

ICS 27.100

P 61

备案号: J439—2005

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5226 — 2005

**火力发电厂电力网络计算机
监控系统设计技术规定**

**Technical rule for designing network computerized
monitoring and control system
in fossil fuel power plant**

2005-02-14 发布

2005-06-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	2
3 术语和定义	3
4 总则	5
5 系统构成	6
6 系统功能	10
7 信号输入/输出	15
8 通信接口及其协议	16
9 场地与环境	18
10 电源	19
11 接地	20
12 电缆选择及敷设	21
附录 A (资料性附录) 输入/输出信号	22
条文说明	25

前 言

随着计算机技术的突飞猛进，火力发电厂电力网络采用计算机监控方式已日渐普遍。为了使网络计算机监控系统设计能更好地贯彻电力工业基本建设方针，体现国家经济政策和技术政策，明确建设标准，急需有一本工程适用的、统一的行业技术规定。

本标准的制定和实施将使火力发电厂电力网络计算机监控系统的设计有章可循，对提高工程设计质量、提高工程建设的效益、保障电力系统和火力发电厂及其设备的安全可靠运行有重要意义。电力网络计算机控制技术是 21 世纪电气控制的发展方向，但与常规控制技术相比，国内实践经验尚不充分，而且计算机软、硬件技术的发展日新月异，因此本标准编写从前瞻性出发，以确定主要原则和功能要求为前提，力求避免出现受时效限制的条文或技术上不够成熟的内容。

本标准的附录 A 为资料性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电力规划设计标准化技术委员会归口并负责解释。

本标准起草单位：中南电力设计院。

本标准主要起草人：李苇、徐绍麟、高骏。

1 范 围

本标准规定了火力发电厂电力网络采用计算机监控系统（network computerized monitoring and control system，以下简称 NCS）时，设计应遵循的主要原则。

本标准适用于火力发电厂电力网络计算机监控系统的设计。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协调一致。

对涉外工程及同等容量的扩建、改建电厂或单机容量为 125MW 以下的中小型电厂可参照使用。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB 2887 计算机场地技术条件

GB/T 18380.3 电线在火焰条件下的燃烧试验第 3 部分：成束电线或电缆的燃烧试验方法

DL 5000 火力发电厂设计技术规程

DL 5002 地区电网调度自动化设计技术规程

DL 5003 电力系统调度自动化设计技术规程

DL/T 578 水电厂计算机监控系统基本技术条件

DL/T 5136 火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程

3 术 语 和 定 义

下列术语和定义适用于本标准。

3.0.1

站控层 **substation control level**

在控制室建立的、可实现集中操作管理的控制级。

3.0.2

间隔层 **local control level**

按配电装置间隔划分、在就地建立的控制级。

3.0.3

前置机 **front end computer**

置于站控层之下和间隔层控制单元之上，完成通信和间隔层之间信息处理功能的计算机。

3.0.4

智能设备 **intelligent device**

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一体化装置。

3.0.5

I/O 单元 **input/output unit**

输入/输出接口设备。

3.0.6

通信接口 **communication interface**

实现计算机与通信网络或其他通信子系统相连接的硬件和软件。

3.0.7

事件顺序记录 SOE **sequence of event record**

按事件发生的先后顺序记录事件的有关信息。

3.0.8

分辨率 resolution

被测量可能被识别的最小值。

3.0.9

响应时间 response time

从启动某一操作到得到结果之间的时间。

3.0.10

平均无故障间隔时间 MTBF mean time between failures

工作设备前后两次故障之间所能期望的间隔小时数平均值。

3.0.11

平均维修时间 MTTR mean time to repair

使故障设备恢复正常工作所期望的小时数平均值。

3.0.12

电磁干扰 EMI electromagnetic interference

任何能中断、阻碍、降低或限制电子、电气设备有效性能的电磁能量。

3.0.13

电磁兼容性 EMC electromagnetically compatibility

在不损失有用信号所包含的信息条件下，信号和干扰共存的能力。

3.0.14

厂内自动发电控制 AGC automatic generation control

在满足决策和各项限制条件的前提下，以快速经济的方式控制全厂机组的有功功率输出来满足系统的需要。

3.0.15

并发性 concurrency

指两个及以上事件在同一时间间隔内发生。

4 总 则

4.0.1 本标准是对采用计算机监控系统的火力发电厂电力网络的具体规定,是实施 DL 5000 和 DL/T 5136 有关条款的补充规定。

4.0.2 NCS 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。

4.0.3 NCS 系统的设计除执行本规定外,还应执行国家、行业的有关标准。

4.0.4 当发电机变压器组高压侧为一台半断路器接线时,与发电机变压器组有关的两台断路器的控制宜由机组控制系统实现,NCS 系统应对上述断路器运行情况进行监视,也可对上述两断路器进行控制,但应保证机组控制系统优先权。

当发电机出口有断路器时,该两台断路器的控制应在 NCS 系统中实现,发电机出口断路器的控制应由机组控制系统实现。

4.0.5 NCS 系统应能完成以下主要任务:

- 1 对电力网络电气设备的安全监控;
- 2 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;
- 3 电气参数的实时监测,也可根据需要实现其他电气设备的监控操作;
- 4 当电厂无 SIS 系统时,实现各机组之间功率的经济分配和电厂运行管理功能。

5 系 统 构 成

5.1 网 络 结 构

5.1.1 NCS 系统应采用开放性分层分布式网络结构，宜设站控层和间隔层。

5.1.2 站控层宜集中设置，实现整个系统的监控功能。站控层网络宜连接计算机主机或/及操作员工作站、远动通信设备、工程师工作站、公用接口设备，也可设值长工作站。

5.1.3 间隔层由计算机网络连接的若干个监控子系统组成，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。

5.1.4 当设有前置设备时，前置机应根据电压等级和出线规模合理设置。

5.1.5 网络拓扑可采用总线型网络、星型网络或环型网络，并宜按双网配置。

5.1.6 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。

5.2 硬 件 设 备

5.2.1 NCS 系统硬件设备宜由以下几部分组成：

- 1 站控层设备：包括主机或/及操作员工作站、工程师工作站、远动通信设备、公用接口设备、值长工作站等；
- 2 网络设备：包括集线器和接口装置等；
- 3 间隔层设备：包括测控单元等；
- 4 电源设备：包括电源模件等。

5.2.2 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。

5.2.3 站控层主机应与升压站的规划容量相适应。主机采用冗余配置，双机互为热备用，应满足整个系统的功能要求及性能指标要求。

5.2.4 操作员工作站应设置两套。

5.2.5 工程师工作站宜设一套，实现系统设备维护、参数整定等功能。

5.2.6 远动通信设备应双套配置，满足系统有关调度要求，其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。远动接口设备信息可从站控层或前置层处采集。

5.2.7 公用接口设备完成与电力网络直流及 UPS 系统、电能量采集装置等智能 IED 设备的通信接口，实现数据共享。

5.2.8 当设置值长工作站时，值长工作站应设置一套，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。

