

ĐIỀU TRA HỖ TRỢ THỰC HIỆN DỰ ÁN NGHIÊN CỨU ĐỐI SÁCH
HẠN CHẾ THẢI KHÍ HIỆU ỨNG NHÀ KÍNH Ở CÁC NHÀ MÁY
NHIỆT ĐIỆN SỬ DỤNG THAN TẠI VIỆT NAM (SAPI)

BÁO CÁO KẾT QUẢ

THÁNG 6 - 2011

PHÁP NHÂN HÀNH CHÍNH ĐỘC LẬP
TỔ CHỨC HỢP TÁC QUỐC TẾ (JICA)

TỔ CHỨC NHẬN ỦY THÁC:
CÔNG TY CỔ PHẦN ĐIỆN LỰC CHUBU
TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG THAN ĐÁ NHẬT BẢN

SAP
GR (10)
11-011

ĐIỀU TRA HỖ TRỢ THỰC HIỆN DỰ ÁN NGHIÊN CỨU ĐỐI SÁCH
HẠN CHẾ THẢI KHÍ HIỆU ỨNG NHÀ KÍNH Ở CÁC NHÀ MÁY
NHIỆT ĐIỆN SỬ DỤNG THAN TẠI VIỆT NAM (SAPI)

BÁO CÁO KẾT QUẢ

THÁNG 6 - 2011

PHÁP NHÂN HÀNH CHÍNH ĐỘC LẬP
TỔ CHỨC HỢP TÁC QUỐC TẾ (JICA)

TỔ CHỨC NHẬN ỦY THÁC:
CÔNG TY CỔ PHẦN ĐIỆN LỰC CHUBU
TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG THAN ĐÁ NHẬT BẢN

MỤC LỤC

CHƯƠNG 1	MỤC ĐÍCH VÀ BỐI CẢNH ĐIỀU TRA.....	1
1.1	Bối cảnh điều tra	1
1.2	Mục đích của điều tra.....	1
1.3	Phạm vi của đối tượng điều tra	2
1.4	Cơ quan thực hiện chủ yếu của nước đối tác.....	2
CHƯƠNG 2	HIỆN TRẠNG MỘT SỐ NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN CHẠY BẰNG THAN VÀ XU HƯỚNG CẮT GIẢM KHÍ GÂY HIỆU ỨNG NHÀ KÍNH	3
2.1	Tình hình vận hành nhà máy nhiệt điện	3
2.1.1	Tình hình vận hành nhà máy nhiệt điện và cơ chế quản lý vận hành	3
2.1.2	Phân tích hiện trạng vận hành thiết bị lò hơi.....	3
2.1.3	Phân tích hiện trạng vận hành thiết bị tua bin	4
2.1.4	Phân tích hiện trạng vận hành thiết bị môi trường	5
2.2	Tình trạng bảo dưỡng nhà máy nhiệt điện	7
2.2.1	Về thể chế quản lý bảo dưỡng tại nhà máy nhiệt điện	7
2.2.2	Nội dung, kế hoạch kiểm tra định kỳ và công tác thay thế thiết bị cũ.....	8
2.2.3	Phân tích hiện trạng bảo dưỡng lò hơi và thiết bị môi trường.....	8
2.2.4	Phân tích thực trạng trong công tác bảo dưỡng thiết bị tuabin	15
2.2.5	Phân tích tình hình bảo dưỡng của các thiết bị khác	16
2.3	Phân tích tính chất than đá	18
2.3.1	Tính chất của than đá và đặc tính cháy.....	18
2.3.2	Quá trình xử lý than và ảnh hưởng tới tính chất than (mỏ than ~ sàng phân loại ~ vận chuyển ~ boong ke chứa than trong nhà máy phát điện)	28
2.4	Kế hoạch phát triển nguồn điện.....	32
2.4.1	Dự báo nhu cầu năng lượng trong nước.....	32
2.4.2	Dự báo lượng khí thải CO ₂ tại Việt Nam	33
2.4.3	Dự báo nhu cầu điện lực	34
2.4.4	Kế hoạch phát điện.....	35
2.4.5	Lượng khí thải CO ₂ của các đơn vị điện lực.....	39
2.4.6	Ước tính lượng khí thải CO ₂ tại các nhà máy nhiệt điện than đá	40
2.5	Nghiên cứu và phân tích động thái, khung pháp lý về giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính	46
2.5.1	Động thái giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính của các nước trên thế giới	46
2.5.2	Hiện trạng cắt giảm khí gây hiệu ứng nhà kính ở Việt Nam	52
2.5.3	Tình hình hỗ trợ liên quan đến kiểm soát lượng phát thải khí nhà kính của các nhà tài trợ khác.....	64

CHƯƠNG 3	ĐỀ XUẤT ĐỐI SÁCH HẠN CHẾ THẢI KHÍ GÂY HIỆU ỨNG NHÀ KÍNH Ở CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SỬ DỤNG THAN.....	67
3.1	Đề xuất đối sách hạn chế thải khí gây hiệu ứng nhà kính bằng biện pháp cải thiện công tác vận hành	67
3.1.1	Biện pháp để hợp lý hóa sử dụng năng lượng ở nhà máy nhiệt điện và giảm phát thải khí hiệu ứng nhà kính.....	67
3.1.2	Áp dụng quản lý các giá trị mục tiêu vận hành	71
3.1.3	Phương pháp quản lý công tác tích trữ than	73
3.1.4	Xây dựng thể chế quản lý tính năng các thiết bị hỗ trợ riêng biệt	74
3.2	Các đề xuất về đối sách hạn chế thải khí gây hiệu ứng nhà kính thông qua cải tiến mặt bảo dưỡng thiết bị.....	76
3.2.1	Lò hơi, các thiết bị môi trường có liên quan	76
3.2.2	Thiết bị liên quan tới tua bin.....	84
3.3	Đề xuất các biện pháp nhằm hạn chế phát thải khí nhà kính xét từ đặc tính của than.....	92
3.3.1	Sử dụng than có độ tro thấp (giảm lượng tro nhờ tuyển than)	92
3.3.2	Hiệu quả giảm phát thải khí hiệu ứng nhà kính	98
CHƯƠNG 4	HIỆU QUẢ CỦA ĐỐI SÁCH CẮT GIẢM LƯỢNG KHÍ GÂY HIỆU ỨNG NHÀ KÍNH.....	101
4.1	Kiểm chứng lộ trình dài hạn nhằm cắt giảm lượng khí gây hiệu ứng nhà kính	101
4.1.1	Kiểm chứng việc ứng dụng công nghệ vận hành, bảo dưỡng để duy trì hiệu suất.....	101
4.1.2	Kiểm chứng việc áp dụng công nghệ hiệu suất cao (Công nghệ siêu tới hạn).....	103
4.1.3	Thiết bị phát điện hiệu suất thấp.....	105
4.1.4	Việc áp dụng các công nghệ mới.....	105
4.1.5	Vấn đề áp dụng công nghệ áp suất siêu tới hạn	106
4.1.6	Đề xuất đối sách cắt giảm khí hiệu ứng nhà kính nhờ sản xuất và sử dụng than có độ tro thấp.....	109
4.2	Tính toán hiệu quả của các biện pháp giảm phát thải khí nhà kính nhờ đối sách cải tiến	111
4.2.1	Hiệu quả dự tính của các biện pháp giảm phát thải khí nhà kính nhờ việc cải tiến về mặt vận hành	111
4.2.2	Tính toán hiệu quả của các đối sách giảm phát thải khí nhà kính bằng việc cải tiến về mặt bảo dưỡng.....	112
4.3	Đề xuất các phương pháp cắt giảm lượng khí gây hiệu ứng nhà kính tại các nhà máy nhiệt điện chạy than dưới tới hạn.....	123
4.3.1	Áp dụng loại cánh và vòng đệm tiên tiến nhất cho tua bin khí.....	123

4.3.2	Áp dụng ống ti tan cho các ống bình ngưng và làm sạch ống hàng ngày bằng hệ thống làm sạch bằng bi.....	124
4.3.3	Sử dụng quạt lớn kiểu hướng trục.....	125

MỤC LỤC HÌNH

Hình 2.1-1	Khái quát hiện tượng hiệu suất lò hơi giảm sút	4
Hình 2.2-1	Sơ đồ tóm tắt cơ cấu lò hơi tại nhà máy điện Ninh Bình	9
Hình 2.2-2	Bên ngoài bộ sấy không khí.....	10
Hình 2.2-3	Tình trạng của giá lấy mẫu	11
Hình 2.2-4	Tình trạng vỏ lò hơi	11
Hình 2.2-5	Đường dẫn bị hư hại	12
Hình 2.2-6	Tình trạng của van.....	13
Hình 2.2-7	Tình trạng của đường dẫn.....	13
Hình 2.3-1	C% với IM.....	20
Hình 2.3-2	C% với VM	20
Hình 2.3-3	Tỉ lệ nguyên tử C% với O/C	21
Hình 2.3-4	Tỉ lệ nguyên tử C% với H/C	21
Hình 2.3-5	C% với HGI	21
Hình 2.3-6	C% với thủy phần	23
Hình 2.3-7	Tro với Nhiệt lượng tỏa ra	23
Hình 2.3-8	C% với Chất bốc.....	24
Hình 2.3-9	C% với tỉ lệ nhiên liệu	24
Hình 2.3-10	Các bon chưa cháy hết trong tro.....	25
Hình 2.3-11	Cơ cấu cỡ hạt của than cám mịn.....	25
Hình 2.3-12	Chỉ số slagging và fouling.....	26
Hình 2.3-13	Điểm chảy của tro.....	26
Hình 2.3-14	Bản đồ vị trí các bể than	28
Hình 2.3-15	Mỏ than hầm lò khu vực Uông Bí	29
Hình 2.3-16	Mỏ than lộ thiên khu vực Cẩm Phả	29
Hình 2.3-17	Thiết bị đơn giản	29
Hình 2.3-18	Thiết bị sàng ở nhà máy tuyển than.....	29
Hình 2.3-19	Rót than xuống tàu.....	30
Hình 2.3-20	Chờ bằng toa xe	30
Hình 2.3-21	Bốc dỡ (Ninh Bình).....	30
Hình 2.3-22	Bốc dỡ (Phả Lại).....	30
Hình 2.3-23	Thiết bị bốc dỡ mới (Phả Lại).....	30
Hình 2.3-24	Xà lan chờ bốc dỡ (Phả Lại).....	30
Hình 2.3-25	Kho trữ than (Phả Lại).....	31
Hình 2.3-26	Kho trữ than (Uông Bí).....	31
Hình 2.3-27	Kho trữ than (Uông Bí).....	31
Hình 2.3-28	Băng tải lưu trữ và xuất than (Uông Bí).....	31

Hình 2.4-1	Nhu cầu năng lượng của các hộ đến năm 2050 (đơn vị :triệu TOE).....	33
Hình 2.4-2	Cơ cấu tỷ lệ nhu cầu sử dụng điện của các hộ 2005 đến 2030	33
Hình 2.4-3	Dự báo nhu cầu sử dụng điện của quốc gia đến năm 2030	34
Hình 2.4-4	Tổng công suất lắp đặt thực tế và phụ tải cực đại (2006-2010)	35
Hình 2.4-5	Dự báo về tình hình phát điện theo nhiên liệu (2011-2030).....	38
Hình 2.4-6	Cơ cấu tỷ lệ phát điện theo nhiên liệu (2011-2030)	38
Hình 2.4-7	Dự báo về công suất nhà máy phát điện theo nhiên liệu.....	39
Hình 2.4-8	Tương quan về công suất phát điện theo nhiên liệu năm 2030	39
Hình 2.4-9	Dự báo lượng CO ₂ thải ra từ các hộ sản xuất điện	40
Hình 2.4-10	Lượng CO ₂ thải ra từ các nhà máy nhiệt điện than đá.....	45
Hình 2.4-11	Lượng tiêu thụ nhiên liệu than đá	45
Hình 2.5-1	Dự án CCS trên thế giới.....	50
Hình 2.5-2	Lượng khí thải CO ₂ của Việt Nam	55
Hình 2.5-3	Lượng khí thải CO ₂ tương ứng với chỉ số GDP của Việt Nam.....	55
Hình 2.5-4	Lượng khí thải CO ₂ tính trên 1 người dân Việt Nam	56
Hình 2.5-5	Lượng khí thải CO ₂ tương ứng với lượng phát điện của Việt Nam	56
Hình 3.1-1	Mô hình thực hiện hợp lý hóa sử dụng năng lượng (ví dụ)	68
Hình 3.1-2	Trình tự thực hiện quy định tính toán, báo cáo, công bố thông tin lượng phát thải khí hiệu ứng nhà kính	69
Hình 3.1-3	Cơ chế quản lý năng lượng	70
Hình 3.1-4	Cải tiến giấy ghi chép thông số vận hành (ví dụ).....	72
Hình 3.1-5	Tính toán tính năng của bộ gia nhiệt nước cấp (Ví dụ).....	75
Hình 3.2-1	Mối quan hệ giữa thời gian vận hành và chiều dày lớp cặn bám (Hekinan số 3 ~5)	78
Hình 3.2-2	Trình tự làm sạch hóa học lò hơi.....	78
Hình 3.2-3	Kết quả loại trừ cặn bám (Hekinan TPP,unit 4).....	79
Hình 3.2-4	Ví dụ phân tích mô hình đốt cháy trong lò hơi.....	80
Hình 3.2-5	Trình tự phân tích mô hình cháy.....	81
Hình 3.2-6	Quản lý các linh kiện	83
Hình 3.2-7	Biên bản quản lý công tác kiểm tra đường ống ở Điện lực Chubu	84
Hình 3.2-8	Phương pháp tính diện tích vòi phun	85
Hình 3.2-9	Khái quát về hiện tượng phát sinh rò đường ống.....	87
Hình 3.2-10	Sơ đồ khái quát kiểm tra tổn thương bằng dòng điện xoáy.....	88
Hình 3.2-11	Sơ đồ khái quát công tác vệ sinh bằng tia nước cao áp.....	89
Hình 3.2-12	Thiết bị kiểm tra Helium	90
Hình 3.3-1	Cấu tạo nhóm các hạt than (Uông Bí)	94
Hình 3.3-2	Cấu tạo nhóm hạt than (Cẩm Phà).....	94
Hình 3.3-3	Nguyên lý sàng tuyển JIG.....	95

Hình 3.3-4	JIG (nhà máy tuyển than Cửa Ông)	96
Hình 3.3-5	So sánh đơn giá than	98
Hình 3.3-6	Dự án và ranh giới.....	98
Hình 3.3-7	Khoáng chất và lượng phát nhiệt hữu hiệu	100
Hình 4.1-1	Lượng khí thải CO ₂ của các nhà máy nhiệt điện chạy than hàng năm	104
Hình 4.1-2	Lượng tiêu thụ than của các nhà máy nhiệt điện chạy than hàng năm	104
Hình 4.3-1	Cánh 3D tính năng cao.....	123
Hình 4.3-2	Vòng đệm kín đỉnh cánh kiểu mới nhất	124
Hình 4.3-3	Hệ thống làm sạch sử dụng bi	125
Hình 4.3-4	Sơ đồ quan hệ giữa công suất lò hơi và lượng tiêu thụ điện của quạt	126
Hình 4.3-5	Quạt kiểu hướng trục, loại cánh động có thể di chuyển	126

MỤC LỤC BẢNG

Bảng 2.1-1	Giá trị tiêu chuẩn về khí thải ở Việt Nam và Nhật Bản.....	5
Bảng 2.1-2	Giá trị tiêu chuẩn của nước thải ở Việt Nam và Nhật Bản	6
Bảng 2.3-1	Bảng thương hiệu than antraxit Việt Nam	18
Bảng 2.3-2	Hạng mục phân tích và địa điểm lấy mẫu	18
Bảng 2.3-3	Kết quả phân tích than.....	19
Bảng 2.3-4	Kết quả phân tích lượng tro bay.....	19
Bảng 2.3-5	Giá trị phân tích than nhập khẩu.....	22
Bảng 2.3-6	Tỉ lệ chất bốc và giá trị thích hợp của than lọt qua mắt sàng 75 μ m	26
Bảng 2.3-7	Tiêu chuẩn đánh giá các vấn đề clinker của Nhật Bản.....	27
Bảng 2.4-1	Nhu cầu năng lượng các hộ đến năm 2050 (đơn vị : triệu TOE).....	32
Bảng 2.4-2	Ước tính lượng khí CO ₂ thải ra tại Việt Nam (Đơn vị :1000tấn).....	33
Bảng 2.4-3	Dự báo kết quả nhu cầu sử dụng điện của quốc gia đến năm 2030.....	34
Bảng 2.4-4	Dự báo tỷ lệ tăng trưởng bình quân hàng năm về nhu cầu sử dụng điện.....	35
Bảng 2.4-5	Tổng công suất lắp đặt thực tế và phụ tải cực đại (2006-2010)	35
Bảng 2.4-6	So sánh về công suất phát điện giữa Kế hoạch phát triển nguồn điện giai đoạn 2006 tới 2010 trong Tổng sơ đồ 6 và tình hình thực tế	36
Bảng 2.4-7	Kế hoạch phát triển nguồn điện trong Tổng sơ đồ VII (Dự thảo tháng 1 2011).....	37
Bảng 2.4-8	Dự báo lượng CO ₂ thải ra từ các đơn vị điện lực.....	40
Bảng 2.4-9	Kế hoạch phát triển các nhà máy nhiệt điện than của miền Bắc, miền Trung.....	41
Bảng 2.4-10	Kế hoạch phát triển các nhà máy nhiệt điện than phía Nam	42
Bảng 2.4-11	Kế hoạch các dự án (2010-2015).....	43
Bảng 2.4-12	Dữ liệu về tính chất than đá	44
Bảng 2.4-13	Lượng CO ₂ thải ra hàng năm từ các nhà máy nhiệt điện than	45
Bảng 2.5-1	Giá trị mục tiêu cắt giảm phát thải khí của các nước chính	48
Bảng 2.5-2	Dự án ACM0013 sau khi đăng ký hội đồng điều hành CDM.....	49
Bảng 2.5-3	Lượng phát thải khí nhà kính trong các ngành riêng biệt của Việt Nam (năm 1994, năm 2000)	53
Bảng 2.5-4	Lượng phát thải khí nhà kính do đốt cháy (theo nhiên liệu, năm 2000)	53
Bảng 2.5-5	Lượng phát thải khí CO ₂ của Việt Nam (năm 2008).....	57
Bảng 2.5-6	Dự án CDM của Việt Nam (tới tháng 3 năm 2011)	57
Bảng 2.5-7	Tiêu chuẩn nồng độ khí thải của nhà máy nhiệt điện	61
Bảng 2.5-8	Dự án quốc tế liên quan đến ứng phó với tình trạng nóng dần lên ở Việt Nam... ..	64
Bảng 3.1-1	Ví dụ các mục quản lý mục tiêu vận hành	71
Bảng 3.1-2	Ví dụ phương pháp quản lý công tác tích trữ than.....	73
Bảng 3.1-3	Ví dụ về các chỉ tiêu quản lý tính năng của thiết bị hỗ trợ.....	76
Bảng 3.2-1	Chủng loại lò hơi và tiêu chuẩn lượng cặn bám.....	77

Bảng 3.2-2	Các mục quản lý cánh tĩnh, phương pháp kiểm tra, sửa chữa	85
Bảng 3.2-3	Bảng phân tích các yếu tố gây rò thiết bị hâm nước cung cấp.....	86
Bảng 3.2-4	Phương pháp làm sạch ống	88
Bảng 3.3-1	Ưu điểm của việc sử dụng than có tỉ lệ tro thấp.....	93
Bảng 3.3-2	Kết quả phân tách tỉ trọng	95
Bảng 3.3-3	Bảng tỷ lệ thu hồi (theo từng hàm lượng tro than).....	96
Bảng 3.3-4	Lượng than sử dụng (theo các cấp chất lượng than).....	97
Bảng 3.3-5	Kịch bản dây chuyền cơ bản và kịch bản dự án.....	99
Bảng 3.3-6	Lượng tiêu thụ năng lượng.....	99
Bảng 3.3-7	Lượng phát thải GHG.....	100
Bảng 4.1-1	Tổng lượng cắt giảm khí CO₂ thải ra và lượng giảm tiêu thụ than (Tổng).....	102
Bảng 4.1-2	Tổng lượng cắt giảm khí CO₂ và lượng cắt giảm than tiêu thụ (EVN).....	102
Bảng 4.1-3	Kết quả về lượng khí CO₂ thải ra của các nhà máy nhiệt điện chạy than (trường hợp 40%)	103
Bảng 4.1-4	Tổng lượng cắt giảm khí thải CO₂ và lượng giảm than tiêu thụ (Tổng)	105
Bảng 4.1-5	Tổng lượng cắt giảm khí thải CO₂ và lượng giảm than tiêu thụ (EVN).....	105
Bảng 4.1-6	Kịch bản dây chuyền cơ bản và kịch bản dự án.....	110
Bảng 4.1-7	Lượng phát thải khí hiệu ứng nhà kính	110
Bảng 4.2-1	Hiệu quả giảm phát thải khí hiệu ứng nhà kính nhờ cải thiện quản lý giá trị mục tiêu vận hành và cải thiện nhiệt độ hơi nước chính.....	112
Bảng 4.2-2	Cắt giảm tiêu thụ than nhờ tẩy rửa hóa chất với lò hơi	113
Bảng 4.2-3	Cắt giảm lượng tiêu thụ than nhờ quản lý tính năng bộ sấy không khí.....	116
Bảng 4.2-4	Cắt giảm lượng tiêu thụ than nhờ thay thế bộ phận gioăng phớt tua bin chính	118
Bảng 4.2-5	Cắt giảm lượng than tiêu thụ nhờ vệ sinh bằng nước cao áp cho bộ gia nhiệt nước cấp.....	121
Bảng 4.2-6	Cắt giảm lượng than tiêu thụ nhờ vệ sinh bằng nước cao áp cho bình ngưng	122

Các từ viết tắt

ADB	Asian Development Bank: Ngân hàng Phát triển Châu Á
BAU	Business as Usual: Giữ nguyên trạng thái (tự nhiên)
CCS	Carbon dioxide capture and storage: Thu hồi và lưu giữ CO ₂
CCT	Clean coal technology: Công nghệ than sạch
CDM	Clean Development Mechanism: Cơ chế phát triển sạch
CER	Certificate Emission Reduction: Chứng nhận lượng giảm phát thải
Chubu EPCo	Chubu Electric Power Company: Công ty điện lực Chubu
CIF	Cost Insurance & Freight: Điều kiện thanh toán đã gồm cước vận tải, bảo hiểm
COP	Conference of the Parties: Hội nghị các bên (tham gia)
d.a.f	Dry Ash Free Base: Cơ sở khô, không tro
Eff.	Efficiency: Hiệu suất
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane: Thu hồi metan từ vỉa than
EOR	Enhanced Oil Recovery: Thu hồi dầu thô
ESP	Electrostatic Precipitator: Máy lọc bụi tĩnh điện
ET	Emissions Trading: Mua bán quyền phát thải
EVN	Vietnam Electricity: Tập đoàn Điện lực Việt Nam
GHG	Green House Gas: Khí hiệu ứng nhà kính
HGI	Hardgrove Grindability Index: Chỉ số tính nghiền (vỡ)
IE	Institute of energy: Viện Năng lượng
IEA	International Energy Agency: Tổ chức Năng lượng Quốc tế
IGCC	Integrated coal gasification combined cycle: nhà máy chu trình hỗn hợp kết hợp khí hoá than
Ig. Loss	Loss on Ignition: thành phần cacbon chưa cháy hết trong tro
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change: Ủy ban liên chính phủ về biến đổi khí hậu
IPP	Independent power producer: Đơn vị phát điện độc lập
JI	Joint Implementation: Cơ chế đồng thực hiện
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry: Sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp
NEDO	New Energy & Industrial Technology Development Organization: Tổ chức phát triển các nguồn năng lượng mới và kỹ thuật công nghiệp
OM	Operation and maintenance: Vận hành và bảo dưỡng
SC	Supercritical: Áp suất siêu tới hạn
Trans.	Transportation: Vận tải
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change: Hiệp ước khung của Liên Hiệp Quốc về Biến đổi khí hậu

U.H.V. Useful Heating Value: Lượng tỏa nhiệt hữu hiệu

VINACOMIN Viet Nam National Coal & Mineral Industries Group: Tập đoàn Than – Khoáng sản Việt Nam

CHƯƠNG 1 MỤC ĐÍCH VÀ BỐI CẢNH ĐIỀU TRA

1.1 Bối cảnh điều tra

Đất nước Việt Nam đang trong giai đoạn tăng trưởng kinh tế nhanh chóng, nhu cầu về điện cũng tăng lên trông thấy. Trong cơ cấu nguồn điện trên toàn lãnh thổ Việt Nam, các nhà máy nhiệt điện sử dụng than chỉ chiếm khoảng 10% về tỉ lệ, nhưng ở khu vực phía Bắc Việt Nam có tài nguyên than đá, nhiệt điện than và thủy điện được coi là những nguồn điện chủ yếu. Theo Tổng sơ đồ phát triển điện lực quốc gia lần thứ 6 ban hành năm 2007, trong tương lai, phương châm cơ bản sẽ là phát triển nhiệt điện than với vai trò nguồn cung cấp điện chính, cả ở miền Bắc và miền Nam. Cho tới nay, JICA cũng đang tiến hành hợp tác về phát triển nguồn điện với Việt Nam, cụ thể là cấp vốn vay bằng đồng Yên để xây dựng các nhà máy nhiệt điện sử dụng than, như nhà máy nhiệt điện Phả Lại, nhà máy nhiệt điện Nghi Sơn, nhà máy nhiệt điện Thái Bình.

Mặt khác, hiện nay trên toàn thế giới, việc giảm thiểu ảnh hưởng tới môi trường của các nhà máy nhiệt điện than đang ngày càng được chú ý, nếu xét từ khía cạnh đối sách chống biến đổi khí hậu, thì việc giảm thải khí gây hiệu ứng nhà kính của nhóm ngành năng lượng cũng đang được đặt ra. Ngay ở Việt Nam, vấn đề vận hành, quản lý có hiệu quả các nhà máy nhiệt điện than hiện có, cùng việc thay đổi nhận thức đối với môi trường; các đối sách cụ thể về môi trường, cũng đang là những vấn đề rất được quan tâm.

Trong bối cảnh đó, để đưa ra những đối sách thỏa đáng về cả mặt kỹ thuật và tính kinh tế, nhằm hạn chế thải khí hiệu ứng nhà kính từ các nhà máy nhiệt điện chạy than, vốn bị coi là nguồn thải lớn khí hiệu ứng nhà kính, chúng tôi chủ trương thực hiện điều tra, với cơ quan đối tác là Tập đoàn Điện lực Việt Nam (dưới đây gọi là EVN). Những đối sách giảm thải khí hiệu ứng nhà kính đưa ra từ chương trình điều tra này sẽ được nghiên cứu áp dụng cho cả những nhà máy nhiệt điện than được xây dựng từ nguồn vốn vay bằng đồng Yên, hy vọng sẽ góp phần giảm thiểu gánh nặng tới môi trường.

1.2 Mục đích của điều tra

Chương trình điều tra này nhằm mục đích điều tra, phân tích, nghiên cứu về đối sách hạn chế (giảm) thải khí hiệu ứng nhà kính một cách hợp lý, xét trong ngắn hạn, trung hạn và dài hạn về thực trạng thải khí hiệu ứng nhà kính ở các nhà máy nhiệt điện than tại Việt Nam. Đồng thời cũng đề ra những biện pháp hạn chế thải khí hiệu ứng nhà kính thích hợp nhất với các nhà máy nhiệt điện than của Việt Nam.

Với những mục đích kể trên, kết quả thu được từ chương trình điều tra sẽ như sau:

- 1) Kiểm chứng được các biện pháp cắt giảm khí hiệu ứng nhà kính trong tương lai
Kiểm chứng phương án lộ trình dài hạn để giảm lượng khí thải hiệu ứng nhà kính từ các nhà máy nhiệt điện than của Việt Nam (đóng cửa các nhà máy phát điện hiệu suất thấp, đổi mới các thiết bị đang hoạt động, đưa vào hoạt động những nhà máy phát điện hiệu suất cao, v.v.)
- 2) Làm rõ những thiết bị cần thiết cho các nhà máy nhiệt điện hơi nước áp suất dưới tới hạn
Về những nhà máy nhiệt điện than kiểu áp suất dưới tới hạn đang dự định xây dựng trong thời gian tới, tiến hành làm rõ những thiết bị cần thiết, trên quan điểm giảm thải khí hiệu ứng nhà kính.

3) Kết quả khác:

Nghiên cứu thảo luận những biện pháp hạn chế thải khí hiệu ứng nhà kính có thể thực hiện ở Việt Nam, hướng tới phù hợp với xu hướng quốc tế.

1.3 Phạm vi của đối tượng điều tra

Chương trình điều tra này lấy đối tượng là toàn bộ lãnh thổ Việt Nam.

* Nghiên cứu đối sách hạn chế thải khí hiệu ứng nhà kính cho đối tượng là các nhà máy nhiệt điện ở Việt Nam, căn cứ trên kết quả điều tra hiện trạng các nhà máy của EVN (3 nhà máy).

1.4 Cơ quan thực hiện chủ yếu của nước đối tác

(1) Cơ quan đối tác

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)

(2) Các Bộ ngành, cơ quan hành chính liên quan

Bộ Công Thương (MOIT), Bộ Tài nguyên thiên nhiên và Môi trường (MONRE), Viện Năng lượng (IE), v.v.

CHƯƠNG 2 HIỆN TRẠNG MỘT SỐ NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN CHẠY BẰNG THAN VÀ XU HƯỚNG CẮT GIẢM KHÍ GÂY HIỆU ỨNG NHÀ KÍNH

2.1 Tình hình vận hành nhà máy nhiệt điện

2.1.1 Tình hình vận hành nhà máy nhiệt điện và cơ chế quản lý vận hành

Tiến hành điều tra 3 nhà máy nhiệt điện là Ninh Bình, Phả Lại và Uông Bí, kết quả cho thấy điểm chung của các nhà máy nhiệt điện này là tuy hệ số vận hành trong năm cao nhưng hiệu suất của các nhà máy nhiệt điện lại thấp hơn so với giá trị thiết kế. Trong các nhà máy nhiệt điện đã tiến hành điều tra, có nhiều nhà máy đã bắt đầu vận hành từ những năm 1970 và đến nay đã vận hành được gần 40 năm, xác định được do thiết bị cũ kỹ đã qua sử dụng nhiều năm nên hiệu suất giảm sút.

Tuy nhiên, mặt khác từ sau năm 2000, Việt nam duy trì mức tăng trưởng kinh tế hàng năm 6 – 8% nên cùng theo đó nhu cầu về điện ngày càng tăng làm cho vấn đề thiếu điện ngày càng trầm trọng. Chính vì vậy, việc cắt điện luân phiên thường xuyên xảy ra, gây ảnh hưởng lớn đến đời sống sinh hoạt của nhân dân và hoạt động sản xuất của các doanh nghiệp.

Ở một bộ phận các nhà máy phát điện, có xu hướng ưu tiên đảm bảo công suất, không đảm bảo việc dùng sản xuất đủ thời gian cho công tác bảo dưỡng thích hợp.

Cơ chế vận hành của các nhà máy nhiệt điện là 3 ca, các hệ thống điện, hệ thống tua-bin và hệ thống lò hơi là các bộ phận tách biệt. Hơn nữa, thường thấy ở Việt Nam, ngay trong phòng điều khiển trung tâm, hệ thống điện và hệ thống máy cũng khác nhau.

Mặt khác, công tác quản lý các tính năng vận hành được đặt tại các phòng ban chuyên môn như phòng kỹ thuật an toàn hoặc phòng kỹ thuật để quản lý tính năng còn công tác phân tích thành phần nhiên liệu (than) lại thuộc về phòng chuyên môn phân tích.

Trên cơ sở các dữ liệu này, các phòng ban chuyên môn lấy các thông số vận hành và tính toán hiệu suất hàng ngày rồi báo cáo với EVN

Thông số vận hành của từng ban là ghi chép bằng hệ thống ghi chép vận hành và hầu hết các dữ liệu được nhân viên tự đọc từ thiết bị ghi và chép lại hàng giờ.

2.1.2 Phân tích hiện trạng vận hành thiết bị lò hơi

Hình 2.1-1 thể hiện bảng liệt kê các nhân tố làm hiệu suất lò hơi giảm sút. Một trong những nguyên nhân chính làm hiệu suất lò hơi giảm sút là do thiết bị cũ kỹ đã qua nhiều năm sử dụng, có dính nhiều cặn gỉ sắt và đồng trong thành trong ống hơi nước làm hiệu suất truyền nhiệt của bản thân lò hơi giảm, các chất bẩn trong ống truyền nhiệt và sự ăn mòn do gỉ phần nhiệt thấp sẽ gây trở ngại cho hoạt động truyền nhiệt làm hiệu suất trao đổi nhiệt của bộ sấy không khí giảm sút.

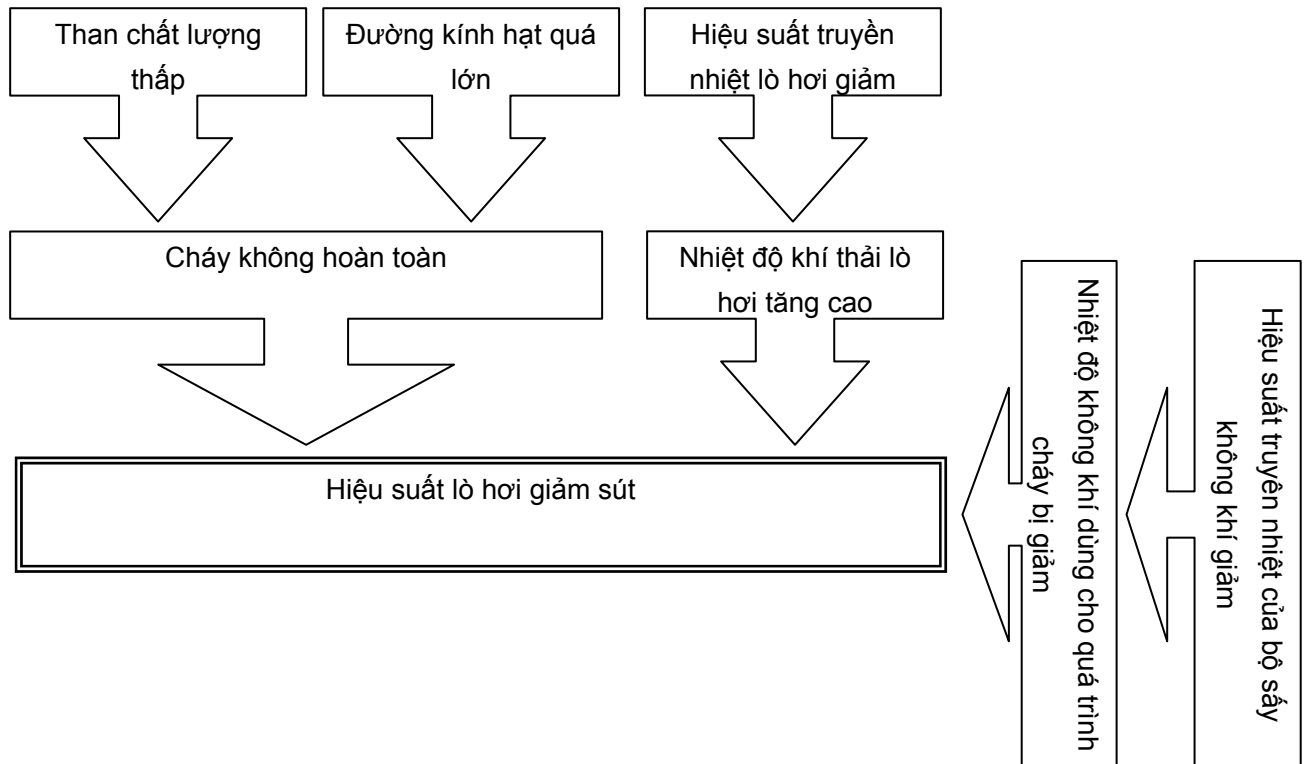
Tại một số nhà máy trong đợt điều tra này, chúng tôi xác định nhiệt độ của khí thải của lò hơi và nhiệt độ của khí phía đầu ra của bộ sấy không khí đã vượt quá giá trị thiết kế làm cho hiệu suất trao đổi nhiệt có xu hướng giảm sút.

Mặt khác, thông thường than chất lượng tốt được sản xuất ra tại Việt nam chủ yếu phục vụ xuất khẩu, than sử dụng cho phát điện trong nước là than loại chất lượng thấp nên hiệu suất đốt không cao và đây là ảnh hưởng lớn nhất. Đặc biệt thể hiện ảnh hưởng rõ rệt nhất tại hai tổ máy số 5 và 6 của nhà máy nhiệt điện Uông Bí. Theo thiết kế xây dựng ban đầu, nhà máy nhiệt điện Uông Bí sử dụng than có nhiệt trị 6020 (kcal/kg) nhưng theo kết quả

điều tra vừa qua, thực tế đang sử dụng than có nhiệt trị 5200 – 5400 (kcal/kg).

Cũng từ kết quả này cho thấy, áp lực và nhiệt độ hơi chính đều thấp hơn rất nhiều so với giá trị thiết kế, hiệu suất lò hơi cũng chỉ khoảng 70 – 80% và là giá trị thấp nhất trong các nhà máy nhiệt điện đã điều tra đợt này.

Hơn nữa, ảnh hưởng của việc sử dụng than chất lượng thấp còn thể hiện ở tỷ lệ than cháy không hết nằm trong xỉ, qua đợt điều tra này chúng tôi thấy có nhiều nhà máy nhiệt điện có tỷ lệ than không cháy hết nằm trong xỉ cao, ví dụ như nhà máy nhiệt điện Ninh Bình, thông qua các bước cải tiến như thay đổi thiết bị sàng phân cấp và khống chế số vòng quay của quạt cấp than đã giảm thiểu được nhiều lượng than cháy không hết nằm trong xỉ.



Hình 2.1-1 Khái quát hiện tượng hiệu suất lò hơi giảm sút

2.1.3 Phân tích hiện trạng vận hành thiết bị tua bin

Đối với tình hình vận hành thiết bị tua-bin, cũng tương tự như đối với thiết bị lò hơi đều không đạt giá trị thiết kế. Như trên đã trình bày, hiện tại do ảnh hưởng của thiết bị lò hơi cũ kỹ đã qua nhiều năm sử dụng nên không đảm bảo được công suất như quy định, bản thân tua-bin cũng vậy, do thiết bị khử bụi không tốt nên ống bình ngưng không được vệ sinh sạch sẽ, gây bám bẩn ống làm giảm hiệu suất trao đổi nhiệt, đồng thời thiết bị cũ kỹ do sử dụng nhiều năm nên có hiện tượng hút không khí vào bình ngưng, dẫn đến giảm hiệu suất chung của tua bin.

Mặt khác, cũng giống như thiết bị lò hơi, do tình hình thiếu điện trong nước nên không thể đảm bảo có đủ thời gian bảo dưỡng, phần hơi nhiệt độ cao và áp suất cao tác động lên đường ống đã sử dụng nhiều năm, có nguy cơ làm hư hỏng thiết bị và làm giảm sút hiệu suất của tua-bin. Có trường hợp nhà máy ghi nhận được giá trị vận hành của nhiệt độ và áp suất của phần hơi chính thấp hơn giá trị định mức.

Hơn thế nữa, đặc biệt vào mùa hè, nhiệt độ nước sông lên cao, độ kín chân không của thiết bị làm mát không

khí lại kém, kết quả là vấn đề hiệu suất tua-bin bị giảm sút đã trở nên nghiêm trọng. Trong các nhà máy đã điều tra vừa qua, nước làm mát thiết bị máy móc đều được lấy ở sông lân cận, nước sông mùa hè có thể lên tới 37 độ C nên cùng với việc nhiệt độ nước sông tăng cao thì độ kín chân không giảm thiểu, kết quả là hiệu suất giảm sút là vấn đề không thể tránh khỏi.

Trong đợt điều tra này, chúng tôi đã tìm hiểu thông tin qua các kỹ thuật viên của các nhà máy nhiệt điện, nói tóm lại là vấn đề nêu trên đã được nắm bắt, tất cả đều nhận thức là cần duy trì trạng thái vận hành gần các giá trị thiết kế nhưng do tình hình thiếu điện trầm trọng, chúng tôi đã nhận được nhiều câu trả lời là thực tế không thể dừng sản xuất để tiến hành các công tác bảo dưỡng và sửa chữa được.

2.1.4 Phân tích hiện trạng vận hành thiết bị môi trường

(1) Nước thải và khí thải

Các nhà máy phát điện đều có ý thức bảo vệ môi trường, nỗ lực cải thiện để tuân thủ các qui chuẩn về khí thải của Việt Nam. Đặc biệt trong đo nồng độ nước thải (pH, COD, SS,...) hay khí thải (SO_x, NO_x,...) đều có qui trình cụ thể, ở các nhà máy điện đã điều tra, các qui định về xả thải đều được tuân thủ nghiêm túc. Hơn nữa, cùng với công tác tự đo đạc ở các công ty, định kỳ các nhà máy còn phối hợp với cơ quan bên ngoài có chứng chỉ ISO/IEC 17025 cùng tiến hành kiểm tra, nên có thể nói kết quả đo đạc có độ tin cậy cao.

Ở Nhật Bản, đối với các cơ sở công nghiệp qui mô lớn như các nhà máy phát điện, thì chỉ qui định về xả thải trong luật chống ô nhiễm thôi thì không đủ, mà còn áp dụng “Giá trị thỏa thuận phòng chống ô nhiễm” theo thỏa thuận với Tổ chức tự quản lý ở các địa phương. Dưới đây là danh sách các giá trị thỏa thuận về chống ô nhiễm môi trường được áp dụng ở các nhà máy nhiệt điện than của Nhật Bản, so với các giá trị áp dụng ở Việt Nam (tuy nhiên, ở Nhật Bản tính đổi theo nồng độ ô xi 5%, nên không so sánh được một cách chính xác các giá trị tương ứng của hai nước).

Bảng 2.1-1 Giá trị tiêu chuẩn về khí thải ở Việt Nam và Nhật Bản

	Tiêu chuẩn thải của Việt Nam (1)	Tiêu chuẩn thải của Nhật Bản	Giá trị thỏa thuận về chống ô nhiễm (ví dụ)
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 Giá trị tiêu chuẩn mà các nhà máy phát điện phải tuân thủ trên thực tế
- 2 Giá trị đối với nhà máy có công suất 700MW
- 3 Giá trị đối với nhà máy có công suất 1000MW
- 4 Giá trị qui định ở mỗi cửa xả thải theo qui chế giá trị K ($Q = K \times 10^{-3} \times He^2$). Tuy nhiên, Q : Lượng xả thải cho phép của ô xit lưu huỳnh (Nm³/h), K: giá trị qui định ở từng địa phương, He: chiều cao của ống khói (m)

Bảng 2.1-2 Giá trị tiêu chuẩn của nước thải ở Việt Nam và Nhật Bản

	Tiêu chuẩn nước thải của Việt Nam (1)	Tiêu chuẩn nước thải của Nhật Bản	Giá trị thỏa thuận chống ô nhiễm (cổng thải nhà máy 2)	Giá trị thỏa thuận chống ô nhiễm (nước thải sinh hoạt 2)
Nồng độ ion H	pH6 - pH9	pH5 - pH9	pH5.8 – pH8.6	pH5.8 – pH8.6
Lượng yêu cầu ô xi	100 mg/L	160 mg/L	10 mg/L	10 mg/L
Vật chất phù du	100 mg/L	200 mg/L	10 mg/L	10 mg/L

1 Giá trị tiêu chuẩn mà các nhà máy phát điện phải tuân thủ trên thực tế

2 Ví dụ của nhà máy nhiệt điện than tổng công suất 4100 MW

(2) Đầu tư vào thiết bị xử lý môi trường

Ở những nhà máy mới, các thiết bị khử lưu huỳnh trong khói thải, và thiết bị lọc bụi tĩnh điện đã trở nên phổ cập, được vận hành hàng ngày. Hơn nữa, ngay cả với những nhà máy kiểu cũ đang hoạt động thì với việc thay đổi chiều cao của ống xả khói, tăng thêm thiết bị lọc bụi tĩnh điện,... sự đầu tư vào thiết bị môi trường đang được tiến hành, đảm bảo tuân thủ qui định về môi trường.

(3) Tự động hóa đối với thiết bị đo

Ở những nhà máy kiểu mới, đã có trang bị thiết bị đo đặc tự động, có thể theo dõi chất nước trên màn hình, đồng thời cũng tiến hành cả phân tích thủ công. Hiện tại, cứ mỗi 2 tiếng hoặc 4 tiếng tiến hành đo 1 lần, tuy nhiên với lý do đang thực hiện đo đặc phân tích thủ công, các chế độ của máy đo tự động chưa được đầy đủ, công tác bảo dưỡng và hiệu chỉnh chưa thực hiện tốt, nên so với phân tích thủ công thì độ chính xác còn kém hơn, có ý kiến cho rằng hiện tại chỉ cần phân tích thủ công là đủ, chưa cần thực hiện tự động hóa. Một mặt, cũng có nhà máy về cơ bản khuyến khích phân tích thủ công hơn là phân tích tự động, nên hoạt động chuyển đổi sang tự động hóa chưa được thực hiện tích cực. Tuy nhiên, trong tương lai, khi đưa vào sử dụng những nhà máy nhiệt điện công nghệ siêu tới hạn có công suất lớn, thì công tác quản lý chất nước sẽ bị đòi hỏi phải chặt chẽ hơn nữa, việc thực hiện phân tích thủ công cho mọi công tác phân tích sẽ khó có thể thực hiện được. Mặt khác về phương diện hiệu suất thì việc sử dụng các thiết bị đo tự động trong công tác thường ngày sẽ có lợi thế hơn.

(4) Xử lý và tái sử dụng chất thải

Về các chất thải công nghiệp như clinker, tro bay,... thì thường có các hợp đồng thuê xử lý với các công ty xử lý chất thải công nghiệp, hoặc nhà máy thu hồi cacbon không cháy hết, do vậy trong lần điều tra này không thu thập được các thông tin liên quan tới phương pháp thải, nơi bảo quản, chất nước thẩm thấu xuống lòng đất,... Tuy nhiên, các công nghệ thu hồi cacbon chưa cháy hết trong tro bay, công nghệ tái sử dụng nhiên liệu, công nghệ ứng dụng thành các tài nguyên như tro và thạch cao đã khá phát triển, công tác xử lý chất thải công nghiệp, chuyển đổi thành vật chất có ích đang được áp dụng một cách tích cực.

(5) Hoạt động hướng tới cắt giảm khí thải hiệu ứng nhà kính

Các nhà máy phát điện có một cơ chế về chỉ tiêu lượng phát điện hàng năm, nếu không đạt chỉ tiêu sẽ bị phạt, còn về chủ đề của chương trình này, công tác giảm phát thải khí hiệu ứng nhà kính chưa được quan tâm đặc biệt, mặt khác cũng chưa được qui định trong luật.

2.2 Tình trạng bảo dưỡng nhà máy nhiệt điện

So với các nhà máy phát điện của Nhật Bản thì các nhà máy phát điện đã điều tra có số lượng nhân viên đông hơn nhiều, nhà máy nhiệt điện Phả Lại và nhà máy nhiệt điện Uông Bí có trên 1000 nhân viên. Kỹ thuật viên phụ trách bảo dưỡng thiết bị chiếm khoảng 10%~20% trong tổng số nhân viên của nhà máy. Công tác bảo dưỡng nhà máy cơ bản là được thực hiện bởi chính các kỹ thuật viên trong nhà máy, tuy nhiên khi các thiết bị cần phải kiểm tra đặc biệt hoặc thực hiện thử nghiệm tính năng thì sẽ nhờ đến các kỹ thuật viên bên ngoài nhà máy.

2.2.1 Về thể chế quản lý bảo dưỡng tại nhà máy nhiệt điện

(1) Thể chế bảo dưỡng thường ngày

Trong phòng điều hành trung tâm cũng như trong các nhà máy phát điện đều có nhân viên vận hành phụ trách vận hành, điều khiển máy móc và ở các công trường thì đã có công nhân giám sát tình trạng hoạt động của máy. Trường hợp nhân viên vận hành xác nhận là có bất thường trong các thiết bị đo đạc máy móc chính đang được giám sát liên tục hoặc trong dữ liệu vận hành ghi nhận được sau một vài giờ hoặc trong trường hợp các bất thường được ghi nhận sau khi thực hiện kiểm tra trong vòng 15~30 phút 1 lần thì phải báo cáo ngay tới người phụ trách tại phòng điều hành trung tâm. Trong báo cáo đó, nếu người phụ trách quyết định là cần phải sửa chữa thì sẽ yêu cầu cho mời các nhân viên sửa chữa có liên quan đến. Trong trường hợp có thể và còn tùy vào lượng cung cầu điện mà cũng có nhà máy phát điện phải cho tạm dừng hoạt động một tổ máy khoảng 3 tháng 1 lần để tiến hành bảo dưỡng.

Xác nhận tính đảm bảo của máy móc bằng cách kiểm tra độ an toàn của các thiết bị phụ trợ, kiểm tra định kỳ hoặc thay thế các thiết bị dự phòng và thực hiện quản lý sổ sách, công việc này trên thực tế là không có vấn đề gì đặc biệt.

Chi phí sửa chữa và chi phí cần thiết để kéo dài tuổi thọ của máy bằng bảo dưỡng chưa được so sánh, cũng như chưa đưa ra cách thức lựa chọn phương pháp bảo dưỡng tối ưu, nên cần nghiên cứu thêm

Hội nghị kỹ thuật đã được mở ra một cách định kỳ, thảo luận trao đổi xem máy móc có cần sửa chữa gì hay không. Vì đảm bảo công suất phát điện là rất quan trọng nên thời gian tạm dừng hoạt động tổ máy phải giữ ở mức nhỏ nhất.

(2) Thể chế bảo dưỡng kiểm tra định kỳ

Kiểm tra định kỳ là thời gian mà pháp luật đã quy định hoặc nhà sản xuất đề nghị thực hiện kiểm tra một cách chính thức 4 năm 1 lần và kiểm tra đơn giản 2 năm 1 lần. Số ngày kiểm tra tùy từng nhà máy mà có thể khác nhau. Trước đây 10 năm luôn phải nhờ nhà sản xuất phái cử nhân viên kỹ thuật đến để kiểm tra, nhưng hiện nay có thể thực hiện kiểm tra với chính nhân viên kỹ thuật trong nhà máy. Trường hợp phát sinh những sửa chữa đặc biệt thì mới nhờ đến nhà sản xuất.

Đối với những tổ máy đã vận hành từ hơn 30 năm qua thì những điểm hay hỏng hóc trên máy hầu như đều đã được nắm rõ, các phương pháp thi công trên thực tế có thời gian thực hiện hoặc số lượng nhân viên cần thiết để

thực hiện kiểm tra đã được thực hiện tối ưu hóa. Đối với các tổ máy vận hành từ sau năm 2000, để đạt được hiệu suất cao thì việc tạm dừng hoạt động tổ máy để thực hiện kiểm tra, sửa chữa là một việc rất khó, vấn đề không thực hiện các biện pháp hoặc giảm sút tính năng được ghi nhận là có nhiều.

Các phụ kiện cần phải sửa chữa nhiều thường được lưu giữ tại các nhà máy phát điện như là những phụ kiện dự phòng. Trước đây, các phụ kiện dự phòng đã được mua về nhiều với mục đích làm giảm thời gian thực hiện khi cần sửa chữa, tuy nhiên, hiện nay do việc cải thiện về đường lối và phương thức mua và việc cung cấp các thiết bị ngày càng trở lên đơn giản hơn nhiều nên số lượng mua dự trữ cũng đã giảm đi.

2.2.2 Nội dung, kế hoạch kiểm tra định kỳ và công tác thay thế thiết bị cũ

(1) Xác nhận kế hoạch kiểm tra định kỳ dài hạn

Kế hoạch kiểm tra định kỳ được xây dựng đến 5 năm sau. Đối với các máy móc phải sửa chữa trong những năm tới vì cần phải chuẩn bị điều chỉnh hay thực hiện đấu thầu với các nhà sản xuất nên có tiến hành xem xét một cách chi tiết. Ngoài ra, trường hợp sửa chữa máy móc chính trong nhà máy bắt buộc phải có sự phê duyệt của EVN nên cần phải tiến hành xin phép trước.

(2) Xác nhận nội dung kiểm tra định kỳ

Thời gian kiểm tra và phân tích các loại máy móc trong kiểm tra định kỳ, mỗi 4 năm tiến hành đại tu, mỗi 2 năm trung tu, kiểm tra toàn bộ thiết bị. Thời gian kiểm tra và phân tích đối với các loại ống nối, các loại van và thiết bị đo thuộc máy chính không có quy định riêng mà được phân tích và thực hiện kiểm tra sao cho phù hợp với các loại máy chính.

Thực hiện ghi chép nội dung kiểm tra định kỳ, tập hợp dữ liệu vận hành và khái quát kết quả kiểm tra phân tích các loại máy sau khi kết thúc kiểm tra định kỳ và lưu lại như một quyển sách nhỏ. Thời hạn lưu giữ là trong khoảng thời gian tồn tại của các thiết bị cho nên tất cả các kết quả kiểm tra trong quá khứ đều có thể xác nhận lại được.

Dự thảo luật liên quan đến vấn đề môi trường trong những năm gần đây đang được xúc tiến, mức độ của các quy tắc xử phạt đối với vi phạm về môi trường, không khí và chất lượng nước cũng đã có những tiêu chuẩn rõ ràng và tập hợp các mối quan tâm đến vấn đề về môi trường. Chính vì vậy, những năm gần đây không chỉ thực hiện cải tạo lại các thiết bị trong nhà máy phát điện mà còn thực hiện mục tiêu nâng cao công suất các tổ máy, mối quan tâm đến môi trường theo đó cũng đang được coi trọng.

2.2.3 Phân tích hiện trạng bảo dưỡng lò hơi và thiết bị môi trường

(1) Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình

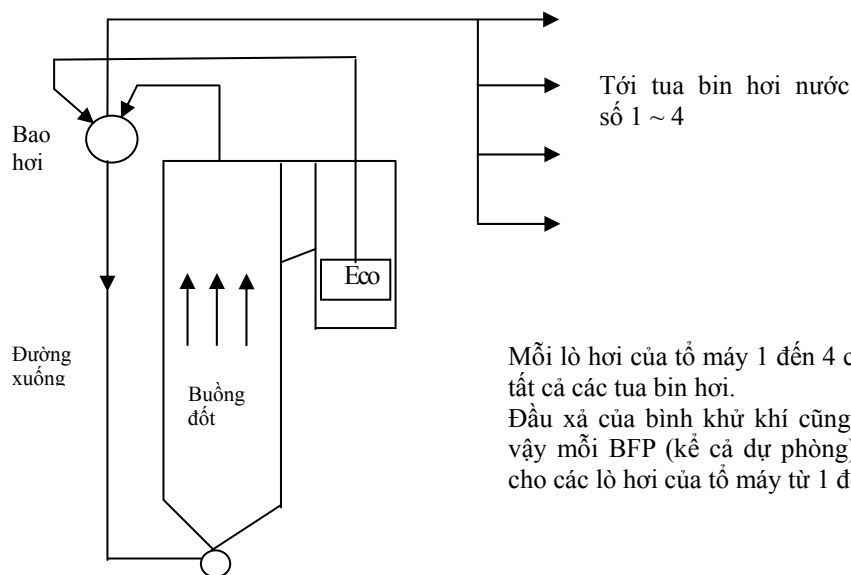
Công tác vệ sinh trong các tổ máy đang được thực hiện một cách rất cẩn thận. Ngoài ra, vì các thiết bị bố trí trong nhà nên ít chịu những ảnh hưởng của sự ăn mòn do nước mưa hoặc bị muối ăn mòn, do vậy tình trạng tổ máy là rất tốt, nếu xét tới việc tổ máy đã vận hành trên 35 năm.

Từ kết quả kiểm tra bằng quan sát, kiểm tra bên ngoài máy và sau khi đọc sổ ghi chép công tác kiểm tra định kỳ, có thể nhận thấy một số vấn đề chính như sau:

- **Lò hơi**

Lò hơi ở tổ máy 1 ~ 4 trong nhà máy nhiệt điện Ninh Bình là lò hơi đơn dạng tuần hoàn tự nhiên dùng trong nhà của Trung Quốc được vận hành từ sau năm 1974. Sơ đồ cấu tạo như hình 2.2-1. Nhiên liệu đang được sử dụng là than, tuy nhiên tốc độ lưu chuyển của khí cháy thấp, và vì các biện pháp chống lại sự ăn mòn cũng đang thực hiện và được đúc rút từ những kinh nghiệm liên quan đến các vấn đề trong quá khứ nên các vấn đề về sự ăn mòn do than cám mịn gây nên cũng là ít. Ngoài ra, rất nhiều các biện pháp làm giảm thành phần chưa đốt cháy hết trong tro đã trở thành nguyên nhân chủ yếu dẫn đến làm giảm hiệu suất như: biện pháp quản lý về độ nhỏ mịn của than nghiền 2 giờ 1 lần trong khi vận hành hoặc cải thiện lại máy phân loại theo cỡ hạt đang được sử dụng, việc giảm độ mịn của than nghiền trên thực tế xuống hơn 90 μ m bằng các thiết bị hiện có là rất khó, tuy nhiên độ mịn hiện nay đủ đáp ứng các yêu cầu.

