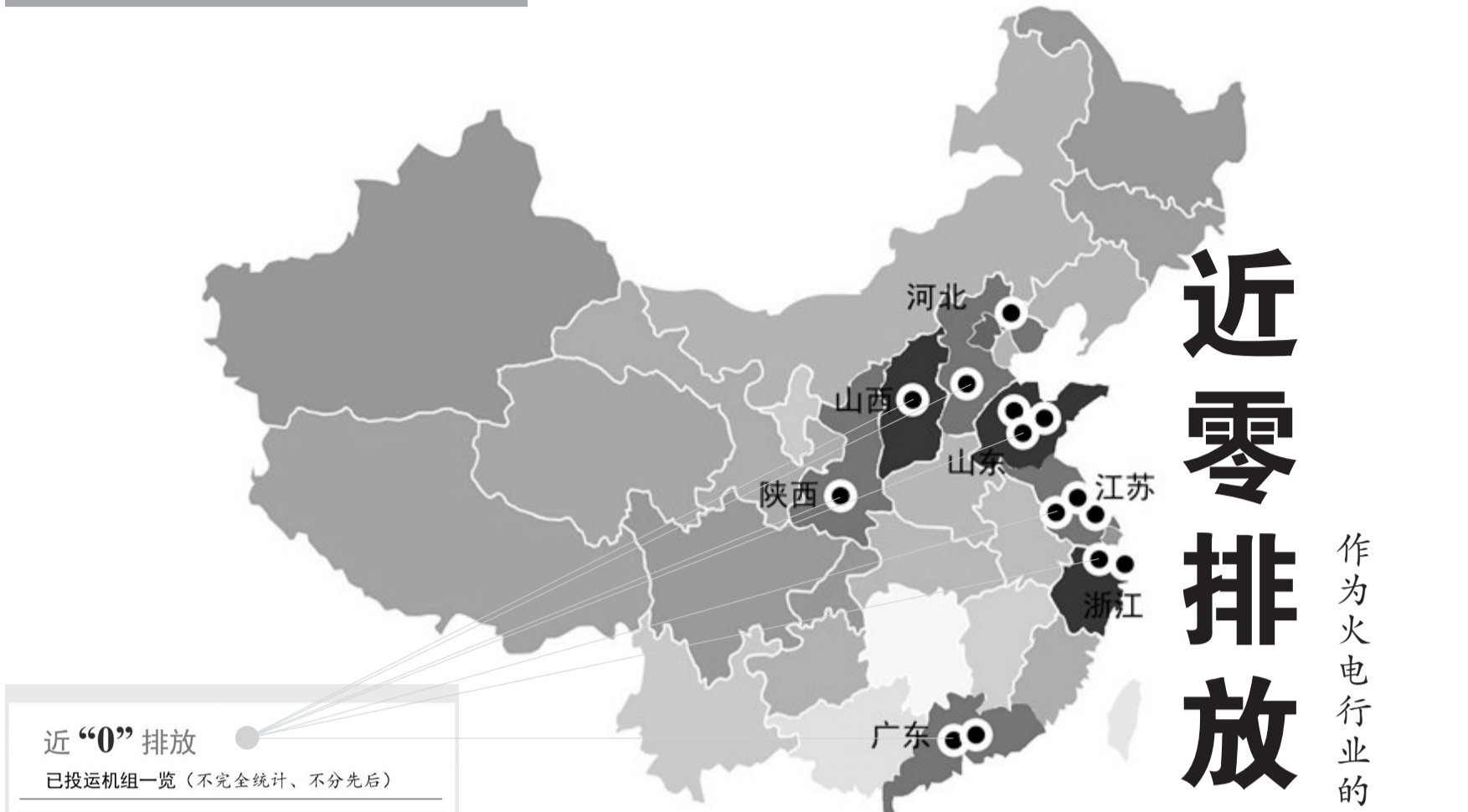


2014年度热词 · 近零排放



# 近零排放，吵吵闹闹一年中

作为火电行业的年度热词，单就环保而言它为蓝天做出了贡献

本报记者徐卫星

### 编者按

2014即将翻篇，回顾这一年，应该没有哪个行业如火电经历这般戏剧性的转变。因此，企业周刊选择火电做年终盘点，将“近零排放”推举为年度热词再自然不过。

暂不去揣测火电企业主动环保加码的真实动因，单就环保而言，也是为蓝天做出了贡献，在既没给好处，又没强制做的背景下，企业能主动近零排放也是市场竞争的行为。回望2014这一年，围绕火电近零排放，确有争议，但政策无疑在持续加码，我们也关注市场的反应和持续近零排放的可行性。那么，2015年，近零排放能否从争议中步入快车道？

