

火电机组大修前后凝汽器端差对机组经济性影响

刘强

(华能巢湖发电有限责任公司, 安徽 合肥 238000)

【摘要】在火电机组实际运行的过程中,凝汽器属于重要的部分,但是,经过多年来的使用可以了解到凝汽器经常会出现端差偏高的现象,不利于火电机组的经济运行。因此,在凝汽器运行过程中,需要认真分析端差偏差的原因,采取合理措施解决问题,提升火电机组的运行效率与使用水平,满足当前的实际发展需求,为其后续发展与进步夯实基础

【关键词】火电机组;凝汽器;端差偏高原因;对策

凝汽器是火力发电厂的大型换热设备,其作用是将火电机组作业后的低温蒸汽凝结为水,以提高热力循环的效率。并且将排汽凝结为水,以回收工质,重新送回锅炉作为给水使用。使用过久的凝汽器管路里会形成污垢,大大影响换热效率,造成很大的能源浪费。而且,在一定的情况下,会导致凝汽器端差偏高,影响了机组的运行安全,降低了机组的经济性。

一、凝汽器设备状况

华能巢湖发电有限责任公司#2机汽轮机为哈尔滨汽轮机厂生产的600MW超临界、一次中间再热、反动式、单轴、三缸四排汽、凝汽式汽轮机。机组型号:CLN600-24/566/566。机组热力系统共设有八段抽汽分别供给三台高压加热器、一台除氧器和四台低压加热器。其凝汽器是哈尔滨汽轮机厂生产的双壳体、双背压、单流程、表面式凝汽器,可单独进行半面清洗,管子为不锈钢管,型号为N-38000-7,用淡水冷却。

凝汽器压力下的饱和温度(凝结水温)与循环冷却水出口温度之差称为端差。端差越大,凝汽器的真空就越低,而汽轮机真空下降即排汽压力升高,可用焓降减小就会降低汽轮机组的输出功率。排汽温度过高又可能引起凝汽器钢管松弛破坏严密性,还可能使排汽缸轴承座受热膨胀引起中心变化,产生振动,以及排汽容积流量减小,对末几级叶片不利^[1]。理论上,端差越低越小,但实现困难,我厂#2机组运行一段时间以来,凝汽器端差一直偏大,严重影响了汽轮机运行的安全,降低了汽轮机的经济性。

二、凝汽器端差偏高原因分析

凝汽器端差偏高,可以说明凝汽器的传热效果不

好,真空降低。端差值增加的原因可以归纳为凝汽器铜管水侧或汽侧结垢、凝汽器汽侧漏入空气、冷却水管堵塞,冷却水的流量等方面,其中:

(一)凝汽器铜管水侧或汽侧结垢

经过对两台600MW火电机组凝汽器端差偏高问题的分析可以得知,#2机组在运行期间,铜管部位出现了污垢堆积的现象,且真空系统的严密性不够,影响了凝汽器的经济运行。在#2机组运行期间,对真空系统开展严密性试验,对试验记录数据进行分析判断出真空系统严密性不合格,这是导致凝汽器端差偏高的原因之一。另外,运行管理存在问题,凝汽器胶球清洗系统因收球率低,投运时间短。查阅凝汽器循环水水质报表,发现时常存在循环水浓缩倍率超标情况,#2机大修期间检查凝汽器换热钢管水侧结垢严重,并有大量污泥积存,通过对换热钢管进行取样化验,换热钢管结垢量平均值为 $10.38\text{ mg/c m}^2 > \text{规定值 } 8\text{mg/c m}^2$,好多换热钢管被各种悬浮物、胶球堵塞。在凝汽器冷却水,同时遇到脏污时,凝汽器的管子内壁会粘附污垢等杂物,进而影响汽轮机排汽与冷却热的热交换,最终导致凝汽器端差值偏高^[2]。

