

# 污染防治技術

廠內改善

## 日本燃煤電廠之環境污染控制

蔡國璋 譯\*

### 1. 前 言

在過去的十年中，日本能源供給之結構，大致上係以石油為主，主要是因為石油價格低廉所致。在一九七三年石油危機時，石油約佔初級能源供給的百分之七十八。

到了一九八四年三月底時，石油在總能源供給中所佔的比例已逐步降到百分之六十二，主要係因推行節約能源措施及促使能源多源化，開發替代能源，諸如核能、煤炭、液化天然氣（LNG），以因應再次能源危機所帶來之衝擊。

根據一九八三年十一月日本政府所公佈之：「能源供需長期展望」，此展望預測開發其他能源以代替石油，同時對石油的依存度將由一九九一年三月的53%降至一九九六年的48%，以其他能源（諸如核能、煤炭、液化天然氣）代替石油，其中尤以煤炭及核能為首。

在第一次石油危機時，百分之七十以上的發電量係由燃油電廠所產生。在此第一次石油危機以後，隨著核能電廠、液化天然氣，及燃煤電廠之發展，在一九八四年二月底時，對燃油電廠之依存度已大大地降到36%。

根據日本政府所研擬之電力開發方案，根據此方案對燃煤電廠之依存度將再下降，主要係因將增加核能、燃煤及液化天然氣機組。在一九八〇年三月底時，日本燃煤電廠之總裝置容量為 4410MW，到了一九八五年三月底時，將增到 9630MW，預計至一九九六年三月底時，總裝置容量將增至 21,000MW，此容量約為1980年的五倍。

目前正施工中及未來預定興建之大型燃煤電廠之總裝置容量為 14,410MW，且這些火力電廠將採用外購煤作為燃料。表 1 及表 2 顯示日本電力結構之未來展望。表 3 顯示日本燃煤電廠之裝置情形。

昔日當環境污染控制技術尚未完成時，一般均認為燃煤電廠容易造成環境污染。經對燃煤電廠所產生之煙道氣進行研究後，且此開發技術已臻使用，目前燃煤電廠所產生之煙道氣與燃油電廠所排放之煙道氣，兩者經過處理後，其乾淨之程度相差無幾。

### 2. 燃煤電廠之環境污染控制

由電力開發有限公司 (EPDC) 1981年於 Nagasaki 縣，興建 Matsushima 火力發電廠 (

\* 經濟部能源會工程師

表 1 發電系統目標

	發電量概況 (MW)							
	1984 年末		1990 年末		1995 年末		2000 年末	
		%		%		%		%
核能	20,560	13.9	34,000	19	48,000	23	Approx. 62,000	27
燃煤	9,630	6.5	14,000	8	21,000	10	Approx. 30,000	13
LNG	27,150	18.3	40,000	23	43,500	21	Approx. 43,500	19
水力	32,830	22.1	38,500	22	42,000	21	Approx. 46,500	20
慣常抽蓄	18,470	12.4	20,500	12	22,500	11	Approx. 24,500	10
	14,360	9.7	18,000	10	19,500	10	Approx. 22,000	10
地熱	180	0.1	600	0.3	1,500	0.7	Approx. 3,000	1
石油及LPG	57,990	39.1	50,000	28	49,000	24	Approx. 47,000	20
總計	148,340	100	177,100	100	205,000	100	Approx. 232,000	100

表 2 供電結構目標

	發電度數 (Billion kWh)							
	1983 FY		1990 FY		1995 FY		2000 FY (Trial calculation)	
		%		%		%		%
核能	113.9	20.4	190	28	285	35	apx. 370	39
燃煤	44.0	8.0	65	10	95	12	apx. 140	15
LNG	91.1	16.4	165	24	170	21	apx. 170	18
水力	81.4	14.6	92	13	101	13	apx. 110	12
慣常抽蓄	76.2	13.7	82	12	89	11	apx. 96	10
	5.2	0.9	10	2	12	2	apx. 14	2
地熱	1.2	0.2	4	0.6	10	1	apx. 20	2
LNG	3.5	0.6	10	2	10	1	{ apx. 115	12
地熱	201.1	36.2	140	20	115	14		
其他	20.1	3.6	19	3	19	2	apx. 25	2
總計	555.5	100.0	685	100	805	100	apx. 950	100

