

ベトナム国 主要石炭火力発電所における
温室効果ガス排出抑制策検討に係る
案件実施支援調査（SAPI）

ファイナルレポート

平成23年6月
(2011年)

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

中部電力株式会社
財団法人石炭エネルギーセンター

東大
GR (10)
11-009

**ベトナム国 主要石炭火力発電所における
温室効果ガス排出抑制策検討に係る
案件実施支援調査（SAPI）**

ファイナルレポート

平成23年6月

（2011年）

独立行政法人

国際協力機構（JICA）

中部電力株式会社

財団法人石炭エネルギーセンター

目 次

第1章	調査の背景と目的	1
1.1	調査の背景	1
1.2	調査の目的	1
1.3	調査対象地域	1
1.4	主な相手国実施期間	2
第2章	石炭火力発電所の現状と温室効果ガス排出抑制に係わる動向	3
2.1	火力発電所運用状況	3
2.1.1	火力発電所の運転状況と運転管理体制	3
2.1.2	ボイラ設備運転における現状分析	3
2.1.3	タービン設備運転における現状分析	4
2.1.4	環境設備運転における現状分析	4
2.2	火力発電所保守状況	6
2.2.1	火力発電所における保守管理体制について	6
2.2.2	定期点検計画・内容および設備劣化更新について	7
2.2.3	ボイラおよび環境設備保守における現状分析	7
2.2.4	タービン設備保守における現状分析	13
2.2.5	その他設備保守における現状分析	15
2.3	石炭性状分析	15
2.3.1	石炭性状と燃焼特性	15
2.3.2	石炭の流れと炭質への影響（炭鉱～篩分け加工等～輸送～発電所給炭バンカ）	25
2.4	電源開発計画	29
2.4.1	国内エネルギー需要の見通し	29
2.4.2	「ベ」国全体におけるCO ₂ 排出量の見通し	30
2.4.3	電力需給の見通し	30
2.4.4	発電計画	31
2.4.5	電力セクターのCO ₂ 排出量	36
2.4.6	石炭火力発電所のCO ₂ 排出量の試算	36
2.5	温室効果ガス抑制の動向、法的枠組みの調査・分析	42
2.5.1	温室効果ガス排出抑制にかかる世界各国の動向	42
2.5.2	「ベ」国における温室効果ガス排出抑制に係る現状	48
2.5.3	他ドナーによる温室効果ガス排出抑制にかかる支援状況	57
第3章	石炭火力発電所における温室効果ガス排出抑制策の提案	59
3.1	運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言	59
3.1.1	火力発電所におけるエネルギー使用の合理化と温室効果ガス排出抑制に対する取り組み	59
3.1.2	運転目標値管理の導入	63
3.1.3	石炭を貯蔵するうえでの管理方法	65

3.1.4	個別補機に対する性能管理体制の構築	65
3.2	保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言	67
3.2.1	ボイラ・環境設備関係	67
3.2.2	タービン関係	75
3.3	石炭性状からみた温室効果ガス排出抑制策の提言	83
3.3.1	低灰分炭の使用（選炭による灰分の低減）	83
3.3.2	温室効果ガス抑制効果	89
第4章	温室効果ガス排出抑制策の効果	92
4.1	温室効果ガス排出削減のための長期ロードマップの検証	92
4.1.1	効率維持のための運転・保守技術導入の検証	92
4.1.2	高効率技術（超臨界圧）導入の検証	93
4.1.3	低効率発電設備について	96
4.1.4	新技術の導入について	96
4.1.5	超臨界圧技術導入の課題	96
4.1.6	低灰分炭の生産・使用による温室効果ガス排出抑制策の提言	100
4.2	改善策に基づく温室効果ガス排出抑制策の効果の算出	101
4.2.1	運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の効果の算出	101
4.2.2	保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の効果の算出	102
4.3	今後建設する亜臨界石炭火力発電所に対する温室効果ガス排出抑制策の提言	112
4.3.1	蒸気タービンへの最新翼形状、最新翼頂部シール形状の採用	112
4.3.2	復水器細管へのチタン管採用かつボールクリーニング装置による毎日の細管洗浄	113
4.3.3	大型ファンへの軸流式の採用	114

目 次

図 2.1-1	ボイラ効率低下の概要	4
図 2.2-1	Outline diagram of boilers at the Ninh Binh plant	8
図 2.2-2	External appearance of air heaters	9
図 2.2-3	Status of sampling rack	10
図 2.2-4	Status of boiler skin casing	10
図 2.2-5	Duct damage	11
図 2.2-6	Status of valve	12
図 2.2-7	Status of duct	12
図 2.3-1	C% vs IM	18
図 2.3-2	C% vs VM	18
図 2.3-3	C% vs O/C 原子数	18
図 2.3-4	C% vs H/C 原子数	18
図 2.3-5	C% vs HGI	19
図 2.3-6	C% vs 水分	20
図 2.3-7	灰分 vs 発熱量	21
図 2.3-8	C% vs 揮発分	21
図 2.3-9	C% vs 燃料比	22
図 2.3-10	灰中未燃炭素	22
図 2.3-11	微粉炭の粒度構成	23
図 2.3-12	スラッキング・ファウリング	24
図 2.3-13	灰融点	24
図 2.3-14	炭田位置図	25
図 2.3-15	Uong Bi 地区坑内掘炭鉱	26
図 2.3-16	Cam Pha 地区露天掘炭鉱	26
図 2.3-17	簡易設備	26
図 2.3-18	篩設備を設置した選炭工場	26
図 2.3-19	船積み状況	27
図 2.3-20	貨車積み状況	27
図 2.3-21	荷卸し (Ninh Binh)	27
図 2.3-22	荷卸し (Pha Lai)	27
図 2.3-23	新荷卸し設備 (Pha Lai)	27
図 2.3-24	荷卸し待ちバージ (Pha Lai)	27
図 2.3-25	貯炭場 (Pha Lai)	28
図 2.3-26	貯炭場 (Uong Bi)	28
図 2.3-27	貯炭場 (Uong Bi)	28
図 2.3-28	貯炭払出 BC (Uong Bi)	28

図 2.4-1	Energy demand of sector upto 2050 (unit:million TOE)	29
図 2.4-2	Composition of energy demand by sector in 2005 and 2030	30
図 2.4-3	The result on electrical demand forecast the whole country to 2030.....	31
図 2.4-4	Actual Installed capacity and Peak Demand (2006-2010)	32
図 2.4-5	Power generation forecast by fuel (2011-2030)	34
図 2.4-6	Composition of power generation by fuel (2011-2030)	34
図 2.4-7	Forecast of installed capacity by fuel	35
図 2.4-8	Composition of capacity by fuel in 2030	35
図 2.4-9	Predicted CO ₂ emissions from power sector	36
図 2.4-10	Result of CO ₂ emission of coal-fired thermal power plants.....	41
図 2.4-11	Result of coal fuel consumption	41
図 2.5-1	世界の CCS プロジェクト	46
図 2.5-2	「ベ」国の CO ₂ 排出量	50
図 2.5-3	「ベ」国の GDP あたり CO ₂ 排出量	50
図 2.5-4	「ベ」国の国民 1 人あたり CO ₂ 排出量	51
図 2.5-5	「ベ」国の発電量あたり CO ₂ 排出量	51
図 3.1-1	エネルギー使用の合理化に関する業務フロー(例)	60
図 3.1-2	温室効果ガス排出量 算定・報告・公表制度の流れ	61
図 3.1-3	エネルギー管理体制	62
図 3.1-4	運転ログシートの改善(例)	64
図 3.1-5	給水加熱器における性能計算(例)	66
図 3.2-1	Relation between operating duration and scale adherence (HekinanTPP, units 3-5)	69
図 3.2-2	Flow of chemical washing of boilers	69
図 3.2-3	The results of scale removal (Hekinan TPP,unit 4)	70
図 3.2-4	燃焼シミュレーションによるボイラ解析例	71
図 3.2-5	燃焼シミュレーション解析の手順	72
図 3.2-6	エレメントの管理	73
図 3.2-7	Pipe checking management table at Chubu EPC	74
図 3.2-8	ノズル面積計算法	76
図 3.2-9	細管漏えい発生時の現象概略	77
図 3.2-10	渦流探傷試験概略図	79
図 3.2-11	ウォータージェット洗浄 概略図	80
図 3.2-12	ヘリウム検出装置	81
図 3.3-1	石炭粒子群の構成 (Uong Bi 区域)	85
図 3.3-2	石炭粒子群の構成 (Cam Pha 区域)	85
図 3.3-3	JIG 選別原理	86
図 3.3-4	JIG (Cua Ong 選炭工場)	87

図 3.3-5	石炭単価比	88
図 3.3-6	プロジェクト・バウンダリー	89
図 3.3-7	鉱物質と有効発熱量	91
図 4.1-1	Result of CO ₂ emission of coal-fired thermal power plants.....	95
図 4.1-2	Result of coal fuel consumption of coal-fired thermal power plants.....	95
図 4.3-1	高性能三次元翼	112
図 4.3-2	最新翼頂部シール形状	113
図 4.3-3	ボールクリーニング装置	114
図 4.3-4	ボイラ出力 - ファン動力関係図	115
図 4.3-5	可動動翼式軸流式ファン	115

表 目 次

表 2.1-1	「ベ」国および本邦における排ガスにかかる基準値	5
表 2.1-2	「ベ」国および本邦における排水にかかる基準値	5
表 2.3-1	ベトナム無煙炭銘柄表	16
表 2.3-2	分析項目とサンプリング箇所	16
表 2.3-3	石炭分析結果	17
表 2.3-4	フライアッシュ分析結果	17
表 2.3-5	輸入炭分析値	19
表 2.3-6	揮発分と 75 μ m 通過の適正值	23
表 2.3-7	日本のクリンカートラブル評価基準	24
表 2.4-1	Energy Demand of sector upto 2050 (unit: million TOE)	29
表 2.4-2	Estimate of CO ₂ emissions from sectors in Vietnam (unit:1000ton)	30
表 2.4-3	The result on electrical demand forecast the whole country to 2030	31
表 2.4-4	Annual average growth rate of demand forecast	31
表 2.4-5	Actual Installed capacity and Peak Demand (2006-2010)	32
表 2.4-6	The Comparison of the Power Outputs between the Power Generation Plan in 2006 to 2010 on PDP6 and the Actual Implementation	32
表 2.4-7	Power development plan in PDP-VII (Draft January 2011)	33
表 2.4-8	Predicted CO ₂ emissions from power sector	36
表 2.4-9	Coal-fired thermal power plant development plan (North & Central)	37
表 2.4-10	Coal-fired thermal power plant development plan (South)	38
表 2.4-11	Schedule of the Operating Project (2010-2015)	39
表 2.4-12	石炭性状データ	40
表 2.4-13	Result of annual CO ₂ emission of coal-fired thermal power plants	41
表 2.5-1	主要国の温室効果ガス排出削減目標値	44
表 2.5-2	国連 CDM 理事会登録済みの ACM0013 プロジェクト	45
表 2.5-3	「ベ」国のセクター別温室効果ガス排出量 (1994 年、2000 年)	48
表 2.5-4	燃焼による温室効果ガス排出量 (燃料別、2000 年)	49
表 2.5-5	「ベ」国の CO ₂ 排出量 (2008 年)	52
表 2.5-6	「ベ」国の CDM プロジェクト (2011 年 3 月現在)	52
表 2.5-7	火力発電所の排出ガス濃度基準	54
表 2.5-8	ベトナムにおける温暖化対策関連国際プロジェクト	57
表 3.1-1	運転目標管理項目例	63
表 3.1-2	石炭の貯蔵管理方法事例	65
表 3.1-3	補機に対する性能管理指標 (例)	67
表 3.2-1	Boiler type and scale adherence standards	68
表 3.2-2	静翼の管理項目、検査方法、修理方法	75

表 3.2-3	給水加熱器漏えい時の要因分析表	77
表 3.2-4	細管洗浄方法	79
表 3.3-1	低灰分炭使用のメリット	84
表 3.3-2	比重分離結果	86
表 3.3-3	歩留表（石炭灰分別）	87
表 3.3-4	石炭使用量（石炭品位別）	88
表 3.3-5	ベースライン・シナリオとプロジェクト・シナリオ	89
表 3.3-6	エネルギー消費量	90
表 3.3-7	GHG 排出量	90
表 4.1-1	Total amount of reduction of CO ₂ emission and coal fuel consumption (Total)	93
表 4.1-2	Total amount of reduction of CO ₂ emission and coal fuel consumption (EVN)	93
表 4.1-3	Result of annual CO ₂ emission of coal-fired thermal power plants (40% case)	94
表 4.1-4	Total amount of reduction of CO ₂ emission and coal fuel consumption(Total)	96
表 4.1-5	Total amount of reduction of CO ₂ emission and coal fuel consumption(EVN)	96
表 4.1-6	ベースライン・シナリオ及びプロジェクト・シナリオ	100
表 4.1-7	温室効果ガス排出量	100
表 4.2-1	運転目標値管理 主蒸気温度改善による温室効果ガス排出抑制の効果	102
表 4.2-2	ボイラ化学洗浄による石炭消費量の削減	103
表 4.2-3	空気予熱器性能管理による石炭消費量の削減	106
表 4.2-4	主タービンシール部部品取替による石炭消費量の削減	108
表 4.2-5	給水加熱器高圧ウォータージェット洗浄による石炭消費量の削減	110
表 4.2-6	復水器高圧ウォータージェット洗浄による石炭消費量の削減	111

Abbreviation

ADB	Asian Development Bank , アジア開発銀行
BAU	Business as Usual 自然体ケース
CCS	Carbon dioxide capture and storage , 二酸化炭素回収貯留
CCT	Clean coal technology , クリーンコールテクノロジー
CDM	Clean Development Mechanism , クリーン開発メカニズム
CER	Certificate Emission Reduction , 認証排出削減量
Chubu EPCo	Chubu Electric Power Company , 中部電力
CIF	Cost Insurance & Freight , 運賃・保険料込み条件
COP	Conference of the Parties , 締約国会議
d.a.f	Dry Ash Free Base 無水無灰ベース
Eff.	Efficiency , 効率
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane , 炭層メタン増進回収
EOR	Enhanced Oil Recovery , 原油増進回収
ESP	Electrostatic Precipitator , 電気集じん機
ET	Emissions Trading , 排出量取引
EVN	Vietnam Electricity , ベトナム電力公社
GHG	Green House Gas , 温室効果ガス
HGI	Hardgrove Grindability Index , ハードグローブ粉碎性指数
IE	Institute of energy , エネルギー研究所
IEA	International Energy Agency , 国際エネルギー機関
IGCC	Integrated coal gasification combined cycle , 石炭ガス化複合発電
Ig. Loss	Loss on Ignition , 灰中未燃炭素分
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change , 気候変動に関する政府間パネル
IPP	Independent power producer , 独立系発電事業者
JI	Joint Implementation , 共同実施
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry , 土地利用、土地利用変化及び林業
NEDO	New Energy & Industrial Technology Development Organization , 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
OM	Operation and maintenance , 運転保守
SC	Supercritical , 超臨界圧
Trans.	Transportation , 輸送
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change , 気候変動枠組条約
U.H.V.	Useful Heating Value , 有効発熱量
VINACOMIN	Viet Nam National Coal & Mineral Industries Group , ベトナム石炭鉱物資源産業集団

第1章 調査の背景と目的

1.1 調査の背景

ベトナム国（以下、「ベ」国という。）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。「ベ」国全土の電源構成において、石炭火力発電所の占める割合は約 10%であるが、石炭資源を有する「ベ」国北部においては、石炭火力及び水力を主要電源としている。2007年に策定された第 6 次国家電力マスタープランにおいても、今後は北部、南部ともに石炭火力を電源として開発していくことを基本方針としている。JICA もこれまで、ファーライ火力発電所、ギソン火力発電所、タイビン火力発電所といった石炭火力発電所の建設を円借款で支援しており、「ベ」国の電源開発に協力を行っている。

他方、現在、世界規模で石炭火力発電所に対する環境負荷の低減が求められており、気候変動対策の観点からも、エネルギー部門の温室効果ガス排出抑制が求められている。「ベ」国においても、既存火力発電所の効率的な運用・管理や環境に対する意識改革、具体的な環境対策が重要な課題となっている。

かかる背景の下、温室効果ガスの排出量が比較的多いとされる石炭火力発電所から排出される温室効果ガスの排出を抑制する包括かつ技術的・経済的に妥当な方策を検討すべく、ベトナム電力公社（以下、EVN という。）をカウンターパート機関として、調査を実施するものである。本調査で提案された温室効果ガス排出抑制策については、円借款事業で建設された石炭火力発電所でも導入が検討され、その環境負荷低減に貢献することが期待される。

1.2 調査の目的

本調査は、「ベ」国の石炭火力に発電所における温室効果ガス排出に関し、短期、中期、長期の観点から、妥当な温室効果ガス排出抑制策について調査・分析・検討を行い、「ベ」国の主要石炭火力発電所における最適な温室効果ガス排出抑制策について提言を行うことを目的とする。

上記目的に沿った、本調査における成果は以下のとおりである。

(1) 将来的な温室効果ガス削減のための方策の検証

「ベ」国の石炭火力発電所から排出される温室効果ガス排出量を抑制するための、長期的なロードマップ案（低効率発電所の閉鎖、既存設備の更新、高効率発電所の導入（国産無煙炭の活用可能性含む）等）を検証する。

(2) 亜臨界圧石炭火力発電所における必要設備の明確化

今後建設が予定されている亜臨界圧石炭火力発電所において上記ロードマップ案も踏まえて、温室効果ガス排出抑制の観点から、必要とされる設備について明確化を行う。

(3) その他

その他、国際動向に適合し、かつ「ベ」国国内で実現可能な温室効果ガス排出抑制策について検討を行う。

1.3 調査対象地域

本調査は、「ベ」国全土を対象地域とする。

EVN 石炭火力発電所（3 か所）の現地調査結果を基に、「ベ」国内の石炭火力を対象とした温

室効果ガス排出抑制策について検討する。

1.4 主な相手国実施期間

(1) カウンターパート機関

ベトナム電力公社 (EVN)

(2) 関連省庁、行政機関等

商工省 (MOIT)、天然資源環境省 (MONRE)、エネルギー研究所 (IE) 等。

第2章 石炭火力発電所の現状と温室効果ガス排出抑制に係わる動向

2.1 火力発電所運用状況

2.1.1 火力発電所の運転状況と運転管理体制

調査を実施した石炭火力発電所は、Ninh Binh、Pha Lai および Uong Bi の3か所であるが、いずれの発電所にも共通していることは、年間の稼働率が高い半面、発電所効率は設計値を下回っているということである。調査対象とした発電所の中には、1970年代に運転を開始し、既に運転時間が40年近いプラントも数多くあり、経年的な劣化による効率低下が認められたものもある。

しかし、その一方で、ベトナム国では、2000年以降、年6~8%の割合で堅調な経済成長を続けており、それに伴う電力需要の増大による電力不足が深刻化している。このため、「計画停電」が多発しており、国民の生活や企業の生産活動に大きな影響を与えている。

このため一部の発電所では、出力の確保を優先する傾向があり、適切な保守のためのプラント停止が十分確保できない状況がみられた。

各火力発電所の運転体制は、3交替制であり、それぞれ電気系、タービン系、ボイラ系のパートごとに分割されている。また、制御室も電気系と機械系ではそれぞれ異なっているのがベトナムでは一般的のようである。

また、プラントの運転性能管理は保安技術部または技術部よとばれる性能管理の専門部署を設置するとともに、効率計算に必要となる燃料(石炭)成分の分析は専門の分析担当部署がある。

これらのデータをもとに、担当部署が、日々の運転データ採取や効率の計算、EVN への報告等の業務を実施している。

一部の運転データはいわゆる運転ログ装置により記録されているものの、ほとんどのデータは運転員が毎正時に自ら計器を読み取り記録する体制である。

2.1.2 ボイラ設備運転における現状分析

図 2.1-1 にボイラ効率が低下要因例を図解により示す。ボイラ効率が低下する要因のひとつは、経年的な劣化等により蒸発管内面に鉄や銅等のスケールが付着し、ボイラ本体の熱伝導率が低下したり、伝熱管内面の汚れや低温部ではドレンによる腐食で伝熱が阻害され空気予熱器の熱交換率が低下することである。

今回の調査でもいくつかのプラントで、ボイラ排ガス温度や空気予熱器出口側のガス温度が設計値を上回るなど、熱交換率低下の傾向が認められた。

また、一般に、ベトナム国で生産される良質の石炭は主として輸出用とされており、国内発電用にはやや品質が劣る石炭を使用しており、十分な出力が得られないことも大きく影響している。特に、この影響が顕著に表れているのが、Uong Bi 火力発電所5号および6号機である。建設当初 Uong Bi 火力発電所では燃料として使用する石炭の発熱量を 6020(kcal/kg)として設計されていたが、調査の結果、実際に使用されている石炭の発熱量は、5200~5400(kcal/kg)程度であることが判明した。

この結果、主蒸気圧力および温度がともに設計値を大きく下回ることとなり、ボイラ効率も70%~80%程度であり、今回調査した発電所の中では最も低い値であった。

さらに、低品位炭を使用する影響は、灰分に含まれる未燃燃料の割合にも表れており、今回調査した発電所では灰分に含まれる未燃燃料の割合高いプラントが多くみられたが、例えば、Ninh

Binh 火力発電所では、回転分級器の取り換えや送炭用送風機の回転数制御による最適な燃焼制御の検討を行った結果、灰中未燃分削減の効果が認められた例もあった。

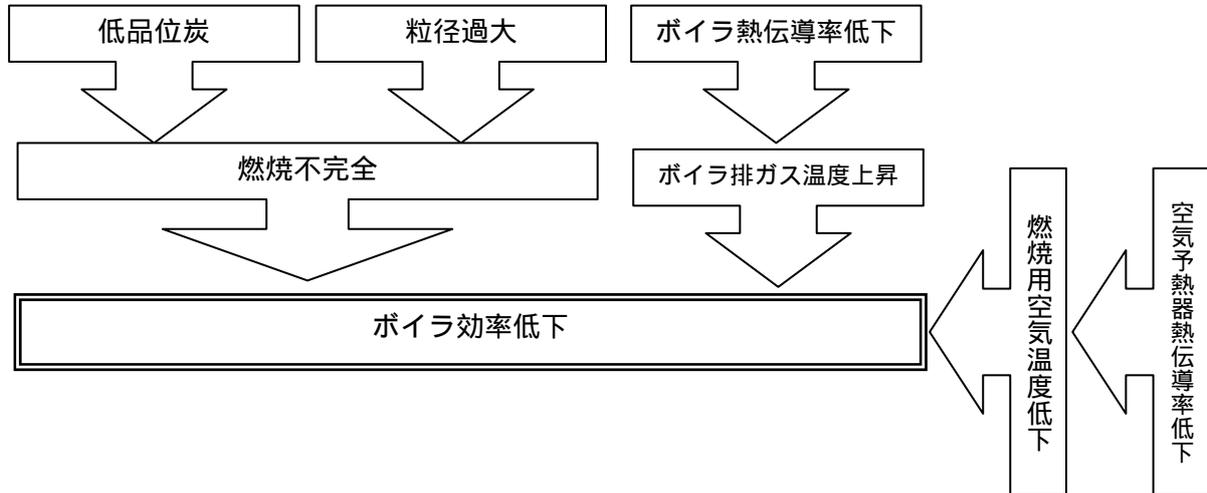


図 2.1-1 ボイラ効率低下の概要

2.1.3 タービン設備運転における現状分析

タービン設備の運転状況についても、ボイラ設備と同様に設計値を下回っている。これは、前述のように、ボイラが経年劣化等の影響により規定の出力を確保できないという事情があるものの、タービン単体としても、除塵装置不良による復水器配管洗浄不足のため、配管の汚れの影響から熱交換率が低下したり、経年的な劣化により生じる復水器への空気の吸い込みなどの影響など、設備的な不具合が効率の低下に影響を及ぼしている例がみられた。

また、ボイラ設備と同様に国内電力事情に配慮し、十分なメンテナンス時間を確保できないことから、高温・高圧蒸気が経年的に劣化している配管にストレスを与えることにより、機器の破損も危惧されることから、タービン効率が低下することを承知の上で、主蒸気温度・主蒸気圧力が定格値よりも運転値が下回る運転を許容しているプラントも認められた。

加えて、特に、夏期における河川の水温上昇により、復水器真空度が低下することにより、結果としてタービン効率が低下するという大きな問題である。今回調査したプラントはいずれもプラント機器の冷却水を近傍の河川から取りこんでおり、夏期における河川の水温が 37 程度まで上昇するとの事例もあり、河川水温度上昇に伴う真空度低下、その結果としての効率低下という問題は避けられない面ではある。

今回の調査において、各発電所の技術者に対してこのような点について聞き取り調査を行ったところ、総じて上記のような問題点は把握しており、設計値に近い運転状態を維持することが最も望ましいことは認識しているものの、電力事情が逼迫しており、実際にプラントを止めて修理を行うことができないという回答が数多くあった。

2.1.4 環境設備運転における現状分析

(1) 排水およびばい煙

いずれの発電所においても、環境保全への意識は高く、「ベ」国排出基準を遵守するため、最善

の努力が図られている。特に排水（pH、COD、SS 等）およびばい煙（SO₂、NOx 等）の測定はマニュアル化されており、調査対象のプラントにおいても排出基準が遵守されていた。さらに自社での測定に加え、外部の ISO/IEC 17025 取得機関による測定値の確認も定期的に義務付けられており、概ね測定の信頼度は高いものと思われる。ちなみに日本では、発電所などの大規模工業施設に対しては公害防止法の排出基準に加え、地方自治体との協議によって定められる「公害防止協定値」を採用している。以下はそれぞれの国の排出基準値と日本国内の某石炭火力発電所で採用されている公害防止協定値の一覧である（ただし、日本では5%酸素濃度による換算を行っているため、掲載する値は正確に両国基準値の比較するものではない）。

表 2.1-1 「ベ」国および本邦における排ガスにかかる基準値

	「ベ」国排出基準 (1)	本邦排出基準	公害防止協定値(例)
NOx	1000 ppm	200 ppm	30 ppm (2) 15 ppm (3)
SO ₂	1500 ppm	108 ppm (2、 4) 98 ppm (3、 4)	28 ppm (2) 25 ppm (3)

- 1 実際に各発電所において遵守を求められている基準値
- 2 出力 700MW のプラントに対する値
- 3 出力 1000MW のプラントに対する値
- 4 K 値規制による排出口ごとに決められた値 ($Q = K \times 10^{-3} \times He^2$ 。ただし、Q：いおう酸化物の許容排出量 (Nm³/h)、K：地域ごとに定められた定数、He：ばい煙排出口の高さ (m))

表 2.1-2 「ベ」国および本邦における排水にかかる基準値

	「ベ」国排水基準 (1)	本邦排水基準	公害防止協定値 (プラント排水、 2)	公害防止協定値 (生活排水、 2)
水素イオン濃度	pH6 - pH9	pH5 - pH9	pH5.8 - pH8.6	pH5.8 - pH8.6
化学的酸素要求量	100 mg/L	160 mg/L	10 mg/L	10 mg/L
浮遊物質	100 mg/L	200 mg/L	10 mg/L	10 mg/L

- 1 実際に各発電所において遵守を求められている基準値
- 2 総出力 4100 MW の石炭火力発電所の例

(2) 環境関連設備に対する出資

新しいプラントには排煙脱硫装置、電気集塵機が普及し、日常的に運転されている。さらに比較的規模の小さな旧式の既設プラントに対しても煙突高さの改修や、電気集塵器の増設が行われており、環境基準遵守のための投資と行動が伴っている。

(3) 測定装置の自動化

最新のプラントには水質をモニタリングする自動測定装置が装備されており、同時に手分析で

も同様の測定を行っている。現在、測定は2時間あるいは4時間毎に行われているが、手分析による測定を行う理由として、自動測定装置の測定条件至適化がまだ不十分であること、メンテナンスや校正が行き届かず手分析よりも正確な値を把握できないこと、分析を行う人員が今のところ十分であり自動化が必須ではないこと、などが挙げられた。また、基本的には自動分析よりも手分析を推奨するプラントもあり、測定自動化へのアクションは比較的消極的に思われた。ただし、将来的に導入が望まれる高効率、高出力の超臨界圧火力発電では、現在の亜臨界圧火力発電よりも、よりシビアな水質管理等が要求されるため、手分析ですべての分析を行うことは現実問題として困難である。また、効率性の面からも自動測定装置の恒常的な使用が望まれる。

(4) 廃棄物の処理と再利用

クリンカ、フライアッシュ等の産業廃棄物に関しては敷地外の産業廃棄物処理業者、あるいは未燃炭素回収プラント等に委託しており、その廃棄方法や保管場所、地下浸透水の水質に関する情報は今回の調査では得られなかった。ただし、フライアッシュから未燃炭素を回収し、再度燃料として利用する技術や、灰や石膏を資源として利用する技術は確立しており、産業廃棄物の積極的な有価物への転換が図られている。

(5) 温室効果ガス排出量削減に向けた活動

各発電所には年間の総発電量の目標値が設定されており、これを下回る場合はペナルティが課せられるが、本件の主題である、温室効果ガス排出量削減に向けた特別な努力は行われておらず、また、そのための法的規制もない。

2.2 火力発電所保守状況

各発電所とも日本の発電所と比較して従業員数が非常に多く、Pha Lai 火力発電所、Uong Bi 火力発電所においては1000名以上である。従業員のうち設備の保守に携わっている技術員は1~2割程度である。発電所の保守管理は基本的に自発電所内の技術員で実施しているが、特殊な機材が必要となる点検や性能試験時には社外に依頼して実施している。

2.2.1 火力発電所における保守管理体制について

(1) 日常保守体制

各発電所とも中央制御室で運転・制御業務に携わっている運転員と現場で各機器の状態を監視している作業員が存在する。運転員が連続監視している主要な機器の計器や数時間毎に採取している運転データに異常が認められた場合や15~30分毎に作業員が実施している巡視にて異常が認められた場合には、中央制御室にいる責任者に報告される。この報告において、責任者によって修理が必要と判断された場合は、補修関係者が呼ばれる体制となっている。電力の需給状況にもよるが、可能な場合は3カ月に1度程度の頻度でユニットを停止してメンテナンスを行う発電所もある。

補機の日常保安テストとして、定期的に予備機への切替や作動テスト等を実施し、帳票管理をしているため、機器の健全性の確認については現状、特に問題ない。

予防保全による機器の延命化に必要な費用と修理費用を比較し、最適なメンテナンス方法を選択するといった手法は実施されていないため、今後検討する必要がある。

定期的に技術会議が開催されており、機器の修理要否等について都度検討を行う。出力を出すことが非常に重要であるため、ユニット停止期間は最小限におさえる必要がある。

(2) 定期点検時保守体制

定期点検は、法定およびメーカー推奨期間である 4 年毎に本格点検を実施し、2 年毎に簡略点検を実施している。各発電所により、その日数は若干異なる。10 年以上前は、メーカーに技術員の派遣を依頼して点検を実施していたが、現在は自発電所内の技術員のみで実施することができる。特殊な点検修理が発生した場合には、メーカーに依頼している。

過去 30 年以上の運転実績があるユニットについては、機器の故障が頻繁に認められる箇所がほぼ把握されており、点検に必要な技術員数や工期については、現状の施工法では最適化が図られている。2000 年以降に運開したユニットについては、高効率のため、ユニットを停止して点検・修理を実施するのが困難であり、性能低下や対策が実施されていないトラブルが多く認められる。

頻繁に修理が必要となる部品は、予備品として発電所内で確保している。以前は、緊急で修理が必要となった際の工期を削減する目的から予備品を多く購入していたが、現在は購入方法・経路の改善等により、部品の調達が容易になったため、購入数量を減らしている。

2.2.2 定期点検計画・内容および設備劣化更新について

(1) 長期定期点検計画の確認

定期点検計画については、5 年後まで計画をたてている。次年度に修理を実施する機器については各メーカーとの調整や入札等の準備が必要となるため、詳細に検討している。また、主要機器の工事が必要となる場合には、EVN の許可が必要となるため、事前に申請を行う。

(2) 定期点検内容確認

定期点検における各機器の分解点検インターバルは、4 年ごとに大修理、2 年ごとに中修理を実施し、全ての設備を検査する。主要機器に附属する配管および弁類、計器等の分解点検インターバルは個別に設定されておらず、主要機器にあわせて実施されるよう分類されている。

定期点検記録については、各定期点検の終了時に各機器の分解点検結果の概要と運転データをまとめて、数冊の冊子として保管している。保管期限は設備現存中であるため、過去の点検結果については全て確認できるようになっている。

近年環境にかかわる法整備が進められ、環境違反への罰則や大気、水質等のレベルについて明確な基準が定められたこともあり、環境問題に対する取り組みに関心が集まっている。このため、各発電所における近年の設備改造も、ユニット効率の向上を目的とするものだけでなく、環境面への配慮が重視されていると言える。

2.2.3 ボイラおよび環境設備保守における現状分析

(1) Ninh Binh 火力発電所

ユニット内は非常に丁寧に清掃が実施されている。また、屋内設備であり、雨水・塩害等による腐食の影響を受けにくいいため、運開から 35 年以上経過しているユニットとは思えないほど状態が良い。

機器の外観・目視点検および定期点検記録の確認結果、認められた主な問題点は以下の通りである。

・ボイラ

Ninh Binh 火力発電所 Unit-1~4 のボイラは 1974 年以降に運開した中国製の屋内式単胴自然循環型ボイラである。概略構造を図 2.2-1 に示す。燃料には石炭を使用しているが、燃焼ガス流速が低く、過去のトラブルの経験から対エロージョン対策も実施されているため、微粉炭によるエロージョンのトラブルは少ない。また、効率低下の主要因となっている灰中未燃分を現象させる対策として、運転中 2 時間毎の微粉度の管理や粗粉分離機の改善等の様々な対策がとられており、現状の 90 μm より微粉度を低下させるのは現有設備では困難であるが、微粉度としては十分な値である。

ボイラ蒸発管は、長時間の運転により内面に鉄や銅等のスケールが付着し、熱伝導率が低下していると考えられる。現状では、清掃は定期点検時のエアブローのみであるため、化学洗浄等のスケール除去対策を実施することで伝熱性能の回復を図ることができると考える。

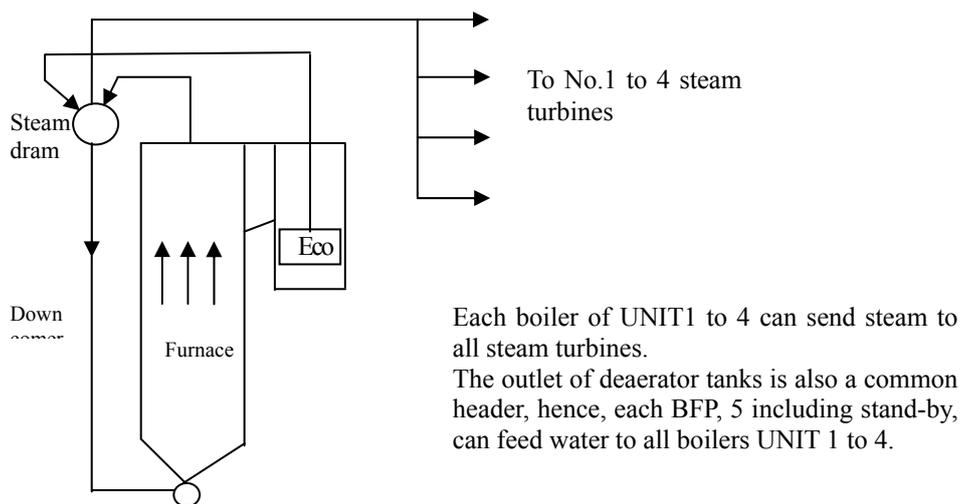


図 2.2-1 Outline diagram of boilers at the Ninh Binh plant

・空気予熱器

Ninh Binh 火力発電所では、伝導式の管型の空気予熱器を使用している。長時間の運転により、ダクト外装板に劣化が認められるが、現状は大きな破損による空気の吸い込み等は認められない。破損が発生した場合は都度修理を実施しているが、ユニット運転中は修理が困難であること、空気を吸い込みながらの運転は効率が著しく低下することから計画的なメンテナンスが必要である。詳細については 3 項にて紹介することとしたい。

内部では、伝熱管内面の汚れや低温部でのドレンによる腐食で伝熱が阻害されていると考えられる。現状は、管に穴が開いた場合のみ取替修理を実施している。

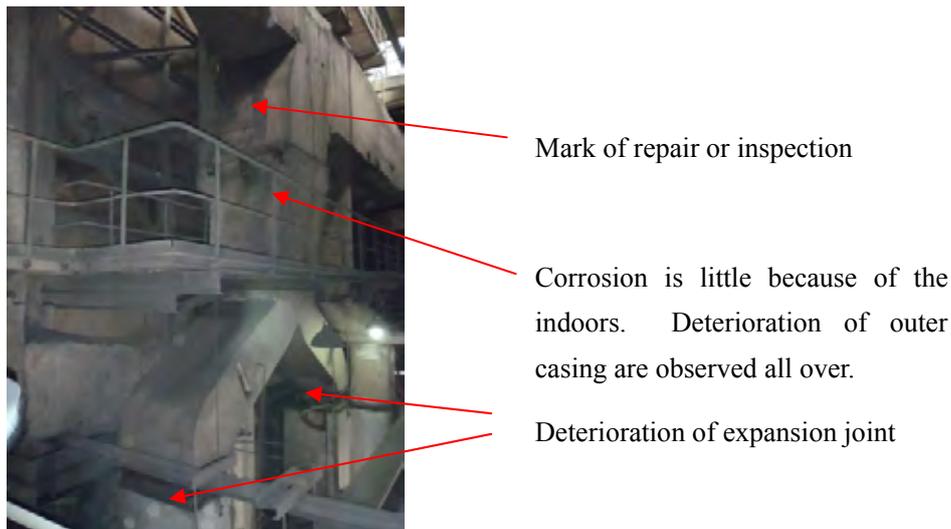


図 2.2-2 External appearance of air heaters

・その他

各部に熱損失の要因となる蒸気リークおよび耐火材、保温材、外装板の劣化が認められた。蒸気リークについては、弁のグランドリークおよびドレン弁のシートリークが主たるものであるが、定期点検時に分解点検が実施されているか不明な機器も存在する。

また、サンプリングラックにおいて、弁が全開付近となっており、多量の蒸気が放出されている(図 2.2-3)。常時流量を確保し、サンプリングにおける水質の精度を高めることが目的と考えられるが、熱損失の観点から流量を調節するべきである。

ボイラの大部分においては、内部耐火材は施工されているものの、スキンケーシングの外面に保温材および外装板が施工されていない(図 2.2-4)。スキンケーシング表面は局所的に 100 以上の箇所もあり、冬季は外気温が 10 未満となる時期が続くことから、放熱防止策として保温を施工することが望ましい。

各部ダクトでは、エキスパンションの劣化および内部の耐火材や保温材の脱落によると考えられる外装板の破損が数箇所認められた(図 2.2-5)。下部で足場の施工が必要とならない箇所については比較的修理が実施されているが、上部の大規模な足場の施工が必要となる箇所については修理が実施されていない。破損箇所からの空気の吸い込みによる効率低下が懸念されるため、個別に点検範囲を定め、インターバル管理を実施する必要がある。



图 2.2-3 Status of sampling rack



图 2.2-4 Status of boiler skin casing



図 2.2-5 Duct damage

(2) Pha Lai 火力発電所

ユニット内は比較的丁寧に清掃が実施されているが、国内の電力需要が逼迫していることから、機器を開放して分解点検をする機会が非常に少ないため、各所で損傷が認められる。

・ボイラ

Pha Lai I のボイラは 1983 年以降に運開したロシア製の屋外式単胴自然循環型ボイラである。Pha Lai II のボイラは 2001 年以降に運開した三井バブコック（英）製の屋外式単胴自然循環型ボイラである。

Ninh Binh 火力発電所と同様に、長時間の運転により蒸発管内面には鉄や銅等のスケールが付着していると考えられるが、給水の水質や管内面スケールの管理がされているため、必要に応じて化学洗浄を実施することで伝熱効率の低下を防止できると考える。現状では、4 年毎の定期点検にて内部のエアブローによる清掃を実施し、必要に応じて化学洗浄を実施している。

Pha Lai I および のボイラはいずれも燃料として、スラッキング性の低いベトナム国内産の無煙炭を使用しているため、ボイラーチューブへの灰の付着や堆積によるトラブルは比較的少ない。このため、Pha Lai I では 1 日 1 回、Pha Lai II では 1 週間に 2 回程度の比較的少ない頻度でスートブロワを手動で起動しているが、起動間隔が長いため、ドレンアタックによるトラブルが頻発している。今後はスートブロワ起動時のウォーミング操作を確実に行うとともに中央制御室にて監視しているボイラ内部メタル温度の傾向管理とスートブロワ近傍のボイラーチューブの減肉傾向管理をすることで、最適なスートブロワ起動インターバルを検討し、トラブルの防止に努める必要がある。

・微粉炭機

ボール型であるが、長時間の運転により管壁の摩耗が進展している。摩耗が著しい箇所では、内部の粉碎用鉄球の落下位置が下部になるため、粉碎効率が低下するだけでなく、微粉度の低下

により、ボイラ内の燃焼効率の低下、未燃分の増加につながっている。特に Pha Lai II では、設計時の3台運転から予備機の1台を追加して4台運転として対応している。

- ・ 空気予熱器

Pha Lai1 は伝導式の管型空気予熱器、Pha Lai2 は再生式のユングストローム型空気予熱器である。Pha Lai1 では長時間の運転により、空気予熱器伝熱管内面の汚れや低温部におけるドレンによる腐食で伝熱が阻害されていると考えられる。

Pha Lai2 では、シール部の摩耗等により空気が漏れこんでいるため、誘引通風機が過負荷となる原因となっている。現状、設計上の空気漏洩率が8%であるのに対して、28%であるため、メンテナンスを確実に実施することによって、性能を向上する余地があると考ええる。

- ・ 誘引通風機

燃焼灰による翼の浸食が著しいことから、バランス不良による振動の増大や性能低下を引き起こしており、早急に分解点検および修理を実施する必要がある。定期点検時は、翼のメッキ修理等のエロージョン対策は実施しておらず、都度のバランス調整のみ行っている。

- ・ その他

Pha Lai 火力発電所においても、未点検箇所と考えられる弁や配管からの蒸気漏洩が各所で認められた。(図 2.2-6、図 2.2-7) また、運転中の修理が難しく、ユニットを停止しての修理期間がとりにくい現状を考慮すれば、定期点検内で損傷が発生しそうな箇所を事前に修理しておくことが非常に重要となるため、点検管理方法の見直しについて検討する必要がある。



図 2.2-6 Status of valve



図 2.2-7 Status of duct

(3) Uong Bi 火力発電所

Pha Lai 火力発電所同様、国内の電力需要が逼迫していることから、ユニットを停止し、機器を開放して分解点検をすることが困難であり、各所で損傷が認められる。特に5、6号機については、運転開始から30年以上経過していながら、現在も年間8,000時間程度の稼働時間のため、設備の老朽化が著しい。

・ボイラ

Uong Bi 火力発電所 5、6号機のボイラは1975年以降、7号機のボイラは2009年以降に運開したロシア製の屋外式単胴自然循環型ボイラである。

燃料には近郊で採掘した無煙炭を使用しているが、カロリーが低く、灰分が高いため、生成するクリンカの絶対量が多く、ユニット非常停止につながるようなトラブルを引き起こしている。

特に7号においてはクリンカの発生量が多く、燃焼調整等の様々な対策の結果、定格出力300MWに対して、280～290MW程度の出力で運転することで、ボイラ内部温度を低減してクリンカの生成を抑制している。

また、ボイラ管内面スケールの除去として、2年毎に化学洗浄(アルカリ洗浄)を実施している。スートブロワについてもトラブルが多く、噴射蒸気による管壁のエロージョンや管との接触による損傷が認められる。

