

热电企业烟气深度余热回收研究

朱云峰¹ 刘方忠¹ 韩伟斌² 1.衢州佰强新材料科技有限公司; 2.浙江嘉善协联热电有限公司

【摘要】“双碳”目标下,基于热电企业对烟气深度余热回收的需求,通过除盐水加热除氧过程的重塑,实现“水平衡”和“热平衡”,最大限度的回收烟气余热,提升全厂热效率。分别介绍了除盐水系统重塑前后的工艺流程和热源分配的变化,通过提取运行数据,重点分析计算了改造后系统的经济性。

【关键词】余热回收;低低温省煤器;冷凝器;水平衡;热平衡;水系统重塑

【DOI】10.12316/j.issn.1674-0831.2023.01.059

一、概述

“十四五”时期是我国转变发展方式、优化经济结构、转换增长动力的攻坚期,是力争2030年前碳达峰的关键期、窗口期,也是实现经济社会发展全面绿色低碳转型的关键时期。立足新发展阶段,完整、准确、全面贯彻新发展理念,积极服务和融入新发展格局,能耗“双控”工作面临新形势、新要求。2021年10月,《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》重点实施节能降碳增效行动。2021年10月,国家发改委、国家能源局《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》提出:开展锅炉余热深度利用改造,大力推广煤电机组烟气余热深度利用技术。回顾浙江的热电联产发展,不论是产业布局,装备水平,能耗等级一直是行业的标杆。各热电企业在提升装备水平的同时,在节能降耗下也是做足了功课,为进一步提升热电企业的经济效益,降低用能水平。目前浙江的热电企业基本为全背压机组运行,普遍都完成了包括除氧器乏汽回收、冷渣机余热回收、轴封蒸汽余热回收、取样水余热回收、定连排扩容器余热回收等工作,也有一些企业利用热泵技术来回收循环水中的余热。此外还有一些用小汽轮机来拖动给水泵、空压机,虽实现了蒸汽的梯级利用,但必经属于外部输入热源,如何按照国家政策要求的大力推广煤电机组烟气余热深度利用技术还有很大的不足。

二、烟气余热回收的难点

烟气余热回收的难点:一是换热器材料带来的腐蚀、积灰、寿命短的问题;二是低品位热量无法有效平衡、利用的问题。目前燃煤锅炉的主要热损失是排烟损失,原因是烟气酸露点的影响,特别是超低排放改造后,SO₃影响使得烟气酸露点相比之前有了较大的提升。同时铵盐结晶对金属材料的腐蚀、积灰甚至已经超过了酸露点的影响。低温烟气是指排放温度低于150℃的锅炉尾气,也包括经湿法脱硫后50℃左右直排烟道的湿烟气。烟气温度越低,热能的能级就越低,越难以加以利用。

一种氟塑钢新材料在解决了低温烟气余热回收中换热器的腐蚀、积灰、寿命短等问题后,在充分考虑现有的余热回收手段和条件下,通过对不同的余热资源按温度梯度进行除盐水系统的重塑,大幅度增加了烟气余热回收在除盐水加热上的比重,从而降低了全厂的自用汽,提高了全厂的热效率,减少了煤炭消耗总量。氟塑钢新材料是将可溶性聚四氟乙烯(PFA)或其他氟塑料通过热熔方式直接成型于金属管表面并与金属管无缝紧密结合在一起的一种复合材料,兼顾了金属换热器和非金属换热器二者的优势。

三、案例介绍

以浙江嘉善协联热电为例来介绍除盐水系统重塑,并实现“水平衡”和“热平衡”:该企业共有3台150t/h高温高压循环流化床锅炉,两用一备,配套2台背压式汽轮发电机组。设计补水量230t/h,已有补水加热器、除氧乏汽收能器、冷渣机、轴封加热器、取样冷却器、定连排收能器等余热回收装置,配有1000kW的小汽轮机拖动给水泵一台(蒸汽参数:18.75t/h,0.98MPa/0.15MPa)。

