

ICS 29.240.30

F 21

备案号: J486—2006

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5003 — 2005

代替 DL 5003 — 1991

**电力系统调度自动化设计
技 术 规 程**

**Specifications for the design of
dispatch automation in electric power systems**

2005-11-28 发布

2006-06-01 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 总则	4
4 调度端部分	6
4.1 系统总体结构和与其他系统互联	6
4.2 总体功能	6
4.3 技术要求	7
4.4 硬件设备选型和配置要求	9
4.5 软件要求	11
5 厂站端部分	13
5.1 信息采集	13
5.2 远动系统	17
5.3 信息传输和通道	19
6 自动发电控制部分	21
6.1 控制目标及方式	21
6.2 调整容量和调整厂	21
6.3 自动发电控制信息	22
6.4 调度端控制系统	23
7 机房及其他	25
附录 A (规范性附录) 区域控制误差计算	26
附录 B (规范性附录) 自动发电控制调整容量计算	27
条文说明	29

前 言

本标准是依据国家发展和改革委员会《国家发展改革委办公厅关于印发2005年行业标准项目计划的通知》（发改办工业【2005】739号）进行修订的。本标准是指导我国电力系统调度自动化设计的标准。1991年以来 DL 5003—1991在我国电力系统调度自动化设计工作中起到了主要的指导作用。本标准中规定的电力系统调度自动化设计的内容以及功能和性能指标原则上适用于我国所有电力系统。虽然全国联网已基本形成，但全国各地电力系统情况不尽相同，本标准规定的有些功能和要求，在某些电力系统尚不具备实施条件，或者暂无需求。为此，在具体工程的设计中，可根据实际情况取舍和配置。

本标准与 DL 5003—1991相比，除对原标准部分条文作了修改、补充和调整外，还增加了以下主要内容：

——在总体功能方面除保留数据采集、监视和控制（SCADA），自动发电控制（AGC），经济调度（ED）和计算机通信外，增加了负荷预测，网络拓扑，状态估计，调度员潮流，静态安全分析，实用的调度员培训仿真系统等主要功能；

——在“信息采集”部分补充了核电站、静止无功补偿设备和直流换流站远动信息内容；

——新增部分应用软件的技术指标，修改了原标准中的部分技术指标，如屏幕显示分辨率、主备机切换时间等。

本标准修订 DL 5003—1991的相关部分。

本标准实施后代替 DL 5003—1991。

本标准的附录 A、附录 B 为规范性附录。

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。

DL / T 5003 — 2005

本标准委托西北电力设计院负责解释。

本标准起草单位：西北电力设计院。

本标准主要起草人员：高希洪、谢玉和、范家正、王中阳、张伟。

1 范 围

本标准规定了电力系统调度自动化系统调度端和相关发电厂（包括水力发电厂、火力发电厂、核电站）、变电站（包括开关站和直流换流站）有关调度自动化部分的设计技术要求。

本标准适用于：

- 1.0.1 省级及以上电力系统调度自动化系统规划设计、可行性研究设计、初步设计。
- 1.0.2 省级及以上电力系统调度中心工程设计。
- 1.0.3 省级及以上电力系统调度中心直接调度管辖的新建、改建、扩建的水力发电厂、火力发电厂、核电站和变电站（包括开关站和直流换流站）工程设计中有关调度自动化部分设计。

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/T 2887 电子计算机场地通用规范

GB/T 9813 微型计算机通用规范

GB/T 13729 远动终端设备

GB/T 18700.1 远动设备和系统 第 6 部分：与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议第 503 篇：TASE.2 服务和协议（idt IEC 60870-6- 503:1997）

GB/T 18700.2 远动设备和系统 第 6 部分：与 ISO 标准和 ITU-T 建立兼容的远动协议第 802 篇：TASE.2 对象模型（idt IEC 60870-6- 802:1997）

GB/T 18700.3 远动设备及系统 第 6-702 部分：与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议在端系统中提供 TASE.2 应用服务的功能协议子集（idt IEC 60870-6-702:1998）

GB/T 18700.4 远动设备及系统 第 6-602 部分：与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议 TASE 传输协议子集（idt IEC 60870-6- 602:2001）

GB 50174 电子计算机机房设计规范

DL/T 630 交流采样远动终端技术条件

DL/T 634.5101 远动设备及系统 第 5-101 部分：传输规约基本远动任务配套标准（idt IEC 60870-5-101:2002）

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约

采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问 (idt IEC 60870-5-104:2002)

DL/T 5202 电能量计量系统设计技术规程

3 总 则

3.0.1 电力系统调度自动化作为电网运行的技术支持系统，已成为当前电力生产、电力调度的主要技术手段。调度自动化系统包括调度自动化系统调度端，发电厂、变电站（包括开关站和直流换流站）远动（以下称为厂站端）两部分。本标准仅作为调度自动化系统调度端和厂站端系统的设计依据，其他部分的设计在执行相应的设计标准前提下，可参照本标准执行。

3.0.2 电力系统调度自动化设计是一项系统工程，必须执行国家经济建设方针和各项技术经济政策。从电力系统特点和运行实际出发，采用符合可靠性、实用性和经济性要求的方案，为保证电力系统安全经济运行和电能质量提供条件。

3.0.3 电力系统调度自动化设计是电力系统设计的组成部分，应以电力系统（一次系统）设计为依据，并在系统调度管理体制和调度职责范围划分原则基本明确的条件下进行。

3.0.4 电力系统调度自动化应与电力系统的统一调度、分级管理的体制相适应，并实行分层分区控制，系统总体设计应采用适合中国国情的先进而成熟的技术，力求经济实用。

3.0.5 电力系统调度自动化设计应在分析电力系统特点、运行需要和通道条件的基础上，提出调度自动化系统总的功能要求、远动信息内容和信息传输网络要求。提出调度端计算机和人机联系系统、厂站端远动系统，以及自动发电控制系统等的设计。

3.0.6 调度中心工程设计的调度自动化部分应根据经审定的电力系统调度自动化规划设计和可行性研究，确定各类设备的型式和规范以及系统实施方案配置图，编制初步设计、施工图设计文件，并配合完成设计联络、验收等工程技术服务。

3.0.7 发电、变电（包括开关站和直流换流站）工程设计的调度

自动化部分应根据经审定的电力系统调度自动化系统设计，核实各种设备的调度关系、远动信息内容，落实设备型式和规范；在满足电力二次系统安全防护规定的前提下，落实信息传输通道，并编制订货图、原理接线图和安装接线图。对于确定进行自动发电控制的水、火电厂，还要根据电厂采用单机调整还是成组调整的不同情况，落实与厂内自动化系统的接口。

3.0.8 电力系统调度自动化设计，除应执行本标准的规定外，尚应符合现行国家和行业颁发的有关规范和规程的规定。

4 调度端部分

4.1 系统总体结构和与其他系统互联

4.1.1 调度自动化系统调度端应采用基于冗余的开放式分布应用环境，整个软硬件体系结构应满足冗余性和模块化要求。

4.1.2 对使用的操作系统、数据库、中间件等软件，宜采用商业化稳定运行的最新版本。调度自动化系统应用软件的设计应采用模块化设计，宜满足国际国内有关标准。使用标准的软件编程接口，提高应用软件与硬件系统的独立性。

4.1.3 调度自动化系统调度端应考虑与其他系统互联的软硬件接口，与其他系统的互联应遵照国家有关电力二次系统安全防护规定的要求执行。

4.2 总体功能

4.2.1 省级及以上调度自动化系统应实现以下总体功能：

- 1 计算机通信。
- 2 数据采集、监视和控制。
- 3 自动发电控制。
- 4 经济调度。
- 5 网络拓扑。
- 6 状态估计。
- 7 调度员潮流。
- 8 负荷预测。
- 9 静态安全分析。
- 10 实用的调度员培训仿真。

4.2.2 省级及以上调度自动化系统可根据调度职责范围，结合实

际应用需要, 实现以下扩展功能:

- 1 自动电压控制。
- 2 安全约束调度。
- 3 最优潮流。
- 4 短路电流计算。
- 5 动态安全分析。
- 6 其他应用功能。

4.3 技 术 要 求

4.3.1 调度自动化系统调度端应具有接收多种远动规约的能力; 与厂站端的通信方式宜采用问答式。调度端采用网络通信方式时, 通信规约宜采用 GB/T 18700.1、GB/T 18700.2、GB/T 18700.3、GB/T 18700.4 和 DL/T 634.5104; 调度端与厂站端的专线通信方式, 通信规约宜采用 DL/T 634.5101。