5.2.9 GPS 对时设备的同步脉冲输出接口及数字接口数量应满足系统配置要求。

5.2.10 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。

5.2.11 网络媒介可采用双绞线、同轴电缆、光纤通信缆或以上几种方式的组合。

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

5.2.13 前置机宜按配电装置电压等级及出线规模分组冗余设置。

5.2.14 所有硬件设备的电磁兼容要求应满足国际或国内有关标准。

5.2.15 NCS 系统与非实时生产信息网络之间以及远动等实时生产信息通过数据网接入设备实现网络传输时，均应配置经过认证的安全防护装置。

5.3 软 件 系 统

5.3.1 NCS 软件系统应由系统软件、支持软件和应用软件组成。

5.3.2 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系统本期及远景规划要求。

5.3.3 软件系统应为模块化结构，以方便修改和维护。

5.3.4 系统软件应具有成熟的实时多任务操作系统和完整的自诊断程序。

5.3.5 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。

5.3.6 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。

5.3.7 应配置各种必要的工具软件。

5.3.8 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。

5.3.9 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。

5.3.10 当设有前置层时，前置机宜配置数据库和远动规约处理软件。

5.3.11 站控层网络宜按 TCP/IP 协议通信；间隔层网络宜采用有关国标或 IEC 标准协议通信。

5.3.12 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。

5.4 技 术 指 标

- 5.4.1 系统可用性指标：双机系统可用率不小于 99.9%。
- 5.4.2 系统平均无故障间隔时间 (MTBF) 不小于 2 万 h，间隔层设备平均无故障间隔时间 (MTBF) 不小于 3 万 h。
- 5.4.3 输入及输出信号响应时间不大于 2s。
- 5.4.4 事件顺序记录 (SOE) 分辨率不大于 2ms。
- 5.4.5 动态画面响应时间不大于 2s。
- 5.4.6 模数转换分辨率不小于 12 位，最大转换误差不超过 $\pm 0.5\%$ ，其中电网频率测量误差不大于 0.01Hz。
- 5.4.7 模拟量数据更新周期不大于 2s。
- 5.4.8 数字量数据更新周期不大于 1s。
- 5.4.9 遥控、遥调正确率不小于 99.99%。
- 5.4.10 整个系统对时精度应不大于 1ms。
- 5.4.11 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 20%，事故负荷率宜低于 40%。

6 系 统 功 能

6.1 数据采集和处理

6.1.1 NCS 系统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。

6.1.2 模拟量的采集包括电流、电压、有功功率、无功功率、功率因数、频率以及温度等信号,并应能实现定时采集、越限报警和追忆记录功能。

6.1.3 开关量的采集包括断路器、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等,并应能实现定时采集、设备异常报警、事件顺序记录和操作记录功能。

6.1.4 数字量的采集应包括电能量信息、网络直流及 UPS 系统等智能 IED 设备的主要参数、运行状态及故障报警信息等。

6.1.5 对有载调压变压器分接头位置信号等量,可采用硬接线点对点采集方式,也可采用 BCD 码或模拟量的采集方式。

6.2 监视和报警

6.2.1 NCS 系统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。

6.2.2 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 系统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。

6.2.3 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。宜显示的主要画面如下：

- 1 电气主接线图，包括不同电压等级的分接线图；
- 2 厂用电原理接线图，包括高、低压厂用电系统分接线图；
- 3 汽轮机、锅炉的主要参数画面；
- 4 网控直流系统图和网控交流不停电电源（UPS）系统图；
- 5 DCS 系统运行工况图；
- 6 各机组及全厂发电容量曲线及运行点显示；
- 7 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；
- 8 重要模拟量棒形图；
- 9 成组报警画面；
- 10 相关报警画面；
- 11 运行操作记录统计一览表；
- 12 事故及故障统计一览表；
- 13 继电保护整定值一览表；
- 14 事故追忆记录报告或曲线；
- 15 事件顺序记录的当前和历史报告。

6.2.4 应配有音响或语音报警装置。

6.3 控制与操作

6.3.1 NCS 系统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。

6.3.2 对需要同步的断路器应完成同步检定，实现捕捉同期或同期闭锁合闸。

6.3.3 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。

6.3.4 应能实现断路器、隔离开关及接地开关的防误操作闭锁，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。

6.3.5 应能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 指令和预定的决策原则，对全厂机组的有功功率进行设定和分配以及对无功功率进行调整。

6.4 统 计 计 算

6.4.1 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。

6.4.2 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。当有关口表时，电能量信息从电能计费装置采集。

6.4.3 对变压器的负荷率、损耗及经济运行进行计算分析。

6.4.4 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。

6.4.5 统计母线电压、母线电压不平衡率和合格率。

6.4.6 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。

6.5 同 步 对 时

6.5.1 NCS 系统宜配置卫星时钟设备，以接收 GPS 的标准授时信号，对站控层各工作站及间隔层各单元等有关设备的时钟进行校正。

6.5.2 卫星时钟设备宜由 GPS 接收机和守时钟组成，以避免卫星失锁和时钟跳变造成的时间误差。

6.5.3 授时方式应灵活方便，采用软对时或软硬对时组合方式。可采用串行通信，站控主机每隔一定时间接受一次卫星时间以修正本系统时间。当时间精度要求较高时，可采用串行通信和秒脉

冲输出加硬件授时。在卫星时钟故障的情况下，应由站控主机的时钟维持系统的正常运行。

6.5.4 同步对时设备宜统一配置一套卫星时钟，采用一钟多个授时口的方式以满足计算机系统或智能设备的对时要求。当技术经济合理时，卫星时钟也可采用就地分散配置。

6.6 运行管理功能

NCS 系统根据运行要求，宜实现如下各种运行管理功能：

- 1 运行操作指导：对典型的设备异常/事故提出指导意见，编制设备运行技术统计表，并推出相应的操作指导画面。
- 2 事故记录检索：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。
- 3 在线设备管理：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。
- 4 操作票：根据运行要求开列操作票。
- 5 运行人员培训：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。
- 6 对屏幕画面、打印制表和数据库的修改、扩充等维护功能。

6.7 制 表 打 印

6.7.1 能根据运行人员要求定时打印值报表、日报表及月报表。

6.7.2 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。

6.7.3 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。

6.7.4 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。

6.8 人 机 界 面

6.8.1 NCS 系统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。

6.8.2 能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。

6.8.3 能根据运行要求对各测点、I/O 模件、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。

6.9 在线自诊断与冗余管理

6.9.1 NCS 系统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。

6.9.2 系统应具备自恢复功能，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。

6.9.3 当互为冗余热备用的系统主机或前置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。

6.9.4 供电电源故障时，系统应能在电源恢复时再自动地重新启动。

7 信号输入/输出

7.1 模拟量输入信号

模拟量宜采用交流采样。

各安装单位的模入量参见附录 A。

7.2 开关量输入信号

7.2.1 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。

各安装单位的开入量参见附录 A。

7.2.2 继电保护和安全自动装置动作信号宜采用无源触点接入方式。

7.2.3 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宜采用强电输入模块。

7.3 开关量输出信号

NCS 系统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。

各安装单位的数字输出量参见附录 A。

8 通信接口及其协议

8.1 继电保护和安全自动装置的接口方式

8.1.1 NCS 系统应设有与数字式继电保护装置的通信接口，向继电保护装置发送信息，并接受继电保护装置的报警和动作信号。

8.1.2 各类数字式继电保护装置宜与 NCS 系统连接，可按区域设置保护管理机将微机保护装置的通信口接入，并与间隔层网络或站控层网络连接以实现数字通信，也可采用其他方式实现数字通信。

