

一起水力发电机组推力轴承损坏事故的原因分析及处置

蒋官云

(四川科锐得发电有限公司)

摘要: 结合一起立式混流式水轮发电机组推力轴承损坏事故, 简述解体检查情况, 分析各方面原因, 介绍抢修处理方法及抢修后机组运行情况, 提出相关防范措施, 引以为鉴, 防范同类事故再次发生。

关键词: 水轮发电机; 推力轴承; 损坏; 原因分析; 事故抢修; 防范措施

1 引言

某水电站为径流式引水电站, 引用流量 67m³/s, 所处流域泥沙含量较重, 装机 2×9MW, 机组为立式混流式机组, 额定水头 30 米, 额定转速 200 转/分, 水轮机型号为 HLA551-LJ-225, 发电机型号为 SF9000-30/3900。推力轴承采用刚性支柱式结构, 推力瓦为弹性金属复合塑料瓦。2011 年 1 月两台机组相继投运发电。

该电站机组推力轴承结构及工作原理简述: 推力轴承设在上机架架上, 为悬式机组。在上导及推力轴承油槽底座上安装推力轴承座, 推力轴承座上嵌装支柱螺栓螺套 8 个, 支柱螺栓上安装推力瓦托盘, 支柱螺栓设有销紧装置, 托盘上方安装推力瓦。推力瓦支撑镜板, 镜板固定在上推力头上, 推力瓦浸泡在透平油中。推力轴承用来承受整个水轮发电机组转动部分重量以及水轮发电机轴向水推力, 受力方向为垂直方向, 属滑动轴承。正常运行时, 推力瓦上会持续形成一层油膜, 镜板随转子一起转动, 和推力瓦上的薄油膜摩擦, 以此实现转动部件和固定部件之间的力的传递。

2020 年 4 月 4 日, 2#水轮机出现水轮机主轴密封摩擦冒烟事件, 经处理更换抗磨板时发现无间隙, 密封支座有发热变形情况, 经加工减薄抗磨板 5mm 厚度后安装满足间隙要求, 重点观察运行。2020 年 6 月 29 日, 2#发电机出现上导油槽盖擦挂冒烟现象, 运行人员迅速停机。

2 解体检查情况

2.1 上导与推力共用油槽内油位正常, 油质偏深灰色, 有较多油泥出现。油质极不合格, 须更换新的透平油。

2.2 推力头与镜板大部分联接螺栓 (M24) 松动, 可用手拧出; 螺栓调质等级 7 颗为 4.8 级, 3 颗为 8.8 级; 螺栓有绝缘套, 但无绝缘平垫。须更换所有联接螺栓, 且调质等级均应在 8.8 级以上, 并配绝缘套及绝缘平垫。

2.3 推力头与镜板绝缘定位销很容易拔出, 定位销绝缘护套有机组顺时针运转切向挤压变形的现象。绝缘定位销须全部更换。

2.4 推力头与镜板把合面有汽蚀磨损现象。推力头磨损面须返厂精加工处理, 满足原出厂图纸垂直度、光洁度要求。

2.5 绝缘垫由于汽蚀磨损等因素变薄, 蚀薄量达到 1.0 至 1.5mm, 汽蚀磨相当严重。须进行更换, 厚度要求 3 至 4mm。

2.6 镜板背面与绝缘接合处有 0.05mm 左右的汽蚀, 镜面有较多环状划痕。镜板须返厂精加工处理, 镜面需进行研磨处理, 上下端面均应满足原出厂图纸垂直度、光洁度要求。

