

一种火电机组实现SCR全时段脱硝的系统及方法

文/刘思宇 王晗林
华能国际电力股份有限公司

摘要：提供了对火电机组实现SCR全时段脱硝的系统设计和方案，采用电厂起动锅炉及省煤器装置，利用起动锅炉产生的高温蒸汽对部分烟道内烟气进行升温，使脱硝装置入口烟气温度超过机组运行各阶段脱硝运行所需的温度，实现火电机组氮氧化物排放全程达标。

关键词：灵活性改造；火电机组；脱硝系统；全时段；起动锅炉

随着碳达峰、碳中和目标的确立以及电力体制改革的不断深入，电力交易市场和碳排放交易市场将更加完善，电力系统对调节电源容量的需求愈加旺盛。为了促进能源消费革命，推进我国能源供应结构的快速转型升级，2021年11月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519号），对火电机组实施灵活性改造项目提出了相关要求，按下了火电机组灵活性改造的“快车道”。随着我国灵活性改造技术的不断进步和成熟，火电机组灵活性改造在我国能源转型的过程中发挥更加重要的作用，助力全国碳达峰、碳中和目标如期实现。

我国自2016年6月正式开启机组灵活性改造试点以来，各大高校、科研机构和发电集团积极发挥自身科研优势，积极探索灵活性改造的新技术、新路线，在技术上推陈出新，独辟蹊径，不断开创灵活性改造的新成果。发电集团也不断深化与科研机构、高校的合作交流，及时为灵活性项目改造开辟绿色通道，确保灵活性改造项目尽快建成生效。经过研究和实践，纯凝机组灵活性改造主要集中在机组低负荷安全运行、脱硝参数达标排放等方面。针对供热机组灵活性改造主要集中在热电联产和供热能力提升等方面，包括增加蓄热锅炉、蓄热水罐等

蓄热设备以及开展低压缸零出力、旁路供热等供热技术改造等。当前机组开展灵活性调峰主要存在以下问题：机组深度调峰（低负荷运行）时，如何确保脱硝系统入口烟气温度不低于脱硝催化剂的最低容许温度，实现氮氧化物达标排放。

脱硝系统调峰期间存在的问题

为满足机组氮氧化物排放浓度要求，火电厂均配备SCR脱硝装置。脱硝装置的催化剂通常工作温度在300~400℃之间，如果温度超过400℃，催化剂就不能正常脱硝。当机组在低负荷期进行深度调峰时，脱硝系统入口烟气温度一般在300℃以下，无法达到脱硝系统的正常运行要求，从而造成氮氧化物超标排放。

从目前机组宽负荷脱硝技术路线上看，由于温升的限制，宽负荷脱硝技术仅能实现机组处于低负荷运行状态下的脱硝，无法满足机组在启停机期间脱硝投运的要求。同时，随着电网自动发电控制（AGC）深度调峰要求不断提高，涉网机组低负荷下运行时间越来越长，脱硝入口烟温低而使脱硝设施被迫退出运行，造成氮氧化物超标排放，无法满足环保要求。为此，有必要研究全时段脱硝技术，既能满足低负荷的要求，又能在启停过程中使SCR脱硝投入运行。

宽负荷脱硝技术现状

1. 省煤器烟气旁路

脱硝装置如图1所示，在机组尾部烟道处新增一路烟道旁路，烟道旁路入口接在省煤器入口，出口接在SCR的烟道入口。烟道旁路上设置有挡板门，负荷较高时，挡板门关闭；负荷较低时，挡板门开启，省煤器入口的高温烟气与SCR烟道入口的低温烟气混合，从而提高SCR入口的烟气温度，满足低负荷时SCR催化剂的运行温度要求。

受省煤器进口烟气温度的限制，该技术仅能提高SCR入口烟气温度 $0\sim 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，温度提升幅度有限。并且以牺牲省煤器内给水换热量和锅炉效率为代价，对烟气挡板可靠性要求很高。机组高负荷撤出旁路时，由于省煤器入口烟气温度可达 $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上，旁路控制导流板在高温下容易发生变形，造成内漏。它还会提高烟气温度，从而影响锅炉的效率。满负荷时，挡板内泄漏较大，可导致省煤器出口温度达到 $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，使催化剂开始烧结。此外，烧结过程是不可逆的，这导致催化剂活性降低。

