

ICS 29.240.01

F 21

备案号：50048-2015

**DL**

# 中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1403 — 2015

---

## 智能变电站监控系统技术规范

Technical specifications for smart substation monitoring and control system

2015-04-02 发布

2015-09-01 实施

---

国家能源局 发布

## 目 次

前言 .....	II
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 缩略语 .....	2
5 总则 .....	3
6 体系架构 .....	3
7 功能要求 .....	6
8 性能指标 .....	15
9 技术条件 .....	16
附录 A (资料性附录) 不同电压等级智能变电站监控系统结构 .....	18
附录 B (资料性附录) 告警信息分类规范 .....	20
附录 C (资料性附录) 智能告警简报示例 .....	22
附录 D (资料性附录) 设备告警直传信息格式 .....	23
附录 E (资料性附录) 故障分析报告 .....	24

## 前 言

本标准的附录 A、附录 B、附录 C、附录 D、附录 E 为资料性附录。

本标准由中国电力企业联合会标准化中心提出。

本标准由全国电力系统管理及其信息交换标准化技术委员会归口并负责解释。

本标准起草单位：南瑞集团公司（国网电力科学研究院）、中国电力科学研究院、国家电力调度控制中心、国电南瑞科技股份有限公司、中国南方电网有限责任公司系统运行部（电力调度控制中心）、国网吉林省电力有限公司、许继电气股份有限公司、北京四方继保自动化股份有限公司、国电南京自动化股份有限公司、国网江苏省电力公司电力科学研究院。

本标准主要起草人：周斌、倪益民、王永福、张海滨、杨志宏、窦仁晖、张喜铭、杨松、王海峰、陆天健、施玉祥、杨威、张继国、廖泽友、任雁铭、尹军、袁宇波、张斌、许祖锋、樊陈、姚志强、高磊、李娟。

本标准为首次发布。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化中心（北京市白广路二条一号，100761）。

# 智能变电站监控系统技术规范

## 1 范围

本标准规定了智能变电站监控系统的体系架构、功能要求、性能指标和技术条件。

本标准适用于 110kV（66kV）及以上电压等级智能变电站监控系统设计、建设、设备研制、试验及验收，35kV 及以下电压等级智能变电站监控系统可参照执行。

## 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 2887 计算机场地通用规范

GB/T 13729 远动终端设备

GB/T 17626（所有部分）电磁兼容 试验和测量技术

GB/T 22386 电力系统暂态数据交换通用格式

GB/T 25931—2010 网络测量和控制系统的精确时钟同步协议（IEC 61588：2009 IDT）

GB/T 26862—2011 电力系统同步相量测量装置检测规范

GB/T 26865.2 电力系统实时动态监测系统 第 2 部分：数据传输协议

GB/T 30149 电网通用模型描述规范

GB/T 30155 智能变电站技术导则

DL/T 476—2012 电力系统实时数据通信应用层协议

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议集的 IEC 60870-5-

### 101 网络访问

DL/T 667 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 860（所有部分）电力自动化通信网络和系统

DL/T 890（所有部分）能量管理系统应用程序接口

DL/T 1146 DL/T 860 实施技术规范

DL/T 1171 电网设备通用数据模型命名规范

DL/T 1230 电力系统图形描述规范

DL/T 5149 220kV~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程

中华人民共和国国家发展改革委员会令 2014 年第 14 号 电力监控系统安全防护规定

IEC 61850-90-5 电力自动化通信网络和系统 第 90-5 部分：应用 IEC 61850 传输符合 IEEE C37.118 的同步相量信息（Communication networks and systems for power utility automation—Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118）

## 3 术语和定义

DL/T 860、GB/T 22386、GB/T 26865.2、GB/T 30155 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**智能变电站监控系统 smart substation monitoring and control system**

通过系统集成优化和信息共享，实现电网和设备运行信息、状态监测信息、辅助设备监测信息、计

量信息等变电站信息的统一接入、统一存储和统一管理，实现智能变电站运行监视、操作与控制、综合信息分析与智能告警、运行管理和辅助应用等功能，并为调度、生产等主站系统提供统一的变电站操作和访问服务的一种变电站监控系统。

### 3.2

#### 数据通信网关机 **communication gateway**

实现变电站与调度、生产等主站系统之间的通信，为主站系统实现变电站监视控制、信息查询和远程浏览等功能提供数据、模型、图形和文件的传输服务的一种通信装置。

### 3.3

#### 综合应用服务器 **comprehensive application server**

实现与状态监测、计量、PMU、故障录波、电源、消防、安防和环境监测等设备（子系统）的信息通信，进行统一的处理、存储、分析和展示，实现对这些设备（子系统）的运行监视、操作与管理的设备。

### 3.4

#### 虚端子 **virtual terminal**

一种逻辑连接点。基于 DL/T 860 的变电站使用 GOOSE、SV 等输入、输出信号，这些网络上传递的变量与传统屏柜的端子存在着对应关系，为了便于形象地理解和应用 GOOSE、SV 信号，将这些信号的逻辑连接点称为虚端子。

## 4 缩略语

CID	Configured IED Description	IED 实例配置文件
CIM	Common Information Model	公共信息模型
DC-DC	Direct Current to Direct Current	直流一直流
GIS	Gas Insulated Switchgear	气体绝缘金属封闭开关设备
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events	通用面向对象的变电站事件
HGIS	Hybrid Gas Insulated Switchgear	复合式组合电器
IED	Intelligent Electronic Device	智能电子设备
ICD	IED Capability Description	IED 能力描述文件
IRIG-B	Inter-Range Instrumentation Group-B	美国靶场仪器组 B 型码
MTBF	Mean Time Between Failures	平均故障间隔时间
IID	Instantiated IED Description File	实例化 IED 描述文件
PMS	Production Management System	生产管理系统
PMU	Phasor Measurement Unit	同步相量测量装置
SCD	System Configuration Description	全站系统配置文件
SNMP	Simple Network Management Protocol	简单网络管理协议
SNTP	Simple Network Time Protocol	简单网络时间协议
SOE	Sequence of Event	事件顺序
SSD	System Specification Description	系统规范文件
SV	Sampled Values	采样值
UPS	Uninterrupted Power Supply	不间断电源
VLAN	Virtual Local Area Network	虚拟局域网
XML	Extensible Markup Language	可扩展标示语言

## 5 总则

智能变电站监控系统应遵循以下基本技术原则：

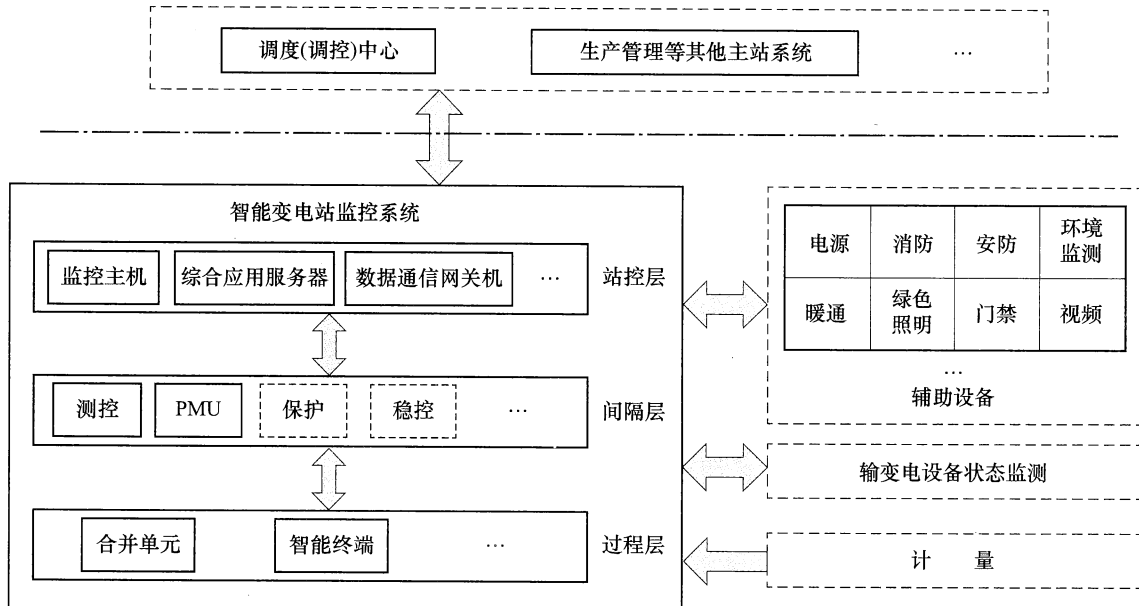
- a) 遵循 DL/T 860，实现全站信息统一建模和接入；
- b) 构建变电站全景数据，满足数据完整性、准确性和一致性的要求；
- c) 实现变电站信息统一存储和处理，提供统一规范的数据访问服务，实现就地综合应用；
- d) 实现变电站与调度（调控）中心信息纵向贯通，实现数据优化、告警直传、远程浏览、认证安全；
- e) 符合国家发展改革委员会令 2014 年第 14 号的要求。

