

ICS 27.100

P 60

备案号: J1711—2014

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5226 — 2013

代替 DL/T 5226 — 2005

**发电厂电力网络计算机监控
系统设计技术规程**

**Technical code for the design of network
computerized monitoring and control system in
power plant**

广东省网络与信息安全协会受控资料

2013-11-28 发布

2014-04-01 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国电力行业标准

发电厂电力网络计算机监控
系统设计技术规程

Technical code for the design of network
computerized monitoring and control system in
power plant

DL/T 5226—2013

代替 DL/T 5226—2005

主编部门:电力规划设计总院

批准部门:国家能源局

施行日期:2014年4月1日

中国计划出版社

2013 北 京

国家能源局 公告

2013年 第6号

按照《国家能源局关于印发〈能源领域行业标准化管理办法(试行)〉及实施细则的通知》(国能局科技〔2009〕52号)的规定,经审查,国家能源局批准《核电厂操纵人员执照考核》等334项行业标准(见附件),其中能源标准(NB)62项、电力标准(DL)144项和石油天然气标准(SY)128项,现予以发布。

附件:行业标准目录

国家能源局

2013年11月28日

附件:

行业标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
.....						
164	DL/T 5226—2013	发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规程	DL/T 5226—2005		2013-11-28	2014-04-01
.....						

前 言

根据国家能源局《关于下达 2009 年第一批能源领域行业标准制(修)订计划的通知》(国能科技[2009]163 号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结国内外发电厂电力网络计算机监控系统的设计工作经验,并在广泛征求意见的基础上,对《火力发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规定》DL/T 5226—2005 进行修订。

本标准修订后共有 11 章 1 个附录,保持了 2005 年版本的基本框架。本标准的主要技术内容是:总则,术语,监控范围,系统构成,系统功能及技术要求,通信,主要技术指标,电源及接地,设备布置地点及环境要求,电缆选择及敷设,智能电网技术 NCS 等。

本次修订的主要内容是:

1. 增加了电力网络计算机监控系统组屏要求;
2. 增加了防误操作闭锁、同期检定、远动功能、视频监控等内容;
3. 增加了安全防护相关内容;
4. 增加了防雷相关内容;
5. 增加了光缆的选择和敷设要求;
6. 新增智能电网技术 NCS 章节;
7. 其他条文根据当前技术发展现状做了适当修订。

本标准自实施之日起,替代《火力发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规定》DL/T 5226—2005。

本标准由国家能源局负责管理,由电力规划设计总院提出,由能源行业发电设计标准化技术委员会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团中南电力设计院负责具体技术内容的解释。执行过

程中如有意见或建议,请寄送电力规划设计总院(地址:北京市西城区安德路65号,邮政编码:100120),以供今后修订时参考。

本标准主编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:中国电力工程顾问集团中南电力设计院

主要起草人:韩 玮 张丽华 冯 春 李 峻 周才洋

黄生睿 付胜明 陈 萍

主要审查人:孙旺林 孙 茗 王 盾 李小波 龚泽锋

李 华 张朝阳 关江桥 张 农 周卫巍

陈晓云 周 建 曾华林 高 波 冯 旭

葛 岚 冯桂荣

广东省网络空间安全协会受控资料

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	监控范围	(5)
4	系统构成	(6)
4.1	网络结构	(6)
4.2	系统配置	(6)
4.3	硬件设备	(7)
4.4	软件系统	(8)
4.5	安全防护	(9)
4.6	组屏(柜)要求	(9)
5	系统功能及技术要求	(10)
5.1	数据采集和处理	(10)
5.2	监视和报警	(10)
5.3	控制与操作	(11)
5.4	同期检定	(11)
5.5	防误操作闭锁	(11)
5.6	远动功能	(12)
5.7	统计计算	(12)
5.8	同步对时	(13)
5.9	运行管理功能	(13)
5.10	制表打印	(14)
5.11	人机界面	(14)
5.12	在线自诊断与冗余管理	(15)
5.13	视频监控	(15)

6	通 信	(17)
7	主要技术指标	(19)
8	电源及接地	(21)
8.1	电源	(21)
8.2	防雷	(21)
8.3	接地	(21)
9	设备布置地点及环境要求	(23)
9.1	设备布置	(23)
9.2	工作环境	(23)
9.3	电磁环境	(23)
10	电缆选择及敷设	(25)
11	智能电网技术 NCS	(26)
11.1	基本要求	(26)
11.2	系统构成	(26)
11.3	系统配置	(27)
11.4	硬件要求	(27)
11.5	系统功能	(27)
11.6	同步对时	(28)
附录 A	NCS 测点清单	(29)
	本标准用词说明	(39)
	引用标准名录	(40)
	附:条文说明	(41)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Scope of control	(5)
4	Structure of NCS	(6)
4.1	Structure of network	(6)
4.2	System configuration	(6)
4.3	Hardware device	(7)
4.4	Software system	(8)
4.5	Panel design scheme	(9)
4.6	System security	(9)
5	Function and requirements of NCS	(10)
5.1	Data acquisition and processing	(10)
5.2	Supervision and alarming	(10)
5.3	Control and operation	(11)
5.4	Synchronizing	(11)
5.5	Substation interlocking	(11)
5.6	Remote communication	(12)
5.7	Performance calculation	(12)
5.8	Time synchronizing	(13)
5.9	Operation management	(13)
5.10	Tabulation and print	(14)
5.11	Man and machine interface	(14)
5.12	On-line self diagnosis and redundant management	(15)
5.13	Visual surveillance	(15)

6	Communication	(17)
7	Technical data	(19)
8	Power supply and earthing	(21)
8.1	Power supply	(21)
8.2	Lightning protection	(21)
8.3	Earthing	(21)
9	Layout and environment	(23)
9.1	Layout	(23)
9.2	Working environment	(23)
9.3	Electromagnetic environment	(23)
10	Cable selection and routing	(25)
11	Smart NCS	(26)
11.1	Basic requirements	(26)
11.2	Structure	(26)
11.3	System configuration	(27)
11.4	Hardware device	(27)
11.5	Function	(27)
11.6	Time synchronizing	(28)
Appendix A I/O list of NCS		(29)
Explanation of wording in this code		(39)
List of quoted standards		(40)
Addition; Explanation of provisions		(41)

1 总 则

1.0.1 随着国内调度自动化水平的提高,国家及各地区的电力管理部门对发电厂电力网络计算机监控系统提出了很多新的要求。为适应计算机技术水平的发展及电厂自动化水平整体提高的要求,对电力行业标准《火力发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规定》DL/T 5226—2005 进行修订,以满足设计的需要。

1.0.2 本标准适用于出线电压等级 110(66)kV 及以上的新建和改(扩)建发电厂电力网络计算机监控系统的设计。

1.0.3 发电厂高压配电装置应采用计算机监控,本标准规定了计算机监控系统设计应遵循的主要原则。

1.0.4 发电厂电力网络计算机监控系统应安全可靠、技术先进、经济实用、符合国情,其系统结构和技术性能指标应与电厂规模、电网和机组自动化控制水平以及电厂在电力系统中的地位相适应。

1.0.5 发电厂电力网络计算机监控系统应能完成以下主要任务:

1 对高压配电装置电气设备的安全监控及电气设备参数的实时监测;

2 可实现电气设备防误操作闭锁功能;

3 可根据需要实现其他电气设备的监控操作;

4 当具有远动功能时,应满足电网调度自动化要求,完成遥测、遥信、遥调、遥控等全部的远动功能;

5 当电厂无厂级信息监控系统(SIS)时,可实现各机组之间功率的经济分配和电厂运行管理功能。

1.0.6 在技术经济合理的前提下,发电厂电力网络计算机监控系统可采用智能电网技术。

1.0.7 发电厂电力网络计算机监控系统的设计除应符合本标准外,尚应符合国家、行业现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 电力网络计算机监控系统 network computerized monitoring and control system

以计算机及网络技术为基础,对发电厂高压配电装置及其他电气设备进行监控和管理的计算机控制系统,简称 NCS。

2.0.2 站控层 station level

在控制室建立的、可实现集中操作管理的控制级。

2.0.3 间隔层 bay level

按配电装置间隔划分、就地建立的控制级。

2.0.4 过程层 process level

过程层(设备层)包含由智能一次设备、智能组件构成的智能设备、合并单元和智能终端,完成电能分配、变换、传输及其测量、控制、保护、计量、状态监测等相关功能。

2.0.5 测控单元 measure & control unit

以微处理机技术为基础,实现数据采集、处理、传递以及控制功能的装置。

2.0.6 交流采样 AC acquisition

采用工频交流电量直接输入,经过离散采样后,通过计算得到电压 U 、电流 I 、有功功率 P 、无功功率 Q 、功率因数 $\cos\phi$ 等数值的电气量数据采集方式。

2.0.7 直流采样 DC acquisition

采用经外部电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数等各功能变送器转换后的直流模拟量输入的数据采集方式。

2.0.8 系统可用率 system availability

系统寿命期内,正常运行时间与全寿命期时间的比值,或全寿

命期时间减去故障时间和故障维修时间后与全寿命期时间的比值。

2.0.9 防误操作闭锁 interlocking

防止对电气设备进行误操作的功能。包括：防止误分、误合断路器；防止带负荷拉、合隔离开关；防止带电挂（合）接地线（接地刀闸）；防止带接地线（接地刀闸）送电（合隔离开关）；防止误入带电间隔。

2.0.10 远动通信设备 remote communication device

设在厂站端，将模拟量和开关量信息进行数据采集、转换和处理后通过专用点对点通道以及厂站数据网接入设备向各级调度传送，并接收和处理来自调度的遥控、遥调命令的通信装置。

2.0.11 防误操作工作站 interlocking operator station

供操作人员使用的专用于电气设备防误操作的人机接口设备，包括防误主机、显示器及键盘、鼠标等。

2.0.12 安全防护 security protection

为防止黑客、病毒及恶意代码等对电力二次系统发起的恶意破坏、攻击以及其他非法操作导致的电力系统事故，采用安全分区，网络专用、横向隔离、纵向认证等方法保证电力系统和电力调度数据网络安全稳定运行的措施。

2.0.13 合并单元 merging unit

用以对来自二次转换器的电流和/或电压数据进行时间相关组合的物理单元。合并单元可以是互感器的一个组成件，也可以是一个分立单元。

2.0.14 智能终端 smart terminal

与一次设备采用电缆连接，与保护、测控等二次设备采用光纤连接，实现对一次设备的测量、控制等功能的智能装置。

2.0.15 MMS manufacturing message specification

MMS 即制造商信息规范，是 ISO/IEC 9506 标准定义的一套用于工业控制系统的通信协议。MMS 规范了工业领域具有通信

能力的智能传感器、智能电子设备(IED)、智能控制设备的通信行为,使出自不同制造商的设备之间具有互操作性(Interoperation)。

2.0.16 GOOSE generic object oriented substation event

GOOSE是一种面向通用对象的变电站事件。主要用于实现在多 IED 之间的信息传递,包括传输跳合闸信号(命令),具有高传输成功概率。

2.0.17 SV sampled value

基于发布/订阅机制,交换采样数据集中的采样值的相关模型对象和服务,以及这些模型对象和服务到 ISO/IEC 8802—3 帧之间的映射。

广东省网络空间安全协会受控资料

3 监 控 范 围

3.0.1 在 NCS 监控的设备和元件应有联络变压器、降压变压器、高压母线设备、旁路设备、线路设备、并联电抗器等,还应有各单元发电机变压器组及起动/备用变压器高压断路器、隔离开关、接地刀闸的位置信号和必要的测量信号。

3.0.2 在 NCS 监测的设备应有电力网络部分的直流系统、交流不间断电源(UPS)、保护装置等二次设备。

3.0.3 当高压配电装置采用一个半断路器或类似接线时,与发电机变压器组有关的两台断路器应能在 NCS 进行监测;当发电机变压器组进线装设隔离开关或机组装设发电机断路器时,上述两台断路器应能在 NCS 进行控制,但应设置防止机组控制系统和 NCS 同时操作的措施。

3.0.4 除主接线为发电机—变压器—线路组等简单接线方式外,高压配电装置的隔离开关、接地刀闸宜在 NCS 控制。

3.0.5 根据工程情况,可将机组及厂用电源等电气设备的监控纳入 NCS。

4 系统构成

4.1 网络结构

4.1.1 NCS应采用开放性分层分布式网络结构,网络结构宜采用两层设备单层网。设备层为站控层和间隔层,站控层和间隔层间网络为站控网。

4.1.2 站控层实现整个系统的监控及管理功能。

4.1.3 间隔层由计算机网络连接的若干个二次子系统组成,在站控层及网络失效的情况下,应能独立完成间隔层设备的就地监控功能。

4.1.4 站控网连接站控层设备及间隔层设备。

4.1.5 NCS需接入录波信息时,宜单独设置故障录波网,接入相关故障录波和保护装置。

4.1.6 网络拓扑宜采用星型,也可采用总线型、环形网络或上述网络的组合形式,并按双网配置。

4.1.7 网络的抗干扰能力、传送速率及传送距离应满足系统监控和调度要求。网络上各个节点设备宜相互独立。

4.2 系统配置

4.2.1 NCS宜由以下几部分组成:

1 站控层设备:包括系统主机或/及操作员工作站、工程师工作站、防误操作工作站、远动通信设备、公用接口设备等;

2 网络设备:包括网络交换机、集线器和接口装置等;

3 间隔层设备:包括测控单元、保护装置等;

4 电源设备:包括电源模件等。

4.2.2 NCS主机宜单独设置,也可与操作员工作站共用。主机

应采用冗余配置,双机互为热备用。

4.2.3 操作员工作站应设置两套。

4.2.4 工程师工作站宜设一套。

4.2.5 防误操作工作站宜与操作员工作站共用,也可单独设置。

4.2.6 当设置值长工作站时,NCS应设置一套值长工作站,实现全厂运行情况监视和生产调度管理等功能。有条件时,值长工作站还可根据电力系统调度的自动发电控制(AGC)指令及全厂各机组实时信息,实现机组有功功率经济分配及无功功率的调整。

4.2.7 NCS具有远动功能时,远动通信设备主机及与调度的通信设备应双套配置,以满足电网有关调度要求。

4.2.8 间隔层测控单元宜按安装单位配置。

4.3 硬件设备

4.3.1 硬件设备应选用先进、成熟、可靠的工业级产品,设备应具有较好的可维护性、可扩充性。

4.3.2 NCS主机应满足整个系统的功能要求及性能指标要求,其容量应与高压配电装置的规划接线相适应。

4.3.3 操作员工作站应完成画面监视、操作控制及参数设置等人机联系功能。

4.3.4 工程师站应实现系统设备维护、参数整定等功能。

4.3.5 防误操作工作站应实现高压配电装置电气设备操作的防误闭锁功能。

4.3.6 远动通信设备的容量及性能指标应能满足厂站端远动功能及规约转换要求。远动信息应采用从站控层不经NCS主机的直采直送采集方式,以满足调度对远动信息的实时性要求。

4.3.7 公用接口设备应完成与电力网络直流及UPS、电能量采集装置等设备的通信接口,实现数据共享。

4.3.8 NCS配置有卫星同步时钟时,其同步脉冲输出接口及数字接口应满足控制、保护、测量、计量、自动装置等设备的对时要求。

4.3.9 打印机的配置数量和性能应能满足定时制表、召唤打印、事故打印等功能要求。

4.3.10 站控层网络交换机应采用具有网络管理功能的网络交换机,交换机的端口型式及数量应满足接入设备的要求。

4.3.11 网络介质可采用双绞线、同轴电缆、光缆或以上几种方式的组合。

4.3.12 间隔层设备宜具有点对点通信功能,可完成数据采集、就地监控、同期及防误操作闭锁等功能,宜选用强电输入/输出接口以提高抗干扰能力。

4.4 软件系统

4.4.1 NCS 软件系统应由系统软件、支持软件和应用软件组成。

4.4.2 软件系统的可靠性、兼容性、可移植性、可扩充性及界面的友好性等性能指标均应满足发电厂电力网络本期及远景规划要求。

4.4.3 软件系统应为模块化结构,以方便修改和维护。

4.4.4 系统软件应具有成熟的实时多任务的并经安全加固的操作系统和完整的自诊断程序。

4.4.5 数据库的结构应适应分散分布式控制方式的要求,并应具有良好的可维护性,以方便用户在工程扩建和运行方式改变时灵活地进行扩充及修改。

4.4.6 通信软件应实现计算机网络各节点机之间信息的传输、数据共享和分布式处理等要求,通信速率应满足系统实时性要求。

4.4.7 NCS 软件系统应配置各种必要的工具软件。

4.4.8 应用软件必须满足系统功能要求,具有良好的实时响应速度和可扩充性。

4.4.9 远动通信设备应配置远传数据库和各级相关调度网络通信规约,以实现与调度端的远程通信。

4.4.10 站控层网络宜按 IEC 60870—5—103 或 IEC 61850 协议通信。

4.4.11 站控层应支持与电力数据网络连接的通信技术和通信协议要求。

4.5 安全防护

4.5.1 NCS 与其他计算机系统及自动装置之间应设置安全防护。

4.5.2 NCS 与 MIS 间应设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置,隔离强度应接近或达到物理隔离。

4.5.3 NCS 与 DCS、系统保护、相量测量装置、安全稳定控制装置等控制区系统间应采用具有访问控制功能的网络设备、防火墙或相当功能的设施,以实现逻辑隔离。

4.5.4 NCS 与 SIS、系统保护管理终端及故障录波管理子站、电能计量系统、发电厂报价系统等非控制区设备应采用硬件防火墙、具有访问控制功能的设备或相当功能的设施进行逻辑隔离。

4.5.5 NCS 与调度中心间采用认证、加密、访问控制等措施实现数据的远方安全传输以及纵向边界的安全防护。对于重点防护的发电厂应设置经国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证网关及相应措施,以实现双向身份认证、数据加密和访问控制。

