

石炭発電所における煤煙超クリーン排出の応用及び技術の経済性研究

中国エネルギー建設集団浙江省電力設計院

2014年12月

1 研究背景の紹介

2 国際情勢

3 国内状況

4 施工事例

5 燃焼機器排出基準の研究

6 結論及び提案

一、研究の背景——汚染の現状

スモッグ

・ 2013年におけるスモッグ発生面積は最大時143万平方キロに達し、15%の国土面積に及ぶ。全国のスモッグ平均日数は35.9日、一部地域は100日を超えた！

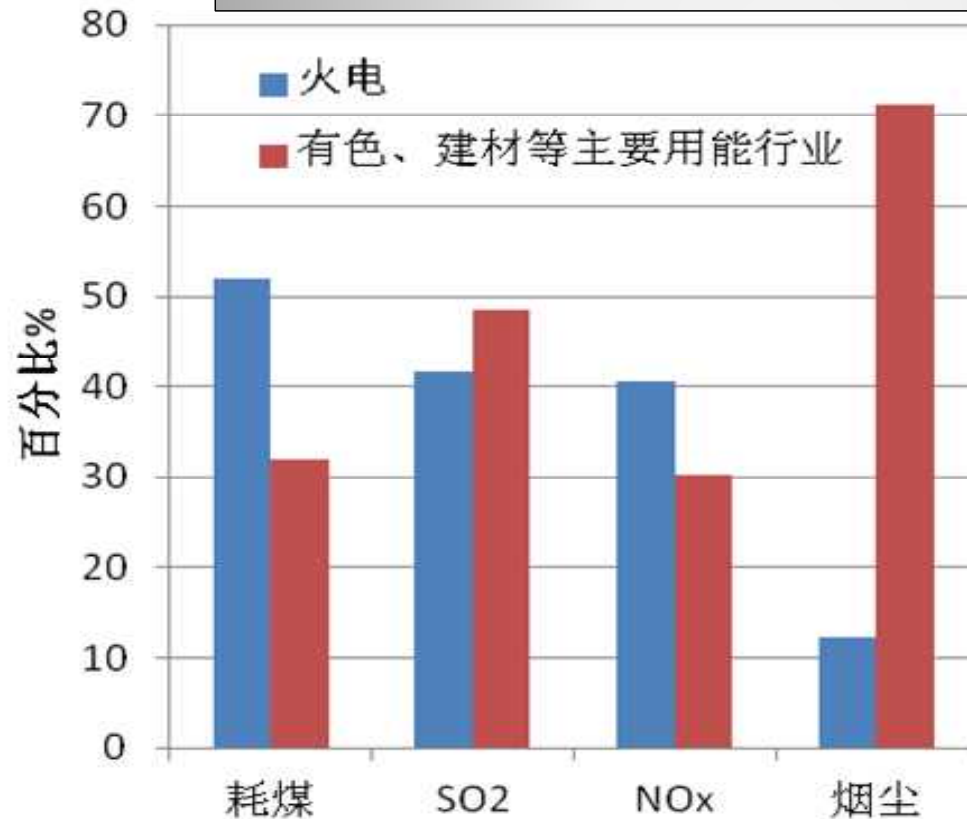
汚染源

・ 我が国における大気汚染は、煤煙及び自動車排ガスによる複合型汚染であり、中でも石炭による汚染が最大要因

排出量

・ 2012年我が国の火力発電業界のSO₂排出量は883万トン、NO_xは948万トン、煤塵は151万トン、それぞれ全国総排出量の41.7%、40.6%、12.2%占める。

2012年火力発電及びその他主要エネルギー消費産業の石炭消費量及び汚染物排出量の全国に占める割合 碧



一、研究の背景——国家及び地域の政策

2012年から、**国務院は大気汚染物排出削減に関連する政策を複数打ち出し、国が大気汚染改善への重要視姿勢を見せる。**主な政策は以下の通り：

- ◆ 「国家環境保全の第12次5ヵ年計画」
- ◆ 「省エネ排出削減の第12次5ヵ年計画」
- ◆ 「重点地域における大気汚染物質改善の第12次5ヵ年計画重点プロジェクト」
- ◆ 「大気汚染物質排出の特別規制値執行に関する公告」 2013. 2) ；
- ◆ 「大気汚染防止に関する10の措置」
- ◆ 「大気汚染防止に関するアクションプラン」

各地方政府も汚染物質排出削減に関する政策を実行：

- ◆ 浙江省 「大気汚染防止に関するアクションプラン（2013-2017年）」
- ◆ 河北省 「大気汚染防止に関するアクションプランの実施方案」
- ◆ 江蘇省 「大気汚染防止に関するアクションプランの実施方案」， 等

二、国際情勢—基準の比較

主要国における新規建設大規模石炭発電所の煤煙排出基準

排出物質	単位	中国	EU	米国	日本
NOx	mg/m ³	100/100	200	117	200
SO ₂	mg/m ³	100/50	200	160	200
PM	mg/m ³	30/20	30	22.5	50~100

二、国際情勢——海外の先進的な発電所の排出状況

煤塵

- ・ 煤塵排出のコントロール手段：静電除塵機+湿式脱硫が主
- ・ 特別な要求のある地域においては湿式除塵機を設置
- ・ 欧州では、一部2008年新規稼働の発電所の年間平均煤煙排出は1.6-2.9mg/Nm³を下回る

NO_x

- ・ 脱硝技術：主流技術は国内とほぼ同様。燃烧帯別烧却+低窒素烧却器+SCR技術；
- ・ 脱硝率：脱硝率は80-95%。

SO₂

- ・ 脱硫技術：主流技術は国内とほぼ同様。湿式脱硫が主。
- ・ 脱硫率：脱硫率は最大99.6%に達する。

二、国际情勢—目標と技術路線

国际エネルギー機関は足元の技術発展状況に基づき下記の石炭発電所汚染物質排出基準を公表：

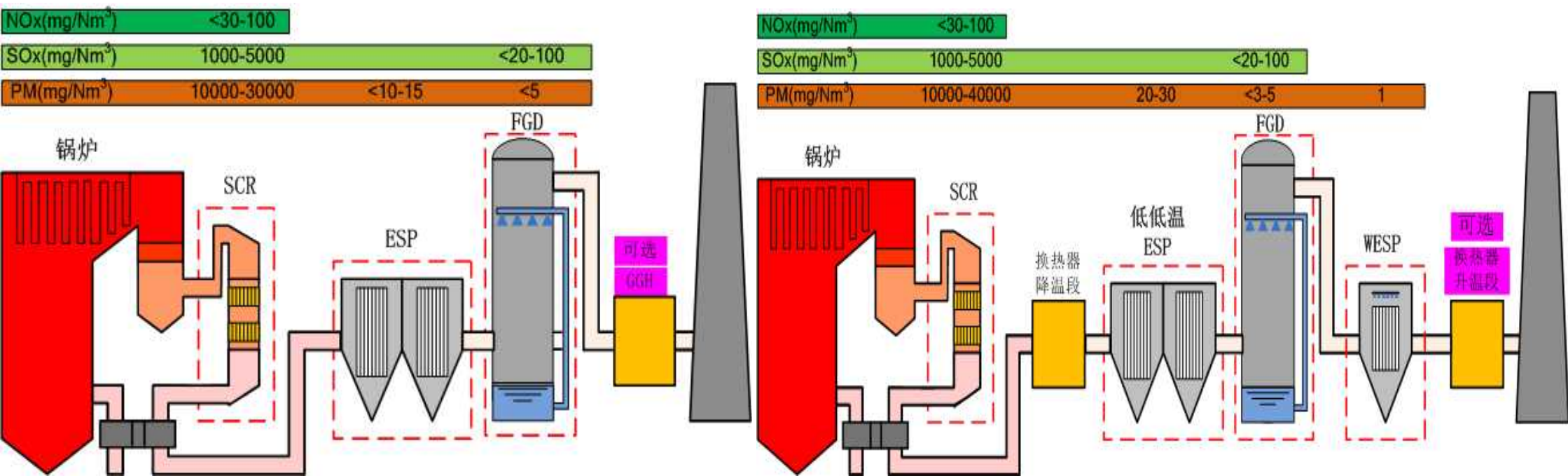
2020年までの目標：NOx<50-100mg/Nm³，SO₂<20mg/Nm³，煤塵<5-10mg/Nm³；