8.1.3 当继电保护装置分散布置时，且其软硬件配置方式与间隔层控制采用一体化设备时，继电保护装置可与间隔层网络直接连接。

8.1.4 NCS 系统应设有与安全自动装置的接口。

8.1.5 故障录波装置宜单独组成故障录波网，并宜与 NCS 系统站控层设备连接，以拨号方式上送录波信息。

8.2 远动信息传输方式

8.2.1 NCS 系统应满足 DL 5003 和 DL 5002 的远动功能要求。

8.2.2 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。

8.2.3 远动通信设备应分别以主、备两个通道与调度端进行通信。

8.3 与其他智能装置的接口方式

8.3.1 NCS 系统宜设置通信接口与各机组分散控制系统 DCS 连接。

8.3.2 NCS 系统宜设置通信接口与厂内各辅助车间可编程微机控制系统连接。

8.3.3 NCS 系统宜设置通信接口与全厂信息管理系统连接。

8.3.4 NCS 系统宜设置通信接口与电能量采集装置连接。

8.3.5 NCS 系统宜设置通信接口与网络直流系统监控装置连接。

8.3.6 NCS 系统宜设置通信接口与网络 UPS 系统连接。

9 场 地 与 环 境

9.1 工 作 环 境

9.1.1 计算机室宜与控制室同层毗邻布置。

9.1.2 计算机电子设备间温度宜保持在 $18^{\circ}\text{C}\sim 24^{\circ}\text{C}$ 范围内, 温度变化率不应超过 $\pm 5^{\circ}\text{C/h}$, 相对湿度为 $45\%\sim 65\%$ 。

9.1.3 计算机室及就地保护小室地面宜选用防静电阻燃材料活动地板或水磨石地面, 应有良好的防尘、防潮措施。

9.1.4 布置在就地的保护小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 $\pm 10^{\circ}\text{C/h}$, 相对湿度为 $40\%\sim 70\%$, 任何情况下无凝露。

9.2 电 磁 环 境

9.2.1 计算机室宜避开强电磁场、强振动源和强噪声源的干扰, 保证设备的安全可靠运行。

9.2.2 对布置在就地的保护小室, 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。

10 电 源

10.0.1 NCS 系统的电源应安全可靠，站控层应采用交流不停电电源（UPS）系统供电，间隔层宜采用双回直流电源供电。

10.0.2 当设置电力网络 UPS 系统时，宜冗余配置，采用单相输出，输出电压为 220V、50Hz，其蓄电池备电时间不小于 30min。

11 接 地

11.0.1 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。

11.0.2 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。总接地板宜与屏柜壳体绝缘，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。

11.0.3 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。

11.0.4 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。

11.0.5 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。

11.0.6 所有屏柜柜体、打印机外设等设备的金属壳体应可靠接地。

12 电缆选择及敷设

12.0.1 NCS 系统的输入、输出回路应选用专用的阻燃型计算机屏蔽电缆，电缆屏蔽层的型式宜为铜带屏蔽。

12.0.2 模拟量及脉冲量弱电输入回路电缆宜选用对绞屏蔽电缆，芯线截面积不小于 1.0mm^2 。

12.0.3 开关量信号输入和输出回路电缆可选用对绞外部总屏蔽电缆，芯线截面积不小于 1.0mm^2 。

12.0.4 强电信号输入回路可选用普通屏蔽控制电缆，芯线截面积不宜小于 1.5mm^2 。

12.0.5 不同类别的信号回路不宜共用同一根电缆。

12.0.6 总接地板至主接地网的导体截面积不应小于 35mm^2 ，屏柜间接地母线的连接导线截面积不应小于 16mm^2 。

12.0.7 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。

12.0.8 计算机控制电缆的路径宜按辐射状敷设，避免出现环路。

12.0.9 弱电回路电缆应尽可能离开高压母线和故障电流入地点，并尽量减少与高压母线平行路径的长度。

附 录 A
(资料性附录)
输入 / 输出信号

输入/输出信号见表 A.1。

表 A.1 输入/输出信号

类 别	模 入 量	开 入 量	电能量输入量	开 出 量
220kV 线路/旁路 500kV 线路/旁路	三相电流 三相电压 有功功率 无功功率	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地开关合位/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	有功电能 ^d 无功电能	断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 接地开关闭锁
220kV 线路 ^a 500kV 线路 ^a	三相电流 有功功率 无功功率	保护动作/报警 重合闸动作 隔离开关合位/分位 接地开关合位/分位	有功电能 ^d 无功电能	隔离开关合/分 接地开关闭锁
220kV 断路器 ^b 500 kV 断路器 ^b	相电流 ^b	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地开关合位/分位 就地/远方开关位置 失灵保护报警/动作 控制回路/操作机构故障	—	断路器合闸/跳闸 隔离开关合/分 接地开关闭锁
高压并联电抗器	三相电流 无功功率 油温 线圈温度	高抗保护动作/报警 电抗器运行异常 隔离开关合位/分位 接地开关合位/分位	无功电能	隔离开关合/分 接地开关闭锁
220kV 母线设备 500kV 母线设备	母线三相电压 母线频率	隔离开关合位/分位 接地开关合位/分位 母线、失灵保护动作/报警 TV 二次回路故障	—	—

表 A.1 (续)

类 别	模 入 量	开 入 量	电能量输入量	开 出 量
联络变压器	三相电流 ^a 有功功率 ^c 无功功率 ^c 公共绕组相电 流 油温 绕组温度	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地开关合位/分位 就地/远方开关位置 调压分接开关位置 保护动作/报警 控制回路/操作机构故 障	有功电能 ^d 无功电能 ^d	断路器合闸/跳 闸 隔离开关合/分 接地开关闭锁 抽头位置调整
发电机变压器 组	发电机二相电 流 发电机三相电 压 发电机有功功 率 发电机有功功 率 发电机频率	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地开关合位/分位 保护动作	发电机变压器 组有功电能 发电机变压器 组无功电能 高压厂用变压 器有功电能	—
公/备用或启动/ 备用变压器	三相电流 有功功率	断路器合位/分位 隔离开关合位/分位 接地开关合位/分位	有功电能	—
网控直流系统	蓄电池输出电 流 充电器输出电 流 母线电压	直流系统异常信号 各进线开关合位/跳闸 各馈线开关合位/跳闸	—	—
网控 UPS 系统	逆变器输出电 流 旁路输出电流 母线电压 母线频率	UPS 系统异常信号 各进线开关合位/跳闸 各馈线开关合位/跳闸	—	—
a 指一台半断路器接线。 b 指一台半断路器接线中的中断路器及双母线接线中的母线联络断路器及分段断 路器。 c 为三侧各量,但低压侧仅需测量单相电流。 d 电能量按分时和分方向采集。 注:本推荐表所列各量可直接采集,也可通过通信接口输入。				

火力发电厂电力网络计算机 监控系统设计技术规定

条 文 说 明

目 次

1	范围	27
4	总则	29
5	系统构成	31
6	系统功能	44
7	信号输入/输出	51
8	通信接口及其协议	53
9	场地与环境	57
10	电源	59
11	接地	60
12	电缆选择及敷设	62

1 范 围

明确本标准的适用范围。

电力网络部分采用计算机监控并已经投入运行的火力发电厂，目前还不是很多，中南电力设计院对国内电力网络计算机监控系统（以下简称 NCS）的应用情况调查主要有如下内容：