・微粉炭関係設備

微粉炭機はボール型であるが、長時間の運転により管壁の摩耗が進展している。また、微粉炭管についても管壁の摩耗が著しく、頻繁に漏洩が発生しているおり、損傷時には部分取替や溶接補修にて都度対応している。今後はユニット運転中の漏洩トラブルを低減するために、部位ごとの管の肉厚管理および余寿命評価を確実に実施することが必要である。

・空気予熱器

長時間の運転により、伝熱管内面の汚れや低温部でのドレンによる腐食で伝熱が阻害されると考えられる。現状では、管に穴が開いた場合のみ取替修理を実施している。詳細については3.2に記載するが、管の肉厚測定および余寿命評価による取替基準の見直しを行うことで、空気予熱器の効率を改善するとともに伝熱管の損傷によるユニット停止トラブル回数を低減することができると思う。

・その他

Uong Bi 火力発電所における弁や配管の状況も他の発電所と同様に各部で蒸気漏洩が認められていた。定期点検内で損傷が発生しそうな箇所を事前に修理しておくことが非常に重要となるため、点検管理方法の見直しについて提案することとしたい。

2.2.4 タービン設備保守における現状分析

(1) 全般

主タービンについては、4年毎の定期点検が計画され、書類においても点検計画が策定されているが、それ以外の補機については、定期点検の計画、実績が明確に書類にて作成されておらず、主タービンの定期点検に附属して、弁類関係も含め、担当者にて管理されている模様である。そのため、第3者からは、どの機械がいつどのような点検が実施されたのか、また、今後どのような点検が実施される計画なのかの把握が困難である。記録も主タービンについて、一部間隙記録が確認された発電所もあったが、補機においては、間隙記録等は確認できなかった。ポンプ等に

において、間隙増加、インペラー侵食等により効率が悪化する状況にあったとしても、状況を把握することが困難な状況である。

Pha Lai II では、運開後 10 年が経過しているが、ベトナム国内の電力需給ひっ迫により今まで本格的な定期点検は実施されておらず、蒸気タービンも開放点検は実施されていない。

(2) 主タービン

Ninh Binh 発電所、Pha Lai 発電所、Uong Bi 発電所全ての発電所において動翼の取替を経験しているが、動翼の著しい侵食、もしくは折損が原因との説明であった。Pha Lai 発電所、Uong Bi 発電所においては、動翼が折損している状況で、運転を継続しているとの説明もあり、蒸気タービンについてもブレークダウンメンテナンスが基本となっている模様である。動翼頂部のシール部間隙、ダイヤフラムと車軸とのシール部間隙、グランドパッキンと車軸とのシール部間隙等は、Ninh Binh 発電所にて許容値を超えていないという管理記録は確認されたが、その他の発電所では記録は確認できなかった。動翼の侵食、静翼へのスケール付着、シール部間隙拡大によるタービンの効率低下が発生していることが推定されるが、記録がないため、状況を把握することが困難な状況である。

(3) 給水加熱器

全ての発電所にて給水加熱器の細管取替を経験している。止栓数の管理等はされており、許容値を超えた場合には、取替を実施していると説明を受けたが、止栓の記録自体は確認できなかった。Pha Lai 発電所では、細管内部を水洗 ($10\text{kg}/\text{cm}^2$) しているとの説明があったが、高圧ウォータージェット洗浄等効率回復のための清掃は実施されていない。予防保全は実施されておらず、ブレークダウンメンテナンスにて対応している。

(4) 復水器

復水器の細管については、Pha Lai II では SUS304、Uong Bi7 号機ではチタン管を採用している。その他のユニットでは、アルミニウム黄銅管が使用されているが、Ninh Binh 発電所では、止栓数増加により、黄銅管からキューロニッケル管に取替が実施された。SUS304 を使用している Pha Lai II と、チタン管を採用している Uong Bi7 号機には復水器洗浄装置（ボール洗浄装置）が設置されており細管は毎日洗浄されている。ただし、洗浄用のボールについては、両プラントとも管理しておらず、摩耗によりボールが小さくなり、ボール捕集用のスクリーンの間隔より小さくなった場合に自動的に系外に廃棄される運用としているとの説明があった。細管の清掃について Ninh Binh 発電所ではゴムブラシ洗浄等を、定期点検、3 か月毎の補修停止にて実施している。Uong Bi5,6 号機では、真空値が悪化した場合に逆洗を実施しており、その他の清掃は 2 年、4 年おきの定期点検時にゴムブラシ洗浄等を実施しているとの説明があった。Pha Lai I については、2 年に 1 度ゴムブラシ洗浄を実施しているのみとの説明であった。復水器単体での性能が管理されていないため、具体的数値での把握は困難であるが、復水器の細管の汚れによりほとんどのユニットにて効率が悪化していることが推定される。

Pha Lai 発電所、Uong Bi 発電所とも空気吸込量を測定しており、空気の吸込み量の多さを問題としているとの説明があったが、吸込み箇所、吸込み量等の管理記録は確認できなかった。

2.2.5 その他設備保守における現状分析

(1) 水質監視計器

ベトナムでは基本的に手分析による水質管理が中心である。測定時間間隔にはそれぞれの発電所にてばらつきが見られるが、水質管理のマニュアルが整備されており、管理項目、管理値も明確に決められているため、水質は問題ないレベルにて維持されているものと考えられる。Pha Lai II と Uong Bi7 号機では自動水質分析装置が導入されている。しかし、シリカ計をはじめとした水質計は定期的な点検、部品取替を実施しないと継続して使用していくことは困難である。実際 Uong Bi 発電所では、水質計のメンテナンスには高度な知識と技術が必要であり十分使いこなせていないとの発言があった。また、Pha Lai II では、水処理装置のシリカ計は故障しており使われていないかった。また、pH 計の指示も安定せず、手分析の値とずれているとの説明があった。

(2) プラント自動化

Pha Lai II ではプラントの自動化が図られており、自動起動・停止ができる設計となっている。しかし、機器の不調等によりシーケンスの進行条件が成立せず、現場で自動弁の手助け、機器の手動起動等を実施して、実際には、手動にてユニットの起動を実施している。また、Uong Bi7 号機も自動・起動停止できるユニットであるが、現場での説明では、ソフトウェア上の問題で使用できていないとのことであった。問題の詳細は確認できなかった。

(3) ベルトコンベヤ

揚貯運炭設備のうち、屋外のベルトコンベヤにはカバーが設置されているが、完全に密閉されてはいない発電所が認められた。ベルトコンベヤ上には水切り装置がなく、雨水停滞状態で送炭すれば、バンカ内への雨水侵入が予想され、水分過多による微粉炭機内部温度低下の原因となるため、早急に修理する必要がある。

また、両系統トラブル時は即送炭支障を来すため、ベルトの摩耗管理と定期的なメンテナンスが必要である。

(4) バンカ

Ninh Binh 発電所において、降雨時の送炭ではバンカ内に雨水侵入が予想されるため、バンカ底部にドレン抜きラインを設置するのが効果的である。微粉炭機投入前に水分の除去を行うことで、微粉炭機内部温度の低下を防止できる。

2.3 石炭性状分析

2.3.1 石炭性状と燃焼特性

(1) 使用銘柄

表 2.3-1 にベトナム無煙炭の銘柄表を示す。三発電所に納められている主要銘柄は 4b~5、発熱量 5500~6000 kcal/kg、灰分 30%程度の未洗炭（篩選別のみ）である。

表 2.3-1 ベトナム無煙炭銘柄表

No.	Name	Size (mm)	Ash Content		Moisture Average (%)	VM Average (%)	TS (%)	HHV (kcal/kg)		
			Average (%)	Range (%)						
1	Lump	2a	50-100	7.00	6.00 ~ 8.00	3.0	6	0.6	7800	Hi Grade Coal
2		2a	25-60	7.00	6.00 ~ 8.00	3.0	6	0.6	7800	
3		2b	50-100	9.00	8.01 ~ 10.00	3.5	6	0.6	7650	
4		2b	25-200	9.00	8.01 ~ 10.00	3.5	6	0.6	7650	
5		3a	35-50	4.00	3.01 ~ 5.00	3.0	6	0.6	8100	
6		4a	15-35	5.00	4.01 ~ 6.00	3.5	6	0.6	8000	
7		4b	15-35	9.00	6.01 ~ 12.00	3.5	6	0.6	7450	
8		5a	6-18	6.00	5.00 ~ 7.00	3.5	6	0.6	7900	
9		5b	6-18	7.00	6.00 ~ 8.00	4.0	6	0.6	7450	
1	Fine	1	0-15	7.00	6.00 ~ 8.00	8.0	6.5	0.6	7800	Hi Grade Coal
2		2	0-15	9.00	8.01 ~ 10.00	8.0	6.5	0.6	7600	
3		2	1-10	8.50	8.01 ~ 10.00	8.0	6.5	0.6	7600	
4		2	1-6	8.50	8.01 ~ 10.00	8.0	6.5	0.6	7600	
5		2	1-5	9.00	8.01 ~ 10.00	8.0	6.5	0.6	7600	
6		2	1-15	9.00	8.01 ~ 10.00	8.0	6.5	0.6	7600	
7		3a	1-15	11.50	10.01 ~ 13.00	8.0	6.5	0.6	7350	
8		3b	1-15	14.00	13.01 ~ 15.00	8.0	6.5	0.6	7050	
9		3c	1-15	16.50	15.01 ~ 18.00	8.0	6.5	0.6	6850	
10		4a	1-15	20.00	18.01 ~ 22.00	8.0	6.5	0.6	6500	
11		4b	1-15	24.00	22.01 ~ 26.00	8.0	6.5	0.6	6050	Low Grade Coal
12		5	1-15	30.00	26.01 ~ 33.00	8.0	6.5	0.6	5500	
13		6a	1-15	36.00	33.01 ~ 40.00	8.0	6.5	0.6	4850	
14		6b	1-15	42.00	40.01 ~ 45.00	8.0	6.5	0.6	4400	

(2) 分析項目とサンプリング箇所

表 2.3-2 に分析項目とサンプリング箇所を示す。石炭は貯炭場またはミル入り口でサンプリングした。ミル破碎後の粒度分布を測定するためミル出口においてもサンプリングした。また、石炭灰の性状を把握するためフライアッシュをサンプリングした。

表 2.3-2 分析項目とサンプリング箇所

	Coal Sample					Fly Ash Sample			
	Proximate Analysis	Ultimate Analysis	Total Sulfur	Calorific Value	Size Distribution	Ash Content	Ignition Loss	Fusion Temp	Major Element
Ninh Binh	Stock Yard				Mill Outlet	FA Pond			
Pha Lai	Mill Inlet (No.1)				(Using FA Sample)	FA Silo (No.1)			
Uong Bi	Mill Inlet (300MW)				Mill Outlet (300MW)	FA Silo (300MW+110MW)			

(3) 分析結果

表 2.3-3 に石炭の分析結果（粒度分布を除く）を、表 2.3-4 にフライアッシュの分析結果を示す。

表 2.3-3 石炭分析結果

			Ninh Binh	Pha Lai-1	Uong Bi-300MW
Proximate Analysis	Inherent Moisture	a.d. %	1.75	2.02	1.64
	Ash Content	a.d. %	27.12	30.48	29.86
	Volatile Matter	a.d. %	6.63	5.77	3.88
	Fixed Carbon	a.d. %	66.25	63.75	66.26
Fuel Ratio			10.0	11.0	17.1
Ultimate Analysis	Ash Content	d.b.%	27.60	31.11	30.35
	C	d.b.%	66.91	64.62	66.25
		d.a.f.%	92.42	93.80	95.12
	H	d.b.%	2.28	1.92	1.28
	N	d.b.%	0.89	0.79	0.61
	O	d.b.%	2.50	2.25	1.25
	S	d.b.%	0.60	0.52	0.78
Total Sulfur	S	a.d. %	0.63	0.56	1.26
Calorific Value	HHV	a.d. %	6020	5570	5390

表 2.3-4 フライアッシュ分析結果

			Ninh Binh	Pha Lai-1	Uong Bi	
					300MW	110MW
Proximate Analysis	IM	a.d. %	15.5	0.3	0.2	0.2
	Ash	a.d. %	74.0	84.6	94.5	61.3
Loss on Ignition		d.b. %	12.43	15.16	5.27	38.58
Ash Fusion Temp(Oxidization)	Deformation		1470	1410	1420	
	Hemisphere		>1500	>1500	1490	
	Flow		>1500	>1500	1500	
Major Element	SiO ₂		60.05	57.85	55.35	
	Al ₂ O ₃		22.37	24.52	24.67	
	TiO ₂		0.79	0.79	0.71	
	Fe ₂ O ₃		5.91	6.30	10.84	
	CaO		0.60	0.90	0.80	
	MgO		1.18	1.03	1.03	
	Na ₂ O		0.18	0.32	0.11	
	K ₂ O		4.60	3.92	3.52	
	P ₂ O ₅		0.14	0.19	0.18	
	MnO		0.05	0.05	0.10	
	V ₂ O ₅		0.03	0.03	0.03	
SO ₃		0.05	0.05	1.04		

(4) 石炭化度と石炭性状の一般的な物理・化学的關係

三發電所で消費される石炭の燃料比 (Fuel Ratio) は 10.0~17.1%に達しており石炭化度の進んだ無煙炭である。この石炭化度を示す指標としてC% (d.a.f.) を用いると、C%の増減に応じて石炭の一般的な物理・化学的性質が連続して変化するのが解る。

水分

図 2.3-1 に C% vs 水分の一般的な關係を示す。C%が小さくなるにつれ (石炭化度が低くなるにつれ) 水分は急激に上昇する。90%C で約 1%の極小値を示したのち再び増加する。

揮発分

図 2.3-2 に C% vs 揮発分の一般的な関係を示す。C%の増加に伴い揮発分は減少していく。

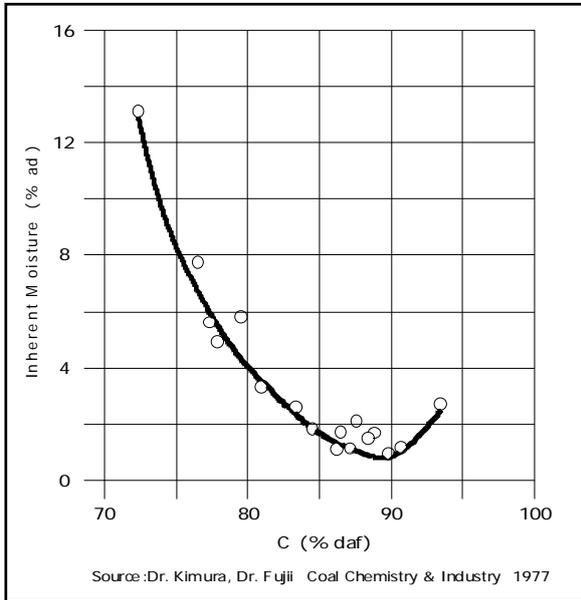


図 2.3-1 C% vs IM

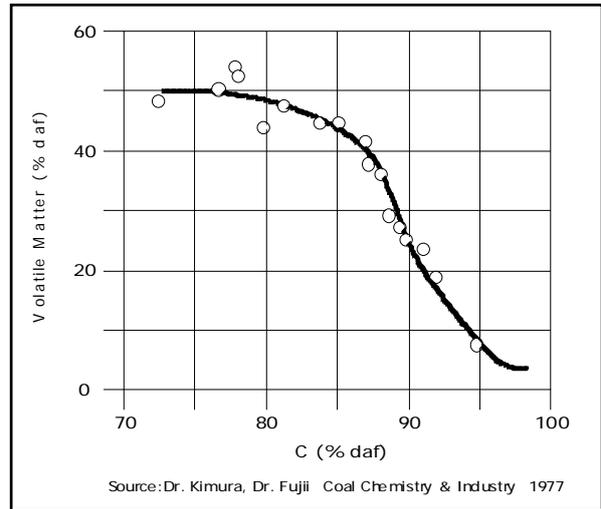


図 2.3-2 C% vs VM

O/C 原子数比、H/C 原子数比

図 2.3-3 に C% vs O/C 原子数比、図 2.3-4 に C% vs H/C 原子数比の一般的な関係を示す。

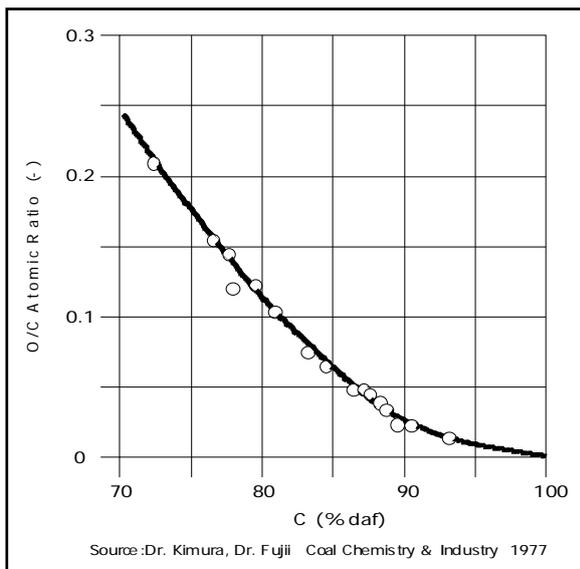


図 2.3-3 C% vs O/C 原子数

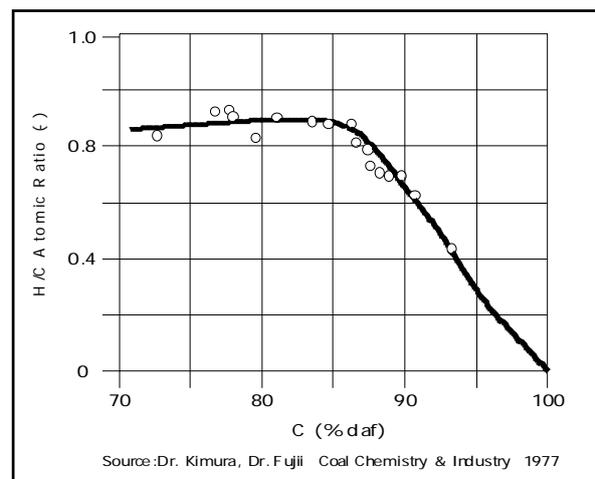


図 2.3-4 C% vs H/C 原子数

HGI

図 2.3-5 に C% vs HGI の一般的な関係を示す。90%C に極大値があり、C%がそれより増えると HGI は急激に減少する。

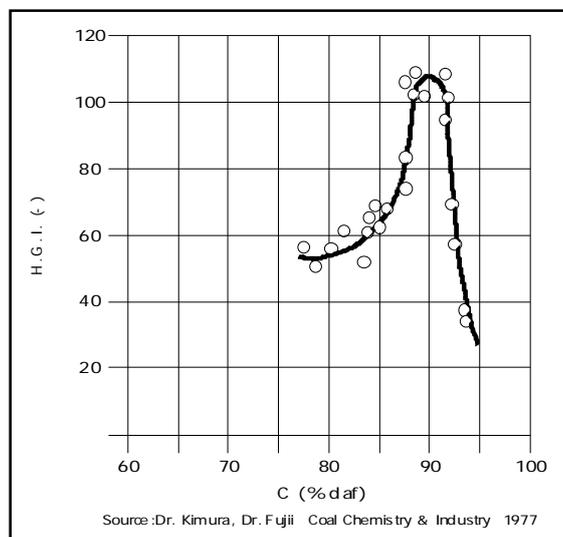


図 2.3-5 C% vs HGI

(5) 燃焼特性

本邦における発電用炭との比較

今回得られた三発電所の石炭分析値を本邦発電所で使用されている輸入炭の分析値と比較することでベトナム無煙炭の燃焼特性を評価したい。2005 年度に NEDO が調査した本邦発電所で使用されている輸入炭の分析値（ベトナム×1、豪州×29、インドネシア×19、ロシア×7 の合計 56 炭種）を使用する。表 2.3-5 に輸入炭の分析値を示す。

表 2.3-5 輸入炭分析値

	Proximate anal.				HHV kcal/kg	Ultimate anal.						Total Sulphur wt% a.d.	HGI -
	IM	Ash	VM	FC		Ash	C	H	N	S	O		
	wt% a.d.	wt% a.d.	wt% a.d.	wt% a.d.		wt% d.b.	wt% d.b.	wt% d.b.	wt% d.b.	wt% d.b.	wt% d.b.		
Nhin Binh	1.75	27.12	6.63	66.25	6020	27.60	66.91	2.28	0.89	0.60	2.50	0.63	
Pha Lai-1	2.02	30.48	5.77	63.75	5570	31.11	64.62	1.92	0.79	0.52	2.25	0.56	
Uong Bi-300	1.64	29.86	3.88	66.26	5390	30.35	66.25	1.28	0.61	0.78	1.25	1.26	
Other Vietnam	1.41	4.55	6.41	87.60	8050	4.61	89.15	3.21	1.04	0.53	1.46	0.58	32
Vietnam Average	1.71	23.00	5.67	70.97	6258	23.42	71.73	2.17	0.83	0.61	1.87	0.76	32
Australia Average	2.72	12.15	29.93	55.07	6948	11.95	72.86	4.62	1.60	0.41	7.85	0.46	53
Indonesia Average	8.13	5.35	41.49	45.02	6632	5.77	71.94	5.30	1.39	0.48	15.12	0.58	43
Russia Average	3.52	11.01	33.01	52.46	6964	11.40	71.79	4.66	1.97	0.31	9.87	0.37	48
Whole Average	4.64	9.57	33.82	51.92	6862	9.66	72.71	4.83	1.56	0.43	10.46	0.49	49

石炭の燃焼過程

石炭粒子は以下のプロセスを経て燃焼する。

- 石炭粒子の昇温:昇温速度は非常に速く 60 μ m 粒子なら 0.05 ~ 0.1 秒以内に火炉温度(1700 以上)に達する。
- 揮発分の放出:上記とほぼ同じ速度で放出される。
- 揮発分の燃焼:放出されたガスに着火すると同時に粒子の周囲の酸素が瞬間的に消費される。この時点で揮発分はチャーとは別々に燃焼する。
- チャーの燃焼:燃焼速度は 0.3 ~ 1 秒以上で、燃焼プロセスに必要な時間の大半を占める。

良好な燃焼が進行するには、揮発分の燃焼によって生じた熱量によりガス全体の温度がチャーを着火できる程の高温になる必要がある。ベトナム炭のように揮発分の少ない石炭では、チャーが着火温度まで昇温するのに揮発分の燃焼によって放出された熱量だけでは不足する場合もある。このような場合には助燃燃料の供給や石炭粒子の微細化、燃焼空気の予熱温度の高温化等の対策が必要である。

石炭の燃焼を特徴付けるパラメータとして以下の特性が挙げられる。

- 揮発分の含有量と組成
- チャーの反応性

生成されるチャーの量は固定炭素量等に関係しており、上記両パラメータに関係する指標として燃料比(固定炭素/揮発分)がある。燃料比は、揮発分に対するチャーの相対的な比率を示す。

固有水分

図 2.3-6 に C% vs 固有水分の関係を示す。ベトナム炭は概ね 2%程度と固有水分は低い。これに付着水分を加えた全水分の場合、日本の発電所における適正基準は 10%以下である。

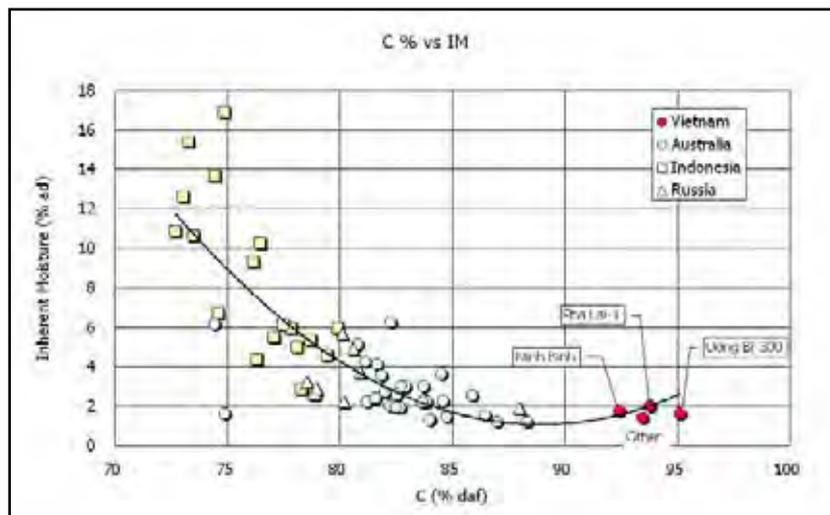


図 2.3-6 C% vs 水分

灰分と発熱量

灰分は着火の安定性に影響を及ぼす。石炭に混入している鉱物質が灰分に変化するの吸熱反

応であり、有機石炭質が生み出した熱量を奪ってしまう。このため、鉱物質を多量に含む石炭粒子は着火性が低下し鉱物質の増加に伴う発熱量の減少と相俟って灰中未燃炭素分の増加をもたらす可能性がある。

図 2.3-7 に灰分と発熱量を示す。日本の発電所における適正基準は、灰分 20%、発熱量 6,000kcal/kg である。一方、ベトナム炭の灰分は約 30%、発熱量は 5,500~6,000kcal/kg (ad) と高灰分・低発熱量である。

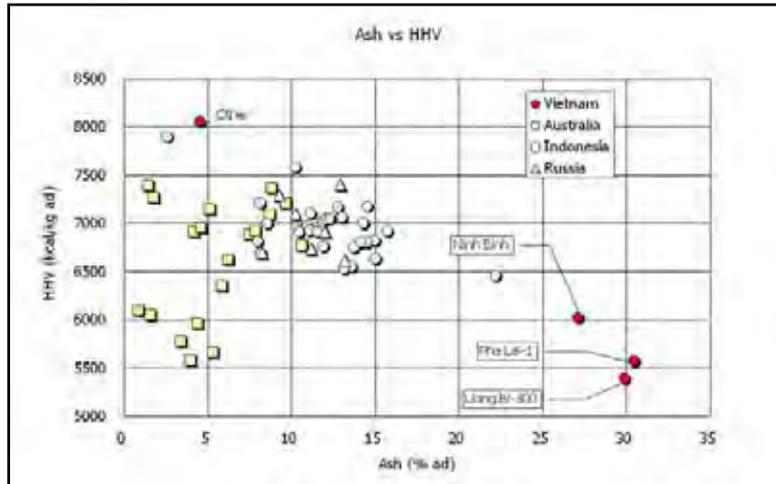


図 2.3-7 灰分 vs 発熱量

揮発分

図 2.3-8 に揮発分含有量を示す。ベトナム炭の揮発分 (d.a.f) は Uong Bi 300MW の 5.66% から Ninh Binh の 9.32% と、10% に満たない。揮発分含有量は石炭粒子の着火特性、着火後の火炎安定性を特徴付けるものである。着火の安定性は微粉炭燃焼時の最も重要な特性であり、揮発分含有量の高い石炭ほど着火が安定して火炎の密度も高く灰中未燃炭素分が少なくなる。

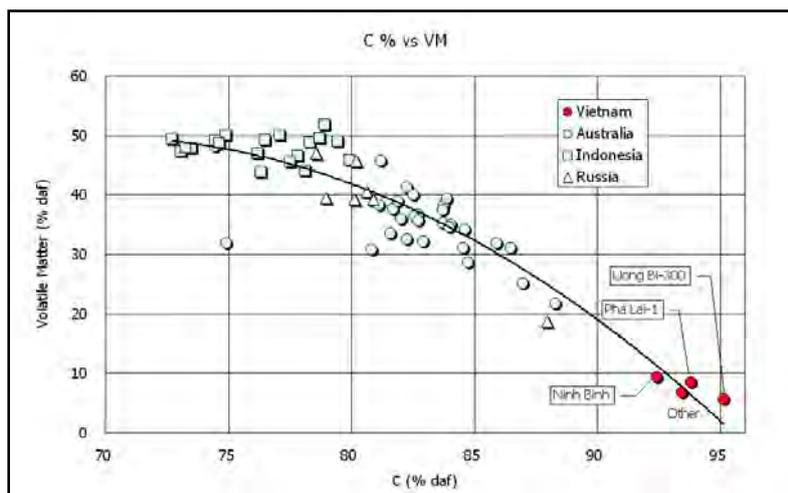


図 2.3-8 C% vs 揮発分

燃料比

図 2.3-9 に燃料比を示す。ベトナム炭の燃料比は Ninh Binh の 10.0 から Uong Bi 300MW の 17.1

と際立って高い。燃料比が高いと着火温度が高くなり燃焼速度が遅くなる。このような石炭を完全に燃焼させるにはボイラー内での滞留時間を長くする必要がありボイラーの火炉容積は大きくなる。日本の発電所における適正基準は、燃料比 2.5 でありベトナム炭はこの基準から大きく外れている。

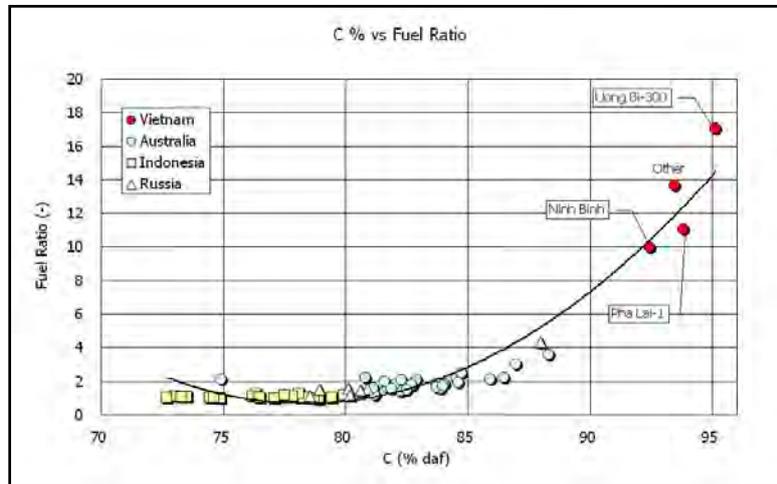


図 2.3-9 C% vs 燃料比

灰中未燃炭素

図 2.3-10 に灰中未燃炭素分を示す。低揮発分・高燃料比のベトナム炭の灰中未燃炭素分は Uong Bi 300MW の 5.27%を最低に、Ninh Binh の 12.43%、Pha Lai-1 の 15.16%、Uong Bi 110MW では 38.58%にも達している。

日本で一般的に有効利用される石炭灰の未燃炭素分は5%以下である。高い未燃炭素を含んだ灰は、石炭の運搬、微粉碎等の所内動力に費やされたエネルギーが有効に活用されず、未燃炭素の分だけ灰のハンドリング量を増やすばかりか、灰の有効活用の道まで阻んでいる。

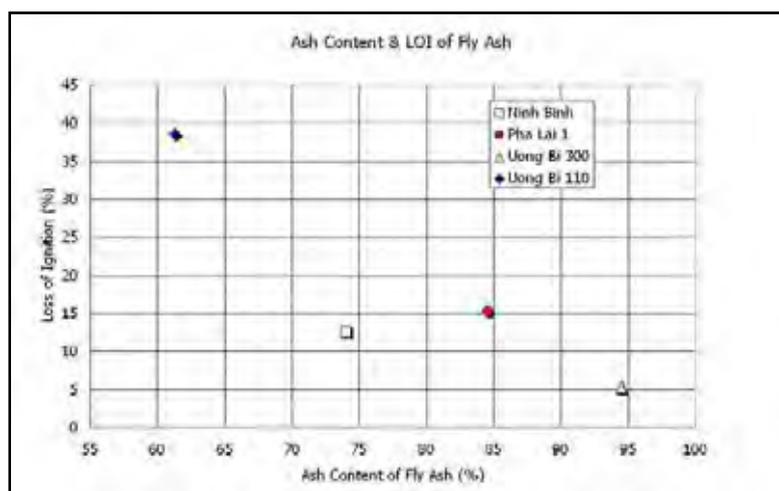


図 2.3-10 灰中未燃炭素

ミル粉碎粒度

石炭粒子の燃焼速度を上げ、未燃炭素分を減らす方法に燃料の微細化がある。そこでミルを出

てバーナーに吹き込まれる直前の微粉炭の粒度分布を測定した。図 2.3-11 にこれを示す。なお、Pha Lai-1 についてはサンプリングが困難だったため燃焼後のフライアッシュの粒度分布を測定した。

表 2.3-6 に揮発分と粉砕粒度の適正值を示す。Ninh Binh の揮発分 (d.a.f.) 9.32%に対し 75 μm 通過量は 82%、Uong Bi 300MW の揮発分 (d.a.f.) 5.66%に対し 75 μm 通過量は 96%と、適正值を達成しており EVN として微粉炭粒度の管理技術を確立していると考ええる。なお、75 μm の通過量も重要であるが 0.1mm や 0.2mm 等の粗い粒子の存在も未燃炭素含有量に大きく影響する。また、これら粗い粒子の存在はスラッシング発生の一因にもなる。

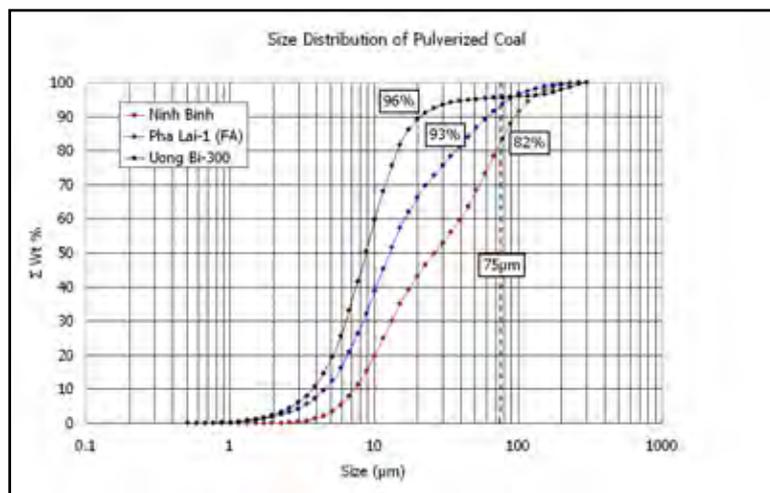


図 2.3-11 微粉炭の粒度構成

表 2.3-6 揮発分と 75 μm 通過の適正值

Volatile Matter (daf)	< 10	10 - 20	20 - 25	> 25
Below 75 μm	85%	80%	75%	70%

クリンカートラブル

石炭の効率的な利用という面から、石炭灰の付着はボイラー運転上最も重要な課題の一つである。灰の付着が激しい場合には以下の問題がボイラーに生じる。

- 伝熱不良：伝熱管や側壁に灰が融着・堆積しボイラー効率が低下。
- ガス流の悪化：融着・堆積した灰がガス流路を部分的に閉塞。
- 圧力部品の損傷：融着・堆積灰が剥がれて火炉中を落下し伝熱管等を損傷。
- 圧力部品の摩耗：灰中の摩耗性物質による摩耗。

これらクリンカートラブル発生の可能性を評価する指標としてスラッシング指数とファウリング指数を図 2.3-12 に、灰融点を図 2.3-13 に示す。なお、灰融点が 1,500 以上の試料についても 1,500 の目盛にプロットしている。ベトナム炭に関するこれらの値は、

- スラッジング： 0.1~0.3 程度
- ファウリング： 0.1 程度
- 灰融点： 1,500 以上

これらの指標に対する日本の発電所の評価基準を表 2.3-7 に示す。本表より、ベトナム炭はクリンカートラブルの可能性が低い事が解る。ただ、Uong Bi-300MW ではクリンカートラブルで苦慮しているとの現場の意見があった。

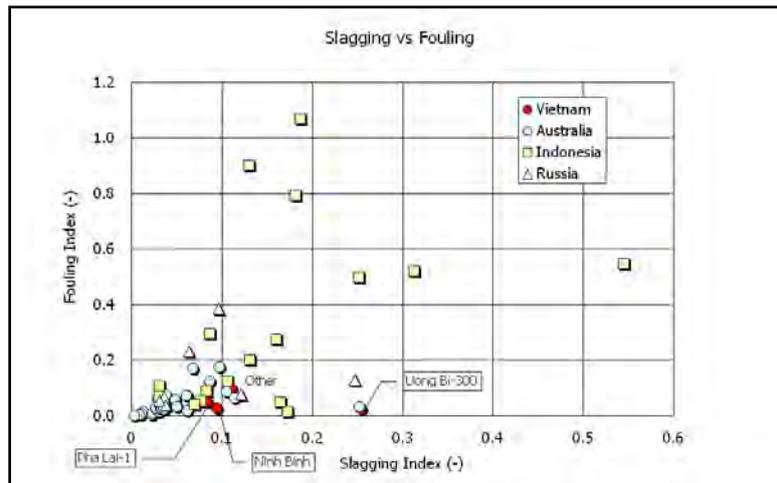


図 2.3-12 スラッジング・ファウリング

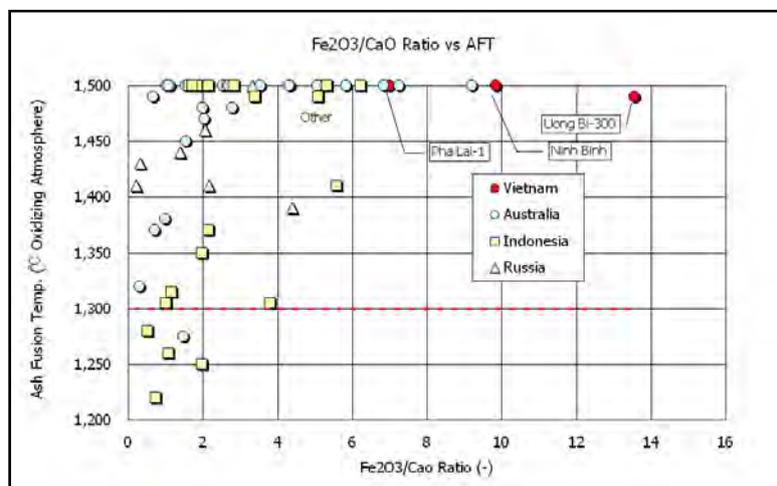


図 2.3-13 灰融点

表 2.3-7 日本のクリンカートラブル評価基準

	Slagging		Fouling		Ash Fusion Temp (°C)	
Small		≤ 0.6		≤ 0.2	1280 ≤	
Medium	0.6 <	Slagging Index ≤ 2.0	0.2 <	Fouling Index ≤ 0.5	Flow Point	
Big	2.0 <		0.5 <	≤ 1.0		< 1280
No-acceptable			1.0 <			

まとめ

これら三発電所の石炭は 10.0~17.1% (d.a.f.) という無煙炭特有の高い燃料比が特徴的である。そのため、燃焼速度が遅く多量の灰中未燃炭素が生じている。特に、Uong Bi-110MW では40%近い未燃炭素がフライアッシュに含まれている。

なお、この灰中未燃炭素の回収プラントが Pha Lai 発電所に隣接して既に稼働している。ここでは浮遊選鉱技術（石炭：親油性、灰：疎油性と言う粒子表面の性質の差を利用して両者を分離する技術。選鉱や選炭で広く一般に普及している）が用いられ未燃炭素を回収している。

また、石炭灰分が約 30%と高い。以前はもっと低かったとの現場の意見も聞いた。鉱物質が灰分に変化するのは吸熱反応であるため有機石炭質から発せられた熱エネルギーが有効に活用されない。また、石炭粒子の着火性の低下や灰中未燃炭素の増加も引き起こす可能性がある。基本的に、不要な鉱物質を炭鉱から発電所まで運搬し、所内動力まで消費して灰化し、未燃炭素を含んだ多量の灰を運搬・廃棄するのはエネルギーの浪費である。今後、坑内採掘が増えるのは確実に石炭灰分のますますの悪化は避けられない。3.3 項では石炭灰分の低減を提案する。

2.3.2 石炭の流れと炭質への影響（炭鉱～篩分け加工等～輸送～発電所給炭バンカ）

炭鉱で採掘された石炭が篩分け加工され輸送され発電所の給炭バンカに到着するまで、炭質に及ぼす影響（例えば雨水の混入等）の有無を調査した。

(1) 炭田

図 2.3-14 に炭田の位置を示す。三発電所で消費される無煙炭は Quang Ninh 炭田で採掘されている。この炭田は Uong Bi 地区、Hon Gai 地区、Cam Pha 地区の3地域に大別される。

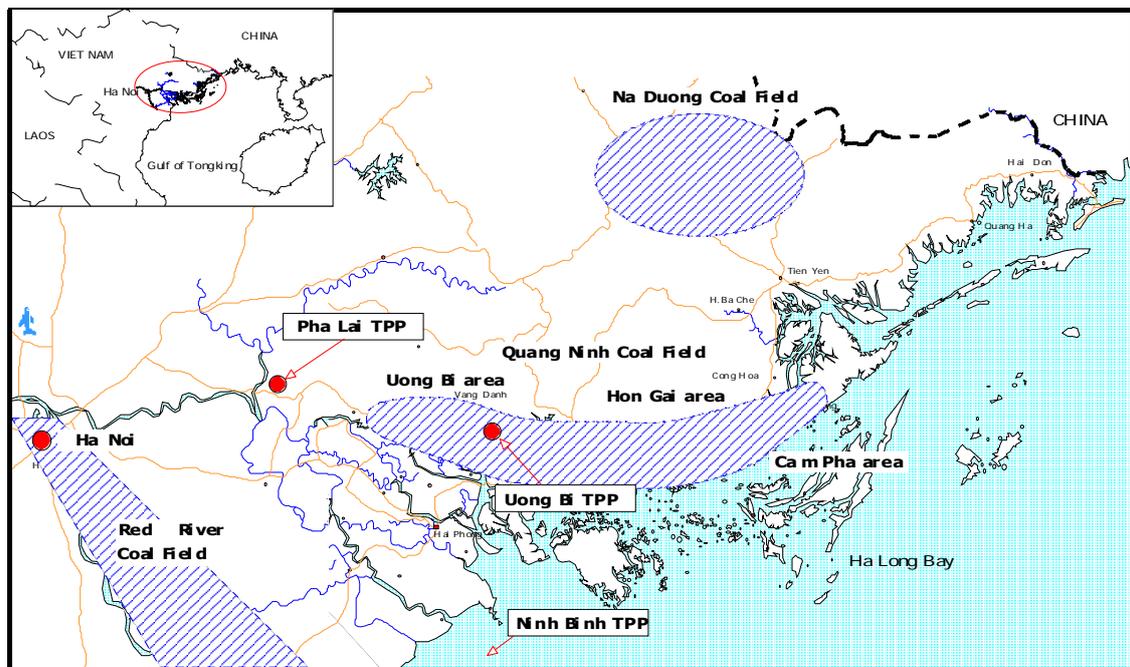


図 2.3-14 炭田位置図

(2) 炭鉱

現在、ベトナム石炭鉱物資源産業集団（VINACOMIN）傘下の約 20 社の石炭会社が約 4 割の坑内掘り、約 6 割の露天掘りにより年間 4.5 千万 t 程度の石炭（原炭）を生産している。今後、採掘場所の深部化・奥部化や環境規制の強化により露天採掘は減少し坑内採掘が増加していく。これは採掘される石炭の灰分や発熱量がますます悪化して行くことを意味している。



図 2.3-15 Uong Bi 地区坑内掘炭鉱



図 2.3-16 Cam Pha 地区露天掘炭鉱

(3) 篩分け加工

採掘された石炭は篩分け加工のため貨車、ベルトコンベア、トラックで篩設備に運ばれる。篩設備には炭鉱に隣接した簡易設備（図 2.3-17）と選炭工場（図 2.3-18）に設置された大型設備がある。ここで篩分けられた 15mm 以下の石炭が発電所へと輸送される。



図 2.3-17 簡易設備



図 2.3-18 篩設備を設置した選炭工場

(4) 輸送

Ninh Binh 発電所へは船で、Pha Lai 発電所へは船および貨車で、Uong Bi 発電所へは貨車（専用軌道）で輸送される。現在、この専用軌道は今後の輸送能力を増やすため複線化工事を実施中である。図 2.3-19 および図 2.3-20 に積み込み状況を示す。



