

300 MW 汽轮机汽封改造及启动振动控制实践

晏红兵,刘勇军

(国电深能四川华蓥山发电有限公司,四川 达州 635214)

摘要: 国电深能四川华蓥山发电有限公司 31 号汽轮机汽封改造后,为保证汽封改造效果,详细分析了汽封间隙对机组振动的影响,提出了机组在升速过程中以及运行中的振动控制措施,有力地确保了机组的顺利启动和带负荷,有效地提高了机组的经济性,同时所提出的启动经验可供同类型机组参考。

关键词: 汽轮机; 汽封间隙; 机组振动; 控制措施; 经济性

中图分类号: TK263.2 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2018)06-0085-04

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2018.06.019

Practice of Steam Seal Transformation and Turbine Start – up Vibration Control of 300 MW Steam Turbine

Yan Hongbing, Liu Yongjun

(Guodian Shenneng Sichuan Huayingshan Power Generation Co., Ltd.,
Dazhou 635214, Sichuan, China)

Abstract: In order to ensure the effect of steam seal transformation of No. 31 steam turbine of Sichuan Huayingshan Power Generation Co., Ltd., the influence of steam seal clearance on the vibration of steam turbine is analyzed in detail, and the vibration control measurements during speed – up and operation are put forward, which effectively ensures the smooth start – up and on – load of the unit. The economical efficiency of this unit is improved effectively, and the start – up experience can also be referred to the unit of the same type.

Key words: steam turbine; steam seal clearance; unit vibration; control measurement; economical efficiency

0 引言

按照《国家煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020年)》要求,现役燃煤发电机组2020年平均供电煤耗应低于310 g/kWh^[1]。汽封性能对机组的经济性和可靠性有着重要的影响。为降低漏汽损失,提高机组安全性和经济性,采用先进汽封技术对原有的传统汽封进行改造是十分必要的^[2]。采用新型汽封对汽轮机轴端汽封和通流部分汽封进行改造,可以达到降低汽轮机轴端和通流部分的漏汽量,提高汽轮机效率的目的^[3]。但由于调整汽封间隙过小,机组启动常伴随轴振偏大甚至超限,或汽封磨损过大影响节能效果,甚至出现多次开机失败再次揭缸调整的问题。某300 MW机组结合大修进行了节能升级汽封改造,通过合理选择汽封间隙值,针对性地细化启动防

振专项措施,机组启动顺利、改造效果良好。

1 机组概况

某型号为N300-16.7/537/537-8的300 MW机组于2006年3月投产。机组有3个临界转速,分别为1370 r/min、1688 r/min、1750 r/min。该机组于2017年9月大修时配套进行节能升级改造,更换了高中压缸隔板汽封、高中压缸前后汽封、高中压缸过桥汽封,所有汽封间隙全部按技术规范下限调整。

2 汽封改造

2.1 高中压缸汽封调整方案

该机组汽封2010年进行了1次改造,高中压缸叶顶汽封改造为可退让式汽封;高中压缸隔板汽封、

前后轴封、高中压间(过桥)汽封改造为铁素体刀齿蜂窝汽封和铁素体接触式蜂窝汽封。2016年机组揭缸检查发现汽封已磨损严重,调节余量难以满足要求,为适应节能技术的进步、提升机组性能,本次A修决定将高中压缸隔板汽封、前后轴封、高中压间(过桥)汽封、高中压缸叶顶汽封全部进行了更换。经招标,选用汽封结构形式为铁素体汽封和铁素体接触式汽封。

汽封间隙调整是汽封改造的关键,为保证改造效果,所有间隙均取设计值、前次改造值的下限。鉴于本次大修时,解体发现所有下部汽封磨损较为严重,而高中压隔板及轴封上部汽封均完好,故决定将上部汽封的间隙值在上述数值上再降低0.2 mm。

2.2 低压缸汽封调整方案

低压隔板汽封及轴封2010年A修时改造为铁素体刀齿蜂窝汽封和铁素体接触式蜂窝汽封,叶顶正反1~4级汽封2012年B修时改造为刷式汽封,叶顶正反5、6级汽封是蜂窝汽封。本次A修解体中发现低压缸隔板汽封及轴封下部磨损严重,叶顶刷式汽封的毛刷脱落较多,叶顶正反5、6级蜂窝汽封水蚀严重,正反第1~3级转子轴磨损严重;低压隔板及轴封上部汽封均完好,没有磨损现象。