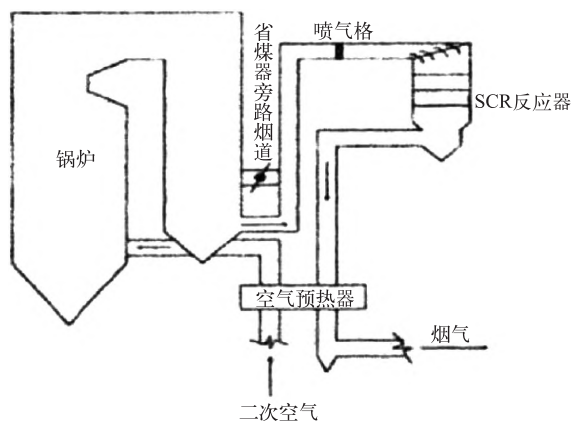


图1 省煤器旁路式SCR脱硝装置示意图

2. 省煤器给水旁路

高负荷时控制阀关闭，低负荷时控制阀打开，部分给水流过旁通管，减少省煤器中的给水流量，进而减少省煤器的变化。热量用于提高省煤器出口烟气温度，以满足SCR催化剂低负荷运行温度要求。

该方案温升有限，且新增给水旁路需要更多的旁路供水，导致省煤器内环境过热，因此省煤器出水温度低，与安全运行不对应。该方案会导致排烟温度的上升，影响机组的经济性，而加装省煤器水旁路会增加荷载，需对锅炉尾部钢架进行改造，如图2所示。

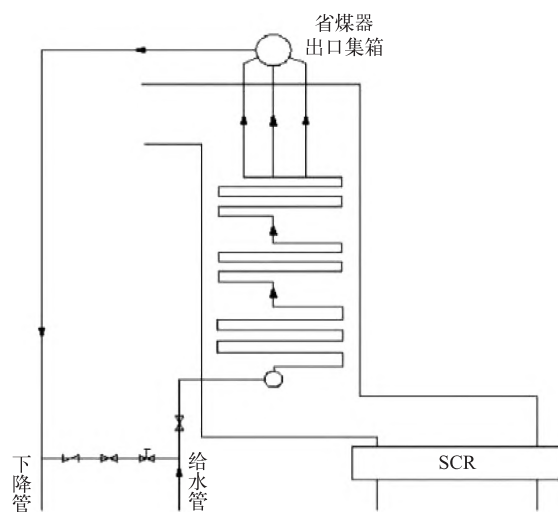


图2 省煤器给水旁路原理图

3. 省煤器分级

减少原省煤器的部分面积，在SCR反应器后增设一级省煤器，保持省煤器的吸热量不变。低负荷供水时，SCR反应器前的省煤器面积减小，其吸热量减少，省煤器出口烟气温度升高，以满足SCR催化剂的运行温度要求。但该方案涉及重新设计省煤器和集箱，成本非常高，而且高负荷下SCR进口烟气温度可能会过热。

进行省煤器分级改造，必须考虑是否留有省煤器分级的预留空间，以及是否需要锅炉钢结构进行变更或加固。另外，SCR反应区烟气温度整体升高，且无烟气温度控制功能，高负荷时存在烟气过热烧毁催化剂模块的风险。同时，省煤器分类的改造具有不可逆性，如果煤种发生较大变化，就会影响锅炉的效率。省煤器分级如图3所示。

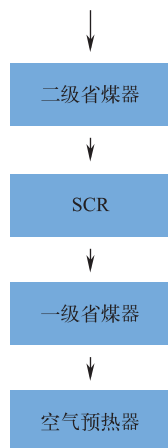


图3 省煤器分级图

4. 0号高加技术

系统新增高压加热器，汽轮机高压缸新增蒸汽出口，高压加热器水侧连接至给水管道。当负荷较低时，起动高压加热器，流经高压加热器的给水被新供给的抽汽加热，从而提高了给水温度，减小了热交换温差，减少了省煤器在负荷下的能耗，提高了省煤器出口烟气温度，满足低负荷时SCR催化剂的运行温度要求。

该技术的温升有限，而且新装置是高压容器，需要较高的改造成本。对于没有进汽阀的机组，改造成本高，对原供热系统影响大，安全性低。同时，为保证设备安全，满足对高加温升率的控制，0号高加投运和切除的过程缓慢，无法实现负荷变化时0号高加的快速起停。由于“高退低投”，也增加0号高加的泄漏风险，并且阀门极易损坏，如图4所示。

