

配电网运维规程

Regulations of operating and maintenance for distribution network

2014 - 11 - 20 发布

2014 - 11 - 20 实施

国家电网公司

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 总则.....	3
5 生产准备及验收.....	3
6 配电网巡视.....	6
7 配电网防护.....	15
8 配电网维护.....	16
9 倒闸操作.....	19
10 状态评价.....	21
11 缺陷与隐患处理.....	22
12 故障处理.....	23
13 运行分析.....	24
14 设备退役.....	26
附录 A（资料性附录） 3 米以下常规消缺项目.....	28
附录 B（规范性附录） 现场污秽度分级.....	30
附录 C（规范性附录） 线路间及与其它物体之间的距离.....	31
附录 D（资料性附录） 倒闸操作票评价统计表.....	35
附录 E（资料性附录） 线路限额电流表.....	36
编制说明.....	41

前 言

本标准依据国家和行业有关法律、法规、规范、规程编写，按照公司对配电网精益化管理的各项要求，充分考虑各省（区、市）公司配电网管理特点，认真总结运维经验，并引入了设备状态管理、配电网信息化等先进理念。

本标准代替 Q/GDW 519—2010，与 Q/GDW 519—2010 相比主要技术性差异如下：

——增加了配电网维护、倒闸操作、设备退役等内容；

——修改了配电网巡视检查和防护、配电设备状态管理、缺陷隐患处理、故障处理、运行分析、验收管理等内容。

本标准由国家电网公司运维检修部提出并解释。

本标准由国家电网公司科技部归口。

本标准起草单位：国网浙江省电力公司、国网北京市电力公司、国网湖北省电力公司、国网吉林省电力公司、国网宁夏电力公司。

本标准主要起草人：单林森、沈海江、朱圣盼、宁昕、朱民、李洪涛、关卫军、李铁锋、张智、陈小飞、朱义勇、钟晖、赵文卫、刘宗良。

本标准 2010 年首次发布，2014 年第一次修订。

配电网运维规程

1 范围

本标准规定了10（20）kV及以下配电网运维生产准备及验收、巡视、防护、维护、状态评价、缺陷与隐患处理、故障处理、运行分析及设备退役等主要技术规范与要求。

本标准适用于国家电网公司所属各省（区、市）公司配电网运维工作。

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 50052 供配电系统设计规范
- GB 50053 10kV 及以下变电所设计规范
- GB 50150 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
- GB 50168 电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范
- GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范
- GB 50173 电气装置安装工程 35kV 及以下架空电力线路施工及验收规范
- GB 50217 电力工程电缆设计规范
- DL/T 572 电力变压器运行规程
- DL/T 596 电力设备预防性试验规程
- DL/T 599 城市中低压电网改造技术导则
- DL/T 601 架空绝缘配电线路设计技术规程
- DL/T 602 架空绝缘配电线路施工及验收规程
- DL/T 5220 10kV 及以下架空配电线路设计技术规程
- SD 292—88 架空配电线路及设备运行规程
- Q/GDW 370 城市配电网技术导则
- Q/GDW 382 配电网自动化技术导则
- Q/GDW 643 配网设备状态检修试验规程
- Q/GDW 644 配网设备状态检修导则
- Q/GDW 645 配网设备状态评价导则
- Q/GDW 745 配电网设备缺陷分类标准
- Q/GDW 1799 电力安全工作规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

中压开关站 medium voltage switching station

设有中压配电进出线、对功率进行再分配的配电装置。相当于变电站母线的延伸，可用于解决变电

站进出线间隔有限或进出线走廊受限，并在区域中起到电源支撑的作用。中压开关站内必要时可附设配电变压器。

[Q/GDW 645，定义3.7]

3.2

环网单元 **ring main unit**

安装于户外，用于中压电缆线路分段、联络及分接负荷，由进、出线环网柜及附属设备组成。

3.3

配电室 **distribution room**

主要为低压用户配送电能，设有中压进线（可有少量出线）、配电变压器和低压配电装置，带有低压负荷的户内配电场所称为配电室。

[Q/GDW 645，定义3.9]

3.4

箱式变电站 **cabinet/pad-mounted distribution substation**

也称预装式变电站或组合式变电站，指由中压开关、配电变压器、低压出线开关、无功补偿装置和计量装置等设备共同安装于一个封闭箱体户的户外配电装置。

[Q/GDW 645，定义3.10]

3.5

电缆分支箱 **cable branch box**

完成配电系统中电缆线路的汇集和分接功能，但一般不配置开关，不具备控制测量等二次辅助配置的专用电气连接设备。

[Q/GDW 645，定义3.11]

3.6

状态 **condition**

指对设备当前各种技术性能与运行环境综合评价结果的体现。设备状态分为正常状态、注意状态、异常状态和严重状态四种类型。

[Q/GDW 645，定义3.1]

3.7

状态量 **criteria**

指直接或间接表征设备状态的各类信息，如数据、声音、图像、现象等。

[Q/GDW 645，定义3.2]

3.8

D类检修 **D-level maintenance**

指维护性检修和巡检，对设备在不停电状态下进行的带电测试和设备外观检查、维护、保养。
[Q/GDW 644，定义3.5]

4 总则

4.1 配电网运维工作应贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，严格执行 Q/GDW 1799 的有关规定。

4.2 配电网运维工作应积极推广应用带电检测、在线监测等手段，及时、动态地了解和掌握各类配电网设备的运行状态，并结合配电网设备在电网中的重要程度以及不同区域、季节、环境特点，采用定期与非定期巡视检查（以下简称巡视）相结合的方法，确保工作有序、高效。

4.3 配电网运维工作应推行设备状态管理理念，积极开展设备状态评价，及时、准确掌握配电网设备状态信息，分析配电网设备运行情况，提出并实施预防事故的措施，提高安全运行水平。

4.4 配电网运维工作应充分发挥配电网自动化与管理信息化的优势，推广应用地理信息系统与现场巡视作业平台，并采用标准化作业手段，不断提升运维工作水平与效率。

4.5 配电网运维单位及班组（以下简称运维单位）应有明确的设备运维责任分界点，配电网与变电、营销、用户管理之间界限应划分清晰，避免出现空白点（区段），原则上按以下进行分界：

- a) 电缆出线：以变电站 10（20）kV 出线开关柜内电缆终端为分界点，电缆终端（含连接螺栓）及电缆属配电网运维；
- b) 架空线路出线：以门型架耐张线夹外侧 1m 为分界点；
- c) 低压配电线路：按《供用电合同》中所确立的供电公司维护部分中，以表箱为分界点，表箱前所辖线路属配电网运维。

4.6 运维单位应参与配电网的规划、设计审查、设备选型与招标、施工验收及用户业扩工程接入方案审查等工作；根据历年反事故措施、安全措施的要求，结合运维经验，提出改进建议，力求设计、选型、施工与运维协调一致。

4.7 运维单位应建立运维岗位责任制，明确分工，确保各配电网设备、设施有专人负责，实现配电网状态巡视、停送电操作、带电检测、隐患排查、3m 以下常规消缺（具体项目参见附录 A）等业务高度融合，实行运维一体化管理。

4.8 运维单位应开展电力设施保护宣传教育工作，建立和完善电力设施保护工作机制和责任制，加强线路保护区管理，防止外力破坏。

4.9 运维单位应加强分布式电源管理，建立分布式电源档案，制定和落实可能影响配电网安全运行和电能质量的措施。

4.10 运维人员应熟悉《中华人民共和国电力法》、《电力设施保护条例》、《电力设施保护条例实施细则》及《国家电网公司电力设施保护工作管理办法》等国家法律、法规和公司有关规定。

4.11 运维人员应经过相关技术培训并取得相应技术资质，掌握配电网设备状况，做好运维工作。

5 生产准备及验收

5.1 一般要求

5.1.1 运维单位应根据工程施工进度，按实际需要完成生产装备、工器具等运维物资的配置，收集新投设备各类信息、基础数据与相关资料，建立设备基础台帐，完成标识标示及辅助设施的制作安装，做好工器具与备品备件接收。

5.1.2 各类配电网新（扩）建、改造、检修、用户接入工程及用户设备移交应进行验收，主要包括设

备到货验收、中间验收和竣工验收。

5.1.3 验收内容包括架空线路工程类验收、电力电缆工程类验收、站房工程类验收、配电自动化工程验收等。涉及移交的用户设备，在验收合格并签订移交协议后统一管理。

5.1.4 运维单位应根据本规程及相关规定，结合验收工作具体内容，按计划做好验收工作，确保配电网设备、设施零缺陷移交运行。

5.2 生产准备

5.2.1 运维单位应参与配电网项目可研报告、初步设计的技术审查。

5.2.2 可研报告的主要审查内容：

- a) 应符合 DL/T 599、Q/GDW 370、Q/GDW 382 等技术标准要求；
- b) 应符合电网现状（变电站地理位置分布、现状情况及建设进度、供区负荷情况、变压器容量、无功补偿配置、出线能力等）；
- c) 应采用合理的线路网架优化方案（配电网目标网架的合理优化、供电可靠性、线损率、电压质量、容载比、供电半径、负荷增长与割接等）；
- d) 应采用合理的建设方案（主设备的技术参数、数量、长度等）。

5.2.3 初步设计的主要审查内容：

- a) 应符合项目可研批复；
- b) 线路路径应取得市政规划部门或土地权属单位盖章的书面确认；
- c) 应符合 GB 50052、GB 50053、GB 50217、DL/T 601、DL/T 5220 等标准及国网典型设计要求；
- d) 设备、材料及措施应符合环保、气象、环境条件、负荷情况、安措反措等要求。

5.2.4 运维单位应提前介入工程施工，掌握工程进度，参与工程验收。

5.2.5 配电网工程投运前应具备以下条件：

- a) 规划、建设等有关文件，与相关单位签订的协议书；
- b) 设计文件、设计变更（联系）单，重大设计变更应具备原设计审批部门批准的文件及正式修改的图纸资料；
- c) 工程施工记录，主要设备的安装记录；
- d) 隐蔽工程的中间验收记录；
- e) 设备技术资料（技术图纸、设备合格证、使用说明书等）；
- f) 设备试验（测试）、调试报告；
- g) 设备变更（联系）单；
- h) 电气系统图、土建图、电缆路径图（含坐标）和敷设断面图（含坐标）等电子及纸质竣工图；
- i) 工程完工报告、验收申请、施工总结、工程监理报告、竣工验收记录；
- j) 现场一次接线模拟图；
- k) 各类标识标示；
- l) 必备的各种备品备件、专用工具和仪器仪表等；
- m) 安全工器具及消防器材；
- n) 新设备运维培训。

5.3 设备到货验收

设备到货后，运维单位应参与对现场物资的验收。主要包括：

- a) 设备外观、设备参数应符合技术标准和现场运行条件；
- b) 设备合格证、试验报告、专用工器具、一次接线图、安装基础图、设备安装与操作说明书、设备运行检修手册等应齐全。

5.4 中间验收

5.4.1 运维单位应根据工程进度，参与隐蔽工程（杆塔基础、电缆通道、站房等土建工程等）及关键环节的中间验收。主要包括：

- a) 材料合格证、材料检测报告、混凝土和砂浆的强度等级评定记录等验收资料应正确、完备；
- b) 回填土前，基础结构及设备架构的施工工艺及质量应符合要求；
- c) 杆塔组立前，基础应符合规定；
- d) 接地极埋设覆土前，接地体连接处的焊接和防腐处理质量应符合要求；
- e) 埋设的导管、接地引下线的品种、规格、位置、标高、弯度应符合要求；
- f) 电力电缆及通道施工质量应符合要求；
- g) 回填土夯实应符合要求。

5.4.2 运维单位应督促相关单位对验收中发现的问题进行整改并参与复验。

5.5 竣工验收

5.5.1 运维单位应审核提交的竣工资料和验收申请，参与竣工验收。

5.5.2 竣工资料验收的主要内容包括：

- a) 竣工图（电气、土建）应与审定批复的设计施工图、设计变更（联系）单一致；
- b) 施工记录与工艺流程应按照有关规程、规范执行；
- c) 有关批准文件、设计文件、设计变更（联系）单、试验（测试）报告、调试报告、设备技术资料（技术图纸、设备合格证、使用说明书等）、设备到货验收记录、中间验收记录、监理报告等资料应正确、完备。

5.5.3 架空线路工程类验收主要包括架空线路（通道、杆塔、基础、导线、铁件、金具、绝缘子、拉线等）、柱上开关设备（含跌落式熔断器）、柱上变压器、柱上电容器、防雷和接地装置等验收。主要包括：

- a) 型号、规格、安装工艺应符合 GB 50173、DL/T 602 等相关标准；
- b) 线路通道沿线不应有影响线路安全运行的障碍物；
- c) 杆塔组立的各项误差不应超出允许范围；
- d) 导线弧垂、相间距离、对地距离、交叉跨越距离及对建（构）筑物接近距离应符合规定，相位应正确；
- e) 拉线制作、安装应符合规定；
- f) 设备安装应牢固，电气连接应良好；
- g) 接地装置应符合规定，接地电阻应合格；
- h) 各类标识（线路杆塔名称、杆号牌、电压等级、相位标识、开关设备标识、变压器标识、杆塔埋深标识等）应齐全，设置应规范；
- i) 各类标示（“双电源”、“高低压不同电源”、“止步、高压危险！”、“禁止攀登 高压危险”、拉线警示标示、杆塔防撞警示标示、其它跨越鱼塘或风筝放飞点等外力易破坏处禁止或警告类标示牌、宣传告示等）应齐全，设置应规范。

5.5.4 电力电缆工程类验收主要包括通道、电缆本体、电缆附件、附属设备、附属设施、电缆分支箱等验收。主要包括：

- a) 型号、规格、安装工艺应符合 GB 50168、GB 50217 等标准要求，敷设应符合批准的位置；
- b) 通道、附属设施应符合规定；
- c) 防火、防水应符合设计要求，孔洞封堵应完好；
- d) 电缆应无机械损伤，排列应整齐；

- e) 电缆的固定、弯曲半径、保护管安装等应符合规定；
- f) 电气连接应良好，相位应正确；
- g) 电缆分支箱安装工艺应符合标准，箱内接线图应正确、完备；
- h) 接地装置应符合规定，接地电阻应合格；
- i) 各类标识（电缆标志牌、相位标识、路径标志牌、标桩等）应齐全，设置应规范；
- j) 各类标示应齐全，设置应规范。