改造低压隔板汽封及轴封为铁素体汽封和铁素体接触式汽封,叶顶正反1~4级汽封为可退让式汽封,叶顶正反5、6级汽封还是采用蜂窝汽封。所有间隙均按厂家设计值下限调整。

2.3 汽封间隙调整后的验收

本次A修时,采用全实缸压间隙进行调整、验收汽封间隙,总共进行4次。每次施工方、监理方、业主方均到场验收,保证了施工质量。

3 汽封改造后启动

3.1 启动前的准备

由于本次A修汽封间隙调整得较小,为使启动过程碰磨可控在控,启动委员会组织检修、运行人员进行技术交底、方案措施讨论、编制专项控制方案,并邀请科学院专家到场监测、指导。

3.2 控制措施

3.2.1 控制原则

汽封间隙调整到较小值,启动时会发生动静部分摩擦。为确保技改效果,防止摩擦过度引起设备

损伤,控制遵循以下原则:1)尽量消除非汽封间隙小引起摩擦,确保汽缸、转子等均匀膨胀,充分膨胀,机组的各部分热应力、热变形、转子与汽缸的胀差以及转动部分的振动在允许范围内;2)如暖机过程任意轴振超过 $160\ \mu\text{m}$ 且热膨胀缓慢未达到历史经验值,则适时打闸,打闸后使转子尽快静止,闷缸加热缸体,减少胀差;3)再次启动时,必须保证大轴弯曲值、盘车电流等回到原始值。

3.2.2 选择合理的冲转参数

制造厂规定汽轮机冷态高中压缸联合启动冲转主蒸汽压力为3.45 MPa,主蒸汽温度为 $320\ ^\circ\text{C}$,再热蒸汽温度为 $237\ ^\circ\text{C}$,再热蒸汽压为0.686 MPa,根据启动经验,在该冲转参数时调速汽门开度过小不利于汽轮机加热,对于无启动锅炉的首台机组启动轴封,供汽温度过高,轴颈加热过于剧烈,大轴膨胀快于汽缸,在汽封间隙小的情况下易产生碰磨造成振动。因此冲转参数优化如下:

1)蒸汽温度与金属温度相匹配,要求放热系数 α 要小一些;

2)蒸汽的过热度不小于 $50\ ^\circ\text{C}$;

3)再热蒸汽参数的选择为过热度不小于 $50\ ^\circ\text{C}$,如高中压为合缸布置,再热蒸汽与主蒸汽温度相差不大于 $30\ ^\circ\text{C}$ 。

本次机组A修后各部金属温度均为常温,冲转参数选择为低压微过热蒸汽,主蒸汽压力1.0 MPa,主蒸汽温度 $260\ ^\circ\text{C}\sim 270\ ^\circ\text{C}$,再热蒸汽压力0.2 MPa,再热蒸汽温度 $240\ ^\circ\text{C}\sim 250\ ^\circ\text{C}$;汽轮机转速1200 r/min后逐渐提升主蒸汽压力到1.5 MPa,主蒸汽温度 $300\ ^\circ\text{C}$,汽轮机转速2000 r/min后逐渐提升主蒸汽压力到2.0 MPa,主蒸汽温度 $320\ ^\circ\text{C}$ 。并列后按照升温升压曲线提升温度压力,每提升 $30\ ^\circ\text{C}$ 汽温稳定10 min。采用低压微过热蒸汽冲转,单阀模式汽轮机调速汽门开度达到10%,汽轮机缸内蒸汽充盈度较好,加热较为均匀。在保证汽缸蒸汽充盈度的情况下分段提升主蒸汽参数,既保证过临界转速需要的蒸汽参数,又控制了汽轮机的加热速度和均匀度。

3.2.3 及时投入汽缸夹层加热

夹层加热系统的投入减少机组启动时间,降低上下缸温差,改善机组启动条件,有效避免因加热膨胀不均可能发生的碰磨引起振动。锅炉点火起压后,炉侧压力为0.2~0.5 MPa,凝汽器建立真空后稍开联箱进汽门,维持联箱压力0.1~0.3 MPa,对汽

轮机汽缸夹层加热供汽及联箱暖管疏水;汽轮机冲转到 500 r/min 投入汽缸夹层加热,控制汽缸温升率小于 1.5 °C/min,使汽缸内外加热均匀;高压外缸下半外壁金属温度达到 320 °C 时停用夹层加热系统。