## 6 体系架构

### 6.1 概述

智能变电站自动化由监控系统和继电保护、输变电设备状态监测、辅助设备、时钟同步、计量等设备实现。智能变电站监控系统纵向联通调度、生产管理等系统、变电站内互联各 IED 设备，是变电站自动化系统的核心部分。

智能变电站监控系统直接采集站内电网运行信息和测控、保护等二次设备运行状态信息，通过标准化接口与输变电设备状态监测、辅助设备、计量等设备进行信息交互，完成变电站全站数据采集和处理；实现变电站监视、控制和管理，同时为调度（调控中心）、生产管理等其他主站系统提供远程控制和浏览服务。监控系统结构及其和其他设备信息交互关系如图 1 所示，其中所有接入的信息应遵循 DL/T 860 接入智能变电站监控系统。



注：图中用虚框标识部分与智能变电站监控系统进行信息交互，本标准对其功能和技术要求不做规定。

图 1 智能变电站监控系统结构和信息交互关系示意图

### 6.2 系统结构

智能变电站监控系统结构遵循 DL/T 860，分为过程层、间隔层和站控层。根据《电力监控系统安全防护规定》的要求，结合变电站信息交互和共享的发展需求，全变电站二次系统宜划分为安全 I 区和安全 II 区，具体如下：

- a) 在安全 I 区中，监控主机采集并存储电网运行和设备工况等实时数据。I 区数据通信网关机获

取实时数据后直接向调度（调控）中心传输实时数据，并同时与调度（调控）中心进行信息交互，上送变电设备异常及告警信息，提供信息查询和远程浏览服务。

- b) 在安全 II 区中，综合应用服务器与输变电设备状态监测和辅助设备等进行通信，采集并储存电源、计量、消防、安防、环境监测等信息，经过分析和处理后进行可视化展示。综合应用服务器通过正反向隔离装置向 III/IV 区数据通信网关机发布信息，并由 III/IV 区数据通信网关机传输给生产管理等其他管理系统。生产管理等其他管理系统的控制命令通过 III/IV 区数据通信网关传输给综合应用服务器，由综合应用服务器将其传输给指定设备。视频设备可通过综合数据网通道向视频主站传送图像信息。

不同电压等级的智能变电站监控系统的结构示意图参见附录 A。

### 6.3 系统构成

#### 6.3.1 站控层设备

站控层设备包括监控主机、操作员站、工程师工作站、数据通信网关机、综合应用服务器、时间同步装置等，主要功能要求如下：

- a) 监控主机：实现站内设备的运行监视、操作与控制、防误闭锁、信息综合分析及智能告警功能。
- b) 操作员站：站内运行监控的主要人机界面，实现对全站一、二次设备的实时监视和操作控制，具有事件记录及报警状态显示和查询、设备状态和参数查询、操作控制等功能。
- c) 工程师工作站：实现智能变电站监控系统的配置、维护和管理。
- d) I 区数据通信网关机：直接采集站内实时数据，通过专用通道向调度（调控）中心传送实时信息，同时接收调度（调控）中心的操作与控制命令；实现变电站告警信息向调度主站的直接传输，同时支持调度主站对变电站的图形调阅和远程浏览。
- e) II 区数据通信网关机：实现 II 区数据向调度（调控）中心的数据传输，具备远方查询和浏览功能。
- f) III/IV 区数据通信网关机：实现与 PMS、输变电设备状态监测等其他主站系统的信息交互。
- g) 综合应用服务器：接收站内一次设备在线监测数据、辅助设备数据、设备基础信息、PMU 数据、故障录波数据、继电保护管理信息等，进行集中处理、存储、分析和展示。综合应用服务器宜采用成熟商用关系数据库、实时数据库和时间序列数据库，支持多用户并发访问，支持 PMU 高频采集数据的存储，支持时序数据的变化即存储及数据压缩功能。
- h) 时间同步装置：接收无线或有线授时信号，为全站所有设备提供统一的时间同步信号。

#### 6.3.2 间隔层设备

间隔层设备包括测控装置、PMU 装置等，主要功能要求如下：

- a) 测控装置：实时采集、处理、传输一次设备传感器数据，接收外部操作命令对开关等一次设备进行实时操作控制，并实现五防闭锁、同期检测等功能；
- b) PMU 装置：进行同步相量的实时测量和输出，以及进行动态记录。

#### 6.3.3 过程层设备

过程层设备包括合并单元、智能终端等，应能正确反映一次设备的运行状态及完成信息传递，主要功能要求如下：

- a) 合并单元：作为电流、电压互感器和保护、测控装置的中间接口，完成同步采集电流和电压信号，输出数字信息给保护、测控和计量等装置。
- b) 智能终端：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（如断路器、隔离开关、主变压器等）的状态测量、控制等功能。

#### 6.3.4 网络通信设备

网络通信设备包括交换机、路由器、通信辅助设备等，为变电站设备提供站内通信服务。

#### 6.3.5 信息安全防护设备

信息安全防护设备实现变电站信息的安全隔离，包括防火墙、纵向加密认证装置、单向物理隔离装

置等。

### 6.3.6 接入的设备

包括保护装置、稳定控制装置、故障录波装置、输变电设备状态监测设备、安防与消防设备、环境监测设备、电能量采集设备以及站用电电源设备等。

- a) 保护装置：监视实时采集的各种模拟量和状态量，当电力元件发生故障时，根据一定的逻辑来发出告警信息或跳闸指令来保护输变电设备的安全；
- b) 稳定控制装置：当电网受到大扰动而出现紧急状态时，执行切机、切负荷等紧急联合控制措施，隔离故障源使系统恢复到稳定运行状态；
- c) 故障录波装置：自动、准确地记录电力系统各种相关电气量的变化情况，在电力系统发生故障时，自动保存故障前、后过程的事件报告；
- d) 输变电设备状态监测装置：通过安装在输变电设备内或附近的传感器，装置能自动采集、处理和传送被监测设备状态数据，实现对输变电设备状况的连续自动检测；
- e) 安防与消防设备：包含视频、消防、门禁、红外对射或电子围栏等设备，实现变电站视频监控、火灾报警实时监测、安全警卫等功能；
- f) 环境监测设备：包含户内外环境、照明、暖通及给排水等环境监测设备，实现对变电站的温湿度、风力、水浸、SF<sub>6</sub> 气体浓度、照明控制开关、风机运行状态、空调运行状态、水位、水泵运行状态等信息的监视；
- g) 电能量采集设备：实时采集变电站电能量，并将电能信息上送计量主站和变电站监控系统；
- h) 站用电电源设备：将直流控制电源、电力专用 UPS 电源、电力专用逆变电源和通信专用 DC-DC 变换器统一设计，通过统一的智能网络平台，实现对交直流控制电源全参数透明化管理。

### 6.3.7 工具软件

#### 6.3.7.1 工具软件分类

工具软件包括配置工具、模型校核工具、图形管理工具等。

#### 6.3.7.2 配置工具

配置工具包括装置配置工具和系统配置工具。

装置配置工具是 IED 的专用配置工具，用于创建和修改 ICD 文件，为新的 ICD 文件或借助 IID 文件修改 IED 实例的数据模型、参数和配置值，以及将来自 SCD 文件中其他 IED 的输入数据与装置内部信号绑定，生成 IED 专用的配置文件，并将配置文件下装到 IED。

系统配置工具是独立于 IED 的系统级工具，用于创建和修改 SCD 文件，导入 ICD 文件创建 IED 实例，配置 IED 间的交换信息，设定 IED 的网络地址等通信参数并将 IED 与一次系统关联。

对配置工具的要求如下：

- a) 配置工具应满足 DL/T 860 和 DL/T 1146 的要求；
- b) 配置工具对输入的数据应进行正确性和有效性检查，生成的文件应满足 DL/T 860.6 中“schema”的要求；
- c) 配置工具应能自动生成文件的版本信息（version 和 revision），记录修改时间和修改人，修改内容和修改原因可人工填写；
- d) IED 配置工具应支持从 SCD 文件导出 CID 文件和 IED 特定配置文件，宜支持文件的自动下装并保证下装文件的一致性；
- e) 系统配置工具宜支持图形化的方式配置“Substation（变电站）”部分并生成 SSD 文件；
- f) 系统配置工具导入 ICD 文件时应保留厂家私有命名空间及其元素，不修改 ICD 文件模型实例的任何参数，同时应能检测模板冲突；
- g) 系统配置工具应支持 GOOSE 和 SV 虚端子联系配置，可生成虚端子连接图，以图形方式来表示各虚端子之间的连接。

