

电工电子技术问答系列丛书

高压电工 实用技术问答

步丰盛 编著



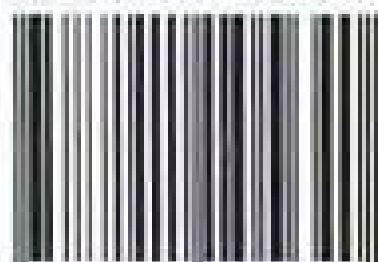
机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS



● ISBN 7-111-10564-8/TM-979

封面设计 / 电脑制作 : 姚毅

ISBN 7-111-10564-8



9 787111 105640 >

定价: 26.00 元

地址: 北京市百万庄大街22号

联系电话: (010) 68326294

邮政编码: 100007

网址: <http://www.cmpbook.com>

E-mail: online@cmpbook.com

电工电子技术问答系列丛书

高压电工实用技术问答

步丰盛 编著



机械工业出版社

作者多年来从事高压电气运行实践工作,本书是作者特意为广大读者奉献的一本关于高压电工新技术方面的实用读物。以问答的形式向读者介绍了基础知识、高压电器及成套装置、配电变压器、电压互感器和电流互感器、继电保护装置、过电压及其防护、电气安全技术以及电气二次图样的阅读等具有代表性的 467 个实际问题。

本书注重基本理论与实际应用相结合,通俗易懂,可操作性强,可供各行业电工、电气技术人员、中专职校的师生阅读,也可供大专院校电气专业的师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

高压电工实用技术问答/步丰盛编著. —北京:机械工业出版社, 2002.8

(电工电子技术问答系列丛书)

ISBN 7-111-10564-8

I. 高... II. 步... III. 高电压—电工技术—问答
IV. TM8 44

中国版本图书馆CIP数据核字(2002)第050649号

机械工业出版社(北京市百万庄大街22号 邮政编码100037)

责任编辑:贾玉兰 版式设计:张世琴 责任校对:李汝夷

封面设计:姚毅 责任印制:闫焱

北京第二外国语学院印刷厂印刷·新华书店北京发行所发行

2002年9月第1版·第1次印刷

850mm×1168mm 1/32·3.875印张·370千字

0 001—4 000册

定价:26.00元

凡购本书,如有缺页、倒页、脱页,由本社发行部调换

本社购书热线电话(010)68993821、68326677-2527

封面无防伪标均为盗版

前 言

随着我国现代化建设的飞速发展，各部门、各行业从事高压电气工作的技术队伍日渐庞大。电气技术的发展日新月异，高压电气的安装、运行、维护和管理等应迅速与国际接轨。尤其近年来，我国供用电设备的容量急剧增大，新产品、新工艺、新技术不断涌现，传统的电气技术已不能满足方方面面的需求。笔者几十年来一直从事高、低压电气的安装、运行、维修、管理、设计和教学工作，考察了全国各地的许多电器厂和开关厂，有幸接触到许多国内外的专家学者，认真地向电气行业的前辈、专家请教，积累了一定的理论与实践经验。现将其总结出来，给初学者提供捷径，为有一定基础者开阔思路，与业内人士共享。编写本书的意图是立足于“新”，为读者提供一本实用的参考书。本书以问答的形式，较为全面地逐条做了深入浅出的解答。

本书共分八章，介绍了基础知识、高压电器及成套装置、配电变压器、电压互感器和电流互感器、继电保护装置、电气安全技术、过电压及其防护以及电气二次图样的阅读等。本书实用性、针对性和新颖性较强，浅显易懂、便于自学。但是限于作者水平，错漏之处在所难免，敬请专家和读者批评指正。

编者

目 录

前言

第 1 章 基础知识	1
1-1 为什么要研究和应用高电压技术?	1
1-2 高电压技术研究的主要内容有哪些?	1
1-3 什么是动力系统? 动力系统一般由哪几部分组成?	2
1-4 什么是电力系统? 什么是电力网?	2
1-5 什么是发电? 发电厂的类型有哪些?	3
1-6 什么是变电? 变电所的功能有哪些? 变电所是如何分类的?	3
1-7 什么是输电?	5
1-8 什么是配电?	5
1-9 工厂变(配)电所的作用有哪些? 车间变电所是如何 分类的?	6
1-10 电力系统有哪些特点? 对电力系统的基本要求是什么? 大规模 联合电力系统有哪些优点?	7
1-11 什么是电气设备的额定电压? 我国交流电力网和电气设备的 额定电压标准是如何规定的?	8
1-12 电力系统中电能质量的含义是什么?	9
1-13 电力系统中的电能质量和供电质量有哪些区别?	10
1-14 提高供电可靠性的措施有哪些?	11
1-15 电力系统中的电压等级的高低是如何区分的?	11
1-16 用电设备、发电机的额定电压与电力线路的额定电压有何 关系? 对于电力变压器一、二次绕组的额定电压有何规定?	12
1-17 电力负荷是如何分级的? 对各级负荷的供电应符合哪些要 求?	13
1-18 什么叫中性点直接接地系统? 什么叫中性点不接地系统? 什么叫中性点不直接接地系统? 它们各有何特点?	15
1-19 什么是导体、绝缘体和半导体? 什么是绝缘电阻和绝缘	

击穿?	17
1-20 什么是电介质? 电介质有哪些分类方法? 电介质在电力技术上的作用有哪些?	18
1-21 在电场作用下的电介质经常发生哪几种物理现象? 主要参数有哪些?	18
1-22 什么是电介质的极化? 相对介电常数的物理意义是什么?	19
1-23 相对介电常数在工程上有何意义?	19
1-24 测量绝缘电阻在电气工程中的意义是什么?	20
1-25 绝缘电阻由哪几部分组成? 用兆欧表测量的是哪部分?	21
1-26 什么是介质损耗?	21
1-27 电力工程中 $\tan\delta$ 的含义是什么?	21
1-28 介质损耗在工程上有何意义?	24
1-29 什么是电介质的疲劳、老化和击穿?	24
1-30 什么是工厂企业的电源系统和配电系统? 总降压变电所、配电所和变电所的作用有哪些? 一般应如何设置?	25
1-31 总降压变电所的位置一般应符合哪些要求?	25
1-32 车间变电所的位置一般应符合哪些要求? 变压器的容量应如何控制?	26
1-33 对变(配)电所的总体布置有哪些要求?	27
1-34 变(配)电所的类型有哪些? 其应用场合如何?	27
1-35 什么是变(配)电所的一次单线系统图? 应如何绘制?	29
1-36 什么是变(配)电所的主接线? 对主接线的要求有哪些?	29
1-37 变(配)电所常用的主接线方式有哪几种? 各有哪些特点? 其适用范围如何?	30
1-38 对变压器室的结构形式有哪些要求?	32
1-39 对高低压配电室的结构形式有哪些要求?	33
1-40 什么是变电所电源引入的“Π”接线和“T”接线?	34
1-41 什么是最大运行方式? 什么是最小运行方式?	34
1-42 什么是电量? 什么是负荷?	35
1-43 什么是代表日负荷?	35
1-44 什么是最大负荷、平均负荷? 什么是高峰负荷、低谷负荷?	35
1-45 什么是负荷率?	36

1-46	什么是计算负荷? 确定计算负荷有什么意义?	36
1-47	为什么规定取 30min 的最大负荷作为计算负荷?	37
1-48	需要系数的含义是什么?	37
1-49	对用电设备组的计算负荷应如何计算?	39
1-50	什么是无穷大容量电力系统? 在这种系统中发生短路时短路 电流将如何变化?	39
1-51	短路电流的周期分量和非周期分量是如何产生的?	40
1-52	在短路回路中仅有电阻或仅有电感时, 短路电流将如何变 化?	41
1-53	什么是短路冲击电流 i_{sh} 、短路冲击电流有效值 I_{sh} 、短路 次暂态电流 I'' 和稳态短路电流 I_{∞} ?	42
1-54	在系统中发生短路时, 短路冲击电流 i_{sh} 、短路冲击电流 有效值 I_{sh} 与短路次暂态电流 I'' 间分别具有什么关系? I'' 、 I_{∞} 与 短路电流 I_k 间有什么关系?	43
1-55	进行短路电流的计算有何意义?	43
1-56	在短路电流计算中经常采用的有各单位制法和标么值法有 何特点?	44
1-57	什么是标么值? 其基准应如何取定?	44
1-58	中小型企业供电系统应如何计算短路电流?	45
1-59	如何利用欧姆法计算由无穷大容量电源供电系统中的三相短路 电流和短路容量?	47
1-60	某上级变电站通过一条长 6km 的 10kV 电缆供电给一个装有两台 SL7—1000kVA 并列运行变压器的变电所。上级变电站出口断路器的开断 容量为 500MVA。试用欧姆法计算 10kV 侧和 380V 侧的短路电流 $I_k^{(3)}$ 、 $I''^{(3)}$ 、 $I_{\infty}^{(3)}$ 、 $I_{sh}^{(3)}$ 和短路容量 $S_k^{(3)}$ 。	48
1-61	如何利用标么值法计算接于无穷大容量电源供电系统中的 三相短路电流和短路容量?	50
1-62	用标么值法重新计算题 1-60。	52
1-63	低压系统中的单相短路电流应如何计算?	53
1-64	什么是尖峰电流? 尖峰电流如何计算?	54
1-65	什么是短路电流的电动力效应? 最大电动力应如何计算?	55
1-66	对于一般开关电器短路电流动稳定性校验的条件有哪些?	55

1-67 对于母线短路电流动稳定性校验的条件有哪些?	55
1-68 什么是短路电流的热效应? 对于一般开关电器和导线短路 电流热稳定性校验的条件是什么?	56
第2章 高压电器及成套装置	59
2-1 高压电器的用途有哪些? 按其功能是如何分类的?	59
2-2 对高压电器的基本要求是什么? 其性能参数有哪些?	60
2-3 高压断路器的功能有哪些?	62
2-4 高压断路器的主要技术参数有哪些?	62
2-5 高压断路器是如何分类的?	65
2-6 运行中的高压断路器一般应满足哪些基本要求?	66
2-7 高压断路器的型号是如何表示的?	66
2-8 高压少油断路器和高压多油断路器各有何特点?	66
2-9 简述高压少油断路器的基本结构和工作原理。	67
2-10 简述高压少油断路器的导电回路和工作过程。	70
2-11 SN10—10 系列少油断路器的灭弧装置有何特点?	71
2-12 SN10—10 系列少油断路器的灭弧过程与开断电流的大小有 何关系?	71
2-13 高压少油断路器在运行中为什么应经常监视油标管的 油面?	72
2-14 试述高压少油断路器严重缺油或油标管无油的原因及 处理。	73
2-15 少油断路器跳闸时出现喷油应从哪几方面查找原因? 如何 处理?	74
2-16 当断路器采用电动合闸操作时有哪些要求?	74
2-17 高压少油断路器瓷绝缘断裂的原因有哪些? 应如何处理?	75
2-18 油断路器合闸失灵的原因有哪些?	75
2-19 油断路器分闸失灵的原因有哪些?	76
2-20 油断路器在出现哪些情况时应立即停止运行?	76
2-21 运行中油断路器突然跳闸的原因有哪些? 如何处理?	77
2-22 油断路器起火爆炸的原因有哪些?	77
2-23 简述 CD10 型操动机构控制回路的工作原理。	77
2-24 断路器合闸回路的熔断器熔体应如何选择?	79
2-25 高压少油断路器中油变黑时是否能继续运行?	80

2-26	为什么不允许少油断路器在故障跳闸后立即解体检修?	80
2-27	高压少油断路器巡视检查的内容和周期是如何规定的?	81
2-28	高压少油断路器的检修周期和内容如何?	82
2-29	高压少油断路器在检修时应做哪些电气试验?	83
2-30	为什么断路器跳闸辅助触头应先投入、后断开?	83
2-31	柱上油断路器的特点有哪些? 运行维护中应注意什么?	84
2-32	真空断路器的特点有哪些?	84
2-33	简述真空断路器的基本结构及真空灭弧室的灭弧原理。	85
2-34	用什么方法可以检查真空断路器中真空灭弧室的好坏?	87
2-35	如何调整真空断路器的超程和行程?	87
2-36	测量真空断路器的主回路电阻有何意义?	88
2-37	真空断路器分、合闸失灵的原因有哪些?	88
2-38	使用真空断路器时为什么必须加装过电压保护措施? 安装的 具体要求是什么?	89
2-39	真空断路器定期检查的项目有哪些?	89
2-40	调整真空断路器辅助开关的行程应注意什么?	89
2-41	六氟化硫断路器的特点有哪些?	90
2-42	六氟化硫气体有毒吗? 在使用时应注意什么?	91
2-43	简述六氟化硫断路器的结构。	91
2-44	试述六氟化硫断路器的分、合闸操作过程。	92
2-45	简述六氟化硫断路器的灭弧原理。	92
2-46	LN2—10 型六氟化硫断路器是如何灭弧的?	94
2-47	监视运行中六氟化硫断路器的气体水分有何意义?	94
2-48	六氟化硫断路器是否存在漏气问题? 对漏气率有何要求? 如 何测试与监视?	95
2-49	六氟化硫断路器如何检漏? 漏气后应如何处理?	96
2-50	如何处理六氟化硫断路器的漏气点?	96
2-51	高压隔离开关的功能有哪些?	97
2-52	高压隔离开关和高压断路器应如何配合使用?	98
2-53	高压隔离开关与接地开关应如何配合使用?	98
2-54	10kV 高压隔离开关是如何分类的?	99
2-55	简述高压隔离开关的型号。	99
2-56	高压隔离开关有哪些主要的技术数据?	100

2-57	GN19—10 型户内式高压隔离开关的结构特点有哪些？	100
2-58	GN22—10/2000、3150 型户内式高压隔离开关的结构特点有 哪些？	102
2-59	户外式高压隔离开关的结构特点有哪些？	103
2-60	简述新型的 GW4 系列户外式高压隔离开关的特点？	104
2-61	户内式高压隔离开关安装时的一般要求有哪些？	105
2-62	操作 10kV 高压隔离开关的一般要求有哪些？	105
2-63	高压隔离开关的巡视检查周期和内容是如何规定的？	106
2-64	高压隔离开关的检修周期和预防性试验是如何规定的？	106
2-65	高压隔离开关在运行中可能出现哪些异常现象？应如何 处理？	106
2-66	高压负荷开关的功能有哪些？	107
2-67	简述高压负荷开关型号的含义。高压负荷开关的常用类型有 哪些？它们的主要特点是什么？	107
2-68	高压负荷开关在运行与维护中有哪些注意事项？	109
2-69	高压熔断器的功能有哪些？简述高压熔断器型号的含义。	110
2-70	高压熔断器是如何分类的？	111
2-71	简述常见的户内式高压熔断器的结构特点？	111
2-72	RW3—10 型户外高压跌落式熔断器的结构特点有哪些？	113
2-73	高压跌开式熔断器的安装有哪些要求？	114
2-74	什么是配电装置？一般包括哪些设备？	114
2-75	简述 GG—1A (F) 固定式高压开关柜的结构特点？	114
2-76	高压开关柜的“五防”闭锁装置的“五防”指的是 什么？	118
2-77	JYN2 (4、6) —10 型高压开关柜的结构特点有哪些？	118
2-78	KYN□—10 型高压开关柜的结构特点有哪些？	119
2-79	KGN—10 型高压开关柜的结构特点有哪些？	121
2-80	ZS1 型高压开关柜的结构特点有哪些？	123
2-81	ZS1 型高压开关柜的断路器室有哪些特点？	125
2-82	ZS1 型高压开关柜防止误操作的联锁装置有哪些特点？	127
2-83	安装手车式高压开关柜时的一般规定有哪些？	128
2-84	在搭接母线时，搭接面的处理有哪些规定？	128
2-85	母线的相序排列应符合哪些规定？	128

2-86	母线涂漆的颜色应符合哪些规定?	129
2-87	母线所涂的相色漆应符合哪些规定?	129
2-88	母线在哪些部位不应涂漆?	129
2-89	矩形母线弯制时应符合哪些规定?	129
2-90	母线与母线或母线与电器接线端子的螺栓搭接面的安装 应符合哪些规定?	130
2-91	硬母线焊接时应符合哪些规定?	130
2-92	软母线的安装应符合哪些规定?	130
2-93	母线在支柱绝缘子上固定时应符合哪些要求?	131
2-94	插接式母线槽的安装应符合哪些要求?	131
2-95	穿墙套管的安装应符合哪些要求?	131
2-96	对电能计量装置的一般要求是什么?	132
2-97	电能计量装置应安装在哪些场所?	132
2-98	运行中的高压断路器掉闸时,应如何处理?	133
2-99	变(配)电所发生全站无电时,应如何处理?	134
第3章	配电变压器	135
3-1	简述变压器的基本工作原理。	135
3-2	变压器是如何分类的? 变压器型号中字母符号及其含义 如何?	137
3-3	简述变压器的构造和各部件的功能。	137
3-4	为什么小容量的变压器没有储油柜?	140
3-5	目前大力推广的节能型变压器有哪些特点? 节能效果 如何?	140
3-6	简述变压器铭牌上的各项主要技术参数。	140
3-7	什么是变压器的电压变化率?	142
3-8	变压器的阻抗电压是大一些好,还是小一些好?	143
3-9	当环境温度与规定的条件不同时,变压器的运行容量应如 何计算?	143
3-10	什么是变压器的联结组别? 铭牌上的 Yyn0 和 Dyn11 含义 是什么?	144
3-11	10kV 配电变压器有哪些常用的联结组别? 在三相严重不 平衡或谐波电流较大的场合一般应选用哪种联结组别的变压器?	146
3-12	变压器的容量系列等级在新、旧标准中有何区别?	147

3-13 变压器并列运行的目的是什么?	147
3-14 变压器并列运行的条件是什么? 不能满足条件时有何 后果?	148
3-15 新装或大修后的主变压器为什么要测定油箱的顶盖与储油柜 连通管的坡度?	149
3-16 变压器在投入运行前进行合闸冲击试验的目的是什么?	149
3-17 新装或大修后的变压器在投入运行初期, 气体继电器 频繁动作, 应如何处理?	150
3-18 变压器在哪些情况下应进行核相? 怎样核相?	150
3-19 当电源电压高于变压器的额定电压时可能产生哪些后果? ...	152
3-20 什么是变压器的过负荷能力? 允许过负荷的条件有哪些? ...	152
3-21 什么是变压器的正常过负荷能力?	153
3-22 什么是变压器的事事故过负荷?	154
3-23 变压器在运行中出现过负荷应如何处理?	155
3-24 油浸式变压器中油的作用是什么? 变压器油具有哪些主要的 性能指标?	155
3-25 变压器在运行中取油样时有哪些注意事项?	157
3-26 变压器补油时有哪些注意事项?	158
3-27 变压器油的标号含义是什么? 如何选用?	158
3-28 可以通过变压器在运行中的声音来判断其运行情况吗?	159
3-29 如何监视变压器的油温?	159
3-30 新的和运行中的变压器油应进行哪些试验? 具体试验内容有 哪些?	160
3-31 如何对变压器油进行简易鉴别?	161
3-32 对于采用 Yyn0 联结组的配电变压器, 为什么规程中规定中 性线电流不得大于相线额定电流的 25%?	162
3-33 配电变压器的预防性试验项目有哪些? 其标准是如何规 定的?	163
3-34 什么是变压器的效率? 变压器所带负荷多大时效率最高? ...	163
3-35 变压器的短路阻抗百分值与阻抗电压百分值相同吗?	164
3-36 油浸变压器的冷却方式有哪几种? 其特点如何?	165
3-37 如何选择配电变压器一、二次熔断器熔体的容量?	166
3-38 为什么通过油浸变压器的分接开关可以调整电压? 分接开关	

一般装在高压侧还是低压侧?	167
3-39 油浸式无载调压变压器在倒换分接开关的挡位时有哪些注意 事项?	168
3-40 试述油浸式变压器有载调压分接开关的基本原理。	169
3-41 安装变压器的气体继电器时有哪些注意事项?	172
3-42 气体继电器动作后怎样收集气体?	173
3-43 变压器轻瓦斯动作的原因有哪些? 应如何处理?	173
3-44 变压器重瓦斯动作掉闸的原因有哪些? 应如何处理?	174
3-45 为防止气体继电器误动可采取哪些反事故措施?	174
3-46 变压器储油柜中的油位线怎样用于监视油量?	174
3-47 油浸式变压器在投入运行前应做哪些检查?	175
3-48 油浸式变压器在运行中应进行哪些测试工作?	175
3-49 配电变压器的绝缘电阻应如何测量?	176
3-50 油浸式变压器巡视检查的周期和内容是如何规定的?	178
3-51 油浸式变压器停电清扫和检查、大修、小修的周期是如何 规定的?	179
3-52 油浸式变压器大修的项目和要求是如何规定的?	180
3-53 油浸式变压器小修的项目和要求是如何规定的?	181
3-54 运行中变压器的试验周期和项目是如何规定的?	182
3-55 变压器缺油的原因有哪些? 产生喷油的原因是什么?	183
3-56 变压器的高、低压套管脏污或出现裂纹有何危害?	184
3-57 变压器的无载分接开关在运行中有哪些常见故障? 如何 处理?	184
3-58 变压器的有载分接开关在运行中有哪些常见故障? 如何 处理?	185
3-59 变压器运行中温升过高的原因有哪些?	185
3-60 干式变压器的用途有哪些? 它有哪些类型? 环氧树脂浇注式 干式变压器有哪些主要特点?	186
3-61 在高层建筑中一般应选用哪几类变压器?	188
3-62 简述新一代全油密封式配电变压器的特点。	188
3-63 简述新型的赛格迈干式配电变压器的技术特点。	189
3-64 ABB 公司生产的 RESIBLOC 型干式配电变压器有哪些技术 特点?	190

第 4 章 电压互感器和电流互感器	192
4-1 电压互感器的功能有哪些?	192
4-2 电压互感器与变压器有哪些不同?	192
4-3 简述电压互感器铭牌上的技术数据。	193
4-4 简述常用电压互感器的类型及结构特点。	194
4-5 什么是电压互感器的额定电压比、匝数比?	195
4-6 什么是电压互感器的误差? 影响电压互感器误差的主要因素 有哪些?	195
4-7 什么是电压互感器的准确度等级? 准确度等级与容量有哪些 关系?	196
4-8 在三相五铁心柱的电压互感器中, 两组二次绕组各有哪些 用途?	197
4-9 为什么普通的三相三铁心柱的电压互感器不能用来进行 绝缘监视?	198
4-10 为什么电压互感器的二次回路必须一点接地?	199
4-11 为什么运行中电压互感器的二次回路不允许短路?	199
4-12 电压互感器的一次侧熔断器为什么不能用普通熔丝替代? ...	199
4-13 电压互感器的二次侧熔断器的作用是什么? 如何选择?	200
4-14 10kV 电压互感器的一次侧熔断器熔丝熔断原因有哪些? 应 如何处理?	200
4-15 电压互感器的一次侧或二次侧的一相熔断器熔丝熔断时电压 表将如何指示?	201
4-16 更换运行中的电压互感器及其二次线时, 有哪些注意 事项?	203
4-17 电压互感器在投入运行前应做哪些检查? 运行中的电压互感 器巡视检查的内容有哪些?	203
4-18 电流互感器的功能有哪些?	204
4-19 简述电流互感器的结构和基本工作原理。	204
4-20 简述电流互感器铭牌上技术参数的含义。	205
4-21 什么是电流互感器的误差? 影响电流互感器误差大小的主要 因素有哪些?	206
4-22 画图说明什么是电流互感器的 10% 误差曲线。它有哪些 用途?	207

4-23 什么是电流互感器的准确度等级? 准确度等级与容量有何关系?	208
4-24 什么是电流互感器的极性?	209
4-25 电流互感器在接线时把极性搞错有什么危害?	210
4-26 什么是电流互感器的大极性和小极性? 测定大极性和小极性的意义何在?	210
4-27 电流互感器的接线方式有哪些? 各应用在什么场合?	210
4-28 电流互感器二次的接地有哪些规定?	212
4-29 简述运行中电流互感器二次回路开路的现象、后果及如何处理。	213
4-30 选择电流互感器时应注意哪些问题?	213
4-31 为什么不允许电流互感器长时间过负荷?	214
4-32 更换电流互感器及其二次线时有哪些注意事项?	214
4-33 电流互感器电流比与电流表标示的电流比不同时, 如何求出一次侧实际电流?	214
4-34 在运行中的电流互感器二次回路上工作应注意哪些问题? ...	215
4-35 电流互感器在投入运行前应进行哪些检查?	215
4-36 运行中的电流互感器应巡视检查哪些项目?	215
4-37 运行中的电流互感器有哪些常见故障? 应如何处理?	216
第5章 继电保护装置	217
5-1 电力系统中最常见的故障类型有哪些? 短路故障的特点是什么?	217
5-2 什么是电力系统的异常运行状态? 常见的异常运行状态有哪些? 什么是电力系统事故?	218
5-3 继电保护在电力系统中的作用是什么?	219
5-4 在电力系统中继电保护的基本任务是什么?	219
5-5 对继电保护装置的基本要求是什么? 什么是最大运行方式和最小运行方式?	219
5-6 什么是主保护、后备保护和辅助保护? 什么是异常运行保护?	222
5-7 根据构成原理的不同, 继电保护装置可分为哪些类型?	222
5-8 继电保护装置的原理结构是怎样的?	223
5-9 在继电保护中常用的继电器类别有哪些?	224

5-10 简述电磁型继电器的动作原理。	225
5-11 我国继电器型号的含义是什么?	226
5-12 简述电流继电器的结构? 它的主要技术参数有哪些?	228
5-13 什么是继电器的起动电流、起动电压、返回电流、返回电压 以及返回系数?	229
5-14 电流继电器返回系数的大小与哪些因素有关?	229
5-15 电流继电器的动作电流应如何整定?	230
5-16 电压继电器有哪些特点?	231
5-17 时间继电器有哪些特点?	231
5-18 中间继电器有哪些特点?	233
5-19 信号继电器有哪些特点?	234
5-20 简述 GL 系列感应型过电流继电器的结构和动作原理。	235
5-21 电流互感器在继电保护装置中的作用有哪些? 在应用中应 特别注意什么?	237
5-22 如何正确地判别电流互感器的极性? 电流互感器一、二次电 流的正方向是如何规定的?	237
5-23 在继电保护装置中电流互感器的基本接线方式有哪几种? 什 么是接线系数?	239
5-24 三相完全星形联结方式的特点有哪些?	240
5-25 两相不完全星形联结方式的特点有哪些?	241
5-26 在同一电网中采用两相两继电器联结时, 为什么电流互感器 必须安装在同名的两相上?	242
5-27 当两相两继电器联结方式用作 Yd 联结变压器的保护时, 为什 么灵敏度会大大降低? 有何改进措施?	242
5-28 两相电流差联结方式的特点有哪些?	243
5-29 电压互感器的作用有哪些? 其使用安全要点是什么?	244
5-30 在继电保护中电压互感器的极性是如何标注的?	244
5-31 3~10kV 系统中电压互感器的主要接线方式有哪几种? 各适用 哪些范围?	245
5-32 在工厂企业的 6~10kV 电气线路上通常应装设的继电保护装 置有哪些?	247
5-33 电力变压器通常应装设的继电保护装置有哪些?	247
5-34 6~10kV 母线分段断路器通常应装设的继电保护装置有哪些	

类型?	249
5-35 什么是过电流保护? 什么是电流速断保护?	249
5-36 什么是定时限过电流保护? 什么是反时限过电流保护?	250
5-37 定时限过电流保护的基本工作原理是什么?	250
5-38 定时限过电流保护的動作电流应如何整定计算?	251
5-39 在整定定时限过电流保护動作电流时, 应如何确定最大负 荷电流?	252
5-40 定时限过电流保护的動作电流的灵敏度应如何校验? 校验点 应如何选择?	253
5-41 定时限过电流保护動作时限应如何整定? 时限级差的选择原 则是什么?	254
5-42 定时限过电流保护是如何動作的? 阅读这类图样的要领是 什么?	255
5-43 怎样才能实现反时限过电流保护与定时限过电流保护的选 择性配合?	256
5-44 为什么装设了定时限过电流保护装置后, 有时还要装设电 流速断保护?	257
5-45 定时限过电流保护和无时限电流速断保护的區別有哪些? ...	257
5-46 无时限电流速断保护的動作电流应如何确定?	257
5-47 无时限电流速断保护是如何動作的? 采用带延时動作的中间 继电器有何作用?	259
5-48 安装带时限的电流速断保护有什么意义? 对其有何要求? ...	260
5-49 无时限(瞬时)电流速断保护、带时限电流速断保护和定时 限过电流保护的保護范围如何? 什么是二段式保护和三段式保护? ...	262
5-50 什么是低电压闭锁的过电流保护? 它一般应用在哪些 场所?	263
5-51 什么是电流闭锁电压速断保护?	264
5-52 什么是电流电压联锁速断保护? 电流电压联锁速断保护的動 作原理是什么?	266
5-53 电力变压器常见故障和异常运行状态有哪些? 其相应的保护 装置应如何配置?	269
5-54 什么是变压器的瓦斯保护? 安装气体继电器时应注意 什么?	270

5-55 简述中小型变压器常用的气体继电器结构, 并说明构成瓦斯保护的原理接线图。	270
5-56 气体继电器有哪些特点? 在变压器初次投入运行、换油或故障后应注意什么?	272
5-57 变压器的差动保护的作用有哪些? 其基本原理是什么?	273
5-58 变压器差动保护的不平衡电流是如何产生的?	274
5-59 在变压器差动保护中克服不平衡电流影响的措施有哪些? ...	275
5-60 BCH—2 型差动继电器的结构是怎样的? 简述速饱和变流器的工作原理。	277
5-61 简述 BCH—2 型差动继电器的工作原理。	279
5-62 平衡线圈的作用是什么?	280
5-63 画出双绕组变压器差动保护的三相接线图。	281
5-64 变压器差动保护动作后应如何检查、判断和处理?	282
5-65 变压器的电流速断保护起什么作用? 有何缺点?	283
5-66 变压器的过电流保护起什么作用?	284
5-67 变压器的过负荷保护是如何实现的?	284
5-68 在中性点不接地电网中出现单相接地时电压电流是如何变化的?	284
5-69 在小接地电流电网中, 交流绝缘监察装置的原理是什么? ...	288
5-70 什么是有选择性的零序过电流保护?	289
5-71 微机型继电保护装置有哪些特点?	290
5-72 微机型继电保护装置的硬件系统一般包括哪些部分?	291
5-73 继电保护装置投入运行前应做哪些准备工作?	291
5-74 对继电保护装置及二次回路进行巡视检查的内容是什么? ...	292
5-75 在什么情况下允许短时间解除保护?	292
5-76 在继电保护装置的运行维护工作中, 有哪些注意事项?	292
第 6 章 过电压及其防护	294
6-1 什么叫过电压? 过电压是如何分类的?	294
6-2 什么叫做操作过电压? 产生操作过电压的原因有哪些?	294
6-3 雷电是怎样形成的? 危害有哪些?	295
6-4 什么叫雷暴日? 什么叫多雷区和少雷区?	296
6-5 什么叫接闪器? 常用的接闪器有哪些?	297
6-6 简述避雷针的基本结构。避雷针的作用有哪些?	297

6-7 单只避雷针的保护范围应如何确定?	297
6-8 在一座 30m 高的水塔旁边建有一变(配)电所(见图 6-2), 水塔上装有一只避雷针来防护直击雷,试问该避雷针能否保护此变 (配)电所。	299
6-9 避雷线的保护范围应如何确定?	299
6-10 阀型避雷器的作用是什么? 其基本结构如何?	300
6-11 阀型避雷器有哪些主要的特性参数?	302
6-12 管型避雷器的作用是什么? 其基本结构如何?	302
6-13 什么是磁吹阀式避雷器? 其特点有哪些?	303
6-14 保护间隙的作用是什么? 其基本结构如何?	304
6-15 架空线路有哪些防雷措施?	305
6-16 变(配)电所有哪些防雷措施?	306
6-17 建筑物按照防雷等级是如何进行分级的?	307
6-18 第三类建筑物的防雷措施应如何考虑?	308
6-19 什么叫反击? 如何防止反击?	309
6-20 为什么避雷针的接地引线不宜敷设过长? 在接地引线上 套装保护钢管有什么危害?	309
6-21 如何利用阀型避雷器可靠地保护变压器?	310
6-22 杆上变压器安装阀型避雷器时应注意些什么?	310
6-23 什么是反变换电压?	311
6-24 什么是伏秒特性?	311
6-25 如何实现避雷器与被保护绝缘伏秒特性的合理配合?	312
6-26 避雷器在安装前应进行哪些检查?	313
6-27 避雷器在安装时的一般要求有哪些?	313
6-28 防雷保护装置巡视检查的内容有哪些?	314
6-29 当防雷保护装置出现异常运行现象或发生事故时应如何 处理?	314
6-30 氧化锌避雷器有哪些特点和用途?	315
6-31 谐振过电压是如何分类的?	316
6-32 铁磁谐振有哪些特点? 在中性点非直接接地的电网中,在 哪些情况下可能产生铁磁谐振过电压? 如何防止?	316
6-33 电磁式电压互感器引起谐振的原因有哪些?	317
6-34 半导体消雷器的作用是什么? 消雷器的保护范围有哪些? ...	318

6-35 简单介绍半导体少长针消雷装置。	319
6-36 什么叫做内过电压倍数? 电力系统通常出现的内过电压倍数是多少?	321
6-37 限制内部过电压有哪些措施?	321
6-38 为什么直埋电缆有时也会遭受雷击?	322
第7章 电气安全技术	324
7-1 电流对人体的伤害有哪些类型?	324
7-2 根据触电的方式和电流通过人体的途径, 触电是如何分类的?	324
7-3 与触电伤害程度有关的因素有哪些?	325
7-4 在运行中的高压设备上工作, 根据所需的安全作业条件不同, 可分为哪几类?	326
7-5 在高压设备上工作必须遵守哪些规定?	327
7-6 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 保证安全的组织措施有哪几项?	327
7-7 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 保证安全的技术措施有哪几项?	327
7-8 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 工作地点必须停电的范围有哪些? 注意事项是什么?	327
7-9 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 有关验电的规定有哪些?	328
7-10 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 有关装设临时接地线的规定有哪些?	329
7-11 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 有关悬挂标示牌和装设临时遮栏的规定有哪些?	330
7-12 填写工作票和小组工作票的工作范围有哪些? 工作票的主要内容是什么? 与工作票有关的人员有哪些?	331
7-13 在哪些情况下需要填写操作票?	332
7-14 在执行工作监护制度时有哪些规定? 监护的内容有哪些? 监护人允许监护的人数是如何规定的?	333
7-15 在变(配)电所进行值班工作的一般规定有哪些? 变(配)电所单人值班的条件有哪些?	334
7-16 值班人员巡视高压设备和高压线路的一般规定有哪些?	335

7-17 对倒闸操作的基本要求有哪些? 倒闸操作应做好哪些环节?	335
7-18 倒闸操作票在拟订和执行中有哪些注意事项?	336
7-19 对电气设备倒闸操作的技术要求有哪些?	337
7-20 电气设备倒闸操作中不允许发生的误操作有哪些?	337
7-21 变(配)电所倒闸操作模拟图板的作用是什么? 制作时有哪些要求?	338
7-22 高低压配电装置的调度操作编号原则是什么?	338
7-23 电力系统的运行为什么要实行统一调度?	341
7-24 哪些用户应与供电部门签定调度协议? 对调度户的要求有哪些?	342
7-25 对双路或双路以上电源供电的用户, 当地供电部门通常将其划分为哪几类? 双路电源并联运行在技术方面的前提是什么?	343
7-26 什么是核相? 核相的方法有哪些?	343
7-27 在低压系统中如何利用电压表或灯泡进行核相?	344
7-28 如何采用核相器(或核相杆)核相?	344
7-29 如何通过电压互感器核相?	345
7-30 双路电源在核相时有哪些注意事项?	345
7-31 什么是绝缘安全用具? 它包括哪些种类?	346
7-32 什么是检修安全用具? 它包括哪些种类?	347
7-33 绝缘杆、绝缘手套、绝缘靴使用前应做哪些检查? 如何正确使用和保管?	347
7-34 触电紧急救护的要点是什么? 如何使触电者迅速脱离电源? 脱离电源后应如何处理?	347
7-35 触电救护的安全注意事项有哪些?	349
7-36 引起电气火灾的主要原因有哪些?	350
7-37 扑救电气火灾的注意事项有哪些?	350
7-38 应如何预防电气火灾?	351
第8章 电气二次图样的阅读	352
8-1 电气回路一、二次设备是如何划分的? 二次回路一般包括哪些回路?	352
8-2 研究二次回路的意义是什么?	352
8-3 读二次回路图的基本方法是什么?	353

8-4	什么是原理图？原理图有哪些特点？	354
8-5	展开图的特点有哪些？展开图的回路标号原则有哪些？	355
8-6	安装接线图的用途有哪些？屏背面展开图是如何绘制的？	358
8-7	在安装接线图上如何表示二次设备？	359
8-8	接线端子的用途是什么？接线端子的基本结构和分类是怎 样的？	360
8-9	在安装接线图中端子排是如何表示的？端子排的排列原则 是什么？	363
8-10	什么是相对编号法？	365
8-11	举例说明相对编号法在安装接线图中的实际应用。	366
8-12	相对编号法在实际应用中应掌握的原则有哪些？	367
8-13	控制电缆一般应用在变（配）电所的哪些场合？其截面积应 如何选用？	368
8-14	控制电缆应如何编号？	369
8-15	变电所的操作电源有哪些用途？常用的直流操作电源有哪 几种？	370
8-16	试述变电所的硅整流电容储能直流电源系统的接线原理。 ...	371
8-17	如何确定硅整流电容储能直流电源系统中储能电容器的装 设容量？	373
8-18	断路器控制回路和信号回路的特点有哪些？它们是如何分 类的？	373
8-19	断路器控制回路一般应满足哪些要求？	374
8-20	断路器控制回路中采用的 LW2 系列控制开关常见型号、用途 及特点有哪些？	374
8-21	如何阅读没有电气防跳回路的 CD10 型断路器操动机构的控制 回路展开图？	380
8-22	什么是电气“防跳”？在哪些情况下应当装设电气防跳 回路？	383
8-23	如何阅读有电气防跳回路的 CD10 型断路器操动机构的控制 回路展开图？	384
8-24	如何阅读就地控制断路器的控制回路？	386
8-25	变电所的信号装置是如何分类的？它们的用途有哪些？	387
8-26	简述变电所的闪光信号的动作原理。	388

8-27	简述由闪光继电器组成的闪光装置的动作原理。	390
8-28	简述就地复归信号装置的动作原理。	391
8-29	简述中央复归不能重复动作的事故信号装置的动作原理。 ...	391
8-30	ZC 型冲击继电器的结构和动作原理是怎样的? 它有哪些 优点?	393
8-31	简述中央复归能重复动作的事故信号装置的结构和动作 原理。	394
8-32	变电所出现哪些情况时发出预告信号? 中央复归可重复动 作的预告信号装置动作原理是怎样的?	395
8-33	变电所的交流操作有哪些优缺点?	399
8-34	变电所中交流操作断路器的控制回路有哪些特点?	399
8-35	变电所中交流操作的中央信号回路有哪些特点?	401
8-36	变电所中交流操作的继电保护装置有哪些类型? 它们的特 点有哪些?	403
8-37	交流操作中直动式继电器是如何接线的?	405
8-38	交流操作中将分闸线圈分流的保护有哪些接线方式? 简述 其动作原理。	405
8-39	什么是暂时性故障? 什么是自动重合闸?	408
8-40	自动重合闸有哪些种类?	409
8-41	对自动重合闸的基本要求有哪些?	410
8-42	绘图说明单侧电源供电线路的三相一次自动重合闸的工作 原理。	411
8-43	什么是重合闸前加速?	414
8-44	什么是重合闸后加速?	415
8-45	什么是备用电源自投装置? 什么是明备用和暗备用?	417
8-46	对备用电源自投装置的基本要求有哪些?	418
8-47	绘图说明备用变压器自动投入装置的基本工作原理。	419
参考文献		421

第1章 基础知识

1-1 为什么要研究和应用高电压技术？

高电压技术是随着高电压、远距离输电而逐渐发展起来的一门电力科学技术。

水力发电厂往往建设在水力资源丰富、然而又远离大规模电力用户的江河上；而火力发电厂为了减少燃料的运输，通常又建设在燃料资源的产地，这样就使得发电厂距离用电负荷的中心很远，为了将发电厂发出的电能经济、安全地输送到用户，就需要建设大规模、电压等级很高的电力网。制造许多高电压的电力设备，需要一大批能够掌握高电压技术的各类人才。为了解决这些生产上的实际问题，就必须研究和应用高电压技术。所以高电压技术是电力行业和电力设备制造业以及高压电工必须研究和掌握的一个重要的科技领域。

另外，随着科学技术的飞跃发展，高电压技术的应用日益广泛。目前世界上众多行业和领域，如核物理技术、基本粒子加速器、激光、电子等，也都与高电压技术有密不可分的关系。

1-2 高电压技术研究的主要内容有哪些？

在高电压技术中需要研究的内容相当广泛，主要有以下四个方面：

(1) 绝缘问题 绝缘的作用就是仅允许电荷沿着导线做定向的移动，而不允许向任何其他方向移动，这是高电压技术最为关键的课题。有关绝缘的问题主要有：各种绝缘介质的特性；各种绝缘介质在高电压下的放电机理和耐电强度；各种绝缘介质的结构、生产和老化的规律以及各种绝缘介质与自然条件（气候、环境等）的关系。另外，还要研究如何延长各种绝缘介质的寿命等。

(2) 过电压问题 电力设备除了承受工作电压外，还会遇到

外部过电压和内部过电压的侵害。因此需要研究过电压发生的原因和规律以及反事故措施。

(3) 高电压试验与测量问题 为了研究绝缘和过电压问题,就必须进行各种高电压试验,要研究高电压试验的方法、试验的技术,以及研究和应用各种高电压测试设备等。

(4) 电压的变换与控制问题 在很多情况下,高电压必须通过一定的装置变换为适用的低电压,或将低电压变换为高电压,以利于远距离输送。这里就存在一个电压变换问题;另外,高电压在输送、分配的过程中,还存在一个控制的问题等。

1-3 什么是动力系统? 动力系统一般由哪几部分组成?

所谓动力系统是指电力系统和发电厂中的动力部分以及热电厂中的热力网的总称。动力系统主要包括由发电机、变压器、电力线路、用电设备所连接在一起的电力系统和由锅炉、汽轮机、热力网和用热设备或水库、水轮机或核电厂的反应堆等组成的动力部分。

1-4 什么是电力系统? 什么是电力网?

随着电力事业的飞速发展,电能的应用已极为普及,电灯发光、电动机转动、电炉发热以及电视机那无比美妙的动画和声响效果,都离不开电能。电能一般来自于发电厂的发电机。然而发电厂一般要建设在能源丰富的地方,如火力发电厂要建设在燃料资源丰富的地方;水力发电厂要建设在有大的水位落差的地方;风力发电厂要建设在一年四季风力强劲的地方。可是发电厂距离大城市和用电负荷中心很远,这就必然存在电能的远距离输送。具体分析可知,电压等级越高,合理输送电能的距离越远。所以由发电厂发出的电能一般都需要经过升压变压器将电压升高,电压升高后的电能再经过输电线路进行远距离的输送。当到达用电负荷中心后再进行配电,而配电又按配电范围大小分为高压配电、中压配电和低压配电,最后将电能送到电能用户的各种电器和电气设备。也就是说,由发电、变电、输电、配电和用电这五个环节所组成的电能生产、变换、输送、分配和消费的整体,就叫做电力系统。在电力系统中,这五个环节应环环相扣,时时平

衡，缺一不可，又几乎在同一时刻完成。

在电力系统中，除发电和用电这两个环节以外的部分，即由变电、输电和配电三个环节构成的整体称为电力网。电力网又简称为电网。电力网是连接发电厂和用户的中间环节，是传送和分配电能的网络。电力网由不同电压等级的输配电线路和变压器所组成，按其功能不同常分为输电网和配电网两大部分。输电网一般是由 220kV 及以上的输电线路和与其连接的变压器组成的，是电力网的主要网络，其作用是将电能输送到各个地区的配电网或直接送给大型电力用户。配电网是由 110kV 及以下的配电线路和配电变压器所组成的，其作用是将电能送至各类电能用户。

1-5 什么是发电？发电厂的类型有哪些？

利用发电动力装置将位能（水的落差）、热能（煤、油、天然气等）、核能以及风能（风力）、地热能、海洋能（潮汐）、太阳能等一次能源转换为二次能源（电能），用以满足各种各样电器或电气设备正常工作的需要，就称之为发电。具体发电的场所称为发电厂。简单地说，发电厂就是生产电能的工厂。发电厂发出的电压一般为 3.15 ~ 20kV。根据电厂容量及其供电范围的大小，可分为区域性发电厂、地方性发电厂和自备电厂等。

区域性发电厂大多兴建在水利资源丰富的江河流域或煤矿蕴藏量较大的地方。这类发电厂的容量大，距离用电负荷中心较远，需要通过超高压输电线路远距离输电。兴建大容量的区域发电厂可以经济合理地利用国家的动力资源。地方性发电厂一般是中小型电厂，往往建在用户附近。自备电厂建在大型厂矿的内部，作为自备电源，对大型厂矿企业和电力系统可以起到后备和保证连续供电作用。地方性发电厂和自备电厂基本都是火力发电厂，一般采用热、电联合生产的形式，即除了发电以外，还要向热用户供热，这种电厂称为热电厂。

1-6 什么是变电？变电所的功能有哪些？变电所是如何分类的？

在电力系统中，通过电压变换装置将低电压变换为高电压或

将高电压变换为低电压的过程称为变电。它是电力系统中的重要组成部分。

变电所是接受电能、变换电压和分配电能的枢纽，是发电厂和电能用户之间的重要环节。变电所一般由电力变压器、室内外配电装置、继电保护、自动装置以及监控系统等组成。当仅有配电装置用来接受和分配电能而无变压器进行电压的变换时，则称为配电所或开闭站。

变电所有升压和降压之分。升压变电所通常与发电厂连接在一起，在发电厂的电气部分中安装有升压变压器。发电厂的发电机所发出的电能，由于电压较低，远远不能满足输电的要求，为了实现远距离输电的目的，一般采用升压变压器将较低的电压升为高电压。输出的电压等级越高，输电的效率越高，输送的距离越远，一般将发电机发出的低电压通过升压变压器升高为 35 ~ 500kV 的电压等级作为输电电压。而降压变电所一般设在用电负荷中心，将高压电能适当降压后，供给用户使用。

由于供电范围的不同，变电所可分为一次（枢纽）变电所和二次变电所。工厂企业的变电所可分为总降压变电所（中央变）和车间变电所。一次变电所是由 110kV 以上的主要网络受电，将电压降低到 35 ~ 110kV，供给一个较大区域的负荷中心。一次变电所通常采用双绕组变压器，也有采用三绕组变压器将高电压降为两种不同的电压，与相应电压级别的网络连接起来。一次变电所的供电范围较大，是系统与发电厂连接的枢纽，故有时也称其为枢纽变电所。二次变电所多由 35 ~ 110kV 高压配电网络受电，有些也由地方性发电厂直接受电。将 35 ~ 110kV 电压降为 6 ~ 10kV 向一般为数千米范围内的用户供电。总降压变电所是对工厂企业供电的枢纽，故又称为中央变电所，它与二次变电所的情况基本相同，也是由 35 ~ 110kV 高压配电网络直接受电，经电力变压器降压至 3 ~ 10kV 对工厂企业内部供电。对于中、小型企业可由一个或多个企业共设一个总降压变电所。车间变电所是从总降压变电所引出的 6 ~ 10kV 厂区高压配电线路受电，将电压降到

380/220V，对各类用电设备供电。

1-7 什么是输电？

由于发电厂与用电负荷中心一般相距很远，将发电厂发出的电能通过升压变压器升压（变电）至 35 ~ 500kV 后，在高压架空输电线路上进行远距离的输送，直至用电负荷中心的全过程称为输电。输电是电力系统的重要组成部分，它使得电能的开发和利用超越了地域的限制。很长的输电线路有可能经过不同的气候、不同的海拔，有可能跨越大山、跨越河流或湖泊、跨越道路或桥梁，有时条件十分恶劣。但电能与其它能源的输送方式相比，具有效率高、损耗小、污染少，且易于调节和控制等特点。另外，高压输电线路还可以将不同地点的发电厂连接起来，构成大规模的联合电力系统，能使电能的质量进一步提高，同时起到互相支援、互为补充的作用。它已成为现代社会的能源大动脉。按照输送电流的性质来分，有交流输电和直流输电两种。目前较为广泛应用的是交流输电，但近年来直流输电也愈来愈受到人们的重视。按照输电线路的结构来分又有架空线路和直埋敷设电缆线路两种形式。

1-8 什么是配电？

电能通过高压输电线路的远距离输送，到达用电负荷中心后，就需要将电能分别配送至各个用户，这一电能的分配过程称为配电。配电又分为高压配电和低压配电。

所谓高压配电的电压通常是指 3、6、10、35、60、110kV 电压等级的配电，3 ~ 10kV 配电又称为中压配电。通过技术经济指标的综合分析，一般以 10kV 电压等级配电较为合理；但是当用户有大量的 6kV 高压电动机时，可采用 6kV 作为配电电压。当有大量的 3kV 高压电动机时，目前一般也采用 10kV 作为配电电压，因为 3kV 作为配电电压不太经济；如果用户距离上级变电所较远时，传统上采用 35kV 电压等级作为配电电压。随着我国电力工业的迅速发展，用电容量急剧增加，从技术经济指标分析，将逐步取消 35kV 电压等级，在大容量电力系统中已采用 110kV 的配电电压等级。同时也有将 10kV 电压等级提高为 20kV 的考虑。

所谓低压配电的电压等级通常是指 380/220V 和 660/380V 电压等级的配电。在我国传统上采用了 380/220V 的三相四线制配电方式。这种配电方式可以向照明、动力合一的混合负载供电。但是随着用电容量的不断增大，在煤炭部门低压配电已经升压为 660/380V，冶金、化工部门也正在进行测试。

1-9 工厂变（配）电所的作用有哪些？车间变电所是如何分类的？

为了减少损耗、加大输电距离和供电的容量，一般都尽量采用高压或超高压输电，然而由电力系统引来的高压或超高压电能是不能直接应用于各种低电压的电气设备和生产机械的，因此必须设立工厂变（配）电所。工厂变电所担负着由电力系统受电、经过变换电压后再分配到各个用电设备的任务。而工厂配电所则由较低电压的电网受电，然后再分配到各个用电设备。不难看出，工厂变电所的作用是接受电能、变换电压和分配电能；而工厂配电所的作用只是接受电能和分配电能。一般工厂变电所属于降压变电所，分为总降压变电所和车间变电所。对于大型工业企业通常受电电压为 35 ~ 110kV，经过总降压变电所后将电压降为 6 ~ 10kV 分别馈送至多个车间变电所。总降压变电所一般设在室外。中小型工业企业一般只设车间变电所。

车间变电所按照变压器安装位置的不同可分为：

(1) 附设式变电所 这种变电所利用车间的一面或两面墙作为车间变电所的公用墙，变压器的大门向着车间外开。按变压器位于车间的墙内或墙外不同又分为内附式和外附式。

(2) 独立变电所 这种变电所设在和车间建筑无直接联系的独立建筑物内，主要用于负荷分散或防火、防爆、防尘要求较高或环境条件受限制的场所。

(3) 车间内变电所 变压器设在车间内部，可以做到距离用电负荷中心较近，特别适用于建筑物的跨度较大、设备配置较为稳定以及有一般环境要求的场合。这种变电所需要占用较大的空间，但近年发展起来的干式变压器和全封闭组合电器，可以使得

变电所实现小型化，这就使得车间内变电所的采用日益受到人们的欢迎。

(4) 地下变电所 这种变电所适用于车间生产面积受到限制，又希望变电所距离用电负荷中心较近的场所。这种变电所宜采用干式变压器或全封闭组合电器。

(5) 户外变电所 这种变电所安装于户外露天地面上，简单、经济，一般常用于小型工厂。但其安全性和可靠性均较差，且有碍观瞻，同时受到环境条件的限制。

(6) 箱式变电站 这种变电站是近年发展起来的一种新型的变电站。它把各种变配电装置以高压室、变压器室和低压室的间隔箱体在生产厂家预制成几个分体，运输到现场后进行简单的组装即可。具有建设工期短、见效快、安装方便、无须占用建筑物等优点。

1-10 电力系统有哪些特点？对电力系统的基本要求是什么？大规模联合电力系统有哪些优点？

电力系统中在电能的生产、变换、输送、分配和应用的过程中具有以下特点：

(1) 电能的生产、变换、输送、分配和应用，几乎是在同一时刻完成的。也就是说电能不能大量地储存（近年来国内外已有较大规模的抽水蓄能电站）；

(2) 电能的生产与国民经济息息相关，与人民生活密不可分；

(3) 电力系统的过渡过程非常短暂，必须采用各种自动装置；

(4) 电力系统是随着用电容量的增加而不断发展的。

根据电力系统所具有的特点，对其提出以下基本要求：

(1) 电力系统中应选用高质量的电气元件，以保证供电的可靠性；

(2) 电力系统应具有较高的运行管理水平；

(3) 应随时保证良好的电能质量；

(4) 要有足够的经济性；

(5) 应能最大限度地满足不同用户对用电的需求。

随着用电容量的不断扩大，各个电力系统之间通过联络线并

网，以形成大规模的联合电力系统。它的主要优点是：

(1) 各个电力系统之间可以互相支援，减低负荷的峰谷差，从而可以减少装机容量；

(2) 可减少各个电力系统的备用容量；

(3) 联合电力系统便于安装大容量机组；

(4) 便于开发和利用大型动力资源；

(5) 可以提高供电的可靠性；

(6) 可以提高电能质量；

(7) 可以提高运行的经济性。

1-11 什么是电气设备的额定电压？我国交流电力网和电气设备的额定电压标准是如何规定的？

电气设备的额定电压是指能够保证电气设备正常运行并能获得最佳技术经济效益的工作电压，它也是电气设备设计的依据之一。我国交流电力网和电气设备的额定电压标准见表 1-1。

表 1-1 我国交流电力网和电气设备的额定电压标准

分类	电力网和电气设备 额定电压/kV	发电机额定电压/kV	电力变压器额定电压/kV	
			一次绕组	二次绕组
低 压	0.22	0.23	0.22	0.23
	0.38	0.4	0.38	0.4
	0.66	0.69	0.66	0.69
高 压	3	3.15	3, 3.15	3.15, 3.3
	6	6.3	6, 6.3	6.3, 6.6
	10	10.5	10, 10.5	10.5, 11
	-	13.8, 15.75, 18, 20	13.8, 15.75 18, 20	-
	35	-	35	38.5
	60	-	60	66
	110	-	110	121
	220	-	220	242
	330	-	330	363
	500	-	500	500

注：根据国标 GB156—1993《标准电压》的规定，额定电压分为受电设备和供电设备两大类。表中用电设备和变压器一次绕组相当于受电设备，而发电机和变压器的二次绕组相当于供电设备。表中所列变压器一、二次绕组额定电压，是我国变压器生产厂家的标准产品规格。

1-12 电力系统中电能质量的含义是什么？

电力系统中的电能质量是以电压偏差、频率偏差和正弦波形畸变率三个指标衡量的。

(1) 电压偏差 是指受电端实际的端电压 U 与额定电压 U_N 之差，一般以其对额定电压 U_N 之比的百分值来表示，即

$$\Delta U \% = \frac{U - U_N}{U_N} \times 100\%$$

我国电力系统的用户受电端的电压变动幅度不应超过下述数值：

35kV 及以上供电用户和对电压质量有特殊要求的用户为额定电压的 $\pm 5\%$ ；

10kV 及以下高压供电用户和低压电力用户为额定电压的 $\pm 7\%$ ；

低压照明用户为额定电压的 $+5\% \sim -10\%$ 。

(2) 频率偏差 我国电力系统的额定频率是 50Hz，规定的允许偏差为：系统容量在 300 万 kW 及以上者为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ；

系统容量在 300 万 kW 以下者为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。

(3) 正弦波形畸变率 所谓正弦电压波形畸变率是指供电电压波形偏离正弦波的程度。由于非正弦波可以分解为基波和若干个谐波，而对称于时间轴的非正弦波不含直流分量，因此电压波形畸变率 DFU 可由下式来计算：

$$DFU = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n U_i^2}}{U_1}$$

式中 U_1 ——基波电压有效值 (V)，可近似取电网的额定电压值；

U_i —— i 次谐波电压有效值 (V)，一般最高次 n 应取至 19 次。

电力系统的电压波形应是正弦波形，电网中任何一点的电压

正弦波形畸变率均不得超过规定值。

由于现代用电设备中出现了整流、逆变、变频、调速等非线性负荷特性设备，还有电弧炉、电气机车、轧钢机、起重设备、弧焊设备等冲击性负荷或不对称负荷，不但会引起电压波动，而且还会造成电压波形的畸变。上述设备接入电网时，应考虑对电压波形的影响，必要时应采取相应的改善电压波形的措施。

根据傅里叶变换，非正弦波电压可分解为基波（50Hz）电压和一系列谐波电压，总谐波电压是所有的谐波电压的方均根值。我国对供电的电压正弦波形畸变率的极限值和用户注入系统谐波电流允许值都有相应的规定，以 10kV 的电网为例，总的谐波电压畸变率（DFU）应小于 4%，奇次谐波应小于 3.2%，偶次谐波应小于 1.6%；而各次谐波电流的允许值见表 1-2。

表 1-2 注入公共连接点的谐波电流允许值（10kV 电网）

谐波次数	2	3	4	5	6	7
电流允许值/A	26	20	13	20	8.5	15

注：计算谐波电流的电力系统三相短路容量为 100MVA。

电网谐波管理意义重大，工业发达国家极为重视。目前我国已开始对电网污染问题给予了较大的关注，以求保证电网谐波能在允许范围以内。如不治理电网谐波，将导致电气设备寿命缩短、网损增加、仪表指示不准、干扰通信线路，甚至引起继电保护和自动装置的误动或拒动。

1-13 电力系统中的电能质量和供电质量有哪些区别？

供电质量与电能质量是两个不同的概念，供电质量不仅包含电能质量指标，还包括供电可靠性指标。

电力系统中，在用户用电的时间内供电不中断的概率叫做供电可靠率。供电可靠性一般常用供电可靠率来衡量，可由下式计算：

$$\text{供电可靠率} = \left(1 - \frac{\text{统计期间的用户平均累计停电时间}}{\text{统计期间的时间}} \right) \times 100\%$$

1-14 提高供电可靠性的措施有哪些？

提高供电可靠性的措施主要有：

- (1) 采用可靠的发电、变电、输电和配电设备。
- (2) 加强电气设备的日常维护和管理。
- (3) 严格遵守各项规章制度，防止发生各种可能的误操作。
- (4) 采用可靠、安全与合理的主接线方案。
- (5) 努力提高电气线路的运行水平。
- (6) 系统中应具有足够的备用容量。
- (7) 制定合理的运行方式。
- (8) 采用迅速、可靠的继电保护和自动装置。
- (9) 开发利用计算机监控系统。
- (10) 认真做好计划检修和设备更新工作。

1-15 电力系统中的电压等级的高低是如何区分的？

目前我国对于电压等级的高低的区分，在不同的规程中由于着眼点的不同而不一致。例如，在 1991 年出版的《电业安全工作规程》中，规定电气设备对地电压在 250V 及以下者为低压；而电气设备对地电压在 250V 以上者为高压。按照安装规程的规定，传统的配电线路电压高低划分，电压在 1kV 以上者称为高压配电线路，电压在 1kV 及以下者称为低压配电线路。

毋庸讳言，当时前一分类方法显然是针对人身安全界定的。也就是说对于 380V 的三相四线制系统，由于其相线对地电压为 220V，对地电压在 250V 以下，应属于低压。而后一类分类方法一般是针对配电线路安装、制造和设计的差异采用这一区分方法的。

必须强调的是：低压并非安全电压。在 IEC 和现行国家标准中，安全电压确定为 42、36、24、12 和 6V，而且不同场合应采用规定的安全电压等级。显然，对地电压在 250V 及以下者为低压，但从人身安全的角度并非安全电压。

随着电网容量的不断扩大以及电力技术的发展，存在着低压 380/220V 的电压等级升压为 660/380V 的可能性，超高压 500kV

也将会提升至 750kV 甚至更高的 1150kV 的特高压。

目前我国一般采用以下标准电压等级：

超高压 500kV

高压 220、110、63 和 35kV（对于某些大城市正在逐步取消 35kV 电压等级）

中压 10（20）kV

低压 380/220V。

1-16 用电设备、发电机的额定电压与电力线路的额定电压有何关系？对于电力变压器一、二次绕组的额定电压有何规定？

（1）用电设备的额定电压应与电力线路的额定电压相同。

由于电力线路上产生电压损失，所以造成电力线路始端与末端、甚至沿线路各点的电压均有所不同，如图 1-1 所示。然而电器的生产厂家无法按沿线各处的电压制造用电设备，而只能按照线路的额定电压来制造。因此用电设备的额定电压必须与线路的额定电压相同。

（2）发电机的额定电压应高于线路额定电压 5%。

一般电力线路电压的允许偏差为 $\pm 5\%$ ，也就是整个线路允许有 10% 的电压降。为了维持线路的平均电压为额定值，所以

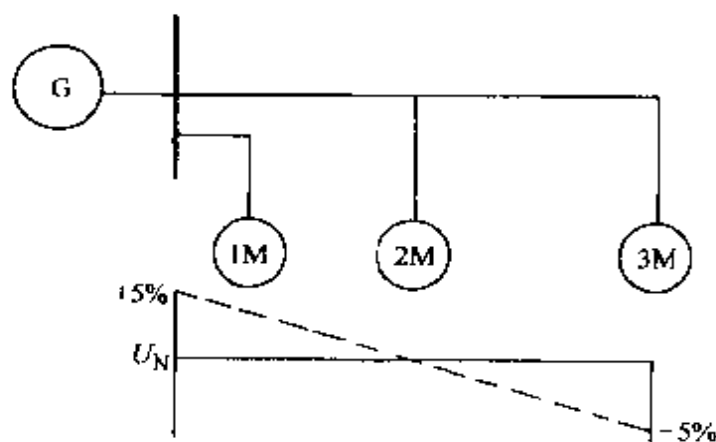


图 1-1 用电设备和发电机的额定电压

线路首端（即发电机处）的电压应较线路额定电压高 5%，而线路末端的电压则可较线路的额定电压低 5%，如图 1-1 所示。

（3）电力变压器一次绕组的额定电压，有些情况下需要高于线路额定电压 5%，有些情况下则需要等于线路额定电压。

当变压器接在发电机的出口时，如图 1-2 所示的变压器 1T，此时变压器一次绕组的额定电压应与发电机的额定电压相同，也

就是高于同级线路额定电压的 5%；

当变压器接在线路上时，如图 1-2 中所示的 2T，这时可把它看作是线路的受电设备。因此其一次绕组的额定电压应与线路的额定电压相同。

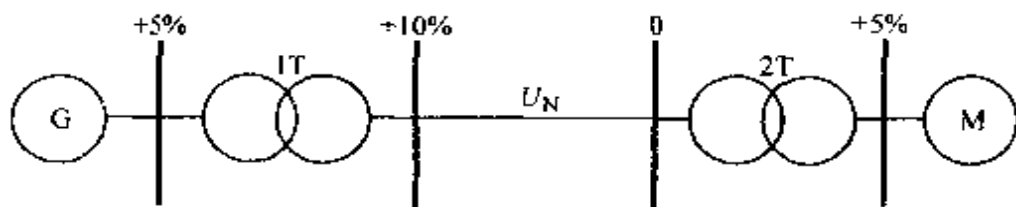


图 1-2 电力变压器的额定电压

(4) 电力变压器二次绕组的额定电压，有些情况下高于线路额定电压 10%，有些情况下仅高于线路额定电压 5%。

这是因为变压器二次绕组的额定电压是指其空载时的电压（一次绕组在额定电压下）。而变压器在满负荷时，它的绕组内有大约 5% 的阻抗电压降。因此，如变压器二次侧供电线路较长（如较大的高压电网），则变压器二次绕组的额定电压，一方面应补偿变压器内部 5% 的阻抗电压降；另一方面还应考虑变压器满负荷时二次电压还要高于线路额定电压 5% 的要求，以补偿出线线路上的压降，所以它应比线路额定电压高 10%，如图 1-2 中的 1T。当电力变压器二次侧供电线路不太长，（如为低压电网，或直接供电给用电设备），则变压器二次绕组的额定电压，只需高于线路额定电压的 5%，即仅考虑变压器内部压降，如图 1-2 中的 2T。

1-17 电力负荷是如何分级的？对各级负荷的供电应符合哪些要求？

按照新的行标规定：电力负荷应根据供电可靠性及中断供电在政治、经济上所造成的损失或影响的程度，分为一级负荷、二级负荷及三级负荷。

(1) 一级负荷

中断供电将造成人身伤亡者；

中断供电将造成重大政治影响者；

中断供电将造成重大经济损失者；

中断供电将造成公共场所秩序严重混乱者。

对于某些特等建筑，如重要的交通枢纽、重要的通信枢纽、国宾馆、国家级及承担重大国事活动的会堂、国家级大型体育中心以及经常用于重要国际活动的大量人员集中的公共场所等的一级负荷，在新的国家标准中称为特别重要负荷。

中断供电将影响实时处理计算机及计算机网络正常工作或中断供电后将发生火灾以及严重中毒的一级负荷也为特别重要的负荷。

(2) 二级负荷

中断供电将造成较大政治影响者；

中断供电将造成较大经济损失者；

中断供电将造成公共场所秩序混乱者

(3) 三级负荷

不属于一级和二级的电力负荷。

对于一级负荷的供电，应符合以下要求。

一级负荷应由两个电源供电，当一个电源发生故障时，另一个电源应不致同时受到损坏。

一级负荷容量较大或有高压用电设备时，应采用两路高压电源；如负荷容量不大时，应优先采用从电力系统或临近单位取得第二低压电源，亦可采用应急发电机组；如一级负荷仅为照明或电话站负荷时，宜采用蓄电池组作为备用电源。

对于特别重要的负荷，除上述两个电源外，还必须增设应急电源。为了保证对特别重要负荷的供电，严禁将其它负荷接入应急供电系统。

常用的应急电源有：独立于正常电源的发电机组；供电网络中有效地独立于正常电源的专门馈电线路；蓄电池组。

根据允许的中断时间可分别选择下列应急电源：

静态交流不间断电源装置适用于允许毫秒级中断的供电场合；

带有自动投入装置的独立于正常电源的专门馈电线路，适用

于允许中断时间为 1.5s 以上的供电；

快速自起动的柴油发电机组，适用于允许中断供电时间为 15s 以上的供电。

对于二级负荷的供电，应符合以下要求。

二级负荷的供电系统应能做到当发生电力变压器故障或线路常见故障时，不致中断供电（或中断后能迅速恢复）。在负荷较小或受地区供电条件限制时，可由一回 6kV 及以上专用架空线供电。

对于三级负荷对供电，无特殊要求。

1-18 什么叫中性点直接接地系统？什么叫中性点不接地系统？什么叫中性点不直接接地系统？它们各有哪些特点？

1. 中性点直接接地系统系指变压器或发电机的中性点直接通过金属导体与大地相连接的系统。它有两个特点：

(1) 当系统中发生一相接地故障时，非故障相与大地间的电压保持不变，仍为相电压；但故障相对地电压为零。因故障引起的过电压较低，所以该系统中电力设备的绝缘水平可以选择得低一些，从而使得基建投资较为节省。

(2) 当系统中发生一相接地故障时，接地短路电流流经故障点进入大地，通过大地经接地体再流向变压器的中性点，因为大地电阻很小，所以短路电流很大。因此，这种系统又叫大接地短路电流系统，也称做大电流接地系统。

由于这种系统的故障电流很大，对其附近的通信线路和铁道信号线路将感应出高电位，并对通信产生严重干扰。另外，还直接威胁到人身和通信设备的安全。所以，在故障瞬间必须通过继电保护装置，用断路器将故障线路立即断开，迫使供电中断，从而导致供电可靠性大大降低。

2. 中性点不接地系统系指变压器或发电机的中性点都不与零电位的大地相连接的系统，该系统的特点也有两个：

(1) 当该系统中发生一相接地时，接地相的相电压降低，甚至为零（指通过金属接地时）。非接地相的相电压升高，甚至高

到线电压值。另外，还有可能产生弧光接地过电压，其过电压的倍数较高。所以该系统对电力设备的绝缘水平要求较高。

(2) 当该系统中发生一相接地时，由于接地相与其它两相间并不直接构成回路，所以短路电流不大，因此将其称为小接地短路电流系统，也称为小电流接地系统。

由于该系统的接地电流仅仅是流经线路对地分布电容的电流，电流较小。所以发生一相接地时，三相的相间电压（即线电压）保持不变，系统可以短时间（规程规定不超过 2h）继续运行，因此其供电可靠性较高。但是要求设备有较高的绝缘水平，因而基建费用相应提高。

这里需要指出，中性点不接地系统中出现一相接地，不属于故障，而是异常运行状态。

3. 中性点非直接接地系统即经消弧线圈或经电阻接地的系统。当系统容量较大、线路较长、线路对地分布电容较大的场合，通常考虑将变压器或发电机的中性点采用经消弧线圈或电阻接地的方式。该系统虽然较中性点不接地系统的接地电流为大，但比中性点直接接地系统的故障电流却小得多。因此，这种系统也称为小接地短路电流系统，又称为小电流接地系统。

在我国电力系统中，中性点的运行方式根据电网电压的不同，传统上一般分为以下几种情况：

(1) 380/220V 三相四线制电网，其中性点是接地的；

(2) 6 ~ 10kV 三相三线制电网，其中性点在我国传统上采用不接地方式。但当系统中出现一相接地时，接地电流超过 30A 时，应采用经消弧线圈接地或经电阻接地的方式。

(3) 35 ~ 60kV 三相三线制电网，其中性点常采用经消弧线圈接地，以提高供电的可靠性。若系统的单相接地电流小于 10A 时，一般采用不接地的方式。

(4) 110 ~ 154kV 三相三线制电网，一般采用中性点直接接地方式。在雷电活动频繁的山地和杆型简单的电网中，当采用直接接地方式不能满足供电的安全要求时，也可采用经消弧线圈接

地的方式。

(5) 220 ~ 330kV 三相三线制电网，应采用中性点直接接地方式。另外，配合采用分相自动重合闸装置，以提高供电的可靠性。

应该指出，380/220V 三相四线制配电系统，可以供电给照明、动力合一的混合负荷。在不增加变（配）电设备的情况下，能直接获得两种使用电压。另外，可以抑制零点漂移、限制相线对地电压。但此电压并非安全电压，运行人员仍需认真对待。

有些国家在 10kV 电网中就是采用中性点经低电阻接地的运行方式。我国随着电气事业的发展，10kV 电网的日益增大，配电线路愈来愈长，对地电容电流数值有的已经超过 30A（农村电网除外），最大的已高达 150A 甚至更大。由于有些城市电缆配电的比重逐渐加大，单相对地电容电流数值很大。因此，我国有的地区已开始采用中性点经低电阻接地的运行方式。这样，也为推广应用氧化锌避雷器创造了条件。根据北京地区的电网规划，市中心区及个别高新技术开发区的中压（10kV）配电网中性点接地方式，均开始采用经小电阻接地方式，并应配备零序保护。其它地区采用经消弧线圈接地或不接地方式。

1-19 什么是导体、绝缘体和半导体？什么是绝缘电阻和绝缘击穿？

所谓导体、绝缘体和半导体是针对物体导电性能而言的。易于导电的物体称为导体，如金、银、铜和铝等都是良导体；反之，不易导电的物体就称为绝缘体，如塑料、电气陶瓷等就属于绝缘体；而介于导体与绝缘体之间的材料则称为半导体，如锗、硅、硒和砷化镓等。

在一定电压的作用下，一般绝缘体中的电流是极难通过的，此一相当大的电阻值称为绝缘电阻。但是所谓绝缘和导电也是相对的，当在绝缘体上所加的电压高于某一数值时，绝缘体的绝缘性能将大打折扣，就会有大量的电流通过绝缘体，这种现象称为绝缘击穿。

1-20 什么是电介质？电介质有哪些分类方法？电介质在电力技术上的作用有哪些？

电气设备的各个带电部分之间、带电部分与外壳之间一般均采用不导电的材料将之隔离开来，以使电流按照规定的电路流通，这就是所谓绝缘。导电能力特别弱、施加电压后电流几乎不能通过的物体，称为绝缘材料，又称电介质。

电介质的分类如下。

(1) 由其内部的结构来分：

- 1) 共价键介质—正负电荷相重合；
- 2) 极性键介质—正负电荷极性略显差别；
- 3) 离子键介质—正负电荷极性很强。

(2) 由材料来源来分：

- 1) 天然生成；
- 2) 人工合成。

(3) 由材料的形态来分：

- 1) 气体—如空气、六氟化硫等；
- 2) 液体—它分为弱极性（如硅油、变压器油和电缆油等）、极性（如蓖麻油和苏伏油等）和强极性（如酒精和水等）；
- 3) 固体—它分为中性（如石蜡、聚苯乙烯和聚四氟乙烯）、极性（如聚氯乙烯、有机玻璃、松香、胶木、沥青、和纤维素等）、离子性（如云母、电瓷和刚玉等）和不均匀结构（如浸渍纸、绝缘子瓷等）。

电介质在电力技术中的作用：

- 1) 使导体间隔离（含导体与导体、导体与人或与大地）；
- 2) 提供电容器的储能条件；
- 3) 改善高压电场中的电位梯度。

1-21 在电场作用下的电介质经常发生哪几种物理现象？主要参数有哪些？

电介质在电场作用下主要发生的物理现象有极化、电导、损耗和击穿。

一般常用相对介电系数 ϵ_r 来表示其极化性能, 用电导率 γ 来表示其导电性能, 用介质损耗角正切 $\lg\delta$ 来表示其损耗性能, 用击穿电场强度 E_j 来表示其耐电性能。

1-22 什么是电介质的极化? 相对介电常数的物理意义是什么?

在不施加外电场的情况下, 电介质的各种电荷的质点排列无序、杂乱无章且相互束缚的比较紧密, 其表面表现不出电的极性。而当电介质上施加以外电场时, 原被束缚的正、负电荷就会产生相应的位移, 正电荷就会沿着电场力的方向移动, 而负电荷将逆电场力的方向移动, 这时在电介质的表面就呈现出电的极性。

另外, 在由偶极子组成的电介质上, 一旦施加以外电场, 其内部的偶极分子亦由原来的杂乱无序变为顺着电场力方向偏转, 并出现一致的取向, 对外也会呈现出电的极性。

由于电介质受外电场的作用会使其内部原被束缚的电荷产生位移或使偶极子发生规律取向, 这时电介质呈现出的极性就是电介质的极化现象。

由于电介质的极化, 使得其表面产生极化电荷。电荷量的大小随电介质的不同而不同。相对介电系数 ϵ_r 就是以某种物质作为电介质的电容器的电容量 C' 与以真空为电介质的同样电容器的电容量 C_0 之比, 即

$$\epsilon_r = \frac{C'}{C_0} = \frac{Q_0 + Q}{Q_0} = \frac{\epsilon}{\epsilon_0}$$

式中 Q_0 ——介质为真空时的电容器的电荷量;

Q ——在介质表面产生的极化电荷;

ϵ ——某种物质的介电常数;

ϵ_0 ——真空状态下的介电常数。

一般电工中利用空气为电介质的 $\epsilon_r \approx 1$; 以液体为电介质的 $\epsilon_r = 2 \sim 6$; 以固体为电介质的 $\epsilon_r = 2 \sim 10$; 而水的 $\epsilon_r \approx 80$ 。

1-23 相对介电常数在工程上有何意义?

影响相对介电常数的因素主要有频率、温度和水分。

一般当电场的频率较高时, 材料的 ϵ_r 变小; 而当电场的频率较低时, 材料的 ϵ_r 增大。

温度升高将使带电质点间的结合力减弱, 使极化加强; 但温度升高又能使分子的热运动加剧, 妨碍带电质点的有序排列, 使极化减弱。所以温度对于 ϵ_r 的影响取决于哪种作用为主。

材料吸水受潮会增加其夹层的极化作用, 使极化加强, 使得绝缘材料的耐电性能下降, 绝缘劣化, ϵ_r 增大。

相对介电系数在工程上的意义主要有:

(1) 在各种电机、电器的结构中, 一般均为不同绝缘材料的配合使用, 因而会使得整个绝缘结构的电压分布不匀, ϵ_r 小的承受的电压高, ϵ_r 大的承受的电压低。因此在工程中应注意选用恰当 ϵ_r 的材料结构, 使其得到较好的绝缘配合。

(2) 在电容器中, 应选用 ϵ_r 大的电介质, 以减小其体积和重量。而在电缆中, 应选用 ϵ_r 较小的电介质, 以防止发生过大的电容电流。

(3) 应定期清扫绝缘, 尽量防止受潮。否则 ϵ_r 将会增大。 ϵ_r 对温度及频率的变化会呈现一定的规律, 在工程上常利用这些变化来判断材料的脏污或受潮程度。

1-24 测量绝缘电阻在电气工程中的意义是什么?

测量绝缘电阻在电气工程中有着重要的意义。

(1) 电介质受潮后, 其绝缘电阻将会显著的下降。在电气工程中通常通过了解绝缘电阻的变化来判定高、低压电器、变压器、电力电缆等电气设备的受潮程度, 以确定所测的电气设备可否继续运行。

(2) 电介质表面绝缘电阻受外界环境的影响很大, 由于这样或那样的原因造成电介质表面吸附杂质或水分后, 将使其表面的泄漏电流增大, 能量损耗增加。同时由于杂质和水分分布的不均匀, 也会造成电压分布的不均匀, 因此极易引起局部放电现象, 导致设备的绝缘系统损坏。不难看出, 对电气设备定期清扫或采

取恰当的防污措施，是保证电气设备绝缘良好的重要工作。

(3) 电导率不同的多层不均匀介质绝缘结构的电介质，在直流电压的作用下，层间电压与电导率成反比分配。如各层电导率相差较大，则多层介质电压分布将极不均匀，在交流电压的作用下，若电介质的电导率很小， ϵ_r 较大，则电压分布主要取决于 ϵ_r ；反之，则层间电压分布主要取决于电导率。所以，在工程上必须考虑电压分布、材料利用和绝缘结构三者间的协调配合。

1-25 绝缘电阻由哪几部分组成？用兆欧表测量的是哪部分？

绝缘电阻一般分为体积电阻和表面电阻两部分。所谓体积电阻就是电介质自身对电导电流所呈现的电阻；而表面电阻主要为电介质表面电导电流所碰到的电阻。

对于液体和气体的电介质仅有体积电阻。而固体的电介质，因表面经常吸附水分、灰尘等导电杂质，这就使得表面电导远大于其体积电导。在电气测量时，一般测量的只是体积电阻。当要求测量比较确切时，在做绝缘电阻和泄漏电流试验时，应将表面泄漏电流予以屏蔽，并具体分析测量结果。

1-26 什么是介质损耗？

在电场力的作用下，电介质内带电粒子的移动或转向都需要从电场中吸取能量，电介质在电场中消耗能量的这种现象，称为介质损耗。

在交流电场中的介质损耗包括电导损耗和反复极化产生的损耗两部分。

影响介质损耗的主要因素有：频率、温度、湿度、电场强度及材料自身特性等。

在电力工程中常以 $\tan\delta$ 这个物理量来反映电介质的损耗情况。

1-27 电力工程中 $\tan\delta$ 的含义是什么？

电介质本身相当于一个电容与电阻并联的等值电路。图 1-3 所示为电介质在直流电压作用下的等效电路。

电介质在直流电压的作用下,在开关合闸的瞬间电容被充电。一旦充满,电容支路就相当于开路,无电流通过,这时仅在电阻支路中有电导电流,其介质损耗为

$$P = I^2 R = \frac{U^2}{R}$$

可见,在直流电场的作用下,介质损耗仅取决于绝缘电阻,而与其它因素无关。

图 1-4 所示为在交流电压作用下电介质的等效电路。

电介质在交流电压作用下,除绝缘电阻引起损耗外,还有因电源极性的周期性变化而引起电介质周期地极化所产生的损耗。这时通过电介质的电流就不仅有电导电流,还有电容电流分量,即

$$\dot{I} = \dot{I}_R + \dot{I}_C$$

由于电介质的电导率很小,故其电导电流分量 $\dot{I}_R$ 很小。因为电容电流分量 $\dot{I}_C$ 超前 $\dot{I}_R$ 90° 相角,据此可作出电介质的电流三角形和功率三角形,如图 1-5 所示。

由图可见,总电流 $\dot{I}$ 超前电压 $\dot{U}$ 的角度 φ 为电介质等效电路的功率因数角,其余角称为介质损耗角 δ 。则介质的有功损耗为

$$P = Q \lg \delta = \frac{U^2}{X_C} \lg \delta = U^2 \omega C \lg \delta$$

式中 Q ——电介质的无功功率;

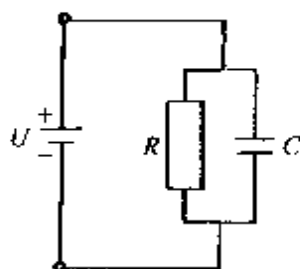


图 1-3 在直流电压作用下电介质的等效电路

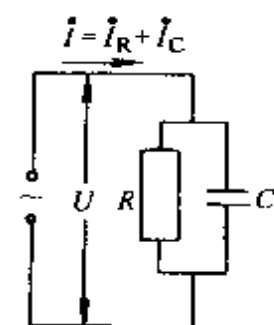


图 1-4 在交流电压作用下电介质的等效电路

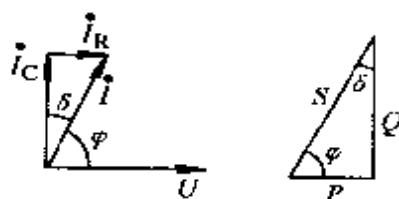


图 1-5 电介质的电流三角形和功率三角形

X_c ——电介质的容抗；

ω ——交流电路的角频率；

C ——电介质的等效电容；

U ——交流电路电压的有效值。

由式不难看出，电介质的有功损耗不仅与所加的电压值、电路的角频率有关，而且与电介质的等效电容（即试品的尺寸、几何形状）有关。

不同电气设备难以根据有功损耗的大小来衡量其介质损耗性能，而用 $\lg\delta$ 值却能较为恰当的反映出来，故称 $\lg\delta$ 为介质损耗因数。现作如下分析，即

$$\lg\delta = \frac{I_R}{I_C} = \frac{U/R}{U/X_c} = \frac{X_c}{R} = \frac{1/\omega C}{R} = \frac{1}{\omega CR}$$

因为
$$C = \epsilon \frac{S}{d} \quad R = \rho \frac{d}{S}$$

所以
$$\lg\delta = \frac{1}{\omega \epsilon \rho}$$

式中 I_R ——电介质等效电阻中的电流；

I_C ——电介质等效电容中的电流；

R ——电介质的等效电阻；

ϵ ——电介质的介电系数；

ρ ——电介质的电阻率；

S ——极板面积；

d ——极间距离。

由式可知，介质损耗因数 $\lg\delta$ 仅仅取决于介质的材料特性 ϵ 、 ρ ，而与介质材料的形状、尺寸无关。 $\lg\delta$ 愈小，说明电介质转化为热能的损耗 P 愈小，因而绝缘性能愈好； $\lg\delta$ 愈大，说明电介质的损耗发热愈严重，即绝缘性能劣化。所以， $\lg\delta$ 这个物理量可以用来判断电介质内部绝缘品质的好坏，分析设备绝缘性能的变化趋势，从而可以确定设备可否投入运行。也可以说， $\lg\delta$ 值是在交流电压作用下电介质内部功率损耗的一个标志。

1-28 介质损耗在工程上有何意义？

利用介质损耗因数 $\tan\delta$ 能够较为恰当的反映电介质的介质损耗性能。

(1) 根据 $\tan\delta$ 的变化可以判断电气设备的绝缘品质。对于均匀介质，它反映了介质内部电能损耗的大小；对于受潮或含杂质的劣化介质， $\tan\delta$ 值的变化可反映出受潮和含杂质量的变化情况。工程上要求电气设备的绝缘的介质损耗 $\tan\delta$ 愈小愈好，尤其是对高频下使用的绝缘材料。否则，若 $\tan\delta$ 增大，则内部发热严重，将导致绝缘老化甚至击穿，降低设备的使用寿命。

(2) 微波加热、微波理疗等设备，就是利用电介质在高频电场中 $\tan\delta$ 很大、因而发热量大的原理进行加热、烘干和杀菌消毒。因为这种热量是由电介质内部产生的，所以这种加热方法迅速均匀，能深入到电介质的里层。

1-29 什么是电介质的疲劳、老化和击穿？

疲劳是指电介质在长时间承受电压作用下，其绝缘性能会日益劣化，这如同一些材料在承受机械负荷时会产生疲劳的现象一样。如外部所施加的电压不高时，一旦撤除外电场，电介质还能恢复原有的绝缘状态。但循环次数过多，电介质的绝缘性能则将逐步下降，这种现象称之为疲劳。

老化是指当外施电压很高、在撤除外电场后仍不能恢复其原有绝缘性能的状态，这一不可逆的过程称之为老化。

击穿是指当外施电压急剧增大到某一临界值时，通过电介质的电流剧增，使得电介质完全丧失原有的绝缘水平，从而转变为导体，这种现象称之为电介质的击穿。

电介质的疲劳、老化和击穿是依次发展并最终形成的。

电介质在击穿时的电场强度被称为击穿场强，又称为该材料的抗电强度或耐电强度。一般用 1mm 厚的绝缘材料所能承受电压的千伏值来表示。

造成电介质老化的主要原因：材料的过热作用、化学作用和材料的机械损伤等。

1-30 什么是工厂企业的电源系统和配电系统？总降压变电所、配电所和变电所的作用有哪些？一般应如何设置？

工厂企业的供配电系统可分为两部分，即电源系统和配电系统。

(1) 电源系统（或称外部供电系统）是指由电网电源至工业企业总降压变电所的供电系统。它包括高压架空线路或电缆线路。

(2) 配电系统（或称为内部供电系统）是指由总降压变电所至各车间变电所及高压用电设备的配电系统。它包括厂区内的高压线路、高压用电设备车间变电所等。

总降压变电所在供配电系统中的作用是将 $35 \sim 110\text{kV}$ 的电源电压降到 $6 \sim 10\text{kV}$ 的电压，然后分别送至各个车间变电所或其它 $6 \sim 10\text{kV}$ 的高压用电设备。

配电所的作用是靠近负荷中心处集中接受 $6 \sim 10\text{kV}$ 电源供来的电能，重新分配至附近的各个车间变电所或其它 $6 \sim 10\text{kV}$ 的高压用电设备。

车间变电所的作用是将 $6 \sim 10\text{kV}$ 的电源电压降低到 $380\text{V}/220\text{V}$ 的使用电压，并送至车间内的各个低压设备。

一个工厂企业是否需要设置总降压变电所，是由地区供电电源的电压等级和工厂企业负荷的大小以及负荷的分布情况来决定。

一般用电负荷大的大、中型工业企业应设置总降压变电所。在总降压变电所内一般设有 $1 \sim 2$ 台主变压器，其容量自几千千伏安至几万千伏安，供电范围在几千米内。当地区供电电源电压的电压等级为 $6 \sim 10\text{kV}$ 时，中、小型工厂企业一般设置总配电所或独立式变电所。如工业企业中车间变电所较多，或有三、四台以上的电力变压器或高压电动机时，宜选择其中一个车间变电所扩充为变配电所，所内设置一至两台电力变压器和高压配电装置。当工业企业中只有低压用电设备且配电变压器台数较少时，可仅设车间变电所。

1-31 总降压变电所的位置一般应符合哪些要求？

总降压变电所的位置应符合下列要求：

1) 应尽量接近负荷中心或网络中心；

2) 进出线方便。高压架空进出线走廊的位置与变电所的位置应同时确定;

3) 应充分考虑工厂企业的发展以及扩建的可能;

4) 具有适宜的地质、水文、地形资料和足够的占地面积;

5) 运输条件能满足要求, 应便于大型电气设备的运输;

6) 变电所的位置与其它建筑物应有足够的防火间距;

7) 尽量避开腐蚀性气体和污秽地段等。

1-32 车间变电所的位置一般应符合哪些要求? 变压器的容量应如何控制?

车间变电所的位置应符合下列要求:

1) 尽量靠近负荷中心;

2) 进出线方便;

3) 靠近电源侧;

4) 运输方便, 应避免向相连的露天仓库开门;

5) 变压器室的大门应尽量避免朝西开。

将车间变电所尽量靠近负荷中心是供电设计的一项基本原则。这样可以节省有色金属并降低电能损耗。但是当车间的生产工艺经常变动时, 将车间变电所靠近电源可能是更为有利的。

车间变电所的数量主要决定于负荷的大小、车间之间的距离和经济效果。当车间负荷较小时, 可考虑几个车间设立一个车间变电所; 当车间负荷较大时, 可考虑每个车间设立一个车间变电所。在考虑车间变电所数量时, 通常可以考虑几个不同的方案, 通过技术经济比较确定一个最为合理的方案。

车间变电所一般安装容量不大于 1000kVA 的变压器, 如用电设备的容量大, 负荷集中, 运行也合理时, 可选用更大容量的变压器, 但单台变压器容量不宜超过 1800kVA, 以免短路电流过大。

如符合下列条件宜选用两台变压器:

1) 从供电的可靠性考虑, 没有条件采用低压联络线或采用低压联络线不经济时;

2) 从供电的经济性考虑, 因季节性或昼夜负荷变化较大, 需要在低谷负荷时切除一台变压器, 以减少变压器的电能损耗时;

3) 从运行与检修的灵活性考虑, 作为全厂性的车间变电所, 当容量超过 1000kVA 时, 选用两台变压器较为有利。

1-33 对变(配)电所的总体布置有哪些要求?

变配电所的总体布置应因地制宜, 合理安排。可对多个方案经过技术经济比较后确定。

1) 应便于运行维护和检修。值班室应尽量靠近高低压配电室, 且应有直通门。

2) 应考虑运行的安全。变压器室的大门应避免朝向露天仓库。在炎热地区, 变压器室最好向北开门, 应避免向西开门。变(配)电室的门应向外开。

3) 应便于进出线。如为架空进线, 则高压配电室宜位于进线侧。变压器低压出线一般采用汇流母线, 因此户内变压器的安装位置应尽量靠近低压配电室。

4) 低压电容柜可与低压配电柜并排安装在一起。

5) 应适当考虑变(配)电所本身的发展余地。

1-34 变(配)电所的类型有哪些? 其应用场合如何?

