

330MW发电厂高加运行中常见的问题及处理

张海波

国家能源集团准能集团矿电公司

[摘要] 高压加热器是发电厂汽机系统中必不可少的部分，其关系着机组经济性高低，因此加强对高加运行工况的管理，即时解决出现的问题，有利于提高机组热效率及安全性。

[关键词] 火电厂；汽机运行；常见问题；解决措施

【DOI】 10.12252/j.issn.2096-627X.2021.10.2056

前言

汽机在发电厂中占据着重要的地位，是直接连接发电机与锅炉的重要载体，而高加又对机组的安全和经济性起着关键的作用。随着我国制造技术的不断发展，关于高加相关技术也得到了一定的发展与进步，但是，高加长期运行还存在许多问题需要改进，例如，电网调峰频繁导致机组负荷波动大，使高加工况变化快，使高加泄漏隐患增加、高加现有工艺、材质很难杜绝泄漏的发生等，会为发电厂运行埋下

安全隐患，应引起企业高度重视，需要加强对高加的管理与维护，确保汽机安全运行，提升整个发电厂的运行效率与质量。本文将以前能集团矿电公司#3#4机组（330MW）为例说明。

1 高压加热器运行常见问题及处理办法

1.1 高加管束及管板频发泄漏问题。由于高加汽水侧压力高、温度高，汽侧水位波动较大都能使高加工作条件恶化，汽水侧冲刷加剧，最终发生泄漏。经过长期实践，得出控制高加泄漏的良好措施。

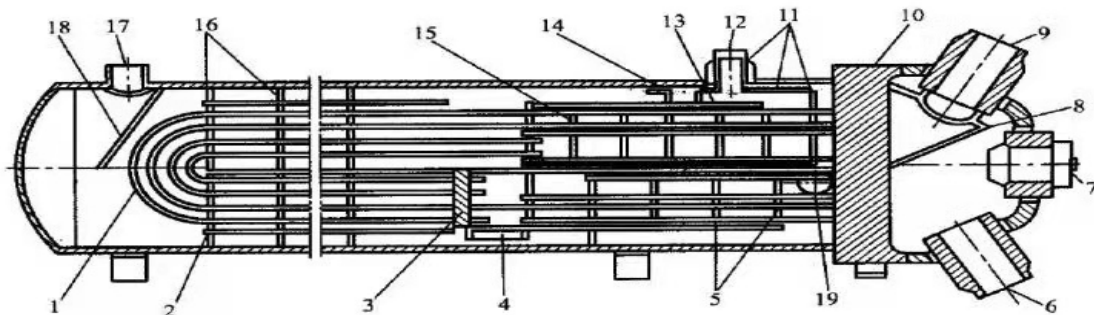
1.1.1 减少机组频繁启停。

高加在额定参数启停时、由于值班员在投停高加过程中通常是全开电动抽汽门或是分两次全开，但第开度仍然过大，造成高加各部位的温度快速上升，会使高加抽汽管壁的温升速率最高将达到100℃ / min以上。而在机组停运时，打闸后高加无汽运行，但是水侧未及时退出运行，用温度较低的给水对管束强制冷却，由于高加管束和管板的膨胀收缩速率相差较大，使管束与管板接口产生较大应力，频繁作用后发生泄漏。

以准能集团矿电公司为例，冷态每启动#3、#4次机组时，高加在运行一段时间后往往会观察到同负荷下某个高加疏水调门开度逐渐增大，给水泵电流随着增加，发生了高加泄漏。尤其是三号高加泄漏频发，同时这也是由于#3高加汽水侧温差大，产生的应力更大，从而容易导致泄漏。#1#2高加满负荷时汽水侧温差在120℃左右，而#3高加汽水侧温差在

表 1 #3 # 4 机组高压加热器规范

项 目	单位 NO. 1. HP	规 范			
		NO. 2. HP	NO. 3. HP		
型 号		JG-1250-1	JG-1250-2	JG-850-3	
总换热面积	m ²	1250	1250	850	
设计压力	壳程	MPa	7.24	4.5	2.0
	管程	MPa	25.5	25.5	25.5
最高工作压力	壳程	MPa	6.292	3.91	1.723
	管程	MPa	20.31	20.31	20.31
耐压试验压力	壳程	MPa	11.62	6.65	2.73
	管程	MPa	38.25	31.9	38.25
设计温度	壳程	℃	420	353	460
	管程	℃	315	285	240
制造商	山东华昱压力容器有限公司厂		#4机济南市压力容器		
生产日期	2018年6月		2009年6月		



加热器结构示意图

- 1-U形管；2-拉杆和定距管；3-疏水冷却段端板；4-疏水冷却段进口；
- 5-疏水冷却段隔板；6-给水进口；7-入孔密封板；8-独立的分流隔板；
- 9-给水出口；10-管板；11-蒸汽冷却段遮热板；12-蒸汽进口；13-防冲板；
- 14-管束保护环；15-蒸汽冷却段隔板；16-隔板；17-疏水进口；
- 18-防冲板；19-疏水出口

图 1 #3 # 4 机组高压加热器结构示意图

230℃左右,从而更容易导致泄漏。

1.1.2 高压加热器入口调节阀调整应缓慢。

由于锅炉侧在控制过热器减温水压力时需要调整高加入口调节阀,过度的开大或者关小时,过热汽温有立竿见影的效果,但是这种调整会使高加水侧压力及流量发生较大波动。从而导致高压加热器泄漏。