図 2.3-19 船積み状況



図 2.3-20 貨車積み状況

(5) 荷卸し

図 2.3-21～図 2.3-22 に荷卸し状況を、図 2.3-23 に Pha Lai 発電所の新荷卸し設備を、図 2.3-24 に Pha Lai 発電所で荷卸しを待つバージを示す。バージの積載量は 800t、荷卸しを開始するまではビニルシートで養生しており石炭湿分の増加を抑えている。



図 2.3-21 荷卸し (Ninh Binh)



図 2.3-22 荷卸し (Pha Lai)



図 2.3-23 新荷卸し設備 (Pha Lai)



図 2.3-24 荷卸し待ちバージ (Pha Lai)

(6) 貯炭・払い出し

三発電所とも屋内貯炭場を有している。特に、Pha Lai および Uong Bi の両発電所には非常に立派な貯炭設備が備わっており、貯炭時には貯炭建屋の長手方向に石炭を積み付け、払い出し時にはこれと直角の角度で払い出して炭質の均質化を図っている。また、貯炭場から給炭バンカに至るベルトコンベアも屋根付きで降雨に対して万全の対策が採られている。図 2.3-25～図 2.3-27 に貯炭場を、図 2.3-28 にベルトコンベアを示す。



図 2.3-25 貯炭場 (Pha Lai)



図 2.3-26 貯炭場 (Uong Bi)



図 2.3-27 貯炭場 (Uong Bi)



図 2.3-28 貯炭払出 BC (Uong Bi)

(7) まとめ

三発電所に納められている石炭は 15mm で篩っただけの石炭であり粒径は制御されていても灰分・発熱量等の品質は制御されていない(因みに 15mm 以上の石炭は選炭工場で比重分離され低灰分高級炭として輸出向けや国内セメント向け等に出荷されている)。

今後、採掘区域の深部化・奥部化、環境規制の強化に伴って坑内採掘の比率が増加し、採掘石炭品位の悪化および変動は必至である。石炭品質の制御、すなわち低灰分化・変動抑制は中長期的な観点から必要になると考える。

雨期、ベトナムでは激しいスコールが降る。この対策としてバージに積載された石炭、発電所貯炭場、給炭バンカに向かうベルトコンベアへ万全の降雨対策が採られている。

2.4 電源開発計画

2.4.1 国内エネルギー需要の見通し

「ベ」国では、近年の経済成長に伴いエネルギーの国内消費が拡大している。1997年の「アジア通貨危機」の影響により一時的な落ち込みは見られたものの、工業化やモータリゼーションの進展によりエネルギー消費は拡大を続けている。

将来的にもこの拡大傾向は続くとされ、IEによるセクター別エネルギー需要の見通しによれば（表 2.4-1、図 2.4-1）2005年のエネルギー消費量から2030年は3.4倍、2050年には7.4倍にまで増加すると予測されている。

2010年から2030年の年平均増加率は5.0%と見込まれており、セクター別では、農業2.5%、工業6.0%、輸送5.0%、商業・サービス7.0%、民生3.9%となっている。

表 2.4-1 Energy Demand of sector upto 2050 (unit: million TOE)

Year	2005	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Agriculture	579	692	898	1,142	1,308	1,476
(2) Industry	11,834	15,323	31,307	49,154	82,958	123,032
Light industry	6,435	6,172	14,350	27,606	48,640	72,496
Heavy industry	5,399	9,151	16,957	21,549	34,318	50,536
(3) Transport	6,970	10,673	20,200	28,058	43,266	62,694
(4) Commerce & service	1,568	2,681	6,119	10,454	16,464	25,277
(5) Resident	15,585	18,214	26,453	38,893	48,023	64,670
Urban	1,146	2,009	6,015	12,989	18,773	29,241
Rural	14,439	16,205	20,438	25,904	29,250	35,429
(6) Non-commerce	1,025	1,433	1,507	1,584	1,665	1,750
Total	37,561	49,015	86,485	129,286	193,683	278,899

Source: CO₂ emissions reduction potential in Vietnam, IE - January 2011

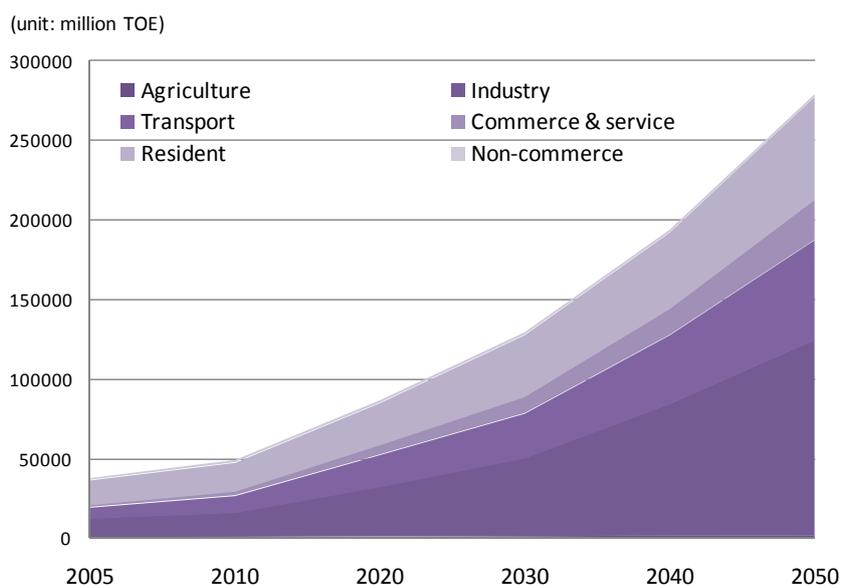


図 2.4-1 Energy demand of sector upto 2050 (unit: million TOE)

エネルギー消費量のセクター別構成比をみると（図 2.4-2）、2005 年では民生用の全体消費に占める割合が 42%と最も高いが、将来的には工業用が著しく増加し、2030 年には全体の 38%を工業用が占める見込みである。

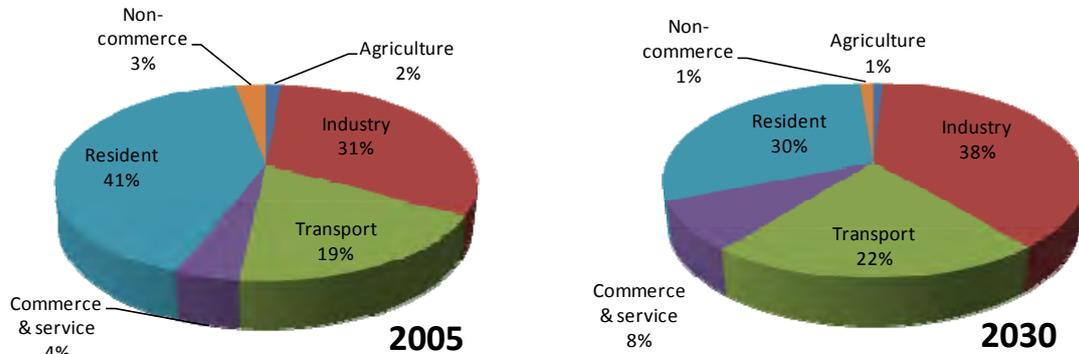


図 2.4-2 Composition of energy demand by sector in 2005 and 2030

2.4.2 「ベ」国全体における CO₂ 排出量の見通し

IE による 2005 年の「ベ」国全体の CO₂ 排出量は約 7,600 万トンと推計されている。経済の発展に伴い、2030 年には約 5 倍の 3 億 8,880 万トンに達する。排出元としては、産業、輸送及び電力がその大部分を占めている。

表 2.4-2 Estimate of CO₂ emissions from sectors in Vietnam (unit:1000ton)

Year	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Industry	24,755	35,598	48,127	64,336	70,631	91,524
Agriculture	1,386	1,479	1,758	2,084	2,437	2,914
Transport	18,969	30,884	43,839	62,594	86,311	124,370
Commerce and service	4,354	6,002	8,067	9,832	12,141	14,597
Residential	4,861	5,767	6,414	7,823	9,285	9,943
Power sector	21,527	39,792	63,107	73,449	94,760	145,484
Total	75,852	119,522	171,312	220,118	275,565	388,832

Source: The study on CO₂ reduction potential in energy activities in Vietnam, Institute of Energy in 2005

2.4.3 電力需給の見通し

「ベ」国では急増する電力需要に対応するため、MOIT と IE により電源開発計画「第 7 次マスタープラン」の策定が進められており、2011 年 5 月現在、政府審査中である。IE によるドラフトでは、今後の電力需要は急激に伸び、2030 年には、2010 年に対して電力需要が 7.0 倍、発電電力量および最大電力が 6.9 倍になると予測されている（表 2.4-3、図 2.4-3）。

計画策定期間（2010 年から 2030 年まで）の各予測値の年平均増加率は、いずれも約 10%が見込まれている（表 2.4-4）。5 年ごとの増加率を見ると、特に前半の 10 年間は 10%を上回る高い増加率となっており、早急な電源開発が必要である。

表 2.4-3 The result on electrical demand forecast the whole country to 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
Demand(GWh)	87,665	169,821	289,882	430,867	615,205
Generation(GWh)	100,880	194,304	329,412	489,621	695,147
Pmax(MW)	16,048	30,803	52,040	77,084	110,215

Source: First Draft of PDP VII (IE)

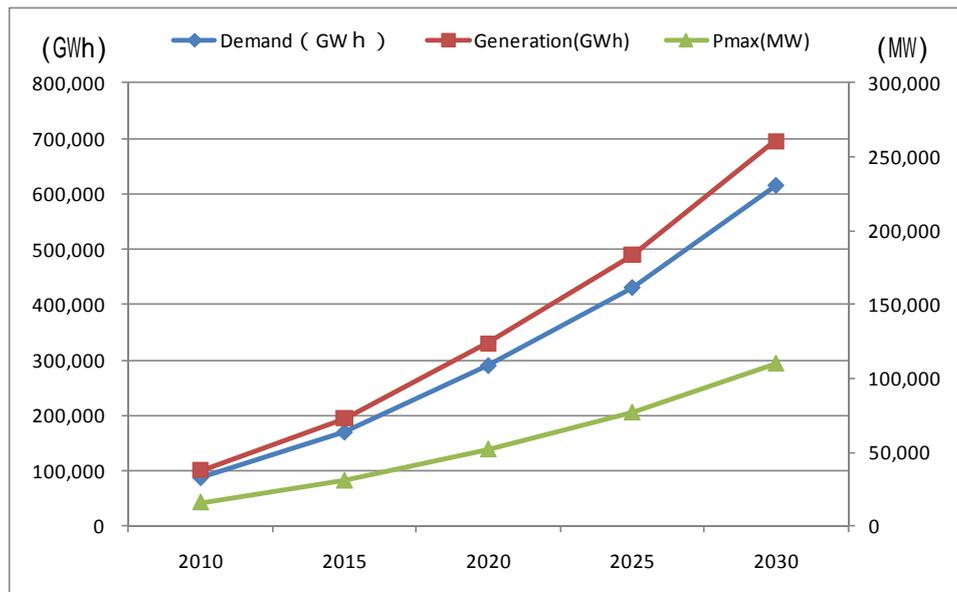


図 2.4-3 The result on electrical demand forecast the whole country to 2030

表 2.4-4 Annual average growth rate of demand forecast

	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	2010-2030
Demand(GWh)	14.1%	11.3%	8.2%	7.4%	10.2%
Generation(GWh)	14.0%	11.1%	8.2%	7.3%	10.1%
Pmax(MW)	13.9%	11.1%	8.2%	7.4%	10.1%

Source: First Draft of PDP VII (IE)

2.4.4 発電計画

(1) 第6次国家電源開発計画 (PDP6) の実績

2006年から2010年の最大需要と発電設備容量の実績値を表2.4-5、図2.4-4に示す。予備率 (Installed capacity / Peak Demand - 1) は、2010年で31.9%と見込まれているものの、北部のHoa Binh水力発電所(1,920MW)は、湯水期には出力が200MW程度低下するケースが見られる(2006年JICA報告書)。このため実質の予備率は20%を下回っており、需給運用を厳しいものになっている。

表 2.4-5 Actual Installed capacity and Peak Demand (2006-2010)

Year	2006	2007	2008	2009	2010 (estimate)
Capacity	12,270	13,513	15,697	18,201	21,163
Peak Demand	10,187	11,286	12,636	13,867	16,048
Reserve	20.4%	19.7%	24.2%	31.3%	31.9%

Source: IE

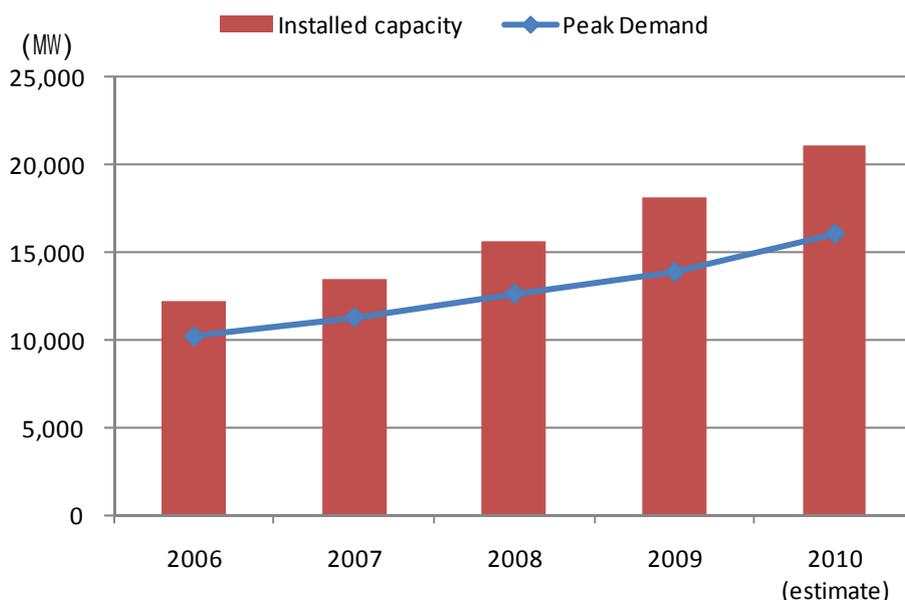


図 2.4-4 Actual Installed capacity and Peak Demand (2006-2010)

PDP6 は、湯水期における水力発電所出力が実態に合わせた形で策定されているものの、発電所の建設は遅れが目立っている。2006 年から 2010 年までの間で、14,581MW の発電設備を開発する計画であったが、実際には約 6 割に相当する 9,055MW しか開発できない見込みである(表 2.4-6)。電源開発の遅れは需給ひっ迫の主要因となっており、ベース電源として安定した出力の得られる石炭火力の開発は急務である。

表 2.4-6 The Comparison of the Power Outputs between the Power Generation Plan in 2006 to 2010 on PDP6 and the Actual Implementation

Year	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Approval on PDP6 (MW)	861	2,096	3,271	3,393	4,960	14,581
Actual implementation (MW)	756	1,297	2,251	1,789	2,962	9,055
Ratio of actual implementation	88%	62%	69%	53%	60%	62%

Source: Review of Implementation of Power Development Plan VI (IE)

(2) 第7次国家電源開発計画（PDP7）

IE による PDP7 案における発電電力量、発電設備容量の将来予測を表 2.4-7 に示す。表中の利用率はこれら予測値に基づく計算値である。全体の利用率は 50～60%で推移している。燃料別で見ると、ベース電源として期待される石炭火力は、原子力発電に次いで高い利用率が見込まれている（2030 年）。

2030 年の予備率は 24.3%であり、現在の約 30%と比べると低くなっている。しかし、石炭火力等の開発が進むことで水力の比率が低くなることから、乾季（Dry Season）においても予備率は 20%を維持できる見込みである。

表 2.4-7 Power development plan in PDP-VII (Draft January 2011)

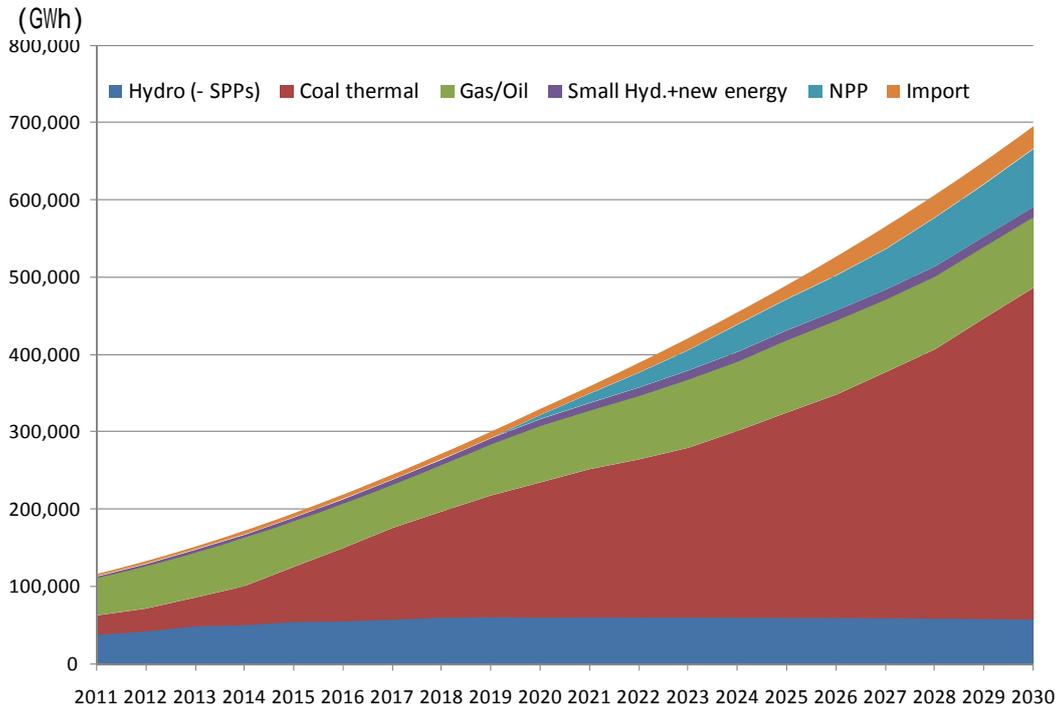
Year		2011	2015	2020	2025	2030
Generation (GWh)	Total	115,777	194,303	329,412	489,621	695,147
	Hydro (- SPPs)	37,553	54,381	59,989	59,833	57,572
	Coal thermal	25,172	71,055	174,615	265,248	428,695
	Gas/Oil	48,420	58,683	73,177	93,512	91,528
	Small Hyd.+new energy	1,970	5,325	8,894	12,976	13,343
	NPP	0	0	4,879	40,197	75,235
	Import	2,662	4,860	7,858	17,856	28,775
Peak Load (MW)		18,406	30,803	52,040	77,084	110,215
Capacity (MW)		24,607	43,132	70,115	98,010	137,780
Reserve (Dry season)		33.7%	40.0%	34.7% (22.1%)	27.1% (20.1%)	25.0% (20.0%)
Capacity (MW)	Hydro (- SPPs)	10,631	14,283	17,987	19,857	21,057
	Coal thermal	4,185	15,515	32,535	45,190	77,310
	Gas/Oil	8,362	10,582	13,625	17,525	17,525
	Small Hyd.+new energy	511	1,679	3,129	4,829	4,829
	NPP			1,000	6,000	10,700
	Import	918	1,073	1,839	4,609	6,359
Availability	Total	53.7%	51.4%	53.6%	57.0%	57.6%
	Hydro (- SPPs)	40.3%	43.5%	38.1%	34.4%	31.2%
	Coal thermal	68.7%	52.3%	61.3%	67.0%	63.3%
	Gas/Oil	66.1%	63.3%	61.3%	60.9%	59.6%
	Small Hyd.+new energy	44.0%	36.2%	32.4%	30.7%	31.5%
	Import	33.1%	51.7%	48.8%	44.2%	51.7%

Source: IE (2011.2)

(3) 発電電力量

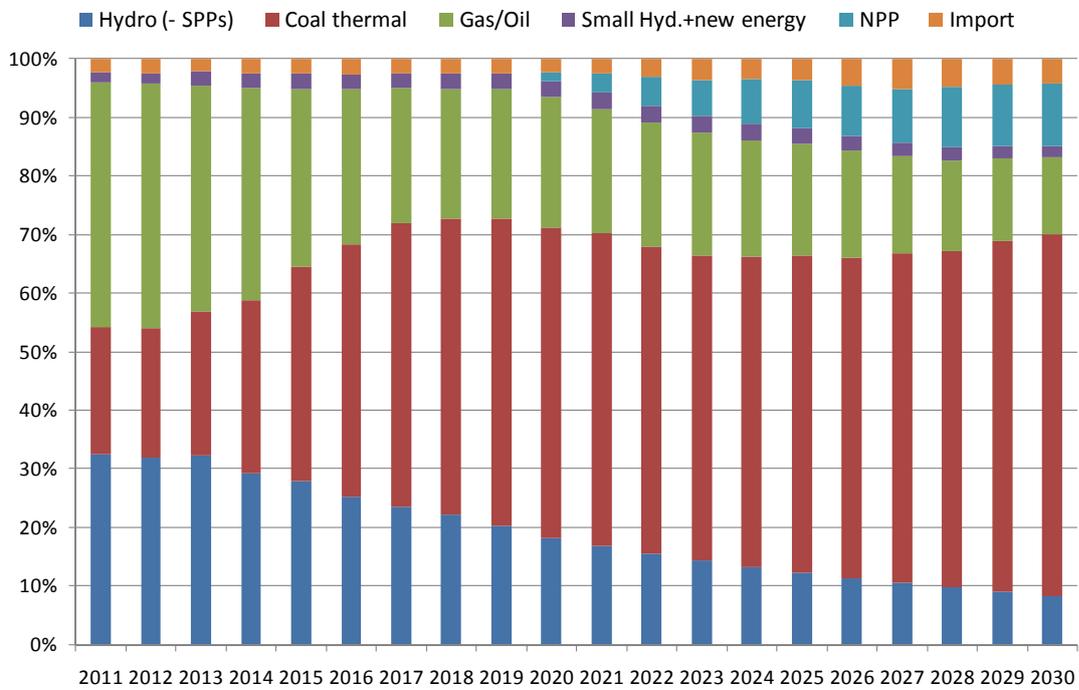
IE による電源開発計画案（2010 年 7 月）に基づく発電電力量の予測値を燃料別にみると、石炭火力による発電電力量の増加が著しい（図 2.4-5）。同じくベース電源となる原子力が運転を始める 2020 年以降は、石炭火力の増加量は若干減るものの、石炭火力の占める割合は、2011 年の 22%から 2030 年には 62%へと非常に高くなる（図 2.4-6）。原子力開発は見込まれるものの、化石燃料による発電量の割合は 2030 年には 75%へと拡大する。温室効果ガス排出抑制の観点からは、石

炭火力発電における高効率設備の導入と高効率運転の維持が求められる。



Source: IE (2010.7), JICA report 2010

図 2.4-5 Power generation forecast by fuel (2011-2030)



Source: IE (2010.7), JICA report 2010

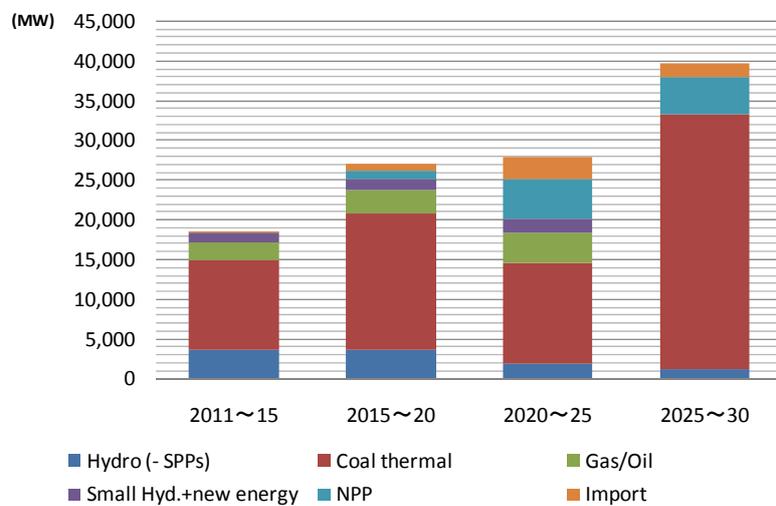
図 2.4-6 Composition of power generation by fuel (2011-2030)

(4) 発電設備

燃料別の発電設備開発量（増量分）の推移を図 2.4-7 に示す。国内の水力開発は 2020 年には頭打ちとなり、ガス火力開発も 2025 年以降は計画されていないため、石炭火力は将来にわたって電源開発の主体となっている。

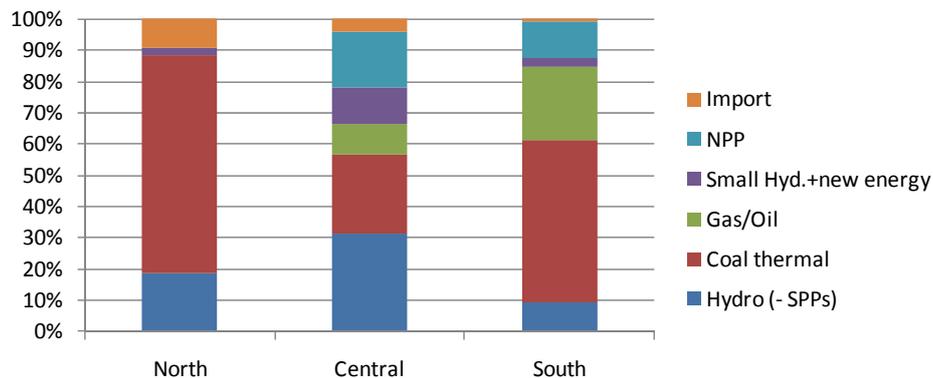
石炭資源は主に北部に存在するため、北部における国内炭による石炭火力の開発が進む。

現在石炭火力の存在しない中央部、南部では 2015 年前後から輸入炭による発電設備の導入が加速する。2030 年には、北部の 7 割、中央部、南部の 3～5 割を石炭火力が占めることになる（図 2.4-8）。EVN は、国内炭に比べ高価な輸入炭による発電設備については、経済性を高めるため超臨界圧や超々臨界圧技術による高効率設備を導入したい意向である。



Source: IE (2011.2)

図 2.4-7 Forecast of installed capacity by fuel



Source: IE (2010.7). JICA report 2010

図 2.4-8 Composition of capacity by fuel in 2030

2.4.5 電力セクターのCO₂排出量

IEによる電力セクターのCO₂排出量の予測を表2.4-8、図2.4-9に示す。電力セクターのCO₂排出量は石炭火力等化石燃料による発電量に大きく影響されている。2030年のCO₂排出量は約4億4,380万トンと推計され、2011年排出量の7.5倍にまで増加すると見込まれている。

表 2.4-8 Predicted CO₂ emissions from power sector

Year	2011	2015	2020	2025	2030
CO ₂ (1,000tons)	59,463	107,162	201,491	297,237	443,802
Generation by fossil fuel (GWh)	73,592	129,738	247,792	358,760	520,223

Note: The calculation of CO₂ emission is based on the formula:

$$CO_2 = FC * NCV * EFCO_2$$

FC: Amount of fossil fuel consumed by power plant (mass or volume unit)

NCV: Net calorific value (energy content) of fossil fuel (GJ/mass or volume unit)

EFCO₂: CO₂ emission factor of fossil fuel (tCO₂/GJ)(IPCC)

Source: SEA of PDP VII, IE (2010.7)

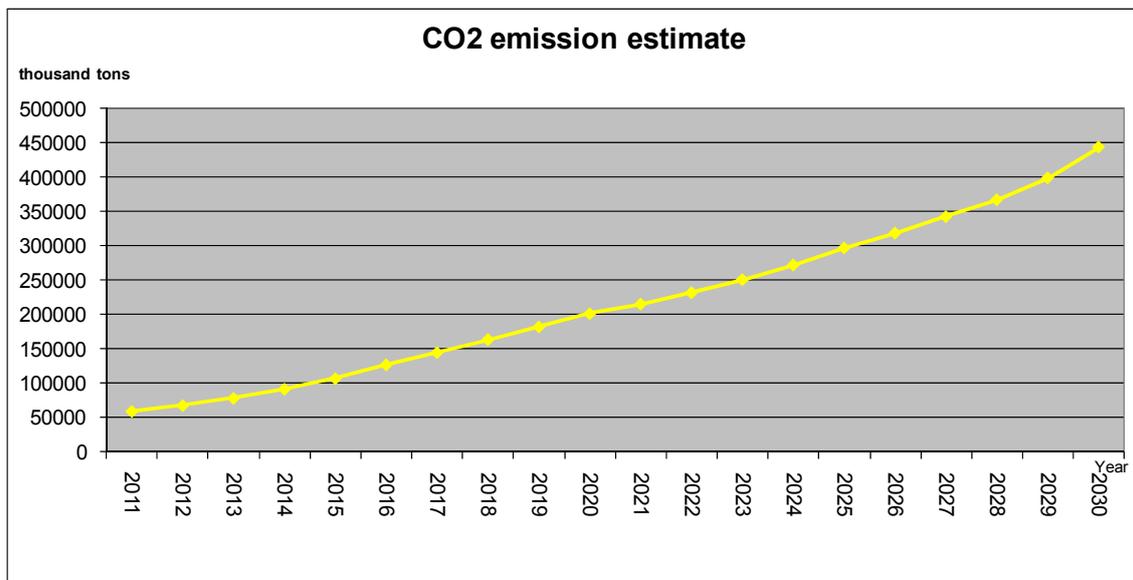


図 2.4-9 Predicted CO₂ emissions from power sector

2.4.6 石炭火力発電所のCO₂排出量の試算

(1) 石炭火力発電所建設計画

IEによる電源開発計画案(2010年7月)に基づく石炭火力発電所の計画リストを表2.4-9、表2.4-10に示す。

至近年の開発リストを表2.4-11に示す。北部での開発が大半を占めており、2014年以降で南部のプロジェクトが見られるようになる。

表 2.4-9 Coal-fired thermal power plant development plan (North & Central)

	COD	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total (Whole country)		4,035	4,855	5,975	9,325	15,185	20,945	24,405	27,565	30,820	32,205	33,560	34,760	37,160	39,860	44,860	49,720	55,360	60,680	68,980	76,980
North		4,035	4,855	5,975	7,525	10,325	13,025	14,625	15,925	17,260	18,045	18,440	18,440	19,640	20,840	22,640	25,040	27,440	30,140	33,440	37,440
Pha Lai 1	1983	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Pha Lai 2	2001	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Uong Bi	1975	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Uong Bi, MRI&2	2008	300	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Ninh Binh	1974	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Na Duong	2004	110	110	110	110	110	110	160	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Cao Ngan	2007	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Hai Phong	2010	600	600	900	1,200	1,200	1,200	1,200	1,800	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	3,000	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
Cam Pha	2010	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
An Khanh	2017	0	0	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Quang Ninh	2010	900	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Song Don	2010	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Mao Khe	2012	0	220	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440
Luc Nam	2014	0	0	0	50	50	50	50	50	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Nghi Son	2014	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Mong Duong	2015	0	0	0	0	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
Vung Ang	2013	0	0	600	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Thang Long I	2016	0	0	0	0	0	300	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Cam thinh	2019	0	0	0	0	0	0	0	0	135	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Thai Binh	2015	0	0	0	0	600	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Hai Duong	2016	0	0	0	0	0	600	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Quang Trach	2018	0	0	0	0	0	0	0	600	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Nam Dinh	2016	0	0	0	0	0	600	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Nam Dinh	2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Quyinh Luu	2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bac Giang	2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cong Thanh	2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dam Ha	2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
New Coal	2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Central		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Van Phong #3	2017	0	0	0	0	0	0	660	1,320	1,320	1,320	1,620	1,620	1,620	1,920	2,520	3,180	3,840	3,840	3,840	3,840
Van Phong #4	2018	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Coal 300 #1	2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coal 300 #2	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coal 300 #3	2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coal 300 #4	2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coal 600 #1	2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coal 600 #2	2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Source: IE (2010.7), JICA report 2010

表 2.4-10 Coal-fired thermal power plant development plan (South)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
South	0	0	0	1,800	4,860	7,920	9,120	10,320	12,240	12,840	13,500	14,700	15,900	17,100	19,700	21,500	24,100	26,700	31,700	35,700
Vinh Tan II #1	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Vinh Tan II #2	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Vinh Tan I #1	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Vinh Tan I #2	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Vinh Tan #1	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Vinh Tan #2	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Vinh Tan #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Duyen Hai I #1	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Duyen Hai I #2	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Duyen Hai II #1	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Duyen Hai II #2	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
D.Hai III.1	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
D.Hai III.2	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
D.Hai III.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Van Phong #1	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Van Phong #2	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Long Phu I #1	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Long Phu I #2	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Long Phu II #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Long Phu II #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Long Phu III.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Long Phu III.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Song Hau I #1	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Song Hau I #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Long an #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Long an #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kien Giang I #1	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Kien Giang I #2	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Kien Giang II #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kien Giang II #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kien Giang III #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kien Giang III #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Son My I #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Son My I #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Son My II #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Son My II #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tra Cu I.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,000	1,000	1,000	1,000
Tra Cu I.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,000	1,000	1,000	1,000
Tra Cu II.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,000	1,000	1,000
Tra Cu II.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,000	1,000	1,000
New Coal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,000

Source: IE (2010.7), JICA report 2010

表 2.4-11 Schedule of the Operating Project (2010-2015)

Year	Power plant	Area	Capacity (MW)	Developer
2011	TPP Cam Pha I	North	300	TKV
	TPP Quang Ninh I #2	North	300	Quang Ninh Thermal Power JSC
	TPP Hai Phong I #2	North	300	Hai Phong Thermal Power JSC
	TPP Cam Pha II	North	300	TKV
	TPP Quang Ninh II #1	North	300	EVN
2012	TPP Nong Son	North	30	TKV
	TPP Mao Khe #1	North	220	TKV
	TPP Uong Bi extension #2	North	300	EVN
	TPP Quang Ninh II #2	North	300	TKV
2013	Hai Phong 2 #1	North	300	EVN
	TPP Mao Khe #2	North	220	TKV
	TPP Vung Ang I #1	North	600	PVN
2014	TPP Hai Phong 2 #2	North	300	EVN
	TPP Nghi Son 1	North	600	PVN
	TPP Vung Ang I #2	North	600	PVN
	TPP Luc Nam #1	North	50	IPP
	TPP Vinh Tan 2	South	1,200	EVN
	Duyen Hai (Tra Vinh) 1 #1	South	600	EVN
2015	Mong Duong 1	North	1,000	EVN
	Mong Duong 2	North	1,200	AES (BOT)
	Thai Binh II #1	North	600	PVN
	Vih Tan 1	South	1,200	CSG (BOT)
	Duyen Hai (Tra Vinh) 1 #2	South	600	EVN
	TPP Long Phu 1 #1	South	600	PVN
	TPP Van Phong #1	South	660	Sumitomo(BOT)

Source: IE

(2) 石炭火力発電所 CO₂ 排出量の試算方法

石炭火力発電所からの将来にわたる CO₂ 排出量の試算は、すでに得られた発電電力量及び発電所計画に基づいて行う。計算手順は下記のとおり。

将来における各発電所発電量の推定：

各年の石炭火力発電電力量を発電所計画に基づき各発電所に割り振る。(容量按分)

各発電所の石炭消費量の推定：

各発電所の発電量から以下の計算式により消費量を計算する。

$$\text{石炭消費量} = \text{発電電力量} \times 3600 / (\text{熱効率} \times \text{石炭発熱量})$$

各発電所の CO₂ 排出量の試算：

各発電所の消費燃料から以下の計算式により CO₂ 排出量を計算する。

$$\text{CO}_2 \text{ 排出量} = \text{石炭消費量} \times \text{石炭発熱量} \times \text{排出係数}$$

「熱効率」は、調査対象発電所（Ninh Binh、Pha Lai、Uong Bi）については、調査で得られた実績値を採用した。また、その他の発電所の「熱効率」は、調査対象のうちで最も新しいUong Bi Ext.（2009年運開）の値（35%）と同じと仮定した。

「石炭発熱量」は、調査対象発電所で使用している石炭の発熱量が大差ないことから、すべての発電所で同じ値（5,000kcal/kg）と仮定した。

「排出係数」は、表 2.4-12 より「Anthracite」の最大相当（98,538kg-CO₂/TJ）と仮定した。

表 2.4-12 石炭性状データ

		Anthracite	Coking coal	Other Bitminous	Sub-Bitminous	Lignite/Brown coal	
発熱量 as used (MJ/kg)	GCV*	最大	30.35	30.8	26.75		
		最小	29.65	27.8	23.85		
	NCV*	最大	30.35	29.8	25.50	(23.87)	(14.66)
		最小	28.95	26.6	22.60		
炭素割合-as used- (kg/kg)	最大	0.782	0.771	0.657			
	最小	0.778	0.674	0.590			
炭素割合-daf- (kg/kg)	最大	0.980	0.920	0.845			
	最小	0.920	0.845	0.810			
水分割合-as used- (kg/kg)	最大	12	9	18			
	最小	10	7	13			
CO ₂ 排出係数** (kg-CO ₂ /TJ)	最大	98,538	92,909	95,723			
	最小	94,476	94,866	94,471			

* GCV : Gross Calorific Value ; 高位発熱量 , NCV : Net Calorific Value ; 低位発熱量

** 発熱量と炭素割合から計算した値

Source : ワールド・コール・レポート , JCOAL

(3) CO₂ 排出量試算結果

IE による PDP7 案(2010年 JICA 報告書)のうちの石炭火力開発計画に基づく将来の CO₂ 排出量・石炭消費量の試算結果を表 2.4-13、図 2.4-10、図 2.4-11 に示す。

国全体の 2011 年から 2030 年における CO₂ 排出量総量、石炭消費量総量は、それぞれ 38 億 5,525 万トン、18 億 7,020 万トンとなった。また、EVN の発電所からの CO₂ 排出量総量、石炭消費量総量は、それぞれ 17 億 1,302 万トン、8 億 3,099 万トンとなった。

なお、2025 年以降に建設される発電所は所有者の情報がないため、EVN の所有する発電所は、2025 年以前の傾向から想定した。

表 2.4-13 Result of annual CO₂ emission of coal-fired thermal power plants

Year		2011	2015	2020	2025	2030
CO ₂ (1,000tons)	Total	26,802	72,938	178,098	269,334	434,964
	EVN	20,290	38,457	81,820	109,206	183,003
Coal fuel consumption (1000tons)	Total	13,002	35,404	86,396	130,655	211,003
	EVN	9,843	18,656	39,691	52,976	88,776
Generation by fossil fuel (GWh)	Total	25,172	71,055	174,615	265,248	428,695
	EVN	18,747	36,990	79,622	107,258	180,099

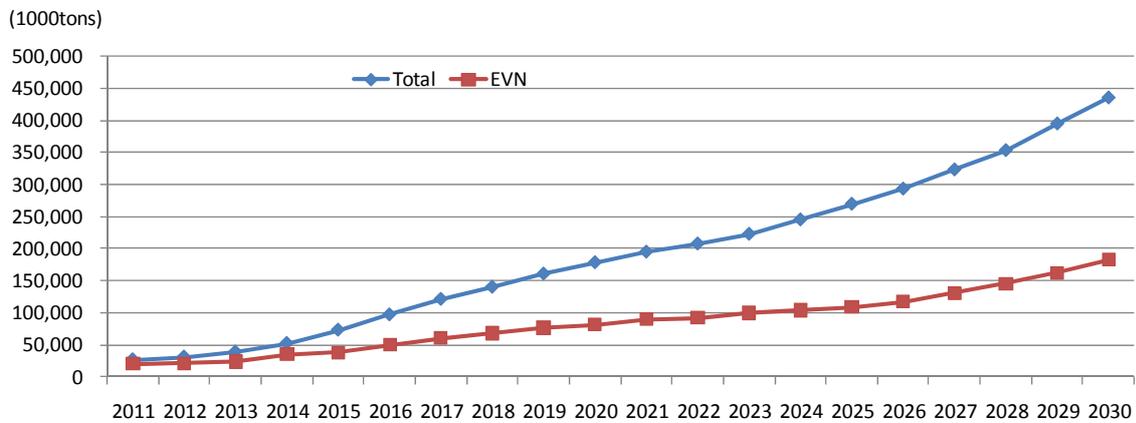


图 2.4-10 Result of CO₂ emission of coal-fired thermal power plants

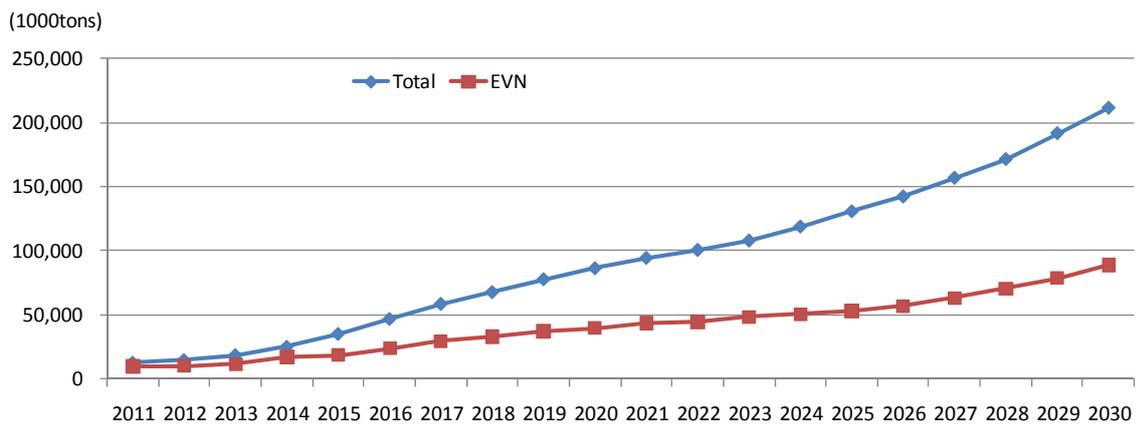


图 2.4-11 Result of coal fuel consumption

2.5 温室効果ガス抑制の動向、法的枠組みの調査・分析

2.5.1 温室効果ガス排出抑制にかかる世界各国の動向

(1) 国際的枠組みと交渉の現状

地球温暖化防止の観点から温室効果ガスの排出を抑制するための国際的枠組みを設定した条約が、気候変動に関する国際連合枠組条約 (United Nations Framework Convention on Climate Change; 以下 UNFCCC) であり、UNFCCC の条約交渉の討議を行う場が締約国会議 (Conference of the Parties; 以下 COP) である。京都で開催された COP3 において採択された京都議定書に従い、各国の温室効果ガス削減目標が定められ、特に排出量の国際的取引については京都メカニズム (共同実施 [Joint Implementation; JI]、クリーン開発メカニズム [Clean Development Mechanism; CDM]、排出量取引 [Emissions Trading; ET]) が実施されている。

JI とは、温室効果ガス (Green House Gases; GHGs) 排出量の上限が設定されている附属書国 (先進国) 同士で GHGs 排出削減または吸収増大プロジェクトを実施し、その結果生じた排出削減量 (または吸収増大量) に基づいてクレジットが発行される仕組みであり、京都議定書第 6 条により規定されている。JI で発行されるクレジットは、排出削減単位 (Emission Reduction Unit; ERU) とよばれる。ERU は数値目標が設定されている先進国間で移転されるため、先進国全体としての総排出枠の合計は変わらない。

CDM とは、附属書 国が投資国として関与し、GHGs 排出量の上限が設定されていない非附属書国 (途上国) において排出削減プロジェクトを実施し、その結果生じた排出削減量が認証排出削減量 (Certificate Emission Reduction; CER) として発行される仕組みである。京都議定書第 12 条により規定されている。非附属書 1 国に排出削減義務がないことから、CER が移転されることで、附属書 1 国の総排出枠は増えることとなる。ホスト国側には、事業の投資、技術移転等のメリットがある。

