

某电厂余热锅炉汽包除雾器变形问题原因分析及 预防措施

杨波 彭步灿

中国电建集团核电工程有限公司 山东 济南 250102

摘要: 某联合循环电站, 设计为两台燃机、两台余热锅炉拖动一台汽轮机的发电机组。蒸汽吹扫阶段发生了余热锅炉汽包除雾器损坏的问题, 为防止后续机组继续发生同类问题, 作者依据设备检查情况, 从运行参数核对、现场除雾器变形情况等角度分析了除雾器损坏的原因以及预防措施, 及时查找到纠偏措施, 为后续机组吹扫积累了经验, 减少了工期和资金损失。

关键词: 联合循环; 余热锅炉; 高压汽包; 除雾器; 蒸汽吹管

引言

随着国家对节能减排要求逐渐提高, 燃煤电站机组近年来发展越来越缓慢, 每年批建的燃煤电站机组也以高容量机组和拆旧建新为主。新能源新建机组发电比例占全国发电比率逐渐提高。蒸汽-燃气联合循环电站目前国内新建机组较以往较多, 这类机组大多采用燃气轮机, 余热锅炉和汽轮机配置, 电厂机组热效率相对于燃煤电站机组来说较高, 目前西门子制造的联合循环机组热效率已达60%以上。在联合循环电站机组中, 燃机、余热锅炉和汽轮机的配置方式可分为“1+1+1”, “2+2+1”或“3+3+1”等方式, 当一个单元机组内设计两台及以上锅炉时, 不可避免的就涉及到主蒸汽或再热蒸汽汇入到母管后再送到汽轮机中做功的设计方案。其中余热锅炉在联合循环机组中采用汽包炉较多, 在采用的汽包炉中又可分为单压汽包炉、双压汽包炉、三压汽包炉等。在试运过程中, 尤其是吹管过程中两台锅炉吹扫时一般采用逐台吹扫的方案, 最后进行母管吹扫。在吹扫过程中, 对过热器及汽包系统管道做好保护工作是一项非常重要的工作。

在某电厂吹管后的系统复装期间, 发现2号锅炉的高压汽包蒸汽清洗装置出现弯曲变形。本文针对此次弯曲变形的问题分析、处理和预防过程进行阐述。

1 机组概况

某电站联合循环机组采用“2+2+1”方案, 主机采用西门子机组配置方案。燃机采用西门子F级重型燃机, 设计采用低硫柴油和合成气两种燃料运行, 燃油工况下最大运行负荷170MW, 燃气工况下最大运行负荷240MW, 在35~50%额定负荷之间进行两种燃料切换。

余热锅炉采用双压再热设计, 各级受热元件按烟气

流入方向卧式布置, 在烟气进口和末级再热器前分别布置一级补燃系统, 两级燃料采用炼油厂排气和合成气两种燃料, 当燃机大于60%额定负荷时, 一级补燃系统具备投用条件; 当燃机大于70%额定负荷时, 二级补燃系统具备投用条件。燃机燃油工况下运行时, 锅炉主蒸汽压力6.64MPa, 主蒸汽温度576.5℃, 最大连续蒸发量213t/h, 再热蒸汽压力1.87MPa, 再热蒸汽温度563.2, 再热蒸汽流量246.3t/h。燃机燃气工况下运行时, 锅炉主蒸汽压力9.4MPa, 主蒸汽温度562.9℃, 最大连续蒸发量319t/h, 再热蒸汽压力2.69MPa, 再热蒸汽温度548.1℃, 再热蒸汽流量353.9t/h。两台锅炉主再热蒸汽分别汇入母管, 经母管输送至汽轮机主汽阀前。中压汽包产生的蒸汽经一级过热器后汇入冷再入口, 燃油工况下最大蒸发量39.24t/h, 燃气工况下最大蒸发量52t/h。

汽轮机由西门供货, 汽轮机采用高中压合缸、低压缸单独布置, 再热蒸汽在中压缸做功后经联通管送入低压缸中, 做功的乏汽进入海水冷却的凝汽器。

2 问题产生经过

由于联合循环机组多台锅炉之间靠母管连接, 在编制锅炉蒸汽吹扫方案时根据西门子汽轮机厂对打靶时间的要求, 蒸汽吹扫方案选择稳压连续吹扫, 每台炉单独吹扫单独打靶, 最后两台锅炉同时启动对母管进行联合吹扫的方案。在每台锅炉主再热蒸汽单独吹扫期间, 对停运锅炉使用主再热蒸汽出口的电动隔离阀进行隔离, 防止蒸汽进入停运机组^[1]。

在吹扫完成后, 为检查吹扫效果。在临时管道拆除期间, 将检修孔打开对汽包内部进行了检查, 检查时发现2号锅炉高压汽包上部的除雾器固定框架及除雾网发生了变形。如下图1所示:



图1 除雾器损坏图

除雾器布置示意图2:

除雾器规格：高压汽包除雾器长2970mm，宽800mm，厚200mm。每台锅炉高压汽包由9个除雾器模块组成，每个除雾器模块尺寸为290mm×760mm×200mm，除雾器沿汽包横向布置，除雾器嵌入焊接在汽包顶部的框架内，相邻除雾器框架安装距离为40mm。除雾器框架、除雾器及其固定装置均采用SS304L不锈钢。安装尺寸图3如下所示：

损坏位置示意图：自左至右第2，3，7号发生严重的变形。

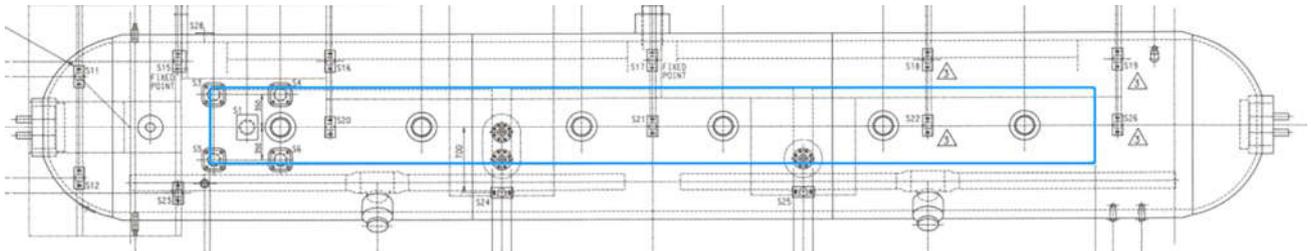


图2 除雾器布置图

BOTTOM VIEW OF DEMISTER
(TOP GRID ASSEMBLY IDENTICAL)
(REFER TO SHT 02 FOR TOP VIEW INCLUDING PERFORATED PLATES)

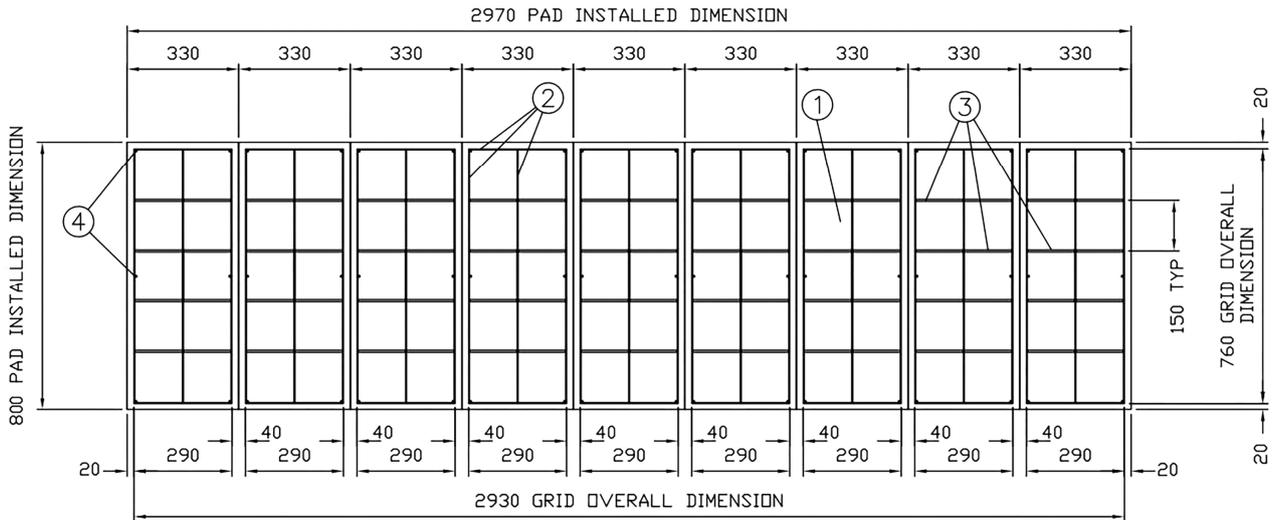


图3 除雾器安装图（俯视图）



图4 除雾器损坏位置标识图（水平放向视图）

根据损坏位置，调阅了蒸汽吹扫期间该汽包的压力温度变化曲线。未发现在该2号锅炉运行期间有压力、温度异常波动运行情况。2号锅炉高压汽包在各系统吹扫期间的运行数据如下。

表1 高压汽包在蒸汽吹扫期间的压力和温度列表

| 燃机负荷 | 高压汽包压力 | 高压汽包温度 | 被吹扫系统 |
|-------|--------|--------|---------|
| 85MW | 2.4MPa | 224℃ | 主蒸汽系统 |
| 135MW | 2.7MPa | 230℃ | 再热蒸汽系统 |
| 40MW | 9.0MPa | 304℃ | 中压过热器系统 |