4.6 组屏(柜)要求

4.6.1 站控层设备与间隔层设备应分别组屏(柜)。

4.6.2 NCS 主机宜单独组屏(柜)。

4.6.3 远动通信设备宜单独组屏(柜)。

4.6.4 测控装置宜单独组屏。当测控屏与继电保护装置同时分散布置于一次设备旁时,测控和继电保护装置可合并组屏(柜)。

4.6.5 屏(柜)体宜符合现行行业标准《电力系统继电保护柜、屏通用技术条件》DL/T 720 的有关规定。

5 系统功能及技术要求

5.1 数据采集和处理

5.1.1 NCS 应能实现数据采集和处理功能,其范围包括模拟量、开关量、数字量等。

5.1.2 模拟量采集包括电量和非电量信号,应能实现定时采集、越限报警和追忆记录功能。模拟量宜采用交流采样。

5.1.3 开关量采集包括断路器、隔离开关以及接地刀闸的位置信号,继电保护装置和安全自动装置动作及报警信号,运行监视信号,有载调压联络变压器分接头位置信号,应能实现定时采集、设备异常报警、事件顺序记录和操作记录功能。开关量采集方式宜采用无源触点输入,对重要开关量信号宜采用双触点输入方式。开关量信号输入接口应采用光电隔离和浪涌吸收回路,对电磁环境较为恶劣的信号回路,采集电压不应低于 110V。

5.1.4 数字量的采集应包括电能量信息、网络直流及 UPS 等装置的主要参数、运行状态及故障报警信息等。

5.1.5 对有载调压变压器分接头位置信号等量的采集可采用点对点采集方式,也可采用二-十进制代码或模拟量的采集方式。

5.1.6 NCS 的采集信息宜符合本标准附录 A 的规定。

5.2 监视和报警

5.2.1 NCS 应能自动或根据运行人员的命令,通过监视器屏幕实时显示各种画面。

5.2.2 显示画面应能区分事故变位和操作变位,当所采集的模拟量发生越限、数字量变位以及 NCS 自诊断故障时均应进行报警处理。当重要模拟量越限或事故变位时应自动推出相关报警画面,

并具有人工确认、自动或手动复归功能。

5.2.3 屏幕画面应显示实时系统接线、设备参数、运行状态以及各种操作指导等信息,并宜设置专用报警区。系统接线画面可分别用不同颜色区别跳闸报警、预告信号和事故后的操作提示。

5.2.4 NCS 操作员工作站应配有音响或语音报警装置。

5.3 控制与操作

5.3.1 NCS 应根据运行人员输入的命令实现断路器和隔离开关的操作及其他设备操作。

5.3.2 NCS 应能实现输出通道的跳合闸闭锁、操作指令的并发性操作闭锁及键盘操作时的权限闭锁。

5.3.3 当由 NCS 实现 AGC 功能时,NCS 应根据系统调度端发来的指令,既可实现对单台机组的直接调度,又可根据系统调度端的 AGC 指令,对全厂机组的有功功率进行设定和分配。

5.3.4 NCS 输出开关量应具有严密的返送校核措施,其输出触点容量应满足受控回路要求。

5.4 同期检定

5.4.1 NCS 应对需要同期的断路器完成同期检定,实现“检无压同期”、“捕捉同期”或“检同期”合闸。

5.4.2 同期装置应有压差、相差、频差、功角差、同期合闸提前时间的整定接口。

5.4.3 当高压配电装置采用一个半断路器接线且进、出线设有隔离开关时,NCS 应按“近区优先”原则实现同期电压的自动切换。

5.5 防误操作闭锁

5.5.1 无论设备在站控层还是间隔层进行操作,NCS 应能实现断路器、隔离开关及接地刀闸完善的防误操作闭锁。对不满足闭锁条件的控制操作,屏幕上应显示拒绝执行的原因。在特殊情况

下 NCS 应能实现一定权限的解除闭锁功能。

5.5.2 NCS 应实现对受控电气设备位置信号的实时采集,实现监控主机与现场设备状态的一致性。当这些功能故障时,NCS 应发出告警信息。

5.5.3 NCS 应具有操作监护功能,以允许监护人员在操作员工作站上对操作实施监护。

5.5.4 当进行远动装置(RTU)校验、保护校验、断路器检修等工作时,运行人员应能利用“检修挂牌”禁止计算机监控系统对此断路器进行遥控操作。

5.5.5 运行人员在设备现场挂、拆接地线时,应能在“一次系统接线图”上对应设置、拆除模拟接地线,以保持两者状态一致,该接地线挂、拆操作应纳入防误操作闭锁判断软件。所有设置、拆除模拟接地线,均应通过口令校验后执行。

5.5.6 高压配电装置采用气体绝缘配电装置(GIS)时,防误闭锁功能由 GIS 配套的电气闭锁实现。经济技术合理时,NCS 可同时配置防误闭锁软件实现 NCS 操作下的逻辑闭锁。

5.6 远动功能

5.6.1 NCS 具有远动功能时,其功能应符合现行行业标准《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002 和《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003 的有关规定。

5.6.2 远动信息应满足系统调度端信息采集内容、采集精度、实时性、可靠性、传送方式、通信规约及接口等要求。

5.6.3 远动通信设备应分别以主、备两个通道与调度端进行通信。

5.7 统计计算

5.7.1 NCS 应能按运行要求,计算功率因数数值以及对电流、电压、频率、功率及温度量等进行统计分析。

5.7.2 NCS 可对电能量分时段和分方向进行累计,并计算厂内高压母线上的穿越功率潮流量及旁路回路的相关电量。当有关电表时,电能量信息可从电能计费装置采集。

5.7.3 NCS 可对变压器的负荷率、损耗及经济运行进行计算分析。

5.7.4 NCS 可计算全厂发电总有功功率、厂用总有功功率和全厂厂用电率。

5.7.5 NCS 可统计母线电压、母线电压不平衡率和合格率。

5.7.6 NCS 应能对监控范围内的断路器正常操作及事故跳闸次数、分接头调节档次及次数、设备的投退、通道异常、主要设备的运行小时数及各种操作进行自动记录和统计。

5.8 同步对时

5.8.1 NCS 应设置卫星同步对时接口,NCS 主机可采用串行口对时或网络时间协议(NTP)、简单网络时间协议(SNTP)对时。间隔层智能测控单元宜采用 IRIG-B,也可采用网络对时或秒脉冲对时方式。

5.8.2 NCS 配置的卫星同步时钟应符合现行行业标准《电力系统的时钟同步系统 第 1 部分:技术规范》DL/T 1100.1 的有关规定。

5.8.3 主时钟宜按主备方式配置,每台主时钟应设置 1 路无线授时基准信号接口,两台主时钟中应至少有 1 台时钟的无线授时基准信号取自北斗卫星导航系统。调度有要求时,每台主时钟还应设置 1 路接收上一级时间同步系统有线时间基准信号接口。

5.8.4 必要时可设置从时钟作为主时钟的扩展装置,从时钟应设置两路有线授时基准信号,分别取自 2 台主时钟。

5.9 运行管理功能

5.9.1 NCS 应能实现运行操作指导、事故记录检索、在线设备管

理、操作票、运行人员培训、数据库维护等运行管理功能。

5.9.2 运行操作指导:应实现对典型的设备异常/事故提出指导意见,应编制设备运行技术统计表,并应推出相应的操作指导画面。

5.9.3 事故记录检索:应对突发事件所产生的大量报警信号进行分类检索和相关分析。

5.9.4 在线设备管理:应对主要一次设备、二次设备的运行记录和历史记录数据进行分析,提出设备安全运行报告和检修计划。

5.9.5 操作票:应根据运行要求开列操作票。

5.9.6 运行人员培训:应能根据电气一次系统及二次系统的接线、运行及维护等方面的实际模拟画面,对运行人员进行离线操作培训。

5.9.7 数据库维护:应具有对屏幕画面、打印制表和数据库的修改、扩充等维护功能。

5.10 制表打印

5.10.1 NCS 应能根据运行人员要求定时打印值报表、日报表及月报表。

5.10.2 NCS 应能召唤打印月内任一天的值报表、日报表和年内任一月报表。

5.10.3 NCS 应能自动打印预告信号报警记录、测量值越限记录、开关量变位记录、事件顺序记录、事故指导提示和事故追忆记录。

5.10.4 NCS 可组织运行日志和各类生产报表、事件报表及操作报表的打印。

5.11 人机界面

5.11.1 NCS 应能通过各工作站为运行人员提供灵活方便的人机联系手段,实现整个系统的监控。

5.11.2 NCS 可根据运行要求对各种参数、日期和时钟进行设置,并宜按一定权限对继电保护整定值、模拟量限值及数字量状态进行修改。

5.11.3 NCS 可根据运行要求对各测点、I/O 模块、打印机等监控设备、各种工作方式和功能进行投退选择以及继电保护信号远方复归和具有权限等级的继电保护装置的投退。

5.12 在线自诊断与冗余管理

5.12.1 NCS 应具有完善的在线自诊断能力,能及时发现各设备、网络或装置的故障,向系统报警并提供就地故障指示。

5.12.2 NCS 应具备自恢复功能,当系统出现程序锁死或失控时,应能在保留历史数据的前提下自动热启动,使系统恢复到正常运行状态。

5.12.3 当互为冗余热备用的 NCS 主机出现硬件或软件故障时,应进行主备机的自动无扰动切换并报警。

5.12.4 供电电源故障时,NCS 应能在电源恢复时再自动地重新启动。

5.13 视频监控

5.13.1 NCS 可配置视频监视系统,实现对电气设备运行和操作的监视。视频监视系统可通过与 NCS 的通信接口联锁实现电气设备操作的实时视频跟踪及事故报警画面切换功能。

5.13.2 视频监控的范围应包括电力网络部分配电装置及网络继电器室。

5.13.3 视频监视系统由视频工作站、视频服务器、摄像机及相关网络设备组成。视频工作站与视频服务器间采用以太网连接。

5.13.4 视频工作站主要实现监视、控制、报警、图像存储和回放等功能,可单独设置,也可与操作员工作站共用。

5.13.5 视频服务器负责将视频信号转换成数字信号后上送至视频工作站。

5.13.6 摄像机的型式、数量及布置地点应满足运行监视的需要。

5.13.7 NCS 视频监视系统宜单独组网,并应留有接入全厂视频监视系统的数字接口。

广东省网络空间安全协会受控资料

6 通 信

6.0.1 NCS 通信网络的选择应综合考虑数据传输安全、传输距离、传输速度、施工及运行管理的方便性及线材成本等因素。

6.0.2 NCS 通信系统应具有连续在线诊断和报警功能,当通信系统上的任一节点发生故障,不应导致通信系统瘫痪或影响其他节点设备的正常运行。

6.0.3 站控层网络通信速率应不低于 100Mbit/s。

6.0.4 通信网络介质可采用屏蔽双绞线、同轴电缆、光缆等通信介质,也可在一个网络中混合使用。对二次设备分散布置,在主厂房外或配电装置区域设置有网络继电器室的 NCS,网络继电器室内设备之间的网络通信介质可采用屏蔽双绞线,网络继电器室与主厂房内的控制室(或工程师室、继电器室)之间的网络通信介质宜采用光缆,主厂房内的控制室(或工程师室、继电器室)中的网络通信介质可采用屏蔽双绞线。

6.0.5 NCS 与其他系统的通信接口应符合以下要求:

1 NCS 可通过站控层以太网通信接口设备与电厂信息监控系统(SIS)和信息管理系统(MIS)连接;

2 当 NCS 与 DCS 有通信连接时,可通过站控层以太网通信接口设备与 DCS 连接;

3 NCS 可通过专用接口装置与系统保护、保护及故障录波管理子站、电能量计量系统、相量测量装置、安全稳定控制装置、发电厂报价系统、UPS、直流等进行连接,专用接口可采用 RS485 或以太网接口;

4 当 NCS 设有远动通信设备时, NCS 应根据调度关系向相关调度中心传输其所需的电厂远动信息。远动信息的传输应优先采用电力调度网络通信方式, 必要时可采用专线通信方式。数据网络通信协议及点对点远动规约应满足调度相关要求。

广东省网络空间安全协会受控资料

7 主要技术指标

- 7.0.1 双主机系统可用率应不小于 99.9%。
- 7.0.2 系统平均无故障间隔时间(MTBF)应不小于 20000h,间隔层设备平均无故障间隔时间(MTBF)应不小于 30000h。
- 7.0.3 站控层事件顺序记录(SOE)分辨率应不大于 2ms,间隔层事件顺序记录(SOE)分辨率应不大于 1ms。
- 7.0.4 模数转换分辨率应不小于 14 位,最大转换误差应不超过 $\pm 0.5\%$,其中电网频率测量误差应不大于 0.01Hz。交流采样测量值综合误差应不大于 0.5%,直流采样模数转换误差应不大于 0.2%。
- 7.0.5 模拟量数据更新周期应不大于 2s。
- 7.0.6 开关量数据更新周期应不大于 1s。
- 7.0.7 模拟量越死区传送至站控层操作员工作站的时间应不大于 1.5s。
- 7.0.8 开关量变位传送至站控层操作员工作站的时间应不大于 1s。
- 7.0.9 从站控层操作员工作站发出操作指令到返回信号在操作员工作站显示器上显示的总时间应不大于 2s。
- 7.0.10 遥控正确率应为 100%,遥调正确率应不小于 99.9%。
- 7.0.11 整个系统对时精度应不大于 1ms。
- 7.0.12 NCS 主机正常负荷率宜低于 30%,事故负荷率宜低于 50%。网络正常负荷率宜低于 10%,事故负荷率宜低于 20%。
- 7.0.13 测控单元的 CPU 负荷率正常时宜不大于 30%,故障时宜不大于 50%。
- 7.0.14 测控单元的模拟量死区整定值应不大于 0.2%。
- 7.0.15 布置在网络继电器室内的间隔层设备及网络设备的抗电

磁干扰性能应符合以下试验等级要求：

1 静电放电抗扰度应符合现行国家标准《电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验》GB/T 17626.2 IV级；

2 辐射电磁场抗扰度应符合现行国家标准《电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验》GB/T 17626.3 III级；

3 快速瞬变抗扰度应符合现行国家标准《电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验》GB/T 17626.4 IV级；

4 浪涌(冲击)抗扰度应符合现行国家标准《电磁兼容 试验和测量技术 浪涌(冲击)抗扰度试验》GB/T 17626.5 III级；

5 射频场感应的传导骚扰抗扰度应符合现行国家标准《电磁兼容 试验和测量技术 射频场感应的传导骚扰抗扰度》GB/T 17626.6 III级；

6 工频磁场抗扰度应符合现行国家标准《电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验》GB/T 17626.8 IV级；

7 1MHz 脉冲群抗扰度试验应符合现行国家标准《电气继电器 第 22-1 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 1MHz 脉冲群抗扰度试验》GB/T 14598.13 III级；

8 阻尼振荡磁场抗扰度应符合现行国家标准《电磁兼容 试验和测量技术 阻尼振荡磁场抗扰度试验》GB/T 17626.10 V级；

9 振荡波抗扰度应符合现行国家标准《电磁兼容 试验和测量技术 振荡波抗扰度试验》GB/T 17626.12 II级(信号端口)。

8 电源及接地

8.1 电 源

8.1.1 NCS 的电源应安全可靠,应采用直流或 UPS 电源供电。

8.1.2 站控层冗余配置的设备应采用 2 路电源分别供电,间隔层设备宜采用双回直流电源供电。

8.2 防 雷

8.2.1 NCS 应设置防雷和防止过电压的保护措施,电涌保护器的配置应符合现行行业标准《发电厂、变电站电子信息系统 220/380V 电源电涌保护配置、安装及验收规程》DL/T 5408 的有关规定。

8.2.2 NCS 交、直流电源的输入端宜配置电涌保护器。

8.2.3 当 NCS 通信接口采用电接口且传输距离较远时,宜配置电涌保护器。

8.3 接 地

8.3.1 NCS 设备的保护接地、工作接地(也称逻辑接地)不应混接,工作接地应实现一点接地。

8.3.2 NCS 不设置计算机系统专用接地网,应设置总接地板构成零电位母线。总接地板应与屏柜壳体绝缘,并以电缆或绝缘导体与主接地网可靠连接,以保证系统一点接地。与主接地网相连处应避开可能产生强电磁场的场所。

8.3.3 装设电子装置的屏柜宜设置专用的、与屏柜壳体绝缘的接地铜排母线,其截面积不得小于 100mm^2 ,并列布置的屏柜柜体间接地铜排应直接连通。

8.3.4 当屏柜上布置有多个子系统插件时,各插件的工作接地点均应与插件箱的箱体绝缘,并分别引接至屏柜内专用的接地铜排母线。

8.3.5 当采用没有隔离的串行通信口从一处引接至另一处时,两处必须共用同一接地系统,若不能实现,则需增加电气隔离措施。

8.3.6 所有屏柜柜体、打印机外设等设备的金属壳体应可靠接地。

广东省网络空间安全协会受控资料

9 设备布置地点及环境要求

9.1 设备布置

- 9.1.1 操作员工作站及防误操作工作站应布置在控制室内。
- 9.1.2 工程师站宜布置在与控制室相邻的工程师室内。
- 9.1.3 NCS 主机、网络交换机、公用接口设备等站控层设备宜布置在继电器室内。
- 9.1.4 发电机、主变压器及启动/备用变压器测控屏宜布置在机组电气电子设备间(继电器室),线路出线及主变压器、启动/备用变压器的进线测控屏宜就地布置在网络继电器室,条件允许时也可分散布置在配电装置内。