工厂企业变电所分总降压变电所和车间变电所。中小型工厂企业一般仅设车间变电所, 而不设总降压变电所。

车间变电所按照变压器安装的位置来分, 有以下类型:

1) 车间附设变电所 变电所的一面或几面墙与车间的墙共用, 变压器室的大门向车间外开。按变压器室位于车间的墙内或墙外, 还可以进一步分为内附式变电所和外附式变电所。

2) 车间内变电所 变压器室位于车间内的单独房间内, 变压器的大门向车间内开。

3) 露天变电所 变压器装在户外露天的地面上。

4) 独立变电所 整个变电所设在与车间建筑物有一定距离的单独建筑物内。

5) 地下变电所 整个变电所设在地下设施内。

6) 移动变电所 移动变电所多为临时向施工单位或重要负荷供电的一种供电形式。设备安装在列车、汽车上，一般容量不大、设备简单、使用灵活。

7) 箱式变电站 将高压设备、变压器以及低压设备安装于单独的箱体单元内，运输到现场时，就地按照其功能单元进行连接，进行供电的一种方式。近年来应用很多。

上述车间附设变电所、车间内变电所、独立变电所以及地下变电所，统称为户内变电所。而露天变电所、移动变电所和箱式变电站统称为户外变电所。

另外，按照值班方式的不同还可分为有人值班变电所和无人值班变电所。无人值班变电所一般较为简单或自动化程度较高，可以通过远动装置进行遥控和遥调。

在负荷大而集中、设备布置较为稳定的大型生产厂房内，可以考虑采用车间内变电所的形式。这种变电所一般应位于负荷中心，以降低电能损耗和有色金属消耗量，并能减少线路的电压损耗，电压质量较易得到保证。所以这种形式的变电所技术经济指标较好，但因建在车间内，需占有一定的工艺面积，因此对于工艺流程紧凑、生产面积紧张并需要经常调整工艺布局的情况，不太适合。

对于那些生产面积紧张、工艺流程紧凑且需要经常调整工艺布局的场合，宜采用附设式变电所。究竟采用内附式还是外附式，要依具体情况而定。内附式需要占用一定的工艺面积，但它离用电负荷中心较外附式近，从建筑艺术角度考虑，内附式一般较外附式好。然而外附式不占或少占工艺面积，而且变压器布置在车间墙外，比较安全。因此各有所长。

露天变电所或半露天变电所的形式简单，经济，中、小型用电单位较多采用。有些情况下安全可靠性能较差，在靠近易燃、易爆的厂房和含有大量腐蚀性物质的场所不宜使用。

独立变电所的形式建筑费用较高，因此除非各车间的负荷较小且很分散，或在需要远离易燃、易爆和有腐蚀性气体的场所可

以采用外，其它一般不宜采用。

地下变电所由于全部设备安装于地下，因此散热条件较差、湿度较大、建造费用较高，但相当安全，且不碍观瞻。这种变电所在国外采用较多，目前国内的应用也逐渐增多。

1-35 什么是变（配）电所的一次单线系统图？应如何绘制？

为了便于变（配）电所的运行、维护与检修，保证电气设备安全、合理地运行，变（配）电所应具有符合现场实际情况的电气接线图。由于三相正弦交流电是对称的，所以可以采用单线系统图来代表三线图。在个别情况下，当采用单线不足以表达清楚不完全三相电气元件时，在局部采用三线图。在单线系统图中，主要表达一次设备的系统连接关系。

单线系统图应按国家标准符号绘制，在图中应注明所有一次设备的型号、代号、主要技术参数和操作编号等。单线系统图一般画至各路出线的电缆终端头，特别对构成环路的各个电气设备，必须画在单线系统图中。

1-36 什么是变（配）电所的主接线？对主接线的要求有哪些？

由变（配）电所主要一次设备所组成的变（配）电系统的电路，称为变（配）电所的主接线。它主要包括断路器、隔离开关、负荷开关、变压器、电流互感器、电压互感器，汇流母线，电力电缆以及供配电线路的连接方式。

变（配）电所的主接线应满足以下要求：

1) 电气主接线应满足用户和系统的要求，保证供电的可靠性和电能质量；

2) 接线应尽可能的简单，运行应灵活，应能满足当前各种运行方式的需要，同时应为负荷的发展留有一定的裕度；

3) 操作应简单方便，便于运行维护和检修，同时应具有足够的安全性；

4) 在满足要求的前提下必须经济合理，使电气装置的基建投资和年运行费用最低。

1-37 变（配）电所常用的主接线方式有哪几种？各有何特点？其适用范围如何？

变（配）电所常用的主接线方式有单母线接线、双母线接线、桥式接线等。

(1) 单母线接线 单母线接线又分为单母线不分段接线、用隔离开关分段的单母线接线、用断路器分段的单母线接线以及单母线加旁路母线四种。

1) 单母线不分段接线的特点是接线简单、电路清晰、操作方便、设备数量少、投资费用低廉。而可靠性较差，当母线、隔离开关检修或工作时，会造成大而积停电。这是一种简单的主接线方式，如图 1-6 所示。

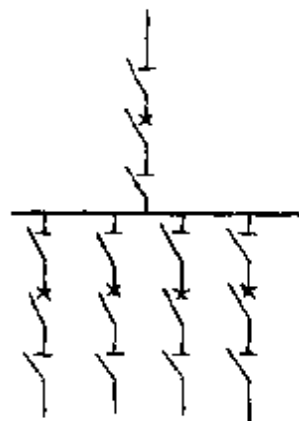


图 1-6 单母线不分段接线

这种主接线方式的每条引入线或引出线中均装有断路器和隔离开关。由断路器来切断负荷电流或故障电流。隔离开关有两组，靠近母线侧的称为母线隔离开关，用来隔离母线电源，检修断路器；而靠近负荷或电源侧的称为线路隔离开关，用于防止在检修断路器时发生反送电或雷电过电压沿线路侵入，以保证检修人员的安全。

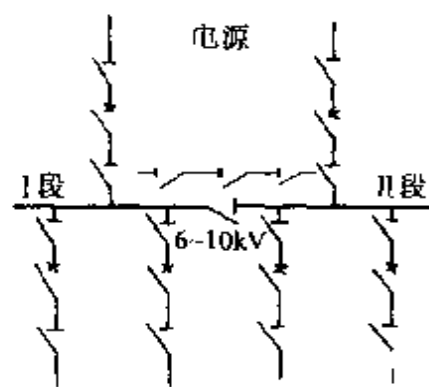


图 1-7 单母线分段接线

这种主接线方式适用于一般工厂企业及对用电可靠性要求不高、容量不大的变（配）电所。

2) 单母线分段接线方式如图 1-7 所示。

这种接线方式可以克服单母线不分段接线方式存在的可靠性差、灵活性差的缺点。它可以根据电源的数目、功率的大小以及电网的接线情况来确定分段数目。通常每段母线接一个或两个电源，引出线分别接到各段母线上，应使各段母线上的负荷尽量与

电源的功率相平衡，以减少各段母线间的功率交换。这种接结方式可用于容量较大或可靠性要求较高的变配电所。单母线分段有用隔离开关分段的，也有用断路器分段的。其区别是：用隔离开关分段的单母线接线方式，在母线检修时可分段进行；在某段母线故障时，经过倒闸操作可将故障段切除，从而保证其它段母线继续运行，所以提高了可靠性。而用断路器分段的单母线接线方式，分段断路器除具有隔离开关的分断、连接作用外，还可以在断路器上装设继电保护装置，除能切断负荷电流和故障电流外，还可实现自动分、合闸；检修母线时不会引起正常母线的停电，可直接操作分段断路器并拉开隔离开关进行，而其余段母线仍可继续运行；当母线发生故障时，分段断路器的保护装置动作，自动切除故障段母线，因此用断路器分段的单母线接线方式可以进一步提高供电的可靠性。

3) 单母线加旁路母线的接线方式如图 1-8 所示。

这种接线方式一般应用于进出线回路较多的变（配）电所。它的灵活性较好，但投资较高。当某线路断路器故障或检修时，可以通过其它的线路断路器和旁路隔离开关给用户供电。

(2) 双母线接线 这种方式一般常用于电力系统中的枢纽变电站、总降压变电所和一类负荷的用户变配电所。其可靠性高、供电容量大、供电回路多。这种接线方式运行灵活性好，但投资高，操作步骤复杂，占地面积大，因此多用于 35kV 及以上电压的变电所中。

(3) 桥式接线 对于具有二回电源进线、两台降压变压器的终端式工厂总降压变电所，可采用桥式接线。接线方式的特点是二回进线之间有一条跨接的“桥”。这种接线要比单母线分段简化。根据跨接桥设置位置的不同又分为内桥接线（见图 1-9）和

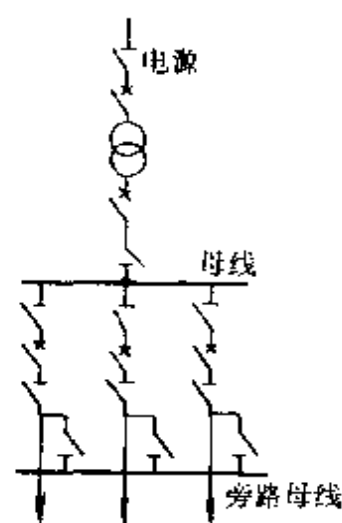


图 1-8 单母线加旁路母线

外桥接线（见图 1-10）。

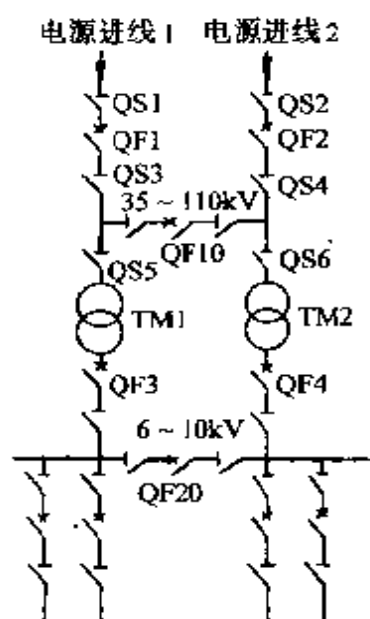


图 1-9 内桥接线

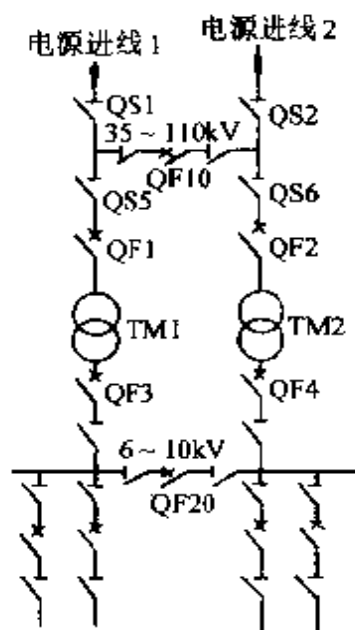


图 1-10 外桥接线

内桥接线的跨接桥靠近变压器，桥断路器 QF10 安装在线路断路器（QF1 和 QF2）之内，桥与变压器之间仅安装隔离开关，不安装断路器。内桥接线可提高输电线路运行方式的灵活性。例如，在线路 1 检修时，断路器 QF1 断开，此时变压器 TM1 可由线路 2 经过横连桥继续受电，而不致停电。同理，当检修线路断路器 QF1 或 QF2 时，借助于横连桥仍可保持两台变压器连续供电。

外桥接线的跨接桥靠近线路侧，桥断路器 QF10 安装在线路断路器 QF1、QF2 的电源侧，进线侧仅安装隔离开关，而不装断路器。因此外桥接线对于变压器的操作是很方便的，而对于电源进线回路的操作则不太方便。当电源线路 2 发生故障或检修时，必须断开 QF2 和 QF10，经过倒闸操作拉开 QS2，再合上 QF2 和 QF10，才能恢复 TM2 供电。

1-38 对变压器室的结构形式有哪些要求？

变压器室的结构形式决定于变压器的类型、容量、布置方式、主接线方案以及方位等因素，同时应考虑运行维护的安全与

方便。另外还要考虑发展，一般变压器室应具有更换大一级容量变压器的可能。

为了确保油浸式变压器的安全运行以及防止失火时的火灾蔓延，每台三相油浸式变压器应当安装在单独的一个房间内。但对于干式变压器则允许将几台变压器与配电装置同时布置在一个房间内。变压器外壳与变压器室四壁的距离不应小于表 1-3 的规定。

表 1-3 变压器外壳与变压器四壁的距离

变压器容量/kVA	< 400	400 ~ 1000	> 1000
至侧壁和后壁距离/mm	600	600	800
至大门净距/mm	600	800	1000

变压器室的建筑应为一级耐火等级，其门窗应为防火门。变压器门的大小一般按变压器外壳推进面的尺寸另加 0.5m 考虑。变压器室的大门应向外开，室内只设通风窗，而不设采光窗。进风窗应设在变压器室门的下方，同时应有防止小动物进入的措施。变压器室出风窗应设在变压器室的上方，并应有防止雨雪和小动物进入的措施。变压器室通风窗的面积，应根据变压器容量的大小、进风温度以及变压器中心标高至出风窗中心标高的距离等决定。

变压器室的布置方式，变压器的布置按推进方向可分为窄面推进和宽面推进两种形式。

变压器室的地坪按照变压器的通风要求可分为抬高地坪和不抬高地坪两种方式。当采用抬高地坪时，其抬高地坪部分的外墙处应设进风窗，此进风窗应有防止小动物进入的措施。一般变压器容量等于或大于 800kVA 时，应抬高地坪；而变压器容量为 800kVA 以下时可不抬高地坪。通常抬高地坪方式对变压器的散热有利，但建筑费用较高。

1-39 对高低压配电室的结构形式有哪些要求？

高低压配电室的结构形式决定于开关柜的型号和数量，同时

应留有必要的维护通道，以便于维护和检修。高低压配电室应留有适当的发展位置。

高低压配电室建筑耐火等级不应低于二级。当开关柜的排列长度大于 7m 时应设两个门，配电室的门应向外开或双向开。

高低压配电室应尽量满足自然采光和通风的要求。同时应考虑人工照明，以解决夜间照明和弥补自然采光的不足。另外还应设有事故时的排风、排烟措施。

高低压配电室应设一定数量的事故照明。

高低压配电室应留有足够的电缆出线通道。

1-40 什么是变电所电源引入的“Π”接线和“T”接线？

变电所电源引入的接线方式，是根据供电负荷的性质来决定的，通常采用的接线方式有“Π”型接线和“T”型接线。它是针对电源引入的接线方式来说的，并不是指变电所的主接线。

一般电网的基本构架都属于环形电网，对于 35kV 及以上的用户变电所，往往采用“Π”型接线引入电源，也就是把用户变电所参与到环路中。换句话说来说，电力系统以双回线路给用户供电，将系统环路打开接入用户变电所的高压母线。这样，系统中的电流可通过用户变电所的母线再流回系统。这种接线方式在电力调度的控制下，能够达到运行安全可靠、检修方便的目的。

所谓“T”接的电源引入方式，一般由一路电源供电。它的特点是：用户变电所电源由电网以单回线路引入，与系统不构成环路，而且电源的节点直接“T”接到电网上。这种接线方式一般是一种过渡形式，即所谓临时性供电。它接线简单，投资省，施工进度快。缺点是运行不可靠、检修不方便。一般用于对供电可靠性要求不高的场合。

1-41 什么是最大运行方式？什么是最小运行方式？

所谓最大运行方式是指系统在这种运行方式下运行时，系统具有最小的短路阻抗，一旦发生短路产生的短路电流为最大的一种运行方式。在校验开关电器的动、热稳定性时，通常是根据该种运行方式下的短路电流来进行的。

所谓最小运行方式是指系统在这种运行方式下运行时，系统具有最大的短路阻抗，一旦发生短路产生的短路电流为最小的一种运行方式。在校验继电保护装置的灵敏度时，通常是根据该种运行方式下的短路电流来进行的。

1-42 什么是电量？什么是负荷？

电量是指用电设备所耗用的电能量，电量的单位是度（千瓦时）或万度。电量又分为有功电量和无功电量，无功电量的单位也是度（千乏小时）或万度。

所谓“负荷”是指电气设备（发电机、变压器和电动机等）和线路中通过的电功率或电流（因当电压一定时，电流与功率成正比），而不是指它们的阻抗。例如，发电机、变压器的负荷是指它们输出的电功率（或电流），线路的负荷就是指通过导线的电功率（或电流）。如果负荷达到了电气设备铭牌规定的数值（额定容量）就叫满负荷（或满载）。负荷也分为有功负荷和无功负荷。

1-43 什么是代表日负荷？

每一个企业用电都有其特点和规律。为了经济合理地用电，就应该按照其实际需要和供电的条件作出合理的用电计划，以作为企业管理的一项重要工作。

所谓“代表日负荷”是指可以代表某个单位用电特点的一天24小时内（0~24小时）各钟点实际耗用的电力负荷。

将电力负荷随时间变化的关系用曲线表示出来就是负荷曲线。负荷曲线根据时间范围的不同一般可分为日负荷曲线（以小时为单位，时间范围是0~24小时）、月负荷曲线（以日为单位，时间范围是1~30日或31日）、年负荷曲线（以月为单位，时间范围是1~12月）三种。

1-44 什么是最大负荷、平均负荷？什么是高峰负荷、低谷负荷？

电力负荷的大小是随着时间而变化的，从而在某一个时间段内就会出现一个最大值，称之为最大负荷。在0~24小时内出现

的最大负荷称为日最大负荷。

平均负荷是指在某一时间段内电力负荷的平均值。

一般将在一昼夜内出现的最大负荷称为高峰负荷，而出现的最小负荷称为低谷负荷。由于各企业的行业特点不同，所以出现高峰负荷和低谷负荷的时间也不相同。然而对于整个电力系统来说还是有规律的。一般在春、冬两季的 9 ~ 11 小时为早高峰，14 ~ 16 小时为午高峰，而 17 ~ 19 小时为晚高峰。而夏、秋季节早高峰会提前出现，晚高峰则推迟。但是夜间低谷时间基本上都是 0 ~ 8 小时。

1-45 什么是负荷率？

所谓负荷率是指平均有功负荷与最大有功负荷比值的百分数。如日负荷率就是用日平均负荷与全天中出现最大有功负荷的比率来表示，即

$$K_p = \frac{P_p}{P_{\max}} \times 100\%$$

式中 K_p ——日负荷率；

P_p ——日平均有功负荷 (kW)；

$P_{\max}$ ——日最大有功负荷 (kW)。

负荷率是一个小于 1 的数，是反映平均负荷与最大负荷之间差异程度的一个系数。从经济运行角度出发，负荷率越接近于 1 就表明设备的利用程度越好，用电越经济。

1-46 什么是计算负荷？确定计算负荷有什么意义？

“计算负荷”实际上是在进行负荷的计算后，以其为依据，按相同的发热条件选择电气设备的一个假想负荷值。计算负荷值产生的热效应和实际变动负荷产生的热效应应相等。计算负荷的物理意义也可以这样解释：设有一根电阻为 R 的导体，在某一段时间内通过一变动负荷，其最高温升达到 τ 值，如果这根导体在相同时间内通以一不变负荷，其最高温升也达到 τ 值，那么这个不变负荷就叫做变动负荷的计算负荷。

在工厂企业的供电设计中，首先遇到的问题就是需用多少

电，即负荷计算问题。

由于工厂企业中的用电设备在运行中负荷是时大时小地变化着的，但不应超过其额定容量。此外，各台用电设备的最大负荷一般又不会在同一时间内出现。显然最大负荷总是比各种用电设备的额定容量的总和小。如果根据全部用电设备额定容量的总和作为计算负荷来选择导线截面积和开关电器、变压器等，则会造成设备和投资的浪费；反之，若负荷计算过小，则导线、开关电器、变压器等有过热的危险，造成线路和各种电气设备的绝缘老化、过早损坏。电力负荷计算的目的是为了合理地选择导线、开关电器、变压器等元件，使电气设备和材料得到充分的利用和安全运行。

负荷计算是工厂企业供电设计中重要的一环。要想得到准确的计算结果，却是很困难的。这也是有待解决的问题。目前采用的方法主要有：需要系数法、利用系数法、二项式法等，其中以需要系数法应用最为广泛。

1-47 为什么规定取 30min 的最大负荷作为计算负荷？

由于一般中小截面积的导体，其发热时间常数（ T ）一般在 10min 以上，因此时间很短暂的尖峰负荷不会使导体的温度升到最高值，因为导体温度还来不及升高到其相应数值之前，这个尖峰负荷就已经消失了。根据试验表明，一般导体达到稳定温升的时间约为 $3T = 3 \times 10\text{min} = 30\text{min}$ ，故只有持续时间在 30min 以上的负荷值，才有可能出现导体的最高温升。因此，我们把一年的日负荷曲线中峰值最大处在 30min 内的平均负荷值，称为计算负荷。

为了使计算方法一致起见，对按温升条件选择的供电元件（如导线、开关电器和变压器等）均采用 30min 的最大负荷作为计算负荷。

1-48 需要系数的含义是什么？

为明确需要系数 K_x 值的基本含义，现以某车间的一组用电设备为例加以说明。设该组用电设备共有 n 台电动机，其额定容量的总和为 $P_{e\Sigma}$ 。这 n 台电动机平均加权效率为 η ，则此用电

设备组的满载接用容量 P_j 为

$$P_j = \frac{P_{e\Sigma}}{\eta}$$

由于 n 台电动机不可能都同时运行, 设 k_o 为同时运行系数, 即

$$k_o = \frac{\text{在最大负荷期间投入运行电动机额定容量的总和}}{\text{全部电动机的总容量}}$$

则在最大负荷期间, 电网所供给的最大有功负荷为

$$P'_{30} = \frac{k_o P_{e\Sigma}}{\eta}$$

此外, 由于投入运行的这些电动机不可能满载运行, 我们设 k_j 为电动机的平均加权负荷系数, 即

$$k_j = \frac{\text{投入运行电动机总的实际最大负荷}}{\text{投入运行电动机额定容量的总和}}$$

则在最大负荷期间, 电网所供给的实际最大有功负荷为

$$P''_{30} = \frac{k_j k_o P_{e\Sigma}}{\eta}$$

考虑到用电设备组运行时, 在线路内也会引起一定的损耗。这个网络功率损耗也得由电网供给, 于是得出

$$P_{30} = \frac{k_j k_o}{\eta_o \eta} P_{e\Sigma}$$

式中 η_o ——网络供电效率, 此值一般为 0.95 ~ 0.98。

由于
$$K_x = \frac{P_{30}}{P_{e\Sigma}}$$

则可求出用电设备组的需要系数为

$$K_x = \frac{P_{30}}{P_{e\Sigma}} = \frac{k_j k_o}{\eta_o \eta}$$

由上述分析不难看出用电设备组需要系数的基本含义。它是计算用电设备组在投入电网运行时需从电网中实际取用功率所必须考虑的一个综合系数。这个系数是与用电设备组的平均加权负荷系数、同时运行系数、电动机平均加权效率以及网络供电效率

等系数有关。需要系数恒小于 1。

1-49 对用电设备组的计算负荷应如何计算？

用电设备组的计算负荷一般可按下式计算；即

$$P_{30} = K_x P_{e\Sigma}$$

$$Q_{30} = P_{30} \lg \varphi$$

$$S_{30} = \sqrt{P_{30}^2 + Q_{30}^2}$$

$$I_{30} = \frac{S_{30}}{\sqrt{3} U_e}$$

式中 $P_{e\Sigma}$ ——该组用电设备的额定容量的总和；

K_x ——该用电设备组的需要系数，可由电工手册中查得；

P_{30} ——有功计算负荷；

Q_{30} ——无功计算负荷；

S_{30} ——视在计算负荷；

I_{30} ——计算电流；

$\lg \varphi$ ——设备铭牌上给定的功率因数角的正切值；

U_e ——用电设备的额定电压。

经过对上述用电设备组计算负荷的确定，就可以将几个不同性质的用电设备组的有功、无功计算负荷分别相加，然后再乘以一个同期系数（一般无功计算负荷取 0.8~0.9；有功计算负荷取 0.93~0.97），就可以求出低压配电干线上的计算负荷。

当求出低压配电干线上的计算负荷后，再加上变压器的有功损耗和无功损耗以及需要补偿的无功容量，就可以求出需要安装的变压器容量。

1-50 什么是无穷大容量电力系统？在这种系统中发生短路时短路电流将如何变化？

所谓无穷大容量电力系统，就是这个电力系统电源容量很大，或者说电源容量相对于所研究的企业或用户的用电容量要大得多，以致在企业或用户的供电系统中发生任何的变动、甚至短路时，电力系统馈电母线上的电压能够维持不变。这是因为一般

中小型企业供电系统中的各电气元件容量要远比系统的容量小，则其阻抗较系统的阻抗大得多，可认为系统等效阻抗接近于无穷小，所以中小型企业的供电系统发生短路时系统内部阻抗压降接近于零，故电力系统母线上的电压几乎不变，这是无穷大容量电力系统的一个重要特性。

实际电力系统的容量都是有限的，但对工程问题的分析中，当系统电源容量大于所研究的中小型企业的供电容量 50 倍时，就可以将该电力系统视为无穷大容量电力系统。

由无穷大容量电力系统供电的网络中出现短路时，由于系统馈电电压不变，而短路回路的阻抗要比正常供电工作回路的阻抗减少很多，根据欧姆定律，短路电流将会比正常工作电路中的电流增大很多。然而，短路电路中通常具有电感，根据楞次定律，在含有电感的电路中电流不能突变，这就使得短路电流由正常负荷电流转变为短路稳态电流时，存在着一个过渡过程。无穷大容量电力系统发生三相短路时的电压、电流曲线如图 1-11 所示。

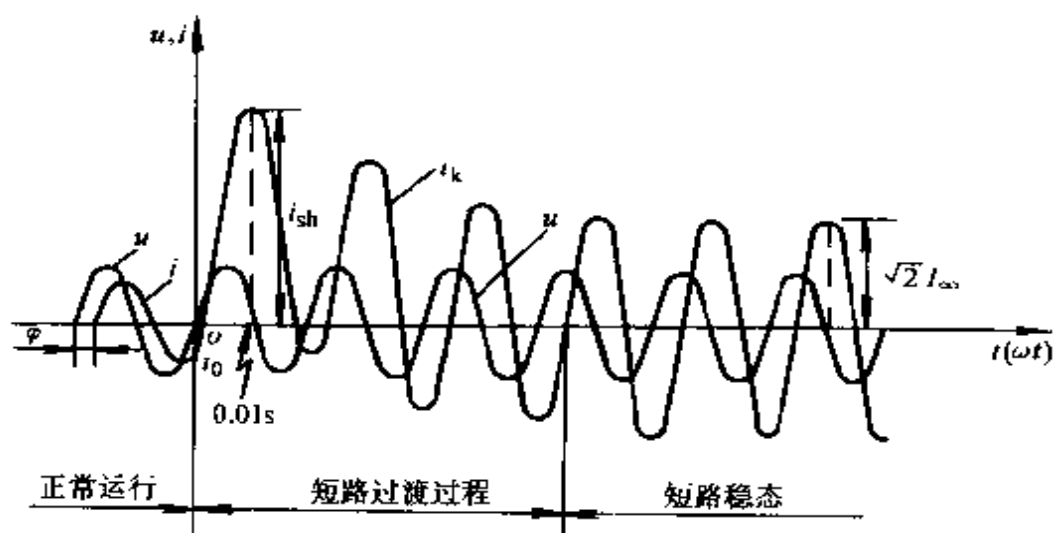


图 1-11 无穷大容量电力系统发生三相短路时的电压电流曲线

1-51 短路电流的周期分量和非周期分量是如何产生的？

短路电流周期分量是由于供电网络中突然发生短路时，由于

短路回路阻抗突然减小，根据欧姆定律，在电压不变的情况下电流必将急剧增大。由欧姆定律关系决定的这一短路电流就是短路电流周期分量，如图 1-12 所示曲线中的 i_p 即是。

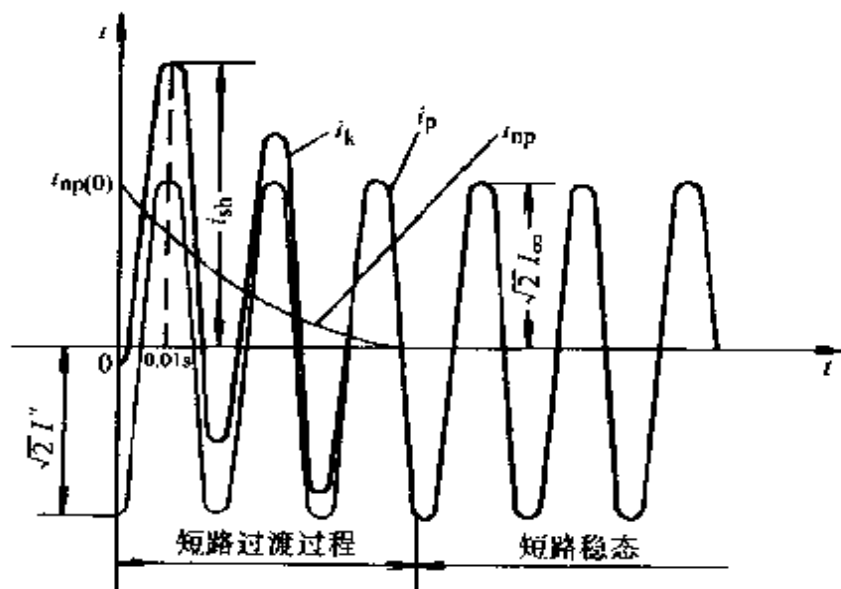


图 1-12 短路电流 i_p 、 i_{np} 及 i_k 曲线

短路电流非周期分量是由于短路回路中存在电感，因此在突然发生短路时，按照楞次定律，在电路中的电感就会感应出反电动势，以维持电路中的电流不致突变。由这一反电动势产生的电流是一个按照指数函数衰减、单一方向的电流，这就是短路电流非周期分量，如图 1-12 中的 i_{np} 即是。

短路电流周期分量 i_p 和短路电流非周期分量 i_{np} 叠加就是短路全电流 i_k 。

1-52 在短路回路中仅有电阻或仅有电感时，短路电流将如何变化？

(1) 短路回路中仅有电阻 突然短路时，由于短路回路的电阻比正常工作电路的电阻小得多，按照欧姆定律 $I = U/\sqrt{3}R$ 可知，在系统电压 U 不变时，短路电流将会急剧大幅度增大。由于不存在电感，也就不存在短路电流的非周期分量，因此短路电流 i_k 的幅值恒定不变，且与电压同相。如图 1-13a 所示。

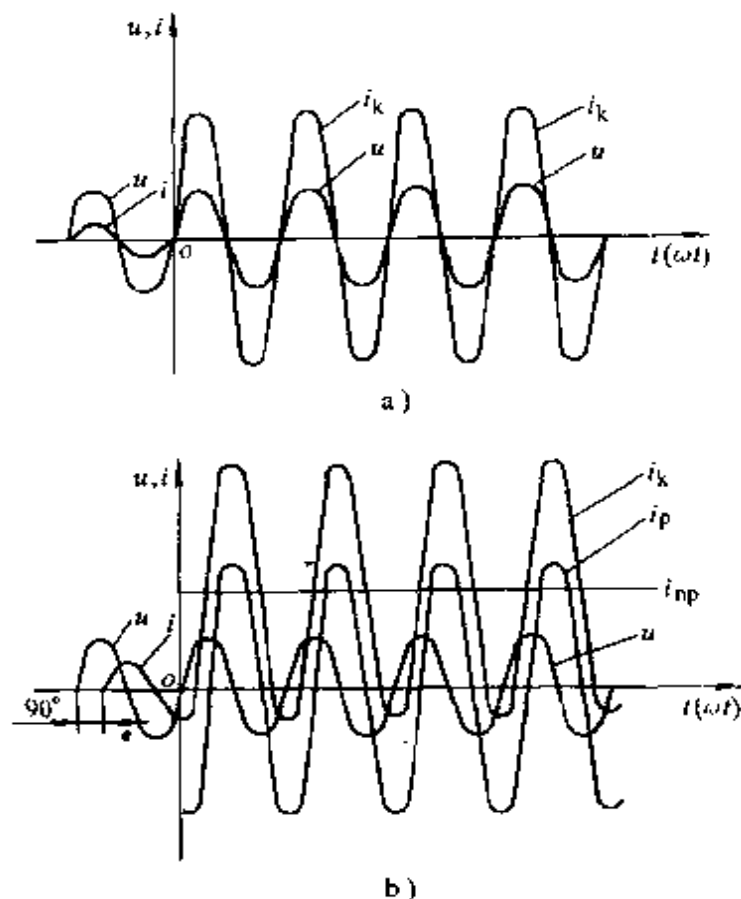


图 1-13 无穷大系统中三相短路时的电压、电流曲线
a) 短路回路中仅有电阻 b) 短路回路中仅有电感

(2) 短路回路中仅有电感 突然短路时，短路电流周期分量 i_p 由 $I = U/\sqrt{3}X$ 决定，且急剧大幅度增大。而由于电路中仅有电感而无电阻，所以其短路电流的非周期分量 i_{np} 为一个不衰减的直流电流。短路电流的周期分量与短路电流的非周期分量叠加后的短路全电流 i_k 为一偏轴的等幅电流曲线，而相位则滞后于电压 90° ，如图 1-13b 所示。

1-53 什么是短路冲击电流 i_{sh} 、短路冲击电流有效值 I_{sh} 、短路次暂态电流 I'' 和稳态短路电流 I_∞ ？

(1) 短路冲击电流 i_{sh} 是指短路后半周期（即 0.01s）时的全短路电流瞬时值，也是短路电流的最大瞬时值，如图 1-11 中所示。

(2) 短路冲击电流有效值 I_{sh} 是指短路后第一个周期全短路电流的有效值, 如图 1-12 所示。

(3) 短路次暂态电流 I'' 是指短路后第一个周期短路电流周期分量的有效值。

短路冲击电流 i_{sh} 与 $\sqrt{2}I''$ 的比值称为短路电流冲击系数 K_{sh} , 其值应在 1~2 的范围内, 视短路后第一个周期内非周期分量电流的大小而定。

(4) 稳态短路电流 I_{∞} 是指短路电流非周期分量衰减完毕后全短路电流的有效值。

1-54 在系统中发生短路时, 短路冲击电流 i_{sh} 、短路冲击电流有效值 I_{sh} 与短路次暂态电流 I'' 间分别具有什么关系? I'' 、 I_{∞} 与短路电流 I_k 间有什么关系?

(1) 在高压网络中发生短路时

高压网络的短路回路中感抗远大于电阻, 短路电流非周期分量衰减很慢, 可取短路电流冲击系数 $K_{sh} = 1.8$ 则

$$i_{sh} = 2.55 I''$$

$$I_{sh} = 1.51 I''$$

(2) 在低压回路中发生短路时

低压回路的短路阻抗中电阻值较大, 短路电流非周期分量衰减很快, 可取短路电流冲击系数 $K_{sh} = 1.3$, 则

$$i_{sh} = 1.84 I''$$

$$I_{sh} = 1.09 I''$$

(3) I'' 、 I_{∞} 与短路电流 I_k 间的关系:

$$I'' = I_{\infty} = I_k$$

1-55 进行短路电流的计算有何意义?

进行短路电流的计算具有以下意义:

- 1) 通过短路电流的计算, 可以达到正确选择电气设备 (如断路器) 和导线的目的, 使之在短路故障的情况下不致遭到破坏;
- 2) 通过短路电流的计算, 可以为正确地设置过电流保护装置

置（如熔断器和继电保护装置）提供依据，以便在短路故障时能可靠地动作，切除故障部分，保证非故障部分继续运行；

3) 通过短路电流的计算，可以为正确地选择限制短路电流的电器元件提供依据，如限流电抗器的选择。

1-56 在短路电流计算中经常采用的有各单位制法和标么值法有何特点？

在短路电流计算中，经常采用有各单位制法和标么制法。

(1) 短路电流计算的有各单位制法计算短路电流时，各物理量分别以其单位取值，如阻抗的单位为欧姆，故也有称之为“欧姆法”。其特点为：

1) 在短路电流的计算中各物理量均应取有名值，须注意物理量单位的正确及换算；

2) 在短路电流的计算中计算总阻抗时，必须将短路回路中各元件的阻抗统一折算到短路计算点的电压下；

3) 总阻抗求出后就可利用欧姆定律直接求出三相短路电流的有名值。

(2) 短路电流的标么值法，又称为相对单位制法。在短路电流计算中阻抗及电压、电流等均采用相对单位制的“标么值”。其特点为：

1) 在短路电流的计算中各物理量取值均为标么值，即归算至特定基值下的相对值。因此，应首先选定主要物理量的基准值；

2) 在短路电流计算中计算总阻抗时，由于各元件阻抗均为标么值，与各元件所在电路中的电压无关，所以不必进行电压的换算；

3) 由于短路电流的计算结果为标么值，所以需要乘以基准值才是实际的短路电流；

4) 采用标么值法特别适用于编绘各种通用的短路电流计算图表，工程中较为常用。

1-57 什么是标么值？其基准应如何取定？

某一物理量（ A ）的标么值 A_{*} ，是指该物理量的实际值

(A) 与选定的基准值 (A_d) 的比值, 即:

$$A_{*d} = \frac{A}{A_d}$$

标么值中基准值的选定, 一般先选定基准容量 S_d 和基准电压 U_d 。在配电网的短路计算中, 基准容量通常取为 $S_d = 100\text{MVA}$; 基准电压通常取短路点所在电路的短路计算电压 U_d 。所谓短路计算电压即短路计算时使用的电压, 一般应按最严重的短路即线路首端短路来考虑。而线路首端电压一般比线路额定电压高 5%。就我国电网额定电压等级来说, 短路基准电压应为: 0.4、0.69、3.15、6.3、10.5、37kV...等。

由基准容量和基准电压可以推算基准电流和基准阻抗 (或电抗)。计算式如下:

$$\text{基准电流为} \quad I_d = \frac{S_d}{\sqrt{3} U_d}$$

$$\text{基准电抗为} \quad X_d = \frac{U_d^2}{S_d}$$

1-58 中小型企业供电系统应如何计算短路电流?

中小型企业供电系统的短路电流计算时, 主要是计算电力系统的电抗、电力变压器的阻抗以及电力线路的阻抗三部分。

1. 电力系统的电抗

由于电力系统的电阻远小于电抗, 因此电阻可忽略不计。电力系统的电抗可由电力系统变电所出口断路器的遮断容量 S_{oc} 来估算, 可以其作为电力系统的短路容量 S_k , 即

$$S_{oc} = S_k = \frac{U_c^2}{X_s}$$

因此, 电力系统的电抗为

$$X_s = \frac{U_c^2}{S_{oc}}$$

式中 U_c 为系统出口母线的短路计算电压。为了计算短路计算电路中的总阻抗, 在采用欧姆法计算时, 可直接代入短路计算点的

计算电压，以便减少不同电压等级之间的换算；

2. 电力变压器的阻抗

(1) 电力变压器的电阻 可由电力变压器的损耗 ΔP_k 近似地计算。

$$\text{因} \quad \Delta P_k \approx 3 I_N^2 \cdot R_T = 3 \times \left(\frac{S_N}{\sqrt{3} I_N} \right)^2 \cdot R_T = \left(\frac{S_N}{\sqrt{3} I_N} \right)^2 \cdot R_T$$

$$\text{故} \quad R_T \approx \Delta P_k \cdot \left(\frac{U_c}{S_N} \right)^2$$

式中 U_c ——短路点侧的短路计算电压；

S_N ——电力变压器的额定容量；

ΔP_k ——电力变压器的短路损耗，可由产品样本或手册中查出。

(2) 电力变压器的电抗 可由电力变压器的短路电压 $U_k \%$ 近似地计算。

$$\text{因} \quad U_k \% \approx \frac{\sqrt{3} I_N \cdot X_T}{U_N} \times 100 = \frac{S_N \cdot X_T}{U_N} \times 100 = \frac{S_N \cdot X_T}{U_c^2} \times 100$$

$$\text{故} \quad X_T \approx \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_c^2}{S_N}$$

式中 U_c ——短路点侧的短路计算电压；

S_N ——电力变压器的额定容量；

$U_k \%$ ——电力变压器的短路电压百分值，可由产品样本或手册中查得。

3. 电力线路的阻抗

(1) 电力线路的电阻 可按给定截面导线或电缆的单位长度电阻 R_0 值来计算，即

$$R_{wl} = R_0 \cdot l$$

式中 R_0 ——导线或电缆单位长度电阻，可由产品样本或手册中查出；

l ——电力线路的长度。

(2) 电力线路的电抗 可由给定截面和线距的导线或已知截面和电压的电缆的单位长度电抗 X_0 值来计算, 即

$$X_{WL} = X_0 \cdot l$$

式中 X_0 ——导线或电缆单位长度的电抗, 可由产品样本或手册中查出。

1-59 如何利用欧姆法计算由无穷大容量电源供电系统中的三相短路电流和短路容量?

当采用欧姆法计算由无穷大容量电源供电的系统中三相短路电流和短路容量时计算步骤如下。

1) 画出计算电路图 在计算电路图上标出短路计算所需各元件的计算数据, 并依次将各计算元件编号。应使得有通过可能为最大短路电流的地点作为校验元件的短路计算点。

2) 计算各元件的阻抗 各元件阻抗均要换算到短路计算点的电压下。

3) 绘制等效电路图 在等效电路图上, 将每一计算元件序号标在分子上, 阻抗值标在分母上。

4) 按照等效电路计算各短路计算点短路电路总阻抗

当总电阻小于或等于总电抗的 $1/3$ 时, 可只计电抗, 不计电阻。

5) 计算三相短路电流周期分量有效值

$$I_k^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} |Z_\Sigma|} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}}$$

式中 U_c ——短路计算点的短路计算电压;

$|Z_\Sigma|$ 、 R_Σ 、 X_Σ ——短路电路每相的总阻抗 [模] 及总电阻、总电抗。

如果只计电抗, 则

$$I_k^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} X_\Sigma}$$

6) 计算 I'' 、 I_∞ 、 $I_{sh}^{(3)}$ 、 $I_{ch}^{(3)}$ 等短路电流

7) 计算三相短路容量

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3} U_c \cdot I_k^{(3)}$$

式中 U_c ——短路计算点的短路计算电压；

$I_k^{(3)}$ ——短路计算点的三相短路电流周期分量有效值。

1-60 某上级变电站通过一条长 6km 的 10kV 电缆供电给一个装有两台 SL7—1000kVA 并列运行变压器的变电所。上级变电站出口断路器的开断容量为 500MVA。试用欧姆法计算 10kV 侧和 380V 侧的短路电流 $I_k^{(3)}$ 、 $I''^{(3)}$ 、 $I_\infty^{(3)}$ 、 $i_{sh}^{(3)}$ 、 $I_{sh}^{(3)}$ 和短路容量 $S_k^{(3)}$ 。

解：1. 绘制短路计算电路图 如图 1-14 所示。

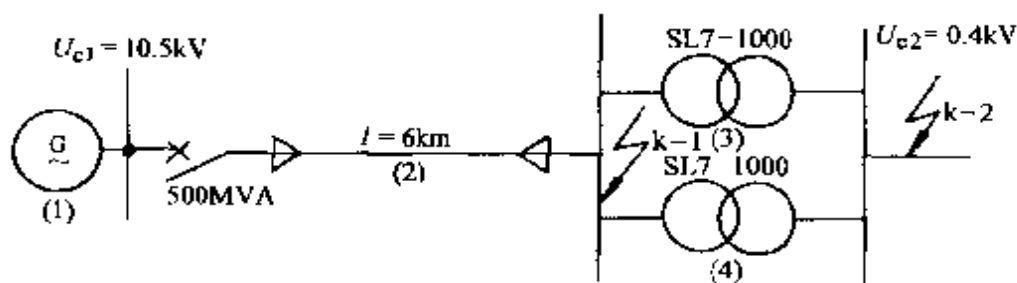


图 1-14 短路电路计算图

2. 10kV 侧 k-1 点的短路计算 ($U_{c1} = 10kV$)

(1) 计算短路电路中各元件的电抗及总电抗 (不计电阻)

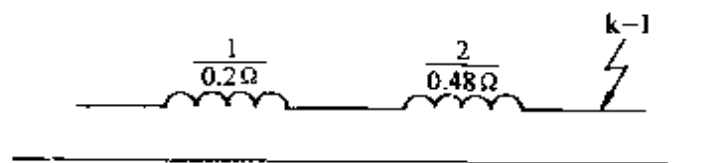
1) 电力系统的电抗

$$X_1 = \frac{10^2}{500} \Omega = 0.2 \Omega$$

2) 电缆线路的电抗 查样本可知: $X_0 = 0.08 \Omega/km$, $l = 6km$ 。因此

$$X_2 = (0.08 \Omega/km) \times 6km = 0.48 \Omega$$

3) 绘制 k-1 点的短路等效电路 如图 1-15 所示。



4) 计算总电抗

由图 1-15 可得

图 1-15 短路等效电路

$$X_{\Sigma} = X_1 + X_2 = 0.2\Omega + 0.48\Omega = 0.68\Omega$$

(2) 计算 k-1 点的三相短路电流和短路容量

1) 三相短路电流周期分量有效值

$$I_{k-1}^{(3)} = 10.5\text{kV}/(\sqrt{3} \times 0.68) = 8.92\text{kA}$$

2) 其它短路电流

$$I''^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{k-1}^{(3)} = 8.92\text{kA}$$

$$i_{sh}^{(3)} = 2.55 \times 8.92\text{kA} = 22.75\text{kA}$$

$$I_{sh}^{(3)} = 1.51 \times 8.92\text{kA} = 13.47\text{kA}$$

3) 三相短路容量

$$S_{k-1}^{(3)} = \sqrt{3} \times 10.5\text{kV} \times 8.92\text{kA} = 162.22\text{MVA}$$

3. 380V 侧 k-2 点短路计算 ($U_{\text{ca}} = 0.4\text{kV}$)

(1) 计算短路电路中各元件的阻抗及总阻抗

1) 电力系统的电抗

$$X'_1 = \frac{(0.4\text{kV})^2}{500\text{MVA}} = 3.2 \times 10^{-4}\Omega$$

2) 电缆线路的电抗 因电缆截面未给出数据, 无法计算电阻。一般高压线路的电阻也可不计。

$$X'_2 = 0.08 (\Omega/\text{km}) \times 6\text{km} \times \left(\frac{0.4\text{kV}}{10.5\text{kV}} \right)^2 = 6.93 \times 10^{-4}\Omega$$

3) 电力变压器的电抗 由样本查出, $\Delta P_k = 9900\text{W}$, $U_k\% = 4.5\%$, 则

$$R_3 = R_4 = 9900\text{W} \times \left(\frac{0.4\text{kV}}{1000\text{kVA}} \right)^2 = 1.58 \times 10^{-3}\Omega$$

$$X_3 = X_4 = \frac{4.5}{100} \times \frac{(0.4\text{kV})^2}{1000\text{kVA}} = 7.2 \times 10^{-6}\text{k}\Omega = 7.2 \times 10^{-3}\Omega$$

变压器阻抗值计算结果, 电阻小于 1/3 的电抗, 因此短路计算时可将电阻不计。

4) 绘制 k-2 点短路等效电路 如图 1-16 所示。

5) 计算总电抗

$$X'_{\Sigma} = X'_1 + X'_2 + X_3 // X_4$$

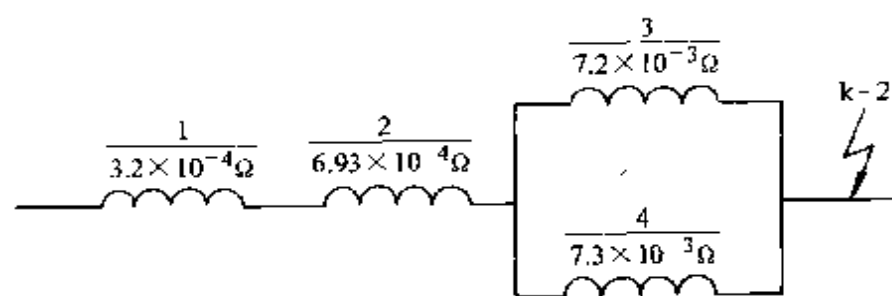


图 1-16 k-2 点短路等效电路

$$\begin{aligned}
 &= 3.2 \times 10^{-4} \Omega + 6.93 \times 10^{-4} \Omega + \frac{1}{2} \times 7.2 \times 10^{-3} \Omega \\
 &= 0.32 \times 10^{-3} \Omega + 0.693 \times 10^{-3} \Omega + 3.6 \times 10^{-3} \Omega \\
 &= 4.613 \times 10^{-3} \Omega
 \end{aligned}$$

(2) 计算 k-2 点的三相短路电流和短路容量

1) 三相短路电流周期分量有效值

$$I_{k-2}^{(3)} = 0.4 \text{ kV} / (\sqrt{3} \times 4.613 \times 10^{-3} \Omega) = 50 \text{ kA}$$

2) 其它短路电流

$$I_{\infty}^{(3)} = I_{k-2}^{(3)} = 50 \text{ kA}$$

$$i_{sh}^{(3)} = 1.84 \times 50 \text{ kA} = 92 \text{ kA}$$

$$I_{sh}^{(3)} = 1.09 \times 50 \text{ kA} = 54.5 \text{ kA}$$

3) 三相短路容量

$$S_{k-2}^{(3)} = \sqrt{3} \times 0.4 \text{ kV} \times 50 \text{ kA} = 34.64 \text{ MVA}$$

短路电流计算结果见表 1-4。

表 1-4 短路计算结果

短路计算点	短路电流/kA					短路容量 S_k/MVA
	$I_k^{(3)}$	$I_{\infty}^{(3)}$	$I_{sh}^{(3)}$	$i_{sh}^{(3)}$	$I_{sh}^{(3)}$	
k-1	8.92	8.92	8.92	22.75	13.47	162.22
k-2	50	50	50	92	54.5	34.64

1-61 如何利用标么值法计算接于无穷大容量电源供电系统中的三相短路电流和短路容量？

利用标么值法计算接于无穷大容量电源的供电系统中的三相

短路电流和短路容量的步骤如下。

(1) 绘制计算电路图 其方法与题 1-59 相同。

(2) 选定基准值 通常取 $S_d = 100\text{MVA}$, $U_d = U_c$ (参见题 1-60)。

(3) 计算各元件电抗的标么值 标么值法短路计算中, 通常不计电阻, 只计电抗。这是因为标么值法通常用于高压网络的短路电流计算, 而高压电路中的电阻一般远小于电抗, 因此电阻可忽略不计。

1) 电力系统电抗的标么值

$$X_s^* = \frac{X_s}{X_d} = \frac{U_c^2}{S_{co}} \left/ \frac{U_d^2}{S_d} \right. = \frac{S_d}{S_{co}}$$

2) 电力变压器电抗的标么值

$$X_T^* = \frac{X_T}{X_d} \approx \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_c^2}{S_N} \left/ \frac{U_c^2}{S_d} \right. = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_d}{S_N}$$

3) 电力线路的电抗标么值

$$X_{WL}^* = \frac{X_{WL}}{X_d} = X_o \cdot l \left/ \frac{U_c^2}{S_d} \right. = \frac{X_o \cdot l \cdot S_d}{U_c^2}$$

(4) 绘制等效电路图 在等效电路图上对每一计算元件标出其序号 (标在分子) 和电抗标么值 (标在分母)。

(5) 按等效电路对各个短路计算点计算其短路电路总电抗标么值。

(6) 计算各短路计算点的三相短路电流周期分量有效值。

$$\text{因} \quad I_k^{(3)*} = \frac{I_k^{(3)}}{I_d} = \frac{U_c}{\sqrt{3}X_\Sigma} \left/ \frac{S_d}{\sqrt{3}U_c} \right. = \frac{1}{X_\Sigma^*}$$

$$\text{故} \quad I_k^{(3)} = I_k^{(3)*} \cdot I_d = \frac{I_d}{X_\Sigma^*}$$

(7) 计算 I''_x 、 $I_\infty^{(3)}$ 、 $i_{sh}^{(3)}$ 和 $I_\Sigma^{(3)*}$ 等短路电流。

(8) 计算三相短路容量:

$$S_k^{(3)} = \sqrt{3}U_c \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{3}U_c \cdot I_d / X_\Sigma^* = \frac{S_d}{X_\Sigma^*}$$

1-62 用标幺值法重新计算题 1-60。

短路电路计算图仍为图 1-14 所示。

(1) 选定基准值 取 $S_d = 100\text{MVA}$, $U_{cl} = 10.5\text{kV}$, $U_{c2} = 0.4\text{kV}$ 。则

$$I_{dl} = \frac{100\text{MVA}}{\sqrt{3} \times 10.5\text{kV}} = 5.50\text{kA}$$

$$I_{d2} = \frac{100\text{MVA}}{\sqrt{3} \times 0.4\text{kV}} = 144.34\text{kA}$$

(2) 计算短路电路中各元件电抗的标幺值

1) 电力系统电抗的标幺值

$$X_1^* = \frac{100\text{MVA}}{500\text{MVA}} = 0.2$$

2) 电缆线路电抗的标幺值

$$X_2^* = 0.08 (\Omega/\text{km}) \times 6\text{km} \times 100\text{MVA} / (10.5\text{kV})^2 = 0.435$$

3) 电力变压器电抗的标幺值

$$X_3^* = X_3^* = \frac{4.5}{100} \times \frac{100\text{MVA}}{1000\text{kVA}} = 4.5$$

(3) 绘制短路电路的等效电路 如图 1-17 所示。

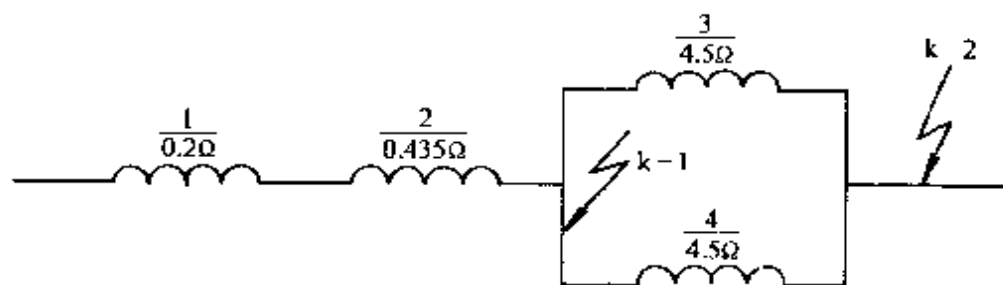


图 1-17 短路电路等效电路

(4) 计算 $k-1$ 点短路电路总电抗的标幺值

$$X_{\Sigma(k-1)}^* = X_1^* + X_2^* = 0.2 + 0.435 = 0.635$$

(5) 计算 $k-1$ 点的三相短路电流和短路容量

$$I_{k-1}^{(3)} = \frac{I_{dl}}{X_{\Sigma(k-1)}^*} = \frac{5.50\text{kA}}{0.635} = 8.66\text{kA}$$

$$I''^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{k-1} = 8.66\text{kA}$$

$$i_{\text{sh}}^{(3)} = 2.55 \times 8.66\text{kA} = 20.08\text{kA}$$

$$I_{\text{sh}}^{(3)} = 1.51 \times 8.66\text{kA} = 13.08\text{kA}$$

$$S_{k-1}^{(3)} = \frac{S_c}{X_{\Sigma(k-1)}^*} = \frac{100\text{MVA}}{0.635} = 157.48\text{MVA}$$

(6) 计算 k-2 点短路电路的总电抗标么值

$$\begin{aligned} X_{\Sigma(k-2)}^* &= X_1^* + X_2^* + X_3^* // X_4^* \\ &= 0.2 + 0.435 + \frac{1}{2} \times 4.5 = 2.88 \end{aligned}$$

(7) 计算 k-2 点三相短路电流和短路容量

$$I_{k-2}^{(3)} = \frac{I_{\Sigma}}{X_{\Sigma(k-2)}^*} = \frac{144.34\text{kA}}{2.88} = 50\text{kA}$$

$$I''^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = I_{k-2}^{(3)} = 50\text{kA}$$

$$i_{\text{sh}}^{(3)} = 1.84 \times 50\text{kA} = 92\text{kA}$$

$$I_{\text{sh}}^{(3)} = 1.09 \times 50 = 54.5\text{kA}$$

$$S_{k-2}^{(3)} = \frac{100\text{MVA}}{2.88} = 34.64\text{MVA}$$

由计算结果可以验证, 用标么值法与欧姆法计算, 都是正确的。

1-63 低压系统中的单相短路电流应如何计算?

低压系统中的单相短路情况较为复杂, 它主要包括相线与中性线(N线)间的短路、相线与保护线(PE线)间的短路以及中性点直接接地系统中相线与大地间的短路等。

低压系统短路计算中, 一般都需计入电阻的影响, 可认为短路时配电变压器高压侧电压不变。通常采用有名制计算较简便。单相短路电流的计算式为

$$I_k^{(1)} = \frac{U_{\varphi}}{|Z_{\varphi-0}|} = \frac{U_{\varphi}}{\sqrt{(R_T + R_{\varphi-0})^2 + (X_T + X_{\varphi-0})^2}}$$

式中 U_{φ} ——低压系统的相电压;

$|Z_{\varphi-0}|$ ——低压系统中相线与 N 线或 PE 线, 或相线与 PEN 线的总阻抗, 含变压器的阻抗在内;

R_T 、 X_T ——变压器的电阻和电抗；

$R_{\varphi-0}$ 、 $X_{\varphi-0}$ ——相线与 N 线、相线与 PE 线或相线与 PEN 线的电阻和电抗。

1-64 什么是尖峰电流？尖峰电流如何计算？

持续时间仅有 1~2s 的短时最大负荷电流，称为尖峰电流。

尖峰电流可用来选择熔断器、断路器以及整定继电保护装置等。当允许的尖峰电流在系统中通过时，相应的过电流保护装置不应发生误动作。

前已述及，计算电流是指在 30min 内通过的最大平均负荷电流。它主要是用来按照发热条件选择或校验供电系统中各电器元件的负荷电流值。不难看出，尖峰电流与计算电流在性质和用途上是不同的。

尖峰电流可按下述方法计算。

(1) 单台用电设备的尖峰电流 一般单台用电设备的尖峰电流就是它的起动电流，即

$$I_{pk} = I_{st} = K_{st} \cdot I_N$$

式中 I_{pk} ——用电设备的尖峰电流；

I_{st} ——用电设备的起动电流；

K_{st} ——用电设备的起动电流倍数。对于笼型电动机可取 5~7；对于绕线转子电动机可取 2~3；对于电焊变压器可取 3 或稍大。

I_N ——用电设备的额定电流。

(2) 多台用电设备的尖峰电流

1) 当已知各台设备的额定电流和起动电流时，则

$$I_{pk} = \left(K_{\Sigma} \cdot \sum_{i=1}^{n-1} I_{Ni} \right) + I_{st \cdot max}$$

式中 $I_{st \cdot max}$ ——各用电设备中最大一台电动机的起动电流；

K_{Σ} ——除 $I_{st \cdot max}$ 一台外的 $n-1$ 台设备的同时系数，可根据设备台数的多少取值，一般为 0.7~1。

2) 当已知多台设备总的计算电流, 且知其中最大一台电动机的起动电流时, 则

$$I_{pk} = I_{30} + (I_{st} - I_N)_{max}$$

1-65 什么是短路电流的电动力效应? 最大电动力应如何计算?

短路回路中的导体因通过短路电流而承受强大的电动力作用。这一电动力可能造成电器与导体的严重损坏, 通常将这种现象称之为短路电流的电动力效应。

在短路的过程中, 由于短路冲击电流的瞬时值最大, 其产生的电动力效应也最为严重, 所以短路电流的电动力效应应按短路冲击电流来计算。

对于一组平行放置的三相导体中, 由于中相导体受到两个边相导体的电动力作用的叠加, 因此其所受电动力最大, 一般可按下式计算:

$$F^{(3)} = \sqrt{3} i_{sh}^{(3)2} \times \frac{l}{a} \times 10^{-7}$$

式中 $i_{sh}^{(3)}$ ——通过导体的三相短路冲击电流瞬时值 (A);

l ——导体的档距, 即导体两相邻支持点之间的距离 (m);

a ——三相导体相间 (即轴线间) 的距离 (m)。

1-66 对于一般开关电器短路电流动稳定性校验的条件有哪些?

开关电器的样本中均提供“极限通过电流峰值” i_{max} 或有效值 I_{max} 等技术数据。

对于短路电流动稳定性的校验条件如下:

$$i_{max} \geq i_{sh}^{(3)}$$

$$I_{max} \geq I_{sh}^{(3)}$$

式中 $i_{sh}^{(3)}$ ——通过开关电器最大可能的三相短路冲击电流瞬时值;

$I_{sh}^{(3)}$ ——通过开关电器最大可能的三相短路后第一个周期短路全电流有效值。

1-67 对于母线短路电流动稳定性校验的条件有哪些?

硬母线应该用允许应力来衡量其机械强度能否满足动稳定条

件。一般硬铜母线的最大允许应力为 $\sigma_{al} = 140\text{MPa}$ (约为 14kgf/mm^2)；硬铝母线的最大允许应力为 $\sigma_{al} = 70\text{MPa}$ (约为 7kgf/mm^2)。

母线的短路电流动稳定性校验条件为

$$\sigma_{al} \geq \sigma_c$$

式中 σ_c ——母线通过 $i_{sh}^{(3)}$ 时，所受到的最大计算应力。

上述最大计算应力可按下式计算：

$$\sigma_c = \frac{M}{W}$$

式中 M ——母线通过 $i_{sh}^{(3)}$ 时所受到的弯曲力矩 ($\text{N}\cdot\text{m}$)，当母线

的档数为 $1 \sim 2$ 时 $M = \frac{F^{(3)} \cdot l}{8}$ ，当母线档数多于 2

时 $M = \frac{F^{(3)} \cdot l}{10}$ ；

W ——母线的截面系数 (m^3)，当母线水平放置时 $W =$

$\frac{bh^2}{6}$ ，当母线垂直放置时 $W = b^2 \cdot h/6$ ，其中 b 为母

线的宽度，而 h 为母线的厚度。

硬母线必须进行校验，而其它导线和电缆则无须校验。这是因为一般架空线路的线距大，不会产生过大的电动力。另外导线的可挠性大，一般也不会造成严重的损坏。对于穿管线和电缆，由于其周围具有足够强度的机械保护，造成破坏的可能性亦较小。

1-68 什么是短路电流的热效应？对于一般开关电器和导线短路电流热稳定性校验的条件是什么？

当导体中通过短路电流时，将在导体中产生很大的热量，这一热量有可能造成导体和绝缘的严重损坏甚至烧毁，短路电流产生的这一效应称为短路电流的热效应。

由于短路全电流幅值在短路后一段时间内是变动的，严格的计算较为困难，因此常采用短路稳态电流和一个与实际短路发热量等效的“假想时间”来计算。

在无穷大容量系统中,可按实际短路时间长短选取,当 $t_k < 1\text{s}$ 时,假想时间 t_{ima} 为

$$t_{\text{ima}} = t_k + 0.05\text{s}$$

当 $t_k > 1\text{s}$ 时,可认为

$$t_{\text{ima}} = t_k$$

短路时间 t_k 为短路保护装置实际最长的动作时间 t_{op} 与断路器的断路时间 t_{oc} 之和,即

$$t_k = t_{\text{op}} + t_{\text{oc}}$$

一般高压断路器断路时间可取 0.2s 。

在开关电器的产品样本中一般均提供了热稳定电流 I_t 和热稳定试验时间 t 。因此其短路电流热稳定性校验的条件为

$$I_t^2 \cdot t \geq I_{\infty}^{(3)} \cdot t_{\text{ima}}$$

式中 $I_{\infty}^{(3)}$ ——通过开关电器可能的最大三相短路稳态电流有效值;

t_{ima} ——开关电器的短路发热假想时间。

对于母线、绝缘导线和电缆的短路热稳定性校验的条件是

$$A_{\text{min}} = I_{\infty}^{(3)} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{ima}}}{C}}$$

式中 A_{min} ——导体满足短路热稳定性要求的最小允许截面 (mm^2);

$I_{\infty}^{(3)}$ ——通过导体可能的最大三相短路稳态电流有效值 (A);

t_{ima} ——短路发热的假想时间 (s);

C ——导体的热稳定系数 ($\text{A} \cdot \text{s}/\text{mm}^2$),可查表 1-5。

表 1-5 导体的短路热稳定系数值

导体种类和材质		热稳定系数/ ($\text{A} \cdot \text{s}/\text{mm}^2$)
母线	铜	171
	铜 (接触面有锡层)	164
	铝	87

(续)

导体种类和材质			热稳定系数/ (A·s/mm ²)
油浸纸绝缘电缆	铜芯	1 ~ 3kV	140
		6kV	145
		10kV	148
	铝芯	1 ~ 3kV	84
		6kV	90
		10kV	92
橡皮绝缘导线		铜芯	112
		铝芯	74
聚氯乙烯绝缘导线和电缆		铜芯	100
		铝芯	65
交联聚乙烯绝缘电缆		铜芯	140
		铝芯	84

第2章 高压电器及成套装置

2-1 高压电器的用途有哪些？按其功能是如何分类的？

为了就近取得一次能源或出于环境保护的需要，大容量的电站往往距离负荷中心很远。要想把强大的电能通过输电线路送到负荷中心，只有发电机、变压器与输电线路是远远不够的，还需要配置大量的具有各种不同功能的高压电器。

高压电器是指在高电压的电路中用来实现电路的关合、开断、控制、保护、调节和量测作用的电器。按照高压电器的功能不同，可以分为三大类，即开关电器、量测电器和限流或限压电器。

(1) 开关电器 主要用来关合与分断正常电路及故障电路，或用来隔离高压电源。根据其功能的不同又可分为：

1) 高压断路器 它能关合与分断正常情况下的各种负载电路，又能在故障情况下关合与开断短路电流，而且还能实现自动重合闸的要求。它是高压电器中一种功能最为全面的电器。

2) 高压熔断器 俗称保险。当线路中电流超过一定限度或出现短路故障时能够自动开断电路。电路开断后，熔断器必须人工更换部件后才能再次使用。

3) 高压负荷开关 只能在正常工作情况下关合与开断各种负载电路，但不能开断短路电流。

4) 高压隔离开关 用来隔离电源或电路。隔离开关只能开断很小的电流，例如长度很短的母线空载电流，容量不大变压器的空载电流等。

5) 接地开关 高压与超高压线路检修电气设备时，为确保人身安全，可用接地开关进行接地。接地开关也可用来人为造成电力系统的接地短路，以达到控制和保护的目。

(2) 量测电器 主要包括电流互感器和电压互感器。

1) 电流互感器 用来配合测量高压线路中的电流，供计量和继电保护用。

2) 电压互感器 用来配合测量高压线路中的电压，供计量和继电保护用。

(3) 限流与限压电器 主要包括避雷器和电抗器。

1) 避雷器 用来限制过电压，使电力系统中相关的各电气设备免受大气过电压和内部过电压的危害。

2) 电抗器 实质上就是一个电感线圈，用来限制故障时的短路电流。

不难看出，上述高压电器都是保证电力系统安全可靠运行必不可少的电气设备。

2-2 对高压电器的基本要求是什么？其性能参数有哪些？

对高压电器的主要要求包括一般电气性能方面的要求、自然环境方面的要求和其它方面的要求等。

(1) 一般电气性能方面的要求 电力系统中的高压电器，应能长期的承受各种电压、电流的作用而不致损坏。

1) 电压方面 额定电压一定的高压电器，其绝缘部分能长期承受的最大工作电压，而且还应能承受相应程度的大气过电压和内部过电压的作用。标志这方面性能的参数是：最大工作电压、工频试验电压、全波和载波冲击试验电压、操作波试验电压。

2) 电流方面 高压电器的导电部分长期通过工作电流时，各部分的温升不超过允许值。通过短路电流时，不应因电动力作用而受到损坏，各部分的温升不应超过短时的温度允许值，触头不应发生熔焊或损坏。这些性能都与电流大小有关，标志这方面性能的参数是：额定电流、动稳定电流、热稳定电流等。

(2) 自然环境方面的要求 高压电器应能在周围各种环境条件下可靠地工作。

1) 环境温度 高压电器的有关标准规定，产品的使用环境

温度为 -40°C 至 $+40^{\circ}\text{C}$ 。温度过低会使变压器油、液压油及润滑油的黏度增加，影响开关的分合闸速度，使六氟化硫气体液化，密封材料性能劣化造成漏油、漏气，以至电气设备不能正常工作；温度过高，可能造成导电部分过热及电容套管的密封胶渗出等，特别是户外型产品在阳光直射下极易过热。标准建议，周围环境温度每增加 1°C ，额定电流应相应减小 1.8% ；而温度每降低 1°C ，用于高温地区的高压电器在常温下进行耐压试验时，试验电压应相应地提高，从 40°C 开始，每超过 3°C ，试验电压应提高 1% 。

2) 海拔 海拔对高压电器的影响有：对绝缘的影响和对电器发热温度的影响。

对绝缘的影响。高海拔（ $1000 \sim 3500\text{m}$ ）地区大气压力低，耐压水平会随之降低，如海拔 1000m 以下能承受工频 $42\text{kV}1\text{min}$ 的高压电器，在海拔 3000m 地区仅能耐压 38kV ；而适用于高海拔地区的产品在低海拔地区试验时，试验电压应提高。其试验电压为标准规定值乘以修正系数 x （ $x > 1$ ），即

$$x = \frac{1}{1.1 - \frac{H}{10000}}$$

式中 H ——高压电器安装地点的海拔（ m ）， $1000 < H < 3500$ 。

对电器发热温度的影响。高海拔地区空气稀薄，散热效果差，允许通过的电流应适当减小一些。

在我国有关标准中规定，一般使用环境按海拔低于 1000m 及 2500m 两挡考虑。

3) 湿度 我国南方地区相对湿度长期在 90% 以上。湿度大极易引起金属零部件的锈蚀、绝缘件受潮、出现凝露使油漆层脱落，甚至影响运动部件的动作。

4) 风速 户外型高压电器在过大的风速下，有可能出现变形甚至断裂。

5) 污秽 沿海及重工业集中地区，空气污染严重，常发生

高压电器的绝缘表面污闪事故。

6) 大雨 户外型高压电器在大雨中若进水, 会使绝缘强度下降, 金属件锈蚀等。

7) 地震 我国处于地震多发地区, 高压电器抗震性能差会造成断裂损坏等。

8) 湿热地区 这类地区的特点是: 湿度高, 相对湿度高达95%左右; 雨量大, 最大降雨强度可达10min50mm; 气温高, 最高可达40℃以上, 阳光直射下可达80℃; 此外还有霉菌、昆虫等造成的生物危害。这些对高压电器的运行均为不利。因此, 我国除生产一般电气设备外, 还专门生产一种三防产品(防湿热、防霉、防盐雾), 以满足湿热地区的要求。

9) 干热地区 这类地区的特点是: 环境温度为一5℃至50℃, 阳光直射下黑色物体表面可达90℃; 有昆虫、沙尘。高压电器在这种条件下工作将更加难以保持其性能。

(3) 其它方面的要求 高压电器的种类繁多, 应满足的要求不尽相同。如电压互感器和电流互感器就有误差方面的要求。而断路器结构复杂、功能多, 对于它的要求也更多, 这些要求主要为开断短路故障、关合短路故障、快速分断和自动重合闸等方面。详细的阐述见另题。

2-3 高压断路器的功能有哪些?

高压断路器是高压开关设备中最重要、最复杂的一种电器。它的主要功能是:

1) 在规定的使用条件下, 可以接通或断开各种负载电路(包括空载、满载以及过载电路);

2) 在继电保护装置的作用下, 可以自动地切断短路电流;

3) 在自动装置的控制下, 可以实现自动重合闸。

高压断路器是一种兼有控制和保护双重作用的电器。它有完善的灭弧装置, 但没有明显的断开点。

2-4 高压断路器的主要技术参数有哪些?

为了对高压断路器的工作性能有所了解, 很有必要明确其主

要技术参数:

(1) 额定电压 是指断路器所能承受的正常工作电压。额定电压指的是线电压,并在铭牌上予以标明。按照国家标准的规定,其电压等级有:10kV、35kV、60kV、110kV、220kV、330kV、500kV 各级。

断路器的额定电压不仅决定了断路器的绝缘距离,而且在相当程度上决定了断路器的外形尺寸。

(2) 最高工作电压 因为在输电线路上有电压损耗,那么在线路供电端的额定电压就会高于线路受电端的额定电压,这样断路器就可能工作在高于额定电压的情况下长期工作,因此,规定了断路器的最高工作电压这一指标。按照国家标准规定,对于额定电压在 220kV 及以下的断路器,其最高工作电压为额定电压的 1.1~1.15 倍;对于 330kV 的断路器规定为额定电压的 1.1 倍。

(3) 额定电流 是指铭牌上所标明的断路器在规定环境温度下可以长期通过的最大工作电流。

断路器长期通过额定电流时,断路器导电回路各部件的温升均不得超过允许值。额定电流等级有:200A、400A、600A、1000A、1500A、2000A、3000A、4000A、5000A、6000A、8000A、10000A、15000A 等。

额定电流的大小决定了断路器的发热程度,因而决定了断路器触头及导电部分的截面,并在一定程度上决定了它的结构。

(4) 额定开断电流 它是断路器在额定电压下能可靠切断的最大电流,称为额定开断电流。当断路器在不等于额定电压的情况下工作时,断路器能可靠切断的最大电流,称为该电压下的开断电流。当断路器工作在低于额定电压时,其开断电流将较额定开断电流有所增大,但有一个极限值,并称其为极限开断电流。

断路器的额定开断电流标明了它的断流能力。它是由断路器的灭弧能力和承受内部气体压力的机械强度所决定的。

(5) 额定断流容量 又称额定遮断容量或开断能力。一个断路器额定断流容量与额定开断电流、额定线电压有关,即用额定

开断电流与额定线电压的乘积的 $\sqrt{3}$ 倍来表示。即：

$$S_{KN} = \sqrt{3} U_{IN} I_{KN}$$

式中 S_{KN} ——额定断流容量 (MVA)；

U_{IN} ——额定线电压 (kV)；

I_{KN} ——额定开断电流 (A)。

原国家标准中规定的额定断流容量 I 型有：300MVA、500MVA、750MVA。IEC 和现行国标已不再采用这个参数。这是因为这个参数概念不确切，计算也不方便。

(6) 动稳定电流 它是指断路器在合闸位置时所允许通过的最大短路电流，又称极限通过电流。断路器在通过这一短路电流时，不会因电动力的作用而发生任何的机械损坏。

动稳定电流表明了断路器承受电动力的能力。此电流的大小由导电部分和绝缘部分的机械强度来决定。

(7) 热稳定电流 当短路电流通过断路器时会使导电部分发热，其热量与电流的平方成正比。所以当断路器通过短路电流时，有可能使触头熔焊直至损坏断路器。因此断路器规定了在一定的时间内 (1、4、5、10s) 的热稳定电流。热稳定电流是断路器在规定时间内允许通过的短路电流值，一般用有效值来表示。

热稳定电流标明了断路器承受短路电流热效应的能力。

(8) 合闸时间 自发出合闸信号起，到断路器的主触头刚刚接通为止的一段时间，称为断路器的合闸时间。

对断路器合闸时间的要求不高，但应尽可能的稳定。我国生产的断路器合闸时间一般均小于或等于 0.2s。

(9) 分闸时间 是指从分闸线圈接通起，到断路器三相电弧完全熄灭为止的一段时间。分闸时间包括断路器的固有分闸时间和电弧存在的时间。其中，固有的分闸时间是指从分闸线圈通电，到触头刚刚分离的这段时间；而电弧存在的时间是指从触头分离，到三相电弧完全熄灭的这段时间。

从切断短路电流的要求出发，分闸时间愈短愈好，一般分闸

时间为 0.06s。通常，合闸时间大于分闸时间。

(10) 触头行程 断路器触头行程系指断路器在操作过程中，触头从起始位置到终止位置所经过的距离。

(11) 触头超程 断路器触头超程系指断路器在合闸操作中，动、静触头接触后，动触头继续前行的距离。它等于行程与开距之差。

(12) 刚分速度 指断路器分闸过程中，动触头刚刚分离时的速度。

(13) 刚合速度 指断路器合闸过程中，触头刚刚接触时，动触头的移动速度。

另外，还有三相同期、油重、总重、无电流间隔时间等技术参数。

2-5 高压断路器是如何分类的？

高压断路器的类型很多，并有多种不同的分类方法：

(1) 按安装地点的不同可分为：户内式和户外式。

(2) 按灭弧介质的不同可分为：

1) 油断路器 它的灭弧介质是变压器油。油断路器又分为少油断路器和多油断路器两种。

2) 真空断路器 它是将动、静触头密封于一个真空灭弧室（俗称真空包）内，以高度真空的密封空间作为灭弧介质的一种新型断路器。

3) 六氟化硫断路器 它是以六氟化硫气体作为灭弧介质的一种新型断路器。

4) 压缩空气断路器 它是以高速流动的压缩空气作为灭弧介质的一种断路器。

5) 固体产气断路器 它是利用固体介质受电弧作用分解气体来实现灭弧的一种断路器。

6) 磁吹断路器 它是利用电磁力驱使电弧进入绝缘狭缝中，将电弧拉长并冷却，以实现熄灭电弧的一种断路器。

2-6 运行中的高压断路器一般应满足哪些基本要求?

为了确保断路器的正常运行,一般应满足以下基本要求。

(1) 安全可靠 高压断路器在正常运行中,不应误动,以免使系统的正常工作遭到破坏;当系统出现故障时,不应拒动(拒绝动作),以免扩大事故范围。同时,高压断路器在各种工作状态下,均不应出现危及人身和其它设备安全的现象。

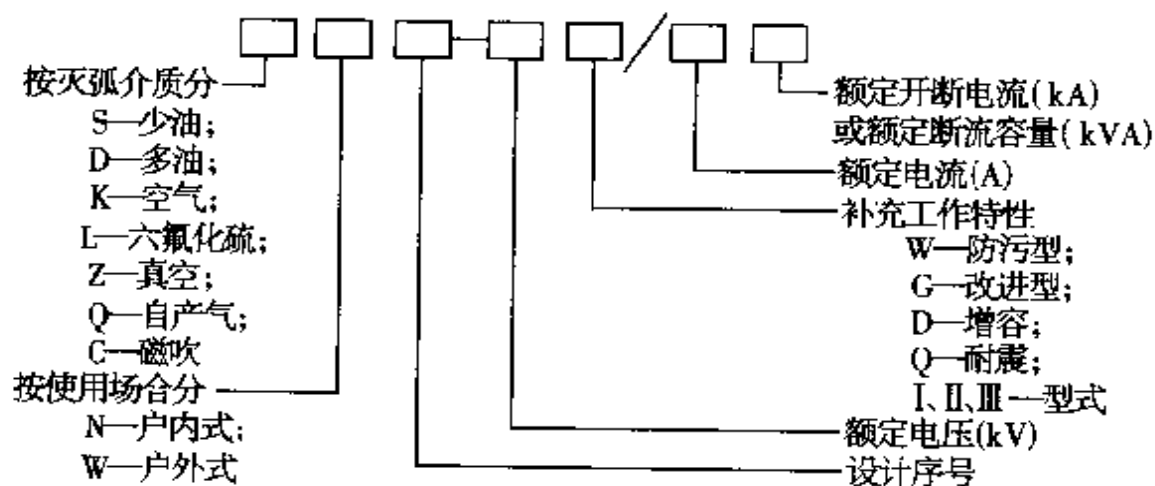
(2) 断流容量高 系统中一旦出现故障,其电流很大,往往是其额定电流的几倍、几十倍甚至更高,而持续时间仅几秒钟。高压断路器应能承受开断和关合故障电流的能力。

(3) 动作迅速 高压断路器开断故障电流的快慢将直接影响系统输送功率的大小以及系统的稳定性。因此,高压断路器在接到继电保护装置发来的信号后,应在百分之几秒的时间内断开故障电路。

不难看出,为了使断路器很好地满足上述要求,高压断路器必须具有可靠完善的灭弧装置和尽量简单可靠的二次回路。

2-7 高压断路器的型号是如何表示的?

高压断路器的型号含义如下:



2-8 高压少油断路器和高压多油断路器各有哪些特点?

高压油断路器根据油量的多少分为少油断路器和多油断路器两种。

(1) 少油断路器 其油箱一般作成单极式,三相电路需要三

个油箱。其灭弧介质是变压器油，油分装在三个油箱内。油量很少，一般只有几千克至十几千克。在每个油箱的外表面有一个油标管，用以观察油面和油色。正常时油面应在油标管上两条红线之间，油的颜色为亮黄色。油箱的外壳是金属的，外壳带电，一般涂成红颜色，严禁接地。油箱内油的作用主要是灭弧，其次是可以起到动、静触头分闸时的绝缘作用。极间的绝缘以及各极对地的绝缘是靠空气和其它有机绝缘材料来完成的。少油断路器的灭弧方式是采用横吹、纵吹和附加油流的机械油吹三种方式的联合作用。

少油断路器具有开断电流大，全分断时间短，可满足开断空载长线路的要求，运行经验丰富，易于维护和检修，运行噪声低等优点。但是也有额定电流不易做的很大，灭弧室内的油易劣化，不允许频繁操作等缺点。曾有喷油甚至爆炸事故的发生，但近年来的产品防爆性能已大大提高。

它适用于各级电压的户内式变电站中。近年来，在高层建筑的主题内已实施无油化的进程，故有将其逐步淘汰的趋势。

(2) 多油断路器 一般组成三极共箱式（三极装于一个油箱内）。其灭弧介质是变压器油，油量很多，一般是少油断路器中油量的 20 倍左右。油箱的外壳是金属的，外壳不带电，一般涂成灰颜色，必须接地。油箱内油的作用主要是灭弧，其次是绝缘。

多油断路器具有结构简单，容易制造，易于加装单匝环形电流互感器及电压分压装置，运行经验较多，易于维护和检修，运行噪声低等优点。但是也有额定电流不易做大、开断小电流时燃弧时间较长，动作速度较慢等缺点。

它适用于 35kV 及以下的变电所，近年来已趋于淘汰。

2-9 简述高压少油断路器的基本结构和工作原理。

高压少油断路器以前曾称为贫油开关。它是一般工厂企业 10kV 系统中应用最为广泛的一种断路器。

10kV 高压少油断路器常用的老产品型号有 SN1—10、SN2—10、SN4—10、SN5—10、SN6—10、SN8—10 等，现已基本淘汰。

于 1981 年左右开始生产的 SN10—10/300 型和 SN10—10/500 型断路器被称为大排气断路器，它采用的是定向排气方式，在一个标准循环内满容量开断后，喷油较多。这类断路器也已逐步淘汰，而以 SN10—10 I 和 SN10—10 II 型小排气断路器所替代。其刚分速度得到降低，振动减小，灭弧性能有所提高，排气量减少，而且油滴不致排到断路器外部。

下面仅以全国统一设计的 SN10—10 II 系列高压少油断路器为例，简述其基本结构和工作原理。

SN10—10 II 系列高压少油断路器的内部结构如图 2-1 所示。

它由断路器本体、操动机构和机械传动装置三大部分所组成。

(1) 断路器本体 断路器本体主要由框架、油箱本体和固定与传动部件三部分所组成。

1) 框架 框架又称为底架，它是断路器本体的安装基础，是用角钢焊成的矩形支撑物。上面安装有六个支持绝缘子，每两个支持绝缘子固定着一个油箱，支持绝缘子起到绝缘和支撑作用。由三个油箱之间看进去，框架上安装着两个分闸弹簧。在分闸弹簧下部的框架上安装有两个弹簧缓冲器，弹簧缓冲器可以缓和分闸终了时所产生的撞击。在框架下部的两侧各安装有一个主轴轴承，断路器主轴在主轴轴承中转动。在框架的一侧还装有限位器等。

2) 油箱本体 它共有三个油箱，每相一个。一般涂成红颜色，表明箱体带电，严禁接地。它是通过上述的六个支持绝缘子固定在框架上的。每个油箱分为上（上帽）、中（绝缘筒）、下（基座）三部分。

油箱的上部是一个铸铝的上帽，上帽的下部是一个插入式静触头，其内部是一个油气分离器。油气分离器的作用是在分断电路时，电弧将油箱内的油加热（最高可达 $4000 \sim 8000^{\circ}\text{C}$ ），高温高压气体和油一并冲向上帽内的油气分离器，气体和油在其内靠离心作用高速旋转，使油回到油箱内，而气体则由侧面的排气孔排到断路器外部。在上帽的顶部有一个注油孔，供油面低下时补

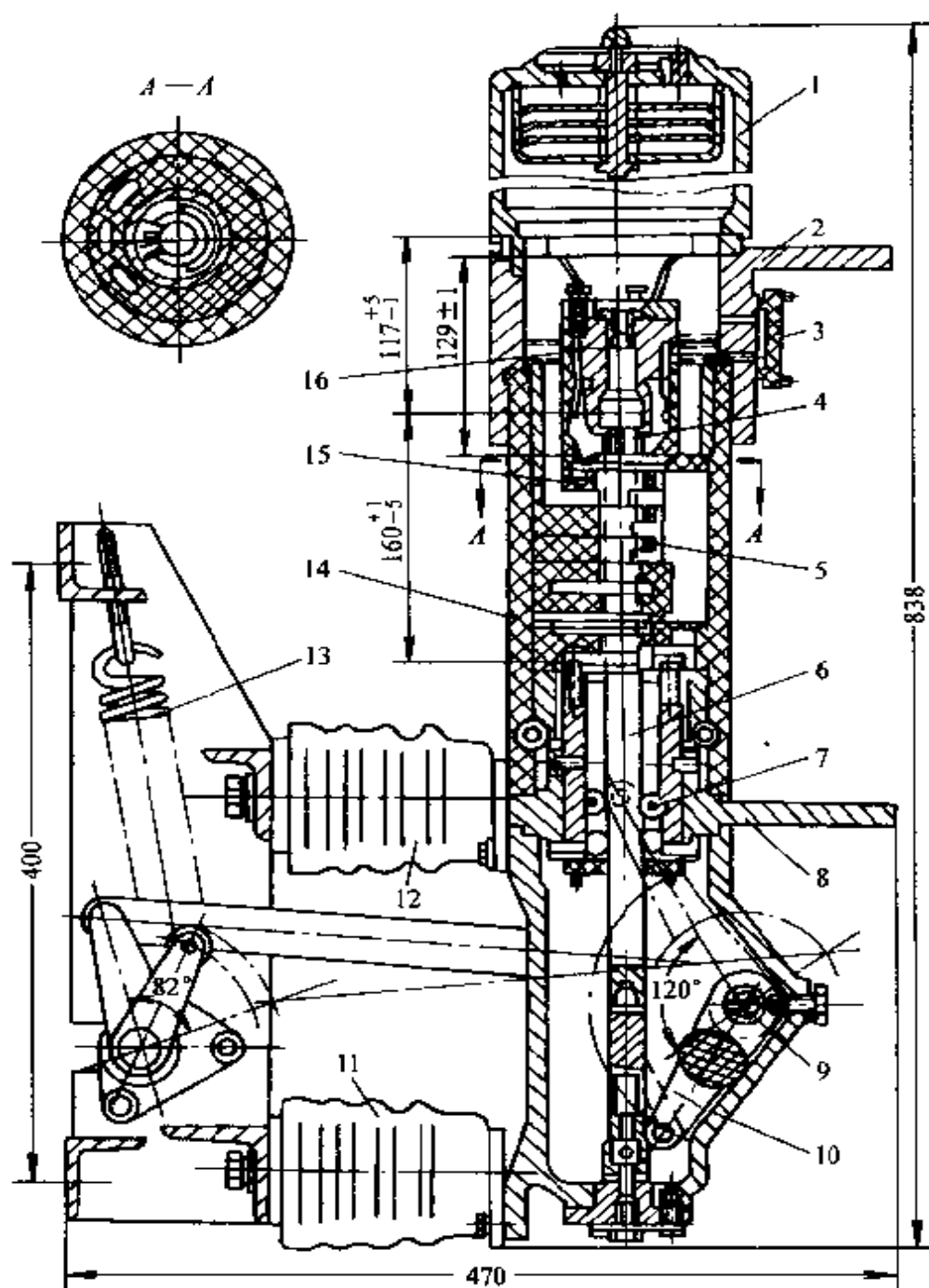


图 2-1 SN10—10 II 系列高压少油断路器及操动机构外形图

- 1—上帽及油气分离器 2—上出线座 3—油标 4—静触座
5—灭弧室 6—动触头（导电杆） 7—中间滚动触头 8—下出线座
9—转轴 10—基座 11—下支柱绝缘子 12—上支柱绝缘子
13—断路弹簧 14—绝缘筒 15—吸弧铁片 16—逆止阀

油用。

油箱的中部是一个高强度的绝缘筒。绝缘筒的上部依次是上接线板、油标管和绝缘筒等，绝缘筒的内部是灭弧室，灭弧室内

充有变压器油，并装有灭弧片，中心是一个导电杆，在导电杆的顶端装有动触头。

油箱的下部又叫基座，在基座的上端固定着中间滚动触头和滚动触头架（兼做下接线板）。滚动触头与导电杆滚动接触但不断开，其摩擦力很小，并有良好的接触性能。基座底部有一个油缓冲器，用以缓和合闸终了时所产生的撞击。

3) 固定和传动部件 所谓固定部件就是六个支持绝缘子，它主要起到固定油箱和将带电的油箱外壳与接地的框架部分充分地绝缘起来；而传动部件是指连接主轴与基座侧面外拐臂的绝缘拉杆，它可以起到传动和绝缘作用。

(2) 操动机构 对于固定式高压开关柜，由于断路器安装在柜内，而其操动机构安装在高压开关柜面板的左下方，即分装于不同位置。一台断路器可以配置不同类型的操动机构，而且它们都有各自的型号。考虑到操动机构是高压开关柜中极易出现故障的部件，因此关于操动机构将在下面另题阐述。

(3) 机械传动装置 所谓机械传动装置就是框架上的主轴及操动机构的机械连接部件。机械连接部件由连杆、转轴和销钉等组成，用以将操动机构的分、合闸指令传送到主轴，带动主轴转动。

2-10 简述高压少油断路器的导电回路和工作过程。

高压少油断路器的导电回路是：上接线板—静触头—动触头—导电杆—中间触头—下接线板。

高压少油断路器的工作过程简述如下。

断路器合闸时，通过扳动高压开关柜面板上的控制开关或在继电保护装置的控制下，利用操动机构使得机械传动装置运动。它又带动框架上的主轴转动，主轴的转动带动了绝缘拉杆向前运动，使得基座上的外拐臂转动。外拐臂带动基底内部的内拐臂围绕转轴转动，内拐臂又将其旋转运动变为导电杆的向上运动，最终导电杆带动动触头插入静触头内，从而接通电路。

断路器分闸时，通过扳动高压开关柜面板上的控制开关或在继电保护装置的控制下，利用操动机构使得机械传动装置运动。

它又带动框架上的主轴转动，在主轴的转动和分闸弹簧的放能过程中，带动了绝缘拉杆迅速向后运动，使得基座上的外拐臂转动。外拐臂带动基座内部的内拐臂围绕转轴转动，内拐臂又将其旋转运动变为导电杆的迅速向下运动，最终导电杆带动动触头由静触头内拉出。与此同时产生电弧，电弧的高温将油分解为气体，使得灭弧室内的压力增高，迫使静触头座内的钢球上升堵住中心孔。电弧在封闭的空间燃烧，其压力进一步增高。在导电杆向下继续移动相继开启一、二、三道横吹沟及下面的纵吹沟时，油、气混合物强烈地横吹和纵吹电弧。又由于导电杆的向下移动，在灭弧室形成的附加油流也射向电弧。在横吹、纵吹和附加油流的联合作用下，使电弧迅速熄灭，从而实现切断电路的目的。

在灭弧过程中产生的油、气混合物喷向油箱上部时，油气分离器使油气作旋转运动。油在离心力作用下附壁流下，气体则由侧面的排气孔排出。

2-11 SN10—10 系列少油断路器的灭弧装置有哪些特点？

SN10—10 系列少油断路器是我国设计的产品，较以前的产品有很多改进。在灭弧装置上，改进后的显著特点是：

1) 采用了逆流原理，即机械油吹。它是利用灭弧气体的运动方向和电弧运动方向相反，使得电弧始终逆着强烈的高压气流而运动，对电弧的熄灭非常有利。

2) 利用了体积补偿原理。当导电杆向下运动时，必然让出一定空间，则油箱下部的新鲜油便向上填补空间。这样，就使得电弧的弧根始终接触新鲜油，因而对电弧的熄灭非常有利。

3) 采用了纵横吹灭弧室。新型断路器的灭弧室所做的横吹口扁而低，在吹弧过程中不致把电弧吹的过长，从而使得电弧电压得到降低，并降低了电弧能量。因此这种灭弧室的压力低、喷油少而灭弧性能得到提高。

2-12 SN10—10 系列少油断路器的灭弧过程与开断电流的大小有何关系？

SN10—10 系列少油断路器的灭弧过程与开断电流的大小是

有关系的。

当开断的电流很大时，所产生的电弧能量很大，油的气化和分解速度快，能产生很高的灭弧压力。在其横吹喷口打开时，高压气流将迅速向电弧吹去，将电弧熄灭。这时无需逆流原理和体积补偿原理的作用，而完全依靠横吹即可熄灭电弧。

当开断电流很小时，电弧能量小，油气化、分解的速度较慢，所产生的气体极少，灭弧压力不大。这样在横吹喷口处不具备足够的吹弧压力，电弧一般不易熄灭，因此就需要利用逆流原理和体积补偿原理效应来熄灭电弧。而且开断电流愈小，这两种效应的作用应愈大，电弧愈易熄灭。

当开断中等电流时，纵横吹和逆流、体积补偿原理的效应同时发挥作用。

2-13 高压少油断路器在运行中为什么应经常监视油标管的油面？

高压少油断路器的油量不可加的过多或过少。因为油量的多少对断路器的灭弧性能有很大的影响。断路器内的油量应为油箱容积的 93%，而留下一个 7% 的缓冲空间。为了控制和监视油箱内油的多少，通常生产厂家都在断路器油标管上标出标准油面，即用两条红线标出油面的标准上下线。运行中应随时严格监视油面的高低。这是因为：

1) 油面过高，即油量过多，缓冲空间过小。当开断额定短路电流时，冲入缓冲空间内的气体并不会因油面的增高而减少。因此缓冲空间内的气体压力将大大增加。当气压超过容器的极限强度时，就有可能爆炸；同时，油面过高还会使得吹弧时发生预排气，则打通油层中的吹弧道所需时间延长，也就是燃弧时间延长，这样又将进一步增大灭弧室的压力，因而极易造成损坏灭弧装置或出现严重的喷油事故。

2) 油面过低，即油量过少，则使得吹弧时吹入缓冲空间中的冷却气体的路径过短，以致使未经去游离的气体排出断路器，

该气体混入空气中极易引起爆炸。另外，油面过低，灭弧介质不足，灭弧困难，甚至不能灭弧。

鉴于上述原因，高压少油断路器在运行中应随时严格监视油标管中油面的高低。

2-14 试述高压少油断路器严重缺油或油标管无油的原因及处理。

高压少油断路器中的油量很少，一般只有几千克至十几千克。油的作用主要是灭弧，其次是可以起到动、静触头之间在分闸时的绝缘作用。理论和实践证明，少油断路器中的油量占油箱容积的 93%，而留下一个 7% 的缓冲空间，这样的充油量是比较合理的。为了满足上述条件，生产厂家在设备出厂前已在断路器油标管上标有两条红线，以作为其运行中的监视标准。油加多了不好，使缓冲空间过小；油少了则因其灭弧介质不足而不利于灭弧，甚至灭不了弧，进而产生爆炸事故。

当油标管的两条红线处看不到油面时，有可能是断路器缺油，也可能是油标管的进油口堵塞而造成假油面。这时应仔细检查油箱底部有无渗漏油的现象。如无渗漏现象，应认真分析是否为原始加油不足或油标管堵塞。当发现油标管处无油时，一般可按以下方法进行处理：

- 1) 断开操作电源的熔断器，打开掉闸连接片，防止断路器自动掉闸。当高压柜上无连接片时，可只断开操作电源的熔断器。

- 2) 条件允许时，停下负荷或转移负荷。

- 3) 当断路器回路中负荷电流为零或极小时，可直接拉开断路器；当断路器回路中有较大的负荷电流时，只能先停下上一级断路器，再拉开待检断路器。

- 4) 做好安全技术措施，检查缺油的原因，并进行维修后，加入与电压等级相符、经试验合格且试验期限有效的变压器油。最后方能投入运行。

2-15 少油断路器跳闸时出现喷油应从哪几方面查找原因？如何处理？

目前采用的小排气断路器，如 SN10—10 I、II、III 型，在正常操作甚至切断短路电流时，一般不会出现喷油的现象。一旦出现喷油，应从以下几方面查找原因：

1) 油箱内油量过多，缓冲空间过小。当油箱内注油过多、缓冲空间过小时，缓冲空间的气体被压缩，在灭弧时产生巨大的压力，油和气在油气分离器中不能及时分离，从而使油、气自排气孔中大量排出，形成喷油现象。

2) 断路器反复分合闸时间间隔过短。由于断路器分闸时有电弧产生，缓冲空间的气体压力很大，当分闸—合闸—分闸的间隔时间过短时，前一次分闸尚未使缓冲空间的压力得到充裕的释放，后一次分闸的到来势必造成缓冲空间压力的进一步叠加。过大的气体压力会造成断路器喷油。

3) 断路器遮断容量不够。由于断路器本身质量问题、原始设计考虑不周、系统容量不断增大等原因，使断路器的分断能力不能满足要求，导致断路器喷油。

断路器发生喷油后，应根据故障掉闸的次数以及喷油的严重程度，在必要时将断路器立即停止运行。由于断路器内部尚存在一定温度的可燃气体，所以应等待断路器内部气体冷却、扩散后，方能进行解体检修。否则，外部空气与断路器内的气体混合，一旦遇到明火，极易引起爆炸事故。当断路器解体后，应详查触头和灭弧室的状况，并设法消除缺陷。另外，还应验算断路器的断流能力和继电保护的動作时间，以便采取相应的对策。

2-16 当断路器采用电动合闸操作时有哪些要求？

当断路器采用电动合闸操作时，应达到如下要求：

1) 控制开关的操作手把必须拧到终点位置，同时应监视合闸电流表的起动值是否达到合闸电流正常范围。当合闸指示红灯亮后，再将操作手把松开，让其自动返回到垂直位置。一定注意不可过早地返回，否则断路器将合不上闸；

2) 当断路器合闸且操作手把返回后, 合闸电流表应返回到零位。注意防止因合闸接触器打不开而烧毁合闸线圈;

3) 断路器合闸后, 应检查分、合闸指示装置、传动连杆、支持瓷瓶等是否正常, 断路器内部应无异常声响。

2-17 高压少油断路器瓷绝缘断裂的原因有哪些? 应如何处理?

瓷绝缘断裂的原因:

- 1) 运输或安装时瓷绝缘受到外力损伤;
- 2) 瓷绝缘本身质量差, 耐压不合格或过电压击穿;
- 3) 操作时用力过猛或操动机构的间隙调整不当;
- 4) 发生大的短路故障, 短路电流产生巨大的电动力作用等。

瓷绝缘断裂的处理: 查明原因, 采取相应的对策, 更换新瓷绝缘。

2-18 油断路器合闸失灵的原因有哪些?

当断路器合闸失灵时, 一般可以从电气回路、操动机构以及传动机械三方面查找原因。

(1) 电气回路故障

1) 检查控制回路及合闸回路的电源电压是否过低, 超过了合闸电压的最低允许值。

2) 检查控制回路及合闸回路的熔断器是否熔断, 各元件及其连接线有无接触不良和断线的现象。

3) 检查合闸接触器的主触头动作是否灵活、有无卡死现象, 接触器线圈是否烧毁。

4) 操动机构的合闸线圈有无匝间短路或绝缘烧毁的现象。

(2) 操动机构故障

1) 检查合闸铁心的顶杆有无卡阻。

2) 检查合闸缓冲间隙调节是否够量。

3) 检查合闸连板三点位置有无上移的现象。

4) 检查合闸铁心的超越行程是否够量。

5) 检查合闸托架的坡度是否太陡。

(3) 传动机械故障

- 1) 检查传动机构连杆有无扭曲变形。
- 2) 检查连接轴销钉有无脱落。
- 3) 检查传动机构的定位（或套管）是否发生移动出现顶卡使动作不到位。

2-19 油断路器分闸失灵的原因有哪些？

油断路器在运行中分闸失灵的原因，一般是电气回路故障或机械部分故障造成的。

(1) 电气回路故障

- 1) 操作回路熔丝熔断或分闸回路元件接触不良、断线等。
- 2) 直流电源电压过低，超出了其允许变动范围。
- 3) 分闸线圈断线或烧毁。
- 4) 油断路器低电压分闸动作性能不好。
- 5) 辅助触头接触不良。

(2) 机械传动故障

- 1) 分闸顶杆脱落或卡住。
- 2) 三连板三点过低，分闸锁钩或合闸支架吃度太大。
- 3) 分闸缓冲移位。

2-20 油断路器在出现哪些情况时应立即停止运行？

当发现运行中的油断路器出现以下情况时，应立即停止运行。

- 1) 严重的渗漏油，造成油标管内无油或油标管处看不到油面时。
- 2) 支持瓷瓶破裂或套管炸裂。
- 3) 内部有放电声响。
- 4) 连接部位出现过热变色。
- 5) 瓷绝缘出现严重的放电闪络现象。
- 6) 断路器出现严重的喷油冒烟。

在断路器退出运行时，应根据异常现象的严重情况和负荷的重要程度，尽可能采取妥善的措施转移负荷。

2-21 运行中油断路器突然跳闸的原因有哪些？如何处理？

在运行中，线路或设备未发生短路或接地故障，而油断路器突然跳闸，称为误跳闸。其原因可能是：

- 1) 操作人员错误碰触或错误操作断路器操动机构。
- 2) 操动机构的搭钩不牢而又受外力震动脱钩。
- 3) 继电保护整定值存在问题或出现故障，或因互感器回路故障而引起。
- 4) 直流电源电压波动或脉冲干扰引起晶体管继电保护误动。
- 5) 直流系统出现一点接地后未及时处理，又出现了第二点接地，从而引起保护误动。

当因为操作人员错误碰触引起突然跳闸时，只需合闸恢复即可。其它原因引起误跳闸时，应查明原因，排除故障，然后才能投入运行。

2-22 油断路器起火爆炸的原因有哪些？

油断路器在运行中发生起火爆炸，是高压配电装置中最严重的事故之一。发生的原因一般有以下几点：

- 1) 油箱内油面过高或过低。
- 2) 油断路器本身开断能力不够，电弧不能迅速熄灭，使油箱内的油过热，分解出大量的气体，致使油箱压力过大，最后导致起火爆炸。
- 3) 分断短路电流的动作迟缓，使电弧长时间燃烧，内部压力急剧增加。
- 4) 外部套管破裂，引起内部污秽和受潮，造成闪络放电，使内部燃烧。
- 5) 油箱内油质低劣或受潮，使绝缘严重下降，造成闪络放电。

2-23 简述 CD10 型操动机构控制回路的工作原理。

CD10 型操动机构控制回路的工作原理如图 2-2 所示。

CD10 型操动机构控制回路的工作原理如下：

当断路器未合闸前，断路器的常开辅助触头 QF2 打开、常

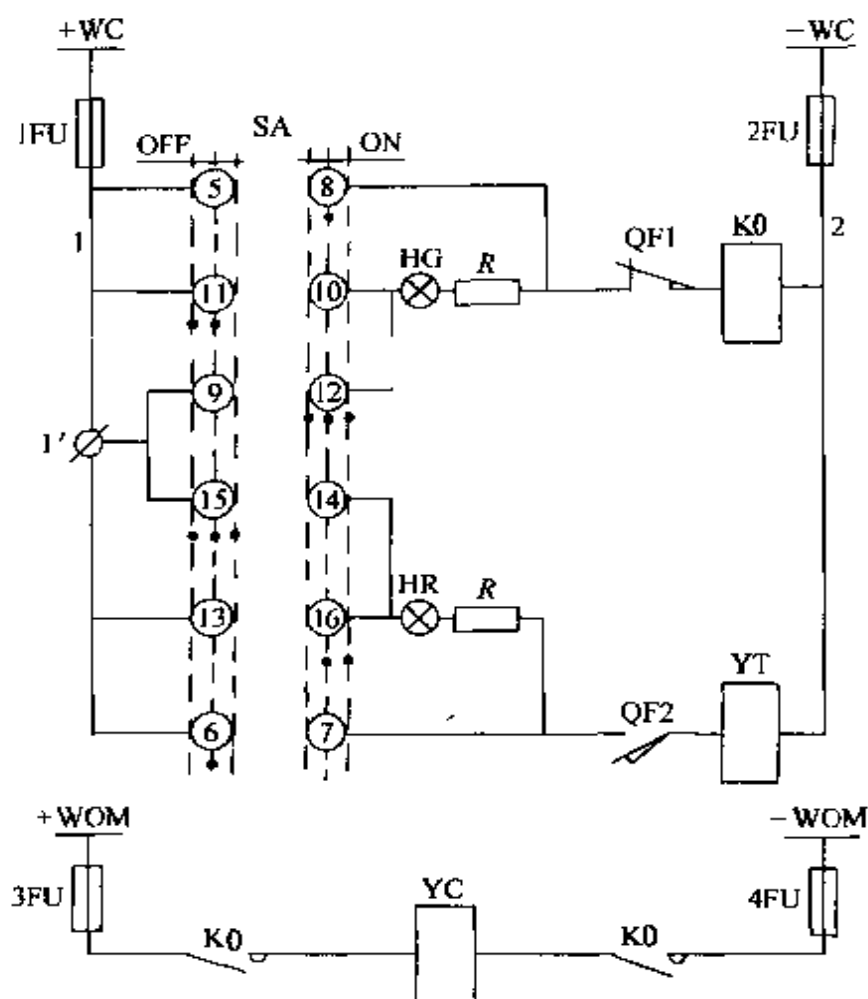


图 2-2 CD10 型操动机构控制回路的工作原理

注：± WC—控制小母线 ± WOM—合闸小母线 1-4FU—熔断器 HG—绿色指示灯 HR—红色指示灯 QF1、QF2—断路器辅助触头 K0—合闸接触器 YC—合闸线圈 YT—跳闸线圈 SA—控制开关 R—降压电阻

闭辅助触头 QF1 闭合，而控制开关 SA 处于“分闸后”位置，控制开关 SA 的 11—10 触头闭合，接通如下回路；+ WC → 1FU → SA (11—10) → HG → R → QF1 → K0 线圈 → 2FU → - WC，绿灯 HG 亮。绿灯亮表明断路器处于分闸状态，同时监视着合闸回路的完好性。这时，虽然合闸接触器 K0 通电，但由于绿灯 HG 和降压电阻 R 的分压作用，使得加在合闸接触器 K0 上的电压不足以使其动作，合闸接触器 K0 的主触头不能闭合。

当断路器合闸时，须将控制开关 SA 顺时针搬动 90°，再顺时针搬动 45°，使其先处于“预备合闸”位置，最后至“合闸”位

置。这时控制开关 SA 的 5—8 触头接通如下回路： $+WC \rightarrow 1FU \rightarrow SA(5-8) \rightarrow QF1$ 常闭触头 $\rightarrow KO$ 线圈 $\rightarrow 2FU \rightarrow -WC$ 。由于合闸接触器线圈回路不再通过绿灯 HG 和降压电阻 R 的降压元件，直接加在控制小母线 $\pm WC$ 上，使合闸接触器动作，其常开主触头闭合，接通合闸线圈 YC 回路如下： $+WOM \rightarrow 3FU \rightarrow$ 合闸接触器 KO 带消弧的触头 $\rightarrow$ 合闸线圈 YC $\rightarrow$ 合闸接触器 KO 带消弧的触头 $\rightarrow 4FU \rightarrow -WOM$ ，从而使断路器合闸。断路器常闭辅助触头打开，绿灯灭；而常开辅助触头接通。

断路器“合闸”后，控制开关 SA 的手柄又靠反力弹簧使其逆时针转回 45° ，达到“合闸后”位置。这时，又接通如下回路： $+WC \rightarrow 1FU \rightarrow 1' \rightarrow SA(18-16) \rightarrow$ 红灯 HR $\rightarrow R \rightarrow QF2 \rightarrow YT \rightarrow 2FU \rightarrow -WC$ 。这时，红灯 HR 亮。它表明断路器在合闸位置，同时监视着分闸回路的完好性。由于回路中串有 HR 和 R 降压元件，使加在分闸线圈 YT 上的电压不足以使其动作。

欲将运行中的断路器分闸，可将控制开关 SA 逆时针转动 90° （预备分闸），再逆时针转动 45° （分闸）。接通如下回路： $+WC \rightarrow 1FU \rightarrow SA(6-7) \rightarrow QF2 \rightarrow YT \rightarrow 2FU \rightarrow -WC$ 。这时，断路器在操动机构分闸线圈产生的电磁力的作用下，使断路器分闸。

图中 $1'$ 为断连点，当断路器需要增设闪光装置时，可将 $1'$ 断开而将其接至闪光单元；当不设闪光装置时，可将 $1'$ 如图所示接至正电源。

2-24 断路器合闸回路的熔断器熔体应如何选择？

为了有效地保护合闸线圈，防止因短路或过负荷而烧毁，而在合闸回路工作时熔体又不致熔断，通常在合闸回路中安装保护用熔断器。合闸回路中熔断器的熔体应按合闸线圈额定电流的 $1/3 \sim 1/4$ 来选择。对于 CD10 型电磁操动机构，其 I 型的合闸电流为 98A，II 型的合闸电流为 120A，III 型的合闸电流为 147A。如断路器选用了 II 型操动机构，则应选用 $(1/3 \sim 1/4) \times 120A = 40 \sim 30A$ 。

所以这样选择是因为目前国产断路器的合闸时间均不超过

0.2s，而熔断器在通以额定电流的3倍以上时需要1s的时间才能熔断。因此，在正常合闸时熔断器不会熔断，而又能起到保护作用。

2-25 高压少油断路器中油变黑时是否能继续运行？

少油断路器中油的炭化问题一直为人们关注。由于少油断路器的油量很少，在额定开断电流下开断几次后，灭弧室的油就会变为墨黑色，耐压值也会明显下降。这样的油是否可以继续使用是运行中的一个实际问题。对此，国外看法不一，有些国家规定少油断路器在开断三次额定开断电流后就应换油，但也有一些国家认为换油周期应当延长，至少可以与触头检修的周期相当。他们认为少油断路器的灭弧性能主要取决于电弧使油蒸发和分解出的气体的绝缘性能，至于是否含有炭粒子以及其含量的多少，影响均很小。可见，就灭弧性能来说，发黑炭化了的变压器油并非不可应用。更何况它对绝缘性能的影响也是微乎其微的，因为在油中随着极间距离的增加，炭粒子对击穿电压的影响愈来愈小。当油中极间距离大到一定程度，新鲜的油与严重炭化的油，击穿电压数值基本相同。如10kV电压等级的油只要极间距离大于25mm，极其严重炭化的油也可承受42kV的工频耐压；35kV电压等级的油在极间距离大于50mm时，严重炭化的油仍能承受90kV的工频耐压。而在10kV和35kV电压等级的油中，其极间开断距离都远大于25mm及50mm。因此，严重炭化发黑的油，对断路器的绝缘性能也无多大影响。

对于少油断路器中的油变黑，或经过一、两次开断额定开断电流后，不必急于换油，可以考虑在触头检修时一并换油。

2-26 为什么不允许少油断路器在故障跳闸后立即解体检修？

当系统中出现短路故障后，由于短路电流很大，所以在继电保护装置的作用下，高压少油断路器立即掉闸。在切断短路电流时，断路器油箱内部产生的电弧将油迅速升温，使油气化，所产生的可燃气体充斥油箱内部。如果此时将断路器解体，那么断路

器内部的气体与外部气体迅速混合，一旦遇到火花，极易引起爆炸，造成设备损坏和人身事故，常称之为“事后爆炸事故”。不难看出，在断路器故障掉闸后，不应立即解体检修，须待内部气体冷却、扩散后再行打开箱盖，解体检修。

2-27 高压少油断路器巡视检查的内容和周期是如何规定的？

高压少油断路器巡视检查的内容是：

1) 检查油面、油色、有无渗漏油。油面应在油标管的两条红线之间，油的颜色应为亮黄色，认真查看油箱下部有无油滴、油箱下面的托盘有无油污的痕迹。

2) 支持瓷瓶有无裂纹、破损、断裂，表面是否脏污，有无闪络放电的现象。

3) 上、下接线板的连接是否紧密，有无过热变色的痕迹。

4) 断路器操动机构的连杆有无裂纹，销钉是否脱落。

5) 断路器的绝缘拉杆位置是向前或向后、分闸弹簧是受力或松弛、控制开关的手柄是垂直或水平、联锁挡块是突出或退后、操动机构的分合闸指示牌的指示状态以及红绿指示灯等是否一一对应。

6) 断路器有无异常的声响，如滴嗒声（有渗漏油）、劈啪声（有放电）、撞击声（机构的间隙调整不当）和颤动声（可能出现铁磁谐振），断路器有无异常气味。

7) 断路器所在高压开关柜上的电流表指示是否在额定电流范围内。

8) 分、合闸电路是否完好。红灯亮表明断路器在合闸位置，同时监视着分闸回路的完好性；绿灯亮表明断路器在分闸位置，同时监视着合闸回路的完好性。

9) 采用直流操作的断路器，其直流系统有无接地（直流系统的两极在正常时均不接地）。

高压少油断路器的巡视检查周期：

正常运行时的巡视检查，有人值班应每班一次；无人值班应

至少每周一次。

特殊情况下的巡视检查，按如下规定进行。

1) 设备存在缺陷或过负荷运行时，应适当增加巡视检查的次数。

2) 设备发生重大事故，在排除故障恢复送电后，对事故范围内的设备应进行特殊巡视检查。

3) 室外设备在恶劣天气时应增加特殊巡视检查。

4) 对于污秽地区的室外设备应根据当地的天气情况、污源的性质以及污秽的程度来确定巡视检查的周期。

2-28 高压少油断路器的检修周期和内容如何？

高压少油断路器检修的周期：

为了保证高压少油断路器可靠地工作并延长其使用寿命，断路器应定期进行检修。10kV 及以下的断路器，检修周期应根据断路器存在的缺陷和实际运行条件来确定，新投入运行的，1 年后应检修一次；一般情况下，可以每 2~3 年小修一次，每 5 年大修一次。故障掉闸 3 次以上或断路器出现严重的喷油、冒烟时，应立即停电，待其内部气体冷却、扩散后，可进行解体检修。

高压少油断路器小修的内容如下：

- 1) 断路器操动机构的全面检查（包括合闸用直流接触器）。
- 2) 合闸接触器的低电压和返回电压试验以及分闸线圈的低电压试验。
- 3) 接触行程、压缩行程、全行程及三相同期的测量。
- 4) 动、静触头烧伤情况的检查。
- 5) 检查、清扫灭弧室。
- 6) 检查绝缘筒有无损坏。
- 7) 检查导电杆和提升杆。
- 8) 检查定向间隙。
- 9) 检查传动机构是否灵活及有无裂纹。
- 10) 检查瓷瓶、瓷套管及绝缘拐臂有无破损。
- 11) 检查分闸弹簧和缓冲器的性能。

- 12) 紧固各部螺钉及接地线。
- 13) 检查处理油标管、桶皮等处的渗漏油处。
- 14) 整理清扫。

高压少油断路器大修的内容如下：

- 1) 大修前应仔细检查、测量数据及做性能试验。
- 2) 检修调整操动机构。
- 3) 检修调整传动机构。
- 4) 更换有缺陷的瓷套管。
- 5) 解体检修灭弧室。
- 6) 修磨动静触头或更换。
- 7) 调整行程和三相同期。
- 8) 检修渗漏油的部位。
- 9) 试验分合闸的速度、时间及低电压跳闸性能。
- 10) 外壳清扫、补漆。
- 11) 处理缺陷。
- 12) 进行全项目试验。

2-29 高压少油断路器在检修时应做哪些电气试验？

高压少油断路器在检修时应做以下电气试验：

- (1) 测量绝缘电阻 对于 10kV 及以下断路器，每个支柱和断口的绝缘电阻应不低于 1000MΩ。
- (2) 试验绝缘油击穿电压 对于 10kV 及以下断路器，其绝缘击穿电压应大于或等于 25kV。
- (3) 交流耐压试验 此项试验应在整组油断路器合闸状态下进行，具体参数见厂家说明书。
- (4) 测量每相导电回路电阻 应符合厂家说明书的要求。
- (5) 测量合闸时间和固有分闸时间 一般在额定操作电压下进行，应符合厂家说明书的规定。
- (6) 测量行程 应按厂家说明书的规定进行。

2-30 为什么断路器跳闸辅助触头应先投入、后断开？

一般把串在跳闸回路中的断路器辅助触头称为跳闸辅助触

头。断路器跳闸辅助触头相对于断路器的主触头来说，应先投入、后断开。理由是：

1) 先投入 是指断路器在合闸过程中，主触头的动、静触头尚未接通之前（大约还有 20mm 的位置），断路器跳闸辅助触头就已经接通，以便做好跳闸的准备。这样，一旦断路器合入故障时，可以迅速跳闸；

2) 后断开 是指断路器在跳闸过程中，断路器主触头的动触头离开静触头之后，断路器的跳闸辅助触头再断开，以保证断路器可以可靠地跳闸。

2-31 柱上油断路器的特点有哪些？运行维护中应注意什么？

10kV 配电线路上使用的多为柱上多油或少油断路器，即柱上油断路器。这种断路器三相共箱，三相之间装配有相互隔离的灭弧腔，并完全浸没在绝缘油中。绝缘油既是其绝缘介质又是灭弧介质。在分断负荷电流或故障电流时，由于电弧的热作用，使绝缘油膨胀气化产生对流，分断、熄灭电弧。因此，柱上油断路器的性能良好。柱上油断路器的内部装有失压与过电流脱扣装置，可以实现失压和过电流保护。

在运行中，柱上油断路器应传动灵活，不允许有卡阻现象，分、合闸指示位置应正确，不允许有渗漏油以及缺油的现象，油面、油色应正常。

当分断故障电流次数较多、油色变化明显时，应及时换油。油面下降时，应及时补油。

2-32 真空断路器的特点有哪些？

高压真空断路器是三极联动的户内式断路器。它是以气体分子极少、不易游离而且绝缘强度很高的真空空间作为灭弧介质的新型开关电器。它具有以下优点：

- 1) 熄弧能力很强，燃弧时间短，全分断时间短。
- 2) 触头开距小、机械寿命长。
- 3) 适于频繁操作和快速切断的场合，特别适合切断容性负

载电路。

4) 体积小、重量轻、结构简单、维护工作量小,尤其是真空灭弧室和触头不需要维修。

5) 没有易燃、易爆介质,无火灾爆炸危险。

6) 噪声小。

由于真空断路器结构上的原因,也存在着以下缺点:

1) 容易产生操作过电压。主要是开断小电流时,产生截流过电压和高频多次重燃过电压。因此,在真空断路器的应用中,一般应采取有效的抑制操作过电压措施;

2) 真空断路器灭弧室的真空度在运行中不能随时检查,只能通过耐压试验或使用专门的仪器进行检查。当真空度降低时,只能更换真空灭弧室。

2-33 简述真空断路器的基本结构及真空灭弧室的灭弧原理。

真空断路器的基本结构是由导电部分、绝缘支持件、底座、真空灭弧室、操动机构和传动部分等所组成。它分为固定式和手车式两种。

真空断路器与操动机构有两种布置方式,即前后布置和上下布置。前后布置时,操动机构在前,真空灭弧室在后,通过转轴拐臂等部件实现联动操作;而上下布置时,真空断路器在上,操动机构在下。

电磁操动机构主要由分、合闸电磁铁、支架和锁扣等部件所组成。

真空灭弧室是真空断路器的灭弧和绝缘部件,其结构如图2-3所示。

主要有动触头、静触头、动端跑弧面、动端法兰、静端法兰、瓷柱、不锈钢支撑法兰、屏蔽罩、动静导电杆、玻壳和波纹管等,经清洗、玻璃封装、真空焊、亚弧焊、排气等工艺程序处理后封装而成。各主要零部件均密封在玻壳中,玻壳不仅通过动静法兰起到密封作用,还能起到绝缘作用。波纹管系一动态密封

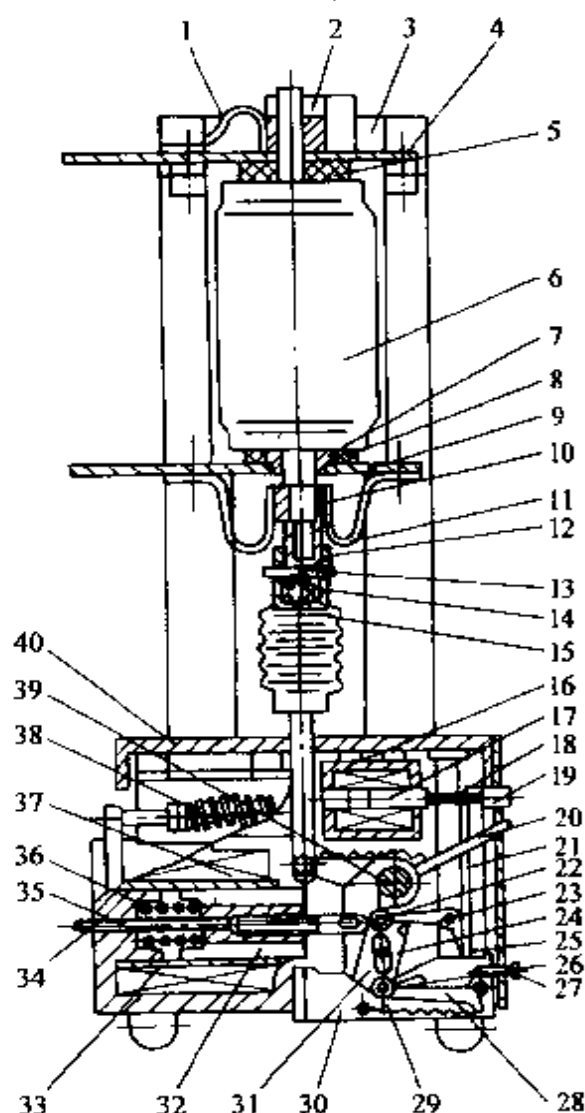


图 2-3 真空灭弧室结构图

- 1—软连接 2—导电夹 3—绝缘支架 4—上压板 5—橡皮垫 6—真空灭弧室
 7—导套 8—橡皮垫 9—下压板 10—下导电夹 11—下软连接 12—联接头
 13—带孔销 14—弹簧 15—绝缘子 16—分闸电磁铁 17—分闸铁心
 18—拉杆 19—按钮 20—合闸手柄 21—分闸摇臂 22—滚子 23—掣子
 24—轴销 25—弹簧 26—滚子 27—调节螺钉 28—掣子 29—弹簧
 30—支座 31—杠杆 32—合闸铁心 33—圆筒 34—拉杆 35—静铁心
 36—弹簧 37—合闸线圈 38—分闸弹簧 39—主轴 40—底座

的弹性元件，通过其真空灭弧室在操动机构的作用下可完成分、合闸操作，而又不会破坏其真空度。

真空灭弧室制造成一个整体，不能拆装，损坏后应整体更换。

真空电弧的熄灭是基于利用高真空介质（一般为压强低于 10^{-4} mm 汞柱的稀薄气体）的绝缘强度及在这种气体中的电弧生成物（带电粒子和金属蒸汽）具有极高的扩散速度，在电弧电流过零后，触头间隙的介质强度可以迅速恢复起来的原理而实现的。燃弧过程中的金属蒸汽和带电粒子在强烈的扩散中为屏蔽罩所冷凝，带三条阿基米德螺旋槽的跑弧面使电弧电流在其流经路线上的触头间产生一个横向磁场，这时电弧电流在主触头上沿切线方向快速移动，从而降低了主触头表面的温度，减少了主触头的烧损，稳定了断路器的开断性能，提高了断路器的寿命。

2-34 用什么方法可以检查真空断路器中真空灭弧室的好坏？

真空灭弧室的好坏直接影响到真空断路器的技术性能和使用寿命。如果真空灭弧室存在漏气现象，将会使得其真空度下降，从而使得断路器的开断性能劣化，寿命缩短。因此在断路器运行一段时间后，必须认真检查。

在不具备测量真空度的情况下，一般生产厂家均采用工频耐压试验的方法来检测：即将真空断路器退出运行，作好安全技术措施。在断路器分闸的状态下，在真空灭弧室的动、静触头两端加以工频电压（一般 10kV 断路器施加工频 42kV、1min），如没有发现放电和击穿现象，就可以认为断路器真空灭弧室的真空度没有下降。可以继续投入运行。

2-35 如何调整真空断路器的超程和行程？

真空断路器的超程与油断路器的超程不同，一般设置在主拐臂上，通过连杆使压力传到触头上，以增加触头的压力。真空断路器在检修时必须检查超程。如达不到标准，必须调整。调整的方法是反复调整绝缘拉杆的长度，并利用专用的卡板来测量。

由于真空断路器的触头多为对接式，而且触头材料较软。当真空断路器经过数百次分、合闸后，触头极易变形，有可能使超程减小。因此在检修时，当灭弧室更新或损坏后，必须进行空载分、合闸操作试验，以保证超程的相对稳定。

在真空断路器检修中，除须测量其超程并确保其合格的前提下，还须测量行程，以满足其运行的可靠性。行程的调整是通过调整分闸定位件的垫片来实现。调整后必须能满足三相同步的要求。

2-36 测量真空断路器的主回路电阻有何意义？

真空断路器在长期运行中，其导电部分的温升不允许超过规定值。因为断路器的主回路通以额定电流时，导电部分必然会产生热量。为保证断路器的使用安全，断路器标准中一般都规定了导电部分的温升。其具体的考核方法，是利用测量真空断路器的主回路电阻值的方法来实现。如能满足阻值要求，就可以保证断路器的温升不超出允许范围。

2-37 真空断路器分、合闸失灵的原因有哪些？

真空断路器分合闸失灵的原因可以从电气回路和机械传动两方面来查找：

合闸失灵的原因如下。

(1) 电气回路方面的故障

- 1) 电源电压过低或整流部分故障；
- 2) 合闸电源的容量不足；
- 3) 合闸线圈出现匝间短路；
- 4) 回路接线错误等。

(2) 机械传动方面的故障

- 1) 在合闸时分闸锁扣未扣住；
- 2) 辅助开关触头的行程太大；
- 3) 分闸锁扣的尺寸不对；
- 4) 合闸铁心与拉杆松动。

分闸失灵的原因如下。

(1) 电气回路方面的故障

- 1) 电源电压过低；
- 2) 分闸线圈断线；
- 3) 辅助开关触头接触不良。

(2) 机械传动方面的故障

- 1) 分闸锁扣不释放;
- 2) 分闸锁扣上的销子脱落;
- 3) 分闸铁心的行程未调好。

2-38 使用真空断路器时为什么必须加装过电压保护措施? 安装的具体要求是什么?