表3 日本燃煤電廠概況

電力公司	電 廠	廠 址	機組	額定出力 (MW)	開始轉運時間	燃 料	轉 期	主要燃料
Hokkaido E.P.C.	Ebetsu Su	Hokkaido	1	125	Apr '63			Coal
			2	125	Jun '64			Coal
			3	125	Jul '65			Coal
	Sunagawa	Hokkaido	3	125	Jun '77			Coal
			4	125	May '82			Coal
	Takigawa	Hokkaido	1	75	Mar '60			Coal
			2	75	May '61			Coal
			3	75	Jan '62			Coal
	Naie	Hokkaido	1	175	May '68			Coal
			2	175	Feb '70			Coal
Touhoku E.P.C.	Tomato-atsuma	Hokkaido	1	350	Oct '80			Coal
			1	175	Oct '59	1) Aug '81	Coal, Oil	
			2	175	Nov '60	1) May '83	Coal	
			3	175	Jun '62	1) Feb '83	Coal	
Tokyo E.P.C.	Yokosuka	Kanagawa	1	265	Oct '60	3) Feb '85	COM, Oil	
Chugoku E.P.C.	Shimonoseki	Yamaguchi	1	175	Mar '67			Coal
			1	75	Aug '58	1) May '82	Coal	
	Shin-ube	Yamaguchi	2	75	May '59	1) Mar '82	Coal	
			3	156	Jun '62	1) Feb '82	Coal	
Shikoku E.P.C.	Mizushima	Okayama	1	125	Nov '61	1) Jul '84	Coal	
			2	156	Aug '63	1) May '84	Coal	
	Saijo	Ehime	1	156	Nov '65	1) Jul '83	Coal	
			2	250	Jun '70	1) Jan '84	Coal	
Kyusyu E.P.C.	Ohmura	Nagasaki	2	156	Aug '64	2) Jun '82	Coal	
			1	156	Sep '60	2) Apr '83	Coal	
E.P.D.C.	Isogo	Kanagawa	1	265	May '67			Coal
			2	265	Sep '69			Coal
	Takasago	Hyogo	1	250	Jul '86			Coal
			2	250	Jan '69			Coal
Wakamatsu	Takehara	Hiroshima	1	250	Jul '67			Coal
			3	100	Mar '83			Coal
	Matsushima	Fukuoka	1	75	Jan '63			Coal, Oil
			2	75	Mar '63			
Joban kyodo	Nakoso	Fukushima	1	500	Jan '81			Coal
			2	500	Jun '81			Coal
			3	75	Sep '60			Coal, Oil
			4	75	Jul '61			Coal, Oil
			5	75	Oct '61			Coal, Oil
			7	250	Oct '70			Coal, Oil
			8	600	Sep '83			Coal, Oil
			9	600	Dec '83			Coal, Oil
			1	75	Aug '59			Coal, Oil
Sumitomo kyodo	Niihama-nishi	Ehime	2	75	Sep '62			Coal, Oil
			1	250	Sep '71	1) Nov '84	Coal	
Toyama kyodo	Toyamashinko	Toyama	2	250	Jun '72	1) Dec '84	Coal	
Sakata kyodo	Sakatakyoka	Yamagata	1	350	Oct '77	1) Sep '84	Coal	
總 計			46 u	9,625				

註：1)石油→煤炭 2)煤炭→石油→煤炭 3)煤炭→石油→煤油混合，石油

500MW×2units) 為第一部大型燃煤電廠，係使用外購煤，並安裝排煙脫硫（FGD）系統，EPDC再於1983年時興建700MW燃煤電廠，並配以排煙脫氮系統。

使用外購煤之大型燃煤電廠，業已安裝煙道氣處理技術。隨著這些技術之開發，日本各電力公司可興建大型燃煤電廠，以因應日趨嚴格的環境標準，並積極開發燃燒外購煤之燃煤電廠。

日本環境污染之控制，不僅着重於「空氣」、「水質」及「噪音」之控制，並且也希望一切建設皆能與自然環境保持和諧一致。以下將再詳細敘述煙道氣處理技術，此為各種環境污染控制技術中最重要的方法。

