

21世纪高等学校规划教材



SHUIDIANCHANG JI BIANDIANZHAN
DIANQI SHEBEI GUZHANG FENXI YU CHULI

水电厂及变电站 电气设备故障分析与处理

来国红 钟建伟 龙 洋 编著



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

21世纪高等学校规划教材



水电厂及变电站 电气设备故障分析与处理

来国红 钟建伟 龙 洋 编著

王成江 主审



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

本书主要介绍水电厂典型电气故障现象、产生的原因及其处理的基本方法。

全书共分8章, 主要内容包括水轮发电机典型故障分析与处理、主变压器典型故障分析与处理、配电线路及电力电缆典型故障分析与处理、配电设备典型故障分析与处理、控制与信号系统典型故障分析与处理、继电保护装置典型故障分析与处理、水电厂辅助设备的典型故障分析与处理、发输配电过程中的误操作事件。

本书可作为电气工程及其自动化专业本科教材, 还可以作为水电厂及变电站工程技术人员参考书。

图书在版编目(CIP)数据

水电厂及变电站电气设备故障分析与处理/来国红,
钟建伟, 龙洋编著. —北京: 中国电力出版社, 2016.7

21 世纪高等学校规划教材

ISBN 978-7-5123-9608-1

I. ①水… II. ①来… ②钟… ③龙… III. ①水力发电站-发电设备-故障诊断-高等学校-教材②水力发电站-发电设备-故障修复-高等学校-教材③变电所-电气设备-故障检测-高等学校-教材④变电所-电气设备-故障修复-高等学校-教材 IV. ①TV734.2 ②TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 178695 号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京雁林吉兆印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2016 年 8 月第一版 2016 年 8 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 12.25 印张 296 千字

定价 30.00 元

敬 告 读 者

本书封底贴有防伪标签, 刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

前 言

根据教育部新兴产业人才培养和专业综合试点改革计划的需要,为了适应普通高等学校培养应用型电气工程人才的需要,并结合电气工程及其自动化专业的特点,编写了《水电厂及变电站电气设备故障分析与处理》。本书结合水轮发电机、变压器、配电线路、配电设备、控制与信号系统、继电保护、水电厂辅助设备,以及发输配电过程中设备的典型故障及其处理方法进行了详细的分析和讨论,为保证电气设备的正常运行及故障处理提供了一定的参考。

本书由湖北民族学院来国红、钟建伟、龙洋编著。来国红编写第1~3章,钟建伟编写第4~6章,龙洋编写第7、8章。全书由钟建伟统稿,由三峡大学王成江主审。

本书是根据应用型本科培养的需要而编写的实训教材,适用于普通高等学校电气工程及其自动化专业本科教材,还可以作为水电厂及变电站工程技术人员的参考书。

由于编写时间仓促,加之内容面广,难免有疏漏和不妥之处,恳请读者提出宝贵的意见和建议(E-mail: zhjwei163@163.com)。

编 者

2016年5月

目 录

前言

1 水轮发电机典型故障分析与处理	1
1.1 水轮机的常见故障与事故处理	1
1.2 水轮发电机的异常运行与事故处理	11
1.3 水电厂生产运行现场管理的分析	16
1.4 水轮发电机典型事故分析与处理	22
2 主变压器典型故障分析与处理	41
2.1 变压器各部位事故及异常处理	41
2.2 变压器运行事故及异常处理	45
2.3 变压器事故及异常实例	50
3 配电线路及电力电缆典型故障分析与处理	70
3.1 配电线路	70
3.2 配电线路典型故障处理概述	79
3.3 电力电缆	81
3.4 输电线路事故及异常实例	83
4 配电设备典型故障分析与处理	95
4.1 断路器	95
4.2 隔离开关	106
4.3 电压互感器和电流互感器	112
4.4 绝缘子	123
5 控制与信号系统典型故障分析与处理	135
5.1 控制与信号系统常见故障概述	135
5.2 控制与信号系统典型事故	137
6 继电保护装置典型故障分析与处理	140
6.1 继电保护典型故障概述	140
6.2 继电保护事故及异常实例	142
7 水电厂辅助设备的典型故障分析与处理	158
7.1 辅助设备故障分析概述	158
7.2 其他辅助设备的典型事故	164
8 发输配电过程中的误操作事件	168
8.1 发输配电过程中的误操作故障分析和预防对策概述	168
8.2 误操作事故及异常实例	169
参考文献	188

1 水轮发电机典型故障分析与处理

1.1 水轮机的常见故障与事故处理

水轮机运行中难免会发生各种各样的异常情况,同一异常现象可能有不同的产生原因,因此,在分析故障现象时,要根据仪表指示,机组运转声响、振动、温度等现象,结合事故预兆、常规处理经验进行分析判断,必要时采用拆卸部件解体检查等方法 and 手段,从根本上消除设备故障。

