

飞来峡水利枢纽

广东省飞来峡水利枢纽管理局
编著

水

电

技术



The Mechanical & Electric
Technology in the Feilaixia
Water Conservancy



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

封面设计: 杨萃山

飞来峡水利枢纽机电技术



The Mechanical & Electric
Technology in the Feilaixia
Water Conservancy

ISBN 7-5084-3989-9



9 787508 439891 >

ISBN 7-5084-3989-9

定价: 58.00 元

飞来峡

水利枢纽机电技术

The Mechanical & Electric Technology
in the Feilaixia Water Conservancy

© 广东省飞来峡水利枢纽管理局 编著



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

内 容 提 要

本书总结了飞来峡水利枢纽机电技术运行管理的经验,并对主要的机电技术改造项目进行了阐述。本书共分四章:飞来峡灯泡贯流式机组技术,泄水闸机电技术,船闸机电技术,其他机电技术。所有内容均由飞来峡水利枢纽机电技术人员撰写。

本书可为水利枢纽机电设备的运行管理、维护检修、技术改造提供指导,也可为其他水利水电工程的机电运行和管理提供参考。

图书在版编目(CIP)数据

飞来峡水利枢纽机电技术/广东省飞来峡水利枢纽管理局编著. —北京:中国水利水电出版社, 2006

ISBN 7-5084-3989-9

I. 飞... II. 广... III. ①水利枢纽—机电设备—运行—广东省②水利枢纽—机电设备—管理—广东省
IV. TV632.65

中国版本图书馆CIP数据核字(2006)第095821号

书 名	飞来峡水利枢纽机电技术
作 者	广东省飞来峡水利枢纽管理局 编著
出版 发行	中国水利水电出版社(北京市三里河路6号 100044) 网址: www.waterpub.com.cn E-mail: sales@waterpub.com.cn 电话:(010)63202266(总机)、68331835(营销中心)
经 售	全国各地新华书店和相关出版物销售网点
排 版	中国水利水电出版社微机排版中心
印 刷	北京市兴怀印刷厂
规 格	850mm×1168mm 32开本 7印张 137千字 4插页
版 次	2006年8月第1版 2006年8月第1次印刷
定 价	58.00元(精装)

凡购买我社图书,如有缺页、倒页、脱页的,本社营销中心负责调换

版权所有·侵权必究

飞来峡水利枢纽机电技术



飞来峡水利枢纽

飞来峡水利枢纽机电技术



枢纽总控中心



枢纽船闸

飞来峡水利枢纽机电技术



泄水闸



水情遥测系统

飞来峡水利枢纽机电技术



电站机组发电机检修



电站机组转轮维修

《飞来峡水利枢纽机电技术》

编 委 会

顾 问：何承伟、邝明勇、夏开阳、吴尚宽

编委会主任：黄 尧

编委会副主任：郑锦明、黄善和、邓莉影

编委会成员：邓 东、黄焕坤、吕洪涛、刘 平、
赵 刚、李继军、林汉伟、彭海波、
钟贤香、龙三文、黄 荣、李 芸、
汪东宝、张国富、陈苏榕、曾 涛

编撰组组长：邓莉影

编撰组副组长：邓 东、黄 蔚、林汉伟、李继军

编撰人员：刘 平、莫伟明、蒋光兵、潘建忠、
黎月祥、冯作标、赖新书、黄俊锋、
杨志杰、赵 刚、胡洪波、阴新华、
杨 林、罗 新、张潮涌、刘 杰、
刘文辉、杨娟娟、张毅波、曹三顺、
段利晖、许德荣、章迎春、邱逸雄、
汪早燕、何熠峰、朱孔德

序

亲历了飞来峡水利枢纽总体设计，见证了从满目荒芜到欣欣向荣的骄人历程，甚感欣慰。最近，飞来峡的管理者们整理了近10年的运行管理经验，并提炼了机电技术的精华结集成册，拟在建局10周年之际付梓出版，邀我作序，提笔履约，感慨有三：

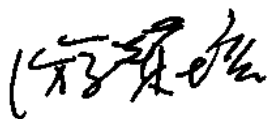
第一，枢纽从1999年10月正式建成投入运行以来，在防洪方面特别是在抗击“05.6”特大洪水中发挥了重大作用；在调水压咸保障供水安全方面起到了重要作用；同时为保障北江航运畅通方面亦贡献突出；电站4台35MW的灯泡贯流式机组为广东省电网输送了30多亿kW·h的清洁能源，充分发挥了社会效益和经济效益，各项目标均达到或超过了设计要求。

第二，未来，中国的经济增长方式将以提高质量、提高效率、节约资源、实现环境友好为主基调。“十一五”开年是一个重要里程碑，又适逢飞来峡水利枢纽管理局建局10周年之际，可谓锦上添花，可喜可贺。管理局的同志们思想先进、观念创新、管理到位，为提高枢纽的整体运作效率作出了卓越贡献，难能可贵的是他们集一己之所长，勇于实践，精于总结，将机电技术领域里的宝贵实践心得尝试写就这本专集，并且毫不保留地贡献给全国五湖四海的水电同行们。这样的举措，让

我钦佩之至。

第三，本专集集实用性和针对性于一身，具有鲜明的一线工作的特色，许多技术措施值得借鉴和参考。特别是最近20年来，灯泡贯流式机组水电站在全国广泛建成投运，其中有不少水电站引进了国外灯泡贯流式机组设备，因其应用时间短，运行、维护和故障处理尚无较多的实践经验可供借鉴。而集大型灯泡贯流式机组、泄水闸和船闸于一体的飞来峡水利枢纽，其机电技术专集的出版，必将对我们做好灯泡贯流式机组水电站的建设、运行管理等工作，甚有借鉴之处。

言犹未尽，谨向飞来峡水利枢纽管理局的同志们致敬，并祝贺《飞来峡水利枢纽机电技术》一书如期出版！



2006.7.13

前 言

飞来峡水利枢纽（以下简称“枢纽”）位于广东省北江干流中游清远市境内，坝址距上游英德市 50km，距下游清远市 33km，控制流域面积 34097km²，占北江流域面积的 73%，水库总库容 19.04 亿 m³。

枢纽是北江流域综合治理和开发利用的关键性工程，枢纽以防洪为主，兼有航运、发电等综合效益。防洪方面，枢纽与北江大堤联合运用组成北江防洪体系，堤库联合运用可防御北江下游 300 年一遇洪水。航运方面，设有 500t 级单线一级船闸，单向年通过能力达 475 万 t。发电方面，发电装机容量 140MW，设计年发电量为 5.55 亿 kW·h。

枢纽由溢流坝、土坝、船闸、电站厂房、副坝等建筑物组成，坝顶高程 34.8m，主河床坝顶长 2358m。

枢纽为 I 等工程，挡水建筑物为一级，挡 500 年一遇洪水标准设计。溢流坝最大坝高 52.3m，共设 16 个溢流孔，装用弧型钢闸门，其中 15 个带胸墙的泄洪孔，孔口尺寸 14m×12m，堰顶高程 9m，另一孔为排漂孔，堰顶高程 16m。设计泄洪量为 21800m³/s，校核洪水量为 28700m³/s。船闸位于左库，采用单线一级布置，按 500t 设计，闸室有效尺寸为 190m×16m×3m，为当前广东省最大的船闸。厂房位于溢流坝和船闸之间，为河

床式布置，厂内安装4台单机容量35MW的灯泡贯流式机组，转轮直径为7m，系奥地利生产。变电站布置在尾水平台上，分别由一台OSFPS9—160000/220kV及一台SFP9—80000/110kV变压器接入系统。本工程还包括大坝安全监测工程、枢纽本情自动测报系统工程、输电线路工程、防洪及电力通信工程等。

枢纽于1994年10月正式开工兴建，1998年8月大江截流，1999年3月水库蓄水，4月船闸正式通航，7月首台机组并网发电，9月4台机组全部并网发电，10月枢纽建成试运行。

枢纽投入运行6年多来，水电站累计发电近30亿kW·h，船闸累计通航4503万t，抗击了“05.6”珠江流域超100年一遇特大洪水，为珠三角压咸补淡放水总量2.59亿m³，支持下游抗年、解决塞船等问题进行了多次非常调度，为保障北江中下游人民解众生命财产安全及饮用水安全作出了积极的贡献，社会效益显著。

枢纽投入运行以来，处理了4号水轮机转转接力器拉缸、发电机转子磁极阻尼条过热熔断等问题，完成了船闸液压系统和计算机监控系统、机组导本机构控制环机磨板、泄水闸启闭机动定滑转组轴承等机电设备的技术改造，以及1号机组的A级检修。为了总结枢纽机电设备的运行、维护检修和技术改造的有关经验，更好地为今后枢纽的运行管理提供指导，我们组织编写了本书，同时也期望能对丰富我国水利水电工程机电运行和管理实践经验起到积极的作用。

本书分飞承峡灯泡贯流式机组技术、泄水闸机电控

术、船闸机电技术及其他机电技术共四章。总结了枢纽机电技术运行管理的经验，并对主要的机电技术改造项目进行了解述，内容均由枢纽机电技术人员撰写，全书由邓莉影、夏开阳、吴尚宽、黄蔚等同志统稿。

本书的出版得到了广东省水利厅领导，尤其是何术伟总工程师和邝明勇副总工程师的大力支持和指导。本书在编写过程中，参考了中水珠江规划勘测设计有限公司（原水利部珠江水利委员会勘测设计研究院）、奥地利 VA-TECH 公司（原 ELIN 和 MCE 公司）等单位的资料、文献，并承蒙全国水利机电勘测设计协会副理事长、中水珠江规划勘测设计有限公司游贻培董事长为本书作序，在此一并感谢。

由于编写内容涉及面广，加之专业水平有限，难免存在错漏和不足，敬谢批评指正。

本书编委会

2006年6月

目 录

序

前言

第一章 飞来峡灯泡贯流式机流技术	1
第一节 概 述	1
第二节 运行情况	4
1 电站运行情况	4
2 机组性能	8
3 调速器运行情况	11
4 机组辅助设备	16
5 保护系统	22
6 励磁系统运行情况	25
7 电厂监控系统	27
第三节 机组若干技术问题	29
1 机组轴向位移过大问题处理	29
2 4号机组转轮接力器拉缸	33
3 导水机构控制环抗磨环磨损	37
4 磁极阻尼条熔断	42
5 转子磁极拆装及定子调圆工艺	50
6 机组冷却系统改造	55
7 定子接地故障	58
8 发电机碳刷国产化	62
9 直流系统改造	67
10 机组高压气系统完善	73
11 1号水轮机转轮异常磨损修复处理	78
12 电厂监控系统特色及功能完善	82

第二章 泄水闸机电技术	91
第一节 概述	91
第二节 启闭机弧形闸门的运行	93
1 泄水闸启闭机的运行方式	93
2 泄水闸启闭机的控制	95
3 主要设备问题的完善和处理	97
第三节 泄水闸若干技术问题	98
1 排漂孔液压启闭机的改造	98
2 卷扬启闭机动定滑轮组轴承技术改造	102
3 2号坝顶门机左侧主梁损伤修复处理	111
4 泄水闸监控系统	117
第三章 船闸机电技术	125
第一节 概述	125
第二节 船运情况	126
1 船舶过闸数据统计分析	126
2 船闸运行效率分析	132
3 航运与枢纽其他功能的关系	140
4 机电设备运行趋势分析	140
第三节 船闸各系统的运行	142
1 船闸计算机监控系统	142
2 液压系统	145
3 收费调度系统	146
第四节 船闸若干技术问题	149
1 液压系统改造	149
2 船闸监控系统完善	157
3 人字门低位顶门工艺	167
4 收费调度系统的完善	176
5 广播系统改造	181
第四章 其他机电技术	188
第一节 水情遥测预报调度系统	188
1 系统的基本情况	188

2	系统功能	188
3	水情遥测系统运行情况	190
第二节	大坝安全自动化监测系统	191
1	系统监测项目	191
2	系统结构	193
3	系统软件	195
4	系统特点	196
5	运行情况	197
第三节	水厂自动控制系统	197
1	系统组成	197
2	系统硬件部分	197
3	系统软件设计	200
第四节	管理信息系统	204
1	网络结构	204
2	数据库系统	205
3	体系结构及功能	205
4	系统应用	208
第五节	枢纽通信系统	209
1	系统组成	209
2	各系统主要功能	210
3	通信系统故障处理	212
第六节	工业电视系统	214
1	系统组成	214
2	运行情况	215

第一章 飞来峡灯泡贯流式机组技术

第一节 概 述

飞来峡发电厂为低水头径流式电站，厂房为河床式，装有4台灯泡贯流式水轮发电机组，总装机容量为14万kW，设计年发电量为5.55亿kW·h。电厂主接线为扩大单元接线，一组扩大单元两台机组接一台220kV、160MVA自耦变压器，另一组扩大单元两台机组接一台110kV、80MVA双卷升压变压器，以220kV一回出线至清远百嘉变电站接入省电两，110kV一回出线至清远源潭变电站接入清远电网。

水轮发电机组是通过国际竞争性招标采购的进口设备，水轮机、调速器由奥地利奥钢联（VA-MCE）公司供货，发电机、励磁系统、保护系统、监控部分由奥地利伊林（ELIN）公司供货。

机组采用卧轴水平布置（见图1-1），水轮机、发电机共用一根大轴为两支点双悬臂的支承方式，水轮机侧为一导轴承，发电机为一组合推力轴承。管形座为机组主支承，传递机组在各种工况下的径向力、推力、扭矩及机组的自重力。发电机灯泡头设有一垂直支撑、两水平侧支撑，作为机组的辅助支撑。管形座上下、发电机灯泡头上部各设一进入竖井，用于运行维护人员出入

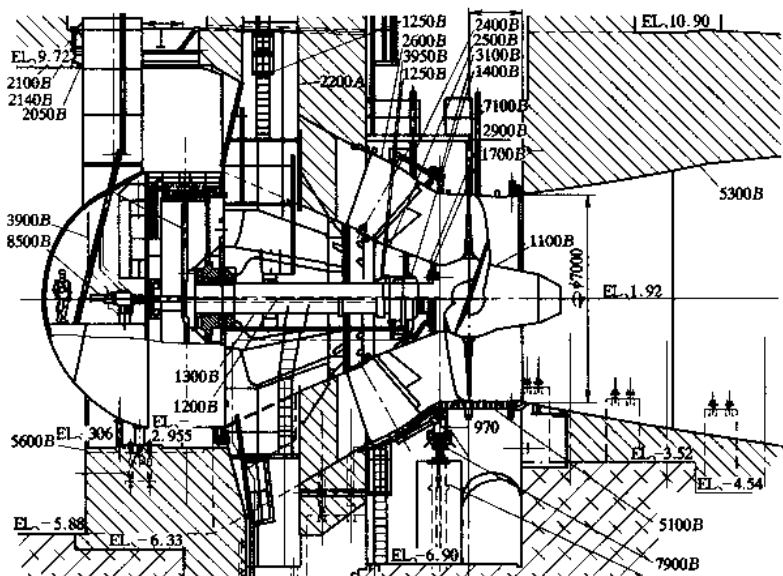


图 1-1 飞来峡水利枢纽水轮发电机组

及管道、电缆等的出入道道。

水轮机转轮装有 4 转轮叶片，操作机构为缸动结构。导水机构有 16 只活动导叶，导叶连杆采用刚性及弹簧式安全连杆。主轴密封由工作密封和检修密封组成，运行时工作密封直接由河水润滑，检修密封采用围带式。机组装有机械过连飞摆。

水轮机技术参数见表 1-1。

发电机组为三相同步凸极式发电机，卧轴伞式结构。通风及冷却方式为密闭空气循环及密用冷却水循环方式，有 8 台空气/水冷却器、4 片表面冷却器。励磁方式为自并励静止可投硅励磁。

发电机技术参数见表 1-2。

表 1-1 飞来峡水利枢纽水轮机技术参数

转轮型号	KR4/700	最大工作水头	13.83m
转轮直径	7.0m	额定水头	8.53m
额定功率	35.69MW	最小水头	3.61m
最大出力	39.97MW	额定效率	90.55%
最高效率	95.79%	额定流量	473m ³ /s
额定转速	83.3r/min	飞逸转速	265r/min (非协联)
额定比转速	1080m·kW	空化系数	2.6
水轮机安装高程: ∇ 1.92m (主轴中心标高)			

表 1-2 飞来峡水利枢纽发电机技术参数

型 号	SV725/72-183
额定容量	39MVA
额定电压及其范围	10.5±5%kV
额定定子电流	2144.4A
额定率	50Hz
旋转方向	沿水流方向顺时针
绝缘等级	F 级
额定功率因数	0.9
GD^2	4500t·m ²
最大正向推力负荷	4500kN
最大反向推力负荷	5400kN (短时间)

电站监控系统采用开放、分层分布结构, 分为主控

级及现地控制单元级，主控级实现对电站设备运行参数的实时处理及工况的实时控制、集中监控等；现地控制单元级实现对发电机组、开关站及公用设备进行数据采集及监控。主控级与备现地控制单元级之间通过令牌环网进行通信，当主控级因故退出运行时，现地级控制单元将不受影响可独立运行。

第二节 运行情况

1 电站运行情况

1.1 水文资料分析

飞来峡水利枢纽控制流域面积 34097km^2 ，占全流域面积的 73%。枢纽初步设计采用 1953 年 4 月至 1986 年 3 月的实测径流资料，经计算，坝址多年平均流量 $1100\text{m}^3/\text{s}$ ，平均年径流量 347 亿 m^3 ，设计多年平均发电量为 5.55 亿 $\text{kW}\cdot\text{h}$ 。延长计算至 2005 年 3 月，坝址多年平均流量为 $1090\text{m}^3/\text{s}$ ，丰水期（4~8 月）水量占年水量 69.39%，枯水期（9~3 月）占年水量的 30.61%。飞来峡水利枢纽 2000~2004 年实测月平均流量见表 1-3。

1.2 电站出力特点

(1) 水电站出力取决于其水头和流量，其中水头决定于水库水位、尾水位及水头损失，发电流量决定于入库流量、水库调节性能、水库运行方式和水轮机过水能力。

表 1-3 飞来峡水利枢纽 2000~2004 年

实测月平均流量

单位: m^3/s

年份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年均
2000	273	295	655	2310	1220	1090	1030	1050	1030	899	554	354	897
2001	364	551	916	2490	2140	2930	2350	1270	1640	492	442	388	1330
2002	316	436	516	619	1270	1360	2620	3350	891	1310	1090	1070	1240
2003	793	687	657	1450	2060	1890	760	813	721	360	317	206	893
2004	130	319	186	947	1590	1020	1010	754	475	218	208	198	589
多年 均值	374	538	890	1690	2270	2520	1410	1160	866	564	444	366	1090

(2) 电站水头与下游水位、下泄流量三者关系密切, 流量过大或太小电站出力均无法达到额定装机容量。飞来峡水利枢纽坝前水位、下游水位与下泄流量关系见表 1-4。

由表 1-4 可见, 电站下游水位随着流量变化的幅度大, 发电水头又跟随下游水位变动, 三者关系密切。当流量增大时, 下游水位随着抬高, 而水头则减小; 流量减少时, 下游水位随之降低, 而水头增高。飞来峡运行实际表明, 在枯水期, 水头高, 但流量小, 出力受阻而发不足额定出力; 在汛期, 流量大, 但水头小, 电站有时也发不足额定装机容量。

(3) 电站出力全年各月不均匀, 4~10 月发电较多, 11 月至来年的 3 月发电量较少, 最高月发电量 7152.5 万 $\text{kW}\cdot\text{h}$, 量低月发电量 1040 万 $\text{kW}\cdot\text{h}$, 相差近 7 倍。因此, 制定合理的电站运行方式, 尤其是汛期运行方式, 对电站发电能力影响较大。

表 1-4 飞来峡水利枢纽坝前水位、下游水位与下泄流量关系表

序号	洪水频率 (%)	来水流量 Q_{h_i} (m^3/s)	水库下泄量			坝前水位 (m)	下游水位 (m)	电站运行工况
			电站过流量 Q_{d_i} (m^3/s)	溢洪闸过流量 (m^3/s)	总下泄量 ΣQ_i (m^3/s)			
1		$Q_{h_1} \leq 1700$	Q_{21}	$Q_{11} - Q_{21}$	Q_{11}	24.00	9.8~13.24	发电
2		$1700 < Q_{h_2} \leq 2500$	Q_{22}	$Q_{22} - Q_{22}$	Q_{12}	23.00	13.24~14.1	
3		$2500 < Q_{h_3} \leq 3000$	Q_{13}	$Q_{13} - Q_{23}$	Q_{13}	22.00	14.1~14.61	
4		$3000 < Q_{h_4} \leq 3500$	Q_{24}	$Q_{14} - Q_{24}$	Q_{14}	21.00	14.61~15.04	
5		$3500 < Q_{h_5} \leq 4000$	Q_{25}	$Q_{15} - Q_{25}$	Q_{15}	20.00	15.04~15.47	
6		$4000 < Q_{h_6} \leq 6500$	$Q_{26} \geq 700$	$Q_{16} - Q_{26}$	Q_{16}	18.00	15.47~17.47	
7		$Q_{h_7} = 8000$	$Q_{17} \geq 700$	$8000 - Q_{27}$	$\Sigma Q_1 = 8000$	19.10	18.50	泄水
8	20.0	$Q_{h_8} = 11900$	$Q_{18} \geq 900$	$11900 - Q_{28}$	$\Sigma Q_1 = 11900$	21.70	20.80	
9	5.0	$Q_{h_9} = 15000$	$Q_{19} \geq 1000$	$15000 - Q_{29}$	$\Sigma Q_2 = 15000$	23.20	22.05	
10	3.3	$Q_{h_{10}} = 16200$	$Q_{210} \geq 1200$	$15000 - Q_{110}$	$\Sigma Q_{10} = 15000$	24.17	22.05	
11	2.0	$Q_{h_{11}} = 17700$	$Q_{211} \geq 1200$	$15000 - Q_{111}$	$\Sigma Q_{11} = 15000$	25.36	22.05	
12	1.0	$Q_{h_{12}} = 19200$	—	15000	$\Sigma Q_{12} = 15000$	28.20	22.05	
13	0.01	$Q_{h_{13}} = 28700$	—	28700	$\Sigma Q_{13} = 28700$	33.17	25.65	

1.3 变动水位运行

电站设计正常蓄水位为 24.0m，在来水流量不大于 1700m³/s 时，主要以径流方式带基荷运行。初期由于电站发电固定水位运行，水能利用率不高，来水流量小时无法充分参与系统调峰，来水流量大时因系统负荷低谷而又不得不开闸弃水。为能够较好地利用水力资源，改善电站发电出力，争取多发电，经分析研究，电站运行改为采用变动水位运行方式，发电正常蓄水位为 23.0~24.0m。变动水位运行后，电站调节库容增加了 0.63 亿 m³，飞来峡水库水位库容关系见表 1-5，从后面几年来的运行数据分析，发电水能利用率也有了明显提高（见表 1-6）。

表 1-5 飞来峡水库水位库容关系表

水位 (m)	17	18	19	20	21	22	23	24
库容 (亿 m ³)	0.79	1.09	1.48	1.97	2.42	2.98	3.60	4.23
水位 (m)	25	26	27	28	29	30	31.17	33.17
库容 (亿 m ³)	5.08	6.10	7.14	8.38	9.77	11.22	14.45	19.04

表 1-6 飞来峡发电水资源利用统计表

年份	年来水量 (亿 m ³)	发电用水量 (亿 m ³)	发电用水量/可发电 用水量 (%)	发电量 (万 kW·h)
2000	282.79	162.13	69.20	44542.4
2001	420.29	191.94	72.17	51793.9
2002	391.09	189.8	67.27	51235
2003	281.62	165.34	71.92	47092.7
2004	186.29	144.7	82.01	41504.8

由此可见，采用变动水位运行方式使电站有了一定的调节能力，能够更好地利用水力资源。

2 机组性能

2.1 机组运行稳定性良好、效率高

机组浆叶开度在 $8^{\circ}\sim 38^{\circ}$ 处于协联（浆叶全行程为 $6^{\circ}\sim 38^{\circ}$ ），因协联范围广，故机组运行稳定，效率高，振动与摆度值小。从运行情况看，额定水头以上区域运行效率达 94% 以上，额定水头以下区域机组过流能力大，最大过机流量达 $500\text{m}^3/\text{s}$ ，这一特点与电站水文特性相适应，有利于提高机组的年发电量，表现为：启动迅速，90s 即可带满负荷；运行振动小，一般发导振动小于 $0.2\text{mm}/\text{s}$ 、水导振动小于 $0.5\text{mm}/\text{s}$ ；机组效率高，各项参数达到设计标准，水轮机最高效率 95.77%，水轮机实际运行与厂家提供的运转特性曲线图基本相符，气蚀限制线有少许下移。机组可带 37MW 稳定运行。

2.2 低水头时应采取固定导叶开度运行

机组在低水头运行时，过机流量大、流态恶劣，汽蚀、压力脉动等因素引起机组净水头变化大，功率控制方式下导叶调节频繁、导叶开度值无法稳定、浆叶协联关系差，机组运行不稳定，振动大、噪声大。如 2000 年 4 月 29 日，1 号机组有功设定 17.3MW 负荷运行，净水头为 5.94m（根据水轮机运转特性曲线，机组在 5.94m 下应能带 23MW 负荷运行），但负荷在 13.9~26.8MW 间反复波动，发导振动最高达 $1.86\text{mm}/\text{s}$ ，水导振动最高达 $2.06\text{mm}/\text{s}$ ，大轴位移达 1.26mm。低水

头运行时采取导叶开度控制方式可以起到固定导叶开度，减小压力脉动等作用，机组运行稳定，振动、噪声减小。电站泄洪期间，机组运行水头低，采取了导叶开度控制方式运行，数年来多发电量达几百万千瓦时。

2.3 机组等功率运行灵活

机组经济运行就是根据电力系统的出力要求和机组的特性，通过求优计算，对机组组合和负荷分配作出最优决策，使运行机组耗水量小。电厂四台机组型号及容量相同，故负荷最优分配以等功率分配。电厂实际运行，因机组流道顺直，水流分布较均匀，故其水力效率较高，高效区平坦宽阔（机组整个运行区域水轮机效率几乎都在90%以上），同水头下机组带不同负荷效率差别不大，且四台机组水力特性并不时时相同（如汛期机组拦污栅水头据失差别很大，可达1.5m以上）。所以，在丰水期，当来水量较大时，应尽可能的利用水量；在枯水期，当来水量较少时，应充分利用求头，按等功率原则分配机组负荷，合理选择开机台数，实现机组经济运行，提高水能利用率。

2.4 空化性能好

机组运行6年，仅仅在水轮机室出现200mm宽、2mm深的气蚀带和尾水管道口表层防锈漆剥落。低水头运行时对空蚀敏感，水轮机实际运行在额定水头以下，流量大于 $450\text{m}^3/\text{s}$ 时可发生气蚀，机组振动剧增。

贯流式水电站在调洪阶段，即水库泄水和回蓄过程中，水头稍低，机组可采用开度控制，根据水头的变化、流量的变化进行调整，避免机组在临近空化区运

行，以保证机组的运行稳定。

2.5 机组甩负荷转速上升快

(1) 由于灯泡贯流机组 GD^2 ($4500\text{t} \cdot \text{m}^2$) 小，故甩负荷后机组转速上升很快，机组甩 25%~100% 负荷基本上在 5s 内即上升到最大值，且可出现甩部分负荷大于甩满负荷时的速率上升。机组厂家模型试验报告指出，协联工况下最大飞逸转速发生在桨叶开度为 15° ，导叶开度为 38° ，单位飞逸转速为 $n_{11R} = 350\text{r}/\text{min}$ 。当最大净水头为 13.81m 时，最大飞逸转速为 $n_p = 186\text{r}/\text{min}$ 。非协联工况下最大飞逸转速发生在桨叶开度为 23° ，导叶开度为 80° ，单位飞逸转速为 $n_{11R} = 474\text{r}/\text{min}$ 。当最大净水头为 13.81m 时，最大飞逸转速为 $n_p = 253\text{r}/\text{min}$ 。考虑模型试验误差，厂家最大飞逸转速保证值为： $n_{p\max} = 220\text{r}/\text{min}$ （协联工况下）， $n_{p\max} = 265\text{r}/\text{min}$ （非协联工况下）。

(2) 机组防飞逸措施设计上采取如下几种：

- 1) 优化关闭曲线，分二段关闭。
- 2) 导水叶采用负偏心距设计，能在水流力矩作用下，自行关闭导叶。
- 3) 导水机构控制环设置关闭重锤。
- 4) 设置机械超速飞摆。
- 5) 设置尾水事故闸门。

2.6 具备泄水功能

(1) 机组在水头范围 0.32~3.31m 时，可转为泄水工况运行，减少溢流坝泄洪时泥沙淤积在电站尾水及其下游段。2001 年 7 月 10 日对 1 号、2 号、3 号机组

成功进行了泄水工况试验，试验过程中发现以下问题：调速器置“手动”控制位时，可按泄水特性曲线进行转速控制，但置“自动”位时，导叶和桨叶一直开到全开开度，机组的振动较大。以1号机组为例，试验机组净水头为2.66m，将调速器置“自动”位，在现地触摸屏上选择泄水工况运行，导叶开度达99.3%，桨叶开度99.4%，机组过机流量506.0m³/s，发导振动1.3mm/s，水导振动3.2mm/s，噪声106.8dB。

(2) 从保护机组轴承考虑，机组不宜长时间飞逸泄水运行，机组合同规定限制年平均最大运行小时数为300h，在泄水工况运行时，应时刻注意轴承温度的变化，防止轴承温度过高。

(3) 试验表明，机组在2m净水头以上时，采用开度控制模式仍可并网发电运行，可带3MW左右负荷，机组对应下泄流量达400m³/s以上。这样，既可满足下游尾水冲淤需要，又可满足保枢纽自用电的需要。

2.7 具有一定的进相运行泄力

机组设计最大进相深度31.6MVA，实际运行最大曾达20MVA，可稳定运行，机组温升正常。若进相运行时，投入AVR能提高发电机的静稳定功率极限。

3 调速器运行情况

微机数字调速器主要包括三块电子电路板（一块主极和两块轴入/输出极）及其外围设备，采用模块化结构，各模块插件均布置在48cm机箱内（见图1-2）。

MIC-621主极由微处理器、存储器及使用其数据

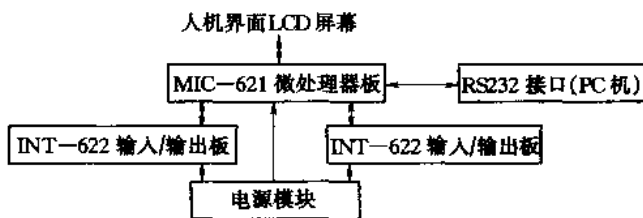


图 1-2 MIPREG DGC 600C 数字调节器硬件配置框图

总线的元件构成，其外围电路包括 2 个编程计数器、1 个模数转换器、32 个数字量输入通道、32 个数字量输出通道、16 个模拟量输入通道和 16 个模拟量输出通道。INT-622 输入/输出板主要执行输入、输出信号的预处理和电磁兼容性保护功能，板上包括 8 个模拟量输入通道、8 个模拟量输出通道、3 个功率放大器、16 个数字量输入通道和 16 个数字量输出通道。外围设备包括电源装置、L-CY 滤波器、FA250-6 滤波器及 SLF（隔离—限制—滤波）模块等。

微机数字调速器的转道控制采用 PID 调节规律，功率（开度）控制采用 PI 调节规律，调节系统以程序的形式集成在调速器里，通过数字计算来实现传道函数各个阶段的功能。

3.1 主要性能参数

(1) 静态转性曲线最大非线性度不大于 1%。

(2) 能至导叶接力器的转速死区 i_x 不超过 0.02%，轮叶协联随动系统死区 i_a 不超过 0.04%。

(3) 当机组空载和额定转速运行时，永态转差系数 b_p 整定在 5%，调通系统保证 3min 内机组摆动相对值



不超过 $\pm 0.1\%$ 。

(4) 当机组在发电工况，在从零到 35MW 负荷间的任何负荷运行时，在系统频率不变的情况下，调速系统保证机组出力持续波动值不超过额定出力的 $\pm 0.15\%$ ，并超稳定运行。

(5) 机组用 100% 额定负荷时，转速变化过程中超过稳态转速 3% 额定转速值以上的波动次数不超过 2 次。

(6) 额定操作油压为 60bar (1bar=10⁵Pa)。

3.2 主要技术参数

(1) 频率给定调整范围： $\pm 16\%$ (42~58Hz)。

(2) 功率调整范围：0~120%。

(3) 永态转差系数： $b_p=0\sim 15\%$ 。

(4) 暂态转差系数： $b_t=0\sim 750\%$ 。

(5) 缓冲时间常数： $T_d=0\sim 25s$ 。

(6) 人工失灵区调节范围： $\pm 1\%$ ($\pm 0.5Hz$)。

(7) 开度限制调整范围： $-5\%\sim 100\%$ 。

(8) 加速时间常数： $T_n=0\sim 10s$ 。

3.3 MIPREG DGC 600C 型数字式调速器功能

(1) 采用残压测频和脉冲齿盘制速两种方式。

(2) 具有“转速控制”、“功率控制”、“流量控制”、“开度控制”、“泄流工况控制”等功能，其中“泄流工况控制”是一种特殊的控制方式。

(3) 具有孤网运行功能。

(4) 实时变参数调节。系统对孤网、空载、并网运行配置了不同的参数，调速器根据机组运行状态实时自

动选择预先设定的参数运行。另外，还可以通过 LCD 屏对这些参数进行修正。

(5) 使用了功率闭环调节功能，且调速器可接受远方 CSCS 来的模拟量和脉冲功率给定值，并在模拟量故障时保持原功率给定值不变，防止出现机组负荷波动现象。

(6) 在“远方自动开度反馈”控制方式时，根据不同水头下 $P=f(Y)$ 的关系曲线，将模拟量功率给定值转换成相应的开度给定值进行调节。

(7) 开机优化。采用 2 档启动开度方式，既保证机组快速开机，又值转速“超调”值小，有利于机组并网。调速器内部设定两个启动开度限制值，在机组发电工况启动过程中，首先在第一级启动开度设定值作用下（启动开度设定值与机组净水头有关系，该开度一般大于空载开度），机组转速迅速上升，当转速达到额定转速的 90% 时，切到第二级启动开度，第二级启动开度小于第一级启动开度，使机组达到额定转速并且不至于过速，为并网做准备。

(8) 数字调速器具有汽蚀限制（也叫空化限制）功能，使机组避开汽蚀区运行，汽蚀限制线可以根据实际情况进行修正。

(9) 数字调速器具有饱和限制功能。当轮叶全开时，为通免在非协联区运行，导叶开度受水头限制，饱和限制线也可以根据实际情况进行修正。

(10) 为了便机组同期既快又准，调速器设置了同期曲线，根据水头不同而速择不同的导叶开度。在实际

运行中，发现在机组净水头较低（低于额定水头）的情况下，同期时间较长，机组振动较大，甚至出现过由于并网时间过长而自动停机的情况。

(11) 数字调速器具有自监视功能，设置看门狗程序实时监视微处理器的工作情况。提供一个外置按钮用于更新整个微处理器系统。

(12) 导叶三段关闭：第一段关闭通过旁通阀组实现；第二段关闭通过比例阀实现；第三段关闭是当导叶接力器关到全行程的最后 100mm 时，通过安装在导叶接力器上的缓冲装置实现。

3.4 调速器故障及处理

(1) INT—622 输入/输出板故障处理。在运行中，3 号机调速器控制柜上的轮叶开度指针式指示表无开度指示，经检查，发现 INT—622 输入/输出板电路板上有一铜箔线被腐蚀断，经过对该板清理并重新焊好新点，故障排除。

(2) 调速器 4~20mA 报警故障处理。调速器的“有功功率”信号是由机组监控系统经一只隔离变送器传输过来，在运行中 4 号机监控系统出现“调速器故障”报警信号，经检查发现该隔离变送器已振坏，更换备品后恢复正常。

(3) 用负荷试验时导叶关闭时间长故障处理。在微 4 号机用 50% 负荷试验时，发现机组转速上升值较高，同时导叶关闭调节的时间也明显延长，致控视组转速稳定到正常值的时间要超过 1min，而正常时阀应为 30s 左右。故障原因为旁通阀组的电磁阀锈蚀卡死，经处理

后恢复正常。

通过这几年的运行，调速器动作灵敏可靠，结构简单，功能全简，维护检修方便。

4 机组辅助设备

4.1 轴承油系统

轴承油系统主要给发电机组轴承、水导轴承输送润滑油。该系统包括轴承润滑油系统和高压油系统两部分。两部分运行时共用一个油箱，有两台轴承油泵及两台高压油泵，其中一台交流，一台直流，一般直流油泵作为备用。高压油路用于机组启动或停机过程中，当转速在 $0\sim 95\%$ 额定转速范围内，对正推力轴承、发电机导轴承及水轮机导轴承分别提供高压油。

低位油箱中的润滑油用油泵输出，经滤油器和油冷却器后轴送到高位油箱，从高位油箱来的润滑油进入发电机组轴承和水轮机导轴承，在油泵发生故障的情况下，高位油箱中的润滑油在自身重力作用下向发电机组组合轴承和水轮机导轴承供油，保证机组安全停机。润滑油的供、排油管路都布置在水轮机管形速进入孔内。总供油管轴出的润滑油分三个支路，分别流入发电机导轴承和正、反向推力轴承及水轮机导轴承，之后汇入回油管排至低位油箱。轴承油系统如图 1-3 所示。

发电机为伞式布置。组合轴承端盖上部安装有油雾收集装置。

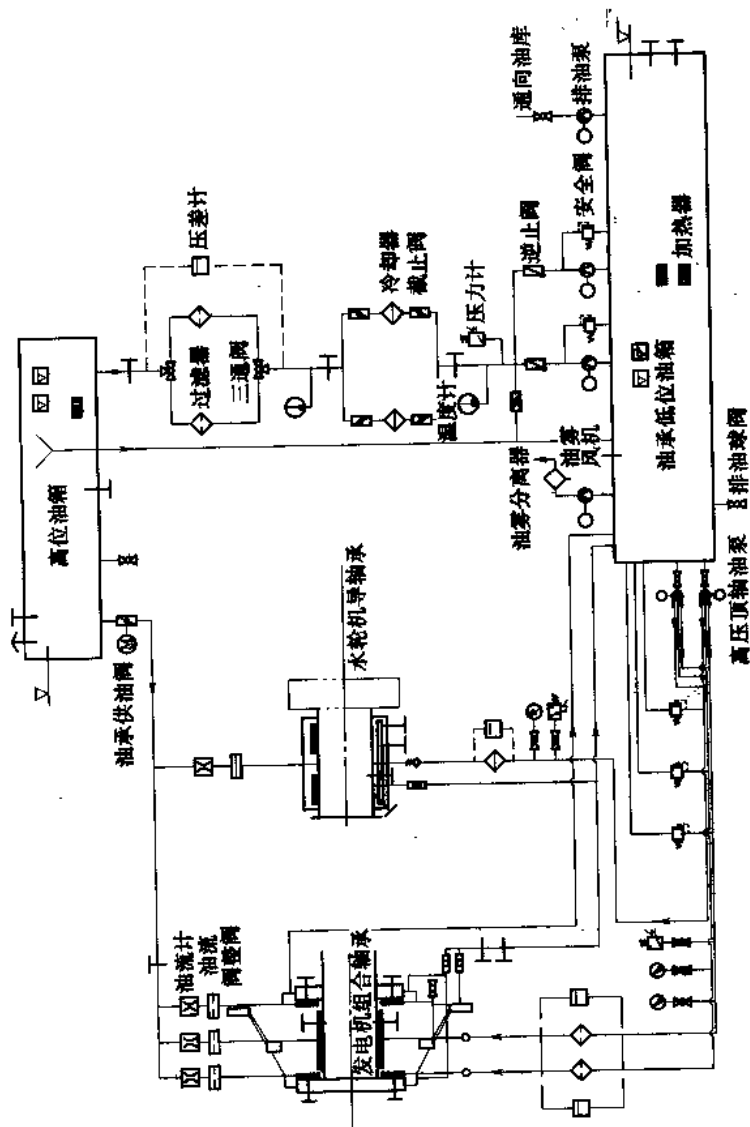


图 1-3 飞来峡水利枢纽轴承油系统

发电机分别有 16 只正反推力瓦，每只瓦使用专用油管向其分配润滑油，不同于一般同类型机组使用将其轴瓦浸泡在油盆中。

4.2 冷却水系统

机组采用的是密闭循环强迫通风的冷却方式。整个系统由 8 台轴流风机、8 台空气/水热交换器、2 组水/水表面冷却器、2 台互为备用的循环水泵、1 个膨胀水箱反管路等组成。它具有两个密闭循环冷却系统，经过二次热交换进行冷却：发电机的热风与空气冷却器的冷却水进行热交换，表面冷却器的冷却水再与河水进行热交换。

这种冷却方式的优点是维护检修量较少。只要在循环冷却水中注入添加剂，减少冷却系统内部结垢和水生物的滋生，在平时运行中注意补充和定期更换循环滑水即可确保正常运行。

4.3 渗漏和检修排水系统

检修排水系统的作用是当机组检修或有其油异常情况需排空流道中的水时，打开流道放空阀，流道中的水排至集水井，再由三台检修深井泵将集水井的水排至下游河道中，使机组的检修工作或异常情况的处理能够正常地开展。检修排水深井泵其中一台为主用，两台为备用。主用泵组启动水位 -8.60m，备用泵组启动水位 -8.40m，停泵水位 -10.00m。

渗漏排水系统的作用是将机组在运行中由主轴密封、尾水管伸缩节等处的渗漏水经排水廊道汇集至集水井，再由两组共 4 台渗漏排水泵排至下游河道中，两组

互为备用，自动切换。主用泵组启动水位—10.00m，备用泵组启动水位—9.70m。

电站检修、渗漏排水深井泵设备型号与技术参数见表 1-7。

表 1-7 飞来峡水利枢纽电站检修、渗漏排水深井泵设备型号与技术参数

名称	渗漏排水深井泵	检修排水深井泵
型号	300JC/K210—10.5×4	400JC/K550—17×2
流量	210m ³ /h	550m ³ /h
扬程	42m	34m
电机型号	YLB200—2—4	YLB250—2—4
电机功率	37kW	75kW
台数	4	3

4.4 压缩空气系统

系统分为机组高压、低压气系统。机组高压气系统采用 68bar 工作压力，主要供应调速器的油压装置用气，同时也通过减压供应机组制动、空气围带用气。有三台活塞式高压空压机（一台 KA240—G/H70 型高压气机和两台 SF—1/70 型高压气机）、一个 0.5m³ 及一个 1.5m³ 的高压气罐。

高压气系统主要供气范围：

(1) 4 台水轮发电机组调速器压力油罐充气、补气（压力油罐额定压力为 60bar）。

(2) 4 台发电机机械制动用气（4~6bar，从 68bar

减压而得)。

(3) 4 台水轮机大轴检修密封用气 (3.5bar, 亦从 68bar 减压而得)。

低压气系统采用 7bar 额定工作压力, 有两台 (SA—350AII 型) 螺杆低压空压机, 一个 2m³ 的低压气罐, 负责维护检修时风动工具及吹扫用气。

KA240—G/H70 型高压气机主要技术参数见表 1—8。

表 1—8 KA240—G/H70 型高压气机主要技术参数

型 号	KA240—G/H70	电机型号	AM112MY2
活塞数量	3	A 侧电机轴承	630b—2zc3
活塞内径	70mm/38mm/20mm	B 侧电机轴承	620b—2zc3
行程	32mm	额定功率	4kW
速度	1930min ⁻¹	额定电流	400V
常压气量	180min ⁻¹	频率	50Hz
中间压气	4.5bar/40bar/70bar	额定转速	3000min ⁻¹
安全阀	80bar	最大启动次数	15 次 h ⁻¹
润滑方式	浸入式	绝缘次数	F
润滑油型号	KAESER synthetic compress or oil 873369.00010	防护等级	IP55
噪音	82.5dB		

