

# Discussion on Pingdingshan Power Dispatching Automation System

LI Xiao-hang<sup>1</sup>, JIN Gang<sup>2</sup>

Henan Electric Power Corporation Ping Ding Shan Power Supply Company, Ping Dingshan, Henna Province, China, 467001

1. eric1127@foxmail.com, 2. pdsjg@163.com

**Abstract:** With the reform of electricity industry and the development of and power network interconnection, the intelligent perfect and reliable power automation system is playing much more crucial role in the grid operation and control. To begin with, this article points the important role of dispatching automation system that has played in power system. Then, the essay reviews the four stages of the dispatching automation system development in Pingdingshan. Moreover, this paper informs the construction of dispatching automation system, definition and structure of Energy Management System (EMS) and Substation Automation systems. Furthermore, based on the actual situation of Pingdingshan power dispatching automation system, writers focus on issues of dispatching automation system, such as maintenance encountered in the slow speed of information transmission, remote mistake and integration of the monitoring and protection. In addition, authors provide their own views and suggestions. Finally, authors prospect the dispatching automation system trends with several characteristics such as digitization, grid technology, integration, and intellectualization.

**Keywords:** dispatching automation system; energy management system(EMS); substation automation systems

## 平顶山地区电网调度自动化浅析

李晓航<sup>1</sup>, 金 刚<sup>2</sup>

河南省电力公司平顶山供电公司, 平顶山市, 中国, 467001

1. eric1127@foxmail.com, 2. pdsjg@163.com

**【摘要】**伴随着电力工业体制改革的逐步深化和互联大电网的发展方向, 智能、完善和实用的电网调度自动化系统对电网的运行和控制已起到至关重要的作用。文章首先阐述了电网调度自动化在电力系统中对于保障电网安全和经济可靠运行的重要作用。回顾了平顶山电网自动化系统发展的四个阶段, 介绍了电网调度自动化系统结构, 以及 EMS 主站系统和变电站综合自动化系统的概念和主要功能。结合平顶山电网调度自动化的实际情况, 归纳分析了调度自动化系统日常维护过程中遇到的诸如信息传输速率慢、信息误发、测控保护一体化装置维护不便等实际问题, 并提出了作者自己的观点和建议。最后展望电网调度自动化未来发展的特征: 数字化、网络化、集成化和智能化。

**【关键词】**电网调度自动化系统; 能量管理系统(EMS); 变电站自动化系统

### 1. 平顶山地区电网调度自动化发展史

平顶山地区电网调度自动化系统起步于七十年代初期, 1974年5月, 贾庄变至省中调远动设备的投运, 拉开了平顶山地区远动发展的序幕。30多年的发展, 平顶山调度自动化系统, 规模从局部实现到覆盖整个电网, 功能从简单到日趋完善, 从最初仅有的遥测、遥信, 发展成具有 SCADA, 以及应用软件系统和调度员培训仿真的系统, 大致分为以下四个阶段:

第一阶段(1974年至1986年): 主要采用电磁式有触点型以及无触点型远动设备, 通讯方式为点对点通讯。

第二阶段(1987年至1992年): 微机远动设备投

入运行, 使自动化水平迈上了一个新台阶, 1991年DCX-5主站设备投入运行, 首先实现一主站多分站通讯。

第三阶段(1993年至1997年): 厂站端设备已全部采用微机远动设备, 微型计算机首次在平顶山调度自动化系统中得到应用。

第四阶段(1998年至今): 厂站设备大量采用综合自动化设备。商用数据库在调度自动化系统中首次采用, 系统不仅具备 SCADA 功能, 还具备应用软件及调度员培训仿真功能。随后增加图模一体化工具, 系统应用平台得到不断完善。

### 2. 电网调度自动化系统概述

电网调度自动化系统是当今电力系统中发展最快的技术之一。所谓电网调度自动化系统，指的是直接服务于电网运行的状态监控与数据采集系统，以及运行在此系统上的应用软件，即：各级调度机构的主站设备同发电厂、变电站的数据采集和监控装置之间，利用通信介质或数据传输网络构成系统。