1.1.1 水轮机振动

水轮机运行过程中振动过大会影响机组正常运行,轻则机组运行不稳定,出力波动大,轴承温度高,机组运转噪声大,从而导致其机组并网困难;重则引起机组固定部件(地脚螺栓)损坏,尾水管金属焊接部件发生裂纹,轴承温度过高而无法连续运行。应针对不同情况,查清机组振动原因,采取应对措施,恢复机组正常运转。

由于水轮发电机组工作的特殊性,其振动问题与一般动力机械的振动有所不同。运行中的机组同时受流体(通过转轮的水流)、机械和电磁三者的作用及相互影响,因此实践中往往根据水电厂所积累的典型经验,将引起振动的振源划分为水力、机械、电气三个方面的因素来分别研究水轮机振动。

1. 机械因素

机械因素故障是指振动中的干扰力来自机械部分的惯性力、摩擦力及其他力。机械缺陷引起振动的共同特点是其振动频率多为转频或转频的倍数,不平衡力一般为径向水平方向。

(1) 大轴弯曲。水轮机和发电机大轴在法兰处对接不好,大轴有折线。若导轴承影响大轴自由旋转,迫使大轴弯曲,而将此弹性力传给导轴承和支承结构,从而引起机组振动。其主要特征是机组在空载低转速运行时,有较明显的振动。

(2) 发电机转子和水轮机转轮质量不平衡。发电机转子和水轮机转轮质量不平衡,两者均将产生与大轴垂直的径向离心力。实际运行表明,不平衡所引起的离心力远比不平衡磁拉力要小,但它容易扩大定子和转子间隙的不均匀程度。例如,定子某一部位向内腔突出,转子离心力方向与定子向内腔突出部位相遇时,会扩大不平衡磁拉力。

机组转动部分质量不平衡引起的振动,其特征是振幅对机组转速变化较敏感,其振幅一般与转速的二次方成正比,且水平振动较大。

(3) 机组转动部件和固定部件的摩擦。当机组转动部件与固定部件不同心,局部有缺陷,或转轮上水流不对称等时,在运行中会引起摩擦,从而使转轮周期性地推向一侧,引起摩擦扰动。其特征是振动较强烈,并常常伴有撞击响声。

(4) 导轴承轴瓦间隙大。导轴承轴瓦间隙的大小直接影响轴系统摆度的大小,间隙增大后,轴系统的自振频率(临界转速)也降低。轴瓦间隙增大的原因是:径向不平衡力较大,导轴承受载过大;轴瓦的支承结构设计不合理,在不平衡力作用下产生较大的弹性或永久变形或变位。其特征是振幅随机组负荷变化较明显。

(5) 推力轴承的推力头松动和推力轴瓦不平。推力头松动时, 机组轴系统的振动和摆度有下述特点:

1) 运行中的动态轴线形状和方位在某一工况下发生突变, 而突变将发生在尚未发生的临界情况下, 机组的振动和摆度忽大忽小, 明显呈不稳定状态。

2) 大轴的摆度较大, 在其影响下水封中的压力脉动也比较大, 当推力头与轴颈有间隙时, 尽管在保持推力轴承水平的情况下, 轴线仍能做一定幅值的摆动, 距推力轴承较远的水轮机轴和转轮的摆度相对较大, 摆动方向和大小的突变, 则反映了作用在轴系统上各种不平衡力的大小和方向的相对变化。

(6) 由于主轴弯曲变形, 机组主轴同心度不好, 主轴法兰连接不紧, 轴承调整不良, 间隙过大等原因, 开机后会引起大的振动。这属于机组检修质量不合格的问题, 必须拆卸机组部件重新检测安装。

(7) 机组转动部件间隙过小、摆度大会引起局部摩擦, 从而会产生机组振动并伴随声响。此时, 摩擦部位温度较高, 必须重新调整处理。

(8) 机组转动部分质量不平衡, 机组振动情况与转速高低有关, 与负荷大小几乎无关。这通常是属于转轮补焊后, 叶片质量不等、叶片局部变形严重的问题, 必须拆卸机组转轮进行动平衡检查及叶片形状测量比较修正, 消除机组振动。

机械因素引起的水轮发电机组振动故障特征见表 1.1。

表 1.1 机械因素引起的水轮发电机组振动故障特征

故障特征	故障原因	处理方法
空载无励磁情况下, 承重机架处径向振动明显	转子质量不平衡	做动平衡试验, 配重平衡
振动频率的 1 倍频 (50Hz) 成分较大		
轴心轨迹为椭圆形		
振幅随转速变化明显		
振幅与转速的二次方成正比		
振动频率 1 倍频、2 倍频、3 倍频成分较大	机组轴线不对中	盘车检查, 轴线处理和轴承间隙调整
空载低转速运行时, 机组便有明显振动		
振幅随负荷变化明显		
轴心轨迹为双环椭圆形		
振动较强烈, 并伴有撞击声响	动静碰磨	在轴承座垂直和水平两方向测量高频分量的大小, 判断轴瓦松动的情况, 并采取相应措施
振动频率为高倍频		
轴心轨迹为花瓣形		
轴承外壳发烫, 甚至可观察到润滑油外流等现象		
振动频率低频和高频都有	主轴过细、轴承间隙过大	严禁长时间超负荷运行, 减轻负荷
振幅随负荷变化明显		