4.3.2 不同调度中心调度自动化系统之间和同一调度中心调度自动化系统与其他计算机应用系统之间的通信宜采用网络方式; 调度端与厂站端的通信宜采用网络和专线相结合的方式, 以网络方式为主、专线方式为辅, 当数据网络不能到达时, 应设置两路独立的专线远动通道。

4.3.3 调度自动化系统的数据通信应按照国家有关电力二次系统安全防护规定的要求采取安全隔离措施。

4.3.4 数据采集、处理和控制的类型有:

- 1 遥测量: 模拟量、脉冲量、数字量。
- 2 遥信量: 状态信号。
- 3 遥控命令: 数字量、脉冲量。
- 4 遥调命令: 模拟量、脉冲量、数字量。
- 5 时钟对时信号。
- 6 计算量。
- 7 人工输入量。

4.3.5 调度自动化系统时间与标准时间的误差应不大于 1ms。

4.3.6 遥测量指标如下：

- 1 遥测综合误差不大于 $\pm 1.0\%$ （额定值）。
- 2 越死区传送整定最小值不小于 0.25% （额定值）。

4.3.7 遥信量指标如下：

- 1 正确动作率不小于 99.9%。
- 2 事件顺序记录站间分辨率应小于 10ms。

4.3.8 当进行遥控时，调度自动化系统应先确认当前设备的位置信号或状态信号，当设备位置状态发生变化且未被调度端确认时，遥控命令应予以可靠闭锁。遥控正确率要求达到 100%，遥调正确率要求不小于 99.9%。

4.3.9 实时性指标如下：

- 1 遥测传送时间不大于 4s。
- 2 遥信变化传送时间不大于 3s。
- 3 遥控、遥调命令传送时间不大于 4s。
- 4 自动发电控制命令发送周期为 4s~16s。
- 5 经济功率分配计算周期为 5min~15min。
- 6 画面调用响应时间：85%的画面不大于 2s，其他画面不大于 3s。
- 7 画面实时数据刷新周期为 5s~10s。
- 8 模拟屏数据刷新周期为 6s~12s。
- 9 大屏幕投影数据刷新周期为 8s~12s。
- 10 双机自动切换到基本监控功能恢复时间不大于 20s。

4.3.10 系统年可用率不小于 99.9%。

4.3.11 应用软件运行指标要求如下：

- 1 网络拓扑单次计算时间 $\leq 10s$
- 2 状态估计单次计算时间 $\leq 15s$
- 3 调度员潮流计算误差 $\leq 2.5\%$
- 4 调度员潮流单次执行时间 $\leq 5s$

注：以上 1、2、4 三项为电网计算规模不大于 1000 个计算节点条件下的指标。

4.4 硬件设备选型和配置要求

4.4.1 调度自动化系统硬件选型和配置原则

1 调度自动化系统硬件主要包括以下设备类型：

- 1) 服务器、工作站、时钟系统、前置系统、网络和安全设备。
- 2) 外存储器。
- 3) 输入输出设备。
- 4) 专用不间断电源。

2 调度自动化系统硬件设置原则：

- 1) 调度自动化系统硬件配置应遵循冗余化配置原则，整个系统宜采用双重化网络结构，承担主要功能的服务器宜采用双机或多机集群方式互为热备用，主要功能的服务器每套宜配置 2 个及以上中央处理单元。
- 2) 承担主要功能的服务器和网络设备的数据处理和计算能力应与调度自动化系统的功能以及调度中心管辖范围的电网规模相适应。
- 3) 计算机系统配置应在满足调度自动化系统功能和技术要求的前提下，力求技术先进、成熟，并做到制式统一，资源共享。
- 4) 新建计算机系统应选用成熟的主机系统和配套设备，并应具有良好的可扩展性、可维护性、兼容性及较高的可靠性和性能价格比。

3 根据设计水平年调度自动化系统的功能，并考虑运行 10 年内发展的需要，应按以下条件确定计算机系统的规模：

- 1) 数据采集与监控对象的容量。
- 2) 远动系统类型及数量。

3) 与其他调度自动化系统、厂站监控计算机系统之间数据交换的类型及数量。

4) 外部设备的类型及数量。

5) 通道数量及传送速率。

6) 计算机中央处理单元负荷率的估算条件和具体要求。

4 计算机中央处理单元平均负荷率在电力系统正常情况下,任意 30min 内,应小于 20%。在电力系统事故状态下,10s 内,应小于 50%。

5 正常情况下局域网运行负载率宜小于 10%。

6 在确定计算机内、外存容量时,应考虑在满足设计水平年要求的基础上留有一定的备用容量,以利于系统的扩充。

7 计算机系统应配置调度数据网络通信设备,能与有关的调度自动化系统进行数据通信。

8 计算机系统应配置工频频差、时差测量部件和能与标准时间进行对时的标准时钟。

9 应配置适当数量用于设备维修、程序开发和离线计算的程序员终端和打印机。

10 根据远动系统和信息传送方式对通道的要求,配置必要的通信接口。

4.4.2 人机联系系统

1 人机联系系统包括以下设备:

1) 彩色屏幕显示设备。

2) 打印和记录设备。

3) 电力系统调度模拟屏及控制器。

4) 大屏幕显示系统及控制器。

2 人机联系系统是调度自动化系统的重要组成部分,其技术指标及功能应满足调度自动化系统的总体要求。

3 人机联系系统控制台宜设置合用键盘以实现人机对话和模拟屏、大屏幕显示系统不下位操作。

4 人机联系系统应具有定义控制台不同安全等级的功能,其等级应不少于 4 个。

5 人机联系系统应具有自调、自诊断功能,操作方法应简单、灵活。

6 彩色屏幕显示设备应包括彩色显示器、键盘和其他光标控制器。

7 调度员用的彩色屏幕显示器的屏幕尺寸宜不小于 51cm (19in), 分辨率不小于 1280×1024。

8 人机联系系统应有汉字显示和打印的功能,汉字应符合国家二级汉字库标准。

9 人机联系系统应根据运行需要配置阻燃型镶嵌式调度模拟屏(或大屏幕显示系统),配置不少于 2 套人机工作站,2~4 席调度台,4~6 台彩色显示器及相应的键盘和光标控制器。

10 应配置用于运行记录、事件记录的打印机和硬拷贝机,其总数不少于 3 台。

11 调度模拟屏控制器与计算机接口宜采用串行方式。

12 大屏幕显示系统与调度自动化系统接口宜采用网络方式。

4.5 软件要求

4.5.1 在购置计算机系统时应配备必要的计算机系统软件,对系统软件不应作任何变动。

4.5.2 应根据需要配备各类支持软件。

4.5.3 计算机系统软件、支持软件应具有安全可靠的防护措施。

4.5.4 应配置适合电力系统特点的稳定的、响应速度快、可维护性和可扩性好的实时数据库管理系统。

4.5.5 应配备商用历史数据库及其管理系统。

4.5.6 具有电网应用软件功能的系统,应建立相应的稳定的、响应速度快、可扩性好和使用方便的应用数据库。

4.5.7 应用软件应采用符合国际标准的支撑平台，宜将调度自动化系统及各种应用的调度端计算机系统融合在统一的应用环境下。

4.5.8 计算机系统配置各类软件接口应符合有关的标准。

4.5.9 调度自动化系统应配置技术成熟的模块化应用软件，可结合调度中心和所辖电网的实际需要遵照 4.2 的要求进行配置。

4.5.10 自动发电控制的软件应包括区域控制误差（ACE）计算（具体计算公式参见附录 A）与滤波处理、区域控制，以及 CPS1、CPS2 和 A1、A2 等考核功能。