真空断路器的灭弧效果很好, 允许频繁操作, 触头的行程小, 动作速度快, 与其它断路器不同的是极易产生操作过电压。而分、合闸时产生的操作过电压又有可能危及电气设备的绝缘。所以一般应安装过电压保护装置。无论真空断路器用以控制电动机还是用以切换变压器, 都应加装阀型避雷器、非线性电阻, 或 R—C 保护装置。目前在采用真空断路器的高压开关柜中, 常采用阀型避雷器作为过电压保护装置。

这里应当明确, 由于过电压保护装置所保护的是其所控制或切换的电气设备, 因此过电压保护装置一定要安装在真空断路器的负荷侧, 而绝对不可错误的安装在其电源侧。否则保护装置将失去其存在意义。另外, 应将过电压保护装置接成“Y”接法。

2-39 真空断路器定期检查的项目有哪些?

真空断路器应定期检查的主要项目有:

- 1) 检查真空断路器的超程和行程;
- 2) 检查真空灭弧室有无漏气;
- 3) 检查辅助开关触头的接触是否良好;
- 4) 检查二次回路的接线是否松动;
- 5) 测量主回路的电阻值;
- 6) 检查各转动和传动部分的润滑情况;
- 7) 按厂家说明书的要求进行各项试操作;
- 8) 清扫各部尘土, 紧固螺栓等。

2-40 调整真空断路器辅助开关的行程应注意什么?

真空断路器辅助开关的质量和行程调整是保证真空断路器正常工作的必要条件, 必须引起足够的重视。行程不可过大, 否则

将使触片变形，影响接触性能。如动触片已经变形，应仔细校正。在调整时，应保证串接于合闸控制回路的触头在合闸后能可靠切断，否则合闸线圈会因长期带电而烧毁。另外应能满足断路器低电压合闸的要求。

2-41 六氟化硫断路器的特点有哪些？

六氟化硫断路器是采用惰性气体六氟化硫（ SF_6 ）作为灭弧和绝缘介质的一种断路器。 SF_6 是由化学元素硫（ S_2 ）的氟（F）合成的一种化学气体。它的分子量比空气重5倍，是无色、无味、无毒、不燃的气体。 SF_6 气体分子具有很强的负电性，其正离子可以吸附电子形成中性质点，其正负离子运动速度较慢，复合能力较强。因此在 SF_6 气体中就不含有自由电子，使得其绝缘性能非常良好。在2~3个表压下可以达到变压器油的绝缘强度。由于 SF_6 具有良好的高温导热性和强大的捕捉电子能力，在电弧熄灭后能迅速恢复绝缘。所以 SF_6 的灭弧能力要比空气大100倍。鉴于 SF_6 具有上述优越性能，故常以其作为制造高压断路器和其它组合电器的介质。

SF_6 断路器具有如下优点：

1) 开断容量大 其额定开断电流可达40~63kA，最大可达80kA。

2) 开断性能优异 它不仅开断短路性能好，而且具有开断空载长线路和空载变压器不重燃、过电压低等优点。

3) 灭弧室断口的耐压高 SF_6 断路器的单断口耐压和开断电流参数，比油或空气断路器要高，目前已达到单断口耐压245kV、50kA的水平。这样就为减少超高压断路器的断口数目、简化结构以及缩小占地面积提供了优越的条件。

4) 电气寿命长，检修周期长 目前 SF_6 断路器一般都能达到额定开断电流10~25次，检修周期可达10~20年。

5) 噪声低、适于频繁操作。

6) 没有火灾危险。

SF₆ 断路器的缺点是：它的电气性能受电场均匀程度及水分等杂质的影响特别大，需要一套 SF₆ 气体系统，所以对其密封结构、元件结构和 SF₆ 气体的质量要求特别高，并需采取专门措施以防低氟化合物对人体及材料的危害和影响。

总之，SF₆ 具有优越的性能，故近年来发展很快，电压等级在不断提高。特别是 SF₆ 全封闭组合电器的发展令人瞩目。

2-42 六氟化硫气体有毒吗？在使用时应注意什么？

纯净的六氟化硫气体是无毒的惰性气体。但是六氟化硫气体的重量是空气的 5 倍。在高压配电室或电缆沟内，一旦六氟化硫断路器内部有大量的气体溢出时，SF₆ 气体就会不断地从最低处向高处堆积，而将空气赶走。当人员进入室内或电缆沟内时，因只有 SF₆ 气体吸入人体，从而造成缺氧或窒息。

鉴于上述原因，要求安装有六氟化硫断路器的高压配电室，应有良好的自然通风，并应设置换气装置以定期的换气。进入有 SF₆ 气体溢出的室内时，应先开启门窗、启动通风设施，待 SF₆ 气体稀薄后再进入。

长期工作环境下的 SF₆ 气体允许浓度，按照美国卫生标准的建议为 0.1%。

2-43 简述六氟化硫断路器的结构。

六氟化硫断路器主要由断路器本体、机械传动部分和导电回路三部分组成。如图 2-4 所示。

(1) 断路器本体 六氟化硫断路器三极安装在一个底箱上，内部贯通。并在箱内有一个传动轴，由三个主拐臂、三个绝缘拉杆来操动导电杆。每极由上下每个绝缘筒构成断口和极对地的外绝缘，其内绝缘则靠六氟化硫气体来完成。在箱体上有两个自封阀，其中一个作充放气用，另一个可供安装电接点真空压力表用。

(2) 机械传动部分 有大轴、拐臂、推杆、主拐臂、分闸弹簧、分闸缓冲、合闸缓冲以及合闸弹簧等。

(3) 导电回路 由上接线座、触指、动触头和下接线座等组

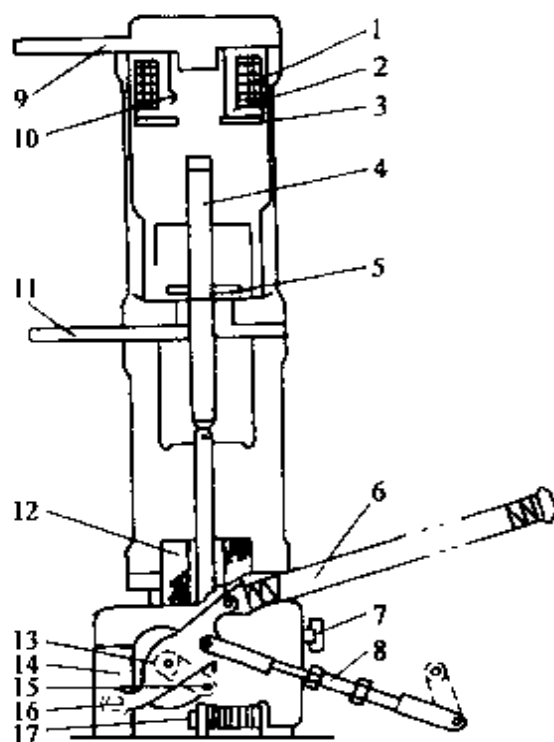


图 2-4 LN2—10/1250—25 六氟化硫断路器结构示意图

1—线圈 2—弧触指 3—环形电极 4—导电杆 5—助吹装置 6—分闸弹簧
7—自封阀盖 8—推杆 9—上接线座 10—静触指 11—下接线座 12—吸附器
13—主轴 14—分闸缓冲 15—主拐臂 16—拐臂 17—合闸缓冲

成。

2-44 试述六氟化硫断路器的分、合闸操作过程。

六氟化硫断路器的分、合闸操作过程如下：

(1) 分闸时 在断路器操动机构的作用下，已被预先拉长的分闸弹簧放能，使得主轴作顺时针方向转动，通过主拐臂使得导电杆向下运动，直到拐臂上的滚子撞上分闸缓冲器为止，使断路器完成分闸动作；

(2) 合闸时 在断路器操动机构的作用下，推杆使得主轴按逆时针方向转动，同时通过主拐臂带动导电杆向上运动，直到滚子撞上合闸缓冲器为止，完成合闸操作。

2-45 简述六氟化硫断路器的灭弧原理。

六氟化硫是一种无色、无味、无毒、不易燃烧的惰性气体。它作为一种良好的灭弧介质，可以适用于各种电压等级的断路

器。当六氟化硫气体置于 2000K 的电弧温度下，可以分解出多种活性离子，并具有电弧熄灭后能迅速复合、几乎不留任何残留物的性能。其绝缘水平不会受到任何影响，电弧也不会重燃。由于六氟化硫断路器具有良好的密封结构，密封在断路器内的气体一般不会溢出。

六氟化硫断路器的灭弧室有三种类型，即双压式、单压式（即压气式）和旋弧式。

早期的六氟化硫断路器沿用了压缩空气断路器的工作原理，其灭弧室为双压式灭弧室。现代的六氟化硫断路器结构已经简化，而采用单压式。单压式灭弧室中只充有低压六氟化硫气体（约 5~7 个表压），分闸时靠动触头带动压气活塞，产生瞬时压缩气体吹弧，所以又称为压气式断路器。单压式六氟化硫断路器一般带有压气活塞，所以要求的操动功率较大，常需采用气动或液压操动机构。

6~35kV 的所谓中压断路器也采用单压式原理。由于所需操动功率较大，所以逐步向旋转磁场吹弧和气自吹灭弧原理发展。如上海华通开关厂自瑞士 ABB 引进的 HB 系列六氟化硫断路器，就是依据上述原理设计的。其具体的灭弧原理如图 2-5 所示。

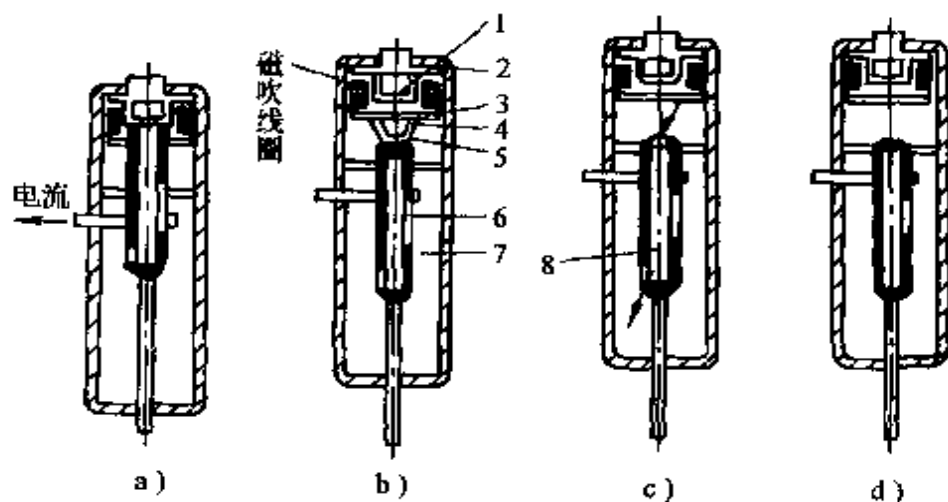


图 2-5 电弧自吹熄灭原理

- a) 合闸 b) 压力建立 c) 电弧断开 d) 分闸位置
 1—静触头 2—外壳 3—弧触头 4—压力
 5—电弧 6—动触头 7—排气 8—气流

断路器分闸时，动触头与静触头分离后，电弧在动触头与有弧的静触头间燃烧，并因电流通过磁吹线圈产生纵向磁场，使电弧在磁场作用下高速旋转。电弧旋转燃烧产生的大量热能使上部小室的气体压力骤增，当动触头移动到某一位置时，动触管的下部开放，气流由喷口向下部的低压室内排放，在喷口附近气流将电弧吹灭。当断路器分断小电流时，由于在 HB 系列断路器内装有辅助活塞，因而可利用机械能产生的压气熄灭电弧。

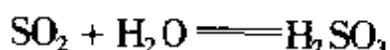
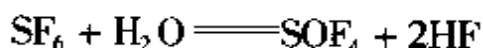
2-46 LN2—10 型六氟化硫断路器是如何灭弧的？

LN2—10 型六氟化硫断路器的内绝缘采用的是六氟化硫气体。其灭弧原理采用了旋弧纵吹式和压气式相配合的高效灭弧方式。当电弧从弧触指转移到环形电极上时，电弧电流通过环形电极流过线圈产生磁场，磁场和电弧电流相互作用使电弧旋转，同时加热气体，并使得其压力升高，从而在喷口形成高速气流，将电弧冷却。当介质绝缘恢复到一定程度时，电弧在电流过零瞬时熄灭。

2-47 监视运行中六氟化硫断路器的气体水分有何意义？

当六氟化硫断路器气舱内 SF_6 的含水量超出一定指标时，就有可能在绝缘表面产生凝露，引起表面闪络，同时水分与 SF_6 发生化学反应的生成物将加速零部件的腐蚀。

监测六氟化硫断路器中气体的水分十分必要。因为纯净的六氟化硫气体在常温下是稳定无毒的。一旦有水分存在，则六氟化硫气体在高温作用下将发生以下化学反应：



在化学反应中产生的氟化酸（HF）和亚硫酸均具有极强的腐蚀作用。上述反应的加剧必将造成对灭弧室、触头和喷口的腐蚀加重。因此必须随时监测六氟化硫气体中水分的含量。

对于六氟化硫断路器的绝缘部位，一般以凝露点在 -5°C 以下为宜，这时的水在凝结时就会变成冰粒，而固体的冰粒基本上不影响绝缘性能。对于 0.35MPa 压力的气舱，水分和 SF_6 气体的体积比，在运行初期应不大于 0.05% ，而在运行一段时间后最高不应超过 0.1% 。

对于灭弧室或有电弧的气舱，虽然其额定压力在 0.65MPa 以下，凝露点水分可达到 0.06% ，但因存在低氟化物，一旦与水分作用会生成 HF 、 H_2FO_3 等易腐酸液，所以要求严格控制水分的含量。在运行初期水分应在 $0.015\% \sim 0.02\%$ 以下，运行中不得超过 0.05% 。

2-48 六氟化硫断路器是否存在漏气问题？对漏气率有何要求？如何测试与监视？

六氟化硫断路器在灭弧室及其支持瓷套中均充有 $5 \sim 7$ 个表压的六氟化硫气体，对其密封结构的要求应十分严格。尽管如此，六氟化硫断路器仍然存在一个漏气问题，也就是说，六氟化硫气体是会由其密封面和橡胶圈向外泄漏的。当然漏气愈少愈好。要想减少漏气率就必须大大提高其制造精度，也就是说，其制造成本会相应增加。实践表明，适当地将每年的漏气量控制在六氟化硫气体总重量的 $1\% \sim 3\%$ （即年漏气率为 $1\% \sim 3\%$ ），基本可以满足安全运行要求。目前，我国引进及生产的六氟化硫断路器，年漏气率一般均在 1% 以下。

测试六氟化硫断路器漏气率的方法是：把充到额定气压的断路器用罩子扣上，经过 24h 后监测罩内六氟化硫气体的含量。漏气的重量与气体总重量的比值的百分数就是其漏气率。

在六氟化硫断路器运行中，应随时监视其气体系统。由于气态的 SF_6 在温度变化时其压力会随之发生变化，所以在压力表上一般不好判别是漏气还是因温度变化所致。因此，一般采用密度继电器进行控制。所谓密度继电器是一种能自动补偿温度变化引起的压力变化的继电器。只有出现漏气所引起的压力降低方能动

作，其辅助接点会发出两次信号。其中第一次信号为补气信号，即在 SF_6 的压力降低到一定数值时，报警装置通知值班人员及时处理漏气故障；而当压力下降到下限值时，断路器的绝缘能力和灭弧能力均不能满足要求，密度继电器会发出第二次报警信号，同时闭锁断路器的控制回路，断路器就不能自动分闸了。这是因为在漏气严重的情况下分闸势必会造成事故。这时应及时采取措施排除漏气故障。

2-49 六氟化硫断路器如何检漏？漏气后应如何处理？

当发现运行中的六氟化硫断路器出现漏气时，一般尚不致于发生危险，不要慌张，值班人员应打开门窗、开起通风设施，使室内的空气流通。然后进行认真的检漏工作。检查步骤如下：

1) 首先区分出漏气的管路系统，通过观察压力表查出漏气系统，然后分段关闭阀门，再逐步找出漏气段或漏气范围。

2) 利用检漏仪与压力表对管路、阀口逐个检漏。一般漏气点多出现在管路的连接部位，故应注意检查螺母是否松动、密封圈压缩量是否足够，密封圈有无老化等。

3) 如管路无问题，应再检查开关本体的每个静止密封面和活动密封面有无泄漏点。

在检查漏气前应先将漏气点周围聚集的 SF_6 气体用风扇吹走，以免误检。

另外在检漏前应仔细阅读检漏仪的说明书，掌握其使用方法。以国产的 LF—1 型 SF_6 检漏仪为例，接通电源后，应先查抽气系统是否正常，可用手指触摸探头小孔是否能感到吸气效果。然后调整灵敏度转盘，当蜂鸣器鸣叫时，再慢慢退到刚好不叫为止，随后再将探头沿缝隙移动，仔细检查漏气点。在灵敏度调整时应先将 SF_6 气体吹净，以避免周围已存在 SF_6 气体的影响。在查漏时，移动探头的速度不应过快。

2-50 如何处理六氟化硫断路器的漏气点？

一旦发现六氟化硫断路器有漏气现象时，应按以下方法进行

处理。

1) 首先关闭断路器出口阀门,使气舱内的气体不再外溢。然后放掉管路内的气体,再处理接头。修理时应将密封面用酒精擦洗干净,检查有无划痕及杂物颗粒等,然后更换密封圈,并正确紧固密封部位。最后开启断路器出口阀门,并重新检漏。

2) 当六氟化硫断路器本体漏气时,如只有微量的漏气,可通过阀门补气。一般补气时可用六氟化硫气体充灌装置充气或用 SF_6 气体钢瓶直接补气。利用钢瓶补气时,应将钢瓶斜放,让瓶底高于阀门。由于瓶中的水分和杂质一般浮在 SF_6 气体的上部,从而可使得放出的气体为纯净的 SF_6 气体。然后慢慢开启阀门直至充到规定的额定压力,再关闭瓶口阀门和断路器的充气阀。

3) 当漏气十分严重时,若仅靠充气已不能达到额定压力时,必须停电处理。

2-51 高压隔离开关的功能有哪些?

高压隔离开关是高压开关设备中一种较为简单的电器。它的主要功能是:

1) 在规定的使用条件下,可以隔离电源,造成一个明显的断开点,使检修人员有安全感。

2) 在双母线供电的主接线电路中,当两组母线的电位相等或接近时,可以将电源或负载由一组母线倒换到另一组母线上。

3) 可以接通或断开一定容量的空载变压器(室内 315kVA,室外 500kVA);也可以接通或断开一定长度的空载架空线路(室内 5km,室外 10km),接通或断开一定长度的空载电缆线路,还可以接通或断开母线的充电电流和开关的旁路电流以及 TV 和阀型避雷器。

高压隔离开关结构简单,与低压刀开关类似,没有灭弧装置。它可以在合闸状态下可靠地通过正常工作电流和故障短路电流,但严禁利用高压隔离开关带负载接通或断开电路。

高压隔离开关多用于固定式高压开关设备。在近年发展起来

的手车式高压开关柜中，它已由高压一次隔离触头所替代。

2-52 高压隔离开关和高压断路器应如何配合使用？

在高压配电装置中经常将高压隔离开关与高压断路器串联起来配合使用。由于这两种电器的功能不同，所以使用时必须得当。高压断路器有完善的灭弧装置，可以分合各种负载电路，可以自动切断短路电流，还可以实现自动重合闸，即允许带负载操作，但没有明显的断开点。而高压隔离开关没有灭弧装置，不允许带负载分、合闸，但具有明显的断开点。

高压电气设备的运行和检修人员必须接受安全技术培训，严格执行操作规程，一般应由双人操作，一人监护、一人操作。在合闸操作前，必须认真检查高压断路器，确认在断开位置。合闸时应先合电源侧的隔离开关，后合负荷侧的隔离开关，再合高压断路器。在分闸操作中，应先拉高压断路器，后拉负荷侧的隔离开关，再拉电源侧的隔离开关。违反上述操作顺序，将会造成重大的人身和设备事故。

通过实践证明，仅在安全技术上的培训还是远远不够的。为了防止误分、误合断路器，防止带负荷拉、合隔离开关，近年来已在高压隔离开关和高压断路器之间加装联锁装置。常用的联锁装置类型有电气联锁和机械联锁两大类，用以保证隔离开关只有在断路器切断电流之后方能分闸；并且只有在隔离开关合闸之后断路器方能合闸。

2-53 高压隔离开关与接地开关应如何配合使用？

在高压配电装置中进行电气作业时，为了工作和检修的安全，必须执行停电、验电、装设临时接地线、悬挂标示牌和装设临时遮拦等四项安全技术措施。装设的临时接地线要求采用多股软裸铜导线，并经过短路电流的动、热稳定性校验，截面应不小于 25mm^2 。在装设临时接地线时，应先接接地端，后接导体端。临时接地线的导体端与接地的电器应分相固定，不得用三相缠绕的方法，总之，装设临时接地线工作繁杂，又不允许出现任何的

差错。

为了从繁杂、近似苛刻的工作中解脱出来，在手车式高压配电装置中采用了接地开关，以替代临时接地线。当隔离开关配有接地开关时，在主闸刀未分断前，接地开关绝不允许合闸。而接地开关未分闸前，主闸刀也绝不允许合闸。为此，在主闸刀与接地开关之间必须装有机机械联锁或电气联锁，以确保上述操作次序的实现。

2-54 10kV 高压隔离开关是如何分类的？

10kV 高压隔离开关的类型很多，有多种不同的分类方法。

按照高压隔离开关装设的地点不同可分为户内式和户外式；

按照绝缘支柱的数目不同可分为单柱式、双柱式和三柱式；

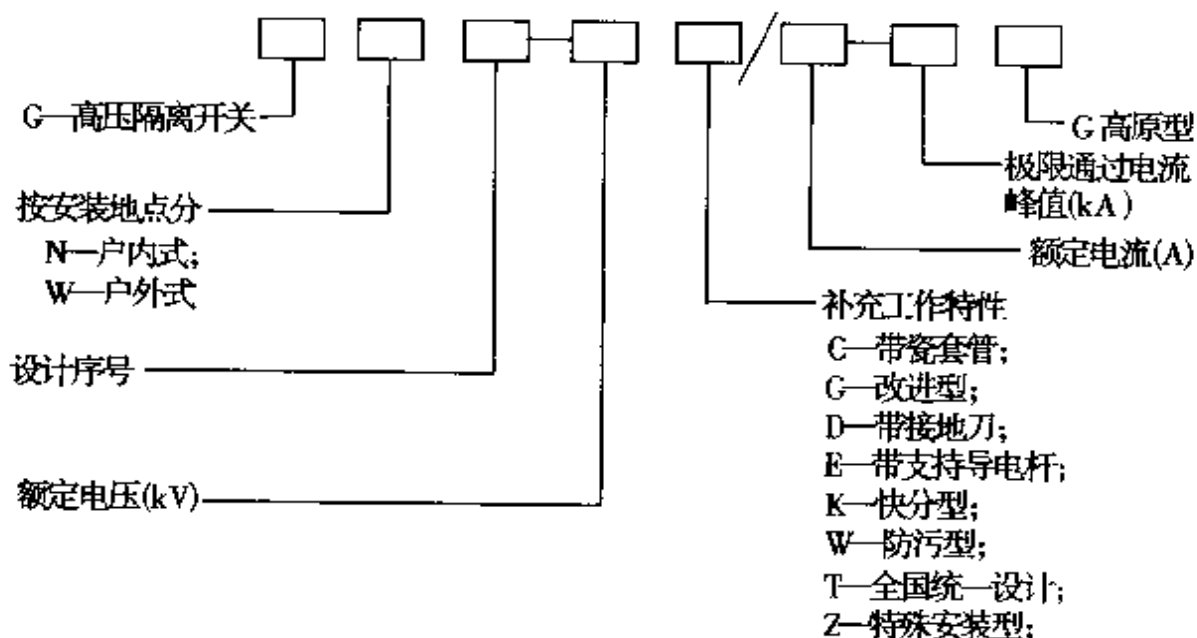
按照其极数不同可分为单极式、三极式；

按照其使用的特性不同可分为母线型和穿墙套管型；

按照有无接地闸刀可分为有接地闸刀型和无接地闸刀型等。

2-55 简述高压隔离开关的型号。

高压隔离开关的型号及其含义如下：



举例：GN19—10C/1000—75 型表示额定电流为 1000A，额定电压为 10kV，极限通过电流峰值为 75kA，带瓷套管、设计序号

为 19 的户内型高压隔离开关。

常用的 10kV 户内型高压隔离开关型号有 GN2—10、GN6—10、GN8—10、GN19—10、GN19—10C 等，近年来又生产了 GN22—10 型高压隔离开关。其中 GN19—10、GN19—10C 型是全国统一设计产品，其性能良好，结构合理，调整装配简单，在机械强度、动热稳定性和冲击耐压等方面均有较大的提高。已经取代了 GN2—10、GN6—10、GN8—10 等产品。GN22—10 型高压隔离开关提高了额定电流和开断电流，并装有磁锁压板，可以有效地防止通过大的短路电流时高压隔离开关自动斥开的可能。

10kV 户外式高压隔离开关型号有 GW1—6、10 型和 GW9—6、10 型等。

2-56 高压隔离开关有哪些主要的技术数据？

高压隔离开关的主要技术数据一般均标注在铭牌上，其中主要有额定电压、额定电流、最高工作电压、极限通过电流峰值和热稳定电流等，并且还给出了各参数的技术条件。高压隔离开关的额定电压、额定电流、最高工作电压等参数的概念与高压断路器相同。

极限通过电流峰值是校验隔离开关动稳定性的依据。当隔离开关中通过的电流不超过这一规定数值时，隔离开关的结构不会产生影响正常工作的永久性变形。

热稳定电流是校验隔离开关热稳定性的依据。当隔离开关中通过的电流不超过此规定值时，隔离开关的各部分不会出现过热或熔断的现象。

2-57 GN19—10 型户内式高压隔离开关的结构特点有哪些？

GN19—10 型高压隔离开关的结构如图 2-6 所示，其特点如下：

GN19—10 型高压隔离开关的每相导电部分通过两个支柱绝缘子固定在支架上，三相平行安装。每相闸刀中间均有拉杆绝缘子，拉杆绝缘子与安装在底架上的主轴相连。主轴通过拐臂与连

杆和 CS6—1T 型隔离开关操动机构相连，以操作隔离开关的接通或断开。主轴两端伸出底座，任何一端均可与操动机构相连。

导电部分主要由闸刀和静触头组成。静触头装在两端的支柱绝缘子上，每相闸刀由两片槽型铜片所组成。它不仅增大了闸刀的散热面积，对降低温升也十分有利。而且机械强度也增加了，使开关的动稳定性也得到了提高。闸刀的一端通过轴销（螺栓）安装在静触头上，转动闸刀的另一端与静触头为可分连接。闸刀的接触压力由两端的接触弹簧来维持。

GN19—10/1000、1250 型及 GN19—10C/1000、1250 型的高压隔离开关在接触处装有磁锁压板。一旦通过很大的短路电流时，可以加强两个槽形触刀间的吸引力，使接触压力进一步得到加强。也可以说，磁锁压板的安装提高了高压隔离开关的动稳定性。

GN19—10 型为平装型隔离开关，GN19—10C 型为穿墙型隔离开关。GN19—10C₁ 型为闸刀转动侧安装套管绝缘子，GN19—10C₂ 型为静触头侧装套管绝缘子，GN19—10C₃ 型为闸刀转动侧与静触头侧都装有套管绝缘子。

GN19—10/400、630 型、GN19—10/1000、1250 型和 GN19—10C/400、630 型隔离开关外形如图 2-6、2-7 及 2-8 所示。

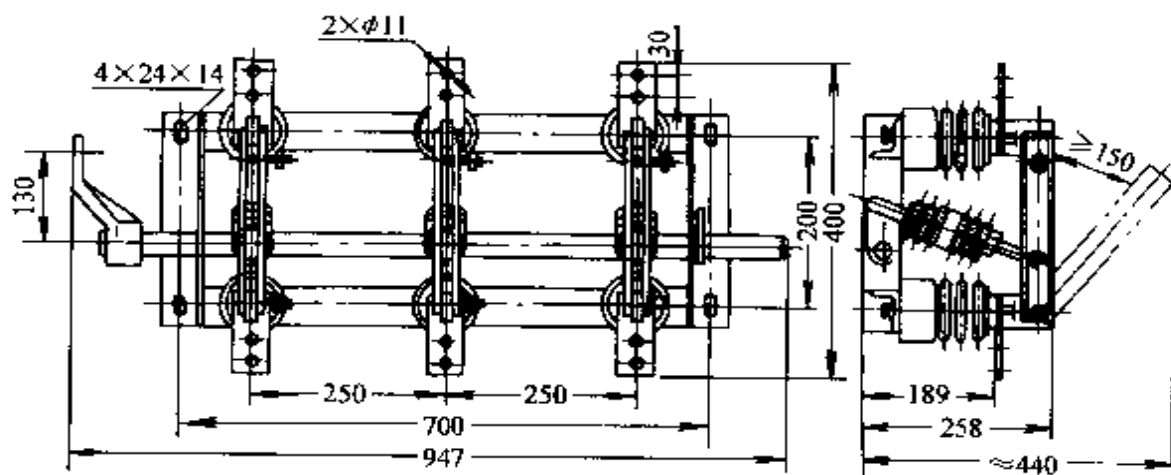


图 2-6 GN19—10/400、630 型隔离开关外形

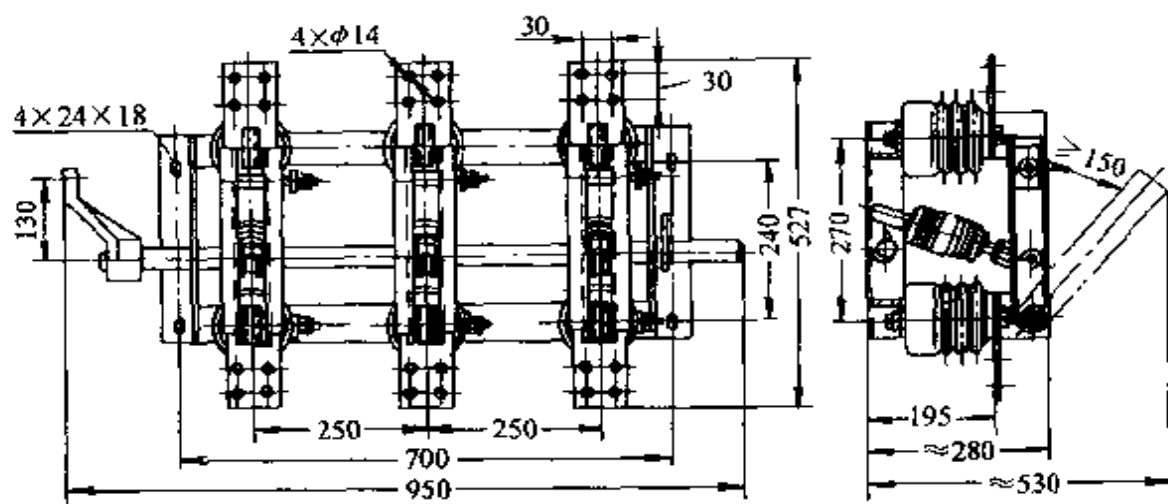


图 2-7 GN19—10C/1000、1250 型隔离开关外形

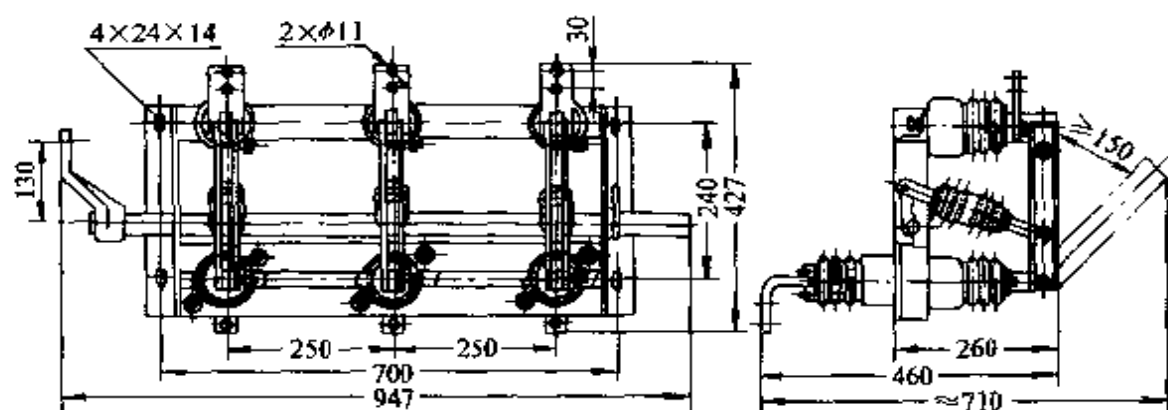


图 2-8 GN19—10C/400、630 型隔离开关外形

2-58 GN22—10/2000、3150 型户内式高压隔离开关的结构特点有哪些？

GN22—10/2000、3150 型户内式高压隔离开关与一般隔离开关的结构基本相同，如图 2-9 所示。

GN22—10/2000、3150 型户内式高压隔离开关的特点是：采用了合闸——锁紧两步动作原理，也就是自主轴开始转动，前 80° 角位移为合闸角，用于转动触刀，使之由开断极限点运动到合闸极限点。主轴转动的后 10° 角位移为接触角，用于锁紧机构动作。通过滑块带动连杆运动，使顶杆推出，磁锁压板起到杠杆作用，将顶杆推力放大约 5.5 倍后压紧在触刀上，即形成了接触压力。

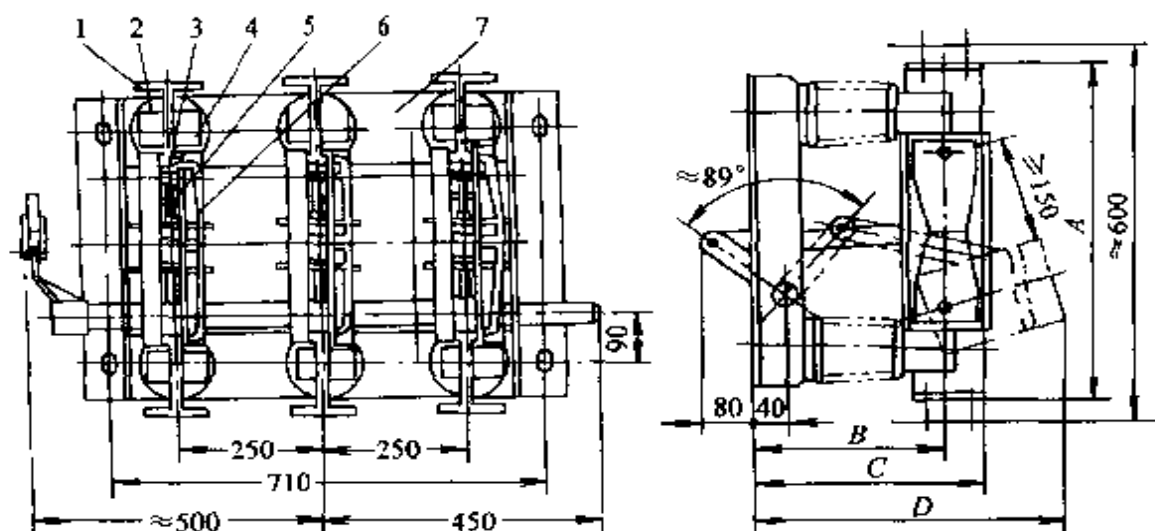


图 2-9 GN22—10/2000、3150 型户内式高压隔离开关外形
1—触头 2—锁紧机构 3—摇杆 4—绝缘子 5—触刀 6—磁锁板 7—底架

该型隔离开关采用环氧树脂绝缘子，使体积大大减小，重量减轻，机械强度和承受短路电流的能力也大大提高。同时，其结构尺寸也便于母线的排列与安装。其配备的手力操动机构为 CS2—2 型。

2-59 户外式高压隔离开关的结构特点有哪些？

在 10kV 及以下配电网中，户外式高压隔离开关可用来在有电压无负荷情况下接通或断开电源。常用于作为供电部门与用电单位的产权分界开关。它的工作条件比较恶劣，一般应保证在冰、雪、雨、风和尘污的情况下能可靠地操作，并应具有足够的机械强度。

10kV 及以下配电网中，常用的型号有 GW1—6、10 型和 GW9—10 型，其外形如图 2-10、图 2-11 所示。

GW1—6、10 型隔离开关是由三个相同的单极隔离开关组成，安装时用管子连杆将三极组成一体，并配用 CS6—1 型手力操动机构。其中每个单极隔离开关都有一个单独的铁架，两端各安装一个支柱绝缘子，其上装有触头，铁架中部有一个转轴，借助拉杆绝缘子控制刀闸的分、合，即所谓三极联动式。

GW₁—10W 型为户外式防污型隔离开关，其结构型式与 GW1—10 型基本相同，其主要区别是将瓷瓶改为大、小伞裙型

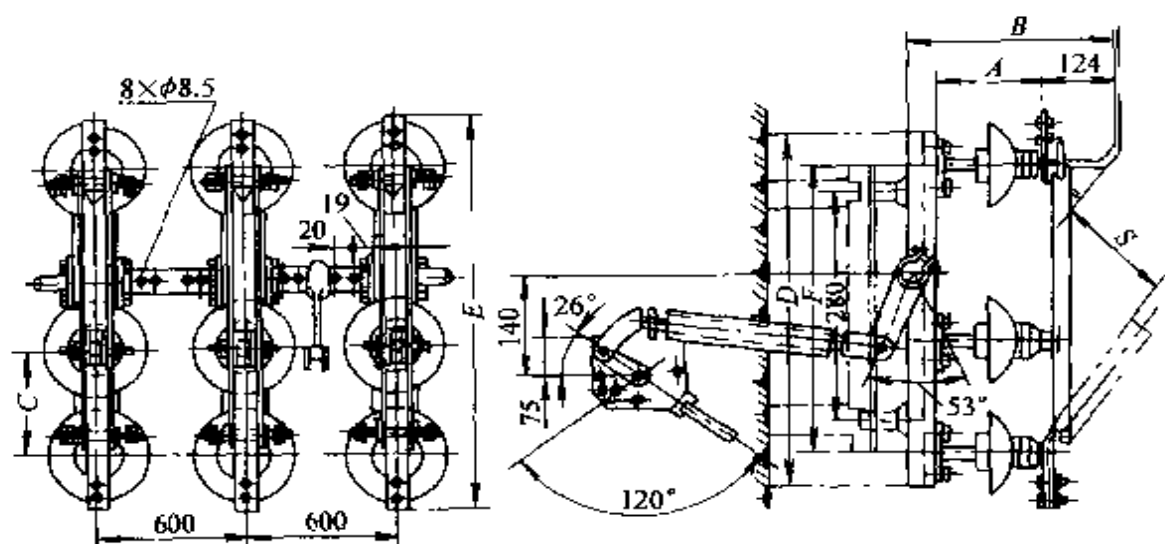


图 2-10 GW1—10 型隔离开关外形

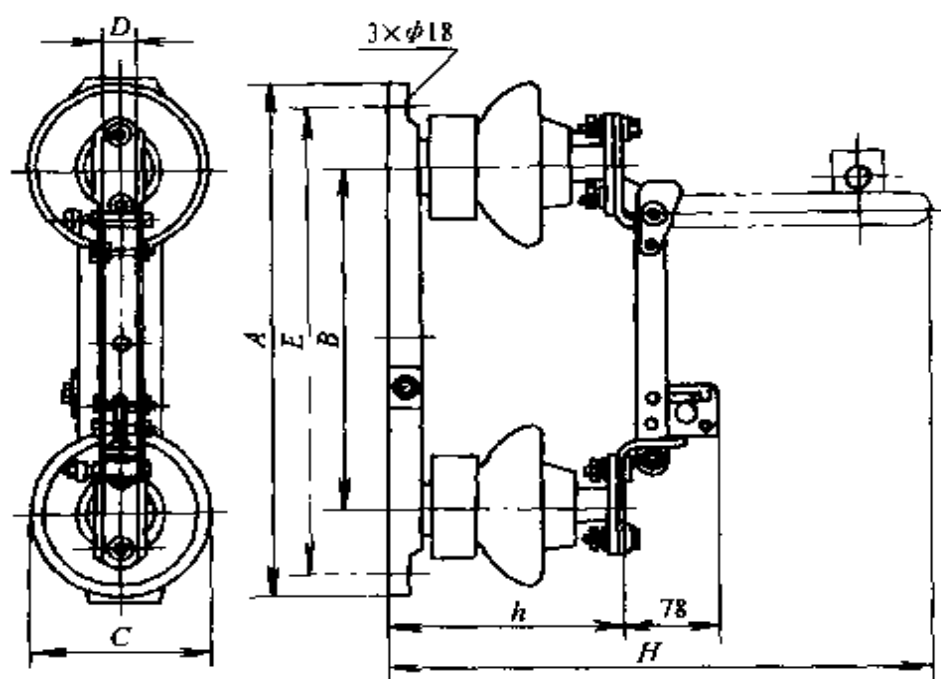


图 2-11 GW9—10 型隔离开关外形

式，这样可以起到防污和提高湿闪络电压的效果。

2-60 简述新型的 GW4 系列户外式高压隔离开关的特点？

GW4 系列户外式高压隔离开关综合了目前各种隔离开关的优点，是按现行国家标准改型设计的一种新型隔离开关。其电气性能和机械性能较好，可以满足国标和 IEC 的相关要求，是同级户外式高压隔离开关的更新换代产品。10kV 等级的 GW4 型隔离

开关还配有电流互感器和避雷器。

2-61 户内式高压隔离开关安装时的一般要求有哪些？

安装户内式高压隔离开关时，应按照厂家说明书的要求进行。如无说明书，一般可按下述要求进行。

1) 高压隔离开关的各极刀片与静触头应保证同时接触，额定电压为 10kV 的隔离开关前后相差应不大于 3mm。

2) 高压隔离开关在分闸时，一般刀片与静触头间的垂直距离应在 160mm 左右，拉开的角度为 65° 左右。

3) 垂直安装的高压隔离开关，静触头应在上方，动触头在下方；一般静触头接电源，而动触头接负荷。但是 GG-1A 的进线柜例外。

4) 高压隔离开关的各部件应完整、无破损，传动装置的动作应灵活。

5) 6 ~ 10kV 的单极高压隔离开关的相间距离，室内应不小于 450mm；室外不应小于 600mm。

2-62 操作 10kV 高压隔离开关的一般要求有哪些？

10kV 高压隔离开关一般为手动操作，操作质量至关重要。操作人员应熟悉设备，遵守规程，掌握操作技巧、按操作票所填写的内容认真进行。

在进行操作隔离开关合闸操作前，应认真检查与隔离开关相关联的断路器确实在分闸状态，然后站好位置，拔出定位销钉。操作时应迅速果断，接近终了时应避免过大的撞击。操作完后，插入定位销钉，并认真检查质量，检查主触刀在静触头内是否有足够的插入深度，动、静触头的接触是否良好。

在进行隔离开关分闸操作前，应首先检查断路器并确认已经断开。站好位置，拔出定位销钉，然后缓慢拉动隔离开关，待主触刀刚刚离开闸口后，则应迅速果断地将隔离开关拉开。在操作终了时，不要产生过大的撞击。操作后应插入定位销钉，并检查质量。

一般结线方案中，在断路器的两侧均安装有隔离开关。在送

电时，应先合电源侧的隔离开关，后合负荷侧的隔离开关；停电时操作顺序相反。

2-63 高压隔离开关的巡视检查周期和内容是如何规定的？

高压隔离开关的巡视检查与高压配电装置的巡视检查一起进行，其巡视检查周期同于高压配电装置的巡视检查周期。

高压隔离开关的巡视检查内容如下：

1) 瓷绝缘应无掉瓷、破损、裂纹、闪络和放电的痕迹，表面应清洁。

2) 连接点应无过热和腐蚀的现象，应检查监视温度的示温蜡片有无熔化、变色漆是否变色，也可配备远红外测温仪测量温度。

3) 高压隔离开关应无异常声响。

4) 动、静触头的接触应良好。

5) 检查操动机构与传动装置是否完整、有无断裂。操作杆的卡环和支持点应无松动和脱落的现象。

2-64 高压隔离开关的检修周期和预防性试验是如何规定的？

检修周期：高压隔离开关的检修，应结合停电清扫或检查一起进行，一般每年至少一次。

预防性试验项目有：

(1) 摇测绝缘电阻 有机材料传动杆的，绝缘电阻应不低于 $300\text{M}\Omega$ （使用 2500V 摇表）。

(2) 交流耐压试验 对于单元件支柱绝缘子的耐压试验出厂、交接及大修时试验电压均为 42kV 。

2-65 高压隔离开关在运行中可能出现哪些异常现象？应如何处理？

高压隔离开关运行中常见的异常现象有：

1) 刀闸及引线接头处过热变色。高压隔离开关在运行中的接触部分可能因紧固件松动、弹簧圈失效、合闸不到位、没有足够的插入深度等引起接触不良，使温升过高。处理时应降低负荷

加强监视，或转移负荷、或停下负荷进行处理。

2) 绝缘子损伤。由于操作隔离开关时用力过猛、安装不当产生外力扭伤、胶合剂老化变质或质量低劣、污垢积聚等，极易产生绝缘损伤和局部过电压，并发生闪络放电甚至击穿现象。轻则绝缘子表面有烧伤痕迹，重则放弧或短路，使开关掉闸。在发生表面龟裂、脱釉以及不甚严重的放电痕迹时，可暂不停电，但要注意随时观察，申请停电后进行处理。如绝缘子创伤严重、或发生对地击穿、接触处熔焊等情况下，应立即停电处理。

3) 刀闸拉不开时，不要强行猛力操作，可用手把试验性地摇动，并注意绝缘子及操动机构的状况，找出抗劲处。

4) 若发生错拉刀闸，在刀片刚刚离开闸口有火花出现时，应立即合上；如已拉开，则不准再合。

5) 若发生错合刀闸时，无论是否造成事故，均不可再拉开。

2-66 高压负荷开关的功能有哪些？

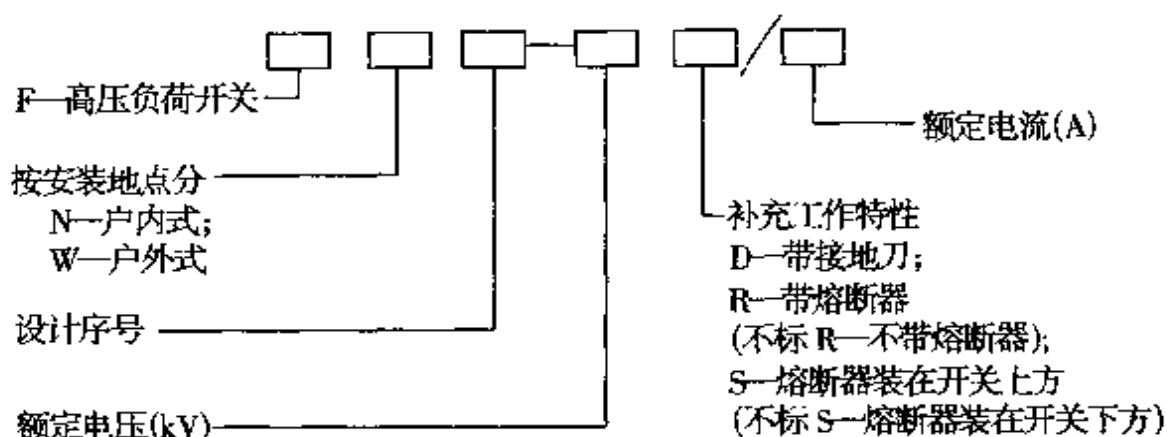
高压负荷开关是一种功能介于高压断路器和高压隔离开关之间的电器。在性能上，它与高压断路器相近，有灭弧装置，但不完善。它的灭弧装置是按额定电流来设计的，所以，在规定的使用条件下，它可以接通或断开各种负载电路（包括空载及过载电路），但不能切断短路电流。在结构上，它与高压隔离开关相似，可以隔离电源，有明显的断开点。

高压负荷开关常常与高压熔断器串联起来配合使用。由高压负荷开关负责接通或切断各种负载电路，配用适当的操动机构可以实现过载保护作用；由高压熔断器起到短路保护作用。

早期高压负荷开关多安装于墙上，体大笨重；近年来，高压负荷开关在高压配电系统中的应用已十分广泛，体积大大缩小，并可安装于柜内，作为高压环网柜的主要元件。

2-67 简述高压负荷开关型号的含义。高压负荷开关的常用类型有哪些？它们的主要特点是什么？

高压负荷开关的型号含义如下：



按照高压负荷开关的安装地点可分为户内式和户外式两种。对于户内式高压负荷开关型号有 FN2、FN3、FN4、FN5 等型号。其中 FN2—10 (R)、FN3—10 (R) 型户内压气式负荷开关的灭弧，是利用分闸时主轴带动活塞压缩空气，使压缩了的空气由喷嘴中高速喷出而吹灭电弧的。它的灭弧性能较好，但体积较大。这种产品早期经常采用，近期已基本淘汰。FN4 型为真空式负荷开关，其外形如图 2-12 所示。

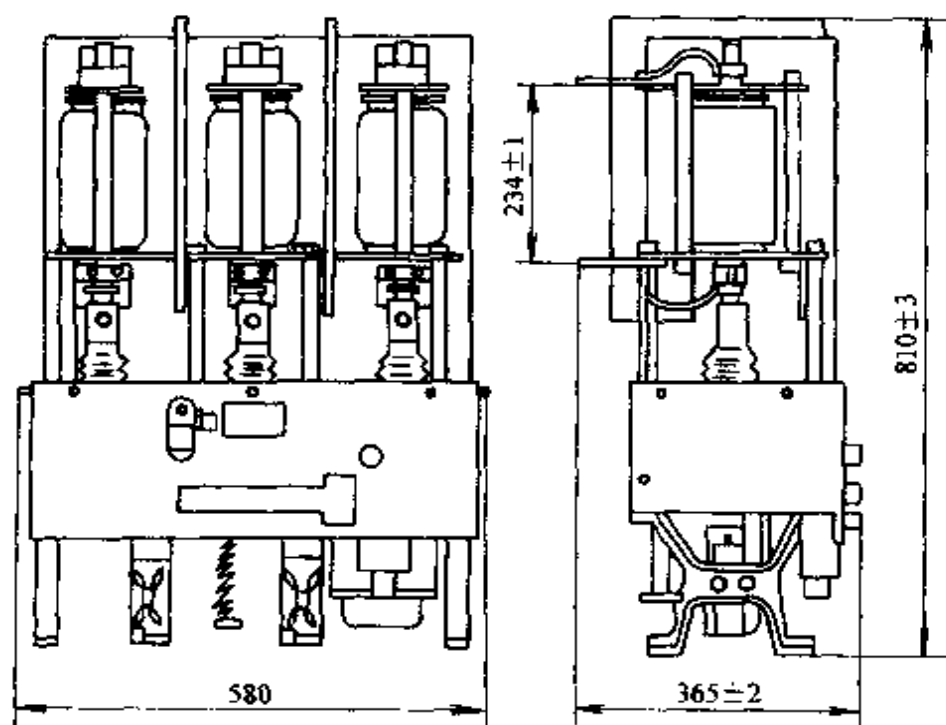


图 2-12 FN4—10 型高压负荷开关外形图

FN5 型为轻小型负荷开关。这种系列的负荷开关性能较好，在近年来已大量投入使用。FN5—10D 型高压负荷开关的外形如图 2-13 所示。

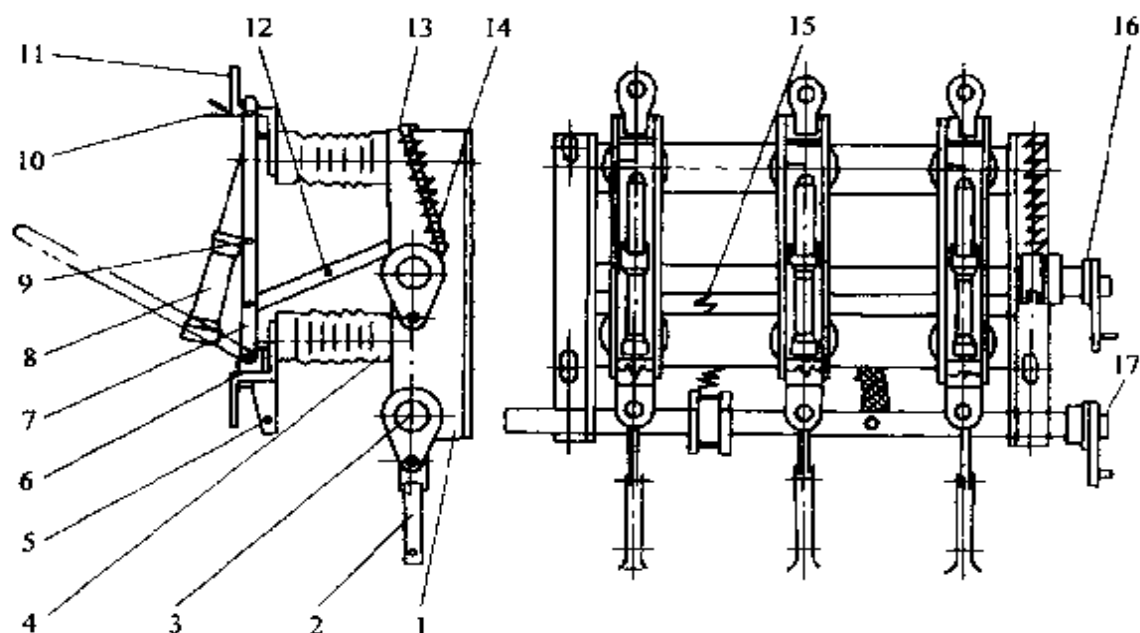


图 2-13 FN5—10D 负荷开关外型图

1—框架 2—接地刀片 3—接地开关转轴 4—支柱绝缘子 5—接地转轴
6—支座接线板 7—刀片 8—灭弧管 9—拉簧及扭簧销轴 10—导向片
11—触座接线板 12—拉杆 13—负荷开关转轴 14—负荷开关弹簧储能机构
15—接地开关弹簧储能机构 16—负荷开关操作机构 17—接地开关操作机构

FN5—10D 型高压负荷开关在闸刀的中部装有灭弧管，灭弧管内有整套灭弧装置，使其灭弧性能有较大提高。

FW5 型户外产气式高压负荷开关，适用于户外柱上安装。它的灭弧采用的是固体产气元件，在电弧高温下产生大量气体，由喷嘴高速喷出，形成强烈的纵吹作用，可使电弧迅速熄灭。

FN3 和 FN5 型高压负荷开关有三种形式，即无熔断器的负荷开关、有上装熔断器的负荷开关和有下装熔断器的负荷开关。

2.68 高压负荷开关在运行与维护中有哪些注意事项？

高压负荷开关在运行与维护中的注意事项有：

- 1) 高压负荷开关 一般应垂直安装。
- 2) 投入运行前应在各转动部分涂润滑油，绝缘子应擦拭干

净。

3) 投入运行前应进行几次空载分、合闸操作，各转动部分应无卡阻现象。

4) 接地线应接触良好。

5) 应合理地选配进出导线，导线的连接应正确可靠，不应受到任何的机械应力。

6) 运行中，负荷开关只允许分、断各种负载电流，而不允许分、断短路电流。

7) 运行中应定期的巡视检查和维修。

8) 与负荷开关串联使用的熔断器熔体应选配得当，即应使故障电流大于负荷开关的开断能力时必须保证熔体先熔断，然后负荷开关才能分闸。

9) 负荷开关在合闸位置时，各载流部分应接触良好，各导电连接部位应无过热。

10) 运行中应定期检查瓷瓶有无脏污、裂纹、掉瓷、闪络和放电的痕迹，连杆应无裂纹、变形或断裂的现象。

11) 定期检查灭弧室有无烧伤的现象。

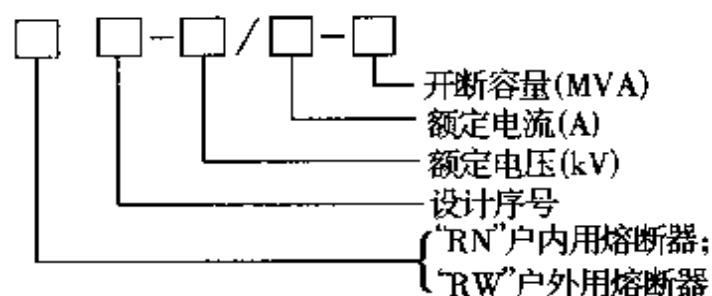
12) 产气式负荷开关检修后，应按厂家规定调整行程和闸刀张开的角度等。

2-69 高压熔断器的功能有哪些？简述高压熔断器型号的含义。

高压熔断器是高压系统中一种最简单的保护电器，在 10kV 配电网络中常用来保护高压配电线路和高压配电设备。也就是当配电网络中发生过载或短路故障时，可以用熔断器自动地切断电路，从而达到保护电气设备的目的。

由于高压熔断器安装与维护简单，体积小，价格低廉，断流能力较强，所以在保护性能要求不高、电压低于 35kV 的小容量系统中，至今仍被广泛采用。由于其保护特性不完善、一旦熔断器熔体熔断后须人工更换，从而延长了停电的历时，因而在较为重要的场合和容量较大的系统中较少采用。

高压熔断器的型号含义如下：



2-70 高压熔断器是如何分类的？

高压熔断器有多种不同的分类方法及类型：

- 1) 按装设的地点不同可分为户内式和户外式两种。
- 2) 按熔管的安装情况可分为固定式和自动跌落式两种。
- 3) 按开断电流的方式可分为限流式和无限流式两种。

所谓限流式熔断器系指当短路电流尚未达到最大值前，就可以完成熔断间隙、产生电弧和熄灭电弧的分断全过程。它可以限制短路电流的增长，降低短路电流对电路中各电气设备动、热稳定性的要求。它在开断短路电流时无游离气体排出，目前常应用在户内配电装置中。

所谓无限流式熔断器系指电路短路时的电流不断上升，短路电流一般将持续到第一次电流过零瞬间才熄灭电弧，有时甚至延续到第二次或第三次电流过零时方能将电弧熄灭。它在分断短路电流时，有时会喷出大量的游离气体，并发出很大的响声。一般常用在户外配电装置中，如常见的高压跌落式熔断器。

2-71 简述常见的户内式高压熔断器的结构特点？

在高压配电装置中，通常采用 RN1、RN2、RN3、RN4、RN5、RN6 型户内式高压熔断器作为过载和短路保护。

(1) RN1 型户内式高压熔断器 其结构如图 2-14 所示。

这种熔断器常用作高压电力线路和配电变压器的过载和短路保护。其熔丝装在充填有石英砂的熔管中。当通过过载电流和短路电流时，熔丝熔断，同时出现电弧，利用石英砂对电弧的冷却和去游离作用，使短路电流在尚未达到最大值前，将电弧熄灭。

不难看出,这种熔断器属于限流型的。

对于 RN1—10 型的户内式高压熔断器,不同生产厂家的技术数据有所不同。如抚顺和重庆电瓷厂的熔断器额定电流等级有:20、50、100、150、200A,熔体额定电流有 2、3、5、7.5、10、15、20、30、40、50、75、100、150、200 和 300A。而天津电瓷电器厂生产的熔断器额定电流等级为:25、50 和 100A,熔断器熔体的额定电流有:2、3、5、7.5、10、15、20、30、40、50、60、75、100A 等。

(2) RN2 型户内式高压熔断器 这种熔断器的结构与 RN1 型基本相同,但体积稍小。它专门用作电压互感器的短路保护。其灭弧原理与 RN1 型相同,也属于限流型。但额定电流为 0.5A,熔断电流为 0.6 ~ 1.8A,在 1min 内熔断,额定断流容量为 1000MVA,有良好的灭弧性能和很高的断流容量。

(3) 其它型号的高压熔断器 RN3 型熔断器具有较高的切断能力,在熔管的一端有动作指示器,当熔断器熔体熔断后,动作指示器向外弹出。它与 RN1 型熔断器相比,体积小、重量轻、断流容量大,可以提高设备及线路运行的可靠性。它可以替代

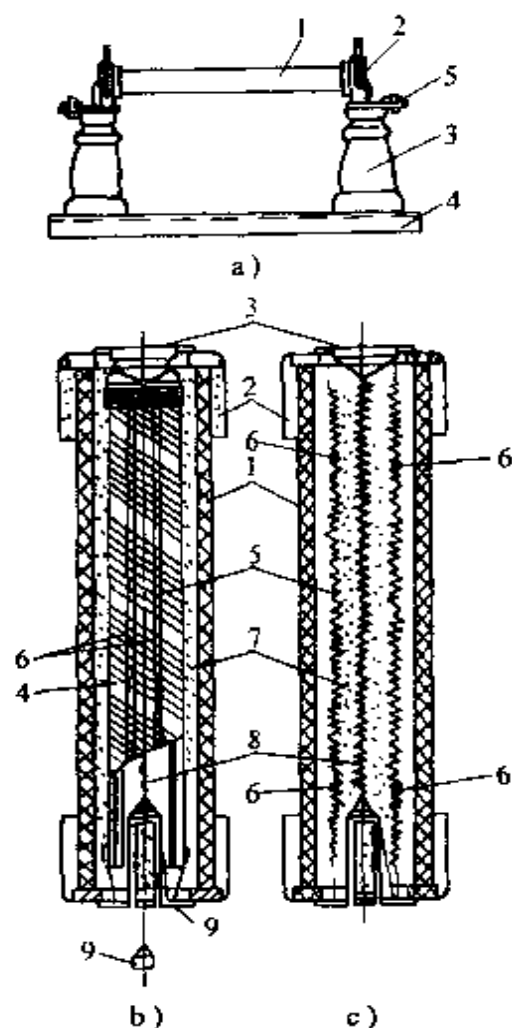


图 2-14 RN1 型熔断器结构

a) 总体结构 b) 7.5A 及以下熔断器结构
c) 10A 及以上熔断器结构

图 a 中: 1—熔管 2—金属管帽 3—瓷绝缘子
4—底座 5—接线端子

图 b、c 中: 1—瓷管 2—金属管帽 3—顶盖
4—陶瓷芯 5—熔件 6—小钢球 7—石英砂
8—指示熔件 9—小衔铁

RN1 型高压熔断器。

RN4 型高压熔断器与 RN2 型相比，体积小、重量轻，可以替代 RN2 型高压熔断器。

RN5 型和 RN6 型户内式高压熔断器是以 RN1 和 RN2 型为基础，仅在外观上进行了改进，将绝缘子改为多棱形支柱绝缘子。改进前后的熔管通用，其熔断性能和技术指标基本相同。与 RN1 和 RN2 型相比，具有体积小、重量轻、防污性能好、泄露距离大、维护简单和更换熔体方便等优点。

2-72 RW3—10 型户外高压跌落式熔断器的结构特点有哪些？

RW3—10 型户外高压跌落式熔断器是用于工频 10kV 配电线路和配电变压器的进线侧作短路和过负荷保护。在一定条件下可以分断与关合空载架空线路、空载变压器和小负荷电流。

熔断器由瓷绝缘子、接触导电系统和熔管等三部分组成。RW3—10 (G) 型跌落式熔断器的结构和外形尺寸如图 2-15 所示。

在正常工作时，熔丝使熔管上的活动关节锁紧，这时熔管能在上触头的压力下处于合闸状态。当熔丝熔断时，在熔管内产生电弧，熔管内衬的消弧管在电弧作用下分解出大量气体，在电流过零时产生强烈的去游离作用而熄灭电弧。由于熔丝熔断，继而活动关节释放，使熔管下垂，并

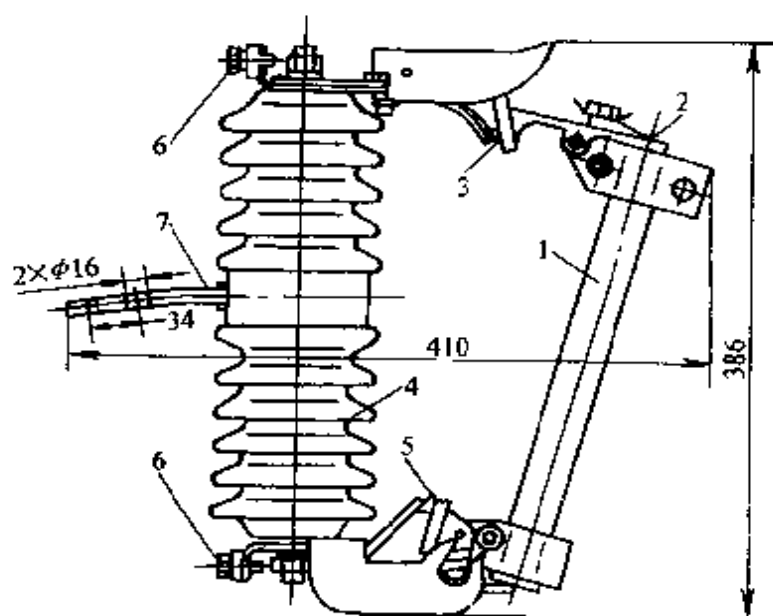


图 2-15 RW3—10 (G) 型跌落式熔断器的结构和外形尺寸

1—熔管 2—熔丝元件 3—上触头 4—绝缘瓷套管
5—下触头 6—端部螺栓 7—紧固板

在上下触头的弹力和熔管自重的作用下迅速跌落，形成明显的间隙。

RW3—10 跌落式熔断器上触座的上部类似鸭嘴，俗称“鸭嘴式跌落保险”。熔管上端为操作钩环，在分闸位置合闸操作时，一般用绝缘拉杆的横棍推合操作钩环，要使熔管被牢靠地扣住。

RW4—10 (G) 型户外高压跌落式熔断器的结构与 RW3—10 (G) 型基本相同。

2-73 高压跌开式熔断器的安装有哪些要求？

高压跌开式熔断器在安装时的要求如下：

- 1) 与垂线的夹角一般应为 $15^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 。
- 2) 6 ~ 10kV 的相间距离为：室内 0.6m，室外 0.7m；35kV 为 1m。
- 3) 对地距离：室内以 3m 为宜，室外以 4.5m 为宜。
- 4) 各部件应无损伤或裂纹，掉管应灵活。
- 5) 当装在被保护设备的上方时，与被保护设备外廓的水平距离不应小于 0.5m。
- 6) 熔丝位置应在消弧管的中部偏上。

2-74 什么是配电装置？一般包括哪些设备？

配电装置是用来接受电能和分配电能的各种电器组合而成的整体。

配电装置内的电器一般包括控制电器、保护电器、测量电器以及母线和载流导体等。其中控制电器主要有断路器、隔离开关、负荷开关、接地开关等；保护电器主要有熔断器、继电器以及避雷器等；测量电器一般有电流互感器、电压互感器、有功电能表、无功电能表、电流表和电压表等。

配电装置按照安装的场所不同可分为户内型和户外型；按照电压等级的不同可分为高压（含中压）配电装置和低压配电装置；按照结构形式的不同可分为装配式和成套式等。

2-75 简述 GG—1A (F) 固定式高压开关柜的结构特点？

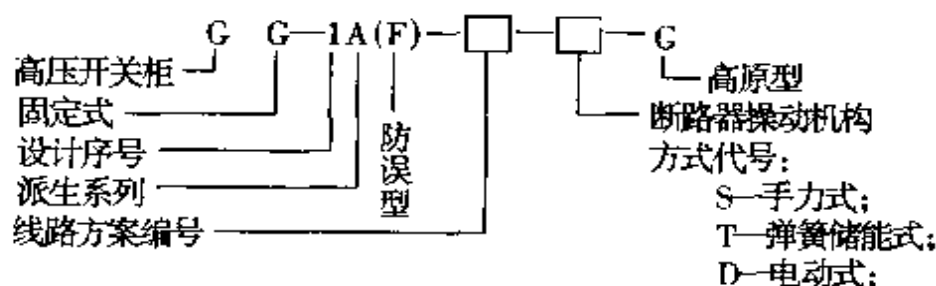
GG—1A (F) 型高压开关柜为户内型、固定式，具有防误功

能。广泛应用在工矿企业的变（配）电所中，其交流频率为 50Hz，电压为 3~10kV 三相单母线系统，可作为变（配）电所接受和分配电能用。

近年来，由于高压电器产品技术有较大的发展，柜内的电器元件已逐渐更新，如先以 SN10—10 I、II、III 型高压少油断路器替代了旧型号的 SN1 和 SN2 型大排气高压少油断路器，后又几乎全部更换为真空断路器；电流互感器用 LZZBJ9 型替代了 LFZ 等旧型号；以 JDZ 型浇注绝缘电压互感器替代了 JDJ 型油浸式电压互感器；操动机构则大多由 CT7、CT8 和 CD10 型替代了 CS2 型手力操动机构，并在高压开关柜上安装了“五防”闭锁装置。

GG—1A（F）型高压开关柜体积较大，安全距离足够，便于维修，可靠墙安装，其技术性能基本可以满足一般用户的使用要求。

GG—1A（F）型高压开关柜的型号含义如下：



结构特点是：

GG—1A（F）型高压开关柜为开启式，基本骨架由角钢焊接而成，其前面板由薄钢板压制成型，间隔以薄钢板隔开，柜内以薄钢板分为三个空间，顶部为水平母线和上隔离开关，中部为断路器（进线柜和出线柜）或熔断器和电压互感器（电压互感器柜和计量柜），下部为下隔离开关及出线电缆头。其具体结构如图 2-16 所示。

根据使用对象的不同，高压开关柜的单个柜可分为引入线、引出线、电压互感器、变压器、分段开关、电动机、电力电容

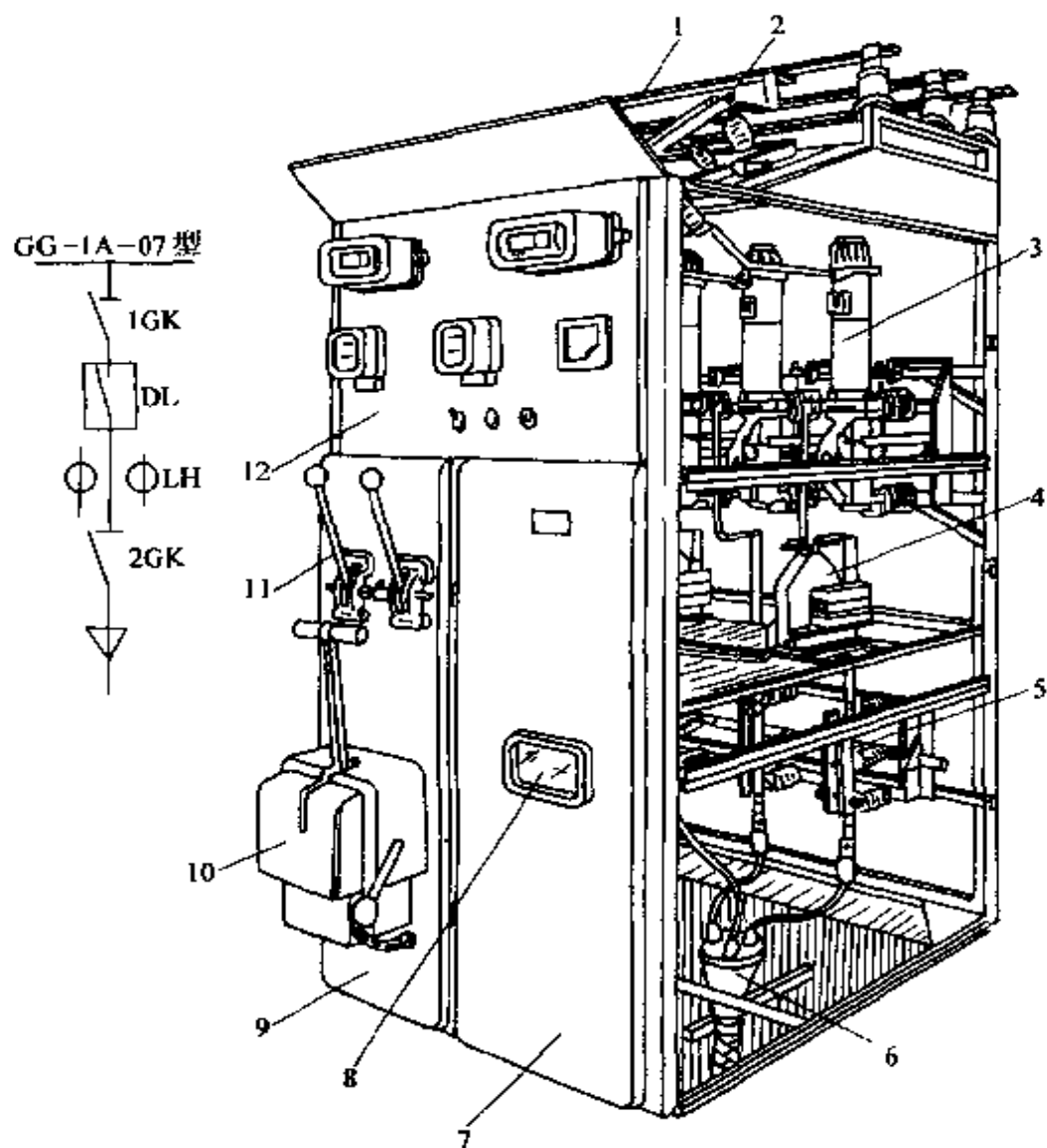


图 2-16 GG—1A—07 型高压开关柜

- 1—母线（汇流排） 2—高压隔离开关（1GK，GN8—10H 型） 3—高压断路器（DL，SN₁₀⁸—10 型） 4—电流互感器（LH，LQJ—10 型） 5—高压隔离开关（2GK，GN6—10H 型） 6—电缆头 7—检修门 8—观察用玻窗 9—操作板 10—高压断路器操作机构（CS2 型） 11—高压隔离开关操动机构（CS6 型） 12—仪表继电器板（兼检修门）

器、变压器—电动机组、整流器、自用变压器、电炉和计量柜等。

一套完整的双电源、单母线由断路器分段且每段母线带一台变压器的高压开关柜，一般由 10 面柜所组成，即两面进线柜、两面电压互感器柜、两面计量柜、两面变压器柜、一面联络柜和

一面间隔柜。

为了保证高压隔离开关不发生带负荷分、合闸，目前在高压开关柜上多安装了电气连锁和机械连锁，以确保高压隔离开关只有在同一电路中的断路器分闸状态下才能操作。这是因为高压隔离开关没有灭弧装置。机械连锁机构的原理示意图如图 2-17 所示。

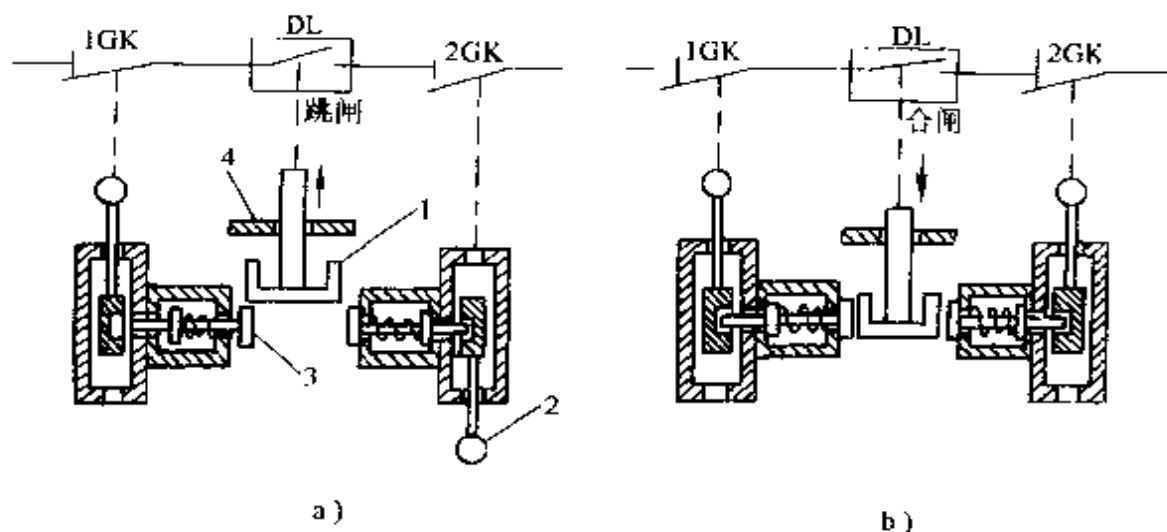


图 2-17 机械连锁机构原理示意图

a) 断路器分闸后隔离开关可以进行操作 b) 断路器合闸后隔离开关不可能操作

1—与断路器传动机构联动的挡块 2—隔离开关操作手柄 3—弹簧销钉

4—高压开关柜的面板

断路器在分闸状态时，与断路器传动机构联动的挡块退到开关柜面板的内部，隔离开关操动机构的销钉可以用手拔出，撤掉了隔离开关操动机构的止动状态，能自由的操作隔离开关的分、合。断路器在合闸状态时，与断路器传动机构联动的挡块凸出开关柜面板的外部，隔离开关操动机构的销钉不能用手拔出，则隔离开关操动机构不能操作，从而保证了隔离开关不能带负荷分、合闸。

若一台开关柜上装有断路器，它是可以与本柜的隔离开关进行机械连锁的，但与临近柜上的隔离开关进行机械连锁却是困难的。因此，就需要装设电气连锁，利用电磁锁和电钥匙来实现防止隔离开关误操作的闭锁措施。

目前,在 GG—1A (F) 高压开关柜上均装有“五防”闭锁装置。

2-76 高压开关柜的“五防”闭锁装置的“五防”指的是什么?

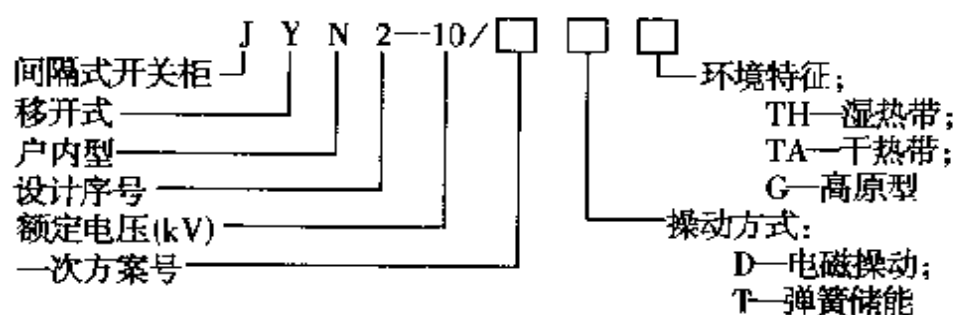
高压开关柜的“五防”闭锁装置的“五防”指的是:

- 1) 防止误分、误合断路器;
- 2) 防止带负荷分、合隔离开关;
- 3) 防止带电挂地线;
- 4) 防止带地线合闸;
- 5) 防止误入带电间隔;

2-77 JYN2 (4、6) —10 型高压开关柜的结构特点有哪些?

JYN2 (4、6) —10 型高压开关柜适用于工频交流 50Hz, 额定电压为 3~10kV, 额定电流至 3000A 的单母线系统中, 可用以接受和分配电能。

其型号含义如下:



JYN2 (4、6) —10 型高压开关柜的结构特点如下。

该型高压开关柜的基本骨架是用钢板弯制后焊接而成。其柜体用钢板或绝缘板隔成手车室、电缆室、母线室和继电仪表室等四个间隔。柜体的前上部为仪表室, 下门内为手车室及断路器的排气通道, 门上设观察窗; 底部左下侧为二次电缆进线孔, 后上部为主母线室, 后下部为电缆室, 后面封板上设观察窗。下封板与接地开关有联锁, 上封板下面装电压显示灯。手车是用钢板焊接而成, 底部装有四只万向轮, 以便手车在地面上推动。另外, 还有导向装置、脚踏锁定装置、手车推进机构的扣攀和接地触头等。不同开关柜的手车分为断路器手车、电压互感器手车、电压

互感器和避雷器手车、所用变压器手车、隔离手车、接地手车和电容器与避雷器手车等七种。

该型开关柜的外壳防护等级符合 IP2X 的规定，完全满足“五防”要求。其外形及结构示意图如图 2-18 所示。

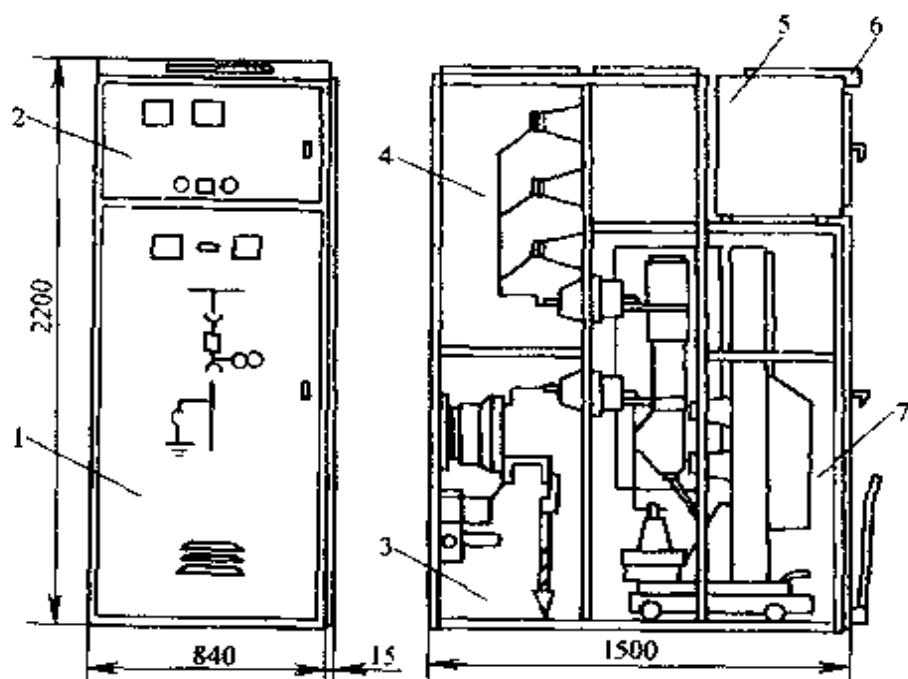


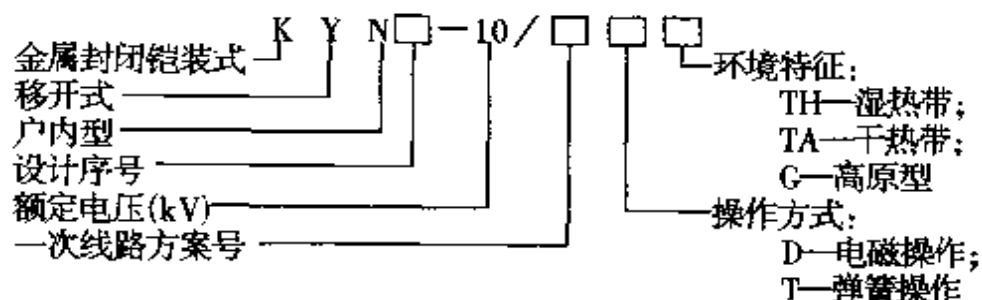
图 2-18 JYN2—10 型高压开关柜外形及结构示意

1—手车室门 2—仪表板 3—电缆室 4—母线室
5—继电仪表室 6—小母线室 7—断路器室

2-78 KYN□—10 型高压开关柜的结构特点有哪些？

该型高压开关柜适用于交流工频 50Hz，额定电压为 3 ~ 10kV，额定电流至 3000A 的单母线系统中，可用以接受和分配电能。它有完善的“五防”闭锁装置。

其型号含义如下：



KYN□—10 型高压开关柜的结构特征如下。

该型高压开关柜的基本骨架是用钢板弯制后焊接而成，为全封闭型。它由手车室、电缆室、母线室和继电仪表室等四个间隔所组成，各部分用钢板分隔、螺栓连接而成。可以实现架空进线和左右联络的功能。手车由角钢和钢板焊接而成。不同开关柜的手车分为断路器手车、电压互感器手车、电压互感器和避雷器手车、所用变压器手车、隔离手车、接地手车和电容器与避雷器手车等七种。手车面板即柜门的上部设观察窗和照明灯，门面正中有模拟线，旁边有手车位置指示旋钮及分合闸位置指示孔。手车底部有接地触头及五个轮子，手车可沿导轨推进或拉出，在拉出柜后可自由转动。

柜顶有泄压孔，前后柜由钢板和活门隔离。柜内装有电流互感器、接地开关、电压互感器等。各段母线以钢板隔开。柜内装有各种联锁装置，可达到“五防”要求。只有断路器处于分闸位置时，手车方可推进或拉出，防止了带负荷分合隔离触头。

手车有三个位置，即工作位置、试验位置和拖出柜外检修位置。在工作位置时，一次隔离触头和二次隔离触头均接通，断路器可以合闸；在试验位置时，一次隔离触头断开，二次隔离触头接通，断路器在分闸位置，可进行继电保护、自动装置和二次回路的传动试验；在拖出柜外检修位置时，一、二次回路均断开，可进行断路器的检修和试验。

断路器与接地开关间装有机机械联锁装置。只有在断路器手车拉出后，接地开关才能合闸。断路器在合闸位置时，接地开关不能合闸，防止了带电挂地线。当接地开关在合闸位置时，手车只能推进到试验位置，这又防止了带地线合闸。

柜后上下门也装有联锁，只有在停电后手车拉出且接地开关合闸后，才能先打开后下门，再打开后上门；只有在先关上后上门，后关上后下门，并且接地开关分闸后，才能将手车推入工作位置，防止了误入带电间隔。

在仪表板上装有带钥匙的控制开关 SA（前称 KK）或防误型插座，以防误分、误合断路器。

另外，在各柜间可以按照一次线路方案的要求加装电气联锁和程序锁。

该型开关柜采用了全封闭结构，其外壳防护等级符合 IP2X。

KYN□—10 型高压开关柜的外形及结构示意图如图 2-19 所示。

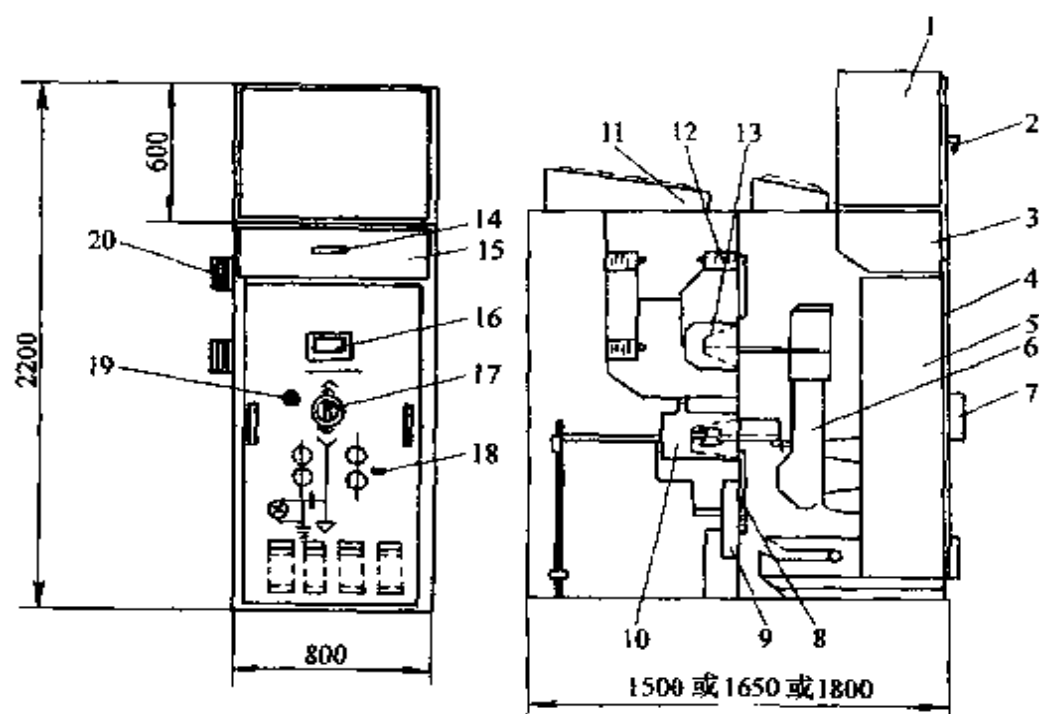


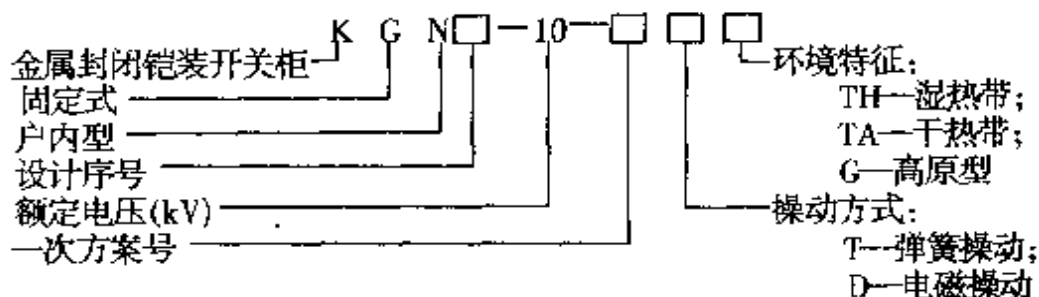
图 2-19 KYN□—10 型高压开关柜外形及结构示意图

- 1—继电器、仪表室 2—手柄 3—端子室 4—手车面板 5—手车 6—断路器
7—手车手把 8—活门 9—接地开关 10—LDJ 型电流互感器 11—防护罩
12—支持绝缘子 13—次触头盒 14—铭牌 15—端子室盖 16—观察窗
17—手车位置指示及锁定旋钮 18—分合观察孔 19—紧急跳闸按钮 20—套管

2-79 KGN—10 型高压开关柜的结构特点有哪些？

该型高压开关柜适用于交流工频 50Hz，额定电压为 3 ~ 10kV，额定电流至 2500A 的单母线系统中，可用以接受和分配电能。

其型号含义如下：



该型开关柜为金属封闭铠装式结构。柜内以金属隔板分隔为母线室、断路器室、操动机构室、继电器室、电缆室及压力释放通道。

其中母线室在柜体的后上部，以高强度瓷质绝缘子支撑呈三角形排列的母线，室内还装有带接地开关的隔离开关，便于与主母线的电气连接。

柜体的后下部为断路器室，断路器通过传动机构在电缆室与操动机构相连。断路器通过套管或电流互感器引入和引出。当发生电弧时，气体通过特设的压力释放通道释放内部压力。操动机构室装有操动机构、合闸接触器、熔断器和连锁板，机构不外露，门上设有带电显示器。

继电器室在柜体前部上方，内装继电器、端子排，门上有指示仪表、信号元件、控制开关等。

电缆室内可进行电缆的连接，室内还装有带接地开关的隔离开关、传动装置。另外，还可作为联络母线用，其底部有接地母线。

该型开关柜为双面维护，带有“五防”闭锁装置。当开关柜对面布置时，可由金属封闭式的母线桥进行母线联络。开关柜有母排进出线，柜顶至墙的母线用金属封闭母线桥。开关柜的母排为铝带材料，最大截面为 $120 \times 10\text{mm}^2$ ，母线电流在 2000A 以上时，采用双根母线。

KGN—10 型开关柜 (05D ~ 08D) 外形及结构如图 2-20 所示。

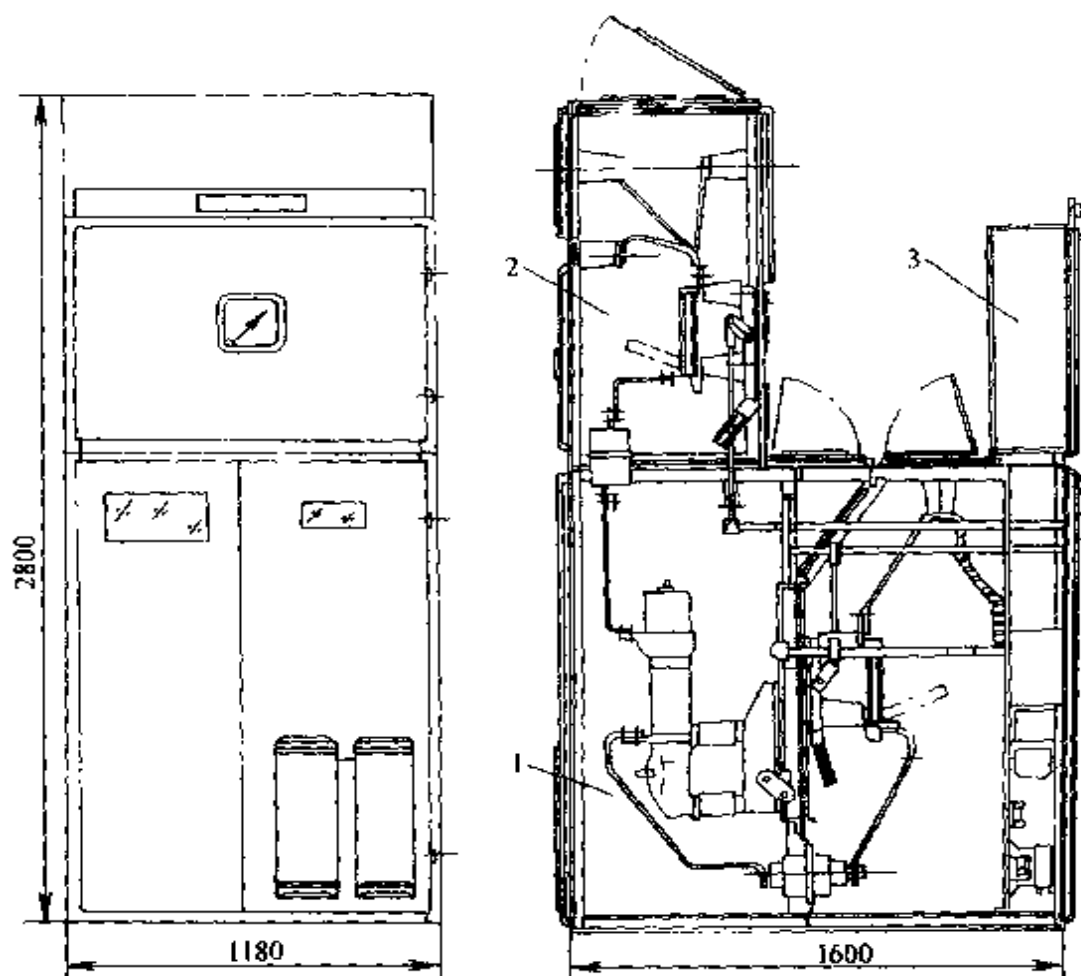


图 2-20 KGN—10 型开关柜 (05D~08D) 外形尺寸及结构

1—本体装配 2—母线室装配 3—继电器室装配

2-80 ZS1 型高压开关柜的结构特点有哪些?