(二)凝汽器汽侧漏入空气

由于真空系统不严密,会导致热交换工作的异常,使端差值增大,真空异常。

(三)冷却水管堵塞

如果凝汽器内部的某些部分的冷却水管不通畅或者完全被堵塞,则可能会引起凝汽器的传热面积的减少,进而造成凝汽器端差值的增大和偏高^[3]。

（四）冷却设备性能差造成循环水温异常

由于冷却塔的冷却性能达不到正常运行要求，使得循环水在入口处温度就开始升高，真空下降，端差值升高。

（五）胶球清洗效果不佳

我厂每台汽轮机凝汽器循环水系统配置有两套运行的胶球清洗装置，胶球清洗装置收球网为倒“V”活动式收球网，由两片网板组成，顶部为迎水端，网板将整个管道截面完全遮拦。每片网板底部设有胶球出球口，胶球经此出球口引出至循环单元。每片网板由一根转轴驱动，在非运行工况时可旋转至一定角度，形成与水流方向略微倾斜的H型结构，此时水流对网板进行反冲洗，可去除网板上的杂质，运行时网板转回至倒“V”。现实生产中我厂#2机运行期间收球率仅达到30%，经现场收球网管段开盖检查，发现以下问题：1. 悬臂梁问题突出。2. 网板弹性变形。3. 传动机构窜动。收球网跑球严重致使收球率过低，最终导致换热钢管不能在运行中正常地进行胶球冲洗，换热钢管结垢、堵塞严重，换热效果降低，端差增大^[4]。#2机组胶球清洗装置每天运行时间短，内部投入的胶球长时间未更换磨损严重，且胶球数量不断减少，影响凝汽器内部换热管清洗效果，凝汽器真空低且端差较大。

（六）真空严密性试验

2023年初，#2机组负荷450MW时，真空严密性试验为80Pa/min，虽然试验合格但明显偏大，说明真空系统存在轻微泄漏点，有以下几种原因：轴封供汽不足；多级水封断水；低压加热器及轴封冷却器水位过低；凝汽器本体漏空气；八段抽汽存在泄漏点；负压设备漏入空气等。

三、采取措施

（一）换热钢管进行高压射流清洗

利用机组停机检修机会，采用高压射流技术清洗凝汽器钢管内的结垢及杂物。高压射流清洗技术，它是将低压清水经高压射流泵升压后，输入高压软管，由喷嘴上的射流孔将高压水转变成高速水流，来冲击凝汽器冷却钢管内表面的污垢，并利用喷水方向偏后的反作用推动喷嘴带动软管向前运动，达到整根冷却钢管清洗的目的。高压射流清洗凝汽器钢管后，换热钢管水侧管壁洁净度可达到95%，清洗后效果显著^[5]。

（二）处理胶球清洗效果不佳的问题

针对汽轮机凝汽器循环水特点，按照规定加强对

循环水定期排污，严格控制循环水浓缩倍率，控制凝汽器结垢的速率。加强胶球清洗系统的日常运行管理，纳入定期工作，做好投运和收球情况记录，发现收球数异常，及时分析原因解决，提高胶球清洗效果。首先，应针对清洗装置的收球网进行合理的改造，在明确工作特点的基础上，预防收球网变形跑球的问题，提高胶球清洗系统收球率。其次，加大二次滤网结构的清洗力度，在提升进水压力的情况下，针对出水门进行合理的调整，将排水压力控制在合理范围之内，改善凝汽器循环水的水动力特性。最后，要选择尺寸合适的胶球开展清洗工作，将凝汽器的清洗与管理等控制在合理范围之内，在严格协调与控制的情况下促进铜管的合理清洗与维护^[6]。#2机组在大修时将胶球系统里的旧胶球取出，A/B侧均加入1000个新胶球，运行后每日白班投入胶球系统运行，中班收球后停运胶球系统，凝汽器真空上升且端差下降。

另外，在机组运行过程中，加强凝汽器凝结水指标的监测，遇到停机机会必须安排对凝汽器铜管进行检查分析，及时发现凝汽器铜管穿孔现象或是堵塞现象，采取合理的检修措施解决问题，保证使用效果。

（三）通过运行调整和消除真空系统的泄漏点提高真空降低端差

凝汽器处于高负压运行状态，若不凝结气体漏入凝汽器系统中，将会引发内部的传热恶化问题，温度升高，导致凝汽器端差增高。运行人员要按照要求定期做汽机真空严密性试验，试验过程中出现真空下降速度大于0.1kPa/min，就要组织专业分析和漏点排查，发现空气漏入缺陷立即进行堵漏处理。另外，合理开展真空系统的管理与检修，及时发现其中存在的泄漏问题，采取合理的措施解决问题。在日常管理工作中一旦管道与其他零部件的泄漏问题严重，就要及时地进行更换，以免影响整体系统的良好运行与检修。另外，在机组增减负荷过程中，加强汽轮机轴封系统疏水、保持正常的轴封供汽压力；运行人员加强真空泵水位的巡检和控制，将真空泵水位控制在正常范围，防止真空泵水位低出现漏真空情况；加强凝汽器真空破坏门水封情况的检查，维持正常的水封水位。2023年03月在机组检修前，公司组织汽机人员对#2机组真空系统查漏，发现因开机时振动大将中压缸后轴封漏气分门节流过小，机组正常后未调整至正常开度，中压缸后轴封在低负荷时处于负压区，