2030年までの目標：NOx<10mg/Nm³，SO₂<10mg/Nm³，煤塵<1mg/Nm³。

SCR+ESP+FGD

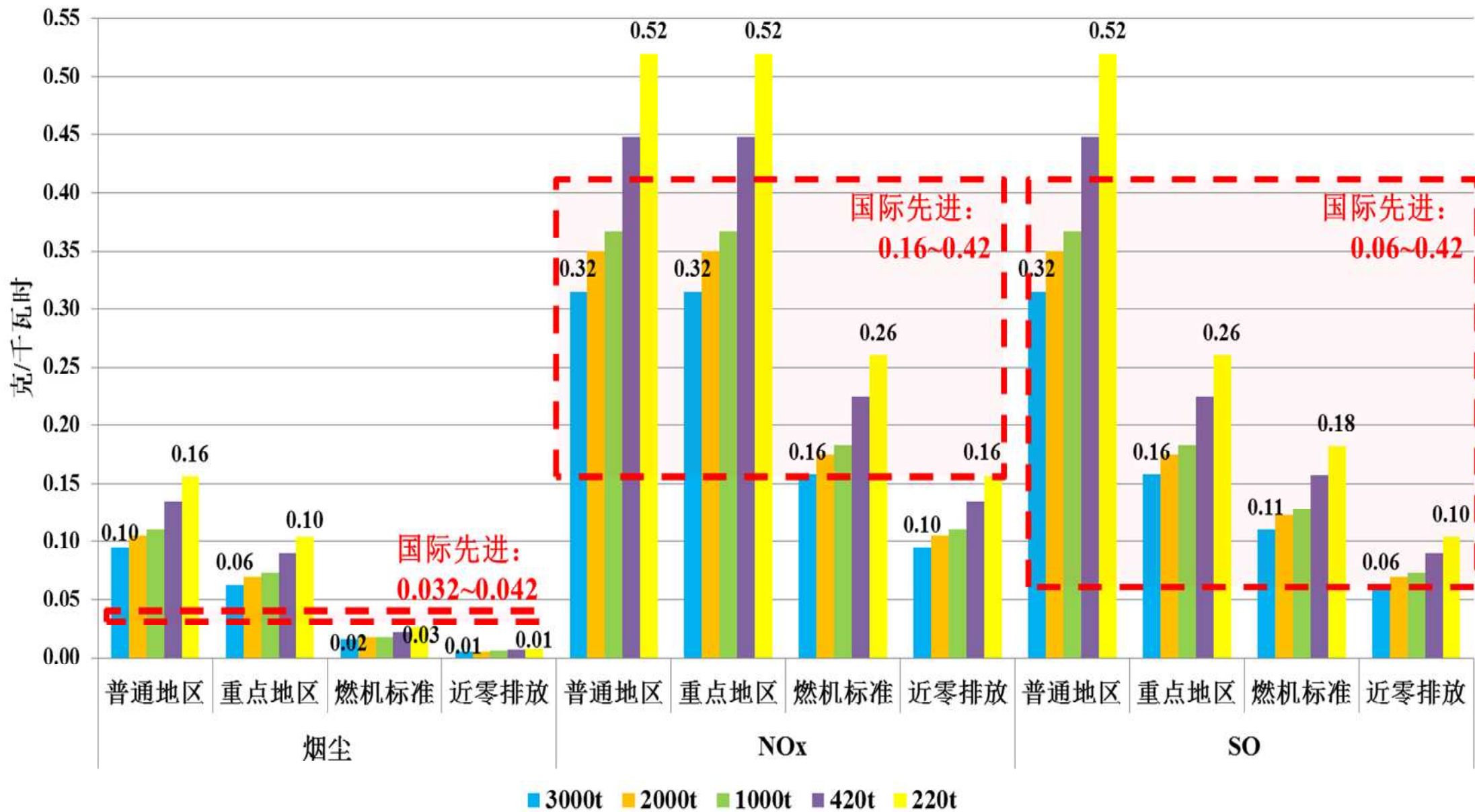
现在世界の主要技術路線

SCR+超低温ESP+FGD+WESP

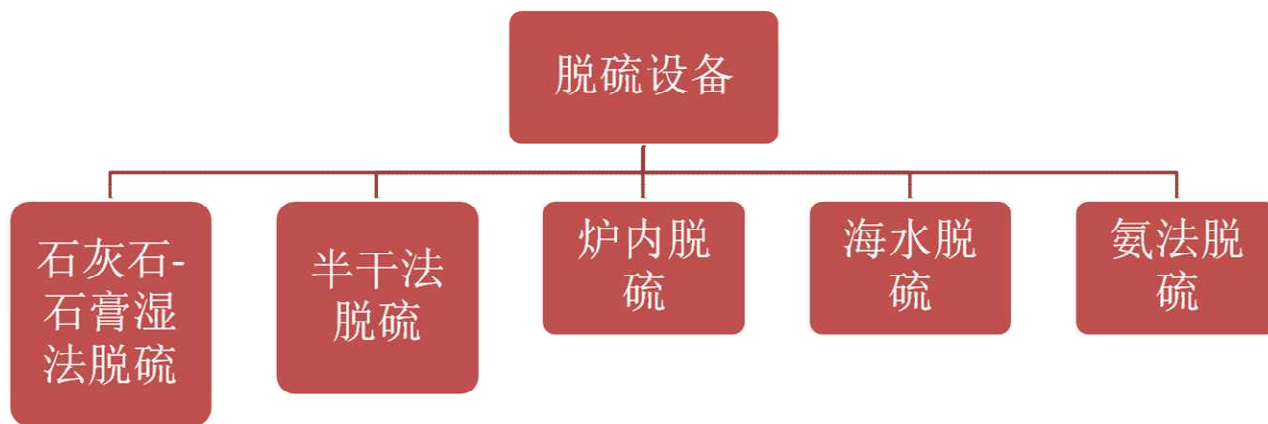
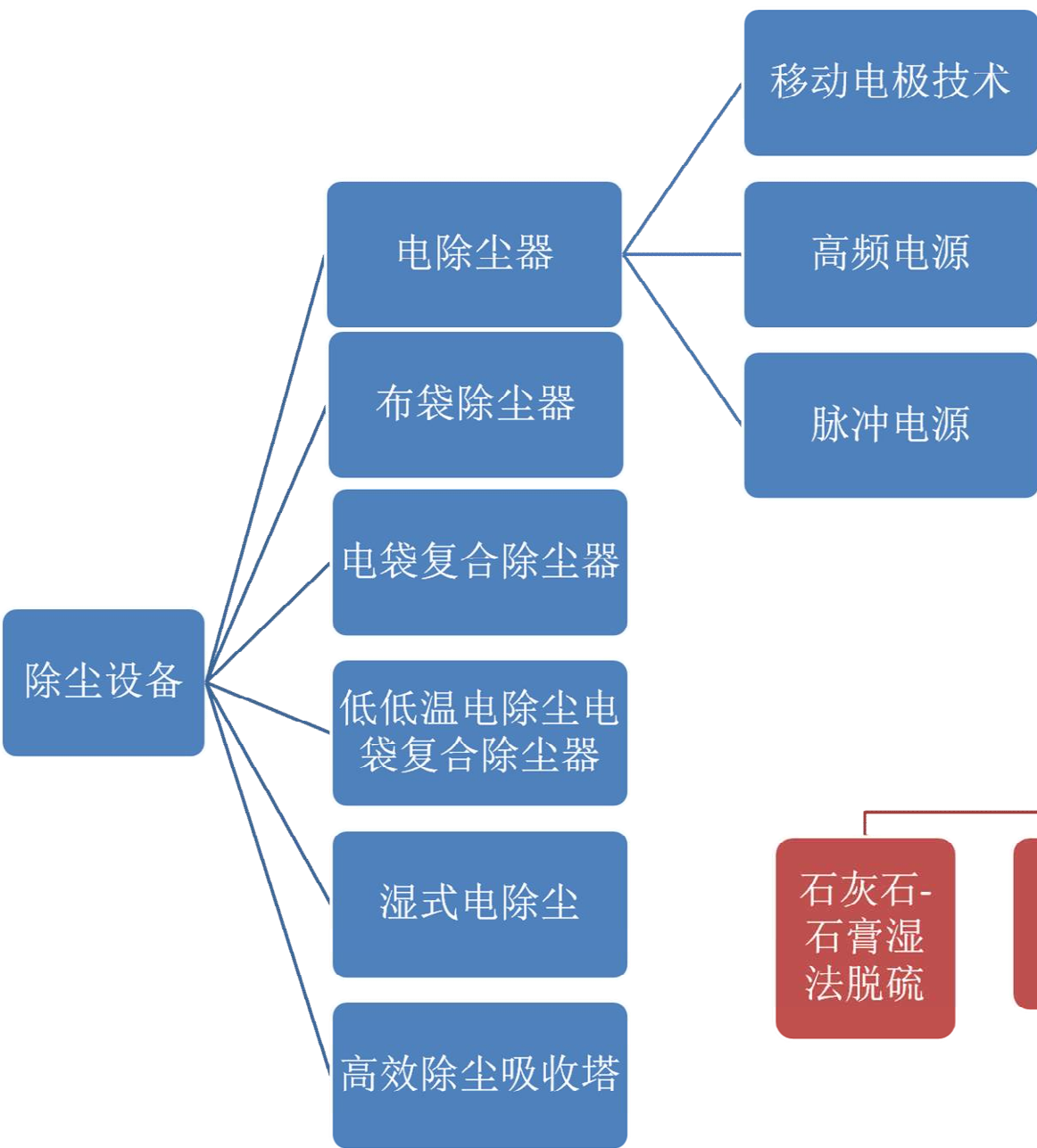


二、国际情势—国际先进水准

不同容量机组每kWh发电量的单位排污量



三、国内状况——环境保全設備



三、国内状況—国内における設備及び技術の現状

➤ 電気煤塵除去機

- ◆ 通常電気除塵機の出口の煤塵排出は20～30 mg/Nm³に達する
- ◆ 国内メーカーは日本から電極技術及び超低温電気除塵技術を導入；
- ◆ 浙江省六横発電所は移動電極技術を導入。嘉三発電所は超低温電気除塵技術を採用し、電気除塵機の出口煤煙濃度を15 mg/Nm³まで低下
- ◆ 分室振動技術も電気除塵効率を大幅に向上させることができ、国内に既に試運転の実績があり

➤ 低窒素燃焼技術

- ◆ 各ボイラー工場は燃焼時空気吹き込み量の調整及び低窒素燃焼器の研究開発を通じて、世界の先進レベルに近づく
- ◆ 国華寧海発電所は改造後、SCR脱硝装置入口のNO_x濃度は130 mg/Nm³前後までコントロール；
- ◆ 最近調印されたボイラーの契約ではSCR脱硝装置入口付近のNo_x濃度の保証値は通常200 mg/Nm³以下で、場合によっては170 mg/Nm³に達するものもある。

三、国内状況—国内における設備及び技術の現状

➤ SCR装置

- ◆ 国内のSCR脱硝装置の除去効率は通常80%~85%、脱硝メーカーは90%の除去も可能と表明。欧米及び日本のSCR脱硝効率は95%を上回る。

➤ 脱硫システム

- ◆ 国内メーカーが約束している最大脱硫率は98.5%、一部発電所では99%を実測しているが、海外の先進レベルである99.6%とは依然として開きが存在する
- ◆ 過去には国内の吸収塔の煤塵除去効果は比較的低かった。

