M.S II B (Version 9, EB 33)
B.2	Justification of choice of project category As per the methodology following applicability criteria's should be satisfied: •This category comprises technologies or measures to improve the efficiency of fossil fuel generating units that supply an electricity or thermal system by reducing energy or fuel consumption •Total energy saving should be up to the equivalent of 60 GWh per year. A total savings of 60 GWh is equivalent to maximal saving of 180 GWh in the fuel input to the generation unit •The technologies or measures may be applied to existing stations or be part of a new facility. The project activity conforms to the above measures as follows: •The Boiler unit in the project activity uses coal (fossil fuel) steam generation and subsequently, for electricity generation. •The total thermal energy savings by the project activity would be within 180 GWh. •The energy efficiency measures are being implemented in the existing Boiler feed water pump of # 2.

22

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Rihand)-Overview

Section B	Application of a baseline and monitoring methodology
B.3	Description of project boundary Project boundary encompasses the physical and geographical site of the Boiler including boiler feed water pump systems. The project boundary which starts from the coal storage, covers the coal fired boiler system and exists till the point of heat supply to the turbine system.
B.4	Description of baseline and its development In absence of the project activity and any regulatory requirement, the most plausible baseline scenario would be to continue the generation of electricity without improving the efficiency of the boiler feed water pump system. The baseline emissions will be calculated as the product of the total auxiliary consumption, multiplied by the emission coefficient of coal. The average auxiliary consumption of the three year data prior to project implementation would be used to calculate the baseline emissions. The project emissions were calculated as the product of the total expected auxiliary consumption after the implementation of the proposed energy efficiency measures multiplied by the emission coefficient of coal. The emission reductions were calculated as the difference between the baseline emissions and the project emissions.
B.5	Description of how the anthropogenic emissions of GHG by sources are reduced below those that would have occurred in the absence of the registered small-scale CDM project activity (Description for demonstrating Additionality)
Investment Barrier a financially more viable alternative to the project activity would have led to higher GHG emissions, that is, demonstrating the project IRR is lower than the benchmark rate of returns	
Technological barrier The perceived technological and operational risks for project activity have to be elaborated, and it needs to be demonstrated how CDM revenue can mitigate these risks.	

23

2. Summary of PDD Drafts

PDD Draft (Rihand)-Overview

Section C Duration of project activity and crediting period

Expected Operational Lifetime of the Project activity : XX years
The project activity uses a fixed crediting period of 10 years

Section D Environmental Impact Assessment

The project activity would not have any significant adverse environmental impacts and also it does not fall under the purview of the Environmental Impact Assessment (EIA) notification of the Ministry of Environment and Forest, Government of India. Hence EIA is not required to be undertaken by the host party.

Section E Stakeholders' comments

The local stakeholders' consultation was not implemented according to request of NTPC.

24

3. Planning of schedule of preparatory works

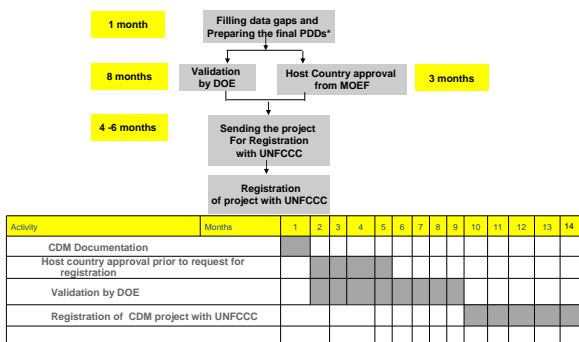
Time estimate for the Way forward

- CDM Documentation:**
 - Final Project Design Document (PDD)
 - Preparation of Project Idea Note (PIN)
 - Approx. Time Schedule:** 4 weeks from the start of project- Indicative time frame for the work involved in the projects. However this would primarily depend upon a number of factors including availability of required information from NTPC.
- Host country approval prior to request for registration**
 - Preparation and submission of requisite documents and presentation at the Indian DNA.
 - Approx. time schedule:** Requisite documents will be submitted within 1 week of finalization of PDD, subject to the availability of the same from NTPC/JICA. The time taken by DNA to issue the Host Country Approval (HCA) is approximately 3-4 months.
- Validation by DOE**
 - Web hosting of PDD on UNFCCC website for global stakeholder consultation.
 - Site visit by DOE to the plant
 - Preparation of Draft Validation Report including clarification, Corrective action requests (CARs), etc.
 - Issue final Validation Report after satisfactory closure of clarifications, CARs, etc. and submission of project to UNFCCC for CDM registration
 - Approx. Time Schedule:** The time taken for the closure of all the issues raised in the draft validation report and issue of final validation report is approximately 8-10 months. Receipt is subject to availability of information & required documents from NTPC.
- Registration of project with UNFCCC**
 - Approx. Time Schedule:** 4-6 months for registration (including completeness check, Information and reporting check and request for registration) subject to no queries or revisions raised by EB.