ET とは、排出削減目標を達成するために附属書 国同士が排出割当量またはクレジットの取得・移転を行う仕組みであり、京都議定書第 17 条に規定されている。ある附属書 1 国 (A 国) の実際の GHGs 排出量が割当量以下となった場合、余った割当量単位 (Assigned Amount Unit; AAU) を排出枠の増加を希望する B 国に移転することができる JI と同じく附属書 1 国間の取引であるため、附属書 国内での総排出枠に変化はない。

京都議定書の第一約束期間は 2008 年～2012 年であり、2013 年以降の活動をどうするかが現在議論されている。京都議定書には大きな問題点がある。1 つは、議定書により排出削減義務を負っている国の温室効果ガス排出量が、2008 年実績においても全世界排出量の 27.4% に過ぎず、また、全世界排出量の 22.3% を占める中国に排出義務がなく、19.0% を占める米国が議定書を批准していないため、義務国が排出抑制を実施しても地球規模での温暖化防止効果が十分得られないという点である。もう 1 つは、一部の国のみが排出義務を負うということは、その一部の国だけに経済的負担がかかるということであり、これは当該国の産業や国民生活にも多大な影響を与えるということになる。

このような観点から、現在ポスト京都に向けた議論が活発に行われている。2009 年 12 月にデンマークのコペンハーゲンで COP15 が開催されたが、この時は先進国と途上国が真っ向から対立した。京都議定書において非附属書 1 国に該当し温室効果ガス排出削減義務がない途上国は、当然のごとく議定書の延長を希望し、過去に温室効果ガスを排出してきた先進国はさらなる大幅削減を行い、途上国に資金・技術移転を求めた。一方、先進国側は大排出国である米国ならびに中

国をはじめとする主要途上国に排出削減を要求した。結局最終日前にコペンハーゲン合意文書が作成されたものの完全合意にはいたらず、コペンハーゲン合意に「留意する」ということを採択して COP15 は閉会した。

しかし、2010 年 11 月 29 日～12 月 10 日にメキシコのカンクンで開催された COP16 では、米国や途上国の具体的排出行動を求める先進国と、京都議定書ベースの先進国の排出削減や技術協力を求める途上国との溝はなかなか埋まらなかったものの、COP15 で「留意する」に止まったコペンハーゲン合意の内容について「合意」するなど前進が見られた。COP16 で採択されたカンクン合意の概要は以下のとおりである。

- ・ 地球全体の平均気温上昇を産業革命以前に比べ 2 未満に抑える。
- ・ 京都議定書の第一約束期間（2008 年～2012 年）と 2013 年以降の第二約束期間に空白期間を作らないよう、出来る限り早く結論を出す。
- ・ 議定書締約国には 2013 年以降の削減目標に同意しなくてよい権利がある。
- ・ 先進国は温室効果ガス排出量を 2020 年までに 1990 年比 25～40%削減しなければならないと認識する。
- ・ 2050 年までの世界全体の削減目標を COP17 で検討する。
- ・ 「コペンハーゲン合意」に基づき先進国と途上国が提示した国別の排出削減目標と排出抑制行動に留意する。
- ・ すべての国を対象とした一つの削減枠組みに関して、法的拘束力の有無を含めた協議を継続する。
- ・ 先進国は排出削減目標を掲げ、排出量を毎年報告して国際的な検証を受ける。
- ・ 途上国も 2020 年までに何も対策をとらない時の排出量からの削減目標を自主的に掲げ、達成状況を 2 年に 1 度報告して国際的な検証を受ける。
- ・ 途上国の排出削減を支援するグリーン気候基金（Green Climate Fund）を設立する。
- ・ 温暖化被害対策の多国間協力の枠組み「カンクン適応フレームワーク」を新設する。

京都議定書第二約束期間についての具体事項や新しい枠組みについては COP17 での議論になりそうであるが、とにかく全世界を挙げて（京都議定書批准国以外も）温室効果ガス排出抑制に取り組んでいくことで合意が得られたとあってよい。途上国は依然拘束力のある枠組みによる排出削減義務を受け入れる段階にはないが、自主的目標に従い排出緩和策を実施していくことが明確になった。

表 2.5-1 に、主要国の排出削減の目標値を示す。

表 2.5-1 主要国の温室効果ガス排出削減目標値

	基準年	中期目標	備考
日本	1990	25%	
EU	1990	20～30%	
米国	2005	17%	
カナダ	2005	17%	
豪州	2000	5～25%	
ニュージーランド	1990	10～20%	
ロシア	1990	15～25%	
ブラジル		36.1～38.9% (2020年時点BAU比)	BAU: Business as Usual
韓国		30% (2020年時点BAU比)	
中国	2005	40～45% (GDP原単位ベース)	2020年まで8%成長すると排出量は2005年比1.9倍。2015年以降6%成長とすると排出量2005年比1.7倍
インド	2005	20～25% (GDP原単位ベース)	2015年まで7%成長、以降6%成長とすると排出量は2005年比2.1倍

CDM プロジェクトを実施するためには、そのプロジェクトの温室効果ガス削減活動が正当であることを示すため、その方法論が CDM 理事会に認められたものである必要がある。現在石炭火力発電に関するもので、方法論として認められているものを以下に挙げる。

- ・ ACM0013: 低 GHG 排出強度技術を用いたグリッド接続新規化石燃料火力発電施設のための統合方法論
 - 当該プロジェクト活動が、そのプロジェクト活動が無い場合に利用されているであろう化石燃料よりも高効率の発電技術（例えば超臨界石炭火力発電）を利用する、グリッドに接続する新規の化石燃料火力発電施設の建設及び稼働であることが求められる。
 - ベースライン燃料が、当該ホスト国にある施設の総発電量の50%以上であることが必要。
 - 新規発電施設についてのみ適用可能であり、既存施設の改修については新方法論の提出が必要になると思われる。
- ・ AM0056: 化石燃料燃焼型蒸気ボイラーシステムにおけるボイラー更新又は修繕によるエネルギー効率改善（燃料転換を伴う場合も含む）
 - 既存ボイラーの更新、改修あるいは化石燃料の転換。国家規制で既存装置の更新又は改修が義務付けられていないことが前提。
- ・ AM0062: タービンの改修による発電施設のエネルギー効率改善
 - 既存の化石燃料発電施設においてエネルギー効率改善のために設計改善された部品を使用し、蒸気タービンとガスタービンを改修するプロジェクト活動に適用可能。
 - バイオマス、廃熱利用は不可。施設で発電された電力はすべてグリッド供給される必要

がある。

石炭火力発電に関するものは審査が極めて厳しく、上記方法論に基づく CDM プロジェクトもあまり承認されていない。2010 年 3 月時点で、ACM0013 で 4 件の承認プロジェクトがあるが（表 2.5-2）、AM0056、AM0062 については 1 件も承認されていない。また、ACM0013 についても、前述のとおり対象は当該国で総発電量の 50%以上が石炭発電である必要あり、実質中国・インド以外の国への適用が難しくなっている。

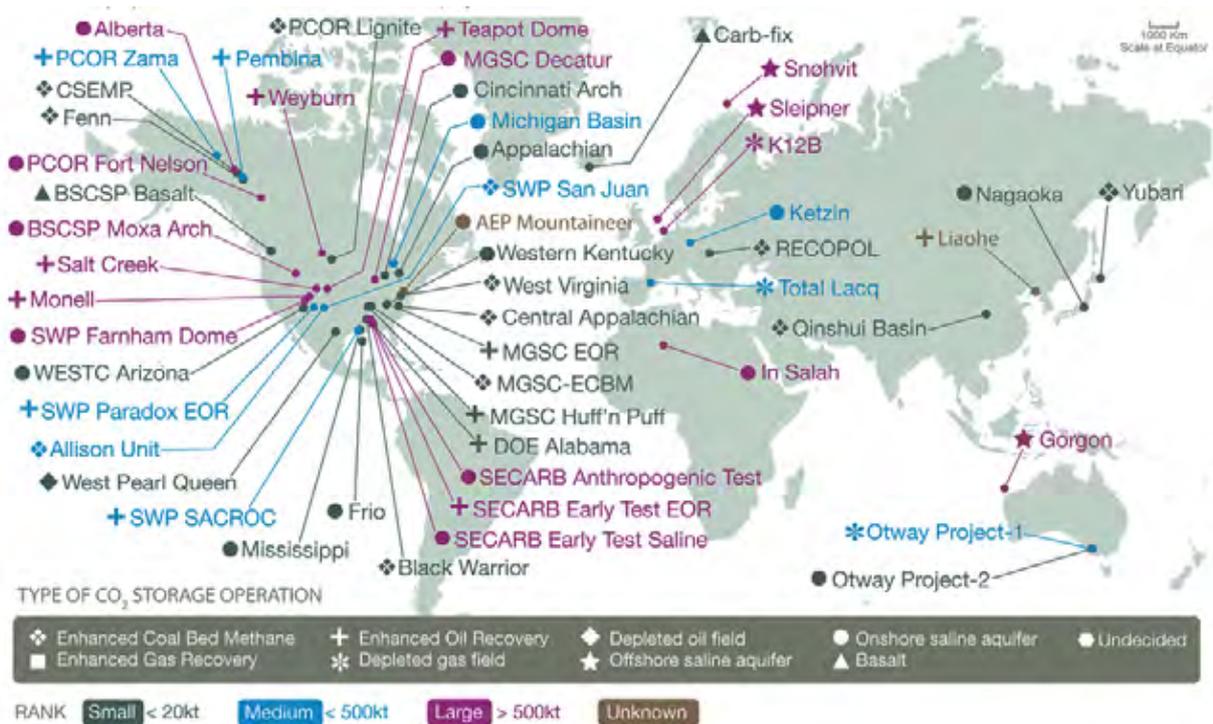
表 2.5-2 国連 CDM 理事会登録済みの ACM0013 プロジェクト

プロジェクト名	登録日	ホスト国	関係国	排出削減量予測 (tCO ₂ /年)
少 GHG 集約技術を利用した上海外高橋石炭火力発電プロジェクト	2010 年 12 月 24 日	中国	英国	305,783
インド、Tirora におけるエネルギー効率発電	2010 年 11 月 30 日	インド		1,193,017
Sasan Power 社超臨界技術による温室効果ガス排出削減	2010 年 10 月 21 日	インド		2,245,875
インドグリッド接続効率発電プロジェクト	2009 年 12 月 16 日	インド		1,839,516

出典：京都メカニズム情報プラットフォーム

COP16 においては、CCS (Carbon Capture & Storage ; 二酸化炭素回収貯留) を CDM として認めるという決定がなされた。CCS が CO₂ の大気放出抑制に有効であることが認められたわけである。これから認証のための方法論を構築して行く必要があるが、石炭火力発電と CCS の組み合わせで今後プロジェクト申請がなされていく可能性は十分ある。

CCS には CO₂ の回収、輸送、貯留の 3 つの工程があり、各々について研究開発が行われている。世界の CCS プロジェクトを図 2.5-1 に示す。



出典：Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO2CRC) Web

図 2.5-1 世界の CCS プロジェクト

主な CCS プロジェクトについて以下に述べる。

- Sleipner Project**

Sleipner はノルウェーの Stavanger 沖 240km、北海にある大規模天然ガス田であり、1993 年から原油・天然ガスを生産している。このガス田で生産される天然ガスには CO₂ が 9%含まれているが、この CO₂ を分離回収し、年間 100 万トンの CO₂ を帯水層へ貯留している。このプロジェクトは、気候変動の緩和のために CO₂ を商業規模で貯留した世界初のプロジェクトである。
- Weyburn Project**

カナダのサスカチュワン州の Weyburn 油田は 1954 年に発見された歴史のある石油生産地である。2000 年 10 月から、EnCana 社が石油生産量の増進回収 (EOR) のために、Weyburn で CO₂ の圧入を開始した。CO₂ は米国ノースダコタ州からパイプラインで輸送され、年間約 250 万トンの CO₂ を貯留している。このプロジェクトは温室効果ガス排出削減を目的として国際的に CO₂ が取引された最初の国際プロジェクトである。
- In-Saleh Project**

アフリカのアルジェリアにおいて大規模ガス開発が行われている。この開発の一部として、生成ガスの CO₂ 分離回収と地中貯留が行われている。年間約 120 万トンの CO₂ が貯留されている。

日本においても、新潟県の長岡において帯水層への CO₂ 貯留プロジェクトが、北海道夕張にお

いて炭層へのCO₂圧入によるCCS-ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) プロジェクトが過去に実施されている。夕張プロジェクトでは、地下890mにある5~6mの炭層にCO₂を注入して炭層に吸着させ、もともと炭層中に存在しているメタンガスを回収した。CCS-ECBMはメタンガスをエネルギー資源として回収できるため、CCSのコストを低減できる特徴がある。

現在の課題としては、まず経済性が挙げられる。まだ民間企業が単独で経済性を見出せるレベルにはない。前述のWeyburn ProjectではEORによりCCSコストを削減できているが、帯水層貯留などではこの策は使えないため、税制優遇、補助金などの措置が現状では必要となる。また、貯留したCO₂が漏洩するという懸念から付近住民の反対でプロジェクト実施が困難になる事例もある。あるいは貯留したCO₂が周辺環境に影響を与えるという意見もあり、これらの課題の解決が重要である。

(2) 各国の動向

<米国>

コペンハーゲン合意に基づき登録された目標値は、2020年排出目標：2005年比17%程度。ただし、成立が想定される米国エネルギー気候法に従うもので、最終的な目標は成立した法律に照らして事務局に対して通報される。

2010年5月12日、民主党のケリー議員と無所属のリーバーマン議員がケリー・リーバーマン法案を上院に提出した。ただし現在上院の民主党議席が絶対安定多数の60から59に減少しており、また、もともと共同作業を行っていた共和党のグラハム議員が共同提案より撤退し、共和党の支持が得られる見通しが低くなったため、上院通過は困難であると思われる。

<EU>

削減目標値は1990年比20%、あるいは30%(2012年以降のグローバルで包括的な合意の一部として、EUは、他の先進国が同等の排出削減にコミットし、途上国が責任と能力に応じて適切な貢献をすることが合意された場合)である。

2010年3月の環境相理事会及び欧州理事会では、概ねこれまでの交渉スタンスを踏襲した結論文書がとりまとめられた。京都議定書の単純延長論を唱える国がある一方、英国がインドとオフセットクレジットについての実証プロジェクトを始めるなど、京都議定書の枠組みとは異なる方向性を模索する動きもある。

EUは域内において排出量取引制度(European Union Emission Trading Scheme; EUETS)を実施中である。エネルギー部門、産業部門が対象である。現在フェーズIIが進行中(2008年~2012年)であり、これには非EUのノルウェー、アイスランド、リヒテンシュタイン、スイスも参加している。

<豪州>

削減目標値は、2000年比最低5%(無条件実行)、主要途上国が大幅削減合意、先進国が豪州同等の削減に合意の場合、15%、IEA450シナリオ合意の場合は25%。5%以上にするためには中国インド等の検証可能削減行動が必要と表明している。

豪州も国内排出量取引制度(Carbon Pollution Reduction Scheme; CPRS)を議会提出したが、産業界の反対も根強く、下院を通過するも上院で2度否決、さらに修正された法案も上院が審議

拒否し、現時点で成立は厳しい情勢である。

<カナダ>

削減目標値は2005年比 17%、ただし、米国において発効した法律で規定される最終的な経済全体の目標と一律とする。米国の参加がない国際枠組みには参加しないことを表明している。

<途上国>

中国は、2020年までにCO₂のGDP原単位ベース排出量を2005年比で40～45%、一次エネルギー消費における非化石燃料のシェアを2020年までに15%程度まで増加、2020年までに2005年比で森林面積を4,000万ヘクタール、森林保有炭素量を13億m³増加に努めることを表明している。

インドはGDPあたりの排出原単位を2020年までに2005年比で20～25%にすることを目標としている。

ブラジルは森林保全やエネルギー効率改善等の各種削減行動の結果、2020年までにBAU比36.1～38.9%削減を目標としている。

南アフリカは、現在の排出量のベースラインから2020までに34%、2025年までに42%削減する緩和策を実施する。この削減目標が達成されると、南アフリカの排出量は2020年から2025年の間にピークアウトし、約10年間の平衡状態を経て減少する見通しである。

なお、この上記4ヶ国は国の頭文字をとってBASICグループと呼ばれ、COPにおいても発言力を増してきている。

2.5.2 「ベ」国における温室効果ガス排出抑制に係る現状

(1) 「ベ」国の温室効果ガス排出量

「ベ」国は現在のところCO₂等の温室効果ガス排出量を定期的に計測しているわけではなく、従って排出量の統計も集計されていない。しかし、過去に2回データ集計をした経験があり、最近ではCOP16において報告をしている(Vietnam's Second National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change)。報告されている最新のデータは2000年のデータであり、セクター別の排出量は表2.5-3のとおりである。

表 2.5-3 「ベ」国のセクター別温室効果ガス排出量(1994年、2000年)

	1994		2000	
	排出量(ktCO ₂ e)	割合(%)	排出量(ktCO ₂ e)	割合(%)
エネルギー	25,637.09	24.7	52,773.46	35.0
産業	3,807.19	3.7	10,005.72	6.6
農業	52,450.00	50.5	65,090.65	43.1
LULUCF	19,380.00	18.6	15,104.72	10.0
廃棄物	2,565.02	2.5	7,925.18	5.3
合計	103,839.30	100.0	150,899.73	100.0

LULUCF：土地利用、土地利用変化及び林業(Land Use, Land Use Change and Forestry)

「ベ」国の GDP は 1994 年に USD162.9 億であったが 2000 年は USD311.7 億と 2 倍近くに増大しており、経済成長に伴い温室効果ガス排出量も増加し、2000 年の温室効果ガス排出量は、1994 年の 1 億 380 万 tCO₂e の 1.5 倍近い約 1 億 5,090 万 tCO₂e となった。若干割合を下げているものの、依然として最も温室効果ガスを排出しているのは農業分野である。経済成長に伴い、エネルギー分野の排出量が増加傾向にある。

2000 年のエネルギー分野における温室効果ガス排出量 52,773.46ktCO₂e のうち、5,044.41ktCO₂e は石炭等の採掘に伴い排出されるメタンガスであり、残る 47,729.05ktCO₂e は燃料の燃焼に伴い排出されるガスである。この燃焼に伴う温室効果ガスの内訳を表 2.5-4 に示す。CO₂ の排出量は、全温室効果ガス排出量の 96%以上を占めており、石炭起源の温室効果ガス排出量は全体の約 38% である。

表 2.5-4 燃焼による温室効果ガス排出量（燃料別、2000 年）

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NOx	CO	NM VOC	CO ₂ e
石油	25,426.30	1.65	0.13	145.26	485.10	92.63	25,501.25
石炭	17,879.70	4.65	0.26	49.78	69.90	7.67	18,057.95
ガス	2,607.10	0.04	0.01	5.34	0.71	0.18	2,611.04
バイオマス		62.02	0.87	21.86	1,053.45	123.91	1,572.12
合計	45,913.11	68.36	1.27	222.24	1,609.16	224.39	47,742.36

単位：1,000t

NM VOC：Non-Methane Volatile Organic Compounds（非メタン揮発性有機化合物）

NOx、CO、NM VOC は温室効果ガスの前駆物質（precursor）

IEA（International Energy Agency；国際エネルギー機関）においても CO₂ 排出量がとりまとめられているので、ここで紹介する。

IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion において推計されている、「ベ」国における CO₂ 排出量を図 2.5-2 に示す（数値は Sectoral Approach によるもの）。1990 年代より CO₂ 排出量の増加が大きくなっており、特に 2000 年以降は急激な増加を示している。1970～80 年代は概ね 2,000 万トン/年程度であったが、1995 年に 2,800 万トン/年、2000 年に 4,450 万トン/年となり、2008 年の値は 1 億 300 万トンとなっている。2008 年において「ベ」国の CO₂ 排出量は世界で 36 番目である。

その他、GDP、人口、発電量あたりの CO₂ 排出量を図 2.5-3、図 2.5-4、図 2.5-5 に示すとともに、2008 年のデータについて表 2.5-5 にまとめた。「ベ」国の 2008 年 GDP は 558 億 USD（2000 年基準）で世界 56 位であるが、GDP あたり CO₂ 排出量は世界 23 位である。これは GDP 創出のためのエネルギー消費効率があまり良くないことを意味しており、「ベ」国としては経済活動による CO₂ 排出量に関してはまだ改善の余地があるといえる。しかし、人口 1 人あたりの CO₂ 排出量は非常に少ない。また、発電量あたりの CO₂ 排出量についても、2008 年 413 gCO₂/kWh（世界 78 位）と非常に優秀な結果となっている。発電量あたりの CO₂ 排出量については、世界平均 502 gCO₂/kWh、Non-OECD 平均 567 gCO₂/kWh、OECD 平均 433 gCO₂/kWh のいずれよりも低い値であり、現時点で「ベ」国の発電部門については、水力発電など低 CO₂ 排出発電を十分に活用し、温室効果ガス排出抑制を達成しているといえよう。ただし、水力発電の開発に限界が近づいており、今後の電力需要増

加への対応には石炭火力発電が重要な役割を果たすことになるため、コスト面の要求を満たしかつ低 CO₂ 排出を達成できるような石炭火力発電の導入が課題である。

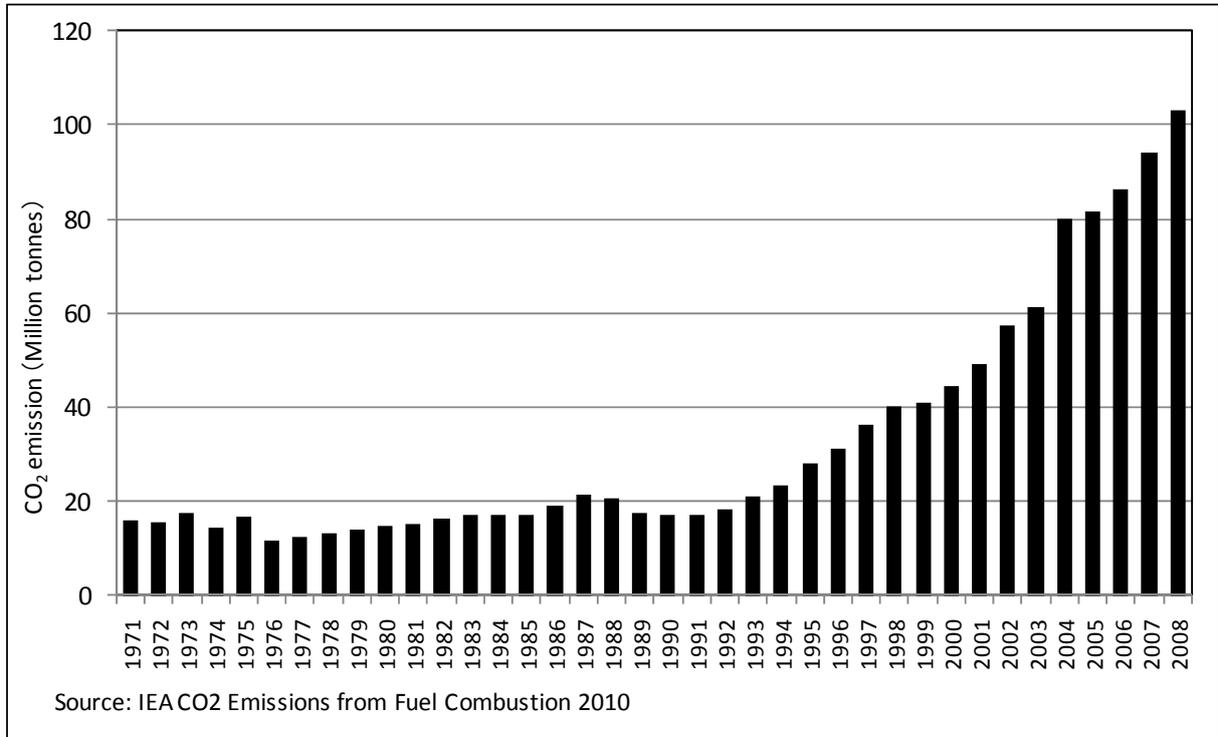


図 2.5-2 「ベ」国の CO₂ 排出量

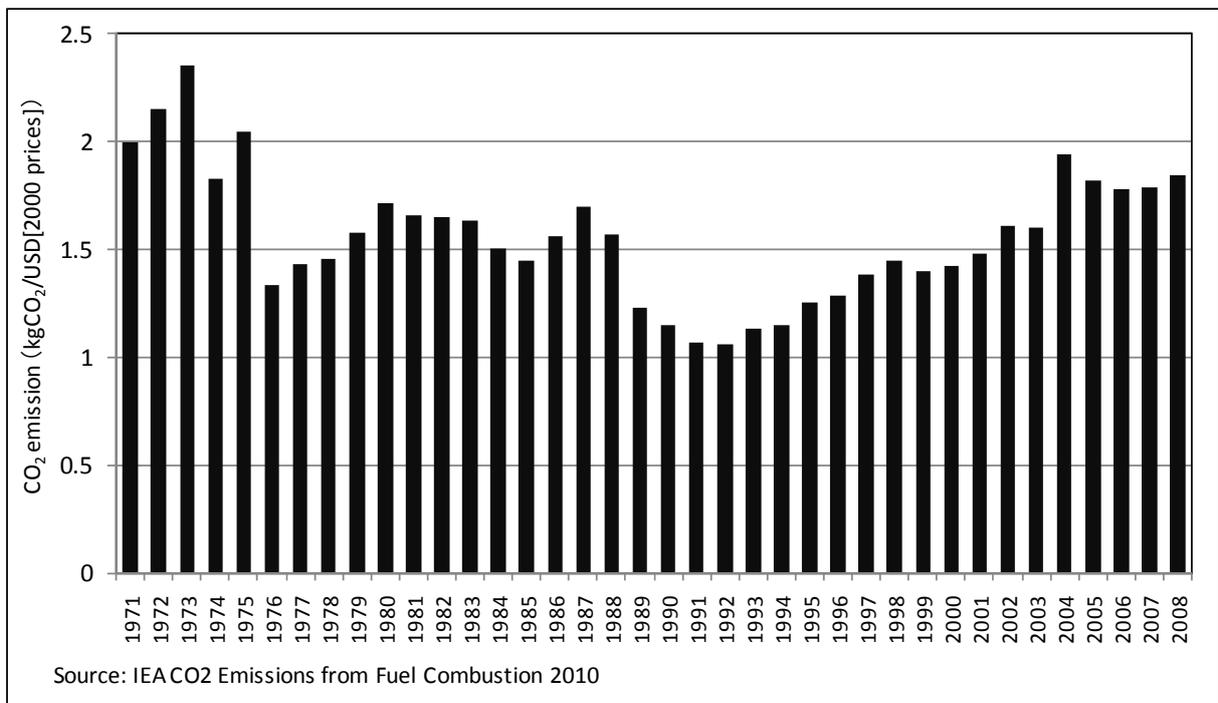


図 2.5-3 「ベ」国の GDP あたり CO₂ 排出量

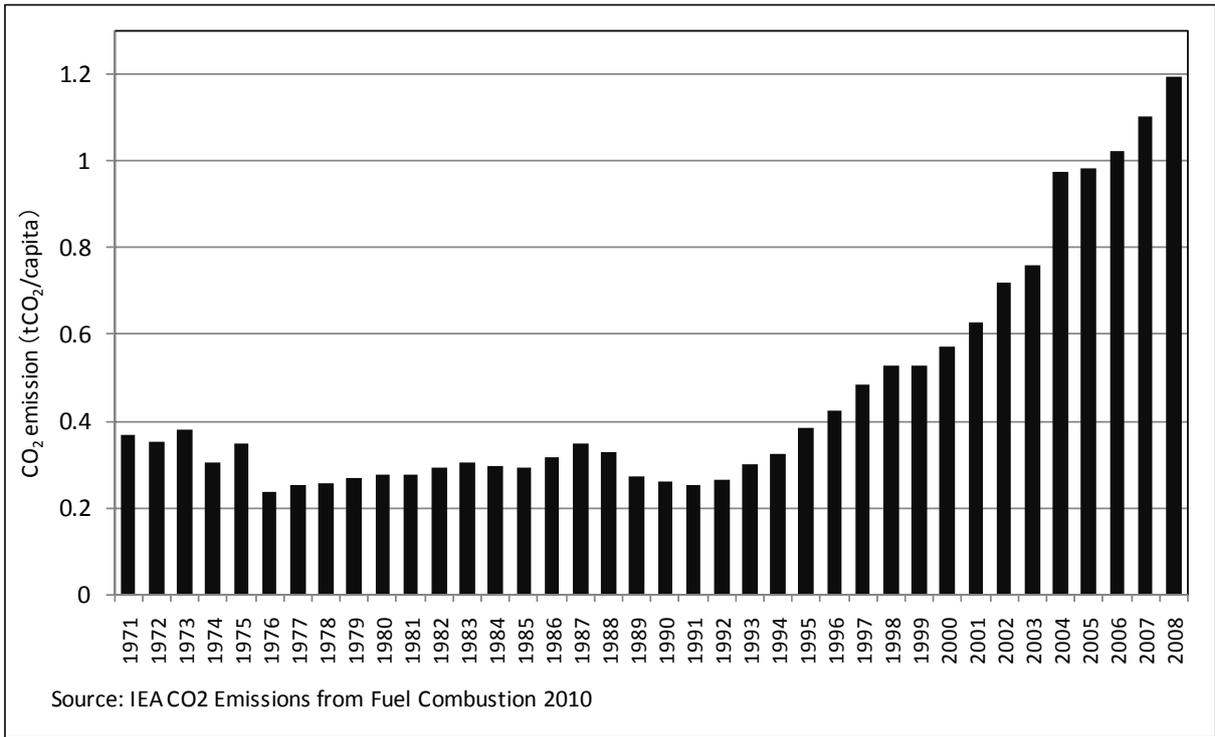


図 2.5-4 「ベ」国の国民1人あたりCO₂排出量

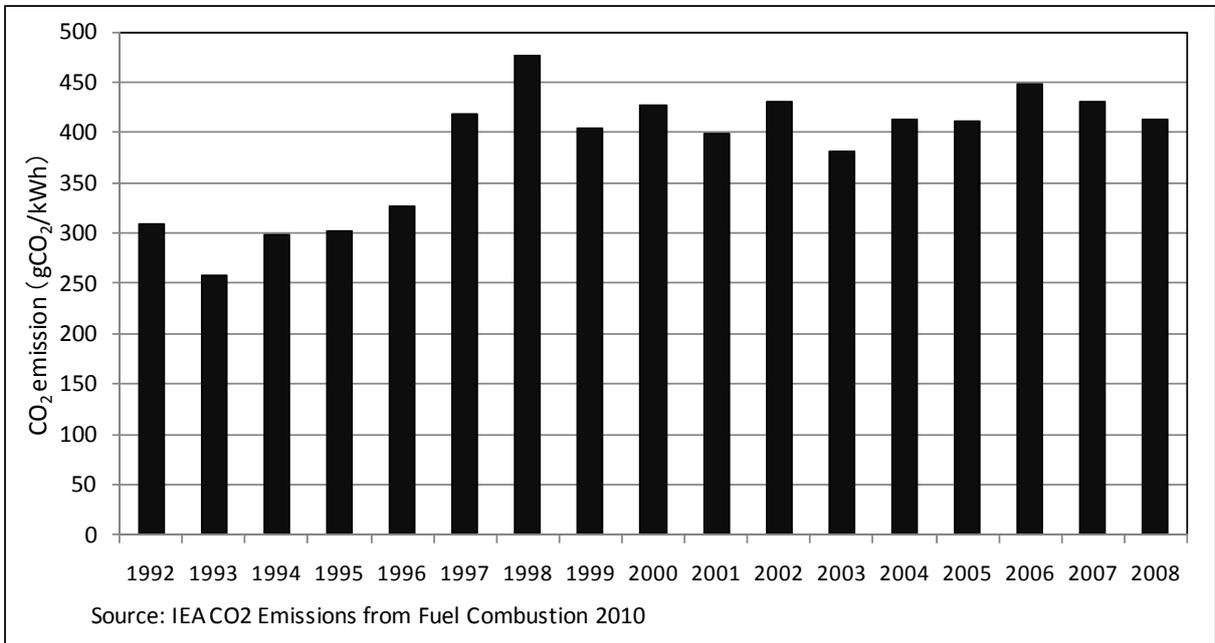


図 2.5-5 「ベ」国の発電量あたりCO₂排出量

表 2.5-5 「ベ」国のCO₂排出量(2008年)

	2008年データ	世界順位
CO ₂ 排出量	1億300万 t	36位
GDPあたりCO ₂ 排出量 (GDPは2000年USD基準)	1.85 kgCO ₂ /USD(2000 prices)	23位
人口1人あたりCO ₂ 排出量	1.19 tCO ₂ /capita	102位
発電量kWhあたりCO ₂ 排出量	413 gCO ₂ /kWh	78位

出典：IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2010

(2) 「ベ」国の温室効果ガス排出抑制対策

「ベ」国は京都メカニズムにおける CDM プロジェクトを推進しており、2011年3月現在で54件のプロジェクトが国連に承認されている(表2.5-6)。セクター別に見ると、水力発電40件、バイオガス7件、メタン回収利用3件、バイオマス利用1件、植林1件、廃ガス廃熱利用1件、風力発電1件であり、ほとんどが水力発電案件である。CDM プロジェクトを通して技術・資金援助を受け、省エネ・環境対策を進めていく意向である。

表 2.5-6 「ベ」国のCDMプロジェクト(2011年3月現在)

Ref No.	プロジェクト名	登録年/月/日	セクター	関係国	削減量予測 (tCO ₂ /年)
0152	Rang Dong油田随伴ガス回収・有効利用	2006/2/4	廃ガス廃熱利用	日本 イギリス	677,000
0435	Song Muc水力発電所再生	2006/6/26	水力発電	日本	4,306
1910	ホーチミン市Dong Thanhラント・フィルガス	2009/1/17	メタン回収利用		147,618
2228	Binh Thuan州30MW風力発電所No.1	2009/4/6	風力発電	イギリス	57,988
2363	Cao Phong地区再植林	2009/4/28	植林		2,665
2367	Phu Mau川における水力発電	2009/6/5	水力発電	スイス	13,634
2371	Muong Sang水力発電	2009/6/5	水力発電	スイス	5,008
2368	Suoi Tan社による水力発電	2009/7/27	水力発電	スイス	15,076
2372	So Lo村における水力発電	2009/8/17	水力発電	スイス	16,346
2627	Nam Pia水力発電	2009/9/5	水力発電	日本	34,103
2571	Tay Ninh省Truong Thinh澱粉工場における嫌気性ダイジェスタによる廃水処理	2009/10/20	バイオガス	日本	42,389
2572	Tay Ninh省Viet Ma澱粉工場における嫌気性ダイジェスタによる廃水処理	2009/10/20	バイオガス	日本	39,814
2891	Ta Niet水力発電	2009/11/21	水力発電	スウェーデン	10,176
1913	Ho Chi Minh市 Phuoc Hiep I衛生ラント・フィルガス	2009/11/25	メタン回収利用		132,351
2878	An Diem 2 水力発電	2009/12/14	水力発電	イギリス	39,554
2636	Nghe An省におけるメタン回収およびバイオガス利用 (AVN08-S-01)	2009/12/21	バイオガス	オランダ	51,460
2637	Nghe An省におけるメタン回収およびバイオガス利用 (AVN08-S-02)	2009/12/21	バイオガス	オランダ	31,011

出典：京都メカニズム情報プラットフォーム

表 2.5-6 「ベ」国の CDM プロジェクト (2011 年 3 月現在 ; 続き)

Ref No.	プロジェクト名	登録年/月/日	セクター	関係国	削減量予測 (tCO2/年)
2639	Lao Cai 省におけるメタン回収およびバイオガス利用 (VN08-WWS-04)	2009/12/21	バイオガス	オランダ	45,353
2638	Yen Bai 省におけるメタン回収とバイオガス利用 (VN08-WWS-03)	2009/12/22	バイオガス	オランダ	39,618
2640	Quang Tri 省におけるメタン回収とバイオガス利用 (VN08-WWS-05)	2009/12/22	バイオガス	オランダ	40,824
2971	南祇園水力発電	2010/3/07	水力発電	フランス	41,156
2978	Nam Khoa 3 水力発電	2010/3/12	水力発電	スイス	46,290
3034	Nam Khot 水力発電	2010/4/2	水力発電	フランス	27,924
3051	Yan Tann Sien 水力発電	2010/5/8	水力発電	フランス	39,751
3255	Ha Rao Quan 水力発電	2010/5/27	水力発電	イギリス	12,228
3256	Coc Dam 水力発電	2010/5/30	水力発電	イギリス	16,472
3482	Lap Vo における籾殻によるバイオマス発電	2010/8/17	バイオマス利用	ドイツ	39,506
3457	Chieng Cong 水力発電	2010/8/20	水力発電	日本	23,707
3514	Pa Khoang 水力発電	2010/8/27	水力発電	スイス	7,080
3484	Dak Ne 水力発電	2010/8/28	水力発電	ドイツ	20,594
3589	Ea Drang2 水力発電	2010/9/3	水力発電	オランダ	13,769
3505	Dak Rung 水力発電	2010/9/4	水力発電	ドイツ	17,257
3530	Son La 省における Suoi Sap3 水力発電	2010/9/11	水力発電	イギリス	27,774
3442	Nam Chien2 水力発電	2010/10/11	水力発電	イギリス	66,563
3733	Hanoi、Nam Son、Tay Mo ount でのバイオガス回収利用	2010/10/16	メタン回収利用	オランダ イギリス	373,696
3667	La Hieng2 水力発電	2010/10/27	水力発電	オランダ	30,869
3711	Thai An 水力発電	2010/10/29	水力発電	日本	180,643
3421	Song Quang 水力発電	2010/11/3	水力発電	スイス	28,135
3682	Nam Tang、Na Hau 水力発電	2010/11/6	水力発電	スイス	21,422
3745	Su Pan 2 水力発電	2010/11/27	水力発電	日本	82,363
3810	Tra Linh 3 水力発電	2010/12/2	水力発電	ドイツ	15,083
3858	Nam Ngan 水力発電	2010/12/13	水力発電	ドイツ	29,322
3872	Ngoi Phat 水力発電	2010/12/18	水力発電	イギリス	168,597
3942	Dak N'Teng 水力発電	2010/12/18	水力発電	ドイツ	27,323
3944	Dak Nong 2 水力発電	2010/12/18	水力発電	ドイツ	31,839
3396	Chau Thon 水力発電	2010/12/25	水力発電	スイス	44,076
3980	Da Den 水力発電	2011/1/8	水力発電	スイス	17,442
3532	Song Chung 水力発電	2011/1/20	水力発電	イギリス	26,337
4117	Song Ong 水力発電	2011/2/4	水力発電	デンマーク	21,416
3552	Dak Rung1 水力発電	2011/2/19	水力発電	イギリス	14,213
3557	Ngoi Hut1 水力発電	2011/2/19	水力発電	イギリス	19,267
3389	Dak Srong2 水力発電	2011/2/23	水力発電	スイス	44,466
4156	Nam Mu、Khuoi Luong 水力発電	2011/3/5	水力発電	イギリス	30,371
4259	Nam Tha 水力発電	2011/3/10	水力発電	イギリス	35,356

出典：京都メカニズム情報プラットフォーム

「ベ」国では電力不足が深刻な問題であるために電力確保が優先されがちであるが、温暖化による海面上昇に対する危機感なども持っており、「ベ」国政府はCO₂排出を抑制すべきとの認識を強く持っている。

「ベ」国には1993年に制定された環境保護法があるが、政府は2005年にこれを改正し、温室効果ガス排出削減に努力していく姿勢を示した。改正環境保護法の第84条に温室効果ガスに関する記述があり、温室効果ガス関連の統計についてMONREが責任を負うこと、CDM等海外との取引は政府首相が規定すること、国が温室効果ガス排出削減を奨励する、と明文化している。

この環境保護法と関連し、環境基準もいくつか新しく制定されている。特に火力発電所からの排出ガスに関しては、QCVN22:2009/BTNMT「火力発電産業における排出ガスに関する国家技術基準」が制定され、粉じん、NO_x、SO₂に関する最大許容濃度及びその濃度の計測方法が規定されている。QCVN22において規定されている、排出ガス濃度の最大許容量C_{max}の計算式は以下のとおりである。

$$C_{max} = C \times K_p \times K_v$$

ここで、Cは排出ガスの濃度であり、表2.5-7で規定される。K_pは発電所の設計能力により変化する係数であり、発電能力の大きさに従い0.7~1の値をとる。また、K_vは発電所の立地場所により変化する係数であり、0.6~1.4の値をとる。

表 2.5-7 火力発電所の排出ガス濃度基準

パラメータ	排出ガス濃度 C (mg/Nm ³)			
	A	B		
		石炭	石油	ガス
粉じん	400	200	150	50
NO _x (NO ₂ で計算)	1,000	650 (揮発分10%より大) 1,000 (揮発分10%以下)	600	250
SO ₂	1,500	500	500	300

出典：火力発電産業の排出ガスに関する国家技術基準 QCVN 22: 2009/BTNMT

表2.5-7にはAとBの2つの基準があり、B基準の方が厳しい。Aの基準は2005年10月17日時点で稼働している発電所に適用されるものであり、Bの基準はそれ以降に稼働している発電所、あるいは今後稼働予定の発電所に適用される。これは暫定措置であり、2015年1月1日からは、Aに該当する発電所にもB基準が適用される。

この他、QCVN05:2009/BTNMT(大気環境に関する国家技術基準)、QCVN06:2009/BTNMT(大気有害物質に関する国家技術基準)において、様々な物質の許容濃度と測定方法が定められている。

「ベ」国は国家として気候変動に対処していくために、MONREの気象・水・気候変動局が中心となり、気候変動対策に係る国家目標プログラムを作成した。このプログラムは158/QD-TTgとして2008年12月2日に首相に認可された。プログラムの概要を以下に述べる。

- ・ 気候変動対策に投資することは、持続可能発展の達成のために重要な要素である。社会、国民すべてがこの対策に協力しなければならない。UNFCCC に従い、先進国などからの支援を受け、温室効果ガス排出低減のためのプログラムを効率的に実施する。(第1条 1-1-1)
- ・ 政府が気候変動対策活動の指導を行う。特に、天然資源環境省はこの分野において政府に補助する責任を持つ(第1条 1-1-2)。
- ・ プログラムは以下のフェーズで実施される(第1条 1-1-3)
 - フェーズ1(2009-2010): 開始
 - フェーズ2(2010-2015): 実施
 - フェーズ3(2015以降): 発展
- ・ 2010年、2015年までの実施目標(第1条3)
 - 2010年までの実施目標
 - ◇ 2010~2100年までの海面上昇についてのシナリオを作成
 - ◇ 気候変動対策の基礎を固め、いくつかのパイロットプロジェクトを実施
 - ◇ 気候変動データの基本骨格を作成
 - ◇ 気候変動対策に関する体制・政策を構築、各省・セクター・地方とプログラム実施機関との協力体制構築
 - ◇ 気候変動の認識向上と人材育成を図る。国民の10%、公務員の65%の気候変動に対する認識
 - ◇ 外国・国際機関との協力関係構築、合意文書作成への貢献、CDM その他気候変動対策プロジェクトへの投資促進
 - ◇ 発展計画に対する気候変動、海面上昇影響評価の完成、法律・指針の公布
 - ◇ 各省・セクター・地方の気候変動対策行動計画完成
 - 2015年までの実施目標
 - ◇ 海面上昇についてのシナリオを更新
 - ◇ 各分野、セクター、地方における気候変動対策を作成
 - ◇ 気候変動データベースの完成、更新
 - ◇ 気候変動対策活動の体制・優先政策の確定
 - ◇ 認識向上、人材育成の発展。国民の80%、公務員の100%の気候変動に対する認識
 - ◇ 国際ドナーとの協力体制完成、効果的展開
 - ◇ 2010-2020年の発展計画に気候変動を組み込む
 - ◇ 各省・セクター・地方の気候変動対策行動計画の実行
- ・ 2009~2015年に、海外からの投資も促進させる。プログラム実施費用は約1兆9,650億 VND(うち海外50%、国内中央政府予算30%、地方政府予算10%、民間等10%)とする(第1条4)。
- ・ 気候変動対策に係る国家目標プログラムの運営委員会(委員長首相、副委員長 MONRE 大臣)、国家プログラム執行委員会(委員長 MONRE 大臣、副委員長計画投資副大臣、大蔵副大臣)を設立する。プログラムの事務所を MONRE に置く(第2条1)。
- ・ MONRE はプログラムの全体管理を行う。計画投資省は経済社会発展計画に気候変動を統合した枠組みを作り、実施を指導する。各省は各々が気候変動対策行動計画を作成し、実施する責任を持つ(第2条2)。

