

# 溪口抽水蓄能电站技术改造三例

杨志新 侯晓峰

宁波溪口抽水蓄能电站

**摘要:** 1、针对严重威胁抽水蓄能机组安全运行的水导瓦温过高,实施外循环改造;2、针对球阀工作密封非正常投入加装排水系统;3、水泵启动尾水管压水水位检测压水浮子改造为电容物位开关方式。

**关键词:** 水导瓦温、外循环、跳机、球阀工作密封、压水浮子、技术改造

## 引言

宁波溪口抽水蓄能电站位于浙江省奉化市溪口镇境内,总装机容量 $2\times 40$  MW,是我国主机部分完全进口的首座中型、纯抽水蓄能电站。第一台机组于1998年3月投入商业运行,同年5月投入第二台机组,至今已运行6年多。主机部分没有发生大的质量问题,运行可靠,操作方便,自动化程度高,实现了少人值班的要求。但也有少量非主体性质的问题,困扰着电站安全运行。如1号机水导瓦温偏高,球阀工作密封不能正常投入,压水浮子进水,就是其中突出的三例。

## 1 水导外循环改造

### 1.1 问题的引出

#### 1.1.1 试运行期间的初始情况

1998年3月2日,1号机组投入试运行。3月19日,机组抽水工况下的水导瓦温为 $70.9^{\circ}\text{C}$ 。在整个3月的30天试运行时间中,该机组共运行40小时,记录的水导最高瓦温为 $71.7^{\circ}\text{C}$ 。

#### 1.1.2 1998年4月至2003年7月的运行情况

1号机水泵水轮机抽水工况下,日水导稳定瓦温均在 $70^{\circ}\text{C}$ 以上。即使1号机水泵水轮机在发电工况下,水导稳定瓦温也在 $68^{\circ}\text{C}$ 以上。五年多时间里,1号机水泵水轮机导轴承不仅一直存在瓦温偏高现象,而且呈逐年上升趋势。2001年7月达到 $80.3^{\circ}\text{C}$ 的历史最高值,超出瑞士苏尔寿公司提供的 $80^{\circ}\text{C}$ 报警值( $85^{\circ}\text{C}$ 停机)。当年瓦温超出 $76^{\circ}\text{C}$ 的时间长达6个月之久。

#### 1.1.3 技改任务的提出

据近五年的统计,1号机水导瓦温超出 $75^{\circ}\text{C}$ 的运行时间每年都在6个月以上。由于瓦温长期偏高,导致水导油温也长期在 $60^{\circ}\text{C}$ 以上,致使油化验时发现油变质加剧。2号机水导瓦温长期稳定运行瓦温在 $67^{\circ}\text{C}$ 左右,比1号机水导瓦温要低 $7^{\circ}\text{C}$ 。分析认为:1号机水导瓦温偏高,是由水导轴承设计和机组安装等多方面原因造成的。特别是在高温天气,运行时间长,机组启停频繁,水导瓦温更高。这对机组安全、稳定运行存在着重大威胁。为此,对水导瓦冷却降温提出了技术改造课题。

### 1.2 水导轴承油冷却结构简介

瑞士苏尔寿公司为电站设计的水泵水轮机水导轴承,结构紧凑,没有专门的油冷却器装置,只是旋转油盆的上油,经过很短的毕托管(基本上没有冷却)直接供至启动油盆。上油的一部分喷至

旋转的主轴上，另一部分通过一处直径为 6mm 小孔排放至启动油盆，然后经启动油盆挡油筒溢油至主轴，给轴承润滑。机组启动阶段，转速低，毕托管上油量不足，难以润滑轴承，此时，自动打开启动油盆电磁阀，使启动油盆中的油自流进入轴瓦内，润滑轴承。当升高至一定转速时，毕托管上油量足够时（机组自动控制检测到水导轴承油流量信号在一定范围内时），启动油盆电磁阀自动关闭，实现旋转油盆离心力上油至启动油盆，自流至水导瓦，润滑轴承后排回旋转油盆的自循环。见图 1。

### 1.3 技改实施的具体情况

国内很多水电站采用毕托管上油筒式油轴承，但一般在上油盆中设置油冷却器。根据这个思路，2003 年 5 月，我们采取了油泵、板式冷油器串联接入水导轴承油流量开关前的水导毕托管路中的方式，整套系统布置在球阀层。球阀层比水导轴承所在层低 5m。整个系统采用直径为 20 mm 的不锈钢管连接，钢管总长 20 多米。原意图是希望轴承循环油 100% 得到冷却，瓦温控制在 60°C 以下。但当本系统投入后，控制屏显示，水导轴承油流量不足，异常、报警而自动停机。根据现场观察流量指示仪表发现，在油泵投入前后，油流量变化很小。经分析，是由于串联的水导外循环油管路系统阻力过大，油泵吸程过长，造成管道中油流量不足，示流信号器异常、报警而自动停机，故第一次技改未能成功。

