

锅炉低负荷时再热蒸汽温度低的原因 分析及燃烧器改造

王礼鹏,王磊,秦淇,蓝晓村,姬亚

(中国大唐集团科学技术研究院有限公司华中分公司,郑州 450000)

摘 要:针对国内某 350 MW 锅炉低负荷时再热蒸汽温度低的问题,经摸底和燃烧调整试验,确定仅通过运行调整难以有效缓解该问题,需进行燃烧器优化改造。提出了减弱炉膛吸热和减小炉膛上部烟气旋转残余的燃烧器优化设计改造方案,改造后的优化调整试验结果表明:机组低负荷时再热蒸汽温度明显提高,炉膛燃烧及结渣情况得到改善,机组 NO_x 排放质量浓度有所降低。改造后的燃烧调整试验为运行人员提供了机组低负荷运行优化调整指导卡片,有效提高了机组运行的经济性和安全性。

关键词:锅炉;低负荷;再热蒸汽温度;燃烧器;改造

中图分类号:TM 621.2 **文献标志码:**B **文章编号:**1674 - 1951 (2017) 07 - 0036 - 03

0 引言

电力工业关乎国计民生,在整个国民经济中占据着十分重要的地位,2014 年全国电力生产总量达 56 495.8 亿 kW · h。目前虽然有 1 000 MW 大型燃煤机组陆续投入生产,但国内燃煤机组容量仍以 300 MW 和 600 MW 为主。为响应国家节能减排政策,国内 300 MW 机组锅炉燃烧器大部分进行了低氮改造,但改造后普遍存在再热蒸汽温度低于设计值,尤其是低负荷时锅炉再热蒸汽温度低的问题。再热蒸汽温度低不仅影响机组的经济性,而且会增加汽轮机的排汽湿度,长期运行会降低末级叶片的寿命,影响机组运行的安全性。

国内学者针对锅炉再热蒸汽温度低的问题开展了大量研究,乔永生等人^[1]从运行控制和设备改进两个方面提出了防治措施;孟建国等人^[2]通过减少分隔屏过热器受热面、增加省煤器受热面的方法研究了某 600 MW 机组低负荷时再热蒸汽温度偏低问题;王英坤等人^[3]提出了将冷段再热器入口由炉前侧改为炉后侧,强化再热器换热,以提高再热蒸汽温度;强君刚等人^[4]针对某 300 MW 锅炉再热蒸汽温度低的问题,通过热力计算,提出了敷设卫燃带的治理方案;吴云辉^[5]则系统分析了燃煤锅炉主、再热蒸汽温度偏低的影响因素,针对某 125 MW 机组设计资料,通过各受热面热力计算提出了解决再热蒸汽温度低的不同改造方案。虽然相关的专家和学者对不同电厂出现的再热蒸汽温度偏低问题,都提出了

自己的解决方案^[6-16],但这些都是通过受热面面积改造或卫燃带敷设解决再热蒸汽温度偏低问题,通过燃烧器改造改善低负荷时再热蒸汽温度偏低的试验研究并不多见。

国内某 350 MW 亚临界压力自然循环汽包锅炉低氮燃烧器改造后一直存在低负荷时再热蒸汽温度低的问题,本文针对该问题,通过热力计算及燃烧器配风改造,研究提高低负荷时再热蒸汽温度的方法,并结合燃烧调整试验进行改造效果验证。

