

中国における NOx 削減に係る技術ニーズ¹

1 NOx 削減技術

1.1 法的要求事項

排ガス基準

発電所の NOx 排出基準

中国における排ガス中の NOx 濃度については、1996 年に初めて発電所排ガスの NOx 濃度が定められたが、現在は表 1.1 に示す基準が適用されている。なお、現在この基準の改定が検討されており、2009 年 7 月のパブリックコメント用に作成された基準案は表 1.2 のとおりである。基準案によると、2010 年 1 月 1 日からの施行が予定されている。

表 1.1 火力発電所に適用される NOx 排出基準 (mg/m³) 【現行規制】

建設完了または新規建設・拡張・改造事業の EIA 報告書審査合格の時期			1996.12.31 以前	1997.1.1 ~ 2004.1.1	2004.1.1 ~ 現在
対象施設	石炭ボイラ	揮発分<10%	1500	1300	1100
		10%≦揮発分≦20%	1100	650	650
		揮発分<20%			450
	石油ボイラ		650	400	200
	ガスタービンユニット	石油	—	—	150
ガス		—	—	80	

出典：火力発電所大気汚染物排出基準 (GB13223-2003)

表 1.2 火力発電所に適用される NOx 排出基準案 (mg/m³) 【現行規制改定案】

新規建設・拡張・改造事業の EIA 報告書審査合格の時期			2003.12.31 以前		2004.1.1~2009.12.31		2010.1.1 以降
施行時期			2010.1.1	2015.1.1	2010.1.1	2015.1.1	2010.1.1
対象施設	石炭ボイラ	揮発分<10%	1300	重点地区 ** : 200 その他 : 400	1100	重点地区 ** : 200 その他 : 400	重点地区 ** : 200 その他 : 400
		10%≦揮発分 ≦20%	1100		650		
		揮発分>20%	650		450		
	石油ボイラ	天然ガス	200	150	200	150	150

¹ 財団法人国際環境技術移転センター (ICETT) が環境省から受託した平成 21 年度日本モデル環境対策技術等の国際展開に基づく中国での調査業務で得られた情報 (窒素酸化物の大気総量削減に係る日中共同研究第 2 回ワークショップ発表資料、日中環境協力支援センター有限会社、2009、中国の大気汚染における窒素酸化物にかかわるニーズ把握調査報告書。) の情報を活用して作成した。

新規建設・拡張・改造事業の EIA 報告書審査合格の時期		2003.12.31 以前		2004.1.1～2009.12.31		2010.1.1 以降
施行時期		2010.1.1	2015.1.1	2010.1.1	2015.1.1	2010.1.1
/ ガスボイラ	石油や他の気体燃料	400 650*	200	200*** 400	200	200
	ガスタービンユニット	天然ガス		80	80	50
	石油や他の気体燃料		150	150	120	120

注*：1996年12月31日前に建設完了または建設事業環境影響報告書審査に合格した石油ボイラに適用

**：北京・天津・河北省、長江デルタ地域、珠江デルタ地域

***：石油ボイラに適用

出典：火力発電所大気汚染物排出基準（パブリックコメント用）（GB13223-200□ 代替 GB13223-2003）

ボイラの NOx 排出基準

発電所以外のボイラについては、ボイラ大気汚染物排出基準（GB 13271-2001）において、NOx 排出基準を表 1.3 のように定めている。排出基準が適用されるのは、2001年1月1日以降に完成し、稼働したボイラである。

表 1.3 ボイラ NOx 排出基準 (mg/m³)

ボイラの種類		NOx 濃度
石炭ボイラ		—
石油系燃料ボイラ	軽油、灯油	400
	その他燃料油	400*
ガスボイラ		400

注* 環境大気質基準（GB3095-1996）で定められた清浄な空気が求められる地区では、重油、残油を燃料とするボイラの新設は禁止されている。

出典：ボイラ大気汚染物排出基準（GB 13271-2001）

このほか、省級政府（省、直轄市、自治区）には地方基準の設定が認められており、北京市では2010年1月1日以降は200mg/m³のNOx排出基準があり、ボイラについては、表 1.4 のような排出基準を定めている。

