

我国煤电大气污染物控制现状及展望

王志轩¹, 刘志强^{1,2}

(1. 中国电力企业联合会, 北京 100761; 2. 华北电力大学, 北京 102206)

摘要: “十二五”以来, 我国煤电大气污染物的控制取得了很大的成就, 烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放总量和强度快速下降, 控制水平达到世界先进水平。“十三五”乃至更长时期, 煤电仍将承担国家大气污染物减排的重任。重点研发高性能、高可靠性、高适用性、高经济性污染物的控制技术、资源化技术、多污染物协同控制技术是未来我国煤电大气污染物控制的主要技术方向。预计到 2020 年, 烟尘、二氧化硫、氮氧化物年排放量分别降至 $2 \times 10^5 \sim 3 \times 10^5$ t、 $1 \times 10^6 \sim 1.5 \times 10^6$ t、 $1 \times 10^6 \sim 1.5 \times 10^6$ t。

关键词: 煤电; 大气污染物; 减排; 展望

中图分类号: X32 文献标识码: A

Current Situation and Prospect of Control on Air Pollutants from Coal-Fired Power in China

Wang Zhixuan¹, Liu Zhiqiang^{1,2}

(1. China Electricity Council, Beijing 100761, China; 2. North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Since 2011, China has made great achievements on the control of air pollutions from coal-fired plants. The total amount and intensity of air pollution emission including dust, sulfur dioxide and nitrogen oxide declined rapidly. The technology of emission control has reached the world level. In the 13th Five-Year Plan and even a longer period, coal-fired power plants will still take on heavy responsibility of the atmospheric pollutants emission reduction. Pollutants-control technologies of high performance, high reliability, high applicability and high efficiency, resource recovery technologies and cooperative control technologies of multiple pollutants are the main research directions of air pollution control technology of plants in China in the future. By 2020, the expected annual amount of emission of dust, sulfur dioxide and nitrogen oxide from coal-fired power will reduce to $2 \times 10^5 \sim 3 \times 10^5$ t, $1 \times 10^6 \sim 1.5 \times 10^6$ t, $1 \times 10^6 \sim 1.5 \times 10^6$ t, respectively.

Key words: coal-fired power plant; air pollutants; emission reduction; prospect

一、前言

“十一五”以来, 电力行业按照国家统一要求和部署, 广泛进行除尘提效、烟气脱硫、低氮燃烧和烟气脱硝技术改造, 加大大气污染物治理力度,

单位燃煤发电量烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放量等指标已达到或者接近世界先进水平; 二氧化硫、氮氧化物总量的大幅削减为全国节能减排目标的实现做出了重要的贡献^[1,2]。由于煤炭将长期处于一次能源的基础地位, 随着煤炭转换电力的比重不断

收稿日期: 2015-11-12; 修回日期: 2015-11-19

作者简介: 王志轩, 中国电力企业联合会, 教授级高级工程师, 工学硕士, 研究方向为环境保护与电力行业管理;

E-mail: wangzhixuan@cec.org.cn

本刊网址: www.enginsci.cn

提高, 煤电大气污染物将长期被列为国家重点控制对象之一, 因此, 煤电大气污染物控制技术的发展水平对全国大气污染控制具有深远的意义。

二、电力发展及大气污染物控制状况

(一) 电力发展现状

截至 2014 年年底, 我国全口径发电装机容量 1.37×10^9 kW, 比 2010 年增长 41.78 %。其中, 火电 9.24×10^8 kW, 比 2010 年增长 30.15 %, 占全部装机的 67.4 %。我国 6×10^3 kW 及以上电厂发电设备容量结构中, 煤电装机 8.31×10^8 kW, 占全部装机 (1.333×10^9 kW) 的 62.34 %, 占火电装机 (9.19×10^8 kW) 的 90.42 %。2014 年, 我国全口径发电量 5.60×10^{12} kW·h, 比 2010 年增长 32.56 %。其中, 火电发电量 4.23×10^{12} kW·h, 比 2010 年增长 32.56 %, 占全部发电量的 75.4 %。供电标准煤耗由 2005 年的 $370 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$ 降至 2014 年的 $319 \text{ g} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$, 火电厂用电率由 2005 年的 6.8 % 降至 2014 年的 5.84 %^[3]。发电效率的不断提高, 为煤电大气污染物深度控制奠定了基础。

