

# WGZ1100 亚临界自然循环锅炉再热汽温偏低问题的解决措施

顾卫东

(江苏新海发电有限公司, 江苏 连云港 222023)

**摘 要:** 江苏新海发电有限公司#15 锅炉是 330MW 等级亚临界自然循环汽包炉, 2005 年投运以来再热汽温长期在 525℃左右, 严重影响机组经济性, 本文对锅炉特性和再热汽温偏低问题进行分析, 对以往采取措施的效果进行评价, 并进一步提出增加低再垂直段受热面积的改造方案, 2014 年实施改造并取得了预期效果。

**关键词:** 锅炉; 再热汽温; 偏低; 改造

## 0 引言

锅炉再热汽温偏低问题具有一定普遍性, 对发电机组安全经济性有很大影响, 本文通过分析江苏新海发电有限公司#15 炉再热汽温偏低的原因, 并据此提出对应的解决方案, 2014 年按此方案实施后, 取得了良好的效果。

## 1 设备及存在问题概述

江苏新海发电有限公司#15 锅炉是武汉锅炉股份有限公司设计制造的 WGZ1100/17.45-4 型亚临界自然循环汽包炉, 为燃烧贫煤设计的 330MW 等级锅炉, 中速磨正压直吹式制粉系统, 直流式百叶窗水平浓淡燃烧器, 四角布置, 切向燃烧方式, 尾部双烟道布置, 烟气挡板调节再热汽温, 喷水减温控制过热汽温, 容克式三分仓回转式空气预热器, 固态出渣, 一次再热, 平衡通风, 全钢构架, 露天岛式布置。

#15 炉炉膛截面为 13260×12956mm 的近似正方形, 配有四角切向燃烧器, 燃烧器的上下摆动为手动。炉膛截面积为 172m<sup>2</sup>, 炉膛容积 7595m<sup>3</sup>, 上排一次风喷口中心线至屏底距离 19.4m, 下排一次风喷口中心线至灰斗拐角为 4.37m。炉膛截面热负荷为 4.85MW/m<sup>2</sup>, 容积热负荷为 110kW/m<sup>3</sup>。炉膛上方布置分隔屏过热器、后屏过热器, 炉膛折焰角上方布置高温过热器, 水平烟道布置高温过热器。尾部竖井烟道分隔为两个平行烟道, 前烟道布置低温再热器, 后烟道布置低温过热器和省煤器。平行烟道下方分别布置烟气调节挡板。

过热器系统设有两级喷水减温系统, 一级减温器布置在低过出口集箱至分隔屏进口集箱的连接管

上, 二级减温器布置在分隔屏出口集箱至后屏进口集箱连接管上。再热蒸汽调温以烟气挡板调节为主, 喷水调温为辅, 在再热蒸汽的进口管道上, 装有事故喷水减温器, 作为事故紧急喷水用, 以保护再热器, 微量喷水接在低温再热器出口和高温再热器进口间的管道上, 控制进入高温再热器两侧的整齐温度偏差。

2005 年投运后, #15 炉再热汽温长期在 525℃左右, 严重影响机组经济性, 并加速汽轮机末级叶片水蚀。

## 2 再热汽温偏低问题分析

### 2.1 锅炉原设计煤种

WGZ1100/17.45-4 锅炉按贫煤设计, 设计煤种和校核煤种均为山西贫煤, 其煤质分析结果列于表 1。这些煤种具有典型贫煤的特性。

表 1 锅炉设计用煤质数据

项目名称	符号	单位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
收到基碳分	Car	%	58.95	58.73	55.45
收到基氢分	Har	%	3.16	3.21	3.56
收到基氧分	Oar	%	2.13	6.44	5.88
收到基氮分	Nar	%	0.93	1.13	0.63
收到基硫分	St,ar	%	1	0.51	0.6
收到基灰分	Aar	%	26.80	23.48	24.62
收到基水分	Mt	%	7.03	6.5	9.26
干燥无灰基挥发分	Vdaf	%	15.64	17.69	14.08
收到基低位发热量	Qnet,ar	MJ/kg	21.77	23.29	21.87
可磨度	HGI	/	86	107	74
变形温度	DT	℃	1330	1260	1350
软化温度	ST	℃	1400	1500	1400
流动温度	FT	℃	1450	1500	>1500

