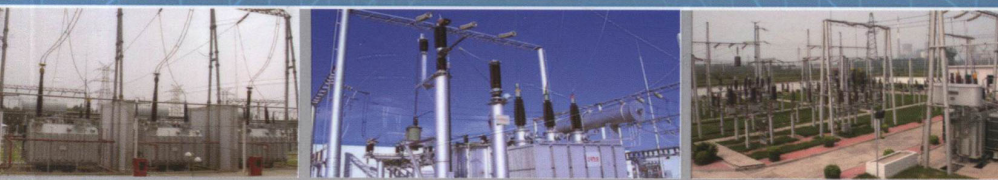


冶金动力职业技能培训系列教材

变电站运行与维护



河北钢铁股份有限公司邯郸分公司动力厂 编
李秋明 张卫 主编

BIANDIANZHAN YUNXING YU WEIHU



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

冶金动力职业技能培训系列教材

变电站运行与维护

河北钢铁股份有限公司邯郸分公司动力厂 编

主编 李秋明 张 卫

参编 黄岩松 李永刚 沈彦利

孟庆广 陈军杰 赵英杰



机械工业出版社

本书是根据国家电网公司《电力安全工作规程（变电部分）》、《河北南网变电运行规程》、《变电站运行规程》、《变电站岗位规范》及变电站运行值班员考核培训的要求，结合冶金企业变电运行的独有特点和实际需要编写的。

全书共五篇。第一篇为专业基础知识，介绍电力系统基础知识。第二篇为变电站运行与维护，介绍变电站一次及二次设备的运行与维护。第三篇为变电站倒闸操作及事故处理。第四篇为变电站管理与运行，包括变电站运行及管理所需的各种制度，变电站安全管理。第五篇为企业电网运行与调度，介绍企业内部电网的运行以及常见电网事故的处理。

本书可作为高压电工进网作业的培训教材，也可以作为变电运行电工的技能培训教材和日常学习技能教材。同时也可以适用于电力职业技术学校、高等院校电气专业实际技能培训、电气工程师技术培训的应用书籍。

图书在版编目（CIP）数据

变电站运行与维护/李秋明，张卫主编. —北京：机械工业出版社，2011.5

冶金动力职业技能培训系列教材

ISBN 978-7-111-34323-3

I. ①变… II. ①李… ②张… III. ①变电所—电力系统运行—维护—技术培训—教材 IV. ①TM63

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2011）第 077374 号

机械工业出版社（北京市百万庄大街 22 号 邮政编码 100037）

策划编辑：吕德齐 责任编辑：吕德齐 郑 铨

版式设计：霍永明 责任校对：申春香

封面设计：陈 沛 责任印制：常天培

北京中兴印刷有限公司印刷

2016 年 8 月第 1 版第 3 次印刷

140mm×203mm · 8.5 印张 · 223 千字

4801—5800 册

标准书号：ISBN 978-7-111-34323-3

定价：29.00 元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换
电话服务 策划编辑：(010) 88379772

社服务中心：(010)88361066 网络服务

销售一部：(010)68326294 门户网：<http://www.cmpbook.com>

销售二部：(010)88379649 教材网：<http://www.cmpedu.com>

读者购书热线：(010)88379203 封面无防伪标均为盗版

丛 书 序

河北钢铁集团邯郸分公司（原邯钢）始建于1958年，分公司动力厂长期从事氧气、氮气、氩气、氢气和压缩空气的生产输送工作，以及高炉煤气余压发电，220kV、110kV、35kV输变电、继电保护试验，电机、变压器的修理试验等工作。长期的工作实践，使邯钢动力厂积累了雄厚的技术力量和丰富的实践经验。

近年来，伴随着分公司的产业结构调整、生产规模扩大、装备更新换代，动力厂以实现企业的可持续发展为目标，一手抓装备的更新改造，一手抓员工素质的提高。2002年以来，动力厂始终把员工职业技能培训和提高作为本单位最重要的工作之一，常抓不懈。本套培训教材就是动力厂70多位工程技术人员和老技师自己编写的，并在动力厂作为长期使用的操作岗位员工职业技能培训专用教材。

本套教材以操作岗位员工为对象，以提高员工的操作技能、安全生产能力和应急处理能力为重点。全套丛书共有10册，分别是《气体压缩机运行与维护》、《气体深冷分离操作指南》、《气体吸附制取操作指南》、《制氧站辅助系统运行与维护》、《气体生产系统安全》、《余压发电站运行与维护》、《变电站运行与维护》、《常用电气设备的维修》、《实用电气试验技术》、《电气运行维检安全》。衷心希望本套培训教材能够给同行们提供一定的帮助和借鉴，共同为冶金动力事业做出贡献。

敬 卫

前 言

为了适应供电岗位培训的需要，帮助广大变电站技术工人提高操作技能、应对和处理事故的能力，掌握变电运行这一特殊工种的技术和要求，邯钢动力厂培训学校组织编写了本书。

本书根据国家职业标准编写，书中涵盖了基础知识、电气设备运行、设备的巡视检查与验收、倒闸操作、事故处理、继电保护，以及变电站值班员工作中可能遇到的各类问题，基本上满足了变电站值班人员应具备的知识和技能要求。力求理论和实际相结合，突出对新技术、新设备、新工艺的推广应用，可操作性强，具有通俗性、针对性、实用性和广泛性的特点，是变电站值班员进行岗位培训考核、技能鉴定、晋升技师必备的参考书，也是工程技术人员不可缺少的参考资料。

本书作者都是来自基层的工程技术人员和技师，主编为李秋明、张卫，参加编写人员有：黄岩松、李永刚、沈彦利、孟庆广、陈军杰、赵英杰，由黄岩松负责统稿。

由于编写水平有限，书中难免存在一些不妥之处，请读者提出批评指正。同时参考了国家及其他企业电网运行的实际经验、文献，在此表示感谢。

编 者

目 录

丛书序

前言

第一篇 专业基础知识 1

第一章 电路 1

第一节 直流电路与交流电路 1

第二节 正弦交流电路 2

第三节 三相交流电路 3

第二章 常用仪表 8

第三章 安全用具 12

第一节 电工安全用具的种类 12

第二节 变电站安全用具的使用与管理 14

第四章 电力系统简介 17

第一节 电力系统的构成 17

第二节 电力系统标准电压的等级 19

第三节 电能质量 20

第四节 电力系统中性点的运行方式 22

第五节 变电站的主接线方式 24

第二篇 变电设备的运行与维护 31

第五章 一次电气设备 31

第一节 电力变压器 31

第二节 断路器 39

第三节 GIS（组合电器） 54

第四节 隔离开关 58

第五节 母线 63

第六节 避雷器 65

第七节 高压开关柜	71
第八节 电容器	77
第九节 消弧线圈及补偿装置	85
第十节 电抗器	96
第六章 低压及直流设备	104
第一节 低压开关柜	104
第二节 直流系统	110
第三节 蓄电池	119
第七章 二次电气设备	125
第一节 二次回路的巡视检查	125
第二节 中央信号装置	128
第三节 光纤纵联差动保护	129
第四节 电力变压器保护	133
第五节 线路距离保护	145
第六节 电流保护	147
第八章 变电站综合自动化	151
第三篇 变电站倒闸操作及事故处理	155
第九章 倒闸与停、投操作	155
第一节 倒闸操作的具体要求	155
第二节 变压器的停、投操作	167
第三节 母线的停、投操作	170
第四节 配出分路的停、投操作	171
第十章 变电站的事故处理及案例	174
第一节 事故处理的原则	174
第二节 变电站的全停事故处理案例	176
第三节 变压器及母线的全停事故处理及案例	178
第四节 母线的单相接地事故处理	180
第五节 线路的越级跳闸事故处理	182
第四篇 变电站的管理与运行	185
第十一章 变电站各级人员的岗位责任	185

第十二章 变电站的稳定运行	190
第一节 变电站值班	190
第二节 变电站的巡视检查	192
第三节 变电站的设备验收制度与验收标准	196
第四节 设备缺陷管理	207
第五节 变电站的运行与设备分析	210
第十三章 变电站的技术管理与两票工作	215
第五篇 企业内部电网的运行与调度	230
第十四章 企业内部电网的运行知识	230
第一节 企业电力系统的无功管理和电压调整	230
第二节 电力系统的故障录波技术	232
第三节 电力系统的继电保护技术	234
第四节 企业自备小型发电厂的并网要求	239
第十五章 企业内部电网的调度管理及事故处理	245
第一节 总则	245
第二节 企业电力调度管理	246
附录	255
附录 A 110kV 烧结站电气接线图	255
附录 B 110kV 中板站电气接线图	256
附录 C 110kV 制氧站电气接线图	257
附录 D 220kV 连轧站电气接线图	258
附录 E 220kV 冷轧站电气接线图	259
附录 F 某钢厂电力系统接线网络图	260
参考文献	261

第一篇 专业基础知识

第一章 电 路

第一节 直流电路与交流电路

一、交流电和直流电的定义

1) 交流电是大小和方向都随时间变化的一种电能。交流电是用交流发电机发出的。在发电过程中，多对磁极按一定的角度均匀分布在一个圆周上，各个线圈切割磁力线；由于具有多对磁极，每对磁极产生的磁力线被切割产生的电压、电流都按正弦规律变化，所以能够不断地产生稳定的电流。交流电的频率一般是 50Hz（每秒变化 50 次）。

2) 直流电的方向不随时间变化，通常又分为脉动直流电和稳恒直流电。脉动直流电中有交流成分，如彩电的电源电路中大约 300V 左右的电压就有脉动直流电成分，可通过电容去除。稳恒电流则是比较理想的，大小和方向都不变。

二、直流电与电网交流电的区别

1) 直流电和电网交流电最本质的区别是电网交流电是按正弦曲线变化的。由于交流发电机的多对磁极，按一定的角度均匀分布在一个圆周上，使得在发电过程中各个磁极切割磁力线的时候具有互补性，所以能够不断地产生稳定的电流；交流电的频率一般是 50 赫兹（Hz）。

直流电则不是按正弦曲线变化的，没有频率的变化。

2) 交流电与直流电最直观的区别是方向变不变。直流电的电流方向不随时间变化，但大小可能变化。最特殊的直流电是大小方向都不变的稳恒电流。

交流电的方向和强度（大小）作周期性变化。当线圈在磁场中匀速转动时，线圈里就产生大小和方向作周期性改变的交流电。现在使用的交流电，一般是方向和强度每秒改变 50 次。我们常见的电灯、电动机等用的电都是交流电。在实用中，交流电用符号“~”或“AC”表示。

直流电大小和方向都不随时间变化，所通过的电路称为直流电路，在直流电源外，正电荷经外电路从高电势流向低电势；在电源内，靠直流电动势的作用，电流从低电势到达高电势，构成闭合的电流回路。在只有电阻负载的直流电路中，电源的作用是，为在电阻上消耗的焦耳热提供能量。

第二节 正弦交流电路

一、正弦交流电的特点

正弦交流电的电流和电压随时间按正弦规律周期性地变化。

二、正弦交流电的三要素及数学表达式

1. 几个概念

- 1) 瞬时值：正弦交流电在任一瞬时的值。
- 2) 波形图：正弦量随时间变化的曲线。
- 3) 周期：正弦量变化一周所需的时间，用 T 表示。
- 4) 频率：正弦量每秒周期性变化的次数，用 f 表示。

2. 正弦交流电的瞬时值 i 的表达式

$$i = I_m \sin(\omega t + \Phi) \quad (1-1)$$

式中 I_m ——最大值；

ω ——角频率；

Φ ——初相位角；

t ——时间。

3. 正弦量的三要素

1) 最大值: I_m (U_m , E_m)。

2) 角频率: 数值上等于单位时间内正弦函数辐角增长值
(单位: 弧度/秒, rad/s) $\omega = 2\pi/T$ 。

3) 相位: $\omega t + \Phi$ (单位: 弧度)

Φ 为初相位即 $t=0$ 时的相位, (单位: 弧度, rad)

三、相位差

两个同频率正弦量相位之差。

四、有效值

1) 有效值是热效应与之相等的直流电流的数值。

2) 直流有效值和交流最大值的关系

$$I = I_m / \sqrt{2} \quad (1-2)$$

式中 I ——等效直流值即直流有效值;

I_m ——交流最大值。

第三节 三相交流电路

一、三相正弦交流电

三相正弦交流电的产生和波形图见图 1-1 和图 1-2。

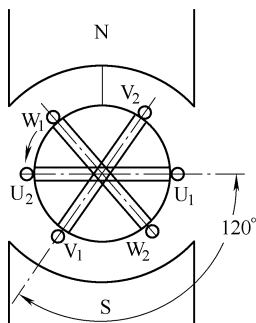


图 1-1 三相正弦交流电的产生

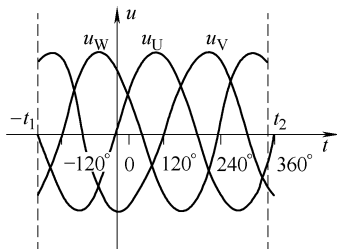


图 1-2 三相正弦交流电的波形

三相对称正弦交流电压的表达式

$$U_U = U_{pm} \sin \omega t \quad (1-3)$$

$$U_V = U_{pm} \sin(\omega t - 120^\circ) \quad (1-4)$$

$$U_W = U_{pm} \sin(\omega t + 120^\circ) \quad (1-5)$$

式中 下角 U、V、W——代表三相系统；

U_{pm} ——正弦交流电压最大值。

二、三相系统的接线

1) 三线制是三相交流电源的一种联结方式，从三个线圈的端头引出三根导线，将三个线圈尾端连在一起，叫做星形联结，这种用引出三根导线供电的方式叫做三相三线制。

2) 在星形联结中，除从三个线圈端头引出三根导线外，还从三个线圈尾端的连接点上再引出一根导线，这种引出四根导线供电的方式叫做三相四线制供电。

3) 星形联结常用 Y 符号表示。三个尾端的连接点称作中点，用 0 表示。从中点引出的导线叫做中线或零线，从三个端引出的导线叫做相线或火线。

4) 三角形联结用 Δ 符号表示。三个线圈首尾相连接，从连接处引出三根相线，这种供电方式叫做三相三线制供电，常用于电动机等负载。

5) 每相线圈两端的电压叫做相电压，端线与端线之间的电压叫做线电压。 Δ 联结的相电压等于线电压。凡流过每一相线圈的电流叫相电流，流过端线的电流叫做线电流。星形联结的线电流与相电流是相等的。

三、三相交流电相序

三相对称正弦交流电压的相量图见图 1-3。

1) 正相序 U 超前于 V，V 超前于 W；

2) 逆相序 U 超前于 W，W 超前于 V。

四、三相电源的星形 (Y) 联结

三相电源的星形联结见图 1-4：三个绕组的末端接在一起，从三个始端引出三根导线。

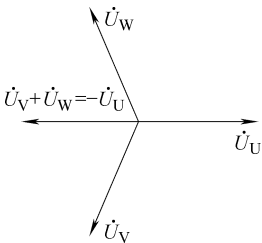


图 1-3 三相对称正弦交流电压的相量图

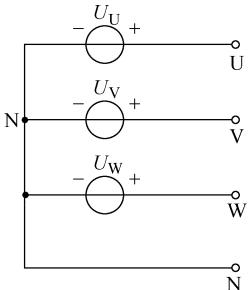


图 1-4 三相电源的星形联结

五、三相电源的三角形（△）联结

三相发电机三个绕组依次首尾相连，接成一个闭合回路，从三个连接点引出的三根导线即为三根端线。

图 1-5 为三角形联结的接线图和相量图。

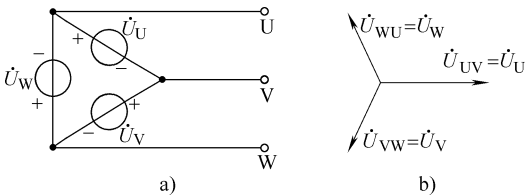


图 1-5 三相电源的三角形联结和相量

a) 三角形联结 b) 相量

六、三相四线制系统

三相电源就是三相交流发电机。三相交流发电机绕组采用星形（Y）联结，即将三个绕组各自尾端接在一起，中间引出一根线，三个始端分别引出三根线，图 1-6 所示为三相电源的三相四线制系统接线图。

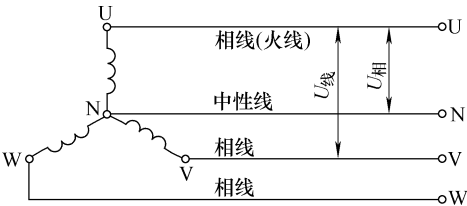


图 1-6 三相电源的三相四线制系统接线图

1. 要素构成

1) 相线（火线）：从绕组首端引出的三根

电源线，即 U、V、W，用黄、绿、红三种颜色表示。

2) 中性点：三个绕组的连接点。

3) 中性线：中性点引出的那根线。

4) 零线：在三相四线制系统中，若电源（如：变压器）的低压中性点通过接地装置与大地直接连接，则此时的中性点称为零点，中性线称为零线。用浅蓝色线连接，图中用 N 表示。

5) 相线与零线的辨别法：用测电笔，若氖灯亮则为相线，不亮或较暗的为零线。

6) 相电压：相线与中性线 N 之间的电压，即 U-N、V-N、W-N 之间的电压。

7) 线电压：相线与相线之间的电压，即 U-V、V-W、U-W 之间的电压。

8) 中性线的主要作用：星形联结时，保证三相负载不对称时相电压也能保持对称，从而起到保护作用。

9) 特点：三相四线制系统提供 380V/220V 两种电压。

2. 三相交流电路

三相交流电源照明系统电路示意图 1-7。

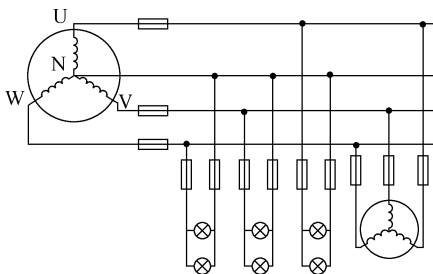


图 1-7 三相交流电源照明系统电路

七、三相三线制系统

若三相负载对称，则可去掉中性线，即采用三相三线制，见图 1-8。例如三相电动机、三相电炉等负载，在正常情况下都是对称的，故可以用三相三线制供电。

特点：只提供 380V 一种电压，负载必须对称。

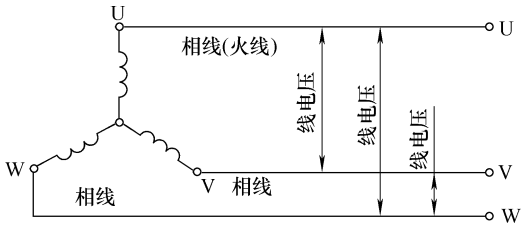


图 1-8 三相三线制系统接线图

八、三相五线制系统

三相五线制是指三根相线、一根零线（工作接地）加一根地线（保护接地）。地线是接地装置引出的线，对人身、设备起保护作用，为黄绿双色线，见图 1-9。

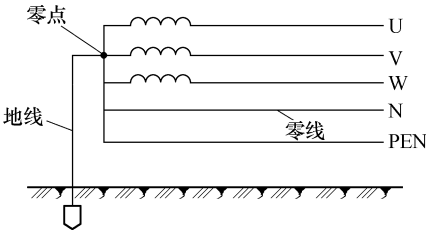


图 1-9 三相五线制系统接线图

第二章 常 用 仪 表

一、电工仪表的准确度等级

电工仪表在规定条件下工作时，可能出现的最大基本误差与仪表测量上限比值的百分数，叫做仪表的准确度等级。其计算公式为

$$\pm K = (\Delta m \div A_m) \times 100\%$$

式中 $\pm K$ ——仪表的准确度等级；

Δm ——以绝对误差表示的最大基本误差；

A_m ——仪表的测量上限。

所以，电工仪表的准确度等级，即为该仪表在规定的工作条件下使用时，最大引用误差的数值。

二、常用电工测量仪表的类型

常用电工仪表通常分为四种类型。

1) 直读指示式仪表：测量时通过指针偏转，将要测量的电量直接读出，如电压表、电流表、功率表、万用表等。

2) 比较式仪表：测量时需要与相应的标准量进行比较读出二者的比值，如单臂电桥用来测量电阻，万用电桥用来测量电容、电感。比较式仪表往往用来精确测量一些电学量以及检验其他仪器或仪表。

3) 图示式仪表：专门用来显示两个相关量的变化关系，例如示波器。这种仪表直观效果好，但只能作为粗测。

4) 数字式仪表：将被测的模拟量转换成为数字量，直接读出，例如常用的数字电压表、数字万用表等。

三、电工仪表的分类方法

1) 按工作原理分，有电磁式、磁电式、电动式、感应式、整流式、热电式、静电式、电子式等。

2) 按被测量性质分, 有电流表、电压表、功率表、欧姆表、电度表、功率因数表、频率表、万用表等。

3) 根据使用方式分, 有开关板式和可携式。开关板式仪表通常固定在开关板或配电盘上, 误差较大; 可携式仪表一般误差较小, 准确度高。

4) 根据工作电流分, 有直流仪表、交流仪表、交直流两用仪表。

四、常用电工仪表的类型和应用范围 (表 2-1)

电工仪表的刻度盘上标有各种符号, 以表示仪表的类型、测量对象、测量范围、准确度以及使用条件等。

电工仪表的准确度等级分为 0.1、0.2、0.5、1.0、1.5、2.5、5.0 共七级, 数字越小表示准确度越高; 按防御外界磁场或电场干扰的能力, 分为 I、II、III、IV 四等, 其中 I 等的防御能力最好; 按使用条件分为 A、B、C 三组, A、B 两组用于室内, C 组用于室外或船舰、飞机、车辆上。

五、使用电工仪表的注意事项

为了避免由于测量方法不完善而引起测量的误差, 必须注意正确使用仪表, 主要应注意下面几点:

1) 按测量对象的性质选择仪表类型。首先视被测量的是直流还是交流, 以便选用直流仪表或交流仪表。如果测量交流量, 还要注意是正弦波还是非正弦波; 测量时还要区分被测量的究竟是平均值、有效值、瞬时值、还是最大值, 对于交流量还要注意频率。

2) 按测量对象的实际需要, 选择仪表等级。根据工程性质, 只要使测量结果的误差在工程实际允许范围内即可。在常用的标准和部分精密测量中, 可用准确度 0.1 到 0.2 级的仪表; 在实验测量中可用 0.5 到 1.5 级的仪表; 在工厂生产中可用 1.0 到 5.0 级的仪表。

3) 按测量对象和测量线路的电阻大小选择仪表内阻。对于测量电压的电压表, 内阻越大越好, 要求电压表内阻值要大于被

表 2-1 常用电工仪表的类型和应用范围

名称	标志符号	最高准确度等级	测量范围		消耗功率 /W	过载能力	制成仪表类型	应用范围
			电流/A	电压/V				
磁电系		0.1	$10^{-11} \sim 10^2$	$10^{-2} \sim 10^3$	$<100\text{mW}$	小	A、V、 Ω 、M Ω 检流计钳形表	直流电表且与多种变换器配合扩大使用范围，作比率表
电磁系		0.1	$10^{-3} \sim 10^2$	$1 \sim 10^3$	比磁电系大， 略小于电动系	大	A、V、Hz、 $\cos\varphi$ 同步表， 钳形表	用于 50~5kHz 安装式电表及一般实验室用交（直）流表
电动系		0.1	$10^{-3} \sim 10^2$	$1 \sim 10^3$	较大	小	A、V、W、Hz、 $\cos\varphi$ 同步表	用于 50~10kHz 交直流标准表及一般实验室用表
铁磁 电动系		0.2	$10^{-3} \sim 10^2$	$10^{-1} \sim 10^3$	较小	小	A、V、W、Hz、 $\cos\varphi$	用于工频，主要作安装式电表
感应系		0.5	$10^{-1} \sim 10^2$	$10^{-3} \sim 10^3$	较小	大	A、V、W、Wh 主要用于电能表	用于工频，测量交流电路中的电能
整流系		1.0	$10^{-5} \sim 10^3$	$5 \times 10^{-3} \sim 5 \times 10^2$	小	小	A、V、 Ω 、 $\cos\varphi$ 万用表	作万用表，频率从 50~5kHz
电子系		1.0	—	—	较小	—	A、V、 Ω 、 Hz、 $\cos\varphi$	在弱电线路中应用，频率 $<10^8$ Hz

测对象的 100 倍较好；对于测量电流的电流表，内阻越小越好，常要求电流表内阻小于被测对象的 100 倍。

4) 按测量对象选择仪表的允许额定值。不要用大量程的仪表去测量小量值，避免读数不准。当然更不可用小量程仪表去测量大电量，以免损坏仪表。所以，在选用仪表时，必须认真观察仪表和设备允许承受的额定电压、额定电流和额定功率。

第三章 安全用具

第一节 电工安全用具的种类

电工安全用具包括：绝缘安全用具（基本安全用具、辅助安全用具），登高作业安全用具，携带式电压、电流指示器，检修用的接地线，警告牌和遮栏标志牌以及带电作业用的等电位屏蔽分流均压服等。

绝缘安全用具包括绝缘杆、绝缘夹钳、绝缘靴、绝缘手套、绝缘垫和绝缘站台。绝缘安全用具分为基本安全用具和辅助安全用具。前者的绝缘强度能长时间承受电气设备的工作电压，能直接用来操作带电设备；后者的绝缘强度不足以承受电气设备的工作电压，只能加强基本安全用具的保安作用。

1. 绝缘杆和绝缘夹钳

绝缘杆和绝缘夹钳都是绝缘基本安全用具。绝缘杆和绝缘夹钳都由工作部分、绝缘部分和手柄部分组成。手柄部分和绝缘部分用浸过绝缘漆的木材、硬塑料、胶木或玻璃钢制成，其间有护环分开。

配备不同工作部分的绝缘杆，可用来操作高压隔离开关，操作跌落式保险器，安装和拆除临时接地线，安装和拆除避雷器以及进行测量和试验等项工作。绝缘夹钳只用于 35kV 以下的电气操作，主要用来拆除和安装熔断器及其他类似的工作。

考虑到电力系统内部过电压的可能性，绝缘杆和绝缘夹钳的绝缘部分和手柄部分的最小长度应符合要求。绝缘杆工作部分金属钩的长度，在满足工作安全要求情况下，不宜超过 5~8cm，以免操作时造成相间短路或接地短路。

2. 绝缘手套和绝缘靴

二者都用橡胶制成作为辅助安全用具。但绝缘手套可作为低压工作的基本安全用具；绝缘靴可作为防护跨步电压的基本安全用具。绝缘手套的长度至少应超过手腕 10cm。

3. 绝缘垫和绝缘站台

绝缘垫和绝缘站台只作为辅助安全用具。

绝缘垫用厚度 5mm 以上、表面有防滑条纹的橡胶制成，其最小尺寸不宜小于 $0.8\text{m} \times 0.8\text{m}$ 。

绝缘站台用木板或木条制成；相邻板条之间的距离不得大于 2.5cm，以免鞋跟陷入；站台上不得有金属零件；台面板用支撑绝缘子与地面绝缘，支持绝缘子高度不得小于 10cm；台面板边缘不得伸出支撑绝缘子之外，以免站台翻倾，人员摔倒；站台最小尺寸不宜小于 $0.8\text{m} \times 0.8\text{m}$ ，但为了便于移动和检查，最大尺寸也不宜超过 $1.5\text{m} \times 1.0\text{m}$ 。

4. 电气安全警告牌

电气安全警告牌有警告类、禁止类、准许类、提醒类四种。

警告类是警告人们不得接近或触及有电部分；禁止类是禁止操作某开关，防止在停电的线路或设备上工作的人员触电；准许类是允许工作人员在某处工作；提醒类是提醒工作人员在送电时拆除临时接地线。

5. 检修用的接地线

悬挂临时接地线时，应注意：

1) 对于可能送电至停电设备的各方面（包括线路的各支路）或停电设备可能产生感应电压的，都要装设接地线。接地线应装设在工作地点可以看见的地方。接地线与带电部分的距离符合安全距离的规定。

2) 检修部分若分成几个在电气上不相连的部位（例如分段母线以隔离开关或开关隔开），则各段分别验电并接地。降压变电站全部停电时，应在各个可能来电侧装设接地线，其余部分不必每段都设接地线。

- 3) 在室内配电装置上接地线应装在未涂相色漆的地方。
- 4) 接地线与检修部分之间不应连接有开关或熔断器。
- 5) 装设接地线必须先接地端，后接导体端。拆地线的顺序与此相反。装拆接地线均应使用绝缘棒或戴绝缘手套。
- 6) 接地线必须使用专用的线夹固定在导体上，禁止用缠绕方法进行接地或短路。
- 7) 接地线应用多股软裸铜导线，其截面应符合短路电流稳定的要求，但最小截面不应小于 25mm。接地线每次使用前应进行检查，禁止使用不符合规定的导线做接地线。
- 8) 变（配）电站内，每组接地线均应编号，并存放在固定地点。存放位置亦应编号，接地线号码与存放位置号码必须一致。拆装接地线，应做好记录，交接班时，应交代清楚。
- 9) 带有电容的设备，装设接地线之前，应先放电。
- 10) 装接地线工作必须由两人进行，若变电所为单人值班时，只允许使用接地隔离开关接地。

第二节 变电站安全用具的使用与管理

一、变电站（所）高压安全用具的使用与管理

- 1) 变电站高压设备专用工具，禁止作为其他工具使用。安全用具应放在安全工具柜或固定地点。
- 2) 绝缘用具应编号，按规定定期做试验。
- 3) 各种标示牌、遮栏应排列整齐，根据所需数量备足。
- 4) 接地线均应编号并对号存放。

二、变电站（所）的消防器具的使用和管理

- 1) 消防器材是消防专用工具，应存放在消防专用工具箱处或指定地点，由消防员统一管理，任何人不得挪做其他使用。
- 2) 消防器材应保持完好，如有过期、失效或损坏，应报保卫部门处理。
- 3) 值班人员平时不得随意检查、打开灭火器。

三、标志牌的悬挂地点

1) 为防止因误操作而错误地向有人工作的设备合闸送电,“禁止合闸,有人工作!”的标示牌应挂在要求一经合闸即可送电到工作地点的开关的操作把手上。

2) 变(配)电站外线路上有人工作,其控制设备在(配)电所室内的,则应在控制线路的开关或隔离开关操作把手上悬挂“禁止合闸,线路有人工作!”的标示牌。

3) 有人在变(配)电站室内的设备上工作,在工作地点旁的间隔和对面的间隔的围栏上,以及禁止通行的过道上均应悬挂“止步,高压危险!”的标示牌,以警告检修人员不要误入带电间隔或接近带电的部分。

4) 变(配)电站的室外配电装置大多设有固定的围栏,以限制检修人员的活动范围防止误蹬邻近的有电设备和构架,围栏上应悬挂适当数量的“止步,高压危险!”标示牌,并在围栏内侧方向悬挂,字必须朝向围栏里面。

四、安全用具的试验周期

1) 绝缘棒:电压等级为 6~10kV 的,试验周期是每年 1 次,标准是交流耐压 44kV、时间 5min;电压等级为 35~154kV 的,试验周期是每年 1 次,标准是交流耐压 4 倍相电压、时间 5min;电压等级为 220kV 的,试验周期是每年 1 次,标准是交流耐压 2 倍相电压、时间 5min。

2) 绝缘挡板:电压等级为 6~10kV 的,试验周期是每年 1 次,标准是交流耐压 30kV、时间 5min;电压等级为 20~44kV 的,试验周期是每年 1 次,标准是交流耐压 80kV、时间 5min。

3) 绝缘罩:电压等级为 20~40kV 的,试验周期是每年 1 次,标准是交流耐压 80kV、时间 5min;电压等级为 110kV 的,试验周期是每年 1 次,标准是交流耐压 260kV、时间 5min;电压等级为 220kV 的,试验周期是每年 1 次,标准是交流耐压 400kV、时间 5min。

4) 验电笔:电压等级为 6~10kV 的,试验周期是每 6 个月

1 次，标准是交流耐压 40kV、时间 5min；电压等级为 20～35kV 的，试验周期是每 6 个月 1 次，标准是交流耐压 105kV、时间 5min。

5) 绝缘手套：电压等级为高压的，试验周期是每 6 个月 1 次，标准是交流耐压 9kV、时间 1min、泄漏电流不大于 9mA；电压等级为低压的，试验周期是每 6 个月 1 次，标准是交流耐压 2.5kV、时间 1min、泄漏电流不大于 2.5mA。

6) 橡胶绝缘靴：电压等级为高压的，试验周期是每 6 个月 1 次，标准是交流耐压 15kV、时间 1min、泄漏电流不大于 7.5mA。

7) 核相器电阻管：电压等级为 5kV 的，试验周期是每 6 个月 1 次，标准是交流耐压 6kV、时间 1min、泄漏电流 1.7～2.4mA；电压等级为 10kV 的，试验周期是每 6 个月 1 次，标准是交流耐压 10kV、时间 1min，泄漏电流 1.4～1.7mA。

8) 绝缘绳：电压等级为高压的，试验周期是每 6 个月 1 次，标准是交流耐压 105V/0.5m、时间 5min。

第四章 电力系统简介

第一节 电力系统的构成

一个完整的电力系统由分布在各地的各种类型的发电厂、升压和降压变电所、输电线路及电力用户组成。它们分别完成电能的生产、电压变换、电能的输配及使用。

由发电、输电、变电、配电、用电设备及相应的辅助系统组成的电能生产、输送、分配、使用的统一整体称为电力系统。由输电、变电、配电设备及相应的辅助系统组成的联系发电与用电的统一整体称为电力网，也可描述为电力系统是由电源、电力网以及用户组成的整体。

电力网是电力系统的一部分。它包括所有的变、配电所的电气设备以及各种不同电压等级的线路组成的统一整体。它的作用是将电能转送和分配给各用电单位。电能的生产是产、供、销同时发生、同时完成，既不能中断又不能储存。

电力系统是一个由发、供、用三者联合组成的一个整体。其中任意一个环节配合不好，都不能保证电力系统的安全、经济运行。电力系统中，发、供、用之间始终是保持平衡的。由发电、输电、变电、配电和用电等环节组成的电能生产与消费系统。它的功能是将自然界的一次能源通过发电动力装置转化成电能，再经输电、变电和配电将电能供应到各用户。为实现这一功能，电力系统在各个环节和不同层次还具有相应的信息与控制系统，对电能的生产过程进行测量、调节、控制、保护、通信和调度，以保证用户获得安全、经济、优质的电能。

电力系统的主体结构有电源（水电站、火电厂、核电站等发

电厂)，变电所（升压变电所、负荷中心变电所等），输电、配电线路和负荷中心。各电源点还互相连接，以实现不同地区之间的电能交换和调节，从而提高供电的安全性和经济性。输电线路与变电所构成的网络通常称电力网络。电力系统的信息与控制系统由各种检测设备、通信设备、安全保护装置、自动控制装置

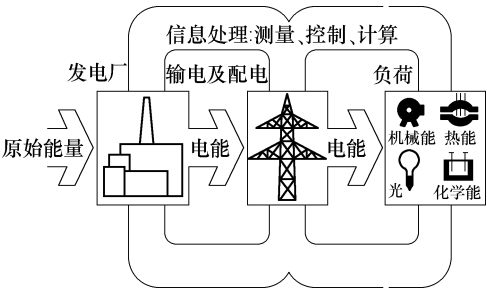


图 4-1 电力系统示意图

制系统由各种检测设备、通信设备、安全保护装置、自动控制装置

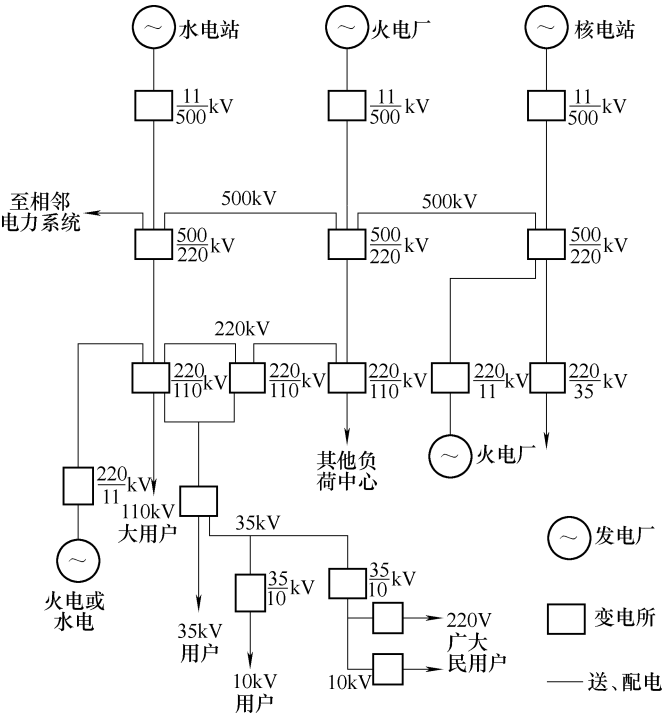


图 4-2 电力系统典型结构

置以及监控自动化、调度自动化系统组成。电力系统的结构应保证在先进的技术装备和高经济效益的基础上，实现电能生产与消费的合理协调。其典型结构见图 4-1 和图 4-2。

第二节 电力系统标准电压的等级

电网电压是有等级的，电网的额定电压等级是根据国民经济发展的需要、技术经济的合理性以及电气设备的制造水平等因素，经全面分析论证，由国家统一制定和颁布的。

我国交流电力网和电气设备的额定电压见表 4-1。

表 4-1 我国交流电力网和电气设备的额定电压

	电力网和用电设备额定电压	发电机额定电压	电力变压器额定电压	
			一次绕组	二次绕组
低压 /V	220/127	230	220/127	230/133
	380/220	400	380/220	400/230
	660/380	690	660/380	690/400
高压 /kV	3	3.15	3 及 3.15	3.15 及 3.3
	6	6.3	6 及 6.3	6.3 及 6.6
	10	10.5	10 及 10.5	10.5 及 11
	—	13.8,15.75,18,20	13.8,15.75,18,20	—
	35	—	35	38.5
	63	—	63	69
	110	—	110	121
	220	—	220	242
	330	—	330	363
	500	—	500	550
	750	—	750	—

一、用电设备的额定电压

用电设备的额定电压和电网的额定电压一致。实际上，由于电网中有电压损失，致使各点实际电压偏离额定值。为了保证用电设备的良好运行，国家对各级电网电压的偏差均有严格规定。显然，用电设备应具有比电网电压允许偏差更宽的正常工作电压范围。

二、发电机

发电机的额定电压比同级电网额定电压高出 5%，用于补偿电网上的电压损失。

三、变压器

变压器的额定电压分为一次和二次绕组的额定电压。对于一次绕组，当变压器接于电网末端时，性质上等同于电网上的一個负荷（如工厂降压变压器），故其额定电压与电网一致；当变压器接于发电机引出端时（如发电厂升压变压器），则其额定电压应与发电机额定电压相同。对于二次绕组，额定电压是指空载电压。考虑到变压器承载时自身电压损失（按 5% 计），变压器二次绕组额定电压应比电网额定电压高 5%；当二次侧输电距离较长时，还应考虑到线路电压损失（按 5% 计），此时，二次绕组额定电压应比电网额定电压高 10%。

第三节 电能质量

电能质量的主要指标如下：

（一）电压

理想的供电电压应该是幅值恒为额定值的三相对称正弦电压。由于供电系统存在阻抗、用电负荷的变化和用电负荷的性质等因素，实际供电电压无论是在幅值上、波形上还是三相对称性上都与理想电压之间存在着偏差。

（1）电压偏差 电压偏差是指电网实际电压与额定电压之差。实际电压偏高或偏低对用电设备的良好运行都有影响。

（2）电压波动和闪变 电网电压的方均根值随时间的变化称为电压波动。由电压波动引起的灯光闪烁对人眼脑的刺激效应称为电压闪变。当电弧炉等大容量冲击性负荷运行时，剧烈变化的负荷电流将引起线路压降的变化，从而导致电网发生电压波动。

（3）高次谐波 理想的电网电压应当是正弦波形，当电网电压波形发生非正弦畸变时，电网电压中会出现高次谐波。高次谐

波的产生,除电力系统自身背景谐波外,在用户方面主要由大功率变流设备、电弧炉等非线性用电设备所引起。高次谐波的存在,导致供电系统能耗增大、电气设备绝缘老化加快,并且干扰自动化装置和通信设施的正常工作。

(4) 三相不对称 三相电压不对称指三个相电压的幅值和相位关系上存在偏差。三相不对称主要由系统运行参数不对称、三相用电负荷不对称等因素引起。供电系统的不对称运行,对用电设备及供配电系统都有危害;低压系统的不对称运行还会导致中性点偏移,从而危及人身和设备安全。

(二) 频率

我国规定的电力系统标称频率(俗称工频)为 50Hz;国际上标称频率有 50Hz、60Hz 和 25Hz 三种。由电力系统供电的交流用电设备的工作频率应与电力系统频率相一致。

当电能供需不平衡时,系统频率会偏离其标称值。频率偏差不仅影响用电设备的工作状态、产品的产量和质量,更重要的是影响到电力系统的稳定运行。

用户供电系统的电压频率是由电力系统保证的。我国国标规定,电力系统正常频率偏差允许值为 $\pm 0.2\text{Hz}$ 。当系统容量较小时,偏差值可以到 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。

(三) 可靠性

可靠性即根据用电负荷的性质和突然中断其供电在政治或经济上造成损失和影响的程度。对用电设备提出的不允许中断供电的要求,按照供电可靠性,用电负荷分为三级。

(1) 一级负荷 突然停电将造成人身伤亡,或在经济上造成重大损失,或在政治上造成重大不良影响者。如重要交通和通信枢纽用电负荷、重点企业中的重大设备和连续生产线、政治和外事活动中心等。

(2) 二级负荷 突然停电将在经济上造成较大损失,或在政治上造成不良影响者。如突然停电将造成主要设备损坏或大量产品报废或大量减产的工厂,以及交通和通信枢纽、大量人员集中

的公共场所等。

(3) 三级负荷 不属于一级和二级负荷者。

第四节 电力系统中性点的运行方式

在电力系统中，当变压器或发电机的三相绕组为星形联结时，其中性点可有两种运行方式：中性点接地和中性点不接地。中性点直接接地系统称为大电流接地系统，中性点不接地和中性点经消弧线圈（或电阻）接地的系统称为小电流接地系统。中性点的运行方式主要取决于单相接地时电气设备绝缘要求及供电可靠性。图 4-3 列出了常用的中性点运行方式。图中，电容为输电线路对地的分布电容。

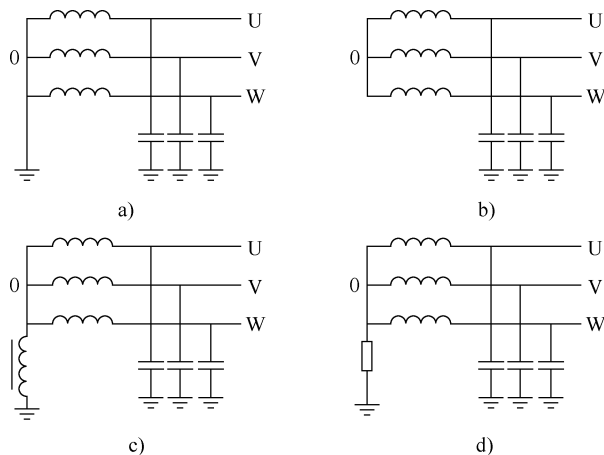


图 4-3 电力系统中性点运行方式

- a) 中性点直接接地 b) 中性点不接地
c) 中性点经消弧线圈接地 d) 中性点经电阻接地

中性点直接接地方式：当发生一相对地绝缘破坏时，即构成单相短路，供电中断，可靠性降低。但是，该方式下非故障相对地电压不变，电气设备绝缘水平可按相电压考虑。此外，在 380/

220V 低压供电系统中，线对地电压为相电压，可接入单相负荷。

中性点不接地方式：当发生单相接地故障时，线电压不变，而非故障相对地电压升高到原来相电压的 $\sqrt{3}$ 倍，供电不中断，可靠性高。

一、各种运行方式比较

中性点运行方式是指系统中星形联结的发电机、变压器中性点对地的连接方式，分为大接地电流系统和小接地电流系统。

(1) 接地电流大的系统 中性点直接接地或经过低阻抗接地系统，例如 220kV、110kV、380V 系统。

(2) 接地电流小的系统 中性点不接地或经消弧线圈及其他高阻抗而接地的系统。如 6kV、10kV、35kV。在 6~10kV 电网中接地点电容电流超过 20~30A，35kV~66kV 电网中接地点电容电流超过 10A 需加装消弧线圈。当发生单相接地时一般故障电流较小，特别是经消弧线圈补偿后，约为 20~30A，小接地电流系统由此而来。通常采用过补偿。

总之，电力系统中性点的运行方式有中性点不接地运行方式、中性点经消弧线圈接地运行方式和中性点直接接地运行方式。分析中性点运行方式的目的是分析影响系统可靠运行的因素，合理设置设备的绝缘，研究如何避免对通信的干扰，选择继电保护等。

二、中性点直接接地系统

中性点的电位在电网的任何工作状态下均保持为零。

在这种系统中，当发生单相接地时，这一相直接经过接地点和接地的中性点短路，单相接地短路电流的数值最大，因而应立即使继电保护动作，将故障部分切除。运行经验表明，大多数的单相接地故障，都具有瞬时的性质，在故障部分切除以后，接地处的绝缘可能迅速恢复，而送电线可以立即恢复工作。目前在中性点直接接地的电网内，为了提高供电可靠性，均装设自动重合闸装置，在系统单相接地线路切除后，立即自动重合，再试送一次。如为瞬时故障，送电即可恢复。中性点直接接地的主要优点

是它在发生单相接地故障时，非故障相对地电压不会增高。

三、中性点经消弧线圈接地系统

1) 中性点不接地电力网发生时，仍可继续运行 2h，但若接地电流值过大，会产生持续性电弧，威胁设备，甚至产生三相或二相短路。当一相接地电容电流超过允许值时，可以用中性点经消弧线圈接地的方法来解决。该系统即称为中性点经消弧线圈接地系统。常见限制接地电流的措施是中性点经消弧线圈接地。

2) 补偿方式有三种：临界补偿、欠补偿和过补偿。全补偿由 $x_l = x_c$ ，网络容易因不对称形成串联谐振过电压，故不采用；欠补偿为容性电流，容易发展成为全补偿方式，所以很少采用；系统通常采用过补偿，使接地为感性电流，但应注意电感电流数值不能过大。

3) 消弧线圈主要有带气隙的铁心和套在铁心上的绕组组成。它们被放在充满变压器油的油箱内。绕组的电阻很小，电抗很大。消弧线圈的电感，可用改变接入绕组的匝数加以调节。显然，在正常的运行状态下，由于系统中性点的电压三相不对称电压数值很小，所以通过消弧线圈的电流也很小。采用过补偿方式，即使系统的电容电流突然减少（如某回线路切除）也不会引起谐振，而是离谐振点更远。

4) 在中性点经消弧线圈接地的系统中，单相接地和中性点不接地系统一样，故障相对地电压为零，非故障相对地电压升高至 $\sqrt{3}$ 倍，三相线电压仍然保持对称和大小不变，所以也允许暂时运行，但不得超过两小时。消弧线圈的作用对瞬时性接地系统故障尤为重要，因为它使接地处的电流大大减小，电弧可能自动熄灭。接地电流小，还可减轻对附近弱点线路的影响。

第五节 变电站的主接线方式

一、电气主接线

电气主接线主要是指在发电厂、变电所、电力系统中，为满

足预定的功率传送和运行等要求而设计的、表明高压电气设备之间相互连接关系的传送电能的电路。电路中的高压电气设备包括发电机、变压器、母线、断路器、隔离刀开关、线路等。它们的连接方式对供电可靠性、运行灵活性及经济合理性等起着决定性的作用。一般在研究主接线方案和运行方式时，为了清晰和方便，通常将三相电路图描绘成单线图。在绘制主接线全图时，将互感器、避雷器、电容器、中性点设备以及载波通信用的通道加工元件（也称高频阻波器）等也表示出来。

对一个电厂而言，电气主接线在电厂设计时就综合比较了：机组容量、电厂规模及电厂在电力系统中的地位；供电的可靠性，运行的方便灵活性和经济性；发展和扩建的可能性等方面。它的接线方式能反映正常和事故情况下的供电情况。电气主接线又称电气一次接线图。某钢厂各变电站的电气主接线图见附录 A~F。

电气主接线应满足以下几点要求：

1) 运行的可靠性：主接线系统应保证对用户供电的可靠性，特别是保证对重要负荷的供电。

2) 运行的灵活性：主接线系统应能灵活地适应各种工作情况。特别是当一部分设备检修或工作情况发生变化时，能够通过倒换开关的运行方式，做到调度灵活，不中断向用户的供电。在扩建时应能很方便地改装接线。

3) 主接线系统还应保证运行操作的方便以及在保证满足技术条件的要求下，做到经济合理，尽量减少占地面积，节省投资。

二、电气主接线的基本形式

（一）单母线接线

1. 不分段的单母线接线（图 4-4）
2. 单母线带分段母联断路器的接线（图 4-5）
3. 单母线带旁路母线的接线（图 4-6）

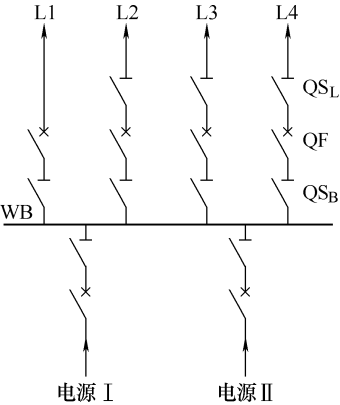


图 4-4 单母线接线

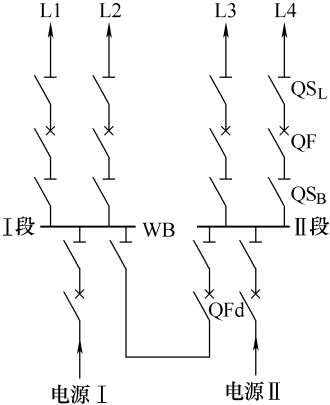


图 4-5 单母线带分段母联断路器接线

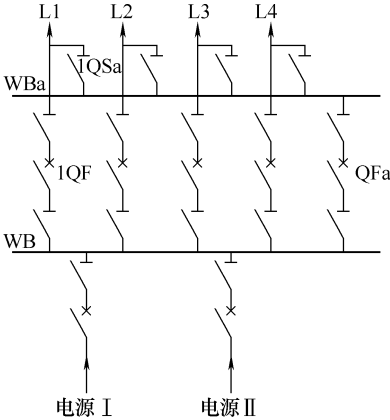


图 4-6 单母线带旁路母线的接线

(二) 双母线接线

1. 不分段的双母线接线

- 1) 可轮流检修母线而不影响正常供电。
- 2) 检修任一母线侧隔离开关时，只影响该回路供电。
- 3) 工作母线发生故障后，所有回路短时停电并能迅速恢复供电。

4) 利用母联断路器代替引出线断路器工作。

5) 便于扩建。

6) 双母线接线的设备较多, 配电装置复杂, 运行中需要用隔离开关切换电路, 容易引起误操作; 同时投资和占地面积也较大。

双母线接线图见图 4-7。

2. 双母线分段接线

在母线上增设分段断路器, 它具有双母线带旁路的优点, 一般采用此种接线的原则为:

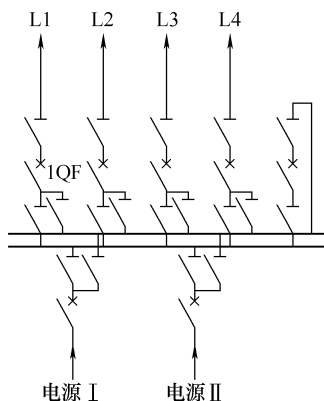


图 4-7 不分段的双母线接线

1) 当设备连接的进出线总数为 12~16 回时, 在一组母线上设置分段断路器。

2) 当设备连接的进出线总数为 17 回及以上时, 在两组母线上设置分段断路器。

其供电可靠性高, 运行灵活方便, 但投资有所增加, 经济性稍差。同时, 由于加装母线分段路器, 使相应的保护及自动化系统复杂化。在实际应用中很少采用。因此图略。

3. 双母线带旁路接线

双母线带旁路接线就是在双母线接线的基础上, 增设旁路母线。其特点是具有双母线接线的优点, 当线路 (主变压器) 断路器检修时, 仍能继续供电, 但旁路的倒换操作比较复杂, 增加了误操作的机会, 也使保护及自动化系统复杂化, 投资费用较大。

1) 一般为了节省断路器及设备间隔, 当出线达到 5 个回路以上时, 才增设专用的旁路断路器。

2) 出线少于 5 个回路时, 则采用母联兼旁路或旁路兼母联的接线方式。

双母线带旁路母线接线图见图 4-8。

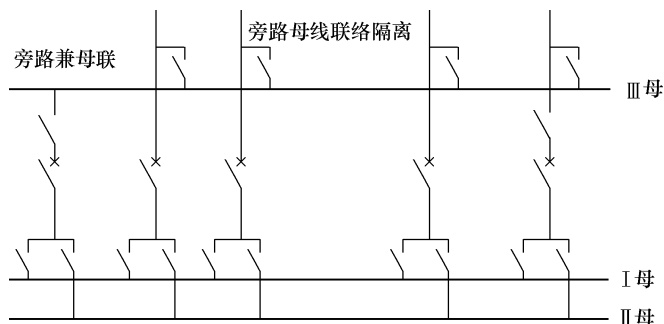


图 4-8 双母线带旁路母线接线

4. 一台半（3/2）断路器接线

一台半（3/2）断路器接线也称为多角形接线，就是在每 3 个或者 4 个断路器中间送出两个或 3 个回路，一般只用于 500kV（或重要 220kV）电网的母线主接线。在冶金企业变电站上基本没有应用。它的主要优点是：

1) 运行调度灵活，正常时两条母线和全部断路器运行，成多路环状供电；

2) 检修时操作方便，当一组母线停用时，回路不需要切换，任一台断路器检修，各回路仍按原接线方式运行，不需切换；

3) 接线方式运行可靠。每一回路由两台断路器供电。母线发生故障时，任何回路都不停电。

4) 缺点是使用设备较多，特别是断路器和电流互感器投资费用大，保护接线复杂。

一台半（3/2）接线图见图 4-9。

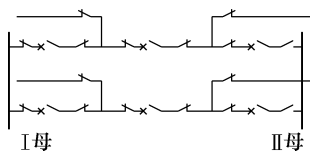


图 4-9 一台半（3/2）接线图

(三) 无母线类接线

1. 桥形接线

桥形接线是变电站接线中断路器数量较少也是投资较省的一种接线方式。根据桥形断路器的位置又可分为内桥和外桥两种接线。

1) 内桥接线：母联在两台变压器开关的内侧，靠近变压器侧。

2) 外桥接线：母联在两台变压器开关的外侧，靠近进线侧。

内桥接线见图 4-10。

由于变压器的可靠性远大于线路，因此应用较多的为内桥接线。若为了在检修断路器时不影响变压器的正常运行，有时在桥形外附设一组隔离开关，这就成了长期开环运行的四边形接线。

内桥接线是终端变电所最常用的主接线方式。其高压侧断路器数量较少，线路操作简单、方便，系统接线清晰。在正常运行方式下，桥断路器打开，类似于线路-变压器组接线， L_1 、 L_2 线路各带 1 台主变压器，因内桥接线线路侧装有断路器，线路的投入和切除十分方便。当送电线路发生故障时，只需断开故障线路的断路器，不影响其他回路正常运行。但变压器故障时，则与其连接的两台断路器都要断开，从而影响了未故障线路的正常运行。随着主变压器制造工艺和质量的迅速提高，现在各厂家生产的主变压器大都为免维护式。因主变压器运行可靠性较高，而且主变压器也不需要经常切换，因此，对于企业终端变电所，如果主变压器容量不能满足 $N-1$ 要求，采用内桥主接线方式有利于提高系统的运行稳定。

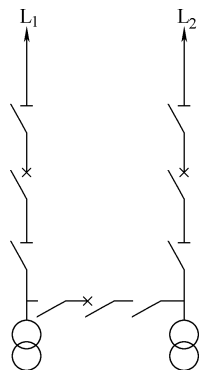


图 4-10 内桥接线

2. 单元接线

单元接线就是线路和变压器直接相连，是一种最简单的接线

方式，其特点是设备少、投资省、操作简便、宜于扩建，但灵活性和可靠性较差，多用于电厂发电机-变压器单元接线、线路变压器组接线。单元接线的接线图见图 4-11。

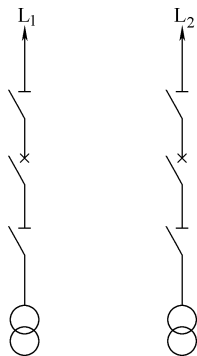


图 4-11 单元接线

第二篇 变电设备的运行与维护

第五章 一次电气设备

第一节 电力变压器

变压器是发电、供电及用电企业中的重要设备。它在电网中处于极为重要的地位，是保证电网安全、可靠、经济运行和人们生产及生活用电的关键设备。变压器的运行、维护及检修水平将直接影响供用电的可靠性和供电的质量及用电设备的安全。它与社会的大生产和人民生活密切相关。