4.5.11 应用软件可根据需要逐步扩充，宜选用成熟的软件包。

4.5.12 应具有对各类应用软件进行调试、维护数据库的功能。

4.5.13 计算机的数据通信规约应符合国内、国际标准，在同一网调范围内通信规约应统一。

5 厂站端部分

5.1 信息采集

5.1.1 信息采集应按照直调直采、直采直送原则设计。

5.1.2 发电厂、变电站应向有关调度传送下列遥测量：

1 单机容量为 100MW 及以上发电厂的发电机、厂用高压变压器和启动备用变压器有功功率和无功功率。

2 发电厂、变电站的变压器各侧有功功率和无功功率。

3 220kV 及以上电压等级的线路有功功率和无功功率。

4 110kV 线路宜测有功功率和电流。个别线路必要时可测有功功率和无功功率。

5 母联和分段断路器宜只测电流，必要时测有功功率和无功功率。

6 旁路断路器的测量内容与同等级电压线路相同。

7 双向传输功率的线路、变压器以及可能转为调相运行的发电机的双向有功功率和无功功率。

8 系统频率监视点频率和可能解列运行点的电网频率。

9 水电厂上、下游（池）水位。

10 220kV 及以上电压等级的各段母线电压。

5.1.3 根据调度需要和设备可能，发电厂、变电站可向有关调度选送下列遥测量：

1 50MW 及以上、100MW 以下的发电机有功功率、无功功率。

2 大型火力发电厂厂用总有功功率、总无功功率。

3 220kV 及以上电压等级的联络变压器各侧电流。

4 运行中可能过负荷的自耦变压器公共绕组电流。

5 由调度中心监视的 220kV 以下的中枢点母线电压。

6 电磁环网并列点开口相角差。

7 330kV 及以上电压等级长距离输电线路末端电压。

8 为监视系统稳定需要的功角或发电机机端电压。

9 容量为 50MW 及以上发电机、厂用高压变压器和启动备用变压器有功/无功电能量。对于可能转为调相运行的机组，测双向有功、无功电能量。

10 发电厂、变电站的变压器各侧有功、无功电能量。

11 火电厂和大型水电厂厂用总有功、无功电能量。

12 220kV 及以上电压等级线路，跨大区、跨省联络线和计量分界点的线路测双向有功、无功电能量。

5.1.4 无功补偿装置应向调度中心传送下列遥测量：

1 单机容量为 50Mvar 及以上的同步调相机，有可能进相、滞相运行的发电机/电动机或其他无功补偿装置的进相及滞相运行时的双方向无功功率。

2 220kV 及以上线路并联电抗器组的无功功率。

3 设置串联补偿装置的 220kV 及以上线路的电流、电压。

4 220kV 电压等级及以上变电站主变压器低压侧的并联电抗器、电容器组总回路的双向无功功率和主变压器低压侧的母线电压。

5.1.5 无功补偿装置可向调度中心传送下列遥测量：

1 单机容量为 50Mvar 及以上的同步调相机，有可能进相、滞相运行的发电机/电动机或其他无功补偿装置的进相及滞相运行时的电流、电压。

2 220kV 及以上线路并联电抗器组的电流、电压。

3 220kV 电压等级及以上变电站主变压器低压侧的并联电抗器、电容器组的分组单相电流。

5.1.6 电能量测量应按照 DL/T 5202 的相关要求执行。

5.1.7 发电厂、变电站应向有关调度传送下列遥信量：

- 1 线路、母联、旁路和分段断路器的位置信号。
- 2 发电机、变压器和无功补偿装置的断路器位置信号。
- 3 发电厂、变电站的事故总信号。
- 4 反映电力系统运行状态的各级电压等级的隔离开关位置信号。
- 5 可能转为调相运行的发电机组和抽水蓄能机组的运行状态信号。
- 6 核电厂核岛运行状态信号。

7 电力系统自动调节装置运行状态信号(如水电厂成组调节装置、火电厂机炉协调控制装置等)。

- 8 有载调压变压器抽头位置信号。

5.1.8 根据调度需要和设备可能,发电厂、变电站可向有关调度选送下列遥信量:

- 1 反映电力系统运行状态的各级电压等级的接地刀闸位置信号。
- 2 发电机、变压器以及无功补偿装置的主要保护动作信号。
- 3 220kV 及以上电压等级的线路主要保护和重合闸动作信号。
- 4 220kV 及以上电压等级的母线保护动作信号。
- 5 220kV 及以上电压等级的 3/2 接线,当 2 个断路器之间配有短引线保护时,其短引线保护动作信号。
- 6 与小容量机组连接的 220kV 及以上电压等级的长距离输电线过电压保护动作信号。
- 7 220kV 及以上电压等级的断路器失灵保护动作信号。
- 8 调度范围内的通信设备运行状况信号。
- 9 影响电力系统安全运行的越限信号(如过电压和过负荷,这些信号也可在调度端整定)。

- 10 参与自动发电控制的发电机组热力系统重要事故信号。

5.1.9 调度中心根据需要可向发电厂、变电站传送下列遥控或遥

调命令：

- 1 断路器的分合。
- 2 无功补偿装置的投切。
- 3 发电厂功率调节装置远方投切。
- 4 有载调压变压器抽头的调节。
- 5 水轮发电机的启动/停止和调节。
- 6 火电机组功率调节。

5.1.10 直流换流站应向有关调度传送下列遥测量：

- 1 每极直流电流、接地极引线电流、每极母线直流电压、中性线母线电压、每极有功功率、整流站点火角 (α) / 逆变站熄弧角 (γ)。
- 2 交流滤波器各大组无功功率和母线电压。
- 3 换流变压器分接头位置。

5.1.11 直流换流站根据调度需要和设备可能，可向有关调度选送下列遥测量：

- 1 每极直流谐波电流和谐波电压、接地极谐波电流、接地极的“安培·小时(年)数”以及临时接地极电流。
- 2 交流滤波器各分组无功功率。
- 3 换流变压器阀侧电流、电压；换流变压器交流侧电流、电压、频率、有功功率和无功功率，换流变压器油温、绕组温度。

5.1.12 直流换流站应向有关调度传送下列遥信量：

- 1 反映直流系统运行状态的控制信号。
- 2 直流换流站直流断路器位置信号、反映直流换流站运行方式的隔离开关和接地刀闸位置信号。
- 3 直流系统的重要保护动作信号，主要包括：换流阀主保护动作信号、极主保护动作信号、双极主保护动作信号等。

5.1.13 直流换流站根据调度需要和设备可能，可向有关调度选送下列遥信量：

- 1 反应直流运行模式的控制信号。

2 换流阀的主要告警信号。

5.1.14 调度中心根据需要,可向直流换流站传送下列遥控或遥调命令:

- 1 主控站/从控站选择命令。
- 2 主导极选择命令。
- 3 直流断路器的闭合/分开命令。
- 4 (双)极启动/停止命令。
- 5 直流换流站控制模式的选择命令(双极功率、极同步电流、单极功率控制)。

6 直流换流站运行模式的选择命令[(双)极正常/降压运行、功率方向正常/反转]。

7 (双)极电流/功率阶跃上升、下降、停止命令。

8 自动功率曲线的功率和时间设置命令。

5.1.15 直流换流站参与自动发电控制需远传调度中心的信息包括:直流当前输送功率,直流输送的最大、最小功率,直流功率的调整速率,点火角/熄弧角。

5.1.16 直流换流站和核电厂交流部分的远动信息采集可参照同等电压等级的交流变电站进行远传调度中心。

5.2 远 动 系 统

5.2.1 远动系统应满足远动信息采集和传送的要求。工程设计中应选用性能优良、可靠性高的定型产品。

5.2.2 各厂站端宜采用一套远动系统,远动系统包含远动终端单元(RTU)和在变电站(包括开关站、直流换流站)计算机监控系统、发电厂升压站计算机监控系统中的远动工作站、采集控制单元等设备。远动系统设备应符合 GB/T 13729 和 GB/T 9813 对远动设备功能和技术的相关要求。

5.2.3 远动系统可与多个调度端进行数据通信,具备接收并执行遥控、遥调命令及反送检验,但同一时刻某一具体被控设备只允

许执行 1 个调度端的遥控、遥调命令。

5.2.4 远动系统应具有遥测越死区传送、遥信变位传送、事故信号优先传送的功能。

5.2.5 远动系统应满足电网自动发电控制和换流站、抽水蓄能电站远方控制的需要。单机容量 300MW 及以上的发电厂和枢纽变电站可采用主要模块冗余配置的远动系统。