表 1.4 北京市におけるボイラの NOx 排出基準 (mg/m³)

	既存ボイラ	新設・拡張・改造ボイラ
発電所ボイラ	100	100
工業ボイラ	200	150

出典：ボイラ大気汚染物排出基準 (DB11/501-2007)

1.2 企業の取組状況

(1) NOx排出状況

- 中国の NOx 汚染は、約 36%が火力発電所、34%が工業排出源、18%が交通運輸部門を起源としている。業界別に見ると、火力発電所と自動車分野の NOx 排出係数は低減の傾向が見られるが、セメント業界の排出係数はここ 10 年で 1.5 倍以上増加している。
- 2003～2007 年の 5 年間、火力発電所設備容量は 91%、石炭使用量は 61%の伸びであったが、2007 年中国の火力発電 NOx 排出量は 2003 年度の 597 万 3,000 トンから比較して約 40%の増加のみの約 840 万トンであった²。

(2) 排ガス基準の遵守状況

- 企業の NOx 排出濃度が排出基準を満たし、削減圧力がないことから、基準の修正が検討されている²一方、国より厳しい排出基準を設定している北京市では、ほとんどのボイラが排出基準を満たすことができないという情報もある。

(3) NOx削減設備の導入状況

- 中国では、1996 年の火力発電所大気汚染物排出基準 (GB13223-1996) の導入により 1,000t/時 (30 万 kW) 以上の発電所ボイラに対し NOx 削減が義務付けられ、これにともなって低 NOx 燃焼技術が導入された。2000 年における火力発電能力は 23,754 万 kW、そのうち低 NOx 燃焼技術を採用したのは 5,000 万 kW 以上と推定されており、2000 年以降、小規模火力発電ユニット出力合計 5,000 万 kW が停止することから、低 NOx 燃焼技術を採用していないのは約 1.4 億 kW と推計される。2008 年末の火力発電設備は 6.01 億 kW であることから、約 77%の火力発電所で低 NOx 燃焼技術が採用されていると考えられる²。
- 2008 年末における火力発電所の排煙脱硝能力は約 2000 万 kW (発電能力の約 3%) であるが、2010 年末には排煙脱硝能力は 1.2 億 kW と急激に増大する見通しである²。
- 新規の発電ユニットの大多数は低 NOx 燃焼技術や脱硝施設を備えるようになってきたが、その一方で火力発電所の次に大きい NOx 排出源である工業用石炭焚きボイラについては、

² 朱法華 (中国国電環境保護研究院副院長) 中国火力発電 NOx 排出と抑制 (2009 年 11 月 5 日 窒素酸化物の大気総量削減に係る日中共同研究第 2 回ワークショップ発表資料)。

ほぼすべてに脱硝装置が設置されていない状況にある。

火力発電所の脱硝設備導入状況³

中国の火力発電所のNOx排出規制は始まったばかりであり、国の技術政策によると、低NOx燃焼技術によってNOx排出規制要求を満たせない場合は、排煙脱硝を実施する必要がある。1990年代に福建後石発電所が日立製作所の技術を600MWの火力発電ユニットに適用し、中国初のSCR（選択接触還元法）排煙脱硝装置を建設した。その後、国華太倉発電有限公司の7号ユニット、浙江烏沙山発電所、寧海発電所、福建嵩嶼発電所でも、SCR排煙脱硝装置がすでに稼動しており、現在までに、計約200台の脱硝装置が導入されている。また、SNCR（無触媒選択還元法）については、江蘇利港発電所、華能伊敏発電有限公司、徐州鬪山発電所、広州瑞明発電所および国華北京熱発電所に導入されている。