「気候変動対策に係る国家目標プログラム」では前述のとおり各省に気候変動対策行動計画を作成するよう求めている。MOIT は 2010 年 8 月 3 日付け 4103/QD-BCT によりこの行動計画を公布している。概要は以下のとおりである。

- ・ 気候変動は、短期的影響とともに長期的影響についても考慮が必要。今気候変動への対策を行えば、将来の被害を低減できる（1.1）。
- ・ 気候変動、海面上昇の与える影響を評価し、実行可能な対策を確定する。関連プログラムと合わせて低炭素経済発展を目指す（2.1）
- ・ 2010 年（開始段階）までの目標（2.2.1）
 - 工業・商業が気候変動に与える影響について認識し、具体的実施可能方法を検討する。
- ・ 2011～2015 年（実施段階）の目標（2.2.2）
 - 工業・商業による気候変動の認識向上、情報の普及
 - 工業・商業による気候変動、海面上昇への影響の評価を 2013 年までに行う
 - 気候変動、海面上昇により影響を受ける業界、分野が発展できるような戦略、計画の作成
 - 工業・商業による温室効果ガス排出の監視
 - 工業・商業分野の温室効果ガス排出抑制に関するパイロットプロジェクトの実施
- ・ 2015 年以降（発展段階）の目標（2.2.3）
 - 開始段階・実施段階に引き続き気候変動対策を効果的に展開する
- ・ 気候変動に関する情報を広く発信、普及させる。セミナー等により情報交換を実施する。気候変動対策プログラムにより工業・商業分野における能力向上、人材育成を行う（3.1）。
- ・ 気候変動、海面上昇により工業・商業が受ける影響を評価分析し、適応方法について検討する（3.2）。
- ・ 気候変動に関するデータベースを管理し、ベトナムに適した技術の研究開発を行う（3.3）。
- ・ 気候変動対策プログラムを展開するための法律、体制の構築（4.1）
- ・ プログラム実施予算は国家予算、MOIT 資金および ODA である。毎年国家予算から MOIT の科学技術活動予算に割り当てられる資金の一部を気候変動対策に関する研究開発に用いる（4.2）。
- ・ 工業・商業関連機関の教育により人材の能力向上を図る。また、温室効果ガスの計測等設備へ投資する（4.3）。
- ・ 低炭素排出技術、特にベトナムの条件に適応できる技術の研究に重点を置く。温室効果ガス排出のデータベース管理プログラムを作成する（4.4）。
- ・ MOIT の気候変動対策国家目標プログラム指導委員会が、MOIT の気候変動対策行動計画の内容の実施について指導する責任を持つ。指導委員会を援助するのは気候変動事務所である。その他、各局は各々割り当てられた任務を遂行する（5.1）。
- ・ 各機関や局は毎年 3 月 15 日までに、前年の実施結果を評価し、翌年の実施計画を提出する（5.2）。

このように、「ベ」国では温室効果ガス排出を抑制していくために行動を起こしており、これは非常に評価できることである。2010 年に方向性が定まったところであり、今後具体的にどのよう

な取り組みが行われるかが重要となる。

2.5.3 他ドナーによる温室効果ガス排出抑制にかかる支援状況

COP16 における「ベ」国報告に、温暖化対策関連の国際事業が含まれている。報告されている国際事業について表 2.5-8 に示す。

表 2.5-8 ベトナムにおける温暖化対策関連国際プロジェクト

プロジェクト	ドナー	実施組織
ベトナム沿岸地域の影響評価	オランダ	MONRE
水資源への気候変動影響と適応策	デンマーク	MONRE
Ho Chi Minh市の気候変動への適応	ADB	Ho Chi Minh市
アジア都市における気候変動レジリエンスネットワーク	ロックフェラー財団	Can Tho市、Binh Dinh省Da Nang省
Huong川流域の気候変動影響とPhu Vang地区への適応	オランダ	MONRE
レジリエンス向上のための気候変動適応策の開発実行	UNDP	MONRE
Quang Binh省における森林再生による気候変動適応	ドイツ	ベトナム赤十字
小・中規模水力発電による気候変動適応	デンマーク	MONRE
ベトナム - オランダ総合沿岸域管理	オランダ	MONRE
気候変動適応、低減プログラム	デンマーク	MONRE他
気候変動対策支援プログラム	日本・フランス	MONRE
CDMに関する国家戦略研究	豪州	MONRE
再生エネルギー、エネルギー効率化、温室効果ガス低減（REGA）の促進	ADB	MOIT
ベトナム畜産におけるバイオガスプログラム（Bac Ninh, Hai Duong and Nghe An省）	オランダ	MARD
東アジアにおける畜産廃棄物管理	GEF, WB	MONRE
森林破壊・劣化からの温室効果ガス排出抑制の国家計画枠組	UNDP	MARD
ベトナムにおける街灯の効率化	GEF	ベトナム科学技術アカデミー
中小企業における省エネ・効率的エネルギー利用	GEF	科学技術省
持続可能な土地・森林管理	UNDP	MARD
ベトナムにおけるCDM能力構築	オランダ	MONRE
気候変動への地域密着型適応	カナダ	Thu Thien Hue省
優先領域における能力構築への迅速融資	UNEP	MONRE
国家気候変動活動拠点の能力開発	デンマーク	MONRE
社会経済開発計画への気候変動の主流化	UNDP	MPI

表 2.5-8 ベトナムにおける温暖化対策関連国際プロジェクト（続き）

プロジェクト	ドナー	実施組織
気候変動による災害への準備	オランダ	ベトナム赤十字
地域密着型の自然災害リスク管理	オランダ	ベトナム赤十字
ベトナムにおける気候変動対応能力向上、温室効果ガスの影響低減、制御	UNDP	MONRE
ベトナム市民社会団体（CSO）の気候変動対策能力向上事業	フィンランド	CSO
MediaNet プログラム	英国	ベトナム通信社
Quang Tri省における気候変動への地域密着型適応	UNEP	ベトナム科学技術協会
UNFCCCへのベトナム情報(1)	UNEP	MONRE
UNFCCCへのベトナム情報準備活動	UNEP	MONRE
UNFCCCへのベトナム情報(2)	UNEP	MONRE
ベトナムにおける海面上昇シナリオと予想される災害リスクの低減	デンマーク	MONRE

この他、温暖化対策としては、原子力発電と CCS について、海外との協力を進めている模様である。原子力発電については、現在はまだ Pre F/S の段階であるが、ロシアの協力で 1 号機を、日本の協力で 2 号機を近い将来に建設稼働させ、将来的には総発電量の 20%を原子力発電でまかなう計画を持っている。

CCS については、現在は ADB の協力を受けて、情報収集と貯留ポテンシャルの検討を行っている。2011 年 1 月には Hanoi でワークショップが開催され、世界の CCS の現状や技術情報などについて意見交換が行われた。IE、MOIT、MONRE の関係者の話によると、「ベ」国の火力発電所は海の近くに立地しており、CCS をやりやすい条件であると政府は考えており、「ベ」国としては概ね CCS には賛成しているようである。ただし、CCS は現状ではコスト的に商用化は困難であり、まずは情報を集めて「ベ」国内でのポテンシャルの評価を進める計画を持っている模様である。現在南部の Phu My において肥料工場における CO₂ 回収プロジェクトが進行中であり、この CO₂ 回収技術は三菱重工業（株）が供与している。

第3章 石炭火力発電所における温室効果ガス排出抑制策の提案

3.1 運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言

現在、ベトナム国内における電力供給事情は非常に逼迫しており、慢性的な電力不足から、本来実施すべき定期点検のための停止期間を確保することが難しいという課題に直面しており、このため、機器が有する性能を十分に発揮できていない状況にあるということが浮き彫りになった。

ここでは、そのような事情を十分考慮しつつ、運用面から見た有効な温室効果ガス排出抑制策として、日本の火力発電所におけるエネルギー有効利用の取り組み状況とその背景、および発電所の効率的な運転を行う上での留意事項やポイントについて提案したい。

3.1.1 火力発電所におけるエネルギー使用の合理化と温室効果ガス排出抑制に対する取り組み

日本では、火力発電所を含めた工場などの事業所から排出される温室効果ガスの排出については、「エネルギー使用の合理化に関する法律」と「温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度」のふたつにより規制されている。

本レポートでは、火力発電所運用面における温室効果ガス排出抑制策として、まず、法規制の観点から、この二つを紹介するとともに、併せて、火力発電所における取組状況を説明することとしたい。

まず、「エネルギー使用の合理化に関する法律」(以下、本法律と記す)は、1970年代のいわゆる「石油危機」により、石油価格が高騰したことを受け、エネルギー供給の不安定さや高価格化に対応しつつ、経済の発展に必要なエネルギーを供給するために、エネルギー効率を改善する必要があるとの認識のもと制定された法律であり、エネルギーの効率的な利用を進め、工場、輸送、建築物及び機械器具についての効率的なエネルギーの利用に関する所要の措置、その他エネルギーの効率的な使用を総合的に進めるために必要な措置等を講ずることとし、それにより経済の健全な発展を図ることを目的としている。

その後、地球環境問題に対する認識の高まるとともに、特に二酸化炭素の排出による地球温暖化への対応が大きな課題となったことから、1997年の京都議定書の採択を受けて、1998年には本法律の一部が改正され、工業分野における規制はより厳しく、広範なものとなっている。

火力発電所を含めた工業分野における取り組みは、まず、事業者ごとにエネルギー管理体制を構築し、日々のエネルギー使用時状況を把握し、エネルギー利用の効率化策の検討し、改善に取り組むこととされている。加えて、各事業者は、年度ごとおよび中長期的な管理目標値の監督官庁への提出を求められるなど、個別事業者がそれぞれの工場においてエネルギーの効率的な利用に取り組むだけでなく、官と民が一体となってエネルギーの効率的な利用を促進することを定めている点がこの法律の特徴でもある。

本法律では、エネルギーを使用する者に対して、「エネルギー使用の合理化」(第3条の2)、各事業者のエネルギーの使用量に応じた「エネルギー利用の効率化を特に推進する必要がある工場の指定」(第6条)、および「エネルギーを消費する設備の維持」、「エネルギーの使用方法の改善及び監視」、「定期報告書の作成及び業務状況の報告にかかわる書類の作成」等を職務とする「エネルギー管理士の専任」(第7条)などにより、事業者が取り組むべき事項が定められている。

本法律にもとづくエネルギー使用の合理化を推進するための一般的な流れは、図 3.1-1 に示すとおりである。各事業者はまず適切なエネルギー管理を行うための管理組織を整備し、自らの工

エネルギー使用量を把握することから始め、エネルギー使用の合理化に日々取り組むことが求められている。

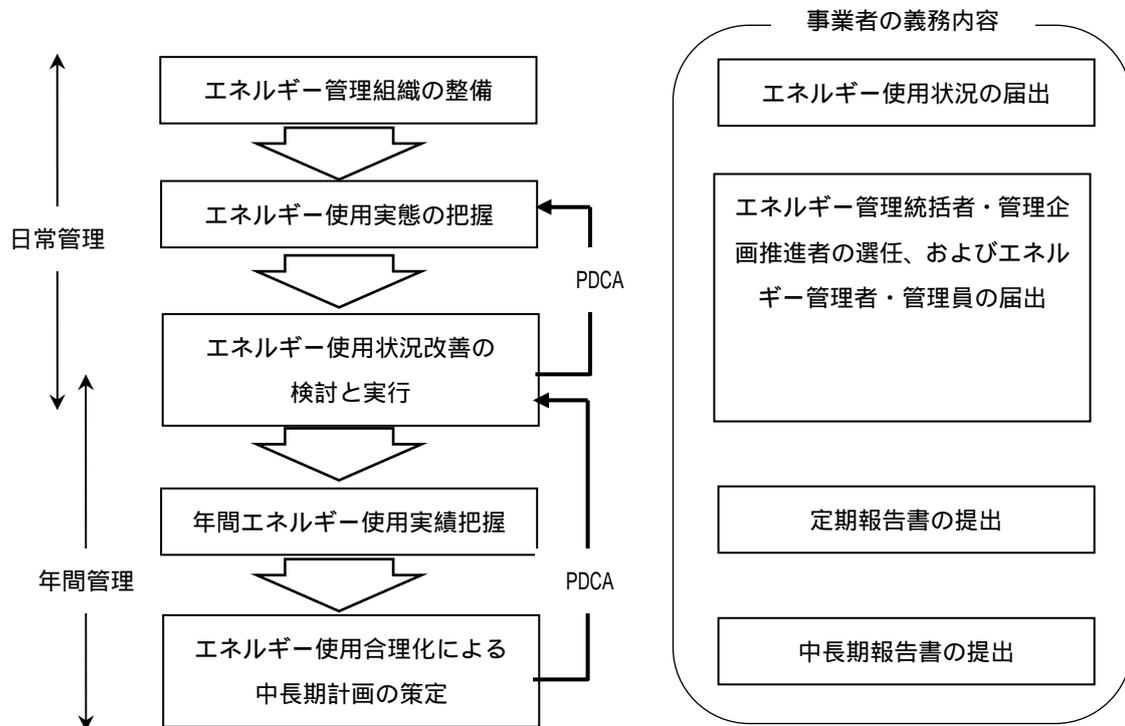


図 3.1-1 エネルギー使用の合理化に関する業務フロー(例)

一方、本法律に加えて、日本では、「温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度」(以下、本制度と記す)とよばれる制度を導入し、地球温暖化対策の推進に努めている。以下に、本制度の概要と火力発電所における取組状況を紹介する。

本制度は、温室効果ガスを一定量以上排出する事業者に対して温室効果ガスの排出量の算定・国への報告を義務付け、国が報告されたデータを集計・公表する制度であり、制度の狙いは以下の2点である。

- 排出事業者自らが排出量を算定することによる自主的取り組みのための基盤の確立
自ら関連する活動を通じて直接・間接的に排出される温室効果ガスの量を算定・把握するとともに、排出量抑制対策を自ら立案し、実施およびその効果をチェックするという、PDCAサイクルを通じた継続的な取組の推進
- 情報の公表・可視化による国民・事業者全般の自主的取り組みの推進・機運の醸成(算定・把握された排出量を国が一定のルールで集計・公表)
排出事業者自らの排出や対策の状況の認識、さらなる対策の必要性・進捗状況の把握および各事業者からの排出状況が可視化されることによる排出抑制に向けた機運の醸成・理解の増進

図 3.1-2 に本制度により事業者が行う業務のフローを示す。

また、本制度では、メタン（CH₄）、一酸化二窒素（N₂O）、ハイドロフルオロカーボン類（HFC）、パーフルオロカーボン類（PFC）、六フッ化硫黄（SF₆）も報告の対象として含まれており、燃料の燃焼過程で発生する二酸化炭素以外のガスが含まれているのも本制度の特徴のひとつである。

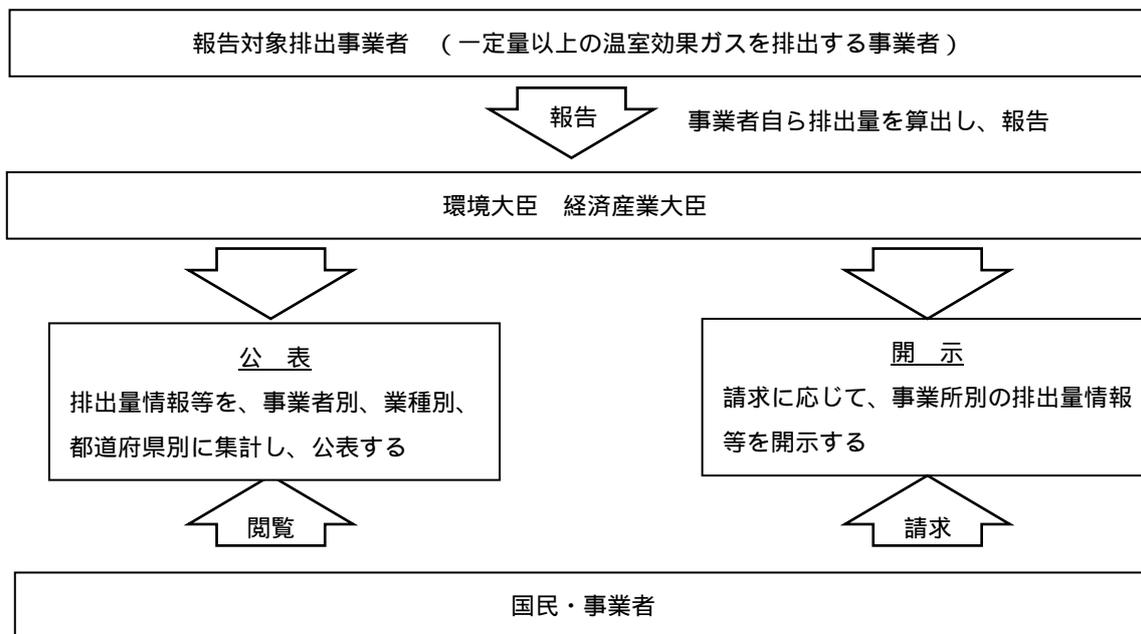
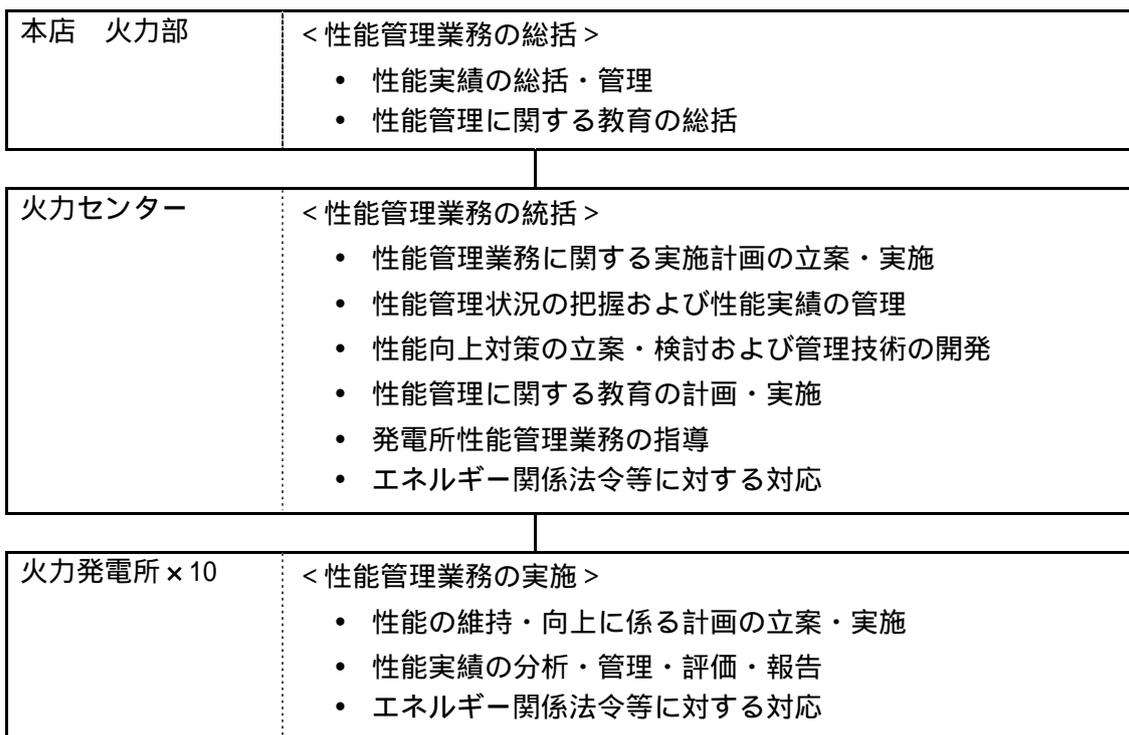


図 3.1-2 温室効果ガス排出量 算定・報告・公表制度の流れ

次に、実際の取り組みとして、中電力における実例を紹介する。

中部電力では、本店と各火力発電所を統括する組織（火力センター）および各発電所が一体となり、エネルギーの有効利用に向けた取り組みを日々行っている。各部署の役割は、図 3.1-3 に示すとおりである。

各発電所では、所長を責任者とし国家資格であるエネルギー管理者を選任した体制を構築し、各担当部署においてエネルギー利用の改善計画を策定し、継続的な省エネルギー対策を推進するために、日々の現状の把握およびデータ分析による異常の発見、改善に取り組むことに加え、エネルギーの有効利用に対する意識の高揚に対する教育にも積極的に取り組んでいる。



< 発電所内の体制 >

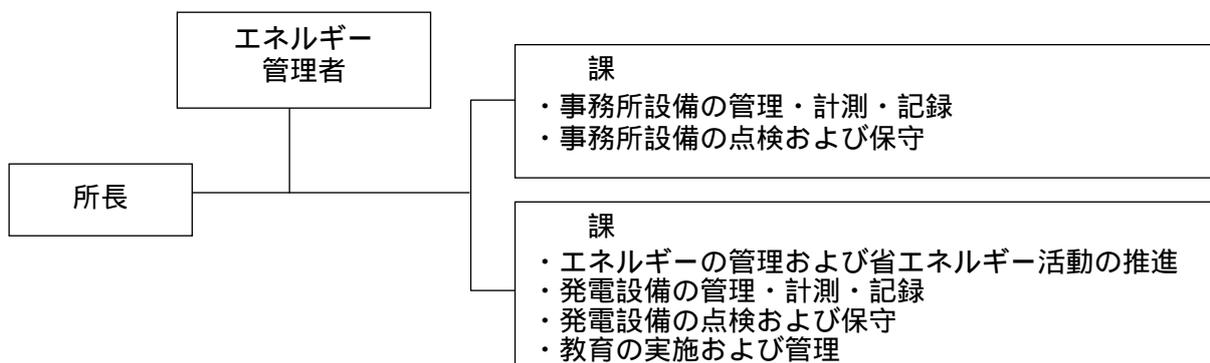


図 3.1-3 エネルギー管理体制

また、以下に、具体的な性能評価項目例を示す。

ユニット全体の性能評価項目(例)	<ul style="list-style-type: none"> 発電端熱効率、熱消費率 送電炭熱効率、熱消費率
主要機器の性能評価項目(例)	<ul style="list-style-type: none"> ボイラ効率、タービン効率、発電機効率 タービン高圧内部効率、高圧第1段内部効率、中圧内部効率 給水加熱器効率(TD) 空気予熱器温度効率、リーク O₂ 等

3.1.2 運転目標値管理の導入

今回調査した既設石炭火力発電所はいずれも機器の経年劣化やその他の課題による効率の低下は避けられない面はあるものの、温室効果ガス排出削減策のひとつとして「運転目標値管理」を提案したい。

運転目標値管理とは、各発電機出力における主蒸気温度や再熱蒸気温度などの主要パラメータについてあらかじめ目標値を定め、運転状態値と目標値を比較し、目標値と相違する場合には運転目標値に近づくように処置を行い常にユニットの効率が最も高くなるような運転をする方法である。

さらに、制御員の処置によって、運転状態と目標値とのかい離を縮小することができない場合には、その状況や原因を調査し、修理計画を立てるなどの処置について検討する。一般に、運転目標値はプラント効率が最も高くなる点を指標とするため、何らかの原因により目標値と運転状態とに差異が生じた場合であっても、ただちにプラントを停止するのではなく、ある程度運転を継続した上で目標値との差が生じた原因を調査することが可能な場合もあり、結果としてプラントの安定供給に寄与できるなどその効果は大きい。

運転目標値管理項目の一例を挙げると、表 3.1-1 のようになる。

表 3.1-1 運転目標管理項目例

項目	管理目標値	考えられる影響
主蒸気圧力	定格圧力	圧力低下により損失増加
主蒸気温度	定格温度	温度低下により損失増加
再熱蒸気温度	定格温度	温度低下により損失増加
ECO 出口ガス O ₂ 濃度	定格濃度	濃度上昇により損失増加
発電電力量	定格出力	目標値未満を損失として定義する
復水器真空度	定格値	真空度低下により損失増加
RH スプレ流量	0 t/h	スプレ注入により損失増加

具体的には、オペレータは毎正時に上記の各値を記録し、その都度、目標値とチェックを行い、目標値を外れていた場合には、適切な処置を行うことにより、運転状態を改善し、常に高い効率が得られるように運転状態を維持するようにする。

オペレータが上記の各値をチェックする際のポイントをまとめると、以下のとおりとなる。

- 発電電力量に応じた運転状態値を日ごろから把握しておく。
- 各出力帯における目標値を把握し、比較できるようにしておく。
- 運転状態値が目標値および通常値と異なる値を示した場合には、何らかの異常が発生していることも考慮の上、原因の追及を行う。
- オペレータの処置によって、運転状態と目標値の差を縮めることができない場合には、その状況や原因を調査し、保守担当部署へ修理依頼をする。

今回調査した火力発電所では、いずれも、正時ごとに主要パラメータの記録は採取しているが、この時、例えば、図 3.1-4 に示すようにその記録用紙を改善し、目標値が一目で判別できるようにすることで、記録採取時にその記録が適切かどうかを容易に判断できる。

項目	発電機出力 (MW)	主蒸気流量 (T/h)	主蒸気圧力 (kg・cm ²)	主蒸気温度 ()	給水温度 ()	復水器真空度 (mmHg)
目標値	25	32	37	450	172	716
0 : 00	25	32	36.2	442	170	690
1 : 00	25	30	36.2	440	170	690

図 3.1-4 運転ログシートの改善(例)

なお、発電電力量に応じた運転状態を日ごろから把握することは非常に大切ではあるが、運転状態の異常を早期に発見するため、概算値を求める方法を理解することも有効な手段である。以下に、中部電力における概算値算出事例を紹介する。

(例)

給水流量 発電電力量 (MW) × 3
 復水流量 発電電力量 (MW) × 2
 燃料流量 発電電力量 (MW) × 0.2
 第 N 段抽気圧力 第 N - 1 段抽気圧力 × 0.5

また、目標値を外れた場合の処置方法のひとつとして、復水器真空値管理の考え方を以下に紹介する。

復水器真空値は、通常、真空偏差値でその良否を判断する。真空偏差値が悪化する原因は、「復水器への空気の吸い込み」や「復水器細管の汚れ」等が考えられる。

一般に、復水器への空気の吸い込みが生じた場合には、真空偏差値の急激な悪化を示し、復水器細管に汚れが生じた場合には、比較的緩やかに真空偏差値が悪化する傾向を示すことが多い。

細管汚れの場合には、復水器ボールクリーニング装置によるボールクリーニング回数増加やクリーニング用ボールの材質変更(硬質ボール)などの処置を行うことにより真空値偏差が改善される場合がある。

このような措置を行っても真空偏差が改善しない場合には、ある偏差、例えば、前回ボール洗浄後の真空偏差値に達した場合に、保守部門へ細管洗浄を依頼することになる。

なお、細管洗浄は、比較的容易に真空偏差値を回復することができるため、例えば、夏期などの重負荷期前に予防保全的に実施することも電力の安定供給という観点からは有効である。

このほか、主蒸気圧力、主蒸気温度および再熱蒸気温度が目標値を外れた場合には、設定のずれや検出誤差を確認した上で設定調整を行うこととなるが、Eco 出口ガス O₂ が目標値を外れた場合には、設定調整のほかに A/B 炉で差が生じた場合に、パーナダンパ等で調整することも可能である。

3.1.3 石炭を貯蔵するうえでの管理方法

ニンビン火力発電所の使用燃料“無煙炭”は、国内北部の炭坑から河川を經由して運搬され揚貯運炭を行っている。「ベ」国北部において雨季にあたる5月から9月頃までは、屋内貯炭場に3万tの石炭を常時プールしておくことで燃料の安定供給を図っている。貯炭後に考えられる性状の変化は主に降雨による水分増加であり、水分過多によるミル温度低下を未然に防ぐためにも、石炭を貯蔵するうえで管理方法の取り決めが重要である。主な取り決め事例を、表3.1-2で紹介する。

表 3.1-2 石炭の貯蔵管理方法事例

管理種別			項目	確認内容・取り決め事例
揚炭	貯炭	送炭		
			炭鉱からの荷姿点検	石炭運搬船の雨養生カバーが確実に行われているか。
			購入燃料の性状確認	燃料状態・性状確認。購入スペックを満足しているか。
			降雨量に応じた運転	例：降雨量10分平均値2mmで揚炭一時中断、3mm/10分継続で揚炭中止・石炭船の雨養生。責任者の判断基準が末端まで行き渡っているか。
			屋内貯炭場の積付範囲	屋根内側に積付が収まり、降雨に当たらない積付範囲となっているか。
			貯炭期間の設定	積付完了から送炭までの期間短縮による性状変化の防止。
			温度監視	揮発分が低いため発熱の心配はないが、炭種変更時は特に注意が必要。
			ベルトコンベヤ状態確認	ベルト上の雨水停滞の有無確認。 空運転によるベルト乾燥状態の良否判断。
			石炭性状比較	揚炭時と送炭時の燃料状態の比較。 燃料状態に応じた運転方法の確立。

使用燃料を最適な状態で保管するためのルール作りが大切であり、高効率プラントを運転していく上では、更に細部事項まで判断基準を明確に取り決めることが必要である。

3.1.4 個別補機に対する性能管理体制の構築

火力発電所では数多くの補機が運転されており、それらが互いに影響を与え、プラント全体が運転されている。そのため、例えば、タービン本体の効率が維持された場合であっても、関係する補機の効率が低下したことにより結果として、タービン効率が低下することもある。今回調査を行った各発電所においても、毎正時に主要機器の運転状態(電流値、流量、圧力、温度等)をオペレータが記録しているおり、これらのデータを有効に活用することにより、プラントの運用改善、効率改善につながることもあるため、その一例を紹介することとしたい。

例えば、給水加熱器はタービンサイクルの熱効率に大きな影響を与える機器であり、プラント

の熱効率向上を考える上で、非常に重要な機器のひとつであるが、この給水加熱器の性能管理方法は比較的容易であるため、今回はこの管理手法を提案することとしたい。

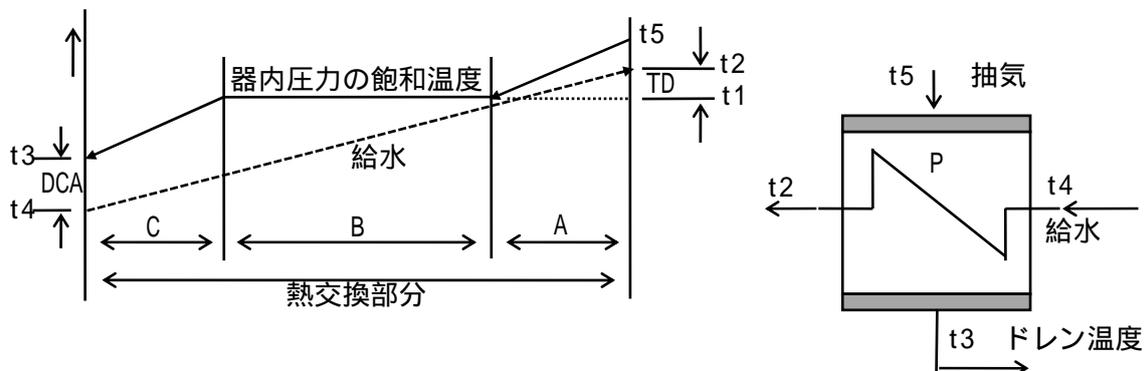
給水加熱器は経年的に細管にスケールが堆積するため、熱交換量が低下したり、細管漏えいなどのトラブルが発生する場合がある。

給水加熱器の理想的な状態は、全ての熱の伝達が温度差のない状態で行われるときである。つまり、給水加熱器内部の蒸気と、給水加熱器出口給水の温度差がない状態が最も理想的な状態である。しかし、実際には温度の異なる蒸気と給水との間で熱伝達が行われるため、熱伝達の過程で多くの熱損失が生じる。また、経年的な配管の汚れなどによる伝熱率の低下により、さらなる熱損失が発生する。

給水加熱器の性能は、終端温度差(Terminal Temperature Difference: TD)、ドレン終端温度差(Drain cooling approach: DCA)および給水温度上昇(Water Temperature Raise : WTR)により評価することができる。

図 3.1-5 を例にとると、各指標は、以下のとおり定義することができる。

終端温度差	$TD = t1 - t2$
ドレン終端温度差	$DCA = t3 - t4$
給水温度上昇	$WTR = t2 - t4$



A:過熱戻し部(de-super Heating zone) B:復水部(Condensing zone)

C:ドレン冷却部(Drain Cooling zone)

t1: 給水加熱器入口蒸気温度に対する飽和温度() t2: 給水加熱器出口給水温度()

t3: ドレン出口温度() t4: 給水加熱器出口給水温度() t5: 給水加熱器入口蒸気温度()

図 3.1-5 給水加熱器における性能計算(例)

ここで、TD 値は給水加熱器入口蒸気温度に対する飽和温度と給水加熱器出口給水温度の差を示しており、給水加熱器の性能が低下すると給水加熱器出口給水(復水器側)温度上昇が小さくなるため、TD が正側に移動する。

また、DCA 値は給水加熱器出口ドレン温度と給水加熱器入口温度の差で定義されており、排出

されるドレン温度と給水入口温度の差が小さければ損失が小さいと判断でき、比較的簡単に求めることができる値であるが、一般には、DCA が給水加熱器の影響度は TD 値の 10%程度とされており、参考程度扱いである。

一方、WTR 値は、給水加熱器出口給水温度と給水加熱器入口温度の差で定義されており、この温度差の経年的な変化を監視することで給水加熱器の性能低下(熱交換効率の低下)を把握することができる。

給水加熱器の性能を評価する際には、これらの数値のうち、TD 値の変化を確認するのが最も効果的であり、併せて、変動幅が比較的大きい DCA 値を把握することで総合的な評価が可能である。

このほかに、個別補機ごとの性能管理指標の概要をまとめると表 3.1-3 のとおりとなる。

表 3.1-3 補機に対する性能管理指標(例)

補機名称	性能管理指標	概要
空気予熱器	空気予熱器温度効率	空気側およびガス側それぞれの出入口温度の変化量を管理する
	空気予熱器 リーク O ₂	煙突入口および ECO 出口における O ₂ を管理する
	空気予熱器コールドエンド温度	空気予熱器出口排ガス温度と入口空気ガス温度の平均値を管理する
復水器	復水器真空度	あらかじめ定めた基準値との偏差を管理する
	復水器洗浄度	実際の熱貫流率と基準熱貫流率との比を管理する。復水器管内面に経年的に付着するスラッジやゴミなどの影響により熱貫流率は低下する。
主要通風機、ポンプ	通風機、ポンプ効率	主要補機の通風機およびポンプ効率を管理する

3.2 保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言

各設備の外観点検、聞き取り調査および点検修理記録の確認結果、以下の項目に温室効果ガスの低減を目的とした改善の余地が認められたため、項目別に記載する。

3.2.1 ボイラ・環境設備関係

(1) ボイラ

・ボイラ化学洗浄

Ninh Binh 火力発電所では、2000 年以前は火炉壁管の噴破によるユニット停止トラブルが頻発していた。これはボイラ水に含まれる不純物が多いため、火炉壁管内部スケールの付着が促進され、伝熱効率が低下するだけでなく、管壁の過熱により最終的に管の噴破に至っていたと考えられる。この対策として、2000 年に管の大規模な取替とともに水処理設備にイオン交換塔を増設し、処理水の水質を向上させ、管内面スケールの生成を抑制することで、管の噴破によるトラブルは減少した。

また、Uong Bi 発電所においては、スケール付着量に関係なく 2 年毎にボイラのアルカリ洗浄を実施している。アルカリ性の薬品を使用する主な目的は、ボイラ管への洗浄による影響を低減

させる目的であるが、洗浄力は酸洗浄と比較して弱い。

調査の結果、ボイラ化学洗浄については発電所毎に異なった手法がとられていることを確認した。各発電所とも定期点検時には管内部のスケール量測定とエアブローによる清掃を実施しているが、清掃のみではスケールの除去は困難である。管の取替も頻繁に実施することができない現状においては、最適なインターバルで化学洗浄によるスケールの除去を実施することが最も効果的である。以下に推奨するボイラ化学洗浄方法（ACR法）を示す。

化学洗浄実施時期の決定については、スケール厚さとスケール付着量で判断するが、具体的には表 3.2-1 で示されるようなユニット別の基準を定めている。

表 3.2-1 Boiler type and scale adherence standards

Output (MW)	Type	Fuel	Pressure - Class - Scale	thickness (microns)	Amount of scale adherence (mg/cm ²)
375	Forced circulation	LNG	critical	200	45
375	Forced circulation	Heavy crude oil	critical	200	45
375	Natural circulation	Heavy crude oil	Critical	232	52

なお、実施にあたっては、管の切取調査によるスケール状況（付着量・組成）、炉壁のメタル温度および運転時間等を総合的に踏まえ、今後のユニット稼働率による運転時間からスケール付着予想カーブを作成するなどして、効果的かつ適正な化学洗浄時期を検討する。

また、蒸発管での圧力損失が増加していないか、節炭器入口給水圧力が制限値近くに達していないか、あるいはスケール形状による圧力損失の大小等から総合的に判断する。

参考として、中部電力管内の石炭火力発電所における運転時間とスケール厚さの関係を図 3.2-1 に示す。定期点検時にスケール付着量が洗浄の目標値に達していない場合でも、次回点検時までの運転中に目標値を超過することが予想される場合には、予防保全として洗浄を実施する必要がある。

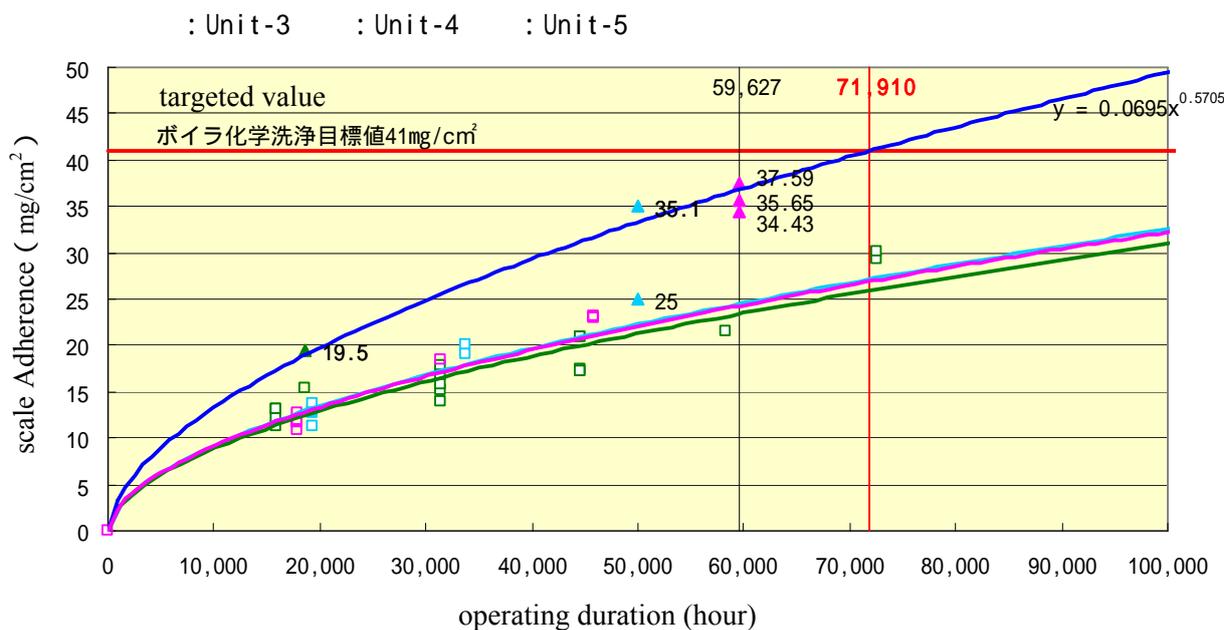


図 3.2-1 Relation between operating duration and scale adherence (HekinanTPP, units 3-5)

ボイラ化学洗浄は図 3.2-2 のような作業フローで実施する。Uong Bi 火力発電所においては、洗浄時のボイラ管への影響を考慮し、洗浄能力の弱いアルカリ洗浄を選択しているが、溶解テスト時にサンプル管の洗浄を行い、洗浄時間の詳細な検討を実施することで洗浄能力の強い酸洗浄でも問題なく実施することができる。

Step-1	Preliminary study	Specimen taken from the pipe, scale examination, and liquefaction test
Step-2	Preliminary work	Examination of chemicals, installation of provisional equipment and piping
Step-3	Chemical washing	Filling of the boiler with water, temperature increase, injection of chemicals, washing, cooling, rinsing with water, interior inspection, final rinsing with water
Step-4	Post-washing work	Removal of the provisional equipment and piping, and treatment of the waste liquid

図 3.2-2 Flow of chemical washing of boilers

代表として、第二空気予熱器入口ガス温度が設計値 467 に対して 485 と高めであり、ボイラの収熱性能は低下していると考えられる Ninh Binh 火力発電所 1 号における化学洗浄に必要な時間を算出する。

Ninh Binh 火力発電所 1 号における火炉壁管取替からの年数は約 10 年であり、運転時間が年間平均 8,000 時間程度であるため、年間運転時間が同程度で運転開始より 8 年後にボイラ化学洗浄

を実施した碧南4号（スケール付着量：約 38 mg/cm²）と同程度のスケール厚さとみなせば、管内面のスケールをほぼ全量除去するための化学洗浄に必要な時間は9時間程度であると考えられる。準備作業を含む全行程は約3日である。参考として、図3.2-3に碧南4号のスケールの除去結果を示す。

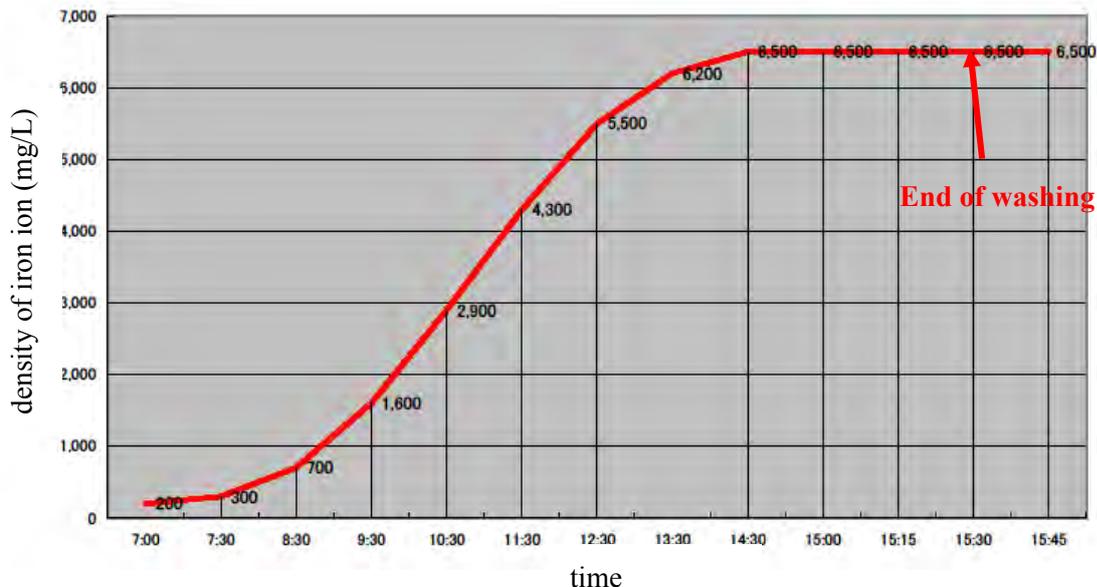


図 3.2-3 The results of scale removal (Hekinan TPP, unit 4)