5.2.6 远动系统应有多种远动规约可选，工程中选用的远动规约应与调度端系统一致。

5.2.7 远动系统的容量宜按发电厂、变电站（包括开关站、直流换流站）的发展需要确定。运行时间宜考虑 10 年。

5.2.8 远动系统主要技术指标及要求如下：

- 1 遥测精度：0.2 级。
- 2 模拟量输入：0~±20mA，4mA~20mA，±5V。
- 3 采用交流采样时，应符合 DL/T 630 的相关要求，交流量输入：100（57.7）V，1（5）A。
- 4 电能量累计容量：2¹⁶。
- 5 遥信输入：无源触点方式，遥信电源宜采用 48V 及以上直流。
- 6 事件顺序记录分辨率：不大于 2ms。
- 7 模拟量输出：4mA~20mA，0~10V。
- 8 接收时钟对时信号。
- 9 IED（智能电子设备）接口不小于 4 个。
- 10 局域网接口。
- 11 遥控输出：无源触点方式。触点容量为直流 220V、5A 或 110V、10A（接入执行回路），110V、5A 或 24V、1A（接入重动继电器）。
- 12 远动信息的海明距离：不小于 4。
- 13 远动系统的平均故障间隔时间：宜不低于 25000h。
- 14 远动系统与通信设备的接口处应设置通道防雷保护器，

在防雷击、防过电压和电磁兼容性等方面应符合 GB/T 13729 的相关要求。

15 远动系统与遥测变送器和通信设备之间的电缆应采用多芯双绞屏蔽电缆。

16 远动系统和遥测变送器屏应可靠接地。

17 远动系统安装地点应考虑环境的要求和运行上的方便。

5.2.9 遥测变送器和采集设备的技术要求

1 遥测变送器、智能采集单元的精度宜为 0.2 级。

2 遥测变送器的模拟量输出宜采用恒流输出。

3 遥测变送器、交流采样、智能采集单元在满足调度自动化功能要求下宜同发电厂、变电站的电气监测系统、弱电测量系统统一考虑。

5.2.10 其他

1 远动系统应配备两路独立电源，配备的不间断电源时间不小于 1h。

2 远动系统应配备相应的调试仪表，其配置标准按远动专用仪器仪表的配置标准执行。

3 工程设计中应考虑远动系统必要的备品备件。

5.3 信息传输和通道

5.3.1 调度端与远动系统通信采用网络、专线方式。

1 各级调度中心对直接调度管辖的厂站应建立直达通道采集信息；对非直接调度管辖的厂站，如需要信息，可通过其他调度中心转发。

2 承担自动发电控制任务的电厂（含梯级水电厂调度），远动信息应由远动系统直接传送。

3 远动通道应在通信设计中统一组织。单机容量为 300MW 及以上或电厂总容量为 800MW 及以上的发电厂，以及参加自动发电控制的电厂和 330kV 及以上电压等级的枢纽变电站，应有 1

DL / T 5003 — 2005

路数据网络和 1 路专用远动通道；当数据网络不能到达时，应设置 2 个独立的专用远动通道，当 1 个通道故障时，可进行人工和自动切换。220kV 枢纽变电站有条件时也可有 2 个独立通道。

5.3.2 调度数据网络技术要求如下：

- 1 传送速率为 $n \times 2M$ 。
- 2 调度数据网宜采用统一的技术制式、全网统一的接口标准。

5.3.3 专线通信通道技术要求如下：

- 1 传送速率可选用 1200bit/s，全双工通道，误码率在信噪比为 17dB 时不大于 10^{-5} 。
- 2 数字接口通信速率为 2400bit/s~9600bit/s。
- 3 信噪比测试点为远动信息接收端的入口或通信设备远动信息接收端的出口。
- 4 统一接口标准。

6 自动发电控制部分

6.1 控制目标及方式

6.1.1 电力系统自动发电控制目标：

1 维持系统频率为 50Hz，其允许偏差应符合有关规程规定。对于装机容量在 3000MW 及以上的电力系统，维持其系统频率偏差不超过 $\pm 0.1\text{Hz}$ ；3000MW 以下的电力系统频率偏差不超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ 。

2 减少系统时钟误差，其允许误差应符合有关规程规定。对于装机容量在 3000MW 及以上的电力系统，日累计时差宜不超过 $\pm 5\text{s}$ 。

3 对于互联电力系统，还应维持联络线净交换功率及交换电能量在规定值。

6.1.2 电力系统自动发电控制（AGC）方式主要有下列 3 种，应根据电力系统的特点、调度管理体制和电力市场要求进行合理的选择，并进行性能考核。

1 定频率控制方式，即控制系统频率偏差为零（ $\Delta f=0$ ）。

2 定联络线功率控制方式，即控制联络线净交换功率偏差为零（ $\Delta P_t=0$ ）。

3 联络线功率与频率偏移控制方式，即控制联络线净交换功率偏差与系统频率偏差之和为零（ $\Delta P_t+B \cdot \Delta f=0$ ， B 为频差系数）。

6.2 调整容量和调整厂

6.2.1 系统所需调整容量取决于系统负荷的变动幅度、允许频率偏差、系统功率/频率特性以及系统容量等因素，宜为系统总容量的 3%~5% 或系统最大负荷的 8%~10%。具体计算公式见附录 B。

6.2.2 系统宜采取多厂、多机组参加调整，调整厂或机组的调整总容量至少应为系统所需调整容量的 3~4 倍。

6.2.3 在安排调整厂（或机组）时要有一个合理的布局，并要根据不同季节考虑水火电协调问题以及线路输送能力等约束条件。

6.2.4 调整厂（或机组）应具备下列基本条件：

1 基础自动化水平高。对于火电厂应具备机炉协调控制系统；对于水电厂应具备完善、可靠的机组自动启停控制系统。

2 可调容量大。火电机组可调容量宜为额定容量的 50% 以上；水电机组宜为额定容量的 80% 以上。

3 调整速度与负荷变化相适应。对火电机组宜为每分钟增减负荷在额定容量的 2% 以上；水电机组宜为每分钟增减负荷在额定容量的 50% 以上。

6.2.5 应优先选择容量较大、水库调节性能好的水电厂和单机容量在 200MW 及以上、热工自动化水平高、调节性能好的火电机组参加调整。对于单机容量在 200MW 以下的火电机组，如有条件，根据系统需要亦可考虑参加调整。

6.3 自动发电控制信息

6.3.1 电网频率。除在调度端直接测量外，还应选择几个远方监视点。

6.3.2 系统允许频率偏差设定值。

6.3.3 时差修正值。

6.3.4 各联络线的有功功率和电能量。线路两侧有关调度端宜取同一点测值，如有困难时，也可考虑取不同测点，但应采用适当的补偿措施以减少误差。

6.3.5 系统内部有输送容量极限要求的重要线路的有功功率。

6.3.6 联络线交换功率设定值及交换电能量设定值。

6.3.7 所有参与调整的发电机最大、最小允许调整出力及调整速率极限。

- 6.3.8 水轮机组振动区。
- 6.3.9 所有参与调整的发电机有功功率或全厂总有功功率。
- 6.3.10 所有参与调整的发电机运行状态及热力系统重要事故信号。
- 6.3.11 电力系统自动调整装置运行状态信号。
- 6.3.12 各联络线断路器的位置信号。
- 6.3.13 反映系统解列运行的事件信号。
- 6.3.14 其他约束条件。

6.4 调度端控制系统

6.4.1 调度端控制系统对调整厂宜采用设定值控制信号方式,对机组宜采用设定值或偏差值控制信号方式,即由调度端计算机通过远动系统或当地计算机对调整厂或机组自动调整装置发出设定值或偏差值,对发电机的出力进行自动调整。

6.4.2 调度端控制系统应对电力系统旋转备用容量进行计算和监视。当计算出的实际旋转备用容量小于要求值时应发出告警信号。

6.4.3 调度端控制系统应对参加自动发电控制机组的可用性和响应情况进行监视和检查。当发现其不可用或未响应控制时,应自动转为离线控制方式,并发出告警信号。

6.4.4 在下列异常情况下,自动发电控制应自动停止,并发出告警信号:

- 1 电力系统频率测量部件故障或频率偏差超过极限时(定频率或联络线功率与频率偏移控制方式)。

- 2 某条联络线交换功率测量部件故障或联络线净交换功率偏差超过极限时(定联络线功率或联络线功率与频率偏移控制方式)。

- 3 区域控制误差(ACE)滤波值超过极限值。

6.4.5 对装有机炉协调控制装置(或闭环控制计算机)的调整火

电机组和装有成组调节装置（或闭环控制计算机）的调整水电厂，不应装设专用的自动调功装置，但要求调整厂的自动调整装置应与控制系统的控制信号方式协调一致。

6.4.6 对未装设机炉协调控制装置或成组调节装置或闭环控制计算机的调整厂或机组，可考虑装设专用的自动调功装置。

6.4.7 具备功率分配、机组响应检查、备用容量计算与监视和自动发电控制性能监视与统计等功能。

7 机房及其他

7.0.1 计算机机房的温度、湿度、接地和静电防护应符合 GB 50174 的有关规定。

7.0.2 调度端机房应防尘，应达到设备厂家规定的空气清洁度。

7.0.3 调度端交流供电电源必须可靠，应由两路来自不同电源点的供电线路供电。电源质量符合设备要求，电压波动范围宜小于 $\pm 10\%$ 。

7.0.4 为保证供电的质量和可靠性，调度端计算机系统应采用交流不间断电源供电。外供交流电消失后不间断供电维持时间应不小于 2h。

7.0.5 计算机系统应有良好的工作接地。如果同大楼合用接地装置，接地电阻宜小于 0.5Ω ，接地引线应独立并同建筑物绝缘。

7.0.6 机房内应有新鲜空气补给设备和防噪声措施。

7.0.7 根据设备的要求还应考虑防静电、防电火花干扰、防雷击、防过电压和防电磁辐射等要求。

7.0.8 机房内应有符合国家有关规定的防水、防火和事故照明设施。其设置要求应符合 GB/T 2887 和 GB 50174 的相关规定。

附 录 A
(规范性附录)
区域控制误差计算

各控制方式区域控制误差 (ACE) 的计算公式如下:

对于定频率控制方式:

$$ACE = B (\Delta f - b \Delta t)$$

对于定联络线功率控制方式:

$$ACE = \Delta P_l + \Delta E / H$$

对于联络线功率与频率偏移控制方式:

$$ACE = (\Delta P_l + \Delta E / H) + B(\Delta f - b \Delta t)$$

式中:

ΔP_l ——实际联络线净交换功率偏差;

ΔE ——实际联络线净交换电能量偏差;

H ——需要进行电能量校正的小时数;

Δf ——实际频率偏差;

B ——频差系数;

Δt ——实际时差;

b ——时差系数。

附 录 B

(规范性附录)

自动发电控制调整容量计算

系统所需调整容量 (ΔP_G) 的具体计算公式如下:

$$\Delta P_G = \Delta P_L - B \cdot \Delta f_S$$

式中:

ΔP_L ——系统负荷变动幅度。一般按最大负荷的 10% 考虑;

B ——频差系数;

Δf_S ——允许频率变动幅度。

电力系统调度自动化设计 技 术 规 程

条 文 说 明

目 次

1 范围.....	31
2 规范性引用文件.....	32
3 总则.....	33
4 调度端部分.....	35
5 厂站端部分.....	40
6 自动发电控制部分.....	49
7 机房及其他.....	51

1 范 围

此部分明确了本标准的适用范围，本标准根据省级及以上电网的运行特点和调度任务，对调度自动化功能要求、控制方式、信息采集和监控内容以及设备配置等要求作了具体规定，作为省级及以上电力系统调度中心及其所辖厂站调度自动化设计的技术标准。对于地区及以下的电力系统应遵循 DL/T 5002《地区电网调度自动化设计技术规程》的相关规定。

应按照电网一次系统规划的年限编制电力系统调度自动化系统规划设计，经审定后作为调度中心工程和发变电工程中有关调度自动化设计的依据。

网、省调如需新建调度自动化系统工程或对其计算机系统进行全面更新或重大扩充，应根据经审定的调度自动化系统规划设计编制可行性研究报告，报请主管部门审批。

网、省调如需对调度自动化系统进行国外招标采购，一般需编制标书。为确定标书编制原则、系统规模、性能指标等数据，需根据调度自动化系统规划和可行性研究报告，完成概念设计。概念设计不确定设备型号，设备型号由厂商在报价书中提出。

2 规范性引用文件

此部分引用的文件均适用于本标准，具有同等的作用。

3 总 则

3.0.1 电力系统调度自动化是一项投资大、涉及面广、各级调度之间以及有关专业之间相互关联密切的系统工程。统一技术标准对于系统工程的顺利建设、可靠运行和节约投资都是必要的。标准中贯彻了“采用符合国情的先进技术和力求经济实用”的原则。本标准分调度端和厂站端两部分。两个部分在技术上密切相关，应用中要注意协调统一，避免发生矛盾。

3.0.2~3.0.4 提出了电力系统调度自动化系统设计所需要的条件。

电力系统一次规划设计。这是最基本的，主要内容有：电力系统一次接线，代表性的运行方式，调相调压和潮流计算，系统稳定计算等方面的资料，借以了解分析电力系统特点和运行中可能发生的问题，以便比较准确地确定远动信息内容和调度自动化具体功能。

调度管理体制，包括各级调度中心的设置情况、所址、调度管理范围和职能划分，这也是必要的条件。因为电力系统调度自动化是直接为电力系统调度服务的。这方面的资料一般由有关电网公司或相关电力部门提供；如果生产部门一时提不出远景调度管理体制，电力设计部门也可提出意见，经电网公司或相关电力部门确认后作为设计的依据。

各级调度在实现电力系统调度自动化工作中，应强调可靠性、实用性和经济性。特别是要从电力系统的实际情况和发展水平来分析考虑各个不同发展阶段所能达到的自动化水平，恰当地确定需要解决和能够解决的问题，应根据电力系统的发展和与其相适应的自动化功能来考虑问题，要充分发挥调度自动化系统的投资效益。

为适应电力系统分电压等级、分地区管理的需要，现代大电网调度自动化系统，都采用与统一调度分级管理相适应的分层控制模式。各级调度的自动化系统，都应根据其管辖范围和任务，来确定相应的功能和配置方案，其总体功能达到先进实用水平。

3.0.5~3.0.8 主要明确电力系统调度自动化设计和发变电工程，以及调度中心工程调度自动化设计的内容划分。电力系统调度自动化设计是从电力系统特点和运行要求以及各级调度中心、各厂站间的相互协调出发，主要提出调度自动化功能要求，计算机系统选型，解决远动信息内容和信息传输网络的合理组织，以及远动设备性能和制式要求等系统性的问题，而具体的实施则在发变电工程和调度中心工程设计中进行。调度中心工程和发变电工程调度自动化设计应以电力系统调度自动化系统规划设计为依据，并结合工程具体情况进行核实，做出具体设计，避免工程设计脱离系统总体要求。当系统调度自动化规划设计已经不符合发变电工程和调度中心工程的具体情况，工程设计中需要进行原则性变更时，也应考虑调度自动化信息传输网络的合理性，并在工程设计文件中进行必要的说明，供有关部门审批。

4 调度端部分

4.1 系统总体结构和与其他系统互联

省级及以上调度中心的调度自动化及电能量计量系统、水调自动化系统、雷电定位监测系统、调度生产管理系统等相关的系统，在规划和建设时，应遵循国家有关电力二次系统安全防护规定的要求。各应用系统应采用符合国际标准的支撑平台，模块化设计，做到制式统一，资源共享，减少信息转换的投资，有利于系统间的信息交换和各系统的联网运行。

4.2 总体功能

4.2.1~4.2.2 列出了网、省 2 级调度自动化必备的 10 项总体功能和可选的 6 项总体功能。

调度自动化系统收集、处理电力系统运行实时信息，通过人机工作站和模拟屏、大屏幕显示系统把电力系统运行状况集中，并有选择的显示出来进行监控，完成自动发电控制、经济调度和安全分析等功能。运行人员可借此统观全局，集中精力指挥全网安全、经济和优质运行。调度自动化系统的安全监控和计算机通信功能的实现，可以提高电力系统的安全运行水平。当发生事故时调度员能及时掌握情况，迅速进行处置，防止扩大事故，减少停电损失。调度自动化系统自动发电控制、经济调度功能的实现，可以实现电网安全运行，达到可观的节能效果。调度自动化系统具有安全分析功能，可以进行事故预想，并提出对策，提高调度人员的应变能力。通过约束条件和紧急控制等手段，解除线路过负荷，使电力系统保持正常运行状态。

