

東アジア諸国のエネルギー消費と 大気汚染対策

— 概況と事例研究 —

平成9年6月

科学技術庁 科学技術政策研究所

第4調査研究グループ

上席研究官 江幡 禎則

元上席研究官 肥後 幸男

中央大学名誉教授 安藤 淳平

Energy Consumption and Air Pollution Control
in East Asian Countries

June, 1997

EBATA Sadanori Senior Researcher

HIGO Sachio Former Senior Researcher

4th Policy-oriented Research Group

National Institute of Science and Technology

Science and Technology Agency

ANDO Jumpei Emeritus Professor

Chuo University

はじめに

アジア地域には、世界人口の6割が住み、その経済活動は世界のGDP合計の24%程度を占めている。とりわけ、我が国とその近隣諸国・地域の中国、インドネシア、韓国、台湾、タイ、フィリピンの8ヶ国（以下東アジア諸国という）についてみると、人口ではアジア地域の半分、経済活動では、約9割がこの地域に集中している。

東アジア諸国は、世界の陸地面積の約1割にすぎないが、人口で3割、経済活動では2割強が集中していることになる。これらの人口増と経済活動の活発化に伴い、エネルギー消費は急増し、硫黄酸化物、窒素酸化物、二酸化炭素などの排出の増加が顕著で、局地汚染に加えて地球環境に大きな影響を与え始めている。特に中国では、国内の豊富な石炭資源の利用が進んでおり、二酸化硫黄の排出量は年間2000万トに達し、あと数年で米国を超えて最大の排出国になると予測され、二酸化炭素の排出量もいずれは米国に近接するであろう。

我が国は世界で最高レベルの公害防止技術と省エネ技術（高効率技術）を持っていることから、東アジア諸国の汚染防止に貢献すべき役割は大きい。このような状況の中で、我が国はこれまでも技術移転や援助等を通じて、東アジア諸国の大気汚染防止対策等に協力して来たところであるが、これまでの事例を見ると、経済性の問題、技術上の問題から援助が相手国で十分に活用されなかった場合が見られる。

発展途上国では経済の振興が、環境対策よりも優先される場合が多いことは否めないところであるが、いくつかの国では、我が国で公害対策が本格化された1960年代の経済力に達していることから、本腰を入れて煤塵や硫黄酸化物などの環境対策に取り組み始めている。一方、経済力がまだ十分でない国では、それらの環境技術も先進国の高度、高価なものでなく、それぞれの国状に適したものが求められる。発展途上国は一般に発電や各種生産の効率が低く、省エネ技術（効率向上技術）は、経済効果に加えて環境対策効果も大きく、その普及・援助は極めて効果的であろう。

発展途上国では身近な公害問題には敏感であるが、地球規模の環境問題には一般に関心が低い。しかし温暖化については今後の途上国での二酸化炭素などの温室効果ガスの排出増加が鍵となっている。まず当面の煤塵や硫黄酸化物などの対策や効率向上などを着実に進め、目に見える成果を上げて行けば、生活レベルの

向上とも合わせて、広い環境対策への関心を深めるようになるであろう。

本報告書では、これらの観点から東アジア諸国のエネルギー消費と大気汚染対策の動向、我が国の技術で中国に建設された公害防止設備の運転状況や問題点、火力発電所の運転状況と改善の状況、発展途上国で環境対策を効果的に進めるための要件、東アジア諸国での温室効果ガス排出の問題点などについての調査結果をまとめたものである。

第1章では、躍進する東アジア諸国の人口、経済成長、エネルギー消費の動向や特徴、諸国の大気汚染の現状と脱硫装置の導入状況、並びにエネルギー消費見直しなどを述べる。

第2章では、中国での一次エネルギー消費量の約8割をしめ、大巾な増大が予想されている石炭に係わる大気汚染対策、特に酸性雨の要因の一つである硫黄酸化物対策に着目し、中国における大気汚染の現状やモデル的に導入が始まっている湿式石灰石膏法、スプレードライヤーなどの半乾式法、及び流動床など事例や問題点を述べる。

第3章では、先進国にくらべて発電効率が低い中国、フィリピン、インドネシアの既設火力発電所の運転状況と改善のための改修の事例や問題点を述べる。

第4章では、途上国での大気汚染の実体や効果的と思われる環境対策等についてのまとめや効率向上によるエネルギー節約と環境の改善、途上国で環境対策の成果を挙げるための要件、東アジアのCO₂排出特性、火力発電の効率向上・排煙処理・二酸化炭素の相互関係、メタン、一酸化二窒素、地表オゾンなどの温暖化ガスの東アジアでの排出特性と抑制などの考察を述べる。

本報告書は、下記の学識経験者からなる「地球環境保全技術の進歩に関する調査研究会」による議論を背景として、科学技術政策研究所第4調査研究グループ（江幡禎則、肥後幸男）、中央大学名誉教授安藤淳平が執筆したものである。委員の先生方及び資料を提供していただいた関係者の方々に深く感謝いたします。

地球環境保全技術の進歩に関する調査研究会

委員会の構成（五十音順）

【委員会】

委員長	安藤 淳平	中央大学 理工学部 名誉教授
	秋元 肇	東京大学 先端科学技術研究センター 教授
	石井 吉徳	環境庁 国立環境研究所 所長
	桐生 稔	中部大学 国際関係学部 教授
	富舘 孝夫	(財)日本エネルギー経済研究所 常務理事
	菱田 一雄	菱田環境計画事務所 所長
	山田 興一	東京大学 工学部 教授

【小委員会】

委員長	安藤 淳平	中央大学 理工学部 名誉教授
	大西 昭	創価大学 副学長（科学技術政策研究所 客員研究官）
	小川 芳樹	(財)日本エネルギー経済研究所 研究主幹・第3研究室長（科学技術政策研究所 客員研究官）
	柿沢 淳之介	昭和ソーラーエネルギー(株) 社長
	河原 輝彦	農林水産省 森林総合研究所 育林技術科 科長
	樹下 明	(株)技術綜研 顧問
	小林 茂	(社)日本鐵鋼連盟
(新)	小林 紀	(社)日本自動車工業会 地球環境問題検討会委員
(旧)	鈴木 康允	(社)日本自動車工業会 地球環境問題検討会副主査
	玉貫 滋	(社)海外電力調査会 特別研究員
	播磨 幹夫	(社)日本産業機械工業会 環境装置部会 顧問
	平谷 達雄	(社)産業環境管理協会 指導部 部長（国際担当）
	柳原 一夫	(財)日本気象協会 参与 (科学技術政策研究所 客員研究官)
	山地 憲治	東京大学 工学部 教授

東アジア諸国のエネルギー消費と大気汚染対策

－概況と事例研究－

はじめに

1	エネルギー消費と大気汚染対策の動向	1
1・1	アジア地域の経済成長とエネルギー消費動向	1
1・2	東アジア諸国の大気汚染とその対策の概況	8
1・3	今後の東アジア諸国のエネルギー消費見通しと環境対策	13
2	中国の大気汚染防止設備と技術	17
2・1	排出と対策の概況	17
2・2	石灰石膏法脱硫プラント（四川省 珞璜発電所）	22
2・3	その他の石灰石膏法プラント（グリーンエイド・プラン）	24
2・4	スプレイドライヤー法脱硫プラント（山東省 黄島発電所）	26
2・5	流動床ボイラー	28
2・6	電子線照射法（中国 E B A プロジェクト）	32
2・7	バイオブリケット（バイオコール）	33
2・8	排煙脱硝	35
3	火力発電所の効率向上（概況と事例）	39
3・1	概況	39
3・2	中国遼寧省 錦州発電所	48
3・3	フィリピン マラヤ発電所	51
3・4	インドネシア プリオク発電所	56
4	考察とまとめ	61
4・1	発展途上国の大気汚染と対策技術	61
4・2	効率向上によるエネルギー節約と環境改善	64
4・3	温暖化への影響	66

1 エネルギー消費と大気汚染対策の動向

1・1 アジア地域の経済成長とエネルギー消費動向

1・1・1 アジア地域の人口の動向

世界の人口は国連の見通し(表1・1-1)によれば、西暦2000年には60億を超え2010年には70億に迫ろうとしている。アジアの人口の増加は、率においては世界の平均と同程度の伸びが予想されており、増加数では他の地域を圧倒している。今回検討対象とした東アジア諸国は人口増加率では世界やアジアの平均をやや下廻ると予想されているものの、絶対数の伸びは大きいとみられている。

後述するように東アジア諸国の経済発展は著しく、人口増加と併せて考えるとエネルギー需給面のみならず、地球環境に与える影響は大きい。

なお、ここでいうアジア地域とはアフガニスタン以东のアジア地域をいい、東アジアとしては中国、日本、インドネシア、韓国、台湾、タイ、フィリピン、マレーシアの8ヶ国・地域をさすこととする。

表1・1-1世界とアジアの人口の動向¹⁾

地域	人口(千人)			年平均伸び率(%)	
	1990	2000	2010	1990-2000	2000-2010
世界計	5,266,007	6,113,680	6,944,433	1.5	1.3
アジア計 (世界比%)	2,917,576 55.4	3,378,410 55.3	3,792,270 54.6	1.5	1.2
中国	1,133,683	1,255,054	1,347,514	1.0	0.7
日本	123,537	126,840	127,946	0.3	0.1
インドネシア	178,232	206,213	231,253	1.5	1.2
韓国	42,869	46,721	49,872	0.9	0.7
台湾	20,242	21,960	23,571	0.8	0.7
タイ	56,303	64,543	71,957	1.4	1.1
フィリピン	61,480	77,268	93,774	2.3	2.0
マレーシア	17,763	21,868	25,413	2.1	1.5
東アジア諸国計 (アジア比%)	1,634,109 56.0	1,820,467 53.9	1,971,300 52.0	1.1	0.8

1・1・2 アジア地域の経済成長

GDPで見るとアジア地域の世界に占めるシェアは1975年には16%であったのが、1993年には約24%と世界の約1/4のウェートを占め、世界経済に占める重みを増している(表1・1-2)。中でも日本を含む東アジア諸国はアジア全体の約9割を占めている。多くの国では2桁に近い伸びを示し、日本を除いた場合の東アジア諸国の1985-1993の平均伸び率は8.4%に達している。また、1人当たりGDPではアジア

地域は世界平均の半分以下(1993年)であるが、台湾や韓国をはじめとして東アジア諸国は高い伸びを示している。

日本において大気汚染問題が深刻化し、積極的な対策を取り始めたのは昭和40年(1965年)前後からであり(表1・1-4)、硫酸化物対策には、法制度の整備を初めとして、燃料の低硫黄化、重油脱硫、そして排煙脱硫装置の研究開発着手等が展開されている。日本の1965年の一人当たりのGDPは約7800ドル('90P)であり台湾や韓国は、当時の日本の水準に達しつつあり、ASEAN諸国がこれに続いている。

これらのことから、アジア地域の世界経済に占めるウェートの重みが増すとともに、アジア各国はエネルギー消費の増大と汚染に伴う大気汚染対策の実施段階にきていると言える。

表1・1-2 世界の地域別GDP及び一人当たりのGDPの変化²⁾

主な地域	GDP('87P10億ドル)					1人当たりGDP('87Pドル/人)				
	実数			年平均伸び率(%)		実数			年平均伸び率(%)	
	地域構成比(%)			1975-	1985-				1975-	1985-
	1975	1985	1993	1985	1993	1975	1985	1993	1985	1993
アジア	2,046	3,246	4,689	4.7	4.7	925	1,232	1,554	2.9	2.9
	16.0	19.0	23.7							
北米	3,452	4,627	5,551	3.0	2.3	14,428	17,532	19,355	2.0	1.2
	27.1	27.0	28.0							
欧州OECD	3,952	4,951	5,826	2.3	2.1	9,881	11,789	13,237	1.8	1.5
	31.0	28.9	29.4							
旧ソ連・東欧	1,981	2,460	1,557	2.2	-5.6	5,377	6,139	3,734	1.3	-6.0
	15.5	14.4	7.9							
主な国										
米国	3,176	4,244	5,105	2.9	2.3	14,702	17,832	19,785	1.9	1.3
ドイツ	1,013	1,256	1,458	2.2	1.9	12,874	16,167	18,067	2.3	1.4
英国	521	630	739	1.9	2.0	9,273	11,133	12,754	1.8	1.7
世界計	12,758	17,113	19,807	3.0	1.8	3,170	3,536	3,587	1.1	0.2
	100.0	100.0	100.0							

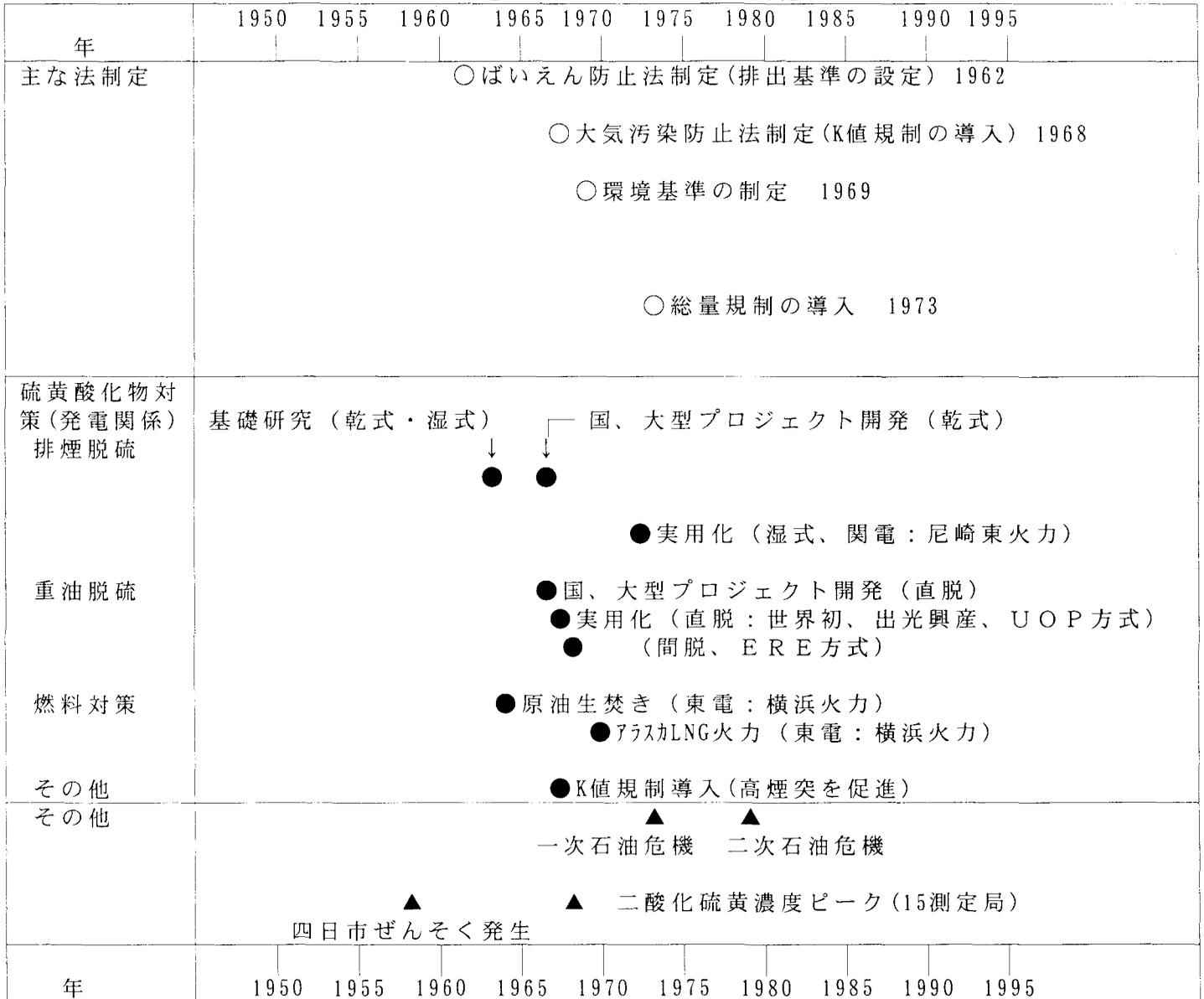
表1・1-3 東アジア各国のGDPの変化²⁾

国名	実質GDP					1人当たりGDP				
	実数('87P10億USDドル)			年平均伸び率(%)		実数('87Pドル/人)			年平均伸び率(%)	
	1975	1985	1993	1975-	1985-	1975	1985	1993	1975-	1985-
				1985	1993				1985	1993
東アジア諸国計 ^{注1)}	1,787	2,837	4,077	4.7	4.6					
(アジア比%)	87.3	87.4	86.9							
東アジア諸国計 ^{注2)}	284	582	1,109	7.4	8.4					
中国	96	210	432	8.1	9.4	105	200	367	6.7	7.9
日本	1,503	2,255	2,968	4.1	3.5	13,421	18,637	23,939	3.3	3.2
インドネシア	37	68	112	6.3	6.4	274	417	597	4.3	4.6
韓国	49	109	214	8.3	8.8	1,400	2,677	4,859	6.7	7.7
台湾	39	90	170	8.7	8.3	2,458	4,706	8,165	6.7	7.1
タイ	23	44	90	6.7	9.4	557	860	1,548	4.4	7.6
フィリピン	25	31	39	2.2	2.9	570	563	609	-0.1	1.0
マレーシア	15	30	52	7.2	7.1	1,252	1,900	2,752	4.3	4.7

注1) 日本を含む東アジア諸国の合計

注2) 日本を除いた東アジア諸国の合計

表1-1-4 日本の火力発電所における主な硫黄酸化物抑制対策の展開



(注) エネルギー経済 1993.3 わが国の環境緩和技術の発展と国際的な技術協力の視点 塚田主任
 研究員他等を基に作成

1・1・3 アジア地域の一次エネルギー消費特性

アジア地域の一次エネルギー消費の増加は著しく、世界全体に占める割合も1975年には15%だったものが1993年には約23%と世界の1/4弱を占めるに至っている（表1・1-5）。増加数量で見ても1985-1993年の8年間に世界全体で9.86億トン（石油換算）増加し、その中でアジア地域は6.02億トンと世界全体の増加数量の

表1・1-5 世界の地域別一次エネルギー消費量の変化²⁾

地域	エネルギー消費量 (Mtoe)			地域構成比 (%)			増加数量(Mtoe)	
	1975	1985	1993	1975	1985	1993	1975-	1985-
							1985	1993
アジア	828	1,253	1,855	15.0	18.0	23.3	425	602
北米	1,814	1,964	2,250	32.8	28.2	28.3	150	286
欧州OECD	1,154	1,322	1,440	20.9	19.0	18.1	168	118
旧ソ連・東欧	1,229	1,624	1,340	22.2	23.3	16.8	395	-284
世界計	5,524	6,972	7,956	100.0	100.0	100.0	1,448	986
東アジア諸国	699	1,042	1,534	12.7	14.9	19.3	343	492

注) Mtoeは石油換算100万t

61%を占めて、地球環境の視点から最も注目すべき地域となっている。また、増大するアジア地域のエネルギー消費の中で、東アジア諸国は大きな位置を占めている。エネルギー源別に見ると、アジア地域は固体燃料の割合が大きく、天然ガスのウェイトが小さい特徴を有する（表1・1-6）。特に中国では固体燃料がエネルギー消費量全体の8割に近く（表1・1-7）、その消費量は1993年には559Mtoeで米国（1993年 固体燃料消費量 559Mtoe）に並び世界一となっている。

1人当たりのエネルギー消費量（表1・1-8）は、1993年時点で世界平均が1.44toe/人であるのに対し、アジア地域では0.6toe/人とかなり小さいものの伸び率は著しく高く、1975年に比べると1993年には世界平均では5%しか増加しなかったが、アジア地域では58%も増加している。

GDP当たりの一次エネルギー消費量を表1・1-9に示す。中国では大幅な改善傾向にあるが、それでも世界の他の地域や東アジア諸国に比べてもGDP当たりの消費が多い。インドネシア、韓国、フィリピン、マレーシアではGDP当たりの消費が増えている。

表1-1-6 世界の地域別1次エネルギー源別消費量及び構成比の変化²⁾

地域	年	1次エネルギー消費量	1次エネルギー源別消費量(Mtoe)						1次エネルギー源別消費量構成比(%)							
			化石燃料			1次電力			化石燃料			1次電力				
			固体燃料	石油	天然ガス	合計	原子力	水力	合計	固体燃料	石油	天然ガス	合計	原子力	水力	合計
アジア	1975	828	376	406	22	804	8	16	24	45.4	49.0	2.7	97.1	1.0	1.9	2.9
	1985	1,253	625	466	77	1,168	54	25	79	49.9	37.2	6.1	93.2	4.3	2.0	6.3
	1993	1,855	858	724	137	1,719	91	35	126	46.3	39.0	7.4	92.7	4.9	1.9	6.8
北米	1975	1,814	366	855	495	1,716	51	43	94	20.2	47.1	27.3	94.6	2.8	2.4	5.2
	1985	1,964	527	795	462	1,784	122	50	172	26.8	40.5	23.5	90.8	6.2	2.5	8.8
	1993	2,250	592	846	550	1,988	194	52	246	26.3	37.6	24.4	88.4	8.6	2.3	10.9
欧州 OECD	1975	1,154	296	645	150	1,091	30	31	61	25.6	55.9	13.0	94.5	2.6	2.7	5.3
	1985	1,322	359	564	201	1,124	155	37	192	27.2	42.7	15.2	85.0	1.7	2.8	14.5
	1993	1,440	297	623	261	1,181	213	41	254	20.6	43.3	18.1	82.0	4.8	2.8	17.6
旧ソ 東欧	1975	1,229	492	438	272	1,202	11	15	26	40.0	35.6	22.1	97.8	0.9	1.2	2.1
	1985	1,624	502	516	529	1,547	53	23	76	30.9	31.8	32.6	95.3	3.3	1.4	4.7
	1993	1,340	376	342	523	1,241	68	25	93	28.1	25.5	39.0	92.6	5.1	1.9	6.9
世界	1975	5,524	1,626	2,656	1,007	5,289	100	125	225	29.4	48.1	18.2	95.7	1.8	2.3	4.1
	1985	6,972	2,157	2,804	1,425	6,386	389	172	561	30.9	40.2	20.4	91.6	5.6	2.5	8.0
	1993	7,956	2,292	3,126	1,717	7,135	571	206	777	28.8	39.3	21.6	89.7	7.2	2.6	9.8

表1-1-7 東アジア諸国の一次エネルギーの消費量(Mtoe)と構成比(%)²⁾

国	年	固体燃料		石油		天然ガス		一次電力		一次エネルギー消費合計	
		量	構成	量	構成比	量	構成比	量	構成比	量	構成比
中国	1975	234	74.8	68	21.7	7	2.2	4	1.3	313	100.0
	1985	405	78.3	93	18.0	11	2.1	8	1.5	517	100.0
	1993	559	76.5	144	19.7	14	1.9	13	1.8	731	100.0
日本	1975	57	18.4	230	74.4	8	2.6	14	4.5	309	100.0
	1985	73	20.2	204	56.4	35	9.7	49	13.5	362	100.0
	1993	79	17.3	256	56.0	48	10.5	73	16.0	457	100.0
インドネシア	1975	0	0.0	13	92.9	1	7.1	0	0.0	14	100.0
	1985	1	3.2	23	74.2	7	22.6	0	0.0	31	100.0
	1993	5	7.2	44	63.8	19	27.5	1	1.4	69	100.0
韓国	1975	8	33.3	16	66.7	0	0.0	0	0.0	24	100.0
	1985	22	40.7	27	50.0	0	0.0	4	7.4	54	100.0
	1993	26	21.1	76	61.8	6	4.9	15	12.2	123	100.0
台湾	1975	2	13.3	11	73.3	1	6.7	0	0.0	15	100.0
	1985	7	21.2	17	51.5	1	3.0	8	24.2	33	100.0
	1993	16	27.6	29	50.0	3	5.2	10	17.2	58	100.0
タイ	1975	0	0.0	8	100.0	0	0.0	0	0.0	8	100.0
	1985	2	12.5	11	68.8	3	18.8	0	0.0	16	100.0
	1993	5	12.2	27	65.9	8	19.5	0	0.0	41	100.0
フィリピン	1975	0	0.0	10	100.0	0	0.0	0	0.0	10	100.0
	1985	1	7.1	8	57.1	0	0.0	1	7.1	14	100.0
	1993	1	4.3	16	69.6	0	0.0	0	0.0	23	100.0
マレーシア	1975	0	0.0	6	100.0	0	0.0	0	0.0	6	100.0
	1985	0	0.0	10	66.7	5	33.3	0	0.0	15	100.0
	1993	1	3.1	19	59.4	11	34.4	0	0.0	32	100.0

表1-1-8 世界の地域別1人当たりの一次エネルギー消費量の変化²⁾

地域	1人当たりの1次エネルギー消費量 (toe/人)			年平均伸び率 (%)		指数 (1975=100)	
	1975	1985	1993	1975-	1985-	1985	1993
				1985	1993		
アジア	0.38	0.48	0.60	2.4	2.8	126	158
北米	7.58	7.44	7.84	-0.2	0.7	98	103
欧州OECD	2.89	3.14	3.27	0.8	0.5	109	113
旧ソ連・東欧	3.33	4.05	3.60	2.0	-1.5	122	108
世界計	1.37	1.44	1.44	0.5	0.0	105	105