1.除盐水热力系统

重塑前:自化水车间母管输送至主厂房,其中一路经冷渣机、轴封冷却器并联后经补水加热器,由热除盐水母管经调节阀控制进除氧器,属变流量工况;另外一路经除氧乏汽收能器、定连排收能器后与轴封冷却器、补水加热器的疏水汇总后经疏水泵直接进除氧器。重塑后:通过对除盐水系统的重塑,在综合考虑现有的除氧乏汽收能器、冷渣机、轴封加热器、取样冷却器、定连排收能器等余热回收装置,以及汽动泵排汽的前提下,充分考虑机组实际运行约束条件,对烟气余热开展深度回收改造,在脱硫塔前增加烟气低低温省煤器,在脱硫塔后增加烟气冷凝器。根据能源梯级利用原则重新设计除盐水流程以及进各换热装置的水量和初温,结合一定的控制逻辑最大限度的回收系统中可回收的各项余热。重塑

后的热力系统由于回收热量较大,存在夏季工况,特别是节假日时汽动泵无法运行的问题,需要停运汽动泵,节能效益计算时需扣减这部分替代效益。

重塑前后除盐水加热过程中加热源的分配变化见下表,重塑后锅炉蒸发量由重塑前的313t/h降至300t/h,总蒸发量减少了13t/h。从表中可以看到经补水加热器吸收热量比例由31%降为15%,其他加热源均有适当下降,新增低低温省煤器和烟气冷凝器吸热量占比分别为10%和11%。

设备名称	重塑前热量占比	重塑后热量占比
高压加热器	54%	50%
补水加热器	31%	15%
轴封加热器	8%	8%
低低温省煤器	--	10%
烟气冷凝器	--	11%
其他	7%	6%

2.经济性分析

(1) 烟气余热回收热量分析

烟气余热由布置与脱硫塔前的低低温省煤器和脱硫塔后的烟气冷凝器进行回收。烟气的可回收余热和烟气流、烟气组分、烟气温度等有关。设备保热系数 ϕ 取0.98。

① 低低温省煤器余热回收量计算

$$\text{烟气侧放热量: } Q_1 = \frac{M_{g1}(I_1'' - I_1')\phi}{3600} = \frac{387483 \times (144 - 105.6) \times 0.98}{3600} = 4050 \text{ kW}$$

M_{g1} 为烟气质量流量; I_1' 为进口烟气焓值; I_1'' 为出口烟气焓值。

$$\text{除盐水吸热量: } q_1 = \frac{cm_1(t_1'' - t_1')}{3600} = \frac{4.2 \times 55000 \times (107 - 44)}{3600} = 4042 \text{ kW}$$

c 为水的比热容; m_1 为除盐水质量流量; t_1' 为进口除盐水温度; t_1'' 为出口除盐水温度。

② 烟气冷凝器余热回收量计算

湿法脱硫后烟气达到近湿饱和状态,是干烟气和水蒸气的混合物。湿烟气在冷却过程中温度降至烟气露点温度时,水分开始从湿烟气中析出,冷凝水量可通过湿烟气冷却前后的湿量变化计算得出。烟气冷凝过程放热量由三部分组成,分别为烟气显热、水蒸气潜热、冷凝水显热,计算如下:

$$\text{烟气显热: } Q_{21} = \frac{M_g(I_2'' - M_g' I_2')}{3600} = \frac{391218 \times 54.8 - 385189 \times 50.3}{3600} = 573.3 \text{ kW}$$

M_g' 为进口烟气质量流量; M_g'' 为出口烟气质量流量; I_2' 为进口烟气焓值; I_2'' 为出口烟气焓值。

$$\text{水蒸气潜热: } Q_{22} = \frac{rD_s}{3600} = \frac{2383.9 \times 6029}{3600} = 3992 \text{ kW}$$

r : 为水蒸气平均汽化潜热; D_s : 为冷凝水质量流量。

$$\text{冷凝水显热: } Q_{23} = \frac{CD_s(t_{23} - t_{23}')}{3600} = \frac{4.2 \times 6029 \times (51 - 47.4)}{3600} = 25 \text{ kW}$$