Ống sinh hơi trong lò hơi có lớp cặn sắt, cặn đồng bám ở mặt trong ống trong suốt thời gian dài vận hành và được cho là nguyên nhân làm giảm hiệu suất truyền nhiệt của thiết bị. Hiện nay, việc làm sạch chỉ thực hiện bằng máy thổi khí khi kiểm tra định kỳ, do vậy chúng tôi cho rằng có thể làm khả năng truyền nhiệt phục hồi trở lại nhờ áp dụng biện pháp loại bỏ cặn bám bằng cách tẩy rửa hóa chất.



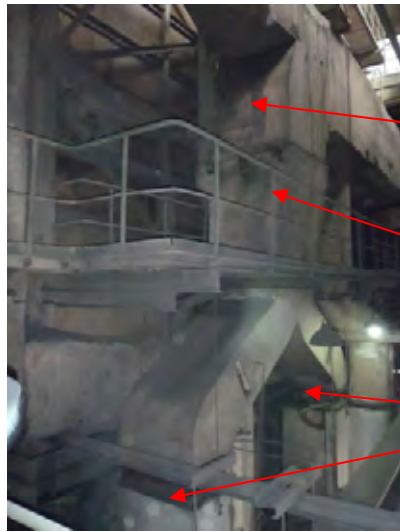
Hình 2.2-1 Sơ đồ tóm tắt cơ cấu lò hơi tại nhà máy điện Ninh Bình

- **Bộ sấy không khí**

Bộ sấy không khí dạng ống truyền dẫn đang được sử dụng tại nhà máy nhiệt điện Ninh Bình. Do vận hành trong thời gian dài nên các tấm ngoại biên của ống dẫn đã giảm tính năng, tuy nhiên trên thực tế chưa thấy bị hiện tượng hút không khí vào trong do các tổn thương lớn. Trường hợp phát sinh các tổn thương thì đã sửa chữa ngay, tuy nhiên việc sửa chữa trong khi các tổ máy đang vận hành là rất khó, việc hút không khí vào đã làm giảm đáng kể hiệu suất nên cần phải thực hiện bảo dưỡng một cách có kế hoạch. Nội dung chi tiết, chúng tôi xin giới thiệu trong mục 3.

Sự truyền nhiệt bên trong đang bị cản trở bởi sự ăn mòn do các vết bẩn ở mặt trong của ống truyền nhiệt hoặc do cặn bám ở vùng có nhiệt độ thấp. Trên thực tế thì chỉ thực hiện sửa chữa, thay thế trong trường hợp phát sinh

lỗ thủng trên ống.



Đánh dấu sửa hoặc kiểm tra

Ít bị rỉ vì được đặt trong nhà.
Quan sát từ bên ngoài thì ta thấy vỏ
bên ngoài đang bị xuống cấp.

Khớp giãn nở bị xuống cấp

Hình 2.2-2 Bên ngoài bộ sấy không khí

• Thiết bị khác

Sự rò rỉ hơi nước và sự suy giảm của vật liệu chịu nhiệt, vật liệu bảo ôn, các tấm ngoại biên được cho là nguyên nhân dẫn đến thất thoát nhiệt ở các bộ phận. Sự rò rỉ hơi nước chủ yếu là ở phần tiếp đất của van và rò rỉ tại van xả thải, tuy nhiên vẫn còn nhiều loại máy không rõ là đã được kiểm tra phân tích khi tiến hành kiểm tra định kỳ hay chưa.

Ngoài ra, ở giá lấy mẫu, van mở gần như hoàn toàn, có thể thấy một lượng hơi nước lớn đã thoát ra (hình 2.2-3). Tuy rằng mục đích là luôn đảm bảo lưu lượng nước, nâng cao chất lượng nước trong mẫu thử, tuy nhiên cần phải điều tiết lưu lượng nếu xét về phương diện thất thoát nhiệt.

Phần lớn các lò hơi đã lắp đặt vật liệu chịu nhiệt bên trong, nhưng chưa lắp vật liệu bảo ôn và tấm ngoại biên ở mặt ngoài của vỏ lò hơi (Hình 2.2-4). Nhiệt độ bề mặt của vỏ lò hơi cá biệt có điểm lên tới 100°C, vào mùa đông việc nhiệt độ bên ngoài giảm thấp kéo dài, khoảng 10°C, thì việc thi công bảo ôn sẽ có tác dụng như một biện pháp chống thất thoát nhiệt..

Trong ống dẫn ở các bộ phận, tấm bao ngoài bị tổn thương một số chỗ, có thể do khả năng co giãn kém đi và các vật liệu chịu nhiệt hay vật liệu bảo ôn bên trong cũng bị suy giảm (Hình 2.2-5). Những chỗ thấp không cần thi công bằng giàn giáo đã được sửa chữa một cách tương đối, tuy nhiên những chỗ trên cao, cần phải thi công bằng giàn giáo với quy mô lớn thì chưa được sửa chữa nhiều. Chúng tôi lo ngại rằng việc hút không khí vào qua những chỗ bị tổn thương sẽ làm giảm hiệu suất thiết bị, do vậy cần phải xác định phạm vi kiểm tra bộ phận, và thực hiện quản lý về thời gian kiểm tra.



Hình 2.2-3 Tình trạng của giá lấy mẫu

Vỏ lò hơi



Hình 2.2-4 Tình trạng vỏ lò hơi



Hình 2.2-5 Đường dẫn bị hư hại

(2) Nhà máy nhiệt điện Phả Lại

Công tác vệ sinh bên trong các tổ máy được thực hiện một cách tương đối cẩn thận, tuy nhiên do nhu cầu sử dụng điện ở trong nước đang rất cấp bách nên việc tiến hành kiểm tra mở máy và phân tích máy là rất ít, một số điểm phát hiện có tổn thương.

• Lò hơi

Lò hơi ở nhà máy Phả Lại I là lò hơi đơn dạng tuần hoàn tự nhiên dùng ngoài trời của Nga được vận hành từ sau năm 1983. Lò hơi ở nhà máy Phả Lại II là lò hơi đơn dạng tuần hoàn tự nhiên dùng ngoài trời của hãng Mitsui Babcock (Anh), được vận hành từ năm 2001.

Cũng như nhà máy nhiệt điện Ninh Bình, do phải vận hành trong thời gian dài nên các lớp cặn đồng và sắt đã bám vào mặt trong của ống truyền nhiệt, tuy nhiên để có thể quản lý được chất lượng nước cung cấp hay các lớp cặn bên trong ống và có thể phòng ngừa tình trạng suy giảm hiệu suất truyền nhiệt, có thể thực hiện làm sạch với hóa chất tẩy rửa khi cần thiết. Hiện nay, công tác kiểm tra định kỳ thực hiện 4 năm 1 lần, thực hiện làm sạch bằng phương pháp thổi khí bên trong, và thực hiện làm sạch bằng hóa chất tẩy rửa trong trường hợp cần thiết.

Lò hơi ở cả 2 nhà máy nhiệt điện Phả Lại I và II đều sử dụng than antraxit làm nhiên liệu chính được sản xuất ở trong nước Việt Nam có tính đóng xỉ thấp nên các vấn đề do ống của lò hơi bị đọng cặn hoặc bị tích tụ tro gây ra là khá ít. Vì vậy chỉ cần khởi động quạt thổi muội than với tần suất thấp, ở nhà máy Phả Lại I là 1 ngày 1 lần, nhà máy Phả Lại II là 1 tuần 2 lần và thực hiện khởi động quạt thổi muội than bằng tay. Vì thời gian giữa các lần khởi động dài, nên hay xảy ra sự cố do nước ngưng tụ ăn mòn. Sau này, cùng với việc thực hiện một cách chính xác quy trình làm nóng máy khi khởi động quạt thổi muội than thì cần phải nỗ lực ngăn chặn các sự cố, nghiên cứu khoảng cách thời gian khởi động quạt thổi muội than tối ưu, thông qua việc quản lý sự thay đổi nhiệt độ bạc ổ trục trong lò hơi qua giám sát tại phòng điều khiển trung tâm và việc quản lý sự thay đổi độ dày thành ống lò hơi ở vị trí gần quạt thổi muội than.

- **Máy nghiền than**

Có hình cầu, tuy nhiên do vận hành trong thời gian dài nên sự ăn mòn thành ống đang có xu hướng tăng lên. Tại những chỗ bị ăn mòn nhiều, vị trí rơi của quả cầu thép nghiền than bên trong bị thấp xuống, làm không chỉ hiệu suất nghiền giảm đi, mà độ mịn của than bị kém còn làm cho hiệu suất cháy trong lò hơi giảm sút, phần không cháy hết tăng lên. Đặc biệt ở nhà máy nhiệt điện Phả Lại II, hiện có 4 máy nghiền hoạt động, vì đã tăng thêm 1 tổ máy dự phòng từ 3 tổ máy vận hành theo thiết kế.

- **Bộ sấy không khí**

Nhà máy nhiệt điện Phả Lại I sử dụng bộ sấy không khí dạng ống dẫn còn nhà máy nhiệt điện Phả Lại II sử dụng bộ sấy không khí dạng tái sinh kiểu Ljungstrom. Tại nhà máy nhiệt điện Phả Lại I do vận hành trong khoảng thời gian dài nên khả năng truyền nhiệt đang bị cản trở bởi sự ăn mòn bên trong bộ phận nhiệt độ thấp hoặc do mặt trong của ống truyền nhiệt trong bộ sấy không khí đã bị bẩn đi.

Tại nhà máy nhiệt điện Phả Lại II, do đã bị ăn mòn bộ phận gioăng phớt, nên không khí đã lọt vào trong và đó chính là nguyên nhân làm cho quạt hút gió vận hành quá tải. Với tỉ lệ rò rỉ không khí trên thiết kế là 8% mà trên thực tế lại là 28%, nên chúng tôi cho rằng bằng việc thực hiện tốt công tác bảo dưỡng, có thể nâng cao tính năng thiết bị.

- **Quạt hút gió**

Vì sự ăn mòn ở cánh do tro than là đáng kể, nên đã xảy ra sự giảm sút tính năng và máy rung nhiều do thiếu cân bằng, cần thực hiện kiểm tra phân tích và sửa chữa ngay. Về công tác kiểm tra định kỳ, không thực hiện các biện pháp chống ăn mòn như mạ lại cánh mà chỉ tiến hành điều chỉnh độ cân bằng.

- **Thiết bị khác**

Trong nhà máy nhiệt điện Phả Lại cũng có hiện tượng rò rỉ hơi nước từ van và ống dẫn ở một số điểm được cho là chưa kiểm tra ([hình 2.2-6](#), [hình 2.2-7](#)). Ngoài ra, nếu xét đến tình trạng khó khăn của việc sửa chữa trong khi đang vận hành và dành thời gian để tạm dừng các tổ máy và sửa chữa thì việc sửa chữa trước các điểm có phát sinh hư hỏng trong kiểm tra định kỳ lại càng quan trọng, do vậy cần xem xét và đánh giá lại về phương pháp quản lý kiểm tra.



Hình 2.2-6 Tình trạng của van



Hình 2.2-7 Tình trạng của đường dẫn

(3) Nhà máy nhiệt điện Uông Bí

Cũng giống như nhà máy nhiệt điện Phả Lại, do nhu cầu sử dụng điện trong nước rất cấp bách nên việc tạm dừng hoạt động máy để thực hiện kiểm tra phân tích máy là khó khăn, ở một số bộ phận phát hiện có tổn thương. Đặc biệt đối với máy số 5 và số 6 đã được vận hành từ hơn 30 năm nay nhưng vì thời gian vận hành hàng năm cũng là khoảng hơn 8,000 giờ nên các thiết bị đã xuống cấp khá nhiều.

• Lò hơi

Lò hơi của tổ máy số 5 và số 6 trong nhà máy nhiệt điện Uông Bí là lò hơi đơn dạng tuần hoàn tự nhiên dùng trong nhà của Nga chế tạo, đã được vận hành kể từ năm 1975, lò hơi ở tổ máy số 7 được vận hành từ năm 2009.

Về nhiên liệu thì đang sử dụng than Atranxit được khai thác ở khu vực gần đó, tuy nhiên do nhiệt lượng thấp và thành phần tro nhiều nên lượng tạo thành xỉ clinker khá nhiều và gây ra các vấn đề như là phải tạm dừng khẩn cấp các tổ máy.

Đặc biệt trong tổ máy số 7, lượng xỉ clinker sinh ra khá nhiều, tuy công suất lắp đặt là 300MW, nhưng để giảm nhiệt độ bên trong lò hơi, hạn chế phát sinh clinker, nhà máy đã cho vận hành ở công suất khoảng 280 ~ 290MW.

Ngoài ra, thực hiện làm sạch 2 năm 1 lần bằng hóa chất tẩy rửa (chất kiềm) để loại bỏ các lớp cặn bám ở mặt trong ống của lò hơi.

Đối với quạt thổi muối than cũng gặp phải rất nhiều vấn đề và có thể thấy một số hiện tượng như ăn mòn thành ống do hơi nước phun, và tổn thương ở phần tiếp xúc với với ống dẫn.

• Máy nghiền than

Máy nghiền than có dạng hình ống, do vận hành trong khoảng thời gian dài nên sự ăn mòn thành ống đang ngày càng tăng. Ngoài ra, đối với ống nghiền than thì sự mài mòn thành ống khá lớn và sinh ra rò rỉ nhiều, những khi có sự cố đã tiến hành các biện pháp thay thế một phần hoặc hàn bổ sung. Trong thời gian tới, để giảm các sự cố rò rỉ trong khi vận hành tổ máy, cần phải thực hiện tốt việc quản lý độ dày và đánh giá tuổi thọ còn lại của thành ống ở các vị trí.

• Bộ sấy không khí

Vì phải vận hành trong khoảng thời gian dài nên có thể thấy rằng việc truyền nhiệt đang bị cản trở bởi sự ăn mòn do mặt trong của ống truyền nhiệt bị bắt bẩn hay do nước ngưng tụ trên bộ phận có nhiệt độ thấp gây nên. Trên thực tế thì chỉ thực hiện sửa chữa thay thế khi ống bị thủng. Qua các chi tiết cụ thể được nêu tại mục 3.2, chúng tôi cho rằng có thể cải thiện được hiệu suất của bộ sấy không khí cũng như có thể giảm thiểu số lần gặp trục trặc phải tạm dừng tổ máy do các vết bẩn trong ống truyền nhiệt bằng cách tiến hành kiểm tra lại tiêu chuẩn thay thế thiết bị nhờ đo độ dày thành ống và đánh giá về tuổi thọ còn lại của thiết bị.

• Thiết bị khác

Cũng giống với các nhà máy khác, van hay ống dẫn trong nhà máy nhiệt điện Uông Bí cũng phát hiện có sự rò rỉ hơi nước tại một số bộ phận. Việc sửa chữa trước các điểm có phát sinh hồng học trong kiểm tra định kỳ là rất quan trọng nên cũng chúng tôi muốn đề xuất đánh giá lại phương pháp quản lý kiểm tra.

2.2.4 Phân tích thực trạng trong công tác bảo dưỡng thiết bị tuabin

(1) Tình hình chung

Theo kế hoạch, kiểm tra định kỳ 4 năm 1 lần đối với tuabin chính và đã xác định kế hoạch kiểm tra trong các tài liệu giấy tờ, đối với các thiết bị phụ trợ khác thì không lập kế hoạch kiểm tra định kỳ và ghi rõ kết quả vào trong các tài liệu giấy tờ, mà đang thực hiện như là nội dung kèm theo khi kiểm tra định kỳ tua bin chính, bao gồm cả hệ thống van liên quan, do người phụ trách công tác kiểm tra tiến hành. Chính vì vậy, từ góc độ của người thứ 3 thì việc nắm bắt xem thiết bị nào được kiểm tra, kiểm tra khi nào và như thế nào, kế hoạch tiến hành kiểm tra sau này như thế nào là một việc rất khó khăn. Đối tuabin chính, cũng có nhà máy phát điện đã xác nhận được một phần công tác ghi chép về khe hở, tuy nhiên đối với các máy móc phụ trợ thì thông tin ghi chép về khe hở không kiểm tra được. Trong các máy bơm, dù thực tế hiệu suất đã bị giảm xuống do khe hở tăng và cánh bị ăn mòn, thì việc nắm bắt tình trạng đó cũng vẫn rất khó khăn.

Tại nhà máy Phả Lại II, thời gian vận hành đã là hơn 10 năm nhưng do nhu cầu sử dụng điện ở Việt Nam rất cấp bách nên việc kiểm tra định kỳ một cách cơ bản đến nay vẫn chưa được thực hiện, việc mở máy kiểm tra các tuabin hơi nước cũng chưa được tiến hành.

(2) Tuabin chính

Các nhà máy nhiệt điện Ninh Bình, Phả Lại, Uông Bí đều đã từng tiến hành thay thế các cánh động, phía nhà máy giải thích nguyên nhân là cánh động bị ăn mòn rõ rệt, có tổn thương. Ở nhà máy nhiệt điện Phả Lại và Uông Bí, cũng có trường hợp cánh động đang tổn thương, nhưng vẫn tiếp tục vận hành, về tua bin hơi nước, đang thực hiện phương thức bảo dưỡng khi có sự cố. Các thông số khe hở ở bộ phận gioăng phốt của phần đầu cánh động, khe hở giữa màng bơm và trục, khe hở giữa đệm lót và trục,... được ghi chép và xác nhận là không vượt quá giá trị cho phép tại nhà máy nhiệt điện Ninh Bình, tuy nhiên tại các nhà máy khác, các ghi chép này đã không xác nhận được. Tuy có thể suy đoán có phát sinh về việc giảm hiệu suất của tuabin do sự ăn mòn cánh động, do có các lớp cặn trên cánh tĩnh và do tăng khe hở của phần gioăng phốt, nhưng do không có thông số ghi chép, nên khó nắm bắt được thực trạng.

(3) Bộ gia nhiệt nước cấp

Tất cả các nhà máy phát điện đã thực hiện thay thế các ống dẫn trong bộ gia nhiệt nước cấp. Việc quản lý số lần nút kín ống đang được thực hiện, phía nhà máy giải thích rằng trong trường hợp vượt quá giá trị cho phép sẽ thực hiện thay thế, tuy nhiên việc ghi chép về số lần nút ống lại không xác nhận được. Tại nhà máy nhiệt điện Phả Lại, đã có mô tả về việc rửa bằng nước bên trong các ống nhỏ ($10\text{kg}/\text{cm}^2$) tuy nhiên việc vệ sinh nhằm khôi phục lại hiệu suất của thiết bị như vệ sinh bằng phun nước cao áp vẫn chưa được áp dụng. Việc bảo dưỡng dự phòng không được thực hiện mà hiện đang thực hiện biện pháp bảo dưỡng khi có hỏng hóc.

(4) Bình ngưng

Các ống trong bình ngưng ở nhà máy Phả Lại II sử dụng vật liệu SUS304, ở tổ máy số 7 của Uông Bí sử dụng ống titan. Tại các tổ máy khác thì đang sử dụng ống nhôm đồng nhưng ở nhà máy nhiệt điện Ninh Bình thì lại thực hiện thay thế từ ống đồng sang ống Cupronickel do số lần phải nút ống tăng nhiều. Với nhà máy nhiệt

điện Phả Lại đang sử dụng ống SUS304 và tổ máy số 7 nhà máy nhiệt điện Uông Bí đang sử dụng ống titan, thiết bị làm sạch bình ngưng (thiết bị làm sạch bằng bi) đã được lắp đặt, ống được vệ sinh hàng ngày. Tuy nhiên về quản lý bi dùng để vệ sinh, ở cả 2 nhà máy đều chưa thực hiện công tác quản lý, mà giải thích là trường hợp bi nhỏ đi do bị mài mòn, nhỏ hơn khoảng cách mắt sàng thu bi, thì để bi tự bị loại bỏ khỏi hệ thống. Tại nhà máy nhiệt điện Ninh Bình việc làm sạch các ống được thực hiện bằng bàn chải cao su, tiến hành khi kiểm tra định kỳ, 3 tháng 1 lần. Tại tổ máy số 5 và số 6 ở nhà máy nhiệt điện Uông Bí, khi giá trị chân không bị suy giảm thì tiến hành rửa ngược và việc làm sạch cho các bộ phận khác được giải thích là sẽ thực hiện làm sạch bằng chổi cao su khi kiểm tra định kỳ 2 năm và 4 năm. Đối với nhà máy nhiệt điện Phả Lại I, chỉ thực hiện làm sạch bằng chổi cao su 2 năm 1 lần. Vì tính năng của các bình ngưng chưa được quản lý nên việc nắm bắt các dữ liệu cụ thể là rất khó, tuy nhiên có thể suy đoán rằng việc giảm hiệu suất tại hầu hết các tổ máy là do ống bình ngưng bị bẩn.

Nhà máy nhiệt điện Phả Lại và nhà máy nhiệt điện Uông Bí cũng đang tiến hành đo lượng không khí hút vào và đã coi đây là vấn đề quan tâm, tuy nhiên không xác nhận được các ghi chép quản lý về vị trí hút khí, lượng không khí hút vào,...

2.2.5 Phân tích tình hình bảo dưỡng của các thiết bị khác

(1) Dụng cụ giám sát chất lượng nước

Ở Việt Nam việc quản lý chất lượng nước chủ yếu bằng phương pháp phân tích thủ công cơ bản. Khoảng cách về thời gian đo đạc ở mỗi nhà máy phát điện một khác nhau, tuy nhiên việc hướng dẫn quản lý chất lượng nước đã được quy định, các hạng mục quản lý cũng như giá trị quản lý đã được quy định rõ, do vậy có thể suy đoán rằng chất lượng nước đang được duy trì ở cấp độ đảm bảo. Tại nhà máy Phả Lại II và tổ máy số 7 của Uông Bí, đang sử dụng các thiết bị phân tích chất lượng nước tự động. Tuy nhiên thiết bị đo chất lượng nước trước tiên phải kể đến thiết bị đo Silica nếu không được kiểm tra định kỳ và thực hiện thay thế bộ phận thì việc tiếp tục sử dụng là rất khó khăn. Thực tế ở nhà máy nhiệt điện Uông Bí, có ý kiến rằng việc bảo dưỡng các thiết bị đo chất lượng nước cần phải có kiến thức và kỹ thuật cao, hiện chưa đáp ứng được hoàn toàn. Ngoài ra tại nhà máy Phả Lại II, thiết bị đo Silica lắp đặt để xử lý nước đã bị hỏng và không sử dụng được nữa. Bên cạnh đó chỉ số của các thiết bị đo độ pH không ổn định, có lúc kết quả lệch với giá trị khi phân tích thủ công.

(2) Tự động hóa nhà máy

Kế hoạch tự động hóa nhà máy đã được xây dựng tại nhà máy nhiệt điện Phả Lại II, có thể giúp khởi động hoặc dừng một cách tự động. Tuy nhiên các điều kiện tiến hành tuần tự (chương trình vận hành) do sự suy giảm của máy móc thiết bị đã không được hoàn thiện, mà vẫn thực hiện hỗ trợ van tự động và khởi động máy bằng chế độ điều khiển bằng tay, trên thực tế đã thực hiện khởi động các tổ máy bằng chế độ điều khiển thủ công. Ngoài ra ở tổ máy số 7 nhà máy điện Uông Bí cũng là tổ máy có thể khởi động và tạm dừng tự động, tuy nhiên trong các mô tả thực tế thì do các vấn đề về phần mềm nên vẫn chưa thể sử dụng được. Nội dung chi tiết của các vấn đề này không xác nhận (thu thập) được.

(3) Băng tải

Trong các thiết bị chuyên chở than thì phần băng tải dùng ngoài trời đều có thiết kế che chắn, tuy nhiên cũng có trường hợp nhà máy điện không che kín hoàn toàn. Trên các băng tải không có các cơ cấu thoát nước, nếu

việc vận chuyển than bị trong khi trời mưa thì có thể dự đoán nước mưa sẽ lọt theo vào tới boong ke chứa than và trở thành nguyên nhân làm giảm nhiệt độ bên trong máy nghiền than do ngấm quá nhiều nước, cho nên cần phải sửa chữa ngay.

Ngoài ra, khi có trục trặc xảy ra có thể gây trở ngại đến việc vận chuyển than, cho nên cần phải bảo dưỡng định kỳ và thực hiện quản lý vấn đề mài mòn của băng tải.

(4) Boong ke

Ở nhà máy phát điện Ninh Bình, việc vận chuyển than khi trời mưa có thể sẽ dẫn đến nước mưa lọt vào boong ke, do vậy ở đáy boong ke nếu làm rãnh thoát nước sẽ mang lại hiệu quả. Có thể phòng tránh việc làm giảm nhiệt độ bên trong máy nghiền than bằng cách tiến hành loại bỏ nước trước khi đưa vào máy nghiền than.

2.3 Phân tích tính chất than đá

2.3.1 Tính chất của than đá và đặc tính cháy

(1) Thương hiệu than sử dụng

Bảng thương hiệu than antraxit Việt Nam được biểu thị trong bảng 2.3-1. Các thương hiệu chủ yếu thu thập được tại 3 nhà máy phát điện là từ 4b ~ 5, nhiệt lượng tỏa ra là 5500 ~ 6000 kcal/kg, hàm lượng tro là khoảng 30% của than chưa tuyển (Chỉ sàng phân loại).

Bảng 2.3-1 Bảng thương hiệu than antraxit Việt Nam

STT	Tên		Kích cỡ (mm)	Hàm lượng tro		Độ ẩm trung bình (%)	VM trung bình (%)	TS (%)	HHV (Kcal/kg)	
				Trung bình (%)	Phạm vi (%)					
1	Cỡ hạt thô	2a	50-100	7.00	6.00 - 8.00	3.0	6	0.6	7800	Than phẩm cấp cao
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	3.01 - 10.00	3.5	6	0.6	7650	
5		3a	35-50	4.00	4.01 - 5.00	3.0	6	0.6	8100	
6		4a	12-35	5.00	6.01 - 6.00	3.5	6	0.6	8000	
7		4b	15-35	9.00	5.00 - 12.00	3.5	6	0.6	7450	
8		5a	6-18	6.00	6.00 - 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	Hạt mịn	1	0-15	7.00	8.01 - 8.00	8.0	6.5	0.6	7800	Than phẩm cấp thấp
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	
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) Hạng mục phân tích và địa điểm lấy mẫu

Hạng mục phân tích và nơi lấy mẫu được biểu thị trong bảng 2.3-2. Than được lấy mẫu tại kho chứa than hoặc cửa vào của máy nghiền. Cũng có thể lấy mẫu tại cửa ra của máy nghiền nhằm xác định phân bố cỡ hạt than sau khi nghiền. Ngoài ra, để hiểu được đặc tính của than người ta còn lấy mẫu ở trong lượng tro bay ra.

Bảng 2.3-2 Hạng mục phân tích và địa điểm lấy mẫu

	Mẫu than đá					Mẫu tro bay			
	Phân tích tương đối	Phân tích cuối cùng	Tổng Sulfur	Calorific Value	Phân bố kích thước	Độ tro	Thất thoát đánh lửa	Nhiệt độ cháy	Thành phần chính
Ninh Bình	Kho xưởng				Máy xay xá	FA Pond			
Pha Lai	Máy xay hút (số.1)				(Sử dụng mẫu FA)	Fa Silo (No.1)			
Uong Bi	Máy xay hút (300MW)				Máy xay xá (300MW+110MW)	FA silo (300MW+110MW)			

(3) Kết quả phân tích

Kết quả phân tích than (trừ phân bổ cỡ hạt than) được biểu thị trong bảng 2.3-3, kết quả phân tích lượng tro bay ra được biểu thị trong bảng 2.3-4.

Bảng 2.3-3 Kết quả phân tích than

			Ninh Bình	Pha Lai -1	Uong Bi-300MW
Phân tích tương đối	Hơi ẩm tự nhiên	a.d.%	1.75	2.02	1.64
	Hàm lượng tro	a.d.%	27.12	30.48	29.86
	Chất bốc hơi	a.d.%	6.63	5.77	66.26
	Carbon cố định	a.d.%	66.25	63.75	66.26
Tỷ lệ nhiên liệu			10.0	11.0	17.1
Phân tích cuối cùng	Hàm lượng tro	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.%	2.82	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
Tổng Sulfur	S	a.d.%	0.63	0.56	1.26
Calorific Value	HHV	a.d.%	6020	5570	5390

Bảng 2.3-4 Kết quả phân tích lượng tro bay

			Ninh Bình	Pha Lai -1	Uong Bi	
					300MW	110MW
Tương đối	IM	a.d.%	15.5	0.3	0.2	0.2
Phân tích	Ash	a.d.%	74.0	84.6	94.5	61.3
Thất thoát khi đánh lửa		a.d.%	12.43	15.16	5.27	38.58
Nhiệt độ nóng chảy của tro (oxi hóa)	Deformation		1470	1410	1420	
	Hemisphere		>1500	> 1500	1490	
	Low		>1500	> 1500	1500	
Thành phần chủ yếu	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) Mối quan hệ mang tính vật lý và hóa học chung giữa độ than hóa với đặc tính của than

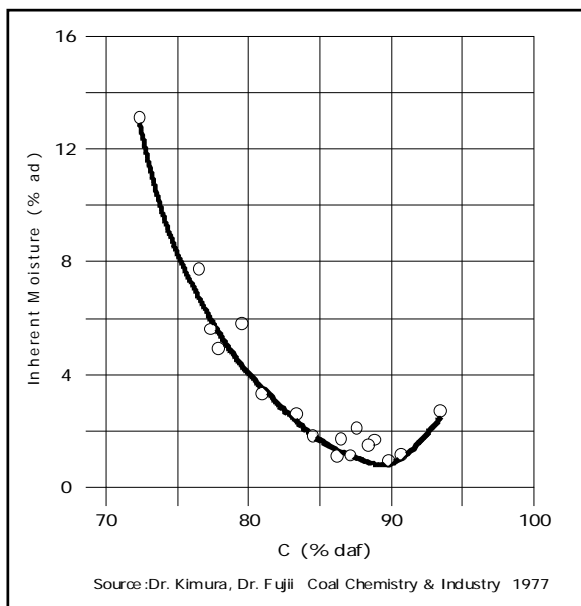
Tỉ lệ nhiên liệu của than tiêu thụ trong 3 nhà máy phát điện (Fuel Ratio) là 10 ~ 17.1%, là than antraxit có độ than hóa cao. Nếu sử dụng chỉ số C% (d.a.f.) làm chỉ tiêu biểu thị độ than hóa này thì tùy theo độ tăng giảm của C% mà tính chất vật lý hóa học chung của than sẽ liên tục thay đổi.

① Thủy phần

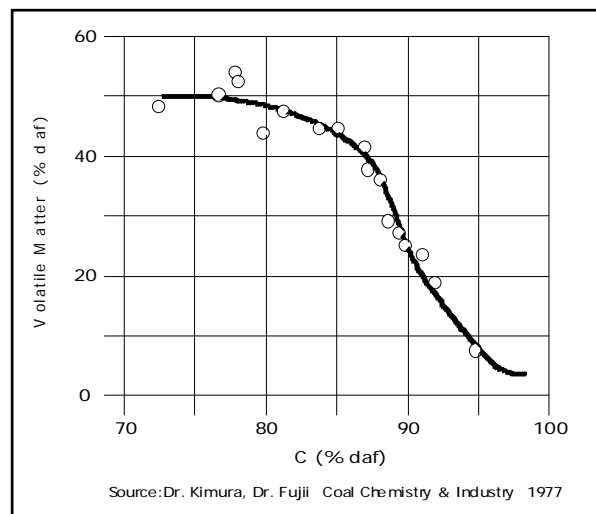
Mối quan hệ chung của C% với Thủy phần được biểu thị trong hình 2.3-1. Cùng với việc chỉ số C% giảm (độ than hóa thấp đi) thì thủy phần sẽ tăng lên nhanh chóng. Ở 90%C thì thủy phần sau khi giảm nhỏ nhất về khoảng 1% thì lại tăng lên.

② Hàm lượng chất bốc

Mối quan hệ chung của C% với Hàm lượng chất bốc được biểu thị trong hình 2.3-2. Chất bốc sẽ giảm dần đi theo sự tăng lên của C%.



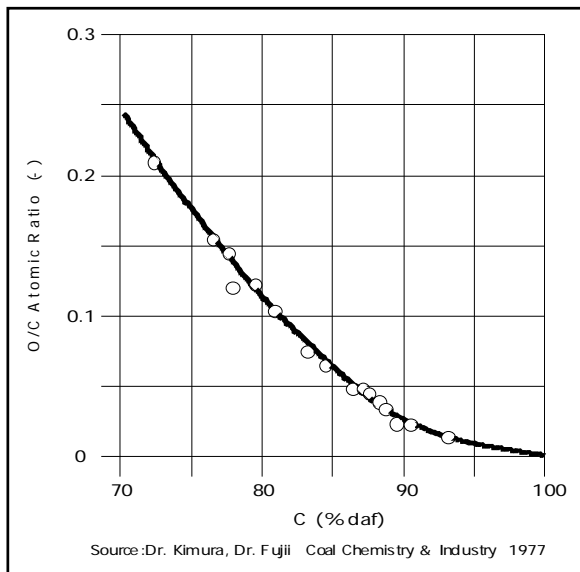
Hình 2.3-1 C% với IM



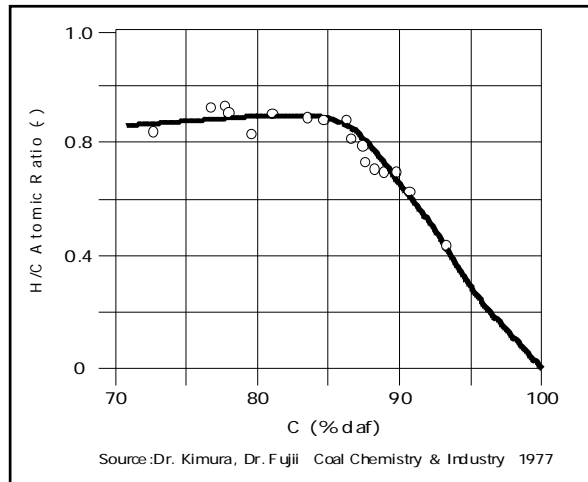
Hình 2.3-2 C% với VM

③ Tỉ lệ nguyên tử O/C, tỉ lệ nguyên tử H/C

Mối quan hệ chung của C% với tỉ lệ nguyên tử O/C được biểu thị trong hình 2.3-3, C% với tỉ lệ nguyên tử H/C được biểu thị trong hình 2.3-4.



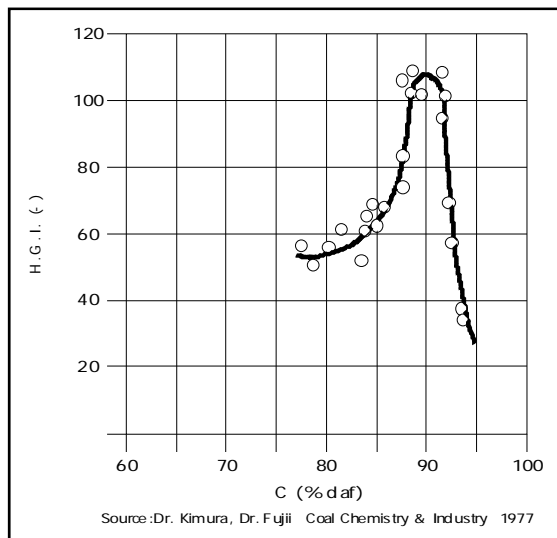
Hình 2.3-3 Tỷ lệ nguyên tử C% với O/C



Hình 2.3-4 Tỷ lệ nguyên tử C% với H/C

④ HGI

Mối quan hệ chung của C% với HGI được biểu thị trong hình 2.3-5. HGI có giá trị tối đa ở 90%C, nếu C% tăng cao hơn thì HGI sẽ bị giảm mạnh.



Hình 2.3-5 C% với HGI

(5) Đặc tính cháy

① So sánh với than dùng cho phát điện ở Nhật Bản

Chúng tôi muốn đánh giá đặc tính của than antraxit Việt Nam trong sự so sánh giá trị phân tích than của 3 nhà máy phát điện đã có được lần này với giá trị phân tích của than nhập khẩu đang sử dụng trong các nhà máy phát điện ở Nhật Bản. Sử dụng giá trị phân tích than nhập khẩu (tổng số 56 loại than trong đó: Việt Nam ×1, Australia ×29, Indonesia ×19, Nga ×7) đang được dùng trong các nhà máy phát điện ở Nhật Bản mà NEDO đã điều tra năm 2005. Giá trị phân tích than nhập khẩu được biểu thị trong bảng 2.3-5.

Bảng 2.3-5 Giá trị phân tích than nhập khẩu

	Phân tích tương đối				HHV	Phân tích cuối cùng						Tổng Sulphur Wt%	HGI -
	IM	Ash	VM	FC ^w		Ash	C	H	N	S	O		
	a.d	a.d	a.d	a.d		a.d	d.b	d.b	d.b	d.b	d.b		
Ninh Bình	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	
Khác 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 Trung bình	1.71	23.00	5.67	70.79	6258	23.42	71.73	2.17	0.83	0.61	1.87	0.76	32
Australia Trung bình	2.72	12.15	29.93	55.07	6948	11.95	73.86	4.62	1.60	0.41	7.85	0.46	53
Indonesia Trung bình	8.13	5.35	41.49	45.02	6632	5.77	71.94	5.30	1.39	0.48	15.12	0.58	43
Nga Trung bình	3.52	11.01	33.01	52.46	6964	11.40	71.79	4.66	1.98	0.31	9.87	0.37	48
Trung bình công	4.64	9.57	33.82	51.92	6862	9.66	72.71	4.83	1.56	0.43	10.46	0.49	49

② Quá trình đốt cháy than

Các hạt than sẽ trải qua quá trình cháy như sau:

- Tăng nhiệt độ các hạt than: nếu ở cỡ hạt có tốc độ tăng nhiệt rất nhanh 60µm thì trong vòng 0.05 ~ 0.1 giây sẽ đạt tới nhiệt độ lò (trên 1700°C).
- Giải phóng chất bốc: giải phóng chất bốc với tốc độ tương tự như trên.
- Đốt cháy chất bốc: khi khí gas được giải phóng bắt lửa thì đồng thời lượng oxy xung quanh các hạt phân tử cũng bị tiêu thụ ngay. Lúc này, lượng chất bốc và xương than sẽ cháy riêng biệt.
- Đốt cháy xương than: tốc độ đốt cháy chiếm phần lớn thời gian cần thiết trong quá trình đốt cháy, trong vòng trên 0.3 ~ 1 giây.

Để quá trình cháy diễn ra thuận lợi, thì nhiệt độ của toàn bộ khí gas do lượng nhiệt sinh ra từ sự đốt cháy chất bốc cần phải đạt tới nhiệt độ cao đủ để xương than bắt cháy. Với loại than ít chất bốc như than của Việt Nam, mặc dù đã tăng đến nhiệt độ bắt cháy của xương than thì cũng có trường hợp không đủ nhiệt nếu chỉ có lượng nhiệt tỏa ra do đốt cháy chất bốc. Trong những trường hợp như vậy cần phải có các đối sách như: cung cấp nhiên liệu đốt cháy phụ trợ hay làm nhỏ các hạt than, tăng nhiệt độ sấy không khí.

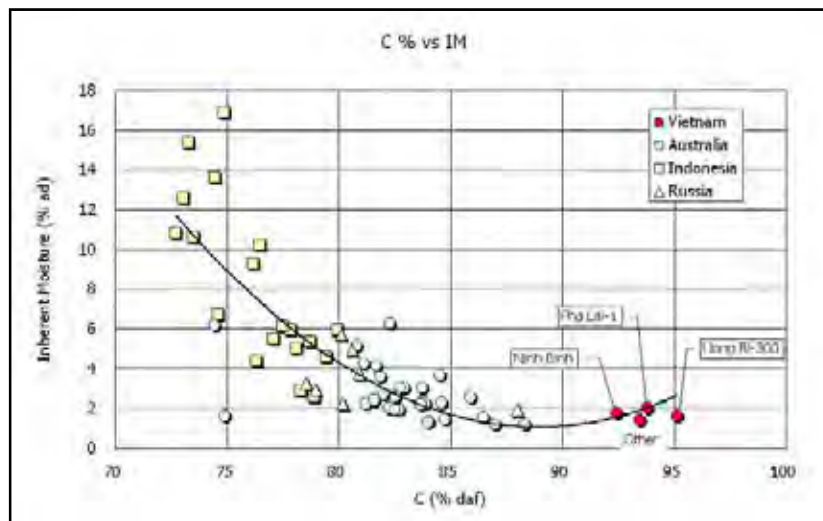
Các đặc tính sau đây được đưa ra như là thông số đi kèm với các đặc tính đốt cháy của than.

- Hàm lượng và thành phần chất bốc
- Độ phản ứng của xương than

Lượng xương than được tạo thành có liên quan đến lượng các bon cố định và có tỉ lệ nhiên liệu (lượng các bon cố định/ tỉ lệ chất bốc) như là các chỉ số có liên quan đến 2 thông số nêu trên. Tỉ lệ nhiên liệu chỉ thể hiện tỉ lệ có tính tương đối của xương than đối với phần chất bốc.

③ Thủy phân có sẵn

Hình 2.3-6 biểu thị mối quan hệ của C& với thủy phân có sẵn. Than Việt Nam với khoảng 2% tỉ lệ thủy phân có sẵn là thấp. Trường hợp toàn bộ thủy phân đã được bổ sung thêm cho than thì tiêu chuẩn phù hợp trong các nhà máy phát điện của Nhật Bản là dưới 10%.

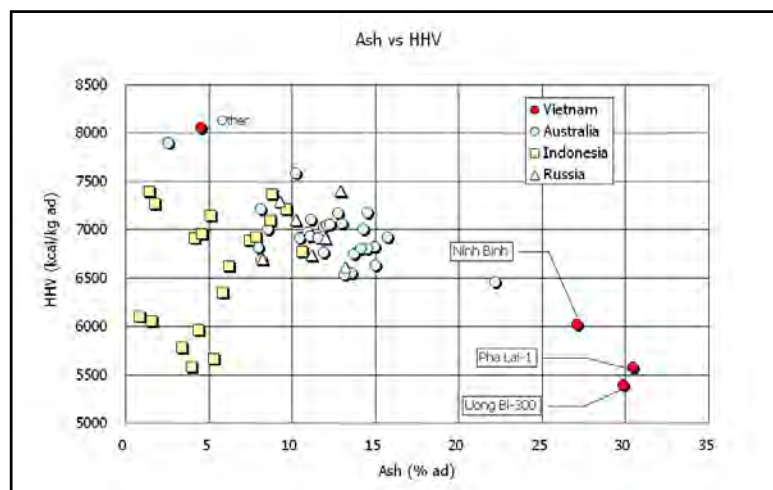


Hình 2.3-6 C% với thủy phần

④ Tro và lượng nhiệt tỏa ra

Tro làm ảnh hưởng đến tính bất cháy ổn định. Việc biến các khoáng chất có lẫn trong than thành tro là phản ứng thu nhiệt, cacbon hữu cơ sẽ lấy đi phần lượng nhiệt đã được sinh ra. Chính vì vậy, các hạt than chứa nhiều khoáng chất có khả năng làm giảm tính bất cháy, giảm lượng nhiệt tỏa ra cùng với việc làm tăng các khoáng chất và đồng thời làm tăng lượng các bon chưa bị đốt cháy trong than.

Hình 2.3-7 chỉ lượng tro và lượng nhiệt tỏa ra. Tiêu chuẩn phù hợp tại các nhà máy phát điện ở Nhật Bản là tro $\leq 20\%$, lượng nhiệt tỏa ra $\geq 6000\text{kcal/kg}$. Trong khi đó, lượng tro của than Việt Nam là khoảng 30%, lượng nhiệt tỏa ra là 5500 ~ 6000kcal/kg (ad), tức là lượng tro cao và lượng nhiệt tỏa ra thấp.

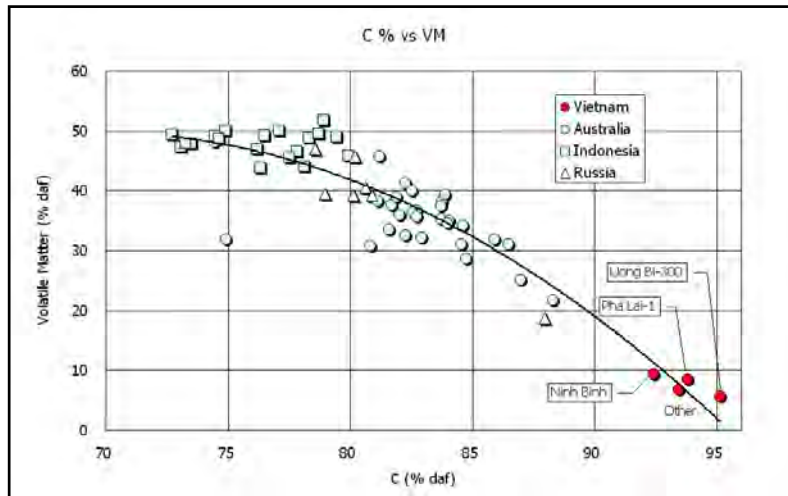


Hình 2.3-7 Tro với Nhiệt lượng tỏa ra

⑤ Chất bốc

Hình 2.3-8 chỉ hàm lượng chất bốc. Tỷ lệ chất bốc (d.a.f) của than Việt Nam chưa đạt 10%, với Uông Bí 300MW là 5.66% đến Ninh Bình là 9.32%. Hàm lượng chất bốc là đặc trưng đi kèm với tính bất cháy của các hạt than và tính đốt cháy ổn định sau khi bắt cháy. Tính bất cháy ổn định là đặc tính quan trọng nhất khi đốt cháy than cám mịn, loại than có hàm lượng chất bốc càng cao thì độ bất cháy càng ổn định và mật độ cháy cao, càng

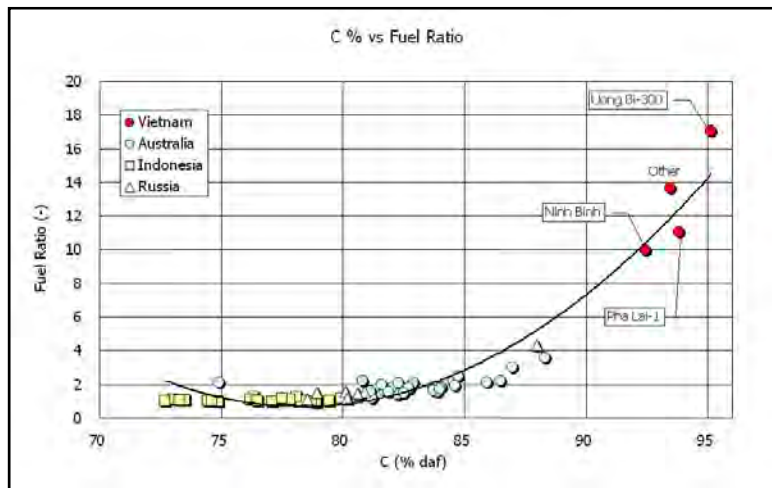
làm giảm đi lượng các bon chưa cháy hết trong tro.



Hình 2.3-8 C% với Chất bốc

⑥ Tỷ lệ nhiên liệu

Hình 2.3-9 biểu thị tỷ lệ nhiên liệu. Tỷ lệ nhiên liệu của than Việt Nam cao đáng kể với Ninh Bình là từ 10.0 đến Uông Bí 300MW là 17.1. Tỷ lệ nhiên liệu cao thì nhiệt độ bắt cháy cũng cao, tốc độ đốt cháy bị chậm lại. Để đốt cháy hoàn toàn những loại than như vậy cần phải kéo dài thời gian lưu lại bên trong lò hơi và làm tăng dung tích của lò hơi. Tiêu chuẩn phù hợp tại các nhà máy phát điện ở Nhật Bản có tỷ lệ nhiên liệu ≤ 2.5 , còn than của Việt Nam thì có sự khác biệt lớn với tiêu chuẩn này.



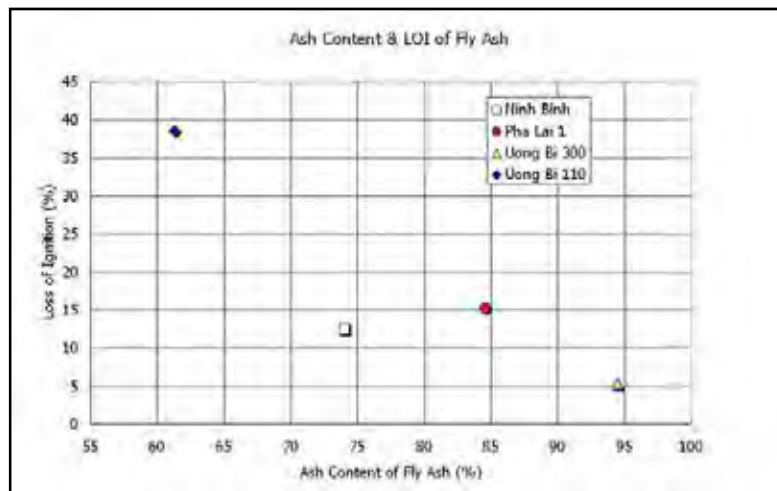
Hình 2.3-9 C% với tỷ lệ nhiên liệu

⑦ Các bon chưa cháy hết trong tro

Hình 2.3-10 chỉ lượng các bon chưa cháy hết trong tro. Lượng các bon chưa cháy hết trong tro của than Việt Nam với tỷ lệ chất bốc thấp và tỷ lệ nhiên liệu cao với Uông Bí 300MW là thấp nhất với 5.27%, Ninh Bình là 12.43%, Phả Lại I là 15.16%, Uông Bí 110MW là 38.58%.

Lượng các bon chưa cháy hết trong tro than đang được sử dụng có hiệu quả ở Nhật Bản là dưới 5%. Tro chứa lượng các bon cao chưa cháy hết không những đã không sử dụng một cách có hiệu quả năng lượng đã được chi

trả đổi với tiêu thụ trong nhà máy nhằm vận chuyển và nghiền than mà còn làm tăng lượng tro phải xử lý và gây cản trở đến lĩnh vực sử dụng hiệu quả lượng tro.

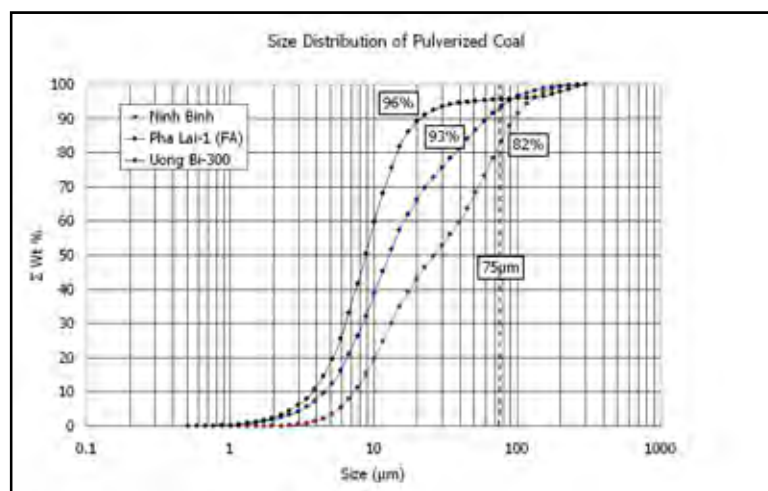


Hình 2.3-10 Các bon chưa cháy hết trong tro

⑧ Cỡ hạt của máy nghiền than

Để tăng tốc độ đốt cháy các hạt than, giảm lượng các bon chưa cháy hết trong xỉ, có phương pháp là tăng độ mịn của nhiên liệu. Sau khi đo sự phân bố cỡ hạt than nghiền ở đầu ra máy nghiền, trước khi đưa vào vòíi đốt, kết quả như hình 2.3-11. Thêm nữa, đối với nhà máy Phả Lại-1, vì việc lấy mẫu là rất khó khăn nên đã xác định lượng phân bố cỡ hạt của tro bay ra sau khi đốt cháy.

Bảng 2.3-6 biểu thị các giá trị phù hợp của tỉ lệ chất bốc và cỡ hạt than. Đối với than có tỉ lệ chất bốc (d.a.f.) 9.32%, lượng lọt qua mắt sàng 75 μ m ở nhà máy Ninh Bình là 82%; đối với tỉ lệ chất bốc (d.a.f.) 5.66%, lượng lọt qua mắt sàng 75 μ m ở Uông Bí 300MW là 96%, đạt tới giá trị phù hợp và được cho là đã đạt tới kỹ thuật quản lý cỡ hạt than của EVN. Ngoài ra, lượng lọt qua mắt sàng 75 μ m cũng là quan trọng nhưng việc tồn tại của các hạt than thô 0.1mm hay 0.2mm cũng gây ảnh hưởng lớn đến hàm lượng các bon chưa cháy hết. Ngoài ra, sự tồn tại của các hạt than thô cũng là 1 nguyên nhân sinh ra xỉ than.



Hình 2.3-11 Cơ cấu cỡ hạt của than cám mịn

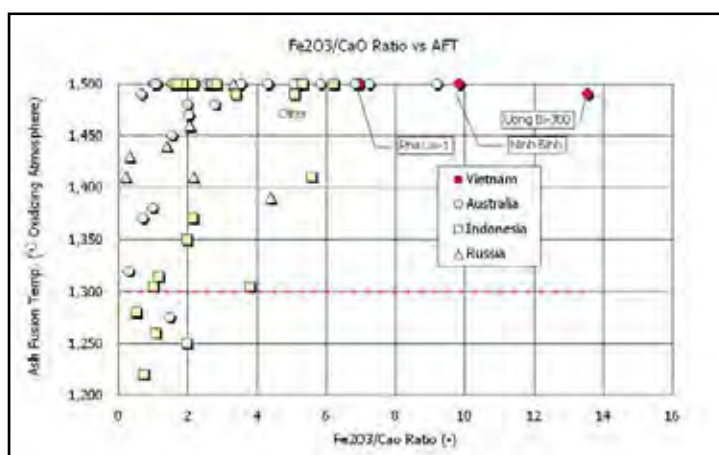
Bảng 2.3-6 Tỷ lệ chất bốc và giá trị thích hợp của than lọt qua mắt sàng 75 μ m

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

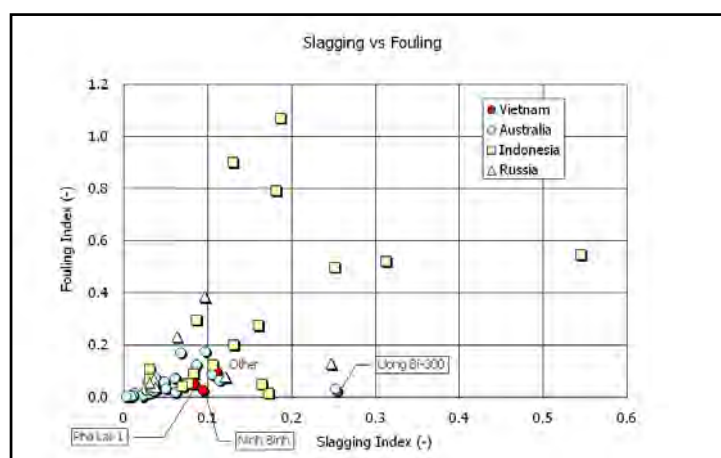
⑨ Vấn đề clinker

Xét từ mặt sử dụng một cách có hiệu quả lượng than thì các vấn đề tro than bám là một trong những chủ đề quan trọng nhất trong việc vận hành lò hơi. Trường hợp lượng tro bám lớn sẽ sinh ra các vấn đề sau đây đối với lò hơi.

- Truyền nhiệt kém: tro tích tụ và bám trên ống truyền nhiệt hay trên thành lò làm hiệu suất của lò hơi giảm đi.
- Lưu chuyển của khí kém đi: tro bám và tích tụ làm tắc một phần đường lưu thông của khí.
- Tổn thương bộ phận áp lực: tro bám và tích tụ bị bong ra rơi vào trong lò và làm tổn thương ống truyền nhiệt.
- Mòn bộ phận áp lực: mòn do các chất có mài mòn trong tro gây nên.



Hình 2.3-12 Chỉ số slagging và fouling



Hình 2.3-13 Điểm chảy của tro

Để đánh giá khả năng phát sinh của các vấn đề clinker, có thể sử dụng chỉ số slagging và chỉ số fouling, được biểu thị trong hình 2.3-12; điểm tan chảy của tro được biểu thị trong hình 2.3-13. Ngoài ra, đối với mẫu tro có điểm (nhiệt độ) chảy trên 1500°C thì biểu đồ sẽ chỉ ở vạch 1500°C. Những giá trị liên quan đến than Việt Nam như sau:

- Slagging: xấp xỉ 0.1 ~ 0.3
- Fouling: xấp xỉ 0.1

Điểm chảy của tro: trên 1500°C

chuẩn đánh giá của các nhà máy phát điện ở Nhật Bản đối với những chỉ số này được biểu thị trong bảng 2.3-7. Theo bảng này thì có thể thấy khả năng xảy ra vấn đề về clinker của than Việt Nam là thấp.

Tuy nhiên, ở Uông Bí-300MW có ý kiến cho rằng các công trường đang phải đầu tư với vấn đề clinker.