1 湖北鄂州电厂规划容量 2400MW，本期建设 $2 \times 300\text{MW}$ 机组，以 220kV 电压接入系统，220kV 出线 5 回，备用 1 回。

2 河北上安电厂，原一期工程的建设容量为 $2 \times 350\text{MW}$ ，本期建设 $2 \times 300\text{MW}$ 机组，电力网络部分设有两级出线电压，其中 500kV 采用一台半断路器接线，共有两串，220kV 为双母线带旁路。

3 杨柳青电厂三期扩建 $2 \times 300\text{MW}$ 机组，以发电机变压器组接入 220kV 配电装置，为双母线带旁路接线，出线共 10 回，其中 2 回备用；110kV 部分有 7 回出线，220kV 和 110kV 之间设有联络变压器。

被调查电厂为数不多，不能以偏概全，近年来 125、135MW 及以上容量机组的应用亦较为普遍，其出线大多为 220kV 及以上电压等级。因此对于采用 NCS 系统的发电厂，其电力网络的出线电压等级、出线回路数及机组容量均应具有一定的规模。

近年来，计算机分散控制系统在新建大容量火力发电厂的汽轮机、锅炉等工艺系统中得到了成功的应用，大大提高了机组运行的安全性和经济性，这就使得中、小容量机组采用 DCS 从而替代老式的控制系统成为可能。因此，若机组容量或出线回路数不能符合本条上述内容所要求的范围，但机组监控采用了 DCS 控制系统，且其电气设备的控制均纳入 DCS 以实现炉机电协调控制时，其电力网络元件的控制可采用计算机实现，以便与全厂的

自动化水平协调一致。

随着计算机控制技术的成熟和完善，计算机软、硬件的性能价格比日趋合理，因此对于单机容量 125MW 以下的中、小容量电厂或涉外工程、同等容量的改、扩建电厂，当采用计算机监控方案技术经济合理或业主有要求时可参照使用本规定。

4 总 则

4.0.1 DL 5000 及 DL/T 5136 均明确规定了火力发电厂“电力网络部分的电气元件宜采用计算机监控或强电控制接线，信号系统可采用强电、弱电接线或进入计算机监控系统”，因此该原则为本标准编写的主要指导思想，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。

4.0.2 说明 NCS 系统设计应遵循的主要原则。

4.0.3 本标准作为 DL 5000 的补充和具体应用，条文内容仅包括网控计算机系统设置、功能等方面的规定，有关二次接线设计、继电保护和安全自动装置配置、电缆敷设及其他要求等，仍需执行现行的有关规程、规范和标准。

4.0.4 当采用一台半断路器接线时，与发电机变压器组有关的两台断路器不仅与发电机及主变压器的运行工况紧密相关，也受到电力系统运行方式的影响，因此该断路器宜由机组控制系统实现控制，也可考虑在机组控制系统和 NCS 系统中实现切换控制，以利于一台半断路器接线的合环运行，此时应设置机组控制系统的优先权。

当技术经济合理时，600MW 机组的发电机出口可以装设断路器，因此本条文明确了在此情况下相关断路器的控制方式。

4.0.5 发电厂电力网络既是发电机组向系统输出的关口，又是组成电网的一部分，其安全运行影响到整个电力系统，按现行的规程和规范设计的网络常规监控系统，主要存在以下问题：

1 由常规信号系统光字牌和常规仪表等二次设备组成的模拟控制屏，信息量大，监视面宽，在故障期间运行人员无法记录瞬息变化的参数和事件动作顺序，影响事故的迅速诊断和处理。

2 二次接线复杂，电缆用量大，增加了设计、施工、运行的

工作量，降低了二次设备运行的可靠性。

3 人工抄表不仅耗工耗时，而且精度差，据此作为运行分析的依据已不能满足现代运行管理的需要。

4 部分设备、功能重复设置，不仅造成硬件资源的浪费，而且使得运行管理人员的配置重叠，专业分工繁杂。

因此，NCS 系统将以微机为基础，采用系统工程的概念，融合计算机技术、网络通信技术、图形显示技术以及电气控制技术等，实现电气参数的实时在线监测和电力网络电气设备的安全监控要求，并通过远动通信设备实现电网调度自动化功能。同时，在发电厂未设置 SIS 系统时，还可通过值长工作站完成对全厂机组以及各辅助车间主要运行情况的调度和管理，以提高系统运行安全可靠性和电厂的经济效益；当严格按照卖电、买电合同，厂、网各自独立经营，发电厂竞价上网时，也可根据电厂的预定决策、机组运行和来煤情况，由值长工作站按电网调度对电量的需求情况实现各机组间功率的经济分配，以期达到电厂的最佳发电效益。

5 系 统 构 成

5.1 网 络 结 构

5.1.1 分布式处理系统的定义和概念说法很多。IEEE 分布式计算技术委员会的定义为“分布处理系统是这样一种系统，其中含多个相连的处理资源，它们能够在整个系统范围内的控制协同作用下，对某一问题进行处理，并最少地依赖集中的过程、数据或硬件。”其他机构或出版物对分布式处理系统的定义亦大同小异，统而言之，模块性、自治性和并行性是分布式处理系统的主要特征。

在监控系统中，各分布式处理计算机从通信的角度来看往往无主次之分，但从其承担的功能来看又各有侧重，如有的承担间隔层功能，有的承担站控层功能，因此监控系统又是分层的。一般分布式处理系统和分层控制是结合在一起的，故网控计算机系统推荐选用分层分布式网络结构。

5.1.2 在总线型网络的全分布式系统中，当不设置中心节点时，则该系统没有主机的概念，更为普遍的是客户机/服务器的方式，各节点机功能彼此独立，数据库分布而资源共享。但在网控计算机系统中，各间隔层处理单元所完成的功能仅限于对本间隔断路器、隔离开关以及接地开关的参数处理和状态监控，涉及到各间隔之间的数据处理和功能实现则要通过上一层的计算机来实现。因此网控计算机系统由于系统功能的需要，不可能完全按全分布式系统配置，因而站级计算机必须考虑，它虽然不具有集中式系统中的主机概念，但它蕴涵了一部分主机的功能，尽管将该计算机称之为主机不尽确切，但较之称为网络服务器或上位计算机而言还是较为合适的。

在条文中规定了站控层设备包括主机、操作员工作站、远动通信设备、工程师工作站、值长工作站、公用接口设备等，但在具体过程中并不需要全部设置。根据电力网络的建设规模和容量，有些工作站可统筹考虑，如主机和操作员工作站可合并为一，使系统结构简化，运行更加可靠。但远动接口设备应相对独立设置，一方面可避免使操作控制计算机负担过重，以免在某种程度上引起瓶颈效应，从而影响整个监控系统的可靠性；另一方面远动信息往往需要同时发至多个系统调度端，其不同的规约转换要求需配置较为繁杂的通信软件，由操作控制计算机实现远动功能，也会降低远动信息传递的可靠性。

5.1.3 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，以保证模件功能独立、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间隔层设备也可按相对集中的方式设置。

5.1.4 在双层网络、三层设备的网络结构中，其中间一层即为前置机，其作用可对间隔层设备进行管理，并实现间隔层网络和站控层网络之间的通信。前置机的设置应综合考虑被监控设备数量及一次设备布置地点等诸因素，前置机可以是一台，也可以是多台工业控制微机。