2. 水力因素

水力因素故障是指振动中的干扰力来自水轮机水力部分的动水压力。其特征是带有随机性, 且当机组处在非设计工况或过渡工况运行时, 因水流状况恶化, 机组各部件的振动也明显增大。由于单位体积水流的能量取决于水头, 所以机组的振动一般是随水头的降低而减

弱,高水头、低负荷时振动相对而言较为严重。水力因素引起的振动包括以下几种:

(1) 尾水管低频涡带。

1) 产生原因。形成尾水管低频涡带最基本的条件是水轮机转轮出口水流有一定的圆周分速度。在部分负荷时,由泄水锥开始的螺旋状涡带,在尾水管中形成低频涡带脉动,脉动压力传至各过流部件和结构物,导致机组振动、大轴周期摆动、水轮机顶盖振动、周期性出力摆动、压力管道中水流压力脉动,有时与管道中水体形成共振或倍频共振等。

2) 对机组振动的影响。由于涡带波动周期长、波幅大,与水轮机旋转部件接触面积大,易引起机组轴系统振动,涡带水流脉动压力经转轮传到水轮机顶盖、蜗壳和压力管道,对这些结构也会造成一定的影响。当涡带频率与发电机的自振频率相等或接近时,就会引起机组出力周期性大幅度摆动。

(2) 水轮机水封间隙不等产生的水力不平衡。

1) 产生原因。高水头混流式水轮机因止漏环结构形式和间隙组合不当及运行间隙不均匀引起水压力脉动而诱发的机组振动。

2) 振动特征。振动摆度及压力脉动幅值均随机组负荷和过流量的增加而明显增大。

(3) 蜗壳、导水叶和转轮水流不均引起的振动。

1) 产生原因。水轮机进水流道、蜗壳、导叶中的不均匀流场均会产生旋涡,形成涡流作用在转轮上从而引起机组振动。

2) 振动特点。振动随机组运行工况变化而变化,且时而明显,时而消失。导叶后的水流不均匀,这类振动多发生在高比转速轴流式水轮机中。若是因导叶中水流不均匀所引起的机组振动,则多发生在低比转速水轮机中。该类水轮机转轮离导叶很近,导叶中的不均匀水流对转轮影响很大。

(4) 压力管道中的水力振动。水轮机过流部件的水流脉动,有可能与管道中水体自振频率发生共振或倍频共振,管道中水体振动荷载传给水轮机,使机组产生或加剧振动。

(5) 尾水管中水流旋涡引起水轮机振动。此时机组振动大小与负荷有关,机组负荷小时容易引发振动,且机组噪声明显增大。通常采取避开此运行工况区域,或在尾水管中安装补气管进行补气的方法,减轻或消除旋涡引起的机组振动。

(6) 冲击式机组,当尾水位上涨时,尾水回溅到转轮的水斗上,扰乱喷针射流的正常工作,会引起机组振动的增加;正常情况下,冲击式机组的尾水位与转轮有一定的距离,尾水位无压流动,但有时尾水管补气孔过小或堵塞,尾水管真空度增加,尾水位抬高,甚至淹没转轮,则发生强烈振动,机组出力大幅度下降。

(7) 混流式机组转轮叶片间被杂物卡住,导叶被杂物卡住,导叶销断裂,单只导叶自由活动,会造成水流不平衡,此时机组声响异常,出力下降,必须仔细检查,根据原因进行处理,必要时拆卸尾水管取出杂物。

3. 电气因素

电气因素故障是指振动中的干扰力来自发电机电气部分的不平衡磁拉力。引起电磁振动的主要因素有定子铁芯组合缝松动或定子铁芯松动、定子绕组固定不良、定转子气隙不均匀、转子线圈短路、不对称工况运行等。

(1) 定子铁芯组合缝松动或定子铁芯松动。其故障特征是振动随励磁电流和机组转速变化明显,并且当机组载上一定负荷后,其振幅又随时间增长而减小。

(2) 定子绕组固定不牢。在较高电气负荷和电磁负荷作用下使绕组及机组产生振动。

(3) 定、转子气隙不均匀(由于转子磁极圆度不圆、转子中心调整位置与定子中心偏差较大或定子圆度不圆),当发电机转子不圆或有摆度时,空气间隙就会不均匀,从而产生单边的不平衡磁拉力,随着转子的旋转而引起空气间隙周期性变化,单边不平衡磁拉力沿着圆周做周期性移动,引起机组振动。

(4) 转子线圈短路。当一个磁极因短路而引起磁动势减小时,与它相对应的磁极的磁动势并没有变化,因而出现一个跟转子一起旋转的轴向不平衡磁拉力引起的转子振动。这种振动的大小取决于失去作用的线圈匝数。