平顶山地区电网调度自动化系统由 EMS 主站系统、远动通道和变电站综合自动化系统组成。

## 2.1. EMS主站系统

能量管理系统 (Energy Management System)，简称 EMS，是一套为各级调度中心提供数据采集、监视、控制和优化服务的计算机应用系统的总称。EMS 主站系统包括以下主要子系统：数据采集与监控系统 (SCADA)、应用软件系统 (PAS) 和调度员仿真培训系统 (DTS)。伴随着电网的不断发展，EMS 系统得到不断延伸，在 SCADA 系统基础上，采用一体化设计，实现了网络拓扑 (NTP)、状态估计 (SE)、调度员潮流 (DPF)、负荷预测 (SLF) 和短路电流计算 (SCC) 等高级应用功能模块，搭建起为上层电力应用提供服务的支撑软件平台<sup>[1]</sup>。

### 2.1.1. EMS主站系统配置

主站系统配置采用 SCADA/PAS/DTS 整体结构，如图 1 所示：

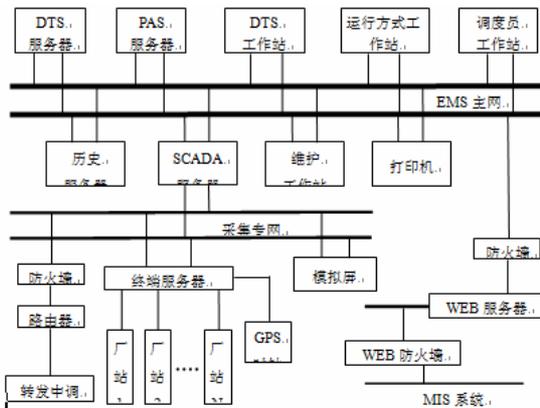


Figure 1 Ping Dingshan EMS system configuration  
图 1. 平顶山 EMS 主站系统配置

结合图 1，平顶山 EMS 主站系统可分为以下几个子系统：

- 1) 数据库管理子系统 (历史服务器两台)  
管理来自实时 SCADA 系统的数据和历史库数据，是网络分析系统软件和调度管理的源数据；
- 2) SCADA 子系统 (SCADA 服务器)  
完成数据的收集、监视、控制、故障记录、报表统计和计算功能，它是调度自动化系统的基本构成部分，也是实现高级应用模块的根基；
- 3) EMS 子系统 (PAS 服务器一台)  
完成运行系统的分析、计算和优化功能，是提高电力系统运行的安全性和经济性的一系列软件功能模块的总称；
- 4) DTS 子系统 (DTS 服务器、工作站)  
通过对 SCADA/EMS 系统、电网的运行特性和保护自动化等设备的仿真，提高调度运行人员对电力系统的正常操作、事故处理的能力，它是提高电网运行安全性和经济性的重要工具。
- 5) 网络通讯子系统 (交换机、终端服务器)  
完成网络的连接，管理和数据流的传输任务，遵循标准的网络传输协议；
- 6) 管理、维护子系统 (维护工作站、打印机等)  
承担网络的日常管理、维护任务，保证各级网络的正常运行。

### 2.1.2. EMS主站系统层次结构

平顶山地区自动化主站系统总体结构主要分为以下五个层次，如图 3 所示

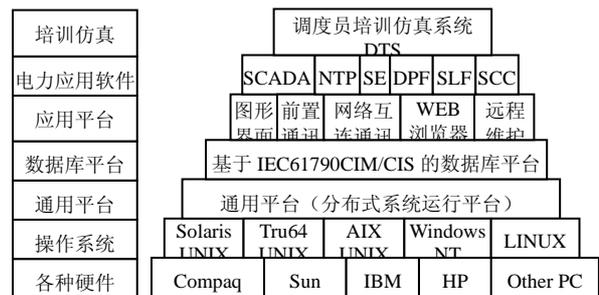


Figure 2 Ping Dingshan EMS system level structure  
图 2. 平顶山 EMS 主站系统层次结构

第一层：通用平台，即分布式系统运行和开发中间件平台，它可以看作是 EMS 系统和底层不同硬件体系、不同操作系统之间的一个中间软件包。其作用一方面是将上层应用和底层系统有效地隔离开，另一

方面，为上层应用提供一个开发和运行环境，避免底层不同的计算机体系结构和操作系统对上层应用系统稳定性造成影响<sup>[2]</sup>；

第二层：基于 IEC61790CIM/CIS 的面向对象数据库的中间件平台层，采用国际电工委员会（IEC）制定的能量管理系统应用程序接口标准（EMSAPI）和面向对象的电力设备模型定义，可以为数据采集与监控（SCADA）提供充分的支持<sup>[3]</sup>；