Bảng 2.3-7 Tiêu chuẩn đánh giá các vấn đề clinker của Nhật Bản

	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 <			

⑩ Tổng kết

Than đá ở 3 nhà máy phát điện này có đặc tính là tỉ lệ nhiên liệu cao của than antraxit với 10.0 ~ 17.1% (d.a.f.). Chính vì vậy mà tốc độ đốt cháy chậm, sinh ra lượng các bon chưa đốt cháy trong tro cao. Đặc biệt, tại nhà máy Uông Bí 110MW lượng các bon chưa đốt cháy trong tro bay là gần 40%.

Hơn nữa, các loại máy móc thu gom các bon chưa cháy trong tro này đã và đang được vận hành bên cạnh nhà máy nhiệt điện Phả Lại. Tại đây, cũng đang sử dụng kỹ thuật tuyển nổi (kỹ thuật tách 2 phần sử dụng tính chất khác nhau ở bề mặt của hai loại hạt: than (có tính thân dầu) với tro (có tính xa dầu, thường được sử dụng rộng rãi để tuyển quặng và tuyển than) để thu gom các bon chưa cháy hết.

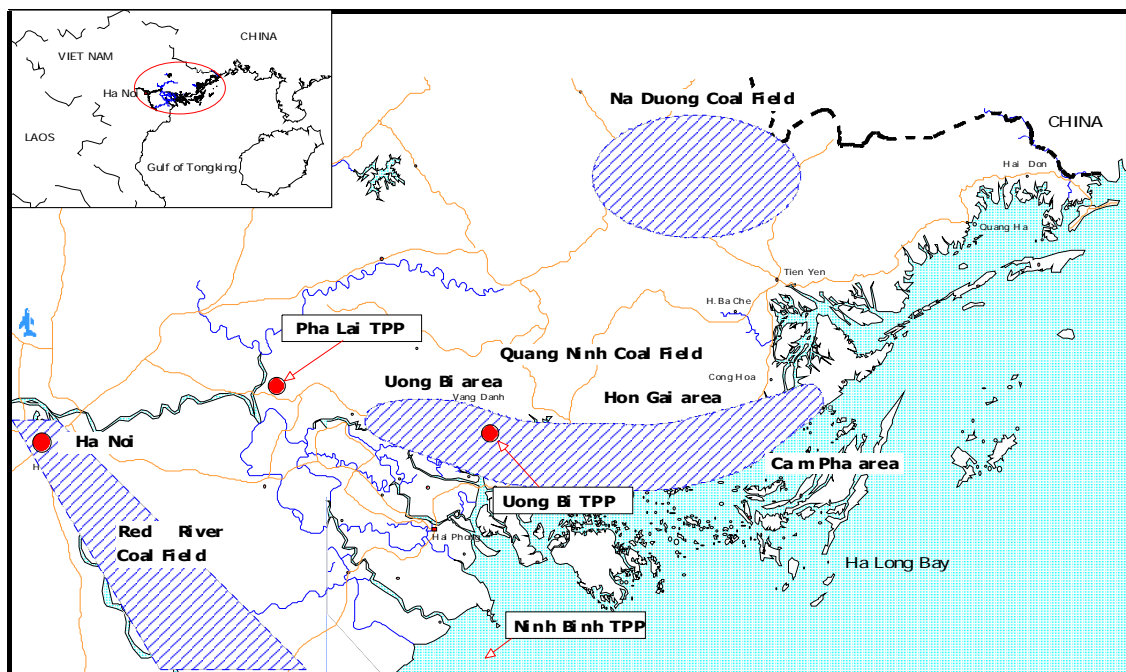
Ngoài ra, tỉ lệ tro than 30% là khá cao. Cũng có ý kiến từ các nhà máy là trước đây tỉ lệ này thấp hơn. Việc biến các khoáng chất thành tro là phản ứng thu nhiệt nên các nguồn năng lượng nhiệt phát ra từ các khoáng chất than hữu cơ vẫn chưa được sử dụng một cách có hiệu quả. Bên cạnh đó, có hiện tượng tính bắt cháy của các hạt than suy giảm, hay việc tăng lượng các bon chưa cháy hết trong tro. Về cơ bản, việc vận chuyển các khoáng chất không cần thiết từ mỏ than đến nhà máy phát điện, việc tiêu thụ năng lượng và chuyển hóa thành tro diễn ra ở nhà máy, việc vận chuyển và tiêu hủy tro chứa lượng lớn các bon chưa cháy hết, chính là sự lãng phí năng lượng. Trong tương lai, việc tăng cường khai thác dưới lòng đất là chắc chắn, và sẽ không thể tránh được việc tro than sẽ ngày càng xấu đi. Trong mục 3.3 đề xuất phương án làm giảm lượng tro than.

2.3.2 Quá trình xử lý than và ảnh hưởng tới tính chất than (mỏ than ~ sàng phân loại ~ vận chuyển ~ boong ke chứa than trong nhà máy phát điện)

Chúng tôi đã tiến hành khảo sát có hay không những ảnh hưởng tới tính chất than (ví dụ có thể bị thấm nước mưa) từ khi than khai thác tại mỏ được gia công sàng phân loại và vận chuyển đến boong ke chứa than trong nhà máy phát điện.

(1) Bể than

Hình 2.3-14 miêu tả vị trí các bể than. Than antraxit được tiêu thụ trong 3 nhà máy phát điện là than được khai thác tại Quảng Ninh. Loại than này được chia thành 3 khu vực: khu vực Uông Bí, Hòn Gai, Cẩm Phả.



Hình 2.3-14 Bản đồ vị trí các bể than

(2) Mỏ than

Hiện nay, tập đoàn Than – Khoáng sản Việt Nam (VINACOMIN) với khoảng 20 công ty than thành viên đang thực hiện khai thác trong lòng đất chiếm tỷ lệ khoảng 40%, khai thác lộ thiên khoảng 60%, sản xuất khoảng 45 triệu tấn mỗi năm (than thô). Trong tương lai do việc tăng cường các quy định về môi trường hay tiến sâu tiến xa hơn các vị trí khai thác mà khai thác lộ thiên đang dần giảm đi còn khai thác trong lòng đất đang tăng lên. Việc làm này có nghĩa là các chỉ số về lượng tro than hay nhiệt lượng tỏa ra sẽ tiếp tục xấu đi.



Hình 2.3-15 Mỏ than hầm lò khu vực Uông Bí



Hình 2.3-16 Mỏ than lộ thiên khu vực Cẩm Phả

(3) Gia công sàng tuyển

Các loại than đã khai thác sẽ được vận chuyển tới các thiết bị sàng tuyển bằng xe chở than, băng tải, xe tải để thực hiện sàng tuyển than. Các thiết bị sàng tuyển là các thiết bị đơn giản bố trí ở gần với mỏ than (Hình 2.3-17) và các thiết bị lớn được lắp đặt trong nhà máy lọc than (Hình 2.3-18). Lượng than cỡ hạt dưới 15mm được sàng tuyển ở đây sẽ được vận chuyển về nhà máy phát điện.



Hình 2.3-17 Thiết bị đơn giản



Hình 2.3-18 Thiết bị sàng ở nhà máy tuyển than

(4) Vận tải than

Than được vận chuyển đến nhà máy nhiệt điện Ninh Bình bằng tàu thủy, nhà máy nhiệt điện Phả Lại bằng xe chở than, nhà máy nhiệt điện Uông Bí bằng xe chở than (bằng các tuyến đường sắt chuyên dụng). Hiện nay, các tuyến đường sắt chuyên dụng này đang trong giai đoạn thực hiện xây dựng tuyến đường kép nhằm làm tăng công suất vận chuyển trong tương lai. Hình 2.3-19 và hình 2.3-20 miêu tả tình hình bốc rớt than.



Hình 2.3-19 Rót than xuống tàu



Hình 2.3-20 Chờ bằng toa xe

(5) Bốc dỡ

Tình hình bốc dỡ như [hình 2.3-21 ~ 2.3-22](#), thiết bị bốc dỡ mới của nhà máy nhiệt điện Phả Lại trong [hình 2.3-23](#), xà lan chờ bốc dỡ tại nhà máy nhiệt điện Phả Lại trong [hình 2.3-24](#). Trọng tải của xà lan là 800 tấn, bảo vệ than và làm hạn chế gia tăng độ ẩm của than bằng tấm nhựa vinyl.



Hình 2.3-21 Bốc dỡ (Ninh Bình)



Hình 2.3-22 Bốc dỡ (Phả Lại)



Hình 2.3-23 Thiết bị bốc dỡ mới (Phả Lại)



Hình 2.3-24 Xà lan chờ bốc dỡ (Phả Lại)

(6) Trữ và xuất than

Tại 3 nhà máy phát điện đều có kho lưu trữ than trong nhà. Đặc biệt là 2 nhà máy Phả Lại và Uông Bí đều có lắp các thiết bị lưu trữ than rất tốt, khi lưu trữ than cần xếp than theo chiều dài của kho trữ than, khi xuất ra thì phải tính toán để đồng nhất chất lượng than xuất ra tại các góc vuông theo chiều dọc đó. Ngoài ra, các băng tải từ nơi trữ than đến xà lan cũng cần phải có các đôi sách triệt để phòng tránh mưa bằng cách gắn thêm mái che. Hình 2.3-25 ~ 2.3-27 là kho trữ than, hình 2.3-28 là hình ảnh băng tải.



Hình 2.3-25 Kho trữ than (Phả Lại)



Hình 2.3-26 Kho trữ than (Uông Bí)



Hình 2.3-27 Kho trữ than (Uông Bí)



Hình 2.3-28 Băng tải lưu trữ và xuất than (Uông Bí)

(7) Tổng kết

Than đang lưu trữ tại 3 nhà máy phát điện là loại than được sàng tuyển ở mắt sàng 15mm, dù không chế được cỡ hạt than, nhưng chưa không chế được phẩm chất của than, như hàm lượng tro, nhiệt lượng,... (loại than trên 15mm sẽ được đưa vào công đoạn tuyển tỷ trọng ở nhà máy tuyển than, được chọn là loại than cao cấp có lượng tro thấp, dùng để xuất khẩu hoặc làm xi măng trong nước).

Trong tương lai sẽ tăng tỉ lệ khai thác hầm lò, cùng với việc tiến sâu tiến xa hơn của các khu vực khai thác và tăng cường các quy định về môi trường, sự suy giảm và biến động về chất lượng than khai thác là không thể tránh khỏi. Việc xử lý chất lượng than tức là hạn chế biến động và hạ thấp hàm lượng tro, xét từ quan điểm mang tính trung và dài hạn, được cho là cần thiết.

Vào mùa mưa ở Việt Nam, lượng mưa thấm vào than là rất lớn. Các đối sách toàn diện về mưa dùm đối với băng tải cũng đang được áp dụng với than đã chất lên xà lan, nơi lưu trữ than trong nhà máy phát điện, xà lan chờ than.

2.4 Kế hoạch phát triển nguồn điện

2.4.1 Dự báo nhu cầu năng lượng trong nước

Ở Việt Nam trong những năm gần đây theo đà tăng trưởng kinh tế nhu cầu sử dụng năng lượng cũng tăng cao. Chịu ảnh hưởng của “Khủng hoảng tiền tệ Châu Á” năm 1997, kinh tế đã suy thoái trong một thời gian nhưng do sự phát triển của công nghiệp hóa, cơ giới hóa, tiêu thụ năng lượng đã không ngừng gia tăng.

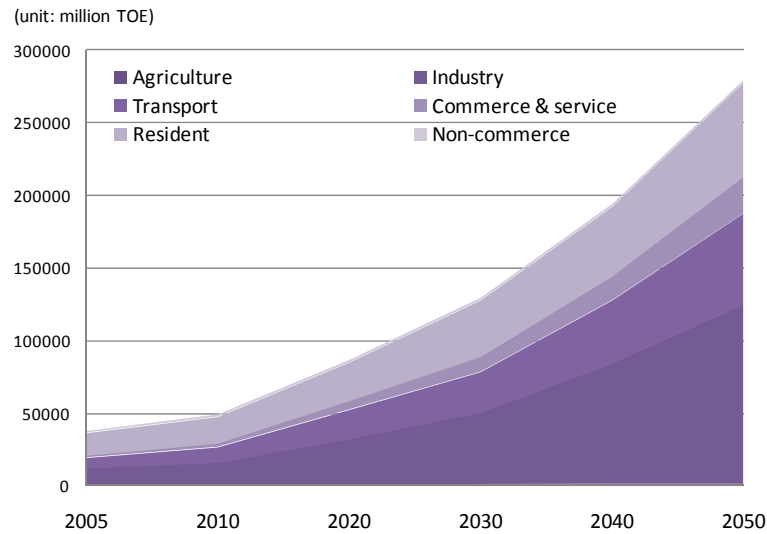
Trong tương lai khuynh hướng gia tăng này vẫn được duy trì, theo dự báo nhu cầu năng lượng của IE (**bảng 2.4-1, hình 2.4-1**), so với lượng tiêu thụ năng lượng năm 2005, số lần gia tăng trong năm 2030 được dự đoán sẽ là 3.4 lần, năm 2050 là 7.4 lần.

Tỷ lệ tăng trưởng bình quân năm từ năm 2010 đến năm 2030 là 5%, trong đó nông nghiệp là 2.5%, công nghiệp 6.0%, vận tải 5.0%, thương mại dịch vụ 7.0%, dân sinh 3.9%.

Bảng 2.4-1 Nhu cầu năng lượng các hộ đến năm 2050 (đơn vị : triệu TOE)

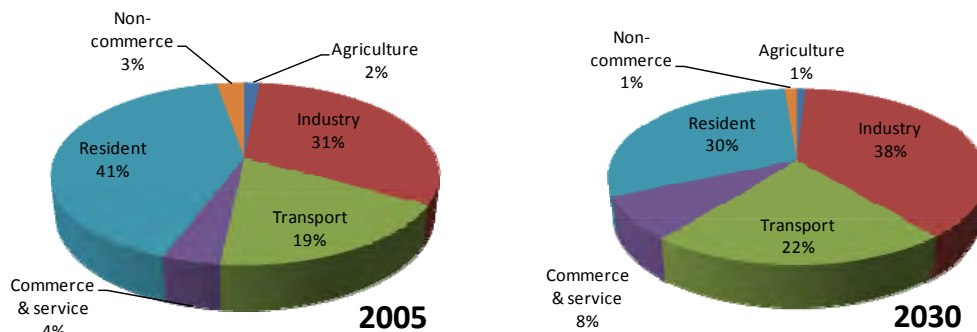
Year	2005	2010	2020	2030	2040	2050
(1) Agriculture	579	692	898	1,142	1,308	1,476
(2) Industry	11,834	15,323	31,307	49,154	82,958	123,032
Light industry	6,435	6,172	14,350	27,606	48,640	72,496
Heavy industry	5,399	9,151	16,957	21,549	34,318	50,536
(3) Transport	6,970	10,673	20,200	28,058	43,266	62,694
(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

Nguồn: Những giải pháp cơ bản giảm thiểu phát thải khí CO₂ tại Việt Nam, IE 1/2011



Hình 2.4-1 Nhu cầu năng lượng của các hộ đến năm 2050 (đơn vị :triệu TOE)

Theo tỉ lệ cấu thành của các lĩnh vực tiêu thụ năng lượng (hình 2.4-2), trong năm 2005 tỉ lệ trong tổng tiêu thụ dân dụng chiếm cao nhất là 42%, trong tương lai sử dụng trong công nghiệp sẽ gia tăng rõ rệt, đến năm 2030 sử dụng trong công nghiệp sẽ chiếm 38% trên tổng thể.



Hình 2.4-2 Cơ cấu tỷ lệ nhu cầu sử dụng điện của các hộ 2005 đến 2030

2.4.2 Dự báo lượng khí thải CO₂ tại Việt Nam

Theo IE, lượng khí CO₂ thải ra trên toàn lãnh thổ Việt Nam năm 2005 là 76 triệu tấn. Theo đà phát triển kinh tế đến năm 2030 ước tính sẽ tăng 5 lần lên tới 388,8 triệu tấn. Nguồn gốc phát thải chủ yếu là ngành công nghiệp sản xuất, vận tải, điện lực.

Bảng 2.4-2 Ước tính lượng khí CO₂ thải ra tại Việt Nam (Đơn vị :1000tấn)

Năm	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Công nghiệp	24,755	35,598	48,127	64,336	70,631	91,524
Nông nghiệp	1,386	1,479	1,758	2,084	2,437	2,914
Vận tải	18,969	30,884	43,839	62,594	86,311	124,370
Thương mại & dịch vụ	4,354	6,002	8,067	9,832	12,141	14,597
Dân cư	4,861	5,767	6,414	7,823	9,285	9,943
Nhà máy điện	21,527	39,792	63,107	73,449	94,760	145,484
Tổng	75,852	119,522	171,312	220,118	275,565	388,832

Nguồn: Nghiên cứu giải pháp cơ bản giảm thiểu phát thải CO₂ từ các hoạt động sử dụng năng lượng ở Việt Nam, Viện Năng Lượng 2005

2.4.3 Dự báo nhu cầu điện lực

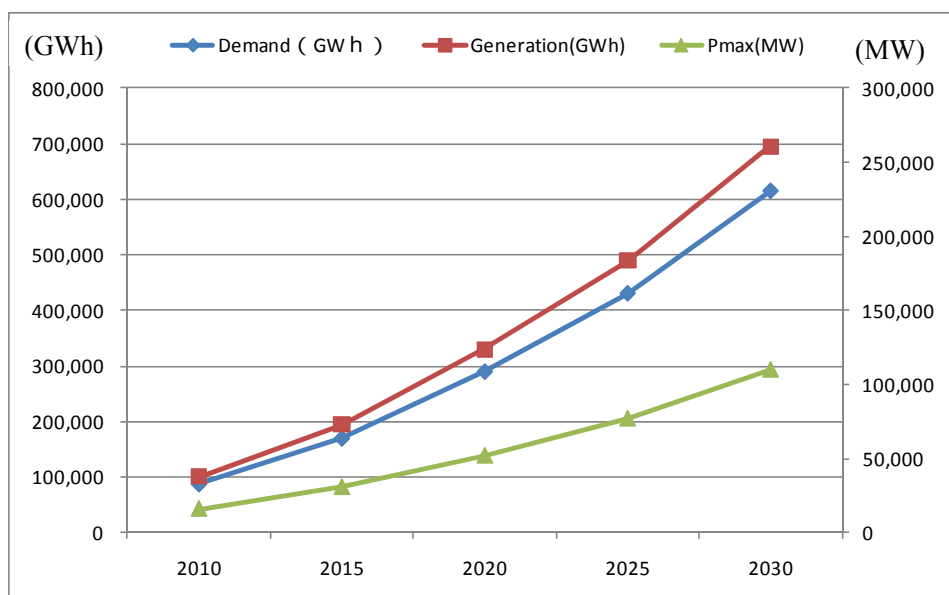
Để đối ứng với nhu cầu sử dụng điện tăng nhanh tại Việt nam, MOIT và IE đã xây dựng kế hoạch phát triển nguồn điện “Master Plan lần thứ 7”, vào thời điểm hiện tại tháng 5/2011 đang chờ chính phủ phê duyệt. Trong bản dự thảo của IE, nhu cầu sử dụng điện trong tương lai sẽ không ngừng gia tăng, đến năm 2030 nhu cầu sử dụng điện sẽ tăng so với năm 2010 là 7.0 lần, dự tính lượng phát điện và công suất tối đa sẽ tăng 6.9 lần (bảng 2.4-3, hình 2.4-3).

Tỉ lệ gia tăng bình quân năm với các giá trị tính toán trong thời gian xây dựng kế hoạch (từ năm 2010 đến 2030) được dự tính là 10% (bảng 2.4-4). Nếu xét tỉ lệ gia tăng trong 5 năm một, đặc biệt là 10 năm của nửa đầu sẽ thấy tỉ lệ gia tăng vượt quá 10%, cho ta thấy sự cần thiết phải phát triển nguồn điện một cách nhanh chóng.

Bảng 2.4-3 Dự báo kết quả nhu cầu sử dụng điện của quốc gia đến năm 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

Nguồn: Dự thảo thứ nhất của PDP VII (IE)



Hình 2.4-3 Dự báo nhu cầu sử dụng điện của quốc gia đến năm 2030

Bảng 2.4-4 Dự báo tỷ lệ tăng trưởng bình quân hàng năm về nhu cầu sử dụng điện

	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%

Nguồn: Dự thảo thứ nhất của PDP VII (IE)

2.4.4 Kế hoạch phát điện

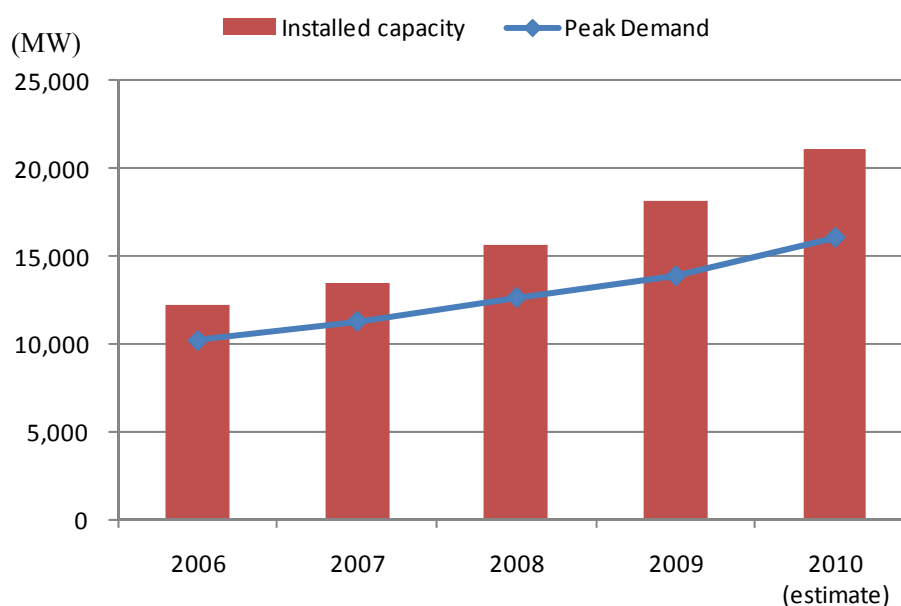
(1) Tình hình thực hiện kế hoạch phát triển nguồn điện quốc gia lần thứ 6 (PDP6)

Về nhu cầu phụ tải cực đại và công suất thiết bị phát điện trong giai đoạn 2006-2010 thể hiện ở [Bảng 2.4-5](#) và [hình 2.4-4](#). Tỷ lệ dự phòng (công suất lắp đặt/ phụ tải cực đại -1) năm 2010 là khoảng 31.9%, tuy nhiên nhà máy thủy điện Hòa Bình ở miền Bắc (1920MW) vào thời điểm cạn nước có lúc chỉ phát ở công suất 200MW (báo cáo của JICA năm 2006). Vì vậy tỷ lệ dự phòng thực tế thấp hơn mức 20%, là tình hình rất khó khăn về vận hành cung cầu sử dụng điện.

Bảng 2.4-5 Tổng công suất lắp đặt thực tế và phụ tải cực đại (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%

Nguồn: IE

**Hình 2.4-4 Tổng công suất lắp đặt thực tế và phụ tải cực đại (2006-2010)**

Tổng sơ đồ 6 đã tính toán tới thực tế công suất các nhà máy thủy điện trong mùa khô, tuy nhiên việc xây dựng các nhà máy phát điện bị chậm rất nhiều. Kế hoạch trong giai đoạn 2006 – 2010 sẽ xây mới các nhà máy có tổng công suất 14.581MW, nhưng thực tế chỉ xây mới được khoảng 60% kế hoạch, tương đương 9055MW (Bảng 2.4-6)

Việc chậm trễ trong phát triển nguồn điện là nguyên nhân chủ yếu dẫn tới căng thẳng về cung cầu, nhiệm vụ cấp bách là phải phát triển được nhiệt điện than, để ổn định công suất phát điện, giữ vai trò nguồn điện cơ bản.

Bảng 2.4-6 So sánh về công suất phát điện giữa Kế hoạch phát triển nguồn điện giai đoạn 2006 tới 2010 trong Tổng sơ đồ 6 và tình hình thực tế

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%

Nguồn: Phân tích tình hình thực hiện Tổng sơ đồ 6 (IE)

(2) Kế hoạch phát triển nguồn điện quốc gia lần thứ 7 (PDP7)

Bảng 2.4-7 cho thấy dự kiến trong tương lai lượng phát điện và công suất thiết bị phát điện ở dự thảo Quy hoạch điện lần 7 do IE soạn. Tỷ lệ sử dụng nêu trong bảng là các giá trị tính toán dựa trên cơ sở suy luận. Tỷ lệ sử dụng trên tổng thể được tính là 50 ~ 60%. Tính riêng cho từng loại nhiên liệu thì nhiệt điện than đã được đánh giá sau điện nguyên tử có khả năng sử dụng cao (năm 2030).

Tỷ lệ dự phòng năm 2030 là 24,3%, so với hiện nay khoảng 30% thì sẽ thấp hơn. Tuy nhiên, việc tỷ lệ nhiệt điện than sẽ tăng lên và tỷ lệ thủy điện có xu hướng giảm đi thì tỷ lệ dự phòng ngay cả trong mùa khô cũng sẽ có thể duy trì được ở 20%.

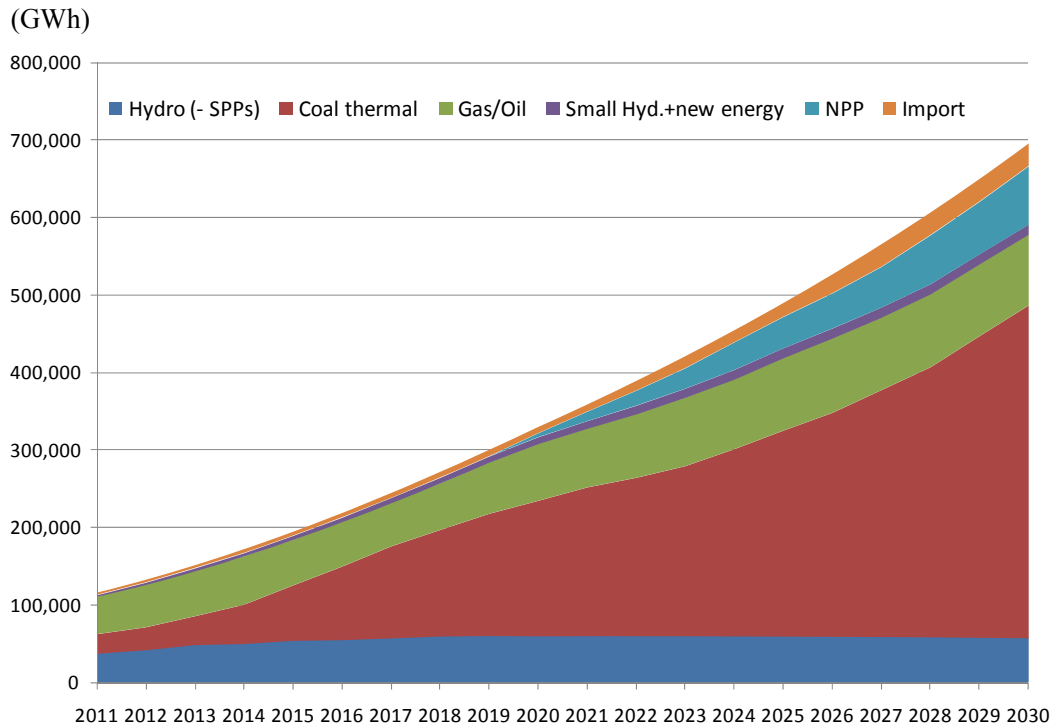
Bảng 2.4-7 Kế hoạch phát triển nguồn điện trong Tổng sơ đồ VII (Dự thảo tháng 1 2011)

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%
	NPP	-	-	55.7%	76.5%	80.3%
	Import	33.1%	51.7%	48.8%	44.2%	51.7%

Nguồn: IE tháng 2/2011

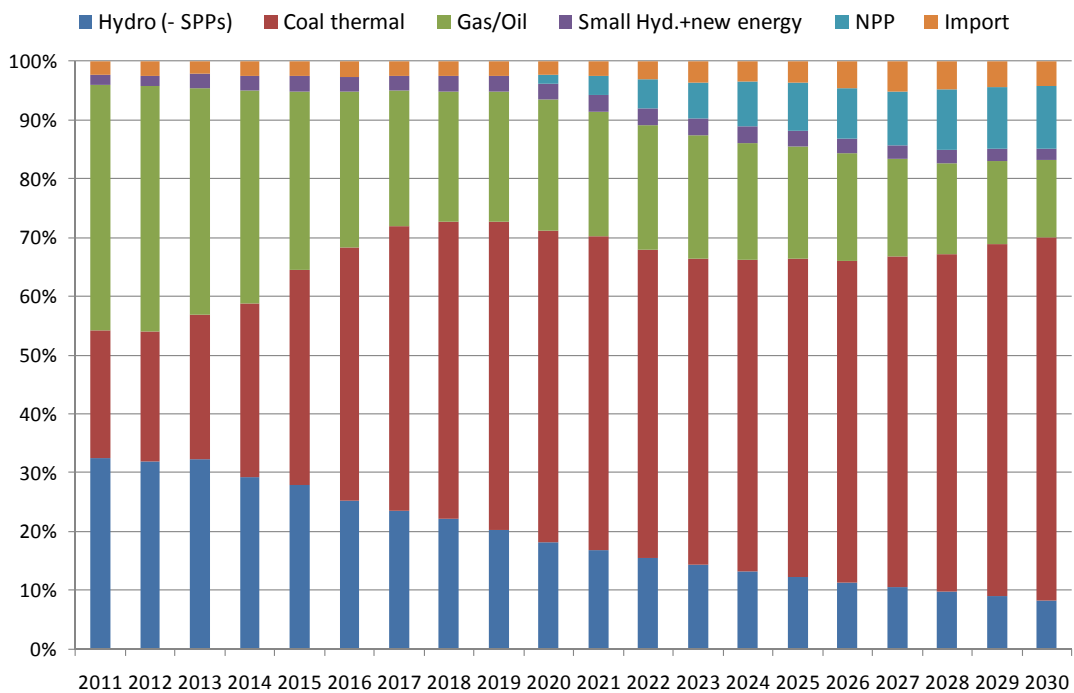
(3) Lượng phát điện

Xét dự báo lượng phát điện với từng loại nhiên liệu dựa trên dự thảo Kế hoạch phát triển nguồn điện do IE soạn thảo (tháng 7/2010) sẽ thấy sự gia tăng rõ nét lượng phát điện sử dụng than đá (hình 2.4-5). Sau năm 2020, khi nhà máy điện nguyên tử bắt đầu hoạt động, lượng gia tăng của nhiệt điện than có giảm đi ít nhiều nhưng tỉ lệ trên tổng thể của nhiệt điện than vẫn tăng cao, cụ thể từ năm 2011 là 22% đến năm 2030 là 62% (hình 2.4-6). Tuy sử dụng điện nguyên tử nhưng tỉ lệ lượng phát điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch đến năm 2030 vẫn tăng, chiếm 75%. Từ quan điểm hạn chế phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính đòi hỏi phải đầu tư thiết bị hiệu suất cao và vận hành hiệu quả nhà máy nhiệt điện than đá.



Nguồn: IE (tháng 7/2010), Báo cáo của JICA 2010

Hình 2.4-5 Dự báo về tình hình phát điện theo nhiên liệu (2011-2030)



Nguồn: IE (tháng 7/2010), Báo cáo của JICA 2010

Hình 2.4-6 Cơ cấu tỉ lệ phát điện theo nhiên liệu (2011-2030)

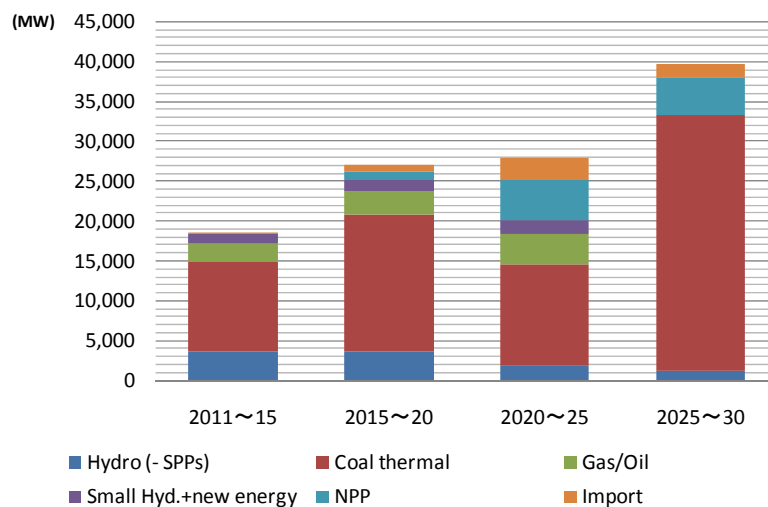
(4) Thiết bị phát điện

Hình 2.4-7 cho thấy sự thay đổi cơ cấu nguồn điện xét riêng từng nguồn năng lượng (lượng gia tăng). Phát

triển thủy điện trong nước năm 2020 sẽ tới giới hạn, sau năm 2025 sẽ không xây dựng kế hoạch phát triển nhiệt điện khí gas, nên nhiệt điện than trong tương lai sẽ là chủ lực để phát triển nguồn điện.

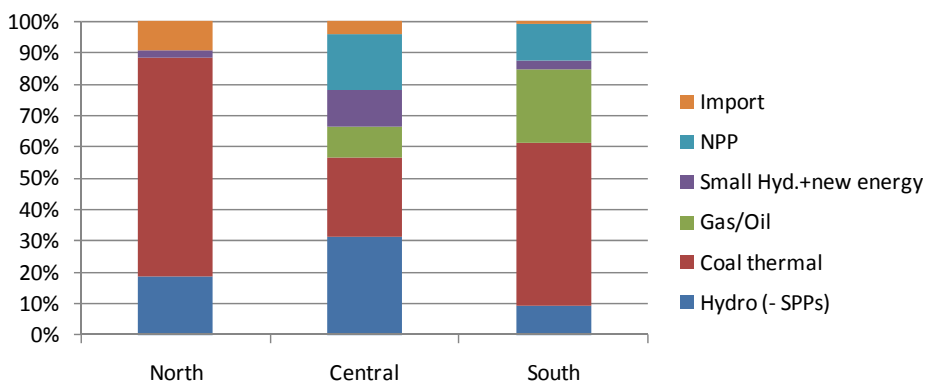
Tài nguyên than đá chủ yếu tồn tại ở miền Bắc nên phát triển nhiệt điện than chủ yếu sử dụng than đá trong nước ở miền Bắc.

Hiện tại miền Trung, miền Nam vốn không có nhà máy nhiệt điện than đá sẽ gia tăng xây dựng nhà máy phát điện bằng than nhập khẩu từ năm 2015. Năm 2030, nhiệt điện than đá sẽ chiếm tỉ lệ tại miền Bắc là 70%, miền Trung, miền Nam là 30 ~ 50% (hình 2.4-8). Theo EVN, vì than nhập khẩu có giá cao hơn than trong nước, do vậy sẽ đầu tư sử dụng thiết bị phát điện hiệu suất cao với kỹ thuật thông số siêu tới hạn, siêu siêu tới hạn nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế.



Nguồn: IE (tháng 2/2011)

Hình 2.4-7 Dự báo về công suất nhà máy phát điện theo nhiên liệu



Nguồn: IE (tháng 7/2010), Báo cáo của JICA 2010

Hình 2.4-8 Tương quan về công suất phát điện theo nhiên liệu năm 2030

2.4.5 Lượng khí thải CO₂ của các đơn vị điện lực

Bảng 2.4-8, hình 2.4-9 thể hiện dự báo lượng khí CO₂ của các đơn vị điện lực theo tính toán của IE. Lượng

khí CO₂ của các đơn vị điện lực chịu nhiều ảnh hưởng bởi lượng phát điện của bộ phận sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong đó có nhiệt điện than. Lượng khí thải CO₂ năm 2030 dự tính là 443.8 triệu tấn, tăng 7.5 lần so với năm 2011.

Bảng 2.4-8 Dự báo lượng CO₂ thải ra từ các đơn vị điện lực

Year	2011	2015	2020	2025	2030
CO ₂ (1000tấn)	59,463	107,162	201,491	297,237	443,802
Lượng điện tạo ra từ nhiên liệu hóa thạch (GWh)	73,592	129,738	247,792	358,760	520,223

Lưu ý: Công thức tính lượng khí CO₂ như sau:

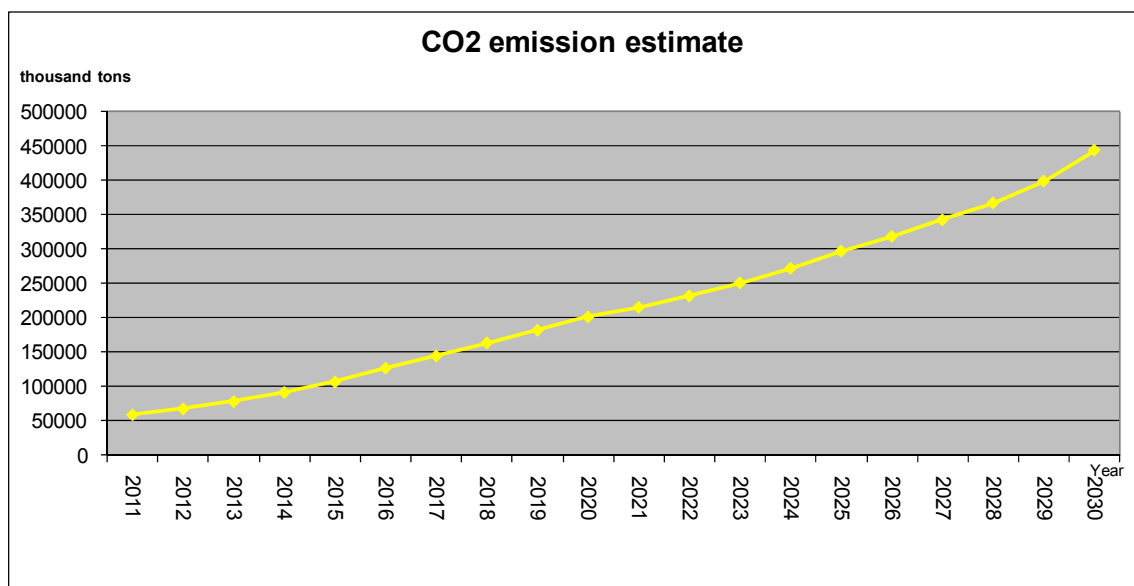
$$CO_2 = FC * NCV * EFCO_2$$

FC: Là khối lượng nhiên liệu hóa thạch được sử dụng cho phát điện (mass or volume unit)

NCV: Là giá trị thuần nhiệt lượng (năng lượng) của nhiên liệu hóa thạch (GJ/mass or volume unit)

EFCO₂: Là hệ số thải CO₂ của nhiên liệu hóa thạch (tCO₂/GJ)(IPCC)

Nguồn: SEA of PDP VII, IE(2010.7)



Hình 2.4-9 Dự báo lượng CO₂ thải ra từ các hộ sản xuất điện

2.4.6 Ước tính lượng khí thải CO₂ tại các nhà máy nhiệt điện than đá

(1) Kế hoạch xây dựng nhà máy nhiệt điện than đá

Bảng 2.4-9, bảng 2.4-10 cho thấy danh sách kế hoạch các nhà máy nhiệt điện than căn cứ theo dự thảo Quy hoạch phát triển nguồn điện (tháng 7 năm 2010) của IE.

Bảng 2.4-11 cho thấy danh sách phát triển những năm sắp tới. Phát triển tại miền Bắc chiếm đa số, sau năm 2014 sẽ có dự án ở miền Nam.

Bảng 2.4-9 Kế hoạch phát triển các nhà máy nhiệt điện than của miền Bắc, miền Trung

	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	55,380	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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Uong Bi MR1&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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
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	2,400	2,400	2,400	3,000	3,600	3,600	3,600	3,600
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 tinh	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	600	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
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	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
Quynh Luu	2020	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	1,200
Bac Giang	2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300
Cong Thanh	2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300
Dam Ha	2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,800	2,400	2,400	2,400
New Coal	2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,800	4,800	8,800
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Central		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 #3	2017	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
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	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Coal 300 #2	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300
Coal 300 #3	2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300
Coal 300 #4	2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	300	300
Coal 600 #1	2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660
Coal 600 #2	2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660

Nguồn: IE (tháng 7/2010), Báo cáo của JICA 2010

Bảng 2.4-10 Kế hoạch phát triển các nhà máy nhiệt điện than phía Nam

		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	2014	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Vinh Tan II #2	2014	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Vinh Tan I #1	2015	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Vinh Tan I #2	2015	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Vinh Tan #1	2019	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Vinh Tan #2	2019	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Vinh Tan #3	2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Duyen Hai I #1	2014	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Duyen Hai I #2	2015	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Duyen Hai II #1	2018	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Duyen Hai II #2	2018	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
D.Hai III.1	2016	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
D.Hai III.2	2016	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
D.Hai III.3	2017	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Van Phong #1	2015	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Van Phong #2	2016	0	0	0	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Long Phu I #1	2015	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Long Phu I #2	2016	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Long Phu II #1	2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Long Phu II #2	2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Long Phu III.1	2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Long Phu III.2	2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Song Hau I #1	2019	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Song Hau I #2	2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Long an #1	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600
Long an #2	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600
Kien Giang I #1	2016	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Kien Giang I #2	2017	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Kien Giang II #1	2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600
Kien Giang II #2	2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600	600
Kien Giang III #1	2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
Kien Giang III #2	2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
Son My I #1	2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
Son My I #2	2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
Son My II #1	2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
Son My II #2	2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
Tra Cu I.1	2027	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	2027	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	2028	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	2028	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	2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,000	9,000

Nguồn: IE (tháng 7/2010), Báo cáo của JICA 2010

Bảng 2.4-11 Kế hoạch các dự án (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 Ung 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)

Nguồn: IE

(2) Phương pháp tính toán lượng khí thải CO₂ tại nhà máy nhiệt điện than đá

Phương pháp tính toán lượng khí thải CO₂ trong tương lai tại các nhà máy nhiệt điện than đá sẽ được tiến hành căn cứ theo lượng điện đã phát và kế hoạch của nhà máy phát điện. Trình tự tính toán như dưới đây.

Dự tính lượng phát điện của các nhà máy trong tương lai:

Chia lượng phát điện nhiệt điện than đá cho các nhà máy phát điện căn cứ theo kế hoạch của nhà máy (phân chia theo lượng)

Dự tính lượng tiêu dùng than tại các nhà máy phát điện:

Từ lượng điện sản xuất tại các nhà máy phát điện tính toán lượng sử dụng bởi công thức tính dưới đây.

Lượng tiêu thụ than đá = lượng phát điện x 3600 / (Hiệu suất nhiệt x Nhiệt trị của than đá)

Tính toán lượng khí thải CO₂ tại các nhà máy phát điện:

Tính toán lượng khí thải CO₂ bởi công thức dưới đây từ lượng nhiên liệu sử dụng tại các nhà máy phát điện.

Lượng khí thải CO₂ = Lượng than đá sử dụng x Nhiệt trị than đá x Chỉ số lượng phát thải

“Hiệu suất nhiệt” tại các nhà máy trong đối tượng điều tra (Ninh Bình, Phả Lại, Uông Bí) được lấy từ số liệu thực tế đã thu thập trong quá trình điều tra. “Hiệu suất nhiệt” của các nhà máy phát điện khác giả định đạt giá trị (35%), tương đương với số liệu của nhà máy mới nhất là Uông Bí mở rộng (năm 2009 đưa vào vận hành).

“Nhiệt trị than đá”: do lượng phát nhiệt của than đá được sử dụng tại các nhà máy nằm trong đối tượng điều tra không có sự khác biệt nhiều nên giả định có giá trị giống nhau (5.000kcal/kg).

“Chỉ số lượng phát thải”: giả định với giá trị lớn nhất của “Anthracite” (98.538kg-CO₂/TJ) căn cứ theo bảng 2.4-12.

Bảng 2.4-12 Dữ liệu về tính chất than đá

		Anthracite	Cooking Coal	Other Bituminous	Sub Bituminous	Lignite/ Brown coal	
Calorific value as used (MJ/kg)	GCV(*)	MAX.	30.35	30.80	26.75		
		MIN.	29.65	27.80	23.85		
	NCV(*)	MAX.	30.35	29.80	25.50	(23.87)(***)	(14.66)(***)
		MIN.	28.95	26.60	22.60		
Carbon content -as used- (kg/kg)	MAX.	0.782	0.771	0.657			
	MIN.	0.778	0.674	0.590			
Carbon content -daf- (kg/kg)	MAX.	0.980	0.920	0.845			
	MIN.	0.920	0.845	0.810			
Moisture -as used- (kg/kg)	MAX.	12	9	18			
	MIN.	10	7	13			
CO ₂ emission factor (**) (kg-CO ₂ /TJ)	MAX.	98,538	92,909	95,723			
	MIN.	94,476	94,866	94,471			

(*) GCV : Gross Calorific value, NCV : Net Calorific Value
 (**) Calculated value by Calorific value and Carbon content
 (***) 20)

Nguồn : World Coal Report, JCOAL

(3) Kết quả tính toán lượng khí thải CO₂

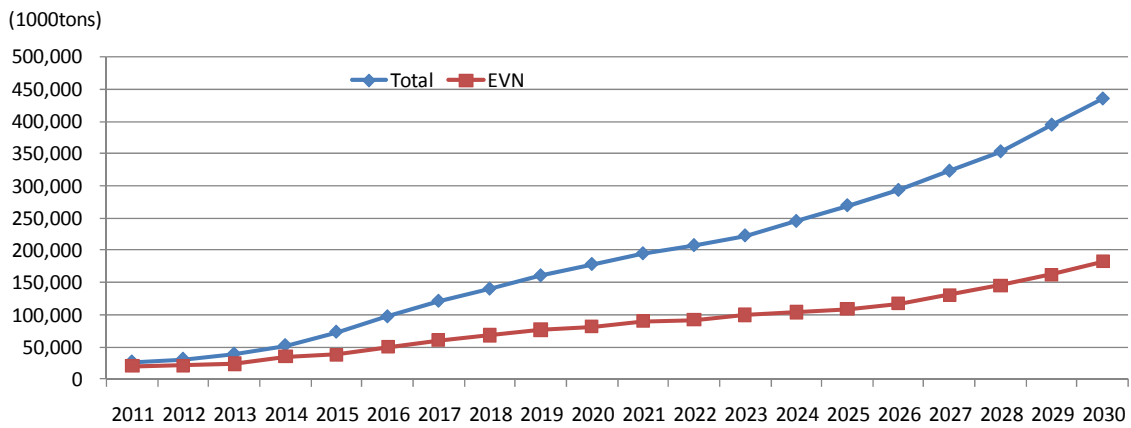
Bảng 2.4-13, hình 2.4-10, hình 2.4-11 cho thấy kết quả tính toán lượng khí thải CO₂, lượng tiêu thụ than đá trong tương lai căn cứ theo kế hoạch phát triển nhà máy nhiệt điện than đá trong dự thảo PDP7 do IE soạn thảo (báo cáo của JICA 2010).

Tổng lượng thải CO₂, tổng lượng tiêu thụ than đá trên toàn quốc trong giai đoạn từ 2011 tới 2030 lần lượt là 3855,25 triệu tấn và 1870,20 triệu tấn. Mặt khác, tính riêng các nhà máy phát điện của EVN thì tổng lượng thải CO₂, tổng lượng tiêu thụ than đá lần lượt là 1713,02 triệu tấn và 830,99 triệu tấn.

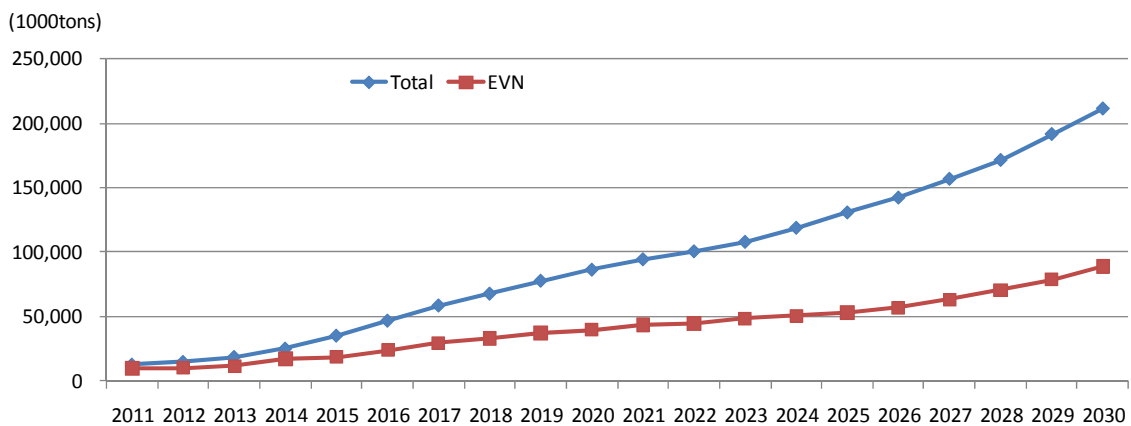
Thêm nữa, vì không có thông tin về chủ đầu tư xây dựng các nhà máy phát điện sau năm 2025, nên các suy đoán dựa trên xu hướng giai đoạn trước 2025.

Bảng 2.4-13 Lượng CO₂ thải ra hàng năm từ các nhà máy nhiệt điện than

Năm		2011	2015	2020	2025	2030
CO ₂ (1000 tấn)	Tổng	26,802	72,938	178,098	269,334	434,964
	EVN	20,290	38,457	81,820	109,206	183,003
Than tiêu thụ (1000 tấn)	Tổng	13,002	35,404	86,396	130,655	211,003
	EVN	9,843	18,656	39,691	52,976	88,776
Lượng phát điện từ nhiên liệu hóa thạch (GWh)	Tổng	25,172	71,055	174,615	265,248	428,695
	EVN	18,747	36,990	79,622	107,258	180,099



Hình 2.4-10 Lượng CO₂ thải ra từ các nhà máy nhiệt điện than đá



Hình 2.4-11 Lượng tiêu thụ nhiên liệu than đá

2.5 Nghiên cứu và phân tích động thái, khung pháp lý về giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính

2.5.1 Động thái giảm phát thải khí gây hiệu ứng nhà kính của các nước trên thế giới

(1) Hiện trạng của khung pháp lý và đàm phán quốc tế

Hiệp ước khung của Liên Hiệp Quốc về Biến đổi khí hậu (United Nations Framework Convention on Climate Change, sau đây gọi tắt là UNFCCC) là một hiệp ước thiết lập nên khung pháp lý mang tính quốc tế về cắt giảm khí gây hiệu ứng nhà kính xuất phát từ việc ngăn chặn tình trạng ấm lên toàn cầu, hội nghị các bên (Conference of the Parties: COP) là nơi tiến hành các cuộc đàm phán của UNFCCC. Theo hiệp định Kyoto đã được chấp thuận tại COP 3, mục tiêu giảm thải khí nhà kính của các nước đã được quyết định, đặc biệt với các cơ quan giao dịch quốc tế về lượng khí thải là Cơ chế đồng thực hiện Kyoto (Joint Implementation, gọi tắt là JI), Cơ chế phát triển sạch (Clean Development Mechanism gọi tắt là CDM), mua bán quyền phát thải (Emissions Trading gọi tắt là ET).

JI là giới hạn của lượng khí thải nhà kính (Green House Gases; GHGs) được quy định giữa các nước (các nước phát triển) trong phụ lục I nhằm thực hiện dự án cắt giảm hoặc tăng lượng hấp thu khí thải GHGs, là cơ sở để phát hành tín dụng dựa theo lượng cắt giảm phát thải (hoặc tăng lượng hấp thu) sinh ra nhờ kết quả đó và được quy định dựa theo điều 6 của Nghị định thư Kyoto. Tín dụng được phát hành bằng JI được gọi là đơn vị cắt giảm khí thải (Emission Reduction Unit; ERU). ERU là mục tiêu các giá trị số đang được chuyển sang cho các nước đang phát triển đang nên tổng hạn mức phát thải của tất cả các nước phát triển sẽ là không thay đổi.

CDM là cơ sở cho các nước trong phụ lục I tham gia vào như một nước đầu tư, thực hiện dự án cắt giảm khí thải tại các nước không thuộc phụ lục I (các nước đang phát triển) đang thiết lập giới hạn của lượng khí thải GHGs, là cơ sở phát hành lượng cắt giảm khí thải sinh ra do kết quả đó như là một chứng nhận về lượng cắt giảm khí thải (Certificate Emission Reduction; CER) được duy định theo điều 12 của Nghị định thư Kyoto. Các nước không thuộc phụ lục I không có nghĩa vụ cắt giảm lượng khí thải, nên tổng hạn mức lượng khí thải đang tăng do việc chuyển giao CER. Đối với các nước chủ nhà thì luôn có ưu điểm về đầu tư kinh doanh và chuyển giao công nghệ.

ET là cơ sở tiến hành tiếp nhận và chuyển giao lượng phát thải tương ứng hoặc tín dụng giữa các nước thuộc phụ lục I nhằm đạt được mục tiêu cắt giảm lượng khí thải được quy định theo điều 17 Nghị định thư Kyoto. Trường hợp lượng khí thải GHGs trên thực tế của một nước thuộc phụ lục I (các nước nhóm A) dưới lượng hạn định thì hạn mức khí thải của các nước thuộc phụ lục I sẽ không thay đổi do sự trao đổi giữa các nước thuộc nhóm I là tương đương giá trị JI có thể chuyển đơn vị lượng tỉ lệ còn dư (Assigned Amount Unit; AAU) sang các nước nhóm B đang kỳ vọng làm tăng hạn mức khí thải.

Thời gian kí kết vào bản hiệp ước Kyoto bắt đầu từ năm 2008 và kết thúc vào năm 2012, đến nay vẫn còn được tranh luận về việc các hoạt động sẽ được tổ chức như thế nào cho tới năm 2013. Hiệp ước Kyoto có các vấn đề lớn như sau. Một là lượng phát thải khí nhà kính của các nước có nhiệm vụ giảm trừ khí thải theo hiệp ước hiện nay theo thành tích năm 2008 đang vượt quá 27,4% lượng khí thải trên toàn thế giới, ngoài ra, Trung Quốc không ký kết hiệp ước cũng chiếm tới 22,3% lượng khí thải trên toàn thế giới, do nước Mỹ chiếm tới 19% mà không phê chuẩn hiệp định nên hiệu quả chống lại sự nóng lên của trái đất với quy mô toàn cầu dù được các nước ký kết hạn chế lượng khí thải thì cũng không thể đầy đủ được. Một điểm nữa là nguyên nhân của một phần các nước chịu trách nhiệm thải khí, do một bộ phận các nước việc

chịu trách nhiệm mang tính kinh tế và đây là việc ảnh hưởng rất lớn tới việc sản xuất và đời sống sinh hoạt của các nước đang nhiệm.

Theo quan điểm này thì việc đàm phán hướng tới Post Kyoto hiện nay cũng đang được diễn ra hết sức sôi động. Hội nghị COP 15 được khai mạc tại Copenhagen tại Đan Mạch vào tháng 12 năm 2009, tuy nhiên quan điểm của các nước phát triển và các nước đang phát triển lại đối lập nhau. Các nước đang phát triển không có bồn phận giảm trừ phát thải khí nhà kính tương ứng với các nước không thuộc hiệp ước Kyoto có nguyện vọng kéo dài hiệp ước hiện thời, còn các nước phát triển đã phát thải khí nhà kính trong quá khứ đang tiến hành giảm thiểu rộng hơn nữa lượng khí và yêu cầu chuyển giao tiền vốn và kỹ thuật cho các nước đang phát triển. Cuối cùng mặc dù văn bản đồng thuận ký kết Copenhagen đã được lập trước đó nhưng cũng không được chấp thuận hoàn toàn, và sau khi lựa chọn các lưu ý từ hội ý Copenhagen thì COP 15 bế mạc.

Tuy nhiên, trong COP 16 được khai mạc tại Cancun ở Mexico vào ngày 29/11 ~ 10/12/2010 dù không lấp đầy được khoảng cách giữa các nước phát triển yêu cầu hoạt động thải khí cụ thể của nước Mỹ hay các nước đang phát triển với các nước đang phát triển yêu cầu giảm khí thải của các nước phát triển dựa trên nền tảng của hiệp ước Kyoto và hợp tác về kỹ thuật.