## 2.1 管制標準

日本所訂定之環境標準及排放標準，主要係管制空氣污染。環境標準係管制二氧化硫、二氧化氮、懸浮微粒、一氧化碳、光化氧化物，各種排放物之管制標準值，如表4所示。

### 2.1.1 二氧化硫排放標準

二氧化硫污染源之排放標準可用下列公式表示： $q = K \times 10^{-3} \times He$

其中： $q$  為二氧化硫每小時排放量

$He$  為煙囪的有效高度，等於煙囪實際高度加上煙流最終上升高度。

$K$  為修正係數與區域特性有關，日本所設定之 $K$ 值範圍為3.00~17.5。

表4 環境空氣品質標準

項目	二 氧 化 硫	一 氧 化 碳	懸 浮 微 粒	二 氧 化 氮	光 化 氧 化 物
環境標準	每日平均小時值不得超過 0.04ppm ，且每小時不得超過 0.1ppm	每日平均小時值不得超過 10ppm ，且連續八小時平均值不得超過 20ppm	每日平均小時值不得超過 0.01mg/ $m^3$ ，且每小時不得超過 0.20mg/ $m^3$	每日平均小時值在 0.04ppm 與 0.06ppm 之間或更低	每小時不得超過 0.06ppm
測試方法	導電法	紅外線分析法	光線分散法 $\beta$ 射線法	色度法	吸附法

### 2.1.2 塵粒排放標準

塵粒排放標準係根據污染源之種類及大小設定，此外對於工廠特別密集之地區，亦應設定特別排放標準。

### 2.1.3 氮氧化物排放標準

氮氧化物之排放標準，亦根據污染源之種類及大小而設定。然而此種排放標準隨着設備處置使用時間之不同，而有所差異，越新的設備其氮氧化物之排放標準也越嚴格。

表5及表6顯示塵粒與氮氧化物排放標準。

表5 煙灰 (Soot) 及塵粒 (dust)

設 備	一般排放標準				特別排放標準			
	大 型		小 型		大 型		小 型	
鍋 爐 (燃氣)	0.05				0.03			
鍋 爐 (燃油)	0.05	0.15	0.25	0.30	0.04	0.05	0.15	0.15
鍋 爐 (煤炭)	0.10	0.20	0.30		0.05	0.10	0.15	

表6 二氧化氮 (1983年9月)

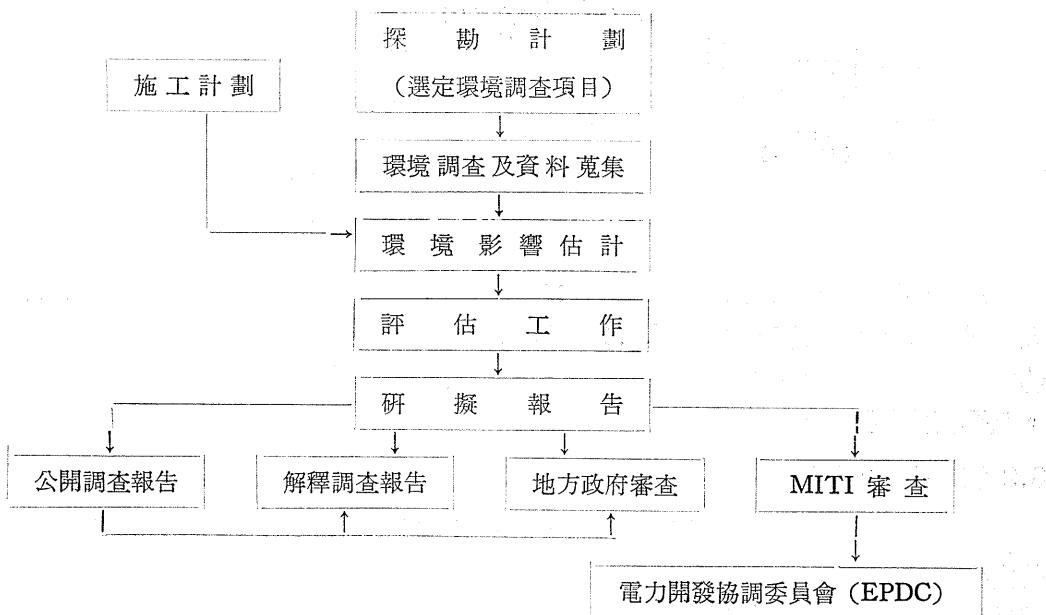
Type of Facility 設備型式	Stack gas volume (Unit: 1,000Nm <sup>3</sup> /h) 煙団氣體容 量	Date of instal ling On(%)	標 準 値 Standard value (ppm)							
			before Aug. 9, 1973	after Aug. 10, 1973	after Dec. 10, 1975	after June before Dec. 17, 1977	18, 1977 before Aug. 9, 1979	after Aug. 10, 1979 before Sept. 9, 1983	after Sept. 10, 1983 before Mar. 31, 1987	after Apr. 1, 1987
Gas Firing 燃 氣	500 and above	5						60		
	100~500			130				100		
	40~100									
	10~40									
	5~10			150						
Solid material (including coal) firing 固 化 燃 料	less than 5				from Aug. 10, 1984:150					
	700 and above	6		400					200	
	500~700			420			300			250
	200~500				350					
	40~200			450		380				350
	5~40									
Liquid firing 液 化 燃 料	less than 5				from Aug. 10, 1984:480		380			
	500 and above						130			
	100~500			190	180					
	40~100						150			
	10~40			230						
	5~10			250				180		
	less than 5				from Aug. 10, 1984:250					