第三层：应用平台层，是为 EMS 和其他系统提供通用的应用接口和功能的总称。它包括人机界面系统、图模一体化工具、前置机系统、SCADA 应用软件、WEB 报表处理子系统、WEB 应用子系统、远程维护子系统等。实现了自动化系统同企业内其他系统的对接，为企业内部信息和数据的交流建立了可靠、安全、高效的统一平台<sup>[4]</sup>；

第四层：电力应用软件层，该层包括丰富的能量管理系统应用软件，如配电管理系统应用软件、电能电量计量软件等；

第五层：培训仿真层，该层包括调度员培训仿真系统，通过第四层中的电力应用软件提供的研究态机制，建立灵活的一对一和一对多的培训仿真环境<sup>[1]</sup>。

## 2.2. 远动通道

远动通道是电网调度自动化系统的重要组成部分，负责完成主站系统与下级变电站之间信息交换，其运行状态直接决定着信息是否正确、及时的传输，是各级调度主站准确监控电网运行状态的最基本的保障。

厂站同各级调度主站的通道形式有以下几种，载波通道、专线通道（数字、模拟）和数据专网通道。目前，载波通道以全部退出，110kv 及以下厂站采用专线通道，220kv 及以上厂站则同时具备专线通道和数据专网通道。

## 2.3. 变电站自动化系统

变电站自动化系统（Substation Automation systems）是电网调度自动化的重要组成部分。变电站自动化系统是利用先进的计算机技术、现代电子技术、通信技术和信息处理技术等可以实现厂站内各设备间、厂站与主站间的信息互联和数据共享，进而对变电站实现就地、远方的运行监视和控制任务。

远动机统一汇总、处理由各类测控、保护装置分别采集的用于反映变电站运行方式及设备运行状态的

模拟量、状态量、脉冲量、时间顺序记录和保护信息软报文等信息，并反映给后台监控系统，实现本地后台对站内设备运行情况的监视、测量、控制和协调。同时通过远动通道将远动机采集到的数据传输至主站，实现调度中心对变电站运行情况的远程监视和控制任务。

变电站综合自动化系统为提高变电站安全稳定运行水平、降低运行维护成本、提高经济效益、向用户提供高质量电能提供了重要的措施保障。

如图 2 所示，为平顶山地区变电站自动化系统：

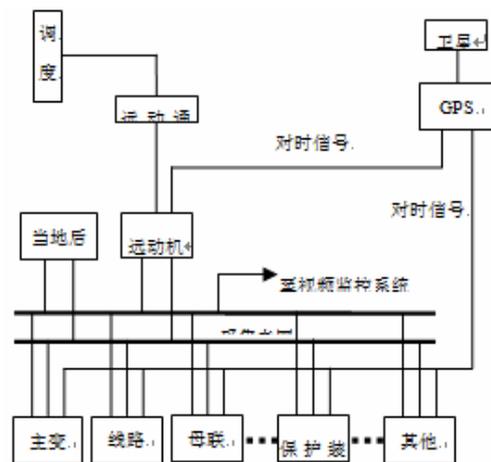


Figure 3 Ping Dingshan Substation Automation systems

图 3. 平顶山变电站综合自动化系统

## 3. 调度自动化系统常见问题及其解决方法

伴随着电网规模的不断扩大和集控站、无人值守站的逐步推行，电网安全可靠运行对调度自动化系统的准确性、可靠性和实时性要求越来越高。尽管自动化系统在不断升级、完善，但在工作实践中仍然存在一些影响自动化安全运行的因素，笔者就遇到的问题做如下归纳分析：

### 3.1. 信息传输速率慢

信息传输速率慢是自动化系统面临的问题之一。信息传输如同自动化系统的神经系统，是维持其安全运行的重要因素。造成信息传输速率慢的原因笔者总结为以下两种情况：

#### 3.1.1. 变电站内装置之间数据传输速率慢

在现有的自动化变电站内，由于不同厂家不同型号的诸多设备同时运行，它们与后台监控系统之间通过多种方式通信：LON 网、CAN 网、串口、以太网等，并分别利用各自的传输规约进行通信。在通信过程中，经过多种接口和传输规约的转换，造成数据传输速率慢、丢失报文、无法遥控等问题。