- Hạn chế việc tăng nhiệt độ trung bình trên toàn trái đất được gần 2°C so với trước thời kỳ cách mạng công nghiệp.
- Đưa ra kết luận sớm nhất có thể để không tạo ra thời gian trống trong thời gian ký kết hiệp ước thứ 1 hiệp ước Kyoto (năm 2008 ~ năm 2012) và thời hạn ký kết hiệp ước thứ 2 từ năm 2013 trở đi.
- Đối với các nước đã ký kết hiệp định cho dù có đồng ý với mục tiêu cắt giảm từ năm 2013 trở đi hay không thì cũng có nhiều quyền lợi tốt hơn.
- Các nước phát triển nhận thức được việc đến năm 2020 phải cắt giảm lượng phát thải khí nhà kính từ 25~40% so với năm 1990.
- Thảo luận mục tiêu cắt giảm trên toàn thế giới đến năm 2050 trong hội nghị COP 17.
- Dựa trên “Thỏa thuận Copenhagen” thì các nước phát triển và các nước đang phát triển lưu ý tới mục tiêu cắt giảm lượng khí thải và hoạt động làm giảm lượng khí thải của các nước là khác nhau.
- Liên quan tới khung cắt giảm số 1, tất cả các nước là đối tượng tiếp tục thực hiện nghị định dù có hay không những ràng buộc về mặt luật pháp.
- Các nước phát triển nâng cao mục tiêu cắt giảm khí thải, báo cáo hàng năm về lượng khí thải và thực hiện các kiểm định mang tính quốc tế.
- Các nước đang phát triển cũng cần chủ động đưa ra mục tiêu cắt giảm từ lượng khí thải trong khi không có đối sách nào cho tới năm 2020, báo cáo 2 năm 1 lần tình trạng đạt được và thực hiện kiểm định mang tính quốc tế.
- Thiết lập quỹ Khí hậu xanh (Green Climate Fund) hỗ trợ cắt giảm lượng khí của các nước đang phát triển.
- Thiết lập chính sách mới “Tổ chức đối ứng Cancun”, khung hợp tác đa quốc gia của các đối sách bị thiệt hại do nhiệt độ tăng dần.

Các mục cụ thể của việc ký kết lần 2 hiệp ước Kyoto và cơ chế mới được thảo luận trong COP 17 nhưng việc hợp tác hạn chế giảm thải khí nhà kính mang tính toàn cầu đã đạt được một cách tốt đẹp (ngoài các nước phê chuẩn hiệp ước Kyoto). Các nước đang phát triển không có các giai đoạn tiếp nhận nghĩa vụ giảm phát thải khí trên cơ chế có khả năng ràng buộc nhưng đang xác nhận việc thực hiện chính sách nói lỏng việc phát thải khí theo mục tiêu chủ động.

Giá trị mục tiêu cắt giảm phát thải khí của các nước chính được mô tả trong bảng 2.5-1.

Bảng 2.5-1 Giá trị mục tiêu cắt giảm phát thải khí của các nước chính

	Năm tiêu chuẩn	Mục tiêu trung kỳ	Ghi chú
Nhật Bản	1990	▲25%	
Châu Âu	1990	▲20 ~ 30%	
Hoa Kỳ	2005	▲17%	
Canada	2005	▲17%	
Australia	2000	▲5 ~ 25%	
New Zealand	1990	▲10 ~20%	
Nga	1990	▲15 ~25%	
Brazil		▲36.1 ~ 38.9% (tỉ lệ BAU năm 2020)	BAU: Kinh doanh thông thường (như từ trước tới nay)
Hàn Quốc		▲30% (tỉ lệ BAU năm 2020)	
Trung Quốc	2005	▲40 ~ 45% (dựa trên đơn vị GDP)	Đến năm 2020 nếu lượng phát thải tăng 8% thì là gấp 1.9 lần so với năm 2005. Lượng phát thải từ sau năm 2015 đạt 6% là tăng 1.7 lần so với năm 2005.
Ấn Độ	2005	▲20 ~ 25% (dựa trên đơn vị GDP)	Lượng phát thải nếu đến năm 2015 tăng 7%, và sau đó tăng 6% thì so với năm 2005 là tăng gấp 2.1 lần.

Nhằm thực hiện dự án CDM thì các hoạt động cắt giảm lượng khí thải nhà kính của dự án này thể hiện là một việc làm đúng đắn, do đó các phương pháp luận này cần phải được ban điều hành CDM chấp nhận. Do có liên quan đến lượng phát điện bằng than đá như hiện nay nên các phương pháp luận này được thừa nhận như sau:

- ACM0013: Phương pháp luận tổng hợp cho cơ sở phát điện sử dụng nhiên liệu than mới với mạng lưới trực tiếp với kỹ thuật giảm phát thải GHG. thấp
 - Các hoạt động dự án tương đương sử dụng kỹ thuật phát điện hiệu suất cao (ví dụ nhiệt điện than siêu tới hạn) bằng các nhiên liệu hóa thạch đang được sử dụng nếu không có các hoạt động dự án này, các hoạt động và công tác xây dựng các thiết bị phát điện nhiên liệu hóa thạch theo quy mô

- mới liên kết trực tiếp với mạng lưới cũng đang được yêu cầu.
- Tổng lượng phát điện của các thiết bị của các nước chủ nhà tương đương thì lượng nhiên liệu cơ bản cần phải có là trên 50%.
 - Việc cải tiến các thiết bị hiện có khả năng chỉ áp dụng được với các thiết bị phát điện mới thì việc đưa ra các phương pháp luận mới được cho là cần thiết.
- AM0056: thay nồi hơi mới trong hệ thống nồi hơi đốt cháy nhiên liệu hóa thạch hoặc cải tạo có hiệu quả năng lượng bằng cách điều chỉnh (bao gồm cả trường hợp chuyển đổi nhiên liệu)
 - Thay mới nồi hơi hiện có, cải tạo hoặc chuyển đổi nhiên liệu hóa thạch, trao nghĩa vụ thay mới hoặc cải tạo các thiết bị hiện có tại nước nhà là tiền đề.
 - AM0062: Cải thiện hiệu suất năng lượng của các thiết bị phát điện bằng việc cải tạo lại tuabin.
 - Sử dụng các thiết bị đã được thiết kế cải tạo nhằm cải thiện hiệu suất năng lượng trong các thiết bị phát điện nhiên liệu hóa thạch, khả năng áp dụng vào các hoạt động dự án cải tạo tua bin hơi nước và tua bin khí ga.
 - Không sử dụng năng lượng sinh học, đốt rác thải. Lượng điện được phát bằng các thiết bị tất cả cần phải được cung cấp mạng lưới.

Việc kiểm tra liên quan đến vấn đề phát điện dùng nhiên liệu hóa thạch là vô cùng nghiêm ngặt, theo phương pháp luận nêu trên thì dự án CDM cũng có trường hợp không được chấp nhận. Tại thời điểm tháng 3 năm 2010, có 4 dự án phê duyệt trong ACM0013 (bảng 2.5-2), tuy nhiên trong AM0056, AM0062 thì đến 1 dự án cũng không được phê duyệt. Ngoài ra cũng trong ACM0013 đối tượng theo như nêu trên là cần phải có lượng điện dùng than đạt trên 50% tổng lượng phát điện ở các quốc gia, việc áp dụng đối với các nước ngoài Trung Quốc và Ấn Độ ra là đang trở nên rất khó khăn.

Bảng 2.5-2 Dự án ACM0013 sau khi đăng ký hội đồng điều hành CDM

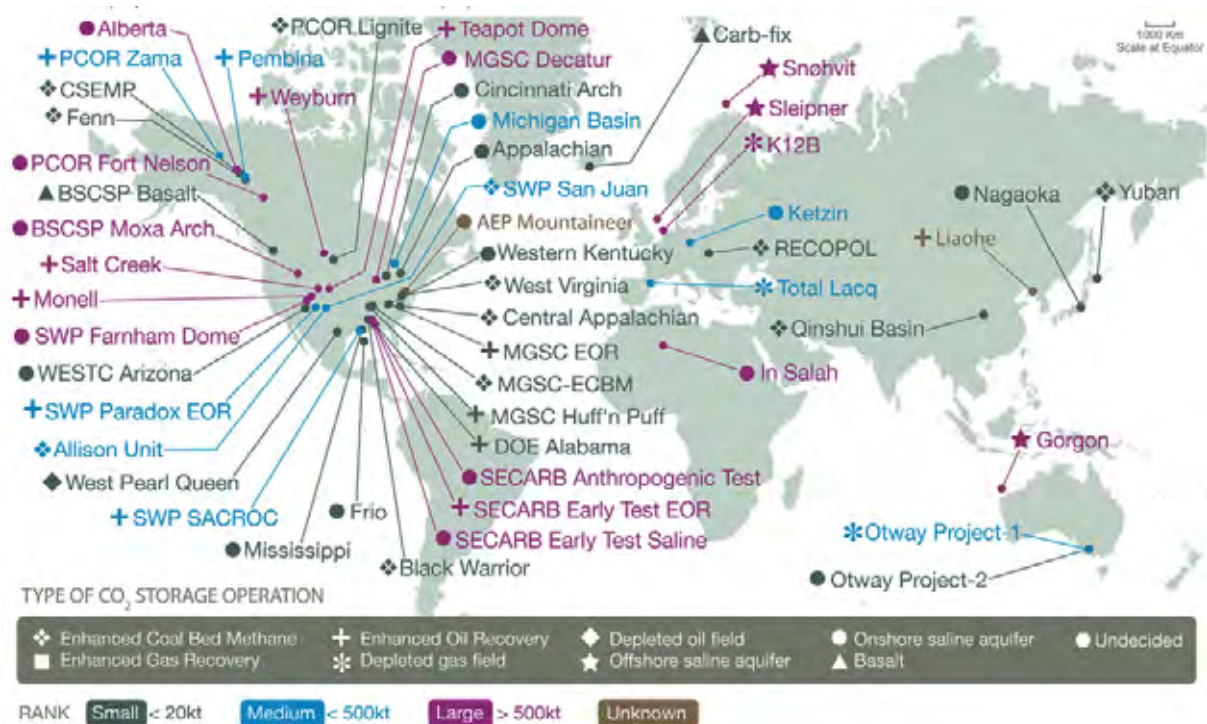
Tên dự án	Ngày đăng ký	Nước chủ nhà	Nước có liên quan	Lượng cắt giảm khí thải dự kiến (tCO ₂ /năm)
Dự án nhiệt điện đốt than trên biển sử dụng kỹ thuật tổng hợp GHG nhỏ	24/12/2010	Trung Quốc	Anh	305,783
Phát điện hiệu quả ở Tirora, Đức	30/11/2010	Ấn Độ		1,193,017
Cắt giảm lượng phát thải khí nhà kính bằng kỹ thuật siêu tới hạn của nhà máy Sasan Power	21/12/2010	Ấn Độ		2,245,875
Dự án phát điện hiệu quả trực tiếp Ingrid	16/12/2009	Ấn Độ		1,839,516

Nguồn: Platform thông tin cơ chế Kyoto

Trong COP16, đã xác định CCS (Carbon Capture & Storage ; lưu giữ Cacbon dioxit) là CDM. Bởi CCS là có lợi cho việc kiểm soát lượng khí thải CO₂. Cần phải tiến hành xây dựng các phương pháp luận nhằm chứng minh vấn đề này, tuy nhiên khả năng áp dụng các sự án này trong tương lai bằng việc kết hợp phát

điện dùng than với CCS là tương đối đầy đủ.

CCS là 3 quá trình của hấp thu, vận chuyển, thu giữ CO₂, việc phát triển nghiên cứu đối với mỗi quá trình cũng đang được tiến hành. Dự án CCS trên thế giới được mô tả trong hình 2.5-1



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

Hình 2.5-1 Dự án CCS trên thế giới

Nội dung một số dự án CCS chủ yếu như sau:

- Sleipner Project
Sleipner là bể khí ga thiên nhiên có quy mô lớn ở vùng Bắc Hải, cách 240km ngoài khơi Stavanger của Na-uy, sản xuất dầu thô và khí ga từ năm 1993. Khí ga thiên nhiên được sản xuất bằng loại dầu thô này chứa 9% CO₂, tuy nhiên CO₂ sẽ được tách ra và thu lại, mỗi năm 1 triệu tấn CO₂ sẽ được lưu trong tầng chứa nước. Dự án này là dự án đầu tiên trên thế giới đã lưu được CO₂ với quy mô thương mại nhằm điều hòa cho biến đổi khí hậu.
- Dự án Weyburn
Mỏ dầu Weyburn ở Saskatchewan, Canada là nơi sản xuất dầu thô có lịch sử được tìm thấy từ năm 1954. Từ tháng 10 năm 2000, do công ty EnCana tăng lượng hấp thu lượng sản xuất dầu thô (EOR) nên lượng CO₂ ở Weyburn đã bắt đầu được bơm vào. CO₂ được chuyển từ Bắc Dakota, Hoa Kỳ bằng đường ống, mỗi năm có khoảng 250 triệu tấn CO₂ đã được thu giữ. Dự án này là dự án quốc tế đầu tiên có CO₂ được trao đổi trên thế giới với mục tiêu cắt giảm phát thải khí nhà kính.
- Dự án In-Salah
Là dự án phát triển khí ga quy mô lớn đang được thực hiện tại Algeria, Châu Phi. Một phần của dự án

phát triển này là tiến hành tách và thu lại lượng CO₂ trong khí ga sinh ra và được lưu lại trong đất. Mỗi năm có khoảng 120 triệu tấn CO₂ được thu giữ.

Ở Nhật Bản, dự án thu giữ CO₂ và tầng chứa nước tại Nagaoka, tỉnh Niigata, tuy nhiên ở Yubari, Hokkaido dự án CCS-ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) bơm CO₂ vào tầng than đã được thực hiện. Dự án Yuubari bơm CO₂ vào vỉa than dày 5 ~6m, sâu dưới mặt đất 890m và trữ ở tầng than, đồng thời lại hút lượng metan vốn có trong vỉa than đó ra ngoài. CCS-ECBM do có thể hấp thu metan như một nguồn năng lượng nên có đặc trưng là có thể làm giảm chi phí CCS.

Tính kinh tế được đưa ra như là một vấn đề hiện tại. Các doanh nghiệp tư nhân vẫn chưa tự thực hiện được một cách độc lập. Dự án Weyburn nêu trên có thể làm giảm chi phí CCS nhờ EOR, tuy nhiên các biện pháp thu giữ ở tầng chứa nước vẫn chưa được thực hiện, nên cần phải có những biện pháp như ưu đãi thuế, hỗ trợ về tài chính. Ngoài ra, cũng có trường hợp việc thực hiện dự án gặp khó khăn do phải đối mặt với quan niệm của người dân là sợ lượng CO₂ thu giữ có thể bị rò rỉ. Hoặc cũng có ý kiến cho rằng lượng CO₂ tích trữ sẽ gây ảnh hưởng đến môi trường xung quanh, các vấn đề này cần phải được giải quyết.

(2) Xu hướng của các nước

< Mỹ >

Giá trị mục tiêu được ghi lại dựa trên thỏa ước Copenhagen là mục tiêu thải khí năm 2020 so với năm 2005 là ▲ khoảng 17%. Tuy nhiên, theo luật về năng lượng, khí hậu Mỹ đã được thiết lập thì mục tiêu cuối cùng là thông cáo với văn phòng thông qua chánh văn phòng theo luật hiện hành.

Ngày 12/05/2010, Nghị viên Kelly thuộc Đảng Dân chủ và nghị viên Riberman không thuộc đảng này đã đưa ra dự thảo luật Kelly - Riberman cho Thượng nghị viện. Tuy nhiên, hiện nay số lượng an toàn của các nghị sĩ thuộc đảng Dân chủ trong thượng viện đang giảm thiểu từ 60 xuống 59 người, hơn nữa nghị sĩ Graham thuộc đảng Cộng hòa đang tiến hành các công việc chung đã rút lại sơ thảo chung, triển vọng được duy trì bởi đảng Cộng hòa bị giảm thiểu nên người ta cho rằng việc Thượng nghị viện thông qua cũng là rất khó khăn.

< EU >

Giá trị mục tiêu cắt giảm so với năm 1990 là ▲20% hoặc ▲30% (nếu trong trường hợp 1 bộ phận của thỏa ước mở rộng toàn cầu từ năm 2012 trở đi thì các nước phát triển khác sẽ hỗ trợ vào việc cắt giảm khí thải đồng đẳng và EU đồng ý việc các nước đang phát triển sẽ hỗ trợ thích hợp về nhiệm vụ và năng lực)

Trong Ủy ban môi trường và văn phòng chính phủ Châu Âu vào tháng 3/2010 đã tóm tắt lại văn bản kết luận các vị trí đàm phán sơ bộ. Có những nước một mặt đề xuất đệ định đơn thuần hiệp ước Kyoto, mặt khác có các hoạt động như cùng với các cơ chế hiệp định Kyoto khảo sát theo các hướng khác nhau như Anh Quốc cũng bắt đầu các dự án thực hiện Offset Credits cùng với Ấn Độ.

EU đang thực thi chế độ mua bán quyền khí thải trong khu vực (European Union Emission Trading Scheme; gọi tắt EUETS). Đối tượng là các cơ quan năng lượng và ban ngành công nghiệp. Giai đoạn II hiện nay đang được thực hiện (năm 2008 đến năm 2012), các nước nhóm EU như Na Uy, Iceland,

Liechtenstein, Đức cũng tham gia trong giai đoạn này.

< Châu Úc >

Giá trị mục tiêu giảm trừ thấp hơn 5% so với năm 2000 (thực hiện vô điều kiện). Trong trường hợp các nước đang phát triển chủ yếu đồng ý giảm trên diện rộng và các nước phát triển đồng ý giảm cùng mục tiêu với nước Úc là 15%, thỏa thuận Scenario IEA 450 đang ghi rõ sự cần thiết của các hoạt động cắt giảm có thể kiểm định như của Anh và Ấn độ để mục tiêu tăng lên 25%. Để đạt trên 5%, các nước đã thấy rằng hoạt động cắt giảm của các nước như Trung Quốc, Ấn Độ là rất cần thiết.

Châu Úc cũng đưa ra các chế độ mua bán quyền xả thải nội địa Carbon Pollution Reduction Scheme; CPRS) nhưng lại bị sự phản đối mạnh mẽ trong giới công nghiệp, hạ nghị viện thông qua nhưng thượng nghị viện phủ quyết 2 lần, hơn nữa bản dự thảo được sửa lại đã bị thượng viện không chấp thuận ban hành, việc thực hiện trong thời điểm hiện thời là rất khó khăn.

< Canada >

Mục tiêu giảm trừ so với năm 2005 là 17%, nhưng 1 điểm của mục tiêu trong các lĩnh vực kinh tế mang tính cuối cùng được qui định trong luật phát hành tại Mỹ. Đối với cơ cấu quốc tế mà Mỹ không tham gia cũng phát biểu rõ ràng việc này.

< Các nước đang phát triển >

Trung Quốc đang nỗ lực phấn đấu đến năm 2020 có chỉ số đơn vị GDP của CO₂ so với năm 2005 đạt ▲40 ~ 45%, tăng lượng tỷ lệ nhiên liệu hóa thạch trong việc tiêu thụ năng lượng chính tính đến năm 2020 là khoảng 15%, tăng diện tích rừng đến năm 2020 so với năm 2005 là 40.000.000 ha, tăng lượng carbon có trong cây rừng lên 1,3 tỷ một phần trăm tăng lên khoảng năm 2020. Diện tích rừng là 40.000.000 ha so với năm 2005, tăng lượng than đá có trong rừng lên 1.3 tỷ m³.

Ấn Độ đang hướng tới mục tiêu đạt chỉ số đơn vị khí thải tương ứng với chỉ số GDP đến năm 2020 so với năm 2005 là ▲20 ~ 25%.

Braxin đang hướng tới mục tiêu đạt kết quả trong các hoạt động làm giảm khí thải như là bảo tồn cây rừng hay cải thiện có hiệu quả nguồn năng lượng, đến năm 2020 sẽ giảm thiểu tỉ lệ BAU từ ▲36.1 ~ 38.9%.

Nam Phi đang thực hiện chính sách tạm ngừng giảm thải lượng khí thải hiện tại đến năm 2020 là đạt ▲34%, đến năm 2025 là đạt ▲42%. Khi đạt được mục tiêu giảm thiểu này, lượng khí thải của Nam Phi dự kiến sẽ đạt đỉnh vào những năm từ 2020 đến năm 2025 và giảm đến độ cân bằng trong khoảng 10 năm.

Ngoài ra, 4 nước nêu trên được gọi tắt là các nước BASIC (cơ bản) và ngày càng có tiếng nói trong hội nghị COP.

2.5.2 Hiện trạng cắt giảm khí gây hiệu ứng nhà kính ở Việt Nam

(1) Lượng phát thải khí nhà kính của Việt Nam

Hiện nay, Việt Nam đã không thực hiện đo định kỳ lượng phát thải khí nhà kính như đo lượng CO₂ mà cũng chưa thực hiện thống kê lại lượng khí thải đo được. Tuy nhiên, Việt Nam đã có kinh nghiệm 2 lần

thống kê các dữ liệu trong quá khứ, gần đây đã có báo cáo gửi trong COP16 (Vietnam's Second National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change). Các dữ liệu mới nhất được báo cáo là các dữ liệu của năm 2000 và lượng khí thải của mỗi ngành riêng biệt được mô tả như trong [bảng 2.5-3](#).

Bảng 2.5-3 Lượng phát thải khí nhà kính trong các ngành riêng biệt của Việt Nam (năm 1994, năm 2000)

	1994		2000	
	Lượng khí thải (ktCO ₂ e)	Tỉ lệ (%)	Lượng khí thải (ktCO ₂ e)	Tỉ lệ (%)
Năng lượng	25,637.09	24.7	52,773.46	35.0
Công nghiệp	3,807.19	3.7	10,005.72	6.6
Nông nghiệp	52,450.00	50.5	65,090.65	43.1
LULUCF	19,380.00	18.6	15,104.72	10.0
Xử lý chất thải	2,565.02	2.5	7,925.18	5.3
Tổng	103,839.30	100.0	150,899.73	100.0

LULUCF: sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp (Land Use, Land Use Change and Forestry)

Chỉ số GDP của Việt Nam năm 1994 là 16 tỷ 290 triệu USD, tuy nhiên năm 2000 tăng gần gấp 2 lần là 31 tỷ 170 triệu USD, lượng phát thải khí nhà kính cũng tăng theo sự tăng trưởng của kinh tế, lượng phát thải khí nhà kính năm 2000 là khoảng 1 tỷ 509 triệu tấn CO₂e tăng gần 1.5 lần so với năm 1994 là 1 tỷ 380 triệu tấn CO₂e. Đã giảm một tỷ lệ nhỏ, tuy nhiên, việc phát thải khí nhà kính như trước đây là của ngành nông nghiệp. Lượng phát thải của ngành năng lượng cũng có xu hướng tăng theo sự tăng trưởng của kinh tế.

5,044.41ktCO₂e trong 52,773.46ktCO₂e lượng khí nhà kính của ngành năng lượng vào năm 2000 là lượng metan được thải ra theo sự đốt cháy của các nhiên liệu. Hạng mục khí thải nhà kính theo sự đốt cháy nhiên liệu này được mô tả trong [bảng 2.5-4](#). Lượng phát thải CO₂ chiếm trên 96% tổng lượng phát thải khí nhà kính, lượng phát thải khí nhà kính do đốt than là khoảng 38%.

Bảng 2.5-4 Lượng phát thải khí nhà kính do đốt cháy (theo nhiên liệu, năm 2000)

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	CO ₂ e
Dầu thô	25,426.30	1.65	0.13	145.26	485.10	92.63	25,501.25
Than	17,879.70	4.65	0.26	49.78	69.90	7.67	18,057.95
Gas	2,607.10	0.04	0.01	5.34	0.71	0.18	2,611.04
Biomass		62.02	0.87	21.86	1,053.45	123.91	1,572.12
Tổng	45,913.11	68.36	1.27	222.24	1,609.16	224.39	47,742.36

Đơn vị: 1,000t

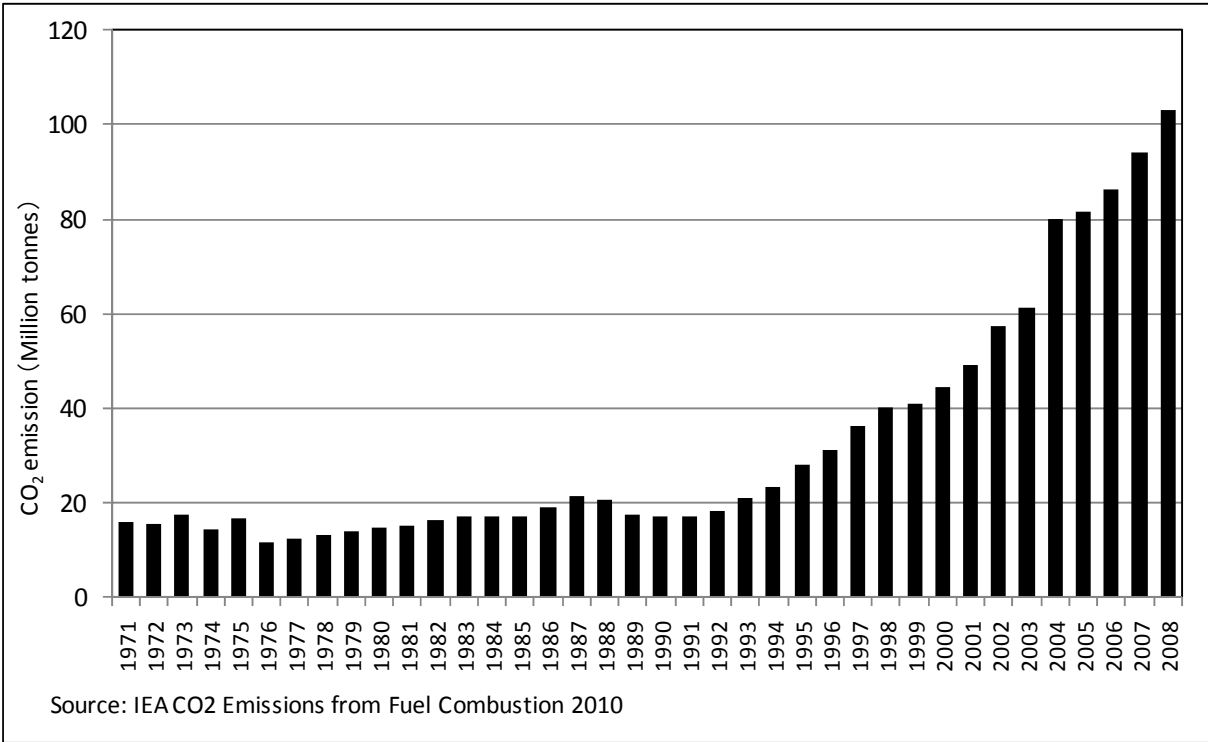
NMVOC : Non-Methane Volatile Organic Compounds (hợp chất hữu cơ có chứa me tan dễ bay hơi)

Nox, CO, NMVOC là chất tiền thân của các khí nhà kính (precursor)

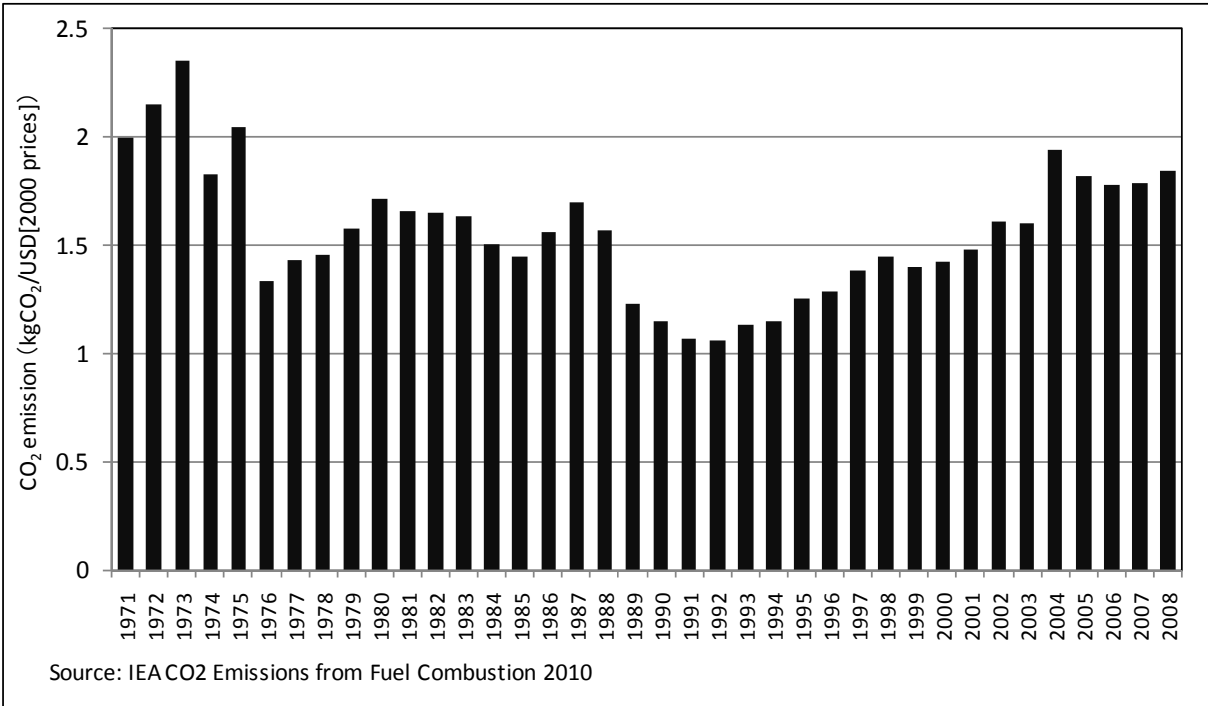
Tại IEA (International Energy Agency: Cơ quan năng lượng Quốc tế) lượng phát thải CO₂ cũng đã được tổng hợp nên xin được trình bày như sau:

Lượng CO₂ của Việt Nam đã được ước tính trong IEA Emissions from Fuel Combustion và được mô tả như trong hình 2.5-2 (Theo giá trị Sectoral Approach). Từ những năm 1990 lượng gia tăng phát thải khí CO₂ ngày càng tăng cao, đặc biệt là từ sau năm 2000 lượng tăng đột biến đã được chỉ rõ. Từ những năm 1970 ~ 80 là 20 triệu tấn/ năm, tuy nhiên vào năm 1995 là 28 triệu tấn/ năm, năm 2000 là 44.5 triệu tấn/ năm, năm 2008 là 130 triệu tấn. Vào năm 2008 lượng khí thải CO₂ của Việt Nam đứng thứ 36 trên thế giới.

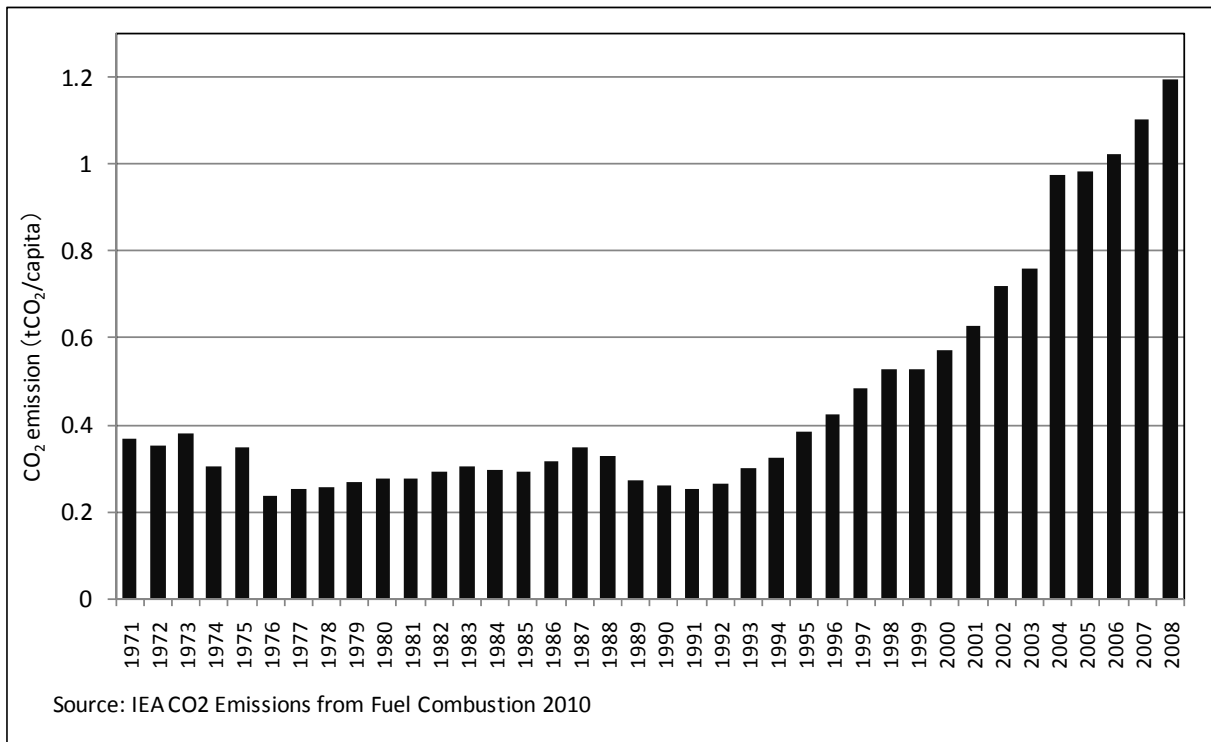
Ngoài ra, chỉ số GDP, dân số, lượng phát điện tương ứng với lượng CO₂ được mô tả trong hình 2.5-3, hình 2.5-4, hình 2.5-5, dữ liệu của năm 2008 được tập hợp trong bảng 2.5-5. Chỉ số GDP năm 2008 của Việt Nam là 558 tỷ USD (tiêu chuẩn năm 2000) chiếm vị trí số 56 trên thế giới, tuy nhiên lượng khí thải CO₂ tương ứng với chỉ số GDP lại chiếm vị trí thứ 23 trên thế giới. Điều này cho thấy hiệu suất năng lượng để tạo ra GDP là chưa tốt, liên quan đến lượng khí thải CO₂ do các hoạt động kinh tế đối với Việt Nam có thể nói rằng vẫn chưa được cải thiện. Tuy nhiên, lượng khí thải CO₂ tính trên 1 người dân là rất thấp. Ngoài ra, đối với lượng khí thải CO₂ tương ứng với lượng phát điện cũng đã đạt được các kết quả rất tốt và năm 2008 là 413 gCO₂/kWh (vị trí 78 trên thế giới). Đối với lượng khí thải CO₂ tương ứng với lượng phát điện trung bình của thế giới là 502 gCO₂/kWh, của Non-OECD là 567 gCO₂/kWh, của OECD là 433 gCO₂/kWh thì các giá trị này cũng vẫn là thấp, các nhà máy phát điện của Việt Nam hiện nay có thể nói là đã sử dụng đủ lượng phát điện thải khí CO₂ thấp như nhà máy thủy điện, và đã kiểm soát được sự phát thải khí nhà kính. Tuy nhiên, việc phát triển của các nhà máy thủy điện đang gần đạt tới giới hạn, các biện pháp đối phó với sự tăng nhu cầu về điện trong tương lai do việc phát điện bằng đốt than đã đạt được những kết quả quan trọng nên việc giới thiệu về phát điện bằng đốt than để có thể làm thỏa mãn nhu cầu về mặt giá thành và đạt được kết quả lượng khí thải CO₂ thấp đang là một thách thức.



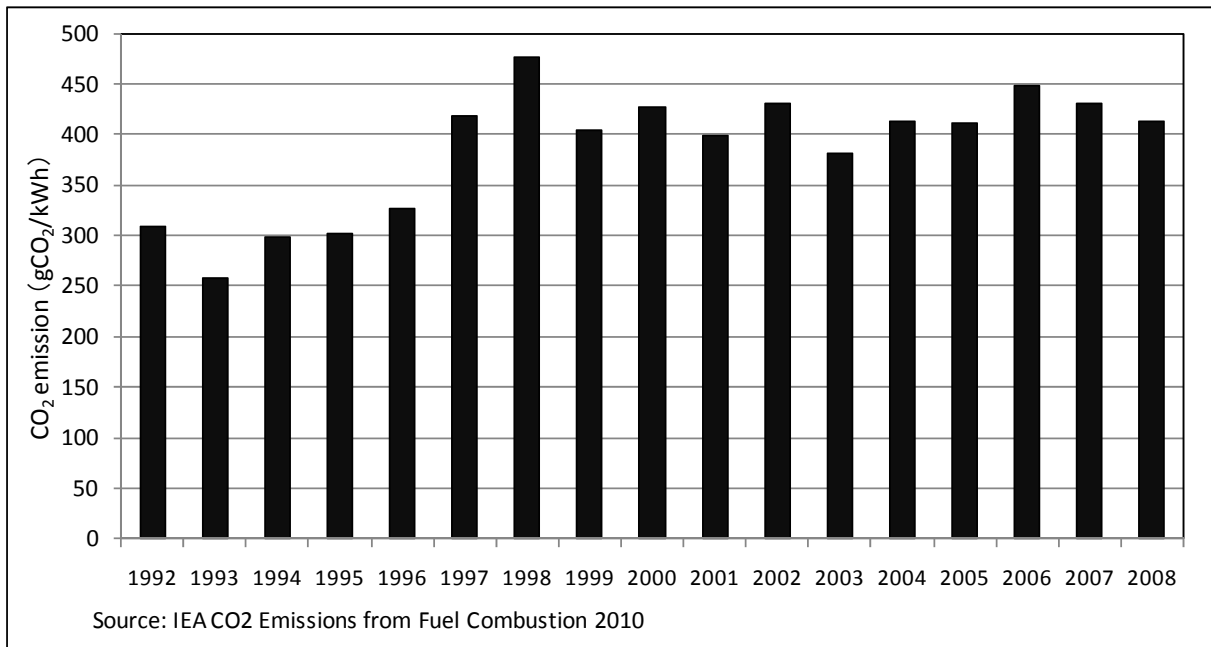
Hình 2.5-2 Lượng khí thải CO₂ của Việt Nam



Hình 2.5-3 Lượng khí thải CO₂ tương ứng với chỉ số GDP của Việt Nam



Hình 2.5-4 Lượng khí thải CO₂ tính trên 1 người dân Việt Nam



Hình 2.5-5 Lượng khí thải CO₂ tương ứng với lượng phát điện của Việt Nam

Bảng 2.5-5 Lượng phát thải khí CO₂ của Việt Nam (năm 2008)

	Số liệu năm 2008	Thứ hạng thế giới
Lượng khí thải CO ₂	1 tỷ 300 triệu t	Thứ 36
Lượng khí thải CO ₂ tương ứng với GDP (GDP là đơn vị USD năm 2000)	1.85 kgCO ₂ /USD(2000 prices)	Thứ 23
Lượng khí thải CO ₂ trên 1 người	1.19 tCO ₂ /capita	Thứ 102
Lượng khí thải CO ₂ tương ứng với lượng phát điện kWh	413 gCO ₂ /kWh	Thứ 78

Nguồn: IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2010

(2) Biện pháp giảm thải khí nhà kính của Việt Nam

Việt Nam đang thúc đẩy dự án CDM theo cơ chế của Tokyo, đến nay vào tháng 3/2011 đã có 54 dự án được Liên Hợp Quốc phê duyệt (Bảng 2.5-6). Nếu xét riêng từng ngành thì thủy điện là 40 dự án, khí sinh học là 7 dự án, sử dụng thu hồi khí metan là 3 dự án, sử dụng nhiên liệu sinh học là 1 dự án, trồng rừng là 1 dự án, sử dụng nhiệt khí thải 1 dự án, năng lượng gió là 1 dự án, hầu hết các dự án là về thủy điện. Dự định thông qua dự án CDM để tiếp nhận hỗ trợ về kỹ thuật và tài chính, thúc đẩy các biện pháp về năng lượng và môi trường.

Bảng 2.5-6 Dự án CDM của Việt Nam (tới tháng 3 năm 2011)

STT	Tên dự án	Đăng ký ngày	Nghành	Nước có liên quan	Dự kiến lượng giảm(tCO ₂ /năm)
0152	sử dụng thu hồi dầu khí Rạng Đông	2006/2/4	Sử dụng nhiệt khí thải	Nhật Bản Anh	677,000
0435	Tái sản xuất nhà máy thủy điện Song Muc	2006/6/26	Nhà máy thủy điện	Nhật Bản	4,306
1910	Khí biogas Dong Thanh, Tp. HCM	2009/1/17	Phục hồi và sử dụng khí mê-tan		147,618
2228	Nhà máy năng lượng gió Bình Thuận 30MW số 1	2009/4/6	Năng lượng gió	Anh	57,988
2363	Tái trồng rừng khu vực Cao Phong	2009/4/28	Trồng rừng		2,665
2367	Nhà máy thủy điện trên sông Phu Mau	2009/6/5	Nhà máy thủy điện	Đức	13,634
2371	Nhà máy thủy điện Muong Sangur	2009/6/5	Nhà máy thủy điện	Đức	5,008

Nguồn: Platform thông tin cơ chế Kyoto

Bảng 2.5-6 Dự án CDM của Việt Nam (03/2011; tiếp theo)

STT	Tên dự án	Đăng ký ngày	Nghành	Nước có liên quan	Dự kiến lượng giảm(tCO ₂ /năm)
2368	Nhà máy thủy điện xã Suoi Tan	2009/7/27	Nhà máy thủy điện	Đức	15,076
2372	Nhà máy thủy điện làng So Lo	2009/8/17	Nhà máy thủy điện	Đức	16,346
2627	Nhà máy thủy điện Nam Pia	2009/9/5	Nhà máy thủy điện	Nhật Bản	34,103
2571	Xử lý tinh bột nước thải trong nhà máy Truong Thinh, tỉnh Tay Ninh	2009/10/20	Biogas	Nhật Bản	42,389
2572	Xử lý tinh bột nước thải trong nhà máy Viet Ma, tỉnh Tay Ninh	2009/10/20	Biogas	Nhật Bản	39,814
2891	Nhà máy thủy điện Ta Niet	2009/11/21	Nhà máy thủy điện	Thụy Điển	10,176
1913	Phục sinh khí biogas ở Phuoc Hiep I, tp. Ho Chi Minh	2009/11/25	Phục hồi và sử dụng khí mê-tan		132,351
2878	Nhà máy thủy điện An Diem 2	2009/12/14	Nhà máy thủy điện	Anh	39,554
2636	Sử dụng khí biogas và thu hồi khí metan ở tỉnh Nghe An (AVN08-S-01)	2009/12/21	Biogas	Hà Lan	51,460
2637	Sử dụng khí biogas và thu hồi khí metan ở tỉnh Nghe An (AVN08-S-02)	2009/12/21	Biogas	Hà Lan	31,011
2639	Sử dụng khí biogas và thu hồi khí metan ở tỉnh Lao Cai (VN08-WWS-04)	2009/12/21	Biogas	Hà Lan	45,353
2638	Sử dụng khí biogas và thu hồi khí metan ở tỉnh Yen Bai (VN08-WWS-03)	2009/12/22	Biogas	Hà Lan	39,618
2640	Sử dụng khí biogas và thu hồi khí metan ở tỉnh Quang Tri (VN08-WWS-05)	2009/12/22	Biogas	Hà Lan	40,824
2971	Nhà máy thủy điện Nam Gion	2010/3/07	Nhà máy thủy điện	Pháp	41,156
2978	Nhà máy thủy điện Nam Khoa 3	2010/3/12	Nhà máy thủy điện	Đức	46,290
3034	Nhà máy thủy điện Nam Khot	2010/4/2	Nhà máy thủy điện	Pháp	27,924
3051	Nhà máy thủy điện Yan Tann Sien	2010/5/8	Nhà máy thủy điện	Pháp	39,751
3255	Nhà máy thủy điện Ha Rao Quan	2010/5/27	Nhà máy thủy điện	Anh	12,228

Nguồn: Platform thông tin cơ chế Kyoto

Bảng 2.5-6 Dự án CDM của Việt Nam (03/2011; tiếp theo)

STT	Tên dự án	Đăng ký ngày	Ngành	Nước có liên quan	Dự kiến lượng giảm (tCO ₂ /năm)
3256	Nhà máy thủy điện Coc Dam	2010/5/30	Nhà máy thủy điện	Anh	16,472
3482	Sinh khối từ vỏ trấu tại Lập Võ	2010/8/17	Sử dụng sinh khối ha	Đức	39,506
3457	Nhà máy thủy điện Chiang Cong	2010/8/20	Nhà máy thủy điện	Nhật Bản	23,707
3514	Nhà máy thủy điện Pa Khoang	2010/8/27	Nhà máy thủy điện	Đức	7,080
3484	Nhà máy thủy điện Dak Ne	2010/8/28	Nhà máy thủy điện	Đức	20,594
3589	Nhà máy thủy điện Ea Drang2	2010/9/3	Nhà máy thủy điện	Hà Lan	13,769
3505	Nhà máy thủy điện Dak Rung	2010/9/4	Nhà máy thủy điện	Đức	17,257
3530	Nhà máy thủy điện Suoi Sap3, Son La	2010/9/11	Nhà máy thủy điện	Anh	27,774
3442	Nhà máy thủy điện Nam Chien2	2010/10/11	Nhà máy thủy điện	Anh	66,563
3733	Sử dụng thu hồi khí ga trên mặt đất Tây Mỗ, Nam Sơn Hà Nội	2010/10/16	Phục hồi và sử dụng khí mê-tan	Hà Lan Anh	373,696
3667	Nhà máy thủy điện La Hieng2	2010/10/27	Nhà máy thủy điện	Hà Lan	30,869
3711	Nhà máy thủy điện Thai An	2010/10/29	Nhà máy thủy điện	Nhật Bản	180,643
3421	Nhà máy thủy điện Song Quang	2010/11/3	Nhà máy thủy điện	Đức	28,135
3682	Nhà máy thủy điện Nam Tang, Na Hau	2010/11/6	Nhà máy thủy điện	Đức	21,422
3745	Nhà máy thủy điện Su Pan 2	2010/11/27	Nhà máy thủy điện	Nhật Bản	82,363
3810	Nhà máy thủy điện Tra Linh 3	2010/12/2	Nhà máy thủy điện	Đức	15,083
3858	Nhà máy thủy điện Nam Ngan	2010/12/13	Nhà máy thủy điện	Đức	29,322

Nguồn: Platform thông tin cơ chế Kyoto

Bảng 2.5-6 Dự án CDM của Việt Nam (03/2011; tiếp theo)

STT	Tên dự án	Đăng ký ngày	Ngành	Nước có liên quan	Dự kiến lượng giảm (tCO ₂ /năm)
3872	Nhà máy thủy điện Ngoi Phat	2010/12/18	Nhà máy thủy điện	Anh	168,597
3942	Nhà máy thủy điện Dak N'Teng	2010/12/18	Nhà máy thủy điện	Đức	27,323
3944	Nhà máy thủy điện Dak Nong 2	2010/12/18	Nhà máy thủy điện	Đức	31,839
3396	Nhà máy thủy điện Chau Thon	2010/12/25	Nhà máy thủy điện	Đức	44,076
3980	Nhà máy thủy điện Da Den	2011/1/8	Nhà máy thủy điện	Đức	17,442
3532	Nhà máy thủy điện Song Chung	2011/1/20	Nhà máy thủy điện	Anh	26,337
4117	Nhà máy thủy điện Song Ong	2011/2/4	Nhà máy thủy điện	Đan Mạch	21,416
3552	Nhà máy thủy điện Dak Rung1	2011/2/19	Nhà máy thủy điện	Anh	14,213
3557	Nhà máy thủy điện Ngoi Hut1	2011/2/19	Nhà máy thủy điện	Anh	19,267
3389	Nhà máy thủy điện Dak Srong2	2011/2/23	Nhà máy thủy điện	Đức	44,466
4156	Son La Khuoi Luong, Nam Mu	2011/3/5	Nhà máy thủy điện	Anh	30,371
4259	Nhà máy thủy điện Nam Tha	2011/3/10	Nhà máy thủy điện	Anh	35,356

Nguồn: Platform thông tin cơ chế Kyoto

Việt Nam có xu hướng bảo vệ nguồn điện do vấn đề thiếu điện đang trở nên rất nghiêm trọng, tuy nhiên cũng có nguy cơ xảy ra tình trạng nước biển dâng cao do hiện tượng nóng dần lên, và chính phủ Việt Nam cũng đang nâng cao ý thức hạn chế lượng khí thải CO₂.

Việt Nam cũng đã có luật bảo vệ môi trường được quy định vào năm 1993, tuy nhiên chính phủ cũng đã sửa đổi luật này vào năm 2005, thể hiện thái độ đang nỗ lực làm giảm lượng khí thải nhà kính. Lượng khí thải nhà kính được thể hiện trong điều 84 Luật bảo vệ môi trường sửa đổi, việc thống kê mối liên hệ của lượng khí thải nhà kính là do MONRE đảm nhận, các giao dịch với nước ngoài như CDM do thủ tướng chính phủ quy định, các nước cũng đã có quy định và khuyến khích việc làm giảm lượng khí thải nhà kính.

Liên quan đến luật bảo vệ môi trường này thì tiêu chuẩn môi trường cũng đã được quy định một vài điểm mới. Đặc biệt là liên qua đến lượng khí thải từ các nhà máy nhiệt điện, tiêu chuẩn QCVN22: 2009/BTNMT “Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí thải công nghiệp nhiệt điện” đã được quy định, nồng độ giới hạn cho phép của bụi NO_x, SO₂ và phương pháp đo các nồng độ này cũng đã được quy định. Công thức tính lượng

giới hạn cho phép của nồng độ khí thải C_{max} như sau:

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

Trong đó, C là nồng độ khí thải, được quy định trong bảng 2.5-7. K_p là hệ số biến đổi do công suất thiết kế của nhà máy phát điện, có giá trị từ 0.7 ~ 1 theo quy mô của công suất phát điện. Ngoài ra K_v là hệ số biến đổi theo vị trí của nhà máy phát điện, có giá trị 0.6 ~ 1.4.

Bảng 2.5-7 Tiêu chuẩn nồng độ khí thải của nhà máy nhiệt điện

Tham số	Nồng độ khí thải C (mg/Nm ³)			
	A	B		
		Than	Dầu thô	Khí ga
Bụi	400	200	150	50
NOx (tính bằng NO ₂)	1,000	650 (tỉ lệ bay hơi lớn hơn 10%) 1,000 (tỉ lệ bay hơi trên 10%)	600	250
SO ₂	1,500	500	500	300

Nguồn: QCVN 22: 2009/BTNMT, Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí thải công nghiệp nhiệt điện

Bảng 2.5-7 là tiêu chuẩn của 2 giá trị A và B, tiêu chuẩn đối với B là rất nghiêm ngặt. Tiêu chuẩn của A là tiêu chuẩn được áp dụng cho nhà máy phát điện đã đi vào hoạt động kể từ thời điểm ngày 17/10/2005, tiêu chuẩn của B được áp dụng cho các nhà máy bắt đầu hoạt động kể từ sau năm đó hoặc nhà máy dự kiến sẽ bắt đầu đi vào hoạt động trong tương lai. Đây là các biện pháp tạm thời, từ ngày 01/01/2015, tiêu chuẩn của B cũng sẽ được áp dụng cho các nhà máy tương ứng với A.

Ngoài ra, trong các tiêu chuẩn QCVN05: 2009/BTNMT (Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia liên quan đến môi trường không khí), QCVN06: 2009/BTNMT (Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia liên quan đến các chất có hại trong không khí) nồng độ cho phép của rất nhiều chất và phương pháp đo cũng đã quy định rõ.

Để có thể ứng phó với biến đổi khí hậu mang tính quốc gia, Việt Nam đã lấy Cục biến đổi khí tượng, nước, khí hậu của MONRE làm trung tâm, xây dựng chương trình mục tiêu quốc gia liên quan đến biến đổi khí hậu. Chương trình này đã được Thủ tướng phê duyệt theo quyết định số 158/QĐ-TTg ngày 02/12/2008. Nội dung khái quát của chương trình như sau:

- Đầu tư cho các chính sách biến đổi khí hậu là yếu tố quan trọng nhằm đạt được sự phát triển bền vững. Toàn xã hội và người dân phải hợp tác trong chính sách này. Theo UNFCCC, nhận sự hỗ trợ về kỹ thuật từ các nước phát triển, thực hiện một cách có hiệu quả chương trình nhằm làm giảm phát thải khí nhà kính. (Điều 1, 1-1-1)
- Chính phủ thực hiện chỉ đạo các hoạt động ứng phó với biến đổi khí hậu. Đặc biệt, bộ tài nguyên thiên

- nhiên và môi trường có trách nhiệm giúp đỡ chính phủ trong lĩnh vực này. (Điều 1, 1-1-2)
- Chương trình được thực hiện theo các giai đoạn sau đây: (điều 1, 1-1-3)
 - Giai đoạn 1 (năm 2009-2010) : Bắt đầu
 - Giai đoạn 2 (năm 2010-2015) : Thực hiện
 - Giai đoạn 3 (sau năm 2015) : Phát triển
 - Năm 2010, mục tiêu thực hiện đến năm 2015(điều 1, 3)
 - Mục tiêu thực hiện đến năm 2010
 - ✧ Xây dựng kịch bản nước biển dâng đến giai đoạn từ năm 2010 ~ 2100
 - ✧ Củng cố cơ sở chính sách ứng phó với biến đổi khí hậu, thực hiện một vài dự án thí điểm
 - ✧ Xây dựng khung tiêu chuẩn dữ liệu về biến đổi khí hậu
 - ✧ Xây dựng chế độ chính sách liên quan đến biến đổi khí hậu, xây dựng chế độ hợp tác của các bộ, ngành, địa phương với các cơ quan thực hiện chương trình
 - ✧ Xây dựng kế hoạch nâng cao ý thức về biến đổi khí hậu và đào tạo nguồn nhân lực. Nhận thức về biến đổi khí hậu của quốc dân là 10%, của công chức là 65%.
 - ✧ Xây dựng quan hệ hợp tác với nước ngoài và các tổ chức quốc tế, góp phần lập các văn bản thỏa thuận, thúc đẩy đầu tư cho các dự án ứng phó với biến đổi khí hậu ngoài CDM.
 - ✧ Hoàn thành đánh giá ảnh hưởng của biến đổi khí hậu và nước biển dâng trong kế hoạch phát triển, ban hành luật và hướng dẫn
 - ✧ Hoàn thành kế hoạch hành động ứng phó với biến đổi khí hậu của các bộ, ngành, địa phương
 - Mục tiêu thực hiện đến năm 2015
 - ✧ Cập nhật kịch bản đối với nước biển dâng
 - ✧ Xây dựng chính sách biến đổi khí hậu trong các lĩnh vực, ngành, địa phương
 - ✧ Hoàn thành và cập nhật cơ sở dữ liệu về biến đổi khí hậu
 - ✧ Xác lập cơ chế và các chính sách ưu tiên đối với hoạt động ứng phó với biến đổi khí hậu
 - ✧ Nâng cao ý thức, phát triển nguồn nhân lực. Nhận thức đối với biến đổi khí hậu của quốc dân là 80%, của công chức là 100%.
 - ✧ Hoàn thành và phát triển hiệu quả chế độ hợp tác với các đối tác quốc tế
 - ✧ Tích hợp biến đổi khí hậu vào trong kế hoạch phát triển của năm 2010-2020
 - ✧ Thực hiện kế hoạch hành động ứng phó với biến đổi khí hậu của các bộ, ngành, địa phương
 - Thúc đẩy đầu tư từ phía nước ngoài trong giai đoạn 2009 ~ 2015. Kinh phí thực hiện chương trình là 1965 tỷ VND (trong đó vốn nước ngoài là 50%, ngân sách trung ương là 30%, ngân sách địa phương là 10%, tư nhân là 10%) (điều 1, 4)
 - Thành lập ban chỉ đạo chương trình mục tiêu quốc gia liên quan đến ứng phó với biến đổi khí hậu (thủ tướng chính phủ làm chủ tịch, bộ trưởng bộ TN & MT làm phó chủ tịch), thành lập ban chấp hành chương trình quốc gia (bộ trưởng bộ TN & MT làm trưởng ban, thứ trưởng bộ kế hoạch và đầu tư làm phó ban, bộ trưởng bộ tài chính làm phó ban). Văn phòng chương trình đặt tại bộ TN & MT (điều 2, 1)
 - Bộ TN & MT tiến hành quản lý toàn bộ chương trình. Bộ kế hoạch và đầu tư thực hiện tích hợp biến đổi khí hậu và trong kế hoạch phát triển kinh tế xã hội, và chỉ đạo thực hiện. Các bộ lập kế hoạch hành động ứng phó với biến đổi khí hậu của mình, chịu trách nhiệm thực hiện (điều 2, 2).