(二) 煤电大气污染物控制现状

1. 烟尘控制

对电力行业烟尘排放提出限值要求的首部排放标准始于《工业“三废”排放试行标准》(GB J4—73), 但火电大气污染物排放单独作为国家排放标

准则始于 1991 年的《燃煤电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—91), 此后该标准于 1996 年、2003 年、2011 年进行了三次修订。随着烟尘排放限值的趋严, 除尘技术和设备的不断更新, 20 世纪 70 年代以文丘里、水膜、机械除尘器为主, 20 世纪末电除尘器普遍得到应用, “十一五”以来效率更高的电除尘器、袋式除尘器、电袋复合除尘器等应用比例不断地提高, 尤其是近两年低低温电除尘器、湿式电除尘器等更高效率和对胶体细颗粒物有较好去除效果的技术得到工程应用。截至 2014 年年底, 燃煤电厂电除尘器、袋式除尘器、电袋复合式除尘器在煤电机组中的使用比例分别为 77.3 %、9.0 %、13.7 %^[3]。全国燃煤电厂平均除尘效率由 1985 年的 90.6 % 提高至 2014 年的 99.75 %; 每千瓦时烟尘排放量 (排放绩效) 相应由 10.5 g 降至 2014 年的 0.23 g ^[3]。煤电机组平均除尘效率及排放绩效见图 1。

2. 二氧化硫控制

电力行业从 20 世纪 70 年代开始研究火电二氧化硫控制问题, 80 年代中期加大了烟气脱硫技术工程应用的研究力度。1991 年在重庆珞璜电厂 2 台 36 万千瓦机组上就安装了从日本引进的石灰石—石膏湿法烟气脱硫装置^[4]。2005—2015 年, 对从国外引进先进的脱硫技术和大量先进的装备进行消化吸收再创新, 煤电脱硫装机比重快速达到近 100 %, 其中, 烟气脱硫装机比重由 2005 年的 14 % 快速提高至 91.4 %^[3] (比 2013 年的美国高 20 %)。从脱硫机组采用的技术类别看, 截至 2014 年年底, 采用石灰石—石膏湿法机组容量占全部脱硫机组的

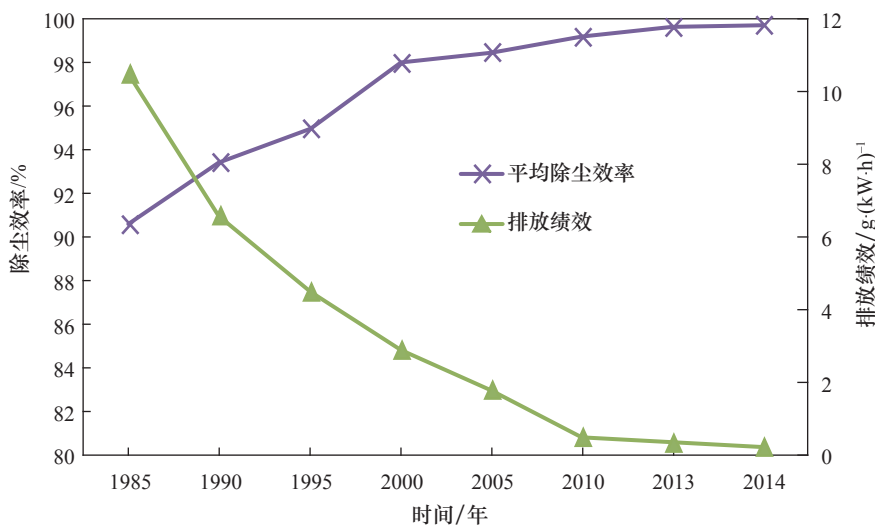


图 1 煤电机组平均除尘效率及排放绩效

92.46% (含电石渣法等), 海水法占 2.67%, 烟气循环流化床法占 1.93%, 氨法占 1.94%, 其他方法约占 1%^[3]。近年来, 伴随排放标准要求的提高, 脱硫技术水平和脱硫效率快速提高, 如, 湿法脱硫采用新型喷嘴、优化布置喷淋层、增设托盘、性能增强环等方式, 脱硫效率可提升至 98% 以上; 针对含硫量较高的煤种或更高的环保要求, 单塔双循环技术、双塔双循环、串联吸收塔等脱硫技术效率可达 99% 以上。每千瓦时二氧化硫排放量由 2005 年的 6.4 g 降至 2014 年的 1.47 g^[3], 煤电二氧化硫排放绩效已经优于澳大利亚、加拿大、英国、美国 (美国 2013 年二氧化硫排放绩效为 2.28 g·(kW·h)⁻¹) 等国家。2005—2014 年我国煤电烟气脱硫机组投运情况见图 2。