表1-1-9 アジア各国におけるGDP当たり1次エネルギー消費量の変化²⁾

国名	GDP当たり1次エネルギー消費量 (toe/'87P百万ドル)			年平均伸び率 (%)	
	1975	1985	1993	1975-	1985-
				1985	1993
中国	3,250	2,457	1,691	-2.8	-4.6
日本	206	161	154	-2.4	-0.6
インドネシア	365	454	619	2.2	4.0
韓国	492	491	575	0.0	2.0
台湾	379	368	338	-0.3	-1.1
タイ	364	357	452	-0.2	3.0
フィリピン	424	464	576	0.9	2.7
マレーシア	392	513	606	2.7	2.1
世界の主な地域					
北米	526	425	405	-2.1	-0.6
中南米	461	493	513	0.7	0.5
欧州OECD	292	267	247	-0.9	-1.0
アジア	405	387	398	-0.5	0.4
世界平均	433	407	402	-0.6	-0.2

1・1・4 アジア地域の最終エネルギー消費特性

アジア地域の最終エネルギー消費を（表1-1-10）に示す。日本は、世界平均に比べると、産業部門のウェートが高く、交通部門及び民生・農業部門が小さかったが、産業部門が低下傾向にあり、交通部門や民生・農業部門のウェートが高くなって世界の平均値に近づきつつある。中国はアジア諸国の中でも特に産業部門のウェートが高く、交通部門は低いものの増加傾向にある。台湾、韓国は交通部門のシェアが高まり日本に近づいている。ASEAN諸国は元々交通部門が高くこの状態が続いている。いずれの国も車の所有台数は急激な増加を示しており（表1-2-1）、地球環境の面からの対応としては産業部門や民生・農業の対応の他に交通部門の対応も重要となってきた。

表1-1-10 アジアの最終エネルギー消費(Mtoe)構成比(%)の変化²⁾

地域	年	産業部門		交通部門		民生・農業		その他		消費合計	
		量	構成比	量	構成比	量	成	量	構成比	量	構成比
世界全体	1975	1,774	41.9	1,007	23.8	1,300	30.8	145	3.4	4,226	100.0
	1985	2,050	40.6	1,229	24.3	1,601	31.7	170	3.4	5,050	100.0
	1993	2,176	38.8	1,484	26.5	1,766	31.5	180	3.2	5,609	100.0
アジア全体	1975	371	57.0	105	16.1	157	24.1	15	2.3	651	100.0
	1985	526	55.6	157	16.6	245	25.9	18	1.9	946	100.0
	1993	711	53.3	257	19.3	334	25.1	26	2.0	1,333	100.0
中国	1975	155	61.5	20	7.9	70	27.8	6	2.4	252	100.0
	1985	253	61.1	34	8.2	119	28.7	7	1.7	414	100.0
	1993	345	61.7	55	9.8	152	27.1	8	1.4	559	100.0
日本	1975	133	56.1	45	20.0	52	21.9	7	3.0	237	100.0
	1985	126	49.2	58	22.7	65	25.4	8	3.1	256	100.0
	1993	141	44.6	84	26.6	83	26.3	9	2.8	316	100.0
インドネシア	1975	3	27.3	4	36.4	4	36.4	0	0.0	11	100.0
	1985	10	40.0	7	28.0	7	28.0	0	0.0	25	100.0
	1993	16	36.4	14	31.8	13	29.5	1	2.3	44	100.0
韓国	1975	9	45.0	3	15.0	8	40.0	0	0.0	20	100.0
	1985	18	42.9	7	16.7	18	42.9	0	0.0	42	100.0
	1993	48	49.0	20	20.4	29	29.6	0	0.0	98	100.0
台湾	1975	6	54.5	2	18.2	2	18.2	0	0.0	11	100.0
	1985	14	60.9	5	21.7	5	21.7	0	0.0	23	100.0
	1993	22	55.0	10	25.0	7	17.5	1	2.5	40	100.0
タイ	1975	2	28.6	3	42.9	2	28.6	0	0.0	7	100.0
	1985	3	25.0	6	50.0	3	25.0	0	0.0	12	100.0
	1993	8	27.6	14	48.3	6	20.7	0	0.0	29	100.0
フィリピン	1975	3	42.9	2	28.6	2	28.6	0	0.0	7	100.0
	1985	3	42.9	2	28.6	2	28.6	0	0.0	7	100.0
	1993	4	30.0	6	46.2	3	23.1	0	0.0	13	100.0
マレーシア	1975	2	40.0	2	40.0	1	20.0	0	0.0	5	100.0
	1985	4	44.4	4	44.4	1	11.1	0	0.0	9	100.0
	1993	9	47.4	7	36.8	2	10.5	1	5.3	19	100.0

1・1・5 アジア地域の電力消費の増大

アジア地域の発電量の世界全体に占める割合（ウェート）が1975年には、約13.6%であったものが、1993年には約21.7%と急激に増大し、欧州OECD約19.7%を上回り、北米について第2位となった（表1-1-11）。東アジア諸国の中では、日本の発電量は増大しているが、ウェートはあまり変化していない。一方、中国はそのウェートが1975年の3%から1993年の約6.7%に増大しており、他のアジア諸国もウェートが増大している。

発電が一次エネルギー消費量に占める割合（表1-1-12）は1992年では34%（1992年のアジア地域の一次エネルギー消費量1,784Mtoe、発電投入量615.2Mtoe）に達した。

アジア地域の電源構成の特徴として、石炭の占める割合が北米について大きい（表1・1-12）。日本、台湾、韓国は世界全体に比べ、原子力の割合が高い。中国以外は、石炭の割合が、やや小さく、石油の割合がやや高い（表1・1-12）。

表1・1-11 世界の地域と東アジア各国の総発電量の変化²⁾

	1975		1985		1993	
	総発電量 (twh)	地域構成 比(%)世 界計=100	総発電量 (twh)	地域構成 比(%)世 界計=100	総発電量 (twh)	地域構成 比(%)世 界計=100
北米	2,288	35.1	3081	31.4	3917	31.2
欧州OECD	1,496	22.9	2098	21.4	2469	19.7
旧ソ連・東欧	1,338	20.5	1983	20.2	1884	15.0
アジア	886	13.6	1571	16.0	2718	21.7
世界計	6,519	100	9823	100	12542	100
中国	196	3.0	411	4.2	839	6.7
日本	473	7.3	667	6.8	899	7.2
台湾	24	0.4	56	0.6	107	0.9
韓国	20	0.3	58	0.6	144	1.1
インドネシア	4	0.1	17	0.2	50	0.4
マレーシア	6	0.1	15	0.2	36	0.3
フィリピン	14	0.2	22	0.2	27	0.2
タイ	8	0.1	23	0.2	63	0.5

表1・1-12 世界の地域と東アジア各国の電源構成（1992年）²⁾

地域又は 国名	燃料投入量 (Mtoe)												合計	一次エネルギー消費 量に対する構 成比(%)	
	石炭	構成 比(%)	石油	構成比 (%)	天然ガス	構成比 (%)	原子力	構成 比(%)	水力	構成 比(%)	その他	構成比 (%)			
北米	495.4	58.4	26.9	3.2	65.2	7.7	193.5	7.7	52.1	6.1	15.7	1.8	848.7	100.0	38.8
欧州OECD	181.2	34.4	44.0	8.3	43.5	8.3	213.1	40.4	41.4	7.9	3.8	0.7	527.0	100.0	36.6
旧ソ連 ・東欧	171.4	29.5	80.0	13.7	231.5	39.8	68.0	11.7	25.1	4.3	6.1	1.0	582.0	100.0	40.5
アジア	316.6	51.5	100.5	16.3	62.2	10.1	91.1	14.8	36.2	5.9	8.6	1.4	615.2	100.0	34.4
世界計	1225.9	42.2	342.4	11.8	475.2	16.4	572.2	19.7	208.4	7.2	48.4	1.7	2902.4	100.0	36.8
中国	166.0	83.0	19.4	9.7	1.3	0.6	0.4	0.2	13.1	6.5	0.0	0.0	200.1	100.0	28.6
日本	31.1	17.1	42.0	23.1	33.5	18.5	65.0	35.8	8.4	4.6	1.5	0.8	181.5	100.0	40.1
台湾	8.8	36.2	5.3	21.8	0.6	2.5	9.0	37.0	0.6	2.5	0.0	0.0	24.3	100.0	45.0
韓国	6.7	20.6	7.0	21.5	3.3	10.1	15.2	46.6	0.5	1.5	0.0	0.0	32.6	100.0	28.6
インドネシア	3.8	32.5	5.4	46.2	0.8	6.8	0.0	0.0	0.6	5.1	1.0	8.5	11.7	100.0	18.9
マレーシア	0.8	9.9	2.5	30.9	4.4	54.3	0.0	0.0	0.4	4.9	0.0	0.0	8.1	100.0	28.9
フィリピン	0.5	5.7	3.0	34.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	4.5	4.9	55.7	8.8	100.0	44.0
タイ	3.0	19.6	4.2	27.5	7.8	51.0	0.0	0.0	0.3	2.0	0.0	0.0	15.3	100.0	41.4

1・2 東アジア諸国の大気汚染とその対策の概況

1・2・1 大気汚染の概況^{4) 6)}

東アジア諸国では工業の急速な発展や自動車の著しい増加（表1・2-1）によるエネルギーの消費量の増大が、環境への影響を増大している。

中国では、主要なエネルギーの石炭の燃焼に伴い発生するSO_x、ばいじん等によ

る大気汚染が問題となっている。表1・2-2に示すように中国の主な都市の大気汚染の状況は、WHOの基準(年平均濃度でSO₂が40-60 μg/m³、SPMで60-90 μg/m³)を大幅に超えている状況にある。長江以北では酸性の雨が少なく、非酸性雨地域とされているが、以南は酸性雨地域が多い(図2・1参照)。特に硫黄分の高い石炭燃焼の多い重慶市と貴陽市の周辺に被害が認められ、重慶南山では松の枯死が、成都西南の峨眉山では杉の枯死があって、原因調査が行われている。

韓国では、低硫黄化が進み、図1・2-1に示すように、ソウルでは硫黄酸化物濃度は低下しているものの、自動車が増加しており、自動車排ガスがNO_x、CO等の主要な発生源となっている。ソウルでは、NO_x濃度は悪化傾向にある(図1・2-2)。

タイのバンコクではSO_x濃度は住宅地区は低いものの工業地区が高い(図1・2-1)。バンコクのNO_x濃度は日本やソウルに比べても高い状況にあり(図1・2-1)、自動車台数が多く慢性的な渋滞を起こしていることや、車検制度がないなど自動車の整備不良等により、悪化しているものとみられる(図1・2-2)。

インドネシアのジャカルタでは図1・2-1に示すように、SO_x濃度は環境基準を超え急速に悪化している。NO_x濃度は東京、ソウル、バンコクに比べると、まだ低い数値を示しているが、商業地、工業地ともに悪化傾向にある(図1・2-2)。

マレーシアのクアラルンプールをはじめとする大/中都市で、自動車の急増と渋滞による排気ガス、廃棄物等の野外焼却によるヘイズとよばれる'もや'の発生がみられる。

表1・2-1 アジア地域の主要国における自動車台数の推移⁴⁾
(単位:1000台)

国名	1984年	1986年	1988年
日本	59,900	65,500	70,400
韓国	948	1,309	2,035
インドネシア	1,583	2,167	2,204
マレーシア(a)	3,947	4,461	4,783
フィリピン	787	885	927
タイ	799	2,040	2,450
中国	2,035	2,500	4,643

資料)UN/ESCAP, State of the Environment Asia and the Pacific
1990 . pp. 130, updated final version, 1992, Bangkok .
(a) Government data

図1・2-1 硫黄酸化物(SOx)大気中濃度³⁾

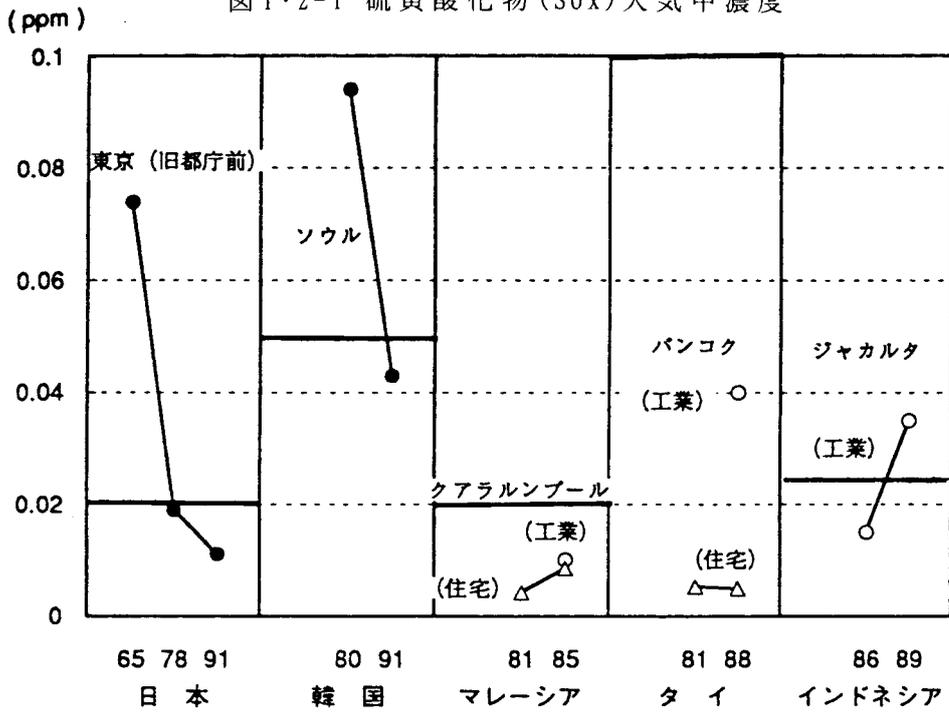


図1・2-2 窒素酸化物(NOx)大気中濃度³⁾

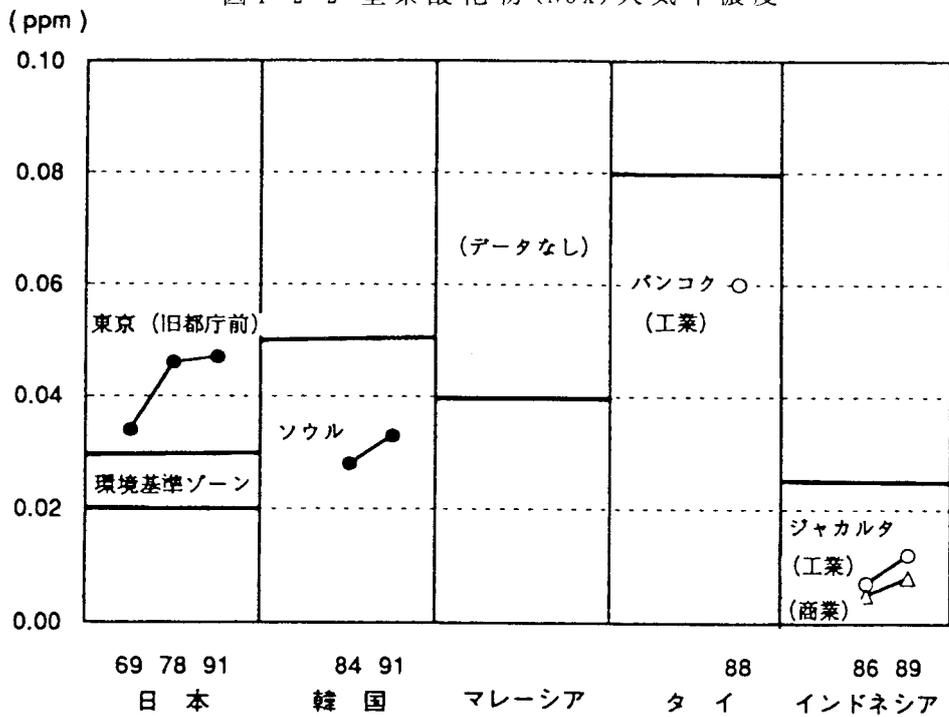


表1・2-2 東アジアのおもな都市の大気汚染の状況⁵⁾

国名	都市名	硫黄酸化物			浮遊粒子状物質		
		年平均濃度(μg/m ³)			年平均濃度(μg/m ³)		
		1979-82	1983-86	1987-90	1979-82	1983-86	1987-90
日本	東京	42	23	20	61	50	—
インドネシア	ジャカルタ a	—	—	—	254	271	—
タイ	バンコク a	15	15	14	136	163	105
中国	シーアン	138	107	95	399	515	555
中国	シェンヤン	105	100	118	409	475	435
中国	シャンハイ	66	59	69	224	214	253
中国	ペキン	77	119	107	475	500	413

注1) (a)近郊工業地帯での測定

注2) WHOの基準(年平均濃度でSO₂が40-60μg/m³、SPMで60-90μg/m³)

資料) UNEP(国連環境計画)のGEMS(地球環境モニタリングシステム)

1. 2. 2 大気汚染対策^{3) 6) 8)}

東アジア諸国の環境法(大気汚染関係)は各国とも整備され、実施の段階に移っている(表1・2-3)。

排煙脱硫では、表1・2-4に示すように、日本以外では、台湾が本格的採用を開始し、中国で一部火力発電用及び一般産業用に導入がはじまった段階であり、韓国、タイで導入の予定がある。

中国では、日本の三菱重工の技術による新鋭の脱硫装置を重慶郊外の珞璜火力発電所(70万KW)に設置し、順調に運開するなど対策を進めているが(図2・2参照)、全体としては、これから解決すべき課題は多い。

韓国では、SO_x排出量の減少対策として、(a)低硫黄油や、LNGの使用(b)低硫黄石炭の供給(c)排出基準等の強化等がとられている。燃料代替の一例としてソウルでは、1990年9月から2ton以上のボイラー使用のビル約1,200ヶ所、一定規模以上

表1・2-3東アジア諸国の環境法(大気汚染関係)の整備状況⁹⁾

国	環境関連法策定状況
中国	1979環境保護法(試行) 1989同法制定
日本	1968大気汚染防止法 1993環境基本法
インドネシア	1982環境管理基本法
韓国	1965公害防止法 1990大気環境保全法
台湾	1976大気汚染防制法細則 1992大気汚染防制法
タイ	1975国家環境質向上保全法 1992同法改正
フィリピン	1977フィリピン環境政策、フィリピン環境法典
マレーシア	1974環境質法 1978空気清浄規則

表1-2-4 各国脱硫設備等の導入状況⁷⁾

	日本	中国	台湾	韓国	タイ	フィリピン	インドネシア
排煙脱硫設備	(電力) 87基(89年) <75百万Nm ³ /h (一般産業) 1,723基(89年) <102百万Nm ³ /h	(電力) 運転中 2基 珞黄火力(重慶) (360MW 2基) <2百万Nm ³ /h 建設中 1基 黄島火力(山東省) <0.3百万Nm ³ /h 94年から実証試験 (一般産業) 5基(日本製) <0.7百万Nm ³ /h	(電力) 建設中 2基 <0.6百万Nm ³ /h 計画中 2基 <1.5百万Nm ³ /h (一般産業) 12基(日本製) <3百万Nm ³ /h	(電力) これまでは、低硫 黄炭を使用するこ とで対応 95年以降に運転開 始する新規石炭火 力には排煙脱硫設 備が設置される予 定	(電力) 建設予定 2基 マエモ火力 <2.4百万Nm ³ /h	未設置	未設置
集じん設備	ほとんどすべ て(99%以上)の ばい煙発生施 設に設置され ている	50MW以上の火力発 電所の概ね9割に 設置 943基 (自国技術あり)	輸入に依存	(自国技術あり)	(ボイラとセット で輸入)	石炭火力とセ メント産業で 設置 (ボイラと セットで輸 入)	(ボイラと セットで輸 入)

注) 中国では上記の表以外にも山東省濰坊 化学工場で1995年運転開始(2・3・1項参照)、山西省太原の石炭火力発電所で1996年
実証試験(2・3・2項参照)などがある。

のアパート等にS分1.6%のB,C重油からLNGへの使用を義務付けした。今後SO_xの排出基準の強化がなされることから、韓国の石油会社は現在、重油直接脱硫の装置を建設している段階にある。1995年以降運転開始する石炭火力には排煙脱硫設備を設置する計画となっている。自動車排気ガス対策では、1988年1月よりガソリン新車に三元触媒を義務づけ、1993年からは無鉛ガソリンを義務づけている。

タイでは、タイ産出の硫黄含有量の多い褐炭焚き大型新設火力発電所では、排煙脱硫装置の設置(日本製 石灰石膏法)が開始された。重油焚の発電所及び産業用ボイラについては、重油のS分を下げることで対応しようとしている。NO_x対応では、一部の発電所で低NO_xバーナー、二段燃焼が採用されている。自動車の排気ガス対策としては、1992年にガソリンの鉛含有量を有鉛プレミアム0.15g/l、無鉛プレミアム0.013g/lに引き下げ、1993年9月にはレギュラーガソリンの鉛含有量(現状は0.4g/l)を0.15g/l、軽油の硫黄分を0.5wt%(現状は1.0wt%)に引き下げる計画になっている。

マレーシアでは、天然ガスが豊富なので重油焚火力発電所の燃料をガスに切り替えること、石炭焚火力発電所にS分の低い(1%以下)石炭を焚くことなどを実施しようとしている。NO_xについては、発電所では既に低NO_xバーナー、二段燃焼によるNO_xの低減が行われている。自動車の排気ガス対策としては、排ガス規制に

より、ガソリンの鉛含有量の低減化（0.84g/ℓ→0.40g/ℓ（'80）→0.15g/ℓ（'90））及びすべての車にブローバイ装置の取り付けを義務化（クランクケースからの炭化水素排出抑制）等がおこなわれている。

以上のように、固定発生源対策では、硫黄酸化物対策については、今後本格化する状況にあり、窒素酸化物対応では燃焼改善法が一部導入され始めている。移動発生源対策としては、我が国では窒素酸化物対応として昭和53年度（1978年度）規制への対応として導入された三元触媒が韓国で義務付けされた他は他の諸国も含めガソリンの鉛の低減化がはじまった段階にある。

1・3 今後の東アジア諸国のエネルギー消費と環境対策

活発な経済成長を続けているアジア諸国のエネルギー消費量は飛躍的に増大することが予想されている。表1・3-1にIEAで実施された2000年及び2010年のエネルギー需要見通しを示す。なお、同表におけるIEAの区分では東アジアは中国を含まず（表1・3-1の注2）、中国は別個に示してある。アジア諸国のエネルギー需要は著しく、例えば中国で1991年で665Mtoeだったものが2010年には2.1倍の1422Mtoeに増加するとしている。その燃料構成（表1・3-2）は運輸部門及び民生部門の需要増と思われる石油需要が伸びているものの、依然として2010年の固体燃料はエネルギー需要の約70%を占め、なおかつ絶対量そのものも大幅に増加している。表1・3-3に示す電力需要及び電源構成の見通しのように固体燃料の占める割合が2010年においても約70%を占めるとしている。表1・3-4に示す東アジア諸国（IEAの区分）については1991年時点では電源構成の約28%であった固体燃料の割合が50%弱まで増大すると予想されている。このことから従前にもまして固体燃料対策が重要であり、その大口利用先である石炭火力にかかわる環境対策がより重要になってくると思われる。

東アジア諸国（IEA区分）のGDP当たりのエネルギー原単位は世界の平均に近づきつつあるが、中国においては大幅な改善傾向にあるものの依然として2010年時点では世界平均の2倍強のエネルギーを必要とすることになる（表1・3-1）。中国においては産業構造の差違はあるものの、全般的にエネルギー効率が低く、エネルギー需要増加量が膨大であることを考えると、効率向上が極めて重要になる。

表1・3-1に示す東アジア諸国の一人当たりのGDPはミャンマーやベトナムなどの

後発途上国を含めているにもかかわらず、2010年には約4000ドル('87P)に達すると予想されている。経済発展の著しい韓国、台湾に続いて、高度成長の続くタイ、マレーシア、インドネシア等においても、今後の十数年に我が国において本格的な公害対策が始められたた1965年頃の経済力に達するものと考えられ、想定される汚染も局地的な汚染にとどまらず、酸性雨や温暖化など地球規模の環境への影響も懸念される。この為、これらの国々においても自ら本格的に公害対策に取り組むべきものと考えられ、我が国においてもODA等を通じ環境分野における途上国の自助努力を支援していく必要がある。中国全体の一人当たりのGDPは2010年時点で約1200ドル('87P)とされているが、沿岸部のいくつかの地域では上述の経済発展の著しい地域と同様のレベルに達すると考えられる。