Trong chương trình mục tiêu quốc gia về ứng phó với biến đổi khí hậu các bộ nói trên đều nỗ lực để thực hiện kế hoạch hành động ứng phó với biến đổi khí hậu. Bộ công thương ban hành kế hoạch hành động theo quyết định số 4103/QĐ-BCT ngày 03/08/2010. Nội dung khái quát như sau:

- Biến đổi khí hậu cần được quan tâm cả về những tác động trước mắt và cả những tác động lâu dài. Nếu thực hiện các biện pháp đối với biến đổi khí hậu thì có thể làm giảm được những thiệt hại trong tương lai. (1.1)
- Đánh giá các tác động gây ra bởi biến đổi khí hậu và nước biển dâng, xác định các biện pháp mang tính khả thi. Hướng tới sự phát triển kinh tế có lượng cacbon thấp phù hợp với các chương trình liên quan. (2.1)
- Mục tiêu đến năm 2010 (giai đoạn mở đầu) (2.2.1)
 - Xác nhận những ảnh hưởng của công nghiệp, thương mại tới biến đổi khí hậu, xem xét các phương pháp khả thi cụ thể
- Mục tiêu giai đoạn năm 2011 ~ 2015 (giai đoạn thực hiện) (2.2.2)
 - Nâng cao nhận thức về biến đổi khí hậu do công nghiệp, thương mại, phổ cập thông tin
 - Thực hiện đánh giá đến năm 2013 ảnh hưởng của công nghiệp, thương mại đến biến đổi khí hậu và nước biển dâng
 - Xây dựng chiến lược, kế hoạch để có thể phát triển các ngành, lĩnh vực chịu tác động từ biến đổi khí hậu và nước biển dâng
 - Giám sát lượng phát thải khí nhà kính của công nghiệp và thương mại
 - Thực hiện dự án thí điểm liên quan đến kiểm soát lượng khí thải nhà kính của lĩnh vực công nghiệp và thương mại
- Mục tiêu sau năm 2015 (giai đoạn phát triển) (2.2.3)
 - Phát triển hiệu quả biện pháp ứng phó với biến đổi khí hậu tiếp theo giai đoạn mở đầu và giai đoạn thực hiện
- Phổ biến, phổ cập rộng rãi các thông tin liên quan đến biến đổi khí hậu. Thực hiện trao đổi thông tin bằng các buổi hội thảo. Thực hiện nâng cao năng lực trong các lĩnh vực công nghiệp, thương mại bằng chương trình ứng phó với biến đổi khí hậu, đào tạo nguồn nhân lực. (3.1)
- Phân tích đánh giá các tác động tới công nghiệp và thương mại do biến đổi khí hậu và nước biển dâng, xem xét các phương pháp thích hợp. (3.2)
- Thực hiện quản lý cơ sở dữ liệu liên quan đến biến đổi khí hậu, phát triển nghiên cứu kỹ thuật phù hợp với Việt Nam. (3.3)
- Xây dựng các luật pháp, chế độ liên quan đến chương trình ứng phó với biến đổi khí hậu. (4.1)
- Ngân sách thực hiện chương trình là ngân sách quốc gia, quỹ của bộ công thương và nguồn vốn ODA. Hàng năm sử dụng một phần của quỹ tương ứng với tỷ lệ ngân sách hoạt động khoa học kỹ thuật của bộ công thương lấy từ nguồn ngân sách quốc gia để phát triển nghiên cứu các biện pháp ứng phó với biến đổi khí hậu. (4.2)
- Lập kế hoạch nâng cao năng lực của nguồn nhân lực bằng giáo dục của các ban ngành liên quan đến công nghiệp và thương mại. Ngoài ra, đầu tư cho các thiết bị đo lường khí nhà kính. (4.3)
- Tập trung vào nghiên cứu kỹ thuật phù hợp với điều kiện đặc biệt của Việt Nam, với kỹ thuật phát thải lượng cacbon thấp. Xây dựng chương trình quản lý cơ sở dữ liệu của khí thải nhà kính. (4.4)

- Ban chỉ đạo chương trình mục tiêu quốc gia ứng phó với biến đổi khí hậu của bộ công thương chịu trách nhiệm chỉ đạo việc thực hiện các nội dung của kế hoạch hành động ứng phó với biến đổi khí hậu của bộ công thương. Hỗ trợ ban chỉ đạo là văn phòng biến đổi khí hậu. Ngoài ra, các cục thi hành nhiệm vụ được giao tương ứng. (5.1)
- Các cơ quan, cục tiến hành đánh giá đến 15/3 hàng năm kết quả thực hiện của năm trước, đề xuất kế hoạch thực hiện của năm sau. (5.2)

Chính vì vậy, Việt Nam đang thực hiện các hành động kiểm soát lượng phát thải khí nhà kính, việc làm này có thể đánh giá rất cao. Xu hướng đến năm 2010 đã được quyết định, những nỗ lực cụ thể được thực hiện như thế nào là một điều hết sức quan trọng.

2.5.3 Tình hình hỗ trợ liên quan đến kiểm soát lượng phát thải khí nhà kính của các nhà tài trợ khác

Báo cáo của Việt Nam trong COP16 bao gồm cả chương trình quốc tế liên quan đến ứng phó với tình trạng nóng dần lên của trái đất. Tình hình thực hiện dự án quốc tế được mô tả như trong bảng 2.5-8.

Bảng 2.5-8 Dự án quốc tế liên quan đến ứng phó với tình trạng nóng dần lên ở Việt Nam

Dự án	Nhà tài trợ	Tổ chức thực hiện
Đánh giá ảnh hưởng của khu vực ven biển Việt Nam	Hà Lan	MONRE
Biện pháp ứng phó với những ảnh hưởng biến đổi khí hậu tới nguồn nước	Đan Mạch	MONRE
Ứng phó với biến đổi khí hậu của thành phố Hồ Chí Minh	ADB	Tp. Hồ Chí Minh
Mạng lưới nhảy bén biến đổi khí hậu ở các thành phố châu Á	Tổ chức Rockefeller	Tp. Cần Thơ, tỉnh Bình Định, Đà Nẵng
Ứng phó với ảnh hưởng biến đổi khí hậu của khu vực sông Hương và khu vực Phú Vang	Hà Lan	MONRE
Thực hiện phát triển chính sách ứng phó với biến đổi khí hậu nhằm nâng cao khả năng ứng phó	UNDP	MONRE
Đối phó với biến đổi khí hậu bằng tái trồng rừng ở tỉnh Quảng Bình	Đức	Hội chữ thập đỏ Việt Nam
Đối phó với biến đổi khí hậu do phát điện trên quy mô nhỏ và trung	Đan Mạch	MONRE
Quản lý tổng hợp daie ven biển Việt Nam – Hà Lan	Hà Lan	MONRE
Chương trình ứng phó và làm giảm biến đổi khí hậu và làm giảm	Đan Mạch	Ngoài MONRE
Chương trình hỗ trợ ứng phó với biến đổi khí hậu	Nhật Bản, Pháp	MONRE
Nghiên cứu chiến lược quốc gia liên quan đến CDM	Australia	MONRE
Thúc đẩy phát triển năng lượng tái sinh, năng lượng hiệu quả, làm giảm khí thải nhà kính	ADB	MOIT

Bảng 2.5-8 Dự án quốc tế liên quan đến ứng phó với tình trạng nóng dần lên ở Việt Nam (tiếp theo)

Dự án	Nhà tài trợ	Tổ chức thực hiện
Dự án khí Biogas trong ngành chăn nuôi Việt Nam (tỉnh Bắc Ninh, Hải Dương và Nghệ An)	Hà Lan	MARD
Quản lý chất thải chăn nuôi ở Đông Á	GEF, WB	MONRE
Khung kế hoạch quốc gia về kiểm soát phát thải khí nhà kính từ nạn phá và suy thoái rừng	UNDP	MARD
Hiệu quả chiếu sáng đường phố ở Việt Nam	GEF	Học viện khoa học kỹ thuật Việt Nam
Sử dụng tiết kiệm và hiệu quả năng lượng trong các doanh nghiệp nhỏ và vừa	GEF	Bộ khoa học và công nghệ
Quản lý bền vững đất đai và rừng	UNDP	MARD
Tăng cường năng lực CDMở Việt Nam	Hà Lan	MONRE
Ứng phó với biến đổi khí hậu theo hình thức gắn với cộng đồng	Canada	Tỉnh Thừa Thiên Huế
Cho vay nhanh đối với công tác tăng cường năng lực ở các khi vụ ưu tiên	UNEP	MONRE
Phát triển năng lực của các cứ điểm hoạt động ứng phó với biến đổi khí hậu quốc gia	Đan Mạch	MONRE
Lồng ghép vấn đề biến đổi khí hậu vào kế hoạch phát triển kinh tế xã hội	UNDP	MPI
Chuẩn bị cho thiên tai do biến đổi khí hậu	Hà Lan	Hội Chữ thập đỏ Việt Nam
quản lý rủi ro thiên tai theo hình thức gắn với cộng đồng	Hà Lan	Hội Chữ thập đỏ Việt Nam
Phát triển năng lực ứng phó với biến đổi khí hậu tại Việt Nam, làm giảm và kiểm soát ảnh hưởng của khí nhà kính	UNDP	MONRE
Dự án nâng cao năng lực ứng phó với biến đổi khí hậu của tổ chức xã hội dân sự Việt Nam (CSO)	Phần Lan	CSO
Chương trình MediaNet	Anh	Thông tấn xã Việt Nam
Ứng phó với biến đổi khí hậu ở tỉnh Quảng Trị theo hình thức gắn với cộng đồng	UNEP	Hiệp hội khoa học công nghệ Việt Nam
Thông tin Việt Nam cho UNFCCC (1)	UNEP	MONRE
Hoạt động chuẩn bị thông tin Việt Nam cho UNFCCC	UNEP	MONRE
Thông tin Việt Nam cho UNFCCC (2)	UNEP	MONRE
Giám rủi ro thiên tai và dự kiến kịch bản nước biển dâng ở Việt Nam	Đan Mạch	MONRE

Ngoài ra, biện pháp đối phó với tình trạng nóng dần lên, đang nỗ lực thúc đẩy hợp tác với nước ngoài về điện nguyên tử và CCS. Về phát điện nguyên tử, hiện nay vẫn đang ở giai đoạn Pre F/S, chuẩn bị lập kế hoạch trong tương lai gần cho hoạt động xây dựng tổ máy số 1 với sự hợp tác của Nga và tổ máy số 2 với sự hợp tác của Nhật Bản, trong tương lai sẽ có kế hoạch đưa lượng điện nguyên tử chiếm 20% của tổng lượng phát điện.

Về CCS, hiện nay cũng đang được sự hợp tác của ADB, tiến hành xem xét các thông tin và tiềm năng thu giữ. Tháng 1 năm 2011, hội thảo đã được tổ chức tại Hà Nội, việc trao đổi ý kiến về hiện trạng của CCS trên thế giới và các thông tin kỹ thuật đã được thực hiện. Theo các báo cáo liên quan của IE, MOIT, MONRE thì các nhà máy nhiệt điện của Việt Nam nằm gần vùng biển, chính phủ đang xem xét các điều kiện để thực hiện CCS, và Việt Nam dường như cũng đang đồng ý với CCS. Tuy nhiên, CCS là mô hình mang kế hoạch thúc đẩy đánh giá tiềm năng trong nước Việt Nam. Hiện nay, dự án thu giữ CO₂ tại nhà máy phân bón ở Phú Mỹ thuộc miền nam đang trong giai đoạn thực hiện, công nghệ thu giữ CO₂ do công ty cổ phần công nghiệp nặng Mitsubishi cung cấp.

CHƯƠNG 3 ĐỀ XUẤT ĐỔI SÁCH HẠN CHẾ THẢI KHÍ GÂY HIỆU ỨNG NHÀ KÍNH Ở CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SỬ DỤNG THAN

3.1 Đề xuất đổi sách hạn chế thải khí gây hiệu ứng nhà kính bằng biện pháp cải thiện công tác vận hành

Hiện nay, tình hình cung cấp điện ở trong nước Việt Nam đang trở nên cấp bách, từ tình trạng thiếu điện triền miên dẫn đến vấn đề đang phải đối mặt là rất khó bảo đảm thời hạn dừng máy để kiểm tra, sửa chữa thiết bị theo như thực tế đòi hỏi, vì vậy, có thể thấy tình trạng thiết bị khó có thể phát huy hoàn toàn tính năng vốn có.

Ở đây, chúng tôi muốn đưa ra đổi sách hạn chế thải khí hiệu ứng nhà kính bằng cải thiện công tác vận hành, có lưu ý tới tình trạng nêu trên, nêu ra những hạng mục lưu ý và điểm nhấn trong công tác vận hành một cách hiệu quả ở nhà máy phát điện, bối cảnh và hiện trạng sử dụng hiệu quả năng lượng ở các nhà máy nhiệt điện của Nhật Bản.

3.1.1 Biện pháp để hợp lý hóa sử dụng năng lượng ở nhà máy nhiệt điện và giảm phát thải khí hiệu ứng nhà kính

Tại Nhật Bản, về vấn đề thải khí gây hiệu ứng nhà kính ở các nhà máy, công trường, bao gồm các nhà máy nhiệt điện, có quy định trong “Luật về sử dụng hợp lý nguồn năng lượng” và “Qui định về tính toán, báo cáo, công bố thông tin liên quan tới thải khí hiệu ứng nhà kính”.

Trong bản báo cáo này, chúng tôi muốn giới thiệu hai văn bản này từ khía cạnh pháp luật qui định, giải thích các vấn đề khi thực thi ở các nhà máy nhiệt điện, góp phần xây dựng đổi sách giảm thải khí hiệu ứng nhà kính trên phương diện vận hành nhà máy nhiệt điện.

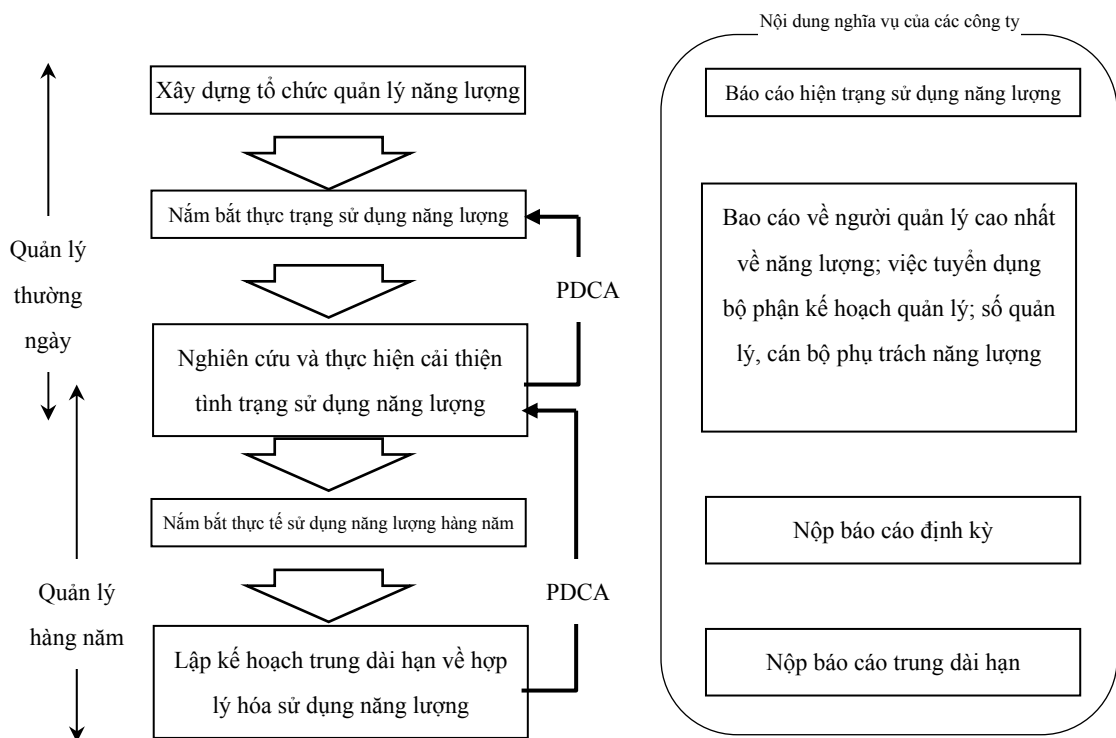
Trước tiên, về “Luật về sử dụng hợp lý nguồn năng lượng” (từ đây gọi là Luật này), do “Khủng hoảng dầu lửa” giai đoạn những năm 1970 gây tác động làm giá dầu tăng cao, để có thể đối phó với sự mất ổn định trong cung cấp năng lượng và xử lý việc giá dầu tăng cao, đảm bảo cung cấp nguồn năng lượng cần thiết cho phát triển kinh tế, xuất phát từ nhận thức rằng cần phải cải thiện hiệu suất sử dụng năng lượng, văn bản luật đã được ban hành. Luật nhằm tới đẩy mạnh sử dụng hiệu quả nguồn năng lượng, xây dựng cơ sở trang thiết bị để sử dụng hiệu quả năng lượng trong ngành vận tải, xây dựng, các nhà máy; có các biện pháp phù hợp để thúc đẩy một cách tổng hợp sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng khác, nhằm tới mục đích phát triển một nền kinh tế toàn diện.

Sau đó, nhận thức về vấn đề môi trường ngày càng cải thiện, cùng với việc phải đối phó với hiện tượng nóng lên của trái đất do thải khí CO₂, năm 1997, Nghị định thư Kyoto đã được ký kết, năm 1998 Luật này đã sửa đổi một phần, thắt chặt hơn những qui định trong ngành công nghiệp, áp dụng rộng rãi cho các lĩnh vực khác.

Những biện pháp thực hiện trong các lĩnh vực công nghiệp, bao gồm nhà máy nhiệt điện, đầu tiên là xây dựng thể chế quản lý về năng lượng ở các công ty, nắm bắt tình hình sử dụng năng lượng thường ngày, nghiên cứu đổi sách nâng cao hiệu suất sử dụng năng lượng. Thêm vào đó, mỗi công ty không chỉ thực hiện sử dụng năng lượng một cách hiệu quả ở từng nhà máy của mình, mà hàng năm sẽ phải nộp báo cáo cho Cơ quan quản lý về giá trị quản lý mục tiêu trung, dài hạn, như vậy cả cơ quan quản lý và người dân sẽ cùng nhau thúc đẩy sử dụng có hiệu quả nguồn năng lượng, đây cũng là điểm đặc trưng của Luật này.

Trong Luật này, các điều khoản quy định việc người sử dụng năng lượng (công ty) phải tuân thủ như “Hợp lý hóa sử dụng nguồn năng lượng” (mục 2 điều 3); “Chỉ định nhà máy cần chú ý đặc biệt tới nâng cao hiệu suất sử dụng năng lượng” ứng với lượng tiêu thụ năng lượng của các công ty (điều 6); và “Nhiệm vụ của cán bộ quản lý năng lượng” quy định trong các phần “Duy trì thiết bị tiêu thụ năng lượng”, “Cải thiện và giám sát phương pháp sử dụng năng lượng”, “Lập báo cáo về tình hình công việc và lập báo cáo định kỳ” (điều 7).

Cách thức chung để thúc đẩy hợp lý hóa sử dụng năng lượng dựa trên Luật này, có thể tham khảo hình 3.1-1. Các công ty đầu tiên sẽ thành lập tổ chức quản lý để tiến hành quản lý nguồn năng lượng một cách phù hợp, sau khi xác định được lượng tiêu thụ năng lượng của mình, sẽ bắt tay vào công tác hợp lý hóa sử dụng năng lượng.



Hình 3.1-1 Mô hình thực hiện hợp lý hóa sử dụng năng lượng (ví dụ)

Tuy nhiên, cùng với Luật này, ở Nhật Bản có áp dụng “Qui định về tính toán, báo cáo, công bố thông tin liên quan tới thải khí hiệu ứng nhà kính” (dưới đây gọi là Qui định này) nhằm nỗ lực ứng phó với sự nóng lên của trái đất. Tiếp theo đây, chúng tôi xin giới thiệu khái quát về Qui định này và hiện trạng thực hiện ở các nhà máy nhiệt điện.

Bản Qui định này do Nhà nước ban hành để qui định công tác thu thập, công bố thông tin, dữ liệu, qui định nghĩa vụ tính toán lượng thải khí hiệu ứng nhà kính, nghĩa vụ báo cáo với nhà nước của các công ty có hoạt động phát thải nhiều hơn một lượng nhất định khí hiệu ứng nhà kính. Mục tiêu chính của Qui định này có hai nội dung dưới đây:

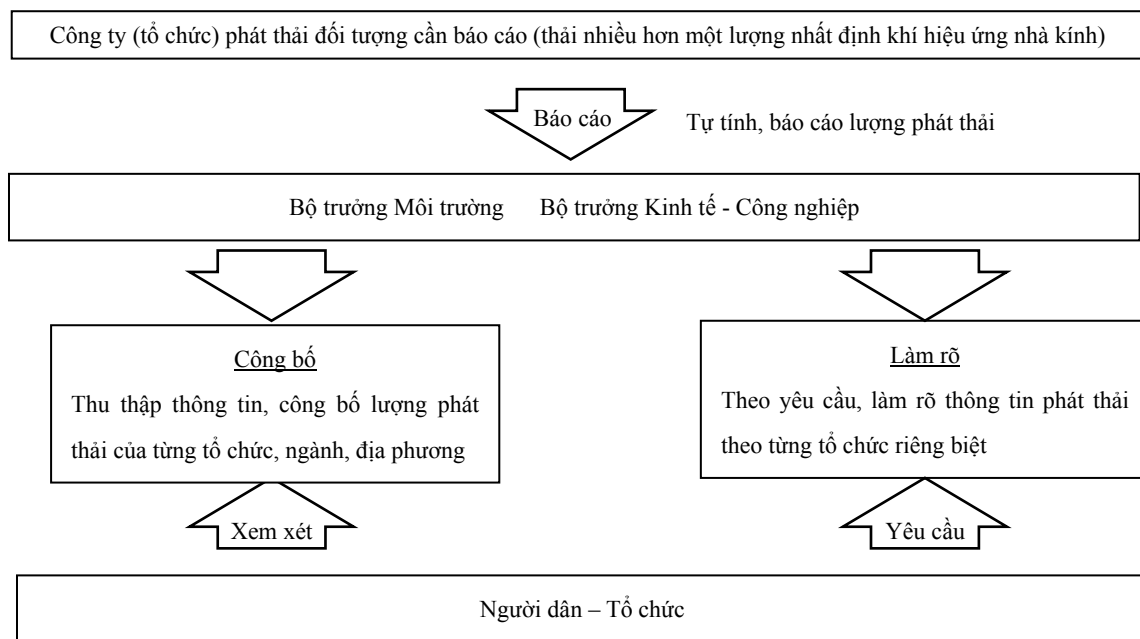
- Xác lập nền tảng để thực hiện qui định một cách tự chủ, các công ty có hoạt động phát thải sẽ tự tính toán lượng phát thải của mình → thông qua hoạt động của chính tổ chức của mình, tính toán và nắm bắt trực tiếp hay gián tiếp lượng phát thải khí hiệu ứng nhà kính, đồng thời đẩy mạnh các biện pháp duy trì thường

xuyên như chu kỳ PDCA, tự lập đối sách giảm phát thải khí, tự kiểm tra hiệu quả và công tác thực hiện.

- Xây dựng cơ chế, thúc đẩy các biện pháp có tính tự chủ toàn diện của người dân và các tổ chức dựa trên sự công bố, minh bạch hóa thông tin (Nhà nước bằng một số chế tài nhất định, tiến hành thu thập, công bố thông tin về lượng khí thải tính toán, nắm bắt được) → nhận thức về tình hình phát thải và đối sách của chính những cá nhân và tổ chức phát thải, nâng cao hiểu biết và xây dựng cơ chế hướng tới giảm phát thải khí dựa vào việc nắm bắt tốt hơn tình hình tiến triển và sự cần thiết của các đối sách, đồng thời từng bước minh bạch hóa thông tin phát thải của những tổ chức có hoạt động này.

Hình 3.1-2 thể hiện quá trình thực hiện Quy định này của các tổ chức phát thải

Mặt khác, một đặc trưng của Quy định này, đó là sự bao trùm các đối tượng như khí mê tan (CH_4), Nitơ ôxit (N_2O), Hydrofluorocarbon (HFC), Perfluorocarbon (PFC), Sulfur hexafluoride (SF_6), tức là các loại khí ngoài CO_2 nhưng phát sinh trong quá trình cháy của nhiên liệu đều thuộc đối tượng của Quy định này.



Hình 3.1-2 Trình tự thực hiện quy định tính toán, báo cáo, công bố thông tin lượng phát thải khí hiệu ứng nhà kính

Tiếp theo, xin được giới thiệu ví dụ thực tế ở Công ty Điện lực Chubu.

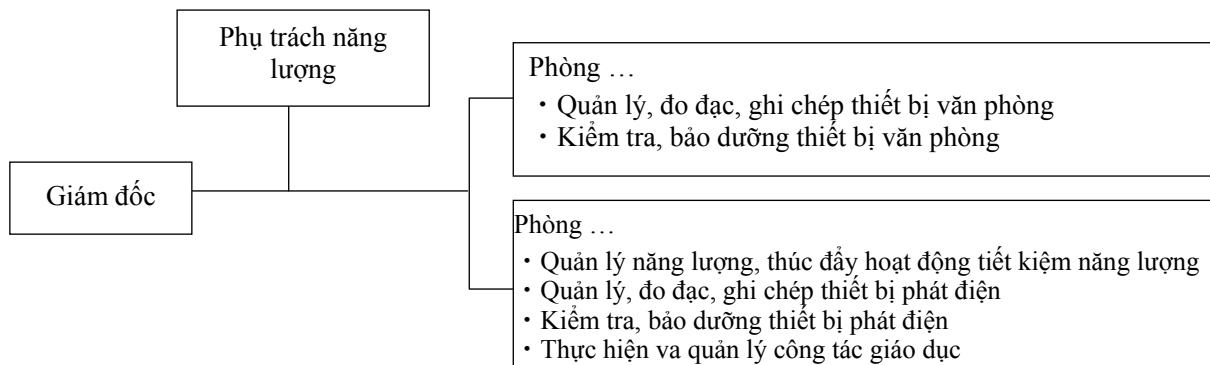
Ở Công ty điện lực Chubu, văn phòng chính, tổ chức quản lý các nhà máy nhiệt điện (trung tâm nhiệt điện) và các nhà máy phát điện trở nên một thể thống nhất, hàng ngày tiến hành các biện pháp nhằm sử dụng hiệu quả năng lượng. Nhiệm vụ các phòng ban thể hiện như trong hình 3.1-3.

Ở các nhà máy phát điện, xây dựng cơ cấu tuyển chọn đội ngũ quản lý năng lượng có chứng chỉ cấp quốc gia, với người có trách nhiệm cao nhất là giám đốc nhà máy; ở các phòng ban chuyên trách, để lập kế hoạch cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng, thúc đẩy các đối sách duy trì thực hiện tiết kiệm năng lượng, hàng ngày nắm bắt

hiện trạng, phân tích dữ liệu để phát hiện những bất thường, thực hiện sửa đổi, đồng thời tích cực giáo dục để nâng cao ý thức đối với vấn đề sử dụng hiệu quả năng lượng.

Văn phòng Ban Nhiệt điện	(Bao quát nhiệm vụ quản lý tính năng) <ul style="list-style-type: none"> • Bao quát, quản lý tính năng thực tế • Bao quát về giáo dục liên quan tới quản lý tính năng
Trung tâm nhiệt điện	(Bao quát nhiệm vụ quản lý tính năng) <ul style="list-style-type: none"> • Lập kế hoạch, thực hiện nhiệm vụ quản lý tính năng • Nắm bắt tình hình và quản lý thực tế tính năng • Nghiên cứu, lập đổi sách nâng cao tính năng, phát triển kỹ thuật quản lý • Kế hoạch, thực hiện giáo dục quản lý tính năng • Chỉ đạo công tác quản lý tính năng ở nhà máy phát điện • Giải quyết các vấn đề liên quan tới Luật năng lượng
Nhà máy nhiệt điện x 10	(Thực hiện công tác quản lý tính năng) <ul style="list-style-type: none"> • Lập kế hoạch, thực hiện duy trì, nâng cao tính năng • Phân tích, quản lý, đánh giá, báo cáo thực trạng tính năng • Giải quyết các vấn đề liên quan tới Luật năng lượng

(Cơ chế trong nhà máy phát điện)



Hình 3.1-3 Cơ chế quản lý năng lượng

Mặt khác, dưới đây xin đưa ra ví dụ về hạng mục đánh giá tính năng cụ thể.

Hạng mục đánh giá tính năng tổng thể của tổ máy (VD)	<ul style="list-style-type: none"> Hiệu suất nhiệt cực phát điện, tỉ lệ tiêu thụ nhiệt Hiệu suất nhiệt than tải điện, tỉ lệ tiêu thụ nhiệt
Hạng mục đánh giá tính năng thiết bị chủ yếu (VD)	<ul style="list-style-type: none"> Hiệu suất lò hơi, hiệu suất tua bin, hiệu suất máy phát điện Hiệu suất nội bộ tua bin cao áp, hiệu suất nội bộ cao áp tầng thứ 1, hiệu suất nội bộ trung áp Hiệu suất bộ gia nhiệt nước cấp (TD) Hiệu suất nhiệt bộ sấy không khí, rò rỉ O₂, v.v.

3.1.2 Áp dụng quản lý các giá trị mục tiêu vận hành

Đối với các nhà máy nhiệt điện đốt than đã điều tra vừa qua, hiệu suất giảm sút do vấn đề thiết bị cũ kỹ đã qua sử dụng nhiều năm là điều không thể tránh khỏi nhưng một trong những biện pháp giảm thiểu lượng khí thải gây hiệu ứng nhà kính là quản lý các giá trị mục tiêu vận hành.

Quản lý các giá trị mục tiêu vận hành là lập ra các giá trị mục tiêu cho các biến số chính như nhiệt độ hơi nước chính và nhiệt độ hơi nước tận thu tại các đầu ra của các máy phát điện, so sánh giá trị trạng thái vận hành và giá trị mục tiêu, trường hợp có sai khác với giá trị mục tiêu phải xử trí cho gần với giá trị mục tiêu vận hành, có phương pháp vận hành tốt để hiệu suất thông thường của tổ máy đạt mức cao nhất có thể.

Hơn nữa, trường hợp không thể thu nhỏ khoảng cách giữa trạng thái vận hành và giá trị mục tiêu bằng các công tác xử trí của các kỹ thuật viên vận hành phải điều tra tình hình và nguyên nhân của nó, nghiên cứu lập kế hoạch sửa chữa. Thông thường, giá trị mục tiêu vận hành là để đạt được chỉ tiêu cao nhất về hiệu suất của nhà máy nên vì nguyên nhân nào đó nếu có những sai lệch giữa giá trị mục tiêu và trạng thái vận hành không nhất thiết phải dừng sản xuất ngay lập tức mà vẫn tiếp tục duy trì vận hành ở một mức độ nhất định để có thể điều tra được nguyên nhân phát sinh những sai lệch với giá trị mục tiêu, kết quả là sẽ nâng cao được hiệu quả, giúp nhà máy vận hành ổn định.

Lấy ví dụ các mục quản lý giá trị mục tiêu vận hành như [bảng 3.1-1](#).

Bảng 3.1-1 Ví dụ các mục quản lý mục tiêu vận hành

Mục quản lý	Giá trị mục tiêu quản lý	Ảnh hưởng dự kiến
Áp suất hơi nước chính	Áp suất định mức	Áp suất giảm sẽ làm tăng tổn thất
Nhiệt độ hơi nước chính	Nhiệt độ định mức	Nhiệt độ giảm sẽ làm tăng tổn thất
Nhiệt độ hơi nước tái gia nhiệt	Nhiệt độ định mức	Nhiệt độ giảm sẽ làm tăng tổn thất
Khí đầu ra ECO, nồng độ ô-xy	Nồng độ định mức	Nồng độ tăng sẽ làm tăng tổn thất
Lượng phát điện	Công suất định mức	Tổn thất không đạt giá trị mục tiêu
Độ kín chân không bình ngưng	Giá trị định mức	Độ kín chân không giảm sẽ làm tăng tổn thất
Lưu lượng phun mù RH	0 t/h	Phun mù xâm nhập sẽ làm tăng tổn thất

Cụ thể, kỹ thuật viên vận hành phải ghi chép các giá trị nêu trên vào các mỗi giờ, so sánh với các giá trị mục tiêu, nếu sai khác so với giá trị mục tiêu phải cải tiến công tác vận hành bằng các xử trí hợp lý nhằm duy trì

trạng thái vận hành với hiệu suất cao thường xuyên.

Tóm tắt các điểm kỹ thuật viên vận hành đối chiếu các giá trị nêu trên như sau:

- Nắm bắt hàng ngày giá trị trạng thái vận hành tương ứng với lượng điện phát ra
- Nắm bắt các giá trị mục tiêu tại các đối đầu ra để có thể đối chiếu
- Giá trị trạng thái vận hành nếu thể hiện khác giá trị mục tiêu và giá trị thông thường phải nghĩ rằng có gì đó không bình thường và điều tra nguyên nhân
- Nếu không thu hẹp được khoảng cách giữa trạng thái vận hành và giá trị mục tiêu bằng các xử trí của kỹ thuật viên vận hành, phải điều tra tình hình và nguyên nhân, yêu cầu các phòng ban phụ trách bảo dưỡng sửa chữa

Tại các nhà máy nhiệt điện điều tra lần này, có ghi chép các biến số vào các giờ đúng nhưng phải cải tiến giấy ghi chép ví dụ như hình 3.1-4 để có thể nhận biết được giá trị mục tiêu và dễ dàng phán đoán các thông số có hợp lý không ngay khi ghi chép.

Hạng mục	Công suất máy phát điện (MW)	Lưu lượng hơi nước chính (T/h)	Áp suất hơi nước chính (kg · cm ²)	Nhiệt độ hơi nước chính (°C)	Nhiệt độ nước cấp (°C)	Độ kín chân không bình ngưng (mmHg)
Giá trị mục tiêu	25	32	37	450	172	716
0 : 00	25	32	36.2	442	170	690
1 : 00	25	30	36.2	440	170	690

Hình 3.1-4 Cải tiến giấy ghi chép thông số vận hành (ví dụ)

Như vậy, việc hàng ngày nắm bắt trạng thái vận hành tương ứng với lượng điện được phát là cực kỳ quan trọng. Để sớm phát hiện ra các điểm bất thường của trạng thái vận hành thì việc hiểu phương pháp ước tính giá trị là biện pháp rất hiệu quả. Sau đây, chúng tôi xin giới thiệu ví dụ về cách ước tính các giá trị được áp dụng tại điện lực Chubu:

(Ví dụ)

$$\text{Lưu lượng cấp nước} \cong \text{Lượng điện được phát (MW)} \times 3$$

$$\text{Lưu lượng nước được làm mát} \cong \text{Lượng điện được phát (MW)} \times 2$$

$$\text{Lượng nhiên liệu} \cong \text{Lượng điện được phát (MW)} \times 0,2$$

$$\text{Áp suất hút khí tại đoạn N} \cong \text{Áp suất hút khí tại đoạn N-1} \times 0,5$$

Một trong những phương pháp xử trí khi sai khác so với giá trị mục tiêu liên quan đến cách quản lý giá trị độ kín chân không của bình ngưng như sau:

Giá trị độ kín chân không của bình ngưng thông thường được đánh giá tốt hay không qua giá trị chênh lệch chân không. Nguyên nhân của giá trị chênh lệch chân không kém được cho là không khí bị hút vào bình ngưng hoặc các ống mảnh trong bình ngưng bị bẩn.

Thông thường, nếu không khí bị hút vào bình ngưng thì giá trị chênh lệch chân không thay đổi đột ngột, nếu ống mảnh của bình ngưng bị bẩn thì phần lớn giá trị chênh lệch chân không có khuynh hướng thay đổi từ từ.

Nếu ống mảnh bị bẩn thì có thể xử trí bằng cách tăng số lần rửa bi bằng hệ thống rửa bi của bình ngưng hoặc thay đổi vật liệu bi dùng để rửa (bi cứng) có thể cải thiện được độ chênh lệch chân không.

Nếu thực hiện các biện pháp này mà vẫn không cải thiện được độ chênh lệch chân không hoặc chỉ đạt giá trị chênh lệch chân không bằng với sau khi rửa bi lần trước thì yêu cầu phòng ban phụ trách bảo dưỡng vệ sinh ống mảnh.

Việc vệ sinh ống mảnh sẽ dễ dàng đạt được giá trị chênh lệch chân không nên trước khi có tải nặng về mùa hè cần có các biện pháp dự phòng nhằm đảm bảo cung cấp điện ổn định một cách hiệu quả

Ngoài ra, đối với áp suất hơi nước chính, nhiệt độ hơi nước chính và nhiệt độ hơi nước tận thu nếu sai khác so với giá trị mục tiêu thì sau khi xác nhận sai lệch về lắp đặt và sai số kiểm tra cần phải điều chỉnh lắp đặt, nếu khí ô-xy đầu ra ECO sai khác so với giá trị mục tiêu thì ngoài việc điều chỉnh lắp đặt có thể điều chỉnh cánh van đốt nếu có sự chênh lệch giữa các lò A và B

3.1.3 Phương pháp quản lý công tác tích trữ than

Than không khói được sử dụng tại nhà máy nhiệt điện Ninh Bình được vận chuyển đến bãi chứa than từ các mỏ than Miền Bắc bằng đường sông. Ở miền bắc Việt Nam mùa mưa kéo dài từ tháng 5 đến tháng 9, nhà máy đã lên kế hoạch cung cấp nhiên liệu ổn định bằng cách thường xuyên có trong nhà kho có mái che 30.000 tấn than. Sự thay đổi chất lượng sau khi đưa than vào bãi chứa than chủ yếu xảy ra vào mùa mưa làm độ ẩm tăng. Than với độ ẩm quá lớn khi đưa vào máy nghiền sẽ làm giảm nhiệt độ, để tránh hiện tượng đó thì cần phải có biện pháp quản lý trong công tác tích trữ than. Xin giới thiệu một ví dụ về biện pháp quản lý qua [bảng 3.1-2](#).

Bảng 3.1-2 Ví dụ phương pháp quản lý công tác tích trữ than

Quản lý nhóm			Danh mục	Nội dung xác nhận - Biện pháp
Bốc than	Chứa than	Vận chuyển		
<input type="radio"/>			Kiểm tra tình trạng than từ các mỏ	Kiểm tra xem tàu vận chuyển than có bạt che mưa không
<input type="radio"/>			Xác nhận chất lượng nhiên liệu mua vào	Tình trạng, tính chất nhiên liệu. Có hài lòng với thông số than mua vào không
<input type="radio"/>		<input type="radio"/>	Vận hành tương ứng với lượng mưa	VD: lượng mưa 10 phút bình quân 2mm, tạm ngừng bốc than, 3mm/10 phút ngừng bốc than, che phủ tàu chở than. Tiêu chuẩn phán đoán của người có trách nhiệm có đúng đắn không?
	<input type="radio"/>		Phạm vi của bãi chứa có mái che	Có bốc xúc than vào trong kho có mái che, phạm vi mà nước mưa không gây ảnh hưởng không?
	<input type="radio"/>		Xây dựng thời hạn chứa than	Phòng chất lượng than thay đổi bằng việc rút ngắn thời gian từ lúc tích trữ đến khi sử dụng
	<input type="radio"/>		Giám sát nhiệt độ	Chất bốc thấp nên không lo phát nhiệt, nhưng cần lưu ý khi thay đổi chủng loại than
<input type="radio"/>		<input type="radio"/>	Xác nhận trạng thái băng tải	Xác nhận có hay không nước mưa đọng trên băng tải. Xác nhận băng tải đã khô hay chưa trong khi chạy không tải
<input type="radio"/>		<input type="radio"/>	So sánh tính chất than	So sánh trạng thái nhiên liệu lúc mua và lúc sử dụng. Xác lập phương pháp vận hành ứng với trạng thái nhiên liệu

Việc đặt ra quy định để bảo quản nhiên liệu trong trạng thái tốt nhất là hết sức quan trọng, để nâng cao tối đa hiệu quả vận hành thiết bị cần đưa ra các tiêu chuẩn phán đoán (xử lý) một cách rõ ràng, chi tiết hơn nữa.

3.1.4 Xây dựng thể chế quản lý tính năng các thiết bị hỗ trợ riêng biệt

Trong các nhà máy nhiệt điện có rất nhiều các thiết bị hỗ trợ đang vận hành và chúng gây ảnh hưởng lẫn nhau. Do vậy, lấy ví dụ: ngay cả khi hiệu suất của tuabin được tăng cường, nhưng hiệu suất của các thiết bị hỗ trợ liên quan mà suy giảm thì kết quả cuối cùng là hiệu suất của tuabin cũng có lúc sẽ giảm theo. Chúng tôi xin giới thiệu một ví dụ: tại nhà máy nhiệt điện Ninh Bình, hàng giờ, người vận hành ghi lại tình trạng vận hành của các thiết bị chính (dòng điện, lưu lượng, áp lực, nhiệt độ...), việc sử dụng hiệu quả các dữ liệu này sẽ làm cải thiện hiệu suất, tình trạng vận hành của nhà máy điện.

Ví dụ: bộ hâm nước cung cấp là thiết bị gây ảnh hưởng lớn tới hiệu suất nhiệt trong chu kỳ hoạt động của tuabin. Mặc dù nó là bộ phận rất quan trọng để nâng cao hiệu suất nhiệt của nhà máy nhưng công tác quản lý tính năng của bộ phận này lại tương đối đơn giản cho nên chúng tôi xin giới thiệu phương pháp quản lý này.

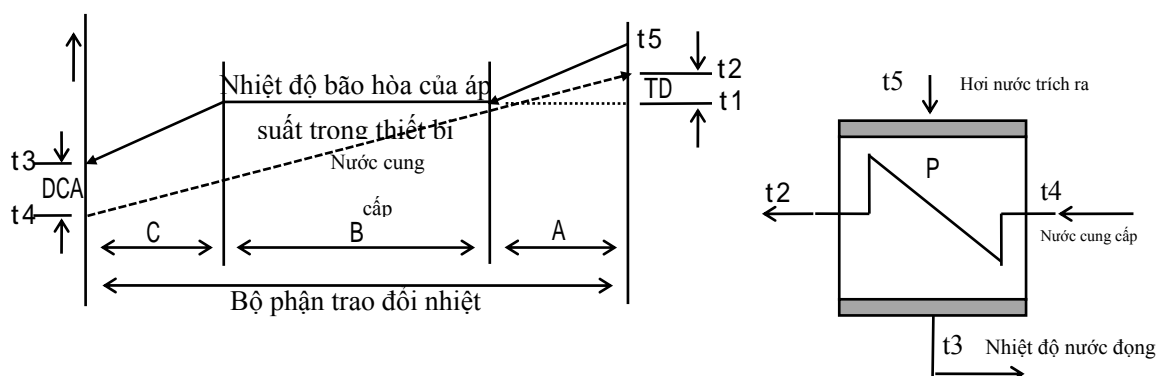
Bộ hâm nước cung cấp sau khi sử dụng lâu sẽ xuất hiện cặn bám bên trong các ống nhỏ gây ra các trục trặc như làm giảm khả năng trao đổi nhiệt, rò đường ống...

Trạng thái vận hành lý tưởng của bộ hâm nước cung cấp là khi mà toàn bộ nhiệt được trao đổi ở trạng thái không có chênh lệch nhiệt độ. Tức là hơi nước bên trong bộ hâm nước cung cấp và nước cung cấp ở đầu ra của thiết bị là không có chênh lệch về nhiệt độ. Tuy nhiên, thực tế là việc truyền nhiệt xảy ra khi có sự khác nhau về nhiệt độ giữa hơi nước và nước cung cấp cho nên xảy ra sự tổn hao nhiệt lượng lớn trong quá trình truyền nhiệt, ngoài ra việc các đường ống bị bẩn do sử dụng lâu cũng làm giảm hiệu suất truyền nhiệt lại càng gia tăng mức tổn hao nhiệt lượng.

Tính năng của bộ phận hâm nước cung cấp được đánh giá bằng: mức chênh nhiệt độ đầu ra (Terminal Temperature Difference: TD), mức chênh nhiệt độ nước đọng đầu ra (Drain cooling approach: DCA) và mức tăng nhiệt độ nước cung cấp (Water Temperature Raise: WTR)

Nếu lấy [hình 3.1-5](#) làm ví dụ thì các chỉ tiêu có thể được định nghĩa như sau:

Độ chênh nhiệt độ đầu ra	$TD = t_1 - t_2$
Độ chênh nhiệt độ nước đọng đầu ra	$DCA = t_3 - t_4$
Mức tăng nhiệt độ nước cung cấp	$WTR = t_2 - t_4$



A: Bộ phận hồi nhiệt quá nóng (de-super Heating zone) B: Bình ngưng tụ (Condensing zone)

C: Bộ làm mát nước động (Drain Cooling zone)

t1: Nhiệt độ hơi nước bão hòa đối với nhiệt độ hơi nước đầu vào (°C) t2: Nhiệt độ nước đầu ra bộ làm nóng (°C)

t3: Nhiệt độ nước động đầu ra (°C) t4: Nhiệt độ nước đầu ra (°C) t5: Nhiệt độ hơi nước đầu vào (°C)

Hình 3.1-5 Tính toán tính năng của bộ gia nhiệt nước cấp (Ví dụ)

Ở đây, giá trị TD biểu diễn độ chênh lệch nhiệt độ giữa nước cung cấp đầu ra bộ gia nhiệt nước cấp và nhiệt độ bão hòa đối với nhiệt độ hơi nước đầu vào bộ gia nhiệt nước cấp. Nếu tính năng của bộ gia nhiệt nước cấp mà giảm thì mức tăng nhiệt độ nước đầu ra sẽ giảm đi (phía bình ngưng) cho nên TD sẽ di chuyển về phía thuận.

Ngoài ra, giá trị DCA định nghĩa mức chênh lệch nhiệt độ giữa đầu vào bộ gia nhiệt nước cấp và nhiệt độ nước ngưng tụ đầu ra, nếu mức chênh lệch nhiệt độ của nước ngưng tụ thải ra và đầu vào bộ gia nhiệt mà nhỏ thì mức tổn hao được coi là nhỏ, giá trị này tương đối dễ tính toán nhưng thông thường DCA được mặc định bằng của giá trị TD và được sử dụng là giá trị tham khảo của mức ảnh hưởng tới bộ gia nhiệt nước cấp.

Mặt khác, giá trị WTR xác định mức chênh lệch giữa đầu vào và nước đầu ra bộ gia nhiệt nước cấp, bằng việc theo dõi sự thay đổi mức chênh lệch này theo năm tháng, ta sẽ nắm được sự suy giảm chức năng (hiệu suất trao đổi nhiệt suy giảm) của bộ gia nhiệt nước cấp.

Khi đánh giá tính năng bộ gia nhiệt nước cấp, việc xác định mức độ biến thiên giá trị TD là hiệu quả nhất trong những giá trị này, đồng thời, việc nắm rõ DCA có mức biến thiên lớn sẽ giúp ta có được sự đánh giá tổng quát.

Ngoài ra, chỉ tiêu quản lý tính năng của các thiết bị hỗ trợ riêng biệt khác được trình bày tổng quát theo [bảng 3.1-3](#)

Bảng 3.1-3 Ví dụ về các chỉ tiêu quản lý tính năng của thiết bị hỗ trợ

Tên thiết bị	Chỉ tiêu quản lý tính năng	Khái quát
Bộ sấy không khí	Hiệu suất nhiệt của bộ sấy không khí	Quản lý mức biến đổi nhiệt độ đầu vào, ra phía không khí và phía Gas
	Bộ sấy không khí, rò O ₂	Quản lý O ₂ phía đầu vào ống khói và phía đầu ra ECO
	Thiết bị hâm không khí nhiệt độ cold end	Quản lý giá trị trung bình của khí gas và đầu ra bộ sấy không khí
Bình ngưng	Độ chân không của bình ngưng	Quản lý mức sai số và giá trị tiêu chuẩn đã được quy định sẵn
	Độ sạch của bình ngưng	Quản lý tỉ số giữa hiệu suất nhiệt thực tế và hiệu suất nhiệt tiêu chuẩn. Các cặn và rác trong bề mặt ống bình ngưng đã sử dụng lâu năm sẽ gây ảnh hưởng giảm hiệu suất nhiệt.
Quạt thông gió chính, bơm	Hiệu suất quạt thông gió, bơm	Quản lý hiệu suất của các thiết bị hỗ trợ quan trọng như quạt thông gió và bơm.

3.2 Các đề xuất về đối sách hạn chế thải khí gây hiệu ứng nhà kính thông qua cải tiến mặt bảo dưỡng thiết bị

Thông qua kiểm tra bên ngoài các thiết bị, điều tra qua câu hỏi, xác nhận kết quả các ghi chép về kiểm tra sửa chữa, chúng tôi nhận thấy còn có thể cải tiến để đạt được mục đích cắt giảm khí gây hiệu ứng nhà kính, xin liệt kê một số mục như dưới đây.

3.2.1 Lò hơi, các thiết bị môi trường có liên quan

(1) Lò hơi

• Vệ sinh lò hơi bằng hóa chất

Tại nhà máy nhiệt điện Ninh Bình, trước năm 2000 đã hay xảy ra sự cố bục đường ống buồng đốt làm cho một số bộ phận phải ngừng hoạt động. Nguyên nhân là do nước lò hơi có chứa nhiều cặn bẩn và chúng bám vào bên trong thành đường ống buồng đốt, dẫn đến không những làm giảm hiệu suất truyền nhiệt mà còn làm cho đường ống bị nóng quá dẫn đến bục đường ống. Đối sách được đưa ra là vào năm 2000 đã thay một lượng lớn đường ống và lắp đặt tháp trao đổi ion vào hệ thống xử lý nước làm cho chất lượng nước được nâng cao, hạn chế đóng cặn trong đường ống làm giảm sự cố bục vỡ đường ống.

Ngoài ra, tại nhà máy điện Uông Bí, 2 năm trước đây, người ta đã tiến hành việc tẩy rửa lò hơi bằng kiềm không liên quan tới lượng cặn bám dính. Mục đích chính của việc sử dụng hóa chất kiềm là giảm thiểu các ảnh hưởng xấu của việc làm sạch tới các ống của lò hơi nhưng năng lực làm sạch sẽ yếu hơn so với việc làm sạch bằng axit.

Kết quả điều tra đã xác nhận được rằng, việc làm sạch hóa học lò hơi được tiến hành bằng cách phương

pháp khác nhau đối với từng nhà máy điện. Tại các nhà máy điện, khi kiểm tra định kỳ, người ta tiến hành đo lượng cặn bám dính bên trong thành ống và thổi sạch bằng khí nén nhưng rất khó làm sạch cặn bám. Về tình trạng khó tiến hành thay thế đường ống, thì giải pháp hiệu quả nhất là tiến hành làm sạch cặn bám bằng phương pháp hóa học với chu kỳ thích hợp nhất. Dưới đây, chúng tôi xin giới thiệu phương pháp làm sạch hóa học lò hơi (Phương pháp ACR).

Việc quyết định thời gian thực hiện làm sạch hóa học: quyết định tùy theo độ dày và lượng cặn bám nhưng sẽ quyết định tùy theo tiêu chuẩn của từng đơn vị được trình bày cụ thể trên bảng 3.2-1.

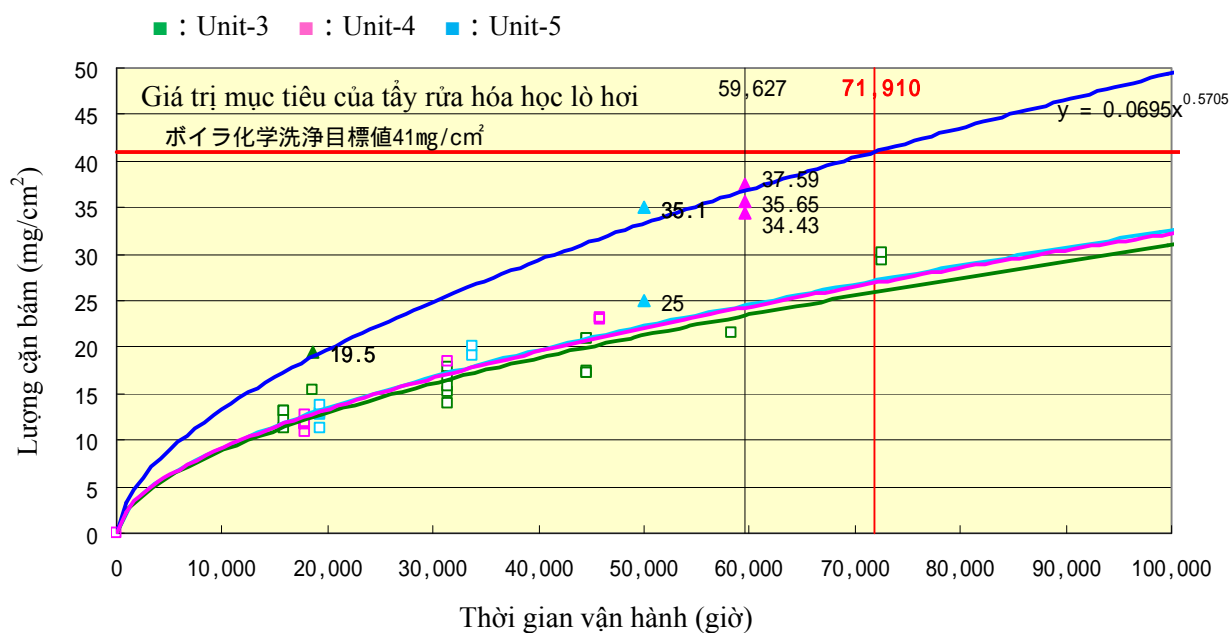
Bảng 3.2-1 Chủng loại lò hơi và tiêu chuẩn lượng cặn bám

Công suất (MW)	Chủng loại	Nhiên liệu	Mức áp lực	Độ dày cặn (μm)	Lượng cặn (mg/cm^2)
375	Cường chế tuần hoàn	LNG	tới hạn	200	45
375	Cường chế tuần hoàn	Dầu thô nặng	tới hạn	200	45
375	Tuần hoàn tự nhiên	Dầu thô nặng	tới hạn	232	52

Khi thực hiện, cần kiểm tra tổng thể bằng cách cắt ống kiểm tra tình trạng cặn bám (lượng bám, cấu trúc), nhiệt độ kim loại (metal) của thành lò cũng như thời gian vận hành để suy đoán đường cong bám cặn theo thời gian vận hành sắp tới và đề xuất thời gian làm sạch hóa học một cách thích hợp và hiệu quả.

Ngoài ra còn phán đoán một cách tổng hợp dựa trên các yếu tố như tổn hao áp suất ở ống sinh hơi có tăng hay không; áp lực nước cung cấp ở đầu vào bộ tiết kiệm than đạt tới giá trị giới hạn hay chưa; hoặc là mức tổn hao áp suất tùy theo hình thái lớp cặn bám là lớn hay nhỏ,...

Có thể tham khảo qua hình 3.2-1 về mối quan hệ giữa thời gian vận hành và độ dày lớp cặn bám bên trong đường ống tại nhà máy nhiệt điện than đá thuộc Công ty điện lực Chubu. Kể cả trường hợp khi kiểm tra định kỳ, lượng cặn bám chưa vượt quá giá trị mục tiêu nhưng dự đoán để tới lần sau thì lớp cặn bám sẽ vượt quá giá trị mục tiêu thì trường hợp này vẫn cần tiến hành vệ sinh dự phòng.



Hình 3.2-1 Mối quan hệ giữa thời gian vận hành và chiều dày lớp cặn bám (Hekinan số 3 ~5)

Thực hiện trình tự làm sạch lò hơi như hình 3.2-2. Tại nhà máy điện Uông Bí, khi tham khảo ảnh hưởng tới ống lò hơi khi làm sạch, mặc dù chọn chất kiềm có năng lực tẩy rửa yếu nhưng khi kiểm tra hòa tan, tiến hành rửa ống thí nghiệm, bằng việc xem xét chi tiết thời gian tẩy rửa, kết quả cho thấy vẫn có thể tiến hành làm sạch bằng axit có năng lực tẩy rửa mạnh hơn mà không có vấn đề gì xảy ra.

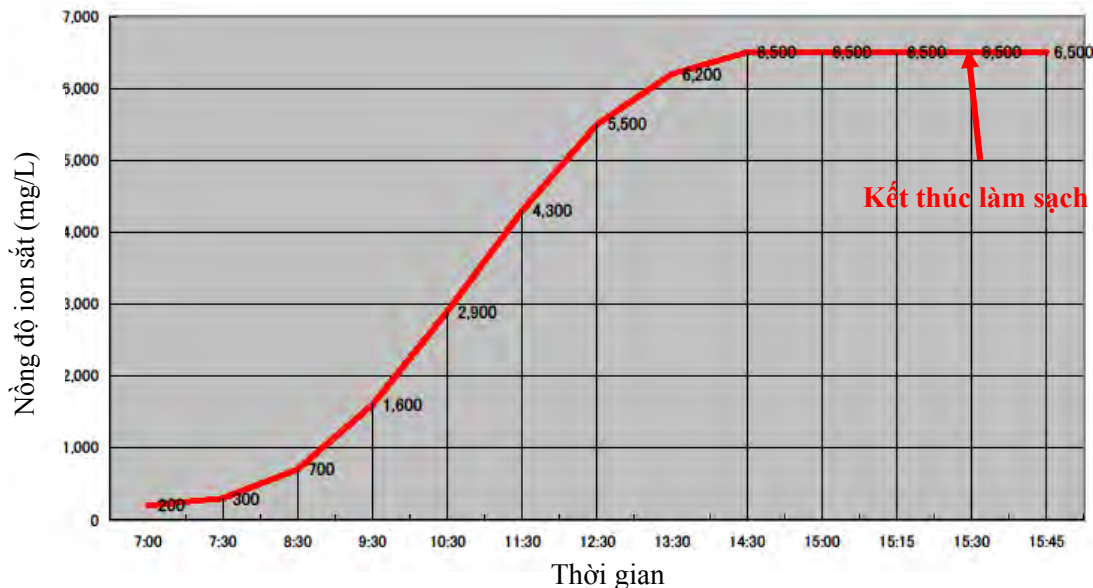
Bước-1	Nghiên cứu chuẩn bị	Lấy mẫu, kiểm tra cặn bám và kiểm tra độ hòa tan
↓		
Bước-2	Công tác chuẩn bị	Xét nghiệm hóa học, đưa vào thiết bị và ống tạm thời
↓		
Bước-3	Tẩy rửa hóa học	Cho nước vào lò hơi, tăng nhiệt độ, phun hóa chất, rửa, làm mát, bằng nước, kiểm tra bên trong, làm sạch
↓		
Bước -4	Công tác tẩy rửa sau	Dọn dẹp các thiết bị và đường ống tạm thời và xử lý nước thải

Hình 3.2-2 Trình tự làm sạch hóa học lò hơi

Lấy đại diện, nhiệt độ khí tại đầu vào bộ sấy không khí thứ 2 là 485°C cao hơn so với nhiệt độ thiết kế là 467°C cho nên khả năng hấp thụ nhiệt của lò hơi là suy giảm tại nhà máy điện Ninh Bình số 1, người ta sẽ tính thời gian cần thiết để làm sạch hóa học.