3 原因分析

按照问题处理原则,从安装、调试过程资料进行损坏原因分析如下。

(1)对除雾器设备原始到货状态、仓储、安装情况进行检查,经过检查发现除雾器出厂报告验收过程记录齐全,运输到货后仓储期间设备完好,设备安装前后各项记录与出厂资料一致,排除了设备出厂问题。为了进一步的确认吹管前除雾器处于良好状态,检查了锅炉化学清洗后汽包内部验收资料及照片,确认在吹管前除雾器处于完好状态。

(2)除雾器材料确认,通过厂家提供的原材料清单和设计安装图纸进行核对,确认资料相符、均为SS304L不锈钢。并通过损坏部分取样进行元素分析,确认损坏部分除雾器框架和除雾网均为SS304L不锈钢。

(3)锅炉吹管方案合理性分析,该电站设计为五台2+2+1模式的联合循环机组,发生损坏问题的机组为第三台,在已完成的两台机组中未发现同样的问题,在吹管完成后的汽包内部检查中除雾器状态良好。而且同台机组的1号锅炉高压汽包内未发现除雾器变形的现象。在损坏发现后,联系了锅炉厂、业主运行专工等专家对蒸汽吹扫方案进行了研究,一致认为锅炉吹扫程序符合要求,执行过程也严格执行了吹扫程序^[1]。

(4)通过对除雾器变形位置、变形方向进行初步分析,除雾器变形的原因为受到了来自除雾器上方的持续冲击力,造成变形。那么对除雾器的持续冲击力判断为来自过热器方向的蒸汽或者水。根据分析方向,首先调阅了2号锅炉吹管运行期间汽包温度、压力曲线,经分析,数值均在设计允许的范围之内,2号锅炉运行期间的有关参数不会造成除雾器变形。其次调阅1号锅炉吹管期间、2号锅炉的高压汽包压力和温度的变化曲线,发现压力最高到2MPa,温度最高到340℃。同时查阅1号锅炉吹管、2号锅炉停运期间的试运记录,发现安装单位多次接到处理2号锅炉主蒸汽母管电动隔离阀的处理记录。

综上所述,可以判定导致2号锅炉高压汽包除雾器损坏的直接原因为1号锅炉吹管期间产生的蒸汽倒灌。产生倒灌的原因除了2号锅炉高压主蒸汽隔离阀关闭不严外,也和吹扫期间拆除了主蒸汽管道上的逆止阀阀芯有关,阀芯拆除后无法预防蒸汽倒流。经咨询锅炉厂,反馈同类型机组发生过同一位置的隔离阀门不严密,造成运行机组向停运机组倒灌蒸汽的问题,并建议我们在后续机

组吹扫时,应严密监视停运机组的过热器壁温,发现问题及时处理。

4 问题处理和预防措施

(1)将汽包内已损坏的除雾器及框架进行更换,并对未变形的进行检查。由于机组启动的需要,将其他在建机组的除雾器拆借过来进行更换,并采购新的备件用于在建机组。

(2)出现问题的根本原因在于2号锅炉的电动隔离阀关闭不严密,造成运行机组和停运机组未能有效进行系统隔离。在后续其他在建机组的吹扫过程中,当发现电动隔离阀无法全关时,应将手动隔离阀进行关闭,打开主汽管道和过热器疏水,防止运行锅炉产生的蒸汽倒灌到停运锅炉的汽包内造成汽包附件损伤^[1]。

(3)加强试运过程中运行设备的巡回检查工作与停运设备的监视记录工作,发现异常立即汇报,必要时停机检查处理。

(4)对于在吹管过程中容易损坏的设备,在不影响吹管效果的前提下,可以选择拆除。这套除雾器根据锅炉厂的要求,只有在汽包内的吹扫系数大于1.5时才需要拆除。虽然经过锅炉厂确认只要吹扫系数小于1.5就是安全的,但为了确保设备安全,后续机组应采取拆除措施。

总结

除雾器作为汽包内进行蒸汽净化的主要部件,对机组的安全运行起着重要的作用。在吹管过程中,应加强对这类附件的安全风险分析和问题预想。从整个分析过程来看,问题都是从微末小事引起的。安全无小事,不仅仅指的是涉及到人身的安全,也涉及设备和环境的安全。从本次除雾器损坏的事件看,事前做好事故预想和预防措施可操作性,仔细做好设备系统启动运行前的系统隔离检查工作,事中做好设备系统检查记录、监督监视工作,发现异常及时处置,必要时停机检查处理,事后做好评估和经验总结,对防止与避免类似事件发生将有不小助益。

参考文献

- [1]董吉柱.火电厂脱硫吸收塔管式除雾器坍塌分析[J].电力安全技术,2022,24(04):57-58+62.
- [2]耿硕,吴洪文,成涛,等.燃气电厂余热锅炉汽包水位调节方法[J].自动化博览,2019,36(05):60-62.
- [3]曲雪莹.内装平衡容器在燃气电厂余热锅炉汽包水位测量的应用[J].江西电力,2018,42(02):51-53.