老站改造工程中经常出现这样的问题。例如在某 110kV 变电站改造过程中，需要将某厂家的保护测控一体化装置，接入另一厂家的后台监控系统。由于两套系统使用不同的规约和通讯方式。为实现双方通讯，增加多套接口转换装置和规约转换器。调试过程中发现并处理的通讯问题，大多数都出在这些中转环节和设备上。由于硬件不兼容，规约不匹配等原因，造成的数据传输速率慢、实时性差等问题，都是威胁自动化可靠性的潜在隐患。

笔者认为，在新厂站建设及旧厂站改造中，同一厂站内部尽可能选用同一个厂家的综合自动化设备。这样能最大程度避免因设备、规约不兼容，中间转换环节过多而造成的信息传输延时或失真。

### 3.1.2. 变电站与主站间的数据交换速率慢

被广泛应用的变电站与主站系统的通讯方式有两种：即低速数据传输（如 RS232、RS422/RS485 等）方式和模拟四线 E/M（modem）方式，而这两种通讯方式都会因站内远动设备、通讯设备四线板或低速数据接口板的综合限制影响数据传输速率，导致传输速率较低（模拟通道最高 1200bit/s，数据通道通常最高 9600bit/s）。然而，随着电网规模的不断扩大和集控站、无人值班站的逐步推行，变电站需要传送的信息量激增，而且对其及时性和准确性要求越来越高。在低速传输方式下，信息传输的延时已成为影响电网安全调度的一个主要因素。

伴随着光纤和网络技术的飞速发展，这一问题已得到有效解决。截至 2010 年 7 月，平顶山地区所辖 48 座变电站已全部实现光纤接入，覆盖率达 100%。采用光纤通信网，大大扩充了传输容量，提高了传输速率。同时，在变电站加装网络设备，实现变电站远动信息的网络化传输。所有 220kV 以上变电站综合系统通过调度数据专网设备接入调度自动化主站系统。光纤和网络技术的普遍应用，不仅提高了远动通道传输速率，增加了通道传输的可靠性，而且可以方便地利用维护终端对厂站自动化系统进行远程维护，大大

节省维护时间和维护费用。

### 3.2. 信息误发

对现场所有信息的采集是电网调度自动化系统最基本的功能。其中，能直接反映电网运行方式及厂站设备运行状态的模拟量、状态量、脉冲量等信号是最根本、最重要的信息。但实际运行中常出现的信号误发、动作误报等情况，给变电站运行人员和调度人员带来不必要的紧张。

二次设备在运行中造成遥信误发的情况主要有两大原因：第一，由于隔离开关的辅助接点机械传动部分不到位出现间隙，触点不对应或接触不良、触点表面氧化等使之接触不良，引起遥信误发或不动作；第二，由于二次回路信号继电器性能不稳，出现电颤、触点接触不良等造成遥信误动或抖动。二次信号继电器有的采用的是老式型号的弹簧管继电器，常发生“该动的不动，不该动的动”的情况。

笔者曾参与处理某厂站的装置漏氮信号误报就属于上述情况。经查，设备端到测控接线正常，硬接点信号实验准确。最终确定为开关辅助接点老化，造成开关似通非通，似断非断，从而产生信号误报。实际工作中确实存在一些开关的辅助接点有的簧片变形、单薄、无弹性，而有的则是由于运行时间长，表面氧化腐蚀严重。笔者认为，针对信号误报问题，应结合变电检修计划，对二次回路信号继电器定期校验，更换老式型号的信号继电器，保证设备良好的运行状态，从而确保自动化系统信息的准确、可靠。

### 3.3. 测控与保护一体化

由于技术的应用程度等原因，保护和测控长期以来是分离的。但是，随着电力系统管理模式的改变和计算机、通信技术的高速发展，部分厂站设备引用了测控和保护一体化单元。其特点是：保护和测控合二为一，保护 CT 和监控 CT 相对独立接入。这种结构的应用，给自动化维护造成了一定的不便。

工作过程中就曾出现过这种情况。某变电站投运验收过程中，笔者负责对#1、#2、#3 电容测控进行校验，结果发现标识为电容保护测控柜的屏柜，其测控却和保护共用一组 CT。由于保护 CT 的精度远远无法达到测控要求 0.5 级精度等级，使用保护 CT 根本无法达到测控校验效果。

