**ICS** 29.240

Q/GDW

国家电网公司企业标准

**Q / GDW**1513 —2016

配电自动化系统主站功能规范

**Function specifications for master station**

**system of distribution automation**

2016-**××**-**××**发布 2016-**××**-**××**实施

国家电网公司　　发　布

目 次

[前　　言 II](#_Toc456120663)

[1 范围 1](#_Toc456120664)

[2 规范性引用文件 1](#_Toc456120665)

[3 术语和定义 2](#_Toc456120666)

[4 符号、代号和缩略语 3](#_Toc456120667)

[5 总体要求 3](#_Toc456120668)

[6 系统架构 4](#_Toc456120669)

[7 平台服务功能 5](#_Toc456120670)

[8 配电运行监控功能 10](#_Toc456120671)

[9 配电运行状态管控功能 22](#_Toc456120672)

[10 信息交互 25](#_Toc456120673)

[11 信息安全防护 26](#_Toc456120674)

[12 主要技术指标 28](#_Toc456120675)

[附录 A(规范性附录) 配电自动化功能配置表 30](#_Toc456120676)

[附录 B(资料性附录) 配电自动化系统主站硬件典型配置 31](#_Toc456120677)

[附录 C(资料性附录) 配电自动化系统数据流 32](#_Toc456120678)

前　　言

为规范配电自动化系统主站功能配置，制定本标准。

本标准代替Q / GDW 513-2010，与Q / GDW 513-2010相比主要技术性差异如下：

--修改了配电自动化系统主站架构；

--修改了配电自动化系统主站基本功能和扩展功能配置；

--修改了配电自动化系统主站安全防护体系；

--增加了配电自动化系统主站面向管理信息大区的运行状态管控功能；

本标准由国家电网公司运维检修部提出并负责解释。

本标准由国家电网公司科技部归口。

本标准起草单位：国网电力科学研究院、国网浙江电力公司、国网山东电力公司、国网上海电力公司、国网四川电力公司、国网重庆电力公司、国网湖南电力公司、国网福建电力公司、国网宁夏电力公司、国网湖北电力公司、中国电力科学研究院、许继集团有限公司、国网信通产业公司、

本标准主要起草人：

本标准2010年10月首次发布，2016年6月第一次修订。

配电自动化系统主站功能规范

# 范围

本标准规定了配电自动化系统主站总体要求、系统架构、系统功能、安全防护要求、信息交互和主要技术指标。

本标准适用于国家电网公司所属各省（自治区、直辖市）公司配电自动化系统主站的规划、设计、建设、改造、验收和运行。

# 规范性引用文件

下列文件对本文件的应用是必不可少的。 凡是注日期的引用文件，仅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 13720　 地区电网数据采集与监控系统通用技术条件

GB/T 13729　 远动终端设备

GB/T 14285　 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 30149 电网设备模型描述规范

DL/T 550　 地区电网调度自动化功能规范

DL/T 634　 远动设备及系统

DL/T 721　 配电网自动化系统远方终端

DL/T 814 配电自动化系统功能规范

DL/T 860　 电力自动化通信网络和系统

DL/T 890　 能量管理系统应用程序接口

DL/T 1080　 电力企业应用集成 配电管理的系统接口

DL/T 1169-2012 电力调度消息邮件传输规范

DL/T 1170-2012 电力调度工作流程描述规范

DL/T 1230-2013 电力系统图形描述规范

DL/T 1232-2013 电力系统动态消息编码规范

DL/T 1233-2013 电力系统简单服务接口规范

Q/GDW 156　 城市电力网规划设计导则

Q/GDW 215 电力系统数据标记语言-E语言规范

Q/GDW 370　 城市配电网技术导则

Q/GDW 1382 配电自动化技术导则

Q/GDW 624 电力系统图形描述规范

Q/GDW 1594　 国家电网公司管理信息系统安全防护技术要求

Q/GDW 1625 配电自动化建设与改造标准化设计技术规定

Q/GDW 680.1 智能电网调度技术支持系统 第 1 部分： 体系架构及总体要求

Q/GDW 1738 配电网规划设计技术导则

Q/GDW XXX 配电自动化终端技术规范

Q/GDW XXX 配电自动化终端/子站功能规范

Q/GDW XXX 配电线路故障定位装置技术规范

Q/GDW XXX 配电自动化终端参数配置规范

IEC 60870　 远动设备及系统　Telecontrol Equipment and Systems

IEC 61968　 电力企业应用集成配电管理的系统接口　Application Integration at Electric Utilities System Interfaces for　Distribution Management

IEC 61970-555 CIM based efficient model exchange format(CIM/E)

IEC 61970-556 CIM based graphic exchange format(CIM/G)

国家发展和改革委员会令2014年第14号 《电力监控系统安全防护规定》

国家能源局国能安全[2015]36号 《电力监控系统安全防护总体方案》

# 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

（1）配电自动化　distribution automation

配电自动化以一次网架和设备为基础，综合利用计算机、信息及通信等技术，并通过与相关应用系统的信息集成，实现对配电网的监测、控制和快速故障隔离。

（2）配电自动化系统　distribution automation system

实现配电网运行监视和控制的自动化系统，具备配电SCADA(supervisory control and data acquisition)、故障处理、分析应用及与相关应用系统互连等功能，主要由配电自动化系统主站、配电自动化系统子站（可选）、配电自动化终端和通信网络等部分组成。

（3）配电自动化系统主站　master station of distribution automation system

配电自动化系统主站（即配电网电网调度控制系统，简称配电主站），主要实现配电网数据采集与监控等基本功能和分析应用等扩展功能，为调度运行、生产运维及故障抢修指挥服务。

（4）配电自动化终端　remote terminal unit of distribution automation

配电自动化终端（简称配电终端）是安装在配电网的各类远方监测、控制单元的总称, 完成数据采集、控制、通信等功能。

（5）配电自动化系统子站 slave station of distribution automation system

配电自动化系统子站（简称配电子站），是配电主站与配电终端之间的中间层，实现所辖范围内的信息汇集、处理、通信监视等功能。

（6）馈线自动化　feeder automation

利用自动化装置或系统，监视配电网的运行状况，及时发现配电网故障，进行故障定位、隔离和恢复对非故障区域的供电。

（7）信息交互 information interactive

系统间的信息交换与服务共享。

（8）信息交换总线 information exchange bus

遵循 IEC 61968标准、基于消息机制的中间件平台，支持安全跨区信息传输和服务。

（9）多态模型 multi-context model

针对配电网在不同应用阶段和应用状态下的操作控制需要，建立的多场景配电网模型，一般可以分为：实时态、研究态、未来态等。

# 符号、代号和缩略语

下列缩略语适用于本文件。

SCADA：数据采集与监控　Supervisory Control And Data Acquisition

GIS： 地理信息系统　Geographic Information System

PMS2.0：设备（资产）运维精益管理系统　Production Management System

FA： 馈线自动化　Feeder Automation

DTU： 站所终端　Distribution Terminal Unit

FTU： 馈线终端　Feeder Terminal Unit

TTU： 配变终端　Transformer Terminal Unit

FI： 故障指示器 Fault Indicator

E语言：电力系统数据标记语言　E Language

G语言：电力系统图形描述语言　G Language

CIM ： 公共信息模型　Common Information Model

SVG： 可缩放矢量图形 [Scalable Vector Graphics](http://abbr.dict.cn/Scalable+Vector+Graphics/SVG)

SOA： 面向服务的体系结构　Service-Oriented Architecture

# 总体要求

1. 应遵循标准性、可靠性、可用性、安全性、扩展性、先进性原则。
2. 应具备横跨生产控制大区与管理信息大区一体化支撑能力，满足配电网的运行监控与运行状态管控需求。
3. 应采用标准通用的软硬件平台，支持地县一体化构架。
4. 基于信息交换总线，实现与多系统数据共享，具备对外交互图模数据、实时数据和历史数据的功能，支撑各层级数据纵、横向贯通以及分层应用。
5. 应符合国家发展和改革委员会令2014年第14号《电力监控系统安全防护规定》，信息安全防护应遵循合规性、体系化和风险管理原则，符合安全分区、横向隔离、纵向认证的安全策略。

## 标准性

标准性要求主要包括但不限于：

1. 应符合Q/GDW 680.1规定的智能电网调度控制系统技术体系要求；
2. 应采用开放式体系结构，提供开放式环境，支持多种硬件平台，应能在Linux、UNIX等操作系统环境下稳定运行；
3. 图形、模型及对外接口规范等应遵循IEC 61970和IEC 61968等相关标准。

## 可靠性

可靠性要求主要包括但不限于：

1. 硬件、软件产品应经行业认证机构检测合格；
2. 配电主站应经第三方权威机构入网检测合格；
3. 关键设备应冗余配置，关键软件应具备容错机制，单点故障不应引起系统功能丧失和数据丢失。

## 可用性

可用性要求主要包括但不限于：

1. 应具备诊断软件和维护工具，实现硬件、软件和数据在线维护；
2. 应灵活配置功能模块，模块的增加和修改不应影响其它模块正常运行；
3. 人机界面友好，操作与维护模块应工具化、图形化。

## 安全性

安全性要求主要包括但不限于：

1. 应满足电力监控系统安全防护有关规定；
2. 应具有完善的权限管理机制；
3. 应具备数据备份及恢复机制。

## 扩展性

扩展性要求主要包括但不限于：

1. 容量可扩充，可在线增加测控、交互信息容量等；
2. 节点可伸缩，可在线增加服务器、工作站等；
3. 功能可升级，可在线版本升级、功能扩充。

## 先进性

先进性要求主要包括但不限于：

1. 应选用符合行业应用方向的主流硬件、软件产品；
2. 设计和架构应具有前瞻性，可利用云平台和大数据分析技术提升主站性能；
3. 可支撑配电网状态感知、数据融合、智能决策。

# 系统架构

配电主站主要由计算机硬件、操作系统、支撑平台软件和配电网应用软件组成。其中，支撑平台包括系统信息交换总线和基础服务，配电网应用软件包括配电网运行监控与配电网运行状态管控两大类应用。总体架构见图6-1。

本规范规定了系统基本功能与扩展功能。基本功能是指系统建设时均应配置的功能，扩展功能是指系统建设时可根据自身配网实际和运行管理需要进行选配的功能。基本功能和扩展功能定义见附表6-1。



图6-1　配电自动化系统主站功能组成结构

1. 光纤通信方式配电终端接入生产控制大区，无线通信方式二遥配电终端以及其他配电采集装置接入管理信息大区；
2. 配电运行监控应用部署在生产控制大区，从管理信息大区调取所需实时数据、历史数据及分析结果；
3. 配电运行状态管控应用部署在管理信息大区，接收从生产控制大区推送的实时数据及分析结果；
4. 生产控制大区与管理信息大区基于统一支撑平台，通过协同管控机制实现权限、责任区、告警定义等的分区维护、统一管理，并保证管理信息大区不向生产控制大区发送权限修改、遥控等操作性指令；
5. 外部系统通过信息交换总线与配电主站实现信息交互；
6. 硬件采用物理计算机或虚拟化资源，操作系统采用Linux、UNIX等。

# 平台服务功能

平台服务是配电主站开发和运行的基础，采用面向服务的体系架构，为各类应用的开发、运行和管理提供通用的技术支撑，为整个系统的集成和高效可靠运行提供保障，为配电主站生产控制大区和生产管理大区横向集成、纵向贯通提供基础技术支撑。

## 支撑软件

支撑软件提供一个统一、标准、容错、高可用率的用户开发环境，主要包括但不限于：

1. 关系数据库软件，存储电网静态模型及相关设备参数、系统配置、告警和事件记录、历史统计信息等需要永久保存的数据；
2. 实时数据库软件，用以提供高效的实时数据存取，满足电力系统的监视、控制和电网分析等应用需求；
3. 进程管理，用以监控应用进程的运行情况，可根据进程的重要性级别制定不同的管理策略。关键进程异常应自动重启，如重启失败，应切换应用，并发出告警信息；普通进程异常，应自动重启，并发出告警信息。
4. 日志管理，应以规范化的文本格式记载和保存日志信息；应提供一组函数接口，实现日志的记录和查询等功能；应提供日志文件的备份功能。