### 6.3.7.3 模型校核工具

模型校核工具应能够读取变电站 SCD 文件，进行语义和语法验证，测试 SCD 文件的格式和内容是否正确，检测配置参数的合理性和一致性，包括介质访问控制（MAC）地址、网际协议（IP）地址唯一性检测和 VLAN 设置等。模型校核工具还应具备 CID 文件检测功能，对装置下装的 CID 文件进行检测，保证与 SCD 导出的文件内容一致。

对模型校核工具的要求如下：

- a) 具备 SCD 文件导入和校验功能，可读取变电站 SCD 文件，测试导入的 SCD 文件的信息是否正确；
- b) 具备合理性检测功能，包括介质访问控制（MAC）地址、网际协议（IP）地址唯一性检测和 VLAN 设置；
- c) 具备 CID 文件检测功能，对装置下装的 CID 文件进行检测，保证与 SCD 导出的文件内容一致。

### 6.3.7.4 图形管理工具

图形管理工具完成图形的编辑与显示功能，并可导入和导出标准的图形文件。对图形管理工具的要求如下：

- a) 具有图元编辑、图形编辑和显示功能，并与数据库相关联，可动态显示系统采集的开关量和模拟量、系统计算量和设备技术参数；
- b) 导入和导出的图形应满足 DL/T 1230 要求，以便与其他系统实现图形的共享。

## 7 功能要求

### 7.1 数据采集

#### 7.1.1 总体要求

- a) 实现变电站内电网运行实时数据的采集；
- b) 实现一次设备、二次设备和辅助设备运行状态数据的采集；
- c) 量测数据应带时标、品质等信息。

#### 7.1.2 站内电网运行数据采集

##### 7.1.2.1 状态数据采集

状态数据采集主要包括：

- a) 断路器、隔离开关和接地开关的位置信息；
- b) 主变压器分接头的位置信息；
- c) 保护等设备的动作信号。

##### 7.1.2.2 量测数据采集

量测数据采集主要包括：

- a) 电流有效值、电压有效值、有功功率有效值、无功功率有效值、功率因数、频率；
- b) 三相基波电压、三相基波电流、电压电流的基波正序相量等；
- c) 电能量数据；
- d) 统计计算数据。

##### 7.1.2.3 故障录波数据采集

故障录波数据采集主要包括：

- a) 保护装置的录波数据；
- b) 故障录波器的录波数据。

#### 7.1.3 设备运行状态信息采集

##### 7.1.3.1 一次设备状态数据采集

一次设备状态数据的范围和来源：

- a) 数据范围：变压器、电抗器、断路器及组合电器、容性设备、避雷器等一次设备的状态信息及异常告警信号，具体监测采集量可根据工程实际配置确定；
- b) 一次设备状态数据通过状态数据采集装置采集。

#### 7.1.3.2 二次设备状态数据采集

二次设备状态数据范围和来源：

- a) 信息范围主要包括：二次设备运行状态及告警信号，装置软压板状态，装置的自检、闭锁及闭锁解除状态，设备通信状态及告警信号，保护定值及区号，保护中间节点类信息，二次设备健康状态诊断结果及异常预警信号等。
- b) 二次设备运行状态信息，由二次设备提供。

#### 7.1.3.3 辅助设备数据采集

辅助设备运行信息范围和来源：

- a) 信息范围：
  - 1) 辅助设备量测数据主要包括交直流电源的电压、电流量、环境温度和湿度等；
  - 2) 辅助设备状态量信息主要包括交直流电源的状态和告警信息、设备工况、异常及失电告警信号、安防与消防、告警信号以及环境监测量异常告警信号等；
  - 3) 其他设备的量测数据及状态量。
- b) 辅助设备量测数据和状态量由电源、安防与消防、环境监测等设备采集。

### 7.2 运行监视

#### 7.2.1 总体要求

运行监视的总体要求如下：

- a) 应实时、可靠、准确地实现电网和设备关键信息的运行监视；
- b) 应通过可视化手段快速直观地展示电网和设备运行状态，提高运行监视效率；
- c) 应对主要一次设备（变压器、断路器等）、二次设备运行状态进行有效监测，为运行人员快速、准确地完成操作和事故判断提供技术支持；
- d) 应支持调度（调控）中心远程浏览变电站的信息。

#### 7.2.2 监视内容

运行监视的内容应满足如下要求：

- a) 实现对电网实时状态、测量量和电网实时运行告警信息的监视；
- b) 实现对变压器、电抗器、组合电器（如 GIS、HGIS）、断路器、避雷器等一次设备状态的监视；
- c) 实现对站控层、间隔层、过程层各类二次设备状态的监视；
- d) 实现对网络交换机状态的监视，支持交换机网络通信状态、网络实时流量、网络实时负荷、网络连接状态等信息的实时采集和统计；
- e) 实现对保护等二次设备的定值、软压板信息、装置版本及参数信息的监视。

#### 7.2.3 运行监视可视化

##### 7.2.3.1 电网运行可视化

电网运行可视化应满足如下要求：

- a) 应实现稳态和动态数据的可视化展示，如有功功率、无功功率、电压、电流、频率、同步相量等，可采用动画、表格、曲线、饼图、柱图、仪表盘、等高线等多种形式展现；
- b) 应实现站内潮流方向的实时显示，通过流动线等方式展示电流方向，并显示线路、主变压器的有功、无功等信息；
- c) 提供多种信息告警方式，包括最新告警提示、光字牌、图元变色或闪烁、自动推出相关故障间隔图、音响提示、语音提示、短信等；
- d) 不合理的模拟量、状态量等数据应设置异常标志，并用闪烁或醒目的颜色给出提示，颜色可以

设定；

- e) 宜支持电网运行故障与视频联动功能，在电网设备跳闸或故障情况下，视频可自动切换到故障设备。

### 7.2.3.2 设备状态可视化

设备状态可视化应满足如下要求：

- a) 宜使用动画、图片等方式展示设备状态；
- b) 应针对不同监测项目显示相应的实时监测结果，超过阈值的应以醒目颜色显示；
- c) 可根据监测项目调取、显示故障曲线和波形，提供不同历史时期曲线比对功能；
- d) 可在电网间隔图中通过曲线、音响、颜色效果等方式综合展示一次设备各种状态参量，内容包括运行参数、状态参数、实时波形、诊断结果等；
- e) 应根据监视设备的状态监测数据，以颜色、运行指示灯等方式，显示设备的健康状况、工作状态（运行、检修、热备用、冷备用）、状态趋势；
- f) 应实现通信链路的运行状态可视化，包括网络状态、虚端子连接等。

### 7.2.4 远程浏览

远程浏览应满足如下要求：

- a) 数据通信网关机应为调度（调控）中心等主站系统提供远程浏览和调阅服务；
- b) 远程浏览只允许浏览，不允许操作；
- c) 远程浏览内容包括一次接线图、电网实时运行数据、设备状态等；
- d) 远程调阅内容包括历史记录、操作记录、故障综合分析结果等信息。

## 7.3 操作与控制

### 7.3.1 总体要求

操作与控制应满足如下要求：

- a) 全站同一时间只执行一个控制命令。
- b) 操作与控制可分为四级：设备本体就地操作、间隔层设备控制、站控层控制和调度（调控）中心控制；
- c) 设备的操作与控制应优先采用遥控方式，间隔层控制和设备就地控制作为后备操作或检修操作手段；
- d) 支持变电站操作人员对站内设备的操作与控制，包括遥控、遥调、人工置数、标识牌操作、闭锁和解锁等各种操作；
- e) 满足安全可靠的要求，所有相关操作应与设备和系统进行关联闭锁，确保操作与控制的准确可靠；
- f) 采用安全机制来保障远方操作与控制的安全性；
- g) 支持操作与控制可视化；
- h) 操作与控制应有记录，包括操作人，操作对象、操作内容、操作时间、操作结果等，可供调阅和打印。

### 7.3.2 站内操作与控制

#### 7.3.2.1 单设备遥控

单设备遥控应满足如下要求：

- a) 断路器、隔离开关设备控制操作分三步进行：选择—返校—执行。选择结果应显示，当“返校”正确时才能进行“执行”操作。
- b) 在进行选择操作时，若遇到以下情况之一应自动撤销：
  - 1) 控制对象设置禁止操作标识牌；
  - 2) 校验结果不正确；

- 3) 遥控选择后 30s~90s 内未有相应“返校”;
- 4) 通信异常或者状态改变。
- c) 单设备遥控操作应满足以下安全要求:
  - 1) 操作必须在具有控制权限的工作站上进行;
  - 2) 操作员必须有相应的操作权限;
  - 3) 双席操作校验时, 监护员需确认;
  - 4) 操作时每一步应有提示。

#### 7.3.2.2 同期操作

同期操作应满足如下需求:

- a) 断路器控制应具备检同期、检无压方式, 操作界面应具备控制方式选择功能, 操作结果应反馈;
- b) 同期应检测断路器两侧的母线、线路电压幅值、相角及频率;
- c) 断路器两侧为不同系统时, 应能够实现自动同期捕捉合闸;
- d) 应支持调度(调控)中心远方同期操作。

#### 7.3.2.3 定值修改

定值修改操作应满足如下要求:

- a) 可通过监控系统或调度(调控)中心修改定值;
- b) 装置同一时间仅接受一种修改方式;
- c) 支持远方切换定值区;
- d) 应具备定值的历史比对功能, 能记录并显示定值的修改记录。

#### 7.3.2.4 软压板投退

软压板投退应满足如下要求:

- a) 远方投退软压板宜采用“选择—返校—执行”方式;
- b) 软压板的状态信息应作为遥信状态上送。

#### 7.3.2.5 保护远方复归

保护远方复归应满足如下要求:

- a) 可通过站控层或调度(调控)中心远方复归保护装置, 宜支持批量复归或单装置复归两种方式;
- b) 调度(调控)中心远方复归宜采用遥控方式进行复归;
- c) 站控层远方复归宜采用直接控制方式进行复归。

#### 7.3.2.6 主变压器分接头调节

主变压器分接头的调节应满足如下要求:

- a) 宜采用直接控制方式逐挡调节;
- b) 变压器分接头调节过程及结果信息应上送;
- c) 应具备分接头滑挡判断和急停控制功能。

#### 7.3.2.7 遥控操作可视化

遥控操作可视化应满足如下要求:

- a) 为操作人员提供形象、直观的操作界面;
- b) 展示内容包括操作对象的当前状态(运行状态、健康状况、关联设备状态等)、操作过程中的状态(状态信息、异常信息)和操作结果(成功标志、最终运行状态);
- c) 支持视频监控联动功能, 自动切换摄像头到预置点, 为操作人员提供实时视频图像辅助监视。

#### 7.3.3 调度操作与控制

调度操作与控制应满足如下要求:

- a) 支持调度(调控)中心对管辖范围内的断路器、电动隔离开关等设备的遥控操作; 支持保护软压板的投退、保护定值区切换、保护远方复归、变压器挡位调节和无功补偿装置投切。此类操

作应通过 I 区数据通信网关机实现。

- b) 支持调度（调控）中心对故障波形、保护定值、软压板等保护信息的召唤；支持全站辅助设备的远程操作与控制。此类操作应通过 II 区数据通信网关机和综合应用服务器实现。
- c) 宜支持调度数字证书机制保障调度操作与控制的安全性。

#### 7.3.4 防误闭锁

防误闭锁功能应满足如下要求：

- a) 防误闭锁分为站控层防误闭锁、间隔层防误闭锁和设备层防误闭锁三个层次；
- b) 操作员站本地操作和调度远方操作应经过站控层防误逻辑检查后方能将控制命令发至间隔层，如发现错误应闭锁该操作并提示闭锁原因；
- c) 间隔层防误闭锁宜由测控装置实现，间隔间闭锁信息宜通过 GOOSE 方式传输；
- d) 设备层防误闭锁应由单元电气防误闭锁或机械防误闭锁实现断路器、隔离开关、接地开关等一次设备本间隔内的防误闭锁，不设置跨间隔电气闭锁回路；
- e) 站控层防误闭锁、间隔层防误闭锁和设备层防误闭锁的优先级应依次为从低到高，站控层防误闭锁失效时不影响间隔层防误闭锁，站控层和间隔层防误闭锁均失效时不影响设备层防误闭锁。

#### 7.3.5 顺序控制

变电站当地应具备完整的顺序控制功能，顺序控制功能应满足如下要求：

- a) 变电站应存储和维护站内所有的顺控票。
- b) 站内顺序控制应实时与调度（调控）中心实现顺序控制的信息交互，支撑调度（调控）中心远程的顺序控制功能的实现。
- c) 多张顺控票的组合顺控，应由变电站按照调度（调控）中心下发的所有间隔对象，自行组合生成一张包括所有步骤的组合顺控票，上送调度（调控）中心审核，由调度（调控）中心按单票操作流程执行。
- d) 变电站内的顺序控制分为间隔内操作和跨间隔操作两类。
- e) 顺序控制的范围：
  - 1) 一次设备（包括主变压器、母线、断路器、隔离开关、接地开关等）运行方式转换；
  - 2) 保护装置定值区切换、软压板投退。
- f) 顺序控制应经过防误规则校核，执行前提供自动预演功能，先预演模拟执行来校核每个控制步骤的操作是否满足正确性要求。
- g) 顺序控制应提供操作界面，显示操作内容、步骤及操作过程等信息，应支持开始、终止、暂停、继续等进度控制，每个操作步骤之间应有一定的时间间隔，并提供操作的全过程记录。对操作中出现的异常情况，应支持人工干涉，并具有急停功能。
- h) 顺序控制宜通过辅助接点状态、量测值变化等信息自动完成每步操作的检查工作，包括设备操作过程、最终状态等。
- i) 顺序控制宜与视频监控联动，提供辅助的操作监视。
- j) 顺控服务对于控制操作的过程，应具备详细的日志存储，为分析故障以及处理提供依据。

#### 7.3.6 自动电压无功控制

自动电压无功控制功能应满足如下要求：

- a) 根据预定的控制策略实现无功的自动调节，可由站内操作人员或调度（调控）中心进行功能投退和目标值设定；
- b) 具备参数设置功能，包括控制模式、计算周期、数据刷新周期、控制约束等配置；
- c) 提供实时数据、电网状态、闭锁信号、告警等信息的监视界面；
- d) 支持设备故障或通信故障时自动闭锁优化调节全部或部分功能；
- e) 支持生成自动电压无功控制操作的操作记录；

f) 具备接收调度电压无功控制目标的功能。

### 7.3.7 智能操作票

智能操作票应满足如下要求：

- a) 根据操作任务，结合操作规则和运行方式，自动生成符合操作规范的操作票；
- b) 操作票的生成应支持装载典型票、组合票定义及人工配置三种方式；
- c) 操作票执行前必须经过人工或自动预演校核。

## 7.4 综合应用

### 7.4.1 总体要求

综合应用功能应满足如下总体要求：

- a) 综合应用功能应实现站内数据校核，保证基础数据的可靠性和正确性；
- b) 应实现对采集的站内信息综合分析、处理和智能告警；
- c) 告警信息应根据重要程度分级、分类；
- d) 应按照故障类型提供故障诊断及故障分析报告。

### 7.4.2 数据辨识

#### 7.4.2.1 概述

数据辨识对站内采集的实时量测值和状态量进行预处理，标识实时数据中的不良数据，提高变电站采集的电网基础数据的准确性。

#### 7.4.2.2 数据合理性检测

对量测值和状态量进行检测分析，确定其合理性，具体包括：

- a) 应检测母线的功率量测总和是否平衡；
- b) 应检测并列运行母线电压量测是否一致；
- c) 应检查变压器各侧的功率量测是否平衡；
- d) 对于同一量测位置的有功、无功、电流量测，应检查是否匹配；
- e) 应结合运行方式、潮流分布检测开关状态量是否合理。

#### 7.4.2.3 不良数据检测

对量测值和状态量的准确性进行分析，辨识不良数据，具体包括：

- a) 应检测量测值是否在合理范围，是否发生异常跳变；
- b) 应检测断路器/隔离开关状态和量测值是否冲突，并提供其合理状态；
- c) 应检测断路器/隔离开关状态和标志牌信息是否冲突，并提供其合理状态；
- d) 当变压器各侧的母线电压和有功、无功量测值都可用时，宜验证有载调压分接头位置的准确性。

### 7.4.3 智能告警

#### 7.4.3.1 智能告警的分类和命名

智能告警涉及的信息命名及分类应明确和规范，具体如下：

- a) 全站告警信息上送调度（调控）中心和运检中心时命名格式应遵循 DL/T 1171；
- b) 上送的全站告警信息应分为事故信息、异常信息、变位信息、越限信息和告知信息五类，具体内容见附录 B。

#### 7.4.3.2 智能告警的生成

智能告警的生成应满足如下要求：

- a) 结合遥测越限、数据异常、通信故障等信息，对电网实时运行信息、一次设备信息、二次设备信息、辅助设备信息进行综合分析，生成告警简报；
- b) 面向运行人员，建立告警处理预案，指导值班人员快速处理告警信息；
- c) 根据告警信息的级别，通过图像、声音、颜色等方式给出告警信息；
- d) 支持多种历史查询方式，如厂站、间隔、设备、时间等查询条件。

### 7.4.3.3 告警简报的上送

告警简报的上送应满足如下要求：

- a) 对于有人值班的变电站，告警简报信息应就地展示以提醒变电站值班人员及时处理，并同时上送调度（调控）中心和运检中心；
- b) 无人值班的变电站，告警简报信息应直接上送调度（调控）中心和运检中心；
- c) 告警简报信息上送的具体内容格式参见附录 C；
- d) 告警简报信息按照调度（调控）中心和运检中心的要求及时上送；
- e) 设备告警直传信息宜按照附录 D 格式上送调度（调控）中心。