综上脱硫塔后饱和湿烟气经过烟气冷凝器总释放热量:

$$Q_2 = (Q_{21} + Q_{22} + Q_{23})\phi = (573.3 + 3992 + 25) \times 0.98 = 4598.5 \text{ kW}$$

$$\text{除盐水吸热量: } q_2 = \frac{cm_2(t_2'' - t_2')}{3600} = \frac{4.2 \times 160000 \times (44 - 20)}{3600} = 4480 \text{ kW}$$

c : 为水的比热容; m_2 : 为除盐水质量流量; t_2' : 为进口除盐水温度; t_2'' : 为出口除盐水温度。

本系统总的烟气余热回收热量为:

$$q = q_1 + q_2 = 4042 + 4480 = 8522 \text{ kW}$$

(2) 增加的用电量分析

烟气余热回收主要的运行成本为烟气侧和水侧的阻力增加,以及新增电动给水泵用电。

$$\text{① 风机增加功率 } P_1 = \frac{WP}{360 \times 1000 \eta_1 \eta_2}$$

W : 风量,单位为 m^3/h ; P : 全压,单位为 Pa ; η_1 : 风机效率; η_2 : 机械传动效率。

$$\text{则风机增加功率 } P_1 = \frac{44800 \times 250}{3600 \times 1000 \times 0.7 \times 0.95} \approx 46 \text{ kW}$$

$$\text{② 除盐水泵增加功率 } P_2 = \frac{DH}{367 \eta}$$

D : 流量,单位为 m^3/h ; H : 扬程; 367是一个固定值, η : 效率。

$$\text{除盐水泵增加功率 } P_2 = \frac{420 \times 15}{367 \times 0.7} \approx 25 \text{ kW}$$

$$\text{③ 电动给水泵增加功率 } P_3 = \frac{D_3}{21}$$

D_3 : 原汽动给水泵低压蒸汽流量; 21: 汽动给水泵汽耗率,单位为 $\text{kg}/\text{kW} \cdot \text{h}$;

$$\text{电动给水泵增加功率 } P_3 = \frac{16750}{21} \approx 798 \text{ kW}$$

考虑运行后期换热器烟气侧阻力可能存在的增加,取计算系数1.2,则本项目增加的耗能为 $P = 1.2P_1 + P_2 + P_3 \approx 878 \text{ kW}$ 。

(3) 减少的发电量分析

经改造,整个热电厂节省13t/h高压蒸汽,汽轮机发电汽耗按 $8.9 \text{ kg}/\text{kW} \cdot \text{h}$ 折算,则经大汽轮机背压做功发电功率为1461kW。

(4) 节煤量分析

节省的13t/h高压蒸汽,按照标煤产汽率9.75计算,相当于节标煤量1.333t/h。全年运行小时数取8000h,则本项目年节约标煤10664t。

(5) 节水分析。本项目回收的烟气余热8522kW,按照脱硫塔蒸发1t水需要60万大卡的热量进行估算,预计可减少12.2t/h工业补水,考虑负荷波动影响,全年运行小时数取8000h,则本项目年节水97600t。

(6) 减碳效益分析

本项目节省了1.333t/h标准煤,按每吨标准煤排放的二氧化碳为2.5吨计算,相当于每小时减少了碳排放3.333t;但汽轮机少发电1646kW,风机、水泵阻力增加耗电878kW,合计共减少供电量2524kW,相当于这部分减少的供电量的供电标煤耗为: $1.333 \times 1000 \times 1000 \div 2524 = 528 \text{ g}/\text{kWh}$,按照供电碳配额系数0.93175计算,碳配额减少量为2.35t/h,故本项目实

际的减少碳排放量为0.983t/h。

(7) 烟气余热回收替代汽动泵的经济效益分析

由于热力除氧的需要，在没有其他外部热源的情况下，汽动泵就成了首选，他是蒸汽梯级利用的范例，在满足用热需求的前提下，可降低厂用电，增加经济效益，特别是汽动泵还增加了生产的安全性，可谓好处多多。但不管是补水加热器还是低压除氧器毕竟是个用能的设备，特别在煤价居高不下的年代，如何合理有效的利用好各类能源，节能降耗，减排增效是我们要考虑的一个长期课题。