变压器是一种静止电气设备，它应用电磁感应原理，可将一种电压的电能转换为另一种电压的电能（一般是交流电）。从电力的生产、输送、分配到各用电户，采用着各式各样的变压器。变压器就是电力系统的一种主要设备。

一、变压器的用途

现代化的工业企业广泛地采用电力作为能源，而发电厂发出的电力往往需经远距离传输才能到达用电地区。在传输的功率恒定时，传输电压越高，则所需的电流越小，因为电压降正比于电流。线损正比于电流的平方，所以用较高的输电电压可以获得较低的线路压降和线路损耗。要制造电压很高的发电机，目前技术很困难，所以要用专门的设备将发电机端的电压升高以后再输送出去，这种专门的设备就是变压器；在受电端又必须用降压变压

器将高压降低到配电系统的电压，要经过一系列配电变压器将高压降低到合适的值以供使用。

由以上可知，变压器是一种通过改变电压而传输交流电能的静止感应电器。在电力系统中，变压器的地位十分重要，不仅所需数量多，而且要求性能好、运行安全靠。变压器除了应用在电力系统中，还应用在需要特种电源的工矿企业中。例如：冶炼用的电炉变压器、电解或化工用的整流变压器、焊接用的电焊变压器、试验用的试验变压器、交通用的牵引变压器以及补偿用的电抗器、保护用的消弧线圈、测量用的互感器等。

二、变压器的分类

1) 按用途分类有：电力变压器、特种变压器（电炉变压器、整流变压器、工频试验变压器、调压器、矿用变压器、冲击变压器、电抗器、互感器等。

2) 按结构形式分类有：单项变压器、三相变压器及多相变压器。

3) 按冷却介质分类有：干式变压器、液（油）浸变压器及充气变压器等。

4) 按冷却方式分类有：自然冷式、风冷式、水冷式、强迫油循环风（水）冷式及水内冷式等。

5) 按绕组数量分类有：自耦变压器、双绕组及三绕组变压器等。

6) 按导电材质分类有：铜线、铝线。

三、变压器的基本原理

当一个正弦交流电压 U_1 加在一次绕组两端时，导线中就有交变电流 I_1 ，并产生交变磁通 ϕ_1 。它沿着铁心穿过一次绕组和二次绕组形成闭合的磁路，在二次绕组中感应出互感电势 U_2 ，同时 ϕ_1 也会在一次绕组上感应出一个自感电势 E_1 。 E_1 的方向与所加电压 U_1 方向相反而幅度相近，从而限制了 I_1 的大小。为了保持磁通 ϕ_1 的存在，就需要有一定的电能消耗，并且变压器本身也有一定的损耗。尽管此时二次绕组没接负载，一次绕组中

仍有一定的电流，这个电流称为“空载电流”。

如果二次绕组接上负载，二次绕组就产生电流 I_2 ，并因此而产生磁通 ϕ_2 。 ϕ_2 的方向与 ϕ_1 相反，起了互相抵消的作用，使铁心中总的磁通量有所减少，从而使一次自感电压 E_1 减少，其结果使 I_1 增大。可见一次电流与二次负载有密切关系。当二次负载电流加大时， I_1 增加， ϕ_1 也增加，并且 ϕ_1 增加部分正好补充了被 ϕ_2 所抵消的那部分磁通，以保持铁心里总磁通量不变。如果不考虑变压器的损耗，可以认为一个理想的变压器二次绕组负载消耗的功率也就是一次绕组从电源取得的电功率。变压器能根据需要通过改变二次线圈的圈数而改变二次电压，但是不能改变允许负载消耗的功率。

四、变压器的损耗

当变压器的一次绕组通电后，绕组所产生的磁通在铁心中流动，因为铁心本身也是导体，在垂直于磁力线的平面上就会感应电动势。这个电动势在铁心的断面上形成闭合回路并产生电流，好像一个旋涡，所以称为“涡流”。这个“涡流”使变压器的损耗增加，并且使变压器的铁心发热进而变压器的温升增加。由“涡流”所产生的损耗称为“铁损”。另外要绕制变压器需要用大量的铜线。这些铜导线存在着电阻，电流流过时这电阻会消耗一定的功率。这部分损耗往往变成热量而消耗，这种损耗称为“铜损”。所以变压器的温升主要由铁损和铜损产生。由于变压器存在着铁损与铜损，所以它的输出功率永远小于输入功率。

五、变压器的材料

1) 变压器使用的铁心材料主要有铁片、低硅片，高硅片。在钢片中加入硅能降低钢片的导电性，增加电阻率，减少涡流，使其损耗减少。加了硅的钢片通常称为硅钢片。变压器的质量与所用的硅钢片的质量有很大的关系。硅钢片的质量通常用磁通密度 B 来表示。一般黑铁片的 B 值为 $6\,000\sim 8\,000$ 、低硅片的为 $9\,000\sim 11\,000$ ，高硅片的为 $12\,000\sim 16\,000$ 。

2) 绕制变压器通常用的材料有漆包线、沙包线、丝包线，

最常用的是漆包线。对于导线的要求，是导电性能好，绝缘漆层有足够的耐热性能，并且要有一定的耐腐蚀能力。一般情况下最好用 Q2 型号的高强度的聚酯漆包线。

3) 变压器的绝缘材料。在绕制变压器中，绕组框架层间的隔离、绕组间的隔离，均要使用绝缘材料。一般的变压器框架材料可用酚醛纸板制作，框架层间可用聚酯薄膜或电话纸作隔离，绕组间可用黄蜡布作隔离。

4) 变压器的浸渍材料。变压器绕制好后，还要过最后一道工序，就是浸渍绝缘漆。它能增强变压器的机械强度，提高绝缘性能，延长使用寿命。一般情况下，可采用甲酚清漆作为浸渍材料。

5) 可见油封油位吸湿器应注意油杯内油的容量，不要超过最高和最低油位线。否则，超过最低油位，杯里面的油就起不到作用；超过最高油位太多，很可能在变压器呼吸当中，使油杯里的油吸入呼吸器干燥室，这样硅胶不能用了，玻璃筒也不透明了。

六、强迫油循环风冷变压器

本段以连轧变电站（04 站）主变压器为例说明如下。

（一）变压器型号

1) 主变压器型号相同，型号是：SFPSZ₈-120000/220，3 相，50Hz。

2) 型号各字母、数字的含义是：第一个 S：三相变压器；F：风冷；P：强迫油循环；第二个 S：三线圈变压器；Z：有载调压；8：设计序号；120 000：变压器容量为 120 000kVA；220：电压等级为 220kV。

3) 额定容量：120 000/120 000/60 000kVA。即高压 220kV 侧和中压 110kV 侧额定容量是 120 000kVA，低压 10kV 侧额定容量是 60 000kVA。

（二）变压器的联结组标号

变压器的联结组标号均为：YN，yn0，d11

（三）主变压器的阻抗电压和损耗（表 5-1）

表 5-1 主变压器的阻抗电压和损耗

运行方式	运行容量/kVA	负载损耗/kW	阻抗电压 (%)
高-中	120 000	469.7	14.52
高-低	60 000	151.3	23.19
中-低	60 000	117.9	7.43
空载损耗: 103.7kW		空载电流: 0.373%	

(四) 有载调压装置

有载调压装置采用德国 MR 公司生产的 MIII500Y 型号的有载调压装置, 共 17 个分接位置。满负荷时禁止进行调压操作。

(五) 冷却方式

主变压器的冷却方式均为 ODAF, 即强迫油循环风冷方式; 设备采用 XKWFP 型风冷控制箱。

1. 强迫油循环风冷却器

1) 每台主变压器共安装 4 组 YF-250 型冷却器。在正常情况下, 1 组为备用状态、1 组为辅助状态、其他两组处于运行状态。

2) 强油循环风冷却的变压器均装有风冷却器, 装风冷却器的数量是按变压器总损耗选择的。风冷却器是用潜油泵强迫油循环, 使油与冷却介质空气进行热交换的冷却器。它由冷却器本体、潜油泵、风扇电动机、导风筒、流速继电器、冷却器支架(或拉杆)、联管、活门及塞子、分控箱等组成。

3) 风冷却器本体为一组带有螺旋肋片的金属管, 两端各有一个集油室。金属管的端部在集油室的多孔板上。由于冷却器是多回路的, 在集油室内焊有隔板, 用以形成多回路的油循环路径。潜油泵装在本体的下方; 导风筒在本体的外侧; 风扇电动机装在风筒内; 流速继电器装在潜油泵出油端的联管上。如果油的流速低于规定速度, 流速继电器可自动发出报警信号。每台变压器有一个总控制箱, 每组冷却器装一个分控制箱, 可以控制油泵和风扇的自动投入或切除。

4) 油泵的作用: 因油温降到一定程度时, 其黏度增加, 黏度

大会使散热效果变差，而人为地加快油流速度，就会使散热加快。强迫油循环冷却方式就是在油路中加入了使油的流速加快的油泵。

5) 风冷却器装于变压器油箱壁上或独立的支架上。经冷却器内的油采用风扇冷却。为了防止油泵漏油和漏气，目前广泛采用潜油泵和潜油电动机。潜油泵安装在冷却器的下面，泵的吸入端直接装在第一个油回路（冷却器为多回路的）上，排出端通过装有流动继电器的联管接至第二回路。流动继电器的作用是，当潜油泵发生故障，油流停止时，发出信号和投入备用冷却器。

2. 更换强迫油循环变压器的潜油泵

更换强迫油循环变压器的潜油泵时，值班人员应做以下工作：

- 1) 更换潜油泵工作应办理第二种工作票。
- 2) 断开潜油泵有关电源。
- 3) 向调度申请将重瓦斯保护由跳闸改接到只发信号。
- 4) 潜油泵投入运行后，要注意检查潜油泵声音和油流方向，确认情况正常后再按正常巡视时间进行检查。重瓦斯保护连续运行 1h 不动作，再将其压板切换到跳闸位置。

3. 强迫油循环冷却器的运行

1) 强迫油循环冷却器不能停止运行，冷却器全停后，最长 20min 即跳闸，在温度小于 70℃ 时可以运行至温度 70℃，但运行最长 1h 即跳闸。

2) 强迫油循环变压器发出“冷却器全停”信号后，值班人员应立即检查断电原因，尽快恢复冷却装置的运行。对没有备用冷却器的变压器，值班人员应当向当值调度员申请降低负荷，否则应申请将变压器退出运行，防止变压器运行超过规定的无冷却运行时间，造成过热损坏。在变压器发出“备用冷却器投入”信号时，应检查故障冷却器的故障原因，尽快修复。

(六) 温升

1) 油浸变压器的最高允许温度是 85℃。

2) 根据 GB1094.2—1996《电力变压器—第二部分温升》规定：在海拔 ≤1 000m、最高环境温度 40℃ 时；油不与大气直

接接触的变压器，其顶层油温升为 60K；油与大气直接接触的变压器，其顶层油温升为 55K；强迫油循环的变压器其顶层油温升为 65K；绕组平均温升（电阻法测量）为 65K。

3) 通常生产厂家和用户都约定为顶层油温升 $\leq 55\text{K}$ ，绕组平均温升 $\leq 65\text{K}$ ，强迫油循环的顶层油温升 $\leq 65\text{K}$ 。

4) 顶层油温升国家标准规定为 55K，按环境温度 40°C 计算，顶层有温度可达 95°C ，但由于测量顶层油温度是间接测量，所以通常温度保护设定在 $80\sim 85^{\circ}\text{C}$ 。220kV 连轧站变压器油温设定： 70°C 报警；禁止超过： 80°C 。

七、强迫风冷变压器

1) 在大、中型变压器的拆卸式片式散热器的框内，可装上风扇，当散热管内油循环时，依靠风扇的强烈吹风，使管内流动的热油迅速得到冷却，冷却效果比自然冷却的效果好得多。

2) 油浸自冷式（低压厂用变压器）：油浸变压器的散热过程是这样的：铁心和线圈把热量首先传给在其附近的油，使油的温度升高。温度高的油体积增加，密度减小，就向油箱的上部运动，冷油将自然运动补充到热油原来的位置，而热油沿箱壁或散热器管将热量放出，经箱壁或管壁被周围的空气带走，温度降低后又回到油箱下部参加循环。这样，因油温的差别，产生了油的自然循环流动，即热油从变压器油箱的上部，沿散热器（无散热器的沿箱壁）的内表面向下流，在向下流的过程中把热经管壁或箱壁传给空气（风），被冷却的油从散热器下部进入油箱，然后经各油道上升，在上升过程中把线圈和铁心的热量带走，热油又汇于油箱上部，这样，周而复始，不断循环。

3) 油浸风冷式（高压厂用变压器）：在散热器上装风扇，用吹风扇的方法使空气加快流动，借此来增大散热能力。吹风可使对流散热增加 8.5 倍。同一台变压器，用了吹风以后，容量可提高 30% 以上。

八、自冷变压器

按结构不同，自冷变压器有平滑式箱壁冷却、散热筋式箱壁

冷却、散热管或散热器式冷却三种形式。油浸自冷式的变压器依靠油箱壁（或散热器管壁）的辐射，和变压器周围空气的自然对流，把热量从油箱表面带走。这种变压器为了增加散热表面，有的箱壁做成波状，有的焊上管子，有的装散热器，以促进油的对流。一般低压变压器等就属于这种冷却方式。

以 05 站、03 站 1 号、2 号主变压器举例说明如下：

型号：SZ10-50000/110W3

额定容量：50 000kVA 额定电压及分接范围：110×(1±8×1.25％)/10.5kV

最高电压：126/11.5kV 额定电流：262.43/2 749.29A

额定频率：50Hz 调压方式：有载调压，挡位表见表 5-2。

冷却方式：ONAN（油浸自冷）

表 5-2 变压器有载调压挡位

高 压				低 压		
位置	接 法		电压/V	电流/A	电压/V	电流/A
1	Ak—A +	X1—Y1—Z1	12 100	238.57	10 500	2 749.29
2		X2—Y2—Z2	119 625	241.32		
3		Bk—B +	X3—Y3—Z3	118 250		
4	X4—Y4—Z4		116 875	246.99		
5	X5—Y5—Z5		115 500	249.94		
6	Ck—C +	X6—Y6—Z6	114 125	252.95		
7		X7—Y7—Z7	112 750	256.03		
8		X8—Y8—Z8	111 375	259.19		
9a	↓	X9—Y9—Z9	110 000	262.43		
9b		Ak—Bk—Ck	110 000	262.43		
9c		X1—Y1—Z1	110 000	262.43		
10	↑	X2—Y2—Z2	108 625	265.75		
11		X3—Y3—Z3	107 250	269.16		
12		Ak—A —	X4—Y4—Z4	105 875		
13	X5—Y5—Z5		104 500	276.24		
14	Bk—B —		X6—Y6—Z6	103 125		
15		X7—Y7—Z7	101 750	283.71		
16		Ck—C —	X8—Y8—Z8	100 375		
17	X9—Y9—Z9		99 000	291.59		

第二节 断 路 器

一、高压断路器的主要作用

- 1) 能切断或闭合高压线路的空载电流。
- 2) 能切断与闭合高压线路的负荷电流。
- 3) 能切断与闭合高压线路的故障电流。
- 4) 与继电保护配合,可快速切除故障,保证系统安全运行。

二、对高压断路器的基本要求

- 1) 在合闸状态时应为良好的导体。
- 2) 在合闸状态时应具有良好的绝缘性。
- 3) 在开断规定的短路电流时,应有足够的开断能力,并保证有足够的热稳定性和动稳定性(开断电流、额定关合电流、极限通过电流、热稳定电流);具有尽可能短的开断时间,这对减少电网的故障时间、减轻故障设备的损害、提高系统稳定性都是有利的。

4) 在接通规定的短路电流时,短时间内断路器的触头不能产生熔焊等情况。

5) 在制造厂给定的技术条件下,高压断路器要能长期可靠地工作,有一定的机械寿命和电气寿命要求。此外,高压断路器还应具有结构简单、安装和检修方便、体积小、质量轻等优点。

三、高压断路器的类型

根据断路器安装地点,可分为户内和户外两种;根据断路器使用的灭弧介质,可分为以下几种类型:

1) 油断路器。油断路器是以绝缘油为灭弧介质,可分为多油断路器和少油断路器。在多油断路器中,油不仅作为灭弧介质,而且还作为绝缘介质,因此用油量多,体积大;在少油断路器中,油只作为灭弧介质,因此用油量少体积小,耗用钢材少。

2) 空气断路器。空气断路器是以压缩空气作为灭弧介质。此种介质防火、防爆、无毒、无腐蚀性,取用方便。空气断路器

属于他能式断路器，靠压缩空气吹动电弧使之冷却，在电弧达到零值时，迅速将弧道中的离子吹走或使之复合而实现灭弧。空气断路器开断能力强、开断时间短，但结构复杂、工艺要求高、有色金属消耗多，因此，空气断路器一般应用在 110kV 及以上的电力系统中。

3) 六氟化硫 (SF_6) 断路器。 SF_6 断路器采用具有优良灭弧能力和绝缘能力的 SF_6 气体作为灭弧介质，具有开断能力强、动作快、体积小等优点，但金属消耗多、价格较贵。近年来 SF_6 断路器发展很快，在高压和超高压系统中得到广泛应用。尤其以 SF_6 断路器为主体的封闭式组合电器，是高压和超高压电器的重要发展方向。

4) 真空断路器。真空断路器是在高度真空中灭弧。真空中的电弧是在触头分离时电极蒸发出来的金属蒸气中形成的。电弧中的离子和电子迅速向周围空间扩散，当电弧电流到达零值时，触头间的粒子因扩散而消失的数量超过产生的数量时，电弧即不能维持而熄灭。真空断路器开断能力强、开断时间短、体积小、占用面积小、无噪声、无污染、寿命长，可以频繁操作，检修周期长。真空断路器目前在我国的配电系统中已逐渐得到广泛应用。

5) 此外还有磁吹断路器和自产气断路器，它们具有防火防爆，使用方便等优点。但是一般额定电压不高，开断能力不大，主要用作配电用断路器。

四、高压断路器的型号规定

我国断路器型号根据国家技术标准的规定，一般由文字符号和数字按以下方式组成：①+②+③+④+⑤+⑥+⑦+⑧。

其代表意义为：

①——产品字母代号，用下列字母表示：S——少油断路器；D——多油断路器；K——空气断路器；L——六氟化硫断路器；Z——真空断路器；Q——产气断路器；C——磁吹断路器。

- ②——装置地点代号；N——户内，W——户外。
- ③——设计系列顺序号；以数字 1、2、3……表示。
- ④——额定电压，kV。
- ⑤——其他补充工作特性标志，G——改进型，F——分相操作。
- ⑥——额定电流，A。
- ⑦——额定开断电流，kA。
- ⑧——特殊环境代号。

五、高压断路器的组成及各部分的作用

高压断路器由以下五个部分组成：通断元件、中间传动机构、操动机构、绝缘支撑件和基座。

通断元件是断路器的核心部分，主电路的接通和断开由它来完成。主电路的通断，由操动机构接到操作指令后，经中间传动机构传送到通断元件，通断元件执行命令，使主电路接通或断开。通断元件包括有触头、导电部分、灭弧介质和灭弧室等，一般安放在绝缘支撑件上，使带电部分与地绝缘，而绝缘支撑件则安装在基座上。这些基本组成部分的结构，随断路器类型不同而异。

（一）高压断路器的触头

在高压断路器的导电回路中，通常把导体互相接触的导电处称为触头。触头往往是高压断路器导电回路中最薄弱的环节。触头的质量主要取决于触头的接触电阻。接触电阻与表面的实际接触面积、触头材料、触头所受压力以及接触表面的洁净程度有关。试验证明，触头的实际接触面积与触头本身的尺寸无关，而仅决定于加在触头上的压力和触头金属材料的抗压极限。

（二）高压断路器的主要技术参数

通常用下列参数表征高压断路器的基本工作性能。

（1）额定电压（标称电压） 它是表征断路器绝缘强度的参数，是断路器长期工作的标准电压。为了适应电力系统工作的要求，断路器又规定了与各级额定电压相应的最高工作电压。对

3—220kV 各级，其最高工作电压较额定电压高 15% 左右；对 330kV 及以上各级，最高工作电压较额定电压高 10%。断路器在最高工作电压下，应能长期可靠地工作。

(2) 额定电流 它是表征断路器通过长期电流能力的参数，即断路器允许连续长期通过的最大电流。

(3) 额定开断电流 它是表征断路器开断能力的参数。在额定电压下，断路器能保证可靠开断的最大电流，称为额定开断电流。其单位用断路器触头分离瞬间短路电流周期分量有效值的千安数表示。当断路器在低于其额定电压的电网中工作时，其开断电流可以增大，但受灭弧室机械强度的限制，开断电流有一最大值，称为极限开断电流。

(4) 动稳定电流 它是表征断路器通过短时电流能力的参数，反映断路器承受短路电流电动力效应的能力。断路器在合闸状态下或关合瞬间，允许通过的电流最大峰值，称为电动稳定电流，又称为极限通过电流。断路器通过动稳定电流时，不能因电动力作用而损坏。

(5) 关合电流 它是表征断路器关合电流能力的参数。因为断路器在接通电路时，电路中可能预伏有短路故障，此时断路器将关合很大的短路电流。这样，一方面由于短路电流的电动力减弱了合闸的操作力，另一方面由于触头尚未接触前发生击穿而产生电弧，可能使触头熔焊，从而使断路器造成损伤。断路器能够可靠地关合的电流最大峰值，称为额定关合电流。额定关合电流和动稳定电流在数值上是相等的。两者都等于额定开断电流的 2.55 倍。

六、真空断路器

真空具有很强的绝缘特性。在真空断路器中，气体非常稀薄，气体分子的自由行程相对较大，发生相互碰撞的概率很小，因此，碰撞游离不是真空间隙击穿的主要原因，而在高强电场作用下由真空间隙在较小的距离间隙（2~3mm）情况下，有比高压空气与 SF₆ 气体更高的绝缘特性，这就是真空断路器的触头

开距一般不大的原因。所以，要保持真空灭弧室的绝缘强度，其真空度应不低于 10^{-4} Pa。

（一）断路器的结构和工作原理

真空断路器的生产厂家比较多，型号也较繁杂，按使用条件分为户内（ZN_x—* *）和户外（ZW_x—* *）两种类型，主要由框架部分、灭弧室部分（真空泡）和操动机构部分组成。ZW12—12 型真空断路器的结构见图 5-1。

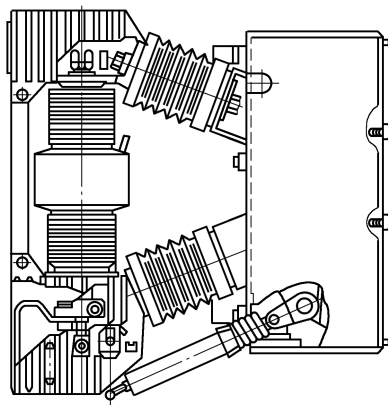


图 5-1 ZW12—12 型真空断路器的结构

断路器本体部分由导电回路、绝缘系统、密封件和壳体组成。整体结构为三相共箱式。其中导电回路由进出线导电杆、进出线绝缘支座、导电夹、软连接与真空灭弧室连接而成。

（二）断路器操作机构

1) 断路器操作机构（见图 5-2）分为：弹簧机构、电磁机构、液压机构等几种，其中弹簧机构最为常见。弹簧机构以合闸电流小、内部构成简单、维修方便被广泛使用。近几年来，由于电力电子技术的发展，断路器永磁操作机构以器件更为简单、维修更为方便的特点被各大开关厂家使用。但弹簧操作机构仍然是真空断路器的主要操作机构。

2) 弹簧机构为电动储能、电动分合闸,同时具有手动功能。整个结构由合闸弹簧、储能系统、分合闸线圈、手动分合闸系统、辅助开关、储能指示等部件组成。

(三) 弹簧机构工作原理

(1) 电动储能过程 当储能电动机接通电源时,轴套上的凸轮由减速箱中的大涡轮带动转动,当杠杆机构上的棘爪进入凸轮上的缺口时,带动储能轴转动,合闸簧被拉起,进行储能,当合闸簧被拉到最高后被合闸搭钩锁住,曲柄上的小连杆压下微动开关,电动机电源被切断,“储能指示”显示在面板孔中。整个储能过程时间约为 15s。

(2) 手动储能过程 将手要把插入减速箱前圆孔中,顺时针摇转约 25 圈,棘爪进入了凸轮缺口带动储能轴转动,继续用力摇动手把 25 圈,合闸弹簧储能完毕,卸下手把。

(3) 合闸操作过程 当机构接到合闸信号后(开关处于断开,已储能状态),合闸电磁铁的铁心被吸向下运动或者手动按压合闸按钮(黑色),合闸搭钩被解脱,储能轴在合闸弹簧力的作用下反向运动,凸轮压在三角杠杆上的滚针轴承上,杠杆上的连杆将力传给开关主轴,导电杆向上运动拉动,主轴转动约 60° 时被分闸搭钩锁住,开关合闸完毕。在此过程中,分闸簧被储上能,绝缘拉杆上的触头弹簧亦被压缩,给触头施加了一定的压力,“合闸指示”显示在面板孔中。断路器在合闸后,储能电动机立即给合闸弹簧储能,也可以用手动在此储能。

(4) 分闸操作过程 断路器合闸后,分闸电磁铁接到信号,吸合,分闸脱扣器中的顶杆向上运动或者手动按压分闸按钮(红色),分闸搭钩解脱,主轴在分闸弹簧和触头弹簧力的作用下反向旋转,开关分闸。“分闸指示”显示在面板孔中,断路器完成分闸操作。

(四) 断路器的调试

1. 开距与超行程

断路器的开距与超行程(图 5-3)的测量可以在分合闸状态

下测量出 X 值之差为断路器的开距, Y 值之差为断路器的超行程。调整的方法为放长或缩短绝缘操作杆 3 或机构与主轴的连杆。

2. 分合闸机构调整

1) 摇臂 27 与半轴 25 的扣接量为 $1.5 \sim 2.5 \text{ mm}$, 可以通过调整螺钉 24 来实现。

2) 传动轴套 30 转动最大角时, 摇臂 27 与半轴间要有 $1.5 \sim 2 \text{ mm}$ 的间隙, 以保证传动轴套回落到合闸位置时, 摇臂 27 能自动扣接到半轴 25 上, 可以通过螺钉 31 的调节来实现。

3) 辅助开关 2 的转换应准确可靠, 可以通过调整辅助开关 2 的拐臂 3 位置及螺杆 4 的长短来实现。

4) 在储能过程中, 当棘爪到达最后一个齿的最高点时, 应能保证储能轴套上的拐臂使行程开关的触点可靠切换, 切断电动机电源, 可以通过调整行程开关的上下前后位置来实现。

5) 调整分闸、合闸弹簧的预拉长度, 保证断路器的可靠分合, 且分合闸速度达到规定值。

(五) 断路器的控制回路

在标准化变电站中, 采用了控制母线和合闸母线分开的原则。

在断路器的辅助常闭触头与合闸线圈之间, 把断路器储能行程开关的一对常开触头串联进控制回路。这样, 在断路器未储能的情况下, 将不能进行合闸操作, 防止了在断路器未储能的情况下合闸、合闸回路保持、烧毁合闸线圈。同时, 在接线的过程中, 要注意储能行程开关触头中合闸母线与控制母线的极性要一致, 防止出现在开关蓄能时, 合闸回路的电弧击穿行程开关, 造成控制熔断器的熔断或控制断路器的掉闸。对于这一点在综合自

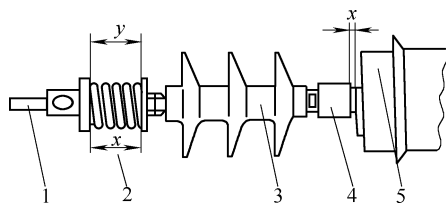


图 5-3 断路器开距与超行程

1—拉杆 2—压带 3—绝缘操作杆

4—导电夹 5—真空灭弧室

动化变电站上要特别注意。

断路器控制回路要尽量采用装置内部防跳继电器保护。因为现在国内许多国产断路器在断路器小车内不操作回路里加进了防跳功能，以防止开关的多次合闸，损坏断路器。而配套的微机保护装置的操作箱内也配备了电气防跳装置，这样在这回路中就存在两套防跳装置的状况。当两套装置配合不起来时，断路器只进行一次合闸后，就发出控制回路断线信号，而不能进行第二次合闸操作。因此在实际工作中，经常去掉断路器小车内防跳功能，保留保护内防跳功能。

断路器操作回路的电气原理见图 5-4。

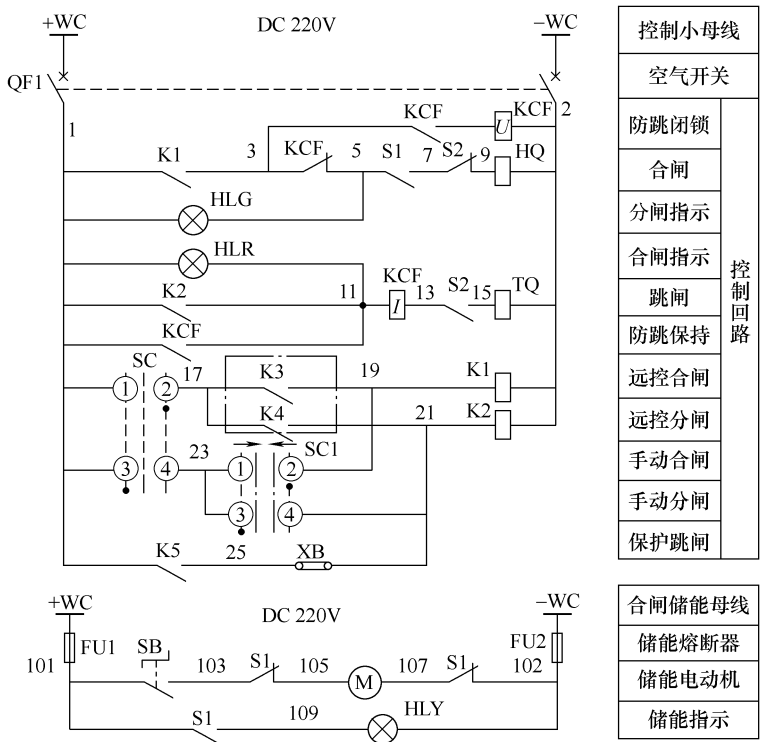


图 5-4 断路器操作回路的电气原理

（六）运行维护

1) 真空断路器的燃弧时间短、绝缘强度高、电气寿命高、触头的开距与行程小、操作的能量小，因此，机械寿命也较高。在日常的运行中，维护工作量很小，主要是检查机构的运动部件磨损情况、紧固件有无松动，清除绝缘表面的灰尘，在活动部位注入一些润滑脂等。

2) 在春检预防性试验中，对断路器的直流电阻测试要与历史数据进行比较，发现问题及时处理更换；对断口的工频耐压试验，是检验真空泡是否漏气的有效方法。户内真空断路器可以借鉴断开负荷时，真空泡内闪光的颜色来初步判断真空泡的真空度：颜色暗红时表明真空度降低；颜色淡蓝时，表明真空度良好。保护定植校验时，对断路器做低电压掉、合闸试验，检验断路器开关在母线故障状态，电压降低时，动作是否可靠。

七、SF₆ 断路器

SF₆（六氟化硫）断路器具有优越的开断能力，具有可靠的绝缘能力，弹簧操作机构不需压缩空气，检修工作大大减少，不排放气体，操作噪声极低，结构极为简单，质量较轻，具有优良的抗震能力；但对结构的密封性、元件加工精度及 SF₆ 气体质量的要求很高，因而造价较高，维护较困难。

以下是几种常见高压 SF₆ 断路器的外形（图 5-5）。

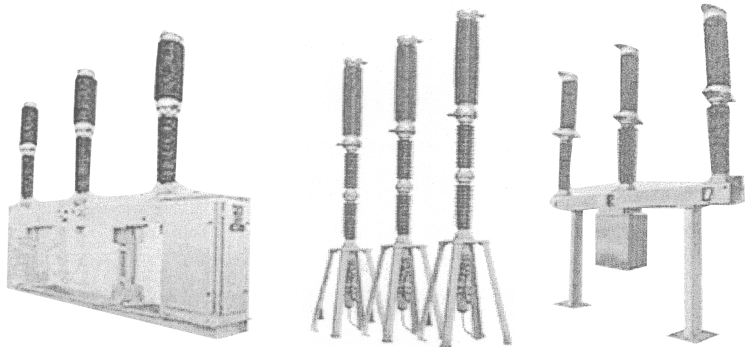


图 5-5 常见高压 SF₆ 断路器的外形

六氟化硫 (SF_6) 气体具有很高的介电强度和很好的灭弧性能。它是一种惰性气体, 不燃、无毒、无味, 性能稳定。 SF_6 密度约为空气的 5 倍, 介电强度为空气的 2~3 倍, 在 $2 \times 10^5 \text{ Pa}$ 时与变压器油的介电强度相近。特别是 SF_6 气体在电弧中能捕捉自由电子而形成负离子, 负离子行动迟缓, 有利于再结合, 使介质迅速游离, 从而加速了弧隙介质强度的恢复, 电弧易于熄灭。它的灭弧能力比空气强 100 倍, 也优于压缩空气。用 SF_6 灭弧也可做成各种气吹的方式。

SF_6 灭弧还有一个优点, 就是它受电弧烧灼后, 不会引起 SF_6 气体的变质。 SF_6 受电弧作用将分解, 少量分解为 SF_4 和 SF_2 , 但它们很不稳定, 在 10^{-4} s 的极短时间内迅速合成 SF_6 。国外在多次强电流断开试验中表明 SF_6 气体基本上不劣化。此外, 在弧击时还形成一些金属氧化物, 它们 also 具有很高的电阻率, 因此不会引起绝缘损坏事故。但是当 SF_6 气体中有水分时, 将分解出腐蚀性的气体。 SF_6 断路器中要严格控制水分。

(一) SF_6 断路器的运行维护

SF_6 断路器在运行、检修过程中, 一定要遵守 DL/T 639—1997《六氟化硫电气设备运行、试验及检修人员安全防护细则》。

1. 运行中的巡视检查

1) 检查断路器的外绝缘部分 (瓷套) 应完好, 无损坏、脏污及闪络放电现象。

2) 对照温度-压力曲线, 观察压力表 (或带指示的密度控制器) 指示应在规定的范围内, 并定期记录压力、温度值。

3) 分、合闸位置指示器应指示正确, 分、合闸应到位。

4) 整体紧固件应无松动、脱落。

5) 储能电动机及断路器内部应无异常声响。

6) 断路器的分、合闸线圈应无焦味、冒烟及烧伤现象。

7) 断路器接地外壳或支架接地应良好。

8) 断路器外壳或操动机构箱应完整、无锈蚀。

9) 断路器各件应无破损、变形、锈蚀严重等现象。

2. SF₆ 断路器的运行维护

- 1) 每年对外壳锈蚀部分进行防腐处理及补漆。
- 2) 应定期对断路器转动及传动部位作一次润滑（半年一次），并操动 3 次应正常。
- 3) 每两年一次对断路器的所有密封面定性检漏，不应有 $0.1\text{Pa} \cdot \text{cm}^3/\text{s}$ 以上的漏点存在。
- 4) 每年应进行一次 SF₆ 气体微量水分测试，测试结果对照水分-温度曲线，不应超过 300×10^{-6} （20℃）。
- 5) 其他项目，如绝缘、操作试验等可按有关规定定期进行，试验结果应符合相关标准。
- 6) 检修注意事项。断路器在真空状态下不允许进行分、合操作，以免损坏灭弧室零部件。机构在正常检修时，应将分、合闸弹簧能量释放。

7) 检修时，主要技术参数应符合说明书规定。

3. 故障分析及检修

(1) 漏气分析及处理（密度继电器发信号）

- 1) 密度继电器动作值出现误差，误发信号。对其进行调整或更换；二次接线出现故障，找出错点，改正接线。
- 2) 断路器本体漏气。找出漏气原因，再作针对处理。
- 3) 当 SF₆ 气体正常渗漏至密度继电器发信号时，可按 SF₆ 气体压力-温度曲线进行补气，使其达到额定压力。补气时可在带电运行状态下进行。
- 4) 当 SF₆ 气体压力迅速下降或出现零表压时，应立即退出运行。

(2) 造成漏气的原因

- 1) 焊接件质量有问题，焊缝漏。
- 2) 铸件表面漏气（有针孔或砂眼）。
- 3) 密封圈老化或密封部位的螺栓松动。
- 4) 气体管路连接处漏气。
- 5) 压力表或密度继电器漏气，应予以更换。

6) 找出具体漏气原因, 在制造厂家协助下进行检修。

注意: 当运行中断路器发生严重泄漏故障, 运行或检修人员需要接近设备时, 要注意从上风方向接近, 必要时应戴防毒面具、穿防护衣, 并注意与带电设备的安全距离。

(3) 拒合或合闸速度偏低

1) 合闸铁心行程小: 吸合到底时, 定位件与滚轮不能解扣, 调整铁心行程。

2) 连续短时进行合闸操作, 使线圈发热, 合闸力降低。

3) 辅助开关未转换或接触不良: 要进行调整, 并检查辅助开关的触头是否有烧伤。有烧伤则要予以更换。

4) 合闸弹簧发生永久形变, 合闸功不足。

5) 合闸线圈断线或烧坏: 应更换。

6) 合闸铁心卡住: 应检查并进行调整, 使其运动灵活。

7) 扇形板未复位或与半轴的间隙过小 (小于 1mm): 原因是分闸不到位或调整不当, 应重新调整。

8) 扇形板与半轴的扣接量过小, 应调整在 2~4mm 范围内; 或扇形板与半轴扣接处有破损, 应予以更换。

9) 合闸定位件或凸轮上的滚轮热处理硬度偏低, 有变形现象: 应予以更换。

10) 机构或本体有卡阻现象: 要进行慢动作检查或解体检查, 找出不灵活部位, 重新装调。

11) 分闸回路串电: 即在合闸过程中, 分闸线圈有电流 (其电压超过 30% 额定操作电压), 分闸铁心顶起, 此时应检查二次回路接线是否有错, 并改正错误。

12) 电源压降过大, 合闸线圈端电压达不到规定值: 此时应调整电源并加粗引线。

13) 控制回路没有接通: 要检查何处断路, 如线圈的接线端子处引线未压紧而接触不良等, 查出问题后进行针对性处理。

(4) 拒分或分闸速度低

1) 半轴与扇形板调整不当, 扣接量过大 (扣接量一般应调

整在 2~4mm 范围内)。

2) 辅助开关未转换或接触不良：要进行调整，并检查辅助开关的触点是否有烧伤，有烧伤要予以更换。

3) 分闸铁心未完全复位或有卡滞：要检查分闸电磁铁装配是否有阻滞现象，如有应排除。

4) 分闸线圈断线或烧坏，应予以更换。

5) 分闸回路参数配合不当：分闸线圈端电压达不到规定数值，应重新调整。

6) 控制回路没有接通：要检查何处断路，然后进行针对性处理。

7) 机构或本体有卡阻现象，影响分闸速度：可慢分或解体检查，重新装配。

8) 分闸弹簧预拉伸长度达不到要求：适当调整预拉伸长度。

9) 分闸弹簧失效，分闸功不足：可更换分闸弹簧。

(5) 合闸弹簧不储能或储能不到位

1) 控制电动机的断路器在“分”位置，应予以关合。

2) 对控制回路进行检查，有接错、断路、接触不良等，应进行针对性处理。

3) 接触器触点接触不良：应予调整。

4) 行程开关切断过早：应予调整，并检查行程开关触点是否烧坏，有烧伤则要予以更换。

5) 检查机构储能部分，有无卡阻、配合不良、零部件破损等现象，如有则应予以排除。

(6) 水分超标（渗进水分）

1) 更换吸附剂。

2) 抽真空，干燥或更换 SF₆ 气体。

(7) 解体检修防护

当出现下列情况时，SF₆ 断路器应返回制造厂进行解体大修

1) 断路器运行时间已达到 10 年，经检查后存在有严重影响设备安全运行的异常现象。

- 2) 操作次数已达到断路器所规定的机械寿命次数。
- 3) 累计开断电流达到断路器所规定的累计开断数值。
- 4) 异常现象的判定及累计开断数值可参见制造厂诊断说明。
- (8) 检修工艺及要求

1) 断路器解体检修时应注意检修环境要清洁干燥、通风良好；应备有必要的防护措施如防毒面具、防护服和防护手套；应有 SF_6 气体和化学废物的处理设备和措施。

2) 程序（具体要求详见 DL/T639—1997《六氟化硫电气设备运行、试验及检修人员安全防护细则》）。

3) 检修人员戴防毒面具将断路器内的 SF_6 气体放掉（放出的气体应通过 10% 的 NaOH 水溶液排出），然后抽真空，绝对压力应达到 133Pa，再用氮气冲洗 3 次，充气冲洗压力 0.2MPa（气体仍通过 NaOH 水溶液排出）。

4) 检修人员穿戴防护服及防毒面具将 SF_6 断路器封盖打开后，暂时撤离现场 30min。

5) 检修人员戴防毒面具或氧气呼吸器和防护手套将吸附剂取出，用吸尘器和毛刷清除粉尘，用丙酮清洗金属和绝缘件。

6) 拆卸废弃物处理至中性后（放入 20% 的 NaOH 水溶液中浸泡 12h 后）深埋。

7) 解体后主要检查更换磨损、烧损及腐蚀比较严重的零件，更换紧固件、弹簧、绝缘件、已老化的密封圈、绝缘件，以及更换吸附剂（更换下的吸附剂及废弃物应按有关规定妥善处理）等。

8) 重新清洗各零部件（用工业酒精），绝缘件送入烘炉在 80~100℃ 烘 4h 后进行装配，吸附剂在 500~550℃ 烘干 2h 后装配，之后，按返修标准及客户特殊要求进行装配。装配时应迅速，并及时对本体封闭。

9) 整体装配结束后，随即抽真空至 133Pa，维持真空泵运转 30min 以上，然后停止真空泵观察 30min 后读取真空度值，再静观 5h 以上，第二次读取真空度值，两读数之差不大于 65Pa

为合格，否则，查找漏气点。抽真空时要绝对防止误操作，以免引起真空泵倒灌事故。

10) 对充气管道进行干燥处理，充入合格的 SF_6 气体至额定压力 (20°C)。

11) 充气 24h 后，用灵敏度为 $10^{-3}\text{cm}^3/\text{s}$ 的 SF_6 气体检漏仪检测漏气率，要求年漏气率 $\leq 1\%$ ，微水含量 $\leq 150 \times 10^{-6}$ (20°C)；特别要注意管道、接头、阀等处。

12) 断路器装配完毕后，主要技术参数应达到出厂标准，并按出厂标准进行机械特性及电气性能试验，达到出厂要求后出厂。

第三节 GIS (组合电器)

六氟化硫封闭式组合电器，国际上称为“气体绝缘开关设备”(Gas Insulated Switchgear, 简称 GIS)，它将一座变电站中除变压器以外的一次设备，包括断路器、隔离开关、接地开关、电压互感器、电流互感器、避雷器、母线、电缆终端、进出线套管等，经优化设计，有机地组合成一个整体。

常见 GIS 外观见图 5-6。

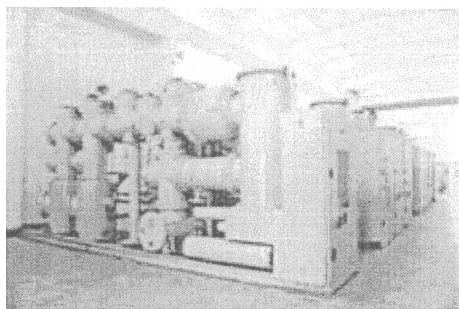


图 5-6 常见 GIS 外观

一、GIS 的共同特点

1) 小型化。因采用绝缘性能卓越的六氟化硫气体做绝缘和

灭弧介质，所以能大幅度缩小变电站的体积，实现小型化。

2) 可靠性高。由于带电部分全部密封于惰性 SF_6 气体中，大大提高了可靠性；此外具有优良的抗地震性能。

3) 安全性好。带电部分密封于接地的金属壳体内，因而没有触电危险； SF_6 气体为不燃烧气体，所以无火灾危险。

4) 杜绝对外部的不利影响。因带电部分以金属壳体封闭，对电磁和静电实现屏蔽，噪声小，抗无线电干扰能力强。

5) 安装周期短。由于实现小型化，可在工厂内进行整机装配，试验合格后，以单元或间隔的形式运达现场，因此可缩短现场安装工期，又能提高可靠性。

6) 维护方便，检修周期长。因其结构布局合理，灭弧系统先进，大大提高了产品的使用寿命，因此检修周期长，维修工作量小；而且由于小型化，离地面低，因此日常维护方便。

二、 SF_6 电力设备的运行检修实践

1) SF_6 电力设备的安全运行。目前 220kV 及以下电力企业管理的变电所，在“四遥”技术较为成熟的基础上，正大力推广无人值守的运行模式。 SF_6 电力设备能否安全可靠运行，设备的制造质量、安装质量、运行监测及检修质量等，是至关重要的。运行实践证明： SF_6 电力设备的气体压力降低是较常发生的，有时降至报警压力以下。气体压力的降低，说明 SF_6 电力设备某些部件发生泄漏，必将使 SF_6 气体的绝缘强度、灭弧能力下降，给设备的安全运行带来严重隐患。因此， SF_6 电力设备压力值的实时准确监测十分重要。当压力降低或频繁打压时，报警信号的传输应及时可靠。应能智能化地显示出异常数据，以告知运行人员处理。运行中 SF_6 电力设备，一般应每三个月监测一次湿度。因湿度随气温的升高而增加，特别应在夏季加强对水分含量的监测，有条件的单位应投入压力、水分在线检测系统。

2) SF_6 电力设备检漏和湿度测量。检漏分定性和定量两种测量办法。定性测量一般用高灵敏度探头，探测设备规定的易漏部位。其特点是：声光报警，定位方便。在现场，定性检漏更实用，

具体包括：简易定性检漏法、压力下降法、分割定位和局部蓄积法。简易定性法使用一般的检漏仪，对所有组装的密封面、管道连接处及其他可疑的地方进行检测，方法简单，能查找较明显的局部泄漏。压力下降法用精密压力表测量 SF_6 气体压力，隔数天或数十天进行复测，结合温度换算或进行横向比较来判断发生的压力下降。分割定位法适用于三相 SF_6 气路连通的断路器，把 SF_6 气体系统分割成几部分后再进行检漏，可减少盲目性。

3) 运行实践证明， SF_6 断路器易漏部位主要有：各检测口、焊缝、充气嘴、法兰连接面、压力表连接管、密封底座等。GIS 的常见漏气点有：焊缝、法兰结合面、充气嘴和压力表等处。

4) 湿度的测量。湿度测量应在气室的湿度稳定后进行，一般在封闭式组合电器充气 24h 后进行，可使用露点微水测试仪或 DP19-SH-Ⅲ型 SF_6 微水测量仪测试。 SF_6 气体中的水分含量要求值见表 5-3。

表 5-3 水分含量要求值 (单位： 10^{-6})

项目	断路器灭弧室气室	其他气室
交接验收	<150	<500
大修后	<150	<250
运行中	<150	<500

5) 当用不同仪器测量同一台设备时，有可能得到不同的数据，这可能除与仪器本身的性能有关外，与所用的气体管路和操作等因素有关，建议使用同一台仪器测量，以保持数据的可比性。在对气体进行测量前，应对气路接头进行干燥处理，以免影响测量的准确性。

三、 SF_6 电力设备维修应注意的事项

SF_6 气体作为绝缘和灭弧介质封闭在 SF_6 电力设备中，由于制造质量和安装工艺、密封元件的老化等原因， SF_6 设备的泄漏是难以避免的，水分的渗入现象也是存在的。气体泄漏和水分渗入是影响 SF_6 设备能否长期安全运行的关键，应予以高度关注。

1) 当需要补气时,应对 SF₆ 新气体按新气质量标准验收。新 SF₆ 气体的纯度不应小于 99.8%,充入设备后的纯度不应小于 97%。四氟化碳、空气、水分、纯度、酸度等八项技术指标应符合国家标准。充气前,所有管路必须冲洗干净;充气后使气压稍高于要求值。水分含量的检测,应由专业人员使用专用仪器进行,并防止在现场检测时水分乘机渗入。

2) 进入气室工作时,应事先对气室进行充分换气,在气室含氧量达到 18%以上时方可入室工作。

3) SF₆ 电力设备复装时,密封槽面应清洁,无划伤痕迹,应选用由氯丁橡胶等优质材料特殊配方生产的密封圈;已用过的密封(垫)圈,不得再使用;涂密封脂时,不得使其流入密封(垫)圈内侧而与 SF₆ 气体接触。

4) SF₆ 电力设备检修时,作业人员应严格按工作票上所指定的工作地点和在指定的设备上作业;检修工艺规范化,即作业人员的职责、执行规章制度的严格程度、技术标准和工艺标准等加以具体的规定和量化,使之有章可循,有据可依。

四、GIS 的运行

1) 本站 110kV 电气设备采用封闭式组合电器(简称 GIS)。进入 110kV 配电室之前,应先通风 15min。

2) 操作设备时,由于外壳在瞬间可能有较高感应过电压,因此,操作人员应与外壳保持一定距离,防止身体触及设备,并戴好绝缘手套,穿好绝缘鞋。

3) 运行时密切监视各气室 SF₆ 气体压力和 SF₆ 气体水分含量,均在应规定范围内。

4) 运行值班人员在巡检设备发现异常,如有刺激性气味、自感不适等,应立即全部撤离现场,并向车间及调度汇报,查明原因后采取相应措施。

5) 当控制柜发出补充报警信号时,则应首先检查压力表,以确定漏气区,再用检漏仪具体确定漏气点,采取必要措施;若发现有大量漏气点,则应立即汇报调度,设法将设备停电处理。

6) 为防止 SF_6 气体泄漏、缺氧和有害物质影响运行人员身体健康, 应每月对 110kV 配电室进行一次氧气和 SF_6 气体的含量检测。

7) 110kV 配电室应装有氧量报警仪和 SF_6 泄漏报警仪, 空气中氧含量降至 18% 时氧量仪应发警报, 空气中 SF_6 含量达到 $1\,000 \times 10^{-6}$ 时, SF_6 报警仪应发警报。

8) 监视压力。正常值: 开关室: $0.5 \times 10^5 \text{ Pa}$, 其他气室: $0.45 \times 10^5 \text{ Pa}$ 。

第四节 隔离开关

一、隔离开关的作用

高压隔离开关是发电厂和变电站电气系统中重要的开关电器, 需与高压断路器配套使用, 其主要功能是起隔离电压的作用, 保证高压电器及装置在检修工作时的安全; 不能用于切断、投入负荷电流和开断短路电流, 仅可用于不产生强大电弧的某些切换操作。

隔离开关按安装地点的不同, 分为屋内式和屋外式; 按绝缘支柱数目分为单柱式、双柱式和三柱式。各电压等级都有可选设备。

隔离开关是一种没有灭弧装置的开关设备, 主要用来断开无负荷电流的电路, 隔离电源。在分闸状态时有明显的断开点, 以保证其他电气设备的安全检修, 在合闸状态时能可靠地通过正常负荷电流及短路故障电流。因为没有专门的灭弧装置, 不能切断负荷电流及短路电流, 因此, 隔离开关只能在电路已被断路器断开的情况下才能进行操作, 严禁带负荷操作, 以免造成严重的设备和人身事故。

按规程规定, 隔离开关允许用于下列电气控制:

- 1) 拉、合电压互感器和避雷器。
- 2) 拉、合闭路开关的旁路电流。

- 3) 拉、合连接在空载母线上设备的电容电流。
- 4) 拉、合变压器中性的接地线。但当中性点上接有消弧线圈时, 只有系统无故障时方可操作。
- 5) 可以操作下列容量无负荷空载运行的变压器: 电压在 10kV 以下, 变压器容量不超过 320kVA; 电压在 35kV 以下, 变压器容量不超过 1 000kVA。
- 6) 可以操作电压为 35kV 以下, 长度在 5km 以内的空载线路。
- 7) 可操作电压在 10kV、长度在 5km 以内的空载线路, 但应使用三联刀开关。

二、户外安装与运行

在变电站的安装和运行中, 因其结构比较简单, 维护比较容易, 往往只注重于其他高压设备(如断路器)的安装、检修和维护, 而忽视了户外高压隔离开关。为了确保隔离开关的正常运行, 对于户外隔离开关在安装和运行中应注意以下几个问题。

1) 在安装调整的操作过程中, 不要用力过大, 否则会产生机构内齿轮啮合不当, 造成三相不同期, 这样会延长找到最佳配合点的时间。

2) 在安装调整触头的过程中工作不仔细, 可能出现动、静触头接触不当, 插入深度不够, 触头未全部接触, 出现发热现象, 所以在安装调整中要注意检查触头的接触情况。

3) 在运行中由于接地刀的连杆长, 操作时相对主刀开关要费力些, 所以要注意同期调整。同时要给动、静触头涂固体润滑剂, 减少摩擦, 防止有卡涩的现象。

4) 触头上的油脂在长期运行中易粘上尘土、砂粒, 磨损触面, 易发生电弧、过热现象。所以在维修工作时, 对触头部位应注意检查, 并认真清除触头表面的污垢, 遇有触头表面磨损时要打磨平整。

5) 隔离开关的三相联动的合闸同期性数值为: 35kV 不大于 5mm; 110kV 不大于 9mm。

三、通断操作

在操作隔离开关时，应该注意操作顺序：停电时先拉线路侧隔离开关；送电时先合母线隔离开关；而且在操作隔离开关前，先检查确认断路器在断路位置后，才能操作隔离开关。

1. 合上隔离开关时的操作

1) 无论用手动传动装置或用绝缘操作杆操作，均必须迅速而果断；但在合闸终了时用力不可过猛，以免损坏设备，使机构变形，瓷绝缘子破裂等。

2) 隔离开关操作完毕后，应检查是否合上。合好后，隔离开关应该完全进入固定触头，严密接触。

2. 拉开隔离开关时操作

1) 开始时，应该慢而谨慎；当刀片刚要离开固定触头时，应迅速。特别是切断变压器的空载电流、架空线路和电缆的充电电流、架空线路小负载电流以及环路电流时，拉开隔离开关时，更应迅速果断，以便能迅速消弧。

2) 拉开隔离开关后，应检查隔离开关每相确实已在处于断开位置，并使刀片尽量拉到头。

3. 在操作中误拉、误合隔离开关

1) 操作中误合隔离开关时，即使合错，甚至在合闸中发生电弧，也不准将隔离开关再拉开。否则因为隔离开关带负荷将造成三相弧光短路事故。

2) 误拉隔离开关时，在刀片刚要离开固定触头时便发生电弧，这时，应立即合上，可以消灭电弧，避免事故。如果隔离开关已经全部拉开，则绝不允许将误拉的隔离开关再合上。如果是单极隔离开关，操作一相后发现误拉，对其他两项则不允许继续操作。

四、运行、维护

1. 隔离开关的运行

隔离开关应与配电装置同时进行正常巡视。

1) 检查隔离开关接触部分的温度是否过热。

2) 检查绝缘子有无破损、裂纹及放电痕迹，绝缘子在胶合

处有无脱落迹象。

3) 检查 10kV 架空线路用单相隔离开关刀片锁紧装置是否完好。

2. 隔离开关维护项目

1) 清扫瓷件表面的尘土, 检查瓷件表面是否掉釉、破损, 有无裂纹和闪络痕迹; 绝缘子的铁、瓷结合部位是否牢固, 若破损严重, 应进行更换。

2) 用汽油擦净刀片、触头或触指上的油污, 检查接触表面是否清洁, 有无机械损伤、氧化和过热痕迹及扭曲、变形等现象。

3) 检查触头或刀片上的附件是否齐全, 有无损坏。

4) 检查连接隔离开关和母线、断路器的引线是否牢固, 有无过热现象。

5) 检查软连接部件有无折损、断股等现象。

6) 检查并清扫操作机构和传动部分, 并加入适量的润滑油脂。

7) 检查传动部分与带电部分的距离是否符合要求; 定位器和制动装置是否牢固, 动作是否正确。

8) 检查隔离开关的底座是否良好, 接地是否可靠。

3. 防止隔离开关错误操作

1) 在隔离开关和断路器之间应装设机械联锁, 通常采用连杆机构来保证在断路器处于合闸位置时, 使隔离开关无法分闸。

2) 利用油断路器操作机构上的辅助触头来控制电磁锁, 使电磁锁能锁住隔离开关的操作把手, 保证断路器未断开之前, 隔离开关的操作把手不能操作。

3) 在隔离开关与断路器距离较远而采用机械联锁有困难时, 可将隔离开关的锁用钥匙, 存放在断路器处或在该断路器的控制开关操作把手上, 只能在断路器分闸后, 才能将钥匙取出打开与之相应的隔离开关, 避免带负荷拉闸。