表1・3-1 世界のエネルギー需要等の見通し¹⁰⁾

	年	一次エネルギー 需要(Mtoe)	一人当たりの GDP('87P\$)	一人当たりのエネルギー 消費(toe)	エネルギー-原単位 (toe/千ドル)
世界	1991	7,845	3,548	1.53	0.43
	2000	9,144	3,917	1.56	0.40
	2010	11,560	4,770	1.73	0.37
北米	1991	2,146	18,798	7.67	0.41
	2000	2,430	22,231	8.25	0.37
	2010	2,715	26,173	8.73	0.33
OECD欧州	1991	1,451	12,890	3.33	0.26
	2000	1,619	14,929	3.60	0.24
	2010	1,813	18,371	3.96	0.22
OECD太平洋 (注1)	1991	543	21,924	3.76	0.17
	2000	643	26,141	4.27	0.16
	2010	767	33,304	4.97	0.15
東アジア(注2)	1991	358	1,655	0.67	0.54
	2000	568	2,527	0.92	0.49
	2010	891	3,930	1.26	0.43
中国	1991	665	345	0.58	1.69
	2000	948	659	0.74	1.12
	2010	1,422	1,205	1.03	0.85

(注1)対象国は日本、オーストラリア、ニュージーランド

(注2)対象国はインドネシア、韓国、台湾、タイ、フィリピン、マレーシア、ブルネイ、香港、カボジア、ラオス、ミャンマー、北朝鮮、パプアニューギニア、シンガポール、ベトナム、太平洋信託統治諸島

表1-3-2 中国のエネルギー源別需要量と燃料構成の見通し¹⁾

	レベル			燃料構成(%)		
	1991	2000	2010	1991	2000	2010
一次エネルギー (Mtoe)	665	948	1,422	100.0	100.0	100.0
固体燃料	525	699	995	78.9	73.7	70.0
石油	116	193	313	17.4	20.4	22.0
天然ガス	13	28	55	2.0	3.0	3.9
原子力	1	4	18	0.1	0.4	1.3
水力	11	23	42	1.6	2.4	3.0
地熱/その他	0	0	0	0.0	0.0	0.0

表1-3-3 中国の電力需要量と燃料構成の見通し¹⁾

	レベル			燃料構成(%)		
	1991	2000	2010	1991	2000	2010
電力出力(TWh)	677	1,204	2,094	100.0	100.0	100.0
固体燃料	503	868	1,483	74.4	72.1	70.8
石油	43	43	43	6.4	3.6	2.1
天然ガス	3	7	11	0.4	0.6	0.5
原子力	2	14	69	0.3	1.2	3.3
水力	125	271	488	18.5	22.5	23.3
地熱/その他	0	0	0	0.0	0.0	0.0

表1-3-4 東アジア諸国(注1)の電力需要量と燃料構成の見通し¹⁾

	レベル			燃料構成(%)		
	1991	2000	2010	1991	2000	2010
電力出力(TWh)	482	823	1,362	100	100	100
固体燃料	134	373	651	27.9	45.3	47.8
石油	133	105	110	27.6	12.8	8.1
天然ガス	43	99	277	9.0	12.0	20.4
原子力	92	129	189	19.0	15.6	13.9
水力	73	99	104	15.1	12.0	7.7
地熱/その他	7	19	31	1.4	2.3	2.2

(注1) 対象国はインドネシア、韓国、台湾、タイ、フィリピン、マレーシア、ブルネイ、香港、カンボジア、オーストラリア、ミャンマー、北朝鮮、パプアニューギニア、シンガポール、ベトナム、太平洋信託統治諸島

引用文献 (第1章)

- 1) 人口データは「UN」World Population Prospects 1994」よりアフガニスタン以東のアジア地域を集計
- 2) EDMC'96年版 エネルギー・経済統計要覧 日本エネルギー経済研究所エネルギー計量分析センター編を加工
- 3) アジアのエネルギー/環境問題と国際協力の課題 1993年10月
(財) 日本エネルギー経済研究所

- 4) 平成7年版環境白書
- 5) 環境要覧93/94 (財)地球、人間環境フォーラム
- 6) 海外諸国の電気事業 1993 海外電力調査会
- 7) 平成6年6月16日 総合エネルギー調査会 石炭部会報告資料を元に注書きを追記
- 8) ASEAN諸国に対する公害防止技術の技術移転に関する調査研究報告書 平成6年3月 (社)日本機械工業連合会 (社)日本産業機械工業会
- 9) アジア・エネルギービジョン (総合エネルギー調査会国際エネルギー部会中間報告) 平成7年8月
- 10) OECD/IEA編 2010年 世界のエネルギー展望 1994
(外務省 経済局 国際エネルギー課/資源エネルギー庁長官官房 国際資源課 監訳)

2 中国の大気汚染防止設備と技術

2・1 排出と対策の概況

2・1・1 主要な大気汚染物の排出

中国の主要な大気汚染物はSO₂と煤塵で、大部分は石炭の燃焼による（表2・1-1）。年間の石炭使用量、1993年には約10億トン（石油換算 5.6億トン）で、その3割近くを発電に用いる。1991年の石炭火力発電所からの排出は、総量に対しSO₂は28%、煤塵では29%に達する（表2・1-2）。煤塵の排出量は1988年以降減少し、石炭火力発電所での電気集塵機と、中小の煙源での排ガス水洗設備の普及によるが、1992年からは再び増加傾向にあり、新設設備が増えたためと思われる。

石炭は比較的低位品位で硫黄分1%程度のもが多いが（表2・1-3）、西南部の重慶、成都、貴陽など（図2・1）では硫黄の多いものが用いられる。SO₂の排出量は東北部（北京、青島、太原などの地域）が多いが、北部は土壌がアルカリ性で、大気中の土壌粒子が酸を中和するので、雨は酸性ではなく、西南部では土壌が酸性で大気中の土壌粒子の中和能力が低いので雨が酸性化している。

なお、中国では石炭燃焼によるSO₂の排出量の計算は、石炭の硫黄の70～80%程度がSO₂になるとの前提に立っており、表に示すSO₂排出量もこれによっている。塊炭を比較的低温で燃やす場合は硫黄の10-20%程度が灰に残るが、微粉炭燃焼では石炭の硫黄の95%以上がSO₂となるのが普通なので、実際のSO₂排出量は、表2・1-1や表2・1-2の値より15～25%程度多いと思われる。

表2・1-1中国全土における大気汚染物質の排出状況¹⁾

	1986年	1987年	1988年	1989年	1990年	1991年	1992年	1993年	1994年	1995年
排ガス総量 (億m ³)	69,679	77,275	82,380	83,065	85,380	101,415	104,787	109,604	113,630	123,407
二酸化硫黄 (万t)	1,250	1,412	1,523	1,565	1,494	1,622	1,685	1,795	1,825	1,891
煤塵 (万t)	1,384	1,445	1,447	1,398	1,324	1,314	1,414	1,416	1,414	1,478
粉塵 (万t)	1,075	1,004	1,125	840	781	579	576	617	583	639

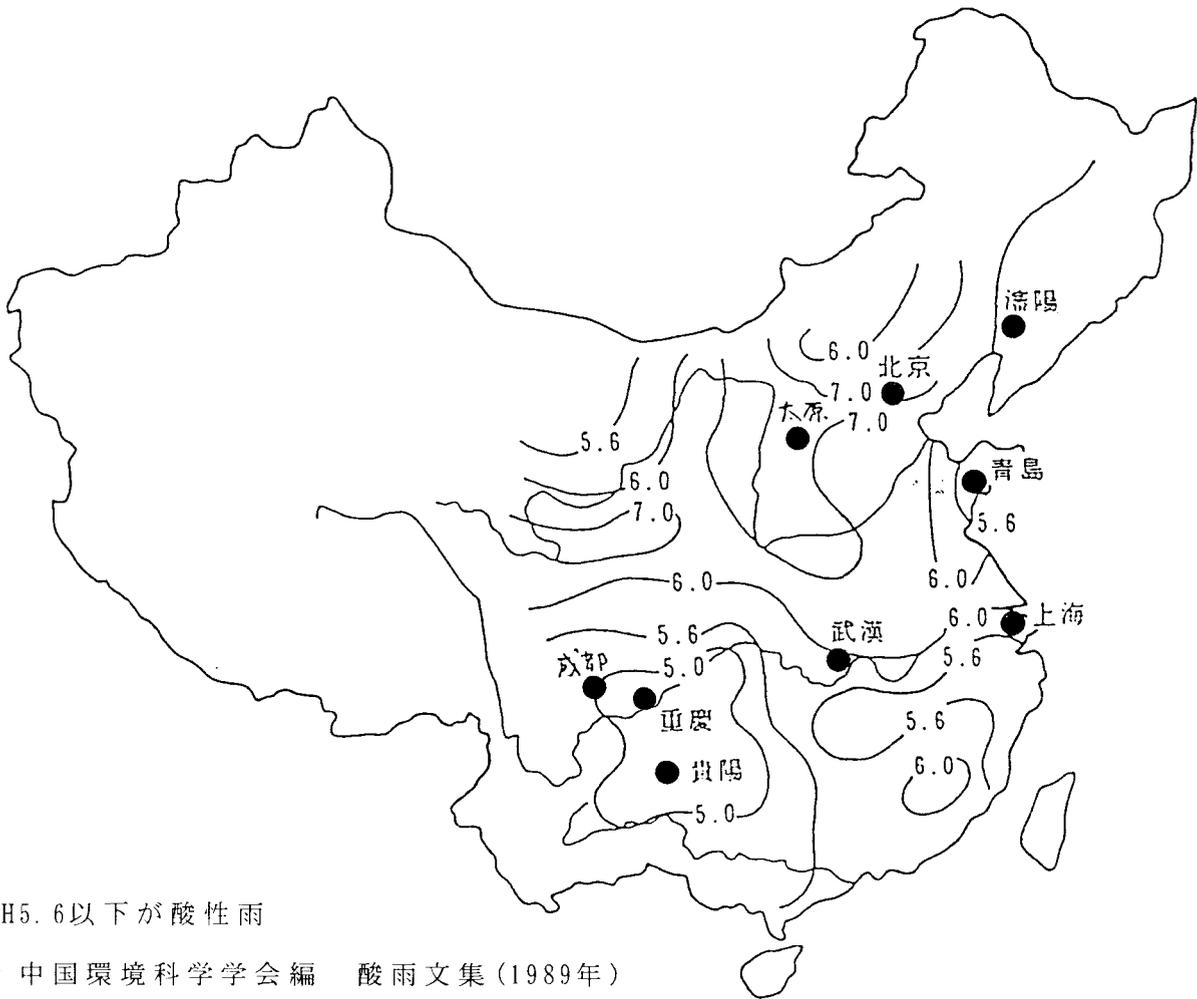
表2・1-2 石炭火力発電所（6 MW以上）の地区別大気汚染物質排出（1991年）²⁾

地区	設備容量 (MW)	石炭消費量 (千 t)	煤煙排出量 (千 t)	SO ₂ 排出量 (千 t)	NO _x 排出量 (千 t)
東 北	15,024.80	53,932.9	723.4	391.8	487.8
華 東	16,090.25	45,851.8	571.8	828.2	432.9
西 南	5,608.00	19,526.0	369.9	673.1	177.6
華 中	10,661.00	34,249.6	486.2	405.1	312.6
華 北	17,662.80	51,089.9	596.3	820.7	478.5
西 北	5,192.00	19,390.6	464.7	487.5	176.3
山 東	7,755.00	20,052.8	236.7	542.6	201.3
福 建	1,380.00	4,045.7	42.0	57.3	37.2
広 東	3,103.00	8,183.1	77.4	140.9	82.0
広 西	913.00	4,917.0	68.2	225.4	44.6
海 南	350.00	442.5	1.9	8.9	4.1
全 国	83,719.85	261,681.9	3,838.5	4,597.9	2,434.9

表2・1-3 石炭火力発電所の地区別消費炭性状（1991年）²⁾

地区	発熱量 (kJ/kg)	換算発熱量 (kcal/kg)	平均灰分 (%)	平均硫黄分 (%)
東 北	15,900	3,798	29.57	0.54
華 東	20,156	4,815	27.36	1.12
西 南	18,419	4,399	30.56	2.41
華 中	19,906	4,754	29.93	0.79
華 北	21,067	5,032	25.50	1.07
西 北	20,544	4,907	26.59	1.67
山 東	20,825	4,974	26.84	1.70
福 建	21,319	5,092	23.66	0.92
広 東	19,259	4,600	28.72	1.06
広 西	14,099	3,367	41.06	3.59
海 南	20,649	4,932	24.91	1.27
全 国	19,251	4,598	28.17	1.17

資料) 能源部資料



注：pH5.6以下が酸性雨

資料：中国環境科学学会編 酸雨文集(1989年)

図2.1 中国における降雨の平均pHの分布(1981-1985年)²⁾

2・1・2 大気汚染防止技術の概況

排煙脱硫設備の建設は近年開始された。最初の排煙脱硫設備は同和鋳業によって、1978年に作られ、同社が建設した精錬工場の排ガス $52,000\text{Nm}^3/\text{h}$ (SO_2 2,800 ppm)を塩基性硫酸アルミニウム石膏法で処理して SO_2 を100ppmに減らすものであるが、この設備の運転の報告はない。1987年には、石川島播磨重工によって南京と上海の石油火力発電所の排ガスをアンモニア吸収法で処理して硫安を作る設備が作られた。ガス量はそれぞれ $22,000\text{Nm}^3/\text{h}$ で、 SO_2 を1,200ppmから120ppmに減らす。硫安は肥料として需要があり、この方式は中国に適すると思われる。し

かしこの設備は通常は運転されず、これらの発電所で使う重油の硫黄が減って、運転の必要性が減ったためといわれる。

1990年代には、高硫黄炭を用いる重慶地区の新設発電所で、三菱重工による湿式石灰石膏法の設備が2基運転を開始し、順調に稼働している（表2・1-4）。石灰石膏法は95%程度の高い脱硫率が得られ、高硫黄炭の燃焼ガスの処理に適するが、高価である上に（表2・1-5）、水の消費量も多い。中国では水の需要が急速に増え、水不足の地域が増えている。このため、建設費が安く、水の消費が少ない簡易型の石灰石膏法設備や、半乾式（スプレードライヤー）設備（表2・1-4、2・1-5）も作られている（2・2項および2・3項参照）。表2・1-5の炉内カルシウムスプレー法（タンペラ法）は、燃焼炉内に石灰石の粉末を吹き込み、後流で水をスプレーし、ガスの湿度を高めて反応を促進する方法で、さらに安価であるが効率は低い。循環流動床は、燃焼炉内に石灰石の粒子を吹き込み、流動状態で脱硫し、炉

表2・1-4石炭火力発電所の排煙脱硫設備（三菱重工による）

	石灰石石膏法（湿式）		煙突組込型簡易法	半乾式法
設置場所	四川省 重慶		山東省	山東省 青島
発電所、工場	珞璜 発電所		濰坊化学工場	黄島発電所
	1号機	2号機		
ガス量Nm ³ /h	1,087,000	1,087,000	100,000	300,000
入口SO ₂ ppm	3500	3500	1500	2000
脱硫率 %	95	95	70	70
脱硫剤	石灰石	石灰石	消石灰	生石灰と石炭灰
引渡し条件	FOB+S/V	FOB+S/V	CIF+S/V	Turn Key
運転開始年	1992	1993	1995	1994

表2・1-5石炭火力発電所脱硫技術とその技術的経済的指標²⁾

1元：0.19ドル換算

脱硫方式	適用範囲	脱硫効率 (%)	建設コスト*		運転コスト (元/t・SO ₂)
			元/kw	元/t・SO ₂	
回転スプレードライヤー方式	中・高硫黄炭 主に新設ユニット及び一定条件下の 老朽ユニットの改造の場合に用いる	80-90	300	3,100	300
炉内カルシウムスプレー法 (LIFAC=タンペラ法)	中・低硫黄炭 老朽ユニットの改造の場合に用いる	60-70	225	2,860	240
湿式石灰石膏法	高硫黄炭 新設ユニットに用いる	90-95	430	3,950	420
循環流動床	中・高硫黄炭 新設ユニットに用いる	80-90	344	3,350	190

からの排出物を循環して脱硫率を高めるもので、新設する発電所に適している（2・5項）。

表2・1-5の運転コストは設備投資の金利や償却を含み、ガス中のSO₂の濃度が同じ（約1,500ppm）場合の比較である。湿式石灰石膏法が最も高価となっているが、これよりも高濃度のSO₂を含むガスの処理にはこの方法が有利になる。理由は脱硫率が高いだけでなく、石灰の反応率が高く、石灰石や石灰の消費がスプレードライヤー法や循環流動床の半分程度、タンペラ法の1/3程度で済むからである。

また、湿式石灰石膏法の副生物の石膏は現在の中国ではセメント用以外は用途に乏しいが、わが国や欧米と同様に石膏ボードなどの建材に多く使われるようになれば有利さが増す。スプレードライヤー法、タンペラ法、流動床などでは副産物の用途が乏しいので、長期間運転すると廃棄物の問題が大きくなるであろう。

中国の国家環境保護局のSO₂排出抑制目標によって、新設の石炭火力発電所にすべて脱硫設備をつけると、2000年には設置する発電設備の合計は5,610万KWで、SO₂を年間260万トン除去することになり、脱硫設備建設の総投資額は、179億元となる。また、雨の酸性の強い四川省、貴州省などやSO₂の排出の多い華東、華北地区で、1995年以降に運転開始するすべての火力発電所に脱硫設備をつけると、2,000年には年間118万トンのSO₂を除去することになり、このためには2,400万KW相当の脱硫設備が必要で、この投資は76億元となる²⁾。

これらの投資は中国の一般物価や収入のレベルから考えると巨額であって、実施には困難が多い。脱硫の費用は電力費に加えて回収することが考えられるが、経済発展の著しい地区では可能であっても、一般の地区では容易でない。経済的な問題が解決できても、多数の設備を運転するための吸収材や廃棄物の輸送と処理、運転技術の確立などに問題があり、普及にはかなりの時間を要するであろう。

脱硫法として中国の実情に合う方法の開発が求められ、電子線照射法の実証プラントが四川省の成都の発電所のガス処理に建設されている（2・6項）。この方法はわが国で開発された技術で、比較的簡単な乾式法でSO_xを除去して肥料用の硫酸アンモニウムを回収し、必要があればNO_xも同時に除去できる。

SO_xの低減は脱硫だけでなく、効率向上による燃料節約（第3章）、天然ガスの開発利用、石炭の洗浄（洗炭）による硫黄分の低減などにも頼る必要がある。洗炭は石炭を粉砕して水洗などの方法で硫黄化合物を除くもので、硫化鉄や石膏

は大部分が除去されるが、有機態の硫黄は除きが多く、石炭の種類によって脱硫率は20～40%程度である。中国では製鉄用コークスの原料の石炭では洗炭が行われており、発電用の石炭にも洗炭に適するものがあるであろう。

中国の家庭では熱源に石炭を用いるところが多く、北部の都市では冬期の暖房用に多量に石炭を用いて汚染がひどくなりやすい。練炭も使用されているがバイオコール（2・7項）の使用は汚染防止にも有効であろう。

中国ではNOxの環境影響はまだ少ないが、硝酸製造プラントの排ガスのNOxは高濃度で近隣に害を及ぼしており、このガスについて脱硝が始まった（2・8項）。一部の石炭燃焼ガスについても試験的な脱硝設備が作られ始めた。

2・2 石灰石膏法脱硫プラント（重慶 珞璜発電所）^{2) 3) 4)}

華能国際電力開発公司是重慶市の珞璜に硫黄3.5～5%を含む石炭を用いる350MW 2基の発電所を建設した。発電設備はフランスのG E C—Alsthomが担当し、脱硫設備は1987年の国際入札の結果、三菱重工が受注した（表2・1-4）。華能国際電力開発公司是、李鵬首相の長男が社長を勤め、意欲的に活動している。

この脱硫プラントは中国で最初の石炭火力用の大型脱硫設備で、石灰石粉のスラリーでSO₂（3,500ppm程度）の95%以上を除去し、石膏を副生し、処理後のガスはガスガスヒーターで再加熱して放出する（図2・2）。石灰石のカルシウム利用率は93%以上、石膏の純度は、90%以上に保つ。

三菱重工側は先方との習慣の違いなどによる誤解を避けるため、十分慎重に手続きを進め、好意的な態度で信頼を得るように努めた。プラントの設計には中国側の技師が日本に常駐して参加し、建設、運転などの要員に対して、日本でトレーニングを行った。設備の半分以上は中国内で作り、日本側の取り分は燃料、食品、繊維製品などをカウンターパーチェスとして購入した。建設に際し、発電設備側の設計変更、石炭の質の変更などによる問題が生じたが、これらも解決し、建設は順調に進んだ⁴⁾。

発電設備の完成は予定より1年余り遅れたため、排煙脱硫設備の運転開始も遅れたが、運転開始以来順調に推移している。中国最初の本格的脱硫設備が成功したとして評判になり、全国からの見学者が連日押し寄せている。設備のメンテナンスは中国側が行い、予備の備品は2年分が納入されている。

プラント建設費は1988年の計算で226 元/KWで、発電所総投資の8.81%に当たり、建設場所の準備費や、工事補助費、運転準備費などを加えて240 元/KWであり、1991年9月の段階（100ドルが539 元に相当）での総コストは324 元/KW（60ドル/KW）である²⁾。脱硫に要する費用は、電力会社では電力料金を上げて回収するが、この回収が重慶など内陸部で経済成長率の高くない地域では容易ではないと思われる。

副産の石膏は1基当たり年間数十万トン産出し、その大部分は石炭灰とともに廃棄され、一部は石膏ボードに利用する。ボードへの利用を増やすために、年間15万トンの半水石膏の製造設備を建設中である⁴⁾。中国では石膏ボードは最近製造が始まった程度で、石膏の用途は多くないが、今後増えることが期待できる。

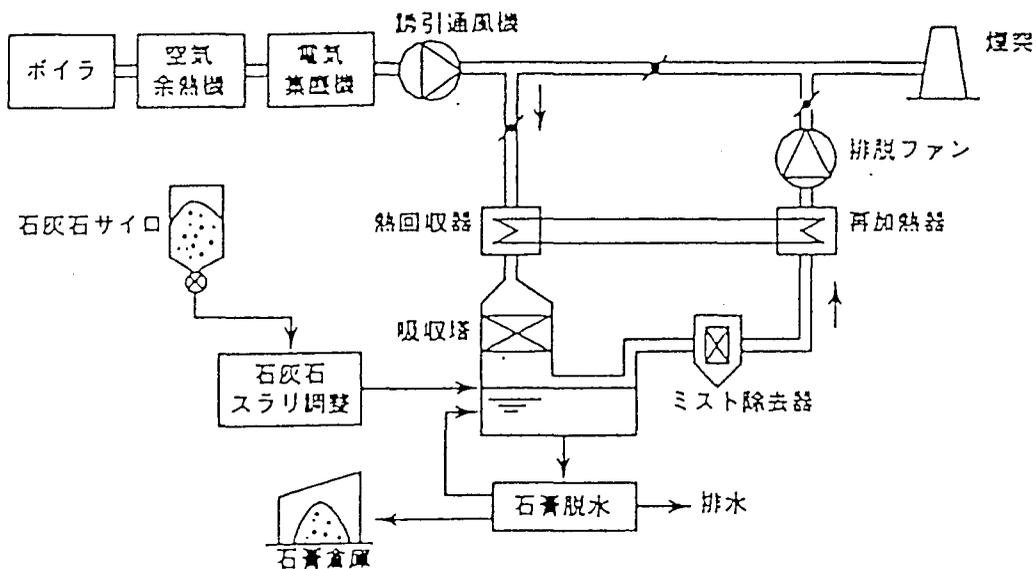


図2・2 湿式石灰石膏法(重慶 珞璜発電所)³⁾

2・3 その他の石灰石膏法プラント（グリーンエイドプラン）

2・3・1 煙突組込型 ^{3) 5)}

この設備はグリーンエイドプランの一環として、NEDOの委託を受けた石炭利用総合センターから三菱重工が設計及び制作を受注し、山東省 濰坊化学工場に建設したもので、1995年から運転している（表2・1-4、図2・3-1）。

煙突の下部に吸収塔を置く簡単な設備で、吸収には消石灰スラリーを吸収塔の下部のスプレーノズルから上に向かって吹き上げて用いる。燃焼ガスはスプレーノズルの上部に導入され、スラリーと接触して70%程度脱硫する。吸収塔下部のスラリータンクには空気を吹き込んで吸収生成物を酸化して石膏とする。

この設備は簡単で設置面積が少なく、建設費も少なく、既存の燃焼設備の脱硫に好都合である。処理後のガスの温度が比較的高く（約70℃）、煙突は吸収塔の上についてガス排出位置が高いので、ガスを再加熱する必要はなく、コストが削減できる。中規模の燃焼設備用として適するであろう。