5.1.5 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）。总线结构是局域网中采用最多的一种形式，其优点是可靠性高，扩充方便，可实现分布控制或集中控制方式；环型结构对称性好，传输速率高，实现分布控制方式；星型网采用集中控制方式较少，分布式的星网结构较为常见。因此三种拓扑结构的网络形式在工程设计中均有应用实例，可根据不同的工程要求选用。

5.1.6 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、分部实施的，因此网控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扩建、改建而引起的信息量变化。

5.2 硬 件 设 备

5.2.1 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，最上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变电站的监控运行；最下层为间隔层设备，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；网络设备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。

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，可最大限度地在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。但在技术经济合理时，远动接口设备也可连接于间隔层网络。

网络设备还包括网桥、网关、调制解调器（MODEM）、通信电缆或光缆等；间隔层智能设备主要指断路器测控单元以及单独设置的智能装置等。

5.2.2 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。

5.2.3 主机的选择主要是基于复杂指令集计算机结构 CISC (complex instruction set computer) 和精简指令集计算机结构 RISC (reduced instruction set computer) 的选择。传统的 CISC 的设计依赖于实施单一操作的微码命令，处理器一般将微码指令存储于只读存储器 ROM 中，处理器升级时，微码也随之升级，随着计算机的发展引入了各种各样的复杂指令，使得指令系统和实现这些指令的计算机系统结构越来越复杂；RISC 设计首先排除实现复杂功能的指令，使指令集精简，提高机器性能，同时采用流水线技术，提高处理器的工作效率，但目前其价格还较为昂贵。

为避免单主机因 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，一般选择双机冗余系统。双机冗余系统通常有如下三种配置方式，在具体工程中可根据需要选用：

1 冷备方式：正常时一台主机工作，一台主机离线备用，两主机之间无数据交换。当工作主机故障时，系统需中断运行以更换备用主机。

2 热备方式：正常时一台主机工作，并每隔一固定时间把工作主机的实时数据映射至备用主机。当工作主机故障时，备用主机自动转为工作主机。

3 并机方式：两主机均设置有数据库系统，数据实时刷新。正常时，两主机同时在线工作，当一台主机故障时，将自动退出

运行并发出报警信号。

5.2.4 操作员工作站连接于站控层网络，具有相对的独立性，特别适用于分布式控制系统。它具有高分辨率的图形显示功能，完成画面监视、操作控制及参数设置等人机联系功能，是运行人员监视和控制升压站设备的主要手段。

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。

5.2.5 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。

5.2.7 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。

5.2.8 值长工作站需监视全厂的生产运行情况，一般全厂设置一套，可在全厂实时监控系统 SIS 中统筹考虑。若厂内未设置 SIS 系统时，根据 DL 5000 第 13.8.2 条“电力网络计算机监控系统可考虑值长监测的需要。”的规定，应在网控计算机系统中设置值长工作站，其软、硬件配设还应实现 AGC 控制功能，以满足整个电力系统的自动发电控制和经济调度要求。

近年来，AGC 工作在我国电网内逐步开展，至 1997 年 4 月已有原湖南省电力公司、东北电力集团公司、云南省电力公司、华东电力集团公司和广东省电力公司的调度自动化系统 AGC 功能通过了实用化验收，而且发电厂的 DCS 系统已成为新建 200MW 及以上容量机组的必备装置，因此系统 AGC 与机组 DCS 之间的硬、软件接口要求必须予以规范。

以往参与电网自动调节的机组，对于水电机组，调度指令只调水电厂机组总功率；对于火电机组，与系统之间的 AGC 调度信息传输大多采用硬接线实现，这种连接方式虽然简单，但功能扩展受到限制。华东电力设计院对 21 世纪的发电厂设计，如何实现 AGC 的接口要求进行了专题调研。在该报告中，华东电力调度局认为厂站端应通过计算机网络通信方式接收调度下达的发电计划值，且发电计划值可随时修正，调度应下达全厂的发电计划及控制命令，电厂的计算机控制系统应能根据其主、辅机运行情况决定各台机组的目标值，这样不仅可满足电网调度的需要，同时还能提高电厂的经济效益。广西电力调度所的意见是调度只应与电厂监控系统通信，并控制电厂的总负荷，由电厂监控系统与各机组 DCS 通信，完成机组的开停及负荷分配。华能南京电厂也提出，厂级计算机系统应能根据电厂机组安全、经济运行等情况，合理分配机组负荷，改变现在的系统调度直接控制机组负荷的状况，调度下发总负荷指令至厂级计算机系统。

由此可见，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。故在 NCS 系统中设置值长工作站并实现厂站端 AGC 功能是较为合理的选择。

5.2.9 利用卫星时钟作为电网的统一基准时间，早已经不再是认识问题，而是应用中的技术问题。因此对于网控计算机系统，即使目前厂站端与系统端的对时方式尚未采用卫星时钟，亦应考虑设置同步对时设备，以满足将来发展的需要。

5.2.10 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。

5.2.11 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、宽带同轴电缆和光纤电缆。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，具有吞吐量人、连接设备多、性能价格比较高、安装和维护方便等优点；光纤电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。

5.2.12 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，目前国内大多制造厂商均能在间隔层设备上实现上述条文规定的功能要求。

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。

5.2.13 前置机主要完成对就地多个 I/O 单元的监控、数据管理及通信等功能，在网络结构上是相对集中的方式，因此需考虑分组冗余设置方式。

5.2.14 自 20 世纪 80 年代起国内外有关标委会发布了一系列的电磁兼容性标准，与分布式监控计算机系统的电磁兼容性最密切的主要有以下几个系列：

1 IEC 801 系列《工业过程测量和控制装置的电磁兼容性》，由 IEC 工业过程测量和控制装置专委会于 20 世纪 80 年代发布，

包括 801-1 至 801-5 即总则、静电放电、辐射电磁场、快速瞬变和浪涌共 5 个部分。

2 IEC 60255-22 系列《量度继电器和保护装置的电气抗干扰试验》，包括 IEC 60255-22-1 至 IEC 60255-22-7 共 7 个部分，是具体针对继电保护装置所作出的规定。

3 IEC 61000-4 系列《电磁兼容 试验和测量技术》，由 IEC 第 77 委员会（电磁兼容）制定，相继于 1991 年至 1996 年发布。它以 IEC 801 系列标准为基础，共有 IEC 61000-4-1 至 61000-4-12 共 12 个部分，其适用范围已扩大到所有类型的电气与电子设备。

4 GB/T 14598.9、GB/T 14598.10、GB/T 14598.13、GB/T 14598.14《量度继电器和保护装置的电气抗干扰试验》，分别与 IEC 60255-22-3、IEC 60255-22-4、IEC 60255-22-1 和 IEC 60255-22-2 等效。

5 GB/T 17626 系列《电磁兼容 试验和测量技术》，包括 GB/T 17626-1 至 GB/T 17626-12 共 12 部分，等同采用 IEC 61000-4 系列标准，同时 GB/T 17626-1 至 GB/T 17626-4 分别替代 GB/T 13926.1 至 GB/T 13926.4 标准。