### 2.2 锅炉原设计的主要参数

锅炉设计主要参数见表 2。

表 2 锅炉设计主要参数

序号	内容	单位	BMCR	TMCR	BECR	高加 切除	40% BMCR 滑压
1	主蒸汽流量	t/h	1100	1045.7	988.1	867.12	440
2	主蒸汽压力	MPa	17.45	17.45	17.45	17.45	7.81
3	主蒸汽温度	℃	541	541	541	541	528
4	再热蒸汽流量	t/h	915.0	872.6	827.4	850.8	346.4
5	再热蒸汽压力	MPa	3.6	3.5	3.3	3.5	1.6
6	再热蒸汽温度	℃	540	540	540	540	499
7	再热器入口压力	MPa	3.8	3.7	3.5	3.7	1.7
8	再热器入口温度	℃	330.9	325.7	320	327	327.5
9	给水温度	℃	280.4	277.1	273.5	188.5	227.6
10	减温水温度	℃	186.3	184.2	182	184.9	153.1
11	空预器一次风入口	℃	28.9	28.9	28.9	28.9	50.6
12	空预器一次风出口	℃	337.2	334.7	331.6	327.0	310.7
13	空预器二次风入口	℃	23.3	23.3	23.3	23.3	50.6
14	空预器二次风出口	℃	356.5	352.4	348.1	344.2	314.6
15	排烟温度	℃	128.4	126.3	124.1	123.1	124.4
16	排烟温度(修正后)	℃	123.2	120.9	118.6	117.8	117.7
17	锅炉效率	%	92.81	92.89	92.98	93.03	94.11

## 2.3 锅炉再热汽温偏低的原因分析

### 2.3.1 根据锅炉设计特点的影响

#15 炉设计炉膛容积为 7750 m<sup>3</sup>，设计炉膛出口烟气温度 TMCR 工况为 1120.6℃，TMCR 工况下设计排烟温度 120.9℃（修正后）。该炉选用的炉膛容积比一般同等级的贫煤锅炉为大，因此水冷壁布置多，炉内吸热量多，加以选用的排烟温度较低，燃煤量减少，致使炉膛出口烟温降低，辐射吸热百分量多，对流吸热百分量少，导致对流受热面包括再热器的吸热性能、调节性能、变工况特性、热力参数和受热面布置等有所影响。

### 2.3.2 燃用煤种变化的影响

设计煤种为贫煤，干燥无灰基挥发分 Vdaf=15.64%，而实际使用的煤燃基挥发分一般在 25% 以上。由此造成锅炉火焰中心相对降低，对再热汽温造成负面影响

### 2.3.3 中压供热低于设计值的影响

原机组设计有压力 3.541MPa、流量 20t/h 的中压供热，由高压缸排汽抽取。但实际运行中，中压供热只有 5t/h 左右，且为间断使用。因此，造成额定工况下经过再热器的蒸汽流量相对原设计工况多了约 15t/h，导致再热汽温降低了 3℃ 左右。

## 3 本次改造之前采取的措施

### 3.1 人为增大低温再热器侧烟气份额，提高再热汽温

#15 炉投运初期，为了保证再热汽温达到额定值，经常采用低温再热器侧烟气挡板门全开、低过侧烟气挡板门开度 15%-20% 的运行方式，结果一方面造成再热器烟道的烟速过快，磨损加快，另一方面导致低过侧和低再侧静压差过大，局部位置有烟气从过热器烟道流向再热器烟道，形成烟气射流冲刷受热面管子。因此，在机组投运的最初一年内，低再侧受热面多次出现爆管。为了解决初期锅炉爆管的问题，除采取增装阻流板、防磨护瓦等措施外，特别强调一点，即控制过热器挡板开度不低于 40%。