## 数据管理

数据管理具体要求包括但不限于：

1. 数据维护工具，具有完善的交互式环境的数据录入、维护、检索工具和良好的用户界面，可进行数据删除、清零、拷贝、备份、恢复、扩容等操作，并具有完备的数据修改日志；
2. 数据同步，具备全网数据同步功能，任一元件参数在整个系统中只输入一次，全网数据保持一致，数据和备份数据保持一致；
3. 多数据集，可以建立多种数据集，用于各种场景如培训、测试、计算等；
4. 离线文件保存，支持将在线数据库保存为离线的文件和将离线的文件转化为在线数据库的功能；
5. 带时标的实时数据处理，在全系统能够统一对时及规约支持的前提下，可以利用数采装置的时标而非主站时标来标识每一个变化的遥测和遥信，更加准确地反映现场的实际变化；

f）系统应提供数据的备份和恢复机制，保证数据的完整性和可恢复性。具体要求包括但不限于：

1. 全数据备份，能够将数据库中所有信息备份；
2. 模型数据备份，能够单独指定所需的模型数据进行备份；
3. 历史数据备份，能够指定时间段对历史采样数据进行备份；
4. 定时自动备份，能够设定自动备份周期，对数据库进行自动备份；
5. 全库恢复，能够依据全数据库备份文件进行全库恢复；
6. 模型数据恢复，能够依据模型数据备份文件进行模型数据恢复；
7. 历史数据恢复，能够依据历史数据备份文件进行历史数据恢复；
8. 数据导出功能，为离线数据分析提供数据导出，为配电自动化应用指标评价分析提供数据导出。

## 信息交换总线

信息交换总线遵循IEC61968标准，通过服务封装，实现配电主站与各业务应用系统间的信息交互。具体要求包括但不限于：

1. 基本交换功能
2. 应支持基于主题的消息传输功能，包括请求/应答和发布/订阅两类信息交换模式，各应用系统通过中间件实现位置透明的松耦合消息交换；
3. 应具备通过正/反向物理隔离装置实现跨安全区的信息交互；
4. 跨区传输功能及服务接口应对系统或适配器完全透明；
5. 应具备图形化的流程编排，具备对已有的业务流程进行异常分析和告警功能。
6. 跨区传输功能
7. 应支持多套正反向隔离设备，具备多通道跨区传输及负载均衡功能；
8. 应具备正反向隔离设备热拔插功能，实现正反向隔离设备的在线扩展与维护
9. 应具备所有正反向隔离设备状态监测，异常设备进行预警并处理功能；
10. 应提供基于消息类型的优先级配置及传输功能，具备面向跨区的优先级传输功能；
11. 应具备可靠传输功能，具备面向跨区的可靠传输功能；
12. 应具备反向跨区传输小体积并发数据、大体积数据的优化传输功能，支持反向跨区传输的高效率；
13. 管理与控制功能
14. 应提供应用系统或适配器注册功能；
15. 应提供用户管理功能，支持分类维护与系统安全管理；
16. 应提供应用系统服务的注册、状态查询与维护，支持对分散在不同安全区域、异构系统中服务资源的管理功能；
17. 应提供用户登录、操作日志、系统接入、运行异常与告警等日志功能；
18. 支持多种方式的消息交换统计，包括消息交换数量和体积，总线、应用系统或适配器的最大吞吐效率、最大并发数量，跨区传输效率及消息数量等；
19. 应提供日志记录和统计数据的报表输出功能；
20. 应具备基于邮件、外部系统的异常告警信息推送功能，包括正反向隔离设备异常、传输失败异常、CPU/网络/内存等硬件资源过载等。
21. 信息安全
22. 信息交换总线建设与部署应满足国家关于信息安全防护的有关规定，并遵循电力行业关于信息安全的其他有关标准，提供合法性、信息完整性、机密性和不可抵赖性功能。
23. 应提供面向应用系统或适配器的身份认证功能；
24. 应提供面向应用系统或适配器的令牌功能，在通过身份认证后，为每个应用系统或适配器发放令牌，超过令牌生命周期，令牌自动失效；
25. 支持加密与签名功能，支持对IEC 61968消息信封的加密与签名。

## 协同管控

### 支撑平台协同管控

支撑平台协同管控具体要求包括但不限于：

1. 在生产控制大区统一管控下，实现分区权限管理、数据管理、告警定义、系统运行管理等；
2. 应支持配电主站支撑平台跨区业务流程统一管理；
3. 应支持配电主站支撑平台跨区数据同步。

### 应用协同管控

1. 应支持终端分区接入、维护，共享终端运行工况、配置参数、维护记录等信息；
2. 应支持馈线自动化在生产控制大区的应用，支持基于录波的接地故障定位在管理信息大区的应用，以及多重故障跨区协同处理和展示；
3. 应支持管理信息大区分析应用在生产控制大区调用和结果展示。

## 多态多应用管理

多态多应用管理机制保证了配网模型和应用功能对多场景的应用需求。具体要求包括但不限于：

1. 系统应具备实时态、研究态、未来态等应用场景，各态独立配置模型，互不影响；
2. 各态下可灵活配置相关应用，同一种应用可在不同态下独立运行；
3. 多态之间可相互切换。

## 权限管理

权限管理能根据不同的工作职能和工作性质赋予人员不同的权限和权限有效期，具体要求包括但不限于：

1. 层次权限管理，系统的权限定义应采用层次管理的方式，具有角色、用户和组三种基本权限主体；
2. 区域配置，权限配置可与配电网区域相关，不同区域的用户可赋予不同的权限；

c）权限绑定，权限配置可与工作站节点相关，不同工作站节点可赋予不同的权限；

d）权限配置，权限配置可与岗位职责相关，不同岗位用户可赋予不同的操作权限。

## 告警服务

告警服务应作为一种公共服务为各应用提供告警支持，具体要求包括但不限于：

1. 告警动作，告警服务应具备多种告警动作，包括语音报警、音响报警、推画面报警、打印报警、中文短消息报警、需人工确认报警、上告警窗、登录告警库等；
2. 告警分流，可以根据责任区及权限对报警信息进行分类、分流；
3. 告警定义，可根据调度员责任及工作权限范围设置事项及告警内容，告警限值及告警死区均可设置和修改；
4. 画面调用，可通过告警窗中的提示信息调用相应画面；
5. 告警信息存储、打印，告警信息可长期保存并可按指定条件查询、打印。

## 系统运行状态管理

系统运行状态管理能够对配电主站各服务器、工作站、应用软件及网络的运行状态进行管理和控制，具体要求包括但不限于：

1. 应具备节点状态监视功能，动态监视服务器CPU负载率、内存使用率、网络流量和硬盘剩余空间等信息；
2. 应具备软硬件功能管理功能，支持对整个主站系统中硬件设备、软件功能的运行状态等进行管理；
3. 应具备状态异常报警功能，支持对于硬件设备或软件功能运行异常的节点进行报警；
4. 应提供在线、离线诊断测试工具，提供完整的在线和离线诊断测试手段；
5. 应提供冗余管理、应用管理、网络管理等功能。

## 流程服务

1. 应支撑流程的新建、流转、回退、终止；
2. 应提供界面化工具，实现对流程状态信息的监控；
3. 应提供查询工具，实现对流转历史的分析、统计、查询等功能。

## 人机界面

配电网监控功能应提供丰富、友好的人机界面，供配电网运行、运维人员对配电线路进行监视、控制和管理，具体要求包括但不限于：

1. 界面操作，提供方便、直观和快速的操作方法和方便多样的调图方式，满足菜单驱动、操作简单、屏幕显示信息准确等要求；
2. 图形显示，实时监视画面应支持厂站图、线路单线图、环网图、地理图和自动化系统运行工况图等；
3. 交互操作画面，交互操作画面包括遥控、人工置位、报警确认、挂牌和临时跳接等各类操作执行画面等；
4. 数据设置、过滤、闭锁，可根据需要设置、过滤、闭锁各种类型的数据；
5. 应支持多屏显示、图形多窗口、无级缩放、漫游、拖拽、分层分级显示等；
6. 应支持设备快速查询和定位；
7. 应提供并支持国家标准一级字库汉字及矢量汉字；
8. 人机界面应遵循CIM/E、CIM/G，支持相关授权单位远程调阅；
9. 应支持WEB浏览方式访问。

## 云技术应用

云技术应用具体要求包括但不限于：

1. 配电主站可支持云存储、虚拟化、云计算等技术应用；
2. 可应用公司云资源，优化配电自动化系统主站；
3. 可采用云技术构建配电主站运行环境。

## 报表管理

报表管理为各应用提供制作各种统计报表，具体要求包括但不限于：

1. 具备报表属性设置、报表参数设置、报表生成、报表发布、报表打印、报表修改、报表浏览等功能；
2. 数据来源应支持数据采集与运行监控数据、历史数据、用户设置数据及其他各种应用数据；
3. 应支持的报表类型包括：
4. 电网运行和计划报表；
5. 电网设备运行状态报表；
6. 设备运行异常报表；
7. 配电终端投退记录报表；
8. 开关变位记录报表；
9. 设备操作记录报表；
10. 主站设备运行记录。
11. 可针对报表数据进行多种常用数学运算；
12. 应支持图文混排，曲线、棒图、饼图、位图等应能够嵌入报表；
13. 可按日、月、年等生成各种类型报表；
14. 报表的生成时间、内容、格式和打印时间应支持用户自定义。

## 打印

应具备各种信息打印功能，包括定时和召唤打印各种实时和历史报表、批量打印报表、各类电网图形及统计信息打印等功能。

# 配电运行监控功能

## 基本功能

### 配电数据采集与处理

#### 数据采集

具体要求包括但不限于：

1. 应实现以下各类数据的采集和交换，包括但不限于：
2. 电力系统运行的实时量测，如一次设备（馈线段、母线、开关等）的有功、无功、电流、电压值以及等模拟量，开关位置、隔离刀闸、接地刀闸位置以及远方控制投退信号等其他各种开关量和多状态的数字量；
3. 过流保护、零序保护等二次设备数据；
4. 电网一次设备、二次设备状态信息数据；
5. 控制数据，包括受控设备的量测值、状态信号和闭锁信号等；
6. 配电终端上传的数据，包括实时数据、历史数据、故障录波、日志文件、配置参数等，支持数据类型应满足《Q/GDW XXX 配电自动化终端技术规范》和《Q/GDW XXX 配电自动化终端/子站功能规范》和《Q/GDW XXX 配电线路故障定位装置技术规范》要求；
7. 卫星时钟、直流电源、UPS或其它计算机系统传送来的数据及人工设定的数据；
8. 配电站房、配电电缆、架空线路、配电开关、配电变压器等设备电气、环境、通道等状态数据
9. 电量数据；
10. 广域分布式数据采集，支持数据采集应用分布在广域范围内的不同位置，通过统筹协调工作共同完成多区域一体化的数据采集任务并在全系统共享；
11. 大数据量采集，应能满足大数据量采集的实时响应需要，支持数据采集负载均衡处理；
12. 应支持DL/T 634《远动设备及系统》标准（IEC 60870）的104、101通信规约或符合DL/T 860《电力自动化通信网络和系统》标准（IEC 61850）的协议；
13. 具备错误检测功能，能对接收的数据进行错误条件检查并进行相应处理
14. 支持光纤、无线等通信方式，数据采集应满足以下要求：
15. 数据采集应满足国家发展和改革委员会令2014年第14号《电力监控系统安全防护规定》的要求，应在安全接入区采用专用服务器，专用服务器支持主备、负载均衡处理；
16. 无线公网数据采集应支持无线通信方式配电终端低功耗、低数据流量等相关应用要求。