调度自动化总体功能大致可分低、中、高 3 挡。低挡功能是

数据采集、监视和控制 (SCADA); 中挡功能是数据采集、监视和控制以及自动发电控制和经济调度 (SCADA+AGC/EDC); 高挡功能是在中挡基础上增加安全分析等应用软件功能。各级调度应按照调度自动化现状、调度职责和电力系统实际情况和发展水平, 按照由低至高, 由易至难原则, 恰当确定总体功能。

4.3 技 术 要 求

4.3.1~4.3.2 明确了调度端与厂站端的通信方式、通道组织和规约要求, 信息传输以数据网络方式为主, 专线通道为辅, 当新建调度自动化系统时, 应择优选用网(省)内统一远动规约的问答式远动终端。

4.3.4 确定了数据采集的基本类型, 各待建的调度自动化系统可在此基础上, 根据各自的特点, 确定数据类型。

4.3.5~4.3.10 调度自动化系统主要技术指标参考《电网调度自动化实用化要求》及近年国内外调度自动化系统技术发展状况, 列出了基本应达到的系统性技术要求和指标。

下面对某些技术要求和指标说明如下:

1 远动系统遥测误差是指调度自动化系统包括交流采样(或变送器)、远动系统(或变电站计算机监控系统)、通道、调度端各个环节误差的综合。根据调度管理需要和电子设备的水平定为 1.0%。频率指标目前调度中心大多数采用精确到小数点后 3 位, 本标准根据自动发电控制的要求为 0.1Hz, 将频率误差取为测量综合误差不大于 $\pm 0.1\%$ (额定值), 即 0.05Hz。

2 事件顺序记录主要用于系统中重要断路器和保护信号, 这个指标含义有:

- 1) 不同厂站 2 个事件同时发生, 调度端记录的 2 个事件顺序时间, 其误差应小于事件顺序记录系统的分辨率。
- 2) 记录不同厂站 2 个事件发生时间, 其先后相差时间大

于或等于事件顺序分辨率时，调度端记录的 2 个事件顺序时间，其前后的次序不应颠倒。

事件顺序记录分辨率主要用于事故分析，根据目前大部分系统的水平定为 10ms。

3 实时性指标中：

- 1) 遥测遥信传送时间指厂站远动终端或自动化系统采集到一次系统发生变化信息，到主站端数据库反映出来的整个时间。
- 2) 画面调用响应时间是指调用键按下至整个画面包括实时数据显示完成的时间。
- 3) 双机自动切换到基本监控功能恢复时间是指发出双机切换指令至显示器画面上的数据重新开始更新的时间。

4.3.11 对高级应用软件提出基本要求。

4.4 硬件设备选型和配置要求

4.4.1 提出了计算机系统硬件内容和配置原则。具体工程应根据功能和实际需求进行配置。

1 提出了计算机系统硬件包括的主要内容。一般情况下，计算机硬件系统包括：主服务器、数据库服务器、应用服务器、通信服务器以及人机工作站、时钟系统、前置设备、网络设备和安全设备。

2 提出了计算机系统的配置原则。由于计算机技术发展很快，本标准不可能也无必要对调度自动化系统的计算机的型号、内外存容量和一些主要技术指标作定量的规定，这就要求在设计中应根据计算机的发展情况、计算机和计算机系统配置的一般原则合理选择计算机及系统。在机型的选择上，要根据调度职责分工和自动化要求而定，要注重经济性和实用性。

3 明确了计算机系统在设计中一般考虑运行使用 10 年。条

文中提供了确定计算机系统规模的条件,其第1)~第5)项应根据调度职责范围和功能要求而确定。第6)项计算机中央处理器负荷率应根据电力系统发生事故时,调度自动化系统采集、处理的数据和实用任务急增的情况下,保证中央处理器的正常工作。因此负荷率的估算条件应提出在电力系统事故时,单位时间内(如10s)发生遥信变位、遥测越死区的数量和工况越限;事件和事故追忆处理的类型与数量以及事故、事件打印、显示的种类和数量等,以便供系统集成厂家在系统设计时合理确定计算机系统规模,并可在系统验收时作为验收中央处理器负荷率的依据之一。

4~6 提出了计算机中央处理器和局域网的指标。在系统设计时,对计算机的内外存容量的选择应考虑系统最终规模的应用,同时兼顾到硬件的逐年降价,避免提前投资造成的浪费。

7~10 在系统设计中应配置必要的外设、接口设备和部件,以满足调度自动化系统整体功能要求。

4.4.2 人机联系系统

1~2 提出人机联系系统的内容和总的要求。由于人机联系系统是调度自动化系统的窗口,而各个系统集成厂家提供人机联系系统都有自己的特色,应根据调度管理需要和调度自动化系统总体要求合理选择。

3 为了便于调度员操作,应将调度管理所需要的画面调用、远方控制、模拟屏不下位操作、大屏幕显示系统控制、打印启动等操作,用一个键盘来实现。

4 为了保证系统正常工作,在众多人员使用系统时,必须有一个完善的管理手段,即对各席控制台和每个使用人员赋予不同使用范围。根据调度中心各类人员对调度自动化系统的要求,至少可分为以下4级:

- 1) 操作员级:可进行对计算机系统的全部操作。
- 2) 调度员级:可进行对电网的全部操作。
- 3) 调度中心运行管理人员级:调看画面,修改相关表格。

4) 调度中心其他授权人员：调看画面。

5~8 提出了人机联系系统的部分技术要求。

9~12 提出了人机联系系统配置的基本要求。为了可靠运行，至少必须配 2 套人机工作站，显示器则根据使用情况至少配 4 台，并能逐步增加；打印机总数不少于 3 台，其中 1 台用于事件记录，1 台用于报表打印，1 台用于拷贝画面；调度控制台则根据在值调度员人数，相应配 2~4 席。

4.5 软件要求

软件分系统软件、支持软件和应用软件。在新建调度自动化系统时，应由系统集成厂家配备必要的系统软件和支持软件，应有良好数据库管理系统和模块化的数据采集和监控程序，所有软件应满足安全性要求，且在国内有合法的版权。至于应用软件，如 SCADA、AGC、高级应用软件等应考虑符合中国国情，安全分析软件则应考虑实时网络结构。应用软件的项目应该根据需求逐步扩充，目前对软件水平和对软件的具体要求很难有统一指标和要求，有待今后逐步补充。

5 厂站端部分

5.1 信息采集

5.1.1 确定远动信息采集、传送的基本原则。

5.1.2 所列信息内容属于必要的信息：

1 对大容量机组的功率进行单独遥测，是考虑这些机组的运行情况对系统影响很大，调度员需要直接掌握，有些大机组的出力将由调度所直接调整。单机遥测的具体容量取决于它们在系统运行中的地位。

2 为变压器的功率遥测，主要为了掌握各级电压网络和各地区的负荷情况，为经济调度和安全监视提供条件，并监视用电计划执行情况（有关变压器功率总加，可反映各级电压网络总功率和各地区的总负荷）。

3~7 此款主要为了掌握电网潮流。220kV 及以上电网是网调和省调调度管理的重点，为可靠信息采集，需要一定的冗余量，并为网损计算提供便利。对直接调度的线路一般在线路两端遥测有功功率和无功功率，而间接调度的线路一般只在一端进行遥测。对直接调度的 110kV 线路，一般在线路一端遥测有功功率。考虑到当前许多系统无功功率比较紧张，省调还要参与或指导部分 110kV 线路无功功率和电压调整工作，所以对环网线路或电源联络线，可以加测无功功率。

母联和分段断路器一般不经常投入运行，只测电流就可满足需要。但有些母联和分段断路器，由于系统运行方式的需要，投入运行的情况比较多，可以改测有功功率，或测有功功率和无功功率。