4) 在隔离开关操作机构处加装接地线的机械联锁装置, 在

接地线末拆除前，隔离开关无法进行合闸操作。

5) 检修时应仔细检查带有接地刀的隔离开关，确保主刀片与接地刀的机械联锁装置良好，在主刀片闭合时接地刀应先打开。

五、高压隔离开关常见故障

高压隔离开关是在无载情况下断开或接通高压线路的输电设备，以及对被检修的高压母线、断路器等电气设备与带电的高压线路进行电气隔离的设备。一直以来，高压隔离开关都是电力系统中使用量最大、应用范围最广的高压电器设备之一。然而，由于生产工艺、超期维护等因素的影响，高压隔离开关在运行中也出现了操作卡涩、拉合失灵、三相合闸不同期、接触部位发热等各种故障现象。这些故障现象若处理不好，将严重威胁电网的安全生产。

- 1) 隔离开关分、合闸不到位或三相不同期。
- 2) 隔离开关导电系统过热现象。
- 3) 自动掉落合闸。
- 4) 鼓形绝缘子电气和力学性能不良。
- 5) 高压隔离开关机构及传动系统造成的拒分、拒合。
- 6) 电气问题造成的拒分、拒合。

六、隔离开关的操作机构

通常有手动人力操作机构和电动操作机构。其外形见图 5-7 和图 5-8 (220kV 电压等级 GW6-252W/2000A 隔离开关)。

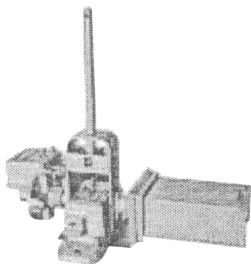


图 5-7 CS22 型手动操作机构

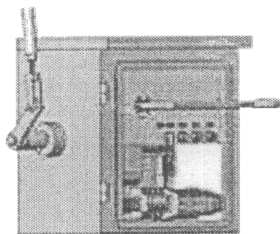


图 5-8 CG6 型电动操作机构

第五节 母 线

一、母线的作用

电气母线是汇集和分配电能的通路设备。它决定了电气装置设备的数量，并表明以什么方式来连接发电机、变压器和线路，以及怎样与系统连接来完成输配电任务。

在变电所中各级电压配电装置的连接，以及变压器等电气设备和相应配电装置的连接，大都采用矩形或圆形截面的裸导线或绞线，这统称为母线。母线的作用是汇集、分配和传送电能。由于母线在运行中有巨大的电能通过，短路时承受着很大的发热和电动力效应，因此，必须合理地选用母线材料、截面形状和截面积，以符合安全经济运行的要求。

二、母线的分类与用途

母线按结构分为硬母线和软母线。硬母线又分为矩形母线和管形母线。矩形母线一般使用于主变压器至配电室内。其优点是施工安装方便、运行中变化小、载流量大，但造价较高。软母线用于室外，因空间大，导线有所摆动也不至于造成线间距离不够。软母线施工简便，造价低廉。在变电所的设计中，对于35kV以上的母线，有采用铝合金材料制成的管形母线。这种母线结构，可以减小母线相间距离，结线清晰、维护量小，但母线固定金具比较复杂。

三、母线支撑

硬母线使用支柱绝缘子支撑。软导线（两分列母线）又称软母线，使用悬式绝缘子与构架绝缘隔离。

四、封闭母线

封闭母线载流量大，此种母线也叫密集性封闭母线，其载流量最大可达到5000A。此种封闭母线表面喷塑，故而表面平整、防腐层附着力强；在安装时拐弯不方便，需要比较大的空间，但安装时的附件比较少。封闭母线能防止小动物的破坏，便于以后

的运行维护。

在安装封闭母线长度超过 80m 时，还应安装母线伸缩节。母线伸缩节是有轴向变化量的母线干线单元，安装在适当的位置，用来吸收由于热胀、冷缩等产生的轴向变化量。

五、硬母线的安装

主要包括母线的质量检验与母线的平直、测量、放样、下料、弯曲、钻孔、接触面加工、搭接（焊接）、安装固定和刷漆等工序。其中安装固定还包括母线支架、绝缘子和母线夹板的安装。

软母线的安装不得有扭结、松股、断股及其他明显的损伤；硬母线表面应光洁平整，不得有裂纹、折皱等；管形母线不应有变形、扭曲等现象。

六、运行维护

1) 母线配制及安装架设应符合设计规定且连接正确，螺栓紧固接触可靠，相间及对地电气距离符合要求。

2) 瓷件完整清洁，铁件和瓷件胶合处完整无损，穿墙充油套管无渗油，油位正常，投入运行的母线应有明显的编号和相位牌，并有限高标志。

3) 变压器低压侧出口母线桥及安装部位较低的母线、引线处，装设绝缘护套。

4) 架构基础应牢固无积水，架构无倾斜、腐蚀、露筋现象，并可靠接地。

5) 母线正常巡视检查项目：母线无松弛、断股现象；绝缘子清洁、无破损、闪络现象；母线连接处无发热变色现象；母线架构基础应良好；接地下引线接触良好；母线上无异物搭落。

七、母线事故处理

发现接头示温片变色，应进行鉴定，分析原因，并根据情况做如下处理：

- 1) 进行倒闸操作，把发热点隔离。
- 2) 汇报所属调度，设法减少负荷电流。

- 3) 若发热严重, 危及安全运行, 应立即停电处理。
- 4) 发现瓷瓶有严重放电时, 应立即汇报所属调度进行停电处理。
- 5) 母线发生故障后, 应检查母线、瓷瓶、穿墙套管等设备有无明显的异常。

八、母线的颜色

母线涂漆的颜色应符合下列规定:

- 1) 三相交流母线: A 相为黄色; B 相为绿色; C 相为红色。室外软母线、封闭母线应在两端和中间适当部位涂相色漆。
- 2) 母线在下列各处不应刷相色漆: 母线的螺栓联接及支持联接处; 母线与电器的连接处以及距所有连接处 10mm 以内的地方; 供携带式接地线连接用的接触面上。不刷漆部分的长度应为母线的宽度或直径, 且不应小于 50mm, 并在其两侧涂以宽度为 10mm 的黑色标志带。

第六节 避雷器

一、避雷器作用

避雷器是一种能释放雷电或兼释放电力系统操作过电压能量的电器装置, 可以保护电工设备免受瞬时过电压危害, 又能截断续流, 不致引起系统接地短路。避雷器通常接于带电导线与地之间, 与被保护设备并联。当过电压值达到规定的动作电压时, 避雷器立即动作, 流过电荷, 限制过电压幅值, 保护设备绝缘; 电压值正常后, 避雷器又迅速恢复原状, 以保证系统正常供电。

避雷器的外观见图 5-9。

二、避雷器的种类

最原始的避雷器是羊角形间隙, 用于架空输电线路, 防止雷击损坏设备绝缘而造成停电, 故称“避雷器”。

现今避雷器有管式和阀式两大类。阀式避雷器分为碳化硅阀式避雷器和金属氧化物避雷器 (又称氧化锌避雷器), 现在多采

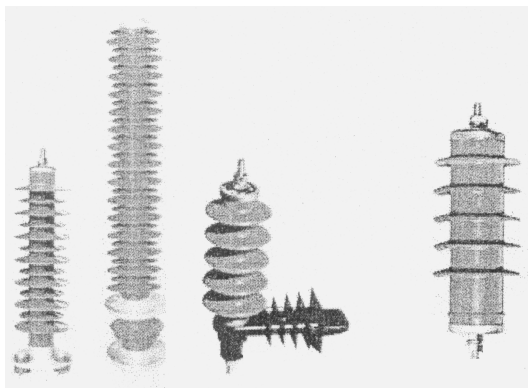


图 5-9 常用避雷器的外观

用合成绝缘金属氧化锌避雷器。

（一）管式避雷器

管式避雷器存在间隙（又称灭弧间隙），置于产气材料制成的灭弧管内。外间隙将管子与电网隔开。雷电过电压使内外间隙放电，内间隙电弧高温使产气材料产生气体，管内气压迅速增加，高压气体从喷口喷出灭弧。管式避雷器具有较大的冲击通流能力，可用在雷电流幅值很大的地方。但管式避雷器放电电压较高且分散性大，动作时产生截波，保护性能较差，主要用于变电所、发电厂的进线保护和线路绝缘弱点的保护。

（二）碳化硅避雷器

碳化硅避雷器的基本工作元件是叠装于密封瓷套内的火花间隙和碳化硅阀片（电压等级高的避雷器产品具有多节瓷套）。火花间隙的主要作用是平时将阀片与带电导体隔离，在过电压时放电和切断电源供给的续流。碳化硅避雷器的火花间隙由许多间隙串联组成，放电分散性小，伏秒特性平坦，灭弧性能好。碳化硅阀片是以电工碳化硅为主体，与结合剂混合后，经压形、烧结而成的非线性电阻体，呈圆饼状。碳化硅阀片的主要作用是吸收过电压能量，利用其电阻的非线性（高电压大电流下电阻值大幅度下降）限制放电电流通过自身的压降（称残压）和限制续流幅

值，与火花间隙协同作用熄灭续流电弧。

碳化硅避雷器按结构不同，又分为普通阀式和磁吹阀式两类。后者利用磁场驱动电弧来提高灭弧性能，从而具有更好的保护性能。碳化硅避雷器保护性能好，广泛用于交、直流系统，保护发电、变电设备的绝缘。

（三）金属氧化物避雷器

金属氧化物避雷器的基本工作元件是密封在瓷套内的氧化锌阀片。氧化锌阀片是以 ZnO 为基体，添加少量的 Bi_2O_3 、 MnO_2 、 Sb_2O_3 、 Co_3O_3 、 Cr_2O_3 等制成的非线性电阻体，具有比碳化硅好得多的非线性伏安特性，在持续工作电压下仅流过微安级的泄漏电流，动作后无续流。氧化锌避雷器在正常工频电压下，具有极高的电阻，呈现绝缘状态；在过电压作用下，则呈现低阻状态，使与之并联的电器设备的残压被抑制在设备绝缘安全值以下，待过电压消失后，又恢复高阻绝缘状态，从而保护电器设备的绝缘免受过电压的损害。金属氧化锌避雷器不需要火花间隙，从而使结构简化，并具有动作响应快、耐多重雷电过电压或操作过电压作用、能量吸收能力大、耐污秽性能好、可靠性高、寿命长、维护简单、体积小等优点。由于金属氧化锌避雷器保护性能优于碳化硅避雷器，已在逐步取代碳化硅避雷器，广泛用于交、直流系统，保护发电、变电设备的绝缘，尤其适合于中性点有效接地（见电力系统中性点接地方式）的 110kV 及以上的电网。

三、氧化锌避雷器的试验与运行

（一）避雷器的试验

1. 测量绝缘电阻

采用 2 500V 及以上兆欧表，35kV 及以下，不低于 2 500M Ω ；35kV 及以下，不低于 1 000M Ω 。

2. 测量电压与电流

测量直流 1mA 的电压及该电压 75% 值时的泄漏电流。对避雷器施加直流电压，随着电压升高，泄漏电流逐渐增大，当电流

值达到 1mA 电流时记下电压值，然后将电压降到该电压值的 75% 并记下泄漏电流，其值不应大于 $50\mu\text{A}$ 。

（二）避雷器的安装

1. 避雷器安装前的检查

1) 检查避雷器额定电压与线路电压是否相同。

2) 检查底盘的瓷盘有无裂纹，瓷件表面是否有裂纹、破损和闪络痕迹及掉釉现象。如有破损，其破损面应在 0.5cm^2 以下，在不超过三处时可继续使用。

3) 将避雷器向不同方向轻轻摇动，内部应无松动的响声。

4) 检查瓷套与法兰连接处的胶合和密封情况是否良好。

2. 安装要求

1) 避雷器应垂直安装，倾斜不得大于 15° 。安装位置应尽可能接近保护设备，避雷器与 3~10kV 设备的电气距离，一般不大于 15m，易于检查巡视的带电部分距地面低于 3m 时，应设遮栏。

2) 避雷器的引线与母线、导线的接头，截面积不得小于规定值：3~10kV 铜引线截面积不小于 16mm^2 ；铝引线截面不小于 25mm^2 ；35kV 及以上按设计要求。上下引线要求连接牢固。各金属接触表面应清除氧化膜及油漆。

3) 避雷器周围应有足够的空间，带电部分与邻相导线或金属构架的距离不得小于 0.35m，底板对地不得小于 2.5m，以免周围物体干扰避雷器的电位分布而降低间隙放电电压。

4) 高压避雷器的拉线绝缘子串必须牢固，其弹簧应适当调整，确保伸缩自由，弹簧盒内的螺帽不得松动，应有防护装置；同相各拉紧绝缘子串的拉力应均匀。

5) 均压环应水平安装，不得歪斜，三相中心孔应保持一致；全部回路（从母线、线路到接地引线）不能迂回，应尽量短而直。

6) 对 35kV 及以上的避雷器，接地回路应装设放电记录器。放电记录器应密封良好，安装位置应与避雷器一致，以便于

观察。

7) 对不可互换的多节基本元件组成的避雷器, 应严格按出厂编号、顺序进行叠装, 避免不同避雷器的各节元件相互混淆和同一避雷器的各节元件的位置颠倒、错乱。

8) 避雷器底座对地绝缘应良好, 接地引下线与被保护设备的金属外壳应可靠连接, 并与总接地装置相连。

(三) 避雷器的参数

1) 标称电压 U_n : 应与被保护系统的额定电压相符。在信息技术系统中此参数表明了应该选用的保护器的类型。它标出交流或直流电压的有效值。

2) 额定电压 U_c : 能长久施加在保护器的指定端, 而不引起保护器特性变化和激活保护元件的最大电压有效值。

3) 额定放电电流 I_{sn} : 给保护器施加波形为 $8/20\mu s$ 的标准雷电波冲击 10 次时, 保护器所耐受的最大冲击电流峰值。

4) 最大放电电流 I_{max} : 给保护器施加波形为 $8/20\mu s$ 的标准雷电波冲击 1 次时, 保护器所耐受的最大冲击电流峰值。

(四) 日常巡视与维护

1) 在日常运行中, 应检查避雷器的瓷套表面的污染状况。因为当瓷套表面受到严重污染时, 将使电压分布很不均匀; 在有并联分路电阻的避雷器中, 当其中一个元件的电压分布增大时, 通过其并联电阻中的电流将显著增大, 则可能烧坏并联电阻而引起故障; 此外, 也可能影响阀型避雷器的灭弧性能。

2) 检查避雷器的引线及接地引下线, 是否有烧伤痕迹和断股现象。

通过放电记录器的检查, 最容易发现避雷器的隐形缺陷。

检查避雷器上端引线处密封是否良好。避雷器密封不良会进水、汽引起事故, 因而应检查瓷套与法兰连接处的水泥接合缝是否严密。对 10kV 阀型避雷器上引线处可加装防水罩, 以免雨水渗入。

检查避雷器与被保护电气设备之间的电气距离是否符合要

求。避雷器应尽量靠近被保护的电气设备。

避雷器在雷雨前应检查记录器的动作情况；检查泄漏电流；检查工频放电电压，放电电压大于或小于标准值时，应进行检修和试验。

放电记录器动作次数过多时，应进行检修。

瓷套及水泥接合处有裂纹，法兰盘和橡皮垫有脱落时，应进行检修。

3) 定期进行检查避雷器的绝缘电阻。测量时应用 2500V 绝缘电阻表。测得的数值与以前一次的结果比较，无明显变化时可继续投入运行；绝缘电阻显著下降时，一般是由密封不良而受潮或火花间隙短路所引起的，当低于合格值时，应作特性试验；绝缘电阻显著升高时，一般是由于内部并联电阻接触不良或断裂以及弹簧松弛和内部元件分离等造成的。

4) 为了能及时发现阀型避雷器内部隐形缺陷，应在每年雷雨季节之前进行一次预防性试验。

(五) 特殊巡视

避雷器在运行中应与配电装置同时进行巡视检查，雷电活动后，应增加特殊巡视。巡视检查项目如下。

- 1) 瓷套是否完整。
- 2) 导线与接地引线有无烧伤痕迹和断股现象。
- 3) 水泥接合缝及涂刷的油漆是否完好。
- 4) 10kV 避雷器上帽引线处密封是否严密，有无进水现象。
- 5) 瓷套表面有无严重污秽。
- 6) 动作记录器指示数有无变化，判断避雷器是否动作并做好记录。

7) 检查避雷器泄漏电流变化情况，如果比原有正常值增加 30% 就应该停电试验，如果增加达到 50%，就应该立即停止运行。

(六) 故障处理

- 1) 瓷套有裂纹，应立即停止运行，即将故障相避雷器退出

运行，更换合格的避雷器。雷雨中发现瓷套有裂纹，应维持其运行，待雷雨过后再进行处理。若因避雷器瓷套裂纹而造成闪络，但未引起系统接地时，在可能条件下应将故障相避雷器停用。

2) 避雷器内部异常或套管炸裂。这种现象可能会引起系统接地故障，处理时，人员不得靠近避雷器，可用断路器或人工接地转移的方法，断开故障避雷器。

3) 避雷器在运行中突然爆炸。这种情况下，若尚未造成系统永久性接地，可在雷雨过后，拉开故障相的隔离开关将避雷器停用，并及时更换合格的避雷器。若已引起系统永久性接地，则禁止操作隔离开关来停用故障的避雷器。

4) 避雷器动作指示器内部烧黑或烧毁，接地引下线连接点烧断，避雷器阀片电阻失效，火花间隙灭弧特性变坏，工频续流增大，若有以上这些异常现象，应及时对避雷器作电气试验或解体检查。

第七节 高压开关柜

一、高压开关柜概述

开关柜又称成套开关或成套配电装置。它是以断路器为主的电气设备，是指生产厂家根据电气一次主接线图的要求，将有关的高低压电器（包括控制电器、保护电器、测量电器）以及母线、载流导体、绝缘子等装配在封闭的或敞开的金属柜体内，作为电力系统中接受和分配电能的装置，将真空断路器装入金属柜内，构成高压开关柜。开关柜中除了断路器之外，还要安装起隔离电路作用的隔离开关、起安全保障作用的接地开关、起测量或保护作用的电流互感器和电压互感器、起过电压保护作用的避雷器或 RC 吸收器，而且还要安装继电保护用的二次回路元件和线路，引接电缆或架空线都可以进入柜内，使开关柜成为一个有相对独立组合功能的配电装置。在发电厂的开关站、输电线路的变电站、接受电能的用户终端变电所中，都大量采用各种开关柜。

二、高压真空开关柜的类型

高压真空开关柜，可有以下几种分类方式，每一类又有若干个基本类型。它们各有自己的特点。

1) 按断路器的安装方式分为固定式和移开式（手车式）。

① 固定式：断路器固定安装；柜内装有隔离开关；柜内空间较宽敞，检修容易；易于制造，成本较低；安全性差。

② 移开式：断路器可随移开部件（手车）移出柜外，更换、维修方便；省却隔离开关，结构紧凑；加工精度较高，价格贵些。

半封闭型开关柜 [如 GG-1A (F) Z] 和箱式开关柜都属于固定式，而间隔式（如 JYN 型）和铠装式开关柜（KYN 型）都属于移开式的（JYN 型、KYN 型等）。在移开式开关柜中，近年来从国外引进一种称作中置柜的，其移开部件（俗称手车）更加小巧，高度降低，几乎是将真空断路器的底座添些部件就作为手车。

2) 按开关柜的主接线形式分为桥式接线开关柜、单母线开关柜、双母线开关柜、单母线分段开关柜、双母线带旁路母线开关柜、单母线分段带旁路母线开关柜。

3) 按柜体结构可分为金属封闭间隔式开关柜、金属封闭铠装式开关柜、金属封闭箱式开关柜。

4) 按断路器手车的安装位置可分为落地式开关柜、中置式开关柜。

5) 按开关柜内部的绝缘介质可分为空气绝缘开关柜、SF₆ 气体绝缘开关柜。

三、高压开关柜柜内母线位置、相序的对应关系（表 5-4）

表 5-4 高压开关柜柜内母线位置、相序的对应关系

相别	漆色	母线安装相互位置		
		垂直	水平	引下线
A 相	黄	上	远	左
B 相	绿	中	中	中
C 相	红	下	近	右

四、高压开关柜的主要特点

1) 一、二次方案。这是开关柜具体的功能标志,包括电能汇集、分配、计量和保护功能电气线路。一个开关柜有一个确定的主回路(一次回路)方案和一个辅助回路(二次回路)方案。当一个开关柜的主方案不能实现时,可以用几个单元方案来组合来实现功能要求。

2) 具有一定的操作程序及机械或电气联锁机构。实践证明,无“五防”功能或“五防功能不全”是造成电力事故的主要原因。

3) 具有接地的金属外壳。其外壳有支撑和防护作用,因此要求它应具有足够的机械强度和刚度,保证装置的稳固性,当柜内产生故障时,不会出现变形、折断等外部效应;同时也可以防止人体接近带电部分和触及运动部件;防止外界因素对内部设施的影响以及防止设备受到意外的冲击。

4) 具有抑制内部故障的功能。“内部故障”是指开关柜内部电弧短路引起的故障,一旦发生内部故障要求把电弧故障限制在隔室以内。

五、高压开关柜的内部构造

1) 柜体内部用钢板分成几个室:上部后方是隔离开关室,前方是继电器室,中部是断路器室;中部由电流互感器安装板将其分成前后两部分,后方是出线电缆室,面板左中部有机械闭锁和指示灯。

2) 断路器室内装设有真空断路器,后方装有电压互感器,前方是避雷器,下方装有电流互感器,后方是零序电流互感器。在柜门上装有断路器观察窗,室内有检修用照明灯,以便观测。继电器室内装有过流继电器、电流互感器、电压继电器及控制用中间继电器,柜门上装有电压表、电流表和掉电保护的电容电阻等。

3) 利用机械传动联杆来实现五防:防误分合断路器;防带负荷误分、合隔离开关;防带电挂接地线;防带接地线送电;防

误入带电间隔。因此便于检修安装和生产，同时能可靠地防止电器误操作，从而保证设备运行和人身安全。

4) 结构特点：该高压开关柜采用金属封闭式结构，柜体骨架由角钢焊接而成，内部用钢板严密分隔成母线室、断路器室、进出线电缆室、机电保护、仪表室及控制小室五个独立的间隔室。两柜母线之间用 3mm 厚的铝板封闭，主母线用套管贯穿于各柜母线室。整个柜体由三部分组成。骨架分成断路器室和电缆室，断路器室在骨架的前方，电缆室在骨架后下方，两室间用接地的金属封板间隔；母线室位于骨架的后上部，保护室、仪表室位于骨架的前方；母线室和保护室之间留有排气通道。这种结构可将任何设备、母线故障均限制在局部范围之内，可避免事故扩大，提高了运行可靠性。

六、高压开关柜常见故障的分析

高压开关柜的故障多发生在绝缘、导电和机械方面。

(一) 拒动、误动故障

这种故障是高压开关柜最主要的故障。其原因可分为两类：一类是因操动机构及传动系统的机械故障造成，具体表现为机构卡涩，部件变形、位移或损坏，分合闸铁心松动、卡涩，轴销松断、脱扣失灵等；另一类是因电气控制和辅助回路造成，表现为二次接线接触不良，端子松动，接线错误，分合闸线圈因机构卡涩或转换开关不良而烧损，辅助开关切换不灵，以及操作电源、合闸接触器、微动开关等的故障。

(二) 开断与关合故障

这类故障是由断路器本体造成的。对少油断路器而言，主要表现为喷油短路、灭弧室烧损、开断能力不足、关合时爆炸等。对于真空断路器而言，表现为灭弧室及波纹管漏气、真空度降低、切电容器组重燃、陶瓷管破裂等。

(三) 绝缘故障

绝缘水平是要正确处理作用在绝缘体上的各种电压（包括运行电压和各种过电压）、各种限压措施、绝缘强度这三者之间的

关系。力求使产品做到既安全又经济，得到最佳的经济效益。在绝缘方面的故障主要表现为外绝缘对地闪络击穿，内绝缘对地闪络击穿，相间绝缘闪络击穿，雷电过电压闪络击穿，瓷瓶套管、电容套管闪络、污闪、击穿、爆炸，提升杆闪络，CT 闪络、击穿、爆炸，瓷瓶断裂等。

（四）载流故障

72~12kV 电压等级发生的载流故障主要原因是开关柜隔离插头接触不良导致触头烧熔。

（五）外力及其他故障

外力及其他故障包括异物撞击、自然灾害、小动物短路等不可知的其他外力及意外故障。

七、运行与维护

1) 要保证电气回路良好的连通性，合、分闸线圈、辅助开关等元件的性能都要有保证。因为是串联回路，回路中的各个开关、熔断器以及各个连接处要始终处于完好状态，直流操作电源也要始终处于正常状态。如果直流回路绝缘不良，发生一点接地或多点接地，就可能使开关发生误动；如果直流回路导通不好或电源不正常，就会发生拒动事故。

2) 电压等级高，对绝缘水平的选取更为关注。对于中压等级，往往希望通过增加不多的费用，将绝缘水平取得略为偏高一点，使得运行更安全。

3) 投运初期，加强监视是十分必要的；在高峰负荷以及夏季环境温度较高时，监视设备的运行状态尤其重要。例如可采用红外测温等方法来监视设备的发热情况，及时发现潜伏的不正常发热现象。

4) 配电间应防潮、防尘、防止小动物钻入。

5) 所有金属器件应防锈蚀（涂上清漆或色漆），运动部件应注意润滑，检查螺钉有否松动，积灰需及时清除。

6) 观察各元件的状态，是否有过热变色、发出异常响声、接触不良等现象。

八、故障处理

(一) 对于断路器

- 1) 有条件时应进行工频耐压，可间接检查真空度。
- 2) 对于玻璃泡灭弧室，应观察其内部金属表面是否发乌，有无辉光放电等现象。
- 3) 更换灭弧室时，应将导电杆卡住，不能让波纹管承受扭转力矩，导电夹与导电杆应夹紧连接。
- 4) 合闸回路熔丝规格不能用得过大，熔丝的熔化特性须可靠。
- 5) 合闸失灵时，须检查故障：电气方面可能是电源电压过低（压降太大或电源容量不够）、合闸线圈受潮致使匝间短路、熔丝已断；机构方面可能是合闸锁扣扣接量过小、辅助开关调得角度不好、断电过早。
- 6) 分闸失灵时，须检查故障：电气方面可能是电源电压过低、转换开关接触不良、分闸回路断线；机械方面可能是分闸线圈行程未调好、铁心被卡滞、锁扣扣接量过大、螺钉松动。
- 7) 辅助开关触头转换时须精心调整，切换过早可能动作不到位，切换过慢会使分、合闸线圈长时带电而烧毁。

(二) 对于隔离开关

- 1) 注意刀片、触头有无扭歪，合闸时是否合闸到位和接触良好。
- 2) 分闸时断口距离是否 $\geq 150\text{mm}$ 。
- 3) 支持及推杆瓷绝缘子有否开裂或胶装件松动。
- 4) 操动机构与断路器的联锁装置是否正常、可靠。

(三) 对于手车隔离

- 1) 插头咬合面应涂敷防护剂（导电膏、凡士林等）。
- 2) 注意插头有无明显的偏摆变形。
- 3) 检修时应注意插头咬合面有无熔焊现象。

(四) 对于电流互感器

- 1) 注意接头有无过热，有无响声和异味。

- 2) 绝缘部分有无开裂或放电。
- 3) 引线螺钉有无松动, 决不能使之开路, 以免产生感应高压, 对操作人员及设备安全造成损害。
- 4) 开关柜长期未投入运行时, 投运前主要一次元件间隔(如手车室及电缆室) 应进行加热除湿, 以防止产生凝露而影响设备的外绝缘。

第八节 电 容 器

一、电力电容器

任意两块金属导体, 中间用绝缘介质隔开, 即构成一个电容器。电容器电容的大小, 由其几何尺寸和两极板间绝缘介质的特性来决定。当电容器在交流电压下使用时, 常以其无功功率表示电容器的容量, 单位为法 (F) 或千法 (kF)。

(一) 电力电容器的种类

电力电容器按用途可分为 8 种:

- 1) 并联电容器。原称移相电容器, 主要用于补偿电力系统感性负荷的无功功率, 以提高功率因数, 改善电压质量, 降低线路损耗。
- 2) 串联电容器。串联于工频高压输、配电线路中, 用以补偿线路的分布感抗, 提高系统的静、动态稳定性, 改善线路的电压质量, 加长送电距离和增大输送能力。
- 3) 耦合电容器。主要用于高压电力线路的高频通信、测量、控制、保护以及在抽取电能的装置中作部件用。
- 4) 断路器电容器。原称均压电容器, 并联在超高压断路器断口上起均压作用, 使各断口间的电压在分断过程中和断开时均匀, 并可改善断路器的灭弧特性, 提高分断能力。
- 5) 电热电容器。用于频率为 $40 \sim 24\,000\text{Hz}$ 的电热设备系统中, 以提高功率因数, 改善回路的电压或频率等特性。
- 6) 脉冲电容器。主要起储能作用, 用作冲击电压发生器、

冲击电流发生器、断路器试验用振荡回路等基本储能元件。

7) 直流和滤波电容器。用于高压直流装置和高压整流滤波装置中。

电力电容器为串联电容器和并联电容器。它们都能改善电力系统的电压质量和提高输电线路的输电能力，是电力系统的重要设备。

(二) 并联电力电容器的作用

并联电力电容器并联在系统的母线上，类似于系统母线上的一个容性负荷，它吸收系统的容性无功功率，这就相当于并联电容器向系统发出感性无功。因此，并联电容器能向系统提供感性无功功率、系统运行的功率因数，提高受电端母线的电压水平，同时，减少了线路上感性无功的输送，减少了电压和功率损耗，因而提高了线路的输电能力。

(三) 电力电容器补偿装置的运行要求

1. 运行的基本要求

1) 三相电容器各相的容量应相等。

2) 电容器应在额定电压和额定电流下运行，其变化应在允许范围内。

3) 电容器室内应保持通风良好，运行温度不超过允许值。

4) 电容器不可带残留电荷合闸，如在运行中发生掉闸，拉闸或合闸一次未成，必须经过充分放电后，方可合闸；对有放电电压互感器的电容器，可在断开 5min 后进行合闸。运行中投切电容器组的间隔时间为 15min。

2. 运行环境要求

1) 在允许运行电压下正常运行时，并联电容器装置应在额定电压下运行，一般不宜超过额定电压的 1.05 倍，最高运行电压不超过额定电压的 1.1 倍。母线超过 1.1 倍额定电压时，电容器应停用。

2) 在允许运行电流下正常运行时，电容器应在额定电流下运行，最大运行电流不得超过额定电流的 1.3 倍，三相电流差不

超过 5%。

3) 在允许运行温度下正常运行时, 其周围额定环境温度应为 $(+40 \sim -25)^{\circ}\text{C}$, 电容器的外壳温度应不超过 55°C 。

(四) 电力电容器的保护与运行

1. 保护措施

采用平衡或差动继电保护或采用瞬时作用过电流继电保护, 对于 3.15kV 及以上的电容器, 必须在每个电容器上装置单独的熔断器。熔断器的额定电流应按熔丝的特性和接通时的涌流来选定, 一般选 1.5 倍电容器的额定电流为宜, 以防止电容器油箱爆炸。

除上述指出的保护形式外, 在必要时还可以作下面的几种保护。

1) 如果母线电压升高是经常及长时间的, 需采取措施使电压升高不超过 1.1 倍额定电压。

2) 用合适的电流自动开关进行保护, 使电流升高不超过 1.3 倍额定电流。

3) 如果电容器同架空线连接时, 可用合适的避雷器来进行大气过电压保护。

4) 在高压网络中, 短路电流超过 20A 时, 并且短路电流的保护装置或熔丝不能可靠地保护对地短路时, 则应采用单相短路保护装置。

2. 保护要求

正确选择电容器组的保护方式, 是确保电容器安全可靠运行的关键, 但无论用哪种保护方式, 均应符合以下几项要求:

1) 保护装置应有足够的灵敏度, 不论电容器组中单台电容器内部发生故障, 还是部分元件损坏, 保护装置都能可靠地动作。

2) 能够有选择地切除故障电容器, 或在电容器组电源全部断开后, 便于检查出已损坏的电容器。

3) 在电容器停送电过程中及电力系统发生接地或其他故障

时，保护装置不能有误动作。

4) 保护装置应便于进行安装、调整、试验和运行维护。

5) 消耗电量要少，运行费用要低。

6) 电容器不允许装设自动重合闸装置，相反，应装设无压释放自动跳闸装置。这主要是因为电容器放电需要一定时间，当电容器组的开关跳闸后，如果马上重合闸，电容器是来不及放电的，在电容器中就可能残存着与重合闸电压极性相反的电荷，这将使合闸瞬间产生很大的冲击电流，从而造成电容器外壳膨胀、喷油甚至爆炸。

3. 电力电容器的放电

1) 电容器每次从电网中断开后，应该自动进行放电。其端电压应迅速降低。不论电容器额定电压是多少，在电容器从电网上断开 30s 后，其端电压应不超过 65V。

2) 为了保护电容器组，自动放电装置应装在电容器断路器的负荷侧，并经常与电容器直接并联（中间不准装设断路器、隔离开关和熔断器等）。具有非专用放电装置的电容器组，例如对于高压电容器用的电压互感器，在接触自电网断开的电容器的导电部分前，即使电容器已经自动放电，还必须用绝缘的接地金属杆去短接电容器的出线端，进行单独放电。

4. 运行中的电力电容器的维护和保养

1) 电容器应有值班人员，应做好设备运行情况记录。

2) 对运行的电容器组的外观巡视检查，应按规程规定每天都要进行，如发现其箱壳膨胀应停止使用，以免发生故障。

3) 检查电容器组每相负荷可用安培表进行。

4) 电容器组投入时，环境温度不能低于 -40°C ；运行时的环境温度：运行 1h，平均不超过 $+40^{\circ}\text{C}$ ；运行 2h，平均不得超过 $+30^{\circ}\text{C}$ ；运行一年，平均不得超过 $+20^{\circ}\text{C}$ 。如超过时，应采用人工冷却（安装风扇）或将电容器组与电网断开。

5) 安装地点的温度检查和电容器外壳上最热点温度的检查可以通过水银温度计等进行，并且做好温度记录（特别是夏季）。

6) 电容器的工作电压和电流, 在使用时不得超过 1.1 倍额定电压和 1.3 倍额定电流。

7) 接上电容器后, 特别是负荷较轻时, 将引起电网电压升高, 在此种情况下, 应将部分电容器或全部电容器从电网中断开。

8) 电容器套管和支持绝缘子表面应清洁、无破损、无放电痕迹, 电容器外壳应清洁、不变形、无渗油, 电容器和铁架子上面不应积满灰尘和其他脏东西。

9) 必须仔细地注意接有电容器组的电气线路上所有接触处(通电汇流排、接地线、断路器、熔断器、开关等)的可靠性。因为在线路上一个接触处出了故障, 甚至螺母拧得不紧, 都可能使电容器早期损坏和使整个设备发生事故。

10) 如果电容器在运行一段时间后, 需要进行耐压试验, 则应按规定值进行试验。

11) 对电容器电容和熔丝的检查, 在一年内要测电容器的电容值 2~3 次, 目的是检查电容器的可靠情况, 每次测量都应在额定电压下或近于额定值的条件下进行。

12) 由于继电器动作而使电容器组的断路器跳开, 此时在未找出跳开的原因之前, 不得重新合上。

13) 在运行或运输过程中如发现电容器外壳漏油, 可用锡铅焊料钎焊的方法修理。

5. 电力电容器组倒闸操作时必须注意的事项

1) 在正常情况下, 全变电所停电操作时, 应先断开电容器组断路器后, 再拉开各路出线断路器; 恢复送电时应与此顺序相反。

2) 在事故情况下, 全变电所无电后, 必须将电容器组的断路器断开。

3) 电容器组断路器跳闸后不准强行送电。保护熔丝熔断后, 未经查明原因之前, 不准更换熔丝送电。

4) 电容器组禁止带电荷合闸。电容器组再次合闸时, 必须

在断路器断开 3min 之后才可进行。

6. 电容器在运行中的故障处理

1) 当电容器喷油、爆炸着火时,应立即断开电源,并用沙子或干式灭火器灭火。此类事故多是由于系统内、外过电压,电容器内部严重故障所引起的。为了防止此类事故发生,要求单台熔断器熔丝规格必须匹配,熔断器熔丝熔断后要认真查找原因电容器组不得使用重合闸,跳闸后不得强送电,以免造成更大的事故。

2) 电容器的断路器跳闸,而分路熔断器熔丝未熔断。应对电容器放电 3min 后,再检查断路器、电流互感器、电力电缆及电容器外部等情况。若未发现异常,则可能是由于外部故障或母线电压波动所致,并经检查正常后,可以试投,否则应进一步对保护做全面的通电试验,通过以上的检查、试验,若仍找不出原因,则应拆开电容器组,并逐台进行检查试验,但在未查明原因之前,不得试投运。

3) 当电容器的熔断器熔丝熔断时,应向值班调度员汇报,待取得同意后,再断开电容器的断路器。在切断电源并对电容器放电后,先进行外部检查,如套管的外部有无闪络痕迹、外壳是否变形、漏油及接地装置有无短路等,然后用绝缘电阻表测量极间及极对地的绝缘电阻值。如未发现故障迹象,可换好熔断器熔丝后继续投入运行。如经送电后熔断器的熔丝仍熔断,则应退出故障电容器,恢复对其余部分的送电运行。

7. 处理故障电容器应注意的安全事项

1) 处理故障电容器应在断开电容器的断路器,拉开断路器两侧的隔离开关,并对电容器组经放电电阻放电后进行。电容器组经放电电阻(放电变压器或放电电压互感器)放电以后,由于部分残存电荷一时放不尽,仍应进行一次人工放电。放电时先将接地线接地端接好,再用接地棒多次对电容器放电,直至无放电火花及放电声为止,然后将接地端固定好。由于故障电容器可能发生引线接触不良、内部断线或熔丝熔断等,因此有部分电荷可

能未放尽，所以检修人员在接触故障电容器之前，还应戴上绝缘手套，先用短路线将故障电容器两极短接，然后方可动手拆卸和更换。

2) 对于双星形联结的电容器组的中性线上，以及多个电容器的串接线上，还应单独进行放电。电容器在变电所各种设备中比同级电压的其他设备的绝缘较为薄弱，内部元件发热较多，而散热情况又欠佳，内部故障机会较多，制造电力电容器内部材料的可燃物成分又大，所以运行中极易着火。因此，对电力电容器的运行应尽可能地创造良好的低温和通风条件。

8. 电力电容器正常巡视检查项目

- 1) 确认外壳无膨胀、鼓肚及渗漏油现象，电抗器油位正常。
- 2) 套管应清洁、无裂纹和放电现象。
- 3) 引线接头无松动、过热、脱落及断线。
- 4) 无异常响声，熔丝完整。
- 5) 电容器网门关闭良好，并已加锁。

6) 电容器应根据所属调度下达的调压曲线进行投、停操作：系统电压低时，应首先投电容器，如果满足不了，再调整变压器有载分头；系统电压高时，首先调整变压器有载分头，如满足不了，再切电容器。

- 7) 电容器本体温度不得超过 60°C 。

9. 电力电容器异常及事故退出运行处理

电容器发生下列异常运行情况之一者，应立即将其退出运行，并汇报调度。

- 1) 套管闪络或严重放电。
- 2) 接头严重过热或熔化。
- 3) 外壳膨胀变形或严重漏油。
- 4) 内部有放电声及放电线圈有异响。
- 5) 电容器爆炸、起火。

发生上述异常后，应按下列原则处理。

- 1) 先断开电容器电源，汇报调度及有关部门，采取必要的

安全措施，进行检查处理。

2) 若发生爆炸着火时，应立即切断电源，组织人员灭火。

3) 单台熔丝熔断后，应对其进行详细的外观检查，若无异状可更换同型号同容量的熔断器试送一次，若再次熔断，停用该组电容器做相关试验，查明原因后才能方可投运。

4) 电容器室温不能超过 55°C ，室温过热时应开启通风设施，进行强制通风。以保证电容器的正常运行。

二、电容器用干式空心串联电抗器

(一) 用途

干式空心串联电抗器是采用新工艺、新材料、新技术的一种新型电抗器。它在并联补偿电容器装置中，与并联电容器组串联使用，抑制谐波电压放大，减小系统电压波形畸变和限制合闸涌流或系统干扰时的瞬间冲击电流，改善供电质量。

(二) 结构及特点

干式空心串联电抗器是由若干个支柱绝缘子支撑的空心线圈。线圈由带绝缘层的铝导线绕制，采用玻璃纤维和改性环氧树脂固化而成，表面涂有防紫外线辐射的防护漆。线圈包封间用撑条隔开，形成若干个通风道以便冷却。

干式空心串联电抗器具有结构简单、重量轻、可靠性高、噪声低、使用维护方便、线性好等特点。

三、放电线圈

(一) 用途

放电线圈，用于交流 35kV 50Hz 以下的电力系统中，在电力电容器组断电时，及时安全放电，以保证检修人员的安全。本型放电线圈用于 V 电容器组放电和差电压保护。

(二) 结构特点

放电线圈的油箱内有两个器身，每个器身的铁心为外铁式，用硅钢片叠装而成，在心柱上分别装置一次及二次线圈，可以兼做保护用。

第九节 消弧线圈及补偿装置

一、概述

消弧线圈是一个具有铁心（带有间隙）的可调电感线圈，接于变压器中性点与大地之间。其主要作用是当系统发生单相接地时，产生一个与接地（电容）电流方向相反的电感电流，将接地电流补偿成较小的数值或接近于零。在电力系统中，发电机和变压器的中性点是否接地运行，涉及技术、经济、安全等多个方面，是一个综合性的问题。根据系统中发生单相接地故障时的电流，我国将中性点经消弧线圈接地（又称非有效接地）划入小接地电流系统。按我国有关规程规定，在 $3\sim 10\text{kV}$ 电力系统中，若单相接地时的电容电流超过 30A ，或在 $35\sim 60\text{kV}$ 电力系统中，单相接地时电容电流超过 10A ，其系统中性点均应采取消弧线圈接地方式。

二、消弧线圈的作用

1. 提高电力系统的供电可靠性

首先系统发生瞬间单相接地故障时不断电。消弧线圈是一个具有铁心的可调电感线圈，当由于电气设备绝缘不良、外力破坏、运行人员误操作、内部过电压等任何原因引起的电网瞬间单相接地故障时，接地电流通过消弧线圈呈电感电流，与电容电流的方向相反，可以使接地处的电流变得很小或等于零，从而消除了接地处的电弧以及由此引起的各种危害，自动消除故障，不会引起继电保护和断路器动作，大大提高了电力系统的供电可靠性。

2. 发生永久性接地故障时不被动

由于消弧线圈能够有力地限制单相接地故障电流，虽然非故障相对地电压升高，三相导线之间线电压仍然平衡，发电机可以免供不对称负荷，电力系统可以继续运行。特别是在电源紧张或停电后果严重时，有足够的时间启动备用电源或转移负荷，避免

突然中断对用户的供电而陷入被动局面。

3. 对全网电力设备有保护作用

中性点经消弧线圈接地系统发生单相接地故障时，接地电流与故障点的位置无关。由于残流很小，接地电弧可瞬间熄灭，有力地限制了电弧过电压的危害作用。继电保护和自动装置、避雷器、避雷针等，只能保护具体的设备和线路，而消弧线圈却能使绝大多数的单相接地故障不发展为相间短路，发电机可免供短路电流，变压器等设备可免受短路电流的冲击，继电保护、自动装置、断路器不必动作，从而对所在系统中的全部电力设备均有保护作用。

4. 电磁兼容性好

当今社会，多种信息处理系统广泛应用于国防、社会生产、生活的各个方面，但其抗干扰能力却很差，电磁兼容问题成为一个崭新的研究领域。强电干扰弱电，电力系统是矛盾的主要方面。目前最好的解决方法是引入光纤，却存在着投资增加的问题。实际上，由于中性点经消弧线圈接地系统有效地限制单相接地故障电流，所以不失为一种经济有效的办法，补偿系统能够向通信系统提供良好的电磁兼容环境。

三、自动跟踪消弧线圈补偿技术

根据供配电网小电流接地系统对地电容电流超标所产生的影响和投运传统消弧线圈存在问题的分析，应采用自动跟踪消弧线圈补偿技术和配套的单相接地微机选线技术。

全套装置包括：中性点隔离开关、G 或 Z 型接地变压器（系统有中性点可不用）、有载调节消弧线圈 L、中性点氧化锌避雷器 MOA、中性点电压互感器 PT、中性点电流互感器 CT、阻尼限压电阻箱 R 和自动调谐和选线装置 XHK-II。

（一）接地变压器

接地变压器的作用是在系统为 Δ 形联结或 Y 形联结中性点无法引出时，引出中性点用于加接消弧线圈。该变压器采用 Z 型联结（或称曲折型联结），与普通变压器的区别是每相线圈分

别绕在两个磁柱上，这样联结的好处是零序磁通可沿磁柱流通，而普通变压器的零序磁通是沿着漏磁磁路流通，所以 Z 型接地变压器的零序阻抗很小（ 10Ω 左右），而普通变压器的要大得多。因此规程规定，用普通变压器带消弧线圈时，其容量不得超过变压器容量的 20%，而 Z 型变压器则可带 90% ~ 100% 容量的消弧线圈，接地变压器除可带消弧圈外，也可带二次负载，可代替所用变压器，从而节省投资费用。

（二）有载调节消弧线圈

1. 消弧线圈的调流方式

消弧线圈的调流方式一般分为 3 种，即调铁心气隙方式、调铁心励磁方式和调匝式。目前在系统中投运的消弧线圈多为调匝式。它是将绕组按不同的匝数，抽出若干个分接头，将原来的无励磁分接开关改为有载分接开关进行切换，改变接入的匝数，从而改变电感量。消弧线圈的调流范围为额定电流的 30% ~ 100%，相邻分头间的电流数按等差级数排列，分头数按相邻分头间电流差小于 5A 来确定。为了减少残流，增加了分头数，根据容量不同，目前有 9 挡 ~ 14 挡，因而工作可靠，可保证安全运行。消弧线圈还外附一个电压互感器和一个电流互感器。

2. 消弧线圈的补偿方式

消弧线圈的补偿方式一般分为过补、欠补、最小残流 3 种方式。

（1）欠补 指运行中线圈电感电流 I_L 小于系统电容电流 I_C 的运行方式。当 $0 < I_C - I_L \leq I_d$ ，（ I_d 为消弧线圈相邻挡位间的级差电流），即当残流为容性且残流值 $\leq$ 级差电流时，消弧线圈不进行调挡。若对地电容发生变化不满足上述条件时，则消弧线圈将向上或向下调节分头，直至重新满足上述条件为止。

（2）过补 指运行中电容电流 I_C 小于电感电流 I_L 的运行方式。当 $I_C - I_L < 0$ ，且 $|I_C - I_L| \leq I_d$ ，即在残流为感性且残流值 $\leq$ 级差电流时，消弧线圈不进行调挡。若对地电容发生变化不满足上述条件时，则消弧线圈的分接头将进行调节，直至重新满足上述条件为止。

(3) 最小残流 在 $|I_C - I_L| \leq I_d/2$ 时, 消弧线圈不进行调节; 当对地电容变化, 上述条件不满足时进行调节, 直至满足上述条件。在这种运行方式下, 接地残流可能为容性, 也可能为感性, 有时甚至为零 (即全补), 但由于加装了阻尼电阻, 中性点电压不会超过 15% 的相电压。

(三) 限压阻尼电阻箱

在自动跟踪消弧线圈中, 调节精度高, 残流较小, 接近谐振 (全补) 点运行。为防止产生谐振过电压及适应各种运行方式, 在消弧线圈接地回路中应串接阻尼电阻箱。这样在运行中, 即使处于全补状态, 因电阻的阻尼作用, 避免产生谐振, 而且中性点电压不会超过 15% 的相电压, 满足规程要求, 使消弧线圈可以运行于过补、全补或欠补中的任一种方式。阻尼电阻可选用片状电阻, 根据容量选用不同的阻值。当系统发生单相接地时, 中性点流过很大的电流, 这时必须将阻尼电阻采用电压、电流双重保护短接。

(四) 调谐和选线装置

自动调谐和选线装置是整套技术的关键部分, 所有的计算和控制由它来实现。控制器实时测量出系统对地的电容电流, 由此计算出电网当前的脱谐度 ϵ , 当脱谐度偏差超出预定范围时, 通过控制电路接口驱动有载开关调整消弧线圈分接头, 直至脱谐度和残流在预定范围内为止。系统发生单相接地时, 将系统 TV (中性点电压互感器) 二次开口三角处的零序电压及各回路零序电流采集下来进行分析处理, 通过视在功率、零序阻抗变化、谐波变化、五次谐波等选线算法, 来进行选线。

(五) 隔离开关、电压互感器

隔离开关安装在消弧线圈前, 用于投切消弧线圈, 由于消弧线圈内的电压互感器不满足测量精度, 需另设中性点电压互感器, 测量中性点电压。

(六) 自动跟踪消弧线圈补偿技术的性能和特点

1) 该装置在正常运行中每隔 3s (秒) 对系统电容电流、残

流进行测量计算,根据测量结果控制消弧线圈升降挡,使残流(脱谐度)保持在最小;测量时不需进行调挡试探,具有响应速度快、有载开关寿命长、跟踪准确的优点。

2) 过补、欠补、最小残流 3 种运行方式任选,可在现场根据需要随时设定变更。

3) 在最小残流方式下运行,可使补偿后的接地残流 $\leq 3\%$ 的额定电流(即消弧线圈最大电流)。

4) 消弧线圈串联电阻方式,可限制全补时中性点位移电压 $< 15\%$ 的相电压,避免谐振,满足了运行规程要求。

5) 根据企业电网的电压和容量等级,依照测出的系统电容电流等具体参数,可选用合适型号规格的成套装置,该技术适应面大。

6) 微机选线保护装置采用特殊的多种算法,可快速准确显示单相接地线路。

7) 接地变压器、消弧线圈容量和额定电流的确定,根据架空线或电缆参数计算公式计算电容电流 I_c 。

8) 若运行中的变压器与所带的消弧线圈一起停电时,最好先拉开消弧线圈的隔离开关,再停用变压器;送电时则相反。

四、消弧线圈异常的处理

1) 消弧线圈异常情况有消弧线圈声音不正常、套管破裂、严重漏油以及温度显著上升等,当发现上述现象时,应停用消弧线圈。

2) 若发现消弧线圈冒出烟火,且其电流指针摆动时,应立即停用消弧线圈。应先将连接消弧线圈一侧的变压器断路器断开,再用隔离开关切断该消弧线圈,然后合上断路器。此后按电器设备消防规程的有关规定迅速灭火。

五、消弧线圈装置安装、试验完毕后的验收

1) 本体及所有附件应无缺陷且不渗油。

2) 油漆应完整,相色标志应正确。

3) 器顶盖上应无遗留杂物。

4) 建筑工程质量符合国家现行的建筑工程施工及验收规范中的有关规定。

5) 事故排油设施应完好, 消防设施齐全。

6) 接地引下线及其与主接地网的连接应满足设计要求, 接地应可靠。

7) 储油柜和有载分接开关的油位正常, 指示清晰, 呼吸器硅胶应无变色。

8) 有载调压切换装置的远程操作应动作可靠, 指示位置正确, 分接头的位置应符合运行要求。

9) 接地变压器绕组的接线组别应符合要求。

10) 测温装置指示应正确, 整定值符合要求。

11) 接地变压器、阻尼电阻和消弧线圈的全部电气试验应合格, 保护装置整定值符合规定, 操作及联动试验正确。

12) 设备安装用的紧固件应采用镀锌制品并符合相关要求。

13) 干式消弧线圈表面应光滑、无裂纹和受潮现象。

六、系统接地选线

(1) 绝缘监察装置 绝缘监察装置利用接于公用母线的三相五柱式电压互感器, 其一次线圈均联结成星形, 附加二次线圈联结成开口三角形。联结成星形的二次线圈供给绝缘监察用的电压表、保护及测量仪表。联结成开口三角形的二次线圈供给绝缘监察继电器。系统正常时, 三相电压正常, 三相电压之和为零, 开口三角形的二次线圈电压为零, 绝缘监察继电器不动作。当发生单相接地故障时, 开口三角形的二次端出现零序电压, 电压继电器动作, 发出系统接地故障的预告信号。其优点是投资小, 接线简单、操作及维护方便; 其缺点是只发出系统接地的无选择预告信号, 不能准确判断发生接地的故障线路, 运行人员需要通过推拉分割电网的试验方法才能进一步判定故障线路, 影响了非故障线路的连续供电。

(2) 零序电流原理 在中性点不接地的电网中发生单相接地故障时, 非故障线路零序电流的大小等于本线路的接地电容电

流；故障线路零序电流的大小等于所有非故障线路的零序电流之和，也就是所有非故障线路的接地电容电流之和；通常故障线路的零序电流比非故障线路零序电流大得多。利用这一原则，可以采用电流元件区分出接地故障线路。

(3) 零序功率原理 在中性点不接地的电网中发生单相接地故障时，非故障线路的零序电流超前零序电压 90° ；故障线路的零序电流滞后零序电压 90° ；故障线路的零序电流与非故障线路的零序电流相位相差 180° 。根据这一原则，可以利用零序方向元件区分出接地故障线路。

七、补偿度的确定

1) 当全补偿时，接地电流接近于零。故障线路零序电流等于线路本身的电容电流，方向由母线流向线路，零序功率方向与非故障线路完全相同。全补偿时 ($\omega L = 1/3\omega C_\Sigma$)，正是工频串联谐振的条件。如果由于系统三相对地电容不对称或者断路器三相不同期合闸时出现零序电压，串接于 L 及 $3C_\Sigma$ 之间，串联谐振将导致电源中性点对地低压升高及系统过电压，因而不采用这种补偿方式。

2) 当欠补偿时，如果补偿以后的接地电流大于本身线路电容电流，且方向由线路流向母线，故障线路零序电流将减少。如果补偿以后的接地电流小于本身线路电容电流，故障线路零序电流不但大小变化，且方向也变为由母线流向线路。

八、运行与维护的注意事项

(一) 正常运行时的注意事项

1. 运行事项

- 1) 在正常情况下，消弧线圈自动调谐装置必须投入运行。
- 2) 在正常情况下，消弧线圈自动调谐装置应投入自动运行状态。

3) 消弧线圈和其他电气设备一样，由调度实行统一管理，操作前必须有当值调度员的命令才能进行操作。

4) 消弧线圈自动调谐装置投入运行操作的步骤：合上消弧

线圈自动调谐装置保护屏后的交、直流电源开关；合上消弧线圈与中性点之间的单相隔离开关；合上微机调谐器电源开关。

5) 消弧线圈自动调谐装置退出运行操作步骤：断开微机调谐器电源开关；拉开消弧线圈与中性点之间的单相隔离开关；断开 PK 屏后的交、直流电源开关。

6) 禁止将一台消弧线圈同时接在两台接地变压器（或变压器）的中性点上。

7) 接地变压器与系统母线之间应装断路器，不能用熔断器代替。

8) 运行人员应熟知整套设备的功能及操作方法，特别是应熟知微机调谐器面板上的键盘操作。

9) 运行中阻尼控制器的直流 220V 电源必须保持接通，以保证交流断电时，阻尼控制器仍能正常工作（微机调谐器断电时，也要确保直流 220V 电源接通）。

10) 消弧线圈投入运行前，调度部门必须对下列定值进行整定。脱谐度范围：_____%，消弧线圈电流级差为等比时，设定脱谐度 ϵ 的范围由表 5-5 决定。

表 5-5 消弧线圈挡位与脱谐度的对比

调 挡 深 度	挡 位 数	ϵ 的 范 围 (%)
2	9	9.9
2	11	7.2
2	14	5.47
2.5	9	12.1
2.5	11	9.6
2.5	14	7.3
3	9	14.72
3	11	11.6
3	14	8.8

注：调挡深度 = $I_{\text{MAX}}/I_{\text{MIN}}$ 。

消弧线圈电流级差为等差时，设定残流范围作为调节依据。

2. 微机调谐器监视、记录的内容

微机调谐器在运行中应监视、记录下列内容：

- 1) 脱谐度：显示值应在脱谐度设定范围之内。
- 2) 电容电流：能够准确显示。
- 3) 残流：等于消弧线圈当前挡位下补偿电流与电容电流之差。
- 4) 中性点电流：通常小于 5A。
- 5) 中性点电压：小于 15% 的相电压。
- 6) 有载开关挡位：能够正确显示。
- 7) 有载开关动作次数：显示有载开关动作累加值。
- 8) 调谐器 +5V 和 $\pm 12V$ 电源指示灯：正常时调谐器三个红色指示灯亮。

9) 打印机在线指示灯：正常时打印机上一个绿色指示灯亮。

10) PK 屏直流电源指示灯：正常时直流电源指示灯亮。

3. 消弧线圈在运行中应监视、记录的内容

- 1) 运行无杂音。
- 2) 油位应正常，油色透明不发黑。
- 3) 应无渗油和漏油现象。
- 4) 套管应清洁、无破损和裂纹。
- 5) 引线接触牢固，接地装置完好。
- 6) 吸湿剂不应受潮。
- 7) 上层油温应正常。
- 8) 表计指示准确。

4. 运行分析

运行人员每半年进行一次消弧线圈运行工况分析。分析内容包括：系统接地的次数、起止的时间、故障的原因、微机调谐器各参数的记录、整套装置运行是否正常等。分析报告向主管部门和生产技术处各抄送一份。