Việc thay thế ống thành lò nhà máy nhiệt điện Ninh Bình số 1 đã tiến hành cách đây khoảng 10 năm, thời gian vận hành là ở mức 8000 giờ hàng năm cho nên ở mức thời gian vận hành hàng năm đồng mức, sau khi đi

vào vận hành được 8 năm, làm sạch hóa học lò hơi đã được tiến hành ở nhà máy Hekina số 4 (Lượng cặn bám: khoảng 38 mg/cm²) và nếu nhìn cùng mức lượng cặn bám thì người ta cho rằng thời gian cần thiết để làm sạch hóa học loại trừ hầu hết cặn bám bên trong mặt ống là khoảng 9 giờ đồng hồ. Toàn bộ công đoạn bao gồm cả công tác chuẩn bị mất khoảng 3 ngày. Tham khảo [hình 3.2-3](#) trình bày kết quả loại trừ cặn bám tại nhà máy Hekinan số 4.



Hình 3.2-3 Kết quả loại trừ cặn bám (Hekinan TPP,unit 4)

• Mô hình đốt cháy

Tại nhà máy điện Uông Bí, do vấn đề tro, xỉ bám vào bên trong thành lò mà hiệu suất cháy và năng lực hoạt động suy giảm rõ ràng, nguyên nhân là không được thiết kế chi tiết cho phù hợp với than sử dụng do thiếu sót trong khâu xây dựng và thiết kế. Ngoài ra, do than sử dụng có mức biến thiên về phẩm chất lớn cho nên rất khó tìm ra được điều kiện đốt cháy thích hợp nhất. Nguyên nhân này gây ảnh hưởng làm giảm hiệu suất vận hành của lò hơi. Đối sách giải quyết là cải tiến thiết bị sẽ có hiệu quả to lớn trong việc nâng cao hiệu suất nhưng sẽ tốn kém chi phí và thời gian thực hiện.

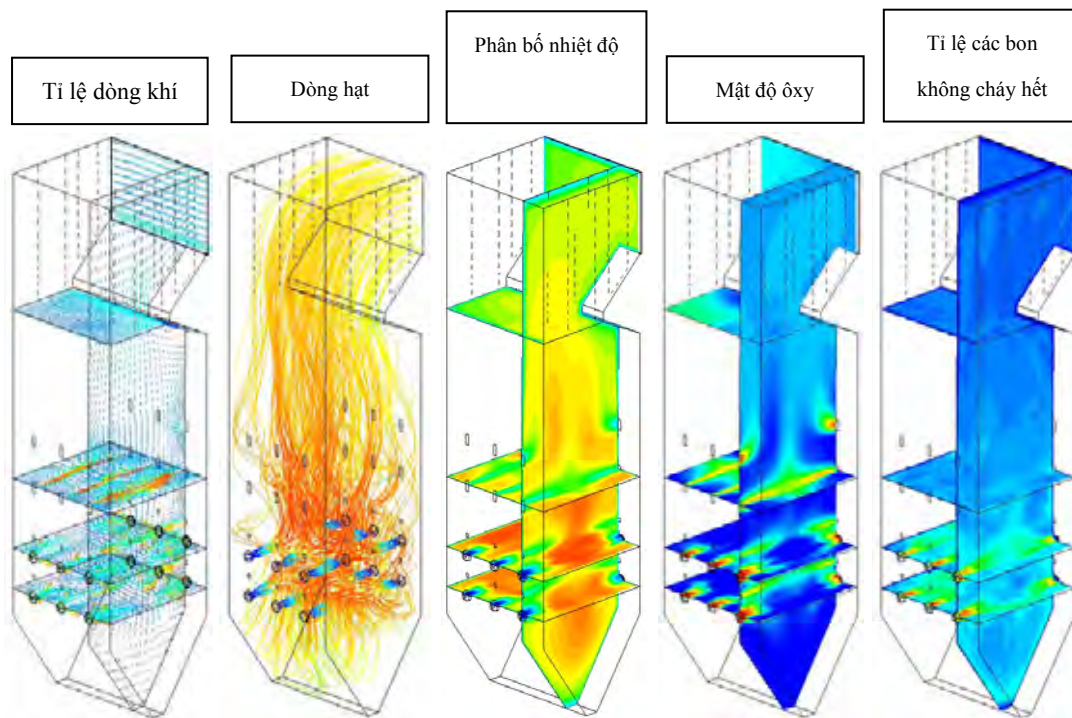
Tuy nhiên, nếu thực hiện được sự cải tiến bằng thay đổi điều kiện vận hành ta có thể hy vọng vào một biện pháp có kết quả ngay với giá thành thấp.

Vì nguyên nhân như trên, chúng tôi đề xuất phương án thực hiện và phân tích mô hình đốt cháy với mục đích nâng cao hiệu suất cháy xem xét lại điều kiện vận hành tại các lò hơi.

Lần này chúng tôi xin giới thiệu phần mềm phân tích nhiệt lưu “FLUENT”, do tập đoàn IDEMITSU KOSAN đã độc lập phát triển ra, là kỹ thuật mô hình chính xác cao kết hợp với mô hình đốt cháy than đá, được sử dụng rộng rãi trong việc phân tích nhiệt lưu.

Bằng mô hình đốt cháy tiêu chuẩn, sau khi chất bốc được giải phóng ra, mô hình phản ứng trình tự bắt đầu

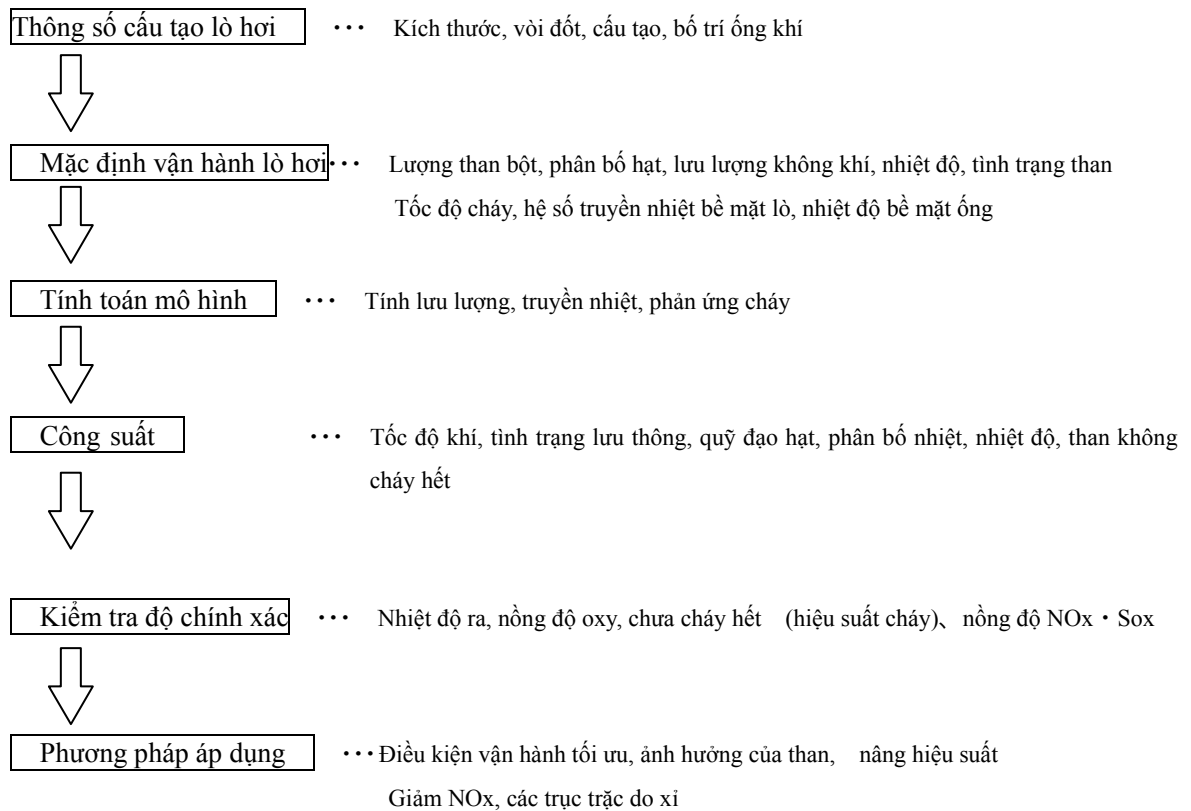
đốt than được sử dụng, nếu cái này mà thích hợp với than bột cháy thì lửa dễ phun ra, khó dự đoán chính xác được tỷ lệ than chưa cháy hết. Đối với vấn đề này, bằng việc sử dụng “FLUENT”, mô hình phản ứng song song được cài đặt vào, giống như khi than bột cháy trên thực tế, nếu tồn tại oxy thì trong quá trình bốc hơi, than cháy sẽ xảy ra đồng thời. Hình 3.2-4 trình bày ví dụ phân tích.



Hình 3.2-4 Ví dụ phân tích mô hình đốt cháy trong lò hơi

Trình tự phân tích của mô hình đốt cháy được trình bày trên hình 3.2-5. Trước hết, thiết lập các thông số cho lò hơi đối tượng như kích thước, vòi đốt, bố trí các đường cấp khí theo chiều ngang và chiều dọc. Tiếp theo, thiết lập các giá trị vận hành lò hơi như: lượng than bột cung cấp, lưu lượng không khí cần đốt, nhiệt độ... Từ các điều kiện này, bằng việc tính lưu lượng, tính truyền nhiệt, tính toán phản ứng cháy ta sẽ thu được các dữ liệu về tốc độ dòng khí trong lò, quỹ đạo của các hạt nhỏ.

Sự biến đổi điều kiện vận hành trên phạm vi lớn của các lò hơi trên thực tế sẽ kéo theo các rủi ro lớn cho nên việc tìm ra các đối sách phòng ngừa các trục trặc, điều kiện vận hành tốt nhất từ các dữ liệu vận hành là khó khăn. Đối với vấn đề này, phân tích mô hình cháy sẽ làm thay đổi từng nguyên nhân gây ảnh hưởng, có thể tạo ra mô hình về lưu tốc của khí trong lò, quỹ đạo các hạt nhỏ, phân bố nhiệt độ, nồng độ oxy, tỷ lệ than không cháy hết như biểu diễn trên hình 3.2-4, và có thể đánh giá một cách định lượng các ảnh hưởng của việc thay đổi điều kiện vận hành và tìm ra một điều kiện đốt cháy thích hợp nhất.



Hình 3.2-5 Trình tự phân tích mô hình cháy

• **Xem xét lại phương pháp quản lý tính năng bộ sấy không khí**

Về trao đổi nhiệt tại bộ sấy không khí đơn chiếc, việc quản lý tính năng tại các nhà máy là khác nhau, thông thường thì nhiệt độ gas, không khí ở đầu vào và đầu ra khi vận hành không thấy có sự thay đổi lớn, nhưng giá trị giới hạn khi kiểm tra và làm sạch vẫn chưa được quy định. Chúng tôi xin giới thiệu việc quản lý tính năng bộ sấy không khí sẽ lấy chỉ tiêu được tính theo công thức sau đây, làm cơ sở cho việc kết luận có nên làm vệ sinh khi ngừng thiết bị hay không:

$$\eta_G = \frac{T_{g1} - T_{g2}}{T_{g1} - T_{a1}}, \quad \eta_A = \frac{T_{a2} - T_{a1}}{T_{g1} - T_{a1}}$$

η_G : AH hiệu suất nhiệt phía khí Gas

η_A : AH Hiệu suất nhiệt phía không khí

T_{g1} : AH Nhiệt độ khí Gas đầu vào (°C)

T_{g2} : AH Nhiệt độ khí Gas đầu ra (°C)

T_{a1} : AH Nhiệt độ không khí đầu vào (°C)

T_{a2} : AH Nhiệt độ không khí đầu ra (°C)

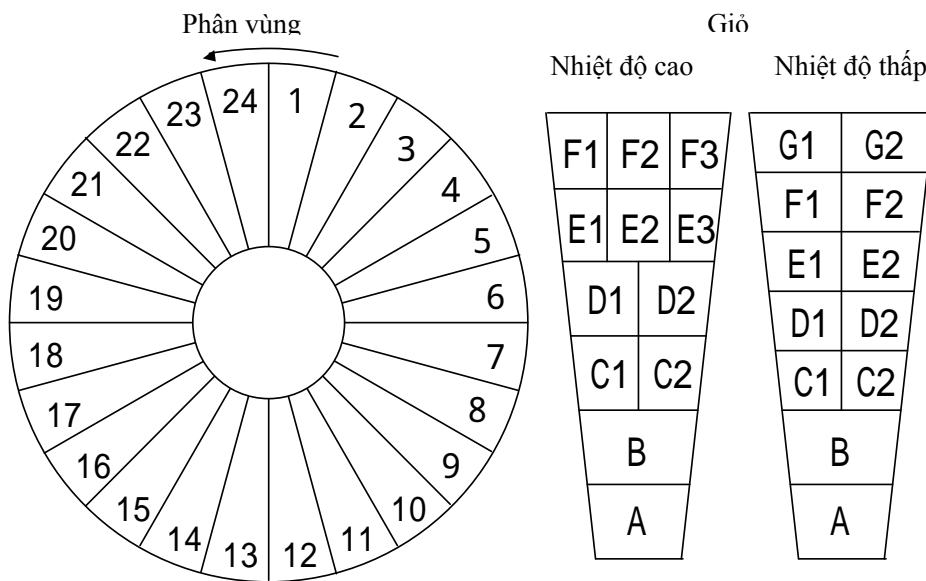
Ngoài ra, nhiệt độ tại bộ phận nhiệt độ thấp bên trong bộ sấy không khí gắn với nhiệt độ tạo sương của khí thải cho nên gây ra hiện tượng ăn mòn đường ống, linh kiện, làm giảm hiệu suất truyền nhiệt. Khi vận hành bình thường, việc giữ cho nhiệt độ trung bình đầu cuối khi nhiệt độ thấp của bộ sấy không khí được tính theo công thức sau đây cao hơn nhiệt độ tạo sương của khí thải sẽ bảo vệ cho bộ nhiệt độ thấp không bị ăn mòn:

$$\text{Nhiệt độ trung bình đầu thấp AH} = \frac{(\text{nhiệt độ gas đầu ra AH}) + (\text{nhiệt độ không khí đầu vào AH})}{2}$$

Về thiết bị sử dụng bộ sấy không khí kiểu truyền nhiệt dạng ống, hiện nay xảy ra trục trặc do ăn mòn, hỏng đường ống ở bộ nhiệt độ thấp, khi phát sinh lỗ thủng trên đường ống, cần dừng thiết bị. Ngoài ra, khi có các tổn thương nhẹ không phát hiện thấy khi vận hành, không khí sẽ lẫn vào phía khí gas làm giảm hiệu suất bộ sấy không khí. Vì nguyên nhân này, khi kiểm tra định kỳ đồng thời với việc dùng camera CCD và sợi thủy tinh để kiểm tra bên trong ống, cần dùng dòng điện xoay và sóng siêu âm để đánh giá tuổi thọ của đường ống, việc này có tác dụng phòng ngừa các trục trặc xảy ra trong khi vận hành. Tốc độ mòn ống được tính ra sau vài lần kiểm tra và tiêu chuẩn xem xét việc thay thế đường ống được tính theo công thức sau:

Tiêu chuẩn thay thế : $0 > \text{Chiều dày còn lại} - [(\text{Chiều dày thiết kế} - \text{Chiều dày còn lại}) / \text{Thời gian vận hành}] \times \text{thời gian vận hành tới lần kiểm tra tiếp theo}$

Về bộ sấy không khí kiểu tái sinh, để nắm được mức độ lão hóa của các linh kiện cần quản lý các giờ theo đánh số thứ tự. Ngoài ra, tiến hành kiểm tra chi tiết giờ đại diện, bằng việc quy định các chỉ số đánh giá (1 ~ 100) sẽ tạo được các chỉ tiêu thay thế như trên 50, trên 70 chẳng hạn.

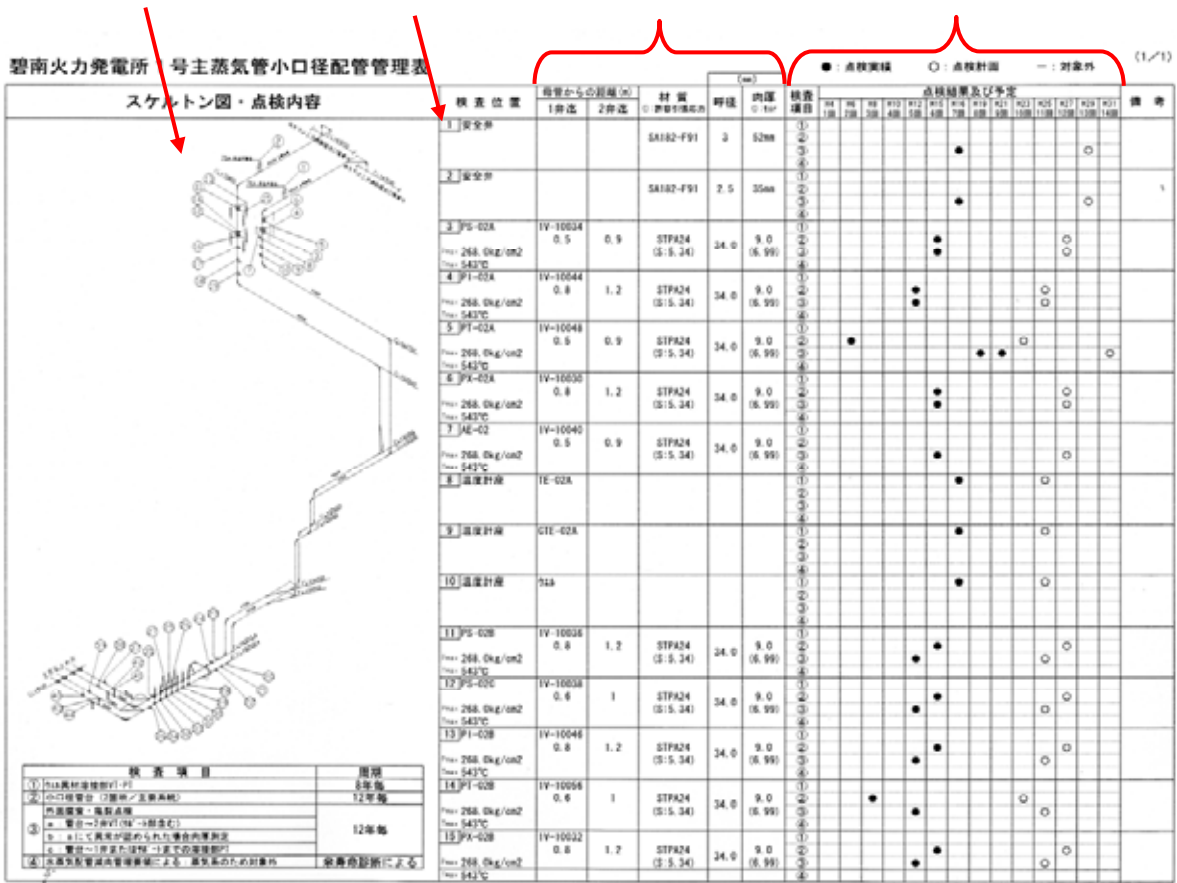


Hình 3.2-6 Quản lý các linh kiện

• **Xem xét lại phương pháp quản lý thiết bị theo giai đoạn**

Hiện tại, việc kiểm tra các van, đường ống được tiến hành cùng thời gian với thiết bị, và không được quản lý riêng biệt cho nên có trường hợp chỗ đã sửa chữa trong quá trình vận hành lại được kiểm tra lại một lần nữa khi kiểm tra định kỳ. Ngược lại, do không quy định rõ ràng phạm vi các thiết bị hỗ trợ của thiết bị chính, cho nên các cán bộ phụ trách sẽ thực hiện phạm vi kiểm tra khác nhau, dẫn đến những bộ phận bị bỏ sót không kiểm tra. Để không xảy ra vấn đề này, cần thiết lập biên bản quản lý cho các nơi kiểm tra và thực hiện công tác kiểm tra bảo dưỡng thích hợp sẽ làm cho các nguyên nhân làm giảm hiệu suất thiết bị như: rò hơi, rò khí... được phòng ngừa trước. Việc quản lý các nơi kiểm tra cần cần nhắc đến tần suất xảy ra các trục trặc trong quá khứ và độ thoái hóa khác nhau bên trong và bên ngoài mái che, tiến hành kiểm tra theo các giai đoạn kiểm tra thích hợp với từng đối tượng.

Để tham khảo, khắc phục các sự cố thiết bị hay xảy ra tại các nhà máy điện Việt Nam, chúng tôi xin cung cấp biên bản kiểm tra đã được sử dụng tại công ty điện lực CHUBU:



Hình 3.2-7 Biên bản quản lý công tác kiểm tra đường ống ở Điện lực Chubu

Hình 3.2-7 là biên bản thời gian quản lý các đường ống. Phần là mô hình biểu diễn hình thái các đường ống, phần thể hiện rõ ràng các vị trí cần kiểm tra như các mối hàn đường ống bằng cách đánh số tại các vị trí đó, phần thể hiện các thông tin về chất liệu kích thước các vị trí kiểm tra, phần thể hiện kết quả kiểm tra trước đây và kế hoạch kiểm tra sau này.

Về biên bản quản lý, kiểm tra ống cấp than bột tại các nhà máy hay xảy ra sự cố dò, ngoài các thông tin trên, còn bổ sung thêm việc quản lý độ dày, tốc độ ăn mòn giúp ích cho công tác kiểm tra các lần sau.

Ngoài ra, ở các van hay xảy ra rò rỉ, ngoài việc để lại các kết quả kiểm tra trước, cần quy định thời gian kiểm tra riêng biệt, thực hiện kiểm tra một cách có kế hoạch có cân nhắc tới tần suất trực trực và mức độ quan trọng khi vận hành phòng ngừa bỏ sót chi tiết kiểm tra nâng cao độ tin cậy và hiệu suất thiết bị.

3.2.2 Thiết bị liên quan tới tua bin

(1) Tua bin chính

Không có các ghi chép quản lý tình trạng ăn mòn của cánh động, cánh tĩnh. Tại các nhà máy phát điện có tiến hành thay thế tầng cuối của cánh động, cho nên có thể dự đoán các cánh động tầng khác và cánh tĩnh là có sự ăn mòn. Ngoài ra, có khả năng cặn bám trên các cánh động và tĩnh. Quản lý các ghi chép về tình trạng ăn

Số lần hàn tăng độ dày vòi phun

Số lần hàn mà nhiều lên thì do loại trừ ứng lực, nhiệt khi hàn sẽ làm chất liệu bị thoái hóa giảm độ cứng vật liệu cho nên số lần hàn sửa chữa cần hạn chế

- (1) TOSHIBA 5 lần
- (2) HITACHI 3 lần
- (3) Mục tiêu Chubu 4 lần

(2) Bộ gia nhiệt nước cung cấp

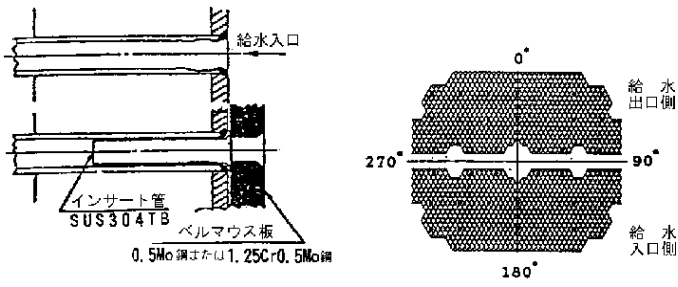
Đưa vào phương pháp kiểm tra tổn thương đường ống nhỏ bằng dòng điện xoáy, khi kiểm tra định kỳ, tiến hành nút ống dự phòng có thể làm giảm các sự cố khi vận hành thiết bị như rò ống, giảm hiệu suất do bộ gia nhiệt nước chạy tắt, hạn chế công suất. Hiện tượng rò ống bộ gia nhiệt, các nguyên nhân và phương pháp kiểm tra được trình bày trên bảng 3.2-3, đối với bất kỳ hiện tượng nào, phương pháp kiểm tra bằng dòng điện xoáy cũng đều có hiệu quả.

Bảng 3.2-3 Bảng phân tích các yếu tố gây rò thiết bị hâm nước cung cấp

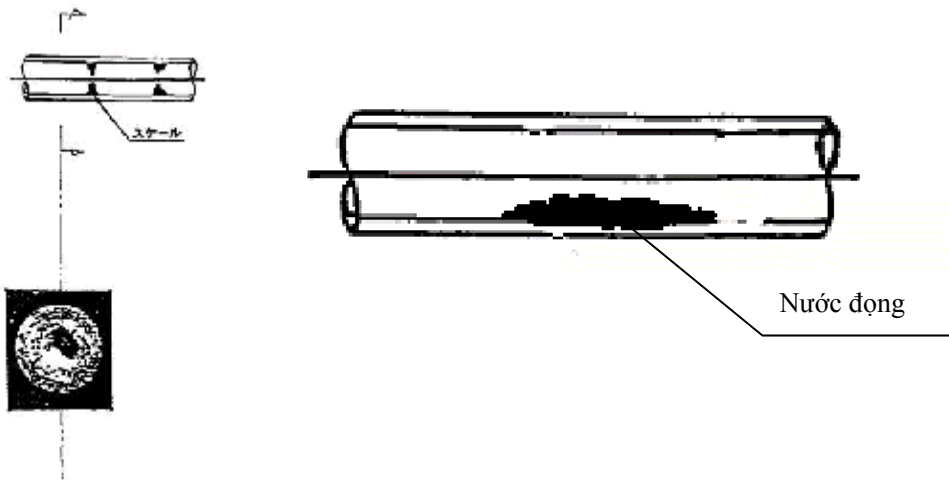
Hiện tượng	Nguyên nhân	Các mục điều tra, xác nhận
Mặt trong ống nhỏ ở phần cửa vào của nước cấp bị ăn mòn	Do nước cung cấp gây ăn mòn	<ul style="list-style-type: none"> • Kiểm tra dò • Dòng điện xoáy • Inner UT • Kiểm tra=kính nội soi
Ứng lực, ăn mòn, vỡ (SCC)	Ứng lực, ăn mòn, vỡ gần ống chữ U	<ul style="list-style-type: none"> • Kiểm tra dò • Dòng điện xoáy
Bên trong ống bị mòn, thủng lỗ	Ăn mòn do nước đọng bên trong khi ngừng vận hành	<ul style="list-style-type: none"> • Kiểm tra dò • Dòng điện xoáy • Inner UT • Kính nội soi
Ống nhỏ đầu vào hơi nước bị ăn mòn bên ngoài	Do bị hơi nước đi qua gây ăn mòn	<ul style="list-style-type: none"> • Kiểm tra dò • Dòng điện xoáy • Inner UT • Kính nội soi (Mở lỗ Shel)
Bên ngoài ống Bị nước ngưng tụ tấn công	Do bị hơi nước ngưng tụ gây ăn mòn	<ul style="list-style-type: none"> • Kiểm tra dò • Dòng điện xoáy • Inner UT • Kính nội soi (Mở lỗ Shel)

Các bộ phận xảy ra các hiện tượng trên được trình bày theo hình 3.2-9 dưới đây:

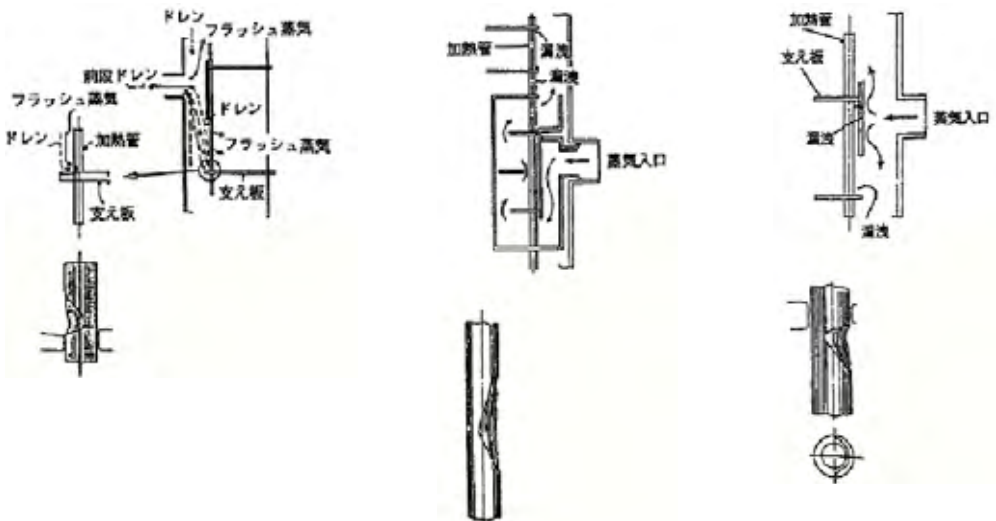
(Nước ăn mòn bên trong)



(Ăn mòn làm giảm độ dày ống do nước tích tụ bên trong khi dừng thiết bị)



(Nước ngưng tụ tần công)



(Nước ngưng tụ tầng trước)

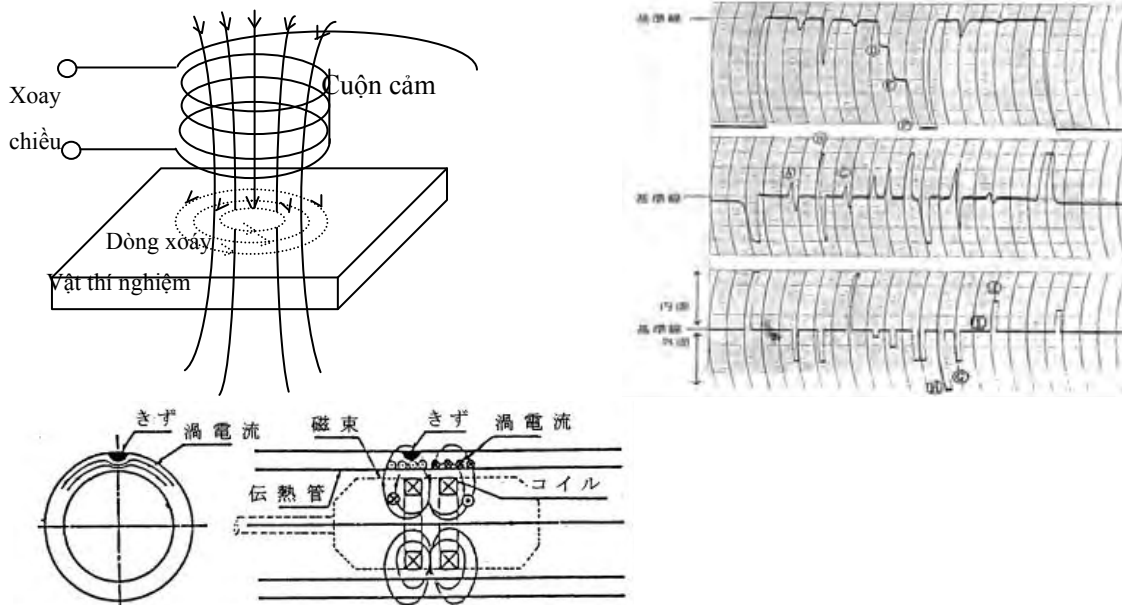
(Đầu ra DSZ)

(Đầu vào hơi nước gia nhiệt)

Hình 3.2-9 Khái quát về hiện tượng phát sinh rò đường ống

(Thí nghiệm kiểm tra tổn thương bằng dòng điện xoáy)

Thí nghiệm kiểm tra tổn thương bằng dòng điện xoáy là đưa cuộn dây có dòng điện xoáy chiều chạy qua lại gần vật thí nghiệm, do tác dụng của từ trường mà dòng điện xoáy xuất hiện trên vật thí nghiệm sẽ giúp phát hiện ra các thay đổi do ảnh hưởng của khuyết tật, chất liệu từ đó kiểm tra được các tổn thương.



Hình 3.2-10 Sơ đồ khái quát kiểm tra tổn thương bằng dòng điện xoáy

Nếu thấy có sự tăng mức chênh lệch nhiệt độ đầu trên của bộ gia nhiệt nước cung cấp thì có thể cải thiện được tính năng bằng cách làm sạch các đường ống. Phương pháp làm sạch ống như bảng 3.2-4 sau:

Bảng 3.2-4 Phương pháp làm sạch ống

Làm sạch cơ học	Rửa bằng tia nước
	Rửa bằng miếng cọ
	Cọ bàn chải (Làm sạch bằng tay)
Làm sạch hóa học	Rửa bằng kiềm
	Rửa a-xít

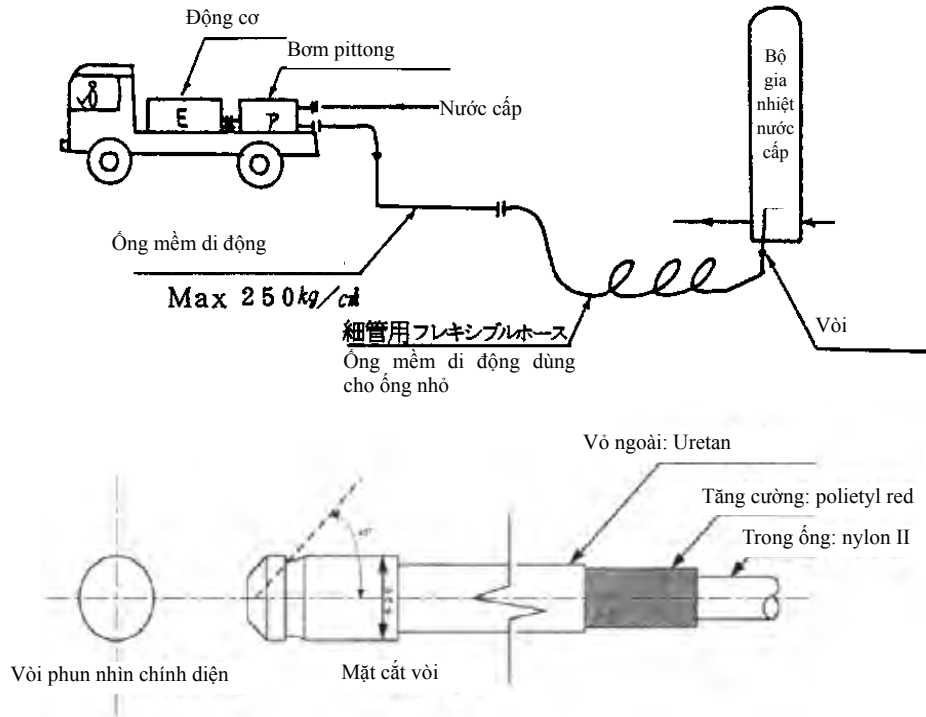
Trong các cách làm sạch này, xin khuyến nghị phương pháp rửa bằng tia nước đã được dùng và cho kết quả tốt tại công ty điện lực Chubu.

(Yếu lĩnh phương pháp rửa bằng tia nước)

Là phương pháp dùng bơm pittong của xe rửa siêu cao cấp nâng áp lực nước lên tới 25.0MPa (Tùy theo mức chịu áp lực các thiết bị), nước cao áp được phun ra từ các vòi, và nước phun ra sẽ tạo xung lực làm sạch các

cặn bám bên trong thành ống nhỏ.

Phương pháp rửa bằng tia nước này có ưu điểm là loại trừ được cả các cặn bám tương đối rắn



Hình 3.2-11 Sơ đồ khái quát công tác vệ sinh bằng tia nước cao áp

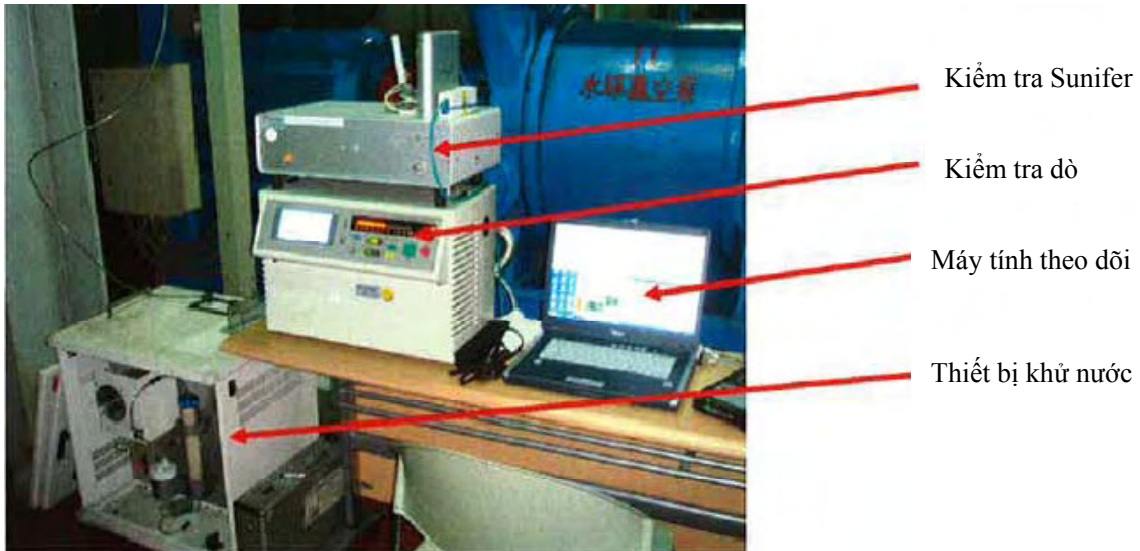
Khi thực hiện cần lưu ý các điểm sau:

- Do cần bảo vệ ống gia nhiệt khỏi bị nước ăn mòn, khi mà ống dẫn vào đã lắp ở vị trí, thì không được phun trực tiếp vào mặt ống và ống dẫn vào (chống biến dạng)
- Kiểm tra các bản ghi số ống làm sạch xem có ống nào chưa rửa hay không.
- Kiểm tra lượng cặn bám bằng các ghi chép.

(3) Bình ngưng

Khi rửa bằng bàn chải thông thường mà tình trạng chân không của bình ngưng không phục hồi mấy thì có thể cải thiện tính năng bằng cách rửa bằng tia nước cao áp giống như với bộ gia nhiệt nước cung cấp.

Đo lượng không khí hút vào bình ngưng, lượng không khí hút vào nhiều cũng là vấn đề đối với nhà máy điện, việc quản lý bằng cách ghi chép nơi hút không khí vào, lượng không khí hút vào chưa được thực hiện do đó chúng tôi giới thiệu bằng quản lý chỗ rò không khí, sử dụng khí Helium, đặc định lượng rò rỉ. Ví dụ về thiết bị kiểm tra Helium được trình bày dưới đây. Bằng việc quản lý sử dụng bằng quản lý, có thể theo dõi lượng hút khí vào theo các năm, từ đó quyết định trình tự ưu tiên sửa chữa, tính cần thiết sửa chữa.



Hình 3.2-12 Thiết bị kiểm tra Helium

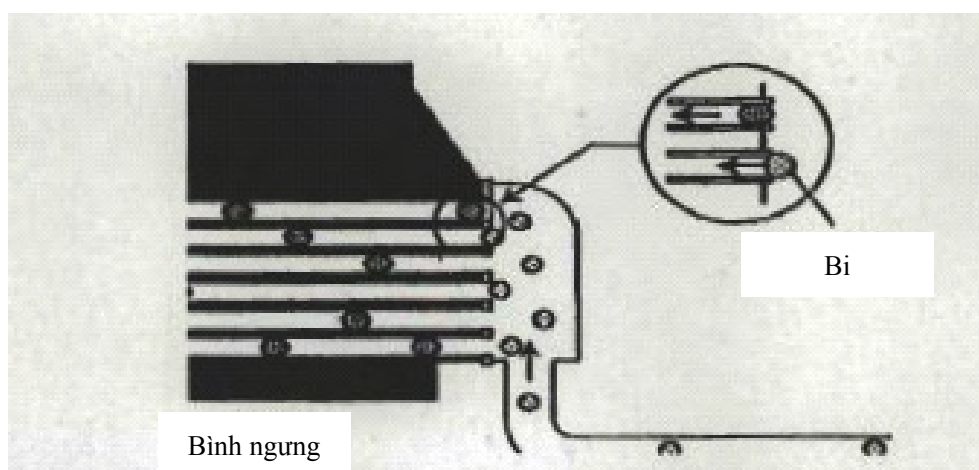
Danh sách kiểm tra nơi hút không khí (ví dụ)

Tầng	Thứ tự	Vị trí hút không khí	Ngày	Lượng dò	Sơ đồ hệ thống
3F	1	Vòng đệm tua bin hạ áp			
		1-1	Phía tua bin		
		1-2	Phía lò hơi		
• • •	2	Phần trên tua bin hạ áp			
• • •	3	Van phá chân không			
• • •	4	Máy sấy hạ áp			
• • •	5	Máy sấy cao áp			
• • •	6	Bộ khử khí			
• • •	7	Bơm ngưng tụ			
• • •	8	Ông vào bơm chân không			
• • •	• • •	• • •			
• • •	• • •	• • •			

- Thiết bị làm sạch bình ngưng (Thiết bị làm sạch bằng bi)

Nhà máy Phá Lại II và tổ máy số 7 nhà máy Uông Bí được lắp đặt thiết bị làm sạch bình ngưng bằng bi nhưng không đề ra tiêu chuẩn quản lý bi rõ ràng. Chúng tôi xin giới thiệu phương pháp quản lý bi tại Nhật Bản.

Thiết bị làm sạch bằng bi cho nổi các viên bi có đường kính lớn hơn đường kính trong đường ống nước làm mát là 10% và cho chạy bằng áp lực vào bên trong đường ống cùng với nước mát, làm sạch bên trong đường ống với hiệu quả cao.



Bằng việc sử dụng bi có đường kính thích hợp với đường kính bên trong ống, thực hiện liên tục việc làm sạch bình ngưng, có thể phát huy hiệu quả như kế hoạch. Ngoài ra, ở Nhật Bản, để loại trừ cặn bám cứng, ngoài việc sử dụng bi hàng ngày, có trường hợp 1 tuần hoặc 1 tháng 1 lần, sử dụng loại bi khác, nên dưới đây xin trình bày chất liệu và đặc trưng các loại bi làm sạch bình ngưng:

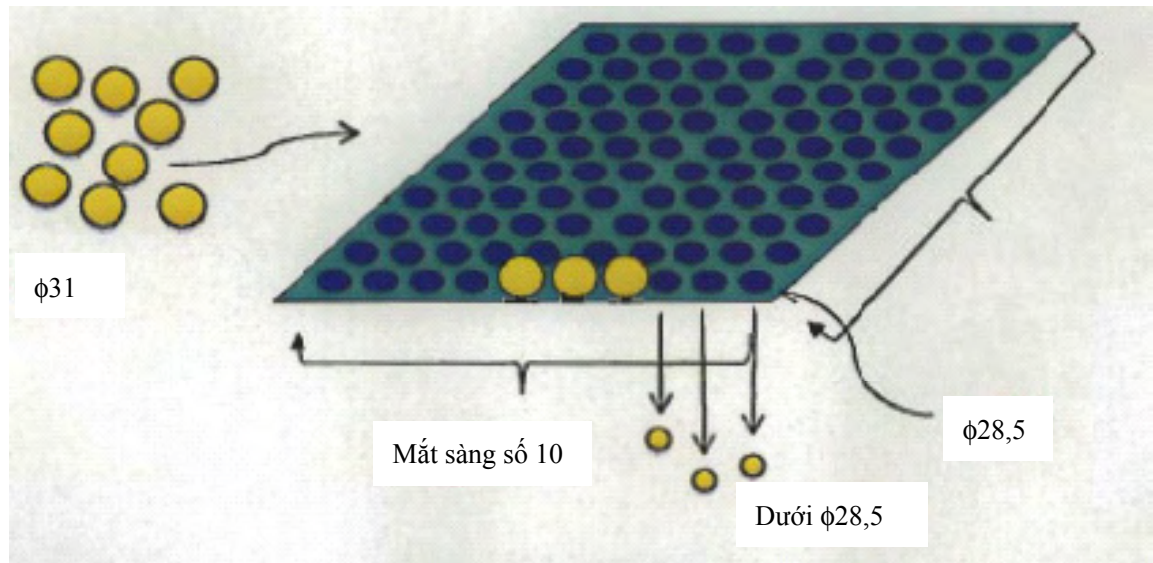
Bi POLYSHING (PB)	Sử dụng thông thường. Sử dụng khoảng 10000 lần (3 tháng)
Bi Granut (GB)	Mạ ngoài cho nên năng lực làm sạch hơn PB (độ bền kém)
Bi Caborundum (CB)	Mạ kim cương cứng bên ngoài để làm sạch cặn cứng năng lực làm sạch hơn GB (Chỉ dùng được vài lần)

(Ví dụ về chủng loại bi và sử dụng)

- 1 lần/ ngày ~ tuần: dùng bi PB để làm sạch
- 1 lần/ tuần ~ tháng: dùng GB hoặc CB để làm sạch cặn cứng

(Quản lý tuổi thọ bi làm sạch bình ngưng (quản lý đường kính bi))

Nhà máy Phả Lại II và tổ máy số 7 nhà máy Uông Bí đều không quản lý đường kính bi, phía nhà máy giải thích bi nhỏ đi do mài mòn, khi nhỏ hơn khoảng cách lưới thu hồi bi thì sẽ tự động bị loại bỏ ra phía ngoài. Ở Nhật Bản chúng tôi lắp lưới vào như hình dưới đây để thực hiện việc lựa chọn và quản lý bi nhằm duy trì năng lực làm sạch.



3.3 Đề xuất các biện pháp nhằm hạn chế phát thải khí nhà kính xét từ đặc tính của than

Trước tiên, xét từ phương diện đánh giá chất lượng than mà các đối sách sau đây đang được xem xét đến như là những đối sách nhằm hạn chế phát thải khí nhà kính.

- Nghiền nhỏ các hạt than
- Than trộn với than nhập khẩu có tỉ lệ chất bốc cao
- Sử dụng than có tỉ lệ tro thấp (giảm lượng tro bằng cách sàng tuyển than)
- Thu gom các bon chưa đốt cháy trong tro bằng cách sử dụng công nghệ Oil Agglomeration

Tuy nhiên, các hạt than nghiền trên thực tế là đủ nhỏ, nếu trộn với than nhập khẩu có tỉ lệ chất bốc cao thì các thông số của than sẽ khác đi so với điều kiện thiết kế của lò hơi, cần phải áp dụng các kỹ thuật sàng lọc theo nguyên lý giống với kỹ thuật Oil Agglomeration, và hơn thế nữa, từ thực trạng giảm sút và biến đổi chất lượng của than cùng với việc tăng cường khai thác trong lòng đất trong tương lai nên cần phải đề xuất “sử dụng than có tỉ lệ tro thấp (giảm tỉ lệ tro than bằng cách sàng tuyển)”

3.3.1 Sử dụng than có độ tro thấp (giảm lượng tro nhờ tuyển than)

(1) Hiệu quả của việc sử dụng than có tỉ lệ tro thấp

Bảng 3.3-1 miêu tả hiệu quả của việc sử dụng than có tỉ lệ tro thấp. Đây là các kết quả được phân tích tại Ấn Độ.

Bảng 3.3-1 Ưu điểm của việc sử dụng than có tỉ lệ tro thấp

Khu vực bị ảnh hưởng		Các ảnh hưởng
Giao Thông	Giảm chi phí giao thông	Phụ thuộc vào việc giảm khoảng cách và tro (ví dụ: trong khoảng cách 1000km thì hàm lượng tro giảm từ 41% đến 30%, điều này cho phép tiết kiệm 7,5%
	Giảm hiệu ứng CO2 khi giảm nhiên liệu tiêu thụ cho giao thông	Phụ thuộc vào việc giảm khoảng cách và tro (ví dụ: trong khoảng cách 1000km thì hàm lượng tro giảm từ 41% đến 30% điều này giúp tiết kiệm 15% khí thải CO2 so với giá trị sử dụng tương tự).
Nhà máy điện	Giảm năng lượng phụ trợ	Giảm 10% đối với tro than đá khi loại than này giảm được 10%
	Giảm nhiên liệu phụ trợ	Giảm 50% khi sử dụng than đá sạch (mức TB hiện thời là 4ml/kwh) có giảm 10% tro
	Nâng cao hiệu quả dùng nhiệt	Tăng 3% khi giảm 10% tro than đá
	Nâng cấp nhân tố tải của nhà máy	Giảm 10% chi phí khi giảm 10% tro than đá
	Cắt giảm chi phí quản lý và vận hành	Cắt giảm 2% khi cắt giảm 10% lượng tro than đá
	Cắt giảm chi phí đầu tư cho các dự án mới	Giảm 8% chi phí đầu tư khi mức sử dụng than có 30% thay vì mức 41%
Môi trường	Cắt giảm yêu cầu diện tích đất xử lý tro	Giảm 12% yêu cầu về diện tích đất khi sử dụng than có 30% tro thay vì 41%
	Giảm lượng tiêu thụ nước cho việc xử lý tro	Giảm 12% lượng tiêu thụ nước khi sử dụng than có 30% tro thay vì 41%
	Giảm lượng khí CO2 thải ra	Giảm 2-3% khi sử dụng than sạch
	Cải thiện hiệu suất ESP	Việc sử dụng than sạch sẽ tăng hiệu suất ESP từ 98 tới 99%

TS Craig D. Zamuda "Ví dụ về việc sử dụng than sạch làm giàu tại Ấn Độ" tháng 8 năm 2007

Tỉ lệ tro của than Ấn Độ cao từ 40 ~ 50%. Ngoài ra, vì nơi sản xuất than phân bố không đồng đều nên lượng than cần vận chuyển với khoảng cách xa trên 1000km đến các nhà máy phát điện vượt trên 40%. Với bối cảnh như thế Ấn Độ đã đề xuất lên chính phủ cho thúc đẩy giảm thiểu lượng tro than và tiếp tục xây dựng các nhà máy sàng tuyển than.

Bảng 3.3-1 là kết quả của những trường hợp đã thực hiện lọc tro than từ 40% còn 30% được phân tích dựa trên các mặt vận chuyển, nhà máy phát điện, môi trường. Trường hợp của Việt Nam có kết quả xét về mặt vận chuyển nhằm rút ngắn khoảng cách vận chuyển chưa bằng được so với Ấn Độ. Về nhà máy phát điện thì kết quả được đưa ra là “tỉ lệ tro nhiên liệu giảm 10%, □ công suất trong nhà máy giảm 10%”, “tỉ lệ tro nhiên liệu giảm 10%, □ hiệu suất nhiệt tăng 3.0%”, “tỉ lệ tro nhiên liệu giảm 10%, □ chi phí vận hành bảo dưỡng giảm 2%”. Trường hợp của Việt Nam cũng cần phải phân tích những ảnh hưởng do việc giảm tỉ lệ tro gây ra đối với lượng các bon chưa đốt cháy trong tro. Ngoài ra, xét về phương diện môi trường với việc sử dụng than có lượng tro thấp thì lượng tro sẽ được giảm đi một cách rõ rệt, lượng CO₂ cũng sẽ giảm tương ứng với đơn vị lượng điện phát ra do hiệu suất phát điện của các nhà máy tăng lên, và hiệu suất chung tăng nhờ giảm phụ tải của ESP.

(2) Phân li tỷ trọng

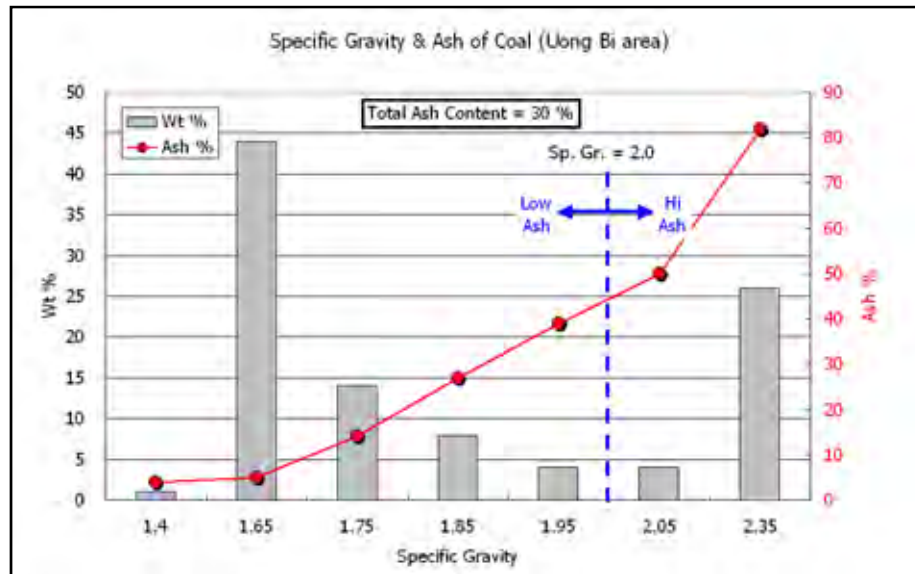
Than được cấu tạo bởi nhóm các hạt có tỉ trọng khác nhau. Hình 3.3-1 là hình minh họa một ví dụ của việc than có tỉ lệ tro trung bình 30% được sản xuất tại Uông Bí được cấu tạo bởi nhóm các hạt than như thế nào (phần biểu đồ hình cột). Tỉ trọng các hạt chiếm một phần lớn là 1.65, các hạt này chiếm gần 45% của một cục

than.

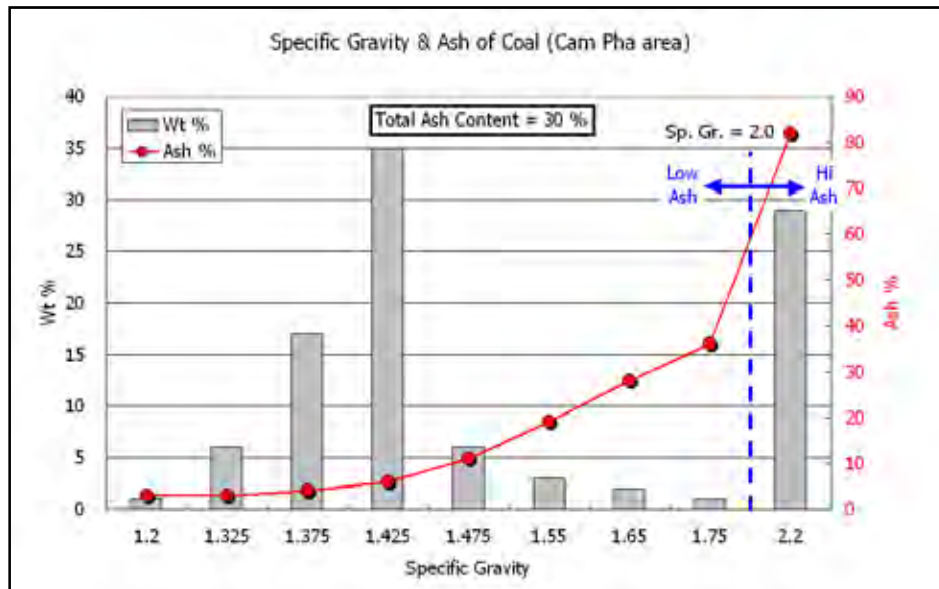
Mặt khác, tỉ trọng các hạt càng nhỏ thì lượng tro cũng nhỏ, tỉ trọng càng lớn thì lượng tro cũng tăng theo (phần biểu đồ dạng đường kẻ màu đỏ). Trong hình, ta có thể thấy được tỉ lệ tro của 1.65 tỉ trọng là 5%, của 1.95 là 40%, của 2.35 là 80%.

Nếu tách các nhóm hạt này theo tỉ trọng 2.0 thì nhóm các hạt nhỏ hơn 2.0 thu được là than có tỉ lệ tro thấp, nhóm các hạt có tỉ trọng lớn hơn 2.0 sẽ cho thu về than có tỉ lệ tro cao.

Hình 3.3-2 là biểu đồ đồng dạng miêu tả một ví dụ về than có tỉ lệ tro trung bình 30% ở Cẩm Phả.