#### 数据处理

数据处理应具备模拟量处理、状态量处理、非实测数据处理、数据质量码、平衡率计算、计算及统计等功能。

1. 模拟量处理

应能处理一次设备（馈线段、母线、开关等）的有功、无功、电流、电压值等模拟量。

对模拟量的处理应实现以下功能：

1. 提供数据有效性检查和数据过滤；
2. 提供零漂处理功能，且模拟量的零漂参数可设置；
3. 提供限值检查功能，并支持不同时段使用不同限值；
4. 提供数据变化率的限值检查功能，当模拟量在指定时间段内的变化超过指定阀值时，给出告警；
5. 支持人工输入数据；
6. 可以自动设置数据质量标签；
7. 按用户要求定义并统计某些量的实时最大值、最小值和平均值，以及发生的时间；
8. 可支持量测数据变化采样；
9. 进行工程单位转换。
10. 支持配电终端历史数据、故障录波、故障事件、日志文件、相磁场强度等解析。
11. 支持对配电终端运行参数的处理。
12. 支持对配电终端上送的电压越限、负荷越限等告警量处理。
13. 状态量处理

应能处理包括开关位置、隔离刀闸、接地刀闸位置、保护状态以及远方控制投退信号等其他各种信号量在内的状态量。

状态量的处理应完成以下功能：

1. 状态量用1位二进制数表示，1表示合闸（动作/投入），0表示分闸（复归/退出）；
2. 支持双位遥信处理，对非法状态可做可疑标识；
3. 支持误遥信处理，对抖动遥信的状态做可疑标识；
4. 支持检修状态处理，对状态为检修的遥信变化不做报警；
5. 支持人工设定状态量；
6. 所有人工设置的状态量应能自动列表显示，并能调出相应接线图；
7. 支持保护信号的动作计时处理，当保护动作后一段时间内未复归，则报超时告警；
8. 支持保护信号的动作计次处理，当一段时间内保护动作次数超过限值，则报超次告警。
9. 非实测数据处理

非实测数据可由人工输入也可由计算得到，以质量码标注，并与实测数据具备相同的数据处理功能。

1. 数据质量码

应对所有模拟量和状态量配置数据质量码，以反映数据的质量状况。图形界面应能根据数据质量码以相应的颜色显示数据。计算量的数据质量码由相关计算元素的质量码获得。

数据质量码至少应包括以下类别：

1. 未初始化数据；
2. 不合理数据；
3. 计算数据；
4. 实测数据；
5. 采集中断数据；
6. 人工数据；
7. 坏数据；
8. 可疑数据；
9. 采集闭锁数据；
10. 控制闭锁数据；
11. 替代数据；
12. 不刷新数据；
13. 越限数据。
14. 统计计算功能

支持统计计算，应能根据调度运行的需要，对各类数据进行统计、具备灵活定制计算公式，提供统计结果，主要的统计功能应包括：

* 1. 数值统计：包括最大值、最小值、平均值、总加值、三相不平衡率，统计时段包括年、月、日、时等；
  2. 极值统计：包括极大值、极小值，统计时段包括年、月、日、时等；
  3. 次数统计：包括开关变位次数、保护动作次数、遥控次数、馈线故障处理启动次数等；

#### 数据记录

数据记录应提供事件顺序记录、周期采样、变化存储功能。

1. 事件顺序记录（SOE）
2. 应能以毫秒级精度记录所有电网开关设备、继电保护信号的状态、动作顺序及动作时间，形成动作顺序表；
3. SOE记录应包括记录时间、动作时间、区域名、事件内容和设备名；
4. 应能根据事件类型、线路、设备类型、动作时间等条件对SOE记录分类检索、显示和打印输出；
5. 具备事件记录分类定义和显示能力；
6. 周期采样
7. 应能对系统内所有实测数据和非实测数据进行周期采样；
8. 支持批量定义采样点及人工选择定义采样点；
9. 采样周期可选择。
10. 数据存储
11. 应能对系统内所有实测数据和非实测数据进行存储；
12. 支持批量定义存储点及人工选择定义存储点。
13. 应能对终端上送的历史数据、故障录波、故障事件、终端日志进行存储。

#### 系统时钟和对时

1. 系统主站可以支持多种时钟源，应优先采用北斗对时；
2. 对接收的时钟信号的正确性应具有安全保护措施，保证对时安全，并可人工设置系统时间；
3. 系统主站可对终端设备进行对时，支持批量灵活定制；
4. 系统主站应能对终端设备对时情况进行统计分析；
5. 系统主站可单个或批量对配电终端设备时钟进行召唤；
6. 应支持SNTP等方式对时。

### 操作与控制

操作和控制应能实现人工置数、标识牌操作、闭锁和解锁操作、远方控制与调节功能，应有相应的权限控制。

1. 人工置数
2. 人工置数的数据类型包括状态量、模拟量、计算量；
3. 人工置数的数据应进行有效性检查。
4. 标识牌操作
5. 应提供自定义标识牌功能，常用的标识牌应包括：

* 禁止操作——禁止对具有该标识牌的设备进行操作；
* 保持分闸/保持合闸——禁止对具有该标识牌的设备进行合闸/分闸操作；
* 警告——某些警告信息应提供给调度员，提醒调度员在对具有该标识牌的设备执行控制操作时能够注意某些特殊的问题；
* 接地——对于不具备接地刀闸的点挂接地线时，可在该点设置“接地”标识牌，系统在进行操作时将检查该标识牌；
* 检修——处于“检修”标志下的设备，可进行试验操作，但不向调度员工作站报警。
* 试验
* 缺陷

1. 应能通过人机界面对一个对象设置标识牌或清除标识牌，在执行远方控制操作前应先检查对象　的标识牌；
2. 单个设备应能设置多个标识牌；
3. 所有的标识牌操作应进行存档记录，包括时间、厂站、线路、设备名、标识牌类型、操作员身份和注释等内容。
4. 闭锁和解锁操作
5. 应提供闭锁功能用于禁止对所选对象进行特定的处理，包括闭锁数据采集、告警处理和远方操作等；
6. 闭锁功能和解锁功能应成对提供；
7. 所有的闭锁和解锁操作应进行存档记录。
8. 远方控制与调节
9. 控制与调节类型；

控制与调节类型应包括：

* 开关的分合；
* 投/切远方控制装置（就地或远方模式）；
* 成组控制：可预定义控制序列，实际控制时可按预定义顺序执行或由调度员逐步执行，控制过程中每一步的校验、控制流程、操作记录等与单点控制采用同样的处理方式。

1. 控制种类；

* 单设备控制：常规的控制方式，针对单个设备进行控制；
* 序列控制：应提供界面供操作员预先定义控制条件及控制对象，可将一些典型的序列控制存储在数据库中供操作员快速执行；

1. 操作方式；

* 支持单席操作/双席操作；
* 支持普通操作/快捷操作。

1. 控制流程；

对开关设备实施控制操作一般应按三步进行：选点－返校－执行，只有当返校正确时，才能进行“执行”操作。

1. 选点自动撤销条件；

在进行选点操作时，当遇到如下情况之一时，选点应自动撤销：

* 控制对象设置禁止操作标识牌；
* 校验结果不正确；
* 当另一个控制台正在对这个设备进行控制操作时；
* 选点后有效期内未有相应操作。

1. 控制信息传递；

对属于其他系统（如电网调度控制系统）控制范围内的设备控制操作，本系统能够通过信息交互接口将控制请求向其提交。

1. 安全措施；

* 操作必须从具有控制权限的工作站上才能进行；
* 操作员必须有相应的操作权限；
* 双席操作校验时，监护员需确认；
* 操作时每一步应有提示，每一步的结果有相应的响应；
* 操作时应对通道的运行状况进行监视；
* 配网设备的遥控应满足《国家电网调〔2011〕168号\_关于加强\_配电网自动化系统安全防护工作的\_通知》的要求
* 提供详细的存档信息，所有操作都记录在历史库，包括操作人员姓名、操作对象、操作内容、操作时间、操作结果等，可供调阅和打印。

1. 防误闭锁

应提供多种类型的远方控制自动防误闭锁功能，包括基于预定义规则的常规防误闭锁和基于拓扑分析的防误闭锁功能。

1. 常规防误闭锁；

* 应支持在数据库中针对每个控制对象预定义遥控操作时的闭锁条件，如相关状态量的状态、相关模拟量的量测值等，并支持多种闭锁条件的组合；
* 实际操作时，应按预定义的闭锁条件进行防误校验，校验不通过应禁止操作并提示出错原因。

1. 拓扑防误闭锁；

* 不依赖于人工定义，通过网络拓扑分析设备运行状态，约束调度员安全操作；
* 具备开关操作的防误闭锁功能：具备合环提示、挂牌提示、负荷失电提示、带接地合开关提示等；
* 具备接地刀闸操作的防误闭锁功能：具备带电合接地刀闸提示、带刀闸合接地刀闸提示等；
* 具有挂牌闭锁功能。

### 模型/图形管理

#### 网络建模

1. 应支持图模库一体化建模

根据站所图、单线图等构成配电网络的图形和相应的模型数据，自动生成全网的静态网络拓扑模型，具体要求包括但不限于：

1. 遵循IEC61968和IEC61970建模标准，并进行合理扩充，形成配电自动化网络模型描述；
2. 支持实时态、研究态和未来态模型统一建模和共享；
3. 具备网络拓扑建模校验功能，对拓扑错误能够以图形化的方式提示用户进行拓扑修正；
4. 提供网络拓扑管理工具，用户可以更加直观地管理和维护网络模型；
5. 支持用户自定义设备图元和间隔模板，支持各类图元带模型属性的拷贝，提高建模效率。
6. 应支持外部系统信息导入建模

从电网GIS平台导入中压配网模型，以及从电网调度控制系统导入上级电网模型，并实现主配网的模型拼接，具体要求包括但不限于：

1. 模型图形导入格式应遵循GB/T 30149-2013《电网设备模型描述规范》、Q/GDW 624《电力系统图形描述规范》、IEC 61970和IEC 61968相关标准，数据接口规范应支持CIM/E/ CIM/G、CIM/SVG数据格式；
2. 支持站所图、线路单线图、系统联络图等图形的导入；
3. 支持图模数据的校验、形成错误报告；
4. 图模导入应以馈线/站所为单位进行导入；
5. 支持冗余数据检查与处理；
6. 支持多人并行图模导入；
7. 应支持全网模型拼接与抽取；
8. 应支持主、配网模型拼接，主配网间模型拼接宜以中压母线出线开关为边界；
9. 应支持中压配电网多馈线之间的模型拼接，多条馈线间模型拼接宜以联络开关为边界；
10. 应支持中低压配电网之间的模型拼接，中低压配电网模型拼接宜以配变为边界；
11. 支持按区域、厂站、馈线和电压等级进行模型查询及抽取。

#### 模型校验

模型校验根据电网模型信息及设备连接关系对图模数据进行静态分析，具体要求包括但不限于：

1. 支持按照馈线、变电站方式范围的模型校验；
2. 单条馈线拓扑校验，支持孤立设备、母线直连、电压等级以及设备参数完整性等方面的校验；
3. 区域电网拓扑校验，支持区域配电网拓扑电气岛分析、变电站静态供电区域分析、变电站间静态馈线联络分析、联络统计等方面的检验功能；
4. 支持模型与图形设备一致性校验；
5. 支持冗余模型、图形检查及处理；
6. 校验结果应支持文字提示，并可在电网图形上进行错误定位。

#### 设备异动管理

应能满足对配电网动态变化管理的需要，反映配电网模型的动态变化过程，提供配电网各态模型的转换、比较、同步和维护功能。具体要求包括但不限于：

1. 多态模型的切换，实时监控操作对应实时态模型，分析研究操作对应研究态模型，设备投退役、计划检修、网架改造对应未来态模型，各态之间可以切换，以满足对现实和未来模型的应用研究需要；
2. 支持各态模型之间的转换、比较、同步和维护等；
3. 支持多态模型的分区维护统一管理；
4. 支持设备投运、未运行、退役设备异动操作，未来图形到现实图形转换及流程确认机制；
5. 支持与PMS2.0的异动流程耦合建立一体化的设备异动管理流程；
6. 支持对异动流程中的数据进行校验，并能在发现错误后将流程回退至PMS2.0；
7. 支持各态模型差异比较与图形显示功能。