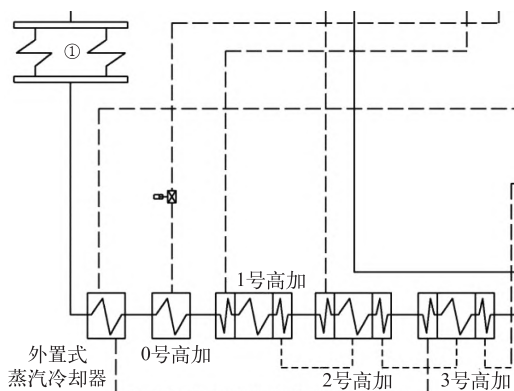


图4 增设0号高加给水系统示意图

5. 给水再循环技术

系统新增供水再循环管路，下降管中的高温炉水经新增炉水再循环泵引至省煤器入口供水管路。轻负荷时，起动给水再循环系统，高温炉水与省煤器给水混合，省煤器入口给水温度升高，省煤器给水与烟气传热温差增大。省煤器热水再循环方案原理图如图5所示。

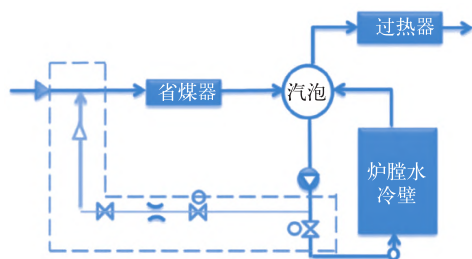


图5 省煤器热水再循环方案原理图

该技术用于将SCR入口烟气温度从0℃提高到15℃，转换成本较高。当给水循环系统起动时，排烟温度升高，对锅炉的效率有一定的影响。同时，给水再循环系统会造成省煤器流量过大，汽包水位波动较大。如果水位低，很容易造成蒸汽温度急剧升高，从而导致汽包过热等事故发生，水冷壁和管道爆炸。

全负荷脱硝改造技术

上述技术只能在一定程度上延长SCR脱硝催化剂的运行负荷范围，无法满足满负荷工况下的运行要求。因此，本文提出一种实现火电厂全时段SCR脱硝的系统和方法：利用火电厂起动锅炉和锅炉省煤器装置，切换省煤器进出口，利用起动锅炉高温蒸汽对部分烟道内烟气进行加热，使进入脱硝系统的烟气温度高于装置起动、低负荷运行和停机时脱硝运行所需的温度，满足装置全时段运行的脱硝要求，实现氮氧化物达标排放。整体结构示意图如图6所示。

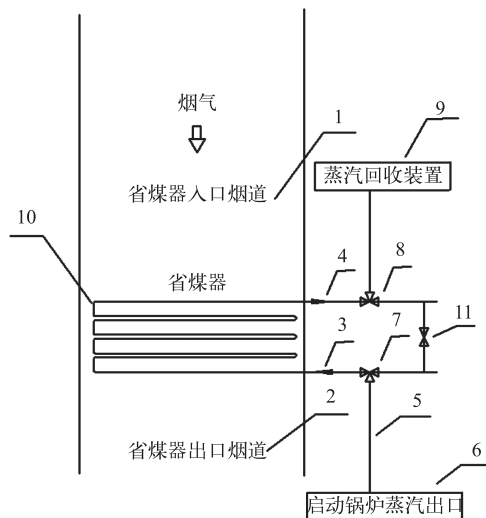


图6 整体结构示意图

在机组的起动阶段，当锅炉开始运行并且起动锅炉出口蒸汽参数达到一定要求时，本系统投运；开启省煤器入口水管、出口水管旁路管道闸阀以及省煤器入口和出口水管连通管闸阀，起动锅炉出口蒸汽流入省煤器内，省煤器用于与经过锅炉省煤器进口烟道的烟气进行热交换，使进入SCR的烟气温度满足脱硝运行温度的要求；装置起动后，锅炉原烟道内烟管温度逐渐升高，旁路管道闸阀逐渐关小，减少省煤器换热蒸汽流量，直至锅炉运行的

SCR入口烟温可自己满足脱硝投运要求时，系统才会被完全关闭：旁路管道闸阀关闭，省煤器入口和出口水管连通管闸阀关闭，省煤器处于正常运行状态。机组其他负荷段系统以类似的方式投运。系统加热时SCR入口烟温变化对比曲线如图7所示。