8 频率遥测的目的在于监视系统频率质量和解列网的运行

以及指导系统并列，有时也对电力系统振荡时的频率进行监视。一般在系统调度自动化规划设计中，统一选择若干有代表性的点作为频率监视点。

9 水电厂水位遥测主要是为了满足自动发电控制和经济运行，防洪和下游用水等综合调度的需要。

10 220kV 及以上电网是网调和省调调度管理的重点，遥测其电压，主要为了监视电压水平、系统稳定和控制电网潮流。

5.1.3 所列选送内容属于选择项目，是否需要或需要哪几项，应根据具体条件加以确定。

1 电力系统 50MW 的单机功率一般不遥测，但是有些特殊情况可以灵活处理，如水电容量少的电力系统，水电单机容量虽然只有 50MW 左右，但水库调节性能较好，这种机组在系统运行中机动性比较大，调度员对其运行情况十分关注，如果条件可能，可以加测其单机有功功率。

2 大型火电厂厂用总有功功率绝对值相当大，为掌握电厂注入电网实际功率，厂用功率需要扣除。一般可以采取直接测量升压变压器功率，若不测量升压变压器功率时，可以加测厂用总有功功率。

3~4 主变压器一般都有一定的过载运行能力，可以不测电流。但是若高级应用软件需要，或当这些主变压器因其在电力系统运行中的特殊重要性，或因其可能长期过载运行，出于对电力系统安全运行考虑，需要加测变压器可能过载的绕组电流。

5 主要为了监视这些中枢点电压质量，参与或指导电力系统无功功率和电压调整工作。

6 为了指导并加快电磁环网的并列操作，保证电力系统安全运行，往往需要对其相角差进行监视。

7 这种线路末端开断时，其电压可能升得很高，为监视过电压，可对其电压进行测量。

8 功角数值比电压更直接反映电力系统运行的稳定程度，这

种遥测的必要性和测点的布置，需根据电网结构和潮流输送情况加以确定。

9~12 所测数据经过处理，可以反映出全系统、各省、各地区的水电和火电总发电有功电能量或总厂用有功电能量。计算产供销各环节的效率，进行经济核算，监督供用电计划或合同执行情况。对于具有单机有功电能量遥测的电厂，其总发电有功电能量可以在调度端进行总计。此部分数据也可在调度端由电能量计量系统获得。

5.1.4 所列内容属于必要项目。

1 对无功补偿装置进行遥测是为了系统无功出力平衡，监视电网稳定运行，进行调相调压。

2 装设并联电抗器的线路属于需要监视无功平衡和电压稳定的重要线路，对电网稳定至关重要，需要重点监视。

3 设置串联补偿装置的线路需要重点监视线路稳定极限，同时还需监视串联补偿装置的运行工况，所测信息属于必要的电气量。

4 主要为了监视无功平衡，参与或指导电力系统无功功率和电压调整。

5.1.5 所列选送内容属于选择项目，是否需要或需要哪几项，应根据具体条件加以确定。

1~3 主要用于监视无功装置本身的运行工况和参与无功平衡和电压调整。

5.1.6 有关电能量的测量应遵循 DL/T 5202《电能量计量系统设计技术规程》的相关规定。此部分内容可根据调度中心的具体情况确定，如调度中心没有电能量计量系统或还未建成，则对应的电能量数据应通过本系统传送至调度中心。如调度中心建设有功能齐全的电能量计量系统，则应征询调度中心意见确定是否需要。

5.1.7 所列遥信内容属于必要的信号。

1~2 直接调度的断路器和间接调度的断路器均需要位置信

号,以便及时掌握断路器变位情况和电力系统实时接线情况,但间接调度的信号一般通过直接调度中心转发获得。

3 提高判断事故的速度和准确性。

4 反映电力系统运行状态的隔离开关主要有双母线和旁路母线隔离开关,3/2 和角形接线中反映主设备运行或退出的隔离开关,以及反映变压器中性点接地方式的隔离开关。这类信号往往影响高级应用软件的计算。

7~8 主要为了防止对运行方式的误判断。

9~10 掌握设备可调情况,防止误操作。

5.1.8 所列遥信项目属于选择项目,需视具体情况而定。

1 这类信号可以在调度端由人工设置,也可以由遥信取得。具体方法在系统设计中统一研究确定。

2 发电机一般指的是电力系统中进行自动发电控制的大型发电机组;变压器一般指与上述发电机配套的升压变压器和在电力系统中起枢纽作用的降压变压器。无功补偿装置一般包括如调相机的旋转设备和静止无功补偿设备。传送该设备的主要保护动作信号有利于调度中心掌握上述设备的运行状况。

3~4 继电保护动作信号是为了给分析事故和处理事故提供条件。线路主要保护的遥信量有两种:一种是微机保护动作信号;另一种是常规保护动作信号。

5~7 为了给分析事故和处理事故提供条件。

8 为通信设备运行人员及时提供反映电力系统通信设备运行状况信息。

9 对于具有遥测的越限信号也可以在调度端整定取得;对于设有遥测的越限信号,则需要通过远动系统发送至调度端。

10 为准确判断事故原因和事故范围提供条件,避免误操作,并从电力系统范围内采取对策,满足调整要求。

5.1.9 省级及以上调度中心对发电厂、变电站进行直接控制,应以提高电力系统安全经济运行为主要目的,其控制、调节的具体

内容在电力系统调度自动化设计中确定。有些工程在设备选择时要留有远期进行控制、调节的条件。

5.1.10 所列遥测信息内容属于直流换流站控制必要的信息。

5.1.11 所列遥测信息内容属于选择项目，是否需要或需要哪几项，应根据具体条件加以确定。

5.1.12 所列遥信内容属于直流换流站控制必要的信号。

反映直流运行状态的信号一般包括：主换流站/从换流站位置信号、主导极位置信号、极解锁/闭锁信号、极电压正常/降压信号、极功率方向信号、极紧急停机信号、极功率/电流“提升/回降”正在进行信号、阀冷却紧急报警信号等。

5.1.13 所列遥信项目属于直流换流站选择项目，需视具体情况而定。

1 反应直流运行模式的控制信号。一般包括：极功率控制信号、极电流控制信号、极独立控制信号、极联合控制信号、单极/大地/金属回线运行方式信号、极空载试验信号等。

2 换流阀的主要告警信号。一般包括：换向失败、温度报警等。

5.1.14 调度中心为实现对直流换流站的控制必须发出的遥控和遥调命令，并且两端换流站需同时动作。

5.1.15 直流换流站将作为电源点参与电网的自动发电控制。

5.2 远 动 系 统

5.2.1 远动系统的选择应考虑其设备功能、制式、容量以及具体的技术指标，能满足调度自动化系统的要求，并为工厂生产的定型产品。定型产品是指已经部一级鉴定，并由工厂定型批量生产的获得电力系统入网许可证的产品。未经鉴定过的产品或新研制的产品可在个别工程中试运行，但不作为正式产品普遍推广使用。

无论采用何种方式实现远动功能，都必须满足调度自动化系统的功能要求，即调度端所需的远动信息应不经过计算机监控系

统的处理而直接从底层的采集单元送入远动终端单元 (RTU) 或远动工作站, 通过远动终端单元 (RTU) 或远动工作站传送至调度中心; 调度端下达的遥控、遥调命令也不经计算机监控系统的主机处理而直接对设备进行操作, 在信息的采集和处理方面, 不能因为后台计算机监控系统故障影响到远动系统的功能。

对于参加自动发电控制 (AGC) 的电厂, 如采用控制到厂级的控制方式, 则自动发电控制 (AGC) 命令应由远动终端单元 (RTU) 或远动工作站传送给计算机监控系统进行功率分配。

5.2.2~5.2.3 远动系统的配置要考虑节约投资和简化二次接线。属一个调度中心调度的厂站, 向直接调度的调度中心发送信息并接受其控制命令。非直接调度的调度中心如需要信息, 可通过转送解决。其设备分属 2 个或 2 个以上调度中心调度的厂站, 一般与其存在主要运行关系的调度中心交换远动信息, 其余调度中心通过转送解决。如果根据信息流向合理性和传送时间等要求, 必要时可向 2 个调度中心同时发送远动信息, 其余调度中心通过转送解决。为保证运行安全并明确责任, 同一时刻同一设备不允许执行 2 个调度端的遥控、遥调命令。若遇特殊情况需要阶段性改变调度关系, 且在调度规程中做出规定的, 才可相应改为接受另一调度端的遥控、遥调命令。