由于限制了过热器挡板开度不低于 40%，通过人为增大低温再热器侧烟气份额来达到提高再热汽温无可操作性。

### 3.2 调整磨煤机运行方式

采用上四台磨运行方式，实现炉膛火焰中心上移，对提高再热汽温有一定效果，但排烟温度也随之有所升高。

### 3.3 调整各层燃烧器倾角

从下至上依次调整情况如下：A、B 层燃烧器倾角调为 15°，D 层燃烧器倾角调为 15°，E、C 层燃烧器倾角调为 5°，以实现炉膛火焰中心上移。

### 3.4 高过出口末段管束喷涂 KR 系列隔热涂料

2007 年 #15 炉高过出口末段管束喷涂 KR 系列隔热涂料，以提升高温再热器入口烟气温度，实现再热汽温提高。但此涂料使用初期效果较好，但一年后逐渐失去效果。

在采取上述措施后，再热汽温虽有一定改善，但一直在 525℃ 左右徘徊，严重低于设计值。

## 4 提高再热汽温的其他可能措施

(1) 在再热器入口参数一定的条件下，增加再热器的受热面，使得烟气中的热量更多的传递给再热蒸汽，以提高再热蒸汽出口温度。

(2) 增加高温再热器入口烟气温度，增大了传热温压，以提高再热器出口温度。就目前的条件，需要减少高温再热器前其他受热面(如高温过热器、后屏过热器等)，但是效果不大，排烟损失也会随之增加，并且过热器受热面的余量不大。

(3) 减少再热蒸汽流量，以提高再热器出口温度。经计算即使利用高压缸排汽的中压供热量达到

50t/h，也只能提高再热蒸汽温度约 9℃，不足以改善现在的运行情况，并且电厂实际中压供热量只有 5t/h 左右。

综上所述，增加再热器受热面积以提高再热汽温度是治本的方法。

5 本次改造方案

5.1 设计条件

5.1.1 设计煤质

根据实际来煤情况，本次改造锅炉煤种由原贫煤改为烟煤，改造设计煤种和校核煤种如表 3 所示。

表 3 改造设计煤种和校核煤种

项目名称	符号	单位	设计煤种	校核煤种
收到基碳分	Car	%	54.26	53.48
收到基氢分	Har	%	3.45	3.20
收到基氧分	Oar	%	8.14	6.50
收到基氮分	Nar	%	0.98	0.88
收到基硫分	St,ar	%	0.50	0.67
收到基灰分	Aar	%	14.97	20.27
收到基水分	Mt	%	17.7	15.0
干燥无灰基挥发分	Vdaf	%	36.61	30.63
收到基低位发热量	Qnet,ar	MJ/kg	20350	20070
可磨度	HGI	/	87	106
变形温度	DT	℃	1080	1280
软化温度	ST	℃	1220	1500
流动温度	FT	℃	1280	1500

5.1.2 锅炉低氮改造

方案设计时，考虑了同期锅炉低氮燃烧的改造的影响，对锅炉进行了相应的热力计算和校核计算。本次锅炉低氮改造后，燃烧器共有 18 层喷口，5 层一次风喷口，一次风喷口位置与改造前相同，9+4(燃尽风)层二次风喷口，主燃区从上至下布置为 2-2-1-2-1-2-2-1-2-2-1-2-1-2。在主风箱上部 32400 和 35700 标高布置 AGP 燃烧器(共分两组，每组两层，可上下及水平摆动)，经主风箱顶部的燃尽风喷嘴送入炉膛。燃尽风喷口上下摆动±30°(电动)，水平摆动±15°(手动)。一二次风喷口及燃尽风喷口上下摆动可以参与气温调节，燃尽风喷口水平摆动可以调节炉膛出口烟温偏差。

5.2 改造性能技术要求

(1) 在锅炉低温再热器垂直段增加受热面积，保证在燃用设计煤种、下四层磨煤机运行方式、75%-100%BMCR 工况下，主、再热汽温能达到设计值。

(2) 保证新增受热面安全悬吊。

(3) 受热面改造后，各段受热面的金属壁温在正常范围内。

(4) 新增受热面不得造成锅炉各受热面烟气磨损

(5) 改造方案尽可能减少对机组现有系统、设施的影响。

(6) 受热面改造后，在燃煤煤质变化范围内，能保证锅炉长期、安全、稳定运行。

(7) 受热面改造后，需核算SCR脱硝装置在50% BMCR 工况入口烟温不低于310℃。

5.3 改造方案

(1) 在原低再垂直段的前后增加再热器受热面积，前部为 3 根管绕 1 匝，横向间距S1=114mm，纵向为 6 根管，管屏宽度为 580mm；后部为 2 根管绕 1 匝，横向间距S1=114mm，纵向为 4 根管，管屏宽度为 410mm。原低再垂直段前部增加的受热面积为 1211m<sup>2</sup>，原低再垂直段后部增加的受热面积为 808m<sup>2</sup>，总共增加受热面积 2019 m<sup>2</sup>，增加的受热面为原垂直段的 1.98 倍。具体布置形式见图 1。