SF—1/70 型高压气机主要技术参数见表 1—9。

表 1-9 SF-1/70 型高压气机主要技术参数

型 号	SF-1/70	电机型号	Y180L-4
活塞数量	3	型号	三相异步电动机
活塞行程	50mm	额定功率	22kW
传动方式	联轴器直联	额定电压	380V
排气压力	0.37MPa/1.5MPa/7.0MPa	频率	50Hz
排气量	1m ³ /min-5%	额定转速	1470r/min
安全阀	0.55MPa/2.0MPa/7.7MPa		
润滑方式	注油润滑, 飞溅润滑		
油泵供油压力	0.25MPa±20%		
润滑油型号	L-DAB150 (夏)		

SA-350AII 型螺杆空气压缩机主要技术参数见表 1-10。

表 1-10 SA-350AII 型螺杆空气压缩机主要技术参数

型 号	SA-350	电动机型号	半封闭鼠笼型
机体型号	SA-3	功率	37kW
操作压力	0.7MPa	绝缘等级	B 或 F
排气量	6.1m ³ /min	通风方式	强制通风
空压机转速	3742r/min	电动机转速	1480r/min
排气温度	环境温度 15℃ 以下	起动方式	Y-△ 起动
润滑油量	24L	电压	380V
传动方式	皮带	频率	50Hz
安全阀设定压力	0.8MPa		

4.5 运行情况

(1) 轴承油系统经 6 年运行，总体运行情况较好，但由于表面冷却器冷却能力不足，导致在环境温度高时轴承油冷却器热交换效果不佳，使运行瓦温偏高。

(2) 冷却水系统运行总体情况良好，在运行中发现由于水生物滋生附着在冷却器内表面，以及表面冷却水内部易堆积垃圾，导致了表面冷却器冷却能力下降。后对表面冷却器进行定期清扫维护，并引水注入表面冷却水内部进行强迫循环，改善了表面冷却器冷却效果。

(3) 渗漏和检修排水系统运行基本正常，满足了机组安全运行的需要。但在运行中，发现排水泵橡胶轴承经运行易老化，导致排水泵运行时振动加剧，泵轮发生堵转故障，因此，对排水泵加强了维护检修力度，及时更换橡胶轴承，注意转动轴的安装精度，解决了该问题。

(4) 机组高压空气系统原配置一只 0.5m^3 贮气罐，容量偏小，造成贮气罐压力稳定性差，空压机启动频繁导致故障率增高。后增加了一只 1.5m^3 的贮气罐，提高了系统稳定性。

5 保护系统

5.1 保护系统简介

发电厂保护主要有机组保护、主变保护、220kV 输电统路保护、110kV 短线保护、110kV 母线保护、厂用变保护、厂用 10kV 出线保护等。机组保护和主变

保护采用 DRS 成套数字保护装置，110kV 短线保护采用纵差保护。220kV 线路保护配置有两套超高压线路成套快速保护装置——LFP—901A、LFP—902A 和 LFX—912 专用收发信机。

5.2 机组保护

4 台机组的 DRS 数字保护配有纵差动保护、定子接地保护、转子接地保护、逆功率保护、负序保护、低压过流保护、过负荷保护、失磁保护、轴电流保护、过频保护等。

统计 6 年采保护动作情况为：定子接地保护 3 次，轴电流 2 次，负序 2 次，逆功率 2 次。其中定子接地有两次为误动，其余均正常。

(1) 定子接地保护。机组中性点采用经配电变压器高阻接地方式。定子接地故障保护采用零序电压和零序电流作为判断依据。零序电压取自中性点配电变压器的二次侧，作为动作置；零序电流取自机组出口零序电流互感器及中性点配电变压器二次侧中间电流互感器的矢量合成，通过方向组件判断故障范围。自投运以来共出现三次定子接地故障保护动作，其中，3 号机两次均为方向判断错误误动，1 号机一次为定子接地保护动作，该保护为正磁动作。

(2) 轴电流保护。机组运行时会在大轴上产生轴电压，如采产生轴电流，则对轴承有较大的伤害作用。为了避免轴电流的产生，在组合轴承下游端大轴上安装接地碳刷，以降低轴电位。另外，在受油器处采用绝缘隔板将受油器和大地隔绝，阻断轴电流回路。4 号机组曾

因轴电流保护动作跳闸 2 次，原因为受油器漏轴管排油不畅使油溢出油杯，导致受油器下部与地绝缘的绝缘隔板被破坏，轴电流形成回路而引起保护动作跳闸，保护为正确动作。

(3) 负序保护。2003 年 3 月 23 日，由于 110kV 线路近区带有铁路牵引负荷，造成三相电流不平衡，导致 2 号、4 号机组负序保护正确动作跳闸。在系统遭雷击等故障或系统三相负荷短管不平衡的情况下，会出现机组的负序保护报警信号。

5.3 主变保护

1 号主变保护配有差动、轻瓦斯、重瓦斯、高中压侧负序、高中压侧低压过流、高中压侧方向接地、高中压侧过负荷保护，中性点过流保护、溢度过高保护等。2 号主变保护配置的保护包括差动保护、轻瓦斯、重瓦斯保护、温度过高保护等。

运行以来，1 号主变差动动作过一次，并跳开高中压侧开关，其余的后备保护能正确反应各设备的故障。

5.4 220kV 线路保护

220kV 线路保护采用 LFP—901A、LFP—902A 超高压线路成套快速保护装置。出现过一次线路开关跳闸，由于开关本体内三相不一致保护的时间继电器故障，导致单相重合闸被闭锁而引起重合闸失败。

5.5 110kV 短线保护

110kV 短线保护来用带导引线的纵差保护。导引线曾经发生被割斯的情况，保护正确动作。

6 励磁系统运行情况

机组励磁系统采用自并励可控硅励磁，由励磁变压器、励磁变低压侧断路器、可控硅整流器、保护装置、灭磁装置、起励设备、制动变压器、数字调节器等设备元件构成。励磁电源取自发电机出口 10.5kV 母线，通过励磁变压器和可控硅整流桥提供励磁电压，控制可控硅的脉冲触发器可以调节励磁电压。系统具有直流起励功能。接线示意如图 1-4 所示。

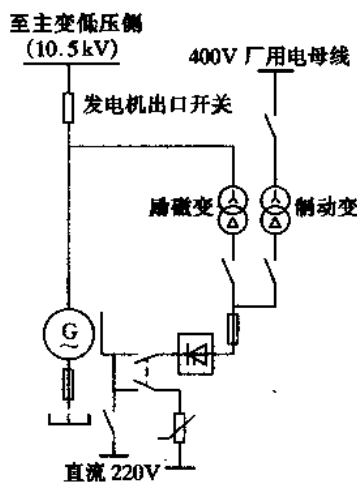


图 1-4 励磁系统接线图

励磁系统自投运以来，整体性能良好，具有动态性能好、反应迅速、调节质量高、体积小、噪音小、维护方便等优点。

2001 年 11 月，发现 4 台机组转子磁极阻尼条熔断现象。2002 年 10 月开始对发电机转子磁极进行处理，定子与转子的气隙比原来值增加了 2mm，因此带来了励磁电流相应增大等问题，在机组额定工况下运行时，励磁电流由原来 1061A 变为 1280A，设备不能满足运行要求。2004 年 3 月，开始对 4 台机组励磁设备进行扩容改造，包括更换励磁变压器、灭磁开关、整流桥切换开关、变流侧进线开关、变直流母线侧排、动力电

缆、变压器过流保护电流互感器等。

励磁系统扩容前后主要技术参数对照表见表 1-11。

表 1-11 飞来峡水利枢纽励磁系统扩容前后
主要技术参数对照

参 数	改 造 前	改 造 后
铭牌励磁电压	200VDC	200VDC
铭牌励磁电流	1200ADC	1400ADC
强励保持时间	20s	
强励电压	445VDC	445VDC
空载励磁电流、电压值	616A, 90V	757A, 105V
额定负荷、额定功率因数时	1061A	1280A
励磁变压器容量	3×200kVA	3×250kVA
可控硅整流桥		
反相峰值电压 U_m	1600V	1600V
在 45℃ 环境温度下, 允许持续电流	1 个桥, 1250A	1 个桥, 1250A
切换开关		
型号	SIRCO 6×1250	SIRCO 6×1600
额定电流	1250A	1600A
短时间电流	50kA, 1s	50kA, 1s
灭磁装置		
磁场开关	CEX1250	CEX1600
额定电压	550V	550V
最大断开电流	18000A	19000A
最大断开电压	1000V	1200V
交流电湿开关		
主电源	CA5—860	NS1250
额定电流	1100A	1250A
额定电压	500V	500V
励磁变过流 CT 变比	25/1	50/1

改造完成后对励磁系统进行了功能测试，并网发电运行良好。

7 电厂监控系统

7.1 监控对象

(1) 4 台水轮发电机及其辅助设备。

(2) 升压站设备，包括主变压器 2 台、220kV 断路器 1 台、110kV 断路器 3 台、隔离开关和接地开关等。

(3) 厂用配电设备，包括厂用变压器 3 台、10kV 配电系统、0.4kV 配电系统等。

(4) 厂用公共设备，包括直流系统、高压气系统、渗漏排水泵、检修排水系、生活供水系、消防泵等。

(5) 其他设备，包括 CO₂ 消防系统、流道压力测量、上下游水位测量、温度测量、电量测量等。

7.2 监控系统结构

监控系统为分层分布式结构，由主控级和现地单元控制级组成。

主控级配量 2 个操作员站、1 个工程师站、一个通信工作站和 6 台打印机。其中，2 台操作员站为双机热备形式，保持数据同步。操作员站的操作系统采用 SOLARIS2.5.1 级 UNIX，级态软件为 SAT250。工程师站的操作系统为 Windows NT 4.0，配有对系统进行检测和故障分析的工具软件。

现地单元控制级由 10 个 LCU 组成。LCU1—4 控制 4 台机组，每台均可独立运行，LCU5 控制开关站，LCU6 控制公用系统设备和厂用配电系统，LCU7 为中

央控制室反馈屏驱动器，LCU8 为与中调等通讯的通讯控制机，LCU9、LCU10 为厂级计算机，实现 AGC、AVC 及联合控制。

监控系统通过以光纤为介质的双令牌环网（双向）连接。它传输速度为 4MB/s，用光纤作为传输介质。两个环在正常状况下，一个主用，一个备用。环网连接的 10 个 LCU 中，LCU1-4 各通过一个光纤集统器（HUB）连入网络，而 LCU5-10 共用一个 HUB。见图 1-5。

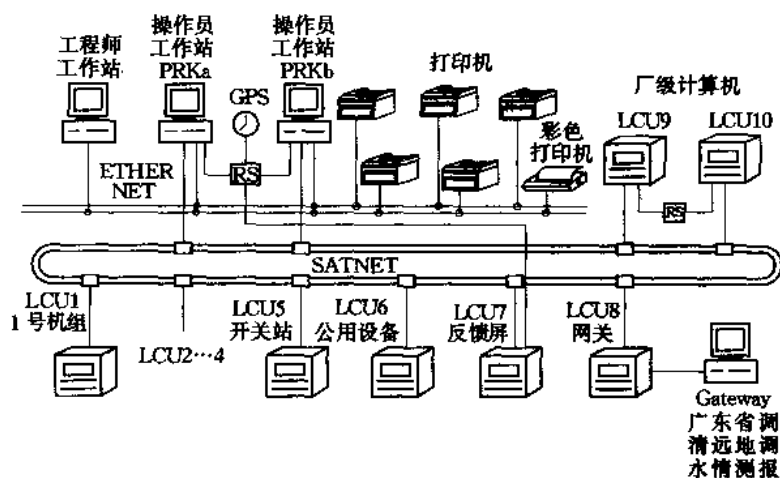


图 1-5 电厂监控系统结构图

监控系统的远动通信分两路：一路通过光纤和载波双通信通道与中调、地调通信，两个通道可根据实际需要进行切换；另一路与飞来峡水情调度中心交换数据。

• 7.3 主要功能

数据采集和处理、安全运行监视、实时控制与调

整、压缩报警和语音报警、事件顺序记录、打印记录、事故追忆和相关量记录、屏幕显示、数报通信、电站设备运行管理、系统诊断等。

7.4 系统评价

电厂监控系统经过几年的运行，体现了以下优点：

(1) 监控系统操作员站采用 UNIX 系统，程序运行安全、稳定。

(2) SAT250 组态软件提供了大量的数据记录、图形表格生成、事件分类追忆等功能，为运行提供了极大的方便。

(3) 控制界面设计比较合理、友好。

(4) 每个操作员可以驱动面台显示器，这样运行时可以同时监控 4 个画面，给运行带来了很大便利。

但系统应用也存在一些不足。首先，由于其组态软件不是仅针对水电厂设计，故面很多设置都需要缩写代码；其次，该系统是基于 UNIX 系统，因此它对用户来讲比较复杂、难以掌握；再次，是该系统来据供“帮助”系统，厂家据供给用户的资料有限，这给用户维护工作带来了一定难度。

第三节 机组若干技术问题

1 机组轴向位移过大问题处理

1.1 轴向位移过大现象及影响

在机组试运行过程中，发现机组在带 20~35MW

负荷时，机组转动部分往下游方向产生较大轴向位移，在相对固定的受油器处测得 4 台机组转动部分最大轴向位移量达到 5.2~6.2mm，因此，给机组安全稳定运行带来一系列不良影响：

(1) 造成机组在运行时制动器下游侧闸板与转子制动环碰刮情况产重，机组有时不得不限负荷运行。

(2) 由于水轮机主轴密封环向下游方向移动，致使密封环与平面密封之间产生与相对位移量等值的间隙，引起工作密封漏水量增大，渗漏水从水封处飞漏出来。

(3) 水轮机导轴承甩油环与轴承端盖碰刮。

(4) 机组齿盘漏速装置的齿盘与传感器测头位置错位。

(5) 集电环与碳刷产生相对轴向错位。

为保证机组安全运行，前期首先采取的处理方法是：

(1) 对制动器卡钳和闸板进行打磨，以增大制动闸下游侧闸板与转子制动环之间的间隙，经过先后四次打磨处理，总计单边磨去 4~5mm，转子制动环与卡钳的总间隙增大 8~10mm 左右。

(2) 在主轴密封上游侧加装一圈有机玻璃挡水板防止渗漏水飞溅。

(3) 对水导轴承盖挡油圈进行打磨。

1.2 原因分析

尽管前期对轴向位移过大带来的上述问题采取了相应措施进行处理，但轴向位移过大这一问题并未得到板

本解决。经与设备厂商交涉，厂商提供了该厂设计制造的几个类似灯泡贯流机组的相关参数及轴向位移量，认为飞来峡机组的轴向位移量是在允许范围内，其结构应力在安全范围之内，不影响机组安全运行。但运行管理单位经分析认为引起该轴陷的主要原因是推力轴承支撑部件设计刚度裕度不足，因为当机组带负荷运行时，随着有功出力的增加，推力轴承负荷逐渐加大，推力轴承的支撑件因刚度不够而变形，机组转动部分随着推力轴承的偏移往下游方向产生相应的轴向移动，从而带来一系列的不良影响。

1.3 处理工艺

通过在管影座内推环的 8 条加强肋板上，加装由 U200 裕钢组成的支撑梁，来增加内锥环上游侧法兰的刚度，加装的支撑梁与内锥环之间在现场焊推成一个整体。当水推力通过组合轴承施加在内锥环上游侧法兰时，其变形量相对于处理前减小，以达到减小轴向位移量的目的。

为了避免过大的焊推变形，采取了以下工艺措施：

(1) 所有与内锥体间的焊缝，焊前均须用火焰对焊推区域进行预热，预热温度约 150℃。

(2) 所有的焊缝均采用对称分段退步焊的方法进行施焊，分段长度约 150mm。为了减少焊接应力对内锥环的影响，支撑梁焊接时须先完成一端的焊接，再对另一端进行施焊。焊材选用 J506，焊机为直该强焊机。

(3) 在施工过程中，下部偏左支撑梁与主轴密封排水管交叉，在不影响排水及其他部件功能的条件下，对

排水管走向进行了改动。

1.4 处理的效果

各台机组处理前后，均对其轴向位移数值进行了检测。在受油器体上装设百分表，表针顶压在测速齿盘上游侧面上，通过读取机组在停机、水轮机运行及几个预定的工况时的百分表指示值，得出机组转动部分向下流的移动量。表 1-12~表 1-15 是各台机组处理前后的检测结果。

表 1-12 1 号机组检测结果

位移量 (mm)	停机	空转	10MW	18MW	24MW	32MW	35MW	39MW
处理前	最大位移量为 5.5							
处理后	0	0.5	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.7

表 1-13 2 号机组检测结果

位移量 (mm)	停机	空转	10MW	18MW	24MW	32MW	35MW	39MW
处理前	0	0.8	5.0	5.1	5.2	5.3	5.3	5.3
处理后	0	0.4	2.3	2.5	2.6	2.6	2.5	2.5

表 1-14 3 号机组检测结果

位移量 (mm)	停机	空转	10MW	18MW	24MW	32MW	35MW	39MW
处理前	0	0.9	5.7	5.9	6.1	6.2	—	—
处理后	0	0.5	2.9	3.0	3.1	3.1	2.9	2.9

表 1-15

4 号机组检测结果

位移量 (mm)	停机	空转	10MW	18MW	24MW	32MW	35MW	39MW
处理前	0	0.9	5.8	5.9	6.0	6.2	6.2	6.1
处理后	0	0.5	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2

从 4 台机组的检测结果中可以看出，处理后的机组转动部分向下游的移动量比处理前减小了约一半，效果明显。位移问题处理后，通过一段时间的观察，机组在各种工况运行时制动器闸板与转子制动环碰摩的现象已经消失，其他各种缺陷均得到了消除或较大改善。

在内锥环上装焊构件，改变了管形座的结检，使原来宽大的内部空间变得狭小，将对在管形座内部的检修维护工作产生影响。内部空间变小，在以后的检修工作中，如果需要安装制造厂提供的主轴支撑装置，能否顺利就位，还有待检验。

据了解，我国制造厂家设计时一般把灯泡贯流机组维力轴承支架挠度变形量控制在 2mm 以内，由于国家标准和行业标准尚未对此有明确要求，建议有关主管部门对此造行明确，使解决问题时有需可依。

2 4 号机组转轮接力器拉缸

2.1 转轮接力器参量

转轮检力器参数及转轮结构图见表 1-16 和图 1-6。

表 1-16 飞来峡水利枢纽 4 号机组转轮接力器参数

操作压力 (bar)	55
接力器容积 (开腔/关腔) (L)	420/406
接力器行程 (mm)	313
接力器活塞直径 (mm)	1350
活塞材料	Fe510Di
活塞环材料	CASTIron
活塞缸材料	GS-20Mn5V

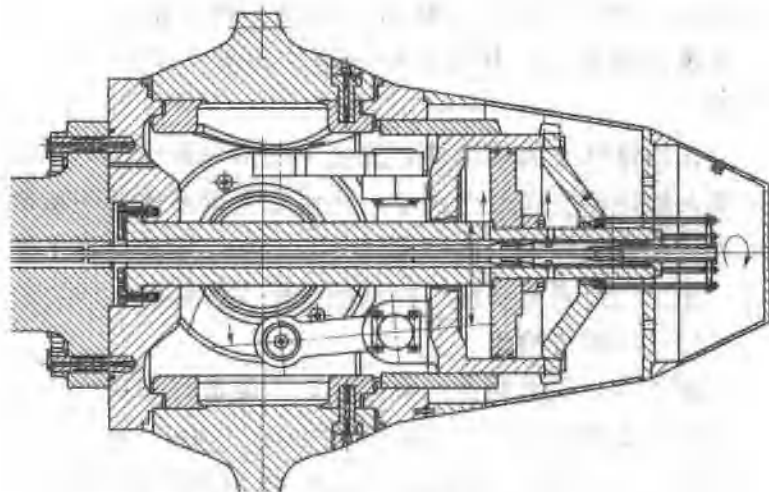


图 1-6 转轮结构图

2.2 机组运行及异常现象

2001 年 3 月开始, 4 号机出现了调速器油泵泵油周期缩短, 机组稳定运行时泵油周期从原来的 8~9min 逐渐缩短到 1min, 调速系统油温升高, 桨叶协联失调等异常现象。运行中采取了少开机、少调节等措施来维

持运行。至5月27日调速系统油温高达64℃，桨叶操作不动，机组被迫停机。在异常现象发生后，对几台机组调速系统的各腔油压作了多次实温，在对检测数值的分析过程中，发现4号机转轮接力器开关数的压差比其他机组明显偏小。在机组停机、快关阀投入的状态下，关闭通转轮接力器开腔油路中的节流阀，实测4号机转轮接力器开、关两腔的油压值，发现在很短的时间内就两腔平压，而且数值与压力油接的压力值相同。桨叶开关缓慢，而且只能关到7%开度，无法全关。

在检查过程中，调速系统各部位电气信号检出异常。所有这些现象，说明4号机转轮接力器开关腔油路存在严重的内泄漏。联系到机组运行时对受油器的检查情况，其三部偏瓦无过度发热及异常声响，因此，初步判断为4号机转轮接力器缸已接伤，由此导致接力器开关腔窜油。

在随后开始的拆卸检查中，发现转轮接力器缸和后塞确实已严重位伤，转轮接力器油系统排油时有大量的金属碎屑和挤压形成的铁块随油排出，转轮活塞杆轻微拉伤，受油器的两部偏瓦被金属碎屑磨投。转轮接力器外操作油管的三个速接处存在不同程度的错位，锁错板因受扭矩的作用，其紧固螺栓有三个被剪断，其中一个错错板脱落随油流进入接力器开启腔（已在此腔内拉到了螺丝和锁板的残片）。螺栓和锁错板进入接力器腔是引起接力器位伤的直接原因，分析如下：

(1) 安装方面。1999年9月，4号机安装完毕后首次启动过程中，当转速上升并稳定在10%时，试运行

人员发现受油器有异常尖叫声，并在中部铜瓦部位感觉到温度异常升高，立即停机并排油检查，发现受油器端操作油管连接防松锁片已经变位，其他部分未见损伤，当时，厂家督导并未提出作进一步检查的意见，只是把受油器的安装轴线重新作了调整，锁片恢复后重新投入试验，最后正式投产。可以新定，这时候外操作油管的连接处已经有异常，只是暴露问题的过程较长。

(2) 设计方面。由于提作油管总长达 13m，为便于运输，厂家把操作油管分成 4 段，在现场连接。连接方式为螺纹紧固，用厂家提供的专用扳手拧紧后安装锁片并加焊挡块。由于固定锁片的螺栓仅为 M6，如果油管螺纹连接拧得不够紧，当操作油管受到一定的扭矩后，M6 螺栓易被剪断。

(3) 故障处理。将锁伤的转轮接力器活塞送至国内厂家作焊补后上机床加工处理，轻微拉伤的活塞杆则在现场修整后作抛光处理。重新制作一个新的接力器缸、一套活塞环和一套受油器铜瓦，对受损的接力器缸、活塞环和受油器铜瓦作更换处理。拆除操作油管螺纹连接处的防松锁板，并在连接处均分四点作防松点焊处理。转轮在安装间重新组装后，按要求对其进行耐压和动作试验。转轮吊入机坑就位并装上桨叶后，仍要进行动作试验和叶片密封的严密性试验。

在处理过程中，一些装拆工艺的实施给处理工作带来很大的困难。转轮与大轴连接螺栓的装拆，以及桨叶连接螺栓的装拆，都要通过一套专用的加热装置来进行。对应于每一种螺栓，厂家已给出一个加热温升值，

但在实施过程中，温升速度很慢，而且专用的加热棒也常出问题，一天一般只能完成两个螺栓的装拆。转轮接力器活塞与活塞杆锁紧螺母的装拆，由于尺寸较大，要用一套专用的液压拉伸装置来进行，但在现场拆除过程中，无法将锁紧螺母拆出，后用碳弧气刨将螺母对称刨出二道沟槽后拆出。

处现后经 4 年的运行，机组转轮情况正常，未有异常现象。

3 导水机构控制环抗磨环磨损

3.1 结构介绍

导水机沟由 16 只活动导叶、分瓣的内外导水环、导水锥、导叶轴承、转臂、连杆、控制环和悬挂其上的重锤、导叶接力器等组成，导叶开度角为 $0^{\circ} \sim 84^{\circ}$ ，导叶高度为 2508mm，导叶操作压力 55bar，导叶接力器行程 1800mm，接力器活塞直径 350mm。外导环上的轴套中心位紧可调整，以满足内外导水环、导叶、轴套的同心要求。16 只导叶与转臂采用摩擦连接，每隔一个导叶采用弹簧式安全连杆，控制环采用滑片式摩擦元件。外导水环上焊有不锈钢导向环（见图 1-7），水轮机控制环放在外导水环上的导向环上，通过轴向导向板固定。

水轮机控制环与外导水环圆柱面的接触面上装有 16 块抗磨板，起径向支撑、抗磨蚀的作用，每块抗磨板由 3 个 M8×25 的铜螺栓固定。在水轮机控制环的上下游侧安装有 16 对轴向导向机，每块轴向导向板与控

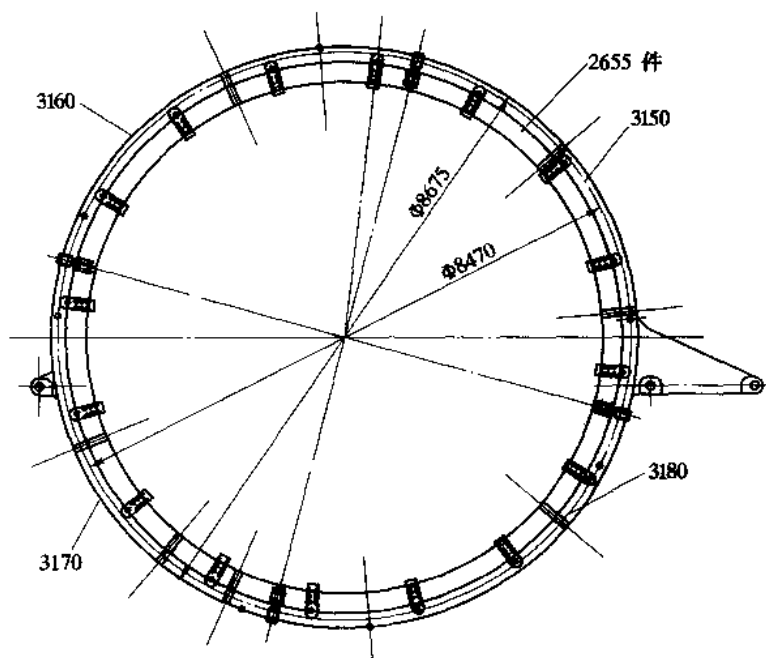


图 1-7 控制环装配图

制环的接触面上装有 1 块抗磨板，起轴向支撑、抗磨蚀、轴向定位的作用，每块抗磨板也由 3 个 M8×25 的铜螺栓固定。

3.2 故障现象

2003 年 5 月 9 日，在对 1 号水轮发电抗组导叶控制环进行检查过程中发现其抗磨板存在磨接现象，控制环与外导水环圆柱面的间隙异常。进一步检查，发现所有机组控制环、抗磨板及外导水环圆柱面磨损情况严重，其中，1 号机检查结果如下：

(1) 控制环径向抗磨板均存在不同程度的磨损。在

控制环上半部的 4 块径向抗磨板已全部磨掉（包括定位螺钉）；在控制环靠近关闭重锤处的径向抗磨板也全部磨掉。控制环本体的最大磨损量高达 5.0mm。

(2) 控制环下游侧轴向抗磨板都存在不同程度的磨损，安装在控制环 4 块下游侧轴向抗磨板全部磨掉。

(3) 控制环上游侧所有的轴向抗磨板有轻微磨损。

(4) 从表 1-17 可以看出，外导水环 $\Phi 7625$ 圆柱面的最大磨括最为 1.1mm（具体位置为从下游侧往上游看右上部）。见图 1-8 及表 1-17。

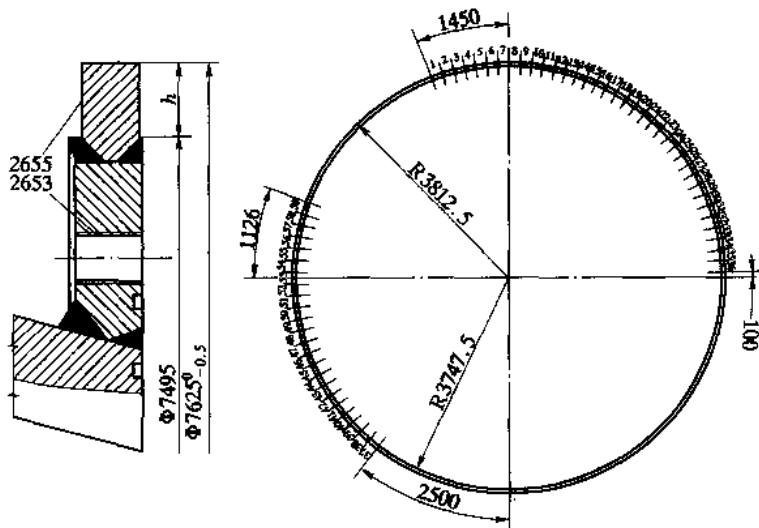


图 1-8 外导水环 2655 件圆柱面磨损测量图

3.3 磨损原因分析

与国内常规灯泡贯流式机组控制环与外导水环的接触上采用滚珠轴承的形式不同，飞来峡机组采用平板滑动摩擦结构，摩擦力较大。

表 1-17 外导水环圆柱面磨损测量值

序号	实测值	序号	实测值	序号	实测值
1	64.74	21	63.96	41	65
2	64.7	22	64	42	64.82
3	64.8	23	64	43	64.7
4	64.72	24	63.94	44	64.5
5	64.84	25	64	45	64.42
6	64.5	26	63.96	46	64.4
7	64.16	27	64	47	64.5
8	64	28	64.1	48	64.58
9	64.2	29	64	49	64
10	64.22	30	64.32	50	64.62
11	63.88	31	63.9	51	64.6
12	63.76	32	63.86	52	64.6
13	63.76	33	64.5	53	64.72
14	63.4	34	64.78	54	64.5
15	63.8	35	64.84	55	64.8
16	63.56	36	64.9	56	64.84
17	63.92	37	64.8	57	64.88
18	63.98	38	64.8	58	64.9
19	63.58	39	64.72	59	65
20	64	40	65		

径向抗磨板（特别是上半部分）作为控制环的径向支撑件，不仅要承受控制环的自重（约 8t）、关闭重锤（21t），还要承受接力器传来的操作力，径向抗磨板厚度仅为 3mm，易被磨操。

灯泡贯流式机组导水机构是锥形布置结构，抗组运行负荷变化大，导致导叶接力器在操作过程中易产生不平衡力矩，使得连杆对控制环有一个向上游侧的拉力，造成控制环的下游侧轴向抗磨板比上游侧的轴向抗磨板磨操较大。而轴向抗磨板厚度同样仅为 3mm，易被磨损。

3.4 处理改造

(1) 所有径向和轴向抗磨板改用 FZ—5 (1) 铜合金镶嵌自润滑材料制作。

(2) 控制环内圆由原来的 $\Phi 7631$ 车大至 $\Phi 7635$ ，并在每个径向抗磨板的安装位置锥出方槽，槽底的内接圆尺寸为 $\Phi 7645$ 。在槽中嵌装新制作的抗磨板并配三个 M8 的铜材沉头螺栓固定后，抗磨板内沿配车成 $\Phi 7625$ 圆柱面。板组在原来的基础上加多 8 块径向抗磨板，均匀布置在拉制环上。

(3) 轴向抗磨板由原来的 3mm 加厚至 10mm。轴向抗磨板用三个 M8 铜材沉头螺栓固定，在拉磨板的侧面加焊挡块。

(4) 将拉制环送至水轮机制造厂家进行车削处理，与径向抗磨板整体装配（见图 1-9）。

导水机构控制环处理后，运行中效果良好，FZ—5 (1) 铜合金镶嵌自润滑材料的抗磨板磨接非常轻微，达到了预期的效果。

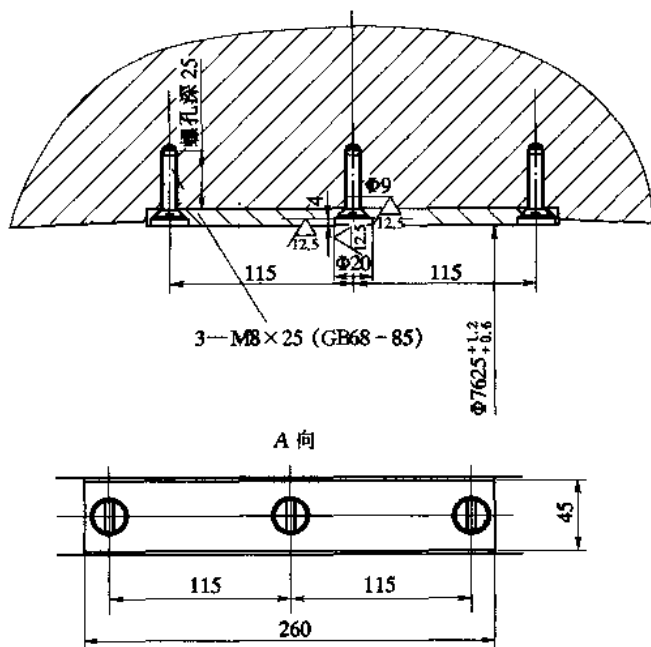


图 1-9 控制环和径向抗磨板装配图

4 磁极阻尼条熔断

4.1 发电机有关电磁参数

发电机有关电磁参数见表 1-18。

表 1-18 发电机有关电磁参数

额定电压	10.5kV (±5%)
额定电流	2144.4A
额定频率	50Hz
飞逸转速	265.0r/min
额定转速	83.3r/min

续表

额定功率因数	0.9
励磁电压	163.8V
励磁电流	1079.0A
短路励磁电流	561.7A
空载励磁电流	580.4A
定子	槽数 $Z_1 = 324$, 铁芯内径 $D_1 = 736\text{mm}$, 槽距 $t_1 = 71\text{mm}$, 槽宽 $b_k = 26\text{mm}$
转子	磁极数 72
阻尼条	$3 \times \Phi 16\text{mm}$
阻尼条槽距	$t_2 = 64.1\text{mm}$
单边气数	$\delta = 9\text{mm}$

4.2 机组磁极故障情况

2001年11月,对2号发电机进行第二次计划性检修中,发现一台机的全部72个磁极中,有10个磁极出现第三极阻尼条中部熔断(见图1-10),大部分阻尼条都出现断裂,槽口撑破,断裂主要从组尼条轴向的中部开始,阻尼条挤出槽口后,在气隙中挤压变形,甚至有些甩出,即使未断裂的组尼条也已明显可见从槽口处变形凸起(呈吐舌状);其余磁极的阻尼条虽然没有熔断,但也有多处过热现象,所有磁极的过热程度均以顺旋转方向第三根(最后一极)最为严重。通过即时对另外1号、3号、4号发电机的磁极进行仔细检查,虽未发现有铜块掉落的现象,但对各故出的两个对称

磁极进行检查中，都发现第三根阻尼条处有过热现象，说明存在潜在性的缺陷。检修人员对2号发电机的保护进行了全面检查，保护整定值均符合厂家的要求，未出现变值，并且动作正确。调阅一年来的运行记录数据，保护动作记录未发现负序及失磁保护动作，发电机负序电流并没有超过整定值，或者三相不平衡及短路现象。



图 1-10 阻尼条从槽口断裂、甩出

2003年3月，发现1号、3号机组的阻尼条也熔断，各机组到出现问题的运行时间分别为：1号机1.98万h、2号机1.2万h、3号机1.7万h。

4.3 原因分析

(1) 阻尼绕组设计。定子为324槽，槽距为71mm，转子每极阻尼为3根，槽距为64.1mm，槽配合 $t_2/t_1=0.90$ 。 t_2/t_1 的大小影响气隙谐波，按国内设计经验一般选在0.72~0.85。假设气隙均匀，对定子、转子不同槽配合情况下的磁导谐波进行分析。通过数值计算表明， t_2/t_1 在接近于1和0.5时，磁导波形畸变

率都将增大（见表 1-19）。

表 1-19 定转子槽距比对波形畸变率的影响

定转子槽距比 t_2/t_1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.59	0.5
磁密波形畸变率 v_p (%)	5.667	3.993	3.865	3.784	5.269	5.665

(2) 定子槽数及气隙设计。通常情况下，电机气隙大小的选择对磁场的谐波情况影响很大。定子的磁势谐波与磁导谐波，经过气隙将迅速衰减，通常的设计取 $b_n/\delta < 1.3$ 。当气隙较大时，定子谐波传到转子时，经衰减变得很小。飞来峡机组的 $b_n/\delta = 2.9$ ，图 1-11、图 1-12 分别是经有限元计算得出的空载和负载的磁场分布，由此可见，由于定子气隙偏小，因而到达转子的定子谐波仍然较大。

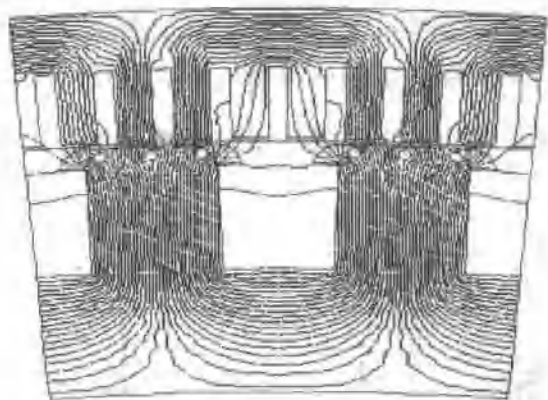


图 1-11 空载磁场分布

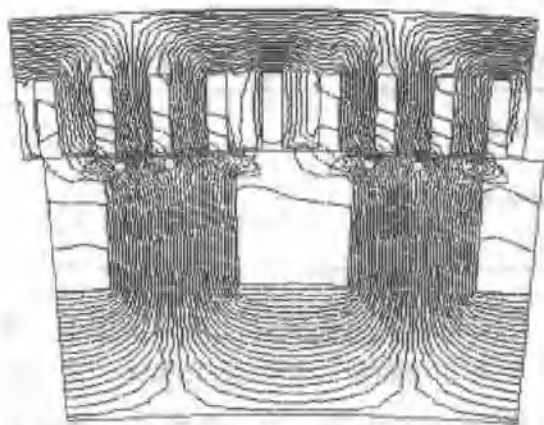


图 1-12 负载磁场分布

(3) 齿谐波及斜槽设计。磁势谐波波谱中不仅有奇数次谐波，而且有偶数次谐波（其中影响最大的为齿谐波）。偶数次谐波不会在定子绕组中产生电势，但却会在转子绕组和铁心中产生损耗，增加发热，并引起转矩脉动与振动。磁势谐波分析的结果如图 1-13 所示，可见选择一个槽距的斜槽位移可以最大限度地抑制磁势齿谐波。飞来峡机组定子每极每相槽数为 $1\frac{1}{2}$ 、线棒斜半

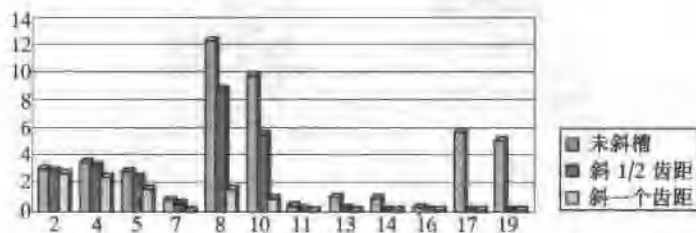


图 1-13 各次谐波磁势幅值的分布图 (%)

个槽距，其一阶齿谐波幅值较大。

(4) 阻尼系统损耗计算。采用瞬变电磁场的方法，对飞来峡机组运行过程中的转子阻尼绕组损耗计算，从表 1-20 的结果可见第三条阻尼条（其排列见图 1-14）的谐波损耗很高。

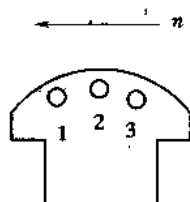


图 1-14 阻尼条编号示意图

表 1-20 阻尼条损耗计算结果

阻尼条号	1	2	3
p (W)	191	228	1709

4.4 电磁振动分析

(1) 负序磁场在转子上产生 100Hz 的旋转磁场，引起 200Hz 频率的电磁振动，但飞来峡机组运行记录来出现负序电流过大的情况。

(2) 阻尼条谐波电流引起的高频振动。当阻尼条谐波电流较大，而贯流式机组的转子直径较小，会产生的阻尼条振动。

(3) 谐波磁场如 5 次与 7 次谐波在转子上感生 300Hz 频率的磁场，并产生 600Hz 频率的电磁振动。这些振动都可能造成阻尼系统的损伤。

用有限元对飞来峡机组阻尼条电磁力计算结果如表 1-21 所示。在稳定运行情况下，阻尼条离心力的计算结果为 640N，可见第三根阻尼条的电磁力远大于离心力，这样就造成了第三机阻尼条在运行时的剧烈振动（见图 1-15）。

表 1-21 阻尼系统电磁力分析

阻尼条	1	2	3
径向电磁力最大值 (N)	105	85	1241
电磁力与离心力之比	0.16	0.13	1.94

4.5 综合分析

采用 ANSYS 计算表明飞来峡机组正常额定运行时, 阻尼条温度为 $171\sim 183^{\circ}\text{C}$ (见图 1-16), 这不足以造成如此事故。主要原因是阻尼条与其孔壁因振动而引起放电打火, 由此产生局部高温, 使阻尼条材质变软、铁芯强度变弱, 造成阻尼条在离心力的作用下冲破槽口进入气隙, 即是电蚀所致 (放电侵蚀, 不同于电腐蚀), 如图 1-17 所示。



图 1-15 电磁力与离心力的关系示意图



图 1-16 阻尼条温度计算结果

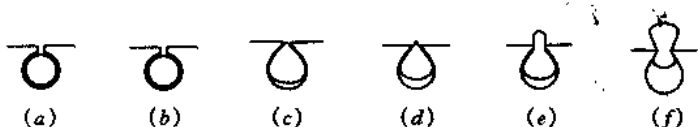


图 1-17 阻尼条的电蚀过程示意图

4.6 改进措施

根据以上分析结果，虽然改造定子是最理想的，但从经济性和时间等综合考虑，提出阻尼系统改进措施如下：

(1) 增加阻尼条直径，一方面降低阻尼条的电流密度，另一方面可以使阻尼条的离心力增大，从而克服电磁力引起的电磁抖动。

(2) 降低阻尼条节距改善槽配合，以减小电机的磁导谐波，降低阻尼条电流。

(3) 加大电机的气隙，以抑制定子谐波磁场对转子的影响。

(4) 减小阻尼条与阻尼条孔之间的配合间隙，可抑制和减小阻尼条上存在的电磁抖动。

处理方案为改造磁极：槽配合 t_2/t_1 的取值由 0.9 改为 0.85，阻尼条由 $\Phi 16\text{mm}$ 改为 $\Phi 18\text{mm}$ ，定子单边气隙从 9mm 增加到 11mm，果用预制流波式的阻尼条，并在阻尼条与孔之间垫 NOMEX 绝缘纸。