### 近“0”排放

已投运机组一览（不完全统计、不分先后）

- 浙江 两家**
  - ▲ 神华国华舟山电厂4#机组（350MW）
  - 浙能嘉兴电厂7#、8#机组（2×1000MW）
- 广东 两家**
  - ◎ 广州恒运电厂9#机组 300MW
  - 广州华润热电有限公司1#机组（300MW）
- 江苏 3家**
  - 大唐南京发电厂2#机组（660MW）
  - ◆ 国电江阴苏龙热电公司3#、4#机组（2×135MW）
  - ◆ 国电泰州发电公司2#机组（1000MW）
- 山东 3家**
  - 华能淄博白杨河发电厂6#、7#机组（2×300MW）
  - 华能济南黄台发电有限公司7#（330MW）、9#机组（350MW）
  - 华电章丘发电有限公司3#机组（335MW）
- 河北 两家**
  - 华电石家庄裕华热电有限公司1#、2#机组（2×300MW）
  - ▲ 国华三河电厂1#机组（350MW）
- 山西 1家**
  - ① 瑞光热电有限责任公司1#机组（300MW）
- 陕西 1家**
  - 华能铜川照金电厂2#机组（600MW）

### 政策篇

## 重点地区政策先行

2014年，火电节能减排改造，已然进入快车道。5月，国家发改委、能源局、环境保护部共同印发《能源行业加强大气污染防治工作方案》，提出在试验示范基础上推广燃煤大气污染物超低排放技术；此外广州、浙江、山西等也发布相关政策提出燃煤电厂超低排放改造方案，并明确具体时间点。

6月27日，国家能源局印发《关于下达2014年煤电机组环保改造示范项目的通知》，明确2014年煤电机组环保改造示范项目名单，要求13个环保改造示范项目原则上将在2014年底前完成改造。

9月12日，国家发改委、环保部、国家能源局又联合印发了《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014~2020年）》（以下简称《行动计划》），明确了新建煤电机组的节能目标：全国新建燃煤发电机组平均供电煤耗低于300克/千瓦时；东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机排放限值，中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机排放限值，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机排放限值。

同时，《行动计划》明确了新建煤电机组的减排目标：东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机排放限值，中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机排放限值，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机排放限值。

东中部地区全部向燃气轮机排放限值看齐，表明今后“类燃机排放”或者“近燃机排放”等已经不再是企业主动改造的目标，而是具有普遍约束性的必须达到的指标。

政策扶持方面，山西、浙江省分别对达到近零排放标准的机组给予每年低于200小时的电量奖励，同时山西省还对现役机组一次性改造投资给予5%~10%的资金支持。

就目前信息看，地方政府积极推动超低排放主要出于两个原因：一方面，对作为大气污染主要来源的火电进一步提高标准，缓解大气治理压力；另一方面，我国天然气资源匮乏且发电经济性远低于煤电，部分地方政府对于燃气发电补贴压力较大，推广煤电超低排放可缓解地方政府补贴压力。

根据《关于调整排污费征收标准等有关问题的通知》，2015年6月底前，各

省（区、市）价格、财政和环保部门要将废气中的二氧化硫和氮氧化物排污费征收标准调整至不低于每污染当量1.2元，鼓励污染重点放置区域及经济发达地区，按高于上述标准调整排放费征收标准，充分发挥价格杠杆作用。与现行的全国废气类污染物排污费征收标准0.6元/污染当量相比，新标准将上升1倍以上。

从北京、天津已有的实践来看，新版排污费标准大幅上调，二氧化硫、氮氧化物排污费标准约6元~10元/污染当量；与此同时，采用阶梯式差别化排污收费，超标按基准价加倍征收，低于标准打折征收。

根据中信证券研究部提供的测算数据显示，以天津地区200万千瓦机组、利用小时6000、每度电烟气排放量3.5立方米为例，特别排放限值标准下需要缴纳排污费4893万元，而采用超低排放标准后，排污费仅需1270万元，节省约3623万元，这算到每度电约0.3分钱。此外，根据山西、浙江经验，超低排放机组奖励电量约200小时，按当前煤价测算，对应度电利润增加约0.4分钱。排污费提高及电量奖励将在一定程度上对冲近零排放改造带来的成本增加，提高企业改造积极性。