3.2.4 保持合理的凝汽器真空度

冷态开机时,机组真空过高则冲转时主蒸汽流量小,不利于暖机和汽缸膨胀;过低则在汽缸进汽时容易发生真空突降甚至低压缸顶部安全阀爆破。正常情况冷态开机时凝汽器背压维持在 14 kPa 以上。该 300 MW 机组 3 号、4 号轴承座均设于低压缸基础上,排汽温度过高和过低都会造成汽缸向上或向下膨胀,带动转子中心上移,会诱发机组轴系振动。保持凝汽器背压在 20~30 kPa,增加汽轮机进汽量,汽缸蒸汽充盈度较好,汽缸加热均匀。按照冷态启动先抽真空后送轴封供汽要求,启动 1 台水环真空泵建立凝汽器真空,通过凝汽器真空破坏门控制凝汽器背压在 20~30 kPa,排汽温度控制在 55~60 °C。

3.2.5 及时切换轴封汽源

该厂两台 300 MW 机组均未设置启动锅炉,机组轴封供汽汽源由主蒸汽至轴封供汽、顶棚过热器由吹灰蒸汽管道经辅助蒸汽母管至轴封供汽、冷再热器至轴封供汽三路汽源组成。轴封供汽由主蒸汽供给时,因轴封供汽减温减压器设于低压轴封供汽管道,高中压轴封处温度等于主蒸汽温度,高中压轴颈加热较快,在汽封间隙较小的情况下,易出现碰磨产生振动。轴封供汽为锅炉顶棚过热器由吹灰蒸汽管道经辅助蒸汽母管供汽时,该管道随锅炉点火升压进行暖管疏水,主蒸汽压力 0.5 MPa、温度 150 °C~160 °C 投入高温汽源向轴封供汽。辅汽联箱压力大于 0.1 MPa 时,投入低温汽源联合向轴封供汽,防止高中压缸轴封温度过高造成汽封膨胀过快。再热蒸汽压力大于 1.0 MPa 时,投入冷却再热器至轴封供汽,轴封高温汽源热备用。有效地防止升温升压对高中压转子轴封处轴颈的过度加热,避免碰磨产生振动。

3.2.6 升速率及暖机点的选择与控制

汽轮机整个启动过程就是一个缓慢均匀的加热过程,各部温差及膨胀不正常的情况下就容易发生碰磨产生振动,升速率及暖机点的选择和控制在至关重要。本次汽封更换间隙调整后,除临界转速区以外,升速率及机组带负荷速度均应比正常启动缓慢,以便汽轮机加热和汽封磨合,通过胀差、汽缸膨胀、各部温度综合判断暖机效果及汽封磨合状况,再决定升速或

加负荷,切忌单纯凭时间或某一参数决定。

1) 汽轮机启动前 48 h 投入连续盘车进行直轴。选择升速率 100 r/min²,冲转到 500 r/min 暖机 5 min 进行摩擦检查。

2) 摩擦检查结束选择升速率 100 r/min²,每升速 100 r 停留直轴磨合 10 min,待胀差、振动、汽缸温度等各参数无异常,继续升速至 1200 r/min,中速暖机 60 min。

3) 中速暖机结束,检查胀差、振动、汽缸温度等各参数无异常,高压内缸内壁温度大于 200 °C,汽缸热膨胀大于 5 mm。选择升速率 100 r/min²,机组过临界升速率自动变化为 400 r/min²,升速至 2000 r/min,高速暖机 60 min。

4) 高速暖机结束,高压内缸上半内壁调节级后金属温度大于 250 °C,高、中压缸热膨胀大于 7 mm,高、中压胀差小于 3.5 mm 并趋于稳定,TSI 其余各参数在允许范围内。升速率 100 r/min²,升速至 3000 r/min。

5) 空负荷暖机 60 min 后,发电机并列。

6) 并网后选择 1 MW/min 升速率提升负荷至 10 MW,暖机 2 h。

7) 根据高、中压缸胀差、振动、热膨胀及各部金属温度情况每暖机 1~2 h 提升负荷 10 MW。

3.2.7 控制温差

保证各管道疏水及汽缸疏水全开,严格控制上、下缸温差及汽缸各部温差在运行范围内。

3.2.8 汽轮机轴振大打闸“闷缸”的监视及判断

汽轮机因汽封间隙小发生碰磨产生振动,打闸后振动还有一个上升过程,为保证汽封更换改造效果,降低汽轮机热耗,启动中汽轮机轴振峰值控制在 160 μm,大轴振动超过 160 μm 即打闸停机。从 A 修后的首次启动至机组带 300 MW 负荷阶段共打闸 6 次。打闸原因均是轴承振动大,打闸后破坏真空使转子尽快静止。打闸后闷缸时间 4 h,监视盘车电流、汽缸各部温度正常,待大轴弯曲值回到原始值后方进行再次启动。