表 1.5 中国の石炭火力発電所の排煙脱硝プロジェクト

番号	企業あるいは発電所名、 ユニット番号	ユニットの容量 (MW)	脱硝メーカー	採用技術
1	北京高井発電所	4×50+2×100	国電龍源	SCR
2	北京第一熱発電所	4×100+2×200	浙江能源+華電環保	SCR
3	北京草橋発電所	2×300	華電環保	SCR
4	北京太陽宮発電所	2×350	杭鍋	SCR
5	北京石景山発電所	4×200	清華同方	SCR
6	上海外高橋発電所	2×1000	重慶遠達	SCR
7	上海呉淞発電所	2×300	上海電氣集団&IHI	SCR
8	天津東北郊熱発電所	2×300	国電龍源	SCR
9	河北三河発電所	2×300	国華荏原	SCR
10	河北定州発電所	2×600	国華荏原	SCR
11	河北高碑店発電所	4×250	清華同方	SCR
12	山西陽城発電所	1×600	東鍋	SCR
13	山西漳山発電所	2×600	北京紫泉	SCR
14	遼寧綏中発電所	2×1000	国華荏原	SCR
15	江蘇国華太倉発電所#7	2×600	蘇源環保	SCR
16	江蘇利港発電所	4×600	美国燃料公司	SNCR
17	江蘇徐州鬪山発電所	2×600	美国燃料公司	SNCR
18	浙江大唐烏沙山	1×600	清華同方	SCR
19	浙江寧海発電所	1×600+2×1000	日本BHK	SCR
20	浙江北倉発電所	2×1000	国電龍源	SCR
21	浙江樂清発電所	1×600	浙江天地環保	SCR
22	安徽国電銅陵発電所	1×600	国電龍源	SCR
23	福建後石発電所	7×600	日立	SCR
24	福建嵩嶼発電所	4×300	上海電氣集団&IHI	SCR

³ 「火力発電所大気汚染物排出基準（第二次パブコメ案）編集説明」

<http://www.mep.gov.cn/gkml/hbb/bgth/201101/W020110120352208669465.pdf>

番号	企業あるいは発電所名、 ユニット番号	ユニットの容量 (MW)	脱硝メーカー	採用技術
25	福建可門発電所	2×600	福建龍淨	SCR
26	湖南長沙発電所	2×600	東鍋&比曉夫	SCR

(4) NOx削減技術の状況

全体的な NOx 削減技術の状況

排煙脱硝技術は SCR（選択接触還元法）が中心であるが、SNCR（無触媒選択還元法）を導入している発電所が 8 か所（計 577 万 kW）、SNCR/SCR 混合法を導入している発電所が 2 か所（計 132.5 万 kW）ある。採用している還元剤は、大多数の SCR では液体アンモニア、その他は尿素となっている⁴。

(5) NOx削減対策技術のニーズ

2008 年末に、中国の発電装置の規模は 7.93 億キロワットに達し、そのうち火力発電ユニットの容量は 6.03 億キロワットで、全装置の 76.05%を占める。2010 年、2015 年および 2020 年に火力発電装置の容量がそれぞれ 7.18 億キロワット、10.17 億キロワットおよび 12.19 億キロワットに達すると仮定して計算した場合、火力発電所による NOx 排出量も持続的に増加し、2010 年、2015 年および 2020 年の火力発電所の NOx 排出量はそれぞれ 865 万トン、1,116 万トンおよび 1,234 万トンに達する。

新しい火力発電所における大気汚染物排出基準が施行された場合の排出削減効果について行った予測は以下の通りとなっている。

新しい基準の条件

- ・ 新たに建設する火力発電ボイラ、および 2004 年 1 月 1 日～2011 年 12 月 31 日に環境影響評価文書が認可された既設火力発電ボイラはすべて排煙脱硝を行い、NOx 排出濃度を 100mg/m³に規制する。
- ・ 2003 年 12 月 31 日以前に建設、稼動開始した石炭火力発電ボイラあるいは環境影響評価文書が認可された既設石炭火力発電ボイラの排出濃度は 200mg/m³に規制する。