4 台机组的磁极改造和试验已于 2003 年底完成，但在 2006 年 1 月发现 4 台机组部分磁极的距尼条仍有过热现象，还有待进一步研究。

5 转子磁极拆装及定子调圆工艺

根据现场实际情况，在检修过程中，对发电机转子磁根拆装及定子调圆工艺不断进行完善，在实践中取得了一定的效果。

5.1 转子磁极的拆卸

(1) 拆除励磁电源引线。

(2) 拆除机械锁锭，在其位置上安装专用盘车装置。

(3) 拆除轴承油电动蝶阀以下至发电组合轴承及发导轴承间的一段轴承油管。

(4) 打开发电机下游侧顶卸观察孔盖根。

(5) 在发电机泡体竖井平台上搭设磁极拆装用工作平台，工作平台与磁根拉出时铁芯鸽尾高度应等高。

(6) 在发电机内部组合轴承上端搭设工作平台，此平台应牢固可靠且不影响转子盘车。

(7) 拆开磁根线圆连接根。

(8) 拆开上游侧、下游侧磁极阻尼环连接锁片。

(9) 拆开上游侧、下游侧磁极键挡块。

(10) 用专用工具拔出上游侧、下游侧磁根键，将拔出的锁与磁根做好相应的编号进行保管。

(11) 磁极用尼龙吊带进行捆绑，用 1t 葫芦将其从磁轭拉至拆卸平台上，再用厂房桥机将其从泡体竖井吊至安装间。磁极拆卸过程如图 1-18 所示。

(12) 磁极对称拆卸。盘车前投入高压顶起油泵，退出机械制动，将要拆卸的磁根转至顶部。磁极位置调

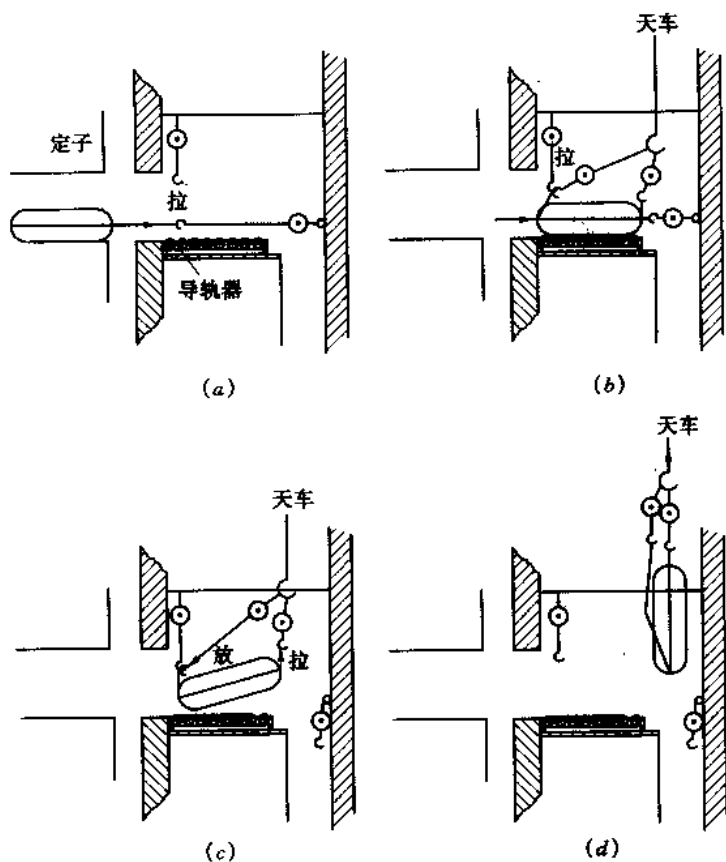


图 1-18 转子磁极拆卸过程

整完毕后投入机械制动，退出高压顶起油泵。

(13) 循环步骤 (8) ~ (12)，直至将磁极全部拆卸完毕。

5.2 转子磁极回装

(1) 发电机清扫，用酒精清洗定子磁轭鸽尾清，同

时清洗磁极键（用砂纸打磨其表面毛刺）、阻尼环连接锁片、螺栓及磁极线圈连接极。

（2）在安装间对磁极线圈与铁芯绝缘进行测量，若绝缘不合格则对其进行干燥处理直至满足条件为止。

（3）将磁极从安装间吊运至灯泡体搭设的磁极拆装平台上，其过程与磁极拆卸吊运过程相反。

（4）盘车，调整磁轭鸽尾槽位置，使其与磁极铁芯鸽尾成一直线。

（5）将磁极推入磁轭鸽尾槽。

（6）回装上游测、下游测磁极键，用铁锤打紧。磁极键回装牢固后安装上游测、下游测键挡板。

（7）对称回装磁极。

（8）安装阻尼环连接锁片及磁极线圈连接极，用力矩扳手拧紧螺栓。螺栓力矩应满足如下要求：阻尼环连接螺栓为 $30\text{N}\cdot\text{m}$ ，线圈连接螺栓为 $20\text{N}\cdot\text{m}$ 。

（9）回装励磁连接线。

（10）拆除发电机内部工作平台及转子盘车专用工具，回装机械锁定，发电机内部清扫。

（11）拆除磁板拆装平台，回装轴承油管。

（12）转子绝缘测量，进行定子升压、升流试验及短路试验等，所有试验通过后将机组投入运行。

5.3 定子圆度调整

（1）拆出发电机上游侧挡风投。

（2）拆开发电机热冷交接器。

（3）在转子磁轭上游端、下游端各安装一传感器，

用于盘车测量定子圆度。

(4) 根据圆度的测量值，在管形座法兰及泡头法兰面离定子支架法兰面约 250mm 处焊接 150mm×150mm 铁块 A。焊接操作时，应做好防火防飞溅的措施，在焊接处的下方铺设石棉布，作业完毕后应仔细清理焊渣、熔珠。

(5) 圆度调整分段进行，将需调整部位四周的 8 颗销钉拔出，并松开相邻的螺栓。

1) 当定子支架需往外顶进行调圆时，在离定子法兰面约 10mm 处的管形座法兰及泡头法兰面焊接 60mm×60mm 小铁块 B。用 2 个 100kg 千斤顶在铁块 A 处往外顶定子法兰面（上下游侧同时进行），同时在定子法兰面及转子磁轭垂直于定子铁芯的地方架设百分表（共 6 只）用于监察

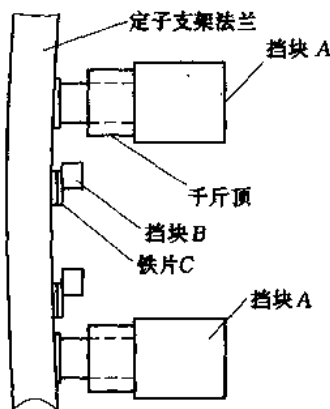


图 1-19 定子圆度调整

千斤顶的位移。具体过程如图 1-19 所示。

2) 当百分表所显示值与需调整值相等时，在定子法兰面与铁块 B 之间塞入薄铁片 C，用铁锤打紧，再松出千斤顶。

3) 拧紧松开的螺栓。

4) 当定子支架需往回拉进行调圆时，将调圆专用工具 D 用两个 M36 螺栓固定在定子法兰上，在定子法

兰面及转子磁轭垂直于定于铁芯的地方架设百分表（共 6 只）用于监察千斤顶的位移，具体过程如图 1-20 所示。

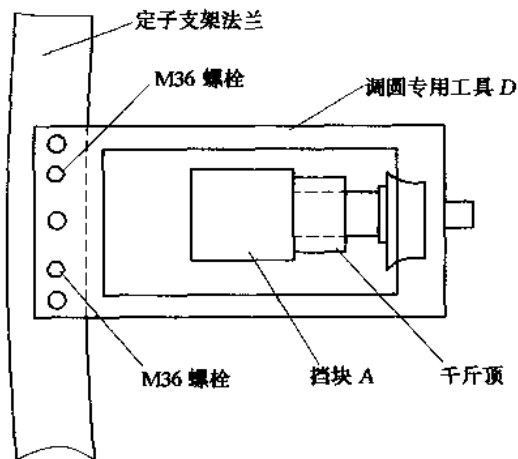


图 1-20 定子圆度调整

5) 当百分表所显示值与需调整值相等时，拧紧原松开的螺栓，再松出千斤顶。

(6) 盘车测量定子圆度，与调整前进行比较，若不满足要求按第 (5) 步重新调整。

(7) 将铁片 C 与铁块 B 焊接牢固。

(8) 拧紧所有定子法兰螺栓，螺栓扭矩为 $1700\text{N}\cdot\text{m}$ 。

(9) 将原 $\Phi 40$ 的销钉孔重新钻铰为 $\Phi 50$ 的销钉孔，并打紧定位销。

(10) 回装上游侧挡风板。

(11) 回装热冷交换器。

(12) 定于调圆完成。

6 机组冷却系统改造

6.1 冷却系统介绍

发电机采用密闭循环强迫通风冷却方式。机组冷却系统由 8 台轴流风机、8 台空气/水热交换器、两组水/水表面冷却器、两台互为备用的循环水系、一个膨胀水箱及管路等组成。从运行原理上看，它具有两个密闭循环冷却系统，经过二次热交换进行冷却，图 1-21 表示了发电机“空气—冷却水”、“冷却水—河水”的热量传递方式。

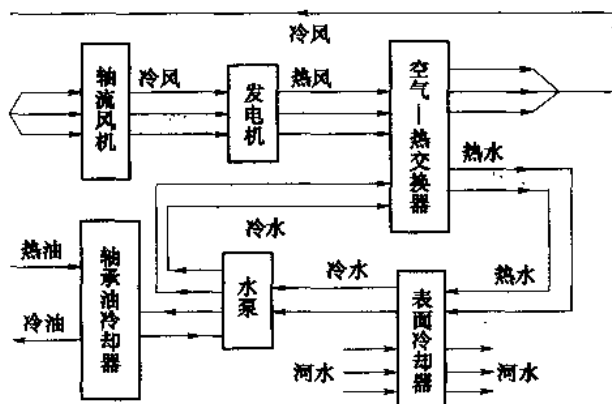


图 1-21 发电机冷却系统示意图

6.2 机组温升情况

自机组投入运行后，4 台机组普遍出现过在带额定负荷运行时，定子线圈温度高于机组最高设计温度的现象，特别是 1 号机组，定子线面温度曾高达 134.2°C ，铁芯温度达 112.2°C ，正向推力瓦温达 69°C 。在夏季，

机组在运行时多次出现了发电机风温过高的报警，使机组时有被迫限负荷运行，甚至在减负荷时出现了热风温度高跳闸的事件。表明机组冷却系统冷却能力不足，影响机组出力。

6.3 冷却系统的改造

(1) 增大冷却风机容量，改善冷却风路。冷却风机的叶片转角从 190°C 调整到 240°C ，以加大风流量。拆去了定子下游侧的所有挡风板和上游侧的部分挡风板，以降低风损。用合成树脂对发电机定子绕组的线槽压板和端部挡板的缝隙进行了封增，改善发电机风路。将冷却系统的 8 台 5.5kW 轴流风机的马达更换成 7.5kW 以增加风压。

上述改造于 2000 年 9 月完成后，定子绕组的最高温度下降至 118°C ，正向推力瓦温下降至 67.6°C ，冷却效果得到一定的改善。但在高温季节，机组还需要限负荷运行。

(2) 增加辅助水泵改善表面冷却器内侧水循环，提高散热效果。机组表面冷却器设置在机组泡头竖井与管形座之间，由于表面冷却器布置的局限性，其外表面冷却能力受机组流量影响变化较大；其内侧，因其为封闭式结构，内部的水流动性差，导致热交换能力不足。对此，在每台机组流道取水口管路上加装一台水泵。从流道取水，注入表面冷却器内，进行强迫循环，提高表面冷却器与河水的热交换效率。

改造后，同等工况下，机组冷水温度降低 1°C ，定子线圈温度降低 $1\sim 3^{\circ}\text{C}$ ，定子铁芯温度降低 $3\sim 5^{\circ}\text{C}$ ，

发电机风温降低 1~3℃。表 1-22 是 1 号机未投辅助水泵和 2 号机投辅助水泵运行温度对比：

表 1-22 1 号机与 2 号机对比 单位：℃

机组	铁芯温度	线圈温度 1	线圈温度 2	冷水温度	热水温度	轴承油 (冷)	轴承油 (热)	冷风温度	热风温度
1	81.4	103.6	105	39.2	42.4	39.4	42.6	43	62
	79	83.4	82.6	41.4	43.6	41.2	44.2	44.2	60
2	78	102.2	101.6	38.6	40.8	39	43	41.6	60.2
	75.6	80.6	79.2	40.4	42.4	41	44.4	43	58.6

6.4 转子磁极阻尼棒的改造

转子磁极阻尼棒进行改造后，较大地降低了冷却系统热温。

发电机磁极出现过热熔断故障后，于 2003 年底完成了对机组发电机磁极改造。在与外部运行环境相近的情况下，改造后机组的热风和冷风较改造前降低了 8℃，定子线磁温度降低了 10℃ 左右，降温幅度较大，改善了机组运行条件。

6.5 改造整体效果

冷却系统改造后，提高了冷却效果，加上转子磁极阻尼棒的改造，有效地改善了机组的运行状况，发电机定子线圈温度较没改造时下降了 10~20℃ (1 号机改造前后对比见表 1-23)，改造基本解决了高温季节机组要限负荷运行的问题。

表 1-23 1 号机改造前后温度对比表

时间 (年、月、日)	河水 温度 ($^{\circ}\text{C}$)	有功 (MW)	无功 (Mvar)	热风 ($^{\circ}\text{C}$)	冷风 ($^{\circ}\text{C}$)	正推 ($^{\circ}\text{C}$)	定子 ($^{\circ}\text{C}$)	I_s	U_s	I_t (kA)	U_t
2000.1.27	15	34.7	5.9	48.8	28.2	60.6	90.8	1.968	10.39	0.883	130
2003.1.6	13.8	35.8	7.3	40.8	22.6	55.2	80.4	2.073	10.26	1.035	143

7 定子接地故障

7.1 定子线棒接地故障点的查找

2004 年 4 月 11 日 21 点 58 分, 1 号发电机出现定子接地保护动作, 引起 1 号机组跳闸停机。发电机定子铁芯槽数为 324 槽, 出口引线 U1、V1、W1, 由 9 根 500mm^2 电力电缆经交通竖井引出, 中性点引线 U2、V2、W2 被引至布置在灯泡头内, 保护动作后, 经过分析, 初步判断定子绝缘击穿接地故障。

使用 500V 兆欧表测量三相绝缘电阻, A 相、B 相绝缘电阻正常, C 相绝缘为 0, 由此判断, C 相绕组绝缘损坏。进一步用万用表 $10\text{k}\Omega$ 档测量 C 相绕组对地电阻值为 520Ω , 因为定子接地电阻远大于绕组电阻, 流经接地处电流微少, 大地和绕组接地点可以认为等电位, 所以可确认 C 相绕组接地故障为非金属接地故障。

在对定子线棒进行全面检查后, 发现 188 号槽下层线棒上游段防晕层受到损坏并发生较严重的主绝缘表面电腐蚀现象, 并可以现察到白色粉状物, 该线棒需要进行更换。根据线棒的连接方式, 需要更接 183 号槽至 192 号槽上层线棒, 共需要更接 10 根上层线棒及 1 根

下层线棒。

在拆除线棒后，使用电测绝缘摇表对定子绕组进行绝缘电阻测量，发现绝缘电阻使依然不能满足要求。试验数据见表 1-24。

表 1-24 定子绕组绝缘电阻试验数据 单位：MΩ

相别	测量点	线棒编号	绝缘电阻
U-VWE	下层线棒至定子出线端	181+186	960
		195+191+190	280
		182	0
W-UVE	下层线棒至定子出线端	192+196	570
		197	560
		187+183	1040
		179	1000
V-EUW	下层线棒至定子出线端	189+193+194	240
		180+184	1050
		185	1180

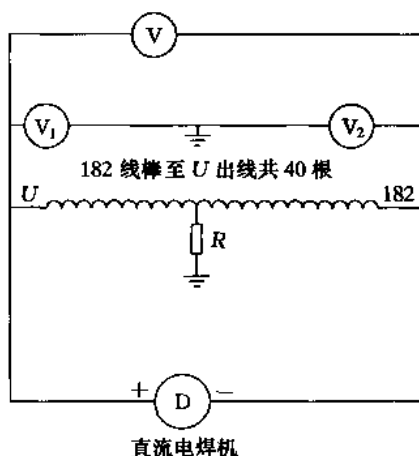
注 采用 1000V 绝缘摇表；温度 21.3℃。

由上述数据可知，在定子端部（上层线棒，序号：1 号）与下层线棒（序号：182 号）之间存在短路故障点，总的线棒数为 40 根。

进一步使用数字式万用表 FLUKE-87 和中频直流电焊机，采用直流电压分压法进行故障点查找试验。具体试验步骤及数据如下：

直流电压分压接线图见图 1-22。

40 根线棒连接对地试验电压： $U=66.6\text{mV}$ 。



V: 读数 66.6mV
 V₁: 读数 57.5mV
 V₂: 读数 9.1mV
 设从 U 端算起 X₁ 根线棒接地:
 $X_1/40 = 57.5/(57.5 + 9.1)$
 $X_1 = 57.5 \times 40 / (57.5 + 9.1) = 34.4$ 根
 设从 182 算起 X₂ 根线棒接地:
 $X_2 = 9.1 \times 40 / (57.5 + 9.1) = 5.6$ 根

图 1-22 直流电压分压接线图

端部 (1 号) 线棒对地试验电压: $U_1 = 57.5\text{mV}$ 。

下层 (182 号) 线棒对地试验电压: $U_{182} = 9.1\text{mV}$ 。

其中第一步试验电压仅作为参考用, 对 b、c 的电压值进行百分比分压计算, 方法如下:

$$57.5\text{mV} + 9.1\text{mV} = 66.6\text{mV} = 100\% \quad \dots \quad 40 \text{ 根线棒}$$

$$57.5\text{mV} = 86.33\% \quad \dots \quad 34.53 \text{ 根线棒}$$

$$9.1\text{mV} = 13.663\% \quad \dots \quad 5.47 \text{ 根线棒}$$

根据上面的测量结果, 表明短路故障点位于从 182 号槽数起第 6 根线棒, 对应线棒展开图 (见图 1-23), 初步判断短路故障线棒为 159 号槽上层线棒。

拆开 159 号槽上层线棒, 单独测量该线棒绝缘电阻为: $R_{159} = 0\text{M}\Omega$ 。

拆开 159 号槽上层线棒后, 测量定子三相绕组绝缘电阻为 $R_{UVW-E} = 693\text{M}\Omega$ 。



图 1-23 定子 U 相绕组展开图

通过上述试验分析，可以进一步确认 159 号槽上层线棒就是故障线棒。

7.2 定子线棒更线处理

截至发生定子线棒接地故障时，总共运行时间为 22849h。发电机定子绕组采用条式线圈（即线棒）双层波绕组，节距按 1—5—9 双层分截槽绕组设计，连接方式为斜接式。线棒的主绝缘采用 F 级环氧粉云母材料。线棒导体都涂有绝缘漆，在交叉点的绝缘材料是云母片，在线棒的长度范围内，线棒与表面层之间全都敷设绝缘良好的云母片。线棒直线部分出线通过加热抗腐树脂变成一槽硬线棒，整根线棒都进行真空环氧树脂浸并烘烤硬化处理，在线棒的直线部分及端部还进行了防晕处理。

这次检修总共更换 11 根上层线棒和 1 根下层线棒。为防止电腐蚀的发生，嵌线棒时，在铁芯槽底、层间半导体隔根、槽楔板、线棒与槽壁的气隙间采用半导体硅橡胶填充，以保证线棒防晕层与铁芯有截定良好的接触，降低线棒槽电位。

新线棒装入线槽，用镀银焊条焊接并头套，焊机用中频焊机。焊接前，首先将线棒头焊接部位用锉刀、砂布或者钢丝刷清理干净，做到表面光滑，没有突起，连

接铜块也要进行清理。然后将焊接用的银铜片放到焊接位置，然后用夹子将铜块夹紧于线棒头上，连接铜块和线棒头接触部位一定要紧密，不得有空隙。加热的时候，线棒的绝缘部分一定要用湿的棉布进行包裹保护，并不时加水冷却。焊接完后不得马上取下棉布，等温度下降后，才能取下。最后，用银铜焊条在连接铜块与线棒头接触的四个边进行熔焊补充，做到四个接触边饱满，没有凹陷现象。此外，要对上层、下层线棒焊接头进行超声波检测。这次超声波检测未发现任何异常情况。

线棒回装完成后，由于停机时间过长，要启动停机加热器对发电机定子、转子进行全面干燥，并且进行清扫。

直流耐压试验按照厂家标准，分别对三相绕组进行测试，试验电压值为： $U_p = 1.5U_n \times 1.7 = 26.78\text{kV}$ 。

按照电力设备预防性试验规程，整个定子绕组一分钟直流耐压无闪烁、放电现象，满足试验要求。此外，由于在这次放障处理过程中，拆卸了三个发电机转子磁极，定子绕组试验完成后，对转子进行绝缘电阻测量，采用500V绝缘摇表，温度28℃，试验数据： $R_{\text{转子}} = 5.36\text{M}\Omega$ 。

放降处理完毕后，机组投入正常运行。

8 发电机碳刷国产化

8.1 碳刷型号

碳刷型号见表1-25。

表 1-25

碳刷型号

刷握型号	DKR 3225-2
数量	2×14
单位压力	1.5N/cm ²
碳刷型号	BUE 32×25×50-634 284
数量	2×14
单位压力	1.5N/cm ²

8.2 碳刷改造前运行情况

机组碳刷、滑环运行情况：滑环是完全被封闭的，滑环罩内配有收集碳污滑除器。碳刷安装分布以惰位排列在滑环上。机组投产几个月后，发现滑环表面被电蚀和磨损出现划痕，且逐渐加深、增多。由于碳刷磨损较快，落下的碳粉过多，造成灯泡头环境的污染。2000年上半年期间对机组的碳刷进行了更损，材料为厂家改进后的第二代产品，并对滑环进行了打磨。但是运行一段时间，到2000年底枯水期检修检查，碳刷磨损稍减，但滑环未见好转。检修期间再次对滑环进行打磨，并更换第三代碳刷产品（RE80N1-284）。根据厂家的要求，碳刷由单极14个减少到11个，运行期间发现有电蚀火花的产生，后期滑环磨损有加重的现象。机组经常出现滑环温度高损现象。碳刷、滑环磨损量大，滑环温度偏高，直接影响发电效益。同时，因为进口碳刷比国产碳刷成本大，采购难度大等原因，需要对现状进行分析研究改进，并制定出对碳刷向国产化过渡，有利于机组的长期效益的发挥。

8.3 原因分析及处理

针对这种情况，组织相关人员调研了兄弟单位进口

机组碳刷国产化的使用情况，结合自己的运行情况，进行了综合分析和做出了改进措施方案。

(1) 国产碳刷的选型。经过调研、并分析机组运行状况，吸取其他厂家的经验，以进口碳刷为依据，选择碳刷制造专业厂家，对其成分——电阻率、体积密度、洛氏硬度等进行分析。最后，结合运行的实际情况，选型为国产 D172 (32×25×50) 型，与进口产品性能相近的产品在 1 号发电机作为试验研究 (见表 1-26)。

表 1-26 国产 D172 型与进口产品性能比较

参数 产品	体积密度 (g/cm ³)	电阻率 ($\mu\Omega \cdot m$)	洛氏硬度	备注
样品	1.58	13.1	98	
D172	1.68	11.36	89.6	

(2) 对滑环进行了修复。由于滑环磨损较深，表面损伤条痕深达约 0.36mm，滑环需要进行修复。滑环的修复考虑两种方案。第一种：在滑环罩体上固定一个拖板座，利用水轮机旋转的动力，对滑环进行车削—滚磨的方案。第二种：把滑环拆下用大型车床车削。第一种方案对车削的滑环圆度、摆度会有比较理想的效果，但技术条件要求比较高难于实现。第二种方案虽然拆卸、安装工艺比较复杂，但结合机组检修同时进行还是比较容易实现。经过讨论，滑环拆选机械厂加工，使滑环表面精度满足要求。重新安装时尽量调整减少径向误差，滑环的偏心率控制不超过 0.3mm，使运行时碳刷在碳刷架中串动量较小，减少碳刷的磨损。



(3) 对碳刷的排列做出调整。总结前几年滑环运行的磨损情况，并对 3 号机进行现地的观察，原碳刷在滑环面上按错位排列，容易产生火花，烧蚀滑环表面；同时，在滑环表面上难以形成光滑的保护膜，产生粗纹加剧碳刷的磨损。在碳刷的排列上做了调整，改为同心直线排列，新碳刷应按弹簧压力在滑环表面上用细砂纸将其接触面磨合，达到每个碳刷有 $3/4$ 以上的面积与滑环接触良好。并对碳刷架也做了适当调整，减少碳刷与滑环的径向夹角，以减少作用在碳刷上的弹簧力产生的切向分力，减少侧面磨损。并把碳刷个数由原来每极 11 个改回 14 个，以减少碳刷单位面积的电流密度，由原来 $12\text{A}/\text{cm}^2$ 减少到 $9.5\text{A}/\text{cm}^2$ ，尽量减轻造成电蚀损伤滑环表面。

(4) 滑环的运行细护。由于正极、负极滑环磨蚀程度不同，面此经过一段时间运行后，应极据实际情况，将滑环压负极性变换。特别是对新车削滑环及新碳刷开始使用时，应注意观察。一般在开始运行的 $7\sim 10\text{d}$ 左右，变换第一次极性；第二次变损极性约在相隔 1 个月左右；第三次变换极性间隔可适当延长。以后可作 $3\sim 6$ 个月变换一次。同时需要经常滑除碳污滤网，以降低滑环的温度，减少对碳刷和滑环的磨损。

8.4 国产化效果

在 1 号发电机碳刷经改造投产一年运行了 5000h 期间，对滑环、碳刷运行工况进行了 10 多次跟踪观察、记录，实际工况表明，滑环、碳刷运行效果比较理想，滑环表面基本上还保持光滑。碳刷运行 4800h 的磨损量见表 1-27、表 1-28。

表 1-27 SR1 碳刷运行 4800h 的磨损量

单位: mm

SR1 碳刷序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
初装碳刷长度	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
运行 4800h 碳刷长度	30	30	26	28	25	24	31	28	28	31	25	25	33	32
磨损长度	20	20	24	22	25	26	19	22	22	19	25	25	17	18

表 1-28 SR2 碳刷运行 4800h 的磨损量

单位: mm

SR2 碳刷序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
初装碳刷长度	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
运行 4800h 碳刷长度	33	32	34	35	25	26	37	38	32	31	28	28	33	30
磨损长度	17	18	16	15	25	24	13	12	18	19	22	22	17	20

SR1 碳刷平均 1000h 磨损量：4.52mm；SR2 碳刷平均 1000h 磨损量：3.84mm。

经过 2002 年碳刷国产化在 1 号发电机试验证实可行的情况下，相继两年在 2 号、4 号、3 号发电机进行推广应用。4 台机运行到现在碳刷与滑环接触面没有发现有火花产生现象，滑环表面基本上还保持光滑，碳刷磨损量适中，滑环运行表面温度得到有效改善，总体运行效果良好。

9 直流系统改造

9.1 原有直流系统存在的问题

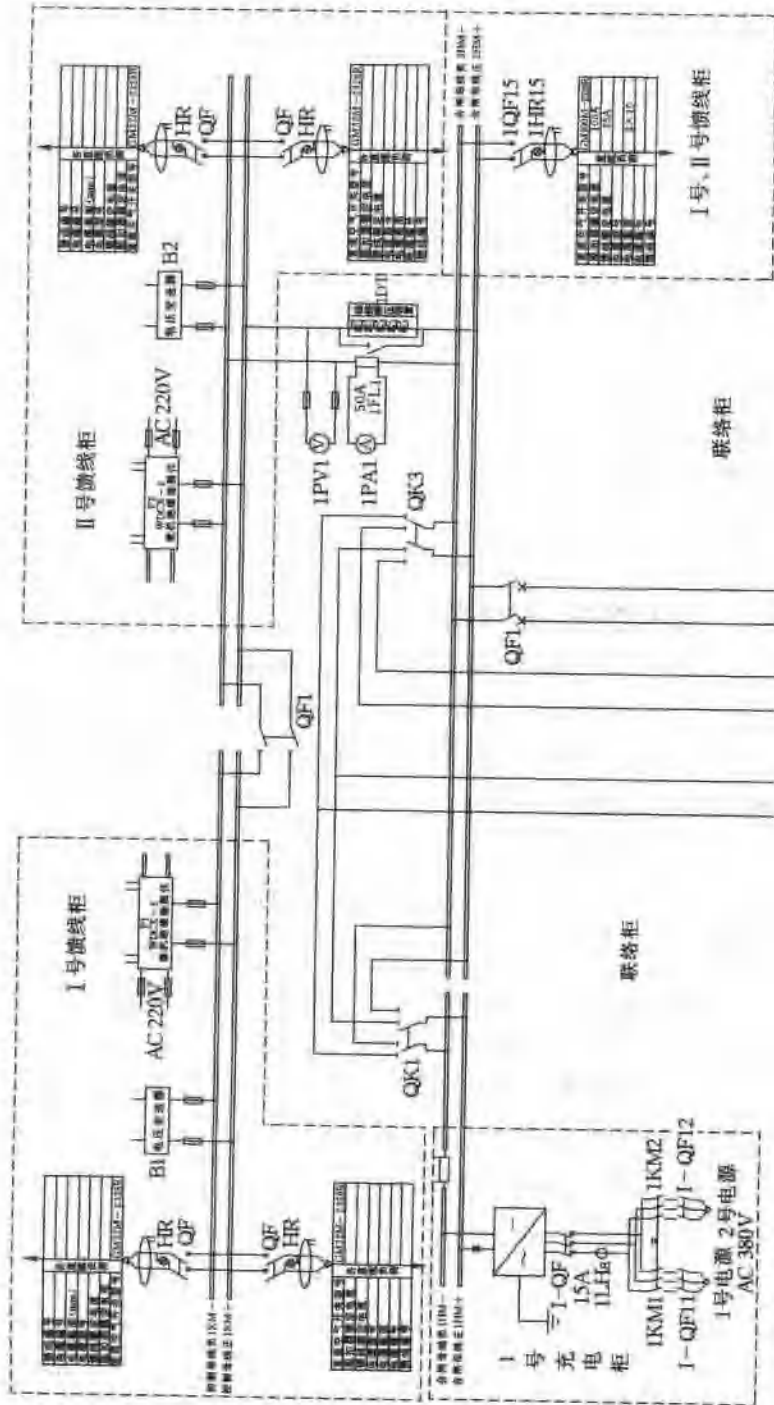
原有直流系统配置果用蓄电池组与双充电装置组成双馈电控制母线单蓄电池，蓄电池组由 104 只 500Ah 的 GNB 电池组成，微机相控充电装置。自 1998 年 4 月投运以来直流系统存在以下问题：

(1) 充电装置纹波系数大，效率低，稳流性能差，损线复杂、元器件多且易老化，查找故障不方便。同时蓄电池组在较大脉动电流充放电，导致使用寿命缩短。

(2) 只有一组蓄电池组在线运行，无法定期对蓄电池组进行存量的测试。

(3) 没有配置蓄电池验测装置，蓄电池运行时的电压得不到实时监测。

(4) 自动调压装置动作不可靠。控制母线通过调压硅链调整电压，采用开致式接点直流接触器，每一组硅链电压为 14V，控制母线的负荷电流不大，接触器稍有接触不良，易造成硅链短推不到，达不到调压作用。曾



I号、II号馈线柜

联络柜

联络柜

1号充电柜

1号电源 2号电源
AC 380V

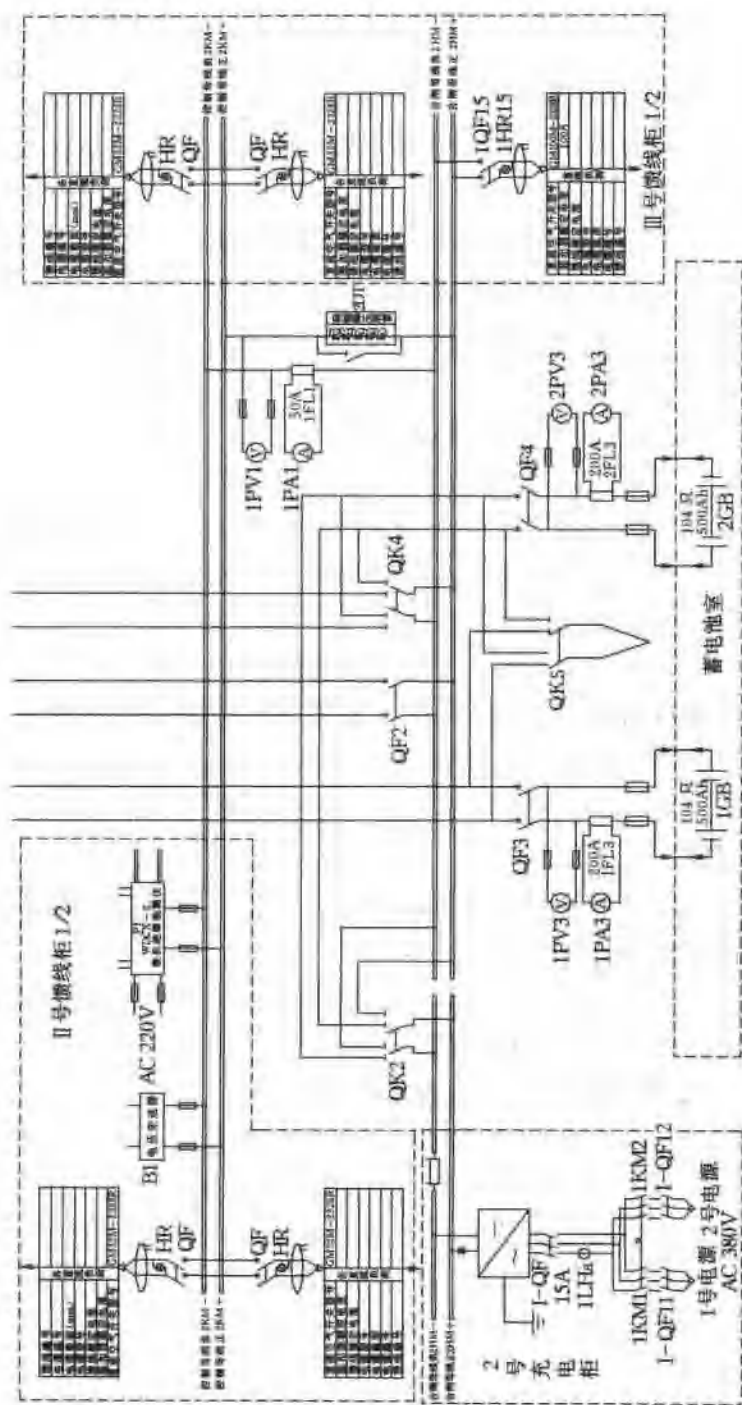


图 1-24 直流系统接线方式

因控制母线电压下降，导致 3 号发电机组安全模块跳闸停机。

(5) 馈电线配置不当，分支路故障会影响安全供电。尤其是机组直流负荷分别接在两段馈电母线上，未能发挥双馈电母线互为备用作用。退出任何一段馈电母线都影响机组的运行。

9.2 直流系统接线方式改造

电厂原直流系统分两段动力母线两段控制母线的方式运行，但是负荷并没有形成“1 用 1 备”互为备用的关系，即任何一段母线出现异常情况，都会影响安全运行。这次改造采用如下接线方式（见图 1-24）：

(1) 正常运行时，1 号充放电装置和 1 号蓄电池组带全部负荷运行，2 号充放电装置对 2 号蓄电池组浮充电，或者 2 号充放电装置和 2 号蓄电池组带全部负荷运行，1 号充放电装置对 1 号蓄电池组浮充电，两者可相互倒换。

(2) 当蓄电池出现异常馈况时，两组蓄电池可自动切换带负荷运行。

(3) 增加放电试验回路，定期或不定期对蓄电池进行充放电试验，延长其使用寿命。

9.3 蓄电池组及充电装置的配置

(1) 蓄电池组数和蓄电池个数的确定。在 DL/T 5044—95《发电厂变电所直流系统设计技术规定》中，关于发电厂和变电所装设蓄电池组的数量有规定如下：对于设有主控制室的发电厂，当机组台数为 3 台及以上，且总容量为 100MW 及以上，宜装设 2 组蓄电池。

现有 4 台发电机组，总容量为 140MW，因此设置 2 组蓄电池组。

(2) 采用高频开关电源模块代替相控式直流充电装置。高频开关电源具有较高的稳源精度 ($\leq 0.5\%$)、输出纹波系数及失真小。本次改造中采用 CL6810 高频开关电源模块。该模块的组成和基本工作原理：由 EMI (滤波器)、防浪涌整流、高频变换 (DC/AC)、输出控制、反馈、控制驱动、均流、监控接口、精助电源及输出 EMI 组成。如图 1-25 所示。

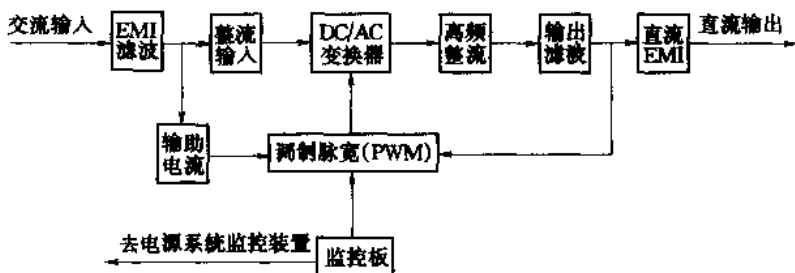


图 1-25 高频开关电源模块

9.4 馈电线改量

(1) 增加Ⅲ段直流馈线相。Ⅲ段直流馈线柜的负荷分配按Ⅰ段、Ⅱ段馈线柜重要负荷备份方式设计。Ⅲ段直流馈线柜备馈电回路按保证 4 台机组同时发电和 220kV、110kV 配电系统正常运行所需的直流负荷配置。各馈线的连接方式：每个馈线回路设有一个馈线开关和指示灯，备馈线出口端子与Ⅰ段、Ⅱ段馈线柜相应馈线出线端子相连。这样，若退出Ⅱ段直流馈线柜时，只要合上Ⅲ段馈线柜上的馈线开关即可。

(2) 馈线开关更换。原 I 段、II 段直流馈线柜的馈线开关全都采用 C45N 型和 DC100H 型的交流开关，现更换成 GM32 或 GM100 直流开关并附报警辅助触点，通过馈线数据采集器将开关分合信号输至监控系统。

(3) 蓄电池组检测。配置新的蓄电池组检测装置。通过蓄电池单体在线检测采集器分别引至电测系统监控装置；通过对蓄电池组的非正常工作状态的告警和提示，使蓄电池组能够得到及时的维护。

(4) 自动调压、绝缘监察装置。常见的直流调压装置有硅链调压装置和 DC/DC 模块两种。DC/DC 模块输出直流电压稳定度高，但运行可靠性较低，主要是 DC/DC 模块故障将会造成直流馈电母线失电，而硅链调压装置是利用直流换触器常闭接点换入电路的，即使调压装置不动作也不会造成直流馈电母线失电。经综合分析，仍采用硅链调压装置，接触器更换为封闭式直流接触器。保留 I 段、II 段馈电母线两套直流绝缘监察装置。III 段母线增设一套直流绝缘监察装置。

(5) 增添有缘逆变放电装置，提高充放电试验的准确度。

9.5 改造效果

系统采用双蓄电池备份整流模块并联方式供电，提高了系统可靠性。采用开关电源技术，输出纹波大大减小，延长电池寿命。采用硬件低差自主均流技术，备模块间输出电流不平衡度位于 $\pm 5\%$ 之间。系统配置绝缘监察装置，对直流系统的电压，对地短路情况等实时监测，并具有防雷功能，确保了设备和人身安全。完

善的保护及告警功能：包括输入过压、欠压、缺相、模块过流、温度过高、输出短路等。监控模块采用大屏幕、液晶汉字显示、声光告警，可通过监控模块参数设置、状态查询、开关机控制。通过 RS232/RS485 接口与计算机通信，实现对电源系统的“遥测、遥控、遥信、遥调”，满足电站综合自动化要求。较强的电池管理功能，可实现蓄电池的自动管理及保护，实时自动监测蓄电池的单体电压和总电压、充放电电流、温度检测、补偿，并控制蓄电池的均充和浮充。运行方式双重化，整流模块既可受控运行又可自主工作，系统更加安全可靠。

10 机组高压气系统完善

10.1 系统介绍

原机组高压气系统由空气压缩机和储气罐及附属设备、供气警网、测置及控制元件和用气设备四部分组成，其中两台中压空气压缩机排气压力为 70bar、吸气量为 $0.18\text{m}^3/\text{min}$ （大气压下）；储气罐容量为 0.5m^3 。系统正常工作压力范围为 65~68bar。压缩空气主要用在图 1-26 所示部位：

(1) 4 台水轮发电机组调速器压力池罐充气、补气（压力池罐额定压力为 60bar）。

(2) 4 台发电机机械制动用气（4~6bar，从 68bar 减压而得）。

(3) 4 台水轮机大轴检修密封用气（3.5bar，亦从 68bar 减压而得）。

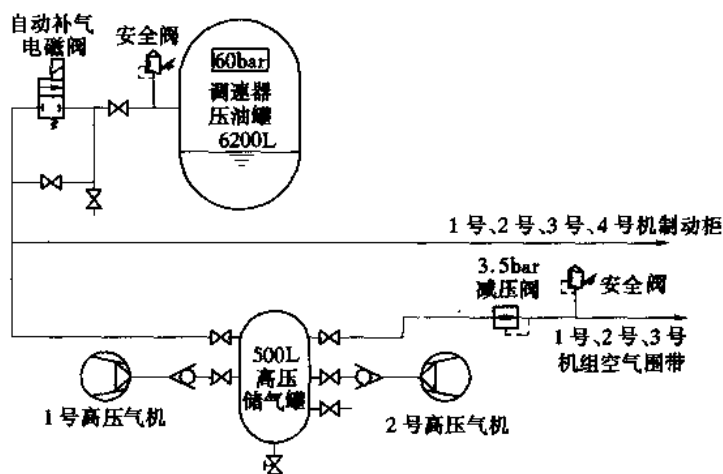


图 1-26 机组用气系统图

两台空压机在控制上为一台主用，一台备用，其启动由 0.5m^3 储气罐的压力值控制。

0.5m^3 储气罐压力信号整定为见表 1-29。

表 1-29 0.5m^3 储气罐压力信号整定值 单位: bar

压力过低报警	61
备用空压机启动	63
主用空压机启动	65
空压机停机	68
压力过高报警	69
额定压力	68

10.2 原机组高压气系统存在的问题

(1) 机组高压气系统储气罐为 0.5m^3 ，容积储小，导致机组压力油罐补气时系统压力下降过快，空压机启

动过频，使用寿命缩短。另外，由于压缩空气系统采用分级降压供气，供气范围广、管路长、元器件多，导致漏气的因素增加，也要求贮气罐的容量有一定的安全余量。

(2) 根据 SD 267—88《水利水电建筑安装安全技术工作规程》的要求，压力容器应定期检验。由于没有备用的贮气罐，致使无法对储气罐及其重要附属部件（如安全阀等）进行定期校验，不利于储气罐的安全运行。