1 设备概况

国内某电厂锅炉为哈尔滨锅炉厂有限责任公司生产的 HG - 1172/17.2 - PM2 型亚临界压力一次中间再热自然循环锅炉。锅炉采用四角切圆燃烧方式,配有 5 台 HP863 型碗式中速磨煤机,采用正压直吹式制粉系统。该锅炉的炉膛断面近似正方形(宽 14 048 mm、深 14 019 mm),炉膛高热负荷区域的水冷壁采用内螺纹管的膜式水冷壁,炉膛上部布置有墙式再热器、分隔屏过热器和后屏过热器;水平烟道中布置有屏式再热器、末级再热器、末级过热器和立式低温过热器;后烟道竖井布置有水平低温过热器和膜式省煤器,烟道竖井下部布置有 2 台空气预热器(以下简称空预器)。过热器采用两级喷水减温:一级在分隔屏过热器入口作为粗调,保护分隔屏过热器不超温;二级在后屏过热器和高温过热器之间作为细调,保证主蒸汽温度。再热器设计为通过改变燃烧器喷口倾角来调节汽温,异常时利用再热器入口的事故喷水进行减温。锅炉主要设计参数见表 1(表中:BMCR 工况为锅炉最大连续出力工况;ECR

工况为锅炉经济出力工况)。

表 1 锅炉主要设计参数

项目	BMCR 工况	ECR 工况
蒸发量/(t·h ⁻¹)	1 171.6	1 062.6
主蒸汽压力/MPa	17.32	17.10
主蒸汽出口温度/℃	541	541
再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	972.5	888.1
再热蒸汽进/出口温度/℃	334.4/541.0	325.9/541.0
再热蒸汽进/出口压力/MPa	4.06/3.86	3.71/3.53
给水温度/℃	286.1	279.7
汽包压力/MPa	18.69	18.23
排烟温度/℃	122	121
空预器进/出口一次风温/℃	26/333	26/331
空预器进/出口二次风温/℃	23/342	23/338
环境温度/℃	20	20
燃煤量/(t·h ⁻¹)	120.7	111.7
锅炉效率/%	92.81	92.79

该锅炉炉膛四角布置了 4 组摆动式燃烧器,每组有 8 个喷嘴,其中 5 个煤粉喷嘴、3 个油枪喷嘴。共 11 层二次风喷口,其中布置有 2 层上燃尽风和 1 层下燃尽风。煤粉喷嘴内部布置有百叶窗式分离器,利于向火侧的着火与稳燃,防止背火侧区域的结焦;同时,喷口周围均布有周界风,以冷却煤粉喷嘴。2012 年进行了低 NO_x 燃烧改造,主要改造内容为:在主燃烧器上方增加 2 层分离燃尽风(SOFA)燃烧器;主燃烧器各层(5 层)一次风、二次风标高及数量均不变,紧凑燃尽风(CCOFA)二次风由原来的 3 层改为 2 层,最上层 EE4 风密封;炉膛减少部分卫燃带,避免结焦;一次风室采用水平浓淡燃烧器并配有周界二次风;B 层燃烧器为带小油枪的燃烧器,没有百叶窗浓淡分离装置;一次风周界风小风门遮盖部分面积,增加风门调节特性。

2 原因分析

通过改造前的燃烧调整试验,确定该锅炉低负荷时再热蒸汽温度低的原因主要如下。

(1)炉内热偏差无法消除。燃烧调整过程中由于炉内热偏差较大,在提高火焰中心高度、提高炉膛出口烟温时,分隔屏过热器及高温再热器出口壁温容易超限,分隔屏过热器壁温易超限点主要靠左侧及中部,而高温再热器壁温易超限点在中间偏右侧位置。试验中采用增大 SOFA 反切角度的方法加强反切风动量矩,但不能消除高温再热器出口汽温、壁温偏差;也曾采用增大反切风开度的方法提高反切风动量矩,下两层反切 SOFA 开度增大到 50%,同样

无法消除壁温偏差,进一步增大下 2 层 SOFA 开度时,炉膛风箱压差降至 0.35 kPa 以下,易引起燃烧不稳;采取增、减某一角主燃区风量的措施同样无法消除壁温偏差。