容易漏空气至八段抽汽，全开此门后效果明显，凝汽器真空上升且端差下降。在机组检修中，凝汽器灌水查漏发现八段抽汽存在泄漏点，经过处理后消除了此缺陷^[7]。大修前后真空严密性对比，大修前 A 侧 80Pa/min，B 侧 70Pa/min，大修后 A 侧 40Pa/min，B 侧 30Pa/min。

（四）对收球网进行改造，提高收球率

针对收球网跑球严重问题，我们将倒“V”活动式收球网改为曲柄连杆（旋摆自锁）式收球网。该收球网是在倒“V”活动式收球网基础上将传动方式设计为四杆结构。该机构设计自由度为 1，这样曲柄按一个独立运动规律绕固定轴回转运动时，连杆带动网板在规定的旋摆角度左右的两个极限位置旋摆，既可靠地实现收球工况功能，又能可靠地实现反冲洗工况功能。网板旋摆到左极限位置为运行工况时，胶球从底部引出口引出；网板旋摆到右极限位置为反冲洗工况时，网板与水流平行，对网板进行反冲洗及减少水阻。在两个极限位置曲柄与连杆共线，为机构死点位置，利用其进行自锁。此时，不论网板上作用多大力，其位置不变，可靠地实现收球和反冲洗功能^[8]。

（五）调整循环冷却水系统运行方式

通过调整循环冷却水系统运行方式，可以调节冷却水流量。大修前采用单循泵变频运行，大修后采用单循泵工频运行，提高了换热效果，降低了凝汽器端差，提高了机组真空，降低了排汽温度，提高了实际经济性。

（六）做好冷却设备的更换、维护和管理工作的

此次大修未涉及冷却塔内部配套设备的工作，另外冬季要及时对冷却塔进行除冰工作，以保证冷却塔的换热效果。

四、大修前后经济分析

370MW 工况参数对比情况表如下

项目	大修前	大修后
机组负荷 /MW	370	370
循泵运行方式	B 循泵工频运行	B 循泵工频运行
低压缸排气温度 /℃	35.11	32.69
循环水进水压力 /MPa	0.16	0.17
循环水进 / 出水温度 /℃	22.435/33.075	22.45/32.34
A/B 凝汽器端差 /℃	2.55/5.5	2.51/2.97
凝汽器真空 /kPa	-95.71	-95.81

450MW 工况参数对比情况表如下

项目	大修前	大修后
机组负荷 /MW	450	450
循泵运行方式	B 循泵工频运行	B 循泵工频运行
低压缸排气温度 /℃	37.34	36.49
循环水进水压力 /MPa	0.16	0.17
循环水进 / 出水温度 /℃	23.98/36.525	24.12/36.395
A/B 凝汽器端差 /℃	2.45/4.49	2.5/3.6
凝汽器真空 /kPa	-94.93	-95.01

从表中的数据可以看出，370MW 工况大修前后对比，大修后凝汽器的端差平均值为 2.74℃，比大修前的 4.02℃下降了 1.28℃；循环水温升为 9.89℃，比大修前的 10.64℃下降了 0.75℃；凝汽器真空为 -95.81kPa，比大修前的 -95.71kPa 提高了 0.1kPa；450MW 工况大修前后对比，大修后凝汽器的端差平均值为 3.05℃，比大修前的 3.47℃下降了 1.28℃；循环水温升为 12.28℃，比大修前的 12.55℃下降了 0.42℃；凝汽器真空为 -95.01kPa，比大修前的 -94.93kPa 提高了 0.08kPa，这三项经济指标都得以提高。

五、结语

通过分析、查找原因、及时改造有效地解决我厂 #2 机组凝汽器端差过高的问题，取得良好的效果，为机组的安全、经济运行发挥了重要作用。同时为不同类型凝汽器端差过高的问题提供了可以借鉴的经验。

参考文献：

- [1]王乃琳,李放,吴佩熹.热电厂凝汽器端差异常分析及处理实践[J].广州化工,2019,47(24):128-130.
- [2]赵慧辉,李博.凝汽器端差过高的原因分析及处理[J].化工管理,2019(18):155-156.
- [3]李兴强.火电机组凝汽器端差偏高原因分析及对策[J].科技资讯,2018,16(15):52-53.
- [4]朱文哲,卢武朝.凝汽器端差偏高原因与解决策略研究[J].科技创新导报,2018,15(01):120-121.
- [5]翟振杰.凝汽器端差分析[J].低碳世界,2016(22):254-255.
- [6]王小波.影响凝汽器端差的因素分析及应对措施[J].机电信息,2015(18):76-77.
- [7]邱元元,王忠杰,何志刚等.凝汽器端差偏高原因分析及处理措施[J].热力发电,2012,41(12):101-103.
- [8]李俊,龙梅.火电机组凝汽器端差偏高原因分析及对策[J].科技传播,2011(09):158+157.