10.3 完善措施

(1) 新增一只储气罐。

1) 机组机械制动系统耗气量计算。机级制动过程并非是持续耗气过程，制动气素主要取决于制动闸及所连接管道的容积。根据“INDUKONT”制动程序计算结果，一台发电机每一次制动过程大约需要消耗 11L 压缩空气。考虑制动闸、减压阀、管接头等漏气因素，单机每一次制动大约需要消耗 22L 的压缩空气。对应贮气罐的容积可接式 (1-1) 计算：

$$V_{\text{制动}} = Q_z Z P_a / \Delta P_z \quad (1-1)$$

式中 Q_z ——一台机组制动耗气量， m^3 ；

Z ——同时制动机组台数；

P_a ——大气压力（对海拔 900m 以下可取 105Pa）；

ΔP_z ——制动前后储气罐容许压力降，一般致 (1~2) $\times 105Pa$ 。

故 $V_{\text{制动}} = Q_z Z P_a / \Delta P_z = 22 \times 4 \times 105 / 108 = 0.088 (m^3)$

2) 水轮机调速器压力油罐补气耗气量计算。调速器压力油罐的容积有 1/3 的透平油, 2/3 的压缩空气。用压缩空气和油共同形成压力, 保证和维持水轮机调节系统所需要的工作动力。在水轮机调节过程中, 压力油罐中所消耗的油由油泵自动补充。压缩空气的损耗很小, 一部分溶解于油中; 另一部分从不严密处漏失。所消耗的压缩空气可借助专用设备(自动补气系统)来补充, 以维持一定比例的空气量。对应储气罐的容积可按压力油罐内油面上升 150~250mm 时所需的运行补气量来确定, 飞来峡水电站压力油罐采用自动补气控制方式, 补气条件为油面上升 40mm, 并且压力低于 59bar。即 V_g 可按式 (1-2) 计算:

$$V_{\text{补气}} = ZP_y \Delta V_y / (P_1 - P_y) \quad (1-2)$$

$$\Delta V_y = 0.785 D^2 \Delta h$$

式中 P_1 ——储气罐额定压力, Pa;

ΔV_y ——由于油面上升后需要补气的容积, m^3 ;

D ——压力油罐内径, $D=1.37\text{m}$;

Δh ——油面上升高度, $\Delta h=0.04\text{mm}$;

Z ——同时补气机组台数;

P_y ——压力油罐的额定压力, Pa。

故 $V_{\text{补气}} = ZP_y \Delta V_y / (P_1 - P_y) = 4 \times 60 \times 0.785$

$$\times 1.372 \times 0.04 / (68 - 60) \approx 1.768 (\text{m}^3)$$

3) 水轮机大轴检修密封用气耗气量。由于 4 台水轮机大轴检修密封用气量较少, 投运机会较小, 检修密封用气管路上的阀门一般处于关闭状态, 因此, 可以忽略它对储气罐容量的影响。

故综上所述，储气罐容量为第 1 和 2 项储气罐容积之和，即 $V_{\text{总}} = V_{\text{制动}} + V_{\text{补气}} = 1.768 + 0.088 = 1.856 \text{ (m}^3\text{)}$ 。

确定选用 2m^3 的储气罐。

(2) 配置三台中压空气压缩机运行；配置两台排气压力为 70bar、排气量为 $1\text{m}^3/\text{min}$ 、电机功率为 22kW 的国产空气压缩机，与原配的一台进口空压机并联运行，互为备用。

(3) 对机组压缩空气系统管路改造，实现三台空压机和两个储气罐的并联运行。见图 1-27。

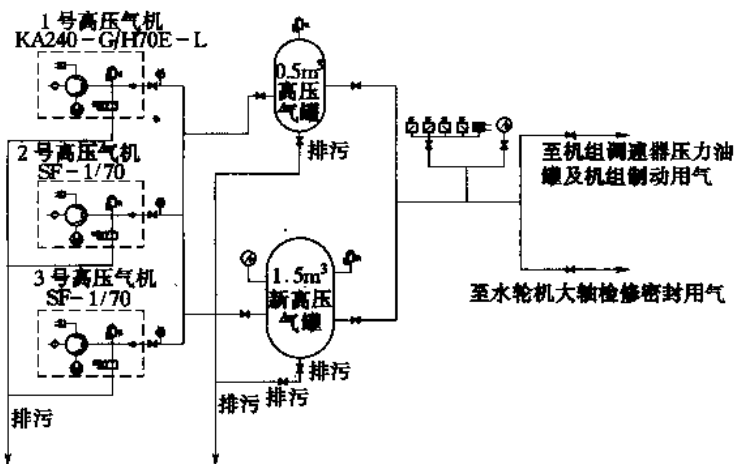


图 1-27 机组高压气系统改造后系统图

(4) 控制系统改进。增设一个公用 PLC 控制柜，实现 PLC 对压缩空气系统的监视和三台空压机的程序控制，同时向电厂监控系统发送各种运行信号。

完善措施实施后，新的机组高压气系统满足了机组安全运行的要求，方便了设各维护检修和检验，达到了

预期的目的。

11 1号水轮机转轮异常磨损修复处理

11.1 1号机组运行情况

1号机组于1998年8月开始安装,1999年7月并入电网运行,截至2005年4月,累计运行时间近3万h,发电量近7亿kW·h。水轮机型号为KR4/70,转轮直径为7000mm。调速器系统额定操作油压力60bar,最低操作油压为38.5bar。

11.2 故障现象

2005年4月10日,1号机组在运行过程中操作油系统回油过滤器出现压差报警,过滤器堵塞故障。在对调速器系统进行检查中发现,其主回油过滤器滤芯堵塞严重,滤芯过滤表面有明显可见的污物。打开集油箱入孔盖观察油的情况,发现油色发黑、浑浊不透明,观察油中似有悬浮状的颗粒存在,用手指挤捏却无颗粒的感觉。将滤芯中残留的油液用白绸布过滤,布颜色变黑,滤出的残留物质地细腻无颗粒的感觉。从这些现象来看,操作油已受到严重污染。

11.3 油检验分析

将1号机组的操作油和轴承油、2号机组操作油分别取样送检。检测内容包括油浑的油品性能指标、元素浓度、铁谱定量分析及定性分析四个方面。

经检测,1号机组操作油中含有大量的钢、铸铁和铜合金异常磨损金属颗粒,多数磨粒有明显的高温氧化痕迹,表明系统存在严重的异常磨损。另外两个油样则

无该问题。

11.4 检查试验和分析

(1) 对调速系统油泵进行解体检查，未发现异常情况，排除了油泵产生异常磨损的可能。

(2) 在调速器手动及自动两种运行工况下，检能系统油泵供油周期，未发现异常情况。检测转轮接力器二腔的内泄测，泄测情况正常。

(3) 对受油器进行解体检查，三部铜瓦没有明显的磨损痕迹，排除了受油器铜瓦产生异常解损的可能。

(4) 排出受污染的操作油，对油箱、管路进行清理并更换滤油器滤芯。系统注入检验合格的油后，对机组导叶和泵叶的开关特性进行试验，试检结果正常。

(5) 机组带负荷，对其进行小幅度的负荷增减试验及大幅度的负荷调节试验，没有出现异常情况。

(6) 机组测负荷 72h 连续运行，监测转轮桨叶开度的摆动值及其他各部分的情况，机组运行情况正常。

检查试验表明，摆作油系统能完成其功能，系统的各项性检指标满足要求，桨叶开度能够验证，不存在溜负荷现象，证明转轮接力器缸开关腔不存在串油，活塞环能够起到密封作用。进而说明活塞环与缸的磨接不太严重，污染物在此处产生的可能性不大。

再对转轮结构及操作油系统进行分析：检修桨叶止推环与转臂接触面之间装置有自测清性能的 DEVA 合金抗磨环，其抗磨层主要材料为铜，基体则为不锈钢材

料。机组运行过程中，桨叶及转臂与 DEVA 合金抗磨环间不断存在有往复间歇运动，此位置产生异常磨损的可能性最大。而产生的磨损颗粒进入转轮轮毂，通过操作油的流动，会进而污染整个操作油系统，致使系统油过滤器出现堵塞报警、集油箱出现油色发黑等现象。

异常磨损产生的原因若不能及时排除，一旦进入急剧磨损阶段，系统将不能正常运行，并造成事故扩大。

11.5 转轮修复措施

2005 年 11 月下旬开始对 1 号机组进行 A 级检修，并将转轮吊出进行解体拆卸检查处理。

在转轮解体拆卸过程中，发现转轮轮毂、转臂等部件出现严重磨损、桨叶操作机构的 1 号~4 号销轴端部卡槽均存在不同程度损坏（见图 1-28、图 1-29）。



图 1-28 损坏的 DEVA 抗磨环



图 1-29 4号转臂磨损图

需要作修复处理的部件包括：转轮体（轮毂）、转臂、桨叶转臂组合铜套、连杆销轴、活塞缸、接力器活塞杆共六项，修复处理措施主要有：

(1) 对轮毂桨叶止推环受损位置作车削处理至要求尺寸，局部位置须作焊补处理。

(2) 对转臂的两个滑动工作面作车削处理至要求尺寸，局部位置须作焊补处理。

(3) 重新制作桨叶转臂组合铜套，对铜套材质及其性能提出详细的要求。

(4) 重新制作连杆销轴，并对与之配合的接力器缸耳柄作加厚处理。

(5) 对接力器缸及活塞杆的工作面作上机床抛光处理。



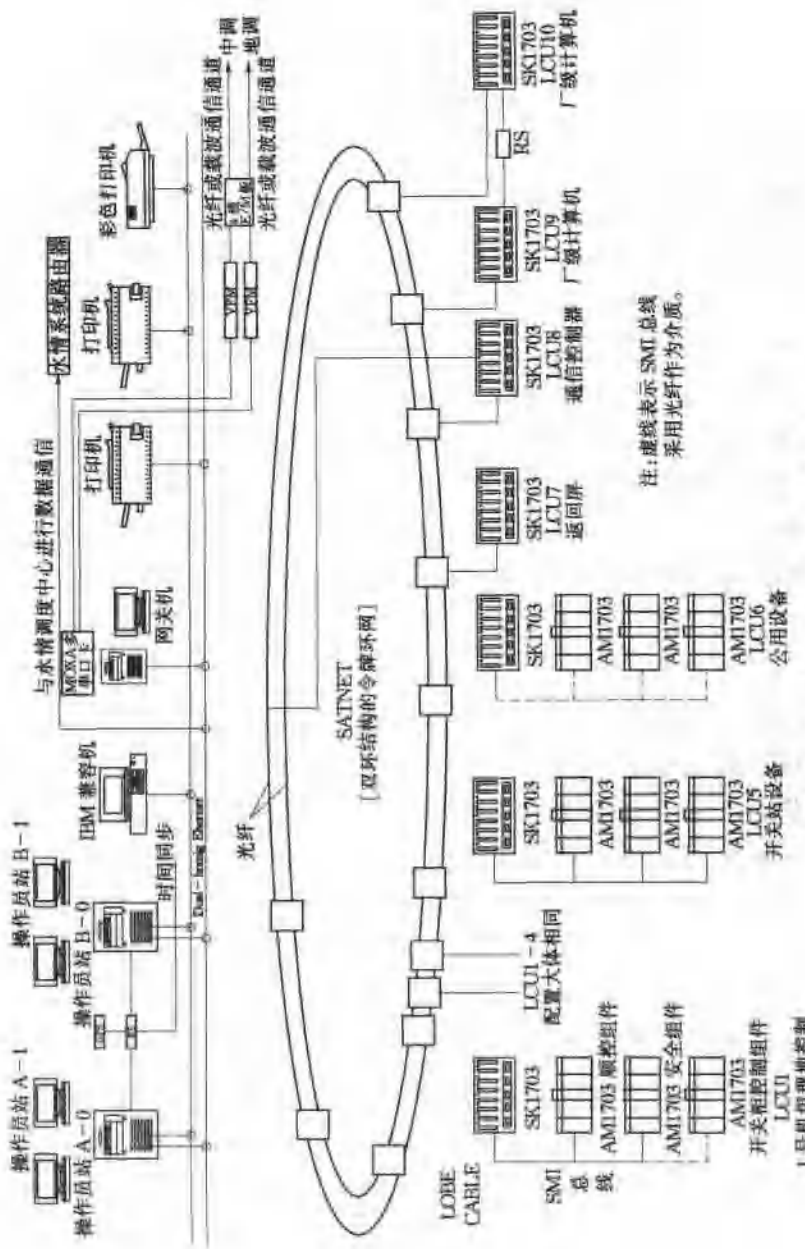
转轮部件修复处理时间约 40d, 经过修复处理的转轮投入运行后, 机组运行稳定正常。

12 电厂监控系统特色及功能完善

12.1 飞来峡电厂监控系统的特点

(1) 采用分层分布式结构。电厂监控系统采用了分层分布式结构。机组 LCU 分别包含公共控制组件、顺控组件、安全组件、开关柜组件。正常情况下, 四个组件在公共控制组件的统一协调下, 接受上位机或现地控制命令实现对机组的控制。当某个组件出现故障或组件之间通信中断时, 由于拥有独立的 CPU, 因此各个组件又能够独立运行, 实现特定控制功能, 保证机组的稳定运行或实现安全停机, 各个组件能够独立地完成相应的控制功能。在监控系统完全故障的情况下, 通过常规回路能够安全停机。

(2) 监控系统通信技术。分层分布式监控系统的各个部分均能独立完成一定的功能, 但只有依靠现代通信技术将各个部分紧密联系在一起, 形成一个有机的统一整体, 才能具备一个监控系统所应该具备的完整功能。飞来峡水电厂计算机监控系统应用了多种通信技术, 根据采用的通信技术类型、通信协议及用途, 主要采用了以下四种通信技术: LCU 之间的双令牌环网通信、LCU 内部的 SMI 总线通信、上位机之间采用的双以太网 (DUAL-HOME ETHERNET) 通信、PLC 与触摸屏之间的 MODBUS 通信。如图 1-30 所示。



注：虚线表示 SMT 总线
采用光纤作为介质。

图 1-30 飞来峡水电厂计算机监控系统结构图

I 号机组就地控制

(3) 辅助设备自动控制的特点。机组的辅助设备全部由 LCU 的顺控组件和安全组件进行集中控制,使设备布置紧凑,可靠性较高。如轴承高压油泵受机组开停机的流程控制,当机组转速在 1%~90% 时启动。机组顺控程序发出的高压辅承油泵控制命令由顺控组件通过 SMI 总线传送到安全组件,安全组件综合机组转速判据控制高压油泵,即使总线通信出现故障,安全组件无法接收到顺控组件的命令,也能保证及时地启动高压油泵。辅承油系统的控制分两部分:PLC 控制和常规控制。这两个部分是相辅相成的,常规回路作为 PLC 控制的补充,作为油泵控制的安全回路,即使在 PLC 故障等特殊情况下,也能保证轴承油和高压轴承油的供给,提高了机组运行的安全性。

(4) 双点信息(Double-point) 的应用。对于断路器、隔离开关等重要设备,由于它们的操作必须严格按照设定的逻辑程序进行,它们的状态反馈应采用双点信号。由于断路器或隔离开关的位置辅助接点有时会产生粘死等故障,不能正确反映设备的正确位置,会给辅送电线路带来安全隐患,甚至出现误拉误合隔离开关的事故。如果采用单点信息来反映断路器、开关的位置,显然不够安全。因此,在位置辅助接点中取一对常开接点(X)和常闭接点(Y),作为判断它的位置的“双点信息”组合,这样将极大地提高信息的准确性。当 $X=1$ 且 $Y=0$ 时,为合闸位置;当 $X=0$ 且 $Y=1$ 时,为分闸位置;当 $X=0$ 且 $Y=0$ 时,为中间位置;当 $X=1$ 且 $Y=1$ 时,为故障位置。双点信息在断路器、隔离开关

监控设计中的应用，提高了计算机监控系统的可靠性。双点信息也用于机械制动闸投退信号、轴承油阀开关等重要信息的采集处理。

(5) 远动通信特点。飞来峡水电厂计算机监控系统通过一个网关机 (GATEWAY) 实现了与广东省电力调度中心及清远电力调度中心的远动通信，采用美国 VAN_COMM 规约。该网关机由 PII300MHz CPU/256M 内存的工作站构成，带有 MOXA 多串口卡，共 8 个串口端口，但实际上只使用了其中的 3 个端口分别与 LCU8、两块 SAT 112—VFM 调制解调器连接，每块 SAT 112—VFM 通过四统连接飞来峡水利枢纽的载波机房里的 4 线 E/M 板，然后通过载波通退成光纤通道两个可选通道分别与中调和地调建立远动通信。其中，SAT 112—VFM 组件依照 CCITT V. 23 以及 Bell 202 标准的二进制调频技术进行异步数字信号的串行传输。发电厂监控系统与枢纽水情系统之间的通信通过以太网连接实现，采用路由器限制两个系统间的访问。两关机程序关系图如图 1-31 所示。

12.2 功能完善

(1) 温度量的监控功能。机组温度量的监测采用了 PT100 电阻测温和膨胀型测温两种方式，其中 PT100 测温电阻的输出由安全组件的 AI-1301 模块进行采集处理，膨胀型温度计则集中接入一面独立的常规测温板上，这样就有两种方式共同完成对机组温度量的安全监控。在运行实践中发现，有时测温回路端子松动或 PT100 测温电阻出现故障，会引起机组跳闸，无法实

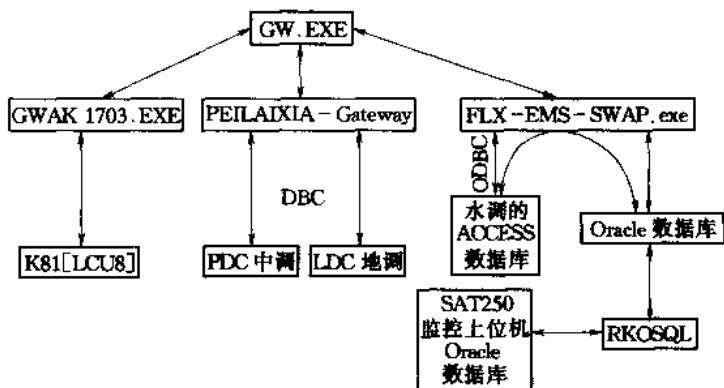


图 1-31 网关程序关系框图

现智能判断或趋势分析功能。为此，在 PT100 测温电阻信号处理程序上设计了 $0 \sim 150^{\circ}\text{C}$ 有效范围判断和 $2^{\circ}\text{C}/\text{s}$ 的最大变化斜率的趋势分析功能，消除了因回路端子松动、模块损坏、PT100 电阻异常等原因造成误判导致机组跳闸的安全隐患，提高了系统的可靠性。见图 1-32。

(2) 冷却水泵、轴承油泵控制程序。造过运行发现，在机组开机状态下，冷却水泵无法实现主用、备用自动切换，当主用泵因故停止时，无法自动切换为备用泵运行。检查程序时发现原程序只能在机组启动过程中实现主用泵、备用泵的切换。同样，轴承油泵的控制程序也存在同样的问题。为此，对程序进行完善，使机组在正常运行状态时，出现泵故障或电源跳闸等问题后，经过一定时间的延时（冷却水泵 30s，轴承油泵 15s），自动切换为备用泵运行。图 1-33 为冷却水泵自动切换

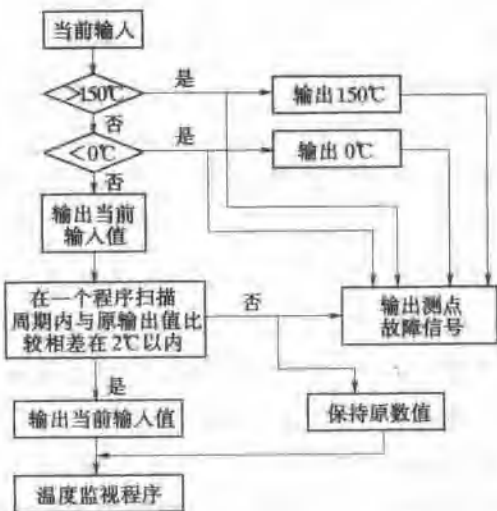


图 1-32 输入有效值判断趋势分析流程图

控制程序图。

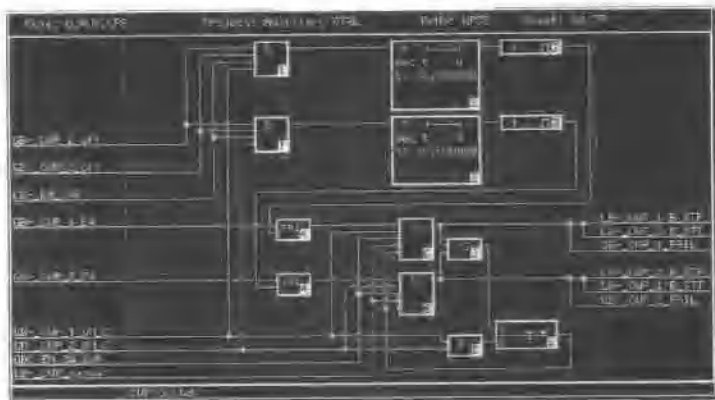


图 1-33 冷却水泵自动切换控制程序图

(3) 机组电气制动闭锁功能。机组的电气制动在出现部分电气跳闸信号后应自动闭锁，但是经检查，目前机组在出现如发电机定子接地、发电机差动保护等保护信号动作后未能闭锁电气制动。当出现电气跳闸信号后，保护装置根据设定条件发出电气制动闭锁信号，PLC 接收此信号后将闭锁电气制动投入。此信号进入 PLC 后没有自保持功能，当发电机出现电气跳闸进入停机流程，在停机第二步时将出口开关断开后，某些保护信号随之消失，电气制动闭锁信号也同时消失，那么在停机第五步时将照常发出电气制动的命令。为此，将 PLC 从保护装置接收到的电气制动闭锁命令进行修改，使其具有自保持功能。即使保护装置发出的电气制动闭锁命令消失，也必须在机旁屏上进行手动复位才能消除 PLC 接收到的电气制动闭锁命令。同时将 PLC 的电气制动闭锁命令传送到上位机进行显示，方便运行监根。

(4) UPS 容量及相关保护设置。原操作员站的 4 台显示器电源采自厂用交流电源，如厂用电消失时，操作员站的显示器断电，将不利于运行状态监视及事故处理，故将显示器接入 UPS，致使 UPS 负荷过量，容量不足。曾发生过 UPS 的 2 号逆变器因过负荷烧毁；另外，还发生过 UPS 过负荷引起熔断丝熔断，且 UPS 不能正常完成 1 号与 2 号逆变器的自动切换，导致 UPS 没有输出，机组后备保护电容失电，最终引起机组跳闸停机。

在 UPS 的负荷中减少 2 台显示器，同时修改 UPS 输出故障引起机组后备保护动作停机的保护方式，改为

只发出 UPS 故障报警，由值班员根据实际情况进行相应的处理，这一问题基本得到解决。

(5) 监控系统母线电压采集。机组采用扩大单元接线，1号、2号机为一个单元，3号、4号机为一个单元，分别共用一条出口母线。在监控系统的设备配置上1号、3号机相同，2号、4号机则与1号、3号在发电机出口开关柜控制柜的配置上稍微有所区别，2号、4号机采集的母线电压等信号来自1号、3号机组。这样的配置，导致了在1号（或3号）机组 PLC 因某种原因断电或故障的情况下，2号（或4号）号机组没有母线电压信号，不能正常开机并网。通过将原来只引入1号、3号机开关控制柜的发电机出口母线电压信号，同时也引入到2号、4号机开关柜控制柜里的开关量输入模块的备用点上，然后将2号、4号机组的逻辑程序作相应修改。通过试验，在作了配置修改完警后2号、4号机组能够完全独立于1号、3号机进行并网并保持正常稳定运行。

(6) 机旁屏内模块发热。虽然 AM 模块采用铝壳密闭封装，具有较好的散热效果，但因布置紧凑，模块与模块之间空隙小，且柜内空间不大，不利于空气流通，众多模块运行时散发的热置使柜内温度升高，特别在夏季，厂房运行层温度将达到 39°C ，相内的温度则可达 40°C 以上，模块表面触模烫手。由于温度过高，影响了模块的备用寿命，机组投运初期就损坏了几块 KR—TR（令牌环网的通信控制模块）、AI—1301 等模块。在每个控制柜柜顶安装一台小风扇，同时机旁屏装

设铝合金玻璃罩小间，安装柜式空调进行冷却，达到预期效果。

12.3 检修维护体会

总的来说，虽然飞来峡电厂监控系统已经运行多年，但在许多方面仍然体现着它的先进性。同时，该系统也存在或将陆续出现一些问题。第一，产品的更新换代问题：已有部分模块停产，必须使用替代品；令牌环网控术逐渐退出市场，难以购买相应的备品备件。第二，下位机控制程序开发工具运行于 DOS 环境，编辑查找功能较弱，没有在线帮助文档，普通用户难以掌握。第三，备品备件采购周期长，而且价格昂贵。

第二章 泄水闸机电技术

第一节 概 述

溢流坝共设有 15 孔泄洪闸门、1 孔排漂闸门，泄水闸工作门为潜孔式弧形钢闸门，弧门半径 20m，闸孔宽×高为 14m×12m，堰顶高程为 9m，弧门启闭机采用斜吊式固定卷扬机，启闭机为双吊点，吊点中心距 8.4m，启门容量 $2 \times 1250 \text{kN}$ ，闸门提升速度为 1.16m/min，最大扬程为 16.5m，一门一机布置量。为了方便启闭机自身维修，在长达 264m 的启闭机房内，设置了一台容量为 50kN、跨度 6.2m 的电动单梁桥吊。

排漂孔主要用于排泄库面漂浮垃圾，平时处于全关状态，当发生 100 年一遇及以上洪水时，排漂孔参加流洪。排漂时闸门开度开至 6m，洪水期用于泄洪时闸门开度开至 15m。排漂孔工作闸门为露顶式弧形钢闸门，弧门半径 18m，闸门宽×高为 14m×13.2m，堰顶高程为 16m，弧门启闭机采用液压启闭机驱动，吊点距 12.84m，启门力为 $2 \times 1000 \text{kN}$ ，靠闸门自重力关闭，活塞工作行程 8.4m。排漂闸门控制操作以现地 PLC 程序控制操作为主，当 PLC 故障时，手动控制提作为防洪应急操作。

在弧形闸门的上游侧设置了两扇事故检修闸门，以便当弧形闸门在某开度发生故障或闸门及其门槽需断流维修时使用。事故检修门采用游孔式平两滑动钢闸门，事故检修闸门的启闭吊运由设在高程 34.8m 坝顶的 $2 \times 1250\text{kN}$ 双向门机进行操作。

溢流坝廊道的渗漏水自动汇集于两个坝段的集水井中，通过水泵排至河中。在泄水闸的 1 号墩和 12 号墩的排水泵房各设置了两台渗漏水排水泵，通过水位控制自动运行，两台排水泵自动轮换，互为主各用，当主用泵故障时，PLC 程序将其闭锁，启动另一台水泵。渗漏水排水泵采用深井泵，电机功率 55kW ，工作扬程 52m ，额定流量 $210\text{m}^3/\text{h}$ 。

溢流坝还设有 $10\text{kV}/400\text{V}$ 配电系统，一套 220V 、 40Ah 的蓄电池直流系统和 1 台 400kW 的集油发电机，泄水闸门工作电漏采用双回路电流供电。

在防洪期间，当枢纽的供电电源消失且短时间内无法恢复供电时，可启动柴油发电机向泄水两启用机供电，保证防洪设各用电。另外，集油发电机也可向机组提供弧网运行启动电漏。

溢流坝泄水闸计算机监控系统设有三个工作站，分别位于水情中心、溢流坝集控室和电站中控室，三台工控机同时运行。其中，水情中心工作站主要用于浏览监控画面和监视设备的运行状态，两不能对设各进行远方控制和操作，另外两台工控机互为主、各用，两台工控机的主用控制权通过公用 PLC 屏上的“集控室/电厂中控室”控制开关可进行切换。

第二节 启闭机弧形闸门的运行

泄水工作闸门为潜孔式弧形钢闸门，弧形半径 20m，孔口净宽 14m，高 12.59m，堰顶高程为 9.0m，设计水头 16m，设计闸门最大开度 12m，闸门全关时，可挡正常蓄水位 24m，承受最大静水压力 1920kN。门体结构采用箱形截面双主横梁同层布置配以箱形截面双斜支臂组成两个“H”形主框架，支承部件采用圆柱形支墩座。

弧门启用机采用斜吊式固定卷扬机，启闭机为双吊点，吊点中心距 8.4m，启门容量 $2 \times 1250\text{kN}$ ，闸门提升速度为 1.16m/min，最大扬程为 16.5m，一门一机布置。在起升机构采用了双保险的制动机构，即采用了 4 个 YW25—315/50 的液压推杆制动器，2 台功率为 35kW 的电动机，减速箱为 JZQ750。为了方便启闭机自身维修，在长达 264m 的启闭机房内，设置了一台 50kN、跨度 6.2m 的电动单梁桥吊。

在弧形闸门的上游侧设置了两扇事故检修闸门，以便当弧形闸门在某开度发生故障或闸门及其门横需断流维修时使用。事故检修静门采用潜孔式平面滑动钢闸门，事故检修闸门的启闭吊运由设在高程 34.8m 坝顶的 $2 \times 1250\text{kN}$ 双向门机进行操作。

1 泄水闸启闭机的运行方式

(1) 泄水闸弧形闸门的启闭，横据水库调度的需要，由枢纽调度中心发出指令，发电厂值班人员进行操作。

(2) 泄水闸运行调度包括水库防洪运行调度和水库发电运行调度。在枯水期，水库主要由电站机组发电下泄流量（大于 $190\text{m}^3/\text{s}$ ）供下游通航，泄水闸门基本处于全关状态。

(3) 在防洪期，泄水闸有水库预泄、水库回蓄。由于闸门孔数较多，考虑下游出流的状态，以及对下游沿库的冲刷等水力因素，为使出闸水流均匀分布，尽快地在导墙内扩数，减小河库单宽流量与下游回流强度，采取 15 孔泄水闸均匀开启的运行方式。规定 15 个泄水闸闸孔应全部完成某一开度的操作后才进行下一个开度的操作。启门顺序从中间 8 号孔开始开启，向左右两侧隔孔跳开操作。关门顺序与启门顺序相反，先关两侧，再隔孔依次关闭，最后关中间 8 号孔。见表 2-1。

表 2-1 泄水闸闸孔启闭顺序

闸孔 启闭 操作 顺序	排漂	1号	2号	3号	4号	5号	6号	7号	8号
	启	$P > 1\%$		4		3		2	
全开		8		7		6		5	
闭	$P < 1\%$	1		2		3		4	
	全关		5		6		7		8

闸孔 启闭 操作 顺序	排漂	9号	10号	11号	12号	13号	14号	15号
	启	$P > 1\%$		2		3		4
全开		5		6		7		8
闭	$P < 1\%$	4		3		2		1
	全关		7		6		5	

(4) 弧形闸门为动水启闭，为了防止闸门泄流时出现共振现象，使闸门整体或局部发生强烈的振动，引起金属构件变形或固件松动，闸门不允许停留在0.5m开度以下泄水。当闸门在开度8m以下启闭运行时，规定每次开或关操作的开度差为1m。当开度要求大于8m时，应直振从8m开至12m（金开），其开或关振作的开度差为4m，在振作过程严禁在8~12m之间停留。

2 泄水闸启闭机的控制

2.1 控制方式

泄水闸启闭机投产初期，采用常规现地手动操作，1999年10月在常规控制的基础上，每台启闭机增加一套PLC设备，同泄水闸其他设备形成泄水闸计算机监控系统，实现远方控制和监测。

泄水闸启闭机的控制方式分为现地常规手动控制和PLC程序控制，两者互为闭锁，现地手动控制机最高。PLC控制又分现地PLC控制和远方控制，以远方控制为主，其控制机由泄水闸门PLC屏上的“现地/远程”切换开关来决定。现地控制单元PLC内部自成一个相对独立的系统，通过现地振作面板，可以独立完成或闸门的操作控制。泄水闸门的远方控制方式分为单孔控制、选孔控制、成组控制。运行人员可板振振作闸门的实际情况选择控制方式。

2.2 控制原理

流水闸启闭机的绕统型异步电动机采用了转子回路

串加电阻的启动方式，增大了启动转矩，减少了启动电流。在启闭过程中，转子串入的电阻分四级进行切除。现地常规控制是通过主令控制开关分上升3个档和下降3个档进行操作，停止操作时主令控制开关处于0档位置。闸门上升过程：在第1档时，4个制动器松闸退出，电动机正转，同时切除一级电阻。第2档时，切除二级电阻。第3档时切除三级、四级电阻，电机达到最高转速正常运行。当闸门上升到设定开度时，主令控制开关从第3档依次通回0档位置，电机停止运行，4个制动器抱闸，闸门停止上升。

闸门下降过程：当在第1档时，没有任何动作，为下降做准备。当在第2档时，4个制动器松闸通出，电机采用两相电源，电机电磁力矩同闸门重力矩方向相反，起到制动作用，同时切除一级电阻。当在第3档时，电动机反转，电机电磁力矩与闸门重力矩方向档同，切除二级、三级、四级电阻，电机达到最高转速正常运行。当闸门下降到设定开度时，主令控制开关从第3档依次通回0档位置，电机停止运行，4个制动器抱闸，闸门停止下降。

PLC程序控制时，主令控制开关放至0档位置，通过控制流程对闸门进行上升或下降操作。

2.3 闸门安全保护装置

泄水闸门在电气控制回路上设有短路保护、过流保护、失压保护、缺相保护、零位保护等保护，启闭机设有荷重装置、高度指示装置、机械行程开关等安全保护装置，在PLC程序中设有保护。

3 主要设备问题的完善和处理

3.1 增设弧形闸门的润清水装置

在枯水期间，泄水闸门长时间没有操作或操作次数非常少，在闸门检修时，需要对闸门进行多次操作而且操作至全开位置，这时闸门的止水装置特别是侧止水封，其水封橡胶与不锈钢止水座板之间产生较大的摩擦，使得水封橡胶磨损严重，不仅引起闸门漏水，还可能引起闸门的振动。因此在弧形闸门的两侧增加了润滑水管，利用电磁阀进行控制。只要闸门一经操作，电磁阀打开，润清水就可以对侧水封进行润滑，减少水封橡胶与不锈钢止水座板之间的摩擦，同时也延长了侧止水封的使用寿命。

3.2 更换动定滑轮装置轴承

在启闭机的运行中，发现启闭机的滑轮装置的轴套与轴形成滑动干磨擦、滑轮装置和动滑轮装置的轴承、轴衬已完全磨损，造成了巨大的声响和振动，已严重影响设备的安全稳定运行和设备的使用寿命。在2003年泄水闸的年度计划检修中，已对4号、5号、6号启闭机的动滑轮、定滑轮轴承进行了更换，将原有的轴承全部用锈合全侧嵌自润滑轴承代替。在2004年泄水闸的年度计划检修期间，对余下的12台启用机的动定滑轮的轴承进行了更换，经更检后目前滑轮无异常，闸门起升平稳、顺畅。

第三节 泄水闸若干技术问题

1 排漂孔液压启闭机的改造

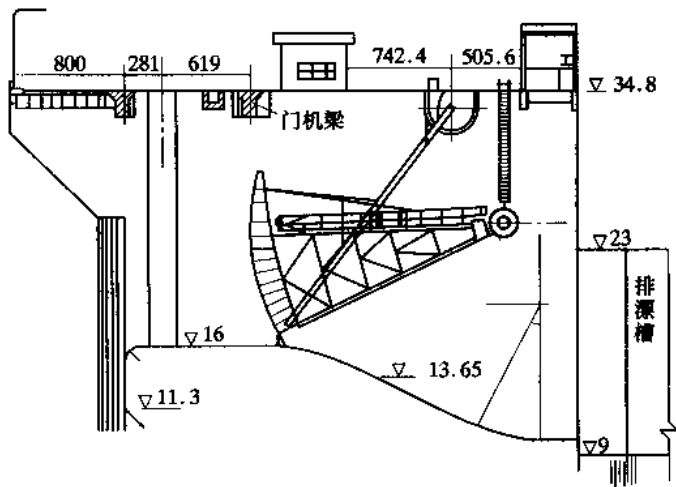


图 2-1 排漂孔布置示意图 (单位: mm)

1.1 基本结构和技术参数

排漂孔闸门采用弧形钢闸门, 门叶为实腹式双主横梁同层结构, 配以 I 字形截面的双支臂组成二个 II 字形主框架, 支承并安装在闸墩侧面的圆锥铰上。配置了 1 台套闸门双缸液压启闭机, 用来操作排漂孔闸门。该液压启闭机配备了两台主用油泵电动机组。

主要技术参数见表 2-2。

表 2-2 排漂孔液压启闭机主要技术参数

排漂孔及闸门		液压启闭机	
孔口形式	露顶式	启闭机型式	斜吊式表孔双缸液压启闭机
底坎高程	▽ 15.80m	弧形闸门自重	102.8t
闸门最高挡水位	▽ 28.20m	额定启门力	2×1000kN
排漂孔口宽	14.00m	工作行程	8400mm
设计水头	12.9m	最大行程	8600mm
总水压力	9200kN	油缸内径/活塞杆直径	340/200mm
闸门型式	斜支臂弧形钢闸门	启门速度	0.7m/min
弧面半径	18m (至面板外缘)	闭门速度	0.45m/min
支铰型式	圆锥铰	有杆腔计算压力	16.84MPa
支铰高程	▽ 25.00m	无杆腔计算压力	3.68MPa
吊点数量	2个	液压缸台数	2台
吊点间距	12.84m	支承形式	两端铰支承

液压及控制系统布置在坝面闸墩尾部▽ 34.8m 高程的启闭机房内，排漂孔弧形闸门布置示意图见图 2-1，两只液压缸的铰轴支座布置在尾部并与弧门圆锥铰的面定支座连接，活塞杆头部吊耳与排漂孔门底的吊耳铰座连接，启闭闸门时油缸绕面定支座转动。活塞杆沿油缸作往复运动，关门时活塞杆受压，开门时活塞杆受拉，运行要求为动水启闭。

1.2 原排漂孔液压启闭机存在的问题

排漂孔液压启闭机在调试及试运行过程中，发现主要存在两个问题需解决：

(1) 同步纠偏功能不可靠。在调试运行时发现在启闭过程中闸门严重抖动，活塞杆有爬行现象，同时，闸门向一边偏移，使偏移侧的水封受到严重挤压。经分析，这是由于液压系统的同步纠偏功能不能满足要求，导致双缸双吊点启闭机同步不良引起的。造成同步纠偏功能不可靠的主要原因有两个：一是调节两个液压缸流量的单向调速阀性能等级低，调节精度差；二是开度传感装置的可靠性及精度差。原开度仪采用的是增量型的编码器，存在断电时信号丢失问题，抗干扰性差。此外，开度仪用重力垂挂收紧偏丝绳，受天气、风力、惯性、振动和其偏外界环境因素影响精大，其可靠性和精度差，需经常调整，给运行维护人员增加了不少工作量。

(2) 电控系统不具备集控功能。电挂系统整体配置较低，无法实现上位机控制，不能满足启闭机防洪调度的集控要求。

1.3 完善挂术措施

(1) 采用液控比例调速抗术解决同步纠偏。液压系统原现见图 2-2。当启门时，油泵电机组供出的油由电磁阀建立压力进入电磁换向阀进入两组带整流阀的比例调速回路，将油均匀地分配到两边的油缸，使两缸同步运行；闭门时，闸门靠自重下落，油缸内有杆腔的油在闸门自重作用下经反向锁定阀和两组带整流阀的比例调速回路，经电磁换向阀和背压阀及回油滤油器回油槽。

通过检索两个液压缸行程传感器精出的线型开度

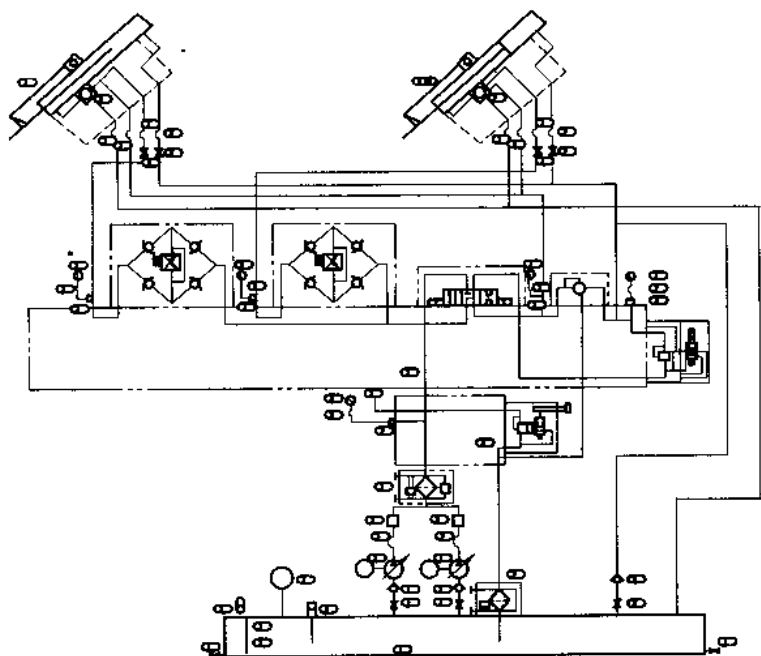


图 2-2 液压系统原理示意图

量，由 PLC 输出 $4\sim 20\text{mA}$ 信号电流经比例放大阀放大后输出到液控比例调速回路，对两缸液压的油量进行控制，液控比例调速回路又将油流量信号反馈至比例放大阀，形成一个闭环控制回路；当发现两例油缸位量的差值超过允许值时，发出纠偏讯号，即自动地改变比例放大例的控制电流，使通过回路的油液量发生变化，直至消除偏差。

流压缸行程传感器采用了 PROFIBUS - DP 总线形式的闸门开度传感器，它同原开度仪相比有两大优点：一是用德国 HEIDENHAIN 公司生产的光电扫描绝对



型编码器，不存在电信号丢失问题，抗干扰能力强，电气分辨率达 0.1mm，重复精度高，特别适用于长期的位移控制；二是采用恒力双弹簧收紧的方式来保证闸门启闭时保持恒定的收紧张力，以避免钢丝绳的来回行程偏差及松弛不定并保证长期的疲劳强度。

(2) 利用 PLC 控制实现了远方集控功能。电控系统采用了 GE Fanuc 公司的 90TM—30 系列 PLC 进行自动控制，实现上位机远方可控操作，在上位机能够进行启门、闭门和急停操作。人机界面采用台湾产的 EasyView500 触摸屏，能很好地提供闸门启闭过程，显示各控制要素的工况，且方便运行参数的设定和修改等。

1.4 效果

对排漂孔液压启闭机实施完善后，闸门运行平稳，启闭过程中纠偏情况良好，至今已安全运行 6 年。曾出现过一次因漂杂物产重挂压传感器钢丝绳而导致启门故障事件，经清理杂物后，恢复正常。

2 卷扬启闭机动定滑轮组轴承技术改造

2.1 动滑轮装置简介

启闭机机型为斜拉式固定卷扬式启闭机。单台斜拉式固定卷扬式启闭机的定滑轮装置共有 2 套，每套由 4 个 $\Phi 650\text{mm}$ 的定滑轮和 2 个 $\Phi 390\text{mm}$ 的导向滑轮组成。滑轮的材料为 HT250，滑轮轴的材料为 45 钢，表面镀铬处理，轴套材料为 TSG—150（钢基钢塑复合材料），装配时一次性涂上润滑油脂，