(2)水冷壁吸热量偏大,炉膛出口烟温偏低。低氮燃烧器改造后,过热器减温水量及各段烟温明显降低,表明对流吸热份额减小。改造后虽然主燃区放热量减少,但主燃区二次风量减少,所以主燃区炉膛温度变化不大。但是,改造后一方面二次风量降低,另一方面二次风喷口外壁与二次风箱间隙偏大,其间的漏风使二次风喷口风速降低,造成二次风动量减小,进而使二次风切圆直径增大,二次风区域燃烧更靠近水冷壁壁面,使水冷壁吸热量增加,降低了炉膛出口烟气温度,导致再热蒸汽温度降低。

3 改造方案

通过摸底燃烧调整试验,基本确定了锅炉低负荷时再热蒸汽温度低的原因,因受热面部分壁温容易超温,仅通过运行调整难以有效缓解再热蒸汽温度低的问题,需进行燃烧器优化改造,改造的主要方向为减弱炉膛吸热和减小炉膛上部烟气旋转残余,最终确定的优化改造方案如下。

(1)对燃烧器上部 EE2,EE3 二次风进行可调水平摆角改造。拆除原 EE2,EE3 层共 8 只二次风喷口,更换为新加工件,同时为其增设手动的水平切角摆动机构(原来的垂直摆动机构依旧),实现水平方向左、右 20°范围内的摆动,垂直方向的摆动不受影响。实际运行中这 2 层二次风可反切运行,削减主燃区旋转动量矩,减小炉膛上部的烟气旋转残余。

(2)SOFA 喷口及主燃区二次风喷口局部封堵。对各层 SOFA 喷口及主燃区二次风喷口进行局部封堵(除本次已改造的 EE2,EE3 层及 AA1 层),减小二次风喷口总面积,提高二次风风速及动量,增强二次风后期对一次风的卷吸控制能力,以达到提高运行稳定性、减轻或消除结渣、降低炉膛出口两侧烟温偏差及降低飞灰可燃物的目的。封堵方法为在喷口左、右侧筋板上焊接销钉,并布置耐火浇注料。

改造前、后燃烧器设计参数见表 2,燃烧器改造情况如图 1 所示。

4 改造效果

改造前进行了 A,B,C 和 C,D,E 两种磨煤机运行方式的原始工况摸底试验及 C,D,E 磨煤机运行时的燃烧调整试验,改造后同样是先进行摸底试验,再进行 A,B,C 和 C,D,E 两种磨煤机运行方式的燃烧调整试验,各试验工况参数对比情况见表 3。

表 2 燃烧器改造前、后设计参数

项目	改造前	改造后
燃煤量/(t·h ⁻¹)	120.7	120.7
过量空气系数	1.2	1.2
总风量/(t·h ⁻¹)	1 297	1 297
SOFA 风率/%	28.1	28.3
二次风率/%	36.8	38.7
平均二次风速/(m·s ⁻¹)	46.1	58.5



a 二次风喷口封堵

b 新安装的EE2，EE3层喷口

图 1 燃烧器改造

表 3 改造前、后各试验工况参数对比

工况	机组负荷/MW	磨煤机运行方式	再热蒸汽温度/℃	过热蒸汽温度/℃	氧量(A/B)/%	SCR 入口 NO _x 质量浓度 (A/B,标态)/(mg·m ⁻³)	末级再热器最高壁温/℃
改前原始工况	174	C,D,E	504.0	536.0	3.35/2.75	563/607	570.0
	177	A,B,C	489.0	530.0	3.30/2.60	468/528	558.0
改前燃烧调整 试验工况	177	C,D,E	510.0	536.0	3.60/2.80	618/637	569.0
	176	C,D,E	514.0	538.7	3.60/3.10	601/635	571.0
改后原始工况	175	C,D,E	517.0	536.0	3.07/3.11	420/501	569.0
改后燃烧调整 试验工况	177	C,D,E	531.0	538.0	4.50/4.00	480/580	573.0
	177	A,B,C	525.0	538.0	3.22/3.04	448/509	561.0

5 结论

(1)通过调整优化,改造后低负荷时再热蒸汽温度比改造前原始工况提高 27℃(C,D,E 磨煤机运行)、36℃(A,B,C 磨煤机运行),比改造前优化工况平均提高 19℃(C,D,E 磨煤机运行)。