本项目的各项数据汇总和分析如下：

序号	项目	计算依据	单位	计算结果
一 基础数据				
1	年有效运行时数		h	8000
2	标煤价		元/t	1500
3	上网电价		元/kWh	0.5058
4	工业水的价格		元/t	3
5	标煤碳排放强度		t/t	2.5
6	碳交易价格		元/t	55
二 节煤				
1	节约蒸汽量	计算值	t/h	13
2	吨标煤产汽率	行业值	t/t	9.75
4	小时折合标煤量	2.1÷2.2	t/h	1.333
5	小时节标煤收入	2.2×1.2	元	1999.5
三 减碳				
1	小时减少碳排放	2.2×1.5	t	3.333
2	小时碳排放收入	3.1×1.6	元	183.32
四 节水				
1	小时节水量	计算值	t	12.2
2	小时节水收入	4.1×1.4	元	36.6
五 运行成本				
1	汽机汽耗率	行业值	kg/kWh	8.9
2	小时少发电量	2.1×1000÷6.1	kW	1461
3	电动给水泵多耗功率	计算值	kW	798
4	引风机多耗功率	计算值	kW	46
5	引风机修正系数			1.2
6	除盐水泵多耗功率	计算值	kW	25
7	合计多耗电量	6.3+6.4×6.5+6.6	kW	878
8	累积小时少供电量	6.2+6.7	kW	2339
9	供电标煤耗	2.4×1000000÷6.8	g/kWh	570
10	累积小时总成本	6.8×1.3	元	1183
六 碳配额损失				
1	供电碳配额系数			0.93175
2	碳配额减少量	6.8÷1000×7.1	t/h	2.18
3	小时碳配额损失	7.2×1.6	元	120
七 结论				
1	小时收益	2.5+3.1+4.1-6.10-7.3	元	916
2	年收益	8.1×1.1	万元	733
3	盈亏平衡点	(6.10+7.3-3.1-4.1)÷2.4	元/t	812
4	总投资		万元	900
5	年折旧	10年	万元	90
6	财务费用	5.5%	万元	49.5
7	维修及人工费用	3%	万元	27
8	年净收益		万元	566.5
9	投资回报率		%	62.9
10	投资回收期		年	1.6

注：上表计算依据中除带下划线数字为转换系数外，其余均为表格序号中的大类+小项。

四、结论

通过对除盐水除氧加热过程中加热源重置系统的理论分析及结合运行数据进行了技术经济性分析，所得结论如下。

第一，除盐水除氧加热系统经重置后可回收低温段烟气显热及潜热，并通过调整系统部分设备，实现系统水流量的再平衡，为该系统在热电厂深度余热回收领域的推广提供了有力支撑。第二，除盐水加热重置系统的项目煤平衡价为812元/t，随着不可再生资源的耗竭，煤价越高节能效益越明显。第三，低温省煤器回收低温烟气显热4042kW，烟气冷凝器回收低温烟气潜热和显热4480kW，并可适应锅炉低温段恶劣的烟气环境，满足防腐要求。第四，烟气冷凝器在冷却烟气过程中有冷凝水析出，使烟气中的含湿量降低，烟囱出口的白烟现象得到缓解，同时具有多污染物协同脱除效果。第五，除盐水系统从低低温省煤器与烟气冷凝器吸收的热量占比分别为10%和11%，同时使补水加热器与高压加热器吸热量占比下降分别为16%与4%。第六，除盐水重置系统烟气余热回收的热量可减少锅炉蒸发量13t/h，除去新增能耗，年节约标煤量10664t。第七，该系统在回收烟气余热的同时可减少脱硫系统的用水，年节约水资源97600t。第八，实践证明氟塑钢新材料在低温烟气余热回收中具有耐腐蚀、耐磨损、抗积灰的作用，且工艺设置简单、设备布置灵活，是低温烟气余热回收的有效解决方案。

参考文献：

- [1]朱云峰, 章平衡, 龚俊, 胡勤威. 氟塑钢空气预热器在污泥焚烧炉上的应用[J]. 锅炉技术, 2022.
- [2]A.M.古尔维奇. 锅炉机组热力计算标准方法[M]. 北京: 机械工业出版社, 1976.
- [3]《工业锅炉设计计算标准方法》编委会. 工业锅炉设计计算标准方法: 9787506631907[S]. 北京: 中国标准出版社, 2003.
- [4]刘江宁, 雷承勇. 湿烟气冷凝过程传热计算及工程应用[J]. 动力工程学报, 2018.
- [5]谭厚章, 熊英莹, 王毅斌, 曹瑞杰, 杨祖旺, 郑海国. 湿式相变凝聚器协同多污染物脱除研究[J]. 中国电力, 2017.