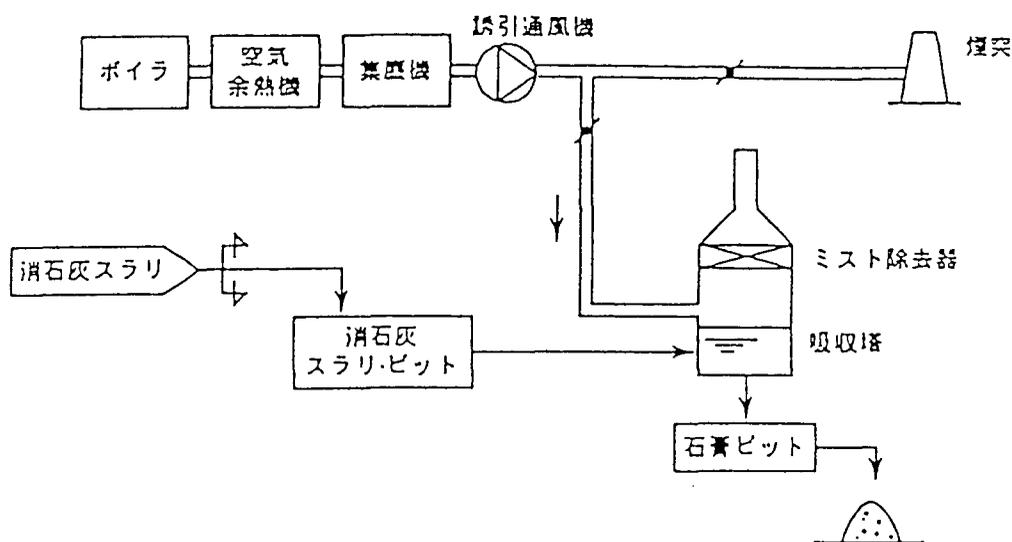


図2・3-1 煙突組込型簡易湿式石灰石膏法（山東省 濰坊化学工場）³⁾

2・3・2 水平流型吸収法⁶⁾

この設備はグリーンエイドプランの一環として電源開発株式会社が委託を受け、パブコック日立が、山西省太原の石炭火力発電所の300 MWのボイラーのガス60万Nm³/hのSO₂ 80%を除去するために建設し、1995年に試運転を開始し、1996年から実証試験を開始した。設備の特徴は、吸収塔が横型で、ガスは通常の流速の3～4倍の高速で流すため吸収塔の直径が小さくて済む点にある(図2・3-2)。また、石灰石の粒度はマイナス100メッシュ(通常は300メッシュ程度)とし、粉碎設備の電力消費量の低減を図っている。

ガスのSO₂濃度は計画では2,000ppm、実際には1,400～1,500ppmである。運転中に時々石灰石の反応性が低下することがあるが、80%以上の脱硫率は保持できている。石灰石の過剰率は10～18%で計画の10%よりやや高い。これらの現象は石灰石中の不純物の影響の可能性があり、検討が行われている。

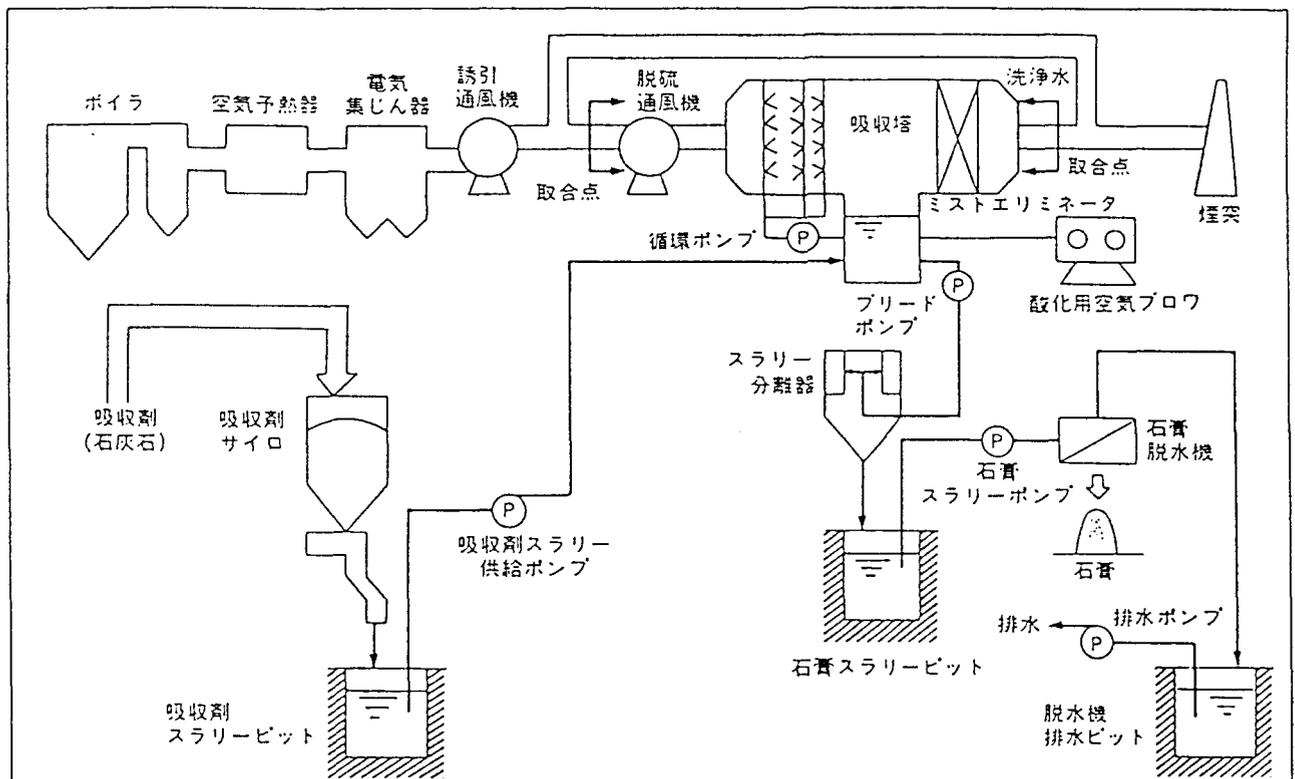


図2・3-2 実証試験設備系統図(太原発電所)⁶⁾

2・4 スプレードライヤー法脱硫プラント（山東省 黄島発電所）^{5) 6)}

電源開発株式会社は通産省の委託で、グリーンエイドプランの一環として中国電力工業部と協定を結び、山東省黄島石炭火力発電所の4号機（210MW）にガスの一部300,000Nm³/hを処理して、70%脱硫する半乾式スプレードライヤー方法の設備（三菱重工による）を作った（図2・4、表2・4-1）。この方式を選んだ理由は湿式石灰石膏法に比べて水の消費が少なく、排水処理が不要で、設備が簡単なことである。

吸収剤は水に生石灰とフライアッシュを加えて養生したスラリーで、ロータリーアトマイザーによって数十μm以下の微粒子に噴霧され、ガスの熱と反応熱で乾燥した粉末（亜硫酸石灰、石膏、水酸化石灰、煤塵の混合物）となり、電気集塵機で捕集される。CaO/SO₂モル比1.5～1.6で70%程度の脱硫率が得られ、副生物はかなりの未反応の石灰を含んでいるので、循環して吸収に使われた後に廃棄される。

この装置は、フルターンキーベースの引き渡し条件で、今後中国での普及を考え、設備はできるだけ中国製品を採用するようにし、計装品は日本製とした。現地工事はすべて地元の業者が行った。

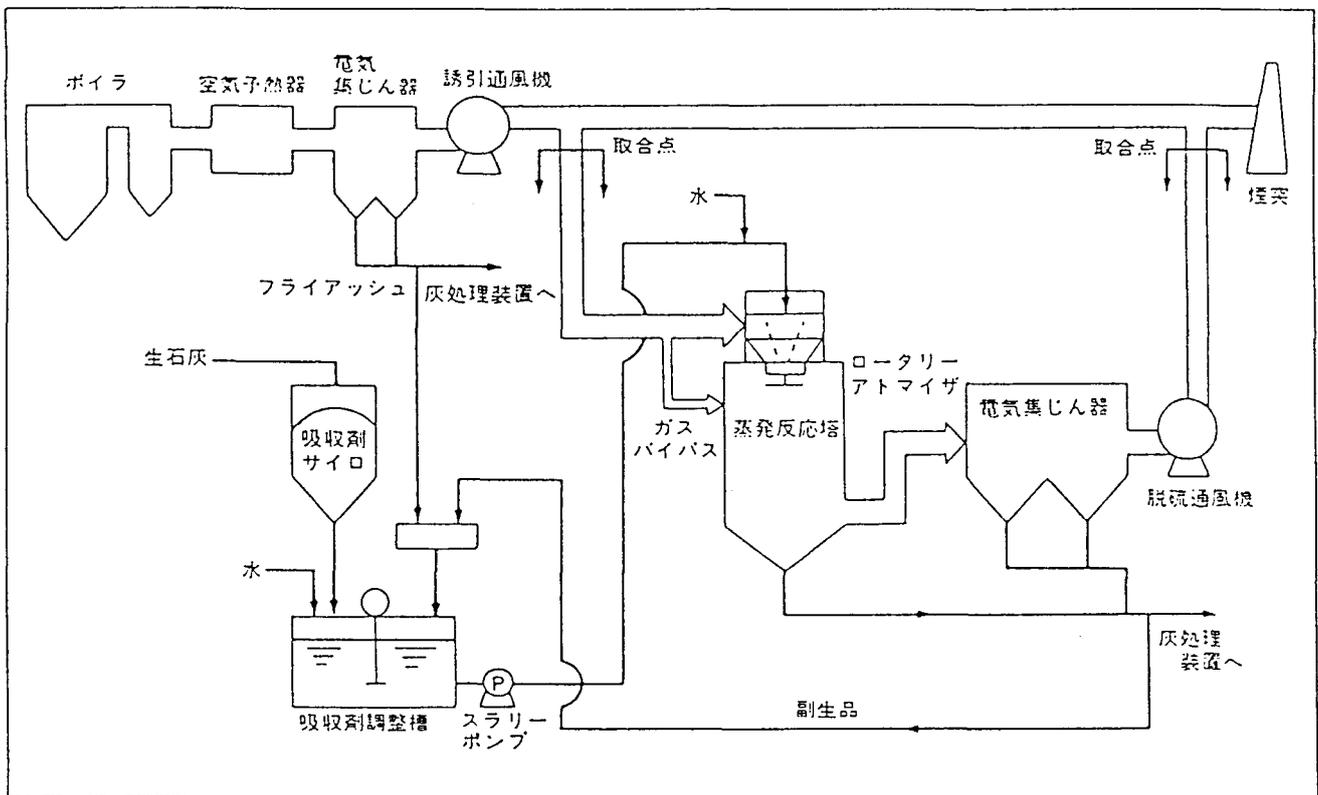


図2・4 スプレードライヤー法 実証試験設備⁶⁾

表2・4-1主要設備仕様⁶⁾

蒸発反応塔	スプレッドライヤー:1基 (塔径8.6m×有効高さ23m) ガス導入方法:スクロール一部パイプ
ロータリーアトマイザ (高速回転噴霧機)	回転数:6,000-8,000rpm, 噴霧量:17.7m ³ /h 縦形高速電動機:190kw, ディスク径:400mm
吸収剤製造装置	生石灰及びフライッシュ・反応副生品添加、熱水養生式
電気集じん器	低温乾式、セクション数:2, 灰ホッパー:4 容量:319,000Nm ³ /h
通風機	遠心型:1台、容量:6,996m ³ /min 電動機:600kw

設備は1994年9月に完成し、引き取り試験で脱硫の目標値70%を達成した。10月から実証試験運転に取りかかったが、当初からさまざまなトラブルに見舞われた。蒸発反応塔内壁面へのスケールの付着や、ロータリーアトマイザのディスクの磨耗、脱硫効率の低下などで、原因としては中国側から提示された設計条件と実際の運用条件の違いが関係している(表2・4-2)。対策として排ガス導入方法の変更、ディスクの材質変更、その他を行い、定格負荷出力の連続運転が可能になった。

スプレッドライヤー法は石灰石膏法と比べて前述の利点がある反面、脱硫率が低い、吸収剤に石灰石よりも高価な生石灰を多量に用いる、副生物を廃棄する必要があるなどの欠点があり、比較的少量でSO₂濃度が低いガスの処理に用いられる。

表2・4-2 運転条件の設計値と実際値⁶⁾

口ガス条件		設計値	実際値	乾燥影響の有無
処理ガス量	Nm ³ /h	300,000	300,000	標準状態では同量でも、ガス温度上昇分で実ガスは5-6%体積膨張。 脱硫温度までの冷却に必要な工水噴霧量が増加。 脱硫率一定(70%)運転では、吸収材スラリーの噴霧量が減少。 灰の親水性で噴霧スラリーを吸収、大粒径化の可能性。
ガス温度	℃	145	160-175	
SO ₂ 濃度	ppm	2,000	1000-1500	
煤塵濃度	g/Nm ³	0.5	4-12	

2・5 流動床ボイラー

2・5・1 原理と特徴

流動床燃焼（FBC）は石炭を数mm程度に粉碎し、炉の下部から空気を吹き込んで砂や採石とともに流動床で800～900℃で燃焼させるもので、低品質の石炭でも比較的簡単に燃焼できる利点がある。以前から欧米やソ連の一部で使われ、中国にも多数の小型設備がある。

1970年代に入って炉内に石灰石の粗粉を加えると脱硫できることが分かり、低温燃焼のため窒素酸化物の生成が比較的少ないことも分かって、欧米諸国や我が国でも発電設備などの比較的大型設備に用いられるようになった。

石炭燃焼の温度は通常的方式では塊炭で1,000℃以上、微粉炭では1,400℃以上である。燃焼を低温で行うためには燃焼に伝熱管を入れ水を通して水蒸気を発生させる（図2・5-1）。NO_xをさらに減らすには二段燃焼を用い、流動燃焼層の空気を減らして酸素不十分とし、上部に空気を補充して完全燃焼を図る。

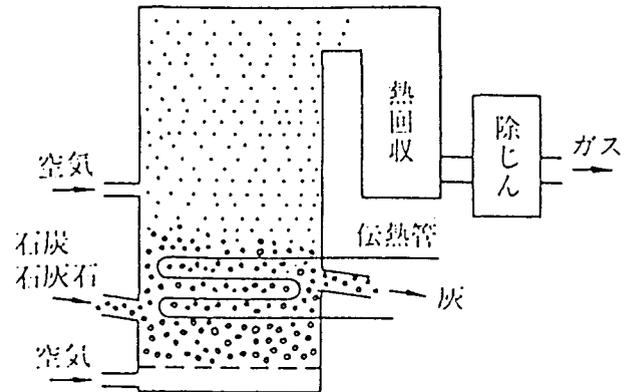


図2・5-1 流動床ボイラーの原理⁷⁾

燃焼条件および石灰石使用量と燃焼ガスのSO₂、NO_x濃度の例を図2・5-2に示す。石灰石は800℃で分解し、SO₂およびO₂と反応してCaSO₄となる。800℃以下では石灰石が分解しがたく、脱硫率は低く、また石炭の燃焼も不十分になる。温度が高過ぎると脱硫率は下がり、NO_xも増える。

流動床燃焼の欠点は以下のとおりである。（1）通常の微粉炭燃焼に比べて石炭の燃焼効率がやや低い。（2）脱硫の石灰石の消費が多い。（3）燃焼ガスの流速が遅く、炉の面積が大きい。（4）伝熱管の磨耗が大きい。（5）石灰灰は多量の未反応石灰と若干の硫酸カルシウムを含み、用途が乏しく廃棄される。

（6）低温で燃焼を助けるため流動燃焼助剤（採石、砂、石灰石など）を加えてこれらが多量の熱を蓄えるので、炉を長時間停止させて冷やすと熱の損失が大きい。（7）温室効果ガス一酸化二窒素N₂Oの排出が多い。

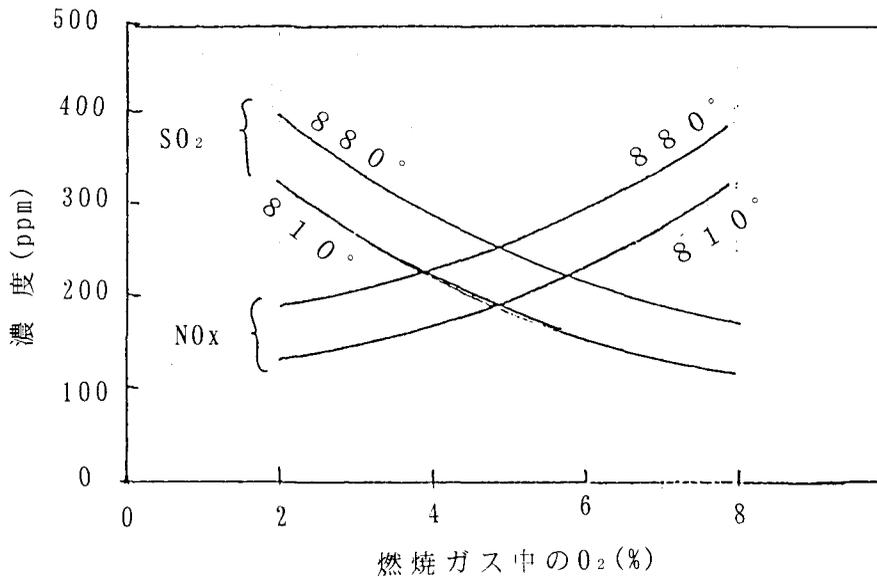


図2・5-2 燃焼条件と排出濃度(二段燃焼使用)

(CaO/SO₂モル比3、石灰石のない場合 SO₂ 800ppm)

中国で以前から多数使用されている小型流動炉の内容は明らかでないが、旧ソ連の技術と言われ、低品位石炭を簡単に燃焼させる目的で使われ、SO₂やNO_xの低減は考慮せず、石灰石は使用していないと思われる。最近は独自の技術を開発した(2・5・4)。

2・5・2 循環流動床

上記の欠点の(1)、(2)、(3)を補うために、近年は循環流動床の使用が増えた(図2・5-3)。循環流動床ではガスの流速を上げ、燃焼炉から排出されたガスをサイクロンを通し、粗粒子は循環させる。これによって炉の底面積は減り、燃焼効率が99%程度にまで高めることが可能で、CaO/SO₂モル比2で80~90%の脱硫率を得ることができる。循環流動床は構造がやや複雑で、比較的大型の炉に使用される。

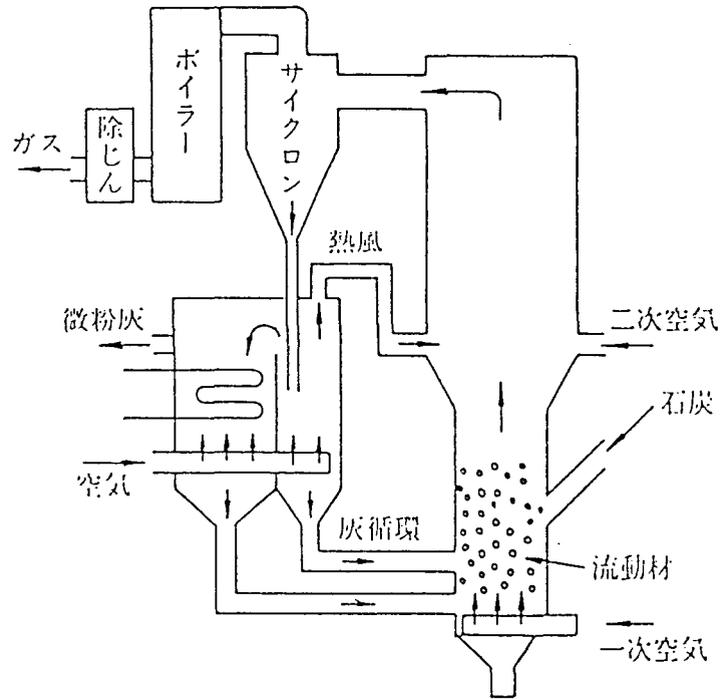


図2・5-3 循環流動床ボイラーの例⁷⁾

2・5・3 内部循環流動床

比較的小型の燃焼炉用には、循環流動床を簡単にし、前述の(4)の欠点も減らす方法として、内部循環流動床ボイラーが荏原製作所で開発された(図2・5-4)。中央の主燃料室と周辺の熱回収室とを傾斜仕切壁で区分し、主燃料室では旋回流Aを、主燃料室と熱回収室の間に循環流Bを形成させ、未反応の石灰石や未燃カーボンはサイクロで捕集して炉に戻す(循環流C)。これにより、コンパクトな炉で効率的に燃焼と脱硫ができる。

この炉はわが国では主に都市ゴミ焼却炉に用いられている。石炭燃焼用にはグリーンエイドプランによって中国北京とフィリピンのカラカ発電所に建設された。北京に建設されたものは10 t/hのボイラーで、1995年9月に運転が開始され、以後順調に運転されている。

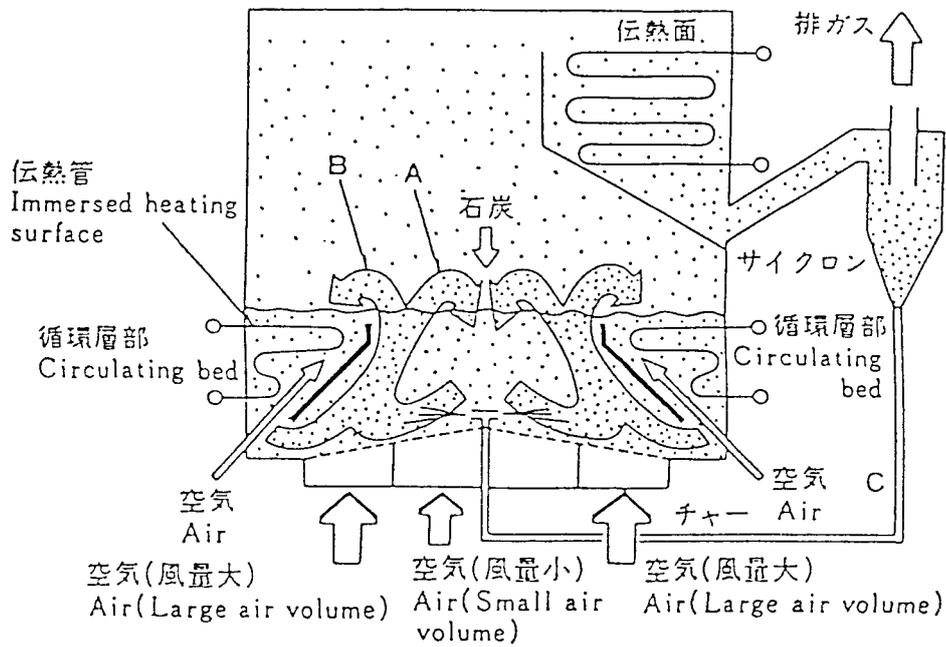


図2・5-4 内部循環流動床ボイラー概念図⁸⁾

- A : 主燃焼室の内部循環流
- B : 熱回収室循環流
- C : チャー循環（外部循環）

2・5・4 過流動層（VFSC）⁹⁾

この方法は中国で開発されたもので（図3・5-5）、炉の下部から流動用の空気を送り、二次空気は上部の数段のノズルから旋回流を作るように導入され、粗大粒子は炉の壁面を転がって落下し、微粒子は炉の上部を浮遊する。これによって燃焼効率や脱硫効率を高めることができる。また二段燃焼効果でNO_xを減らすこともできる。1991年に6000kWの実用設備がつくられた。

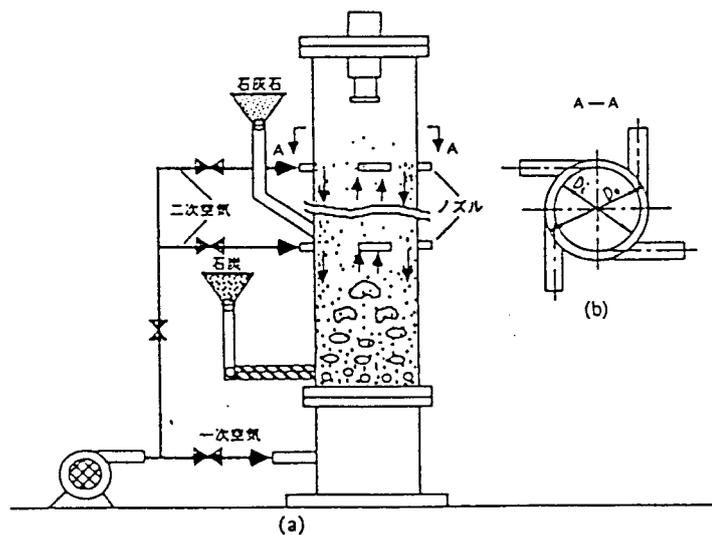


図2・5-5 過流動層石炭燃焼システム概念図⁹⁾

2・5・5 評 価

わが国では大型燃焼装置では排ガス中の NO_x 、 SO_2 ともに100ppm程度以下が望まれるので、石炭の流動燃焼はあまり多く使用されず、微粉炭燃焼で燃焼改善、低 NO_x バーナー、アンモニア触媒法脱硝と湿式排煙脱硫を組み合わせる使用が多い。発展途上国では一般に排出濃度は SO_2 、 NO_x とも400ppm程度で十分なので、流動床燃焼が比較的lowコストで実施できて好都合と思われる。