ABB 生产的 ZS1 型铠装式金属封闭开关设备 (简称 ZS1 开关柜) 是一种先进的高压开关设备。它适用于 3.6~12kV 三相交流 50Hz 的电力系统中, 可用以接受和分配电能并对电路实行控制、保护以及监测。

ZS1 型开关柜具有各种防止误操作的措施, 包括防止带负荷移动手车、防止带电合接地开关和防止接地开关在断路器关合位置闭合等功能。

ZS1 型开关柜可以配置性能优良的抽出式 VD4 型真空断路器手车, 也可以配置 VC 型熔断器真空接触器手车, 还可以安装固定式 C3 系列负荷开关等。开关柜的二次回路配置 ABB 先进可靠

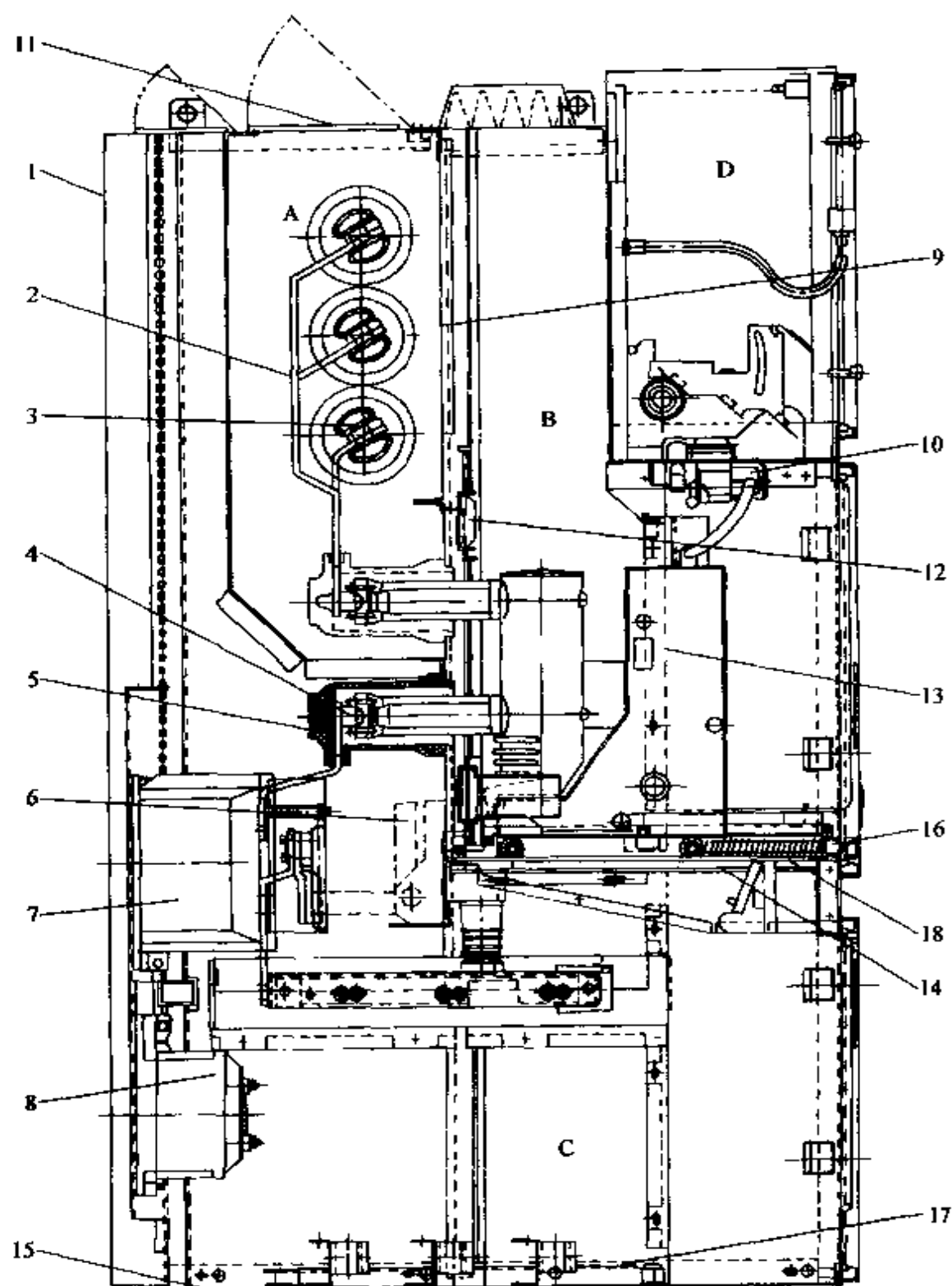


图 2-21 ZS1 进线或出线柜基本结构剖面图

A—母线室 B—断路器室 C—电缆室 D—低压室

1—外壳 2—分支母线 3—D 型母线 (主母线) 4—触头装置 5—触头盒
 6—接地开关 7—电流互感器 8—电压互感器 9—可拆卸隔板 10—控制线
 插头 11—压力释放板 12—活门 13—VD4 断路器手车 14—接地开关操动机构
 15—底板 16—手车操作丝杆 17—主接地母线 18—可拆卸水平隔板

的控制保护元件。

这种开关柜的技术先进、性能稳定、结构合理、使用方便、安全可靠。目前已在国内一些重要工程中采用。

ZS1 型开关柜由固定的柜体和可以移动的部件（手车）组成。根据柜内电气设备的功能，柜体以隔板分成四个不同功能的功能单元。如图 2-21 所示。即母线室 A、断路器室 B、电缆室 C、低压室 D。柜体的外壳和各功能单元间的隔板均采用敷铝锌板弯折后用螺栓连接而成。

不同柜可移开部件有配置 VD4 真空断路器或 HA 六氟化硫（SF₆）断路器手车、VC 熔断器接触器手车、电流互感器手车、电压互感器手车、隔离手车等。

开关柜可根据要求装设检测一次回路运行状况的带电显示装置。该装置由高压传感器和显示器组成。传感器安装在馈线侧，显示器安装在开关柜的面板上。

它的防护等级为 IP4X，当断路器室门打开时为 IP2X。它在结构上考虑了内部燃弧的影响，并进行了严格的引弧试验，可以有效地保证人身和设备的安全。

开关柜的顶部在断路器室、母线室和电缆室的上方均装有压力释放装置。当发生内部短路故障时，伴随电弧的出现，开关柜内部气压升高，顶部装设的压力释放装置将能自动地打开，释放压力和排泄气体。装设在门上的特殊密封圈可把柜前面封闭起来，以确保人身和设备安全。

2-81 ZS1 型高压开关柜的断路器室有哪些特点？

在断路器室 B（见图 2-22），内部装有手车导轨，供手车在隔室内行进。手车能在“工作位置”、“试验位置”和“拖出柜外检修位置”之间移动，安全活门 4 由金属板经喷塑制成，安装在手车室的后壁上。手车移动到“工作位置”过程中，安全活门自动打开，手车反方向移动时安全活门自动关闭，从而可保证操作人员不会触及带电体。

手车能在开关柜的门板处于关闭情况下进行操作，通过观察

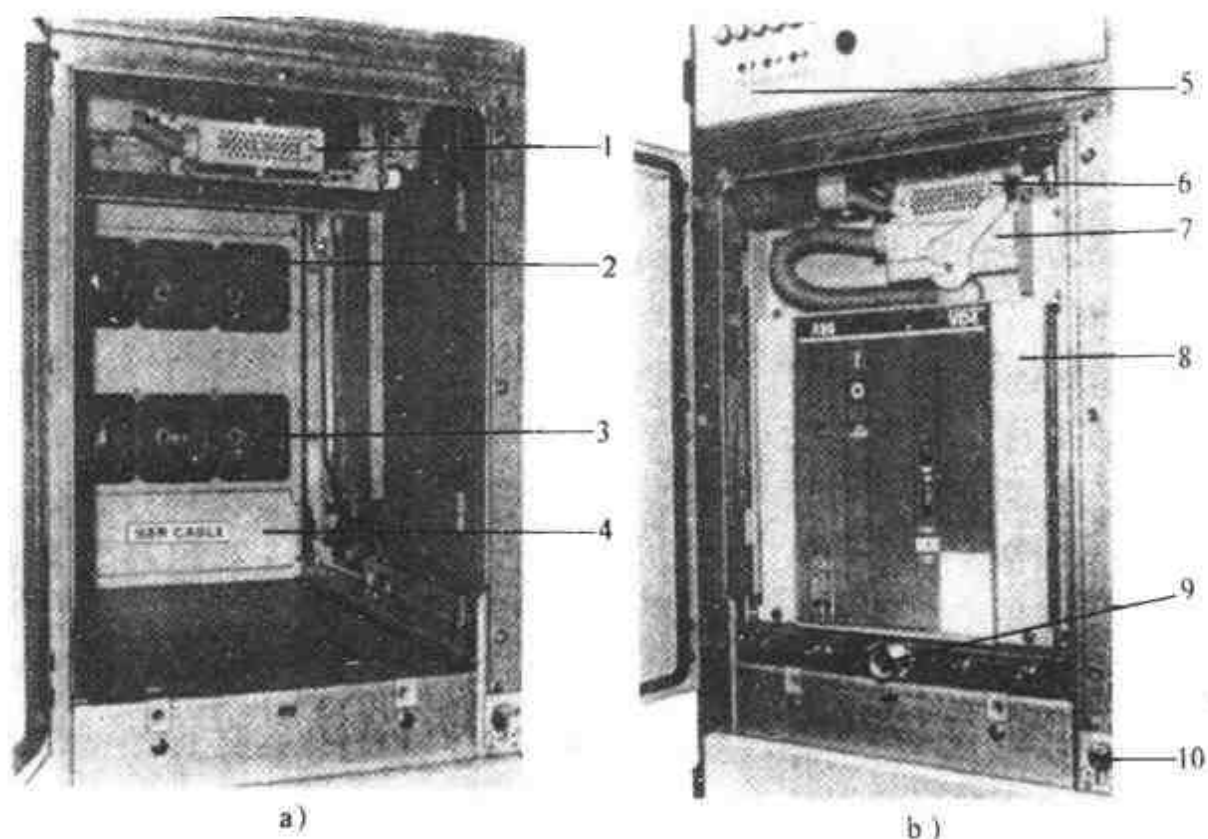


图 2-22 ZS1 型断路器室结构

a) 手车移去后，活门打开时断路器室内部视图

b) 断路器室门打开。手车在隔离位置，控制线插头拨开

1、6—控制线插座 2—静触头盒 3—针形触头 4—活门 5—带电显示器
7—控制线插头 8—VD4 断路器手车 9—丝杆机构的矩形插口 10—接地开关操作孔

窗可以看到手车在柜内所处的位置，还能看到断路器手车上的 NO/OFF 按钮和断路器机械位置指示器，以及弹簧的储能/释能状态指示器。

开关柜上的二次线与手车的二次线联络是通过插、拔手动二次插头来实现的。二次插头的动触头通过一个尼龙波纹管与手车相连，二次插头是装设在开关柜断路器室的右上方，只有当手车处于“试验位置”时，才能插上和拔下。当手车处于“工作位置”时，由于机械联锁作用，二次插头被锁定，不能被拔下。断路器手车在二次插头未接通前仅能进行手动分闸，由于断路器手车的合闸闭锁电磁铁未通电，无法手动合闸。

ZS1 型开关柜按其功能可分为七种柜型：

进线柜，代号 I；
隔离柜，代号 D；
馈线柜，代号 F；
母线分段柜，代号 B；
母线提升柜，代号 R；
专用计量柜，代号 M；
电压测量柜，代号 P。

2-82 ZS1 型高压开关柜防止误操作的联锁装置有哪些特点？

ZS1 型开关柜具有可靠的连锁装置，能保证操作人员的人身安全和设备安全。其机械连锁功能如下：

1) 当接地开关及断路器在分闸位置时，手车才能从“试验位置”移至“工作位置”；而接地开关在合闸位置时，手车不能从“试验位置”移至“工作位置”。

2) 只有手车处于“试验位置”或“拖出柜外检修位置”时，接地开关才能操作。

3) 断路器只有在断路器手车已正确处于“试验位置”或“工作位置”时，才能合闸操作。

4) 断路器手车在“试验位置”或“工作位置”但没有控制电压时，断路器仅能手动分闸，不能合闸。

5) 手车在“工作位置”时，二次插头被锁定，不能被拔下。

上述机械连锁装置在 ZS1 型开关柜中是固定配置的。

6) 开关柜电缆室内可根据需要设置带电强制闭锁装置，即仅当接地开关分闸时，电缆室的门才允许被打开，且只有关闭电缆室的门后，接地开关才允许被分闸。

ZS1 型开关柜还可配置下列电气连锁功能，以提高连锁的可靠性，但可以根据需要选择。

1) 断路器在分闸状态时，在该回路上的临柜隔离手车或电流互感器手车才能摇动。

2) 隔离手车或电流互感器手车在“工作位置”时，在该回

路的临柜断路器才能合闸。

- 3) 母线带电时, 隔离手车或电流互感器手车不能拉出或推进。
- 4) 母线带电时, 接地开关不能进行操作。

2-83 安装手车式高压开关柜时的一般规定有哪些?

手车式高压开关柜在安装时的一般规定如下:

- 1) 小车轮子的导轨应相互平行, 小车推动时其万向轮应转动灵活。
- 2) 一、二次回路的可动触头与固定触头的中心线应一致并接触紧密。小车推入工作位置后, 可动触头与固定触头的根部应留有 2~3mm 的备用间隙。
- 3) 机械闭锁装置的动作应正确可靠。
- 4) 小车上部的活动接地装置与柜的固定框架间应有足够的弹力, 以保证有良好的接地。
- 5) 在分闸过程中, 油缓冲器不应撞击柜顶铁板。
- 6) 安全活门应开起灵活, 并应随小车的进出而相应的动作。
- 7) 控制电缆的引入位置应不妨碍小车的进出, 并应可靠地固定在柜的侧面框架上, 电缆孔应堵塞严密。

2-84 在搭接母线时, 搭接面的处理有哪些规定?

当母线与母线、母线与分支线、母线与电器接线端子搭接时, 其搭接面的处理应符合下列规定:

- 1) 铜与铜 室外、高温且潮湿或对母线有腐蚀性气体的室内, 必须搪锡。在干燥的室内可以直接连接。
- 2) 铝与铝 直接连接。
- 3) 钢与钢 必须搪锡或镀锌, 不得直接连接。
- 4) 铜与铝 在干燥的室内, 铜导体应搪锡。室外或空气相对湿度接近 100% 的室内, 应采用铜铝过渡板, 铜端应搪锡。
- 5) 封闭母线螺栓固定搭接应镀银。
- 6) 钢与铜或铝搭接面必须搪锡。

2-85 母线的相序排列应符合哪些规定?

当设计无明确规定时, 母线的相序排列应符合如下规定:

1) 上下布置的交流母线, 由上至下排列为 L1 (A)、L2 (B)、L3 (C) 相; 直流母线正极在上, 负极在下。

2) 水平布置的交流母线, 由盘后向盘面排列为 L1 (A)、L2 (B)、L3 (C) 相; 直流母线正极在后, 负极在前。

3) 引下线的交流母线, 由左向右排列为 L1 (A)、L2 (B)、L3 (C) 相; 直流母线正极在左, 负极在右。

2-86 母线涂漆的颜色应符合哪些规定?

1) 三相交流母线 L1 (A) 相为黄色, L2 (B) 相为绿色, L3 (C) 相为红色; 单相交流母线与引出相的颜色相同。

2) 直流母线 正极为赭色, 负极为蓝色。

3) 直流均衡汇流母线及交流中性汇流母线 不接地的为紫色, 接地的为紫色带黑色条纹。

2-87 母线所涂的相色漆应符合哪些规定?

母线所涂的相色漆应符合下列规定:

1) 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) 单片母线的表面及多片、槽形、管形母线的表面均涂相色漆。

3) 铜母线的表面应涂防腐相色漆。

4) 涂漆应均匀、无起层、皱皮等缺陷, 并应整齐一致。

2-88 母线在哪些部位不应涂漆?

母线在以下处所不应涂漆:

1) 母线螺栓连接及支持连接处、母线与电器的连接处以及距所有连接处 10mm 以内的部位。

2) 供携带式接地线连接用的接触面上不应涂漆。不涂漆部分的长度应为母线宽度或直径, 且不应小于 50mm, 并在其两侧涂以宽度为 10mm 的黑色标志带。

2-89 矩形母线弯制时应符合哪些规定?

1) 矩形母线应进行冷弯, 不得热弯。

2) 母线开始弯曲处距最近绝缘子的母线支持夹板边缘不应

大于 $0.25L$ (L 为母线两支持点之间的距离), 但不得小于 50mm ;

3) 矩形母线应尽量减少直角弯曲, 弯曲处不得有裂纹和显著的折皱, 母线的最小弯曲半径应符合要求;

4) 多片母线的弯曲度应一致。

2-90 母线与母线或母线与电器接线端子的螺栓搭接面的安装应符合哪些规定?

母线与母线或母线与电器接线端子的螺栓搭接面的安装, 应符合下列规定:

1) 母线接触面加工后必须保持清洁, 并涂以电力复合脂。

2) 母线平置时, 贯穿螺栓应由下向上穿, 其它情况下螺母应置于维护侧, 螺栓长度宜露出螺母 $2 \sim 3$ 扣。

3) 贯穿螺栓连接的母线两外侧均应加平垫圈, 相邻螺栓垫圈间应有 3mm 的净距, 螺母侧应装有弹簧垫圈或锁紧螺母。

4) 螺栓受力应均匀, 不应使电器的接线端子受到额外的应力。

5) 母线的接触面应连接紧密, 连接螺栓应用力矩扳手紧固, 其紧固力矩值应符合规定。

2-91 硬母线焊接时应符合哪些规定?

硬母线焊接时应符合下列规定:

1) 焊接的对口应平直, 中心线不应偏移。

2) 焊缝与支持绝缘子边缘和弯曲处的距离不应小于 50mm 。

3) 同相不同片母线的焊口位置应错开。

4) 焊口应四面焊接牢固, 表面应光滑整洁。

5) 焊接接头的直流电阻不应大于同长度原金属的电阻值。

2-92 软母线的安装应符合哪些规定?

软母线的安装应符合下列规定:

1) 不应有背花、松股、断股及其它明显的损伤或缺陷。

2) 金具应镀锌, 不应有伤痕、裂纹、砂眼等现象。

3) 母线在挡距内不应有接头。母线经耐张线夹引至设备时, 不应切断。

- 4) 线夹及压接管的尺寸与导线截面应相符合。
- 5) 铝导线与线夹固定处, 导线应缠绕铝带;
- 6) 弧垂应符合设计要求, 允许误差为 $+5\%$ 及 -1.5% , 同一档距内三相母线的弧垂应一致。
- 7) 与电器端子的连接不应使电器端子受到附加应力。

2-93 母线在支柱绝缘子上固定时应符合哪些要求?

- 1) 母线固定金具与支柱绝缘子间的固定应平整牢固, 不应使其所支持的母线受到额外的应力。
- 2) 交流母线的固定金具或其它支持金具不应形成闭合磁路。
- 3) 当母线平置时, 母线支持夹板的上部压板应与母线保持 $1 \sim 1.5\text{mm}$ 的间隙; 当母线立置时, 上部压板应与母线保持 $1.5 \sim 2\text{mm}$ 的间隙。
- 4) 母线在支柱绝缘子上的固定死点, 每一段应设置一个, 并宜位于全长或母线伸缩节中点。
- 5) 母线固定装置应无棱角和毛刺。

2-94 插接式母线槽的安装应符合哪些要求?

插接式母线槽的安装应符合下列要求:

- 1) 悬挂式母线槽的吊钩应有调整螺栓, 固定点间距不得大于 3m 。
- 2) 母线槽的端头应装封闭罩, 引出线孔的盖子应完整。
- 3) 各段母线槽外壳的连接应是可拆的, 外壳之间应有跨接线, 并应可靠接地。

2-95 穿墙套管的安装应符合哪些要求?

穿墙套管的安装应符合下列要求:

- 1) 安装穿墙套管的孔径应比嵌入部分大 5mm 以上, 混凝土安装板的最大厚度不得超过 50mm 。
- 2) 额定电流在 1500A 及以下的穿墙套管直接固定在钢板上时, 套管周围不应形成闭合磁路。
- 3) 600A 及以上母线穿墙套管端部的金属夹板 (紧固件除外) 应采用非磁性材料, 其与母线之间应有金属相连, 接触应稳

固，金属夹板厚度不应小于 3mm。当母线为两片及以上时，母线本身片间应予固定。

4) 穿墙套管垂直安装时，法兰应向上；水平安装时，法兰应在外。

5) 套管接地端子及不用的电压抽取端子应可靠接地。

2-96 对电能计量装置的一般要求是什么？

对电能计量装置的一般要求是：

1) 电能计量装置应能保证正确计量电能和合理的计算电费，凡验收不合格者不准使用。

供电部门根据用电单位的用电性质、电价分类、负责装设计费用的电能计量装置。

2) 用电单位为 10kV 及以上电压供电，变压器容量在 630kVA 及以上时，应为高压计量。高压计量用户应设置专用高压计量柜，并安装多功能电能表及远方采集装置。

3) 高压计量柜属供电部门计费用，其柜内的电能计量装置，包括有功、无功等计量表计以及计量用的电压互感器、电流互感器等设备由供电部门确定。

4) 用电单位根据供电方案通知书负责电能表表位、附件位置以及二次线等设备的安装。

5) 凡高压计量以及低压计量带电流互感器者，应在二次电压、电流的二次回路中装设专用的接线端子盒。

6) 电能计量用的互感器，其二次负载不应超过额定值。

7) 对于二次侧为双线圈的电流互感器，电能表应单独接用一组线圈。

8) 35kV 及以上专用线路的用电单位，电能计量装置应装在该线路的首端。

9) 在电能计量电源侧的所用变压器，应单独装设电能计量装置。

2-97 电能计量装置应安装在哪些场所？

电能计量装置应安装在下列场所：

1) 干燥及不受振动的场所,且应变于安装、试验及抄表工作。

2) 定型产品的开关柜(箱)内,或装置在电能表箱或配电盘上。

3) 按照供电部门的供电方案确定的位置安装。

2-98 运行中的高压断路器掉闸时,应如何处理?

运行中的高压断路器掉闸时,一般应按下列规定处理:

(1) 配出架空线路的断路器掉闸。

1) 装有一次重合闸而重合未成功者,允许试送一次。试送成功后,应及时巡视线路,查明事故原因;试送未成功时,不得再次试送,排除故障后,方可送电。

2) 装有二次重合闸而重合再次未成功时,不允许试送(若重合闸未动作,可试送一次)。

3) 无重合闸或重合闸失灵者,可允许手动试送两次,但第二次试送应与第一次试送掉闸后相隔 1min。试送不成功时,未查明故障原因,不得再试送。油断路器掉闸时,喷油严重者,不准试送。

(2) 变压器、电容器及全线为电缆的线路断路器掉闸时,不允许试送,待查明故障原因,排除故障后方可试送。

(3) 架空线与电缆混合的线路发生掉闸时,按架空线路的规定处理。

(4) 断路器越级掉闸。

1) 分路开关保护动作未跳闸,而造成主变压器或电源开关掉闸者,应先拉开该分路开关,如开关拉不开时,应拉开该开关的两侧隔离开关(手车式开关柜应设法将其机械联锁解除,将手车拉到试验或检修位置),还应拉开双电源线路开关及补偿装置开关,其它各路开关不需拉开。判别为主变压器保护范围内设备无故障时,试送主变压器或电源开关,并将试送结果报有关主管部门;

2) 分路开关保护无动作表示时,应先检查主变压器保护范

围内的设备，确无故障时，拉开各分路开关和补偿装置开关，试送主变压器或电源开关，再逐路试送各分路开关；试送中如主变压器开关再次掉闸，拉开故障路，再送主变压器或电源开关并报告有关主管部门，送至最后一路时，也应继续试送；分路开关与主变压器或电源开关同时掉闸时，应先拉开故障的分路开关，再试送主变压器或电源开关，检查主变压器保护范围内设备若无问题，可确认是线路故障造成越级掉闸，应按 1) 条处理。

在试送故障路分路开关前，应检查两级继电保护的配合情况。

2-99 变（配）电所发生全站无电时，应如何处理？

变（配）电所发生全站无电时，应区别下述不同情况进行相应处理。

(1) 电源有电，电源断路器掉闸时。

1) 各分路断路器的继电保护装置均未动作，应详查设备，排除故障后方可恢复送电。

2) 分路断路器的继电保护装置已动作，不论断路器掉闸与否，可按越级掉闸处理。

(2) 电源无电时。

1) 电源断路器的继电保护装置已动作而未掉闸者，应立即拉开电源断路器，检查站内设备，查明故障点，待排除故障后，电源有电时，方可恢复送电或倒备用电源供电。

2) 本站无故障者，可倒备用电源供电。但应先拉开停电路的断路器，后合备用电源断路器。

第 3 章 配电变压器

3-1 简述变压器的基本工作原理。

变压器是将某一等级的电压与电流，变换为另一等级的电压与电流的电气设备。它主要是由绕在同一铁心上的两个或两个以上的绕组所组成。各绕组之间是通过交变磁场联系在一起的。

变压器的基本工作原理就是电磁感应原理的实际运用。现以如图 3-1 所示单相变压器为例，予以说明。

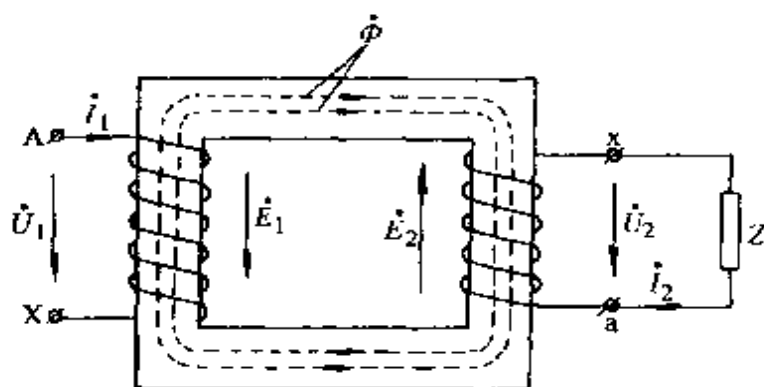


图 3-1 单相变压器原理图

接电源的绕组称为一次绕组，接负载的绕组称为二次绕组。

当交流电压接通一次绕组后，交流电流通过该绕组并产生励磁作用，铁心中就会产生交变磁通 Φ 。此磁通不仅穿过一次绕组，而且也穿过二次绕组，因此分别在两个绕组上产生感应电动势 $\dot{E}_1$ 和 $\dot{E}_2$ 。当二次绕组与负载电路接通后，便有电流 $\dot{I}_2$ 流入负载，从而有电能输出。

由电磁感应定律可以导出，感应电动势的大小与和磁通所交链的绕组匝数以及频率间的关系为

$$\dot{E}_1 = 4.44fN_1 B_m S \quad (3-1)$$

$$\dot{E}_2 = 4.44fN_2 B_m S \quad (3-2)$$

式中 $\dot{E}_1$ ——一次绕组的感应电动势；

$\dot{E}_2$ ——二次绕组的感应电动势；

B_m ——铁心中的最大磁通密度值；

f ——电源频率；

N_1 ——一次绕组的匝数；

N_2 ——二次绕组的匝数；

S ——铁心的截面积。

、将式 (3-1) 除以式 (3-2) 得

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3-3)$$

不难看出，变压器的一、二次绕组感应电动势之比等于一、二次绕组的匝数之比。如忽略变压器的内阻抗压降，则

$$U_1 \approx E_1$$

$$U_2 \approx E_2$$

故可得

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = K \quad (3-4)$$

上式说明变压器一、二次电压之比近似等于一、二次绕组的匝数之比。比值 K 称为变压器的电压比。

由于变压器的一、二次绕组的匝数不等，所以一、二次电压也就不等，从而起到了变换电压的作用。

一台理想的变压器，可认为其内部损耗为零，根据能量守恒定律可得出一次输入功率 P_1 与二次输出功率 P_2 的关系为

$$P_1 = P_2 \quad (3-5)$$

由于

$$P_1 = U_1 I_1 \cos \varphi_1$$

$$P_2 = U_2 I_2 \cos \varphi_2$$

式中 $\cos \varphi_1$ ——一次功率因数；

$\cos \varphi_2$ ——二次功率因数。

因理想变压器励磁电流等于零，且一、二次绕组的电阻及漏抗都等于零，所以

$$\cos \varphi_1 = \cos \varphi_2$$

则
$$U_1 I_1 = U_2 I_2 \quad (3-6)$$

即
$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{U_1}{U_2} \approx \frac{N_1}{N_2} = K \quad (3-7)$$

上式说明，变压器的二次电流与一次电流之比，就等于一次绕组匝数与二次绕组匝数之比。

3-2 变压器是如何分类的？变压器型号中字母符号及其含义如何？

变压器的分类与型号中字母符号及其含义见表 3-1。

表 3-1 变压器的分类和型号中字母符号含义

分 类	类 别	字 母 符 号
相数	单相	D
	三相	S
	多相	—
绕组结构	双绕组	—
	三绕组	S
	自耦	O
	分裂	—
冷却方式	油浸自冷	— (或 J)
	干式空气自冷	G
	干式浇注绝缘	C
	油浸风冷	F
	油浸水冷	S
	强迫油循环风冷	FP
	强迫油循环水冷	SP
绕组的导线材料	铜	—
	铝	L
调压的方式	无载调压	—
	有载调压	Z
用 途	电力变压器	—
	特种变压器	—
中性点绝缘水平	全绝缘	—
	半绝缘	—

3-3 简述变压器的构造和各部件的功能。

变压器主要是由一个闭合的铁心，并在其上套有两个绕组所

组成的。可见，铁心和绕组是变压器的最基本的组成部分。此外还有油箱、储油柜、散热器、防爆管、吸湿器、绝缘套管等，如图 3-2 所示。

变压器各部件的作用如下。

(1) 铁心 是变压器产生电磁感应的主磁路，变压器的一、二次绕组均绕在铁心上。铁心是用导磁性能良好的硅钢片叠装组成的闭合磁路。为减少涡流，铁心一般采用含硅 1% ~ 5%、厚度为 0.35 ~ 0.5mm 的涂漆硅钢片叠装而成。

(2) 绕组 是变压器的电路部分。变压器分高、低压绕组，或称一次、二次两个绕组。它采用绝缘铜线或铝线绕成多层的线圈并套装

在铁心上，导线的绝缘是采用纸或纱包浸漆。

(3) 油箱 既是变压器的外壳，又是盛装变压器油的容器。油箱内装有铁心、一、二次绕组和变压器油。它还可以起到散热的作用。

(4) 储油柜 它主要起到储油和补油的作用。当温度变化时，变压器油就会随着油温的变化而膨胀或收缩，储油柜可以保证油箱内始终充满油。这样还可以减少油与空气的接触面积，能防止油的过速受潮和氧化。储油柜的容积一般是变压器油箱的

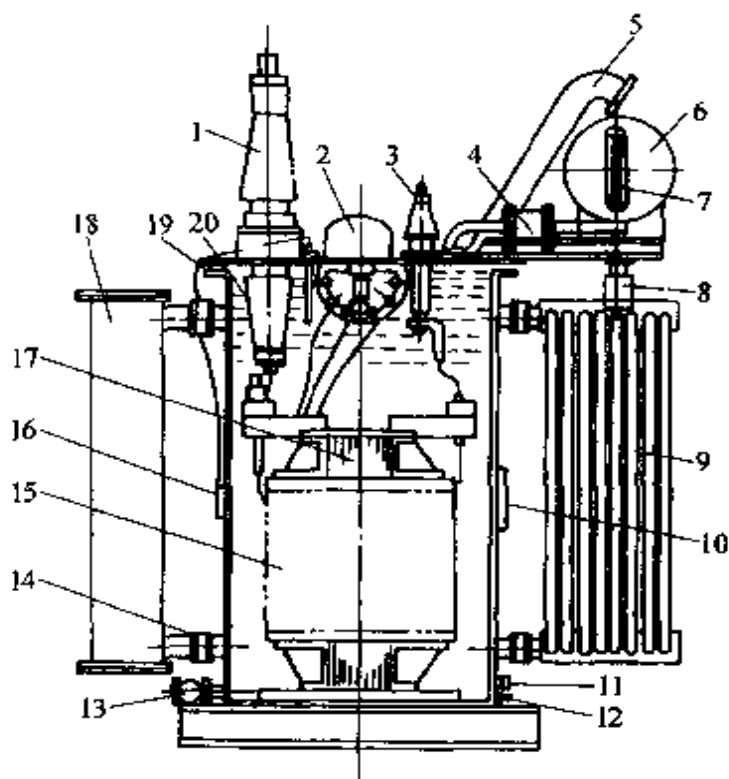


图 3-2 变压器构造图

- 1—高压套管 2—分接开关 3—低压套管
4—气体继电器 5—防爆管 6—储油柜
7—油位计 8—吸湿器 9—散热器 10—铭牌
11—接地螺栓 12—油样活门 13—放油阀门
14—活门 15—绕组 16—信号温度计 17—铁心
18—净油器 19—油箱 20—变压器油

1/10。储油柜上装有油位计管，用以监视油面的高低。

(5) 吸湿器 由一个铁管和玻璃容器组成，内部装有干燥剂（如硅胶等）。储油柜内的油通过吸湿器可与外界空气相通。吸湿器内的干燥剂可以吸收空气中的水分和杂质，以使油保持良好的电气性能。

(6) 防爆管 它装于变压器的顶盖上，喇叭形管子可与大气相通。正常运行时，管口用玻璃薄膜封住，并用玻璃刀刻上“十”字。当变压器内部故障时，油温急骤升高，油就会分解出大量的气体，使得油箱内部压力迅速增大，巨大的内部压力会冲碎玻璃薄膜，使油及气体由管口喷出，防止变压器油箱爆炸或变形。

(7) 散热器 装在油箱外与油箱连通的管子。变压器内部的上、下层油温是不同的，通过散热器可形成油的对流和循环。油流经散热器冷却后流回油箱，起到降低变压器温度的作用。为提高变压器油的冷却效果，有的变压器还采用了风冷、强油风冷和强油水冷等方式。

(8) 绝缘套管 绝缘套管分为高压套管和低压套管，一般由陶瓷制成。它是变压器高、低压绕组向外引线的支撑和绝缘装置。

(9) 分接开关 它分为有载调压分接开关和无载调压分接开关。除对电压质量要求较高的场合采用有载调压分接开关外，一般均采用无载分接开关。无载分接开关装在变压器的顶盖上。它是用来调整变压器电压比的装置。双绕组变压器的一次绕组及三绕组变压器的一、二次绕组一般均有 3~5 个分头位置（三个分头中的中间分头为额定电压位置，相邻分头电压相差 $\pm 5\%$ ，多分头的变压器相邻分头电压相差 $\pm 2.5\%$ ）。

(10) 气体继电器 旧标准曾称为瓦斯继电器，是变压器的主要保护装置之一。它装于变压器的油箱和储油柜的连通管上。当变压器内部发生故障时，气体继电器的上触头接通信号回路，下触头接通断路器掉闸回路，可以发出信号并使断路器掉闸。按

照规程规定，容量在 800kVA 及以上的油浸式电力变压器和 400kVA 及以上的车间内变压器应装设气体继电器。

(11) 变压器还有温度计、净油器以及接地螺栓等附件。

3-4 为什么小容量的变压器没有储油柜？

小容量的变压器一般不装储油柜，主要是因为其油箱较小，油和空气的接触面不大，油的涨缩程度小、密封性能较好。小容量变压器一般顶盖上有特殊的带孔的塞子，用以解决油在热胀冷缩时的呼吸问题。一般 75kVA 及以下的变压器均不装储油柜。

3-5 目前大力推广的节能型变压器有哪些特点？节能效果如何？

目前我国正在大力推广低损耗的节能变压器。它与旧型号的变压器比较具有很多特点，损耗低，体积小，重量轻，节省运行费用，能提高系统运行的效率。这主要是通过改进变压器铁心的结构以降低空载损耗，改进绝缘结构以降低负载损耗和其它损耗，以及改善变压器的整体结构等途径来实现的。其具体措施如下：

1) 采用导磁性能良好的材料作铁心，铁心采用优质的冷轧晶粒取向硅钢片，并且采用 45°全斜接缝，用环氧扎带替代冲孔等措施，使铁心接缝的质量大大提高，从而达到了降低空载损耗和降低铁心重量的目的。

2) 绕组采用酚醛漆包绝缘线，在绕组的层间和匝间采用瓦楞纸绝缘替代了油道撑条，使绝缘尺寸大大缩小，同时也达到了减小铁心尺寸和绕组直径的作用，进而实现了降低负载损耗的目的。

3) 在变压器的整体设计上注重了绕组安匝的平衡，控制了绕组的漏磁通，降低了油箱等结构中的杂散损耗。另外还采用了片式散热器，使散热系数大大提高等。

3-6 简述变压器铭牌上的各项主要技术参数。

变压器铭牌上的主要技术参数有：额定容量、额定电压、额定电流、阻抗电压、空载电流、空载损耗、短路损耗、电压比、

联结组别等。

(1) 额定容量 S_N 在铭牌规定的额定状态下, 变压器的输出容量称为额定容量, 以 kVA 表示。对于三相变压器来说, 额定容量是指三相容量之和, 其计算公式为

$$\text{三相变压器时} \quad S_N = \sqrt{3} U_N I_N$$

$$\text{单相变压器时} \quad S_N = U_N I_N$$

(2) 额定电压 U_N 分为一、二次额定电压。一次额定电压 U_{N1} 为接到变压器一次侧端点的线电压规定值; 二次额定电压为变压器空载时, 一次侧加额定电压时, 在二次侧所呈现的线电压值。额定电压以 kV 来表示, 其计算公式为

$$\text{三相变压器时} \quad U_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} I_{N1}} \quad U_{N2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} I_{N2}}$$

$$\text{单相变压器时} \quad U_{N1} = \frac{S_N}{I_{N1}} \quad U_{N2} = \frac{S_N}{I_{N2}}$$

(3) 额定电流 I_N 分为一次额定电流 I_{N1} 和二次额定电流 I_{N2} 。它是在额定容量和允许的温升条件下, 变压器一、二次绕组允许长期通过的线电流值, 其计算公式为

$$\text{三相变压器时} \quad I_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} U_{N1}} \quad I_{N2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} U_{N2}}$$

$$\text{单相变压器时} \quad I_{N1} = \frac{S_N}{U_{N1}} \quad I_{N2} = \frac{S_N}{U_{N2}}$$

(4) 阻抗电压 $U_k \%$ 将变压器的二次侧短路, 在一次侧施加电压, 直到其电流达到额定值。这时一次侧所施加的电压值 U_{K1} 与其额定电压 U_N 之比的百分数称为阻抗电压 $U_k \%$, 即

$$U_k \% = \frac{U_{K1}}{U_N} \times 100 \%$$

(5) 空载电流 I_0 当变压器二次绕组开路、在一次绕组施加额定电压时, 在一次绕组中所流过的线电流, 称为空载电流。一般以其占额定电流的百分数来表示。空载电流的大小决定于变

压器的容量、磁路的结构以及硅钢片的质量等。

(6) 空载损耗 ΔP_0 它是指变压器二次开路、在一次侧施加额定电压时, 变压器本身的功率损耗。它近似等于铁损 (变压器二次侧开路, 一次侧铜损很小)。空载损耗一般可以通过空载试验来测得。

(7) 短路损耗 ΔP_k 当变压器一、二次电流达到额定值时, 在绕组电阻上所消耗的功率称为短路损耗, 它近似等于额定铜损。一般指变压器运行温度为 75°C 时的短路损耗。当一、二次电流不等于额定值时, 短路损耗与负载系数 β 的二次方成正比。任意负载下变压器铜损 ΔP_k 的计算公式为

$$\Delta P_k = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 = \left(\frac{I_2}{I_{2N}} \right)^2 P_{075} = \beta^2 P_{075}$$

式中 I_1 ——一次绕组的电流;

I_2 ——二次绕组的电流;

R_1 ——一次绕组的电阻;

R_2 ——二次绕组的电阻;

I_{2N} ——二次绕组的额定电流;

P_{075} —— 75°C 时的铜损, 即额定铜损;

β ——负载系数。

短路损耗可以通过短路试验测得。

(8) 电压比 K 它是变压器一次额定电压与二次额定电压之比。

(9) 联结组别 它是用以表示变压器各侧绕组的联结方式和高、低次侧线电压之间的相位关系的符号, 如 Yyn0、Dyn11 等。符号中 Y 表示星形联结; D 表示三角形联结; 大写表示高压侧, 小写表示低压侧; 数字表示相位关系 (详见另题)。

3-7 什么是变压器的电压变化率?

变压器的电压变化率是变压器的主要性能指标之一。当变压器向负荷供电时, 变压器负荷端上的电压必然下降, 带额定负载

时二次侧的端电压比空载时端电压相差的电压值与二次额定电压值之比的百分数即为电压变化率。可用下式表示：

$$\text{电压变化率} = \frac{\text{二次额定电压} - \text{额定负载时二次端电压}}{\text{二次额定电压}} \times 100\%$$

通常的电力变压器接入额定负荷后，其电压变化率为 4% ~ 6%。

3-8 变压器的阻抗电压是大一些好，还是小一些好？

阻抗电压较小时，变压器的端电压受负荷变化的影响就小一些。从运行角度考虑，因为一般配电变压器直接与用电设备相连，为保证供电电压质量，规定阻抗电压应在 5% 左右。但从系统安全和综合效益角度考虑，为限制系统短路电流，阻抗电压应该大一些为好。所以大型电力变压器的阻抗电压一般都在 5% 以上，通常可高达 10% ~ 15%。

3-9 当环境温度与规定的条件不同时，变压器的运行容量应如何计算？

一般变压器的额定容量系指其在规定的环境温度下，在规定的使用年限（约 20 年）内所能连续输出的最大视在功率。根据有关规程的规定，变压器正常使用的最高年平均温度为 +20℃。否则，每升高 1℃，变压器的运行容量就应减少 1%。因此变压器的运行容量 S_r 可按下列公式计算

$$S_r = \left(1 - \frac{\theta_n - 20}{100} \right) S_N$$

式中 θ_n ——变压器安装地点的年平均气温；

S_r ——变压器的运行容量；

S_N ——变压器的额定容量。

在一般电工手册中给出的环境温度均指室外温度。对于室内安装的变压器，由于运行中变压器发热的缘故，室内温度一般可按比室外温度高 8℃ 来考虑。

3-10 什么是变压器的联结组别？铭牌上的 Yyn0 和 Dyn11 含义是什么？

变压器的联结组别是表示变压器高、低压绕组按一定接线方式联结（如 Y、D 或 Z 联结）时，高压侧线电压与低压侧线电压之间相位关系的符号。

区别不同的联结组别时，我国采用了时钟表示法。时钟表示法是把高压侧和低压侧的线电压相量作为时钟面上的长针和短针，且将长针固定指向 12 点钟位置，短针所指的钟点数就是联结组的组别。如：长、短针都指向 12 点钟，即高、低压侧对应的线电压同相位，其联结组别为 0。

对于一台三相变压器来说，每侧的三个单相绕组组成的三相电路，可以有多种联结法，其中最基本的是星形（Y）、三角形（D）联结法。此外还有曲折（Z）联结法等，但我国应用较少。

在旧标准中，三个绕组的尾端用 X、Y、Z 表示，中性点用 O 表示，三相的首端用 A、B、C 表示。X、Y、Z 连接在一起作为中点 O，A、B、C 为引出端，称为星形联结。

当把第一个绕组的尾端 X、与第二个绕组的首端 B 连接、第二个绕组的尾端 Y 与第三个绕组的首端 C 连接，第三个绕组的尾端 Z 与第一个绕组的首端连接，构成一个三角形，由三个连接点为引出端时，称为三角形联结。三角形联结也可以是 A 与 Z、C 与 Y、B 与 X 连接，再由 A、B、C 引出。如图 3-3a 所示。

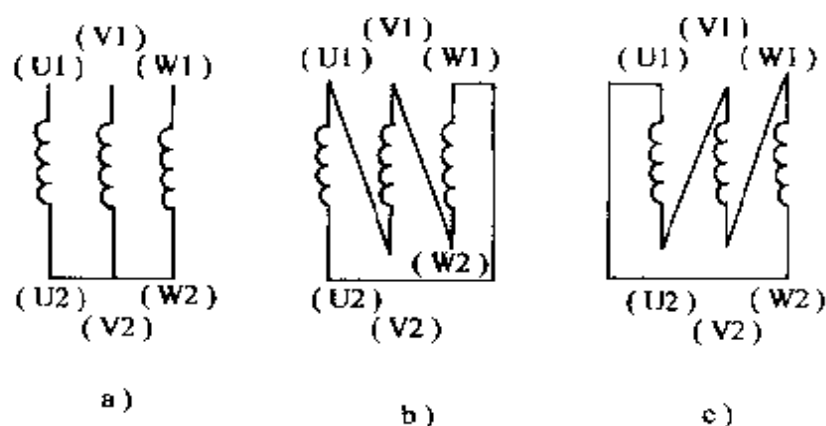


图 3-3 三相绕组联结图
a) 绕组 Y 联结 b)、c) 绕组 D 联结

在新标准中三相绕组的首端称为 U_1 、 V_1 、 W_1 端，三相绕组的尾端称为 U_2 、 V_2 、 W_2 端，中性点称为 N 端，星形联结是将三个绕组的 U_2 、 V_2 、 W_2 端连接在一起形成中性点 N ，引出三相的 U_1 、 V_1 、 W_1 端，如图 3-3a 所示。

三角形联结有两种接法，一种是 U_1 与 V_2 、 V_1 与 W_2 、 W_1 与 U_2 连接，将三相首端 U_1 、 V_1 、 W_1 引出，如图 3-3b 所示；另一种是 U_1 与 W_2 、 V_1 与 U_2 、 W_1 与 V_2 连接，再由 U_1 、 V_1 、 W_1 引出端点，如图 3-3c 所示。

在联结成的三相绕组中，各绕组的极性必须一致，而且标志明确。

目前我国应用较为广泛的 $Y_{yn}0$ （旧标准称为 Y/Y_0-12 ）联结组，高压绕组用星形联结，低压绕组也用星形联结，并从中性点引出一条零线，如图 3-4 所示。其一次线电压与对应的二次线电压之间的相位差为 0° ，当用时钟法表示时，短针指向 12 点钟。

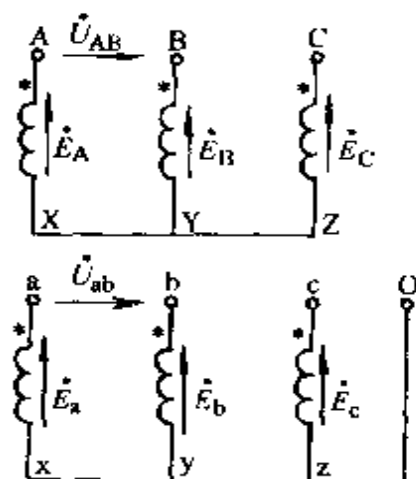


图 3-4 $Y_{yn}0$ 联结

当采用 $Yd11$ （旧标准称为 $Y/\Delta-11$ ）联结组时，高压绕组接成星形，低压绕组接成三角形，其一次侧线电压与对应的二次线电压之间有 30° 的相位差，当用时钟法表示时，短针指向 11 点钟，如图 3-5 所示。

我国配电变压器广泛采用 $Y_{yn}0$ 联结组，这样可以实现照明、动力合一混合负载的供电，其导线填充系数大、绝缘材料省，故常应用于中、小容量的配电变压器。

欧美国家的变压器较多采用 $Dyn11$ 联结组别，这种联结组对有大量单相负荷以及有大规模晶闸管整流装置、电子电路的用户供电，具有较大的优越性。因为一次绕组为三角形联结时，可以使三次谐波电流在一次绕组中流通，而线电流中没有三次谐波电流流通，二次侧的三次谐波磁动势能被一次侧的三次谐波磁动势

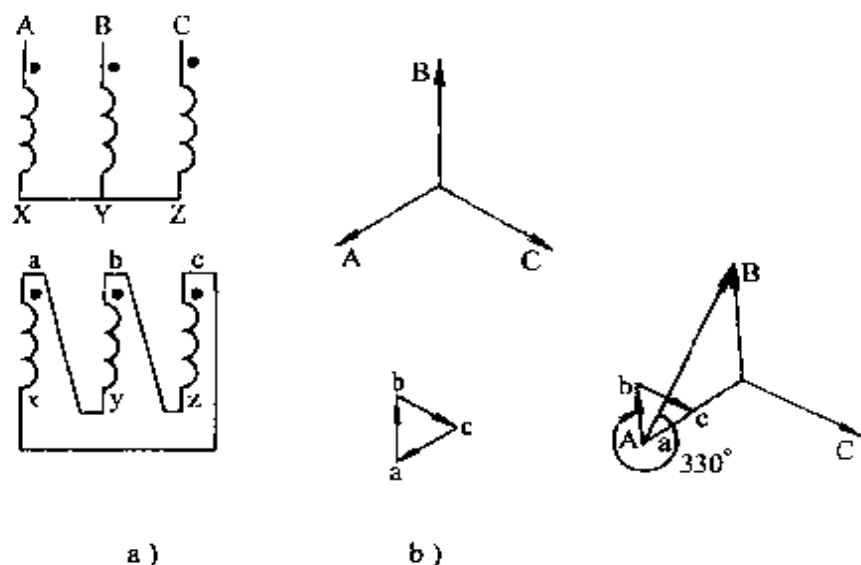


图 3-5 Yd11 接线图
a) 三相绕组连接 b) 电压相量图

抵消，从而使主磁通及一、二次绕组的感应电动势都非常接近于正弦波形，一、二次绕组的线电动势中也均无三次谐波分量，这就起到了净化系统电压波形的作用。

电力变压器新旧标准联结标号见表 3-2。

表 3-2 电力变压器新旧标准联结标号对照

国标号	GB1094 - 79			GB1094.1 - 1996		
绕组	高压	中压	低压	高压	中压	低压
星形联结	Y	Y	Y	Y	y	y
中性点引出	Y ₀	Y ₀	Y ₀	YN	yn	yn
三角形联结	Δ	Δ	Δ	D	d	d
曲折形联结	Z	Z	Z	Z	z	z
中性点引出	Z ₀	Z ₀	Z ₀	ZN	zn	zn
组别数	横线后用 1 ~ 12			用 0 ~ 11		
联结标号间	用斜线 (/)			不加标点符号		
举例	Y/Y ₀ - 12			Yyn0		

3-11 10kV 配电变压器有哪些常用的联结组别？在三相严重不平衡或谐波电流较大的场合一般应选用哪种联结组别的变压器？

在我国 10kV 配电变压器的联结组别较为普遍的选用 Yyn0，

而在新的国家标准中推荐选用 Dyn11。

按照有关规程的规定，对于 Yyn0 联结组别的变压器，其中性线中的电流不允许超过二次额定电流的 25%。这就制约了接入单相负荷的容量，并直接影响配电变压器的出力。而对于 Dyn11 联结组别的配电变压器，其中性线电流可达其二次绕组额定电流的 75% 以上。这是因为一次绕组为 Δ 联结，3 的整数倍的谐波电流可在一次绕组内形成环流，从而使谐波磁通得到抑制。因此，在三相负荷严重不平衡或谐波电流较大的场合，一般应选用 Dyn11 联结组别的配电变压器。

3-12 变压器的容量系列等级在新、旧标准中有何区别？

我国常见的变压器容量系列等级有两个，即 R8 容量系列和 R10 容量系列。

所谓 R8 容量系列是指变压器的容量等级之间按 $\sqrt[8]{10} \approx 1.33$ 的倍数逐级增长，这是旧系列标准（沿用前苏联标准）。对于 10kV 配电变压器，该系列的额定容量取上述关系的近似整数，分别为 30、50、75、100、180、240、320、560、750 及 1000kVA 等。早年生产的变压器均采用此系列，现已废止不用。

所谓 R10 容量系列是指变压器的容量等级之间按 $\sqrt[10]{10} \approx 1.26$ 的倍数逐级增长，这是新系列标准。对于 10kV 配电变压器，该系列的额定容量取上述关系的近似整数，分别为 30、40、50、63、80、100、125、160、200、250、315、400、500、630、800 及 1000kVA 等。由于 R10 容量系列是国际电工委员会确定的国际通用的标准容量系列，其特点是容量等级较密，选用方便，更为经济。现已为我国新的国家标准所认定，并被广泛采用。

3-13 变压器并列运行的目的是什么？

1) 提高变压器运行的经济性。当负荷增加到一台变压器不足以满足用电需求时，则可并列投入第二台变压器；而当负荷减小到一台变压器可以满足用电需要时，又可将一台变压器退出运行。这样就可以减少变压器本身的损耗，达到经济运行的目的。

2) 提高供电的可靠性。当并列运行的变压器有一台损坏时，

只需将故障变压器从电网中迅速切除，其它变压器仍可继续供电。当检修某台变压器时，也不致影响其它变压器的正常运行。这样就减少了故障和检修时的停电范围。

3-14 变压器并列运行的条件是什么？不能满足条件时有何后果？

变压器并列运行应同时满足以下条件：

- 1) 并列运行变压器的联结组别应相同；
- 2) 并列运行变压器的电压比应相等（允许有 $\pm 0.5\%$ 的差值）；
- 3) 并列运行变压器的阻抗电压应相等（允许有 $\pm 10\%$ 的差值）；
- 4) 并列运行的变压器容量比不应大于 3:1。

在上述条件中，前两个条件保证了变压器空载时绕组内不会有环流，第三个条件保证了负荷分配与变压器的容量成正比。同时，考虑到容量不同的变压器阻抗电压值不同（容量小的变压器阻抗电压小），因此对容量比有一定的要求。

当并列运行的变压器电压比相同、阻抗电压相等，但联结组别不同时，变压器的二次绕组电路中将会出现相当大的电压差。由于变压器的内阻抗很小，因此将在并列运行的回路中产生几倍于额定电流的循环电流。此环流可能烧毁变压器。为此，联结组别不同的变压器是绝对不能并列运行的。

当并列运行变压器的联结组别相同、阻抗电压相等，而电压比不同时，其二次电压也不等。当它们空载时，二次回路因有电压差，故也会产生环流。电压比相差越大，产生的环流越大。此环流不仅占用了变压器的容量，增加了变压器的损耗，使得变压器所能输出的负荷减小，而且当电压比相差很大时，环流还可能破坏变压器的正常工作。所以变压器并列运行时，其电压比相差必须限制在 $\pm 0.5\%$ 之内。

由于并列运行的变压器的负荷分配与变压器的阻抗电压成反比，如果两台变压器的阻抗电压不等，则各变压器所带负荷就不

能按其变压器容量成比例地分配。阻抗电压小的变压器达到满载时，阻抗电压大的变压器就会欠载运行。因此规定其阻抗电压相差不得超过 $\pm 10\%$ 。

一般运行规程中还规定了并列运行的两台变压器的容量比不得大于 3:1。这主要是考虑不同容量变压器的阻抗电压相差较大时，负荷分配极不平衡，运行的经济性很差。另外，如遇事故、检修或倒换运行方式时，容量小的变压器将不能满足用电的要求，起不到备用的作用。

3-15 新装或大修后的主变压器为什么要测定油箱的顶盖与储油柜连通管的坡度？

变压器上的气体继电器通常应具有两个坡度，其一是沿气体继电器方向变压器顶盖的坡度，一般应为 $1\% \sim 1.5\%$ 。该坡度的确定是在安装变压器时，由变压器的底部垫起形成的。另一个坡度是变压器油箱到油枕的连通管坡度，一般应为 $2\% \sim 4\%$ 。这个坡度通常由变压器制造厂家设计时确定。

变压器设置这两个坡度的作用有：

- 1) 防止变压器内部储存空气；
- 2) 变压器一旦出现故障时，便于使气体迅速可靠地冲入气体继电器，以确保其可靠地动作。

3-16 变压器在投入运行前进行合闸冲击试验的目的是什么？

变压器在投入运行前进行合闸冲击试验的目的是：

- 1) 拉开空载变压器时有产生操作过电压的可能。当电力系统或变压器的中性点不接地或经消弧线圈接地时，其过电压的幅值可达 $4 \sim 4.5$ 倍的额定相电压；而在中性点直接接地情况下过电压可达 3 倍的额定相电压。为了检查变压器的绝缘强度能否承受全电压或正常过电压，在变压器投入运行前就必须进行合闸冲击试验。

- 2) 将变压器在空载状态下投入运行时，会有励磁涌流出现，其值可达到变压器额定电流的 $6 \sim 8$ 倍。在开始时励磁电流衰减

较快，一般经 $0.5 \sim 1\text{s}$ 的时间即可衰减到 $0.25 \sim 0.5$ 倍的额定电流。随后的衰减速度将会减慢，对于容量较大的变压器可持续几十秒的时间。由于励磁涌流能够产生很大的电动力效应，为了考验变压器的机械强度，同时考核发生励磁涌流的初期是否会造成继电保护装置的误动，故必须进行合闸冲击试验。

新装变压器投入运行前一般应进行 5 次合闸冲击试验。而大修后的变压器则应进行 3 次合闸冲击试验。

3-17 新装或大修后的变压器在投入运行初期，气体继电器频繁动作，应如何处理？

新装或大修后的变压器在加油或滤油时，空气会乘隙而进入到变压器的油箱中。如未能及时将空气自油箱中排出，则将在变压器投入运行后因油温上升，使油箱内的油形成对流，将油中的空气驱赶出油箱，从而造成气体继电器动作。变压器内部的空气越多，气体继电器动作越频繁。

在变压器投入运行后的一段时间内，如果气体继电器动作频繁，则可根据变压器的油面、声响、温度以及加油或滤油的具体情况做全面的综合分析。若变压器运行正常，则可初步判定为油箱内进入空气所致。否则，应取气体做点燃试验，以判断变压器本身是否存在故障以及故障的性质，并及时采取相应的措施予以消除，避免事故扩大。

3-18 变压器在哪些情况下应进行核相？怎样核相？

变压器在以下情况下均应进行核相：

- 1) 新装变压器初次投入运行时，需要核相。
- 2) 变压器大修后对一次接线做过变更的，需要核相。
- 3) 当变压器需要并列运行时，需要核相。

变压器核相的目的是：

检查将投入运行的变压器高、低压侧的相位与原运行变压器的相位是否相同，当相位不同时，不允许并列运行。

这里应该强调的是，所谓核相所核对的应该是相位，而不是相序。因为相序正确了，相位不一定相同。而相位相同了，相序

必然相同。

常用的核相方法有两种：

(1) 用核相杆核相 对于 10kV 及以下电压等级的变压器，可以采用这种方法。将电压等级相符、经试验合格、试验期限有效的两只绝缘杆之间接装一只电压表或采用专用的核相杆，在一次高压系统上直接核相。其具体接线如图 3-6 所示。

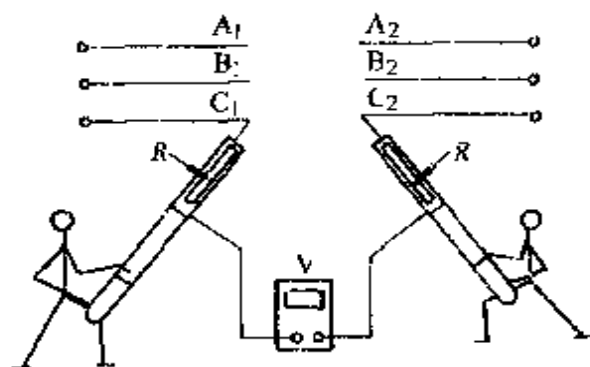


图 3-6 用核相杆进行高压核组
V—电压表 R—电阻

电压表的两端分别接在核相杆上，核相者应带好绝缘手套并站在绝缘垫上（室外应穿绝缘靴），由两个人各持一只核相杆，分别接于高压开关柜的两台变压器出线柜内下隔离开关（或高压断路器的出线侧）相对应的一极，如电压表指示值为零或近似为零，即表明该对应相为同相位，否则相位不同。相位不同时应调换其中一台变压器出线柜的三相母线的相对位置，直至对应相的相位同相时方可并列运行。

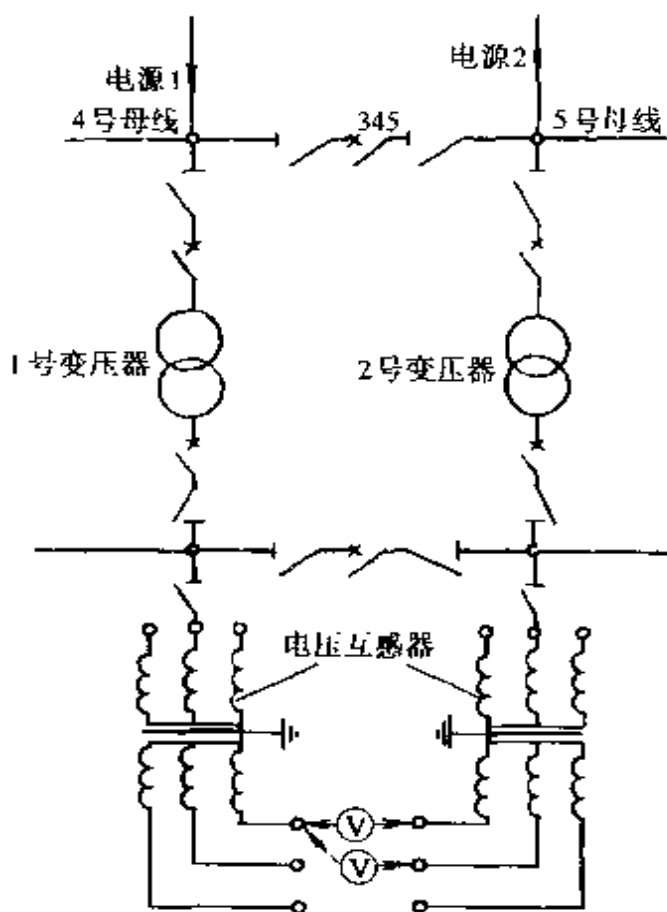


图 3-7 用电压互感器核相接线图

(2) 用电压互感器核相 其接线如图 3-7 所示。在核相前首

先核对电压互感器的相位，其联结组别应相同。核相时，可利用一只量程大于 100V 的交流电压表测量两段母线电压互感器二次侧的对应相的电压，如果均为零，说明同相。如果测量的结果为线电压值时，则说明该两段母线或变压器对应端相位不同，需要调整母线的相对位置，并重测合格后，方可并列运行。

核对两段母线的电压互感器的相位时，可先将两段母线由一路电源或一台变压器供电（即断开 2# 变压器的断路器，合上母联断路器），然后用电压表分别测量电压互感器的对应相，当测得的电压为零时，说明两台电压互感器的相位是对应的，然后再进行一次系统核相。

3-19 当电源电压高于变压器的额定电压时可能产生哪些后果？

当电源电压高于变压器的额定电压时，对变压器及其用电负荷都会产生不良后果。

因为变压器在额定电压下运行时，变压器铁心中的最大磁通密度已处于一定的饱和状态下。当电源电压高于变压器的额定电压时，铁心的饱和度将增大，则励磁电流将急剧增加，功率因数随之降低，铁损、铜损都将增加。若电源电压增大的幅度较大，因内部损耗急剧增大，有烧毁变压器的可能。此外，当电源电压高于变压器额定电压时，因铁心饱和的影响，变压器绕组电动势的波形也将发生畸变，其中的高次谐波又将使电动势的最大值增高，易损坏绕组的绝缘。电源电压的增高，还会使得变压器二次输出电压增高，波形畸变，这不但会引起变压器的过负荷，而且还将降低用电设备的使用寿命，甚至击穿绝缘、烧毁设备。

为了确保变压器本身以及用电设备的运行安全，通常规定变压器的电源电压不得大于变压器额定电压的 105%。

3-20 什么是变压器的过负荷能力？允许过负荷的条件有哪些？

变压器与其它电器一样，都具有一定的过负荷能力。所谓变压器的过负荷能力，系指变压器在允许的一段时间内所能多输出

的容量。当然变压器过负荷时所能多输出的容量数值是由变压器在该段时间内的运行条件决定的，如对绝缘和寿命的影响等。

变压器正常过负荷运行，必须以不影响变压器使用寿命为前提条件。变压器的寿命又是由绝缘材料的老化程度来决定的。而绝缘材料的老化程度主要取决于绝缘油的温度、油中所含的氧气、绝缘材料中所含的水分等。其中温度是引起绝缘老化的最主要因素。绝缘老化速度与温度的关系可由“8度定则”来表达，即对于A级绝缘的油浸式变压器，绝缘工作温度每升高 8°C ，其绝缘的寿命将降低一半。

3-21 什么是变压器的正常过负荷能力？

正常运行中的变压器，其运行温度是受季节和负荷变动影响的。在一年中，夏季气温高，变压器不易散热；而冬季气温低，变压器的散热条件好。在一昼夜内，变压器的负荷既有高峰，也有低谷，低谷时变压器在较低的温度下运行。因此，在不损害变压器绕组绝缘和不降低使用的前提下，变压器就可以在日负荷高峰及冬季时过负荷运行，这就是变压器的正常过负荷能力。

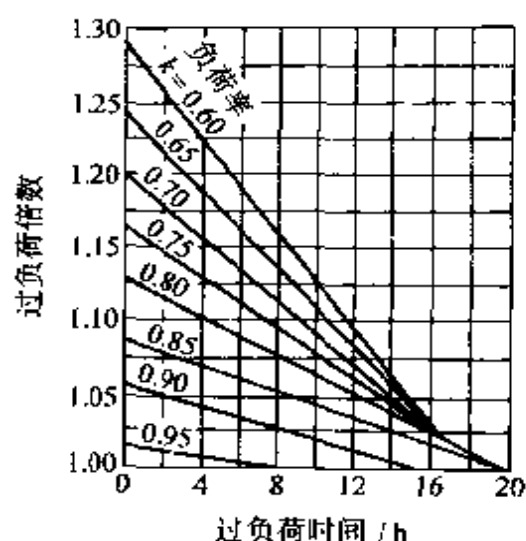


图 3-8 变压器在负荷率 $k < 1$ 时允许过负荷曲线

(1) 由于昼夜负荷变动而允许的过负荷 当变压器的昼夜负荷率 $K < 1$ 时，则在高峰负荷期间，变压器允许过负荷倍数和允许过负荷的时间可按图 3-8 所示曲线来确定。

如果缺乏负荷率资料，可按变压器过负荷前的上层油面的温升，参照表 3-3 规定的数值，确定允许过负荷倍数和允许的持续时间。

(2) 由于夏季低负荷而允许的过负荷 一般变压器如果夏季欠负荷，则冬季可以过负荷。这是因为变压器绝缘的自然损坏率

表 3-3 自然冷却或风冷却油浸式电力变压器的过负荷允许时间
(单位: h:min)

过负荷倍数	过负荷前上层油面温升/℃					
	18	24	30	36	42	48
1.05	5:50	5:25	4:50	4:00	3:00	1:30
1.10	3:50	3:25	2:50	2:10	1:25	0:10
1.15	2:50	2:25	1:50	1:20	0:35	
1.20	2:05	1:40	1:15	0:45		
1.25	1:35	1:15	0:50	0:25		
1.30	1:10	0:50	0:30			
1.35	0:55	0:35	0:15			
1.40	0:40	0:25				
1.45	0:25	0:10				
1.50	0:15					

在每年各月份中的分配不匀, 根据实际气温情况和计算, 夏季 6、7、8 月变压器的自然损坏率是冬季 (12、1、2、3 月) 4 个月份的三倍。所以变压器的容量在夏季没有得到充分利用时, 就允许在冬季过负荷运行。这样既能充分利用变压器的容量, 也不会影响变压器的寿命。

如果夏季 6、7、8 三个月最高负荷低于额定容量时, 则夏季负荷率每降低 1%, 则冬季 12、1、2、3 四个月可过负荷 1%, 但以 15% 为最高限额。

过负荷百分数的计算公式为

$$\text{过负荷百分数} = \frac{\text{负荷电流} - \text{变压器额定电流}}{\text{变压器额定电流}} \times 100\%$$

上述两种允许过负荷可叠加使用, 但过负荷的总数对室外变压器不得超过 30%, 对室内变压器不得超过 20%。

3-22 什么是变压器的事事故过负荷?

当变电所或系统出现事故时, 为确保对重要用电设备的连续供电, 允许变压器在短时间内过负荷运行, 称为事故过负荷。允许的事故过负荷倍数和持续时间见表 3-4。

表 3-4 允许事故过负荷的倍数和持续时间

倍 数	1.3	1.45	1.60	1.75	2	2.4	3
持续时间/min	120	80	30	15	7.5	3.5	1.5

事故过负荷会引起变压器的温度超过允许值，加快绝缘的老化速度，缩短变压器使用寿命。但考虑事故的几率较少，因此短时间过负荷不会造成绝缘的显著破坏。

3-23 变压器在运行中出现过负荷应如何处理？

变压器在运行中是否出现过负荷，一般可从高压进线柜的电流表和低压出线柜的电流表上分别观察其一、二次实际电流值来确定。另外，也可能出现“过负荷”、“温度高”等信号。当出现异常现象或警报信号时，可按以下原则处理：

1) 切除音响信号（保留信号掉牌），通知有关领导，并做好记录。

2) 及时调整变压器的运行方式，有条件时投入备用变压器。

3) 恰当地调整负荷分配或转移负荷，必要时停下部分不重要的负荷。

4) 如属正常过负荷，可根据正常过负荷的倍数确定允许时间。如果超过时间，应立即减小负荷。同时加强对变压器的监视，以防超过允许温度。

5) 如果属于事故过负荷，则过负荷的允许倍数和时间可根据厂家说明书的要求执行。

6) 对变压器进行全面检查，一旦发现异常应及时报告有关领导，采取相应措施进行处理。

3-24 油浸式变压器中油的作用是什么？变压器油具有哪些主要的性能指标？

油浸式变压器中油的作用主要是绝缘、灭弧和散热。

由于变压器油是一种从石油中提取的可流动的液体，属于复杂的碳氢化合物。具有比空气好得多的绝缘强度。它充斥油箱内部的各部件之间，从而起到排除气体、减少各部件与空气的接

触、防止受潮的作用，进而提高了变压器的绝缘性能。也就是变压器油可以加强绕组的层间和匝间、绕组与铁心间以及绕组与外壳间的绝缘。

因为有载分接开关、绕组等浸泡在变压器的油箱中，由于这样或那样的原因，有可能造成绝缘下降甚至产生电弧。具有很高绝缘强度的变压器油，在电弧高温作用下，能够分解出大量的气体并产生较大的压力，从而达到恢复介质的绝缘强度，使电弧易于很快地熄灭。

当绕组中通以负荷电流时，油箱内的油被迅速加热，上层的油温较高，下层的油温较低，依靠上下层的油温差产生油的对流作用。油在流动中进入散热油管，由于油管的四周表面接触环境空气，增大了与空气的接触面积，从而更容易将变压器中产生的热量带到油箱外部的空气中，则热油在散热管中得到冷却而使油温下降。

变压器油的主要性能指标有：

(1) 密度 变压器油的密度越小越好，密度小的油其杂质和水分也容易沉淀。

(2) 闪点 当变压器油温增加到一定程度时，油将大量地蒸发为油蒸气，若临近火源极易引起燃烧，变压器油此时所达到的温度称为它的闪点。不难看出，闪点越高越好，此值不得低于 135° 。

(3) 粘度 为了发挥油的对流散热作用，以粘度小一些为好。但由于粘度又将影响闪点，所以并非越小越好。

(4) 凝固点 变压器油的粘度和温度有关，温度越低粘度越大，当温度低到一定值时，粘度将达到最大值，此时的温度称为凝固点。

变压器油的凝固温度与变压器油的油号有关，如25#油的凝固点为 -25° ；45#油的凝固点为 -45° 。当然，油的凝固点越低越好。

(5) 灰分、酸、碱、硫 这些杂质对电气设备内的绕组、导

线、绝缘物、油箱等均有腐蚀作用，当然杂质含量越低越好。

(6) 酸价 表示油的氧化程度，酸价的出现表明油已经开始氧化。油的酸价一般用中和 1g 变压器油中的全部游离酸所需的氢氧化钾的毫克数来表示，酸价越低越好。

(7) 安定度 它是抗拒绝缘油的老化，保持其原有性能的能力。安定度越高越好。它通常以人工氧化后的酸价沉淀物的含量来表示。

3-25 变压器在运行中取油样时有哪些注意事项？

变压器在运行中取油样时应注意以下各点：

- 1) 应在干燥天气时取油样。
- 2) 将变压器放油阀周围清扫干净。
- 3) 油样瓶最好采用带毛玻璃塞的可以进行良好密封的玻璃容器。瓶子应经过干燥处理。
- 4) 做耐压试验应取油样不得少于 0.45kg，做简化试验应取油样不得少于 0.895kg (1 升)。
- 5) 应从油箱底部的放油阀取油样，取油样时应先放出约 0.9kg 的污油，再放出少许油冲洗油门，然后放油洗涤油样瓶两次，最后才可将油灌入油样瓶。
- 6) 取油样时应特别谨慎，须严防泥土、灰尘、水分以及纤维丝等落入油样瓶内，取油样后将油样瓶用软木塞塞紧并用厚纸包扎，再用火漆或石蜡加封。
- 7) 在室温接近于取油样时的温度下启瓶，否则油样极易受潮。
- 8) 严禁在变压器缺油时取油样。
- 9) 取油样后应及时补油。
- 10) 35kV 及以上的变压器应补入相同牌号的油，并应做耐压试验。
- 11) 10kV 及以下的变压器可补入不同牌号的油，但应做混油耐压试验。

对运行中已经变质的油应及时处理，使其性能恢复到原有标

准。如发现油受潮，应进行干燥；如油已老化，应进行净化和再生。一般采用过滤法、澄清法、干燥法，以将油与水分、杂质分离；或者使用化学处理法，除去油中的酸碱，然后再过滤、干燥，使油再生，以恢复其原有的良好性能。

3-26 变压器补油时有哪些注意事项？

变压器补油时应注意：

1) 变压器在运行中应经常从油位计处观察其油面的高低。当看到油面低于当时温度下相应的油位线时，即应补油。同时应在补油时随时观察油面的变化，如果在补油中油面始终不上升，可初步判定为假油面。这时应停电检查处理。

2) 补油时应由两人进行，一人操作，一人监护。

3) 新补入的油应经试验合格并试验期限有效。

4) 补油前应将重瓦斯改接信号位置，防止误动掉闸。

5) 严禁由变压器底部阀门补油，以防将油箱底部的污秽物泛起。

6) 补油后应检查气体继电器，并及时放出气体，在 24h 无问题后再将气体继电器接入掉闸位置。

7) 补油应随时观察油标管，补油应适量。

3-27 变压器油的标号含义是什么？如何选用？

变压器油的标号通常是以其凝固点来标出的。如 10 # 油的凝固点为 -10°C ；而 25 # 油的凝固点为 -25°C 。

变压器油的温度一旦达到凝固点，将不再流动，而成为静止状态。这样将对散热极为不利。因此选择变压器油的标号一般应低于实际的环境最低温度。

例如，北京地区的气候条件（除山区外），一般在室外冬季最低气温不低于 -20°C ，室内温度一般不低于 -10°C 。当北京地区选用变压器油的标号时，通常这样考虑：

1) 室内变压器可选择 10 # 变压器油；

2) 室外变压器应选择 25 # 变压器油；

3) 个别山区的室外变压器可选用 45 # 变压器油。

3-28 可以通过变压器在运行中的声音来判断其运行情况吗？

由于交流电通过变压器的绕组时产生每秒 50 周的交变磁通，从而引起变压器的铁心振动，并发出轻微的嗡嗡声。当变压器运行正常时，运行人员稍加留意就会发现，这种声音是清晰而有规律的。如果变压器出现异常、发生故障或负荷变动时，就会发出异常声响。因此，通过变压器声音的变化是可以判定变压器运行状况的。

(1) “嗡嗡”声 在空载时声音较轻，负载加大时声音加重；当电源电压升高时，声音变大而音调变得尖锐；

(2) “叮叮当当”的锤击声或“呼…呼…”的刮风声 这种异常声响可能是夹紧铁心的穿心螺栓松动或铁心上有零件松脱，也有因检修时遗漏了零件而引发的；

(3) “吱吱”声 可能是分接开关接触不良，也可能是变压器附近的跌开式熔断器、与系统之间的连接点接触不良所造成；

(4) “嘶嘶”声，有时还看到火花 可能是变压器的套管脏污，表面釉质脱落或裂纹、掉瓷等引起的表面闪络放电声；

(5) 劈裂声 可能是变压器铁心的接地线断线，在放电时产生的声响。

(6) “劈劈啪啪”的放电声 可能是变压器绕组短路所造成。严重时将有巨大的轰鸣声，随后可能出现冒烟起火；

(7) 爆裂声 可能是变压器绕组的高压引线间或它们对外壳间闪络放电引起的声音；

(8) “咯咯咯…咯咯咯…”的间歇声响 变压器过载时声响很大；当负载急剧变化时，因漏磁场的相应变化而产生振动，同时仪表指针发生摆动。

为了清晰地判别各种声响，在安全措施完备的情况下，可用绝缘棒的一端触及油箱，另一端贴紧耳朵来仔细听、辨。

3-29 如何监视变压器的油温？

在变压器运行中，应随时监视其油温的变化。由于油温过高

将导致油的氧化过速，进而减少变压器的使用寿命。根据经验，变压器的温度每增高 8°C ，其寿命将缩短一半，即所谓的“8度定则”。例如：绝缘工作温度为 95°C 时，使用年限为 20 年；绝缘工作温度为 103°C 时，使用年限降为 10 年；绝缘工作温度为 111°C 时，使用年限仅为 5 年。

当变压器油劣化后，其油色变深变暗、变得混浊，油的粘度、酸度、灰分增加，绝缘性能下降，同时出现破坏绝缘和腐蚀金属的低分子酸以及影响变压器冷却的沉淀物，甚至发出酸味和烧焦的气味。

变压器油的氧化程度与氧化的吸收量成正比，温度越高吸收氧气越多，氧化速度越快。经试验发现，油的氧化起始温度为 $60^{\circ}\text{C} \sim 70^{\circ}\text{C}$ ，在此温度以下油质基本不发生变化。当温度达到 120°C 时氧化加剧，温度达到 160°C 时氧化相当剧烈。不难看出，温度对油的老化起主导作用，因此限制油温极其重要。

变压器的运行温度是以上层油温来确定的。其允许值主要取决于绕组绝缘材料的性质。对于我国常用的 A 级绝缘的变压器，在变压器正常运行中，当周围环境温度按 40°C 考虑，变压器绕组的极限工作温度为 105°C 。由于绕组的平均温度比油温高 10°C ，所以规定变压器上层油温不得超过 95°C 。在变压器运行中，为了防止油的劣化速度过快，通常以监视温度在 85°C 以下为宜。而对于采用强迫油循环水冷和风冷的变压器，其上层油温不宜经常超过 75°C 。

对于 A 级绝缘的变压器，当周围环境温度为 40°C 时，国家标准规定绕组的允许温升为 65°C ，上层油温的允许温升为 55°C 。当然规定得更低一些虽然对油的安全运行有利，但却限制了变压器的出力，因此上述规定是综合考虑后的选择。

3-30 新的和运行中的变压器油应进行哪些试验？具体试验内容有哪些？

新的和运行中的变压器油均须做试验。按照变压器运行规程的规定，变压器油每年均应取油样试验，试验项目一般应做耐压

试验、介质损耗试验和简化试验。

(1) 耐压试验 通过耐压试验可以测定油的绝缘强度。它是指试油器两个电极间油层击穿时电压表所指示的最小电压值。击穿电压的大小说明油中水分、杂质含量的多少。要求绝缘强度越高越好。变压器油的耐压试验标准见表 3-5。

表 3-5 变压器油的耐压试验标准/kV

使用电压	新油标准	运行中油的标准
35kV 以上	40	35
6 ~ 30kV	30	25
6kV 以下	25	20

(2) 介质损耗试验 在外加电压作用下测量绝缘介质中功率损耗的数值。它反映了油质的好坏和净化的程度，一般要求介质损耗在 20℃ 时不大于 0.5%。

(3) 简化试验 为掌握变压器油的运行情况，一般可不必做油的全部试验项目，而仅做以下简化试验项目。

1) 酸价 酸价的标准是：新油不应超过 0.05mg (KOH) /g，运行中的油不应超过 0.4mg (KOH) /g。

2) 耐压试验 同 (1) 要求。

3) 闪点 一般在 130 ~ 140℃ 之间。

4) 游离碳、水分、机械混合物 最好没有。

5) 酸碱度 新油的 pH 值一般小于 2。

变压器油经过简化试验后，若符合上述标准即为合格。

3-31 如何对变压器油进行简易鉴别？

对变压器油质量的鉴别要求很高，通常不经过耐压试验和简化试验是很难得出确切的结果。在变压器运行中，通过仔细地观察，有时也可由其外观做粗略地鉴别。

(1) 油的颜色 新油一般为亮黄色。氧化后的油一般颜色发深。新油呈现深暗色是不允许的。如发现运行中的油颜色迅速变暗，一般表明油质变坏。

(2) 透明度 新油在玻璃瓶中是透明的，并带有紫色的荧光，如果失去荧光和透明度，说明有机械杂质和游离碳。

(3) 气味 变压器油应无气味，或稍有一点煤油味。出现其它味道说明油质变坏。如，有烧焦味一般是干燥时过热；有酸味一般是油严重老化；有乙炔味一般是油内曾产生电弧；有其它味一般是容器内原来遗存的。

3-32 对于采用 Yyn0 联结组的配电变压器，为什么规程中规定中性线电流不得大于相线额定电流的 25%？

根据电工学基本原理可知，当变压器的三相负载对称时，其中性线中的电流应为零。如在中性线中有电流，则可利用对称分量法将三相电流分解为正序分量、负序分量和零序分量。因为正序、负序分量三相相加均为零，而三相零序电流同相位，所以在中性线中流通的电流为 3 倍的零序电流。若零序电流在铁心中产生零序磁通，就会在变压器的一、二次绕组中感应出零序电势，零序电势使得三相相电压不对称，出现中性点漂移现象。其中负载大的一相相电压下降，其它两相的相电压升高。适当的控制中性线中的电流能达到控制中性点漂移程度的效果。如果中性线电流不大于相线额定电流的 25%，则中性点漂移不会达到三相电压不对称度不允许的程度。

中性点漂移的电位可用下式计算：

$$U_z \% = \frac{I \%}{300} \times (IX_0 \%)$$

式中 $U_z \%$ ——中性点漂移电压与额定相电压之比的百分值；

$I \%$ ——单相负荷电流与额定相电流之比的百分值；

$IX_0 \%$ ——零序电抗压降与额定相电压之比的百分值（一般三相芯式变压器的 $IX_0 \%$ 值为 85 左右）。

如以 $I \% = 25$ 计算，则 $U_z \% = \frac{25}{300} \times 85 = 7.08$

可见，只要中性线中的电流不大于相线额定电流的 25%，则三相电压的对称度是允许的。另外，中性线的截面积也是依据

这个条件设计的。当中性线电流超过额定相电流的 25% 时，中性线将过载。

3-33 配电变压器的预防性试验项目有哪些？其标准是如何规定的？

6 ~ 10kV 配电变压器预防性试验的项目和标准有：

(1) 测量绝缘电阻 测试结果应与出厂试验数据或上一次的测试结果相比较，一般不应低于原值的 70%。

(2) 交流耐压试验 对于 6kV、10kV 及 0.4kV 的变压器应分别用 21kV、30kV 和 4kV 的电压进行交流耐压试验，其测试数据与历次的测试结果不应有显著的变化。

(3) 测量绕组的直流电阻 630kVA 以上的变压器经换算到同一温度下的各相绕相的电阻值，与三相平均值之差不应大于 2%，与以前测量结果比较相对变化也不应大于 2%；630kVA 及以下的变压器，各相间电阻值的差别不应大于三相平均值的 4%，线间电阻值不应大于三相平均值的 2%。

(4) 绝缘油的电气强度 运行中的绝缘油的电气强度试验合格标准为 20kV。

3-34 什么是变压器的效率？变压器所带负荷多大时效率最高？

变压器的效率一般用 η 来表示。它等于其输出功率 P_2 与输入功率 P_1 之比的百分数，即

$$\eta = (P_2 / P_1) \times 100\%$$

由变压器的输出功率、铁损和铜损计算效率的公式如下：

$$\eta = \frac{P_2}{P_2 + P_{Fe} + P_{Cu}} \times 100\%$$

变压器的效率特性是指电源电压 U_1 和负荷的功率因数 $\cos \varphi_2$ 均为常量时，效率随负荷电流而变化的关系 $\eta = f(I_2)$ ，也就是效率与负荷系数的关系 $\eta = f(\beta)$ 。 β 是变压器实际负荷与额定负荷之比，即 $\beta = S_2 / S_N = I_2 / I_{2N}$ 。变压器的效率特性曲线

如图 3-9 所示。

由效率特性可见，当变压器负荷为零时，效率也为零；负荷增大时，效率开始很快升高，直到最大值，而后又开始下降。这是因为变压器铁损基本不随负荷的变化而变化，所以负荷小时效率低。而铜损与负荷的平方成正比，负荷增加过大时，因铜损增大很快，所以会使得效率降低。

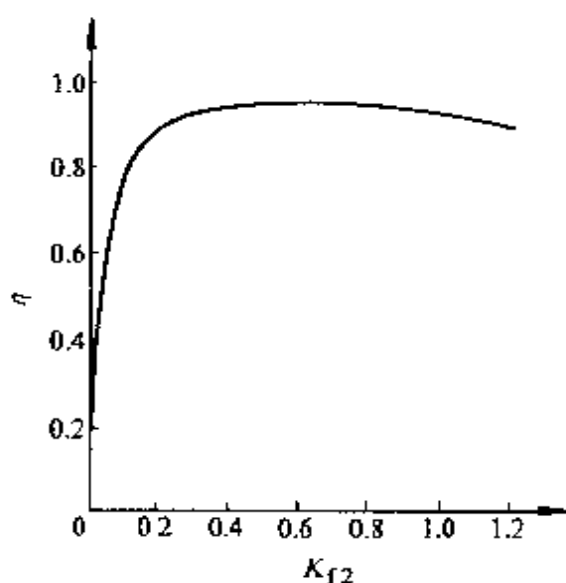


图 3-9 变压器的效率特性

根据设计时的铜损协调定则及试验（或数学分析）可知，效率的最大值发生在铜损等于铁损

的情况下，变压器在不同负荷下的铜损 P_{Cu} 为

$$P_{Cu} \approx (I_2/I_{2N})^2 P_{CuN} \approx \beta P_{CuN}$$

由于额定负荷下的铜损即为短路损耗 P_K ，而铁损近似等于空载损耗 P_0 ，则

$$P_0 = \beta^2 P_K$$

故有

$$\beta_0 = \sqrt{P_0/P_K}$$

式中 β_0 为效率最大时变压器的负荷系数，一般为 0.4 ~ 0.55，即近似半载时效率最高。在变压器的实际运行中，尤其在 10kV 及以上电压等级的较高电网中，最大效率时的负荷系数 β_0 数值还应考虑电网内部传输无功所引起的有功损失，故其数值还应较上述数值大 20% 左右，即应在 β 达到 0.5 ~ 0.7 时效率最高，也就是说，当负荷为额定负荷的 50% ~ 70% 时效率最高。

3-35 变压器的短路阻抗百分值与阻抗电压百分值相同吗？

变压器的短路阻抗百分值 $Z_K\%$ 是变压器短路阻抗 Z_K 与额定阻抗 Z_N 比值的百分数，即

$$Z_K \% = \frac{Z_K}{Z_N} \times 100\%$$

而变压器额定阻抗 Z_N 是变压器的额定电压 U_N 与额定电流 I_N 之比, 即

$$Z_N = \frac{U_N}{I_N}$$

$$\text{所以 } Z_K \% = \frac{Z_K}{Z_N} \times 100\% = \frac{Z_K}{U_N/I_N} \times 100\% = \frac{I_N Z_K}{U_N} \times 100\%$$

$$\text{又因为 } U_{KN} = I_N Z_K$$

$$\text{即 } I_N = \frac{U_{KN}}{Z_K}$$

$$\text{所以 } Z_K \% = \frac{\frac{U_{KN}}{Z_K} Z_K}{U_N} \times 100\% = \frac{U_{KN}}{U_N} \times 100\% = U_K \%$$

可见, 变压器短路电压的百分值和变压器短路阻抗的百分值相等。

这里应当提及, 在旧的国家标准中, 短路电压和阻抗电压的称谓均有采用, 但在新的国家标准中则规定一律采用阻抗电压这一术语。

3-36 油浸变压器的冷却方式有哪几种? 其特点如何?

变压器在运行中, 就会存在各种损耗, 并由此引起变压器发热, 使其绝缘劣化, 直接影响到变压器的出力和寿命。因此提高变压器的散热能力, 改进冷却方式, 对变压器的正常运行是十分重要的。

油浸变压器的冷却方式一般有三种, 即油浸自冷、油浸风冷和强迫油循环。

(1) 油浸自冷 它是以油的对流作用将热量带到油箱外壳、通过油箱外壳的散热管在空气的自然对流中将变压器内部的热量散发出去。它没有专设的冷却装置。

(2) 油浸风冷 它是在油浸自冷变压器的散热器上装设风

扇，以使空气加速对流，增大散热能力。

(3) 强迫油循环 利用油泵使变压器油加快流动速度，以强迫油循环散热。一般油的冷却器作成螺旋管式，以利散热。

3-37 如何选择配电变压器一、二次熔断器熔体的容量？

对于小容量的配电变压器，一般均采用熔断器作为其短路和过载保护。

配电变压器一、二次熔断器熔体容量的大小与变压器的容量有直接关系。因此，在选择保护配电变压器用的熔断器熔体前，必须首先根据变压器的容量计算出变压器的一、二次电流。变压器一、二次电流可按下式计算：

$$I_{1N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} U_{1N}}$$

$$I_{2N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} U_{2N}}$$

常见的配电变压器高压侧额定电压为 10kV 或 6kV，低压侧额定电压为 0.4kV。粗略计算额定电流时，也可根据容量的大小，采用如下口诀求得，即“10kV 百分六，6kV 百分十；二次按额定容量的 1.5 倍计。”

口诀中第一句给出了变压器一次侧额定电流的计算方法，即一次侧为 10kV 的变压器，其一次额定电流 (A) 为变压器额定容量的 6% [即将容量 (kVA) 数乘以 0.06] 计算；若一次侧为 6kV 的变压器，其一次额定电流 (A) 为变压器额定容量的 10% [即将容量 (kVA) 数乘以 0.1]。

口诀中第二句则给出了变压器二次侧额定电流的计算方法，即二次额定电流 (A) 为变压器额定容量的 1.5 倍 [即将额定容量 (kVA) 数乘以 1.5]。

计算出变压器的一、二次侧额定电流后，便可按照规程规定的原则选择熔断器熔体的容量。举例说明如下：

(1) 按照运行规程的规定，100kVA 以下的变压器，其一次侧熔断器的熔体应按额定电流的 2~3 倍来选择。考虑到熔体的

机械强度，一般一次侧熔体不应小于 10A。如有一台 S9 - 80/10 配电变压器，其一次侧额定电流用口诀可估算为 4.8A（即 $80 \times 0.06 = 4.8\text{A}$ ），则熔体容量应选为 $4.8\text{A} \times (2 \sim 3) = 9.6 \sim 14.4\text{A}$ 。因此配电变压器一次侧熔断器熔体的容量可选为 10 ~ 15A。

(2) 按照运行规程的规定，100kVA 及以上的变压器，其一次侧熔断器的熔体应按额定电流的 1.5 ~ 2 倍来选择。如有一台 S9 - 200/10 配电变压器，其一次侧额定电流用口诀估算为 12A（即 $200 \times 0.06 = 12\text{A}$ ），则熔体容量应选为 $12\text{A} \times (1.5 \sim 2) = 20 \sim 25\text{A}$ 。因此变压器一次侧熔断器熔体的容量可选为 20 ~ 25A。

(3) 按照运行规程的规定，变压器二次侧熔断器熔体的容量应按额定电流来选用。如上述 S9 - 80/10 配电变压器二次侧的额定电流用口诀估算为 120A（即 $80\text{A} \times 1.5 = 120\text{A}$ ），则变压器二次侧熔断器熔体的额定电流可选用 125A。

3-38 为什么通过油浸变压器的分接开关可以调整电压？分接开关一般装在高压侧还是低压侧？

在电力系统中运行的油浸变压器，常会因系统电压的波动而使二次电压发生变化，从而使得用电设备的正常运行受到影响。为满足供电质量要求，必须根据系统电压的变化进行二次电压调整。一般油浸式配电变压器设有三个分接头：Ⅰ挡为 +5%、Ⅱ挡为 0、Ⅲ挡为 -5%。选用不同的分接头运行，可以改变绕组的匝数，从而达到调整二次侧电压的目的。

由变压器的工作原理可知，当忽略变压器内部阻抗压降时，则

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = K$$

式中 U_1 、 U_2 ——分别为变压器的一、二次端电压；

N_1 、 N_2 ——分别为变压器一、二次绕组的匝数；

K ——变压器的电压比（旧标准称变比）。

油浸变压器的分接头一般装在一次侧，通过改变一次绕组的匝数，就可以改变变压器的电压比 K 。因为 $U_2 = \frac{U_1}{K}$ ，所以当一

次电压一定时，改变变压器的电压比 K 就可以改变二次电压。可见通过变压器的分接开关改变运行的分接头就可以达到调整二次侧电压的目的。

例如，有一台 10/0.4kV 的油浸配电变压器，分接头在Ⅱ挡位置，变压器的电压比为 $K = \frac{10\text{kV}}{0.4\text{kV}} = 25$ 。当系统电压高达 10.5kV 时，二次电压随之升高为 $U_2 = \frac{U_1}{K} = \frac{10.5\text{kV}}{25} = 420\text{V}$ 。为了使用电设备工作在额定电压下，可以增加一次绕组的匝数，将分接开关调整到Ⅰ挡位置（即 +5% 挡），此时变压器的电压比 $K = \frac{10.5\text{kV}}{400\text{V}} = 26.25$ ，这时二次电压 $U_2 = \frac{10\text{kV}}{26.25} = 380\text{V}$ 。

当采用分接头来调整二次电压时，可熟记口诀：“高往高挡调，低往低挡调。”即当系统一次电压高了时，二次电压随之增高，为满足用电设备的需要调整二次电压（原分接开关在Ⅱ挡），可将分接开关由Ⅱ挡调整到Ⅰ挡位置。而当系统一次电压低了时，二次电压随之降低，为满足用电设备的需要应调整二次电压（原分接开关在Ⅱ挡），可将分接开关由Ⅱ挡调整到Ⅲ挡位置。

根据调整电压的原理不难看出，所谓调压实际上调整的是高、低压绕组间的匝数比。从理论上讲，将分接头设在高压绕组或低压绕组都可以满足要求。但是在变压器制造中，通常均将分接开关设在高压侧。因为高压绕组套在低压绕组的外面，从高压绕组抽头和接线均较方便。另外，高压绕组的电流小，引线和分接开关部分的截面也可以做的较小一些，可节省材料。

应当注意，无载调压分接开关的操作只能在变压器停电、验电（大容量变压器还应放电）、装设接地线、悬挂标示牌和装设临时遮拦后进行。

3-39 油浸式无载调压变压器在倒换分接开关的挡位时有哪些注意事项？

油浸式无载调压变压器在倒换分接开关的挡位时，应注意以下几点：

1) 在倒换变压器分接开关的挡位前, 应停下或转移变压器负荷, 断开变压器高、低压两侧的断路器, 并使其两侧均有明显的断开点。

2) 做好安全技术措施并进行人工放电。

3) 拆除变压器高压侧引线。

4) 先用万用表粗测 R_{UV} 、 R_{VW} 、 R_{WU} , 以确定其直流电阻的大致范围。

5) 再用单臂电桥细测 R_{UV} 、 R_{VW} 、 R_{WU} , 直流电阻。

6) 取下分接开关护罩, 提起定位销钉, 反复扳动分接开关手柄, 以除去触头上的氧化膜和油污。确定已在欲倒换到的挡位上, 再用定位销钉锁紧。

7) 倒挡后再用万用表和电桥测量直流电阻 R_{UV} 、 R_{VW} 、 R_{WU} 。

8) 测得的 R_{UV} 、 R_{VW} 、 R_{WU} 为变压器绕组的线间电阻值, 可用下式换算为各相电阻值, 即

$$R_U = 1/2 (R_{UV} + R_{WU} - R_{VW})$$

$$R_V = 1/2 (R_{UV} + R_{VW} - R_{WU})$$

$$R_W = 1/2 (R_{VW} + R_{WU} - R_{UV})$$

一次侧为 10kV 的配电变压器一般可用线间电阻值直接进行是否合格的判断, 而不必换算为各相电阻值。

9) 判断

先在 R_{UV} 、 R_{VW} 、 R_{WU} 中找出最大值 $R_{大}$ 和最小值 $R_{小}$, 则

$$\frac{R_{大} - R_{小}}{R_{小}} \times 100\% \leq 2\% \text{ 为合格}$$

10) 如计算出的三相绕组不平衡误差不能满足要求时, 应分析原因, 查找故障, 重新测量。合格后方可将变压器投入运行。

11) 在使用万用表和电桥测量时, 必须方法得当, 并做好各项安全技术措施。

3-40 试述油浸式变压器有载调压分接开关的基本原理。

油浸式有载调压分接开关可以实现在不中断供电的情况下调

整电压。常应用于对电压质量要求较高而又不允许供电中断的变压器。

有载调压分接开关变换分接头一般采用电动操作，必要时也可手动操作。有载调压的基本原理，就是由变压器的高压绕组中引出若干个分接头，通过有载调压分接开关在有载的情况下，由一个分接头切换到另一个分接头，以改变高压绕组的有效匝数，从而变换了变压器的电压比。分接开关中设有过渡电路，在切换过程中接入，切换完毕退出。过渡电路常采用电阻过渡型，也就是电阻式有载分接开关。目前生产的一般为“油中切换，电阻过渡”埋入型。它是将切换开关埋入变压器油箱中。

高压绕组常用的调压范围有两种，即 $U_{1N} \pm 4 \times 2.5\%$ 和 $U_{1N-6}^{+2} \times 5\%$ （在这里 U_{1N} 为 10kV）。

调压范围为 $U_{1N} \pm 4 \times 2.5\%$ 者，表示分接头有 9 挡，即 11000V、10750V、10500V、10250V、10000V、9750V、9500V、9250V 及 9000V。

调压范围为 $U_{1N-6}^{+2} \times 5\%$ 者，表示分接头也有 9 挡，即 11000V、10500V、10000V、9500V、9000V、8500V、8000V、7500V 及 7000V。

油浸式变压器在调压时必须注意：调压范围为 $U_{1N} \pm 4 \times 2.5\%$ 者，可以保证在负的分接位置时，按额定容量运行；而调压范围为 $U_{1N-6}^{+2} \times 5\%$ 者，在 -10% 以下负的分接位置运行时，应降低输出功率，如在 -20% 和 -30% 分接位置时，变压

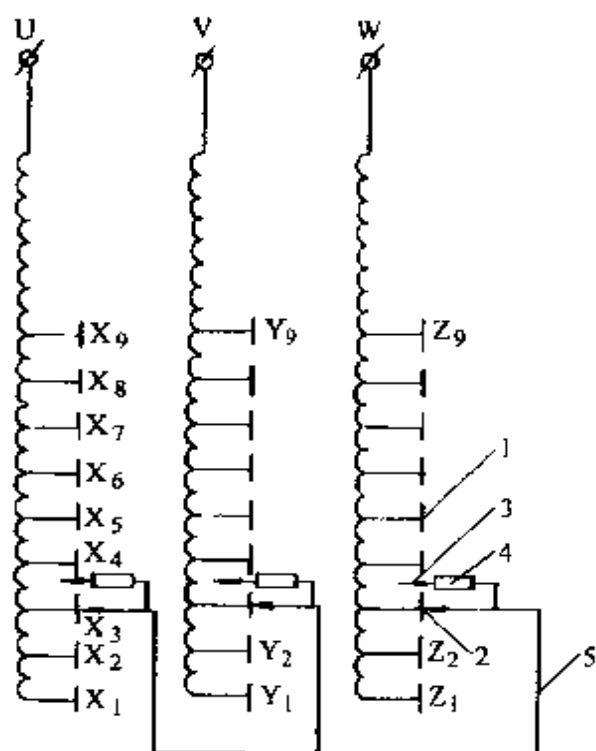


图 3-10 星接有载调压分接开关原理图

1—静触头 2—主触头 3—辅助触头
4—过渡电阻 5—中性线

器的输出功率应分别降低 5% 和 10%。

油浸式配电变压器有载分接开关常用的型号为 SYXR—9/10—100，型号的含义为：S——三相；Y——有载；X——有中性点；R——电阻式；9——调压级数；10——额定电压（kV）；100——额定电流（A）。其原理接线如图 3-10 所示。

SYXR—9/10—100 型有载调压分接开关主要由静触头、辅助触头和过渡电阻（限流用）等构成。

当变压器的有载调压分接开关在 3 级位置运行时，欲提高二次输出电压，应减小电压比，分接开关应切换至 4 级。其切换过程如下：开始时，主触头与串联过渡电阻的辅助触头均与 3 级位置的静触头相连。切换时，串联过渡电阻的辅助触头首先移动并与 4 级位置的静触头接通。这时，负载电流经过主触头输出，但由主触头和辅助触头以及 3 级与 4 级位置中间部分的绕组构成环路，将有环流通过。由于过渡电阻的限流作用，环流不会很大。然后，主触头离开静触头的 3 级位置。这时，负载电流经 4 级静触头从辅助触头输出。由于主触头离开静触头的瞬间，电路并未切断，所以不会有大的电弧产生；最后，主触头也移动至 4 级静触头位置，从而完成了由 3 级向 4 级位置切换的过程。上述全部切换过程的时间极短，一般为 0.02s。

SYXR—9/10—100 型有载调压分接开关结构如图 3-11 所示。

在有载调压控制器的控制下，电容式单相电动机 12 转动，通过两级蜗杆和斜齿轮减速，带动偏心块 2 使拉伸弹簧 13 储能。在过死点处弹簧释放，借助扇形瞬时转轴 5 及桃形拨槽件 6 使十等分槽轮 14 转过一个分度，快速调挡动作传递到环氧玻璃棒转轴 16，从而使主触头 9 及辅助触头快速切换。电阻丝盘 18 在动触头支架 19 上也一起转动。

有载分接开关一般装设过电流闭锁装置，防止变压器在过负荷运行时频繁切换操作。同时在电源中断时控制器电源应切断，当电源恢复后可先手动或自动地调节分接开关使其调到恰当的挡位，然后方可切换到自动位置。

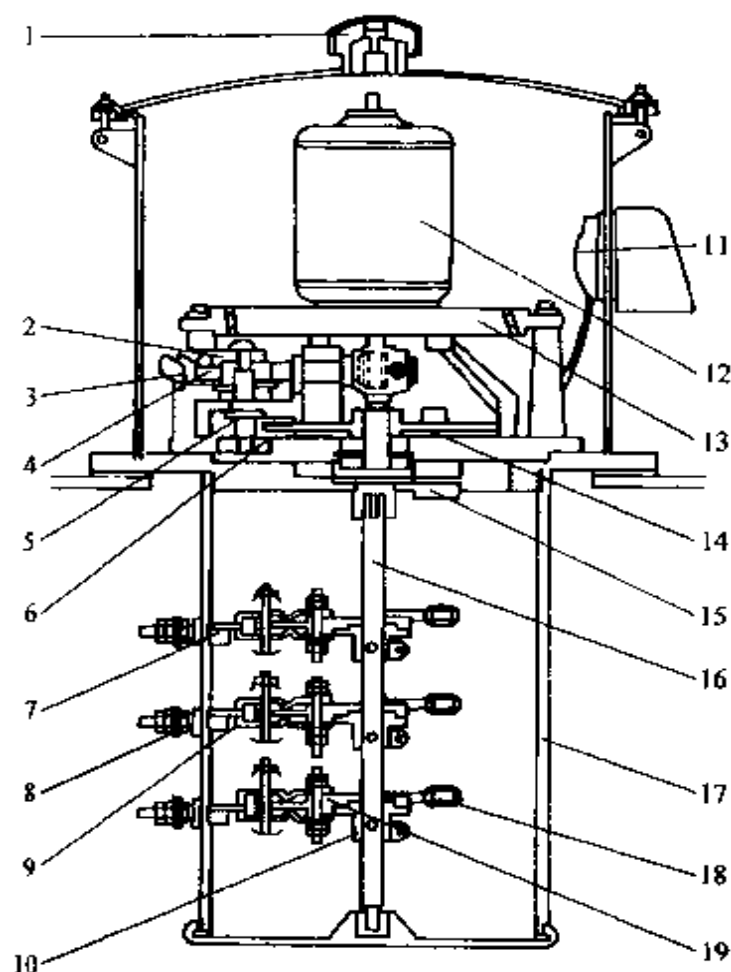


图 3-11 SYXR-9/10-100 型有载调压分接开关结构图

- 1—吸湿器 2—偏心块 3—计数接头 4—斜齿轮 5—扇形瞬时转轴
 6—桃形拨槽件 7—静触头支架 8—静触头 9—主过渡动触头 10—动触头法兰
 11—内接线插头 12—单相电容电动机 13—拉伸弹簧 14—十等分槽轮
 15—电气指示接点 16—环氧玻璃布棒转轴 17—环氧玻璃丝筒
 18—电阻丝盘 19—动触头支架

3-41 安装变压器的气体继电器时有哪些注意事项？

变压器的气体继电器在安装时应注意以下几点：

- 1) 变压器油箱顶盖沿气体继电器方向与水平面应有 1% ~ 1.5% 的爬升坡度。导油管的爬升坡度不应小于 2% ~ 4%。
- 2) 气体继电器的端盖部分和电缆出线盒应有防水措施。
- 3) 气体继电器的底部应高于变压器油箱顶盖。储油管的最低部位比继电器顶盖至少高出 50mm，以防油面降低后空气乘隙进入油箱而引起气体继电器误动。

4) 气体继电器与储油柜间的导油管上应安装平板型阀门, 以便于试验或更换气体继电器。

3-42 气体继电器动作后怎样收集气体?