(5) 不对称工况运行。三相负荷分配不均匀、输电线路发生不对称短路、输电线路三相导线的阻抗值不相同等,都会造成发电机处在不对称工况下运行。发电机是根据三相电流平衡对称工况下长期运行的原则设计制造的,当三相电流不对称时,在发电机中会有正、负序电流产生,正、负序电流分量都会在发电机三相绕组中合成旋转磁场,由于水轮发电机的转子都是采取凸极式结构,其磁极的纵轴方向与横轴方向的气隙大小不一样,其磁阻也就不一样,因此负序旋转磁场与转子之间的作用力时小时大,就形成一个以 2 倍于工频的交变脉动力矩,这个脉动力矩作用在转子轴和定子机座上,就使发电机产生 100Hz 的振动,随之还会伴生出强烈的噪声,长时间的振动会造成发电机的金属材料出现疲劳损伤和机械损伤。

电气因素引起的水轮发电机组振动故障特征见表 1.2。

表 1.2 电气因素引起的水轮发电机组振动故障特征

故障特征	故障原因	处理方法
振动频率主要有 50Hz (1 倍频) 和 100Hz	定子铁芯组合缝松动 或定子铁芯松动	压紧定子铁芯
振幅随励磁电流变化明显		
振幅随机组转速变化明显		
机组载上一定负荷后,其振幅又随时间增长而减小		
振动随转速、负荷运行工况变化而变化	定子绕组固定不良	重新固定绕组
上机架处振动明显		
不会出现载上一定负荷后其振动随时间增长而减小		
振动频率为转速频率	定、转子气隙不均匀	重新调整磁极圆度、定子回度、转子中心、定子中心
振幅随机组负荷增加而增大		
承重机架径向振动明显		
振幅随励磁电流增加而增大,励磁电流增加到一定程度,振动值趋于稳定	转子线圈短路	将磁极吊出,分解磁极线圈,处理匝间短路故障
去掉励磁,振动立即消失		
振动频率为转速频率		
振动频率含有 2 倍转速频率与转速频率的几次谐波分量	不对称工况运行	三相负荷平衡分配,控制定子三相电流的差值在国家标准允许范围内
定子三相电流差值过大		

1.1.2 水轮机出力下降

在水轮机导叶开度不变的情况下,机组出力下降明显,造成水轮机出力下降的常见原因有:

- (1) 上游水位下降, 渠道来水量急剧减少;
- (2) 前池进水口拦污栅杂草严重阻塞;
- (3) 电站尾水位抬高;
- (4) 水轮机导叶剪断销断裂, 个别导叶处于自由开度状态;
- (5) 水轮机导水机构有杂物被卡住, 冲击式机组的喷嘴堵塞;
- (6) 冲击式机组折向器阻挡水流。

针对上述原因进行相应的检查处理:

(1) 若水库水位下降, 有效水头减小, 则水轮机效率降低, 机组出力下降。水库水位过低, 应停止发电运行, 积蓄水量, 抬高水位后再发电。渠道来水量急剧减少, 或上游电站已经停机, 渠道发生事故断流, 应停机后检查处理。

(2) 要及时清理拦污栅杂草, 防止杂草阻塞影响水轮机出力。

(3) 检查尾水渠道有否被堵塞, 是否强降雨造成河道水位抬高。

(4) 详细检查水轮机导叶拐臂的转动角度是否一致, 发现个别导叶角度不一致时停机处理。

(5) 检查水轮机内部噪声情况, 做全开、全关动作, 排除杂物。必要时, 拆卸水轮机尾水管或打开进入孔进入蜗壳, 取出杂物。

(6) 检查冲击式机组折向器的位置, 如其阻挡水流, 须调整折向器角度。水轮机出力下降, 往往会出现异常声响和振动、蜗壳压力表指示下降或大幅度波动等现象, 要根据情况进行分析和判断处理。

1.1.3 水轮机主要零部件的机械磨损

由于水质不良, 检修周期过长, 水轮机主要零部件经常会发生机械磨损, 从而会影响机组的正常运行。常见机械磨损有:

(1) 橡胶轴瓦磨损。当发生缺水干摩擦时, 即使时间较短, 也会使橡胶轴瓦的温度急剧升高, 加速轴瓦与轴颈的磨损, 因此, 橡胶轴瓦应加强冷却水的监视, 防止缺水运行。

(2) 导叶机构的部件磨损。其常发生在转动部件的接触部位, 即导叶轴筋处。因水质差, 水中沙粒落入轴筋内引起磨损增加, 检修周期过长, 磨损加剧。导叶机构磨损, 漏水量加大, 会影响水轮机关机, 造成刹车困难。

(3) 水轮机轴的磨损。主要发生在有盘根的地方, 盘根质量不佳, 盘根压板过紧, 水质差, 沙粒进入盘根处等原因均会增加轴颈的磨损, 多年使用不处理, 会影响主轴密封效果。

1.1.4 重大水电厂事故(萨彦-舒申斯克)

1. 水电厂概况

萨彦-舒申斯克水电厂下属俄罗斯国有大型水力发电公司, 是俄罗斯最大的水电厂。装机容量 $10 \times 640 \text{ MW}$, 年发电量 240 亿 kWh, 2006 年发电量曾经达到过 268 亿 kWh。电厂提供西伯利亚地区 10% 的电力需求, 还提供 70% 的附近铝业生产用电。