#### 图形模型发布

应能满足对配电网图形模型的发布需求，具体要求包括但不限于：

1. 支持按照区域、馈线的模型导出功能；
2. 导出模型应满足配电网运行分析应用；
3. 支持单线图、站室图、环网图等各类图形导出功能。

#### 图模数与终端调试

图模数与终端调试应能满足图模导入、配电终端调试接入，提供未来态到实时态的转换功能，具体要求包括但不限于：

1. 应支持主、配网模型和图形导入测试与校验；
2. 应支持在调试环境中进行配电终端的接入调试；
3. 应支持调阅调试环境中的接线图；
4. 应保证在调试环境的图形、模型导入、终端调试应对运行环境没有影响；
5. 应满足调试库中的图形、模型及其他数据在调试完毕后，能够以增量方式同步到运行数据库中；

### 综合告警分析

综合告警分析实现告警信息在线综合处理、显示与推理，应支持汇集和处理各类告警信息，对大量告警信息进行分类管理和综合/压缩，利用形象直观的方式提供全面综合的告警提示，具体要求包括但不限于：

1. 告警信息分类

应对告警信息进行分类处理，告警信息主要包括电力系统运行异常告警、二次设备异常告警、网络分析预警三大类；可实现对由同一原因引起的多个告警信息进行合并处理；

1. 告警智能推理

可实现告警信息的统计和分析，对频繁出现的告警信息（如开关位置抖动、保护信号动作复归等），应提供时间周期（一般取24小时）内重复出现的次数，可给出故障发生的可能原因和准确、及时、简练的告警提示；

1. 信息分区监管及分级通告

应包括责任区的设置和管理、数据分类的设置和管理，根据责任区以及应用数据的类型进行相应的信息分层分类采集、处理和信息分流等功能；可对配电网事故类型进行分等级定义，在紧急事件发生的情况下，系统除了传统告警动作，比如推画面、语音等，还可依据信息分级通报的原则采用短信、手机APP等方式迅速通告。

1. 告警智能显示

应提供告警等级自定义手段，可以按告警类型、告警对象等多种条件配置；工作站应提供多页面的综合告警显示界面，也可支持手机APP综合告警显示，采用多种策略实现自动滤除多余和不必要的告警。

### 馈线自动化

当配电线路发生故障时，系统应根据从EMS和配电终端等获取的故障相关信息进行故障判断与定位、隔离和非故障区域恢复供电。具体要求包括但不限于：

1. 故障处理功能配置与投退机制
2. 应支持以单条馈线或馈线联络组为单元，根据现场实际条件合理配置故障处理方式：不启动、就地处理、自动定位、自动隔离、自动隔离与恢复；
3. 故障处理功能，应具备人工或特定条件下自动退出或投入的机制。
4. 支持以单条馈线或馈线联络组为单元的馈线自动化投退管理功能。

b）故障处理功能要求

1） 支持配电网各种拓扑结构，电网的运行方式发生改变对故障处理不造成影响；

2） 能够根据馈线拓扑和故障相关信息自动定位故障区段，并可调出相应图形以醒目方式显示（如特殊的颜色或闪烁）；

3） 根据故障定位结果和开关确定隔离方案，故障隔离方案可自动执行或者经调度员确认执行；

4） 在具备多个备用电源的情况下，能根据各个电源点的负载能力，对恢复区域进行拆分恢复供电；

5） 事故处理结束后，能给出恢复到事故发生前该馈线运行方式的操作策略；

6） 支持含分布式电源的馈线故障处理；

7） 支持单相接地故障信号分析处理；

8） 支持并发处理多个故障；

9） 支持信息不健全情况下的容错处理。

c）故障处理安全约束

1） 可自动设计非故障区段的恢复供电方案，避免恢复过程导致其他线路、主变等设备过负荷；

2） 可灵活设置故障处理闭锁条件，避免保护调试、设备检修等人为操作的影响；

3） 故障处理过程中应具备必要的安全闭锁措施（如通信故障闭锁、设备状态异常闭锁等），保证故障处理过程不受其他操作干扰；

d）故障处理控制方式

1） 对于馈线配置了故障自动定位功能，馈线开关不具备遥控条件的，系统应可通过采集的遥测、遥信数据和馈线拓扑分析，自动判定故障区段，并给出故障隔离和非故障区域的恢复方案，通过人工介入的方式进行故障处理，减少故障查找时间；

2） 对于馈线开关具备三遥条件的，如该馈线只配置了故障自动定位功能，系统也应给出故障隔离和非故障区域恢复方案，调度员可以选择逐个或批量遥控方式进行相应操作，以加快故障处理速度；

3）在馈线配置了就地型故障处理功能时，主站端故障处理功能应可实现与就地处理的配合。

e）故障处理反演与信息查询

1） 故障处理的全部过程信息应保存在历史数据库中，以备故障分析时使用；

2） 可按故障发生时间、发生的变电站、馈线、受影响客户等方式对故障信息进行检索和统计；

3） 应能按故障处理实际过程进行反演，反演过程可基于环网图，利用主站记录的保护装置动作信息、线路遥测和遥信信息、系统判断结论、遥控输出与执行后各断路器和负荷开关变位信息，以图示和信息提示方式，顺序复现故障前、故障后、故障识别与定位、故障隔离、非故障区段恢复供电处理的全过程；

4） 应能提供故障前和主站故障信息收集完毕后的数据断面，断面信息应包括保护装置信号状态、线路断路器及负荷开关动作状态、动作时间等；

5） 反演过程中能够提供故障判断及处理的相关依据，如故障信号，控制输出和执行动作情况等；

6） 故障处理信息中应针对每一项故障处理给出综述性的处理结论，支持输出事故处理过程报告。

### 拓扑分析应用

#### 网络拓扑分析

可以根据电网连接关系和设备的运行状态进行动态分析，分析结果可以应用于配电监控、安全约束等，具体要求包括但不限于：

1. 适用于任何形式的配电网络接线方式；
2. 电气岛分析，分析电网设备的带电状态，按设备的拓扑连接关系和带电状态划分电气岛；
3. 电源点分析，分析电网设备的供电路径及供电电源；
4. 支持人工设置的运行状态；
5. 支持设备挂牌、临时跳接等操作对网络拓扑的影响；
6. 支持实时态、研究态、未来态网络模型的拓扑分析。

#### 拓扑着色

拓扑着色可根据配网开关的实时状态，确定系统中各种电气设备的带电状态，分析供电源点和各点供电路径，并将结果在人机界面上用不同的颜色表示出来。具体要求包括但不限于：

1. 电网运行状态着色

依据电网拓扑分析的结果，应用不同颜色表示电网元件的运行状态（带电、停电、接地等）；

1. 供电范围及供电路径着色

依据电网拓扑分析的结果，显示配电线路的供电范围及供电路径；

1. 动态电源着色

依据电网拓扑分析的结果，动态显示不同电源点的供电区域；

1. 负荷转供着色

依据负荷转供分析结果，显示负荷转供的所有路径；

1. 故障区域着色

依据故障分析结果，对故障区域进行着色显示；

1. 变电站供电范围着色

依据电网拓扑分析的结果，显示不同变电站的供电范围;

1. 线路合环着色

依据电网拓扑分析的结果，显示处于合环状态的线路。

#### 负荷转供

负荷转供根据目标设备分析其影响负荷，并将受影响负荷安全转至新电源点，提出包括转供路径、转供容量在内的负荷转供操作方案。具体要求包括但不限于：

1. 负荷信息统计
2. 目标设备设置，包括检修设备、越限设备或停电设备；
3. 负荷信息统计，分析目标设备影响到的负荷及负荷设备基本信息。
4. 转供策略分析
5. 转供路径搜索，采用拓扑分析的方法，搜索得到所有合理的负荷转供路径；
6. 转供容量分析，结合拓扑分析和潮流计算的结果，对转供负荷容量以及转供路径的可转供容量进行分析；
7. 转供客户分析：采用拓扑分析方法，对双电源供电客户转供结果进行分析。
8. 转供策略模拟
9. 支持模拟条件下的方案生成及展示；
10. 模拟运行方式设置；
11. 转供方案报告；
12. 转供过程展示。
13. 转供策略执行

依据转供策略分析的结果，采用自动或人工介入的方式对负荷进行转移，实现消除越陷、减少停电时间等目标。

### 事故反演

系统检测到预定义的事故时，应能自动记录事故时刻前后一段时间的所有实时稳态信息，以便事后进行查看、分析和反演。

1. 事故信息记录的启动和处理
2. 事故信息应包括配电线路相间短路故障以及单相接地故障发生前后一段时间内系统采集到的所有信息；
3. 应能以保存数据断面及报文的形式存储一定时间范围内所有的实时稳态数据，可记录事故前后系统的实际状态；
4. 事故信息记录既能由预定义的触发事件（跳闸类事件、量测突变类事件等）自动启动，也应支持指定时间范围内的人工启动。触发事件包括设备状态变化、测量值越限、计算值越限、测量值突变；
5. 应具备多重事故记录的功能，记录多重事故时，事故追忆的记录存储时间相应顺延；
6. 应能指定事故前和事故后追忆的时间段。
7. 事故信息记录的内容包括一次设备的模拟量、状态量，以及二次终端设备、通信系统的告警信息；
8. 事故信息处理应结合该信息对象的历史变化过程，给出便于操作员观察和理解的逻辑状态，例如：永久性故障跳闸、重合闸、拒动、误动等。
9. 事故过程信息
10. 应提供检索事故的界面，并具备在研究态下的事故反演功能；
11. 应能通过任意一台工作站进行事故反演，并可以允许多台工作站同时观察事故反演。反演的运行环境相对独立，与实时环境互不干扰；
12. 反演时，断面数据应与反演时刻的电网模型及画面相匹配；
13. 应能通过专门的反演控制画面，选择已记录的任意时段内电力系统的状态作为反演对象（局部反演）；
14. 应能设定反演的速度和进程（快放、慢放、单步、连续），并能暂停正在进行的事故反演。
15. 应能结合配电终端上送的故障录波数据，在反演过程中，关联显示当前反演发生的故障信号所对应的故障录波信息，可在子窗口中对应显示波形。

## 扩展功能

### 分布式电源接入与控制

满足10kV（20kV）分布式电源/储能装置/微网接入带来的多电源、双向潮流分布的配电网络监视、控制要求，具体要求包括但不限于：

1. 应具备对分布式电源公共连接点、并网点的模拟量、状态量及其它数据的采集；
2. 应具备对采集数据（包括电流、电压、有功功率、无功功率、频率等）进行计算分析、数据备份、越限告警、合理性检查和处理的功能，当区域内分布式电源渗透率较高时，宜配置分布式电源发电并网运行分析的扩展功能，包括配电网电压无功优化及分布式电源发电计划调度及功率平衡分析等；
3. 应具备对受控条件的分布式电源的公共连接点、并网点处开关实现分合控制功能。

### 专题图生成

专题图生成应用是以导入的全网模型为基础，应用拓扑分析技术进行局部抽取并做适当简化，生成相关电气图形。具体要求包括但不限于：

1. 支持配网CIM模型识别以及SVG图形生成和导出；
2. 应用拓扑分析技术支持多类图形的自动生成，包括：变电站索引图、区域联络图、供电范围图、单线图、开关站图；
3. 支持自动布局增量变化，已有模型发生增减，新生成的图形中原有模型内容布局效果保持不变；
4. 支持对自动生成的衍生电气图进行编辑和修改，可人工干预专题图生成的展示效果。

### 状态估计

状态估计利用实时量测的冗余性，应用估计算法来检测与剔除坏数据，提高数据精度，保持数据的一致性，实现配电网不良量测数据的辨识，并通过负荷估计及其他相容性分析方法进行一定的数据修复和补充，具体要求包括但不限于：

1. 计算各类量测的估计值，量测类型包括：电流、电压、有功功率、无功功率等；
2. 配电网不良量测数据的辨识，对配电自动化尚未完全覆盖区域可综合利用负荷管理、用电信息采集等系统中的准实时数据，补全配网数据，对实时数据采集较全、配网全网状态可观测的区域，可通过对来自各源头的数据进行一致性校验，进行综合分析，辨识不良数据；
3. 可以人工调整量测的权重系数；
4. 多启动方式，支持人工启动、周期启动、事件触发；
5. 可支持分线路、分区域、全配电网计算。