3. 氮氧化物控制

20 世纪 80 年代中后期, 电力行业开始引进锅炉低氮燃烧技术, 新建的 30 万千瓦及以上火电机组基本都采用了低氮燃烧器^[5]。1996 年修订颁布的

《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—1996) 依托当时低氮技术水平对新建 1 000 t·h⁻¹ 以上的锅炉规定了氮氧化物的排放限值。“十五”以来, 新建燃煤机组按要求同步采用了低氮燃烧方式, 一批机组结合技术改造也加装了低氮燃烧器。火电厂采用低氮燃烧技术基本可以满足 2003 年修订的《火电厂大气污染排放标准》(GB 13223—2003) 要求。随着火电等行业氮氧化物治理被列入国家“十二五”规划纲要, 火电行业氮氧化物的控制力度不断加大。从 2011 年开始, 现役煤电机组大规模开展低氮燃烧技术改造和烟气脱硝改造。截至 2014 年年底, 已投运火电厂烟气脱硝机组容量约 6.87×10⁹ kW, 占我国火电机组容量的 74.4% (比美国高约 30%), 占我国煤电机组容量的 82.7%^[3](比美国高约 20%)。火电机组每千瓦时氮氧化物的排放量由 2005 年的 3.6 g 降至 2014 年的 1.47 g。2005—2014 年我国火电厂烟气脱硝机组投运情况见图 3。