气体继电器动作后应立即收集气体继电器内积存的气体, 并进一步判别气体的性质, 以判明是否因变压器内部故障而引起动作。

收集气体一般应采用透明的玻璃瓶。收集气体时, 将瓶口倒置并靠近气体继电器的放气阀门, 动作应迅速。收集气体后应迅速将瓶口封紧, 然后拿至安全地点。仔细观察瓶内气体的颜色, 如气体为无色、无味, 且不能点燃, 说明气体继电器动作是油内进入空气所致; 如果收集到的气体为黄色, 且不易点燃, 说明变压器的木质部分出现了故障; 如果收集到的气体为淡黄色并带有强烈的臭味, 又可燃烧, 则表明是纸质部分故障; 如果气体为灰色或黑色易燃气体, 一般是绝缘油故障。

判断气体颜色必须迅速, 否则将稍纵即逝。从而不能得到正确的结论。

3-43 变压器轻瓦斯动作的原因有哪些? 应如何处理?

变压器的轻瓦斯动作一般作用于信号, 以表示变压器运行异常。动作的主要原因有:

- 1) 变压器在补油、滤油、换油或更换硅胶时, 有空气进入油箱。
- 2) 由于温度下降或漏油使油面下降。
- 3) 轻瓦斯回路发生接地、绝缘损坏等。
- 4) 由于油箱内出现轻微故障, 产生少量气体。

处理的方法是:

- 1) 立即关闭音响信号, 检查变压器的温度、音响、油面以及电压表、电流表等指示情况。
- 2) 经过上述检查如未发现异常, 可收集气体来判断故障。
- 3) 如气体为空气, 值班人员应放出继电器内的气体, 将变压器重新投入运行; 如气体可燃、且动作频繁, 则应汇报有关领导。

4) 当无气体且无异常时,则可能是变压器二次回路故障。值班人员可将重瓦斯掉闸改接信号,并通知有关领导采取相应措施进行处理。

3-44 变压器重瓦斯动作掉闸的原因有哪些?应如何处理?

变压器重瓦斯动作掉闸,一般是变压器内部故障,且性质严重。通常的掉闸原因有:变压器内部严重故障、瓦斯回路故障等。

处理的方法是:

1) 通常应检查变压器的上层油温、防爆管有无喷油现象、一、二次侧断路器掉闸的情况、停电的范围以及外观等。可考虑将备用变压器投入运行并报告有关领导。

2) 收集瓦斯气体以判断故障的原因和故障的性质。重瓦斯动作断路器掉闸时,一般不允许合闸送电。应做好安全措施,进行抢修。

3) 如果气体继电器内部无气体,外部无异常,可能是气体继电器的二次回路故障。在未查明原因、排除故障前不允许合闸送电。

3-45 为防止气体继电器误动可采取哪些反事故措施?

气体继电器可以反映变压器内部的各种故障,但是运行不够稳定,有时还可能出现误动,为此必须采取以下反事故措施:

1) 气体继电器的下浮筒采用挡板式,而其触头采用立式的。用以提高气体继电器动作的可靠性。

2) 气体继电器的引出线应采用耐油的绝缘线。

3) 气体继电器的引出线和二次电缆应经过接线箱。引线的排列应使重瓦斯掉闸的端子与正极隔开。

4) 处理假油面时,应防止气体继电器误动。

5) 对新投入运行的气体继电器浮筒应做密封试验,在其运行中也应进行定期试验。

6) 应有防止小动物损坏电缆的措施。

3-46 变压器储油柜中的油位线怎样用于监视油量?

在变压器储油柜的侧面装有一只油标管。其上划出三条表示

正常油量的油位线，分别为 -30°C 、 $+20^{\circ}\text{C}$ 、 $+40^{\circ}\text{C}$ ，用以监视不同环境温度下油位的高低。通过三条油位线可以判断是否需要补油或放油。如果环境温度为 $+20^{\circ}\text{C}$ 时，变压器满载时油位高于 $+20^{\circ}\text{C}$ 这一油位线，则表明变压器中的油多了，应该放油。如果低于这一油位线则应补油。若大量漏油使油位迅速降低或持续不断降低，则应使变压器立即退出运行。

3-47 油浸式变压器在投入运行前应做哪些检查？

油浸式变压器在投入运行前一般应检查以下项目：

- 1) 仔细阅读产品说明书。注意合格证的签发日期，如超过三个月应测量绝缘电阻，此值不应低于厂家试验值的 70%。
- 2) 备品备件应齐全，外观良好，瓷套管无裂纹、掉瓷现象，油箱无渗漏现象。
- 3) 高、低压套管的引线应完整牢靠，各连接部位接触应良好。
- 4) 油位指示应正常。
- 5) 一、二次侧熔体选择恰当。
- 6) 防雷措施合理，接地电阻合格。

3-48 油浸式变压器在运行中应进行哪些测试工作？

变压器运行中应经常（或定期）测试其温度、电压、电流和绝缘电阻。其测试的方法和内容如下：

- (1) 温度测试 变压器在正常运行时，其上层油温一般不得超过 85°C （温升 55°C ）。干式变压器一般自带温度自动控制装置。
- (2) 负荷测试 为了提高变压器的利用率，减少电能损失，在每一季节最大用电量时段，应对变压器的实际负荷进行测定。一般负荷电流为变压器额定电流的 75% ~ 90% 左右较为合理。
- (3) 电压测试 电压变动范围应在额定电压的 $\pm 5\%$ 以内。
- (4) 绝缘电阻测试 应定期测试变压器的绝缘电阻值。通常应将测试值与以往的测试记录进行比较、与厂家试验值进行比较以及与同类型的变压器进行比较（应换算到同一温度下），以判断变压器绝缘的状况。

(5) 每隔 1~2 年进行一次预防性试验。

3-49 配电变压器的绝缘电阻应如何测量？

配电变压器的绝缘电阻一般应按如下方法摇测：

- 1) 转移或停下变压器的用电负荷，断开变压器两侧的断路器，并使其可能来电的各方具有明显的断开点。
- 2) 作好各项安全技术措施后，拆除变压器的一、二次侧及中性线的引线。
- 3) 将变压器放电 1min，大容量变压器至少放电 5min。
- 4) 清洁变压器的外壳及瓷套管。
- 5) 选择兆欧表，对于 10kV/0.4kV 的变压器通常采用 2500V 兆欧表。
- 6) 将兆欧表做开路 and 短路试验。
- 7) 正确接线如图 3-12 所示。

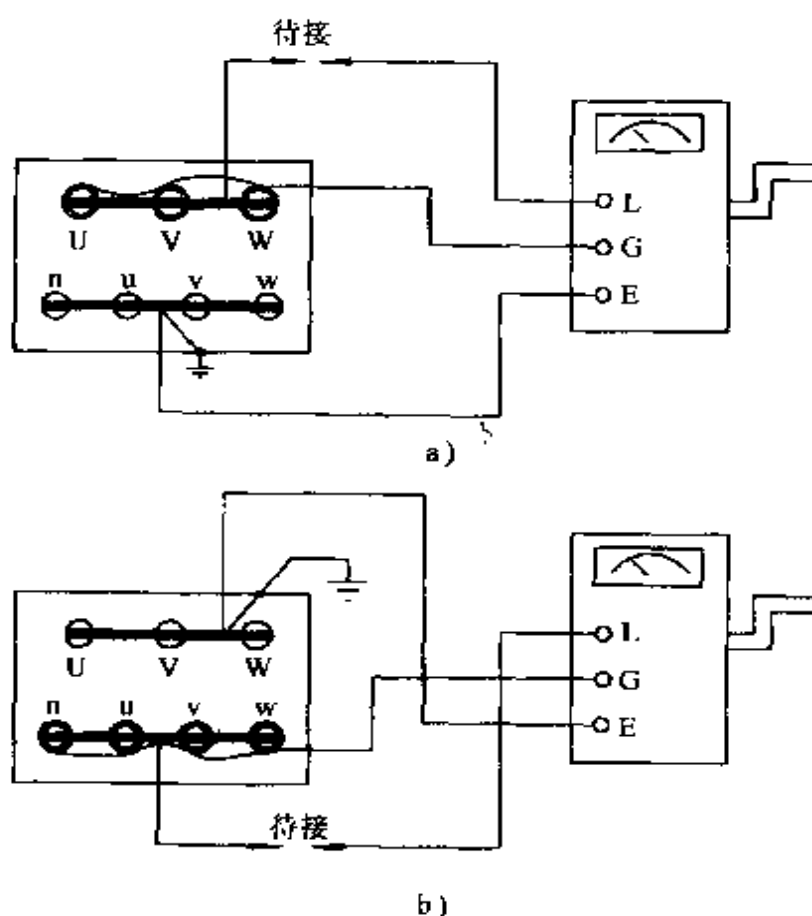


图 3-12 兆欧表摇测变压器绝缘电阻的正确接线

a) 高压对低压及地 b) 低压对高压及地

保护环 G 的作用主要是为了防止变压器的外壳及瓷套管受潮而影响测量的准确度。在测量时一般可用金属导线在瓷套管的中部缠绕几圈后接至 G 端上。在测高压对低压及地的绝缘电阻时，导线缠绕在高压瓷套管上；而测低压对高压及地时，应将导线缠绕在低压瓷套管上。另外，L 线连接到变压器时，应先摇兆欧表至正常转速，然后接 L 线；摇测完后，应先断开 L 线，后停兆欧表的摇动。

8) 摇测变压器的绝缘电阻一般应在干燥天气下进行。

9) 摇动兆欧表的手柄，使兆欧表的转速由慢至快，最终达到每分钟 120 转，开始瞬间因兆欧表给变压器充电，指针指零，随后指针应逐渐向无穷大的方向偏转，在 1 分钟后读取兆欧表的读数并做记录。

10) 测试结果的判定。由于影响变压器绝缘电阻值的因素很多，数值较为分散。所以对变压器绝缘电阻值是否合格的分析时，主要采取比较法。

① 将本变压器的测量结果与同类型的变压器的数据进行比较；

② 将本次变压器的测量结果与以往的测试数据进行比较；

③ 将本变压器的测量结果与国家标准以及有关的规程、规范进行比较。

随后进行如下的判断：

1) 由于绝缘电阻值与温度有关，所以在分析比较时，必须将对比数据换算到相同的温度下。但是在 $10 \sim 20^{\circ}\text{C}$ 的范围内绝缘电阻值随温度变化很小，在交接性试验和预防性试验中，一般可不进行温度换算；

2) 变压器在进行交接试验时，绝缘电阻值不应大于制造厂出厂试验值的 70%；

3) 如无制造厂提供的绝缘电阻数据时，对于 $3 \sim 10\text{kV}$ 变压器可按表 3-6 判定。

由表 3-6 不难看出如下规律：对于 $3 \sim 10\text{kV}$ 变压器绕组的绝

表 3-6 3~10kV 变压器绕组绝缘电阻合格值

温度/℃	10	20	30	40	50	60	70	80
良好值/MΩ	900	450	225	120	64	36	19	12
最低值/MΩ	600	300	150	80	43	24	13	8

缘电阻，在 20℃ 时良好值为 450MΩ，最低值为 300MΩ。如温度变化，可按“增 10 减半，减 10 加倍”的规律粗略估算。即当温度为 30℃ 时，温度较 20℃ 增高 10℃，则其绝缘电阻应降低一半，即良好值为 225MΩ，而最低值为 150MΩ；而当温度为 10℃ 时，温度较 20℃ 降低 10℃，则其绝缘电阻应增加一倍，即良好值为 900MΩ，而最低值为 600MΩ。

3-50 油浸式变压器巡视检查的周期和内容是如何规定的？

运行中的油浸式变压器应定期的巡视检查，以便及时地了解 and 掌握变压器的运行状况，发现问题可及时采取相应的措施。

(1) 巡视检查的周期

- 1) 有人值班的，每班巡视检查一次；
- 2) 无人值班的，每周至少巡视检查一次；
- 3) 线路上的配电变压器应每月巡视检查一次；
- 4) 负荷急剧变化、天气恶劣或变压器发生短路故障后，应增加特殊巡视检查；
- 5) 运行中的变压器存在缺陷时，应增加巡视检查的次数。

(2) 一般巡视检查的内容

- 1) 检查变压器的电流是否在额定范围内、有无剧烈的变化。电压是否正常；
- 2) 检查变压器的油面是否与相应气温的油面指示相吻合。油温是否正常；
- 3) 检查油标管内的油色是否正常，有无渗漏油的现象；
- 4) 检查高压和低压引线的各连接部位有无过热变色；
- 5) 检查瓷套管有无裂纹、掉瓷、闪络、放电和脏污的现象；
- 6) 变压器的声响有无异常；

- 7) 吸湿器中的吸湿剂是否已经饱和;
- 8) 气体继电器的油阀门是否打开, 有无渗漏油的现象;
- 9) 防爆管的隔膜是否完整;
- 10) 冷却装置是否正常;
- 11) 门、窗是否完整, 有无小动物进入的可能;
- 12) 接地是否良好;
- 13) 有载调压变压器的控制部分工作是否正常。

(3) 特殊巡视检查的内容 除按一般巡视检查的内容进行巡视检查外, 还应重点巡视检查以下内容:

- 1) 过负荷运行时, 应加强巡视检查负荷、油温及油面的变化、冷却系统的工作情况以及示温蜡片有无熔化;
- 2) 大风天气时, 应检查室外变压器引线的摆动情况, 看有无搭连杂物;
- 3) 雷雨天气时, 应检查避雷器的工作情况, 瓷绝缘有无闪络放电现象;
- 4) 大雾天气时, 应重点检查室外变压器的绝缘部分;
- 5) 大雪天气时, 对室外变压器, 可根据积雪熔化情况来检查接头部位的发热情况, 并及时处理冰棒。

3-51 油浸式变压器停电清扫和检查、大修、小修的周期是如何规定的?

(1) 停电清扫和检查的周期 变压器应根据周围环境和负荷情况确定停电清扫和检查的周期。

一般情况下, 应半年至一年进行 1 次。

在特殊环境中运行的变压器 (如多尘、有腐蚀性气体和潮湿的场所), 应根据具体情况适当的增加清扫检查的次数。

(2) 大修的周期 变压器大修的周期应根据历年预防性试验结果进行分析后确定。一般情况下, 可按以下规定进行:

- 1) 35kV 及以上的变压器在投入运行 5 年后应大修 1 次, 以后每隔 5~10 年大修 1 次;
- 2) 10kV 及以下的变压器, 如不经常过负荷运行, 可每 10

年大修 1 次；

3) 35kV 及以上的主变压器，当承受出口短路后，应考虑提前大修或做吊芯检查。

4) 有载调压变压器的分接开关部分，当达到厂家规定的操作次数后，应取出切换开关进行检修。

(3) 小修的周期 变压器小修的周期一般规定如下：

- 1) 35kV 及以上的变压器每半年 1 次；
- 2) 10kV 及以下的变压器每年 1 次；
- 3) 10kV 及以下线路上的变压器每两年 1 次。

3-52 油浸式变压器大修的项目和要求是如何规定的？

(1) 变压器大修的项目

- 1) 吊出变压器的器身，检查绕组和铁心；
- 2) 检修铁心、绕组、分接开关和引出线；
- 3) 检修顶盖、储油柜、防爆管、散热器、油门、吸湿器和套管等；

- 4) 检修冷却装置；
- 5) 清扫壳体，必要时重新涂漆；
- 6) 检查控制测量仪表、信号和保护装置；
- 7) 滤油或换油；
- 8) 必要时干燥绝缘；
- 9) 装配变压器；
- 10) 进行规定的测量和试验；
- 11) 变压器投入试运行。

(2) 变压器大修的要求

1) 清除绕组表面的油污和杂质，并依外观鉴定绝缘的性能。

① 一级绕组 绝缘良好，绝缘油没有变色，有弹性，用手按时没有残留变形；

② 二级绕组 绝缘合格，绝缘物颜色变深但不过热，质干硬而坚固，无开裂现象，用手按时没有裂纹；

③ 三级绕组 绕组的绝缘物已发脆，颜色变深，用手按时

发生微小裂纹或变形；

④ 四级绕组 绕组的绝缘物损坏，用手按时绝缘物脱落并产生大量的变形和损坏。

2) 变压器绕组间隔衬垫应牢固，绕组不能松动、变形或移位。高、低压绕组应对称并无油污；

3) 分接开关的触头应牢固，绝缘纸板和胶管应完整无损；

4) 分接开关的接点、压紧螺钉、转动部分的通轴及顶盖上的标示字样应与要求相符；

5) 铁心应紧固并可靠接地，铁心与绕组间的油道应畅通；

6) 穿芯螺栓应无松动。用兆欧表摇测绝缘电阻，对于 10kV 及以下变压器不应低于 $10M\Omega$ ；35kV 变压器不应低于 $50M\Omega$ ；

7) 更换气体继电器的二次回路导线，检查气体继电器内部浮筒及水银接点应完整，加压试验合格；

8) 充油式瓷套管内的油面应保持在规定的指示线处。

3-53 油浸式变压器小修的项目和要求是如何规定的？

变压器小修的项目和要求是：

1) 消除巡视中发现的一切缺陷；

2) 测定绕组的绝缘电阻，其值应满足要求。当测定绕组绝缘电阻时，如发现其电阻值与上次测得的数值在同一温度下而下降 30% ~ 50% 时，应做绝缘油试验。额定电压在 10kV 及以下者，应做绝缘耐压试验；额定电压在 35kV 及以上者应做绝缘油的简化试验以及变压器泄漏、介质损失的试验；

3) 清扫瓷套管和外壳。如发现破裂或胶垫老化应更换，若有漏油应拧紧螺钉或更换胶垫；

4) 检查引出线端头，如有烧伤应用砂布擦光后接好；

5) 缺油时应补油；

6) 清除储油柜集污器中的水和污垢；

7) 检查呼吸器和出气瓣是否堵塞，并清除污垢；

8) 检查和摇测气体继电器引出线绝缘是否合格，对已腐蚀者应更换；

- 9) 检查各部位油截门是否堵塞;
- 10) 采用跌开式熔断器保护的变压器应检查熔丝是否完好, 一、二次熔丝的容量是否合格;

11) 对柱上变压器, 应检查变台杆是否腐朽。

3-54 运行中变压器的试验周期和项目是如何规定的?

(1) 试验的周期

- 1) 运行中变压器的预防性试验一般应每 1~3 年 1 次;
- 2) 变压器油应每年进行 1 次耐压试验;
- 3) 10kV 及以下变压器每 3 年做 1 次油的简化试验; 35kV 及以上变压器每 1 年至少做 1 次油的简化试验;
- 5) 变压器大修后应进行油的简化试验;
- 6) 35kV 及以上且容量为 10000kVA 以上的变压器绝缘油, 每 1 年应进行一次气相色谱试验, 35kV 以下的变压器可根据具体条件进行。

(2) 35kV 及以上电压等级变压器交接和大修后应进行的试验项目

- 1) 测量绕组的绝缘电阻和吸收比 R_{60}/R_{15} ;
- 2) 测量绕组连同套管的泄漏电流值和介质损耗因数;
- 3) 测油的击穿电压;
- 4) 做绕组连同套管的交流耐压;
- 5) 测 110kV 及以上套管的介质损耗因数;
- 6) 测各分头的直流电阻;
- 7) 测各分头的电压比;
- 8) 三相变压器联结组别或单相变压器极性的测定;
- 9) 有载分接开关的动作情况;
- 10) 摇测穿芯螺栓和轭铁的绝缘电阻;
- 11) 空载试验;
- 12) 短路试验。

(3) 10kV 及以下电压等级变压器大修后应进行的试验项目

- 1) 测量绕组的绝缘电阻;

- 2) 测油的击穿电压;
- 3) 做绕组连同套管的交流耐压;
- 4) 测各分头的直流电阻;
- 5) 测各分头的电压比;
- 6) 三相变压器联结组别或单相变压器极性的测定;
- 7) 空载试验;
- 8) 短路试验。

(4) 35kV 及以上电压等级变压器的预防性试验项目

- 1) 测绕组的绝缘电阻及吸收比;
- 2) 测绕组连同套管的介质损耗因数;
- 3) 测绕组连同套管的泄漏电流值;
- 4) 绝缘油试验;
- 5) 测 110kV 及以上套管的介质损耗因数;
- 6) 测各分接头直流电阻值。

(5) 10kV 及以下电压等级变压器的预防性试验项目

- 1) 测量绕组的绝缘电阻;
- 2) 绝缘油试验;
- 3) 做绕组连同套管的交流耐压试验。

3-55 变压器缺油的原因有哪些? 产生喷油的原因是什么?

变压器缺油的主要原因有:

- 1) 变压器油箱出现渗漏油。
- 2) 变压器在取油样后未及时补油。
- 3) 变压器的放油阀门关闭不严。
- 4) 原始加油不足。
- 5) 油标管堵塞或防爆管通气孔堵塞出现假油面。

当变压器缺油时,油面降低可能引起瓦斯误动,还会使绕组露出油面而引起其绝缘电阻下降。

在变压器的呼吸器或安全阀处出现喷油现象的原因主要有:

- 1) 变压器的绕组短路而保护拒动。
- 2) 变压器内部放电造成短路,产生大量的气体而气体继电

器拒动。

3) 出气孔堵塞影响呼吸。

上述原因还会使变压器的内部温升过高，导致油箱内部压力增大而喷油。

3-56 变压器的高、低压套管脏污或出现裂纹有何危害？

(1) 高、低压套管脏污 这种情况下脏物极易吸附水分，致使绝缘电阻降低、表面放电，还有可能使泄露电流增大，从而使高、低压套管发热。另外因闪络电压降低，一旦出现过电压就会产生闪络放电现象。可能引起断路器掉闸。

(2) 高、低压套管出现裂纹 高、低压套管出现裂纹后，在裂纹中进入空气，而空气的介电系数小，当电场强度增大到一定程度时，会使空气游离造成局部放电，并进一步损坏绝缘以致使绝缘全部击穿。户外高低压套管出现裂纹时还易进水，在寒冷季节会结冰，造成套管胀裂。

3-57 变压器的无载分接开关在运行中有哪些常见故障？如何处理？

当运行中的变压器从油箱内发出“吱吱”的声响并伴有电流表指针摆动，有时瓦斯保护还可能发出报警信号，油的闪点急剧下降，这时一般可判定为分接开关故障。分接开关发生故障的原因一般有：

1) 倒换分接头时，分接开关切换不到位而烧毁。

2) 三相引线的安装距离过近，材料的绝缘强度低，由于过电压而引起绝缘击穿，从而造成分接开关相间短路。

3) 分接开关的接触不良，电气回路的连接松动或焊接质量低劣，不具备足够的动热稳定性，致使分接开关故障。

4) 分接开关的触头压力不足，滚轮压力不匀，使其接触面过小；或镀银层机械强度不够；或磨损严重等引起分接开关烧毁。

变压器运行中出现电流、电压、温度、油面、油色以及声音异常时，应立即取油样进行气相色谱分析。鉴定故障的性质，排

除故障后，将分接开关切换到恰当的位置投入试运行。在没有发现异常的情况下，方可正式带负荷运行。

3-58 变压器的有载分接开关在运行中有哪些常见故障？如何处理？

变压器的有载分接开关在运行中常见的故障有：

- 1) 分接开关密封不良、漏气、进水造成相间短路。
- 2) 触头滚轮卡住，分接开关在过渡位置停下而造成相间短路。
- 3) 分接开关油箱封闭不严，使变压器主油箱与分接开关油箱连通，导致两个油位指示一样，造成分接开关的油位指示为假油面，从而使分接开关油箱缺油运行。
- 4) 辅助触头的过渡电阻击穿烧毁，从而发生闪络放电并在触头间拉弧。

上述故障的处理方法与无载分接开关基本相同。

3-59 变压器运行中温升过高的原因有哪些？

变压器在运行中出现温升过高，应结合变压器的运行情况进行仔细检查。主要应检查电源电压是否过高，负荷电流是否过大，声音是否正常以及气体继电器是否动作。还要注意观察有无其它异常情况，以便直接判断故障的部位并及时予以处理。根据运行经验，变压器温升过高的原因通常有以下三种情况，即：绕组匝间短路、铁心硅钢片间短路及分接开关接触不良。

(1) 绕组匝间短路 变压器绕组出现匝间短路使得其有效匝数变少，并产生局部的环流，从而在短路处产生高温。严重的匝间短路将使油温升高，并可听到“咕噜、咕噜”的声响。

(2) 铁心硅钢片间短路 由于变压器受到外力损伤或绝缘老化等，铁心硅钢片间的绝缘损坏并出现短路，使涡流增大，从而引起局部过热。

(3) 分接开关接触不良 由于分接开关触头处的压力不足或触头污秽等原因，使得接触电阻增大，触头发热。尤其是在切换分接开关后或负荷增大时更为严重。

3-60 干式变压器的用途有哪些？它有哪些类型？环氧树脂浇注式干式变压器有哪些主要特点？

干式变压器近年来在电气工程中正越来越被人们所青睐，对于安全防火要求较高的场所非常适用。它是一种电压较低、容量较小的特种变压器，其绕组和铁心均不浸在任何绝缘液体中，为生产和维护的便利，通常制造成干式。

干式变压器的主要类型有：

(1) 开启式 这种型式较为常见。它的器身和大气连通，适用于比较干燥、洁净、环境温度在 $\pm 20^{\circ}\text{C}$ 以及相对湿度不超过 85% 的场合。目前电压在 15kV 以下空气自冷干式变压器的容量可达 1000kVA 左右，再大容量的一般均采用风冷式。

由于以空气作为绝缘的干式变压器消耗的有效材料要比油浸式多，所以一般价格稍贵。另外以空气作为绝缘材料的干式变压器承受冲击电压的能力要比油浸式差，在过电压的防护上应特别注意。

(2) 封闭式 这种型式的干式变压器与外部大气不相连通。可应用于环境条件较为恶劣的场合。由于封闭，所以散热条件较差，目前主要应用于矿用隔爆型变压器。封闭式也可充入绝缘强度和散热能力较空气为好的其它气体，如充以 2~3 个表压下的六氟化硫气体并加以强迫循环，则变压器的绝缘和散热能力可以与油浸式变压器媲美，一般适用于高电压的产品。

(3) 浇注式 这种型式的干式变压器一般采用环氧树脂浇注作为主绝缘，其结构简单、体积小，适用于较小容量的产品。

环氧树脂浇注式干式变压器具有难燃、自熄、耐尘、耐潮、机械强度高、体积小、重量轻、损耗低、噪声小等特点，与油浸式变压器相比，具有安全、经济、可靠和方便等优势。环氧树脂浇注式干式变压器具有下列特性：

(1) 难燃性、自熄性 变压器事故极易引起火灾，造成人身伤亡和重大经济损失。近年来防火问题日益得到人们的关注，要求变压器难燃、自熄也自然顺理成章了。随着新型的环氧树脂、

硬化剂、增韧剂、填料等化工材料的迅速发展和浇注工艺的不断改进和提高，高电压、大容量变压器绕组采用环氧树脂浇注技术在国内已日趋成熟。新型的环氧树脂浇注技术具有下列特性：

- 1) 良好的耐潮性和自熄性；
- 2) 优良的工艺加工性能；
- 3) 优异的电气绝缘性能；
- 4) 较高的机械强度；
- 5) 一定的耐热性和导热性。

(2) 损耗低 变压器是电力系统中重要的电气设备，提高效率意义重大。环氧树脂浇注式变压器的设计选用了优质的冷轧晶粒取向硅钢片，采用 45°全斜接缝铁心、不涂漆、不退火，钢带绑扎等一系列新工艺，使铁损大大下降。

(3) 机械强度高 当正常运行的变压器二次短路时，虽过渡过程短暂，但强大的冲击电流所产生的电动力效应和热效应极有可能损坏变压器。因此变压器的结构必须具有一定的电动稳定性和热稳定性。由于环氧树脂浇注式结构的机械强度很高，所以这种变压器结构可以满足在极为恶劣条件下工作的要求。

(4) 绝缘性能好 由于环氧树脂具有良好的耐湿性，且绕组经过浇注后与空气无直接接触，特性稳定，电气绝缘性能好。应用于干式变压器的场所一般受大气过电压的影响小，其绝缘水平主要考虑操作过电压。

(5) 噪声低 变压器的噪声主要来自硅钢片在交变磁势作用下产生的振动。它由 2 倍电源频率的基频以及包括高次谐波分量叠加而成。这种变压器绕组压紧较好，定位采用硅橡胶缓冲结构，绕组对噪声发生体（即铁心柱）周围起到了隔声壁的作用，从而使得变压器的震动和噪声得到控制。

环氧树脂浇注式干式变压器适用于对安全性和可靠性要求较高的场合。由于它具有优良的性能，所以其广阔的应用前景值得人们关注。

3-61 在高层建筑中一般应选用哪几类变压器？

考虑到高层建筑物对防火的要求越来越高，宜广泛采用环氧树脂浇注的干式变压器。它具有体积小、重量轻、电能损耗小、噪声低、防尘、耐潮湿、难燃等优点，因此运行安全可靠、维修方便。也有采用硅油变压器的，它比干式变压器价格低廉、体积小、噪声低，硅油对电气绝缘材料无腐蚀、燃点高、防火性能好。另外，也可采用六氟化硫绝缘的变压器。

3-62 简述新一代全油密封式配电变压器的特点。

新一代的 S7-M 和 S9-M 型全油密封式配电变压器彻底解决了油质管理的后顾之忧。其容量范围为 100 ~ 2000kVA。电压等级为 10、20 和 35kV。其主要特点有：

(1) 产品的结构特点

1) 铁心 选用了优质冷轧晶粒取向硅钢片，采用 45°全斜接缝和两级阶梯椭圆截面，兼顾了圆形和矩形铁心的优缺点，具有加工简单、截面填充系数大、高度降低以及损耗小等优点；

2) 绕组 低压绕组采用铜铂绕制，将铜铂直接绕在铁心柱上，无须绕线芯模，且铜铂的宽度与绕组的电抗高度一致。高压绕组用铜导线绕制，也不用绕线芯模，把导线直接绕在低压绕组上。绕组采用层式结构，纵向电容较大，冲击过电压的瞬态分布比较均匀，因而变压器的抗雷击性能较好。由于高、低压绕组间无套装缝隙，使得铁心、高、低压绕组间的结合非常紧密。另外，铜铂绕组没有螺旋角，其端部的横向漏磁场很小，因此承受短路电流的稳定性要比传统结构的变压器强的多。同时通过了全电压短路试验。

3) 油箱 它是由波纹壁构成。波纹散热片不仅具有冷却功能而且具有“呼吸”功能。波纹散热片的弹性可补偿因温度升降而引起变压器油体积的变化，且波纹壁表面采用环氧粉末喷涂工艺处理，漆膜光亮、牢固耐腐蚀。

(2) 先进的工艺 变压器的器身与油箱配合紧密。分接引线

采用冷压焊接。高、低压引线全部采用软联结，所有紧固部分均带有防松自锁螺母，颠簸震动影响不大。

为了防止潮气侵入，器身与油箱出烘房后在极短时间内即进箱封存，并采用全真空注油工艺，完全驱除了器身和油箱内的潮气，具有良好的绝缘性能。由于全密封，变压器在运行中油不与大气相接触，可防止氧气和水分的侵入而造成的绝缘性能下降和油的劣化过速。

(3) 保护装置的特点 这种新一代变压器还装有压力释放阀、测温装置和气体继电器等保护装置。

1) 压力释放阀 若变压器过负荷或因故障而引起过电压，当油箱内的压力达到 35kPa 时，装在变压器顶盖上的压力释放阀便可可靠地动作，及时泄放压力。当压力恢复到正常值时，压力释放阀自动复位，变压器仍可继续运行。

2) 测温装置 800kVA 及以下的变压器配有温度计座，而 1000kVA 及以上的变压器配有进口的信号温度计，可即时显示上层油温和曾经达到的最高油温。并且一旦达到设定温度时，其接点可输出报警信号。

3) 气体继电器 这种变压器没有储油箱，其气体继电器直立在箱盖上。由其视察窗可观察油位的高低。当变压器内部故障使油分解出的气体进入气体继电器、或因漏油导致油面降低到一定值时，气体继电器的接点送出报警信号。运行中应当注意：只有在油温超过 40℃ 的情况下，方可旋开放气阀来取油样，否则由于油箱内部的负压作用会使气体进入变压器内。

总之，全注油密封式变压器具有结构紧密、体积小、到达现场后无须吊芯检查、抗雷击性能好、无须维护保养及定期油样试验等优点，是电力系统中一种较为理想的户外型变压设备。

3-63 简述新型的赛格迈干式配电变压器的技术特点。

35kV 及以下赛格迈干式变压器是由法国 TRANSFIX 公司引进的技术。它与传统环氧树脂浇注技术不同，是一项新技术。

该变压器的主要绝缘材料是美国杜邦公司的 NOMEX 纸。NOMEX 纸已大量应用于航空方面，如用于波音飞机的机舱内部以及行李架。其机械强度好、质量好、绝缘等级为 C 级（其最高运行温度为 220℃）。用此材料制成的赛格迈干式变压器的绝缘等级为 H 级（其最高温度为 180℃），是目前国内绝缘等级最高的变压器（国内一般为 F 级）；

这种变压器的过载能力强。产品包封后成一整体，但仍具有一定的弹性，并已承受了热冲击能力试验。

由于 NOMEX 纸化学稳定性好、抗盐雾及污秽能力强，所以环境适应能力强。

由于 NOMEX 纸的介电常数比环氧树脂更接近空气，所以变压器周围的电场较均匀，产品的绝缘性能和防局部放电水平较好。

因为 NOMEX 纸再燃烧时不会释放出有害气体，且烟雾透明度较好，所以可称为环保产品。

这种变压器低压绕组采用铜箔绕制、整体固化，可以获得较强的抗短路能力。绕组中无气泡，高低压绕组均为一个整体。噪声小、局部放电量小，经在一些重要的场合使用，均获得较好的评价。

3-64 ABB 公司生产的 RESIBLOC 型干式配电变压器有哪些技术特点？

RESIBLOC 型干式配电变压器是 ABB 公司生产具有世界先进水平的 RESIBLOC 缠绕玻璃纤维丝加强树脂包封线圈的一种变压器。它具有耐潮、耐裂和阻燃自熄的性能。常用于高层建筑、商业中心、交通中心、通信枢纽、地铁等重要场所。它符合 GB6450-86《干式电力变压器》、IEC《干式电力变压器》等标准。

RESIBLOC 型干式配电变压器的低压绕组由铜箔绕制，从而可降低轴向的短路冲击力，层（匝）间的绝缘为 F 级半固化绝缘

材料，线圈外层用玻璃纤维丝增强树脂包封，具有很强的承受短路能力。根据冷却的要求，可以设置单层或多层轴向冷却风道。它的高压绕组采用 H 级双层复合漆包铜线直接绕在低压绕组上，高压绕组采用层式结构，在冲击电压作用下电压呈线性分布，因此具有良好的抗冲击电压特性。在高压绕组的层间以及外层均用浸渍树脂含量高达 80% 的玻璃纤维丝缠绕。由于缠绕时加进的玻璃纤维丝直接与交叉束绕的有机结合，使得固化后处理的绕组整体性更加坚固，无论轴向还是径向的机械强度均很高，同时增大了抗短路能力以及温度变化时冷热冲击的稳定性。

RESIBLOC 型干式配电变压器采用阻燃自熄的材料。经国内外有关部门测试，将其置于普通火场中仅有 5% 的材料可燃，并无有害气体产生。当火源撤去几分钟后可自熄。

RESIBLOC 型干式配电变压器的铁心选用晶粒取向优质硅钢片，在全自动全斜剪切线上剪裁，然后叠成铁心柱。其工艺精度高、空间利用好、空载损耗低。铁心柱与轭呈 45° 斜接，使得磁通方向与硅钢片的晶粒取向一致，从而达到了降低空载损耗的目的。另外，铁心不打孔，消除了穿轭螺杆与轭相碰而引起的多点接地危险。变压器的效率得到了大大提高。这种变压器可以根据现场的安装条件来选择有外壳或无外壳、有风冷或无风冷装置等不同型式。

RESIBLOC 型干式配电变压器均装有一套温度保护与显示装置。该装置利用埋入低压绕组内的感温元件作为数字显示仪的信号源。当低压绕组内温度发生变化时，由感温元件发出信号，在数显仪上显示出温度的高低。能据此决定低噪音轴流风机的启、停或发出高温报警，从而起到保护变压器的作用。

第 4 章 电压互感器和电流互感器

4-1 电压互感器的功能有哪些？

电压互感器是仪用互感器的一种。它是一种将高电压成比例变换为低电压并使之在相位上保持一定关系的设备。它是一种特殊用途的变压器，其工作原理、构造特点和接线方式均与变压器基本相似。但是其容量较小，通常仅有几十伏安至几百伏安。

电压互感器的功能是将高电压成比例地变换为低电压，使得其二次侧能够准确地反映一次侧高电压的实际情况。它较好地解决了高电压测量的困难。它可靠地将一、二次侧隔离，从而保证了工作人员的人身安全和设备安全。由于电压互感器产品是将不同等级的一次高电压一律变换为 100V 的二次低电压，这样就可以使得测量仪表及继电器电压线圈的制造标准化，简化了制造工艺并降低了成本。因此电压互感器在电力系统中得到了广泛的应用。

4-2 电压互感器与变压器有哪些不同？

电压互感器实际上就是一种小容量的特种变压器。它的构造与变压器相同，也是由铁心、一次绕组、二次绕组、接线端子及绝缘支持物等组成。电压互感器的一次绕组接于系统的线电压或相电压上，其绝缘应随安装位置的实际电压来确定。通常一次绕组的匝数较多，而二次绕组的匝数较少，二次绕组的负荷一般为测量仪表或继电器的电压线圈。

电压互感器的工作原理与变压器相同，但由于对其使用性能的要求不同，因而在设计上有不同的考虑。通常，电力变压器在电压误差上虽有一定的要求，但其满载时的电压调整率仍较大，一、二次电压的相角差也可不予考虑。而对电压互感器误差的要求则比电力变压器要严格得多，其电压调整率应极小。只有这样

才能保证其二次负荷对准确度等级的要求。

电压互感器容量很小，负荷不大而且恒定。因此，就电路特性而言，电压互感器可以视为一个电压源，其二次电压基本不受二次负荷的影响。但是电力变压器则不同，它的一次电压受二次负荷的影响较大。

电压互感器的二次负荷为测量仪表和继电器的电压线圈。它们的阻抗较大，因而其二次电流较小。电压互感器在正常运行时，近似相当于电力变压器的空载运行状态。二次电压基本上等于二次电动势，所以可以用于准确地测量一次电压。

4-3 简述电压互感器铭牌上的技术数据。

电压互感器铭牌上的技术数据含义如下：

1) 型号 一般由 3~4 位汉语拼音字母及阿拉伯数字所组成。汉语拼音字母表示电压互感器的线圈型式、绝缘的种类、铁心的结构以及应用的场合。字母后的数字表示其一次的电压等级。型号中字母的含义如下：

J—在第一位时表示电压互感器，在第三位时表示油浸式，在第四位时表示接地保护，S—在第二位时表示三相；D—在第二位时表示单相；G—在第三位时表示干式；Z—在第三位时表示浇注式；W—在第四位时表示五铁心柱式；B—在第四位时表示有补偿线圈；C—在第二位时表示串级绝缘，在第三位时表示瓷绝缘。

2) 电压比 常以一、二次侧的额定电压标出电压比 $K = U_{1N}/U_{2N}$ 。

3) 误差等级 即电压互感器变比误差的百分值；通常分为 0.2、0.5、1、3 级。使用时根据负荷需要来选择。

4) 容量 包括额定容量和最大容量。所谓额定容量系指在负荷功率因数为 0.8 时，对应于不同准确度等级的伏安数。而最大容量系指在满足线圈发热条件下，所允许的最大负荷（伏安数），当电压互感器按最大容量使用时，其准确度将超出规定数值。

5) 接线组别 它标明了电压互感器一、二次电压的相位关系。传统上三相电压互感器的接线组别多采用 Yyn0, 而近年来则多采用 Dyn11。

4-4 简述常用电压互感器的类型及结构特点。

常用电压互感器的型号很多, 主要分为三种类型:

1) 干式电压互感器 低压电压互感器和 10kV 以下的环氧树脂浇注绝缘的电压互感器均为干式电压互感器, 如 JDG-0.5 型、JDZ 型和 JDZJ 型等。这种电压互感器因其具有空气冷却、无油等结构条件, 故防火性能较好。

2) 油浸式电压互感器 一般应用在 3kV 及以上的户内外配电装置中。它又分为单相的和三相的。单相的在 35kV 及以上场合得到了大量的应用, 而三相的则常应用于 10kV 及以下的场合。这种电压互感器是将铁心、绕组浸泡在装满绝缘油的金属油箱中。其引出线通过瓷绝缘与外壳绝缘。除安装在户外的电压互感器一般设有储油柜外, 其它均不设储油柜。

这种电压互感器重量重、体积大且存在易燃易爆的危险。10kV 电压等级的产品现已逐步被环氧树脂浇注的干式电压互感器所替代。但是环氧树脂浇注的电压互感器由于在设计上存在缺陷, 有出现铁磁谐振, 从而引起内部过电压的可能。另外在发生一相接地或铁磁谐振时, 还有造成电压互感器熔丝熔断或烧毁事故。因此此类产品尚需改进。

3) 串级绝缘油浸式电压互感器 在 110kV 系统中, 由于电压互感器的一、二次绕组以及铁心间的绝缘应能承受系统的相电压, 对其绝缘材料的绝缘等级要求高, 绝缘材料的用量较大, 而且在制造上存在一定的困难, 所以采用油浸式单相电压互感器不经济。实用中, 一般将电压互感器做成串级绝缘式。串级绝缘式电压互感器一般做成单相式, 有两个二次绕组。

串级绝缘式电压互感器实为由串联在相与地之间的扼流线圈构成的感应式电位器。所有扼流线圈流过的电流相同, 并且与系统的相电压成正比, 与地连接的扼流线圈耦合有二次线圈。当系

统相电压有变化，流过扼流线圈的电流随之改变，二次线圈中的感应电动势则相应改变。这种电压互感器应用在 110kV 系统需要采用二个扼流线圈，而应用在 220kV 系统则需要采用四个扼流线圈，因此也就比普通电压互感器在绝缘考虑上要经济的多。

4-5 什么是电压互感器的额定电压比、匝数比？

电压互感器的额定电压比 K_N 系指其一、二次侧额定电压之比，即

$$K_N = U_{1N}/U_{2N}$$

式中 U_{1N} ——电压互感器的一次侧额定电压；

U_{2N} ——电压互感器的二次侧额定电压。

电压互感器的额定电压比 K_N 为其固有的特性参数。由于电压互感器的一次额定电压是随着所在系统的电压等级而确定的，而二次额定电压一般均为 100V，则电压互感器的额定电压比也就可以标准化了。通常，接在电压互感器二次回路的测量仪表刻度盘也已标明了电压比 K_N ，所以要得到实际的电压值，只需将测得的实际电压乘以电压比 K_N 即可。

电压互感器的匝数比 K_w 系指一、二次绕组的匝数比，即

$$K_w = N_1/N_2$$

式中 N_1 ——电压互感器一次绕组的匝数；

N_2 ——电压互感器二次绕组的匝数。

这里应当注意，电压互感器的匝数比与其电压比并不相等，即 $K_N \neq K_w$ 。因为电压互感器在运行中可能随着负荷大小的变化而引起电压比误差。为了减小电压比误差，在设计电压互感器二次绕组的匝数时，已被适当地增多了，即 $W_2 > W_1 \times U_{2N}/U_{1N}$ ，所以电压互感器的电压比是要大于电压互感器的匝数比的。

4-6 什么是电压互感器的误差？影响电压互感器误差的主要因素有哪些？

对于一个实际的电压互感器，由于励磁电流的存在和线圈阻抗压降的影响，会导致一、二次电压之间的误差，这就是电压比

误差和相位角误差。

1) 电压比误差 又称为比差 $\Delta U\%$ 。它可以由下式表示

$$\Delta U\% = \frac{KU_2 - U_1}{U_1} \times 100\%$$

式中 K ——电压互感器的电压比；

U_1 ——电压互感器一次的实际运行电压；

U_2 ——电压互感器二次测得的电压。

2) 相位角误差 又称为角差 δ 。它系指二次电压相量 $\dot{U}_2$ 旋转 180° 后与一次电压相量间的夹角 δ 。同时规定，旋转 180° 后二次电压相量超前于一次电压相量时，角差 δ 为正，反之为负。 δ 的单位是“分”。

影响电压互感器误差的因素很多，主要因素有：

1) 电压互感器的励磁电流大，造成其比差和角差的增大；

2) 电压互感器的线圈漏阻抗大，造成角差和比差增大；

3) 二次负荷的增加会使比差和角差增大；

4) 一次电压的变动也会对误差产生影响。一般规定，在电压互感器一次电压的变动范围不超过 $\pm 10\%$ 时，能保证其误差在允许范围内。

4-7 什么是电压互感器的准确度等级？准确度等级与容量有哪些关系？

电压互感器铭牌上所标注的“误差等级”即为电压互感器的准确度等级。通常分为 0.2、0.5、1、3 等四个等级。准确度等级的数就是电压互感器电压比误差限值的百分值。如准确度等级为 0.5 级，则表示该电压互感器在额定电压时的电压比误差限值为 $\pm 0.5\%$ 。电压互感器的准确度等级及允许误差值见表 4-1。

表 4-1 电压互感器的准确度等级及允许误差

准确度等级	最大误差	
	电压比误差 (%)	相角差误差/分
0.2	± 0.2	± 10

(续)

准确度等级	最大误差	
	电压比误差 (%)	相角差误差/分
0.5	± 0.5	± 20
1	± 1	± 40
3	± 3	标准未定

由于电压互感器二次负荷大小影响它的比差和角差，因此在电压互感器的制造中按照各种准确度等级给出了相应的使用容量。同时考虑了长期运行的发热条件后，给定了电压互感器的最大容量，应用中在任何情况下均不得超过其最大容量。例如 JDZ-10 型电压互感器在负荷功率因数为 0.8 的情况下，准确度等级为 0.5 级，其使用容量为 50VA；准确度等级为 1 级时，其使用容量为 80VA；3 级时为 200VA，其最大使用容量为 400VA。

4-8 在三相五铁心柱的电压互感器中，两组二次绕组各有哪些用途？

在三相五铁心柱的电压互感器中，二次绕组共有两组，其中一组称为基本二次绕组，另一组称为辅助二次绕组。

基本二次绕组一般接成星型 (YN)，用来供给测量仪表和继电保护装置。测量仪表可以安装四块，其中一块表测线电压，通过转换开关可以测量出三个线电压值；另三块表测相电压，每块电压表直接测出本相的相电压值。而辅助二次绕组则接成开口三角形 (∇)。由于在中性点不接地系统中，正常运行时三相电压的相量和为零，所以开口三角形两端的电压应等于零。由于三相绕组的绕制不可能完全一致，经实际上的测量，在三相对称条件下，开口三角形两端大约存在 10V 左右的电压。当一次系统出现一相接地时，开口三角形两端的电压，等于两个未接地相的相电压的相量和。因此辅助二次绕组匝数的选择，应考虑在极限的情况下使电压的相量和为 100V。通常将一只电压继电器接于开口三角形的两端，用以监视系统单相接地故障。

不难看出，当电压继电器接到开口三角形的两端，系统正常

时电压继电器两端的电压为零。当系统中出现一相接地时，电压继电器的两端出现 100V 左右的电压，可使电压继电器动作，其接点接通信号继电器的线圈，信号继电器的接点接通报警信号；同时，接在未接地相的两块相电压表指示电压升高，而接地相的一块相电压表则指示电压下降。因此，电压互感器的辅助二次绕组可以起到监视接地作用。

顺便指出，当系统发生单相接地时，一块线电压表通过转换开关测出三个线电压值均为 10kV、接地相的电压表指示下降，未接地相的电压表指示升高。相电压这种变化的幅度与接地的形式有关。当出现金属性一相接地时，接地相的电压表指示为零，未接地相的电压表指示升高到线电压值，三个线电压均为 10kV；当出现经电阻接地时，接地相的相电压表指示下降但不为零，而未接地相的两个电压表指示比相电压升高、但达不到线电压值，三个线电压值不变。当出现一相弧光接地时，电压将急剧增加，甚至可达到额定电压的数倍，电压表的指示为急剧增加或摇摆不定。

三相五铁心柱的电压互感器可以进行绝缘监视，但是其使用条件是电压互感器的一次线圈的中性点必须接地。

4-9 为什么普通的三相三铁心柱的电压互感器不能用来进行绝缘监视？

由于普通的三相三铁心柱的电压互感器一般接成 Y_{yn} 接线，不允许将一次侧的中性点接地。而为监视系统对地的绝缘情况，就必须测量各相的对地电压，且电压互感器一次侧的中性点必须接地。所以普通三相三铁心柱的电压互感器不能进行绝缘监视。

那么，是不是将三相三铁心柱的电压互感器接成 YN_{yn} 接线，即将电压互感器的一次侧中性点接了地，就可以进行绝缘监视了呢？答案同样是否定的。因为在系统出现一相接地时，将有零序磁通在铁心中出现。由于其铁心是三相三铁心柱的，同方向的零序磁通不能在铁心内形成闭合磁路，只能通过空气或油闭合，这样磁阻将变得很大，导致零序电流增加很多，这就容易造

成电压互感器的线圈发热而烧毁。所以普通的三相三铁心柱式电压互感器是不能用于进行绝缘监视的。用于绝缘监视的电压互感器只能采用三相五铁心柱式的 (JSJW), 或采用三台单相电压互感器接成 YNyn 接线。

4-10 为什么电压互感器的二次回路必须一点接地?

电压互感器的一次线圈接于高压一次系统中, 其二次线圈则接在低电压的二次回路中。由于工作人员要在二次回路上工作, 所以当电压互感器在运行中发生绝缘击穿时, 高电压将窜入低压二次回路, 因二次线圈和设备的绝缘水平很低, 不足以承受高电压的袭击, 这时将会烧毁设备并威胁到人身的安全。为了确保人身和设备的安全, 除要求电压互感器的外壳接地外, 二次回路还必须有一点接地。

电压互感器的二次回路接地属于保护接地。

4-11 为什么运行中电压互感器的二次回路不允许短路?

电压互感器正常工作相当于一个空载运行的变压器, 这是因为电压互感器的二次负荷主要是测量仪表和继电器的电压线圈, 其阻抗一般很大, 使电压互感器二次所通过的电流很小。由于电压互感器的容量通常很小, 线圈的导线很细, 漏抗也很小, 一旦二次出现短路, 很大的短路电流极易烧毁电压互感器。所以为了保证电压互感器的安全运行, 其二次回路不允许短路。

为了防止电压互感器二次回路出现短路, 可靠地保护电压互感器, 所以必须在其二次回路中安装熔断器进行短路保护。

4-12 电压互感器的一次侧熔断器为什么不能用普通熔丝替代?

为了保护电压互感器的内部故障以及一次侧引出线的故障, 在电压互感器的一次侧通常安装熔断器保护。当电压互感器的一次熔丝熔断后, 应查明原因、排除故障方能更换合格的熔断器熔丝送电。

在 10kV 电压互感器中, 一次熔断器在传统上采用 RN2 或 RN4 型高压熔断器, 其熔丝为镍铬材料, 熔丝的额定电流为 0.5A, 熔断电流为 0.6 ~ 1.8A, 在 1min 内熔断, 内部充填石英

砂，总电阻为 90Ω ，具有限制短路电流作用。当电压互感器发生故障时，在短路电流尚未达到最大值前，熔断器就能够将线路可靠切断，具有良好的灭弧性能和很高的断流容量。但近年来已逐步被新型的 XRNP-12 所替代。

不难看出，普通熔丝不具备上述限制短路电流和灭弧性能的能力，若用普通的熔丝来替代，既不能限制短路电流，又不能熄灭电弧，甚至烧毁设备，扩大事故范围，造成系统停电的重大事故。因此不允许采用普通的熔丝替代规定的熔断器熔丝。

4-13 电压互感器的二次侧熔断器的作用是什么？如何选择？

为了防止电压互感器二次回路产生短路而烧毁，所以必须在其二次回路装设熔断器。

一般户内型的电压互感器其二次回路的熔断器，在传统上采用 R1-10/3 ~ 5A 型。近年来已逐步开始采用 aM-10/3 ~ 5A 型圆筒帽型熔断器。

对于接有自动电压调整器取样信号的电压互感器以及二次开口三角形回路和中性线上的电压互感器均不应装设熔断器。

4-14 10kV 电压互感器的一次侧熔断器熔丝熔断原因有哪些？应如何处理？

10kV 电压互感器的一次侧熔断器熔丝熔断有以下原因：

1) 电压互感器的内部线圈出现匝间、层间或相间短路，造成熔丝熔断；

2) 10kV 电压互感器的一次系统出现一相接地。由于 10kV 系统是不接地的，当出现一相接地时，非接地相的相电压升高（金属性接地时将升高到线电压值），电压的升高，引起电压互感器的一次电流增加，可能使熔丝熔断；

3) 二次回路出现故障，造成二次过电流；若二次熔丝选择不当，二次熔丝未及时熔断，就会引起一次熔丝熔断；尤其是一相经电弧接地时，可能产生数倍的过电压，使铁心饱和，电流急剧增加，也可能使一次熔丝熔断；

4) 系统中发生铁磁谐振。随着用电负荷的急剧增大，安装

的电压互感器数量增加很快,使得系统运行参数发生变化,就可能达到发生谐振的条件,另外由于有些电压互感器的励磁特性不好,所以铁磁谐振时有发生。当发生铁磁谐振时,电压互感器上将产生过电压或过电流,这种现象除可能造成电压互感器一次熔丝熔断外,还有可能烧毁电压互感器。

当电压互感器出现一次熔丝熔断时,首先应填写操作票,作好安全技术措施,使用安全用具,有专人监护,拉开电压互感器的隔离开关,并取下其二次熔断器熔体(一般电压互感器的二次有与隔离开关联锁的辅助开关,当隔离开关拉开后,其二次辅助开关随之断开。为可靠稳妥起见,也宜取下二次熔断器熔体)。然后检查一次侧熔断器,在查明原因、排除故障后,可更换合格的熔断器熔体再将电压互感器投入运行。

4-15 电压互感器的一次侧或二次侧的一相熔断器熔丝熔断时电压表将如何指示?

电压互感器的一相熔丝熔断后,各块电压表的指示与其二次回路所连接的负荷有关。虽然一相熔丝熔断了,但通过二次连接的测量仪表和继电器的电压线圈尚可构成回路。下面以 V 形接线和 YNyn 接线的电压互感器为例加以说明:

(1) 两台单相电压互感器的 V 形接线 如图 4-1 所示。

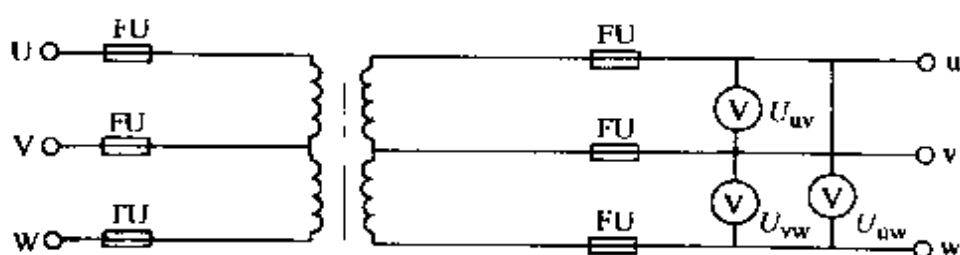


图 4-1 两台单相电压互感器的 V 形接线

1) 一次侧 u 相熔断器熔断时, U_{vw} 电压正常, U_{uv} 和 U_{uw} 电压均降低, $U_{uw} > U_{uv}$;

2) 一次侧 w 相熔断器熔断时, U_{uv} 电压正常, U_{uw} 和 U_{vw} 电压均降低, $U_{uw} > U_{vw}$;

3) 一次侧 v 相熔断器熔断时, U_{uv} 电压正常, $U_{uv} = U_{vw} = 1/2 U_{uw}$;

4) 二次侧 u 相熔断器熔断时, U_{vw} 电压正常, $U_{uv} = U_{uw} = 1/2 U_{vw}$;

5) 二次侧 w 相熔断器熔断时, U_{uv} 电压正常, $U_{vw} = U_{uw} = 1/2 U_{uv}$;

6) 二次侧 v 相熔断器熔断时, U_{uw} 电压正常, $U_{uv} = U_{vw} = 1/2 U_{uw}$;

(2) 三台单相电压互感器的 YNyn 接线 如图 4-2 所示。

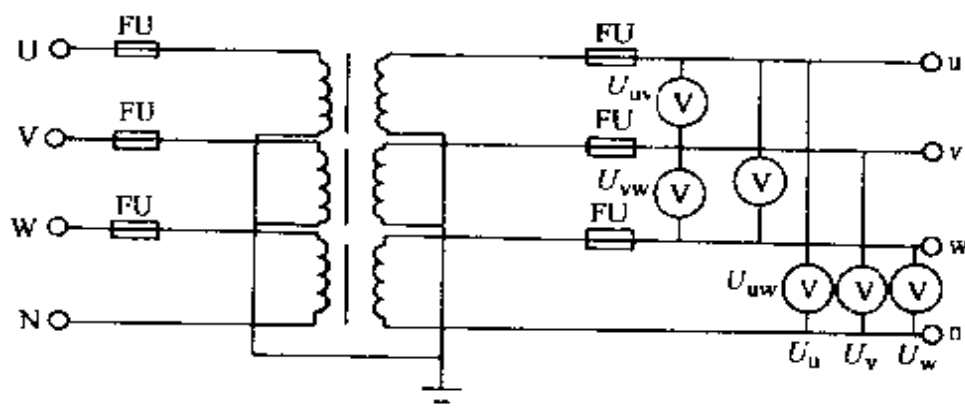


图 4-2 三台单相电压互感器 YNyn 接线

1) 一次侧 U 相熔断器熔断时, U_{vu} 、 U_{wn} 、 U_{vw} 正常, U_{un} 和 U_{uw} 、 U_{uv} 均降低。其它两相 (V、W) 熔断器熔断时, 也将出现如上变化;

2) 二次侧 u 相熔断器熔断时, U_{vn} 、 U_{wn} 、 U_{vw} 正常, $U_{ur} \approx 1/2 U_{un}$, $U_{uv} \approx U_{uw} \approx 1/2 U_{uv}$ 。其它两相 (v、w) 熔断器熔断时, 也将出现如上变化。

电压互感器在实际运行中, 由于其二次所接设备的不同, 熔断器熔丝熔断后电压表的指示可能出现各种不同的变化。但可以总结出一条, 即: 与熔断相有关的电压表指示下降, 无关的电压表指示不变。或者说, “对于相电压来说, 是一低、两不变; 而

对于线电压来说是，两低、一不变”。

4-16 更换运行中的电压互感器及其二次线时，有哪些注意事项？

对运行中的电压互感器及其二次线更换时，应首先作好安全技术措施，认真执行两票一监护（工作票、操作票和工作监护制度）。然后要拉开电压互感器的隔离开关，有些电压互感器的二次回路串有隔离开关的辅助接点，一旦拉开隔离开关，其辅助接点随之断开。为防止电压互感器的二次侧向一次侧反送电，以确保工作人员和设备的安全，取下二次回路熔断器更为稳妥。

1) 运行中的电压互感器在运行中损坏需要更换时，应选用电压等级与电网运行电压相符、电压比与原电压互感器相同、极性正确、励磁特性相近的电压互感器，并经试验合格；

2) 更换成组电压互感器时，除注意上述问题外，若与其他电压互感器并联运行的，还应检查其接线组别，并核对相位；

3) 更换后的电压互感器应仔细核实其接线是否正确，螺栓的连接是否可靠等；

4) 电压互感器更换二次线后，必须测定极性。

4-17 电压互感器在投入运行前应做哪些检查？运行中的电压互感器巡视检查的内容有哪些？

电压互感器在投入运行前，应进行交接试验，合格后尚应进行以下检查：

1) 油浸式电压互感器的外观应良好、表面应清洁、油量应充足并无渗漏油的现象。

2) 瓷套管及其他绝缘介质应无裂纹、破损等。

3) 一、二次引线以及各连接部位应接触良好、螺钉应紧固。

4) 外壳与二次回路的一点接地应良好等。

对于运行中的电压互感器，应每 1~2 年进行一次预防性试验。并在运行中进行定期的巡视检查，巡视检查的内容如下：

1) 电压互感器的外观应良好，表面应清洁。

2) 瓷质部件应完整、无裂纹、无破损。

- 3) 运行中电压互感器的声音应正常;
- 4) 所有连接到电压互感器的各种表计应指示正常, 且无断线和滋火的现象;
- 5) 电压互感器的一、二次熔断器的熔丝应完好。
- 6) 油浸式电压互感器的油面应正常等。

4-18 电流互感器的功能有哪些?

电流互感器也是仪用互感器的一种 (常称为 TA)。它是一种电流变换装置, 也是一种特殊用途的变压器。电流互感器的主要功能是将高电压电流或低电压大电流变换为低电压小电流, 供给测量仪表和继电保护装置, 并将测量仪表和继电保护装置与高电压电路隔离开来。电流互感器的二次电流一般为 5A, 也有为 1A 的。这使得在二次回路上的工作更为安全和方便。同时使得仪表及继电器的制造标准化、简化了工艺并降低了成本。所以电流互感器在电力系统中得到了广泛的应用。

4-19 简述电流互感器的结构和基本工作原理。

电流互感器的结构和基本工作原理如图 4-3 所示。

电流互感器是由铁心、一次绕组、二次绕组、接线端子以及绝缘支持物等组成。它的铁心由硅钢片叠制而成。其一次绕组直接串接于一次系统中, 可以通过较大的一次电流 I_1 。一次电流在铁心内产生交变磁通。这一交变磁通既穿过了一次绕组, 又穿过了二次绕组, 从而在二次绕组中产生感应电动势。当二次绕组接有负载时, 就有电流在二次回路中流动。如果忽略励磁磁动势, 一次绕组与二次绕组有相同的安匝数: $I_1 N_1 = I_2 N_2$ 。其中 N_1 为一次绕组的匝数; N_2 为二次绕组的匝数。则, 电流互感器的电流比 $k = I_1 / I_2 = N_2 / N_1$ 。由于

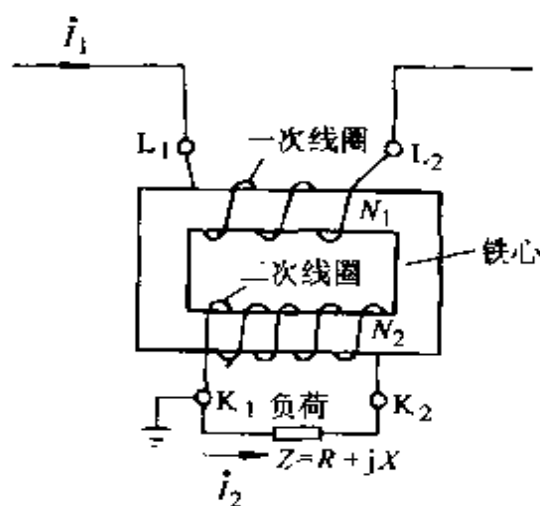


图 4-3 电流互感器的结构和工作原理

电流互感器的一次绕组直接接在一次系统中，所以电流互感器的一次绕组对地的绝缘必须采用和一次高电压相应的绝缘支持物，以保证在二次回路上工作的工作人员的人身安全和设备安全。通常，电流互感器的二次绕组与测量仪表、继电保护装置的电流线圈串接成二次回路。

4-20 简述电流互感器铭牌上技术参数的含义。

电流互感器在铭牌上一般标有以下技术参数：

(1) 型号 一般有 2~4 位汉语拼音字母以及数字组成。型号中字母表示出电流互感器的线圈型式、绝缘种类、导体材料以及应用场合等。横线后面的数字表示电流互感器应用的电压等级 (kV)。型号中字母的含义如下：

1) 第一位字母：

L—电流互感器。

2) 第二位字母：

D—单匝贯穿式；F—复匝贯穿式；Q—线圈式；M—母线式；R—装人式；A—穿墙式；C—瓷箱式。

3) 第三位字母：

Z—浇注式；C—瓷绝缘；J—加大容量加强型；W—户外型；G—改进型；D—差动保护用。

4) 第四位字母：

C 或 D—差动保护用；Q—加强型；J—加大容量。

(2) 电流比 一般用分数标出。其分子表示一次绕组的额定电流 (A)，分母表示二次绕组的额定电流 (A)。例如，当某电流互感器的电流比标为 300/5 时，则该电流互感器的一次绕组额定电流为 300A，而二次绕组的额定电流为 5A。其电流比为 40。

(3) 误差等级 它标明了电流互感器电流比的误差百分数。一般为 0.2、0.5、1、3、10 等级。在实际应用中可根据二次负荷的要求来选定。例如，电能计量表用一般选 0.2 或 0.5 级的，而继电保护则选用 3 级的。

(4) 容量 是指电流互感器在误差不超过限值情况下所允许

带上的负载功率 S_2 (即伏安数)。另外,也有用电流互感器二次负载的阻抗 Z_2 欧姆数来表示的。这是因为 $S_2 = I_2^2 Z_2$, 而 I_2 又是定值, 所以 S_2 与 Z_2 两者可以进行换算。

(5) 热稳定及动稳定倍数 当电力系统故障时, 电流互感器承受由短路电流引起的热效应和电动力效应不致受到破坏的能力, 可用热稳定和动稳定的倍数来表示。热稳定的倍数系指热稳定电流 (即 1s 内不致使电流互感器的发热超过允许限度的电流) 与电流互感器的额定电流之比; 动稳定的倍数系指电流互感器所能承受的最大电流的瞬时值与电流互感器的额定电流之比。

4-21 什么是电流互感器的误差? 影响电流互感器误差大小的主要因素有哪些?

理论分析假设的理想电流互感器, 其励磁电流应为零。这样, 因为一、二次线圈同被一交变磁通所交链, 所以在数值上一、二次绕组的安匝数相等, 并且一、二次电流的相位相同。然而对于一个实际的电流互感器来说, 总是存在着励磁电流的, 则一、二次绕组的安匝数就不等, 并且一、二次电流的相位也不相同。因此, 实际的电流互感器通常有比差和角差。

1) 电流比误差 (比差) $\Delta I\%$ 为

$$\Delta I\% = \frac{KI_2 - I_1}{I_1} \times 100\%$$

式中 K ——电流互感器的电流比 (I_{1N}/I_{2N});

I_2 ——二次电流的实测值;

I_1 ——电流互感器的一次实际电流值。

2) 相位角误差 (角差) δ 电流互感器的角差系指二次电流相量旋转 180° 后, 与一次电流相量间的夹角 δ 的数值, 以分为单位。还规定二次电流的相量旋转 180° 后超前一次电流的相量时, 角差 δ 为正, 反之为负。

影响电流互感器误差的因素主要有以下几方面:

1) 电流互感器的角差主要由铁心的材料和结构来决定。当铁心的磁阻小, 导磁率高则角差的绝对值就小。采用带形硅钢片

卷成圆环形铁心的电流互感器比方框形铁心的互感器角差小。因此，高精度的电流互感器多采用优质硅钢片卷成的圆环形铁心。

2) 二次回路负载阻抗 Z 增大，将使误差增大。因为在二次电流不变的情况下，负载阻抗增大，将使感应电动势增大，从而使磁通增加，励磁电流增大，因此使误差增大。负载功率因数的降低，则会使比差增大，而角差减小。

3) 当系统发生短路故障时，一次电流将急剧增加，这样就使得电流互感器工作在磁化曲线的非线性部分，即饱和状态下，这样比差和角差均将增大。

4-22 画图说明什么是电流互感器的 10% 误差曲线。它有哪些用途？

电流互感器的二次电流是随着一次电流的大小而变化的。当一次电流 I_1 较小时，二次电流 I_2 随着 I_1 按线性关系变化，如图 4-4 所示。

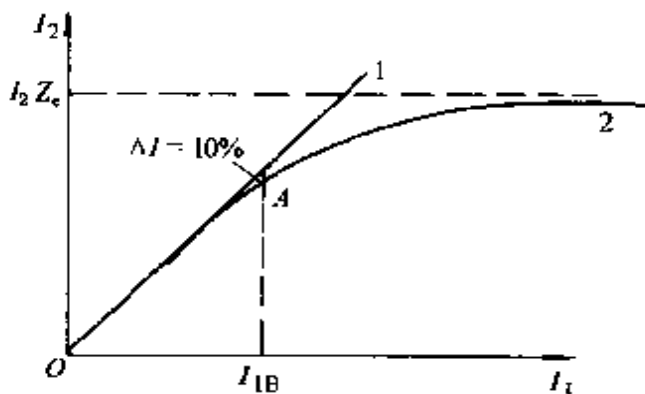


图 4-4 电流互感器二次电流 (I_2) 与一次电流 (I_1) 之间的关系曲线

当一次电流增加时，二次电流也随着增加。因为

电流互感器的二次感应电势 $E_2 = I_2 (Z_2 + Z_c)$ ，其中 Z_2 为电流互感器二次线圈的阻抗， Z_c 为二次负载阻抗。因此，二次电流的增大势必引起 E_2 的增加，也引起交变磁通 Φ 相应的增加。可见，交变磁通 Φ 也是随着一次电流的变化而增减的。

当一次电流增加到一定数值时，交变磁通将增加到使电流互感器的铁心饱和，这时一次电流中有相当数量的电流变为励磁电流。励磁电流的逐渐增加，铁心的饱和使得二次电流与一次电流之间变成非线性关系，如图 4-4 中的曲线 2。

当一次电流增加到 I_{1B} 饱和电流值时，电流互感器变比误差

$\Delta I\% = 10\%$ 。此时，电流互感器工作在磁化曲线 2 的弯曲点 A 上，与 A 点对应的 I_{1B} 值就称为电流互感器的饱和电流。

由图 4-4 所示曲线及感应电势 E_2 的公式可见，电流互感器的误差大小决定于一次电流与二次电流的数值。因此，可以以一次电流对一次额定电流 I_{1N} 的倍数 $m =$

$\frac{I_1}{I_{1N}}$ 和二次负载 Z 为坐标绘制电流

误差曲线（当一次电流等于 I_{1B} 时，

m 为电流互感器的饱和倍数）。通常所说的 10% 误差曲线就是指在变比误差 $\Delta I\% = 10\%$ 的情况下的电流误差曲线，如图 4-5 所示。

不难看出，电流互感器变比误差 $\Delta I\% = 10\%$ 也可表达为：

$$\Delta I\% = \frac{K_1 - K_2}{K_2} \times 100\%$$

式中 K_1 ——电流互感器的额定变流比；

K_2 ——电流互感器的实测变流比。

10% 误差曲线的用途，主要是用于选择继电保护装置用的电流互感器，或者根据已给的电流互感器选择二次电缆的截面。由于在电力系统正常运行时，电流互感器的励磁电流成分很小。但当系统发生短路故障时，一次电流很大，铁心饱和，电流互感器的误差要超过其所标注的准确等级所允许的数值，而继电保护装置正是在此时需要正确地动作。因此，对用于继电保护装置的电流互感器提出一个最大允许误差值的要求，即电流比误差不超过 10%（角误差不超过 7° ）。在 10% 误差曲线以下时，才能保证角误差小于 7° 。

4-23 什么是电流互感器的准确度等级？准确度等级与容量有何关系？

电流互感器上的准确度等级也就是其铭牌上所标注的误差等级，即指电流互感器的电流比误差的百分值。准确度等级通常分

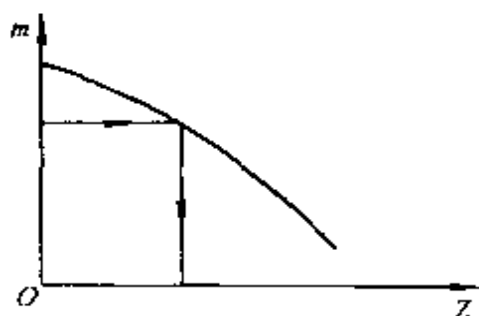


图 4-5 电流互感器的 10% 误差曲线

为 0.2、0.5、1、3、10 等五个等级。例如，准确度等级为 0.5 级，则表示在额定电流时，该电流互感器的电流比误差为 $\pm 0.5\%$ ，角差为 ± 40 分。当一次电流低于其额定值时，电流互感器的比差和角差均将增大，见表 4-2。

表 4-2 电流互感器的准确度等级及允许误差

一次电流 占额定电 流百分值	误 差									
	比 差 (%)					角 差 /分				
	准 确 度 等 级									
	0.2	0.5	1	3	10	0.2	0.5	1	3	10
100	± 0.2	± 0.5	± 1.0	± 3.0	± 10	± 10	± 40	± 80	—	—
50	± 0.3	± 0.65	± 1.3	± 3.0	± 10	± 13	± 45	± 90	—	—
20	± 0.35	± 0.75	± 1.1	—	—	± 15	± 50	± 100	—	—
10	± 0.5	± 1.0	± 2.0	—	—	± 20	± 60	± 100	—	—

4-24 什么是电流互感器的极性?

交流电流在电路中流动时，其方向是随时间作周期性的变化的。任意瞬间，线圈的端子必有一个为电流流入端，而另一个为电流流出端。对于由同一磁通相链的两个线圈而言，当一个线圈流过交变电流时，另一个闭合线圈将产生感应电流，这两个电流的方向是有明确关系的。所谓电流互感器的极性就是指其一次绕组电流方向与二次绕组电流方向之间的关系。

一般规定，一次绕组的首端标为 L_1 ，尾端标为 L_2 ，二次绕组首端标为 K_1 ，尾端标为 K_2 。在接线中， L_1 和 K_1 称为同极性端， L_2 和 K_2 也称为同极性端，如图 4-6 所示。

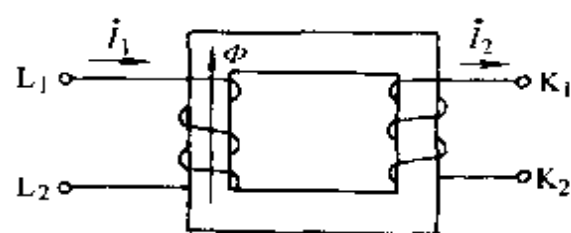


图 4-6 电流互感器的极性标志

当一次电流 I_1 由首端 L_1 流入、尾端 L_2 流出时，二次感应电流应是从尾端 K_2 流入、首端 K_1 流出。或若在一、二次线圈的同极性端子通入电流时，它们在铁心中产生的磁通方向相同，这样的极性标志称为减极性。反之为加极性。电流互感器一般均标为

减极性标志。

4-25 电流互感器在接线时把极性搞错有什么危害？

电流互感器在接线时若把极性搞错，将会产生以下危害：

1) 电流互感器如用在继电保护电路中，将引起继电保护装置的误动或拒动。

2) 电流互感器如用在仪表计量回路中，功率表和电度表的正确测量将受到影响。

3) 采用不完全星形联结的电流互感器，如任一相极性接反，都会引起未接电流互感器（一般为中相）的一相较其它相电流增至 $\sqrt{3}$ 倍。

4) 采用不完全星形联结的电流互感器，如两相均接反，虽然二次测的三相电流仍平衡，但与相应的一次电流的角差为 180° ，从而将使电度表反转。

4-26 什么是电流互感器的大极性和小极性？测定大极性和小极性的意义何在？

根据测定极性的地点和范围的不同，电流互感器的极性可分为大极性和小极性。小极性是在电流互感器的一、二次引线端子上测定的，即测定电流互感器本身的极性，这种测定一般是在设备安装之前进行的。而大极性则是在二次回路中电流专用端子处进行测定，包括二次电缆等二次回路。它的范围要比小极性广。测定大极性一般是在继电保护装置投入、保护装置年度校验或者更换二次线后进行。测定电流互感器极性的目的，主要是为了防止因电流互感器极性的差错而造成计量的误差或继电保护装置的误动。

测量大极性和小极性的方法相同。

4-27 电流互感器的接线方式有哪些？各应用在什么场合？

根据电流互感器应用场合及情况的不同有几种不同的接线方式。

1) 一台电流互感器用于单相回路的接线 如图 4-7a 所示。

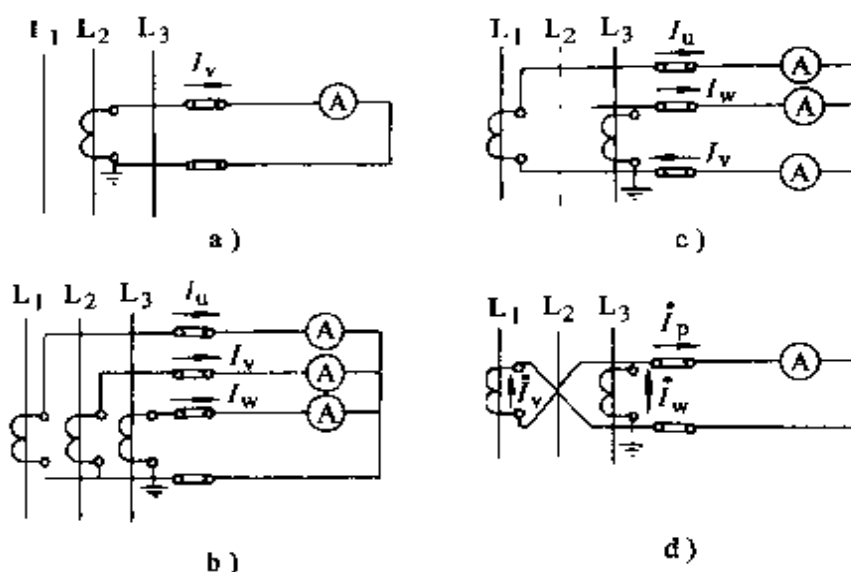


图 4-7 电流互感器的接线

a) 一只电流互感器接线 b) 星形接线 c) 不完全星形接线 d) 两相电流差接线

这种接线方式接于三相四线制系统中，用以测量单相负荷电流或三相系统中平衡负荷的某一相线中的电流。

2) 用三台电流互感器接成星形接线 如图 4-7b 所示。

这种接线方式可以测量三相电力系统中平衡或不平衡负荷的三相电流。由这种接线组成的继电保护装置能对各种故障（三相短路、两相短路、以及单相接地）具有相同的灵敏度。因此，可靠性很高。

3) 两台电流互感器组成不完全星形接线 如图 4-7c 所示。

这种接线方式在 6~10kV 中性点不接地系统中得到广泛的应用。由图 4-7c 可见，通过公共导线中的电流等于 U、W 相线中电流的相量和，即：

$$\dot{I}_U + \dot{I}_W = -\dot{I}_V$$

$$\dot{I}_V = -(\dot{I}_U + \dot{I}_W)$$

式中 $\dot{I}_U$ 、 $\dot{I}_V$ 、 $\dot{I}_W$ ——三个相的相电流。

由于从电源流出的电流要经过 U、V、W 相线流回电源，所以三个相线中电流的相量和为零。

采用不完全星形接线的继电保护装置，能对各种相间短路故障进行保护，但灵敏度较低。由于这种接线方式可以节省近 1/3 的设备，因而节省了投资。

4) 两台电流互感器组成两相电流差接线 如图 4-7d 所示。

这种接线方式常用于继电保护装置中，可作为线路、电机的短路保护以及并联电容器的横联差动保护等。它可以对各种相间短路故障进行保护，但灵敏度是不同的。这种接线方式在正常工作时，通过仪表或继电器的电流是 U、V 相的相量差，其数值为电流互感器二次电流的 $\sqrt{3}$ 倍，即

$$\dot{I}_p = \dot{I}_w - \dot{I}_v$$

$$\dot{I}_p = \sqrt{3} \dot{I}_v$$

式中 $\dot{I}_w$ 、 $\dot{I}_v$ ——W 和 V 相的相电流；

$\dot{I}_p$ ——通过仪表或继电器的电流。

4-28 电流互感器二次的接地有哪些规定？

对于高压电流互感器的二次侧接地与低压电流互感器二次侧接地有不同的要求：

1) 高压电流互感器的二次侧应有一点接地。这是当高压电流互感器的一、二次线圈之间绝缘击穿时，一次的高电压有可能窜入二次回路，造成对人身和设备的威胁。当二次线圈有一点接地，则可以将高电压引入大地使得二次回路保持地电位，因而能保证了人身和设备的安全。但必须注意，电流互感器的二次侧只能一点接地而不应再有接地点。因为两点接地时，有可能引起分流，使电气测量仪表的误差增大或者影响继电保护装置的正确动作。

电流互感器的接地点应在端子 K_2 处。

2) 低压电流互感器的绝缘裕度较大，而且发生一、二次绕组之间绝缘击穿的可能性较小，因此其二次绕组不做接地。由于其二次绕组不接地也使得二次系统和计量仪表的绝缘能力提高，

从而可减少由于雷击所造成的烧毁仪表事故。

4-29 简述运行中电流互感器二次回路开路的现象、后果及如何处理。

运行中电流互感器二次侧开路可能有如下现象：

1) 由于铁心磁路饱和，在二次侧可能产生数千伏的高电压，则在开路点可能出现放电现象，产生放电火花及放电声。

2) 由于铁心中磁通骤增，引起损耗增大而发热，损坏绝缘，会有异声、异味。

3) 与电流互感器相连的电流表指示摇摆不定或没有指示，电度表转速异常。

电流互感器二次侧开路可能产生以下后果：

1) 产生高电压威胁人身和设备安全。

2) 铁心发热，甚至烧毁绝缘。

3) 计量不准。即使修复了二次回路，由于铁心有剩磁，计量的准确度也将降低。

4) 电流表指示异常。

发现电流互感器二次侧开路后，应按以下方法及时处理：

1) 尽可能停下负荷或转移负荷，进行停电处理。

2) 如不允许停电时，应尽量减少一次侧负荷电流，在保证人体与带电体安全距离足够的情况下，使用绝缘工具，由一人监护、一人处理。

3) 先在开路点前用短路线将电流互感器二次侧短路，然后排除故障，最后将短路线拆除。

4-30 选择电流互感器时应注意哪些问题？

选择电流互感器时一般应注意以下几个问题：

1) 电流互感器的一次额定电压应与其系统的额定电压相符合。

2) 电流互感器的一次额定电流的选择应使正常负荷电流经常在其 20% ~ 120% 的范围内。

3) 电流互感器的二次负载（如仪表、继电器）所消耗的功

率（伏安数）或阻抗不应超过所选择的准确度等级对应的额定容量，否则将使准确度等级降低。

4) 根据测量和保护的要求，来选择电流互感器的适当的准确度等级。

5) 电流互感器的台数可由供电方式和接线方式来确定。

6) 根据电流互感器装设地点的系统短路容量校验其动、热稳定性。

4-31 为什么不允许电流互感器长时间过负荷？

当电流互感器过负荷时，将使得铁心的磁通密度增大，以至达到饱和或过饱和，从而造成电流互感器误差增大，计量失准，保护误动或拒动，电流表指示不正确。同时还将使铁心和二次线圈过热。如长时间过负荷，将加速电流互感器的绝缘老化，甚至绝缘损坏，造成一、二绕组击穿、烧毁等事故。因此，电流互感器不允许长时间过负荷运行。

4-32 更换电流互感器及其二次线时有哪些注意事项？

更换电流互感器及其二次线时应注意以下几点：

1) 严格遵守安全工作规程。

2) 新换的电流互感器应与原互感器电压等级相符、变比相同、极性正确、伏安特性相近，并经试验合格。

3) 对于成组更换与原容量不同的电流互感器时，还应注意要重新校验保护的定值和仪表的倍率。

4) 更换电流互感器的二次线时，其截面、芯数等必须满足最大负荷电流及回路总负载阻抗不超过允许准确度等级的要求。新换的二次线应摇测绝缘电阻。

5) 更换电流互感器及二次线后，应仔细核对其接线是否正确。

6) 更换电流互感器及二次线后，应进行大、小极性的测定。

4-33 电流互感器电流比与电流表标示的电流比不同时，如何求出一次侧实际电流？

首先根据电流表标示的电流比（ K_a ）和电流表的指示值

(I) 换算出电流互感器的二次电流 (I_2), 再由电流互感器的电流比 (K) 换算出其一次侧的实际电流值 (I_1)。其具体计算公式为

$$I_1 = I \frac{K}{K_u}$$

如, 当电流互感器的电流比为 50/5, 其二次侧所接电流表标示的电流比为 20/5, 当电流表指示为 20A 时, 一次侧实际电流为

$$I_1 = I \frac{K}{K_u} = 20 \times \frac{50/5}{20/5} \text{A} = 50\text{A}$$

4-34 在运行中的电流互感器二次回路上工作应注意哪些问题?

- 1) 严格遵守电气安全工作规程。
- 2) 不允许将电流互感器二次开路。
- 3) 当需要将电流互感器二次短路时, 应使用专用短路线或短路片。严禁使用熔丝或导线缠绕。
- 4) 严禁在短路点与电流互感器之间的回路上进行任何工作。
- 5) 工作时必须使用绝缘工具, 站在绝缘垫上, 并有专人监护。
- 6) 工作人员在清扫二次线时, 应戴绝缘手套, 穿长袖工作服, 使用干燥的工具, 并应防止损坏部件。

4-35 电流互感器在投入运行前应进行哪些检查?

电流互感器在投入运行前, 应仔细核对接线是否正确, 安装是否牢固, 应按试验规程的交接性试验项目进行试验并合格, 还应做以下几项检查:

- 1) 外观应整洁, 瓷套管及绝缘物无破损、裂纹。
- 2) 充油互感器油量应充足, 无渗漏现象。
- 3) 一、二次引线及线卡各连接部分接触应良好, 螺丝应紧固。
- 4) 外壳及二次回路应一点接地, 连接应可靠。

4-36 运行中的电流互感器应巡视检查哪些项目?

运行中的电流互感器应巡视检查的项目有:

- 1) 绝缘子及绝缘物是否清洁, 有无裂纹、破损及放电现象。
- 2) 声音有无异常。
- 3) 各部连接点有无过热及打火现象。
- 4) 有无冒烟或异常气味。
- 5) 充油互感器的油面是否正常, 有无渗漏现象。
- 6) 电流表有无指示为零或摇摆现象。

4-37 运行中的电流互感器有哪些常见故障? 应如何处理?

运行中的电流互感器的常见故障有: 二次测开路, 一二次绕组烧坏, 发热严重, 螺钉松动, 冒烟、打火及声音异常等。

在运行中可根据出现的异常现象分别处理。关于二次开路的现象及处理方法前面已有详述。判断电流互感器是否发热, 可看试温腊片是否熔化。通过指示仪表可以判断互感器有无异常; 在连接点或二次回路上有打火现象时, 一般可能是螺钉松动或二次有开路现象所致; 有冒烟现象则说明绝缘损坏或铁心发热严重等。在处理时应严格遵守安全工作规程, 使用绝缘工具, 最好是停电处理。

第 5 章 继电保护装置

5-1 电力系统中最常见的故障类型有哪些？短路故障的特点是什么？

电力系统中最常见的故障是各种形式的短路。短路是指正常运行情况以外的一切相与相和相与地之间不经过负载的短接，如三相短路、两相短路、不同地点的两相接地短路以及在中性点直接接地系统中，发生一相接地形成的单相短路。另外，变压器内部绕组的匝间短路以及输电线路的断线等均属于故障。短路又可以分为金属性短路和经过渡电阻短路（即相间经电弧电阻、外物电阻、导线落地时的接地电阻、杆塔接地电阻等短接在一起）两种。

各种类型短路故障发生的概率为：三相短路约为 5%、两相短路约为 10%、两相接地短路和不同地点的接地短路约为 20%、单相短路约为 65% 左右。一般三相短路是对称的，又是最为严重的故障。

短路与正常运行的区别是：电流将急剧增大、电压将急剧下降。非三相的短路都是不对称的，三相电压与电流都将是不对称的。

短路故障的特点之一是产生极大的短路电流，短路电流流经的电气设备和电气线路都会严重发热，同时受到强大的电动力作用，从而损坏设备和线路。其损坏的程度与短路电流的大小、持续时间的长短有关。也就是说，短路电流越大、持续时间越长所造成的危害也越大。短路故障的另一个特点是电压和频率下降，以至影响电气设备的正常运行以及用电单位的正常工作。不对称短路的不平衡电流还会对邻近的通信线路发生干扰，影响正常的通信。

通常在电力系统中发生短路故障时，继电保护装置应能发出信号，同时应使断路器掉闸。

5-2 什么是电力系统的异常运行状态？常见的异常运行状态有哪些？什么是电力系统事故？

电力系统中除有发生故障的可能外，还有可能出现异常运行状态。所谓异常运行状态系指系统的正常运行状态遭到破坏，但尚未发展成为故障的一种运行状态。

在电力系统中常见的异常运行状态有：过负荷、频率降低、温度过高、电压偏离允许值以及在中性点不接地系统中出现一相接地等。

过负荷系指设备所带负荷超过其额定值。过负荷时将引起设备发热，同时会引起绝缘的加速劣化和损坏，甚至烧毁设备及线路。

频率降低一般是因电力系统中出现了功率缺额所引起的。电网频率降低将使电动机不能维持原来的转速，从而影响工艺的流程。频率的大幅度降低将会造成整个电力系统运行的不稳定，甚至导致系统瓦解。

温度过高是指设备的温升超过其允许值。一般是由于过负荷或设备本身发生故障所引起的。

当运行中的发电机突然失去负荷时，可能发生“飞车”，使发电机的定子电压迅速升高，造成电压超过允许值，从而危害其绝缘。系统的不合理运行方式，某些操作或故障也将引起运行电压偏离允许值。当加于电气设备的电压大幅度升高时，还可能引起设备事故。电压过低不仅不利于用电设备的正常运行，也会影响系统中电气设备的性能，甚至导致系统故障。

在中性点不接地系统中的一相接地或经过渡电阻接地（包括间歇性弧光接地），统称为单相接地。除间歇性弧光接地会产生很高的过电压，并危害较大外，出现稳定的单相接地时，其三相线电压基本上是对称的，系统仍可继续运行，无须将故障设备或故障线路立即从电网中切除，但三相相电压则不对称，且有发展

为两相接地的可能，故需发出信号通知值班人员进行处理。

此外还有断线、系统振荡和非同期运行等不正常运行方式。

异常运行状态将引起绝缘损坏、影响负荷正常运行，严重时也有发展为故障的可能。

通常电力系统中发生异常运行状态时，应发出警报信号，但一般不跳闸。

电力系统中的故障和异常运行状态都可能引起严重事故。所谓事故系指电力系统的全部或部分的正常运行遭到严重破坏，以致造成对用户的停送电、少送电，电能质量严重下降，甚至烧毁设备等。

5-3 继电保护在电力系统中的主要作用是什么？

继电保护在电力系统中的主要作用是：通过预防事故的发生和发展或缩小事故的影响和范围，最大限度地确保安全发、供电。所以继电保护是电力系统自动化的重要组成部分，是保证系统可靠正常运行的主要措施之一。

5-4 在电力系统中继电保护的基本任务是什么？

在电力系统中继电保护的基本任务是：

- 1) 当电力系统中发生故障时，它应能自动地、迅速地、有选择性地作用于断路器并使之跳闸，以将故障设备从系统中切除，进而保证非故障设备继续运行；
- 2) 当电力系统中出现异常运行状况时，它应能自动地、及时地、准确地发出信号，通知值班人员尽快作出处理。

5-5 对继电保护装置的基本要求是什么？什么是最大运行方式和最小运行方式？

根据 JGJ/T16-92 行标的规定，为了完成继电保护在电力系统中所担负的任务，必须满足下面四个基本要求：即可靠性、选择性、灵敏性和速动性。在一般情况下作用于断路器跳闸的继电保护装置，在设计、制造、配置、计算、整定和调试等环节中，应同时满足这四个基本要求。而对于反映不正常工作状态并作用于信号的继电保护装置，对上述四个基本要求中的某个要求可适当

地降低，如速动性。

可靠性 是指在保护范围内发生故障时，保护装置应可靠地动作，而在保护范围以外发生故障时，又不应该动作。如果该动作时不动，不该动作时乱动，则保护装置不仅起不到保护作用，反而扩大了事故，成了事故的根源。为提高保护装置动作的可靠性，要求保护装置的原理配置、整定计算、安装调试都不得有误，并要求构成保护装置的各元件质量要好，还需要加强经常性地维护和管理。另外，保护装置还应力求简化。

选择性 是指系统发生故障时，继电保护装置具有能可靠地断开、且只断开离故障点最近的断路器的性能。要求保护装置的动作是有选择性的，即只切除故障部分，以保证无故障部分继续运行，从而使停电范围最小。不难看出，保护装置的选择性是由合理地选择保护方案、正确地进行整定计算以及精确地调整试验所获得的。

灵敏性 保护装置的灵敏性是指在保护范围内发生故障和正常运行状况时，保护装置的反应能力。此能力是通过被保护设备发生故障时的实际参数与保护装置动作所整定的参数进行比较来确定的。保护装置的灵敏性一般用灵敏系数 K_{sen} 来表示（又称为灵敏度），其定义如下：

对于反映故障时参数量增加的继电保护装置，如过电流保护，其灵敏系数为

$$K_{\text{sen}} = \frac{\text{保护区末端金属性短路时故障参数量的最小计算值}}{\text{保护装置的动作值}}$$

对于反映故障时参数量降低的继电保护装置，如低电压保护，其灵敏系数为

$$K_{\text{sen}} = \frac{\text{保护装置的动作值}}{\text{保护区末端金属性短路时故障参数的最大计算值}}$$

对于不同保护装置灵敏系数的具体要求也不同。根据定义可知，无论是反映故障参数量增加还是降低的保护装置，对灵敏系数的要求均大于 1。关于短路保护的最小灵敏系数见表 5-1。

表 5-1 短路保护的最小灵敏系数

保护分类	保护类型	组成元件	灵敏系数	备 注
主保护	变压器、线路和电动机的电流速断保护	电流元件	2.0	按保护安装处短路计算
	电流保护、电压保护	电流、电压元件	1.5	按保护区末端计算
	3~10kV 电力网单相接地保护	电流元件	1.5	
后备保护	远后备保护	电流、电压元件	1.2	按相邻电气设备和线路末端短路计算
	近后备保护	电流、电压元件	1.3	按线路末端短路计算
辅助保护	电流速断保护		1.2	按正常运行方式下保护安装处短路计算

为了使保护装置在系统发生故障时能起到保护作用，要求保护装置在电力系统的各种运行方式下均具有足够的灵敏系数。为此，在计算各种参数时一般采用两种实际可能出现的极端运行方式，即最大运行方式和最小运行方式。

所谓最大运行方式是指系统电源容量最大，在保护区末端短路时系统的等值阻抗最小，通过保护装置的短路电流为最大的运行方式。

所谓最小运行方式是指系统电源容量最小，在保护区末端短路时系统的等值阻抗最大，通过保护装置的短路电流为最小的运行方式。

速动性 所谓速动性就是要求保护装置能快速动作，以尽可能短的时间从系统中将故障切除，减少短路电流的持续时间，加速系统电压的恢复，为电动机自起动创造有利条件；另外还可以提高发电机并列运行的稳定性，防止事故进一步扩大。切除故障的时间等于断路器的分闸时间和保护装置的动作时间之和。由于断路器的分闸时间在断路器一经安装完毕，其分闸时间就是一个确定的数值，为了实现快速切除故障的目的，就必须选用快速动作的继电保护装置。

通过分析不难看出，上述四个基本要求既关联又矛盾。因此，必须根据系统结构的具体情况，经过技术经济比较，合理地确定保护方案并正确地设定保护装置的動作值，以使保护装置能发挥出应有的作用。

5-6 什么是主保护、后备保护和辅助保护？什么是异常运行保护？

根据 JCJ/T 16-92 行标的规定，电气线路和电气设备应装设短路故障和异常运行保护装置。电气线路和电气设备一般应有主保护、后备保护，必要时可再增设辅助保护。

1) 主保护 满足系统稳定和设备安全要求，能以最快速度有选择地切除被保护设备和线路故障的保护。

2) 后备保护 当主保护或断路器拒动时，用以切除故障的保护。后备保护分为远后备和近后备保护。远后备是指当主保护拒动时，由相邻电气线路和设备的保护实现后备；近后备是指当主保护拒动时，由本级电气设备或线路的另一套保护实现后备；当断路器拒动时，由断路器的失灵保护实现后备。

3) 辅助保护 为补充主保护和后备保护的性能的不足或当主保护和后备保护退出运行而增设的简单保护。

异常运行保护 是指反映被保护电气设备或线路异常运行状态的保护。

5-7 根据构成原理的不同，继电保护装置可分为哪些类型？

当电力系统中发生故障时，就会伴随着产生三大特点，即电流将急剧增加、电压将急剧降低以及电压与电流间的相位角发生变化。利用故障时这些基本运行参数与正常运行时的差别，就可以构成不同原理的继电保护装置，如：

1) 反映电流变化的，有过电流保护、电流速断保护、零序电流保护等。其中过电流保护又分为定时限过电流保护和反时限过电流保护；而电流速断保护又分为（无时限）瞬时电流速断保护和带时限的电流速断保护。

2) 反映电压变化的，又分为低电压保护和过电压保护。

3) 既能反映电流的变化又能反映输送功率方向的, 有方向过电流保护。

4) 反映输入电流与输出电流之差值变化的, 有差动保护。差动保护又分为横联差动保护和纵联差动保护。

5) 反映电压与电流比值变化的, 有距离保护。

6) 反映发电机频率的变化的, 有周波保护。

7) 专门用来反映变压器等温度变化的, 有温度保护。

8) 专门用来反映变压器内部故障的, 有瓦斯保护。瓦斯保护又分为轻瓦斯保护和重瓦斯保护。

5-8 继电保护装置的原理结构是怎样的?