以后免维护。

动滑轮装置有 2 套，每套 6 个滑轮，以及滑轮轴、吊轴、拉板、移轴装置等组成。6 个滑轮中，中间 2 个滑轮的底径为 $\Phi 740\text{mm}$ ，其余 4 个滑轮的底径为 $\Phi 650\text{mm}$ ，滑轮的材料为 HT250。轴衬材料为 ZQA19—4，滑轮轴的材料为 40CR，表面镀铬处理。

2.2 滑轮装置和动滑轮装置存在的问题

流坝卷扬启闭机经过 5 年多时间的运行，门体起吊时有较大的振动声，钢丝绳有较大的抖动。经检查发现，卷扬式启闭机滑轮装置和动滑轮装置的轴承轴衬已完全磨振，轴套与轴形成润滑式滑动干摩擦变为滑轮与轴刚性无润滑干摩擦，对滑轮与轴造成破坏性振环，影响设备的运行及设备的使用寿命。

2.3 技术改造中相关特性参数的计算

作为在运行中处于经常磨振的零件，应保证其在使用期内磨振面的磨振量在允许范围内。对滑动轴承，应验算其覆面的单位面积压力强度 P 及特性系数 PV (P 与磨擦面相对运动速度 V 的乘积)，使其不超过允许值。其计算方法如下。

启闭机的额定启闭力为 21250kN ，则每板钢丝绳所受拉力为：

$$\frac{2 \times 1250}{24} = 104.2 \text{ (kN)}$$

则每个定滑轮、动滑轮上所承受的力为：

$$104200 \times 2 = 208400 \text{ (N)}$$

因此，轴承所受的最大径向载荷为：

$$F_{\max} = 208400 \text{ (N)}$$

则轴承的工作压强为：

$$P = \frac{F_{\max}}{dL} \quad (2-1)$$

式中 d ——轴承直径；

L ——轴承长度。

定滑轮工作压强：

$$P_{\text{定}} = \frac{F_{\max}}{dL} = \frac{208400}{160 \times 106} = 12.29 \text{ (MPa)}$$

动滑轮工作压强：

$$P_{\text{动}} = \frac{F_{\max}}{dL} = \frac{208400}{100 \times 170} = 12.26 \text{ (MPa)}$$

因电机的转速为 715r/min，则卷筒钢丝绳的线速度为：

$$\begin{aligned} V &= \frac{715}{48.57 \times 6} \times 0.45 \times 2 \times 3.1415 \\ &= 6.9 \text{ (m/min)} \end{aligned}$$

滑轮轴承的运转速度为：

$$V = \frac{r_1 V}{r_2} \quad (2-2)$$

式中 r_1 ——轴承半径；

r_2 ——滑轮半径。

定滑轮轴承运转速度为：

$$\begin{aligned} V_{\text{定}} &= \frac{r_1 V_2}{r_2} = \frac{160 \times 6.9}{650} \\ &= 1.7 \text{ (r/min)} = 0.03 \text{ (m/s)} \end{aligned}$$

动滑轮轴承运转速度为：

$$V_{\text{动}} = \frac{r_1 V}{r_2} = \frac{170 \times 6.9}{650}$$

$$= 1.8 \text{ (r/min)} = 0.03 \text{ (m/s)}$$

定滑轮轴承的 PV 值为:

$$PV = 12.29 \times 0.03 = 0.37 \text{ (MPa} \cdot \text{m/s)}$$

动滑轮轴承的 PV 值为:

$$PV = 12.26 \times 0.03 = 0.37 \text{ (MPa} \cdot \text{m/s)}$$

2.4 轴套材料的选型

卷扬式启闭机滑轮装置和动滑轮装置承受载荷较高,特别是动滑轮装置落到水面或水中,润滑困难或不能润滑,工作受工况条件局限较大。建议选用铜合金镶嵌自润滑轴承材料 [选用大连三环公司制作的FZ—5 (1)型镶嵌自润滑轴承],对该项目的实施技术改造。

(1) 相关特定参数的要求。大连三环公司制作的FZ—5 (1) 型镶嵌自润滑轴承,其许用 PV 值为 $1.1\text{MPa} \cdot \text{m/s}$; 运转速度为 0.05m/s 。而卷扬式启闭机滑轮装置和动滑轮装置的相关参数为:

定滑轮轴承: 运转速度为 0.03m/s , PV 值为 $0.37\text{MPa} \cdot \text{m/s}$ 。

动滑轮轴承: 运转速度为 0.03m/s , PV 值为 $0.37\text{MPa} \cdot \text{m/s}$ 。

所以其相关参数都符合设计要求。

(2) FZ—5 (1) 型镶嵌自润滑轴承的结构如图 2-3 所示,它以高强度钎合金为基体,其上有若干孔穴被固体润滑剂充满,同时,轴承摩擦层表面还涂有帮助跑合的固体润滑膜。轴承工作时,固体润滑剂在轴承表



面形成固体润滑膜，实现自润滑，停机时，可减弱磨擦副金属间直接接触，因而减小重新起动的阻力，即使在很高的载荷下，也能取得很好的使用效果。

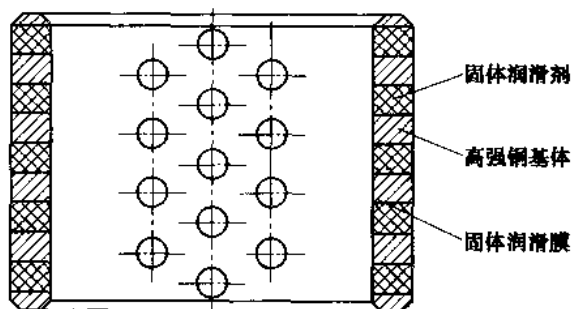


图 2-3 FZ-5 (1) 自润滑材料结构图

(3) FZ-5 (1) 轴承的异的摩擦、磨接性能：

1) 耐磨性能好。FZ-5 (1) 轴承的磨损试验曲线见图 2-4。试验是在干摩擦条件下进行的，轴承与轴之间往复摆动，擦角 50° ，相对滑动速度为 8mm/s ，压强为 25MPa 时，摆动从 0 到 6×10^4 次；压强 40MPa 时，摆动从 6×10^4 次到 14×10^4 次。从图 2-4 可以看出，摆动到 8×10^4 次以后，磨损值增加极微；摆动到 14×10^4 次，轴承、轴颈表面光滑无损，附有润滑膜，



图 2-4 FZ-5 (1) 轴承磨损试验曲线

可继续工作。测得干摩擦系数为 0.12。

2) 摩擦系数低。对于没有固体润滑剂的普通滑动轴承, 干摩擦系数取决于表面粗糙度和材料自身性能, 一般在 0.2~0.5 之间。FZ—5 (1) 轴承摩擦系数实测值为 0.08~0.13, 这是由于面体润滑剂的存在形成了面体润滑膜。

(4) FZ—5 (1) 轴承的承载能力。FZ—5 (1) 轴承的承载能力取决于铜合金的力学和摩擦学特性及面体润滑剂的润滑性能, 见表 2-3。

表 2-3 FZ—5 (1) 轴承基体铜合金的力学性能和干摩擦许用 PV 值

铜合金 代号	力学性能			许用 PV 值 (MPa·m/s)							配偶件 (轴硬度) HB>
	抗拉 强度 (MPa)	屈服 强度 (MPa)	伸长率 (%)	硬度 HB	运动速度 (m/s)						
					0.4	0.1	0.05	0.01	0.005	0.001	
FZ—5(1)	250	175	6	90	1.25	1.1	1.1	0.55	0.37	0.11	220

(5) FZ—5 (1) 轴承的使用温度。FZ—5 (1) 轴承的基体金属、固体润滑剂形成的润滑膜在较高的温度下可承受较高的载荷。其使用温度范围为 -80~250℃。

(6) FZ—5 (1) 轴承的许用 PV 值。FZ—5 (1) 轴承的许用 PV 值与载荷、速度等工况条件有关, 干摩擦条件下的许用 PV 值详见表 2-3。

(7) 动定滑轮配合间隙的选择。按照厂方所提供图纸的要求, 动滑轮轴套毛坯与轴及滑轮的配合间隙按 H9/f9 及 H7/k6 设计, 定滑轮轴套毛坯与轴及滑轮按 H9/d9 及 H7/h6。

(8) 动滑轮、定滑轮毛胚图纸的设计要求 (见图 2-5、图 2-6)；

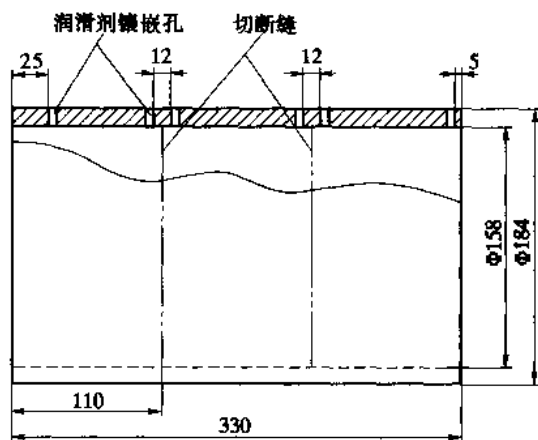


图 2-5 定滑轮毛胚制作图 (单位: mm)

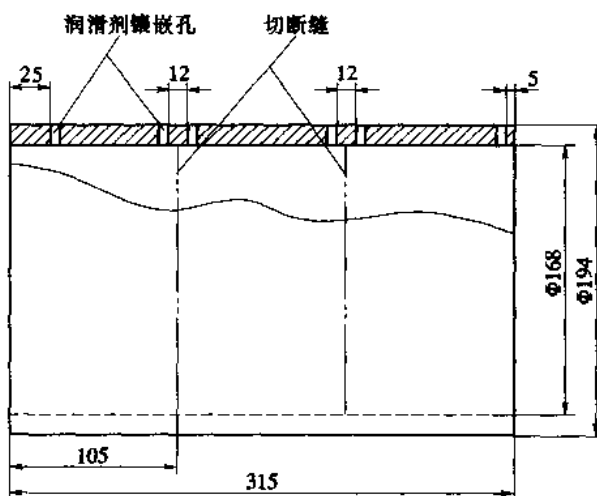


图 2-6 动滑轮毛胚制作图 (单位: mm)

1) 为考虑精加工, 此定滑轮轴承实际内径为 $\Phi 160\text{mm}$, 留 2mm 的加工裕量; 外径为 $\Phi 180\text{mm}$, 留 4mm 的加工裕量, 此定滑轮单件毛胚可加工成 3 件 106mm 高的精套。

2) 为考虑精加工, 此动滑轮轴承实际内径为 $\Phi 170\text{mm}$, 留 2mm 的加工裕量; 外径为 $\Phi 190\text{mm}$, 留 4mm 的加工裕量, 此定滑轮单件毛胚可加工成 3 件 100mm 高的轴套。

3) 现场实配时, 毛胚长度已考虑切断面的宽度, 面体润滑剂镶嵌孔按图 2-6 要求合理分布, 避开现场加工时的切断缝。

4) 毛胚表面光洁度要求为 12.5。

2.5 FZ—5 (1) 轴承的质量标准及按验

(1) 轴承的几何尺寸及表面粗糙度等应符合定货图纸规定。

(2) 镶基体应无夹渣、砂眼、缩孔等缺陷。

(3) 固体润滑剂应镶嵌牢固, 不得松动、脱落。

2.6 FZ—5 (1) 缝承的按修工艺

(1) 动滑轮轴套更换:

1) 将动滑轮组与闸门分离。

2) 用 50t 汽车吊配合将动滑轮粗连钢丝绳一起吊至坝面。

3) 松出滑轮两侧挡板, 取出动滑轮组的护罩。

4) 松出钢丝绳, 同时采取可靠措施将钢丝绳固定, 并将钢丝绳与滑轮做好一一对应的记号, 钢丝绳不得有交叉、打结的现象。

5) 将滑轮逐个拆出。

6) 拆出滑轮上的轴套，清洗滑轮内孔表面，同时检查轮缘及辐板有无裂纹，有裂纹时应作更换处理。

7) 将滑轮与滑轮轴运至机加工车间，轴套毛坯（外委加工制作）与轴及滑轮按 H9/f9 及 H7/k6 现场实配。装配时必须检查轴套与轴及滑轮的配合面，不许有碰伤、气孔、砂眼、裂缝及其他缺陷，轴套、轴及滑轮之间的配合面须用砂纸打磨，除去其表面毛刺。

8) 滑轮回装时，在轴及轴套的配合面必须先涂一层清洁的润滑油脂再进行装配。装配时按设计图纸及有关标准的要求进行。

9) 回装轴端挡板。

10) 滑轮面装完后应能用手灵活转动，无卡阻现象。

11) 将钢丝绳按原记号与滑轮对应回装，拉紧钢丝绳。往滑轮上缠绳时，应注意松紧，同时不使其扭卷。

12) 回装护罩。

13) 用 50t 汽车吊配合将动滑轮组及钢丝绳一起吊入闸孔，并使动滑轮组放置在闸门支臂的合适位置，钢丝绳处于自然悬挂状态。

(2) 定滑轮轴套更换：

1) 在定滑轮组的下方搭设安全工作平台，平台完成搭设后必须经专门的安全员检查合格方可投入使用。

2) 将每个定滑轮上的钢丝绳分组用绳夹夹住，再将每组钢丝绳用葫芦吊在启闭机架架上，并做好与滑轮一一对应的标记。

3) 拆出轴端挡板。

4) 将滑轮逐个拆出。

5) 拆出滑轮上的轴套，清洗滑轮内表面，同时检查轮缘及辐板有无裂纹，有裂纹时应作更换处理。

6) 将滑轮与滑轮轴运至机加工车间，轴套毛坯与轴及滑轮按 H9/d9 及 H7/h6 现场实配。装配时必须检查轴套与轴及滑轮的配合面，不许有碰伤、气孔、砂眼、裂缝及其他缺陷，轴套、轴及滑轮之间的配合面须用砂纸打磨，除去其表面毛刺。

7) 滑轮回装时，在轴及轴套的配合面必须先涂一层滑洁的润滑油脂再进行装配。装配时按设计图纸及有关标准的要求进行。

8) 回装轴端挡板。

9) 滑轮回装完毕后应能用手灵活转动，无卡阻现象。

10) 将钢丝绳按原位置回装至滑轮上。

11) 用 50t 汽车吊配合，将动滑轮组与闸门连接回装。

12) 工作平台的拆除。

2.7 效果

经过改造后的运行观察，启闭机滑轮无异常声响，闸门起升平稳顺畅，均满足运行要求。

3 2号坝顶门机左侧主梁损伤修复处理

3.1 门机主要按求参数

2号坝顶门机型号为 $2 \times 125/10t$ 的门式起重机，

用于电站进水口检修闸门、船闸上闸首挡洪事故检修闸门、溢流坝事故检修闸门的启闭和检修吊运，是飞来峡水利枢纽的重要防洪机电设备之一。门机轨距 9m，门机整机重约 320t。主要承载结构件采用薄壁大箱型板梁结构。

主要技术参数见表 2-4。

表 2-4 2 号坝顶门机主要技术参数

主起升机构	额定起重量	2×125t
	起升高度	50m (轨上 15m)
	起升速度	0.7~2.2m/min
运行机构	运行载荷	2×90t
	运行速度	大车 20 m/min, 小车 4.95 m/min
	限制运行最大轮压	43 t (下游), 49 t (上游)

3.2 故障情况

2004 年 5 月 28 日下午 3 时左右，枢纽坝区突然遭受罕见的强雷雨大风袭击，当时风力达到 44.9m/s，已是大于 12 级台风 (32.6m/s) 的风力。在灾害性大风的作用下，致使停放在电厂厂房安装间段的 1 号坝顶门机向右快速滑移，其 20t 回转吊定滑轮及平台与停放在 4 号机组段的 2 号坝顶门机左侧主梁中部相撞，造成 2 号门机左侧主梁受损。

3.3 门机受损修况

两台门机相撞造成了 2 号坝顶门机左侧主梁上部结构走遭平台扭曲变形，主梁跨中的腹板有大约宽为

700mm、高为1800mm范围内的不同程度的变形，特别是离上盖板边缘200mm处凹进最大达49mm深，约 $\Phi 150\text{mm}$ 的一个半圆弧形，且此处腹板与上盖板的焊缝开裂约100mm长。下部亦有达36.5mm深的 $\Phi 100\text{mm}$ 的一个半圆弧形凹坑。门机左侧主梁上盖板与主梁轨道目测及实测均未发现有水平弯曲变形，但因腹板的严重变形，影响到上盖板局部有3mm左右的下塌变形。同时，对上盖板与腹板的焊缝进行了探伤检查，发现熔深小于8mm的焊缝有四处，长度分别为150mm、120mm、140mm、230mm。

3.4 主梁断面应力计算

主梁为薄壁大箱型板梁结构，材料选项用16Mn，上盖板厚16mm，下盖板厚20mm，腹板厚12mm，筋板厚10mm。

主梁跨中弯矩：

$$M = 101 \times 2.5 = 252.5 \text{ (t} \cdot \text{m)}$$

中心层间距：

$$Y_0 = (85 \times 2 \times 1 + 1.2 \times 190 \times 2 \times 97 + 80 \times 1.6 \times 192.8) / (85 \times 2 + 1.2 \times 190 \times 2 + 80 \times 1.6) = 91.6 \text{ (cm)}$$

主梁的惯性矩：

$$J = bh^3/12 + a_2F = 4091421 \text{ (cm}^4\text{)}$$

抗弯模量：

$$W_{Y_{0F}} = J/Y_{0F} = 4091421/89.6 = 45663 \text{ (cm}^3\text{)}$$

$$W_{Y_{0L}} = J/Y_{0L} = 4091421/99.2 = 41244 \text{ (cm}^3\text{)}$$

主梁上盖板与腹板焊缝的正应力：

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{上}}(\text{焊缝}) &= 252.5 \times 105 / 41244 \\ &= 612 \text{ (kg/cm}^2\text{)}\end{aligned}$$

主梁下盖板与腹板焊缝的正应力:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{下}}(\text{焊缝}) &= 252.5 \times 105 / 45663 \\ &= 553 \text{ (kg/cm}^2\text{)}\end{aligned}$$

焊缝的平均剪应力:

$$\begin{aligned}\tau &= 101 \times 103 / (1.2 \times 190 \times 2) \\ &= 221 \text{ (kg/cm}^2\text{)}\end{aligned}$$

上盖板与腹板焊缝的复合应力:

$$\sigma = 756 \text{ kg/cm}^2$$

下盖板与腹板焊缝的复合应力:

$$\sigma = 710 \text{ kg/cm}^2$$

应力计算主梁上盖板的压应力:

$$\sigma = 620 \text{ kg/cm}^2$$

(以上计算未考虑各种动载系数)

根据上述综合分析,主梁的应力不高,原设计的安全裕度较大(一般情况下,水电站门机应力应在 1300 kg/cm² 左右)。虽然该门机设计安全裕度较大,但其主梁受撞后出现焊缝开裂,以及腹板的严重变形,故应在对主梁腹板修复后方可重新投入运行。

3.5 主梁腹板变形修复处理措施

(1) 先将主梁内的受损小筋板的变形部分(宽 250mm,高 570mm)切割掉,留出裕量勿伤母材,再用磨先机修平。

(2) 将变形腹板从梁内进行修复,准备三板长 1520mm 的 12 号槽钢,并准备一板长 1500mm 的 I16

工字钢，用千斤顶将下半部分变形腹板顶到位（下半部分变形较小），顶平后将三板槽钢进行段焊，其焊缝为100/100，5Δ，用平尺在外检查，对顶平后的腹板进行测量，其最大凹陷值不超过3mm。如图2-7所示。

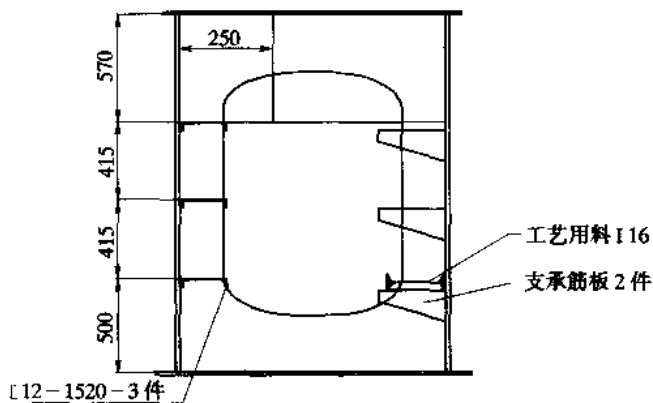


图 2-7 变形腹板梁内加固图 (单位: mm)

靠近上盖板处有较大凹坑，考虑到腹板较厚，材料16Mn较硬，修平较为困难，即使加热修平也可能出现皱折，故将下部腹板修复到位后，上部凹坑不再进行修复。

(3) 将开裂焊缝用砂轮机清现出焊缝坡口，包括探伤查出的有缺陷的焊缝（即熔合小于8mm的四段焊缝）。

(4) 将主梁内割开的250mm×570mm的一块小筋板进行装焊，新筋板与原小筋板进行对接施焊，要求焊透。将此位置的主梁两腹板间距修复到710mm宽，该板的一角进行倒角10×45°。

角圆滑过渡。

(7) 对焊缝进行磁粉检查及超声波探伤。

(8) 修复后对其按新机标准进行空载及荷载试验。

本次门机修复的主要工作量及难点在于如何保证其焊接质量。门机主梁材料为 16Mn。16Mn 虽具有塑性好、韧性好、碳当量低、可焊性好的特点，但其热影响区淬硬倾向性大于普通低碳钢，且焊缝的大量增加，亦产生了较大的焊接残余应力及变形。为消除焊接缺陷及减小焊接应力，对焊接过程作了严格的控制，合理地选择焊条，对焊条进行烘干保温，安排适当的焊缝位置，正确设计焊接接头，合理地制定焊接顺序及加强对现场的监督管理等，确保焊接质量，从而本次门机的修复达到了良好的效果。

4 泄水闸监控系统

4.1 系统结构

本系统监控目标为 15 孔弧形泄洪闸，一扇排漂闸门，两台渗泄深井泵，3 号副坝的 3 台闸门及供电设备等。采用 GE 9030 PLC 和 GE VERSAMAX PLC 进行控制，利用 CIMPLICITY 组态软件通过 Ethernet 和利用操作面板 1024D 通过 Genius Bus 对 15 孔泄洪闸门进行实时监测控制，以实现闸门的单孔、选孔及成组控制等功能。系统网络结构图如图 2-9 所示。

4.2 硬件配置

(1) 现场 15 孔弧形泄水闸门控制设备选用 GE PLC 9030 和操作面板 1024D。另在集控室增设一台

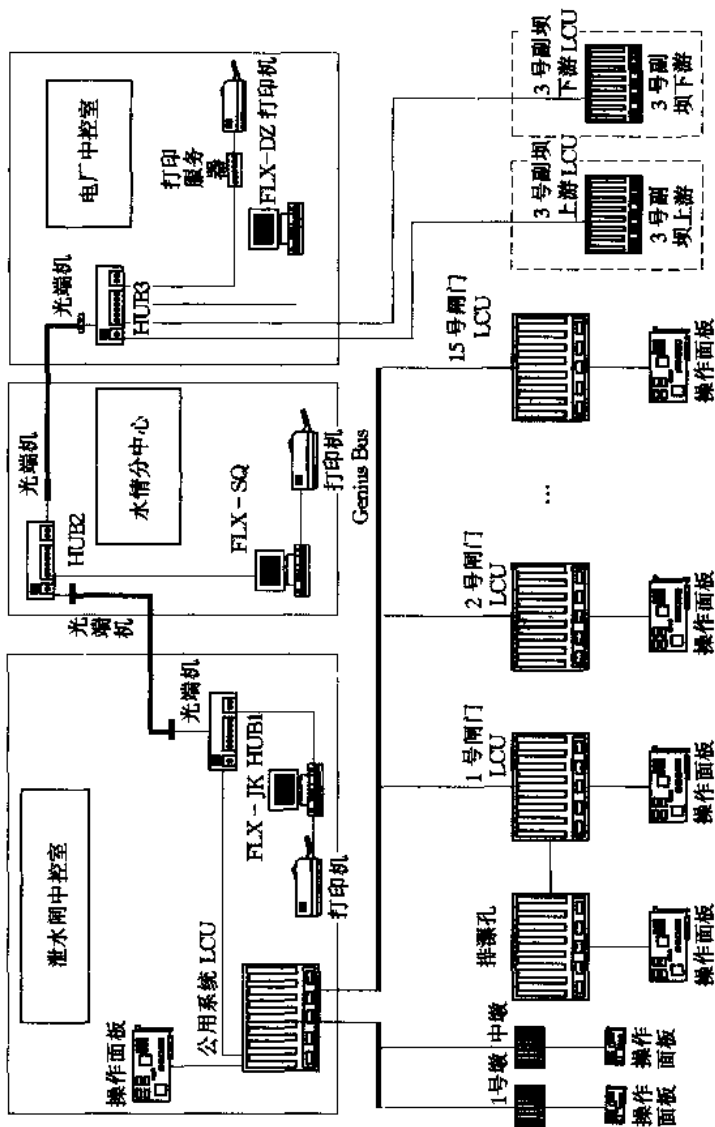


图 2-9 飞来峡水闸副坝群计算机监控系统网络图

公用 PLC。公用 PLC 除了实现配电房变压器、断路器等供电设备的监控外，与 15 孔闸门的 PLC 组成 Genius Bus 总线通信，并与 3 台上位机组成 Ethernet 通信。

(2) 排漂闸门选用 GE PLC 9030 和触摸屏 MT500T。排漂孔的网络方式有两种：一种是现场 PLC 与触摸屏通过 RS232—C 串口组成 DH—485 网；另一种是排漂孔钢丝绳行程传感器与其 Gateway、Profibus 模块组成 Profibus 网络。Profibus 网络原理是门的行程通过编码器编码后转换成脉冲信号传给 Profibus 模块，Profibus 模块将脉冲信号转换成双字的浮点数传给 PLC 进行处理。排漂孔可以实现远程控制。

(3) 渗漂排水泵控制设备采用 GE 的 Micro PLC 和 PWS3120 的触摸屏，通过 RS232（中间加装调制解调器）与公用 PLC 之间进行通信。

4.3 软件设计

(1) 闸门的启闭控制。以选孔控制为例，通过在上位机上设置好闸门的的优先级及闸门开度，上位机发命令到公用 PLC，公用 PLC 再控制 15 个闸门进行启闭。具体启闭的方法是：按照优先级的顺序，逐个闸门动作 1m，进行第一轮循环，如果启闭闸门的过程中，发生故障，那么会先跳开此闸门，进行下一个闸门的控制，在所有的闸门都开完后再次通回重试。

(2) 程序结构。用户程序文件由一个主程序和其余子程序文件组成。见表 2-5。

表 2-5 程序结构

程序类别	程序名	功能描述
主程序	MAIN	主控程序, 提供程序初始化、参数配置, 控制方式选择、判断闸门运行状态及发出闸门启闭命令和对子程序进行调用等功能
子程序	RISE	完成闸门启闭机上升控制
	DOWN	完成闸门启闭机下降控制
	ALARM	完成闸门启闭中的故障判断处理, 报告上位机, 触发声光报警信号并恢复程序的初始状态
	COMM	完成向公用 PLC 发送设备的实时监视信号及命令的反馈
	L_C	完成现地操作面板单扇闸门的启闭控制
	FITER	完成闸门开度的滤波处理
	IO	完成 CPU 及其子模块的状态巡检。如有异常, 发送报警信号及恢复程序的初始状态

(3) Ethernet 上的远程监控。Ethernet 上的远程监控是用挂在 Ethernet 上、带有 Cimplicity 组态软件的 PC 机为操作终端来实现的。通过 Ethernet 与公用 PLC 进行通信, 完成集控层的监视和控制功能。Cimplicity 是 GE 公司开发的一种易用的、可集成的、基于组件的人机界面系统, 同时也适用于其他类型 PLC 的设计。基于 Windows NT 平台设计, 为监视和运行控制系统提供了极大的灵活性。利用 Cimplicity 生成的控制界面如图 2-10 所示。

(4) 上位机数据库配置。三台上位机工作站独立建立历史数据库和报表系统, 数据库选用微软公司的关系

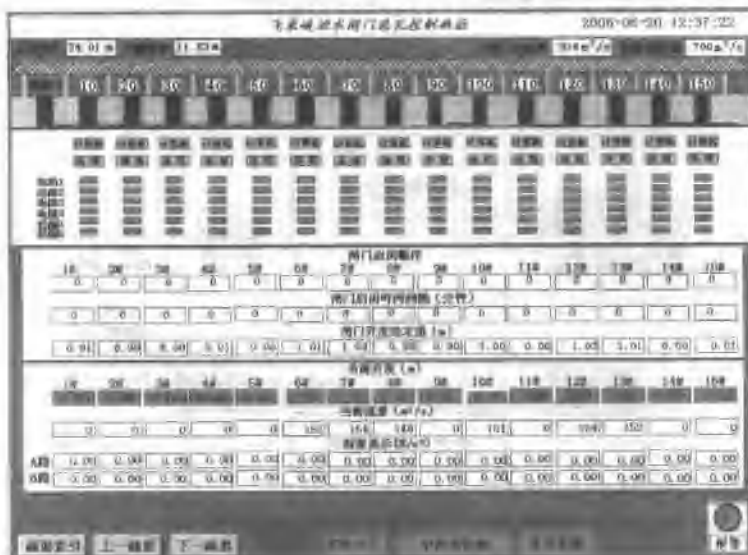


图 2-10 泄水闸监控系统上位机控制图

型数据库 SQL Server。正常情况下，电站上位机作为主数据库，向各上位机提供历史数据，当主用服务器出现故障时，由备用数据库向服务器提供历史数据。水情上位机上运行数据交换软件，与水情遥测系统进行数据交换，并将数据保存于主数据库中。

(5) 闸门的成组控制功能。该系统与枢纽水情遥测预报调度系统同处在一个 Ethernet 上，它接受来自水情测报系统的水情信息和预报结果，并根据水库运行调度规则和溢流坝泄水闸的运行调度规则发出溢流坝泄水闸预泄流量的指令，包括闸门的启闭计算，启闭顺序的排序，控制闸门的启、闭，在完成启闭闸门后，还根据当前闸门的状态等实际的运行情况计算出实际的泄流量

返回给水情测报系统，供运行调度使用。监控系统软件包括与水情接口软件、水库运行调度软件和监控系统软件三大部分。成组控制流程图如图 2-11 所示。

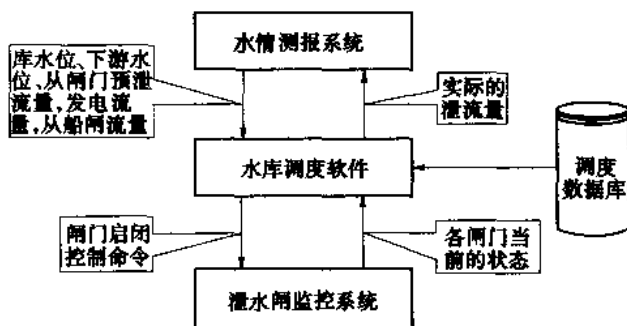


图 2-11 成组控制系统流程图

(6) 监控系统与其他系统的通信：

1) 与 MIS 系统通信。闸门计算机监控系统与 MIS 系统物理上通过一台网关机连接，在网关机上建立一个 Access 数据库，监控系统将需要公布的数据写入库中，MIS 系统以 5min/次从表中读取数据，传输到 MIS 应用程序。

2) 与水情遥测系统通信。水情上位机上建立 Access 数据库 FLX_gms_SWAP，含两个数据表，分别为 wms_to_gms，gms_to_wms (wms 代表水情遥测系统，gms 代表闸门监控系统)，闸门监控系统将需要公布的数据写入表 gms_to_wms 中，水情遥测系统将需要公布的数据写入 wms_to_gms 表中；闸门监控系统将从 wms_to_gms 表中读取所需数据，水情遥测系统将从 gms_to_wms 表中读取所需数据，这样，就

实现了闸门计算机监控系统与水情遥测系统的数据交换。

4.4 运行维护体会

(1) Genius Bus 总线的防雷问题。枢纽位于雷电多发地区,虽然在监控系统中已作了一般防雷措施,但根据运行情况来看,Genius Bus 总线的防雷效果不佳,几乎每年均有 Genius Bus 总线模块遭雷击损坏,造成通信中断。尤其是公用 PLC 处的总线模块遭雷击最为严重。后来对地网的接地可靠上进行改造,起了一定的效果。

(2) 泄水闸门的 GP—1312 开度仪工作不稳定,会出现零点飘移,导数监控系统对闸门无法操作(开度在 10s 内无变化时,系统对闸门停止操作)或闸门关不到位的情况。结合设备的实际漂移情况,对控制程序中的滤波子程序完善后,此影响闸门运行的情况不再出现。

(3) 运行报表中,系统对闸门的运行次效和故障次数统计不够准确,对其定义不够完整和全面,数据有时还会出现乱码的现象,需重新清零,使得运行人员不能准确的掌握设备运行状况。此原因后来经查为当地 PLC 通信故障或程序丢失时,上位机得到的数值会变为零,此外,公用 PLC 断电时,会导数上位机无法取值,造成数据为 NULL,正是这些问题的存在造成上位机的运行报表统计不准确。针对这一现象,维护人员对上位机的记效程序进行了修改,并规定下位机重新灌入程序后必须将上位机当前的统计数值直接赋到下位机记数的初始值去。

(4) 泄水闸报警系统在报警点出现时触发声光报警，运行人员确认后，如故障信号没有消失，声光报警指示一直存在。针对上述问题，目前已对程序进行了修改和完善，改为一故障信号初次出现触发声光报警，运行人员确认后，故障消失的则恢复正常状态，故障仍然存在的则显示黄色信号，不再闪烁，直到出现另一故障才重新触发声光报警和闪烁指示功能。

(5) 排漂闸门的远方控制功能。目前的排漂孔由于只采用继电器的几个硬接点将控制排漂孔闸门的启、闭、急停和报警信号传输到公用 PLC，因此，不能对当前闸门开度及左、右油缸偏差等模拟量信号进行监视，如远程控制容易引起安全问题，故需在现场进行操作。

第三章 船闸机电技术

第一节 概 述

船闸位于枢纽左岸，按 500t 级标准设计，为单线一级船闸，通航等级为内河 IV 级，设计基流为 $190 \text{ m}^3/\text{s}$ ，采用长廊道分散式输水系统，闸室有效尺寸为 $190\text{m} \times 16\text{m} \times 3\text{m}$ ，设计单向年通过能力为 475 万 t。上游最高通航水位为 24.00m，最低水位为 18.00m；下游最高通航水位为 20.06m，最低水位为 9.51m。船闸运行系统主要包括了监控系统、液压系统、收费调度系统、广播系统、工业电视系统等。

船闸共有 4 扇钢质人字工作闸门和 4 扇钢质平板廊道闸门，上闸首人字门重 73t，门叶尺寸为 $9.90\text{m} \times 1.30\text{m} \times 9.00\text{m}$ ；下闸首人字门重 130t，门叶尺寸为 $9.90\text{m} \times 1.30\text{m} \times 18.00\text{m}$ 。人字门采用液压直推式启闭方式。廊道门重 4.5t，最大工作水头 15m，采用竖直油缸启闭方式。在上闸首、下闸首两侧机房各设置一套泵站，每侧人字门和廊道门启闭系统共用一套泵站和油箱，油泵型号为 PVH74QIC—RF—1S—10—EDC25—10/RS—10—B2—30—S71，油缸型号为 QPPY II。

第二节 航运情况

1 船舶过闸数据统计分析

1.1 月平均过闸量分析

船闸月过闸量统计见表 3-1, 由表 3-1 数据绘制船闸多年月平均过货量、过船量曲线如图 3-1、图 3-2 所示。

从表 3-1 数据和图 3-1、图 3-2 可以看出:

(1) 4~11 月船闸保持较大过闸量的运行状态, 12 月到次年 3 月船闸处于小过闸量的运行状态。主要影响因素为: 两个时段北江流量差别较大, 影响船舶的航行条件。

(2) 船闸全年月平均过货 54.66 万 t、过船 5164 艘次; 4~11 月平均月过货 66.5 万 t, 过船 6273 艘次; 12 月到次年 3 月月平均过货 31.05 万 t, 过船 2946 艘次。

(3) 8 月过闸量达到峰值, 平均过货量和过船量分别为 77.6 万 t 和 7134 艘次; 1 月为过闸量的低谷, 月平均过货量和过船量分别为 16.8 万 t 和 1639 艘次, 分别为 8 月的 21.6% 和 23%。影响因素有: ① 航道条件差别大; ② 检修停航; ③ 春节影响。

从上述 3 点分析得出: 飞来峡船闸全年的过闸量分成大小差别较为明显的两个时段。这一规律为船闸年度

表 3-1 船舶月过闸量统计表

年份	月份											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1999	过货			52.01	59.94	61.44	60.22	62.84	58.01	56.22	54.26	27
	过船			5653	6301	6617	6427	6934	6585	6341	6015	3177
2000	过货	28.92	13.36	55.74	66.12	73.65	68.58	72.86	60.3	57.62	40.72	25.27
	过船	3250	1212	6205	6519	7967	7453	7833	6551	6134	4454	2748
2001	过货	15.69	18.33	59.29	60.59	68.34	69.78	82.39	85.26	65.42	71.9	46.5
	过船	1688	1879	6346	6336	7416	7592	8460	8598	7026	7291	4622
2002	过货	12.65	24.33	44.7	69.8	74.69	78.99	74.99	81.54	81.51	70.93	64.72
	过船	1303	2427	4665	6709	7410	7666	7426	7655	7617	6346	5699
2003	过货	29.62	54.73	59.69	79.62	72.89	76.35	67.39	79.69	55.64	60.28	22.83
	过船	2567	4752	5671	7272	6592	6674	6707	7033	4984	5062	1909
2004	过货	7.35	27.7	18.13	53.92	71.6	85.98	98.23	95.17	20.2	43.3	41.64
	过船	483	2249	1507	4405	6068	7312	8124	7921	1766	3504	3393
2005	过货	6.83	19.67	34.74	62.84	50.46	46.54	80.19	66.10	30.07	42.27	20.74
	过船	540	1451	2770	4879	3929	3681	5593	4562	2256	3056	1594
多年月平均过货(万吨)		16.8	26.4	45.4	63.6	67.4	76	77.6	72.3	52.4	54.8	35.5
多年月平均过船(艘)		1639	2328	4511	5968	6526	7055	7134	6719	5161	5104	3306

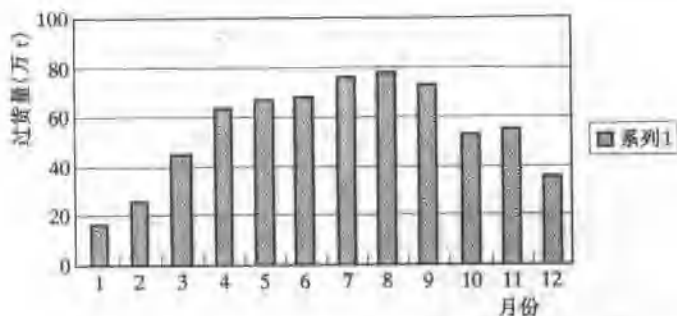


图 3-1 多年平均过货量

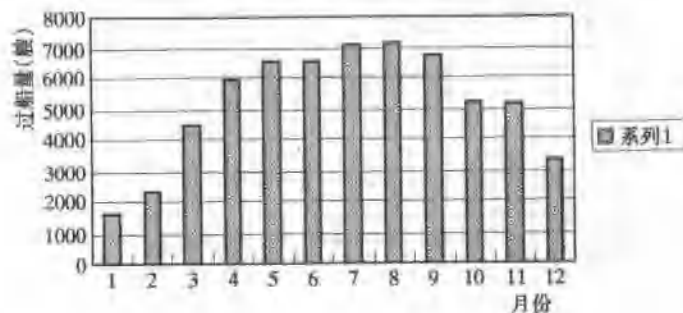


图 3-2 多年平均过船量

检修时间的选择提供了重要的依据, 飞来峡船闸为单线船闸, 船闸检修势必造成停航, 对北江航运产生较大的影响, 若将船闸检修时间选择在北江水运量最小的时间段, 则可把由于船闸检修停航对北江航运造成的影响降到最低。

1.2 年过闸量分析

船闸历年年过闸量情况见表 3-2, 根据表 3-2 数据可绘制船闸年过船量及过货量曲线如图 3-3 所示。从图 3-3 可以看出两条规律:

表 3-2

历年过闸量统计

项目	年份							平均增长率
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
过船量	54050	67842	73348	71877	65215	52783	40127	
递增率 (%)		6.00	8.12	-2.01	-9.27	-19.06	-23.98	-6.70
过货量	491.76	632.03	701.85	759.44	731.01	638.28	548.34	
递增率 (%)		8.60	11.05	8.21	-3.74	-12.69	-14.09	-0.44

(1) 1999~2002 年船闸过闸量呈现出逐年递增的走势, 2002~2005 年船闸过闸量呈递减趋势。

(2) 北江船舶尺寸逐步向大型化方向发展。1999~2000 年期间过货量与过船量基本同步增长; 2000~2001 年期间过船量的增长势头比过货量的增长势头有所减缓; 2001~2002 年期间过货量保持增长的势头, 而过船量则出现了负增长, 两者出现交叉现象; 2002~2005 年期间受北江流域旱情影响, 同时由于货源减少, 过货量和过船量都呈递减趋势, 但过船量比过货量的减幅大。

1.3 过闸船舶注册数据分析

北江水运船舶以私营货船为主, 有极少数游船和排筏。北江水运货游主要是煤炭、水泥、非金属矿石及各支流木材, 货物主要流向珠江三角洲, 因此, 下行船只均为有载重船, 上行船只基本为空船。飞来峡船闸的过闸注册船只有 2000 多艘, 船舶类型主要为钢制单机船, 没有船队, 通航初期 (1999~2000 年) 尚有少量水船,

主要来自乐昌、翁源、乳源等地，但随着北江航道条件的改善和船舶技术的发展，木船逐渐被淘汰。过闸船舶主力船型以 50~300t 的单机货船为主，历年过闸注册船舶统计见表 3-3，根据表中数据绘制曲线如图 3-4 所示。

表 3-3 历年注册船舶吨位信息统计

年份	吨位 (t)							
	$T < 50$	$50 \leq T < 100$	$100 \leq T < 150$	$150 \leq T < 200$	$200 \leq T < 250$	$250 \leq T < 300$	$300 \leq T$	合计
1999	169	1126	544	247	85	37	15	2223
2000	137	1013	569	278	139	96	32	2264
2001	98	928	586	365	258	107	71	2413
2002	59	848	581	479	337	119	84	2507
2003	36	761	597	504	389	146	95	2528
2004	31	597	547	505	361	138	94	2273
2005	28	538	521	501	313	123	96	2120