### 潮流计算

潮流计算根据配电网络指定运行状态下的拓扑结构、变电站母线电压（即馈线出口电压）、负荷类设备的运行功率等数据，计算节点电压，以及支路电流、功率分布，计算结果为其他应用功能做进一步分析做支撑，具体要求包括但不限于：

1. 支持实时态、研究态电网模型的计算；
2. 可支持分线路、分区域、全配电网计算；
3. 对于配电自动化覆盖区域由于实时数据采集较全，可进行精确潮流计算，对于自动化尚未覆盖或未完全覆盖区域，可利用用电信息采集、负荷管理系统的准实时数据，利用状态估计尽量补全数据，进行潮流估算；
4. 能进行馈线电流越限、母线电压越限分析。

### 负荷预测

配电网负荷预测主要针对6-20kV母线、区域配电网进行负荷预测，在对系统历史负荷数据、气象因素、节假日，以及特殊事件等信息分析的基础上，挖掘配网负荷变化规律，建立预测模型，选择适合策略预测未来系统负荷变化。具体要求包括但不限于：

1. 支持自动启动和人工启动负荷预测；
2. 多日期类型负荷预测，针对不同的日期类型设计相应的预测模型和方法，分析各种类型的日期模型（例如工作日、周末和假日等）对负荷的影响；
3. 能考虑气象因素对负荷预测的影响；
4. 支持多预测模式对比分析；
5. 支持计划检修、负荷转供、限电等特殊情况对配网负荷影响的分析。

### 解合环分析

与电网调度控制系统进行信息交互，获取端口阻抗、潮流计算等计算结果，对指定方式下的解合环操作进行计算分析，结合计算分析结果对该解合环操作进行风险评估，具体要求包括但不限于：

1. 可基于实时态、研究态电网模型进行解合环分析；
2. 能够实现解合环路径自动搜索；
3. 对于模型参数完备，相关量测采集齐全的环路，能够计算合环稳态电流值、合环电流时域特性、合环最大冲击电流值；
4. 能够分析解合环操作对环路上其他设备的影响；
5. 能够提供解合环前后潮流值比较。

### 网络重构

配电网网络重构的目标是在满足安全约束的前提下，通过开关操作等方法改变配电线路的运行方式，消除支路过载和电压越限，平衡馈线负荷，降低线损。具体要求包括但不限于：

1. 支持实时态、研究态下的计算；
2. 结合配电网潮流计算分析结果对配电网络进行重构，实现网络优化，提高供电能力；
3. 综合分析配电网架结构和用电负荷等信息，通过改变配网运行方式等相关措施，达到平衡馈线负荷、降低线损的目的。

### 操作票

调度操作票功能应满足调度人员日常操作票管理工作的可靠性、安全性、快速性、方便性等要求。具体要求包括但不限于：

1. 调度员在研究态下进行开票、安全防误校核，任何操作不应影响实时环境，支持自动或手动方式实现操作票模拟环境与实时环境的同步；
2. 采用图票一体化技术，由调度员在图形界面上点选设备，选择操作任务后，系统自动生成操作票；
3. 应能实现按人员统计、按操作项目统计、按设备类型统计，可以按年、按月统计操作票数量、合格率等。

### 自愈控制

配网自愈控制综合应用配网故障处理、安全运行分析、配电网状态估计和潮流计算等分析结果，循环诊断配电网当前所处运行状态，并进行控制策略决策，实现对配电网一、二次设备的自动控制，解除配电网故障，消除运行隐患，促使配电网转向更好的运行状态。具体要求包括但不限于：

1. 风险预警，支持配电网在紧急状态、恢复状态、异常状态、警戒状态和安全状态等状态划分及分析评价机制，为配电网自愈控制实现提供理论基础和分析模型依据；
2. 校正控制，包括预防控制、校正控制、恢复控制、紧急控制，各级控制策略保持一定的安全裕度，满足N-1准则；
3. 具备相关信息融合分析的能力，在故障信息漏报、误报和错报条件下能够容错故障定位；
4. 支持配电网大面积停电情况下的多区域、多级电压协调、快速恢复功能；

### 配电网经济运行分析

配电网经济运行分析主要是通过从经济、安全方面对配电网运行方式进行分析具体要求包括但不限于：

1. 支持网架结构、运行方式合理性分析；
2. 支持对配电设备利用率进行综合分析与评价；
3. 支持配电网季节性运行方式优化分析；
4. 支持电压无功协调控制。

### 配网仿真与培训

配网仿真与培训具体要求包括但不限于

1. 配网运行与操作仿真能够在不影响系统正常运行的情况下，建立模拟环境，实现配网调度的预操作仿真、运行方式倒换预演、事故反演以及故障恢复预演等功能。
2. 配网培训功能可模拟的真实环境下的电网运行控制环境，学员可以在模拟环境中进行调度和值班工作，进行日常的监视、控制和操作，实现对配网调度人员的培训。

# 配电运行状态管控功能

## 基本功能

### 配电数据采集与处理

具体功能要求同8.1.1节。

### 配电接地故障分析

当配电线路发生单相接地故障时，系统应根据配电终端暂态录波的信息对接地故障进行判断和分析，具体要求包括但不限于：

1. 故障录波数据采集和处理
2. 支持主动召唤、接收和保存故障录波信息；
3. 支持以Comtrade标准格式读入录波数据。
4. 故障录波信息分析与展现
5. 支持故障录波中采集到的三相电压、三相电流、零序电压、零序电流等电气量波形的展现
6. 支持以选定设备为单位的多曲线信息叠加显示。
7. 线路单相接地定位分析
8. 宜支持依据录波信息进行单点零序电压和零序电流的幅值和相角分析计算；
9. 宜支持同线路多点间及同母线多线路间的故障录波信息对比分析；
10. 宜支持综合线路10kV母线电压、厂站接地选线信息、配电终端故障录波等多源信息，对单相接地进行选线分析以及故障区段定位分析判断；
11. 地理位置定位
12. 宜支持基于故障在线监测装置地理信息坐标的故障精确定位；
13. 宜支持基于地理图、单线图的配电网单线接地故障分析结果展示。
14. 单相接地故障处理
15. 宜支持基于配电自动化遥控操作的单相接地选线和故障定位操作；
16. 宜支持自动和交互操作两种单相接地故障处理模式；
17. 能够对操作过程进行实时监视分析与决策；
18. 应支持故障定位分析结果向在线监测装置下发；
19. 历史数据应用
20. 宜支持不同配电线路日常运行情况下的零序电流扰动水平分析统计，按时段、区域优化设定零序电流越限阈值。
21. 宜支持复杂情况下的单相故障处理结果统计分析，归纳同类型线路的单相接地故障分析特征量，为特定类型的故障处理提供判定依据；
22. 可提供基于历史数据分析相关结果的实时在线分析预警，匹配实时运行数据中可能存在的单相接地特征量。

### 配电网运行趋势分析

配电网运行趋势分析利用配电自动化数据，对配电网运行进行趋势分析，实现提前预警，具体要求包括但不限于：

1. 支持对配变、线路重载、过载趋势分析与预警
2. 支持重要用户丢失电源或电源重载等安全运行预警；
3. 支持配电网运行方式调整时的供电安全分析与预警；
4. 支持综合环境监测数据，进行设备异常趋势分析与告警；

### 数据质量管控

数据管控对采集到的实时数据和历史数据的质量进行分析处理，具体要求包括但不限于：

1. 实时数据质量管控
2. 支持设备电流、电压、有功功率、无功功率、电量合理性校验；
3. 支持母线量测不平衡检查；
4. 支持设备状态遥测、遥信一致性校核；
5. 支持馈线遥测一致性检查；
6. 历史数据质量管控
7. 支持历史数据完整性校验功能。
8. 支持历史数据补招及补全功能。

### 配电终端管理

终端管理实现配电终端的综合监视与管理，具体要求包括但不限于：

1. 配电终端参数远程调阅及设定
2. 支持终端运行参数的单个或批量远程调阅与设定，包括零漂、变化阈值（死区）、重过载报警限值、保护定值等运行参数；
3. 支持终端信息的单个或批量远程调阅，包括终端类型及出厂型号、终端ID号、嵌入式系统名称及版本号、硬件版本号、软件版本号、通信参数及二次变比等；
4. 配电终端参数远程调阅及设定应符合《Q/GDW XXX 配电自动化终端参数配置规范》要求。
5. 配电终端历史数据查询与处理
6. 支持配电终端遥信、遥测、遥控等历史数据的调阅、处理及展示；
7. 支持配电终端故障录波数据的调阅、处理及展示处理功能；
8. 支持配电终端软件远程升级功能。
9. 配电终端蓄电池远程管理
10. 支持配电终端蓄电池信息监视与分析；
11. 支持配电终端蓄电池远程活化。
12. 配电终端运行工况监视及统计分析
13. 支持配电终端运行工况实时监视；
14. 应支持配电终端运行工况统计功能，包括实时在线率、历史在线率统计，终端月停运时间、停运次数统计；
15. 应支持根据配电终端通信方式、所属厂家进行分类统计分析；
16. 应支持配电终端状态感知和信息的收集、处理和展示，包括终端自检、板卡异常、终端运行日志及周边环境信息等。
17. 应具备终端通信通道流量统计及异常报警等功能。

### 配电自动化缺陷分析

配电自动化缺陷分析具体要求包括但不限于：

1. 应支持配电自动化缺陷分类及自动分析告警；
2. 应具备与PMS2.0缺陷管理数据交互与处理功能；
3. 应具备针对已消除缺陷自动校验功能。

### 设备（环境）状态监测

设备（环境）状态监测具体要求包括但不限于：

1. 应支持配电站房、配电电缆、架空线路、配电开关、配电变压器等设备电气、环境、通道等状态的在线监测；
2. 应支持配电网运行态势和设备状态感知，为配电设备的综合评价及辅助决策提供数据支撑；
3. 应支持配电设备状态评估及异常告警。

### 配电网供电能力分析评估

利用配电自动化运行数据，结合已有配电网模型及参数，对配电网供电能力进行评估分析，具体包括但不限于：

1. 支持对配电网网架供电能力薄弱环节分析；
2. 支持对配电网负荷分布统计分析，对负荷区域分布、时段分布、区域负荷密度、负荷增长率等数据的分析计算；
3. 支持线路和设备重载、过载、季节性用电特性分析与预警；
4. 支持线路在线N-1分析。

### 信息共享与发布

系统信息发布与共享具体要求包括但不限于：

1. 信息共享与发布支持的数据应至少包含以下几类：
2. 配电网模型；
3. 系统各类接线图；
4. 配电网实时运行数据；
5. 配电网历史采样数据；
6. 故障处理等应用分析结果；
7. 电网分析等应用分析计算服务；
8. 系统各类报表；
9. 配电主站运行工况。
10. 系统发布与共享应进行严格的权限限制，限制不同人员的数据访问范围，保证数据的安全性。
11. 支持配电网实时运行状态、历史数据、统计分析结果、故障分析结果等信息WEB发布功能，具体要求内容但不限于：
12. 支持各类画面浏览，支持对配电网图形的画面显示功能，包含全图显示、纵横比例显示、全图放大缩小、区域放大、图形拖放等功能；
13. 支持数据查询，支持配电网实时数据及历史数据的查询、统计，支持对故障信息的查询、统计、分析；
14. 支持报表浏览，发布功能应当包含报表生成功能，当对指定厂站、馈线、开关站、环网柜、配网设备等电力设备进行报表操作时，应当能够及时根据指定的报表格式生成相应的系统报表；
15. 支持终端运维管理，支持在对终端实时运行工况、报文等运维信息的查询、统计、分析，支持对配电终端进行参数远程设置等管理；
16. 支持地理图上的电网及设备操作与显示，地理图应实现免维护。
17. 应支持基于服务的数据订阅/发布机制，接口遵循IEC61970/61968标准的数据格式规范及服务规范。
18. 配电自动化运行分析