虽然继电保护装置的种类很多, 但就其构成原理均可视为由三部分所组成, 即: 比较环节、逻辑环节和执行环节。其原理结构图如图 5-1 所示。

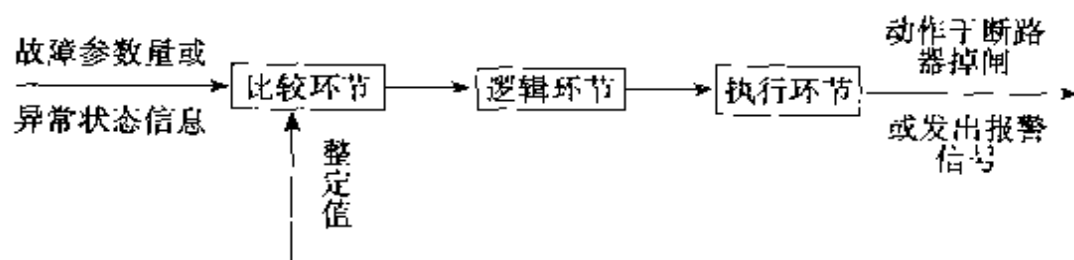


图 5-1 继电保护装置的原理结构图

三个环节的功能如下:

1) 比较环节的功能是将测量到的被保护设备或线路的工作状态(正常状态、异常状态或故障状态)的一个或几个相关的电气量与整定值在此进行比较, 以决定保护装置是否应该起动。

2) 逻辑环节的功能是根据比较环节输出量的大小、性质、组合方式、出现的先后顺序, 来确定保护装置是否应该动作。逻辑环节一般由逻辑电路组成。基本的逻辑电路有与、或、非门三种电路。经过逻辑的运算和整理, 一旦构成通路, 就会向执行环节送出信号。

3) 执行环节的功能是根据逻辑环节所做出的决定, 执行保

护装置的最终任务，即发出信号、或跳闸、或不动作。执行环节一般是由中间继电器和操动机构的分闸线圈来组成。当接到逻辑环节送来的信号后，发出使断路器跳闸或动作于音响的信号，以完成整套继电保护装置的動作。当保护装置较为简单时，也可以将逻辑环节和执行环节结合在一起。因此保护装置有时没有单独的執行环节。

上述三个环节是一般继电保护装置中常见的。有的还包括延时环节、信号环节和连接片等。

5-9 在继电保护中常用的继电器类别有哪些？

继电器是组成继电保护装置的基本元件。继电保护装置通常由若干个继电器组成。继电器是一种自动动作的电器。当给继电器输入某一物理量时或某一物理量达到一定数值时，继电器就可以自动地动作，一般将这种动作特性称为继电特性。

继电器的类型很多。按照所反映物理量的不同，可分为电量的和非电量的。反映非电量的继电器有气体继电器、温度继电器等。反映电量的继电器较多，又可根据电量性质和继电器原理分为如下不同类别：

按反映物理量的性质不同，可分为电流继电器、电压继电器、差动继电器、低频继电器和功率方向继电器等。这些继电器一般均作为继电保护装置的比较环节。

按动作原理的不同，可分为电磁型、感应型、极化型、整流型、晶体管型、集成电路型和微机型等。

继电器还可按照在保护装置中的作用不同，分为中间继电器、时间继电器、信号继电器等。这类继电器一般应用在保护装置的逻辑环节和执行环节。

上述继电器在应用上，仍以电磁型和感应型继电器居多，尤其在工业企业中是构成保护装置的主要组成部分。但也有一些采用了整流型和集成电路型的。值得提出的是，微机型保护装置已开始投入应用，随着其技术的不断发展、成熟，势必将逐步取代其他类型的保护装置。

5-10 简述电磁型继电器的动作原理。

电磁型继电器是一种传统继电器，如常用的电流继电器、电压继电器、时间继电器、中间继电器和信号继电器等都属电磁型继电器。

电磁型继电器实为由电磁铁控制的一种开关装置。电磁型继电器的原理结构如图 5-2 所示。

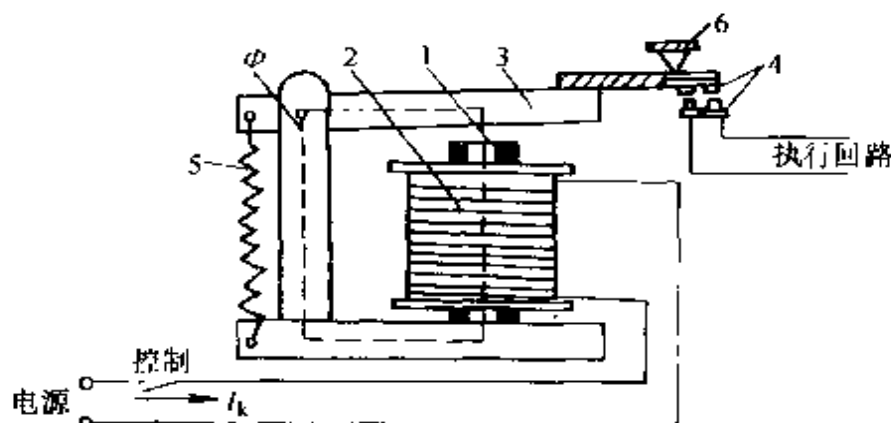


图 5-2 电磁型继电器原理结构图

1—铁心 2—线圈 3—可动衔铁 4—触点 5—反作用弹簧 6—止挡

电磁型继电器由电磁铁（铁心 1 和线圈 2）、可动衔铁 3、触点 4、反作用弹簧 5 和止挡 6 组成。

当电磁铁的线圈中流过电流 I_k ，在铁心中就有磁通 Φ 通过，磁通 Φ 经过电磁铁的导磁体、气隙、和衔铁构成闭合回路。由于衔铁在磁场作用下被磁化，产生了电磁力 F_d 和电磁力矩 M_d 。当电磁力大到能克服反作用弹簧的阻力矩时，衔铁被吸下，从而带动触点，使其闭合。利用触点的开闭，可控制保护装置的执行环节，使断路器动作，切除故障电路。

根据电磁学的原理可知，电磁力 F_d 与磁通 Φ 的平方成正比，即

$$F_d = K_1 \Phi^2$$

当铁心未饱和时，磁通 Φ 又与磁势成正比，即

(续)

原 理 代 号		用 途 代 号											
B	半 导 体 型	电 流		功 率								负 序 电 流	负 序 电 压

数字部分由几个阿拉伯数字组成。分隔符号后的第一个数字表示制造厂的设计序号。第二、三个数字对于不同类型的继电器表示的意义也不同，如电流、电压继电器和 DZ—10 型的中间继电器，第二个数字表示触点的规格。所谓触点规格系指继电器有多少对动合触点和动断触点。表示触点规格的数字含义见表 5-3。

表 5-3 触点规格数字的意义

代 号	动 断 触 点	动 合 触 点	代 号	动 断 触 点	动 合 触 点
1	9	1	5	3	2
2	1	0	6	0	3
3	1	1	7	0	4
4	0	2	8	1	3

时间继电器的第二个数字表示用在交流还是直流：其中 1 代表直流，2 代表交流。第三个数字表示触点延时特征：1 表示延时 0.1~0.3s，2 表示延时 0.25~3.5s，3 表示延时 0.5~9s，5、6 表示带有滑动触点。有的时间继电器在三个数字后面还有一个字母 C，它表示这类时间继电器内部有附加电阻，允许线圈长时间通电。

电压继电器的第三个数字是表示类型的代号：1 表示过电压继电器；2 表示低电压继电器。

在继电器型号的数字后面，有些继电器还有一斜线，斜线后面的数字表示的是继电器的参数，如电流、电压继电器表示最大整定电流和电压，信号继电器表示该继电器的额定电流或额定电压。

5-12 简述电流继电器的结构？它的主要技术参数有哪些？

电流继电器的结构如图 5-3 所示。

在线圈未通电或电流较小时，Z 型舌片 3 在弹簧 4 的作用下停留在图示位置，也就是舌片与磁极间有一定距离，此时触点 5、6 断开。当通入线圈中的电流达到某一数值，产生的电磁力足以吸动舌片转动时，使动触点 5 与静触点 6 闭合。在舌片开始转动后，由于气隙的逐渐缩小，使得磁阻随之减小，继电器就会突然动作。

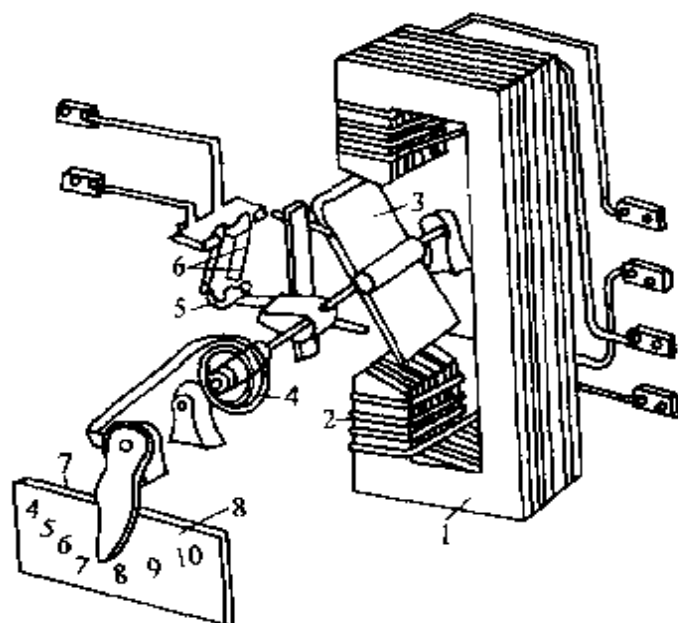


图 5-3 DL-10 型电流继电器的结构图

- 1—电磁铁 2—线圈 3—Z 形舌片
4—弹簧 5—动触点 6—静触点
7—整定值调整把手 8—刻度盘

当电流小到某一数值时，继电器就在反作用弹簧的作用下，使舌片离开磁极。随着气隙的增大，电磁力矩也随之减小，则返回更快。这种突然动作和突然返回就是继电器的继电特性。

能使电流继电器动作，触点由断开变为闭合的最小电流称为继电器的动作电流，一般用 I_{op} 来表示。能使电流继电器返回到原来位置的最大电流称为继电器的返回电流，一般用 I_r 来表示。继电器的返回电流与动作电流之比叫作返回系数，用 K_r 表示，即

$$K_r = \frac{I_r}{I_{op}}$$

对于反映参数量增加而动作的继电器，其返回系数总是小于 1。一般 DL-10 型电流继电器的返回系数应不小于 0.85。

电流继电器的结构型式是转动舌片式。当流过线圈中的电流超过某一数值时动作。在电流保护中一般作为测量元件与起动元

件。

电流继电器的主要技术参数有动作电流、返回电流和返回系数。

5-13 什么是继电器的起动电流、起动电压、返回电流、返回电压以及返回系数？

起动电流是指能使继电器动作的最小电流。而起动电压是指能使继电器动作的最小电压。起动电流和起动电压可以根据保护装置的要求进行调整，可调整的范围叫做整定范围。

返回电流是指继电器动作后，当通过继电器线圈的电流小于某一数值时，动作机构便返回到原位，能使继电器动作机构返回原位的最大电流称为继电器的返回电流。返回电压是指继电器动作后，当加在继电器线圈上的电压小于某一数值时，动作机构便返回到原位，能使继电器动作机构返回原位的最大电压称为继电器的返回电压。

返回系数是指返回电流（或返回电压）与起动电流（或起动电压）之比。对于一个过量继电器来讲，其返回系数 K_r 可用下式表示

$$K_r = \frac{I_r}{I_{\text{op}}} \text{ 或 } K_r = \frac{U_r}{U_{\text{op}}}$$

式中 I_r , U_r ——返回电流和返回电压；

I_{op} , U_{op} ——起动电流和起动电压；

K_r ——返回系数，国产继电器的返回系数一般为 0.8 ~ 0.85。

5-14 电流继电器返回系数的大小与哪些因素有关？

电流继电器返回系数的大小一般与以下两个因素有关：

1) 舌片与磁极间气隙的影响 继电器动作前和动作后气隙的变化越大，则返回系数越小。这是由于动作前的气隙大，则磁阻也大，要求能够吸动衔铁的电流大，也就是动作电流大；当继电器动作后，如果舌片与衔铁的气隙变小，磁阻也小，则用来抵消反作用弹簧拉力而维持继电器动作状态所需的电流也越小，也

就是返回电流小。因而，气隙变化越大，返回系数越小。

2) 轴与轴承间摩擦力的影响 由于在继电器动作过程中，电磁力矩 M_{dc} 必须克服摩擦力矩 M_m 和弹簧的反作用力矩 M_y ，即

$$M_{dc} \geq M_m + M_y$$

而继电器在返回过程中，弹簧力矩必须克服电磁力矩和摩擦力矩，即

$$M_y \geq M_m + M_{dc}$$

亦即

$$M_{dc} \leq M_y - M_m$$

以上关系可见，继电器动作时的电磁力矩与返回时的电磁力矩之差为 2 倍的摩擦力矩。不难看出，摩擦力矩的增加会使继电器的返回系数减小。

为了满足对返回系数的要求，通常要改变动作前后气隙的大小。采用坚硬光滑的轴承以减小摩擦力矩等措施也有利于实现这一要求。

5-15 电流继电器的动作电流应如何整定？

电流继电器的动作电流一般可通过下述两种方法来整定：

1) 改变弹簧的反作用力矩，也就是调整把手 7 (见图 5-3) 的位置。当调整把手由左向右偏转时，弹簧拉紧，因而使得继电器的动作电流增大，反之减小。

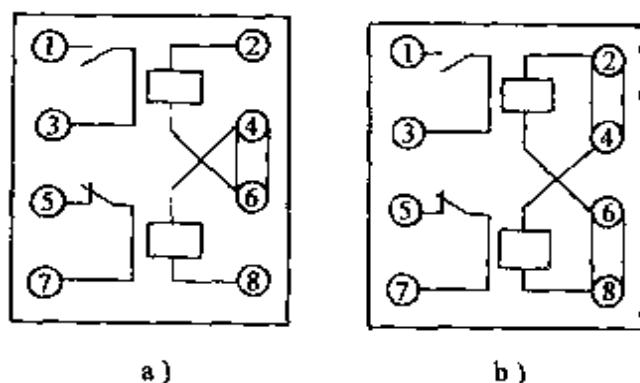


图 5-4 DL 系列继电器内部接线图

a) 串联 b) 并联

2) 用连接片改变继电器线圈的连接方法，使其

串联或并联。图 5-4 所示为继电器的内部接线图。

其中接线端子 1、3、5、7 为触点端子，2、4、6、8 为线圈的接线端子。图中的小方框代表线圈。当两组线圈串联时，可将

端子 4、6 连接；当需要并联时，应将端子 2、4 和 6、8 端子分别连接。由端子 2、8 接入电流互感器的二次侧。继电器线圈并联时的动作电流为串联时动作电流的 2 倍。

5-16 电压继电器有哪些特点？

电磁型电压继电器与电磁型电流继电器的结构基本相同，外观相似。不同的仅是电磁型电压继电器的线圈匝数多而导线较细、阻抗较大。因为电压继电器一般并接在电压互感器二次侧的交流电压上，其电压值较高，通常为 100V。

电压继电器分为低电压继电器和过电压继电器两种。过电压继电器的动作电压、返回电压以及返回系数的含义与电流继电器的技术参数含义一样。

低电压继电器应用较多，常作为低电压保护和低电压闭锁中的起动元件。

DJ—122 型低电压继电器有一对动断触点，当继电器接通正常的工作电压时，动断触点打开，形成继电器的非动作状态。当加入的电压下降到某一定值时，继电器的动断触点闭合，此过程称为低电压继电器的动作过程。能使继电器触点从断开到闭合的最高电压称为该继电器的动作电压 U_{op} 。当继电器动作后，如提高电压至某一数值时，又使继电器触点打开的这一过程称为返回过程。能使继电器触点重新打开的最低电压称为该继电器的返回电压 U_r 。则返回系数 K_r 为

$$K_r = \frac{U_r}{U_{op}}$$

不难看出，返回系数必然大于 1，一般不大于 1.2。

低电压继电器动作电压的整定方法有：① 改变调整把手的位置；② 改变线圈的串并联接法。

5-17 时间继电器有哪些特点？

时间继电器的功能是用来使保护装置建立所需要的动作时间。保护装置常用的 DS—110 型、DS—120 型电磁型时间继电器的基本结构如图 5-5 所示。

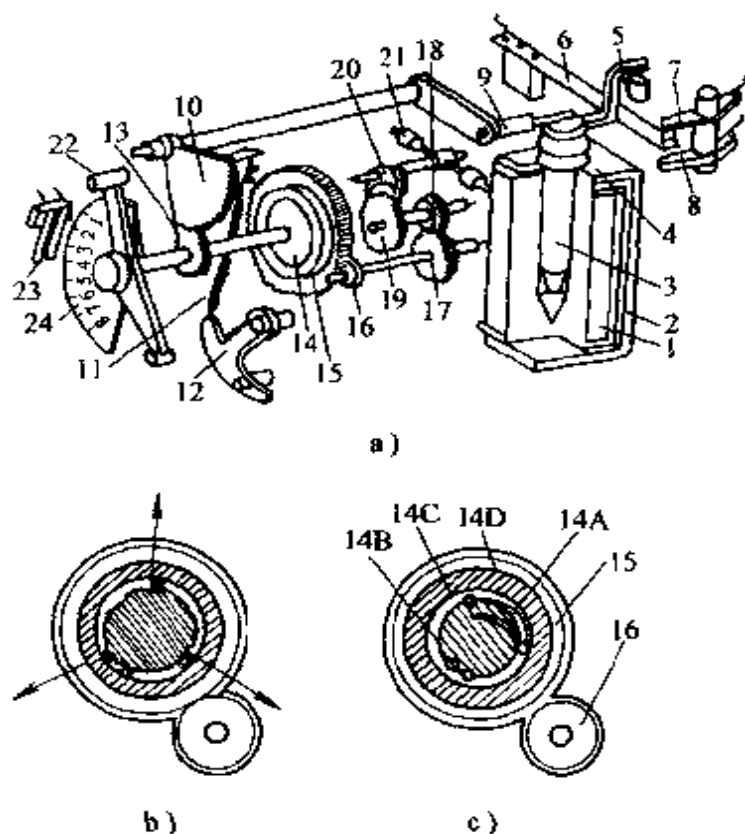


图 5-5 DS—110、DS—120 型时间继电器结构图

a) 继电器结构图 b) 动作时的离合器 c) 返回时的离合器

1—线圈 2—磁导体 3—衔铁 4—返回弹簧 5—切换接点压头 6—可动瞬时触点
7、8—瞬时切换触点 9—曲柄杠杆 10—扇形齿轮 11—主弹簧 12—改变弹簧拉力的卡板
13—齿轮 14—摩擦离合器 (14A—凸轮, 14B—滚珠, 14C—弹簧, 14D—套圈)
15—主齿轮 16—钟表机构的齿轮 17、18—中间齿轮 19—摆轮 20—摆卡
21—平衡锤 22—动触点 23—静触点 24—刻度盘

这种时间继电器由一个电磁起动机构带动一个钟表机构组合而成的, 电磁起动机构的结构型式是螺管线圈式。

时间继电器一般均带有一对瞬动触点和一对延时触点。根据不同的需要, 有的还带有滑动延时接点。时间继电器的动作原理如下:

当线圈 1 加上额定电压后, 衔铁 3 就被吸进电磁线圈中, 因此曲柄杠杆 9 失去依托, 在主弹簧 11 的作用下, 使扇形齿轮 10 做顺时针转动, 并使得齿轮 13、摩擦离合器 14 和动触点 22 做逆时针转动。此时离合器的滚轮 14B 和套圈 14D 结合, 带动主齿轮 15 并传动钟表机构。在钟表机构的摆卡 20 和平衡锤 21 作用下,

控制了动触点轴旋转角速度，动触点 22 以恒速转动，经一定时间后与静触点 23 接触，完成了动作过程。

当线圈上失去外加电压后，在返回弹簧 4 的作用下，衔铁从线圈中被弹出，同时将曲柄杠杆托起，扇形齿轮做逆时针转动，因而齿轮 13 做顺时针转动，此时同轴的离合器与主齿轮离开，所以钟表机构不参与工作，因而返回是瞬时的。

在整定时间继电器的动作时间时，可通过改变动触点的位置，也就是改变动触点的行程来实现。

5-18 中间继电器有哪些特点？

为了补足其它继电器接点容量的不足或接点数量的不足，通常在保护装置中必须加装中间继电器。DZ—10 型中间继电器的原理结构图如图 5-6 所示。

该中间继电器的结构形式为吸引衔铁式。当作用于线圈 2 的电压达到额定电压的 70% 以上时，衔铁 3 就被吸向铁心，衔铁带动动触点 5 与静触点 4 闭合，完成动作过程。当线圈失电后，继电器在反作用弹簧 6 的作用下，立即返回原始位置。

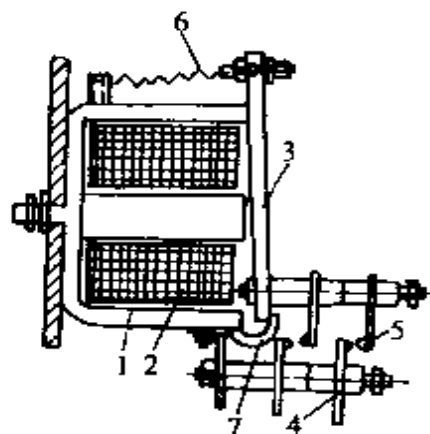


图 5-6 DZ—10 型中间继电器结构图
1—铁心 2—线圈 3—衔铁 4—静触头
5—动触头 6—弹簧 7—衔铁行程限制器

针对不同的用途，中间继电器有较多型号。在保护装置中除 DZ—10 型外，应用较多的还有 DZS、DZB、ZJ1—3 和 YZJ 系列的中间继电器。

DZS 系列中间继电器是带有延时动作或延时返回的中间继电器。它与 DZ 系列的主要不同之处是其铁心上套有若干个铜质短路环（又称为阻尼环）。这样在接通或断开继电器的电源时，在铜环中感应出涡流，阻止铁心中磁通的变化，从而可使其略带延时。这种继电器阻尼环套的位置不同，可达到不同目的。如套在

铁心的顶部可延时动作；套在铁心的根部可延时返回。

DZB 系列、ZJ1—3 型和 YZJ 型中间继电器都带有两组线圈，其中一组为电压线圈，另一组为电流线圈。这种继电器可作为出口继电器使用。在每组线圈中又有一个或多个同类线圈。一般情况下当用电压线圈作起动元件时，另一组电流线圈就作为自保持线圈，如防跳装置中的中间继电器。对于具有两组线圈的中间继电器在连接时必须注意极性，两组线圈的同极性端子必须装在同一侧（正电源侧或负电源侧），否则两组线圈产生的磁势相互抵消，继电器将不能正常动作和保持，造成继电器的跳跃，这应极力避免。

5-19 信号继电器有哪些特点？

信号继电器是用来标识保护装置是否动作的指示器。当信号继电器动作后，一是信号继电器本身有掉牌指示，可供作为保护装置和自动装置的动作情况分析，另一个是其触点闭合，接通灯光和音响信号回路，以引起值班人员的注意。待值班人员查明故障并排除后，可由值班人员手动将信号掉牌复归。图 5-7 所示为 DX—11 型信号继电器的结构图。

在正常情况下，线圈 2 中没有电流流过，衔铁 3 被弹簧 6 拉住，信号牌 9 被衔铁的边缘支持着，保持在水平位置。当保护动作时，信号继电器线圈内通过电流，靠电磁力吸引衔铁动作而释放信号牌，于是信号牌靠自身的重量而下落，并停留在垂直位置（即机械自保持）。这时可从外壳的显示窗看到白（或红）色信号牌。信号牌掉牌的同时，还带动了动触头轴 4 转动 90°，使得动触头与静触头闭合，接通信号回路。

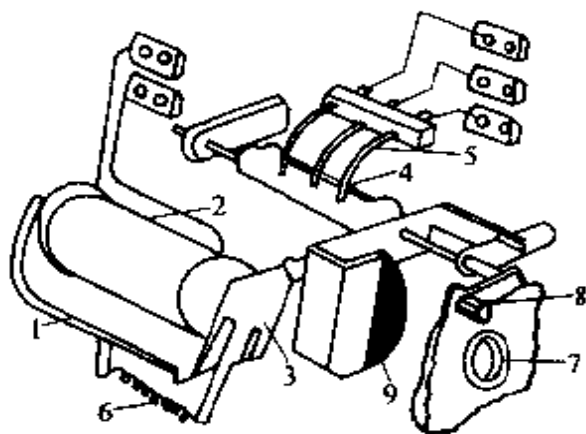


图 5-7 DX—11 型信号继电器的结构图
1—电磁铁 2—线圈 3—衔铁 4—动触头
5—静触点 6—弹簧 7—显示窗
8—手动复归旋钮 9—信号牌

DX—11 型信号继电器分为电流型和电压型两种。其中电压型的信号继电器线圈应并联接入电路；而电流型线圈应串联接入电路。

5-20 简述 GL 系列感应型过电流继电器的结构和动作原理。

GL 系列感应型过电流继电器广泛应用于电力系统中，用于小容量的电机、变压器和电气线路的反时限过电流保护装置。它由感应元件和电磁元件两部分构成。感应元件具有反时限特性，而电磁元件是瞬时动作的。常用的有 GL—11、GL—12、GL—13、GL—14、GL—15 和 GL—25 等型。GL—11 和 GL—12 型有一对常开主触头，而其它型除有一对常开主触点外，还有一对常闭信号触头，在过负荷情况下用以发出信号。感应元件是根据感应式仪表的原理制成的，与感应式电度表相似。GL 系列感应式过电流继电器的结构如图 5-8 所示。

感应元件的动作原理是：电磁铁 1 的极面被分成两部分，一部分套有短路环 2。当线圈中通过电流时，在铁心中将产生两个磁通，它们在不同位置穿过圆盘 3，并有一相位差。根据电磁感应原理，

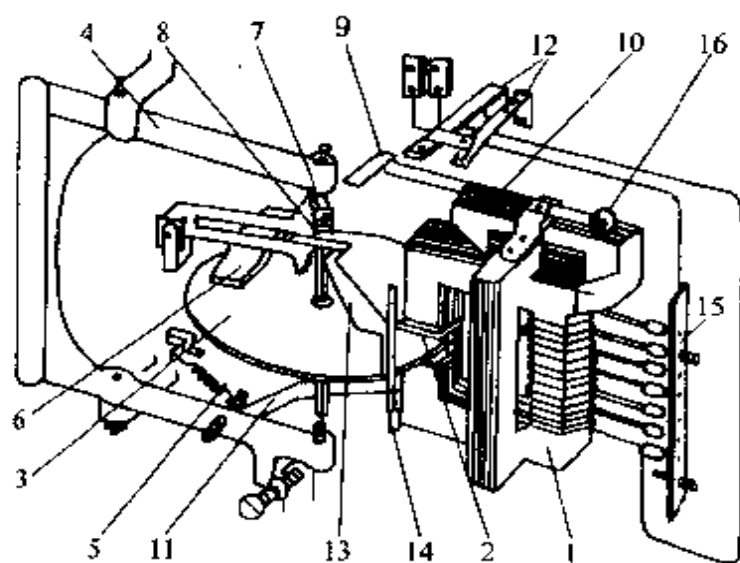


图 5-8 GL 系列电流继电器的结构原理图

- 1—电磁铁 2—短路环 3—圆盘 4—方框
5—调节弹簧 6—永久磁铁 7—蜗杆 8—扇形齿轮
9—手柄 10—衔铁 11—感应钢片 12—触头
13—时间调节旋钮 14—时间标度盘
15—过流定值调板 16—速断倍数调节螺钉

圆盘将产生转动力矩 $M = KI'$ 。在这一转矩的作用下，圆盘开始转动。当继电器线圈中的电流等于动作电流时，其转速可达到足以克服弹簧 5 的反作用力而使方框 4 偏动，这时扇形齿轮 8 与蜗

杆 7 啮合，随着扇形齿轮的上升并经过一定时间，扇形齿轮的杠杆碰到手柄 9 上。手柄上升使电磁铁的铁心与衔铁 10 间的空气隙减小到某一距离时，衔铁便被吸向铁心。这时触头 12 闭合，手柄同时动作使信号牌落下。

电流线圈具有抽头，可用来调节电流。通过时间调节旋钮 13 改变扇形齿轮的初始位置，即可调节动作时限。由于扇形齿轮上升的速度与电流的大小成正比，所以感应元件具有反时限特性。感应部分的返回系数为 0.85。

电磁元件的动作原理是：正常情况下衔铁 10 的左半部分比右半部分重，因此衔铁右半部电磁铁间有一气隙。当电流线圈通过瞬时动作电流时，可将衔铁吸向铁心，使触点瞬时闭合。动作电流的大小可借助衔铁右端的调整电磁元件动作电流的螺钉 16 通过改变气隙的大小加以调节。它的动作时间约 $0.05 \sim 0.1\text{s}$ 。返回系数约为 0.4 左右。

GL 系列感应型过电流继电器兼有过流和速断两种保护功能，而且有信号指示，但是其结构复杂、精度不高，电磁部分的返回系数较差。

在实际应用中常采用一种具有有限反时限特性的电流继电器。其特性曲线如图 5-9 所示。

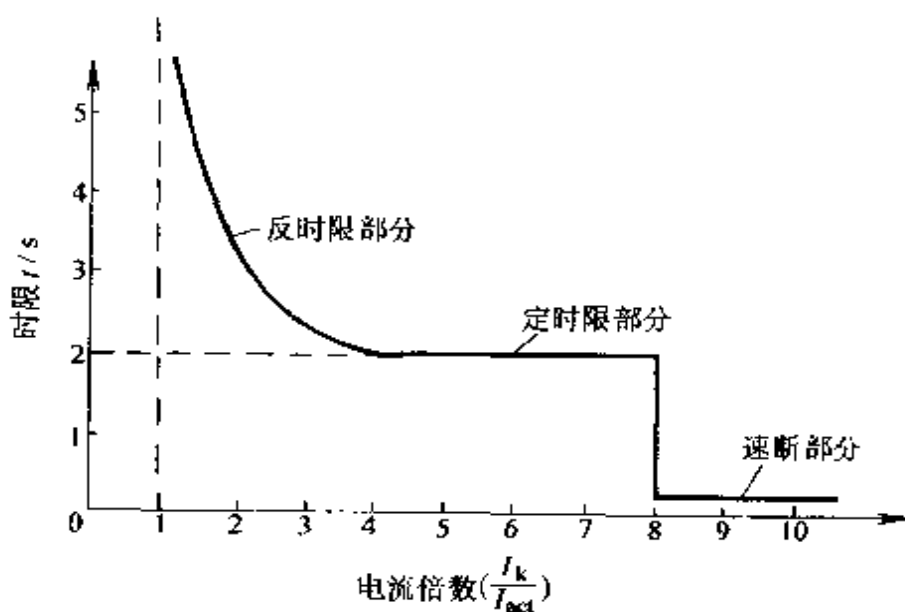


图 5-9 有限反时限特性

这种继电器当电流增大到某一数值以后其动作时间保持不变，这就是定时限部分。这是因为电流增大到一定数值后，继电器的磁路开始饱和。由于感应型过电流继电器本身具有延时特性，因此在保护线路中便无须再加装时间继电器。

5-21 电流互感器在继电保护装置中的作用有哪些？在应用中应特别注意什么？

在继电保护装置中，电流互感器的作用是：

- 1) 将接有继电器的二次系统和高压一次系统隔离开来；
- 2) 将一次侧大电流按比例地变换为二次侧的小电流；
- 3) 利用电流互感器二次侧不同的接线方式获得所必须的相电流和各种电流的组合量。常用的电流互感器二次侧额定电流均为 5A。

继电保护装置中的电流互感器在使用中应特别注意：

- 1) 电流互感器的二次绕组必须一点接地，以防电流互感器的绝缘发生损坏，而使二次回路带有危险的高电压，危及人身和设备安全。
- 2) 电流互感器的二次绕组不得开路，否则将产生数千伏的高电压，威胁人身和设备安全。
- 3) 必须正确地判别电流互感器的极性，否则继电保护装置将不能正确地动作。

5-22 如何正确地判别电流互感器的极性？电流互感器一、二次电流的正方向是如何规定的？

正确地判别电流互感器的极性，对继电保护装置能否正常工作至关重要。

电流互感器一次绕组和二次绕组之间的极性，在继电保护装置中都采用减极性原则进行标注：即当一、二次绕组中都以同极性端子通入电流时，它们在铁心中所产生的磁通方向相同。电流互感器的极性标注如图 5-10 所示。

L1 和 K1 为同极性端子，(L2 和 K2 也是同极性端子)。标注电流互感器极性的方法，是用不同的文字符号辅以相同的注脚表

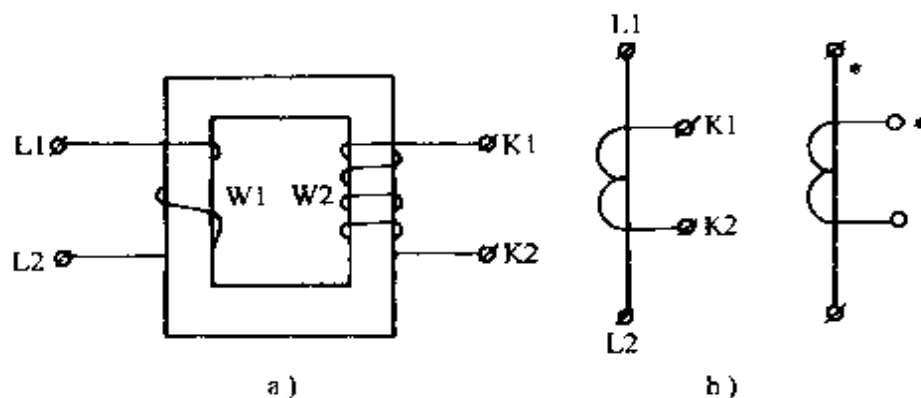


图 5-10 电流互感器的极性标注
a) 原理图 b) 示意图

示同极性端子。也可用相同文字的大小写来表示同极性端子，如 A, a; X, x。当只需标出相对极性关系时，在继电保护装置中常以“*”标注。

在继电保护装置中为了分析问题的方便，对电流互感器极性的标注明确以后，还必须规定一、二次电流的正方向。按原理来讲，正方向的选取可以是任意的，但一旦确定了正方向后，表达电磁规律的方程式（如磁势平衡方程式等）、相量图必须与所选定的正方向相对应，而不能再任意变动。

在继电保护中，为了分析问题的直观和方便，通常把电流互感器的一、二次电流的正方向规定为如图 5-11 所示。

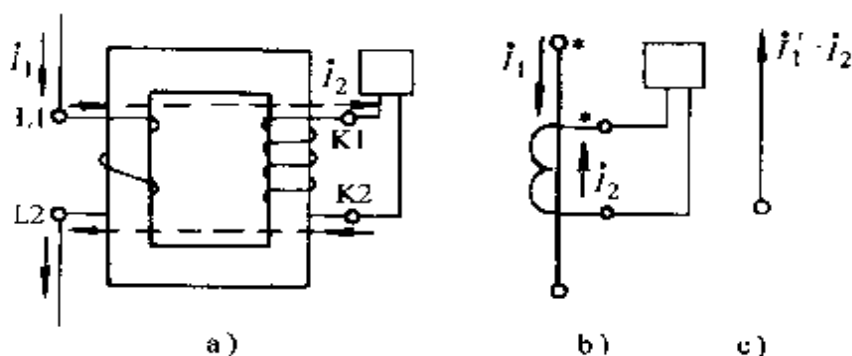


图 5-11 电流互感器的电流正方向和相量图
a)、b) 规定电流正方向 c) 电流相量图

即一次侧电流从 L1 流入，而二次侧电流从同极性端子 K1 流出。通常我们说，一次侧电流从“*”端进，二次侧电流从有“*”端子流出。

根据上述规定的正方向，从原理图中可以直观地看到，继电器的电流好象是从一次侧两个端头直接流过来的（如图虚线所示）。而两个绕组匝数不等，表明电流的大小改变了。

在实际安装工作中，电流互感器一次绕组的 L1、L2 串接在被保护元件的电流回路中，二次绕组端子 K1、K2 接至二次负载（如继电器、仪表的电流线圈）。

四个端子的标注正确与否，将直接影响到电流互感器二次绕组所接入的电流表、功率表等的工作是否能正常，也直接影响到继电保护装置能否正确动作。因此，必须判别电流互感器的极性。判别极性的接线如图 5-12 所示。

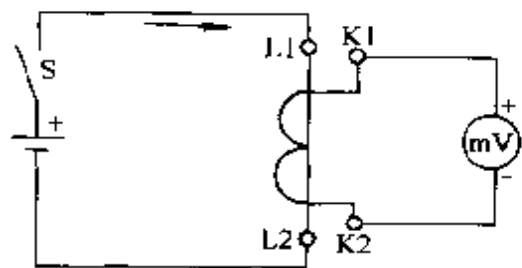


图 5-12 电流互感器的极性判别

一次绕组端子 L1 通过开关 S 接于电池的正极，L2 接负极。二次绕组端子 K1 接入直流毫伏表的正端，K2 接负端。如合上开关 S 的瞬间表针正偏，而断开的瞬间表针反偏，那么 L1、K1 是同极性端子。否则极性的标注就错了，这时只需将二次绕组或一次绕组的两个端子标注对换即可。

5-23 在继电保护装置中电流互感器的基本接线方式有哪几种？什么是接线系数？

在继电保护装置中电流互感器的接线方式有多种，但基本的接线方式有：三相完全星形联结、两相不完全星形联结和两相电流差联结三种，如图 5-13 所示。

所谓接线系数是指流入继电器的电流与电流互感器二次侧电流之比，即

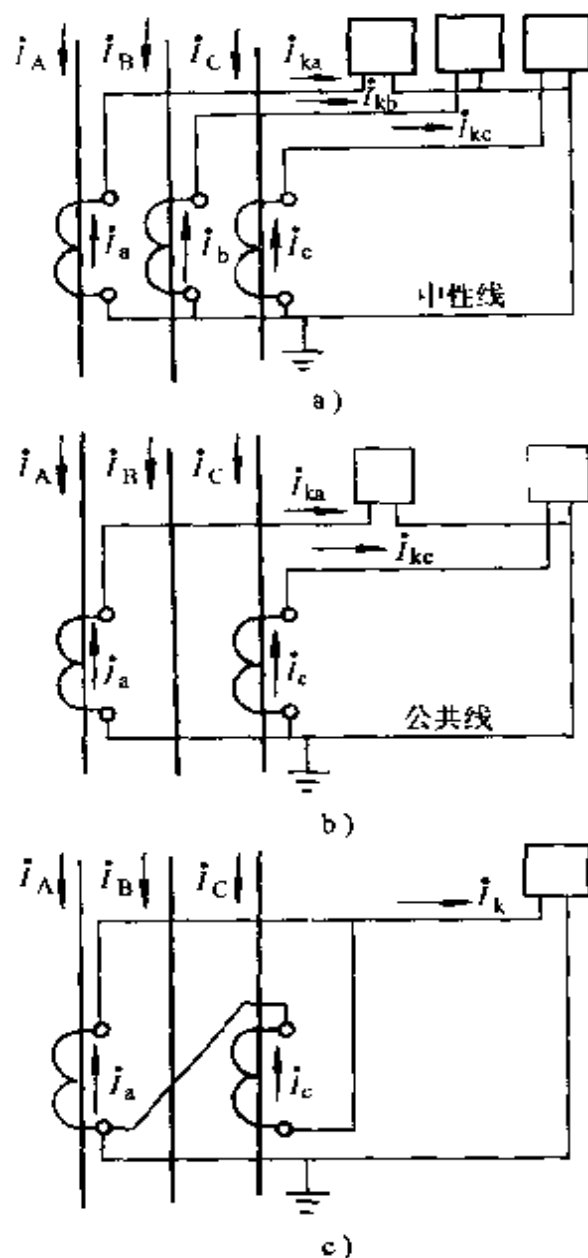


图 5-13 电流互感器与继电保护的接线方式

a) 三相星形联结 b) 两相不完全星形联结 c) 两相电流差联结

$$K_{\text{con}} = \frac{\text{继电器中的电流 } I_K}{\text{电流互感器的二次电流 } I_2}$$

5-24 三相完全星形联结方式的特点有哪些？

三相完全星形联结方式的特点是对各种故障（如三相短路、两相短路以及单相短路）均能满足要求，起到保护的作用，而且保护装置的灵敏度也不会因故障相别的不同而变化。由于这种接

线方式中流入各个继电器的电流就是电流互感器的二次侧电流，因此其接线系数 $K_{\text{con}} = 1$ 。

这种接线方式不仅作为相间故障的保护是可靠的，而且在大接地电流电网中还可兼作接地保护。主要应用在大接地电流电网中的相间保护和变压器的电流保护中。由于这种接线方式中使用了三只电流互感器和三只继电器，所以也称为三相三继电器联结。

5-25 两相不完全星形联结方式的特点有哪些？

这种接线方式的特点是可以反映各种类型的相间故障，但不能完全反映单相接地故障。因为在发生任意的相间故障时，两个继电器中总有一个因流过了故障相电流而动作。但是当出现 B 相单相故障时，两个继电器均不能反映出来，保护不动作。因此这种接线方式只能用在相间短路的保护中。在中性点不接地及中性点经消弧线圈接地（小接地电流）的系统中，由于发生单相接地的接地电流很小，不是一种故障状态，而只是一种异常运行状态，不需跳开断路器。

由于这种接线方式流过继电器的电流就是电流互感器的二次电流，所以其接线系数 $K_{\text{con}} = 1$ 。

在小电流接地电网中，可能出现不同地点不同相别的同时接地而形成两点接地短路，如图 5-14 所示。

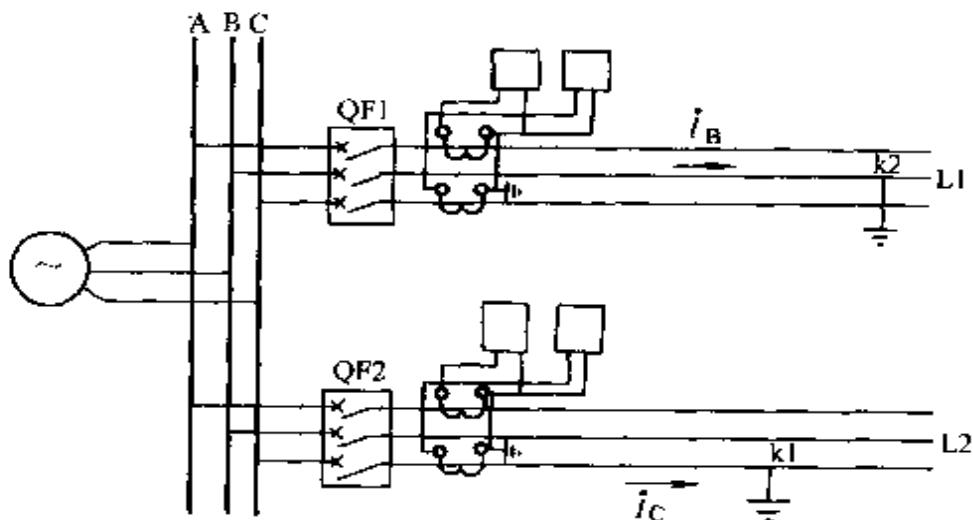


图 5-14 在小接地电流电网中，发生不同地点两点接地的情况

这时只需切除一个接地点即跳开 QF2 而留下一个接地点，还是可以继续运行一段时间的。要满足这一要求，三相完全星形联结方式是做不到的，只有采用两相不完全星形联结方式。因为采用两相不完全星形联结时，由于 B 相故障电流不能反映到继电器中，故有 2/3 的机会只切除一条线路（见表 5-4）。

表 5-4 电流互感器装在同名两相，两点接地保护动作情况

故障类别	相 别					
L1 故障相别	A	A	B	B	C	C
L2 故障相别	B	C	A	C	A	B
L1 切除情况	+	+	-	-	+	+
L2 切除情况	-	+	+	+	+	-
停电线路数目	1	2	1	1	2	1

注：“+”为切除；“-”为不切除。

不难看出，在小接地电流电网中，采用三相完全星形联结方式是不适宜的。两相不完全星形联结中，由于只用了两只电流互感器和两只继电器，因此也称为两相两继电器式联结。

5-26 在同一电网中采用两相两继电器联结时，为什么电流互感器必须安装在同名的两相上？

在同一电网中采用两相两继电器联结时，电流互感器必须接在同名的两相上，一般均装在 A、C 相上。如果不装在同名相上，如将图 5-14 中线路 L2 的电流互感器装在 A、B 两相上，则在发生图 5-14 所示的两点接地故障时，两套保护均不动作。这会造成越级跳闸。

5-27 当两相两继电器联结方式用作 Yd 联结变压器的保护时，为什么灵敏度会大大降低？有何改进措施？

当两相两继电器联结方式用作 Yd 接线变压器的保护时，保护的灵敏度将大大降低。如图 5-15 所示为一台 Yd11 接线的变压器，当三角形侧发生 a、b 两相短路时，其短路电流的分布如图中箭头所示。为分析方便，假定变压器的电流比 $K_T = 1$ ，此时流

过变压器一次侧的电流，B相为 $\frac{2}{\sqrt{3}}I_k$ 。因为装在一次侧的两相两

继电器式保护只能反映 A、C 相的电流，而电流最大的 B 相电流不能反映到保护中去，所以其保护灵敏度将比三相完全星形联结减少了一半。

为了提高不完全星形联结的灵敏度，通常在两相两继电器式接线的公共线上再装一只电流继电器，从而组成两相三继电器式的接线方式，如图 5-16 所示。

这种接线方式在公共线中流过的电流

为 b 相电流，即 $\dot{I}_n = \dot{I}_a + \dot{I}_c = -\dot{I}_b$ ，因而反映了 b 相的电流，故灵敏度可提高一倍。

5-28 两相电流差联结方式的特点有哪些？

两相电流差联结方式如图 5-13 中的 c 所示。这种接线方式流入继电器的电流是两相电流之差，即

$$\dot{I}_k = \dot{I}_a - \dot{I}_c$$

这种接线方式在不同的短路形式下，接线系数也是不同的。在正常运行或三相短路时， $K_{\text{om}}^{(3)} = \sqrt{3}$ ；当 A 与 B 或 B 与 C 相短路时， $K_{\text{om}}^{(2)} = 1$ ；当 A 与 C 相短路时， $K_{\text{om}}^{(2)} = 2$ 。因此这种接线方式虽然能反映各种类型的相间故障，但在不同的相间故障形式下，

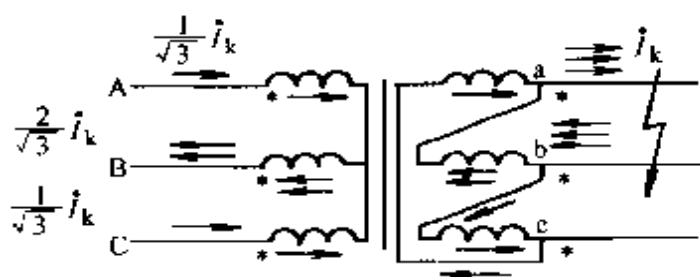


图 5-15 Yd11 联结变压器三角形侧 a、b 相短路时的电流分布

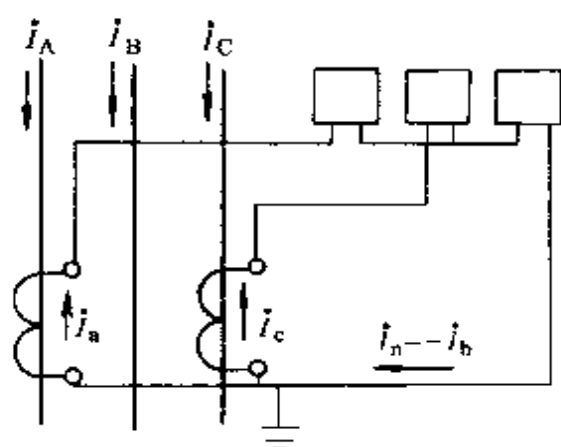


图 5-16 两相三继电器式不完全星形联结

具有不同的灵敏度。另外，采用两相电流差联结时，对于 Yd 或 Dy 以及 Yy_0 联结的变压器，当其后面发生短路时，其中有一种短路类型，如 Yd 联结变压器的后面 a、b 相短路；Dy 联结变压器后面的 b、c 相短路；Yy 联结变压器后面的 b 相接地短路，装在变压器另一侧的电流保护均不能动作。所以两相电流差联结方式不能用在 35kV 变电所的 Yd11 联结变压器的保护，也不能用在接有 Yd11 联结变压器的线路保护中。

5-29 电压互感器的作用有哪些？其使用安全要点是什么？

电压互感器在继电保护中的作用是：

- 1) 将系统的一次电压成比例地变换为电压较低的二次电压，以供给继电保护、自动装置、仪表等二次设备工作。
- 2) 将系统的一次高电压与二次设备隔离开来，以保证设备和人身安全。二次额定电压一般均为 100V。

为了安全起见，电压互感器的二次绕组必须有一点接地，并且其二次回路不允许短路。

5-30 在继电保护中电压互感器的极性是如何标注的？

电压互感器的一、二次绕组的同极性端子也应有明确的标注，其标注方法与电流互感器一样。

如同电流互感器一样，电压互感器一、二次电压的正方向也是可以任意选取的，但是在继电保护中习惯地规定为加到一次绕组上的电压 $\dot{U}_1$ 的正方向是由 L1 指向 L2，二次绕组输出电压 $\dot{U}_2$ 的正方向也是由 K1 指向 K2，如图 5-17 所示。

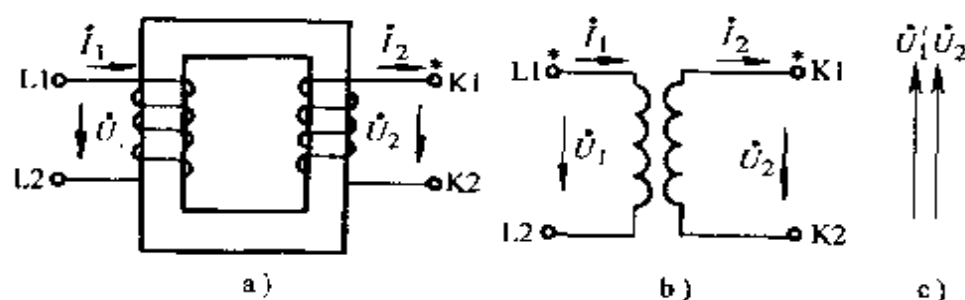


图 5-17 电压互感器的极性、正方向和相量图

a)、b) 规定电压的正方向和极性 c) 电压相量图

在继电保护中的正方向规定与电机学中的正方向的规定是不同的，在继电保护中采用这样的标注将会带来很多方便，即：采用这种规定方法，如再忽略各种次要因素，并将 U_1 和 U_2 归算到同一侧后，则 $\dot{U}_1$ 和 $\dot{U}_2$ 的大小相等、方向相同，可用一个相量来表示，如图 5-17c 所示。

由图 5-17a 所示电路可见，由于 $\dot{U}_1$ 和 $\dot{U}_2$ 所标的正方向一致，因此接在二次侧的负载，就好象接到一次系统中一样，非常直观。

5-31 3 ~ 10kV 系统中电压互感器的主要接线方式有哪几种？各适用哪些范围？

电压互感器是用来提供继电保护和测量仪表电压线圈电源的设备。采用电压互感器的数量及其接线方式，是根据一次系统接线方式的要求来决定的。3 ~ 10kV 系统中电压互感器的几种主要接线方式如图 5-18 所示，现分述如下：

一台单相电压互感器，一次侧接高压电源，而二次侧接测量仪表或继电器，如图 5-18a 所示。这种接线方式仅适用于测量线电压、接频率表和电压继电器等。

用两台单相电压互感器，作 V，v 联结（也称为不完全星形联结），如图 5-18b 所示。这种接线方式适用于中性点不接地或中性点不直接接地的系统，用来连接电能表、功率表、电压表和继电器等。这种接线方式比采用三相式经济，但在使用范围上受到限制。

三相三柱式或三台单相电压互感器接成 Yyn 联结，如图 5-18c 所示。这种接线方式可以满足测量仪表和继电保护采用线电压和相电压的要求，但不能测量对地电压，因为一次中性点不能接地。一次线圈接的是相线对中性点的电压，不是相线对地的电压。当系统中发生单相接地时，接地的一相虽然对地电压为零，但对中性点的电压仍为相电压，这时加在一次线圈的电压并未改变，所以二次相电压也未改变，因此绝缘监视电压表上是不能反映系统接地的。

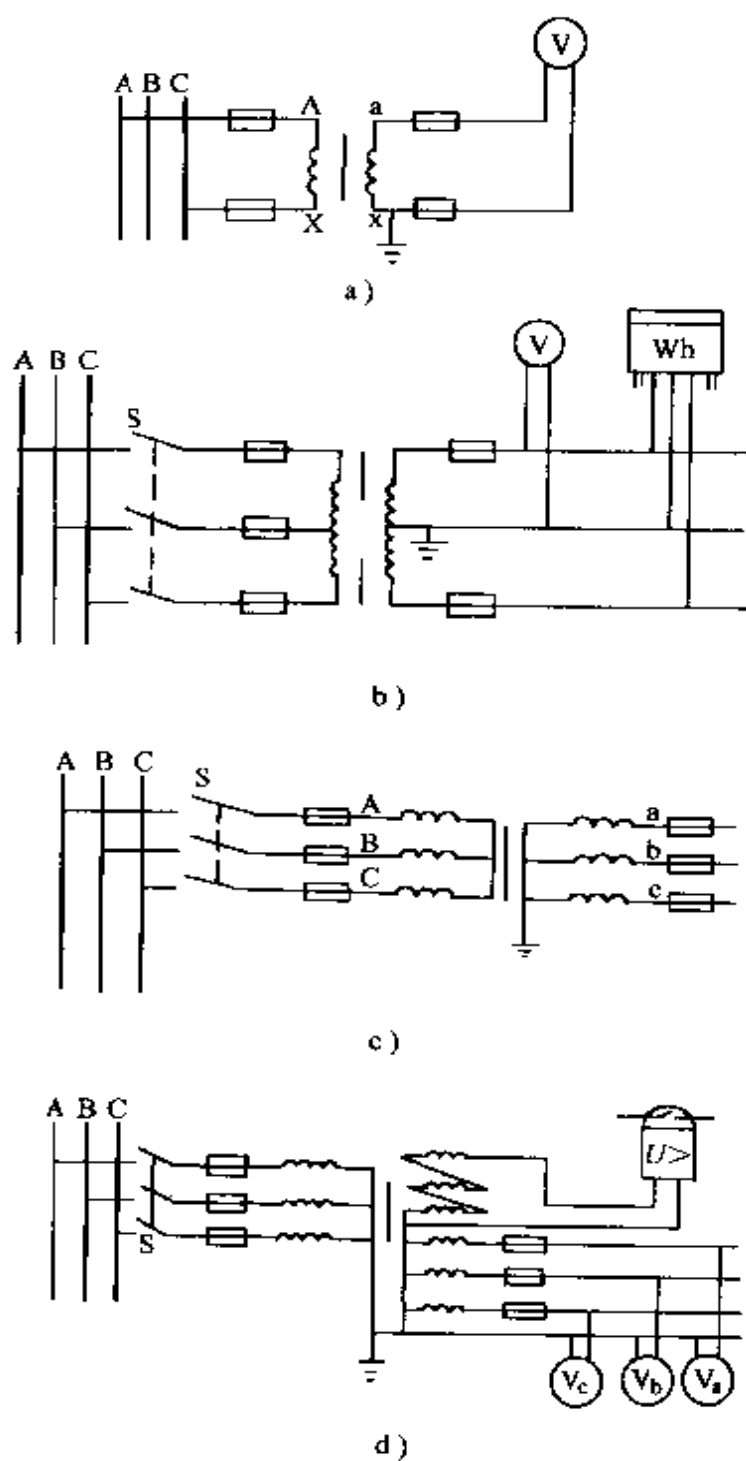


图 5-18 3~10kV 系统中电压互感器的几种主要接线方式

- a) 单相电压互感器 b) 两台单相互感器 V_v 联结
 c) 三相互感器 Y_{yn} 联结 d) 三相五柱互感器 YN_{yn} 联结

三相五柱式电压互感器采用 YN_ynd 联结, 如图 5-18d 所示。这种电压互感器被广泛的应用在 3 ~ 10kV 系统中。由于它既能测量线电压和相电压, 又能组成绝缘监察装置, 还能作为单相接地保护用。三相五柱式电压互感器有三个绕组, 即一个一次绕组, 两个二次绕组。其中一个二次绕组是基本绕组, 它与一般互感器的二次绕组一样, 可接各种测量仪表和电压继电器等; 另一个是辅助绕组, 它一般接成开口三角形, 开口的两端接至电压继电器, 组成单相接地保护。

5-32 在工厂企业的 6 ~ 10kV 电气线路上通常应装设的继电保护装置有哪些?

对于工厂企业的 6 ~ 10kV 电气线路上, 一般应装设相间短路保护, 另外根据需要还可装设单相接地保护。

6 ~ 10kV 线路的继电保护装置配置见表 5-5。

表 5-5 6 ~ 10kV 线路的继电保护装置配置

被保护线路	保 护 装 置 名 称			
	无时限电流速断保护 ^①	带时限电流速断保护	过电流保护	单相接地保护
单侧电源放射式单回线路	自重要配电所引出的线路装设	当无时限电流速断保护不能满足选择性动作时装设	装 设	根据需要装设

① 当过电流保护的时限不大于 0.5 ~ 0.7s, 且没有保护配合上的要求时可不装设电流速断保护。

5-33 电力变压器通常应装设的继电保护装置有哪些?

电力变压器一般应装设过电流保护和电流速断保护。在 800kVA 及以上 (安装在车间内在 400kVA 及以上) 的油浸式变压器, 还应装设瓦斯保护。对于有过负荷可能的变压器应装设过负荷保护, 但过负荷保护仅动作于信号。

电力变压器的继电保护装置的配置见表 5-6。

表 5-6 电力变压器的继电保护装置的配置

变压器容量/kVA	保护装置名称							备注
	带时限的过电流保护 ^①	电流速断保护	纵联差动保护	单相低电压侧接地保护 ^②	过负荷保护	瓦斯保护	温度保护	
< 400	—	—	—	—	—	> 315kVA 的车间内油浸式变压器装设	—	
400 ~ 630	高压侧采用断路器时装设	高压侧采用断路器且过电流保护时限 > 0.5s 时装设	—	装设	并联运行的变压器装设, 作为其它备用电源的变压器根据过负荷的可能性装设	车间内变压器装设	—	
8000		—	—			—	—	
1000 ~ 1600		—	—			装设	—	
2000 ~ 5000	—	过电流保护时限 > 0.5s 时装设	当电流速断保护不能满足要求时装设	—	—	—	装设	—
6300 ~ 8000	—	单独运行的变压器或负荷不太重要时装设	并列运行的变压器或重要变压器或速断保护不能满足灵敏度要求时装设	—	—	—	—	> 5000kVA 的三相变压器宜装设远距离测温 > 8000kVA 变压器宜装设远距离测温装置
≥ 10000	—	—	装设	—	—	装设	装设	

① 一般用高压熔断器保护。

② 一般采用 GL 型继电器兼作过流和速断保护。

5-34 6~10kV 母线分段断路器通常应装设的继电保护装置有哪些类型?

6~10kV 母线分段断路器通常应装设的继电保护装置见表 5-7。

表 5-7 6~10kV 母线分段断路器的继电保护装置配置

被保护设备	保护装置名称		备 注
	电流速断保护	过电流保护	
不并列运行的分段断路器	仅在分段断路器合闸瞬间投入,合闸后自动解除	装设	采用反时限过电流保护时,继电器瞬动部分应解除; 对于出线不多的二、三类负荷供电的配电所,母线分段断路器可不设保护装置

5-35 什么是过电流保护? 什么是电流速断保护?

当电力系统中的发电机、变压器以及电力线路发生故障时,就会产生很大的短路电流。故障点距离电源越近,短路电流也越大。因此,就可以根据短路电流大小,利用电流继电器的动作构成过电流保护和电流速断保护。一旦短路电流大于其整定值,保护装置就动作,使断路器掉闸将故障切除。

过电流保护一般是按照躲过被保护设备或线路中可能出现的最大负荷电流来整定的。为了使上、下级过电流保护获得选择性,在时限上要设定一个相应的级差。而电流速断保护则是按照躲过被保护设备或线路末端可能出现的最大短路电流来整定的。从理论上讲,电流速断保护没有时限。过电流保护和电流速断保护常配合使用,以作为设备或线路的主保护和相邻线路的后备保护。

电流速断保护不能保护线路的全长,不然将失去选择性,因此存在着保护的死区。为了解决这一问题常采用略带时限的电流速断保护,使线路全长均得到快速保护。略带时限的电流速断保护的保护区不仅保护线路的全部,而且可以延长到相邻下一级线路无时限保护区的一部分,其动作时限应比相邻下一级线路的无时限速断保护大一个时限级差。

5-36 什么是定时限过电流保护？什么是反时限过电流保护？

继电保护的**动作时间**与短路电流的大小无关，动作时间是恒定的，动作时间是靠时间继电器的整定来获得的（时间继电器在一定范围内连续可调），这种过电流保护叫做**定时限过电流保护**。

继电保护的**动作时间**与短路电流的大小成反比，即短路电流越大，继电保护的**动作时间**越短；短路电流越小，继电保护的**动作时间**越长，这种过电流保护称为**反时限过电流保护**。

定时限过电流保护与反时限过电流保护的**时限特性曲线**如图5-19所示。

图示曲线 2 由两部分组成，即 A 点以前的反时限部分和 A 点以后的定时限部分。这种反时限特性称为**有限反时限特性**。在 10kV 系统中常用的感应型过电流继电器，如 GL 型继电器就属于这种类型。

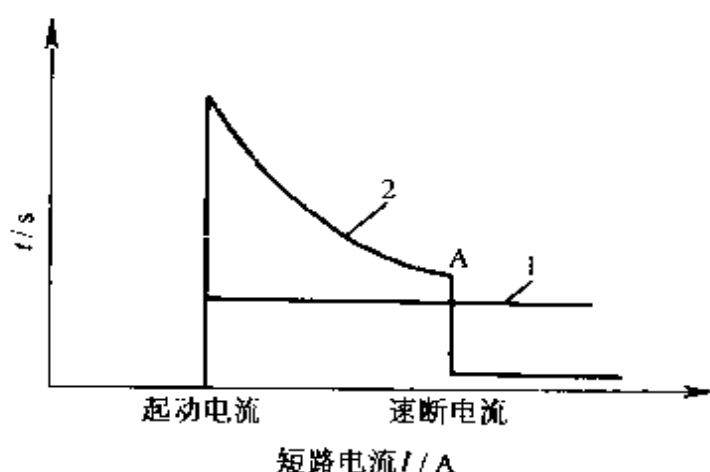


图 5-19 过电流保护的时限特性
1—定时限特性 2—反时限特性

5-37 定时限过电流保护的基本工作原理是什么？

图 5-20 所示为线路的定时限过电流保护原理图。

定时限过电流保护是由**电流继电器**、**时间继电器**和**信号继电器**三个元件构成的。电流继电器 KA 的线圈接入电流互感器的二次侧，用以测量线路电流的大小，为保护的**动作**提供

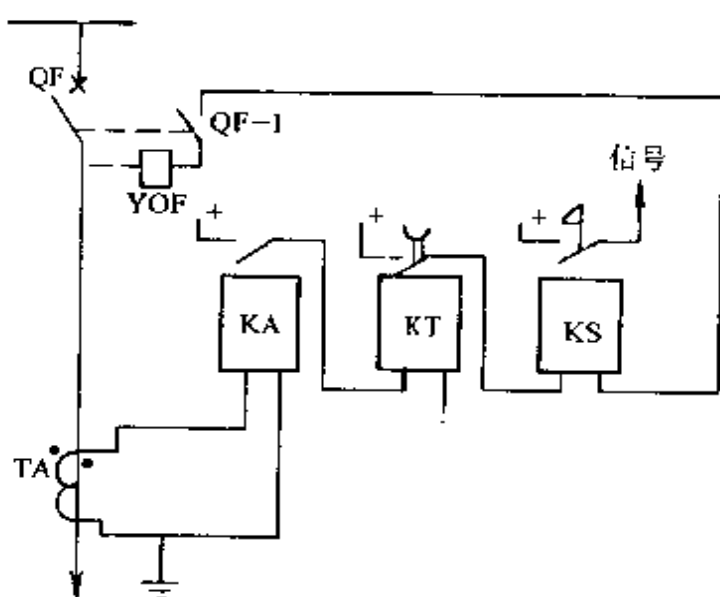


图 5-20 定时限过电流保护原理图

信息。时间继电器 KT 用来设定保护的动作时间。而信号继电器 KS 则是在保护动作后发出信号,以便值班人员进行分析和处理。

为了保证过电流保护的选择性,各相邻元件的过流保护应有不同的动作时间。

5-38 定时限过电流保护的動作电流应如何整定计算?

定时限过电流保护装置中电流继电器动作电流的整定计算应满足下述原则:

在正常运行情况下,被保护线路上流过最大负荷电流时,电流继电器不应动作,而本级线路上发生故障时,电流继电器应可靠动作:当被保护线路外部故障时,若电流继电器已动作,在外部故障切除后、电流下降到最大负荷电流时,电流继电器应能可靠地返回。

根据上两原则,要求过电流保护的一次动作电流 I_{op} 应大于最大负荷电流 I_{Lmax} ,继电器的返回电流 I_r 也应大于最大负荷电流,即

$$I_{op} > I_{Lmax}$$

$$I_r > I_{Lmax}$$

由于电流继电器的返回电流恒小于动作电流,所以过电流保护返回电流的计算式可改写为

$$I_r = K_{rel} I_{Lmax}$$

式中 K_{rel} 为可靠系数,由于保护装置中具有继电器调试、负荷电流的计算等各种误差,需引入一可靠系数,以确保保护装置的可靠动作。 K_{rel} 通常取 1.15 ~ 1.25。由于返回系数 $K_r = \frac{I_r}{I_{op}}$,所以过电流保护的一次动作电流值为

$$I_{op} = \frac{I_r}{K_r} = \frac{K_{rel}}{K_r} \cdot I_{Lmax}$$

当把保护的一次动作电流值归算为电流互感器二次侧的继电器动作电流(即整定值)时,应考虑电流互感器的电流比以及电流继电器的接线方式,则继电器的整定值为

$$I_{opK} = \frac{I_{op}}{K_1} \cdot K_{con} = \frac{K_{rel} K_{con}}{K_r} \cdot I_{Lmax}$$

式中 K_{con} ——接线系数，两相两继电器式或三相三继电器式接线方式， $K_{con} = 1$ ；

K_1 ——电流互感器的电流比。

通过上述计算所得一次动作电流和电流继电器的整定值，能确保在正常运行情况下保护不会误动，并且在外部故障切除时也能可靠地返回。但是在被保护线路发生故障时，是否能可靠地动作呢？尚需通过灵敏度的校验来检查。

5-39 在整定定时限过电流保护动作电流时，应如何确定最大负荷电流？

定时限过电流保护在整定其动作电流时，最大负荷电流的确定应考虑各种可能出现的严重情况，如图 5-21 所示。

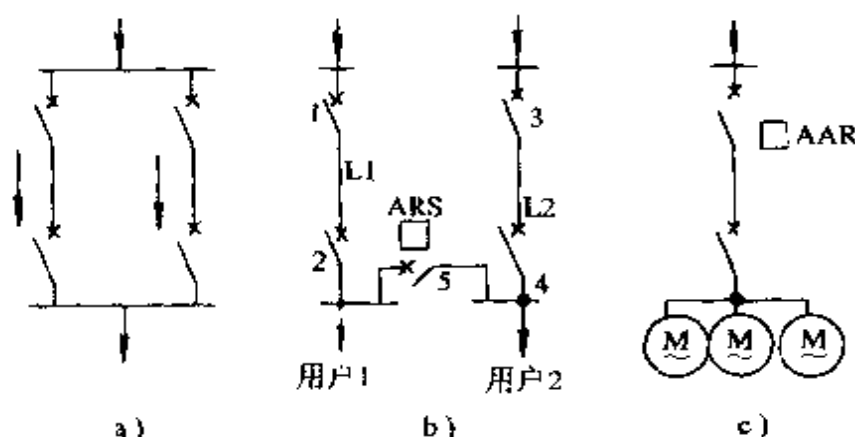


图 5-21 最大负荷电流的确定

a) 双回线线路 b) 双电源供电有备用电源自投装置
c) 电源有重合闸供大型电动机负荷

在图 5-21a 所示的双回线路中，应考虑其中一回线路由于出现故障断开后剩下一回线路的负荷电流将增加一倍的情况。图 5-21b 所示为双电源供电方式，当具有备用电源自投装置 APS 时，应考虑线路 L1 由于故障断开后断路器 5 由 APS 自动合闸而使用户 1 的负荷全部转给线路 L2 的情况。图 5-21c 所示的辐射方式供电线路，应考虑因瞬间故障跳闸线路在重合闸装置 AAR 作用下

重新合闸时电动机的自启动电流，一般取为工作电流的1.5~3倍。

5-40 定时限过电流保护的灵敏度应如何校验？校验点应如何选择？

通过对定时限过电流保护装置一次动作电流和电流继电器的整定计算，虽然可以满足正常情况下保护不误动，且在外故障切除时也能可靠地返回。但是在被保护线路发生故障时，是否能可靠地动作呢？尚需通过灵敏度的校验来检查。

过电流保护装置的灵敏度，通常是根椐校验点发生短路时，流过保护装置的最小短路电流 I_{kmin} 与保护装置的一次侧动作电流的比值来决定，即

$$K_{sen} = \frac{I_{kmin}}{I_{op}}$$

在确定最小短路电流时，必须考虑到实际可能发生的最严重情况，一般根据在最小运行方式下的校验点发生两相金属性短路时的短路电流来校验。

作为本级线路的保护，应保证在被保护线路全长的范围内出现任何相间短路故障时，均能可靠地动作。因此应选为被保护线路末端即受电变电所母线上发生的短路，如图5-22所示的k1点应作为灵敏度的校验点。根据规程要求，此时的灵敏系数 K_{sen} 应大于1.5。

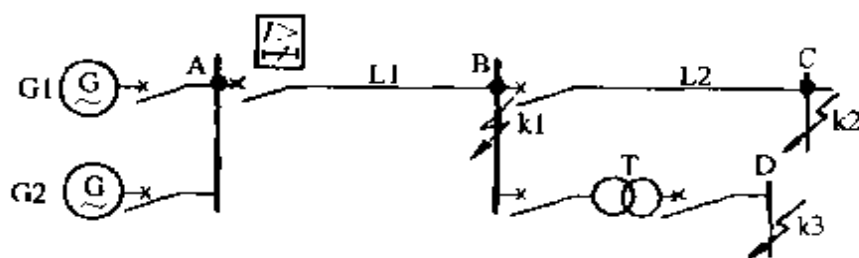


图 5-22 定时限过电流保护灵敏度校验点

作为相邻元件的后备保护，应保证在相邻元件的末端作为校验点时（如图5-22中所示的k2、k3点）其灵敏系数仍能大于1.2。

5-41 定时限过电流保护动作时限应如何整定？时限级差的选择原则是什么？

过电流保护的选择性要求一般由时限的阶梯原则来满足，即

$$t_2 = t_3 + \Delta t$$

$$t_1 = t_2 + \Delta t$$

在保护时限的整定中通常将上级保护的動作时间比下级保护的動作时间大一个时限级差 Δt 。

当下级母线上有几个连接元件且其動作时间不等时，上级保护的動作时间应如何配合呢？

如图 5-23 所示，A、B、C 分别为三级变电所的母线，此时线路 L1 和线路 L2 上的保护装置 5 和 3 的動作时限应满足如下条件：保护装置 3 的動作时限 t_3 要比变电所 C 母线上各连接元件的保护装置 1 和 2 中最大的動作时限还要大一个 Δt ，如 $t_1 > t_2$ ，则 $t_3 = t_1 + \Delta t$ ；同样，线路 L1 的保护装置 5 的動作时限 t_5 应比变电所 B 母线上各连接元件的保护装置 3 和 4 中的最大動作时限还大一个 Δt ，如果 $t_4 > t_3$ ，则 $t_5 = t_4 + \Delta t$ ，因此时限整定的通用公式为

$$t_n = t_{(n-1)\max} + \Delta t$$

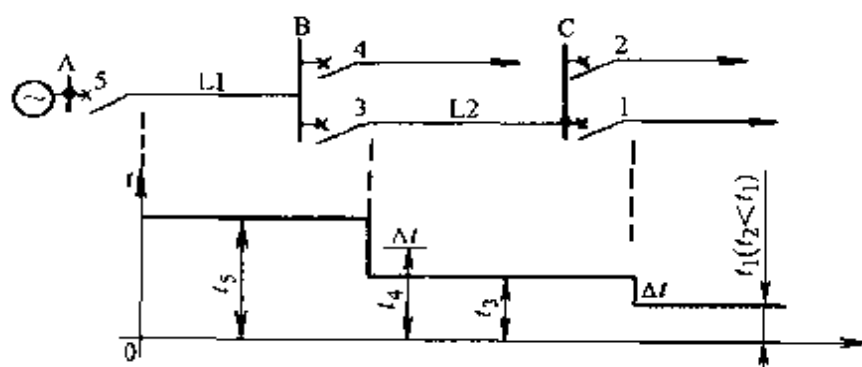


图 5-23 定时限过电流保护的时限配合

该式表示第 n 级的过电流保护的整定时间应比下一级 ($n-1$) 母线上连接元件中各保护装置中最大的时限还大一个时限级

差 Δt 。

定时限过电流保护的时限级差 Δt 的大小，取决于断路器的固有跳闸时间和下一级保护装置动作时间的延迟误差及本级保护装置动作时间的超前误差等因素。另外，还应考虑留有一定的储备时间。时限级差 Δt 取得越大，越有利于保护的选择性，但却降低了保护的速动性，特别是靠近电源的保护装置动作时间将会很长。因此，时限级差 Δt 的选择原则是：在保证选择性的前提下，尽量减小 Δt 的数值，一般取 $\Delta t = 0.5\text{s}$ 。

5-42 定时限过电流保护是如何动作的？阅读这类图样的要领是什么？

在小接地电流系统中，线路的定时限过电流保护的接线方式一般采用两相两继电器式，如图 5-24 所示。

这种保护是由两只电流互感器（ TA_a 、 TA_c ）、两只电流继电器（ $KA1$ 、 $KA2$ ）、一只时间继电器（ KT ）和一只信号继电器（ KS ）构成的。正常情况下，各继电器的触头都是打开的。

当线路发生故障时，根据不同的短路类型使流入继电器线圈的电流 I_k 增大，如 A、C 相两相短

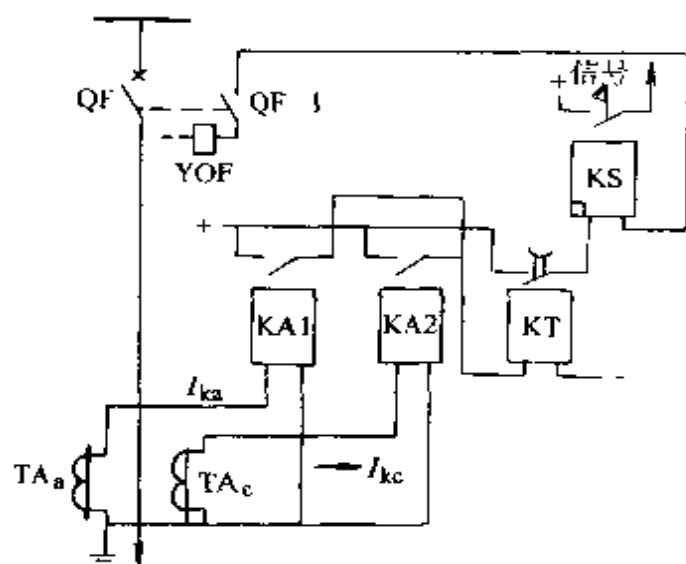


图 5-24 两相两继电器式定时限过电流保护原理接线图

路故障及三相短路故障，则 I_{ka} 及 I_{kc} 都增大；A 与 B 相或 B 与 C 相短路故障，分别只有 I_{ka} 或 I_{kc} 增大。当电流大于继电器的整定值时，使一个或两个电流继电器动作，其触头闭合，进而使时间继电器线圈通电动作，经过一定的时间延迟（即达到时间继电器的整定动作时间）KT 触头闭合，从而使操作电源经信号继电器 KS 的线圈接通断路器的跳闸线圈 YOF，使断路器 QF 跳闸，切除

故障。同时信号继电器动作掉牌，发出信号。

上述动作过程通常均以电气回路的通断来表示的，动作过程构成以下两条回路：

“+” → KA_1 、 KA_2 触头 → KT 线圈 → “—”

“+” → KT 触头 → KS 线圈 → QF-1 → YOF → “—”

阅读这类图样的要领是：首先根据保护的原理来了解每条回路接通的条件以及电路接通后的效果，进而掌握保护动作的全过程。例如，第一条回路接通的条件是 KA_1 或 KA_2 触头闭合。然而其闭合的条件是：通入继电器的电流大于整定值。那么该回路接通后的效果就是时间继电器的线圈接通正电源而动作。第一条回路动作后的效果又是第二条回路动作的条件。时间继电器线圈的电源接通并动作后经一定的时间延迟，其触头随后闭合。这时正电源通过时间继电器的触头、信号继电器线圈接通跳闸线圈 YOF，断路器立即跳闸，而信号继电器线圈中有电流流过也会动作并发出信号。根据上述分析，就可以具体写出动作全过程。

5-43 怎样才能实现反时限过电流保护与定时限过电流保护的选择性配合？

由于定时限过电流保护的動作时间是恒定的，与短路电流的大小无关；而反时限过电流保护的動作时间随短路电流的大小而变化的。因此，为了实现上、下级保护的选择性配合，就必须在出现短路电流的各点至少保持一个 0.7s 的时限级差。

若上级采用定时限过电流保护，它的一次動作电流为 I_1 ，動作时间为 t_1 ；而下级采用反时限过电流保护，其一次動作电流为 I_2 ，通常 $I_2 < I_1$ ，動作电流可达到选择性配合的要求。两级保护的一次動作电流之比 $K = \frac{I_1}{I_2}$ 称为配合系数。两者動作时限的配合，通常将反时限过电流保护的動作时间，在反时限过电流保护動作电流为 KI_2 时，也就是定时限过电流保护動作电流为 I_1 时，调整到较 t_1 小 0.7s。这样，在短路电流小于 I_1 时，两级保护具有大于或等于 0.7s 的时限级差，从而能在所有情况下达到

时间的上的配合。一般情况下，在两倍于反时限保护动作电流的这一点上，将反时限保护的时限调整为比上一级保护的定时限小0.7s，即可满足选择性的要求。

5-44 为什么装设了定时限过电流保护装置后，有时还要装设电流速断保护？

虽然定时限过电流保护装置简单、可靠，但是在多级辐射式电网中，上、下级保护的选择性配合是靠时限的级差来保证的，这样势必使得越靠近电源侧的保护，其动作时间越长，这样，对于靠近电源侧的保护装置就可能满足不了动作迅速性的要求，为了迅速切除靠近电源侧的故障，一般还应装设电流速断保护装置。

电流速断保护装置又分为无时限（瞬时）电流速断保护和带时限的电流速断保护两种。

5-45 定时限过电流保护和无时限电流速断保护的区别有哪些？

无时限（瞬时）电流速断保护也是依据系统中发生故障时，短路电流增大而动作的一种保护装置。但是它与定时限过电流保护装置不同，定时限过电流保护装置是依靠动作时限的整定来实现选择性的，而无时限（瞬时）电流速断保护是通过选择适当的动作电流值来获得选择性的。它不但可以保护设备的全部，而且可以保护线路的全长，还可以作为相邻下一级线路穿越性故障的后备保护。不难看出，定时限过电流保护的動作电流是按照躲过被保护线路中可能出现的最大负荷电流（包括电动机的自启动电流、线路中可能出现的尖峰电流）来整定的；而无时限（瞬时）电流速断保护的動作电流则必须按大于被保护线路末端可能出现的最大短路电流来整定。由于它的保护范围限制在被保护设备或线路的内部，下一级线路出现故障它就不会动作，从而保证了选择性。所以无时限电流速断保护不必加时限，可以瞬时跳闸。

5-46 无时限电流速断保护的動作电流应如何确定？

短路电流的大小决定于短路点和电源之间的阻抗。对于线

路,也可以说,短路电流的大小决定于短路点距电源的距离。

在图 5-25 所示系统中,无时限(瞬时)电流速断保护装设在单电源电网的变电所的 A 侧,当线路 L1 上任意一点发生三相短路时,若电阻忽略不计,则通过保护安装处的短路电流为

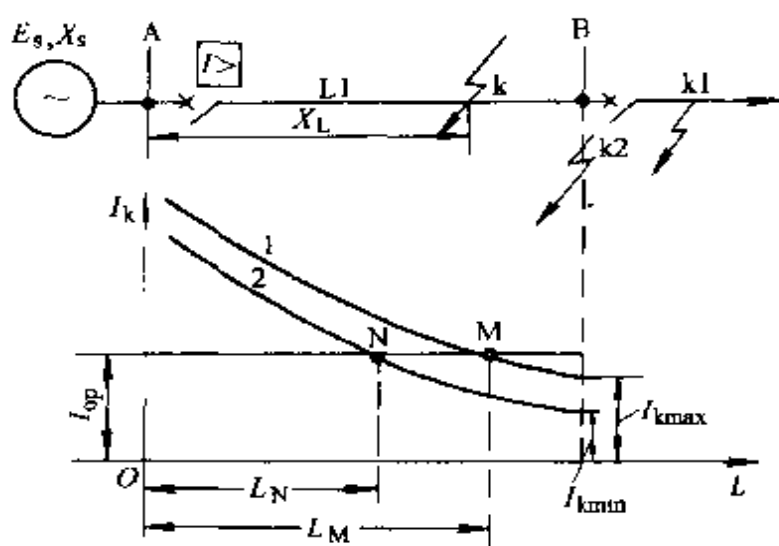


图 5-25 瞬时电流速断保护整定及保护范围

$$I_k = \frac{E_s}{X_s + X_L}$$

式中 E_s ——系统的等效相电势;

X_s ——系统的等效电抗;

X_L ——短路点到保护安装处的电抗。

在系统运行方式不变的情况下, E_s 和 X_s 可视为常数, 因此短路电流的大小仅与短路点至保护安装处的电抗有关, 当短路点从线路末端逐渐向变电所 A 移近时, 由于 X_L 减小, 因而短路电流随之增大。在不同的运行方式下, 由于 X_s 不同, 同一地点发生短路时的短路电流也不同。图 5-25 中曲线 1 和曲线 2 分别表示在系统最大运行方式下的三相短路电流和最小运行方式下短路电流随短路点的移动而变化的曲线。

为了保证选择性, 无时限(瞬时)电流速断保护的动作电流 I_{op} 应躲过线路末端的最大短路电流 I_{kmax} 即

$$I_{op} = K_{rel} I_{kmax}$$

式中 K_{rel} ——可靠系数, 取 1.3;

I_{kmax} ——在被保护线路末端短路时, 流过保护装置的最大

短路电流，即最大运行方式下的三相短路电流。

由上式计算出的动作电流就可以保证在所有情况下的动作均具有选择性。由图 5-25 可见，无时限（瞬时）电流速断保护不能对整条线路起保护作用，只能保护线路的一部分，即在 L_M 以远如 k_1 点或 k_2 点，因为短路电流小于动作电流，所以不会动作。从曲线 1 和曲线 2 的比较中可见，动作电流确定后，在最小运行方式下其保护范围将缩小到 L_N 。一般保护范围 L_M 能达到线路全长的 50%，即可认为具有良好的保护效果。

对无时限（瞬时）电流速断保护不作灵敏度校验，但要校验其在最小运行方式下两相短路时的保护范围，一般应大于线路全长的 15%。如果保护范围太小，那么装设瞬时电流速断保护的意义就不大了。

5-47 无时限电流速断保护是如何动作的？采用带延时动作的中间继电器有何作用？

无时限（瞬时）电流速断保护不能保护线路的全长，所以它不能作为主保护，但它可以起到加速切除线路首端故障的作用，因此它可以作为主保护的辅助保护。

无时限（瞬时）电流速断保护的原理接线如图 5-26 所示。

在接线图中采用了一只 DZS 型带 0.06s 延时动作的中间继电器 KM，它的作用是：因为电流继电器的触头容量小，不能直接接通跳闸线圈 YOF，所以采用中间继电器 KM 来扩大触点的容量，防止继电器的触头被烧毁；当线路上装有管型避雷器时，可利

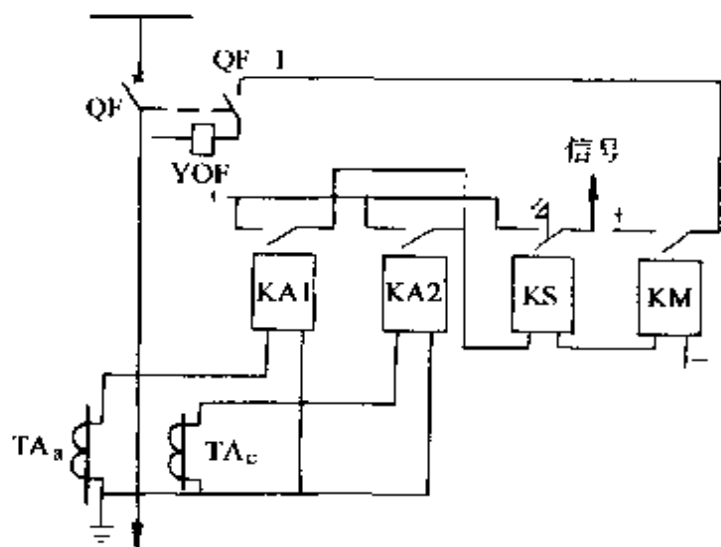


图 5-26 瞬时电流速断保护原理接线图

用中间继电器 KM 的延时，来增加保护的動作时间，以避免在管型避雷器连续放电时引起瞬时电流速断保护的误动作。

无时限（瞬时）电流速断保护的動作过程较为简单。在保护范围内发生故障，短路电流大于動作电流时，则电流继电器 KA1 和 KA2 動作（或任何一个動作），接通如下回路：

“+” → KA1、KA2（或任一个） → KS 线圈 → KM 线圈 → “-”

使 KM 動作，触头闭合，接通如下回路：

“+” → KM 触头 → QF-1 → YOF → “-”

使断路器跳闸，在 KM 线圈有电的同时，KS 也通电动作，发出信号。

5-48 安装带时限的电流速断保护有什么意义？对其有何要求？

无时限（瞬时）电流速断保护的動作迅速，但只能保护线路的首端，其保护范围以外的故障必须由另外的保护装置来切除。如果采用定时限过电流保护，其動作时间又较长，为此有必要增加一套既能保护线路全长，又能迅速切除故障的保护，这就是带时限的电流速断保护。

要想使带时限电流速断保护能保护线路的全长，就必然会使其保护范围延伸到相邻下一级线路，从而造成在下一级首端发生故障时，保护也会起动。为能达到选择性的要求，只能考虑其動作时间比下一级线路的瞬时电流速断保护大一个时限级差，并且使其保护范围不能超过下一级线路无时限（瞬时）电流速断保护的保護范围。

根据上述原则，以图 5-27 说明如下。

线路 L1 的带时限电流速断保护的動作电流 I_{op1}^{II} 应为

$$I_{op1}^{\text{II}} > I_{op2}^{\text{I}}$$

$$I_{op1}^{\text{II}} = K_{rel} I_{op2}^{\text{I}}$$

式中 K_{rel} ——可靠系数。取 1.1 ~ 1.2；

I_{op2}^{I} ——线路 L2 的瞬时电流速断的動作电流。

按上式整定计算后, 由图可见, 线路 L1 的带时限电流速断保护的保护范围为 L_1^{II} , 即包括了本级线路的全长, 并延伸到相邻下一级线路的 Q 处, 而下一线线路的瞬时电流速断保护的保护范围为 L_2^{I} , 即可保护到 N 处, 故线路 L1 处的带时限电流速断保护的保护范围不超过线路 L2 的瞬时电

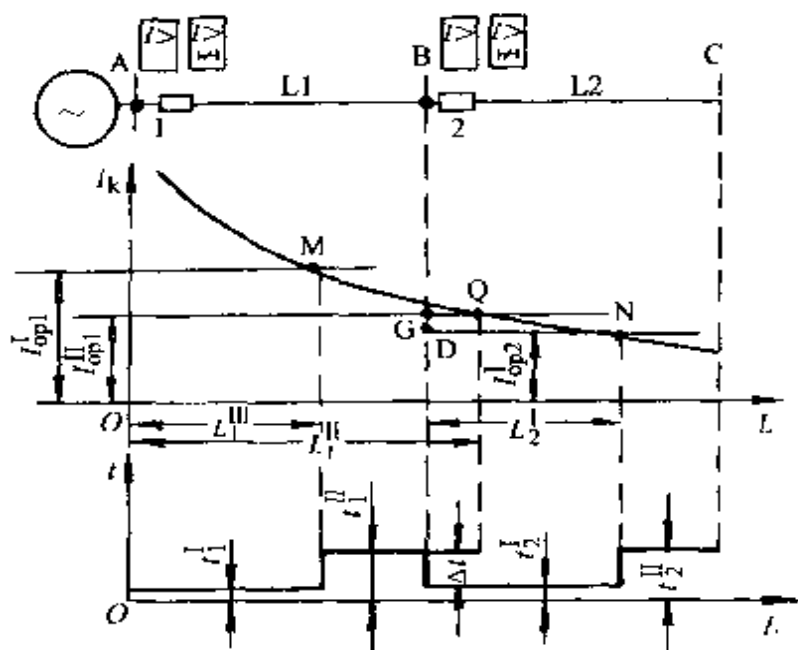


图 5-27 带时限电流速断与瞬时电流速断的配合

流速断保护的保护范围。然而仅满足保护范围的要求还不能保证选择性, 例如当线路 L2 在 Q 点以近发生故障, 则线路 L2 的瞬时电流速断保护和上一级线路 L1 的带时限电流速断保护同时动作, 因此, 为了保证选择性, 还必须使 L1 的带时限电流速断保护的动作时间 t_1^{II} , 要比线路 L2 的瞬时电流速断保护的动作时间 t_2^{I} 大一个时限级差, 即

$$t_1^{\text{II}} = t_2^{\text{I}} + \Delta t$$

通常 t_2^{I} 近似为 0.5 , 故 t_1^{II} 一般为 0.5s 。

为了使带时限电流速断保护在最小运行方式下发生两相短路时, 仍能可靠地保护本级线路全长, 故必须以本级线路末端作为灵敏度的校验点, 其式为

$$K_{\text{sen}} = \frac{I_{\text{kmin}}}{I_{\text{op1}}^{\text{II}}}$$

式中 I_{kmin} ——在线路 L1 末端短路时的最小短路电流 (即在最小运行方式下的两相短路电流);

$I_{\text{cpI}}^{\text{II}}$ ——线路 L1 带时限电流速断保护的動作电流。

根据规程要求，带时限电流速断保护的灵敏度 $K_{\text{sen}} > 1.25$ 。

带时限电流速断保护的接线图和動作过程与定时限过电流保护完全相同，只不过电流继电器和时间继电器的整定值大小不同而已。

5-49 无时限（瞬时）电流速断保护、带时限电流速断保护和定时限过电流保护的保護范围如何？什么是二段式保护和三段式保护？

无时限（瞬时）电流速断保护只能保护线路的一部分，故不能作为线路上的主保护，而只能作为加速切除线路首端故障的辅助保护。

带时限的电流速断保护能保护线路的全长，可作为本级线路的主保护，但不能作为相邻下一级线路的后备保护。

定时限过电流保护既可作为本级线路的后备保护（在動作时间较短时，也可作为主保护），还可以作为相邻下一级线路的后备保护，但切除故障时间较长。

通常情况下，为了对线路进行可靠而有效的保护，可以把无时限（瞬时）电流速断保护（或带时限电流速断保护）和定时限过电流保护相配合构成二段式电流保护，如图 5-28 所示。

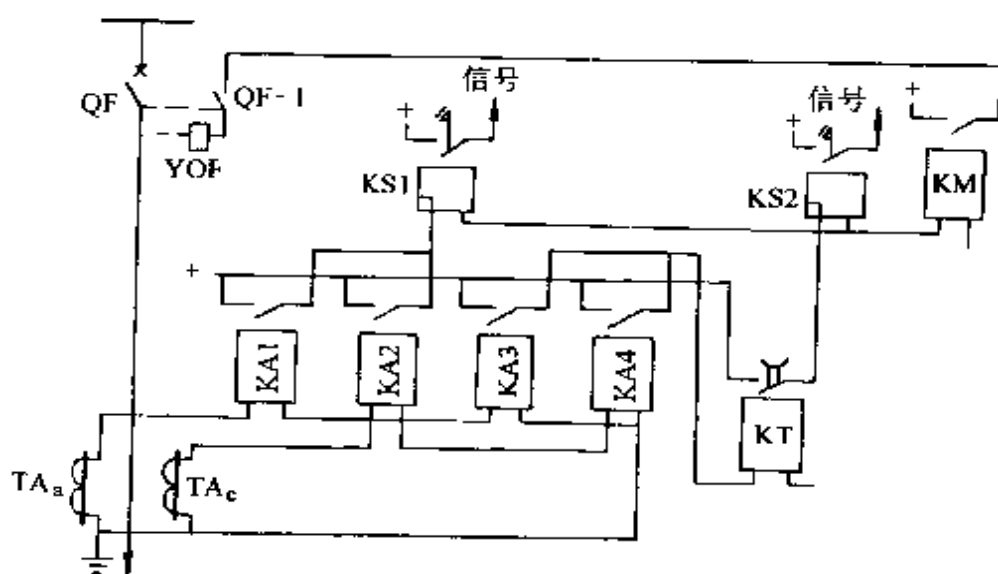


图 5-28 二段式电流保护原理接线图

图中的第一段是电流速断保护，它是由电流继电器 KA1、KA2 和信号继电器 KS1 构成；第二段是定时限过电流保护，它是由电流继电器 KA3、KA4，时间继电器 KT，信号继电器 KS2 构成。中间继电器 KM 为二段式电流保护共用的出口继电器。

在选择第一段电流保护时，究竟用无时限（瞬时）电流速断保护，还是用带时限电流速断保护，应根据具体情况来决定。

如果用于保护线路—变压器组，应采用无时限（瞬时）电流速断保护作为第一段最佳。因为此时当变压器高压侧出现故障，切除变压器与切除线路效果是一样的。在这种情况下，是允许用线路的无时限（瞬时）电流速断保护来切除变压器高压侧故障的，也就是说其保护范围可保护到线路全长并伸入到变压器高压侧，因而在对线路—变压器组接线的线路保护中，线路的第一段电流保护可作为主保护。第二段均采用定时限过电流保护作为后备保护，其保护范围包括线路—变压器组的全部。

在一般情况下，特别是被保护线路较短时，第一段电流保护均采用带时限的电流速断保护作为线路的主保护，第二段采用定时限过电流保护作为后备保护。

在实际应用中，还常采用三段式电流保护，即以无时限（瞬时）电流速断保护作为第一段，以加速切除线路首端的故障，用来作为辅助保护；以带时限的电流速断保护作为第二段以保护线路的全长，用来作主保护；而以定时限过电流保护作为第三段，用来作全长以及相邻下一级线路的后备保护。

二段式电流保护或三段式电流保护广泛应用在 10 ~ 35kV 的电网中。

5-50 什么是低电压闭锁的过电流保护？它一般应用在哪些场所？

电力系统正常运行情况下出现过负荷时，一般仅会出现电流的增大，而电压并不降低。然而一旦发生短路故障，不但电流急剧增加，而且还会出现电压的降低，尤其在故障点附近电压的降低更为严重。针对此特点就可以构成低电压闭锁的过电流保护，

即在过电流保护的信号回路中增加一个低电压继电器的触头。这样就使得系统故障时，由于电压也降低，能使低电压继电器的常开触头闭合，可以接通过电流保护回路的出口回路，使断路器掉闸。而在过负荷的情况下，由于电压正常，低电压继电器不动作，其常开触头不会闭合，使得电流保护被闭锁。

过电流保护的動作电流，一般是按照躲过被保设备或线路中可能出现的最大负荷电流来整定的。但是在某些特殊情况下，由于最小运行方式时的末端短路电流接近或小于最大负荷电流，从而造成保护的灵敏系数不能满足要求。在这种情况下，一般可采用带低电压闭锁的过电流保护装置。因为同时满足电流增大和电压降低两个条件时方能动作，这就使得動作电流可适当降低。从而不但满足保护装置灵敏系数的要求，而且又能达到在过负荷时不会发生误动作的效果。

5-51 什么是电流闭锁电压速断保护？

为了加速切除线路首端的故障，可以采用电流速断保护。除此之外，还有一种保护方式，即电流闭锁电压速断保护。

线路发生故障时，保护安装处的母线电压将急剧下降，当达到预先整定的数值时，低电压继电器动作，其触点闭合使断路器跳闸，瞬时切除故障，这就是电压速断保护。为了使电压保护的保護范围限制在本级线路内，以确保其选择性，就必须使得低电压继电器的動作电压低于线路末端发生短路时，保护安装处的最小残余电压。电压速断保护的保護范围如图 5-29 所示。

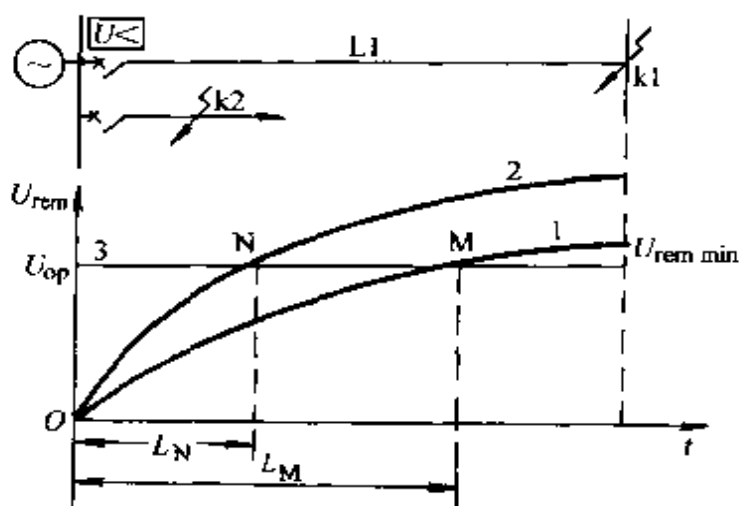


图 5-29 电压速断保护的保護范围

如线路 L1 母线侧安装了电压速断保护。当线路上任意一点发生三相短路时，其

短路电流的大小可用下式确定

$$I_k = \frac{E_s}{X_s + X_L}$$

式中 E_s ——系统的等效相电势；

X_s ——系统的等效电抗；

X_L ——短路点到保护安装处的电抗。

此时，母线的残余电压 U_{rem} 的大小为

$$U_{rem} = \sqrt{3} I_k X_L$$

将上式代入，得

$$U_{rem} = \sqrt{3} \frac{E_s}{X_s + X_L} \cdot X_L = \frac{\sqrt{3} E_s}{\frac{X_s}{X_L} + 1}$$

由式可见，母线残余电压与短路的地点以及系统的运行方式有关。短路点离保护安装处越近，则 X_L 越小，母线残余电压越低。其变化曲线如图 5-29 所示，图中曲线 1 是最小运行方式下线路各点发生短路时，保护安装处的母线残余电压曲线；曲线 2 是最大运行方式下线路各点发生故障时的母线残余电压曲线。不难看出，系统运行方式变化时，同一地点发生短路，母线残余电压也是不同的。在最小运行方式下残压最低，而在最大运行方式下，残压较高。

为了保证选择性，电压速断保护的動作电压 U_{φ} 应小于最小运行方式下线路 L1 末端 k_1 点短路时母线上的最小残余电压 U_{remmin} ，即

$$U_{\varphi} = \frac{U_{remmin}}{K_{rel}}$$

式中 K_{rel} ——可靠系数，取 1.1 ~ 1.2；

U_{remmin} ——最小运行方式下，被保护线路 L1 末端发生短路时母线上的残压。

图中直线 3 为動作电压值， L_M 、 L_N 分别为最小和最大运行

方式下的保护范围。可见电压速断保护的保护区也受系统运行方式的影响。与电流速断保护不同的是，在最大运行方式下保护区最小。因此，当采用电流速断保护不能满足保护区的要求时，在许多情况下可采用电压速断保护。

一般单独的电压速断保护是不能采用的。由于与母线相连的其它线路发生短路时，如图中 k_2 点短路，也会引起母线电压的下降，必将导致装有电压速断保护的线路跳闸，这种无选择性的动作是不允许的。为此，电压速断保护必须加装电流继电器作为闭锁元件，借以判断故障线路。采用电流元件闭锁后，如果短路发生在其它线路，虽然电压元件动作了，但电流元件不会动作，因而保证了选择性。这样构成的保护就称为电流闭锁电压速断保护，接线图与低电压闭锁过电流保护相同。

电流元件的动作电流仍按躲过被保护线路中可能出现的最大负荷电流来整定，并要求在线路末端短路时，灵敏系数不小于 1.5。

5-52 什么是电流电压联锁速断保护？电流电压联锁速断保护的動作原理是什么？

所谓电流电压联锁速断保护就是将电流闭锁电压速断保护中的电流、电压继电器的动作原则改变一下，即按某一经常出现的运行方式下，使电流和电压元件有相同的保护区来整定。电流电压联锁速断保护动作电流和动作电压的整定如图 5-30 所示。

图中所示为线路 $L1$ 上装有电流电压联锁速断保护。曲线 1 和 2 分别是在某一经常运行方式下，线路各点发生短路时的短路电流和母线残压的曲线。

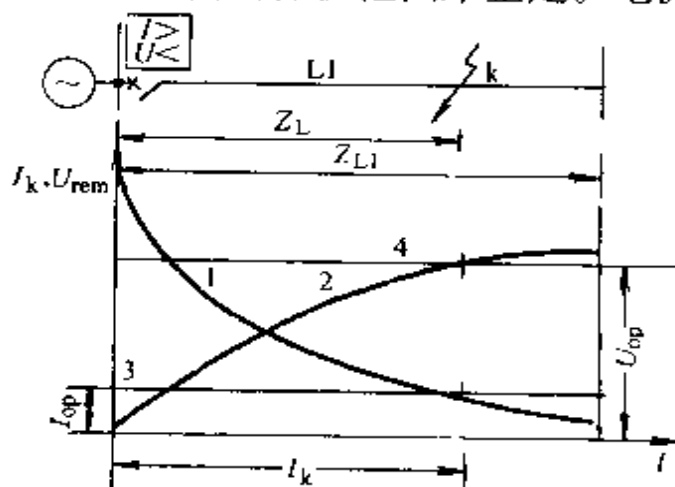


图 5-30 电流电压联锁速断保护
动作电流和动作电压的整定

一般电流和电压元件的保护范围取线路全长的 80%，即

$$Z_L = 0.8 Z_{L1}$$

式中 Z_L ——保护装置保护范围内的阻抗；

Z_{L1} ——被保护线路的阻抗。

上述保护范围末端 k 点短路时的短路电流和母线残压，作为电流元件的动作值，即电流元件的动作电流为

$$I_{\varphi} = \frac{E_s}{Z_s + Z_L}$$

式中 E_s ——系统相电势；

Z_s ——某经常运行方式下的系统阻抗。

电压元件的动作电压为

$$U_{\varphi} = \sqrt{3} I_{\varphi} Z_L$$

依上述原则整定，当运行方式变化时，也能保证选择性。如在最大运行方式下，下一级线路的首端故障时，电流元件可能动作，但残压更高，电压元件不会动作，整套保护不会动作；反之在最小运行方式下，下一级线路首端故障时，电压元件可能动作，而电流元件不会动作，同样能保证选择性。

电流电压联锁保护综合了电流速断保护和电压速断保护的特点。在某一经常运行方式下，其保护范围都将最大，为线路全长的 80%；在其它运行方式下，它的保护范围都将缩小，但其保护范围的变动幅度都比电流速断保护或电压速断保护的变动幅度小。

电流电压联锁保护有三种形式，即低电压闭锁过电流保护、电流闭锁电压速断保护和电流电压联锁保护。虽然它们的作用和整定方法各不相同，但其接线都是一样的。图 5-31 所示为电流电压联锁保护的原理图。

在母线电压互感器的二次侧相间分别跨接了电压继电器 KV1、KV2、KV3，并以三角形联结方式连接。而电流继电器 KA1、KA2 采用两相两继电器式联结。在正常情况下，母线电

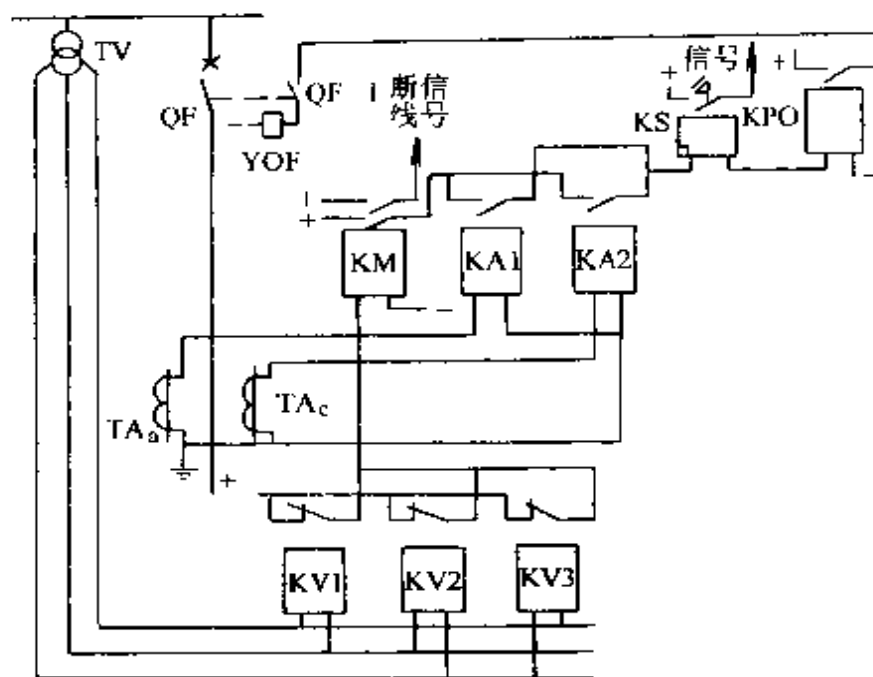


图 5-31 电流电压联锁保护的原理图

压为额定值，电压继电器的触头是断开的。当负荷电流正常时，电流继电器的触头也是断开的。

当在保护范围内发生故障时，由于电压的降低使得相应的电压继电器动作（因采用的是低电压继电器），触头闭合，起动中间继电器 KM，使其触头闭合。此时，故障电流使得相应的电流继电器也动作，从而出口中间继电器 KPO 动作，其回路为“+”→KM（触头）→KA（触头）→KS（线圈）→KPO（线圈）→“-”出口中间继电器 KPO 动作发出跳闸脉冲，使断路器跳闸。

当其它线路故障时，虽然电压继电器 KV1、KV2、KV3 由于母线电压下降而动作，但因电流继电器 KA1、KA2 不动作，故不会使出口中间继电器 KPO 动作。此时，虽然中间继电器 KM 动作发出断线信号，但当故障切除后，母线电压恢复正常，电压继电器和中间继电器立刻自动返回，因此断线信号将是短暂的。如果电压回路发生断线，引起电压继电器和中间继电器动作发出断线信号，由于电流继电器未动，保护不会误动。此时要求值班员

能及时进行处理，待故障排除后，电压继电器和中间继电器才能返回。

5-53 电力变压器常见故障和异常运行状态有哪些？其相应的保护装置应如何配置？

电力变压器是电力系统中最重要电气设备之一，一般其故障机会较少。但在实际运行中仍可能发生各种类型的故障和异常运行状态，为此必须根据变压器的容量及重要程度装设性能良好、动作可靠的保护装置。

变压器故障可分为油箱内部故障和油箱外部故障。内部故障主要是相间短路、单相匝间短路、单相接地故障等。内部故障不仅会烧毁变压器，而且由于绝缘物和油在电弧作用下急剧气化，极易引起油箱爆炸。外部故障主要有绝缘套管和引出线上的相间故障及单相接地故障等。此类故障有可能造成变压器绝缘套管爆炸，破坏电力系统的正常运行。

变压器漏油造成低油位，外部短路造成的过电流以及长时间的过负荷使变压器绕组过热，绕组绝缘老化，甚至引起内部故障。这些均属于变压器的异常运行状态。对于这些异常运行状态也应采取措施予以消除。为此，一般应装设相应的保护装置。

对于容量在 800kVA 及以上的变压器（车间内为 400kVA 及以上）应装设瓦斯保护，以作为变压器各种内部故障及油面下降的主保护。

单独运行时，容量在 10000kVA 及以上（并列运行时，容量在 6300kVA 以上）的变压器应采用纵差保护，以作为变压器内部绕组、绝缘套管以及引出线的各类短路故障的主保护。

对于容量在 10000kVA 以下的变压器，其过电流保护时限大于 0.5s 时，可采用电流速断保护作为主保护。但是，如果容量在 2000kVA 及以上的变压器，电流速断保护灵敏度不符合要求时，则应装设差动保护。