笔者认为这种保护测控一体化结构存在以下问

题：首先，由于设计方面的原因，一体化测控保护单元故障时，测控与保护间没有一个明显的界面，因而难以查找和区分故障范围。其次，目前电网中保护与自动化专业是分开的，双方维护一体化装置时会由于对方专业不熟悉而产生安全隐患，同时对运行维护人员的水平要求也更高。

#### 4. 调度自动化系统的发展趋势

为建设统一坚强智能电网，新一代调度自动化系统在现有技术的基础上，还应具备以下特征：数字化、网络化、集成化和智能化。

##### 4.1. 数字化

随着计算机、网络通信技术的迅猛发展和信息化的普及和深入，数字化变电站和数字化电网的研究、开发已吸引了越来越多专家学者和技术人员的目光。信息数字化、通信数字化、决策数字化和管理数字化已被确认为当代电网数字化的四大方面。各类信息系统纷纷建成投运服务电网运行，并在企业生产经营中发挥着不可替代的作用，成为企业正常运转的基石。

##### 4.2. 网络化

网络化是实现调度中心之间广域资源共享和协作，是一种在物理网络互联基础上的应用和功能意义上的系统级联网。地调自动化的互联网络化表现在两个方面：一方面是指不同层次的调度中心主站间的广域网通信，例如地调和省级电网调度（以下简称省调）、地调和县级电网调度；另一方面是指调度主站与直属电厂和变电站间的远程通信。

##### 4.3. 集成化

自动化技术的不断发展丰富了电网运行管理的手段，实现不同功能的自动化系统越来越多，如能量管理系统（EMS）、配电管理系统（DMS）、电能计量遥测系统、雷电定位监测终端系统等等。由于系统开发商不同和各业务部门的需求不同等原因，导致了许多信息建设问题的出现，例如信息孤岛和信息交叠等。

因此，建立信息一体化平台，综合利用多角度、多尺度、广域大范围的电网信息以及分离的各系统内存在的各种数据，实现系统信息集成化势在必行。

##### 4.4. 智能化

调度智能化是指采用调度数据集成技术，有效整合并综合利用电力系统的稳态、动态和暂态运行信息，实现电力系统正常运行的监测与优化、预警和动态预防控制、事故的智能辨识、事故后的故障分析处理和系统恢复、紧急状态下的协调控制、电网调度可视化等高级应用功能。调度智能化是对现有调度控制中心功能的重大扩展，对于有效地提高电网调度运行人员驾驭现代化大电网的能力，保障电网的安全、稳定、经济、优质运行，具有十分广阔的应用前景，是未来电网发展的必然趋势<sup>[5]</sup>。

#### References (参考文献)

- [1] Gilberto P.Azevedo, Ayru L. Oliveira Filho. Control centers with open architectures. *IEEE Computer Application in Power*, 2001, 14 (4): 25-34.
- [2] XIN Yaozhong. Development trend of power system dispatching automation in 21st century. *Power System Technology*, 2001, 25 (12): 1-13.  
辛耀中. 新世纪电网调度自动化技术发展趋势. *电网技术*, 2001, 25 (12): 1-13.
- [3] ZHANG Shenming, HUANG Haifeng. Architecture of power dispatching automation system based on IEC 61970 standard. *Automation of Electric Power Systems*, 2002, 26 (10): 42-49.  
张慎明, 黄海峰. 基于 IEC 61970 标准的电网调度自动化系统体系结构. *电力系统自动化*, 2002, 26 (10): 42-49.
- [4] YAO Jianguo, GAO Zonghe, YANG Zhihong, et al. Supporting platform design and function integration for EMS application software. *Automation of Electric Power Systems*, 2006, 30 (4): 43-59.  
姚建国, 高宗和, 杨志宏, 等. EMS 应用软件支撑环境设计和功能整合. *电力系统自动化*, 2006, 30(4): 43-59.
- [5] YANG Shengchun, YAO Jianguo, GAO Zonghe, et al. Intelligent dispatching decision making system based on integration of power dispatching automation system. *Power System Technology*, 2006, 30 (Sup).  
杨胜春, 姚建国, 高宗和, 等. 基于调度大二次系统的智能化电网调度辅助决策的研究. *电网技术*, 2006, 30 (增刊).