### 7.4.4 故障分析报告

故障分析报告应包括故障相关的电网信息和设备信息，要求如下：

- a) 在故障情况下对事件顺序记录、保护事件、相量测量数据及故障波形等信息进行数据挖掘和综合分析，生成分析结果，以保护装置动作后生成的报告为基础，结合故障录波、设备参数等信息，生成故障分析报告；
- b) 故障分析报告的格式遵循 XML 规范，具体内容参见附录 E；
- c) 故障分析报告可采用主动上送或召唤方式，上送给调度（调控）中心和运检中心。

## 7.5 运行管理

### 7.5.1 总体要求

运行管理总体上应满足如下要求：

- a) 支持源端维护和模型校核功能，实现全站信息模型的统一；
- b) 建立管理和操作权限；
- c) 支持调度计划管理、保护定值管理、检修工作票管理等功能。

### 7.5.2 源端维护

源端维护功能应满足如下要求：

- a) 利用基于图模一体化技术的系统配置工具，统一进行信息建模及维护，生成标准配置文件，为各应用提供统一的信息模型及映射点表；
- b) 提供的信息模型文件应采用统一的标准格式；
- c) 实现变电站模型到 GB/T 30149 标准模型（CIM/E 模型）的转换，实现变电站图形到 DL/T 1230 标准图形（G 格式）的转换，满足主站系统自动导入建立模型和图形的需要；
- d) 具备模型合法性校验功能，包括站控层与间隔层装置的模型一致性校验，站控层 SCD 模型的完整性校验，支持离线和在线校验方式。

### 7.5.3 权限管理

权限管理应满足如下要求：

- a) 应区分设备的使用权限，只允许特定人员使用；
- b) 应针对不同的操作设置不同的操作权限。

### 7.5.4 调度计划管理

调度计划管理功能应能够接收调度电压无功控制目标。

### 7.5.5 设备管理

设备管理属于非实时的管理类功能，可根据需求选择性配置。

#### 7.5.5.1 设备台账信息

设备台账信息应满足如下要求：

- a) 可采用与生产管理信息系统（PMS）交互、变电站配置文件（SCD）文件读取和人工录入的方式，建立变电站运行设备完备的基础信息；
- b) 为一、二次设备运行、操作、检修、维护管理提供统一的设备信息服务；

- c) 实现对设备台账信息的版本管理，文件名称应包含时间信息，可追溯。

#### 7.5.5.2 设备缺陷信息

设备缺陷信息的生成和交互应满足以下要求：

- a) 通过站内智能设备的自检信息、告警信息和故障信息，自动生成设备缺陷信息；
- b) 设备运行维护中发现的设备缺陷可人工输入；
- c) 可与生产管理信息系统（PMS）进行信息交互。

#### 7.5.6 保护定值管理

运行管理应包含保护定值管理功能，要求如下：

- a) 应具备接收定值整定单的功能；
- b) 应具备保护定值校核及显示修改部分的功能。

#### 7.5.7 检修管理

检修管理应满足如下要求：

- a) 根据调度检修计划或工作要求生成检修工作票；
- b) 支持对设备检修情况的记录功能，并与设备台账、缺陷信息融合，为故障分析提供数据支持。

### 7.6 辅助设备监控

#### 7.6.1 总体要求

辅助设备监控功能应明确监视范围和信息传输标准，要求如下：

- a) 应实现对辅助设备运行状态的监视，包括电源、环境、安防与消防、辅助控制等；
- b) 应支持对辅助设备的操作与控制。

#### 7.6.2 电源监测

电源监测应明确检测范围和对象，要求如下：

- a) 监测范围应包括交流电源、直流电源、通信电源、逆变电源、绿色电源等；
- b) 监测对象应包括电源的状态信息、量测值和告警信息。

#### 7.6.3 安防与消防

安防与消防设备应明确监测范围和对象，要求如下：

- a) 监测范围应包括视频、消防、门禁、红外对射或电子围栏等安全警卫设施等；
- b) 监测对象包括视频告警信息、安防状态及告警信息、消防状态及告警信息、门禁状态及告警信息等。

#### 7.6.4 环境监测

环境监测应明确监控范围和具体内容，要求如下：

- a) 监控范围应包括户内外环境、照明、暖通、给排水、SF<sub>6</sub>监测等；
- b) 监测内容包括实时环境状态及告警信息、照明开关状态信息、采暖通风状态及告警信息、给排水状态及告警信息、SF<sub>6</sub>监测告警信息等。

#### 7.6.5 辅助控制

辅助控制应满足如下要求：

- a) 对照明系统分区域、分等级进行远程控制；
- b) 控制空调、风机和水泵的启停；
- c) 控制声光报警设备；
- d) 控制门禁；
- e) 支持与视频的联动。

### 7.7 信息传输

#### 7.7.1 总体要求

信息传输的总体要求如下：

- a) 信息传输的内容及格式应标准化、规范化,为电网运行控制和生产管理提供高品质的基础数据;
- b) 信息传输应满足电网运行控制的实时性、可靠性和安全性要求。

### 7.7.2 站内信息传输

站内信息传输应满足如下要求:

- a) 测控装置、保护装置、故障录波器、输变电设备状态监测装置、辅助设备等信息的传输遵循 DL/T 860 和 DL/T 1146;
- b) 同步相量数据传输格式遵循 GB/T 26865.2 或 IEC 61850-90-5, 装置参数和装置自检信息的传输遵循 DL/T 860;
- c) 故障录波文件格式遵循 GB/T 22386;
- d) 网络交换机支持 SNMP 协议。

### 7.7.3 站外信息传输

#### 7.7.3.1 与调度(调控)中心信息传输

与调度(调控)中心信息传输应满足如下要求:

- a) 传输的内容主要包括:
  - 电网实时运行的量测值和状态信息;
  - 保护动作及告警信息;
  - 设备运行状态的告警信息;
  - 调度操作控制命令;
  - 图形实时远程浏览数据;
  - 告警简报、故障分析报告;
  - 故障录波数据;
  - 继电保护管理信息;
  - 状态监测分析结果数据;
  - 电能量数据;
  - 辅助设备数据;
  - 模型和图形文件;
  - 日志和历史记录。
- b) 实时数据、告警信息、操作控制命令、图形实时远程浏览数据等实时性、可靠性要求高的数据传输应由 I 区数据通信网关机实现,应遵循 DL/T 634.5104、DL/T 476—2012 或 DL/T 860。
- c) 模型和图形文件、告警简报、故障分析报告、日志和历史记录的信息传输应由 II 区数据通信网关机实现,应遵循 DL/T 476—2012、DL/T 634.5104 或 DL/T 860。
- d) 状态监测分析结果数据、电能量数据、辅助设备数据等非实时数据的信息传输应由 II 区数据通信网关机实现,应遵循 DL/T 634.5104 或 DL/T 860。
- e) 当同一厂站内有多个 PMU 装置时,广域相量测量信息传输应由 PMU 数据集中器实现,传输格式遵循 GB/T 26865.2。
- f) 继电保护管理信息(如配置信息、保护中间节点类信息等)、故障录波数据传输由 II 区数据通信网关机实现,传输规约采用 DL/T 667 或 DL/T 860。
- g) 应支持与多级调度(调控)中心的信息传输。

#### 7.7.3.2 与输变电设备状态监测主站及 PMS 信息传输

与输变电站设备状态监测主站及 PMS 信息传输应满足如下要求:

- a) 传输的内容主要包括:
  - 状态监测数据和监测分析结果;
  - 设备台账信息、设备缺陷信息;

——保护定值单、检修票和操作票。

- b) 信息传输由III/IV区数据通信网关机实现。

## 7.8 时间同步

时间同步满足如下要求：

- a) 站控层设备宜采用 SNTP 进行对时；  
b) 间隔层和过程层设备宜采用 IRIG-B 码对时，也可采用符合 GB/T 25931—2010 (IEC 61588) 的网络对时方式。

## 7.9 信息安全防护

信息安全防护应满足如下要求：

- a) 安全 I 区设备与安全 II 区设备之间通信应采用硬件防火墙隔离；  
b) 系统通过正反向隔离装置向III/IV区数据通信网关机传送数据，实现与其他III/IV区主站的信息传输；  
c) 系统与远方调度（调控）中心进行数据通信 I、II 区应设置纵向加密认证装置，II 区通信可采用纵向加密认证装置或硬件防火墙；  
d) 系统所有控制操作均应设置操作权限，通过口令校验后方可执行，并记录用户名、操作时间、操作内容等详细信息。