根据对部分国内外分布式计算机监控、保护设备制造厂商产品样本使用说明书的查询，可以看到电磁兼容性标准的采用对国外制造厂商已较为普遍。如 ABB 公司，对保护和控制设备引用 IEC 255-22 的有关标准，对网络通信设备引用 IEC 1000 和 IEC 68 的相关标准，西门子公司的保护和控制设备引用 IEC 255-22 的有关标准；对国内制造厂商亦日益受到重视，如南瑞继电保护公司南京电力自动化设备总厂的保护装置明确引用 GB 6162 标准，北京哈德威四方公司的 CSC 2000 综合自动化系统说明通过 IEC 255-22-4IV 级试验，依照 GB/T 14598.9—1995。但也有一些厂家根本未提及或仅笼统提到 IEC、IEEE、国标或部颁标准。因此，为适应二次保护、控制设备的就地分散布置方式，本条文强调硬件设备必须满足电磁兼容性的有关标准要求。

5.2.15 根据原国家经济贸易委员会关于《电网与电力计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定》的要求，变电站计算机监控系统站控层实时生产信息与非实时生产信息网络之间应设置经有关部门认定核准的硬件防火墙，远动等实时生产信息通过数据网接入设备实现网络传输时应配置 IP 认证加密装置。

5.3 软 件 系 统

5.3.1 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。

5.3.2 评价软件的性能指标很多，对过程控制系统用软件一般有以下要求需要考核：

- 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。

5.3.3 主要指应用软件。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。

5.3.4 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。

5.3.5 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。

5.3.6 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：信息转发、代码转换、调制、解调、错误检测和纠错等。

5.3.7 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）。

5.3.8 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。

5.3.9 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。

5.3.10 前置机数据库可按实时监视、控制和计算等不同的功能要求设置不同类型的功能块，各功能块宜相对独立，与硬件环境和网络结构无关。

5.3.11 开放系统是指遵从国际标准通过互联而能相互作用的系统，因此系统之间的互联需有专门的标准规定。国际标准化组织 ISO 的 SC16 分技术委员会于 1977 年着手研究开放系统互联的体系结构，并于 1979 年公布了开放系统互联参考模型 OSI/RM (reference model of open system interconnection)。OSI 模型为一分层体系结构，从上往下依次为应用层、表示层、会话层、传输

层、网络层、数据链路层和物理层。OSI 协议为一统称，它包括实现上述七个功能层的各种协议和服务标准。

1 应用层：管理开放系统的互连，包括系统的启动、维持和终止，并保持应用进程间建立连接所需的数据记录。

2 表示层：提供一个可供应用层选择的服务的集合，使得应用层可以根据这些服务功能解释数据的涵义。

3 会话层：支持两个表示层实体之间的交互作用，提供会话管理服务 and 对话服务。

4 传输层：提供一种传输服务。

5 网络层：为通信子网，它通过网络连接交换传输层实体发出的数据，既把上层来的数据组织成分组在通信子网的节点之间交换传送，提供面向连接的服务和无连接的服务两种。

6 数据链路层：建立、维持和释放网络实体之间的数据链路。

7 物理层：规定通信设备的机械的、电气的、功能的和过程的特性，用于建立、维持和释放数据链路实体间的连接。

5.3.12 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 600~1200b/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，目前已即将进入实施阶段，因而站控层软、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。

5.4 技 术 指 标

5.4.1 DL/T 578 对系统可用性的定义为：

$$\text{系统可用性} = \frac{\text{可使用时间(h)}}{\text{可使用时间(h)} + \text{维修停机时间(h)}}$$

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，本标准提出双机系统可用率不小于 99.9% 应作为最低系统可用率指标。

5.4.2 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。有些制造厂商给出了系统 MTBF 的指标可做参考，如 ABB 公司 SCS100 系统和哈德威四方公司 CSC200 系统 MTBF 大于 2 万 h，南京中德公司 NSC100 系统 MTBF 大于 2.5 万 h。

本条文还对间隔层设备的 MTBF 指标做了相应的规定以约束制造厂商，保证整个系统的可靠运行。

5.4.3 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。

5.4.4 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。

5.4.5 在接到运行人员的画面调用指令后的任何 CRT 画面显示或操作指令被执行完毕的确认信息在 CRT 上的反映，均应能在 2s 或更短的时间内执行完毕。

5.4.6 模数转换分辨率 12 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。当采用直流采样方式时，最大转换误差值不应超过 $\pm 0.25\%$ 。

5.4.9 根据 DL 5003 调度端部分技术要求，遥控正确率不小于 99.99%，遥调正确率不小于 99.9%和 DL 5002 调度端部分技术要求，遥控正确率不小于 99.99%，遥调正确率不小于 99.99%，因此本标准规定遥控、遥调正确率应不小于 99.99%，以满足调度自动化系统要求。

5.4.10 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。

5.4.11 网络的负荷率与 NCS 系统的性能指标、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。

6 系 统 功 能

6.1 数据采集和处理

6.1.1 数据采集和处理是 NCS 系统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 系统实现其他功能提供依据。

6.1.2 模拟量主要为所有设备的运行参数，包括电量信号和非电量信号两种。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，以利分析事故起因和发展过程。

6.1.3 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开关量变位应快速响应,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。

6.1.4 数字量信号是指通过数据通信接口传送,包括电子式互感器和智能 IED 设备等传送的模拟量或开关量信号。

6.2 监视和报警

6.2.1 CRT 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 help 显示。

6.2.2 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。

6.2.3 当 NCS 系统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等,以便于值长监视全厂的运行工况。

6.2.4 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。

6.3 控制与操作

6.3.1 对于 220kV 及以上电压等级的隔离开关一般均为电动操作机构，根据 DL/T 5136 的要求可实现远方操作或就地操作，本条文规定由 NCS 系统控制的隔离开关仅限于远方控制。

6.3.2 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。

一个好的解决方法就是在各断路器测控单元中设置捕捉同期功能，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的电压，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。另一种办法是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的同期条件是否满足，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。该方式较上一种虽然更为简单，但合闸成功几率相对较低。

6.3.3 “开发性”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。

6.3.4 发电厂电力网络部分的断路器、隔离开关以及接地开关的防误操作要求，以前多采用繁杂的硬接线实现，近年来多采用微机五防装置替代，包括微机五防终端、编码锁具及电脑钥匙适配器等。当设置了 NCS 系统后，防误操作闭锁功能宜由 NCS 系统

统筹考虑, 这样不仅可以避免硬件重复设置, 降低工程费用, 而且可简化系统设计。但受设备条件限制时, NCS 系统不能实现与电脑钥匙适配器的无缝连接, 可设置单独的微机五防装置, 且微机五防终端宜连接于站控层网络, 以实现数据共享。

6.3.5 通过对单台机组的直接调度实现厂站端 AGC 功能是目前通常做法, 这是由于受到现有系统调度端自动化水平和厂站端计算机的应用水平所限。随着厂网分开、竞价上网、新型现代企业管理模式的实施, 系统 AGC 功能的实现及电压控制将只限于对各个电源点的调度, 发电厂则可根据调度对有功功率和无功功率潮流分配要求和厂内各机组及其辅助车间的运行工况和健康状况, 确定每台机组的最有效输出功率, 包括无功功率的调整, 以实现电厂内最佳发电经济效益。

6.4 统 计 计 算

6.4.2 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。

6.5 同 步 对 时

6.5.1 当前采用较多的对时方式有无线电广播钟、电视 TV 钟、天文台无线电对时系统、OMEGA 时钟系统和 GPS 时钟系统, 每种方式虽各有优劣, 但就其对时精度、覆盖范围及可靠性方面均不能与 GPS 相比, 因此 GPS 时钟作为时间标准在我国电网已取