随后，我们采取了在水导轴承油流量开关后，将油泵、板式冷油器并联接入水导毕托管路中的方式，让轴承循环油的 30% 得到外部冷却，再经启动油盆电磁阀前三通进入启动油盆。一方面冷却后的油与启动油盆中的热油混合，混合后油温下降再溢油润滑水导瓦，另一方面启动油盆中始终充满油，保证机组的下一次启动。

#### 1.3.1 机械部分的措施

将油泵（功率 550W，电压 380V，WCB-50 齿轮油泵）及其支架安装于与水导同一高程的接力器坑内，距离取油口仅 3m，比原方案缩短了十多米吸程。4m<sup>2</sup> 板式冷却器仍布置于球阀层。所有油管均采用直径 20mm 不锈钢管。

板式冷油器冷却水取自机组技术供、排水管路的分配器前。设备连接见图 3（虚线内为此次技改增加部分）。

#### 1.3.2 电气部分的措施

油泵控制由现地控制柜内 380V AC 电源供电，通过空气开关和接触器与油泵电源相连。油泵采用自动控制方式：机组开机时，当水泵水轮机水导 GBI 油流量开关信号正常时，油泵启动；

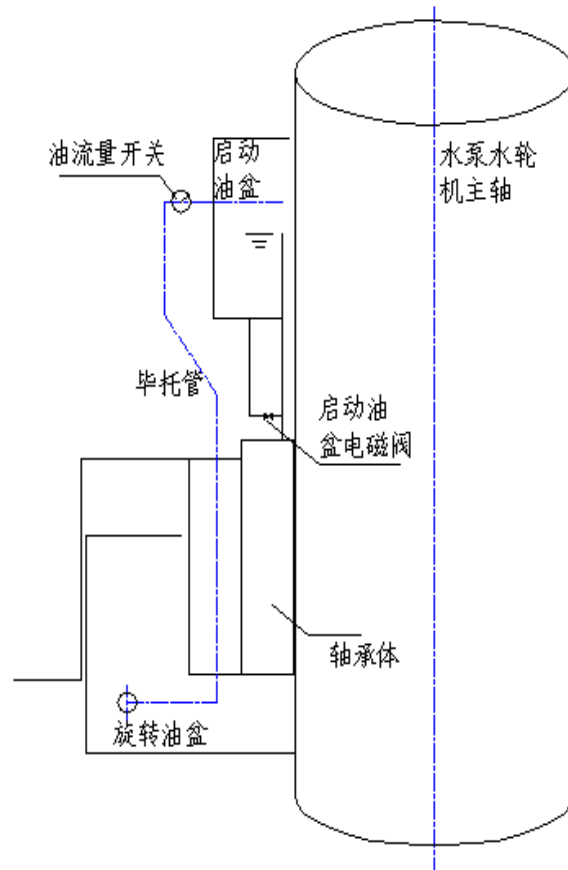


图 1 水导结构简图



球阀接力器：数量：1 个，46 号透平油操作，油压 6.0MPa。

球阀由工作密封、检修密封组成，其控制系统如图 3，基本原理如下：

上游侧压力钢管的取水经滤水器，一路经检修密封电磁阀至检修密封活塞环左腔，利用活塞环压力面差产生的压力将其压紧在球阀体上；另一路经工作密封电磁阀、串联的油压连锁阀至工作密封活塞环右腔，利用活塞环压力面差产生的压力将其压紧在球阀体上实现密封。

原因分析：球阀密封水源取自压力钢管，泥沙含量大，虽经过滤仍不能满足要求，尤其是枯水期，上、下库容得不到有效补给时；控制球阀密封投退的阀组很精密，无法适应实际水质条件，造成卡阻；球阀工作密封腔不易清洗，密封环磨损等。

## 2.3 改造方案

设计上工作密封腔对称部位布置两个相同孔口：一处为密封水进出通道，另一处为测压孔（用堵头封堵备用、仅测压时用）。改造充分利用现有设备，将测压孔处堵头更换为一只手动阀，为了检修时不影响机组运行再串联一只手动阀，两手动阀间安装一只压力表，可随时观察工作密封腔内的水压，用 DN20 不锈钢管将各部件连接，排水至集水井。冲洗过程：停机时，进水球阀全关，检修密封投入，工作密封投入，开启冲洗管路手动阀排水，此时，压力水经滤水器后，对工作密封管路、控制球阀密封投退的阀组和工作密封腔等进行全面清洗。

## 2.4 技改成果

2004 年 2 月实施技改，每周设备定期切换时排污冲洗一次，改善工作密封环的工作环境，提高动作的可靠性。在电站水质很差的 3、4、5 月份，球阀工作密封连续运行无故障，1# 机改造后，已正常运行六个多月，收到了预期的效果。