## 2.2 環境評估

在日本興建電廠，必須獲得電力開發協調委員會（Electric Power Development Co-ordinating Council）之核可。任何一家電力公司想要興建發電廠，必須事先探勘現有之周遭環境，並探討當電廠興建時對周遭環境之影響，俾便保護電廠周遭之環境，並且提出環境評估報告，以供政府決策單位參考。

此種環境評估報告係針對空氣、廢水晶質、熱水排放、噪音、振動及自然環境保全等項目詳加評估彙整。此評估報告經政府決策單位詳細核閱，並再參考地方民衆之意見後彙整。圖1表示環境評估流程表。

圖1 環境評估流程表



## 3.防制空氣污染措施

以下敍述燃煤電廠所排放之硫氧化物（SO<sub>x</sub>）、氮氧化物（NO<sub>x</sub>）及塵粒之空氣污染防治措施。

### 3.1 硫氧化物防制措施

火力電廠之硫氧化物防制係採用高煙囪、低硫燃料及排煙脫硫系統（FGD）處理煙道氣。高煙囪可藉空氣擴散及沖洗之效果，藉以降低硫氧化物對環境之影響，目前火力電廠所採用之煙囪，其高度大部份為180至200公尺。

至於使用低硫份燃料，將有無法充分獲得低硫份煤炭來源之苦，因而在燃煤電廠採用排煙脫硫系統，以處理煙道氣。排煙脫硫系統採用濕式法或乾式法，以去除煙道氣中硫氧化物

◦ 日本燃煤電廠之濕式法排煙脫硫系統係使用石灰石及石膏法，並利用石灰石漿吸附煙道氣中硫氧化物，如圖 2 所示。

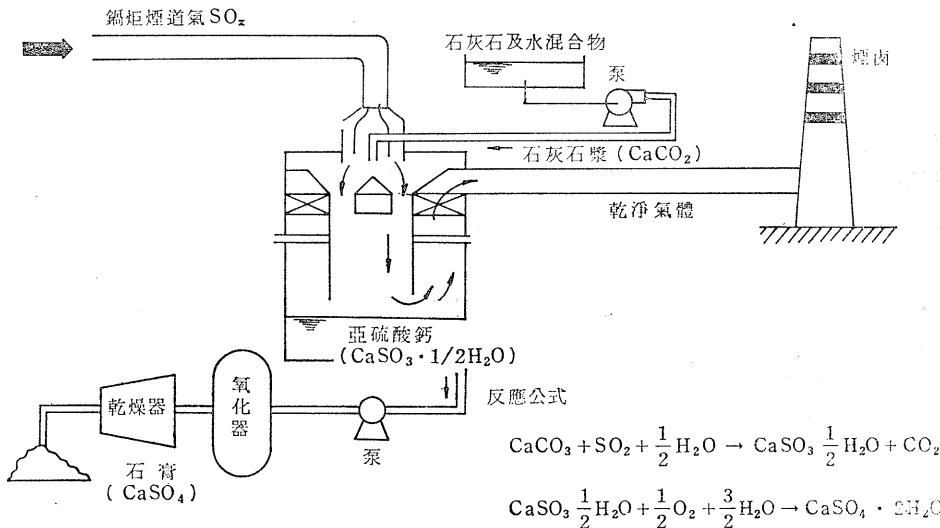


圖 2 濕式法排煙脫硫系統

EPDC於Isogo火力電廠 (265MW×2units)，Takasago火力電廠 (250MW×2units) 及 Takehara 火力電廠 (250MW×1unit) 均裝有排煙脫硫系統，以因應日趨嚴格的硫氧化物控制標準。目前，日本排煙脫硫系統之效率高達90%或更高，且此種系統顯示信賴度極高，且運轉性能良好。

### 3.2 氮氧化物之控制

降低氮氧化物排放量之方法有兩種，第一種為改進燃燒方法，以降低燃燒過程中氮氧化物之生成量，另外一種方法為排煙脫氮法，以降低煙道氣內氮氧化物含量。目前日本採用燃燒改進法及裝置排煙脫炭系統。