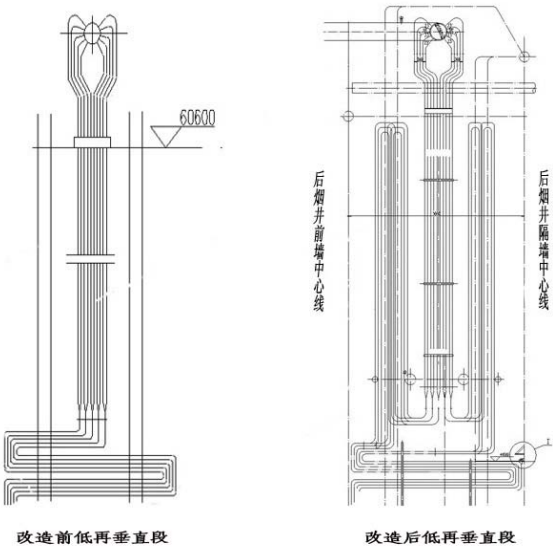


图 1 再热器改造示意图

(2) 垂直段焊口在原焊口上 150mm 位置(标高 50630mm)，前部 3 根管子的水平段焊口距离后烟井前墙 600mm(中间两排)及 1000mm(其余管排)，后部 2 根管子的水平段焊口为左侧管夹右侧 500mm 处。

(3) 新增加的再热器受热面悬吊在再热器的悬吊管上。

(4) 在左右包墙上增加人孔，可以满足安装和

检修的需要。

(5) IK15、16 吹灰器孔位置改为检修人孔门。

## 6 实施过程及效果

2014 年 6 月 15 日至 2014 年 7 月 20 日完成改造工程, 2014 年 7 月 27 日#15 机组启动并网后, 锅炉再热汽温可以达到设计值。9 月 23 日-24 日, 江苏方天进行锅炉改造后性能试验, 试验数据表明, 改造后再热汽温达到了设计值, 见表 4。

表 4 改造后性能试验再热汽温数值

项目	单位	工况一	工况二	工况三
机组负荷	MW	321.58	280.00	320.85
主汽压力	MPa	16.79	16.41	16.70
主汽温度	℃	543.40	539.90	542.72
再热蒸汽压力	Mpa	3.40	2.94	3.40
再热蒸汽温度	℃	545.76	551.04	546.59

## 7 经济效益分析

(1) 改造后, 再热汽温由 525℃ 提高到设计值 540℃, 降低煤耗 2.5g/kWh。按#15 机组按年运行 5000h, 平均负荷 250MW 计, 改造后每年可节约标煤:  $5000 \times 250 \times 10^3 \times 2.5 \times 10^{-6} = 3125\text{t}$ , 标煤按 700 元/t 计, 改造后每年可节约发电成本 218.75 万元, 改造回收期不到 2 年。

(2) 改造后, 还可降低低温再热器侧烟气份额, 达到减少低再侧磨损的目的。

(3) 改造后, 还可以降低汽轮机低压缸排汽的湿度, 使低压缸末级叶片水蚀速度减慢, 有利于机组长期安全运行。

## 8 结论

#15 炉低再通过在垂直段增加受热面, 成功地解决了锅炉投产以来再热汽温严重偏低问题, 经济效益显著, 值得存在相似问题的电厂借鉴。

### 参考文献:

- [1] 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(2).
- [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.

### 作者简介:

顾卫东 (1970—), 男, 江苏连云港人, 高级工程师, 从事火力发电厂锅炉设备检修管理工作, E-mail: xhfdsj@163.com。