

白山发电厂计算机监控系统升级改造

姜相东

(白山发电厂 吉林省桦甸市 132400)

【摘要】 白山发电厂原监控系统是1997年采用的是北京水科院自动化所H9000系统,2000年通过国电公司验收。2005年开始,为解决监控系统多年来暴露出的问题和老化现象,满足利用白山发电厂计算机监控系统对2台单机150 MW抽水蓄能新机组实现监视和控制的需求,决定采用H9000 V3.0版网络冗余的分布开放控制系统对原有H9000系统进行升级改造,更换必要的硬件,LCU取消工控机、采用100 Mbps以太网直接接入系统,白山到桦甸备网及红石到桦甸双网从2 Mbps升级到100 Mbps,对系统的功能进行了扩展增强,使整个系统结构更简洁、更合理、更可靠、功能更强。本文讨论了白山厂监控系统升级改造过程,可为其它类似工程提供借鉴。

【关键词】 水电厂 计算机监控系统 升级改造 直接上网 抽水蓄能电站

【数据库分类号】 SZ01 SZ11

1 改造前监控系统概况

白山发电厂总装机1700 MW,一厂两站(白山电站、红石电站)三厂房(白山右岸厂房、白山左岸厂房、红石厂房),于1997年4月开始实施“无人值班”(少人值守)自动化系统工程。

白山发电厂计算机监控系统由三个子系统组成:桦甸调度中心计算机监控系统(简称桦甸系统)、白山电站计算机监控系统(简称白山系统)、红石电站计算机监控系统(简称红石系统)。白山站级监控层与其现地控制单元层(9套LCU,包括白山右岸电站和左岸电站)构成白山系统,控制、监视5台300 MW机组和2套开关站LCU和2套公用LCU。红石站级监控层与其现地控制单元层(6套LCU)构成红石系统,控制、监视4台50 MW机组和1套开关站LCU和1套公用LCU。

桦甸调度中心与白山站相距110 km(光纤距离),采用双网通信方式,主网采用100 Mbps光纤直连快速以太网,备网采用为2 Mbps以太网,通过路由器2 M广域网口经通信交换机E1口连接。桦甸调度中心与红石站相距40 km,采用双网通信方式。主、备网均采用为2 Mbps,通过路由器2 M广域网口经通信交换机E1口连接。白山系统与红石系统内LCU主机(工控机)与上位机之间采用10 Mbps光纤以太网通信,LCU主机(工控机)与LCU主控制器之间采用9.6 kbps串口通信。图1、图2分别给出了白山发电厂计算机监控系统改造前系统结构图和LCU结构图。

2 监控系统改造的必要性

该系统由1997年系统投运,至2005年运行已有8年时间,计算机和网络设备等电子设备逐渐老化,各种设备故障频发,成为制约电厂安全运行的瓶颈。随着计算机监控技术的不断进步,新型结构的监控系统业已成熟,如PLC直接上网技术,使监控系统的整体可靠性指标不断提高,成为水

电厂真正实现无人值班的重要手段。另外,白山两台 150 MW 抽水蓄能机组的发电,抽水蓄能机组监控的接入,对监控系统的性能指标要求更高,因此,有必要改造升级现有监控系统,满足白山特大型电站、大型蓄能机组控制对可靠性、实时性和安全性等方面的要求。综合考虑上述因素,有必要对监控系统进行技术改造。

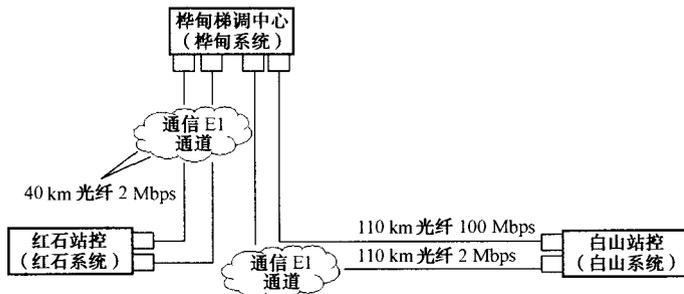


图 1 监控系统升级改造前结构图

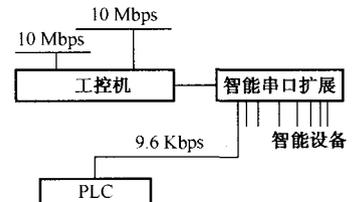


图 2 监控系统升级改造前 LCU 结构图

3 监控系统升级改造的原则

白山发电厂计算机监控系统升级改造按“无人值班”(少人值守)运行方式进行设计,遵循如下设计原则:

- (1) 以高可靠性、高可用率为前提,尽量减少转动部件并保障重要设备的冗余;
- (2) 系统具有更高的实时性、更快的响应速度,在接收桦甸调度中心和东北网调命令时能迅速执行;
- (3) 采用成熟、可靠、标准化的硬件、软件技术,便于日后的设备更换和与其他系统的接口;
- (4) 可维护性好、灵活简洁便于扩充的系统结构,便于维护人员的日常维护工作;
- (5) 抗干扰能力强,适应电站的现场环境;
- (6) 在保持原有系统的先进性基础上,整体功能得到扩展、增强;
- (7) 良好的软件兼容性,原有的画面、数据库、控制流程继续使用或很少改动;
- (8) 保持系统先进性和经济性能的和谐统一;
- (9) 所有技术性能指标均满足于部颁 DL/T578-95 及 DL/T5065-1999 等标准的要求;
- (10) 人机接口功能强,操作控制简洁、方便、灵活;
- (11) 计算机设备应是市场上主流产品;
- (12) 系统总体设计一次到位,采取易于现场在较短时间内完成改造的方案;
- (13) 监控系统具有对外通信能力和接口,安全措施符合国电公司及经贸委有关自动化系统最新安全规范;
- (14) 先升级调度中心、站控层,后进行现地控制层。老设备逐步退出,新设备逐步投入,实现平稳过渡。

4 升级改造的重点与特点

4.1 升级改造的重点

本次改造的重点包括以下几部分:

- (1) 桦甸调度中心级、白山站、红石站工作站、主机、数据服务器等更换;

(2)原有的桦甸站、白山站及红石站的网络设备全部更换。白山到桦甸主网仍采用独立光纤100 Mbps网络;白山到桦甸备用网及红石到桦甸双网均由原2 Mbps通道升级为SDH光端机提供的100 Mbps光口(电口)快速以太网通道;

- (3)在新监控系统上引入对2台150 MW抽水蓄能机组多工况、多流程监控;
- (4)LCU取消工控机、八串口板等中间环节,采用全双工PLC直接100 Mbps上网;
- (5)采用基于Microsoft Excel格式、人工任意订做报表的报表系统;
- (6)升级H9000、提高并扩展整体功能;
- (7)在监控层完成低频自启动功能。

4.2 升级改造的特点

(1) 更换主机

桦甸调度中心、白山站、红石站工作站、主机、数据服务等更换可以有效防止由于电子产品的老化带来整个监控系统不正常工作。新的控制主机有更快的响应速度,更强的处理能力。

(2) 更换网络设备

原有的桦甸调度中心、白山站及红石站的网络设备全部更换,采用具有当今主流网络产品,使桦甸调度中心与白山站之间、桦甸调度中心级与红石站之间通信速率均为全双工100 Mbps。这样大大提高了桦甸调度中心级与白山、红石之间双向数据交换速率,大大提高了系统的实时性和系统响应速度。

(3) 系统结构不变

白山发电厂计算机监控系统升级改造后仍由3个子系统组成:桦甸调度中心计算机监控系统(简称桦甸系统)、白山电站计算机监控系统(简称白山系统)、红石电站计算机监控系统(简称红石系统)。整个系统采用分层分布的系统结构,共分三层:桦甸调度中心层、白山(红石)站级监控层以及现地控制单元层。监控系统升级改造后的结构如图3所示。