循環式流動床は流動床の欠点の多くを補うが、残された主要な問題点は、副生物が多量で用途が乏しいことで発展途上国でも多数の設備を長期間運転すると処理に困ると思われ、建材、道路材料などへの用途開発が望まれる。一酸化二窒素 N_2O の生成が多いことは発展途上国では問題にされないが、 N_2O は温室効果が CO_2 の100倍で寿命も長い。通常の微粉炭燃焼では排ガス中の濃度は1ppm以下であるが、900℃以下の燃焼では発生が多く、流動床燃焼では50ppmに達する。さらに流動床燃焼では石灰石を多量に使用してこれから排出される CO_2 も多い。従って各国に普及すると温暖化への影響が顕著になる恐れがある。目下 N_2O の発生を抑制する燃焼技術が研究されている。

2・6 電子線照射法（中国 E B Aプロジェクト）

この方法は排ガスにアンモニアを加え、電子線を照射して SO_x と NO_x を硫酸アンモニウムと硝酸アンモニウムの微細な粒子として捕集するもので、荏原製作所と日本原子力研究所によって開発され、現在中国E B Aプロジェクトとして、四川省成都で石炭火力発電所の排ガス300,000 Nm^3/h を処理する設備が建設中である（図2・6）。

燃焼ガス（ SO_2 1,800ppm）に水をスプレーして65～70℃に冷却し、アンモニアを加え、電子ビーム発生機（800,000V, 30mA 2台）によって電子線を照射し、 SO_2 の80%と NO_x の10%程度を硫酸アンモニウムと硝酸アンモニウムの微細結晶として捕集し、肥料として用いる。電子線の照射量を増やせば、 SO_x の90%と NO_x の80%程度を除去することができる。

この方法は簡単な乾式法で SO_x 、 NO_x を同時に除去できて排水処理が不要の利点もあり、わが国や米国、ドイツなどで試験されたが、実用には至らなかった。

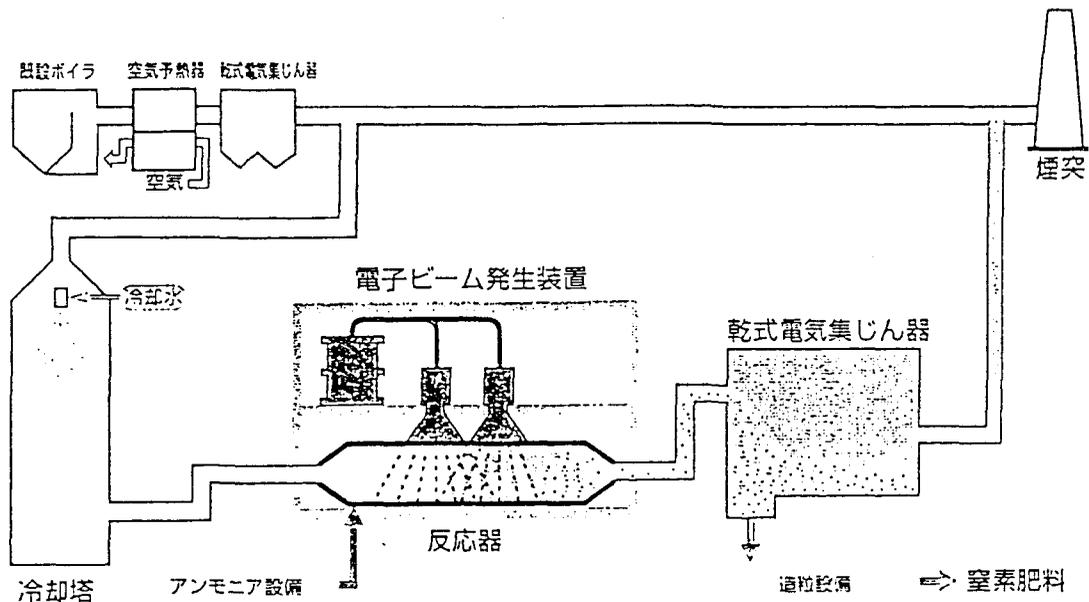


図2・6 中国EBAプロジェクトのフローシート¹⁰⁾

主な理由は副生する硫酸アンモニウムが、先進諸国では過剰で処理に困ることで、肥料として需要の多い地域での脱硫には好適と思われる。副生物には多少のフライアッシュが含まれ、このため少量の重金属が存在するが、多種類の重金属が少量は植物の育成に必要で、フライアッシュは特殊肥料ないし成分調整剤として使用する場合もあるので、多少のフライアッシュの存在は肥料として有害ではなく、土壌の種類によっては有効な作用も期待される。このEBAプロジェクトの推進力は成都科学技術大学（現在の四川大学）で、中国の肥料研究の中心的機関である。

電子線照射法のコストは、90%脱硫と80%脱硝を行う場合には湿式石灰法と脱硝との組み合わせよりも安価といわれる。中国の場合は80%脱硫が求められ、脱硝は必要ではなく、電子線照射量は少なくすむ。この場合のコストは中国での実証実験によって明らかになるであろう。

2・7 バイオブリケット（バイオコール）¹¹⁾

バイオブリケットは北海道工業試験場で開発され、中国、タイ、インドネシア、パキスタンその他多くの国で利用されている。図2・7に示すように、石炭の2mm以下の粉末70～85に木質廃材や農業廃棄物（ワラ その他）の植物質繊維質を15～30を配合し、ロール型プレスで連続的に圧縮成型し、体積6～20ml程度のブリケットにする。通常の豆炭や練炭の製造にはデンプン、ピッチなどのバインダーを用いるが、3～5kg/cm²の圧力を用いると植物繊維がバインダーとなり、他に添

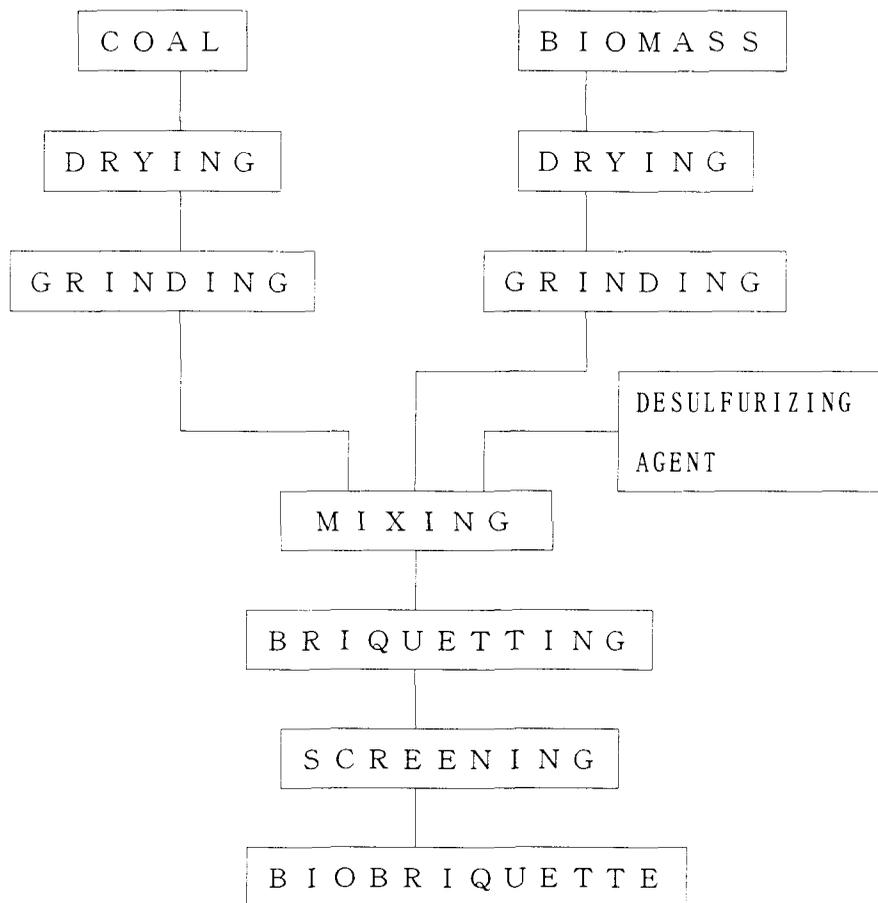


図2.7 Outline of Biobriquette production flow sheet

加物は要らない。植物繊維は造粒を助けるだけでなく、着火性を良くし、石炭の完全燃焼を助け、未燃分や煤煙を減らす。硫黄の多い石炭の場合は、原料に消石灰を加えると $S0_x$ の発生を減らすこともできる。

表2.7はわが国の太平洋炭、オーストラリア炭及びロシア炭について、これらを用いて製造したバイオブリケットと、原料の石炭（塊炭）だけを燃焼させた場合の発生量の比較で、ダストの発生量が大幅に減っている。硫黄酸化物の排出量は、植物繊維の添加で硫黄濃度が減る分が減り、石炭によってはさらに灰の石灰分にある程度吸収される。ブリケット製造の際に消石灰を添加すればさらに減少する。表のオーストラリア炭の場合には著しく減少しており、これは燃焼温度が 900°C 程度以下で、添加した石灰が $S0_x$ を良く吸収するためと思われる。この $S0_x$ 吸収率は燃焼温度、燃焼条件、石炭の中の硫黄の形態などで変わる。通常は消石灰を

石炭中の硫黄とモル比1.5程度に用いれば、石炭中の硫黄の半分程度が除去され、燃焼ガス中のSO_xの濃度は石炭単独の場合の25-35%程度になる。

バイオブリケットは、中国の家庭や中小の工場設備の熱源として特に適すると思われ、山東省にモデルプラントが作られている。

表2.7 Table 1 Environmental emissions from Biobriquette and coal ¹⁾

	dust (g/kg fuel)	sulfur* ¹ (d. b.) (g/kg fuel)	nitrogen oxides* ² (ppm/Nm ³ , 6%O ₂)
Taiheiyo Biobriquette	0.15	0.3	166
its raw bituminous coal (lumpy size)	2.61	0.5	227
Australian Biobriquette* ³	0.09	1.8	175
its raw brown coal (lumpy size)	2.34	10.3	245
Russian Biobriquette	0.08	2.5	168
its raw brown coal (lumpy size)	2.43	3.2	233

*1 Sulfur emissions was calculated from the sulfur content in combustion residue and a total sulfur content in the test fuel

*2 Emitted volume at medium combustion load by using a coal stove with storage

*3 Mixing ratio of raw materials; coal 71.25wt%, wood dust 23.75 wt%, slaked lime 5.0

2・8 排煙脱硝 ⁷⁾

中国ではNO_x低減はまだ重視されていないが、一部では排煙脱硝が行われている。最初の脱硝設備として、1980年に硝酸工場の排ガス 122,000 Nm³/h (NO_x 3,000~3,500ppm)をアンモニア触媒法で脱硝する設備を自力で作った。この硝酸工場は盆地にあって、濃厚なNO_xの高褐色の排煙が腐食などの悪影響を及ぼしていた。

反応器は2基並列で(図2.8)、それぞれ7m³の触媒が充填され、SV(空間速度^(注))は4,350/hである。触媒はアルミナを担体として銅とクロムを含浸させたペレット状のもので、四川省の成都科学技術大学が開発したものである。排ガスは50℃で、天然ガスの燃焼熱で250~300℃に加熱しアンモニアをNO_x1モルに対して1.1~1.4モル加え、反応器に入れる。NO_xは300~800ppmに下がり、脱硝率は76~94%、平均90%である。排ガスはボイラーを通して熱回収し、180℃で放出する。運転は順調である。

脱硝の費用を表2.8に示す。アンモニアの消費が多いので、費用の半分はアンモニアによる。つぎに多いのは加熱用の燃料と電力である。設備投資は395万元

(当時の1元は約35円で約1.5億円に当たる)で、年間の償却はその3.2%で比較的少ない。燃料の天然ガスは1.1円/m³、アンモニアは12,600円/t、電力は2.3円/kwh、触媒は43万円/tで、いずれも日本での1/5ないし1/7程度である。

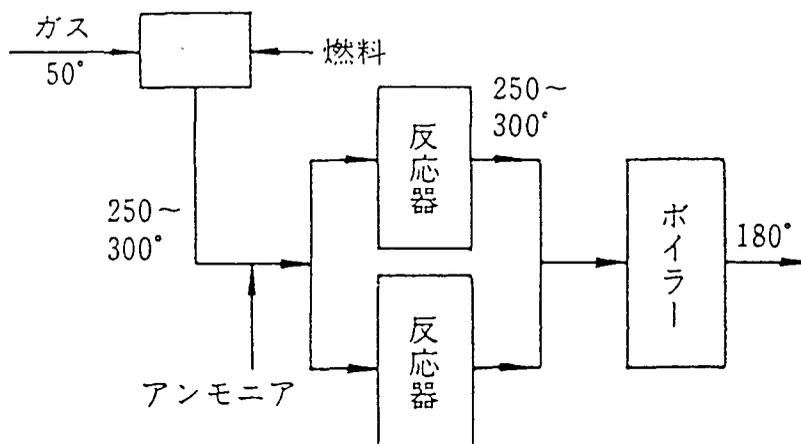


図2・8 硝酸工場の排ガス脱硝システム⁷⁾

表2・8 硝酸プラント排ガス脱硝費用 (中国)⁷⁾

	単価	年間消費 (設計)		年間消費 (実績)	
		消費量	万元*	消費量	万元*
燃料ガス	0.032元/m ³	2860万m ³	91.5	2010万m ³	64.3
アンモニア	360元/t	3263t	117.5	4428t	159.4
電力	0.063元/kwh	819万kwh	51.6	715万kwh	45.1
触媒**	1.23万元/t	11.6t	14.3	11.6t	14.3
蒸気用水	1.00元/t	6.02万t	6.3	5.2万t	5.2
回収蒸気	4.50元/t	395×0.032	-27.1	4.3万t	-19.3
設備の償却	投資の3.2%	395×0.015	12.6	426×0.032	13.6
保守費	投資の1.5%		5.9	426×0.015	6.4
職員給料			1.4		1.4
合計			274		290

* 1元は約35円

** 触媒寿命は2年

アンモニアの消費は多いが、触媒の改良で減らすことができるであろう。また長期的には硝酸プラント自体を加圧吸収式に改めて排ガスのNO_x濃度を1,000ppm以下にすることが望ましいであろう。しかしながら、これだけの設備を1980年に中国独自で作って順調に稼働していることは立派で、今後中国の技術が着実に進展して行くことを示すといえよう。

なお、宇部興産は中国の化学工場に新設された石炭ボイラーの排ガス40万Nm³/hの脱硝設備を1988年に作った。このボイラーは三菱重工製で、燃焼改善でNO_xを350ppmとし、これをハニカム型の触媒とアンモニアで200ppmに下げる。宇部興産は1989年には中国石油化学会社の硝酸プラントの排ガス20万Nm³/h（NO_x 1,500ppm）の脱硝設備を作った。触媒は粒状、SVは3,500/hで、NO_xを50ppmに下げる。

（注）1h当たりの通過ガス量と触媒量との比率

引用文献（第2章）

- 1) 中国統計年鑑 各年鑑より作成
- 2) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 太平洋エネルギー政策情報等現地収集調査（平成5年度）NEDO-P-9332（委託先 海外電力調査会）
- 3) 三菱重工の中国への環境協力の実績（三菱重工業資料）
- 4) 根本弘之 中国発電所向け排煙脱硫プラントの建設 科学技術政策研究所委員会資料（1996）
- 5) 木村和夫・富松一隆・岩下浩一郎・遠藤由和 煙突組込型簡易脱硫装置及び新型吸収剤による半乾式脱硫装置 環境管理 Vol.31, No.12（1995）
- 6) 古川美智良・山崎公倫 中国高硫黄炭脱硫技術実証試験（中間報告）電源開発（株）調査資料 NO.99（平成8年9月）
- 7) 安藤淳平 世界の排煙浄化技術 石炭技術研究（現石炭利用総合センター）（1990）
- 8) 広勢哲久 石炭流動床ボイラーの低公害化について 科学技術政策研究所委員会資料（1996）

9) 陳 勇、繆 徳林 過流動層石炭燃焼技術 石炭利用技術情報 (平成8年6月)

10) エバラ 電子ビーム排ガス処理装置 荏原製作所資料

11) 丸山敏彦 バイオブリケットと国際技術協力 日本エネルギー学会誌 74
巻 第2号 (1995)

3 火力発電所の効率向上（概況と事例）

3・1 概説

3・1・1 各国の発電効率の動向

火力発電は各国ともエネルギー消費の最大の部門で、多くの発展途上国でも火力発電のエネルギーは化石燃料消費量の20～30%に達し、生活レベルの向上とともにこの比率は高まり、消費の絶対量は著しく増加している。しかしながら発展途上国では一般に発電効率が低く、発電量あたりの燃料消費がわが国の場合の1.3～1.8倍になっており、効率向上が重要な課題となっている。

中国の年間の石炭使用量、1993年には約10億トン（石油換算 5.6億トン）で、その3割近くは発電に用いられる。発電量は急速に増えており、2000年には総発電量約1兆5,000億KWhのうち8割は火力に頼り、火力の大部分は石炭を用いる予定で、石炭消費の大幅な増加が見込まれる。中国では発電の熱効率向上に努力し、電力1KWhあたりの石炭消費量（送電端）は1960年に600g、1990年には427gで（表3・1-1）、2000年には365gにまで減らす計画である。石炭の発熱量6,500Kcal/kgとすれば、熱効率1960年に送電端で22.0%（発電端は23.9%）、1990年にはそれぞれ31.0%（33.8%）となる。発電端と送電端との差は、発電所内での発電のための電力消費による。

表3・1-1 出力6000kwの火力発電所における平均石炭消費率の変遷¹⁾

	発電端石炭消費率(g/kwh)	送電端石炭消費率(g/kwh)
1960年	553	600
1970年	463	502
1980年	413	448
1985年	398	431
1990年	392	427
1992年	-	420

資料) 水利電力情報研究所資料（1993年9月）

中国の計画が達成できれば、単位発電量あたりの石炭消費量は2000年には1960年の60%となり、経済効果が大きいだけでなく、燃焼に伴うCO₂、SO₂、NO_x、煤塵などの排出が石炭の消費量に応じて減少する。さらに燃焼の制御によって、煤塵、NO_xなどの排出を一層減らすことが可能で（3・1・2項）、環境保全へ

の効果も大きい。

I E A の調査によるアジア諸国の火力発電効率（各国の全火力発電所の効率の年間平均）を図3・1-1に示す。わが国の1987年の効率は一般には38%とされているが、図では45%に近い。これは効率の表示が一般には、燃料の総発熱量に基づいて計算されて送電端で示されるが、図の場合は燃料の真発熱量に基づいて計算されて発電端で示されるためと思われる。後者では前者よりも相対値で15~20%程度高い値になる。

多くの国では1975年に比べて1987年の効率が高くなっているが、これには新しい高効率設備の運転開始が大きく関係している、フィリピンなどでは1987年の方が低い、新規設備が少ないことと、既存設備の老朽化、故障の続発などによる。

図3・1-2には電力のロス率（発電所内の電力消費と、送電中の損失）を示す。多くの国ではロスは1975年に比べて1987年には減っているが、増えている国もある。わが国ではやや損失が増えており、この間に多数の排煙脱硫設備の運転（発電量の2~3%を消費する）が始まったことによる。フィリピンではロスが大きく増えており、新鋭設備の建設が少なく、既存設備の性能低下や、故障の続発などが多かったためである。ロスが20%を超えている国では送電中のロスが大きく、中には盗電によるロスもある。

1990年のアジア諸国の火力発電設備の燃料別の効率（真発熱量発電端ベース）を図3・1-3に示す。香港の効率は図3・1-1の場合より大きく向上して40%を超えており、中国（天然ガス）、フィリピン（石油）、ベトナム（天然ガス）でも効率40%以上が示されている。これらは新鋭の大型発電所の稼働開始のためと思われる。

3・1・2 効率向上と汚染物排出の抑制

発展途上国の発電所は先進工業国の技術や装置を用いて建設することが一般で、発電の運転の初期には順調で熱効率も高いが、効率は速やかに低下して故障が増えることが多い。これは運転が適切でなく、設備の異状が起き始めても速やかに察知して対策をとることができないため、故障停止がしばしば起きる。中国の場合は、発電所の多くは自力で作られ、効率の向上についても多くの努力がなされ、運転は比較的順調であるが、なおかなりの問題が生じている（3・2項）。

多くの国で効率低下の最大の要因は熱伝導の低下で、その主因はボイラー用水

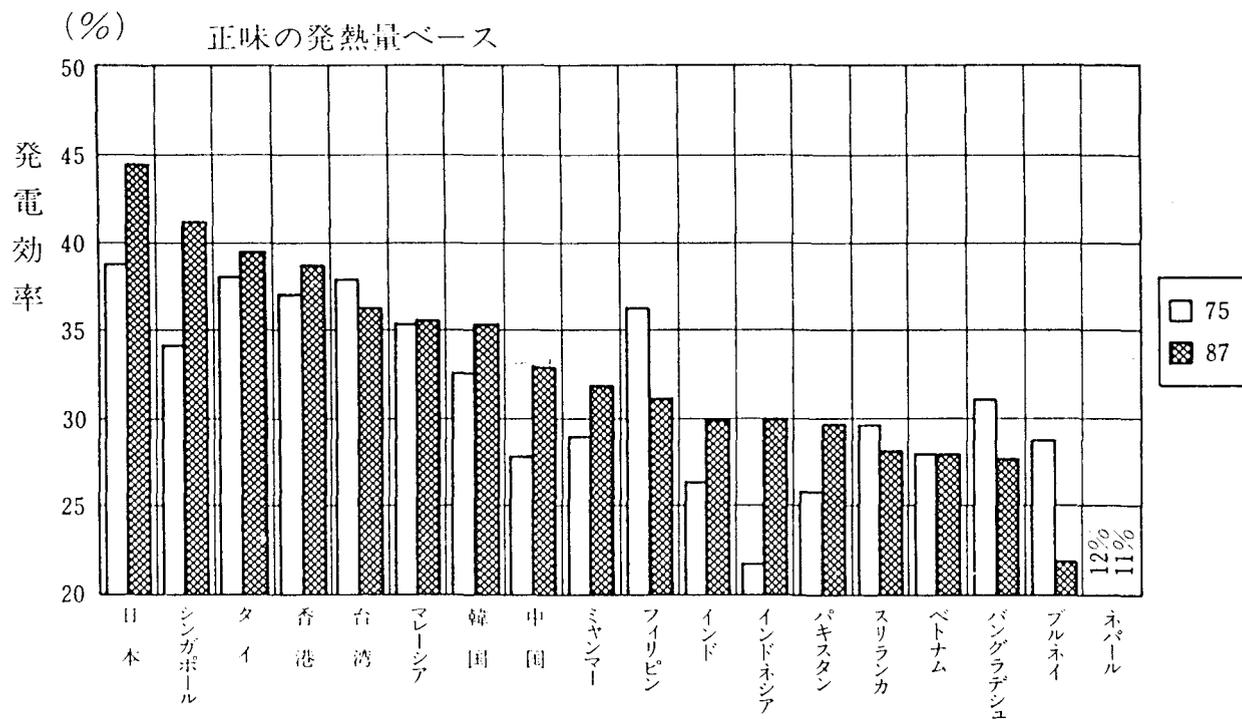


図3-1-1 アジア各国における発電効率の変化²⁾

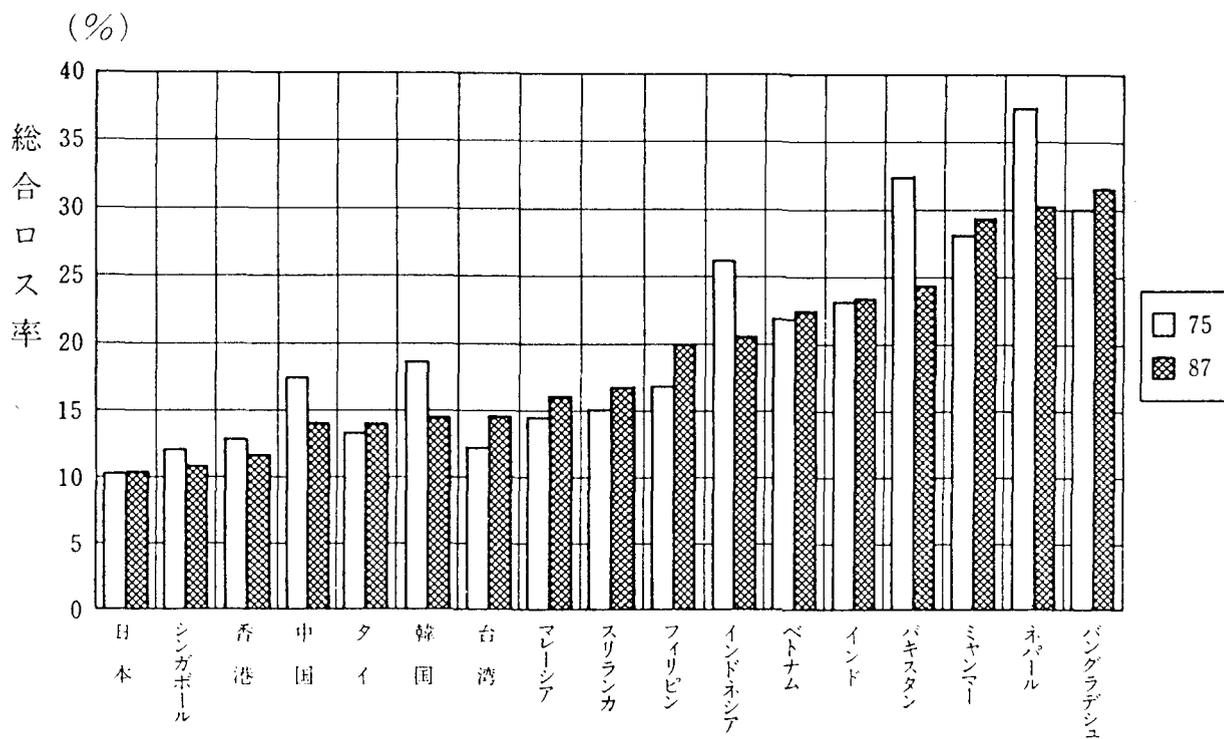


図3-1-2 アジア各国における発電部門の総合ロス率の変化²⁾

やタービンの冷却水が精製不足で不純物が多いために、蒸発管の内面や冷却管の内外面に沈殿物が堆積し固化したもの（スケール）が生成することである。対策としては水の精製を十分に行うことや、設備の定期修理の際に十分に洗浄して堆積物を除く必要がある。