萨彦-舒申斯克水电厂于 1963 年 9 月动工, 1980 年建成, 如图 1.1 所示。2000 年 12 月, 全厂采用永久性转轮的 10 台机组投入永久性运行。

电厂厂房内共布置有 10 台单机容量 640MW 的立轴混流式水轮发电机组, 发电机转子绕组采用强制空冷, 定子绕组采用水内冷, 迄今在俄罗斯仍是较现代化的。

萨彦-舒申斯克水电厂发电机最主要的特点是: 采用了无缝的定子铁芯, 其有效长度直接在现场安装成环状。此外, 还实现了无磁极端部的磁极结构, 从而在电网要求发电机发



图 1.1 俯瞰的萨彦—舒申斯克水电厂

无功功率时降低定子铁芯的温度，同时增强发电机的调节能力。

变压器采用扩大单元接线，每两台发电机与一组容量为 1600MVA 的单相升压变压器相连。每台单相变压器为 533MVA。电站生产的电能经变压器升压至 500kV，经超高压输电线连入西伯利亚联合电力系统。

电厂发出的电能通过 500kV 和 750kV 高压输电线送到左岸露天配电站，然后输入电力系统。厂房侧的主接线采用“两机一变”，通过四条 500kV 高压输电线送到左岸露天配电站后输入电力系统，变电站采用 3/4 主接线方式。图 1.2 所示为事故前电厂厂房。

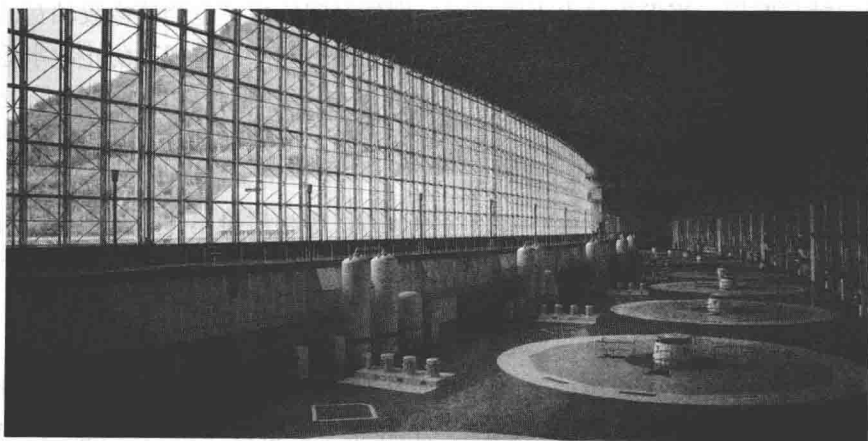


图 1.2 事故前电厂厂房

2. 事故经过

2009 年 8 月 17 日上午 8 时 13 分，布拉茨克水电厂的通信室发生火灾，指令萨彦—舒申斯克水电厂运行人员将该电厂用作电网的调节。由于 2 号机组在最近一次维修后被认为是 10 台机组中最稳定的一台，故选定 2 号机组为主调节机组。8 号机组和 10 号机组为基础负荷机组，6 号机组正在检修，其余 6 台机组都以较大固有转速降至跟进 2 号机组的频率。所

有机组都在部分负荷下都要承受持续的尾水管压力脉冲和较大的振动，在 250~450MW 之间特别厉害，因此机组经常运行在该危险区之外。

2 号机组在 2009 年进行改造时安装了振动监测装置，但该装置已失效，而且在调度中心也没有将强振动运行作为决策的一部分予以考虑。毫无疑问，事故发生时，顶盖和尾水管振动是相当大的，远远超出了此类机组允许的振动值。

8 时 13 分，2 号机组的顶盖断裂飞开，而萨彦一舒申斯克水电厂发电机装在顶盖上的推力轴承支架上，当顶盖飞出后，静水力足以将重达 1600t 的旋转部件和推力轴承支架抛向空中，压力钢管中的水汹涌地冲进打开的水轮机，淹没了发电厂，造成其他机组和电站设施严重损坏。一台变压器爆炸，其他机组的所有控制装置全部失效，部分厂房屋顶跨塌。最后确定 2、7 号和 9 号机组完全损坏，3、4 号和 5 号机组部分受损。图 1.3~图 1.7 为事故发生后机组和厂房毁坏情况。