5.5.5 站房工程类验收主要包括中压开关站、环网单元、配电室、箱式变电站及所属的柜体、母线、开关、刀闸、变压器、电压互感器、电流互感器、无功补偿设备、防雷与接地、继电保护装置、建（构）筑物等验收。主要内容包括：

- a) 型号、规格、安装工艺应符合 GB 50169、GB 50150 等标准要求；
- b) 设备安装应牢固、电气连接应良好；
- c) 电气接线应正确，设备命名应正确；
- d) 开关柜前后通道应满足运维要求；
- e) 开关柜操作机构应灵活；
- f) 开关柜仪器仪表指示、机械和电气指示应良好；
- g) 闭锁装置应可靠、满足“五防”规定；
- h) 接地装置应符合规定，接地电阻应合格；
- i) 防小动物、防火、防水、通风措施应完好；
- j) 建（构）筑物土建应满足设计要求；
- k) 中压开关站、环网单元、配电室内外环境应整洁；
- l) 各类标识（站房标志牌、母线标识、开关设备标志牌、变压器标志牌、电容器标志牌、接地标识等）应齐全，设置应规范；
- m) 各类标示应齐全，设置应规范。

5.5.6 配电自动化工程验收主要包括配电自动化终端（馈线终端、站所终端等）及其附属设备等验收。主要内容包括：

- a) 型号、规格、安装工艺应符合 GB 50150、Q/GDW 382 等标准要求；
- b) 联调报告内容应完整、正确；
- c) 终端设备传动测试（各指示灯信号、遥信位置、遥测数据、遥控操作、通信等）应正常；
- d) 终端装置的参数定值应核实正确；
- e) 二次端子排接线应牢固，二次接线标识应清晰正确；
- f) 交直流电源、蓄电池电压、浮充电流应正常，蓄电池应无渗液、老化；
- g) 机箱应无锈蚀、缺损；
- h) 接地装置应符合规定，接地电阻应合格；
- i) 防小动物、防火、防水、通风措施应完好；
- j) 各类标识（终端设备标志牌、附属设备标志牌、控制箱和端子箱标志牌、低压电源箱标志牌等）应齐全，设置应规范；
- k) 各类标示应齐全，设置应规范。

5.5.7 竣工验收不合格的工程不得投入运行。

6 配电网巡视

6.1 一般要求

6.1.1 运维单位应结合配电网设备、设施运行状况和气候、环境变化情况以及上级运维管理部门的要求，编制计划、合理安排，开展标准化巡视工作。

6.1.2 巡视分类：

- a) 定期巡视：由配电网运维人员进行，以掌握配电网设备、设施的运行状况、运行环境变化情况为目的，及时发现缺陷和威胁配电网安全运行情况的巡视；
- b) 特殊巡视：在有外力破坏可能、恶劣气象条件（如大风、暴雨、覆冰、高温等）、重要保电任务、设备带缺陷运行或其它特殊情况下由运维单位组织对设备进行的全部或部分巡视；
- c) 夜间巡视：在负荷高峰或雾天的夜间由运维单位组织进行，主要检查连接点有无过热、打火现象，绝缘子表面有无闪络等的巡视；
- d) 故障巡视：由运维单位组织进行，以查明线路发生故障的地点和原因为目的的巡视；
- e) 监察巡视：由管理人员组织进行的巡视工作，了解线路及设备状况，检查、指导巡视人员的工作。

6.1.3 巡视周期：

- a) 定期巡视的周期见表1。根据设备状态评价结果，对该设备的定期巡视周期可动态调整，最多可延长一个定期巡视周期，架空线路通道与电缆线路通道的定期巡视周期不得延长；
- b) 重负荷和三级污秽及以上地区线路应每年至少进行一次夜间巡视，其余视情况确定（线路污秽分级标准按当地电网污区图确定，污区图无明确认定的，按照附录B进行分级）；
- c) 重要线路和故障多发线路应每年至少进行一次监察巡视。

表1 定期巡视周期

序号	巡视对象	周期
1	架空线路通道	市区：一个月
		郊区及农村：一个季度
2	电缆线路通道	一个月
3	架空线路、柱上开关设备 柱上变压器、柱上电容器	市区：一个月
		郊区及农村：一个季度
4	电力电缆线路	一个季度
5	中压开关站、环网单元	一个季度
6	配电室、箱式变电站	一个季度
7	防雷与接地装置	与主设备相同
8	配电终端、直流电源	与主设备相同

6.1.4 巡视人员应随身携带相关资料及常用工具、备件和个人防护用品。

6.1.5 巡视人员在巡视线路、设备时，应同时核对命名、编号、标识标示等。

6.1.6 巡视人员应认真填写巡视记录。巡视记录应包括气象条件、巡视人、巡视日期、巡视范围、线路设备名称及发现的缺陷情况、缺陷类别，沿线危及线路设备安全的树（竹）、建（构）筑物和施工情况、存在外力破坏可能的情况、交叉跨越的变动情况以及初步处理意见和情况等。

6.1.7 巡视人员在发现危急缺陷时应立即向班长汇报，并协助做好消缺工作；发现影响安全的施工作业情况，应立即开展调查，做好现场宣传、劝阻工作，并书面通知施工单位；巡视发现的问题应及时进行记录、分析、汇总，重大问题应及时向有关部门汇报。

6.1.8 运维单位应进一步加强对于外力破坏、恶劣气象条件情况下的特殊巡视工作，确保配电网安全可靠运行。

6.1.9 定期巡视的主要范围:

- a) 架空线路、电缆通道及相关设施;
- b) 架空线路、电缆及其附属电气设备;
- c) 柱上变、柱上开关设备、柱上电容器、中压开关站、环网单元、配电室、箱式变电站等电气设备;
- d) 中压开关站、环网单元、配电室的建(构)筑物和相关辅助设施;
- e) 防雷与接地装置、配电自动化终端、直流电源等设备;
- f) 各类相关的标识标示及相关设施。

6.1.10 特殊巡视的主要范围:

- a) 过温、过负荷或负荷有显著增加的线路及设备;
- b) 检修或改变运行方式后,重新投入系统运行或新投运的线路及设备;
- c) 根据检修或试验情况,有薄弱环节或可能造成缺陷的线路及设备;
- d) 存在严重缺陷或缺陷有所发展以及运行中有异常现象的线路及设备;
- e) 存在外力破坏可能或在恶劣气象条件下影响安全运行的线路及设备;
- f) 重要保电任务期间的线路及设备;
- g) 其他电网安全稳定有特殊运行要求的线路及设备。

6.2 架空线路的巡视

6.2.1 通道巡视的主要内容:

- a) 线路保护区内有无易燃、易爆物品和腐蚀性液(气)体;
- b) 导线对地,对道路、公路、铁路、索道、河流、建(构)筑物等的距离是否符合附录C的相关规定,有无可能触及导线的铁烟囱、天线、路灯等;
- c) 有无可能被风刮起危及线路安全的物体(如金属薄膜、广告牌、风筝等);
- d) 线路附近的爆破工程有无爆破手续,其安全措施是否妥当;
- e) 防护区内栽植的树(竹)情况及导线与树(竹)的距离是否符合规定,有无蔓藤类植物附生威胁安全;
- f) 是否存在对线路安全构成威胁的工程设施(施工机械、脚手架、拉线、开挖、地下采掘、打桩等);
- g) 是否存在电力设施被擅自移作它用的现象;
- h) 线路附近是否出现高大机械、揽风索及可移动设施等;
- i) 线路附近有无污染源;
- j) 线路附近河道、冲沟、山坡有无变化,巡视、检修时使用的道路、桥梁是否损坏,是否存在江河泛滥及山洪、泥石流对线路的影响;
- k) 线路附近有无修建的道路、码头、货物等;
- l) 线路附近有无射击、放风筝、抛扔杂物、飘洒金属和在杆塔、拉线上拴牲畜等;
- m) 有无在建、已建违反《电力设施保护条例》及《电力设施保护条例实施细则》的建(构)筑物;
- n) 通道内有无未经批准擅自搭挂的弱电线路;
- o) 有无其它可能影响线路安全的情况。

6.2.2 杆塔和基础巡视的主要内容:

- a) 杆塔是否倾斜、位移,是否符合SD 292—88相关规定,杆塔偏离线路中心不应大于0.1m,砼杆倾斜不应大于15/1000,铁塔倾斜度不应大于0.5%(适用于50m及以上高度铁塔)或1.0%(适用于50m以下高度铁塔),转角杆不应向内角倾斜,终端杆不应向导线侧倾斜,向拉线侧倾斜应小于0.2m;

- b) 砼杆不应有严重裂纹、铁锈水，保护层不应脱落、疏松、钢筋外露，砼杆不宜有纵向裂纹，横向裂纹不宜超过 1/3 周长，且裂纹宽度不宜大于 0.5 毫米；焊接杆焊接处应无裂纹，无严重锈蚀；铁塔（钢杆）不应严重锈蚀，主材弯曲度不应超过 5/1000，混凝土基础不应有裂纹、疏松、露筋；
 - c) 基础有无损坏、下沉、上拔，周围土壤有无挖掘或沉陷，杆塔埋深是否符合要求；
 - d) 基础保护帽上部塔材有无被埋入土或废弃物堆中，塔材有无锈蚀、缺失；
 - e) 各部螺丝应紧固，杆塔部件的固定处是否缺螺栓或螺母，螺栓是否松动等；
 - f) 杆塔有无被水淹、水冲的可能，防洪设施有无损坏、坍塌；
 - g) 杆塔位置是否合适、有无被车撞的可能，保护设施是否完好，安全标示是否清晰；
 - h) 各类标识（杆号牌、相位牌、3 米线标记等）是否齐全、清晰明显、规范统一、位置合适、安装牢固；
 - i) 杆塔周围有无蔓藤类植物和其它附着物，有无危及安全的鸟巢、风筝及杂物；
 - j) 杆塔上有无未经批准搭挂设施或非同一电源的低压配电路。
- 6.2.3 导线巡视的主要内容：
- a) 导线有无断股、损伤、烧伤、腐蚀的痕迹，绑扎线有无脱落、开裂，连接线夹螺栓是否紧固、有无跑线现象，7 股导线中任一股损伤深度不应超过该股导线直径的 1/2，19 股及以上导线任一处的损伤不应超过 3 股；
 - b) 三相弛度是否平衡，有无过紧、过松现象，三相导线弛度误差不应超过设计值的-5%或+10%，一般档距内弛度相差不宜超过 50 毫米；
 - c) 导线连接部位是否良好，有无过热变色和严重腐蚀，连接线夹是否缺失；
 - d) 跳（档）线、引线有无损伤、断股、弯扭；
 - e) 导线的线间距离，过引线、引下线与邻相的过引线、引下线、导线之间的净空距离以及导线与拉线、杆塔或构件的距离是否符合 DL/T 601、DL/T 5220 相关规定，具体参照附录 C；
 - f) 导线上有无抛扔物；
 - g) 架空绝缘导线有无过热、变形、起泡现象；
 - h) 过引线有无损伤、断股、松股、歪扭，与杆塔、构件及其它引线间距离是否符合规定。
- 6.2.4 铁件、金具、绝缘子、附件巡视的主要内容：
- a) 铁横担与金具有无严重锈蚀、变形、磨损、起皮或出现严重麻点，锈蚀表面积不应超过 1/2，特别应注意检查金具经常活动、转动的部位和绝缘子串悬挂点的金具；
 - b) 横担上下倾斜、左右偏斜不应大于横担长度的 2%；
 - c) 螺栓是否松动，有无缺螺帽、销子，开口销及弹簧销有无锈蚀、断裂、脱落；
 - d) 线夹、连接器上有无锈蚀或过热现象（如接头变色、熔化痕迹等），连接线夹弹簧垫是否齐全、紧固；
 - e) 瓷质绝缘子有无损伤、裂纹和闪络痕迹，釉面剥落面积不应大于 100mm²，合成绝缘子的绝缘介质是否龟裂、破损、脱落；
 - f) 铁脚、铁帽有无锈蚀、松动、弯曲偏斜；
 - g) 瓷横担、瓷顶担是否偏斜；
 - h) 绝缘子钢脚有无弯曲，铁件有无严重锈蚀，针式绝缘子是否歪斜；
 - i) 在同一绝缘等级内，绝缘子装设是否保持一致；
 - j) 支持绝缘子绑扎线有无松弛和开断现象；与绝缘导线直接接触的金具绝缘罩是否齐全，有无开裂、发热变色变形，接地环设置是否满足要求；
 - k) 铝包带、预绞丝有无滑动、断股或烧伤，防振锤有无移位、脱落、偏斜；
 - l) 驱鸟装置、故障指示器工作是否正常。

6.2.5 拉线巡视的主要内容:

- a) 拉线有无断股、松弛、严重锈蚀和张力分配不匀等现象,拉线的受力角度是否适当,当一基电杆上装设多条拉线时,各条拉线的受力应一致;
- b) 跨越道路的水平拉线,对地距离符合 DL/T 5220 相关规定要求,对路边缘的垂直距离不应小于 6m,跨越电车行车线的水平拉线,对路面的垂直距离不应小于 9m;
- c) 拉线棒有无严重锈蚀、变形、损伤及上拔现象,必要时应作局部开挖检查;
- d) 拉线基础是否牢固,周围土壤有无突起、沉陷、缺土等现象;
- e) 拉线绝缘子是否破损或缺少,对地距离是否符合要求;
- f) 拉线不应设在妨碍交通(行人、车辆)或易被车撞的地方,无法避免时应设有明显警示标示或采取其它保护措施,穿越带电导线的拉线应加设拉线绝缘子;
- g) 拉线杆是否损坏、开裂、起弓、拉直;
- h) 拉线的抱箍、拉线棒、UT 型线夹、楔型线夹等金具铁件有无变形、锈蚀、松动或丢失现象;
- i) 顶(撑)杆、拉线桩、保护桩(墩)等有无损坏、开裂等现象;
- j) 拉线的 UT 型线夹有无被埋入土或废弃物堆中。

6.3 电力电缆线路的巡视

6.3.1 通道巡视的主要内容:

- a) 路径周边是否有管道穿越、开挖、打桩、钻探等施工,检查路径沿线各种标识标示是否齐全;
- b) 通道内是否存在土壤流失,造成排管包封、工作井等局部点暴露或者导致工作井、沟体下沉、盖板倾斜;
- c) 通道上方是否修建(构)筑物,是否堆置可燃物、杂物、重物、腐蚀物等;
- d) 通道内是否有热力管道或易燃易爆管道泄漏现象;
- e) 盖板是否齐全完整、排列紧密,有无破损;
- f) 盖板是否压在电缆本体、接头或者配套辅助设施上;
- g) 盖板是否影响行人、过往车辆安全;
- h) 隧道进出口设施是否完好,巡视和检修通道是否畅通,沿线通风口是否完好;
- i) 电缆桥架是否存在损坏、锈蚀现象,是否出现倾斜、基础下沉、覆土流失等现象,桥架与过渡工作井之间是否产生裂缝和错位现象;
- j) 水底电缆管道保护区内是否有挖砂、钻探、打桩、抛锚、拖锚、底拖捕捞、张网、养殖或者其它可能破坏海底电缆管道安全的水上作业;
- k) 临近河(海)岸两侧是否有受潮水冲刷的现象,电缆盖板是否露出水面或移位,河岸两端的警告标示是否完好。

6.3.2 电缆管沟、隧道内部巡视的主要内容:

- a) 结构本体有无形变,支架、爬梯、楼梯等附属设施及标识标示是否完好;
- b) 结构内部是否存在火灾、坍塌、盗窃、积水等隐患;
- c) 结构内部是否存在温度超标、通风不良、杂物堆积等缺陷,缆线孔洞的封堵是否完好;
- d) 电缆固定金具是否齐全,隧道内接地箱、交叉互联箱的固定、外观情况是否良好;
- e) 机械通风、照明、排水、消防、通讯、监控、测温等系统或设备是否运行正常,是否存在隐患和缺陷;
- f) 测量并记录氧气和可燃、有害气体的成分和含量;
- g) 保护区内是否存在未经批准的穿管施工。

6.3.3 电缆本体巡视的主要内容:

- a) 电缆是否变形,表面温度是否过高;

- b) 电缆线路的标识标示是否齐全、清晰;
 - c) 电缆线路排列是否整齐规范,是否按电压等级的高低从下向上分层排列;通信光缆与电力电缆同沟时是否采取有效的隔离措施;
 - d) 电缆线路防火措施是否完备。
- 6.3.4 电缆终端头巡视的主要内容:
- a) 连接部位是否良好,有无过热现象,相间及对地距离是否符合要求;
 - b) 电缆终端头和支持绝缘子的瓷件或硅橡胶伞裙套有无脏污、损伤、裂纹和闪络痕迹;
 - c) 电缆终端头和避雷器固定是否出现松动、锈蚀等现象;
 - d) 电缆上杆部分保护管及其封口是否完整;
 - e) 电缆终端有无放电现象;
 - f) 电缆终端是否完整,有无渗漏油,有无开裂、积灰、电蚀或放电痕迹;
 - g) 电缆终端是否有不满足安全距离的异物,是否有倾斜现象,引流线不应过紧;
 - h) 标识标示是否清晰齐全;
 - i) 接地是否良好;
- 6.3.5 电缆中间接头巡视的主要内容:
- a) 外部是否有明显损伤及变形;
 - b) 密封是否良好;
 - c) 有无过热变色、变形等现象;
 - d) 底座支架是否锈蚀、损坏,支架是否存在偏移情况;
 - e) 防火阻燃措施是否完好;
 - f) 铠装或其它防外力破坏的措施是否完好;
 - g) 电缆井是否有积水、杂物现象;
 - h) 标识标示是否清晰齐全。
- 6.3.6 电缆分支箱巡视的主要内容:
- a) 基础有无损坏、下沉,周围土壤有无挖掘或沉陷,电缆有无外露,螺栓是否松动;
 - b) 箱内有无进水,有无小动物、杂物、灰尘;
 - c) 电缆洞封口是否严密,箱内底部填沙与基座是否齐平;
 - d) 壳体是否锈蚀、损坏,外壳油漆是否剥落,内装式铰链门开合是否灵活;
 - e) 电缆搭头接触是否良好,有无发热、氧化、变色等现象,电缆搭头相间和对壳体、地面距离是否符合要求;
 - f) 箱体内电缆进出线标识是否齐全,与对侧端标识是否对应;
 - g) 有无异常声音或气味;
 - h) 箱体内其它设备运行是否良好;
 - i) 标识标示、一次接线图等是否清晰、正确。
- 6.3.7 电缆温度的检测:
- a) 多条并联运行的电缆以及电缆线路靠近热力管或其它热源、电缆排列密集处,应进行土壤温度和电缆表面温度监视测量,以防电缆过热;
 - b) 测量电缆的温度,应在夏季或电缆最大负荷时进行;
 - c) 测量直埋电缆温度时,应测量同地段的土壤温度,测量土壤温度的热偶温度计的装置点与电缆间的距离应不小于3m,离土壤测量点3m半径范围内应无其它热源;
 - d) 电缆同地下热力管交叉或接近敷设时,电缆周围的土壤温度在任何时候不应超过本地段其它地方同样深度的土壤温度10℃以上。

6.4 柱上开关设备的巡视

6.4.1 断路器和负荷开关巡视的主要内容：

- a) 外壳有无渗、漏油和锈蚀现象；
- b) 套管有无破损、裂纹和严重污染或放电闪络的痕迹；
- c) 开关的固定是否牢固、是否下倾，支架是否歪斜、松动，引线接点和接地是否良好，线间和对地距离是否满足要求；
- d) 各个电气连接点连接是否可靠，铜铝过渡是否可靠，有无锈蚀、过热和烧损现象；
- e) 气体绝缘开关的压力指示是否在允许范围内，油绝缘开关油位是否正常；
- f) 开关标识标示，分、合和储能位置指示是否完好、正确、清晰。

6.4.2 隔离负荷开关、隔离开关（刀闸）、跌落式熔断器巡视的主要内容：

- a) 绝缘件有无裂纹、闪络、破损及严重污秽；
- b) 熔丝管有无弯曲、变形；
- c) 触头间接触是否良好，有无过热、烧损、熔化现象；
- d) 各部件的组装是否良好，有无松动、脱落；
- e) 引下线接点是否良好，与各部件间距是否合适；
- f) 安装是否牢固，相间距离、倾角是否符合规定；
- g) 操作机构有无锈蚀现象；
- h) 隔离负荷开关的灭弧装置是否完好。

6.5 柱上电容器的巡视

6.5.1 巡视的主要内容：

- a) 绝缘件有无闪络、裂纹、破损和严重脏污；
- b) 有无渗、漏油；
- c) 外壳有无膨胀、锈蚀；
- d) 接地是否良好；
- e) 放电回路及各引线接线是否良好；
- f) 带电导体与各部的间距是否合适；
- g) 熔丝是否熔断。

6.5.2 柱上电容器运行中的最高温度不得超过制造厂规定值。

6.6 开关柜、配电柜的巡视

巡视的主要内容：

- a) 开关分、合闸位置是否正确，与实际运行方式是否相符，控制把手与指示灯位置是否对应，SF₆开关气体压力是否正常；
- b) 开关防误闭锁是否完好，柜门关闭是否正常，油漆有无剥落；
- c) 设备的各部件连接点接触是否良好，有无放电声，有无过热变色、烧熔现象，示温片是否熔化脱落；
- d) 设备有无凝露，加热器、除湿装置是否处于良好状态；
- e) 接地装置是否良好，有无严重锈蚀、损坏；
- f) 母线排有无变色变形现象，绝缘件有无裂纹、损伤、放电痕迹；
- g) 各种仪表、保护装置、信号装置是否正常；
- h) 铭牌及标识标示是否齐全、清晰；

- i) 模拟图板或一次接线图与现场是否一致。

6.7 配电变压器的巡视

巡视的主要内容：

- a) 变压器各部件接点接触是否良好，有无过热变色、烧熔现象，示温片是否熔化脱落；
- b) 变压器套管是否清洁，有无裂纹、击穿、烧损和严重污秽，瓷套裙边损伤面积不应超过 100mm^2 ；
- c) 变压器油温、油色、油面是否正常，有无异响、异味，在正常情况下，上层油温不应超过 85° ，最高不应超过 95° ；
- d) 各部位密封圈（垫）有无老化、开裂，缝隙有无渗、漏油现象，配变外壳有无脱漆、锈蚀，焊口有无裂纹、渗油；
- e) 有载调压配变分接开关指示位置是否正确；
- f) 呼吸器是否正常、有无堵塞，硅胶有无变色现象，绝缘罩是否齐全完好，全密封变压器的压力释放装置是否完好；
- g) 变压器有无异常声音，是否存在重载、超载现象；
- h) 标识标示是否齐全、清晰，铭牌和编号等是否完好；
- i) 变压器台架高度是否符合规定，有无锈蚀、倾斜、下沉，木构件有无腐朽，砖、石结构台架有无裂缝和倒塌可能；
- j) 地面安装变压器的围栏是否完好，平台坡度不应大于 $1/100$ ；
- k) 引线是否松弛，绝缘是否良好，相间或对构件的距离是否符合规定；
- l) 温度控制器显示是否异常，巡视中应对温控装置进行自动和手动切换，观察风扇启停是否正常等。

6.8 防雷和接地装置的巡视

巡视的主要内容：

- a) 避雷器本体及绝缘罩外观有无破损、开裂，有无闪络痕迹，表面是否脏污；
- b) 避雷器上、下引线连接是否良好，引线与构架、导线的距离是否符合规定；
- c) 避雷器支架是否歪斜，铁件有无锈蚀，固定是否牢固；
- d) 带脱离装置的避雷器是否已动作；
- e) 防雷金具等保护间隙有无烧损，锈蚀或被外物短接，间隙距离是否符合规定；
- f) 接地线和接地体的连接是否可靠，接地线绝缘护套是否破损，接地体有外露、严重锈蚀，在埋设范围内有无土方工程；
- g) 设备接地电阻应满足表 2 要求；
- h) 有避雷线的配电线路，其杆塔接地电阻应满足表 3 要求。

表2 配电网设备接地电阻

配电网设备	接地电阻（ Ω ）
柱上开关	10
避雷器	10
柱上电容器	10
柱上高压计量箱	10
总容量 100kVA 及以上的变压器	4
总容量为 100kVA 以下的变压器	10

表2 (续)

配电网设备	接地电阻 (Ω)
开关柜	4
电缆	10
电缆分支箱	10
配电室	4

表3 电杆的接地电阻

土壤电阻率 (Ω m)	工频接地电阻 (Ω)
100 及以下	10
100 以上至 500	15
500 以上至 1000	20
1000 以上至 2000	25
2000 以上	30

6.9 站房类建(构)筑物的巡视

巡视的主要内容:

- 建(构)筑物周围有无杂物, 有无可能威胁配电网设备安全运行的杂草、蔓藤类植物等;
- 建(构)筑物的门、窗、钢网有无损坏, 房屋、设备基础有无下沉、开裂, 屋顶有无漏水、积水, 沿沟有无堵塞;
- 户外环网单元、箱式变电站等设备的箱体有无锈蚀、变形;
- 建(构)筑物、户外箱体的门锁是否完好;
- 电缆盖板有无破损、缺失, 进出管沟封堵是否良好, 防小动物设施是否完好;
- 室内是否清洁, 周围有无威胁安全的堆积物, 大门口是否畅通、是否影响检修车辆通行;
- 室内温度是否正常, 有无异声、异味;
- 室内消防、照明设备、常用工器具是否完好齐备、摆放整齐, 除湿、通风、排水设施是否完好。

6.10 配电自动化设备的巡视

6.10.1 配电终端设备(馈线终端、站所终端等)巡视的主要内容:

- 设备表面是否清洁, 有无裂纹和缺损;
- 二次端子排接线是否松动, 二次接线标识是否清晰正确;
- 交直流电源是否正常;
- 柜门关闭是否良好, 有无锈蚀、积灰, 电缆进出孔封堵是否完好;
- 终端设备运行工况是否正常, 各指示灯信号是否正常;
- 通信是否正常, 报文收发是否正常;
- 遥测数据是否正常, 遥信位置是否正确;
- 设备接地是否牢固可靠;
- 应对终端装置参数定值等进行核实及时钟校对, 做好数据常态备份;
- 二次安全防护设备运行是否正常;

- k) 遥测、遥信等信息是否异常。
- 6.10.2 直流电源设备巡视的主要内容：
- a) 蓄电池是否渗液、老化；
 - b) 箱体有无锈蚀及渗漏；
 - c) 蓄电池电压、浮充电流是否正常；
 - d) 直流电源箱、直流屏指示灯信号是否正常，开关位置是否正确，液晶屏显示是否正常。

7 配电网防护

7.1 一般要求

7.1.1 运维单位应加强与政府规划、市政等有关部门的沟通，及时收集本地区的规划建设、施工等信息，及时掌握外部环境的动态情况与线路通道内的施工情况，全面掌控其施工状态。

7.1.2 运维单位应加大防护宣传，提高公民保护电力设施重要性的认识，定期组织召开防外力破坏工作宣传会，防止各类外力破坏，及时发现并消除缺陷和隐患。

7.1.3 对经同意在线路保护范围内施工的，运维单位应严格审查施工方案，严格审批施工电源接入方案，制定安全防护措施，并与施工单位签订保护协议书，明确双方职责；施工前应对施工方进行交底，包括路径走向、架设高度、埋设深度、保护设施等；施工期间应安排运维人员到现场检查防护措施，必要时进行现场监护，确保施工单位不得擅自更改施工范围。

7.1.4 对临近线路保护范围内的施工，运维人员应对施工方进行安全交底（如线路路径走向、电缆埋设深度、保护设施等），并按不同电压等级要求，提出相应的保护措施。

7.1.5 对未经同意在线路保护范围内进行的违章施工、搭建、开挖等违反《电力设施保护条例》和其它可能威胁电网安全运行的行为，运维单位应立即进行劝阻、制止，及时对施工现场进行拍照记录，发送防护通知书，必要时进行现场监护并向有关部门报告。