蒸発管や熱交換機のエレメントの表面には燃焼ガス中の煤塵が付着することも大きな問題で、熱伝導を妨げるだけでなく、腐食による洩れや破損を起こすことも多い。この防止には、正しい温度制御、スーツブロウ（吹き飛ばし）などが必要で、洩れや破損は運転性能の変化から速やかに検知して修理する必要がある。発電を順調に行うにはその他にも多くの技術と注意が必要である。

性能の低下した発電所では、大規模に修理して機能を回復させるリノベーションが先進国の技術で行われることがあるが、修理直後は効率よく運転できても、運転が適切でなくて短期間に再び劣化し、初期の成果を収めることができない例も多い（3・3）。一部の発展途上国では、発電所の建設だけでなく運転も先進国に委託した方が良いとの論議も出ている。

燃焼の際の空気量の制御も効率に影響するとともに、汚染物排出にも影響する。空気が不足すると不完全燃焼で黒煙を発生するので、空気量は理論量よりやや多く必要とする。過剰空気が多いと余分な空気を加熱することになるうえに、燃焼ガスの量が増えて熱回収装置の性能が下がり、熱効率が低下する。空気は理論量の1.1倍以下、燃焼ガス中の酸素は1%以下とすることが望ましいが、発電設備の燃焼炉では多数のバーナーから燃料と空気を吹き込むうえに、バーナーの周辺から二次空気を吹き込んで完全燃焼させるので、空気を抑制し過ぎると局所的な不均一による不完全燃焼が起きやすい。

このために多くの国では空気量は1.3倍程度用い、燃焼ガス中の酸素を4～5%とすることが標準とされている（表3・1-2）。発展途上国では空気量の測定が十分でなく、燃焼ガスの酸素量は測らないことが多く、不完全燃焼の黒煙を避けるために空気を大過剰に用いることが一般で、熱効率が下がり、燃料消費が増加し、SO₂、NO_x、CO₂などの排出が増えているところが多い。

燃焼ガスの酸素が多いとNO_xの生成が増える。発展途上国では燃焼排ガスの酸素が過剰で、NO_x濃度は重油で500ppm、石炭で1,000ppm程度のことが多い。NO_xの低減には空気量の制御が基本で、表3・1-2に示す普通レベルに抑制してNO_xを3

表3・1-2 火力発電の効率と汚染物の排出量（燃料のS 2%）

燃料	発電設備	排ガス O ₂		発電効率 %	排出量(g/kwh)		
		状況	%		SO ₂	NOx	CO ₂
重油	低効率	過剰	7.0	30	10.6	3.6	847
		普通	4.5	31	10.2	2.4	820
		改善	2.0	32	9.9	1.2	794
	高効率	過剰	6.0	37	8.6	2.9	687
		普通	4.0	38	8.4	1.8	670
		改善	2.0	39	8.2	0.8	653
石炭	低効率	過剰	7.0	30	17.3	7.2	1,066
		普通	5.0	31	16.7	4.2	1,031
		改善	3.0	32	16.2	2.6	999
	高効率	過剰	6.0	37	14.0	5.4	864
		普通	4.0	38	13.6	3.4	841
		改善	2.5	39	13.3	2.0	819

0～40 %程度下げることが可能である。NOx 低減には他にも二段燃焼、排ガス循環などの多くの燃焼改善法があり、これらの方法で表の改善レベルあるいはそれより以下にも減らすことができる。発展途上国ではNOx の環境濃度は一般に高くなく、NOx 排出は表に示す普通レベルで良いことが多い。将来NOx 規制が強まっても、多くの場合は表の改善レベルで良く、排煙脱硝を必要とするのは特殊の場合に限られるであろう。

燃焼や冷却の過程で、SO₂ の一部（通常 2～5%）はSO₃ に変わって腐食や環境影響が強まる。空気を多くするとSO₂ からSO₃ への転化率が増えて5～10%に達し、SO₃ による熱交換機などの腐食が増え、効率は一層低下しやすく、発電所周辺の環境に悪影響を与える場合もある。この点からの過剰空気の抑制は、特に重油燃焼の場合に重要である。

排ガスの量や酸素が増える原因として、燃焼炉以降の各部分での欠損による空気の洩れ込みも関係する。これらの現象を解明して過剰空気を減らすには燃焼ガスや排ガスの酸素の測定が必要である。わが国の発電効率が世界最高のレベルである一因は、空気量の調節が良いことで、表に示す改善の値よりも更に酸素を抑制している発電所もある。発展途上国でも酸素の測定と低減は低コストで容易に実施可能で、経済性を高めてしかも排出を減らす大きな効果を上げるであろう。

3・1・3 高度の効率向上

発電効率をさらに高めるために、先進諸国では通常の火力発電のタービンに入る蒸気温度と圧力を高める超臨界圧力発電、ガスタービンと蒸気タービンを組み

合わせた複合発電、などの実用化が始まっている。発展途上国でも将来はこの方向に進むと考えられるので、問題点を考察して述べる。

わが国で1952年以降の各年次に運転を開始した最大の火力（汽力）発電ユニットの規模と効率を図3・1-4に示す。1955年まではユニット規模は100MW以下で蒸気は再熱せず、圧力は100kg以下、効率30%以下であった。その後規模が拡大して再熱方式が始まり、蒸気圧が高まって効率が上がり、59年には蒸気圧は150～200kg（亜臨界圧）に達し、ユニット規模も200MWに近づき、効率はほぼ39%に達した。

その後はさらに規模が拡大して700～1,000MWとなり、蒸気圧も超臨界圧、超超臨界圧と増加し、効率も上昇し、1989年のユニットは二段再熱による超超臨界圧の設備で41.76%に達した。この超超臨界圧設備は天然ガスを用いるもので、高温高压に耐える材料として高価なチタンを使うなど、高度の技術を用いている。

図3・1-4を全体的に眺めると、効率の向上は当初の従来型の小型設備から1960年の250MWの亜臨界設備の39.8%に至るまでは顕著で、その後の規模拡大や蒸気圧増加の効果はそれほど大きくない。

現在用いられている電力会社の火力（汽力）発電ユニットの蒸気圧と熱効率を図3・1-5に示す。効率の低い25%、30%などのものは、通常は運転されない非常用の設備で、年間利用率30%以上のものに限ると、効率は在来型で33%以上、亜臨界圧型で36%以上、超臨界圧型で38%以上である。複合発電はまず1,100℃の燃焼ガスでガスタービンをその後ボイラーで水蒸気を起こして汽力発電をするもので、天然ガスを燃料として、43～44%の効率を得られている。1,300℃の高温ガスタービンを用いて45%以上の効率を得る設備が目下建設中である。

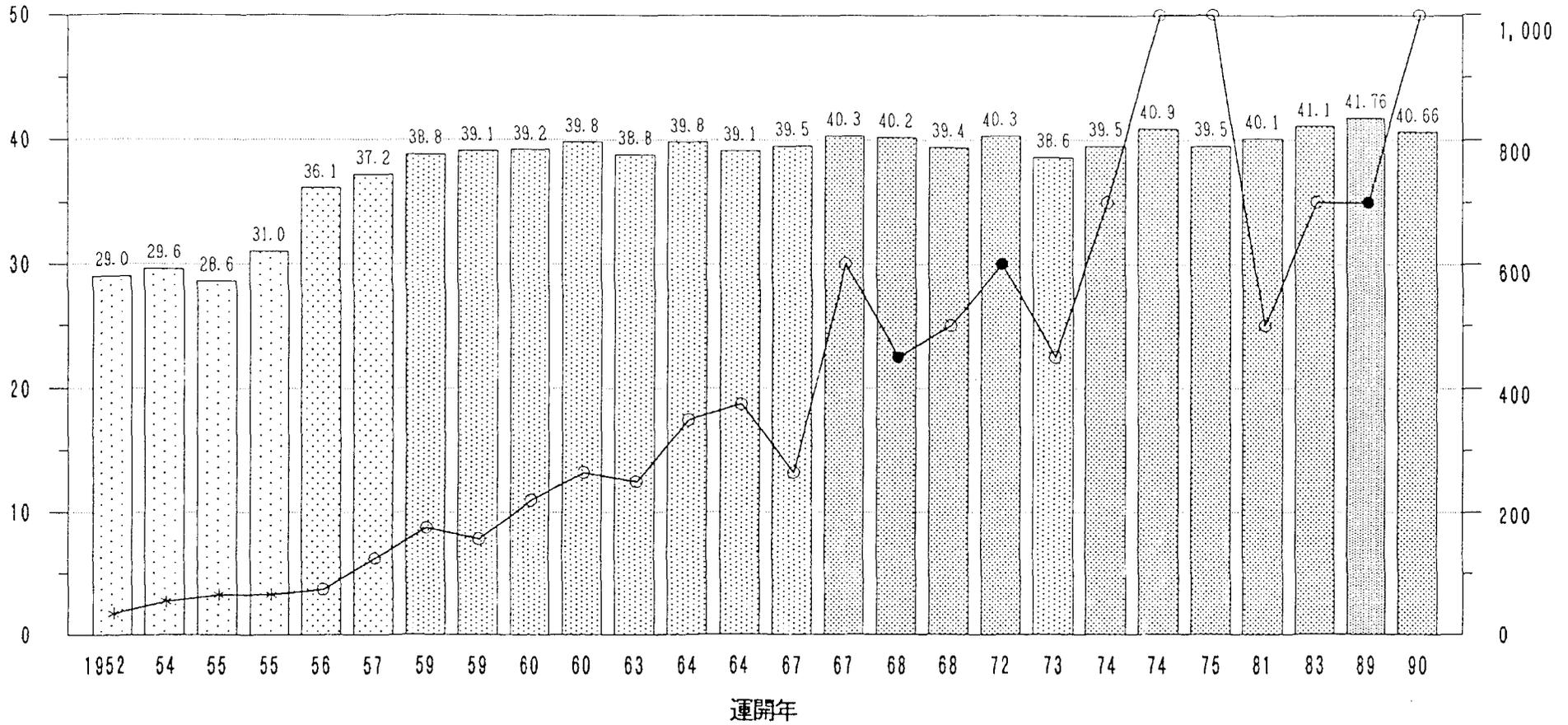
発展途上国いずれはこのような高効率化の方向に進むであろうが、当面は汽力発電で既存の在来型で35%程度、亜臨界圧型で37%程度を得る技術を確立すべきであろう。ユニット規模もあまり大きいと故障停止の場合の影響が大きいため、当分は300MW程度までが妥当であろう。効率を得る技術として、他に石炭のガス化複合発電、加圧流動床燃焼、燃料電池などもあり、将来はこれらも実施に向かうであろう。

図3・1-4 日本の汽力発電最大ユニット容量と熱効率の変遷⁶⁾

汽力発電

設計効率 (%)

容量 (Mw)



凡例 : 主蒸気圧

~100	100~150	150~200 (亜臨界圧)	225~250 (超臨界圧)	300~ (超々臨界圧)
------	---------	-------------------	-------------------	-----------------

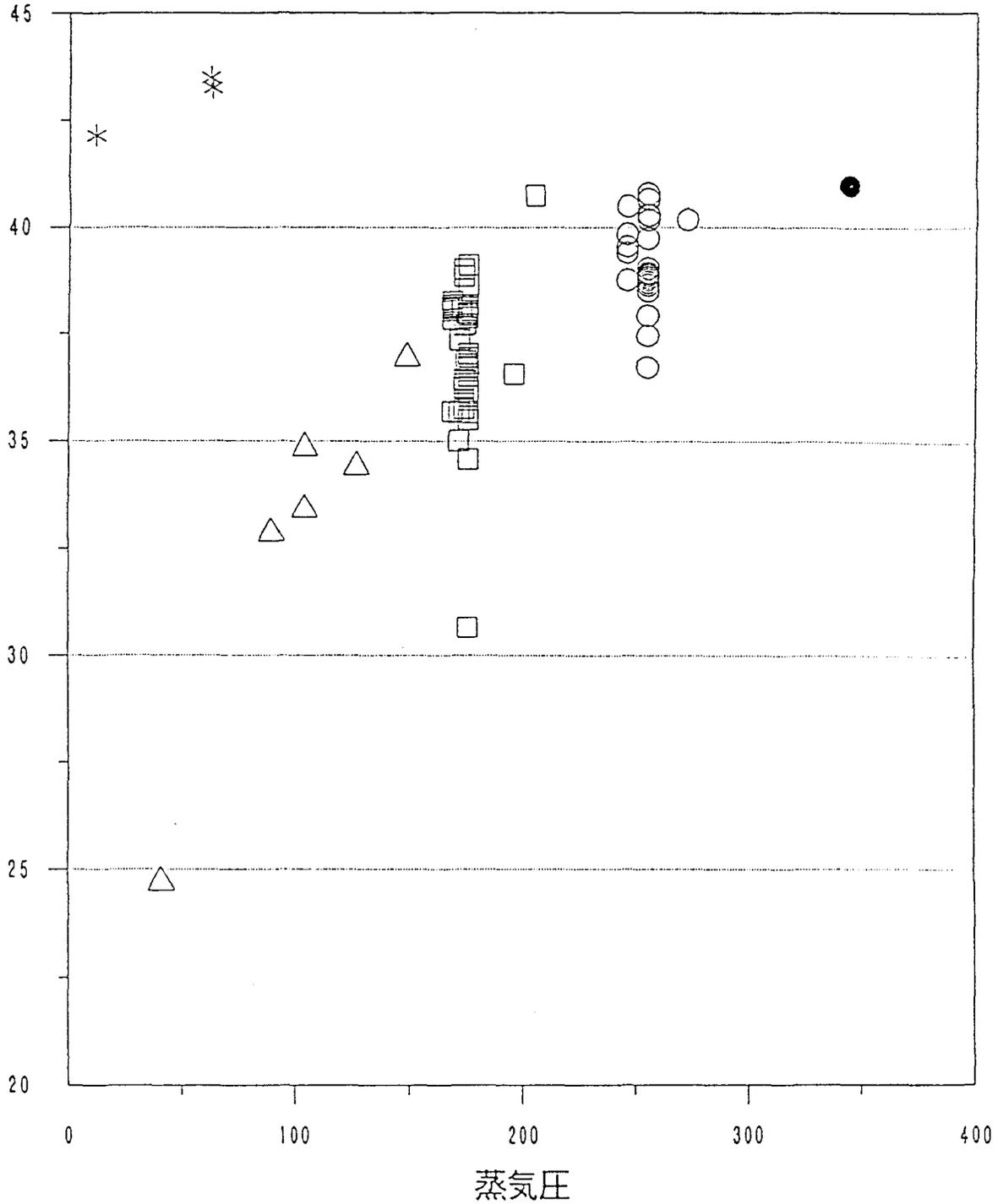
ユニット容量

* 再熱無し ○ 再熱 ● 二段再熱

図3・1-5 日本の汽力発電所稼働実績(H4)⁶⁾

蒸気圧と熱効率

熱効率



在来 亜臨界圧 超臨界圧 超々臨界圧 複合発電
 △ □ ○ ● *

全数

3・2 中国遼寧省錦州発電所¹⁾

3・2・1 発電所の概要

錦州発電所は遼寧省錦州市にあり、200MW 石炭ボイラー 6基を持ち、増設計画もある。調査対象の1号機は1983年に運転を開始した中国産200MWの標準機で、主要機器はすべて中国ハルピンの工場製である。設備の概要を以下に示す。

(1) ボイラー

型 式	自然循環式屋内型	HG-670/140-7型
蒸 発 量 (MCR)		670t/h
再 熱 蒸 流 量 (MCR)		579t/h
蒸 気 条 件		
圧 力	過熱器出口 (MCR)	140kg/cm ²
	再熱器出口 (MCR)	25.5kg/cm ²
温 度	過熱器出口	540℃
	再熱器出口	540℃
給 水 温 度 (MCR)		240℃
燃 焼 方 式		微粉炭タンジエンシャル燃焼、油助燃(2段)方式
通 風 方 式		平衡通風

(2) タービン

型 式		串型3車室3分流排気抽気復水型
		N200-130/535/535型
定 格 出 力		200,000kW
蒸 気 条 件		
圧 力	HP入口	130kg/cm ²
	IP入口	21kg/cm ²
温 度	HP入口	535℃
	IP入口	535℃
復 水 器 真 空		721mmHg(0.0525ata, 冷却水温度20℃)

(3) 発電機

型 式	QFQS-200-2型
-----	-------------

容	量	200,000kW
力	率	0.85
端	子 電 圧	15,750V
冷	却 方 式	固定子：水冷却 回転子：水素冷却

使用石炭は下記のような性状の低品位のものである。

発熱量	2,900 kcal/kg (計画)	4,000 kcal/kg (実績)
硫黄分	0.42%	
全水分	20%	
灰分	37.6%	

3・2・2 運転状況

運転性能を設計値と比べて表3・2-1に示す。運転開始以来調査時点までの約5年間に運転停止を起こした事故を表3・2-2に示す。1987年の年間の運転時間と利用率の目標は6,000hと68.5%であったが、実際はこれを下回り、熱効率(送電端)は31.5%であった。わが国では20年以上運転されている小型発電設備(75~125Mw)の平均の利用率は84%、効率は34.6%で、350 MW以上の設備では利用率88%、効率36.9%である。

効率の低い原因を要約すると表3・2-3のとおりで、大部分は装置の汚れによる熱伝導率の低下である。排ガスの温度が高く、十分な熱回収がなされていないので、この改善には空気予熱機内部の汚れを落とす必要がある。蒸気温度が設計値よりやや低いので、これを高めるにはボイラーチューブの汚れを落とす。復水器の真空度やボイラー給水の温度が低いことは大きな損失につながっており、これらの改善には、装置内に付着するスケール(析出物)を除くことが大切である。

燃焼ガス中の酸素量の測定と制御が不十分で、これを十分に行うことは燃焼に最適な空気量を用いるためと、炉内、ダクト、空気予熱器などの各所からの空気の洩れ込みなどを調べて運転を順調にし、熱効率や利用率を向上させるため大切である。その他各所を十分に点検して故障を減らし連続運転の時間を長くするこ

表3・2-1 運転の設計と実際

項 目	設 計 値	運 転 値
主蒸気圧力（タービン入口）	130kg/cm ²	115-130kg/cm ²
主蒸気温度（タービン入口）	535℃	525-530℃
再熱蒸気圧力（タービン入口）	21kg/cm ²	20-22kg/cm ²
再熱蒸気温度（タービン入口）	535℃	520-530℃
ボイラ排ガス温度	159℃	170-180℃
復水器真空	720mmHg	670-700mmHg
ボイラ給水温度	240℃	202-210℃
ボイラ効率	89.33%	89.4-91.5%
タービン熱消費率	2,009kcal/kwh	2,249-2,191kcal/kwh
プラント熱効率（送電端）	34.2%	31.5%

表3・2-2 主要事故

ボイラ側	節炭器管の漏洩	11件
	水冷壁管の漏洩	6件
	過熱器管・再熱器管の漏洩・噴破	10件
	その他（弁漏洩、炉内爆発、ファン事故）	3件
タービン側	ガバナ弁ステム損傷	1件
	復水器管漏洩	1件
	給水加熱器漏洩	1件
	軸受油漏れ	1件
	高圧車室の伸び差	1件
	高圧蒸器管フランジ洩れ	1件

とは、利用率を高めるとともに熱効率向上にも貢献する。発電あたりの水の補給量が多く、わが国の5～10倍に達しており、各所の弁やつなぎ目からの漏洩によっている。

中国は多くの発展途上国と異なって自力で発電所を建設し、効率向上にも熱心で錦州発電所でも努力している。このため比較的事故が少なく、運転が順調であるが、わが国での技術や経験を生かせば一層飛躍的に向上すると期待される。

表3・2-3 錦州発電所の熱効率の影響因子

項 目	計画値	運転値	熱効率影響割合 (相対値)
a) 排ガス温度	159°C	170-180°C	-0.7 - -1.1%
b) 蒸気温度 主蒸気	535°C	525-530°C	-0.13 - -0.25%
再熱蒸気	535°C	520-535°C	-0.23 - -0.33%
c) 復水器真空	720mmHg	670-700mmHg	-3.0 - -4.0%
d) 給水温度	240°C	202-210°C	-1.2 - -1.6%

3・3 フィリピン・マラヤ発電所 ³⁾

3・3・1 概況

マラヤ発電所はマニラの南東70kmにあり、重油火力1号機300MW、2号機350MW及び30MWのガスタービン3機を持ち、全設備能力は740MWに達し、ルソン系統ではスーカット発電所(850MW)に次ぐ主要発電所である。ルソン島の発電能力は1991年時点で4,626MWで、フィリピン全体の71%を占め、1992年には3,250MWで、発電量は19,942GWH、その内訳は火力57.5%、地熱22.3%、ガスタービン10.5%、水力9.2%であった。

ルソン系統では慢性的な電力不足が続き、一部は自然災害や渇水にもよるが、大部分は火力発電の出力低下と事故停止のためである。マラヤ発電所の重油火力発電設備を表3・3-1に示す。事故などによる運転停止回数が多くて利用率が低く、特に1号機がよくない。わが国の電力会社の火力発電設備では、通常年1回の定期点検修理を約1か月行い、残りの11か月は連続運転し、途中で故障のために止まることはあまりない。

1986年から1987年にかけて1、2号機ともリハビリテーション工事を行い、一時的に若干の改善が見られたが、間もなく性能が低下した。このためフィリピン政府は「マラヤ発電所信頼度向上計画」のフェージビリティ調査を日本政府に依頼した。これを受けて、JICAの調査団が1994年2月に現地で事前調査を行い、本格的な調査団を同年9月と12月及び95年2月に派遣した。

表3・3-1 マラヤ発電所の重油火力発電設備³⁾

	1号機(300MW)	2号機(350MW)
メーカー	バブコック日立	バブコック日立
ボイラー		
タービン	シーメンス	日立製作所
発電機	シーメンス	日立製作所
営業運転開始	1975年8月15日	1979年4月21日
94年8月25日までの総運転時間(h)	119,790	104,163
利用率(%)*	69.4	76.9
停止時間の合計(h)	52,726	31,363
総暦日時間に対する百分率(%)	30.6	23.1
上記期間中の発電停止回数	346	206

*総暦日時間に対する運転時間の百分率

3・3・2 運転とリハビリテーションの概要

1号機と2号機の運転状況を図3・3-1に示す。利用率は各年度ごとの設備の運転時間の総時間に対する百分率、効率は電力として得られたエネルギーの投入エネルギーに対する百分率である。図中の数字は各年度ごとの設備の起動停止の回数を示す。マラヤ発電所では年間の起動停止が平均15回以上で、そのほとんどは故障によると思われる、利用率の低さの大きな原因で、効率にも悪影響を与えられる。

1号機は1987年、2号機は1986年にリハビリテーションを行った。リハビリテーションはボイラーを主として、タービン、発電機の全体にわたり、各メーカーが中心になって実施した。これによって利用率はやや向上した。効率は1号機で33%に達したが、翌年から顕著に低下し、2号機は33%以上を5年間保ったが、6年目に大きく低下した。なお、効率は日本の重油火力では37%程度が普通である。

リハビリテーション後の運転状況を図3・3-2と図3・3-3に示す。運転停止には計画的に止めるものと、急な故障で計画外に止めるものとあり、1号機では後者が大きな比率を占めている。1号機では94年に利用率が大きく下がっただけでなく、運転中でも出力は100MW程度に低下した。2号機も同様な経過をたどり、ボイラーチューブ破損が続き、93年から94年2月にかけて大部分のチューブを取り替えた。

3・3・3 再リハビリテーションの経済性と問題点

トラブルが多い基本原因は、適切な運転技術が習得されていないこと、定期点検修理（オーバーホール）が不十分で、ボイラーチューブなどの劣化が進行していることなど、熟練すれば未然に発見できる設備や機器の異常が見過ごされて事故を起こすことである。また、事故が起きても、一時的な応急策をとるにとどまり、原因を解明してその後に備えることが乏しく、同じ事故が繰り返して起きることも問題である。

JICA調査団は調査に基づいて、再リハビリテーションの計画を策定した。その費用（表3・3-2）は1997年を中心とするリハビリテーションおよびその前2年および後の2年の検査費用など、合計5年間の総費用で、ローンによって調達されることになっている。