## 8 性能指标

### 8.1 系统性能指标

智能变电站监控系统主要性能指标：

- a) 测量精度：电压、电流优于 0.2%，功率优于 0.5%，频率优于  $\pm 0.005\text{Hz}$ ，允许误差极限和参比条件符合 GB/T 13729 的要求；  
b) 同步相量：符合 GB/T 26862—2011 中 3.3 节要求；  
c) 测控装置对时误差不大于 0.5ms，PMU 装置不大于  $1\mu\text{s}$ ；  
d) 失去同步时钟信号 60min 内，测控装置守时误差不大于 1ms，PMU 装置守时误差不大于  $55\mu\text{s}$ ；  
e) 模拟量越死区传送整定最小值  $\leq 0.1\%$ （额定值），并逐点可调；  
f) 电网稳态数据的量测量时标精度  $\leq 200\text{ms}$ ；  
g) 全站 SOE 记录分辨率  $\leq 2\text{ms}$ ，单装置 SOE 记录分辨率  $\leq 1\text{ms}$ ；  
h) 智能终端 GOOSE 事件时标分辨率  $\leq 1\text{ms}$ ；  
i) 模拟量信息响应时间（从 I/O 输入端至数据通信网关机出口） $\leq 2\text{s}$ ；  
j) 状态量变化响应时间（从 I/O 输入端至数据通信网关机出口） $\leq 1\text{s}$ ；  
k) 站控层设备 MTBF  $\geq 20\ 000\text{h}$ ，间隔层测控装置 MTBF  $\geq 30\ 000\text{h}$ ；  
l) 站控层各工作站和服务器的 CPU 平均负荷率：正常时（任意 30min 内） $\leq 30\%$ ，电力系统故障时（10s 内） $\leq 50\%$ ；  
m) 网络平均负荷率：正常时（任意 30min 内） $\leq 20\%$ ，电力系统故障时（10s 内） $\leq 40\%$ ；  
n) 画面整幅调用响应时间：实时画面  $\leq 2\text{s}$ ，其他画面  $\leq 3\text{s}$ ；  
o) 实时数据库容量：模拟量  $\geq 5000$  点，状态量  $\geq 20\ 000$  点，遥控  $\geq 3000$  点，计算量  $\geq 2000$  点；  
p) 历史数据库存储容量：历史数据存储时间  $\geq 3$  年，历史曲线采样间隔  $1\text{min} \sim 30\text{min}$ （可调），历史趋势曲线  $\geq 300$  条。

### 8.2 抗干扰能力

装置在一次回路操作、开关站故障、二次回路操作干扰及其他强电磁骚扰情况下，应能保证正常工作及动作的正确性。装置不应要求其交直流输入回路外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求。过程层、间隔层装置、时间同步装置的电磁兼容性能要求见表 1，试验结果满足 GB/T 17626.1 规定的 a

类要求。

表 1 电磁兼容性能指标

序号	试验项目	标准号	试验等级
1	静电放电抗扰度试验	GB/T 17626.2	四级
2	射频辐射电磁场抗扰度试验	GB/T 17626.3	三级
3	电快速瞬变脉冲群抗扰度试验	GB/T 17626.4	四级
4	浪涌（冲击）抗扰度试验	GB/T 17626.5	三级
5	射频场感应的传导骚扰抗扰度试验	GB/T 17626.6	三级
6	工频磁场抗扰度试验	GB/T 17626.8	五级
7	脉冲磁场抗扰度试验	GB/T 17626.9	五级
8	阻尼振荡磁场抗扰度试验	GB/T 17626.10	五级
9	电压暂降、短时中断抗扰度试验	GB/T 17626.11	100% $U_T$ ，直流供电 100ms； 交流 500ms
10	振荡波抗扰度试验	GB/T 17626.12	三级

## 9 技术条件

### 9.1 电源

- a) 交流电源应满足如下要求：
- 交流电源电压为单相 220V，电压允许偏差  $-20\% \sim +15\%$ ；
  - 交流电源频率为 50Hz，允许偏差  $\pm 5\%$ ；
  - 交流电源波形为正弦波，谐波含量小于 5%。
- b) 直流电源应满足如下要求：
- 直流电源电压为 110V 或 220V，允许偏差为  $-20\% \sim +15\%$ ；
  - 直流电源电压纹波系数小于 5%。
- c) UPS 备用电源切换时间应小于 5ms，备用电源时间应大于 2h。

### 9.2 场地与环境

场地与环境的要求如下：

- a) 环境温度和湿度要求见表 2。

表 2 工作场所环境温度和湿度分级

级别	环境温度		湿度		使用场所
	范围 ℃	最大变化率 ℃/h	相对湿度 <sup>a</sup> %	最大绝对湿度 g/m <sup>3</sup>	
C0	-5~+45	20	5~95	28	室内
C1	-25~+55	20	5~95	28	遮蔽场所（户外柜）
C2	-40~+70	20	5~100	28	室外
CX	特 定				与用户协商

<sup>a</sup> 设备内部既不应凝露，也不应结冰。

- b) 大气压力：试验大气压力：86kPa~106kPa；正常工作大气压力：80kPa~106kPa。
- c) 设备的贮存、运输极限的环境温度 -25℃~+70℃，相对湿度不大于 85%。
- d) 设备使用地点应无爆炸危险，无腐蚀性气体及导电尘埃，无严重霉菌，无剧烈振动源，不允许有超过发电厂、变电站正常运行范围内可能遇到的电磁场存在。应有防御雨、雪、风、沙、尘埃及防静电措施。

### 9.3 防雷与接地

#### 9.3.1 防雷与接地要求

系统的防雷与接地应符合 DL/T 5149 的要求。

#### 9.3.2 防雷措施

系统的防雷措施应满足如下要求：

- a) 监控系统应设有防雷和防止过电压的保护措施；
- b) 在各种装置的交、直流输入处应设电源防雷器。

#### 9.3.3 接地措施

系统的接地措施应满足如下要求：

- a) 监控系统信号电缆遵循“一点接地”原则，接地线连接于变电站的主接地网的一个点上；
- b) 监控系统的机箱、机柜、打印机外设等设备均应可靠接地。

## 附录 A (资料性附录)

### 不同电压等级智能变电站监控系统结构

智能变电站监控系统由站控层、间隔层、过程层设备以及网络和安全防护设备等组成。

变电站网络拓扑结构应灵活，宜采用环型、星型或两种相结合的方式。

站控层设备和间隔层设备之间采用以太网方式组网，实现站控层内部、站控层与间隔层之间以及间隔层设备之间的数据传输，并满足与电力系统专用网络连接及容量扩充等要求。

间隔层设备和过程层设备之间采用以太网方式组网，实现间隔层设备与过程层设备之间的数据传输，保护装置与本间隔的智能终端设备及合并单元之间可采用点对点通信方式。

全站的通信网络应采用高速工业以太网组成，传输带宽应大于或等于 100Mbit/s，部分中心交换机之间的连接宜采用 1000Mbit/s 数据端口互联，可通过划分虚拟局域网（VLAN）将网络分隔成不同的逻辑网段。