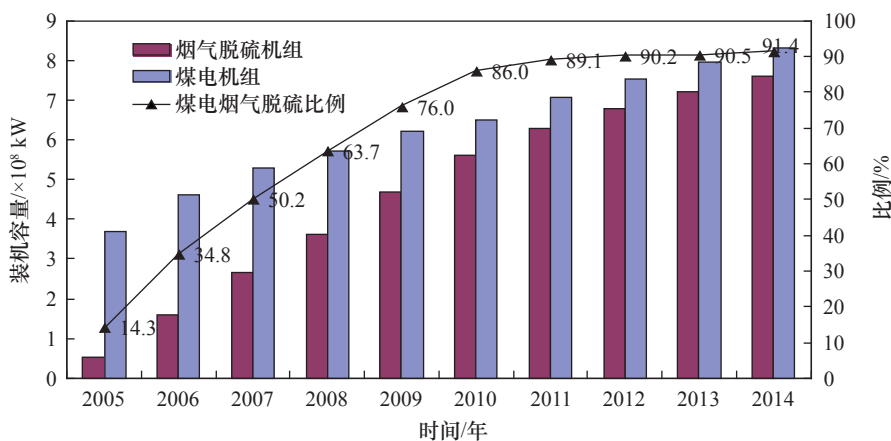


图 2 2005—2014 年我国煤电烟气脱硫机组投运情况

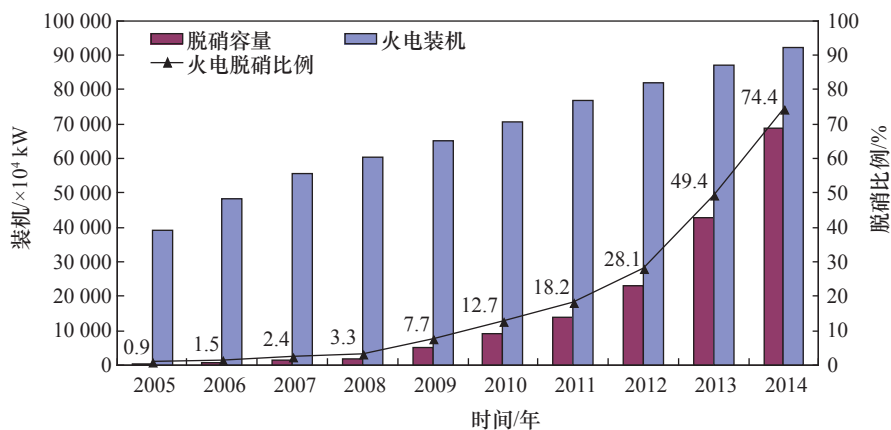


图 3 2005—2014 年我国火电厂烟气脱硝机组投运情况

4. 烟气汞排放控制

2009 年我国开始进行燃煤电厂烟气汞监测试点工作。截至目前, 虽然我国尚没有大规模采用专门的烟气脱汞技术, 但现有的各类除尘器、各类脱硫装置都对烟气中的汞具有协同脱除作用。选择性催化还原脱硝 (SCR) 装置中的催化剂对汞的化学形态改变有一定的催化作用, 有利于后续除尘脱硫设施对汞的脱除。从有关单位对煤电大气汞的测试结果看, 通过除尘、脱硫、脱硝装置的协同脱除后, 煤电烟气汞排放浓度能够满足排放标准限值要求^[6-8]。

5. 煤电大气污染物排放总量已越过峰值

虽然煤电总量持续不断增长, 但由于大气污染物控制水平的不断提高, 使得电力烟尘、二氧化硫、氮氧化物污染物排放总量先后在 1980 年左右、2006 年、2011 年达到峰值。2014 年随着现有燃煤机组普遍达到《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011) 的排放限值, 且部分重点地区机组达到大气污染物特别排放限值要求等原因, 火电厂大气污染物排放总量快速下降, 取得了“十一五”以来最大的降幅成效。

2014 年, 电力烟尘年排放量约为 9.8×10^5 t, 比 2010 年下降 38.8%, 比 1980 年左右的峰值 (约 4×10^6 t) 下降 75.5%; 电力二氧化硫年排放量约为 6.2×10^6 t, 比 2010 年下降 33.0%, 比 2006 年峰值 (约 1.35×10^7 t) 下降 54.1%, 与 1995 年电力二氧化硫排放水平相当; 电力氮氧化物排放量约 6.2×10^6 t, 比 2010 年下降 34.7%, 比 2011 年峰值 (约 1×10^7 t) 下降 38.0%^[3]。1980 年以来, 我国

6 000 kW 及以上火电厂发电量、用煤量及主要大气污染物排放量变化情况见图 4。

三、煤电大气污染物控制趋势分析

(一) 煤电大气污染物控制法规政策趋势

“十二五”以来, 国家又陆续出台了多项法律法规标准, 对大气污染物控制尤其是对煤电大气污染物控制提出了新要求。一是大气污染物控制的要求进一步趋严。如新修订的《环境保护法》《大气污染防治法》强化了政府的监督责任和企业的法律责任, 提高了企业的违法成本。二是在企业陆续完成《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)、环保规划、环保责任书等相关要求后, 国务院有关部门、部分地方政府提出了更严格的煤电大气污染物控制要求。如《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020 年)》(发改能源[2014]2093 号) 对新建机组、东部现有机组提出了按照超低排放进行建设和改造的要求; 浙江、河北、山西、陕西等地区也都提出了煤电机组实现超低排放的目标。根据超低排放要求, 在燃用优质动力煤 (中、低灰分, 低硫分以及高挥发分) 情况下进行测算, 煤电机组平均除尘、脱硫、脱硝效率需分别达到 99.95%、98%、85% 左右才能实现超低排放。煤电常规污染物的超低排放将成为新的治理目标。