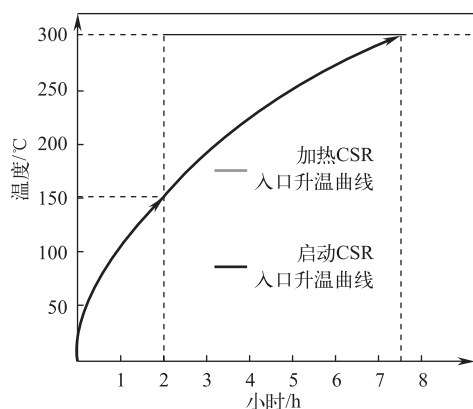


图7 系统加热时SCR入口烟温变化对比曲线

结束语

省煤器烟气旁路技术和给水旁路技术改造费用低、难度小，但是对SCR入口烟气温度提升有限，而且排烟温度上升，降低了锅炉效率，造成经济性下降。同时烟气旁路对挡板要求高，可能对催化剂造成严重影响。省煤器分级技术投资成本高、改造难度大，同时要有充足的预留空间，而且不具备调节烟温能力，可能对催化剂造成损伤。0号高加技术投入费用大，改造技术复杂，对锅炉效率有一定影响并存在一定安全性。给水再循环技术投资成本高改造程序复杂，极大地提高了运行控制难度，同时可能因水位波动较大而造成安全事故。

与现有技术相比，本文提出的全负荷脱硝改造技术具有以下优点和效果：系统采用火电厂启动锅炉及锅炉省煤器装置，无须新增设备及实施大型技术改造，节约资金及占地；利用启动锅炉蒸汽使部分烟气被加热，脱硝设备进口烟气温度在启动、深度调峰（低负荷运行）和停机各阶段均高于脱硝运行要求，满足机组全时段脱硝的要求，从而满足机组全时段氮氧化物排放的要求。

在电网峰谷差和清洁能源占比不断加大，火电机组的调峰压力日益增大的背景下，全负荷脱硝改造技术为电厂实现低负荷、低氮氧化物提供了一个新的思路。EA

参考文献

- [1] 张斐. 平凉电厂300 MW机组灵活性改造研究[D]. 北京: 中国矿业大学, 2021.
- [2] 潘军涛. 利用省煤器给水旁路提高SCR进口烟温的应用及分析[J]. 浙江电力, 2017, 36(8): 73-77.
- [3] 刘龙. 火电厂SCR脱硝全负荷运行改造技术方案讨论[J]. 电力技术, 2016(10): .
- [4] 徐昶, 徐良, 胡杰, 等. 600 MW火电机组提高SCR入口烟温方案研究[J]. 锅炉技术, 2015, 46(1): 61-64.
- [5] 王梦勤, 李楠, 郭长仕. 全负荷SCR脱硝烟温调节技术探讨[A]. 环境工程, 2017[S]. 70-73.
- [6] 王克, 陈艺, 汤陈怀. 630 MW超临界机组锅炉全负荷脱硝技术路径选型研究[J]. 特种设备安全技术, 2022(2), 16-20.
- [7] 高天民, 苑广存, 周靖. 火力发电厂宽负荷脱硝技术研究[J]. 神华科技, 2019, 17(3): 66-69.
- [8] 胡宇峰, 李忠华. 燃煤电站脱硝系统灵活性改造技术分析比较[J]. 电力科技与环保, 2019, 35(1): 22-24.
- [9] 张彦鹏, 郑威, 韩悦, 等. 0号高压加热器应用现状及其对机组性能影响[J]. 山东电力技术, 2018, 45(3): 53-56.
- [10] 曹建文. 超超临界机组零号高加系统的优化改造[J]. 电站辅机, 2021, 42(2): 1-6.
- [11] 吴志祥. 660 MW机组增加0号高加项目技术经济性分析[J]. 南京工程学院学报(自然科学版), 2018, 16(2): 32-35.
- [12] 王懂北. 应用热水再循环技术实现宽负荷脱硝[J]. 锅炉技术, 2018, 49(4): 71-75.
- [13] 杨海建, 郝哲鸿. 火电厂低负荷脱硝技术[J]. 能源与环境, 2019, (02): 92-93+96.
- [14] 钟耕垒, 闫金山, 王珊, 等. 全负荷脱硝在亚临界锅炉的研发应用[J]. 中国设备工程, 2022(23): 137-140.
- [15] 丁建良, 岳峻峰, 邹磊, 等. 大型燃煤电站锅炉宽负荷脱硝技术路径选型及应用分析[J]. 能源研究与利用, 2018(2): 39-44, 48.