25

3. Planning of schedule of preparatory works

Way Forward

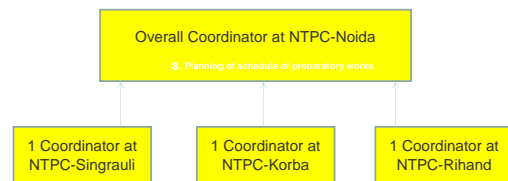


26

3. Planning of schedule of preparatory works

Coordination Team

A four Member coordination team will be required from NTPC(3 at the respective plant sites and 1 at the head office) for the smooth execution of the CDM projects



27

3. Planning of schedule of preparatory works

CDM Transaction Cost

- Consultant fixed fee and success fee(% of the CDM revenues received by the project proponent):**
 - PDD, PCN development
 - Facilitating Host Country Approval
 - Facilitating Validation
 - Facilitating Registration
- Validation Fee (one time):**
 - Charged by third party validator
 - One time fee, typically range from 10 – 12 Lacs
- UNFCCC registration fee (one time):**
 - < 15,000 CER's per annum, nil
 - > 15,000 CER's per annum, 0.1 \$ per CER up to 15,000 CER's and 0.2 \$ per CER's beyond 15,000 CER's
- UNFCCC issuance fee (at every issuance)**
 - 0.1 \$ per CER upto 15,000 CER's and 0.2 \$ per CER's beyond 15,000 CER's
 - Adjustable against the registration fee
- Verification fee (for every verification)**
 - Charged by third party verifier
 - To be paid for every periodic verification, typically range from 7 – 10 lacs

28

3. Planning of schedule of preparatory works

CDM Projects- Indian Experience

Since the establishment of the Indian DNA (Designated National Authority) in 2003, it has approved a significant number of projects. 530 Indian projects have been registered by the CDM executive board, which account for about 22.45% of all the registered projects

Total Projects Registered -India	530
Number of CDM projects approved by MoEF-India	1,561

Various reasons for the slow registration process of CDM projects

- Stringent guidelines and procedural requirements at UNFCCC
- Stringent validation of the project activity by the DOE

29

3. Planning of schedule of preparatory works

CDM Projects- Indian Experience

Critical points

In order to successfully complete the registration of the proposed CDM project and subsequently claim CDM benefit, following critical points need to be ensured by NTPC.
Compliance with UNFCCC guidelines:

oPrior consideration for CDM:

• It is required to demonstrate that at the time of project approval, carbon credit revenues were a serious consideration to mitigate the financial and/or technological risks associated with the project. NTPC would be required to provide the chronology of events pertaining to the project activity with proper supporting documentation

oBaseline Data:

• It is required to provide proper and reproducible documentation of the data parameters and values used to establish baseline emissions.

oDemonstration of Additionality:


• The arguments mentioned in the PDD to demonstrate additionality need to be backed up with proper supporting documentation, preferably from an independent third party.

• NTPC should construct theory of additionality with essential evidences and assessment of assumed risks in order to remove investment barrier and technological barrier of the project activity.

oMonitoring Procedures:


• NTPC would have to ensure that the monitoring procedures as per UNFCCC guidelines and as detailed in the respective PDDs are strictly adhered to.

30



Power Generation

Thank You !