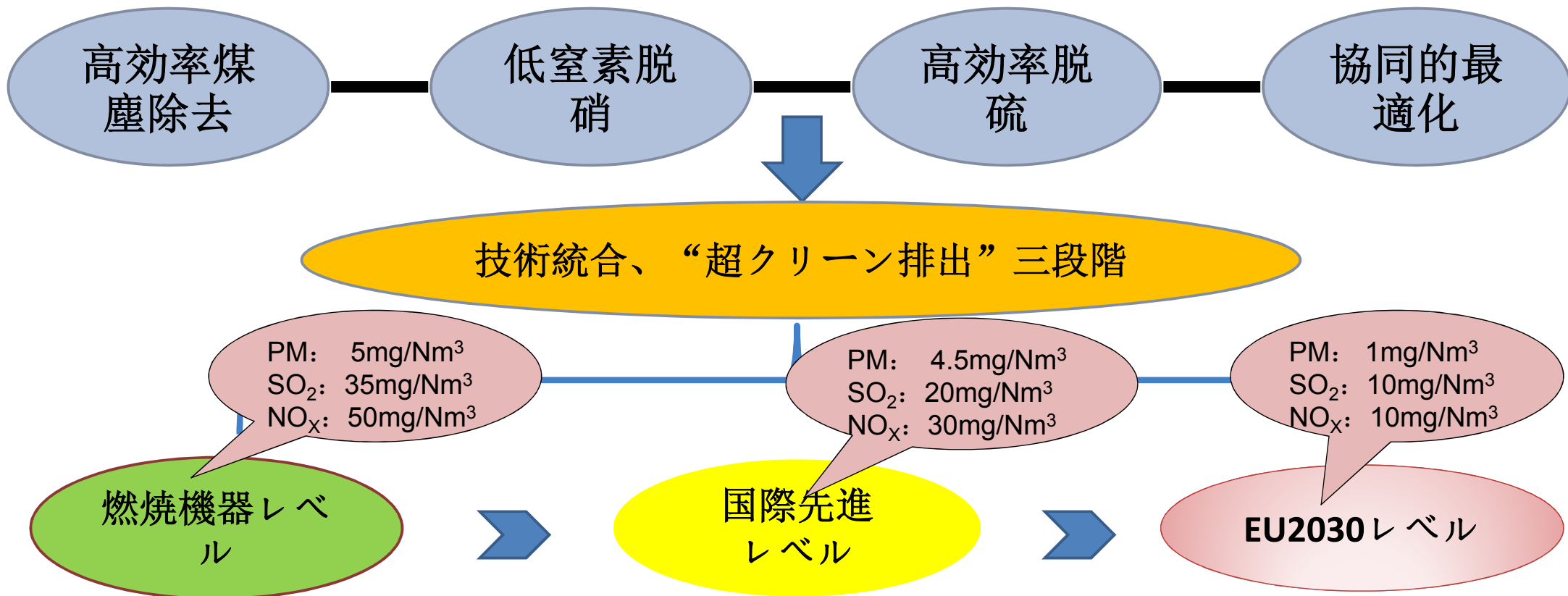
- ◆ より高効率霧除去器の採用、ノズルの形の改善、吸収塔周辺ノズル流量と密度の増加、スプレー層にけるノズルのカバー率と最適化されたカバー率の均等化を図る
- ◆ 拘束式煤塵除去措置を採用:脱硫タワーの上部において拘束式除塵措置を採用し、微細な液体雫と顆粒との衝突及び凝集を増やし、ガス相の中の液体雫と顆粒状粉塵を除去する。
- ◆ FGDの入口の煤塵濃度は15mg/Nm³の場合、一部メーカーはFGD出口の煤塵濃度を15mg/Nm³以下に抑えることができると発表、これは世界の先進的なレベルに達している。

脱硫改善措置



三、国内の状況—我々の考え

海外発電所の先進的な排出削減技術及び国際エネルギー機関の排出基準を鑑み、国産設備現有の性能水準に基づき、粉塵除去・脱硫・脱硝という3つの方面の技術改革の潜在力を発掘し、煤煙・SO₂・NO_xの最適化及び高効率除去という技術路線を段階的に策定し、異なる段階における技術路線の経済的実行可能性を研究する。



三、国内状況——主要技術路線及びコントロール措置（一）

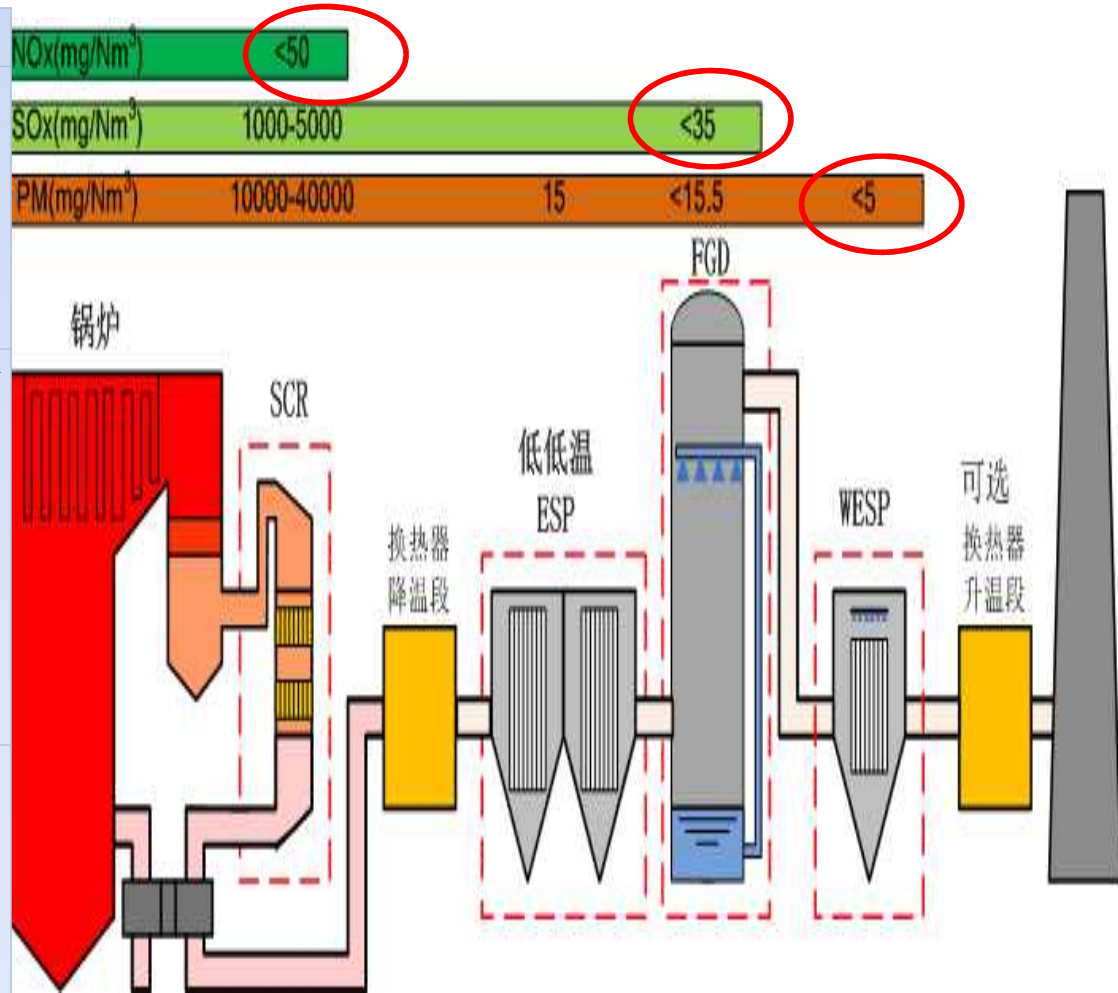
➤ 燃烧機器排出基準に満たす

◆技術路線：**SCR脱硝+超低温電気除塵/移動電極除塵+石灰石-石膏湿式脱硫+湿式電気除塵**

◆基礎構築：国産設備の**現有性能指標**。現在、国内ではこれも基づいて煤煙の超クリーン排出設計を行っている。

◆排出基準：煤塵 < **5**mg/Nm³；NOx < **50**mg/Nm³；SOx < **35**mg/Nm³

部分	削減措置
脱硝	SCR脱硝技術を採用：除去率80%~85%。 現在国内の大型石炭発電所は皆低窒素燃烧技術を採用し、 ボイラー出口 のNOx排出濃度は240mg/Nm ³ 以下を保証。80%の脱硝効率を加わると、NOxの排出濃度を50 mg/Nm ³ 以下を保証できる。
除塵	超低温電気除塵+湿式電気除塵を採用：超低温電気除塵の効率は≥99.85%。超低温電気除塵機（または移動電極技術）を採用した場合、国内の大部分の燃料用石炭の状況では 電気除塵機出口 の煤塵濃度は15mg/Nm ³ 以下を保証できる。湿式除塵の70%の除去率を加わると、煤煙の粉塵濃度を5mg/Nm ³ 以下に抑えることを保証できる。
脱硫	石灰石-石膏湿式脱硫：除去率98%~98.5%。 各脱硫工場は皆技術の上級化を図っている。普遍的に採用されている方法は、スプレイの層を増加し、気体対液体の比率をアップし、ノズルの形を改善する。また、スプレイの構造性を改善し、効率を向上させる。現在

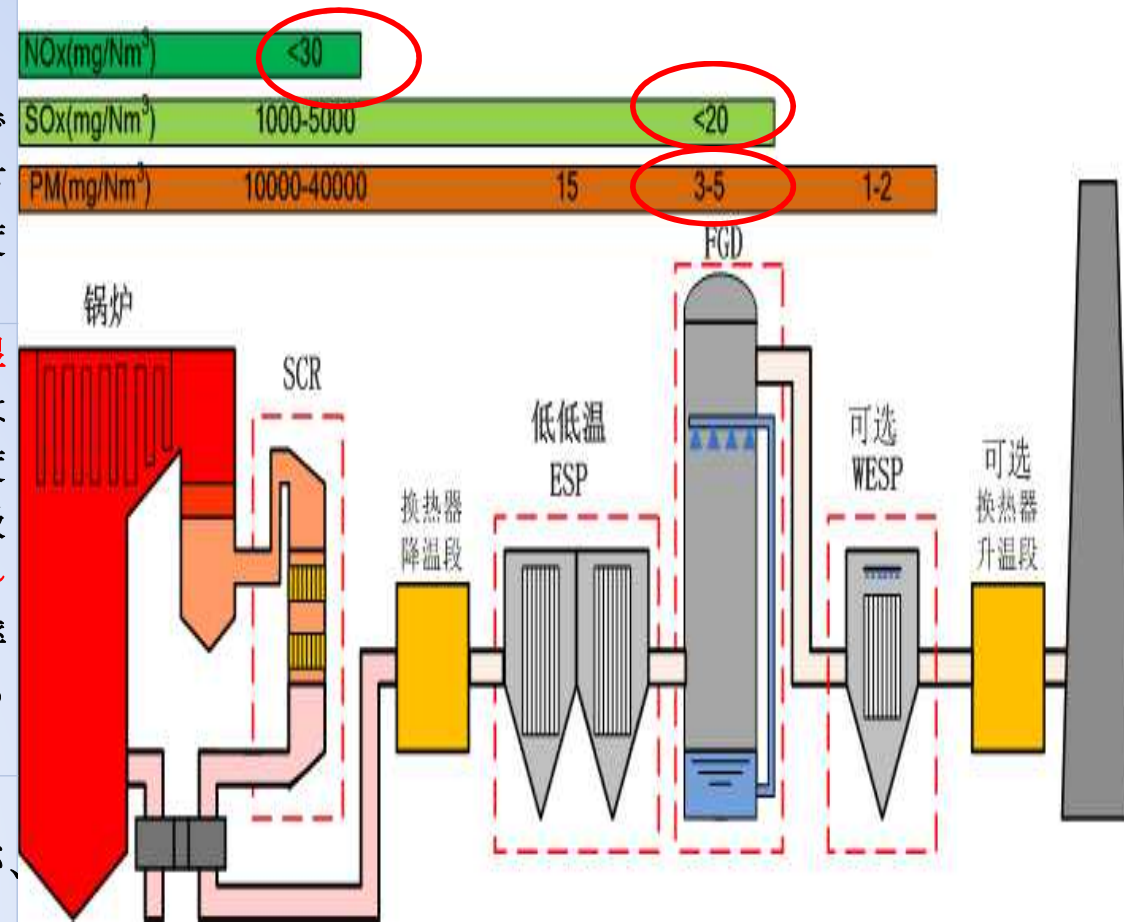


三、国内状況——主要技術路線及びコントロール措置（二）

➤ 国際的先進レベルに達する

- ◆ 技術路線: **SCR脱硝+超低温電気除塵+石灰石-石膏湿式脱硫+（湿式電気除）**；
- ◆ 基礎構築: 国産設備の現有性能指標は一定の向上が見られ、国際的先進レベルに到達。脱硫システムの性能向上が主である。
- ◆ 排出基準: 煤塵 < **4.5mg/Nm³**; NOx **30mg/Nm³**; SOx < **20mg/Nm³**