(4) 监控系统的数据安全性得到提高

计算机监控系统在失电被动关机时,存储器无数据丢失。当电源恢复时,能自动重启动。

(5) LCU的结构更加简单可靠

原LCU的结构(见图2),是当时比较合理的方案。经过十几年的运行实践表明,这种采用高质量的工控机作为LCU主机、PLC作为主控制器的结构为整个系统长期稳定安全运行奠定了坚实的基础。经过十几年的技术积累,PLC可靠性指标高于工控机产品一个数量级。因此采用PLC全双工100 Mbps以太网与监控系统其它设备交换数据,简化监控系统的结构,提高了PLC与系统双向数据交换的速率,使监控系统可靠性、实时性都得到提高。改造后LCU的结构见图4。

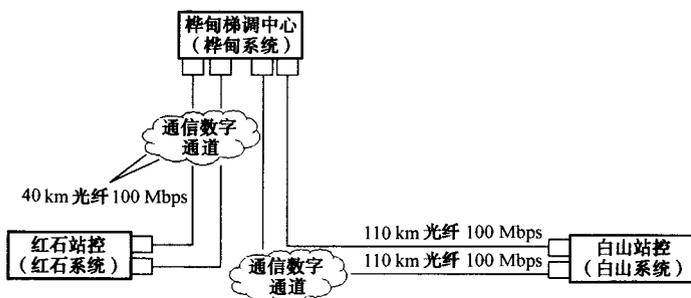


图3 监控系统升级改造后结构图

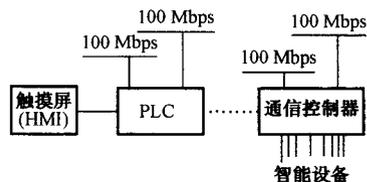


图4 监控系统升级改造后 LCU 结构图

(6) 现地控制单元(LCU)的配置特点

本方案对 PLC 每个 CPU 设置 2 个以太网口,双 CPU 配置 4 个以太网口,实现了完全的网络备份。对于 SOE 机箱,设置单独的网络模块。为完成现地 LCU 的通信功能,每台 LCU 配置多用途基于双以太网、嵌入式通信控制器,用来完成与辅机设备的通信。

每套 LCU 配置抗干扰性能高的工业级液晶显示触摸屏监视设备(HMI),当与上位机系统脱机时,现地仍具有必要的监视和控制功能。与工控机相比,由于触摸屏无运动部件,系统软件全部固化,无风扇设计,可靠性高。与改造前工控机相比,触摸屏不是串在 LCU 的结构中,人员不在现地,可以关闭触摸屏,对运行没有任何影响。现地 PLC 采用触摸屏为人机联系手段已成为水电站监控的发展趋势。

(7) 注意保护以前的投资

a. 注意保护以前的硬件投资

本次监控系统升级改造,经过论证采用了保留全部 LCU 的 I/O 模块的方案。这样,现场回路不需要修改,盘内接线绝大多数不需改动。这样在保证先进性和可靠性的同时,最大限度地保护了电厂以前的硬件投资。

b. 注意保护原先的软件投资

监控系统软件兼容原先版本,因此原先的数据、画面等主站设备上软件资源可以继续使用,省去了重新开发新的数据、画面等所需资源,保护了原先的软件投资。

原来 LCU 采用 GE90-70PLC 系统,编程软件采用基于 DOS 的 LM90(LOGICMASTER90)。现在采用 GE PACSystems,编程软件采用基于 Windows 的 ME(Machine Edit)。LM90 上编制的程序可以完全兼容的在 ME 上使用,以前编制的顺控流程可以继续使用。