表一 2014年以来地方近零排放政策

部分地方政策	发布机构	发布时间	有关“超低排放”的内容
广州市燃煤电厂超洁净排放改造工作方案	广州市发改委	2014年2月	2015年7月前，完成全市14台总装机容量380万千瓦燃煤机组的改造任务；2017年底前，按照“超洁净排放”标准建设热电联产机组实施集中供热改造；2020年底前，完成珠江电厂燃煤发电机组“上大压小”“超洁净排放”改造任务
浙江省统调燃煤发电机组新一轮脱硫脱硝及除尘改造管理考核办法	浙江省经信委、环保厅	2014年8月	2017年底前，所有新建、在建、在役的60万千瓦及以上省统调燃煤发电机组必须完成新一轮脱硫脱硝及除尘设施改造，实现烟气清洁排放。鼓励其他统调燃煤发电机组进一步加大环保设施改造力度，达到烟气清洁排放。鼓励同步开展烟气污染物联合协同脱除，减少三氧化硫、汞、砷等污染物排放
山西省关于推进全省燃煤发电机组超低排放的实施意见	山西省人民政府	2014年8月	从2014年8月30日起，全省新建常规燃煤和低热值燃煤发电机组全部分别执行超低排放标准Ⅰ、Ⅱ；依照超低排放标准Ⅰ、Ⅱ，对全省单机30万千瓦及以上燃煤机组全部或部分主要污染物环保设施进行改造；到2020年，全省单机30万千瓦及以上常规燃煤、低热值燃煤发电机组大气主要污染物排放确保达到超低排放标准Ⅰ、Ⅱ
江苏省燃煤机组执行燃机排放标准的环保改造试点	江苏省发改委	2014年5月	省能源局将对试点项目改造成效进行评估验收并总结经验，在此基础上制定规范和标准，针对省内现役和拟建大型燃煤发电机组全面推广应用达到燃机排放标准的燃煤电厂大气污染物超低排放技术

### 争议篇

## ● 说法不一，怎么表述更科学？

国内外并没有公认的燃煤电厂大气污染物“近零排放”的定义，实际应用中多种表述共存，如“近零排放”、“趋零排放”、“超低排放”、“超洁净排放”、“低于燃机排放标准排放”等。

从各种表述和案例中分析得出的共同特点，是把燃煤电厂排放的烟尘、二氧化硫和氮氧化物3项大气污染物与《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）（以下简称“排放标准”）中规定的燃机要执行“大气污染物

特别排放限值”（以下简称“特别排放限值”）相比较，将达到或者低于燃机排放限值（即在基准氧含量6%条件下，烟尘5mg/m<sup>3</sup>、二氧化硫35mg/m<sup>3</sup>、氮氧化物50mg/m<sup>3</sup>）的情况称为燃煤机组的“近零排放”。

不过，也有业内人士认为，燃煤机组排放水平达到“超洁净”、“趋零”状态的难度非现有工程技术所能实现（大规模推广难度大），“超低排放”从排放标准角度界定概念，叫法更加科学。

## ● 追求“近零”是否有意义？

按照火电厂“近零排放”概念的初衷，近零排放除了要进一步降低氮氧化物、二氧化硫、粉尘的排放浓度，还需要降低SO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、气溶胶、石膏雨、汞等污染物的排放。

目前，近零排放技术还不能对二氧化碳进行减排，使得燃煤机组的二氧化碳排放量大于同容量燃气机组水平，还不是真正意义上的近零排放。

根据2013年北京市的污染情况统计，20.1%是臭氧，而PM<sub>2.5</sub>只有10%，2014年臭氧比例还会提高，这说明污染控制的重点可能要发生变化。我国的煤质是复合型的。电厂排放的纯粹的PM<sub>2.5</sub>现在已经很低了，电厂提高除尘效率的意义并不大。

与此同时，在客观上和技术上，现有的烟气连续监测技术难以支撑“近零排放”监测数据的准确性，说的更清楚一点“近零排放”的监测数据是不可信的。此外，影响某种污染治理设备的治理效果

不仅取决于设备自身，而且取决于上下游设备的情况，要想长期保持在“近零排放”状态，至少需要一年以上各种可能条件的考验，而现在并没有这么长时间的实践证明。

在某电力集团山东分公司环保处主管张先生看来，“近零排放”的提出标志着恶性竞争大幕的拉开，不同电厂的情况千差万别，大家本身就不在同一跑道上。过高的排放标准要求只会让企业“永远提不上裤子”。不得不承认，在一些重点控制区，实现近零排放具备环境改善的客观需求，但在相对落后的地区，如果粗放式污染仍很严重，实施超净排放有点得不偿失。现阶段来看，近零排放仅是作为样板示范工程，在目前环保无要求、政府不奖励、监测手段不支持的情况下，企业没有压力、更没有动力始终保持近零排放运行。

## ● 投入不计代价还是量力而行？

如果不考虑成本，理论上都可以做到真正的“近零排放”。因此，从环境效益、经济效益和综合效益来评价污染控制技术选择是否正确，是环境经济管理的核心，也是“近零排放”能否大面积实施的关键。