(二) 系统单相接地时的注意事项

1) 系统发生单相接地时, 禁止操作或手动调节该段母线上的消弧线圈。

2) 拉合消弧线圈与中性点之间单相隔离开关, 如有下列情况之一时, 禁止操作。

① 系统有单相接地现象, 已听到消弧线圈的嗡嗡声。

② 中性点位移电压大于 15% 的相电压。

3) 发生单相接地必须及时排除, 接地时限一般不超过 2h。

4) 发生单相接地时, 应监视并记录下列数据:

① 接地变压器和消弧线圈的运行情况。

② 阻尼电阻控制器的运行情况。

③ PK 屏面板上, 电阻短接指示灯。

④ 微机调谐器显示参数: 电容电流、残流、脱谐度、中性点电压和电流、有载开关挡位和有载开关动作次数等。

⑤ 单相接地开始和结束时间。

⑥ 单相接地线路及单相接地原因。

⑦ 天气状况。

(三) 装置异常时的注意事项

1) 若巡视中发现下列情况之一时, 应向调度和上级主管部门汇报:

① 消弧线圈在最高挡位运行, 且脱谐度小于 10% (说明消弧线圈的容量已不能满足要求)。

② 中性点电压大于 15% 相电压。

③ 接地变压器或消弧线圈有异常响声。

④ 阻尼电阻箱异常。

⑤ 微机调谐器异常。

⑥ 交、直流电源失电。

⑦ PK 屏端子排上熔丝熔断。

2) 当微机调谐器自动功能异常时, 根据调度命令, 可以改为手动。

3) 交、直流电源同时失电时, 消弧线圈应立即退出运行。

4) PK 屏电源熔丝熔断或 TV 二次回路熔丝熔断, 应立即更换。

5) 打印机缺纸, 需及时更换纸卷。

(四) 维护注意事项

1) 接地变压器和消弧线圈应定期进行预防性试验。

① 绕组的直流电阻测量。

② 绕组的绝缘电阻测量。

③ 绝缘油的试验。

2) 中性点 TV 应定期进行预防性试验。

① 绕组的绝缘电阻测量。

② 变压比测量。

3) 阻尼电阻控制器的检验每年进行一次, 试验以下项目:

① 检查各紧固件是否牢固, 并旋紧松动的紧固件。

② 检查接线是否松动, 并旋紧松动的接线端子。

③ 清除阻尼电阻箱内主接触器的灰尘。

④ 测量阻尼电阻值。

⑤ 模拟中性点 TV 二次电压, 当大于 20V 时, 检查电压继电器是否动作, 同时记录动作电压和返回电压, 并检查主接触器是否动作、阻尼电阻是否短接, 是否有接地报警信号输出 (蜂鸣器报警, 打印接地开始的信息)。

⑥ 模拟母线 TV 开口三角电压, 当大于 20V 时, 检查电压继电器是否动作, 同时记录动作电压和返回电压, 并检查主接触器是否动作、阻尼电阻是否短接 (模拟电压试验时注意断开输入端)。

⑦ 模拟中性点电流输入, 当一次电流为 10A 时 (或在二次加电流 10A/TA 变流比), 检查继电器是否动作, 同时记录动作电流和返回电流, 并检查主接触器是否动作、阻尼电阻是否短接。

4) PK 屏的检验每年进行一次, 试验以下项目:

① 检查各紧固件是否牢固, 并旋紧松动的紧固件。

② 检查接线是否松动, 并旋紧松动的接线端子。

- ③ 清除 PK 屏内继电器的灰尘。
- 5) 微机调谐器的检验每年进行一次, 试验以下项目:
 - ① 检查电流、电压二次回路是否正常。
 - ② 检查远程信号回路和遥控回路是否正常。
 - ③ 改变系统运行方式, 检查微机调谐器是否能正确响应。
 - ④ 手动改变有载开关挡位, 检查各挡位显示是否正确。
 - ⑤ 模拟中性点 TV 二次电压, 当大于 20V 时, 是否接地报警。
- ⑥ 校验电压表、电流表。
- 6) 内过压保护器 (避雷器)、高压电缆、一次接线和绝缘子等设备参照有关规程定期进行检验。

第十节 电 抗 器

一、电抗器的概念

电抗器也叫电感器。一个导体通电时就会在其所占据的一定空间范围产生磁场, 所以所有能载流的电导体都有一般意义上的感性。然而通电长直导体的电感较小, 所产生的磁场不强, 因此实际的电抗器是导线绕成螺线管形式, 称空心电抗器; 有时为了让这只螺线管具有更大的电感, 便在螺线管中插入铁心, 称铁心电抗器。

二、电抗器的分类

- 1) 按结构及冷却介质分为空心式、铁心式、干式、油浸式等, 例如干式空心电抗器、干式铁心电抗器、油浸铁心电抗器、油浸空心电抗器、夹持式干式空心电抗器、绕包式干式空心电抗器、水泥电抗器等。
- 2) 按接法分为并联电抗器和串联电抗器。
- 3) 按功能分为限流电抗器和补偿电抗器。
- 4) 按具体用途细分为限流电抗器、滤波电抗器、平波电抗器、功率因数补偿电抗器、串联电抗器、平衡电抗器、接地电抗

器、消弧线圈、进线电抗器、出线电抗器、饱和电抗器、自饱和电抗器、可变电抗器（可调电抗器、可控电抗器）、扼流电抗器、串联谐振电抗器、并联谐振电抗器等。

三、电抗器的几种典型应用

(1) 并联电抗器 发电机满负载试验用的电抗器是并联电抗器的雏形。铁心式电抗器由于分段铁心饼之间存在着交变磁场的吸引力，因此噪声一般要比同容量变压器高出 10dB 左右。

(2) 限流电抗器 限流电抗器一般用于配电线路。从同一母线引出的分支馈线上往往串联有限流电抗器，以限制馈线的短路电流，并维持母线电压不致因馈线短路而致过低。

(3) 阻尼电抗器 阻尼电抗器（通常也称串联电抗器）与电容器组或密集型电容器相串联，用以限制电容器的合闸涌流。这一点，与限流电抗器的作用相类似。

(4) 滤波电抗器 滤波电抗器与滤波电容器串联组成谐振滤波器，一般用于 3 次至 17 次的谐振滤波或更高次的高通滤波。直流输电线路的换流站、相控型静止补偿装置、中大型整流装置、电气化铁道，以至于所有大功率晶闸管控制的电力电子电路都是谐波电流源，必须加以滤除，不让其进入系统。电力部门对于电力系统中的谐波有具体规定。

(5) 消弧线圈 消弧线圈广泛用于 6~10kV 级的谐振接地系统。由于变电所的无油化倾向，因此 35kV 以下的消弧线圈现很多是干式浇注型。

(6) 平波电抗器 平波电抗器用于整流以后的直流回路中。整流电路的脉波数总是有限的，在输出的整直电压中总是有纹波的。这种纹波往往是有害的，需要由平波电抗器加以抑制。直流输电的换流站都装有平波电抗器，使输出的直流接近于理想直流。直流供电的晶闸管电气传动中，平波电抗器也是不可少的。

(7) 直流控制的饱和电抗器 串在电路中，为扼流式或饱和式。在电压正弦波的周期内，饱和电抗器达到饱和以后就呈全开放状态，因此其输出电压是非正弦的。这种饱和电抗器的作用与

晶闸管相似。

四、电抗器的作用

电力系统中所采取的电抗器常见的有串联电抗器和并联电抗器。串联电抗器主要用来限制短路电流，也有在滤波器中与电容器串联或并联用来限制电网中的高次谐波。220kV、110kV、35kV、10kV 电网中的电抗器是用来吸收电缆线路的充电容性无功的，可以通过调整并联电抗器的数量来调整运行电压。

超高压并联电抗器有改善电力系统无功功率运行状况的多种功能，主要包括：

- 1) 空载或轻负荷线路上的电容效应，以降低工频暂态过电压。
- 2) 改善长输电线路上的电压分布。
- 3) 使轻负荷时线路中的无功功率尽可能就地平衡，防止无功功率不合理流动，同时也减轻了线路上的功率损失。
- 4) 在大机组与系统并列时，降低高压母线上的工频稳态电压，便于发电机同期并列。
- 5) 防止发电机所带长线路可能出现的自励磁谐振现象。
- 6) 当采用电抗器中性点经小电抗接地装置时，还可用小电抗器补偿线路相间及相地电容，以加速潜供电流自动熄灭，便于采用。

电抗器的接线分串联和并联两种方式。串联电抗器通常起限流作用，并联电抗器经常用于无功补偿。半心干式并联电抗器，在超高压远距离输电系统中，连接于变压器的三次线圈上，用于补偿线路的电容性充电电流，限制系统电压升高和操作过电压，保证线路运行可靠。半心干式串联电抗器安装在电容器回路中，在电容器回路投入时起限制电容器的合闸涌流。

电力网中所采用的电抗器，实质上是一个无导磁材料的空心线圈。它可以根据需要，布置为垂直、水平和品字形三种装配形式。在电力系统发生短路时，会产生数值很大的短路电流。如果不加以限制，要保持电气设备的动态稳定和热稳定是非常困难

的。因此，为了满足某些断路器遮断容量的要求，常在出线断路器处串联电抗器，增大短路阻抗，限制短路电流。

由于采用了电抗器，在发生短路时，电抗器上的电压降较大，所以也起到了维持母线电压水平的作用，使母线上的电压波动较小，保证了非故障线路上的用户电气设备运行的稳定性。

近年来，在电力系统中，为了消除由高次谐波电压、电流所引起的电容器故障，在电容器回路中采用串联电抗器的方法改变系统参数，已取得了显著的效果。

五、电抗器的运行

(一) 电抗器运行的基本要求

- 1) 支柱及线圈绝缘等应无损伤和裂纹。
- 2) 外观应无变形、无损伤。
- 3) 支柱绝缘子及其附件应齐全。
- 4) 户外并联电抗器应有防雨罩，内外包封等附件齐全。
- 5) 相应技术资料 and 文件齐全。
- 6) 干式电抗器的金属围网、支架、基础内钢筋、接地导体应开环连接，且与主接地网连接。
- 7) 干式电抗器围栏与主接地网必须可靠地连接。

(二) 干式电抗器的一般运行要求

- 1) 干式电抗器噪声、振动无异常。
- 2) 干式电抗器温度无异常变化。
- 3) 使用断路器投切并联电抗器组。
- 4) 各组并联电抗器及断路器轮换投、退，延长使用寿命。

六、巡视的项目和要求

(一) 一般要求

- 1) 设备外观完整无损，防雨帽完好，无异物。
- 2) 引线接触良好，接头无过热，各连接引线无发热、变色。
- 3) 外包封表面清洁、无裂纹，无爬电痕迹，无油漆脱落现象，憎水性良好。
- 4) 撑条无错位。

- 5) 无动物巢穴等异物堵塞通风道。
- 6) 支柱绝缘子金属部位无锈蚀，支架牢固，无倾斜变形，无明显污染情况。
- 7) 无异常振动和声响。
- 8) 接地可靠，周边金属物无异常发热现象。
- 9) 场地清洁无杂物，无杂草。
- 10) 二次端子箱应关好门，封堵良好，无受潮。

(二) 特殊巡视

1. 特殊巡视的前提

- 1) 在高温、低温天气运行前。
- 2) 大风、雾、冰雪、冰雹及雷雨后。
- 3) 设备变动后。
- 4) 设备投入运行后。
- 5) 设备经过检修、改造或长期停运后重新投入运行。
- 6) 异常情况下的巡视。主要是指：设备发热、系统电压波动、本体有异常振动和声响。
- 7) 设备缺陷近期有发展时、法定节假日、上级通知有重要供电任务时。

8) 电抗器接地体改造之后。

9) 站长应每月组织进行一次综合性巡视。

2. 特殊巡视的项目和要求

特殊巡视项目除同正常巡视项目外，还应注意的其他异常情况。

1) 投运期间用红外测温设备检查电抗器包封内部、引线接头发热情况。

2) 检查大风扬尘、雾天、雨天绝缘有无闪络，表面有无放电痕迹。

3) 检查冰雪、冰雹对绝缘有无损伤，本体有无倾斜变形。

4) 检查电抗器接地体及围网、围栏有无异常发热。可对比其他设备，积雪融化快慢、水汽是否明显等进行判断。

5) 电抗器存在一般缺陷且近期是否有发展变化情况。

6) 故障跳闸后, 未查明原因前不得再次投入运行, 应检查保护装置是否正常, 干式电抗器线圈匝间及支持部分有无变形、烧坏等现象。

七、电抗器的故障与维护

(1) 温升 电抗器在户外的大气条件下运行一段时间后, 其表面会有污物沉积, 同时表面喷涂的绝缘材料也会出现粉化现象, 形成污层。在大雾或雨天, 表面污层会受潮, 导致表面泄漏电流增大, 产生热量。这使得表面电场集中区域的水分蒸发较快, 造成表面部分区域出现干区, 引起局部表面电阻改变。电流在该中断处形成很小的局部电弧。随着时间的增长, 电弧将发展并发生合并, 在表面形成树枝状放电烧痕, 形成沿面树枝状放电。由于绝大多数树枝状放电产生于电抗器端部表面与星状板相接触的区域, 而匝间短路是树枝状放电的进一步发展, 使短路线匝中电流剧增, 温度升高到使线匝绝缘损坏, 并在高温下形成导线熔化。

为了确保户外电抗器不发生树枝状放电和匝间短路故障, 应正确选用绝缘材料、改善工艺条件、提高工艺水平、改善工艺环境; 保证电抗器的端绝缘、包封绝缘的整体性; 绝缘胶应保证与导线具有良好的亲和性, 在运行条件和运行环境下, 确保不产生裂纹和开裂现象; 涂刷憎水性涂料可大幅度抑制表面放电; 端部预埋环形均流电极的结构改进, 可克服下端表面的泄漏电流集中现象, 即使不喷涂憎水性涂层或憎水性涂层完全消失, 也能防止电极附近干区电弧的出现; 顶戴防雨帽和外加防雨层可在一定程度上抑制表面泄漏电流。此外, 在污秽程度较严重的地区, 应增加清理电抗器表面和绝缘子表面的频次。

1) 温升对电抗器影响。对近年来系统内几起比较典型的干式电抗器事故进行了调查, 发现电抗器运行温度偏高, 设计选择的绝缘材料耐热等级偏低, 是造成故障的主要原因。

根据温度实测和解体分析, 证实以上电抗器事故都是由于运

行中热点温度高，加速了聚酯薄膜老化；当引入线或横面环氧开裂处雨水渗入后加速了老化，丧失了机械强度，不能裹紧导线；当雨水多次渗入时，造成匝间短路引起着火。

电抗器运行时的温升限值，在一定温度下，绝缘材料不产生热损坏的时间称为绝缘材料的使用寿命。大型电抗器的电流在3 500A以上，这样大的电流流过电抗器，即使电抗器的电阻很小（ $\text{m}\Omega$ 级），功率也在千瓦以上，电器产品的损耗越大，运行中产生的热量就越大，在一定的条件下，电抗器的温升也就越高；而温升增高会加速绝缘材料的老化，使其失去绝缘性能，从而也会缩短电抗器的使用寿命。这说明电抗器温升的高低是保证其质量和使用寿命的重要指标。

2) 处理措施

① 选择合理的耐热等级绝缘材料、设计运行温度更合理的干式电抗器，从根本上解决电抗器户外运行安全性较低的问题，以增加其使用寿命。

② 开展有效的防紫外线老化包封的防护漆的选型和研制，从根本上杜绝树枝状放电的出现。

③ 改善电抗器上部引线与线圈的密封。

④ 戴帽防止日晒或雨淋，或是搭大棚，以改善通风条件，改善电抗器运行的环境温度。

⑤ 改善工艺条件，提高工艺水平，改善工艺环境，减少人为因素的影响。

(2) 漏磁

1) 漏磁产生的原因及危害

在电器轴向位置有接地网，径向位置有设备、遮栏、构架等，都可能因金属体构成闭环造成较严重的漏磁问题，对周围环境造成严重的影响。若在磁场范围只有较大铁磁物质，无闭环回路时问题不大；若有闭环回路，如地网、构架、金属遮栏等，其漏磁使感应环流达数百安培。这不仅增大损耗，更因其建立的反向磁场同电抗器的部分绕组耦合而产生严重问题；如是径向位置

有闭环,将使电抗器绕组过热或局部过热,如同变压器二次侧短路;如是轴向位置有闭环,将使电抗器电流增大和电位分布改变,故漏磁问题并不能简单地认为只是发热或增加损耗。

2) 处理措施:要消除闭合的金属环路,如远离金属构架,不使用金属围栏等,一般就可解决。较困难的是要避免接地网及水泥构件中的闭环回路,应在安装之前,核查安装点是否存在闭环的接地网或含金属闭环的水泥构件,合理地布置电抗器的安装位置及接线端子位置。

(3) 振动噪声异常 引起振动的主要原因是磁回路有故障和制造时铁心未压紧或夹件松动。此外,器身固定、安装质量等均可造成振动和噪声异常。

(4) 匝间短路 匝间短路会导致电抗器烧毁。

(5) 磁回路故障引起内部放电 磁回路出现故障的原因是多方面的,如漏磁通的过于集中引起局部过热,铁心接地引起环流和铁心与夹件间的绝缘破坏,接地片的松动与熔断导致悬浮放电及地脚绝缘故障等。

第六章 低压及直流设备

第一节 低压开关柜

一、概述

低压开关柜适用于电力、石油、化工、冶金、纺织、高层建筑等行业，作为输电、配电及电能转换之用。用户所使用的产品应符合 IEC439—1、GB 7251.1—2005《低压成套开关设备和控制设备 第1部分：型式试验和部分型式试验 成套设备》的标准规定，并且通过了国家 3C 认证的低压开关柜。

常见低压开关柜有：GCL 低压抽出式开关柜、GCS 低压抽出式开关柜、GCS 低压开关柜、GCK 抽出式开关柜、GGD 低压固定式开关柜、组装式低压开关柜、MNSC 低压抽出式开关柜、MS 低压抽出式开关柜、MNSQH 抽出式低压开关柜、GCK (L) 低压开关柜。

二、低压开关柜的分类

(一) 按结构形式分

1. 固定式

1) 各电器元件可靠地固定于柜体中确定的位置。柜体外形一般为立方体，如屏式、箱式等，也有棱台体，例如台式等。这种柜有单列，也有排列，为了保证柜体形位尺寸，往往采取各构件分步组合方式，一般是先组成两片或左右两侧，然后再组成柜体；或先满足外形要求，再顺次连接柜体内支件。组成柜体各棱边的零件长度必须正确（公差取负值），才能保证各方面的几何尺寸，从而保证整体外形要求。对于柜体两侧面，中间不能有隆起现象。

2) 从安装角度考虑,底面不能有以下陷现象。在排列安装中,地基平整是先决条件,但干整度和柜体本身都有一定误差,在排列中要尽量抵消横向差值,而不要造成差值积累。因为差值积累将造成柜体变形,影响母线联结及产生组件安装异位、应力集中,甚至影响电器寿命。故在排列时宜用地基最高点为安装参考点,然后逐步垫正扩排。在底面平整度较理想的条件下,也可采取由中间向两侧扩排的方式,使积累差值均布。

3) 为了易于调整,抵消公差积累,柜体宽度公差都取负值。柜体的各个构件结合体完成以后,视需要还应进行整形,以满足各部分形位尺寸要求。对于定型或批量较大的柜体,制造时应充分考虑用工装夹具,以保证结构的正确统一。夹具的基准面以取底面为妥,夹具中的各定位块布置以工作取出方便为准;对于柜体的外门,因易受运输和安装等影响,一般在安装时进行统一调整。

2. 抽出式

抽出式是由固定的柜体和装有开关等主要电器元件的可移装置部分组成。可移部分移换时要轻便,移入后定位要可靠,并且相同类型和规格的抽屉能可靠互换。抽出式柜体的加工方法基本和固定式柜体的相似。但由于互换要求,柜体的精度必须提高,结构的相关部分要有足够的调整量。至于可移装置部分,既要能移换,又要可靠地承装主要元件,所以要有较高的力学强度和较高的精度,其相关部分还要有足够的调整量。

制造抽屉式低压柜的工艺特点是:

- 1) 固定和可移两部分要有统一的参考基准。
- 2) 相关部分必须调整到最佳位置,调整时应用专用的标准工装,包括标准柜体和标准抽屉。
- 3) 关键尺寸的误差不能超差。
- 4) 相同类型和规格的抽屉互换性要可靠。

(二) 按连接方式分

1. 焊接式

它的优点是加工方便、坚固可靠；缺点是误差大、易变形、难调整、欠美观，而且工件一般不能预镀；

焊接式对焊接夹具有一定的要求：

- 1) 刚性好、不会受工件变形影响。
- 2) 外形尺寸略大于工件名义尺寸，可抵消焊后收缩影响。
- 3) 平整、简易、方便操作，尽量减少可转动机构。
- 4) 为防止焊蚀和易于检修调整，要选择好工件支持；支持还要加置防焊蚀垫件。

2. 紧固件连接式

紧固件一般都为标准件，其种类主要有常规的螺钉、螺母和铆钉、拉铆钉，以及预紧而可微调的卡箍螺母和预紧的拉固螺母，还有自攻螺钉等。也有专用的紧固螺钉（如国外引进的低压柜大多用专用紧固螺钉）。

1) 优点：适于工件预镀，易变化调节，易美化处理，零部件可标准化设计，并可预生产库存，构架外形尺寸误差小；

2) 缺点：不如焊接坚固，要求零部件的精度高，加工成本相对上升。

3) 工艺特点：以夹具定形，工装定位，并视需要配以压力垫圈；铆接一般要配钻，且预镀件要防止镀层被破坏；对于用精密的加工中心或专用设备加工的构件，如各连接孔径与紧固件直径能保持微量间隙时，则可以不用夹具进行装合，一次成形；对导向及定位件的紧固，应以专用量具先定位，再以标准工装检测。

三、站内低压的运行要求

1) 保证系统的安全经济运行和连续可靠供电。

2) 保证操作的灵活性。

3) 潮流分布合理，电气元件不过负荷。

4) 便于事故处理，限制事故范围，避免事故扩大。

变电站用电系统是保障变电站安全、可靠运行的一个重要环节，一旦变电站用电系统出现问题，将直接或间接地影响变电站

安全、可靠运行，严重时會扩大事故范围，造成故障停电。

四、低压系统检修

(1) 目的 确保低压开关柜的正常、安全运行。

(2) 范围 低压开关柜每年总体检查、保养。

(3) 职责 全面认真地检修配电柜内的全部设备，以最少的停电时间完成检修。

(4) 内容及步骤

1) 检修时应从变压器低压侧开始。配电柜断电后，清洁柜中灰尘，检查母线及引下线连接是否良好，接头点有无发热变色；检查电缆头、接线桩头是否牢固可靠；检查接地线有无锈蚀，接线桩头是否紧固；二次回路接线连接是否可靠，绝缘是否符合要求。

2) 操作前应逐个断开低压侧的负荷，断开高压侧的断路器，合上接地开关，并锁好高压开关柜，在开关柜把手上挂上“禁止合闸，有人工作”的标志牌，然后用 10mm^2 以上导线短接母线，装接地线，紧固母线螺钉。

3) 检修操作步骤：母线接触处重新擦净，并涂上电力复合脂，用新弹簧垫片螺钉加以紧固；检查母线间的绝缘子、间距连接处有无异常；检查电流、电压、互感器的二次绕组接线端子连接的可靠性。

4) 送电前的检查测试：拆除所有接地线、短接线；检查工作地点是否遗留工具，确定无误后，合上隔离开关，断开高压侧接地开关，合上运行变压器高压侧断路器，取下标志牌，向变压器送电；然后再合上低压侧受电柜的断路器，向母线送电；最后合上有关联络柜和各支路低压断路器。

(5) 注意事项

1) 检修过程中必须设专人监护。

2) 工作前必须验电。

3) 检修人员应熟悉整个配电柜的电气机械联锁情况并熟悉操作。

- 4) 检修中应详细了解哪些线路是双线供电。
- 5) 检修母线时, 应对线路中的残余电荷进行充分放电。
- 6) 填写相关文件及记录

五、运行与维护

1) 低压开关柜的使用环境条件: 周围空气温度不高于 $+40^{\circ}\text{C}$, 不低于 -5°C 。24h 内平均温度不得高于 $+35^{\circ}\text{C}$; 超过时, 需根据实际情况降容运行。

2) 应在户内使用, 使用地点的海拔不得超过 2 000m。

3) 周围空气相对湿度在最高温度为 $+40^{\circ}\text{C}$ 时不超过 50%, 在低温度时允许有较大的相对湿度, 例如 $+20^{\circ}\text{C}$ 时为 90%; 应考虑到由于温度的变化可能会偶然产生凝露的影响。

4) 低压开关柜安装时与垂直面的倾斜度不超过 5° , 且整组柜列相对平整 (符合 GBJ 232—1982 标准)。

5) 低压开关柜应安装在无剧烈振动和冲击以及不足以使电器元件受到腐蚀的场所; 用户有特殊要求时, 可以与制造厂协商解决。

6) 低压开关柜能提高转接件的热容量, 较大幅度地降低由于转接件的温升给接插件、电缆头、间隔板带来的附加温升。

7) 功能单元之间、隔室之间的分隔清晰、可靠, 不因某一单元的故障而影响其他单元工作, 使故障局限在最小范围。母线平置式排列使低压开关柜的动、热稳定性好, 能承受 80/176kA 短路电流的冲击。

8) 低压开关柜与外部电缆的连接在电缆隔室中完成, 电缆可以上下进出。零序电流互感器置于电缆隔室内, 安装维修方便。

9) 同一电源配电系统, 可以通过限流电抗器匹配限制短路电流, 稳定母线电压在一定的数值, 还可部分降低对元器件短路强度的要求。

10) 抽屉单元有足够数量的二次接插件, 可满足计算机接口和自控回路对接点数量的要求。

11) 低压开关柜为不靠墙安装、正面操作、双面维修,必须是考核合格的专业人方可进入低压开关柜的维修通道及柜门进行操作、检查和维修。

12) 空气断路器、塑壳断路器经过多次分、合,特别是经过短路分、合后,会使触头局部烧伤和碳化,使接触电阻增大,应按断路器使用说明书进行维护和检修。

13) 经过安装和维修后,必须严格检查各隔室之间、功能单元之间的隔离状况,以确保本低压开关柜良好的功能分隔性,防止出现故障。

14) 产品安装后投运前,检查柜面漆或其他覆盖材料(如喷塑)有否损坏,柜内是否干燥清洁。

15) 电器元件的操作机构是否灵活,不应有卡涩或操作力过大现象。主要电器的主辅触头的通断是否可靠、准确。

16) 抽屉或抽出式机构抽拉应灵活、轻便,无卡阻和碰撞现象。抽屉或抽出式结构的动、静触头的中心线应一致,触头接触应紧密。主、辅触头的插入深度符合安全运行要求。

17) 机械联锁或电气联锁装置应动作正确,闭锁或解除均应可靠。相同尺寸的抽屉应方便互换,无卡阻和碰撞现象。

18) 抽屉与柜体间的接地触头应接触紧密,抽屉推入时,抽屉的接地触头比主触头先接触,拉出时接地触头比主触头后断开。

19) 仪表的刻度整定、互感器的变压比及极性应正确无误。熔断器的熔丝规格应符合工程设计的要求。保护的额定值及整定应正确,动作可靠。

20) 用 1 000V 的兆欧表测量母线对地及母线之间绝缘电阻值不得低于 $1\text{M}\Omega$ 。各母线的连接应良好,绝缘支撑件、安装件及其他附件安装应牢固可靠。开关柜是一种成套开关设备和控制设备。它作为动力中心和主配电装置,主要用作对电力线路、用电设备的控制、监视、测量与保护,常设置在变电站、配电室等处。

第二节 直流系统

一、概述

直流系统是一个独立的电源，不受发电机、厂用电及系统运行方式的影响，并在外部交流电中断的情况下，保证由后备电源（蓄电池）继续提供直流电源的重要设备。直流屏的可靠性、安全性直接影响到电力系统供电的可靠性和安全性。

直流系统广泛应用于水力、火力发电厂，各类变电站和其他使用直流设备的用户（如发电厂、变电站、配电站、石油化工、钢铁、电气化铁路、房地产等），为信号设备、保护装置、自动装置、事故照明及断路器分合闸操作提供直流电源。它也同样广泛地用做通信部门、计算机房、医院、矿井、宾馆以及高层建筑的可靠应急电源。直流系统的核心是蓄电池，对蓄电池进行科学的维护是直流系统的核心工作。

二、直流系统组成

直流系统主要由两大部分组成。一部分是电池屏，另一部分是直流充电屏（直流屏）。电池屏就是一个可以摆放多节电池的机柜（800mm×600mm×2 260mm）。电池屏中的电池一般是由9节12V电池或108节2V电池以串联方式组成，对应的电压输出也就是110V或220V。目前使用的电池主要是阀控式密封免维护铅酸电池。

直流屏主要是由机柜、整流模块系统、监控系统、绝缘监测单元、电池巡检单元、开关量检测单元、降压单元及一系列的交流输入、直流输出、电压显示、电流显示等配电单元组成。

（1）整流模块系统 电力整流模块就是把交流电整流成直流电的单机模块；通常是以通过电流大小来标称（如2A模块、5A模块、10A模块、20A模块等）；按设计理念的不同也可以分为：风冷模块、独立风道模块、自冷模块、自能风冷模块和自能自冷模块。它可以多台并联使用，实现了 $N+1$ 冗余。模块输出

是 110V、220V 稳定可调的直流电压。模块自身有较为完善的各种保护功能如：输入过压保护、输出过压保护、输出限流保护和输出短路保护等。

(2) 监控系统 监控系统是整个直流系统的控制、管理核心。其主要任务是：对系统中各功能单元和蓄电池进行长期自动监测，获取系统中的各种运行参数和状态，根据测量数据及运行状态及时进行处理，并以此为依据对系统进行控制，实现电源系统的全自动管理，保证其工作的连续性、可靠性和安全性。监控系统目前分为按键式和触摸屏式。监控系统提供人机界面操作，实现系统运行参数显示、系统控制操作和系统参数设置。

(3) 绝缘监测单元 直流系统绝缘监测单元是监视直流系统绝缘情况的一种装置，可实时监测线路对地泄漏电阻。此数值可根据具体情况设定。当线路对地绝缘电阻降低到设定值时，就会发出告警信号。目前直流系统绝缘监测单元有母线绝缘监测、支路绝缘监测。

(4) 电池巡检单元 电池巡检单元是对蓄电池在线电压情况循环检测的一种设备。可以实时检测到每节蓄电池电压的多少，当某一节蓄电池电压高过或低过设定时，就会发出告警信号，并能通过监控系统显示出是哪一节蓄电池发生故障。电池巡检单元一般能检测 2V~12V 的蓄电池和循环检测 1~108 节蓄电池。

(5) 开关量检测单元 开关量检测单元是对开关量在线检测及报警干节点输出的一种设备。比如在整套系统中，某一路断路器发生故障跳闸或者是某路熔断器熔断后，开关量检测单元就会发出告警信号，并能通过监控系统显示出是哪一路断路器发生故障跳闸或者是哪路熔断器熔断。目前开关量检测单元可以采集到 1~108 路开关量和多路无源干节点告警输出。

(6) 降压单元 降压单元是降压稳压设备，是合闸母线电压输入降压单元，再由降压单元输出到控制母线，调节控制母线电压在设定范围内（110V 或 220V）。当合母电压变化时，降压单元自动调节，保证输出电压稳定。降压单元是以输出电流的大小

来标称的。降压单元目前有两种，一种是有级降压硅链，一种是无级降压斩波。有级降压硅链有 5 级降压和 7 级降压，电压调节点都是 3.5V，也就是说合母电压升高或下降 3.5V 时降压硅链就自动调节稳定控母电压。无级降压斩波是一个降压模块，它比降压硅链体积小。它没有电压调节点，所以输出电压也比降压硅链要稳定，还有过压、过流和电池过放电等功能。不过目前无级降压斩波技术还不是很成熟，常发生故障，所以还是降压硅链使用较广泛。

(7) 配电单元 配电单元主要是直流屏中为实现交流输入、直流输出、电压显示、电流显示等功能所使用的器件，如：电源线、接线端子、交流断路器、直流断路器、接触器、防雷器、分流器、熔断器、转换开关、按钮开关、指示灯以及电流、电压表等。

(8) 电池容量选择和模块的配置 电池容量选择要先进行直流负荷的统计。直流负荷按性质分为经常负荷、事故负荷、冲击负荷。经常负荷主要是保护、控制、自动装置和通信设置。事故负荷是指停电后必须由直流系统供电的负荷，如 UPS、通信设置等。冲击负荷是指极短时间内施加的大电流负荷，比如断路器分、合闸操作等。根据上述三种直流负荷统计，就可以计算出事故状态下的直流持续放电容量。一般 220kV 的变电站直流系统的蓄电池要选择两组电池，电池容量是 $150 \sim 200 \text{ A} \cdot \text{h}$ ；110kV 的变电站直流系统的蓄电池要选择一组电池，电池容量是 $100 \sim 150 \text{ A} \cdot \text{h}$ ；35kV 的变电站直流系统的蓄电池要选择一组电池，电池容量是 $50 \sim 100 \text{ A} \cdot \text{h}$ 。模块数量的配置是要全部模块额定电流总值 $\geq$ 最大经常负荷加蓄电池充电电流，单蓄电池充电电流是按 $0.1 \sim 0.2C$ 计算，其中 C 为额定容量。例如 $100 \text{ A} \cdot \text{h}$ 的蓄电池组，其充电电流是 $0.1C = 0.1 \times 100 = 10 \text{ A}$ ，在不计算经常负荷的情况下选用额定电流 5A 的模块 2 台就可以满足对蓄电池的充电，要实现 $N+1$ 冗余总共选择 3 台 5A 模块。

三、直流绝缘监察装置

发电厂和变电站的直流系统比较复杂，而且通过电缆线路与室外配电装置的端子箱、操作机构等相连接，发生接地的机会较多。直流系统发生一点接地时，由于没有短路电流流过，熔断器不会熔断，仍能继续运行。但是这种接地故障必须及早排除，否则当发生另一点接地时，有可能引起信号回路、控制回路、继电保护回路和自动装置回路的不正确动作。直流系统绝缘监察装置能够及时发现直流系统的接地故障。目前变电站广泛采用的直流绝缘监察装置能在绝缘电阻低于规定值时自动地发出灯光和音响信号，并且可以利用它分辨出是哪一极的绝缘电阻降低，还可通过换算确定出正、负极的绝缘电阻值。现在广泛采用的是简化的绝缘监察装置。它由直流绝缘监察继电器、切换开关和电压表组成。正常情况下接通，电压表接于正、负母线之间，用以测量母线电压。当直流系统中有任何一个地方发生一点接地时，将形成电流通路，电流超过一定值时发出预告信号。当切换至“正对地”位置时可以测量正母线对地电压；当切换至“负对地”位置时可以测量负母线对地电压。先根据电压表测量正、负极母线的对地电压 U^+ 和 U^- ，判断哪一极绝缘薄弱， U^- 有电压说明正极绝缘下降； U^+ 有电压说明负极绝缘下降。然后根据已知的电压表内阻 R_V 及直流母线工作电压 U ，利用式

$$R^+ = [(U^- U^+) / U^- - 1] R_V, R^- = [(U^- U^+) / U^+ - 1] R_V$$

式中 U^- —— 正极对地绝缘电压；

U^+ —— 负极对地绝缘电压；

R —— 直流对地绝缘电阻。

即可求得正、负极母线对地绝缘电阻。但此装置不能在正、负极绝缘电阻均等下降的情况下及时发出预告信号。

四、高频开关电源的原理

1. 主电路

高频开关电源的主电路是从交流电网输入以直流输出的过程。

1) 输入滤波器：其作用是将电网存在的杂波过滤，同时也阻碍本机产生的杂波反馈到公共电网。

2) 整流与滤波：将电网交流电源直接转变为较平滑的直流电，以供下一级变换。

3) 逆变：将整流后的直流电变为高频交流电，这是高频开关电源的核心部分；频率越高，体积、质量与输出功率之比越小。

4) 输出整流与滤波：根据负载需要，提供稳定可靠的直流电源。

2. 控制电路

控制电路从输出端取样，经与设定标准进行比较，然后去控制逆变器，改变其频率或脉宽，达到输出稳定；另一方面，根据测试电路提供的资料，经保护电路鉴别，提供控制电路，对整机进行各种保护。

3. 检测电路

检测电路除了提供保护电路中正在运行的各种参数外，还提供各种显示仪表资料。

4. 辅助电源

辅助电源提供所有单一电路不同要求的电源。

5. 开关控制稳压原理

开关控制稳压按 TRC (Time Ration Control, 时间比例控制) 原理，有三种方式：

1) 脉冲宽度调制 (Pulse Width Modulation, 缩写为 PWM)，开关周期恒定，通过改变脉冲宽度来改变占空比。

2) 脉冲频率调制 (Pulse Frequency Modulation, 缩写为 PFM)，脉冲宽度恒定，通过改变开关工作频率来改变占空比。

3) 混合调制，导通脉冲宽度和开关工作频率均不固定，彼此都能改变。

五、直流系统接地

(一) 接地的概念

由于直流电源为带极性的电源，即具有电源正极和负极。交流电源是无极性电源。电力系统交流电源有一个真正的“地”，这个地也是电力系统安全的一个重要概念。为了系统安全，变电站、发电厂所有设备的外壳都会牢牢地接这个“地”，而且希望其阻抗越低越好。直流电源的“地”对直流电路来讲仅仅是个中性点的概念，这个地与交流的“大地”是截然不同的。

如果直流电源系统正极或负极对地间的绝缘电阻值降低至某一整定值，或者低于某一规定值，这时称该直流系统有正接地故障或负接地故障。

发电厂、变电站直流系统所接设备多，回路复杂，在长期运行过程中会由于环境的改变、气候的变化、电缆以及接头的老化、设备本身的问题等，而不可避免地发生直流系统接地。特别在发电厂、变电站建设施工中或扩建过程中，由于施工及安装的种种问题，难以避免地会遗留电力系统故障的隐患，直流系统更是一个薄弱环节。投运时间越长的系统接地故障的概率越大。

（二）直流系统接地的危害

按接地极性分为正接地和负接地；按接地种类可分为直接接地（亦称金属接地或全接地）和间接接地（亦称非金属接地或半接地）；按接地的情况可分为单点接地、多点接地、环路接地和绝缘电阻降低或称片接地。

正接地可能导致断路器误跳闸。由于断路器跳闸线圈均接负极电源，故当发生正接地时可能导致断路器误跳闸。

负接地可能导致断路器拒跳闸。断路器不会跳开，产生拒动，会使事故越级扩大。

（三）直流系统接地故障的查找

首先要找到接地的位置，这就是接地故障定位。直流接地大多数情况不是一个点，可能是多个点，或者是一个片。真正通过一个金属点去接地的情况是比较少见的；更多的会由于空气潮湿、尘土粘贴、电缆破损、设备某部分的绝缘电阻降低或由于外界其他不明因素所造成。大量的接地故障并不稳定，随着环境变

化而变化，因此在现场查找直流接地是一个较为复杂的问题。

查直流接地的方法如下：

(1) 拉回路法 这是电力系统查直流接地故障一直沿用的一个简单办法。所谓“拉回路”，就是停掉该回路的直流电源，停电时间应小于 3s；一般先从信号回路开始，至照明回路，再至操作回路，保护回路等。该方法，由于二次系统越来越复杂，大部分的厂、站由于施工或扩建中遗留的种种问题，使信号回路与控制回路和保护回路无严格的区分，而且更多的还形成一些非正常的闭环回路，必然增大了拉回路查找接地故障的难度。正由于回路接线存在不确定性，往往在拉回路的过程中，发生人为的跳闸事故，再加上微机保护的大量应用，由于计算机的运行特性也不允许随意断电。“拉回路”可能导致控制回路和保护回路发生重大事故。

(2) 直流接地选线装置监测法 这是一种在线监测直流系统对地绝缘情况的装置。该装置的优点是能在线监测，随时报告直流系统接地故障，并显示出接地回路编号。缺点是该装置只能监测直流回路的具体接地回路或支路，但对具体的接地点无法定位；技术上它受监测点安装数量的限制，很难将接地故障缩小到一个小的范围；而且该装置必须进行施工安装，对旧系统的改造很不便；此类装置还普遍存在检测精度不高，抗分布电容干扰差，误报较多的问题。如果能有一种在监测点上不受限制、检测精度较高、选线准确的直流接地选线装置，应是一种较好的选择。

(3) 便携式直流接地故障定位装置故障定位法 该装置是近几年开始在电力系统较为广泛应用的产品。该装置的特点是无需断开直流回路电源，可带电查找直流接地故障，完全可以避免再用“拉回路”的方法，极大地提高了查找直流接地故障的安全性；而且该装置可将接地故障定位到具体的点，便于操作。目前生产此类产品的厂家也较多，但绝大部分产品都存在检测精度不高，抗分布电容干扰差，误报较多的问题。

（四）查找直流接地故障的要求

1) 查找及时。因直流接地故障常常随环境、气候的变化而变化，十分不稳定，造成难以查找的事故隐患，只要出现故障则应立即查找。

2) 定期巡检直流系统的对地绝缘。不一定故障出现时再去查找。利用精度较高的查找装置定期对各个直流回路进行检查，记下绝缘较差的直流回路，待气候渐湿时，再重点监测。

3) 按序查找，先查信号回路、事故照明回路，再查操作回路、控制回路、保护回路；先重点检测绝缘情况较差的回路。

4) 对环路供电的直流系统应先断开环路开关，如果客观上已断不开的环路（此类情况现场很多），应对检测到的接地故障回路（环路接地，表现出来一般都是两个以上回路）的接地精度进行细分，找出接地更严重的回路。

5) 选用高精度的查找装置。对接地告警比较严重的，大部分情况都并非一点接地，应该用精度较高的检测装置区分不同故障程度的回路，从接地故障严重的回路入手。

（五）直流接地形式

按接地点所处位置的不同，可将直流接地分为室内和室外两种形式；按引起接地的原因，又可分为以下几种形式。

（1）由下雨天气引起的接地 在大雨天气，雨水飘入未密封严实的户外二次接线盒，使接线柱头 and 外壳导通，引起接地。例如气体继电器不装防雨罩，雨水渗入接线盒，当积水淹没接线柱时，就会发生直流接地和误跳闸。在持续的小雨天气（如梅雨天），潮湿的空气会使户外电缆芯破损处或者绝缘胶布包扎处，绝缘大大降低，从而引发直流接地。

（2）由小动物破坏引起的接地 当二次接线盒（箱）密封不好时，蜜蜂会钻进盒里筑巢，巢穴将接线端子和外壳连接起来时，就引发直流接地。电缆外皮被老鼠咬破时，也容易引起直流接地。

（3）由挤压磨损引起的接地 当二次线与转动部件（如经常

开关的开关柜的柜门)靠在一起时,二次线绝缘皮容易受到转动部件的磨损,当其磨破时,便造成直流接地。

(4) 接线松动脱落引起接地 接在断路器机构箱端子排的二次线(如10kV开关机构箱内的二次线),若螺钉未紧固,则在断路器多次跳合时,接线头容易从端子中滑出,搭在铁件上引起接地。

(5) 误接线引起接地 在二次接线中,电缆芯的一头接在端子上运行,另一头被误认为是备用芯或者不带电而让其裸露在铁件上,引起接地。在拆除电缆芯时,误认为电缆芯从端子排上解下来就不带电,从而不做任何绝缘包扎,当解下的电缆芯对侧还在运行时,本侧电缆芯一旦接触铁件就引发接地。

(6) 插件内元件损坏引起接地 为抗干扰,插件电路设计中通常在正负极和地之间并联抗干扰电容,该电容击穿时引起直流接地。

(六) 接地查找注意事项

1) 防止不正确的查找方法造成的直流系统两点接地。如使用灯泡查找法,使用内阻低于 $2\,000\Omega/V$ 的万用表和电压表。某些保护,例如整流型距离保护、晶体管保护在直流拉、合开关时可能会误动作跳开断路器,所以在拉、合开关前应申请退出保护跳闸出口连接片(压板)。

2) 目前绝缘监测装置大都采用带接地选线功能的微机监测仪。这类监测仪有一个共同的特点是反应相对迟钝,在发生直流接地时,要延迟几秒甚至十几秒才能报“直流接地”信号;而在直流接地消失时,也要延迟几秒甚至十几秒其信号才复位。在拉回路寻找接地时,切断各支路直流的时间只有几秒钟,绝缘监测仪信号来不及复位,致使靠绝缘检测仪判断接地消失的方法找不出接地点。为此,在拉回路寻找前,应先使用内阻不低于 $2\,000\Omega/V$ 万用表或电压表在直流屏上监视接地极母线对地电压,然后退出绝缘检测仪(绝缘检测仪会使直流母线对地电压发生较大波动,影响判断),靠万用表或电压表电压值的变化来反映直

流接地是否消失。

3) 当绝缘电阻降低信号发出, 直流屏的直流配出支路绝缘检查显示正常, 直流接地可能出自直流小母线、充电机、蓄电池组。当出现多个直流配出线绝缘电阻降低信息时, 可按照以下顺序查找直流接地: 正在工作中的二次回路 (或试验电源); 220kV、110kV 储能电源; 经常照明及事故照明回路; 10kV1、2 段合闸电源; 380V、10kV 控制电源。若气候潮湿, 应首先检查机构箱、端子箱烘干电源是否开启。

4) 若拉回路查找也不能找到, 则应作为重大缺陷及时汇报相关部门和领导, 要求即时处理。

5) 在处理直流接地时, 不得造成直流短路和另一点接地。

6) 人员分工合理, 专人监视绝缘检查仪显示, 两人负责具体操作, 及时反馈信息, 退保险时间尽量缩短, 无论接地是否消除均需立即恢复。每一回路切断操作保险之前, 必须得到调度的许可才能进行保护跳闸出口连接片 (压板) 的投入和退出。

7) 当发现某一线路直流回路有接地时, 先观察有无明显接地点, 若无明显接地或无法处理, 则应向调度汇报, 申请旁路、代路操作。

第三节 蓄 电 池

一、常用的蓄电池分类及特点

目前, 我们常用的蓄电池主要分为三类, 分别为普通蓄电池、干荷蓄电池和免维护蓄电池。

(1) 普通蓄电池 普通蓄电池的极板是由铅和铅的氧化物构成, 电解液是硫酸的水溶液。它的主要优点是电压稳定、价格便宜; 缺点是比能低 (即每公斤蓄电池存储的电能)、使用寿命短和日常维护频繁。

(2) 干荷蓄电池 它的全称是干式荷电铅酸蓄电池。它的主要特点是负极板有较高的储电能力, 在完全干燥状态下, 能在两

年内保存所得到的电量；使用时，只需加入电解液，等过 20～30min 就可使用。

(3) 免维护蓄电池 免维护蓄电池由于自身结构上的优势，电解液的消耗量非常小，在使用寿命内基本不需要补充蒸馏水。它还具有耐振、耐高温、体积小、自放电小的特点。使用寿命一般为普通蓄电池的两倍。市场上的免维护蓄电池也有两种：第一种在购买时一次性加电解液以后使用中不需要维护（添加补充液）；另一种是电池本身出厂时就已经加好电解液并封死，用户根本就不能加补充液。

二、蓄电池的结构

1) 一般的铅酸蓄电池是由正负极板、隔板、壳体、电解液和接线柱头等组成，其放电的化学反应是依靠正极板活性物质（二氧化铅和铅）和负极板活性物质（海绵状纯铅）在电解液（稀硫酸溶液）的作用下进行。其中，极板的栅架，传统蓄电池用铅锑合金制造；免维护蓄电池是用铅钙合金制造。前者用锑；后者用钙。这是两者的根本区别点。不同的材料就会产生不同的现象，传统蓄电池在使用过程中会发生减液现象，这是因为栅架上的锑会污染负极板上的海绵状纯铅，减弱了完全充电后蓄电池内的反电动势，造成水的过度分解，大量氧气和氢气分别从正负极板上逸出，使电解液减少；用钙代替锑，就可以改变完全充电后的蓄电池的反电动势，减少过充电流，液体气化速度减低，从而减低了电解液的损失。

2) 由于免维护蓄电池采用铅钙合金栅架，充电时产生的水分解量少，水分蒸发量低，加上外壳采用密封结构，释放出来的硫酸气体也很少，所以它与传统蓄电池相比，具有不需添加任何液体、对接线柱头和电线腐蚀少、抗过充电能力强、启动电流大、电量储存时间长等优点。

3) 免维护蓄电池，因其在正常充电电压下，电解液仅产生少量的气体，极板有很强的抗过充电能力，而且具有内阻小、低温启动性能好、比常规蓄电池使用寿命长等特点，因而在整个使

用期间不需添加蒸馏水，在充电正常情况下，不需拆下进行补充充电。但在保养时应对其电解液的密度进行检查。

4) 大多数免维护蓄电池在盖上设有一个孔形液体（温度补偿型）比重计，它会根据电解液密度的变化而改变颜色。可以指示蓄电池的存放电状态和电解液液位的高度。当比重计的指示灯呈绿色时，表明充电已足，蓄电池正常；当指示灯绿点很少或为黑色，表明蓄电池需要充电；当指示灯显示淡黄色，表明蓄电池内部有故障，需要修理或进行更换。

5) 一般这类免维护电池从出厂到使用可以存放 10 个月，其电压与电容保持不变。质量差的，在出厂后的 3 个月左右电压和电容就会下降。在购买时，选离生产日期有 3 个月的，当场就可以检查电池的电压和电容是否达到说明书上的要求。若电压和电容都有下降的情况，则说明它里面的材质不好，电池的质量肯定也不行，有可能是加水电池经过经销商充电后伪装而成的。

三、蓄电池的正确使用和维护

免维护蓄电池也可以进行补充充电，充电方式与普通蓄电池的充电方法基本一样。充电时每单格电压应限制在 2.3~2.4V 间。注意使用常规充电方法充电会消耗较多的水，充电时充电电流应稍小些（5A 以下），不能进行快速充电，否则，蓄电池可能会发生爆炸，导致伤人。当免维护蓄电池的比重计，显示为淡黄色或红色时，说明该蓄电池已接近报废，即使再充电，使用寿命也不长。此时的充电只能作为救急的权宜之计。

有条件时，对免维护蓄电池可用具有电流-电压特性的充电设备进行充电。该设备既可保证充足电，又可避免过充电而消耗较多的水。

蓄电池的正确使用和维护主要有以下 7 点：

1) 检查蓄电池在支架上的固定螺栓是否拧紧。安装不牢会因行车振动而引起壳体损坏。不要将金属物放在蓄电池上，以防短路。

2) 时常查看极柱和接线头连接得是否可靠。为防止接线柱

氧化，可以涂抹凡士林等保护剂。

3) 不可用短路试验的方法检查蓄电池的电量，这样会对蓄电池造成损害。

4) 普通铅酸蓄电池要注意定期添加蒸馏水。干荷蓄电池在使用之前最好适当充电。至于可加水的免维护蓄电池并不是不能维护，适当查看，必要时补充蒸馏水，有助于延长使用寿命。

5) 蓄电池盖上的气孔应通畅。蓄电池在充电时会产生大量气泡，若通气孔被堵塞使气体不能逸出，当压力增大到一定的程度后就会造成蓄电池壳体炸裂。

6) 在蓄电池极柱和盖的周围常会有黄白色的糊状物，这是因为硫酸腐蚀了极柱、线卡、固定架等造成的。这些物质的电阻很大，要及时清除。

7) 当需要用两块蓄电池串联使用时，蓄电池的容量最好相等，否则会影响蓄电池的使用寿命。

四、蓄电池的充放电

蓄电池一般应在 $5\sim 35^{\circ}\text{C}$ 范围内进行充电，低于 5°C 或高于 35°C 都会降低寿命，充电的设定电压应在指定范围内，如超出指定范围将造成蓄电池损坏、容量降低、寿命缩短。

(1) 初充电 蓄电池在安装或大修后的第一次充电，称为初充电。初充电是否良好，将严重影响蓄电池的寿命。这个过程一般由生产厂家在出厂前完成。

(2) 浮充充电 为了确保直流电源不间断，延长蓄电池的使用寿命，通常都采用充电电源与蓄电池组并联的浮充充电方式。

(3) 均衡充电 在正常运行状态下的电池组，通常不需要均衡充电。但如果发现电池组中单体电池之间电压不均衡时，则应对电池组进行均衡充电。

(4) 补充充电 电池在存放、运输、安装过程中，会因自放电而失去部分容量，因此，在安装后投入使用前，应根据电池的开路电压判断电池的剩余容量，然后采用不同的方法对蓄电池进行补充充电。对搁置的蓄电池，每 3 个月应进行一次补充充电。

五、日常巡检

1) 蓄电池每年应以实际负荷做一次放电, 放电应保持电流稳定, 放出额定容量的 30% 左右 (以 $0.1C$ 放电 3h), 放电时每小时应测一次单体电池及电池组电压、放电电流、温度等, 放电后应进行均衡充电然后转浮充充电。

2) 每月应测一次电池单体电压及终端电压, 检查外观有无异常变形和发热, 并保持完整运行记录。

3) 每年应检查一次连接导线是否牢固, 是否有腐蚀, 松动时应拧紧至规定扭力, 出现腐蚀应及时更换。

4) 不要单独增加或减少电池组中几个单体电池的负荷, 这会造成单体电池容量的不平衡和充电的不均一性, 降低电池的使用寿命。

六、常见故障及处理

1. 蓄电池壳体异常及处理

充电电流过大, 单只电池充电电压超过了 2.4V; 内部有短路或局部放电; 温升超标; 阀控失灵。处理方法: 减小充电电流, 降低充电电压, 检查安全阀体是否堵死。

2. 充电异常及处理

运行中浮充电压正常, 但一放电, 电压很快就下降到终止电压值。原因是蓄电池内部失水干涸, 电解物质变质。此时应通知厂家更换电池。

3. 其他常见故障及处理

(1) 铅酸蓄电池的极板硫化 蓄电池长期处于放电或半放电状态, 极板上就会生成一种白色的粗晶粒硫酸铅, 正常充电时它不能转化为二氧化铅和绒状铅, 这称为硫酸铅的硬化, 简称硫化。处理方法: 消除硫化。硫酸铅结晶导电能力差, 电阻率高, 对高电阻率的硫酸铅结晶施加瞬间的高电压, 可以击穿大的结晶。如果这个高电压足够短, 并且进行限流, 在打穿绝缘层的条件下, 充电电流不大, 也不至于大量析出气体, 实现了无损消除硫化。可以使用蓄电池组在线活化仪消除硫化。

(2) 蓄电池产生自放电 产生自放电的主要原因是由于电解液及极板含有杂质，形成局部小电池，小电池两极形成短路回路，短路回路内的电流引起自放电。其次，由于电解液上下密度不同，极板上下电动势的大小不等，因而在正负极板上下之间的均压电流引起蓄电池的自放电。它随电池的老化程度而加剧。处理方法：加强对电池的管理，测量浮充电流，做好均衡充电，检查运行方式。

(3) 个别电池电压异常 个别电池比一般的蓄电池电压低或高。处理方法：进行均衡大电流充电，如果差异依然存在，则更换蓄电池。

第七章 二次电气设备

二次设备是指对一次设备的工况进行监督、控制、调节、保护，为运行人员提供运行工况或生产指挥信号所需要的电气设备，如测量仪表、继电器、控制及信号器具、自动装置等。这些设备，通常由电流互感器和电压互感器的二次绕组的出线以及直流回路，按着一定的要求连接在一起，构成电路。对此称之为二次接线或二次回路。

在发电厂或变电所中，一次设备是重要的，二次设备也是重要的。因为一次设备和二次设备构成一个整体，只有二者都处于良好的状态，才能保证电力生产的安全。尤其是在大型的、现代化的电网中，二次设备的重要性更显突出。

二次回路的故障常会破坏或影响电力生产的正常运行。例如：若某变电所差动保护的二次回路接线有错误，则当变压器带的负荷较大或发生穿越性相间短路时，就会发生误跳闸；若线路保护接线有错误时，一旦系统发生故障，则会出现断路器该跳闸的不跳闸，不该跳闸的却跳了闸，就会造成设备损坏、电力系统瓦解的大事故；若测量回路有问题，就将影响计量，少收或多收用户的电费，同时也难以判定电能质量是否合格。因此，二次回路虽非主体，但它在保证电力生产的安全、向用户提供合格的电能等方面都起着极其重要的作用。

第一节 二次回路的巡视检查

二次回路的任务是反映一次系统的工作状态，控制一次系统并在一次系统发生事故时能使事故部分迅速退出工作。二次回路的巡视检查往往会被值班人员忽视。运行经验证明，所有二次回