(二) 煤电发展趋势

电力工业既是现代文明的物质基础, 也是国民经济的重要基础产业。随着我国现代化进程的不断

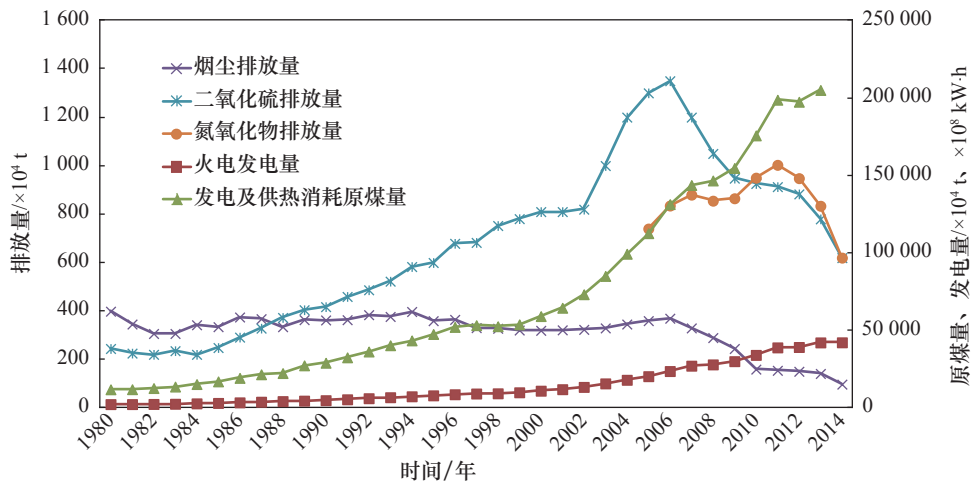


图 4 我国 6 000 kW 及以上火电厂发电量、用煤量及主要大气污染物排放量变化情况

推进，能源的电力化水平和电力在终端能源消费中的比重将不断提高。同时，随着应对气候变化要求的不断趋严，可再生能源在整体能源中的比重也将不断提高，非化石能源发电的比重也不断提高。但根据我国能源资源禀赋的特点，以及经济社会发展对能源安全性、经济性的要求，煤电仍将在较长时期内占据基础电力的地位，它不仅支撑着经济社会发展对电力的需求，也将在经济上、调峰上支撑着非化石能源发电的发展。根据大多数研究者对未来电力发展的预测，保持必要的煤电装机及发电量是必须的。如有学者预计到2020年，全国发电装机容量将达 1.993×10^9 kW、发电量达到 8.56×10^{12} kW·h，其中煤电装机约 1.1×10^9 kW、发电量约 5.8×10^{12} kW·h。预计到2030年，全国发电装机容量将达 3.17×10^9 kW、发电量达到 1.193×10^{12} kW·h，其中煤电装机约 1.45×10^9 kW、发电量约 6.7×10^{12} kW·h^[9]。

(三) 煤电大气污染物控制中存在的主要问题

虽然我国煤电常规污染物控制已经进入了超低排放要求的阶段，但是超低排放不论从技术上、可靠性上、经济性上还是资源节约方面仍然存在一些问题^[10]。一是超低排放的实践经验不足。从个别电厂实现超低排放到全行业的快速铺开，技术上的共性问题来不及总结改进。二是超低排放法规、技术要求还缺乏坚实的科学基础，超低排放对环境质量改善的作用及其经济效益有待评估。三是超低排放技术主要是建立在污染治理设备容量的扩容和设备的叠加上，多是以增加环保设施的能耗物耗水平换取更高的污染物控制效率。四是超低排放的监测技术及方法有待进一步评估和验证，现有的法定规范

《固定污染源烟气排放连续监测技术规范（试行）》（HJ/T 75—2007）等允许的颗粒物测量误差远大于烟尘超低排放要求。五是超低排放改造引起的二次污染（如二氧化硫浓度升高、氨逃逸）等问题仍需从全生命周期对环境的影响的角度进行系统评价。六是边际成本仍然很高，相对于全社会三项常规污染物大致每千克0.5~2元的治理成本，超低排放改造的各项污染物边际成本要高出1到2个数量级。

因此，“十三五”乃至更长的时期，控制煤电大气污染物排放，解决新的问题仍然是技术发展的艰巨任务。

四、 煤电大气污染物控制技术发展的趋势

目前，我国是世界上煤电采用除尘、脱硫、脱硝技术最为广泛、装机规模最大的国家，采用的污染控制技术指标（主要从污染物的去除率和排放浓度看）比最佳可行技术^[11]的要求更高，烟尘、二氧化硫、氮氧化物的治理要求总体为世界最严格，技术水平为世界先进。在认真研究《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223—2011）、超低排放要求等环保要求的基础上，结合国内外污染物控制技术的现状及发展趋势，预计我国电力行业煤电烟尘、二氧化硫、氮氧化物控制技术将在近期（2015—2020年）、中期（2021—2030年）、远期（2031—2050年）呈现阶段性的变化。不同阶段的技术发展趋势见表1。