7.1.6 当线路发生外力破坏时，应保护现场，留取原始资料，及时向有关管理部门汇报，对于造成电力设施损坏或事故的，应按有关规定索赔或提请公安、司法机关依法处理。

7.1.7 运维单位应定期对外力破坏防护工作进行总结分析，制定相应防范措施。

7.2 架空线路的防护

7.2.1 架空线路的防护区是为了保证线路的安全运行和保障人民生活的正常供电而设置的安全区域，即导线两边线向外侧各水平延伸 5m 并垂直于地面所形成的两平行面内；在厂矿、城镇等人口密集地区，架空电力线路保护区的区域可略小于上述规定，但各级电压导线边线延伸的距离，不应小于导线边线在最大计算弧垂及最大计算风偏后的水平距离和风偏后距建（构）筑物的安全距离之和。

7.2.2 任何单位或个人不得在距架空电力线路杆塔、拉线基础外缘周围 5m 的区域内进行取土、打桩、钻探、开挖或倾倒酸、碱、盐及其他有害化学物品的活动。

7.2.3 运维单位需清除可能影响供电安全的物体时，如修剪、砍伐树（竹）及清理建（构）筑物等，应按有关规定和程序进行；修剪树（竹），应保证在修剪周期内树（竹）与导线的距离符合附录 C 规定的数值。

7.2.4 运维人员在遇到触电人身伤害及消除有可能造成严重后果的危急缺陷时，可先行采取必要措施，但事后应及时通知有关单位。

7.2.5 在线路防护区内应按规定开辟线路通道，对新建线路和原有线路开辟的通道应严格按照规定验收，并签订通道协议。

7.2.6 当线路跨越主要通航江河时，应采取保护措施，设立标志，防止船桅碰线。

7.2.7 在以下区域应按规定设置明显的警示标示：

- a) 架空电力线路穿越人口密集、人员活动频繁的地区；
- b) 车辆、机械频繁穿越架空电力线路的地段；
- c) 电力线路上的变压器平台；
- d) 临近道路的拉线；
- e) 电力线路附近的鱼塘；
- f) 杆塔脚钉、爬梯等。

7.3 电力电缆线路的防护

7.3.1 电力电缆线路保护区：地下电缆为电缆线路地面标桩两侧各 0.75m 所形成的两平行线内的区域，保护区的宽度应在地下电缆线路地面标识桩（牌、砖）中注明；海底电缆一般为线路两侧各 500m（狭窄海域为两侧各 100m，港内为两侧各 50m）；江河电缆一般不小于线路两侧各 100m（三级及以下航道一般不小于各 50m）所形成的两平行线内的水域。

7.3.2 电缆路径上应设立明显的警示标示，对可能发生外力破坏的区段应加强监视，并采取可靠的防护措施。对处于施工区域的电缆线路，应设置警告标示牌，标明保护范围。

7.3.3 不得在电缆沟、隧道内同时埋设其他管道，不得在电缆通道附近和电缆通道保护区内从事下列行为：

- a) 在 0.75m 保护区内种植树（竹）、堆放杂物、兴建建（构）筑物；
- b) 电缆通道两侧各 2m 内机械施工；
- c) 电缆通道两侧各 50m 以内，倾倒酸、碱、盐及其他有害化学物品；
- d) 在水底电力电缆保护区内抛锚、拖锚、炸鱼、挖掘。

7.3.4 电缆通道应保持整洁、畅通，消除各类火灾隐患，通道沿线及其内部不得积存易燃、易爆物。

7.3.5 电缆通道临近易燃或腐蚀性介质的存储容器、输送管道时，应加强监视，及时发现渗漏情况，防止电缆损害或导致火灾；对穿越电缆通道的易燃、易爆等管道应采取防火隔板或预制水泥板做好隔离措施，防止可燃物经土壤渗入管沟。

7.3.6 临近电缆通道的基坑开挖工程，要求建设单位做好电力设施专项保护方案，防止土方松动、坍塌引起沟体损伤，原则上不应涉及电缆保护区。若为开挖深度超过 5m 的深基坑工程，应在基坑围护方案中根据电力部门提出的相关要求增加相应的电缆专项保护方案，并通过专家论证。

7.3.7 市政管线、道路施工涉及非开挖电力管线时，要求建设单位邀请具备资质的探测单位做好管线探测工作，且召开专题会议讨论确定实施方案。

7.3.8 因施工挖掘而暴露的电缆，应由运维人员在场监护，并告知施工人员有关施工注意事项和保护措施。对于被挖掘而暴露的电缆应加装保护罩，需要悬吊时，悬吊间距应不大于 1.5m。工程结束覆土前，运维人员应检查电缆及相关设施是否完好，安放位置是否正确，待恢复原状后，方可离开现场。

7.3.9 运维人员应监视电缆通道结构、周围土层和临近建（构）筑物等的稳定性，发现异常应及时采取防护措施，发现电缆部件被盗、电缆工作井盖板缺失等危及电缆线路安全运行的情况时，应设置临时防护措施并向有关部门报告。

7.3.10 水底电缆防护区域内，船只不得抛锚，并按船只往来频繁情况，必要时设置瞭望岗哨，配置能引起船只注意的设施；在水底电缆线路防护区域内发生违反航行规定的事件，应通知水域管辖的有关部门。

8 配电网维护

8.1 一般要求

- 8.1.1 配电网维护主要包括一般性消缺、检查、清扫、保养、带电测试、设备外观检查和临近带电体修剪树（竹）、清除异物、拆除废旧设备、清理通道等工作。
- 8.1.2 根据配电网设备状态评价结果和反事故措施的要求，运维单位应编制年度、月度、周维护工作计划并组织实施，做好维护记录与验收，定期开展维护统计、分析和总结。
- 8.1.3 配电网维护应纳入 PMS、GIS 等信息系统管理，积极采用先进工艺、方法、工器具以提高维护质量与效率。
- 8.1.4 配电网运维人员在维护工作中应随身携带相应的资料、工具、备品备件和个人防护用品。
- 8.1.5 配电网设备、设施的检查、维护和测量等工作应按标准化作业要求开展。
- 8.1.6 配电网维护宜结合巡视工作完成。

8.2 架空线路的维护

8.2.1 通道维护的主要内容：

- a) 补全、修复通道沿线缺失或损坏的标识标示；
- b) 清除通道内的易燃、易爆物品和腐蚀性液（气）体等堆积物；
- c) 清除可能被风刮起危及线路安全的物体；
- d) 清除威胁线路安全的蔓藤、树（竹）等异物。

8.2.2 杆塔、导线和基础维护的主要内容：

- a) 补全、修复缺失或损坏杆号（牌）、相位牌、3 米线等杆塔标识和警告、防撞等安全标示；
- b) 修复符合 D 类检修的铁塔、钢管杆、砼杆接头锈蚀、变形倾斜和砼杆表面老化、裂缝；
- c) 修复符合 D 类检修的杆塔埋深不足和基础沉降；
- d) 补装、紧固塔材螺栓、非承力缺失部件；
- e) 清除导线、杆塔本体异物；
- f) 定期开挖检查（运行工况基本相同的可抽样）铁塔、钢管塔金属基础和盐、碱、低洼地区砼杆根部，每 5 年 1 次，发现问题后每年 1 次。

8.2.3 拉线维护的主要内容：

- a) 补全、修复缺失或损坏拉线警示标示；
- b) 修复拉线棒、下端拉线及金具锈蚀；
- c) 修复拉线下端缺失金具及螺栓，调整拉线松紧；
- d) 修复符合 D 类检修的拉线埋深不足和基础沉降；
- e) 定期开挖检查（运行工况基本相同的可抽样）镀锌拉线棒，每 5 年 1 次，发现问题后每年 1 次。

8.3 电力电缆线路的维护

8.3.1 通道维护的主要内容：

- a) 修复破损的电缆隧道、排管包封、工井、井盖，补全缺失的井盖；
- b) 加固保护管沟，调整管沟标高；
- c) 封堵电缆孔洞，补全、修复防火阻燃措施；
- d) 修复电缆隧道内部防火、防水、照明、通风、支架、爬梯等损坏的附属设施；
- e) 修复锈蚀的电缆支架，更换或补全缺失、破损、严重锈蚀的支架部件；
- f) 修复存在连接松动、接地不良、锈蚀等缺陷的接地引下线；
- g) 清除电缆通道、工井、检修通道、电缆管沟、隧道内部堆积的杂物；
- h) 补全、修复通道沿线缺失或损坏的标识标示，校正倾斜的标识桩。

8.3.2 电缆本体及附件维护的主要内容：

- a) 修复有轻微破损的外护套、接头保护盒；
- b) 补全、修复防火阻燃措施；
- c) 补全、修复缺失的电缆线路本体及其附件标识。

8.3.3 电缆分支箱维护的主要内容：

- a) 清除柜体污秽，修复锈蚀、油漆剥落的柜体；
- b) 修复、更换性能异常的带电显示器等辅助设备。

8.4 柱上设备的维护

柱上设备维护的主要内容：

- a) 保养操作机构，修复机构锈蚀；
- b) 清除设备本体上的异物；
- c) 修剪、砍伐与设备安全距离不足的蔓藤、树（竹）等异物。

8.5 开关柜、配电柜的维护

开关柜、配电柜维护的主要内容：

- a) 定期开展开关柜局放测试，特别重要设备 6 个月，重要设备 1 年，一般设备 2 年；
- b) 清除柜体污秽，修复锈蚀、油漆剥落的柜体；
- c) 修复、更换性能异常的带电显示器、故障指示器等辅助设备。

8.6 配电变压器的维护

配电变压器维护的主要内容：

- a) 定期开展负荷测试，特别重要、重要变压器 1-3 个月 1 次，一般变压器 3-6 个月 1 次；
- b) 清除壳体污秽，修复锈蚀、油漆剥落的壳体；
- c) 更换变色的呼吸器干燥剂（硅胶）；
- d) 补全油位异常的变压器油。

8.7 防雷和接地装置的维护

防雷和接地装置维护的主要内容：

- a) 修复连接松动、接地不良、锈蚀等情况的接地引下线；
- b) 修复缺失或埋深不足的接地体；
- c) 定期开展接地电阻测量，柱上变压器、配电室、柱上开关设备、柱上电容器设备每 2 年进行 1 次，其他有接地的设备接地电阻测量每 4 年进行 1 次，测量工作应在干燥天气进行。

8.8 站房类建（构）筑物的维护

站房类建（构）筑物维护的主要内容：

- a) 清理站所内外杂物，修缮、平整运行通道；
- b) 修复破损的遮（护）栏、门窗、防护网、防小动物挡板等；
- c) 修复锈蚀、油漆剥落的箱体及站所外体；
- d) 补全、修复缺失或破损的一次接线图；
- e) 更换不合格消防器具、常用工器具；
- f) 修复出现性能异常的照明、通风、排水、除湿等装置。

8.9 配电自动化设备的维护

8.9.1 配电自动化终端维护的主要内容:

- a) 补全缺失的内部线缆连接图等;
- b) 清除外壳壳体污秽, 修复锈蚀、油漆剥落的壳体;
- c) 紧固松动的插头、压板、端子排等。

8.9.2 直流电源设备维护的主要内容:

- a) 清除直流电源设备箱体污秽, 修复锈蚀、油漆剥落的壳体;
- b) 紧固松动的蓄电池连接部位;
- c) 定期测量蓄电池端电压, 每季度 1 次;
- d) 定期开展蓄电池核对性充放电试验, 每年 1 次。

8.10 标识标示的维护

标识标示维护的主要内容包括补全、修复缺失或损坏的各类标识标示。

8.11 仪器仪表的维护

8.11.1 应每年 1 次定期维护绝缘电阻表、红外测温仪、测距仪、开关柜局放仪等仪器仪表。

8.11.2 维护的主要内容包括外观检查、绝缘电阻测试、绝缘强度测试、器具检定、电池充放电等。

8.12 季节性维护

8.12.1 每年雷雨季节前应对防雷设施进行防雷检查和维护, 修复损坏的防雷引线和接地装置, 检查有无防雷措施缺失及防雷改进措施的落实情况。

8.12.2 每年汛期前应对位于地势低洼地带、地下室、电缆通道等公用配电设施进行防汛检查和维护, 加固易被洪水冲刷的杆塔、配电变压器等设备, 修剪易被水冲倒影响配电网设备安全运行的树(竹), 检查防汛改进措施的落实情况。

8.12.3 每年树(竹)快速生长季节前, 修剪影响配电线路安全运行的树(竹)。

8.12.4 每年大风(台风)季节前, 对配电线路及通道进行防风检查和维护, 检查防风拉线、导线弧垂等情况, 清除附近易被风刮起的物品, 修剪附近易被风刮倒的树(竹)。

8.12.5 每年夏、冬季负荷高峰来临前, 对配电线路负荷进行分析预测, 检查接头接点运行情况和线路交叉跨越情况, 对可能超、过载的线路、配电变压器采取相应的措施。

8.12.6 每年秋、冬季节前, 对柜体设备的加热、通风装置进行检查, 缩短检查周期, 及时清理凝露、凝霜。

8.12.7 每年冰雪季来临前, 对配电线路沿线的树(竹)进行通道清理维护, 冰雪后进行清雪、清障。

9 倒闸操作

9.1 一般要求

9.1.1 倒闸操作应严格执行 Q/GDW 1799 中的有关规定。

9.1.2 运维单位应熟悉本单位配电网设备的调度管辖权限。调度部门管辖设备的倒闸操作应按调度指令进行, 操作完毕后应立即向当值调度员汇报; 运维单位管辖设备的倒闸操作应按有资质的发令人指令进行, 操作完毕后应立即向发令人汇报。

9.1.3 倒闸操作应由两人进行, 一人操作, 一人监护, 并认真执行唱票、复诵制。

9.1.4 倒闸操作除事故紧急处理和拉合断路器(开关)的单一操作外均应使用操作票。操作票应根据发令人的操作指令(口头、电话)填写或打印, 不使用操作票的操作应在完成后做好记录。

9.1.5 操作票原则上由操作人填写，经操作人和监护人审票合格后分别签名。拟票人和审票人不得为同一人。

9.1.6 操作票应以运维单位为单位，按使用顺序连续编号，一个年度内编号不得重复。作废、未执行、已执行的操作票应在相应位置盖章。

9.1.7 操作票应每月统计一次，统计结果与操作票一起装订成册，保存一年。倒闸操作票合格率统计方法及统计格式参见附录 D。

9.2 操作票填写要求

9.2.1 操作票应用黑色或蓝色的钢(水)笔或圆珠笔逐项填写。用手写格式票面应与计算机开出的操作票统一。操作票票面应清楚整洁，不得任意涂改。

9.2.2 操作票应填写设备双重名称。填写操作票严禁并项、添项及用勾划的方法颠倒操作顺序。开关、刀闸、接地刀闸、接地线、压板、切换开关、熔断器等均应视为独立的操作对象，单独列项。