9.2 工作环境

- 9.2.1 机组电子设备间(继电器室)室内温度夏季宜保持在 $26^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$, 冬季宜保持在 $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$, 温度变化率不应超过 $\pm 5^{\circ}\text{C}/\text{h}$, 室内相对湿度宜保持在 $50\% \pm 10\%$ 。
- 9.2.2 电子设备间(继电器室)及就地网络继电器室地面宜选用水磨石地面,也可采用防静电阻燃材料活动地板,应有良好的防尘、防潮措施。
- 9.2.3 就地网络继电器室温度变化范围可为 $15^{\circ}\text{C} \sim 30^{\circ}\text{C}$, 温度变化率不应超过 $\pm 10^{\circ}\text{C}/\text{h}$, 相对湿度为 $30\% \sim 80\%$, 任何情况下应无凝露。

9.3 电磁环境

- 9.3.1 电子设备间(继电器室)及就地网络继电器室宜避开强

电磁场、强振动源和强噪声源的干扰,以保证设备的安全可靠运行。

9.3.2 就地网络继电器室应根据房间周围的电磁环境条件和设备的抗扰性能考虑必要的电磁屏蔽措施。

广东省网络空间安全协会受控资料

10 电缆选择及敷设

10.0.1 NCS 的输入、输出回路宜选用专用的阻燃型屏蔽电缆，电缆屏蔽层的型式宜为铜带屏蔽。

10.0.2 模拟量及脉冲量弱电输入回路电缆宜选用对绞芯分屏蔽加总屏蔽电缆，芯线截面积应不小于 1.0mm^2 。

10.0.3 开关量信号输入和输出回路电缆宜选用外部总屏蔽电缆，芯线截面积应不小于 1.5mm^2 。

10.0.4 不同类别的信号回路不宜共用同一根电缆。

10.0.5 NCS 屏上装置的接地端子应采用截面不小于 4mm^2 的多股铜线和屏内接地铜排相连。屏内接地铜排应采用截面不小于 50mm^2 的铜缆与继电器室内的等电位接地网相连。

10.0.6 在同一建筑物内监控设备之间的通信介质可采用屏蔽双绞线，不在同一建筑物内监控设备之间的通信信息传输宜采用光缆。光缆可采用单模或多模光纤，芯数应考虑预留备用芯。

10.0.7 计算机信号电缆应单独敷设在电缆支架的最下一层，不宜与其他电缆混合敷设，如必须与其他控制电缆同层敷设时，可设中间金属隔板与控制电缆分开。

10.0.8 计算机控制电缆的路径宜按辐射状敷设，应避免出现环路。

10.0.9 弱电回路电缆应远离高压母线和故障电流入地点，并应减少与高压母线平行路径的长度。

10.0.10 光缆宜采用铠装光缆，可与控制电缆同层敷设。

10.0.11 冗余网络的光缆应各自独立设置，并采取防火分隔措施。

11 智能电网技术 NCS

11.1 基本要求

11.1.1 NCS 通信网络与系统应符合现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 的有关规定。

11.1.2 高压配电装置内所有信息宜具有共享性和唯一性,保护故障信息和远动信息不重复采集。

11.2 系统构成

11.2.1 NCS 网络结构宜采用三层设备两层网。设备层为站控层、间隔层和过程层,站控层和间隔层间为站控网,间隔层和过程层间为过程层网。

11.2.2 站控层由 NCS 主机、操作员工作站、工程师站、远动通信装置、保护故障信息子站和其他各种功能站构成。

11.2.3 间隔层包括测控装置、保护装置、计量装置、相量测量装置、故障录波及网络分析记录装置等,在站控层及网络失效的情况下,仍能独立完成间隔层设备的就地监控功能。

11.2.4 过程层由合并单元、智能终端等构成,可完成与一次设备相关的功能,包括实时运行电气量的采集、设备运行状态的监测、控制命令的执行等。

11.2.5 站控网连接站控层设备及间隔层设备,传输 MMS 和 GOOSE 报文。过程层网连接间隔层和过程层设备,可传输 SV 报文和 GOOSE 报文。

11.2.6 站控网宜采用高速以太网作为通信网络,网络拓扑宜采用星型,并按双网配置。

11.2.7 过程层采用网络通信时,宜采用星型双网结构的高速以太网。

11.3 系统配置

11.3.1 站控层设备 NCS 主机、操作员工作站、工程师站、远动通信设备的配置应符合本标准第 4.2.2 条~第 4.2.4 条及第 4.2.7 条的规定。

11.3.2 间隔层设备应按照以下原则配置：

1 测控装置宜按安装单位配置，110kV 及以下电压等级在技术条件成熟时可采用保护测控一体化装置；

2 网络报文记录分析装置宜单独配置，220kV 及以下电压等级可与故障录波装置合并设置。

11.3.3 过程层设备应按照以下原则配置：

1 智能终端、合并单元等宜与一次设备采用一体化设计。智能组件可外置或者内嵌，也可是两种方式的组合；

2 220kV 级以上电压等级或用于双重化保护的智能终端、合并单元应冗余配置。

11.3.4 网络设备应按照以下原则配置：

1 站控层网络交换机宜冗余配置，每台交换机端口数量应满足接入设备要求；

2 过程层网络交换机宜按安装单位配置，一个半断路器接线的过程层交换机应按串配置。

11.4 硬件要求

11.4.1 过程层设备应能在一次设备环境中长期连续运行，宜有标准化的物理接口及结构，具备即插即用功能。

11.4.2 同一建筑物内网络通信介质宜采用超五类屏蔽双绞线，通向户外的通信介质应采用光缆。采样值和保护 GOOSE 等可靠性要求较高的信息传输宜采用光缆。

11.5 系统功能

11.5.1 NCS 应实现的基本功能包括顺序控制、配电装置状态估

计、与上级调度通信、同步对时、电能质量评估与决策、防误操作、配置工具、源端维护、网络报文记录分析等。

11.5.2 智能电网技术 NCS 可实现的高级功能包括设备状态可视化、智能告警及分析决策、故障信息综合分析决策等。

11.6 同步对时

11.6.1 站控层设备宜采用 SNTP 或 NTP 对时方式。

11.6.2 间隔层和过程层设备宜采用 IRIG-B 对时,也可采用秒脉冲对时方式,条件具备时可采用 IEC 61588 网络对时。

广东省网络空间安全协会受控资料

附录 A NCS 测点清单

NCS 测点见表 A.1~A.7。当监控系统具有远动功能时,采集信息应符合现行行业标准《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002、《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003 的有关规定及当地调度的要求。

广东省网络空间安全协会受控资料

表 A.1 送电线路(旁路)测点清单

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
110kV~220kV	三相电流 三相电压	三相电流 单相电压 双向有功功率 双向无功功率	断路器合位/分位 ^b 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 保护动作/报警 重合闸动作 控制回路/操作机构故障 ^b	双向有功电能 双向无功电能	断路器合闸/跳闸 ^b 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 ^c 接地刀闸闭锁 ^c
330kV及以上	三相电流 三相电压	三相电流 三相(线)电压 双向有功功率 双向无功功率	断路器合位/分位 ^b 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 保护动作/报警 重合闸动作 控制回路/操作机构故障 ^b	双向有功电能 双向无功电能	断路器合闸/跳闸 ^b 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 接地刀闸闭锁

注：a——电能量可采用脉冲采集，也可通过通信接口输入；

b——对 3/2 断路器、4/3 断路器、角形接线方式，其断路器为串内设备，测点清单见表 A.3；

c——接地刀闸采用就地操作时无此输出。

表 A.2 发电机-变压器组测点清单

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
双母线接线	1)发电机侧 ^b : 三相电流 三相电压 2)高压侧: 三相电流 三相电压	1)发电机侧: 三相电流 三相(线)电压 单向有功功率 双向无功功率 频率 2)高压侧: 三相电流 三相电压 单向有功功率 双向无功功率	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 主变压器有载调压开关位置 ^b 保护动作总信号 ^b	高压侧: 单向有功电能 双向无功电能	高压侧: 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 接地刀闸闭锁
3/2 断路器、4/3 断路器、角形接线	1)发电机侧 ^b : 三相电流 三相电压 2)高压侧: 三相电流 三相电压	1)发电机侧: 三相电流 三相(线)电压 单向有功功率 双向无功功率 频率 2)高压侧: 三相电流 三相电压 三相电压 单向有功功率 双向无功功率	高压侧: 隔离开关合位/分位 ^c 接地刀闸合位/分位 ^c 主变压器有载调压开关位置 ^b 保护动作总信号 ^b	高压侧: 单向有功电能 双向无功电能	高压侧 ^c : 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 接地刀闸闭锁

续表 A. 2

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
发电机-三绕组 (自耦)变压器组	1) 发电机侧 ^b : 三相电流 三相电压 2) 高压侧: 三相电流 三相电压 3) 中压侧: 三相电流 三相电压 4) 公共绕组 (自耦变) 单相电流	1) 发电机侧: 三相电流 三相(线)电压 单向有功功率 双向无功功率 频率 2) 高压侧: 三相电流 单相有功功率 双向无功功率 3) 中压侧: 三相电流 单相有功功率 双向无功功率 4) 公共绕组(自 耦变) 单相电流	高、中压侧: 断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 主变压器有载调压开关 位置 ^b 保护动作总信号 ^b	高压侧: 单向有功电能 双向无功电能 中压侧: 单向有功电能 双向无功电能	高压侧: 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 接地刀闸闭锁 中压侧: 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 接地刀闸闭锁

注:1 a——电能可采用脉冲采集,也可通过通信接口输入;

b——发电机侧测量当 NCS 具有远动功能时有;

c——对 3/2 断路器、4/3 断路器、角形接线方式,单内隔离开关及接地刀的测点清单见表 A. 3。

2 当 NCS 需要计算全厂厂用有功总功率、全厂厂用电率时,需采集高压厂用变压器高压侧电流、电压。

表 A.3 母线设备,旁路及串内断路器

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
旁路	同表 A.1	同表 A.1	同表 A.1	同表 A.1	同表 A.1
母联/分段断路器	三相电流	三相电流	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 母联/分段过流及充电保护动作/报警 控制回路/操作机构故障		断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 ^b 接地刀闸闭锁 ^b
桥断路器	三相电流	三相电流	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 控制回路/操作机构故障	—	断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 ^b 接地刀闸闭锁 ^b

续表 A.3

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
3/2 断路器、 4/3 断路器、 角形接线的 断路器	三相电流	三相电流	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 断路器保护动作/报警 控制回路/操作机构故障	—	断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 ^b 接地刀闸闭锁 ^b
母线电压 互感器(三相)	三相电压	线电压 ^c 、频率	隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 PT 断线	—	隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 ^b 接地刀闸闭锁 ^b
母线电压 互感器(单相)	单相电压	单相电压、频率	—	—	—

注：a——电能量可采用脉冲采集，也可通过通信接口输入；

b——接地刀闸采用就地操作时无此输出；

c——A、B、C 三相的线电压。

表 A.4 启动/备用变压器

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
启动/备用 变压器	高压侧： 三相电流 三相电压	高压侧： 三相电流 线电压 ^b 单向有功功率 单向无功功率	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 有载调压开关位置 ^c 保护动作总信号 ^c	单向有功电能 单向无功电能	隔离开关闭锁 接地刀闸闭锁 ^d

注：a——电能量可采用脉冲采集，也可通过通信接口输入；b——单独引接厂外电源时有，为 A、B、C 三相的线电压；c——当 NCS 具有远动功能时有；d——接地刀闸采用就地操作时无此输出。

表 A.5 联络变压器及降压变压器

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
双绕组降压 变压器	1) 高压侧： 三相电流 三相电压 2) 变压器本体： 油温 绕组温度	高压侧 ^b ： 三相电流 单向有功功率 单向无功功率	1) 高/低压侧： 断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 控制回路/操作机构故障 2) 变压器本体： 变压器保护动作/报警 变压器调压开关位置	高压侧 ^b ： 单向有功电能 单向无功电能	高/低压侧： 断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 ^c 接地刀闸闭锁 ^c 调压开关升/降

续表 A.5

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
双绕组联络 变压器	1) 高压侧： 三相电流 三相电压 2) 低压侧： 三相电流 三相电压 3) 变压器本体： 油温 绕组温度	高/低压侧： 三相电流 双向有功功率 双向无功功率	1) 高/低压侧： 断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 控制回路/操作机构故障 2) 变压器本体： 变压器保护动作/报警 变压器有载调压开关位置	高压侧： 双向有功电能 双向无功电能	高/低压侧： 断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 ^c 接地刀闸闭锁 ^c 有载调压开关升/降
三绕组(自耦) 降压变压器	1) 高压侧： 三相电流 三相电压 2) 中压侧： 三相电流 三相电压 3) 低压侧： 三相电流 三相电压 4) 公共绕组： 单相电流 5) 变压器本体： 油温 绕组温度	1) 高/中/低压侧： 三相电流 单向有功功率 单向无功功率 2) 公共绕组： 单相电流	1) 高/中/低压侧： 断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 控制回路/操作机构故障 2) 变压器本体： 变压器保护动作/报警 变压器有载调压开关位置	高/中/低 压 侧： 单向有功电能 单向无功电能	1) 高/中/低压侧： 断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分 ^c 接地刀闸闭锁 ^c 2) 变压器本体： 有载调压开关升/降

<p>三绕组(自耦) 联络变压器</p>	<p>1)高压侧: 三相电流 三相电压 2)中压侧: 三相电流 三相电压 3)低压侧: 三相电流 三相电压 4)公共绕组: 单相电流 5)变压器本体: 油温 绕组温度</p>	<p>1)高/中压侧: 三相电流 双向有功功率 双向无功功率 2)低压侧: 三相电流 单向有功功率 单向无功功率^d 3)公共绕组: 单相电流</p>	<p>1)高/中/低压侧: 断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位 就地/远方开关位置 控制回路/操作机构故障 2)变压器本体: 变压器保护动作/报警 变压器调压开关位置</p>	<p>1)高/中压侧: 双向有功电能 双向无功电能 2)低压侧: 单向有功电能 单向无功电能^d</p>	<p>1)高/中/低压侧: 断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 隔离开关闭锁 接地刀闸合/分^c 接地刀闸闭锁^c 2)变压器本体: 调压开关升/降</p>
--------------------------	---	---	--	--	---

注：a——电能量可采用脉冲采集，也可通过通信接口输入；

b——如有困难或需要时，可在低压侧测量；

c——接地刀闸采用就地操作时无此输出；

d——变压器如有进相、滞相运行时，应测量双向无功功率和计量双向无功电能。

表 A.6 并联电抗器

类别	模拟输入量		开关输入量	电能输入量 ^a	开关输出量
	采集量	计算量			
并联电抗器	1)三相电流 三相电压 3)电抗器本体: 油温 绕组温度	1)三相电流 单向无功功率	电抗器保护动作/报警 电抗器运行异常 隔离开关合位/分位 接地刀闸合位/分位	单向无功电能	隔离开关合/分 接地刀闸闭锁

注:a——电能可采用脉冲采集,也可通过通信接口输入。

表 A.7 其他公用设备

类别	模拟输入量	开关输入量	电能输入量	开关输出量
网络直流	蓄电池电压 蓄电池正、反向电流 直流母线电压 充电装置直流输出电流	蓄电池保护设备开关状态 蓄电池回路保护设备事故跳闸 充电器直流侧保护设备事故跳闸 充电器故障 充电器交流电源自动切换 直流母线电压异常 直流系统接地 进线开关合位/跳位 馈线开关合位/跳位 重要馈线保护设备事故跳闸	—	—
网络 UPS	UPS 输出电流 UPS 输出频率 UPS 输出电压	UPS 故障 UPS 蓄电池供电 UPS 旁路运行 进线开关合位/跳位 馈线开关合位/跳位 重要馈线保护设备事故跳闸	—	—