变电站网络应具备合理的信息处理机制，保证在正常及事故状态下不能因为网络负荷过重而影响系统正常运行。

如综合应用服务器需与 II 区的其他主站系统通信时，可不设置横向安全隔离装置。

220kV 及以上电压等级智能变电站监控系统结构见示意图 A.1。通常监控主机、综合应用服务器采用双机配置。

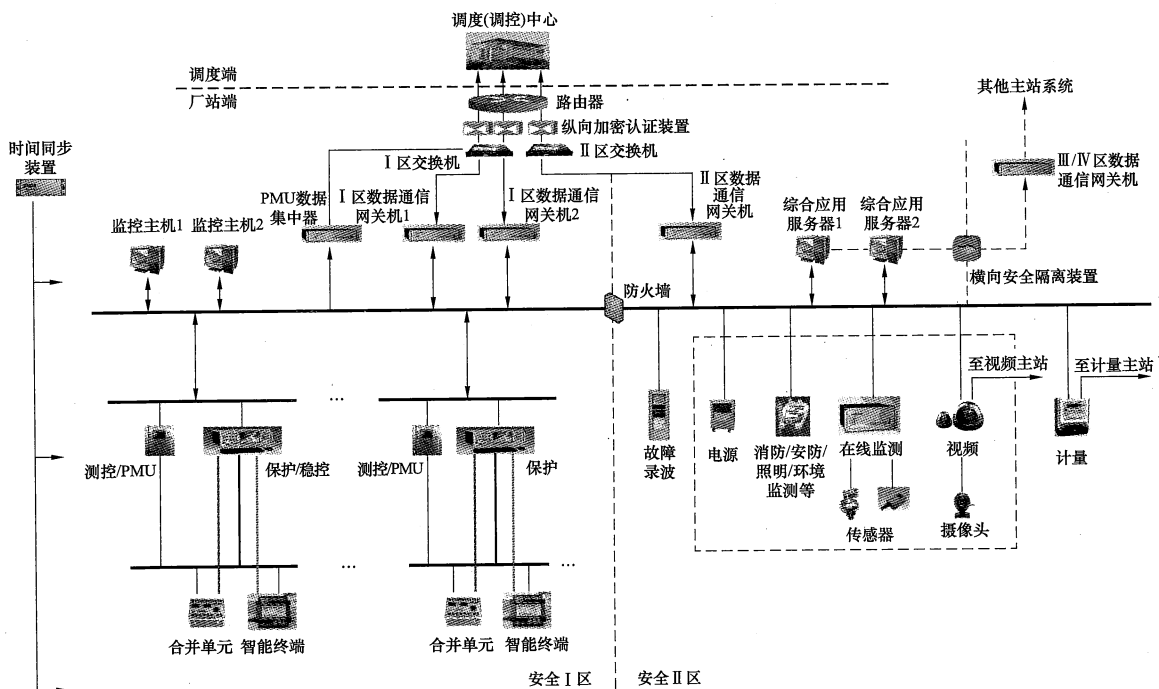


图 A.1 220kV 及以上电压等级智能变电站监控系统结构示意图

110kV（66kV）电压等级智能变电站监控系统结构见示意图 A.2。110kV 及以下电压等级智能变电站监控系统可以不再区分 I 区和 II 区，统一按 I 区进行管理，站内不再设置防火墙。通常监控主机和综合应用服务器采用单机配置。

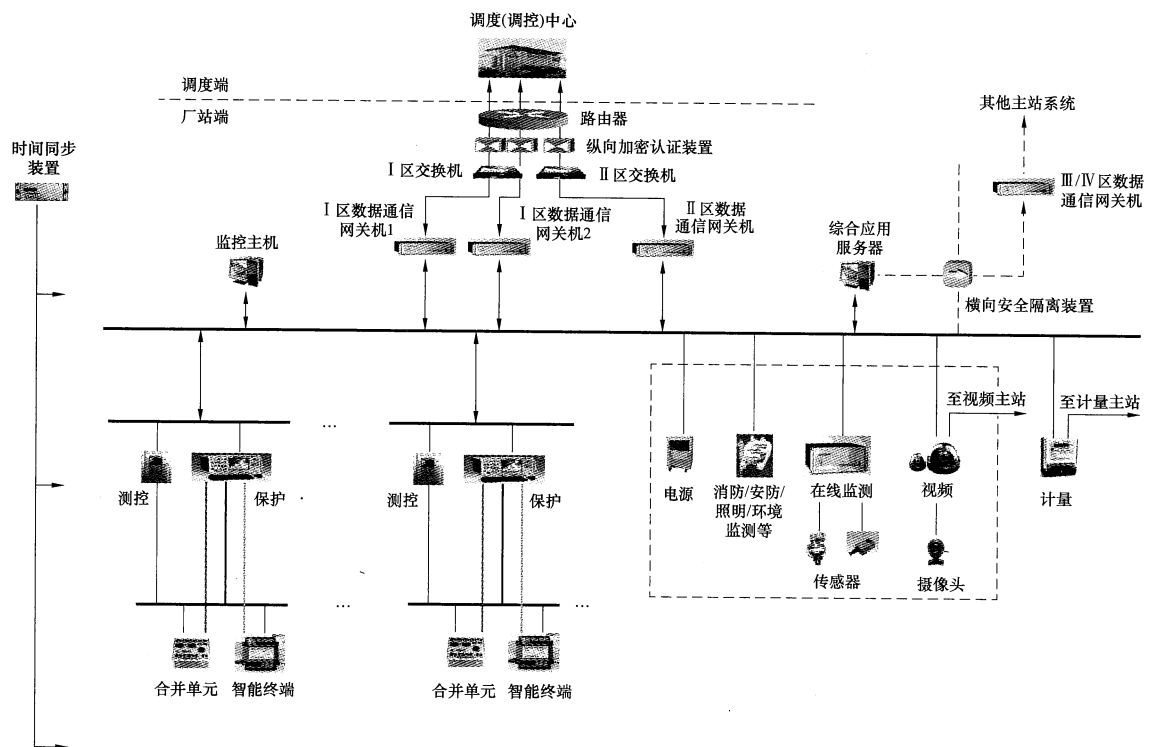


图 A.2 110kV (66kV) 电压等级智能变电站监控系统结构示意图

**附录 B**  
(资料性附录)  
**告警信息分类规范**

**B.1 告警信息分类**

按照对电网影响的程度，告警信息分为事故信息、异常信息、变位信息、越限信息、告知信息等。

**B.1.1 事故信息**

事故信息是由于电网故障、设备故障等引起断路器跳闸（包含非人工操作的跳闸）、保护及安全自动装置出口信号以及影响全站安全运行的其他信号，是需实时监控、立即处理的重要信息。

**B.1.2 异常信息**

异常信息是反映设备运行异常情况的报警信号，影响设备遥控操作的信号，直接威胁电网安全与设备运行，是需要实时监控、及时处理的重要信息。

**B.1.3 变位信息**

变位信息特指开关类设备状态（分、合闸）改变的信息，直接反映电网运行方式的改变，是需要实时监控的重要信息。

**B.1.4 越限信息**

越限信息是反映重要遥测量超出报警上下限区间的信息，重要遥测量主要有设备有功、无功、电流、电压、主变压器油温、断面潮流等，是需实时监控、及时处理的重要信息。

**B.1.5 告知信息**

告知信息是反映电网设备运行情况、状态监测的一般信息，主要包括隔离开关、接地开关位置信号、主变压器运行挡位，以及设备正常操作时的伴生信号（如：保护压板投/退，保护装置、故障录波器、收发信机的启动、异常消失信号，测控装置就地/远方等）。该类信息需定期查询。

**B.2 告警信息实例**

告警信息实例见表 B.1

**表 B.1 告警信息实例**

分层	分类	信号实例
1	事故信息	1 电气设备事故信息 a) 开关操作机构三相不一致动作跳闸。 b) 站用电：站用电消失。 c) 线路保护动作信号：保护动作（按构成线路保护装置分别接入监视）、重合闸动作、保护跳闸出口、低频减载动作。 d) 母差保护动作信号：母差动作、失灵动作。 e) 母联（分）保护动作信号：充电解列保护动作。 f) 断路器保护动作信号：保护动作、重合闸动作。 g) 主变压器保护动作信号：主保护动作、高（中、低）后备保护动作、过负荷告警、公共绕组过负荷告警（自耦变压器）、过载切负荷装置动作。 h) 主变压器本体保护动作信号：本体重瓦斯动作、有载重瓦斯动作、本体压力释放动作、有载压力释放动作、冷却器全停、主变压器温度高跳闸等信号。 i) 并联电容、电抗保护动作信号：保护动作。 j) 所（站）用变压器保护动作信号：保护动作、非电量保护动作。 k) 直流系统：全站失去直流供电。 l) 继电保护、自动装置的动作类报文信息。

表 B.1 (续)

分层	分类	信号实例
1	事故信息	m) 厂站、间隔事故总信号。 n) 接地信号。 2 辅助系统事故信息 a) 公用消防系统：火灾报警动作、消防装置动作。 b) 主变压器消防系统喷淋装置动作、主变压器排油注氮出口动作。 c) 厂站全站远动通信中断
2	异常信息	1 威胁电网安全与设备运行的异常信号 a) 主变压器本体：冷却器全停、冷却器控制电源消失、本体油温过高、本体绕组温度高、本体风机工作电源故障、风机电源消失、本体风机停止、本体轻瓦斯告警、有载轻瓦斯告警。 b) 开关操作机构： 1) 液压机构：油压低分闸闭锁、油压低合闸闭锁、氮气泄漏总闭锁； 2) 气动机构：气压低分、合闸闭锁； 3) 弹簧机构：储能电源故障、弹簧未储能。 c) 气体绝缘的电流互感器、电压互感器：SF <sub>6</sub> 压力异常（告警）信号。 d) GIS 本体动作信号：各气室 SF <sub>6</sub> 压力低报警、闭锁信号。 e) 线路电压回路监视：线路、母线电压无压、母线切换继电器动作异常。 f) 母线电压回路监视：TV 二次侧并列动作、保护或测量电压消失、TV 二次侧测量保护空开动作、计量电压消失、TV 二次侧并列装置失电。 g) 直流系统：绝缘报警（直流感地）、充电机交流电源消失。 h) UPS 及逆变装置：交直流失电、过载、故障信号。 i) 保护装置信号：异常运行告警信号、故障闭锁信号（含重合闸闭锁）、交流回路（保护 TA 或 TV 断线）、装置电源消失信号、保护通道异常、保护自检异常的报文信号。 j) 测控装置：异常运行告警信号、装置电源消失。 k) 各测控/保护/测控保护一体化装置、远动装置：通信中断信号。 l) 稳控装置：低周低压减荷装置、过负荷联切装置等稳控装置故障信号。 m) 各备用电源自投装置：装置故障信号。 2 影响遥控操作的异常信号 a) GIS 操作机构异常信号：开关储能电动机失电、隔离开关操作电机失电。 b) 控制回路状态：控制回路断线、控制电源消失。 c) 主变压器过负荷闭锁有载调压操作的信号。 3 设备故障告警信号 a) 主变压器本体：本体冷却器故障、有载油位异常、本体油位异常、本体风机故障、滤油机故障。 b) 开关操作机构：加热器、照明空开跳闸。 c) GIS 操作机构异常信号：加热器故障、GIS 汇控柜告警电源消失。 d) 厂站、间隔预告信号。 e) 直流系统：直流接地、直流模块故障、直流电压过高、直流电压过低信号。 f) 防误系统：电源失压告警信号。 g) 继电保护与自动装置的网络异常信号。 h) GPS 告警信号：失步、异常告警、失电、无脉冲
3	变位信息	特指开关类设备变位
4	越限信息	重要遥测量主要有断面潮流、电压、电流、负荷、主变压器油温等，是需实时监视、及时处理的重要信息
5	告知信息	主要包括主变压器运行挡位及设备正常操作时的伴生信号，保护功能压板投退的信号，保护装置、故障录波器、收发信机等设备的启动、异常消失信号，测控装置就地/远方等