Japan International Cooperation Agency

8.3 Survey Sheets for the Selection of the Candidate Units

Table 4-1

TOR 4

Name of Power Plant (Unit No):						
Location:						
Commercial Operation Date:						
Boiler Manufacture:						
Turbine Manufacture:						
Fuel (Coal analysis)	Attached sheet	Coal	Design coal and present coal			
Design condition	Ambient temp.	°C	Ambient pressure	hPa	Relative humidity	%
Items	No	Operation Data(100%Load)			Design Data(100%Load)	
1. General						
(1)Equipment						
1)Turbine						
100%Load Output (MW)	1			MW		MW
Main Steam Pressure (MSP) / Temperature (MST)	2	MPa		°C	MPa	°C
Reheat Steam Pressure (RSP)/Temperature (RST)	3	MPa		°C	MPa	°C
Turbine Type / Length of Final stage blade	4	—				
2)Boiler						
100%Load Main Steam / Reheat Steam Flow	5	/		t/h	/	t/h
Superheater outlet steam pressure / temperature	6	MPa		°C	MPa	°C
Reheater outlet steam pressure / temperature	7	MPa		°C	MPa	°C
Economizer inlet feed water pressure / temperature	8	MPa		°C	MPa	°C
Boiler Type	9	—			Natural circulation / Forced circulation	
Burner layout	10	—			Corner / Front / Opposed	
Coal Mill (unit)/reserver (unit)	11	Unit (reserve unit)			Unit (reserve unit)	
(2)Plant Operation						
1)Annual operation time	12	Operation time: hrs			Operation time: hrs	
2)Rated load operation time	13	hrs			hrs	
3)Partial load operation time	14	hrs			hrs	
4)Annual generated power output (MWh)	15	MWh			MWh	
5)Annual Net electric power (MWh)	16	MWh			MWh	
6) Total operation time	17	hrs				
7) Number of Hot Start	18					
8) Number of Warm Start	19					
9) Number of Cold start	20					
2. Technical data						
(1)Heat rate and Auxiliary power consumption						
1)Heat rate (LHV base)						
Plant heat rate	21	Gross		kJ/kWh	Gross	kJ/kWh
Coal consumption for Goss generation (standard Coal)	22	kJ/kWh Net			kJ/kWh	kJ/kWh
Coal consumption for Net generation (standard Coal)	23	g/kWh			g/kWh	g/kWh
Boiler efficiency (LHV/HHV)	24	%			%	
Turbine efficiency						
•Turbine Plant efficiency	25	%			%	
•HP Turbine internal efficiency	26	%			%	
•IP/LP Turbine internal efficiency	27	IP	%	LP	IP	LP
2)Auxiliry Power consumption					Name plate / data	
Coal mill	28	100% Load Power consumption		kW	100% Load / data	kW
Primary air fan (PAF)	29	100% Load Power consumption		kW	100% Load / data	kW
Forced draft fan (FDF)	30	100% Load Power consumption		kW	100% Load / data	kW
Induced draft fan (IDF)	31	100% Load Power consumption		kW	100% Load / data	kW
BFP (Motor driven)	32	100% Load Power consumption		kW	100% Load / data	kW
Circulation Water Pump (CWP)	33	100% Load Power consumption		kW	100% Load / data	kW
(2)Annual Fuel consumption(ton)						
Coal	34	Standard			Standard	t
Oil(as Auxiliary Fuel)	35	t			t	t
(3)Boiler data						
1)Percentage of excess air						
Economizer outlet	36	%			%	
Air preheater outlet	37	%			%	
2)Air preheater inlet air / gas temperature	38	/		°C	/	°C
3)Air preheater outlet gas temperature (leak correction)	39	°C			°C	
4)Air preheater outlet air temperature (1ry / 2ry)	40	/		°C	/	°C
5)Differencial pressure of Air preheater	41	kPa			kPa	
6)Combustible in refuse in Fly ash	42	%			%	
7)Economizer inlet feed water flow	43	t/h			t/h	
8)BFP outlet water pressure / temperature	44	MPa		°C	MPa	°C
9)Auxiliary steam flow	45	t/h			t/h	
10)Stack inlet gas temperature	46	°C			°C	
11)Coal fineness	47	mm under		%	mm under	%
12)Coal mill inlet air temperature (primary air)	48	°C			°C	
13)Coal mill outlet air temperature	49	°C			°C	
14)Air/Coal	50					
15)Air preheater outlet air flow (1ry / 2ry)	51	/		kg/h	/	kg/h
16)Air preheater inlet air flow	52					
17) SH outlet flue gas temperature (1ry/2ry/3ry)	53	°C			°C	
17) RH outlet flue gas temperature (1ry/2ry)	54	°C			°C	
(4)Turbine data						
1)HP Turbine inlet steam pressure / temperature	55	MPa		°C	MPa	°C
2)HP Turbine exhaust steam pressure / temperature	56	MPa		°C	MPa	°C
3)IP Turbine inlet steam pressure / temperature	57	MPa		°C	MPa	°C
4)Extraction pressure / temperature						
1st Extraction pressure / temperature	58	MPa		°C	MPa	°C
2nd Extraction pressure / temperature	59	MPa		°C	MPa	°C
3rd Extraction pressure / temperature	60	MPa		°C	MPa	°C
4th Extraction pressure / temperature	61	MPa		°C	MPa	°C
5th Extraction pressure / temperature	62	MPa		°C	MPa	°C
6th Extraction pressure / temperature	63	MPa		°C	MPa	°C
7th Extraction pressure / temperature	64	MPa		°C	MPa	°C
8th Extraction pressure / temperature	65	MPa		°C	MPa	°C
5)Last stage Feed water heater out let temperature	66	°C			°C	
6)Condenser vacuum	67	mmHg			mmHg	