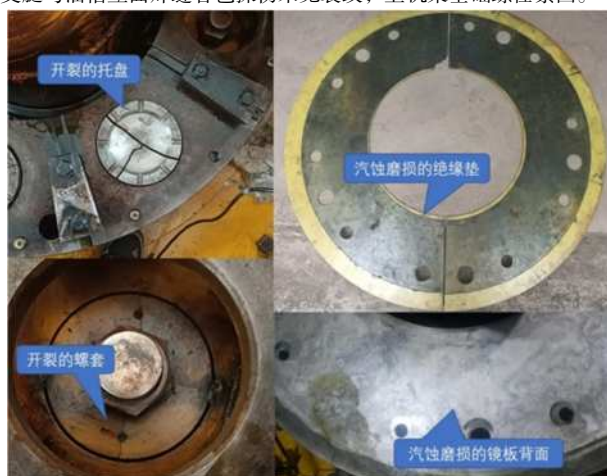
2.7 推力瓦有划伤拉毛现象, -Y 方向一匹推力瓦未受力。推力瓦须整套更换。

2.8 推力瓦托盘有 1 个已断裂成三块, 1 个明显断裂, 4 个有裂纹, 剩余两个无明显裂纹。推力瓦托盘须全部更换, 材质严格按原出厂图纸标准。

2.9 推力瓦刚性支柱螺栓套有两枚裂纹, 其中 -Y 方向螺套出现 3 根贯穿性裂纹 (两条穿过装配顶丝孔), +Y 方向螺套出现 2 根裂

纹分别穿过装配顶丝孔, 个别螺套焊缝有裂纹; 支柱螺栓球面磨损较重, 6 颗有挤压痕迹。支柱螺栓及螺套须全部更换, 材质严格按原出厂图纸标准。

2.10 发电机上下空气间隙值符合规范要求, 上机架各部完好, 支腿与油槽立面焊缝着色探伤未见裂纹, 上机架基础螺栓紧固。



推力轴承损坏部分图片

3 查阅资料

查阅运行记录, 在 2016 年 1 月至 2017 年 7 月期间, 两台机组的推力瓦温差约 10℃, 2017 年 8 月开始, 2#机组推力瓦温度逐渐升高, 最高超过 60℃, 与 1#机推力瓦温差偏差提高到 13℃、15℃、短时 20℃。2017 年 12 月检修发现: 推力油质变棕黑色, 绝缘垫有压裂和汽蚀磨损痕迹, 推力瓦面良好。经更换绝缘垫盘车处理轴线, 重新调受力后, 更换新购透平油运行。推力瓦温有所下降。两台机组推力温差保持在 10—13℃。到 2019 年 9 月, 温差降至 10℃。2020 年 6 月 19 日前的半个月中, 运行记录显示 2#发电机个别上导瓦温有持续上涨趋势。

据了解: 2#机组一直以来主轴密封漏水量大于 1#机组, 汛期由于上游来水泥沙重, 两台机组水轮机室多次淤沙除沙, 2#机组除沙次数远高于 1#机组。全年 2#机组运行时长也高于 1#机组 (因 1#机组锥管存在漏水现象, 电站出于安全考虑, 1#机组平枯期运行时间较少)。2#机组水导轴承+Y 方向两处抗重螺栓螺套打板焊缝自投运以来裂缝渗油, 曾补焊过 3 次。两台机组尾水排至左侧支流距主河道约 40m 处, 2#机组尾水排出位置相较 1#机组在支流的上游侧, 每年汛期尾水外支流河道石块淤积严重, 抬高了尾水运行水位, 同时也使电站尾水排放不畅。

4 原因分析

根据 GB8564-2003《水轮发电机组安装技术规范》, 结合近年来电站两台机组运行、检修实际情况分析本案例。

4.1 2#机组从可查阅的历史运行记录来看,推力瓦温度都明显高于1#机组 10℃以上,1#机组推力瓦温平均温度在 38 至 42℃范围(高温、高负荷时段也在正常范围)。在生产厂家相同、电站相同、水轮发电机组设备型号参数相同的情况下,推力瓦温度相差如此之大,实属罕见。表明 2#机组推力轴承在推力瓦温与 1#机出现明显差异时,运行工况就已经变差了。

4.2 上导与推力共用油槽内油质偏深灰色、有较多油泥是因绝缘垫汽蚀磨损严重,绝缘垫粉末混入透平油中经过高油温浸泡、高速搅动造成。

4.3 螺栓松动、绝缘垫变薄与绝缘定位销的挤压变形相互影响,恶性循环;最终影响到镜板背面及推力头把合面;-Y 方向上的一匹推力瓦未受力更会增加镜板运行过程的微变形量,增大振动幅度,使情况进一步恶化。

4.4 2017 年对 2#机组开展了检查性大修工作。检修中发现的绝缘垫损坏、部分联接螺栓松动现象,已对镜板背面及推力头把合面造成轻微损伤(当时检修未拔推力头)。同时发现推力瓦支柱螺栓锁块位置较低,不利于抗重螺栓的锁定,调受力后进行了加垫处理。分析在 2017 年检查性大修之前,有一种可能因为推力瓦个别支柱螺栓锁紧措施出现问题,导致推力瓦受力出现了不均匀现象。

4.5 镜板面的划痕与推力瓦面拉毛现象,与绝缘垫磨损粉末及镜板背面、推力头底面汽蚀磨损粉末进入滑动运行油膜有关。

4.6 螺栓材质调质等级不同、缺失绝缘平垫跟检修装配工艺有直接联系。因推力瓦为弹性金属复合塑料瓦,大轴在下导处装设有接地电刷,故轴电流先期造成影响不考虑,后期因透平油中混合有腐蚀产生的金属末,存在轴电流微弱影响也不能完全否定。

4.7 绝缘垫磨损量增大,使机组转动部分下沉,是造成 4 月 4 日水轮机主轴密封磨擦冒烟的主要原因(有可能在此时,导致了-Y 方向推力瓦刚性支柱螺栓套的受力过大产生断裂);另一方面伴随推力轴承支撑结构的疲劳损坏,造成机组轴线摆度值急剧增大,是引起上导瓦温持续上升,在叠加(暂态)水力不平衡等因素,最终出现主轴上导轴颈处与上导油槽盖擦挂冒烟。

4.8 电站每年汛期尾水外支流河道石块淤积严重,抬高了尾水运行水位,同时也使电站尾水排放不畅,2#机组尾水排放水力影响较大,加之 2#机组水导轴承+Y 方向两处抗重螺栓螺套打板曾补焊过 3 次,基于前述两种现象,也是需要分析水力因素方面的影响。