注:表中模拟量及开关量可直接采集,也可通过通信接口输入。

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

《电气继电器 第 22-1 部分:量度继电器和保护装置的电气骚扰试验 1MHz 脉冲群抗扰度试验》GB/T 14598.13

《电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验》GB/T 17626.2

《电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验》GB/T 17626.3

《电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验》GB/T 17626.4

《电磁兼容 试验和测量技术 浪涌(冲击)抗扰度试验》GB/T 17626.5

《电磁兼容 试验和测量技术 射频场感应的传导骚扰抗扰度试验》GB/T 17626.6

《电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验》GB/T 17626.8

《电磁兼容 试验和测量技术 阻尼振荡磁场抗扰度试验》GB/T 17626.10

《电磁兼容 试验和测量技术 振荡波抗扰度试验》GB/T 17626.12

《电力系统继电保护柜、屏通用技术条件》DL/T 720

《变电站通信网络和系统》DL/T 860

《电力系统的时间同步系统 第 1 部分:技术规范》DL/T 1100.1

《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002

《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003

《发电厂、变电站电子信息系统 220/380V 电源电涌保护配置、安装及验收规程》DL/T 5408

中华人民共和国电力行业标准

发电厂电力网络计算机监控
系统设计技术规程

DL/T 5226—2013

代替 DL/T 5226—2005

条文说明

广东省网络空间安全协会受控资料

广东省网络安全协会受控资料

修 订 说 明

《发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5226—2013,经国家能源局 2013 年 11 月 28 日以第 6 号公告批准发布。

本标准是在《火力发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规定》DL/T 5226—2005 的基础上修订而成,上一版的主编单位是中南电力设计院,主要起草人员是李苇、徐绍麟、高骏。

本标准修订的主要原则是:在原标准的原则框架下,结合当前 NCS 的发展,同时充分考虑电网自动化的最新技术要求及电网各项反事故措施的要求,对原文进行深化、细化。

在本标准修订过程中,编制组主要就以下几个方面进行了广泛调查:

1. NCS 设计方案;
2. NCS 软硬件使用及发展情况;
3. 电气防误操作闭锁在电力系统应用情况;
4. 智能电网技术应用情况。

在上述调查的基础上,形成了 3 个专题报告,分别为:

1. 网络监控系统运行及应用现状;
2. 智能变电站方案调研;
3. 高压配电装置五防闭锁的实践与应用。

本标准的主要修订内容见标准“前言”。

关于“智能电网技术 NCS”的设计要求,由于其具体定义尚无定论,具体的功能也在不断发展完善中,故本次修订只能结合现有国内技术储备,根据目前所使用的智能电网控制技术的应用情况编制原则性条文,该部分内容有待技术发展成熟后作进一步的细化。

为便于广大设计、施工、运行等单位的有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定,编制组按照章、节、条顺序编写了本标准的条文说明,但是,条文说明不具备与规程正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握规程规定的参考。

广东省网络空间安全协会受控资料

目 次

1	总 则	(47)
2	术 语	(50)
3	监控范围	(51)
4	系统构成	(52)
4.1	网络结构	(52)
4.2	系统配置	(55)
4.3	硬件设备	(56)
4.4	软件系统	(59)
4.5	安全防护	(61)
4.6	组屏(柜)要求	(61)
5	系统功能及技术要求	(63)
5.1	数据采集和处理	(63)
5.2	监视和报警	(64)
5.3	控制与操作	(66)
5.4	同期检定	(67)
5.5	防误操作闭锁	(69)
5.6	远动功能	(70)
5.7	统计计算	(71)
5.8	同步对时	(71)
5.9	运行管理功能	(73)
5.10	制表打印	(73)
5.11	人机界面	(74)
5.12	在线自诊断与冗余管理	(74)
5.13	视频监视	(74)

6	通 信	(77)
7	主要技术指标	(78)
8	电源及接地	(80)
8.1	电源	(80)
8.2	防雷	(81)
8.3	接地	(81)
9	设备布置地点及环境要求	(83)
9.1	设备布置	(83)
9.2	工作环境	(83)
9.3	电磁环境	(84)
10	电缆选择及敷设	(89)
11	智能电网技术 NCS	(91)
11.1	基本要求	(91)
11.2	系统构成	(93)
11.3	系统配置	(95)
11.4	硬件要求	(96)
11.5	系统功能	(96)
11.6	同步对时	(97)

1 总 则

1.0.2 本条明确了本标准的适用范围。

原标准《火力发电厂电力网络计算机监控系统设计技术规定》DL/T 5226—2005 适用范围为“单机容量为 125MW 及以上、出线电压 220kV 及以上的新建火力发电厂电力网络宜采用计算机监控。当机组电气系统的监控由 DCS 实现时,电力网络部分宜采用计算机监控,使其与全厂自动化水平一致”,即“电力网络宜采用计算机监控”包括两种情况:一是 125MW 及以上、出线电压 220kV 及以上的新建火力发电厂,二是机组电气系统由 DCS 控制的电厂。

目前发电厂的电气系统已普遍采用了计算机控制方式,对于电力网络采用计算机控制的适用范围应该更加广泛。由于目前绝大多数电厂出线电压等级为 110(66)kV 及以上,且 35kV 及以下配电装置型式主要为柜式,故在此确定适用的出线电压等级为 110(66)kV。考虑到电厂单机容量与出线电压等级及配电装置规模没有必然的联系,所以取消了原标准对单机容量的规定。

1.0.3 随着计算机控制技术的飞速发展和计算机控制系统的日益完善,电气系统采用计算机控制已成为常规控制方案。国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 第 16.6.1 条规定了“火力发电厂电气设备宜采用计算机进行监控”,电力行业标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136—2012 第 3.1.1 条规定“电气设备的控制、测量、信号宜采用计算机监控方式”。因此本标准明确发电厂电力网络部分应采用计算机控制,并据此制定火力发电厂电力网络采用计算机监控系统设计所必须遵守的具体规定。

1.0.5 本条规定了发电厂电力网络计算机监控系统应能完成的主要任务。

2 电厂高压配电装置的防误操作闭锁有多种实施方案,有电气硬接线闭锁,有通过监控系统的逻辑闭锁软件实现的,有监控系统配套设置“防误操作”工作站方式,有配置独立于监控系统的专用微机“防误操作”系统等。无论哪种方式,NCS 均应具备软件逻辑闭锁功能。

3 根据工程情况,可将机组及厂用电源等电气设备的监控纳入 NCS。

4 远动配置方案有两种:一是与 NCS 统一考虑,NCS 设置远动通信设备,远动信息与 NCS 监控系统实现数据共享;二是单独设置远动装置,远动装置的数据独立采集。具体工程的实施方案与电厂所在地区调度的要求密切相关,大部分地区可以采用 NCS 设置远动通信设备方式,也有地区要求单独设置远动装置。当要求单独设置远动装置时,可取消 NCS 的远动相关功能。

1.0.6 本条规定了采用智能电网技术控制方案的使用条件,在技术成熟的条件下新建电厂可采用智能电网技术控制系统;改扩建站根据设备情况采用全部或部分的智能化方案。

应用智能电网技术的计算机控制系统与目前常规计算机控制系统相比,具有如下特点:

(1)采用现行电力行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T—860,有效解决互操作问题,所有二次设备可以在同一平台上进行信息交互。

(2)电子式互感器的应用解决了传统互感器磁饱和、暂态特性差、测量精度低、易爆炸等问题。

(3)用光缆通信代替控制电缆硬接线,将二次回路大为简化,同时解决了电缆存在的电磁干扰和传导性干扰问题。

(4)采用数字通信技术实现电气一、二次设备的在线监测,变定期检修为状态检修,提高了设备的运行效率及使用寿命。

1.0.7 本标准可作为现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 及现行电力行业标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136 的补充和具体应用,条文内容仅包括电力网控计算机监控系统的系统设置及功能等方面的规定,关于二次接线设计、继电保护和安全自动装置、电缆敷设等其他方面的要求,仍需执行现行的有关规程、规范和标准。

广东省网络空间安全协会受控资料

2 术 语

过程层、合并单元、智能终端等均为智能电网技术 NCS 需要采用的装置及设备。MMS 报文用于站控层网络通信,GOOSE 报文用于站控层和过程层网络控制及开关量输入报文,SV 报文用于过程层网络模拟量采样值报文。GOOSE 报文和 SV 报文均为基于 IEC 61850 协议内容框架下的信息服务模型。

广东省网络空间安全协会受控资料

3 监控范围

3.0.1、3.0.2 这两条明确了应在电力网络计算机监控系统监视和控制的设备和元件。

3.0.3 对一个半断路器或类似接线(如三角形、4/3 断路器接线),当未装设发电机断路器时,与发电机变压器组有关的两台断路器与发电机及主变压器的运行工况紧密相关,因此该两台断路器应由机组控制系统实现控制。当机组设有发电机断路器,发电机断路器断开时,上述两台断路器应能在 NCS 中控制。

对于一个半断路器或类似接线,且发变组进线设有隔离开关时,在机组检修期间,该隔离开关打开,此时与发电机变压器组有关的两台断路器为电力网络控制的断路器,应能在 NCS 中控制。

3.0.4 简单接线方式指发电机—变压器—线路组、发电机变压器组扩大单元等主接线型式,上述接线电力网络一次设备极少且线路断路器同时作为机组并网点应在机组控制系统中控制,因此一般不会设置 NCS,此时包括隔离开关、接地刀闸在内的所有电力网络设备纳入到机组控制系统。

3.0.5 对于单循环燃机电厂,除燃机自带控制系统外,机组没有另外设置 DCS 控制系统,机组电气系统相对简单,将机组及厂用电源电气设备的控制纳入到 NCS 有利于电厂的统一运行管理,降低电厂运行成本。

其他类型电厂,当用户有特殊要求时,也可将机组或厂用电源电气设备纳入到 NCS 进行监控。

4 系统构成

4.1 网络结构

4.1.1 经调查,目前常规 NCS 绝大部分采用二层设备单层网结构,故取消原标准前置层的设置,明确二层设备单层网的网络结构。

4.1.2 站控层是一个综合性的监控及信息传输平台,是集监控、远动、防误闭锁、保护信息管理、电量远传等的有机组合,达到网络共用、信息共享的目的。

4.1.3 间隔层设备是实现计算机控制系统与生产过程设备的输入/输出接口,并完成就地监控功能。在分布式处理系统中,当电磁兼容可满足监控系统的运行条件时,间隔层设备的布置地点及其所要实现的功能应尽可能分散,以保证模块功能独立、连接电缆最短,以争取最大的投资效益。但在工程的具体应用中,若出线回路数少、出线电压等级单一,在技术经济合理时间隔层设备也可按相对集中的方式设置。

4.1.4 站控层网络,实现间隔层设备与站控层设备之间的通信,间隔与间隔之间的非实时通信也在站控层网络实现。站控层网络一般采用以太网,双网配置。

4.1.5 对于大部分电厂,调度一般均要求单独设置故障录波信息子站,故障录波信息子站可采用专用接口与 NCS 通信。对没有设置故障录波信息子站的电厂可执行此条。

故障录波传送的信息量较大,如通过监控通信网络传送将会造成通信通道拥挤,影响监控信息的上传下达,因此故障录波网建议单独设置,并与 NCS 站控层设备如工程师工作站相连,一方面可减少硬件配置,另一方面通过拨号网络实现录波信息的上送和系统管理。

4.1.6 计算机局域网一般有三种典型的拓扑结构:总线网(Bus),星网(Star)和环网(Ring)。

星型结构是指各工作站以星型方式连接成网。网络有中央节点,其他节点(工作站、服务器)都与中央节点直接相连,这种结构以中央节点为中心,因此又称为集中式网络。这种结构便于集中控制,因为端用户之间的通信必须经过中心站。由于这一特点,也使其具有易于维护和安全等优点,端用户设备因为故障而停机时也不会影响其他端用户间的通信,同时它的网络延迟时间较小,传输误差较低。但这种结构要求中心系统必须具有极高的可靠性,因为中心系统一旦损坏,整个系统便趋于瘫痪。对此中心系统通常采用双机热备份,以提高系统的可靠性。

环型结构在 LAN 中使用较多,这种结构中的传输媒体从一个端用户到另一个端用户,直到将所有的端用户连成环型。数据在环路中沿着一个方向在各个节点间传输,信息从一个节点传到另一个节点。环型结构的特点是:

(1)每个端用户都与两个相邻的端用户相连,因而存在着点对点链路,但总是以单向方式操作,于是便有上游端用户和下游端用户之称;

(2)信息流在网中是沿着固定方向流动的,两个节点仅有一条道路,故简化了路径选择的控制;

(3)环路上各节点都是自举控制,故控制软件简单;

(4)由于信息源在环路中串行地穿过各个节点,当环中节点过多时,势必影响信息传输速率,使网络的响应时间延长;

(5)环路是封闭的,不便于扩充;

(6)可靠性低,一个节点故障,将会造成全网瘫痪;

(7)维护难,对分支节点故障定位较难。

总线结构是使用同一媒体或电缆连接所有端用户的一种方式,也就是说,连接端用户的物理媒体由所有设备共享,各工作站地位平等,无中心节点控制,公用总线上的信息多以基带形式串行

传递,其传递方向总是从发送信息的节点开始向两端扩散,如同广播电台发射的信息一样,因此又称广播式计算机网络。各节点在接受信息时都进行地址检查,看是否与自己的工作站地址相符,相符则接收网上的信息。使用这种结构必须解决的一个问题是确保端用户使用媒体发送数据时不能出现冲突。对此,研究了一种在总线共享型网络使用的媒体访问方法:带有碰撞检测的载波侦听多路访问,英文缩写成 CSMA/CD。这种结构具有费用低、数据端用户入网灵活、站点或某个端用户失效不影响其他站点或端用户通信的优点。缺点是一次仅能一个端用户发送数据,其他端用户必须等待到获得发送权;媒体访问获取机制较复杂;维护难,分支节点故障查找难。

NCS 对网络的实时性和可靠性要求均较高,此外还要适应电厂扩建需求,即网络要易于扩充。从上述三种网络类型的特点来看:星型网络应该最为适用;总线型网络由于布线要求简单,扩充容易,端用户失效、增删不影响全网工作,所以是 LAN 技术中使用最普遍的一种,但实时性较差;环型网络对 NCS 来说有两个致命缺点,一是网络中一个节点故障将引起全网瘫痪,可靠性低,二是不易扩充,故很少单独使用,往往与星型或总线型网络配合使用。从各院及制造厂调查情况,星型网络应用较多,总线型和环型网络均较少采用。

4.1.7 网络接口设备、通道传输介质以及网络数据链路层所采用的控制协议不仅决定了网络的抗干扰能力,还影响了传送速率和传输距离等相关技术指标。因此对于间隔层网络,不仅要考虑满足多个输入输出、适应各种类型数据(如突发性数据、周期性数据)的传输要求和适应电力工业现场的电磁干扰、温度、振动等环境要求,还应考虑在实现系统功能的前提下满足实时性要求。

由于电力工程的建设模式大多为分期、分步实施的,因此网络计算机系统的设计必须考虑开放及兼容要求,以满足发电厂或升压站因扩建、改建而引起的信息量变化。

4.2 系统配置

4.2.1 硬件配置是计算机系统的基础,硬件设备的选型应主要考虑系统功能要求以及该设备在系统中所起的作用等因素。一般按系统层次配置,站控层为安装在主控制室内的站级控制设备,其容量等性能指标应能满足建立系统数据库,其速度等性能指标应能实现整个系统的实时和协调运行,操作人员通过此人机界面实现对整个高压配电装置的监控运行;间隔层设备,一般安装在与配电装置毗邻的就地二次设备小间内,其容量等性能指标应能满足被控设备测量、控制、闭锁及同期等功能。

当高压配电装置采用独立的微机防误操作系统实现电气设备的防误操作闭锁时,NCS 不再设置防误操作工作站。独立微机防误操作系统的主机宜以通信方式从 NCS 主机获取电气设备状态实时信息。

远动通信设备应满足系统调度对信息采集和传递的要求,其制式需与调度端自动化系统制式协调一致。通常连接于站控层网络,可最大限度地计算机网络上实现信息共享,真正体现分布处理计算机系统的优势,并利于今后扩充。

网络设备还包括网桥、网关、路由器、调制解调器(MODEM)、通信电缆或光缆等,是整个监控系统的神经,它连接系统内的所有结点,实现数据的上传下达。网络交换机是以太网中连接网络分段的网络设备,站控层采用的是双网,故网络交换机应按冗余配置。

间隔层设备主要指断路器测控单元以及单独设置的智能装置等。

4.2.2 NCS 主机,也称系统服务器,是整个 NCS 的核心,主要完成数据采集、数据检测和控制、报警和事件登录、历史数据记录、在线计算等系统主要数据处理功能。当配电装置规模较小,电压等级较低、在系统中地位不十分重要时,NCS 主机可与操作员站共

用,使系统结构简化。

为避免因 CPU 负担过重,软件调度困难,死机自恢复频繁等单主机系统常出现的问题而影响系统的可靠性,应选择双机冗余系统。冗余配置的主机应采用热备用方式,运行时分为值班机和备用机,当值班机故障时,系统自动进行切换,保证实时数据库和服务功能不丢失,主备机切换时间可人工设置,一般小于 30 秒。值班机和备用机也可根据现场运行工况进行人工切换。

4.2.3 为避免 1 台操作员站故障时失去整个监控系统的人机界面,操作员站应冗余配置。

4.2.4 工程师工作站实现系统维护管理功能,可靠性和实时性要求低于操作员站,可接单套配置。

4.2.5 正常运行时高压配电装置的操作频度较低,防误操作工作站与监控系统操作员工作站共用可提高操作员工作站的使用效率,降低运行人员操作的复杂性。同时减少一台工作站的设置有利于集控室布置的优化。