配电自动化运行分析具体要求包括但不限于：

1. 支持终端台账信息统计分析；
2. 支持主站在线率统计分析；
3. 支持配电终端覆盖率统计分析；
4. 支持终端在线率统计分析；
5. 支持遥信动作正确率统计分析；
6. 支持遥控正确率、遥控使用率统计分析；
7. 支持终端缺陷率、终端消缺及时率统计分析。

# 信息交互

配电主站通过标准化的接口适配器完成与电网调度控制系统、PMS2.0、一体化电量与线损管理系统、国网配电自动化指标分析系统等系统信息交互，具体要求包括但不限于：

1. 与电网调度控制系统交互
2. 图模信息交互

配电主站需从电网调度控制系统获取高压配电网（包括 35kV、110kV、220kV等）的网络拓扑、变电站图形、相关一次设备参数，以及一次设备所关联的保护信息；

配电主站与电网调度控制系统之间图模信息的数据交互格式应遵循Q/GDW 624《电力系统图形描述规范》和GB/T 30149-2013《电网设备模型描述规范》标准，采用CIM/E/CIM/G数据格式予以实现。

1. 实时监测数据交互

配电主站可通过电网调度控制系统数据转发或直接采集方式获取变电站10kV/20kV电压等级相关设备的量测及状态等信息，支持电网调度控制系统标识牌信息同步。

配电主站与电网调度控制系统之间实时数据交互，应通过正反向物理隔离装置安全设备连接，应采用E语言格式的数据传输。

配电主站应通过安全接入区实现变电站信息直接采集。

1. 计算数据交互
2. 配电主站从电网调度控制系统获取端口阻抗、潮流计算、状态估计等计算结果，为配电网解合环计算等分析应用提供支撑。远程调阅

配电主站应支持相关调度技术支持系统的远程调阅。配电主站的画面远程调阅应遵循Q/GDW 624《电力系统图形描述规范》、GB/T 30149-2013《电网设备模型描述规范》、DL/T 476《电力系统实时数据通信应用层协议》规范。

1. 与一体化电量与线损管理系统信息交互

配电主站应通过海量数据平台，数据交互采用E语言格式，向一体化电量与线损管理系统交互相关数据，支撑一体化电量与线损管理相关业务功能应用.

1. 支持提供配网运行负荷/电压/电流、遥信变位等数据；
2. 支持提供配网运行日冻结电量/月冻结电量数据；
3. 支持提供配网运行有功电量/无功电量/日冻结电量/月冻结电量/遥信变位时刻冻结电量。
4. 与PMS2.0系统信息交互
5. 配电主站从PMS2.0获取中压配电网（包括6-20kV）网络设备模型、图形（包括：变电站索引图、区域联络图、供电范围图、单线图、开关站图）、设备新投异动流程信息及相关一次设备参数、地理坐标等；
6. 配电主站与PMS2.0之间电网图形与模型规范应遵循IEC 61968《电力企业应用集成配电管理的系统接口》标准；
7. 配电主站向PMS2.0推送配电网量测、事件、分析计算结果等信息，数据格式应遵循Q/GDW 215《电力系统数据标记语言-E语言规范》。
8. 与国网配电自动化指标分析系统交互
9. 应支持配电自动化系统相关运行指标数据上送至国网指标分析系统。
10. 与管理信息大区其它系统信息交互
11. 宜具备与配电网通信网管系统的信息交互功能。

# 信息安全防护

## 系统安全防护要求

配电运行监控应用部署在生产控制大区，配电运行状态管控应用部署在管理信息大区信息内网，安全防护要求包括但不限于：

1. 配电运行监控应用应遵循国家发改委〔2014〕14号令相关规定；
2. 配电运行状态管控应用应遵循Q/GDW 1594中三级系统安全防护要求。

## 边界安全防护要求

配电主站涉及的边界包括：大区边界B1、生产控制大区横向域边界B2、生产控制大区与安全接入区边界B3、安全接入区与通信网络边界B4、信息内网与无线网络边界B5、管理信息大区系统间的安全防护边界B6，如图11-1所示，边界安全防护要求包括但不限于：



图11-1 配电主站边界划分示意图

1. 配电运行监控应用与配电运行状态管控应用之间为大区边界B1，应采用电力专用横向单向安全隔离装置；
2. 配电运行监控应用与本级电网调度控制系统或其他电力监控系统之间为生产控制大区横向域边界B2，应采用电力专用横向单向安全隔离装置；
3. 配电终端采用任一通信方式接入配电运行监控应用时，应设立安全接入区，生产控制大区与安全接入区边界B3应采用电力专用横向单向安全隔离装置；
4. 安全接入区与通信网络边界B4，安全接入区部署的采集服务器应采用经国家指定部门认证的安全加固操作系统，采用用户名/强口令、动态口令、物理设备、生物识别、数字证书等至少一种措施，实现用户身份认证及账号管理。
5. 当配电终端采用无线网络接入配电运行状态管控应用时，信息内网与无线网络边界B5应采用安全加密认证措施，实现接入认证和数据传输加密，配电主站与配电终端之间的访问控制、安全数据交换、单向认证，以及遥控、参数配置、版本升级等关键和敏感信息的加密传输。
6. III区内系统间的安全防护边界B6，在管理信息大区，配电主站与不同等级安全域之间的边界，应采用硬件防火墙等设备实现横向域间安全防护。

## 配电主站与配电终端交互安全

配电主站与配电终端交互时，具体安全防护要求包括但不限于：

1. 在配电运行监控前置服务器应配置基于非对称密码算法的配网加密认证装置，对控制命令和参数设置指令进行签名操作，实现子站/配电终端对配电主站的身份鉴别与报文完整性保护；
2. 通过无线网络接入配电运行状态管控应用时，应采用安全加密措施实现配电终端参数配置、版本升级等关键和敏感信息的加密传输；
3. 配电终端和配电主站之间的认证应采取国家主管部门认可的非对称密码算法，配电终端和配电主站之间关键和敏感信息的加密应采取国家主管部门认可的对称密码算法。

## 内网系统安全监测

内网系统安全监测可对配电自动化系统生产控制大区的安全状况进行实时监视及分析，具体功能要求包括但不限于：

1. 可实现对服务器、防火墙、入侵检测装置、横向隔离设备（正/反向）、纵向加密认证装置（卡）、防病毒系统等的日志采集；
2. 可支持采集事件综合分析，并可通过邮件、短信、声光告警等方式报送运维人员，支持实时告警的显示，及时掌握网络中存在的威胁或异常访问行为；

# 主要技术指标

## 系统指标

配电自动化系统主站系统指标规范见表12-1：

表12-1　系统指标匹配表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 内　　容 | | 指　标 |
| 冗余性 | 1）热备切换时间 | ≤20秒 |
| 2）冷备切换时间 | ≤10分钟 |
| 可用性 | 1）主站系统设备年可用率 | ≥99.9% |
| 计算机资源 | 1）单节点CPU平均负载率（任意5分钟内） | ≤40% |
| 2）单节点备用空间（根区） | ≥20%（或是10G） |
| 系统节点分布 | 1）可接入工作站数 | ≥60 |
| 2）前置分组数 | ≥6 |
| 生产控制大区与管理信息大区数据交互 | 1）正向传输带宽（单台） | ≥6兆字节/秒 |
| 2）反向传输带宽（单台） | ≥2兆字节/秒 |
| 画面调阅响应时间 | 1）90%画面 | <4秒 |
| 2）其他画面 | <10秒 |
| 信息发布 | 并发用户数 | ≥100个 |

## 功能指标

配电自动化系统主站生产控制大区功能指标规范见表12-2：

表12-2　生产控制大区功能指标匹配表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 配电数据采集与监控 | 1. 可接入实时数据容量 | ≥30 0000 |
| 1. 可接入终端数（每组分布式前置） | ≥3000 |
| 1. 可接入控制量 | ≥6000 |
| 1. 实时数据变化主站更新时延(本区) | ≤3秒 |
| 1. 实时数据变化主站更新时延(跨区) | ≤5秒 |
| 1. 主站遥控输出时延 | ≤3秒 |
| 1. 历史数据保存周期 | ≥1个月 |
| 1. 事故推画面响应时间 | ≤10秒 |
| 1. 调用曲线响应时间 | ≤5秒 |
| 1. 单次网络拓扑着色时延 | ≤5秒 |
| 馈线故障处理 | 1. 系统并发处理馈线故障个数 | ≥20个 |
| 1. 单个馈线故障处理耗时（不含系统通信时间和数据跨区传输时间） | ≤5秒 |
| 负荷转供 | 1. 单次转供策略分析耗时 | ≤5秒 |

配电自动化系统主站管理信息大区功能指标规范见表12-3：

表12-3　管理信息大区功能指标匹配表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 配电数据采集与监控 | 1. 可接入实时数据容量 | ≥30 0000 |
| 1. 可接入终端数（每组两台前置） | ≥3000 |
| 1. 实时数据变化主站更新时延(本区) | ≤3秒 |
| 1. 实时数据变化主站更新时延(跨区) | ≤5秒 |
| 1. 历史数据保存周期 | ≥2年 |
| 单相接地分析处理 | 1. 单相接地分析处理时间（不含系统通信时间和数据跨区传输时间） | ≤120秒 |

# 附录 A(规范性附录) 配电自动化功能配置表

表A-1　配电自动化系统主站功能列表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 软件/功能 | 基本功能 | 扩展功能 | 生产控制大区 | 管理信息大区 |
| 支撑软件 | √ |  | √ | √ |
| 数据管理 | √ |  | √ | √ |
| 信息交换总线 | √ |  | √ | √ |
| 协同管控 | √ |  | √ | √ |
| 多态多应用管理 | √ |  | √ | √ |
| 权限管理 | √ |  | √ | √ |
| 告警服务 | √ |  | √ | √ |
| 系统运行状态管理 | √ |  | √ | √ |
| 流程服务 | √ |  | √ | √ |
| 人机界面 | √ |  | √ | √ |
| 云技术应用 | √ |  | √ | √ |
| 报表管理 | √ |  | √ | √ |
| 打印 | √ |  | √ | √ |
| 内网系统安全监测 | √ |  | √ |  |
| 配电数据采集与处理 | √ |  | √ | √ |
| 操作与控制 | √ |  | √ |  |
| 模型/图形管理 | √ |  | √ |  |
| 综合告警分析 | √ |  | √ |  |
| 馈线自动化 | √ |  | √ |  |
| 拓扑分析应用 | √ |  | √ |  |
| 事故反演 | √ |  | √ |  |
| 配电接地故障分析 | √ |  |  | √ |
| 配电网运行趋势分析 | √ |  |  | √ |
| 数据质量管控 | √ |  |  | √ |
| 配电终端管理 | √ |  |  | √ |
| 配电自动化缺陷分析 | √ |  |  | √ |
| 设备（环境）状态监测 | √ |  |  | √ |
| 配电网供电能力分析评估 | √ |  |  | √ |
| 信息交互 | √ |  | √ | √ |
| 信息共享与发布 | √ |  |  | √ |
| 分布式电源接入与控制 |  | √ | √ |  |
| 专题图生成 |  | √ | √ |  |
| 状态估计 |  | √ | √ |  |
| 潮流计算 |  | √ | √ |  |
| 解合环分析 |  | √ | √ |  |
| 负荷预测 |  | √ | √ |  |
| 网络重构 |  | √ | √ |  |
| 操作票 |  | √ | √ |  |
| 自愈控制 |  | √ | √ |  |
| 配电网经济运行 |  | √ | √ |  |
| 配网仿真与培训 |  | √ | √ |  |

# 附录 B(资料性附录) 配电自动化系统主站硬件典型配置



图**B**-1　系统主站硬件配置参考图

配电主站从应用分布上主要分为生产控制大区实时监控、安全接入区公网数据采集、管理信息大区信息共享与发布等3个部分，配电主站硬件可支持异地部署。功能部署、硬件节点分布配置见表B-1：