#### 3.2.1 燃燒改進法

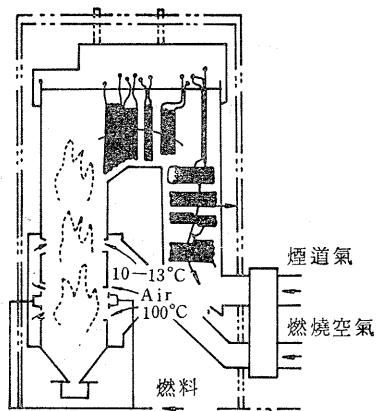
在高溫時氮與氧反應作用產生氮氧化物。有效的燃燒方法係控制氮氧化物生成量，且降低氧之部份壓力，並使用低氮含量的燃料。氮氧化物之反應為熱吸收反應，當燃燒溫度越高時，反應速度也越快。因此，降低燃燒溫度可控制氮氧化物的生成量。

燃煤鍋爐在燃燒器部份會產生煤渣，且因為使用低飛灰熔融溫度的煤，會使未燃耗煤量增加。目前日本普遍使用二級燃燒 (two-stage Combustion)、煙道氣混合及低氮氧化物燃燒器，第 3 圖顯示燃燒之改良法。

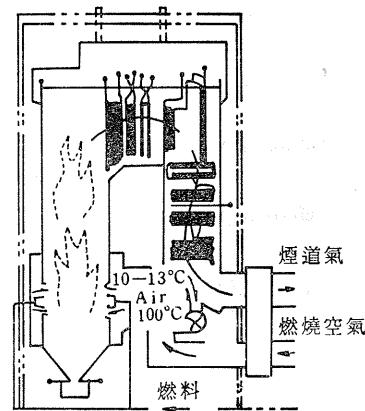
#### 3.2.2 煙道氣脫氮系統

日本所採用之煙道氣脫氮法係為乾式加氨法。此法係以氨 ( $\text{NH}_3$ ) 作為觸媒劑，加至煙道氣中 (此時煙道氣之溫度為300~400°C)，當煙道氣經過觸媒劑層時， $\text{NO}_x$  便分解成  $\text{N}_2$

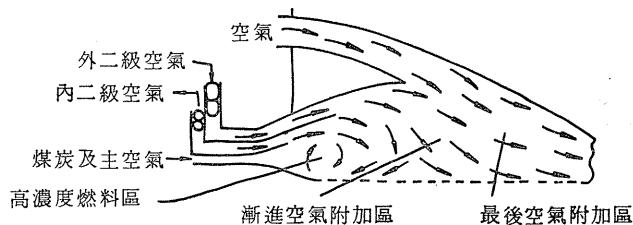
(A)二級燃燒法



(B)煙道氣混合燃燒



(C)低氮氧化物燃燒器

圖 3 改進燃燒以控制NO<sub>x</sub>示意圖

及H<sub>2</sub>O。

此種加氨觸媒法早已應用於 LNG。因為燃煤電廠所排放出來的煙道氣含有大量的硫氧化物及塵粒，因此會有觸媒變壞及阻塞之問題發生。為了解決此種問題，EPDC協同鍋爐製造商共同進行測試及研究工作，經多次研究，測試後發現耐磨觸媒劑 (wear-proof catalyst) 具有良好的性能。

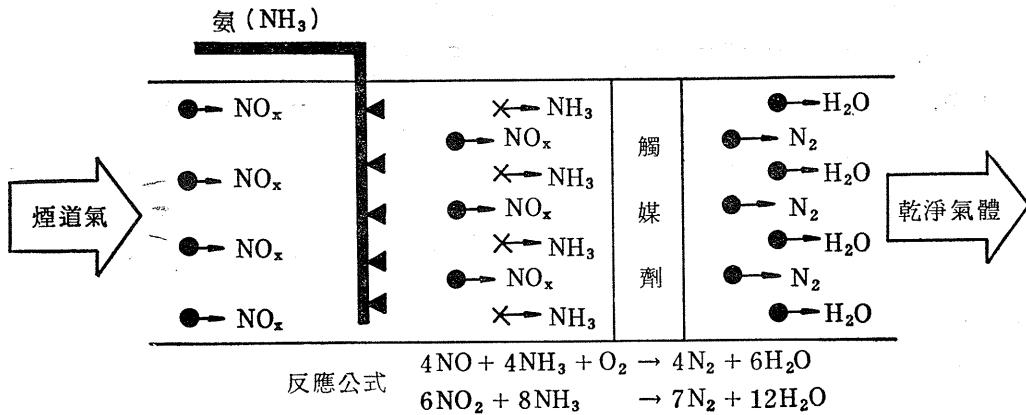
EPDC在政府有關機構支助下，於1982年在Takehara電廠加裝乾式加氨觸媒法 (SCR) 處理系統，進行煙道氣處理技術測試，且測試結果表示極佳，並且加裝於Takehara電廠3號機。乾式加氨觸媒法處理系統裝在燃煤電廠有兩種方法：第一種為低塵粒法，此法係在系統前之階段時便已去除塵粒，另一種為高塵粒法，係將鍋爐所排出之煙道氣直接引入此系統。

