

甘再 PH₁ 水电站技术供水系统运行方式及技术改造

李永强¹, 刘均明²

(1. 四川能投电力开发集团有限公司, 四川 成都 611000;

2. 四川能投节能环保投资有限公司, 四川 成都 611000)

摘要:水电站机组技术供水系统设计、运行方式是否合理可行,直接关系到机组安全稳定运行和电站的经济效益。针对甘再 PH₁ 水电站机组技术供水系统,分析了技术供水系统运行方式及存在的问题,提出了机组技术供水系统的技术改造方案和设想,为电站机组的安全稳定运行奠定了基础,对同类型机组技术供水系统的设计、运行管理具有一定的参考价值。

关键词:水电站;技术供水;运行方式;技术改造

中图分类号:[TM622];U664.5+92;TH707

文献标识码: B

文章编号:1001-2184(2023)03-0133-04

Analysis of the Operational Modes and Technological Modification for the Technological Water-Supply System at Ganzai PH₁ Hydropower Station

LI Yongqiang¹, LIU Junming²

(1. Sichuan Energy Power Development Group Co., Ltd., Chengdu Sichuan 610000;

2. Sichuan Energy Investment Energy Saving and Environmental Protection

Investment Co., Ltd., Chengdu Sichuan 610000)

Abstract: The operational safety and stability of generator units as well as the economics of the hydropower plant directly hinge on how reasonable and viable the technological water-supply system design and operational mode are for the hydropower plant. The operational mode and problems of the technological water-supply system in Ganzai PH₁ Hydropower Station is analyzed. Meanwhile, in order to improve the safety and reliability of the generator units and its associated equipment, a renovation and modification plan regarding the water-supply system is proposed in the article, which could provide reference for the design and management of similar water-supply system.

Key words: hydropower station; technological water-supply; operational mode; technological renovation and modification

1 概述

甘再水电站位于柬埔寨贡布省,包括 PH₁ 电站、PH₂ 电站和坝后 PH₃ 电站,具有发电、灌溉、供水、旅游等多项功能,总装机容量为 193.2 MW,年平均发电量为 4.98 亿 kW·h。电站于 2007 年 9 月 18 日正式开工建设,2011 年 12 月 7 日建成投产发电,2012 年 8 月 1 日正式进入商业运营期。PH₁ 水电站安装 3 台 60 MW 混流式水轮发电机组,机组设计最大水头 124.10 m,最小水头 94.05 m,工作水头 122.00 m,额定流量 55.1 m³/s。

2 电站技术供水系统

2.1 技术供水设备

PH₁ 电站机组技术供水系统采用循环冷却单元供水方式,由循环水池、技术供水泵、尾水冷却器、管路、阀门及自动化原件等组成;每台机组取水口设在本机的尾水处,并安装 5 台立式管道离心水泵,经滤水器过滤后供至本机组单元用水设备,三套供水单元之间通过常闭阀连接,在一台机组的供水设备发生故障时可以提供备用水源。技术供水系统用户及单台机组用水量见表 1。

2.2 技术供水的工作原理

循环水池内的水流入水泵经加压后进入尾水冷却器,利用尾水冷却器外壁流动的河水与尾水冷却器进行热交换变成冷水,冷水进入机组轴承冷却器、空冷器,冷却后的热水经排水管路进入循

收稿日期:2023-02-15

表 1 技术供水系统用户及单台机组用水量

序号	用户	用水量 /m ³ ·h ⁻¹	技术供水泵	进水温度	尾水冷却器
1	发电机空冷器	365	流量:609 m ³ /h,功率 132 kW	<30 ℃	XLQ-79.3/640-LA Q=640 m ³ /h
2	推力冷却器	96			
3	上导冷却器	10.2			
4	下导冷却器	33			
5	水导冷却器	20			
6	主变冷却器	60			