9.2.3 每张操作票只能填写一个操作任务。一个操作任务需连续使用几页操作票时，则在前一页“备注”栏内注明“接下页”，在最后一页的“操作任务”栏内注明“接上页”。

9.2.4 下列项目应填入操作票内：

- a) 应拉合的设备（开关、刀闸、接地刀闸、熔断器等），验电，装拆接地线，检验是否确无电压等；
- b) 拉合设备（开关、刀闸、接地刀闸、熔断器等）后检查设备的位置；
- c) 进行停、送电操作时，在拉合刀闸、手车式开关拉出、推入前，检查开关确在分闸位置；
- d) 设备检修后合闸送电前，检查送电范围内接地刀闸（装置）已拉开，接地线已拆除。

9.3 倒闸操作基本步骤

9.3.1 接受调度预令，拟票：

- a) 接受调度预令，应由有资质的配电网运维人员进行，一般由监护人进行；
- b) 接受调度指令时，应做好录音；
- c) 对指令有疑议时，应向当值调度员报告，由当值调度员决定原调度指令是否执行；当执行该项指令将威胁人身、设备安全或直接造成停电事故时，应拒绝执行，并将拒绝执行指令的理由，报告当值调度员和本单位领导；
- d) 接令人向拟票人布置开票，拟票人依据实际运行方式、相关图纸、资料和工作票安全措施要求等进行开票，审核无误后签名。

9.3.2 审核操作票：

- a) 监护人对操作票进行全面审核，确认无误后签名；复杂操作应由配电网管理人员审核操作票；
- b) 审核时发现操作票有误即作废操作票，令拟票人重新填写操作票，再履行审票手续。

9.3.3 明确操作目的，做好危险点分析和预控：

- a) 监护人应向操作人明确本次操作的目的和预定操作时间；
- b) 监护人应组织查阅危险点预控资料，分析本次操作过程中的危险点，提出针对性预控措施。

9.3.4 接受正令，模拟预演：

- a) 调度操作正令应由有资质的配电网运维人员接令，一般由监护人接令；现场操作人员没有接到发令时间不得进行操作；
- b) 接受调度指令时，应做好录音；
- c) 接令人在操作票上填写发令人、接令人、发令时间，并向操作人当面布置操作任务，交待危险点及控制措施；
- d) 操作人复诵无误，在监护人、操作人签名后，准备相应的安全、操作工器具；

- e) 监护人逐项唱票，操作人逐项复诵，模拟预演。
- 9.3.5 核对设备命名和状态：
 - a) 监护人记录操作开始时间；
 - b) 操作人找到操作设备命名牌，监护人核对无误。
- 9.3.6 逐项唱票复诵，操作并勾票：
 - a) 监护人应按操作票的顺序，高声唱票；操作人复诵无误后，进行操作，并检查设备状况；
 - b) 监护人逐步打“√”；
 - c) 操作完毕，监护人记录操作结束时间。
- 9.3.7 向调度汇报操作结束及时间：
 - a) 监护人检查操作票已正确执行；
 - b) 汇报调度应由有资质的配电网运维人员进行，原则上由原接正令人员向调度汇报，并做好相应记录。
- 9.3.8 更改图板指示，签销操作票，复查评价：
 - a) 操作人更改图板指示或核对一次系统图，监护人监视并核查；
 - b) 全部任务操作完毕后，由监护人在规定位置盖“已执行”章，做好记录，并对整个操作过程进行评价。

10 状态评价

10.1 一般要求

10.1.1 运维单位应以现有配电网设备数据为基础，采用各类信息化管理手段（如配电自动化系统、用电信息采集系统等），以及各类带电检（监）测（如红外检测、开关柜局放检测等）、停电试验手段，利用配电网设备状态检修辅助决策系统开展设备状态评价，掌握设备发生故障之前的异常征兆与劣化信息，事前采取针对性措施控制，防止故障发生，减少故障停运时间与停运损失，提高设备利用率，并进一步指导优化配电网运维、检修工作。

10.1.2 运维单位应积极开展配电网设备状态评价工作，配备必要的仪器设备，实行专人负责。

10.1.3 设备应自投入运行之日起纳入状态评价工作。

10.2 状态信息收集

10.2.1 状态信息收集应坚持准确性、全面性与时效性的原则，各相关专业部门应根据运维单位需要及时提供信息资料。

10.2.2 信息收集应通过内部、外部多种渠道获得，如通过现场巡视、现场检测（试验）、业扩报装、信息系统、95598、市政规划建设等获取配电网设备的运行情况与外部运行环境等信息。

10.2.3 运维单位应制订定期收集配电网运行信息的方法，对于收集的信息，运维单位应进行初步的分类、分析判断与处理，为开展状态评价提供正确依据。

10.2.4 设备投运前状态信息收集：

- a) 出厂资料（包括型式试验报告、出厂试验报告、性能指标等）；
- b) 交接验收资料。

10.2.5 设备运行中状态信息收集：

- a) 运行环境和污区划分资料；
- b) 巡视记录；
- c) 修试记录；

- d) 故障（异常）记录；
- e) 缺陷与隐患记录；
- f) 状态检测记录；
- g) 越限运行记录；
- h) 其它相关配电网运行资料。

10.2.6 同类型设备应参考家族性缺陷信息。

10.3 状态评价内容

10.3.1 状态评价范围应包括架空线路、电力电缆线路、电缆分支箱、柱上设备、开关柜、配电柜、配电变压器、建（构）筑物及外壳等设备、设施。

10.3.2 评价周期：

- a) 状态评价包括定期评价和动态评价。定期评价特别重要设备 1 年 1 次，重要设备 2 年 1 次，一般设备 3 年 1 次。定期评价每年 6 月底前完成；设备动态评价应根据设备状况、运行工况、环境条件等因素适时开展；
- b) 利用配电网设备状态检修辅助决策系统，在设备状态量可实现自动采集的情况下，设备状态评价可实时进行，即每个状态量变化时，系统自动完成设备状态的更新。

10.3.3 状态评价资料、评价原则、单元评价方法、整体评价方法及处理原则按照 Q/GWD 645 执行。

10.3.4 设备状态评价结果分为以下四个状态：

- a) 正常状态：设备运行数据稳定，所有状态量符合标准；
- b) 注意状态：设备的几个状态量不符合标准，但不影响设备运行；
- c) 异常状态：设备的几个状态量明显异常，已影响设备的性能指标或可能发展成严重状态，设备仍能继续运行；
- d) 严重状态：设备状态量严重超出标准或严重异常，设备只能短期运行或需要立即停役。

10.4 评价结果应用

10.4.1 对于正常、注意状态设备，可适当简化巡视内容、延长巡视周期；对于架空线路通道、电缆线路通道的巡视周期不得延长。

10.4.2 对于异常状态设备，应进行全面仔细地巡视，并缩短巡视周期，确保设备运行状态的可控、在控。

10.4.3 对于严重状态设备，应进行有效监控。

10.4.4 根据评价结果，按照 Q/GDW 644 制定检修策略。

11 缺陷与隐患处理

11.1 一般要求

11.1.1 设备缺陷是指配电网设备本身及周边环境出现的影响配电网安全、经济和优质运行的情况。超出消缺周期仍未消除的设备危急缺陷和严重缺陷，即为安全隐患。

11.1.2 设备缺陷与隐患的消除应优先采取不停电作业方式。

11.1.3 设备缺陷按其对人体、设备、电网的危害或影响程度，划分为一般、严重和危急三个等级：

- a) 一般缺陷：设备本身及周围环境出现不正常情况，一般不威胁设备的安全运行，可列入年、季检修计划或日常维护工作中处理的缺陷；

- b) 严重缺陷：设备处于异常状态，可能发展为事故，但仍可在一定时间内继续运行，须加强监视并进行检修处理的缺陷；
- c) 危急缺陷：严重威胁设备的安全运行，不及时处理，随时有可能导致事故的发生，应尽快消除或采取必要的安全技术措施进行处理的缺陷。

11.2 缺陷与隐患处理方法

11.2.1 缺陷与隐患在发现与处理过程中，应进行统一记录，内容包括缺陷与隐患的地点、部位、发现时间、缺陷描述、缺陷设备的厂家和型号、等级、计划处理时间、检修时间、处理情况、验收意见等。

11.2.2 缺陷发现后，应按照 Q/GDW 745 严格进行分类和分级，并按照 Q/GDW 645 进行状态评价，按照 Q/GDW 644 确定检修策略，开展消缺工作。

11.2.3 危急缺陷消除时间不得超过 24 小时，严重缺陷应在 30 天内消除，一般缺陷可结合检修计划尽早消除，但应处于可控状态。

11.2.4 缺陷处理过程应实行闭环管理，主要流程包括：运行发现-上报管理部门-安排检修计划-检修消缺-运行验收，采用信息化系统管理的，也应按该流程在系统内流转。

11.2.5 被判定为安全隐患的设备缺陷，应继续按照设备缺陷管理规定进行处理，同时纳入安全隐患管理流程闭环督办。

11.2.6 设备带缺陷或隐患运行期间，运维单位应加强监视，必要时制定相应应急措施。

11.2.7 定期开展缺陷与隐患的统计、分析和报送工作，及时掌握缺陷与隐患的产生原因和消除情况，有针对性制定应对措施。

12 故障处理

12.1 一般要求

12.1.1 故障处理应遵循保人身、保电网、保设备的原则，尽快查明故障地点和原因，消除故障根源，防止故障的扩大，及时恢复用户供电。

12.1.2 故障处理前，应采取措施防止行人接近故障线路和设备，避免发生人身伤亡事故。

12.1.3 故障处理时，应尽量缩小故障停电范围和减少故障损失。

12.1.4 多处故障时处理顺序是先主干线后分支线，先公用变压器后专用变压器。

12.1.5 对故障停电用户恢复供电顺序为，先重要用户后一般用户，优先恢复带一、二级负荷的用户供电。

12.1.6 对于配置故障指示器的线路，宜应用故障指示器，从电源侧开始逐步定位故障区段进行故障查找和处理；对于配置馈线自动化的线路，可根据配电自动化系统信息，直接在故障区段进行故障查找和处理。

12.2 故障处理方法

12.2.1 中性点小电流接地系统发生永久性接地故障时，应利用各种技术手段，快速判断并切除故障线路或故障段，在无法短时间查找到故障点的情况下，宜停电查找故障点，必要时可用柱上开关或其它设备，从首端至末端、先主线后分支，采取逐段逐级拉合的方式进行排查。

12.2.2 线路上的熔断器熔断或柱上断路器跳闸后，不得盲目试送，应详细检查线路和有关设备，确无问题后方可恢复送电。

12.2.3 线路故障跳闸但重合闸成功，运维单位应尽快查明原因。

12.2.4 已发现的短路故障修复后，应检查故障点电源侧所有连接点（跳档，搭头线），确无问题方可

恢复供电。

12.2.5 电力电缆线路发生故障，根据线路跳闸、故障测距和故障寻址器动作等信息，对故障点位置进行初步判断，故障电缆段查出后，应将其与其他带电设备隔离，并做好满足故障点测寻及处理的安全措施，故障点经初步测定后，在精确定位前应与电缆路径图仔细核对，必要时应用电缆路径仪探测确定其准确路径。

12.2.6 锯断故障电缆前应与电缆走向图进行核对，必要时使用专用仪器进行确认，在保证电缆导体可靠接地后，方可工作。

12.2.7 电力电缆线路发生故障，在未修复前应对故障点进行适当的保护，避免因雨水、潮气等影响使电缆绝缘受损。故障电缆修复前应检查电缆受潮情况，如有进水或受潮，应采取去潮措施或切除受潮线段。在确认电缆未受潮、分段绝缘合格后，方可进行故障部位修复。

12.2.8 电力电缆线路故障处理前后都应进行相关试验，以保证故障点全部排除及处理完好。

12.2.9 配电变压器一次熔丝一相熔断时，应详细检查一次侧设备及变压器，无问题后方可送电；一次熔丝两相或三相熔断、断路器跳闸时，应详细检查一次侧设备、变压器和低压设备，必要时还应测试变压器绝缘电阻并符合 DL/T 596 规定，确认无故障后才能送电。

12.2.10 配电变压器、断路器等发生冒油、冒烟或外壳过热现象时，应断开电源，待冷却后处理。

12.2.11 中压开关站、环网单元母线电压互感器或避雷器发生异常情况（如冒烟、内部放电等），应先用开关切断该电压互感器所在母线的电源，然后隔离故障电压互感器。不得直接拉开该电压互感器的电源侧刀闸，其二次侧不得与正常运行的电压互感器二次侧并列。

12.2.12 操作开关柜开关前应检查气压表，在发现 SF₆ 气压表指示红色区域时，应停止操作、迅速撤离现场并立即汇报，等候处理。无气压表的 SF₆ 开关柜应停电后方可操作。

12.2.13 电气设备发生火灾、水灾时，运维人员应首先设法切断电源，然后再进行处理。

12.2.14 导线、电缆断落地面或悬挂空中时，应按照 Q/GDW 1799 进行故障处理。

12.3 故障统计与分析

12.3.1 故障发生后，运维单位应及时从责任、技术等方面分析故障原因，制订防范措施，并按规定完成分析报告与分类统计上报工作。

12.3.2 故障分析报告主要内容：

- a) 故障情况，包括系统运行方式、故障及修复过程、相关保护动作信息、负荷损失情况等；
- b) 故障基本信息，包括线路或设备名称、投运时间、制造厂家、规格型号、施工单位等；
- c) 原因分析，包括故障部位、故障性质、故障原因等；
- d) 暴露出的问题，采取的应对措施等。

12.3.3 运维单位应制定事故应急预案，配备足够的抢修工器具，储备合理数量的备品备件，事故抢修后，应做好备品备件使用记录并及时补充。

13 运行分析

13.1 一般要求

13.1.1 根据配电网管理工作、运行情况、巡视结果、状态评价等信息，对配电网的运行情况进行分析、归纳、提炼和总结，并根据分析结果，制定解决措施，提高运行管理水平。