1.1.3 保持高压加热器水位在正常范围内。

高压加热器满水或者无水运行后果十分严重,满水会使汽水换热不充分,高压加热器出力减少,出水温度降低,严重时返水发生水冲击。而低水位运行会使抽汽未换热而进入下一级加热器,经济性降低的同时会对下一级高加造成汽水剧烈冲刷,使高加发生泄漏。高加水位变送器输出的模拟量与保护值的零位标定不一致,使得每个值班员对实际水位的高低判断各不相同;由于没有对高加运行水位作出明确的规定,值班员对水位控制的随意性较大,为了防止高水位动作,并使后续操作增多,值班员一般都保持在较低水位运行。而低水位运行会引起加热器内部汽水二相流,导致加热器传热管迅速泄漏、损坏。为保证高加正常运行水位,必须时刻监视下端差,我厂高加下端差设计值为5.6℃。当下端差不正常的增大时,应注意高加水位是否正常。

1.2 高压加热器端差过大

依据#3#4机组高压加热器性能试验数据报告比较,我厂#4机组高压加热器上、下端差都较设计值高些,尤其是高压加热器下端差,#1、2号高压加热器比设计值高出8℃以上,#3高压加热器甚至超过20℃。从表2可以看出,下端差偏离设计值较大,加热器端差的存在虽然没有发生直接明显的热损失,但是增加了热交换的不可逆性,产生冷源损失降低了机组的热经济性。因此降低加热器端差对机组经济性及安全性有重要意义。

表2 #4机组高压加热器性能数据

序号	项目	单位	设计值	运行值	偏差
1	#1高加上端差	℃	-1.7	10	11.7
2	#1高加下端差	℃	5.6	13.6	8
3	#2高加上端差	℃	0	8	8
4	#2高加下端差	℃	5.6	14.5	8.9
5	#3高加上端差	℃	0	7	7
6	#3高加下端差	℃	5.6	25.6	20

1.2.1 堵管对端差的影响

我厂采用堵管的方法来解决加热器水管泄漏的问题,当堵塞的管束过多时,就会造成传热面积减小而引起端差增加。

#4机组的#1、2、3高压加热器系统采用卧式布置,受热面采用U形管管板式,U形管总数为1550根。高压加热器从投产到现在的运行情况,#1高加未出现过泄漏现象。#2高加堵管9根,#3高加堵管75根,堵管最严重。堵管率分别为0、0.5%、4.8%。

#3号机组3号高压加热器基建时为济南市压力容器厂生产的设备,截至2017年堵管率超过10%;于2018年6月根据3号机组高压加热器实际运行情况对原3号高压加热器进行了整体

更换,运行至今,#3高压加热器封堵管束318根,总管束1550根,堵管率为20%。同时由于给水温度下降3℃,给水温度每降低一度,供电煤耗约增加0.2g,而供电煤耗增加,影响全厂节能降耗的目标,更换#3高加已提上日程。

为了减少高加的泄漏,造成堵管率增加,高压加热器投运时严格按照规定的温升率不大于1℃/min,投入前微开抽汽电动门进行预暖,保持进汽压力在0.1左右预暖30min。杜绝高压加热器热冲击。

1.2.2 高加水位的影响

保持正常水位运行是保证高压加热器性能的重要条件,当水位降低到一定程度,疏水冷却段水封丧失,蒸汽和水一起进入疏水冷却段,疏水得不到有效冷却,致使加热器下端差增大。同时还会造成管路冲刷和排挤下一级加热器抽汽量,使高能级抽汽作为低能级抽汽使用,造成机组的经济性大幅度降低。最为严重的是疏水冷却段汽水两相流引起高压加热器振动造成高压加热器管束泄漏,影响机组的安全运行,长期低水位运行造成高压加热器频繁泄漏,需要解列堵管,加快了高压加热器使用寿命的损耗。当水位太高时,使蒸汽凝结放热的面积减小,表现为加热不足,端差也会上升。从高压加热器性能数据可以看出,#4机组三台高加下端差设计值均为5.6℃,它们的疏水温度分别高于设计值,下端差增大值基本与疏水温度增大值对应,可判断为高压加热器运行时水位太低运行。虽然高压加热器水位按设计值运行,但由于高中压缸做功效率下降以及高压加热器内部蒸汽参数变化,设计水位已不能保证高压加热器的安全经济运行。已经要求热工重新核定高压加热器的运行水位。

1.2.3 高加运行排气管不畅导致端差增大

当高压加热器内不凝结气体积聚,会使传热恶化,端差上升。随机组运行时间加长,排气管道可能由于结垢等原因堵塞,造成排气不畅,影响高压加热汽换热效果,进而影响端差。高压加热器从投运一直使用至今,高加内部管道结垢在所难免,污垢的存在使流体与换热面之间的传热热阻增大,从而减小了流体与壁面之间的换热系数,使传热状态恶化;其次,污垢占据一定的流通面积,在流量不变的情况下,使流体的平均流速增加。另外,结垢可能引起局部超温或过热,导致换热管的力学性能下降,严重时,会引起换热面局部腐蚀、泄漏加剧,影响整个换热设备的安全运行,造成高压加热器非正常停运,机组经济性降低。已计划停机后进行检查,必要时使用化学除垢方法进行除垢。

结束语

高压加热器的正常运行关系着汽机的运行效率以及电厂的经济效益。必须精心调整、认真分析,发现异常及时处理,使高压加热器始终保持经济安全的运行。同时,还在期待着制造工艺、材料的进一步革新,将来制造出耐用的高压加热器。

参考文献

- [1] 国家能源集团准能矿电公司. 2*330MW机组汽轮机运行规程.
- [2] 王健平, 王术园. 电厂汽机常见问题及其应对措施研究[J]. 能源与节能, 2012(06): 46+53.