これを実行した場合、2010 年、2015 年および 2020 年の全国の火力発電所の NOx 排出量はそれぞれ 865 万トン、250 万トンおよび 280 万トンとなる。

新基準実施後は、2015 年までに新たに増加する必要がある脱硝容量は 8.17 億キロワットであり、これらすべてに高効率の低 NOx バーナと SCR を取り付け、古いユニットの改造における 1 キロワットあたりの脱硝装置の投資を 280 元、新しいユニットに取り付ける 1 キロワットあたりの脱硝装置の投資を 150 元として計算すると、2015 年までの脱硝への総投資額は 1,950 億元と計算さ

⁴ 劉明輝（中国東方緑葉環境技術有限責任公司）．中国火力発電所の NOx 削減技術及び運営管理（2009 年 11 月 5 日 窒素酸化物の大気総量削減に係る日中共同研究第 2 回ワークショップ発表資料）．

れ、2020年では、新たに増加する必要がある排煙脱硝容量は10.66億キロワットであるため、脱硝への総投資額は2,328億元となるとの試算となっている。

火力発電所窒素酸化物対策技術政策（パブリックコメント版）の概要

◇同技術政策の汚染抑制の重点は、長江デルタ、珠江デルタ、北京・天津・河北省地区、各省の省都における300MW以上の石炭火力発電と熱電併給ユニットの窒素酸化物排出とする。また上述地区の300MW未満やその他地区の石炭火力発電と熱電併給ユニットの窒素酸化物排出削減も奨励する。

◇窒素酸化物抑制技術の選択原則については、現地の実情や石炭質・炉の状況に基づき、技術の成熟度、経済性、操作便利性の観点から技術方式を選ぶとし、具体的には①低窒素燃焼技術を基礎とする、②低窒素燃焼技術導入だけでは基準に満たない場合、排煙脱硝設備を設置する。

◇（低窒素燃焼技術の導入を前提とした上で）排煙脱硝技術については、SCR、SNCR、SNCR-SCR、その他などがある。これらの選び方については次の通り。

①新設・改造・拡張する石炭火力ユニットではSCRが適切であるが、600MW以下の場合にはSNCR-SCRもよい。

②煙炭や褐炭を使用し、しかも稼働期間が20年未満の稼働中ユニットは、低窒素燃焼技術を導入し、それでも基準に満たない場合はSNCRなどの排煙脱硝設備を導入すべき。

③排煙脱硝還元剤の選択については、経済性、安全性、環境影響など多方面から考慮する必要がある。液体アンモニアの場合、「重大危険発生源識別」国家基準（GB18218）や「建築設計防火規範」国家基準（GB50016）の規定を遵守する。人口密集地区での排煙脱硝設備には、尿素利用が適切である。

① 煙脱硝二次汚染対策では、SCRとSNCR-SCRのアンモニア散逸を $2.5\text{mg}/\text{m}^3$ （3ppm）以下に抑え、SNCRのアンモニア散逸を $8\text{mg}/\text{m}^3$ （10ppm）以下に抑える。触媒機能が低下したとき、再生処理をできるだけ行い、再生できなくなれば「危険廃棄物安全埋立汚染抑制基準」国家基準（GB18598）の規定に基づいて埋立処分する。

大・中型火力発電所設計規範（抜粋）（GB/T XXXX—200X）⁴

12 排煙脱硝システム

12.1 基本規定

12.1.1 排煙脱硝プロセスの選択は、国家環境保護排出抑制基準、環境アセスメント回答意見の要求、ボイラの容量及び型式、燃料となる石炭の種類、及び設置場所の条件等の要素に基づき行なわなければならない。

12.1.2 プロジェクトの具体的状況を考慮し、下記の要求に基づき排煙脱硝工程の選択を行うことができる。

・脱硝効率要求が $>40\%$ のユニットは、SCR脱硝プロセスを採用することが望ましい。技術や経済的側面の比較を経て、SNCR/SCR混合排煙脱硝プロセスを採用してもよい。