(2)优化后低负荷工况 C,D,E 磨煤机组合运行方式下再热蒸汽温度能稳定在 531℃左右,与额定温度 540℃尚有 9℃差距,为进一步解决该问题,建议进行卫燃带的核算敷设。

(3)通过总结改造后燃烧调整试验结果,提供了机组低负荷运行的优化调整指导卡片,建议机组低负荷时按照推荐方式运行。

(4)改造后优化工况 SCR 脱硝装置入口烟气 NO_x 平均质量浓度为 480~550 mg/m³(标态),低于 600 mg/m³(标态),比改造前工况有所降低,而末级再热器最高壁温相差不大,炉膛结渣情况也有明显好转。

由表 3 可以看出:改造后低负荷时再热蒸汽温度比改造前原始工况分别提高了 27℃(C,D,E 磨煤机运行)、36℃(A,B,C 磨煤机运行),比改造前优化工况平均提高了 19℃(C,D,E 磨煤机运行);改造后各工况选择性催化还原(SCR)脱硝装置入口 NO_x 质量浓度比改造前各工况有所降低,末级再热器最高壁温相差不大。通过观察和运行人员反映,改造后炉膛结渣情况也有明显好转。

参考文献:

[1]乔永生,薛长海,李永宁. 焦作电厂 1 号炉再热汽温低的原因及防治对策[J]. 电力情报,2001(4):17-19.

[2]孟建国,曹建臣,严林博,等. 通过受热面改造解决再热汽温低问题[J]. 华北电力技术,2010(4):27-31.

[3]王英坤,黄路顺,王成喜. 提高 HG-670/140-YM14 型锅炉再热汽温的措施[J]. 吉林电力技术,1995(2):26-29.

[4]强君刚,马凯,李波. 300 MW 锅炉再热汽温低及卫燃带改造研究[J]. 锅炉制造,2013(6):1-4.

[5]吴云辉. 125 MW 机组主蒸汽和再热蒸汽温度偏低分析和改造方案研究[D]. 南京:东南大学,2002.

[6]黄蔚雯,张宏. 合肥电厂 4 号锅炉再热器改造的技术方案[J]. 电力科学与工程,2004,20(4):68-70.

[7]ATTHEY D R. An approximate thermal analysis for a regenerative heat exchanger[J]. International journal of heat and mass transfer,1988,31(7):1431-1441.

[8]HEO J S,LEE K Y. Multi-objective control of power plants using particles swarm optimization techni-(下转第 41 页)

变、高备变本体油温表及绕组温度表的指示,与控制室的数值进行核对,保证偏差在 $\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以内。

(3)检查主变、高厂变、高备变冷却风扇及潜油泵,确保运行正常。主变冷却风扇(共 5 组)2 组投手动、2 组投自动、1 组投备用运行,高厂变冷却风扇(共 2 组)投 1 组运行,高备变冷却风扇(共 2 组)投 1 组运行。

6.2 处置方案(以主变为例)

6.2.1 主变上层油温(3 个温度测点)大幅升高

(1)主变上层油温(1 个温度测点)较平时相同负荷和环境温度下高出 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上,或主变负荷、电流未发生变化,上层油温(1 个温度测点)不断上升至 $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ 报警信号发出时,汇报值长、通知检修;同时,运行人员就地检查主变冷却风扇全部投入运行正常、潜油泵运行正常、油位指示正常、变压器本体声音正常。检修确认主变上层油温表故障,运行人员用其他 2 块上层油温表监视主变运行。