针对变压器外部相间短路引起的变压器过电流，可采用过电流保护。过电流保护是变压器的后备保护。变压器的后备保护还

包括过负荷保护。

5-54 什么是变压器的瓦斯保护？安装气体继电器时应注意什么？

油浸式电力变压器是利用变压器油作绝缘和冷却介质的。变压器内部故障时，短路电流所产生的电弧使变压器油和其它绝缘物分解，并产生大量的气体（瓦斯）。利用这些气体形成的压力或冲力可使气体继电器动作。这种保护称为瓦斯保护。瓦斯保护的主要元件是气体继电器。气体继电器安装在变压器油箱与油枕之间的连接管路中。如图 5-32 所示。

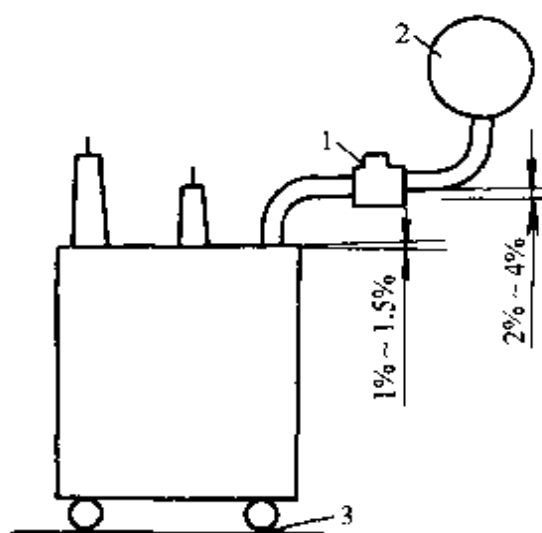


图 5-32 气体继电器安装示意图
1—气体继电器 2—储油柜 3—垫片

为了使气体在管路中更顺畅地流动和防止气泡积聚在顶盖中，在安装气体继电器时，变压器顶盖与水平面间应具有 1% ~ 1.5% 的坡度。通往继电器的连接管应具有 2% ~ 4% 的坡度。

5-55 简述中小型变压器常用的气体继电器结构，并说明构成瓦斯保护的原理接线图。

目前国内中小型变压器瓦斯保护一般采用 QJ1—80 气体继电器。这种继电器的结构如图 5-33 所示。

它用开口杯代替了老式的密封浮筒，用干簧触头代替了水银触头，从而有效地防止了由于浮筒漏油而出现的误动作，并提高了气体继电器的防振性能。

QJ1—80 型气体继电器分为轻瓦斯和重瓦斯两部分。轻瓦斯主要由开口杯 4、固定在开口杯上的磁铁 5、干簧触头 6 构成。重瓦斯部分由挡板 8、固定在挡板上的磁铁 7、重瓦斯干簧触头 11 以及流速整定螺杆 10 构成。

正常时，继电器内充满了油，开口杯内也充满了油。由于开

开口杯在油内的重力所产生的力矩比平衡用的重锤 3 产生的力矩小，因此开口杯处于向上翘起的状态，与开口杯固定在一起的永久磁铁 5 处于远离轻瓦斯干簧触点 6 位置，所以该干簧触点处于打开状态。

当发生轻微故障时，气体聚集在继电器的上部，油面下降，开口杯露出油面，这时开口杯在空气中的重力加上油杯内油的重力所产生的力矩，大于平衡重锤所产生的力矩，于是开口杯降下来，使固定在开口杯上的永久磁铁接近于干簧触头。当气体聚集到一定容积时，干簧触头接通，发出轻瓦斯信号。通过改变轻瓦斯平衡重锤的位置，可使轻瓦斯触头动作的气体容积在 $250 \sim 300\text{cm}^3$ 的范围内调整。

正常情况下，重瓦斯挡板 8 在弹簧 13 的作用下处于垂直位置，固定在挡板上的永久磁铁 7 远离重瓦斯干簧触头 11。当变压器油箱内发生严重故障时，油、气流冲击挡板的力量大于弹簧 13 的弹力时，挡板倾斜了一个角度，使固定在挡板上的永久磁铁靠近重瓦斯的干簧触头，干簧触头接通，发出跳闸脉冲。重瓦斯动作的油流速度可利用流速整定螺杆 10，在 $0.7 \sim 1.5\text{m/s}$ 的范围内调整。

瓦斯保护的接线原理如图 5-34 所示。

气体继电器触头 KG—1 由开口杯控制，构成轻瓦斯保护，其动作后发出预告信号。气体继电器的另一触头 KG—2 由挡板

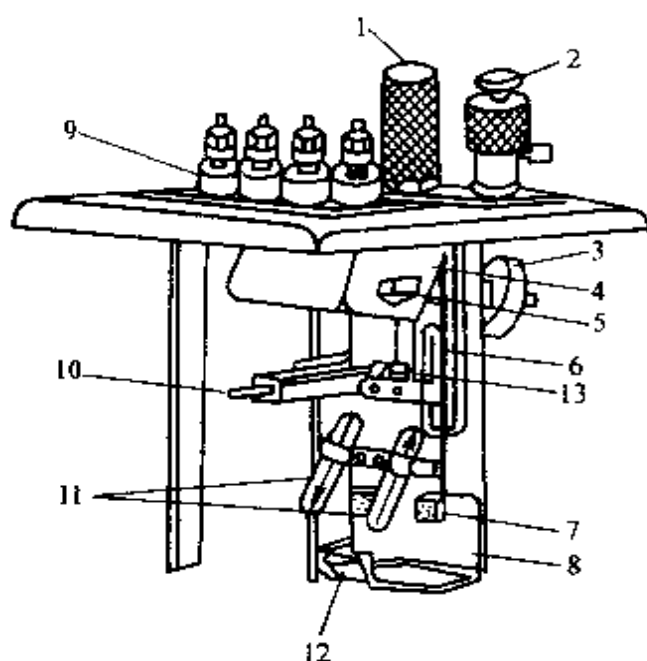


图 5-33 QJ1—80 型气体继电器结构图

- 1—探针 2—放气阀 3—重锤
4—开口杯 5—永久磁铁 6—干簧触头
7—永久磁铁 8—挡板 9—接线端子
10—流速整定螺杆 11—干簧触头（重瓦斯）
12—终止挡 13—弹簧

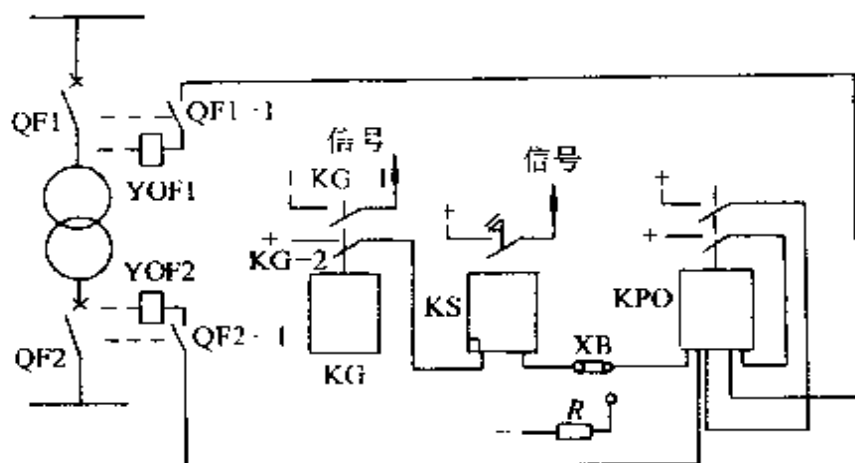


图 5-34 瓦斯保护原理接线图

控制，构成重瓦斯保护，其动作后经信号继电器 KS 的线圈起动中间继电器 KPO，KPO 的两副触头分别使断路器 QF₁、QF₂ 跳闸。为了防止变压器内严重故障时因油流不稳，造成重瓦斯触头时断时通的不可靠动作，必须选用具有自保持电流线圈的出口中间继电器 KPO。在保护动作后，借助于断路器的辅助触头 QF₁—1 和 QF₂—1 来解除出口回路的自保持。在变压器加油或换油后及气体继电器试验时，为防止重瓦斯误动作，可利用连接片 XB 使重瓦斯暂时改接到信号位置。

5-56 气体继电器有哪些特点？在变压器初次投入运行、换油或故障后应注意什么？

气体继电器具有灵敏度高、动作迅速、接线简单等特点。特别是变压器内出现较少匝数的匝间短路时，故障回路的电流虽然很大，并严重发热，但是反映在外部电源的电流却变化很小。这时差动保护可能不动，而瓦斯保护却能可靠动作。因此对于变压器油箱内部的这类故障，瓦斯保护较之差动保护更加灵敏可靠。

油浸式变压器在初次投入运行或换油后，由于在油中可能混入少量的气体，经过一段时间后，这些气体又从油中分离出来，逐渐积聚在气体继电器的上部，迫使开口杯下降，使轻瓦斯动作。此时，可利用气体继电器顶部的放气阀将气体放出。当故障发生后为了分析故障原因，也常通过放气阀收集气体，以便化验。

分析瓦斯气体的成分，判断故障原因。

5-57 变压器的差动保护的作用有哪些？其基本原理是什么？

变压器的差动保护主要用来保护双绕组变压器绕组内部及其引出线上发生的各种相间短路故障，同时也可以用来保护变压器单相匝间短路故障。

双绕组变压器差动保护原理接线图如图 5-35 所示。

在双绕组变压器的两侧均装设电流互感器，其二次侧按循环电流法接线，即如果两侧电流互感器的同极性端都朝向母线侧，则将同极性端子相连，并在两连接线之间并联接入电流继电器。在继电器线圈中流过的电流是两侧电流互感器的二次电流之差，也就是说差动继电器是接在差电流回路中的。

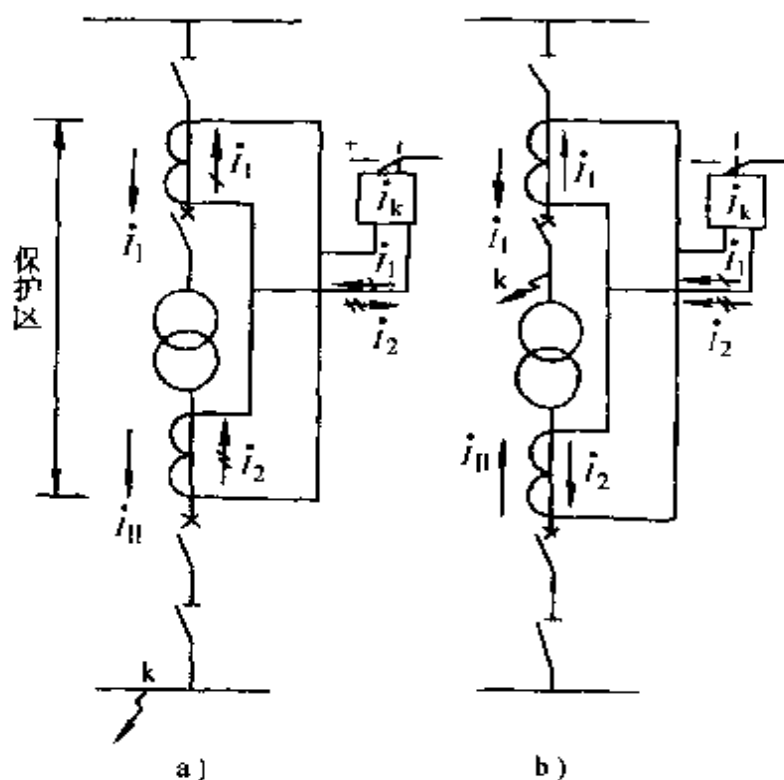


图 5-35 双绕组变压器差动保护原理接线图

a) 正常运行或外部故障时 b) 内部故障时

器是接在差电流回路中的。

从理论上讲，正常运行及外部故障时，差回路中的电流为零。实际上，由于两侧电流互感器的特性不可能完全一致等原因，在正常运行和外部短路时，差动回路中仍有不平衡电流 $\dot{I}_{\text{unb}}$ 流过，此时流过继电器的电流 $\dot{I}_k$ 为

$$\dot{I}_k = \dot{I}_1 - \dot{I}_2 = \dot{I}_{\text{unb}}$$

要求不平衡电流应尽量地小，以确保继电器不会误动。

当变压器内部发生相间短路故障时，在差回路中由于 $\dot{I}_2$ 改变了方向或等于零（无电源侧），这时流过继电器的电流为 $\dot{I}_1$ 与 $\dot{I}_2$ 之和，即

$$\dot{I}_K = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 = \dot{I}_K$$

能使继电器可靠动作。

由图 5-35 不难看出，变压器差动保护的范围是构成变压器差动保护的电流互感器之间的电气设备、以及连接这些设备的导线。由于差动保护对保护区外故障不会动作，因此差动保护不需要与保护区外相邻元件保护在动作值和动作时限上互相配合，所以在区内故障时，可以瞬时动作。

5-58 变压器差动保护的不平衡电流是如何产生的？

虽然变压器的差动保护在基本原理上与其它差动保护相同，但是由于变压器在结构和运行上的一些特殊性，使其实际上在保护范围内没有故障时，也有较大的不平衡电流流过继电器，所以必须设法减小和躲过不平衡电流，才能在变压器上可靠地应用差动保护。

产生不平衡电流的主要原因是变压器各侧的额定电压、电流的大小以及相位的不同；变压器空载合闸时在电源侧有很大的励磁涌流出现；变压器两侧作差动用的电流互感器不可能采用同型号、同规格的；电流互感器的电流比选择不完全合适等等。

1) 变压器各侧电流相位不同。 变压器通常采用 Yd11 联结方式，其两侧电流相位差为 30° ，如图 5-36 所示。

可见，即使变压器两侧电流互感器二次电流数值相等，正常运行时差回路中仍有很大的不平衡电流流过。为了消除其影响，就必须消除差动保护两臂电流的相位差，通常采用相位补偿方法。

2) 变压器两侧电流互感器的型号不同 由于变压器两侧的额定电流与电压大小不等，因而装设在两侧的电流互感器的型号

和规格就不同。如 35kV 侧是利用断路器中的套管式电流互感器，而 10kV 侧多数是在高压开关柜内装设独立的环氧树脂浇注式的电流互感器，这两者不但型号不同，而且特性也不一致，势必在差回路中引起不平衡电流。

3) 变压器各侧电流互感器的电流比选择不完全合适

由于变压器两侧额定电流不相同，因此在实现变压器差动保护时，必然要选用适当电流比的电流互感器，以使二次电流尽可能相等，以

减少不平衡电流数值。但在选用电流互感器时，由于两侧电流互感器的计算电流比与制造厂家生产的标准电流比不可能完全相符，这也将差回路中引起不平衡电流。

4) 变压器的励磁涌流 变压器的空载合闸或外部短路故障切除后而电压恢复时，由于铁心中总磁通不能突变，则在变压器一次绕组中将引起很大的励磁电流，该励磁电流通常称为励磁涌流。励磁涌流可达到额定电流的 6~8 倍，其波形呈尖顶波，并几乎全部偏于时间轴一侧，且含有大量的谐波分量。由于此电流只流过变压器的一次绕组，因此在差回路中必然出现较大的不平衡电流。

另外。运行中带负荷调压或分接开关位置改变后，电流互感器二次电流的平衡关系遭到破坏，在差回路中也会出现不平衡电流。不难看出，变压器差动保护中最突出的矛盾是不平衡电流很大。在实现变压器差动保护时，必须设法减小其影响。

5-59 在变压器差动保护中克服不平衡电流影响的措施有哪些？

1) 相位补偿法 对于采用了 Yd11 联结方式的变压器，变压

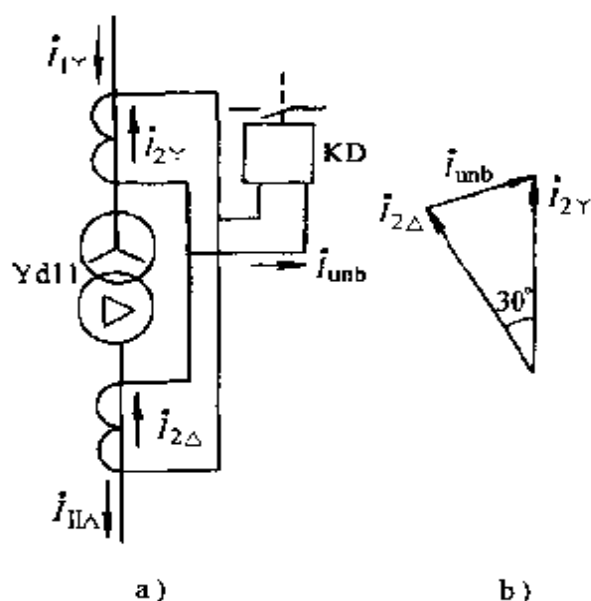


图 5-36 变压器 Yd11 联结电流互感器二次电流相量图

a) 接线原理图 b) 二次电流相量图

器两侧电流的相位差为 30° ，因而会在差回路中产生很大的不平衡电流。显然，如果将变压器两侧三相电流互感器的接线方式倒过来安排，即变压器星形联结侧的电流互感器二次侧按三角形联结，而变压器三角形联结侧电流互感器二次侧按星形联结，就可以把电流互感器二次电流的相位补偿过来，其接线如图 5-37 所示。

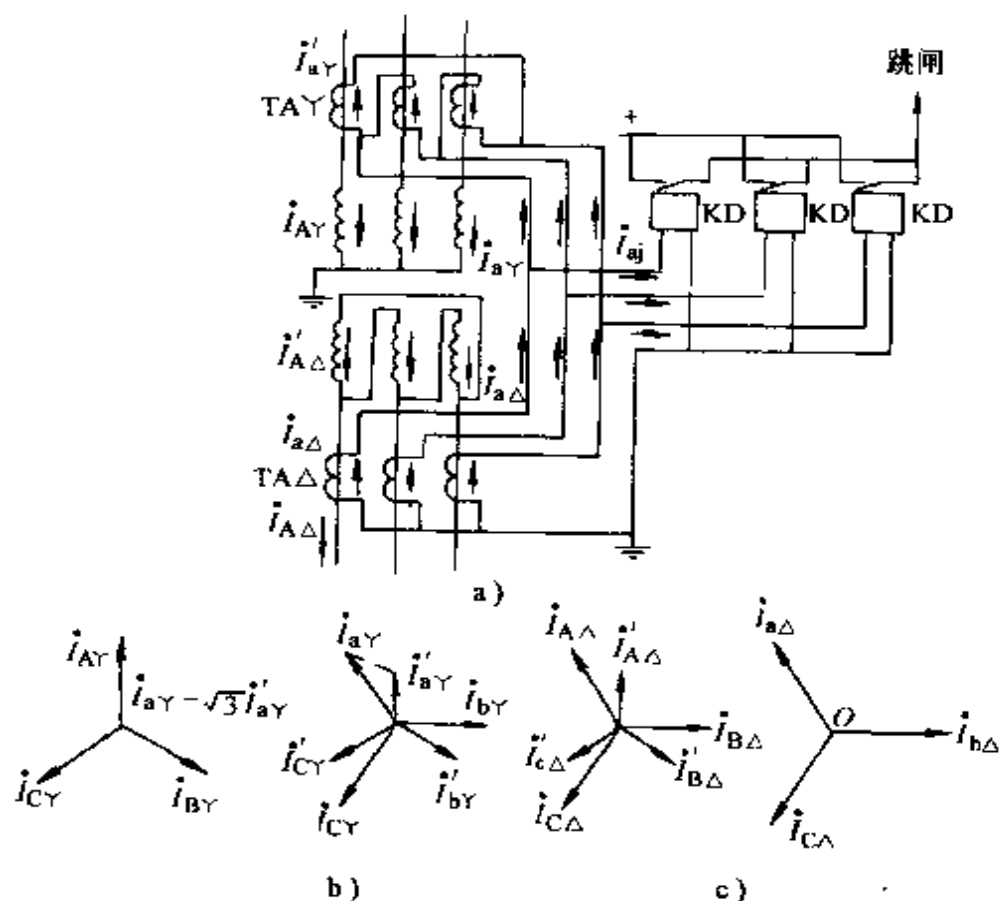


图 5-37 Yd11 变压器差动保护原理接线图

a) 接线图 b) Y 侧一次及二次电流相量图 c) Δ 侧一次及二次电流相量图

变压器星形侧和三角形侧的两个一次电流相位差为 30° ，即 i_{AY} 和 $i_{A\Delta}$ 相量差 30° 。经补偿角接法的电流互感器的二次线电流 i'_{aY} 超前了相电流 i'_{AY} 30° ，而星形联结的电流互感器二次电流 $i'_{a\Delta}$ 超前 $i'_{A\Delta}$ （或 i'_{aY} ） 30° ，也就是使得两个差动臂电流 i'_{aY} 和 $i'_{a\Delta}$ 变为同相位。

可是，由于变压器星形侧的二次电流经电流互感器接成三角形后，差动臂中电流 $\dot{I}_{ay}$ 在数值上增加了 $\sqrt{3}$ 倍，而在变压器三角形侧的二次电流 $\dot{I}_{a\Delta}$ 却没有增大。为了使 $\dot{I}_{ay}$ 和 $\dot{I}_{a\Delta}$ 在数值上也相等，还有必要正确地选择电流互感器的电流比。

一般电流互感器的二次额定电流为 5A，考虑到电流互感器二次侧接成星形联结方式的接线系数 $K_{con} = 1$ ，而接成三角形联结方式的接线系数 $K_{con} = \sqrt{3}$ ，所以两侧电流互感器的电流比应按下式计算。

变压器三角形侧电流互感器的电流比应为

$$n(\Delta) = I_{TN(\Delta)} / 5$$

变压器星形侧电流互感器的电流比应为

$$n(Y) = I_{TN(Y)} / 5$$

式中 $I_{TN(\Delta)}$ ——变压器三角形侧额定电流；

$I_{TN(Y)}$ ——变压器星形侧额定电流。

实际选择电流互感器电流比时，应根据电流互感器的产品规格，确定一个接近或稍大于计算值的标准电流比。

2) 采用带短路线圈的中间速饱和变流器的 BCH 系列差动继电器 经过相位补偿和正确地选择电流互感器电流比后，仅能消除正常运行时不平衡电流的影响。而对于外部发生故障及励磁涌流情况下，不平衡电流的消除措施，一般采用带短路线圈的中间速饱和变流器的 BCH 系列差动继电器。一般中小型变压器的励磁涌流倍数较大，需要采用躲过励磁涌流能力较好的 BCH—2 型差动继电器。但其躲过外部故障引起的不平衡电流的性能次于 BCH—1 型差动继电器。

5-60 BCH—2 型差动继电器的结构是怎样的？简述速饱和变流器的工作原理。

BCH—2 型差动继电器由两部分构成，即带短路线圈的中间速饱和变流器和执行元件 DL—11/0.2 型电流继电器。

速饱和变流器的导磁体是三柱铁心，其铁心截面积较小，极易饱和，如图 5-38 所示。

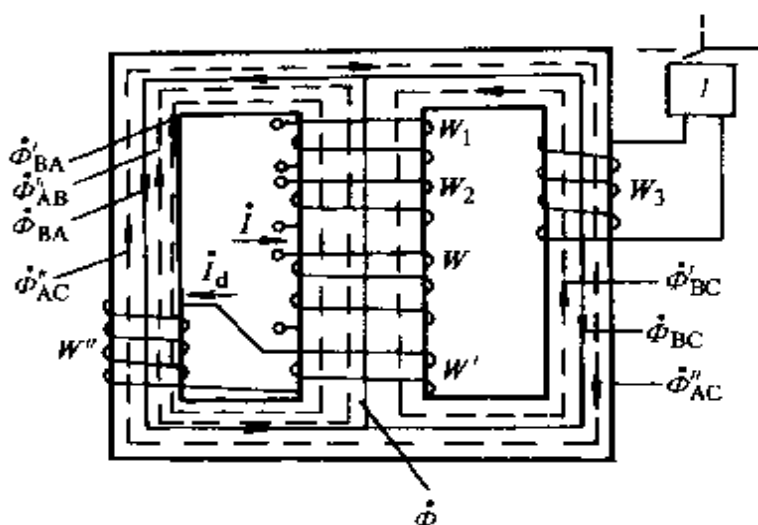


图 5-38 BCH—2 型继电器铁心结构及磁通分布图

在铁心的中间柱上绕有差动线圈 W 和两个平衡线圈 W_1 和 W_2 。短路线圈 W' 和 W'' 分别绕在中间柱和左侧柱上，并使它们产生的磁通对左侧磁分路来说是同方向的。在右侧柱上绕有二次线圈 W_3 ，接至电流继电器。该继电器除二次线圈 W_3 外，其余各线圈都有一定数量的抽头，利用抽头可以改变它的匝数的多少，以便进行参数的调整。

采用 BCH—2 型差动继电器时，电流继电器通过速饱和变流器接入差回路中，如图 5-39 所示。

利用速饱和变流器的磁特性，可使保护区内和保护区外故障时流过差回路中的电流有很大差别。

在保护区内故障时，差回路中的电流为总的短路电流，而且仅在第一、二周期内才偏向

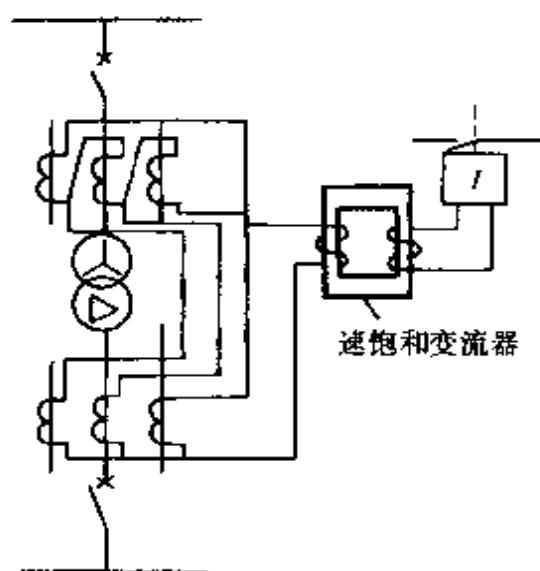


图 5-39 采用速饱和变流器的差动保护接线图

时间轴一侧，随后在非周期分量衰减后，其周期分量对称于时间轴，故磁感应强度 $\Delta B'$ 作大幅度变化，如图 5-40a 所示。由于铁心工作在非饱和区，因此速饱和变流器二次感应出的电流仍与短路电流成正比；

在保护区外故障或空载合闸时，流过差回路中的电流基本上是偏于时间轴一侧的不平衡电流 I_{unb} ，对应的磁

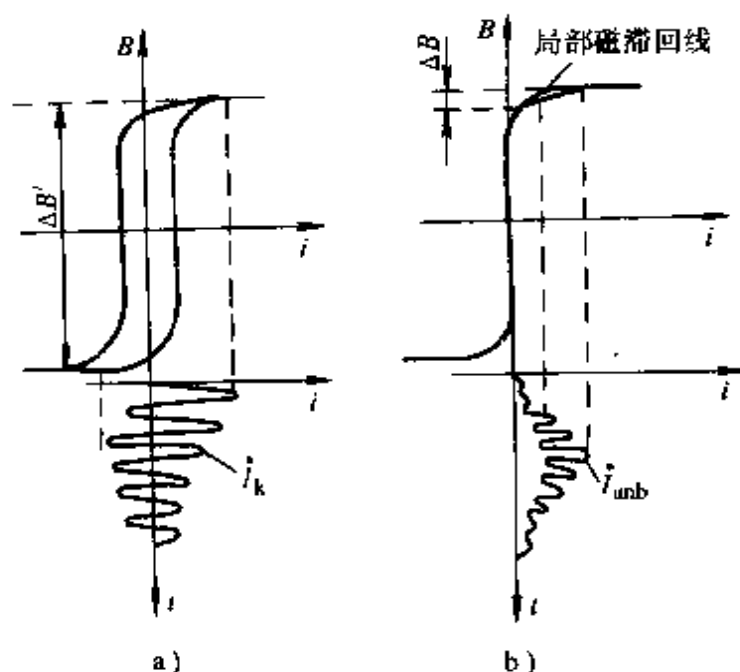


图 5-40 速饱和变流器的工作原理
a) 区内短路时 b) 区外短路时

感应强度 ΔB 沿着局部磁滞回线变化，如图 5-40b 所示，且在铁心饱和区。因此速饱和变流器二次感应的电流很小，所以速饱和变流器能有效地躲过励磁涌流和保护区外故障时流过差回路中的不平衡电流的影响。

5-61 简述 BCH—2 型差动继电器的工作原理。

短路线圈主要用来消除不平衡电流中非周期分量的影响。当保护范围内短路时，短路电流非周期分量衰减后，流入差动线圈 W 中的差动电流 $\dot{I}$ 以周期分量为主，并在中柱内产生磁通 $\dot{\Phi}$ ，在短路线圈 W' 和 W'' 中产生感应电动势 E 。在感应电动势的作用下，短路线圈中流过短路电流 $\dot{I}_d$ 。 $\dot{I}_d W'$ 产生磁通 $\dot{\Phi}'$ ，它的一部分 $\dot{\Phi}'_{BC}$ 流过右侧柱，并与 $\dot{\Phi}$ 流过右侧柱的一部分 $\dot{\Phi}_{BC}$ 方向相反，故在右侧柱中 $\dot{\Phi}'_{BC}$ 对于 $\dot{\Phi}_{BC}$ 的作用是去磁作用。而 $\dot{I}_d W''$ 产生的 $\dot{\Phi}''_{AC}$ 在右侧柱则是助磁作用。由于去磁作用和助磁作用几乎是相等的。故短

路线圈的存在是不影响周期分量电流对二次线圈的传递作用。铁心内的磁通分布如图 5-38 所示。

但差动线圈 W 中流过含有非周期分量的励磁涌流或不平衡电流时，其主要成分可认为是偏于时间轴一侧的直流，它将使铁心迅速饱和，从而增大了磁阻，漏磁也相应增大。而助磁磁通因磁路较长漏磁较大，其助磁作用相应减少较多；去磁磁通的磁路较短，漏磁较少，从而使穿过二次线圈 W_3 的去磁磁通占优势地位，加强了去磁作用。也就是说，这时交流分量向二次线圈的传递作用显著减弱，差动保护自动增加了其动作电流。

当 W' 与 W'' 的匝数按比例增大时（即要保持其比值不变），显然 $\dot{\Phi}'_{BC}$ 和 $\dot{\Phi}''_{AC}$ 也相应增大。但在 W 中只流过周期分量电流时，由于 $\dot{\Phi}'_{BC}$ 的去磁作用与 $\dot{\Phi}''_{AC}$ 的助磁作用相等，故此时仍不影响继电器的动作安匝数。而当 W 中流过含非周期分量电流时，由于二次传递作用减弱的原因，而且 W' 与 W'' 都按比例增大了，使得去磁作用更加明显，所以差动继电器的动作电流将随 W' 与 W'' 按比例而变得更大。

总之，有了短路线圈后，使交流分量的磁通削弱，而使直流分量的磁通变得显著起来。短路线圈的这种作用称为直流助磁作用。BCH—2型差动继电器正是根据这一原理，得以更为可靠躲过励磁涌流和保护区外故障时流过差回路中的不平衡电流。

应该注意，当变压器内部故障时，短路电流也含有非周期分量，由于短路线圈的直流助磁作用， W 线圈中相应的短路电流周期分量就不易传向 W_3 。但此时的非周期分量衰减很快，衰减后短路电流的周期分量传至二次线圈，仍能使继电器可靠动作，只不过有很短的时间延迟，一般这种时间延迟不超过 0.035s。

5-62 平衡线圈的作用是什么？

在选择电流互感器变化时，实际选择的为标准变比，大多数情况下不等于计算变比。因变比的差异，在正常运行时，差回路

中仍然存在不平衡电流。这种不平衡电流可利用 BCH—2 型差动继电器中的平衡线圈根据磁势平衡的原理来消除其影响，其实际接线如图 5-41 所示。

两个平衡线圈的同名端①和③分别接到变压器两侧电流互感器的差动臂上， W 线圈接在差电流回路中。 W 和 W_1 、 W_2 都有抽头，匝数可调。在匝数选择和连接极性上，应保证在正常运行和外

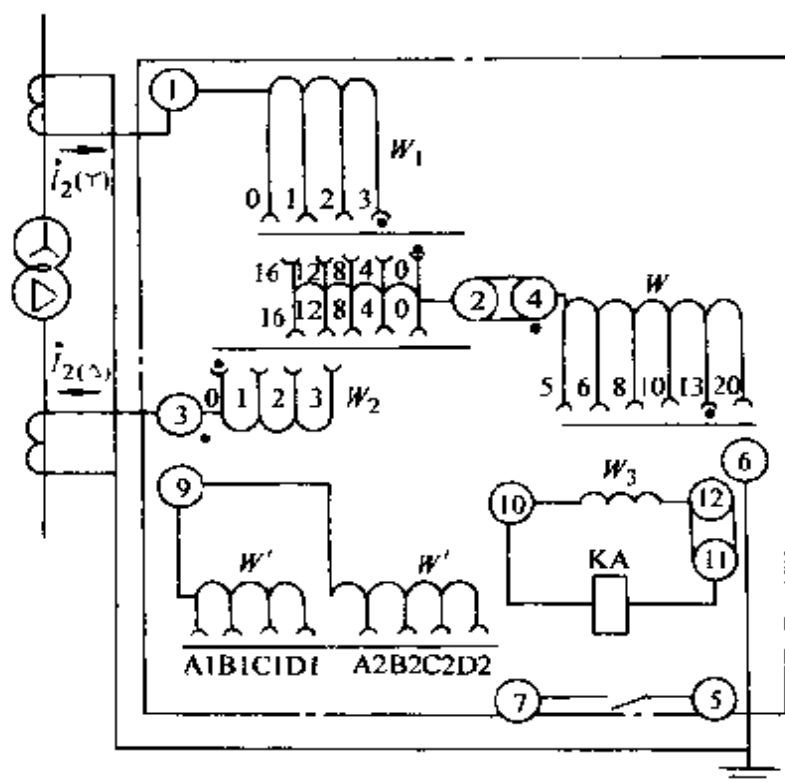


图 5-41 双绕组变压器采用 BCH—2 型差动继电器构成纵差保护的单相接线图

部故障时使中间铁心柱的磁势等于零，即满足下式

$$I_{2(Y)} (W_1 + W) - I_{2(\Delta)} (W_2 + W) = 0$$

由上式可见，可通过调整平衡线圈的匝数来消除两臂电流不等所引起的不平衡磁势。在内部故障时，中间铁心柱两个平衡线圈产生的磁势方向相同，中间铁心柱磁势应是上式中的两项之和。此时，平衡线圈变成动作线圈，因此保证了内部故障时继电器动作的可靠性。

5-63 画出双绕组变压器差动保护的三相接线图。

双绕组变压器差动保护的三相接线图如图 5-42 所示。

图中，KD1、KD2、KD3 均为 BCH—2 型差动继电器。每只差动继电器的内部接线与图 5-41 接线相同。信号继电器 KS 用以发出差动保护动作信号。KPO 为出口中间继电器，其动作后作用于变压器两侧的断路器 QF1 和 QF2。

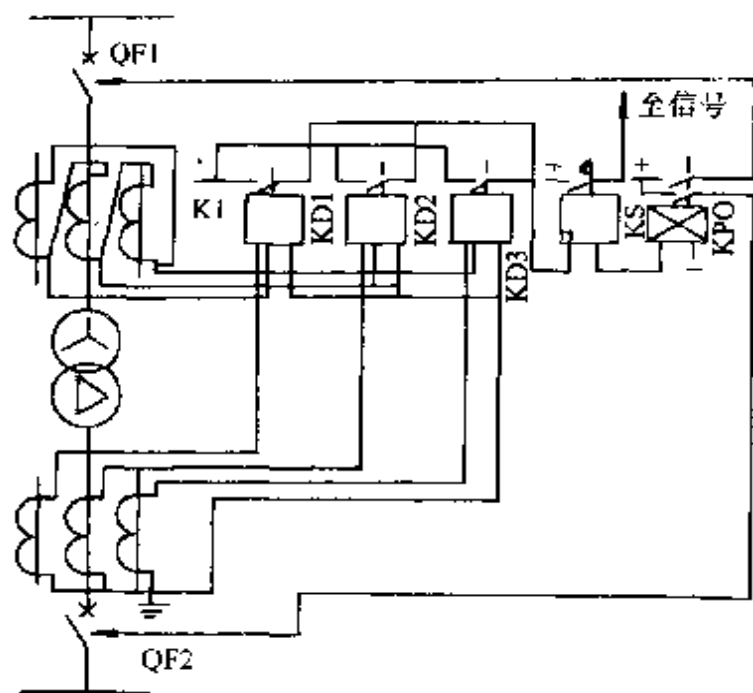


图 5-42 双绕组变压器差动保护的三相接线图

5-64 变压器差动保护动作后应如何检查、判断和处理？

根据差动保护的動作原理和保护范围，造成变压器差动保护動作的原因有：① 变压器套管或引出线故障；② 变压器内部故障；③ 直流回路两点接地或二次线碰连引起保护误动作；④ 差动保护的电流互感器开路或短路引起保护误动；⑤ 差动保护本身因元件损坏、整定错误等原因引起的误动作。

差动保护动作后，进行处理时应作好安全技术措施，仔细进行外观检查，甚至停电试验。

出现差动保护动作后，值班人员应打开掉闸连接片（俗称压板）或拔下直流熔断器，然后逐步检查。首先检查变压器套管、引出线以及变压器保护区内有无故障痕迹和异常现象。如未发现问题，可查看差动继电器的触点是否在断开位置，若触头在断开状态，可用万用表直流电压挡测量差动保护的出口中间继电器线圈，看其有无电压。如有电压，可检查直流回路的绝缘情况。如绝缘不良，则可能是直流回路有两点接地引起的误动。如直流回路的绝缘良好，则可能是差动保护的二次线碰连造成的误动。如

果检查差动继电器的触头是闭合的，则可能是电流互感器二次开路、短路或差动循环臂内某处端子接触不良所引起的误动，也可能是差动保护本身的误动作。此时应检查差动保护的二次回路。并对差动保护进行通电试验检查。

经过上述检查后，可根据具体情况分别处理。

如通过上述检查，未发现任何异常现象，则可初步判断为变压器内部故障。此时应对变压器进行各种试验及绝缘油化验，以查明变压器内部故障的原因并进行处理。

5-65 变压器的电流速断保护起什么作用？有何缺点？

当变压器的容量小于 10000kVA，且过电流保护动作时限大于 0.5s 时，通常在电源侧装设电流速断保护，以代替差动保护。

电流速断保护的原理接线图如图 5-43 所示。

图中元件 1 为电流继电器，元件 2 为信号继电器，元件 3 为出口中间继电器。电流继电器动作后，起动信号继电器和出口中间继电器。

电流继电器的动作电流按照躲过变压器外部短路（如图中 k1 点）时的最大短路电流整定。

通常电流速断保护的灵敏度按照保护安装处（如图中 k2 点）发生两相金属性短路时，流过保护装置的最小短路电流进行校验，其值要求大于 2。

电流速断保护具有接线简单、动作迅速等优点。但它不能作为变压器的主保护，因为其保护区小，特别是系统容量较小时，保护区往往达不到变压器的内部，灵敏度达不到要求。由于保护区小，不能保护整个变压器，以至并列运行的变压器负荷侧（如图中 k3 点）故障时，电流速断保护不能动作，造成各变压器的

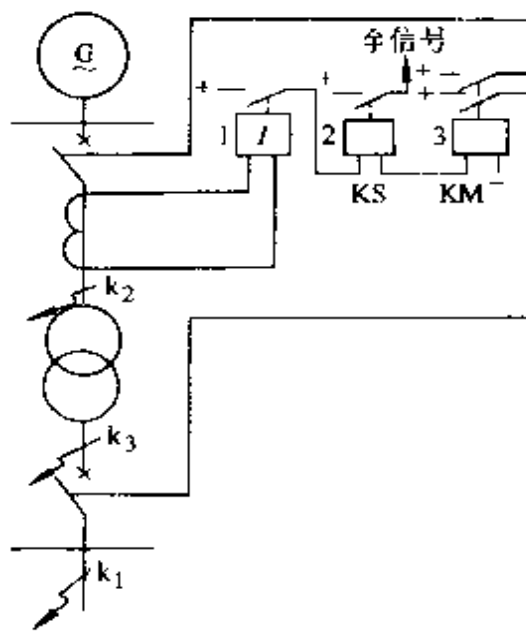


图 5-43 变压器电流速断保护单相接线原理接线图

过电流保护无选择性地切除所有变压器。

5-66 变压器的过电流保护起什么作用？

变压器过电流保护的作用是防御外部相间短路引起变压器过电流。它是一种后备保护，可以作为相临元件和变压器的后备保护。

对于双绕组变压器来说，过电流保护装于主电源侧，保护动作时断开变压器两侧的断路器；对于三绕组变压器和自耦变压器来说，过电流保护通常装于主电源侧及其余两侧中相临线路后备保护时限较短的一侧。主电源侧的过电流保护通常带两段时限，以较小时限断开未装保护侧的断路器；以较大时限断开变压器各侧的断路器。当这样装设过电流保护不能满足灵敏度要求时，则允许在变压器各侧都装设过电流保护。

为了满足选择性的要求，在必要时，电流保护还可改为装设方向过电流保护。

根据变压器容量的大小和对保护装置灵敏度的要求，变压器的过电流保护可以采用不带低电压起动的过电流保护，带低电压起动的过电流保护或复合电压起动的过电流保护或负序电流保护。

5-67 变压器的过负荷保护是如何实现的？

当400kVA以上的变压器有出现过负荷运行的可能时，应装设过负荷保护装置。由于变压器的过负荷电流通常都是三相对称的，因此欲实现过负荷保护，只需在其中某一相上接入一个电流继电器再加一个设定延时的时间继电器。在经常有人值班的变电所过负荷保护作用于信号。

过负荷保护的安装侧应能反映变压器各侧绕组的过负荷情况。双绕组降压变压器的过负荷保护装在高压侧。

过负荷保护的动作电流按照躲过变压器的额定电流来整定。保护的動作时限一般整定为9~10s。

5-68 在中性点不接地电网中出现单相接地时电压电流是如何变化的？

在中性点不接地电网中，一旦出现某相接地时，称为单相接

地。此时虽然各相电压将发生显著变化，但并不产生大的短路电流，只有较小的接地电容电流，且三相线电压仍保持基本不变。它并不影响正常的供电，所以在供电规程中规定，仍可以继续运行两小时，故将其列为异常运行状态。

图 5-44a 所示为中性点不接地电网正常运行时对地电容电流分布及电流电压相量图。

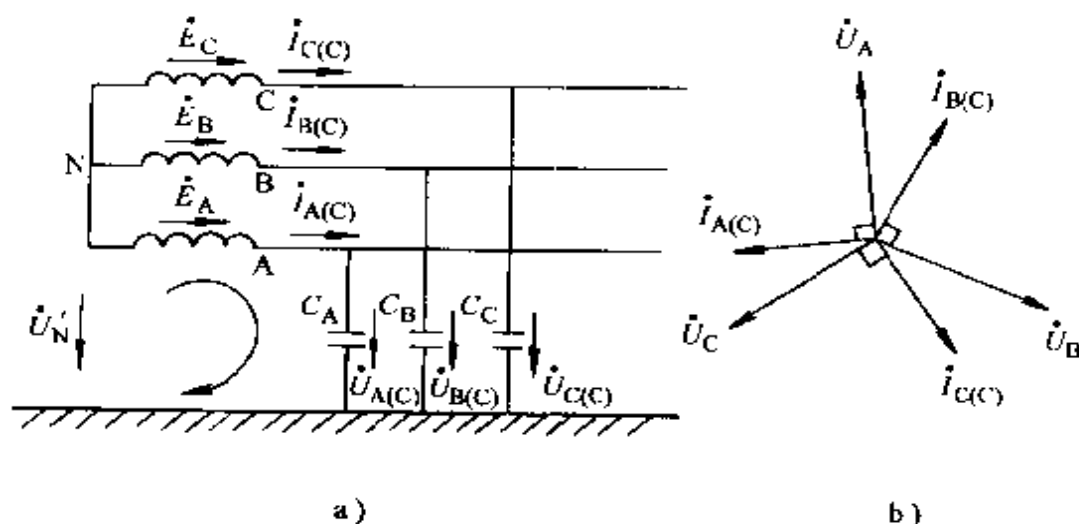


图 5-44 中性点不接地电网正常运行的电容电流分布及相量图
a) 电容电流的分布 b) 相量图

为分析的方便起见，设线路为空载运行，系统电势对称，各相对地存在电容，且容抗相等，即 $X_{A(C)} = X_{B(C)} = X_{C(C)}$ 。所以可看成一对称电源接三相对称电容负载的电路。由电工原理可知，各相的电容电流值均为

$$I_{A(C)} = I_{B(C)} = I_{C(C)} = \frac{U_L}{X_C} = \omega C U_L$$

式中 ω ——角频率 (rad/s)；

C ——相对地电容 (F)；

U_L ——电源相电压 (V)。

电容电流相位分别超前各相电压 90° 。相量图如图 5-44b 所示。

由于三相对地电容电流的相量和为零，即

$$\dot{I}_{A(C)} + \dot{I}_{B(C)} + \dot{I}_{C(C)} = 0$$

所以没有电容电流流入大地。在中性点不接地系统中, 正常运行情况下中性点 N 和对称星形电容的中性点 e (大地) 是同电位, 即中性点对地电压 $U_N = 0$ 。由于各相电容电流很小, 故流过线路阻抗的压降可略去不计, 各相对地电压为

$$\dot{U}_{A(C)} = \dot{U}_A$$

$$\dot{U}_{B(C)} = \dot{U}_B$$

$$\dot{U}_{C(C)} = \dot{U}_C$$

各线电压为

$$\dot{U}_{AB(C)} = \dot{U}_A - \dot{U}_B$$

$$\dot{U}_{BC(C)} = \dot{U}_B - \dot{U}_C$$

$$\dot{U}_{CA(C)} = \dot{U}_C - \dot{U}_A$$

当发生单相 (如 A 相) 接地时, 各相对地电压将发生显著变化。若为 A 相金属性接地后, 则把 A 相的对地电容短接, 因此 A 相接地后的电压 $\dot{U}'_A$ 为零, 即

$$\dot{U}'_A = 0$$

而此时三相电源的电势仍保持对称, 所以由电路方程式得

$$\dot{U}'_N = -\dot{E}_A + \dot{U}'_A = -\dot{E}_A$$

可见, 这时电源中性点对地电压 $\dot{U}'_N$ 升高到相电压, 且与接地相正常相电压的相位相反。非故障相的对地电压为

$$\dot{U}'_B = \dot{E}_B + \dot{U}'_N = \dot{E}_B - \dot{E}_A$$

$$\dot{U}'_C = \dot{E}_C + \dot{U}'_N = \dot{E}_C - \dot{E}_A$$

接地后的各线电压为

$$\dot{U}'_{AB} = \dot{U}'_A - \dot{U}'_B = 0 - (\dot{E}_B - \dot{E}_A) = \dot{U}_{AB}$$

同理

$$\dot{U}'_{BC} = \dot{U}'_B - \dot{U}'_C = (\dot{E}_B - \dot{E}_A) - (\dot{E}_C - \dot{E}_A) = \dot{E}_B - \dot{E}_C = \dot{U}_{BC}$$

$$\dot{U}'_{CA} = \dot{U}'_C - \dot{U}'_A = (\dot{E}_C - \dot{E}_A) - 0 = \dot{U}_{CA}$$

即接地后各线电压值仍与正常时的线电压一样,故小接地电流电网中发生单相接地后仍能保持对称运行,并不影响对用户的供电。

上述各相线电压和相电压的相量关系如图 5-45 所示。

出现单相接地后,各相电容电流的分布和变化不大,由于相电压增加 $\sqrt{3}$ 倍,故非接地相电容电流增加至正常运行时电容电流的 $\sqrt{3}$ 倍。而非接地相的电容电流都通过接地点流入线路,因而流入接地相的电流为同一系统中非接地各相电容电流的总和,一般情况下不会超过 20~30A。

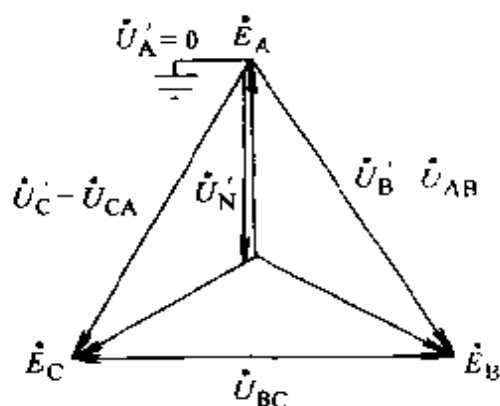


图 5-45 中性点不接地系统 A 相接地时的电压相量图

总之,在中性点不接地系统中出现单相金属性接地时,接地相电压降低为零,非接地相电压升高为线电压,即增加至 $\sqrt{3}$ 倍。各线电压仍与不接地时一样,保持对称,因此可以继续运行,但不应超过 2 小时。这是因为在这种异常运行状态下如再出现另外的一相接地,就会造成两相在不同地点的接地短路故障。对于各线路中的电容电流虽有所变化,但其数值不大。

10kV 中性点不接地系统中出现单相接地时,其现象可归纳为“一低、两高、三不变”,以便于记忆。即接地相的相电压降低,非接地两相的相电压升高,各线电压不变。如果出现的是金属性接地,接地相的相电压降低为零,非接地两相的相电压升高为线电压,三个线电压不变。如果出现的是经电阻接地,则接地相的相电压降低但不为零,而非接地相的两相的相电压升高,但未达到线电压的数值,三个线电压仍不变。如果出现的是弧光接

地，电压表的指示将摇摆不定。

5-69 在小接地电流电网中，交流绝缘监察装置的原理是什么？

在中性点不接地电网中发生单相接地时，各相的相电压将会出现“一低、两高、三不变”的现象。在 10kV 电网中可用三相五柱式电压互感器构成交流母线的绝缘监察装置，而在 35kV 及以上的电网中，则采用三台单相三绕组电压互感器构成母线的交流绝缘监察装置。绝缘监察装置是由测量和发信两部分组成的，图 5-46 所示为 10kV 母线交流绝缘监察装置的原理接线图。

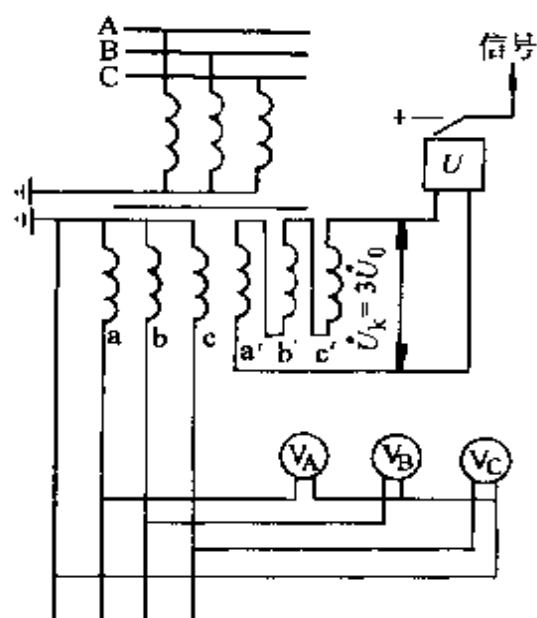


图 5-46 绝缘监察装置的原理接线图

正常运行时，三只相电压表的读数相等，而出现单相金属性接地时，则从相电压表的读数反映出接地相的相电压为零，非接地相的相电压升高为线电压，即升高到 $\sqrt{3}$ 倍。

绝缘监察装置的信号是通过一只过电压继电器来实现的。电压继电器的线圈接至电压互感器开口三角形连接的二次侧绕组的输出端，其输出电压为

$$\dot{U}_k = \frac{\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C}{K_{TV}}$$

式中 K_{TV} ——电压互感器的变比。

正常运行时的三相电压是对称的，故

$$\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C = 0$$

可见，加到电压继电器上的电压为零，电压继电器不动作。

当出现单相接地时，开口三角形输出电压为

$$\dot{U}_K = \frac{\dot{U}'_A + \dot{U}'_B + \dot{U}'_C}{K_{TV}} = \frac{0 + (\dot{U}_B - \dot{U}_C) + (\dot{U}_C - \dot{U}_A)}{K_{TV}} = \frac{-3\dot{U}_A}{K_{TV}}$$

其有效值为 $U_K = \frac{3U_\varphi}{K_{TV}}$, U_φ 是正常运行时相电压的有效值, K_{TV} 是电压互感器的变比。由于在中性点不接地系统中, 电压互感器辅助二次绕组的相电压是按 $\frac{100}{3}$ V 设计的, 即 $K_{TV} = \frac{U_\varphi}{\frac{100}{3}}$,

所以 $U_K = \frac{3U_\varphi}{K_{TV}} = 100$ V。也就是说, 发生单相接地时, 开口三角形输出端的电压为 100V, 可使电压继电器动作, 触头闭合, 起动信号继电器和预告信号装置发出接地信号。

由于此类绝缘监察装置是一段母线共用的, 所以只要在该母线上任一连接元件发生单相接地时, 它都会动作。可见动作是无选择性的。要想知道接地点在哪一条线路上, 通常可由值班人员根据预先制定好的“拉路序位图”利用断路器来依次拉路查找。

5-70 什么是有选择性的零序过电流保护?

在中性点不接地系统中, 发生单相接地时, 零序电流数值等于本系统各条非故障相线路对地电容电流总和的 $1/3$, 故障线路的零序电流大于非故障线路的零序电流。利用这一特点, 可实现有选择性的零序电流保护。

零序电流保护装置如图

5-47 所示。图中示出电缆出

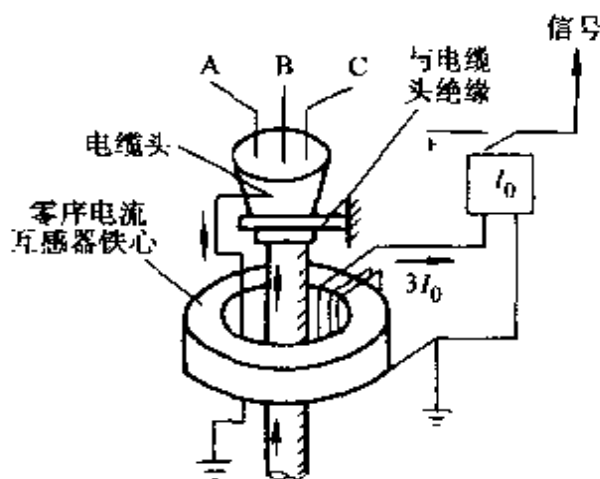


图 5-47 电缆出线的零序过电流保护装置

线上装设了零序电流互感器,

零序电流互感器的一次侧为被保护线路出线电缆中的三根导线, 铁心套在电缆上, 绕在铁心上的二次绕组接至电流继电器。正常

运行及相间短路时，一次侧零序电流（是三根导线电流之相量和）为零，二次侧只有很小的不平衡电流。当本线路发生单相接地时，接地零序电流反映到二次侧，并流入电流继电器，一旦达到或超过整定值时，使其动作，发出信号。如接地发生在本系统其他线路，虽然本线路也存在接地电容电流而使三相电流出现零序分量，但其值很小，一般达不到整定值，因而不会动作。为此，继电器动作电流值的大小应按大于本线路的接地电容电流来整定。

因为接地电流在地中的流动方向是无序的，可能会沿着非故障线路的电缆外皮流动，此电流也会在零序电流互感器中反映出来，有可能导致零序过电流保护的误动作。为此，电缆头必须对地绝缘，电缆头的接地线也必须如图 5-47 所示做法穿过零序电流互感器。这样使得沿电缆外皮流入的零序电流可又通过接地线流出，零序磁势相互抵消，从而不会感应到二次绕组中去了。

5-71 微机型继电保护装置有哪些特点？

继电保护装置经过传统上采用的电磁型、整流型、晶体管型、集成电路型保护的发展阶段后，现已发展为采用微型计算机技术的数字式保护，俗称为微机型继电保护装置。

微机型继电保护装置有以下特点：

1) 可靠性高 计算机在程序控制下，有着极强的综合分析和判断能力，因而具有一般保护难以实现的自动纠错功能、自动识别功能以及抗干扰能力。

2) 灵活性大 可以实现智能化管理，并通过不同的预编程序达到各种保护功能，还可以通过程序的修改以满足不同的保护功能需求。

3) 保护性能更加完善 采用微机型保护可以使得原有形式的保护所存在的很多技术问题，获得新的解决方案。

4) 维护调试方便 微机型保护实际上就是利用一台微机，采用不同的软件来实现保护功能的一种保护形式。一般具有自诊断功能，基本不须调试，大大减轻了维护工作量。

5) 可获得一些附加功能 当被保护元件故障后它能够发出警报, 并具有打印、记录等功能, 还可以提供多种信息, 如故障的类型、相别、故障前后的各种波形、故障点的位置以及保护动作的顺序、时间等, 有助于事故的分析 and 处理。

5-72 微机型继电保护装置的硬件系统一般包括哪些部分?

微机型继电保护的硬件一般包括以下部分:

- 1) 数据处理单元, 即微机的系统;
- 2) 数据采集单元, 即模拟量输入系统;
- 3) 数字量输入、输出系统, 即开关量输入输出系统;
- 4) 通信接口等。

微机保护的硬件框图如图 5-48 所示。

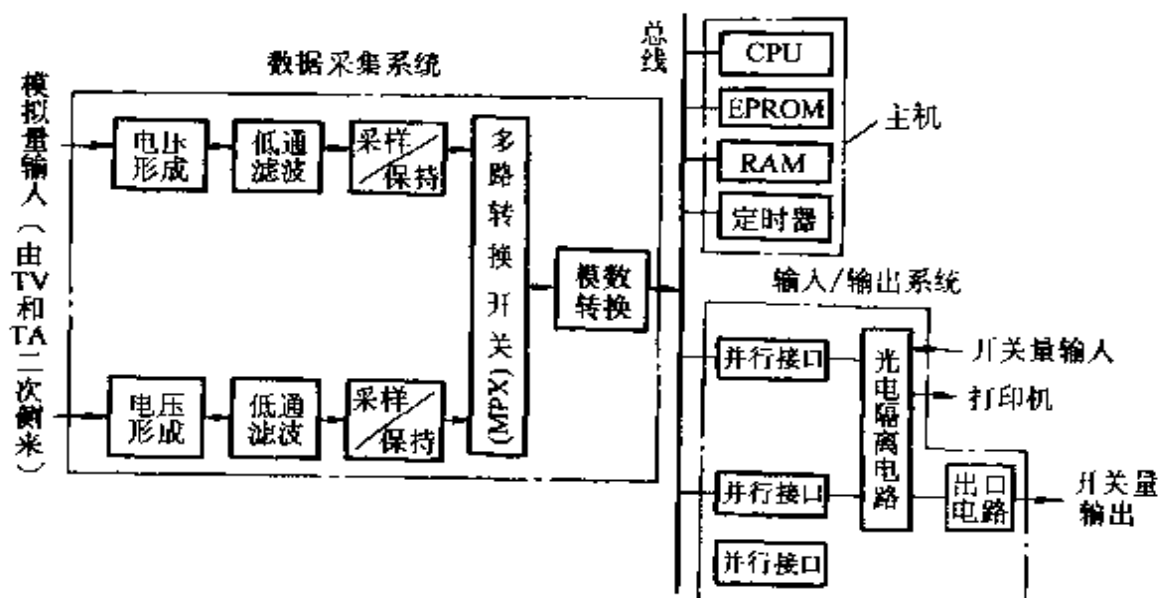


图 5-48 微机保护的硬件框图

5-73 继电保护装置投入运行前应做哪些准备工作?

继电保护装置投入运行前应做以下准备工作:

- 1) 核对保护装置的整定值是否正确。
- 2) 在检查继电器内部触头等正常后, 应将其外盖加铅封。
- 3) 拆除试验电源、引线及试验设备时, 应首先切断开关, 再由电源开始拆除。
- 4) 检查保护盘电路及螺钉应恢复正常, 且连接线的连接应

正确。

5) 修正现场图样、填写工作日志,并向值班员交代清楚。

6) 由值班员恢复直流电源及信号熔断器后,将保护连接片投入运行。

5-74 对继电保护装置及二次回路进行巡视检查的内容是什么?

对继电保护装置及二次回路进行巡视检查的内容是:

1) 继电器的外壳应完整、无破损,检查整定值的指示有无变动。

2) 继电器的触头有无卡住、变位、倾斜、烧伤以及脱轴、脱焊等现象。

3) 检查感应型继电器的铝盘转动是否正常。

4) 检查经常带电的继电器有无抖动,线圈及附加电阻有无过热现象。

5) 检查连接片和转换开关的位置是否和实际运行状态一致。

6) 检查各种信号指示是否正常,信号继电器的掉牌是否已复位;

7) 有无异常声响、气味、发热、冒烟的现象。

5-75 在什么情况下允许短时间解除保护?

一般在下列情况下允许短时间解除保护:

1) 当油浸式变压器的重瓦斯保护作用于跳闸时,允许其差动保护短时间停用进行相量检查。

2) 在有后备保护的情况下,允许纵差、平衡保护装置短时间停用,进行相量检查。

3) 在单母线用断路器分段的主接线系统中,当两路电源合环时,过流保护允许短时间停用。

5-76 在继电保护装置的运行维护工作中,有哪些注意事项?

1) 在继电保护装置的运行过程中,发现问题应加强监视,并立即报告主管部门。

2) 继电保护动作断路器跳闸后, 应检查保护的動作情况, 并查明原因。在排除故障后, 恢复送电前, 应将所有的信号掉牌全部复归。

3) 在检修工作中, 如涉及由供电部门定期检验的进线保护装置时, 应事先与供电部门取得联系。

4) 对于非自试户的值班人员对保护装置的操作, 一般只允许接通和断开保护连接片、切换开关以及装卸熔断器等。

5) 在二次回路上工作, 应遵守《电业安全工作规程》等有关规定。

6) 二次回路的工作应有与现场设备状况相符的图样作依据, 不应仅凭记忆进行。

第 6 章 过电压及其防护

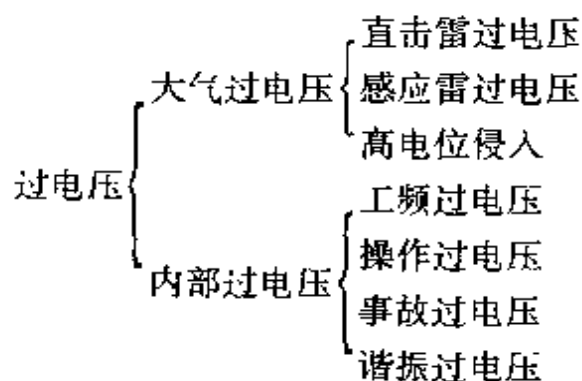
6-1 什么叫过电压？过电压是如何分类的？

由于雷电放电、系统中操作、故障或其它原因，在电力系统中的某些部分的电压可能异常升高，有时可能大大超过电气设备正常运行的额定电压，使设备绝缘造成损坏。电力系统中这种危及绝缘的电压升高，称为过电压。

过电压按其能量来源的不同，可分为大气过电压和内部过电压两种。

大气过电压是由于雷击电力系统设施、雷电感应或雷电过电压沿线路侵袭至变电所造成的，称为直击雷过电压、感应雷过电压和高电位侵入。由于其能量来源于电力系统之外，故又称为外部过电压。大气过电压的幅值取决于雷电参数和防雷措施，与电网的额定电压无直接关系。这类过电压具有脉冲性质，持续时间一般只有十几微秒左右，然而其造成的危害却甚大。

内部过电压按其电磁振荡的起因、性质和形式的不同，可分为工频过电压、操作过电压、事故过电压和谐振过电压。现将过电压的分类详列如下：



6-2 什么叫做操作过电压？产生操作过电压的原因有哪些？

伴随着电力系统中断路器或隔离开关的正常操作或切换故障

的操作，在系统的相与地间、相与相间以及断路器或隔离开关的两触头间所产生的过电压，称为操作过电压。

产生操作过电压的原因，是由于电力系统的许多设备都是储能元件，在断路器或隔离开关开断的过程中，储存在电感中的磁能和储存在电容中的静电场能量（电能）发生了转换、过渡的振荡过程，由振荡而引起过电压。

操作过电压的特点是持续的时间通常比雷电过电压长，而又比暂态过电压短。一般在数百微秒到 100ms 之间，并且衰减的很快。通常可以利用标准操作冲击波来模拟。

电力系统发生操作过电压的原因很多，一般有以下儿种情况：

1) 切断电感性负载而引起的操作过电压，例如切断空载变压器、消弧线圈、电抗器和电动机等引起的过电压。

2) 切断电容性负载而引起的操作过电压，例如切断空载长线路、电缆线路或电容器组等引起的过电压。

3) 合上空载线路（包括重合闸）而引起的操作过电压，例如具有残余电压的系统在重合闸过程中，由于再次充电而引起的重合闸操作过电压。

此外，还有间歇性弧光接地、电力系统因负荷突变或系统解列、甩负荷而引起的操作过电压。在这种情况下，通常系统以操作过电压开始，接着还会出现持续时间较长的暂态过电压。

6-3 雷电是怎样形成的？危害有哪些？

雷电是大气中的一种放电现象。雷雨季节中，雷云在形成过程中与空气强烈的摩擦而聚集起电荷，当带电的云块临近地面时，对大地就有静电感应作用，此时云块下的大地感应出与雷云异性的电荷，两者就组成了一个巨大的“电容器”。雷云中的电荷分布是不均匀的，雷云各处对地的电场强度也是不同的。当云中电荷密集处的电场强度达到 $25 \sim 30\text{kV/cm}$ 时，就会击穿附近空气的绝缘强度，云对地就会发生先导放电。当先导放电的通路到达大地时，大地和云就产生强烈的“中和”，出现极大的电流，

称为主放电。主放电的温度有 20000°C ，会产生耀眼的闪光，使空气急剧膨胀，发出震耳的轰鸣声（即雷声）。主放电的时间极短，约 $30 \sim 50\mu\text{s}$ ，电流从数千安到数百千安，其波前时间仅 $1 \sim 4\mu\text{s}$ ，陡度在 $7.5\text{kA}/\mu\text{s}$ 左右。

雷电的危害很大。其危害方式有：

1) 直击雷 当雷电直接通过房屋、树木、杆塔、天线等物体时，强大的雷电流将烧毁这些物体。雷电流通过这些物体和土壤时产生的电压降落就是雷电高压。它对周围的物体及人畜会造成严重损伤。雷直接袭击输电导线会产生直击雷过电压，可能引起相间绝缘闪络。雷电直击避雷线或杆塔时，雷电流在其波阻抗及接地电阻上产生的电压降过高时，会击穿它与导线间的绝缘，在导线上产生反击过电压而造成损害。

2) 感应雷 雷击的先导阶段，在附近的杆塔、避雷线和经变压器中性点接地的输电导线上会感应出异性的束缚电荷。如果输电线路附近的地面遭到雷击，束缚电荷在雷击主放电阶段突然变为自由电荷，它向两侧沿导线以光速移动而形成过电压，称为感应过电压。其幅值可能达到 $300 \sim 500\text{kV}$ ，能引起 110kV 以下的设备绝缘闪络。此外，雷电主放电电流的磁场变化也会在输电导线上感应出过电压，这种过电压一般很小。

高电位侵入是指雷电过电压沿着架空线路侵入变配电所或用户的高电位（雷电波）。这种高电位可由于线路上遭受直击雷或发生感应雷而产生。据统计，电力系统中由于高电位侵入而造成的雷害事故占雷害事故一半以上，比例相当大。因此，对高电位侵入的防护应该予以相当的重视。

6-4 什么叫雷暴日？什么叫多雷区和少雷区？

在雷电活动的季节，只要在一天中能够听到一声雷声或看到雷闪，就称为一个雷暴日。对于某地区雷电活动的频繁程度，通常用该地区的“年平均雷暴日”来衡量。

按照有关规定，凡年平均雷暴日超过 40 的地区，称为“多雷区”；凡年平均雷暴日不超过 15 的地区，称为“少雷区”。

6-5 什么叫接闪器？常用的接闪器有哪些？

所谓接闪器就是专门用来直接接受雷击（雷闪）的金属物体。接闪的金属杆，称为避雷针；接闪的金属线称为避雷线；接闪的金属带、金属网称为避雷带、避雷网；所有接闪器均应经过接地引下线与接地体相连。

1) 避雷针 利用尖端放电原理来防止雷云对建筑物、构筑物的雷电直击。

2) 避雷线 通常设置在架空线路的顶端，即架空又接地，所以又称为架空地线。

3) 避雷带和避雷网 与避雷线相似，设置于建筑物的顶上及周围。

4) 避雷器及放电间隙 为防止直击雷、感应雷沿线路侵袭至变配电所设备的高电位损害而设置的放电通路。

6-6 简述避雷针的基本结构。避雷针的作用有哪些？

避雷针一般由镀锌圆钢或镀锌钢管焊接而成。一般其长度在1.5m以上时，圆钢直径不得小于10mm；钢管直径不得小于20mm，管壁厚度不得小于2.75mm；当避雷针的长度在3m以上时，可用粗细不同的几节钢管焊接起来。

避雷针下端要经引下线与接地装置焊接相连。当引下线采用圆钢时，其直径不得小于8mm；而采用扁钢时，厚度不得小于4mm，截面积不得小于48mm²。

避雷针的作用是：由于雷云对避雷针产生静电感应时，就会在避雷针上出现一个附加电场，此附加电场将使雷电场发生畸变，因而将雷电的放电通道由原来向被保护物发展的走向，吸引到避雷针本身，由避雷针及与其连接的引下线和接地装置将雷电流泄放至大地，从而使被保护物免受直接雷击。所以避雷针实际上是引雷针，只不过自从富兰克林发明了避雷针，一直沿用这一名词而已。

6-7 单只避雷针的保护范围应如何确定？

避雷针的保护范围通常以其对直击雷所保护的空間来表示。

单只避雷针的保护范围如图 6-1 所示。

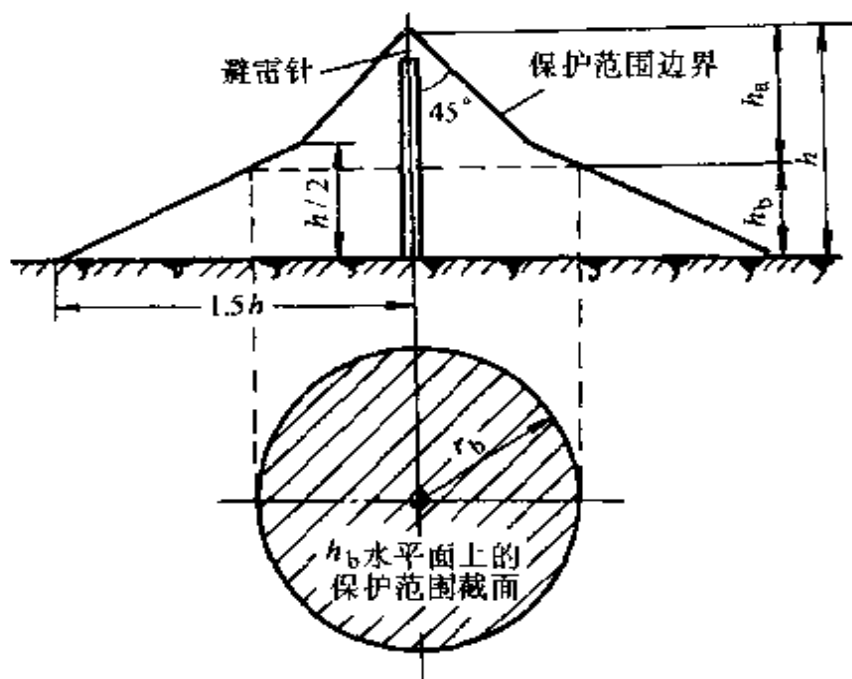


图 6-1 单只避雷针的保护范围

(1) 避雷针在地面上的保护半径 可按下式计算

$$r = 1.5h$$

式中 h ——避雷针的总高度 (m)。

(2) 在被保护物高度 h_b 水平面上的保护半径 可按下式计算

1) 当 $h_b \geq \frac{h}{2}$ 或 $\frac{h_b}{h} \geq 0.5$ 时,

$$r_b = (h - h_b)p = h_a \cdot p$$

式中 h_a ——避雷针的有效高度 (m);

p ——高度影响系数, $h \leq 30\text{m}$ 时, $p = 1$; $30 < h \leq 120\text{m}$,

$$p = \frac{5.5}{\sqrt{h}}。$$

2) 当 $h_b < \frac{h}{2}$ 或 $\frac{h_b}{h} < 0.5$ 时,

$$r_b = (1.5h - 2h_b) \cdot p$$

6-8 在一座 30m 高的水塔旁边建有一变（配）电所（见图 6-2），水塔上装有一只避雷针来防护直击雷，试问该避雷针能否保护此变（配）电所。

解：因 $h_b = 8\text{m}$ ， $h = 30 + 2 = 32\text{m}$ ，

$$\text{又因 } \frac{h_b}{h} = \frac{8}{32} = 0.25 < 0.5$$

$$\text{所以 } r_b = (1.5h - 2h_b) \cdot p = (1.5 \times 32 - 2 \times 8) \times \frac{5.5}{\sqrt{32}} \text{m} = 31\text{m}$$

该变（配）电所与避雷针最远一角的水平距离为

$$r = \sqrt{(10 + 15)^2 + 10^2} \text{m} = 27\text{m} < r_b$$

可见，水塔上的避雷针可以保护该变（配）电所。

6-9 避雷线的保护范围应如何确定？

避雷线一般采用截面积不小于 35mm^2 的镀锌钢绞线，架设在架空线路的上方，以免受直接雷击。由于避雷线既要架空又要接地，因此避雷线又称为架空地线。避雷线的作用原理与避雷针基本相同，只是其保护范围稍小一些而已。如图 6-3 所示。

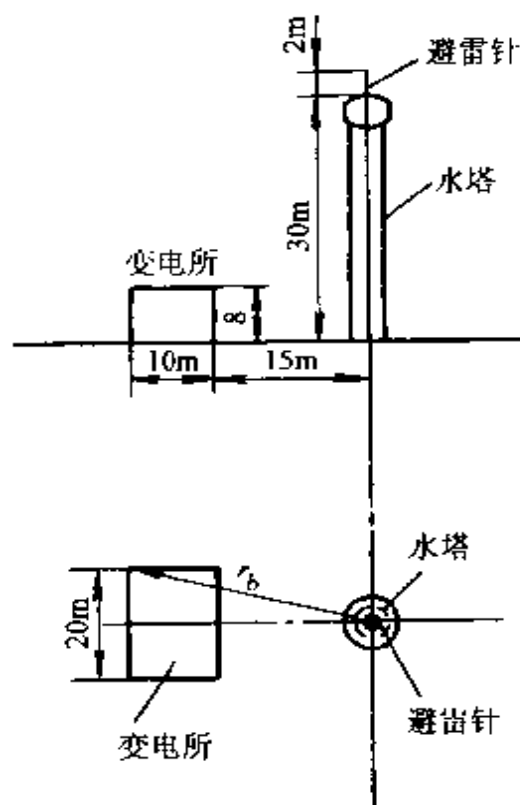


图 6-2 避雷针的保护范围

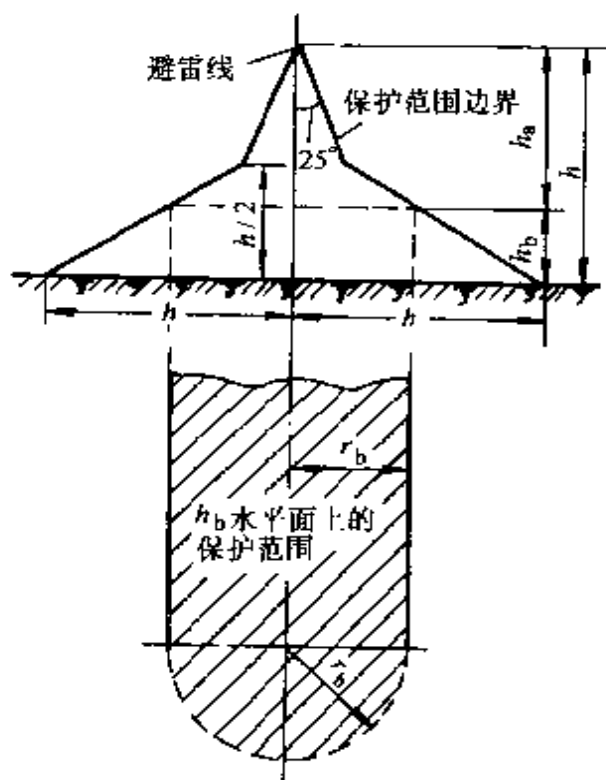


图 6-3 单根避雷线的保护范围

(1) 在被保护物高度 h_b 的水平面上，避雷线每侧保护范围的宽度可按下式确定：

1) 当 $h_b \geq \frac{h}{2}$ 或 $\frac{h_b}{h} \geq 0.5$ 时

$$r_b = 0.47(h - h_b) \cdot p$$

2) 当 $h_b < \frac{h}{2}$ 或 $\frac{h_b}{h} < 0.5$ 时

$$r_b = (h - 1.53h_b) \cdot p$$

(2) 在 h_b 的水平面上，避雷线端部的保护半径也可由上式确定。

6-10 阀型避雷器的作用是什么？其基本结构如何？

避雷器是用来防护雷电产生的大气过电压（即高电位）沿线路侵入变（配）电所或其它建筑物内，以其高电位危害被保护设备的绝缘。它一般应与被保护的设备并联接地，如图 6-4 所示。当线路上出现危及设备绝缘的过电压时，它将对地放电，从而保护了设备的绝缘。

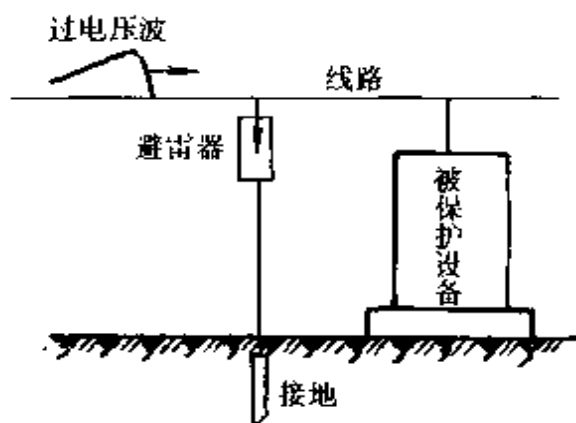


图 6-4 避雷器的连接

高压或低压阀型避雷器均由火花间隙和阀片电阻组成。火花间隙和阀片电阻均安装在密封的瓷套管内。火花间隙由铜片冲制而成，每对间隙用 0.5 ~ 1mm 厚的云母垫圈隔开，如图 6-5a 所示。

在正常情况下，火花间隙阻止线路工频电流通过，但在大气过电压作用下，火花间隙将被击穿放电。阀片电阻是用陶料粘固起来的电工用金刚砂（碳化硅）颗粒组成的，如图 6-5b 所示。

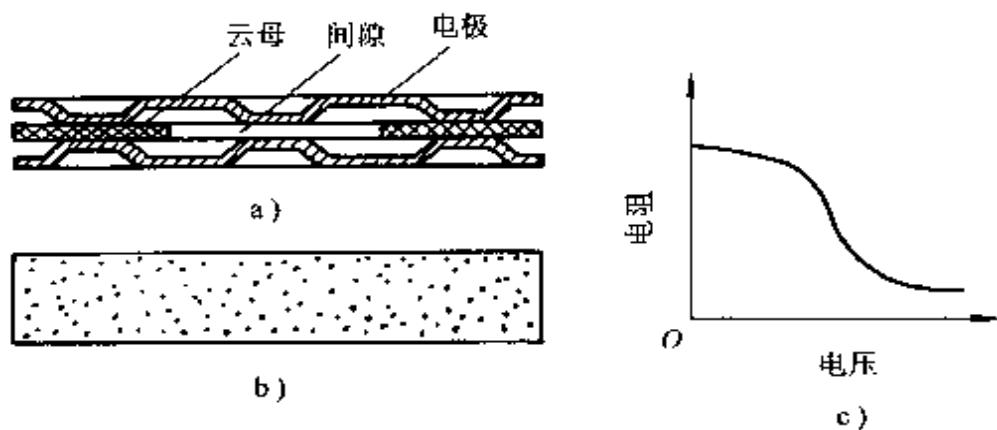


图 6-5 阀型避雷器的组成元件及特性
a) 单位火花间隙 b) 阀电阻片 c) 阀电阻特性

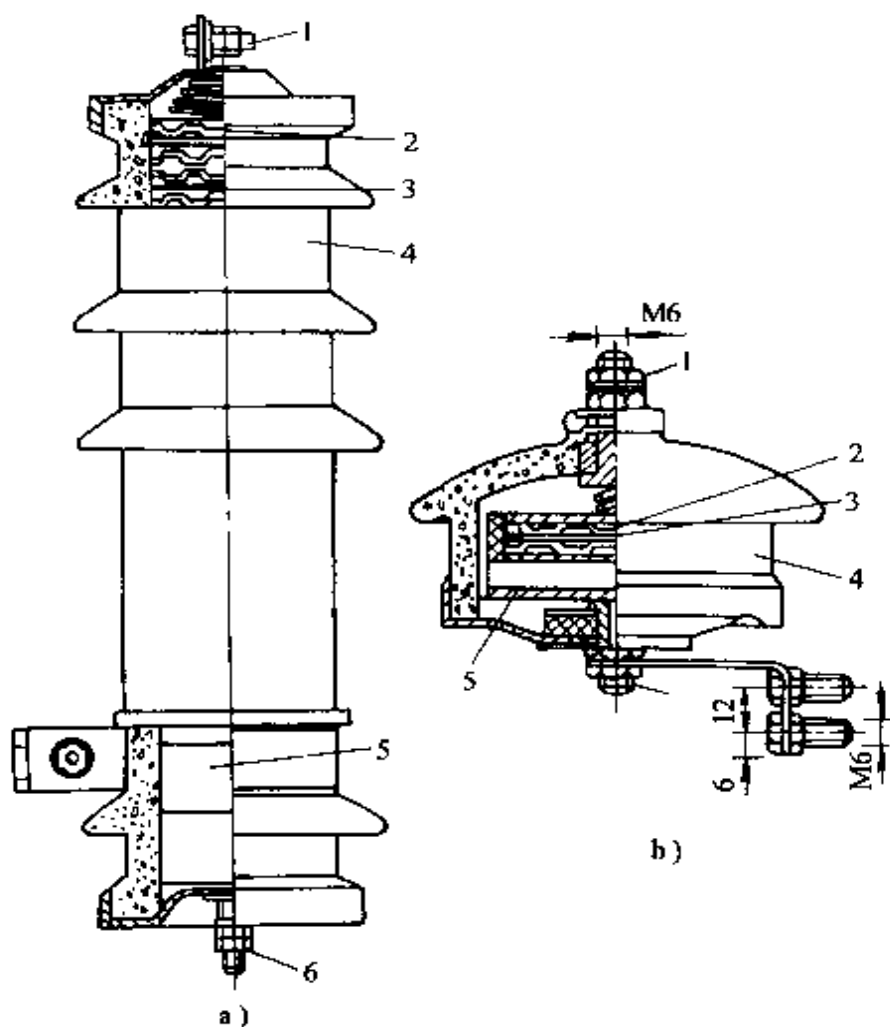


图 6-6 高、低压阀型避雷器
a) FS4—10 型 b) FS—0.38 型
1—上接线端 2—火花间隙 3—云母垫圈
4—瓷套管 5—阀电阻片 6—下接线端

它具有非线性特性，电压正常时，阀片的电阻很大；当出现过电压时，阀片的电阻变的很小，如图 6-5c 所示。因此阀型避雷器在线路上出现过电压时，它的火花间隙被击穿，同时阀片呈现出低电阻，使雷电流顺畅地向大地泄放。但是过电压一旦消失，在线路恢复工频电压时，阀片将呈现很大的电阻，使火花间隙的绝缘迅速恢复而切断工频电流，从而保证线路恢复正常运行。

在低压阀型避雷器中，所串联的火花间隙和阀片少，高压阀型避雷器串联的火花间隙和阀片则随着电压的升高而增多。高、低压阀型避雷器的结构如图 6-6 所示。

6-11 阀型避雷器有哪些主要的特性参数？

阀型避雷器主要的特性参数有：

(1) 额定电压 系指系统正常运行时避雷器允许承受的工作电压，应不低于电网额定线电压，而正常时避雷器实际承受的电压为电网的相电压。

(2) 灭弧电压 系指保证熄灭电弧即切断工频续流的条件下允许加在避雷器上的最高工频电压。对于 3 ~ 10kV 的阀型避雷器，规定其灭弧电压为电网最高工作电压的 110%。

(3) 工频放电电压 系指加在避雷器两端使其放电的最小工频电压。工频放电电压有上限和下限之分。其上限不能过高，否则冲击放电电压也会相应增高，这样将影响避雷器的保护性能；其下限也不能过低，否则灭弧电压也会相应地降低；

(4) 冲击放电电压 系指预放电时间为 $1.5 \sim 20\mu\text{s}$ 的冲击放电不大于的峰值电压。

(5) 残压 是指允许的残余电压最大峰值。它实为冲击雷电流流过避雷器所造成的电压降。高压避雷器一般以波形 $10/20\mu\text{s}$ 、幅值为 5kA 的冲击电流造成的残压值为标准；低压避雷器以幅值为 3kA 的冲击电流的残压值为标准。

6-12 管型避雷器的作用是什么？其基本结构如何？

管型避雷器一般应用在线路上。在变配电所内一般采用阀型

避雷器。

管型避雷器由产气管、内部间隙和外部间隙三部分组成，如图 6-7 所示。

产气管由纤维、有机玻璃或塑料制成。内部间隙装在产气管的内部，一个电极为棒形，另一个电极为环形。图 6-7 中的 S_1 就是管型避雷器的内部间隙。

外部间隙装在管型避雷器与带电的线路之间，如图 6-7 中 S_2 。

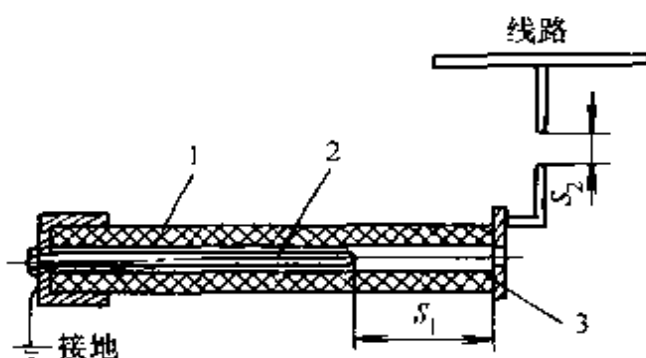


图 6-7 管型避雷器

1—产气管 2—内部电极 3—外部电极
 S_1 —内部间隙 S_2 —外部间隙

当线路上遭到直击雷或感应雷时，大气过电压使管型避雷器的内部间隙和外部间隙击穿，强大的雷电流通过接地装置流入大地。但是，随之而来的是电网中的工频续流，其值也很大。雷电流和工频续流在管子内部间隙上发生强烈的电弧，使管内壁的材料燃烧，产生大量的灭弧气体。由于管子容积很小，这些气体的压力很大，高压气体急速从管开口端喷出，强烈吹弧，在工频电流过零时，电弧熄灭。这时，外部间隙 S_2 的空气恢复了绝缘，使管型避雷器与系统隔离，恢复系统的正常运行。

为了保证管型避雷器可靠地工作，在选择管型避雷器时，开断续流的上限应不小于安装处短路电流最大有效值（不考虑非周期分量）；开断电流的下限，应不大于安装处短路电流的可能最小值（不考虑非周期分量）。

管型避雷器外部间隙的最小值为：3kV，8mm；6kV，10mm；10kV，15mm。

6-13 什么是磁吹阀式避雷器？其特点有哪些？

磁吹阀式避雷器主要是由磁吹型火花间隙和高温阀片组成。磁吹间隙又分为拉长电弧型和旋转电弧型两种。其基本原理都是利用永久磁铁的磁场与工频续流相互作用，使电弧拉长或旋转，

以达到将电弧分割和冷却并产生强烈的去游离作用而灭弧的。

磁吹阀式避雷器的放电电压低、残压低、而且涌流容量大，可以很好地实现绝缘配合。它可以用于某些储能较大设备的内部过电压防护，同时可以降低对被保护设备的绝缘要求。磁吹阀式避雷器常用于旋转电机的过电压保护。

6-14 保护间隙的作用是什么？其基本结构如何？

保护间隙是最为简单经济的防雷设备。其结构极为简单，造价很低，维护方便。但保护性能差，灭弧能力小，容易造成接地或短路故障，引起线路开关跳闸或熔断器熔断，造成停电。所以对于装有保护间隙的线路，一般要求装设自动重合闸装置

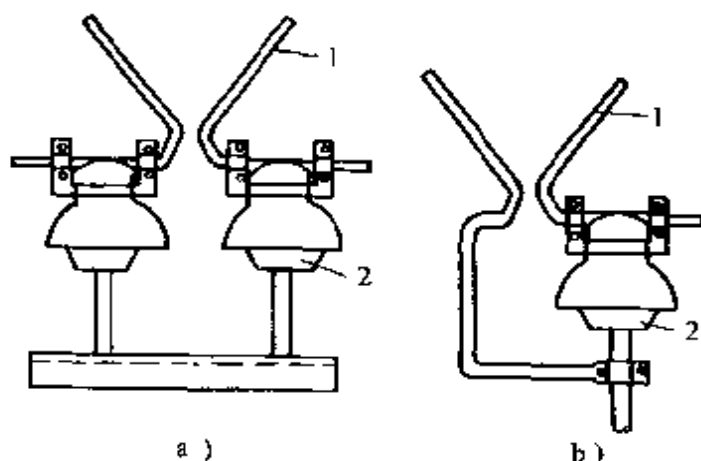


图 6-8 角型间隙

a) 装于水泥杆的铁横担上 b) 装于木杆的木横担上
1—羊角形电极 2—支持绝缘子

(ZCH) 或自重合熔断器与其配合，以提高供电的可靠性。

图 6-8 所示为常见的两种角型间隙的结构图，一般称为羊角避雷器。

角型间隙的一个电极接线路，另一个电极接地。但为了防止间隙被外物短接而发生接地，所以通常在其接地引下线中还串联一个辅助间隙，如图 6-9 所示。这样联结后，即使主间隙被外物所短接，也不会造成接地短路事故。

保护变压器的角型间隙一般均应装在高压熔断器的内侧，即靠近变压器的一边。这样，在间隙放电后，熔断器能迅速熔断，以减少变配电所线路开关跳

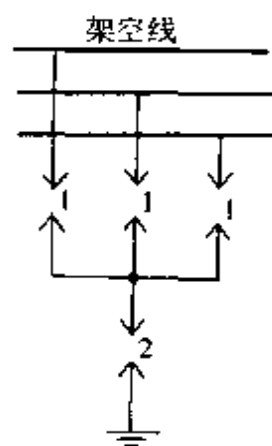


图 6-9 三相角型间隙和辅助间隙的联结

1—主间隙 2—辅助间隙

闸的次数，并可缩短停电的范围。

保护间隙应加强日常维护和检查，特别应注意其间隙有无烧毁的现象，间隙的距离有无变动，接地是否良好等。

6-15 架空线路有哪些防雷措施？

在架空线路上通常可以考虑以下防雷措施：

(1) 架设避雷线 这种方法是在输电线路的上层装设架空地线。一般在 35kV 以上线路中方考虑采用这种方法，而在 10kV 及以下的线路上只在变（配）电所的进出一段线路上装设。实践证明，这是一种很有效的防雷措施。

(2) 提高线路自身的绝缘水平 在架空线路上采用木横担、瓷横担，或采用高一等级绝缘的绝缘子，以提高线路的防雷水平。

(3) 利用三角形排列导线的顶线做保护线 因为 10kV 的线路通常是不接地的，因此如在三角形排列的顶线绝缘子上装设保护间隙，如图 6-10 所示，则在雷击时，由顶线承受雷击，间隙击穿，对地泄放雷电流，从而也就保护了下层的导线。一般也不会引起线路跳闸。

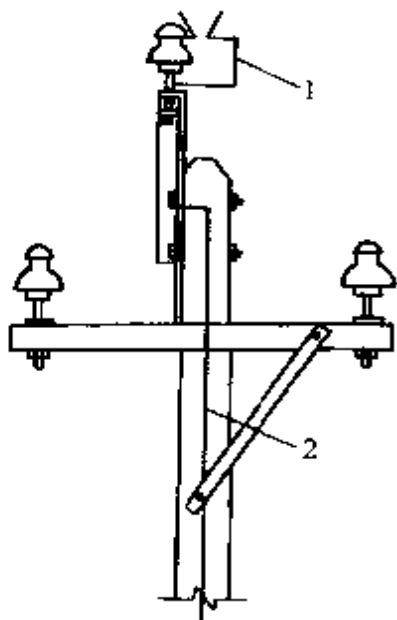


图 6-10 顶相绝缘子附有保护间隙
1—保护间隙 2—接地线

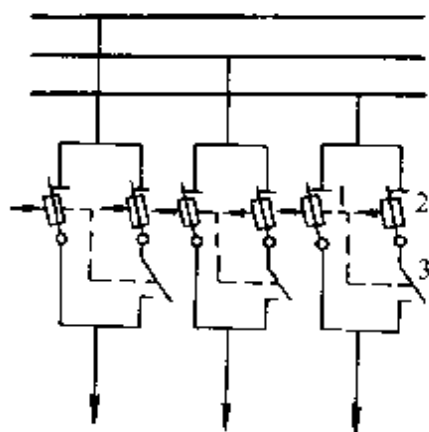


图 6-11 一次自重合熔断器
1—常用熔体 2—备用熔体
3—重合触点

(4) 装设自动重合闸装置或自重合熔断器 线路上因雷击放电而产生的短路是由电弧引起的。线路开关跳闸后电弧随之熄灭。如果采用一次自动重合闸装置,使开关经 0.5s 或更长一点时间自动合闸,电弧一般不会重燃,从而能恢复供电。也可以在线路上装设自重合熔断器,如图 6-11 所示。当雷击线路使正常熔断器 1 熔断而自动切断时(其结构、原理与跌落式熔断器相同),重合曲柄借助这一跌落的重力而转动,使重合触点 3 闭合,备用熔断器 2 投入运行,恢复线路供电。供电中断时间约 0.5s 左右。对一般用户影响不大。

(5) 装设避雷器和保护间隙 这是用来保护线路上个别的绝缘薄弱环节,包括特别高的金属杆塔,木杆线路中的金属杆塔,或个别铁横担电杆以及线路的交叉处等。

6-16 变(配)电所有哪些防雷措施?

变(配)电所的防雷措施通常应考虑以下几方面:

(1) 装设避雷针 避雷针可做为对整个建筑物或构筑物的直击雷防护。避雷针可单独立杆,也可利用户外配电装置的构架或投光灯的灯塔。但变压器的门型构架不能用来装设避雷针,以免雷击产生的过电压对变压器进行尖端放电。

(2) 高压侧装设阀型避雷器和保护间隙 这主要是用来保护主变压器,以免高电位沿高压线路侵入变电所这一最重要的设备。为此,要求避雷器和保护间隙应尽量靠近变压器安装,其接地线应与变压器的低压侧中性点以及变压器的金属外壳三位一体共同接地,如图 6-12 所示。

10kV 配电装置对高电位侵入的防护接线如图 6-13 所示。通常在每路进线终端和母线上,均装有阀型避雷器。如果进线是具有一段电缆的架空线路,则阀型避雷器或管型避雷器应装设在架空线路终端头处。

(3) 低压侧装设阀型避雷器和保护间隙 这种方法主要是在多雷区用来防止雷电波由低压侧侵入而击穿变压器的绝缘。当变压器低压侧中性点为不接地的运行方式时,中性点也应加装避雷

器和保护间隙。

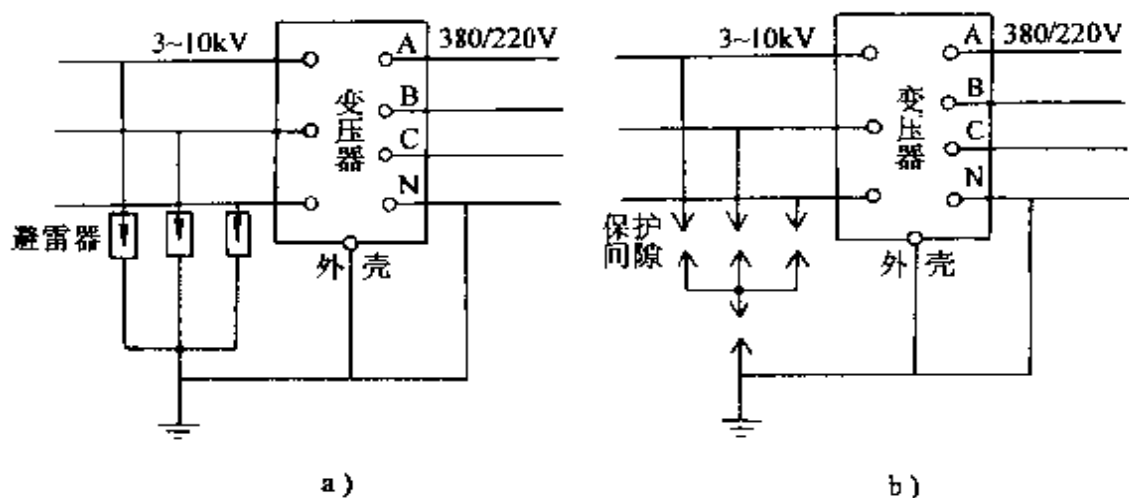


图 6-12 电力变压器的防雷保护

a) 高压侧装设阀型避雷器 b) 高压侧装设保护间隙

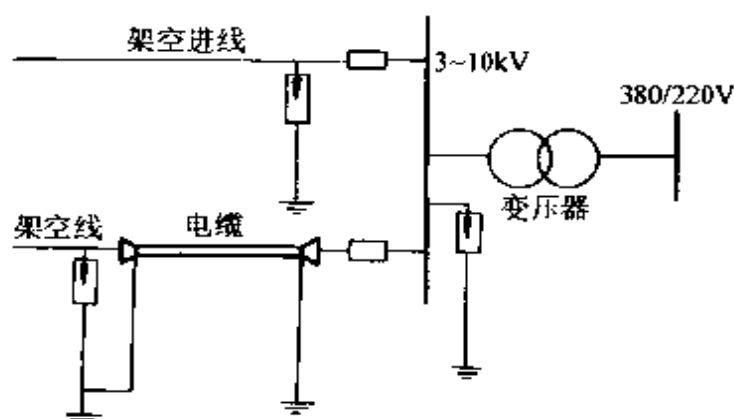


图 6-13 配电装置防护高电位侵入的接线示意图

6-17 建筑物按照防雷等级是如何进行分级的？

建筑物按照其对防雷的要求，通常分为三类。

(1) 第一类建筑物 凡建筑物中制造、使用或储存大量爆炸物以及在正常情况下能形成爆炸性混合物，因电火花而有可能发生爆炸、引起巨大破坏和人身伤亡者。

(2) 第二类建筑物 凡建筑物中在正常情况下能形成爆炸性混合物，因电火花而可能发生爆炸，但不致引起巨大破坏和人身伤亡者。储存易燃易爆气体和液体的大型密罐也属于这一类。

(3) 第三类建筑物 凡不属于一、二类建筑物而需要做防雷

保护者。机械加工车间、民用建筑、烟囱、水塔及保存有少量金属包装的易燃易爆物品的房屋等，均属于这一类。

6-18 第三类建筑物的防雷措施应如何考虑？

对于第三类建筑物的防雷措施应考虑以下几点：

(1) 对直击雷的防护 根据统计，一般建筑物的雷击部位与屋顶坡度有关。平顶（即坡度为 0° ）的建筑物，雷击部位为屋顶四周，特别是屋顶的四个角雷击率最高。坡度为 15° 的建筑物，雷击部位多为两端山墙屋檐，也是屋顶四个角的雷击率最高；坡度为 30° 的建筑物，雷击部位多为屋脊，也可能在两端山墙，屋脊两端的雷击率最高；坡度为 45° 及以上的建筑物，雷击部位基本上在屋脊，也是屋脊两端的雷击率最高。屋面遭受雷击的可能性是极少的。

在考虑防雷措施时，应根据建筑物屋顶的实际情况，分析确定最易遭受雷击的部位，然后在这些部位装设避雷针或避雷带（网），进行重点保护。对于第三类建筑物，避雷针（或避雷带、网）的接地电阻值不应大于 30Ω 。如为钢筋混凝土屋面，则可利用其钢筋作为其防雷装置，钢筋直径不得小于 4mm 。每座建筑物至少应有两根接地引下线。第三类建筑物两根引下线间的距离为 $30\sim 40\text{m}$ 。引下线支持卡子之间距离为 $1.5\sim 2\text{m}$ 。断接卡子距地为 1.5m 。

(2) 对高电位侵入的防护 对高电位侵入的防护措施是：一般在进户线墙上安装保护间隙，或将瓷瓶的铁脚接地，其接地电阻值不得大于 20Ω 。一般允许与防护直击雷的接地装置联结在一起。第三类建筑物防雷措施设置如图6-14所示。

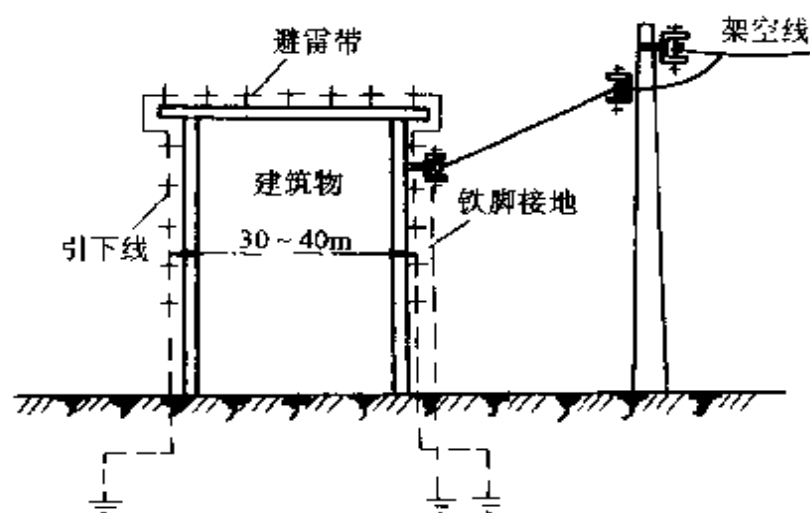


图 6-14 第三类建筑物防雷措施示意图

6-19 什么叫反击？如何防止反击？

当雷电直接击到避雷针时，雷电流经过接地装置泄入大地，如接地装置的接地电阻值过大，通过雷电流时。接地引下线电位将升得很高，因此与接地装置相连的电气设备外壳、杆塔、架构等将会出现很高的对地电位。这个很高的电位作用在设备或线路上，就可能使绝缘被击穿，并使设备内的带电导体及线路产生过电压。这种由于接地引下线电位升高反过来向正常带电导体设备放电的现象叫做“反击”。

防止发生“反击”，必须采取以下措施：

- 1) 避雷针接地必须良好，接地电阻值不宜超过 10Ω ；
- 2) 35kV 及以下变电所的避雷针不宜装在厂房顶上或变电所母线的架构以及被保护的建筑物上，应单独装设支架，而且它与被保护物之间的距离不得小于 5m；
- 3) 按照传统的做法，避雷针应有自己专用的接地装置，接地电阻值不宜大于 10Ω ，接地装置与变电所的接地网在地中的距离不应小于 3m，且不得连在一起。但是根据新的标准，对于高层综合楼的接地装置，现一般要求采用联合接地装置。这是因为目前场地有限、引接接地跨接线不统一等，几组接地装置经常会有意或无意地又连到了一起。采用联合接地装置后，使在同一建筑物内的电气设备的外露可导电部分和装置外的可导电部分组成等电位联结，并在接地的处所与防雷装置共用一接地点。按照这种做法似应更为恰当；
- 4) 雷电击中避雷针时，在其接地装置附近可能产生较高的跨步电压，危害人身安全，为此避雷针及其接地装置不应设在人员经常通行的地方，与人行道的距离不得小于 3m。

6-20 为什么避雷针的接地引线不宜敷设过长？在接地引线上套装保护钢管有什么危害？

当雷电流流过接地装置时，将在其上产生很高的电压降。如果接地引线敷设过长，就会在其周围地面上出现危险的跨步电压，不利于运行人员的安全。此外，雷电流是一种波头陡度甚高

的高频电流，当接地引线很长时，由于电感的影响，就会使得接地装置的冲击阻抗增大。这样，一方面不利于雷电流的泄放，另一方面也会使得接地装置产生较高的电压。

当接地引线上套装有保护钢管时，高频雷电流产生的磁场在钢管中就会引起涡流，涡流产生的磁通反对雷电流磁场的变化，就相当于在雷电流的通路中增加了电感，也就是人为地增大了接地装置的冲击阻抗。

6-21 如何利用阀型避雷器可靠地保护变压器？

1) 阀型避雷器通常装在变电所的母线上，如果母线为分段运行，则应在每段母线上都安装一组阀型避雷器。

2) 阀型避雷器应尽量靠近变压器安装，当变压器远离装设有阀型避雷器的母线时，则应在变压器上另行装设一组阀型避雷器。对于农村的配电变压器，阀型避雷器离开它的距离不应大于5m。

3) 阀型避雷器应尽量用最短的连接线接到总接地网上，并在其附近加装集中的接地装置，以免由于接地阻抗过大而使避雷器上的残压过大。对于小型的配电变压器，避雷器的接地引下线必须和变压器的外壳、变压器低压侧的中性点三位一体共同接地。

4) 变压器接地电阻值的规定为：对于容量在100kVA及以上变压器应不大于 4Ω ；对于容量在100kVA以下的变压器不应大于 10Ω 。

6-22 杆上变压器安装阀型避雷器时应注意些什么？

1) 在阀型避雷器安装前，必须进行工频交流耐压试验、直流泄漏试验和绝缘电阻的测定。当达不到标准时，不能使用。否则将起不到防雷保护作用，甚至造成避雷器爆炸事故。

2) 安装时线间距离应遵守下列规定：设备电压为3kV时线间距离46cm；电压6kV时，距离69cm；电压10kV时，距离80cm。

3) 安装在变压器台上的避雷器，其上端电源引线最好接在跌开式熔断器的下端。当跌开式熔断器合上后，避雷器和变压器

同时投入和退出运行。这就使得避雷器避免经常处于工频电压或操作过电压下。

4) 安装时避雷器对支持物应保持垂直, 不得倾斜。引线连接应可靠, 为了防止松动, 应加装弹簧垫圈或双螺母。

5) 避雷器上下引线的截面积不得小于规定值, 引线不得有接头。接地引下线应贴附在杆上。

6-23 什么是反变换电压?