部分	削減措置
脱硝	SCR脱硝技術を採用： ≥除去率90% 。 脱硝効率は90%に達する場合はコストが高いという問題が存在するが、技術面における保証が確実にできる。 ボイラー出口 のNOx排出濃度は 240mg/Nm³ 以下を保証。 90% の脱硝効率を加わると、NOxの排出濃度を 30mg/Nm³ 以下を保証できる。
除塵	超低温電気除塵+高効率脱硫タワーによる除塵+（湿式電気除塵） を採用：超低温電気除塵の効率は ≥99.9% 。 低温電気除塵 を採用した後煤塵の含有濃度は 15mg/Nm³ 以下に下がった。その後は肝心なのは吸収タワーの除塵効率で、煤塵の含有濃度は 3~5mg/Nm³ に下げることができ、湿式除塵の 70% の除去率を加わると、煤煙の粉塵濃度を 2mg/Nm³ 以下に抑えることを保証できる。
	石灰石-石膏 湿式脱硫 :脱硫 効率≥99% 。 現在脱硫の実測効率は99%を超えた発電所もあるが、保証値として公衆に受けさせるには技術の上級化と

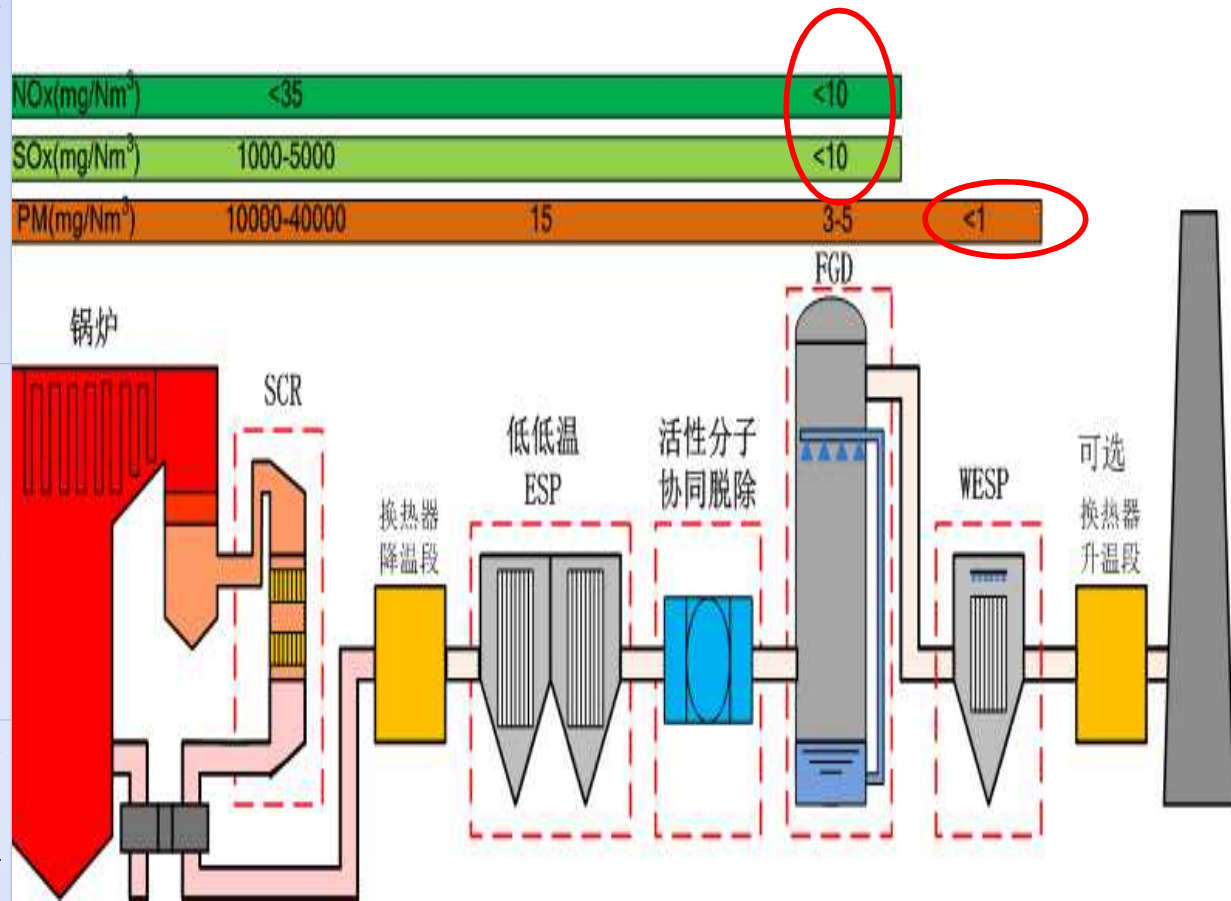


三、国内状況——主要技術路線及びコントロール措置（三）

➤ 将来石炭発電所の汚染物質排出基準をクリア

- ◆技術路線: **SCR脱硝+超低温電気除塵+活性分子協同脱除+石灰石-石膏湿式脱硫+（湿式電気除）**;
- ◆基礎構築: 国際エネルギー機関が現在の技術発展状況に基づいて策定した**2030年石炭発電所汚染物質排出目標**;
- ◆排出基準: 煤塵<**1mg/Nm³**; NOx **10mg/Nm³**; SOx **10mg/Nm³**

部分	削減措置
脱硝	SCR脱硝+活性分子協同脱除を採用: SCR脱硝効率≥90%, 活性分子協同脱硝効率≥80%。 ボイラー出口のNOx排出濃度は240mg/Nm ³ 以下を保証。90%の脱硝効率を加わると、SCR出口の煤煙NOxの排出濃度を30mg/Nm ³ 以下を保証できる。フリーラジカル・オゾンなど活性分子の80%の協同脱除効果を加わると、NOxの排出濃度を10mg/Nm ³ 以下を保証できる。
除塵	超低温電気除塵+脱硫タワーによる除塵+湿式電気除塵を採用: 低温電気除塵の効率は≥99.9%、湿式電気除塵の効率は70%~80%。低温電気除塵を採用した後煤塵の含有濃度は15mg/Nm ³ 以下に下がった。吸収タワーの除塵効率で、煤塵の含有濃度は3~5mg/Nm ³ に下げることができ、湿式除塵の80%除去の処理を行った後、煤煙の粉塵濃度を1mg/Nm ³ 以下に抑えることを保証できる。
脱硫	活性分子協同脱除+石灰石-石膏湿式脱硫: 脱硫効率≥99.5%。 煤煙のSOxの排出濃度を10mg/Nm ³ 以下に抑えることが保証できる



四、施工事例

現在、国内において煤煙の超低排出を実現した発電所は多数ある：

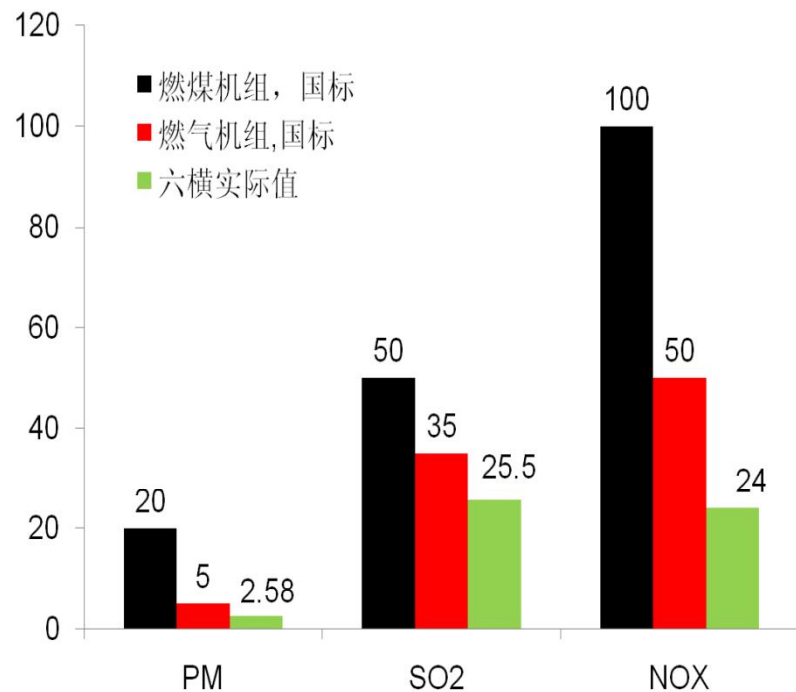
新規稼働の発電所では浙江省能六横発電所（2×1000MW）（2014年6月稼働）；