(2)主变上层油温(2 个或 3 个温度测点)较平时相同负荷和环境温度下高出 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上,或主变负荷未发生变化,但绕组温度、电流之一发生变化,主变上层油温不断上升至 $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ 报警信号发出时,运行人员立即请示值长,降低发电机有功负荷,控制主变上层油温在 $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下;同时,就地检查主变冷却风扇全部正常投入运行、潜油泵运行正常、油位指示正常、主变本体声音正常,通知检修人员,联系化学专业取油样进行化验。处理期间主变上层油温至动作值 $105\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,油质色谱分析异常,判断为主变内部故障,立即切换 6 kV 厂用电,汇报值长并紧急停机。

6.2.2 主变绕组温度大幅升高

(1)主变绕组温度较平时相同负荷和环境温度下高出 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上,或主变负荷、上层油温、电流未发生变化,绕组温度不断上升至 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 报警信号发出时,汇报值长并通知检修;同时,运行人员就地检查

主变冷却风扇全部正常投入运行、潜油泵运行正常、油位指示正常、主变本体声音正常。检修确认主变绕组温度故障并处理,运行人员用上层油温表监视主变运行。

(2)主变绕组温度较平时相同负荷和环境温度下高出 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上,或主变负荷未发生变化,但上层油温、电流之一发生变化,主变绕组温度不断上升至 $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ 报警信号发出时,运行人员立即请示值长,降低发电机负荷,控制主变绕组温度在 $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下,通知检修人员,联系化学专业取油样进行化验。处理期间主变绕组温度至动作值 $105\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,油质色谱分析异常,判断为主变内部故障,立即切换 6 kV 厂用电,汇报值长并紧急停机。

7 结束语

变压器非电量保护改投报警信号,避免了元件老化破损、电缆绝缘故障而造成非电量保护误动、机组“非停”事故。运行人员必须加强电气参数监视及电气设备巡检,发现变压器电流、油流、温度、压力异常时,应及时进行处理,防止事故扩大。

参考文献:

[1] 操敦奎,许维宗,阮国方. 变压器运行维护与故障分析处理[M]. 北京:中国电力出版社,2008.
[2] 电力设备预防性试验规程:DL/T 596—1996[S].
[3] 变压器油中溶解气体分析和判断导则:GB/T 7252—2001[S].
[4] 变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范:Q/GDW 1175—2013[S].

(本文责编:刘芳)

作者简介:

白国钢(1972—),男,黑龙江牡丹江人,工程师,从事电厂集控运行方面的工作(E-mail:mecbgg@163.com)。

(上接第 38 页)ques[J]. IEEE trans energy conversion,2006 (21):552—561.

[9] 郑晓康,张传名,宋国良,等. 2008 t/h 四角切圆燃烧锅炉汽温偏低的原因分析及试验研究[J]. 热力发电,2004, 33(11):32—35,42.

[10] 贾兆鹏,徐党旗,张广才,等. 低温再热器磨损泄漏及再热汽温偏低原因分析及改造[J]. 热力发电,2014,43 (2):122—124,128.

[11] 马士松,陈国华. 330 MW 锅炉再热汽温偏低的技术改造[J]. 江苏电机工程,2015,34(4):74—75,78.

[12] 匡国强. 某 300 MW 锅炉再热汽温偏低的技术改造[J]. 湖南电力,2013,33(4):60—62.

[13] 王勇. 太一 300 MW 锅炉再热汽温偏低现状分析及改造

方案[J]. 科学之友,2012(5):39—40,42.

[14] 赵振宇,王晶晶,徐立伟,等. 300 MW 锅炉再热汽温低的原因分析及改造[J]. 中国电力,2012,45(12):21—25.

[15] 徐立韡. 300 MW 级锅炉再热汽温低及再热器增容改造的研究[D]. 北京:华北电力大学,2012.

[16] 咎荣师. 600 MW 超临界锅炉再热汽温低及卫燃带改造研究[D]. 北京:华北电力大学,2010.

(本文责编:刘芳)

作者简介:

王礼鹏(1988—),男,河南郑州人,助理工程师,工学硕士,从事燃煤电厂锅炉的环保、节能、高效运行研究(E-mail:michealwlp@163.com)。