防误操作工作站单独设置对提高防误操作系统的安全可靠性有利。故在具体设计时应根据用户要求和当地电网管理部门的要求选择合适的配置方式。

4.2.6 目前大多数电厂值长工作站均由 SIS 在单控室设置,但还是有电厂 NCS 带值长工作站的,故保留原标准条文。

4.2.8 间隔层测控单元按安装单位划分便于二次接线设计。

4.3 硬件设备

4.3.1 硬件设备选型时,主要考虑以下几个因素:

(1)先进性。选用国家推荐的优选工业控制计算机系列产品,应能适应较为恶劣的电磁环境,具有实时处理能力强、升级换代方便等优点。

(2)成熟性。选用的硬件设备应是经部级及以上鉴定合格并有现场运行经验的产品。

(3)性价比高。在设备价格相当的情况下,应选用可靠性高、处理能力强、扩充性能好及可维护性好的设备。

4.3.2 NCS 主机采用工业级工作站,标准机架型机箱。数据库选用性能优良的数据库,必须可配合服务器进行集群配置,保证系统的高可靠性和高可用性,保证满足系统响应指标的快速存储和检索。

当某一台服务器故障时,为保证在极短的时间内完成服务转移,可考虑配置一台磁盘阵列。

4.3.3 操作员工作站连接于站控层网络,具有相对的独立性。它具有高分辨率的图形显示功能,是运行人员监视和控制高压配电装置设备的主要手段。操作员工作站可根据运行要求配设专用功能键盘,或直接以屏幕菜单的方式设置软键盘,为运行人员操作提供更为方便、快捷的手段。

4.3.4 工程师工作站主要用于程序开发、系统诊断、控制系统组态、数据库和画面的编辑和修改,完成系统文件的管理功能和设备故障诊断功能。它包括中央处理单元、图形处理器及必需容量的主存储器 and 外存设备。为降低工程投资,工程师工作站的容量、性能指标以及外设均可低于操作员工作站的配置。

4.3.5 防误操作工作站预存整个高压配电装置的防误闭锁逻辑,能自动打印、查询、删除、保存操作票,并进行模拟预演,还可实现运行操作指导、故障分析检索、性能计算及经济性分析、在线设备管理、仿真培训等高级功能。

4.3.7 由于直流系统的高频开关电源、绝缘监察装置、电池巡检仪以及 UPS 系统等均为数字式智能设备,具有通信串口,通过公用接口设备,可将系统的主要参数、运行状态及故障报警等大量详尽信息传送至站控层操作员工作站,实现运行监视。

4.3.8 目前电厂均设置了专用卫星同步时钟设备,原来一般是随 DCS、NCS 或其他计算机控制系统成套,近一二年随着电网等对对时要求越来越高,电厂同步时钟设备趋向于单独采购以满足各

种控制、保护、测量、计量、自动装置设备的不同要求。

4.3.9 打印机的数量配置与打印方式及打印机的性能指标都有很大的关系,在具体工程中打印要求、所选用的打印机型式各不相同,故本处未作数量上的规定,只强调满足打印功能要求即可。

4.3.10 具有网络管理功能的交换机,也称网管型交换机,一部分是对网络设备的管理,即配置、监控、调整网络的运行状态,另一部分是对网络用户的管理,包括用户的合法性检验、网络服务权限管理、流量管理等。采用网管型交换机便于准确地监测、设置、管理整个网络设备的运行,保证网络中不会存在任何一个网管盲点和误区。

连接在站控层网络交换机上的设备有系统主机、操作员工作站、工程师站、远动通信设备及公用接口设备、间隔层设备等。应根据上述设备的布置地点、环境及数量确定网络交换机端口的型式(光口还是电口)及数量。

4.3.11 局域网的传输有基带传输和宽带传输两种形式,典型的传输介质有双绞线、基带同轴电缆、宽带同轴电缆和光缆。双绞线是一种廉价的传输介质,其传输速率较低,一般为每秒几兆位,用于基带传输时,传输延迟大,距离短。同轴电缆是一种较好的传输介质,既可用于基带传输又可用于宽带传输,具有吞吐量大、连接设备多、性能价格比较高、安装和维护方便等优点。光缆传输速率可高达每秒几百兆位,误码率极低,传输延迟可忽略不计,并具有良好的电磁抗干扰性,安全性好,可用于点对点通信,也适于环型网络。

4.3.12 在间隔层各就地控制单元实现功能分散,应是分布式计算机控制系统的特点之一,它使网络上的各节点计算机可同时操作,使系统的综合处理能力大为提高,而且功能分散,使得负载分散,危险亦分散,系统可靠性获得极大提高。因此在计算机软、硬件设备可行时,各间隔设备的监控功能、防误操作闭锁功能以及同期合闸等功能均应考虑在间隔层设备实现。

间隔层设备一般布置在就地保护小室,正常运行时是不考虑有人值班的,因此不需配置人机接口设备,设置带电拔插的通信接口可方便与便携式计算机连接完成就地调试和维护功能。

输入、输出信号状态电压小于 60V 时一般称为弱电模块,大于或等于 110V 时则称为强电模块。由于 I/O 模块布置地点一般靠近配电装置,通过电缆接入或送出的信号均处于强电磁场之中,因此采用强电模块可以大大提高设备的抗干扰能力,大量 500kV 变电站的运行实践也证实了这一点。

4.4 软件系统

4.4.1 计算机软件系统的分类方法很多,按照作用类别一般可分为系统软件、支持软件和应用软件三类。系统软件主要指操作系统,支持软件包括实时数据库系统、通信软件和中文处理系统、编译软件、图形管理软件以及必要的工具软件等,应用软件一般包括数据采集和处理软件、监控软件、报警软件、防误操作闭锁软件、双机切换软件、专用计算软件、经济指标分析软件、数据库生成软件以及报表生成软件等。

4.4.2 评价软件的性能指标很多,对过程控制系统用软件一般有下述要求需要考核:

(1)可靠性。软件在给定的环境条件下和限定的时间内,能完成所要求功能的概率。

(2)兼容性。软件能在多种不同类型的计算机上运行的能力。

(3)可移植性。可把宿主机上已成熟的软件移植到目标机上运行。

(4)扩充性。对已有软件所规定的功能,能方便容易地进行修改或增加。

(5)友善性。软件的各组成部分便于用户选择使用或可维护的程度。

4.4.3 本条规定主要针对应用软件。采用模块化不仅设计简单,

而且结构独立、具有分散性,可提供软件较好的可扩充性。

4.4.4 系统软件直接控制和协调计算机、通信设备及其他外部设备,它紧靠硬件,是用户与计算机之间的第一层界面,操作系统是典型的系统软件,在选用时应充分考虑其开放性、可移植性以及先进可靠和成熟性要求,它在所提供的硬件构造中应具有实用成功的经验和一定的优先级。

操作系统应经安全加固,加固方式包括:安全配置、安全补丁、采用专用软件强化操作系统访问控制能力以及配置安全的应用程序。

4.4.5 数据库技术是研究用计算机实现数据共享的一门高科技技术,分布式数据库系统适应分布式控制系统的要求,将数据分散在计算机网络的各节点机上,使用户更加方便灵活地使用数据,减少数据传输,提高计算机效率,达到最大限度地共享数据库资源。

4.4.6 通信软件负责处理计算机之间信息的传递,它通过计算机和一些特殊的通信器件如调制解调器、集线器、通信控制器等设备实现计算机网络所具备的基本功能,如信息转发、代码转换、调制、解调、错误检测和纠错等。

4.4.7 工具软件属于支持软件的一类,它主要用于提高软件的生产率,缩短开发周期,通常是供开发人员使用的软件。该类软件一般包括语言编译器和应用开发工具,如屏幕生成器、报表生成器等。

4.4.8 应用软件面向最终用户,直接完成某一具体应用要求,其质量的好坏成为影响实际应用效果的决定性因素,因此必须满足系统的过程控制要求。

4.4.9 远动通信设备与调度端计算机之间的远程通信协议应服从调度端要求。

4.4.10 常规 NCS 站控层网络多采用等同于 IEC 60870—5—103 标准的行业标准《远动设备及系统 第 5 部分:传输规约第 103 篇:继电保护设备信息接口配套标准》DL/T 667。IEC 61850

标准由于互操作的优势,应用也逐步增多。

4.4.11 传统的远动信息传输是采用串行接口加调制解调器方式,速率为 600b/s~1200b/s,这种在高速信道上传输低速模拟信号的方式,不仅是对带宽资源的浪费,而且数字—模拟—数字的二重转换既造成技术上的不合理,又增加了投资、降低了传输可靠性。因此,电力数据网的建设是电力系统技术进步和电网调度自动化发展的需要,同时站控层软、硬件系统均应支持网络通信技术和通信协议,实现厂站端与多个调度主站的实时信息共享。

4.5 安全防护

2006 年电监会印发了《关于印发〈电力二次系统安全防护总体方案〉等安全防护方案的通知》(电监安全〔2006〕34 号),内容包括电力二次系统安全防护总体方案,省级以上调度中心二次系统安全防护方案,地、县级调度中心二次系统安全防护方案,变电站二次系统安全防护方案,发电厂二次系统安全防护方案,配电二次系统安全防护方案,对二次系统安全防护提出了明确要求。根据该文件,发电厂 NCS 系统安全防护要求参照发电厂二次系统安全防护方案执行。本条文针对 NCS 及其相关二次系统引用了 34 号文中的原则性条款,具体设计时应严格按照 34 号文各条款执行。

4.6 组屏(柜)要求

4.6.1 站控层与间隔层设备处于 NCS 不同网络层级,在设备组屏上不应混淆。

4.6.2 NCS 主机屏内设备包括主机(服务器)、共享器(显示器切换装置)、显示器、磁盘阵列及其他必要的附件等。

4.6.3 远动通信设备屏内设备包括远动通信设备、通道切换装置与系统接口装置等。

4.6.4 测控屏和保护屏一般集中布置在就地设置的、靠近高压配

电装置的网络继电器室内,但对于屋内 GIS 等工作及电磁环境较好时可以考虑分散布置以节省电缆。此时测控和保护设备可按照控制对象设置,组于一面屏内,前提条件是保护与控制采用同一家公司产品。

广东省网络空间安全协会受控资料

5 系统功能及技术要求

5.1 数据采集和处理

5.1.1 数据采集和处理是 NCS 实现实时监控的基础。计算机系统的过程单元按约定的扫描周期定时采集诸如设备参数、运行状态和故障信号等有关信息,送入监控系统作实时处理,并及时更新数据库和画面,为 NCS 实现其他功能提供依据。

5.1.2 模拟量主要为所有设备的运行参数,电量信号采用交流采样时采集电流电压信号,并计算出有功功率、无功功率、频率、功率因数等。非电量信号包括温度等。模拟量采集应实现的主要功能有:

(1)定时采集。按扫描周期定时采集数据并进行 A/D 转换、数字滤波、精度及线性度测试、工程系数转换、计算及数据库更新。

(2)越限报警。每点模拟量可设置超高限(EH),高限(H),低限(L),超低限(EL)四种限值,对模拟量数据进行死区判别和越限报警;对温度等非电量测点还应监测其变化量,当变化梯度超过允许值时报警。报警信息应包括报警条文、报警参数值和报警时间。报警限值应能随电力系统运行情况修改。

(3)追忆记录。对要求追忆的模拟量,应保存事故前后一定时间范围内的连续采集数据作为追忆记录,以便分析事故起因和发展过程。

交流采样不仅包括对互感器二次侧输出电流和电压量的直接采集,还包括对其他非交流参数如直流母线电压、变压器温度等参数的采集,为使用方便统称为交流采样。交流采样从 TV,TA 直接输入强电电压和电流信号后,采用计算的方法计算出 $P, Q, I, U, \cos\phi$ 以及 Wh, Varh 等过程量,其算法模型较多,以电压频率变

换器(VFC)的方式较为多见,原理是将采集的电流电压信号转换成脉冲频率随输入模拟量幅值大小变化的脉冲量,并经快速光耦光电隔离后送至 CPU 系统中的计数器计数,以实现模数转换。VFC 芯片的电压—频率特性的线性范围应尽可能宽,以保证模数转换精度。

5.1.3 开关量主要为所有设备或装置的运行状态,包括正常运行状态和故障运行状态。开关量采集应实现的主要功能有:

(1)定时采集:按扫描周期定时采集输入量,并进行光电隔离、状态量检查及数据库更新。

(2)设备异常报警:设备异常时能根据开关量变位的性质进行报警,报警信息应包括报警条文、报警性质及报警时间等,对于优先等级较高的中断路器量变位应快速响应,保证传输时延最小。

(3)事件顺序记录:对主要断路器位置信号、继电保护动作信号等需要快速响应的开关量应有较高的优先等级,并按其变位发生时间的先后顺序进行时间顺序记录。

重要开关量信号主要是指那种需要作为逻辑条件输入、经过判别后并产生逻辑输出的开关量信号。双触点输入一般为一开一闭两对触点并行接入,以提高开关量输出信号的可靠性。要求开关量信号输入接口应采取的抗干扰措施,有利于设计院向制造厂提出技术规范要求。

本标准明确了对于电磁环境较为恶劣的信号,采集电压不低于 DC110V。电磁环境较为恶劣的信号主要指来自测控装置所在继电器室以外的区域的信号,例如:来自高压配电装置各电气设备的状态及报警信号、起动/备用变压器的有载调压开关信号等。

5.1.4 数字量信号是指通过数据通信接口传送的模拟量或开关量信号。

5.2 监视和报警

5.2.1 NCS 监视画面是运行人员实现运行过程的操作和监视的

主要手段,显示画面类型主要有以下几种:

(1)操作显示:一般为多层显示结构,可使运行人员方便地翻页,以获得操作所必需的细节和对特定的工况进行分析。多层显示包括主系统显示、功能组显示和细节显示。

(2)标准画面显示:包括报警显示、成组显示、趋势显示、棒状图显示等。

(3)其他显示:包括系统状态显示和帮助显示。

5.2.2 每幅画面应能显示过程变量的实时数据和运行设备的状态,并按规定的时间周期实时更新。画面显示的颜色或图形应随过程状态的变化而变化。报警显示应按时间的顺序排列,最新发生的报警信息应优先显示在报警画面的顶部。报警信息的确认可由运行人员击键完成,并按自动或手动方式进行画面颜色以及音响信号的复归。

重要模拟量指运行人员应着重关注的电气参数如一次回路电流、系统线(相)电压、母线频率、变压器温度、直流系统母线电压、蓄电池输出电流等。

5.2.3 NCS 显示主要画面至少包括:电气主接线图;网控直流系统图和网控交流不间断电源(UPS)系统图;各机组及全厂发电容量曲线及运行点显示;各类趋势曲线图,包括实际负荷曲线、模拟量变化趋势曲线及历史趋势图等;重要模拟量棒形图;成组报警画面;相关报警画面;运行操作记录统计一览表;事故及故障统计一览表;继电保护整定值一览表;事故追忆记录报告或曲线;事件顺序记录的当前和历史报告。

当 NCS 设置有值长工作站时,则需显示有关机组的运行画面,如高、低压厂用电系统分接线图和汽轮机、锅炉的主要参考画面、DCS 运行工况等,以便于值长监视全厂的运行工况。

5.2.4 语音报警装置即语音输出设备,它采用语音合成技术,将一系列报警信息通过语音信号输出,以更为直接和快捷的方式通告运行人员注意。

5.3 控制与操作

5.3.1 根据电力行业标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136—2012“高压隔离开关宜在远方控制。110kV 及以下供检修用的隔离开关和接地开关可就地操作”的规定,本条规定由 NCS 控制的隔离开关仅限于远方控制。

5.3.2 条文中提到的“并发性”是指不同地点,例如就地和远方,在同一时间间隔内给出的操作命令,在计算机系统中通过“权限设置”可实现并发性操作的程序闭锁。

5.3.3 电力系统频率和有功功率自动控制统称为自动发电控制(AGC)。AGC 是通过控制发电机有功出力来跟踪电力系统负荷变化,从而维持频率等于额定值,同时满足互联电力系统间按计划要求交换功率的一种控制技术。基本目标包括使全系统的发电出力和负荷功率相匹配;将电力系统的频率偏差调节到零,保持系统频率为额定值;控制区域间联络线的交换功率与计划值相等,实现各区域内有功功率的平衡。

根据电厂对 AGC 控制方式的不同需求,可将电厂 AGC 控制模式划分为调厂模式和调机模式。所谓调厂模式,就是调度端 AGC 软件系统将 AGC 电厂作为一台等值机组,计算并下达该电厂期望的出力,或将计算出的该电厂各 AGC 机组的期望出力相加,发送给电厂。对电厂内各机组出力的调节,由电厂自行确定,这种模式也就是对电厂的整定值控制模式。所谓调机模式,就是由调度端 AGC 软件系统通过 RTU 对电厂各机组的出力进行控制,电厂不能改变受控机对象、控制量的大小和控制方向。

通过简单硬接线的方式将 AGC 指令由 RTU 传送至机组 DCS 已不能适应发电厂竞价上网、经济调度的发展要求,故采用调厂模式是必然的趋势,调厂模式可以采用以下几种形式:

(1) 调度遥调指令经远动系统将定值发送到电厂,再由电厂远动装置通过硬接线或通信方式连接至电厂 SIS,由 SIS 根据电厂

机组安全、经济运行等情况,合理分配机组负荷。

(2)电厂设置 AGC 总控单元,由总控单元负责将调度 AGC 负荷指令转换成 4~20mA 信号,通过硬接线连接到单元机组 DCS。电厂反馈信息则由 DCS 通过硬接线送到电厂远动系统,转为遥测遥信数据后通过远动系统上传至调度。

(3)由 NCS 实现机组负荷分配。当 NCS 有远动通信设备功能时,该方案仅需增加 AGC 负荷分配软件功能,并采集机组热力系统相关运行参数。该方案 NCS 硬件可基本不变,可实现最大程度资源共享。

远动系统的另一控制功能——自动电压控制(AVC),目前 NCS 无法实现,一般由独立的装置或集 RTU、AGC、AVC 于一体的远动装置实现。

5.3.4 开关量输出信号将直接驱动断路器的跳、合闸线圈或执行设备的操作机构,输出信号的正确与否关系到一次设备和主系统的安全运行,因此应具有严密的返送校核措施。

5.4 同期检定

5.4.1 在常规二次设计中,对需要进行同期操作的高压断路器是依靠在控制室集中设置的手动准同期装置或捕捉同期装置来实现的。采用计算机监控手段后,若仍要求在站控层采用手动准同期的方式完成断路器合闸可能难以实现,这是因为在操作员工作站上所显示的画面是按固定周期动态刷新的,而无法模拟常规接线中的同期表所显示的状态,即使运行人员在预测到最佳周期时刻后发出合闸指令,但由于通信网络上有不能确定的延时存在,也很难保证在允许的周期范围内完成合闸操作,故同期功能均在各断路器测控单元中完成,同期方式有三种:

(1)“检无压同期”。用于单侧电源的同期方式,检查到断路器其中一侧无电时可直接出口合闸,但需设置 PT 断线闭锁功能以防止 PT 断线引起的非同期合闸。

(2)“捕捉同期”。即在断路器需进行同期操作时,由操作人员在站控层发出需合闸断路器的对象指令,再由该断路器测控单元实时跟踪同期点两侧电压,独立完成捕捉同期条件的预测运算,从而捕捉住指令断路器同期合闸时刻。

(3)“检同期”(也称“同期闭锁”)。在断路器的测控单元设置同期闭锁功能,即运行人员发出同期合闸指令后,测控单元检测同期点两侧同期条件是否满足,若在允许的范围内则可完成合闸操作,否则就会受到闭锁以避免非同期合闸。

“检同期”方式较“捕捉同期”虽然更为简单,但合闸成功几率相对较低,故目前大多采用“捕捉同期”方式。

5.4.2 同期操作的特点是断路器两侧都有电源,当两侧电源是相互独立的电源时,此时的同期操作属差频同期性质,在两侧频差及压差满足整定值时,捕捉相位差为零的时机完成同期操作。当两侧电源是同一电网时,即该断路器是环网的开环点,此时的同期操作属同频同期性质,在两侧压差及功角满足整定值时即可发出合闸命令完成同期操作。作为同期三要素的压差、相差、频差的整定值一般比较固定。同频并网时,系统进行潮流的重新分配,产生合环电流,而同频合闸允许的功角差与电网状况有关,需要调度部门进行计算后明确,故不同区域的合闸允许的功角差是不同的。同期合闸提前时间则与断路器固有合闸时间及同期出口继电器的动作时间有关,准确数值需要现场测试后确定。所以在此要求上述参数能提供现场整定手段。作为微机同期装置,参数整定功能是非常容易实现的。

5.4.3 对于 $3/2$ 、 $4/3$ 断路器及角形接线,当进、出线设有隔离开关时,一旦变压器进线或线路出线退出检修,相应电压互感器随之退出,则断路器同期电压需取下一进(出)线或母线电压互感器作为同期电压。所谓“近区优先”原则是指同期电压优先选取与被同期断路器最近的电压互感器,该电压互感器退出时,再从下一个最近的电压互感器选取。

同期电压的切换根据断路器、隔离开关的位置接点采用软件逻辑实现自动切换功能,可以通过测控单元完成,也可以通过专设的自动切换装置实现。

5.5 防误操作闭锁

高压配电装置的防误操作闭锁实现形式有电气闭锁、电力网络计算机监控系统配套防误操作工作站、配置独立于 NCS 的专用微机“防误操作”系统等,本标准仅规定由 NCS 配套防误操作功能相关要求,对电气闭锁及专用微机“防误操作”系统闭锁要求,不在本标准做详细规定。

5.5.1 采用计算机监控系统时,电气设备的远方和就地操作应具备完善的电气闭锁功能,或间隔内的电气闭锁加覆盖全站的可实现遥控闭锁的微机“防误操作”功能。

完善的防误闭锁功能是指电气设备无论在远方还是就地,站控层还是间隔层,都应具备闭锁逻辑完整的“防误操作”闭锁功能。

采用计算机监控系统时,电气设备的防误操作闭锁可采用两种方式:

(1)完善的电气闭锁功能;

(2)间隔内的电气闭锁加覆盖全站的可实现遥控闭锁的微机“防误操作”功能。

采用上述两种方式的原因是“防误操作”功能除“防止误分、误合断路器”现阶段因技术原因可采取提示性措施外,为实现其余四种防误操作功能必须采取强制性防止电气误操作措施。强制性闭锁是指在设备的电动操作控制回路中串联以闭锁回路控制的接点或锁具,在设备的手动操控部件上加装受闭锁回路控制的锁具,同时尽可能按技术条件的要求防止走空程操作。第一种方式的电气闭锁本身就属于强制性闭锁。第二种方式的计算机监控系统实现的防误操作,由 NCS 实现覆盖全站的、逻辑完整的远方及就地操作的防误操作闭锁,同时需增加间隔内的电气闭锁作为强制性闭

锁措施,作为就地检修操作时的最后一道关口以保证最基本的人身安全。

“对不满足闭锁条件的控制操作,应在屏幕上显示拒绝执行的原因。在特殊情况下应能实现一定权限的解除闭锁功能”指在主机失效情况下,运行人员在确认安全前提条件下,可以采用该措施进行强制操作。

5.5.2~5.5.5 现场设备实际状态与监控系统采集状态是否完全一致是影响监控系统防误操作准确性的基本因素。监控显示的一次设备状态由两个途径得到,一是通过与监控系统接口通信实时对位(如断路器、隔离开关、接地刀等设备)——实遥信;二是监控系统没有采集的设备状态(如临时接地线、网门等),通过电脑钥匙回传给监控主机记忆对位或在监控主机上进行人工设置——虚遥信。虚遥信、人工对位等设备状态采集方式极易造成防误操作微机设备状态与实际情形不对应的情况发生。同时微机监控系统对此类不对位无自检功能,那么在运行人员不知情的状况下,将直接影响到后面操作票开列的正确性,进一步增大了误操作的机会。对于不对位的问题,目前的解决方案是:对监控系统已采集位置状态的电气设备,采用实遥信方式直接从监控系统采集设备实时位置状态;对临时接地线、网门等监控系统无法采集的设备,可采用安装状态检测器的方式,由电脑钥匙完成状态采集后将信息输入防误主机。

5.6 远动功能

5.6.1 目前远动配置方案有两种:一是与 NCS 统一考虑,NCS 设置远动通信设备,远动信息与 NCS 监控系统实现数据共享;二是单独设置远动装置,远动装置的数据独立采集。从技术上来说,两种方案都是成熟可行的,与 NCS 统一考虑的方式最大程度实现了数据共享,较单独设置远动装置更为经济合理。但独立远动装置方式对调度部门来说,运行管理的软硬件分界比较明确,是部分

地区调度倾向采用独立远动装置的主要原因。另一方面,对要求配置自动电压控制(AVC)设备的电厂,由于目前 NCS 不具备 AVC 功能,必须单独另设 AVC 装置,而采用集 RTU、AGC、AVC 于一体的远动装置无论从配置和运行管理上均有优势。

5.6.2 远动信息的采集一般由 NCS 系统间隔层设备完成。

5.6.3 远动通道按主、备双通道方式工作是保证调度系统可靠性的基本要求,因而远动接口设备一般应考虑冗余配置,以便与远动通道设备接口。

5.7 统计计算

5.7.2 由于厂、网分开,电厂送入电网的电量和从网上接受的电量的电价是不同的,由此从电厂成本测算及经济利益考虑,应计及厂内高压母线各段穿越功率的潮流量、电能数据量以及旁路代路运行工况下的电能累计,并可从高压线路的实际送出电能数据中扣除。

为避免硬件设备的重复设置,关口点的电能量信息从电能计费装置中采集。由于电能计费装置无法测算厂内母线的穿越潮流电量及累加各种工况下的旁路电量,因此其电能量的信息也可以直接从关口表或从 TA、TV 取得。

5.8 同步对时

卫星同步时钟应用之初,电厂设备的对时要求不是很高,同步时钟的设置可以与电厂 NCS 或 DCS 统筹考虑。近年来随着电力系统自动化水平的迅速发展,对时钟同步的可靠性和准确性的要求也越来越高,以适应电力系统事故分析和稳定控制水平不断提高的需要。故电厂时钟同步系统越来越趋向于单独订货,不仅满足电厂设备的对时要求,还要满足调度对电力系统设备的特殊要求。

电力行业标准《电力系统的时钟同步系统 第 1 部分:技术规

范》DL/T 1100.1,对时钟同步系统的配置、功能、运行方式、硬件组成以及同步对时输出信号等均进行了详细的规定,因此本标准的修编重点放在 NCS 本身设备的对时接口要求。但考虑到仍然存在由 NCS 配置卫星同步时钟的可能性,故本标准第 5.8.2 条~第 5.8.4 条针对电厂的时钟系统的主要配置进行了规定,其他要求可以参照《电力系统的时钟同步系统 第 1 部分:技术规范》DL/T 1100.1 执行。

5.8.1 NCS 的站控层对时精度要求不高,但需要具备年、月、日、时、分、秒及其他用户指定的特殊信息,例如接收同步卫星数、告警信号等,故可采用 RS232 串口对时或网络对时方式,网络对时采用网络时间协议(NTP)或简单网络时间协议(SNTP)。此外调查各设备制造厂,系统主机的硬件大多不支持 IRIG-B 及脉冲对时方式,仅提供串口或网络对时接口。但需注意的是串口对时往往受距离限制,加长后会造时间延时,所以一般 NCS 主机与对时装置应布置在一个继电器室内,因条件限制无法布置在一起时,传输介质应采用光纤以提高对时准确性。

间隔层智能测控单元作为 NCS 的下层设备,优先采用 IRIG-B 对时,但由于对时精度要求不高且无时间报文要求,也可以采用来自站控层的网络对时或脉冲硬对时。

5.8.3 电力系统卫星同步时钟的无线授时基准信号源有 2 个,一个是全球定位系统,也就是我们常说的 GPS,是 20 世纪 70 年代由美国陆海空三军联合研制的新一代空间卫星导航定位系统,空间部由 24 颗卫星组成,全球覆盖率高达 98%。北斗卫星导航系统是中国自行研制开发的区域性有源三维卫星定位与通信系统(CNSS),是除美国的全球定位系统(GPS)、俄罗斯的 GLONASS 之后第三个成熟的卫星导航系统,空间端最终将包括 5 颗静止轨道卫星和 30 颗非静止轨道卫星。基于国家安全和电力系统能够稳定可靠运行的考虑,目前电网均要求所有厂站的卫星同步时钟的无线授时基准信号源必须有一个来自北斗卫星导航系统,而目

前由于北斗卫星导航系统未完全建成,故另 1 路无线授时信号源仍然来自 GPS。

“还应设置来自上一级时间同步系统下发的有线时间基准信号”是针对部分地区调度的特殊要求考虑增加的条文。已有部分网、省一级调度设置了时钟同步网络对时系统并要求其下属厂站的主时钟设置专用接口接收网、省调度通过通信 SDH 网络下发的对时信号,实现整个地区电力系统的时钟同步同时提高对时的可靠性。该对时方式将成为电力系统同步对时的发展方向。

5.8.4 当电厂内机组继电器室和网络继电器室采用分散布置时,应考虑设置从时钟,即时钟扩展装置。主时钟的布置位置可根据卫星天线的安装方便与否设在机组继电器室或网络继电器室,与从时钟间采用光纤连接以减少因电缆延长引起的时间误差。

5.9 运行管理功能

计算机的运行管理功能即高级应用功能或通常所说的专家系统。专家系统是运用特定领域的专门知识和人工智能中的推理技术求解通常要由人类专家才能解决的各种复杂、具体问题,并不受时间等其他因素的限制。因此,网控计算机监控系统的高级应用功能将基于继电保护等方面的基本应用理论、运行规则以及设备或系统的实时运行状况等大量信息进行综合分析判断,实现运行操作指导、事故记录检索、在线设备管理及运行人员培训等功能。

5.10 制表打印

5.10.1 定时打印可由运行人员按时、值、周、月、年等不同的时间段设置。

5.10.2 召唤打印可根据运行要求随机下达打印指令。

5.10.3 自动打印主要随事故启动,打印故障或异常信息。

5.11 人 机 界 面

5.11.2、5.11.3 继电保护装置由于在系统运行中处于特别重要的地位,因此保护定值的整定或修改以及保护装置的投入、退出一一直严格执行操作票制度,由人工操作实现。随着数字式继电保护装置的广泛采用,以及保护信息与站内计算机监控系统通信方式的实现,可在 NCS 中统筹考虑该部分功能。为确保安全,必须设置权限等级。

5.12 在线自诊断与冗余管理

5.12.1 在线自诊断能力要求系统能周期地向自身各个部件、元件发出预定的测试信号,收集、检测和定位这些部件和元件的输出信号或输出结果的过程。如存在故障,则能提示故障原因及处理意见。

5.12.2 本条规定 NCS 应具有的自恢复功能,即当计算机系统出现故障后,能使系统恢复运行所采用的技术。

5.12.3 对 NCS 主备机的自动切换要求是指计算机系统的容错能力,即计算机系统在运行期间,软件或硬件出现故障时,系统能自动切换资源并继续运行的能力。

5.13 视 频 监 视

5.13.1 电力网络视频监视功能的提出最初主要是基于电网集控中心对无人值班变电站实现远程监视的要求,火力发电厂目前很少采用。其原因一是 NCS 控制地点离高压配电装置较近,运行人员的需求不像无人值班变电站那样迫切,二是大多电厂设置了全厂视频监视系统,电力网络部分可以纳入到全厂视频监视系统监视范围,不需要另外再重复设置视频系统。但在实际应用中电力网络视频监视系统不单纯起到运行监视的作用,还肩负了许多运行管理的功能,主要包括:

(1)与防误操作系统进行联动:防误操作系统进行模拟和操作过程中,能够对相应设备进行自动实时视频跟踪,及时发现模拟和操作过程中的异常情况,提高操作的安全性和可靠性;

(2)事故报警视频联动:电力网络发生事故时,视频监视系统接收 NCS 联动信号将画面切至事故设备处,能在第一时间获取现场的实际情况,为后续的事故判断、事故处理、事故分析提供信息,保证事故处理的顺利进行;

(3)与火灾报警的联动:接收火灾报警联动信号后,自动将画面切至报警区域便于尽快对火灾事故进行确认和处理;

(4)与门禁系统的联动:能准确预防意外或破坏盗窃等活动,从而最大程度的保证电力设备的安全。

此外视频监视系统还可方便地对设备进行全天候巡检,可替代一部分人工巡视的工作量,从而降低工作强度,提高工作效率。

上述第(3)、(4)项属安防联动,一般的视频监视系统都能做到,但第(1)、(2)项则是与网络运行操作有关的联动,电厂视频监视系统难以实现,也不适宜于电厂的管理。

由于设置电力网络视频系统明显提高了电厂网络部分的运行管理水平和工作效率,可以满足目前电厂减人增效的需求,因此在电厂有要求时,可以单独设置电力网络视频系统。因视频监视系统与 NCS 联系紧密,在现阶段由 NCS 系统配套比较合适。

5.13.2 视频监视范围原则上不包括主变压器和启动/备用变压器与进线构架间引线,必要时也可纳入。

5.13.3 当电厂单独设有网络控制室时,可以考虑另外设置监视器。

5.13.4 考虑到 NCS 操作员工作站为冗余配置,且 NCS 操作频率较低,故可以将其中一个操作员站设置为视频工作站。当 NCS 在单元控制室控制时,视频工作站与 NCS 操作员站共用可缓解控制室布置空间紧张的局面。