神華国華舟山発電所#4ユニット（1×350MW）（2014年5月稼働）；

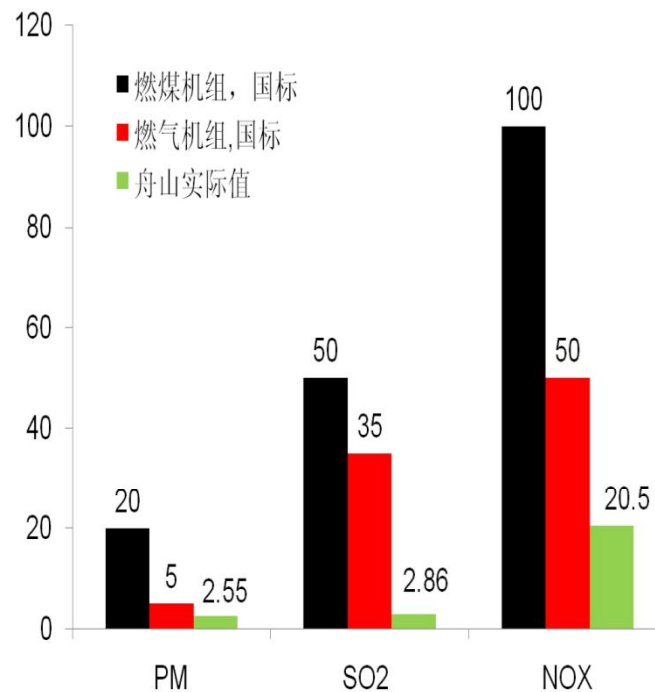
改造発電所では浙能嘉興発電所#8ユニット（1×1000MW）（2014年5月稼働）；

実測データからみれば、これらの発電所の煤煙排出はいずれも設計値に達しており、且つその排出基準は燃焼機器より優れていることが判明している。

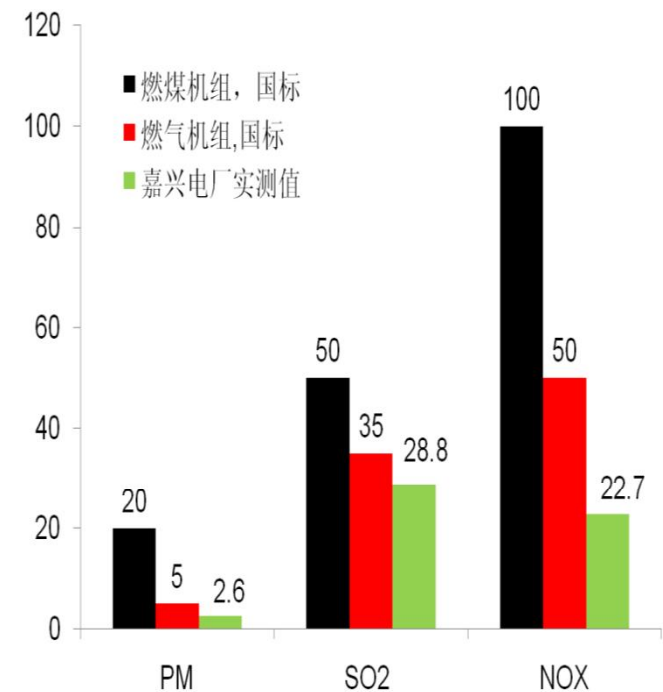
浙能六横発電所実測値（mg/Nm³）



神華国華舟山発電所実測値（mg/Nm³）



浙能嘉興発電所実測値（mg/Nm³）



四、施工事例——浙江省能六横発電所

浙江省能六横発電所

- ・ 建設規模：2×1000MW超超临界石炭ユニット；巴威超超临界パラメーター変圧運行直流炉。
- ・ 煤煙の超クリーン排出の技術路線は以下の通り：
- ・ ボイラー—脱硝SCR—静電気除塵器—湿式脱硫—湿式除塵器—煙突。
- ・ 脱硫SCR：液体アンモニアを脱硝剤とし、SCR入口のNo_x濃度は330mg/Nm³，出口煤煙No_x排出濃度は50mg/Nm³を下回る。
- ・ 静電除塵器：三室五電場の静電除塵器を採用し、最下級電場は移動電極技術を採用している。除塵器出口の排出濃度は≤15mg/Nm³。
- ・ 湿式脱硫：湿式脱硫システムを採用し、脱硫効率は98.2%以上。
- ・ 湿式除塵器：二室一電場の湿式除塵機を採用し、除塵率は70%以上である。

四、施工事例—浙江省浙能六横发电所

設計値と実測値の比較 (mg/Nm³)

汚染物質	NOx	SO ₂	煤塵
設計値	<50	<35	<5
168試験の実測値	23.94	25.51	2.58



ガス排出基準を優っている。



炉温	1031.3MP	再熱汽温	600.8℃	机组真空	-94.9kPa	烟气含氧量	2.9mg/Nm ³
转速	3000r/min	主汽压力	24.5MPa	SO ₂ 浓度	15.0mg/Nm ³		
主汽温	699.6℃	再热蒸汽压	4.1MPa	NOx浓度	24.1mg/Nm ³		

四、施工事例—浙江舟山発電所二期#4号機

浙江舟山発電所二期#4号機 “上大压小” 拡張工事

- ・ 建設規模：1×350 MW超超臨界燃焼ユニット；上海電気超臨界ボイラー変圧運行直流炉。
- ・ 煤煙の超クリーン排出の技術路線は以下の通り：：
- ・ ボイラー—脱硝SCR—静電気除塵器—海水による脱硫—湿式除塵器—煙突
- ・ 脱硝SCR：液体アンモニアを脱硝剤とし、SCR脱硝効果は80%以上である。
- ・ 静電除塵器：2室5電場の静電気除塵器を採用し、最下級電場は移動電極技術を採用している。除塵器出口の排出濃度は $\leq 30\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。
- ・ 湿式脱硫：海水による脱硫システムを採用し、システムの脱硫効率は97%以上。
- ・ 湿式除塵器：1電場の湿式除塵器を採用し、除塵効率は70%以上。

四、施工事例—浙江舟山發電所二期#4号機

設計値と実測値の比較 (mg/Nm³)

汚染物質	NOx	SO ₂	煤塵
設計値	<50	<35	<5
168試験の実測値	19.8	2.76	2.46

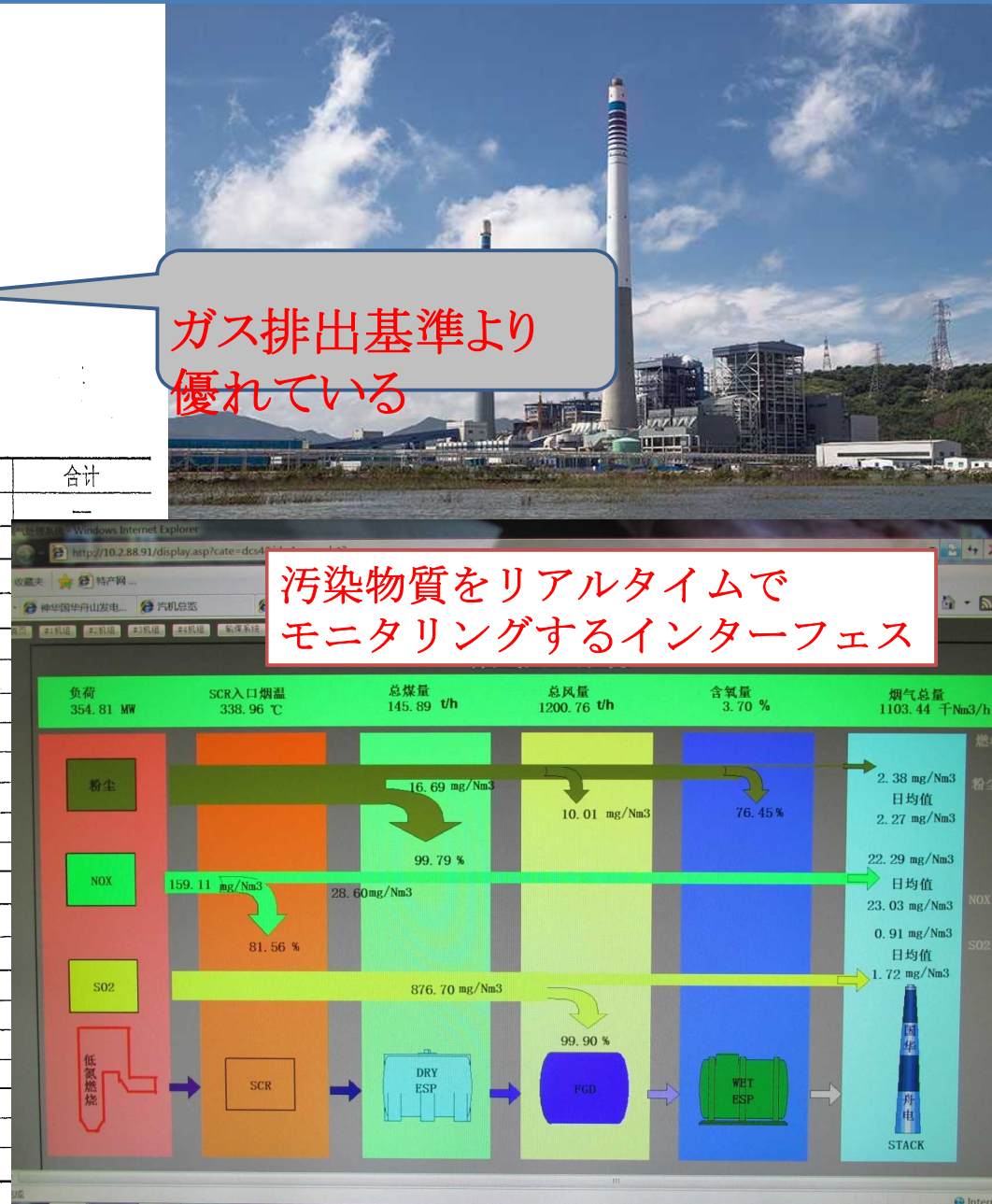
浙江省环境监测中心报告



ガス排出基準より優れている

汚染物質をリアルタイムでモニタリングするインターフェース

测试项目	符号	单位	监测断面	合计
			4#炉脱硫总出	
监测日期	—	—	2014年6月20日	—
工况负荷	D	%	100 (350MW)	—
入炉煤硫份	—	%	0.4 (设计煤种硫份 0.41)	—
管道截面积	F	m ²	28.8	—
烟气温度	ts	°C	29	—
烟气含湿量	X _{sw}	%	4.5	—
烟气平均流速	V _s	m/s	12.1	—
实测烟气流速	Q _s	m ³ /h	1.25×10 ⁶	—
标态干烟气流速	Q _{snd}	m ³ /h	1.09×10 ⁶	—
烟气含氧量	O ₂	%	5.39	—
过剩空气系数	α	—	1.35	—
烟尘	平均浓度	C _±	mg/m ³	2.55
	经α换算后	C _±	mg/m ³	2.46
	排放速率	E _±	kg/h	2.78
二氧化硫	净烟气平均浓度	C _{SO2}	mg/m ³	2.86
	经α换算后	C _{SO2}	mg/m ³	2.76
	排放速率	E _{SO2}	kg/h	3.11
氮氧化物	平均浓度	C _{NOx}	mg/m ³	20.5
	经α换算后	C _{NOx}	mg/m ³	19.8
	排放速率	E _{NOx}	kg/h	22.3
排烟黑度	—	林格曼级	<1	—
备注				