得了广泛的应用，因此推荐选用 GPS 对时设备。

考虑到 NCS 与机组 DCS 常常同室布置，因此在满足 NCS 及升压站继电保护等智能装置的对时要求前提下，GPS 的设置也可与机组 DCS 统筹考虑。

6.5.2 目前电力市场上所采用的 GPS 时钟设备品种较多，不过大同小异，通过搜索锁定 4 颗卫星，计算出精确的格林威治时间，并发出校时信号。GPS 时钟组成一般包括天线、GPS 接受器、守时钟等部件。有些制造厂生产的 GPS 时钟不配设守时钟，而是直接利用 GPS 接受器输出的时间信号校时，实际上存在着以下问题：

1 GPS 接受器输出的时间信号短期稳定性差。从长时间来看，GPS 接受器输出的时间平均偏差趋近于零，长期稳定性好，但从每一个秒脉冲的精度来看，就可能有很大的偏差，因此 GPS 接受器给出的时间精度指标是一个概率指标。根据试验，有些秒脉冲的偏差可达 300ns 以上，因而直接利用 GPS 接受器输出的时间信号是很难保证应用中所要求的连续时间精度。

2 GPS 接受器可能出现卫星失锁。尽管卫星失锁的可能性较小，但由于卫星信号频率在 1200MHz 以上，极易被屏蔽，如鸟在天线上停留，仍可导致卫星部分或全部失锁。

3 GPS 接受器可能出现卫星跳变。卫星跳变可引起时钟跳变，在这种情况下直接使用 GPS 接受器输出的时间信号，必然会引起较大的时间误差。

守时钟应能克服上述问题，对于短期稳定性差的问题，应在守时钟设计时通过数字和硬件方法消除偏差超过限定范围的秒脉冲；对于卫星失锁和卫星跳变引起的时间误差，可以通过数值的方法解决。

6.5.3 GPS 时钟输出一般有秒脉冲、分脉冲、时脉冲、IRIG-B 码、串行数据等信号方式，授时方式可根据应用场合的需要选用。对于时间精度要求在毫秒级以下的，目前普遍采用串行通信方式，

由主机每隔一定时间读取一次卫星时间修正自己的时间；对于时间精度要求在毫秒级以上的场合，可采用串行通信方式和脉冲输出加硬件授时方式。

6.5.4 继电保护装置、故障录波器等数字式装置均有同步对时要求，故为统一规划对时设备，充分利用硬件资源，网控计算机系统所配同步对时设备的脉冲输出接口数量必须满足厂内其他智能装置的对时要求。当集中设置同步对时设备在实现起来有困难时，也可采用分散配置的方式。

GPS 卫星天线应置于户外，天线馈线长度一般不超过 30m。在实际工程中，30m 的长度一般都不能满足设计要求，当接受器与守时钟采用分离结构时，接受器与守时钟之间的距离应有一定长度，以满足电力工程的实际需要。但当接受器与守时钟之间的距离超过制造厂的允许值时，秒脉冲到达守时钟的时间会产生延迟，对微秒级时间会产生影响，所以电缆的长度尚需考虑时间补偿。

6.6 运行管理功能

计算机的运行管理功能即为高级应用功能或通常所说的专家系统。虽然计算机控制技术日趋成熟，但专家系统却是人们近年来逐步认识到的一个新概念，他运用特定领域的专门知识和人工智能中的推理技术来模拟和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。

6.7 制表打印

6.7.1 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。

6.7.2 召唤打印可根据运行要求随机下达打印指令。

6.7.3 自动打印主要随事故启动，打印故障或异常信息。

6.8 人 机 界 面

6.8.2 6.8.3 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，因而在 NCS 系统中统筹考虑该部分功能，可为将来实现运行软操作提供基本前提条件。在现阶段完全实现是有困难的，但可采用软硬兼施的方式逐步过渡，即使如此，为确保安全也必须设置权限等级。

6.9 在线自诊断与冗余管理

6.9.1 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。

6.9.2 明确 NCS 系统应具有自恢复功能，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。

6.9.3 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。

7 信号输入/输出

7.1 模拟量输入信号

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。

交流采样是近年来发展起来的新技术，它从 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 、 f 、 $\cos\phi$ 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变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。交流采样的主要特点有：

- 1 精度高，通用性强，可完全消除零漂及干扰；
- 2 投资少，性价比高；
- 3 电缆用量少，施工方便，运行维护简单；
- 4 受 CPU、电源等公用部件故障的影响。

直流采样技术作为传统的一种方法也相当的成熟，其主要特点有：

- 1 装置独立，故障时对其他输入量无影响，维护更换方便；
- 2 适用于测点分散且与数据集中点距离远的场所；
- 3 有完善的检验标准、方法和运行管理规程；
- 4 实时性较差，存在时滞且瞬间值会被滤掉。

因此，交流采样和直流采样各有优劣，在以往设置传统的 RTU 时大多为直流采样方式，但随着计算机分散控制系统在发电

厂、变电站中的广泛采用，随着交流采样技术的不断完善，交流采样范围和速度又可以同时满足同期操作和监控等要求，因此交流采样应用将会越来越多，所以推荐采用交流采样方式。

7.1.2 附录 A 中的模入信号量主要根据 DL/T 5137 有关内容拟定。

7.2 开关量输入信号

7.2.1 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。

7.2.2 继电保护和安全自动装置动作信号采用硬接线无源接点输入方式是基于远动信息传送要求的。

7.2.3 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。

7.3 开关量输出信号

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，因此严格的返送校核措施应予以考虑。

8 通信接口及其协议

8.1 继电保护和安全自动装置的接口方式

8.1.1 近年来数字式微机保护在工程中的应用已日益广泛，因此网控计算机系统应提供通信接口与数字式继电保护相连，以实现与继电保护装置的信息交换。

8.1.2 由于继电保护装置在电力系统中具有特别重要的地位，因此单独设置而不由计算机监控系统统筹考虑在目前来说是毋庸置疑的，但继电保护信息的上网方式却多种多样，可以硬接点的方式直接由 I/O 单元采集，也可设置保护管理机以串行口接入，在工程应用中可灵活掌握。

8.1.3 继电保护装置与间隔层控制采用一体化设备不仅指硬件配置相同，而且软件应用平台、通信协议、介质控制方式亦基本一致，故可与间隔层网络直接连接。

8.1.5 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联，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。

8.2 远动信息传输方式

8.2.1 NCS 系统可通过远动通信设备向各级调度中心发送遥测、遥信信息，接受遥控、遥调命令及召唤请求，实现调度自动化。但以往传统的厂站端大多集中设置一套或两套远动终端 RTU 对遥信、遥测量进行采集、加工和处理后上送调度端，同时接受调度端命令，执行遥调、遥控等功能，完成远动信息的传送。随着

计算机网络控制技术的日益广泛应用，NCS 系统与传统 RTU 之间在应用观点还有一定的分歧，即由 NCS 系统实现远动功能，还是在 NCS 系统的基础上仍设置传统的 RTU，对此一直争论不休。从系统调度观点而言，传统 RTU 经过几十年的研制和运行，已非常成熟，并已从过去功能较为单一发展为分布式 RTU 系统，不仅能实现远动信息的“直采直送”，而且只需在 RTU 的基础上增加容量和人机接口就能实现站内监控功能，即所谓的“大 RTU”方案。反之，若以 NCS 系统实现 RTU 功能，则需开发专用的远动规约，并对由 NCS 系统提供远动信息的实时性和可靠性表示怀疑。但是，计算机综合自动化技术的重要特点之一就是站内的所有二次设备通过计算机网络连接在一起，设备之间可以互相通信。因此，按照系统工程的设计思想，采用先总体、后层层分解的设计原则，远动功能理应是计算机监控系统的功能之一，在本标准中规定远动功能由 NCS 系统实现，有下述理由：