路在系统运行中都必须处于完好状态，应能随时对系统中发生的各种故障或异常运行状态做出正确的反应，否则造成的后果是严重的。为此在运行中应加强巡视检查，其类型如下。

一、综合检查

二次回路综合检查的内容如下：

1) 检查二次设备有无灰尘，应使其保证绝缘良好。值班员应定期对二次线、端子排、控制仪表盘和继电器的外壳等进行清扫。

2) 检查表针指示是否正确，有无异常（每班抄表时进行）。

3) 检查监视灯、指示灯指示是否正确，控制屏的信号灯是否完好，保护连接片是否在要求的投、停位置（交接班时进行）。

4) 信号继电器有无动作（在保护动作后进行）。

5) 检查警铃、蜂鸣器是否良好。

6) 检查继电器的接点、线圈外观是否正常，继电器运行有无异常现象。

7) 检查保护的操作部件，如熔断器、电源小闸刀、保护方式切换开关、保护连接片、电流和电压回路的试验部件是否处在正确位置，接触是否良好。

8) 各类保护的工作电源是否正常可靠。

9) 断路器跳闸后，应检查保护动作情况，并查明原因。

要求：送电时必须检查相关设备所有保护装置运行是否正常，并将所有保护装置的信号复归。

二、交接班检查

交接班时，对二次回路检查的主要内容如下：

1) 各断路器控制开关手柄的位置与断路器位置及灯光信号是否相对应。

2) 检查各同步回路的同步开关，其上应无开关手柄；检查主控制室供同步开关操作的开关手柄，应只有一个，并且同步转换开关应在“断开”位置；同步闭锁转移开关应在“投入”位置；电压表、频率表及同步表的指示应在返回状态。

3) 检查事故信号、预告信号及闪光信号的音响、灯光及光字牌显示是否正常。

4) 检查控制屏和继电保护屏是否清洁,屏上所有元件的标示应齐全。

5) 检查继电保护屏上的压板、组合开关的接入位置是否与一次设备的运行位置相对应,信号灯显示是否正常。

6) 检查继电器、表计外壳是否完整,是否盖好。

7) 检查端子箱、操作箱、端子盒的门是否关好,有无损坏。

8) 检查故障录波器是否正常。

9) 检查直流电源监视灯是否亮。

10) 用直流绝缘监察装置检查直流绝缘是否正常。

11) 检查二次设备是否清洁;控制屏、继电保护屏上标示是否齐全;接线有无脱落和放电现象;各断路器的工作状态是否与实际相符,有无异常响声;各继电器铅封是否完好。

12) 检查表计指示是否正常,有无过负荷。

三、值班中检查

值班中检查的项目和内容如下:

1. 特殊巡视检查

1) 高温季节应加强对微机保护及自动装置的巡视。

2) 高峰负荷以及恶劣天气应加强对二次设备的巡视。

3) 当断路器事故跳闸后,应对保护及自动装置进行重点巡视检查,并详细记录各保护及自动装置的动作情况。

4) 对某些二次设备进行定点、定期巡视检查,如每日(一般在上午 10 点左右)对高频通道进行定点检测。

2. 班中巡视检查

班中巡视检查的主要内容如下:

1) 检查信号继电器是否动作或动作等是否在恢复位置。

2) 检查屏上的表计指示是否正常,负荷是否超过允许值。

3) 检查并核对上一班改过的整定值,操作的压板和转换开关的位置符合要求。

4) 用直流绝缘监察装置检查直流绝缘是否正常。

5) 观察各断电器触点状态是否正常。

6) 当装置发出异常或过负荷信号时,要适当增加对该设备的巡视检查次数。

3. 班中的维护

在值班中应进行的维护工作如下:

1) 每天应清洁控制屏和继电保护屏正面的仪表及继电器二次元件一次。

2) 每月至少作一次控制屏、继电保护屏、开关柜、端子箱、操作箱的端子排等二次元件的清洁工作,最好用毛刷(金属部分用绝缘胶布包好)或吸尘器来清扫。并定期对户外端子箱和操作箱进行烘干。

3) 注意监视灯光显示和音响信号的动作情况。

4) 注意监视仪表的指示是否超过允许值。

5) 在夏季,装有微机型保护及自动装置的继电器室的室温应保持在 $25\sim 35^{\circ}\text{C}$ 之间。当开动空调降温时,应经常注意空调机的运转是否正常。

第二节 中央信号装置

中央信号装置是变电站信号集中的地方。变电站内所有电气设备或电力系统发生异常情况,都由它及时、准确地发出指令和信号。运行值班人员根据信号的性质进行分析、判断和处理,以保证发、供电工作的正常运行。

每种信号装置都由灯光信号(表明发生故障的设备和性质)和音响信号(提醒值班人员注意)两部分组成。

中央信号按照性质可分为事故信号和预告信号两部分。事故信号指的是电力系统已酿成事故后发出的信号,让值班人员尽快地、正确地限制事故的发展,将已发生事故的设备单元进行隔离,以保证其他设备继续运行;预告信号是指电力系统或个别电

气设备已有异常情况，“告诉”值班人员必须立即采取有效措施给予处理，如有异常不报或拖延时间，也会发展成事故。

对中央信号装置的要求：

1) 断路器事故跳闸时，能及时发出音响信号（警笛）并伴有光字显示事故的性质。

2) 发生异常时能及时发出区别于事故音响的信号（警铃），并伴有光字显示异常的种类、区域。

3) 能对该装置进行监视和试验，以证明状态完好。

4) 当发生音响信号后，应能手动或自动复归音响，并且使之伴随显示的事故或异常的信号能保留，不影响紧接着再次发生事故或异常时信号的报出。当发生事故跳闸时，通常希望音响信号能很快解除，以免干扰值班人员进行事故处理；而灯光信号则需要保留一段时间，以便判断事故的性质和发生地点。因此，要求音响信号最好能在主控室内一个集中地点手动解除，或通过一定时间自动解除，而不需要将已跳闸断路器的控制开关扭到相应的位置上，以保留灯光信号，便于处理事故。

第三节 光纤纵联差动保护

原理：输电线纵联差动保护就是用某种通信通道将输电线两端的保护装置纵向联接起来，将各端的电气量（电流、功率方向等）传送到对端，以辨别故障是发生在本线路内部还是外部，从而判别保护是否应该动作。理论上，这种纵联差动保护具有绝对的选择性。通道线传送的电流状况可以分为两类：一类是电流的大小（瞬时值），另一类是电流的方向。根据传送电流的大小以判别是内部还是外部的保护比较简单，目前已获得广泛应用。输电线路的纵联差动保护随着所采用的通道不同，在装置原理、结构、性能和适用范围等方面具有很大差别。光纤纵联差动保护实质上就是利用光纤作为通道的纵联差动保护。光纤作为继电保护的通道介质，具有不怕超高压与雷电电磁干扰、对电场绝缘、频

带宽和衰耗低等优点。它比载波和微波更能有效地保证电信号的传播质量,是目前输电线路保护装置的发展趋势,现已经得到广泛的应用。光纤保护目前在高压输电线路中已经得到广泛的应用。

下面以南瑞公司 RCS 系列保护装置为例,简单介绍光纤纵联差动保护在高压输电线路保护中的应用。

一、技术参数

(一) 机械及环境参数

机箱结构尺寸: $482\text{mm} \times 177\text{mm} \times 291\text{mm}$; 嵌入式安装。

正常工作温度: $0 \sim 40^{\circ}\text{C}$ 。

极限工作温度: $-10 \sim 50^{\circ}\text{C}$ 。

储存及运输: $-25 \sim 70^{\circ}\text{C}$ 。

(二) 额定电气参数

直流电压: 220V , 110V ; 允许偏差: $+15\%$, -20% 。

交流电压: 57.7V (额定电压 U_n)。

交流电流: 5A , 1A (额定电流 I_n)。

频率: $50\text{Hz}/60\text{Hz}$ 。

过载能力: 电流回路: 2 倍额定电流, 连续工作。

10 倍额定电流, 允许 10s 。

40 倍额定电流, 允许 1s 。

电压回路: 1.5 倍额定电压, 连续工作。

功耗: 交流: $<1\text{VA}/\text{相}$ ($I_n=5\text{A}$)。

$<0.5\text{VA}/\text{相}$ ($I_n=1\text{A}$)。

交流电压: $<0.5\text{V}/\text{相}$ 。

直流: 正常时 $<35\text{W}$ 。

跳闸时 $<50\text{W}$ 。

(三) 主要技术指标

1. 整组动作时间

差动保护全线路跳闸时间: $<25\text{ms}$ (差动电流 >1.5 倍差动电流高定值)。

2. 启动元件

1) 电流变化量启动元件, 整定范围 $0.1I_n \sim 30I_n$ 。

2) 零序过流启动元件, 整定范围 $0.1I_n \sim 30I_n$ 。

3) 负序过流启动元件, 整定范围 $0.1I_n \sim 30I_n$ 。

3. 输出接点容量

1) 信号接点容量: 允许长期通过电流 8A, 切断电流 0.3A (DC220V, V/R 1ms)。

2) 其他辅助继电器接点容量: 允许长期通过电流 5A, 切断电流 0.2A (DC220V, V/R 1ms)。

3) 跳闸出口接点容量: 允许长期通过电流 8A。切断电流 0.3A (DC220V, V/R 1ms), 不带电流保持。

4. 通信接口

六种通信插件型号可选, 可提供 RS-485 通信接口, 或以太网接口, 通信规约可选择为电力行业标准 DL/T 667—1999 (idt IEC60870—5—103) 规约或 LFP (V2.0) 规约, 通信速率可整定。

1) 一个用于 GPS 对时的 RS-485 双绞线接口。

2) 一个打印接口, 可选 RS-485 或 RS-232 方式, 通信速率可整定。

3) 一个用于调试的 RS-232 接口 (前面板)。

5. 光纤接口

RCS 系列保护装置可通过专用光纤或经通信设备复接, 与对侧交换数据。光纤接口位于 CPU 板背面, 光接头采用 FC/PC 式。

光纤接口插件的发送功率由跳线决定, 定义如下:

(1) 单一传输速率光纤接口插件 (传输速率固定为 64kbit/s 或 2048kbit/s)

1) 光纤类型: 单模 CCITT Rec. G652, 波长: 1310nm。

2) 接收灵敏度: -45dBm (64kbit/s)、 -35dBm (2048kbit/s)。

3) 传输距离: $<100\text{km}$ (64kbit/s)、 $<60\text{km}$ (2048kbit/s)。

4) 光过载点: $>-5\text{dBm}$ 。

(2) 可选传输速率光纤接口插件 (传输速率可由跳线选择为: 64kbit/s 或 2 048kbit/s)

1) 光纤类型: 单模 CCITT Rec. G652, 波长: 1 310nm。

2) 接收灵敏度: -38dBm (64kbit/s)、 -38dBm (2 048kbit/s)。

3) 传输距离: $<90\text{km}$ (64kbit/s)、 $<90\text{km}$ (2 048kbit/s)。

4) 光过载点: $>-5\text{dBm}$ 。

二、装置总启动器件

启动器件的主体由反映相间工频变化量的过流继电器实现, 同时又配以反应全电流的零序过流继电器和负序过流继电器互相补充。反映工频变化量的启动器件采用浮动门槛。正常运行及系统振荡时, 变化量的不平衡输出均自动构成自适应式的门槛, 浮动门槛始终略高于不平衡输出。在正常运行时, 不平衡分量很小, 装置有很高的灵敏度。

1. 工频变化量启动

当相间电流变化量大于整定值, 该元件动作, 并展宽 7s, 去开放出口继电器正电源。

2. 零序过流元件启动

当外接和自产零序电流均大于整定值, 且无 TA 断线时, 零序启动器件动作, 并展宽 7s, 去开放出口继电器正电源。

3. 负序过流元件启动

当负序电流大于整定值时, 经 40ms 延时, 负序启动器件动作, 并展宽 7s, 去开放出口继电器正电源。

4. 纵联差动或远跳启动

发生区内三相故障, 弱电源侧电流启动器件可能不动作, 此时若收到对侧的差动保护允许信号, 则判别差动继电器动作相关相、相间电压, 若小于 60% 额定电压, 则辅助电压启动器件动作, 去开放出口继电器正电源 7s。

当本侧收到对侧的远跳信号且定值中“远跳受本侧控制”置

“0”时，去开放出口继电器正电源 500ms。

5. 重合闸启动

当满足重合闸条件则展宽 10min，在此时间内，若有重合闸动作，则开放出口继电器正电源 500ms。

6. 保护启动器件

保护启动器件与总起动器件相同，只是总启动器件由 CPU 计算，保护启动器件由 DSP 计算。

7. 电流差动继电器

电流差动继电器由三部分组成：变化量相差动继电器、稳态相差动继电器和零序差动继电器。

8. TA 断线

TA 断线瞬间，断线侧的启动器件和差动继电器可能动作，但对侧的启动器件不动作，不会向本侧发出差动保护动作信号，从而保证纵联差动不会误动。非断线侧经延时后报“长期有差流”，与 TA 断线作同样处理。

TA 断线时发生故障或系统扰动导致启动器件动作，若“TA 断线闭锁差动”整定为“1”，则闭锁电流差动保护；若“TA 断线闭锁差动”整定为“0”，且该相差流大于“TA 断线差流定值”，仍开放电流差动保护。

第四节 电力变压器保护

电力变压器是电力系统中使用相当普遍和十分重要的电气设备。它如果发生故障将给供电系统的运行带来严重的后果。同时大容量的变压器也是十分贵重的设备，为了保证变压器的安全运行和防止扩大事故，按照变压器可能发生的故障，装设灵敏、快速、可靠和选择性好的保护装置是十分必要的。大型变压器保护装置必须装设稳定可靠的主保护和后备保护。主保护主要包括差动保护和瓦斯保护；后备保护一般包括过电流保护、零序保护、过负荷保护等。以下对 PST—120 系列变压器保护装置进行详细

介绍。

一、装置简介

PST-1200 系列数字式变压器保护装置是以差动保护、后备保护和瓦斯保护为基本配置的成套变压器保护装置,适用于 500kV、330kV、220kV、110kV 等大型电力变压器。本系列数字式变压器保护装置有两种不同原理的差动保护。本系列保护装置基本配置设有完全相同的硬件回路,分别完成变压器差动保护及变压器各侧后备保护功能。各种保护功能均由软件实现。瓦斯保护由独立机箱实现。保护的逻辑关系符合国家设计原则。

本系列数字式变压器保护装置的保护配置和各保护时限的跳闸逻辑可在线编程。

二、装置特点

1. 人性化

1) 装置采用大屏幕全汉化液晶显示器,可显示 15×8 个汉字,显示信息多。

2) 事件和定值全部采用汉字显示或打印,摒弃了字符表述方式。

3) 定值以表格方式输出,录波数据可选择波形输出或数据输出。

4) 计算机界面的调试和分析软件 Psvievw,不但能完成装置键盘上的功能,还能对保护录波数据分析。

5) 可独立整定 32 套定值,供改变运行方式时切换使用。

2. 大资源

1) 保护功能模件 (CPU) 的核心为 32 位微处理器,配以大容量的 RAM 和 Flash RAM,使得本装置具有极强的数据处理能力和存储能力,可记录的录波报告为 8 至 50 个,可记录的事件不少于 1000 条。数据存入 FlashRAM 中,装置掉电后可保持。

2) A/D 模件采用 14 位的 A/D 转换和无源低通滤波,使本装置具有极高的测量精度。

3) 采用 CAN 网作为内部通信网络, 数据信息进出流畅, 事件可随时上传。

3. 高可靠性

1) 装置采用背插式机箱结构和特殊的屏蔽措施, 能通过 IEC60255—22—4 标准规定的 IV 级, $[(4 \pm 10\%) \text{ kV}]$ 快速瞬变干扰试验、IEC60255—22—2 标准规定的 IV 级 (空间放电 15kV, 接触放电 8kV) 静电放电试验, 装置整体具备高可靠性。

2) 组屏可不加抗干扰模块。

4. 开放性

通信接口方式选择灵活, 与变电站自动化系统配合, 可实现远程定值修改和切换、事件记录及录波数据上传、压板遥控投入、退出和遥测、遥信、遥控跳合闸。

5. 透明化

1) 记录保护内部各器件动作行为和录波数据。

2) 记录各元器件动作时内部各计算值。

3) 可将数据在 Psview 软件上分析保护内部各器件动作过程。

6. 免调试

1) 在采样回路中, 选用高精度、高稳定的器件, 保证正常运行的高精度, 避免因环境改变或长期运行而造成采样误差增大。

2) 细微的软件自动调整, 提升装置精度。

3) 完善的自检功能, 满足状态检修的要求。

4) 装置中无可调节器件, 无需在现场调整精度, 同时可提高装置运行的稳定性。

三、技术参数

1. 额定直流电压

额定直流电压为 220V。

2. 额定交流数据

1) 相电压 57.7V。

2) 开口三角电压 100V。

3) 交流电流 5A。

4) 额定频率 50Hz。

3. 功率消耗

1) 直流回路功率消耗不大于 40W。

2) 交流电压回路功率消耗不大于 0.5VA/相。

3) 交流电流回路功率消耗不大于 0.5VA/相。

4) 状态量电平：GPS 对时脉冲输入电平 24V、110V、220V。

4. 主要技术性能

(1) 采样回路精确工作范围

1) 相电压 1~100V。

2) 开口三角电压 1~300V。

3) 电流 $0.04I_n \sim 20I_n$ ， I_n 为变压器保护 TA 额定二次电流。

(2) 信号回路接点容量

1) 载流容量 5A。

2) 断弧容量 100VA。

(3) 断路器跳合闸电流

1) 跳闸电流 0.5A，1A，2A，4A 及以上。

2) 合闸电流 0.5A，1A，2A，4A 及以上。

(4) 模拟量测量精度

1) 电流、电压 0.5 级。

2) 频率 0.02Hz。

(5) 差动保护整组动作时间（包括继电器固有时间）

1) 差动速断保护的固有动作时间，1.3 倍整定值时测量，不大于 16ms。

2) 差动保护的固有动作时间，1.3 倍整定值时测量，不大于 25ms。

(6) 正常工作大气条件

1) 环境温度：-10~+55℃。

2) 相对湿度: 5%~95%。

3) 大气压力: 66kPa~110kPa。

5. 过载能力

(1) 交流电流回路 2 倍额定电流, 连续工作; 10 倍额定电流, 允许 16s; 40 倍额定电流, 允许 1s。

(2) 交流电压回路 2 倍额定电压, 连续工作。

(3) 直流电源回路 80%~115%额定电压, 连续工作。

(4) 绝缘性能

1) 绝缘电阻。装置的带电部分和非带电部分及外壳之间以及电气上无联系的各电路之间用开路电压为 500V 的兆欧表测量其绝缘电阻值, 在正常试验大气条件下, 各等级的各回路绝缘电阻不小于 100MΩ。

2) 介质强度。在正常试验大气条件下, 装置能承受频率为 50Hz、电压 2 000V 历时 1min 的工频耐压试验而无击穿闪络及元件损坏现象。试验过程中, 在任一被试回路施加电压时, 其余回路等电位互联接地。

3) 冲击电压。在正常试验大气条件下, 装置的电源输入回路、交流输入回路、输出触点回路对地, 以及回路之间, 能承受 (1.2/50) μs 的标准雷电波的短时冲击电压试验, 开路试验电压 5kV。

四、保护

(一) 二次谐波闭锁原理的差动保护

1. 启动器件

保护启动器件用于开放保护跳闸出口继电器的电源及启动该保护故障处理程序。各保护 CPU 的启动器件相互独立, 且基本相同。

启动器件包括差流突变量启动器件、差流越限启动器件。任一启动器件动作则保护启动。

(1) 差电流突变量启动器件的判据

$$|i_{\phi(t)} - 2i_{\phi(t-T)} + i_{\phi(t-2T)}| > 0.5I_{cd}$$

式中 ϕ ——a, b, c 三种相别;

I_{cd} ——差动保护动作定值；

T ——电流波形周期；

t ——CPU 计算电流采样的时间。

当任一差动电流突变量连续三次大于启动门槛时，保护启动。

(2) 差动电流越限启动器件 差流越限启动器件是为了防止经大电阻故障时，相电流突变量启动器件灵敏度不够而设置的辅助启动器件。该器件在差动电流大于差动电流越限启动门槛并持续 5ms 后启动。差动电流越限启动门槛为差动作定值的 80%。

2. 差动电流速断保护器件

本器件是为了在变压器区内有严重性故障时，快速跳开变压器各侧开关，其动作判据为

$$I_d > I_{sd}$$

式中 I_d ——变压器差动电流；

I_{sd} ——差动电流速断保护定值。

3. 二次谐波制动器件

本器件是为了在变压器空投时，防止励磁涌流引起差动保护误动。其动作判据为

$$I_{(2)} > I_d \times X_{b2}$$

式中 $I_{(2)}$ ——差动电流中的二次谐波含量；

I_d ——变压器差动电流；

X_{b2} ——差动保护二次谐波制动系数。

4. 五次谐波制动器件

本器件是为了在变压器过励磁时防止差动保护误动，其动作判据为

$$I_{(5)} > I_d \times X_{b5}$$

式中 $I_{(5)}$ ——差动电流中的五次谐波含量；

I_d ——变压器差动电流；

X_{b5} ——差动保护五次谐波制动系数，软件中设定为

0.38。

5. 比率制动器件

本器件是为了在变压器区外故障时，差动保护有可靠的制动

作用,同时在内部故障时有较高的灵敏度,

其动作判据为

两侧差动: $I_{\text{cdd}} = |I_1 + I_2|$; $I_{\text{zdd}} = \max(|I_1|, |I_2|)$;

三侧差动: $I_{\text{cdd}} = |I_1 + I_2 + I_3|$; $I_{\text{zdd}} = \max(|I_1|, |I_2|, |I_3|)$;

四侧差动: $I_{\text{cdd}} = |I_1 + I_2 + I_3 + I_4|$; $I_{\text{zdd}} = \max(|I_1|, |I_2|, |I_3|, |I_4|)$;

五侧差动: $I_{\text{cdd}} = |I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5|$; $I_{\text{zdd}} = (|I_1| + |I_2| + |I_3| + |I_4| + |I_5|) / 2$;

$I_{\text{cdd}} \geq I_{\text{cd}}$ 并且 $I_{\text{zdd}} \leq I_{\text{zd}}$

或 $3I_{\text{zd}} > I_{\text{zdd}} > I_{\text{zd}}$, $I_{\text{cdd}} - I_{\text{cd}} \geq K_1 \times (I_{\text{zdd}} - I_{\text{zd}})$

或 $I_{\text{zdd}} > 3I_{\text{zd}}$, $I_{\text{cdd}} - I_{\text{cd}} - K_1 \times 2I_{\text{zd}} \geq K_2 \times (I_{\text{zdd}} - 3I_{\text{zd}})$

其中 I_1 为Ⅰ侧电流; I_2 为Ⅱ侧电流;

I_3 为Ⅲ侧电流; I_4 为Ⅳ侧电流;

I_5 为Ⅴ侧电流; I_{cd} 为差动保护电流定值;

I_{cdd} 为变压器差动电流; I_{zdd} 为变压器差动保护制动电流;

I_{zd} 为差动保护比率制动拐点电流定值,软件设定的高压侧额定电流值;

K_1, K_2 为比率制动的制动系数,软件设定为 $K_1 = 0.5$, $K_2 = 0.7$ 。

6. TA 回路异常判别器件

本器件是为了变压器在正常运行时判别 TA 回路状况,发现异常情况发告警信号,并可由控制字的投入和退出来决定是否闭锁差动保护。其动作判据为

1) $|\Delta i_\phi| \geq 0.1I_n$, 且 $|I_H| < |I_Q|$;

2) 相电流 $\leq I_{\text{wi}}$, 且 $I_D \geq I_{\text{wi}}$;

3) 本侧 $|I_a + I_b + I_c| \geq I_{\text{wi}}$ (仅对 TA 为 Y 形联结方式);

4) $\max(I_{\text{da}}, I_{\text{db}}, I_{\text{dc}}) > I_{\text{wi}}$;

5) $\max(I_{\text{da}}, I_{\text{db}}, I_{\text{dc}}) > 0.577I_{\text{cd}}$ 。

式中 Δi_ϕ ——相电流突变量;

I_{da} 、 I_{db} 、 I_{dc} ——分别为 A、B、C 三相差动电流值；

I_{cd} ——差动保护电流定值；

I_n ——额定电流；

I_Q ——前一次测量电流；

I_H ——当前测量电流；

I_D ——无电流相的差动电流；

I_{wi} ——无电流门槛值，取 0.04 倍的 TA 额定电流。

以上条件同时满足 1)、2)、3)、4) 时，判 TV 断线；仅条件 5) 满足，判为差动电流越限。

7. 变压器各侧电流相位补偿器件

变压器各侧电流互感器采用星形联结，二次电流直接接入本装置。电流互感器各侧的极性以母线侧为极性端。

变压器各侧 TV（电压互感器）二次电流相位由软件调整，装置采用 Y→ Δ 变化调整差动电流平衡。对于 Y0/ Δ -11 的接线，其校正方法如下：

$$I_{a'} = (I_a - I_b)/1.732 ; I_{b'} = (I_b - I_c)/1.732 ; I_{c'} = (I_c - I_a)/1.732 ;$$

8. 过负荷监测器件

本保护反应变压器的负荷情况，仅监测变压器各侧的三相电流。动作判据为

$$\max(I_a, I_b, I_c) > I_{gfh}$$

式中 I_a 、 I_b 、 I_c ——变压器各侧三相电流；

I_{gfh} ——变压器过负荷电流定值，返回系数为 0.875。

9. 过负荷启动冷却器器件

本保护反应变压器的负荷情况，监测变压器高压侧三相电流。动作判据为

$$\max(I_{ah}, I_{bh}, I_{ch}) > I_{tfh}$$

式中 I_{ah} 、 I_{bh} 、 I_{ch} ——变压器高压侧三相电流；

I_{tfh} ——变压器过负荷启动冷却器器件电流定值，返回系数为 0.875。

对于简化版 PST-1260 装置,本定值为变压器高压侧额定电流的倍数。

10. 过负荷闭锁调压器件

本保护反应变压器的负荷情况,仅监测变压器高压侧三相电流。动作判据为

$$\max(I_a, I_b, I_c) > I_{ty}$$

式中 I_a, I_b, I_c ——变压器高压侧三相电流;

I_{ty} ——变压器过负荷闭锁调压器件电流定值,返回系数为 0.875。

(二) 波形对称原理的差动保护 (SOFT-CD2)

1. 启动器件

同二次谐波闭锁原理的差动保护。

2. 差动电流速断保护器件

同二次谐波闭锁原理的差动保护。

3. 波形对称判别器件

本器件采用波形对称算法,将变压器空载合闸时产生的励磁涌流与故障电流分开。当变压器空载合闸至内部故障或外部故障切除转化为内部故障时,本保护能瞬时动作。

4. 五次谐波制动器件

同二次谐波闭锁原理的差动保护。

5. 比率制动器件

同二次谐波闭锁原理的差动保护。

(三) 非电量保护

本保护完全独立于电气保护,仅反应变压器本体开关量输入信号,驱动相应的出口继电器和信号继电器,为本体保护提供跳闸功能和信号指示。

保护包括:本体重瓦斯、调压重瓦斯、压力释放 1、本体轻瓦斯、调压轻瓦斯、压力释放 2、冷却器故障、油温高、本体油位异常、风冷消失、绕组温度高、调压油位异常。

(四) 后备保护

1. 复合电压闭锁（方向）过电流保护

本保护反应相间短路故障，可作为变压器的后备保护。交流回路采用 90° 接线，本侧 TV 断线时，本保护的方向器件退出。TV 断线后若电压恢复正常，本保护也随之恢复正常。本保护包括以下器件：

（1）复合电压器件 复合电压器件的电压取自本侧的 TV 或变压器各侧 TV，动作判据为

$$\min(U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}) < U_{ddy}; U_2 > U_{fx}$$

以上两个条件为“或”的关系；

式中 U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ——线电压；

U_{ddy} ——低电压定值；

U_2 ——负序电压；

U_{fx} ——负序电压定值。

（2）功率方向器件 功率方向器件的电压、电流取自本侧的 TV 和 TA，动作判据为

1) 若方向由控制字选择为正向：

$U_{ab} \sim I_c$ 、 $U_{bc} \sim I_a$ 、 $U_{ca} \sim I_b$ 三个夹角（电流落后电压时角度为正）中的任一个夹角满足式 $45^\circ > \delta > -135^\circ$ 。

2) 若方向由控制字选择为反向，则动作区与正向相反。

3) 过电流器件，电流取自本侧的 TA（电流互感器）。动作判据为

$$I_a > I_{fgl}; I_b > I_{fgl}; I_c > I_{fgl}$$

以上三个条件为“或”的关系；

式中 I_a 、 I_b 、 I_c ——三相电流；

I_{fgl} ——过电流定值。

本保护配置两段六时限，其中第一段为三时限，方向不可退出；第二段三时限，方向可通过控制字的投入和退出；每一时限的跳闸逻辑可整定。

2. 零序（方向）过电流保护

本保护反应单相接地故障，可作为变压器的后备保护。交流

回路采用 0° 接线, 电压、电流取自本侧的 TV 和 TA。TV 断线时, 本保护的方向器件退出。TV 断线后若电压恢复正常, 本保护也随之恢复正常。

本保护包括以下器件:

(1) 零序过电流器件 零序过电流器件的动作判据为

$$3I_0 > I_{0gl}$$

式中 $3I_0$ ——零序电流, 取自本侧零序 TA;

I_{0gl} ——零序过电流的电流定值。

本保护配置一段两时限, 每一时限的跳闸逻辑可整定。

(2) 零序功率方向器件 零序功率方向器件的动作判据为

$3U_0 \sim 3I_0$ 夹角为 δ , $-15^\circ > \delta > -195^\circ$ (电流落后电压时角度为正, $3U_0 > 5V$)

式中 $3I_0$ ——三相电流 I_a 、 I_b 、 I_c 在软件中合成的零序电流或外接通道的电流, $3I_0 = I_a + I_b + I_c$ (合成时);

$3U_0$ ——三相电压 U_a 、 U_b 、 U_c 在软件中合成的零序电压,
 $3U_0 = U_a + U_b + U_c$ 。

3. 本体保护

(1) 瓦斯保护 瓦斯保护包括: 本体瓦斯保护、有载调压瓦斯保护、轻、重瓦斯保护。

(2) 间隙零序保护 本保护反应变压器间隙电压和间隙击穿的零序电流, 可作为变压器的后备保护。保护包括以下器件:

1) 间隙零序过电压器件, 动作判据为

$$3U_0 > U_{0L}$$

式中 $3U_0$ ——零序电压, 取自本侧零序 TA;

U_{0L} ——间隙零序过电压的电压定值。

2) 间隙零序过流器件, 动作判据为

$$3I_{0g} > I_{ggI}$$

式中 $3I_{0g}$ ——间隙零序电流, 取自本侧中性点间隙 TA;

I_{ggI} ——间隙零序过电流的电流定值。

本保护配置一段两时限; 每一时限的跳闸逻辑可通过调试

PC 机整定。

(3) 压力释放保护 本保护为变压器箱体安装压力释放阀，并且采用导向喷油设施。当压力达到定值时，阀开启，从而保护变压器箱体。

4. TV 回路异常判别器件

本器件仅在保护正常运行时投入；当保护启动后，退出本器件。动作判据为

- 1) $U_2 > 8V$;
- 2) $\min(U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}) < 70V$;
- 3) $U_1 < 4V$;

U_1 、 U_2 分别为本侧的正序电压和负序电压。

满足条件 1)、2) 判为 TV 断线，满足 3) 判为 TV 三相失压。

五、数据记录

本装置具备故障录波功能。可记录的模拟量为接入保护的所有模拟量；可记录的状态量为接入保护的所有状态量；可记录保护跳闸命令；可记录的录波报告为 8 至 50 个；可记录的事件不少于 1000 条；数据存入 FLASHRAM 中，掉电不丢失。本装置除记录系统扰动数据外，还记录装置的操作事件、状态输入量变位事件、更改定值事件及装置告警事件等。

目前某钢厂各变电站主变压器的保护配置情况见表 7-1。

表 7-1 目前某钢厂各变电站主变压器的保护配置情况

装置型号	保护名称	投退情况
02、03、05、冷轧站主变压器 保护为 PST-1200；04 站 1 号、 2 号主变压器保护为 WBZ-1201， 3 号、4 号主变压器保护为 PST- 1201	差动保护	投
	瓦斯保护	投
	零序方向	投
	零序过电流	投
	复合电压闭锁过电流	投
	过负荷	投
	压力释放	不投

第五节 线路距离保护

线路距离保护的原理可以分为两大类：其一是利用 U/I ，得到测量阻抗，然后人为地作出阻抗特性，一旦测量阻抗落入该阻抗特性中，保护就动作。这种原理比较典型的是四边形特性的距离保护原理。首先人为地根据整定阻抗作出电抗线，然后作出两条反应故障方向的方向线，最后在作出负荷线，构成了四边形的动作特性。这种距离保护的原理并非根据区内、外故障的特征得到的保护判据，而且电抗线并不具有自适应过渡电阻的功能。另一种距离保护原理则是根据区内、外故障的不同特征构造的，是距离保护的发展方向。一般距离保护都配置有相间距离和接地距离。通常相间距离采用方向阻抗继电器（或突变量阻抗继电器）；接地距离采用零序电抗继电器（或突变量电抗继电器）。这是因为，考虑到相间短路时，相间过渡电阻较小而接地过渡电阻很大。RCS 系列线路保护装置，具有完善的距离保护，能够准确判断线路故障，迅速切除故障线路。现简单介绍 RCS 系列线路保护装置距离保护部分。

一、主要技术指标

整定范围： $0.01 \sim 40\Omega$ ($I_n = 5A$) $0.05 \sim 200\Omega$ ($I_n = 1A$)

距离器件定值误差： $<5\%$

精确工作电压： $<0.25V$

最小精确工作电流： $0.1I_n$

最大精确工作电流： $30I_n$

I、II、III 段跳闸时间： $0 \sim 25s$

单端电源多相故障时允许误差： $<\pm 2.5\%$

二、装置距离保护部分简单说明

该装置设有三阶段式相间接地距离继电器和两个作为远后备的四边形相间接地距离继电器。继电器由正序电压极化，因而有较大的测量故障过渡电阻的能力；当用于短线路时，为了进一步

扩大测量过渡电阻的能力，还可将Ⅰ、Ⅱ段阻抗特性向第Ⅰ象限偏移；接地距离继电器设有零序电抗特性，可防止接地故障时继电器超越；正序极化电压较高时，正序电压极化的距离继电器有很好的方向性；当正序电压下降至 $10\%U_n$ 以下时，进入三相低压程序，由正序电压记忆量极化；Ⅰ、Ⅱ段距离继电器在动作前设置正的门槛，保证母线三相故障时继电器不可能失去方向性；继电器动作后则改为反门槛，保证正方向三相故障继电器动作后一直保持到故障切除。Ⅲ段距离继电器始终采用反门槛，因而三相短路Ⅲ段稳态特性包含原点，不存在电压死区。

三、必要说明

1) 保护启动时，如果按躲过最大负荷电流整定的振荡闭锁过电流器件尚未动作或动作不到 10ms ，则开放振荡闭锁 160ms ，另外不对称故障开放器件、对称故障开放器件任一器件开放，则开放振荡闭锁；用户可选择“投振荡闭锁”去闭锁Ⅰ、Ⅱ段距离保护，否则距离保护Ⅰ、Ⅱ段不经振荡闭锁而直接开放。

2) 合闸于故障线路时加速跳闸可有两种方式：一是受振荡闭锁控制的Ⅱ段距离继电器在合闸过程中加速跳闸，二是在合闸时，还可选择“投重合加速Ⅱ段距离”、“投重合加速Ⅲ段距离”，由不经振荡闭锁的Ⅱ段或Ⅲ段距离继电器加速跳闸。手合闸时总是加速Ⅲ段距离。

3) 接地距离Ⅰ、Ⅱ段经零序电流闭锁，为保证距离Ⅲ段的远后备作用，接地距离Ⅲ段不经零序电流闭锁。

某钢厂高压线路保护情况实例见表 7-2。

表 7-2 某钢厂高压线路保护情况实例

线路名称	装置型号	保护名称	投退情况
连冷线（253、263）	RCS-931（南瑞）	光差保护	投
		距离保护	投
		零序保护	投
		重合闸	不投

(续)

线路名称	装置型号	保护名称	投退情况
冷中线、冷氧线、电厂线	RCS-943（南瑞）	纵差保护	投
		距离保护	投
		零序保护	I 段不投
		重合闸	不投
冷鼓线	PST-1200（南自）	纵差保护	投
		复压闭锁过电流	投
		瓦斯保护	投
连鼓线	PST-1201（南自）	纵差保护	投
		零序电压闭锁过电流	投
		低压闭锁过电流	投
		压力释放	不投
连结线	LFP-941（南瑞）	差动保护	投
		距离保护	投
		零序保护	I 段不投
		重合闸	投
钢中线	CSL163B（四方）	纵差保护	投
		距离保护	投
		零序保护和重合闸	投

第六节 电 流 保 护

一、电流速断保护

根据对继电保护速动性的要求，保护装置动作切除故障的时间，必须满足系统稳定和保证重要用户供电的可靠性。在可靠和保证选择性的前提下，原则上总是越快越好。因此，在各种电气器件上应力求装设快速动作的继电保护。仅反应于电流增大而瞬时动作的电流保护，称为电流速断保护。

电流速断保护的简单原理：电流继电器接于保护用电流互感

器的二次侧，当有短路电流流过时，电流继电器动作后启动中间继电器，其触点闭合后，经串联信号继电器而接通跳闸回路，使断路器跳闸。

采用中间继电器的原因：

1) 电流继电器的触点容量比较小，不能直接接通跳闸回路，因此，应先启动中间继电器，然后再由中间继电器的触点（容量大）去跳闸。

2) 当线路上装有管型避雷器时，利用中间继电器来增大保护装置的固有动作时间，以防止管型避雷器放电时引起速断保护误动作。

另外，我们总希望电流速断保护能够保护线路的全长，但实际上这种愿望是不可能实现的。因为，对于本线路的末端和相邻线路的始端发生短路故障时，流过本线路保护安装处的短路电流数值几乎是一样的。这样，保护的选择性就不能实现。为了解决这个矛盾，有两种办法，通常都是优先保证动作的选择性，即从保护装置启动参数的整定上保证下一条线路出口处短路时不启动。在继电保护技术中，这又称为按躲开下一条线路出口处短路的条件整定。另一种办法就是在个别情况下，当快速切除故障是首要条件时，就采用无选择性的速断保护，而以自动重合闸来纠正这种无选择性的动作。

电流速断保护的主要优点是简单可靠、动作迅速，因而获得了广泛的应用。它的缺点是不能保护线路的全长，并且保护范围直接受系统运行方式变化的影响。

二、定时限过电流保护

（一）基本原理

电网正常运行时，输电线路通过负荷电流；当发生相间短路时，通过短路电流。短路电流往往比负荷电流大。过电流保护就是利用短路时的电流比正常时大的特征来鉴别电网中发生了短路故障。而过电流保护动作的选择性还必须由电网中各过电流保护装置的動作具有适当延时（或称动作延时）来保证。

定时限过电流保护装置的主要组成器件包括启动器件和时间器件。启动器件为电流继电器，当被保护的线路正常工作时，它是不动作的；当被保护线路有短路电流通过时，它立即启动时间器件。所以，启动器件的作用是鉴别有无短路故障，有短路故障它就启动时间器件。时间器件为时间继电器，它是由启动器件启动的，如果启动器件一直处于工作状态，那么时间继电器的触点就接通断路器的跳闸回路。时间继电器之所以要建立一定的延时，目的是保证保护装置具有选择性。由于这种保护当电流超过启动器件的整定值而启动保护的動作时限决定于时间继电器的整定值而与短路电流大小无关，因此它称为定时限过电流保护。

（二）电流继电器和互感器的接线方式

在保护相间短路的过电流保护中，电流继电器和互感器的联结方式主要有三种：

- 1) 三相三继电器的完全星形联结方式。
- 2) 两相两继电器的不完全星形联结方式。
- 3) 两相一继电器的两相电流差联结方式。

（三）定时限过电流保护的整定计算

1. 动作电流

$$I_{dz} > \frac{K_k K_{zq}}{K_f I_{fh \max}}$$

式中 I_{dz} ——保护装置启动器件的动作电流；

K_k ——可靠系数；

K_{zq} ——自启动系数，其值大于 1；

K_f ——返回系数；

$I_{fh \max}$ ——正常运行时的最大负荷电流。

2. 灵敏度

过电流保护的灵敏度是指在被保护范围末端短路时，通过电流继电器的电流与动作电流的比值。需要考虑以下几点：

1) 运行方式影响短路电流的大小（计算时应选用最小运行方式）。

- 2) 短路故障的种类也影响短路电流的大小。
 - 3) 联结方式也对灵敏度有影响。
 - 4) 一般要求在被保护线路末端短路时灵敏度大于 1.5。
3. 动作时限

为了保证选择性，电网中各定时限过电流保护装置必须具有适当的动作时限。离电源最远的器件动作时限最小，相邻两个器件的动作时限相差一个时间阶段 ΔT 。 ΔT 的大小决定于断路器和保护装置的性能，一般在定时限过电流保护整定时取 0.5s。

三、反时限过电流保护

定时限过电流保护，在电流器件启动后，它的动作时限决定于时间器件的整定值，而与通过它的电流大小无关。反时限过电流保护是指，电流启动器件启动后，动作时限与通过它的电流大小有关。通过它的电流越大，动作时限越小；通过它的电流越小，动作时限越大。

四、电压、电流联锁过电流保护

当线路上发生短路故障时，通常伴随着系统电压的降低，电流电压联锁保护的启动器件包括电流启动器件和电压启动器件，它们的触点是串联的，因此只有在两者都动作的情况下，保护才启动。它们的整定值互相配合，以保证动作的选择性。

五、母联充电保护

母联充电保护就是定值较小的电流速断保护，它只在母线检修工作完毕，恢复送电时投入使用。其作用是可以保证检修后的母线存在故障就恢复送电时，能够以最短的时限切除故障，将事故影响范围降为最小。由于其定值较低，为防止误动，当母线充电完毕后，必须将充电保护退出。目前变电站应用较多的是短时充电保护，保护装置可以只在母联开关合闸瞬间起作用，母联开关合上后装置自动将充电保护退出。当然，为保证可靠，母线充电完毕后，还需值班人员将充电保护硬压板退出。

以上介绍的电流保护，主要应用在 35kV 及以下电压等级的供电线路。

第八章 变电站综合自动化

一、变电站综合自动化的含义

变电站综合自动化就是在变电站内提供包括通信基础设施在内的自动化，是将变电站的二次设备（包括测量仪表、信号系统、继电保护、自动装置和远动装置等）经过功能的重新组合和优化设计，利用先进的计算机技术、现代电子技术、信号处理技术和通信技术，实现对全变电站的主要设备和输、配电线路的自动监视、测量、控制和微机保护，以及与调度通信等综合性的自动化功能。

二、变电站综合自动化系统的特点

- 1) 功能综合化。
- 2) 分级分布式、微机化的系统结构。
- 3) 测量显示数字化。
- 4) 操作监视屏幕化。
- 5) 运行管理智能化。

三、变电站自动化系统的基本功能

- 1) 监控子系统。
- 2) 数据采集，包括：模拟量的采集、开关量的采集、事件顺序记录（SOE）、电能量的采集。
- 3) 安全监控功能，包括：
 - ① 对采集的模拟量不断进行越限监视，如发现越限，立刻发出告警信息，同时记录和显示越限时间和越限值，并将越限情况远传给调度中心或控制中心。
 - ② 对微机保护装置和其他各种自动装置的工作状态进行监视。
 - ③ 将监视结果及时传送给调度中心，并接收和执行调度中

心下达的各种命令。

4) 操作与控制功能。

5) 人机联系功能：

① 人机联系桥梁：显示器、鼠标和键盘。

② CRT 或液晶显示器显示画面的内容：显示采集和计算的实时运行参数、显示实时主接线图、事件顺序记录 (SOE)、越限报警显示、值班记录显示、历史趋势显示、保护定值和自控装置的设定值显示、故障记录显示、设备运行状况显示等。

6) 输入数据：TA、TV 变比，保护定值和越限报警定值，自控装置的设定值，运行人员密码。

7) 运行记录功能。

8) 对时功能。配备 GPS 卫星同步时钟装置、与调度统一时钟。

四、微机保护子系统

在变电站综合自动化系统中，包括全变电站主要设备和输、配电线路的全套保护均使用微机保护，具有灵活性强、稳定性好、可利用微机的记忆功能、可改善保护性能、体积小、功能全的特点。

五、电能量计量子系统

电能量包括有功电能和无功电能。电能量的采集和管理是变电站综合自动系统的重要组成部分。一般新建的变电站，多采用微机型电能表。它们一般都具有 RS 232/RS 485 串行通信接口，因此可直接将这些电能表利用屏蔽双绞线或同轴电缆组成 RS 485 网络。监控机可直接通过串口与电能表的 485 网相联接，对电能计量进行管理。上述串行接口模式接口简单，投资少。但一个 RS 485 网能联接的电能表有限。对于规模较大的变电站，监控机可以通过现场总线网络，管理各电能表。

六、自动控制子系统

(1) 同期检测和同期合闸 该功能可以分为手动和自动两种方式实现；可选择独立的同期设备实现，也可以由微机保护软件

模块实现。

(2) VQC 电压无功自动调节 无功和电压控制一般采用调整变压器分接头、投切电容器组、电抗器组、同步调相机等方式实现。操作方式可手动可自动。手动可就地控制或远方控制；也可由监控系统根据保护装置测量的电压、无功和变压器抽头信号，通过专用软件自动实现。

七、谐波分析与监视功能

1) 谐波在线实时分析功能，及时掌握电网及变电站的运行情况，提高变电站的可控性和运行安全性。

2) 对站内所有运行设备进行监测，为站控系统提供运行状态及异常信息，即提供全面的运行信息，如扰动记录、站内设备运行状态、二次设备投入/退出状态及设备的额定参数等。

3) 操作监视屏幕化。当变电站有人值班时，人机联系在当地监控系统的后台机（或主机）上进行；当变电站无人值班时，人机联系在远方的调度中心或操作控制中心的主机或工作站上进行。不管哪种方式，操作维护人员面对的都是 CRT 屏幕，操作的工具都是键盘或鼠标。

八、通信功能

1. 综合自动化系统的现场级通信

主要解决自动化系统内部各子系统之间、各子系统与上位机（监控主机）间的数据通信和信息交换问题。

2. 自动化系统与上级调度通信

能够将所采集的模拟量和开关状态信息，以及事件顺序记录等远传至调度端；同时应该能接收调度端下达的各种操作、控制、修改定值等命令。

总之，变电站综合自动化是一项提高变电站安全、可靠稳定运行水平，降低运行维护成本，提高经济效益，向用户提供高质量电能服务的一项措施。变电站实现综合自动化，可以全面提高变电站的技术水平和运行管理水平，使其能适应现代化的大电力系统运营的需要，是变电站监控与管理系统的的发展趋势。随着自

动化技术、通信技术、计算机和网络技术等高科技的飞速发展，一方面综合自动化系统取代或更新传统的变电站二次系统，已经成为必然趋势；另一方面，保护本身也需要自检查、故障录波、事件记录、运行监视和控制管理等更强健的功能。变电站综合自动化对于实现电网调度自动化、现场运行管理现代化起到了很大的促进作用。它将能大大加强电网一次、二次系统的效能和可靠性，对保证电网安全稳定运行具有重大的意义。

第三篇 变电站倒闸操作及事故处理

第九章 倒闸与停、投操作

倒闸操作就是将电气设备由一种运行状态转换成另一种运行状态。所谓改变运行状态就是拉开或合上某些断路器和隔离开关，包括断开或投入相应的直流回路，改变继电保护和自动装置的定值或运行状态，拆除或安装临时接地线等。新的状态出现后，势必将会出现负荷的重新分配和潮流方向的重新调整，因此倒闸操作前必须了解系统的运行是否合理，继电保护及自动装置是否与一次运行方式相适应，继电保护定值是否要调整等。

第一节 倒闸操作的具体要求

一、倒闸操作的规定

（一）倒闸操作的一般规定

1) 值班人员必须了解本站设备的调度划分，凡属调度管辖设备的倒闸操作，均应按照调度命令执行，操作完毕后立即向调度员回令。

2) 应由列入有权联系人名单的当值人员与调度员联系和接受调度员命令，接令时应主动报告站名、姓名，并向调度员问清姓名，做好记录。

3) 对于市调管辖设备，变电站值班人员接受调度员命令，操作引起运行方式改变时，操作完毕后，应立即向电力调度员报

告改变情况。

4) 除事故处理、规程规定的可不用操作票的操作外, 其他一切倒闸操作均应填写操作票, 并严格执行操作制度。

(二) 倒闸操作对人员的要求

1) 要有考试合格并经批准公布的操作人员名单。

2) 操作人和监护人应经《电力安全工作规程》、《调度规程》和现场运行规程培训考试合格。

3) 操作人员是指经上级部门批准并公布的值长、正值、副值。

4) 两人进行监护操作时, 由其中一人对设备较为熟悉者作监护人; 副值不得担任操作监护人。

5) 特别重要和复杂的倒闸操作宜由正值操作, 值长监护。

6) 跟班实习运行值班人员 (指经过现场规程制度学习和现场见习后, 已具备一定运行值班素质的新人员) 经上级部门批准后, 允许在操作人、监护人双重监护下进行简单的操作。

(三) 倒闸操作对设备的要求

1) 要有明显的设备现场标志和相别色标。

2) 所有电气设备均必须有规范、醒目的命名标志。

3) 现场一次设备要有相应调度命名的设备名称和编号。

4) 现场一次设备应有相别色标, 闸刀操作部件上应有转动方向, 接地闸刀机械操作杆上应有黑色标志。

5) 现场二次转换开关、电流切换端子、切换片等应有切换位置指示。

6) 现场需要操作的一、二次设备命名应与现场运行规程、典型操作票内的命名相一致。

7) 同一配电屏上有两个及以下单元 (回路), 应标明该单元 (回路) 名称; 多单元 (回路) 的可标明大名称, 屏前、屏后均应标明。

8) 控制开关 (KK) 旁应有完整的断路器命名, 回路 (间隔) 命名不能替代断路器命名。

9) 多单元(回路)控制时,保护屏后应有明显分隔线并标明每个单元(回路)名称。

10) 控制、保护屏后,每一单元(回路)的端子排上方,应标明该单元名称。

11) 要有正确的一次系统模拟图。

12) 变电站控制室应具有与现场设备和运行方式相符的一次系统模拟图板。

13) 集控站应具有与管辖变电站现场设备和运行方式相符的一次系统模拟图板(或计算机模拟系统图,但该系统图应具有模拟操作功能和显示标示牌功能,并与实际一次设备相符)。

14) 一次系统模拟图板上应标明设备间隔的名称和编号,能确切标明设备实际状态,能标明接地线的装设位置和编号。

15) 要有经批准的现场运行规程和典型操作票。

16) 变电站应制订“变电站现场运行规程”和“变电站典型操作票”,并经上级审核批准。其内容必须与现场设备相符。变电站现场应具有本站的现场运行规程和典型操作票。

(四) 倒闸操作对操作工具和安全工器具的要求

1) 变电站安全用具应按规定配置验电器、绝缘棒、绝缘靴、绝缘手套、梯子等,并定期试验合格,使用前检查完好。

2) 变电站应具有操作杆、扳手、电压表等操作工具,使用前应检查完好,适宜于操作。

3) 接地线数量应满足要求,集控站接地线应统一编号,在固定位置对号放置,规格符合现场实际,定期试验合格,使用前检查完好。

4) 变电站应具有完善的防误闭锁装置,对不具备防误闭锁功能的点应采取措施加以防范。

(五) 操作指令的要求

1) 倒闸操作必须根据值班调度员、值班或值班负责人的指令,受令人复诵无误后执行。在发布和接收操作指令时,必须互报单位、姓名,严格执行发令、复诵、录音、汇报和记录制度,

并使用统一的调度术语、操作术语和设备双重名称。

2) 调度操作指令下达,分口头和书面两种方式。操作任务有综合操作和逐项操作两种形式。

3) 计划停送电操作,应采用书面形式,由调度员提前一值预先填写操作任务票,并审核正确后预发。预发时应讲清操作目的和内容,预告操作时间,由运行值班员预先填写、审核倒闸操作票。

(六) 可以无票的倒闸操作

1) 事故应急处理可不用操作票,但应使用典型操作票或事故应急处理操作卡并逐项打钩,按调度规程和现场运行规程的规定执行。严禁正常操作时不使用操作票进行倒闸操作。

2) 拉合断路器的单一操作和拉开或拆除全站唯一的一组接地闸刀或接地线可不用操作票,但应做好记录。

3) 上述操作在完成后应做好记录,事故应急处理应保存原始记录。

二、倒闸操作基本步骤

- 1) 调度员预发操作任务,值班员接受并复诵无误。
- 2) 操作人查对模拟图板,填写操作票。
- 3) 审票人审票,发现错误应由操作人重新填写。
- 4) 监护人与操作人相互考问和预想。
- 5) 调度正式发布操作指令,值班员复诵无误。
- 6) 按操作步骤逐项操作模拟图,核对操作步骤的正确性。
- 7) 准备必要的安全工具、用具、钥匙,并检查绝缘板、绝缘靴、绝缘棒(令克棒)、验电笔等。
- 8) 监护人逐项唱票,操作人复诵,并核对设备名称编号。
- 9) 监护人确认无误后,发出允许操作的命令“对,执行”;操作人正式操作,监护人逐项钩票。
- 10) 对操作后设备进行全面检查。
- 11) 向调度员汇报操作任务完成并做好记录,盖“已执行”章。

12) 复查、评价、总结经验。

13) 操作中听到调度电话,应立即停止操作接听电话,弄清情况后再继续操作。

三、倒闸操作票的填写

(一) 填票

1) 倒闸操作由操作人员填写操作票。

2) 操作票应用钢笔或圆珠笔逐项填写。

3) 用计算机开出的操作票应与手写格式一致。操作票票面应清楚整洁,不得任意涂改。

4) 操作人和监护人应根据模拟图或接线图核对所填写的操作项目,并分别签名,然后经运行值班负责人(检修人员操作时由工作负责人)审核签名。

5) 每张操作票只能填写一个操作任务。

(二) 填操作票的项目

1) 应拉、合的设备 [断路器(开关)、隔离开关(刀开关)、接地刀开关等],验电,装拆接地线,安装或拆除控制回路或电压互感器回路的熔断器,切换保护回路和自动化装置及检验是否确无电压等。

2) 拉、合设备 [断路器(开关)、隔离开关(刀开关)、接地刀开关等] 后,检查设备的位置。

3) 进行停、送电操作时,在拉、合隔离开关(刀开关),手车式断路器拉出、推入前,检查断路器(开关)确在分闸位置。

4) 在进行倒负荷或解列、并列操作前后,检查相关电源运行及负荷分配情况。

5) 设备检修后,合闸送电前,检查送电范围内接地刀开关已拉开,接地线已拆除。

6) 操作票应填写设备的双重名称。

四、倒闸操作的原则

(一) 基本原则

停电拉闸操作应按照断路器(开关)→负荷侧隔离开关(刀

开关)→电源侧隔离开关(刀开关)的顺序依次进行,送电合闸操作应按与上述相反的顺序进行。严禁带负荷拉、合隔离开关(刀开关)。

(二) 操作原则

1) 开始操作前,应先在模拟图(或微机防误装置、微机监控装置)上进行核对性模拟预演,检查无误在右侧画蓝色“√”记号后,再进行操作。操作前应先核对设备名称、编号和位置,操作中应认真执行监护复诵制度(单人操作时也应高声唱票),应全过程录音。

2) 操作过程中应按操作票填写的顺序逐项操作。每操作完一步,检查无误后,在左侧做一个红色“√”记号,全部操作完毕后进行复查。

3) 监护操作时,操作人在操作过程中不得有任何未经监护人同意的操作行为。

4) 操作中发生疑问时,应立即停止操作,并向发令人报告,待发令人再行许可后,方可进行操作。不准擅自更改操作票,不准随意解除闭锁装置。解锁工具(钥匙)应封存保管,所有操作人员和检修人员严禁擅自使用解锁工具(钥匙)。若遇特殊情况,应经值班调度员、值长或站长批准,方能使用解锁工具(钥匙)。单人操作、检修人员在倒闸操作过程中严禁解锁。如需解锁,应待增派的运行人员到现场后,履行批准手续后再解锁。解锁工具(钥匙)使用后应及时封存。

5) 用绝缘棒拉、合隔离开关(刀开关)或经传动机构拉、合断路器(开关)和隔离开关(刀开关),均应戴绝缘手套。雨天操作室外高压设备时,绝缘棒应有防雨罩,还应穿绝缘靴。接地网电阻不符合要求的,晴天也应穿绝缘靴。雷电时,一般不进行倒闸操作,禁止在就地进行倒闸操作。

6) 装卸高压熔断器,应戴护目眼镜和绝缘手套,必要时使用绝缘夹钳,并站在绝缘垫或绝缘台上。

7) 断路器(开关)遮断容量应满足电网要求。如遮断容量

不够，应将操动机构（操作机构）用墙或金属板与该断路器（开关）隔开，进行远程操作，重合闸装置应停用。

8) 电气设备停电后（包括事故停电），在未拉开有关隔离开关（刀开关）和做好安全措施前，不得触及设备或进入遮栏，以防突然来电。

五、操作票的管理

1) 倒闸操作票（包括安全措施操作票）应统一编号、统一发放，生产现场不得有同编号的操作票。微机开票亦应遵循连号原则，不得重复，不得提供改号功能。

2) 每月已执行和作废的操作票均要按自然编号排列，装上封面归档保存。倒闸操作票的保存期为一个检查周期。

3) 操作票票面统一使用以下印章：已执行、作废、调度作废、合格、不合格。

4) 操作票正确性的评议，包括票面和执行两个部分。凡不符合本规范有关操作票填写和执行规定、操作票缺号或者问号、降低安全标准或发生操作错误者，一经发现均应统计为错票。