五、燃烧機器排出基準の研究—影響要素の紹介

1、発電機ユニットの建設状況

- ・ 老朽設備の改造か新規建設かの状況を指す。改造プロジェクトには多くの制約を受けるので、技術路線の選択に影響を及ぼす可能性もあり、一部老朽設備はまるごと取り替える必要がある。一方、新規建設プロジェクトの場合は設計変更のみであり、設備性能だけ上級化を図ればよい。また、改造プロジェクトの工費も高く、通常、同じレベルの上級化の場合は、改造プロジェクトは新規よりも高い。

2、石炭特性

- ・ 瀝青炭・褐炭・低貧炭・無煙炭など燃料用石炭の種類毎の硫・灰など主要元素の含有量のこと。この部分も技術路線の選択や経済性に対して大きな影響を及ぼす部分である。

3、発電機ユニットの等級

- ・ ボイラーの蒸発量でそのボイラーの等級を評価すること。設備の価格は発電機ユニットとは成比例ではない。一般的には、大型設備ユニットの改造はその単位当たりのコストは小型ユニットのそれより低い。

4、ボイラーの形式

- ・ ボイラー形式の違いによって煤煙汚染物質の初期排出値が異ってくる。例えば「W」火炎炉のNO_x発生量は石炭粉炉より高いが、硫化ベットのNO_x発生量は石炭粉炉より低い。

五、燃燒機器排出基準の研究—影響要素の紹介

煤塵除去

- 中国の石炭源を見ると、70%以上の種類の石炭には電気除塵器を使用することができ、おおよそ2つ技術路線を採用することができる。
- 路線1: 電気除塵器+高効率除塵吸収塔
- 路線2: 電気除塵器+吸収塔+湿式除塵器

脱硝

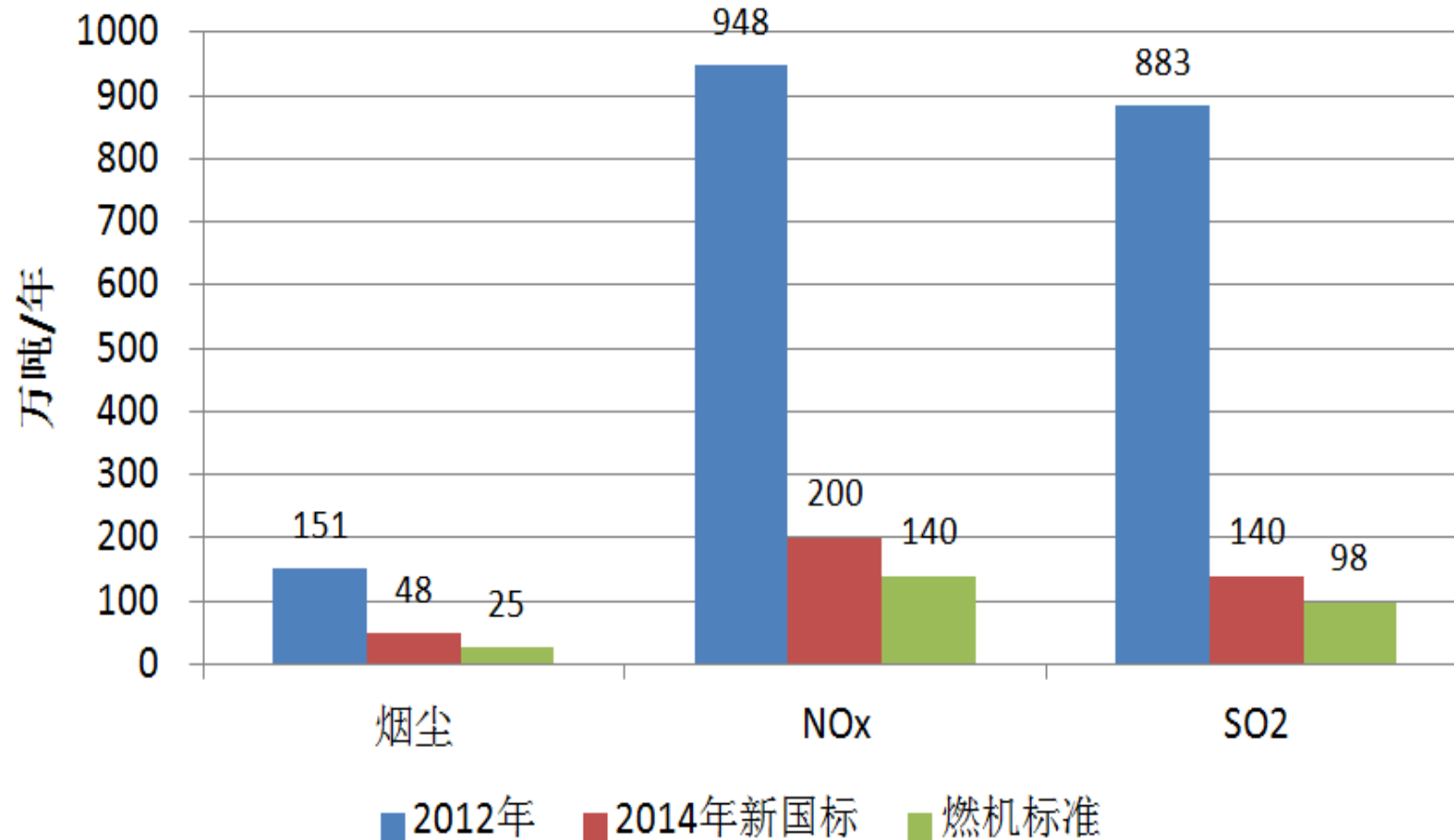
- 小容積石炭粉ボイラーでの無煙炭または低貧炭の使用は推奨しない
- 無煙炭または低貧炭を使用する大容積石炭粉ボイラーでの燃燒機器基準の導入を推奨しない