・ 燃焼シミュレーション

Uong Bi 発電所においては、炉内灰付着に伴うトラブルにより燃焼効率の低下や稼働率の低下が著しいが、使用炭に合わせた詳細設計がされていない等の設計や製造上の欠陥に起因する問題が認められる。また、使用炭の品質の変動が大きいため最適燃焼条件を見出すことが困難であるため、ボイラ運用上の問題が効率の低下に影響していると考えられる。これらの解決策として、設備の改修や改造は効率向上に対しては効果が大きいものの、膨大な費用と工期を要する。

一方、運転条件の変更による改善は運用面における改善のため、実現できれば低コストで即効性のある効果が期待できる。

このため、各ボイラにて現状の運転条件の見直しを行うことによる燃焼効率の向上を目的とした燃焼シミュレーション解析を行うことを提案する。

今回紹介する汎用熱流体解析ソフト「FLUENT」は、出光興産株式会社が独自に構築した石炭燃焼モデルを組み込んだ精度の高いシミュレーション技術であり、反応を含む熱流体解析に広く活用されている。

標準の燃焼モデルでは揮発分が放出された後にチャー燃焼が開始する逐次反応モデルが使用されており、これを微粉炭燃焼に適用すると、火炎が吹き飛び易く、未燃炭素率を精度良く予測することが難しい。これに対して、「FLUENT」では実際の微粉炭燃焼同様、酸素が存在すれば揮発化

過程においてもチャー燃焼が併発的に進行する平行反応モデルが加えられている。図 3.2-4 に解析の例を示す。

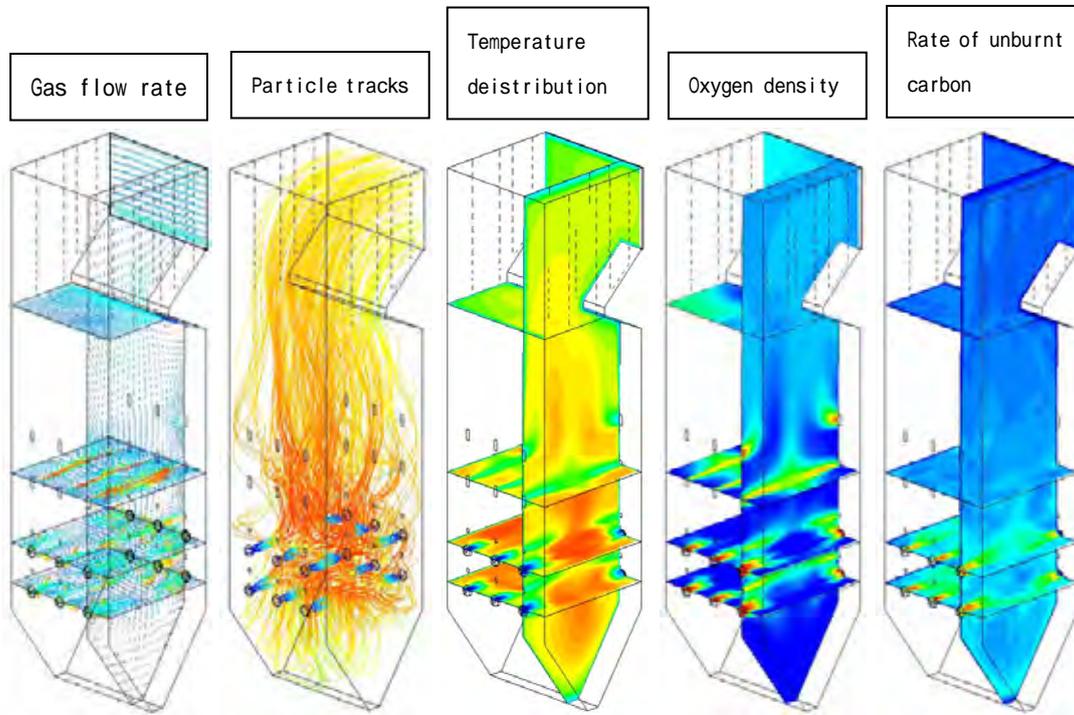


図 3.2-4 燃焼シミュレーションによるボイラ解析例

燃焼シミュレーション解析の手順を図 3.2-5 に示す。まず、対象ボイラの構造データとしてボイラ寸法やバーナ・エアポートの配列、構造等から幾何構造（グリッド）を構成する。次に、ボイラ運転値として微粉炭供給量や燃焼空気の流量・温度等を設定する。これらの条件から、流動計算、伝熱計算、燃焼反応計算により、炉内のガス流速、粒子軌跡といった各データが得られる。

実機ボイラの運転条件を大幅に変更することには大きなリスクが伴うので、運転データから判断して最適な運転条件やトラブル回避の方策を見出すことは難しい。これに対して、燃焼シミュレーション解析は個々の影響因子を変化させて、図 3.2-4 に示すような炉内のガス流速、粒子軌跡、温度分布、酸素濃度、未燃炭素率などを模擬することが可能であり、運転条件変更の影響を定量的に評価し、最適燃焼条件について検討することができる。

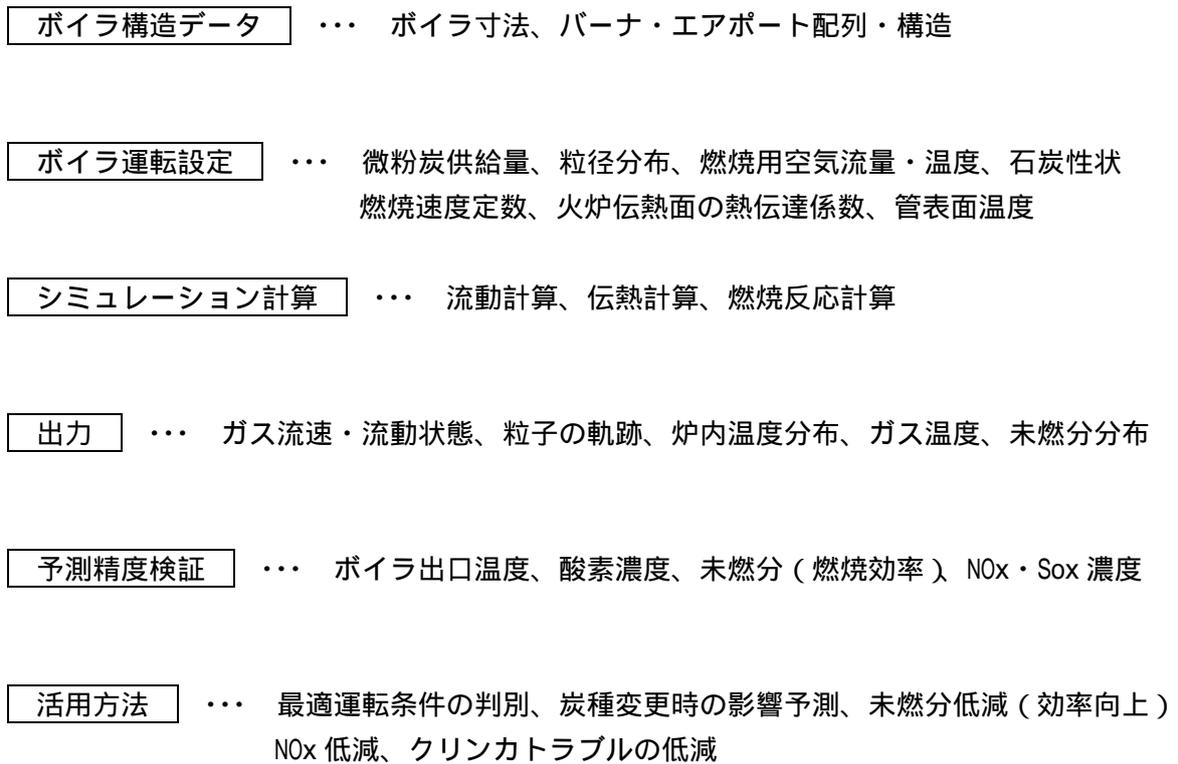


図 3.2-5 燃焼シミュレーション解析の手順

・ 空気予熱器性能管理方法の見直し

空気予熱器単体での熱交換については、各発電所にて性能管理方法が異なるが、一般的にガスおよび空気出入口温度が通常運転時と比較して大幅に変化していないことは確認しているものの、点検・清掃を実施すべき制限値が定められていない。空気予熱器の性能管理においては、次式で求められる効率を指標とし、ユニット停止時の清掃要否について検討することを推奨する。

$$G = \frac{Tg_1 - Tg_2}{Tg_1 - Ta_1} \quad , \quad A = \frac{Ta_2 - Ta_1}{Tg_1 - Ta_1}$$

G : AH ガス側温度効率

A : AH 空気側温度効率

Tg_1 : AH 入口ガス温度 ()

Tg_2 : AH 出口ガス温度 ()

Ta_1 : AH 入口空気温度 ()

Ta_2 : AH 出口空気温度 ()

また、空気予熱器内後流側の低温部においては、排ガス露点温度の近傍となるため、管やエレ

メントの腐食による損傷や伝熱効率の低下が認められている。通常運転時には、次式で示される空気予熱器低温端平均温度を排ガス露点温度以上となるよう管理することによって、低温部の腐食を防止することができるため、あわせて推奨する。

$$\text{AH 低温端平均温度} = \frac{(\text{AH 出口ガス温度}) + (\text{AH 入口空気温度})}{2}$$

伝導式の管型空気予熱器を採用しているユニットにおいては、低温部の腐食による管の損傷トラブルは現在でも発生しており、管に穴あきが生じた際はユニットを停止する必要がある。また、軽微な損傷であれば運転中に気づかず、ガス側への空気の漏れ込みにより空気予熱器効率が低下することも考えられる。このため、定期点検時に CCD カメラやファイバースコープによる管の内部点検を実施すると同時に、渦流探傷検査や超音波探傷検査により管の余寿命評価を実施し、運転中のトラブルを未然防止するのが効果的である。管の減肉速度は数回の検査により算出し、取替基準は次式のようにする必要がある。

$$\text{取替基準： } 0 > \text{残肉厚} - \frac{\text{設計肉厚} - \text{残肉厚}}{\text{運転時間}} \times \text{次回点検までの予想運転時間}$$

再生式の空気予熱器においては、エレメントの劣化度を把握するため、各バスケットを付番管理し、劣化傾向を把握する必要がある。また、代表バスケットの詳細点検を行い、評価指数（1～100）を定めることで、50 以上は次回取替、70 以上は取替等の基準を明確化することができる。

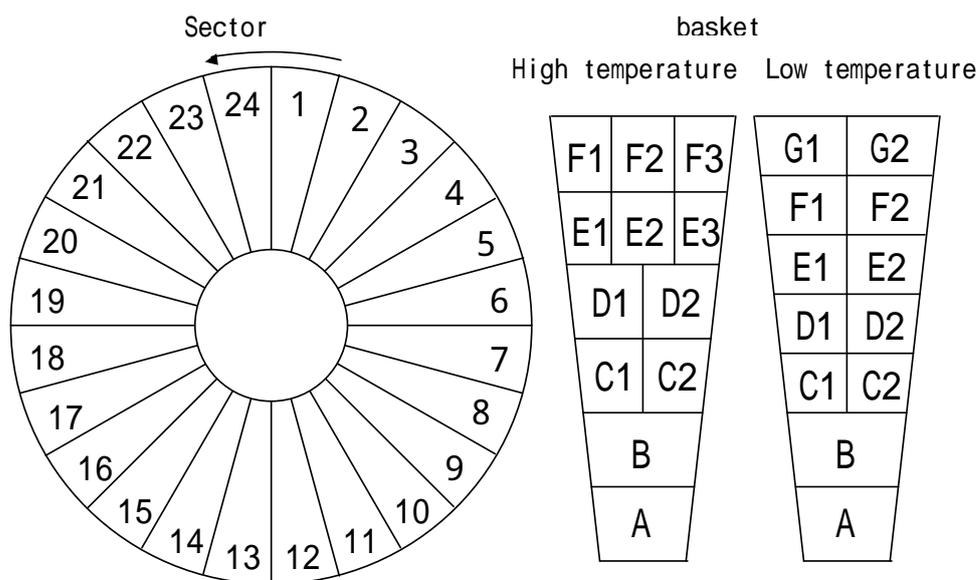


図 3.2-6 エレメントの管理

図 3.2-7 は配管のインターバル管理表である。図中の は各配管の形状を示した模式図である。では配管の溶接部等の点検が必要な箇所に番号を付けて、検査位置を明確化している。 は各検査位置の材質・寸法等の仕様であり、 は過去の点検履歴および今後の点検予定である。

各発電所で頻繁に漏洩トラブルが発生している微粉炭管の点検管理表については、これらのデータに加えて肉厚測定値や減肉速度も管理し、次回点検時期を検討することができる管理表にする必要がある。

また、蒸気リークが多数認められている弁についても、点検履歴を残すとともに故障頻度と運転上の重要度を考慮した点検インターバルを個々に定め、計画的に点検を実施していくことが未点検部位の防止による設備信頼度の向上やユニット効率の向上に効果的であると考えられる。

3.2.2 タービン関係

(1) 主タービン

動翼、静翼の浸食状況管理の記録は確認されなかった。各発電所にて最終段動翼等の取替が実施されていることから、その他の動翼、静翼も浸食があることが予想される。また、動静翼にスケールが付着していることも想定される。浸食状況の記録等を図により管理し、計画的な取替、もしくは、静翼の溶接補修、動静翼のプラスト処理を実施することにより、タービン効率を改善することができる。以下に静翼の管理項目、検査方法、修理方法について紹介する。

管理検査、修理方法

要点は下記の通りである。

表 3.2-2 静翼の管理項目、検査方法、修理方法

管理項目	検査方法	修理方法
ノズル板亀裂	目視検査・PT	(1) カットバック (2) カットバック後溶接整形 (3) GE 社クラック長さ $\leq 1/8$ インチ以下を カットバック、それ以上溶接整形
ノズル板浸食	目視検査・寸法 計測	(1) カットバック (2) ノズル面積 10%以上増加、溶接整形
ノズル板変形打こん	目視検査・寸法 計測	(1) 削整又は整形

表 3.2-3 給水加熱器漏えい時の要因分析表

現象	要因	調査・確認項目
給水入口部の 細管内面浸食	給水によるインレットアタック	・リークテスト ・渦流探傷検査 ・インナーUT ・内視鏡による点検
応力腐食割れ (SCC)	U ベント部近傍等の応力腐食割れ	・リークテスト ・渦流探傷検査
細管内面減肉、孔食	停止中の内面滞留水による腐食減肉	・リークテスト ・渦流探傷検査 ・インナーUT ・内視鏡による点検
抽気入口部細管 外面浸食	抽気入口部等蒸気流れによる減肉・浸食	・リークテスト ・渦流探傷検査 ・インナーUT ・内視鏡による点検 (シェル穴開け)
細管外面 ドレンアタック	凝縮ドレンの蒸気流れ等による浸食	・リークテスト ・渦流探傷検査 ・インナーUT ・内視鏡による点検 (シェル穴開け)

それぞれの現象が生じる部位を図 3.2-9 に示す。

<インレットアタック>

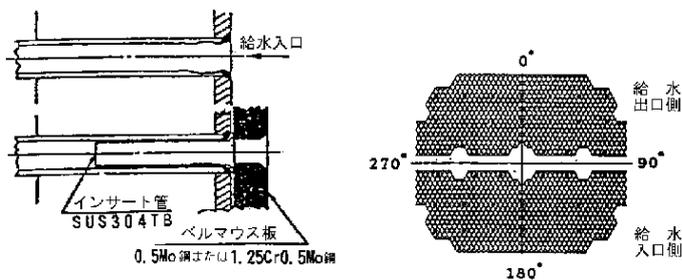
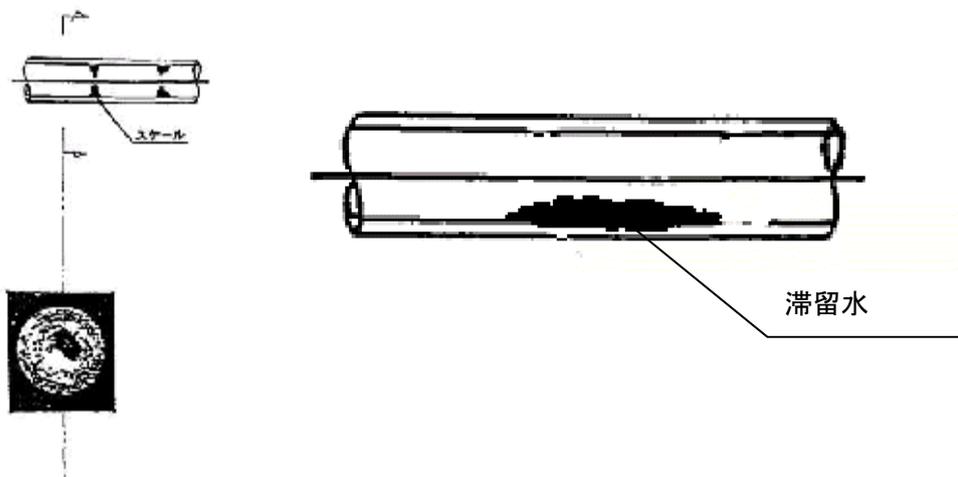
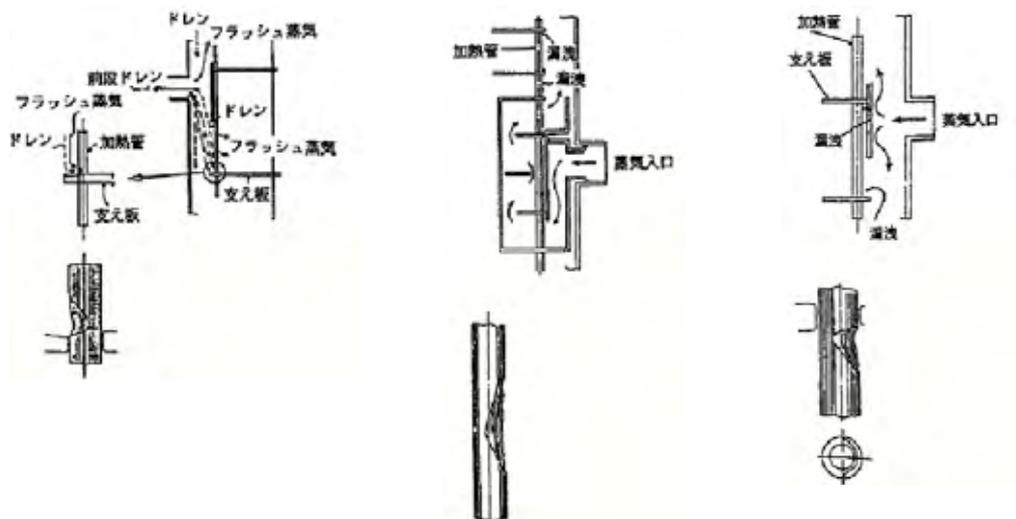


図 3.2-9 細管漏えい発生時の現象概略
(次頁続く)

<停止中の内面滞留水による腐食減肉>



<ドレンアタック>



<前段ドレン>

<DSZ 出口部>

<加熱蒸気入口部>

図 3.2-9 細管漏えい発生時の現象概略(続き)

<渦流探傷試験とは>

渦流探傷試験は、交流に流したコイルを試験体に近づけ、磁界の作用によって試験体に発生する渦電流が欠陥や材質などの影響によって変化するのを検出して、探傷・材質などの試験を行うものである。

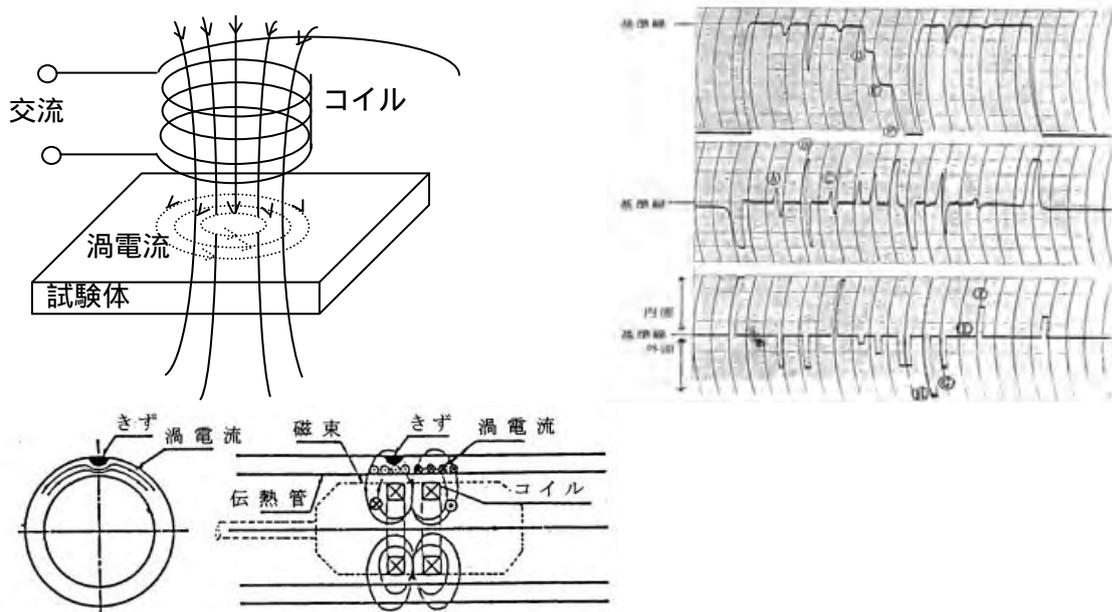


図 3.2-10 渦流探傷試験概略図

給水加熱器の上端温度差の上昇が見られるようであれば、細管洗浄の実施により性能を改善することができる。細管洗浄方法を大別すると表 3.2-4 のとおりである。

表 3.2-4 細管洗浄方法

機械的洗浄	ウォータージェット洗浄
	スポンジ洗浄
	ブラシ洗浄（ハンドクリーナ含む）
化学洗浄	アルカリ洗浄
	酸洗浄

これらの洗浄方法のうち、中部電力で採用し、良好な結果が得られているウォータージェット洗浄を提案する。

<ウォータージェット洗浄要領>

超高压洗浄車のプランジャポンプで水圧を 25.0MPa（各加熱器の耐圧により選定）前後まで上昇させ、ジェットノズルより高压水を噴射し、その噴射水の衝撃力により細管内面のスケールを剥離させる方法である。

このジェット洗浄は、比較的硬質のスケールまで除去できる利点がある。

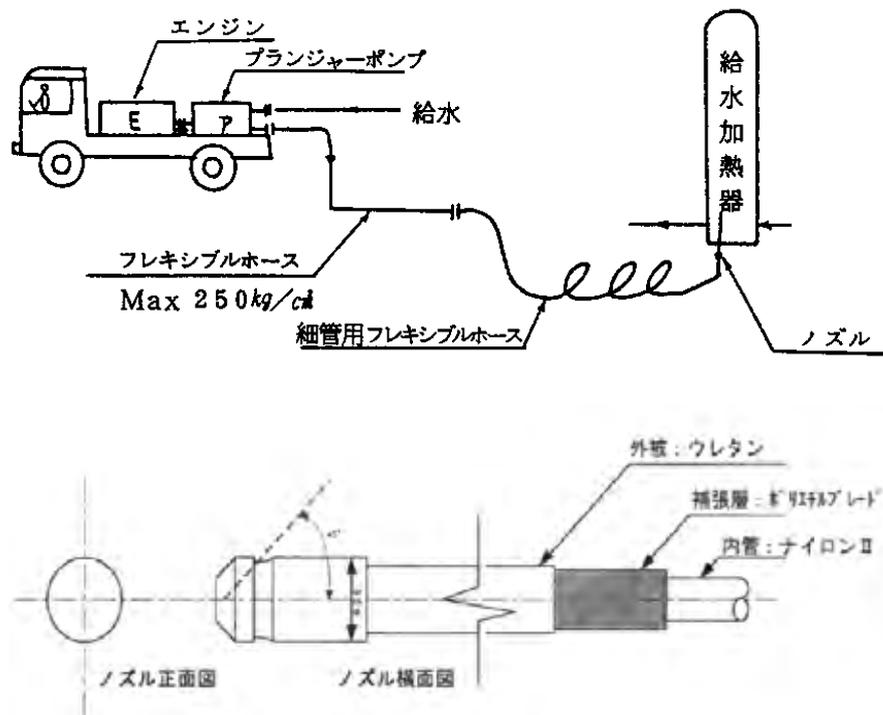


図 3.2-11 ウォータージェット洗浄 概略図

実施にあたっては、以下の点に留意が必要である。

- 加熱管にインレットアタック防止のためインサート管が装着されている場合は、管板面およびインサート管を直射洗浄してはならない。(変形等の防止)
- 洗浄未実施管がないか、記録により洗浄本数を確認する。
- スケール量を記録により確認する。

(3) 復水器

通常のブラシ洗浄等を実施しても、復水器の真空の回復があまり見られないようであれば、給水加熱器と同様ウォータージェット洗浄により性能を改善することができる。

復水器への空気吸込量を測定しており、空気の吸込み量の多さを問題としている発電所もあったが、吸込み箇所、吸込み量等が管理記録により管理されていないと推定される。そのため、ヘリウムを用いた空気漏れ箇所、漏れ量の特定およびそれらの管理表における管理を紹介する。ヘリウム検出装置の一例を下記に示す。管理表で管理することにより、吸込み量の経年的変化を管理することができ、修理の優先順位付け、修理必要性の判断が可能となる。

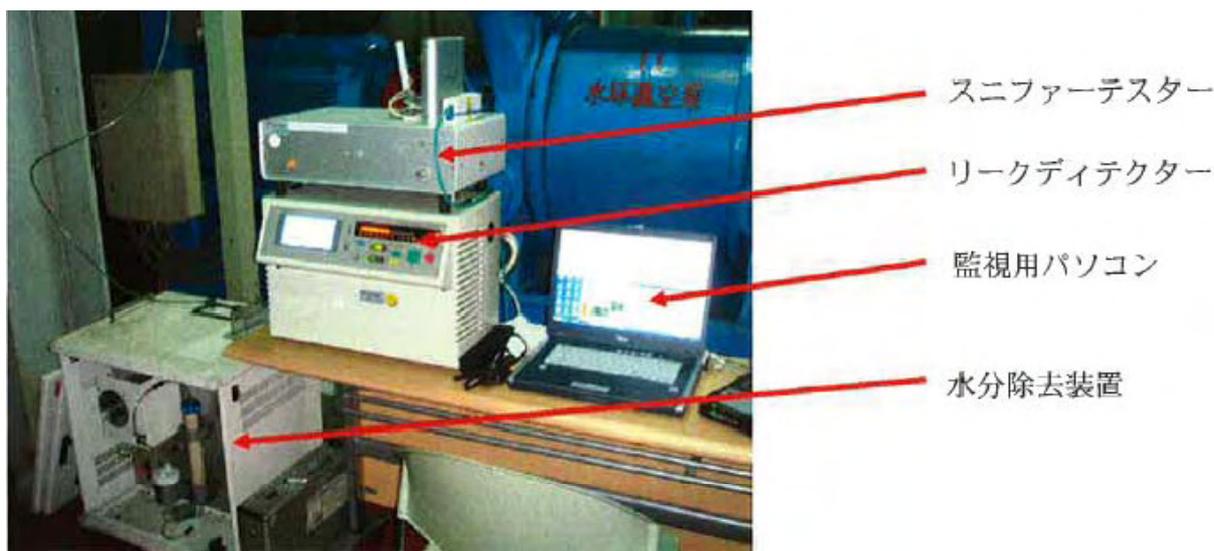


図 3.2-12 ヘリウム検出装置

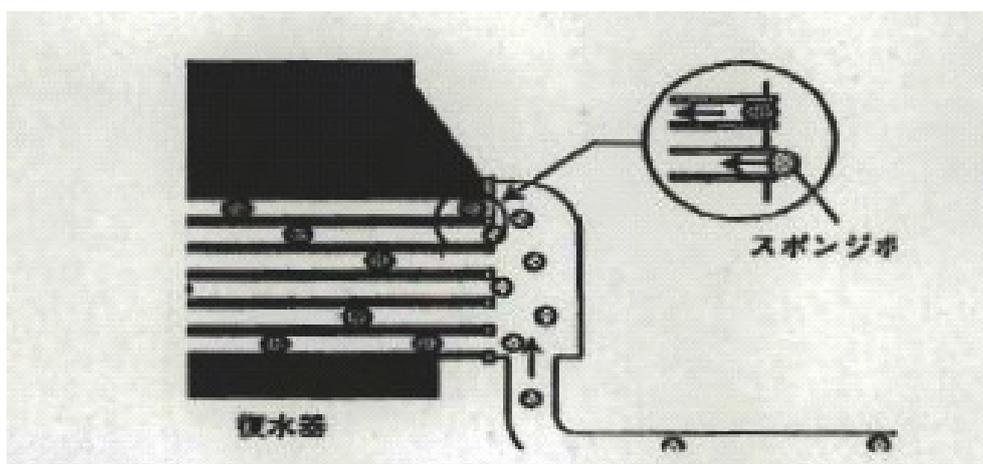
空気吸込み箇所確認リスト（例）

フロア	No.	空気吸込み部位	実施日	リーク量	系統図等
3F	1	低圧タービンランドパッキン			
		1-1 タービン側			
		1-2 ボイラ側			
...	2	低圧タービン上部			
...	3	真空破壊弁			
...	4	低圧ヒーター			
...	5	高圧ヒーター			
...	6	脱気器			
...	7	復水ポンプ			
...	8	真空ポンプ入口配管			
...			
...			

・復水器洗浄装置（ボール洗浄装置）

Pha Lai II と、Uong Bi7 号機には復水器洗浄装置（ボール洗浄装置）が設置されているが、ボールについての管理は明確にされていないと推定される。以下に日本でのボール管理方法等について紹介する。

ボール洗浄装置は、冷却水中に細管内径より約 10%程度大きめのスポンジボールを浮遊させ、細管内を冷却水と一緒に圧縮しながら貫流させて、細管内面を洗浄することにより高い洗浄度を得ようとするものである。



連続ボール洗浄に使用するボールは復水器細管内径に合わせた適正な径のボールを使用することにより、計画どおりの効果を発揮することができる。また、日本では硬質スケール除去用として日々使用するボール以外に 1 回 / 週 ~ 月の頻度で、違う種類のボールを使用している発電所もあるため以下に復水器洗浄用ボールの材質と特徴もあわせて紹介する。

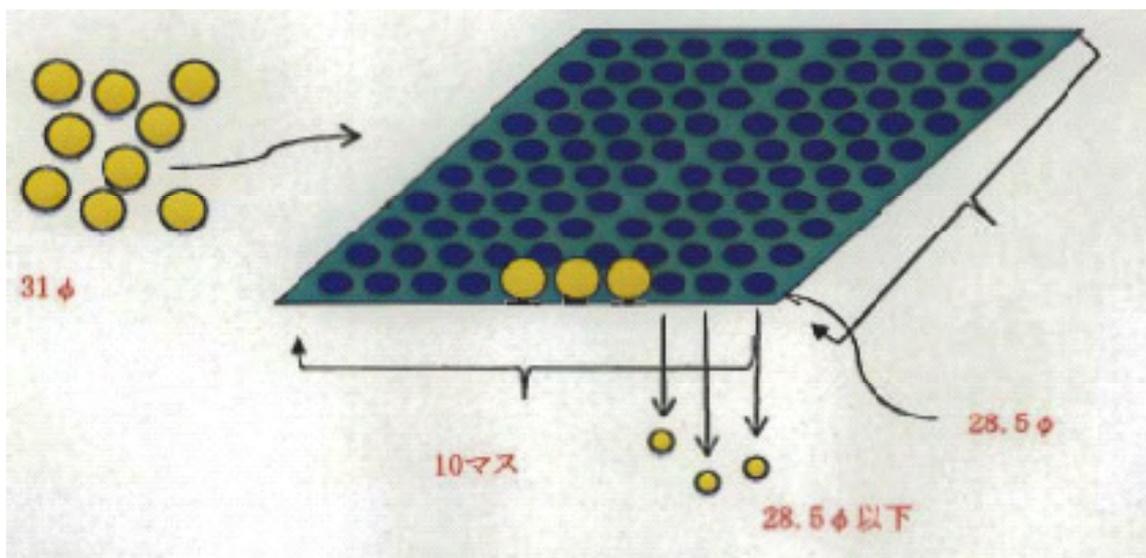
ポリシングボール (PB)	通常の洗浄に使用。 約 10,000 回通過分 (3 か月程度) の使用可能。
グラニユートボール (GB)	表面コーティング加工により、PB に比べ洗浄能力は高い (耐久性は劣る)。
カーボランダムボール (CB)	硬質スケール除去用として表面に金剛砂によるコーティングを施している。GB よりさらに洗浄能力が高い (数回しか使用できない)

< ボールの種類と運用例 >

- ・ 1 回 / 日 ~ 週の定例運転については、PB を使用し洗浄を実施。
- ・ 1 回 / 週 ~ 月 硬質スケール除去のため、GB または CB を使用し洗浄を実施。

< 復水器洗浄用ボールの寿命管理 (ボール径管理) >

Pha Lai II と、Uong Bi7 号機では、洗浄用のボール径については、両プラントとも管理しておらず、摩耗によりボールが小さくなり、ボール捕集用のスクリーンの間隔より小さくなった場合に自動的に系外に廃棄される運用としているとの説明があった。日本では、下図のようなこし網を作成し、ボールを選別・管理することにより、洗浄能力の維持を図っている。



3.3 石炭性状からみた温室効果ガス排出抑制策の提言

当初、温室効果ガス排出抑制策として炭質評価面からは以下の対策を考えていた。

- ミル粉碎粒度の微細化
- 高揮発分輸入炭との混炭
- 低灰分炭の使用（選炭による灰分の低減）
- Oil Agglomeration 技術の採用による灰中未燃炭素分の回収

しかし、実際のミル粉碎粒度は十分に小さいこと、高揮発分輸入炭と混炭すればボイラー設計条件と異なる石炭仕様になってしまうこと、Oil Agglomeration 技術と同じ原理の浮選技術が既に実用化されていること、さらに今後の坑内採掘の増加に伴う更なる石炭品位の悪化および品位の変動に鑑み、「低灰分炭の使用（選炭による灰分の低減）」を提言する。

3.3.1 低灰分炭の使用（選炭による灰分の低減）

(1) 低灰分炭使用の効果

表 3.3-1 に低灰分炭使用の効果を示す。これはインドにおいて解析された結果である。

表 3.3-1 低灰分炭使用のメリット

Area of Influence		Effects
Transportation	Reduction in Transportation costs	Depends on distance and ash reduction (e.g. 1000km distance and ash reduction from 41% to 30% results in savings of 7.5%)
	Reduction in CO2 emissions due to reduced fuel consumption in transportation	Depends on distance and ash reduction (e.g., 1000km distance and ash reduction from 41% to 30% results in 15% reduction in CO2 for the same delivered heating value).
Power Plant Site	Decrease in auxiliary power	10% decrease for every 10% reduction in feed coal ash
	Decrease in auxiliary fuel	50% reduction when using washed coal (present avg. is 4ml/kwh) having 10% reduction in ash
	Improvement in thermal efficiency	3.0% improvement for every 10% reduction in feed coal ash
	Improvement in plant load factor	10% improvement for every 10% reduction in feed coal ash
	Reduction in O&M costs	2% cost reduction for every 10% reduction in feed coal ash
	Reduction in capital investment for new power projects	8% reduction in capital investment when using coal with 30% ash instead of 41%
Environmental	Reduced land requirement for ash disposal	12% reduction in land requirement when using coal with 30% ash instead of 41%
	Reduced water consumption for ash disposal	12% reduction in water consumption when using coal with 30% ash instead of 41%
	Reduction in CO2 emission	Reduction in the range of 2-3% when using washed coal
	Improvement in ESP efficiency	Using washed coal improves ESP efficiency from 98 to 99%

Ph.D. Craig D. Zamuda "A case for Enhanced Use of Clean Coal in India" Aug. 2007

インド炭の灰分は 40～50%と高い。また、産炭地が偏在しているため発電所まで 1,000km 以上の長距離輸送が必要な石炭は 4 割を超えている。このような背景の下、インドでは政府を挙げて石炭の低灰分化を推進しており選炭工場の建設ラッシュが続いている。

表 3.3-1 は灰分 40%の石炭を選炭して灰分 30%とした場合の効果について、輸送、発電所、環境の面で解析している。ベトナムの場合、輸送距離が短いため輸送面の効果はインドほど出ない。発電面においては「燃料灰分 10%の減少 所内動力 10%の減少」、「燃料灰分 10%の減少 熱効率 3.0%の上昇」、「燃料灰分 10%の減少 運転・保守コストの 2%の減少」の効果が見られている。ベトナムの場合、灰分の低下が灰中未燃炭素分に及ぼす影響も解析する必要がある。また、環境面においては低灰分炭の使用により発生する灰量は明らかに減少するし、発電所の効率がアップすることで単位発電電力量当たりのCO₂は減少し、ESPの負荷が減少することで捕集効率もアップする。

(2) 比重分離

石炭は比重の異なる粒子群で構成されている。図 3.3-1 は Uong Bi 区域で生産された平均灰分 30%の石炭がどのような粒子群で構成されているかの一例を示す図(棒グラフ部)である。最も多数を占める粒子の比重は 1.65、この粒子が全体の 45%近くを占めている。

一方、比重が小さい粒子ほど灰分が小さく、比重が大きくなるに従って灰分も増加する(赤折れ線グラフ部)。図中、比重 1.65 の粒子灰分は 5%、比重 1.95 の粒子灰分は 40%、比重 2.35 の粒

子灰分は80%にも達していることが解る。

もし、この粒子群を比重 2.0 で分離すれば、比重 2.0 よりも小さい粒子群が低灰分炭として得られ、比重 2.0 よりも大きい粒子群が高灰分炭として得られる。

図 3.3-2 は平均灰分 30%の Cam Pha 区域の石炭についての一例を示した同様のグラフである。

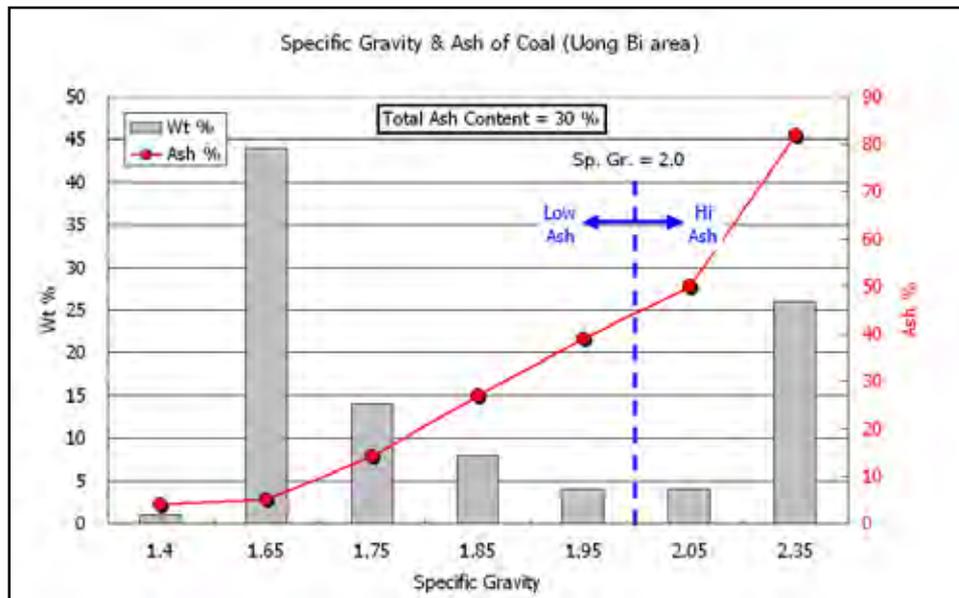


図 3.3-1 石炭粒子群の構成 (Uong Bi 区域)

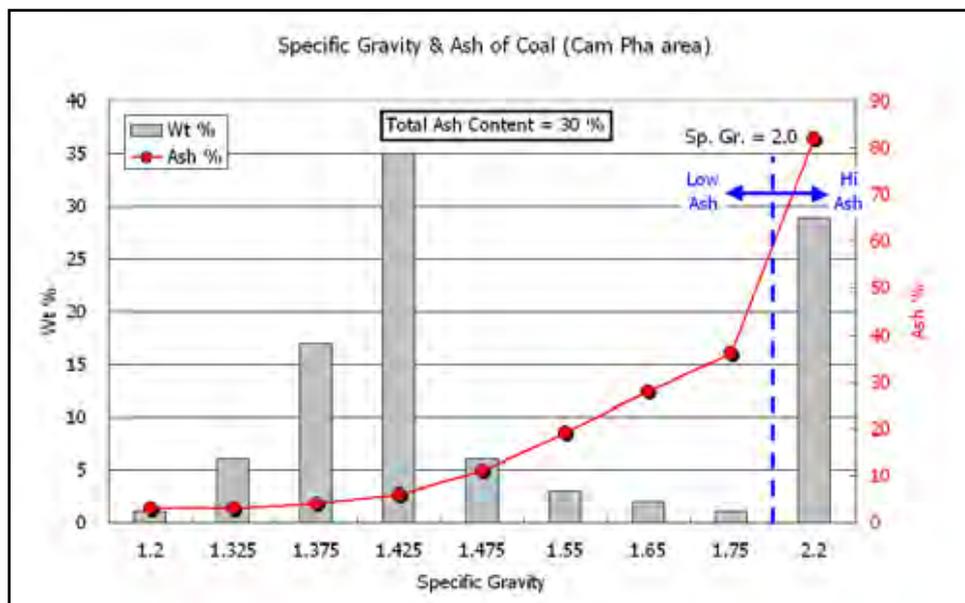


図 3.3-2 石炭粒子群の構成 (Cam Pha 区域)

表 3.3-2 に比重 2.0 で分離した時に得られる低灰分炭と高灰分炭の重量と灰分を示す。Uong Bi

区域の場合、重量 100%・灰分 30%の石炭が重量 66%・灰分 13%の低灰分炭と重量 34%・灰分 66%の高灰分炭に分離し、Cam Pha 地区の場合、重量 100%・灰分 30%の石炭が重量 76%・灰分 12%の低灰分炭と重量 24%・灰分 80%の高灰分炭に分離するのが解る。

表 3.3-2 比重分離結果

Coal Mine	Coal No. 5		Separating at Sp. Gr. 2.0	Light Product = Low Ash Coal		Heavy Product = Hi Ash Coal	
	Wt %	Ash %		Wt %	Ash %	Wt %	Ash %
Uong Bi area	100	30		66	13	34	66
Cam Pha area	100	30		76	12	24	80
Average	100	30.0		71.0	12.5	29.0	71.8

この比重分離を実施する場所が「選炭工場」である。現在、ベトナムには Cua Ong 選炭工場、Hon Gai 選炭工場、Vang Danh 選炭工場の大型選炭工場が稼働している。