Hình 3.3-1 Cấu tạo nhóm các hạt than (Uông Bí)



Hình 3.3-2 Cấu tạo nhóm hạt than (Cẩm Phả)

Bảng 3.3-2 miêu tả trọng lượng và tỉ lệ tro của than có tỉ lệ tro thấp và than có tỉ lệ tro cao thu được tại thời điểm phân tách với tỉ trọng 2.0. Trường hợp than của Uông Bí, 100% trọng lượng của than hàm lượng tro 30%

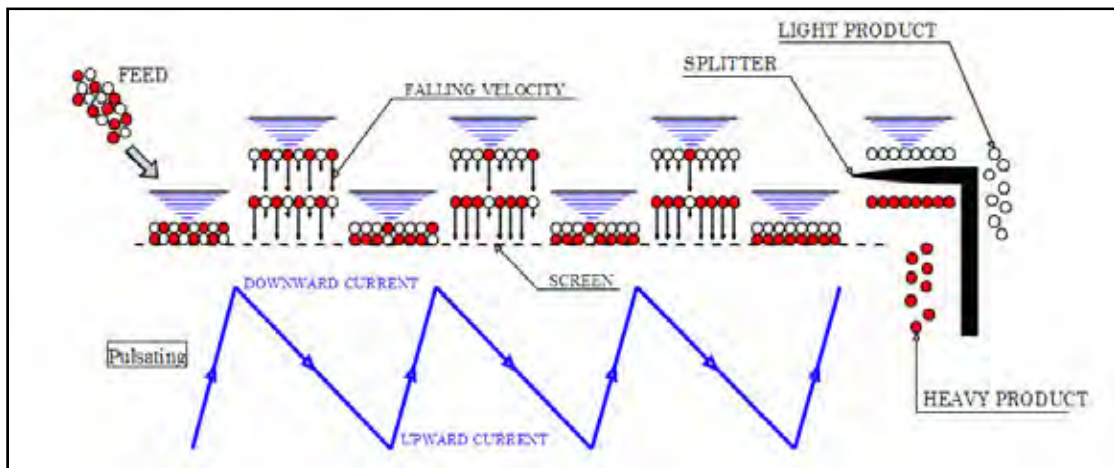
thì tách thành than có tỉ lệ tro thấp với trọng lượng 66% than có tro là 13% và than có tỉ lệ tro cao với trọng lượng than 34% có tro là 66%, trường hợp của Cẩm Phả trọng lượng than 100% có tro là 30% thì tách thành than có tỉ lệ tro thấp với trọng lượng 76% có tro là 12% và than có tỉ lệ tro cao với trọng lượng 24% có tro là 80%.

Bảng 3.3-2 Kết quả phân tách tỉ trọng

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

Địa điểm thực hiện phân tách tỉ trọng này là “nhà máy sàng tuyển than”. Hiện nay, Việt Nam đang vận hành các nhà máy sàng tuyển than với quy mô lớn như Nhà máy Cửa Ông, Hòn Gai, Vàng Danh.

Trong các thiết bị phân tách tỉ trọng đang được sử dụng với mục đích thương mại tại các nhà máy sàng tuyển than, có máy tuyển JIG. Hình 3.3-3 miêu tả nguyên lý sàng tuyển của JIG..



Hình 3.3-3 Nguyên lý sàng tuyển JIG

Các hạt có tỉ trọng thấp (than có tỉ lệ tro thấp) có tốc độ lắng đọng ở trong nước thấp, các hạt có tỉ trọng cao (than có tỉ lệ tro cao) có tốc độ lắng đọng trong nước cao. Chính vì vậy nếu làm các hạt than chuyển động lên xuống vài lần trong nước thì các hạt có tỉ trọng thấp nằm bên trên còn các hạt có tỉ trọng cao sẽ nằm bên dưới. Nếu tách cả 2 loại tại thời điểm đã kết thúc phân tầng thì có thể thu được 2 loại sản phẩm là than có tỉ lệ tro thấp và than có tỉ lệ tro cao. Hình 3.3-4 là máy tuyển JIG lắp đặt tại nhà máy tuyển than Cửa Ông.



Hình 3.3-4 JIG (nhà máy tuyển than Cửa Ông)

(3) Sản xuất than có tỉ lệ tro thấp

Phân tách tỉ trọng một phần của than trung bình (tỉ lệ tro 30%) của Uông Bí và Cẩm Phả trong bảng 3.3-2, trộn than có tỉ lệ tro thấp đã thu được (tỉ lệ tro 12.3%) với than thô (tỉ lệ tro 30%) thì tỷ lệ thu hồi ở trường hợp tạo ra than có độ tro 25% và 20% được chỉ ra trong bảng 3.3-3. Nếu tạo ra 100% trọng lượng than có 30% tro thì trường hợp than 25% tro sẽ thu hồi được 90% và than 20% tro đạt tỷ lệ thu hồi 81%.

Việc sản xuất than có tỉ lệ tro thấp này (phân tách tỉ trọng + than trộn) sẽ được thực hiện ở đâu? 3 nhà máy sàng tuyển than đã xây dựng đang vận hành trong tình trạng quá tải nên khả năng sản xuất thêm theo yêu cầu này là rất khó. Trong tương lai, liệu có thể đưa vào sản xuất các loại than này tại các nhà máy sàng tuyển than mới mà tập đoàn VINACOMIN đang lập kế hoạch xây dựng không, hoặc EVN có thể tự xây dựng mới các nhà máy chuyên sản xuất các loại than có tỉ lệ tro thấp dùng cho các nhà máy phát điện hay không, đang là vấn đề đặt ra.

Bảng 3.3-3 Bảng tỷ lệ thu hồi (theo từng hàm lượng tro than)

		Tro than đá		
		30%	25%	20%
Than	TL %	100	90	81
	Tro %	30	25	20
Khác	TL %	0	10	19
	Tro %		72	72
Tổng	TL %	100	100	100
	Tro %	30	30	30

(4) Lượng than sử dụng (theo các cấp chất lượng than)

Lượng than sử dụng tại thời điểm tỉ lệ tro là 30%, 25%, 20% được thể hiện trong bảng 3.3-4. Hiệu suất đầu cực phát điện ở Phả Lại-2 sử dụng giá trị 35%, về công suất trong nhà máy và hiệu suất phát điện áp dụng “tỉ lệ tro trong nhiên liệu giảm 10%, □ công suất trong nhà máy giảm 10%”, “tỉ lệ tro trong nhiên liệu giảm 10% □ hiệu suất nhiệt tăng 3.0%” ghi trong bảng 3.3-1, giả thuyết đối với trường hợp truyền tải điện ở giá trị 1000kWh. Tuy nhiên, liên quan đến lượng các bon chưa cháy hết trong tro thì những ảnh hưởng của tro trong nhiên liệu đối với vấn đề này vẫn chưa rõ, đều lấy giá trị là 10%.

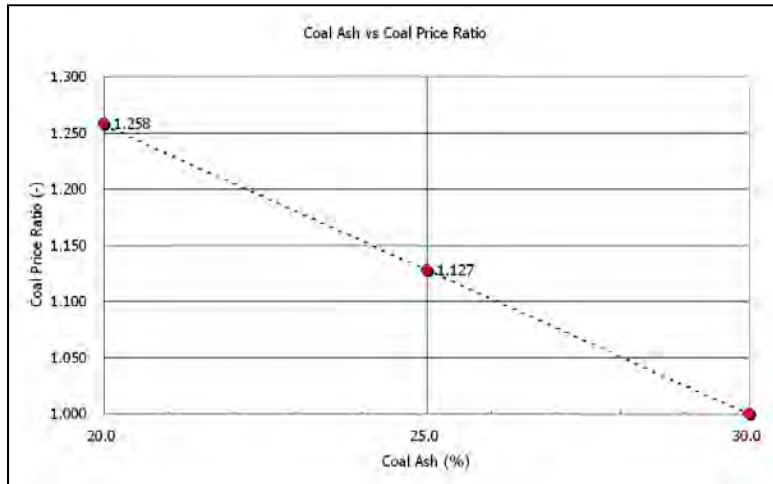
Bảng 3.3-4 Lượng than sử dụng (theo các cấp chất lượng than)

		Tro than (%)			Ghi chú	
		30.0	25.0	20.0		
Năng lượng than	kg	522	463	415	Không có lượng mất đi	
	Tỉ lệ	1.000	0.887	0.795		
	Kcal/ kg	5,500	6,000	6,500		
	kcal	2.871E+06	2.778E+06	2.698E+06	Trừ lượng mất đi	
Phát điện	Giá trị tỏa nhiệt hiện thời	kcal	2.730E+06	2.674E+06	2.623E+06	Trừ lượng mất đi
	Hiệu suất cuối tạo ra	%	35.0	35.5	36.1	3%/Tro-10%
	Năng lượng được tạo ra	kWh	1,111	1,105	1.099	
	Nguồn dự phòng	%	10.0	9.5	9.0	-10%/Tro-10%
	kWh	111	105	99		
	Năng lượng phát đi	kWh	1,000	1,000	1,000	
	Hiệu suất cuối phát đi	%	30.0	30.9	31.9	
Xử lý tro	Tro nguyên	Kg	157	116	83	
	Lượng mất đi	%	10.0	10.0	10.0	
		kg	17	13	9	
		kcal	1.409E+05	1.042E+05	7.470E+04	8100kcal/kg
	Tổng	kg	174	129	92	
	Tỉ lệ	1.000	0.739	0.530		

(5) So sánh về chi phí

Đơn giá than khi tỉ lệ tro 30% (CIF) là 1 và khi đơn giá của than tỉ lệ tro 25% và 20% là một giá trị nào đó, tổng tiền mua vào của than có tỉ lệ tro 30% tương đương với giá nào sẽ được biểu thị trong hình 3.3.5

“tỉ lệ tro trong nhiên liệu giảm 10% □ chi phí vận hành bảo trì giảm 2%” và chi phí xử lý tro giảm đã ghi trong bảng 3.3-1 sẽ không tính đến mà chỉ lấy đối số của tỉ lệ lượng than sử dụng đã ghi trong bảng 3.3-4.

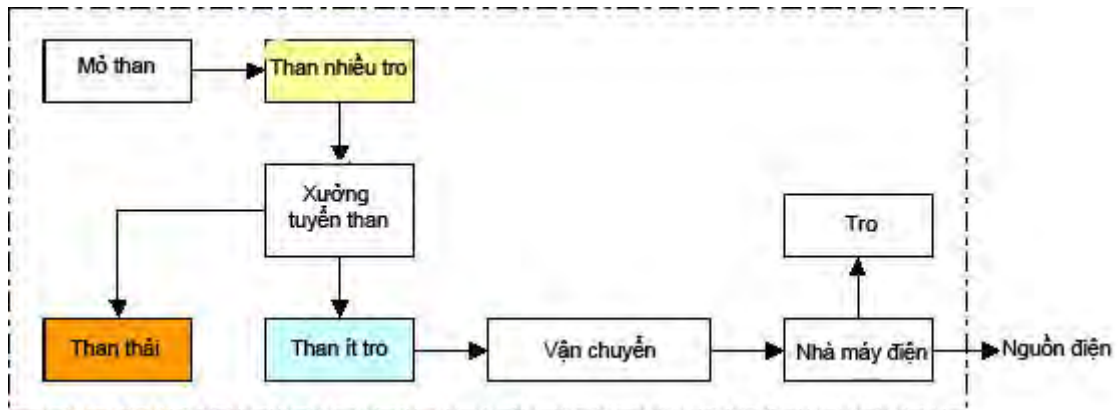


Hình 3.3-5 So sánh đơn giá than

3.3.2 Hiệu quả giảm phát thải khí hiệu ứng nhà kính

(1) Dự án và ranh giới

Hình 3.3-6 biểu thị cho dự án và ranh giới. Từ Mỏ than → nhà máy sàng tuyển than (bao gồm cả loại bỏ đất đá) → vận chuyển → nhà máy phát điện (bao gồm cả loại bỏ tro).



Hình 3.3-6 Dự án và ranh giới

(2) Kịch bản dây chuyền cơ bản và kịch bản dự án

Kịch bản dây chuyền cơ bản là kịch bản than có tỉ lệ tro cao (tỉ lệ tro 30%) tiếp tục được sử dụng trong các nhà máy phát điện. Kịch bản dự án là kịch bản về than có tỉ lệ tro thấp 25% và 20% được sàng tuyển 1 phần từ than có tỉ lệ tro cao vẫn đang được sử dụng.

Bảng 3.3-5 biểu thị lượng than, chất lượng và đơn vị tiêu thụ năng lượng ở cả 2 kịch bản. Bảng 3.3-4 được lấy làm cơ sở cho trường hợp phát điện 1000kWh. Bảng này là cơ sở để tính toán lượng tiêu thụ năng lượng.

Bảng 3.3-5 Kịch bản dây chuyền cơ bản và kịch bản dự án

			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	Fuel Coal	kg	522	463	415	1.052 kWh/t km ^{※3}
Power Plant	Generated Energy	kWh	1,000	1,000	1,000	0.566 kWh/t km ^{※4}
	Ash Disposal	kg	174	129	92	1.052 kWh/t km ^{※3}

- 1), 2): Xuất xứ “So sánh Dầu/LNG/LCI của than” (thuộc) Trung tâm năng lượng dầu khí năm 1998
- 3): Xuất xứ “Cẩm năng bộ năng lượng” (thuộc) Trung tâm bộ năng lượng năm 2000
- 4): Xuất xứ “Đánh giá khả năng thích hợp đối với CDM của kỹ thuật sử dụng hiệu quả cao nguồn than chung ở Ấn Độ” Đại học Tokyo, Uchida và các đơn vị khác

Đường sắt (0.08kWh/t km) 50% + Xe tải (1.052kWh/t km) là 50%.

(3) Lượng tiêu thụ năng lượng của kịch bản dây chuyền cơ bản và kịch bản dự án

Bảng 3.3-6 biểu thị lượng tiêu thụ năng lượng của 2 kịch bản. Nếu so sánh kịch bản dự án với kịch bản dây chuyền cơ bản thì lượng tiêu thụ năng lượng sẽ tăng nhẹ cùng với lượng than tỉ lệ tro 25% và than tỉ lệ tro 20%. Việc vận chuyển trên 1000km ở Việt Nam so với ở Ấn Độ nói chung xét về mặt tiêu thụ năng lượng và rút ngắn khoảng cách vận chuyển đã làm giảm kết quả hạ thấp tỉ lệ tro trong than.

Bảng 3.3-6 Lượng tiêu thụ năng lượng

		Tiêu thụ năng lượng (Ref.T.3,4-4)	Khoảng cách	Kịch bản dây chuyền cơ bản		Kịch bản dự án			
				Tro=30%		Tro=25%		Ash=20	
				T	kWh	T	kWh	T	kWh
Khai thác than		65kWh/t		0.522	33.930	0.514	33.410	0.512	33.280
Tuyển than	Vận hành nhà máy	10 kWh/t				0.514	5.140	0.512	5.120
	Vận chuyển than thải	1.052kWh/t km	2km			0.051	0.107	0.097	0.204
Vận chuyển than		0.566052kWh/t km	60km	0.522	17.727	0.463	15.723	0.415	14.093
Xử lý tro		1.052052kWh/t	10km	0.174	1.830	0.129	1.357	0.092	0.968
Tổng					53.488		55.738		53.665

(4) Lượng phát thải khí trong kịch bản dây chuyền cơ bản và kịch bản dự án (CO₂ + CH₄ + N₂O)

Bảng 3.3-7 biểu thị lượng phát thải GHG của cả 2 kịch bản trên. Hệ số phát thải sử dụng giá trị của IPCC, lượng CO₂ liên quan đến phát điện của cùng lượng phát điện 1000kWh chưa tính được. Nếu so sánh kịch bản dự án với kịch bản dây chuyền cơ bản thì lượng phát thải tại thời điểm than có tỉ lệ tro 25% sẽ trầm trọng hơn, tại thời điểm than có tỉ lệ tro 20% cũng cho kết quả tương tự. Kết quả giảm tỉ lệ tro xét về mặt phát thải GHG nhằm rút ngắn khoảng cách vận chuyển của than theo như trên cũng đang bị kém đi.

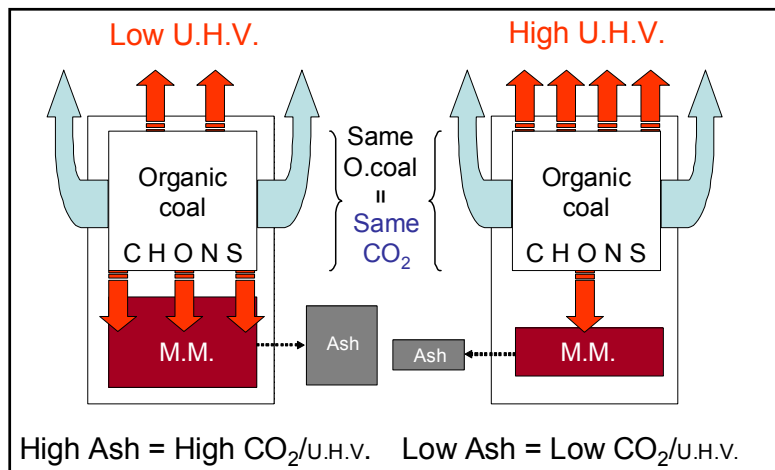
Bảng 3.3-7 Lượng phát thải GHG

	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
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) Vấn đề trong tương lai

Như đã mô tả ở trên, việc cung cấp cho nhà máy phát điện không phải là tro mà là các khoáng chất. Việc biến đổi thành tro từ các khoáng chất và biến đổi về hóa học theo phản ứng hấp thụ nhiệt và lượng nhiệt do chất than hữu cơ sinh ra là để dành cho mục đích này. Do đó, các khoáng chất càng nhiều thì lượng nhiệt có thể sử dụng trong phát điện càng giảm đi. Mặt khác, nếu giảm phần lớn các khoáng chất thì chất lượng than hữu cơ sẽ thải ra một lượng nhất định khí CO₂. Có nghĩa là lượng khí thải CO₂ tương ứng với nhiệt lượng có thể sử dụng để phát điện là càng lớn nếu khoáng chất càng nhiều (tỉ lệ tro). Theo đó, trường hợp sản sinh nguồn điện tương tự, chắc chắn có thể hạn chế được lượng phát thải GHG bằng cách sử dụng than có tỉ lệ tro thấp. Hình 3.3-7 là biểu đồ minh họa cho nội dung này. Tuy nhiên, vì không có những tài liệu nghiên cứu liên quan đến lý thuyết này nên gần đây khi đề cập tới lượng phát thải GHG cũng không đưa nội dung này vào nữa. Trong tương lai việc nghiên cứu những tài liệu này là rất cần thiết.



Hình 3.3-7 Khoáng chất và lượng phát nhiệt hữu hiệu

CHƯƠNG 4 HIỆU QUẢ CỦA ĐỔI SÁCH CẮT GIẢM LƯỢNG KHÍ GÂY HIỆU ỨNG NHÀ KÍNH

4.1 Kiểm chứng lộ trình dài hạn nhằm cắt giảm lượng khí gây hiệu ứng nhà kính

Tại Việt Nam, nhu cầu sử dụng điện khá cấp bách, nên các nhà máy điện không dễ dàng dừng hoạt động, do vậy việc bảo dưỡng các trang thiết bị sẽ không được thực hiện một cách kỹ càng. Kết quả là hiệu suất hoạt động của từng tổ máy đã và đang giảm sút kể từ khi nhà máy bắt đầu đi vào hoạt động. Về khía cạnh vận hành, vẫn có sự khập lể đối với việc duy trì sản lượng điện theo thiết kế, nhiên nhận thức đối với yêu cầu duy trì hoặc cải thiện hiệu suất có thể nói vẫn chưa cao. Hơn nữa, vì có thể sử dụng được than trong nước với giá tương đối rẻ (khoảng nửa giá than nhập khẩu) nên có xu hướng là chưa coi trọng việc vận hành sao cho giảm thiểu tiêu thụ nhiên liệu (nâng cao hiệu suất).

Nhìn từ quan điểm cắt giảm lượng khí gây hiệu ứng nhà kính (CO₂) thì cần phải nâng cao hiệu suất thiết bị. Cụ thể hơn, như đã đề cập ở chương 3, hiệu suất có thể gia tăng đáng kể bằng cách áp dụng công nghệ vận hành và bảo dưỡng (OM) nhằm duy trì hiệu suất thiết bị, đồng thời đưa vào sử dụng thiết bị có hiệu suất cao như công nghệ áp suất siêu tới hạn.

Trong các phương pháp xác định hướng đi nhằm xem xét tình hình và giải quyết ngay từ đầu lượng cung và cầu thì việc tiến hành xây dựng một cách nghiêm túc các nhà máy phát điện siêu tới hạn bằng các công nghệ hiện có sử dụng than trong nước với giá rẻ (than Antraxit) là tiền đề, sau đó tiến hành lập kế hoạch áp dụng các biện pháp giảm phát thải khí nhà kính.

(Kế hoạch ngắn hạn)

Áp dụng quản lý vận hành, quản lý tính năng

Áp dụng biện pháp cải tiến trong bảo dưỡng khi tiến hành kiểm tra định kỳ

Đưa vào sử dụng những máy móc có tính năng cao trong nhà máy phát điện dưới tới hạn xây mới

Cải thiện chất lượng than

(Kế hoạch ngắn và trung hạn)

Áp dụng công nghệ áp suất siêu tới hạn

, kể trên có thể áp dụng cho cả các thiết bị siêu tới hạn

(Kế hoạch dài hạn) sau năm 2030

Áp dụng công nghệ CCT tiên tiến như CCS, IGCC

Dưới đây là kết quả đánh giá mang tính vĩ mô hiệu quả của lộ trình kế hoạch dài hạn.

4.1.1 Kiểm chứng việc ứng dụng công nghệ vận hành, bảo dưỡng để duy trì hiệu suất

Dựa trên các tính toán sơ bộ về lượng khí CO₂ thải ra được trình bày trong [phần 2.4.6](#), một tính toán sơ bộ về khối lượng khí CO₂ thải ra có tính tới việc giảm hiệu suất do tuổi thọ của trang thiết bị cũng đã được tiến hành. Hiện trạng vận hành nhà máy điện ở Việt Nam cho thấy với 20 năm vận hành thì xét tương đối, hiệu suất giảm 10% (VD: 35% hiệu suất sẽ giảm xuống còn 31.5% trong năm thứ 20). Giả thuyết này xuất phát từ các số liệu trung bình thu được từ các dữ liệu thực tế về hiệu suất hoạt động của Nhà máy điện Ninh

Bình và Phả Lại (Trường hợp hiện trạng)

Dữ liệu thực tế từ các nhà máy điện chạy than của các công ty điện lực Nhật Bản thực hiện công tác quản lý nhằm duy trì hiệu suất cho thấy mức giảm hiệu suất là 5% tương ứng với khoảng thời gian trên 20 năm. Do vậy, trường hợp ứng dụng công nghệ vận hành, bảo dưỡng (OM) để duy trì hiệu suất hoạt động cho các nhà máy nhiệt điện chạy than tại Việt Nam cũng có thể đạt được mức giảm hiệu suất 5% (Trường hợp công nghệ OM đã được cải tiến).

So sánh kết quả tính toán lượng phát thải CO₂ trong “Trường hợp hiện tại” và “Trường hợp OM cải tiến” thể hiện ở bảng 4.1-1.

Bảng 4.1-1 Tổng lượng cắt giảm khí CO₂ thải ra và lượng giảm tiêu thụ than (Tổng)

	Mục	Tổng (2011-2030)
CO ₂ (1000 tấn)	Trường hợp hiện trạng (A)	3,982,387
	Trường hợp cải thiện OM (B)	3,917,148
	(A)-(B)	65,239
Lượng than tiêu thụ (1000 tấn)	Trường hợp hiện trạng (A)	1,931,870
	Trường hợp cải thiện OM (B)	1,900,223
	(A)-(B)	31,648

Trong trường hợp hiện trạng, tính toán tổng lượng khí CO₂ thải ra và lượng tiêu thụ than ở Việt Nam là 3,982.39 và 1,931.87 triệu tấn trong giai đoạn từ 2011 - 2030. Mặt khác, các số liệu tương ứng khi cải thiện công nghệ OM sẽ là 3,917.15 và 1,900.22 triệu tấn.

Khi áp dụng công nghệ OM trong việc duy trì hiệu suất hoạt động, lượng cắt giảm khí CO₂ và lượng giảm tiêu thụ than trong giai đoạn 2011 - 2030 sẽ là 65.23 triệu tấn (khoảng 1.6%) và 31.65 triệu tấn (khoảng 1.6%).

Bảng 4.1-2 biểu thị kết quả tính toán về các nhà máy phát điện của EVN. Nhờ có cải tiến trong vận hành và bảo dưỡng mà tổng lượng cắt giảm khí thải CO₂ và lượng giảm trong tổng lượng tiêu thụ than của những năm 2011 đến 2030 đã được lần lượt dự tính là 317,6 triệu tấn và 154,1 triệu tấn.

Từ kết quả này, nếu tính toán lợi ích của việc cắt giảm nhiên liệu nhờ có cải tiến trong vận hành và bảo dưỡng với đơn giá than là 30USD/ tấn thì trong vòng 20 năm sẽ lợi được khoảng 462,18 triệu USD.

Bảng 4.1-2 Tổng lượng cắt giảm khí CO₂ và lượng cắt giảm than tiêu thụ (EVN)

	Mục	Tổng (2011-2030)
CO ₂ (1000 tấn)	Trường hợp hiện trạng (A)	1,774,798
	Trường hợp cải thiện OM (B)	1,743,040
	(A)-(B)	31,758
Lượng than tiêu thụ (1000 tấn)	Trường hợp hiện trạng (A)	860,961
	Trường hợp cải thiện OM (B)	845,555
	(A)-(B)	15,406

Ngoài ra hiệu quả cải tiến trong vận hành và bảo dưỡng đã được đánh giá một cách quy mô tại đây tuy nhiên đánh giá về các kế hoạch cụ thể được đưa ra ở chương 3 lại được miêu tả riêng trong mục 4.2.

4.1.2 Kiểm chứng việc áp dụng công nghệ hiệu suất cao (Công nghệ siêu tới hạn)

Theo các tính toán được trình bày trong phần 2.4.6, hiệu suất của các nhà máy nhiệt điện đi vào hoạt động sau năm 2012 đạt 35% (trường hợp 35%). Mặt khác, sau 2015, việc sử dụng than nhập khẩu trở nên phổ biến, trường hợp áp dụng thiết bị áp suất siêu tới hạn (hiệu suất nhiệt 40%) thì kết quả tính toán thể hiện ở bảng 4.1-3 (trường hợp 40%).

Tổng lượng thải CO₂ và tổng lượng tiêu thụ than trong giai đoạn 2011 – 2030 lần lượt là 349.518 triệu tấn và 169.552 triệu tấn. Một mặt, tổng lượng thải CO₂ và tổng lượng tiêu thụ than của EVN lần lượt là 158.131 triệu tấn và 76.710 triệu tấn.

Bảng 4.1-3 Kết quả về lượng khí CO₂ thải ra của các nhà máy nhiệt điện chạy than (trường hợp 40%)

Năm	2011	2015	2020	2025	2030
CO ₂ (1000tấn)	26,802	66,373	158,748	238,598	383,354
Lượng than tiêu thụ (1000tấn)	13,002	32,198	77,009	115,745	185,966
Sản lượng tạo ra bởi nhiên liệu hóa thạch (GWh)	25,172	71,055	174,615	265,248	428,695

Hình 4.1-1 và hình 4.1-2 so sánh lượng CO₂ thải ra và lượng tiêu thụ than ở mức 35 và 40%. Lượng cắt giảm khí CO₂ và lượng giảm tiêu thụ than trong giai đoạn 2011 – 2030 lần lượt là 360.08 triệu tấn và 174.67 triệu tấn (Bảng 4.1-4). Tỷ lệ cắt giảm là rõ ràng, khoảng 9.3%.

Lượng cắt giảm khí CO₂ và lượng giảm tiêu thụ than ở các nhà máy của EVN lần lượt là 131.70 triệu tấn và 63.89 triệu tấn. Tỷ lệ cắt giảm là khoảng 7.7% (Bảng 4.1-5)

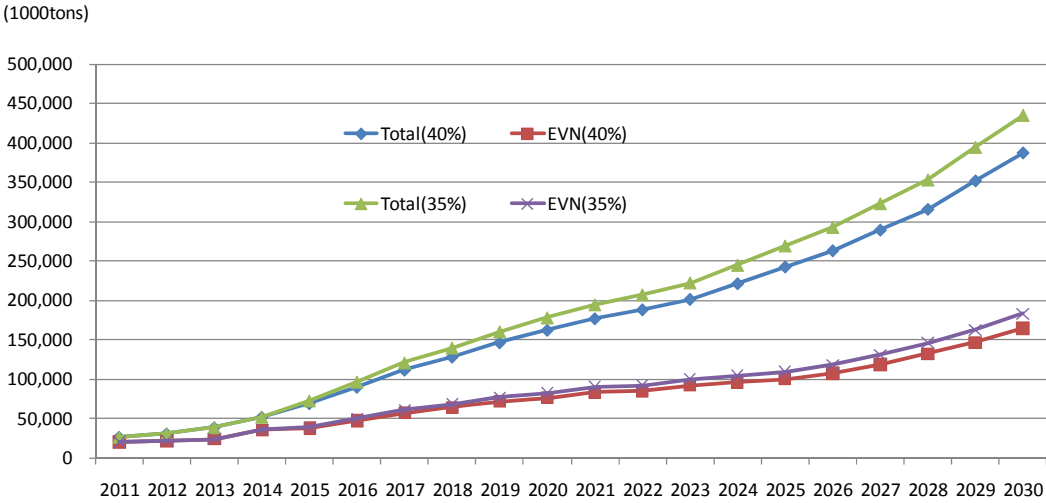
Từ kết quả tính toán trên, tạm coi đơn giá nhập khẩu than là 60USD/tấn, nếu tính lượng cắt giảm chi phí sử dụng nhiên liệu thông qua ứng dụng các thiết bị siêu tới hạn thì trong vòng 20 năm sẽ giảm được 3833 triệu USD.

Mặt khác, công suất đưa vào sử dụng của các nhà máy nhiệt điện đốt than của EVN sau năm 2015 theo tính toán là 26,190MW. Sự chênh lệch về giá xây dựng của thiết bị áp lực tới hạn và thiết bị siêu tới hạn nếu ước tính là 100US\$/kW thì phần tăng lên trong chi phí xây dựng khi thay đổi các thông số từ áp lực dưới tới hạn sang siêu tới hạn sẽ là 2619 triệu USD. Như vậy kết quả của việc tiết giảm sử dụng nhiên liệu than có thể bù đắp được phần tăng chi phí để xây dựng các thiết bị siêu tới hạn.

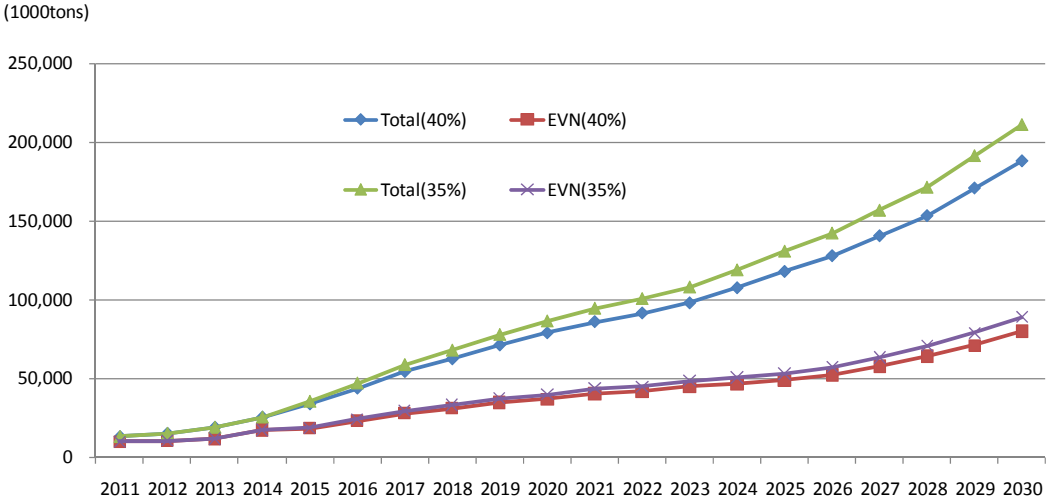
Việc sử dụng các thiết bị siêu tới hạn giúp tăng hiệu quả của việc giảm phát thải khí CO₂, dù là dùng than Anthracit thì việc xây dựng các nhà máy phát điện siêu tới hạn cũng đang được mong đợi, tuy nhiên việc xây dựng nhà máy phát điện siêu tới hạn ở Việt Nam chưa có kinh nghiệm thực tiễn, và để áp dụng công nghệ siêu tới hạn cho than Anthracit thì hiện vẫn thiếu thông tin công nghệ, nên muốn áp dụng sớm công

nghe này cũng sẽ gặp khó khăn. Nếu xét đến hiện trạng của nước Việt Nam đang mong muốn giải quyết sớm vấn đề cung và cầu sử dụng điện, thì với trường hợp sử dụng than không khói, giải pháp chấp nhận được với công nghệ kinh nghiệm thực tế ở Việt Nam hiện nay, là xây dựng các nhà máy điện công nghệ dưới tới hạn. Mặt khác, khi xây mới thiết bị, có thể lựa chọn một số thiết bị có tính năng cao như ở phần 4.3 đề cập, với mục đích nâng cao hiệu suất của thiết bị công nghệ dưới tới hạn.

Ngoài ra, vấn đề áp dụng kỹ thuật siêu tới hạn được trình bày riêng trong mục 4.1.5



Hình 4.1-1 Lượng khí thải CO₂ của các nhà máy nhiệt điện chạy than hàng năm



Hình 4.1-2 Lượng tiêu thụ than của các nhà máy nhiệt điện chạy than hàng năm

Bảng 4.1-4 Tổng lượng cắt giảm khí thải CO₂ và lượng giảm than tiêu thụ (Tổng)

Mục		Tổng (2011-2030)
CO ₂ (1000 tấn)	Trường hợp 35% (A)	3,855,252
	Trường hợp 40% (B)	3,495,177
	(A)-(B)	360,075
Lượng tiêu thụ than (1000 tấn)	Trường hợp 35% (A)	1,870,197
	Trường hợp 40% (B)	1,695,523
	(A)-(B)	174,674

Bảng 4.1-5 Tổng lượng cắt giảm khí thải CO₂ và lượng giảm than tiêu thụ (EVN)

Mục		Tổng (2011-2030)
CO ₂ (1000 tấn)	Trường hợp 35% (A)	1,713,015
	Trường hợp 40% (B)	1,581,312
	(A)-(B)	131,703
Lượng tiêu thụ than (1000 tấn)	Trường hợp 35% (A)	830,990
	Trường hợp 40% (B)	767,100
	(A)-(B)	63,890

4.1.3 Thiết bị phát điện hiệu suất thấp

Như đã trình bày ở [mục 2.4-4](#), việc xây dựng mới các nhà máy phát điện chưa được tiến hành theo đúng kế hoạch. Vì vậy, do tình hình cung cầu căng thẳng, dẫn đến thực tế là khó có thể thực hiện tạm dừng hoạt động để tiến hành kiểm tra định kỳ các thiết bị trong nhà máy phát điện.

Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình có các thiết bị cũ nhưng vì được chăm sóc tốt nên công suất giảm không đáng kể. Vì vậy nếu quan tâm đến phương diện cung cầu điện rất cấp bách, thì so với việc tạm dừng hoạt động của các thiết bị có hiệu suất thấp, việc cần làm là phải vừa áp dụng công nghệ vận hành bảo dưỡng vừa tiếp tục thực hiện các biện pháp giảm phát thải khí CO₂ nhằm duy trì và cải thiện hiệu suất hoạt động.

4.1.4 Việc áp dụng các công nghệ mới

Ở Việt Nam vẫn chưa thấy có dự án dành cho việc áp dụng các công nghệ như CCS hay IGCC. Trong kịch bản giảm phát thải khí CO₂ mà IE mô tả thì sau năm 2030 việc áp dụng công nghệ CCS cũng đang rất được kỳ vọng. Khi áp dụng vào năm 2030 là kế hoạch thu giữ 5% lượng CO₂ phát thải ra của toàn bộ các nhà máy nhiệt điện đốt than và mở rộng đến 50% lượng khí thải này vào năm 2050. Theo dự tính, 60US\$/

tấn CO₂ là chi phí để thu giữ CO₂.

4.1.5 Vấn đề áp dụng công nghệ áp suất siêu tới hạn

Việc áp dụng các công nghệ siêu tới hạn của nhà máy có hiệu suất cao sẽ có hiệu quả giảm phát thải khí CO₂ cao nhưng vẫn có một vài điểm cần quan tâm khi áp dụng vào thực tế của Việt Nam.

Trong tương lai các hạng mục dưới đây đang được xem xét đến như là một vấn đề của quá trình chuyển đổi từ nhà máy áp suất dưới tới hạn thành nhà máy siêu tới hạn. Một vài so sánh giữa nhà máy siêu tới hạn với nhà máy áp suất dưới tới hạn như sau:

Cần quản lý chặt chẽ chất lượng nước:

Khác với lò hơi có bao hơi, có thể thổi ra khỏi hệ thống các tạp chất khi thực hiện xả đáy, lò hơi dòng thẳng (nồi hơi siêu tới hạn) sẽ hút hết các tạp chất có trong nước vào và tạo thành lớp cặn ở mặt trong của ống. Lớp cặn bên trong ống tạo nhiệt quá mức lên thành ống, dẫn đến tổn thương ống.

Chính vì vậy cần phải xác lập các chế độ quản lý chất lượng nước (Hạng mục đo, địa điểm đo, giám sát liên tục, bảo dưỡng phù hợp các thiết bị đo).

Cần kiểm soát cao độ dư trữ lượng nhiệt của lò hơi là rất nhỏ:

Trong lò hơi dòng thẳng hàm lượng giữ nhiệt của lò hơi vì không có bao hơi đã nhỏ đi và để duy trì ổn định áp suất hơi, nhiệt độ và tỉ lệ không khí quá nhiệt thì không chỉ phải đảm bảo độ cân bằng một cách chính xác các mối quan hệ của phụ tải, lượng cung cấp nước, lượng nhiên liệu, lượng không khí mà còn cần phải thực hiện kiểm soát cao độ chế độ tự động hóa.

Chính vì vậy,

- Cần phải quản lý bảo dưỡng một cách thích hợp các thiết bị đo như máy đo nhiệt, máy đo áp suất.
- Cần phải quản lý bảo dưỡng một cách thích hợp van tự động (van điều chỉnh lưu lượng)
- Cần phải đọc nguyên lý điều khiển đối với các vấn đề về hệ điều hành và nhân viên vận hành, nhân viên phòng bảo dưỡng sửa chữa cũng cần phải có năng lực.

Mức độ cho phép rò rỉ ống là nhỏ:

Với bất cứ lò hơi nào thì việc vận hành trong tình trạng rò rỉ ống dù chưa bị khuyến cáo nhưng đặc biệt là trong lò hơi dạng thẳng thì tình trạng này cũng không được mong đợi. Khi có rò rỉ, lượng lưu chuyển sẽ giảm đi, và hiện tượng quá nhiệt trong ống sinh ra, nhưng với dạng lò hơi dòng thẳng, thiết kế dạng ống dài, nên nếu vận hành liên tục ở trạng thái có rò rỉ, thì phạm vi ảnh hưởng của hiện tượng quá nhiệt gây ra cho ống sẽ mở rộng.

Chính vì vậy mà việc phòng ngừa rò rỉ ống trong khi vận hành trở nên vô cùng quan trọng, cần phải thực hiện một cách thích hợp biên pháp quản lý xu hướng về độ dày của thành ống.

Vì hơi nước có nhiệt độ và áp suất đều cao, nên cần bảo dưỡng một cách phù hợp bằng cách áp dụng kỹ thuật đánh giá tuổi thọ thiết bị:

Trường hợp sử dụng nhà máy siêu tới hạn so với nhà máy áp lực dưới tới hạn, hơi nước có nhiệt độ và áp suất cao nên tải trọng đối với các thiết bị vận hành theo thời gian, trường hợp không thực hiện

kiểm tra bảo dưỡng thích hợp mà vẫn tiếp tục vận hành sẽ dẫn đến hỏng hóc trên cánh tuabin và roto, rò rỉ ống lò hơi xảy ra nhiều lần, tạo ra những tổn thương lớn trên máy, khả năng tạm dừng trong thời gian dài và khả năng phát sinh thêm chi phí sửa chữa là cũng cao hơn so với nhà máy áp lực tối hạn.

Hiện trạng ở Việt Nam:

- Chế độ quản lý chất lượng nước đã được xác lập tuy nhiên chủ yếu là phân tích bằng tay. Trong các nhà máy được xây dựng gần đây thì việc lắp đặt các thiết bị vẫn đang được áp dụng tuy nhiên các thiết bị tự động này không thể thiếu sự bảo dưỡng một cách thích hợp, và có thể thấy được tình trạng chưa tận dụng tối đa tính năng máy do không bảo dưỡng hoàn chỉnh.
- Tình trạng bảo dưỡng các thiết bị đo và van tự động chưa thể nói là đã đầy đủ.
- Trong các nhà máy được xây dựng gần đây có tính năng khởi động tự động tuy nhiên có thể thấy được việc tự động hóa vẫn chưa được áp dụng một cách đầy đủ.
- Kỹ thuật quản lý tuổi thọ bao gồm quản lý xu hướng độ dày của ống vẫn chưa được sử dụng rộng rãi.

Chính vì vậy mà việc áp dụng nhà máy công nghệ siêu tới hạn trong thời điểm hiện nay được cho là vẫn có những trở ngại. Để loại bỏ những trở ngại này cần phải xác lập chế độ quản lý bảo dưỡng thích hợp các loại thiết bị đo mà đầu tiên là thiết bị đo đặc quản lý chất lượng nước và các loại van, nâng cao cấp độ của nhân viên vận hành và nhân viên bảo dưỡng về tự động hóa, phổ biến kỹ thuật quản lý tuổi thọ. Cụ thể, chúng tôi muốn đề xuất các phương pháp thực hiện như sau:

- Áp dụng công nghệ, đầu tư nước ngoài cho IPP,
- Nâng cao năng lực kỹ thuật của EVN nhờ sự hỗ trợ kỹ thuật từ các tổ chức như JICA.

Ở đây, chúng tôi xin giới thiệu khái quát về công tác quản lý tuổi thọ thiết bị chưa được phổ biến ở Việt Nam.

(Khái quát về quản lý tuổi thọ)

Nguyên nhân lão hóa của các loại máy móc trong nhà máy là rất nhiều tuy nhiên chủ yếu có thể đưa ra 3 nguyên nhân sau:

- Clip và giãn môi clip
- Giãn môi (giãn môi chu kỳ thấp, giãn môi chu kỳ cao)
- Bị mài mòn do ăn mòn, sỏi mòn và cọ sát

Đánh giá quản lý tuổi thọ còn lại là đánh giá tiến trình lão hóa của máy với 2 mục tiêu chủ yếu là nắm bắt một cách chính xác tuổi thọ của máy để có thể sử dụng máy được lâu hơn và thay thế máy móc trước khi máy bị hỏng. Rất nhiều công nghệ đánh giá nguyên nhân lão hóa đã được phát triển và sử dụng. Khái

quát công nghệ đánh giá về nguyên nhân lão hóa được nêu ra như sau:

(1) Clip và giãn mỗi Clip

Dưới môi trường có nhiệt độ cao, các vật liệu kim loại đang chịu tải trọng liên tục sẽ biến dạng theo thời gian và cuối cùng cũng bị phá hủy. Hiện tượng này được gọi là tổn thương clip. Giãn mỗi clip sau đây gọi là hiện tượng giãn mỗi, là hiện tượng sinh ra do kim loại phải chịu các ứng lực lặp đi lặp lại dưới nhiệt độ cao. Trong các nhà máy phát điện, các thiết bị trở thành đối tượng của hiện tượng này là bộ quá nhiệt lò hơi, thiết bị tái gia nhiệt, tuabin cao áp, là những thiết bị được sử dụng ở nhiệt độ trên 450°C. Hiện tượng biến dạng hay bị phá hủy phụ thuộc vào các yếu tố chi phối như loại vật liệu, nhiệt độ vận hành, ứng lực. Tuy nhiên, phương pháp kiểm tra clip cũng giống với kiểm tra tổng thể các cơ cấu khác. Phương pháp kiểm tra này được chia thành 3 phương pháp chủ yếu sau đây:

- Phương pháp kiểm tra không phá hủy
- Phương pháp kiểm tra có phá hủy
- Phương pháp phân tích

Phương pháp kiểm tra không phá hủy

Phương pháp kiểm tra không phá hủy là phương pháp lấy những biến đổi theo tiến triển clip của các tổ chức vật liệu kim loại bên trong làm thông số để chỉ ra tình trạng hư hỏng của máy. Phương pháp kiểm tra không phá hủy là phương pháp đánh giá sử dụng các thay đổi nhỏ của tổ chức vật liệu, thay đổi về độ cứng, thay đổi giá trị điện trở làm thông số và đối chiếu với toàn bộ các đường cong được tạo ra bằng việc thực nghiệm những dữ liệu đã có được từ các đối tượng máy.

Phương pháp kiểm tra có phá hủy

Phương pháp phá hủy là phương pháp đánh giá tuổi thọ thiết bị bằng cách lấy mẫu từ các đối tượng kiểm tra, tiến hành nhiều thử nghiệm để đánh giá số năm sử dụng còn lại. Kiểm tra đối với mẫu thử nghiệm là kiểm theo yêu cầu về thời gian phá vỡ clip mẫu, kiểm tra theo yêu cầu về cường độ cơ học như độ bền kéo.

Phương pháp phân tích

Phương pháp phân tích là phương pháp đánh giá gián tiếp tuổi thọ của máy, theo các phương pháp phần tử hữu hạn và phương pháp khác, dựa trên điều kiện sử dụng máy (nhiệt độ, áp suất) và các đặc tính lão hóa (mối quan hệ giữa nhiệt độ, áp suất và sự phá hủy) của vật liệu để đánh giá.

Độ đánh giá chính xác của phương pháp phá hủy là cao, lấy mẫu dễ dàng và được sử dụng khi đánh giá các ống lò hơi. Tuy nhiên việc kiểm tra clip cần khá nhiều thời gian, các kiểm tra cơ học khác vì cần phải làm các mẫu kiểm tra nên chi phí cao hơn so với phương pháp kiểm tra không phá hủy và phương pháp phân tích.

Trong phương pháp không phá hủy, các dữ liệu được lấy ra rất đơn giản. Tuy nhiên vì phải lấy các biến đổi nhỏ trong tổ chức kim loại làm thông số nên việc định lượng các hư hỏng là rất khó khăn.

(2) Giãn nở

Giãn nở chu kỳ thấp do giãn nở nhiệt trở thành vấn đề phổ biến trong việc đánh giá tuổi thọ máy ở các nhà máy nhiệt điện. Giãn nở nhiệt trở thành vấn đề thông thường và là vấn đề về độ dày của máy ví dụ như: bao hơi của lò hơi, các vật bằng kim loại trong quản lý lò sinh hơi, roto trong tuabin hơi nước, các van chính, nhà xe... Áp suất phát sinh lặp đi lặp lại do biến đổi về nhiệt độ theo sự đóng mở của máy, độ giãn nở bị tích tụ và làm hỏng thiết bị. Phương pháp đánh giá tuổi thọ của giãn nở cũng sử dụng phương pháp kiểm tra không phá hủy và phương pháp phân tích giống như đánh giá độ giãn nở clip. Phương pháp kiểm tra không phá hủy sử dụng để đánh giá sự biến đổi độ cứng và thay đổi tổ chức của vật liệu, phát hiện những đường rạn. Phương pháp phân tích sẽ tính toán ứng lực sinh ra do thay đổi nhiệt độ và điều kiện phụ tải khi khởi động, dừng thiết bị, từ đó đánh giá sự giãn nở căn cứ vào sự biến đổi ứng lực đó, và đặc tính giãn nở của vật liệu.

(3) Sự mài mòn của thiết bị do ăn mòn, sỏi mòn, ma sát

Hiện tượng bề mặt vật thể bị bóc ra do các phản ứng hóa học là hiện tượng ăn mòn, còn hiện tượng bề mặt vật thể bị bóc ra do tác động vật lý là hiện tượng sỏi mòn. Cọ sát mài mòn cũng giống với sỏi mòn, là hiện tượng bề mặt vật thể bị bóc do tác động vật lý, tuy nhiên đây cũng là hiện tượng sinh ra do va chạm một vật cứng như than vào vật thể với tốc độ cao. Nguyên nhân của các hiện tượng ăn mòn, sỏi mòn, cọ sát mài mòn có rất nhiều, tuy nhiên phương pháp để quản lý những vấn đề này là thực hiện đo độ dày của sản phẩm, tính toán tốc độ bị mài mòn và tính toán thời gian sao cho độ dày của sản phẩm đó đạt mức tối thiểu cần thiết nhất để có thể chống chịu được khi sử dụng. Đo độ dày của sản phẩm đang được tiến hành bằng các thiết bị siêu âm đo độ dày và trên các mẫu được chọn ra.

4.1.6 Đề xuất đối sách cắt giảm khí hiệu ứng nhà kính nhờ sản xuất và sử dụng than có độ tro thấp

Từ góc độ tính chất than, có thể đưa ra các đối sách như 1) làm mịn hơn nữa khả năng nghiền than của thiết bị; 2) trộn lẫn với than nhập khẩu có hàm lượng chất bốc cao; 3) sử dụng than có độ tro thấp; 4) thu hồi phần chưa cháy hết trong tro bằng công nghệ Oil Agglomeration. Tuy nhiên chúng tôi khuyến nghị áp dụng lựa chọn 3) sản xuất và sử dụng than có độ tro thấp. Cụ thể, trường hợp giá định sẽ trộn lẫn than thu được sau tuyển than (tuyển tỉ trọng) có độ tro 12.5% và than thô có độ tro 30%, sẽ được than có độ tro ở mức 25% và 20% thì các tính toán cắt giảm phát thải khí hiệu ứng nhà kính sẽ như dưới đây.

Lượng phát thải khí hiệu ứng nhà kính ở trường hợp đây chuyển cơ bản thể hiện ở Bảng 4.1-6, còn trường hợp dự án thể hiện như bảng 4.1-7.

Bảng 4.1-6 Kịch bản dây chuyền cơ bản và kịch bản dự án

			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 3.4-2
	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): Xuất xứ “So sánh Dầu/LNG/LCI của than” (thuộc) Trung tâm năng lượng dầu khí năm 1998
- 3): Xuất xứ “Cẩm năng bộ năng lượng” (thuộc) Trung tâm bộ năng lượng năm 2000
- 4): Xuất xứ “Đánh giá khả năng thích hợp đối với CDM của kỹ thuật sử dụng hiệu quả cao nguồn than chung ở Ấn Độ” Đại học Tokyo, Uchida và các đơn vị khác
Đường sắt (0.08kWh/t km) 50% + Xe tải (1.052kWh/t km) là 50%.

他

Bảng 4.1-7 Lượng phát thải khí hiệu ứng nhà kính

		Emission Factor (10 ⁻³ kg-CO2/MJ)	MJ/kWh	Base Line Scenario		Project Scenario			
				Ash=30%		Ash=25%		Ash=20%	
				Kwh	kg-CO2	Kwh	kg-CO2	Kwh	kg-CO2
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

Hệ số phát thải sử dụng giá trị của IPCC, lượng CO₂ liên quan tới phát điện chưa được tính toán. Khi so sánh kịch bản dự án với kịch bản dây chuyền cơ bản thì ở giá trị độ tro 25%, lượng phát thải trầm trọng hơn, còn ở giá trị độ tro 20%, kết quả cũng gần giống nhau. Như phần trước đã đề cập, cự ly vận tải than càng ngắn thì hiệu quả của sử dụng than độ tro thấp đối với cắt giảm GHG sẽ càng giảm.

Mặt khác, quá trình biến đổi từ khoáng chất thành tro là phản ứng hóa học hấp thu nhiệt, nhiệt lượng do khoáng chất hữu cơ trong than đá bị sử dụng vào quá trình này. Vì vậy, khoáng vật càng nhiều thì nhiệt lượng hữu hiệu cho phát điện sẽ giảm đi. Mặt khác, dù là khoáng vật nhiều hay ít thì cũng đều phát ra lượng CO₂ cả. Nói cách khác, lượng phát sinh CO₂ tính trên nhiệt lượng có thể dùng cho phát điện sẽ càng lớn nếu khoáng chất (thành phần tro) trong than càng nhiều. Bởi vậy, trường hợp phát điện với cùng một công suất, thì sử dụng than có độ tro thấp chắc chắn có thể hạn chế được thải GHG nhiều hơn. Tuy nhiên, vì không có tư liệu nghiên cứu về vấn đề này nên gần đây trong tính toán phát thải GHG, chưa đưa yếu tố này vào.

4.2 Tính toán hiệu quả của các biện pháp giảm phát thải khí nhà kính nhờ đổi sách cải tiến

Các trị số trong bảng ở phần này là dữ liệu thu được từ công tác điều tra thực tế tại nhà máy (hỏi đáp) và kết quả của bảng câu hỏi điều tra ban đầu. Việc tính toán hiệu quả dựa trên những dữ liệu này.

4.2.1 Hiệu quả dự tính của các biện pháp giảm phát thải khí nhà kính nhờ việc cải tiến về mặt vận hành

Ví dụ cho việc quản lý giá trị mục tiêu vận hành là dự tính các tổn thất về nhiên liệu trong trường hợp vận hành liên tục 6 giờ trong tình trạng nhiệt độ hơi nước chính giảm so với mức tiêu chuẩn là 5°C. Kết quả của tính toán này được thể hiện trong [bảng 4.2-1](#).

Lần này đã thực hiện tính toán các thiệt hại dựa trên những điều kiện giới hạn là khoảng 6 giờ, tuy nhiên trường hợp cải thiện tình trạng nhiệt độ hơi nước chính thấp hơn giá trị quy định và giữ các giá trị ở mức độ tiêu chuẩn trong khi vận hành máy thì, lấy ví dụ như ở nhà máy nhiệt điện Ninh Bình ước tính lượng tiêu thụ than trong vòng 1 năm sẽ có thể giảm được 140 tấn.

(Điều kiện vận hành)

• Sản lượng máy phát (MW)	Sản lượng định mức (MW)
• Khác biệt về nhiệt độ của hơi nước (°C)	Thấp hơn 5°C so với nhiệt độ định mức
• Thời gian vận hành liên tục (giờ)	6 giờ
• Hệ số điều chỉnh HR (%/°C)	0.02 (%/°C)
• Tổng hợp HR (kcal/kWh)	Kết quả năm 2009 của các nhà máy phát điện
Nhiệt lượng của nhiên liệu (L.H.V)(kcal/kg)	5000

(Phương pháp tính lượng than tiêu thụ)

Lượng than tiêu thụ (phần thất thoát) = (Khác biệt về nhiệt độ hơi nước °C) x (Hệ số điều chỉnh HR nhiệt độ hơi nước/100) x (Tổng hợp HR) x (Năng suất quy định MW) / (Nhiệt lượng của nhiên liệu L.H.V kcal/kg)

Bảng 4.2-1 Hiệu quả giảm phát thải khí hiệu ứng nhà kính nhờ cải thiện quản lý giá trị mục tiêu vận hành và cải thiện nhiệt độ hơi nước chính

Nhà máy	Số tổ máy	Công suất (MW)	G.H.R (kcal/kWh)	Thất thoát nhiệt (kcal)	Tiêu thụ than (kg)	Phát thải CO ₂ (kg) (*)
Ninh Bình	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 I	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 II	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

(*)hệ số phát thải CO₂: 98,538kg-CO₂/TJ

4.2.2 Tính toán hiệu quả của các đối sách giảm phát thải khí nhà kính bằng việc cải tiến về mặt bảo dưỡng

4.2.2.1 Thiết bị nồi hơi

(1) Hiệu quả của công tác tẩy rửa hóa học với lò hơi

Thực tế trong các nhà máy phát điện cách suy nghĩ về hóa chất làm sạch là khác nhau, tuy nhiên có thể ước lượng việc tăng hiệu suất truyền nhiệt do đã loại bỏ các lớp cặn bám trong nhiều năm sau khi thay mới thiết bị. Ngoài ra, với các nhà máy phát điện đang thực hiện làm sạch 2 năm 1 lần bằng chất kiềm làm sạch mà không phụ thuộc lượng cặn, thì với thực hiện sử dụng Acid làm sạch như đề xuất dưới đây, các nhà máy có thể lập kế hoạch cắt giảm các chi phí cần thiết cho các hóa chất làm sạch bằng cách làm giảm tần xuất thực hiện và lập kế hoạch cắt giảm thời gian tạm dừng hoạt động tổ máy.

Về cải thiện hiệu suất nồi hơi bằng cách sử dụng các hóa chất làm sạch có các số liệu cải thiện trước và sau khi sử dụng hóa chất làm sạch, hiệu suất trung bình của nhà máy nhiệt điện đốt than tăng từ 89.28% đến 89.94%, tuy nhiên các giá trị này vì cũng đã bao gồm cả phần đã được khôi phục tính năng khi kiểm tra bên trong hay khi tiến hành làm sạch các bộ phận của lò hơi khi kiểm tra định kỳ, nên hiệu quả dự tính của hóa chất làm sạch là 50% hiệu suất cải thiện. Giá trị này cải thiện khoảng 30% tỉ lệ suy giảm hiệu suất của lò hơi nên nếu áp dụng cho việc cải thiện tỉ lệ suy giảm hiệu suất nồi hơi của các nhà máy nhiệt điện đốt than ở Việt Nam thì cũng được sử dụng và tính toán với mức độ tương tự.

Kết quả dự tính được chỉ ra trong bảng 4.2-2. Lượng cắt giảm tiêu thụ than tùy mỗi nhà máy mà cũng có sự khác nhau, như trường hợp nhà máy nhiệt điện Pha Lai II có thể cắt giảm tiêu thụ 13,000 tấn than mỗi năm.