运行值班员的使用经验和维护班组的原有维护经验从另一侧面保障了电厂以前的投资,保护了电厂的资源。

(8) 改造后整个监控系统功能的扩展与提高

a. 报表系统与历史数据库

升级改造后增加的系统历史数据库采用关系型数据库。配置标准版 Oracle 关系数据库软件包,可方便设置数据存储方式、方便对历史数据的进行各种操作。

改进了表报系统。报表系统采用 Microsoft EXCEL 形式,可以任意定制、修改,可以停止人工手动抄表,有利于减轻运行人员的劳动强度。

b. 对抽水蓄能机组实现监控

随着白山三期 2 台抽水蓄能机组投入商业运行,经过认真改进、调试、试验,首次实现了在升级改造后,H9000 计算机监控系统在白山站调和桦甸调度中心对 2 台抽水蓄能机组完成开、停机,负荷调整、AGC 运行、抽水工况等全部控制功能和全部数据的采集功能。

由于白山三期下位机采用的是维奥公司的产品,通信协议与白山厂监控系统通信协议不同,因此需要经协议转换服务器将各种信号转换后与监控系统网络(白山站控层)通信。

c. 工具软件更加丰富

升级后的系统提供了 IPM 交互图形开发系统、DBgen 数据库开发系统、PDC 综合计算工具软件、ControlLock 控制闭锁工具软件、Etool 数据工程工具软件和报警语音自动合成软件,提高了系统开发集成效率和系统二次开发手段。

5 改造工程的实施步骤

本次改造根据机组检修计划分步实施。由于 H9000 V3.0 系统与以前版本兼容,支持新老系统混用,因此对于现场升级改造提供方便。大体步骤是:

- (1)充分沟通现场机组检修计划,从而制定切实可行的现场施工计划;
- (2)认真准备升级改造所需设备;
- (3)在现场实施升级改造前,在厂家机房做好软件的升级改造并做好拷机工作;
- (4)桦甸调度中心与白山站控更换主网设备,确保新旧监控系统同时运行;
- (5)在进行主网改造的同时进行白山2号机的部分硬件的更换和软件的升级;
- (6)在桦甸调度中心与白山站控主网设备升级改造安全稳定运行后,将桦甸调度中心与白山站控网设备升级改造;
- (7)更换红石站调网络设备将主站设备升级改造;
- (8)白山、红石 LCU 按机组检修顺序 1 台 1 台改造升级;
- (9)对于白山、红石机组升级改造后,经有关 AGC 试验后,再根据网调要求决定运行方式。在全部机组升级改造后,对全厂进行了全面的 AGC 试验,在全部达到要求后归调。

6 改造后监控系统概况

至 2006 年 7 月,白山发电厂总装机 2 000 MW,形成一厂两坝(白山坝、红石坝)四站(白山一、二、三期,红石站)的大型水力发电基地。

白山发电厂计算机监控系统由三个子系统组成:桦甸调度中心计算机监控系统(简称桦甸系统)、白山电站计算机监控系统(简称白山系统)、红石电站计算机监控系统(简称红石系统)。白山站级监控层与其现地控制单元层(11 套 LCU 包括白山右岸电站、左岸电站和三期蓄能电站)构成白山系统,控制、监视 5 台 300 MW 混流式机组和两台 150 MW 蓄能机组。红石站级监控层与其现地控制单元层(6 套 LCU)构成红石系统,控制、监视 4 台 50 MW 轴流式机组。

7 结语

白山发电厂升级改造从 2005 年 3 月开始实施,到 2005 年底桦甸中心、白山站调、红石站调及全部机组都已升级改造完成,AGC 经过试验连续平稳运行。其余开关站、公用系统到 2006 年 7 月完成全部升级改造。2006 年 12 月在白山厂通过验收。验收委员会对白山厂能够在整个监控系统改造期间,在保证白山发电厂生产安全前提下,短期内完成了监控系统升级改造,实现了新老系统平稳过渡给予了认可。

从实际运行情况看,改造是成功的,实现了在改造后的监控系统上对新投产的 2 台单机 150 MW 抽水蓄能机组的监视和控制,实现了预期的目标,硬件的部分更换、软件等资源平滑过渡、功能扩展增强。这次白山发电厂计算机监控系统的升级改造,完成了对常规大型水力机组和大型抽水蓄能机组混合电厂的全方位的监视和控制,可靠性得到提高,功能得到扩展,可为类似、相近升级改造提供借鉴。