5) 当班负责人应对上一班已执行的操作票进行评议，若票面正确，评议人在操作票备注栏中盖“合格”评议章并签名；对于存在问题的操作票，应报变电站站长（或运行班长）进一步加以审核；如果确为错票，应加盖“不合格”评议章并签名，同时应在操作票备注栏说明原因。一份操作票超过一页时，评议章盖在最后一页。

6) 运行班长或技术员每月应对全站操作进行汇总、统计、审核、评析。对存在的问题应在运行分析会上进行认真分析，提出应对措施。

7) 操作票合格率的计算办法： $\text{月合格率} = \frac{\text{该月已执行合格票数}}{\text{该月应执行的总票数}} \times (100\%)$ 。

其中， $\text{该月应执行的总票数} = \text{该月已执行合格票数} + \text{该月已执行不合格票数} + \text{应开未开的操作票数（本月预发和填写的操作票）}$ 。

本月发令执行，但执行时间跨月的，统计在本月；隔月发令执行的，统计在下月。

8) 凡两项及以上的操作，应填写操作票，每张操作票只能填写一个操作任务，全站停电或供电允许各填一张操作票。

9) 同一变电站的操作票应事先连续编号，计算机生成的操作票应在正式出票前连续编号。操作票按编号顺序使用。作废的操作票，应注明“作废”字样；未执行的应注明“未执行”字样；已操作的应注明“已执行”字样。操作票应保存一年。

六、操作相应设备时的具体规定

(一) 在断路器拉开后，两侧隔离开关的倒闸操作顺序

1. 线路隔离开关

1) 拉闸时：先拉负荷侧，后拉电源侧。

2) 合闸时：先合电源侧，后合负荷侧。

2. 母联或旁路母线隔离开关

1) 拉闸时：先拉不带电侧，后拉带电侧。

2) 合闸时：先合带电侧，后合不带电侧。

3. 变压器隔离开关

1) 拉闸时：先拉变压器侧，后拉母线侧。

2) 合闸时：先合母线侧，后合变压器侧。

(二) 消弧线圈分接头调整操作顺序

1) 消弧线圈由一台主变压器倒换至另一台主变压器运行时，应先将消弧线圈从前一台变压器断开后，再投入到另一台主变压器上运行，不许将消弧线圈同时接于两台主变压器中性点上运行。

2) 当系统发生接地时，禁止拉开消弧线圈隔离开关。当网络中性点位移电压超过相电压的 50% 时，也不许拉开消弧线圈隔离开关，此时应改变网络运行方式，使位移电压低于相电压的 50% 后方可操作。

(三) 电力电容器的操作顺序

1) 断开时先拉断路器，再拉开电容器侧隔离开关，后拉开

母线侧隔离开关；投入时，先合上母线侧隔离开关，再合上电容器侧隔离开关，后合上断路器。

2) 电力电容器组的开关第一次合闸不成功，必须待五分钟再进行第二次合闸，事故处理时亦不得例外。

3) 全站停电操作时，应先拉开电容器的断路器，再拉各母线配出分路断路器；全站恢复供电时，应先合各母线配出分路断路器，再合电容器组断路器。禁止空载母线与电容器组并列运行。

(四) 跌落保险的操作顺序

1) 断开时先断中相，再断边相。

2) 合上时先合边相，再合中相。

3) 如果有大风时拉、合跌落保险，则不按上述顺序操作，应逆风向逐相操作。

(五) 倒闸操作的注意事项

1. 断路器分合闸操作的注意事项

1) 动合闸的断路器合闸时，应迅速而果断，将传动杆压到头，终了时应缓慢。

2) 无自动脱扣装置的断路器，禁止手动合闸强送故障线路。

3) 凡电动合闸的断路器，在带电情况下禁止用千斤顶合闸送电。

4) 电磁机构电动合闸时，当控制开关转到合闸位置时，应稍停 1~2s，以免合闸回路断开得太快，断路器合不上。

5) 液压机构在合闸操作时，应检查“油压异常”、“三相不一致”等信号灯是否亮，液压泵储压的过程中不应进行分合闸的操作。

6) 手动紧急跳闸时，应打动跳闸铁心、紧急跳闸杆或按机械分闸按钮。

7) 电动跳闸操作在预备跳闸位置时，应再次核对编号无误后再拉开。

8) 断路器的实际分合闸位置，除观察信号灯指示外，还应

检查机械分合指示器的位置。

9) 合闸时, 应注意直流放电电流和合闸接触器的返回情况, 接触器不返回时, 应用绝缘工具打开。

2. 应切断断路器控制电源的情况

1) 当检查断路器或调整传动机构时, 应取下该断路器的控制保险和合闸保险。

2) 在二次回路和保护回路上工作, 应取下相应的断路器的控制保险。

3. 拉、合隔离开关的注意事项

1) 拉、合隔离开关前, 应检查确认断路器在断开位置。

2) 合闸时应迅速而果断, 但在合闸终了时不得有冲击, 隔离开关合好后, 应使刀刃完全进入固定触头。

3) 拉开隔离开关时应谨慎, 要将刀刃拉到头, 闭锁销子应锁住并加锁。

4) 在母线断路器未合上的情况下, 不得将任一回路两母线隔离开关或辅助接点同时合上。

5) 在正常情况下, 对站用变压器、电压互感器的操作, 除拉开一次隔离开关外, 还应取下相应回路的一、二次保险, 断开快速开关。

4. 手车断路器操作中的安全及其他注意事项

1) 操作手车之前, 应戴好绝缘手套, 穿上绝缘鞋, 并按规定站在柜前所铺的绝缘垫上。

2) 各类手车推入柜内的程序: 先推入隔离手车, 其次是推入电压互感器、避雷器和站用变压器, 最后推入断路器手车。

3) 将隔离手车推入“工作位置”或由“工作位置”拉至“试验位置”时, 务必用力, 迅速操作手车手柄。

4) 操作手车应按手车说明书“手车操作”部分的要求进行。

5) 全部手车推入柜内后, 应到柜后仔细观察各柜的一次隔离触头接触是否良好。

(六) 允许使用隔离开关直接进行的操作

- 1) 拉、合电压互感器。
- 2) 拉、合空载母线和直接连接在母线上的只有电容电流的空载设备。
- 3) 拉、合变压器 110kV 中性点接地隔离开关；而 35kV 中性点上接有消弧线圈，只有在系统没有接地故障时才可以进行拉、合操作。
- 4) 励磁电流不超过 2A 的空载变压器和电容电流不超过 5A 的无负荷线路。当电压在 20kV 及以上时应使用户外有垂直分合的三联隔离开关。
- 5) 电压在 10kV 及以下、环路均衡电流在 70A 以下时可以进行合闸操作。
- 6) 用户外三联隔离开关拉、合 10kV 及以下，且电流在 15A 以下的负荷。

(七) 变压器、互感器、线路并列操作的规定

1. 变压器操作的规定

变压器检修后、投运前，除按正常运行巡视项目检查外，还应检查下列各项。

- 1) 冷却器、净油器、储油柜及防爆管的油阀应全部在打开位置，冷却器、套管升高座及油箱上部残存空气应全部排除。
- 2) 变压器净油器进出方向应正确。
- 3) 各套管引线接头应接触紧密。
- 4) 分接开关切换器的位置应与调度通知相符，三相应一致，有载调压分接开关动作可靠。
- 5) 变压器盖无遗留工具与杂物。
- 6) 气体继电器和温度计应无损坏，其引出线应完好，固定可靠，呼吸器应畅通。油标显示应正确。
- 7) 冷却器风扇试运转良好。
- 8) 变压器保护压板按调度命令投入或退出，投入控制及信号保险，指示灯亮，信号应正常。
- 9) 在隔离开关断开的情况下，对变压器开关回路做整组动

作试验应正确。

10) 储油柜密封应良好, 要正确注油, 防止出现假油面。

11) 各项试验合格并移交资料, 填写记录。切换变压器时, 应检查投入的变压器确已带负荷, 再退出要停运的变压器。

2. 线路操作的注意事项

1) 防止线路空载时, 末端电压升高至允许值以上。

2) 投入或切除空载线路时, 防止电网电压产生过大的波动。

3) 防止在无负荷情况下投入空载线路时发生谐振。

3. 停运电压互感器时的操作顺序

1) 首先退出相关保护和自动装置。

2) 断开二次侧低压断路器或取下二次侧熔断器。

3) 拉开一次侧隔离开关, 防止反充电。

(八) 零起升压操作规定

1) 对长线路零起升压, 应保证零起升压系统各点的电压不超过最大允许值, 避免发电机产生自励磁和设备过电压, 必要时可降低发电机转速。

2) 零起升压时, 担任零起升压的发电机容量应足以防止发生自励磁, 发电机和线路的保护应完备, 发电机的强行励磁、自动电压校正、复式励磁等装置停用, 线路的自动重合闸停用。

3) 主变压器或线路串变压器零起升压时, 该变压器保护必须完整并可靠投入; 零起升压用的变压器中性点必须接地。

4) 双母线中的一组母线进行零起升压时, 母差保护应停用。母联断路器应改为冷备用, 防止断路器误合, 造成非同期并列。

(九) 应避免系统中一切正常操作的时间

1) 交接班时。

2) 雷雨、大风等恶劣天气时。

3) 电网发生异常及事故时。

4) 电网高峰负荷时段。

5) 有关联络线输送潮流超过稳定限额时。

6) 该地区重要用户有“重要任务”时。

7) 事故处理及需要立即改善系统不正常运行状况的操作时。

第二节 变压器的停、投操作

一、变压器由运行转检修

1) 变压器停电操作, 先停负荷侧开关, 后停电源侧开关, 送电时顺序相反。

2) 变压器操作前, 应先检查负荷情况, 倒换变压器时应先投入备用变压器, 并检查该变压器已带上负荷, 检查分段开关确在合闸位置, 方可停下原运行的变压器。

3) 变压器在投入或退出运行时, 操作前先将各侧中性点都接地, 未运行变压器的各侧中性点, 都应保持在接地状态。

4) 倒换变压器中性点接地刀开关时, 应先合上另一台变压器中性点接地刀闸, 后拉开原变压器中性点接地刀开关。

5) 变压器运行转检修时, 将其保护装置相应动作断开。要将变压器退出运行, 要先断开变压器侧隔离开关。

停电操作时, 如果断路器尚在合闸位置, 发生了误拉隔离开关的情况, 此时主变压器“差动保护”能够断开两侧断路器。因为变压器差动保护是按循环电流原理装设的, 在变压器两侧安装具有相同型号的两台电流互感器, 其二次采用环流法接线。在正常运行时, 差动继电器中没有电流流过, 而在变压器内部或套管引出线上发生相间短路时, 差动继电器中就会有较大的启动电流流过, 从而差动继电器启动, 经出口继电器作用于主变压器两侧断路器跳闸, 缩小了事故范围。

二、变压器由检修转运行

变压器由检修转运行和由运行转检修操作顺序相反。

1) 变压器投入时, 一般是先合电源侧开关, 停用时, 一般是先停负荷侧开关。500kV 变压器停、送电, 一般从 500kV 侧停电或送电, 必要时也可以在 220kV 侧停电或送电。

2) 变压器充电时, 应有完备、灵敏的继电保护, 并应检查

调整充电侧母线电压及变压器分接头位置，防止充电后各侧电压超过规定值。

3) 并列运行的两台变压器，须由一台倒换至另一台时，应先推上另一台中性点接地刀开关，然后再拉开原来的中性点接地刀开关。

4) 中性点直接接地系统中，投入或退出变压器时，应先将该变压器中性点接地，调度要求中性点不接地运行的变压器，在投入系统后随即拉开中性点接地刀开关。

5) 运行中变压器中性点接地的数目和地点应按继电保护规定设置，继电保护应满足变压器本身绝缘的要求。

三、变压器操作的注意事项及故障防范

变压器的操作通常包括向变压器充电、带负荷、并列、解列、切断空载变压器等项内容，是电气倒闸操作中最常见的典型操作。

1. 变压器操作的危险点

1) 切、合空载变压器过程中可能出现的操作过电压，危及变压器绝缘。

2) 变压器空载电压升高，使变压器绝缘遭受损坏。

2. 切、合空载变压器产生操作过电压的防范措施

1) 变压器中性点接地，主要是避免产生操作过电压。在110kV及以上大电流接地系统中，为了限制单相接地短路电流，部分变压器中性点不接地。变压器中性点接地数量和在网络中的位置是综合变压器的绝缘安全、降低短路电流、继电保护可靠动作等要求决定的。切、合空载变压器或解列、并列电源系统，若将变压器中性点接地，操作时断路器发生三相不同期动作或出现非对称断开，可以避免发生电容传递过电压或电压突变工频过电压所造成的事故。所以，防范切、合空载变压器产生操作过电压造成的危害，应集中在变压器中性点接地刀开关操作的正确性上。

2) 调度员在指挥操作时应当设法避免变压器空载电压升高，

例如投入电抗器、调相机带感性负荷以及改变有载调压变压器的分接头等，以降低受端电压。此外，也可以适当地降低送端电压。送端如果是单独向一变电站供电的发电厂，可以按照设备要求较大幅度地降低发电厂的电压；如果发电厂还有其他负荷时，在有可能的条件下，可将发电厂的母线解列，以一部分电源单独按设备要求调整电压。

3. 变压器中性点接地刀开关操作应遵循的原则

1) 若数台变压器并列于不同的母线上运行时，则每一条母线至少需有 1 台变压器中性点直接接地，以防止母联开关跳开后使某一母线成为不接地系统。

2) 若变压器低压侧有电源，则变压器中性点必须直接接地，以防止高压侧开关跳闸，使变压器成为中性点绝缘系统。

3) 若数台变压器并列运行，正常时只允许 1 台变压器中性点直接接地。在变压器操作时，应始终至少保持原有的中性点直接接地个数。例如两台变压器并列运行，1 号变压器中性点直接接地，2 号变压器中性点间接地。1 号变压器停运之前，必须首先合上 2 号变压器的中性点接地刀开关，同样地必须在 1 号变压器（中性点直接接地）充电以后，才允许断开 2 号变压器中性点接地刀开关。

4) 变压器停电或充电前，为防止开关三相不同期或非全相投入而产生过电压，影响变压器绝缘，必须在停电或充电前将变压器中性点直接接地。变压器充电后的中性点接地方式应按正常运行方式考虑，变压器的中性点保护要根据其接地方式做相应的改变。

4. 变压器并列运行的条件

1) 接线组别相同。

2) 电压比相差不超过 5%。

3) 短路电压差不超过 5%。

当上述条件不能完全满足时，应经过计算或试验，如肯定任何一台变压器都不会过负荷时，允许并列运行。

第三节 母线的停、投操作

一、母线的操作

1) 母线停电时, 先将该母线 TV (电压互感器) 二次总保险断开, 必须防止经 TV 二次向高压侧反送电。

2) 向检修后的母线充电时, 应投入母联开关的充电保护, 充电完毕后立即退出充电保护。

3) 倒母线操作时, 操作前应先检查母联开关确实在合闸位置, 并取下母联开关的操作保险, 倒母线操作完毕后, 再投入该母联开关的操作保险。

二、母线倒闸操作的注意事项及故障防范

1. 母线的操作

母线是设备的汇合场所, 连接器件多, 母线的送电、停电以及母线上的设备在两条母线间的倒换等操作工作量大, 操作前必须做好充分的准备, 操作时严格按顺序进行。

2. 母线操作潜在的危险点

- 1) 可能发生的带负荷拉刀开关事故。
- 2) 继电保护及自动装置切换错误引起的误动。
- 3) 向空载母线充电时电感式电压互感器与开关断口电容形成的串联谐振。

三、母线操作的正确方法及需注意的事项

1) 备用母线的充电, 有母联开关时应使用母联开关向母线充电。母联开关的充电保护应在投入状态, 必要时要将保护整定时间调整到 0。这样, 如果备用母线存在故障, 可由母联开关切除, 防止事故扩大。如无母联开关, 确认备用母线处于完好状态, 也可用刀开关充电, 但在选择刀开关和编制操作顺序时, 应注意不要出现过负荷。

2) 除用母联开关充电之外, 在母线倒闸过程中, 母联开关的操作电源应断开, 防止母联开关误跳闸, 造成带负荷拉刀开关事件。

3) 一条母线上所有器件须全部倒换至另一母线时,有两种倒换次序,一种是将某一器件的刀开关合于一母线之后,随即拉开另一母线刀开关;另一种是全部器件都合于一母线之后,再将另一母线的刀开关拉开。这要根据操作机构位置(两母线刀开关在一个走廊上或两个走廊上)和现场习惯决定。

4) 母线上的电压互感器停电。应当先合上母联断路器,然后再进行两条母线电压互感器的二次并列操作,使该母线继电保护及自动装置的电压回路转换由另一电压互感器给电后才能将母线上的电压互感器停电。

5) 母线操作时,厂站应根据继电保护运行规程及时调整母线差动保护运行方式。

6) 母线停、送电操作时,须注意防止电压互感器低压侧向母线反充电。

7) 在中性点直接接地系统中,变压器向母线充电时,该变压器被充电母线侧中性点必须可靠接地,操作完毕恢复正常供电方式后,变压器中性点的接地方式应符合调度要求。

8) 双母线上的器件,由一组母线倒至另一组母线时,应先将母联开关的操作直流电源断开。

9) 双母线中的一组母线进行零起升压时,母线差动保护应停用。母联开关应该为冷备用状态。

10) 旁路母线转带开关时,要同时切换旁路母线开关的保护和母线差动保护,才能转带线路开关。

第四节 配出分路的停、投操作

一、线路停电操作的基本原则

线路停电操作时断开断路器后,要先拉开负荷侧隔离开关,然后拉开母线侧隔离开关。停电时可能会有两种误操作:一是出现断路器“拒分”或经操作却“假分闸”,拉应停电线路的隔离开关;二是断路器虽已断开,但拉隔离开关时错走间隔,拉不应

停电线路的隔离开关。两种情况均属带负荷拉隔离开关。如果断路器未断开，应先拉负荷侧隔离开关，弧光短路发生在断路器保护范围以内，线路断路器跳闸，可切除故障，缩小事故范围；倘若先拉母线侧隔离开关，弧光短路发生在线路断路器保护范围以外，由于误操作而引起的故障电流并未通过电流互感器，该线路断路器保护不动作，线路断路器不会跳闸，将造成母线短路，并使上一级断路器误动作，扩大事故范围。

二、线路送电操作的基本原则

线路送电操作时，要先合母线侧隔离开关，后合负荷侧隔离开关，最后合断路器。送电时先合母线侧隔离开关，后合负荷侧隔离开关，是因为送电时，若断路器在误合位置，如果先合负荷侧隔离开关，后合母线侧隔离开关，等于用母线侧隔离开关带负荷操作，一旦发生弧光短路便造成母线故障；另外从检修方面考虑，即使由误操作发生了事故，只检修负荷侧隔离开关就可以了，否则若检修母线侧隔离开关，势必停用母线，从而导致大面积停电。

三、线路送电时的注意事项

1) 充电前，线路上（包括两侧开关）所有安全措施均已拆除，具备送电条件。

2) 充电线路的开关，必须具有完备的继电保护，重合闸必须停用。

3) 勿使空载线路末端电压升高至允许值以上。

4) 投入或切除空载线路时，勿使系统电压发生过大的波动。

5) 勿使发电机在投入空载线路时产生自励磁。

6) 充电端必须有变压器中性点接地。

7) 线路送电操作时，如一侧是发电厂，一侧是变电站，一般在变电站侧送电，在发电厂侧合环（并列）；如果两侧均为变电站或发电厂，一般从短路容量大的、强联系的一侧送电，短路容量小的、弱联系的一侧合环（并列）；有特殊规定或经领导批准的除外。

四、线路停电时的注意事项

1) 为防止误操作, 一般情况下, 线路一侧开关转热备用后, 另一侧开关再转热备用。

2) 勿使空载线路末端电压升高至允许值以上。

3) 停电前应考虑线路停电后的潮流转移, 特别注意使非停电设备不过负荷, 使线路输送功率不超过稳定限额。

4) 线路停送电操作要注意线路上是否有“T”接线负荷(“T”接线是指从甲变电站向乙变电站供电的线路中接出一条线路, 向丙变电站供电)。

5) 单回联络线路停电, 若终端是电厂, 则电厂倒好厂用电, 机组解列后, 由电厂侧逐步向系统侧停电; 若终端是变电站, 则电业局倒好负荷, 变电站倒好站用电, 主变压器空载或停电后, 由变电站侧逐步向系统侧停电。

6) 线路转检修时, 要注意线路两侧同时封接地线的先后顺序。恢复拆除时, 不得遗漏地线。

7) “T”接多电源点线路时, 要把线路各侧全部开关置于冷备用后, 才能装接地线。

第十章 变电站的事故处理及案例

第一节 事故处理的原则

变电站电气设备在使用过程中，由于要承受正常电压、电流或高于正常的过电压、过电流，设备的电气性能可能发生劣化，如出现设备绝缘性能下降、导电回路接触电阻增大、接点发热等故障。另外，电气设备的机械机构由于长期承受应力的作用，机械性能不可避免地下降，以致出现机械故障。变电站值班人员不但要熟悉设备故障的原因，还要掌握处理各种故障的方法，并在实际运行中灵活运用，缩小事故范围，避免发生大面积停电事故，确保安全生产。

一、事故处理的一般原则

- 1) 迅速限制事故的发展，消除事故的根源，解除对人身和设备的危害。
- 2) 用一切方法保持现有运行设备的继续运行，并与故障设备隔离。
- 3) 尽一切可能保持或立即恢复对重要用户及站用电的供电。
- 4) 尽快对已经停电的广大用户恢复供电，调整运行方式，使其恢复正常。

二、事故处理的一般规定

发生事故时，值班人员应首先做到一面报告调度，一面进行如下处理：

- 1) 记录时间，停止音响信号。
- 2) 记录仪表变化，并分别将光字牌信号与保护动作情况记录下来清楚（此工作至少两人进行），核对无误后再恢复信号。

3) 解除对人身和设备的威胁,必要时停止某些设备的运行,启动备用设备,按预定的限电序位进行限电,并向调度报告。

4) 对事故设备进行检查记录,核对无误后(至少由两人进行),向调度报告如下情况:事故发生的时间;开关跳闸的情况;继电保护及自动装置动作情况。其中包括:何种保护第几段动作跳闸,何种保护动作于信号,何种自动装置动作;记录和报告频率、电压、负荷等变化。

5) 除迅速对设备进行检查外,必要时进行试验,判明故障性质、部位,并隔离故障设备,保持完好设备运行。

6) 在紧急情况下,可先进行下列操作,然后再报告调度:

- ① 将对人身和设备有直接威胁的故障设备停电。
- ② 将已经损坏的设备隔离。
- ③ 当母线失电时,将连接在该母线上的开关拉开。
- ④ 当变电站用电部分停电或全部停电时,恢复变电站用电。
- ⑤ 记录并报告有关上级。

各个变电站针对不同设备均编制了本站的事故处理程序,在发生设备故障或事故时,值班人员要严格按照事故处理程序进行处理。

三、事故处理注意事项

- 1) 精神集中,切忌惊慌,以免忙中出错。
- 2) 在事故的基本情况未弄清楚、应复归的信号未完全恢复前,不得进行下一步操作。
- 3) 操作中遇有异常情况,先处理完毕再操作。
- 4) 限制事故发展后,值班负责人应亲自对设备进行检查。
- 5) 检查设备的人员回来汇报前,不得进行与该设备有关的下一步操作。
- 6) 与调度联系要认真,时间、人员要清楚,记录要详细。
- 7) 恢复过程中的操作,应使用操作票。
- 8) 处理事故时,严禁无关人员进入主控室,干扰变电站事故处理。

9) 事故处理时, 严禁占用联系电话进行其他事项通话, 必须保证和调度、领导的联系畅通。

10) 事故处理完毕后, 由值班负责人组织对设备进行一次详细检查, 一小时后对有关设备进行一次特殊巡视。

11) 事故处理时要镇静, 切莫扩大事故。

第二节 变电站的全停事故处理案例

全变电站停电, 是配电网中后果最为严重的事故之一。它的危害主要是影响对用户的正常供电, 停电面积大, 后果严重。因此, 应加强对变电站全站停电事故的分析, 并采取对应的防范措施, 避免类似事故的发生。220kV 连轧站电气接线图见附录 D。

1. 全停事故

2001 年 2 月 22 日, 华北地区特大雾, 湿度 120%, 变电站发生污闪事故。

04 站夏连 II 线 263 保护动作跳闸, 瞬间重合, 永久故障; 04 站 2 号变压器 212-2 刀开关立式固定瓷瓶因大雾击穿, 造成对地直接闪络、线路瓷串吊瓶闪络, 保护再次跳闸; 04 站 220kV I 母线失压, 电压指示为零。1 号、3 号主变压器失压, 主变压器 TV (电压互感器) 回路断线、110kV I 母线失压, 161、165 线路失压, “161、165TV 失压” 信号发出, 35kV、10kV I 段、10kV III 段失压, 331、335 “TV 回路断线” 信号发出。电容器低压跳闸, 1 号、3 号变压器失压, 400V I 段失压, “1 号、2 号 I、3 号、4 号主变压器 I 工作电源故障” 发出。

2. 处理程序

1) 判断 220kV I 母线失压, 220kV 母线电压指示为零, 及时汇报市调度、电厂调度及车间领导。

2) 拉开 411 开关, 合上 401、402 开关, 及时恢复变电站用电。

3) 记录故障时间、现象和光字牌显示内容, 恢复信号。

4) 拉开 10kV I 段、10kV II 段、35kV I 段配出分路开关，电容器、变电所变压器开关。

5) 拉开 161、165 配出分路开关。

6) 合上 211-9、213-9 刀开关，拉开 1 号、3 号主变压器 III 侧开关、261 开关。

7) 将以上开关操作汇报相应调度，巡视站内设备无异常，汇报调度及车间领导。

8) 按调度令恢复 10kV I 段电压，合上 001 开关，合上 10kV I 段配出分路开关。

9) 按调度令恢复 10kV II 段电压，合上 003 开关，合上 10kV I 段配出分路开关。

10) 按调度令恢复 35kV I 段电压，合上 301 开关，合上 10kV I 段配出分路开关。

11) 合上 101 开关，恢复 110kV I 母线电压。

12) 按调度令合上 201 开关，恢复 220kV I 母线电压，恢复 1 号、3 号主变压器运行，送主变压器前合上中性点刀开关。

13) 恢复 1 号、3 号变电所变压器运行，拉开 401、402 开关。

14) 按市调度命令恢复 110kV 配出分路开关。

15) 合上电容器开关。

16) 加强设备巡视，监视系统运行情况。

3. 注意事项

1) 认真、仔细判断，不得误判断系统失压。

2) 先恢复变电站用电，恢复主变压器风冷系统正常运行。

3) 迅速拉开 10kV I、10kV II、35kV I 母线配出分路开关，并及时汇报调度。

4) 要仔细巡视站内设备，判断站内污闪情况。

5) 处理过程要快而不乱，不能扩大事故。

6) 及时汇报调度及车间领导。

第三节 变压器及母线的全停事故处理及案例

220kV 冷轧站电气接线图见附录 E。

一、变压器的事故处理

1. 变压器发生下列情况之一者，汇报调度、加强监视、做好停运准备

- 1) 过负荷 30% 以上。
- 2) 严重漏油，致使油位下降。
- 3) 套管破损，但无放电现象。
- 4) 轻瓦斯保护动作。
- 5) 接头严重发热。
- 6) 变压器声响异常。
- 7) 风冷装置全停，负荷达 70% 以上。

2. 变压器发生下列情况之一者，汇报调度，变压器停运

- 1) 压力释放器动作并喷油。
- 2) 在正常负荷和冷却条件下，变压器温度不正常且不断上升。

- 3) 变压器内部声响很大，不正常，有爆裂声。
- 4) 严重漏油，致使油位下降，低于油位指示计指示限度。
- 5) 油色变化过甚，油内出现碳质等。
- 6) 套管有严重破损和放电现象。

7) 当变压器发生过负荷信号立即汇报调度，监视变压器温度，投入全部冷却器，根据调度命令采取限负荷措施，直至主变压器恢复到额定容量运行时为止。

8) 变压器轻瓦斯保护动作。立即对变压器进行检查，查明动作的原因是否因空气的侵入、油面降低、二次回路故障或变压器内部异常造成的，并且汇报调度。

9) 变压器着火。首先汇报调度、断开电源、停用冷却器、迅速使用灭火装置灭火并根据火势通知消防队。

3. 变压器跳闸处理

1) 变压器动作跳闸后, 应根据保护动作情况对相应保护范围进行仔细检查, 并汇报调度。

2) 根据调度命令, 迅速投入备用变压器, 或通过投入母联断路器的方式恢复停电设备的运行。

3) 变压器事故跳闸后, 如检查证明变压器并非由于内部故障所引起, 则在分路故障迅速隔离或消除后, 根据调度命令, 重新投入运行。

4) 主保护动作跳闸后, 在未查明原因和消除故障之前, 不得强送电, 如果保护范围内无明显故障特征, 应汇报调度, 并根据调度命令处理。

5) 后备保护动作跳闸后, 若检查主变压器、停电母线等设备无明显故障特征, 则按越级跳闸处理。

二、案例: (04 站 1 号主变压器间隙保护误动作)

1. 事故

2007 年 3 月 8 日施工吊车碰 220kV 线路引起保护误动, 电铃、电笛响, 事故照明灯亮, 1 号主变压器放电间隙处闪络, 1 号、2 号、3 号、4 号主变压器“冷却器 I 工作电源故障”、“保护装置动作”、2 号电容器“低电压动作”、161“纵差电压闭锁”、“交流电源失压”、“引导线故障”等光字牌发出; 1 号主变压器Ⅲ侧开关动作跳闸绿灯闪烁; 220kV I 母线失压, 110kV I 母线失压, 161 配出分路失压; “161TV 失压”信号发出; 10kV I 母线失压、2 号电容器失压跳闸, 1 号变电所变压器失压, 400V I 段失压; 主控室照明灯灭, 事故照明灯亮。

2. 处理

1) 判断 220kV、110kV、10kV I 母线失压, 220kV、110kV、10kV 母线电压指示为零, 及时汇报市调度、电厂调度及车间领导。

2) 拉开 411 开关, 合上 401、402 开关, 及时恢复变电站用电。

- 3) 记录故障时间、现象和光字牌,恢复信号。
 - 4) 拉开 10kV I 段配出分路开关,电容器、所变压器开关。
 - 5) 拉开 161 配出分路开关。
 - 6) 用验电笔在 261 线侧验电,确认 I 母线失压,汇报市调度、电厂调度。
 - 7) 市调度令拉开 261 开关及-1、-5 刀开关。
 - 8) 电厂调度令合上 003 开关,拉开 002 开关。
 - 9) 电厂调度令合上 001 开关,将 10kV I 段配出分路恢复。
 - 10) 恢复 1 号变电所变压器,拉开 401、402 开关。
 - 11) 市调度令拉开 161 开关,合上 101 开关,合上 161 开关恢复连接线。
 - 12) 合上 211-9 刀开关,将 1 号主变压器转检修。
 - 13) 恢复 1 号变电所运行。
3. 注意事项
- 1) 认真、仔细、正确地判断 220kV 系统失压。
 - 2) 先恢复变电站用电,恢复主变压器风冷系统正常运行。
 - 3) 迅速拉开 10kV I、110kV I 母线配出分路开关,并及时汇报调度。
 - 4) 要仔细巡视站内设备。
 - 5) 处理过程要快而不乱,不能扩大事故。
 - 6) 及时汇报调度及车间领导。
 - 7) 操作变压器开关时,应事先合上 211-9 刀开关。
 - 8) 1 号主变压器不经检查不得强行送电。
 - 9) 1 号主变压器及保护设备要进行检查、试验,信号情况、现象要记录清楚,便于分析事故原因。

第四节 母线的单相接地事故处理

一、接地的处理原则

变电站小电流接地,一般都装设有绝缘监察装置。当 6~

35kV 线路单相接地时, 由于线电压的大小、相位不变, 按照规程规定, 一般可以继续运行, 但不要超过 2h, 因为其他非故障相对地电压要升高到约 3 倍, 这样对电网系统的绝缘薄弱环节可能造成威胁。由于单相接地点可能接触不良, 因此会在接地点产生瞬间弧光放电, 甚至产生谐振电压, 对整个 6~35kV 电网系统的稳定构成威胁, 因此要求尽快排除故障, 确保电网稳定运行。

雷雨季节是配网线路故障的多发期, 所有故障中最突出的故障是线路接地故障, 且查找和处理起来也比较困难。如果线路长时间接地运行, 可能烧毁变电站 TV 一次侧熔丝, 引起值班人员拉闸停电, 导致整条 10kV 馈路停电, 更严重的是接地运行可能引发人身事故。

二、传统处理方法

线路接地时, 变电站运行人员在听到告警铃响后, 会通过试拉确定具体的 10kV 接地馈路, 然后电话通知供电站查线。供电站传统的接地查线处理方法分为经验判断法和试拉法。

1. 经验判断法

一般情况下, 供电站在接到变电站查线通知后, 有经验的运行人员会首先分析故障线路的基本情况: 线路环境 (有无存在未及时处理树害)、历史运行情况 (原先经常接地) 等, 判断可能引起的接地点, 然后去现场进行确认。但在不掌握线路情况或线路分段较少的情况下, 一般直接将运行人员分组对线路进行逐杆设备全面巡视, 直至发现接地点。

经验判断法的缺点:

1) 对供电站的要求较高。要求供电站线路日常巡视维护落实到位, 管理基础资料翔实、准确, 并且人员对情况非常熟悉, 否则经验判断就无从谈起。

2) 在白天, 由于接地现象表现不明显, 带电巡视接地故障存在人身安全隐患; 在夜晚, 接地现象表现为弧光放电, 有放电声音, 较为明显, 但由于需要照明灯具及交通车辆进行配合, 增

大了另一种安全隐患。

3) 对意外情况, 故障经验法不适用。

2. 试拉法

由线路运行人员对线路分断点的形状或断路器进行开断操作, 并同时用电话与变电站进行联系, 根据操作前后线路接地是否消失来确定接地点的所在范围。

试拉法也存在明显的不足: 线路单相接地时, 规程规定允许继续运行时间不超过 2h。受此限制, 经常会出现接地原因尚未查清, 查找工作仍在进行, 但变电站就已经拉闸停电的情况。此时会使接地查找工作变得复杂, 停电时间延长。

3. 采用自动接地选线装置和消弧线圈控制装置

变电站内部装设有自动接地选线装置和消弧线圈控制装置时, 可以参考接地选线装置选出的接地线路先行试拉分路开关。接地时监视消弧线圈的运行情况, 避免谐振情况发生。实时监控消弧线圈的电流是否超出允许值及运行时间是否超过 2h。

三、注意事项

1) 发生接地时, 母线接地相电压降低, 未接地相电压升高到线电压, 同时发出母线接地信号。

2) 值班人员应穿戴齐全防护用品、绝缘靴和绝缘手套。

3) 及时巡视站内设备, 判断接地点是否在站内发生。

4) 尽量不要用手触摸接地段母线设备的外壳和开关柜体。

5) 发现接地点后及时汇报。在室内与接地点保持 4m 距离; 在室外与接地点保持 8m 距离。

第五节 线路的越级跳闸事故处理

一、越级跳闸的原因

越级跳闸是指电力系统故障时, 本应由保护整定优先跳闸的断路器来切除故障, 但因故却由其他断路器跳闸来切除故障。继电保护基本技术要求选择性、速动性、灵敏性和可靠性, 要准确

快速地切除故障，保证其他用电负荷的正常供电，缩小停电面积，维护电力系统运行的稳定性。

变电所越级跳的原因一般为上下级保护配置不当、二次系统接线存在问题、断路器拒动、重合闸的设置不合理等等。但发生事故的原因只会有一个，可以对所有的现象做出最科学合理的解释。只有找到原因，隐患才算真正排除。

二、高压开关的事故处理

高压开关在运行中发现下列情况应及时汇报调度，并加强监视。

1) SF₆ 开关的 SF₆ 气体压力降低至报警值，应立即汇报调度，当发闭锁信号时，应断开其操作保险。

2) 真空断路器屏蔽罩的颜色发生变化。

3) 油开关漏油致使油位降低，当严重漏油不能维持在最低油面时，应立即断开操作保险，严禁拉合开关，设法倒换方式将该回路负荷转移后，断开该开关等待处理。

4) 开关内部有异常声响或放电声。

5) 开关未进行操作，自动释能。

6) 开关分闸、合闸弹簧不储能，发电机不运转。

7) 发电机运转，合闸弹簧不储能。

8) 发电机运转时间过长，或频繁运转。

三、断路器发生越级跳闸的处理

1) 根据保护、信号情况，及时判断发生开关越级跳闸，母线失压。

2) 在一般情况下，拒动断路器会发出保护动作信号，变压器后备保护会动作，跳开进线断路器。

3) 判定拒动断路器或者断路器有以上故障后，迅速手动拉开拒动断路器。

4) 按照调度令恢复母线及分路开关。

5) 对故障拒动断路器进行检查。

6) 如果分路开关有保护动作信号，然而开关却在合闸位置，

则直接判定拒动开关，不用试拉全部母线开关。

7) 按照调度令将拒动开关检修后，立即恢复母线，合变压器主进开关，向母线充电。在母线送电之前，应当彻底检查母线确认正常。

8) 应当镇静，不能慌乱，以免扩大事故。

第四篇 变电站的管理与运行

为规范各项管理制度、提高变电运行水平、推进安全文明生产，变电站应具备以下各项规章制度和现场运行规程，并且认真执行。

变电站值班人员应当熟悉变电站的运行和设备的维护验收标准，提高自身素质和业务水平，具备合格的变电站值班人员的要求。

第十一章 变电站各级人员的岗位责任

在变电站实行多级值班员制度，以明确工作内容、细分工作职责，并且将工作业绩与奖金挂钩。在站内，甲、乙、丙、丁四个班设置一值、二值、三值、四值。值班员互相配合，各尽其职。

一、总体划分

（一）站长职责

1) 站长是本站安全经济和文明生产的第一负责人，在车间的领导下，全面负责各项工作。站长因故离站，必须向车间主任请假，并当众明确其离站期间由谁代理站长职务。

2) 组织好本站政治和业务学习，做好政治思想和安全生产教育工作，认真贯彻各项规章制度，落实岗位责任制，带领全站人员遵纪守法。

3) 根据上级部署，制定年、季、月、周和周期性工作计划，负责组织完成本站各项安全、运行、维护工作。

4) 组织领导值班人员正确地进行倒闸操作, 严格执行规章制度, 正确地处理事故, 防止事故扩大。

5) 定期组织值班人员分析设备运行情况, 及时发现设备隐患, 并把设备隐患及处理情况迅速向上级汇报。

6) 组织本站人员做好设备分析, 组织好新建、扩建、改造、大修工程的管理验收工作, 并及时汇报给上级。

7) 组织好安全活动, 落实安全检查制度, 做好大停电和复杂操作的准备工作, 确保安全生产。

8) 负责本站技术培训工作, 组织每周一题技术讲课、反事故预想及演习、规章学习等, 不断提高全站人员的技术水平, 按期完成培训和考核工作。

9) 负责组织值班人员准确填写各种运行记录、报表、台账, 定期和不定期地进行审核, 建立健全各项技术管理资料。

10) 按制度安排值班, 检查劳动纪律, 掌握本站人员的各种假期初批和补批安排。

11) 组织、领导、督促、检查站内人员各自分管的工作, 严格要求, 积极发挥他们的作用, 表扬好人好事, 批评不良倾向。

12) 组织管理好固定资产、安全消防、一般用具, 备品备件, 做好保密防火工作。

(二) 技术员职责

1) 变电站技术员是现场生产的技术负责人, 在站长领导下, 负责技术管理工作。

2) 收集、整理、审阅各种技术资料, 并提出改进意见。

3) 拟制现场培训计划、反事故演习计划、负责生产知识问、事故预想、每周一题技术讲解及其他培训工作。

4) 协助站长拟订生产、维护计划及检修措施, 负责安全技术措施的制定, 督促有关人员完成, 参加主要设备的验收, 审查图样和技术资料。

5) 审阅各种运行记录, 检查规章制度执行情况, 统计两票合格率。

6) 负责组织运行分析、设备缺陷管理、设备台账管理及分析工作。

7) 负责现场运行规程的修编,编写现场运行规程说明。

8) 站长不在时,履行站长职责。

(三) 变电站值班员基本职责

1) 遵守各项规章制度,服从领导,团结同事,热爱变电工作。

2) 努力学习专业文化知识,工作积极,有吃苦耐劳精神。

3) 熟悉本岗位可发生的伤害及相应预防措施,在工作中能做到“安全第一,预防为主”,正确使用消防器材,会现场急救。

4) 能够胜任变电站的日常工作,如监盘、抄表、测温、巡视等,能够胜任变电站非高压设备的检修、维护工作。

5) 能够正确填写倒闸操作票,熟悉五防锁程序原理,正确完成倒闸操作任务。

6) 掌握本站一次设备的运行情况,了解相应电压、电流值的允许范围,熟悉一次设备的巡视检查内容。

7) 掌握本站二次设备的运行情况,了解保护配置及动作原理,熟悉压板的停、投,熟悉保护装置的正确使用。

8) 认真履行工作票制度,能够按要求填写工作票,能够正确布置现场安全措施、有效进行现场安全监督,严格按照规定完成设备验收工作。

9) 在本站设备出现故障的情况下,能够在较短时间内作出正确判断,并将故障点排除,确保设备恢复正常运行。

10) 在本站设备出现事故的情况下,能够迅速做出反应,果断处理事故,防止事故扩大并及时恢复供电。

11) 具有业主责任心,能够根据变电站的实际情况,提出安全、行政、运行等方面的合理化建议,提高变电站综合运营水平。

(四) 各级值班员职责

1. 值班长职责(一值)

- 1) 值班长是本值安全运行的负责人。
- 2) 接受调度令, 准确记录调度指令的内容, 并认真填写记录。
- 3) 带领本值人员完成指令内容。
- 4) 审核操作票, 组织领导本值人员正确进行操作。
- 5) 在重大操作时, 充当监护人。
- 6) 审核工作票, 组织实施安全措施, 负责现场把关。
- 7) 在设备出现故障事故的情况下, 组织本值人员迅速正确处理, 防止事故扩大。
- 8) 组织交接班工作。
- 9) 在站长领导下, 搞好人员的业务学习、安全活动、文明生产。
- 10) 组织本值人员进行运行技术分析、设备巡检工作, 发现隐患及时汇报。

2. 主值班员职责 (二值)

- 1) 在值班长领导下, 负责上岗期间的工作, 协助值班长搞好本值运行管理工作。
- 2) 负责监视设备正常运行, 掌握运行方式和负荷变化情况, 在值班长的指挥下正确进行倒闸操作和事故处理。
- 3) 正确填写重大操作票, 担当一般操作中的监护人, 在重大操作时充当操作人。
- 4) 按工作票要求正确布置安全措施, 负责设备验收。
- 5) 组织抄录表计和巡视检查设备, 发现问题及时汇报。
- 6) 填写有关记录本和技术资料, 负责按规定周期进行设备维护工作。
- 7) 负责本站人员安全监督工作, 协助值班长搞好文明生产。

3. 副值班员职责 (三值)

- 1) 在值班长领导下, 认真完成本班工作。
- 2) 在主值班员领导下, 填写一般操作票, 并进行倒闸操作。
- 3) 协助完成工作现场的安全措施及设备验收。

- 4) 认真巡视检查设备，配合主值班员正确处理事故及异常。
 - 5) 监视设备运行状况，掌握负荷变化情况。
 - 6) 协助主值班员完成运行维护工作。
 - 7) 组织区域设备卫生清扫。
4. 助手监盘职责（四值）
- 1) 认真巡视检查设备。
 - 2) 协助完成倒闸操作。
 - 3) 按时抄表、测温、汇报负荷。
 - 4) 协助完成布置工作现场的安全措施。
 - 5) 协助进行异常和事故处理。
 - 6) 填写各种记录台账。

第十二章 变电站的稳定运行

第一节 变电站值班

一、值班制度

1) 值班人员应按照厂规定的值班方式和时间上岗值班，不得随意变更，不准私自替班、换班。

2) 变电站实行监盘制度，每班不得少于 2~4 人，任何时间主控室必须有人监盘。

3) 在特殊情况下，为了适应工作的需要，经车间领导研究批准，可以短时间变更值班方式。

4) 凡是在变电站学习、实习和见习的人员，不得单独进行巡视和操作，但在值班负责人的监护下，可以做些简单的操作和维修管理等工作。

5) 值班人员在值班期间要劳保用品穿戴齐全。

6) 值班人员严格遵守公司制定的“十不准”规定，遵守厂规厂纪，坚守岗位，值班时不做与运行工作无关的事情。

7) 非值班人员不许到值班室休息，以免影响运行人员工作。

二、交接班制度

1) 值班人员应按照公司规定的值班方式和站长规定的轮值班表进行交接班；在事故处理和进行操作时不得进行交接班，待事故处理完毕或操作到一定阶段后，再进行交接班。

2) 在交接班中，若发生事故，应立即停止交接班，马上处理事故；处理事故以交班人员为主，接班人员协助；接班人员因故不按时接班，交班人员不准离开工作岗位。

3) 交班人员应在主控室内进行交接班, 必须做到“五清楚、五检查”; 接班人员通过全站检查并碰头无误后, 双方在记录本上签字, 交接班方可告结束。

4) 接班后, 值班负责人组织本班人员根据月、周重点工作计划及站长安排的当日工作(包括检修工作等), 安排当日的工作或学习、并根据天气变化、设备运行情况等做好事故预想。

三、交接班检查的内容

1. 交班人员应做的工作

交班人员必须在交班前详细填写本班内的各种记录, 搞好设备和室内外卫生, 遇有操作应为下一班做好准备。在站长主持下, 将下列情况向接班人员做好详细交代, 并陪同接班人员到现场进行检查:

1) 设备运行方式, 两票使用及操作情况; 接班后将要进行的设备检修预试工作; 运行异常和设备缺陷的发现及消除情况。

2) 工作票和作业情况, 工作中新发现的问题及工作结论。

3) 使用中的接地线、短路线的位置和编号。

4) 保护及自动装置的动作和变更情况。

5) 上级指示和命令的内容及执行情况。

6) 与调度有关的申请、联系和处理经过。

7) 本班内发生的事故、不安全情况和处理经过。

8) 工具仪表、备品备件、钥匙、安全和消防用具、图样资料、上级文件等使用保管情况; 本班内未完成的工作和注意事项。

2. 接班人员应做的工作

接班人员在主值组织下阅读上班运行记录, 认真听取交班人的介绍, 并会同交班人员进行以下检查:

1) 检查模拟图板, 核对系统运行方式, 并对上班操作过的设备进行检查。

- 2) 检查通信和中央信号装置是否良好。
- 3) 检查直流系统运行情况，检查直流母线电压和蓄电池放电电流是否正常、充电机工作是否正常。
- 4) 检查负荷情况。
- 5) 检查设备外状和位置及表计指示。
- 6) 了解站内作业情况，到现场检查安全措施与工作票是否相符。
- 7) 检查对缺陷的发现及消除情况以及异常运行情况。
- 8) 查阅保护定值及图样资料的变更情况，检查有关记录。
- 9) 检查工具、仪表、备品、钥匙、安全用具等是否齐全。
- 10) 检查环境卫生情况。
- 11) 检查新投运设备的运行情况。
- 12) 检查重点巡检设备的运行情况。
- 13) 检查消防、报警、安全等设施的运行情况。

第二节 变电站的巡视检查

一、变电站的巡视检查制度

- 1) 值班人员每日应按规定对设备进行巡视检查。
- 2) 巡视高压设备时，人与带电导体距离必须大于最小安全距离；巡视检查时不得进行其他工作，不得移开或越过遮拦。
- 3) 寻找高压设备接地故障时，应穿绝缘靴并戴绝缘手套。
- 4) 变电站巡视应两人进行。
- 5) 值班人员在巡视设备时，应经主值同意；终了时，应向主值报告巡视结果，记录运行日志；发现设备缺陷应填写缺陷记录；发现危急和严重的缺陷，应立即报告上级。
- 6) 按周期规定巡视检查电气设备。
- 7) 变电站的正常运行设备巡视每班不少于两次，每周对大负荷回路进行一次接点测温。具体时间由各站自行决定；高（低）温、负荷高峰及其他特殊情况下应增加巡视次数。

8) 夜间熄灯检查每月不少于两次, 检查设备有无放电、接头发热、电晕现象等。站长和技术员参加巡视一次。

9) 每月下旬站长和技术员要对全站设备进行监督巡视, 核对缺陷记录。

10) 设备变更、长期停用重新投入系统、检修或运行方式有改变时, 设备巡视中应检查接触是否良好、有无发热和其他异常情况。

11) 对于新投入或大修后的设备, 按现场运行规程增加巡视次数。

12) 设备和系统出现异常, 应加强巡视, 或按照调度员和上级指示进行, 必要时派专人监视其异常发展。

13) 法定节日和有重要供电任务期间, 为了保证安全供电, 应对设备作一次详细全面检查, 正常巡视次数应适当增加, 每班不少于三次。

14) 天气骤变时应加强设备巡视。

15) 大风前后巡视, 主要巡视设备和设备周围有无被大风刮起的杂物, 导线是否断股、门窗是否关好及门窗玻璃有无损坏等。

16) 雷雨后的巡视, 主要检查瓷质部分有无裂纹放电、基础有无下沉、避雷器动作如何、下水道是否畅通等并作记录。

17) 冰雪、冰雹、雾天巡视, 主要检查设备的积雪覆冰能否造成事故、设备有无发热使冰雪融化、瓷质部分有无裂纹、注油设备的面积变化、管道有无冻裂等。

18) 巡检电缆沟、电缆夹层是否进水、温度状况、电缆运行状态等是否正常。

19) 检查室外设备雨天、雾天的设备放电情况是否正常。

二、变电站巡视测温

变电站日常巡视测温内容见表 12-1。

表 12-1 测温内容

巡视测温内容	要 求	措 施
1) 使用远红外测温仪对电气接点进行测温 2) 对 6~10kV 以下开关柜内的电气接点无法测温, 应贴示温蜡片, 并观察其变化情况 3) 不能观察的电气接点, 在设备检修后应仔细检查	1) 每日测温三次: 10:00、14:00 20:00, 将 14:00 的测温结果填入测温表 2) 发现的缺陷应填入缺陷记录, 危急或严重缺陷应立即报告上级	将每次测温最高点汇报电力调度, 并说明具体位置

三、变电站特巡检查的内容

变电站特巡检查的内容见表 12-2。

表 12-2 特巡检查内容

特巡检查的内容	要 求	措 施
1) 雷雨前后室内外设备有无闪络放电, 门窗是否关好, 房顶是否渗水, 电缆沟及电缆间是否有积水, 基础是否下沉, 雷电动作次数记录器是否动作 2) 刮大风时检查导线摆动距离, 架构及附近建筑物是否牢固, 变电场地是否有杂物 3) 高峰负荷时应检查接点发热情况和负荷分配情况 4) 雪、雾及小雨时室外设备有无闪络放电或局部过热, 接头处有无积雪融化, 设备有无冻结冰棒, 引线是否过紧 5) 当气温剧烈变化时, 应检查注油设备的油面, 蓄电池室和电容器室的温度 6) 新设备投运按正常巡视检查项目进行, 适当增加巡视次数, 检修过的设备刚投运后应进行特殊夜巡一次	1) 符合正常巡视的要求和内容 2) 设备和系统出现异常情况时, 应加强巡视, 或按照值班调度员和上级指示进行, 必要时派专人监视其异常情况发展 3) 雪天设备结冰时, 应汇报调度, 并进行清除, 清除时应穿绝缘靴, 并使用相同电压等级的绝缘杆	1) 特巡由站长负责组织并保持与值班调度的联系 2) 发现电缆沟及电缆间进水, 应马上汇报, 并立即组织抽水; 抽水前应对潜水泵测量绝缘, 并使用漏电保护器

四、变电站的正常巡视检查内容

变电站的正常巡视检查内容见表 12-3。

表 12-3 正常巡视检查内容

巡视检查内容	要求	措施
1) 电铃、电笛声响是否正常 2) 试验光字牌是否正常 3) 各种表计指示是否准确 4) 确认蓄电池电压、温度正常, 整流装置工作正常, 直流母线电压和充电电流符合规定 5) 直流母线绝缘情况 6) 闪光回路动作是否正确 7) 继电保护的压板停、投位置是否正确, 继电器内有无异响, 信号继电器是否掉牌或亮灯, 各种指示灯应正常, 确认继电器、仪表玻璃及外壳无破损能观察到的接点处在正常位置 8) 确认设备的所有瓷质部分如套管、支瓶、吊瓶、穿墙套管等清洁, 无破损裂纹、无放电痕迹和异响 9) 确认所有充油设备的油色标准位应正常, 外壳无泄漏或喷油现象, 内部无异响, 温升正常 10) 确认电气设备接点应无发热、变色、打火现象, 刀开关接触件合好 11) 确认室外母线, 引线等无断股、松股现象, 电缆头及接引部分无破损、渗油、变色、放电声及打火现象 12) 设备的接地线是否良好, 雷电次数记录器是否变化 13) 设备的构架和基础是否有裂纹和下沉等现象; 连接件是否有松动或下垂现象 14) 室外端子箱、机构箱等是否有受潮或进水现象, 箱门是否关严 15) 确认场地平整、无杂物; 泄水管下水道畅通; 房屋门窗完整, 打开关闭灵活方便; 无漏水、渗水; 照明和室内温度应适宜; 通风良好, 安全通道畅通 16) 设备的加热装置是否正常 17) 主变压器油温和声响是否正常, 有无异响; 压力释放阀应无动作, 气体继电器应无积存气体; 检查呼吸器吸潮程度, 冷却装置工作是否正常 18) 断路器需检查机械指示器和信号灯应与实际相符, 弹簧机构是否储能, 防潮装置运行是否正常 19) 电力电容器检查外壳有无膨胀, 接缝是否严密, 有无渗漏油痕迹, 放电回路连接良好, 电容器外壳温度是否正常, 三相电流表应平衡, 串联电抗器的响声是否正常, 是否有过热、变色、放电打火现象	1) 巡视二次设备时除试验按钮、把手及母线电压切换把手外, 不得触及其他任何设备; 发现问题应立即汇报并记录清楚 2) 巡视高压配电装置应由两人以上进行, 一前一后, 保持一定距离; 且人与带电导体距离必须大于最小安全距离; 巡视检查时不得进行其他工作; 不得移开或越过遮拦 3) 巡视配电装置, 进出高压室, 要求必须随手将门锁好 4) 雷雨天气, 需巡视室外高压设备时应穿绝缘靴, 并不得靠近避雷器和避雷针 5) 高压设备发生接地时, 室内不得接近故障点 4m 以内, 室外不得接近故障点 8m 以内, 进入上述范围的人员, 必须穿绝缘靴, 接触设备的外壳和架构时, 应戴绝缘手套	1) 正常巡视, 每天 3 次 8:00 14:00 20:00 2) 主控室内设备一般由主值负责巡视; 在交接班时主值还应检查记录、工具及卫生情况 3) 室外设备一般由副值负责巡视, 检查结果要及时汇报给主值, 并做好记录; 发现设备缺陷应填写缺陷记录, 危急和严重的缺陷, 应立即报告上级 4) 巡检时还应注意检查各处消防设施的保管情况

五、变电站夜间巡视检查

变电站夜间巡视检查内容见表 12-4。

表 12-4 夜巡内容

夜间巡视检查内容	要 求	措 施
1) 各套管和母线瓷绝缘子是否有放电火花和电晕现象 2) 设备内部有无异常声响 3) 设备接点有无烧红、发热现象	1) 符合正常巡视要求 2) 巡视为闭灯巡视，不能开灯	1) 每周一 次，本站规定 为每周五 2) 由主值 负责组织