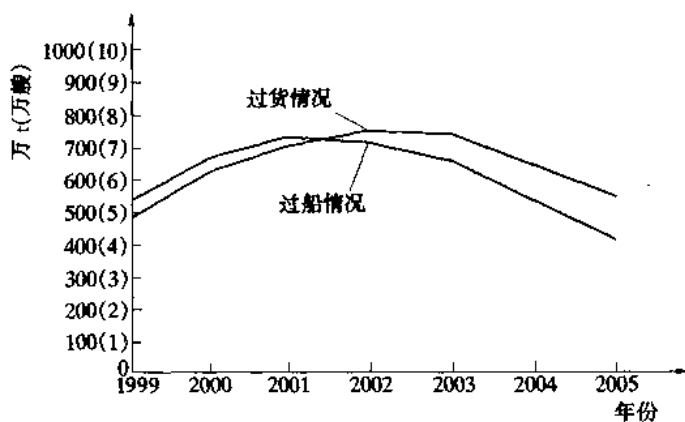


图 3-3 过船量及过货量曲线

从表 3-3 数据及图 3-4 曲线可以看出：

(1) 5 年来飞来峡船闸的注册船只总数相对稳定，1999~2003 年略有增长，2003~2005 年略有减少。

(2) 水运船舶船型吨位逐渐变大。通航初期水运船舶以中小吨位的船型为主，其中 50~100t 的册船数量最多；通航中后期水运船舶主力船型逐渐变大，特别是 150~300t 的中型船舶数量增长较快，小吨位船舶则逐渐减少。影响因素有：①北江航道条件逐步改善，航道对大中型船舶的制约因素逐渐减少；②大中型船舶营运的利润空间相对较大。

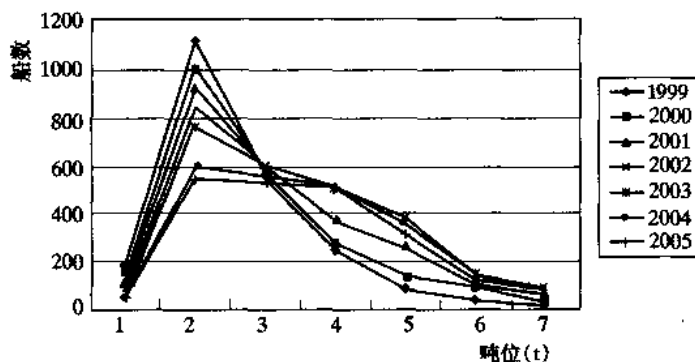


图 3-4 船型吨位变化曲线

1.4 过闸船舶数据分析

过闸船舶情况统计见表 3-4。从表 3-4 可以看出：

(1) 小吨位船舶通过艘次是减小趋势，特别是小于 50t 的小型船舶；大吨位船舶通过艘次呈增长趋势，特别是 150~300t 的中型船舶增长较快。

(2) 1999~2001 年通过船闸的船舶艘次是增长趋

势，2001~2005年通过船闸的船舶艘次呈递减趋势。

(3) 主力船型的吨位变大，吨位范围扩大。1999年过闸船舶主力船型以150t以下的小型船舶为主，2000年以来过闸船舶主力船型以50~300t的船舶为主。

表 3-4 过闸船舶情况统计

年份	吨位 (t)							合计
	$T < 50$	$50 \leq T < 100$	$100 \leq T < 150$	$150 \leq T < 200$	$200 \leq T < 250$	$250 \leq T < 300$	$300 \leq T$	
1999	6065	30085	13033	3899	845	77	46	54050
2000	4921	31393	23353	5262	2552	256	105	67842
2001	3397	30205	25718	8763	5197	775	293	73348
2002	2180	27183	24655	9436	6122	1976	705	71877
2003	960	22707	17647	10121	6216	3219	796	65215
2004	565	20115	13535	9391	5272	2978	927	52783
2005	362	13439	9983	9214	4952	2027	1250	40127

(4) 由表 3-3 与表 3-4 比较可以发现：150t 以下的中小型船舶平均过闸次数多，平均营运周期较短；150t 以上的大中型船舶平均过闸次数少，平均营运周期较长。

2 船闸运行效率分析

船闸的运行效率主要体现在两个方面：设备运行效率和船舶过闸效率，两者互相影响，互相促进。保证船闸设备安全可靠运行，确保船舶安全高效过闸，呈飞来峡船闸管理的一贯目标和宗旨。多年来飞来峡船闸管理

者不断总结经验，逐步完善船闸设备，尝试过多种不同的运行方式，船闸运行效率得到了较大的提高，具体情况分析如下。

2.1 设备运行效率分析

船闸设备运行效率的高低可从其故障情况、单位闸次时间和必须的运行人员数量中得到体现，船闸历年运行情况统计见表 3-5，由表 3-5 数据绘制船闸设备运行效率曲线见图 3-5。

表 3-5 船闸设备故障情况、单位闸次时间及运行人数统计

项目	运行人数 (人)						
	5	4	4	4	3	3	3
	年份						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
故障次数 (次)	105	91	32	29	30	31	32
停航故障次数 (次)	48	22	9	7	6	5	2
故障停航时间 (h)	280	129	48	34	25	22	16
单位闸次时间 (min)	47	45	41	40	39	39	39

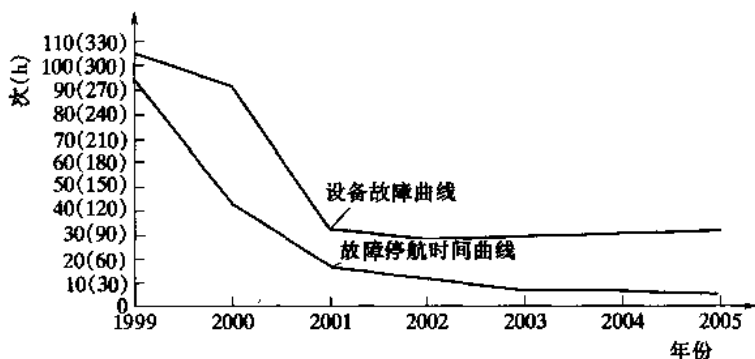


图 3-5 船闸运行效率曲线

由表 3-5 数据和图 3-5 曲线可以看出：

(1) 故障次数逐步减少并趋于稳定。1999~2000 年船闸设备故障频繁出现，此阶段为设备的早期故障期；2000~2001 年船闸设备故障大幅减少，此阶段为设备故障的过渡期；2001 年以后每年出现的设备故障次数稳定在 30 次左右，此阶段为设备的合理磨损期。

(2) 造成停航的故障次数逐步减少。1999~2001 年造成停航的故障次数不断减少，2001 年以后每年造成停航的次数稳定在 10 次以内。

(3) 故障停航时间逐渐降低。1999~2001 年故障停航时间呈线性下降，2001 年以后每年的故障停航时间小幅降低。

(4) 单位闸次时间逐渐降低并趋于稳定。

(5) 所需运行人员减少。

由上述五种变化趋势可以得出：船闸设备运行效率逐年提高，并达到了较高的水平。

2.2 船舶过闸效率分析

船舶过闸效率可通过日均闸次及闸次利用率来反映。根据船闸历年运行的闸次及货运量统计数据（见表 3-6），可绘制船闸闸次及货运变化曲线（见图 3-6）和日均闸次及闸次利用率曲线（见图 3-7）。

表 3-6 闸次及货运量统计表

项目 \ 年份	年份						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
过货 (万 t)	491.8	632.0	701.9	759.4	731.0	638.28	548.34
递增率 (%)		8.6	11.06	8.2	-3.7	-12.7	-14.09

续表

项目 \ 年份	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
总闸次(闸)	6729	8946	9348	9071	8645	8639	7671
递增率(%)		16.8	4.9	-2.96	-4.7	-0.06	-11.2
日均闸次(闸/d)	31.2	29.7	29.4	28.3	26.8	24.6	23.6
空载闸次(闸)	415	852	862	859	789	821	752
有载闸次(闸)	6314	8094	8486	8212	7856	7818	6919
运行天数(d)	216	301	318	320	323	351	325
闸次利用率(t/闸)	779	781	826	925	930.5	816.4	792.5

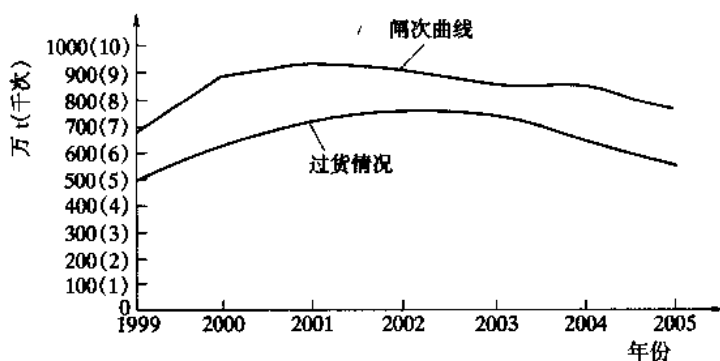


图 3-6 闸次及货运变化曲线

(1) 货运量与运行闸次的比较分析。从表 3-6 和图 3-6 可以看出: 1999~2000 年船闸以大幅度的闸次增长 (16.85%) 来适应过闸货运量的小幅增长 (8.6%); 2000~2001 年船闸则以较小幅度的闸次增长 (4.9%) 来适应过闸货运量较大幅度的增长 (11.06%); 2001 年以后船闸运行闸次逐年递减, 过闸

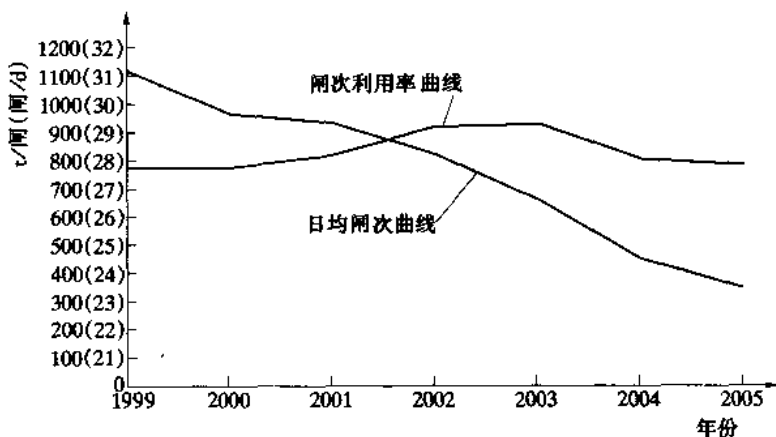


图 3-7 日均闸次及闸次利用率曲线

货运量在 2003 年后大幅降低，主要影响因素有：①连年的干旱导致航道条件差；②货源的萎缩；③陆地运输的分流。由此可以得出：1999~2003 年的过程中单位闸次的货运量逐渐增大，即船闸过闸效率逐步提高。

(2) 日均闸次及闸次利用率分析。由图 3-7 可见：船闸的闸次利用率曲线呈现比较平缓的变化趋势，单位闸次的货运量早期略有提高，后期随着大吨位船舶的增多而略有降低；船闸的日均闸次曲线呈现下降的趋势，即船闸的日均闸次逐年减少；船闸的过闸效率逐年提高。

2.3 影响船闸运行效率的主要因素及改善措施（主现因素不谈）

(1) 管理水平的影晌。通航初期由于管现经验欠缺，船闸设备尚未完善，船舶的过闸调度处于摸索期，加之船民对过闸程序也有一个适应的过程，船闸

的过闸效率较低；2000年以后随着管理经验的不断积累，船闸设备逐步完善，船舶的过闸调度日趋合理及船民对过闸程序不断熟悉，船闸的过闸效率不断提高。

(2) 船舶违章影响。由于船闸对水运的节制作用，过闸船舶不能像天然河道那样畅通无阻，船舶的待闸现象是必然存在的。北江航运船舶绝大部分为个体私营船舶，船民以航运为生，为了自身的经济利益，他们对过闸时间可谓是“争分夺秒”。然而，由于部分船民的“过闸心切”，往往却造成“欲速则不达”。一方面，船舶的抢闸、冲闸等违章现象，会导致船舶与船舶、船舶与船闸设备之间安全事故的发生；另一方面，船舶的违章处理浪费了大量的过闸时间，大大降低了船闸的过闸效率。船闸历年违章情况统计如表3-7所示。

表 3-7 船闸历年违章情况统计

项目 \ 年份	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
违章次数 (次)	147	97	39	25	18	8	3
违章处理时间 (h)	386	257	61	37	25	7	2

由表3-7可以看出：通航初期，船舶违章次数居高不下，违章处理时间长，造成大量的违章处理停航时间，过闸欲率大打折扣；2001年以后，随着船闸调度管理各种规章制度的不断完善，船民对过闸程序不断熟悉，过闸秩序有了较大的改观，船舶违章次数逐年减少，违章处理停航时间也不断降低，船闸的过闸效率不

断提高。

针对船舶违章情况，我们在船舶的调度管理过程中采取了如下几项防范措施：①完善船舶报闸制度，杜绝提前报闸、代他人报闸等现象；②严肃处理违章船只，以便对其他船只起到警戒的作用；③加强各种规章制度、安全知识、违章危害的宣传，让船民形成文明过闸的习惯。

(3) 进出闸时间的影响。由船闸的过闸程序可知，船闸的过闸时间 T 可分为船舶进出闸时间 T_x 和船闸运行时间 T_y ，船闸运行时间 T_y 又可进一步细分为：人字门关闭时间 T_1 、闸室充（泄）水时间 T_2 和人字门开启时间 T_3 ，即：

$$T = T_x + T_y$$

$$T_y = T_1 + T_2 + T_3$$

由设计可知船闸运行时间 T_y 基本为一定值，由实测可得：人字门的关闭时间 T_1 为 3min；在船闸运行平均水头 11m 的情况下，闸室充（泄水）时间 T_2 为 7min；人字门开启时间 T_3 为 3min，即船闸运行时间 $T_y = 13\text{min}$ 。

1) 取船闸日均运行闸次设计值（30 闸/d）进行计算：

$$T = (24 \times 60) / 30 = 48 \text{ (min)}$$

$$T_x = T - T_y = 48 - 13 = 35 \text{ (min)}$$

$$T_x / T = 35 / 48 = 72.9 \%$$

即：船舶进出闸时间占过闸时间的 72.9%。

2) 取 2001 年 9 月 8 日运行闸次（36 闸/d）进行

计算：

$$T = (24 \times 60) / 36 = 40 \text{ (min)}$$

$$T_x = 27$$

$$T_x / T = 27 / 40 = 67.5\%$$

即：船闸进出闸时间占过闸时间的 67.5%。

由此可见：进出闸时间在船舶过闸时间中占了相当大的比例。因此，在确保船舶过闸安全的前提下，缩短进出闸时间是提高船舶过闸效率的有效途径之一。

基于上述认识，我们在工作中采取了两项措施来减少船舶的进出闸时间：①2000年开始对即将过闸的船只进行预先调度和编队，以减少船舶的进闸时间；②2001年在上游、下游引航道各加装了两盏3000W的白炽射灯，改善上下游引航道的夜间照明条件，提高船舶夜间的进出闸道度。从实施情况来看效果良好。

(4) 设备故障停航的影响。由设备运行效率分析可知，船闸部分设备的故障检修会造成停航。船闸设备故障停航次数及停航时间统计见表3-5，由表3-5数据可以看出：通航初期设备故障较高，由此造成的故障停航次数和停航时间也较多，特别是通航的第一年（1999年），故障停航次数和停航时间分别达到48次和280h，停航时间约为年度检修停航的1/3；随着设备的逐步完善和运行维护管理水平的提高，船闸故障停航次数和停航时间逐步减少，2005年全年的故障停航次数和停航时间分别为2次和16h。因此，设备故障检修停航也是

影响船闸过闸效率的一个主要因素。

3 航运与枢纽其他功能的关系

船闸运行与水库调度运行有着紧密的联系，主要体现在以下几点：

(1) 水库调度运行会对上游、下游引航道船舶的停泊安全产生影响。由于防洪的需要，汛期库区水位经常大幅变化，上游引航道船舶有搁浅的危险；枯水期坝址下游水位较低，变化频繁，也会导致船舶的搁浅。为了避免由于水位的变化而导致引航道船舶的搁浅，需要在调度中心和船闸之间建立信息互通的联系，调度中心将水情变化情况及时传达到船闸，让船闸有足够的时间对上游、下游引航道船舶进行宣传，做好防范措施，从而避免水位变化对船舶安全停泊的影响。

(2) 枢纽的防洪调度会造成船闸的停航。根据枢纽防洪预案实施细则规定，当枢纽出库流量大于 $8000\text{m}^3/\text{s}$ 并呈上涨趋势时，或水库泄空低于 18m 时，船闸需停航；当出库流量减小至 $8000\text{m}^3/\text{s}$ ，呈退水趋势时，或水库水位上升至 18m 以上时，船闸恢复避航。据统计每年由于防洪导致的停航时间约为 4d 左右。

4 机电设备运行趋势分析

船闸历年各系统主要故障统计见表 3-8。故障走势图见图 3-8。

表 3-8 船闸历年各系统主要故障统计 单位：次

年份	故障总数	金属结构	液压系统	监控系统	其他
1999	105	4	41	39	25
2000	91	5	33	34	15
2001	32	2	9	15	6
2002	29	3	8	13	5
2003	30	2	9	14	5
2004	31	4	10	11	6
2005	32	6	8	10	8

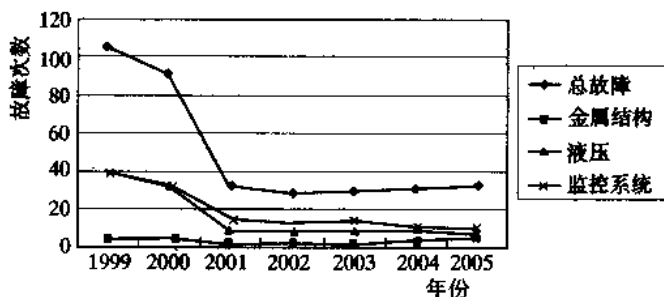


图 3-8 故障走势图

从图 3-8 中曲线走势可以看出：液压系统和监控系统在改造完善之前，均处于不稳走的运行状态，设备故障出现频繁。自从 2000 年对液压系线和监控系统改造完善后，设备故障大幅下降，2001 年以后，液压系统和监控系统均处于低故障率的稳定运行状态。金属结构的故障种类较少，主要为下左人字门的卡阻和廊道门故障，但金属结构对船闸的运行影响较大，处理难度较大。

第三节 船闸各系统的运行

1 船闸计算机监控系统

1.1 监控系统的主要配置

船闸监控系统采用分层分布式结构，由集中控制单元和现地控制单元两部分组成。集中控制单元位于船闸集控室，采用冗余配置双机互为热备用的方式，主机型号为 IBM 6892，主要负责现场设备的监测显示、控制、报警、运行管理和报表打印等。现地控制单元包括 5 台独立的 PLC 控制系统。其中 4 台 PLC 分别控制上下闸首闸门运行，每闸首一侧的机房现地控制单元控制本侧的闸门运行；另一台 PLC 用于船闸高低压配电装置、船闸消防系统及备用电源柴油发电机的安全运行监视。上闸首、下闸首左闸室各设置一台触摸屏，用于现地控制及设备实时工况监视。PLC 均采用美国 A—B 公司 1746—P4 系列模块，上位机组态软件为 A—B 公司的 RSVIEW 32 产品，PLC 编程采用 RSLOGIX 500 软件，各 PLC 之间及 PLC 与上位机之间的通信采用 10MB 光纤以太网。

系统共有 3 个网络：主控 Ethernet 网、DH485 网和 Profibus 网。集中控制单元和现地控制单元通过光缆组成 10MB 以太网，构成了系统的主控网络。网上共有 7 台工作站，并配有 2 台 HUB。各闸室之间的传输媒分采用光纤，有效地抗雷击和电磁干扰，保证了主

网络的稳定可靠运行。光电信号的转换用光电转换器 FC 来完成。

1.2 系统运行

系统故障统计见表 3-9。

表 3-9 系统故障统计表 单位: 次

年份 项目	2000	2001	2002	2003	2004	2005
程序故障	7	4	3	3	4	1
模块故障	3	1	0	0	1	0
开度仪故障	5	4	3	3	7	0
水位仪故障	2	3	3	3	6	2

从以上故障统计中可以看出, 船闸计算机监控系统于 2000 年 2 月投入运行以来, 虽然出现了一些故障, 但主要是由于水位计故障及开度仪传感器故障所引起, 并逐渐趋于稳定。从这几年的运行实践证明, 船闸监控系统具有系统设置结构合理、运行安全可靠, 技术先进、自动化程度高, 系统易于操作和维护等特点。

1.3 系统曾存在的主要问题及改进措施

(1) 水位计零点飘移问题。船闸监控系统 PLC 是通过采集闸室与上下游水位的水平信号(在其他闸门机械闭锁条件满足的情况下)控制开启人字门, 由于上下游及闸室水位经常受外界因素影响产生较大波动, 造成水位计无法准确测出上下游及闸室的实际水位, 从而系统经常在实际上游水位与上下游水位水平时而判断失

误，采集不到水平信号而无法自动控制开人字门。后经过处理，重新校核水位变送器零点，并且由于上游与闸室的水位变送器的量程不同（上游为 0~12m，闸室为 0~16m），导致它们的线性度斜率是不一样的，在实际计算时根据不同的线性度斜率换算公式来换算出实际水位值（原设计是运用相同的公式进行计算），保证了上位机换算出来的水位值与实际的相符，使这一问题得以解决。

(2) 开度仪传感器问题。船闸人字门及廊道工作门均道过开度仪传感器测量其开度变化情况，船闸监控系统原设计传感器为 GPS500—4—E 型传感器，由于传感器机械部分设计及材料原因，从 2003 年 4 月开始，各闸室传感器陆续出现钢丝绳卡阻、磨断及弹簧片无法回卷等情况，造成频繁换修及更换备件，后经过改造，于 2004 年 6 月开始陆续把各闸室传感器更换为德国 PT9600—0200 型传感器，经过运行实践证明断的传感器运行稳定、可靠，至今来出现任何问题。

(3) 增加干油泵运行监根功能。船闸监控系统对各闸室油泵电机运行情况进行实时监控，系统送过采集油泵电机输出信号反馈到上位机操作员站，运行人员能及时了解各机房电机的运行情况。值对各机房干油泵（为人字门顶枢及底枢加润滑油，误计为在人字门开门时干油泵运行 10s）电机的运行情况来加监控，曾造成由于干油泵电机换触器的触点熔焊吸合而使干油泵持续运行加油，而运行人员来能及时发现，使一根润滑油在几个

小时之内打完，幸未造成更加严重的事故，但长期运行存在安全隐患。故在船闸 2005 年年度检修时，与检修部门沟通提出增加了干油泵运行监视功能，这样就彻底杜绝了类似事故的发生。

2 液压系统

2.1 系统概述

船闸液压系统采用比例变量泵加盖板插装阀的控制方案。在上闸首、下闸首两侧机房各设置一套泵站，每侧人字门和廊道门启闭系统共用一套泵站和油箱，每套泵站配备两台油泵电机组，双泵互为备用。主控回路液压阀件选用 VICKERS 高集成化的 16 通径盖板插装阀，利用闸门开度传感器和行程开关信号对液压油缸进行比例控制，实现闸门启闭时的加减速缓冲和同步功能。

2.2 系统运行

船闸液压系统于 2000 年 2 月 21 日正式投入试运行，故障统计见表 3-10。

表 3-10 液压系统故障统计表 单位：次

年份 项目	2000	2001	2002	2003	2004	2005
阀组渗油	6	5	3	2	2	3
管路渗油	8	3	1	2	3	3
泵组故障	1	1	0	0	0	0
其他故障	2	3	1	2	3	2

从表中数据可以看出：

(1) 从故障的数量来看, 设备投运的前期故障相对多些, 属于新设备的磨合期, 随着设备的互相磨合后, 故障数量逐渐减少并趋于稳定。

(2) 从故障的类型来看, 主要为阀组及管路的微小渗油, 其他主要部件的问题较少, 对系统的运行影响不大。

运行至今出现的主要故障有:

(1) 阀组或管路的微小渗油。

(2) 上左比例泵出现过一次机械零点漂移。

(3) 下右机房人字门油缸缸体漏油和上右机房人字门他缸与活塞杆间隙漏油。下右人字门他缸缸体漏油属于制造质量问题, 存在小范围的蜂窝状小孔而导致漏油, 经补焊处理后油缸恢复正常运行。上右人字门他缸漏油是由于活塞杆表面被拉毛造成的, 经实测其漏油量为 200mL/d, 对系统的影响不算很大, 但有恶化的可能。2003 年, 年度检修时对其进行了打磨处理后恢复正常运行。

(4) 油泵电机的弹性联轴节老化失效, 经更换后恢复正常。

(5) 液压系统发出较大的异常响声。其原因主要为阀组的清洁度不够, 后经对阀组进行拆洗清洗后恢复正常。

3 收费调度系统

3.1 系统概述

收费调度系统网络标准为以太网, 网络拓扑结构为

星形，服务器及主任查询工作站都设在调度室，由于上游、下游收费工作站分别设在上游、下游收费站，距离调度室较远，系统采用光纤连接，其他工作站与服务器之间采用超过 5 类双绞线相连。上游、下游收费工作站分别设有条码扫描器和票据打印机，调度室工作站设有一台普通打印机，用于船只调度单的打印。

本系统硬件主要有服务器、调度工作站、主任查询工作站、上游登记收费工作站、下游登记收费工作站、网络集线器、条码扫描器、打印机、网卡、POSS 机及其他网络设备等。按功能模块划分，本系统主要由以下三部分组成：船只信息登记、注册及收费子系统，船只过闸调度子系统，船闸内部管理子系统（包括查询、人员管理等功船）。系统服务器操作系统为 Windows 2000 Server，工作站操作系统为 Windows 98，应用软件前台开发为 VB 6.0，后台数据库开发为 SQL 7.0，前后台通过 ODBC 连接。

3.2 船闸收费调度系统在运行中曾存在的问题及解决方法

船闸收费调度系统于 1999 年 7 月投入运行，过程中系统相继出现了一些问题，主要为应用程序的问题：①数据集只读故障；②待闸区刷屏无法翻三屏；③调度系统经常自动退出；④查询系统无法添加字符串的查询问题。针对运行中出现的问题，检修部门针对性地解决并完善该收费调度程序：

(1) 将调度系统源程序中的 RDO 数据对象改为 ADO 数据对象，解决“数据集只读”的缺陷。

- (2) 将待闸区翻屏无法翻三屏的程序修改。
- (3) 解决调度系统经常自动退出的缺陷。
- (4) 修改查询系统源程序，解决无法添加字段为字符串的查调问题。
- (5) 在调度界面中增加违章船只的查询。
- (6) 在调度界面上增加显示延迟船只的信息。
- (7) 收费系统登记界面增加一个判断船只是否违章登记的提示信息。
- (8) 收费报表查调中日报表、月报表、年报表界面完善。
- (9) 用软件的方法实现上下游收费站、调度机和服务器的时间同步。

2001 年年度检修时，对系统数据库和应用程序进行了相应的完善，系统问题得到了较好的解决，故障逐渐减少，系统运行归于稳定。

2003 年初，结合收费系统增加了 POS 机刷卡系统。POS 机的使用给船闸收费工作带来了极大的方便，将船闸收费调度系统与报行系统相连，船只交费可使用报行 IC 卡，对费金管现有很大的好处，大大方便了船民和收费员，也防止了假币流通的现象，减少收费人员据现金上下班的危险性，提高了船闸自动化运行模式。检修部门根据系统维护和使用的具体情况对系统管程员和运行人员的机限进行合理分配，并针对电脑老化问题对调度电脑显示器进行更换，对船闸收费调度服务器无法启动故障进行处理。

收费调度系统日益趋于稳定，但在日常工作中仍然

出现一些问题，在 2004~2005 年间，收费调度系统出现了：①个别船只在调度时无信息显示；②数据库中堆积已过时和无用的注册信息，影响系统的正常运行；③票据打印机因长时间使用频出故障；④船闸下游收费站光纤收发器遭雷击损坏故障；⑤船闸调度收费调度信息打印机卡纸、无法打印故障。通过清现数据库中已过时和无用的注册信息、去掉收费调度系统中“补充调度”功能、更换下游票据打印机并修改完善程序、处理船闸下游收费站光纤收发器遭雷击换坏故障后，系统运行更趋于完善化。

第四节 船闸若干技术问题

1 液压系统改造

1.1 液压系统改造前情况

册闸在上闸首、下闸首两侧机房各设置一套泵站，每侧人字门和廊道门后闭系统共用一套泵站和油箱，闸门运行时，双系同时工作，闸门整个启闭过程均为匀速运行。每套泵站配备两台油泵电机组，油系的型号为 63SCY—200—2—6，额定液造为 63L/min；电机型号为 Y200L2—6，额定功率为 22kW。液压系统控制回路主要采用江都液压件厂生产的盖板插装阀集成系统，部分阀件由上海液压件厂生厂。闸门液压启闭机由武进液压启闭机厂生产，其主要技术参数如表 3-11 所示。

表 3-11 液压启闭机主要技术参数

项目 名称	型号	最大启 闭力 (kN)	工作 压力 (kPa)	内径/ 外径 (mm)	液压杆 工作 行程 (mm)	液压杆 全行程 (mm)	启门 时间 (min)	闭门 时间 (min)
人字门	QPPY	800	141	180/320	2857	2973	2.5	2.5
廊道门	QPPY	630	10.7	120/300	3500	3700	4~6	3~5

1.2 存在问题。

(1) 泵组缺少备用。船闸正常工作时，每套泵站的两台油泵同时工作，均为主用工作泵。当其中一台油泵或电机出现故障退出运行时，剩下一台油泵虽然仍能维持闸门的运行，但油泵的输出流量减小一半，闸门启闭时间延长一倍，这对于过闸繁忙的飞来峡船闸来说极为不利。而且左右两侧闸门的启闭无法同步，只能通过人工手动来调整，操作繁现、控制难度大、同步效果差，船闸的安全运行难于保证。

(2) 液压系统冲击大。流压系统的冲击主要来源于两方面：一方面，由于系统工作压力高，控制回路换向阀换向速度过快造成油路冲击；另一方面，由于闸门启闭过程按匀速设计，缺少加减速缓冲功能，在闸门启动和到位两种工况下产生的冲击特别大。液压系统的冲击对液压设备和闸门全属结构造成的损伤很大，导致阀组和管路泄漏严重，密封漏损坏频繁；闸门部件松动甚至产生变形。

(3) 闸门运行同步性差。原有闸门开度检测装置为普通重锤式检测装置，采用增置型编码器，这种检测装

置技术性能落后,存在断电时信号丢失问题,稳定性差。由于闸门开度检测装置不能满足闸门同步性的设计要求,因此,闸门的同步只能通过调节左右机房对称油泵的排置,靠系统自身的性能来保证。但由于闸门的启闭过程按匀速设计,冲击大,所以闸门的同步性很差。特别是当人字门在接近全关位时无法准确定位,全关位错位,影响了人字门的安全运行。

(4) 缺少减震降噪措施。液压系统的震动和噪音主要来源于高速运转的液压泵组。原有液压系统在设计时没有考虑任何减震降噪措施,泵组与基础、泵组与管路、阀组与管路之间均采用刚性连接,当各部分连接之间的保动频率接近时,容易产生共振,造成震动和噪音的急剧增大。震动大容易使设备零部件松动损坏,管路连接松动,产生油路泄漏;噪音则影响了运行人员的工作环境,不利于运行人员对设备状况的掌握和故障的判断。

1.3 液压系统改速功能要求

(1) 闸门的变速运行。变速运行可以减小闸门和启闭机所受的冲击,使启闭机的能力曲线趋近于运行阻力矩,人字门的变速运行还可以降低动水阻力矩峰值。闸门采用无级变速的运行方式,选用开度仪加比例变量泵的控制方案,比例变量泵通过液压泵、比例阀、比例放大器 and 电子传感器组成一个闭环控制系统对油泵的输出流量进行精确的比例控制,从而实现闸门的变速运行。

(2) 闸门的同步运行。人字门在关闭过程中接近全关时有导卡人位和闸门对中的问题,对闸门的同步性要求比较高。因此,为了确保闸门运行时良好的同步性,

在闸门控制中采用了测量精度和各方面性能都比较高的 GPS500 型闸门开度检测装置，通过 PLC 监控程序对左右两侧对称闸门进行闭环控制来实现闸门的同步运行。GPS500 型闸门开度检测装置选用德国 HEIDENHAIN 公司生产的高精度、大量程绝对型多转编码器 ROQ425，电气分辨率为 0.1mm，机械分辨率小于 0.4mm，全行程测量误差小于 0.02%，完全可以满足闸门同步运行的需要。

(3) 安全可靠。系统运行的安全可靠主要表现在两方面：首先，系统本身可靠，故障率低；其次，当故障出现时，容易检查可以很快恢复。因此，设计时从需化系统、元件选择、易调整、易维护、易故障判断和维修等几个方面进行了考虑：①在满足系统运行要求和运行安全的前提下尽可能简化系统；②对关键元件和动作频率较高的元件均采用进口元件，其他辅助元件则采用国产元件；③主控系统采用盖板插装集成，使故障判断相对简单，更换阀件也非常容易，即使系统故障一时不易准确判断，也可采用替换阀件的办比较快排除系统故障；④系统中每个区段均设置了压力表，对阀件的每一个动作均设计了溢流保护和压力继电器保护，选用了带堵塞报警的滤油器，使于运行人员随时掌握系统状况和故障判断；⑤堵设手提泵应急回路，以防闸门启闭过程中突然停电的应急处理，也便于闸门安装调试时的准确控制。

(4) 运行平稳性。运行平稳性对液压系统尤为重要。采取了如下几项措施来保证系统运行的平稳性：

①空载启动：油泵每次启动时均须先空载运行 5s 以上，减小启动时的冲击和电机启动负荷；②停机卸荷：每次油泵停机时，开启卸荷阀 5s 左右，消除电机停机后由于油泵电机组运转惯性带来的冲击；③减小换向冲击：闸门系统主换向阀采用带阻尼调节器的换向阀，调节主换向阀的换向时间，避免换向速度过快带来的液压冲击；④人字门回油节流：为了减小人字门启闭运行时因涌液等引起的抖动，在人字门系统设置了节流回路进行回油节流，人字门开启背压值为 1.2MPa，关闭背压值为 2.5MPa，人字门持住运行；⑤人字门平衡回路：当人字门受到外界冲击时，通过平衡回路可为人字门油缸有杆腔和无杆腔进行排油或补油，减小人字门和油缸受到的冲击和损伤；⑥廊道门平衡回路：当阀门关闭时，由于闸门自重将对系统管路和油缸产生负压，导致吸空现象的发生。通过平衡阀将油缸的负负载转变为正负载，避免了吸空现象的发生，增加了系统的稳定性。

(5) 减振降噪措施。采取了如下减振降噪措施：①油泵与电机采用弹性联轴器进行连损；②在泵组取油口增设通震喉；③泵组与阀组、阀组与管路、管路与油缸之间均采用高压软管进行连接；④在泵组与安装速之间加装橡胶减震器。利用柔性速接对震动和噪音的减弱和吸收来达到减震降噪的目的。

1.4 液压系统胶造设备选型

根据设计要求和目前国内外液压技术的现状，对系统的核心及关键部件（如比例泵、阀组、过滤器等）选用美国 Eaton - Vickers 的产品，其他的辅助设备（如

油箱、管路、碟阀等) 则选用国内可靠产品, 系统主要设备及规格型号见表 3-12。

表 3-12 液压系统主要设备及规格型号

名称	规格型号	数量	厂家
比例泵	PVH74QIC-RF-1S-10- EDC25-10/RS-10-B2-30-S71	8	Eaton-Vickers
比例放大器	EEA-EDC-436-A1-14	8	Eaton-Vickers
电机	Y225S-4/B35	8	ABB
压力继电器	SG307-F-V2-350B	16	Eaton-Vickers
压力表	UC.PGF.1001.250	20	UCC
电磁换向阀	DG4V-3S-2C-M-U-H5- 60/DG4V-3S-2A-M-U- H5-60	8/24	Eaton-Vickers
盖板	CVCS-16-C3-B29-W250- 11/CVCS-16-W13-B29-10	16/16	Eaton-Vickers
插件	CVI-16-D105-M-40/CVI- 16-D15-M-40	16/16	Eaton-Vickers
压力过滤器	H6101F4YH1B2C05	8	Eaton-Vickers
回油过滤器	HL151E389NBC10	4	Eaton-Vickers
开度仪	GPS500-4-S	4	上海津浦
溢流阀	RV11-12-S-O-30/CG5V- 6-FW-D-MU-H5-20	8/4	Eaton-Vickers
液位油温 控制器	62-2Kt/1062699	4	BUHLER, NIVOTEMP
叠加阀	DGMC-3-AT-AW-41/ DGMP-3-P-S-10	8/16	Eaton-Vickers
平衡阀	LBV-N-16-SO-860-10- SV250	4	HYCOM

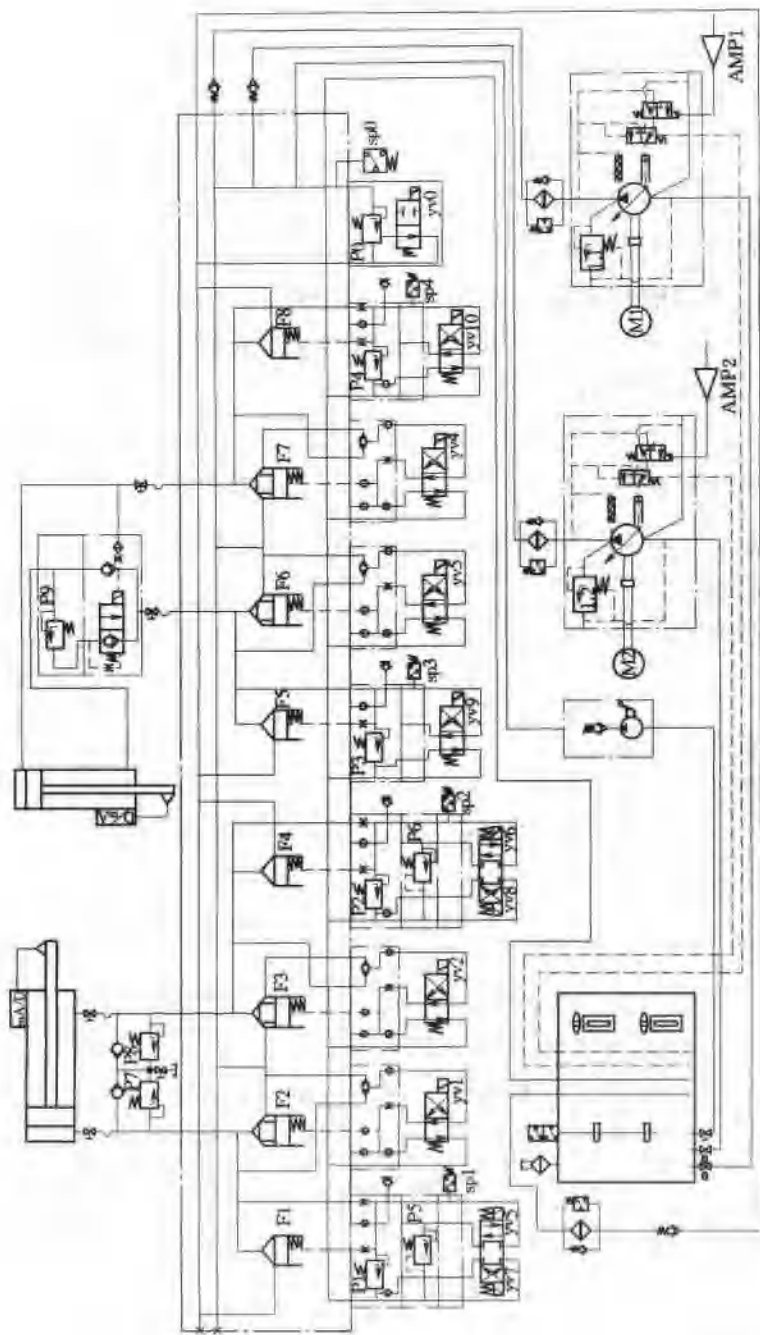


图 3-9 液压系统工作原理

1.5 系统工作原理

系统的工作原理如图 3-9 所示：泵组的启停和电磁阀的通断均由 PLC 监控程序进行顺序控制，主控换向阀则由先导组电磁换向阀来控制，主控换向阀通过对油路流向的控制来实现油缸活塞的往复运动，从而实现闸门的启闭。系统中每个区段的压力值通过溢流阀来整定，确保系统的安全运行。

以关人字门为例进行简述，人字门关闭时电磁阀的动作顺序如表 3-13 所示，人字门运行曲线如图 3-10 所示。

表 3-13 人字门关闭时电磁阀的动作顺序表

电磁铁 动作顺序	YV	YV	YV	YV	YV	YV	YV	YV	YV	YV	YV	YV	YVP
油泵空载运 转系统卸荷													0
慢关闭	+	+					+						0~100%
快关闭	+	+					+						100%
慢关闭	+	+					+						100%~0
水位差 自行合拢							+						0

注 “+” 为得电状态。

人字门关门过程为：油泵空载启动→慢关闭→快关闭→慢关闭→停泵卸荷→合拢。

①泵启动：油泵 M1 或 M2 启动，同时溢流阀 1.1 或 1.2 开启卸荷；②慢关闭：在 0~10% 的开度内，电磁阀 YV0、YV1、YV6 同时得电，监控程序 PLC 对泵组发出一个 4~20mA 的电信号，油泵的输出流量从 0 增大到 109L/min，人字门做加速运动；③快关闭：在

10%~90%的开度内,电磁阀 YV0、YV1、YV6 保持得电状态,油泵输出流量保持为 109L/min,人字门为匀速关闭;④慢关闭:在 90%~100%的开度内,电磁阀 YV0、YV1、YV6 保持得电状态,监控程序 PLC 对泵组发出一个 20~4mA 的电信号,油泵的输出流量从 109L/min 减小到 0,人字门做减速运动;⑤停泵卸荷:电磁阀 YV0、YV1 失电, YV6 保持得电状态,油泵 M1 或 M2 停止,同时溢流阀 1.1 或 1.2 开启卸荷;⑥人字门合拢: YV6 保持得电状态,人字门在水压差的作用下合拢。

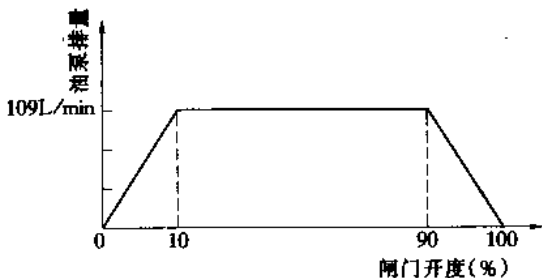


图 3-10 人字门运行曲线

液压系统经完善后总体性能有了较大的提高,运行情况良好。系统运行平稳,故障率较低,噪音较小,密封性较好;阀芯动作灵活可靠,冲击小;比例泵的应用效果较好,闸门变速运行情况理想。

2 船闸监控系统完善

2.1 原系统主要问题

系统完善改造前,经常出现故障,停航检修频繁,

无法满足航运要求。闸室同侧的上闸首、下闸首机旁布置两个电气控制柜，装有 OMRON C200H 系统可编程控制器一台、人字门及泄水廊道门开度仪、水位仪。主要问题有：

(1) 自动化元件可靠性差，继电器、水位仪、开度仪等主要自动化元件故障频繁。

(2) 未设置上位机，没有实现集中监控，闸门开度、水位等重要信号未进入中控室。

(3) 系统冗余考虑不够。一套电控柜实现同一闸首人字门、廊道门控制，一旦出现故障，需停航检修。

(4) 由于 PLC 功能的限制，PLC 之间通信功能器，上下闸首只传递人字门、廊道门状态信号作为闭锁信号，软件在闭锁条件设计上难实现，给运行带来安全隐患。

(5) 需多人值班，维护工作量大，运行维护成本高。

2.2 系统完善改造

改造后的系统采用分层分布式结构。集中控制单元位于中央控制室，采用冗余配置双机热备方式，负责现场设备的检测显示、控制、报警、运行管理。现地控制单元包括 5 套独立的 PLC 控制系统。其中，4 套分别用于监控上下闸首闸阀门运行，每闸首一侧的机房现地控制单元控制本侧的闸阀门运行；另一套用于船闸配电装置的监视。