环水池。在这种不断循环中,机组运行产生的损耗热量通过热交换最终被河水带走,保证了机组正常运行,机组冷却水形成了循环水。

循环水池水位低于补水水位时,补水电磁阀自动开启补水;当水位高于停止补水水位时,补水电磁阀自动关闭停止补水。循环水池内的冷却水来自生活消防高位水池。

2.3 技术供水系统的运行方式

机组技术供水室布置于尾水副厂房 26.40 m 处,取水系统由位于尾水副厂房 26.40 m 层的 250 m³ 循环水池和 Φ630×10 mm 的取水管路组成;供水系统由 5 台额定流量为 609 m³/h、功率为 132 kW 的管道泵加压后送至尾水冷却器,尾水挡墙外设有 1 套 XLQ-79.3/640-LA 型尾水冷却器,冷却水总量为 640 m³/h,各冷却器的工作水压为 0.6 MPa,冷却器的出水温度 <30 ℃,水头损失 ≤7.95 m(H₂O)。三台机组共用一套供、排水总管,从总管分别接入每台机组。

2.4 技术供水的电气控制

技术供水泵接入机组开停机流程,受机组开停机流程控制。5 台技术供水泵设置两个控制屏柜,采用法国施耐德电气公司的 TSXPSY1610 PLC 进行控制,实现水泵手动、自动并将各种运行信号上传至监控系统。

3 技术供水系统存在的问题

3.1 主变冷却水存在安全隐患

PH₁ 电站主变压器布置在副厂房,采用一机一变的接线方式,主变压器采用强迫油循环水冷却方式;当油温低于 50 ℃ 时,强迫油冷却器停止工作;当油温高于 50 ℃ 时,强迫油冷却器投入工作;当油温大于 55 ℃ 时,冷却水电动阀打开,强油冷却器的辅助冷却器启动投入。

主变压器的冷却水取至机组技术供水系统总管,在机组运行时一台水泵工作可满足全厂设备

的冷却供水,但在机组处于停机状态时,需启动技术供水泵单独供主变冷却器;根据 PH₁ 电站电气一次主接线图及设备结构,主变高压侧未设计安装断路器,只有断开 230 kV 母联或进线断路器才有可能停止向主变送电;根据近几年的空载运行记录,主变的空载运行温度长期保持在 55 ℃ 左右,因此,只能通过手动启动技术供水泵向主变冷却器供水,但大流量供水泵运行时用户只有主变冷却器,这样无疑将增大供水管路、主变冷却器的压力,对主变冷却器长期安全运行十分不利。

3.2 技术供水泵运行发热严重

PH₁ 电站技术供水泵运行方式有手动和自动运行,机组运行时水泵由开机流程控制,一台水泵对应供一台机组,二台水泵备用;由于技术供水泵(KQL300/400-132/4, H=50 m, P=132 kW)的大流量、大功率运行,使长期连续运行时的水泵发热量骤增,且技术供水室通风效果极差,对水泵的散热十分不利;在机组长期的运行中,技术供水泵持续保持在 80 ℃ 左右运行^[1]。

3.3 水泵机械磨损

在电站的运行管理中,技术供水水泵电机历来是厂用电的最主要的“用户”之一,随着长期运行磨损及效率的不断下降,将会造成技术供水泵维护成本和频率不断加大;且由于东南亚国家电网十分薄弱,机组启动频繁,技术供水泵随机组开停机的次数相应频繁,这样势必造成水泵容积损失加大,一旦进入空气将导致水泵故障;这样将会使技术供水系统的用电成本和成本增高,水泵故障率增大^[2]。

3.4 尾水冷却器的问题

3.4.1 设计要求

因尾水冷却器连接在技术供水系统中,长期处于尾水位以下,因此,平时的维护工作只针对水泵设备、管路和自动化元件;一般是通过对水温、

水池水位的变化来判断循环冷却器的运行是否正常。根据循环冷却器的设计要求,在机组停机检查时应根据运行情况对循环冷却器外表面进行清理,一般一年清理一次;清理要求是先利用电站的低压压缩空气将尾水冷却器中的水压入循环水池,然后将固定上支撑的膨胀螺栓拆除,同时将冷却器连接管拆除,利用起吊设备将循环冷却器运至尾水平台检修处并放空其内部的循环水,以达到检修冷却器和除去其表面覆盖物的目的^[3]。

3.4.2 运行方式

根据设计图纸及尾水冷却器的安装位置,尾水冷却器的最低运行水位应在 25.81 m,而通过多年的运行情况证明,尾水水位基本保持在 25.5 m 左右运行,尾水冷却器约 0.3 m 裸露在水面以上,这样,容易造成外裸部分的冷却器氧化、锈蚀,而且冷却效果达不到最高标准。