脱硫

- 経済性の観点からは湿式による2塔は原則として設置しない
- 基準を燃燒機器基準に引き上げるため、炉に入れる石炭の硫含有量をコントロールすべきと考える

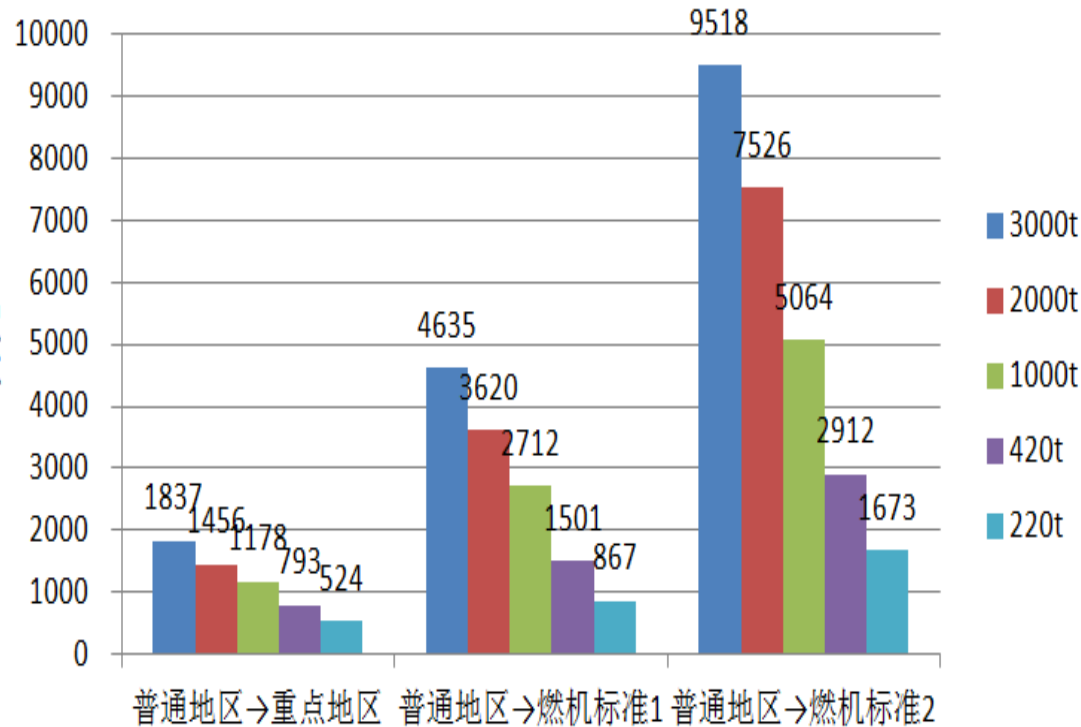
五、燃烧機器排出基準の研究—汚染物排出量の統計

燃煤电站2012年与清洁排放后的实际排污量统计

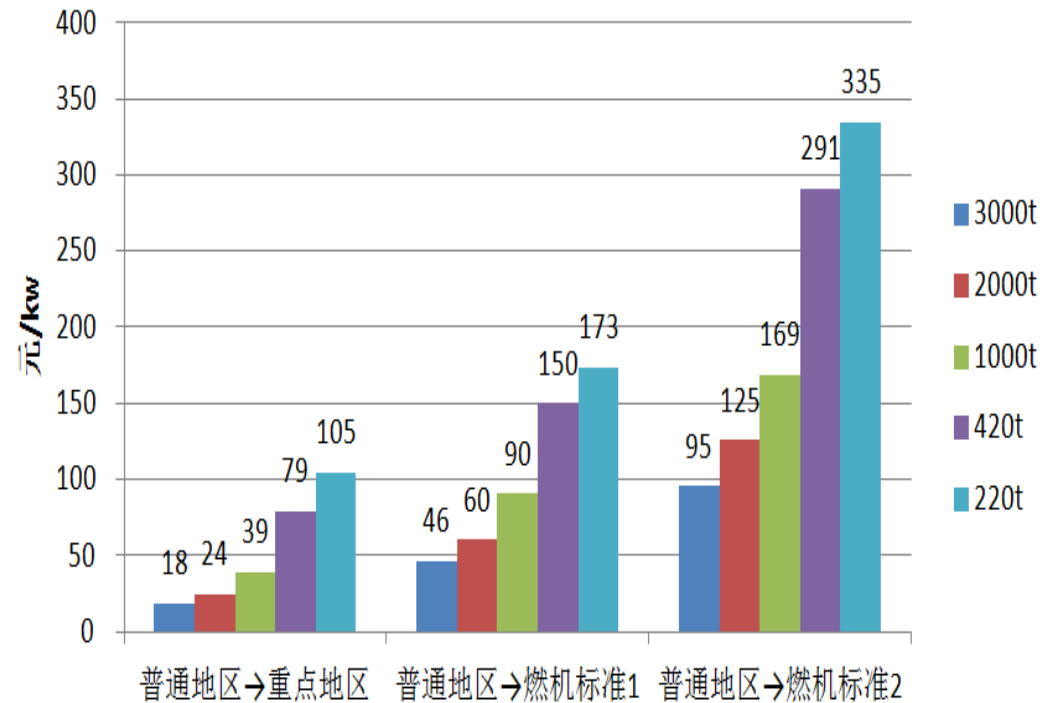


五、燃烧機器排出基準の研究——新規建設発電所のイニシアコスト

新建煤粉炉超低排放总投资成本统计



新建煤粉炉超低排放单位投资

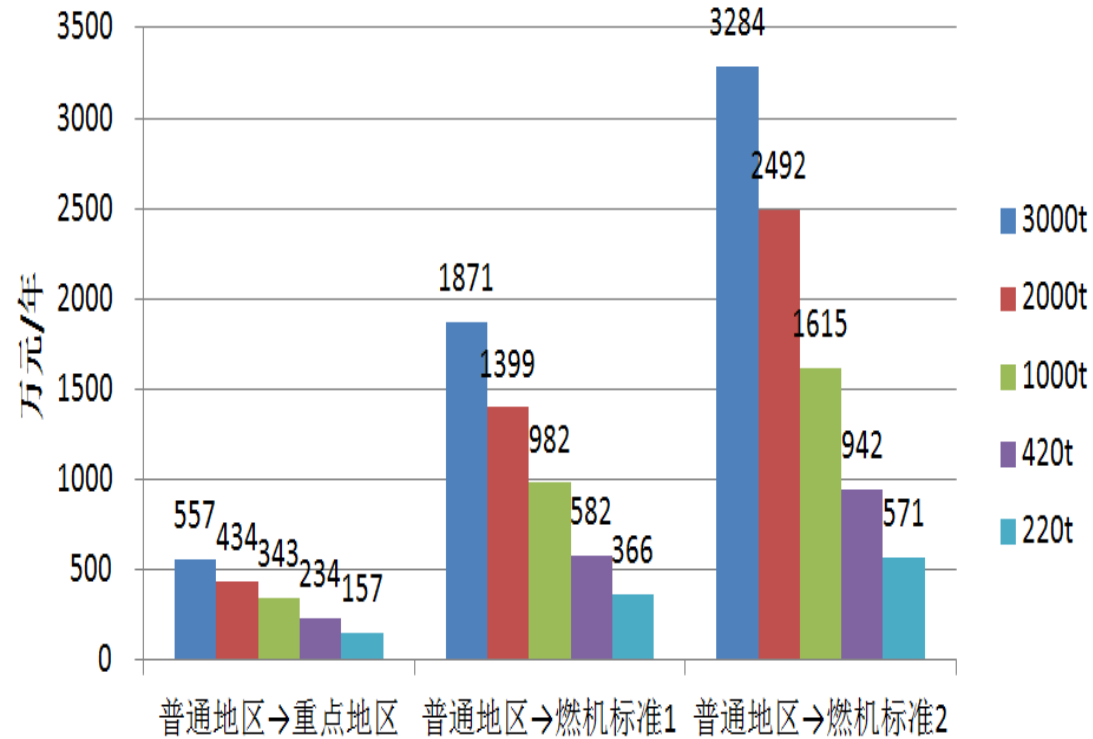


注：1、投資総額には設備の工事費とその他の費用が含む；

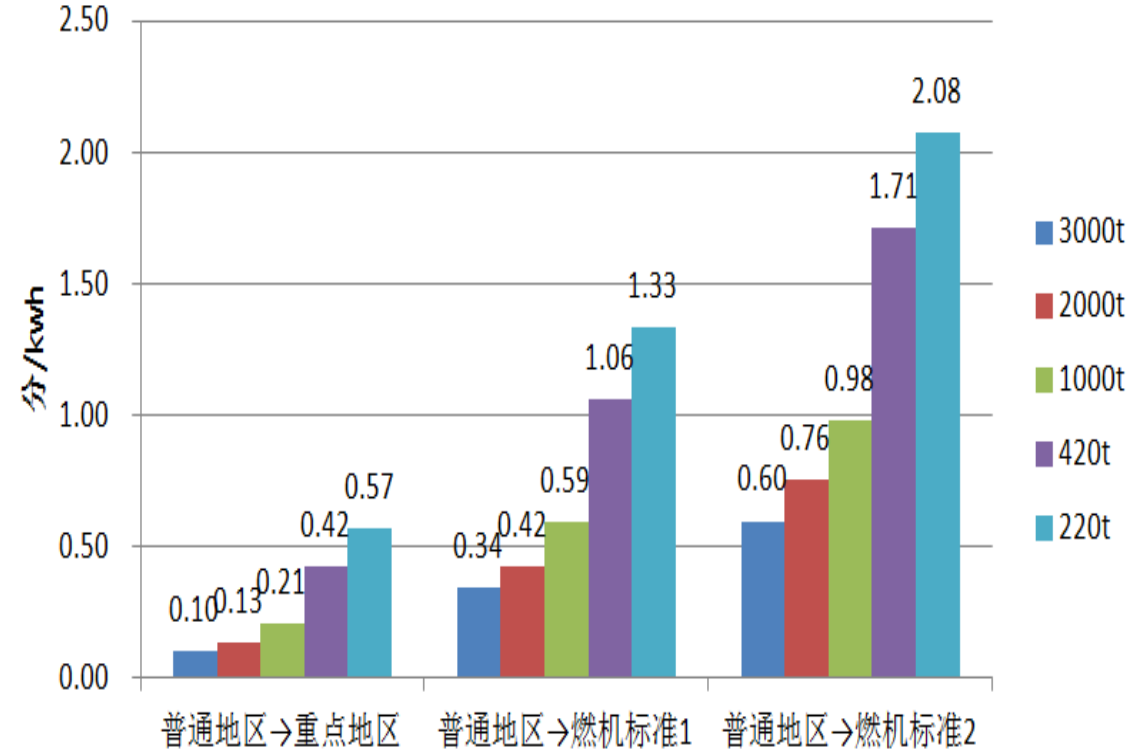
2、燃烧機器基準1は超低温+高効率脱硫塔路線、燃烧機器基準2は超低温+湿式電気除塵路線