(1) 网络设计：

1) 主控网络：集中控制单元和现地控制单元通过

光缆组成 10M 以太网，构成系统主控网络。各闸室之间采用光纤传输。见图 3-11。

2) DH-485 网：上下闸首左闸室 PLC 与触摸屏通过 RS-232-C 串口线连接组成 DH-485 网。

3) Profibus 网：闸阀门行程传感器与其 Gateway、Profibus 模块组成 Profibus 网络。门的行程通过编码器编码后转换成脉冲信号传给 Profibus 模块，Profibus 模块将脉冲信号转换成双字的浮点数交给 PLC 进行处理。

(2) 设备选型与配置。选择 SLC5/05 可组程控制器作为设备监控的主控制器，其 CPU 集成了 Ethernet 网口和 RS232 串口。在上左和下左机房备设置一台 KEYPAD 式操作员终端。

闸阀门的运动速度通过泵的输出油量大小控制。选用比例放大阀和变量泵，实现速度的精确控制和门运动速度的准确同步。PLC 输出 4~20mA 电流经比例放大阀放大后输出到变量泵对泵的油流量进行控制，变量泵又将油流量信号反馈至比例放大阀形成一个闭环控制回路。

选用红外线光电限位开关作为门到位和油泵电机停机的控制信号，实现门的开终、关终、合拢的精确定位。在现地 PLC 配置 Profibus 模块，采用 PROFIBUS-DP 方式，实现闸阀门行程的精确计算和处理。

选择电机软启动器控制油泵电机，有效减小油泵未予控制的加速或减速而产生的水锤，使得电机运行经历一个从缓慢平滑启动到全速运行再到缓慢平滑停止的最

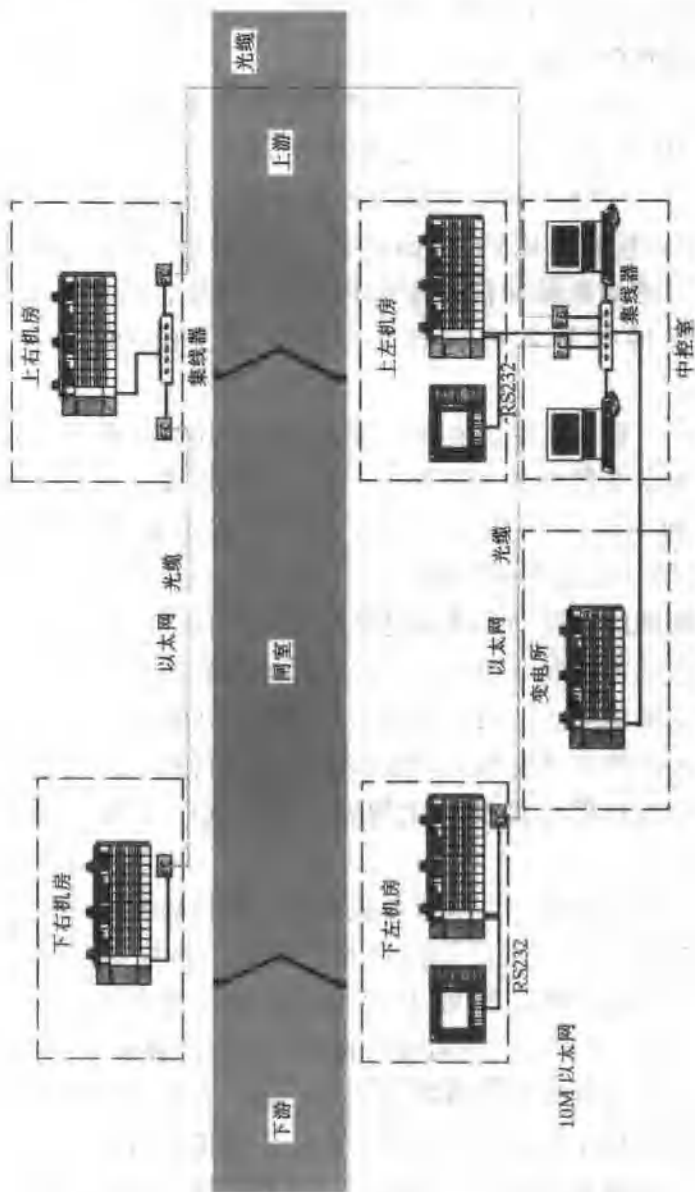


图 3-11 船网主控网络示意图

佳工作过程。

在各控制柜配置交流净化电源，提供稳定的 220V 交流电源。选择工业一体化开关直流电源作为电磁阀和控制回路的电源。

(3) 控制方式设计。为满足不同情况的需要，设计了三种控制方式：程序控制、单项控制（包括单项单侧控制和单项双侧控制）、手动控制。

程序控制是指监控系统按照船闸的工艺要求，对上下闸首的闸、阀门及相应输出按预定的运行程序自动控制。分上行进闸和下行进闸两种状态。

为避免因意外情况或设备故障的发生而产生不安全因素，在集中控制单元和现地机房的控制柜上均设置了“急停”按钮，在上位机主画面上设置了“程序暂停”按钮。

单项双侧控制方式不仅存在上位机、各机房间操作的互锁关系，而且同时存在各闸首闸阀门间的状态互锁关系，以防止误动作的发生。单项单侧控制方式不存在任何互锁关系，一般在调试、维修时由维护人员在现地机房进行。

手动控制一般在 PLC 无法正常工作时应急使用，此方式通过硬接线由启动柜和控制柜上的手动按钮直接控制本机房的 11 个电磁阀的中间继电器线侧和 2 个电机软启动器控制端子。

(4) 现地控制单元设计：

1) 模块组态。依据船闸工艺流程，以上左机房为例，PLC 模块组态如表 3-14 所示。

表 3-14 PLC 模块组态

模块型号	槽位号	用途
1746—P4		电源模块
1747—L552	0	处理器模块
1746—NI8	1	8 点模拟量输入
1746—NI8	2	8 点模拟量输入
1746—NO4I	3	4 点模拟量输出
1746—IB16	4	16 点开关量输入
1746—IB16	5	16 点开关量输入
1746—IB16	6	16 点开关量输入
1746—OB16	7	16 点开关量输出
1746—OB16	8	16 点开关量输出
1746—IB16	9	16 点开关量输入
PFS—SLC—SST		Profibus 协议接口模块

2) 组态软件。现地控制单元 PLC 逻辑编程软件采用 A—B 公司的组态软件 RSLOGIX500。

3) 程序设计基本思想。在程序设计过程中,为了使程序结构更加清晰、明确和合理,遵循程序设计的一般原则,即“高内聚性和低耦合性”,在熟知船闸工艺流程的基础上对各子模块的功能进行统筹划分,尽可能地使各个功能模块各自完成明确的特定的功能。在编程过程中,充分考虑输出指令执行的输入条件、程序分支、互锁关系和在异常故障情况下的保护,确保程序的安全性、可靠性。

4) 程序结构。用户程序文件由 1 个主程序和 14 个子程序文件组成。见表 3-15。

表 3-15

程序结构

程序类别	程序名	功能描述
主程序	MAIN	主控程序, 提供配置模拟量模块、上电清油泵、控制方式的选择、互锁、对光电开关进行保护、程序暂停、水位计算、电磁阀控制和对子程序进行调用等功能
子程序	PROG	完成程序控制方式下的上行进闸、下行进闸工艺流程的控制, 对开关闸阀门子程序进行调用
	UNIT	完成单项控制方式下船闸工艺流程的控制, 对开关闸阀门子程序进行调用
	MANUAL	完成手动控制方式下输出给油泵比例放大器 4mA 的电流信号
	OPEN SLG	完成开人字门的控制, 包括保护光电开关、电机启停、流量控制、电磁阀控制、开人字门时间计算等功能
	CLOSE SLG	完成关人字门的控制, 包括保护光电开关、电机启停、流量控制、电磁阀控制、关人字门时间计算等功能
	OPEN WG	完成开阀门的控制, 包括保护光电开关、电机启停、流量控制、电磁阀控制、开阀门时间计算等功能
	CLOSE WG	完成关阀门的控制, 包括保护光电开关、电机启停、流量控制、电磁阀控制、关阀门时间计算等功能
	M	完成电机启停、启动超时保护和启动次数计算等功能
	DISPLAY	完成对各信号灯、蜂鸣器和指示灯的显示控制
	MSG	完成各机房间互相通讯功能, 本地机房从其他机房读取控制所需数据
	SW	完成上游、闸室、下游水位的转换计算和上、下闸首水位平信号的控制
	PROFIBUS	完成行程传感器编码的换算、人字门开度和充泄水门开度的比例计算
	GO	完成对过闸信号灯的转换控制、上下行次数累计、电机切换清零等功能
STAT	完成对闸、阀门到位信号的确认控制, 到位信号由光电开关和行程传感器双重保护	

(5) 主监控画面设计。主监控画面是船闸运行状况的综合反映，通过相关按钮可完成设备控制。见图3-12。

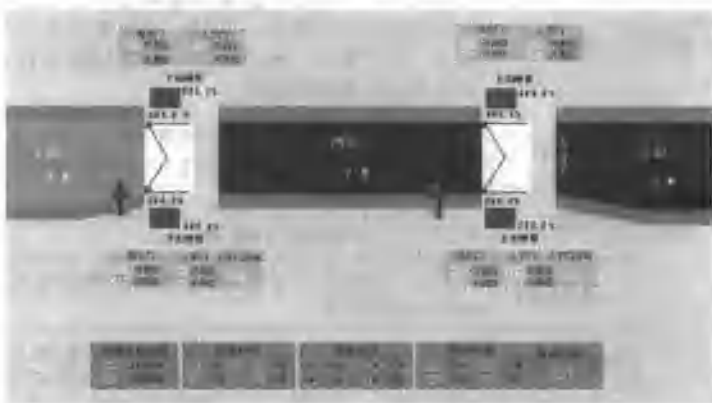


图 3-12 飞来峡船闸监视主画面

(6) 主程序流程。见图3-13。



图 3-13 主程序流程图

(7) 程序控制流程。见图 3-14。

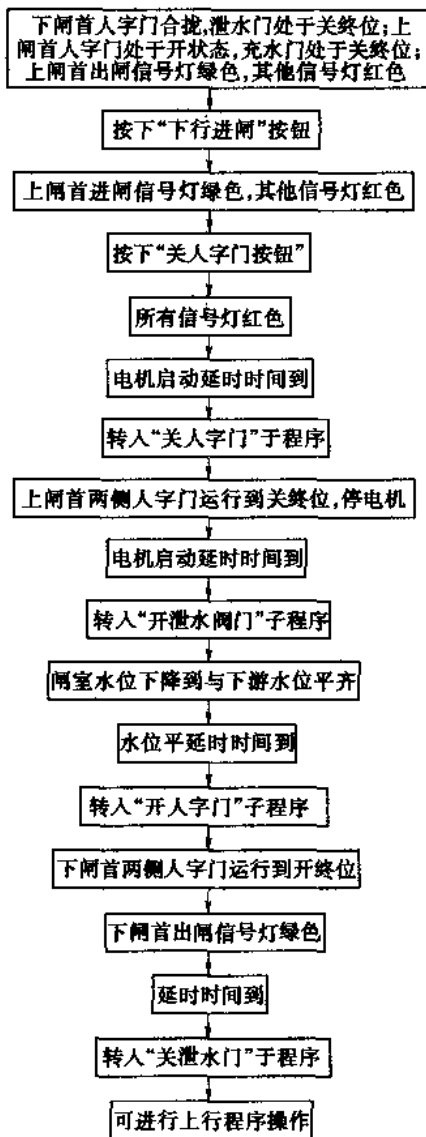


图 3-14 程序控制流程图

2.3 系统特点

(1) 安全可靠。系统安全性设计考虑周密,对可能损害船闸设施及船只、人身安全的危险操作与动作具有连锁、互锁等安全保护功能。系统采用高可靠性电气元器件、可编程序控制器、交流净化电源、工业一体化直流电源等设备,降低了系统故障率,使系统运行安全可靠。船闸监控系统于2000年3月完成改造,至今未出现过因程序设计原因和设备故障而引起的任何安全事故。

(2) 系统易于操作和维护。系统具有友好的人机操作界面,操作功能设计符合船闸运营要求。在程序控制方式下,运行人员仅需通过一次操作,即可完成一次上行或下行操作。系统对元器件级和系统级故障均设有故障自诊断功能,具有故障报警、记录、提示及故障状态下的系统保护功能。部分关键元器件、模板可带电更换,减少了系统修复时间。运行至今,未发生因监控系统故障导致船闸停航大于0.5d的情况。

(3) 控术先进、自动化程度高。系统采用基于PLC和现场总线技术的分布式控制系统,与目前国际上广泛采用的先进技术一致。主要体现在:

1) 4个机房的PLC之间以及同中控室上位机采用光纤传输、基于TCP/IP的工业以太网,有故地抗雷击和电磁干扰,保护了设备,提高了PLC通信的可靠性、网络致据和上位机监控画面致据更新速度,损高了系统监控的性能和可靠性。

2) 采用现场总线PROFIBUS与开度仪编码器连



接,采用数字通信技术代替模拟 4~20mA 信号,使人字门开度测量更加精确、稳定。

3) 基于上述的人字门开度精确、稳定的测量技术,实现了人字门启闭的精确同步控制和速度控制,保证了人字门的可靠合拢定位及优化的位置速度控制。

(4) 信息资源的共享。通过船闸计算机监控系统与管理信息系统的接口,将船闸重要信息传递到管理信息系统各客户端,从而实现生产系统与信息系统有机集成和整合。

实践证明,将 PLC 控制技术、现场总线技术和网络技术用于船闸的控制是可靠的和值得推广的。系统的改造经验,可广泛借鉴于国内外船闸技制系统。

3 人字门低位顶门工艺

3.1 故障情况

闸室工作闸门采用平板横梁式钢质人字门,其主要技术参数见表 3-16。

表 3-16 飞来峡船闸下闸首人字门主要技术参数

门叶尺寸 (宽×厚×高) (m×m×m)	孔口尺寸 (宽×高×水头) (m×m×m)	门体重量 (t/扇)	总水压力 (kN/扇)	门顶 高程 (m)	门底 高程 (m)
9.90×1.30×18.00	16×19×13	130	13859	24.8	6.51

2000 年 3 月船闸下左人字门开始出现异常的运行工况:在关闭过程接近全关位时门体出现振动并伴有较大的响声,当关至 1%开度时卡死。开始一段时间采用

反复开关人字门的操作，能将门关到位；后来只有通过解除闭锁开充水门，利用水压才能将人字门压到位。此种运行状况一方面给船闸的运行埋下了巨大的安全隐患，另一方面也极大地降低了船闸的运行效率。2000年12月和2001年8月分别对人字门顶枢拉杆进行过两次调整，人字门卡阻情况有所缓解，但均不能从根本上解决问题。

在2002年1月船闸年度枯水期检修时，对下左人字门底枢进行了顶门极修。

3.2 顶门工艺流程

此次人字门顶门按高位顶门方案做准备工作，顶门过程拉低位顶门方案实施，若低位顶门不能取出底根，则改用高位顶门。

(1) 门体垂直度及跳动量的测量。由于这次顶门检修的目的主要是对下左人字门及底枢的拉术状态进行全面的检查维修，旨在恢复其设计拉术要求；同时也为了给顶门后的门体复位操供参考数据。所以，顶门前对人字门的垂直度和跳动量进行了能量，测量数据如表3-17所示。

(2) 千斤顶的布置和顶点的加固。人字门门叶顶起采用四点支承顶托的方法（如图3-15所示），在底极梁与第二块和第四块隔枢连接处上游面、下游面各焊一个牛腿，作为千斤顶的顶起支承点，在4个牛腿处各布置一个100t的螺旋千斤顶，靠近斜接柱处布置一个50t的螺旋千斤顶，作为安全顶，即跟踪门体上升或下降，起安全监视作用。在底横梁牛腿焊接处加焊工字钢增强

其受力强度。将人字门关至与闸墙边线呈 12.5° 的位置，以门槽地板埋设的检修安装座为支承点，布置 5 个箱形支座（3 个用于千斤顶，2 个用作保护支墩）作为千斤顶支座和人字门门叶垫板。

表 3-17 下左人字门垂直度及跳动量测量数据

高程 (m)	门轴柱垂直度 (mm)		斜接柱垂直度 (mm)				斜接柱跳动量 (mm)	
	全开 状态	全关 状态	全开状态		全关状态		开度 (%)	测值
	侧面	测面	正面	侧面	正面	侧面	0	13.3
24	2.9	2.1	0.7	3.0	0.8	2.8	10	8.1
22	4.0	5.2	2.0	4.3	1.6	6.1	20	5.2
20	6.2	6.5	1.6	5.2	1.3	8.2	30	4.4
18	9.6	10.4	1.8	8.5	2.0	11.6	40	4.3
16	11.1	13.6	2.2	11.3	2.1	13.3	50	3.0
14	12.6	15.2	1.3	13.8	1.6	16.5	60	2.2
12	15.3	17.7	2.5	14.7	1.4	17.7	70	1.7
10	18.1	18.1	1.9	17.0	1.9	19.2	80	1.1
8	19.9	20.6	1.4	20.2	2.3	21.4	90	0.6
6.51	21.4	23.0	2.1	21.4	1.8	23.7	100	0

(3) 防倾覆措施。在顶门过程中，由于 4 个千斤顶由不同的人操作，很难达到完全同步；加上外界因素（主要为风荷载）的影响，人字门容易产生摆动或倾斜，有倾覆的危险。为了保证顶门过程的安全，人字门采用刚性和柔性相结合的防倾覆措施（如图 3-15 所示）。

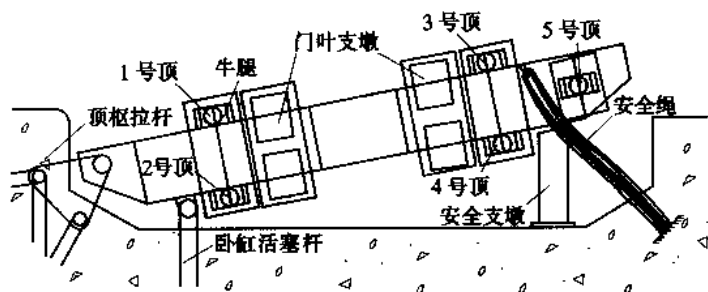


图 3-15 门体顶升安全措施及千斤顶布置

门轴柱端以顶枢拉杆和液压缸活塞杆作为人字门的上部防倾覆措施。斜接柱端在闸墙 22.2m 高程处埋设钢管支墩作为刚性支承，防止门叶向闸墙方向的倾覆；在 $\nabla 26\text{m}$ 闸墙面打地桩，用钢丝绳通过滑轮组和 5t 葫芦与门叶连接，防止门叶向闸室方向的倾覆。所有防倾覆措施在门体正常顶升过程中应不受力，只起预防万一的作用。

(4) 门叶监测。顶门过程最重要的是保持门叶能平稳上升。要使门叶平稳上升，除了在千斤顶的操作中要尽可能同步外，更重要的是要充分利用监测仪器做好门叶的监测工作。面此，采用一台全站仪对门叶进行定位监测；在门轴柱和斜接柱各挂两条铅垂线，用于测量门体正面和侧面的垂直度；在 5 个千斤顶支座位置及顶枢拉杆和人字门油缸处均布置了千分尺，用于监测门体各处的顶升高度。通过对门体动态及三维空间的实时监测，确保了门体顶升过程的平稳。

3.3 顶门过程

(1) 认真检查各项安全措施和准备工作，确认无误

后开始进行顶门。

(2) 先松动底枢上盖与底横梁紧固螺栓。

(3) 调整千斤顶的工作状态，使千斤顶均受力。

(4) 5个千斤顶同时顶升0.1mm将门体顶住，然后适当调整1号顶、2号顶的顶升高度，使门叶斜接柱端稍稍翘起，从而消除门重力矩对顶枢AB拉杆的作用力，这样就可将顶枢轴下端的抗磨垫片取出。因人字门顶枢轴由上下耳板定位，中部与枢轴动配合。轴套上下端面均与耳板有 $\delta=20\text{mm}$ 间隙，下端垫有20mm厚的抗磨垫片，取出垫片后门叶有20mm的上移量。

(5) 将人字门油缸支座紧固螺栓松开，油缸两头布置两个5t千斤顶，与人字门顶升时同步顶升，以避免连门轴和油缸受力受损。

(6) 顶门过程派专人监视千分表、铅垂线和全站仪，每压顶一次做一次记录。

(7) 顶门过程由现场专职指挥人员统一指挥，5个操作人员同步压顶，循序渐进。开始时每循环顶起0.3mm，后来加大顶升量为每循环1mm左右，每循环结束后部应垫牢安全支墩，每顶起2mm对千斤顶作一次调整，并严格控制对称顶之间的高差在1mm以内。

(8) 门叶总的顶升高程为20mm，顶升到位后将门体用垫铁将垫牢，将斜接柱固定钢丝绳带紧锁死，顶门结束。

3.4 故障处理

(1) 将底枢与门体脱开，用3~5t手控葫芦将底枢

从底座开口方向拉出。注意底枢拉动过程中不能与门体相碰撞和卡挤，若有卡阻现象应采用避让的方法，不能硬拉。

(2) 拆除压板螺栓，吊开铜盖瓦上盖进行全面的检查。

(3) 蘑菇头轴头端面与底座的磨损严重。经检查发现轴头靠支枕垫一面的柱面有 90cm 长的环面出现不同程度的磨损，最大磨损深度为 10mm；底座相应部位也出现了类似的磨损，最大磨撞深度为 5mm。轴头端面与底座垫板均有厚度为 0.5mm 左右的磨损。

(4) 蘑菇头球头与铜盖瓦发生大面积烧损，从蘑菇头顶向裙边辐射方向约 250mm 弧长的范围内基本没有烧损，有较薄的润滑油膜。在距裙边 70mm 圆周处发现 130mm 宽的圆弧环面内铜盖瓦烧损严重，有大量合金烧熔、母材撕裂疤痕，磨损瓦面内附着有大量铜瓦磨屑，铜瓦油槽均被铜瓦磨屑堵死。擦掉蘑菇头球面和铜盖瓦表面油污后，发现胶合瓦面被磨出许多横向沟槽，磨损深度为 1mm 左右，油槽被磨浅，有些油槽横边塌陷；在球头相应位置被磨出许多麻点和损向沟痕。

(5) 门轴柱支垫座与枕垫座磨损严重。支枕垫靠闸底一端发现 3m 长的磨损段，支垫块与枕垫块的止水面已被磨得凹凸不平，磨损深度为 1~2mm。在摩擦面内可以看到大量深 1mm 左右的损向沟槽，而且摩擦痕迹极为光亮，说明支枕垫的磨损最近还在进行着。

(6) 润滑油脂泄漏严重，在上盖与门轴柱底横梁腹板连损螺栓孔处发现大重泄漏的润滑脂。拆出上盖后发

现润滑油管与上盖没有连接管（根据设计图纸，此处应安装连接管），因此润滑油脂从上盖与门轴柱腹板之间的连接缝向外泄漏，由于上盖与门轴柱腹板被焊死，油脂就连接螺栓孔处挤出来。

(7) 铜盖瓦与上盖的圆锥面配合局部间隙过大，接触不均匀，铜盖瓦胶合部位圆弧环面的背面圆锥面有一条 20mm 宽的压痕，压痕往锥顶方向铜盖瓦与上盖没有接触，留有较大间隙，间隙里面充满油脂。

3.5 故障原因分析

(1) 从顶门前人字门垂直度和跳动量的测量结果（见表 3-17）：全关状态时门轴柱和斜接柱侧面垂直度的最大偏盖分别为 23.0mm 和 23.7mm，全开状态时门轴柱和斜接柱侧面垂直度的最大偏盖均为 24.1mm；门体跳动量最大值为 13.3mm。可知，人字门旋转中心已经偏移，门轴柱轴线已经倾斜。

(2) 人字门底枢存在三处严重的磨损：①蘑菇头轴头端面与底座的磨接；②蘑菇头球头与铜盖瓦的磨损；③门轴柱支垫座与枕垫座的磨损。由此可见，人字门异常的运行工况是由于底枢胶合抱死后产生磨损，门叶旋转中心偏移，门轴柱承压条严重卡挤，量终导致人字门运行异常。

(3) 蘑菇头胶合抱死的隙因主要有两方面：一方面，由于润滑油脂泄漏严重，底枢铜盖瓦得不到良好的润滑，导致铜盖瓦干磨擦烧接；另一方面，由于铜盖瓦与上盖配合不良，接触面积太少，铜盖瓦产生局部应力集中变形，从而抱死蘑菇头。

(4) 实施低位顶门时，必须割除一段底止水座板，底枢复位后再装焊校正。若对底止水座板进行反复割焊，其焊口质量和装焊精度难于保证，这对承受最大水压的部位极为不利，因此，割焊底止水座板的方法不宜反复采用。建议将此段底止水座板改为用螺栓与底横梁进行连接。

(5) 此次顶门的高度为 20mm，施工空间极为有限。极据设计图纸可知，底枢底座上有一块 50mm 厚的活动垫板，若顶门时将活动垫板抽出，则会有更充裕的施工空间（70mm）。

3.6 底枢缺陷修复处理

(1) 更换蘑菇头和铜盖瓦，铜盖瓦与上盖的配合增加研磨处理，确保铜盖瓦与上盖的面接触充分，受力情况良好。

(2) 在润滑油管与上盖的连接处加装连接管。连接管与上盖采用外螺纹连接，润滑抽管与连接管采用活接头连接。确保润滑抽脂能到这铜盖瓦摩擦面，并防止泄漏。

(3) 在轴头底座与底板侧向垫 0.5mm 厚的不锈钢片，以消除轴头底座与底板侧向过大的磨擦间隙。

(4) 将底枢总成吊装复位。

3.7 门体复位和数据复测

(1) 按顶门相反顺序下降门体，每据环下降 1mm，边降边垫实。落门过程中应密切监视门体的动态，派专人监视各监测仪表，并数好仪表读书记录。

(2) 门叶接近复位时，应放慢落门连度，特别注意

门体与上盖的连接孔是否对齐。

(3) 门体落门到位后，拧紧上盖紧固螺栓，接通供油管路。

(4) 校核门体几何形状、转动中心、空间位置和侧止水间隙。

(5) 对门体垂直度及跳动量进行复测，测量数据如表 3-18 所示。

表 3-18 下左人字门垂直度及跳动量测量数据

高程 (m)	门轴柱垂直度 (mm)		斜接柱垂直度 (mm)				斜接柱跳动量 (mm)	
	全开 状态	全关 状态	全开 状态		全关 状态		开度 (%)	测值
	侧面	侧面	正面	侧面	正面	侧面	0	7.9
24	0.5	0.4	0.4	0.7	0.3	0.9	10	6.6
22	1.0	1.4	1.0	0.9	1.1	2.0	20	5.8
20	1.6	2.1	1.3	2.0	1.0	1.6	30	5.0
18	2.3	2.4	2.1	3.1	1.8	2.9	40	4.2
16	2.9	3.5	1.8	3.5	0.7	3.4	50	3.4
14	2.8	3.4	1.2	3.7	1.3	3.5	60	2.5
12	3.6	4.3	2.0	4.2	2.1	4.9	70	2.0
10	4.7	5.2	1.7	5.0	1.5	5.0	80	1.4
8	5.1	5.4	0.9	4.9	1.9	5.2	90	0.7
6.51	6.0	6.2	1.6	5.7	2.0	6.4	100	0

3.8 处理效果

这次底枢顶门维修，是飞来峡船闸通航 3 年以来的首次底枢全面检修。经过检修后几个月的运行观察，闸门运行无任何异常，证明这次底枢检修是成功的。

4 收费调度系统的完善

4.1 系统结构

收费调度系统网络标准为以太网，网络拓扑结构为星形，主服务器和上下游收费工作站之间采用单模光纤连接，其他工作站与服务器之间采用超 5 类双绞线相连。见图 3-16。

收费调度服务器操作系统为 Windows NT Server 4.0，工作站操作系统为 Windows 98，应用软件前台开发为 VB 6.0，后台数据库开发为 SQL Server 7.0，前后台通过 ODBC 连接，收件开发采用 C/S 模式。

应用软件共分 3 个子系统：船只信息登记、注册及收费子系统，船只过闸调度子系统，船闸内部管理子系统（包括查询、人员管理等功能）。

4.2 系统功能

- (1) 过闸船只信息数据的登记和存储使用。
- (2) 监控船闸的运营情况。
- (3) 调度。
- (4) 过闸费用的收取。
- (5) 船闸规范化、标准化管理。

4.3 船只信息登记、注册及收费子系统

本子系统在上下游远方登记站工作站实现，是船只

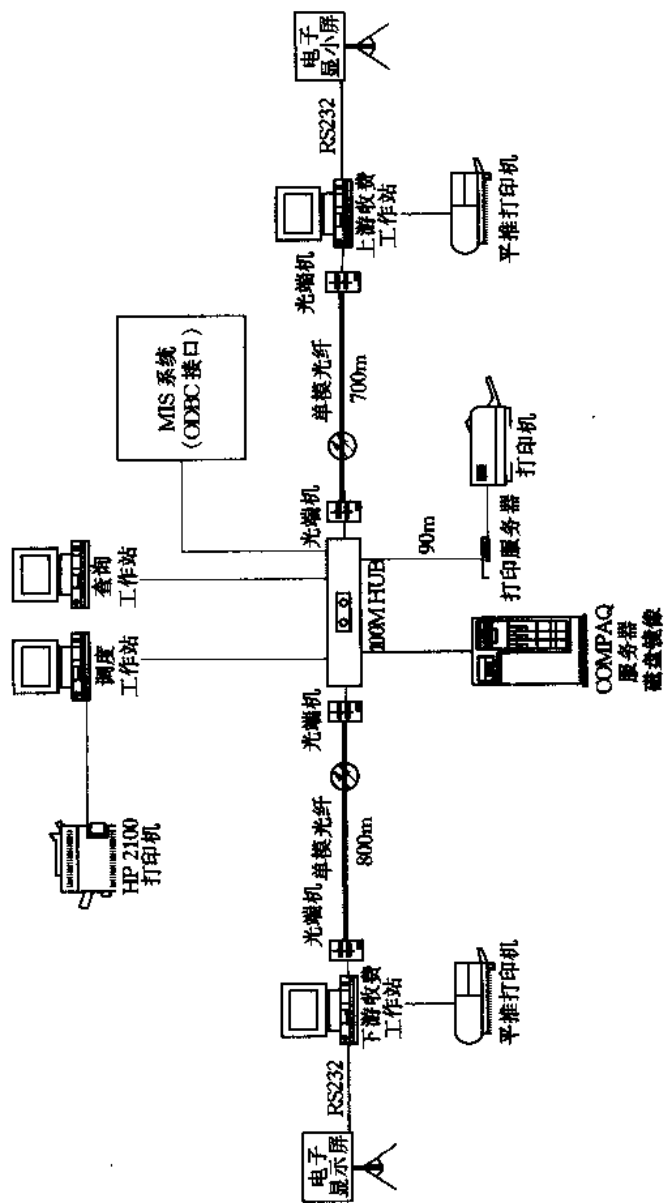


图 3-16 船闸收费薄度系统网络系统图

原始信息数据的收集。

船只注册：对第一次过闸的船只进行常规性的注册并发放条码，注册时，输入的内容包括注船号、船号、船名、船只类别、总吨位、船只长度、宽度、船主姓名、单位等原始数据，这是整个系统的数据来源。

登记收费：用感应式条码器刷条形码，对过闸船只进行登记，其中基本信息数据由注船库中据取自动填入，根据一定的算法自动算出船只过闸费用，收取，打印收费单据。

4.4 船只调度子系统

调度子系统在调度室工作始实现，是整个船闸管理系统的核心子系统，是指挥、调度船只安全过闸的关键。

自动调度：根据调度原则，确定调度算法，自动确定过闸船只，调度结果（包括被调船只的登记号、船名、船号等）在调度室工作站屏幕及 LED 电子显示屏上显示（是示屏上只显示登记号）。

应急调度：应急调度主要用来处理各种特殊情况，包括：延迟调度和补充调度。

图形调度：与其他的类似系统比较，本系统引入了先进的图形化调度，如图 3-17 所示，在计算机屏幕上按一定比例模拟显示闸室，同样，本闸次被调度的船只也按一定的比例模拟显示，船只模拟图中的数字为船闸给船只的过闸登记号，不同性质的船只用不同的颜色表示，如：危险船模拟船为红色。按照调度算法，这些船只模拟图排列在闸室模拟框图中，屏幕下部为待闸区，

显示待闸船的模拟图（不同类型的船只可分屏显示）。调度时，船闸的调度状况非常清晰、明了，闸室利用的情况也一目了然。当遇到各种特殊情况需要人工干预，则可直接拖放、交接闸室内与待闸区的船只。

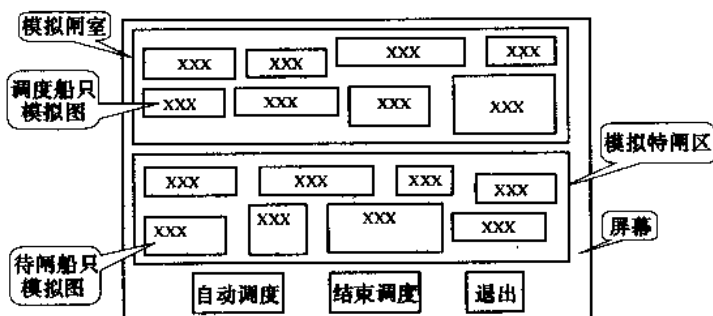


图 3-17 图形化调度画面

4.5 船闸内部管理子系统

本子系统主要在主任室工作站实现。

船闸运营情况的监控：全面监视和控制船闸运营的情况，包括上下游船只待闸情况、交费情况、调节状况、船只违章及处现情况、船闸运行事故、故障、停航统计情况等。

船闸内部管理：把船闸的内部营现溶入本系统，使船闸的管现规范化、标准化，包括船闸工作人员的人事管理、船闸上下班考勤管现、文献资料的管理等。

完整的统计报表管理：统计船闸的各种数据并以报表形式体现出来。

4.6 系统完善

船闸收费调度系统整体完善分二部分。



(1) 第一部分, 对整个系统的数据存取方法进行分析。

原来的数据存取方法采用 RDO 模式, RDO 模式下的数据库连接层次如图 3-18 所示。

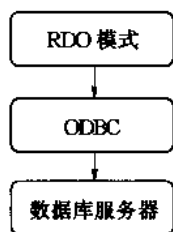


图 3-18 RDO 模式

由此可见, RDO 模式是通过 ODBC 数据源来访问数据库服务器的, 是一种开放式数据库连接, 只要数据库设计合理, 用来访问 SQL Server 数据库应该没有问题。但是, 在一次对服务器数据库备份、恢复数据的操作中, 发现用 ODBC 数据库接口不能完全导出数据, 需改用 OLE DB 数据接口才能正常导出,

在数据恢复后, 发现调度子系统程序中的 RDO 数据对象不能对数据库进行修改、添加、删除等操作, 导致当前调度子程序在进行调度船只时频繁出错, 无法正常运行。通过对整个系统进行研究, 发现在原来的系统设计中, 存在 RDO 与 ADO 模式共存的情况, 采取两种模式对数据库进行读写。如图 3-19 所示。

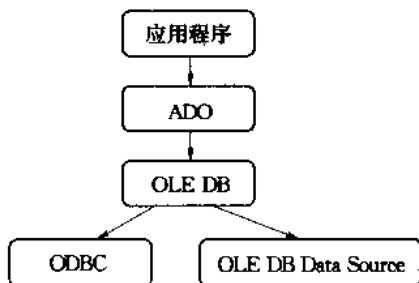


图 3-19 ADO 模式

由于 ADO 模式是通过 OLE DB 来访问数据库的，因此，无法用 ODBC 数据库接口完全导出数据，只能用 OLE DB 才能完全备份数据。在恢复数据后，导致了以上故障的发生，解决的方法是要将所有的数据存取方法都改为 ADO 模式。

(2) 第二部分，完善系统软件。

1) 运行人员经常出现发票号不连续的情况，是由于上一班收费员退出后，下一班收费员没有按照流程输入自己的发票号所数。针对此情况，在登录界面上增加发票号的输入。

2) 防汛期间，在下游收费站被流的情况下，实现上游收费站同时登记上下游船只的运行方式，将原来收费系统的外部变量由注册表记录方式改为本机记录文件的方式，这样可以产生两个记录文件，通过在“系统设置”菜单中进行上下游船只收费方式的切换进行记录文件的切换来实现此运行方式。

3) 为实现与 MIS 系统的致据接口及保护服务器的数据，建立了一台收费网关机负责每天定时将服务器的数据传输到网关机上，供 MIS 系统使用。定时传输数据软件采用 Power Builder 开发。主要是利用了 Power Builder 中的数据管道功能，通过 ODBC 在不同的数据库之间进行数据的传输。定时功能通过调用 Windows API 实现。

5 广播票系统改造

5.1 改造目标

(1) 分区广播，分上游待闸区、下游传闸区和闸区

室三个大区，上游待闸区、下游待闸区分别在 2 个点安装广播，闸室区在 1 个点安装广播。

(2) 广播系统与船闸监控系统、收费调度系统可进行联网，根据收费系统对船只进闸调度和闸门的相关信号实现自动广播；同时，三者之间必须实现安全物理隔离，以防止对船闸监控系统、收费调度系统的安全稳定运行造成任何负面影响。

(3) 系统除可实现自动和人工播音外，还可为语音数据播放、GPS 定位、播警等提供可扩展接口。

(4) 风大时广播喇叭音量要足够大，确保 300m 的距离能听清楚，并且可根据播要调节音量（晚上音量调小，白天风大时音量调大）。

(5) 系统具有良好的防雷措施；天气的变化对该系统的无线传输方式不造成影响，话音不出现较大的失真现象；系统采用的蓄电池连续工作能力应能在阴面天气达到 3d 以上。

(6) 系统采用的无线发射设备应完全符合国家制定的电磁辐射、抗干扰标准，不得影响其他电子设备和监控系统的正常工作。

(7) 广播系统主机设备应考虑在不影响任何功能的前提下，可从船闸中控室移置到电厂中控室。

5.2 系统改量实能

系统采用 UHF 无线链路进行无线广播，即在闸室中控室设置无线发射机，在闸室区、上游待闸区、下游待闸区广播点设置无线接收广播设备，话音通过无线方式传送到各播放点。同时，在无线系统设备中，可根据

实际情况灵活选用单点选择播放功能。系统采用无线传输链路进行广播可避免感应雷、地震、洪水等自然灾害对设备的损坏,无需大规模地铺设电缆,系统造价也比较经济、实惠。

系统设置如图 3-20 所示。

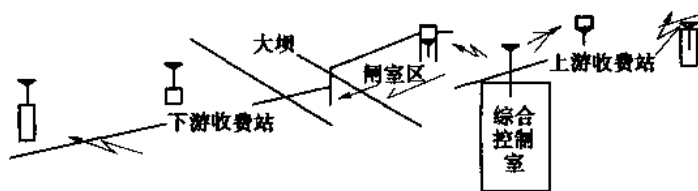


图 3-20 系统设置模拟图

本系线中采用 UHF (450MHz) 通信频段,这是因为 UHF (450MHz) 频段比传统的 VHF (150MHz) 频段频率高、波长短,抗干扰能力强,而且这一频段的空中电磁放比较干净,设备造价相对经济,因而优先采用这一设备频段。

系统在有电磁干扰的情况下,其电放传输播耗及接收信号强度测算如下:

(1) 在一定发射功率的条件下,接收机接收功率 P_r 由式 (3-1) 确定:

$$P_r = P_t + G_t + G_r - L_e - L_l - L_{b_0} \quad (3-1)$$

式中 P_r ——接收功率电平, dBm;

P_t ——发射功率电平, dBm;

G_t ——发射天线增益, dB;

G_r ——接收天线增益, dB;

L_e ——损收天线、发射天统共用器的总损

耗, dB;

L_t ——发射点和接收点馈线的总接耗, dB;

L_{bs} ——发射点和接收点之间的传播损耗, dB。

(2) 根据枢纽地理情况, 按陆地移动通信郊区及丘陵地区电波传播特性计算传播损耗 L_{bs} (dB), 在自由空间基本传输损耗经验公式如下:

$$L_{bs} = L_b - K_r \quad (3-2)$$

$$L_b = 32.44 + 20\lg r + 20\lg f - a(h_r) + H(h_b \cdot d) \quad (3-3)$$

$$K_r = 2[\lg(f/20)]^2 + 5.4 \quad (3-4)$$

式中 L_b ——市区传播损耗, dB;

K_r ——郊区修正系数, dB;

f ——频率;

$H(h_b \cdot d)$ ——发射天线修正因子, 查表后得 12dB;

r ——传播距离, km。

查 $h_r=3\text{m}$ 时, $a(h_r) \approx 0$ 。

在 $P_t=4\text{W}$, $G_t=0$, $G_r=3\text{dB}$, $L_e=1.5\text{dB}$, $L_f=3.5\text{dB}$, $f=450\text{MHz}$, $H_t=10\text{m}$, $H_r=3\text{m}$ 的条件下, 计算结果如表 3-19 所示。

表 3-19 计算结果

R (km)	L_{bs} (dB)	P_r (dBm)
1	87.6	-54.6
2	93.6	-60.6
4	99.6	-66.6
6	101.6	-68.6

以上数据说明，采用 450MHz 频段，发射功率为 4W，接收灵敏度为 -119dB ($0.25\mu\text{V}$) 的无线通信设备进行话音传输，在 6km 的范围内任意点的信号场强均大于 -68.6dB ，远大于无线接收终端的接收灵敏度 -119dB 。而从闸室中控室到最远的广播站的距离不超过 1.5km，因此广播信号从闸室中控室发射出去，各广播点接收终端都能良好地接收到信号。

(3) 在话音广播方面，有以下经验公式：

$$S_{\text{PL}} = S_{\text{FL}} - B(\text{dB}) + C(\text{dB}) \quad (3-5)$$

$$B = 20\lg D$$

$$C = 10\lg W$$

式中 S_{PL} ——喇叭到某点的声纳值；

S_{FL} ——喇叭的标称声纳级数；

B ——声音传播到某点的接耗；

C ——喇叭输出功率对应的声纳数值；

D ——传播距离；

W ——喇叭功率。

由式 (3-5) 计算所得，当采用声纳级数为 112dB、输出功率为 30W 的喇叭，距离喇叭 300m 处的声纳值为 77.3dB，说明良好的话音质量可以得到保证，即距每个广接点 300m 的范围内均可听到清晰的广播话音。

系统在整体设计方面，为节约成本，尽量考虑使用现场已有设施。针对船闸控制室、上下游有收费站三个有交流电源的区域，系线在电源的设计上采用交流电源，面对上下游无交流电源的远端点则采用太阳能电池