表3・3-2 再リハビリテーションの費用(1000 US \$)

	1号機			2号機		
	外貨	現地貨	合計	外貨	現地貨	合計
プロジェクト工事費	96,134	5,161	101,295	36,817	1,977	38,794
コンサルタント費用	3,580	188	3,768	1,170	62	1,232
合計	99,714	5,349	105,063	37,987	2,039	40,026

石炭火力発電設備を新たに建設する場合の設備費は通常 2,000\$/KW程度であるから、リハビリテーション費用は新設設備に対して1号機では 18%、2号機では 6%程度に相当する。

この費用を7年間で回収する場合の発電原価を、リハビリテーションを行わなかった場合と比較して表3・3-3に示す。リハビリテーションを行って、効率が1988年レベル（1号機33.27%、2号機34.90%）に向上し、その後毎年0.08% ずつ低下すると仮定した。

表3・3-3 発電量と発電原価（pはペソ）

	1号機		2号機	
	実施	実施せず	実施	実施せず
発電量(GWh/年)	12,877	8,032	25,754	18,172
発電原価(P/KWh)	1.3108	1.2249	1.0024	1.0383

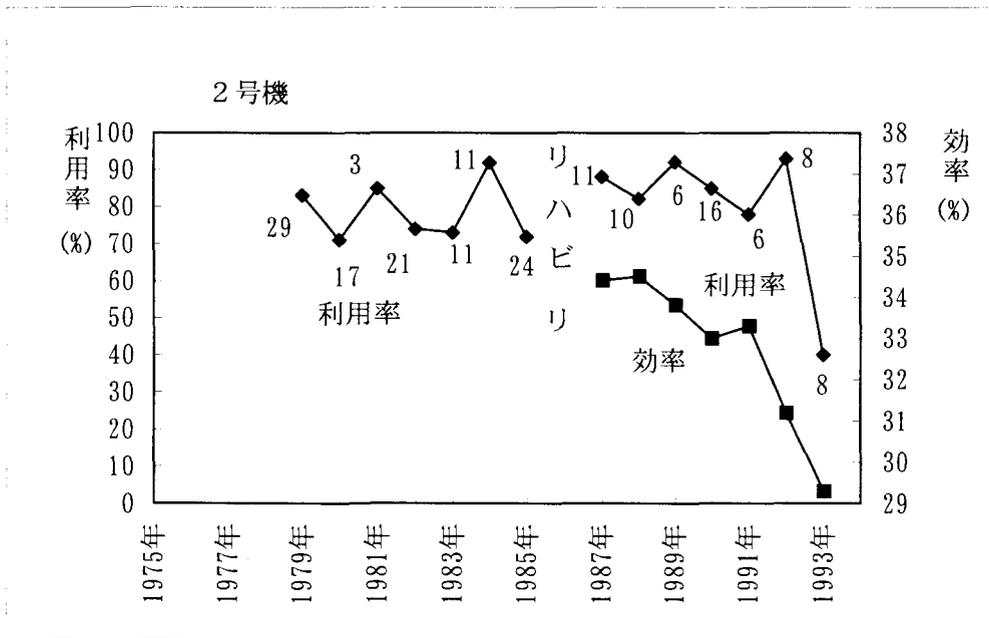
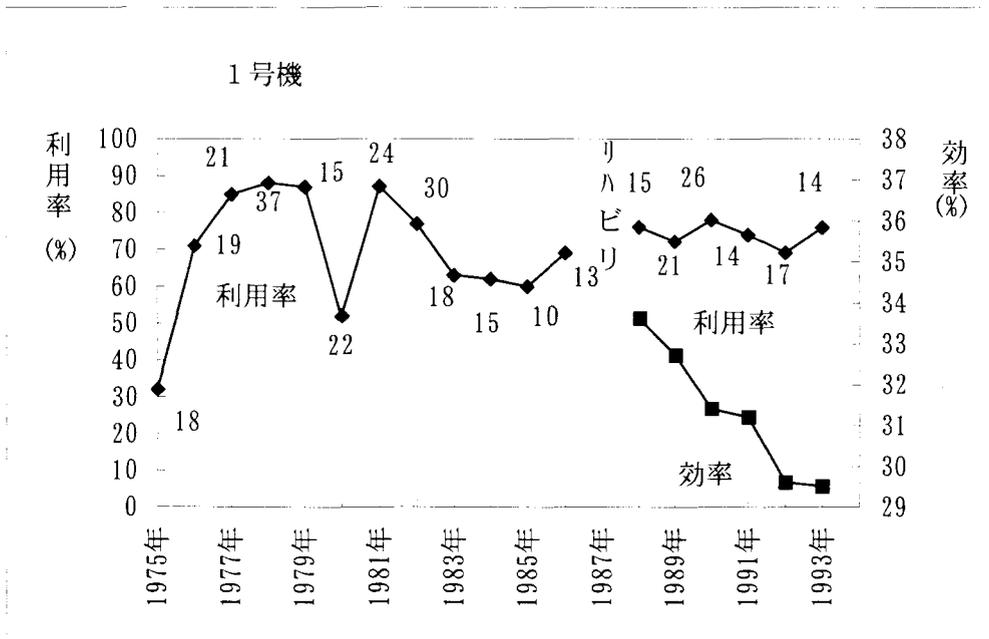


図3-3-1 発電設備の利用率と発電効率の変化 (引用文献3より作成)

(図中の数字は年間の起動停止の回数)

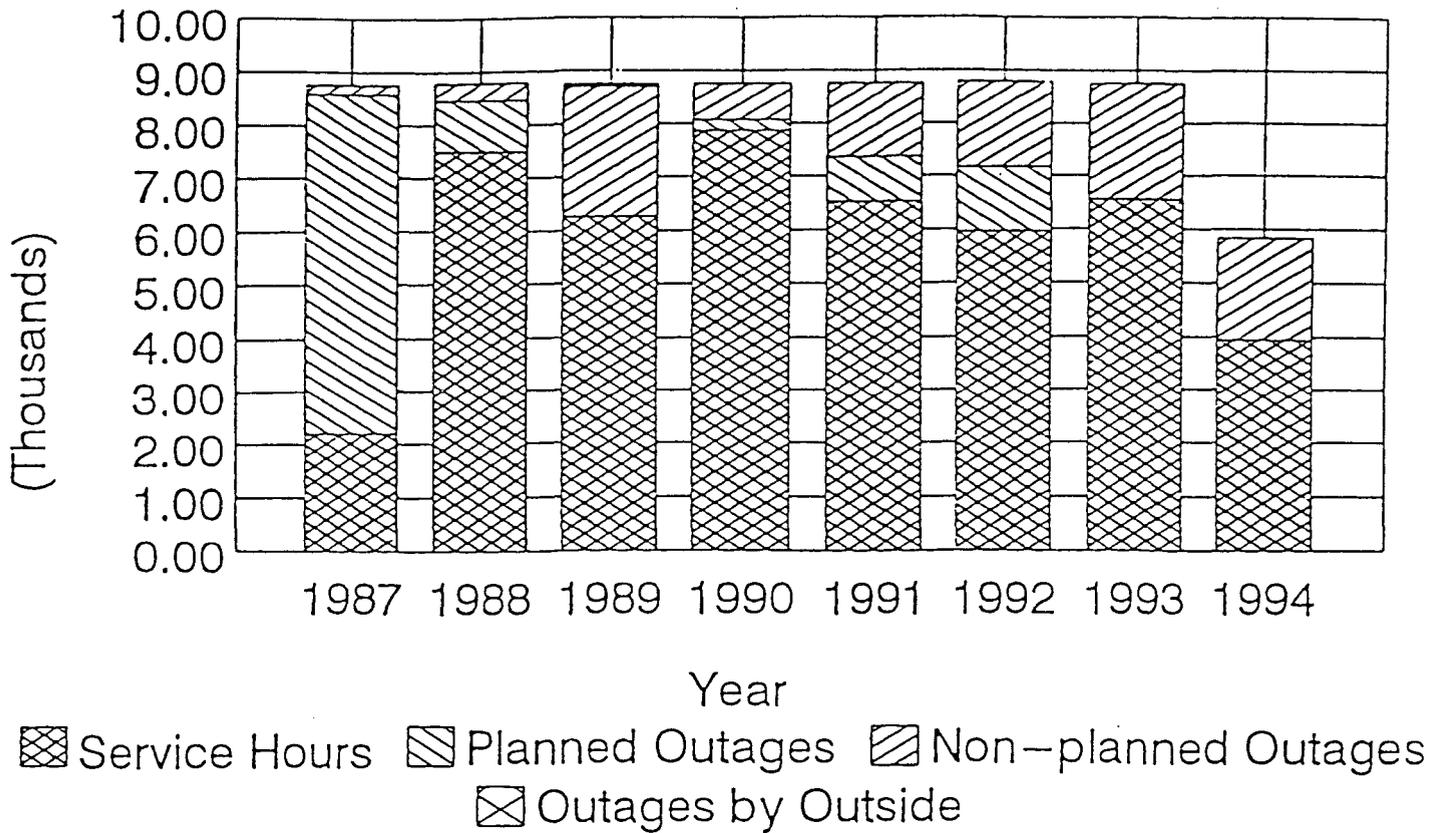


図3-3-2 リハビリテーション後のマラヤ1号機の運転時間³⁾

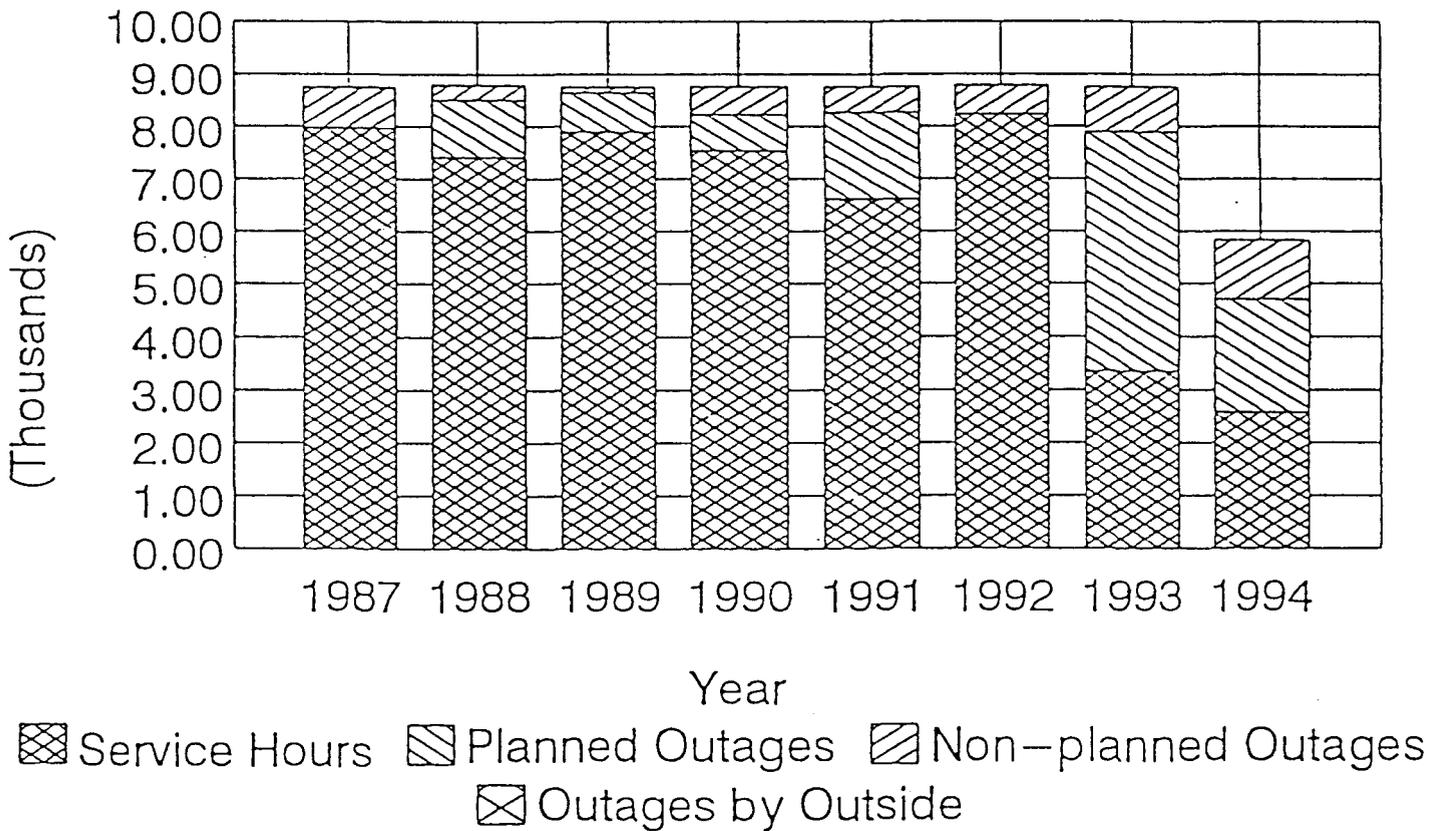


図3-3-3 リハビリテーション後のマラヤ2号機の運転時間³⁾

1号機はリハビリテーション費用が高いため、7年間の回収では発電原価はやや割高になる。しかし実施しない場合は発電量が減り、電力を他の発電所（発電原価はさら高い）から買う必要を生じ、実際にはリハビリテーションを行った方が有利であろう。2号機ではリハビリテーション費用が少ないので、明らかに有利になる。

この有利性を確保するには、リハビリテーションで設備（ハード）を改善するとともに、保守管理（ソフト）も改善が必要である。これには下記の重点項目の実施が求められる。

- (1) 完全な定期修理計画の策定と実施
- (2) 安全で確実な運転
- (3) 職員の採用・教育・訓練の改善
- (4) モラルの向上

モラルの向上はすべての基本をなすもので、この向上を助ける手段として、各人が得た知識や技能の成果を評価する資格制度の導入や、QCサークルや類似のグループによる自主的な活動を奨励し、報奨制度と組み合わせて職場全員が創意工夫の意欲を持つように支援する、などが挙げられる。

3・4 インドネシア プリオク火力発電所⁴⁾

3・4・1 発電設備の概況

プリオク発電所は首都ジャカルタに近く、インドネシア最初の火力発電所として1962年～1964年に1号機と2号機（各25MW）が作られ、1972年に3号機と4号機（各50MW）が作られた。その後はガスタービンが建設されている。首都に近いので電力需要が多く、定期修理と短時間の事故停止以外はほとんど運転し、年間の利用率は60～70%を維持していた。しかし運転10年を過ぎると設備の老朽化現象が現れ、出力をそれぞれ80%と90%に制限し、1985年に国際協力事業団によるリノベーションの調査が行われた。3号機、4号機の主要設備を表3・4-1に示す。燃料には重油（硫黄1.5%）が用いられた。

3・4・2 劣化状態とリノベーション計画

主な劣化は次のものである。

表3・4-1 プリオク発電所3、4号発電設備主要仕様¹⁾

ボイラ		
形式		三菱CE二胴水管ボイラVU-60型
S H出口蒸気		91kg/cm ² g, 513℃ (MCR時)
蒸発量		210ton/h (MCR時)
タービン		
形式		三菱単筒衝動反動復水型
定格		50, 000kw (MCR時発電機端)
入口蒸気条件		88kg/cm ² g, 510℃
真空		696. 6mmHg
回転数		3000r. p. m.
発電機		
形式		三菱空冷同期発電機
定格		62, 500KVA, 50, 000kW
力率		0. 8
電圧		13, 800V
周波数		50Hz
回転数		3000r. p. m.

- (1) ボイラーの主蒸気温度が設計値の513℃から501℃に低下した。これは過熱器管外面に灰の付着が著しく、管の内面には水の不純物によるスケールが付着したことによる。
- (2) 空気余熱器の熱効率が、腐食や空気の洩れで9%低下した。これは燃焼空気率を設計値の1.15でなく、1.40程度にして燃焼ガスの酸素が増え、SO₂からSO₃への生成が増えて、腐食が増したことが主因である。
- (3) 復水器の真空度が設計値の696.6mmHgから670～680mmHgに低下した。これは水の中の不純物による管内のスケール生成のための熱伝導率の低下による。
- (4) ボイラー過熱器管の表面の高温腐食。重油に由来する灰に低融点成分のものがあることがわかり、対策が必要。
- (5) ボイラーチューブ内面に、給水中の不純物によるスケールが付着。
- (6) 復水器管の腐食漏洩。冷却水の質が悪いことによる。

これによって表3・4-2のように性能が低下した。対策としては下記のリノベーションを行うとともに、使用する水を精製して純度を上げること、燃焼の空気量の制御、スーツブロウや洗浄を効果的に行って装置の汚れを落とすことなど、適切な運転が必要になる。

表3・4-2 建設時と現状の性能の比較⁴⁾

45MW(低発熱量基準)		Boiler	Turbine	Plant
①建設時の保証値	(kcal/KWH)	—	2,297	2,518.4
	(%)	91.68	37.44	34.15
②建設時の性能試験結果	(kcal/KWH)	—	2,189	2,361.5
	(%)	94.1	39.29	36.42
③現状効率	(kcal/KWH)	—	2,437	2,741.4
	(%)	92.4	35.29	31.37
④現状劣化度	(kcal/KWH)	—	+248	+380
②-③	(%)	-1.7	-4.0	-5.05

リノベーション工事計画の主要なものを以下に示す。

ボ イ ラ ー

一次過熱器	全数取替
二次過熱器	全数取替
空気予熱器	全数取替
スーツブロワー	修理
減温器ノズル	修理
バーナー	修理
化学洗浄	工事実施

タ ー ビ ン

動翼及びノズル	全数取替
復水器管	全数取替
ロータリースクリーン	全数取替
ボイラー給水ポンプ	容量増加

リノベーションでは、性能を元に戻すだけでなく、さらに効率を高めるための装置をとった。すなわち、ボイラーでは空気余熱機を1サイズグレードアップし（ボイラー効率で絶対値0.8%向上見込み）、タービンにおいては高効率翼を採用

した。(タービンの熱消費率で相対値3%以上向上見込み)。これによって効率は表3・4-3のようになる。

表3・4-3 リノベーションによって得られる効率(%)⁴⁾

	Boiler	Turbine	Plant
到達予想値	94.9	40.5	38.05
保証値(経済評価に使用)	92.43	38.74	35.35

3・4・3 経済性と問題点

リノベーションのための工事費を表3・4-4に示す。リノベーションによって発電の重油消費は減り、発電量は増えて収益が出る。各運用年、利用率における累積収益は表3・4-5の通りで、いずれの場合も投資額を十分に超えている。プリオク発電所では、利用率50%以上で10年以上運転する計画であって、十分に有利である。

しかしながらこの有利性を生かすには、運転が適切に順調に行われる必要があり、このためには3・3・3で述べたと同様の措置が望まれるであろう。

表3・4-4 3号・4号機リノベーション工事費⁴⁾

単位：百万円
(単位：百万ルピア)

	外貨	内貨	合計
資機材	2,320 (10,115)	0 (0)	2,320 (10,115)
輸送費(含保険)	120 (523)	0 (0)	120 (523)
据付工事費	430 (1,875)	230 (1,003)	660 (2,878)
直接費合計	2,870 (12,513)	230 (1,003)	3,100 (13,516)
コンサルタント・フィー	150 (654)	0 (0)	150 (654)
間接費	150 (654)	0 (0)	150 (654)
工事費合計	3,020 (13,167)	230 (1,003)	3,250 (14,170)
予備費	150 (654)	12 (52)	162 (706)
総リノベーション工事費	3,170 (13,821)	242 (1,055)	3,412 (14,876)

表3・4-5 効率向上による累積収益⁴⁾ (単位：百万円)

ケース／利用率	40%	50%	60%
7年運用	3,944	4,933	5,919
10年運用	5,175	6,469	7,765
13年運用	6,114	7,642	9,172

引用文献 (第3章)

- 1) エンジニアリング振興協会 既設石炭焚発電所効率向上対策に関する調査研究報告書 (1988年 3月)
- 2) アジアのエネルギー利用と地球環境 科学技術庁 科学技術政策研究所編 大蔵省印刷局 (1992)
- 3) フィリピン・マラヤ発電所の信頼度向上計画事前調査報告書 (1994年 3月国際協力事業団) および 西日本技術開発株式会社の最終報告書 (要約) (1995年 3月国際協力事業団)
- 4) インドネシア共和国・プリオク火力発電所リノベーション協力計画調査報告書 (要約) (1985年8月 国際協力事業団)
- 5) ENERGY STATISTICS AND BLANCESより算定 科学技術政策研究所 委員会資料 (1994)
- 6) 火力原子力発電必携等より作成 科学技術政策研究所 委員会資料 (1994)

第4章 考察とまとめ

4・1 発展途上国の大気汚染と対策技術

発展途上国も工業化と車の増加で汚染が増大し、中国、インドなど国民一人当たりの年間GDPが数百ドルの国でも、大都市や工場地帯では大気汚染が始まっている。主因は質の悪い軽油を使うトラックの排気と、民家に近い工場や発電所の低い煙突からのばいじんである。中国北部では冬期の家庭の暖房用石炭燃焼の排ガスによる汚染も大きい。

中国では従来、工場排ガス浄化に水洗が奨励されていたが、工業の発展により各所で多量の水を消費して水不足となり、黄河の水位は大幅に下がっている。排ガスを洗った水は処理せずに流すことが多いので、飲料水の水源を汚染する問題もでてくる。

大工場や発電所では乾式の電気集塵機を使用するようになってきているが、除去効率が設計値よりも低下して、微粉炭燃焼の場合は90-97%程度（わが国では通常98%以上）で排ガスが0.5-2g/Nm³の粉塵を含むことが多い。効率低下の大きい原因は集塵機の電極の汚れで、掃除によって改善できる。

大工場や火力発電所ではSO₂とともに粉塵をさらに除去することが望まれるが、排煙脱硫は多くの費用や資材を要するだけでなく、装置の腐食や運転上のトラブルも起きやすく、順調な運転には技術や経験を必要とする。

排煙脱硫はわが国と米国で1960年代の末から開始されたが、当初は困難が続いた。わが国では数年間の努力で解決して順調な運転が可能になったが、米国ではトラブルが10年以上続いて排煙脱硫に反対の空気が強まり、技術的な問題が解決した後でもコスト高が問題とされ、古い石炭火力発電所は脱硫していないところが多い。米国政府が巨費を投じ Clean Coal Technologyの開発に努めているのは、安価な運転容易な技術を開発して普及することを主眼としている。

発展途上国に排煙脱硫が普及するにはなお多くの時間を要するであろう。発展途上国へ先進国から環境対策設備を供与しても、運転の費用や技術が不足して十分に使われないことが多い。中国で重慶地区の本格的な排煙脱硫設備が立派に稼働していることや、独自の脱硫、脱硝技術の開発に努めていることは立派であって、このような状態がすべての発展途上国で期待できるとはかぎらない。

発展途上国の煙突の高さは、大工場や発電所でも20-50m程度（わが国では100-

200m、欧米は200-500m程度)が多く、中小工場では5m程度が普通で、排ガスが近隣を汚染しやすい。汚染物の濃度や周囲の状況にもよるが、多くの場合に煙突を高くすることが当面の策としては妥当であろう。家庭や中小工場では燃料に石炭(塊炭)を用いることが多いので、代わりにバイオブリケット(2・7)を用いることは煤塵やSO_xの低減に役立つであろう。

SO_xを除去せずに高い煙突から多量に排出すると、欧米のように発生源から500-1000km程度離れた地域まで酸性雨として降る可能性が高い。現在の中国では、ペーハーが5以下の酸性雨が見られるのは、高硫黄炭を多く使う南西部の四川省、貴州省などの地域で(図2・1)、主要な排出源の重慶や貴陽から300km程度までの範囲である。煙突を高くすれば汚染はこの地域内では弱まるが、酸性雨の範囲が広がると思われ、このような多量発生源では脱硫が必要であろう。

酸性雨の明らかな害は、湖が酸性化してペーハーが5以下になり魚が死ぬことで、北欧や北米では数千の湖に被害が出ている。しかし我が国や中国などアジア諸国では湖の酸性化は認められない。雨の酸性が北欧、北米ほど強くないこと以外に土壤の中和能力が高いことが関係すると思われる。

大気汚染による樹木被害は各国で認められ、従来は酸性雨のためと考えられたが、主因は酸性雨ではなく、車の排気ガスに紫外線が当たって生じる光化学スモッグ(成分はオキシダントで、そのほとんどはオゾン)であることが、近年の欧米などの調査研究で明らかにされている¹⁾。この見解は欧米ではすでに定説となっており、わが国でも最近認識され始めている。

地表のオゾンは各国で車の増加とともに増えている。わが国にも中国などのアジア諸国にも大気汚染によると思われる樹木被害があり、主因はオゾンの可能性が高い。排気ガス規制はいずれ途上国でも必要になるであろう。