13.1.2 运维单位应根据运行分析结果，对配电网建设、检修和运行等提出建设性意见，并结合本单位实际，制定应对措施，必要时应将意见和建议向上级反馈。

13.1.3 配电网运行分析周期为地市公司每季度一次、运维单位每月一次。

13.2 运行分析内容

13.2.1 运行分析内容应包括但不限于：运行管理、配电网概况及运行指标、巡视维护、试验（测试）、缺陷与隐患、故障处理、电压与无功、负荷等。

13.2.2 运行管理分析，应对管理制度是否落实到位、管理是否存在薄弱环节、管理方式是否合理等问题进行分析。

13.2.3 配电网概况及运行指标分析，应对当前配电网基础数据和配电网主要指标进行分析，如供电可靠性、电压合格率、线路负荷情况、缺陷处理指数、故障停运率、超过载配变比率等。

13.2.4 巡视维护分析，应对配电网巡视维护工作进行分析，包括计划执行情况、发现处理的问题等。

13.2.5 试验（测试）分析，应对通过配电自动化监测、智能配变监测、红外测温、开关柜局放试验、电缆振荡波试验等手段收集的设备信息进行分析。

13.2.6 缺陷与隐患分析，应对缺陷与隐患管理存在的问题和已发现缺陷与隐患的处理情况进行统计和分析，及时掌握缺陷与隐患的处理情况和产生原因。

13.2.7 故障处理分析，应从责任原因、技术原因两个角度对故障及处理情况进行汇总和分析，并根据分析结果，制定相应措施。

13.2.8 电压与无功分析，应对电压与无功管理工作情况、电压合格率、配变功率因数等进行分析。

13.2.9 负荷分析，应对区域负荷预测、线路与配变负荷情况、重载线路与配变处理情况等进行分析。

13.3 电压与无功管理

13.3.1 10（20）kV 及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的 $\pm 7\%$ ；220V 单相供电电压允许偏差为额定电压的 $+7\% \sim -10\%$ 。

13.3.2 电压监测点的设置应符合《供电监管办法》（电监会 27 号令）规定，监测点电压每月抄录或采集一次。电压监测点宜按出线首末成对设置。

13.3.3 对于有以下情况的，应及时测量电压：

- a) 更换或新装配电变压器；
- b) 配电变压器分接头调整后；
- c) 投入较大负荷；
- d) 三相电压不平衡，烧坏用电设备；
- e) 用户反映电压不正常。

13.3.4 用户电压超过规定范围应采取措施进行调整，调节电压可以采用以下措施：

- a) 合理选择配电变压器分接头；
- b) 在低压侧母线上装设无功补偿装置；
- c) 缩短线路供电半径及平衡三相负荷，必要时在中压线路上加装调压器。

13.3.5 配电变压器（含配电室、箱式变电站、柱上变）安装无功自动补偿装置时，应符合下列规定：

- a) 在低压侧母线上装设，容量按配电变压器容量 20%~40%考虑；
- b) 以电压为约束条件，根据无功需量进行分组分相自动投切；
- c) 合理选择配电变压器分接头，避免电压过高电容器无法投入运行。

13.3.6 在供电距离远、功率因数低的架空线路上可适当安装具备自动投切功能的并联补偿电容器，其容量（包括用户）一般按线路上配电变压器总量的 7%~10%配置（或经计算确定），但不应在负荷低谷时向系统倒送无功；柱上电容器保护熔丝可按电容器额定电流的 1.2~1.3 倍进行整定。

13.3.7 运维单位每年应安排进行一次无功实测。

13.4 负荷分析

13.4.1 配电线路、设备不得长期超载运行，导线、电缆的长期允许载流量参见附录 E，线路、设备重载（按线路、设备限额电流值的 70%考虑）时，应加强运行监督，及时分流。

13.4.2 运维单位应通过各种手段定期收集配电线路、设备的实际负荷情况，为配电网运行分析提供依据，重负荷时期应缩短收集周期。

13.4.3 配电变压器运行应经济，年最大负载率不宜低于 50%，季节性用电的变压器，应在无负荷季节停止运行；两台并（分）列运行的变压器，在低负荷季节里，当一台变压器能够满足负荷需求时，应将另一台退出运行。

13.4.4 配电变压器的三相负荷应力求平衡，不平衡度宜按： $(\text{最大电流}-\text{最小电流})/\text{最大电流}\times 100\%$ 的方式计算。各种绕组接线方式变压器的中性线电流限制水平应符合 DL/T 572 相关规定。配电变压器的不平衡度应符合：Yyn0 接线不大于 15%，零线电流不大于变压器额定电流 25%；Dyn11 接线不大于 25%，零线电流不大于变压器额定电流 40%；不符合上述规定时，应及时调整负荷。

13.4.5 单相配电变压器布点均应遵循三相平衡的原则，按各相间轮流分布，尽可能消除中压三相系统不平衡。

13.5 运维资料管理

13.5.1 运维资料是运行分析的基础，运维单位应积极应用各类信息化手段，确保资料的及时性、准确性、完整性、唯一性，减轻维护工作量。

13.5.2 运维资料主要分为投运前信息、运行信息、检修试验信息等。运维管理部门应结合生产管理系统逐步统一各类资料的格式与管理流程，实现规范化与标准化。除档案管理有特别要求外，各类资料的保存力求无纸化。

13.5.3 投运前信息主要包括设备出厂、交接、预试记录、设计资料图纸、变更设计的证明文件和竣工图、竣工（中间）验收记录和设备技术资料等，以及由此整理形成的一次接线图、地理接线图、系统图、配置图、定制定位图、线路设备参数台账、同杆不同电源记录、电缆管孔使用记录等。设备技术类资料，应保存厂方提供的原始文本。

13.5.4 运行信息主要是在开展运行管理、巡视维护、试验（测试）、缺陷与隐患处理、故障处理等工作中，形成的记录性资料，主要包括运维工作日志、巡视记录、测温记录、交叉跨越测量记录、接地电阻测量记录、缺陷处理记录、故障处理记录、电压监测记录、负荷监测记录等。

13.5.5 检修试验信息主要包括例行试验报告、诊断性试验报告、专业化巡检记录、缺陷消除记录及检修报告等。

14 设备退役

14.1 一般要求

14.1.1 运维单位应根据生产计划及设备故障情况提出配电网设备退役申请。

14.1.2 退役设备应进行技术鉴定，出具技术鉴定报告，明确退役设备处置方式。退役设备处置方式包括再利用和报废。

14.1.3 再利用设备应提供设备退出运行前的运行、检修、试验等资料和退出运行后检修、试验资料，检修、试验按照 Q/GDW 643 执行。

14.1.4 再利用设备主要包括配电变压器、开关柜、配电柜和开关设备，箱式变电站处理参照配电变压器、开关柜、配电柜，其他再利用成本高、拆装中易损伤设备以报废为主。

14.2 配电变压器处置

14.2.1 符合下列条件之一的应以报废方式处置，否则可以再利用：

- a) 高损耗、高噪音配电变压器；
- b) 抗短路能力不足的配电变压器；
- c) 存在家族性缺陷不满足反措要求的配电变压器；
- d) 本体存在缺陷、发生严重故障、绝缘老化严重、渗漏油严重等，无零配件供应，无法修复或修复成本过大的配电变压器。

14.2.2 再利用的配电变压器应用于负载率较小、无重要用户处。

14.3 开关柜、配电柜处置

14.3.1 符合下列条件之一的应以报废方式处置，否则可以再利用：

- a) 腐蚀或变形严重，影响机械、电气性能的开关柜、配电柜；
- b) 因型号不同，柜体差别较大，兼容性差的开关柜、配电柜；
- c) 因设计原因，存在严重缺陷，无零配件供应，无法修复或修复成本过大的开关柜、配电柜。

14.3.2 再利用的开关柜、配电柜应用于额定电流、额定短时耐受电流小，系统中重要性较低的终端型环网单元、无重要用户的配电室。

14.4 开关设备处置

14.4.1 符合下列条件之一的应以报废方式处置，否则可以再利用：

- a) 充油开关设备；
- b) 腐蚀严重，机械、电气性能达不到设计要求的开关设备；
- c) 存在家族性缺陷不满足反措要求的开关设备；
- d) 本体存在缺陷、发生严重故障、绝缘老化严重等，无零配件供应，无法修复或修复成本过大的开关设备。

14.4.2 再利用的开关设备应用于支路、放射性线路主干线末端或非重要用户分界处。

附 录 A
(资料性附录)
3 米以下常规消缺项目

3 米以下常规消缺项目见表 A.1。

表A.1 3 米以下常规消缺项目

设备名称		3 米以下常规消缺项目
架空线路	通道	补全、修复通道沿线缺失或损坏的标识标示
		清除通道内易燃、易爆物品和腐蚀性液（气）体等堆积物
		清除可能被风刮起危及线路安全的物体
		清除威胁线路安全的蔓藤、树（竹）等异物
	杆塔	补全、修复缺失或损坏的杆号（牌）、相位牌、3 米线等杆塔标识和警告、防撞等安全标示
		修复符合 D 类检修的铁塔、钢管杆、砼杆接头锈蚀
		补装、紧固塔材螺栓、非承力缺失部件
		清除杆塔本体异物
	拉线	补全、修复缺失或损坏拉线警示标示
修复拉线棒、下端拉线及金具锈蚀		
修复拉线下端缺失金具及螺栓，调整拉线松紧		
电缆线路	通道	补全缺失、破损的井盖
		通道内部积水、杂物清理
		封堵电缆孔洞，防火阻燃措施的日常维护
		通道内部照明、通风、支架、爬梯等附属设施的日常维护
		补全、修复通道内外部缺失或损坏的标识标示，校正倾斜的标识桩
	本体及附件	修复有轻微破损的外护套、接头保护盒
		防火阻燃措施的日常维护
		补全、修复缺失或损坏的电缆线路本体及其附件标识
	电缆分支箱	清除柜体污秽，修复锈蚀、油漆剥落的柜体
补全、修复缺失或损坏的标识标示和一次图板		
柱上设备	保养操作机构，修复机构锈蚀	
	清除设备本体或操作机构上的蔓藤、树（竹）等异物	
	补全、修复缺失或损坏的标识标示	
开关柜、配电柜	清除柜体污秽，修复锈蚀、油漆剥落的柜体	
	补全、修复缺失或损坏的标识标示和一次图板	
配电变压器	补全、修复缺失或损坏的标识标示	
接地装置	修复连接松动、接地不良、锈蚀等情况的接地引下线	
	修复缺失或埋深不足的接地体	
站房类建（构）筑物	清理站所内外杂物	
	修复破损的遮（护）栏、门窗、防护网、防小动物挡板等	

表 A.1 (续)

设备名称		3米以下常规消缺项目
站房类建(构)筑物		修复锈蚀、油漆剥落的箱体及站所外体
		补全、修复缺失或破损的一次接线图
		更换不合格的消防器具、常用工器具
		照明、通风、排水、除湿等装置的日常维护
配电自动化设备	配电自动化终端	补全缺失的内部线缆连接图等
		清除外壳污秽
		紧固松动的插头、压板、端子排等
	直流电源设备	清除直流电源设备箱体污秽,修复锈蚀、油漆剥落的壳体
		紧固松动的蓄电池连接部位

附 录 B
(规范性附录)
现场污秽度分级

现场污秽度分级见表 B.1。

表 B.1 现场污秽度分级

现场污秽度	典型环境描述
非常轻 (a ^b)	很少人类活动, 植被覆盖好, 且: 距海、沙漠或开阔地大于 50km ^a ; 距大中城市大于 30km~50km; 距上述污染源更短距离内, 但污染源不在积污期主导风上
轻 (b)	人口密度 500 人/km ² ~1000 人/km ² 的农业耕作区, 且: 距海、沙漠或开阔地大于 10km~50km; 距大中城市 15km~50km; 重要交通干线沿线 1km 内; 距上述污染源更短距离内, 但污染源不在积污期主导风上; 工业废气排放强度小于每年 1000 万 m ³ /km ² (标况下); 积污期干旱少雾少凝露的内陆盐碱 (含盐量小于 0.3%) 地区
中等 (c)	人口密度 1000 人/km ² ~10000 人/km ² 的农业耕作区, 且: 距海、沙漠或开阔地大于 3km~10km ^c ; 距大中城市 15km~20km; 重要交通干线沿线 0.5km 及一般交通线 0.1km 内; 距上述污染源更短距离内, 但污染源不在积污期主导风上; 包括乡镇工业在内工业废气排放强度不大于每年 1000 万 m ³ /km ² ~3000 万 m ³ /km ² (标况下)。退海轻盐碱和内陆中等盐碱 (含盐量于 0.3%~0.6%) 地区。距上述 E3 污染源更远 (距离在 b 级污区的范围内), 但: 长时间 (几个星期或几个月) 干旱无雨后, 常常发生雾或毛毛雨; 积污期后期可能出现持续大雾或融冰雪地区; 灰密为等值盐密 5~10 倍及以下的地区
重 (d)	人口密度大于 10000 人/km ² 的居民区和交通枢纽, 且: 距海、沙漠或开阔地 3km 内; 距独立化工及燃煤工业源 0.5km~2km 内; 重盐碱 (含盐量 0.6%~1.0%) 地区。距比 E5 上述污染源更长的距离 (与 c 级污区对应的距离), 但: 在长时间干旱无雨后, 常常发生雾或毛毛雨; 积污期后期可能出现持续大雾或融冰雪地区; 灰密为等值盐密 5~10 倍以上的地区
非常重 (e)	沿海 1km 和含盐量大于 1.0% 的盐土、沙漠地区, 在化工、燃煤工业源内及距此类独立工业园 0.5km, 距污染源的距离等同于 d 级污区, 且: 直接受到海水喷溅或浓盐雾; 同时受到工业排放物如高电导废气、水泥等污染和水汽湿润
注 1: ^a 台风影响可能使距海岸 50km 以外的更远距离处测得较高的等值盐密值。注 1: 注 2: ^b 在当前大气环境条件下, 我国中东部地区电网不宜设“非常轻”污秽区。 注 3: ^c 取决于沿海的地形和风力。	

附录 C
(规范性附录)
线路间及与其它物体之间的距离

架空配电线路与铁路、道路、通航河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的基本要求见表 C.1；架空线路导线间的最小允许距离 C.2；架空线路与其他设施的安全距离限制 C.3；架空线路其它安全距离限制 C.4；电缆与电缆或管道、道路、构筑物等相互间容许最小净距 C.5；公路等级 C.6；弱电线路等级 C.7。