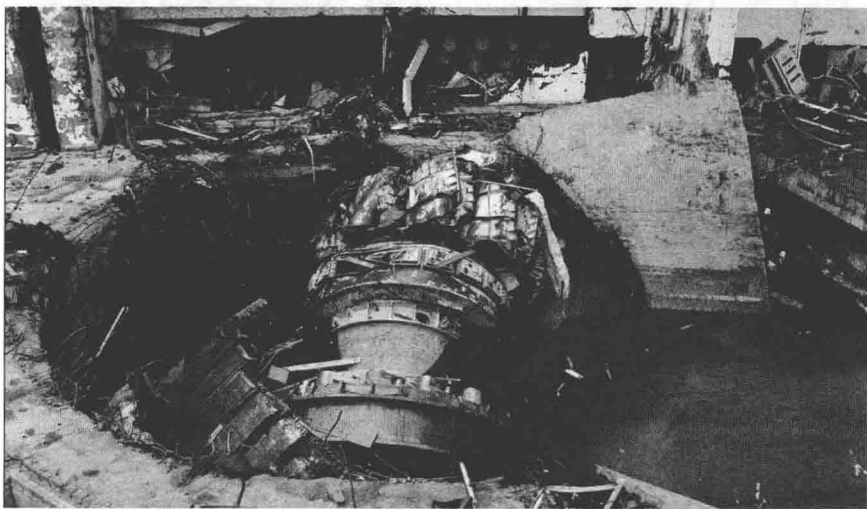


图 1.3 被摧毁的 2 号机



图 1.4 事故后的水轮机定子



图 1.5 受牵连的 7 号机组



图 1.6 受牵连的 9 号机组



图 1.7 摧毁的电厂厂房

3. 事故原因分析

此次事故是由一系列原因造成的,既有水轮机水利设计不佳和结构设计特性不良,以及诸多因素导致了此次事故,其中包括瞬间水动力超出了极端电力作用下的设计应力,操作失误及机械故障等。最终致使水轮机顶盖的把合螺栓腐蚀松动和疲劳老化瑕疵触发,六个螺栓的螺母全部丢失。

(1) 螺栓方面原因。

640MW 水轮机的顶盖,用 80 个螺栓紧固在水轮机座环上。在一百多年水轮机的发展史上,还没有发生过大水电机组的顶盖,能够脱离座环独自“飞起”的离奇事故。

事故发生后的调查、取证、试验、检验,确认了螺栓确实没有起到连接紧固的作用,并且正由于此,衍生成为重大惨案的关键之一。

螺栓螺母的设计没有问题,使用的材料符合标准。这就很难解释为什么只有 2 号机组的顶盖飞出,而其余 9 台机组却没有这种现象。目测发现有 6 个螺栓上并无螺母断裂的痕迹,这表明事故发生时这 6 个螺栓是没有螺母紧固的,也就是说螺栓根本就没有套上螺母。经肉眼检查,2 号机组 80 个顶盖紧固螺栓,其断口可分为两个区域:疲劳断口区 and 彻底破坏区,也就是通常说的“旧伤”和“新伤”两部分。

“旧伤”就是疲劳破坏。螺栓破坏的主要原因是,经过 20 多年运行后疲劳裂纹的发展,这些疲劳裂纹起自螺纹内表面。无损检查发现,螺纹表面有很多裂状的缺陷,它们是螺栓疲劳破坏发展的“源泉”,会降低这些零件的强度和承载能力,以及连接结构的整体承载能力。

“新伤”就是 2 号机组在进入不推荐的机组运行工作区域时,振动摆度激增,水轮机顶盖把合螺栓被拉断。在水压力作用下机组转子带着水轮机顶盖及上机架开始向上弹射,由于密封被破坏,涌水淹没水轮机室和其他机组部位。

(2) 机电设备方面原因。

混凝土大坝建成后,随着时间的推移,其机电设备必须及时更新换代。否则,机电设备的固定部件和运动部件都会发生老化、疲劳,使功能衰退,可靠性降低。特别是其中应用的电气、电子元件,由于材料进步、工艺改进,计算机技术的应用,性能和可靠性有极大的提升,升级换代更快。如果赶不上时代,没有及时将老化的可靠性差的设备更换下来,修复改造,重建系统,事故发生的几率就大为增加。

机电设备惹出的此次事故,直接给已建的水电工程敲起了警钟。水电工程惨案不仅仅会因水工大坝引发,机电设备也会造成如此惨重的灾难。

(3) 暴露的问题。国际电工委员会水轮机技术委员会一份文件说,水力发电设备运行稳定,可在很长时间内不需进行重要的修复而能维持连续运行。水轮机的可靠寿命可以长达 30~50 年而不需进行重要的修复改造。这主要取决于机组的型式、设计、制造质量、运行条件和其他因素。当然,发电设备不可避免地会随着时间的推移,出现性能、可靠性、可利用率下降。

萨彦—舒申斯克水电厂 10 台 640MW 水轮机,从投入运行开始至 1997 年,在所有转轮叶片上均发现有裂纹,共 127 处。其中叶片与下环倒角处过渡焊缝周围出水边发现 109 处裂纹,叶片与下环接合部位进水边发现 18 处裂纹。部分叶片上已不止一次地出现裂纹。2 号机组的 15、16 号叶片已出现了 4 处裂纹,7 号机组的 5 号叶片也出现了 5 处。