中电联秘书长王志轩曾为本报撰文时指出，假设两台600MW机组，在燃用优质煤的条件下（灰分约10%、硫含量约0.8%、挥发份约30%），并采用了低氮燃烧方式，锅炉出口的烟尘、二氧化硫、氮氧化物浓度分别为15g/m<sup>3</sup>、200mg/m<sup>3</sup>、300mg/m<sup>3</sup>，按特别排放限值要求在分别达到20mg/m<sup>3</sup>、50mg/m<sup>3</sup>、100mg/m<sup>3</sup>时，每小时脱除量约为65912千克、8580千克、880千克，合计脱除75372千克，对应的脱除效率分别为99.7%、97.5%、66.7%。可见，两台600MW机组，即便是在折算为6%含氧量时，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放分别达到5mg/m<sup>3</sup>、35mg/m<sup>3</sup>、50mg/m<sup>3</sup>时，排放量每小时可再减少约66千克、66千克、220千克，合计352千克。

“近零排放”比起特别排放限值要求，3项污染物合计可多脱除0.47个百分点。考虑到电厂高架源排放对环境的影响要小的特点，多脱除的部分对环境质量改善作用轻微。

再看经济效益。主要用单位污染治理成本与全社会平均污染治理成本的大小来分析。仍以两台60万千瓦机组为例，目前脱除三项污染物的综合环保电价为2.7分/kWh，从不同电厂的测算情况看，实现“近零排放”的环保成本在原有电价的基础上增加1~2分/kWh，则增加的352千克污染物削减增量的成本达到1.2~2.4万元/小时。粗略估算多

脱除的污染物平均成本为34~68元/kg，远高于全社会平均治理成本（按制定排污收费标准时测算的全社会平均成本，二氧化硫、氮氧化物约为1.26元/kg）。

最后看综合效益。主要从环保系统对资源、能源消耗方面和对机组的可靠性影响方面进行分析。“近零排放”增加了更多的环保设备，系统阻力增大，能耗水平提高，设施整体技术可靠性降低。如，脱硫设施需要设计更多层的吸收塔喷淋层甚至需要吸收塔串联或并联，脱硝设施需加装三层催化剂甚至在炉内再加装SN-CR，除尘方面必须加装湿式电除尘器等。

还有一个更加现实的问题：煤质。王志轩认为，低硫、低灰、高热值燃煤是实现“近零排放”的基本前提，而这些条件对于中国目前平均含硫量超过1%、灰分近30%以及含有大量低挥发分的电煤来讲，即使实现特别排放限值都是非常困难的。

煤质指标是锅炉最重要的设计依据，煤种不同，生成污染物的量就非常悬殊。举例来说，褐煤在锅炉燃烧生成的氮氧化物可以低至200毫克/立方米，而平煤可达650毫克/立方米，烟煤为450毫克/立方米。要实现同一排放限值，各煤种所需要的脱硝效率不同，对应的成本也不一样。同样是硫，沿海地区所用电煤都经过了洗选，含硫量在0.5%以下，而在内地包括山西、陕西及云贵川等地，电煤含硫量甚至能达到4%以上，河南小同1%的低硫煤仅占总产量的1/3。发同样多的电，煤质差的污染物排放量会是煤质好的数倍。

### 市场篇

## 改造市场可观

表二

省市	东部重点地区火电机组存量			
	20万千瓦以上机组		所有机组	
	装机规模（万千瓦）	机组数量	装机规模（万千瓦）	机组数量
北京	172	8	265	16
上海	1435	27	1506.1	46
浙江	3132	56	3742.65	426
天津	950.4	24	1064.55	57
广东	4622	97	5154.3	230
河北	3663	105	3928	249
江苏	5581	108	6604.295	514
山东	4274.5	109	6417.53	883
总计	23830	534	28682	2421

根据环境保护部公布的《污染治理设施清单》，对重点地区（京津冀、长三角、珠三角、山东省）火电机组数量、装机规模进行了统计，以上地区进行过脱硫的20万千瓦以上火电装机容量达2.38亿千瓦，机组数量达到534个。如果将20万千瓦以下的自备电厂等全部统计在内，装机容量达到2.87亿千瓦，机组数量达到2421个。由此分析，以上重点地区的火电机组装机与数量基数大，能够为改造市场带来大量需求。

根据国泰君安证券研究提供的数据，假设脱硫改造成本在100元/千瓦~150元/千瓦，脱硝改造成本为100元/千瓦~150元/千瓦，除尘改造成本约50元/千瓦~100元/千瓦，东部地区火电改造装机规模1.5亿千瓦~2.3亿千瓦，可简单测算出近零排放的市场空间：脱硫改造需求在100亿元~345亿元之间，脱硝改造需求在100亿元~345亿元之间，除尘改造需求在50亿元~230亿元之间，总计在250亿元~920亿元之间。