表 C.1 架空配电线路与铁路、道路、通航河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的基本要求

单位为米

项目	铁路			公路		电车道	河流			弱电线路		电力线路 kV						特殊管道	一般管道、索道	人行天桥			
	标准轨距	窄轨	电气化线路	高速公路、一级公路	二、三、四级公路	有轨及无轨	通航	不通航	一、二级	三级	1 以下	1~10	35~110	154~220	330	500							
导线最小截面	铝线及铝合金线 50 平方毫米，铜线为 16 平方毫米																						
导线在跨越档内的接头	不应接头	/	/	不应接头	/	不应接头	不应接头	/	不应接头	/	交叉不应接头	交叉不应接头	/	/	/	/	不应接头		/				
导线支持方式	双固定		/	双固定	单固定	双固定	双固定	单固定	双固定	单固定	单固定	双固定	/	/	/	/	双固定		/				
最小垂直距离 m	项目/线路电压	至轨顶		接触线或承力索		至路面		至承力索或接触线	至常年高水位	至最高航行水位的最高船桅顶	至最高洪水位	冬季至冰面	至被跨越线				至导线				电力线在下面		/
																			电力线在下面	电力线在下面至电力线上的保护措施	/		
	1kV~10kV	7.5	6.0	平原地区配电线路入地	7.0	3.0/9.0	6.0	1.5	3.0	5.0	2.0	2	2	3	4	5	8.5	3.0	2.0/2.0	5(4)			
1kV 以下	7.5	6.0	平原地区配电线路入地	6.0	3.0/9.0	6.0	1.5	3.0	5.0	1.0	1	2	3	4	5	8.5	1.5/1.5		4(3)				

表 C.1 (续)

项目	铁路			公路		电车道	河流		弱电线路		电力线路 kV						特殊管道	一般管道、索道	人行天桥
	标准轨距	窄轨	电气化线路	高速公路、一级公路	二、三、四级公路	有轨及无轨	通航	不通航	一、二级	三级	1 以下	1~10	35~110	154~220	330	500			
最小水平距离 m	项目/线路电压	电杆外缘至轨道中心		电杆中心至路面边缘		电杆中心至路面边缘 电杆外缘至轨道中心	与拉纤小路平等的线路，边导线至斜坡上缘		在路径受限制地区，两线路边导线间		在路径受限制地区，两线路边导线间						在路径受限制地区，至管道、索道任何部分		导线边线至人行天桥边缘
	1kV~10kV	交叉: 5.0 平行: 杆高+3.0	平行杆高+3.0	0.5	0.5/3.0	最高电杆高度	2.0	2.5	2.5	5.0	7.0	9.0	13.0	2.0		4.0			
	1kV 以下				0.5/3.0		1.0							1.5		2.0			
备注		山区入地困难时，应协商，并签订协议	公路分级见表 C.6，城市道路的分级，参照公路的规定		最高洪水位时，有抗洪抢险船只航行的河流，垂直距离应协商决定	1.两平行线路在开阔地区的水平距离不应小于电杆高度；2.弱电线路分级见表 C.7	两平行线路开阔地区的水平距离不应小于电杆高度						1.特殊管道指架设在地面上的输送易燃、易爆物的管道；2.交叉点不应选择管道检查井（孔）处，与管道、索道平行、交叉时，管道、索道应接地						
<p>注 1: 1kV 以下配电线路与二、三级弱电线路，与公路交叉时，导线支持方式不限制。</p> <p>注 2: 架空配电线路与弱电线路交叉时，交叉档弱电线路的木质电杆应有防雷措施。</p> <p>注 3: 1kV~10kV 电力接户线与工业企业内自用的同电压等级的架空线路交叉时，接户线宜架设在上方。</p> <p>注 4: 不能通航河流指不能通航也不能浮运的河流。</p> <p>注 5: 对路径受限制地区的最小水平距离的要求，应计及架空电力线路导线的最大风偏。</p> <p>注 6: 公路等级应符合 JTJ001 的规定。</p> <p>注 7: () 内数值为绝缘导线线路。</p>																			

表 C.2 架空线路导线间的最小允许距离

单位为米

档距	40 及以下	50	60	70	80	90	100
裸导线	0.6	0.65	0.7	0.75	0.85	0.9	1.0
绝缘导线	0.4	0.55	0.6	0.65	0.75	0.9	1.0

注：考虑登杆需要，接近电杆的两导线间水平距离不宜小于0.5米。

表 C.3 架空线路与其他设施的安全距离限制

单位为米

项目		10kV		20kV	
		最小垂直距离	最小水平距离	最小垂直距离	最小水平距离
对地距离	居民区	6.5	/	7.0	/
	非居民区	5.5	/	6.0	/
	交通困难区	4.5 (3)	/	5.0	/
与建筑物		3.0 (2.5)	1.5 (0.75)	3.5	2.0
与行道树		1.5 (0.8)	2.0 (1.0)	2.0	2.5
与果树，经济作物，城市绿化，灌木		1.5 (1.0)	/	2.0	/
甲类火险区		不允许	杆高 1.5 倍	不允许	杆高 1.5 倍

注 1：垂直（交叉）距离应为最大计算弧垂情况下；水平距离应为最大风偏情况下。
注 2：（）内为绝缘导线的最小距离。

表 C.4 架空线路其它安全距离限制

单位为米

项目	10kV	20kV
导线与电杆、构件、拉线的净距	0.2	0.35
每相的过引线、引下线与邻相的过引线、引下线、导线之间的净空距离	0.3	0.4

表 C.5 电缆与电缆或管道、道路、构筑物等相互间容许最小净距

单位为米

电缆直埋敷设时的配置情况		平行	交叉
控制电缆间		-	0.5*
电力电缆之间或与控制电缆之间	10kV 及以下	0.1	0.5*
	10kV 以上	0.25**	0.5*
不同部门使用的电缆间		0.5**	0.5*
电缆与地下管沟及设备	热力管沟	2.0**	0.5*
	油管及易燃气管道	1.0	0.5*
	其它管道	0.5	0.5*
电缆与铁路	非直流电气化铁路路轨	3.0	1.0
	直流电气化铁路路轨	10.0	1.0
电缆建筑物基础		0.6***	-
电缆与公路边		1.0***	

表 C.5 (续)

电缆直埋敷设时的配置情况	平行	交叉
电缆与排水沟	1.0***	
电缆与树木的主干	0.7	
电缆与 1kV 以下架空线电杆	1.0***	
电缆与 1kV 以上架空线杆塔基础	4.0***	
注: *用隔板分隔或电缆穿管时可为0.25m; **用隔板分隔或电缆穿管时可为0.1m; ***特殊情况可酌减且最多减少一半值。		

表 C.6 公路等级

高速公路为专供汽车分向、分车道行驶并全部控制出入的干线公路	<p>四车道高速公路一般能适应按各种汽车折合成小客车的远景设计年限年平均昼夜交通量为 25000~55000 辆。</p> <p>六车道高速公路一般能适应按各种汽车折合成小客车的远景设计年限年平均昼夜交通量为 45000~80000 辆。</p> <p>八车道高速公路一般能适应按各种汽车折合成小客车的远景设计年限年平均昼夜交通量为 60000~100000 辆。</p>
一级公路为供汽车分向、分车道行驶的公路	一般能适应按各种汽车折合成小客车的远景设计年限年平均昼夜交通量为 15000~30000 辆。为连接重要政治、经济中心, 通往重点工矿区、港口、机场, 专供汽车分道行驶并部分控制出入的公路。
二级公路	一般能适应按各种车辆折合成中型载重汽车的远景设计年限年平均昼夜交通量为 3000~15000 辆, 为连接重要政治、经济中心, 通往重点工矿、港口、机场等的公路。
三级公路	一般能适应按各种车辆折合成中型载重汽车的远景设计年限年平均昼夜交通量为 1000~4000 辆, 为沟通县以上城市的公路。
四级公路	一般能适应按各种车辆折合成中型载重汽车的远景设计年限年平均昼夜交通量为: 双车道 1500 辆以下; 单车道 200 辆以下, 为沟通县、乡(镇)、村等的公路。

表 C.7 弱电线路等级

一级线路	首都与各省(直辖市)、自治区所在地及其相互联系的主要线路; 首都至各重要工矿城市、海港的线路以及由首都通达国外的国际线路; 由邮电部门指定的其他国际线路和国防线路; 铁道部与各铁路局之间联系用的线路, 以及铁路信号自动闭塞装置专用线路。
二级线路	各省(直辖市)、自治区所在地(市)、县及其相互间的通信线路; 相邻两省(自治区)各地(市)、县相互间的通信线路; 一般市内电话线路; 铁路局与各站、段相互间的线路, 以及铁路信号闭塞装置的线路。
三级线路	县至区、乡的县内线路和两对以下的城郊线路; 铁路的地区线路及有线广播线路。

附 录 D
(资料性附录)
倒闸操作票评价统计表

表 D.1 倒闸操作票评价统计表

× × 供 电 公 司

年 月 份 倒闸操作票评价统计表

××班组

统计人：

本月编号：		至	； 共		份
有效票	已执行 份		合格票		已执行 份
	其中许可任务票： 份				其中许可任务票： 份
共 份	未执行 份		共 份		未执行 份
	其中许可任务票： 份				其中许可任务票： 份
不合格票份数	共 份		作废票份数	共 份	
本月合格率	%		评价日期	年 月 日	
不合格票编号	不合格票人员归属	不 合 格 理 由			
本期存在的优缺点					
下阶段改进意见					

附 录 E
(资料性附录)
线路限额电流表

钢芯铝绞线载流量(A)(工作温度 70℃)见表 E.1; 铝绞线载流量(A)(工作温度 70℃)见表 E.2; 架空绝缘线载流量表(A)见表 E.3; 10kV 三芯电力电缆允许载流量(A)(工作温度 90℃)见表 E.4; 1kV 三芯电力电缆允许载流量(A)(工作温度 90℃)见表 E.5; 35kV 及以下电缆在不同环境温度时的载流量的校正系数 K 见表 E.6; 35kV 及以下电缆在不同环境温度时的载流量的校正系数 K 见表 E.7; 直埋多根并行敷设时电缆载流量校正系数见表 E.8; 空气中单层多根并行敷设电缆载流量校正系数见表 E.9。

表 E.1 钢芯铝绞线载流量(A)(工作温度 70℃)

型号	LGJ		LGJF			
	环境温度(℃)					
	20	25	30	35	40	45
35/6	180	170	160	150	135	120
50/8	220	210	195	180	165	150
50/30	225	210	200	185	170	155
70/10	270	255	240	220	205	180
70/40	265	250	240	225	205	185
95/15	355	335	310	285	260	230
95/20	325	305	285	265	245	220
95/55	315	300	285	265	245	225
120/7	405	380	355	330	300	265
120/20	405	380	355	325	295	260
120/25	375	350	330	305	280	255
120/70	355	340	320	300	280	255
150/8	460	435	405	370	335	300
150/20	470	440	410	375	340	300
150/25	475	450	415	385	345	305
150/35	475	450	415	385	345	305
185/10	535	505	470	430	390	345
185/25	595	560	520	475	430	380
185/30	540	510	475	435	395	345
185/45	550	520	480	445	400	355
240/30	655	615	570	525	475	415
240/40	645	605	565	520	470	410
240/55	655	615	570	525	475	420
300/15	730	685	635	585	530	465
300/20	740	695	645	595	540	475
300/25	745	700	650	600	540	475
300/40	745	700	650	600	540	475
300/70	765	715	665	610	550	485

表 E.2 铝绞线载流量 (A) (工作温度 70℃)

型号	LJ					
	环境温度(℃)					
导体截面(mm ²)	20	25	30	35	40	45
35	185	170	160	150	135	120
50	230	215	200	185	170	150
70	290	275	255	235	215	190
95	350	330	305	285	255	230
120	410	385	360	330	300	265
150	465	435	405	375	340	300
185	535	500	465	430	390	345
240	630	595	550	510	460	405
300	730	685	635	585	525	460

表 E.3 架空绝缘线载流量表 (A)

导体标称截面 mm ²	铜导体	铝导体
35	211	164
50	255	198
70	320	249
95	393	304
120	454	352
150	520	403
185	600	465
240	712	553
300	824	639

注：上表为中压10kV架空绝缘线（绝缘厚度3.4mm），空气温度为30℃时。
 当空气温度不是30℃时，应将表E.3中架空绝缘线的长期允许载流量乘以校正系数K，其值由下式确定：

$$K = \sqrt{\frac{t_1 - t_0}{t_1 - 30}}$$

式中：
 t_0 ——实际空气温度，℃；
 t_1 ——电线长期允许工作温度，PE/PVC绝缘为70℃，XLPE绝缘为90℃。

表 E.4 10kV 三芯电力电缆允许载流量 (A) (工作温度 90℃)

绝缘类型	钢铠护套	交联聚乙烯			
		无		有	
敷设方式		空气中	直埋	空气中	直埋
缆芯截面 (mm ²)	25	100	90	100	90

表 E.4 (续)

绝缘类型		交联聚乙烯			
钢铠护套		无		有	
敷设方式		空气中	直埋	空气中	直埋
缆芯截面 (mm ²)	35	123	110	123	105
	50	146	125	141	120
缆芯截面 (mm ²)	70	178	152	173	152
	95	219	182	214	182
	120	251	205	246	205
	150	283	223	278	219
	185	324	252	320	247
	240	378	292	373	292
	300	433	332	428	328
	400	506	378	501	374
	500	579	428	574	424
环境温度 (°C)		40	25	40	25
土壤热阻系数 (K·m/W)			2.0		2.0
<p>注 1: 表中系铝芯电缆数值; 铜芯电缆的允许持续载流量值可乘以 1.29。</p> <p>注 2: 缆芯工作温度大于 70°C 时, 允许载流量的确定还应符合下列规定:</p> <p>1、数量较多的该类电缆敷设于未装机械通风的隧道、竖井时, 应计入对环境温升的影响;</p> <p>2、电缆直埋敷设于干燥或潮湿土壤中, 除实施换土处理等能避免水份迁移的情况外, 土壤热阻系数取值不宜小于 2.0K·m/W。</p>					

表 E.5 1kV 三芯电力电缆允许载流量 (A) (工作温度 90°C)

