

# 机组启动时提高脱硝入口烟气温度的控制策略研究与实践

王志宁<sup>1</sup> 关志成<sup>2</sup> 王春雪<sup>3</sup>

1. 华能威海发电有限责任公司 山东 威海 264200
2. 华能北方公司达拉特发电厂 内蒙古 鄂尔多斯 014300
3. 华能威海发电有限责任公司 山东 威海 264200

**摘要:** 随着环保要求的日益严格,燃煤电厂氮氧化物(NO<sub>x</sub>)排放控制成为重要议题。本文探讨了机组启动时提高脱硝入口烟气温度的策略,旨在避免脱硝系统退出运行,确保NO<sub>x</sub>达标排放。通过现状调查、原因分析、制定对策、实施及效果检查等步骤,实现了300MW及以上机组在并网前投入脱硝喷氨的目标,有效提高了脱硝投运率和NO<sub>x</sub>达标排放率。

**关键词:** 燃煤电厂; 脱硝系统; 烟气温度; NO<sub>x</sub>排放

## 1 研究背景

山东省作为东部地区用电大省,大气污染防治任务艰巨。煤电扩张空间有限,对煤电机组提质增效、节能减排的需求更为迫切。随着环保政策的不断推进,燃煤电厂作为大气污染防治的重点领域,面临着巨大的改造压力。氮氧化物(NO<sub>x</sub>)作为主要的污染物之一,其排放控制成为电厂运行管理的关键。在机组启动阶段,由于锅炉尾部排烟温度较低,防止SCR催化剂失效,脱硝系统可能无法正常运行,导致NO<sub>x</sub>排放超标。因此,研究机组启动时提高脱硝入口烟气温度的策略,对于确保脱硝系统稳定运行、实现全负荷NO<sub>x</sub>达标排放具有重要意义。

## 2 现状调查及试验过程

当前大规模工业化应用的脱硝催化剂活性最佳反应温度段位于308-420℃,当SCR入口烟气温度低于280℃以下时会导致催化剂活性降低,此时若为了控制氮氧化物而喷入过量的氨气,则尾部烟道中的氨浓度将升高,

**作者简介:** 王志宁(1988.01—),性别:男,民族:汉,籍贯:山东青州,职称:工程师,学历:本科,单位:华能威海发电有限责任公司,研究方向:电厂运行,单位邮编:264205

关志成(1972.06—)男,民族:汉,籍贯:内蒙古自治区,职称:正高级工程师,学历:本科,单位:华能北方公司达拉特发电厂,研究方向:电厂运行,单位邮编:014300

王春雪(1987.01—),性别:女,民族:汉,籍贯:黑龙江省齐齐哈尔市克山县,职称:助理工程师,学历:本科,单位:华能威海发电有限责任公司,研究方向:电厂运行,单位邮编:264205

氨逃逸增大,同时三氧化硫浓度升高,烟气中的三氧化硫、水蒸汽与氨气在200-300℃时发生反应,在催化剂位置生成硫酸氢铵,这是一种粘稠性物质,会吸附飞灰堵塞脱硝催化剂通道,降低脱硝效率,同时会对后续设备如空预器、电除尘、风机等造成堵塞、积盐等现象,导致空预器出入口烟压差增大,引风机出力降低,影响机组出力,甚至因空预器冷端硫酸氢铵板结,引起一次风机抢风,威胁机组安全运行。

华能威海电厂#5、#6机组锅炉是哈尔滨锅炉厂引进日本三菱技术进行设计和制造的超超临界一次中间再热、变压运行单炉膛燃煤直流炉,采用MPS中速磨煤机,直吹式制粉系统、CUF墙式切圆喷燃、平衡通风、露天布置、固态连续排渣、全钢构架、全悬吊结构Ⅱ型锅炉。采用三分仓回转式再生空预器,干式电除尘+湿式电除尘,海水脱硫装置、脱硝装置,设计燃用神府东胜煤。

华能威海电厂#5、#6机组在启动时,由于启动方式的不同,如三期单机运行、三期双机全停、冬季启动、夏季启动、邻机加热投入等不同的方式,对脱硝入口烟气温度的影响不同,而采取的主要措施也不同,为实现机组启动期间全负荷段投脱硝,且在启动阶段NO<sub>x</sub>不超标,避免因脱硝入口烟温过低而退出运行,特针对性开展试验,探讨机组高动过程中全负荷脱硝的实践的可能性。

我们通过对几十次机组启动各参数的统计与分析,发现影响脱硝入口烟温的主要因素为机组负荷、锅炉总风量、低再入口汽温、省煤器给水温度、主再热汽温等,通过对以上因素分析讨论,结合每次机组启动时《节能分析》的数据,不断实施对策总结经验,找寻出