・脱硝効率要求が $<40\%$ のユニットは、SNCR排煙脱硝プロセスを採用することが望ましい。

12.2 還元剤の備蓄と供給システム

12.2.1 脱硝還元剤の選択は、発電所周辺の環境条件や運輸条件、及び発電所内部の用地条件の、防火、防爆、防毒に対する要求、及び脱硝プロセスの要求に基づき、環境アセスメントや安全性への影響評価及び技術の経済性の比較を経た後に確定されなければならない。

12.2.2 大・中都市及びその近郊エリアに位置する発電所は、尿素を還元剤として用いるのが望ましい。SCR 排煙脱硝プロセスについては、発電所が都市の遠郊または都市部から遠く離れた場所に位置しており、且つ液体アンモニアの生産地から比較的近く、輸送の安全と正常な供給が保証される状況ならば、液体アンモニアを還元剤として用いるのが望ましい。

排煙脱硝の主要設備は基本的に国産化しているが、触媒は輸入が必要である⁵。触媒は、日本、アメリカ、ドイツの技術が用いられている（表 1.6参照）。

表 1.6 世界の主な触媒生産メーカーと中国での納入実績

メーカー		触媒の形式	生産力	納入実績
A 社	日本	板式	3本の生産ライン、計 15,000m ³ /年	600 セット
B 社	日本	ハニカム式	2,500m ³ /年	500 セット以上
C 社	アメリカ	ハニカム式	>20,000m ³ /年	876 セット
D 社	ドイツ	板式、ハニカム式	>5,000m ³ /年（ハニカム式） >12,000m ³ /年（板式）	540 セット以上
E 社	ドイツ	ハニカム式	中国のボイラ会社を買収され、H 社に再編	-
F 社	デンマーク	波状板式	3本の生産ライン	-
G 社	韓国	ハニカム式	≤3,000 m ³ /年	-

出典：朱法華（中国国電環境保護研究院副院長）中国火力発電 NOx 排出と抑制（2009 年 11 月 5 日 窒素酸化物の大気総量削減に係る日中共同研究第 2 回ワークショップ発表資料）に基づき作成

2007 年の現場調査によれば、建設済みの脱硝装置は、少数の発電所が運行を続けているのを除けば、残りは運行が途絶えたりして、連続運行されていない²。

⁵ 楊金田（中国環境保護部環境企画院）．中国の窒素酸化物排出削減政策（2009 年 11 月 5 日 窒素酸化物の大気総量削減に係る日中共同研究第 2 回ワークショップ発表資料）

(6) NOx削減技術の事例⁶

SCR

施設概要	アモイ華夏国際電力発展有限公司 1号ユニット：発電容量 300MW
燃焼方式	微粉炭焚きボイラ、残渣排出は固形式
エネルギー源	神華会社の煙炭、N含有率 0.79%、S含有率 0.84%
脱硝方式	低窒素燃焼＋空気多段階式と SCR（液体アンモニア使用）、2層式の触媒層設置
脱硝効率等	<p>上限排ガス濃度：約 98 万 m³/h、実際排ガス濃度：約 82 万 m³/h</p> <p>脱硝効率：56.8～65.2/58.9～66.2%</p> <p>アンモニア散逸率 A/B：0.1～2.5/0.4～1.8ppm, NH₃/NOx 比率：3.5, SO₂/SO₃ 転換率：<1.0%</p> <p>煤塵含有量 15.6g/m³</p> <p>SO₂含有量：984mg/m³</p>

施設概要	大唐陽城発電所 8号ユニット：発電容量 600MW
燃焼方式	W型火炎微粉炭焚きボイラ、残渣排出は固形式
エネルギー源	無煙炭で、N含有率 0.89%、S含有率 0.45%
脱硝方式	低窒素燃焼＋燃焼最適化＋空気多段階式と SCR（液体アンモニア使用）
脱硝効率等	<p>上限排ガス濃度：213 万 m³/h、実際排ガス濃度：196 万 m³/h</p> <p>入口 NOx 濃度 650～1100mg/m³、出口 NOx 濃度 120～200mg/m³、脱硝率 80%</p> <p>アンモニア散逸率<3ppm、NH₃/NOx 比率：0.805、SO₂/SO₃ 転換率<1.0%。脱硝コスト 4.10 元/kg (NOx)、販売電力価格平均増加費用：0.012 元/kWh</p>