供电。系统设计框图如图 3-21 所示。

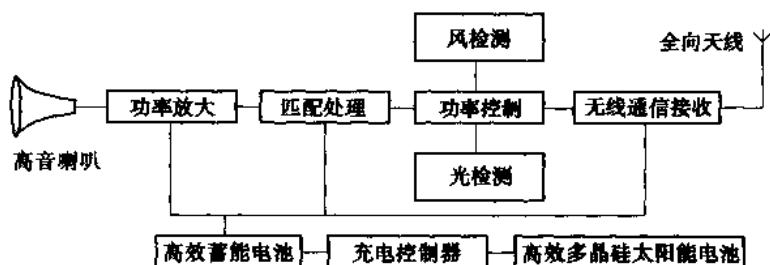


图 3-21 上游待闸区、下游待闸区（使用太阳能电池）接收设备

5.3 技术问题的处理

(1) 系统防雷措施。枢纽位于雷区，为防止系统感应雷击，保障系统运行安全，系统主要从三个方面做好防雷措施：一是设备的可靠接地，要求每个接地点的接地电阻应小于 4Ω ；二是在各广播点安装避雷针，使设备在避雷针的 45° 覆盖范围内；三是在设备内部本身进行防雷保护技术处理。

(2) 对音量的自动控制。因风大时对广播的音量需足够大，而该广播音量又会对别的生产造成一种噪声。针对这种现象，在各广播点设置了风检电路和光检电路，以此来自动调节白天、夜晚、大风等不同情况时的音量，减少广播对其他生产的噪声影响。

(3) 设备选型与配置。在系统设备选型和配置上，重点考虑充分利用现场设施，降低工程实施费用；如太阳能电池的选用只在远端点，其余均利用现场交流电源。另外，在技术上考虑设备的兼容性和可替换性，各广播点接收设备可相互替换，以便于系统的日常维护

工作。

无线广播系统已完成主机设备和 5 个广播点的硬件安装，其中，上下游收费站各 2 个点，闸室 1 个点，目前已实现人工播音对船只进行调度，运行效果较好，基本实现设计目标。



第四章 其他机电技术

第一节 水情遥测预报调度系统

1 系统的基本情况

北江水情遥测预报调度系统是根据飞来峡水情预报调度的需要,在 20 世纪 80 年代欧盟援建的北江超短波水情遥测调度系统的基础上,于 1999 年对原系统经过新建、扩建、改造而成的。

系统有水文自动站点 75 个,中继站 8 个,建有广州、飞来峡、韶关 3 个中心站。采用微波光纤通信、GSM 通信、VSAT 卫星通信及 Inmarsat 卫星通信联合组网。

2 系统功能

2.1 具备计算机网络功能

系统不仅能完成流域内水情信息的实时采集、处理和洪水预报,而且能进行计算分析和数据库管理(包括实时数据库和历史数据库),实现网络联调等功能。飞来峡分中心计算机系统提供现场实时联机查询分析水情信息,进行洪水预报和调度作业,开展水库运行和发电调度,采用客户机/服务器结构的计算机局域网系统,通过网络路由器与飞来峡水利枢纽电站计算机监控系统

相连，通过网络二级交换机与飞来峡水利枢纽泄水闸计算机监控系统相连，并与广州主控中心、韶关监控站通过网络路由器、主交换机、卫星小站、微波干线、帧中继等多种通信手段组成广域网，互通信息。

2.2 系统的主要功能

(1) 数据采集和处理。收集自动遥测的雨量、水位等实时数据，其他计算机子系统提供的流量、流速、水库水位、蓄水量、发电流量、泄洪流量、闸门开度、机组出力等相关数据。这些数据都经过各子系统采集后进行有数性和合理性判断及格式化处理，并接入系统网络调度中心录入实时数据库。

(2) 系统运行监测。网络调度系统对所管辖的水库实时运行参数进行监测，对其中的一些重要参数进行越限报警及复限提示。同时对流域降雨分布、河段流量、泄洪量及机组运行情况等制作监视画面。

(3) 数据统计和计算。对实时采集的数据进行定时整理、统计和计算，包括对各类水情数据（雨量、水位等）、水量数据（入库流量和水量、出库流量和水量、机组耗水、泄洪），接日、月、年统计和计算。

(4) 数据库管理。数据库管理是系统管理的一个重要部分。数据库按其性质分类，可归纳为实时数据库和历史数据库两大类。对实时数据库进行存放、读取、修改等功能操作。定期将记录级成历史文件，并能进行存放、调阅及增测、转存等操作。

(5) 远程数据网路通信。水情系统内部各设备之间的数据信息由网上传输，采用以太网结构。

(6) 人机界面设计及系统自检和设备切换。本系统采用开放式人机界面和图形软件,直观简便,方便用户。系统内包含的子系统都具有自检和互检功能,并采用模块化管理。系统的重要设备采用冗余配置,并具有软件、硬件检测和切换功能。

(7) 雨水情分析。雨水情分析软件是系统的应用软件之一。通过使用该软件可以及时掌握整个流域及各区分片的实时雨水情,预报未来流量,帮助运行人员作出正确调度决策。

(8) 预报调度软件。枢纽洪水预报调度方案由预报调度系统软件实现。软件具有数据编辑、自动定时洪水预报、人工干预预报、水库调度、预报结果图形显示等多种功能。

3 水情遥测系统运行情况

(1) 数据接收处理情况。从运行几年的统计数据显示,该遥测系统实时接收数据成功率较高,能够满足水情预报的简要。根据北江流域具有暴涨暴落的涨水特性及大部分地区属于多雷地带,对水情遥测系统的遥测站点的可靠性要求较高的特点,为满足预报调度的简要。飞来峡水情遥测系统从2002年建站计划对通信手段进行改造,增加了技术含量和可靠度高,覆盖面广的GSM公用网通信作为主要遥测站的通信工具。实践表明,GSM通信从2003年运行以来超短波具有更加可靠的信息来源,接收成功率高于以前,由于本方式正在安装调试,未正式进入试运行阶段,无法提供具体的数据统计。

(2) 预报软件应用情况。预报调度软件于 2002 年安装在水情遥测工作站上运行, 该预报软件能够正常运行, 基本能够满足枢纽运行需求。

(3) 系统从建设之日起就为飞来峡水库调度提供雨水情信息, 一般情况下可以满足调度要求, 但是在天气比较恶劣的情况下, 精度有所下降, 在 2002 年开站考虑使用 GSM 通信作为主要的通信手段, 经过一段时间的建设和试用, 基本能够满足精度要求, 达到了水库运行的要求。

(4) 系统在场次洪水洪峰预报中基本可以满足水库调度的要求, 其误差率在 10%~20% 之间, 有较好的使用效果, 对水库预报调度起到了一定的作用。但是在涨水阶段的预报有所偏小明显, 对预泄调度有一定的影响, 随着枢纽运行时间的延长, 将对模型参数作出进一步的修正, 其精度将会进一步提高。

第二节 大坝安全自动化监测系统

1 系统监测项目

枢纽大坝安全自动化监测系统监测项目主要有: 上下游水位、气温、雨量等环境量监测, 坝体的水平位移与垂直位移, 采用垂线—引张线、双金属标—静力水准等大坝的外部变形监测, 坝基扬压力与渗流量等混凝土坝渗流监测, 典型断面孔隙水压力、浸满统等土坝及防冲墙渗漏监测, 应力、应变、温度等混凝土坝内部监测。

系统监测项目分布于混凝土坝、船闸、土坝及防护堤，具体项目和布置详见表 4-1。

表 4-1 系统监测项目分布表

项目	名称	代码	数量	位 置	备 注	
环境量	水位	SW1、 SW2	2	上游、下游导墙	细井式	
	气温	AT	1		铂温度计	
	雨量	RV	1		翻斗式	
外部 观 测	水平位移	正垂线	LP	3	1号、4号机组及18号坝段	电磁式
		倒垂线	IP	6	1号、4号机组及18号坝段及船闸闸墙	
		引张线	EX	31	电厂、溢流坝坝面及电厂段廊道	电容式
	垂直位移	双金属标	LB	1	混凝土坝廊道14号坝段	电容式
		静力水准	JC	18	混凝土坝廊道	差动变压器
		竖直传高	LBC	1	混凝土坝廊道14号坝段	电容式
其 他	扬压力	UP1	27	混凝土坝廊道	弦式	
	渗 流	WE	4	混凝土坝廊道	电容式	
	浸润线	UP2、 UP3	33、 16	土坝、杜岗防护堤4个断面	弦式、 压阻式	
内部 观 测	温度计	T	33	溢流坝4号、9号、18号坝段断面	铜电阻式	
	应变计	S	69	混凝土坝船闸2断面、 电厂1号、3号机组断面、 溢流坝4号、9号、 18号坝段断面	差动电阻式	
	无应力计	N	30			
	钢筋计	R	42			
	渗压计	P4	28	土坝	差动电阻式	

2 系统结构

2.1 数据采集系统

系统总体结构由 GDSKS 分布式数据采集系统实现，系统由 CCU 中央控制装置与 MCU（或 DAU）测控装置构成数据采集网络，网络的中央节点为 CCU 中央控制装置，其主要功能是对数据采集网络进行管理。数据采集网络采用分层分布式，通信总线采用树型网络连接，分别实现 RS422 全双工双向和 RS485 通信，传输信号为数字量，具有较强的抗干扰性。

数据采集子系统由两个子系统组成，并在现场传感器附近设置测控装置（DAU 或 MCU）控制现场传感器，测控装置设置防雷、防潮、备用电源等辅助装置，以保障设备的正常运行。

两套子系统均有各自的采集软件，系统电源与通信电缆均分为两路，互不干扰。在中央控制室有由 CCU 中央控制装置、数据服务器、图形工作站及投影仪、打印机等外围设备构成的信息管理局域网，CCU 及图形工作站上均安装有 GDSKS 分布式大坝安全监测自动化数据采集与监控管理系统，对 DG 及 DAMS—IV 两个系统的测控装置进行通信管理，实现数据采集及处理功能。见图 4-1。

2.2 主要测量设备

系统主要设备有 RY 型单向引张线、RW 型位移计、YL 渗流量仪、NYZ 型压阻式压力计、JSY—I 型静力水准仪、EMD—S 型遥测垂统坐标仪、渗压计、

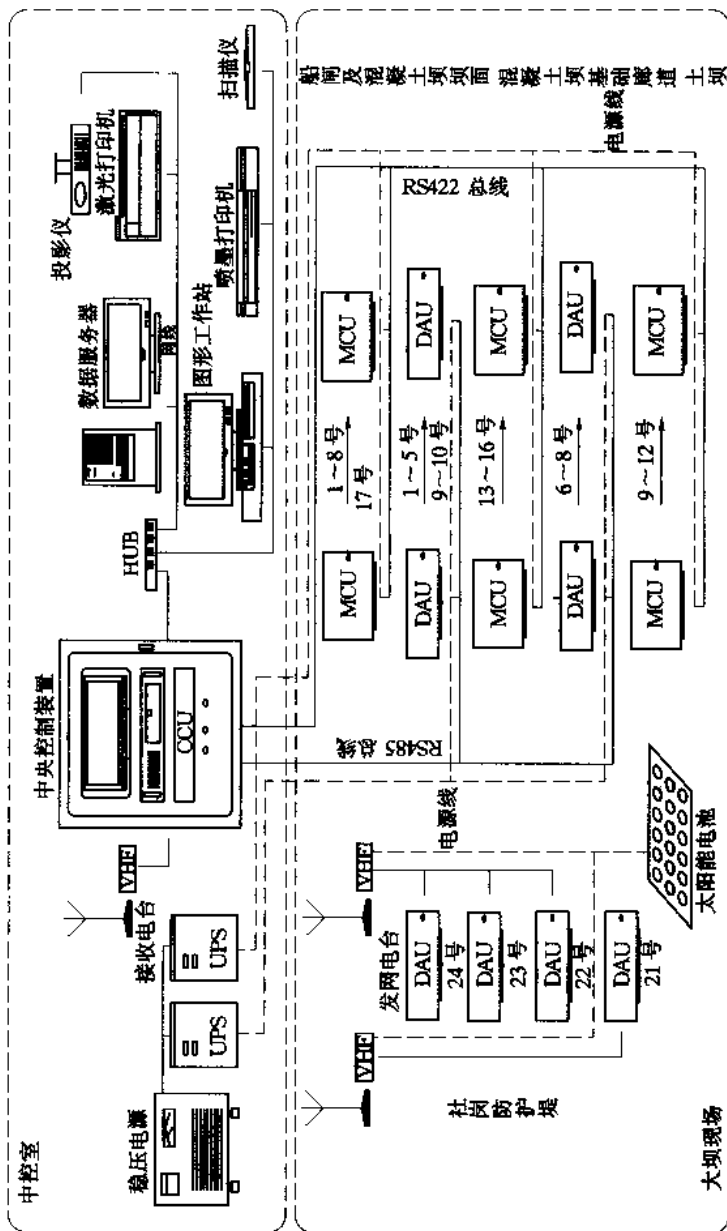


图 4-1 数据采集系统

钢筋计等各类内观仪器、4500S 型弦式传感器、气温计、水位计、雨量计等。

2.3 主要采集设备

系统主要采集设备采用 DAMS—IV 型智能分布式监测系统、DG—97 型分布式监测系统，采集模块主要有 NDA1303、NDA1514、NDA3300、MCU30、MCU30A。

3 系统软件

系统软件主要包括 GDSKS 分布式大坝安全监测自动化数据采集软件（分为 DG 型数据采集、DSMIS 数据采集）和信息管理软件，运行环境为 Windows NT Server/Workstation 4.0，数据库采用 Access 97。

3.1 采集软件

与硬件相适应，接入 DAU 的仪器由 DSMIS 采集软件进行采集，接入 MCU 的仪器则由 DG 型数据采集软件进行采集。

3.2 信息管理软件

信息管理软件主要包括数据库管理子系统、图形绘制子系统、报表子系统、系统管理子系统、离线分析子系统 and 系统教学演示子系统等 6 个子系统。系统具有将原始测值换算到最终结果，对计算公式进行编辑，对计算后的测值进行查询、编辑、修改、手工输入、重新换算，绘制所有仪器过程线与分布图，对图形版式进行编辑调整，自动生成格式多样的日、月、季度、年报表，修改系统配置，增加仪器并对各测点参数进行修改、维护，建立主要监测物理量的模型，动画演示等功能。

4 系统特点

(1) 系统自动化程度高，测量项目全，对反映大坝安全的内部、外部参数设置了 352 个测点，较全面实现了安全监测自动化。

(2) 可靠性：系统采用分布式结构，将测量、控制和数据储存等重要功能均分配到每台测控装置上，测控装置发生故障时，只与这台装置连接的监测仪器会停测，确保不会因个别故障影响整个系统运行。现场的测控装置能自动进行巡测、存储和发送数据，可保证在电源中断、系统破坏等特殊情况下测控装置仍能在一周内自动巡测和存储数据，避免数据丢失。

(3) 兼容性：系统 MCU—30 送用型测控装置可接入步进式、差阻式、振弦式、电感式、电磁式、差动变压器式、压阻式、浮子式以及输出标准信号（电压、电流、频率）的传感器，基本兼容了目前我国混凝土坝和土石坝所用的各类国内外监测仪器。

(4) 可扩展性：系统的 RS—485 数据总线通讯方式将各测控装置连成总线拓扑，便于扩展和分期实施，在系统扩展时不需要对已有系统进行改动或停测，因此，只要延伸数据总线，增加测控装置即可将系统扩充。

(5) 快速、实用性：由于系统具备了召测所有测点，并快速自动换算成最终值绘制出变化趋势图表的功能，实用性非常强。特别是以防洪为主的大型水利枢纽调节洪水时，必须随时掌握大坝的运行状态，防洪高水

位时和需要超限蓄水时尤其重要。

5 运行情况

1999 年系统投入运行，实现了监测大坝运行状态，而且，经过运行期间的优化和改进，系统进一步完善，达到自动快速完成系统 352 个测点巡测，并自动换算成最终值、自动绘制图表的自动化监测功能。

第三节 水厂自动控制系统

1 系统组成

飞来峡水厂自动控制系统自 2000 年 6 月投入运行，在正常工作状态下，水厂自动控制系统启动，整个水厂能够完全自动运作，实现了无人值班（少人值守）的目标。整个水厂自动控制系统被分为水处理系统、供水系统、上位机监控系统三个系统模块。水处理系统采用的是松下 FP10 SH PLC，供水系统采用了西门子 S7—200 PLC 系统，由广州羊城水泵厂进行开发。上位机软件采用了 Cimplicity，通信软件采用清华紫光环境工程部开发的串口通信软件。整个系统结构图见图 4-2。

2 系统硬件部分

2.1 系统工艺流程

系统工艺流程图见图 4-3。

2.2 设备选型与配置

水处理系统的 PLC 设备和其他一些相关设备都已

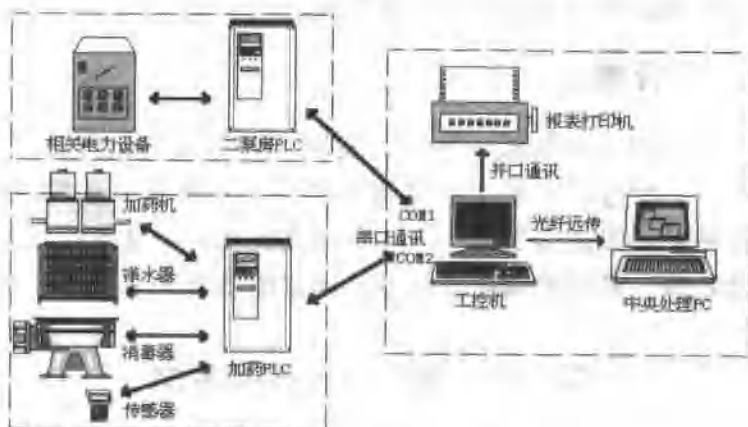


图 4-2 系统组成及网络示意图

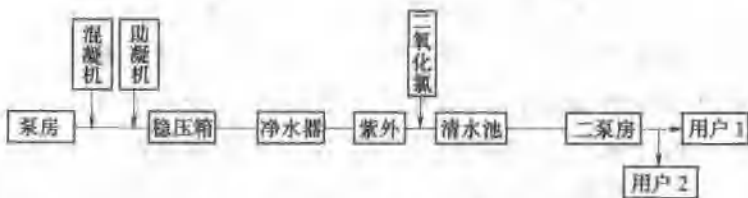


图 4-3 工艺流程示意图

经集成到一泵房 PLC 电控柜中（见表 4-2~表 4-5）。为了方便调试和操作，在电控柜面板上设有各个主要设备的手动开关按钮。例如：加药机中的各个泵和净水器中的各个电动阀。

表 4-2 电控柜

序号	名称	型号规格	数量
1	交流接触器	C-LC2-0633	7
2	热继电器	LR1-D63357	4

续表

序号	名称	型号规格	数量
3	中间继电器	HH53P	8
4	空气开关	DZ20Y—100/3300	4
5	按钮开关	GV2—M08	7
6	小断路器	LEC898	2
7	交流接触器	LEC947	7
8	转向开关	ZB2—BE102	50
9	按钮开关	LA39	9
10	指示灯	AD16—220	12
11	指示灯	XB2—EV164	20
12	源水浊度传感器		1
13	流量计	DN100	1
14	流量计	DN150	1
15	电磁流量计	DN150	1
16	浊度仪	MICRO200 BWTURBIDIMETER	3
17	电动排泥阀		5

表 4-3

一泵房 PLC 柜

序号	名称	型号规格	数量
1	CPU 模块	AFP6221V2	1
2	开关量输入模块	AFP33024	2
3	开关量输入模块	AFP33023	1
4	开关量输出模块	AFP33203	4
5	A/D 转换模块	AFP3400	1
6	D/A 转换模块	AFP3415	1
7	电源模块	AFP 3638	1
8	PLC 机架	AFP 3502	1

表 4-4 二泵房 PLC 柜

序 号	名 称	数 量
1	CPU 模块	1
2	开关量输入模块	1
3	模拟量输入模块	1
4	电源模块	1
5	PLC 机架	1
6	RS485 通信线缆	50m
7	RS485、RS232 转换头	1
8	RS232 串口线	50m

表 4-5 软 件 列 表

序 号	名 称	备 注
1	NPST 编程软件	松下 FP10SH PLC 组态
2	Ge CIMPLICITY4.01 软件	上位机监控组态
3	STEP-7 MICRO/WIN	西门子 S7-200 PLC 组态
4	DDEDRV	上位机与水处理系统通信程序
5	Pro2	上位机与供水系统通信程序

3 系统软件设计

3.1 水处理系统

水处理系统是水厂自动控制系统的核心：一方面，它是上位监控系统的基础；另一方面，它又独立于水厂其他控制系统而可以单独运转。

水处理系统的核心是松下 FP10—SH 可编程逻辑控制器。水处理系统的 PLC 主要完成三个方面的工作：

一是对加药机（包括混凝机和助凝机）的工作控制；二是对净水器设备（包括排泥和反洗）的工作控制；三是对消毒器（包括紫外消毒器和二氧化氯消毒器）和传感器的信号采集，采集和处理消毒设备的报警信号和最后的余氯信号。它包含下面三个自动控制系统。

(1) 自动溶药报药系统。水处理系统具有完整的自动溶药投药系统。通过 PLC 中的程序逻辑，水处理系统能够自动完成泥凝剂和助凝剂的配药。配药过程中，系统将首先投警通知系统操作员加入固体药剂。在一次加入固体药剂后，系统将形成浓度一定、剂量一定的混凝剂和助凝剂溶液。当加药机设备出现故障时，水处理系统将通过报警方式通知系统操作员。

(2) 加药沉淀专家系统。该系统一方面是对加药机的自动控制，另一方面是对加药量的智能控制。水处理系统采用先进的加药专家系统来进行加药量的智能控制。专家系统的主要运转工作过程如下：首先 PLC 接收混水信息，即相关源水传感器的输入信号，包括源水浊度、源水水温、源水流量；然后通过 PLC 的内置专家系统进行分析和判断，再经过较复杂的运算和系统辨识分析，给出加药量指示；最后通过 PLC 将加药量信号传输到加药计量泵上来控制加药量。而且，通过对沉淀出水信号的分析，专家系统对加药量不断进行调整，直到出水指标达到内定标准。

(3) 净水器自动工作系统。水处理系统的设备核心是净水器设备。水处理系统通过专家系统对净水器的工作状态进行自动控制。通过对出水浊度的检测，水处理

系统控制着净水器设备排泥阀和强制反洗阀的运行启停。其中，排泥阀根据沉淀出水浊度的大小，按照一定的周期来启停，而且各净水器按顺序逐个进行。强制反洗阀在一定的过滤出水浊度条件下自动开启。

3.2 供水系统

飞来峡水厂采用全新的恒压供水方式，通过变频调速恒压给水设备向用户恒定供水，取消了传统式高位储水浊。通过采集主供水压力控制变频调速装置，并配有3台工作泵及一台补压泵来实现供水压力的稳定。3台工作泵轮换运行。

3.3 上位机监控系统

本控制系统的上位微机软件采用美国 GE Fanuc 自动化公司的组态软件 Cimplicity。其中程序数据处理部分调用 Visual Basic 软件编写而成。通信驱动程序部分主要调用 Delphi 软件编写而成。报表系统程序由 Microsoft Access 软件开发完成。利用 Cimplicity 生成的控制界面如图 4-4 所示。

3.4 数据通信

整个水厂自动控制系统的通信内容分为三个部分：一是水处理系统与工控机之间的数据通信；二是二泵房系统与工控机之间的数据通信；三是工控机与远端值班室电脑之间的通信。

控制系统数据通信网络见图 4-5。

飞来峡水厂由于自动控制系统的应用，提高了飞来峡水利枢纽的运行管理水平，节省了人力物力，真正实现了“无人值班”的建设目标，给同类水处理系统的建

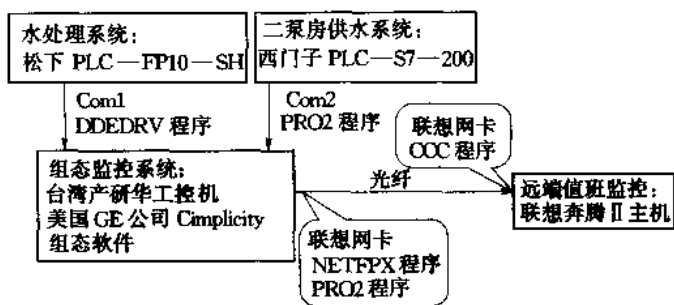


图 4-5 控制系统数据通信网络

设提供了可靠的参考，为率先实现水利现代化的总体目标迈进了一步。

第四节 管理信息系统

1 网络结构

整个网络包括局办公大楼、中控楼、机修厂、溢流坝集控室、船闸集控室及行政总机、职工活动中心、招待所等范围内的计算机局域网。

整个网络采用千兆以太网为主干、百兆交换到桌面的结构。两级数据交换，一级采用一台 Cisco Catalyst 4003 为主交换机，一台 Cisco Catalyst 3524XL 交换机和一台 Cisco Catalyst 2948G 交换机作为二级交换机。Cisco 4003 交换机上连接一个 6 端口 1000BaseTX 模块，其中一个端口连接 3524XL，一个端口连接 2948G，两个端口分别连楼 Sun e450，另二个端口冗余。另外，该交换机还连接一 48 个端口的 10/100MB 模块。Cisco

Catalyst 3524XL 交换机放在中控楼，Cisco Catalyst 2948G 放在局办公大楼，它们分别通过千兆上连端口与 Cisco Catalyst 4003 交换机相连。船闸集控室通过 100M 光纤与 Cisco Catalyst 3524XL 相连。招待所、多功能厅、机修厂、行政总机通过 100M 光纤与 Cisco Catalyst 2948G 相连。网络拓扑图见图 4-6。

2 数据库系统

系统的主服务器选用 2 台 Sun 公司的 Sun Enterprise 450 作为小型机服务器，操作系统为 Solaris 8.0，这两台服务器采用双机热备的方式，即当一台服务器故障时另一台会自动接管，采用 Oracle 8i 作为数据库。选用 Sun A1000 的阵列柜作为数据库的在线存贮单元，公文管理系统采用 Lotus 公司的 Domino/notes 简体中文版。

3 体系结构及功能

3.1 体系结构

由简向生产、简向经营、面向行政的管理和综合查询四大部分组成。采用 C/S、B/S 混合结构。综合查询系统采用 B/S 结构，其他应用系统、OA 采用 C/S 结构。

3.2 子系统功能

由 19 个子系统组成（见图 4-7）。主要的子系统包括：

- (1) 公文管理：实现局内各部门间办公信息的收集

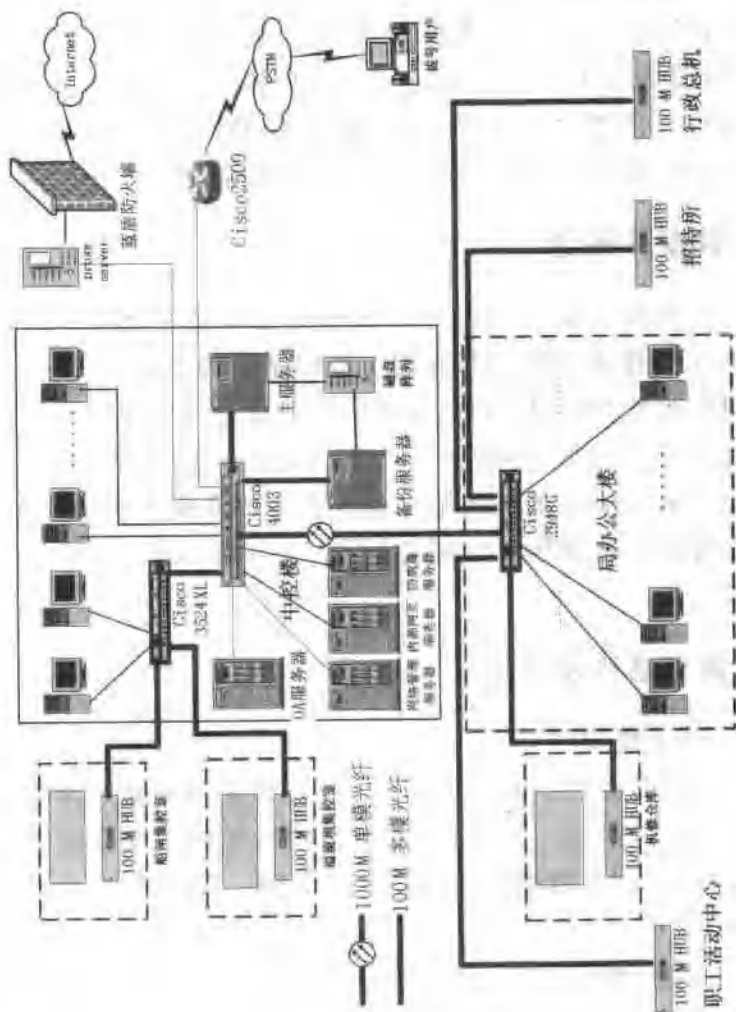


图 4-6 网络拓扑图

和处理、流动与共享、实现无纸化办公和科学决策的子系统，主要包括收发文管理、文件归档管理、个人邮箱、公共信息、气象信息和职工论坛等。

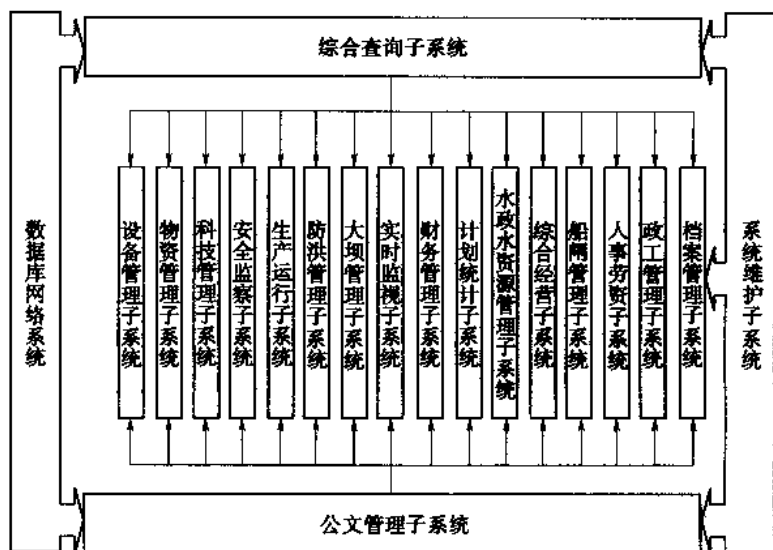


图 4-7 系统总体框架图

(2) 防洪管理：包括水库调度管理、水情报表管理、防洪管理三个功能模块。水库调度管理功能定义为开具枢纽调度通知，同时计算生成的相关报表可供防洪预案和发电计划参考；水情报表管理功能定义为从水情遥测系统和生产运行系统中提取相应的数据发布水情简报和水情公告及月度水位实况信息，为水库的安全运行和防洪、防汛报供参考。

(3) 生产运行：包含两票管理、定期工作、值长日志、运行日志、防洪管理、统计据表等模块。

(4) 实时子系统：包括水情、电厂、溢流坝、水厂、船闸等五部分。所有系统的主要实时数据传到网关机，由网关机传数据到 MIS 网。

3.3 系统安全保障

主要采取如下措施保证系统安全：

(1) 选择安全可靠的网络设备和服务器及性能稳定的系统软件和应用平台。

(2) 对用户的访问通过要求输入密码的方式进行权限限制，只能访问该用户权限内的内容。同时，进入保密的内容前要输入专门的密码。

(3) 系统采用在统定时备份和人工备份相结合的方式，以保证数据的安全可靠。所有系统的备份任务集中在一台服务器上，由一台磁带机承担在统定时备份工作。管理员定期将系统中的重要数据刻录在 CDR 盘片上保存。

(4) 主机房配置 6kVA 在统式 UPS 一台，可供电 3h，各工作站也配置 UPS。

(5) 安装网络杀毒软件，自动查杀病毒。管理员从网上下载最新版本的录毒软件，定期、不定期地进行病毒清除工作。

(6) 每个重要设备出、入口均装有有效的防雷设备。

4 系统应用

系统在建成之初，由于它与传统的办公方式相差较大，许多用户不习惯，不愿通过计算机来操作，所以其推广应用工作显得尤为重要。在整个推厂应用工作中，管理

局成立了以总工程师为组长的推广应用工作组，采取“统一领导、分工负责、逐步完善、分步推进”的方法，按照“完善一个，推广一个”的原则，并将使用情况纳入日常工作考核，取得了较好效果。主要应用情况如下：

(1) 通过推广应用公文管理子系统，实现了办公自动化和无纸化。从 2002 年 4 月开始，管理局所有收发文均实现了无纸化：局内文件的拟稿、核稿、会签、审批、分发和归档均在公文管理系统中自动完成，局外来文的办现同样实现了电子化，这样不仅节约了大量的资金，而且节省了公文处理时间，极大地提高了办公效率。

(2) 通过推广应用安全监察管理、生产运行管理、设备管理、物资管理等面向生产的子系统，提高了生产管理效率、节省了开支，基本实现生产运行管理工作的信息化。如两票和设备缺陷通过在 MIS 上办现，不仅节省了流程时间，统一规范了管理，而且月提年报的自动生成提高了数据的准确性。

(3) 通过推广应用政工管理、科技管理、人事劳资、档案管理等面向行政的子系统，实现了党政工管理的电子化，人事劳资管理的电子化和档案的电子化管理日趋完善。

第五节 枢纽通信系统

1 系统组成

枢纽通信是一个集有线、无线为一体的综合性系

统。目前，枢纽通信已经建立了 1000 门数字程控交换机、34MB/s 的光纤通信、电力载波机、调度机、卫星通信系统和短波、超短波等通信系统，已经形成了以程控交换机为交换中心，以 34MB/s 光纤通信为传输骨干网的通信网络体系。拓扑图见图 4-8。

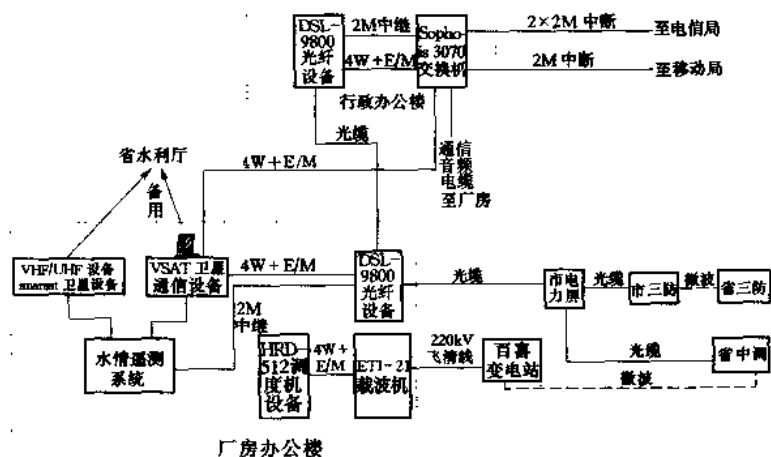


图 4-8 枢纽通信系统拓扑图

2 各系统主要功能

2.1 数字程控交换机

数字程控交换机选用荷兰 PHILIPS 公司的 SOPHO-is3070 数字程控用户交换机，容量为 1000 门，最大容量 3000 门。该数字程控用户交换机采用枢块式结构，由控制模块 (CM)、交换模块 (SM)、外围模块 (PM) 组成。SOPHO-is3070 的 CM 模块由 4 个摩托罗拉 MC68042 微处理器为核心组成 4 块 CCS 中央控

制板，4 块板并行工作，按飞利浦定义的 4/2 概念容错算法运行。

数字程控交换机是枢纽所有用户与交换设备的汇换中心。枢纽调度机、VSAT 卫星通信设备、光纤设备均以不同的中继方式与数字程控交换机相连，满足枢纽防洪、发电、航运等综合业务的不同要求。

2.2 调度通信交换机

发电厂生产调度选用深圳华仁达公司的 HRD—512 全数字智能宽带指挥调度系统。HRD—512 全数字智能宽带指挥调度系统硬件采用全分数控制方式、1:1 无阻塞时分交换网络和 1:1 硬件资源结构；软件则采用分布式高度模块化结构。系统主要由调度主机及维护终端、键盘式调度台和多通道硬盘数字录音系统。维护台用于管理主调度机系统局数据及用户数据。硬盘数字录音系统基于可读写和数据压缩技术，能够完成多路电话的录音、实时监听、快速查询和模糊查询。用于记录调度电话内容。录音方式有压控和键控两种方式，也可选择关闭录音通道。录音文件周而复始，管理智能化。

电力调度机分机主要分布在发电厂厂房，实现发电厂内部调度通信，通过二线模拟中继接以 DOD2+ BID 方式接入局数字程控交换机。

2.3 卫星通信

卫星通信系统选用休斯公司的 VSAT 卫星通信设备，枢纽电话地球小结 TES 卫星站和 PES 卫星站，通过卫星骨干网，接入全国水利防汛专网，完成与水利部的语音通信和数据通信。

2.4 光纤通信

光纤通信系统是枢纽通信系统和水情通测系统的骨干传输线路，全程光纤长度 34.6km，选用美国朗讯公司生产的无金属管道光缆和无金属自承式 ADSS 单模光缆，枢纽至情远局的光纤沿现有 220kV 飞来峡至清远变电站输配电线路敷线和附挂。光纤通信系统由 4 个光纤通信站组成，用深圳特发泰科通信有限公司的 DSL—9800 系列智能光纤数字环路传输系统，该系属准同步数字传输体系（PDH），设备传输容量为 480CH，传输速率为 34MB/s，设备为 1+1 热备份。

2.5 电力线载波通信

电力载波通信系统接入以情远百嘉变为中心的电力载波通信系统。通信设备采用 ABB 广州电力通信及自动化设备有限公司的 ETI—21 型电力载波。

3 通信系统故障处理

3.1 电力载波通信系统

载波机经常出现的故障是两线话音噪声大成无拨号音的现象，及四线数据通道来通信中断的情况。主要原因是因为载波机各点电平值偏离了标准值，对端双方设备配合调试，将载波机各点电平调至标准值，解决了此问题。

3.2 电力调度系统

自投入运行以来，经常出现的故障是主机系统与调度台无法通信及无法与交换机联网。考虑到管速局交换机容量足够大、功能较强大，采用了程控交换机的虚拟交换机功能实现了调度机的调度功能，满足了运行

需求。

3.3 卫星通信系统

VSAT 卫星通信系统主要出现的故障是：

(1) ODU 已经发生了两次故障由于室外运行设备 ODU 没有任何遮挡保护物，ODU 与故导管连接处、中频电缆连接处，只要下雨就有积水，波导管也内有水珠，使得上下功率损失较大，ODU 衰耗往往调至最低，这严重影响了 ODU 的使用寿命。可采用铝合金或铁皮给 ODU 制作一个通风散热遮雨的保护箱。

(2) VSAT 卫星通信小站设计时，TES 小站的两块 CU 板提供 4W+E/M 接口，进行组网。目前其中一块已经作为水调防洪专用，另一块损入管理局交换机，实现全国水利系统的直拨。直拨全国水利系统一条中继线显然是不够的，尤其是在汛期，远远不能满足防汛的要求。为了保证管理局的防洪通信的时刻畅通，应增加 CU 板，满足应急通信需要。

3.4 防雷接地

枢纽汛期雷暴频繁，通信设备内部有大量的集成块，无法耐受高电压的冲击。枢纽程控交换机就 2004 年受雷击导散 2M 板 3 次故障，用户电路 3 个遭受雷击损坏。处理的方法是在总配线架加装避雷保安子，在 DDF 配线架加装 2M 散字通雷器，并将机房接地系统汇接入发电厂接地系统，使得接地电阻满足标准要求。VSAT 卫星通信系统受雷击出现的故障为 CU 板损坏，经过检测、计算发现是大楼的避雷针的高度不够，使得室外设备不在通雷针保护范围内造成的，板损计算结果

将避雷针加高了 1.5m，彻底解决了卫星通信的防雷问题。另外，将卫星通信与数字程控交换机的组网 4W+E/M 通道由 1.5km 更换为与光纤设备的连接，杜绝了感应雷的入侵途径。

第六节 工业电视系统

1 系统组成

工业电视系统由发电厂和船闸两部分组成。

发电厂工业电视系统采用 AD 公司产品。系统共有 38 个监视点，其中 17 个带 96 倍变焦镜头的 AD616 球形摄像机，14 个室内云台带 10 倍变焦镜头、手动调焦的彩色摄像机，7 个带 2.1mm 超级广角自动光圈镜头的固定摄像机，通过光缆将图像和控制信号传送至核心设备 AD168 切换/控制矩阵、AD2091 曼切斯特码分配器及 AD2083 RS—422 码分配器，通过接入 AD168 切换/控制矩阵的 ADTT 控制键盘和监视器实现监视点的监控。系统通过与 AD168 切换/控制矩阵相连的 AD2096 报警器、VICON 动态图像监测器、AD2032 报警响应器、IDR2016 数手录像等设备，实现现场有关设备动作或消防系统、动态图像检测器告警时监视画面的切换及录像。另外，系统通过同轴电缆、双统线和 AD5500 图形管理系统，将监控信号从矩阵系统分接至水情调度中心和泄水闸控制室多媒体分控台。

船闸工业电视系统采用松下产品，共设有 12 个监

视点，其中 9 个 PIH—301 室外云台带 10 倍变焦镜头、手动调焦的 WV—CP414 彩色摄像视，3 个带 2.1mm 超级广角自动光圈镜头的固定彩色摄像视，采用光缆接入 WJ—SX550A 切接/控制矩阵、WV—LZ61/10 解码器，通过接入矩阵的 WV—CU550 控制键盘及监视器，实现对船闸上下游航道及闸室内过往船只和水厂运行情况的监控。

2 运行情况

船闸工业电视系统和发电厂工业电视系统相继于 1998 年、1999 年投入运行。

2.1 系统设计缺乏整体性

船闸和电厂工业电视系统因设计施工时间不同，导致存在两套系统独立运行。随着水利信息化的推进和枢纽运行管理模式的改变，需要将船闸和电厂两套系统进行整合。但由于两套系统的控制数据编码格式不一致，导致系统的主机（矩阵）无法合并。另外，仅在水情调度中心和泄水闸控制室设有多媒体控制台，需进一步考虑将工业电视系统接入管现信息系统，满足各级管理人员浏览工业电视图像的要求。

2.2 摄警系统不完善

系统设计了消防系统、现场控制系统及动态图像检测三类报警信号，分别用于与消防系统、现场控制系统的联动及监视静态图像。动态图象检测器依据视频采样报警，主要用于固定摄像机。因系统中还接入了部分可控摄像机，在运行人员控制摄像头时，系统经常出现误

报警。接入 AD2096A 报警器的现场控制系统，虽然与报警器连接，但现场控制设备上断开的，在实际运行中无法发挥出正常功能。

2.3 部分设备老化

由于连续 24h 不间断运行，两套系统的监视器老化。船闸工业电视系统的监视器画面抖动，色彩暗淡，画面偏红。发电厂工业电视系统采用 JVC25 监视器，目前故障率较高。

2.4 视组灯泡体内接像头不适应运行环境

机组灯泡体内安装的摄像头为 AD616 一体化球机，因泡体内空间较狭窄，球机未安装防护罩。在实际运行中存在几个问题：一是接像头易被工作人员碰撞损坏；二是泡体内温度较高，油雾易直接进入机内，腐蚀电路板；三是因机组内震动较大，AD616 球机（护罩/眼球与控制底座的硬塑料卡接）易出现电路底板与摄像头之间接触不良，发生无图像现象。

2.5 一体化球机运行不稳定

AD616 彩色一体化快速球形摄像机由底座及护罩/眼球组件构成。由于 AD616 球机通过塑料底座与护罩/眼球卡式连接，在长时间或较高温度下运行后，其底座会出现轻微变形而导致接触不良，因此 AD616 球机在使用 1 年后，经常出现无图像或图像闪烁的现象，对控制信号不能响应，经常出现报警信息。

造成不能响应控制信号的另一个重要原因是球机采用 COE200 系列光端机与系统不是同一厂家生产，导致在数据传输兼容性方面存在问题。