第4圖表示低塵粒法及高塵粒法之基本原理圖。目前日本燃煤電廠觸媒遞減法 (SCR) 之效率高達80%。

### 3.3 塵粒控制措施

在過去控制塵粒係利用靜電集塵器。雖然目前燃煤電廠加裝排煙脫硫系統，然而控制塵粒係採靜電集塵器與排煙脫硫複合法，以去除塵粒。

(A)觸媒遞減法原理 (SCR)



- 氨注入含氮氧化物之煙道氣中，煙道氣經過金屬觸媒床產生化學反應。
- 煙道氣中氮氧化物經與觸媒劑產生化學反應分解成氮和水。

(B)脫氮系統流程圖

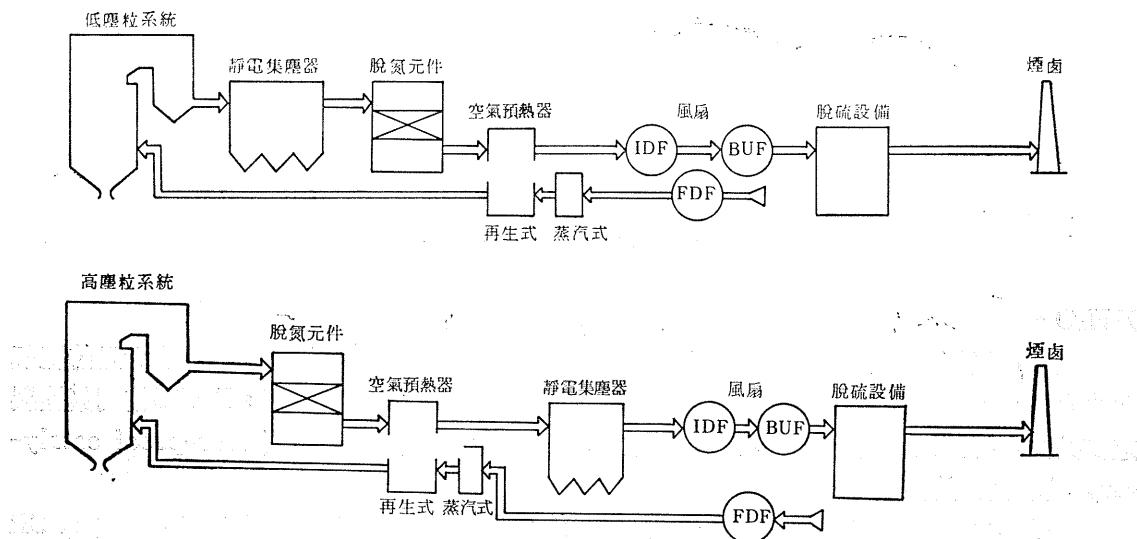


圖 4 煙道氣脫氮系統

### 3.3.1 低溫靜電集塵器

靜電集塵器用於燃煤電廠及燃油電廠已有多年，通過靜電集塵器之煙道氣溫度為 140至 150°C。經實際運轉結果顯示，此種靜電集塵器之性能極為良好。因為煤炭飛灰之性質視所用煤炭之不同而有所差異，因此須根據煤炭之種類來設計此種靜電集塵器。

### 3.3.2 高溫靜電集塵器

靜電集塵器之集塵效果受煤炭飛灰之電阻值影響。當溫度升高時，煤炭飛灰之電阻值將會降低，且不同的煤炭有不同的電阻值，因此在高溫煙道氣排放區之集塵效果較穩定。

EPDC 採用高溫靜電集塵器，且裝在空氣預熱器前端（此時煙道氣之排放溫度為 350°C）

至400°C），加裝此種集塵器之電廠為 Matushima 電廠、Takehara 電廠 3 號機，此二廠係採用外購煤，且此二電廠使用靜電集塵器充分顯示集塵效果優良。