SNCR

施設概要	江蘇利港電力有限公司 5号ユニット：発電容量 630MW
燃焼方式	微粉炭焚きボイラ、残渣排出は固形式
エネルギー源	煙炭で、N含有率 0.70～1.0%、S含有率 0.5～0.7%
脱硝方式	低窒素燃焼と SNCR（尿素使用）
脱硝効率等	<p>上限排ガス濃度：207 万 m³/h、実際排ガス濃度：183 万 m³/h（乾燥ベース）、実測 NOx 濃度：400mg/m³（5%O₂）、設計値 NOx 除去率 20～30%、アンモニア散逸率 <5ppm。</p> <p>1台ユニットあたりの脱硝装置建設費は 3875 万元、建設単価は 64.59 元/kW。NOx 削減コストは 15.34 元/kg</p>

⁶ 中国環境保護部. 2008. 石炭火力発電所汚染防止 BAT（パブリックコメント版）

施設概要	発電容量 600MW
燃焼方式	—
エネルギー源	—
脱硝方式	SNCR（尿素使用）
脱硝効率等	脱硝率は 30% NOx 年間削減量 2,036 トン、NOx 削減コスト 5,940 元/t 脱硝事業建設費 2,750 万元、建設単価は 45.8 元/kW

1.3 NOx 削減技術開発の動向

- 低 NOx 燃焼技術については、浙江大学やハルビン工業大学などが開発した技術があり、現時点では海外技術の必要性を感じていないが、先進国でさらに優れたものが開発されれば、技術移転を望むとする中国企業もある。
- SCR 触媒の生産については、中国のボイラ会社がドイツ E 社の設備と生産技術を買収し、成都で企業を設立した。2 本の生産ラインを有し、年間生産能力は計 5,000m³/年である。また、中国企業と国電環境保護研究院が協力して、石炭火力発電所にハニカム式触媒単体生産技術を導入し、3000m³ のハニカム式触媒を生産している。そのほか、複数の企業が触媒生産ラインを稼働させる予定である²。
- 火力発電業界には一定の技術の蓄積があるが、工業ボイラ、窯炉脱硝の成熟した技術がない。機関別に、工業ボイラ脱硝研究と応用を行い、試験段階にある⁵。
- 2009 年 6 月にパブリックコメントにかけられた「火力発電所窒素酸化物対策技術政策」では、特に低窒素燃焼技術の開発・利用を奨励し、また中国の特許を持つ排煙脱硝技術や多種汚染物同時除去のキーテクノロジーの研究開発と実証事業を積極的に支援するとしている。また高性能触媒原料、新型触媒、使用済み触媒の再生・安全処分技術の開発・利用を奨励するとしている。

2 NOx モニタリング技術

2.1 法的要求事項

火力発電所大気汚染物排出基準（GB13223-2003）に基づき、火力発電所では連続排ガス測定（Continuous Emission Monitoring）が義務付けられている。また、環境モニタリング技術路線により、発電所と一定規模（熱負荷 10t/時）以上の工業用ボイラに、連続排ガス測定が義務付けられている。工場及び発電所の連続排ガスモニタリング項目は、ばいじん、SO₂、NOx、煙度の 4 項目と、産業別の特徴的汚染物である。

連続排ガス測定システムは CEMS（Continuous Emission Monitoring System）と呼ばれ、CEMS の技術性能、設置位置、技術的チェック、日常の運転管理、精度管理など具体的なモニタリングの