Bảng 4.2-2 Cắt giảm tiêu thụ than nhờ tẩy rửa hóa chất với lò hơi

Nhà máy	Tổ máy	Hiệu quả cuối cùng (%)	Hiệu quả lò hơi (%)		Hệ số giữa hiệu quả cuối cùng với hiệu quả lò hơi
		A	B	C	D = A / C
		Thực tế	Thiết kế	Thực tế	
Ninh Bình 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

Nhà máy	Tổ máy	Hiệu quả lò hơi kém (%)	Hiệu quả cải thiện lò hơi (%)	Hiệu quả lò hơi sau khi cải thiện (%)	Hiệu quả cuối cùng sau cải thiện (%)
		E = B - C	F = E * 0.3	G = C + F	H = D * G
Ninh Bình 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

Bảng 4.2-2 Cắt giảm tiêu thụ than nhờ tẩy rửa hóa chất với lò hơi (tiếp)

Nhà máy	Tổ máy	Tiêu thụ nhiệt trước cải thiện (kcal/kWh)	Tiêu thụ nhiệt sau cải thiện (kcal/kWh)	Chênh lệch tiêu thụ nhiệt (kcal/kWh)	Lượng phát điện (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	Chênh lệch tiêu thụ nhiệt (kcal/year)	Chênh lệch tiêu thụ than (t/year)	Chênh lệch phát thải CO ₂ (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

(*) hệ số phát thải CO₂: 98,538kg-CO₂/TJ

(2) Hiệu quả nhờ quản lý tính năng bộ sấy không khí

Kết quả sau khi tiến hành xem xét lại tiêu chuẩn sửa chữa thay thế theo đánh giá về tuổi thọ của các ống trong thiết bị sấy không khí kiểu truyền dẫn, xem xét lại tiêu chuẩn sửa chữa thay thế theo đánh giá về mức độ hỏng hóc các bộ phận và hiệu suất nhiệt của thiết bị sấy không khí dạng tái sinh được trình bày như sau.

Thiết bị sấy không khí trong các nhà máy nhiệt điện đốt than của Điện lực Chuubu là kiểu tái sinh, tuy nhiên cần thực hiện quản lý sửa chữa thay thế theo phương pháp đã được đề xuất trong chương 3 và thực hiện cải thiện nhiệt độ khí thải trước và sau khi kiểm tra định kỳ là khoảng 3°C (2%). Trong các nhà máy nhiệt điện ở nước Việt Nam với nhiệt độ thiết kế tương đương có tỉ lệ sửa chữa thay thế các bộ phận và ống truyền nhiệt bằng cách xem xét lại tiêu chuẩn sửa chữa thay thế cũng đã tăng lên so với trước đây, hiệu quả làm giảm nhiệt độ khí thải dự kiến cũng sẽ được mở rộng. Tuy nhiên, vì cần phải khấu trừ phần cải tiến theo tiêu chuẩn sửa chữa thay thế trước đây nên phần giảm nhiệt độ khí thải theo đề xuất lần này được cho là tương đương với hiệu quả cắt giảm khi kiểm tra định kỳ hiện trạng trong các nhà máy nhiệt điện đốt than có hiệu suất trung bình và hiệu quả làm giảm nhiệt độ khí thải được tính là 3°C mà không có liên quan gì đến dạng truyền dẫn và dạng tái sinh.

Trước tiên dự tính những ảnh hưởng tới tỉ lệ tiêu thụ nhiên liệu trong trường hợp giảm nhiệt độ khí thải của máy sấy không khí dựa trên các tiêu chuẩn sửa chữa sau khi đã được xem xét lại. Hiệu quả làm giảm lượng nhiên liệu tiêu thụ và lượng thất thoát nhiệt trong khí thải được đưa ra dưới công thức sau đây:

$$\text{Lượng thất thoát nhiệt trong khí thải } L1 = \frac{C \times G + (Tg2 - Ta1)}{H1} \times 100 \quad (\%)$$

C : Lượng nhiệt tỉ lệ với áp suất quy định của khí thải ra ngoài thiết bị sấy không khí (kJ/m³ N·K)

G : Lượng khí thải ra khỏi thiết bị sấy không khí (m³ N/kg)

Tg2 : Nhiệt độ khí thải của thiết bị sấy không khí (°C)

Ta1 : Nhiệt độ không khí bên ngoài (°C)

H1 : Lượng nhiệt thải ra thấp hơn lượng nhiệt của nhiên liệu (kJ/kg)

Hiệu quả làm giảm tỉ lệ tiêu thụ nhiên liệu (g/kWh) = Tỉ lệ tiêu thụ nhiên liệu than tiêu chuẩn thiết kế (g/kWh) × Lượng thay đổi hiệu suất nôi hơi (Tương đối)

Về lượng thay đổi hiệu suất nôi hơi, lấy tổ máy số 1 của nhà máy nhiệt điện Ninh Bình làm đại diện để thực hiện tính toán. Nhiệt độ khí thải trong thiết bị sấy không khí với giá trị thiết kế là 137°C có giá trị thực tế là 155°C, giá trị sau cải tiến là 152° và được tính theo công thức sau:

$$\text{(Trước khi được nâng cấp)} \quad L1 = \frac{1.38^{\square} \times 12^{\square} \times (155 - 24.5)}{20934} \times 100 = 10.32 \quad (\%)$$

$$\text{(Sau khi được nâng cấp)} \quad L1 = \frac{1.38^{\square} \times 12^{\square} \times (152 - 24.5)}{20934} \times 100 = 10.08 \quad (\%)$$

là số liệu chưa được lấy ra trong khi vận hành nên sử dụng dữ liệu của các nhà máy nhiệt điện đốt than khác. (giá trị tham khảo)

$$\text{Hiệu suất nôi hơi sau khi thay đổi} = 82.39 - (10.32 - 10.08) = 82.15$$

$$\text{Lượng thay đổi hiệu suất nôi hơi (tương đối)} = \frac{82.39 - 82.15}{82.39} \times 100 = 0.29\%$$

Tỉ lệ tiêu thụ nhiên liệu và tỉ lệ tiêu thụ nhiệt vì tỉ lệ với lượng thay đổi hiệu suất nôi hơi nên đã sử dụng cách tính như dưới đây. Việc cải thiện tỉ lệ tiêu thụ trong các nhà máy phát điện cũng ở mức độ tương đương.

Kết quả tính toán là khả năng làm giảm lượng than sử dụng như trong bảng 4.2-3. Tại nhà máy nhiệt điện Phả Lại II có thể thực hiện việc cắt giảm lượng than trên 3,000 tấn mỗi năm.

Bảng 4.2-3 Cắt giảm lượng tiêu thụ than nhờ quản lý tính năng bộ sấy không khí

Nhà máy	Tổ máy	Hiệu quả cuối cùng	Tiêu thụ nhiệt (kcal/kwh)	Cải thiện tiêu thụ nhiệt (kcal/kwh) J/Wh
		Thực tế A	B = 3600 / A / 4.1868 / 100	C = B * 0.29 / 100
Ninh Bình 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

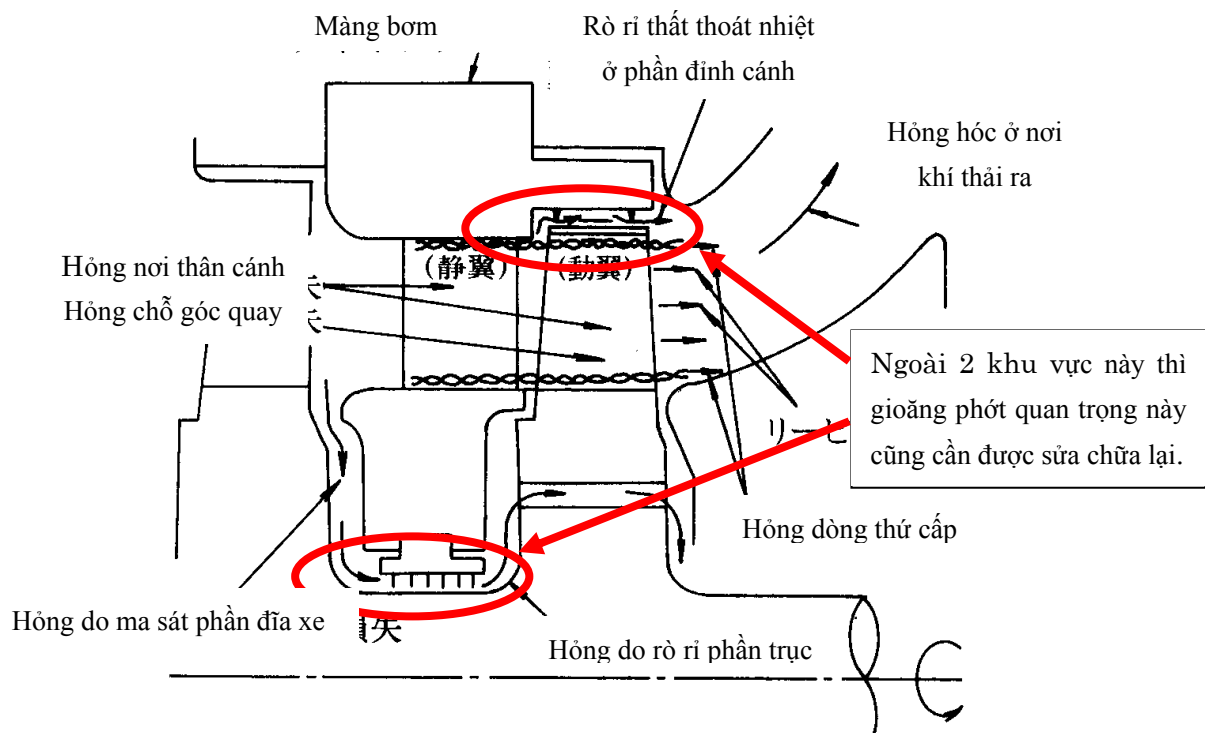
Nhà máy	Tổ máy	Lượng phát điện (MWh/year)	Chênh lệch tiêu thụ nhiệt (kcal/year)	Chênh lệch tiêu thụ than (t/year)	Chênh lệch phát thải CO ₂ (t/year) (*)
		D (5 Year Average)	E = C * D * 1000	F = E / 5000 / 1000	F * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9
Ninh Bình TPP	1	193,807	2,269,927,994	453.99	936
	2	187,354	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

(*) hệ số phát thải CO₂: 98,538kg-CO₂/TJ

4.2.2.2 Thiết bị liên quan tới tua bin

(1) Hiệu quả do thay thế thiết bị bộ phận gioăng phớt của tua bin chính

Thực tế tại các nhà máy phát điện việc ghi lại chi tiết tình trạng hỏng hóc của cánh động, cánh tĩnh và bộ phận gioăng phớt vẫn chưa được thực hiện nên hiệu suất của tuabin vẫn còn những phần chưa chính xác, do đo việc tính toán một cách chính xác hiệu suất bằng việc thay thế bộ phận gioăng phớt là rất khó. Chính vì vậy dựa trên hiệu suất tuabin được cung cấp bởi các nhà máy nhiệt điện trong lần điều tra này, thực hiện tính toán ước lượng về tỉ lệ giảm hiệu suất tuabin trong đó 60% là do các hỏng hóc phần cánh, 20% là do không thể khắc phục bằng sửa chữa do đã bị lão hóa trong nhiều năm, 20% còn lại có thể khắc phục sửa chữa phần gioăng phớt



Kết quả tính toán được mô tả trong [bảng 4.2-4](#). Trong kết quả tính toán có nhà máy có thể cắt giảm tối đa được 12,000 tấn than mỗi năm.

Bảng 4.2-4 Cắt giảm lượng tiêu thụ than nhờ thay thế bộ phận gioăng phốt tua bin chính

Nhà máy	Tổ máy	Hiệu quả cuối cùng (%)	Hiệu quả tua bin (%)		Hệ số giữa hiệu quả cuối cùng với hiệu quả tua bin
		A	B	C	D = A / C
		Actual	Design	Actual	
Ninh Bình 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

Nhà máy	Tổ máy	Hiệu quả tua bin hiện trạng (%)	Hiệu quả của cải thiện (%)	Hiệu quả tua bin sau cải thiện (%)	Hiệu quả cuối cùng sau cải thiện (%)
		E = B - C	F = E * 0.2	G = C + F	H = D * G
Ninh Bình 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

Bảng 4.2-4 Cắt giảm lượng tiêu thụ than nhờ thay đổi bộ phận gioăng phớt ở tua bin chính (tiếp theo)

Nhà máy	Tổ máy	Tiêu thụ nhiệt trước cải thiện (kcal/kWh)	Tiêu thụ nhiệt sau cải thiện (kcal/kWh)	Chênh lệch tiêu thụ nhiệt (kcal/kWh)	Hiệu quả phát điện (MWh/year)
		$J = 3600/4.1869/A*100$	$K = 3600/4.1869/H*100$	$L = J - K$	M (trung bình 5 năm)
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	Chênh lệch tiêu thụ nhiệt (kcal/year)	Chênh lệch tiêu thụ than (t/year)	Chênh lệch phát thải CO ₂ (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

(*) hệ số phát thải CO₂: 98,538kg-CO₂/TJ

(2) Hiệu quả làm sạch theo phương pháp phun nước với áp suất cao cho máy gia nhiệt nước cấp

Theo điều tra lần này tình hình quản lý độ khác biệt về nhiệt độ cuối của máy gia nhiệt nước cấp vẫn chưa được ghi nhận. Trong các nhà máy nhiệt điện đốt than ở Nhật Bản, từ kinh nghiệm làm giảm độ khác

biệt về nhiệt độ kết thúc là khoảng 1°C trong vòng 8 năm, các nhà máy của Việt Nam cũng đang dự tính làm giảm ở mức tương đương đó và dự tính kết quả có thể thực hiện cải thiện phần bị suy giảm này bằng phương pháp vệ sinh bằng nước cao áp. Trên thực tế ở Việt Nam phương pháp phun nước cao áp vẫn chưa được thực hiện nên hiệu quả theo cách tính ở dưới đây được cho là không lớn lắm. Ngoài ra, những ảnh hưởng của tỉ lệ tiêu thụ nhiệt của tuabin do độ khác biệt về nhiệt độ cuối trong đợt kiểm tra nhà máy phát điện lần này đều đã được các nhà sản xuất tuabin nắm rõ và là con số được tính theo sơ đồ thiết kế cân bằng nhiệt, vì các dữ liệu này chưa được xác nhận, nên đã sử dụng $0.02\%/^{\circ}\text{C}$ làm giá trị tiêu chuẩn để áp dụng cho một bộ gia nhiệt.

Kết quả tính toán được mô tả trong bảng 4.2-5. Theo kết quả dự tính này có nhà máy có thể cắt giảm lượng than tối đa là 200 tấn trong vòng 1 năm nhờ phương pháp làm sạch 1 máy gia nhiệt.

Bảng 4.2-5 Cắt giảm lượng than tiêu thụ nhờ vệ sinh bằng nước cao áp cho bộ gia nhiệt nước cấp

Nhà máy	Tổ máy	Hiệu quả phát điện cuối cùng	Tiêu thụ nhiệt (kcal/kwh)	Cải thiện tiêu thụ nhiệt (kcal/kwh)	Lượng phát điện (MWh/year)
		Thực tế	$B = 3600 / A / 4.1868 / 100$	$C = B * 0.02 / 100$	D (TB 5 năm)
		A			
Ninh Bình 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	Chênh lệch tiêu thụ nhiệt (kcal/year)	Chênh lệch tiêu thụ than (t/year)	Chênh lệch phát thải CO ₂ (t/year) (*)
		$E = C * D * 1000$	$F = E / 5000 / 1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Bình 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

(*) hệ số phát thải CO₂: 98,538kg-CO₂/TJ

(3) Hiệu quả làm sạch theo phương pháp phun nước với áp suất cao cho bình ngưng

Phương pháp vệ sinh bằng phun nước với áp suất cao cho bình ngưng làm giảm những tổn thương của bình ngưng, loại bỏ các bám bẩn (loại bám cứng như cặn silica,...) không thể xử lý thông qua rửa bằng bàn chải hay rửa bi,... Trong kết quả điều tra vừa qua, không xác nhận được hiện trạng quản lý về mối quan hệ giữa cặn bám và độ kín chân không của bình ngưng. Do vậy, chúng tôi tính toán hiệu quả trên cơ sở kết quả thực tế từ công tác loại bỏ cặn bám cứng ở Nhật Bản. Ở Việt Nam, vì chưa thực hiện vệ sinh

bằng phun nước cao áp với bình ngưng, nên có thể suy đoán rằng ở một bộ phận các nhà máy phát điện có hiện tượng cặn bám cứng giống như Nhật Bản, nếu thực hiện vệ sinh theo phương pháp này có thể sẽ có kết quả tốt hơn cả những tính toán dưới đây. Trong ví dụ tham chiếu, độ kín chân không so với trước khi vệ sinh tăng từ -94.22kPa lên -94.77kPa, và lượng cải thiện suất tiêu thụ nhiệt là 0.07%, các tính toán dưới đây đã sử dụng những kết quả đó.

Kết quả tính toán thể hiện qua bảng 4.2-6. Theo kết quả này, nhà máy phát điện có thể cắt giảm lượng than tiêu thụ trong một năm tối đa 740 tấn.

Bảng 4.2-6 Cắt giảm lượng than tiêu thụ nhờ vệ sinh bằng nước cao áp cho bình ngưng

Nhà máy	Tổ máy	Hiệu quả cuối cùng	Tiêu thụ nhiệt (kcal/kwh)	Cải thiện tiêu thụ nhiệt (kcal/kwh) J/Wh	Hiệu quả phát điện (MWh/year)
		Actual A	$B = 3600 / A / 4.1868 / 100$	$C = B * 0.07 / 100$	D (5 Year Average)
Ninh Bình 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	Chênh lệch tiêu thụ nhiệt (kcal/year)	Chênh lệch tiêu thụ than (t/year)	Chênh lệch phát thải CO ₂ (t/year) (*)
		$E = C * D * 1000$	$F = E / 5000 / 1000$	$O * 5000 * 4.184 * 98538 * 10e-9$
Ninh Bình 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

(*) hệ số phát thải CO₂: 98,538kg-CO₂/TJ

4.3 Đề xuất các phương pháp cắt giảm lượng khí gây hiệu ứng nhà kính tại các nhà máy nhiệt điện chạy than dưới tới hạn

Đầu tiên, cần phải vận hành các nhà máy điện ở các mức hiệu suất cao nhất bằng việc thực hiện các đề xuất được nêu trong mục 3.1 (về việc cắt giảm khí gây hiệu ứng nhà kính thông qua việc cải thiện năng lực vận hành nhà máy) và 3.2 (về việc cắt giảm khí gây hiệu ứng nhà kính thông qua việc cải thiện năng lực bảo trì nhà máy).

Mục dưới đây mô tả các phương pháp khác có thể đóng góp vào quá trình nâng cao hiệu suất hoạt động của nhà máy.

4.3.1 Áp dụng loại cánh và vòng đệm tiên tiến nhất cho tua bin khí

(1) Áp dụng loại cánh mới nhất

Việc áp dụng loại cánh 3D hiệu suất cao có thể giảm lượng khí bị mất đi do dòng khí thứ cấp gây ra giữa phần mâm và đầu cánh, đồng thời giảm sự mất năng lượng do ảnh hưởng của quá trình mài mòn trên bề mặt cánh và luồng khí xoáy ở phần đuôi cánh. Điều này có thể tăng hiệu suất hoạt động của tua bin.



Mẫu CFD (Động lực học chất lưu tính toán)



Ống gió 3D hiệu suất cao

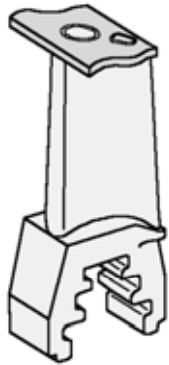


Cánh 3D hiệu suất cao

Hình 4.3-1 Cánh 3D tính năng cao

(2) Áp dụng vòng đệm đỉnh cánh tiên tiến nhất

Loại vòng kín chính giữa các cánh rô to và stato là vòng nối. Tuy nhiên, việc lắp vòng kín cho phần đầu cánh là một công đoạn khá khó khăn và quá trình ghép nối quy chuẩn là ghép kín các cánh chỉ với một hoặc hai gờ, đây có thể coi là một nhân tố đứng sau việc giảm hiệu suất hoạt động. Tình trạng này dẫn tới việc phát triển cấu trúc cánh bao liền mạch (CCB: Continuous Cover Blade), trong đó toàn bộ vòng tròn được bao bọc bằng một vành đai có khớp gắn với các cánh rô to. Như được minh họa trong hình bên dưới, trong cấu trúc CCB, các vành đai được khớp với theo vòng tròn và tạo nên một cấu trúc hình chữ O trên toàn bộ vòng tròn đó. Điều này cho phép gắn khớp nối trên bề mặt ngoài của vòng đai nhằm tăng hiệu suất của vòng kín và của tua bin.



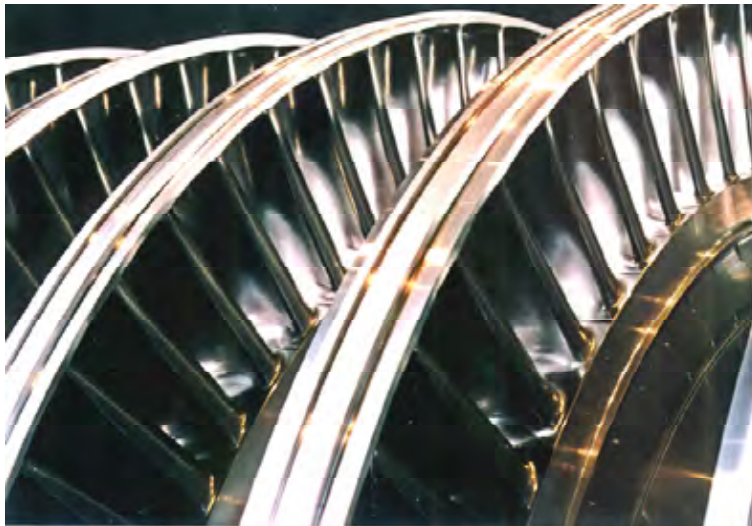
Cánh loại quy chuẩn



Cánh CCB

Trạng thái lắp cánh CCB

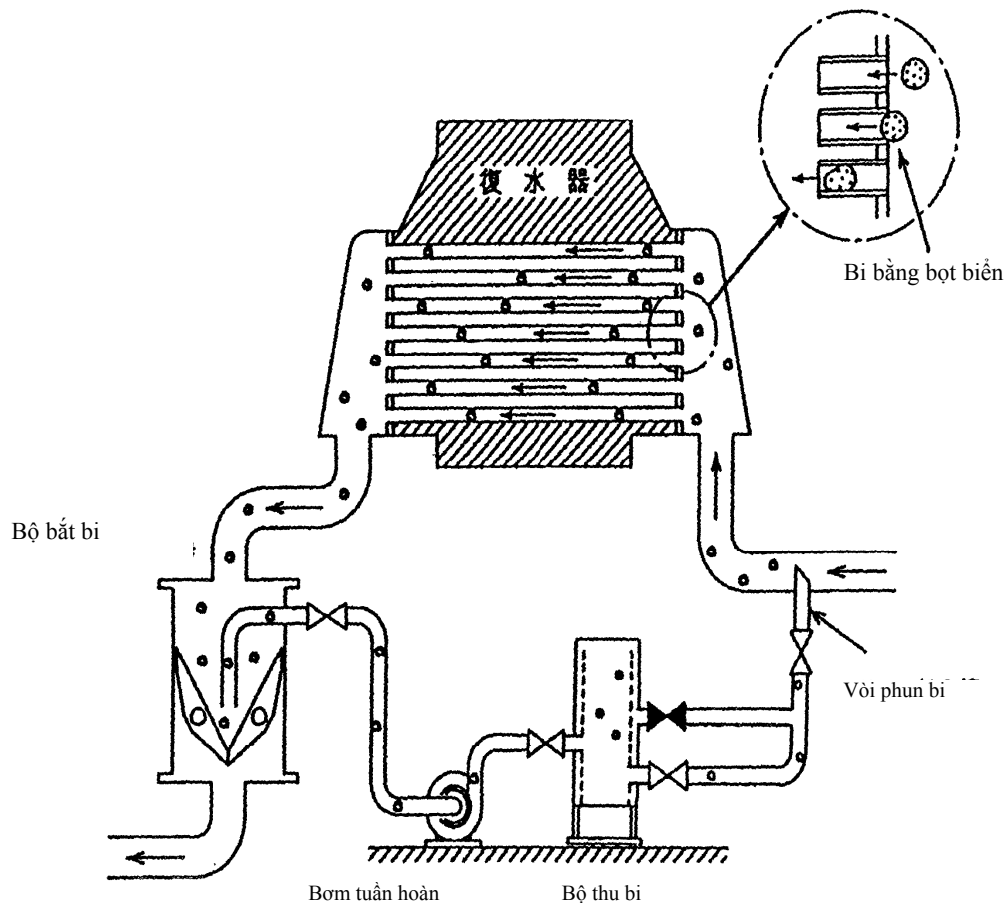
- Vòng đai ghép mang lại hiệu suất và độ ổn định cao



Hình 4.3-2 Vòng đệm kín đỉnh cánh kiểu mới nhất

4.3.2 Áp dụng ống ti tan cho các ống bình ngưng và làm sạch ống hàng ngày bằng hệ thống làm sạch bằng bi

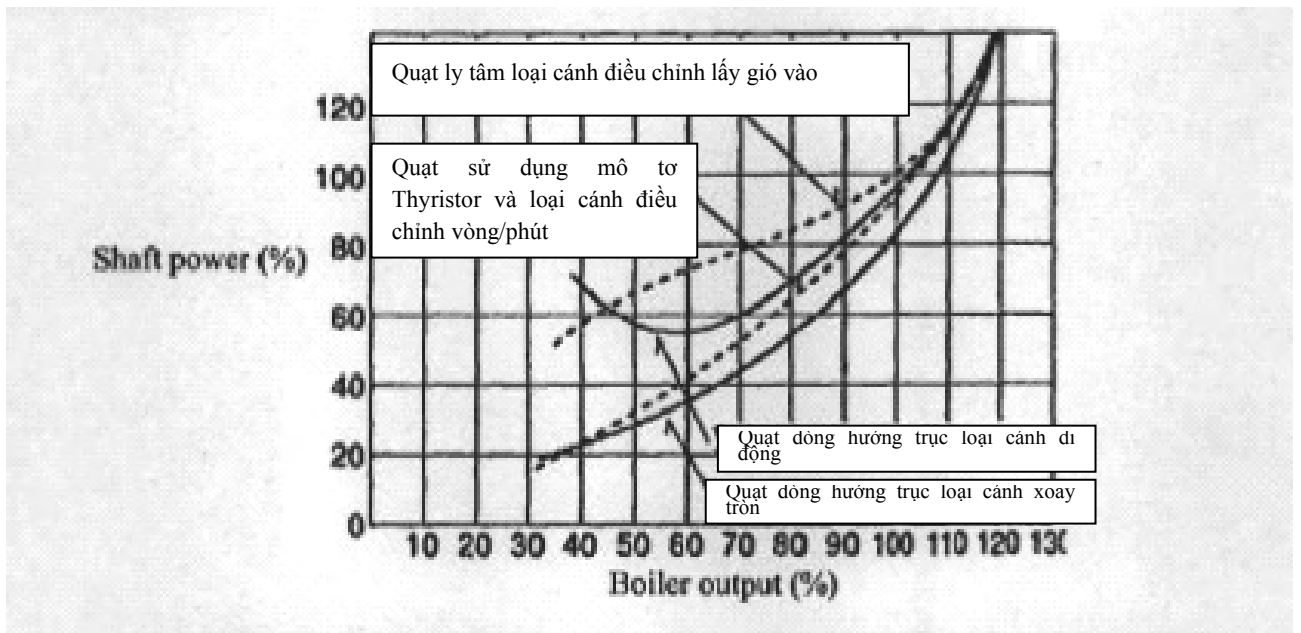
Nhóm nghiên cứu đề xuất việc sử dụng ống ti tan làm ống bình ngưng và lắp đặt hệ thống làm sạch bằng bi để làm sạch ống hàng ngày. Các bước này sẽ giúp triệt tiêu yếu tố làm giảm độ chân không trong bình ngưng do bụi bẩn đọng lại trong ống, đồng thời có thể làm giảm hiệu suất hoạt động của nhà máy. So với ống làm bằng hợp kim đồng thau – nhôm, ống ti tan có tỉ lệ bức xạ nhiệt thấp hơn (khoảng 80%). Do vậy, cần tăng khu vực làm lạnh và tỉ lệ dòng khí trong ống. Hơn nữa, ống ti tan còn loại bỏ được yếu tố ăn mòn và cho phép thực hiện việc làm sạch dễ dàng bằng hệ thống làm sạch bằng bi một cách thường xuyên. Điều này cho phép lưu giữ độ chân không ở mức cao so với ống làm bằng chất liệu hợp kim đồng-nhôm.



Hình 4.3-3 Hệ thống làm sạch sử dụng bi

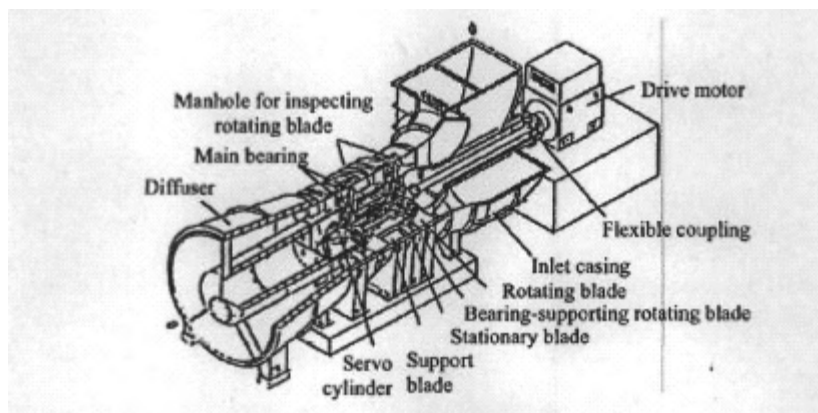
4.3.3 Sử dụng quạt lớn kiểu hướng trục

Các quạt lớn (VD: FDF, IDF, và PAF) sử dụng khá nhiều điện trong nhà máy. Việc cắt giảm lượng điện năng dùng cho quạt là một cách hiệu quả trong việc giảm lượng điện tiêu thụ trong nhà máy và nâng cao hiệu suất hoạt động của nhà máy. Có hai loại quạt chính là quạt ly tâm và quạt hướng trục. Khi đề cập tới phương pháp kiểm soát dòng khí ở phụ tải, loại quạt ly tâm được chia thành hai loại là loại kiểm soát theo vòng/phút và loại điều chỉnh giảm nạp khí. Loại quạt hướng trục cũng được chia làm hai loại nhỏ: loại cánh tĩnh có thể di chuyển và loại cánh động có thể di chuyển. Như được minh họa trong [hình 4.3-4](#), quạt dòng hướng trục với cánh động có thể di chuyển cho phép giảm lượng điện năng tiêu thụ là 20% khi nồi hơi đạt 100% phụ tải so với quạt ly tâm với loại điều chỉnh giảm nạp khí. Với lý do này, việc áp dụng quạt cỡ lớn dòng hướng trục với cánh động có thể di chuyển có thể coi là một trong các phương pháp tăng hiệu suất hoạt động của nhà máy.



Nguồn: ASIA-PACIFIC PARTNERSHIP on Clean Development and Climate

Hình 4.3-4 Sơ đồ quan hệ giữa công suất lò hơi và lượng tiêu thụ điện của quạt



Hình 4.3-5 Quạt kiểu hướng trục, loại cánh động có thể di chuyển

PHỤ LỤC 1

KHÁI QUÁT NHÀ MÁY PHÁT ĐIỆN

1. Khái quát nhà máy nhiệt điện Ninh Bình

Tên gọi bằng tiếng Việt	: Công ty cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình
Tên gọi bằng tiếng Anh	: Ninh Binh Thermal Power Joint-Stock Company
Tên viết tắt	: NBTPC
Ngày thành lập	: 01/01/2008
Địa chỉ	: Đường Hoàng Diệu - Phường Thanh Bình - Thành phố Ninh Bình (cách Hà Nội khoảng 130km phía Đông Nam)
Công suất định mức	: 100 MW (25MW × 4 tổ máy)
Nhiên liệu	: Than đá (than không khói)
Thời gian vận hành trong 1 năm:	7.800giờ (từ 2006-2009, vận hành toàn bộ các tổ máy)



Hình 1-1 Toàn cảnh thành phố thuộc tỉnh Ninh Bình
(giữa ảnh là nhà máy phát điện)



Hình 1-2 Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình

1.1 Quá trình phát triển của Công ty CP nhiệt điện Ninh Bình.

Nhà máy nhiệt điện than Ninh Bình bắt đầu được xây dựng bằng nguồn vốn ODA của Trung Quốc từ ngày 15/03/1971. Nhà máy vận hành bắt đầu vận hành tổ máy số 1 từ ngày 19/05/1974, tổ máy số 2 và số 3 được đưa vào vận hành trong tháng 12 năm 1974 và tháng 11 năm 1975, tổ máy cuối cùng, tổ máy số 4 bắt đầu hoạt động từ ngày 08/03/1976. Tổng công suất phát điện của cả bốn tổ máy là 100 MW. Các trang thiết bị chủ yếu của nhà máy được sản xuất tại Trung Quốc và tới nay, các trang thiết bị đó vẫn do nhà sản xuất tại Thượng Hải cung cấp để bảo dưỡng hoặc sửa chữa.

Trong những năm 1970, nhà máy điện Ninh Bình và nhà máy điện Uông Bí là những nguồn cung cấp điện chính cho đất nước. Đến nay, tuy khá nhiều nhà máy phát điện được xây dựng khắp lãnh thổ Việt Nam, nhưng nhà máy nhiệt điện Ninh Bình vẫn duy trì được tầm quan trọng của mình. Lý do chính là bởi các nhà máy khác đều tập trung ở phía Bắc của Hà Nội, duy chỉ có nhà máy nhiệt điện Ninh Bình nằm ở khu vực phía Nam. Nhà máy nhiệt điện Ninh Bình trước đây là một đơn vị trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), đến ngày 01/01/2008 đã được chuyển thành công ty cổ phần. Tính tới tháng 12/2009, tỷ lệ cổ phần của công ty mà EVN nắm giữ chiếm 54%.

Hiện tại, nhà máy nhiệt điện Ninh Bình có 900 cán bộ công nhân viên (trong đó, tỷ lệ nữ chiếm khoảng 25%). Trước đây, số lượng cán bộ có lúc đạt con số lớn nhất là 1400 người, nhưng khi hiệu quả lao động tăng lên thì số cán bộ giảm dần cho tới nay. Tuy nhiên, việc cắt giảm thêm lực lượng lao động là điều khó khăn bởi phần lớn trang thiết bị của nhà máy vẫn được vận hành bằng tay.

1.2 Thông số kỹ thuật của các thiết bị quan trọng trong nhà máy điện Ninh Bình

Thông số kỹ thuật của các thiết bị chính trong nhà máy được trình bày trong bảng dưới đây (Bảng 1.2-1, bảng 1.2-2, bảng 1.2-3). Các thông số kỹ thuật của tua bin, máy phát điện và phòng điều khiển được trình bày trong hình 1.2-1, hình 1.2-2, hình 1.2-4).

Bảng 1.2-1 Thông số lò hơi (4 lò)

Mục	Thông số kỹ thuật
Nhà sản xuất	Sản xuất tại Trung Quốc
Kiểu lò hơi	Lò hơi kiểu tuần hoàn tự nhiên, độc lập, bố trí trong nhà
Hệ thống đốt	Loại đốt góc với lò đốt thải ít NO _x
Áp lực hơi cao nhất	37 [kg/cm ²]
Nhiệt độ hơi cao nhất	450 [°C]
Lưu lượng hơi chính	130 [T/H]
Hiệu suất lò hơi	90.1[%]
Kiểu máy nghiền	Máy nghiền hình ống

Bảng 1.2-2 Thông số tua bin (4 tổ máy)

Mục	Thông số kỹ thuật
Nhà sản xuất	Sản xuất tại Trung Quốc
Kiểu tua bin	Kiểu 31-25-7
Công suất cực đại	250 [MW]
Độ chân không của bình ngưng	716[mmHg/cm ²]
Hiệu suất tua bin	31[%]

Bảng 1.2-3 Thông số máy phát điện (4 tổ máy)

Mục	Thông số kỹ thuật
Nhà sản xuất máy phát điện	Sản xuất tại Trung Quốc
Kiểu máy phát điện	Kiểu 0F-25-2TH
Số vòng quay	3,000 [vòng/phút]
Tần số	50 [Hz]
Hiệu suất phát điện	97.3[%]



Hình 1.2-1 Tua bin và máy phát điện



Hình 1.2-2 Máy phát điện



Hình 1.2-3 Tua bin



Hình 1.2-4 Phòng điều khiển

1.3 Khái quát và đặc tính của hệ thống

(1) Hệ thống nhiên liệu

(Nhiên liệu)

Đặc tính nhiên liệu sử dụng trong nhà máy điện được trình bày như dưới đây. Tính chất của nhiên liệu than được phân tích đồng thời với việc nghiệm thu.

Chủng loại : than không khói (loại 4b và 5b)

Nhiệt lượng : khoảng 5,500 ~ 6,000 kcal/kg

Kích thước : 1 ~ 15 mm (không gồm than cục, hình 1.3-1)

Độ tro : 22 ~ 33%

Độ ẩm : khoảng 8%

Tỉ lệ chất bốc : khoảng 6 ~ 8%

Lưu huỳnh : khoảng 6,5%

Lượng tiêu thụ : tối đa khoảng 1.500 tấn/ngày (trung bình 375 tấn/tổ máy/ngày)

Khối lượng tiếp nhận than: 5 tàu/ngày. Trung bình 300 tấn/tàu (hình 1.3-2)



Hình 1.3-1 Đặc điểm của nhiên liệu than



Hình 1.3-2 Tàu vận chuyển than

(Phương thức vận chuyển than lên)

Hình 1.3-3 cho thấy toàn cảnh thiết bị vận chuyển than lên. Đây là thiết bị cầu tạt hành, kiểu gầu xúc dùng tời kéo (3 chiếc, mũi tên hình 1.3-3), than sau đó được đưa vào goòng phễu (mũi tên hình 1.3-4), rồi vận chuyển trực tiếp tới kho chứa than. Nhân viên vận hành chia 3 ca, hoạt động cả 24 giờ.



Hình 1.3-3 Toàn cảnh thiết bị vận chuyển than lên
(Mũi tên chỉ thiết bị cầu tạt hành, kiểu gầu xúc dùng tời kéo)



Hình 1.3-4 Goòng phễu tiếp nhận than (mũi tên)

(Bãi chứa than)

Bãi chứa than có mái che (hình 1.3-5) dùng cho mùa mưa, chứa được 3 vạn tấn than (hình 1.3-6) (dùng cho 20 ngày). Vì hàm lượng chất bốc thấp, nên rất ít thất thoát calo do phát nhiệt tự nhiên. Khi tiếp nhận than lúc trời mưa, điều quan trọng là lựa chọn phương pháp quản lý lưu trữ than để không bị lấn quá nhiều nước, tuy nhiên chưa có qui định tiêu chuẩn lựa chọn cách vận chuyển phù hợp ứng với lượng mưa xuống. Vào mùa khô thì than được vận chuyển thẳng tới kho chứa.



Hình 1.3-5 Toàn cảnh bãi chứa than có mái che



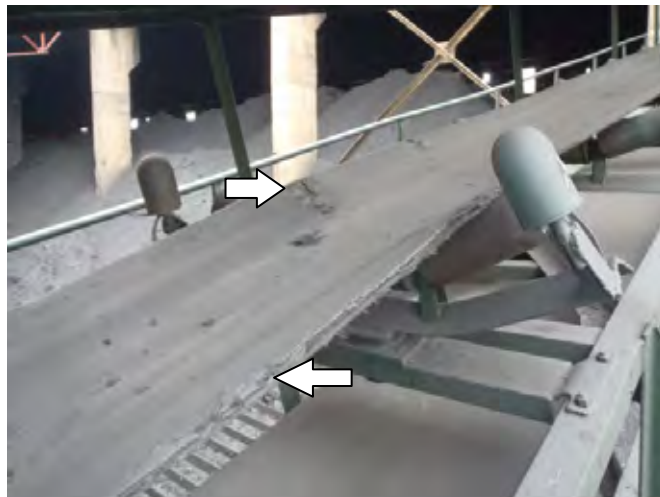
Hình 1.3-6 Cận cảnh bãi chứa than trong nhà

(Băng tải)

Có hệ thống vận tải trực tiếp từ nơi tiếp nhận than tới boong ke, và hệ thống vận tải trực tiếp từ bãi chứa than tới boong ke. Băng tải có cơ cấu lớp bố bên trong, nhưng không có dây thép. Khổ băng khoảng 80~90cm, chiều dài 700m, căng băng tải bằng đối trọng (hình 1.3-7). Băng tải đã cũ, có thể nhìn rõ những vết rách, xước và đã có tiến hành sửa chữa (mũi tên hình 1.3-8). Khi có sự cố thì chỉ vận tải than bằng 1 hệ thống. Băng tải bố trí ngoài trời có được che phủ nhưng vẫn có những khe hở, khi mưa xuống có thể sẽ đọng nước trên mặt băng tải (hình 1.3-9). Nếu vận tải than khi nước đọng trên băng thì than lẫn nước khi đưa vào máy nghiền sẽ làm giảm nhiệt độ máy nghiền, tuy nhiên hiện chưa có biện pháp để loại bỏ nước mưa đọng trên băng tải.



Hình 1.3-7 Thiết bị căng băng tải



Hình 1.3-8 Hình ảnh băng tải
(mũi tên chỉ những vết rách trên mặt băng tải)



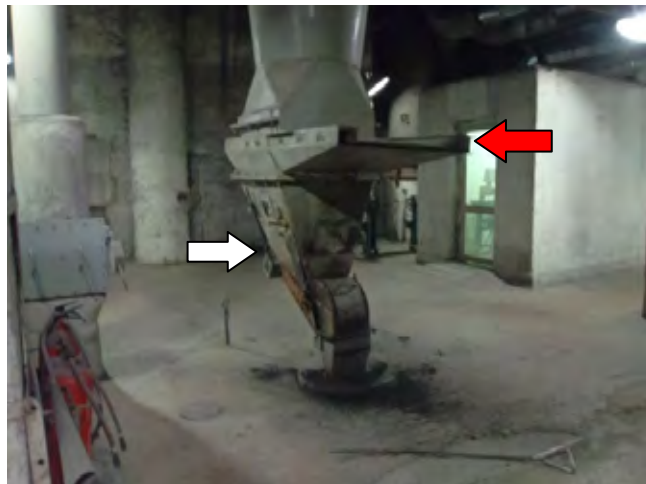
Hình 1.3-9 Băng tải ngoài trời

(Boong ke)

Có 2 boong ke chứa than, dung tích là 105m^3 , sau máy phân loại có thêm 1 boong ke phụ nữa để chứa than hạt thô, dung tích 110m^3 . Về mặt cấu tạo boong ke, vì không thải được nước mưa đọng, nên than có lẫn nhiều nước cũng là nguyên nhân gây giảm nhiệt độ của máy nghiền. Lượng tiêu thụ một giờ ở mỗi boong ke than là 15,6 tấn, kiểm tra mức than bằng mắt thường, khi xuống dưới mức chuẩn thì người điều khiển có thể ra lệnh tiếp than cho boong ke.

(Máy cấp than)

Ở cửa thoát của boong ke có cơ cấu tạo rung (hình 1.3-10, mũi tên trắng). Điều tiết lưu lượng được thao tác bằng tay qua điều chỉnh miệng rót phía trên cơ cấu tạo rung (hình 1.3-10, mũi tên đỏ), nhưng thực tế ở chế độ vận hành tiêu chuẩn thường không cần điều chỉnh lưu lượng. (hình 1.3-11)



Hình 1.3-10 Máy cấp than phía dưới bên dưới kho chứa



Hình 1.3-11 Cảnh đang cấp than

(Máy nghiền)

Sử dụng máy nghiền dạng trống (hình 1.3-12), cỡ hạt của than cám mịn khoảng $90\mu\text{m}$. Than cỡ hạt sỏi $\phi 50\text{mm}$ ($0,5\text{kg}/\text{hạt} \times 25\text{t}$) được đưa vào bồn chứa dạng trống và quay để nghiền than (hình 1.3-13). Nhiệt độ bên trong máy nghiền khoảng $90 \sim 100^\circ\text{C}$.



Hình 1.3-12 Bên ngoài máy nghiền dạng trống



Hình 1.3-13 Khi máy nghiền vận hành

(Máy phân loại)

Máy phân loại than cám được bố trí phía sau ống than cám mịn. Cứ mỗi 2 tiếng sẽ tiến hành lấy mẫu để kiểm tra than cám mịn đã được phân cấp đúng hay chưa, và xác nhận cỡ hạt bằng lượng than lọt qua mắt sàng tiêu chuẩn.

(2) Hệ thống thông gió

(FDF)

Mỗi tổ máy có 02 quạt thông gió đẩy, kiểu ly tâm (hình 1.3-14). Quạt này được dùng để cấp không khí cho việc đốt nhiên liệu. Quạt PAF chính (primary) không được lắp đặt.



Hình 1.3-14 Quạt thông gió đẩy

(IDF)

Mỗi tổ máy có 02 quạt hút, kiểu ly tâm (hình 1.3-15). Quạt có nhiệm vụ đưa khói thải tới ống khói.



Hình 1.3-15 Quạt hút

(AH)

Bộ sấy không khí kiểu trống (hình 1.3-16), mỗi tổ máy có 1 chiếc. Có 2 lớp ống, hơi thải từ lò hơi chạy phía trong, phía ngoài là gió (không khí để đốt) từ quạt FDF. Vệ sinh thân trống được thực hiện 4 năm một lần, khi kiểm tra định kỳ, thực hiện vệ sinh bằng khí nén. Bên ngoài của trống có thể bị bào mòn do tro bay, tuy nhiên không tiến hành quản lý độ dày ống, thực hiện bảo dưỡng khi có trục trặc. Không đo được lưu lượng khí bên trong.



Hình 1.3-16 Phía ngoài bộ sấy không khí

(3) Hệ thống nước tuần hoàn
(Thiết bị lấy nước)

Nước được lấy từ sông, (nhiệt độ nước trung bình khoảng 30° , mùa hè nhiệt độ tăng tới $36 \sim 38^{\circ}$). Có 4 sàng quay được lắp đặt để lọc rác (hình 1.3-17). Nước tự nhiên có thể mang theo chai nhựa, các sản phẩm ni lông, hộp rỗng, mảnh gỗ. (hình 1.3-18).



Hình 1.3-17 Bên ngoài sàng quay



Hình 1.3-18 Rác được thu gom từ nước sông

(CWP)

4 bơm tuần hoàn được lắp đặt (có 1 bơm để dự phòng, hình 1.3-19). Bơm có nhiệm vụ đẩy nước làm mát tới bình ngưng.



Hình 1.3-19 Bơm tuần hoàn

(4) Hệ thống nước cấp

(CP)

Mỗi tổ máy được lắp đặt 2 bơm nước ngưng. Bơm này được dùng để ngưng tụ hơi từ giếng cung cấp hơi nóng. Các tổ máy đều sử dụng chung hệ thống ống dẫn hơi (tính từ cửa ra bộ khử khí) trong nhà máy.

(BFP)

Nhà máy được lắp đặt 5 chiếc bơm cấp nước cho lò hơi (hình 1.3-20), một được sử dụng dự phòng, còn 4 chiếc còn lại dùng chung cho cả 4 tổ máy.



Hình 1.3-20 Bơm cấp nước cho lò hơi

1.4 Các biện pháp bảo vệ môi trường

(1) Nâng chiều cao ống khói, sử dụng lò đốt thải ít Nox và bổ xung thêm máy lọc bụi tĩnh điện (EP)

Vào đầu những năm 1990, khói thải từ nhà máy nhiệt điện Ninh Bình đã gây ô nhiễm tới bầu không khí quanh khu vực nhà máy. Bởi khi đó chiều cao ống khói của nhà máy chỉ là 80m, thấp hơn 16m so với chiều cao của núi Cánh Diều (96m) gần đó. Để cải thiện tình trạng này, năm 2000, nhà máy đã tiến hành một số biện pháp cải thiện môi trường, trong đó có việc nâng chiều cao ống khói lên 130m, (hình 1.4-1), đưa vào sử dụng vòi đốt thải ít Nox, đồng thời lắp đặt thêm máy lọc bụi tĩnh điện (EP) (hình 1.4-2).



Hình 1.4-1 Ống khói đã được nâng chiều cao
(mũi tên trắng chỉ ống khói sau khi sửa lại (130m), mũi tên đỏ chỉ ống khói lúc trước khi sửa (80m))



Hình 1.4-2 Hệ thống máy lọc bụi tĩnh điện khô

(2) Cây trồng

Những năm gần đây, nhà máy rất chú ý tới công tác trồng cây xanh trong khuôn viên, mỗi năm trồng khoảng 200 cây. Cây trồng được chăm bón tốt và cỏ trong khuôn viên cũng được cắt tỉa thường xuyên (hình 1.4-3 và hình 1.4-4).



Hình 1.4-3 Đường chính trong nhà máy nhiệt điện



Hình 1.4-4 Phía trước khu văn phòng

1.5 Tổ chức

Sơ đồ tổ chức Công ty CP Nhiệt điện Ninh Bình được trình bày trong hình 1.5-1. Chức năng và nhiệm vụ của từng vị trí được mô tả như dưới đây:

* Phòng hành chính tổng hợp:

- Quản lý toàn bộ tài sản nơi ăn ở sinh hoạt của tập thể và các công trình công cộng của công ty.
- Lập kế hoạch mua sắm trang thiết bị văn phòng phục vụ các phòng ban, phân xưởng làm việc.
- Quản lý con dấu của Công ty.
- Giải quyết mọi thủ tục về công văn, giấy tờ hành chính, đón khách trong và ngoài công ty để sắp xếp lịch cho lãnh đạo tiếp.
- Chuẩn bị số liệu và các văn bản cần thiết khi lãnh đạo cần.

* Phòng kế hoạch vật tư:

(Hoạt động như một bộ phận tham mưu cho Tổng giám đốc, phòng này thực hiện các nhiệm vụ dưới đây)

- Lập chiến lược kinh doanh
- Lập kế hoạch về sản xuất, kỹ thuật, tài chính trung và dài hạn.
- Lập kế hoạch trong tháng, quý, năm cho các bộ phận khác trong công ty.
- Cung ứng, cấp phát, sử dụng, quản lý và bảo quản vật tư thiết bị.
- Chỉ đạo việc mua và kiểm tra chất lượng của than và dầu đốt lò

* Phòng tổ chức:

- Xây dựng phương án tổ chức bộ máy và quản lý nhân lực một cách lâu dài
- Lập kế hoạch quản lý lao động theo từng giai đoạn của kế hoạch dài hạn
- Xây dựng chính sách đối với người lao động theo quy định hiện hành của nhà nước và của ngành;

- Quản lý và tái điều chỉnh quy định lao động (thang lương, khen thưởng và kỷ luật.)

*** Phòng tài chính kế toán:**

(Phòng này quản lý tài chính và kế toán theo quy định của luật pháp của ngành điện lực Việt Nam)

- Ghi chép và nắm vững thông tin về tình hình kinh doanh và sản lượng điện sản xuất được
- Cung cấp các thông tin tài chính cho các phòng ban khác
- Lập báo cáo tài chính đối với các tổ chức trực thuộc chính phủ

*** Phòng Thanh tra – bảo vệ – pháp chế:**

- Quản lý công tác thanh tra, bảo vệ, pháp chế, quân sự, kiểm nghiệm vật tư và giám sát thiết bị, nhiên liệu trong phạm vi toàn công ty.

*** Phòng kỹ thuật – an toàn:**

- Căn cứ quy chế của tập đoàn điện lực Việt Nam và công suất của từng thiết bị, xây dựng kế hoạch phương thức vận hành chi tiết, cụ thể, phối hợp với năng lực thiết bị của từng tổ lò – máy.
- Chịu trách nhiệm về phương thức vận hành và nghiên cứu tìm biện pháp an toàn bảo vệ thiết bị.
- Tham mưu cho Tổng giám đốc về Công tác kỹ thuật an toàn và bảo hộ lao động, công tác môi trường trong Công ty.

*** Phân xưởng Vận hành lò hơi:**

- Thực hiện công tác tổ chức vận hành lò hơi và tua bin đảm bảo an toàn về kinh tế theo kế hoạch của Công ty.
- Theo dõi và sửa chữa các thiết bị này.

*** Phân xưởng sửa chữa thiết bị:**

- Thực hiện sửa chữa các thiết bị thuộc phần nhiệt trong Công ty để đảm bảo sản xuất an toàn và liên tục

*** Phân xưởng thiết bị Điện – Đo lường:**

- Bảo trì hệ thống thông tin điện thoại của Công ty
- Vận hành và bảo trì các thiết bị điện – đo lường.
- Bảo trì các thiết bị và công cụ phân tích mẫu (than, nước .vv...)

*** Phân xưởng hóa:**

- Phân tích tính chất lý hóa của nguyên liệu và rác thải (nước, dầu, than và tro bụi)
- Cung cấp thông tin phân tích cho các phân xưởng vận hành và bảo trì.

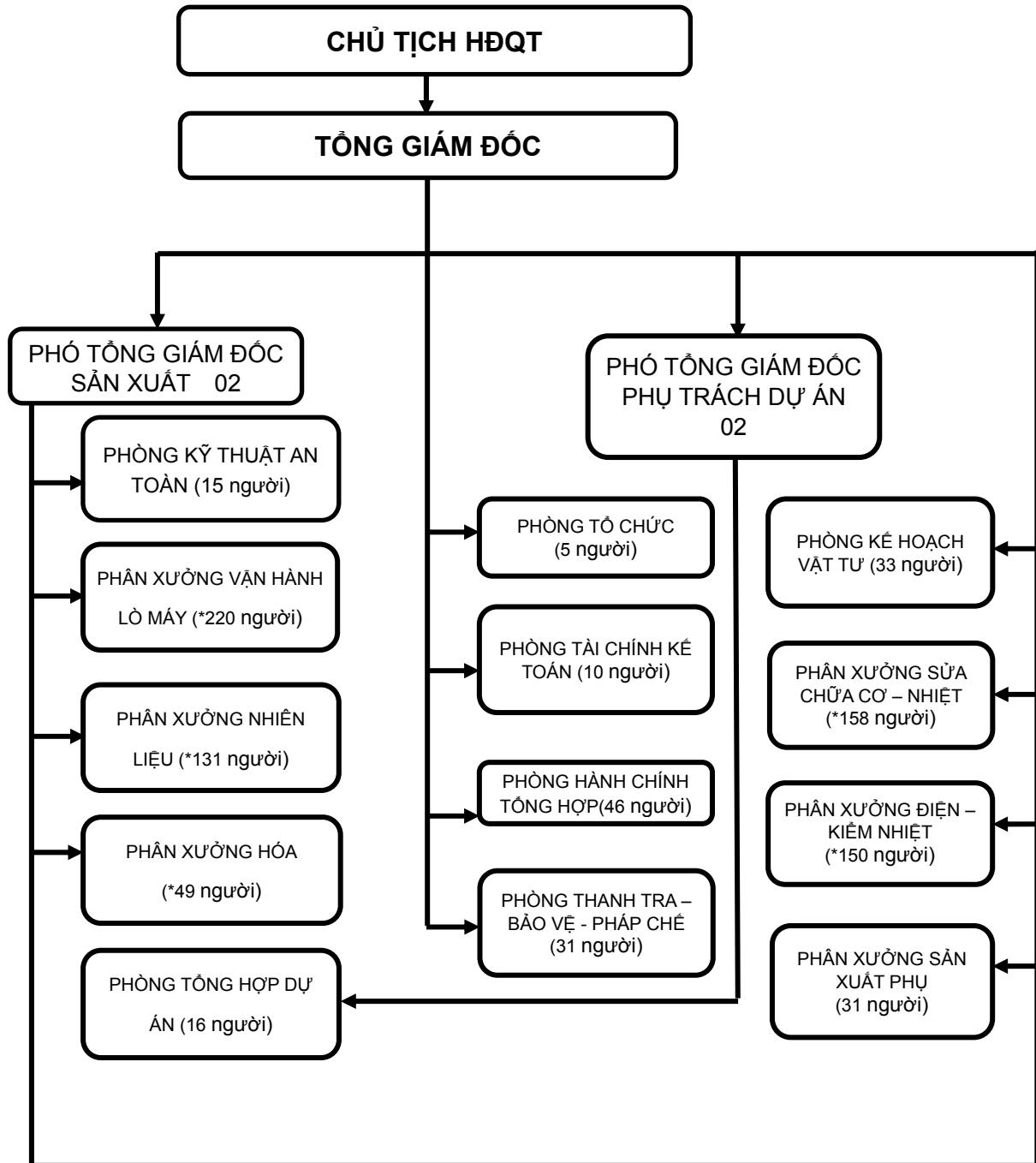
*** Phân xưởng Nhiên liệu:**

- Nghiệm thu than

- Bốc dỡ và vận chuyển than từ cảng vào kho và từ kho vào lò hơi qua hệ thống băng tải.
- Bảo trì định kỳ các thiết bị cung cấp than.

*** Phòng Tổng hợp dự án:**

- Tham mưu giúp Tổng giám đốc về “Dự án thực hiện Dự án Nhiệt điện Thái Bình”.



Hình 1.5-1 Sơ đồ tổ chức Công ty CP Nhiệt điện Ninh Bình
(Ký hiệu * là những bộ phận làm việc theo chế độ 3 ca)