3.4.3 运行时存在共振现象

尾水冷却器固定安装在尾水平台,循环冷却技术供水的主要设备是尾水冷却器,它是以循环水为载体将机组热量带给尾水的热交换器,尾水对其存在有振动的作用力,当它本身的振动频率与其一致时就会产生共振,这对设备的安全稳定运行将产生不利影响。因此,在运行过程中应对机组从空载至满载各个工况下的共振条件进行校核。

3.4.4 设备吊装问题

电站尾水冷却器单件重约 12.923 t,外型尺寸为 7 970 mm×2 320 mm×2 422 mm;电站尾水平台未设计安装冷却器的检修吊装设备(安装时采用的 QY80 汽车吊),随着设备运行年限的不断增加,对尾水冷却器进行检修维护或更换工作将是不可避免的;由于当地工业及基础设施建设相对落后,大型吊装设备的租赁有一定难度,这也将会给今后机组尾水冷却器的检修维护、更换工作增加不小的成本。

4 技术供水系统的改造

4.1 改变水泵运行方式

鉴于技术供水泵根据机组开机令执行启动和停止运行,为确保水泵运行安全,对水泵的运行方式进行优化改进。正常情况下,PLC 自动记录每台水泵的启动运行次数和累计运行时间,并根据水泵的累计运行时间,自动轮换为主用或备用泵;

当任何一台水泵连续运行 8 小时,自动由工作状态切换为备用状态,当某台水泵在运行过程中出现故障时,PLC 将自动将其切除并报警,同时启动备用泵运行。

4.2 主变压器冷却供水系统改造

根据设计文件,PH₁ 电站一般在 5~11 月运行发电,其他时间根据来水情况发电,针对机组主变压器空载运行温度较高的情况,为了确保主变压器的空载运行温度满足设计要求和主变冷却器安全运行,结合现场实际,须对主变冷却水系统管路进行改造,从主变压器层消防主管(DN100)接一根 DN100 管路至主变冷却器供水管(消防供水来自高位水池),并在此供水管路上设置减压阀,确保进入主变冷却器管路的供水压力保持在 0.15 MPa,排水管路保持原管路不变,改造后的管路及用水量应满足《建筑设计防火规范》GB50016—2006 第 8.1.4 条之规定;同时将技术供水室主变供水管阀门关闭,从而确保了主变冷却器的长期安全运行,且更有利于 3 台机组停机状态下主变压器的空载运行。

4.3 技术供水水源及水泵发热技术改造

根据《水力发电厂机电设计规范》(DL/T 5186)的规定^[4],当水力发电站进口水头在 70~120 m 的范围内,宜采用自流减压供水及其他供水方式。当进口水头大于 120 m 时,应对技术供水方式进行经济比较;当进口水头压差较大时,可以采取混合技术供水方式供水。该水电站水轮机设计工作水头 122 m(机组实际净水头为 114 m),鉴于技术供水泵运行发热以及运行期间大量耗用厂用电的现实问题,可评估论证在每台机组进水压力钢管上增设取水口采用直接取水方案的可行性;如方案具备可实施性,水源通过滤水器过滤后进入减压阀,或者经过减压后进入滤水器进行过滤,经过过滤的冷却水以设计规定的压力和流量进入机组,对机组进行冷却热交换;改造后可保留水泵供水管路,以压力钢管取水作为电站技术供水系统的主供水,而水泵供水则作为备用水源。

取水方式的改变即可解决技术供水泵长期运行带来的发热及机械磨损问题,且选择稳定可靠的减压阀,可以降低维护成本和劳动强度,在长期连续的运行过程中,可为机组提供稳定

可靠的冷却水,以防止或避免水泵控制设备的电气事故发生;同时,这种方式取水的用水量与水泵运行消耗的厂用电综合比较相对经济,减压阀产品的维护量与故障率及更换周期更是水泵无法相比的^[5]。