基準は、HJ/T75-2007 に定められている。

このほか、発電所や大型工場などの重点汚染源については、単なるモニタリングだけではなく、そのモニタリングデータを環境保護部門のモニタリングセンターにリアルタイムで送信するようネットワーク化することまで求められている。

2.2 モニタリング実施状況

モニタリング義務の遵守状況、連続測定機器の導入状況についての情報は得られていない。

2.3 モニタリング技術の状況

CEMS に関する技術要求・検査方法が HJ/T76-2007 に定められている（以下囲み参照）。なお、環境モニタリング機器は、中国国内で認証検査に合格する必要がある。

HJ/T76-2007 に記載されている CEMS の性能要求

- ・ CMC (China Metrology Certification、中国計量器具許可証) ラベルを明記する
- ・ 環境条件 対応温度 $-20\sim 45^{\circ}\text{C}$ 、相対湿度 $\leq 90\%$ 、大気圧 $86\sim 106\text{kPa}$ 、排煙温度 $< 260^{\circ}\text{C}$
- ・ 光学ミラーやセンサーの浄化システムを備えていること
- ・ データ収集・処理：記録・保存・データ処理・データ伝送・印刷・故障自動連絡・安全管理・データ図表伝送機能を備えていること。RS232、RS422、RS485 のいずれかの通信ソケットを備えていること（詳細は省略）。
- ・ 気体状 CEMS の主要技術指標は下記の通り。
 - ①線性誤差：低・中・高濃度の標準気体検査の際に、CEMS 測定値と参考値との相対誤差は $\pm 5\%$ 。
 - ②応答時間：200 秒以下
 - ③ゼロドリフト：24 時間ゼロドリフトが全スパンの $\pm 2\%$ 以内。
 - ④スパンドリフト：24 時間スパンドリフトが全スパンの $\pm 5\%$ 以内。
- ① 対正確度：
 - 250 $\mu\text{mol/mol}$ (NO、NO₂ では 335 mg/m^3 、513 mg/m^3) 以上の場合、相対正確度は 15% 以下とする。
 - 250 $\mu\text{mol/mol}$ (NO、NO₂ では 335 mg/m^3 、513 mg/m^3) より小さい場合、比較方法と CEMS 測定結果の平均値との差の絶対値は 20 $\mu\text{mol/mol}$ (NO、NO₂ では 27 mg/m^3 、41 mg/m^3) 以下でなければならない。
 - 50 $\mu\text{mol/mol}$ (NO、NO₂ では 67 mg/m^3 、103 mg/m^3) より小さい場合、比較方法と CEMS 測定結果の平均値との差の絶対値は 15 $\mu\text{mol/mol}$ (NO、NO₂ では 20 mg/m^3 、31 mg/m^3) 以下でなければならない。

- ・ CEMS 市場では、中国、ドイツ、日本、アメリカなどのメーカーが製品を提供している。中国の A 社は、NO_x 測定には紫外線差分吸光スペクトル分析法を導入し、2008 年 4 月時点で累

計 1,000 セットを販売している。

- 「中国煤塵窒素酸化物モニタリング機器市場分析報告」によると、NOx モニタリングの課題として以下が挙げられており、これら（特に最初の2つ）への対応が今後の技術開発の動向の一部となると想定される。
 - 国内のオンラインモニタリング機器のシステム集成生産能力が低い（高品質のモニタリング機器と自動モニタリングシステムの多くは外国からの輸入・技術導入によるもの）
 - 市場に技術力の高い製品が不足し、厳格な環境管理のニーズにこたえられていない
 - 大型国有企業は経営管理メカニズムの問題があり、中核的な役割を果たせていない。中小企業は、技術・資金が欠如し、水準の低いところが多い
 - 政策法規が未整備なため、自動オンラインモニタリング市場の発展が遅い
- 中国の国産 CEMS は、排ガス中の SO₃ 対策が取れておらず、センサーやパイプの腐食による破損が著しい⁷。

⁷ <http://www.shimadzu.com.cn/index/content.aspx?id=2059>