“十三五”阶段，随着常规环保设施污染物控制效率的提高，环保设施协同除汞的能力进一步增强。随着全面对汞进行控制的国际公约——《水俣公约》的签订以及在我国及电力行业的落实，煤电

表1 2012—2050年我国煤电常规大气污染物控制技术发展的趋势

阶段	技术发展方向
近期 (2015—2020年)	以当前处于国际领先水平并持续改进的电除尘技术（如低低温、烟气调质、移动电极、高频电源、湿法除尘等）、袋式除尘技术和电袋复合除尘技术等除尘技术，以石灰石—石膏湿法、氨法以及部分区域的干法脱硫技术等脱硫技术，以低氮燃烧技术和选择性催化还原技术等氮氧化物控制技术为主要方向，开发完善能够满足当前污染物排放水平的监测技术及配套方法
中期 (2021—2030年)	以高性能、高可靠性、高适用性、高经济性的电除尘技术（如绕流式、气流改向式、膜式、烟尘凝聚、超细粉尘捕集等）、袋式除尘技术、电袋复合除尘技术，脱硫技术（主要以区域划分的资源化脱硫技术，如氨法、有机胺、活性焦；在水资源缺乏地区的干法脱硫技术），氮氧化物控制（低氮和常规脱硝为主）为主要发展方向，多污染物协同控制技术（一种技术对多种污染物的协同控制）呈现大发展态势
远期 (2031—2050年)	随着整体煤气化联合循环发电、700℃超超临界燃煤发电技术、纯氧燃烧技术的发展，逐步淘汰传统技术装备，以更高性能、更高经济性、低碳排放特征的新型污染物控制技术和多污染物协同控制技术为主要发展方向

对汞的控制技术路线将逐步以燃烧前、燃烧中控制（控制汞的生成）和污染物的协同控制，向协同控制与专门脱汞技术控制相结合的方向转变。同时，继续优化现有环保设施对 PM_{2.5}、二氧化硫等胶体类细颗粒物的强化控制。

五、煤电大气污染物控制展望

（一）控制思路

“十三五”乃至更长时期的污染物控制思路相对于“十一五”“十二五”时期来说将有很大不同，一是在中国共产党第十八届中央委员会第三次、第四次会议提出坚持依法治国和发挥市场在配置资源起决定性作用的要求下，污染控制的指导思想发生了重大变化；二是经济新常态带来的变化；三是民众对改善雾霾等环境问题的迫切需求；四是低碳目标的新要求。因此，“十三五”及更长时期，一是应更加注重以环境质量的改善为导向，采取环境效益和经济效益俱佳的污染控制技术。二是更加注重大气污染物的控制与水污染的控制、固体废物的控制、低碳发展要求之间的协调，从源头和生产工艺的改善上进行联合污染控制。三是由于煤电的调峰力度加大，需要更加注重对环保设施的负荷跟踪性优化（我国在较长时间内天然气发电和调峰还难以大规模应用，可再生能源发展对煤电调峰的依赖性加大）。四是更加注重采用市场为基础的环境政策。随着市场经济基础作用的不断发挥以及电力体制改革的推进，现有的污染控制政策将进行新的调整。

（二）目标展望

煤电污染物控制指标目标值必须同时考虑经济发展方式转变和能源发展方式转变所带来的能源和电力结构的变化、煤电技术的进步、应对气候变化

及污染物控制技术的提高等因素间的影响。对于煤电二氧化硫、氮氧化物、烟尘控制目标来说，影响因素较多，主要包括：一是新建机组采用最先进的除尘、脱硫、脱硝技术后的排放效果；二是现役机组全部完成脱硫、脱硝、除尘达标和超低改造后存量机组的减排空间，特别是高硫、高灰分以及无烟煤的污染控制问题；三是随着燃煤发电技术的进步，煤耗的降低，对减少污染物的产生有一定效果；四是随着污染物控制技术和协同控制技术的进步，污染物控制效率逐步提高；五是环保政策的严格执行和严格监管以及污染物排放数据的科学统计等。基于以上分析，根据笔者的分析测算，我国煤电大气污染物控制目标情况见表 2。