机组并网前投脱硝采取的可行性措施。

### 2.1 提高给水温度

2.1.1 机组启动前，提前投入除氧器加热，提高锅炉给水温度，缩短机组启动时间。通过提高邻机辅汽联箱压力，提高启动机组除氧器供汽压力与温度，使启动机组辅汽压力由0.65Mpa左右提高至0.85Mpa左右，在保证启动机组汽动给水泵上水要求最小出力情况下尽可能提高辅汽联箱至除氧器调门开度，加热蒸汽流量达到70~80t/h左右，使除氧器内水温由60~70℃提高至90~100℃，锅炉下联箱水温分离器入口水温提高至90~110℃。有效地提高了锅炉尾部省煤器侧入口烟温。

2.1.2 启动初期投运#2高加。机组设计为电动高旁，本机高旁供#2高加时不宜投入过早，在主汽压力5MPa以上投运，防止二抽压力和流量过低造成疏水不畅，若#2高加形成虚假水位易造成危急疏水开启，#2高加至除氧器正常疏水倒流回高加，造成真空大幅下降。

2.1.3 3000r/min时投运#1高加（开度10%左右），#3高加随机启动。

2.1.4 机组并网后，在转态前，脱硝系统入口烟温有一个下降过程，其主要原因是汽轮机并网后，汽轮机进汽量增加，导致给水泵出口流量增加，省煤器入口给水温度会下降，从而导致脱硝系统入口烟气温度下降。要保证给水流量稳定（按锅炉最小启动流量530t/h左右），维持省煤器入口温度稳定，避免大幅波动，防止脱硝入口烟温降低导致脱硝退出。

### 2.2 机组并网前开大再热器调温挡板

2.2.1 机组并网之前开大再热器烟气挡板，因再热器流量低、吸热量少，可有效提升脱硝SCR入口处烟温。

2.2.2 避免再热器汽段投减温水（控制壁温不超

限），注意加强调整，避免过再热汽温偏差大。

### 2.3 提高高旁调节阀后温度

2.3.1 高旁减温水设定值由300℃升至350℃。

2.3.2 在机组启动阶段，通过提高高旁调节阀后温度从而提高低再进口汽温，提高再热汽温，提高低温再热器出口烟温。

### 2.4 优化锅炉燃烧

2.4.1 影响脱硝系统入口烟气温度的主要因素为锅炉热负荷，机组并网前投三台磨煤机运行，以尽快提升脱硝入口烟温。

2.4.2 采取ABDE磨接带负荷，此磨组运行方式下炉膛内形貌成“束腰风”，使火焰在炉膛内拉长，火焰中心上移，炉膛出口烟温上升。机组负荷至250MW，较同负荷下ABCD磨组运行方式下SCR入口处烟温高10℃左右，可早投运脱硝30min左右。

2.4.3 脱硝投运前，应及时调整至低氮配风方式及燃用低硫煤。

通过锅炉燃烧优化调整来提高低氮燃烧器降氮效果，降低脱硝入口NO<sub>x</sub>，可减少喷氨量；同时提高火焰中心，提高尾部烟气温度。在机组低负荷及启停阶段尽量考虑燃用低硫含量的煤等，减少SO<sub>3</sub>的产成量，从而减少与NH<sub>3</sub>的反应量，降低最低喷氨温度限制，减少氨逃逸，减少了硫酸氢铵在低温受热面和空预器冷端的板结，减少催化剂及空预器的堵塞几率。