選炭工場で商業的に用いられている比重分離装置に「JIG」がある。図 3.3-3 に JIG の選別原理を示す。

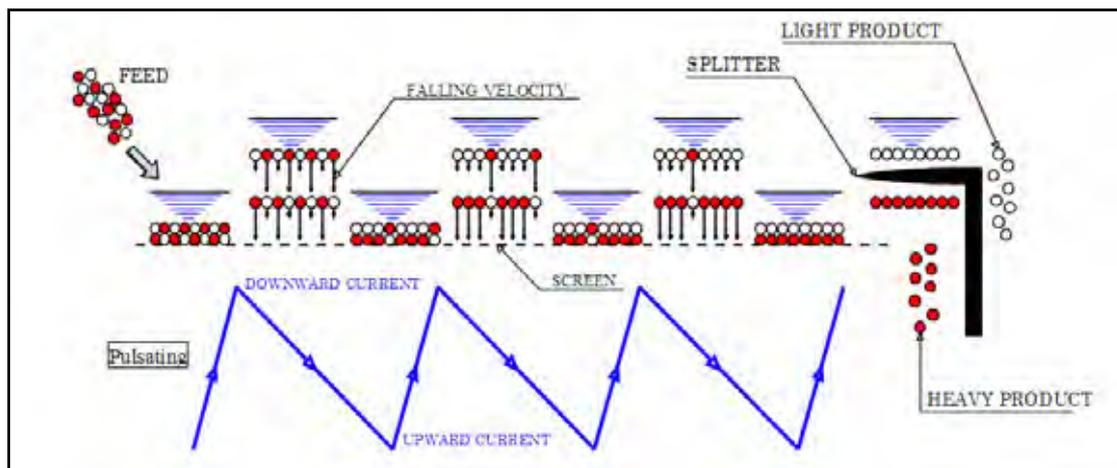


図 3.3-3 JIG 選別原理

比重の軽い粒子（低灰分炭）は水中での沈降速度が小さく、比重の重い粒子（高灰分炭）は水中での沈降速度が大きい。そのため石炭粒子を水中で幾度も沈降させれば軽比重粒子は上部に、重比重粒子は下部に成層する。成層が完了した時点で両者を分離すれば低灰分炭と高灰分炭の二産物が得られる。図 3.3-4 は Cua Ong 選炭工場に設置されている JIG である。



図 3.3-4 JIG (Cua Ong 選炭工場)

(3) 低灰分炭の生産

表 3.3-2 で述べた Uong Bi 地区と Cam Pha 地区の平均石炭（灰分 30%）の一部を比重分離し、得られた低灰分炭（灰分 12.5%）と元の石炭（灰分 30%）を混炭して灰分 25%および 20%の石炭を作る場合の歩留を表 3.3-3 に示す。灰分 30%の石炭重量を 100%とすれば、灰分 25%の石炭は 90%の歩留で、灰分 20%の石炭は 81%の歩留で取れることが判る。

この低灰分炭の生産（比重分離 + 混炭）場所に関し、既設の 3 選炭工場は過負荷状態で運転しておりこれを生産する余力は無い。今後、VINACOMIN が計画している新選炭工場にこの低灰分炭の生産を盛り込むか、あるいは電力用低灰分炭の生産専用 EVN 自らが選炭工場を新設するかである。

表 3.3-3 歩留表（石炭灰分別）

		Coal ash		
		30%	25%	20%
Coal	Wt %	100	90	81
	Ash %	30	25	20
Others	Wt %	0	10	19
	Ash %		72	72
Total	Wt %	100	100	100
	Ash %	30	30	30

(4) 石炭使用量（石炭品位別）

表 3.3-4 に灰分 30%、25%、20%時の石炭使用量を示す。発電端効率は Pha Lai-2 の 35%を用い、

所内電力および発電端効率は表 3.3-1 に記載の「燃料灰分 10%の減少 所内動力 10%の減少」、「燃料灰分 10%の減少 熱効率 3.0%の上昇」を用い、1,000kWh の電力量を送電する場合を想定している。ただし、灰中未燃炭素分の多寡に関しては、これに対する燃料灰分の影響が未知のため全て 10%とした。

表 3.3-4 石炭使用量（石炭品位別）

		Fuel Coal Ash (%)			Remarks	
		30.0	25.0	20.0		
Fuel Coal	kg	522	463	415		
	Ratio	1.000	0.887	0.795		
	Kcal/kg	5,500	6,000	6,500	Non-Ig. Loss	
	kcal	2.871E+06	2.778E+06	2.698E+06		
Generatiorong	Available Heat Value	kcal	2.730E+06	2.674E+06	2.623E+06	excl. Ig. Loss
	Generated End Eff.	%	35.0	35.5	36.1	3%/Ash-10%
	Generated Energy	kWh	1,111	1,105	1,099	
	Auxiliary Power	%	10.0	9.5	9.0	-10%/Ash-10%
		kWh	111	105	99	
	Sending Energy	kWh	1,000	1,000	1,000	
	Sending End Eff.	%	30.0	30.9	31.9	
Ash Disposal	Pure Ash	kg	157	116	83	
	Ig. Loss	%	10.0	10.0	10.0	
		kg	17	13	9	
		kcal	1.409E+05	1.042E+05	7.470E+04	8100kcal/kg
	tot	kg	174	129	92	
		Ratio	1.000	0.739	0.530	

(5) コスト比較

灰分 30%時の石炭単価（CIF）を 1 とした時、灰分 25%および灰分 20%の石炭単価が幾らであれば、灰分 30%時の石炭購入総額と等価になるかを図 3.3-5 に示す。

表 3.3-1 に記載された「燃料灰分 10%の減少 運転・保守コスト 2%の削減」および灰処理費用の減少は見込んでおらず、表 3.3-4 に記載された石炭使用量の比率の逆数を採用している。

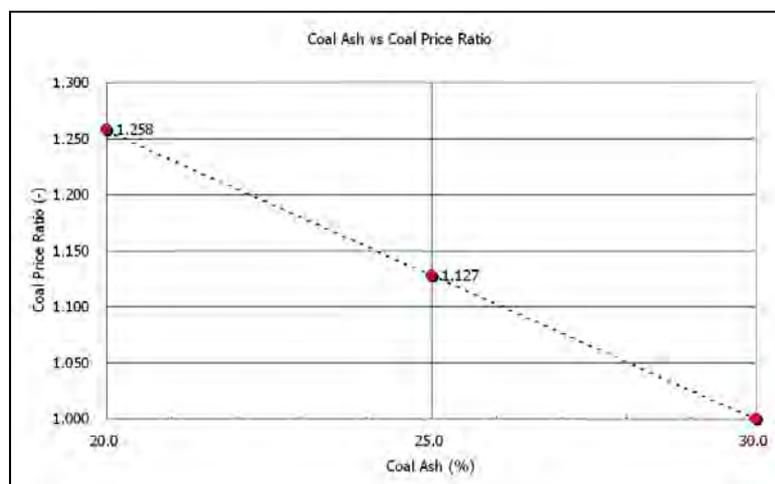


図 3.3-5 石炭単価比

3.3.2 温室効果ガス抑制効果

(1) プロジェクト・バウンダリー

図 3.3-6 にプロジェクト・バウンダリーを示す。炭鉱 選炭工場（ボタ捨てを含む） 輸送 発電所（灰捨てを含む）までである。

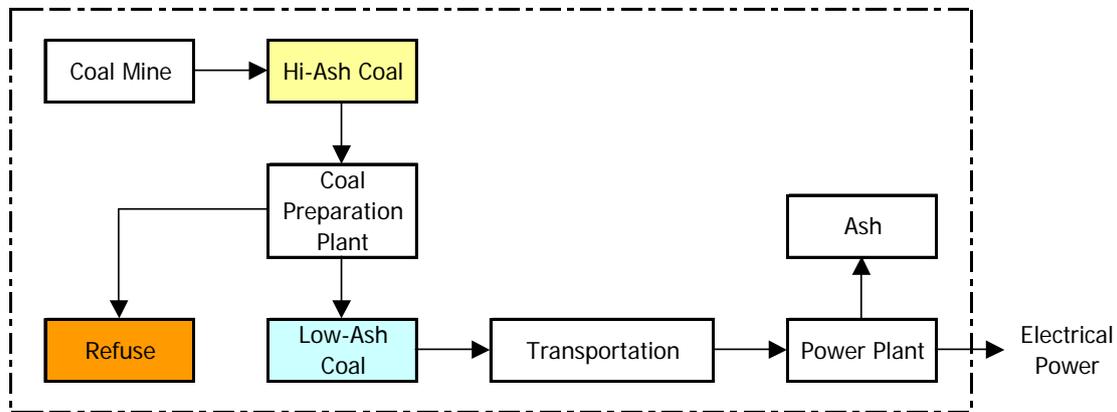


図 3.3-6 プロジェクト・バウンダリー

(2) ベースライン・シナリオとプロジェクト・シナリオ

ベースライン・シナリオは、高灰分の石炭（灰分 30%）が発電所で使用され続けるというシナリオ。プロジェクト・シナリオは高灰分の石炭の一部を選炭し灰分 25%および灰分 20%の低灰分炭が使用されるというシナリオ。

表 3.3-5 に両シナリオの石炭量、品質、エネルギー消費原単位を示す。表 3.3-4 の 1,000kWh の電力量を送電する場合を基礎としている。本表を基にエネルギー消費量を算出する。

表 3.3-5 ベースライン・シナリオとプロジェクト・シナリオ

			Base Line Scenario	Project Scenario		Remarks
			30%	25%	20%	
Coal Mine	Product	kg	522	514	512	65 kWh/t ^{※1}
Coal Preparation Plant	Feed	kg		514	512	10 kWh/t ^{※2}
	Low-Ash Coal (Yield)	kg		463	415	Table 3.4-2
	Hi-Ash Coal	%		90	81	
Transportation		kg		51	97	1.052 kWh/t km ^{※3}
	Fuel Coal	kg	522	463	415	0.566 kWh/t km ^{※4}
Power Plant	Generated Energy	kWh	1,000	1,000	1,000	
	Ash Disposal	kg	174	129	92	1.052 kWh/t km ^{※3}

1) 2): 出典「石油・LNG・石炭の LCI 比較」(財)石油産業活性化センター 1998 年

3): 出典「省エネルギー便覧」(財)省エネルギーセンター 2000 年

4): 出典「インドにおける一般炭高効率利用技術の CDM への適用可能性評価」東京大学 内田、他 鉄道 (0.08kWh/t km) 50% + トラック (1.052kWh/t km) 50%とした。

(3) ベースライン・シナリオおよびプロジェクト・シナリオのエネルギー消費量

表 3.3-6 に両シナリオのエネルギー消費量を示す。プロジェクト・シナリオをベースライン・シナリオと比較すると、石炭灰分 25%時および 20%時ともにエネルギー消費量が若干増えている。1,000km 以上の輸送が一般的なインド炭に比べ、ベトナムでは石炭の輸送距離が短くエネルギー消費面における低灰分化の効果が薄れている。

表 3.3-6 エネルギー消費量

		Energy Consumption (Ref. T 3.4-4)	Dis.	Base Line Scenario		Project Scenario			
				Ash=30%		Ash=25%		Ash=20%	
				t	kWh	t	kWh	t	kWh
Coal Mining		65 kWh/t		0.522	33.930	0.514	33.410	0.512	33.280
Coal Preparation	Plant Operation	10 kWh/t				0.514	5.140	0.512	5.120
	Trans. of Refuse	1.052 kWh/t km	2 km			0.051	0.107	0.097	0.204
Trans. of Coal		0.566 kWh/t km	60 km	0.522	17.727	0.463	15.723	0.415	14.093
Ash Disposal		1.052 kWh/t km	10 km	0.174	1.830	0.129	1.357	0.092	0.968
Total					53.488		55.738		53.665

(4) ベースライン・シナリオおよびプロジェクト・シナリオの排出量 (CO₂ + CH₄ + N₂O)

表 3.3-7 に両シナリオの GHG 排出量を示す。排出係数は IPCC の値を用い、両シナリオとも同じ 1,000kWh の発生電力量のため発電に係る CO₂ は計上していない。プロジェクト・シナリオをベースライン・シナリオと比較すると、石炭灰分 25%時には排出量は悪化、石炭灰分 20%時にはほぼ同一という結果である。前述の通り石炭の輸送距離が短いため GHG 排出面においても低灰分化の効果が薄れている。

今回は灰分 30%の石炭を基準として低灰分炭使用時の GHG 排出量を評価した。今後、坑内採掘の比率が増えるに伴い石炭品位の悪化は避けられない。その場合の低灰分炭使用のメリットは CO₂ 排出量を含め増大することが予想される。

表 3.3-7 GHG 排出量

		Emission Factor (10 ⁻³ kg-CO ₂ /MJ)	MJ/kWh	Base Line Scenario		Project Scenario			
				Ash=30%		Ash=25%		Ash=20%	
				Kwh	kg-CO ₂	Kwh	kg-CO ₂	Kwh	kg-CO ₂
Coal Mining		75+0.004*21+0.002*310	11.08	33.930	28.460	33.410	28.024	33.280	27.915
Coal Preparation	Plant Operation	(Ref. ※1)				5.140	4.112	5.120	4.096
	Trans. of Refuse	56.1+0.61*21				0.107	0.082	0.204	0.156
Trans. of Coal		75+0.006*21+0.002*310		17.727	14.878	15.723	13.196	14.093	11.828
Ash Disposal		56.1+0.61*21		1.830	1.398	1.357	1.036	0.968	0.739
Total					44.736		46.451		44.734

※1) 0.8t-CO₂/MWH

(5) 今後の課題

既述の通り、発電所に供給するのは灰分ではなく鉱物質である。鉱物質から灰分への変化は吸熱を伴う化学変化であり有機石炭質が発した熱量がそれに充てられる。従って、鉱物質が多いほど発電に利用可能な熱量は減少する。一方、鉱物質が多かろうと少なかろうと、有機石炭質は一定量の CO₂ を発生する。すなわち、発電に利用可能な熱量当たりの CO₂ 発生量は、鉱物質（灰分）が多いほど大きい。従って、同じ電力を生み出す場合、低灰分炭を使用した方が GHG 排出量を大きく抑制できるはずである。図 3.3-7 にこれを模式的に示す。ただ、残念ながらこの理論に関する研究資料がないため今次 GHG 排出量計算にはこれを盛り込んでいない。今後、本論に関する研究が必要である。

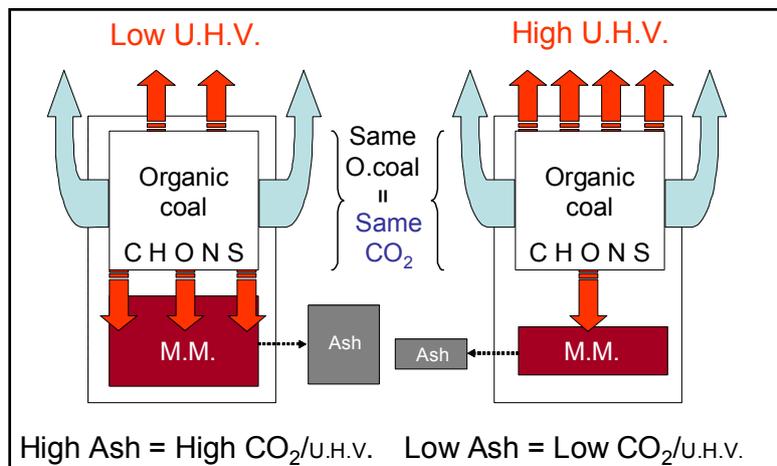


図 3.3-7 鉱物質と有効発熱量

第4章 温室効果ガス排出抑制策の効果

4.1 温室効果ガス排出削減のための長期ロードマップの検証

需給がひっ迫している「ベ」国では、発電所を停止することが容易でないため設備メンテナンスが行き届いていない。このため個々の設備の効率は運開当初から低下している。運用面では、設計通りの出力を維持することにインセンティブがあり、効率の維持・向上に対する意識はあまり高いとは言えない。さらに、比較的安価に入手できる国内炭（輸入炭の半値）を利用しているため、燃料消費を低減させる（効率を上げる）運転に重きを置いていない傾向がある。

温室効果ガス（CO₂）排出量削減の観点からは効率を高めることが必要である。具体的には、3章で提言した効率維持を目的とした運転・保守技術や、超臨界圧技術など高効率設備の導入が必要である。

ロードマップ策定においては、このような状況を考慮し、需給ひっばくを早期に解消するため、安価な国内炭（無煙炭）を利用した既存技術による亜臨界発電所の建設を鋭意進めることを前提とし、その上で、温室効果ガス排出抑制策の導入を図ることとした。

【短期】

- 運転管理・性能管理の導入
- 定期点検時に行う保守改善策の導入
- 新規亜臨界発電所における高性能機器の導入
- 炭質の改善

【短中期】

- 超臨界圧技術の導入
- 上記、は超臨界圧設備にも導入可能

【長期】2030年以降

- CCS、IGCCなどの先進のCCT技術の導入

以下に、長期ロードマップの効果をマクロ的に評価する。

4.1.1 効率維持のための運転・保守技術導入の検証

2.4.6で示したCO₂排出量試算方法に基づき、設備の経年による効率の低下を加味したCO₂排出量の試算を行う。「ベ」国の発電所運用の現状ケースとしてNinh Binh発電所、Pha Lai発電所の効率実績データの平均値から、20年あたりの相対的な効率低下を10%（例えば、運開時35%が20年後に31.5%へ低下する）と想定して試算する（Status quo case）。

また、効率維持を目指した運用・管理を行う日本の電力会社の石炭火力発電所の実績では、20年あたりの相対的な効率低下は5%である。「ベ」国の石炭火力発電所に「効率維持のための運転・保守技術」を適用した場合として、効率低下を5%と想定して試算する（Improved OM case）。

「Status quo case」、「Improved OM case」におけるCO₂排出量試算結果の比較を表4.1-1に示す。

表 4.1-1 Total amount of reduction of CO₂ emission and coal fuel consumption (Total)

Item		Total (2011-2030)
CO ₂ (1000tons)	Status quo case (A)	3,982,387
	Improved OM case (B)	3,917,148
	(A)-(B)	65,239
Coal fuel consumption (1000tons)	Status quo case (A)	1,931,870
	Improved OM case (B)	1,900,223
	(A)-(B)	31,648

「Status quo case」で示される「ベ」国の現状における CO₂ 排出量及び石炭消費量の総量 (2011 年～2030 年の総和) は、それぞれ 39 億 8,239 万トン、19 億 3,187 万トンとなった。一方、「Improved OM case」ではそれぞれ 39 億 1,715 万トン、19 億 22 万トンとなった。

効率維持のための運転・保守技術を導入した場合、2011 年から 2030 年の削減量は、CO₂ 排出量で 6,523 万トン (%1.6 減)、石炭消費量で 3,165 万トン (%1.6 減) と試算された。

上記試算結果のうち EVN の発電所について抜き出したものを表 4.1-2 に示す。運転・保守を改善することによる 2011 年から 2030 年の CO₂ 排出量総量および石炭消費量総量の削減量は、それぞれ 3,176 万トン、1,541 万トンと試算された。

この結果から、石炭の単価を 30 US ドル/トンとして運転・保守改善による燃料削減メリットを算出すると、20 年間で約 4 億 6,218 万 US ドルとなる。

表 4.1-2 Total amount of reduction of CO₂ emission and coal fuel consumption (EVN)

Item		Total (2011-2030)
CO ₂ (1000tons)	Status quo case (A)	1,774,798
	Improved OM case (B)	1,743,040
	(A)-(B)	31,758
Coal fuel consumption (1000tons)	Status quo case (A)	860,961
	Improved OM case (B)	845,555
	(A)-(B)	15,406

なお、ここでは運転・保守改善の効果をマクロ的に評価したが、3 章で提案した具体策の評価は 4.2 にて別途示す。

4.1.2 高効率技術 (超臨界圧) 導入の検証

2.4.6 で行った試算では、2012 年以降で運開する発電所の熱効率を 35% と仮定した (35% ケース)。これに対して、輸入石炭利用が本格化する 2015 年以降には超臨界圧設備 (熱効率 40%) を導入するとして試算した結果 (40% ケース) を表 4.1-3 に示す。

2011 年から 2030 年における CO₂ 排出量総量及び石炭消費量総量は、それぞれ 34 億 9,518 万ト

ン、16億9,552万トンとなった。また、EVN発電所からのCO₂排出量及び石炭消費量の総量は、それぞれ15億8,131万トン、7億6,710万トンとなった。

表 4.1-3 Result of annual CO₂ emission of coal-fired thermal power plants (40% case)

Year		2011	2015	2020	2025	2030
CO ₂ (1,000tons)	Total	26,802	69,509	162,381	242,561	387,086
	EVN	20,290	37,509	76,063	100,186	164,490
Coal fuel consumption (1000tons)	Total	13,002	33,719	78,772	117,667	187,777
	EVN	9,843	18,196	36,899	48,601	79,795
Generation by fossil fuel (GWh)	Total	25,172	71,055	174,615	265,248	428,695
	EVN	18,747	36,990	79,622	107,258	180,099

CO₂排出量、石炭消費量の試算結果について、「35%ケース」と「40%ケース」を比較した(図 4.1-1、図 4.1-2)。2011年から2030年におけるCO₂排出量および石炭消費量の削減量は、それぞれ3億6,008万トン、1億7,467万トンとなった(表 4.1-4)。削減率は等しく9.3%である。

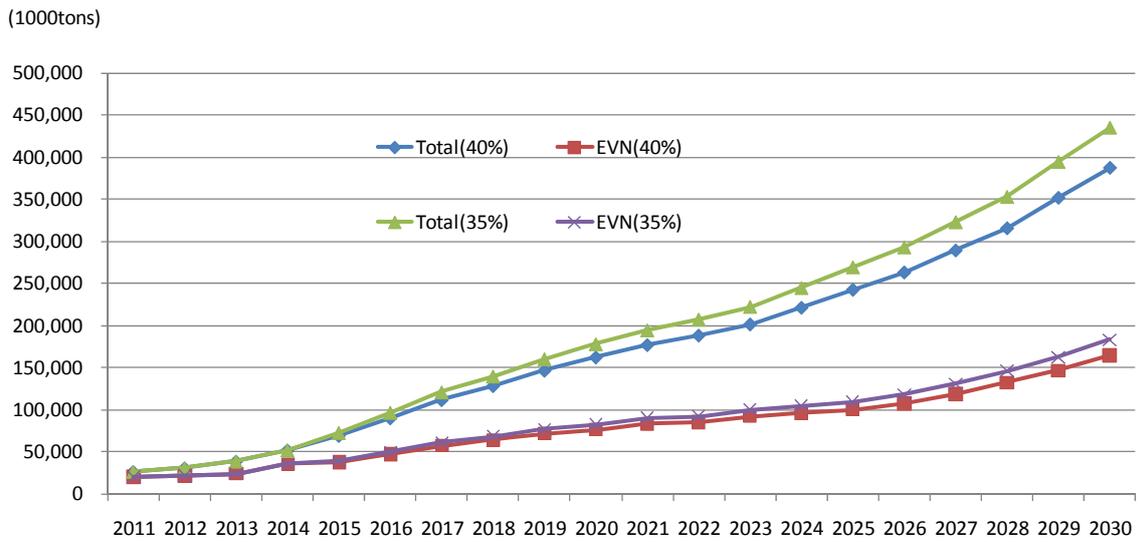
EVN発電所からのCO₂排出量および石炭消費量の削減量は、それぞれ1億3,170万トン、6,389万トンであり、削減率は7.7%となった(表 4.1-5)。

上記試算結果から、輸入石炭単価を60USドル/トンとして、超臨界圧設備導入による燃料費削減費用を算出すると、20年間で38億3,300万USドルとなる。

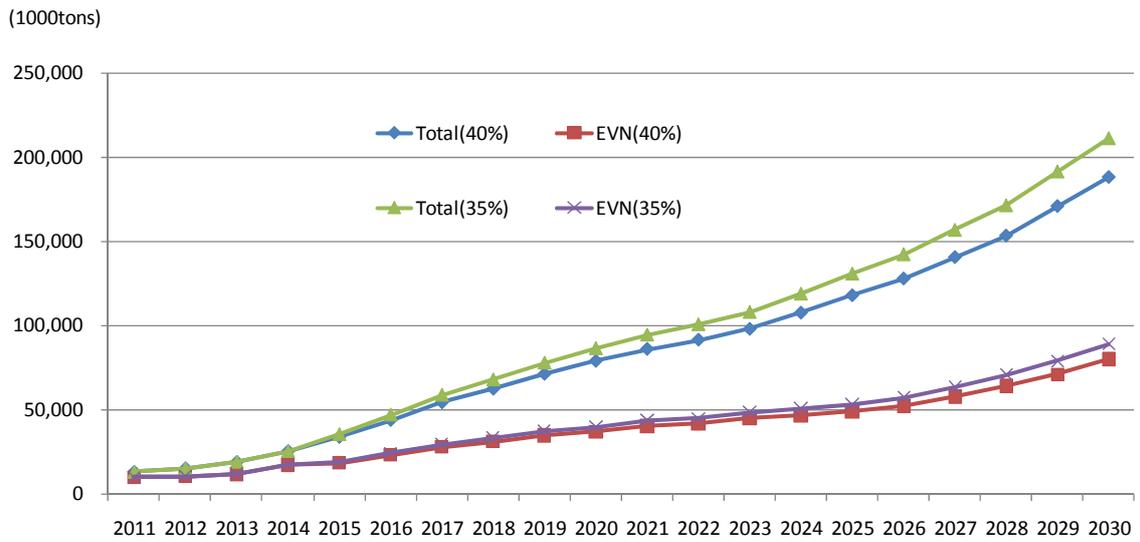
一方、試算における2015年以降のEVNの石炭火力発電所の導入容量は26,190MWである。亜臨界圧設備と超臨界圧設備の建設単価の差を100US\$/kWと推定すると、亜臨界圧から超臨界圧へ仕様変更した場合の建設費の増分は26億1,900万USドルとなる。石炭燃料の節減により、超臨界設備の建設費増分をカバーできる結果となった。

超臨界設備の導入はCO₂排出抑制の効果が大きく、無煙炭であっても超臨界圧発電所の建設が望ましいものの、「ベ」国内では超臨界圧発電所の建設実績がなく、また、無煙炭での超臨界圧となると、技術的な情報が十分とは言えず早期導入は困難であると考えられる。需給ひっ迫を早期に解消したい「ベ」国の現状を考慮すると、無煙炭を使用する場合には「ベ」国での実績があり技術的にも信頼できる亜臨界発電所の建設が妥当である。また、新設の際には4.3で紹介する高性能機器を採用することで高効率な亜臨界設備として導入を図ることが望まれる。

なお、超臨界圧技術の導入における課題を4.1.5に別途述べる。



☒ 4.1-1 Result of CO₂ emission of coal-fired thermal power plants



☒ 4.1-2 Result of coal fuel consumption of coal-fired thermal power plants

表 4.1-4 Total amount of reduction of CO₂ emission and coal fuel consumption(Total)

Item		Total (2011-2030)
CO ₂ (1000tons)	35% case (A)	3,855,252
	40% case(B)	3,495,177
	(A)-(B)	360,075
Coal fuel consumption (1000tons)	35% case (A)	1,870,197
	40% case(B)	1,695,523
	(A)-(B)	174,674

表 4.1-5 Total amount of reduction of CO₂ emission and coal fuel consumption(EVN)

Item		Total (2011-2030)
CO ₂ (1000tons)	35% case (A)	1,713,015
	40% case(B)	1,581,312
	(A)-(B)	131,703
Coal fuel consumption (1000tons)	35% case (A)	830,990
	40% case(B)	767,100
	(A)-(B)	63,890

4.1.3 低効率発電設備について

2.4.4 で述べたように新規の発電所建設は計画どおりに進んでいない。このため需給がひっ迫しており、発電所設備の定期点検のための停止もできない状況である。

Ninh Binh 発電所は古い設備であるが整備されており著しい出力低下も見られていない。従って、ひっ迫する電力需給面を考慮すると、低効率であるものの廃止するよりは、効率維持・改善のための運転保守技術を導入し CO₂ 排出抑制対策をしながら当面は運転を続けるべきである。

4.1.4 新技術の導入について

「ベ」国では、CCS や IGCC などの技術導入に向けたプロジェクトは見られない。IE が描く CO₂ 排出抑制シナリオでは、2030 年以降で CCS 技術の導入を見込んでいる。導入時の 2030 年には全石炭火力発電所の排出する CO₂ の 5% を貯蔵し、2050 年までには、これを 50% まで拡大する計画である。CO₂ 貯蔵費用として、60US\$ / トン CO₂ と想定している。

4.1.5 超臨界圧技術導入の課題

超臨界圧技術など高効率プラントの導入は、CO₂ 排出抑制効果が大きいものの、現状での「ベ」国への導入にはいくつかの懸念があるものと考えられる。

今後、亜臨界圧プラントから超臨界圧プラントへ移行していく過程での課題として、以下の項目が考えられる。超臨界圧プラントは亜臨界圧プラントと比較して、

厳密な水質管理が必要：

ブローダウンにて不純物を系外にブローできるドラムボイラーと違い、貫流ボイラー（超臨界圧ボイラー）では、給水中の不純物はすべてボイラーに入り、管内面のスケールとなる。管内面のスケールはチューブの過熱を起し、チューブ損傷にいたる。

そのためには、水質管理体制の確立（測定項目、測定箇所、管理値、連続監視、計器の適切な保守）が必要となる。

ボイラの蓄熱容量が小さいのでより高度な制御が必要：

貫流ボイラーではドラムがないためボイラの熱保有量が小さくなり、蒸気圧力、温度、過剰空気率を一定に保つためには、負荷 - 給水量 - 燃料量 - 空気量の関係をより正確にバランスさせなければならず、制御の高度な自動化が必要となる。

そのため、

- ・ 温度トランスミッター、圧力トランスミッター等の計器の適切な保守管理が必要となる。
- ・ 自動弁（流量調節弁）の適切な保守管理が必要となる。
- ・ 制御系のトラブル対応に制御ロジックを読むことが必要となり、運転員・保修課員にその能力が必要となる。

チューブリークへの許容度が小さい：

どのボイラーにおいても、チューブリークした状態での運転は推奨されないが、特に、貫流ボイラーでは好ましくない。リークした後流の流量が減るためチューブの過熱が生じるが、貫流ボイラーでは一本のチューブが長いため、リークを放置したまま運転を継続すると後流の広範囲にわたって管が過熱され損傷範囲が広がってしまう。

そのため、運転中のチューブリークの予防が重要となり、そのためチューブの肉厚傾向管理を適正に実施する必要がある。

蒸気が高温・高圧となるため余寿命評価手法の活用による適切な保守が必要：

超臨界圧プラントを採用した場合、亜臨界プラントとくらべ蒸気が高温、高圧となるため、経年的な部品への負荷が高くなり、適切な点検、保守を実施せず、運転を継続した場合は、タービン翼、ローターの損傷、ボイラーチューブ漏洩の頻発等が発生し、プラントに大きな損傷を与え、長期間の停止、多額の修理費用が発生する可能性が亜臨界圧プラントよりも高くなる。

現状の「ベ」国では、

- ・ 水質管理体制は確立されているものの、手動分析によるものが主である。至近に建設されたプラントにおいては、自動分析装置が導入されているが、自動分析装置は適切な保守が不可欠であり、保守不完全のため十分に活用されていない状況が見られる。
- ・ 各計器、自動弁等の保守が十分とは言えない状況が見られる。
- ・ 至近に建設されたプラントでは自動起動等の機能を持っているが、自動化を十分に活用できていない事象が見られる。

- ・ チューブの肉厚傾向管理を含めた余寿命管理手法は一般的に使用されていない。

ことから、現時点での超臨界圧プラントの採用には懸念があると考え。その懸念を排除するためには、水質管理計器を始めとした計器類、自動弁等の適切な保守管理体制確立、自動化に対する運転員・保守員のレベル向上、余寿命管理手法の普及が必要であり、その具体的方法として、

- ・ IPP における外資技術力導入、
- ・ JICA 等による技術支援による EVN の技術力向上、

等を対策として提言したい。

ここで「ベ」国では、一般的ではない余寿命管理の概要を紹介したい。

< 余寿命管理の概要 >

プラントを構成している機器の劣化の原因には多くのものがあるが、主なものとして以下の 3 つがあげられる。

- ・ クリープおよびクリープ疲労
- ・ 疲労（低サイクル疲労、高サイクル疲労）
- ・ 腐食・侵食と摩耗による減肉

余寿命管理評価とは、機器のより正確な寿命を把握し、より長く機器を使用できるようにすること、および機器の故障が発生する前に事前に機器を取替ることの 2 つを主な目的として、機器の劣化の進行具合を評価することである。さまざまな劣化要因にたいする評価技術が開発され、使用されてきている。各々の劣化要因についての評価手法の概要を以下に示す。

(1) クリープおよびクリープ疲労

高温環境下では、荷重を継続してかけられている金属材料は時間とともに変形し、やがて破壊にいたる。この現象はクリープ損傷と呼ばれている。クリープ疲労とは後述する疲労現象と、金属が高温下で繰り返し応力を受けることにより生じるクリープ現象が組み合わさったものである。火力発電所において、その現象の対象となるものはボイラーの過熱器、再熱器、高圧タービン等、450 以上にて使用されるものである。変形や破壊は材質・運転温度・応力によってことなったメカニズムによって生じる。しかし、クリープの検査方法はすべてのメカニズムに対して同じである。その検査方法は大きく以下の 3 つに分けられる。

- ・ 非破壊検査法
- ・ 破壊検査法
- ・ 分析法

非破壊検査方法

非破壊検査方法は、金属材料の内部組織のクリープの進展を伴うさまざまな変化をパラメータとし、損傷具合の状況を示すものである。非破壊検査方法は、材料組織の微視的变化、硬さの変化、電気抵抗値の変化等をパラメータとして使用し、対象とする機器から得られたデータを実験等により得られたデータをもとに作られたマスターカーブと照合し、余寿命を評価する方法である。

破壊検査法

破壊法は対象とする機器からサンプルを採取し、そのサンプルから試験片を作り、さまざまなテストを実施し余寿命を評価する方法である。試験片に対するテストとしては、サンプルのクリープ破断時間を求めるクリープテスト、引張強度のような機械的強度を求めるテスト等がある。

分析法

分析法とは、有限要素法その他の方法により、対象機器が使用される条件（温度、圧力）材料の劣化特性（温度、圧力と破壊との関係）をもとに、機器の余寿命を評価する間接的評価手法である。

破壊法の評価精度は高く、サンプルが採取し易い、ボイラーチューブの評価等に使用される。しかし、クリープテストにはかなりの時間を要し、他の機械的テストにはテスト片を作成する必要があるため、非破壊検査法、分析法と比べ高コストとなる。

非破壊検査法ではデータの採取は容易である。ただし、金属組織の微視的な変化をパラメータとしなければならないため、損傷を定量化することが難しい。

(2) 疲労

熱疲労による低サイクル疲労が火力発電における余寿命評価において一般的に問題とされる。熱疲労は、通常、肉厚の機器、例えば、ボイラのドラム、火炉蒸発管理の附属金物、蒸気タービンのローター、主要弁、車室等で問題となる。停止起動等に伴う温度変化により繰り返し応力が発生し、疲労が蓄積され破損にいたる。疲労の余寿命評価法には、クリープ疲労の評価と同様な非破壊検査法、分析法が用いられる。非破壊検査法は、疲労の蓄積による、材料の硬さの変化、材料組成の変化、微視的なクラックを評価するために使用される。分析法は、停止起動もしくは負荷変化に伴う温度変化により生じる応力を計算し、その応力変化と材料の疲労特性から疲労を評価する。

(3) 腐食、侵食、摩耗による減肉

物体の表面が化学的反応によりはがされていく現象が腐食、物体の表面が物理的な作用によりはがされていく現象が侵食である。摩耗は、侵食と同じく、物理的な作用により物体の表面がはがされる現象であるが、石炭灰のような硬いものが高速で物体に衝突することにより生じる現象である。腐食、侵食、摩耗の原因はさまざまであるが、それらの管理方法は、それらの事象が問題となっている部品の肉厚を測定し、肉厚の減少速度を計算し、その部品が使用に耐えうる必要最低肉厚となる時期を予測することである。肉厚測定は超音波肉厚測定器、サンプル採取により

実施される。

4.1.6 低灰分炭の生産・使用による温室効果ガス排出抑制策の提言

炭質面からは 1) ミル粉碎粒度の微細化、2) 高揮発分輸入炭の混炭、3) 低灰分炭の使用、4) Oil Agglomeration による灰中未燃分の回収、の対策が考えられたが、技術の実用性及び今後の炭質劣化変動を勘案して、3) 低灰分炭の生産・使用を提言する。具体的には、選炭(比重差分離)により得られる低灰分炭(灰分 12.5%)と原炭(灰分 30%)を混炭して、25%及び 20%の低灰分炭を生産・使用すると仮定した場合の温室効果ガス抑制効果を示した。

表 4.1-6 にベースライン・シナリオ及びプロジェクト・シナリオを、表 4.1-7 にそれらから算出される温室効果ガス排出量を示す。

表 4.1-6 ベースライン・シナリオ及びプロジェクト・シナリオ

			Base Line Scenario	Project Scenario		Remarks
			30%	25%	20%	
Coal Mine	Product	kg	522	514	512	65 kWh/t ^{※1}
Coal Preparation Plant	Feed	kg		514	512	10 kWh/t ^{※2}
	Low-Ash Coal (Yield)	kg %		463 90	415 81	Table 3.1-2
	Hi-Ash Coal	kg		51	97	1.052 kWh/t km ^{※3}
Transportation	Fuel Coal	kg	522	463	415	0.566 kWh/t km ^{※4}
Power Plant	Generated Energy	kWh	1,000	1,000	1,000	
	Ash Disposal	kg	174	129	92	1.052 kWh/t km ^{※3}

※ 1)、2) : 出典「石油・LNG・石炭の LCI 比較」(財)石油産業活性化センター 1998 年

※ 3) : 出典「省エネルギー便覧」(財)省エネルギーセンター 2000 年

※ 4) : 出典「インドにおける一般炭高効率利用技術の CDM への適用可能性評価」東京大学 内田、他 鉄道 (0.08kWh/t km) 50%+トラック (1.052kWh/t km) 50%とした。

表 4.1-7 温室効果ガス排出量

		Emission Factor (10 ³ kg-CO ₂ /MJ)	MJ/kWh	Base Line Scenario		Project Scenario			
				Ash=30%		Ash=25%		Ash=20%	
				Kwh	kg-CO ₂	Kwh	kg-CO ₂	Kwh	kg-CO ₂
Coal Mining		75+0.004*21+0.002*310	11.08	33.930	28.460	33.410	28.024	33.280	27.915
Coal Preparation	Plant Operation	(Ref. ※1)				5.140	4.112	5.120	4.096
	Trans. of Refuse	56.1+0.61*21				0.107	0.082	0.204	0.156
Trans. of Coal		75+0.006*21+0.002*310		17.727	14.878	15.723	13.196	14.093	11.828
Ash Disposal		56.1+0.61*21		1.830	1.398	1.357	1.036	0.968	0.739
Total					44.736		46.451		44.734

※1) 0.8t-CO₂/MWH

排出係数は IPCC の値を用い、発電に係る CO₂ は計上していない。プロジェクト・シナリオをベースライン・シナリオと比較すると、石炭灰分 25%時には排出量は悪化、石炭灰分 20%時にはほぼ

同一という結果である。前述の通り石炭の輸送距離が短いため GHG 排出面においても低灰分化の効果が薄れている。

一方、鉱物質から灰分への変化は吸熱を伴う化学変化であり有機石炭質が発した熱量がそれに充てられる。従って、鉱物質が多いほど発電に利用可能な熱量は減少する。一方、鉱物質が多かろうと少なかりと、有機石炭質は一定量の CO₂ を発生する。すなわち、発電に利用可能な熱量当たりの CO₂ 発生量は、鉱物質（灰分）が多いほど大きい。従って、同じ電力を生み出す場合、低灰分炭を使用した方 GHG 排出量を大きく抑制できるはずである。ただ、この理論に関する研究資料がないため今次 GHG 排出量にはこれを盛り込んでいない。

4.2 改善策に基づく温室効果ガス排出抑制策の効果の算出

本節の表中の数値は、現地調査での聞き取りや事前アンケートで得られたデータである。これらに基づき効果の概算を行った。

4.2.1 運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の効果の算出

運転目標値管理の例として、主蒸気温度が定格値よりも 5 下回った状態で 6 時間運転を継続した場合の燃料損失を以下の条件により算出した。表 4.2-1 に、今回の計算結果を示す。

今回は、6 時間という限定した条件のもとでその損失を算出したが、主蒸気温度が継続的に定格値を下回っている状態を改善し、常に主蒸気温度を定格値に保ちながら運転した場合、例えば、Ninh Binh 火力発電所を例に取ると 1 年間で約 140t の石炭消費量を節約できることになる。

【運転条件】

• プラント出力 (MW)	定格出力 (MW)
• 主蒸気温度差 ()	定格温度より 5 低下
• 運転継続時間 (時間)	6 時間
• HR 修正係数 (%/)	0.02 (%/)
• 総合 HR (kcal/kWh)	各発電所 2009 年実績値
• 燃料熱量 (L.H.V) (kcal/kg)	5,000

【石炭消費量算出式】

$$\text{石炭消費量(損失分)} = (\text{主蒸気温度差}) \times (\text{主蒸気温度 HR 修正係数}/100) \\ \times (\text{総合 HR}) \times (\text{定格出力 MW}) / (\text{燃料熱量 L.H.V kcal/kg})$$

表 4.2-1 運転目標値管理 主蒸気温度改善による温室効果ガス排出抑制の効果

Plant	Unit No.	Output (MW)	G.H.R (kcal/kWh)	Heat Loss (kcal)	Coal Consumption (kg)	CO2 Emission (kg) ^(*)
Ninh Binh	1	25	3,130	469,500	93.9	194
	2	25	3,100	465,000	93.0	192
	3	25	3,100	465,000	93.0	192
	4	25	3,125	468,750	93.8	193
Pha Lai	1	110	2,530	1,670,044	334.0	689
	2	110	2,360	1,557,600	311.5	643
	3	110	2,398	1,582,475	316.5	653
	4	110	2,509	1,656,263	331.3	683
Pha Lai	5	300	2,043	3,676,644	735.3	1,517
	6	300	2,087	3,756,420	751.3	1,550
Uong Bi	5	55	3,638	1,200,454	240.1	495
	6	55	3,635	1,199,464	239.9	495

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

4.2.2 保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の効果の算出

4.2.2.1 ボイラ設備

(1) ボイラ化学洗浄による効果

現状、各発電所において、化学洗浄に対する考え方は異なるが、化学洗浄を実施していない発電所においては、設備更新以降で経年的に付着してきたスケールの除去による伝熱効率の向上を見込むことができる。また、アルカリ洗浄をスケール量に関係なく2年毎に実施している発電所においては、今回提案する酸洗浄を実施することによって、実施頻度の低減による化学洗浄に必要な費用およびユニット停止時間の削減を図ることができる。

化学洗浄の実施によるボイラ効率の改善については、中部電力管内の石炭火力発電所にて至近に実施された化学洗浄の前後で89.28%から89.94%に改善されているデータがあるが、この値は定期点検にてボイラ各部の清掃や通風装置等の内部点検にて性能が回復した分も含まれているため、効率改善のうち50%が化学洗浄によるものと考え、効果を算出する。この値は、ボイラ効率劣化率のうち約30%の改善であることから、ベトナム国の石炭火力発電所におけるボイラ効率劣化率の改善も同程度と考え計算に使用する。

計算結果を表4.2-2に示す。石炭削減量は発電所により差があるが、Pha Lai II 発電所では年間13,000tの石炭を削減することができる。

表 4.2-2 ボイラ化学洗浄による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency (%)	Boiler Efficiency (%)		Coefficiency to Efficiency other than Boiler Efficiency
		A	B	C	D = A / C
		Actual	Design	Actual	
Ninh Binh TPP	1	21.29	90.1	82.39	0.258
	2	21	90.1	83.1	0.253
	3	23.02	90.1	83.66	0.275
	4	21.43	90.1	81.44	0.263
Pha Lai I TPP	1	28.3	86.06	85	0.333
	2	30	86.06	84.8	0.354
	3	29.09	86.06	85	0.342
	4	28.57	86.06	84.4	0.339
Pha Lai II TPP	5	35.18	88.5	84.8	0.415
	6	35.42	88.5	84.9	0.417

Plant	Unit	Deteriorated Boiler Efficiency (%)	Improvement of Boiler Efficiency (%)	Boiler Efficiency After Improvement (%)	Generating End Efficiency After Improvement (%)
		E = B - C	F = E * 0.3	G = C + F	H = D * G
Ninh Binh TPP	1	7.71	2.31	84.70	21.89
	2	7.00	2.10	85.20	21.53
	3	6.44	1.93	85.59	23.55
	4	8.66	2.60	84.04	22.11
Pha Lai I TPP	1	1.06	0.32	85.32	28.41
	2	1.26	0.38	85.18	30.13
	3	1.06	0.32	85.32	29.20
	4	1.66	0.50	84.90	28.74
Pha Lai II TPP	5	3.70	1.11	85.91	35.64
	6	3.60	1.08	85.98	35.87