5.2.4 为远动系统的主要功能。

5.2.5 为保证电网调度运行需要, 在工程中电网内主要的主力发电厂和枢纽变电站远动终端的主要模块应有足够的可靠性。

5.2.6 为确保组网, 在工程中要注意妥善解决远动通信规约问题。

5.2.7 为确保调度监控需要, 对远动系统的性能和可靠性都有相应要求, 因此, 远动系统一般为调度自动化系统专用。在保证系统监控需要的前提下, 可以考虑与厂站监控功能相互兼顾。

5.2.8 远动系统主要技术指标是综合考虑电力系统需要和目前设备条件制订的, 其中:

1 遥测精度不包括变送器误差。为满足系统综合精度，一般要求远动终端的精度为 0.2 级，目前生产的多数远动终端可以达到这个要求。

2 远动终端模拟量输入一般采用 $0 \sim \pm 20\text{mA}$ 、 $4\text{mA} \sim 20\text{mA}$ ，根据电力系统实际情况，也可采用 $0 \sim \pm 5\text{V}$ 。在确定设备规范时应注意与变送器输出一致。

3 交流采样设备的输入应与电压互感器和电流互感器二次侧输出相一致，并满足采样精度要求。

4 电能量累计容量一般按 24h 累计值需要考虑，按二次侧每千瓦·小时 1800 脉冲计，需要 2^{16} 。

5 遥信输入要求无源触点方式。为了工程施工和运行管理方便，一般需装设遥信转接端子。遥信转接端子视工程情况不同，安排在远动终端、变送器屏中，也可单独设置遥信转接屏。远动系统提供的遥信电源目前有 DC 24V，也有 DC 48V。建议采用 DC 48V 以上，以提高抗干扰的能力。

6 国产设备按分辨率不大于 2ms 考虑，进口设备适当提高要求。

7 在工程设计中模拟量输出应与厂站自动调节系统协调，避免造成接口困难。

8 远动系统可配置时钟，也可采用厂站已有的时钟实现定时，以提高全网 SOE 精度。不具备对时能力的远动系统，仍可采用调度端对时。时钟可采用 GPS，也可采用其他时钟同步系统。

9 IED 接口主要用于与电能表、继电保护设备等的信息传输。

10 为实现远动信息网络传输，远动系统应具备标准局域网接口，支持 TCP/IP。

11 遥控输出直接接入厂站二次控制回路时，其触点容量应选用直流 220V、5A 或 110V、10A；遥控输出接入遥控重动继电器回路时，其触点容量视重动继电器参数，选用直流 110V、5A

或 24V、1A。但重动继电器触点接入二次控制回路时，其触点容量应选用直流 220V、5A 或 110V、10A。所有重动继电器宜统一装在遥控执行屏上。

12 网调、省调一般以遥测、遥信为主，要求远动信息的海明距离不小于 4。对于遥控、遥调，其信息的海明距离可以适当提高。

13 对远动系统平均故障间隔时间的要求，不仅出于减少维修工作量，更重要的是出于调度自动化系统协调工作的要求。对于调度 40~50 个厂站的调度中心来说，远动终端平均故障间隔时间宜在 25000h 左右。

14 抗电磁干扰能力一般包括串模干扰和共模干扰抑制比，其指标应符合远动终端国家标准。专线通道必须设置防雷保护器。

15 目的在于减少电磁干扰影响。

16 为保证人身和设备的安全，需要可靠的保护接地。

17 主要指温度、湿度和洁净度要满足设备要求，并尽量缩短电缆连线。

5.2.9 遥测变送器和采集设备的技术要求：

1 根据电力系统综合准确度要求，遥测变送器和交流采样准确度一般可达为 0.2 级。大容量发电机组以及 330kV~750kV 主干线功率变送器和交流采样设备应为 0.2 级。

2 为保证遥测的准确度和稳定度，要求变送器采用恒流或恒压输出。

3 变送器和交流采样设备尽可能合用，以减少互感器负载并节省投资。

5.2.10 其他：

首先要提高厂站端远动设备交流和直流电源的可靠性，不停电电源维持供电时间主要满足全厂或全站停电时，保证远动信息不丢失并具备一定的时间进行事故处理，因此不停电电源维持供电时间与通信设备要求一致，一般按不短于 60min 考虑。

5.3 信息传输和通道

5.3.1 明确远动信息传输方式采用电力调度数据网和专线方式。远动信息直采直送，提出各类厂站信息传输通道的要求。为了适时、准确、可靠地进行自动发电控制，直调和参加自动发电控制的厂站的远动信息不宜采取转送方式，在电力调度自动化系统配置和通道组织中都应加以注意，在电力系统通信设计和调度自动化设计中密切配合，以便落实。

5.3.2 提出计算机数据通信的要求。

5.3.3 为了保证远动系统正确传送和接收以及调度自动化系统的正常工作，除了远动装置要有必要的纠错和检错能力（海明距离 ≥ 4 ）外，通道误码率也是一项重要指标。误码率过高会增加信息的拒收率，甚至造成误执行机会，影响信息的处理和反应速度。一般微波和光纤通信误码率较低，可以满足要求。电力线载波通道需要精心调整才能满足要求。

6 自动发电控制部分

6.1 控制目标及方式

6.1.1 提出电力系统自动发电控制的 3 个主要目标。

6.1.2 只列出自动发电控制 (AGC) 中当前比较常用的 3 种控制方式。在具体设计中可结合各电网的具体情况和电力市场要求, 采用适应工程需要的控制方式。

6.2 调整容量和调整厂

6.2.1 参考电力系统运行的有关对自动发电控制的考核指标而提出的。

6.2.2 考虑到参加自动发电控制的机组或发电厂运行方式和检修计划的限制, 原则上凡具备自动发电控制条件的发电厂或机组都应该参加自动发电控制。水电厂在枯水期担任调整任务是比较好的, 因为它能适应电力系统负荷的变动而不影响水能利用的经济性, 但它在丰水期必须满发, 不宜承担调整任务。担任调整的火电厂最好是煤粉炉而且有储粉仓, 但由于一般煤粉炉在 50% 以下负荷时燃烧不稳定, 因此, 要求调整厂或机组的总容量至少应为电力系统所需调整容量的 3~4 倍。

6.2.3 为了尽量减少送电损耗以及减少电网潮流窜动, 在设计中安排调整厂或机组时, 要有一个合理的布局, 不要过分集中, 并且要根据不同季节考虑水火电的协调问题。

6.2.4 着重提出调整厂或机组应具备的最基本的条件, 也是最起码的条件。

6.2.5 着重提出调整厂或机组的优先选择条件。

6.3 自动发电控制信息

本节列出了参加自动发电控制必要的信息。

6.3.1 远方监视点的频率在工程设计选取时，应考虑传输时延。

6.3.2~6.3.14 在工程设计中，可根据各电网的实际情况选定信息内容，设定值的选取应满足电网调度运行规程的规定。

6.4 调度端控制系统

6.4.1 目前装设有机炉协调装置或闭环控制计算机的调整厂或机组，对控制信号多数要求设定值或偏差值，个别厂站也有升/降脉冲，主要取决于调整厂或机组自动调整装置，设计时必须与相关专业配合，以便取得协调。

6.4.2 为保证电力系统随时有足够的可调容量，以便发现旋转备用容量过小，可以及早开机。

6.4.3 给调度员随时了解调整机组是否具备可调的条件。参加自动发电控制的机组（或发电厂）的控制系统自动化投入率应达到运行要求，其部分故障将影响机组（或发电厂）的可用性和响应性。

6.4.4 所列条件下自动发电控制（AGC）软件退出运行，并通知调度运行人员。

6.4.5~6.4.6 对参与自动发电控制的调整厂和机组的实现方式提出自动调整装置的配置原则，在设计过程中还应根据电力系统的具体情况具体考虑，并与相关专业紧密配合使之协调一致。

6.4.7 对自动发电控制软件提出了总的功能要求。

7 机 房 及 其 他

为保证调度自动化系统正常运行，在本章中对必备的运行环境提出了最基本要求，并应在调度楼工程设计中落实，至于调度中心的机房、接地、电源等项具体的设计，则应遵照相应的设计技术规程。