第三节 变电站的设备验收制度与验收标准

一、验收制度

设备检修预试后的一、二次变电设备，必须经值班人员验收合格后，方能办理工作票收工终结手续，投入运行。运行人员主要对以下几个方面进行检查验收。

1) 工作现场应清扫、整理干净，在室内工作的地面应用拖布清扫，现场无任何杂物（烟头、破布等），地面及设备无油迹。

2) 检修试验负责人在检修记录上填写本次检修试验性质、项目、缺陷处理情况、有关注意事项，并注明能否投入运行。

3) 检修设备应恢复到运行前状态。

4) 安全措施应恢复到开工前状态。

5) 运行人员根据设计图样、厂家资料和验收技术规范以及技术规定的有关标准进行验收，确定能否投入，特殊情况下应经厂设备科批准后方可投运。

6) 根据以上要求，验收全部合格后，检修试验负责人和验收人双方在工作票上签字，办理工作票收工或终结手续，工作方告结束。

7) 新安装的设备，施工单位应在投运前移交下列资料：

- ① 设备安装竣工图样及变更设计的证明书。
- ② 厂家产品说明书、试验记录、合格证件及安装图样。
- ③ 安装技术记录及调整实验报告。

8) 由于制造厂质量不良等先天性的问题,在检修试验中经努力达不到质量标准者,应由设备科等部门提出能否投入运行的意见和运行中的注意事项。

二、验收标准

(一) 变压器的验收标准

1) 检修、试验项目齐全、合格,记录完整、清楚。

2) 变压器本体无缺陷、无漏油、油面正常,呼吸器装有合格的干燥剂,本体冷却装置风扇、油泵及所有附件运行应正常、风扇无反转现象,自启动装置动作正确,强制油循环的变压器、电抗器应启动全部冷却装置,油流方向指示正确,信号及互投、自投启动动作正确。

3) 变压器顶盖及其他部件上无残留物,并清扫现场。

4) 储油柜、冷却装置、净油器等系统上的油阀应打开,且指示正确。

5) 变压器引线间和对地之间距离合格,导线坚固良好,接地引下线及其与主接地网的连接应满足设计要求,接地可靠,铁心和夹件的接地引出套管、高压套管的接地小套管均应接地,套管顶部结构的密封应良好。

6) 运行中的变压器测温回路良好,变压器的温度在规定范围内,储油柜和充油套管的油位应正常。

7) 有载调压装置良好,有载调压装置的远方、就地操作可靠准确,电动、手动操作正常;测温装置指示应正确,整定值符合要求;温度表及测温回路完整良好。

8) 检查变压器的相位和接线组别应能满足并列运行和电网运行的要求。变压器的中低、低压侧有可能和其他电源并列运行时,应进行核相工作。核相工作完毕应有明确的结论。

9) 变压器的绝缘试验合格,油耐压、色谱分析、油的简化

试验和绝缘强度试验应合格，无遗漏试验项目。

10) 继电保护、测量信号及控制回路的接线正确，各种继电保护均应进行实际传动试验，动作应正确可靠，定值应符合电网运行要求，继电保护连接片投入运行在规定位置。

11) 呼吸器应装有合格的干燥剂，检查应无堵塞现象，油封内的油应浸过呼吸器嘴部。

12) 变压器引线对地和相间距离合格，各部导线接头紧固良好，外壳有接地装置，接地电阻合格，并贴有示温蜡片。

13) 变压器的防雷保护应符合规程要求。

14) 防爆管内部无存油，玻璃应完整，其呼吸小孔螺钉位置应正确。

15) 变压器的油漆应完整、相序标志正确。

16) 套管油封的放油小阀和瓦斯放气阀应无堵塞现象。

(二) 六氟化硫断路器的验收标准

1) 断路器应固定牢靠，外表清洁完整，动作性能符合规定。

2) 电气连接可靠且接触良好。

3) 断路器及其操动机构的联动应正常，无卡阻现象，分、合闸指示正确，辅助开关动作正确可靠。

4) 密度继电器的报警、闭锁定值应符合规定，电气回路传动正确。

5) 六氟化硫气体压力、泄漏率和含水量应符合规定。

6) 操动机构灵活可靠。

7) 断路器传动良好。

8) 油漆完整，相色标志正确，接地良好。

(三) 110kV 少油断路器的验收标准

1) 设备外观检查：瓷套外壳无损坏、地脚螺栓无松动。

2) 油箱及断路器本体油位检查：油位合适，不渗漏油，不能出现冬季油位过低情况。

3) 工作缸检查清扫：清洁、不渗漏油。

4) 辅助开关检查清扫：动作正确。

- 5) 额定压力正常。
- 6) 微动开关检查清扫：动作正确，与压力值对应。
- 7) 机构加热器检查：接头接触良好，发热正常。
- 8) 引线导电部分检查：螺柱紧固齐全不发热。
- 9) 机构箱密封检查：密封良好，不漏水。
- 10) 整体传动检查：正确。

(四) 隔离开关验收标准

- 1) 设备的油漆完整、相色标准正确，接地良好。
- 2) 隔离开关的触头与触片接触紧密，动、静触头间隙符合要求。

- 3) 隔离开关与接地隔离开关连锁可靠。

4) 所有操动机构、转动、连接、传动装置、辅助开关及闭锁装置安装牢固，动作灵活可靠，位置指示正确，机构箱内端子及元器件清扫干净。

5) 传动等具有相对运动的部位润滑良好，所有轴销、螺栓等紧固可靠。

6) 支柱绝缘子、操作绝缘子表面清洁完整、无闪络、无裂纹及折断破损现象。

- 7) 隔离开关合闸时，三相触头同期性能、接触良好。

8) 三相不同期值及分闸时，触头打开角度和距离符合产品的技术规定。

9) 电动操作隔离开关还要检查电动机机构操作是否正常，在电动机额定电压下操作 5 次，手动操作 3~5 次，均应能正常工作。

10) 引线连接牢固，螺柱无松动；接地引线连接良好；隔离开关的防误闭锁装置良好。

(五) 6~35kV 开关柜的验收标准

1. 断路器柜验收

1) 断路器手车检查：动、静触头表面光滑无磨损，弹簧完好，无变形，无发热现象，接触深度满足厂方说明书要求，触指

表面涂有导电膏。

2) 断路器绝缘件检查：静触头绝缘套管无破损、无裂纹、无放电痕迹；绝缘件表面清洁、无积尘；支持绝缘子、断口支撑杆、绝缘拉杆清洁，外观无损伤、无放电痕迹。

3) 断路器小车的防误检查：防误逻辑闭锁可靠；电气、机械装置动作灵活，无卡涩；转动轴、齿等部位涂有润滑油；固定螺钉无松动；轴套、压簧、开口销完好。

4) 断路器行程开关二次插件检查：二次接线良好，无松动；防护套完整，无损坏；开关通断声清晰。

5) 断路器底座接地检查：断路器底座接地应可靠，焊接应牢固，无松动、变形、损伤、锈蚀等现象。

6) 断路器耐压试验满足预试规程要求。

7) 断路器回路电阻测试满足预试规程及厂家说明书要求。

8) 断路器整体绝缘电阻测试满足预试规程要求。

9) 断路器分、合闸电压测试满足预试规程及厂家说明书要求、满足预试规程要求。

10) 断路器清扫，应打开机构箱面板，对机构箱、合分闸电磁线圈、辅助开关以及机构其他部分上的灰尘进行清理；对真空（油）灭弧室外表面、绝缘骨架内腔和外表面以及绝缘子进行清扫；机构箱外表面无变形、锈蚀；各紧固处无松动，焊接可靠；接地良好；推入灵活。

2. TA（电流互感器）外观检查

1) TA 外表无污垢、无破损、擦拭干净。

2) 接地端子的检查：包括一次接地端子及二次接地端子接地牢固、可靠、无松动。

3) TA 接地的检查：接地应可靠，焊接应牢固，无松动、变形、损伤、锈蚀等现象。

4) TA 二次接线检查：各绕组的接线是否正确，螺钉有无松动、锈蚀。

5) TA 绝缘电阻试验满足预试规程要求。

6) TA 交流耐压试验满足预试规程要求。

3. 接地开关的检修

接地开关无变形、松动等现象；动、静触头接合良好；触头触片弹簧压紧无松动、接触充分，无卡死、歪曲等现象；各传动部件清整加润滑脂，动作灵活可靠。

4. 机械五防检查

1) 五防装置工作正常，各器件无锈蚀、松动、开裂现象。

2) 机械位置的指示检查：机械位置指示正常。

5. 避雷器的检修

1) 外观检查：避雷器外表无污垢，无破损，擦拭干净，一次引线联结部分无发热、变形、松动等现象，螺栓（包括接地螺栓）无锈蚀。

2) 计数器的检查：观察计数器动作及电流读数的准确性。

3) 引线部分检修。

6. 套管检查

1) 套管外表无污垢，无破损。

2) 套管两端铸铁法兰接触胶粘良好，无开裂现象。

3) 套管表面无裂纹。

7. 支持瓷绝缘子检查

1) 支持瓷绝缘子外表无污垢，无破损，无放电痕迹。

2) 瓷绝缘子两端铸铁法兰接触胶粘良好，无开裂现象。

3) 瓷绝缘子套管表面无裂纹。

4) 瓷绝缘子线夹不能使用全铁线夹，线夹不得断裂。

8. 引线及母线连接检查

1) 一次引线联结部分无发热、变形、松动等现象，使用扳手对所有连接螺栓进行紧固，螺栓无锈蚀。

2) 线夹良好，不断裂。

3) 母线及引线截面积符合短路容量及负荷的要求。

9. 引线的绝缘检查

1) 引线之间的距离以及引线对地、引线对隔板之间的距离

满足要求。

2) 引线绝缘尽量采用全空气绝缘或者采用绝缘热缩材料绝缘。

10. 隔板的检查

1) 隔板表面无放电痕迹, 隔板与带电部位的距离符合要求。

2) 隔板推进变位机构运转良好, 不卡滞。

11. 接地检查

1) 接地可靠, 焊接牢固, 无松动、变形、损伤、锈蚀等现象。

2) 接地线的截面积符合要求。

12. 仪表室的检修

1) 各指示器、切换开关、操作开关的检查: 各指示器、切换开关、操作开关器件无锈蚀、松动、开裂现象, 操作正常。

2) 状态指示器工作情况正常。

3) 二次元器件检查: 各继电器及二次元器件校验, 工作准确可靠, 接线正确, 无松动, 满足预试规程要求。

13. TV (电压互感器) 与避雷器柜检修

1) 手车检查: 小车或柜清洁, 无变形、锈蚀, 各紧固处无松动, 焊接可靠, 接地良好, 小车进出灵活, 各机械闭锁可靠。

2) 触头检查: 动、静触头表面光滑无磨损, 弹簧完好, 无变形, 无发热现象, 触指表面涂有导电膏。

3) 熔断器检查: 熔断器熔管无破损, 底座接触紧密良好, 相间及对地空气距离不小于 125mm。

4) TV 外观检查: 外表无污垢, 无破损, 用小毛巾擦拭显示干净, 一次引线联结部分无发热、变形、松动等现象, 螺栓无锈蚀; 接地检查: 包括一次接地端子及二次接地端子接地牢固、可靠、无松动。

5) TV 试验: 绝缘电阻、绕组绝缘损耗与电容量、绕组组别和极性、工频耐压、局部放电、变压比、一次绕组直流电阻、空载电流、支架绝缘损耗合格。

6) 避雷器检修: 避雷器底座接地可靠, 焊接牢固, 无松动、变形、损伤、锈蚀等现象。

14. 引线检修

引线之间的距离、引线对地和对隔板之间的距离满足要求。

15. 整体检查

断路器机小车本体、机构清扫干净, 无杂物。

(六) 母线的验收标准

1) 套管及支持瓷瓶的检查: 套管及支持瓷瓶外表无污垢, 无破损, 无放电痕迹, 擦拭干净。

2) 母线连接情况的检查: 所有母线连接处螺钉用力矩扳手进行紧固, 母线无发热、变形、松动等现象, 螺栓无锈蚀。

3) 母线绝缘检查: 母线之间的距离以及母线对地、母线对隔板之间的空气距离满足规程要求; 母线本身包裹的绝缘材料无破损。

4) 隔板的检查: 隔板表面无放电痕迹, 隔板与带电部位的空气距离符合规程要求。

5) 母线耐压及绝缘试验符合规程要求。

(七) 110kV、220kV 避雷器的验收标准

1) 避雷器安装牢固, 瓷质清洁无破损、无裂纹; 引线安装牢固, 松紧程度合适, 垂直度符合要求, 均压环水平, 法兰连接处无缝隙。

2) 接地线及螺钉紧固良好, 油漆完整无锈蚀, 放电计数器密封良好, 三相泄漏电流指示刻度值基本相同, 玻璃完好透明。

3) 新装避雷器安装文件、产品说明书、出厂合格证、交接试验等文件资料齐全。

4) 各种检修试验数据齐全且合格, 检修、试验人员在记录中已签字, 确有可投运结论。

(八) 110kV、220kV 电磁互感器的验收标准

电磁式互感器的验收标准见表 12-5。

表 12-5 电磁式电压互感器（TV）和电流互感器（TA）的验收标准

检查项目	检修内容	检查方法	质量要求
检查金属膨胀器	1) 渗漏 2) 油位指示 3) 压力释放装置 4) 固定与连接 5) 外观	目测	1) 膨胀器密封可靠,无渗漏,无永久变形 2) 放气阀内无残存气体;油位指示或油温压力指示机构灵活,指示正确 3) 盒式膨胀器的压力释放装置完好;波纹膨胀器上盖与外罩连接可靠,不得锈蚀、卡死,保证膨胀器内压力异常增高时能顶起上盖 4) 各部螺钉紧固;盒式膨胀器的本体与膨胀器连接管路畅通 5) 表面无锈蚀,漆膜完好
检查储油柜	1) 油位计 2) 渗漏 3) 橡胶隔膜 4) 吸湿器 5) 引线 6) 外观	目测	1) 油位计完好 2) 各部密封良好,无渗漏 3) 隔膜完好,无外渗油渍 4) 吸湿器完好无损;硅胶干燥;油杯中油质清洁,油量正常 5) 一次引接线连接可靠 6) 表面无锈蚀,漆膜完好
检查瓷套	外观	目测	1) 检查瓷套有无破损、裂痕、掉釉现象,瓷套破损可用环氧树脂修补,裙边小破损,可用强力胶粘接修复碰掉的小瓷块;如果瓷套径向有穿透性裂纹,外表破损面积超过单个伞裙 10%或破损总面积虽不超过单个伞裙 10%,但同一方向破损伞裙多于两个以上者,应更换瓷套 2) 检查增爬裙的粘着情况及增水性。若有粘着不良,应补粘牢固;若老化失效应予更换 3) 检查防污涂层的增水性,若失效应擦净,重新涂覆

(续)

检查项目	检修内容	检查方法	质量要求
检查油箱、底座	1) 外观 2) 渗漏 3) 二次部分 4) 压力释放装置 5) 放油阀	目测及力矩扳手	1) 铭牌、标志牌完备齐全；外表清洁，无积污，无锈蚀 2) 各部密封良好，无渗漏，螺钉紧固 3) 二次接线板应完整，绝缘良好，标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹 4) 小瓷套应清洁，无积污，无破损渗漏，无放电烧伤痕迹 5) 油箱式 TV 的末屏，TV 的 N (X) 端引出线及互感器二次引线的接地端，应与底箱接地端子可靠连接 6) 密封良好，无渗漏

(九) 电容式电压互感器的验收标准

电容式电压互感器的验收标准见表 12-6。

表 12-6 电容式电压互感器的验收标准

检查项目	检修内容	检查方法	质量要求
分压电容器	1) 参照油浸式互感器瓷套检查 2) 电容器本体密封情况	目测	分压电容器密封良好，无渗漏
电磁单元油箱和底座	1) 参照油浸式互感器油箱和底座检查 2) 检查油位必要时按工艺要求补油	目测	油箱油位正常
单独配置的阻尼器	对单独配置的阻尼器进行检查清扫，紧固各部螺栓	目测	阻尼器外观完好，接线牢靠
外表面	清洁度	目测	外面洁净，无锈蚀

(十) 保护装置的验收标准

- 1. 外观
- 1) 保护屏、端子箱封堵可靠，电缆屏蔽层固定牢靠。
- 2) 端子接线牢靠、清扫干净，端子号清晰。
- 3) 压板安装牢靠。

2. 直流低压断路器

1) 直流低压断路器采用专用直流低压断路器（不能用交流低压断路器），与上级相配合且动作可靠。

2) 两组保护与控制回路取自不同的直流母线。

3. 绝缘

交流电流对地、交流对直流绝缘合格。

4. 信号回路

1) 各信号正常发到光字牌或综合自动控制后台机。

2) 进录波装置的接点回路正常。

3) 开关（刀开关）的位置信号正确进综合自动控制后台机，对于双母线接线，电压切换回路正确。

5. 整组试验

1) 注意：做整组试验前应将定值按定值单投入，相关功能压板均投入，尽量模拟正常的运行状态。

2) 采用突然通入电流、加电压的方法来做整组试验。尽量不采用短接或其他短路接点的方法。

（十一）消弧线圈验收标准

1) 确知全部试验并合格。

2) 分头位置正确。

3) 油面、套管、呼吸器完好，接地线接触牢固。

4) 二次回路及仪表校验、整定、传动正确。

（十二）限流电抗器验收标准

1) 电抗器的支柱清洁、完整，无裂纹，边缘无损坏。

2) 电抗器线圈无变形，绝缘良好，线圈与水泥柱上螺栓间绝缘电阻应不低于 $1\text{M}\Omega$ 。

3) 各连接部分接触良好。

4) 支柱绝缘子接地良好；接地线不构成闭合环路；各螺栓拧紧。

5) 混凝土电抗器的风道清洁，无杂物。

6) 防潮油漆完整，电抗器周围无散落铁件（防止被电抗器

吸附)。

(十三) 电容器验收标准

- 1) 各项试验齐全并合格。
- 2) 支柱绝缘子、套管完整、清洁,无裂纹。
- 3) 外壳无鼓肚和渗油现象。
- 4) 电容器组的放电回路、保护回路以及监视回路完整。
- 5) 电容器组的接线正确,三相电容值平衡。
- 6) 接头接触良好,保护熔丝完好。

(十四) GIS 组合电器验收标准

- 1) 检查各气室的 SF₆ 气体压力及当时环境温度正常。
- 2) 无各种异常声音、如放电声、励磁声等。
- 3) 外壳、扶手端子等处温升正常,无过热变色,无异常气味。
- 4) 法兰、螺栓、接地导体的外部连接部分无生锈。
- 5) 操动机构联板、联杆无脱落下来的开口销、弹簧、挡圈等连接部件。

6) 压缩空气系统和油压系统中储气(油)罐、控制阀、管路系统密封良好,无漏油痕迹,油压和气压正常。

7) 结构无变形;油漆无脱落;气体压力表无生锈和损坏;SF₆ 气体管路和阀无变形;导线绝缘完好。

- 8) 动作计数器及指示状态和动作正常。
- 9) 合、分指示器及指示灯显示正确。
- 10) 开关分合闸和保护传动试验各种信号指示符合要求。
- 11) 接地引下线接地良好符合要求。

第四节 设备缺陷管理

一、设备缺陷处理要求

1) 危险缺陷:性质严重,情况危急,即将发生事故,必须立即处理的缺陷。危急缺陷处理时间不得超过 24h。

2) 严重缺陷:情况严重,有恶化发展的趋势,并对人身和

设备存在威胁，但不至于立即发生事故的缺陷。严重缺陷处理时间不得超过三天。

3) 一般缺陷：性质一般，情况较轻，对安全运行影响不太大，能坚持长期运行者，可列入检修计划处理。

4) 运行人员通过监视分析、巡视检查和验收中发现的缺陷，均应记录在设备缺陷记录本上，并明确注明缺陷类别，月底汇总上报。

5) 检修试验中发现的缺陷，如无法消除，值班人员应询问清楚，记录在事故缺陷记录本中，并向调度与车间汇报。

6) 站长应定期检查设备缺陷消除情况，对未消除的缺陷应督促有关单位尽快处理，并召开设备缺陷分析会，组织站内人员进行分析，制定对策，加强巡视检查工作。

7) 对于危急缺陷，值班人员应立即报告调度和车间，经整理汇总定性后，由车间向分厂和机动处汇报。危急缺陷得到处理以前，运行人员必须做到事故预想，属于供电局维护的设备应立即与供电局联系，采取防止事故的措施。

8) 对于严重缺陷，值班人员应及时汇报调度和车间，经整理汇总后传递到有关单位，有关单位应认真分析，并组织按期处理。

9) 对于一般缺陷，变电站在每个月月底前汇总报车间，车间整理传递到有关单位，列入检修计划，尽快安排处理。

10) 对已消除的设备缺陷，值班人员应及时在缺陷记录本上注销。运行人员为检修人员处理设备缺陷做好应做的各项工作，以确保人身和设备安全。

二、缺陷的分类

1) 一般缺陷：要求监视运行，注意缺陷发展情况，计划停电时处理。

2) 严重缺陷：要求立即采取临时方案，按计划停电处理。

3) 紧急缺陷：立即回报调度，联系停电处理。

三、缺陷处理流程图

缺陷处理流程见图 12-1。

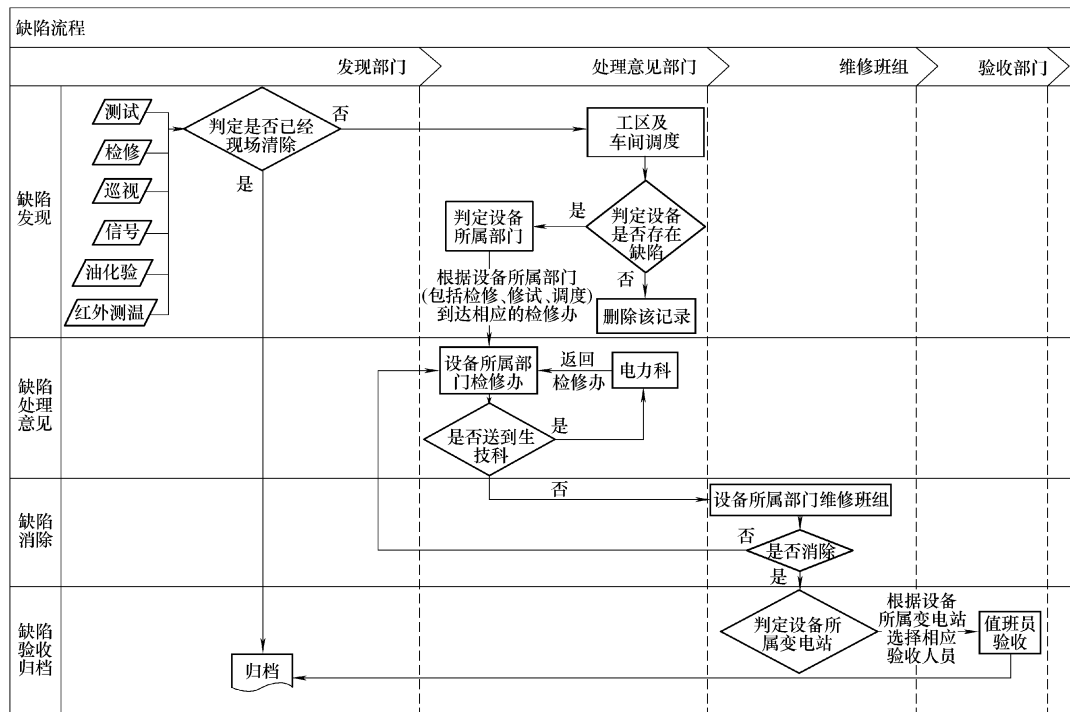


图 12-1 缺陷处理流程

第五节 变电站的运行与设备分析

一、变电站运行的要求

1. 系统运行的一般要求

- 1) 监视设备运行状况,使其安全、可靠地输、变、供电。
- 2) 监视调整各监测点电压,使其在合格范围内运行。
- 3) 进行正常的倒闸操作及设备异常、事故处理。
- 4) 拟制实施站用电运行方式,使其安全可靠运行。站用电包括交、直流两部分。

2. 系统运行对值班人员的基本要求

- 1) 熟悉本站一、二次设备性能规范、基本原理和运行方式。
- 2) 熟悉和执行安全工作规程、事故处理规程、有关设备运行规程、调度管理规程和本站运行规程。
- 3) 熟悉和严格遵守操作制度(操作票制度、监护制度、复诵制度、记录制度、统一调度术语)和值班制度。
- 4) 能按设备的技术规范监视设备的正常运行。
- 5) 能正确运用调压手段进行无功电压的调整。
- 6) 能正确进行倒闸操作,迅速准确地进行系统异常和事故处理。
- 7) 能正确对有关设备进行清扫维护。

二、日常工作

1) 实行 24h 监盘制度,在任何时间内,主控室必须有人监盘,并将监盘人姓名写在运行记录本上。

2) 监盘人负责主控室内各种表计及中央信号的监视工作,按时抄表记录,并将发现的问题及时汇报值长。抄表时间:10:00;14:00;20:00。

3) 值班人员根据月周期工作计划完成每天的计划工作,根据站长及上级领导的安排完成临时性工作。

4) 认真完成本班卫生清洁工作,填写有关记录和台账。

三、班前准备

(1) 提前到岗

1) 提前 30min 到岗, 穿戴齐全劳保用品。

2) 点名考勤。

3) 按分厂要求如实考勤。

(2) 打扫卫生 打扫室内、外及设备卫生, 做到地面清洁。

(3) 整理工具用具 仪器、仪表等按物品定置摆放要求摆放整齐。

四、班前、班后会

1) 交班班长介绍本班生产、设备运转及安全情况。

2) 接班班长布置当班生产任务和安全注意事项。

3) 接班班长布置上班或上级交代的临时任务。

五、交接班

1. 交班要求

1) 值班人员应按照公司规定的值班方式和站长安排的值班表, 进行交接班, 不得随意变更, 不准私自替班换班。

2) 在事故处理和进行操作时, 不得进行交接班, 待事故处理完毕或操作到一定阶段后, 再进行交接班。

3) 在交接班过程中, 若发生事故, 应立即停止交接班, 马上处理事故, 处理事故以交班人员为主, 接班人员协助。

4) 接班人员因故不能按时接班, 交班人员不准离开工作岗位。

5) 交班人员应在主控室内进行交接班, 必须做到“五清楚、五检查”, 接班人员通过全站检查并碰头无误后, 双方在记录本上签字, 交接班方可结束。

6) 交接做到以下方面:

交班人员必须在交班前详细填写本班内的各种记录, 搞好设备和室内外卫生。遇有操作应为下一班做好准备, 在站长主持下, 将下列情况向接班人员做好详细交代, 并陪同接班人员到现场进行检查:

① 设备运行方式、两票使用及操作情况；接班后将要进行的设备检修预试工作；运行异常和设备缺陷的发现及消除情况。

② 工作票和作业情况；工作中新发现的问题及工作结论。

③ 使用中的接地线、短路线的位置和编号。

④ 保护及自动装置的动作和变更情况。

⑤ 上级指示和命令的内容及执行情况。

⑥ 与调度有关的申请、联系和处理经过。

⑦ 本班内发生的事故、不安全情况和处理经过。

⑧ 工具仪表、备品、备件、钥匙、安全和消防用具、图样资料、上级文件等的使用与保管情况。

⑨ 本班内完成的工作和注意事项。

2. 接班要求

接班人员在值长的组织下阅读上班运行记录，认真听取交班人的介绍，并会同交班人员进行以下检查：

1) 检查模拟图板，核对系统运行方式，并对上班操作过的设备进行检查。

2) 检查通信和中央信号装置是否良好。

3) 检查直流系统运行情况，直流母线电压和蓄电池放电电流是否正常，充电机工作是否正常。

4) 检查负荷情况。

5) 检查设备外观和位置及表计指示。

6) 了解站内作业情况，到现场检查安全措施与工作票是否相符。

7) 查对缺陷的发现及消除情况以及异常运行情况。

8) 查阅保护定值及图样资料的变更情况，检查有关记录。

9) 检查工具、仪表、备品、钥匙、安全用具等是否齐全。

10) 检查环境卫生情况。

11) 接班后，值班负责人组织本班人员根据月、周重点工作计划及站长安排的当日工作、检修工作等，安排当日的工作或学习，并根据天气变化、设备运行情况等做好事故预想。

六、变电站运行分析制度

1. 运行分析工作的目的

为保证安全供电, 及时掌握供电设备运行状况和负荷情况, 找出薄弱环节, 采取有效措施, 确保安全经济运行。

2. 要求

1) 值班员每日统计各变电站(所)供电负荷、供电量情况。

2) 每周五前做好一周内电力负荷运行分析, 并在周会上汇报; 及时掌握系统的供电情况, 及时进行负荷监控以及方式调整, 最大限度地发挥供电设备的出力, 保证安全、可靠, 优质供电。

3) 变电站定期进行设备运行分析, 由班长会同值班员对全所供电设备、运行管理方面进行普查分析。

4) 建立设备运行分析簿, 对每次运行分析做好记录。

5) 各变电站每月随办公室进行一次综合检查, 并对运行情况进行分析。

6) 针对设备不良情况和运行管理的薄弱环节, 或设备在运行中发生异常时, 不定期地进行专题分析会。

7) 运行分析中的重大问题, 或需改进、完善的措施, 要及时向主管上级汇报。

3. 内容

1) 分析运行设备的异常现象。如设备电晕、放电现象、异常音响、温度异常指示、发热现象、油位油色异常、渗漏缺陷、设备绝缘情况异常、各种仪表信号指示情况异常、二次回路部分及各类继电器异常、熔丝熔断情况。分析设备检修检查、缺陷处理情况及设备验收和试运情况。

2) 分析运行方式、负荷情况、电压质量、无功设备运行情况、运行是否经济合理。侧重于对运行资料(重点是抄记表计数据)的分析, 例如月供电量、最高负荷、功率因数、负荷率, 有无过负荷现象, 负荷分配等, 以及主要出线回路的上述参数分析, 从而确定重点监视对象, 实现合理分配负荷, 以便控制设备

超负荷运行，并核实抄记表计的准确性，检查各种表格、运行技术资料是否正确齐全。

3) 分析安全措施、反事故技术措施、事故预想执行情况、季节性预防事故措施、不安全因素及控制预案执行情况；分析各种业务培训、技术学习、技术管理情况。

4) 分析一次接线方式运行的合理性、存在的问题和改进措施；正常运行方式和运行方式改变后继电保护及自动装置和直流系统的可靠性；继电保护装置、接线方式存在的问题。

5) 分析电压质量情况、存在的问题和改进措施。

6) 分析现场运行规程的执行情况和修改措施；各种资料记录的分析和应用；“两票”执行情况分析。分析全年雷电活动、避雷装置和接地装置的运行情况。

第十三章 变电站的技术管理 与两票工作

一、试验报告及其校阅审核制度

1) 试验报告应有被试的设备及项目、试验日期、试验处所、试验人员、试验时的天气、试验时的温度和湿度、试验的内容及结果、试验所使用的主要仪器仪表及设备、试验的结论及备注、试验报告的校阅人和审核人等。对外的试验报告应注明本试验所依据的规程、标准。

2) 试验报告应由计算机完成，采取双轨制管理；若人工填写，要字体工整、文笔清晰、不得涂改。

3) 试验报告应有严格的校阅和审阅制度，并在试验报告上签名，同一份试验报告可以签一个名；发出的实验报告必须盖有试验单位的试验专用章。

4) 试验报告的校阅由工作负责人担任，试验报告的审核权限为：110kV 及以上变电站设备由变电站管理部门或生产技术科专责人担任，35kV 及以下变电站由所在班组技术员或班长担任。

5) 预防性试验报告（含大修）一式两份，分别交变电站和班内收存；交接试验报告至少一式三份，除分别交变电站和所属变电站管理部门（专业班组）外，还需另加一份交生产技术科专责人，由生产技术科复查交档案室存档。

二、技术资料档案管理制度

1) 各有关单位及专业班组的技术资料、设备档案应按生产需要和有关要求备齐健全，应明确专人（一般为技术员）统一保管、登记注册、专柜存放，并制订有关管理细则。

2) 电气设备的台账、技术规范、试验报告、试验卡片以及

试验缺陷应由专人录入 MIS 系统。电气设备的台账、技术规范、试验报告、试验卡片以双轨制管理，预试报告保存六年，出厂试验报告、交接试验报告、大修试验报告长期保存，保存中注意字迹褪色丢失。

3) 设备档案应随设备的变迁及时更改、归档。

4) 试验卡片填写时，不得使用圆珠笔和铅笔，填写应正确、清晰，不得涂改。

5) 技术资料、设备档案应妥善保管，并有借阅登记本，办理借还手续；使用保管中防止虫蛀、防止丢失、防止损坏、防止火灾。

三、专业技术培训管理制度

1) 生产培训要以确保安全生产、提高经济效益为中心，以岗位培训为重点，突出操作技能和应变能力的训练。结合生产实际和专业特点制订切实可行的年、季培训计划。

2) 公司各有关科室、变电站管理部门和班组应配合专业考试、技术比赛，有计划地组织好全员培训，认真搞好考试、测评工作。

3) 坚持开展一月一期的技术问答活动和一年一次的规程考试，并不定期进行生产规程和生产知识的抽查考问，允许职工参加事故、缺陷分析，逐步提高每个专业人员的实际操作技能和技术理论水平。

4) 根据人员技术状况，有针对性地举办各种技术讲座，达到“三熟三能、应知应会”的标准，并在此基础上，提倡一工多艺、一专多能的训练。

5) 由于生产人员的过失发生事故时，应根据事故中暴露出的人员技术素质和执行规程制度等方面的问题，对过失人进行一事一训的跟踪培训，从中吸取经验教训。

6) 安排专业人员外出学习或参加专业性会议，外出学习人员归来后，要将学习内容进行汇报讲解并结合学习内容提出解决本专业类似问题的办法。

7) 要积极支持和鼓励职工进行经验交流, 参加学术讨论, 撰写技术稿件, 互通信息, 学习新技术, 不断提高业务技术水平。

四、变电站倒闸操作票流程

(一) 明确设备调度权限

1. 明确调度范围划分

调度范围划分为 4 级:

- 1) 省调度许可设备。
- 2) 市调度管辖设备。
- 3) 公司电力调度管辖设备。
- 4) 站内管辖设备。

2. 计划工作的停、送电联系办法

1) 凡省调度许可及市调度管辖的设备, 应由车间及生产组提前通知站内人员, 再由站内有权联系人在此计划工作前两个工作日的上午十点以前, 向市调度提出停电申请。停电申请应讲清计划工作的停、送电时间, 讲清停电原因及工作内容, 然后按市调度批准的时间执行。若计划工作取消, 则应在计划工作开始前向市调度提出撤销申请, 并讲清理由。若当天检修工作未能按调度批准的计划工作时间完成, 则应在批准时间到达之前向市调度提出延期申请, 讲清延期理由及延期到何时, 在得到市调度批准后再工作。

2) 凡电力调度管辖的设备, 则应提前(最迟提前一天)将停电通知送达站内, 以便站内及时做好停电准备工作。若计划工作取消, 则应及时通知站内值班员。

3) 事故处理的停、送电联系办法。事故状态下的停、送电联系, 应按调度范围划分及时与当值调度员保持随时联系, 并按其命令进行操作。

(二) 操作票执行流程

倒闸操作票执行流程见图 13-1。

(三) 接令

1) 须明了本站设备的调度划分, 凡属调度管辖的设备的倒闸操作, 必须根据相应的值班调度员的命令, 受令人复诵无误后执行。发布命令应准确、清晰, 使用正规操作术语和设备双重名称 (设备名称和编号)。发令人使用电话发布命令前, 应先和受令人互报姓名。值班调度员发布命令的全过程 (包括受令人复诵命令) 和听取命令的报告时, 都要录音并做好记录 (把调度命令逐条记录在调度命令记录本上, 以便复诵和核对)。记录内容包括下令时间、命令内容、发令人与受令人姓名、回令时间及汇报于何人。

2) 受令人由站内当值有权联系人担任。系统检修时, 必须由站长负责接令 (特殊情况下, 可由站长指定一名有权联系人接令)。受令人必须始终为一人, 以便掌握整个操作过程的连续性和持续性情况。受令人接受调度命令后, 当值班员应根据调度命令及当时的运行方式填写操作票 (操作票的填写可参考连轧变电站倒闸操作票样本)。操作票填写完毕后, 应由当值班长根据调度命令进行审核 (重大操作再由站长审核), 审核无误后, 双方在操作人及监护人处签名, 开始操作。签名必须本人签, 不得代签。

3) 站内进行系统设备检修时, 由站长根据厂及车间下发的检修工作计划进行安排。安排各班提前两天将操作票全部写好, 以便站长、车间及厂部的技术人员和主管领导审阅 (操作票填写应根据检修计划和检修工作执行当天的系统运行方式填写)。审

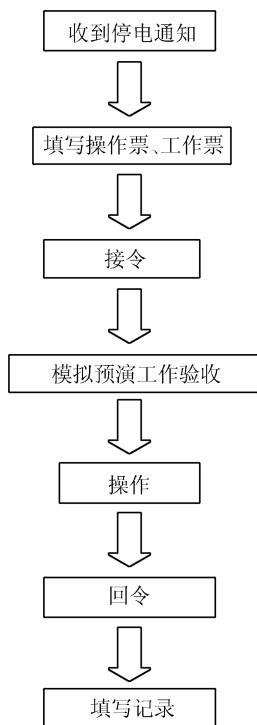


图 13-1 倒闸操作票执行流程

阅后的操作票由站长（或技术员）统一保存。检修工作的前一天夜班的值班有权联系人应与市当值调度员进行联系，将第二天的检修工作内容和提前填写的操作票填写情况向其说明，尽可能使其第二天操作时所下命令与所填操作票内容相符，以便节省操作时间。检修工作开始后，由站长（或站长指定专人）按调度命令统一发操作票。操作人和监护人接到操作票后应仔细检查操作票内容与当时站内的运行方式和调度命令是否相符，无误后双方在操作人和监护人处签名，开始操作。

（四）填票

1) 电气及其附属系统的倒闸操作，在正常情况下，均必须填写操作票。执行操作票的监护人和操作人必须明了操作的任务和目的。操作由两人进行，监护人监护，操作人操作。操作前，应当考虑到可能发生的意外和后果，要做好一切思想准备和针对性安全措施。

2) 操作票用钢笔或圆珠笔填写，票面应清楚整洁，不得任意涂改；遇有笔误错字时，可在错字上水平平行地画两横线，表示作废后，继续填写，但每天操作票最多不得有两处以上改正，每处改正最多不得超过 5 个字符（包括数字），否则应作废，重新填写。其中重要的文字，如核心操作术语（拉开或合上等）、线路名称或者编号不得涂改。

3) 每张操作票只能填写一个操作任务；操作票应按规定的术语填写；填写操作任务应使用双重编号，操作项目可只写调度编号。填写操作票必须在操作前完成，严禁使用代用操作票进行操作，然后再誊写操作票。

4) 操作票应统一编号，顺序使用。当一张操作票不能满足操作任务时，可用第二张接续使用，但应在本页操作人后注明“下接×××号”，于后页操作任务中注明“上接×××号”字样。操作项目的填写，原则上每项操作步骤，占用一行。若票面上还有未填写内行的空行，则应在最后一个操作项目下面一行内加盖“以下空白”章。

5) 停电操作时必须按照断路器(开关)——负荷侧隔离开关(刀开关)——母线侧隔离开关(刀开关)的顺序依次操作;送电时与上述顺序相反进行。严禁带负荷拉刀开关。

6) 下列项目应填入操作票内:应拉、合的开关和刀开关,检查开关的位置,检查接地线是否拆除,检查负荷分配,装拆接地线,安装或拆除控制回路或电压互感器回路的熔断器,切换保护回路和检验是否确无电压负荷等。

操作票应填写设备的双重名称,即设备名称和编号。

7) 下列各项工作可不用操作票:事故处理;拉、合断路器的单一操作;拉开接地刀开关或拆除全站仅有一组接地线。

上述操作均应记入运行记录本内。

8) 操作票的废票、未执行票,不得丢弃。

9) 操作票必须连号使用,不得缺少。

(五) 模拟

1) 使用操作票进行操作,由核对模拟图板时关作为操作开始时间,填入操作票内开始时间处;到完成所有操作项目,并对全部项目进行复查无误时,作为终了时间,填入操作票内终了时间处,操作结束。

2) 倒闸操作执行唱票、复诵制。首先对模拟板进行模拟操作,由监护人唱票,操作人复诵无误,监护人下“对,执行”令后模拟操作,每操作一项,在其后面空格内用蓝色铅笔画“√”记号,全部执行完毕后,应检查模拟图上各开关(刀开关)与保护的位置,无误后方可进行实际设备操作。模拟图上没有标志的操作项目,可由监护人宣读操作内容,操作人复诵代替。对设备进行实际操作时,仍应执行唱票、复诵制,每完成一个操作步骤,并证实被操作的设备动作可靠后,在操作票该项内容左侧空格内用红色铅笔画“√”记号,然后才能进行下一步操作。

(六) 操作

1. 操作要点

1) 使用操作票进行操作,必须按顺序逐项执行,不允许间

断执行所列操作项目；遇有必须越项，才能符合操作要求时，应按终止操作处理，剩余必须执行的操作项目，须重新填写操作票。

2) 操作中听到调度电话，应立即停止操作，接听电话，弄清情况后再继续操作。

3) 操作中遇有事故或异常情况应停止操作，如因事故、异常情况影响原有操作任务时，应向调度汇报，根据调度令修改或重新填写操作票。

4) 为了配合上下级变电站、配电室的倒闸操作，仅仅是合上或拉开一组母联开关的操作，根据调度命令，做好记录，可以不用操作票；但若是属于本站内开关设备的倒闸操作，需要并列母联且作为整个操作工作的一个环节时，则必须填写操作票，以免出现疏漏，酿成事故。

2. 操作注意事项

1) 系统发生接地时，严禁拉、合消弧线圈。

2) 操作中遇有验电挂接地线时，应按下述要求进行。

① 高压验电必须戴绝缘手套；验电时应使用相应电压等级的专用验电器；验电前，应先在有电设备上进行试验，确证验电器良好，然后在检修设备进出线两侧各相分别验电。

② 当验明设备确无电压后，应立即将检修设备接地并三相短路。本站使用接地刀开关和接地线两种。

③ 装设接地线必须由两人进行；必须先接接地端，后接导体端，且必须接触良好。拆接地线的顺序与此相反；装、拆接地线均应使用绝缘棒和戴绝缘手套。

④ 接地线应用多股软铜线，其截面应符合短路电流的要求，但不得小于 25mm^2 。接地线在每次装设以前应经过详细检查。损坏的接地线应及时修理或更换。禁止使用不符合规定的导线作接地或短路之用。接地线必须使用专用的线夹固定在导体上，严禁用缠绕的方法进行接地或短路。

⑤ 每组接地线均应编号，并存放在固定地点，存放位置亦

应编号，接地线号码与存放位置号码必须一致；使用时，应将接地线号码在操作票和模拟图上标明，必须与实际安装位置号码相同，使用后再放回原处。

3) 当操作票全部内容执行完毕，检查无误后，当值有权联系人应立即向调度回令，并在调度命令记录本上注明回令时间和向何人回令。

4) 重大操作必须有站长或车间技术人员监护才能操作。重大运行方式操作完成后，必须现场监视设备运行情况。

5) 票执行完毕后，应在操作票右上角终了时间处加盖“已执行”章，并妥善保存；未执行和作废的操作票应加盖“未执行”或“作废”章。以上操作票均应妥善保存一年。

(七) 回令

1) 以上的各项倒闸操作，凡属市调度命令的操作任务，执行前必须报厂电力调度备案，执行后要及时汇报厂电力调度，以便厂电力调度及时掌握系统设备状态。

2) 必须明了本站设备的调度划分，凡属调度管辖的设备倒闸操作，必须根据相应值班调度员的命令回令，回复命令应准确、清晰、使用正规操作术语和设备双重名称（即设备名称和编号）。回令人使用电话回令前，应先和受话人（发令人）互报姓名，都要录音并做好记录（记录在调度命令记录本上和运行记录本上），以便复诵和核对。记录内容包括回令时间、汇报于何人、操作票号、任务等。

(八) 操作票考核奖励制度

为使操作票管理更加标准化和规范化、减少人为责任、确保不发生人身及设备事故、严肃工作票执行纪律，特制定工作考核奖励制度。

1. 奖励

将从月奖中提取一部分奖金作为工作票的奖励资金，奖励标准如下：每张操作票每份奖励 n 元，操作票执行合格率（月）（按公司标准）低于 100% 时不进行奖励。

2. 审查

1) 各班组每月自行对上月执行的操作票进行汇总, 交技术包保人审查, 将操作票执行情况上报申请奖励, 将依据以上奖励办法, 给予奖励。

2) 将不定期对操作票进行审查。

3. 不合格操作票的判定

1) 操作票保存不齐全、有破损。

2) 每页操作票涂改超过两处。

3) 操作步骤未画模拟钩和执行钩。

4) 操作票中应拆装地线编号或绝缘套筒未标明。

5) 操作票空白处没有盖“以下空白”。

6) 一张操作票超过一个任务。

7) 操作任务填写不明确或设备名称、编号不完善。

8) 不是用钢笔或圆珠笔填写、字迹潦草或票面模糊不清。

9) 操作项目漏项。

10) 操作顺序有错误。

11) 应装(拆)的接地线不写编号。

12) 装设地线没有写明验电。

13) 操作完的项目漏作“√”记号。

14) 各签名人员不符合要求, 没有签名或没有签全名, 或代人签名。

15) 没有编号、没有填写操作开始时间和终了时间。

16) 没有盖“已执行”、“未执行”、“作废”章。

17) 操作票上留下的空白处没有盖“以下空白”章。

18) 同一任务的二张及以上的操作票, 没有在下页操作任务栏中记明“接×××号”字样。

19) 未执行的和中止执行的没有注明原因, 没有在中止执行的操作项左侧空格内画“×”记号。

20) 替别人签名, 双方均考核。

4. 统计

- 1) 操作票统计按月为单位。
- 2) $\text{合格率} = [(\text{执行份数} - \text{不合格份数}) / \text{执行份数}] \times 100\%$

五、变电站工作票办理流程

变电站工作票办理流程见图 13-2。

1. 收票、审票

1) 工作票签发人是具有相关工作经验的生产领导人、技术人员担任。不在可签发人名单范围内的人员，需有公司主管签字的书面确认。

2) 工作票负责人应对工作较为熟悉且具备能力承担责任。不在工作票负责人名单范围内的人员，需有公司主管签字的书面确认。工作许可人由主值班员以上担任。

3) 土建、给排水、消防等，除去电气设备部分，可以由施工单位负责人担任工作票负责人。重要土建等其他施工有可能影响运行设备安全时，由公司主管确认担任人。

4) 收到计划外工作票时，要请示车间领导或者相关人员。并得到许可。站内应具备有权签发工作票人员和相关单位工作负责人名单。

5) 变电站值班人员接到工作票后，应审核工作票签发人、工作负责人是否符合要求，若不符，则退还工作票。应根据工作内容、停电范围，认真审核工作票上所列安全措施是否正确完备，是否符合现场条件；工作现场布置的安全措施是否完善；工作现场布置的安全措施是否能做到；负责检查停电设备有无突然来电的危险。对工作票中所列内容即使发生很小疑问，也必须向工作票签发人询问清楚，必要时应要求作详细补充；然后按核实

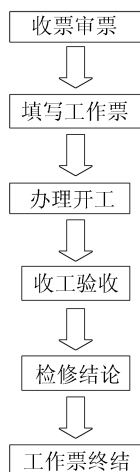


图 13-2 变电站工作票办理流程

的现场情况在“已拉开开关（和刀开关）”、“已装接地线”、“已挂标示牌和装设遮拦”和“补充安全措施”栏内签字。在收到工作票栏签名，并记录在运行记录本上。

2. 填写工作票

1) 填票要求：填写字迹工整、清楚，不得任意涂改；若有个别字体需更改时，在写错的字体上画两横线注销，紧接在后面继续填写；不得在旁边或上、下方加填字迹。每张工作票按上述方法改写不得超过三处，或一处改正不得超过十个字符（包括数字），否则应作废。注意关键字，例如设备双重编号不能涂改。

2) 安全措施的位置和地线编号应该标明明确，不得有误。

3) 工作票面上只允许使用“已执行”或“作废”章，其他内容均由有关人员填写，不得使用其他戳记代替文字。盖章位置：公司工作票：值班负责人处，不得跨过横线；供电局新版工作票：值班负责人处，不得跨过横线；或者按照供电局要求执行。

4) 填写不漏项，“已执行”或“作废”章齐全，每月进行自查。

5) 保证工作票字迹清晰，“应拉断路器、隔离开关”、“应装接地线”、“应合接地刀开关”、“应设遮栏”、“应挂的标示牌及防止二次回路误碰等措施”、“工作地点保留带电部分或注意事项”和“补充工作地点保留带电部分和安全措施”栏内填写无原则性错误。

6) 工作票填写前应事先编号，顺序使用。将工作票作废时，应在备注栏写明原因，并加盖“作废”章。

7) 工作票的工作负责人、工作人员、工作任务、计划工作时间的填写要求：“工作负责人”栏填写施工班组负责人姓名，若多班组共用一张工作票，则填写总负责人姓名。“工作班组”栏填写使用该票的所有班组名称；“工作人员”栏填写工作班组主要人员姓名，不必填写所有人员，多班组共用一张工作票，此栏只填写各班组负责人姓名，但共计人数应包括本票工作范围内的所有人员；“工作任务”栏内应写清具体工作地点和相应的工

作内容，多处工作也应逐项写清。

8) 安全措施填写要求：填写因工作需要而应拉开的所有断路器（开关）和隔离开关（刀开关），包括填写前已经拉开的断路器（开关）和隔离开关（刀开关）；填写因工作需要验电、装接的所有临时地线的地点，或需要合上的接地刀开关；填写因工作需要所装设的临时围栏、围网、布幔及所悬挂的各种标示牌，注明装设和悬挂的具体地点或设备编号；填写工作地点四面和上、下方临近的带电部分，施工设备的同一电气连接部分断开后的带电部位也应填入；根据现场条件填写对施工人员的特殊安全要求。

3. 办理开工

1) 办理开工手续时，应该请示设备对口调度并得到其允许后才能办理开工手续。记录在运行日志上。

2) 值班员在完成施工现场的安全措施后，要求指明工作现场上、下、左、右、前、后方位全部交代工作现场安全措施。

3) 值班员还应会同工作负责人到现场再次检查所做的安全措施，证明检修设备确实无电压；对工作负责人指明带电设备的位置和注意事项；然后和工作负责人在工作票上分别签名，并注明开工时间。完成上述许可手续后，工作班方可开始工作。

4) 办理开工手续后，值班人员和工作负责人双方无疑问后，每人各执一张工作票；在运行记录本上记录开工时间、工作内容、工作负责人、班组、工作时间、票号等。工作负责人、工作许可人任何一方不得擅自变更安全措施；值班人员不得变更有关检修设备的运行接线方式；工作中如有特殊情况需要变更时，应事先取得对方的同意。值班员如发现工作人员违反安全规程或任何危及工作人员安全的情况，应向工作负责人提出改正意见，必要时可暂时停止工作，并立即报告上级。

5) 操作票执行完毕回令后，应根据工作票的要求马上布置安全措施，悬挂标志牌，装设遮拦和悬挂安全围网等，二次设备应在检修设备两侧运行设备上挂“运行”红布；当安全措施全部

布置完毕，应向调度申请开工，调度下开工令后，值班员才能办理许可开工手续。

4. 收工验收

1) 每日收工，工作班人员应清扫工作地点，开放已封闭的通道；工作票许可人将工作票交回值班员，双方签字并注明收工时间。次日复工时，应得值班员许可，取回工作票，工作负责人必须事前重新认真检查安全措施是否符合工作票的要求后，方可工作。若无工作负责人或监护人带领，工作人员不得进入工作地点。

2) 在未办理工作票终结手续以前，值班员不准将施工设备合闸送电；在工作间断期间，若有紧急需要，值班员可在工作票未交回的情况下合闸送电，但应先将工作班人员已经离开工作地点的确切根据通知工作负责人，在得到其可以送电的答复后方可执行；此时应采取下列措施：拆除临时遮拦、接地线和标示牌，恢复常设遮拦，换挂“止步、高压危险！”的标示牌；必须在所有通路派专人守候，以便告诉工作人员“设备已经合闸送电，不得继续工作”；守候人员在工作票未交回以前，不得离开守候地点。

3) 检修工作结束以前，若需将设备试加工作电压，可按下列条件进行：全体工作人员撤离工作地点；将该系统的所有工作票收回，拆除临时遮拦、接地线和标示牌，恢复常设遮拦；在工作负责人和值班员进行全面检查无误后，由值班员进行加压试验；工作班若需继续工作，应重新履行工作许可手续。

4) 全部工作完毕后，工作班应清扫、整理现场。工作负责人应先周密地检查，待全体工作人员撤离工作地点后，再向值班人员讲清所修项目、发现的问题、试验结果和存在问题等，并与值班人员共同检查设备状况、有无遗留物件、现场是否清洁等；然后由工作负责人在检修工作记录本或保护试验记录本上作相应记录，并认可检修试验设备可以送电；工作负责人和工作许可人双方在记录本上签字，然后在工作票上填明工作终结时间，经双

方签字后，工作票方告终结。工作票终结后，由值班员在工作票右下角双方签名处加盖“已执行”章，然后保存，并记录在运行记录本上。

5) 检修工作结束后，值班人员对检修后的设备进行现场验收：

① 对刀开关试拉、合 3 次，确认机械部分传动无卡涩，电动部分运转正常无异响；三相分、合闸同期性符合规定。

② 对开关试跳、合三次，并做保护传动试验（包括所设所有保护）。值班员对试验中所发的各种声光信号及继电器动作情况进行监视，观察其动作是否正确；对变压器本体进行检查，气体继电器内应无气体；对变压器保护跳合闸试验时，应重点检查变压器保护试验动作时跳开运行母联断路器出口连接片相（压板）是否已断开，其他与开关相同。

③ 母线检修结束后（尤其是站内的封闭母线），对母线的相间及相对地应摇测绝缘，绝缘合格后方可送电。

④ 确认保护试验信号动作正确，压板投入正确，装置工作正常；电缆接引良好；电缆室防鼠设施恢复良好；设备测温蜡片没有脱落（脱落补齐）；红外测温工作探头正常，对准测温位置，测温接线不脱落松动；电度表计量正常、不缺相；开关柜电缆室、开关室、继电器室清扫干净无灰尘；继电器室端子无脱落，无打火现象；开关小车清扫干净、真空泡及瓷瓶无裂纹；电容器、电抗器、所变压器清扫干净、不渗漏油；工作现场无有遗留工具、破布、试验用熔丝等，工作现场干净、清洁。

6) 现场检查无问题后，变压器应由变压器专责技术人员、电缆应由电力科专责技术人员、开关应由开关专责技术人员签字确认后方可办理工作票终结手续。

7) 工作票办理终结后，向设备对口调度负责人汇报工作竣工，并记录在运行记录本上；当同一系统的检修工作全部结束、各种记录填写完毕、所有工作票全部收回并办理终结手续后，应立即向调度报竣工，申请送电（报竣工内容应为：××设备检修

完毕，保护试验合格，可以送电）。待调度下令送电后，再填写操作票送电。

8) 只有在同一停电系统的所有工作票结束、并拆除所有接地线和临时遮拦及标示牌、恢复常设遮拦、得到值班调度员的许可命令后，方可合闸送电。

9) 到工作票或办理开工及终结手续必须由值班员签字，工作票与值班日志、检修试验记录必须一一相符。已办理终结的工作票，保存一年。

5. 检修结论

1) 电力、供电局一次设备检修维护负责人必须在检修试验记录本（二次设备填写在继电保护工作记录本）上填写设备检修项目、试验内容、试验结论（可以运行或不可以运行）、运行后运行事项等；填写必须注明清楚完整。

2) 工作负责人、工作许可人必须双方签名，有第三方必须签字认可的设备，如连轧站变压器等其他设备，也要经第三方确认。

3) 检修设备不得采用含糊的用语，检修设备必须全部包括。

4) 检修日期准确，检修内容记录完整、准确。

5) 检修工作负责人和验收人员在现场验收后再签字确认。

6. 其他

1) 故障抢修工作可不用工作票，但应记入工作记录簿内，在开始工作前必须按保证安全的技术措施规定做好安全措施，并应指定专人负责监护。

2) 线路、用户检修班或基建施工单位在发电厂、变电站或配电室进行工作时，必须由所在单位（发电厂、变电站、配电室）签发工作票并履行工作许可手续。

7. 统计考核

操作票统计按月为单位统计考核。

第五篇 企业内部电网的 运行与调度

第十四章 企业内部电网的运行知识

第一节 企业电力系统的无功管理和 电压调整

电力系统需要消耗无功功率，必须保证电力系统无功功率的基本平衡，其基本要求是电力系统的无功电源可能发出的无功功率，应该大于或至少等于负荷所需的无功功率和网络中的无功损耗。为了保证运行的可靠性和适应无功负荷的增长，系统还必须配置一定数量的无功备用容量。在电力系统改造过程中，必须考虑系统长期发展规划中所需的备用容量，充分发挥无功优化系统作用，提高电网经济运行水平。电力系统运行时，不仅消耗有功功率，也要消耗必要的无功功率。而有功功率源只有发电机，所以有功功率必须从电网远距离传输到负荷端，但是无功功率源除发电机外还可以通过无功补偿装置获得，因此应该在配电网中科学合理地配置无功补偿装置，来“就地、就近”提供负荷所需的无功功率，就可以减少电网中流通的无功功率，从而达到降低电网有功功率损耗和电压损耗的目的。

目前许多地区电网无功补偿配置不尽合理，存在数量不足、配置地点不合理、装置陈旧等状况，需要通过科学的无功规划来合理配置无功补偿装置，只有满足了电网对无功功率的数量和质