3.3 启动过程

A 修完毕,系统分部试转正常,投入汽轮机连续盘车进行直轴,观察盘车电流,记录大轴弯曲原始值。机组从初次启动到完全正常并网共打闸 6 次。前 3 次启动为保证汽封间隙调整效果,打闸振动值控制较小,后 3 次因机组已并列运行打闸值有所放大,但均在允许范围内,打闸后破坏凝汽器真空,使

转子尽快静止。经不断摸索优化,机组最终加至满负荷,且各轴承振动值均在 70 μm 以下,具体参数见表 1。

表 1 启动次数及振动打闸值

启动次数	转速或负荷	最大轴振	轴振值 /μm	惰走时最高振动值 /μm	惰走时间 /min
第 1 次	1000 r/min	3X	139	180	11
第 2 次	800 r/min	3Y	135	175	10
第 3 次	900 r/min	3X	79	147	13
第 4 次	20 MW	3X	180	241	57
第 5 次	45 MW	2X	125	237	60
第 6 次	190 MW	2X	240	347	51
满负荷	300 MW	4X	49		

4 改造前后节能效果分析

国电科学技术研究院有限公司成都分公司根据 ASME PTC - 2004 《汽轮机热力性能验收试验规程》对 31 号机组进行改造前后的性能验收试验,在额定工况下汽机热耗率降低了约 130 kJ/kWh,供电煤耗降低了约 5.0 g/kWh,同时机组的高、中、低压缸效率均有一定程度的提高,取得了非常明显的节能效果,详见表 2。

表 2 改造前后汽轮机缸效率

名称	设计值	改造前	改造后	提高
高压缸效率 /%	84.91	82.95	83.15	0.201
中压缸效率 /%	92.28	89.81	91.91	2.09
低压缸效率 (UEEP) /%	90.63	85.355	86.65	1.296

(上接第 84 页)

参考文献

[1] 能源部. 防止电气误操作装置管理规定 [L]. 能源安保护 (1990) 1110 号, 1991.

[2] 国家电力公司. 防止电力生产重大事故的二十五项重点要求 [L]. 国电发(2000) 589 号, 2000.

[3] 智全中, 秦广召, 姜伟, 等. 五防系统在智能化变电站中应用分析 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(23): 108 - 111.

[4] 胡巨, 陈宏辉. 一种新型的变电站在线式五防系统给的实

5 结 语

通过采用新型汽封以及安装过程中对汽封间隙的严格控制,降低了汽缸内漏汽损失,有效地提高了机组安全性和经济性,节能效果显著。同时通过对冲转参数的调整、汽轮机背压控制、升速率控制、轴封供汽温度调整、有计划闷缸暖机等措施,保证了汽封改造及间隙优化后启动顺畅,达到预期目的。通过本次启动,得出以下实践经验:

1) 充分暖机,保证各部加热均匀。用常规启动方式适当延长暖机时间达不到暖机效果,背压宜在 20 kPa 以上,以增大进汽量。启动时,发生了提升转速及负荷稍快、凝汽器真空控制过高暖机流量不足等原因引起的打闸。

2) 合理控制轴封供汽温度。投入低温汽源时间越早越好,避免轴颈及汽封过度加热膨胀发生碰磨。

3) 提升转速及负荷需缓慢,使各部汽封充分磨合。

参考文献

[1] 中华人民共和国发展和改革委员会. 煤电节能减排升级与改造行动计划(2014—2020 年) [C]. 2014.

[2] 宁哲, 赵毅, 王生鹏. 采用先进汽封技术提高汽轮机效率 [J]. 热力透平, 2009(1): 15 - 17.

[3] 王学栋, 吴丽曼, 郝玉振. 汽轮机汽封改造对经济指标和振动影响的测试分析 [J]. 山东电力技术, 2014, 41(3): 64 - 68.

作者简介:

晏红兵(1971), 助理工程师, 长期从事火力发电厂集控运行技术管理工作;

刘勇军(1979), 助理工程师, 长期从事火力发电厂汽机运行技术管理工作。 (收稿日期: 2018 - 08 - 24)

现 [J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(19): 118 - 121.

[5] 余南华, 黄曙, 李先波, 等. 变电站五防控制规则自动生成技术思路 [J]. 电力系统自动化, 2010, 34(17): 97 - 99.

[6] 梁若文, 胡国新, 周炎. 微机五防装置使用中应注意的问题与不足 [J]. 高电压技术, 2005, 31(8): 79 - 80.

作者简介:

江东林(1986), 工程师, 研究方向为电力系统分析计算与稳定控制;

刘青丽(1977), 高级工程师, 研究方向为电力系统运行;

王峥皓(1989), 工程师, 研究方向为电力系统运行。

(收稿日期: 2018 - 08 - 24)