附录 C  
(资料性附录)  
智能告警简报示例

智能告警简报的示例如下：

```
<!System = 兰溪变电站 Version=V1.0 Code=UTF-8 Type=全模型 Time='20111104_15:02:26_120'!>
<E>
<类名 Entity='兰溪'>
@#   Num 属性名数值
#    1    时间          '2011-11-04 15:02:26:120'
#    2    设备名        浙江.兰溪/220kV.东牌 2337 线.ARP301
#    3    事件          跳闸
#    4    原因          接地故障
</类名::兰溪>
</E>
```

注 1：时间的格式按照“YYYY-MM-DD hh:mm:ss.ms”。

注 2：设备名的格式应按照附录 A 的要求。

注 3：原因的内容为告警产生的具体原因，可为文字、数据等多种形式。

**附录 D**  
**(资料性附录)**  
**设备告警直传信息格式**

直传告警信息参考 syslog 格式，标准的告警条文按照“级别、时间、设备、事件、原因”五段式进行描述，各段之间用空格分隔。格式为：

<级别> 时间 设备 事件 原因

每个段说明如下：

- a) 级别分 5 级：1 表示事故，2 表示异常，3 表示越限，4 表示变位，5 表示告知。主站告警窗至少分为“全部、事故、异常、越限、变位、告知”等不同的告警栏，以满足全部监视与分类浏览的需要。
- b) 时间标记事件动作的时刻，单一事件取遥信原始 SOE 时标；多事件综合分析结果的告警时标，取启动综合分析流程的触发遥信 SOE 时标，精确到毫秒。
- c) 设备参照 DL/T 1171 进行描述，电网设备全路径命名结构为：电网.厂站线/电压.间隔.设备/部件.属性。其中，正斜线“/”为定位分隔符，小数点“.”为层次分隔符。各字段描述说明详见 DL/T 1171 相关部分。
- d) 事件是对应“1/0”状态作出的表述，按照告警类型的不同，规范动作表述词。举例如下：
  - 1) 保护出口信号表述为：动作/复归；
  - 2) 保护压板状态信号表述为：投入/退出；
  - 3) 测控远方/就地位置表述为：就地/远方；
  - 4) 开关、刀闸变位表述为：合闸/分闸；
  - 5) 异常告警信号表述为：告警/复归；
  - 6) 越限告警信号表述为：越上（下）限/复归；
  - 7) 通信状态表述为：中断/正常。
- e) 原因填写变电站端监控系统对故障分析后的原因判断，包括故障定位、定性以及相关测量值、动作信号。对于同类告警信号合并的组合信号，可填写产生该告警的原始信息名称。

具体示例如下：以 zj 省 lx 变 220kV 进线 1234 保护动作为例，传输帧中的告警文本内容：“<1> 2013-12-04 15:02:26.120 华东.lx 变/220kV.进线 1234 线/第一套线路保护 动作 接地故障，ARP301 动作”。

**附录 E**  
**(资料性附录)**  
**故障分析报告**

故障报告主要分为装置信息 DeviceInfo、保护动作信息 TripInfo、故障参数信息 FaultInfo、开入量状态 DigitalStatus、开入量变化事件 DigitalEvent、装置定值 SettingValue 六种信息体。各信息体表示的内容如下，其主要信息体元素属性如表 E.1 所示：

- a) DeviceInfo 部分记录装置的相关描述信息，具体可见表 E.2；
- b) TripInfo 部分记录故障过程中的保护动作事件；
- c) FaultInfo 部分记录故障过程中的故障电流、故障电压、故障相、故障距离等信息；
- d) DigitalStatus 部分记录故障前装置开入自检等信号状态；
- e) DigitalEvent 部分记录保护故障过程中装置开入自检等信号的变化事件；
- f) SettingValue 部分记录故障时装置定值的实际值。

**表 E.1 六种主要信息体元素属性**

信息体元素名	属性名	属性值类型	说 明
DeviceInfo	name	字符型	装置描述信息名称
	value	字符型	装置描述信息内容
TripInfo	time	字符型	动作报文相对时间
	name	字符型	动作报文名称
	phase	字符型	动作相别，可以为空字符
	value	整型	动作报文变化值，取值 0 或 1
FaultInfo	name	字符型	故障参数名称
	value	整形、浮点型 字符型	故障参数实际值
	unit	字符型	故障参数单位，可以为空字符
DigitalStatus	name	字符型	开入自检等信号名称
	value	整型	开入自检等信号故障前状态值，取值 0 或 1
DigitalEvent	time	字符型	开入自检等信号状态变化的相对时间
	name	字符型	开入自检等信号名称
	value	整型	开入自检等信号状态变化值，取值 0 或 1
SettingValue	name	字符型	装置定值名称
	value	整形、浮点型 字符型	故障时装置定值的实际值
	unit	字符型	装置名称单位，可以为空字符

**表 E.2 DeviceInfo 类信息列表**

DeviceInfo 类信息名称	标识字符	必选/可选
厂站名称	StationName	必选

表 E.2 (续)

DeviceInfo 类信息名称	标识字符	必选/可选
一次设备名称	DeviceName	必选
装置型号	DeviceType	必选
程序版本	ProgramVer	必选
网络地址	NetAddr	必选
一次设备调度编号	DeviceNumber	可选
配置版本	ConfigVer	可选
制造厂家	Manufacturer	可选
程序形成时间	ProgramTime	可选
校验码	CheckCode	可选
程序识别号	ProgramID	可选
用户定义……	…	可选

TripInfo 中 phase 的内容可以为空。TripInfo 信息体中可以包含多个可选的 FaultInfo 信息体，FaultInfo 信息体表示该次动作时相应的电流电压等信息。通过该报告内容可以比较好地反映和显示故障的概况和动作过程。

DeviceInfo 信息的内容来源可以为定值或配置文件，其必选部分作为装置识别信息必须记录在 HDR 文件中。FaultInfo、DigitalStatus、DigitalEvent、SettingValue 信息的多少可以根据不同的保护类型、不同的制造厂商而不同。其中 FaultInfo 既可作为单条动作报文的附属信息使用，也可作为动作整组的故障参数使用。

除了六种主要信息体，HDR 文件还需通过 FaultStartTime、DataFileSize、FaultKeepingTime 等公共信息体元素记录故障的其他整组信息，其信息体元素见表 E.3 所示。

表 E.3 其他公共信息体元素

信息体元素名	值类型	说 明
FaultStartTime	字符型	故障起始时间，格式按照“YYYY-MM-DD hh:mm:ss.ms”
DataFileSize	整型	故障相关 Comtrade 录波数据 Dat 文件大小，单位字节
FaultKeepingTime	字符型	故障持续时间

中华人民共和国  
电力行业标准  
智能变电站监控系统技术规范  
DL/T 1403—2015

\*

中国电力出版社出版、发行  
(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)  
北京九天众诚印刷有限公司印刷

\*

2015年9月第一版 2015年9月北京第一次印刷  
880毫米×1230毫米 16开本 1.75印张 51千字  
印数 0001—3000册

\*

统一书号 155123·2632 定价 15.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪  
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

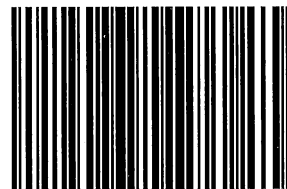
版权专有 翻印必究



中国电力出版社官方微信



掌上电力书屋



155123.2632