#### 4. 環境污染控制技術之發展概況

日本燃煤電廠之環境污染控制術，已達國際水準，且經長期使用顯示效果良好。最近幾年來各地區民衆對環境保護之意識日益高漲，環境污染控制成本在總發電成本中所占之比率極大。為了因應此種情況，必須發展低成本並且效果良好的環境污染控制技術，以下將逐一介紹日本環境工程的發展概況。

##### 4.1 乾式脫硫技術

大部份的電廠安裝濕式脫硫系統，其運轉信賴度高且適用性範圍廣泛。然而，因為此種脫硫系統用水量大，所以須要安裝高級廢水處理系統。在從另外一個角度看來，乾式脫硫系統 (dry-process desulfurization system)，不需要冷卻水，也不需要廢水處理，因而乾式處理系統，值得大量開發。

在日本政府大力支助下，EPDC 在 Matushima 火力電廠安裝示範測試廠，處理煙道氣量為 300,000Nm<sup>3</sup>/H，且自 1980 年以來已完成測試，並且仍在運轉中。此系統利用活性炭吸附煙道氣中硫氧化物 (SO<sub>x</sub>)。第 5 圖顯示乾式脫硫系統之流程圖。此系統將活性炭中所吸附的硫氧化物加以還原成為硫，且與濕式石灰石系統相較，乾式脫硫系統所產生的副產品量較濕式石灰石系統為少。

活性炭可作為氮氧化物之觸媒劑，EPDC 在 Matushima 電廠裝置 3000Nm<sup>3</sup>/H 之示範廠，用以同時去除硫氧化物及氮氧化物，且經示範作用後現已於實際加入運轉。EPDC 計劃重新設定乾式脫硫示範測試廠，俾便同時去除示範測試廠中硫氧化物及氮氧化物。第 6 圖表示乾式同時去除硫氧化物及氮氧化物之流程圖。