## 3 压水水位监测装置改造

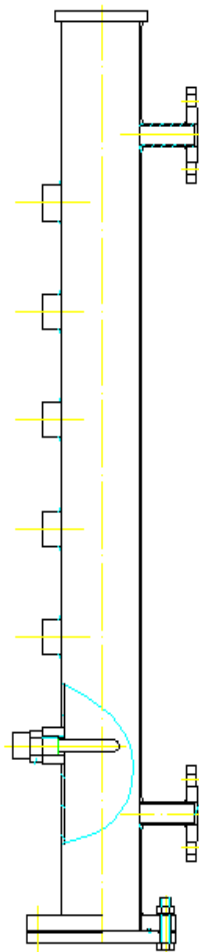
### 3.1 压水排气设备及工作过程

本水电站机组具有发电、抽水、发电调相、抽水调相、调相等功能。为避免对系统尽可能小的冲击，抽水采用压水、SFC 变频启动。主要设备包括：排气压力 6.0MPa 高压空压机三台、3m<sup>3</sup>(6.0MPa)储气罐两台、弹簧复位的液压操作阀、水位监测装置及连接管、手动阀、节流孔板等组成。

启动开始阶段，通过压水，使转轮在空气中旋转至额定转速左右并网，转轮室回水造压、排气，完成抽水过程。在压水和排气过程中，均需监视尾水管内水位，水位不在规定范围，计算机将自动转入停机程序。

### 3.2 改造的必要性

原系统情况：水位监测采用浮筒形式，通过上下法兰将筒体与尾水管相连，浮子为空心（内有磁铁），筒体附着磁性翻板可目示水位，干簧接点开关固定于筒体上。在压水和回水过程中，干簧接点开关指示浮子所在位置，发出信号。浮子受到压水和回水冲击力，撞击筒上、



下两端，使浮子两端经常损坏。目前包括备件在内的所有浮子均已损坏，经补焊后投入使用的可靠性很低，浮子损坏情况时有发生，经常是修复后使用不足三天，又发生损坏。水位信号是蓄能机组抽水开机时的重要条件，一旦信号有误、或反映不及时，均将造成开机不成功，而每次开机对系统均有一定冲击，影响系统的安全、稳定。仅 2004 年 1~6 月份，因压水浮子问题，造成开机不成功 17 次（其中 3 次浮子下沉造成开机不成功；14 次因浮子反映不及时，导致压水释放信号提前关出现，使抽水开机不成功），已严重影响机组的正常运行。

### 3.3 改造方案

此次改造主要选用德国西门子生产的 Pointek 物位开关 CLS100 型。基于频率变化电容的影响，当物位到达探头 10 毫米范围内时，发出开关信号。它具有现地电源指示、传感器指示和远传功能，采用英制管螺纹连接，安装、维护简便。

技改过程：水泵压水监测装置本体由不锈钢焊接而成，在检修期间内进行额定压力 1.5 倍水压试验，保压 30 分合格。六只 CLS100 电容物位开关安装于“水泵压水监测装置”筒体上，（见上图），将磁翻板浮筒式液位计从上下阀门后（软管保留）法兰处解列，整体拆除干簧接点开关和浮筒，新装置连接于法兰上，开启阀门冲水，同时将新的输出信号通过继电器与中央控制室相连。现场改造仅耗时 3h，停电 1h。

### 3.4 运行效果

2004 年 6 月 17 日投入运行，经 50 余天运行，经受了 260 余次压水、回水动作检验，动作正常、准确，完全消除原装置引起的故障、报警和跳机，极大地提高了开、停机率。

## 4 总结

抽水蓄能机组由于工况的特殊要求，部分导轴承结构紧凑，不设冷却装置的空间。这样一来，如果安装工艺欠佳，外界运行环境恶劣，仅仅依靠自然冷却，效果往往不是很好。特别是夏季瓦温常常运行在报警值附近，这种运行工况为电力生产企业所不许。对无冷油装置的水轮发电机组导轴承，在毕托管处并联适当容量的外循环油冷却系统是可行的，效果很好；电站某些重要的水管路由于运行时间的加长，出现堵塞现象十分正常，适当考虑方便的冲洗措施十分有效；传统的浮子开关事故率高，维修不便，可用免维护的电容物位开关代替，减少事故点，提高开停机率。

从我们的技改经验可以得出一点结论：国外先进国家的产品并非十全十美，在充分论证的基础上，实施技术改造是十分必要和可行的。以上 3 个项目的改造设计简单，施工方便，工程费用低，效果却非常好，而且改造时间短，利用停机间隔或小修即可完成，不影响电站运行。对电厂而言，却提供了一个可靠的安全保证。