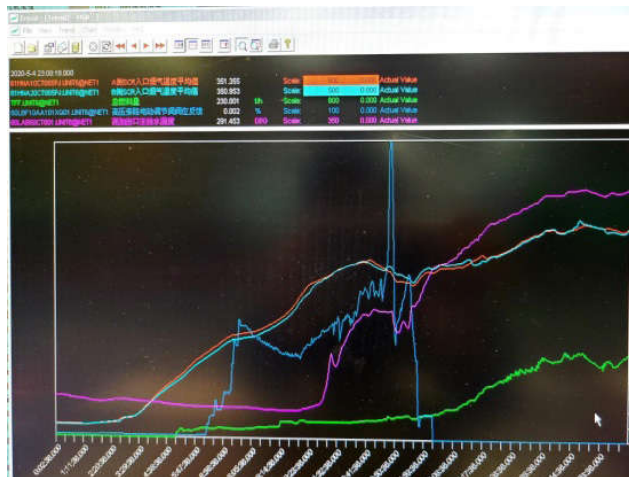
## 3 试验效果检查

为减少干扰因素，抽取三期#6机组四次无影响开机因素的冷态启动为例，以脱硝系统两侧入口烟气温度为研究对象，经过不断的试验和总结，脱硝入口烟温升速率逐渐提高。

2023年5月28日#6机启动



2023年6月04日#6机启动



2023年10月12日#6机启动



2023年11月13日#6机启动

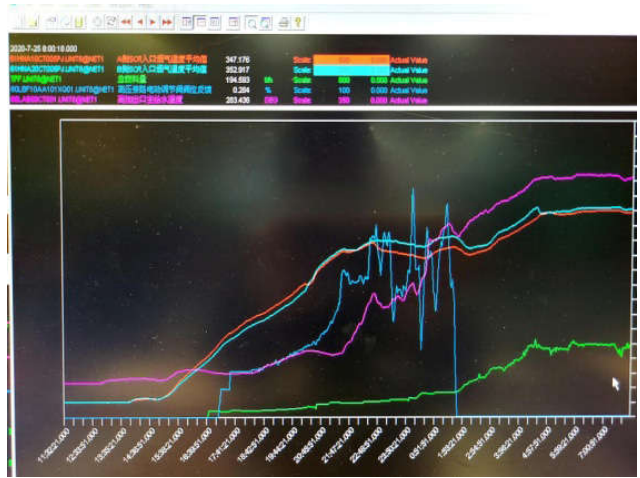


图1 抽取#6机组四次正常冷态启动

表1 抽取#6机组四次正常冷态启动

| 日期         | 锅炉点火时SCR入口烟温A/B (°C) | 投脱硝时SCR入口烟温A/B (°C) | 用时 (min) | 烟温速率 (°C/min) |
|------------|----------------------|---------------------|----------|---------------|
| 2023/05/28 | 27/27                | 298/293             | 572      | 0.47          |
| 2023/06/04 | 32/32                | 285/286             | 522      | 0.53          |
| 2023/10/12 | 42/43                | 293/292             | 375      | 0.55          |
| 2023/11/13 | 31/32                | 293/296             | 450      | 0.6           |

4 控制策略分析及经济性分析

4.1 针对三期机组，总结制定如下具体措施：

(1) 锅炉点火前至少8小时投运邻机加热系统，不投邻机加热机组启动时，高旁压力0.8MPa左右投入#2高加。(2) 逐步提高除氧器水温至100°C以上，提高锅炉给水温度。(3) 高旁减温水调节门温度改为自动，设定值由300°C改为350°C。(4) 机组冲转前再热器侧调温挡板开至90%，过热器侧至10%。(5) #1、3高加随机启动：机组冲转时投运#1、#3高加。(6) 延长汽轮机3000r/min暖机时间，期间提高锅炉热负荷，逐步提高主再热汽温，调整汽轮机高旁开度 > 40%。(7) 脱硝投运前，应及时调整锅炉配风至低氮配风方式，开大上侧二次风门、关小下侧二次风门，降低脱硝入口NO<sub>x</sub>，同时适量上摆喷燃器摆角。(8) 脱硝SCR入口烟温 > 285°C投运脱硝系统。(9) 机组并网前，投运第三台磨煤机。(10) 机组并网后，初负荷暖机期间逐步增加锅炉燃料量，保持汽轮机高旁开度 > 40%。(11) 锅炉转态前，保持汽轮机高低压旁路开启。负荷130MW左右，关闭高低压旁路，锅炉开始由湿态转干态。(12) 负荷175MW左右，锅炉转干态运行，锅炉再循环流量为零时，省煤器入口水温快速降至与高加出口水温一致，继续提高给水温度，提升脱硝入口烟温。(13) 负荷250MW，稳定机组负荷锅炉给水旁路倒主给水后，按正

常启动接带机组负荷。

4.2 经济性分析：

为补偿电厂推进环保改造的成本，国家在2014年推出了环保电价。具体加价标准为：脱硫加价（1.5分/千瓦时）、脱硝加价（1分/千瓦时）、除尘加价除尘电价（0.2分/千瓦时），共计2.7分/千瓦时。

2023年全厂三期#5、#6机组开机次数为40次，2023年开机期间可奖励环保电费约为1611\*40\*1000\*0.027 = 173.99万元。

结论

目前华能威海电厂已成功攻克了全负荷段投脱硝的技术难题，通过精心制定的控制策略与优化方案，不仅提升了脱硝效率，还实现了全年环保电费收益174万元的显著增长。这一成就充分证明了我们在提升脱硝入口烟气温度控制策略方面的智慧和实力，同时为电厂的安全经济运行提供了有力保障。

参考文献

[1]姚强.燃煤电站SCR烟气脱硝技术及工程应用[M].北京:化学工业出版社,2006.  
 [2]李俊华,杨恂,常化振,等.烟气催化脱硝关键技术研发及应用[M].北京:科学出版社,2015.  
 [3]王为术,上官闪闪,张斌,等.300MW亚临界机组SCR脱硝系统数值模拟[J].洁净煤技术,2015,21(6):76-79.