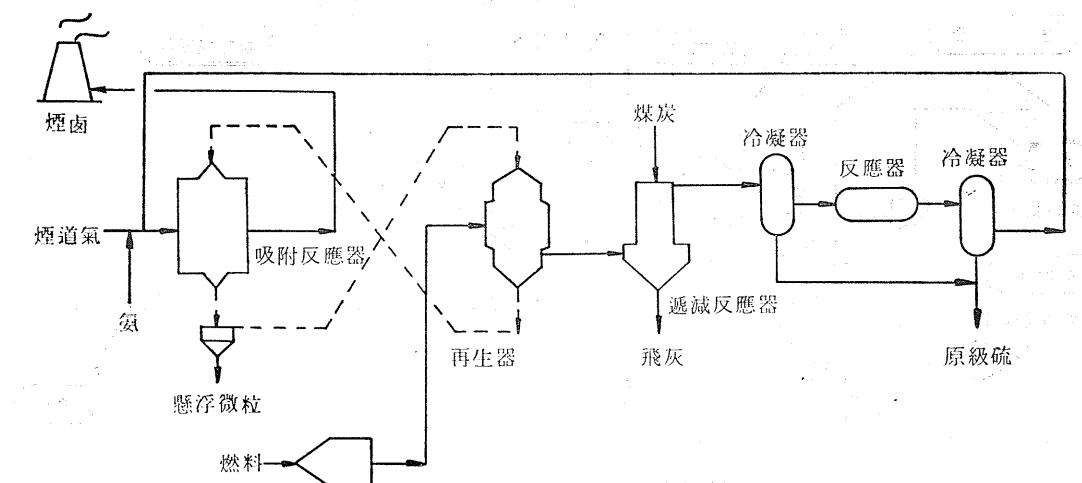


圖 5 乾式脫硫系統流程圖

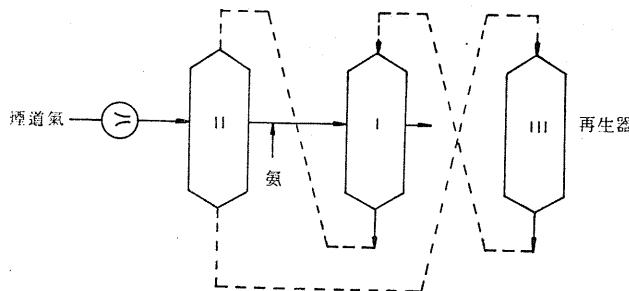


圖 6 乾式同時去除硫氮化物及氮氧化物流程圖

#### 4.2 高效率集塵技術

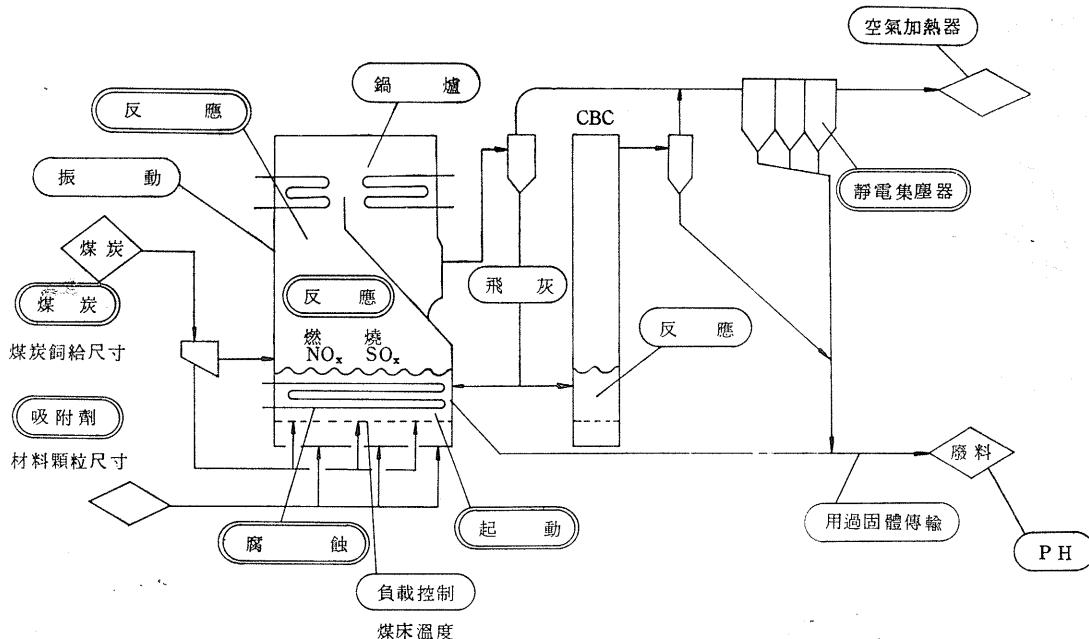
在日本燃煤電廠塵粒之控制通常係採取靜電集塵器與濕式脫硫系統兩者複合法。然而，以下所述之試驗係在增加除塵之效率。

氣體再生器（regenerator）用於濕式脫硫系統可提高煙道氣溫度。此種迴轉型式之再生器，因未經處理之廢氣將會流到已經過處理之氣體內，將會降低總塵粒之去除效率。

為了減少微細塵粒之洩漏量，此種示範測試係以非洩漏式氣對氣加熱器（gas-gas heater）並採熱管原理，且容量為 $100,000\text{Nm}^3/\text{H}$ 進行。

此外，此種半濕式靜電集塵器（semi-wet-process）所進行之測試，預計對細微塵粒之去除會有影響，且與上述非洩漏式氣對氣再生器測試共同進行。

#### 4.3 流體化床燃燒式鍋爐



第 7 圖 FBC 鍋爐配置圖

因為此種流體化床燃燒式鍋爐，具有爐內脫硫之優點，因此可降低因環境污染所產生的成本，若與流體化燃煤鍋爐相較，此種鍋爐能夠使用各種低級之煤炭。

自1978年以來，日本將先導型測試之小型流體化床鍋爐（其蒸發率為20t/H）列為重要目標，以推廣煤炭利用技術。

根據此項測試結果，此座示範測試廠每小時能夠產生160噸的蒸汽（電力輸出為50MW），此項計畫係在 EPDC 所興建之 Wakamatsu 電廠內進行。第7圖表示 FBC 鍋爐之配置圖。

## 5.結論

1960年以後，日本經濟呈現高度成長，然而卻使居住環境日趨惡化，因而環境污染已經是一項很嚴重的社會問題，而且環境污染也對大眾健康有害。在1965年以後，日本政府嚴格訂定環境污染控制，並且修正及加強環境政策。因此，最近幾年來，日本的環境概況已經大大地改善了，並且亦配合趨勢修改環境標準。

隨着社會結構之改善以及大眾對環境問題之高度關切，因此希望環境品質能夠改善，諸如加強景觀生態維護，並防止環境污染之發生。至於，日本燃煤電廠之環境污染控制措施已針對排煙脫硫系統、靜電集塵器、降低氮氧化物等技術逐步加強，以符合國民要求，並使全民確信電力是清潔的能源。

為了促使燃煤電廠之開發，發展適當的環境污染控制技術，諸如提昇現有技術水準，同時開發新技術，並計劃降低環境污染控制成本，業已認為是目前重要的目標。