量的需求,才能保证电网的安全经济运行。现有配电网常规无功补偿装置有:容器静止补偿、基于晶闸管技术(SR、SVC、AS-VG)的新型无功补偿等设备。另外,为实现电网的经济运行,应该科学安排各大用户的用电时段,避免用电高峰造成的功率损耗大和电压水平低;根据负荷的实际容量需要,科学配置变压器的容量和台数,减少不必要的变压器空载或低载损耗。

各类用电设备都是按照额定电压来设计制造的,这些设备在额定电压下运行时能取得最佳效果,电压过大地偏离额定值,将对用户产生不良的影响。对电力系统而言,电压降低会使电网的电能损耗加大,电压过低时还会危及电力系统运行的稳定性,而电压过高则会影响设备的绝缘。因此,保证用户的电压接近额定值是电力系统运行调整的基本任务之一。电力系统运行中,由于用户负荷及运行方式的改变,电网的电压损耗也将发生变化,要严格保证所有用户在任何时候都在额定电压下运行是不现实的。实际上大多数用电设备在规定的电压偏移下运行仍能保持良好的技术性能。

目前,供电系统规定的各类用户电压允许偏移范围不尽相同,一般企业供电电压偏移为:

- 1) 110kV 及 220kV 0~10%。
- 2) 6~35kV 0~7%。
- 3) 低压负荷 380 ~420V。

随着电力系统不断发展,要使供电网络中各处负荷的电压偏移负荷达到上述要求,必须采取各种调压措施。当然,电力系统调压的目的是保证系统中各负荷点的电压在允许的偏移范围内。但是由于负荷点数目众多又很分散,不可能也没有必要对每一个负荷点的电压都进行监控。实际运行过程中主要是保证电力系统枢纽点的电压偏差在规定范围内。所谓枢纽点,一般是指大量负荷集中供电的母线等。根据运行经验,电压调整要综合考虑各种因素,采取最合理的方法,千万不能为了满足一处负荷的电压需要而影响其他负荷的电压要求。例如:一台三卷变压器,高压侧

和中压侧电压合理，而低压侧电压不合理，应该通过投入退出电容器等无功补偿设备来调整电压；而中压侧和低压侧电压均同时偏高或偏低，则应该通过调整主变压器分接开关来调整电压。

为保证中枢点的电压变动不超过规定范围，在无功平衡的前提下，可以用以下几种调压方法：

- 1) 通过变更发电机的励磁电流改变发电机端电压来调压。
- 2) 通过调整变压器分接开关来调压。
- 3) 通过改变电力网的无功功率分布来调压。
- 4) 按照允许电压损耗来选择导线截面，保证电压稳定。

总之，电力系统的无功管理与电压调整其实是一体的，无功负荷的合理分布是电压调整的重要手段。为保证电力系统的稳定经济运行，必须运用科学有效的手段保证电压稳定及无功负荷的合理配置。

第二节 电力系统的故障录波技术

一、概述

随着电力系统的发展，故障录波技术得到了越来越广泛的应用。故障录波技术用于电力系统，可在系统发生故障时，自动地、准确地记录故障前后过程的各种电气量的变化情况。通过对这些电气量的分析、比较，有助于分析处理事故、判断保护是否正确动作、提高电力系统安全运行水平。电力系统故障录波装置是对电力系统运行状况进行监控的一种自动化设备，系统正常运行时，录波装置不启动录波，当系统发生故障时，通过启动装置迅速启动录波器录波，直接记录反映故障装置安装处系统故障的电气量。《电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程》(DL/T623—1997)规定：“与故障元件连接最近的录波装置必须进行统计评价”；录波完好标准是：“故障录波记录时间与故障时间吻合，数据准确，波形清晰完整，标记正确，开关量清楚，与故障过程相符，上报及时，可作为故障分析的依据。”

录波的主要作用包括以下部分：

- 1) 正确分析事故原因，研究防止对策。
- 2) 帮助寻找故障点，为迅速排除故障提供依据。
- 3) 正确评价继电保护和自动装置工作。
- 4) 发现一次设备及保护装置的缺陷，及时处理，避免更大事故的发生。

一般认为，故障录波装置是变电站自动化控制系统的重要组成部分。目前，我国大多数变电站的自动化控制系统仍采用就地监控、继电保护、故障录波、常规运动等各自独立的子系统。在系统组态方式上，仍采用集中组屏，并把控制系统放在控制室。随着电力系统自动化技术光纤化、网络化的发展趋势，电力系统故障录波装置的设计已经走向开放、互联和分散的结构模式。

二、专用微型故障录波测距装置的基本配置

1. 硬件部分

1) 辅助变换器，用于变换电流、电压等模拟量，以适应单片微机的 A/D 转换需要。

2) 前置机部分，用于数据采集系统和判启动，将故障信息快速及时传到后台机。

3) 后台机部分，主要用于数据处理及管理。

故障录波器的硬件部分主要面对的问题是应用新材料、新技术，不断提高装置的抗干扰能力及采样速度。后台处理机接收数据采集单元送来的故障录波数据、信息，通过数据处理与管理，完成故障测距计算，给出各种统计数据表格，绘图打印输出。输出的信息可以在显示器上显示，也可通过后台机传送至调度端。

2. 软件部分

故障录波装置软件的主要功能：

- 1) 完成数据采集任务。
- 2) 完成判启动任务。
- 3) 及时将数据传送至人机接口插件再送至后台机。
3. 启动方式

启动方式分内部启动和外部启动两大类。

1) 内部启动就是各 CPU 软件根据自启动判据超定值启动。

2) 外启动为开关量启动, 包括继电保护的跳闸动作信号启动和调度端的命令启动。

三、自启动判据

1) 突变量启动判据有 ΔU_A 、 ΔU_B 、 ΔU_C 、 ΔU_L 、 ΔU_0 、 ΔI_A 、 ΔI_B 、 ΔI_C 、 ΔI_0 九种。其含义是相邻两个周波有效值之差的绝对值等于或大于突变量的定值则启动。突变量启动实质是故障分量启动, 是一种灵敏的启动方式。

2) 主变中性点零序电流 $3I_0$ 。在大接地电流系统中, 大多数故障为单相接地故障。采用主变中性点零序电流启动录波装置既灵敏度高, 也满足可靠性要求。

3) 正序、负序、零序电压启动。

精确可靠的故障录波装置, 对于运行维护人员、调度指挥人员是十分必要的。它可以帮助准确迅速判断电力系统故障性质, 采取正确有效的措施处理事故, 有效降低电力系统事故造成的损失, 保证电力系统的安全稳定运行。相关电力系统运行经验表明, 电力系统中发生突发事件时, 如果不能迅速查明故障原因, 将直接影响恢复供电的时间。随着系统规模的不断扩大, 仅靠运行维护人员查找, 不能快速找到故障点。而且, 部分用户为了逃避相关部门的考核, 可能发生事故瞒报情况, 给故障查找带来更大的困难。所以, 灵敏可靠的录波装置提供的准确录波数据就可以帮助迅速判断故障性质、大致的故障点, 可以极大缩短故障查找及处理时间。

第三节 电力系统的继电保护技术

电力系统的继电保护是一门综合性的科学, 需要理论与实践并重。现代电力系统是一个由电能产生、输送、分配和用电环节组成的大系统。继电保护是保证电力系统安全运行、提高经济效

益的必然手段。任何用电设备接入系统，必须有相应的继电保护装置来保证其发生故障时，迅速切除故障点。电力系统的飞速发展对电力系统的继电保护不断提出新的要求。近年来，电子技术及计算机通信技术的飞速发展，为继电保护技术的发展注入了新的活力。如何正确应用继电保护技术来遏制电气故障，提高电力系统的运行效率及运行质量，已成为迫切需要解决的技术问题。

一、继电保护装置的作用

继电保护装置是当电力系统中的电力元、器件或电力系统本身发生了故障危及电力系统安全运行时，能够向运行值班人员及时发出警告信号，或者直接向所控制的断路器发出跳闸命令，以终止这些事件的发展。

其基本任务有以下两个方面：

1) 当被保护的电力系统元器件发生故障时，应该由该元器件的继电保护装置迅速准确地给离故障元器件最近的断路器发出跳闸命令，使故障元器件及时从电力系统中断开，最大限度地减少对电力系统元器件本身的损坏，降低对电力系统安全供电的影响，并满足电力系统的某些特定要求。

2) 反映电气设备的不正常工作情况，并根据不正常工作情况和设备运行维护条件的不同发出信号，以便值班人员进行处理。

二、电力系统对继电保护配置的基本要求

1) 继电保护的可靠性。可靠性是指保护动作可靠。可靠性是对继电保护装置性能的最根本要求。继电保护的可靠性保证主要是使用配置合理、质量和性能优良的继电保护装置；正常的运行维护和管理。任何电力设备（线路、母线、变压器等）都不允许在无继电保护的状态下运行。

2) 继电保护的选择性。选择性是指首先由故障设备或线路本身的保护切除故障，当故障设备或线路本身的保护或断路器拒动时，才允许由相邻设备保护、线路保护或断路器失灵保护切除故障。为保证对相邻设备和线路有配合要求的保护和同一保护内

有配合要求的两元、器件（如启动与跳闸元、器件或闭锁与动作元、器件）的选择性，其灵敏系数及动作时间，在一般情况下应相互配合。

3) 继电保护的灵敏性。灵敏性是指在设备或线路的被保护范围内发生金属性短路时，保护装置应具有必要的灵敏系数。各类保护的最小灵敏系数在规程中有具体规定。选择性和灵敏性的要求，通过继电保护的整定实现。

4) 继电保护的速动性。速动性是指保护装置应尽快地切除短路故障。其目的是提高系统稳定性，减轻故障设备和线路的损坏程度，缩小故障波及范围，提高自动重合闸和备用电源或备用设备自动投入的效果等。

三、继电保护应用中应注意的问题

微机保护在电力系统的普及率已相当高，其可靠性、灵敏度高等优点不言而喻。总的说来微型机保护是继电保护的发展趋势，随着科技的不断发展，最终将取代其他类型的保护。就微机保护的特殊性而言，还有一些现场问题值得注意，这就是要采用有针对性的技术措施把微机保护的误动作限制在最小范围以内。

采取的措施主要包括：

1. 认真检验继电保护装置

在继电保护装置检验过程中，必须注意将整组试验和电流回路升流试验放在本次检验最后进行，这两项工作完成后，严禁再拔插件、改定值、改定值区、改二次回路接线等工作。

2. 定值区问题

微机保护的一个优点是可以有多个定值区，这极大方便了在电网运行方式变化情况下的定值更改问题。现在必须注意的是定值区的错误对继电保护工作来说是一大忌，必须采用严格的管理和相应的技术手段来确保定值区的正确性。措施是，在修改完定值后，必须打印定值单及定值区号，注意日期、变电站、修改人员及设备名称，并重点在继电保护工作记录中注明定值编号。

3. 注重一般性检查

不论何种保护，一般性检查都是非常重要的，但是在现场却是容易被忽略的项目，至少是没有认真去做。

一般性检查大致包括以下几个方面：

1) 检查清洁、连接件（是否紧固）、焊接点（是否虚焊）、机械特性等。

2) 应该将装置所有的插件拔下来检查一遍，将所有的芯片按紧。

3) 在检查中，也必须将各元器件、保护屏、控制屏、端子箱的螺钉紧固作为一项重要工作来落实。

4) 继电保护工作中接地问题是非常突出的。首先，保护屏的各装置机箱、屏蔽等的接地，必须接在控制屏内的铜排上，一般生产厂家已做得较好，只需认真检查。电流、电压回路的接地也存在可靠性问题，如接地在端子箱，那么端子箱的接地是否可靠，这些都是严重影响设备安全和人身安全的因素。

5) 要做好工作记录。工作记录必须认真、详细、真实地反映工作的一些重要环节。这样的工作记录应该说是一份技术档案，在日后的工作中是非常有用的。继电保护工作记录应在规程限定的内容以内，认真记录每一个工作细节、处理方法。

继电保护作为电力系统安全运行的最后一道屏障，它的任何一个闪失都会给电力系统的稳定运行造成很大危害。杜绝继电保护人为责任事故是非常重要的。“三误”（误碰、误接线、误整定）事故是继电保护人为责任事故的典型体现。其中的误整定事故发生的原因复杂，涉及继电保护的技术管理、人员业务水平、工作习惯和责任心等诸多方面。

四、微机保护装置的整定

1. 微机保护装置误整定现象的分类

1) 由于计算错误而出现的误整定。其原因主要包括专业人员对装置的工作原理和特点没有完全理解，或是对现场设备不熟悉。

2) 继电保护工作人员在执行过程中的误整定。其原因主要是没有仔细看整定单的整定说明。定值单的整定说明部分往往是对定值内容和保护功能的进一步说明,同时也包含部分无法在定值项中体现的整定内容。现场执行新定值单时,因重“定值项内容”而轻“说明”,导致部分保护功能及定值未正确设置,核对定值单时只核对定值项内容未核对说明部分,导致误整定。

2. 防止微机保护装置误整定的措施

1) 制定整定计算及定值管理制度并严格执行。整定单的编制应严格执行审批流程,整定通知书的分发、执行、返回必须实行闭环管理。

2) 各相关部门、相关专业应加强沟通联系。设计部门或现场相关专业应及时准确地向整定计算人员提供有关计算参数、图样,以确保定值的整定和实际运行方式及设备参数相符。现场人员应对保护原理和定值单的内容有一定了解,包括定值修改原因、修改内容等,变被动为主动。执行过程中发现的问题应及时书面反馈给整定专责。

3) 加强专业培训,切实提高整定人员的业务素质和现场运行维护人员的技术水平,从源头上防止继电保护误整定。从事继电保护整定的专业人员一定要深入了解保护装置和被保护设备的性能和特点,并结合实际功能、整定定值,做到理论与实际相结合、装置与设备相结合。

4) 加强整定单管理。定期下发整定值有效清单,并根据清单定期进行现场定值单的全面核对。

5) 做好整定台账管理,及时记录定值变更、核对情况、定值区设置信息等。

6) 高度重视整定工作,养成良好习惯和严谨细致的工作作风,以高度的责任感对待定值修改工作,防止粗心大意导致误整定。

7) 执行新整定单时,必须详细记录定值区编号和对应的运行方式。

8) 定值核对工作是保证定值正确性的最后环节,也是非常关键的一个环节。定值核对的方法是否正确规范,是决定定值核对是否有效的关键。首先,定值单的打印必须在保护整组试验工作全部结束后,工作票结束前进行;所有定值区都要打印,应先打印所有非正常定值区,再打印当前运行定值区;检修人员和运行人员核对定值应在现场进行,以便再次确认实际运行定值区的正确性。其次,无论定值变更内容多少,定值执行完毕的核对都必须全面、完整;不仅要核对本次修改的定值,还必须核对其他所有定值;不仅要核对投用定值,还要核对不投定值。

总之,继电保护工作复杂而繁琐,每一个相关人员首先要有高度的责任心,还要具备相应的业务能力。责任心一方面靠每个人养成良好的工作习惯,更重要的是要制定严格的制度,并切实执行。随着技术的不断进步、新设备的应用,继电保护工作人员要紧跟科技进步的最新成果,不断提高自己的理论与业务水平,才能胜任继电保护的相关工作

第四节 企业自备小型发电厂的并网要求

对于大型冶金行业,由于其能源消耗巨大,环境保护成本高,如何使用清洁能源、如何进行废物循环再利用,就日益成为一个紧迫的课题。随着科技进步,各种类型的企业自备发电项目不断发展,既为企业提供电力供应,减少用电成本,又能回收企业生产过程中产生的废气、粉尘等,降低环境保护成本。目前应用较多是钢铁企业的高炉煤气余压发电、煤气燃气联合循环发电等等,有些行业领先的企业自备发电容量已经占到企业总用电量的90%以上,极大地降低了企业的生产成本,也为国家节省了大量的不可再生能源。

企业自备发电项目在并入电力系统时,需要相关保护,要着重考虑:当系统发生故障,自备电厂电源向故障点提供的短路电流经过系统中大型设备(例如主变压器等)时,将给其造成严重

的损害。为了避免这类损害，当供电系统发生短路故障时，自备电厂并网开关应首先将系统中的自备电厂电源点切除，以保护系统中大型贵重设备的安全（主要是指主变压器）。由于主变压器一般中性点处绝缘相对薄弱，所以电厂并网开关远方快速切除装置的启动接点一般接入变压器中性点间隙保护回路中，以便最大限度地保护主变压器的安全。

下面以 60MW 燃气轮机发电机组为例予以说明。

一、并网回路

并网回路见图 14-1。

二、系统保护配置

（一）东鼓站的保护配置和运行

1. 东鼓站主变压器

1) 保护配置：1 号、2 号主变压器配置有南京新宁光电股份公司产 PST1202B、PDS-726 双套主后一体式变压器保护、配置有差动、复合电压闭锁过流保护、瓦斯（轻、重瓦斯）保护一次侧间隙设备。

2) 配合电厂增加：1 号、2 号主变压器保护增加间隙保护（含间隙过电流、零序过电压）功能和出口跳闸回路。

3) 运行规定：正常电厂 1 号、2 号主变压器高压侧中性点不接地，投入间隙保护，当系统发生单相接地故障时，间隙保护动作跳开相应主变压器两侧开关。

2. 东鼓站连东 I、II 线 111、112 开关

1) 配合电厂增加保护及自动装置：东鼓 I、II 线均配置有南瑞继保公司产 RCS-943 型光线纵差保护（含距离、零序后备）；装设检无压重合闸。

2) 东鼓 I 线加装南瑞继保公司产 RCS-994B 型频率电压紧急控制装置和 RCS-993B 型失步解列装置（该装置装在电厂内）。该装置动作后跳开相应并网开关。

3) 运行规定：当有发电机并网时投入相应升压站侧线路保护、频率电压紧急控制装置、失步解列装置；无发电机并网时退

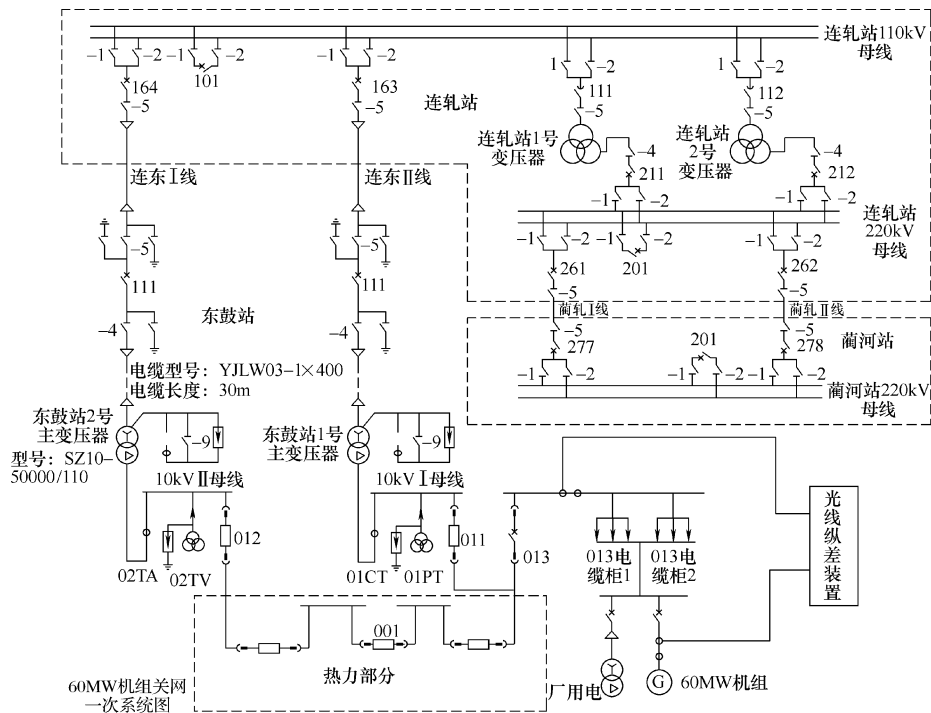


图 14-1 某钢厂 60MW 机组的并网回路

出（纵差保护功能压板不退）；由于东鼓Ⅰ、Ⅱ线电缆占线路大部分（占100%），正常运行重合闸不投入。

（二）连轧站保护配置和运行规定

1. 连东Ⅰ、Ⅱ线163、164开关

1) 保护配置：连东Ⅰ、Ⅱ线均配置有南瑞继保公司产LFP—941D型保护装置（含距离、零序），连轧侧装设检无压重合闸。

2) 配合电厂增加：东鼓Ⅰ、Ⅱ线均配置有南瑞继保公司产RCS—943型光线纵差保护（含距离、零序后备），装设检同期重合闸。

3) 另外，由于连轧端已经运行LFP—941D型保护（含距离、零序），可以只装设RCS-943型光线纵差保护，本装置不用其他保护。

4) 运行规定：无论有无发电机并网，东鼓Ⅰ、Ⅱ线保护投入，由于东鼓Ⅰ、Ⅱ线电缆占线路大部分（占100%），正常运行重合闸不投入。

2. 连轧站主变压器

1) 保护配置：连轧站1号、2号变压器配置有两套PST-1200系列变压器保护。

2) 配合电厂增加：1号、2号变压器分别装设南瑞继保公司产FOX-40F型远跳启动装置，电厂侧一一对应配置了FOX-40F型远跳执行装置。当冷轧站1号（2号）变压器220kV或110kV侧间隙保护动作时，一时限0.2s启动该远跳装置向电厂侧发远跳信号（专用光纤传输），电厂侧相应远跳执行装置收到远跳信号后立即跳开相应并网开关；二时限0.5s跳本变压器三侧开关。

3) 运行规定：当连轧站主变压器220kV或110kV侧不接地运行时，投入相应侧间隙保护；当有发电机通过东鼓站1号变压器并入连轧站1号变压器（2号变压器）时，连轧站1号变压器（2号变压器）投入相应不接地侧间隙保护启动远跳压板，电

厂侧投入远跳执行装置并网开关跳闸压板，无发电机并网时上述压板退出。

3. 连轧站母线

1) 220kV 母线：连轧站 220kV 母线未配置母线差动保护，因连轧站 220kV 母线正常分列运行，且蔺河侧线路保护快速段(0.1s)已保护到 220kV 母线，能够满足系统快速切除故障的需要。

2) 110kV 母线：如果一旦 110kV 母线有故障，系统叠加电厂短路电流，完全靠变压器后备动作（相间故障 3.4s、单相接地故障 0.6s）切除故障，时间长、系统冲击大、损坏大。连轧站 110kV 母线配置南瑞继保公司产 RCS-915AB 型微机母线差动保护，能自动识别各种运行方式，正常投入有选择方式。

4. 蔺轧 I、II 线 261、262 开关

保护配置：蔺轧 I、II 线冷轧侧未配保护。

（三）蔺河站保护配置

蔺轧 I、II 线 277、278 开关：配合电厂增加系统远切装置和南瑞继保公司产 RCS-994B 型频率电压紧急控制装置和 RCS-993B 型失步解列装置，减少对系统故障冲击。

（四）东鼓站至电厂 10kV 电缆线路

1. 东鼓站

1) 保护配置：南瑞继保公司产 RCS-9613CS 光差保护（含三段复合电压闭锁过电流后备）。

2) 运行规定：无论有无发电机并网，并网线路保护投入。

2. 电厂侧

1) 保护配置：配置南瑞继保公司产 RCS-9613CS 光线纵差保护（含三段复合电压闭锁过电流后备，及重合闸）。

2) 无论有无发电机并网，并网线路保护投入，重合闸不投入。

3) 当发电机组并网运行发电时，投入光线纵差保护、连轧站变压器远切保护和连鼓线线路远切发电机组保护出口压板。发

电机组出口频率、电压紧急控制装置投入保护。

4) 当发电机机组电动运行时，投入光线纵差保护。退出连轧站变压器远切保护和连鼓线线路远切发电机组保护出口压板。发电机组出口频率、电压紧急控制装置投入保护。

5) 发电机组出口频率、电压保护和失步保护必须时刻投入运行。

第十五章 企业内部电网的调度管理及事故处理

第一节 总 则

企业电力系统实行分区、分级调度。

在电力系统中，实行分级调度的制度。即将整个电力系统一般按输出线路与变电站的电压等级分属不同的调度单位进行电能输送的日常管理和控制。以某钢铁公司为例，公司变电站的设备分别归属省调度、市供电公司调度、钢铁公司电力调度。

企业电力调度的职责与任务

一、电力调度管理的任务

- 1) 充分发挥供电设备能力，保证企业生产用电的需要。
- 2) 使整个供配电系统安全运行和连续供电。
- 3) 使系统内各处供电的电能质量符合规定标准。
- 4) 选择适当的运行方式，提高系统的事故承受能力。

二、电力调度的岗位职责

1) 掌握企业供电系统的运行方式和运行参数，及时监视和报告运行状况的异常变化。

2) 执行企业有关部门制定的供电系统运行方式（重大运行方式的改变须报设备动力部电力科批准）及月、日调度计划。

3) 指挥管辖范围内的停、送电及倒闸操作。

4) 指挥系统的事故、故障的处理，参与事故分析，制订系统安全运行的措施。

5) 监督电能质量（频率、电压、谐波等），指挥管辖范围内的电压调整工作。

6) 执行调荷、限电、节电计划,及时向总调度、设备动力部电力科提供限电指标及负荷情况。

7) 掌握计划检修以及事故抢修的工作进度,并且及时向总调度、设备动力部电力科报告。

8) 负责组织落实地区调度安排的有关工作。

第二节 企业电力调度管理

一、基本规定

在企业调度管辖范围内,凡遇到下列事项必须经企业调度同意方可执行。

- 1) 设备的投运、停运或退出备用。
- 2) 设备的检修。
- 3) 设备接线方式的改变。
- 4) 负荷的增减。
- 5) 继电保护及自动装置的配置,定值的整定、修改。

二、运行操作的管理

1) 凡在企业调度管辖范围内,有两路或两路以上供电电源互为备用的配电室,其正常运行方式为母线分段运行,未经企业调度学科不得采取非正常运行方式。

2) 各配电室在一路电源退出运行或投入运行时,需两段母线并列的倒闸操作,必须经电力调度许可且在电力调度统一指挥下方能操作(并列持续时间越短越好,一般并列时间不能超过5min)。

3) 对于供电线路的电源开关,原则上应在无负荷的条件下分闸,但在紧急情况下,可以带负荷操作,有遮断负荷电流能力的开关分闸停电。

4) 电力调度在发布停、送电指令之前,必须逐一了解有关单位的操作准备情况,并把责任落实到人。

5) 凡属双重调度设备的操作,下达指令方调度员应于操作

前后通知另一方调度员。省调度、地区调度各自调度管辖的设备，必要时可以委托对方临时调度，但须事先办理审批手续。被委托方交还设备时，若经双方同意，可不必将设备恢复到被移交前的状态，否则应恢复到原状态。设备移交时，双方要做好记录，并及时通知有关单位值班人员。

三、调度指令的形式

1) 综合指令：仅涉及一个单位的倒闸操作，可采用综合指令的形式。

2) 逐项指令：凡涉及两个及以上单位的倒闸操作，或必须在前一项操作完成后才能进行下一项的操作任务，必须采用逐项指令的形式。

3) 即时指令：机炉启动停止、日调度计划的下达、运行调整、异常及事故处理等可采用即时指令的形式。下达即时指令时，发令人与受令人可不填写操作指令票，但双方要做好记录并使用录音。

四、新建、改建和扩建设备投入系统运行的管理

(一) 投运前需申报的资料

按调度管辖范围，将资料申报到相应的调度。申请应包括下列内容：

- 1) 设备管理部门批示设备投入系统的文件（原件）。
- 2) 新设备接入系统简图、设备规范及继电保护、自动装置的配置。
- 3) 线路参数、路径、敷设方式以及安全载流量等。
- 4) 新设备安装主要项目的计划竣工日期、预计投运时间。
- 5) 新设备投运步骤及安全措施。其中包括：一、二次设备报竣工的项目；一次设备充电和核相建议方案、步骤及安全措施；一次设备试验报告；二次设备试验报告。
- 6) 设备产权单位的有权联系人名单（要有公章）。
- 7) 与电力调度的联系手段及方式。
- 8) 其他需要说明的内容。

（二）设备的验收

1) 电力调度接到申请后，组织有关人员进行审查并经现场验收确认无误后，经主管人员签字。

2) 电力调度要审核用户所报资料及试验报告。

（三）设备投运

1. 投运准备工作

1) 持有投运设备接入系统简图、新投设备名称和编号。

2) 划分投运设备的调度范围。

3) 批准投运日期。

4) 核对一次设备的编号和保护定值、投运前竣工的设备、项目、投运前运行设备的状态。

2. 线路投运

1) 线路首次带电，应进行冲击合闸，冲击次数和试运时间按有关规定或启动措施执行，要求冲击过程有后备快速保护，一般可利用母联开关的充电保护。新线路保护投入运行，其零序方向退出，综合重投直跳，充电侧母线差动保护退出运行。

2) 线路首次充电应进行核相核对（核相），220kV 及以上线路可用单相充电、验电的方式核相，再用母线 TV（电压互感器）进行二次定相；新接 TV 应先用同一电源核对 TV 接线正确性，再用不同电源核对相位。

3) 线路充电核相正确后，充电保护退出，运行接带负荷，进行保护的向量检查、高频对调等工作。

3. 变压器投运

1) 新投变压器应进行冲击合闸，冲击次数和试运时间按有关规定或启动措施执行。冲击充电一般也可利用母联开关的充电保护。充电时变压器中性点应接地，纵差和重瓦斯等保护均应投入跳闸，零序保护方向器件退出。

2) 变压器的核相及 TV 二次定相要考虑变压器的特点；三侧并联的变压器其他两侧都要进行定相。

3) 有载调压变压器进行调压试验时要防止过电压。

4) 变压器接带负荷后进行保护的向量检查。

4. 发电机组投运

1) 发电机组并网前的试验, 按发电厂试验方案进行。

2) 发电机组的纵差保护向量检查, 应在发电机组短路试验时进行。其他保护的向量检查在带负荷后进行。

3) 发电机组的定相工作, 应先用系统电源(或发电机组本身电源零起升压)核定新装 TV 的接线正确性, 再用两个电源核定相序的正确性。

4) 发电机组并网前应先用同期装置进行假同期试验。

5) 新设备投运后的正常运行方式、母线方式及主变压器分接头遵守有关规定。

五、安全工作制度

1) 在电力调度管辖范围内的供电单位必须保证停电线路与带电设备之间具有明显断开点, 与停电线路相连接的刀开关、跌落式保险、停运变压器的一、二次刀开关都必须断开。

2) 在停电检修的回路上, 所有明显断开处采取进一步的安全隔离措施, 有条件装接地线者必须装接地线, 电源端的地线应挂在下隔离开关动触头与电缆头相连的部位, 受电端的地线应挂接在线侧刀开关与负荷开关之间。因设备条件限制不能挂接地线者, 在明显断开点之间设置绝缘板来隔离, 手车柜中的手车应拉出柜外。对于以跌落式保险为明显断开点者, 应将熔断管摘除。其他措施如挂标示牌、绑缚刀闸手柄等, 按规定采取, 不得从简。

3) 供电线路一经与用电设备和电源相脱离, 就要立即采取安全隔离措施。停电线路电源端的安全措施, 要保持到电力调度下达送电命令之后、操作之前才允许解除; 而用电端安全隔离措施的解除, 则应在电力调度下达“将要送电, 请做好准备”的命令后执行。安全措施所使用的接地线、绝缘板及其装设方式必须符合要求; 挂接地线和设置绝缘板的操作步骤, 如必要的验电、放电等程序, 必须按照安全规程进行。

4) 用户在电力调度管辖内工作（包括事故抢修），必须先电力调度办理工作票。工作票必须由有权联系人签发。工作许可人（电力调度值班人员）应逐条审查工作票填写的正确性，确认各项要求已经完备无误，方可签字许可开工。

5) 工作完成后，交回经工作负责人签字的工作票，即表明已具备送电的安全技术条件，电力调度收全所有的工作票，并经审查无误，即可开始执行送电操作程序。

六、电力调度联系制度

1. 有权联系人制度

1) 电力调度在电力系统中实行有权联系人对口联系制度，其他人无权进行停、送电的联系工作。各用户均应确定对口联系部门，并与电力调度互换有权联系人名单。有权联系人变动时要及时以书面形式通知对方（加盖公章）。

2) 有权联系人必须通过电力调度管理部门组织的业务考试，合格后才能成为有权联系人。

3) 有权联系人员名单每年 1 月份更新 1 次。

4) 在供电系统非正常状态下，电力调度可对各用户的生产调度进行业务联系，必要时下达指令，强制执行。

2. 联系方式

1) 供用电系统有权联系人之间一般采用电话联系方式。对话时互报姓名，语言应简洁、确切，并做好记录和录音；对于停送电联系以及改变运行方式、事故处理的操作命令或回令，对话双方应复诵一次，以便审查、记录、录音。

2) 停、送电联系，应先由用户有权联系人确认是否具备停、送电条件，若需并列操作，则由电力调度给总降压站下达并列指令后，方可下令进行操作。未经用户有权联系人确认，电力调度不得下达停、送电操作指令。

3) 各停、送电有关单位，必须主动及时向电力调度汇报倒闸操作情况和采取的安全措施情况。对于电力调度的指令，受令者如认为执行后会危及人员及设备的安全时，可拒绝操作，并将

拒绝理由申报电力调度。但当电力调度认真分析、复查，再次下达指令时，受令者必须无条件执行。电力调度对其指令的正确性负责。

3. 计划停电的联系

1) 各用户或供电单位计划停电，应提前三天向电力调度的电气管理人员提出书面申请，经审查批准（必要时报请生产部调度或设备动力部批准）后，由电管人员下达“停电通知书”，电力调度应依据“停电通知书”的内容按计划组织实施。

2) “停电通知书”一经下达，一般不得变更；如因特殊情况变更，必须取得有关电管人员批准，电力调度依据变更文字凭证，电话通知有关单位计划变更的全部内容，并记录在案备查。“停电通知书”作为计划停电的依据，应在停电前一天 12h 前送达有关单位。

3) 各单位签收“停电通知书”的人员，应为停电有权联系人或所在部门负责人。签收者必须明确该计划停电的内容和要求，并对该项工作的全部业务联系和安全技术负责。各用户必须按“停电通知书”所确定的时间停止用电，按照调度指令准时执行停电计划。

4) 由架空电力线路接引电源的用户，使用跌落式熔断器保护者，在有“停电通知书”而未办理检修工作票的前提条件下，经电力调度电话联系不通时，可不再联系，即执行停电操作。

4. 用户有权联系人的职责

1) 电力调度下级有权联系人在供电调度业务方面，受电力调度的指挥，负责接受并正确执行电力调度的指令。

2) 有权联系人接受电力调度的指令时，应准确记录调度指令的内容，并复诵该调度指令，经核实无误，在电力调度允许后立即执行。

3) 有权联系人在接到电力调度的指令时或在执行调度指令过程中，若认为所接受的调度指令不正确（或有疑义），应立即向发布的电力调度员报告，由其决定该调度指令的执行或撤销；

如果发令的电力调度重复该指令时，有权联系人必须迅速执行。

七、电力系统事故的处理

1. 系统紧急事故的处理

系统运行中，当用户用电设备或供电系统发生紧急事故时，产权所属单位或引起事故单位，应立即汇报电力调度，电力调度应迅速组织有关单位查明事故发生的时间、地点、原因、性质、影响范围等，掌握处理措施及所需时间，做好记录并及时报告有关部门。

发生系统性事故时，应遵循以下处理原则

1) 服从电力调度统一指挥，任何单位不得以任何借口拒绝或拖延执行电力调度指令；如认为电力调度指令有错误时，应当如实指出，但电力调度仍坚持原指令时则必须无条件服从。

2) 尽快限制事故发展，隔离故障点，恢复无事故区的供电；送电过程中应有管辖区有权联系人在确认现场安全可靠，方可下达送电指令。

3) 电力调度在组织事故处理的过程中，要及时向生产调度和设备管理部门通报情况。

2. 紧急缺陷处理

运行中发现设备有严重缺陷，必须立即或尽快处理时，按下列程序执行。

1) 由产权单位有权联系人向电力调度提出口头申请，内容包括缺陷部位性质、处理所需时间等。

2) 电力调度应视具体情况尽快组织负荷调整、安排停电事宜。

3) 按停、送电联系程序，电话通知有关各方。

4) 有紧急情况必须立即停电时，电力调度有权立即指挥停电，而后再向有关单位和上级部门报告。

5) 缺陷处理完毕后，要及时与电力调度联系，以便尽快恢复正常供电。

3. 电力系统发生接地时，按下列原则处理

1) 电力调度应立即组织查明接地母线段、接地点,及时排除,接地时间最长不应超过 2h。

2) 依据各总降压站的接地选线装置显出的信号,或依据外界反映的情况,判断确定接地线路。

3) 如上述措施无效,应尽快组织停运接地段母线上的各用户用电,以确定接地线路。试停顺序可依据生产及运行状况执行先架空线路,后电缆线路的原则,及时排除接地点,接地时间超过 2h 则应无条件停电,进行检查处理。

4) 接地时禁止停用消弧线圈。

八、交接班制度

1. 电力调度交接班

1) 电力调度值班员应按照调度班长批准的值班表进行轮值,如遇特殊情况,经班长批准可以调班,但不能连值两班。

2) 接班调度员应提前 15min 到达调度室,阅读调度日志和各种记录,全面了解系统运行和设备检修情况,认真听取交班调度员的各项交班内容。

3) 已到接班时间而接班者未到,前值调度员应报告调度班长,在接班者未到之前不得擅自离开工作岗位。

4) 当值调度员如发现接班者精神不佳时,不得交接班,并将此事报告调度班长。

5) 由主值主持交班工作,副值协助主值交班。

6) 若正在进行事故处理或倒闸操作,不得进行交接班,待处理完毕或暂告一段落时方可交接班。

2. 交班调度员必须做到

1) 交班者于交班前 30min 整理好一切交代事项,检查有无应本值处理而未处理完毕的事项。详细审查记录、报表的正确性。交清系统运行情况、系统内设备缺陷、异常和事故处理情况。交清本值设备操作和检修工作进展情况。交清领导交给的临时任务。

2) 调度室应经常保持清洁、卫生,调度台上物品应摆放整

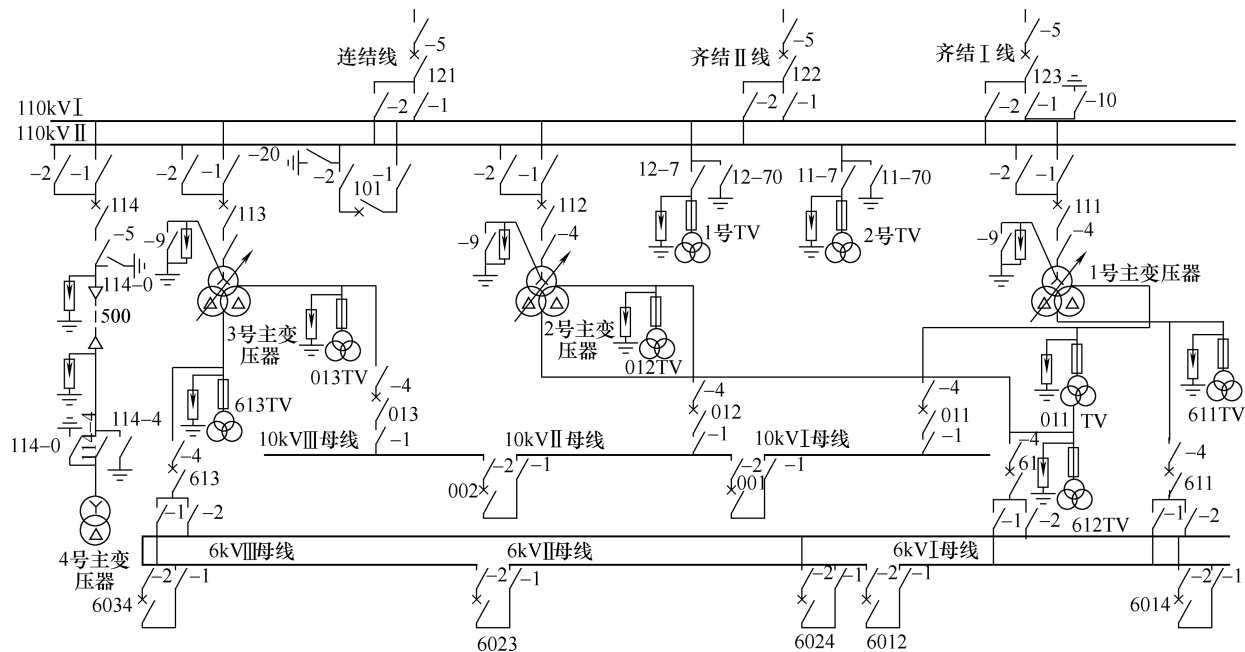
齐，交班前应进行清扫和整理（包括资料柜）。接班调度员对交班内容无疑问时，交接班双方签字，交接班工作结束。在交接班时发生事故，应立即停止交接班，由交班调度员负责处理事故，接班调度员可根据交班调度员的要求协助处理。

3. 接班调度员必须做到

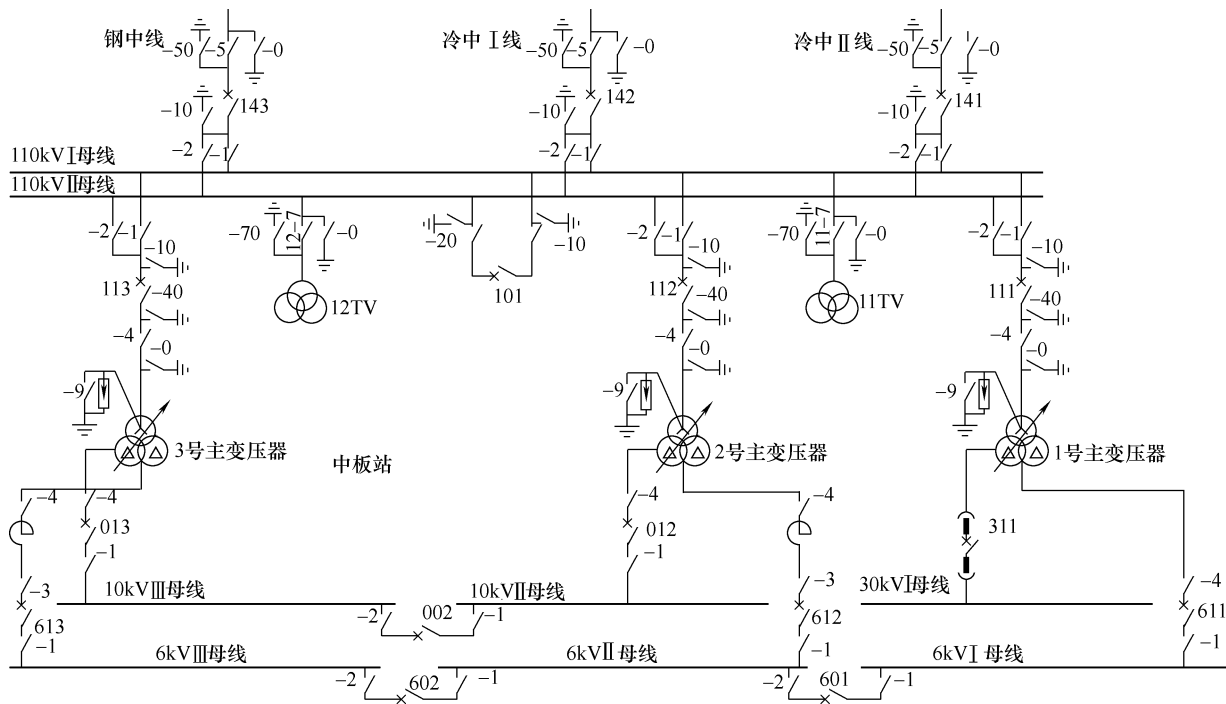
- 1) 认真详细阅读上级指示、调度日志及有关文件资料。
- 2) 仔细听取交班者的交代，详细了解设备缺陷和异常运行情况，防止事故的对策。
- 3) 遇有不清楚的问题，必须及时提出，直到清楚为止。

附录

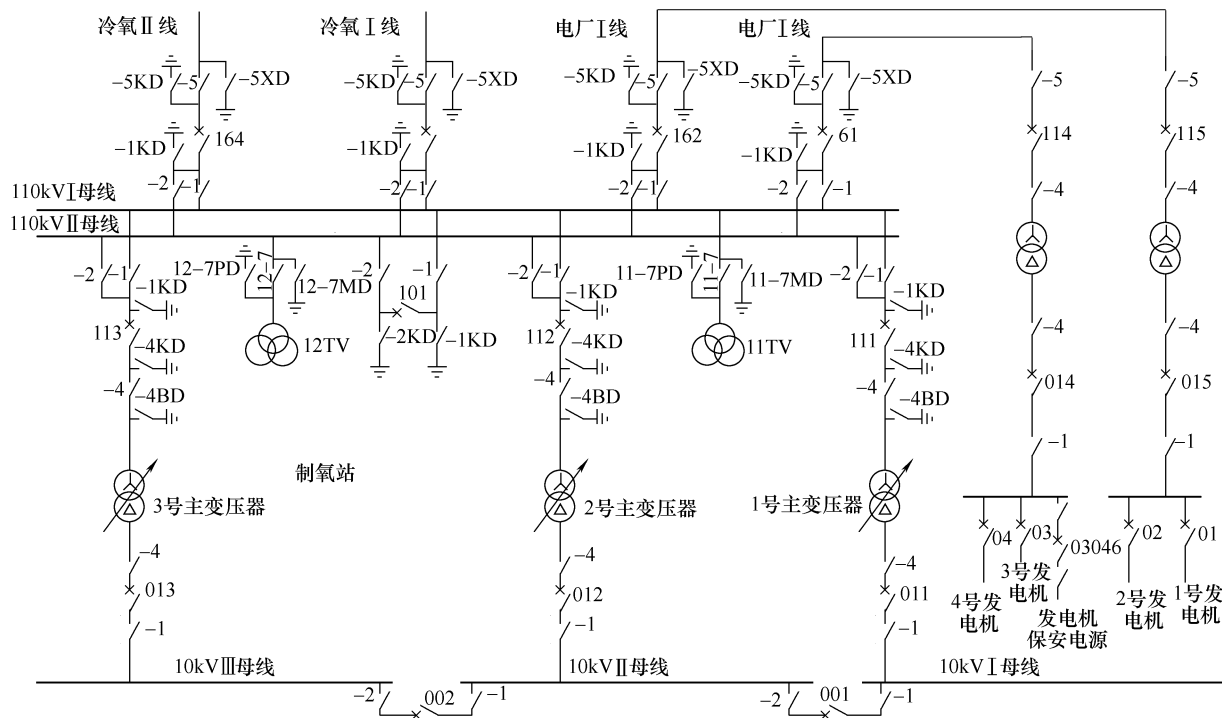
附录 A 110kV 烧结站电气接线图



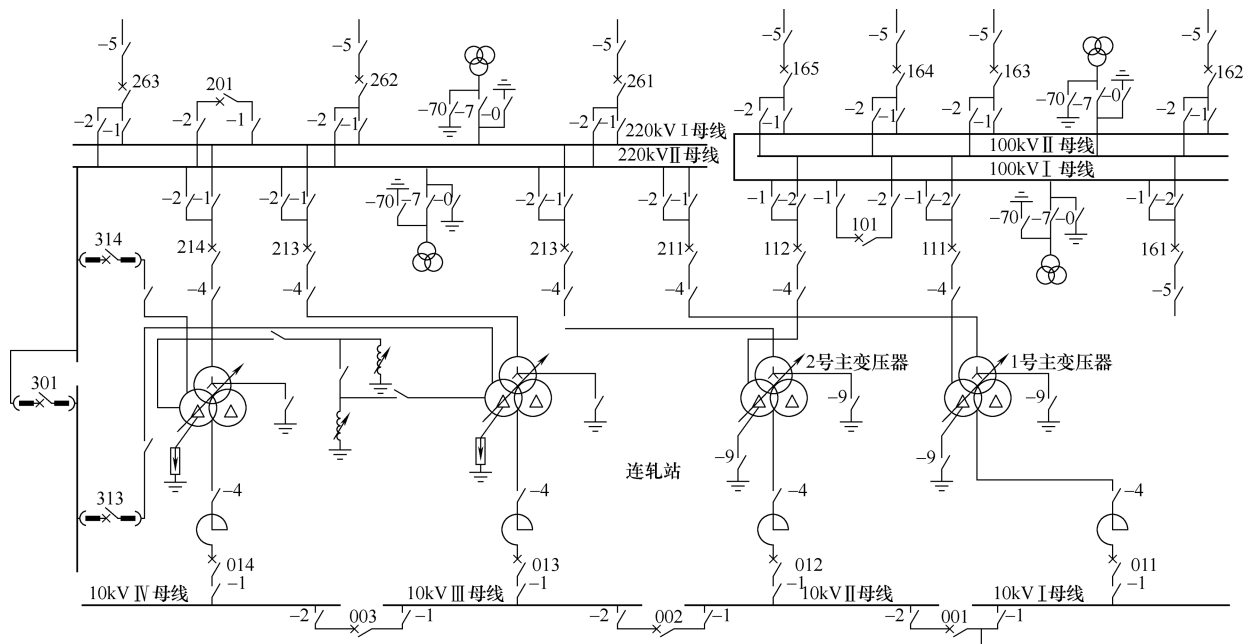
附录 B 110kV 中板站电气接线图



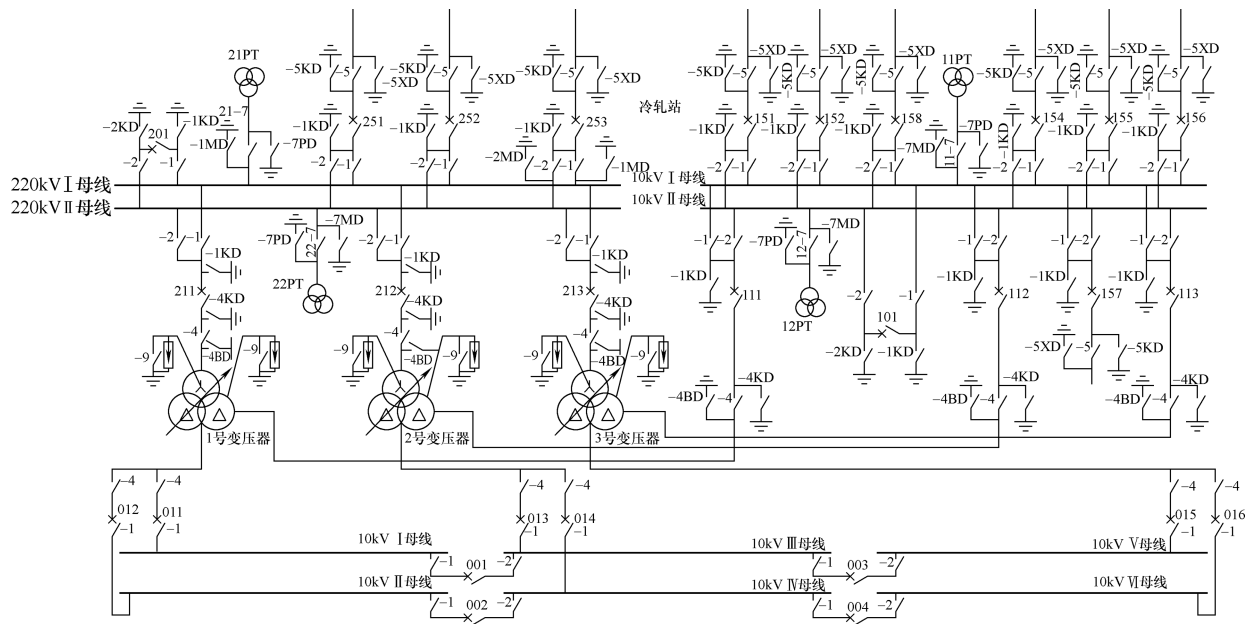
附录 C 110kV 制氧站电气接线图



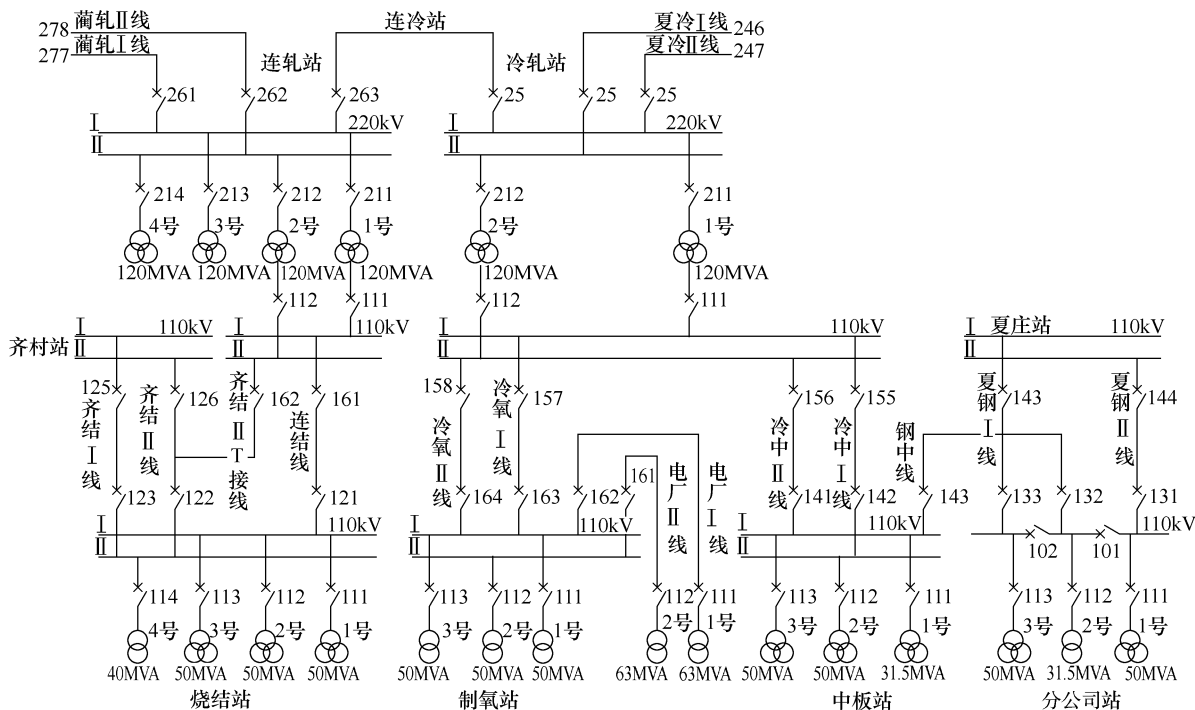
附录 D 220kV 连轧站电气接线图



附录 259



附录 F 某钢厂电力系统接线网络图



参 考 文 献

- [1] 全国电力工人技术教育供电委员会. 变电运行岗位培训教材 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1999.
- [2] 邱关源. 电路 [M]. 北京: 高等教育出版社, 1997.
- [3] 华北电业管理局. 变电运行技术问答 [M]. 2 版. 北京: 中国电力出版社, 1997.
- [4] 天津市电力公司. 变电运行现场操作技术 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [5] 中华人民共和国能源部. 进网作业电工培训教材 [M]. 沈阳: 辽宁科学技术出版社, 1992.
- [6] 劳动和社会保障部, 中国就业培训技术指导中心. 变配电室值班电工 (高级、技师、高级技师) [M]. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [7] 张志竟, 黄玉铮. 电力系统继电保护原理与运行分析 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1995.
- [8] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1996.
- [9] 河南省电力工业局. 变电所电气设备及运行 [M]. 北京: 中国电力出版社, 1995.

冶金动力职业技能培训系列教材

气体压缩机运行与维护

气体深冷分离操作指南

气体吸附制取操作指南

制氧站辅助系统运行与维护

气体生产系统安全

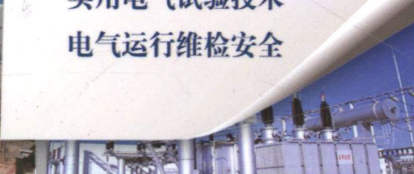
余压发电站运行与维护

变电站运行与维护

常用电气设备的维修

实用电气试验技术

电气运行维检安全



本书特色:

- ★ 根据国家、行业现行电力标准, 结合冶金企业变电运行的独有特点和实际需要编写。
- ★ 是变电站值班员进行岗位培训、考核、技能鉴定、晋升技师的必备参考书。
- ★ 注重实际操作培训, 理论、计算以够用为原则。
- ★ 以操作岗位员工为对象, 以提高员工的操作技能、安全生产能力和应急处理能力为重点。

上架指导: 工业技术/电气工程/电工技术

◎ ISBN 978-7-111-34323-3

◎ 策划: 吕德齐 / 封面设计: 陈沛

地址: 北京市百万庄大街22号

电话服务

社服务中心: (010)88361066

销售一部: (010)68326294

销售二部: (010)88379649

读者购书热线: (010)88379203

邮政编码: 100037

网络服务

门户网: <http://www.cmpbook.com>

教材网: <http://www.cmpedu.com>

封面无防伪标均为盗版

ISBN 978-7-111-34323-3



定价: 29.00元

9 787111 343233 >