4.9 在拆机分解检查过程中,发现推力瓦编号并不成组,而电站库房内找到的备品推力瓦却是成组编号,怀疑在最初安装的时候,用到了备品瓦,而正该安装的成组编号的成套推力瓦却作了备品,起初安装的推力瓦材质是否一致,值得怀疑,笔者也曾建议电站业主方对推力瓦、支柱螺栓螺套、托盘做材质鉴定。

4.10 因 1#机组尾水锥管漏水,运维人员在单机运行时一般都开 2#机组运行。导致 2#机组在非最优运行工况下运行的时间相对较长,加速了 2#机组推力运行工况的恶化。首先导致了-Y 方向推力瓦刚性支柱螺栓套的受力过大产生断裂,此只推力瓦不受力后,继而造成 Y 方向上机组振动更大,导致邻近运转方向的推力瓦受力过大、+Y 方向推力瓦受力过大、其它推力瓦受力均有增加,从而出现推力轴承多部位损坏的现象。

4.11 机组投运至事故发生,未开展过一次彻底的扩大性大修,状态检修管理方式不利于定期排查水轮发电机组内部潜在的缺陷和隐患。

5 主要处置措施及抢修后的运行参数

5.1 本次抢修主要工作:更换推力轴承支柱螺栓、螺套及推力瓦托盘;更换推力瓦;镜板、推力头返厂修复;重新制作绝缘垫;配齐 8.8 级调质螺栓及绝缘平垫;更换绝缘定位销;重新盘车处理轴线;重新调整推力瓦受力;校核水轮机、发电机定转子高程;重新定中心抱轴调整瓦隙;测量上架在转动部分重量转移后至推力轴承座后的挠度变化值;添加新购透平油;规范温度数据采集及记录。严格本次抢修安全风险及检修工艺质量管控。

5.2 主要技术参数

2#机组抢修轴线处理数据

项目		1	2	3	4	5	6	7	8
测点	上导	0	0	0	+1	+1	+0.5	0	0
	下导	+6	+5	+2	+2	0	-2	0	+4
	水导	+3	+3	0	+5	+6	+1	0	+3
		1—5		2—6		3—7		4—8	
百分表读数	上导	0	0	0	+1	+1	+0.5	0	0
	下导	+6	+5	+2	+2	0	-2	0	+4
	水导	+3	+3	0	+5	+6	+1	0	+3
相对摆度	上导	-1	-0.5	0	0	0	0	0	+1
	下导	+6	+7	+2	+2	0	-2	0	-2
	水导	-3	+2	0	+5	+6	+1	0	+3
机组盘车期间同时测量调整镜板动态水平偏差在 0.01mm 范围									

事故前两台机组额定负荷下运行各轴承温度对比

机组	部位	推 力	上 导	下 导	水 导
1#机组		38.0℃	49.6℃	37.8℃	33.2℃
2#机组		48.3℃	55.4℃	42.5℃	32.3℃

事故抢修后两台机组额定负荷下运行各轴承温度对比

机组	部位	推 力	上 导	下 导	水 导
1#机组		39.2℃	50.9℃	38.8℃	32.4℃
2#机组		39.7℃	51.4℃	39.6℃	31.3℃
注: 2#机组推力巡检温差 2℃范围、上导巡检温差 3℃范围					

事故抢修后 2#机组额定负荷下上导摆度: 0.06mm, 水导摆度: 0.10mm; 上机架水平振动: 0.002mm; 垂直振动: 0.004mm。

5.3 通过安全质量精细化管理,圆满解决了事故机组推力轴承顽疾。通过事故前后两台机组相关运行参数比较,恢复了 2#发电机推力轴承的最佳运行状态,确保了 2#机组安全稳定运行。

6 防范类似事故的措施

6.1 强化安装监管

各参建单位要安排专业素质较高的工程管理人员、技术人员、监理单位,加强水轮发电机组安装工艺工序过程管控及质量验收。

6.2 强化运维管理

运行人员要定期对机组参数结合额定值、限定值、环境条件、运行工况等因素加以分析;对同一参数变化趋势进行分析;对同型号机组相同工况开展运行参数对比分析;及时发现和上报缺陷情况。尽可能避免机组在非优工况下长时间运行。对各轴承油位油质一定要定期检查,定期更换,发现油质异常后,要及时分析原因,制定措施。

6.3 规范检修管理

新建水电站要按检修规程要求,开展好第一次扩大性大修工作。通过两三个周期的扩大性大修工作,编写本电站水轮发电机组检修规程。每次检修,要对推力轴承座进行分解检查,对推力瓦面、镜板正反面、绝缘垫、推力头与镜板把合面、联接螺栓、销钉、刚性支柱螺栓、锁锭块等均要进行认真检查,把检修工艺做到位,把检修质量管控严。

参考文献:

[1]王亚龙、王骥、刘多斌、王洪彬、李秉谦.水轮发电机组推力轴承支柱螺栓套损坏原因分析及处理.东北电力技术. 2021年第 42 卷第 12 期