5 尾水冷却器的运行方式改进

5.1 加强流域梯级电站调度

PH₁ 电站经过多年的发电运行来看,尾水水位基本保持在 25.5 m 的低尾水位运行,尾水冷却器有约 0.3 m 外露在水面以上,这样很容易造成外裸部分的冷却器氧化、锈蚀,而且冷却达不到最佳效果。鉴于这种不理想状态,须在今后的运行过程中,加强流域梯级电站调度,充分发挥下游反调节电站 PH₂ 的调节功能和作用,利用反调节堰使 PH₁ 电站尾水长期保持在设计尾水水位运行,使尾水冷却器的冷却达到最佳效果。

5.2 加强循环水池的水质检测

根据设计要求,PH₁ 电站循环水池内应加入清洁水,以保证循环冷却水中不含飘浮物、不含泥沙;根据所加清水的水质分析报告,如所加清水硬度暂时不符合要求则可进行软化,如酸度和碱度不合要求,可以加药中和,如果含有水生物,可加药杀死;为了防止循环冷却器在运行过程中内部形成水垢,须在循环水池中加入和补充的循环水为软水,且每年定期对循环水池的水质进行化验。

5.3 采取适合的防腐防锈处理

尾水冷却器的材料采用无缝钢管,尾水冷却器长期布置在最低水位下,由于其振动相对较小,因此,检修周期较长。而长期处在尾水中的尾水冷却器,因水中含氧量少,锈蚀并不严重,但目前尾水运行水位较低,冷却器有部分外露,锈蚀在所难免。检修时,由于油漆影响冷却器散热效果,故

不宜采用涂刷油漆防腐。为了加强防锈,应增加 2 mm 的防锈厚度;对于长期在水中工作的循环冷却器,可采用低热阻防腐、防锈涂料。

6 结 语

自电站投产发电以来,通过长期的运行实践,机组技术供水系统设备存在的潜在风险。运行人员通过对机组技术供水取水方式、管路系统进行认真分析,提出了技术改造的设想和建议;只有不断消除设备运行缺陷,才能有效提高设备可靠性。

技术供水系统是水电站机组安全稳定运行的重要保障系统,甘再水电站作为当地电网的重要支撑电源,其工作过程的连续稳定性不言而喻;电站管理方应加强技术供水系统问题的分析和技改可行性的深入研究,力争通过系统分析研判、设计核算、技改实施等技术手段,彻底解决电站机组技术供水系统取水方式单一、水泵发热严重、主变冷却等现实问题,为电站的安全稳定经济连续运行奠定坚实的基础。

参考文献:

- [1] 黄迎风. 浅析水电站技术供水系统存在的问题及改进方法[J]. 科技致富向导, 2015, (2): 98-100.
- [2] 敬燕飞. 瀑布沟水电站技术供水系统存在的问题及改进方法浅析[J]. 四川水力发电, 2014, 33(增刊 2): 121-123.
- [3] 王志强. 老挝南湃水电站技术供水系统技术改造[J]. 水电站机电技术, 2018, 41(8): 71-73.
- [4] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 水力发电厂机电设计规范(DL/T5186-2004)[S]. 2004: 11-13.
- [5] 向巧凤. 水电厂机组技术供水系统改造[J]. 企业科技与发展, 2013, (13): 123-125.

作者简介:

李永强(1979-),男,甘肃华亭人,高级工程师,一级建造师,注册安全工程师,从事发电企业生产经营管理、水电站机电安装、运行和维护技术管理工作;

刘均明(1970-),男,四川成都人,高级工程师,一级建造师,从事水电投资、建设和运营管理工作。

(责任编辑:卓政昌)

四川省发布《加快推进多能互补电源建设激励措施的实施细则》

日前,四川省能源局、发改委发布了一则《加快推进多能互补电源建设激励措施的实施细则》指出:就近接入水电站升压站实行水风光一体化开发,配置规模原则上不超过水电站核准批复的总装机容量规模。对在建、新建天然气发电和煤电项目按装机容量等量配置新能源资源,现役煤电机组“三改联动”灵活性改造项目按新增调峰容量的 2 倍配置新能源资源。为天然气发电项目长期经济可靠运行提供量价保障,并与天然气发电项目法人签订中长期供用气协议,结合协议签订情况对油气企业配置相应规模的新能源资源。

(摘自《北极星电力网》)