五、燃烧機器排出基準の研究——新規建設発電所の年間ランニングコスト

新建煤粉炉年运行成本



新建煤粉炉超低排放单位运行成本

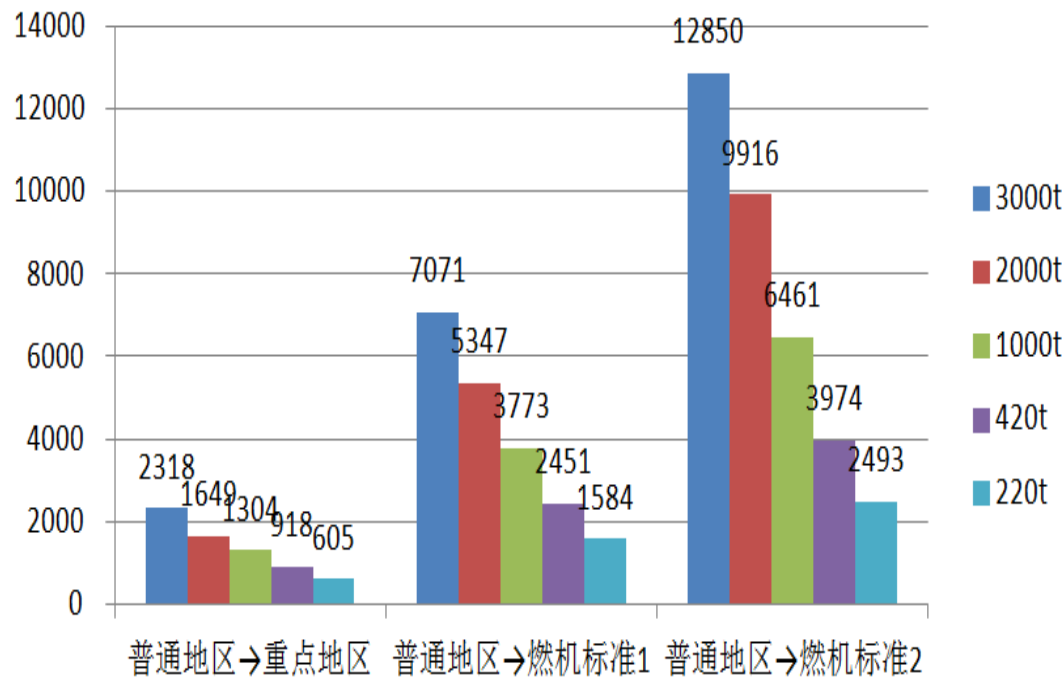


注：1、年間ランニングコストは運営費、維持費、減価償却費などを含む。

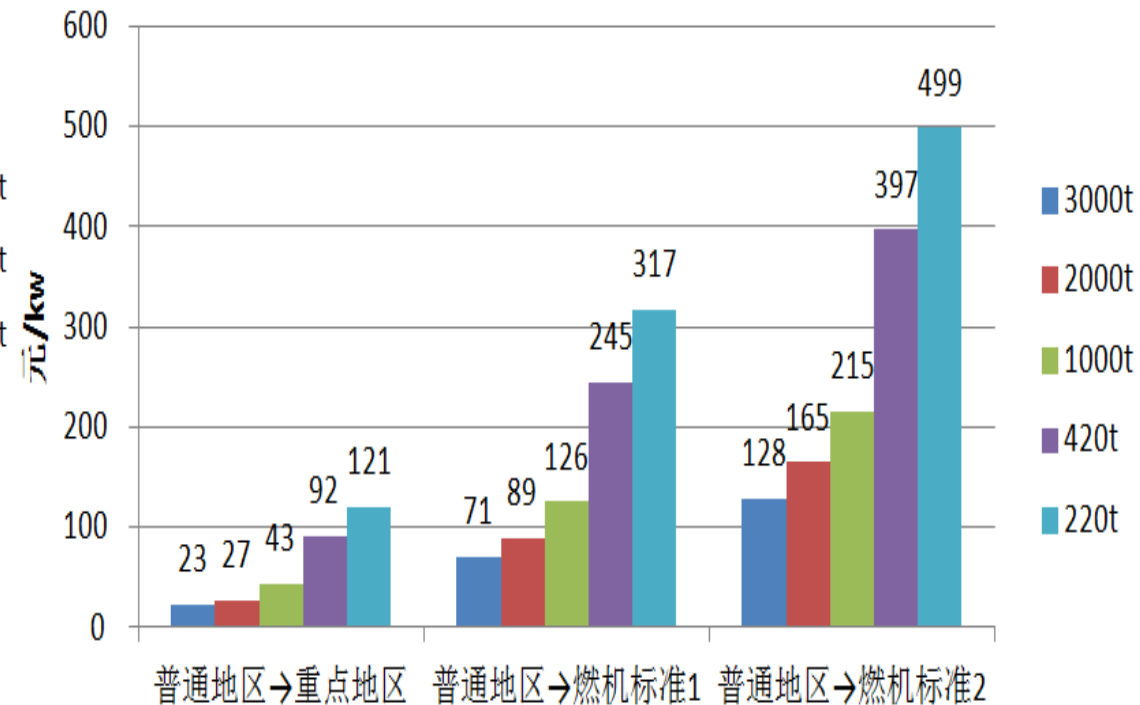
2、燃烧機器基準1は超低温+高効率脱硫塔路線、燃烧機器基準2は超低温+湿式電気除塵路線

五、燃烧機器排出基準の研究——建設済み石炭粉炉のイニシアコスト

已建煤粉锅炉超低排放增加的总投资



已建煤粉锅炉超低排放增加单位投资



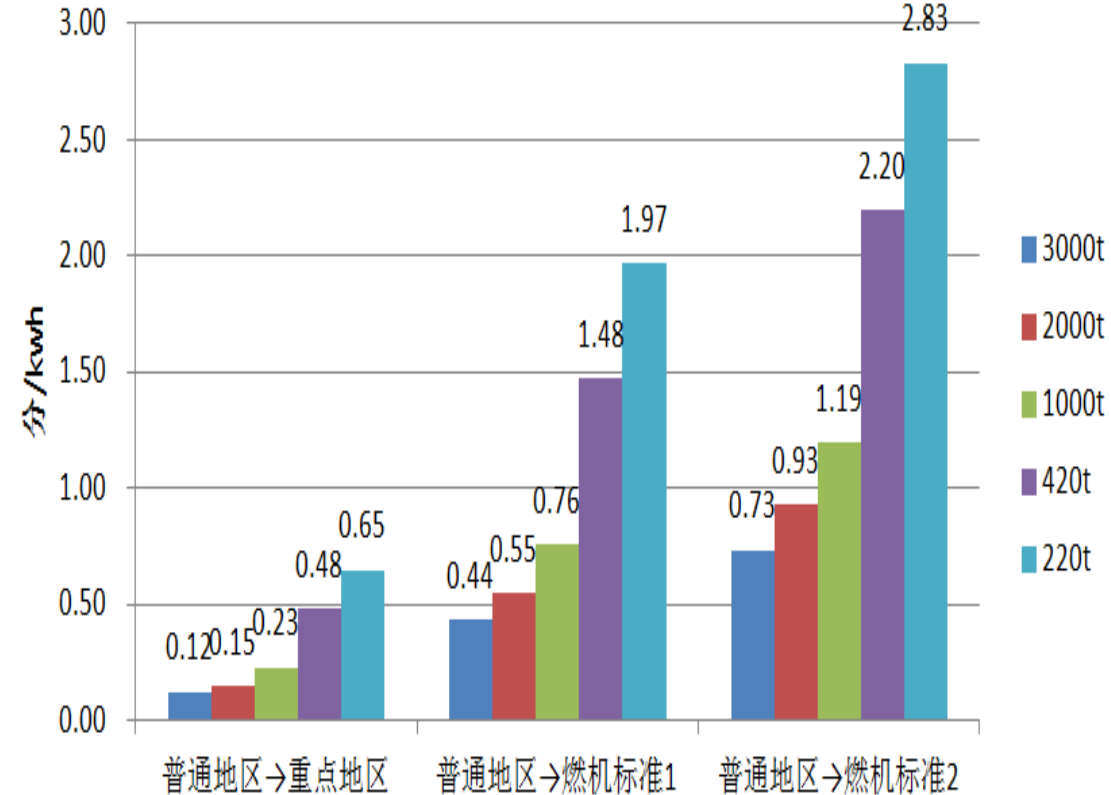
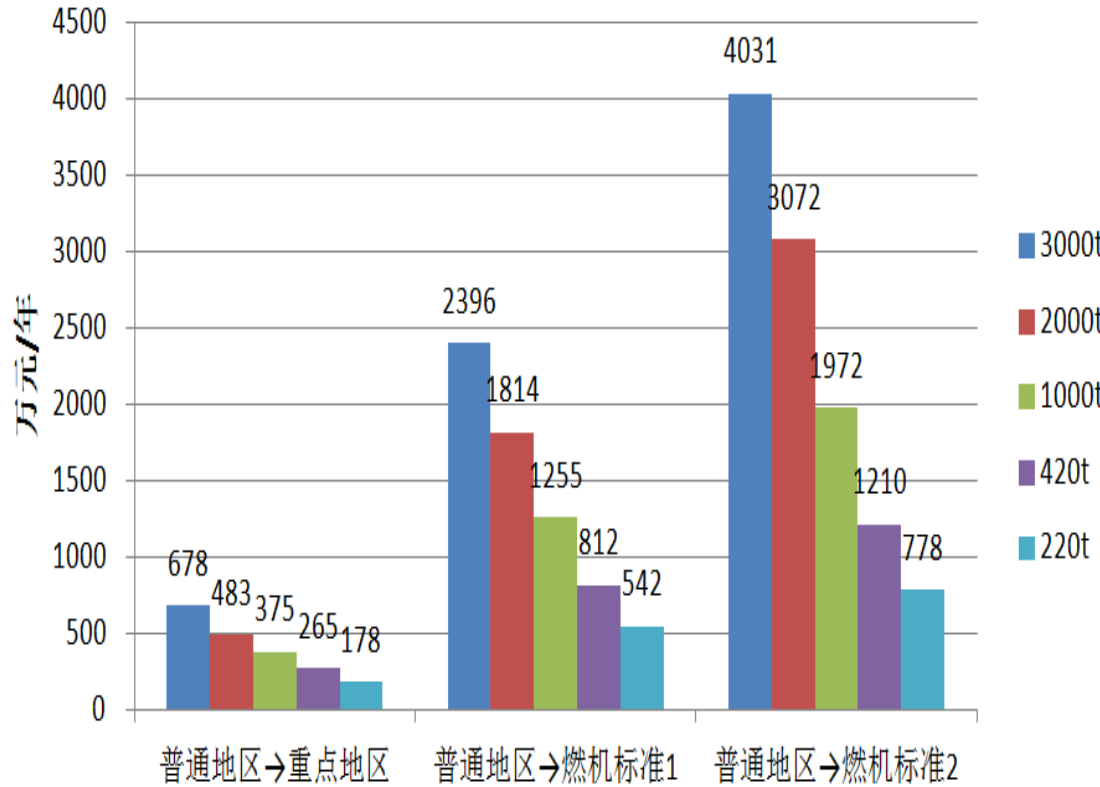
注：1、投資総額には設備の工事費とその他の費用が含む；

2、燃烧機器基準1は超低温+高効率脱硫塔路線、燃烧機器基準2は超低温+湿式電気除塵路線

五、燃烧機器排出基準の研究——建設済み発電所の年間ランニングコスト

已建煤粉炉超低排放增加的年运行成本

已建煤粉炉超低排放增加单位运行成本



注：1、年間ランニングコストは運営費、維持費、減価償却費などを含む。

2、燃烧機器基準1は超低温+高効率脱硫塔路線、燃烧機器基準2は超低温+湿式電気除塵路線

六、結論及び提案

1

- ・我が国における大気汚染は日増しに深刻化している。その最大の汚染原因は石炭を燃料とすることである。発電業界の石炭消費量は全国総消費量の50%を占めているため、**電力業界における煤煙削減措置の実行**は必要。

2

- ・2012年我が国の火力発電によるSO₂ 排出量は883万トン、NO_x は948万トン、煤塵は151万トン、それぞれ全国総排出量の41.7%、40.6%、12.2%占める。初歩的な予測ではあるが、**全国の火力発電分野**において「火力発電所大気汚染物質排出基準」(GB 13223-2011)の**排出量規制**を実行すれば、上記物質の年間排出量はそれぞれSO₂ は140万トン、NO_x は200万トン、煤塵は48万トンとなり、2012年比で**大幅な削減**が期待できる。

3

- ・「火力発電所大気汚染物質排出基準」(GB 13223-2011)の一般地域における排出制限値で計算すれば、石炭発電所のkWh毎の発電量に対する汚染物質排出量は国際的先進レベルをも下回る。よって、**経済的合理性を前提とすれば、更に削減**することができる。

六、結論及び提案

4

- 石炭発電所で実行する排出基準は当該発電所のボイラーの容量・燃料として使用する石炭の種類及び建設状況など考慮した上で差別化を図りながら設定すべきである。

5

- 小容量発電機における燃焼機器排出基準の実施はその投資額は大容量のそれより大幅に高い。

6

- 建設済み設備の改造費用は新規建設のそれより30～60%高い。

六、結論及び提案

火力発電所で燃焼機器排出基準を実行することは技術的には実行可能であり、経済的にも耐えられるので、一部地域の一部発電所において選択的に実行することが可能である。

- ・ 環境保全の要請が強く、経済発展が進んでいる地域；
- ・ 燃料用石炭に対して一定の規制を行うべきであり、硫黄含有量の高いまたは低品質・無煙炭・低貧炭を燃料として使用する発電所において燃焼器排出基準の実行は相応しくない；
- ・ 技術レベルの向上・新製法の採用・主要設備のコスト削減が必要；
- ・ 大容量な石炭粉ボイラーユニット。