表**B**-1　配电主站功能部署与节点分布配置表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 安全区 | 硬件配置 | 功　能　说　明 |
| 生产控制  大区 | 前置服务器 | 完成配电数据采集与监控数据采集、系统时钟和对时的功能。 |
| 数据库服务器 | 配网模型存储 |
| SCADA/应用服务器 | 完成配电数据采集与监控数据处理、操作与控制、事故反演、多态多应用、图形模型管理、权限管理、告警服务、报表管理、系统运行管理、终端运行工况监视等功能 |
| 图模调试服务器 | 完成配电终端调试接入，提供未来态到实时态的转换功能。 |
| 信息交换总线服务器 | 完成I/II生产控制大区数据与信息交互等功能。 |
| 内网安全监视服务器 | 完成内网系统安全状态的实时监视等功能 |
| 工作站 | 包括配调工作站、维护工作站、安全监视工作站等。 |
| 管理信息  大区 | 前置服务器 | 完成配电数据采集与监控数据采集、系统时钟和对时的功能。 |
| SCADA/应用服务器 | 完成配电数据采集与监控数据处理、操作与控制、事故反演、多态多应用、图形模型管理、权限管理、告警服务、报表管理、系统运行管理、终端运行工况监视等功能 |
| 信息交换总线服务器 | 完成I/II生产控制大区数据与信息交互,配电自动化系统与其他应用系统间数据与信息交互功能。 |
| 数据库服务器 | 完成历史数据库缓存，为历史数据发布至云存储平台和本地应用提供支撑。 |
| 应用服务器 | 完成单相接地故障分析、配电网指标分析、配电网主动抢修支撑、配电网经济运行分析、停电分析、终端网管、配电自动化设备缺陷管理、模型中心、模型/图形管理、信息共享与发布等配电运行管理功能。 |
| 工作站 | 包括运检工作站、报表工作站、图形工作站等。 |
| 安全接入区 | 专网通信采集服务器 | 完成光纤通信配电终端实时数据采集。 |
| 无线通信采集服务器 | 完成无线通信配电终端实时数据采集。 |

# 附录 C(资料性附录) 配电自动化系统数据流

系统数据流主要包括从外部系统导入图模的数据流，主站系统内部生产控制大区和管理信息大区之间各应用功能的数据流。

（1）图模数数据流

配电主站基于调配一体化网络模型构建全电网分析功能，基础图模数中主网部分来自于电网调度控制系统(EMS)，中低压图模数来自于PMS2.0系统，两部分信息在生产控制大区通过图模导入工具进入处理，图模校验通过后先导入到调试模型库，当调度员进行图模确认操作时，图模数信息经调试模型库同步到数据库服务器中，再由数据库服务器向管理信息大区数据库服务器同步，最后存放在云平台中；图模校验不合格的数据将反馈给对应的外部系统，经修正后重新导入。

图C-1 模型数据流示意图

（2）各应用功能数据流

主站系统内部生产控制大区和管理信息大区之间各应用功能的数据流如下图所示



图C-2 各应用功能数据流

两个大区之间的应用数据经协同管控模块的中转，实现各类应用数据的按需交换。生产控制大区的数据可分为数据采集与监控类、故障处理类、分析应用类和历史数据应用类；管理信息大区的数据可分为数据采集与监测类、配网运维管理类、接地故障分析类、分析应用类、历史数据应用类和历史数据信息。

生产控制大区的数据采集与监控信息经协同管控模块同步到管理信息大区，遥信、保护及遥控告警等重要数据实时同步，遥测及其它数据采用断面数据加订阅的方式同步；

生产控制大区的故障处理数据经协同管控模块实时同步到管理信息大区。

生产控制大区的分析应用的结果数据经协同管控模块实时同步到管理信息大区。

生产控制大区的历史数据应用模块可订阅管理信息大区的历史数据，查看历史曲线等。

管理信息大区的数据采集与监视经协同管控模块同步到生产控制大区，遥信、保护等重要数据实时同步，遥测及其它数据采用断面数据加订阅的方式同步。

管理信息大区的接地故障分析数据经协同管控模块实时同步到生产控制大区。

管理信息大区的分析应用的结果数据经协同管控模块实时同步到生产控制大区。

管理信息大区的历史数据应用的结果数据经协同管控模块同步到生产控制大区。

（3）应用分布与数据同步频率

按照配电自动化系统一、三区同步模式、同步频率、数据流向以及与功能应用对应关系，配电自动化系统数据流如图C-3所示。



图C-3 应用分布与数据同步频率

# 《配电自动化系统主站功能规范》

编 制　说　明

目　　次

1　编制背景 36

2　编制主要原则 36

3　与其他标准文件的关系 36

4　编制过程 37

5　总体结构 38

6　主要条款说明 38

1　编制背景

配电自动化是提高配网生产运行管理水平和提升供电可靠性的重要技术手段。自 2009 年以来， 公司系统的65个地市供电单位相继开展了配电自动化建设，配电自动化应用工作取得初步成效，初步形成了适应公司配电网发展的配电自动化技术标准体系和配电自动化建设技术路线。 随着配电网发展， 特别是分布式发电、电动汽车、储能装置等应用加快和公司“三集五大” 体系建设不断深化， 配电自动化建设应用面临着新形势，必须制定经济适用的配电自动化建设应用方案， 加快建设技术领先、 安全可靠的现代配电网，才能满足配网快速发展需求。

配电自动化系统主站作为地市公司配电网分析模型中心和运行数据中心，构建横跨生产控制大区和管理信息大区的一体化系统，支撑配电网调控运行、生产运维管理等业务，为配电网规划建设提供数据支持。

为进一步有效指导公司配电自动化建设与改造相关工作的开展，落实公司关于配电自动化建设应用提升专项工作要求，有效指导全面推进配电自动化建设应用，公司于2013年开始组织对Q / GDW 513-2010《配电自动化系统主站功能规范》进行了修订。

《配电自动化系统主站功能规范》在总结公司近些年配电自动化实践经验的基础上，从公司生产运行部门的实际需求出发，对配电自动化系统主站功能及硬件配置进行了规范，调整了配电自动化系统主站基本功能和扩展功能配置，明确了配电自动化主站系统功能组成结构，增加了安全防护要求，与上一版相比本本次修订主要变化包括：

* 进一步明确了配网主站的定位，应具备横跨生产控制大区与管理信息大区一体化支撑能力，满足配电网的运行监控与运行状态管控需求，支撑配电网调控运行、生产运维，为配电网规划提供数据支撑；
* 在故障处理方面，全面关注相间短路和单相接地故障类型，强化了相间短路故障分析功能，新增加了接地故障分析功能；
* 针对生产控制大区的配电运行监控应用，明确了分布式电源接入与控制规范、明确了系统交互应用、增加了综合告警分析、模型校验、设备异动管理及专题图生成等功能；删除了多数据源处理、删除了配网调度运行支持应用、删除了扩展功能技术指标内容；
* 增加了管理信息大区的配电运行状态管控应用，主要包括配电运行趋势分析、数据质量管控、配电自动化缺陷管理、配电终端管理等；
* 调整了部分技术指标。

2 编制主要原则

本规范是以公司颁布的《配电自动化技术导则》（Q/GDW 1382）为指导，并参考现有配电自动化的相关行业标准和国际标准，在总结过去配电自动化实践经验的基础上，遵循全面性、实用性、差异性和前瞻性的原则，修改了配电主站总体架构、加强了配电自动化安全防护体系、增加了配电运行状态管控应用、进一步细化配电主站的功能配置和技术指标，对部分条款进行修订，使其更具备可操作性。

本规范可以作为配电网调度、运行、管理等技术支持系统的建设参考。

3　与其他标准文件的关系

本规范是配电自动化系列标准体系的重要组成部分，在配电自动化系列标准指导下修订，同其他相关标准共同指导配电自动化建设。

本规范参考了DL/T 814《配电自动化系统功能规范》、Q/GDW 1382《配电自动化技术导则》、Q/GDW 370《城市配电网技术导则》、GB/T 13720《地区电网数据采集与监控系统通用技术条件》、GB/T 13729《远动终端设备》、GB/T 14285《继电保护和安全自动装置技术规程》、DL/T 550《地区电网调度自动化功能规范》、DL/T 634《远动设备及系统》、DL/T 721《配电网自动化系统远方终端》、DL/T 860《变电站通信网络和系统》、Q/GDW 624《电力系统图形描述规范》、Q/GDW 680.1《智能电网调度技术支持系统 第 1 部分： 体系架构及总体要求》、IEC 60870《远动装置及系统》等相关标准，对配电网系统主站相关功能的定义和要求，结合目前已在城市配电网得到成熟应用的功能和可预见的配电网调度、运行、管理等方面的新应用需求，对配电网系统主站的基本功能和扩展功能进行修订，满足配电网系统主站建设的需要。

本规范参考了DL/T 890《能量管理系统应用程序接口》、DL/T 1080《电力企业应用集成 配电管理的系统接口》、IEC 61968《分布式管理中的电力系统应用集成接口》等相关国际标准，对配电网系统主站与其他配电网相关信息系统之间的信息交互进行了规范。

本规范参考了Q/GDW 156《城市电力网规划设计导则》、Q/GDW 1625 《配电自动化建设与改造标准化设计技术规定》、Q/GDW 1738《配电网规划设计技术导则》的相关要求，对配电自动化试点的系统主站建设与改造具有指导意义。

本规范参考国家发展和改革委员会令2014年第14号《电力监控系统安全防护规定》、国家能源局国能安全[2015]36号《电力监控系统安全防护总体方案》明确了配电自动化系统安全防护相关要求。

本规范参考《Q/GDW XXX 配电自动化终端技术规范》和《Q/GDW XXX 配电自动化终端/子站功能规范》明确了配电主站与终端协同相关要求。

4　编制过程

2013年8月9日，按照国家电网公司配电自动化建设应用提升工作方案的通知要求 ，国网运检部印发配电自动化技术标准编制计划的通知(运检三〔2013〕429号)，明确《配电自动化系统主站功能规范》修订工作由国网电科院牵头，许继集团、国网山东电力公司、国网陕西电力公司、国网北京电力公司各单位配合。

2013年8月13日，国网电科院组织成立了《配电自动化系统主站功能规范》编写组，落实了具体编写人员，明细了分工。同时还对《配电自动化系统主站功能规范》框架进行研讨讨论，开始草稿编写工作。

2013年9月22日，公司运检部在北京组织编写组进行集中编写。会上对国网电科院起草的《配电自动化系统主站功能规范》草稿进行了充分的讨论，并进一步由国网电科院、许继集团、国网陕西电力公司、国网山东电力公司、国网北京电力公司等单位编写人员分工进行编写，完成初稿，并由运检部组织进行审查并进行修订。

2013年9月29日，公司运检部在北京组织召开标准征求意见会，由公司系统内外相关单位及厂家对标准进行意见征求，编写组进一步根据征求意见进行采纳与修订，形成标准送审稿。

2013年10月23日，公司运检部在北京组织召开了国网五个标准的送审稿评审会议，发展部、信通部、国调中心有关人员和部分网省公司、科研单位的专家共近30人参加了会议。与会专家对送审稿进行了认真审查，对相关标准又提出一些完善化的意见。会议形成了专家评审意见，同意将国网五个标准经完善后形成报批稿。

2013年11月8日～11月12日，由公司发展部、信通部、国调中心等部门以及部分公司系统外厂家对《配电自动化系统主站功能规范》再次征求意见，编写组根据征求意见反馈情况，对《配电自动化系统主站功能规范》进行了完善。

2015年10月20日～11月12日，参考配电终端功能规范和技术规范修改情况，并结合PMS2.0建设进展，由公司运检部牵头，组织国网电科院、中国电科院、上海公司、江苏公司、湖南公司等公司以及部分公司系统外厂家对《配电自动化系统主站功能规范》再次修订，形成报批稿。

2016年4月5日～4月16日，由公司运检部牵头，组织国网电科院、中国电科院、上海公司、山东公司、四川公司等公司以及部分公司系统外厂家对《配电自动化系统主站功能规范》再次修订，形成报批稿。