7)Condenser cooling water temperature inlet / outlet	68	inlet	°C	outlet	°C	inlet	°C	outlet	°C
8)Condenser cooling method	69	Surface type cooling				Surface type cooling			
(5) Turbine efficiency enhancement modification									
1)Modification record	70								
2)Scope and its year	71								
3)Result	72					%			
3. Steam supply (Yes /No)	73								

4. Economical data (parameter)		
(1)Fuel price (standard coal base)	74	Rs/t
(2)Electrical tariff	75	Rs/kWh

5. Information of Power Plant operation		
(1)Cause of shut down trouble and its time	76	Attached sheet 1
(2)Main list of trouble equipments	77	Attached sheet 2
(3)Improvement record	78	Attached sheet 3
(4)environmental criteria of power plant	79	Dust: mg/m3N SOx: mg/m3N NOx: mg/m3N
(5)Environmental protection equipment	80	Dust: SOx: NOx:
(6)Cooling water temperature record	81	Attached sheet

6. I & C information		
(1)Cause of shut down trouble and its time	82	Attached sheet 1
(2)Main list of trouble equipments	83	Attached sheet 2
(3)Improvement record	84	Attached sheet 3
(4)I&C equipment	85	Year: Replace:
1)Boiler control system	86	Type: (DCS Elec-analogue Air-analogue) Cabinet nos:
2)Burner control system	87	Type: (DCS PLC WiredLogic Electromagneti:Cabinet nos:
3)Boiler sequence control system	88	Type: (DCS PLC WiredLogic Electromagneti:Cabinet nos:
4)Boiler protection	89	Type: (DCS PLC WiredLogic Electromagneti:Cabinet nos:
5)Boiler local control system	90	Type: (DCS Elec-analogue Air-analogue) Cabinet nos:
6)flue-gas De-NOx system	91	Type: (DCS Elec-analogue Air-analogue) Cabinet nos:
7)flue-gas De-SOx system	92	Type: (DCS Elec-analogue Air-analogue) Cabinet nos:
8)Turbine governor control system	93	Type: (DEH Mechanical type) Cabinet nos:
9)Turbine start and stop control system	94	Type: (DCS PLC Electromagnetism Ry) Cabinet nos:
10)Turbine sequence control system	95	Type: (DCS PLC Electromagnetism Ry) Cabinet nos:
11)Turbine protection	96	Type: (DCS PLC Electromagnetism Ry) Cabinet nos:
12)Turbine local control system	97	Type: (DCS Elec-analogue Air-analogue) Cabinet nos:
13)Unit CPTR	98	Y/N Function: () Cabinet nos:

7. Control method		Equip Oyes x no ◇Other	automatiz ation Oyes x no	Condition / pending Control mode: (Auto/Manual)
(1)Load control				
①BT coordinated control system	99			
②Conventional	100			
(2)Feed water control system	101			
(3)Draft control				
①Air flow control(FDF)	102			
②Air flow control(O2)	103			
③Furnace pressure control(IDF)	104			
④WB damper control	105			
(4) MST control				
Spray control system	106			
(5) RST control				
Spray control system	107			
(6) Fuel control				
①Coal feed control system	108			
②HO flow control	109			
③LO flow control	110			
(7)startup system				
①Boiler bypass system	111			
②Turbine bypass system	112			
(8) Local control				
①Deaerator level control	113			
②Deaerator pressure control	114			
③Heater level control	115			
④GAH out let gas temperature c	116			
(9) Burner control				
①Automatic burner ignition	117			
②Coal feed control	118			
(10) DeNOX control	119			
(11) DeSOx control	120			
(12) Others				
①soot blower control	121			

NO.	Item	unit	Coal name				
			Design	Present-1	Present-2	Present-3	Present-4
1	Inherent moisture (AD)	%					
2	Volatile (AD)	%					
3	Fixed carbon (AD)	%					
4	Ash (AD)	%					
5	Total	%					
6	HHV	kJ/kg					
7	Fuel ratio						
8	Surface water	%					
9	C	%					
10	H	%					
11	S	%					
12	N	%					
13	O	%					
14	H2O	%					
15	Ash	%					
16	Total	%					
	AD:Air dry						
	Ash fusion, reducing						
17	IT	°C					
18	ST	°C					
19	HT	°C					
20	FT	°C					
	Ash fusion, oxidizing						
21	IT	°C					
22	ST	°C					
23	HT	°C					
24	FT	°C					
	Ash mineral analysis						
25	SiO2	%					
26	Al2O3	%					
27	Fe2O3	%					
28	CaO	%					
29	MgO	%					
30	Na2O	%					
31	K2O	%					
32	TiO2	%					
33	MnO	%					
34	SO3	%					
35	P2O5	%					