表 4.2-2 ボイラ化学洗浄による石炭消費量の削減（続き）

Plant	Unit	Heat Consumption Before Improvement (kcal/kWh)	Heat Consumption After Improvement (kcal/kWh)	Heat Consumption Difference (kcal/kWh)	Generated Electricity (MWh/year)
		$J = 3600/4.1869/A*100$	$K = 3600/4.1869/H*100$	$L = J - K$	M (5 Year Average)
Ninh Binh TPP	1	4,038.63	3,928.44	110	193,807
	2	4,094.40	3,993.58	101	187,354
	3	3,735.12	3,650.90	84	185,736
	4	4,012.25	3,888.30	124	177,485
Pha Lai I TPP	1	3,038.25	3,027.00	11	692,347
	2	2,866.08	2,853.43	13	652,255
	3	2,955.74	2,944.79	11	737,340
	4	3,009.54	2,991.95	18	664,810
Pha Lai II TPP	5	2,444.07	2,412.55	32	2,137,675
	6	2,427.51	2,397.08	30	2,182,308

Plant	Unit	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO ₂ Emission Difference (t/year) ^(*)
		$N = L * M * 1000$	$O = N/5000/1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Binh TPP	1	21,355,557,066	4,271	8,811
	2	18,889,634,217	3,778	7,793
	3	15,643,203,397	3,129	6,454
	4	21,998,195,684	4,400	9,076
Pha Lai I TPP	1	7,790,262,444	1,558	3,214
	2	8,251,582,764	1,650	3,404
	3	8,071,214,856	1,614	3,330
	4	11,688,735,897	2,338	4,822
Pha Lai II TPP	5	67,381,692,748	13,476	27,800
	6	66,418,251,778	13,284	27,402

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

(2) 空気予熱器性能管理による効果

伝導式空気予熱器の管余寿命評価による取替修理基準の見直し、再生式空気予熱器の温度効率およびエレメント損傷度評価による取替修理基準の見直しにより、得られる効果を以下に示す。

中部電力の石炭火力発電所における空気予熱器は再生式であるが、3章にて提案した方法にて取替修理を実施し、定期点検前後で排ガス温度が約 3 (2%) 改善している。設計温度がほぼ同程度のベトナム国の石炭火力発電所において、取替修理基準を見直すことで伝熱管およびエレメントの取替修理の割合は従来よりも増え、排ガス温度の低減効果も大きくなることが予想される。ただし、従来通りの取替修理基準での改善分を差し引く必要があるため、今回の提案による排ガス温度低減分は中部電力の石炭火力発電所における現状の定期点検時の削減効果と同等と考え、伝導式、再生式に関係なく排ガス温度低減効果を 3 として計算することとする。

まず、見直し後の修理基準を実践することにより、空気予熱器排ガス温度が低下する場合の燃料消費率への影響を算出する。排ガス熱損失および燃料消費率低減効果は以下の式で示される。

$$\text{排ガス熱損失 } L1 = \frac{C \times G + (Tg2 - Ta1)}{H1} \times 100 \quad (\%)$$

C : 空気予熱器出口排ガスの定圧比熱 (kJ/m³ N・K)

G : 空気予熱器出口排ガス量 (m³ N/kg)

Tg2 : 空気予熱器排ガス温度 ()

Ta1 : 外気温度 ()

H1 : 燃料低位発熱量 (kJ/kg)

$$\text{燃料消費率低減効果 (g/kWh)} = \text{設計標準炭燃料消費率 (g/kWh)} \times \text{ボイラ効率変化量 (相対)}$$

ボイラ効率変化量については、Ninh Binh 火力発電所 Unit-1 を代表として計算を行う。空気予熱器排ガス温度は設計値 137 に対して実際の値が 155 であり、改善後の値は 152 とすると、以下のように算出される。

$$\text{(before improvement) } L1 = \frac{1.38 \times 12 \times (155 - 24.5)}{20934} \times 100 = 10.32 (\%)$$

$$\text{(after improvement) } L1 = \frac{1.38 \times 12 \times (152 - 24.5)}{20934} \times 100 = 10.08 (\%)$$

は運転中のデータが得られなかったため、他の石炭火力発電所のデータ (参考値) を使用

$$\text{変化後ボイラ効率} = 82.39 - (10.32 - 10.08) = 82.15$$

$$\text{ボイラ効率変化量 (相対)} = \frac{82.39 - 82.15}{82.39} \times 100 = 0.29 \%$$

燃料消費率および熱消費率はボイラ効率変化量に比例するため、以下の計算に使用した。各発電所における熱消費率の改善は同程度とする。

計算結果、表 4.2-3 のような石炭使用量の削減が可能である。Pha lai II 発電所では年間 3,000 t 以上の石炭を削減することができる。

表 4.2-3 空気予熱器性能管理による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency	Heat Consumption (kcal/kwh)	Heat Consumption Improvement (kcal/kwh)
		Actual	$B = 3600 / A / 4.1868 / 100$	$C = B * 0.29 / 100$
		A		
Ninh Binh TPP	1	21.29	4,039	11.71
	2	21	4,095	11.87
	3	23.02	3,735	10.83
	4	21.43	4,012	11.64
Pha Lai I TPP	1	28.3	3,038	8.81
	2	30	2,866	8.31
	3	29.09	2,956	8.57
	4	28.57	3,010	8.73
Pha Lai II TPP	5	35.18	2,444	7.09
	6	35.42	2,428	7.04

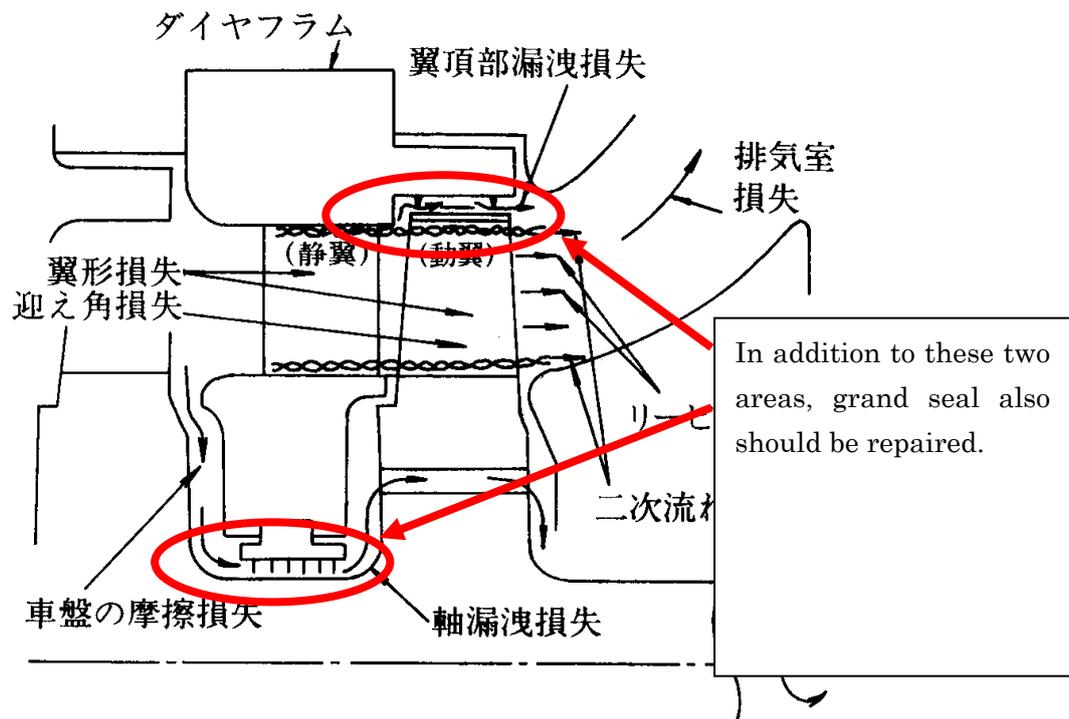
Plant	Unit	Generated Electricity (MWh/year)	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO2 Emission Difference (t/year) ^(*)
		D (5 Year Average)	$E = C * D * 1000$	$F = E / 5000 / 1000$	$F * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Binh TPP	1	193,807	2,269,927,994	453.99	936
	2	187,354	2,224,656,103	444.93	920
	3	185,736	2,011,914,497	402.38	829
	4	177,485	2,065,176,990	413.04	853
Pha Lai I TPP	1	692,347	6,100,361,013	1220.07	2,519
	2	652,255	5,421,439,037	1084.29	2,237
	3	737,340	6,320,367,868	1264.07	2,606
	4	664,810	5,802,372,234	1160.47	2,395
Pha Lai II TPP	5	2,137,675	15,151,799,247	3030.36	6,252
	6	2,182,308	15,363,341,754	3072.67	6,339

^(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

4.2.2.2 タービン関係

(1) 主タービンシール部部品取替による効果

現状、各発電所において、動静翼、シール部の損傷状況等詳細な記録が入手できなかったこと、タービン効率についても不確実な部分が見られること等から、シール部部品取替による効果を正確に算出することは困難である。そのため、今回各火力発電所から提供されたタービン効率をもとに、与えられたタービン効率劣化率のその 6 割が翼損傷等によるもの、2 割が経年劣化により修理等では回復できないもの、残りの 2 割がシール部修理で回復できるものと仮定して計算を実施する。



計算結果を表 4.2-4 に示す。計算結果では、最大年間 1 万 2 千 t の石炭を削減できるプラントがあることとなる。

表 4.2-4 主タービンシール部部品取替による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency (%)	Turbine Efficiency (%)		Coefficiente to Efficiency other than Turbinne Efficiency
		A	B	C	D = A / C
		Actual	Design	Actual	
Ninh Binh TPP	1	21.29	31	27.58	0.772
	2	21	31	27.03	0.777
	3	23.02	31	28.15	0.818
	4	21.43	31	28.06	0.764
Pha Lai I TPP	1	28.3	39	34	0.832
	2	30	39	36.4	0.824
	3	29.09	39	35.8	0.813
	4	28.57	39	34.3	0.833
Pha Lai II TPP	5	35.18	45.1	42.9	0.820
	6	35.42	45.1	42.9	0.826

Plant	Unit	Deteriorated Turbine Efficiency (%)	Improvement of Turbien Efficiency (%)	Turbine Efficiency After Improvement (%)	Generating End Efficiency After Improvement (%)
		E = B - C	F = E * 0.2	G = C + F	H = D * G
Ninh Binh TPP	1	3.42	0.68	28.26	21.82
	2	3.97	0.79	27.82	21.62
	3	2.85	0.57	28.72	23.49
	4	2.94	0.59	28.65	21.88
Pha Lai I TPP	1	5.00	1.00	35.00	29.13
	2	2.60	0.52	36.92	30.43
	3	3.20	0.64	36.44	29.61
	4	4.70	0.94	35.24	29.35
Pha Lai II TPP	5	2.20	0.44	43.34	35.54
	6	2.20	0.44	43.34	35.78

表 4.2-4 主タービンシール部部品取替による石炭消費量の削減（続き）

Plant	Unit	Heat Consumption Before Improvement (kcal/kWh)	Heat Consumption After Improvement (kcal/kWh)	Heat Consumption Difference (kcal/kWh)	Generated Electricity (MWh/year)
		$J = 3600/4.1869/A*100$	$K = 3600/4.1869/H*100$	$L = J - K$	M (5 Year Average)
Ninh Binh TPP	1	4,038.63	3,940.99	98	193,807
	2	4,094.40	3,977.66	117	187,354
	3	3,735.12	3,661.08	74	185,736
	4	4,012.25	3,929.99	82	177,485
Pha Lai I TPP	1	3,038.25	2,951.51	87	692,347
	2	2,866.08	2,825.78	40	652,255
	3	2,955.74	2,903.90	52	737,340
	4	3,009.54	2,929.33	80	664,810
Pha Lai II TPP	5	2,444.07	2,419.32	25	2,137,675
	6	2,427.51	2,402.92	25	2,182,308

Plant	Unit	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO2 Emission Difference (t/year) ^(*)
		$N = L * M * 1000$	$O = N/5000/1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Binh TPP	1	18,923,773,079	3,785	7,807
	2	21,872,689,328	4,375	9,024
	3	13,752,415,621	2,750	5,674
	4	14,599,454,685	2,920	6,023
Pha Lai I TPP	1	60,051,837,178	12,010	24,776
	2	26,285,796,738	5,257	10,845
	3	38,225,657,735	7,645	15,771
	4	53,322,499,909	10,664	21,999
Pha Lai II TPP	5	52,918,443,862	10,584	21,832
	6	53,657,267,027	10,731	22,137

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

(2) 給水加熱器高圧ウォータージェット洗浄による効果

今回の調査では、給水加熱器の終端温度差の管理状況は確認できなかった。日本国内の石炭火力発電所にて、8年程度で約1の終端温度差の悪化を経験していることから、ベトナム国内でも同程度の悪化が生じているものと仮定し、その悪化分がジェット洗浄により改善できると仮定して効果を算出する。実際には、ベトナム国では高圧ウォータージェット洗浄を実施したことがないため、効果は下記算出よりも大きいものと想定される。また、終端温度差によるタービン熱消費率の影響は、タービンメーカーにより把握されており、設計ヒートバランス線図から算出され

るものであるが、今回の発電所調査ではデータが見られなかったため、標準的な値として加熱器1基分として0.02%/ を使用した。

計算結果を表 4.2-5 に示す。計算結果では、加熱器1基の洗浄により、最大年間約 200t の石炭を削減できるプラントがあることとなる。

表 4.2-5 給水加熱器高圧ウォータージェット洗浄による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency	Heat Consumption (kcal/kwh)	Heat Consumption Improvement (kcal/kwh)	Generated Electricity (MWh/year)
		Actual	B = 3600 / A / 4.1868 / 100	C = B * 0.02 / 100	D (5 Year Average)
		A			
Ninh Binh TPP	1	21.29	4,039	0.81	193,807
	2	21	4,095	0.82	187,354
	3	23.02	3,735	0.75	185,736
	4	21.43	4,012	0.80	177,485
Pha Lai I TPP	1	28.3	3,038	0.61	692,347
	2	30	2,866	0.57	652,255
	3	29.09	2,956	0.59	737,340
	4	28.57	3,010	0.60	664,810
Pha Lai II TPP	5	35.18	2,444	0.49	2,137,675
	6	35.42	2,428	0.49	2,182,308

Plant	Unit	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO2 Emission Difference (t/year) (*)
		E = C * D * 1000	F = E / 5000 / 1000	O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9
Ninh Binh TPP	1	156,546,758	31.31	65
	2	153,424,559	30.68	63
	3	138,752,724	27.75	57
	4	142,425,999	28.49	59
Pha Lai I TPP	1	420,714,553	84.14	174
	2	373,892,347	74.78	154
	3	435,887,439	87.18	180
	4	400,163,602	80.03	165
Pha Lai II TPP	5	1,044,951,672	208.99	431
	6	1,059,540,811	211.91	437

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

(3) 復水器高圧ウォータージェット洗浄による効果

復水器高圧ウォータージェット洗浄はボール洗浄、ブラシ洗浄等で除去することのできない汚れ（シリカスケール等の硬質スケール）を除去し、復水器損失を低減するものである。今回の調

査では、復水器の真空度と汚れの関係との管理状況は確認できなかった。日本国内の硬質スケール除去時の実績から効果を算出する。ベトナム国内では、復水器の高圧ウォータージェット洗浄が実施されることがないため、発電所によっては、同程度以上の硬質スケールが付着していることが想定され、効果は下記算出よりも大きいものと想定される。参照事例では、復水器真空が洗浄前-94.22kPa から-94.77kPa に改善され熱消費率改善量は0.07%であったため、下記計算にはこの数字を使用した。

計算結果を表 4.2-6 に示す。計算結果では、最大年間約 740t の石炭を削減できるプラントがあることとなる。

表 4.2-6 復水器高圧ウォータージェット洗浄による石炭消費量の削減

Plant	Unit	Generating End Efficiency	Heat Consumption (kcal/kwh)	Heat Consumption Improvement (kcal/kwh)	Generated Electricity (MWh/year)
		Actual	$B = 3600 / A / 4.1868 / 100$	$C = B * 0.07 / 100$	D (5 Year Average)
		A			
Ninh Binh TPP	1	21.29	4,039	2.83	193,807
	2	21	4,095	2.87	187,354
	3	23.02	3,735	2.61	185,736
	4	21.43	4,012	2.81	177,485
Pha Lai I TPP	1	28.3	3,038	2.13	692,347
	2	30	2,866	2.01	652,255
	3	29.09	2,956	2.07	737,340
	4	28.57	3,010	2.11	664,810
Pha Lai II TPP	5	35.18	2,444	1.71	2,137,675
	6	35.42	2,428	1.70	2,182,308

Plant	Unit	Heat Consumption Difference (kcal/year)	Coal Consumption Difference (t/year)	CO2 Emission Difference (t/year) (*)
		$E = C * D * 1000$	$F = E / 5000 / 1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Binh TPP	1	547,913,654	109.58	226
	2	536,985,956	107.40	222
	3	485,634,534	97.13	200
	4	498,490,998	99.70	206
Pha Lai I TPP	1	1,472,500,934	294.50	608
	2	1,308,623,216	261.72	540
	3	1,525,606,037	305.12	629
	4	1,400,572,608	280.11	578
Pha Lai II TPP	5	3,657,330,853	731.47	1,509
	6	3,708,392,837	741.68	1,530

(*)CO₂ emission factor: 98,538kg-CO₂/TJ

4.3 今後建設する亜臨界石炭火力発電所に対する温室効果ガス排出抑制策の提言

まずは、「3.1 運用面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言」、「3.2 保守面の改善による温室効果ガス排出抑制策の提言」にて提言した運用面・保守面での提言を実施して高い効率を維持して発電所を運用していくことが重要である。

それ以外に、プラントの高効率に資すると思われるものについて以下に紹介する。

4.3.1 蒸気タービンへの最新翼形状、最新翼頂部シール形状の採用

(1) 最新翼形状の採用

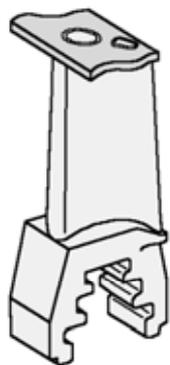
高性能三次元翼を採用することにより、翼根元部及び翼頂部において発生する二次流れによる損失、翼面の摩擦や後縁近くでの渦の発生によるプロファイル損失等を低減することができ、タービン効率の向上を図ることができる。



図 4.3-1 高性能三次元翼

(2) 最新翼頂部シール形状の採用

回転体と静止体間のシール方式としては、ラビリンス方式が一般的に採用されている。しかし、翼頂部のシールは構造的に難しく、従来は1~2枚のフィンのみによりシールされており、効率低下の要因となっていた。最新翼頂部の形状としては、動翼と一体化したインテグラルシュラウドによる全周連結を実現したCCB(Continuous Cover Blade)構造が開発されている。図4.3-2のように、CCB構造では、分割されたシュラウドが周方向に互いに接触し、全周1リング構造を成しているため、シュラウド外面にラビリンスパッキンを設けることが可能になり、シール性能が向上され、タービン効率の向上を図ることができる。



従来型テノン/シュラウドタイプ翼



CCB 構造翼

CCB 構造翼の組立状態

◆全周一群化で、高性能、高信頼性を確保



図 4.3-2 最新翼頂部シール形状

4.3.2 復水器細管へのチタン管採用かつボールクリーニング装置による毎日の細管洗浄

復水器の細管にチタン管を採用し、あわせてボールクリーニング装置を設置し、毎日細管の洗浄を実施することにより、細管の汚れによる復水器真空度の低下、プラントの効率低下を抑制することができる。チタン管は、従来冷却管に使用されてきたアルミニウム黄銅管に比べ、熱貫流率が約 80%と低く、そのため、冷却面積を増加したり、管内流速を増したりする必要がある。しかし、チタン管は腐食の心配がなく、ボールクリーニング掃除を頻繁に実施することができ、真空度をアルミニウム黄銅管に比べ高く維持することができる。

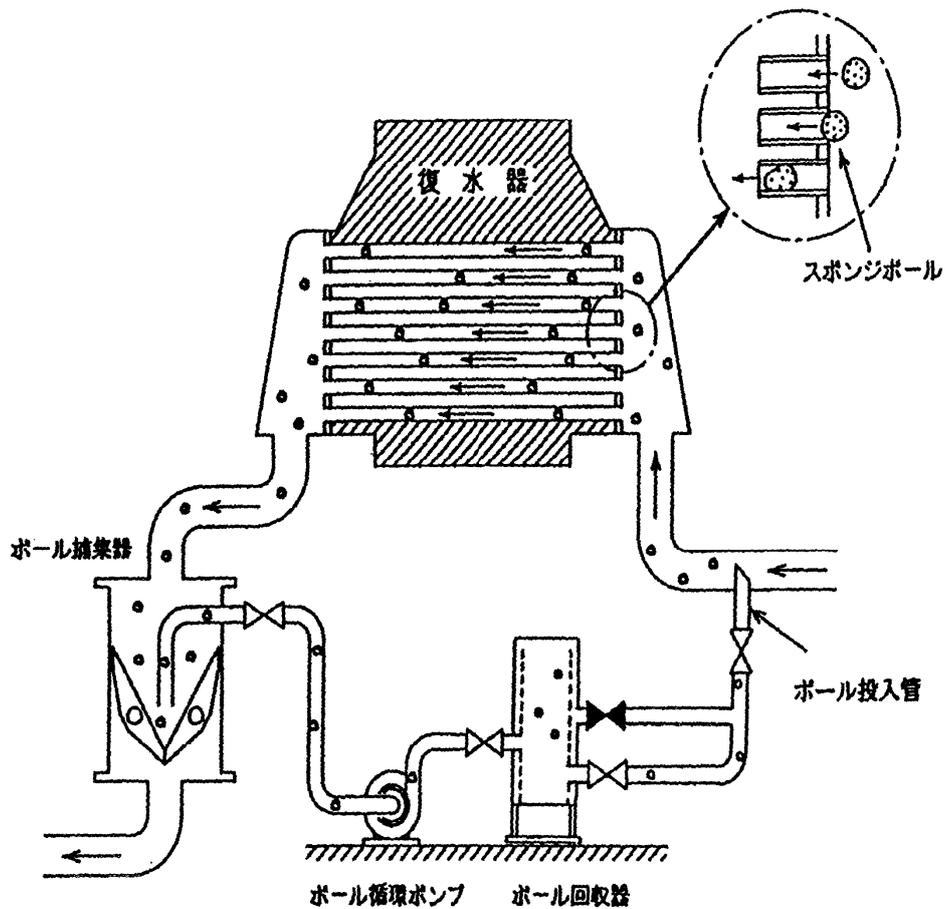
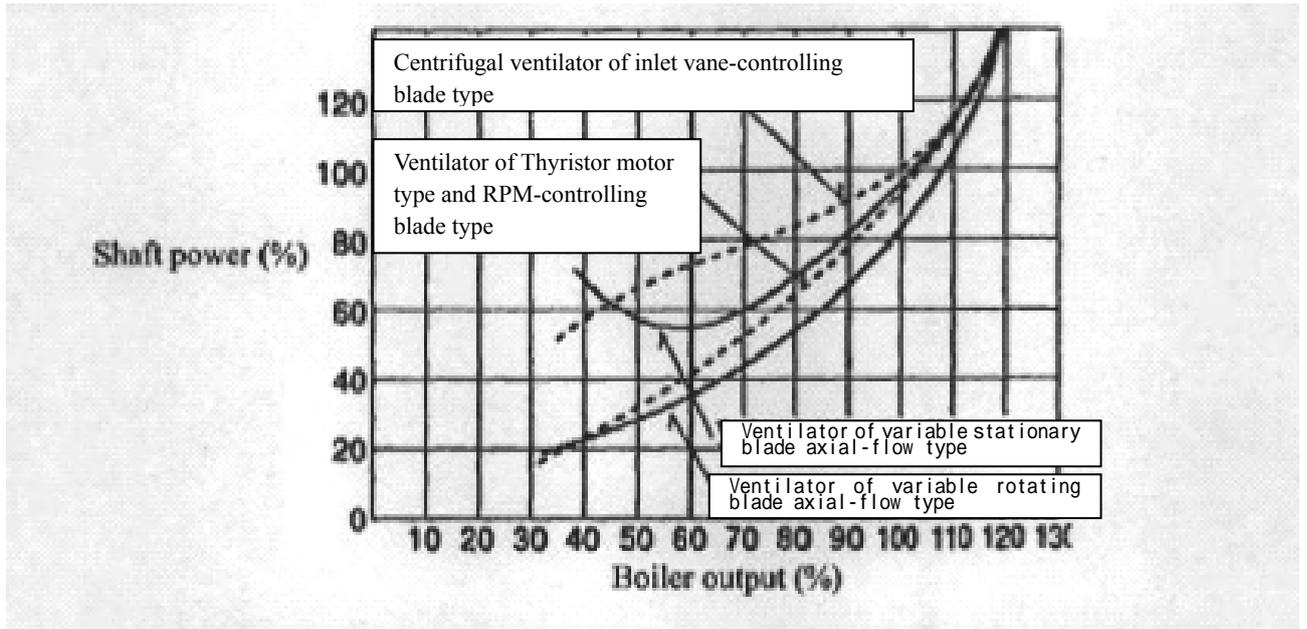


図 4.3-3 ボールクリーニング装置

4.3.3 大型ファンへの軸流式の採用

FDF、IDF、PAF 等の大型ファンは、所内動力の中で大きな割合を占めている。そのため、大型ファンの動力削減は、所内動力削減、プラント効率向上に効果的である。ファンの種類としては、遠心式と軸流式がある。また、部分負荷での風量制御方法によって、遠心式ファンはさらに、回転数制御式と入口ダンパー制御式に分けられる。また、軸流式も、可動静翼式と、可動動翼式に分けられる。図 4.3-4 にあるように、可動動翼式軸流式ファンは、制御式遠心式ファンに比べ、ボイラの全負荷帯において高い効率を保つことができる。そのため、大型ファンへの可動動翼式軸流ファンの採用は、プラント効率向上に効果的であると言える。



出典：ASIA-PACIFIC PARTNERSHIP on Clean Development and Climate

図 4.3-4 ボイラ出力 - ファン動力関係図

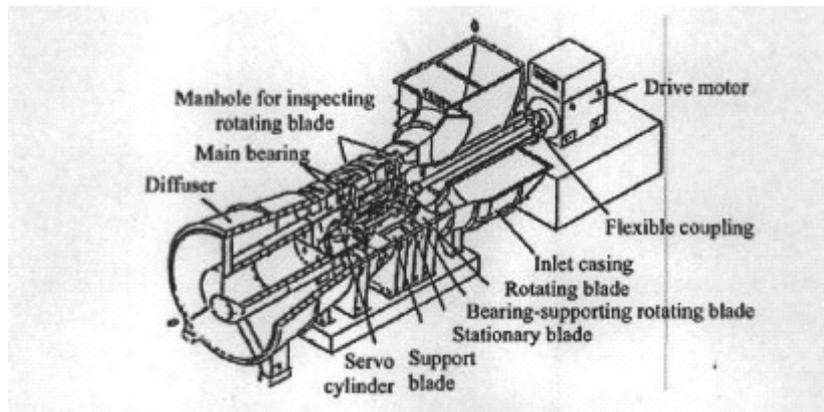


図 4.3-5 可動動翼式軸流式ファン

附録 1 発電所概要

1. Ninh Binh 火力発電所の概要

現地名	: Công ty cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình
英名	: Ninh Binh Thermal Power Joint-stock Company
略名	: NBTPC
会社設立	: 2008 年 1 月 1 日
所在地	: Đường Hoàng Diệu - Phường Thanh Bình - Thành phố Ninh Bình (ハノイ市より南東 130 km 地点)
定格出力	: 100 MW (25MW × 4 基)
使用燃料	: 石炭 (無煙炭)
年間稼働時間	: 7,800 時間 (2006 - 2009 年、全ユニット平均)



図 1-1 Ninh Binh 省市街地
(写真中央は発電所)



図 1-2 Ninh Binh 火力発電所

1.1 Ninh Binh 火力発電所株式会社沿革

Ninh Binh 石炭火力発電所は中華人民共和国の政府開発援助により 1971 年 3 月 15 日より建設が開始された。運転開始は 1974 年 5 月 19 日に 1 号機から始まり、その後、1975 年 12 月に 2 号機、1975 年 12 月に 3 号機が運開、最終的に 1976 年 3 月 8 日にすべてのユニットが稼働した。定格出力は全体で 100 MW である。なお、本発電所内で使用される主要な部品は中国製であり、施設の老朽化が進んだ現在も、メンテナンスや修理には上海にあるプラントメーカーから部品が供給されている。

1970 年代には本発電所が UongBi 発電所とともに主要な電力供給源となっていた。その後、「ベ」国全土で多くの発電所が建設されているが、Ninh Binh 火力発電所は依然、重要な役割を担っている。他の発電所がハノイ北部に集局する中で、Ninh Binh 火力発電所はハノイ南部にある唯一の発電所であることが、その理由である。本発電所はもともと EVN 傘下の国営施設であったが、「ベ」国政府の政策により 2008 年 1 月 1 日に株式会社化された。2009 年 12 月現在の株式保有率は EVN が 54% を占める。

現在、本発電所では 900 人の従業員が就労している（うち、女性の割合は約 25%）。過去には最大で 1,400 人の従業員が就労していたが、効率化により現在の人数まで減少された。しかしながら、所内のほとんどの装置は自動化されておらず、さらなる人員削減は困難な状況にある。

1.2 発電所主要機器仕様

主要機器の仕様(表 1.2-1、表 1.2-2、表 1.2-3)およびタービン、発電機および制御室の外観(図 1.2-1、図 1.2-2、図 1.2-3 および図 1.2-4)を以下に示す。

表 1.2-1 ボイラ仕様 (4 缶装備)

メーカー	中国製
ボイラ型式	屋内式単胴 自然循環型ボイラ
燃焼方式	コーナーファイアリング方式 低 NOX バーナ
主蒸気圧力	37 [kg/cm ²]
主蒸気温度	450 []
主蒸気流量	130 [T/H]
ボイラ効率	90.1[%]
ミル型式	チューブミル

表 1.2-2 タービン仕様(4基装備)

メーカー	中国製
タービン型式	31-25-7 型
最大出力	25[MW]
復水器真空度	716[mmHg/cm ²]
タービン効率	31[%]

表 1.2-3 発電機仕様 (4基装備)

メーカー	中国製
発電機型式	0F-25-2TH 型
回転数	3,000 [rpm]
周波数	50 [Hz]
発電効率	97.3[%]



図 1.2-1 タービン、発電機



図 1.2-2 発電機



図 1.2-3 タービン



図 1.2-4 制御室

1.3 系統の概要・特徴

(1) 燃料系統

< 燃料 >

本発電所で使用される石炭燃料の情報を以下に示す。なお、石炭性状分析は受入時に行っている。

種類 : 無煙炭 (グレード 4b および 5b)

発熱量 : 約 5,500 ~ 6,000 kcal/kg

粒度 : 1 ~ 15 mm (塊炭は含まれていない 図 1.3-1)

灰分 : 22 ~ 33%

湿分 : 約 8%

揮発分 : 約 6 ~ 8%

硫黄分 : 約 0.4 ~ 0.6%程度

消費量 : 最大 約 1,500 t

受入 : 石炭運搬船にて、5 隻/日。1 隻あたり約 300 t の石炭を積載 (図 1.3-2)



図 1.3-1 仕様燃料外観



図 1.3-2 石炭運搬船

< 揚炭方式 >

図 1.3-3 は揚炭設備全景を示す。クラブバケット式自走クレーン(3台、図 1.3-3 矢印)から、受入ベルトコンベヤホップ(図 1.3-4 矢印)へ投入し、バンカまで直接送炭される。運転員は24時間体制の3交替制。



図 1.3-3 揚炭設備全景
(矢印はクラブバケット式自走クレーンを示す)



図 1.3-4 受入ベルトコンベヤホップ(矢印)

< 貯炭場 >

雨季用に屋内貯炭場(図 1.3-5)があり、3万トン(20日分)を貯炭している(図 1.3-6)。揮発分が低いいため自然発熱によるカロリー損失の恐れはない。降雨時の受入は水分過多とならないよう貯炭管理方法を決めることが重要であるが、降雨量に応じた運転判断基準の取り決めがない。乾季は荷揚げした石炭を直接バンカまで送炭している。



図 1.3-5 屋内貯炭場全景



図 1.3-6 屋内貯炭場内状況

<ベルトコンベヤ>

揚炭からバンカまでの直送系統、貯炭場からバンカへの送炭系統がある。ベルトは帆布構造でスチールコードは入っていない。ベルト幅約 80～90cm、長さ約 700m、カウンターウェイトにて張力調整を行っている(図 1.3-7)。ベルトの劣化が著しく切断実績があり溶射修理を行っている(図 1.3-8 矢印)。不具合時は片系で送炭している。屋外に設置されているコンベヤはカバーが完全ではなく、隙間から雨水が侵入しベルト上に滞留することが予想される(図 1.3-9)。雨水停滞状態で送炭すれば水分過多によるミル温度低下を招くが、ベルト上に滞留した雨水を排出する水切り装置はない。



図 1.3-7 ベルト緊張装置



図 1.3-8 ベルトコンベヤ外観
(矢印は破損個所を示す)



図 1.3-9 屋外のベルトコンベヤ

< バンカ >

バンカは一基あたり、容量 105m³ が 2 バンカあり、セパレータ後流に粗粉用のサブバンカ 110m³ がある。バンカの構造上、停滞した雨水を排出することができず、水分過多の石炭が直接ミルへ給炭されるため、ミル温度低下の要因になっている。一基あたりの時間消費量は 15.6t、バンカレベルは目視確認、レベル降下にて送炭指示を行っている。

< 給炭機 >

各バンカ出口に振動器（パイプレータ、図 1.3-10 白矢印）が設置されている。流量調整は、振動器上部のゲート（図 1.3-10 赤矢印）の手動開閉操作にて実施可能だが、定格運転時の流量調整はほとんど実施されていない（図 1.3-11）。



図 1.3-10 バンカ下部給炭機



図 1.3-11 給炭状況

< ミル >

ミルはユニットあたり、2 台装備されている。チューブミルタイプ（図 1.3-12）を採用してお

り、微粉炭粒度は約 90 μm である。50 mm の鋼球 (0.5 kg / 個 \times 25 t) が入った胴型の容器を回転させ石炭を粉砕している (図 1.3-13)。ミル内の温度は約 90 ~ 100 である。



図 1.3-12 チューブミル外観



図 1.3-13 ミル運転状況

<セパレータ>

セパレータはユニットあたり、2 台装備されている。微粉炭管 (フューエルパイプ) の後段に粗粉分離機が設置されている。微粉炭が確実に級別されているか 2 時間毎にサンプル採取し、微粉度はメッシュの通過量にて確認している。

(2) 通風系統

< FDF >

押込通風ファンは 2 台 / 基、遠心ファンタイプである (図 1.3-14)。燃料の燃焼に必要な空気供給を行っているが PAF プライマリーファンはない。



図 1.3-14 押込通風ファン

< IDF >

誘引ファンは 2 台 / 基、遠心ファンタイプである (図 1.3-15)。煙道ガスを煙突まで送り込んでいる。



図 1.3-15 誘引ファン

< AH >

空気予熱器はユニットあたり 1 台装備されており、チューブ式が採用されている (図 1.3-16)。内管にはボイラからの燃焼排ガスが流れ、FDF からの燃焼用空気はチューブ (内管) 外側を通り予熱される。チューブ清掃は 4 年毎の定期点検時のみ実施。付着物の量、厚さは計測しておらず、清掃は圧縮エアにて実施している。チューブ外側はアッシュエロージョンが予想されるが、配管の肉厚管理を実施しておらず、ブレークダウンメンテナンスである。内側のガス流量は計測できない。



図 1.3-16 空気予熱器外観

(3) 循環水系統

< 取水口設備 >

取水は河川水を使用している。(水温：平均 30 、夏場は 36~38 まで上昇)ロータリスクリーンは 4 台設置(図 1.3-17)。ペットボトル、ビニール、空き缶、木くずが多い(図 1.3-18)。



図 1.3-17 ロータリスクリーン外観



図 1.3-18 異物除去の状況

< CWP >

循環水ポンプは 4 台設置されている（1 台は予備機、図 1.3-19）。復水器へ冷却水を送水している。



図 1.3-19 循環水ポンプ外観

(4) 給水系統

< CP >

復水ポンプは 2 台 / 基設置されている。ホットウェルから復水を抽出し、脱気器出口以降は各ユニット共通の系統となっている。

< BFP >

ボイラ給水ポンプは 5 台設置されており（図 1.3-20）4 ユニット共通設備である。1 台は予備

機。



図 1.3-20 ボイラ給水ポンプ外観

1.4 環境に対する取り組み

(1) 煙突の高度化、低 NOx バーナ、電気集塵器 (EP) の増設

1990 年代の初頭、Ninh Binh 火力発電所からの排ガスは発電所周辺に滞留し、大気質の環境悪化が酷い状況にあった。その理由の一つとして発電所の煙突高さが 80 m と隣接するカンズヨウ山 (高さ 96m) より 16 m 低いことが挙げられた。2000 年、この環境改善を図るべく煙突高さを 130 m まで高度化し (図 1.4-1)、併せて三菱製の低 NOx バーナを導入、EP の増設 (図 1.4-2) を行っている。



図 1.4-1 煙突の高度化

(白矢印は改善後の煙突 (130 m)、赤矢印は改善前の煙突 (80 m))



図 1.4-2 電気集塵器外観

(2) 植樹

近年、発電所構内の緑化に力を注いでおり、年間 200 本の植樹を行っている。植樹の手入れは行きあたり、芝生も定期的に刈られている（図 1.4-3 および図 1.4-4）。



図 1.4-3 発電所メインストリート



図 1.4-4 事務所前

1.5 組織

Ninh Binh 火力発電株式会社の組織図を図 1.5-1 に示す。また、それぞれの役割を以下に示す。

総務部：

- 社員の宿舎、食堂及び公的施設等を管理
- 事務設備や文房具の購入計画
- 会印の保管および管理
- 行政的手続きおよびその他調整業務
- 社長命の各種文書を作成

資材計画部：

(本部署は社長の補佐役として以下の業務を遂行する)

- 経営戦略の策定
- 生産技術や財務に関する中、長期的計画の策定
- 月間計画、四半期計画、年間計画の他部署への通達
- 資材設備の調達から供給、利用、管理
- 石炭や石油の購入や品質管理の指導

労務部：

- 効果的な人事体制の構築
- 労働生産性の向上につながる短期・長期の労務計画の作成
- 法律や地方規則に従った労働者の管理制度の構築
- 給料や賞罰等の待遇体制の管理や見直し

財務会計部：

（本部署は法や EVN の内規に従い、財務、会計管理を行い、社長への助言を行う）

- 営業や発電状況を把握し記録
- 他部署に財務状況を提供
- 政府関連機関へ定期的に財務報告書を提出

監督・警備・法務部：

- 監視、警備、法務、軍事、資材鑑定、燃料設備の管理と社長への助言

保安技術部：

- ベトナム電力公社の内規やボイラ・発電機毎の設備能力に従った詳細な運転計画の作成。
- 安全な対策の検討
- 保安技術や労働者保護、作業環境に関する社長への助言

ボイラ運転ブロック：

- ボイラやタービンの安全かつ効果的な運転
- 関連装置の監視や補正作業

機械保修ブロック：

- 安全な運転のための関連機器の修理、改善

電気・計測ブロック：

- 電気設備および計測設備の運転、メンテナンス
- 会社の通信連絡網を管理、保守
- サンプル分析の試験関係設備や装置の管理

化学ブロック：

- 原料および廃棄物の化学分析（水、油、石炭、灰など）
- 運転ブロックや管理ブロックへの分析情報の提供

燃料ブロック：

- 石炭の受入、貯蔵および送炭
- 石炭供給に関する装置や機器の運転と定期的なメンテナンス

プロジェクト総務部：

- Thai Binh 火力発電所プロジェクトに関する副社長への報告と助言

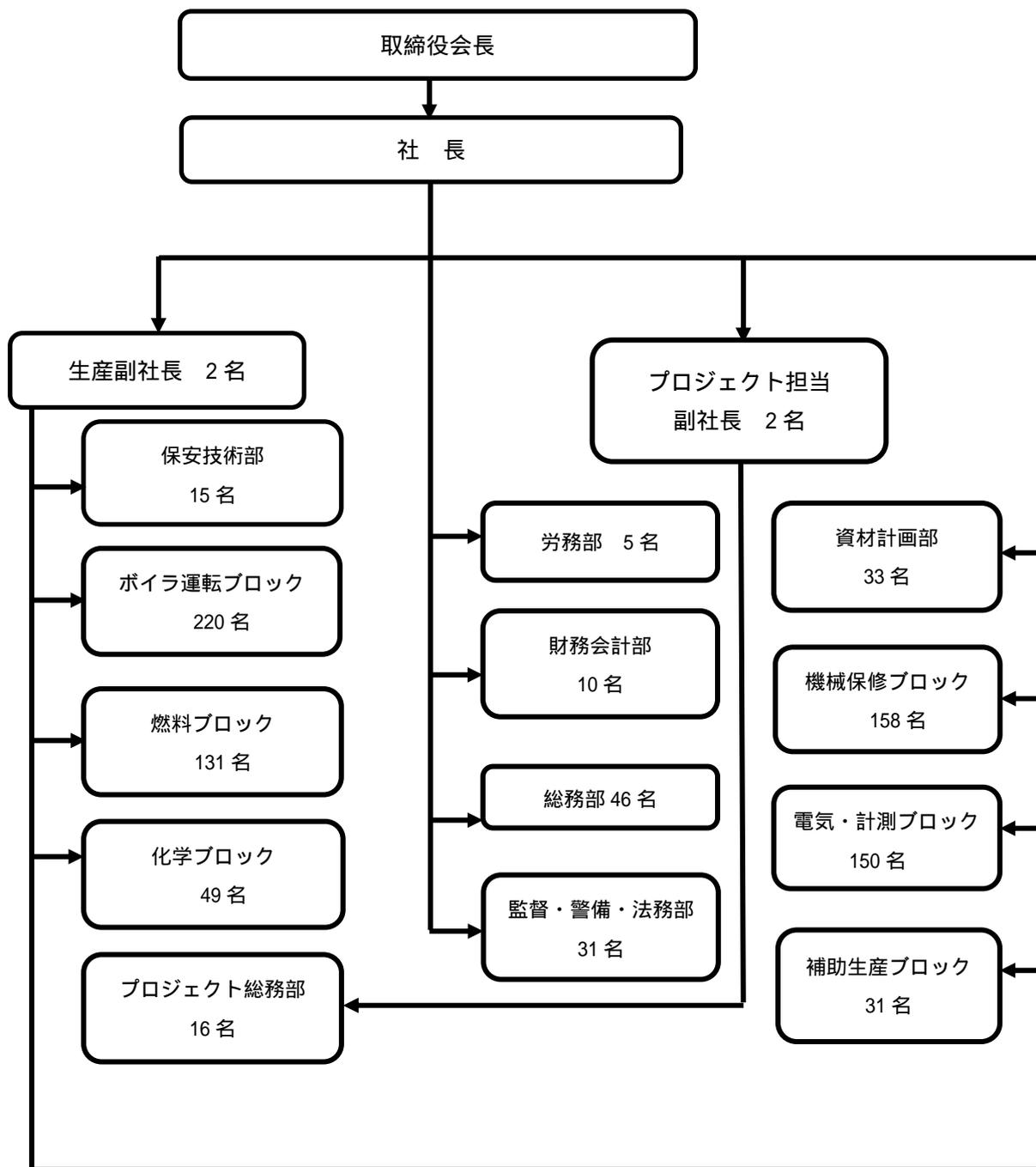


図 1.5-1 Ninh Binh 火力発電株式会社の組織図
 (は三交替制の部署)