5　总体结构

《配电自动化系统主站功能规范》共分12章。

第1章“范围”，主要说明本规范的规定内容和适用范围。

第2章“规范性引用文件”，列出了本规范所引用的34项标准、导则、规范、规程和有关文件。

第3章“术语和定义”，主要明确了配电自动化、配电自动化系统主站、配电自动化终端、配电自动化系统子站、馈线自动化、信息交互和多态模型等术语的定义。

第4章“符号、代号和缩略语”，主要明确了SCADA、GIS、PMS、FA、DTU、FTU、TTU、E语言、G语言、CIM、SVG和SOA等缩略语的涵义。

第5章“总体要求”，主要对配电系统主站的设计、建设提出了原则性要求。

第6章“系统架构”，明确了系统主站的框架结构和组成内容，并说明系统框架和功能要求。

第7章“平台服务功能”，平台服务是配电主站开发和运行的基础，采用面向服务的体系架构，为各类应用的开发、运行和管理提供通用的技术支撑，为整个系统的集成和高效可靠运行提供保障，为配电主站生产控制大区和生产管理大区横向集成、纵向贯通提供基础技术支撑。

第8章“配电运行监控功能”，明确了配电运行监控的基本功能和扩展功能，并对各部分功能的实现内容和有关要求进行了规范。

第9章“配电运行状态管控功能”，明确了配电网运行状态管控的功能，并对各部分功能的实现内容和有关要求进行了规范。

第10章“信息交互”，主要明确了配电自动化系统与相关应用统进行信息交互的内容、方式、一致性等技术要求。

第11章“信息安全防护”，主要明确了配电自动化系统安全防护原则要求。

第12章“主要技术指标”，主要明确了配电自动化系统主站相关技术指标。

附录A“配电自动化功能配置表”，对主站软件基础功能与扩展功能进行了配置说明

附录B“配电自动化系统主站硬件配置参考”，根据本规范的内容，对主站系统硬件配置、系统功能部署与节点分布配置进行了说明，并给出了地县一体化的硬件配置参考。

附录C“配电自动化系统数据流”，根据本规范的内容对配电自动化系统模型数据、实时数据、历史数据交互流向给出参考。

6　主要条款说明

第3条　新增配电线路故障定位装置术语定义，指出配电线路故障定位装置是由采集单元和汇集单元组成，安装在配电线路上，监测线路运行参数，检测各类短路、接地故障，向配电主站上送监测信息和故障检测数据。

第4条　明确了SCADA、GIS、PMS、FA、DTU、FTU、TTU、E语言、G语言、CIM、SVG和SOA等缩略语的涵义。

第6条 新增对配电自动化系统主站横跨生产控制大区与管理信息大区支撑能力的要求。图6-1将配电自动化系统主站划分成3个层次：硬件/操作系统层、平台层和应用层，其中平台层为系统提供信息交换总线和各项平台服务，应用层按照配电运行监控和配电运行状态管控量大应用进行划分，分别部署于生产控制大区和管理信息大区。对基本功能及扩展功能组成进行了重新划分，其中，基本功要求系统主站必须具备，选配功能可由各地区依据各自实际情况选择。

第7.2的（c）条　多数据集指的是在多态模型的基础上加载不同的运行方式断面所形成的各种场景，供操作员训练、系统功能测试和相关仿真计算时使用。

第7.2的（d）条　离线文件可在本地或异地保存。

第7.3条 信息交换总线作为平台基本功能，遵循IEC61968标准，通过服务封装，实现配电主站与外部业务应用系统间的信息交互。

第7.4条 配电主站服务于整个配电专业，包括配电运行监控应用和配电运行状态管控应用，支撑配电网运行与检修业务。配电主站横跨生产控制大区和管理信息大区，其中光纤通信方式配电终端接入生产控制大区，无线通信方式二遥配电终端以及其他配电采集装置接入管理信息大区，配电运行监控应用部署在生产控制大区，从管理信息大区调取所需实时数据、历史数据及分析结果；配电运行状态管控应用部署在管理信息大区，从生产控制大区推送的实时数据及分析结果。生产控制大区与管理信息大区基于统一支撑平台，通过协同管控机制实现权限、责任区、告警定义等的分区维护、统一管理，并保证管理信息大区不向生产控制大区发送权限修改、遥控等操作性指令。

第7.5条　多态与多应用之间是一个多对多的关系，不同态为应用提供独立的数据环境，应用在不同态中并发运行，相互之间不受干扰。

第7.7条　告警服务为系统主站各应用统一提供各类告警动作和告警信息存储、查询、打印，其中既包括配电网实时运行状态的告警信息，还包括系统主站自身运行情况和操作人员实时操作的告警信息，不同类型的告警信息按照责任分区的原则分层分流。

第7.11条 配网主站自动化系统可分阶段逐步接入云平台，第一步利用云平台存储历史数据，第二步，将配网主站自动化系统的应用服务器搭建在云平台的虚拟化节点之上。

第8.1.1.1的（b）条　广域分布式数据采集是针对配电网实时监测数据点多面广的特点提出的，它要求系统主站能够支持分布式前置，完成多区域一体化的数据数据采集。

第8.1.1.1的（c）条　配网系统主站建设应充分考虑未来5-10年内的数据采集量，对大数据量的处理应满足实时响应的需要。

第8.1.1.4的（a）条　明确系统主站应优先采用北斗对时，可以支持多种时钟源。

第8.1.3.2条　新增模型校验功能，根据电网模型信息及设备连接关系对图模数据进行静态分析，明确模型校验范围、校验类型及展示方法。

第8.1.3.3条　新增设备异动管理，明确应能满足对配电网动态变化管理的需要，反映配电网模型的动态变化过程，提供配电网各态模型的转换、比较、同步和维护功能。

第8.1.3.4条　新增图形模型发布，明确配电主站作为电网分析数据中心，应支持按照区域、馈线等各种粒度，对外发布模型图形。

第8.1.3.5条　新增图模数与终端调试，明确配电主站调试子系统应能满足图模导入、配电终端调试接入调试。

第8.1.4条　基本功能中新增智能告警分析功能，与7.7告警服务的不同之处在于，智能告警分析功能实现告警信息在线综合处理、显示与推理，应支持汇集和处理各类告警信息，对大量告警信息进行分类管理和综合/压缩，利用形象直观的方式提供全面综合的告警提示。

第8.1.5条　本条明确了故障处理的主要功能，故障分为跳闸和非跳闸类，跳闸类故障是线路故障发生后，出线断路器由保护装置控制跳闸导致线路全线失电，非跳闸类故障是中性点非有效接地线路发生单相接地故障或小电阻接地线路发生非金属性接地。跳闸类故障通过馈线自动化分析与处理，非跳闸类故障则通过单相接地故障检测定位分析与处理。

第8.1.6条　本条明确了拓扑分析应用的主要内容和功能要求，包括网络拓扑分析应用、拓扑着色、负荷转供三部分功能。

第8.2.1条　本条明确了分布式电源接入与控制功能，满足10kV（20kV）分布式电源/储能装置/微网接入带来的多电源、双向潮流分布的配电网络监视、控制要求。

第8.2.2条　新增图形定制功能，实现CIM模型识别以及SVG图形生成和导出，满足配网各类图形的自动生成需要。

第8.2.7条　配电网网络重构与8.1.5馈线故障处理以及8.1.6.3负荷转供的区别在于：馈线故障处理重点在于快速安全切除故障，缩小事故范围，减少停电时间；负荷转供的重点在于转供路径的获取与转供负荷信息的统计，为计划检修等操作提供决策方案；网络重构处理重点目标是通过改变配电线路的运行方式，消除支路过载和电压越限，平衡馈线负荷，提高配电网运行安全裕度。

第8.2.8的（a）条　本条明确了调度操作票在实时调度作业中的作用和主要功能，调度操作票是配电生产运行管理在调度环节的延伸，为实时调度作业提供必要的安全约束和相关管理信息补充。

第8.2.9条　本条明确了配电网自愈功能的主要内容，明确配电网自愈与馈线故障处理的区别：馈线自动化重点在于事故发生后的处理，而配电网自愈突出了事前、事中、事后的整个闭环过程的监测分析与控制，目的在于消除配电网运行隐患，缩短故障处理周期，提高安全裕度，促进配电网转向更好的运行状态。

第9.1.3条 增加了配电网运行趋势预警分析功能。以配电自动化数据和配电设备状态实时数据为基础，采用负荷预测、运行方式分析和设备环境监测分析相结合的技术实现方式，对当前运行方式或将要调整运行方式下的配电网运行趋势及配电设备运行状态进行预判分析。第9.1.4条 增加了数据质量管控功能，对采集到的实时数据和历史数据的质量进行分析处理。配电自动化二次设备运行环境条件较恶劣，相关配电终端、通信装置较容易出现瞬时的通信干扰问题，配网终端采集的准确性比主网有较大差距，遥测、遥信实时数据错误较多，影响配网调度的正常监控。配电主站系统需数据有效性进行分析判断，对有效性存在问题的数据进行分析定位，解决实时监控数据及历史数据的质量及可靠性问题。

第9.1.5条 增加了终端管理功能，与配电终端功能规范修订相衔接，提出了配电终端远程管理、运行监视分析、后评估功能。配电终端点多面广，在配电终端接入调试及后期运行维护过程中的工作量日益繁重，而且效率不高；终端维护管理功能提供配电终端远程的维护手段，主要包括配电终端蓄电池管理、通信流量统计、运行状态监视、远程升级、运行参数设置等。

第9.1.6条 增加了配电自动化缺陷分析功能。配电自动化缺陷种类繁多，有终端通信异常、量测采集异常、现场开关拒动等；缺陷数量巨大，短时间内人工很难有效进行过滤分析；缺陷误判，很多上报缺陷不具有真实性；缺陷消除后，需要人为去核对缺陷消除的正确性。配电主站通过计算机辅助分析，结合人工研判，及时发现相关缺陷，推送给PMS2.0，并针对已消除缺陷自动进行有效校验。第9.1.7条 增加了设备（环境）状态监测功能。综合配电设备状态监测数据、环境数据、运行数据等，对配电设备的状态进行监测、分析、预警。为配电设备的综合评价及辅助决策提供数据支撑。

第9.1.8条 增加了配电网供电能力分析评估功能。利用配电自动化历史数据，结合配电网模型和相关设备参数信息，分析统计配电网负荷分布情况，进行供电能力评估，发现供电薄弱环节。

第9.1.9条 明确了配电主站信息共享与发布的具体功能。配电自动化主站作为省、市公司配电网分析模型中心和运行数据中心，发布配电网运行方式、运行统计分析报表，共享配电网的模型、图形信息及计算分析结果，

第10条明确了配电主站与电网调度控制系统、PMS2.0、一体化电量与线损管理系统、国网配电自动化指标分析系统等系统信息交互内容要求，为实现配电终端运行状态综合分析，预留了配电网通信网管系统的信息交互功能。

第11章　本章明确了配电主站涉及的边界防护要求。包括配电主站与电网调度控制系统边界、配电主站生产控制大区与管理信息大区边界、生产控制大区与安全接入区边界、安全接入区与通信网络边界、信息内网与无线网络边界、管理信息大区系统间的安全防护边界。

第12章　本章明确了配电自动化主站主要技术指标，包含系统类指标、基本功能类指标，可作为各地系统设计、验收的测试依据。此次修订将系统冗余性指标由原来不大于5分钟调整为10分钟，去掉了扩展功能指标和系统运行指标，基本功能指标中去掉了系统互联指标，配电SCADA功能实时数据变化更新时延由不大于1秒改为3秒，历史数据保存周期由不小于3年调整为2年，去掉85%画面调用响应时间，单次网络拓扑着色时延由不大于2秒调整为5秒，扩展了系统并发处理馈线故障个数为不小于20个，增加了生产控制大区与管理信息大区数据交互的正向传输带宽不小于6MB/秒、反向传输带宽不小于2MB/秒，增加了实时数据变化主站更新时延（跨区）不大于5秒。

附录A　本附录为规范性附录，重在说明本规范所罗列各项功能中，哪些功能是系统必须实现的基本功能，哪些可依据各地实际情况选择配置的扩展功能，哪些是部署在生产控制大区的功能，哪些是部署在管理信息大区的功能。

附录B 本附录为资料性附录，重点说明系统主站硬件配置及功能部署与节点分布配置关系。

附录C 本附录为资料性附录，重点说明配电自动化系统模型数据、实时数据、历史数据交互流向。