2 号机组,由于转轮水力不平衡,强烈的径向不平衡力达 90~95t (设计值 60t) 作用在

水轮机导轴承上。在这些力的作用下,轴承座的径向振动达到 $450\sim 500\mu\text{m}$,水轮机顶盖为 $200\mu\text{m}$ 。曾经由于轴承座和支撑件出现松动,一个月内不得不停机两次检修水轮机导轴承。经过维修处理,直到 2000 年才被批准正式投入永久运行,评价未达到“优”,而只是“良”。

设备自身带有缺陷,部件陈旧老化,虽经大修、中修,但隐患没有消除,长期带“病”运行是此次事故的重要原因之一。

4. 经验教训

(1) 水轮机在总体设计时,要合理选择机组性能参数,使水轮机具有较宽的稳定运行范围及较好的运行调节能力。在运行水头范围、部件应力水平、试验标准、技术特性等方面突破现有工程经验时,需进行细致深入的论证和试验,重大技术问题还应专门经过专家评议和业主批准。萨彦-舒申斯克水电厂机组在事故发生时可调范围只有 70MW,调节性能差,在经过强振区时的振动、摆度严重超标。

(2) 在水轮机运行安全方面,应重视并做好水电厂过渡过程的仿真计算,确保引水发电系统和机组的运行安全。水轮机调节保证计算,特别是高水头、长引水管、长尾水管过渡过程的计算,不但在可行性研究时要进行,在机组招标文件中也要明确提出必须进行计算的要求;在水轮机性能经过模型试验验收后,还应根据水工布置、水轮机性能的最新成果,复核计算各种危险组合工况下的压力上升、转速上升、水锤、反向水锤、抬机等是否在原先设定的安全范围内。还应制定可行的措施,保证截断事故水流的时效性和可靠性,防止事故进一步扩大。

(3) 在机组总体结构方面,对于已证明是成熟的传统的结构形式不应轻易改变。一般来说,采用传统的结构形式,制造、运行、维护都十分熟悉,更能保证设备的安全。应该规定,未经运行检验的新结构形式不能在大机组上应用。

(4) 在制订机组运行调度规范时,应要求在电力系统中担任负荷调节的机组,其水轮机必须具有良好的调节性能,有较宽的稳定运行范围;反之,如果机组调节性能差、稳定运行范围窄,就不应允许长期担任负荷调节的首选机组。

(5) 高水头电厂必须在电厂机组的进水口设快速闸门,不应以任何理由,例如以设置圆筒阀为由取消进水口快速闸门。进水闸门的操作应有“双电源”并可远方和现地手动关闭。重要大型电厂的备用电源应接至电厂保安自备电源。自备柴油发电机作为紧急备用电源,必须如同检查消防系统一样,要建立定期检查、试运行检验的机制,确保紧急时能发挥作用。

(6) 对顶盖与座环之间的连接螺栓,应考虑对其材料性能的取值和增加其安全系数的取值,并应规定螺栓的松紧次数,达到了规定的次数就必须更换,以防螺栓疲劳破坏。及时修订有关规程、规范实属必要。

(7) 加强定期检查。机组大修拆卸的频率应该根据检查结果来确定,如果发现裂纹,大修频率就要增加。如果经常发现裂纹,就要格外警惕,考虑进行全面大修。对于裂纹检查要请专业人员进行,要请训练有素的人员对检测结果作出解释,再提出改进措施。要有长期无事故运行的维护程序。

(8) 巨型水电厂机组设备的修复,要及时得到安排。对有缺陷的大机组的修复工作,更新、修复、更换的安排计划要落实。对自动化元件、保护元件和系统,需升级换代的,要得到及时安排,确保自动化系统、保护系统正常动作。

(9) 对设备运行状况应了如指掌。对设备状况的把握、了解,要有记录,有专人负责。

特别是新机组大修后重新投运的机组,发现了问题还未安排大修的机组,应成为重点定期巡视的对象。发现问题、缺陷,及时研究、修复,包括更换部件,进行现代化改造,绝不应该长期“带病”运行。

(10) 重视风险评估。要对风险评估予以充分重视,对电厂的更新步骤更要予以重视,风险评估和评估管理要特别用于电力系统至关重要的机组上。

1.2 水轮发电机的异常运行与事故处理

1.2.1 水轮发电机异常与处理

由于受外界因素(电网)的影响和发电机自身的原因,发电机在运行中可能会发生各种异常现象。当发电机发生异常现象时,有关表计的指示会明确反应,同时保护根据继电器动作、断路器跳闸、水电阻接触器自动投入、调速器自动关机,发出故障音响及灯光信号。此时,运行人员应根据故障瞬间仪表指示、保护信号指示、开关和设备的动作情况、现场设备的其他情况,判断故障的性质和部位,沉着、迅速、正确地排除故障,不使故障扩大产生严重后果。

1. 发电机过负荷

小型发电机在并入大电网运行时一般不会出现过负荷现象(除人为因素外),可能出现过负荷的情况有:

(1) 机组运行于独立小电网时,供电负荷过大。

(2) 机组并网运行于用户线路,由于该线路突然停电,用户的负荷接近于机组供电负荷,因而会出现并网过负荷运行。

从水轮发电机组在正常运行的角度上看,长期过负荷现象是应该坚决杜绝的,运行规程规定,事故情况下发电机可以承受短时过负荷。因发电机对温升和绝缘材料的耐温能力有一定的裕度,故短时过负荷对绝缘材料的寿命影响不大。绕组绝缘老化有一个过程,绝缘材料变脆,介质损坏增大,耐受击穿电压强度降低等都需要有一个高温作用的时间。高温作用时间越短,绝缘材料的损害程度越轻。发电机短时过负荷的电流允许值执行制造厂的规定。若制造厂没有规定,则小型发电机可参照相关规程执行。

事故或特殊情况下需要发电机组过负荷运行,当发电机定子电流超过允许值时,电气值班人员应首先检查发电机的功率和电压,并注意定子电流超过允许值所经历的时间,然后用减少励磁电流的方法降低定子电流到额定电流值,但不得不使功率因数过高和定子电压过低。若此方法不奏效,则必须降低发电机的有功负荷或切断一部分负荷,使定子电流降到许可值。

若正常运行中的发电机定子出口风温已经达到 75°C ,转子绕组励磁电流、电压达到或超过额定值,则在没有紧急特殊情况下,机组不应再执行过负荷运行规定,应立即解列停机,待电网线路恢复正常后再进行并网运行,以确保机组自身安全。

2. 发电机三相定子电流不平衡

引起三相定子电流不平衡的原因有:

(1) 发电机内部绕组存在匝间短路故障,引起其内部温度升高,造成局部过热现象。

(2) 励磁分流电抗器绕组发热,绝缘烧坏造成匝间短路,引起三相定子电流不平衡。

(3) 检查励磁系统各整流管散热器的温度情况。整流管突然烧坏, 此时励磁电流比正常值小很多, 温度较低的整流管可能已烧坏。

(4) 检查断路器, 主变压器高低压侧的连接头是否有发热现象, 因为在接触电阻不稳定时会伴随电流波动。

(5) 系统单相事故, 造成单相负荷特别大。根据不同原因, 停机后进行仔细检查并分别进行处理。如果在发电机运行中发现定子有一相电流已经超过额定值, 应迅速调整(降低)励磁电流。必要时, 可同时采用降低机组有功功率的方法, 将发电机定子电流降低到额定电流以下, 以确保机组安全运行。

3. 机组启动后不能建压

水轮发电机组正常启动, 导叶开度处于空载位置, 机组转速上升(声响达到正常值), 发电机电压表无指示, 励磁电流表无指示, 则发电机不能建压。

发电机不能建压的原因有:

- (1) 发电机转子剩磁消失或剩磁电压过低。
- (2) 整流元件损坏(开路或击穿)。
- (3) 分流晶闸管的调整电阻位置不正确, 或晶闸管已击穿。
- (4) 励磁回路接触不良, 如电刷被卡住、滑环表面接触不良。
- (5) 机组转速太低, 不能自励建压。
- (6) 励磁引出线接线接反, 剩磁方向相反。
- (7) 晶闸管和触发电路故障, 保护熔断器烧坏。
- (8) 起励接触器触点接触不良。

若发电机转子剩磁太小, 则检查其导叶开度, 提高机组转速, 然后用 6V 干电池短时搭接在两接线端子上, 发电机起励, 定子电压上升后, 迅速脱开干电池, 防止发生意外。如果仍然不能建压, 必须仔细检查励磁接线, 拆开元件, 分段分部件检查各整流管、电刷滑环、转子绕组、励磁绕组、晶闸管及触发控制板、起励接触器等, 发现问题, 逐个排除。

4. 发电机运行中欠励磁或失磁

发电机运行中, 晶闸管损坏, 突然两相运行, 使发电机的励磁电流大幅度减小, 甚至使发电机出现进相运行, 这种现象称为发电机的欠励磁。发电机转子励磁回路断线, 晶闸管励磁开关误跳闸或励磁两相以上整流管损坏, 会使发电机失去励磁电流而造成失磁。

发电机欠励磁运行, 用钳形电流表检查励磁回路三相电流, 发现是励磁少一相工作, 这时应降低有功负荷, 解列停机后进行检查处理。并网运行的发电机失磁后的现象: 励磁电流表指示将为零; 发电机定子电压表指示下降, 定子电流异常增大, 过负荷保护动作发信号; 此时发电机转速略有升高, 功率因数表进相, 无功电能表倒转。发电机失磁后, 发电机同步运行变为异步运行, 发电机向电网吸收大量无功功率。

发电机运行中欠励磁或失磁的处理方法:

- (1) 应降低有功功率, 以便降低定子电流。
- (2) 手动增加励磁电流或合上励磁开关(励磁分闸时)恢复励磁电流。
- (3) 如仍无效果, 说明励磁转子绕组回路有断路故障, 应立即解列停机检查处理。

5. 发电机振荡和失步

当系统中发生短路或附近电网中有大容量的设备投切时, 系统的静态和动态稳定将被破