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

需要全本请访问 www.ertongbook.com

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。

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。

需要全本请访问 www.ertongbook.com

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/I 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。

需要全本请访问 www.ertongbook.com

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±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 ≤10s

2 状态估计单次计算时间 ≤15s

3 调度员潮流计算误差 ≤2.5%

4 调度员潮流单次执行时间 ≤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。

需要全本请访问 www.ertongbook.com