5.13.6 电力网络视频监视系统监视对象包括高压配电装置电气

设备及网络继电器室。

高压配电装置监视点的设置与电气主接线和配电装置的布置型式有关,应按可覆盖所有电气设备的原则进行布点。

网络继电器室包括电气继电器室、蓄电池室、配电室、通信机房等,监视点应根据上述功能房间分隔情况及房间内屏、柜布置情况设置,以受监视设备无监控死角为原则。

5.13.7 电力网络设置了视频监视系统后,全厂视频监视系统可以不再重复设置监视点,但出于全厂统一归口管理的需要,电力网络的视频信号仍需送到全厂视频监视系统。

广东省网络空间安全协会受控资料

6 通 信

6.0.5 本条是关于 NCS 与其他系统的通信接口的规定。

SIS 是发电厂最高一级实时监控系统, NCS、DCS、ECMS、辅网控制系统在内的各计算机控制系统均需接入 SIS。NCS 与 SIS 间为单向通信, 可将电厂高压配电装置的所有电气设备实时信息送入 SIS。NCS 与 MIS 间亦为单向通信, 主要传输电厂设备管理有关的信息。NCS 与 SIS 及 MIS 间的通信均通过在站控层以太网设置专用通信接口装置实现。

NCS 一般设有机组测控装置采集所需机组信息, DCS 所需网络部分信息亦已自行采集, 故一般 NCS 与 DCS 间无须通信连接, 但也有电厂用户要求 NCS 与 DCS 进行连接以满足特殊数据交换功能。

不同厂家设备接至 NCS 必须经通信接口设备进行协议转换。通常 UPS、直流均采用 RS485 接口经 NCS 接口设备进行协议转换后接至 NCS 以太网, 其他设备根据其提供的通信接口形式可采用 RS485 或以太网接口接入 NCS。

目前远动系统与调度的通信方式同时采用专线拨号与电力数据网。电力数据网接入设备除连接远动装置外, 还同时连接电能计费系统、故障录波信息子站、安全自动装置、PMU 等系统二次专用设备。

7 主要技术指标

7.0.1 现行行业标准《水电厂计算机监控系统基本技术条件》DL/T 578 对系统可用性的定义为：

系统可用性 = 可使用时间(h) / [可使用时间(h) + 维修停机时间(h)]

其中可使用时间为考核(试验)时间与维修停机时间之差。维修停机时间包括故障维护时间、影响设备使用的预防性维修时间和扩充停机时间。

本系统设备在现场正确可靠地工作达到规定的试用期后,即可开始进入可用性指标的考核时间。

根据国内外计算机监控设备制造商提供的可用性指标,本标准提出双主机系统可用率不小于 99.9% 应作为最低系统可用率指标。

7.0.2 系统平均无故障间隔时间(MTBF)是指在考核期内两次故障间隔时间内正常工作的平均时间,它是衡量系统可靠性的重要指标,在本指标保证的前提下,系统中任何设备的单个元件故障均不应造成关键性的故障,并应防止设备或组件中多个元件或串联元件同时发生故障。本次修订的系统及间隔层 MTBF 指标根据制造厂提供数据确定。

7.0.3 时间顺序记录的重要指标是事件的分辨率,它是监控系统能够分辨相邻两次事件(状态变位)发生的最小时间间隔,即只要相邻两次事件发生的时间间隔不小于分辨率,就可以准确记录两次事件的先后顺序。

7.0.4 模数转换分辨率 14 位可含符号位,最大转换误差是指温度为 25℃ 时的数值,它包括失调、标度变换以及 6 个月周期以上的检验误差。

7.0.9 运行人员通过键盘、鼠标或触屏等手段发出的任何操作指令均应在 2s 或更短的时间内被执行,不应由于系统负载的改变或使用了网络转换设备而被延迟。

7.0.10 根据电力行业标准《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002—2005 与《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003—2005 中调度端部分技术要求:遥控正确率为 100%,遥调正确率不小于 99.9%。因此本条文规定遥控正确率为 100%,遥调正确率不小于 99.9%,以满足调度自动化系统要求。

7.0.11 由于系统事件顺序记录分辨率要求为 2ms,为满足分辨率精度要求,故对时设备的最大同步误差应按不大于 1ms 考虑。

7.0.12 本次修订根据现有硬件水平对网络正常负荷率及事故负荷率作了调整。

网络的负荷率与 NCS 的性能指标、软硬件资源的合理配置、不同的运行工况下的各子系统工作量变化情况等因素均有关联,当控制操作主机的 CPU 负荷率超过一定范围时,可能导致因各种资源的频繁调用而出现网络拥挤。根据有关资料介绍,对于具有各种周期性的功能工作,即在正常工况下系统能保证实时性的首要条件是在一定周期内 CPU 的负荷率不超过 50%,而在事故工况下,由于突发事件的发生,使得事务处理件数激增,负荷率将超出稳态工况值。

8 电源及接地

8.1 电 源

8.1.1 站控层设备如操作员工作站、工程师工作站、打印机、时间同步装置等需交流电源,因此应采用交流不间断电源系统供电,以保证 NCS 的可靠运行。交流不间断电源的主要性能指标应在设计中予以考虑,一般 UPS 装置在交流输入电压变化 $-20\% \sim +15\%$,频率变化 $\pm 5\%$ 或直流输入在蓄电池电压最大变化情况下,其输出应满足如下要求:

- (1)电压稳定度稳态时不超过 $\pm 1\%$,动态时不超过 $\pm 5\%$ 。
- (2)频率稳定度稳态时不超过 $\pm 1\%$,动态时不超过 $\pm 2\%$ 。
- (3)输出电压波形失真度 $\leq 5\%$ (非线性负载)。
- (4)输出额定功率因数 0.8(滞后)。
- (5)输出电流峰值系数 ≥ 3 。
- (6)旁路切换时间 $\leq 5\text{ms}$ 。

网络继电器室的交流不间断电源宜与网络直流系统合并考虑,采用直流和交流一体化不间断电源设备供电。也可独立设置交流不间断电源装置供电。电力网络 UPS 冗余配置可以是 2 台 50%容量 UPS 并联或设置备用模块。

8.1.2 NCS 与机组 DCS 同室布置时,其站控层设备的供电可根据工程情况由独立设置的 UPS 或机组 UPS 电源供电。对 NCS 主机、操作员工作站等,其冗余配置的设备应由 2 路 UPS 电源分别供电。

对于间隔层测控装置一般为直流供电,为提高供电可靠性本标准规定采用双路电源供电方式。

8.2 防 雷

8.2.2、8.2.3 这两条是根据《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343—2004 的有关要求作出的规定。

8.3 接 地

8.3.1 保护接地是将设备外壳、机架、屏体等接地,以防在设备绝缘损坏时外壳带电可能造成人体触电,或防止经由电容耦合在外壳上的感应电压引起静电放电和干扰。工作接地是为电子设备的各类工作电路提供一个基准电位,因此保护接地和工作接地是不能混接的。要求工作接地实现一点接地是为了保证在任何情况下,工作接地网各点的电位都应尽量保持一致,以减少共模干扰,并可避免形成不必要的地环路,减少与外部电磁场的耦合。

8.3.2 实现一点接地,首先要将一个物理点定义为接地参考点,所有需要接地的点都连接到该点上,即总接地铜排。共用同一参考地点,就是要尽量不使地网中的杂散电流或暂态电流干扰设备的正常工作,因此工作接地只应通过该点接到主接地网上。

8.3.3 当系统较大、电子设备或子系统分别布置在不同的屏柜时,若将所有的接地线均接至工作接地零电位母线,不仅需要耗费大量的接地线,而且在高频情况下,接地线间的互感和杂散电容的影响还将引起电磁耦合。在这种情况下,各屏柜应设置与柜体绝缘的接地铜排,使得柜内需要接地的各点均以最短的连线直接接到此铜排上。接地铜排与屏柜壳体绝缘是实现一点接地的最基本条件。

铜排的截面积不得小于 100mm^2 是根据国家电网相关反措的规定制定的。

8.3.4 当某些电子设备的工作接地与其外壳分不开时,这时外壳应按照工作接地处理。

8.3.5 就地二次设备之间或就地二次设备间与主控制室之间的计算机电子线路需要连接时,一般相距较远,难以实现共用同一接地系统,而且由于该线路传送的低电平信号又极易受到干扰,因此通常需考虑光隔措施。

广东省网络空间安全协会受控资料

9 设备布置地点及环境要求

9.1 设备布置

根据现行电力行业标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136,对于主控方式发电厂,电力网络部分在主控室内控制,对于单元控制室控制的发电厂,电力网络部分宜设在第一单元控制室控制,当技术经济合理设有专用网络控制室时,电力网络部分在网络控制室控制。

9.1.1 NCS 操作员工作站及防误操作工作站作为运行监控设备应根据电力网络的控制地点布置在电厂单控室或网络控制室内。

9.1.2 对于单元控制室控制的发电厂,NCS 工程师站宜布置在电气专用工程师室内,电气没有设专用工程师室时,可布置在热控工程师室内。电厂设有独立网络控制室时,应设置工程师室,与网络控制室相邻。

9.1.3 NCS 主机、网络交换机、公用接口设备等站控层设备根据原标准条文应设置在计算机室内,但近年来随着厂房面积的不断压缩,电厂已没有条件单独设计算机室,所有 NCS 站控设备屏均布置于与控制室相邻的电子设备间或机组继电器室内。

9.1.4 配电装置测控屏一般集中布置在网络继电器室,但对于屋内 GIS,工作及电磁环境较好时可以考虑分散布置在相应间隔附近以最大程度节省电缆。在此条件下,测控单元屏要考虑采用一定的抗电磁干扰措施,屏内所有电子元件应能在周围环境温度、湿度下长期运行。

9.2 工作环境

9.2.1 本条文根据国家标准《大中型火力发电厂设计规范》

GB 50660—2011 的相关条文编制。温度变化率按国家标准《计算机场地通用规范》GB/T 2887—2011 的 A 级水平要求。

9.2.2 机组电子设备间(继电器室)下一般设有电缆夹层,无须采用活动地板,就地网络继电器室控制电缆非常多,根据现场经验,采用活动地板对电缆施工工艺要求较高,且后期电缆维护比较麻烦,所以大多工程采用设置半地下电缆夹层或电缆沟的方式。

9.2.3 网络继电器室的工作环境要求在国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 中没有明确规定。考虑到网络继电器室布置在就地,直接面对大气环境,与布置在主厂房内的电子设备间(继电器室)相比,实现同样要求的温湿度控制水平的难度要大,同时调查网络继电器室内二次设备对环境温度和湿度的适应能力已有一定提高,故确定网络继电器室的工作环境按国家标准《计算机场地通用规范》GB/T 2887—2011 的 B 级和 C 级水平要求,其中温度和相对湿度按 C 级,温度变化率按 B 级。

9.3 电磁环境

9.3.1 为减弱电磁场对计算机控制系统的干扰,首先应削弱干扰源,在可能的条件下使计算机设备远离干扰源,使辐射或传导到计算机系统的干扰信号衰减到不足为害的程度。

9.3.2 电磁兼容基本定义为:电气和电子设备或系统在它们所处的电磁环境中,能不因干扰而降低其工作性能,它们自身发射的电磁能量也不足以恶化环境和影响其他设备或系统的正常工作,彼此之间互不干扰,在共同的电磁环境下,完成各自功能的共存状态。

武汉高压研究所在“500kV 南昌变保护小室屏蔽效能的研究”报告中指出,只要保护小室的屏蔽效能达到 40dB 左右就足以使内部的二次设备能抵抗变电站最严酷的电磁场干扰,这时保护小室可以把外来的电磁骚扰强度至少降低 100 倍。该报告还论述了镀锌钢板的屏蔽效能为最高,其次是金属铜网、铝网和钢丝网。

因此,根据小室与配电装置的距离,应综合考虑屏蔽材料的特性、结构、成本以及施工工艺等因素来确定小室的屏蔽形式和屏蔽效能。

屏蔽的基本作用就是抑制两个区域之间的电磁场耦合,即可以防止外界电磁场进入某一区域,也可限制某一区域内部的电磁场越过该区域而进入外界。屏蔽的惯常做法是将需要屏蔽的区域用金属壳体包围起来,如计算机信号用电缆的外层金属屏蔽材料、电子仪器的金属壳体等,就地网络继电器室的屏蔽则需考虑对房屋的六面进行处理。当网络继电器室远离配电装置时,电磁场强度已大为削弱,当抗干扰要求不高时,将建筑物的钢筋、构架等金属部件相互焊接在一起时,即形成了稀疏的“法拉第”笼,与地网可靠焊接后应具有相当的屏蔽效果。

高压配电装置产生各种电磁干扰的因素主要为:

- (1)正常运行的一次设备产生的工频电、磁场。
- (2)雷电冲击高压线路上产生的过电压。
- (3)一次系统的短路故障。
- (4)断路器或隔离开关操作引起的暂态过程。
- (5)二次回路开关操作及电磁继电器动作产生的暂态干扰电压。
- (6)运行人员采用的无线电通信设备干扰。
- (7)电晕放电、火花放电以及局部电火花等产生的电磁辐射。
- (8)静电放电。

上述都会产生电磁辐射。电磁干扰途径可分为电场耦合、磁场耦合和电磁场辐射。

保护小室的屏蔽作用是针对空间辐射的暂态电磁场骚扰,试验表明:在变电站的电磁骚扰中,空间传播的骚扰在二次设备的耦合效率较低(其频率主要集中在小于 10 MHz),不足以影响设备的安全运行。此外国产二次设备的抗扰度性能不断提高,绝大部分已经具备了在 500kV 变电站环境中安全工作的能力,因此网络

继电器室作为提供电磁防护的作用正在降低。南昌变作为最早采用继电器室下放的变电站,设计方案较为保守,即继电器室为六面体全钢板焊接,并采用加专用屏蔽门和波导通风窗,屏蔽效能达到了60dB。通过大量500kV变电站实际运行证明开关场网络继电器室屏蔽效能只要满足20dB~40dB即可满足二次设备的电磁环境要求。现将网络继电器室目前应用较多的屏蔽方式提供如下作为参考,具体工程应根据布置地点(距开关场高压设备的远近)及二次设备的要求确定合适的屏蔽方式:

(1) 双层复合压型钢板结构(板间连接增加金属衬垫电气连接点,增加屏蔽效能)。

(2) 钢筋混凝土结构,内衬金属网。

(3) 砖混结构,内衬金属网。

(4) 钢筋混凝土结构,不另设屏蔽措施。

(5) 可用40mm×4mm的扁钢在小间屋面和四周焊接成2m×2m的方格网,并和周边接地网相连(门窗沿周边敷设扁钢而后接地)。

方式(1)~方式(3)是目前500kV及以上变电站应用较多的屏蔽方式,屏蔽效能均能达到20dB~40dB,以方式(1)的屏蔽效果最好。对于方式(4)是基于钢筋混凝土具有一定的自然屏蔽作用考虑的,其屏蔽效能的大小取决于建筑物用钢筋量的多少和钢筋的网格尺寸,网格尺寸越小则屏蔽效果越好,因此在屏蔽要求不高的场合可以采用方式(4)。方式(5)为现行电力行业标准《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T 5136推荐方式。

屏蔽材料应选用高导电性的材料,常用的有铜板、铜网、铝板、铝网、钢板及钢丝网等。抑制低频磁场(100kHz及以下)时,屏蔽体应优先选用钢板或钢丝网等导磁率高的材料。对于高频的电磁场的屏蔽通常选用高导电率的铜或铝。

对网络继电器室的特殊部位可采用以下屏蔽处理措施:

(1) 门:屏蔽要求较高时,采用成套电磁屏蔽门,保证门扇、门

框与屏蔽系统连接。其他情况可采用普通铁皮门甚至普通门。

(2)窗:屏蔽要求较高时,采用电磁屏蔽玻璃窗。电磁屏蔽玻璃由玻璃、树脂和不锈钢金属丝网经特殊工艺制成,导电玻璃边沿伸出的金属丝网与墙体屏蔽网连接,对电磁波有很好的屏蔽作用。其他情况可采用在窗的一侧设不锈钢丝网或铜丝网,并使铜丝网或钢丝网四周边框与墙体屏蔽系统有效连接。

(3)孔洞:在孔洞里安装金属网或穿孔金属板。对于通风孔,当对通风量的要求高时,必须使用截止波导通风板(蜂窝板),否则不能兼顾屏蔽和通风量的要求。如果对屏蔽要求不高,并且环境条件较好,可以使用铝箔制成的蜂窝板。如果对屏蔽的要求高,或环境恶劣,则要使用铜制或钢制蜂窝板。上述屏蔽构件四周应与墙体屏蔽系统有效连接。

(4)管道:为防止雷电波及其他电磁波的侵入,引入建筑物室内的管线、如电缆管、穿墙套管、暖通管道、消防管等应与接地装置焊接在一起。

此外,钢筋混凝土或砖混结构屏蔽网的布置形式有室外、室内两种。屏蔽网布置在室内,就是把屏蔽网先敷在室内的墙、楼地面和天花,然后再做抹灰或面层覆盖,适合于单个房间独立设置屏蔽网。屏蔽网布置在室外,是指沿整栋建筑的外表面(外墙、屋面)和地面敷设屏蔽网,然后做面层,从而把整栋建筑物做成屏蔽体。当一栋建筑里的大部分房间需要屏蔽,且建筑内部的房间没有干扰源,内部设备房之间不会互相干扰时,屏蔽网布置在室外更合适,这样可以节省屏蔽网材料。但屏蔽网布置在室外,对外墙的装饰选材有一定的局限,如屏蔽钢丝大小或间距选取不当,容易影响外墙砖与砂浆的黏结性,引起脱落,最好选用如压型钢板、铝塑板、石材等挂板类材料。