酸性雨の硫酸は希薄(0.01%以下)で、多くの試験結果からも植物への悪影響は認めがたい。実際には雨の酸性の強い地域で樹木被害が多い傾向があるため、酸性雨が被害の原因と考えられてきた。SO₂が酸になるためには酸化が必要で、オキシダントは強い酸化剤で、これが多い地域ではSO₂が速やかに酸化されて雨や霧の酸の濃度が高まるとともに樹木被害もするので、酸性雨が被害の原因と即断されやすい。酸性雨が土壤を酸性化し、アルミニウムが溶け出して根をいためるという見解も、試験結果は否定的である。ただし、高濃度の酸性雨が長期間続けば、

土壌の質によって酸性化することは考えられるので、注意が必要である。

一方、製錬所や化学工場などの周辺では、排ガス中の SO_3 （三酸化硫黄）による被害が出る可能性がある。 SO_3 は排出されるとただちに濃硫酸の霧になり、その硫酸の濃度は排出直後には数十％（酸性雨の硫酸濃度の数千倍）もある。石炭や石油の燃焼ガスでは SO_3 は5-50ppm程度（ SO_2 の3-10%程度）で多くないが、熱交換機や電気集塵機などの腐食を起こすことが知られている。化学工場や精錬工場の排ガスでは SO_3 が1000ppm以上のものもあり、腐食だけでなく、工場周辺で樹木被害や呼吸器疾患を起こすこともある。

SO_3 は水洗いでは除きがい上に、ガスの温度が下がって拡散しがたくなるので危険が増す。 SO_3 による大きな被害はわが国や米国にも以前はあり、重慶や貴陽などでも起きている可能性がある。湿式脱硫は SO_2 は90%以上除くが SO_3 の除去率は通常50%程度なので、 SO_3 濃度の高いガスへの使用する場合には排ガスを再加熱し、煙突を高くしてガスの拡散を図る必要がある。 SO_3 の十分な除去には湿式電気集塵機の使用が必要である。乾式脱硫は一般に SO_2 の除去率は60-80%程度であるが、 SO_3 も同程度除く。半乾式は湿式と乾式の間間的な除去率を示す。

SO_2 による酸性雨の被害は、現在は北欧や北米以外では明らかではないが、 SO_2 の排出は中国やインドでは急速に増えており、将来は広範囲に悪影響がでる可能性が高い。高濃度の SO_2 （1500ppm程度以上）を多量に排出する設備については湿式排煙脱硫が必要になるであろうし、 SO_2 の濃度が1000ppm程度以下では乾式、半乾式などの簡易脱硫方式でもよいであろう。しかし乾式や半乾式の既存の方式では、かなりのコストがかかり、ガスの量や組成の変動による運転上のトラブルを生じやすく、石灰石や石灰を大過剰に使用し廃棄物は量が多く用途が乏しいなどの欠点がある。さらに良い脱硫法の確立が望まれる。

石炭の流動床燃焼も石灰石を過剰に使用するので、大規模に長期間使用すると廃棄物処理が問題となる上に CO_2 発生が多く、低温燃焼によって発生する N_2O 温室効果とともに温暖化の影響が問題となるであろう。中小規模の工場では特に高濃度の SO_x を排出する場合を除いて排煙脱硫の実施は適当ではなく、低硫黄燃料（洗炭や重油の脱硫も含む）、バイオブリケット、などの使用が良いであろう。 NO_x 対策は、硝酸製造工場など、特に高濃度の NO_x を出す設備以外は当分は必要ないであろう。ただし大都市や中国の蘭州など石油化学工場のある地域では光化学スモッグ

グが認められ始めているので、この防止にはNO_xと炭化水素の低減、とりわけメタン以外の反応性の炭化水素(NMHC、あるいは揮発性有機化合物VOC)の低減が必要になるであろう。

4・2 効率向上によるエネルギー節約と環境改善

発展途上国では一般に発電の効率だけでなく、鉄鋼、セメント、その他各種製品の生産のためのエネルギー効率も低い。これらの効率を高めて化石燃料消費の伸びを抑制することは、経済的にも、汚染や温暖化の抑制にも最善の手段である。

表4・2-1には、アジアの4ヶ国において1987年の実績を基礎として、自然体で推移した場合(過去10-15年程度の推移の傾向が持続すると仮定した場合)と、年率2%(相対値)の割合で効率の向上を続けた場合との比較を示す。わが国では石油危機以来、各種工業が平均年率3%の効率向上を10年以上続けて、世界一高い効率を持つようになり、国際競争力が強くなり、GDPが増加した。発展途上国は効率が低いので、先進国の援助があれば年率2%以上の向上を続けることは不可能でない。

表4・2-1によれば、効率向上によって自然体の場合よりエネルギー消費は大幅に減り、GDPは増加しCO₂、SO₂、NO_xの排出は大きく減る。中国の2000年のSO₂排出は効率向上によって年間500万t減ることになる。

中国で排煙脱硫によってSO₂を減らす目標は、新設の石炭火力発電所全部に排煙脱硫装置をつけると2000年に年間260万t、酸性雨などの降る地域など主要地域のすべての発電所につけるとしても118万tで、いずれにしても目標達成は困難とされているので、SO₂対策としても効率向上が大きな効果を持つことが示される。CO₂も途上国での増加が顕著で温暖化への影響が強く現れる可能性が高く、これを抑制するには効率向上が唯一とも言うべき有効手段である。

発展途上国を援助して火力発電所の効率向上を図ることは大切である。しかし多くの途上国では運転や管理が良くないために設備が劣化してトラブルが多く、利用率や効率が下がっており、このような設備を修復しても、保守や運転が改善されなければ短期間に再び劣化する(3・3項)。発展途上国の環境対策の援助を効果的に行って十分な成果を上げるには、資金面や技術面以外にもさまざまな配慮が求められるであろう。

設備の運転や保守の技術の向上ためには、途上国の技術者を先進国の発電所や

表4・2-1 効率向上によるエネルギー節約の効果²⁾

(現状：自然体で推移する場合と、改善：年率2%の効率向上を続ける場合)

項目	国名	1987	2000		2010	
			自然体	向上	自然体	向上
人口 (億人)	中国	10.9	12.9		13.8	
	インド	7.8	10.4		12.3	
	インドネシア	1.72	2.08		2.31	
	フィリピン	0.57	0.77		0.92	
エネルギー (t/人)	中国	0.60	0.87	0.72	1.10	0.76
	インド	0.29	0.38	0.32	0.47	0.34
	インドネシア	0.40	0.56	0.50	0.77	0.59
	フィリピン	0.36	0.49	0.44	0.72	0.60
GDP ('80P\$/人)	中国	430	670	687	887	935
	インド	320	447	566	449	570
	インドネシア	590	873	914	1256	1313
	フィリピン	633	1020	1027	1560	1569
CO ₂ (100万t)	中国	641	909	750	1230	857
	インド	216	331	286	462	340
	インドネシア	67	109	99	164	128
	フィリピン	18	27	23	40	30
SO ₂ (万t)	中国	1995	2721	2219	3724	2513
	インド	310	543	436	818	537
	インドネシア	48	89	74	145	98
	フィリピン	37	52	41	73	47
NO _x (万t)	中国	737	1101	895	1515	1032
	インド	256	449	365	676	460
	インドネシア	64	121	104	195	139
	フィリピン	18	31	26	51	35

工場受け入れさせて実習させることと、先進国の技術者が先方に長期滞在して指導に当たることが望まれる。重慶の排煙脱硫設備の建設と運転の成功は、この点で十分な措置が取られたことが基本になっている。

実際に順調な運転や保守を行うためには、技術の習得だけでなく、幹部も作業員も一体となって設備を良く稼働させるようとする意欲が大切である。発展途上国では大学出身者は数少ないエリートで、若手技術者でも大学出はオフィスで部下の報告を聞いて指示を出すだけで、作業現場には滅多に出向かないため、現場の実際を十分理解できないことが多い。一方、作業員は指示に従うだけで設備を良く保全し運転しようという意欲は乏しい。作業員の意欲をもりたてるためには、よい仕事をした場合の報奨制度も効果的であろう。発展途上国の幹部、技術者、作業主任などを先進国の発電所などや工場に受け入れて実習し、管理運営や設備運転のあり方を経験してもらうことが有効であろう。

東アジアでも、一部の途上国では、発電所について建設だけでなく、管理運営

や実際の運転もすべて先進国に委託した方が能率的という意見も出ている。短期的にはこの方法が効率的ということもあるであろうが、長期的には各国が自らの責任で事を処していくだけの意欲と能力を備えることが大切である。この点でも、中国が自力による努力を続けて成果を上げていることは高く評価される。

4・3 温暖化への影響

4・3・1 東アジアのCO₂排出特性

温暖化については先進国では強い関心があるが、発展途上国は、先進国の二酸化炭素の過剰排出が問題で自分たちには責任はないと考え、関心が低い。事実、国民一人当たりの年間のCO₂の発生量（炭素換算）は、表4・3-1に示すように先進国の2.5-6トンに対し、途上国では韓国、台湾など以外はほとんどが1トン以下である。しかしながら途上国は人口とその伸び率が多く、CO₂発生量の増加が著しい。特にアジア地域全体の排出は1975年から1993年までに9億トン増えて約17億トンに達し、北米と肩を並べるに至った。このアジアの排出の82%は表に示す東アジア諸国が出している。

表4・3-1 東アジア諸国等のCO₂の排出量の変化³⁾

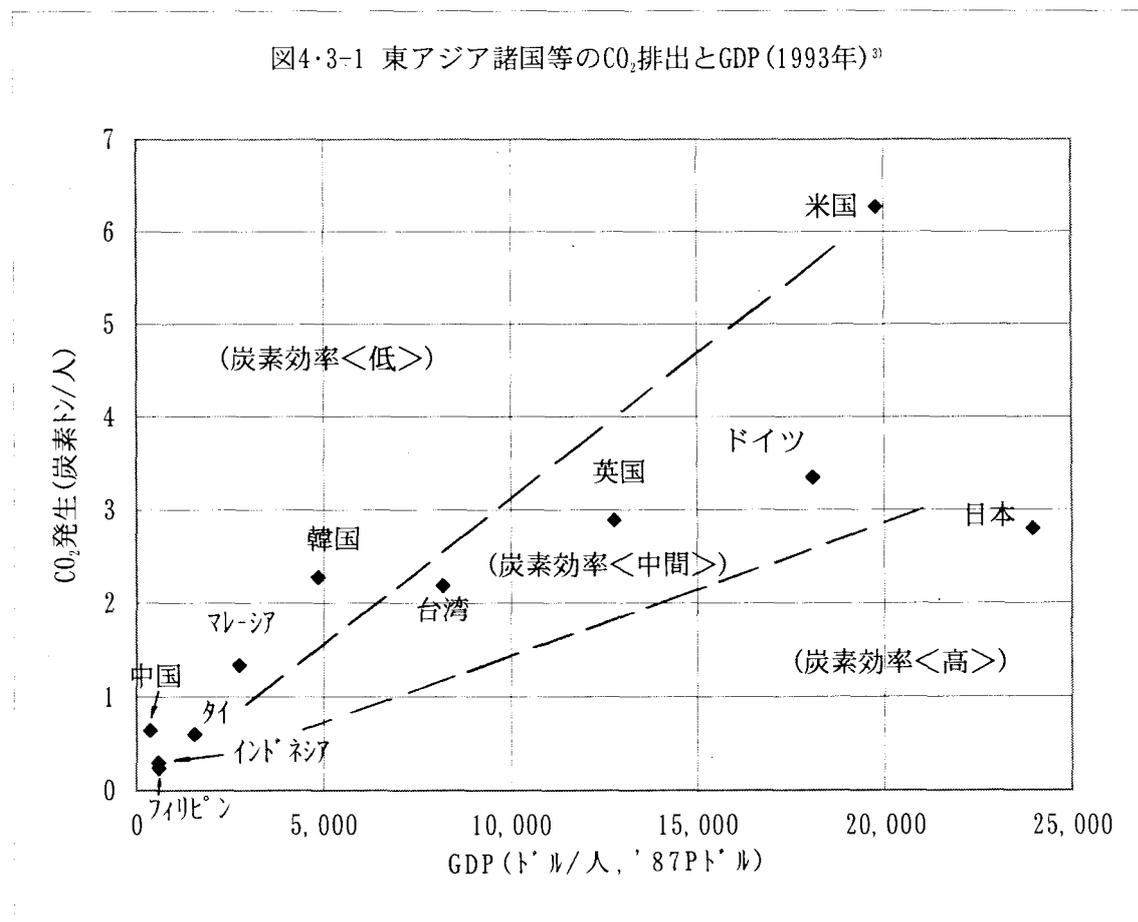
国名	CO ₂ 排出量の変化					一人当たりのCO ₂ 排出量の変化				
	CO ₂ 排出量			年平均伸び率(%)		CO ₂ 排出量			年平均伸び率(%)	
	(炭素換算百万トン)			1975-	1985-	(炭素換算トン/人)			1975-	1985-
	1975	1985	1993	1985	1993	1975	1985	1993	1985	1993
中国	323	535	751	5.2	4.3	0.35	0.51	0.64	3.8	2.9
日本	275	286	348	0.4	2.5	2.46	2.37	2.80	-0.4	2.1
インドネシア	12	26	57	8.0	10.3	0.09	0.16	0.30	5.9	8.2
韓国	23	48	101	7.6	9.7	0.66	1.19	2.28	6.1	8.5
台湾	13	24	46	6.3	8.5	0.82	1.24	2.19	4.2	7.4
タイ	7	13	35	6.4	13.2	0.18	0.26	0.60	3.7	11.0
フィリピン	9	9	16	0.0	7.5	0.21	0.16	0.24	-2.7	5.2
マレーシア	5	12	25	9.1	9.6	0.43	0.79	1.34	6.3	6.8
東アジア諸国計	667	953	1,379	3.6	4.7					
世界の主な地域、国										
北米	1,487	1,587	1,761	0.7	1.3	6.21	6.01	6.14	-0.3	0.3
(内 米国)	1,360	1,454	1,617	0.7	1.3	6.29	6.11	6.27	-0.3	0.3
中南米	195	263	321	3.0	2.5	0.67	0.72	0.75	0.7	0.5
欧州OECD	1,002	1,029	1,053	0.3	0.3	2.51	2.45	2.39	-0.2	-0.3
(内 ドイツ)	292	306	270	0.5	-1.6	3.71	3.94	3.35	0.6	-2.0
(内 英国)	180	168	167	-0.7	-0.1	3.20	2.97	2.89	-0.7	-0.3
アジア	793	1,154	1,689	3.8	4.9	0.36	0.44	0.56	2.0	3.1
世界	4,817	5,797	6,420	1.9	1.3	1.20	1.20	1.16	0.0	-0.4

先進国ではCO₂排出量を増やさない努力がなされているので、今後の増加は主に途上国によっており、東アジア諸国の動向が重要である。特に中国は排出が米国に次いで多く、伸び率は米国よりも著しく高く、石炭の埋蔵量は豊富で、今後の地球環境への影響は大きい。

現在、わが国その他かなりの国が、CO₂抑制のために石炭の使用増加を抑えて天然ガスや原子力を伸ばす方向をとっている。しかし天然ガスも原子力用ウランも石油と同様に資源の寿命があと数十年と予測されており、太陽エネルギー、風力、バイオマスなどにも実用上の限界があるので、遠からぬ将来エネルギー源を主に石炭に頼る可能性が強い。

東アジア諸国の国民一人当たりのGDPとCO₂排出との関係を欧米諸国と比較して図4・3-1に示す。日本は先進国の中でもGDPは高くてもCO₂排出は少なく、最高の炭素効率を持っている。途上国は一般に効率が低いが、中国は特に低く、農業人口が多いこと、燃料として石炭の比率が高いことなども関係する。

図4・3-1 東アジア諸国等のCO₂排出とGDP(1993年)³⁾



石炭資源も300年程度で欠乏すると予測されているので、効率を高めて大切に使う必要がある。脱硫や脱硝などの設備もかなりのエネルギーや物資を消費してCO₂の発生を増やすので、これについても検討する必要がある。

4・3・2 火力発電の効率向上・排煙処理・二酸化炭素の相互関係

表4-3-2には、表4-3-2 SO₂除去によるCO₂排出の増加率（石炭ボイラー）⁴⁾

石炭ボイラー による発電の 場合に、脱硫 設備を運転す ることによっ てCO ₂ が増加す			脱硫率 (%)	CO ₂ の排出増(排煙処理が無い 場合との比較(%))	
				石炭中のS分 が1%の場合	石炭中のS分 が4%の場合
排煙脱硫	湿式石灰石膏法		92	2.0	4.8
	スプレッドライヤー法		90	2.5	7.0
流動床	バブリング式		80	4.0	10.0
	循環式		85	3.0	7.0

る比率(%)を示す。この増加は運転によるエネルギー消費や、吸収剤の石灰石から出るCO₂、あるいは吸収用の石灰の製造に伴って生じるCO₂によるもので、設備の建設や資材の輸送などによる増加は含まない。

湿式石灰石膏法では比較的増加が少ないが、脱硫に吸収剤を多く使用する方法では増加率が多い。流動床燃焼（通常のパブリング式）では増加は湿式石灰石膏法の2倍程度で、硫黄の多い石炭の場合には10%の増加を示す。

表4-3-3は各種の燃料で通常のボイラーと複合（ガスタービンとボイラーのコンバインドサイクル）による発電で燃焼改善や排ガス処理を行った場合、および、石炭の加圧流動床とガス化複合発電の場合の発電効率とNO_x、SO₂、CO₂の排出量を示す。

燃焼改善（過剰空気抑制、二段燃焼、低NO_xバーナーなど）はわが国ではすべての発電設備で行われ、制御不十分の場合よりも効率を高め、排出、特にNO_xの排出を減らすことができる。脱硫（湿式石灰石膏法）を行うとやや効率が下がり、排出が増える。脱硝の場合は効率低下が大きくないが、途上国ではNO_x規制は厳しくないで、脱硝を行わなくても燃焼改善で十分なNO_x低減ができる。

発展途上国では発電効率は石炭燃焼ボイラーで30%前後の場合が多いので、これを38%に高めればSO_xとCO₂を22%程度、NO_xは70%も減らすことが可能である。この

方向に進むようにわが国が援助することが重要である。石炭による発電効率をさらに上げることが望まれ、先進国では加圧流動床やガス化により複合発電が始ま

表4-3-3 各種燃料による発電効率、排煙処理と排出⁴⁾

燃料	発電法	制御方法	効率 ⁴⁾ (%)	NO _x (ppm)	排出(g/kWh)		
					NO _x	SO ₂	CO ₂
天然ガス	ボイラー	不十分	37.0	300	1.7	0	487
	ボイラー	燃焼改善	38.3	50	0.3	0	470
	複合	燃焼改善	42.0	180	3.0	0	430
	複合	脱硝	41.8	40	0.6	0	435
	複合 ⁴²⁾	脱硝	44.7	40	0.6	0	408
重油 ⁴³⁾	ボイラー	不十分	37.0	450	2.8	8.6	687
	ボイラー	燃焼改善	38.3	100	0.6	8.5	680
	ボイラー	脱硫	37.8	100	0.6	0.6	698
	ボイラー	脱硫脱硝	37.7	20	0.1	0.6	700
石炭 ⁴³⁾	ボイラー	不十分	36.0	800	5.4	14.4	888
	ボイラー	燃焼改善	38.3	400	2.7	14.0	835
	ボイラー	燃焼改善	38.0	200	1.4	14.2	843
	ボイラー	脱硫	37.2	200	1.4	1.0	867
	ボイラー	脱硫脱硝	37.1	40	0.3	1.0	869
	加圧流動床 ⁴⁴⁾	二段燃焼	41.0	80	0.6	1.3	775
	ガス化複合 ⁴⁴⁾	脱硫脱硝	43.0	40	0.3	1.2	739

(注) ⁴¹⁾ ; 総発電熱量、送電端ベース ⁴²⁾ ; 高温ガスタービン使用 ⁴³⁾ ; S=2%
⁴⁴⁾ ; 実証試験中

っているが、これらは技術面やコスト面で改善の余地がある。

現在世界全体で年間に1000万トン程度のSO₂が排煙脱硫で除去されているが、酸性雨被害を防ぐには、年間の除去量を3000万トン程度に増やすことが望まれる(表4-3-4)。これを湿式石灰石膏法で実施すると年間1500-2000万トンの石炭に相当するエネルギーを消費し、5000-8000万トンのCO₂を増やすことになる。脱硫の推進は北米、北欧とともに東アジアでは必要であるが、脱硫の方法によってはさらに多量のCO₂の排出を招く。

表4-3-4 排煙処理のためのエネルギーとCO₂増加⁴⁾

(単位:百万t)

	除去法	除去量		エネルギー消費 (石炭換算, 将来)	CO ₂ 増加 (将来)
		現在	将来		
SO ₂	脱硫	10	30	15-20	50-80
NO _x	脱硝	1	3	1-3	4-10
CO ₂	溶媒吸収	100	4000	500-700	1100-1500

なお、石炭燃焼ガスからCO₂を除去する脱炭技術については、各国で検討が加えられたが、大規模実用化の見込みは乏しい。現在世界年間約1億トンのCO₂が化石燃料を不完全燃焼したガスから分離回収されている(表4-3-4)。これはアンモニア合成工場で原料用の水素を作るために行われており、回収したCO₂は尿素の合成な

どに大部分が使われ一部が廃棄されている。しかし製造した尿素なども使用すればCO₂が放出されるので、CO₂を減らすことにはならない。

世界的なCO₂の排出の増加を考慮すると、温暖化抑制の目的で脱炭を行うには、極めて多量のCO₂処理を必要とする。この量を仮に毎年40億トン（炭素換算11億トン）程度と仮定すると、脱炭に要するエネルギーは石炭5-7億トンに達し、これによって11-15億トン程度のCO₂が発生し、実際の除去量は大きく減る上に、エネルギー資源の欠乏を促進する。また除去した多量のCO₂が再放出されないように処理することは無理である。

4・3・3 各種温暖化ガス

地表の大気中のメタンCH₄、一酸化二窒素N₂O、フロン（CFC）、オゾンO₃などは強い温室効果を持つ（表4・3-5）。これらの温暖化への効果の合計は二酸化炭素に匹敵することが知られており、二酸化炭素と同様に抑制が大切である。

表4・3-5 代表的な温室効果ガスの推移⁹⁾

温室効果ガス	1992年の濃度	近年の年間増加率	地球温暖化係数*	寿命
CO ₂	356ppm	0.50%	1	120年
CH ₄	1.74ppm	1%	20	11年
N ₂ O	310ppb	0.25%	100	130年
対流圏O ₃	10-100ppb	1%	2000	—
CFC-12	0.50ppb	4%	10000	120年
CFC-11	0.28ppb	4%	10000	60年

注) *:CO₂の影響を1とした時の相対値(単位重量当たりの効果の比較)

最近フロンは世界的に抑制が進み始めているが、他のガスは地表大気中で増え続けており、この増加に対しても東アジア地域の寄与が大きい。

メタンは天然の湿地帯や水田での有機物の分解によって出る量が多い。東アジアは水田が多く、堆肥などの有機質を用いると、メタンの発生が増える。有機肥料を使用してメタンの発生を減らす条件の研究がわが国などでなされており、この実用と普及が望まれる。

中国の農村地帯では、稲わらや雑草を池に入れてメタンを発生させ、これを集めて燃料として使っている。メタンを燃やせばCO₂となり、温室効果が減る。炭鉱や都市ゴミの廃棄埋立て場からも多量のメタンが発生しており、これを集めて利用ないし焼却することが望まれる。

一酸化二窒素は天然の土壌からもでるが、窒素肥料を多く施した農地からの発生が多い。東アジア地域は農作物増産のために窒素肥料の使用が著しく増加しており、農地での一酸化二窒素の発生を減らす研究が重要になっている。

一酸化二窒素は通常の石炭燃焼ガス中には1ppm程度以下であるが、流動床燃焼（燃焼温度900℃程度以下）では50ppm程度含まれ、温室効果がCO₂の100倍あるので影響は無視できない。欧州諸国ではこの点から流動床燃焼に反対する意見が強い。中国では特に流動床が増えると思われ、注意が必要である。一酸化二窒素は脱硝では除去できないので、燃焼制御で減らす方法が検討されている。

地表のオゾン（O₃）は車の排気ガスなど、VOC（揮発性有機化合物または非メタン炭化水素）とNO_xを含むガスに紫外線が当たると発生し、植物だけでなく、動物（呼吸器）にも害を与え、温室効果も大きい。車の増加に伴って地表大気中の濃度が世界的に増えている。東アジア諸国は車の使用の伸びが世界最高のレベルなので、オゾンの増加も多いと思われるが、ほとんどの国が排気ガス規制をまだ実施していないので、VOCやNO_xを規制して低減することが望まれる。

引用文献（第4章）

- 1) C. N. Hendriks et al. NAPAP Interim Assessment , Executive Summary, NAPAP (Washington D. C. 1987)
- 2) 科学技術庁科学技術政策研究所編 アジア地域のエネルギー利用と環境予測 大蔵省印刷局(1993)
- 3) EDMC'96年版 エネルギー・経済統計要覧 日本エネルギー経済研究所エネルギー計量分析センター編等を基に作成
- 4) 安藤淳平 酸性雨及び温暖化の対策とエネルギー経済 産業公害 vol. 28, No 3 (1992)
- 5) 安藤淳平他 環境の化学 日新出版 (1996)