（三）政策需求

“十三五”时期，应按照环境质量改善要求及社会成本最小原则评估政策效果，将成本效益分析作为煤电环境政策制定的必备环节。总结“十一五”以来煤电环保工作的经验教训，积极解决现存的主要问题。加强煤电污染物排放控制的依法监督和科学监督，减少对同一事项的多重管理。完善污染物控制激励机制，综合运用各种市场手段、经济手段推进煤电大气污染物控制工作。加强污染物控制技术创新能力建设，促进电力装备和产业技术升级。

六、结语

（1）“十二五”以来，我国煤电大气污染物控制取得了历史性跨越，煤电烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放总量和强度快速下降，为全国节能减排目标做出了决定性的贡献，煤电大气污染物控制达到世界先进水平。

（2）“十三五”乃至更长时期，应更加注重废气、

表 2 我国煤电主要大气污染物控制目标

指标		2014 年	2015 年估计值	2020 年预计值
	燃煤量 / $\times 10^8$ t	19.44	19.5	23 ~ 24
烟尘控制	电力烟尘年排放总量 / $\times 10^4$ t	98	50	20 ~ 30
	火电烟尘排放绩效 / $\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$	0.23	0.12	0.04 ~ 0.06
二氧化硫	电力二氧化硫年排放总量 / $\times 10^4$ t	620	350	100 ~ 150
	火电二氧化硫排放绩效 / $\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$	1.46	0.83	0.21 ~ 0.31
氮氧化物	电力氮氧化物年排放总量 / $\times 10^4$ t	620	300	100 ~ 150
	火电氮氧化物排放绩效 / $\text{g}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}$	1.46	0.71	0.21 ~ 0.31

废水、固体废弃物控制和低碳发展的协调,提高煤电污染物控制的技术水平,重点研发高性能、高可靠性、高适用性、高经济性污染物控制技术,资源化技术、多污染物协同控制技术,以上是未来我国煤电大气污染物控制的主要技术方向。

(3) 基于法规、政策、环境要求、技术经济条件,综合考虑国家能源和电力结构的变化、煤电技术的进步、应对气候变化和污染物控制技术的提高等因素,预计到2020年,烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放量分别降至 $2 \times 10^5 \sim 3 \times 10^5$ t、 $1 \times 10^6 \sim 1.5 \times 10^6$ t、 $1 \times 10^6 \sim 1.5 \times 10^6$ t。

(4) 建议科学合理控制煤电常规污染物排放,加强依法监督和科学监督,完善激励机制,加强技术创新等措施,促进煤电大气污染物控制工作。

参考文献

- [1] 王志轩,潘荔,张晶杰,等.我国燃煤电厂“十二五”大气污染物控制规划的思考[J].环境工程技术学报,2011,1(1):63-71.
- [2] 王志轩.中国电力低碳发展的现状问题及对策建议[J].中国能源,2015,37(7):5-10.
- [3] 中国电力企业联合会.中国电力行业年度发展报告2015[M].北京:中国市场出版社,2015.
- [4] 王志轩,朱法华,刘思涓,等.火电厂二氧化硫环境影响与控制对策[M].北京:中国环境科学出版社,2002.
- [5] 赵毅,潘荔,刘志强.“十二五”烟气脱硝工艺及技术选择建议[J].中国电力企业管理,2011,9:31-33.
- [6] 贾海娟,马学礼,王子明,等.燃煤电厂汞排放分析及控制技术研究[J].电力科技与环保,2015,2:22-24.
- [7] 尹得仕,邴建国,袁建国,等.国内典型燃煤电厂大气汞排放特性分析[J].电站系统工程,2014,5:50-52,55.
- [8] 蔡同锋,时志强,刘宁凯,等.江苏省300 MW以上燃煤电厂汞排放现状分析[J].环境科技,2014,5:5-11.
- [9] Wang Z X, Zhang J J, Pan L, et al. Estimate of China's energy carbon emissions peak and analysis on electric power carbonemissions[J]. Advances in Climate Change Research, 2015, 5 (2014): 181-188.
- [10] 王志轩.燃煤电厂大气污染物“超低排放”基本问题思考[J].环境影响评价,2015,4:14-17.
- [11] 环境保护部.环境保护技术文件《燃煤电厂污染防治最佳可行技术指南(试行)》(HJ-BAT-001)[Z].2010.