网络继电器室的建筑屏蔽措施起到防止或减弱直接进入设备的辐射耦合的作用,但试验表明:脉冲电场的直接辐射对二次设备的影响很小,而脉冲电场在较大尺寸的受试设备(包括电源线等其

他外连电缆)上产生的耦合作用,可通过电源线信号线进入设备,形成传导骚扰,所以对于各种电缆耦合的传导骚扰应考虑适当的抑制措施。设计时应注意以下几点:

(1)直流电源设备尽量按保护小室配置。如采用直流分屏,应在分屏电源电缆进入网络继电器室前设置有源滤波器。

(2)500kV 电压等级及以上高压配电装置内二次控制及信号电缆选择双层屏蔽电缆,外屏蔽层两点接地,内屏蔽层一点接地。

(3)网络继电器室与室外电缆沟间采取以下屏蔽措施:网络继电器室与外部电缆沟相接处断面设置钢板屏蔽,钢板四周与继电器室墙体屏蔽系统有效连接。所有电缆穿过预埋钢管至室外电缆沟,预埋钢管根据电缆沟断面尺寸按矩形均匀排列,直径可按 $\phi 100\text{mm}$ 选择,长度不小于钢管直径的10倍。相邻钢管间均进行焊接成为一个整体。钢管穿过钢板屏蔽层时,每根钢管应与钢板屏蔽层满焊。

(4)网络继电器室与单元控制室(主控室)间通信电缆采用光缆。

综上所述,当网络继电器室布置在配电装置内时,可考虑采用以下屏蔽措施。

(1)750kV 及以上电压等级配电装置网络继电器室宜采用六面体金属板屏蔽。

(2)500kV 配电装置网络继电器室宜采用金属网屏蔽。

(3)220kV 配电装置网络继电器室根据布置地点的电磁环境可采用金属网屏蔽,也可由建筑物本身钢筋结构实现自然屏蔽。

(4)110kV 配电装置网络继电器室宜采用建筑物本身钢筋结构的自然屏蔽,电磁环境较好时可不考虑屏蔽措施。

此外,当高压配电装置采用气体绝缘配电装置(GIS)时,由于GIS的金属封闭外壳具有较好的电磁屏蔽作用,很大程度上降低了对网络继电器室的电磁屏蔽要求,故网络继电器室可降低或不采用电磁屏蔽措施。

10 电缆选择及敷设

10.0.1 考虑到 NCS 的重要性和防火要求,本标准规定选用阻燃电缆。按国家标准《电缆和光缆在火焰条件下的燃烧试验》系列 GB/T 18380.32—2008~GB/T 18380.36—2008 的规定,电缆的阻燃性考核标准有 A F/R, A, B, C, D 五类试验等级,其中 A F/R, A 类较 B, C, D 类的试验条件更为严格。就减少电缆火灾几率、增强安全性来说, A F/R 和 A 类效果最佳,但投资最高。按有关条文的要求,一般选用 C 类阻燃电缆。

为降低电磁场的干扰,二次回路设计中广泛采用屏蔽电缆。屏蔽电缆的型式较多,屏蔽层有铜带屏蔽、铜丝编织屏蔽、铜箔屏蔽及铝箔屏蔽等多种类型,屏蔽效果也各不相同,以铜带的屏蔽效果最佳,本标准推荐采用铜带屏蔽,以提高 NCS 的安全可靠性。

10.0.2 弱电信号回路采用对绞线电缆可以降低感应耦合的差模干扰,这是因为对绞的两线上所感应的干扰电压接近相等,在回路中是相互抵消的。

10.0.3 开关量信号虽一般为强电回路,但该回路也容易受到更高电压的强电干扰,也会去干扰更为敏感的弱电回路,而且输出信号的正确与否还关系到断路器跳闸或调节机构的执行,因此选用屏蔽电缆对抗干扰等方面将会有更好的作用。

10.0.6 网络测控单元下放布置于配电装置内时,与布置在主厂房电子设备间(继电器室)的站控层设备间采用通信连接,由于距离较长且穿越高压配电装置与主厂房区域,如采用通信电缆存在信号干扰和衰减的问题,故建议采用光缆。

光缆根据国家标准《光纤试验方法规范》GB/T 15972 分为多模光纤(A 类)和单模光纤(B 类)。单模光纤的纤芯很小,约 $4\mu\text{m}$ ~

10 μm ,传输频带宽,传输容量大,适用于大容量、长距离的光纤通信,多模光纤纤芯较粗,为50 μm 或62.5 μm ,可传多种模式的光,但模间色散较大,这就限制了传输数字信号的频率,而且随距离的增加会更加严重,故多模光纤传输的距离就比较近。多模光纤又分为多模突变型光纤和多模渐变型光纤。前者纤芯直径较大,传输模态较多,因而带宽较窄,传输容量较小;后者纤芯中折射率随着半径的增加而减少,可获得比较小的模态色散,因而频带较宽,传输容量较大。

网络继电器室与机组电子设备间(继电器室)的电缆敷设距离一般不超过1kM,故从经济性考虑可采用多模渐变型光纤。如距离超过2kM,宜采用单模光纤。

芯数预留备用芯是考虑到工作纤芯有问题时可利用备用芯继续运行,避免更换整根光缆。

10.0.10 为节省投资,光缆不必单独设置敷设路径,而是与其他电缆共用通道。考虑到光缆易受机械外力影响,故应适当考虑保护措施。如,当处于易受外界损伤位置时,应采用穿管等保护措施;光缆路径拐弯时应绑扎;上下走道或爬墙的绑扎部位,应垫以胶管,避免光缆受损等。

11 智能电网技术 NCS

2008年~2011年,一批采用智能电网控制技术的试点变电站相继建成投运,2011年开始进入智能变电站的推广阶段。在此阶段也逐步出台了一系列智能变电站相关企业标准如设计规范、设备规范及调试导则等,但这些规范以及与智能变电站相关的验收规范、装置检验规程、计量检定规程、运行规范等,依然处于在实践中不断总结和修订完善的过程中。

智能电网控制技术目前在火力发电厂网络计算机控制系统中采用较少,电厂用户基于电厂成本和技术成熟性的考虑,对智能电网控制技术采取了谨慎的态度。所以,虽然智能电网控制技术必将是未来发展的趋势,但在目前条件下,由于发电厂电力网络计算机控制系统缺乏智能电网控制技术的实际应用经验,本标准只能结合智能变电站现有技术储备和有关应用情况,编制原则性条文。

11.1 基本要求

11.1.1 智能电网技术 NCS 需实现所有设备间的无缝通信连接,故要求采用等同于 IEC 61850 标准的《变电站通信网络和系统》DL/T 860 电力行业系列标准。

IEC 61850 标准是基于通用网络通信平台的变电站自动化系统唯一国际标准,它是由国际电工委员会第 57 技术委员会 (IECTC57) 的 3 个工作组 [10, 11, 12 (WG10/11/12)] 负责制定的。此标准参考和吸收了已有的许多相关标准,其中主要有: IEC 60870—5—101 基本远动任务配套标准远动通信协议标准; IEC60870—5—103 继电保护设备信息接口配套标准; UCA2.0 (Utility Communication Architecture 2.0) (由美国电科院制定的

变电站和馈线设备通信协议体系);ISO/IEC 9506 制造商信息规范 MMS(Manufacturing Message Specification)。

IEC 61850 的特点是:

- (1)面向对象建模。
- (2)抽象通信服务接口。
- (3)面向实时的服务。
- (4)配置语言。
- (5)整个电力系统统一建模。

IEC 61850 建模了大多数公共实际设备和设备组件。这些模型定义了公共数据格式、标识符、行为和控制。IEC 61850 最大的优势在于解决了自动化系统产品的互操作性和协议转换问题,实现完全的互操作性。采用该标准还可使自动化设备具有自描述、自诊断和即插即用(Plug and Play)的特性,极大地方便了系统的集成。

智能电网技术控制系统通信协议必须采用 IEC 61850,IEC 61850 将 NCS 通信体系分为 3 层:站控层、间隔层、过程层。在站控层和间隔层之间的网络采用抽象通信服务接口映射到制造报文规范(MMS)。在间隔层和过程层之间的网络采用单点向多点的单向传输以太网 SV 及 GOOSE 报文。

IEC 61850 在智能变电站中应用特点为:

- (1)定义了变电站的信息分层结构。

变电站通信网络和系统协议 IEC 61850 标准草案提出了变电站内信息分层的概念,将变电站的通信体系分为 3 个层次,即变电站层、间隔层和过程层,并且定义了层和层之间的通信接口。

- (2)采用了面向对象的数据建模技术。

IEC 61850 标准采用面向对象的建模技术,定义了基于客户机/服务器结构数据模型。每个 IED 包含一个或多个服务器,每个服务器本身又包含一个或多个逻辑设备。逻辑设备包含逻辑节点,逻辑节点包含数据对象。数据对象则是由数据属性构成的公

用数据类的命名实例。从通信而言,IED 同时也扮演客户的角色。任何一个客户可通过抽象通信服务接口(ACSI)和服务器通信可访问数据对象。

(3)数据自描述。

该标准定义了采用设备名、逻辑节点名、实例编号和数据类名建立对象名的命名规则;采用面向对象的方法,定义了对象之间的通信服务,比如,获取和设定对象值的通信服务,取得对象名列表的通信服务,获得数据对象值列表的服务等。面向对象的数据自描述在数据源就对数据本身进行自我描述,传输到接收方的数据都带有自我说明,不需要再对数据进行工程物理量对应、标度转换等工作。由于数据本身带有说明,所以传输时可以不受预先定义限制,简化了对数据的管理和维护工作。

(4)网络独立性。

IEC 61850 标准总结了变电站内信息传输所必需的通信服务,设计了独立于所采用网络和应用层协议的抽象通信服务接口(ASCI)。在 IEC 61850—7—2 中,建立了标准兼容服务器所必须提供的通信服务的模型,包括服务器模型、逻辑设备模型、逻辑节点模型、数据模型和数据集模型。客户通过 ACSI,由专用通信服务映射(SCSM)映射到所采用的具体协议栈,例如制造报文规范(MMS)等。IEC 61850 标准使用 ACSI 和 SCSM 技术,解决了标准的稳定性与未来网络技术发展之间的矛盾,即当网络技术发展时只要改动 SCSM,而不需要修改 ACSI。

11.1.2 信息共享是智能电网技术控制系统的最基本的原则。整个 NCS 监控、运动、状态监测、故障录波、计量、相量测量等所有功能所需的信息均应实现信息共享。

11.2 系统构成

11.2.1 与常规 NCS 网络结构相比,智能电网技术 NCS 增加了过程层和间隔层与过程层间的过程层网。

11.2.2 智能电网技术控制系统的站控层各系统功能与常规 NCS 站控层功能一致,但是实现的方式有很大区别。常规方式下,防误闭锁系统、保护信息管理系统、电量远传系统均有单独的硬件构成。智能电网技术实现了各系统的集成,强化主服务器的功能,除了远动功能保持直采直送外,其他各系统功能均由主服务器来完成信息的收集、计算、存储,不再单独配置硬件设备。这样既可以充分利用主服务器的计算能力,又可以减少各系统间的接口配合,提高系统可靠性。操作员站只调用主服务器处理后的数据。充分考虑信息安全问题,设置网络物理隔离装置及网络防火墙,经专用网络向相关部门传送保护及电量数据。

11.2.3 智能电网技术控制系统的间隔层基本功能与常规 NCS 间隔层功能也一致,区别在于计量、录波等不再是独立的装置,而是作为 NCS 的一部分功能与 NCS 实现数据共享。保护和测控装置与常规 NCS 也有很大的变化,主要体现在硬件设计上,取消了模拟插件,开入、开出插件,取消保护硬压板,增加通信接口插件,直接以光纤连接方式与过程层设备通信。保护及测控屏上接线除了电源以外,全部被通信线缆取代。

11.2.4 智能电网技术控制系统的过程层设备对上采用光纤通信接入过程层网络,与间隔级设备间按照 GOOSE 报文实现开关/刀闸控制和状态上送、按照 SV 报文实现电流电压信号上传等功能,对下以硬接线连接开关和刀闸。

11.2.5 站控层网络通过相关网络设备与站控层其他设备及间隔层设备通信,过程层网络完成间隔层与过程层设备、间隔层设备之间以及过程层设备之间的数据通信,主要传输采样值和 GOOSE 信息。过程层网络可采用 100M 光纤以太网。

11.2.6、11.2.7 现行电力行业标准《变电站通信网络和系统》系列 DL/T 860 对网络结构提出了以下要求:

(1)变电站自动化系统宜采用 100M 及以上高速以太网作为通信网络。

(2)变电站层与间隔层之间宜采用星型网或环网结构,各层内部宜采用星型网,不宜采用装置单环网。

(3)变电站层 MMS 通信实时性要求比过程层低,冗余组网方式宜采用双星型网或环型网方式。

(4)用于传输保护信息和跳闸的 GOOSE 通信宜采用双星型网。

考虑到高压配电装置在火力发电厂的重要地位,站控网及过程层网均宜按双网配置。110kV 及以下电压等级配电装置过程层可采用单网。

另外,如果每个间隔接收 SV 报文的装置少于 3 个时,可采用点对点通信,不需要设置 SV 网络。

11.3 系统配置

11.3.2 本条规定了间隔层设备的配置原则。

1 220kV、110kV 电压等级保护测控一体化装置由于还没有针对一体化装置的相应标准出台,故增加“技术条件成熟时”的限制条件。

2 网络报文记录分析装置,记录过程层 GOOSE 和站控层 MMS 网络的信息。当 SV 报文采用网络方式传输时,还宜记录 SV 报文。

11.3.3 过程层智能设备的实现可采用如下模式:

(1)一次设备加上内嵌的智能组件。

(2)一次设备加上外置的智能组件。

(3)一次设备加上内嵌的包含状态监测功能组的智能组件,再加上外置的一个或多个智能组件。

智能组件是灵活配置的物理设备,包括合并单元(采用常规互感器时使用)、智能终端等,可包含测量功能组、控制功能组、保护功能组、计量功能组、状态监测功能组中的一个或几个。

测控装置、保护装置、状态监测功能组等均可作为独立的智能组件。

220kV 及以上电压等级保护均为双重化保护,故合并单元和智能终端应冗余设置。

11.4 硬件要求

11.4.1 采用智能电网技术控制方案的过程层设备如智能组件、智能电子装置等一般安装在一次设备旁或与一次设备集成,其性能指标应能满足准确、实时传输一次系统模拟量、状态量、在线检测等各类数据的功能。由于在现场安装,应具备适应现场电磁、温度、湿度、沙尘、降雨(雪)、振动等恶劣运行环境的能力。现阶段设备工艺如达不到现场安装要求,可考虑布置在环境较好的网络继电器室。

过程层设备的基本功能为测量数字化、控制网络化和状态可视化,相关 IED 应具备异常时钟信息的识别防误功能,同时具备一定的守时功能。

11.5 系统功能

11.5.1 “配电装置状态估计”实现数据辨识与处理,保证基础数据的正确性,并支持智能电网调度技术,支持系统实现电网状态估计。

“电能质量评估与决策”实现包含电压、谐波监测在内的电能质量监测、分析与决策的功能,为电能质量的评估和治理提供依据。

“配置工具”指通过统一的配置工具对所有设备进行数据模型及通信配置。

“源端维护”指电厂高压配电装置作为调度/集控系统数据采集的源端,应提供各种可自描述的配置参量,维护时仅需在电厂侧利用统一配置工具进行配置,生成标准配置文件,包括电气主接线图、网络拓扑等参数及数据模型。

“网络报文记录分析”实现对全站各种网络报文的实时监控、

捕捉、存储、分析和统计功能,具备对 NCS 网络通信状态进行在线监视和状态评估功能。

11.5.2 “设备状态可视化”功能指采集主要一次设备(变压器、断路器等)状态信息,进行可视化展示并发送到上级系统,为电网实现基于状态监测的设备全寿命周期综合优化管理提供基础数据支撑。

“智能告警及分析决策”指建立故障信息的逻辑和推理模型,实现对故障告警信息的分类和信号过滤,对配电装置的运行状态进行在线实时分析和推理,自动报告配电装置异常并提出故障处理指导意见。

“故障信息综合分析决策”指在故障情况下对包括事件顺序记录信号及保护装置、相量测量、故障录波等数据进行数据挖掘、多专业综合分析,并将故障分析结果以简洁明了的可视化界面综合展示。

11.6 同步对时

11.6.1 IEC 61588 网络对时在目前的应用中尚存在问题,有待技术和设备进一步成熟后采用。

中华人民共和国电力行业标准
发电厂电力网络计算机监控
系统设计技术规程

DL/T 5226—2013

代替 DL/T 5226—2005

☆

中国计划出版社出版

网址: www.jhpress.com

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 3 层

邮政编码: 100038 电话: (010)63906433(发行部)

新华书店北京发行所发行

三河富华印刷包装有限公司印刷

850mm×1168mm 1/32 3.375 印张 84 千字

2014 年 3 月第 1 版 2014 年 3 月第 1 次印刷

印数 1—15000 册

☆

统一书号: 1580242·251

定价: 31.00 元

版权所有 侵权必究

侵权举报电话: (010)63906404

如有印装质量问题, 请寄本社出版部调换