绝缘类型		交联聚乙烯			
敷设方式		空气中		直埋	
电缆导体材质		铝	铜	铝	铜
缆芯截面 (mm ²)	25	91	118	91	117
	35	114	150	113	143
	50	146	182	134	169
	70	178	228	165	208
	95	214	273	195	247
	120	246	314	221	282
	150	278	360	247	321
	185	319	410	278	356
	240	378	483	321	408
	300	419	552	365	469
环境温度 (°C)		40	40	25	25
土壤热阻系数 (K·m/W)				2.0	2.0

表 E.6 35kV 及以下电缆在不同环境温度时的载流量的校正系数 K

敷设环境		空气中				土壤中			
环境温度 (°C)		30	35	40	45	20	25	30	35
缆芯最高工作温度 (°C)	60	1.22	1.11	1.0	0.86	1.07	1.0	0.93	0.85
	65	1.18	1.09	1.0	0.89	1.06	1.0	0.94	0.87
	70	1.15	1.08	1.0	0.91	1.05	1.0	0.94	0.88
	80	1.11	1.06	1.0	0.93	1.04	1.0	0.95	0.90
	90	1.09	1.05	1.0	0.94	1.04	1.0	0.96	0.92

注：其它环境温度下载流量的校正系数K可按下列式计算：

$$K = \sqrt{\frac{\theta_m - \theta_2}{\theta_m - \theta_1}}$$

式中：
 θ_m ——缆芯最高工作温度 (°C)；
 θ_1 ——对应于额定载流量的基准环境温度 (°C)；在空气中取40°C，在土壤中取25°C；
 θ_2 ——实际环境温度 (°C)。

表 E.7 35kV 及以下电缆在不同环境温度时的载流量的校正系数 K

土壤热阻系数 (K·m/W)	分类特征 (土壤特性和雨量)	校正系数
0.8	土壤很潮湿，经常下雨。如湿度大于 9% 的沙土；湿度大于 10% 的沙—泥土等	1.05
1.2	土壤潮湿，规律性下雨。如湿度大于 7% 但小于 9% 的沙土；湿度为 12%~14% 的沙—泥土等	1.0
1.5	土壤较干燥，雨量不大。如湿度为 8%~12% 的沙—泥土等	0.93
2.0	土壤较干燥，少雨。如湿度大于 4% 但小于 7% 的沙土；湿度为 4%~8% 的沙—泥土等	0.87
3.0	多石地层，非常干燥。如湿度小于 4% 的沙土等	0.75

注：本表适用于缺乏实测土壤热阻系数时的粗略分类。

表 E.8 直埋多根并行敷设时电缆载流量校正系数

并列根数 / 缆间净距	并列根数									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100mm	1.00	0.9	0.85	0.80	0.78	0.75	0.73	0.72	0.71	0.70
200mm	1.00	0.92	0.87	0.84	0.82	0.81	0.80	0.79	0.79	0.78
300mm	1.00	0.93	0.90	0.87	0.86	0.85	0.85	0.84	0.84	0.83

注：本表不适用于三相交流系统中使用的单芯电缆。

表 E.9 空气中单层多根并行敷设电缆载流量校正系数

并列根数		1	2	3	4	6
电缆中心距	$s=d$	1.00	0.90	0.85	0.82	0.80
	$s=2d$	1.00	1.00	0.98	0.95	0.90
	$s=3d$	1.00	1.00	1.00	0.98	0.96
<p>注 1: s 为电力电缆中心间距离, d 为电力电缆外径。</p> <p>注 2: 本表按全部电力电缆具有相同外径条件制订, 当并列敷设的电力电缆外径不同时, d 值可近似地取电力电缆外径的平均值。</p> <p>注 3: 本表不适用于三相交流系统中使用的单芯电力电缆。</p>						

配电网运维规程

编 制 说 明

目 次

1 编制背景	43
2 编制主要原则	43
3 和其他标准文件的关系	43
4 主要工作过程	43
5 标准结构和内容	44
6 条文说明	44

1 编制背景

《配电网运行规程》（Q/GDW 519-2010）自 2010 年颁布以来，对国家电网公司所属省（区、市）公司的配电网运行工作起到了积极的指导作用，但随着国家电网公司“三集五大”的推进和机构的调整，对配电网运维工作提出了新的要求，原有规程在适用性和指导性方面已逐步不能满足要求。

为进一步完善配电网标准化建设体系，强化配电网运维一体化和专业化管理工作，更好地满足“大检修”体系要求，提高配电网精益化工作水平，国家电网公司组织制定了《配电网运维规程》。本标准是国家电网公司所属省（区、市）公司进行配电网运维的指导性文件。

2 编制主要原则

本标准参考国家和行业有关法律、法规、规范、规程，以公司先前颁布的《配电网运行规程》（Q/GDW 519-2010）为基础编制，总结了过去配电网运行、维护经验，遵循了全面性、适用性、先进性和差异性的原则，进一步规范了配电网运行、维护工作内容。

3 与其他标准文件的关系

本标准与相关技术领域的国家现行法律、法规和政策保持一致。

本标准参考了《架空配电线路及设备运行规程》（SD 292—88）相关配电网运行管理工作的基本架构，并修正与深化了其相应的适用范围与具体要求，增加了开关站、环网单元和配电自动化终端等相关设备内容，以满足现有配电网运维工作需要。

本标准结合公司关于电网设备状态评价的相关方法与内容，参考了相应电压等级的电缆、开关柜等设备的评价原则与方法，给出了配电网线路设备状态评价的划分原则与评价具体要求，为公司开展配电网状态检修工作打好基础。

本标准参考了《配电自动化技术导则》（Q/GDW 382）的相关技术要求，对配电网自动化设备的运维工作提出相应的规范要求。

本标准将随今后技术发展和应用需求的变化进行不断完善。

4 主要工作过程

2013 年 10 月 9 日，国网运检部根据国家电网公司技术标准制修订计划，正式启动《规程》修订工作，确定承担编写的单位及分工。

2013 年 11 月 5 日，浙江公司牵头研究和讨论本标准的章节结构和内容深度，编制完成本标准的初稿。

2013 年 11 月 14 日至 15 日，浙江、山东、上海、湖南、辽宁、宁夏公司专家对本标准的初稿进行了讨论和修改，形成了本标准的讨论稿。

2013 年 11 月 27 日至 29 日和 12 月 17 日至 19 日，国网运检部两次组织国家电网公司范围的配电网专家对本标准进行全面仔细审查，提出修改意见，形成了本标准的征求意见稿。

2013 年 12 月 24 日，国网运检部印发了《关于征求配电网运维规程（征求意见稿）等 4 项技术标准意见的通知》，在公司系统内广泛征求意见。各单位配电网专家提出许多修改意见共计 59 条，其中采纳 36 条，商议 18 条，根据修改意见，编写单位进行了认真地修改完善，形成了本标准的送审稿。

2014年1月8日至10日，国网运检部召开本标准统稿会，评审专家对送审稿提出了进一步修改完善的意见。会后，编写组根据专家评审意见，进一步完善了本标准有关章节和文字内容，形成报批稿。

5 标准结构和内容

本标准主题章分为11章。

第4章“总则”，主要说明制定本标准的目的和意义，以及对配电网运维工作的基本要求。

第5章“生产准备及验收”，主要明确了生产准备及验收管理的一般要求，规定了到货验收、中间验收、竣工验收（包含：架空线路工程类、电力电缆工程类、站房工程类和配电自动化工程类）等内容。

第6章“配电网巡视”，主要明确了配电网设备、设施巡视的一般要求，架空线路、电力电缆线路、柱上开关设备、柱上电容器、开关柜、配电柜、配电变压器、防雷和接地装置、站房类建（构）筑物和配电自动化设备的巡视周期与内容。

第7章“配电网防护”，主要明确了配电网设备、设施防护的一般要求，架空线路、电力电缆线路的防护内容。

第8章“配电网维护”，主要明确了配电网设备、设施维护的一般要求，架空线路、电力电缆线路、柱上设备、开关柜、配电柜、配电变压器、防雷和接地装置、站房类建（构）筑物、配电自动化设备、标识标示、仪器仪表、季节性维护的维护周期与内容。

第9章“配电网倒闸操作”，主要明确了倒闸操作的一般要求、操作票填写要求和基本步骤等内容。

第10章“状态评价”，主要明确了状态评价工作的相关内容，包括一般要求、状态信息收集、状态评价内容、评价结果应用等内容。

第11章“缺陷与隐患处理”，主要明确了隐患与缺陷的定义、分级以及处理方法。

第12章“故障处理”，主要明确了故障处理的一般要求、故障处理方法和故障统计与分析等内容。

第13章“运行分析”，主要明确了运行分析的相关内容，包括一般要求、运行分析内容、电压与无功管理、负荷分析、运维资料管理等内容。

第14章“配电网设备退役”，主要明确了设备退役的相关内容，包括一般要求、配电变压器、开关柜、配电柜、开关设备的处置等内容。

6 条文说明

本标准第1章中，由于35kV电压等级的电网设备组成、运维工作要求以及工作重点与传统的10（20）kV及以下中、低压配电网差异性较大，考虑到公司开展生产专业化管理的要求，本次《配电网运维规程》编制范围只涉及10（20）kV及以下，有利于更好地提升中、低压配电网运维管理工作水平。

本标准第5.2.5条中，在实际验收过程中往往重视对于一次设备的验收，忽视对标识标示和安全工器具及消防器材配置的要求，导致设备投运后存在安全隐患；本条规定了配电网工程在投运前应完善相应的标识标示，配置相应的安全工器具及消防器材，并要求设计单位在设计文件中适当体现。

本标准第6.1.2条中，沿用了《架空配电线路及设备运行规程》（SD 292—88）中关于巡视的分类情况，但由于受当时配电网发展水平限制，原规程主要侧重于对于架空线路的描述，本标准修正了一些特定描述架空线路的词语。

本标准第6.1.3条中，按一定的方法对于配电线路、设备进行了合理分类，将通道巡视单独罗列，并规定了各类配电设备定期巡视的基本要求；考虑到目前配电网设备装备水平不断提高，各种全绝缘、少维护设备的应用，使得受外部环境因素影响程度越来越小，因此，本标准将部分设备（如开关站所类设备）的定期巡视周期予以适当延长。对于重负荷、重污秽、重要线路和故障多发线路，应在定期巡视的基础上增加其它必要的巡视。

本标准第 6.1.8 条中，特别针对近年来配电网受外力破坏的情况不断严重，极端气象条件频发的现状，提出运维单位要全面加强对于在此类条件下特殊巡视工作的重视，以确保配电网安全稳定运行。

本标准第 6.2.1 条中，对《架空配电线路及设备运行规程》（SD 292—88）中相关内容的细化与补充，提出了线路通道巡视的具体要求，特别是本条第 14 小点，针对近年来各地弱电线路（广播电视线、通讯线缆等）违章搭挂电力线路而提出。违章搭挂往往私自施工，躲避检查，并因敷设杂乱、对地距离过低，被车辆兜刮带倒杆塔，造成大面积停电事故，并屡次发生违章施工人员伤亡事故，应在线路通道巡视过程中予以重点关注与检查。

本标准第 6.10 条中，主要针对目前配电自动化应用范围的不断扩大，现有配电网设备已超过原有的一次设备的概念，增加了对终端设备（馈线终端、站所终端等）等配电自动化设备，以及直流电源设备等的巡视内容，确保对现有配电网设备巡视要求的全覆盖。

本标准第 7.1.1 条中，主要针对现阶段由于各类市政建设工程对配电网运行工作产生的重要影响，特别是各类施工造成的外力破坏呈不断上升的趋势，要求运维单位应积极主动、及时地与当地的规划、建设部门建立完善沟通机制，实时、准确地了解各类建设、施工动态，确保有针对性地开展各类防范工作。

本标准第 10.1.1 条中，为强化设备状态管理，实现配电网运营效率显著提高的目标，提出了配电网设备状态评价的要求。本条规定了配电设备状态评价的一般要求，主要是采用新型的信息化检测和管理手段，对设备进行状态评价，科学具体地描述设备的运行现状，并预测设备的异常与劣化情况，指导配电网更高效地运行。

本标准第 10.2 条中，提出了配电设备状态信息收集的要求及其相应内容，为设备状态评价提供基本数据，要求收集的信息应准确、全面、时效性强，将先进的现代信息技术融入到设备状态管理中，将能极大地提高配电网运行工作效率。本条强调了信息收集应采用多种渠道、多种途径持续获得，避免来源于单一而影响状态管理的准确度。

本标准第 10.3.2 条中，规定了设备状态评价周期的相关要求，将定期评价与动态评价相结合，因此设备的检修、试验周期也得到了优化；同时，由于本标准涉及的状态量较多，且有些状态量会经常变化，如果完全采用手工评价工作量较大，为了更好地提高了资源的利用率，需尽快采用现代信息化手段，引入计算机辅助决策系统，确保状态评价工作能落到实处。

本标准第 10.3.3 条中，规定了配电网设备状态评价资料、评价原则、单元评价方法、整体评价方法及处理原则按照《配网设备状态评价导则》（Q/GWD 645）执行。

本标准第 10.4 条中，提出了设备状态评价结果的应用。由于现有设备数量不断增加、档次不断提升，而巡视工作矛盾不断突出，为有效分配巡视力量与资源，将重点放在有问题、有缺陷的设备上，提高运维效率与针对性，本条款提出了允许运维单位适当调整设备的巡视重点与定期巡视周期，并根据评价结果按《配网设备状态检修导则》（Q/GDW 644）制定检修策略实施检修。

本标准第 11.1.1 条中，规定了缺陷的定义，并根据国家电网安监文件要求，对配电网隐患进行了界定，明确超出消缺周期仍未消除的设备危急缺陷和严重缺陷，即为安全隐患。

本标准第 11.2.2 条中，随着配网状态检修深入推进，缺陷管理应作为配网状态检修的一个重要部分，根据状态检修流程规定进行管理。该条款明确了缺陷在状态检修下的工作流程，缺陷发现后分类-评估设备状态-定制检修策略-实施检修。

本标准第 12.2.1 条中，配电线路中性点接地故障发生后，普遍采取的处理措施是带故障运行，再现场查找故障，然而这种处理方式存在极大的安全隐患。本条款明确了该类故障发生时，如无法短时间切除或隔离故障，应采取停电查找故障的处理方法。

本标准第 12.2.12 条中，原规程中只对带有气压表的 SF₆ 开关柜操作方式做出了要求。本次补充了无气压表的 SF₆ 开关柜应停电后方可操作。