1 RTU 可以实现物理上的分散布置，但功能上不能分部实施，不是真正意义上的分布式网络结构，其实质是调度系统的下放。

2 不能实现高压或超高压开关站的监控功能要求，如同期合闸操作、电压无功自动联调、“五防”操作闭锁等。

3 采样技术以直流为主，所用变送器价格昂贵，且采样范围受变送器输出幅值的限制，采样速度达不到监控功能要求。

4 硬件设置重复，不能实现数据共享，并破坏了综合自动化系统的整体布局，使综合自动化技术节约二次电缆、简化二次接线的优势无法体现。

事实上，传统的 RTU 设计不是用于站内控制的产品，在站内控制方式发生根本改变时，它就显得较为落后而不能适应。随着综合自动化技术的日益成熟和广泛采用，传统的 RTU 与分布式综合自动化系统之间的差距越来越大，在大型发电厂或变电站工程中，已远远不能胜任。

另一方面,在综合自动化系统中,一般设置专用的远动通信设备,它可以是站控层网络上的一个节点,也可以是操作控制主机的组成部分之一,可以完成传统 RTU 的所有功能。在站内远动接口设备与其他节点按照站内通信规约通信,在站外远动接口设备与系统调度端按照外部规约进行通信。因此,远动接口设备起了承上启下的作用,是一个模拟的网络型 RTU,系统调度端是完全感觉不到远动接口设备与传统 RTU 之间的区别的。同时数据采集工作由间隔层设备完成后,远动接口设备通过站内网络可以很方便地收集到远动信息。所以说,远动接口设备的可靠性和实时性是完全可以由综合自动化系统来保证的,近年来已经投产的变电站和发电厂网控计算机系统运行实践也是最好的证明,如 500kV 金华变电站、杨柳青电厂等。

8.2.2 远动信息的采集一般由 NCS 系统间隔层设备完成。

8.2.3 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。

8.3 与其他智能装置的接口方式

8.3.1 与机组 DCS 的通信应是双向实时的,一方面 DCS 将机组包括辅机的主要运行工况送至网控计算机系统供值长工作站监视全厂的运行,另一方面 DCS 将接受由网控计算机系统分配的 AGC 指令,实现经济运行。

8.3.2 发电厂各辅助车间采用可编程序控制器 PLC 实现生产工艺过程的控制已有十余年的成功实践,如电厂的输煤程控、化学水处理程控及除灰渣程控等。但以往这些系统的运行情况都是通过硬接线送至单控室的,值长所能了解到的信息寥寥无几,甚至根本不知道。随着厂网分开管理、电厂电量竞价上网模式的实施,设在 NCS 系统的值长工作站需要充分收集各辅助车间的主要设备实时运行工况和历史数据信息,实现厂内生产系统的综合调度

以及实时在线管理。

8.3.3 用于将全厂主要设备实时运行工况和历史数据传送至全厂的信息管理系统，以便进行机组发电成本和其他技术经济指标的测算，实现全厂生产的营运决策和经济管理。

8.3.4 电能量采集装置将采集的关口点电能量信息除上送调度端外，并宜通过通信接口与 NCS 相连，实现关口点电能量信息的站内管理。

8.3.5 8.3.6 对直流及 UPS 系统运行情况实现全面监视更有利于整个系统的安全运行，特别是随着智能式充电装置、高频开关电源以及密封式阀控蓄电池的广泛采用，使得远程全方位监视直流系统及其设备成为可能，通过通信接口将蓄电池、充电器和 UPS 的主要参数，乃至馈线的运行状态送至 NCS 以实现网控直流及 UPS 系统的实时监测。

9 场地与环境

9.1 工作环境

9.1.1 机房临近主控制室布置，是因为计算机主机设备与外设如图形监视器、打印机等联系密切，毗邻布置有利于运行人员监视计算机系统的运行情况。

主机/操作员工作站一般均考虑布置在控制室，当 NCS 与机组 DCS 同室布置时，操作员工作站可布置在主控台或值长台上，工程师工作站、远动通信设备和公用接口设备可布置在电气计算机室。

9.1.2 本指标按 GB 2887 的有关要求编写。

9.1.3 进入机房及保护小室的电缆较多，采用活动地板有利于电缆的敷设和接线。

9.1.4 间隔层设备及前置机（当设置时）一般布置在就地保护小室。

9.2 电磁环境

9.2.1 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。

9.2.2 由于超高压技术和计算机技术在发电厂、变电站的广泛采用，电磁兼容问题已引起人们普遍的关注和研究，其基本定义为：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。现有的国产敏感电子设

备的抗扰性尚难断言不能适于直接运行于就地而不设防。因此，对布置于就地的保护小室小间必须考虑一定的屏蔽措施，特别是门、窗及墙体接缝部分的处理，这是因为实际屏蔽结构难免存在屏蔽不完善部位，整体屏蔽效能受制于屏蔽最薄弱的环节。

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。屏蔽的惯常作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，就地保护小室的屏蔽则需考虑对房屋的六面进行处理。当就地保护小室远离配电装置时，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。

10 电 源

10.0.1 站控层设备如操作员工作站、工程师工作站、打印机、同步对时装置等需交流电源,因此应采用交流不停电电源系统供电,以保证 NCS 系统的可靠运行。交流不停电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 $\pm 10\%$ 、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 $\pm 0.1\%$,动态时不超过 $\pm 0.2\%$ 。
- 3 单一谐波含量小于 1% 。
- 4 总谐波含量小于 3% 。
- 5 备用电源切换时间小于 4ms 。

对于间隔层设备测控单元等,大多制造厂商均可接受直流 110V 或 220V 的电源电压,因此可由网控直流系统供电,为提高供电可靠性本标准规定采用双路电源供电方式。

10.0.2 根据以往对国内电厂事故的调研,火力发电厂发生全厂范围内交流失电的时间通常不超过 30min ,故要求 UPS 的备电时间不小于 30min 。设计时,应考虑将 UPS 的主电源接至保安电源供电,以尽量缩短对 UPS 的恢复供电时间。

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设置独立的 UPS 系统或引接自机组 UPS 电源。

11 接 地

11.0.1 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。

11.0.2 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。

11.0.3 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，各屏柜应设置在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 ，是根据部颁《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》（电安全[1994] 91号）（下文简称“反措”）的规定制定的。

11.0.4 同 10.0.3 条的说明。

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。

11.0.5 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。

12 电缆选择及敷设

12.0.1 考虑到 NCS 系统的重要性的防火要求，本标准规定选用阻燃电缆。按国标 GB/T 18380.3 的规定，电缆的阻燃性考核标准有 A、B、C 三类试验等级，其中 A 类较 B、C 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 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、铜丝编制屏蔽、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，本标准规定采用铜带屏蔽，以提高 NCS 系统的安全可靠性。

12.0.2 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。

12.0.3 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，因此选用对绞屏蔽电缆对抗干扰等方面将会有更好的作用。