INVESTIGATION SHEET : Generator

TOR 4

Questionnaire about Generator for selecting power station

Object: Generator (stator coil)

	Questionnaire	Reply
1	Generator specification	
	(1) Type	
	(1) Rated output (MW or MVA)	
	(2) Rated voltage (kV)	
	(3) Rated current (A)	
	(4) Frequency (Hz)	Design : Present operation :
	(5) Power factor	Design : Present operation :
	(6) Stator specification	
	a. Insulation class	
	a. Cooling system	H2 cooling, Air cooling or Water cooling
	b. Insulation material	
	c. Type of resin	
	d. Resin process method	
	(7) Manufacturer (country)	
2	Operation record	
	(1) Year of operation	
	(2) Accumulated number of generator start-stop	
	(3) Accumulated operation time (hour)	
	(4) Operation mode	Base-load, Middle-load or Peak-load
3	Operation monitoring data (①Just after starting commercial operation and ②Now)	①:Exist or Nil ②:Exist or Nil
4	Insulation resistance test (megger testing) data in the past 5 years	Exist or Nil

5	History of implementing Polarization index test (PI test)	
	(1) 1st test	Exist or Nil
	(2) 2nd test	Exist or Nil
	(3) 3rd test	Exist or Nil
	(4) 4th test	Exist or Nil
	(5) 5th test	Exist or Nil
6	History of implementing Tan δ test	
	(1) 1st test	Exist or Nil
	(2) 2nd test	Exist or Nil
	(3) 3rd test	Exist or Nil
	(4) 4th test	Exist or Nil
	(5) 5th test	Exist or Nil
7	History of implementing AC voltage-current test	
	(1) 1st test	Exist or Nil
	(2) 2nd test	Exist or Nil
	(3) 3rd test	Exist or Nil
	(4) 4th test	Exist or Nil
	(5) 5th test	Exist or Nil
8	History of implementing Partial discharge test	
	(1) 1st test	Exist or Nil
	(2) 2nd test	Exist or Nil
	(3) 3rd test	Exist or Nil
	(4) 4th test	Exist or Nil
	(5) 5th test	Exist or Nil
9	Records of accident	
10	Records of refurbishment	

INVESTIGATION SHEET : Main Transformer

TOR 4

Questionnaire about Transformer for selecting power station

Object: Main transformer

	Questionnaire	Reply
1	Transformer specification	
2	Transformer specification (insulation oil storage type)	Open type or Closed type (Sealed type)
3	Coolant (Insulator)	Oil or SF6 Gas
4	Absorbent for insulation oil	Exist or Nil
3	Year of starting operation	
4	Accumulated operation time (hour)	
5	Records of implementing gas analysis of transformer insulation oil	
	(1) 1st test	Exist or Nil
	(2) 2nd test	Exist or Nil
	(3) 3rd test	Exist or Nil
	(4) 4th test	Exist or Nil
	(5) 5th test	Exist or Nil
6	Records of insulation oil cleaning(deaeration)/changing	
	(1) 1st insulation oil cleaning(deaeration)/changing	
	(2) 2nd insulation oil cleaning(deaeration)/changing	
	(3) 3rd insulation oil cleaning(deaeration)/changing	
	(4) 4th insulation oil cleaning(deaeration)/changing	
7	Records of implementing furfural testing in transformer insulation oil	
	(1) 1st test	Exist or Nil
	(2) 2nd test	Exist or Nil
	(3) 3rd test	Exist or Nil
	(4) 4th test	Exist or Nil
	(5) 5th test	Exist or Nil
8	Manufacturer (country)	
9	Records of accident	
10	Records of refurbishment	

SHUT DOWN BY TROUBLE

No.	DATE	SHUT DOWN PERIOD (HR)		EQUIPMENT	REASON/COUNTER MEASURE
	D/M/Y	UNIT SHUT DOWN	PARTIAL SHUT DOWN		

EQUIPMENT LIST WITH FREQUENT TROUBLE

No.	DATE D/M/Y	SHUT DOWN PERIOD (HR)		EQUIPMENT	REASON/COUNTER MEASURE
		PLANT SHUT DOWN	PARTIAL SHUT DOWN		

PAST RENOVATION

No.	DATE D/M/Y	SHUT DOWN PERIOD (HR)	SYSTEM/EQUIPMENT CONTENT OF RENOVATION	REASON/RESULT