在变压器防雷接地采用“三位一体”共同接地时, 如果雷击高压侧使高压避雷器放电时, 雷电流在接地电阻上产生电压降就作用到低压侧的中性点上, 在低压侧三相绕组中将产生电流。此电流通过电磁感应又按变压器的变比在高压侧中性点上产生一个很高的电位。这个高电位可能击穿中性点的绝缘。这个由高压避雷器放电时作用到低压侧, 又由低压侧反过来变换到高压侧的电压, 就叫做反变换电压。在变压器低压侧三相出口处安装低压避雷器或降低接地电阻, 均能减小反变换电压。

6-24 什么是伏秒特性?

所谓伏秒特性就是表达绝缘材料(或空气间隙)在不同幅值的冲击电压作用下, 其冲击放电电压值与对应的放电时间的函数关系。它说明了绝缘能承受冲击电压的性能。这种性能均采用特性为 $1.5/40\mu\text{s}$ 的冲击波对绝缘进行冲击耐压试验而测绘出的曲线来表示。各种电气设备和各类避雷器的伏秒特性曲线通过冲击耐压试验均能测绘出来。例如, 当对某种绝缘材料施加特性为 $1.5/40\mu\text{s}$ 、幅值分别为 40、20、10kV 的冲击波电压进行冲击耐压试验时, 其对应的起始放电时间分别为 1、4、 $9\mu\text{s}$, 其伏秒特性如图 6-15 所示。

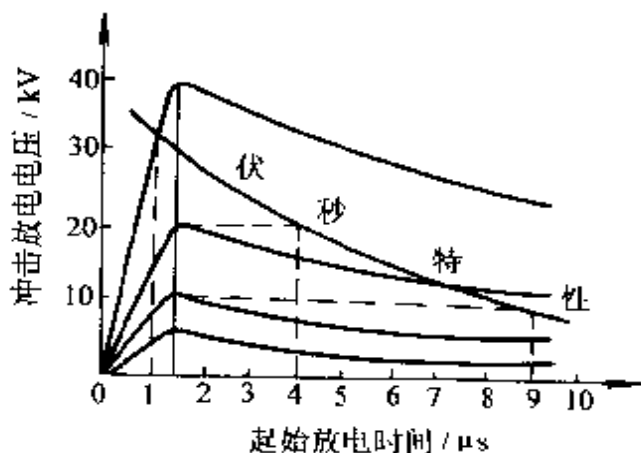


图 6-15 伏秒特性

冲击电压幅值高时，起始放电时间在波头部分开始；幅值不高时，出现在波尾。若幅值低于该材料的冲击耐压值时就不足以引起放电。把对应的各个放电伏秒点连成曲线就是该材料的伏秒特性曲线。

伏秒特性与介质内的电场强度均匀程度有密切关系。电场强度越均匀，则其伏秒特性越平缓且分散性较小，如变压器的伏秒特性就属于这一类型。介质内的电场强度越不均匀，则其伏秒特性越陡且分散性较大，如管型避雷器的伏秒特性就属于这一类型（由于管型避雷器有内外两个间隙，外间隙的距离较大，电场强度在间隙内分布很不均匀）。由于阀型避雷器的火花间隙采取多单元串联组成，电场强度较均匀，所以其伏秒特性比管型避雷器要平缓得多，且分散性也小一些。

6-25 如何实现避雷器与被保护绝缘伏秒特性的合理配合？

所谓伏秒特性的分散性系指放电伏秒点的离散程度，分散性大，伏秒特性就不可能联成一条平滑的曲线，只能用一条有上、下包线的带状线来描述。带线越宽，说明分散性越大，伏秒特性越不理想。

避雷器与被保护绝缘的伏秒特性的配合原则是：应使避雷器的伏秒特性曲线的上包线在任何点均低于被保护绝缘的伏秒特性曲线的下包线，以保证在同一冲击电压的作用下，避雷器总是先对地放电。管型避雷器或阀型避雷器与变压器进行伏秒特性配合的几种情况如图 6-16 所示。

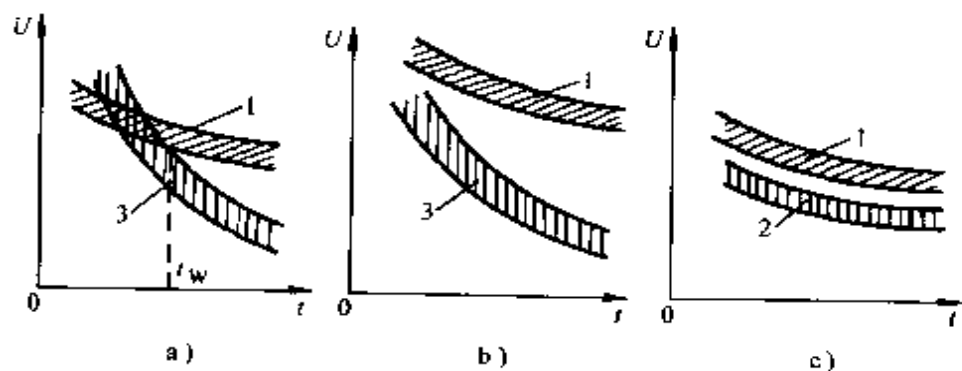


图 6-16 伏秒特性的配合

1—变压器伏秒特性 2—阀型避雷器伏秒特性 3—管型避雷器伏秒特性

不难看出，图 6-16a 所示的情况是不符合技术要求的，因为管型避雷器伏秒特性偏陡，致使两条带状伏秒特性曲线在陡波阶段相交，没有起到配合保护作用；而图 6-16b 虽作到了配合，但管型避雷器的伏秒特性过于下移（缩小放电间隙），致使放电电压偏低，容易误动作，在配合上也是不合理的。从这两种情况来看，管型避雷器不宜于用来保护变压器等重要设备（其伏秒特性较为平缓）。而阀型避雷器的伏秒特性曲线的平缓度和变压器绝缘相近似，且处处低于被保护绝缘的伏秒特性，这种配合是最理想的配合。

6-26 避雷器在安装前应进行哪些检查？

避雷器在安装前应进行以下检查：

- 1) 瓷件应无裂纹、破损，瓷套与法兰间的粘合应牢固，法兰泄水孔应通畅。
- 2) 组合单元应经试验合格，底座和拉紧绝缘子绝缘应良好。
- 3) 运输时用以保护金属氧化物避雷器防爆片的上下盖子应取下，防爆片应完整。
- 4) 金属氧化物避雷器的安全装置应完整无损。

6-27 避雷器在安装时的一般要求有哪些？

避雷器在安装时的一般要求是：

- 1) 避雷器不得随意拆开，以防破坏密封和损坏元件。
- 2) 避雷器在运输、储存中应立放，不得倒置和碰撞。
- 3) 在安装避雷器前应进行仔细检查。
- 4) 在组装避雷器时，各节位置应符合厂家标志的编号。
- 5) 避雷器各节连接处的金属接触面的氧化膜及油漆应清除，并应涂以电力复合脂。
- 6) 并列安装的避雷器三相中心应在同一直线上，铭牌应位于易于观察的同一侧。
- 7) 避雷器应垂直安装。
- 8) 35kV 及以上的避雷器应装放电计数器。放电计数器应密封良好，动作可靠。

9) 放电计数器的安装位置应一致, 应便于观察, 接地应可靠。放电计数器指示应恢复到零位。

10) 金属氧化物避雷器的排气通道应畅通, 排出的气体不应引起相间或对地闪络。

11) 避雷器引线应使用截面积不小于 16mm^2 的绝缘铜导线; 引线的连接不应使端子受到不允许的外加应力;

12) 避雷器与被保护设备的安装距离越近越好。

6-28 防雷保护装置巡视检查的内容有哪些?

巡视检查应与被保护的配电装置或电力线路同时进行。对防雷保护装置巡视检查的内容如下:

1) 避雷器外绝缘瓷套及金属法兰应清洁完好, 无裂纹及放电痕迹。

2) 避雷器引线连接螺丝及结合处应严密无裂纹。

3) 避雷器接地线截面积应满足规程的要求, 不应锈蚀或断裂, 与接地网连接可靠。

4) 避雷针周围 5m 范围内不得搭设临时建筑物。

5) 避雷针本体不应有断裂、锈蚀或倾斜。

6) 避雷针接地引下线连接应完好, 接地引下线的保护管应符合要求。

7) 在避雷针、避雷线的架构上严禁装设未采取保护措施通信线、广播线和低压电力照明线。

6-29 当防雷保护装置出现异常运行现象或发生事故时应如何处理?

当防雷保护装置出现异常运行现象或发生事故时, 处理的要求是:

(1) 当发现避雷器出现下列情况时, 应报告上级有关部门并安排处理:

- 1) 内部有异常声响或放电声;
- 2) 外瓷套严重破裂或有放电闪络痕迹;
- 3) 引线接触不良等。

(2) 当发现避雷器泄漏电流值超出规定范围或逐渐增加时,应及时上报有关部门。

(3) 过电压保护装置在运行中,发现阀型避雷器瓷套有裂纹时,如天气正常,可将故障相避雷器退出运行,停电更换合格的避雷器。

(4) 在雷雨时,因避雷器瓷质裂纹而造成闪络,但未引起系统永久性接地时,在可能的条件下应将故障相避雷器退出运行。

(5) 阀型避雷器在运行中突然爆炸,但尚未造成系统永久性接地或危及系统安全运行时,可在雷雨过后,拉开故障相的隔离开关,更换合格的避雷器。

若已经引起系统永久性接地,则应禁止使用隔离开关操作,需将故障相避雷器退出运行。

(6) 由于避雷器内部有异常声响或瓷套炸裂,而引起系统接地时,工作人员应避免靠近。此时可用断路器或采用人工接地转移的方法,将避雷器退出运行。

(7) 当发现阀型避雷器动作记录器内部烧黑、烧毁,或接地引下线连接点处有烧伤痕迹、烧断现象时,应对避雷器进行电气特性试验或解体检查。

6-30 氧化锌避雷器有哪些特点和用途?

氧化锌避雷器是近年来发展起来的一种新产品。它仅由阀片构成,没有间隙,所以有时称之为无间隙避雷器,氧化锌避雷器主要是由氧化锌电阻片组装而成的。它的非线性系数很小,故具有较好的非线性伏安特性。氧化锌避雷器在正常的工作电压下,具有极大的电阻,而呈现出绝缘状态。在雷电过电压的作用下,则呈现低电阻状态,泄放雷电流,使与避雷器并联的电器设备的残压被限制在设备的安全值以下,待危险的过电压消失后,避雷器便迅速的恢复高电阻,而呈现出绝缘状态,从而有效地保护了被保护设备的绝缘免受过电压的损害。氧化锌避雷器结构简单、体积小、重量轻,已被广泛应用于中、低压配电系统中,并可作为今后发展的方向。

6-31 谐振过电压是如何分类的？

谐振过电压可分为线性谐振过电压、参数谐振过电压和铁磁谐振过电压。

一般在中性点直接接地的电力系统中，最为常见的谐振过电压是铁磁谐振过电压。

容易产生铁磁谐振过电压的系统情况一般有：

1) 变压器供电给接有电磁式电压互感器的空载母线或空载短线路；

2) 配电变压器高压线圈对地短路；

3) 电力线路一相断线后一端接地。

铁磁谐振过电压按照谐振的频率可分为：

1) 谐振频率为工频的基频谐振过电压；

2) 谐振频率高于工频的高频谐振过电压；

3) 谐振频率低于工频的分数次频率的分频谐振过电压。

6-32 铁磁谐振有哪些特点？在中性点非直接接地的电网中，在哪些情况下可能产生铁磁谐振过电压？如何防止？

铁磁谐振的特点是：

1) 铁心电感的起始值和电感两端的等效电容组成的自振频率小于并接近谐振频率是产生铁磁谐振的必要条件。

2) 回路参数平滑地变化时，谐振电压、谐振电流将发生跃变。

3) 谐振后电感上的电压降由原来与电源电势同向变为反向，而电容上的电压降由原来与电源电势反向变为同向，即所谓反倾现象。

4) 谐振频率可自动保持在一种稳定状态。

5) 谐振一般是在经受到足够强烈的扰动时外励产生。在一定条件下，也可产生自励。

在中性点非直接接地的电网中，出现下列情况时可能产生铁磁谐振过电压：

1) 变压器供电给接有电磁式电压互感器的空载母线或空载

短线路。

- 2) 配电变压器的高压绕组出现对地短路。
- 3) 用电磁式电压互感器在高压侧进行双电源核相。
- 4) 送电线路一相断线后，一端接地以及断路器的非同期动作、熔断器的非全相熔断。
- 5) 经过熔断器断口电容对空载母线上的电磁式电压互感器供电。

防止铁磁谐振过电压的措施有：

- 1) 选用励磁特性较好的电磁式电压互感器或采用电容式电压互感器。
- 2) 在电磁式电压互感器二次侧的开口三角形绕组两端装设消谐器或接 220V、500W 的白炽灯泡。
- 3) 在 10kV 及以下的母线上，可装设一组中性点接地的星形联结的电容器组，或用一段电缆替代架空线，以减小对地容抗。
- 4) 选择消弧线圈的安装位置时，应尽量避免使电网中一部分失去消弧线圈运行的可能性。
- 5) 采取临时切换措施，如先投入事先规定好的某些线路或设备等。
- 6) 特殊情况下，可改为中性点瞬间经电阻接地或直接接地的运行方式。

6-33 电磁式电压互感器引起谐振的原因有哪些？

在中性点不接地的系统中装设的电磁式电压互感器有时会产生铁磁谐振过电压，其原因有：

电压互感器每相对地的电感和线路对地的电容在一定的条件下发生谐振。当系统三相电压正常时，三相对地的阻抗呈现三个等效电容，电源中性点对地电位为零；当其中一相发生瞬时接地时，其他两相的相电压升高 $\sqrt{3}$ 倍（线电压值），接地相对地保持一个等效电容，其他两相对地阻抗变为等效电感。由于电压互感器电压升高引起铁心饱和，其电感逐渐减小，若使感抗和容抗相等，则将出现谐振。

谐振时，在电感和电容两端产生高电压，电路中励磁电流将增加几十倍，引起电压互感器一次侧熔断器熔断，甚至可能烧毁电压互感器。

6-34 半导体消雷器的作用是什么？消雷器的保护范围有哪些？

半导体消雷器作为一种防雷手段的应用，是对防雷保护进行的新的探索和实践，并使防雷保护发展到一个新的阶段。传统应用的避雷针、避雷线，其特点是利用其本身的高度使地面电场发生畸变而将雷电引向自身，代替被保护物接受雷击。而消雷器则主要是抑制放电的形成条件或利用电晕电流的中和效应，去中和掉雷云电荷的一部分，使雷云电场达不到放电极限，而防止雷击的发生。

消雷器的作用是：

1) 抑制和消灭上行雷。根据人们的观察，在建筑物及高塔上向上发展的雷击所占比例很大。而实测结果表明，形成上行雷的条件必须具有 100A 以上的先导电流，而消雷器的半导体针的电阻足以将上行先导电流抑制在几十安培以下，从而控制了上行雷的形成条件，可以 100% 的消灭上行雷。

2) 中和雷云电荷，消弱雷云电场，消减雷击次数。由于消雷器本身结构的特点，充分利用了雷云电场的强大动力，产生强大的电晕中和电流。例如，一个 70m 的高消雷器，在雷云电场 $E_0 = 40\text{kV/m}$ 的作用下，所产生的电晕电流相当于 2800kV 电压作用下的电晕电流。消雷器在雷云作用下能产生 3 ~ 14.5mA 的电晕电流，在天空有了强雷云时，可发出 1 ~ 2m 的电晕火花，中和电流达 1A 以上。利用电晕电流的中和效应，去中和掉雷云电荷中的一部分，使雷云电场达不到放电极限，而防止雷击的发生。统计数字说明，上述两种作用的消雷器可使总的雷击次数消减 75%。

3) 抑制下行雷主放电电流。在下行雷的情况下，当雷电活动发展太快，消雷器的电晕电流的中和作用仍不能抑制雷击发生

时，消雷器允许受雷。由于半导体消雷器的独特结构，雷击消雷器时，相当于在主放电通道中串联了一个非线性电阻，使得雷击主放电受到限制，主放电时间由微秒级延长到毫秒级，有效地减少了主放电电流，从而降低了雷击过电压。半导体针长 5m/支，针体为高强度玻璃钢，表面覆以多层电阻层和保护层，针顶有 4 根铜质分叉尖端。13 针消雷器的结构如图 6-17 所示。

消雷器的保护范围以消雷器塔高的 5 倍为准，即保护角为 80° 。对于重要的保护设施，如油库、军火库等应适当地减少消雷器的保护范围，以增加安全系数。

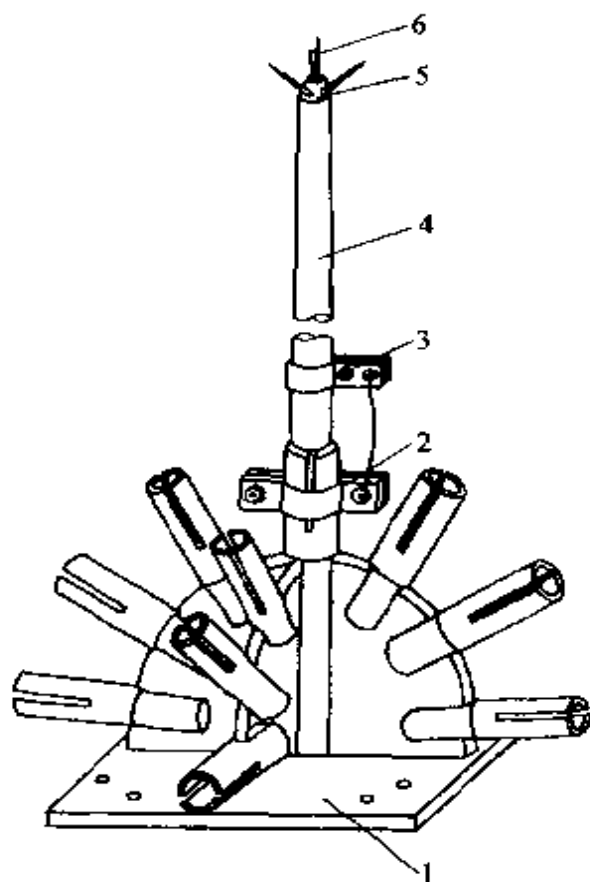


图 6-17 13 针消雷器的结构图
1—底座（1 个） 2—紧固夹（13 对）
3—电气紧固卡（13 个） 4—针杆（13 根）
5—针头（13 个） 6—铜针尖（52 个）

6-35 简单介绍半导体少长针消雷装置。

众所周知，雷害随时可能对我们的生命和财产构成威胁。我国著名的防雷专家解广润教授发明的少长针消雷装置已将世界防雷技术提高到一个新的境地。经科学试验及已积累的 500 塔/年的实际运行经验，表明其性能优于目前国内外的各类防雷装置。

半导体少长针消雷装置由半导体针组、接地引下线和接地装置组成。半导体针组由 5m 长的半导体针构成，针的顶部有 4 根分叉的尖端。半导体针组一般装在 40m 高的建筑物或铁塔上。

(1) 半导体少长针消雷装置的基本原理 这种消雷装置是在传统的避雷针的基础上发展起来的一门新技术。它利用了少长针

的独特结构，在雷云电场下发生强烈的电晕放电，借布满在空中的空间电荷产生屏蔽效应，并中和雷云电荷。同时利用半导体材料的非线性来改变雷电发展过程，延长雷电放电时间以减少雷电流的峰值和陡度，从而有效地保护了被保护物体及内部的各种强弱电气设备。

(2) 半导体少长针消雷装置的性能

1) 能 100% 消减由地面向上发展的雷电（对高层建筑而言，向上雷电约占总雷击次数的 50% 以上）。

2) 在雷云下地面平均电场达到 40kV/m 时，能产生 15mA 的中和电流，天空有强雷云时，可发出 1 ~ 2m 左右的电晕火花，中和电流达安培级。

统计数据可以说明，由于以上两项功能，可使总的雷击次数降低 75% 左右。

3) 剩余的 25% 雷击的主放电电流受半导体电阻的限制可减弱 99.9%，即减弱到 0.1%。例如，可使 100kA 的雷电流降低到 100A 左右；

4) 保护范围大，其保护角为 80°（避雷针为 45 ~ 56.3°），即其地面保护范围为同高避雷针的 1.1 倍；

5) 半导体针可抗 45m/s 的风速。

6) 接地电阻可放宽到 30Ω。

(3) 半导体少长针消雷装置的系列产品规格型号 见表 6-1。

表 6-1 半导体少长针消雷装置产品规格、型号及适用范围

型 号	规 格	重量/kg	长针针数	适用范围	保护范围 $h: R$
BS-V-9	5000X9	95	9	中层民用建筑	1:5
XBS-V-7	5000X7	70	7	高压输电线路	1:10
XBS-V-8	5000X8	85	8	高压输电线路	1:10
BS-V-13	5000X13	110	13	重要保护设施	1:5 λ
BS-V-19	5000X19	140	19	重要保护设施	1:5 λ
说明	塔高大于 60m 时，需要加水平消雷针 1/ λ ：安全度 ($\lambda \leq 1$)， h ：消雷器安装高度， R ：保护半径				

该产品获得 1992 年全国新技术产品博览会金奖，并获得多项专利，是我国有关部门推荐采用的产品。它已广泛应用在国防、石油、化工、广播通信、大型计算机、电力系统以及高层建筑等工程的防雷保护中。

6-36 什么叫做内过电压倍数？电力系统通常出现的内过电压倍数是多少？

内部过电压的峰值与系统的最高运行相电压峰值之比，称为内过电压倍数，一般用下式表示

$$K = \frac{U_m}{U_{phm}}$$

式中 U_m ——内部过电压的峰值；

U_{phm} ——系统最高运行相电压的峰值；

K ——内过电压的倍数。

K 的大小随系统中设备元件的参数、电网的结构、中性点的运行方式、故障的性质以及断路器的特性等因素的不同而不同。内部过电压的统计数值见表 6-2。

表 6-2 内过电压倍数统计值

暂时过电压		操作过电压	
过电压名称	倍数 K	过电压名称	倍数 K
单相接地	1.1 ~ 1.3	切断电感性负载	1 ~ 4.0
甩负荷	1.2 ~ 1.3	合闸空载线路（包括重合闸）	1 ~ 3.5
电弧接地	1 ~ 3.5	切断空载线路	1 ~ 3.5
谐振	1 ~ 3.5	合空载变压器	1 ~ 2.0

我国电力系统绝缘配合要求内过电压的倍数不大于见表 6-3 的数值。

表 6-3 要求限制的内过电压倍数

系统电压等级/kV	500	330	110 ~ 220	60 及以下
内部电压倍数	2	2.75	3	4

6-37 限制内部过电压有哪些措施？

内部过电压是由电力系统内部操作或故障引起的，根据其产

生的原因，限制内部过电压的方法主要有以下几种：

- 1) 在中性点装消弧线圈可以避免因电弧接地而引起的过电压。
- 2) 改善发电机的调速装置可以降低甩负荷而引起的过电压。
- 3) 改善电网的参数或运行方式可以避免谐振条件的形成。
- 4) 断路器分、合闸操作是产生操作过电压的主要条件，如果使断路器能保证三相同期动作，不重燃，或在断路器触头处装上低阻的并联电阻，就可以把操作过电压降低。
- 5) 装设并联电抗器可以补偿线路的电容效应，从而限制切合空载线路时的过电压。
- 6) 使用金属氧化物避雷器，利用氧化锌阀片的优良性能，使内过电压受到限制。

6-38 为什么直埋电缆有时也会遭受雷击？

地壳构成的成分十分复杂，对于不同地区、不同地质、不同结构的土壤，分别具有不同的土壤电阻率。当大地某处遭受雷击时，雷电流流入大地，如果地中土壤电阻率是均匀的，电流将以入地点为中心，呈球形顺着径向向外扩散，直至无穷远处才消失。雷击入地点的电流密度很大，在土壤电阻率较高的情况下，将产生很大的电压降，把此点的电位抬得很高，电流密度随着距离的增大逐渐减小，距中心点较远的点电位较低，而对于距中心点无穷远的点，电流密度为零，就是零电位点。如果电缆埋在距离落雷点不远处，当电位差超过此处土壤的临界击穿强度时，就会使土壤击穿而产生电弧，电弧会把电缆外皮烧坏或将线芯的绝缘击穿，这样大量的雷电流就会涌向电缆，使电缆损坏。

雷电流进入埋在地中的电缆有多种途径，雷电直接击中埋在地中的电缆就是直击雷，在雷击处土壤至电缆间有烧灼的痕迹，地面有孔洞，或电缆覆盖处的土壤松散，直击雷常把这些地方作为雷电通道。

雷击电缆线路附近的地面时，虽未击穿土壤，但由于电缆的金属外皮或芯线是土壤中的最佳导体，当雷电流在土壤中散流

时，会有部分流到电缆上。对于具有金属外皮或屏蔽层的电缆，雷电流在电缆的金属外皮与大地间形成一个耦合回路，电缆某点上的芯线与金属外皮间会出现较大的电位差，由此所形成的过电压也可能导致电缆的绝缘被击穿。

雷击电缆附近树木或杆塔时，雷电流通过树根或其它接地物体入地，流泄到电缆上，或击穿不太厚的土壤时，电弧使电缆外皮和芯线绝缘损坏，这是比较常见的。

以上情况说明，埋在地下的电缆，仍然有可能因雷击而引起损坏。

第 7 章 电气安全技术

7-1 电流对人体的伤害有哪些类型？

电流对人体的伤害可分为电击和电伤两大类。电击时，电流通过人体的内部，造成人体内部组织的破坏，影响呼吸、心脏和神经系统，乃至死亡。电伤则主要是指电对人体外部造成的局部伤害，包括电弧烧伤，熔化的金属渗入皮肤等伤害。电击和电伤有时可能同时发生，这在高压触电事例中较为常见。统计表明，绝大部分的触电事故均是由电击造成的。因此，通常所讲的触电事故基本上是电击。

7-2 根据触电的方式和电流通过人体的途径，触电是如何分类的？

根据触电的方式和电流通过人体的途径一般可分为单相触电、两相触电和跨步电压触电等三种类型。

(1) 单相触电 所谓单相触电系指人站在地面或其它接地导体上，人体的某一部分触及一相带电导体的触电事故。大部分的触电事故属于这种情况。

这种触电情况的危险程度与配电系统的中性点是否接地有关。在中性点接地系统中发生单相触电时，因其回路阻抗很小，电流很大，对人的危险性较大；而在中性点不接地系统中，回路阻抗大，电流较小，其危险性相对较小。

(2) 两相触电 所谓两相触电系指人体的两点同时触及两相带电导体的触电事故。这种触电的危险性较大。

(3) 跨步电压触电 当电气设备发生接地故障时，将有一很大的接地短路电流在大地中流散，从而在地面上各点产生不同的电位分布。如果有人在接地点周围行走，在人的两脚之间就会出现电位差，即所谓“跨步电压”。由跨步电压引起的触电事故，

就称为跨步电压触电。

7-3 与触电伤害程度有关的因素有哪些？

触电对人体伤害的程度与以下几个因素有关：

(1) 电流的大小 电流是造成触电伤害的直接因素。通过人体的电流越大，人体的生理反映越明显，伤害越严重。一般在电流不超过数百毫安时，电击致命的主要原因，是电流引起心室颤动造成的。通常通过人体的工频交流电超过 10mA，直流电超过 50mA 时，触电者就不容易自己摆脱带电导体了。

(2) 触电时间的长短 触电危害的程度常以电击能量来表示。所谓电击能量是用触电电流值与触电持续时间的乘积来表示的。显然，触电时间越长，电击能量越大，也就越容易引起心室颤动。一般当电击能量超过 $50\text{mA}\cdot\text{s}$ 时，人就有生命危险。因此发现有人触电时，应迅速使其脱离电源。

(3) 电流通过人体的途径 电流通过心脏会引起心室颤动，电流较大可能使心脏停止跳动，血液循环中断、导致死亡；电流通过中枢神经或有关部位，能引起中枢神经系统紊乱，而导致死亡；电流通过头部，能使人昏迷，电流较大时，还会使人脑受损，使人不醒而死亡；电流通过脊髓，会使人瘫痪。

通常，电流通过人体的不同部位，均会造成不同程度的伤害。其中电流通过人体的途径以左手到前胸的途径最为危险，因为它途经心脏，路径最短。而从一只脚到另一只脚是危险性较小的一种途径，但是由于电流纵向通过人体比横向通过人体在心脏上的电流强度较高，更易引起心室颤动，因此仍存在很大的危险性。

(4) 电流的种类和电压的高低 工频电流、直流电流、高频电流、冲击电流和静电电荷对人体均有伤害作用，但以工频电流伤害最大。

人体接触的电压越高，通过人体的电流越大，越危险。接触电压高，将使人体的皮肤破裂，人体电阻降低，触电电流随之加大。另外，在人体接近高电压时，由于有感应电流的影响，因而

也是很危险的。

(5) 人体的状况 电流对人体的伤害程度与人体的状况有密切关系。

1) 电流对人体的伤害程度与性别有关。对电的敏感性, 女性较男性为高, 在触电电流相同时, 女性较男性更难以摆脱。

2) 儿童遭受电击较成人更为危险。

3) 心脏病等严重疾病者或体弱多病者比健康人更易遭受电击的伤害。精神状态不佳、醉酒、疲劳过度及毫无思想准备的人更易遭受触电伤害。

4) 每个人的人体电阻值不同。人体电阻值主要取决于人体表面角质层的电阻大小。在正常情况下人体电阻值可按 $1000 \sim 2000\Omega$ 考虑。影响人体电阻值的因素较多, 除皮肤厚薄外, 皮肤潮湿, 多汗、脏污、有破损时, 人体电阻将大大下降; 接触电压越高, 击穿表皮角质层越快, 从而增加机体电解, 也会降低人体电阻。

人体电阻越小, 遭受电击使人受到伤害的程度也就越严重。

7-4 在运行中的高压设备上工作, 根据所需的安全作业条件不同, 可分为哪几类?

运行中电气设备的绝缘部分应视为带电体, 不可触摸。停电的电气设备在未装设接地线前应视为带电设备。

在运行中的高压设备上工作, 根据所需的安全作业条件不同, 分为三大类:

(1) 全部停电的工作 系指室内高压设备, 包括架空引入线、电缆引入线及引入线直接连接的室外高压设备全部停电, 通至邻近带电设备室的门应全部闭锁。

(2) 部分停电的工作 系指高压设备部分停电, 或室内虽全部停电, 而通至邻近设备室的门并未全部闭锁。线路工作系指双回路架空线的一回路停电或不同电压的线路同杆架设时, 其中一层线路不停电。

(3) 不停电的工作 系指下列情况:

- 1) 工作本身不需要停电或不存在偶然触及导电部分的可能性;
- 2) 许可在带电设备外露可导电部分上进行的工作。

7-5 在高压设备上工作必须遵守哪些规定?

在高压设备上工作必须遵守下列规定:

- 1) 填写工作票或有口头、电话命令;
- 2) 至少应有两人一起工作;
- 3) 完成保证工作人员安全的组织措施和技术措施。

7-6 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 保证安全的组织措施有哪几项?

在电气设备上工作, 保证安全的组织措施有以下几项:

- 1) 工作票制度;
- 2) 工作交底制度;
- 3) 工作许可制度;
- 4) 工作监护制度;
- 5) 工作间断和转移制度;
- 6) 工作终结和送电制度。

7-7 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 保证安全的技术措施有哪几项?

在电气设备上工作, 保证安全的技术措施有以下几项:

- 1) 停电;
- 2) 验电;
- 3) 装设接地线;
- 4) 悬挂标示牌和装设遮栏。

上述措施应由值班员执行, 并应有人监护, 对于无人经常值班的设备或线路, 可由工作负责人执行。

7-8 在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 工作地点必须停电的范围有哪些? 注意事项是什么?

在全部停电或部分停电的电气设备上工作, 必须停电的范围是:

1) 检修的设备;

2) 安全距离不够的设备。对于人体、遮栏和绝缘板与带电导体间的最小安全距离,在有遮栏时为0.35m,无遮栏时为0.7m(10kV时);

在全部停电或部分停电的线路上工作,必须停电的范围是:

- 1) 被检修线路的出线开关和联络开关;
- 2) 有可能反送电源至检修线路的所有开关;
- 3) 在线路检修范围内的其它带电线路。

停电时的注意事项是:

1) 将检修设备停电时,必须把各方面的电源断开,且各方面至少应有一个明显的断开点。为防止有反送电源的可能,应与停电设备有关的变压器和电压互感器的高低压两侧都断开。

2) 断开的隔离开关手把必须锁住。根据需要还可取下控制回路的熔断器。

7-9 在全部停电或部分停电的电气设备上工作,有关验电的规定有哪些?

被检修的电气设备停电后,在悬挂接地线之前必须用验电器检验有无电压。表示设备断开的常设信号或标志,表示允许进入间隔的闭锁装置信号,以及电压表指示无压或其它无压信号指示,只能作为有电的标志,而不能作为无电的依据。证明设备确实停电的科学方法是验电。

对验电器的要求是:电压等级相符、经试验合格并在试验有效期内。

验电的方法是:

- 1) 高压验电必须戴绝缘手套,室外验电还应穿绝缘靴;
- 2) 验电须在停电后进行,要挂好临时接地线,并接好临时接地线的接地端;
- 3) 验电前应在预先确认的带电体上检验验电器的好坏;
- 4) 验电工作应在检修或施工设备的进出线的各相上进行;
- 5) 线路验电应逐相进行。联络用的断路器或隔离开关应在

其两侧验电；

6) 应先验低压，后验高压；先验下层，后验上层；先验近端，后验远端。

7-10 在全部停电或部分停电的电气设备上工作，有关装设临时接地线的规定有哪些？

装设临时接地线是为了导泄剩余电荷、减少静电感应、防止突然来电，是使工作人员免遭意外触电危险的一项重要的技术措施。

对临时接地线的要求是：临时接地线应采用多股软裸铜导线，其截面积应能满足短路电流动、热稳定性的要求，但最小不应小于 25mm^2 。

需要装设临时接地线的位置如下：

1) 可能送电到停电设备的各个方面，包括线路的各个支路，或停电设备可能产生感应电压的，均应装设临时接地线。

2) 临时接地线应装设在工作地点可以看得见的地方。

3) 应注意保持临时接地线与带电体的安全距离。

4) 需要在电气上不相连接的几个部分检修作业时，则各段均应分别验电并装设临时接地线。

5) 降压变电所全部停电时，应将各个可能来电侧的部位装设临时接地线。

6) 检修长 10m 及以下的母线，可以只装设一组临时接地线。

7) 在室内配电装置上工作，临时接地线应装设在未涂相色漆的地方。

8) 临时接地线的装设位置与检修部分之间不应连接有开关设备或熔断器。

装设临时接地线的方法：

1) 装设临时接地线必须使用专用的线夹固定在导体上，禁止用缠绕的方法进行接地并三相短路；

2) 经验电器验明被检修的设备确已无电后，应立即将被检

修的设备接地并三相短路；

3) 装设临时接地线必须先接接地端，后接导体端；拆接地线时顺序相反；

4) 装拆临时接地线均应使用绝缘棒和戴绝缘手套，并有专人监护；

5) 装拆临时接地线应作好记录，交接班时应交待清楚；

6) 带有电容的设备，装设临时接地线前应先放电。

7-11 在全部停电或部分停电的电气设备上工作，有关悬挂标示牌和装设临时遮栏的规定有哪些？

标示牌是用来表示电气工作允许范围的一种安全措施，具有禁止、允许、提醒和警告功能。临时遮栏是用来防止工作人员误碰、误近、误入和误登的措施，也是电气分隔的一种方法。

标示牌的分类：标示牌有“禁止合闸，有人工作！”、“禁止合闸，线路有人工作！”、“止步，高压危险！”、“禁止攀登，高压危险！”、“在此工作”、“由此上下”、“已接地”等七种。

上述七种标示牌又可分为四大类，即：

1) 允许类 有“在此工作”和“由此上下”；

2) 禁止类 有“禁止合闸，有人工作！”和“禁止合闸，线路有人工作！”；

3) 提醒类 有“已接地”；

4) 警告类 有“止步，高压危险！”和“禁止攀登，高压危险！”。

标示牌的悬挂场所：

1) “禁止合闸，有人工作！”应悬挂在变配电所内的一经合闸即可送电到工作地点的断路器或隔离开关的手把上；

2) “禁止合闸，线路有人工作！”一般用在变配电所外的线路上有人工作，而其控制设备在室内情况下，应将这种标示牌悬挂在控制线路的断路器和隔离开关的手把上；

3) “止步，高压危险！”应在以下三种情况悬挂：

① 在室内部分停电的高压设备上工作时，工作地点两旁带

电间隔的固定遮栏上及对面的带电间隔的固定遮栏上悬挂；

② 在室内地面的高压设备上工作时，工作地点的四周用红绳作好围栏，围栏上悬挂标示牌，标示牌的字必须向围栏内；

③ 在室外架构上工作时，工作地点临近带电部分的横梁上悬挂。

4) “禁止攀登，高压危险！”应悬挂在其它可能误登的架构上；

5) “由此上下”应悬挂在工作人员上、下用的铁架和梯子上；

6) “在此工作”应悬挂在工作地点已装好接地线的地方；

7) “已接地”，当开关柜内已装设临时接地线时，应在开关柜的柜门上悬挂。

有关悬挂临时遮栏的规定：

临时遮栏可用干燥的木材、橡胶或其它坚韧的绝缘材料制成，并应装设牢固。

35kV 及以上设备的临时遮栏，如因工作需要，可用绝缘挡板与带电部分直接接触，但其应具有足够的绝缘性能。

工作中，工作人员不得移动或拆除临时遮栏或标示牌。

7-12 填写工作票和小组工作票的工作范围有哪些？工作票的主要内容是什么？与工作票有关的人员有哪些？

工作票是准许在电气设备上工作的书面命令，也是明确安全职责的书面依据。

在电气设备上工作时，应认真填写工作票，并按要求或命令执行。工作票常用的形式有三种，即变配电所停电工作票、线路停电工作票和小组工作票。

填写工作票的工作范围是：

1) 在高压电气设备和线路上工作，需全部停电或部分停电者；

2) 进行其它工作（如二次回路等），需将高压设备停电或做安全技术措施者。填写小组工作票的工作范围：

1) 带电作业和在带电设备的外壳上以及带电线路的电杆上工作;

2) 控制屏和低压配电屏、低压干线以及运行中的变压器室内的工作;

3) 无须将高压设备停电的二次回路上工作;

4) 核相工作。

其它工作用口头或电话命令的情况:

口头或电话命令必须清楚正确。值班人员应将发令人、负责人以及工作任务详细记入操作记录簿中,并向发令人复诵核对一遍。

以下情况可不填写工作票:

1) 事故紧急抢修工作;

2) 巡线时需登杆检查等;

3) 用绝缘工具作低压测试工作。

工作票的主要内容有:

工作票应含编号、工作负责人、工作值班人员、工作地点和工作内容、计划工作时间、停电范围、安全措施、工作许可人、工作票签发人、送电后评语等。

工作票所列人员有:

1) 工作票签发人 指电气负责人、生产领导人以及被指派的有实践经验的技术人员;

2) 工作负责人 指带领一个或几个小组进行工作的人。主要负责填写工作票及做监护人,但不能签发工作票;

3) 工作许可人 在变(配)电所内是当班的值班员。在线路上是班组长或现场总负责人。

7-13 在哪些情况下需要填写操作票?

操作票是防止误操作(误拉、误合、带负荷拉合隔离开关以及带地线合闸等)的主要措施。

变配电所的一切操作(指供电部门调度户)必须得到供电部门调度所调度员或电气负责人的命令或许可,在复诵无误后执

行。

在变配电所的架空线或电缆出线上进行工作而要求停电时，值班人员必须在接到工作负责人的书面要求后，填写操作票，方可执行。

操作票的内容主要包括操作任务、操作顺序、发令人、受令人、操作人、监护人、操作时间、编号等。

操作票应按操作顺序填写，不能涂改，禁止使用铅笔填写。

7-14 在执行工作监护制度时有哪些规定？监护的内容有哪些？监护人允许监护的人数是如何规定的？

工作监护制度是保证人身安全和操作正确的主要措施。监护人应熟悉现场的情况，应有电气工作的实际经验，其安全技术等级应高于操作人。

带电作业或在带电设备附近工作时，应设监护人。工作人员必须服从监护人的指挥。监护人在做监护工作中，不应兼做其它工作。监护人因故离开现场时，应由工作负责人事先指派有经验的人员接替，不得间断监护。

监护人应监护的内容如下：

1) 带电作业时，应监护所有工作人员的活动范围，应使其距带电部分的距离不小于安全距离，应监护工作人员工具的使用是否正确、工作位置是否安全以及操作方法是否恰当等；

2) 部分停电时，应始终不断地对所有工作人员的活动范围进行监护，使其与带电设备保持安全距离；

3) 监护人发现某些工作人员有不正确的动作时，应及时纠正，必要时令其停止工作。

监护人可监护人数的规定如下：

1) 全部停电时，一个监护人可监护的人数不受限制；

2) 在部分停电的设备周围工作，且不是全部设有可靠遮栏时，一个监护人所监护的人数不应超过两人；

3) 部分停电时，在配电装置内布设电缆工作，在具有安全

措施的情况下，一个监护人在室内可监护六人，在室外可监护十人。

7-15 在变（配）电所进行值班工作的一般规定有哪些？变（配）电所单人值班的条件有哪些？

在变（配）电所进行值班工作的一般规定如下：

1) 变（配）电所的值班人员必须熟悉本所电气设备的性能及运行方式，掌握操作技术，并应取得操作许可证和具有实际的工作经验；

2) 变（配）电所的值班人员一般不应少于两人。设备简单和不重要的变（配）电所可单人值班，但必须具备下列条件：

① 室内高压设备的隔离室应有安装牢固、高度不低于 1.7m 的遮栏，门应加锁。

② 室内高压开关设备的操动机构，应用墙或金属板与开关设备隔开或装有远方操动机构。

3) 单人值班时，不应进行高压设备的清扫、检修以及装、拆接地线。

4) 不论高压设备是否带电，移开或越过遮栏，必须有监护人在场，并应满足安全距离的要求。

5) 变（配）电所停电检修或安装时，应由值班人员负责完成有关的安全技术措施，并向工作负责人指明停电范围、工作范围以及带电设备的位置。

6) 调度户的值班员应执行本地区调度规程的有关规定，并熟悉调度范围。

7) 禁止用手触摸带电设备的绝缘物。

8) 电气设备停电后随时有未经事先通知而突然来电的可能。在未断开有关电源开关和未做好安全措施前，值班人员不应触及设备或进入遮栏内。

9) 有威胁设备或人身安全的紧急情况时，应立即断开有关设备的电源，但事后必须报告上级并做好记录。调度户应立即通知供电局调度员。

10) 在事故发生后, 未查明原因和未妥善处理, 不应恢复正常运行。

7-16 值班人员巡视高压设备和高压线路的一般规定有哪些?

值班人员巡视高压设备时, 应与带电设备保持足够的安全距离, 禁止越过遮栏。

1) 高压设备发生接地故障时, 值班人员在巡视检查中应注意跨步电压和接触电压的伤害。人体距接地点的安全距离: 室内应大于 4m, 室外应大于 8m。进入上述范围的人员应穿绝缘靴、戴绝缘手套。

2) 雷雨天气巡视室外高压设备时, 应穿绝缘靴, 不应接近避雷装置。

3) 出入高压配电室应随手关门, 以防小动物进入。

4) 无论高压线路是否有电, 均应视为带电, 并沿上风侧行走。

5) 巡视时, 如发现高压线断落地面或悬挂空中, 应设法让行人远离断落处 8m 以外, 要派人看守并迅速处理。

7-17 对倒闸操作的基本要求有哪些? 倒闸操作应做好哪些环节?

对倒闸操作的基本要求如下:

1) 除事故情况以外的一切操作任务, 均应填写操作票。

2) 倒闸操作必须由两人进行, 一人操作, 一人监护, 尤其在事故处理时更应认真执行。

3) 严格按照倒闸操作票的步骤一步一步地进行, 不得任意简化。

倒闸操作中应做好以下环节:

1) 准备 执行操作任务时, 应明确目的和停送电的范围, 充分研究, 做好准备。

2) 受令 将调度命令逐项记入操作票(记录用)中, 然后复诵一遍, 如有疑问应立即提出。同时记下下令时间。

3) 填票 根据任务和命令, 对照倒闸操作模拟图板填写操作票(正式用)的操作步骤, 不能凭记忆。研究无误后签字并记录操作开始时间。

4) 核对 实际操作前, 按照倒闸操作票的步骤, 先在图板上进行核对性表演, 如运行状态无误方可进入设备现场进行实际操作。

5) 监护 监护人应注意本人和操作人的站位是否合理, 应拉、应合要搞清。监护人唱票要认真, 编号要念清(即高声唱票); 操作人应预先站到即将操作的设备前, 等监护人唱票后, 手指开关设备倒闸的手柄(或编号)认真复诵(即高声复诵)。在监护人确认无误后发动令(合或拉), 即预令、动令要分清。操作中如遇事故或异常现象, 应停止操作, 先行处理, 之后继续进行。

6) 检查 每一步操作后, 监护人和操作人要仔细检查操作质量, 观察机构、表计和信号, 无误后由监护人在操作票的该项步骤上面“√”作记号。

7) 完毕 操作完毕后, 应向调度员或上级报告, 记下操作終了时间, 并在操作票上加盖“已执行”章, 按照操作票的编号归档保存。

7-18 倒闸操作票在拟订和执行中有哪些注意事项?

倒闸操作票在拟订和执行中应注意以下几点:

1) 受令后, 应对照倒闸操作模拟图板核对操作步骤, 填写好正式的操作票。由正、副值班员共同研究后签字。

2) 操作票的每一行只填写一个操作步骤, 操作内容只写编号, 而不写设备的名称。

3) 对于调度户, 调度不另行下令, 但应填入操作票的内容如下:

- ① 取下或投入 TV 以及所变的二次熔断器。
- ② 取下或投入操作电源的熔断器。
- ③ 倒换保护的操作回路或改变定值。

④ 验电。

⑤ 放电。

⑥ 装拆临时接地线。

⑦ 两路电源的合环、解环和两台变压器的并列、解列以及检查负荷分配。

⑧ 停下或投入自动重合闸以及备用电源自投装置。

⑨ 操作隔离开关或断路器后检查其分、合位置。

⑩ 停下或投入遥控装置等。

7-19 对电气设备倒闸操作的技术要求有哪些？

倒闸操作的程序一般规定如下。

1) 断路器与隔离开关的操作顺序：送电时应先合隔离开关后合断路器，停电时顺序相反。严禁带负荷拉、合隔离开关。

2) 断路器两侧隔离开关的操作顺序：在送电时应先合电源侧隔离开关，后合负荷侧隔离开关。停电时顺序相反。

3) 变压器两侧的断路器操作顺序：送电时应先合电源侧断路器，后合负荷侧断路器。停电时顺序相反。

4) 单极隔离开关和跌开式熔断器：停电时应先拉中间相，后拉两边相。送电时顺序相反。

5) 倒闸操作中，应防止 TV 返回高压。

6) 双母线接线的变电所，在倒换母线时，应先合母联断路器，后切换出线断路器母线侧隔离开关。

7-20 电气设备倒闸操作中不允许发生的误操作有哪些？

电气设备倒闸操作中不允许发生下列误操作。

1) 不允许带负荷拉、合隔离开关。

2) 不允许带地线送电；

3) 不允许带电挂地线。

4) 不允许反送电源到检修设备。

5) 不允许影响计量。

6) 不允许低压返回高压。

7) 不允许非调度户双电源合环。

8) 不允许调度户双电源长时间合环。

9) 不允许用隔离开关进行双电源合、解环。

10) 不允许用隔离开关进行两台变压器的并列和解列。

11) 有补偿电容的母线送电时不允许先送电容，停电时不允许后停电容。

7-21 变（配）电所倒闸操作模拟图板的作用是什么？制作时有哪些要求？

变（配）电所倒闸操作模拟图板的作用；由于变（配）电所中电气设备的数量很多、分布较广、电压很高、接线复杂，一般连接情况和运行的状况很难一目了然，这就给运行值班人员的巡视、检查操作和故障的判断带来一定的困难，使运行值班人员对变配电设备的全貌很难准确建立一个系统的概念，不利于各项安全措施的正确部署和对误操作的防范。因此，在接线较复杂的变（配）电所中，一般均应设置倒闸操作模拟图板。

变（配）电所倒闸操作模拟图板在制作上的要求：倒闸操作模拟图板应以单线表示三相电路。它应能反映出变配电设备各个元件间的连接关系以及运行状况。变（配）电所的一切倒闸操作均应按照操作票的步骤预先在图板上进行核对性表演。对其要求主要有：

1) 以单线表示三相电路，各电气元件均应按照规定的编号方法予以编号，同时在图板上应能表示出设备的分、合位置；

2) 电气设备的编号应从供电部门与用电单位的产权分界处编起；

3) 在制作图板时不同电压等级的电路应按照规定采用不同的颜色来表示。

7-22 高低压配电装置的调度操作编号原则是什么？

（1）断路器类

一台断路器的编号，一般由该断路器的电压等级的字头编号加变压器或线路编号组成。断路器编号的方位顺序，面向电源，从左向右顺序编排。

1) 断路器字头的编号规则

220kV, 字头为 22;

110kV, 字头为 11;

35kV, 字头为 3;

10kV, 字头为 1;

6kV, 字头为 6;

0.4kV, 字头为 4。

2) 变压器和线路断路器的编号规则

变压器开关为: 01、02、03……;

线路断路器为: 11、12、13……;

10 (6) kV 及 0.4kV 进线断路器或变压器断路器为: 01、02、03; ……

10 (6) kV 及 0.4kV 出线断路器, 在 4 # 母线上的为: 11、12、13……;

10 (6) kV 及 0.4kV 出线断路器, 在 5 # 母线上的为: 21、22、23……。

3) 联络开关的编号规则

字头与各级电压的断路器相同, 其后面两位数字为母线号。

4) 举例

10kV 的进线断路器为 201; 变压器进线断路器为 221; 母联断路器为 245。

(2) 母线类 单母线不分段时为 3 # 母线; 单母线分段时, 左侧为 4 # 母线, 右侧为 5 # 母线。

(3) 隔离开关类

1) 线路侧和变压器侧为 2。如断路器 201 的电源侧的隔离开关为 201 - 2; 断路器 211 的负荷侧的隔离开关为 211 - 2;

2) 母线侧随母线号, 如断路器 201 的 4 # 母线侧的隔离开关为 201 - 4; 断路器 202 的 5 # 母线侧的隔离开关为 202 - 5;

3) 电压互感器的隔离开关为 9, 在其前面加母线号或断路器号。如断路器 201 侧电压互感器的隔离开关为 201 - 9;

4) 避雷器隔离开关为 8, 但如与电压互感器利用同一隔离开关控制时, 则随电压互感器编号;

5) 线路接地隔离开关为 7, 前面加断路器号。

(4) 10 (6) kV 电能计量柜

1) 10 (6) kV 双路供电, 单母线分段运行, 各段母线的电能计量柜母线隔离开关随进线断路器编号, 如 201-41, 202-51;

2) 电能计量柜中电压互感器的隔离开关也随进线断路器编号, 为 201-49, 202-59;

3) 10 (6) kV 单路供电, 单母线运行时, 电能计量柜母线随隔离开关编号, 如 201-31, 电能计量柜中电压互感器的隔离开关编号为 201-39;

4) 10 (6) kV 双路供电 (供电电源用一备一), 母线为单母线只装设单台电能计量柜时, 电能计量柜中母线隔离开关随主用路进线断路器编号, 为 201-31。电能计量柜中电压互感器的隔离开关也随主用路进线断路器编号, 为 201-39。

(5) 10 (6) kV 电缆开闭室

1) 电缆开闭室为单电源进线, 单母线运行时, 进线隔离开关编号为 1-1。馈出线隔离开关编号为 1-2、1-3 等依次顺序编排。电缆开闭室带本室变压器的编号一般为 1-4;

2) 电缆开闭室为双电源进线, 母线为双母线时, 隔离开关随电源 1 或 2 编号。Ⅰ段母线进线隔离开关编号为 1-1。馈出线隔离开关依次顺序编号为 1-2、1-3……; Ⅱ段母线进线隔离开关编号为 2-1, 馈出线隔离开关依次顺序编号为 2-2、2-3……。电缆开闭室带本室变压器时, Ⅰ段母线进线隔离开关一般编号为 1-4。Ⅱ段母线隔离开关一般编号为 2-4。

(6) 10 (6) kV 环网柜 10 (6) kV 环网柜负荷开关的编号可视同断路器编号。

(7) 10 (6) kV/0.4kV 箱式变电站 10 (6) kV/0.4kV 箱式变电站应按本规定对高低压电气设备编号。

(8) 低压配电设备 低压配电设备含低压柜、低压盘、抽屉

柜等均应对刀开关、断路器等断开点进行编号。编号的原则与上述方法基本相同。

由于低压配电设备的一组馈出路刀开关往往带多台断路器，故可按下述方法编号。

1) 当低压系统为单母线分段时，4# 母线馈出路刀开关为 411、412、413……依次顺序编排。而刀开关所带出线断路器可编为：411-1、411-2、411-3……；412-1、412-2、412-3……；5# 母线馈出路刀开关为 421、422、423……依次编排。而刀开关所带出线断路器可编为：421-1、421-2、421-3……。

2) 低压配电装置如为抽屉柜，馈出路为一次隔离触头连接，而无刀开关，故应以纵列顺序编号，如 4# 母线馈出纵列排序出线断路器编号为 411-1、411-2、411-3……；412-1、412-2、412-3……；5# 母线馈出纵列排序出线断路器编号为 421-1、421-2、421-3……；422-1、422-2、422-3……。

7-23 电力系统的运行为什么要实行统一调度？

由于电力系统具有发、供、用电同时进行的特点，所以电力系统必须设置专门的调度机构，以实现统一的调度管理。调度管理的任务是指挥整个电力系统运行操作，以保证实现下列基本要求：

1) 充分发挥本系统内发、供电设备的能力，以保证有针对性地供应系统的负荷需要。

2) 使整个电力系统能安全可靠地运行和连续不断的供电。

3) 使电力系统内各点的供电质量（如周波、电压等）符合规定的标准。

4) 合理地利用燃料和水力资源，使整个电力系统能在最经济的方式下运行。

电力系统调度管理机构的设置，通常根据系统的容量和复杂程度分为以下三种：

1) 一级制调度 设立调度所。它适用于发电厂较少的电力系统，由调度所直接指挥发电厂和变电所的值班员。

2) 二级制调度 设立中心调度所和地区调度所。它适用于

发电厂和变电所数量较多，系统供电范围较大的电力系统。对系统中较小容量的发电厂和地区性变电所划由地区调度所调度。

3) 三级制调度 设立总调度所、中心调度所和地区调度所。它适用于连接几个省（区）的大容量电力系统，并按具体情况实行分级管理。

为了执行调度任务，调度所内一般设有模拟图板、调度台，调度范围内的发电厂、变电所和调度所联系的通信和远动装置，以及录音机、标准钟、记录式仪表和计算机等。

调度所内的值班调度员，在其值班时间内，为整个电力系统运行操作的指挥人。电力系统内的主要电气设备均属值班调度员管辖，以做到高度的集中统一。在电力系统值班调度员管辖下的任何设备，未经许可，不得改变其运行或备用状态（但对电气工作人员和电气设备安全有威胁除外）。调度所值班调度员直接对其所管辖系统内的值班人员（发电厂值班长、变电所值班员和下一级的调度所值班员）发布命令。除非该命令可能威胁电气工作人员和电气设备的安全外，对电力系统值班调度员的命令必须立即执行，否则，接令人将对不执行或延迟执行命令所造成的不良后果负责。

7-24 哪些用户应与供电部门签定调度协议？对调度户的要求有哪些？

调度管理制度是供电部门与用电单位所签定的关于停送电、改变运行方式以及事故处理等以电话命令进行电气操作的制度。

一般供电电压在 35kV 及以上、10kV 双路供电需并路倒闸的，以及有自备发电机组总容量在 1000kW 及以上的用户，应与供电部门签定调度协议。对于多电源供电，内部结构复杂或成独立系统的，用电单位一般应成立总调度室。供电单位与该单位签定总调度协议。

对于用电单位参加调度的电气设备，未经供电部门值班调度员的许可，用户值班员不应随意改变其运行方式。

供电部门值班调度员对用电单位值班员下达的操作命令，受令

人必须执行。如果执行该命令将威胁人员和设备安全时，值班员应拒绝执行，并将拒绝理由报告值班调度员和本单位的有关领导。

7-25 对双路或双路以上电源供电的用户，当地供电部门通常将其划分为哪几类？双路电源并联运行在技术方面的前提是什么？

双路或双路以上电源供电的用户，根据用户的负荷性质和供电系统的条件，当地供电部门通常将其划分为两类：

1) 供电部门的直接调度户 对这类用户，供电部门允许用户在倒路的过程中，在调度所调度员的指挥下将两个电源暂时并联运行，以保证对负荷不间断地供电。这种操作称为带负荷并路倒闸。

2) 供电部门不调度的用户 对这类用户，供电部门是不允许用户将两路电源实行并联运行倒路的，只允许它们实行停电倒路操作。就是将常用路的电源开关断开后，方允许合上另一个电源的开关。这种操作将使负荷暂时中断电源。

双路电源并联运行在技术的前提是：

1) 两个不同系统的电源能否进行并联运行，在技术上主要决定于它们的电压、频率和相位是否相同。例如，发电机与电网并联运行前，必须检测发电机的电压、频率、相位相同，才可以合上并联开关，进入并联运行方式。

2) 同一个电力系统的双路电源，由于其线路的走向，各导线间的交叉换位以及电源引入户内的过程中，都可能造成相位排列上的混乱。因此，用户双路电源的相位就不一定一致了。所以在用户处并联时必须对两个或两个以上电源的相位进行鉴别。

7-26 什么是核相？核相的方法有哪些？

对双路电源的相位进行鉴别、确定以及核对的工作称为核相。所谓核相核对的应是相位，而不是仅仅核对相序，因为两路电源的三相相位都对了，相序必然相同，而双路电源的相序相同了，相位不一定相同。

对于需要并路倒闸的两路电源需要核相，而对于不允许并路倒闸的用户也必须进行核相。这是为了避免一旦发生错误操作时误将两路电源并列，引起相间短路事故的缘故。通过核相工作还

可以使用户在选用任一电源供电时，用电设备均能正常运行，不致发生电动机的“反转”现象。

核相的方法一般有直接核相法和间接核相法两种。

所谓直接核相法就是以核相工具直接接触到被核定的电源导体上，以鉴定两个电源的相位是否一致。而间接核相法是核相工具不直接接触到被鉴定的电源导体上，而是通过电压互感器的二次电路，来鉴定一次侧电源的相位是否相同。

7-27 在低压系统中如何利用电压表或灯泡进行核相？

电源电压在 380V 及以下的两个电源，核相时可采用两倍额定电压的电压表或指示灯进行核相，接线如图 7-1 所示。

进行核相时，首先将电压表的一只表笔或灯泡的一端搭接在电源 A 的一相上不动。而将另一端分别搭接到电源 B 的三相上。当电压表

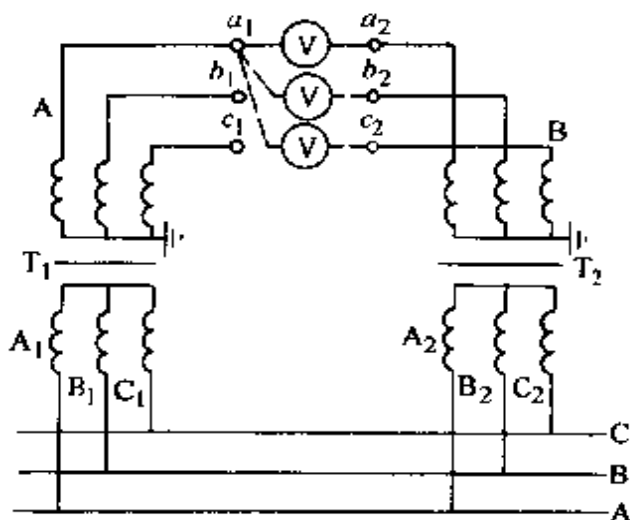


图 7-1 低压系统核相电路图

（或指示灯）接于不同电源的两个相线时，如电压表的指示值接近于零值（或指示灯不亮），表明这两个相是属于同相位，否则即属于不同相。

7-28 如何采用核相器（或核相杆）核相？

电源电压在 3 ~ 10kV 的两个电源进行核相时，可用核相器（或核相杆）来进行。核相器可用两个高压验电器制成；将一个高压验电器中的霓虹灯管去掉，换装入一个约为 2.5MΩ 的电阻（用 8 只 0.3MΩ 的无线电用电阻串联而成），再用带有

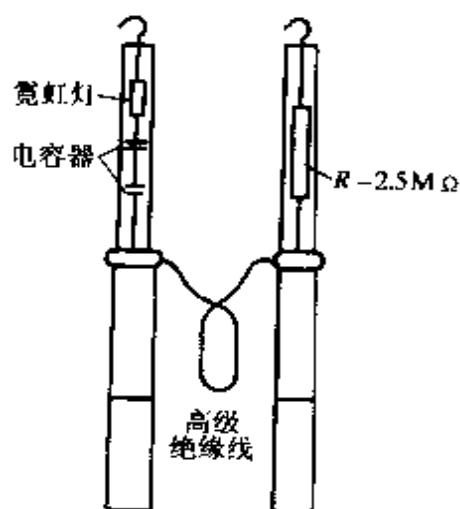


图 7-2 3 ~ 10kV 核相用的两个高压验电器示意图

绝缘强度很高的导线连接起两个验电器上的接地端子即可，如图 7-2 所示。

核相时，将核相器的两个端子分别接触两个电源的相线，当霓虹灯灯管不亮时，表示接触到的两个相属于同相位，否则即为不同相。

7-29 如何通过电压互感器核相？

通过电压互感器进行核相的方法，一般用于 3kV 及以上电源中。核相前，需要先对接于两个电源上的电压互感器核相：将一个电源停下，合上两电源的母联断路器，用一个电源接通这两组电压互感器（它们的中性点应接地），然后用电压表鉴定电压互感器的二次线相位应完全相同，即接线排列顺序应完全对应。电压互感器核相后，切断母联断路点，合上另一电源，把电压互感器分别接在两个电源上，然后再用“利用电压表或灯泡核相”的方法进行核相。接线如图 7-3 所示。当电压互感器相对应

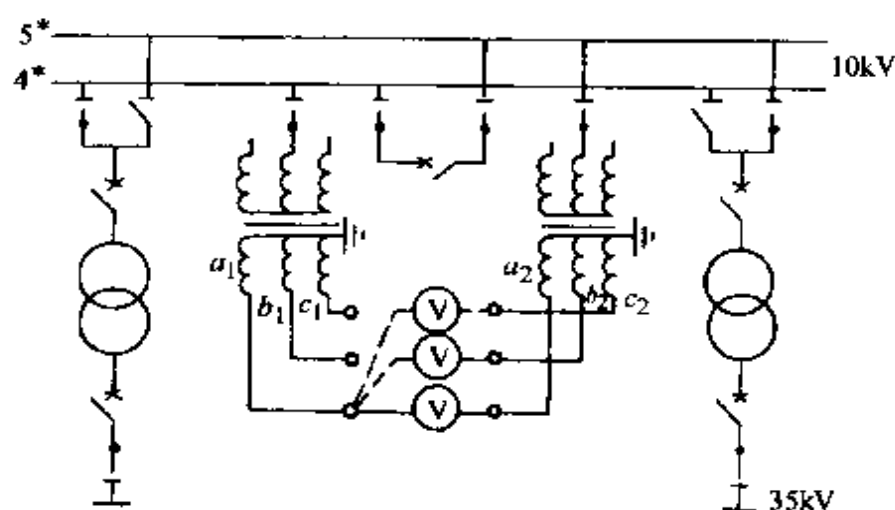


图 7-3 用电压互感器核相图

的两相之间电压为零时，即可认为两个电源同相位了。否则，必须更改其中一个电源的引入接线，直到同相位为止，才算完成核相工作。

7-30 双路电源在核相时有哪些注意事项？

双路电源在核相时应注意以下事项：

- 1) 核相工作必须执行工作票、操作票等制度。
- 2) 核相工作必须由三人以上进行，工作过程中应始终有专人监护。
- 3) 核相前必须检验所用的核相工具，其绝缘线必须良好，指示应正确有效。核相器（或核相杆）使用前还应摇测其绝缘电阻是否合格，然后才能开始核相。
- 4) 核相前应仔细检查两个电源的三相电压是否平衡，如电压严重不平衡时，则不应进行核相。
- 5) 核相人员均应使用辅助安全用具，并保持与带电体的安全距离，紧密配合，统一行动，按照预先制定的操作顺序进行。
- 6) 中性点不接地系统的两个电源，如发生一相接地时，应停止核相工作。
- 7) 核相工作必须做好记录，不得凭记忆判断。在两个电源的同名相调整到相互对应的排列位置后，再做一次最后核定，才算全部完成。

7-31 什么是绝缘安全用具？它包括哪些种类？

安全用具一般分为绝缘安全用具和非绝缘安全用具（或称为一般防护用具）两种。

绝缘安全用具是用来防止工作人员直接接触带电导体的安全用具。按照其工作条件则可分为高压安全用具和低压安全用具。

绝缘安全用具按照其功能一般可分为基本安全用具和辅助安全用具两大类。所谓基本安全用具系指其绝缘强度足以抵御电气设备运行电压的安全用具。所谓辅助安全用具系指其绝缘强度不足以抵御电气设备运行电压，只能作为基本安全用具的补足。

高压基本安全用具有绝缘杆、绝缘夹钳和高压验电器等。高压辅助安全用具有绝缘手套、绝缘靴、绝缘垫和绝缘台等。

低压基本安全用具有绝缘手套、装有绝缘柄的工具和低压试电笔等。低压辅助安全用具有绝缘台、绝缘垫、绝缘靴和绝缘鞋等。

7-32 什么是检修安全用具？它包括哪些种类？

为了保证检修人员的安全所使用的那些不具有绝缘性能的安全用具，称为检修安全用具。它是防止检修人员误上、误碰、误动和误入的必备用具。它包括临时接地线、遮栏、标示牌、防护眼镜、安全帽等。

7-33 绝缘杆、绝缘手套、绝缘靴使用前应做哪些检查？如何正确使用和保管？

使用前的检查：

- 1) 绝缘杆、绝缘手套和绝缘靴在使用前均应做外观检查，表面应无裂纹、断裂、划痕、铅印、孔洞、毛刺及变形等，且其表面应清洁、无油垢、无灰尘等。
- 2) 绝缘手套应做充气试验，应无泄漏现象。
- 3) 绝缘靴底部应花纹明晰，无扎伤和磨平现象。
- 4) 绝缘拉杆的各节之间应拧紧。

使用：

- 1) 各种安全用具均不得代替其它工具使用，并经试验合格。
- 2) 使用绝缘拉杆时，应戴绝缘手套，室外还应穿绝缘靴。

保管：

- 1) 所有安全用具均应存放在干燥、通风的场所。
- 2) 绝缘手套、绝缘靴不应与油接触。
- 3) 绝缘拉杆应悬挂在支架上，不应与墙接触或斜放。
- 4) 绝缘手套应存放在密闭橱内，并应与其它工具或仪表分放。
- 5) 绝缘靴应放在橱内，不准代替雨鞋使用。

7-34 触电紧急救护的要点是什么？如何使触电者迅速脱离电源？脱离电源后应如何处理？

触电紧急救护的要点是：

- 1) 在现场迅速采取积极措施来保护触电者的生命，减轻伤情，减少痛苦。并根据需要迅速联系医疗部门救治。急救的成功条件是抢救及时、操作正确。否则均会导致触电者伤情加重或死

亡。

2) 仔细观察触电者全身情况,防止伤情恶化。发现呼吸停止、心脏停止跳动时,应在现场紧急施救,用心肺复苏法支持呼吸和血液循环,以维持对脑、心脏重要器官供氧。只有分秒必争地抢救,才有救活的可能。

3) 救护人员要会运用紧急救护法。应学会正确地脱离电源、心肺复苏、止血、包扎、转移搬运触电者、处理外伤和中毒等。

4) 生产现场应配备急救箱、存放急救用品,指定专人定期检查、补充或更换。

使触电者迅速脱离电源的方法有:

1) 断开发生触电回路就近的电源开关,如拉开电源断路器或刀闸,拔下电源插头等;

2) 用绝缘可靠的绝缘物使触电者脱离电源,如使用绝缘工具、干燥的木棒、木板、绳索等解脱触电者,也可抓住触电者干燥而不贴身的衣服将其拉开或挑开带电体。

触电者脱离电源后的处理:

1) 如触电者神志清醒,应使其就地躺平,暂时不要站立或走动,并严密观察。

2) 如触电者神志不清,应将其就地仰面放平,保证其气道通畅,并用 5s 时间,呼叫或轻拍其肩部,以判定是否丧失意识,但禁止摇动其头部。

3) 在就地抢救的同时及时联系医疗部门进行救治。

触电者呼吸、心跳情况的判定:触电者脱离电源后如触电者意识丧失,应在 10s 时间内用看、听、试的方法判定其呼吸、心跳情况;

1) 看 看触电者的胸部、腹部有无起伏动作;

2) 听 用耳贴近触电者的口鼻处,听有无呼气声;

3) 试 试测其口鼻处有无气流,再用两手指轻试一侧喉结旁凹陷处的颈动脉有无搏动。

4) 如看、听、试后,发现既无呼吸又无颈动脉搏动,可判

定呼吸、心跳停止。

心肺复苏法：当触电者呼吸和心跳均停止时，应立即按心肺复苏法支持生命的三项基本措施，即通畅气道、口对口（鼻）人工呼吸和胸外按压（人工循环），正确进行就地抢救。

1) **通畅气道** 将触电者脱离电源后，可将其身体和头部侧转，取出其口中异物，防止异物推到咽喉深部。通畅气道可采用仰头抬颌法。头下严禁垫枕头或其它物品，使其鼻孔朝天。

2) **口对口（鼻）人工呼吸** 救护人在触电者的头部左侧或右侧，用一只手捏紧触电者的鼻翼另一只手掰开触电者的嘴巴（如掰不开可用口对鼻进行人工呼吸），贴紧触电者的口（或鼻）吹气。救护者深呼吸后吹气（也可隔一层布吹），吹气时，应使触电者的胸部膨胀，每5秒吹一次（吹二秒，放松三秒）。对小孩只能小口吹气。救护人换气时，应放松触电者的嘴和鼻，让其自动呼气。

3) **胸外按压** 将触电者的衣服解开，仰卧在地上或硬板上，找到正确的挤压点，即触电者左侧肋弓下缘向上，找到肋骨和胸骨结合处的中点，救护者跨腰跪在触电者的腰部，双手相叠（对小孩用一只手），手掌根部放在心口窝稍高一点的位置。掌根用力向下面挤压，压出心脏里的血液，成年人压陷3~5cm，每分钟挤压一次，太快了不好。挤压后掌根迅速放松，但不要离开触电者的胸膛，让触电者胸廓自动复原，心脏舒张，血又充满心脏。

7-35 触电救护的安全注意事项有哪些？

触电急救的安全注意事项是：

1) 触电急救必须分秒必争，立即就地迅速用心肺复苏法进行抢救，同时应尽快与医疗部门联系，争取其及时赶到。在医务人员未到来之前不应放弃现场抢救。

2) 如果触电者吸呼停止、心脏停止跳动，但没有其它致命的外伤，只能认为是假死，必须立即实施抢救。

3) 触电者未脱离电源前救护人员不得直接接触及触电者，以

免发生触电危险。

4) 如果触电者处于高处,要预防脱离电源后发生高处摔伤。

5) 救护人员在抢救过程中应注意保持自身与周围带电部分的安全距离。

6) 救护人员应注意防止跨步电压的伤害。

7) 救护现场应有足够的照明等。

7-36 引起电气火灾的主要原因有哪些?

引起电气火灾的原因很多,涉及的面极广。电气火灾可能给国家财产造成重大损失,也可能造成重大人身伤亡事故。引起电气火灾的主要原因是:

1) 变配电系统和设备选型不合理,如造成设备或线路长期超载运行;保护装置选择不当而未能及时动作;电气设备或线路的防护等级不能满足要求;安全距离不够;选用了不合格的电器产品。

2) 安装或维护不符合要求。如安装时使绝缘受损;导线连接未处理好,使接头松动或接触不良;绝缘部分脏污造成闪络放电;电气设备的发热部分距离易燃物过近;绝缘老化等。

3) 电气设备使用不当或误操作。如电气设备频繁启动;电动机负载过重;误操作造成弧光短路;使用不合格的移动式电气设备等。

4) 在有易燃易爆物的环境中静电火花放电引起火灾;或飞弧距离不够引燃易燃物等。

7-37 扑救电气火灾的注意事项有哪些?

断电后灭火的注意事项:

1) 先切断火灾现场的电源,后进行扑救工作。

2) 切断电源时应防止导线断落导致短路、接地或触电事故。

3) 切断电源时应在不同部位剪断火线和零线。

4) 切断电源时应使用绝缘工具。

带电灭火的注意事项:发生电气火灾一般均应在断电后进行。有时在特别危急的情况下,如待电源切断后再进行扑救将会

使火势蔓延扩大，造成更为严重的后果，因此必须带电灭火。但应保证灭火人员的安全，一般应注意以下几点：

- 1) 使用不导电的灭火器材，如 1211、干粉灭火器、二氧化碳灭火器等。
- 2) 不能使用泡沫灭火器或用水喷洒。
- 3) 带电灭火应使用绝缘工具，以防触电。
- 4) 当导线断落地面时，会在其周围产生跨步电压，因此灭火时应穿绝缘靴。
- 5) 当火势较大时，应及时报告消防部门。

7-38 应如何预防电气火灾？

电气火灾的预防应考虑以下几点：

- 1) 加强正常的维护和检修，以使各种电气设备时时处于良好的运行状态。
- 2) 正确地选择和安装电气设备以及各种保护装置。
- 3) 定期检测电气设备及线路的绝缘状态，并做耐压试验。
- 4) 经常监视电气设备的运行情况，严禁不合理的过负荷运行。
- 5) 建立健全各项规章制度和操作规程，加强责任心。
- 6) 设置必备的消防器材，掌握与消防部门联系的方式。
- 7) 在易燃易爆和有导电粉尘的场所，应作好静电防护，使用合格的专用电器等。

第 8 章 电气二次图样的阅读

8-1 电气回路一、二次设备是如何划分的？二次回路一般包括哪些回路？

电气设备可根据其在电力系统中不同的作用分为一次设备和二次设备。

一次设备系指直接连接于发、变、输、配和用电的系统所使用的电气设备，如发电机、变压器、电力电缆、输电线、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器和避雷器等。由上述设备连接在一起所构成的电路，称之为一次接线或称为主接线。

二次设备系指对一次设备的工况进行监视、控制、测量、调节和保护，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、控制和信号器具、自动装置和继电保护装置等。这些设备通常由电流互感器和电压互感器二次绕组的出线或直流电源为电源，按照一定的要求连接在一起所构成的电气回路，称之为二次接线或二次回路。描述二次回路的图样称为二次接线图或二次回路图。

二次回路按作用可分为：控制回路、继电保护回路、测量回路、信号回路、自动装置回路等。按照交、直流来分，又可分为交流电流和交流电压回路以及直流逻辑回路。二次回路图按其用途还可分为原理图、展开图和安装接线图。

8-2 研究二次回路的意义是什么？

一次设备是重要的，二次设备同样也是重要的。由于一次设备和二次设备构成了一个整体，只有两者均处于良好的状态，才能保证系统的安全，尤其在大型的、现代化的电网中，二次设备的重要性更为突出。

二次回路的故障有可能破坏或影响系统的正常运行。如变电

所差动保护的二次回路接线错误，当变压器所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，一旦系统发生短路，断路器该跳闸切除故障部分，以保证非故障部分继续运行时，却跳不了闸；而不该跳闸时却跳了闸，影响了系统安全、可靠的运行，甚至还有可能造成设备损坏、系统瓦解的大事故。如测量回路有问题，就将影响计量，少收或多收电费。同时也难以判定电能的质量是否合格。因此，二次回路虽非系统的主体，但却是非常重要的。所以研究二次回路、熟悉二次回路的原理、充分理解设计意图、认真检查二次设备的质量，确保二次回路的正确、学会二次回路图的读法，是设计、安装、运行维护人员所必需的。

8-3 读二次回路图的基本方法是什么？

二次回路图是按照一定的规律绘制的，具有极强的逻辑性。读懂二次回路图必须抓住这些规律。尤其对于比较复杂的继电保护装置的展开图（如距离保护、高频保护等），每一套保护装置由几十只继电器组成，将这些继电器按照一定的逻辑，采用一系列标准的图形符号，用线连接起来，回路是很复杂的。但是只要遵循一定的方法就能把图读好。

读图前应先掌握该图样绘制的继电保护装置原理、功能以及图样上所标示符号的含义，然后再看图样。读图的一般要领是：

“先看一次，后二次；看完交流，看直流；交流看电源，直流找线圈；线圈对应查触头，触头连成一回线；上下左右顺序看，屏外设备接着连。”

所谓“先看一次，后二次”是指在读二次图样时，应首先搞清一次回路的主要设备。一般一次回路中主要包括断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、变压器等电气设备。了解这些设备的功能以及常采用何种保护至关重要，如变压器一般需要装设过电流保护、电流速断保护、过负荷保护、纵联差动保护等。另外需要掌握各种保护的基本电路原理，然后再查找一、二次设备的转换与传递元件，了解一次的变化通过这些元件可能发生哪

些变化以及对二次回路的影响等。

所谓“看完交流，看直流”是指先看二次接线图的交流回路，把交流回路看懂后，根据交流回路的电气量以及在系统中发生故障时这些电气量变化的特点，再由交流量的“因”查找出直流回路的“果”。一般交流回路比较简单，较易看懂。

所谓“交流看电源，直流找线圈”是指交流回路一般从电源入手，交流回路一般包含交流电流回路和交流电压回路两部分。先找出它们是由哪个电流互感器或哪一组电压互感器供电的，因为电流互感器相当于一个电流源，而电压互感器则相当于一个电压源。搞清电流互感器和电压互感器变换的电流量和电压量所起的作用、它们与直流回路的关系、相应的电气量由哪些继电器反映出来。

所谓“线圈对应查触头，触头连成一条线”，是指当已经找出继电器的线圈后，再找出与其相应的触头所在的回路，一般由触头再连成另一条回路。然而此回路中又可能串接有其它的继电器线圈，由其它继电器的线圈又引起它的触头接通另一条回路。如此向下逐个查找。直至最后完成二次回路预先设置的逻辑功能。

所谓“上下左右顺序看，屏外设备接着连”主要是针对展开图、端子排图以及屏后设备安装图而言的。读这种图时，原则上是由上向下看，由左向右看，同时应结合屏外的设备一起看。

当然，读图的先决条件是了解电气图用的图形符号，并明确各种图形符号的应用场合以及新旧图形符号对照。

8-4 什么是原理图？原理图有哪些特点？

原理图一般是用来表示继电保护、自动装置、测量仪表以及操作电源等工作原理的最基本的图样。这种图样可以清晰地表明二次设备间的电气连接和动作原理。

在原理图中，由各种图形符号、文字和数字表达的各电气元件通过连线的连接就构成了电气回路。电气回路通常由触点、触头等实现电路的通和断。一般在画出原理图时还必须对应地画出其一次设备。对于与二次回路直接相连的一次接线部分绘成三线

形式，而其余部分则以单线图表达。图 8-1 中示出了定时限过电流保护原理图。

由图可见，这套保护装置共有四个继电器，采用两相两继电器式联结，保护的動作原理如下：

当一次电路中发生短路时，电流互感器的一次电流急剧增加，其二次电流随之成比例地增加，一旦达到或超过电流继电器的整定值时，KA1、KA2 动作，则

“+”→KA1 (KA2) 的动合触点→KT 线圈→“-”；

“+”→KT 延时动合触头→KS 线圈→QF1→OF→“-”，断路器掉闸。

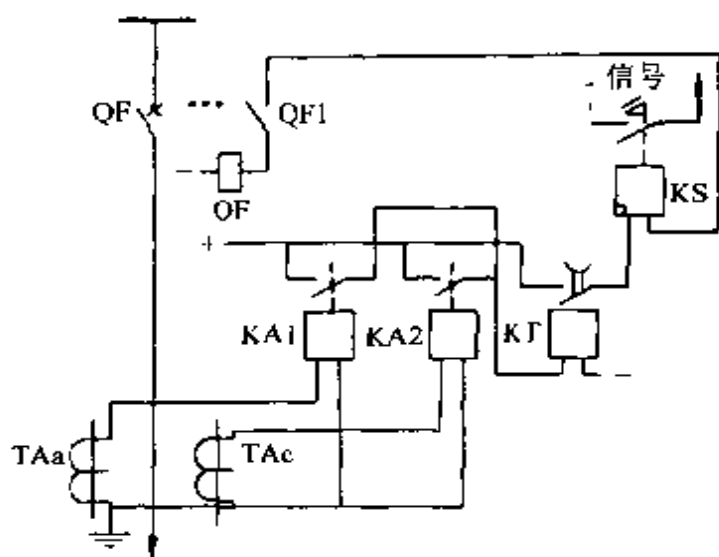


图 8-1 定时限过电流保护原理图

由上例不难看出，原理图中的仪表和继电器都是以整体形式的设备图形符号表示的，但不画出其内部的电路，只画出触点的连接。原理图是将二次部分的电流回路、电压回路、直流回路和一次回路图绘制在一起。这种图的特点是能使读图人对整个装置的构成有一个整体的概念，并可清楚地了解二次回路各设备间的电气联系和动作原理。但是它也存在某些不足，如对二次接线的某些细节表示得不够全面、没有元件的内部接线、没有元件的端子号码和回路标号、导线的表示也仅是一部分，并且只标出直流电源的极性等。鉴于上述原因，在二次回路比较复杂时，读图比较困难，缺陷与错误也不易发现和寻找。因此原理图多用于对继电保护装置和自动装置的原理学习和分析或作为二次回路设计的原始依据。

8-5 展开图的特点有哪些？展开图的回路标号原则有哪些？

展开图和原理图是同一接线的两种表达形式。展开图的主要

特点是：

1) 将二次回路的设备展开表示，即分成交流电流回路、交流电压回路、直流回路和信号回路等。

2) 将不同设备的线圈和触头，按照电路通过的顺序依次从左向右连接，结果就形成各条独立的电路，即所谓展开图的“行”。各行又按照设备动作的先后顺序由上向下垂直排列。各行从左向右阅读。

3) 对于同一设备的线圈和触头，采用相同的文字符号表示。如在一个电路中，同样的设备不止一个，尚需加上数字序号。

4) 展开图的右侧以文字说明回路的用途，以便于阅读。

5) 展开图中所有元件都绘制其正常状态。即所谓元件没有受激励的状态，如过电流继电器是没有发生过电流的状态；过电压和欠电压继电器是在没有发生过电压或欠电压的状态；气体继电器是在没有发生瓦斯气体冲击的状态；中间继电器和时间继电器是在未加电源的状态等。

展开图避免了各设备间电气连接线的曲折和迂回，把整个动作过程展开在图上，在现场使用极为方便，得到了广泛的应用。定时限过电流保护的展开图如图 8-2 所示。

不难看出，定时限过电流保护的展开图与原理图的动作原理是一致的，但在画法上却完全不同。当然，有了一张原理图就能画出相应的展开图；同样，拿到一张展开图也应能画出原理图。

展开图的回路标号原则是：

1) 一般回路标号用二或三位数字组成。当需要表明回路的相别和某些主要特征时，可在数字前面增加文字标号。

2) 回路标号按“等电位”原则进行标注，即在回路中连在一起的所有导线（包括连接的可拆卸线段），需标以相同的标号。

3) 由电气设备的线圈、触点、电阻、电容等元件所间隔的线段，都视为不同的线段，原则上均须标以不同的回路标号。

4) 对于不同用途的直流回路均有规定的数字标号范围，如保护回路为 01 ~ 099 (或 0101 ~ 0999)；控制回路为 101 ~ 499；信

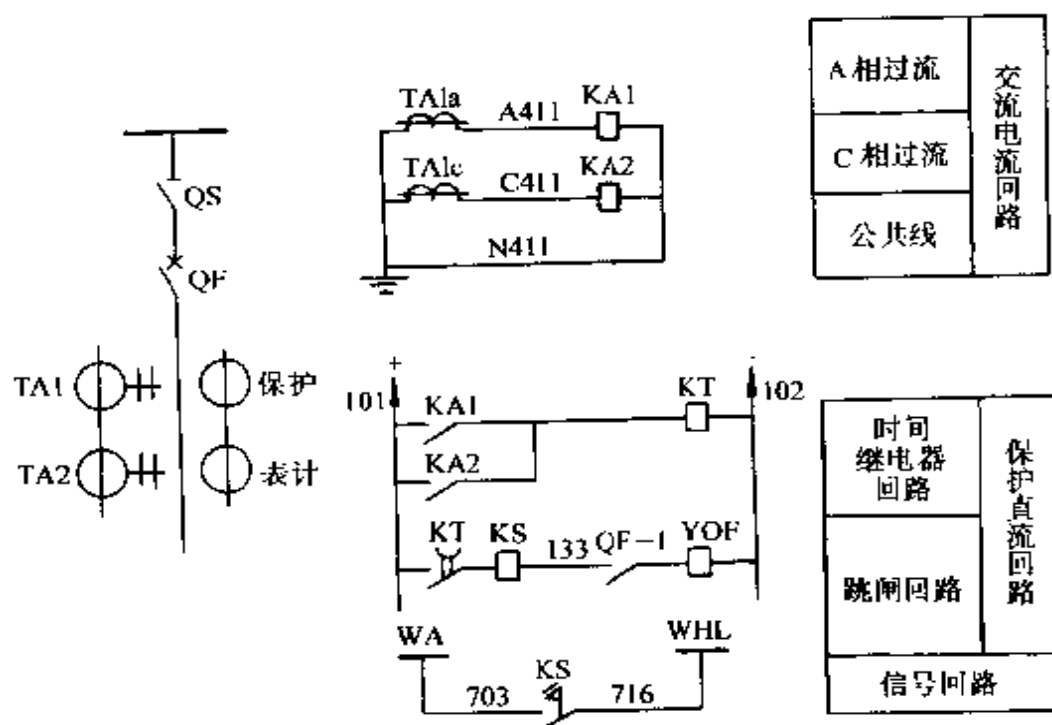


图 8-2 时限过电流保护展开图

号回路为 701 ~ 799 (或 7011 ~ 7999)。保护和控制回路使用数字标号时,可以每百数字为一组,如 101 ~ 199、201 ~ 299、301 ~ 399、401 ~ 499,用以表示不同熔断器引出的保护和控制回路。

5) 对于不同相别的交流回路,在数字标号前分别标明相别 A、B、C、N、L,其规定的数字范围以 10 位为一组,如电流回路为 A (B、C、N、L) 111 ~ 119, A (B、C、N、L) 121 ~ 129 等;电压回路为 A (B、C、N、L) 611 ~ 619, A (B、C、N、L) 621 ~ 629 等,以供一组电流互感器或各电压互感器的标号之用。

6) 对于直流回路的数字标号,应按奇、偶数顺序标号,正极回路的线段,按奇数顺序标号;负极回路的线段,按偶数顺序标号。在同一回路(展开图的“行”)中,奇、偶数的分界点是以主要降压元件分界的。

7) 对于某些主要的回路,常给以固定的数字标号,如控制回路的正电源用 101、201、301、401;合闸回路用 103、203、303、403;跳闸回路用 133、233、333、433 等。

8) 回路标号的编排次序,一般奇数按自左至右编排,偶数按自右至左编排。标号的位置一般写在连接导线的上方。

8-6 安装接线图的用途有哪些?屏背面展开图是如何绘制的?

安装接线图又称屏背面接线图。它是制造厂家在生产屏的过程中配线的依据,也是施工和运行时的重要参考资料。安装接线图是以展开图、屏面布置图和端子排图为原始资料,由制造厂的设计部门绘制提供的。

屏背面展开图是以屏的结构在安装接线图上展开为平面图来表示的。即由屏的背面将其立体结构向上和向左右展开为图上屏正面、屏右侧、屏左侧、屏顶(屏背面上方),如图 8-3 所示。

1) 屏背面部分是装设各种控制和保护设备的,如仪表、控制开关、信号设备和继电器等。

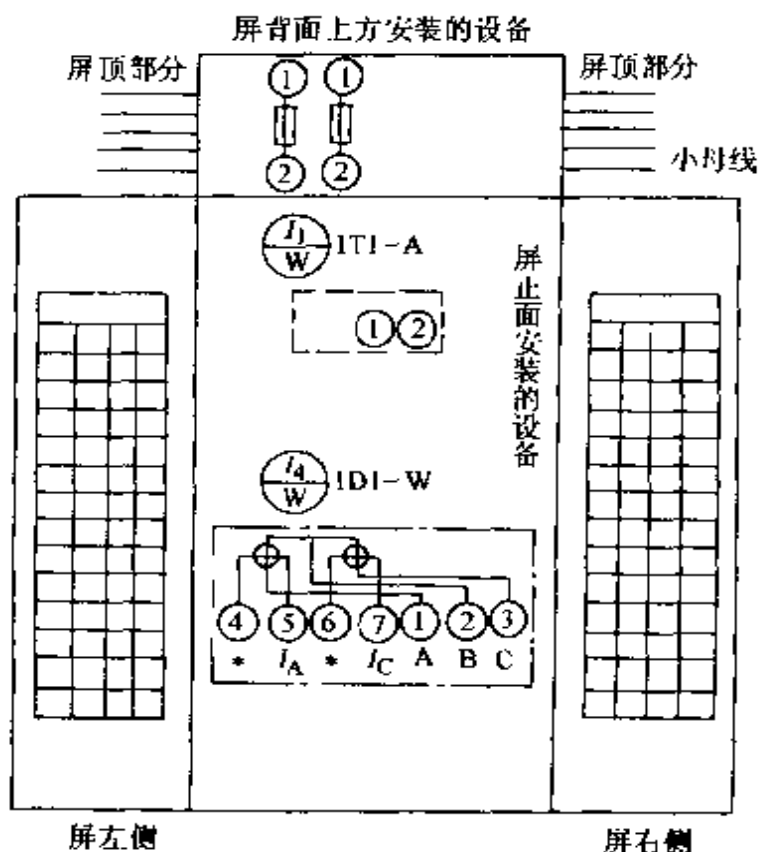


图 8-3 屏背面的展开图

2) 屏侧面部分是装设端子排的,可设置右侧端子排和左侧端子排。当屏内设备较多时,其两侧均可安装部分设备,但以不影响端子排的安装为原则。

3) 屏顶部分的背面或侧面装设各种小母线、熔断器、附加电阻、小刀开关、警铃、蜂鸣器等,以便于操作调整。

屏背面展开图是根据二次回路的展开图选好所用二次设备的型号后绘制的。它是用来表明二次设备在屏面上的排列位置和相互间的距离尺寸的图样,用于屏面开孔及安装设备。因此,在屏

面图上对设备尺寸及设备间的距离，均应根据实际大小按比例地准确画出。

屏上设备布置的一般规定是：继电器屏应放在最上部，中部放中间继电器和时间继电器，下部放调试工作量较大的继电器（如方向、差动、重合闸继电器等），最下部是放信号继电器、连接片以及光字牌、信号灯、按钮、控制开关等。

保护和控制屏面图上的二次设备，均应按照由左向右、自上而下的顺序给予编号，并标出文字符号。文字符号应与展开图、原理图上的符号一致，以便于查阅、对照。在屏面图的旁边应列出屏上的设备表，设备表中应注明该设备的顺序编号、符号、名称、型号、技术参数、数量等。如果设备装在屏后，如电阻、熔断器等，应在设备表上备注栏内注明。

8-7 在安装接线图上如何表示二次设备？

屏后接线图中的二次设备的形状、位置应尽量与实际相符，但不必完全按照比例绘制，只要能保证设备间的相对位置正确即可。因为是背视图，所以屏背面接线图中，设备的左右方向正好与屏面布置图相反。在安装接线图中，屏后看不见的二次设备轮廓线用虚线画出。设备的内部接线（如各种继电器等）应该画出。若内部接线比较简单（如电流表、功率表等）则可不必画出。各设备的内部引出端子（螺钉），必须用一小圆圈画出并注明接线端子的编号。

在安装接线图中画出设备的形状和内部接线后，还必须标出该设备的编号和文字符号，要求与原理图、屏面图、展开图一致。屏后图设备的标志方法如图 8-4 所示。

1) 设备安装单位编号 为了区分同一屏上属于不同一次回路的二次设备，设备上必须标以安装单位的编号，安装单位的编号以罗马数字 I、II、III、IV…来表示。

2) 同型号设备的顺序号 在同一安装单位的设备中若有几台相同类型的设备，这种同型号的设备应以阿拉伯数字的次序来区别，如在同一安装单位中有三只电流互感器，则可分别以

TA1、TA2、TA3 来表示。

3) 设备的顺序号

在同一安装单位中所有设备的顺序号是以阿拉伯数字来表示的，即根据设备在屏上的位置，按从左到右、从上到下的顺序给每一个设备编号。

在安装接线图上，设备标号以圆圈表示在设备图形的左上角，设备的型号则写在设备图形的上方与设备标号平

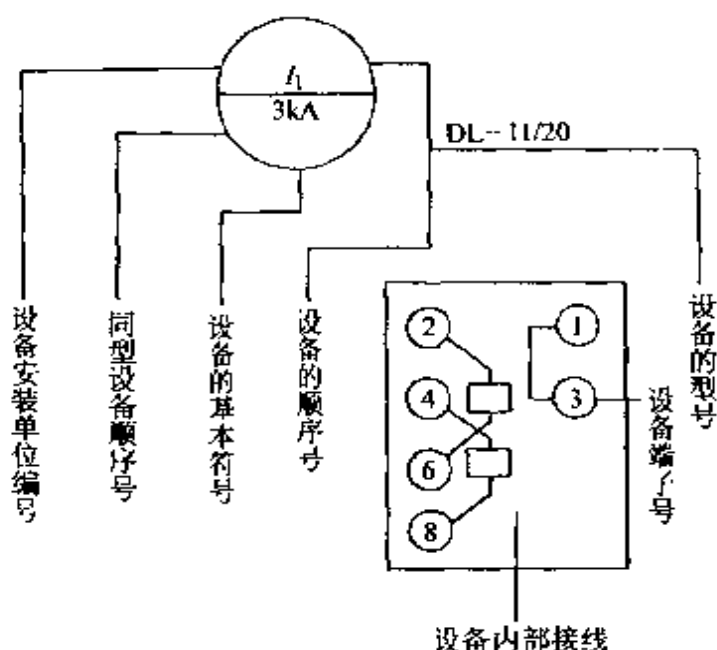


图 8-4 安装接线图上的设备标志法

行，如图 8-3 所示。屏顶设备的标志方法与屏背面设备的标志方法相同。

8-8 接线端子的用途是什么？接线端子的基本结构和分类是怎样的？

接线端子是二次回路接线不可缺少的部件。它的用途是连接屏内与屏外的电路；连接同一屏上属于不同安装单位的电气设备电路；连接屏面设备与屏顶设备电路。将许多接线端子组合安装在一起就称之为端子排。采用各种型式的接线端子可以帮助人们在端子排上进行并头或测量、检验以及检修二次回路中的仪表和继电器。

接线端子的基本结构：接线端子主要是由绝缘座和导电片组成。绝缘座一般是由胶木粉压制而成，其作用是隔绝导电片与接线端子的固定槽板，另外也可避免端子接线时误碰到临近端子上的导电部分。在绝缘座的下部有一个锁扣弹簧，是供将接线端子固定在槽板内用的。

接线端子的型式：

1) 一般端子 (B1—1 型或 D1—10 型) 如图 8-5a 所示。它适用于屏内、屏外导线或电缆的连接, 即供一个回路的两端导线连接之用。

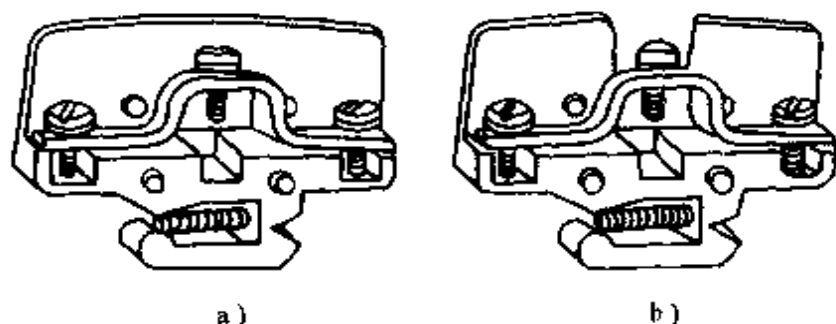


图 8-5 一般端子与连接端子图
a) 一般端子 b) 连接端子

2) 连接端子 (B1—4 型或 D1—10L1 和 D1—10L2 型)
B1—4 型与 B1—1 型的外形基本上一样, 所不同的是 B1—4 型端子在绝缘座的上部中间有一缺口, 如图 8-5b 所示, 此缺口是供连接两个端子的导电片用的。通过导电片, 连接端子与一般端子相配合, 可使各种回路并头或分头。

3) 试验端子 (B1—2 型或 D1—10S 型)

用于需要接入试验仪器的电流回路中。图 8-6 所示为试验端子的外形及接线图。利用它可校验电流回路中的仪表和继电器的准确度。图 8-6b 所示为试验端子接线方法图。试验时, 可按图先接好试验用电流表, 然后旋出中间有把手的试验铜螺钉 2, 便将电流表接入电流回路中, 这样即可测量

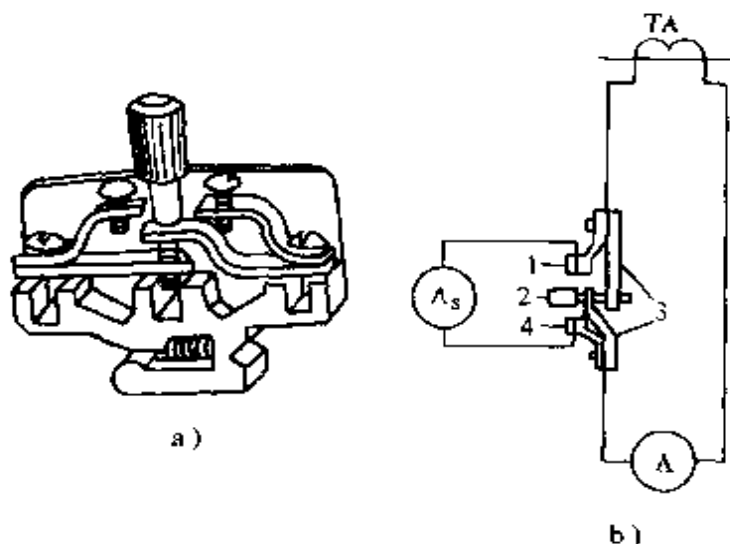


图 8-6 试验端子的外形及接线方法图
a) 外形图 b) 接线方法图

1、4—接线螺钉 2—有把手的试验螺钉 3—导电片

需校验电流表的准确度了。测量完毕后，先旋进中间有把手的铜螺钉 2，再拆除试验表计。采用试验端子可保证电流互感器的二次侧在测试过程中不会开路而又不必松动原来的接线。

4) 连接试验型端子 (B1—3 型或 D1—10SL 型) 这种端子同时具备连接端子和试验端子的功能，因此广泛应用在需要彼此连接的电流试验回路中。其外形与 B1—2 型相似，所不同的是绝缘座上部的中间有一缺口，该缺口和 B1—4 型一样，是供连接导电片用的。B1—3 型如图 8-7d 所示。

5) 终端端子 (B1—5 型或 D1—B 型) 是用于固定或分离不同安装单位的端子。

6) 标准端子 (B1—6 型) 是供直接连接屏内、屏外导线用的，其导电片如图 8-7a 所示。

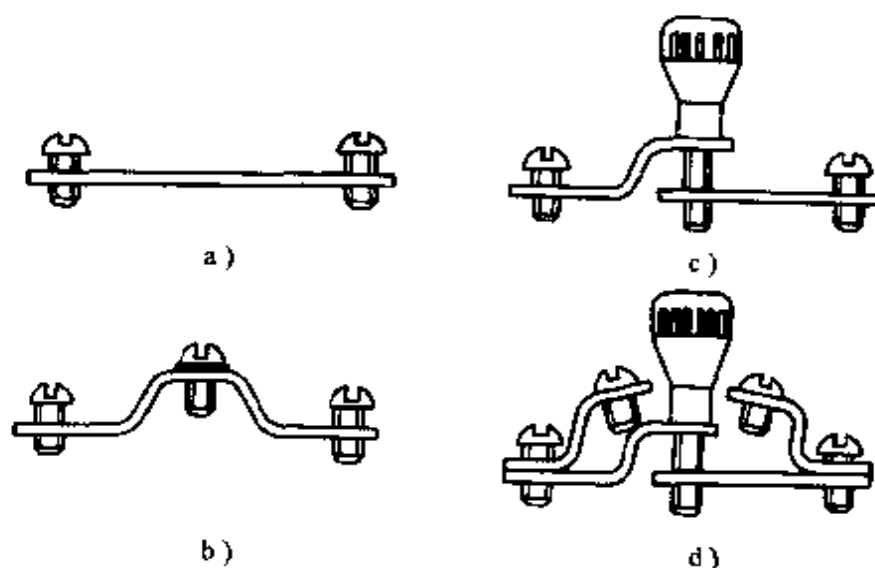


图 8-7 不同类型端子的导电片图

a) B1—6 型 b) B1—1 型和 B1—4 型 c) B1—7 型 d) B1—2 型和 B1—3 型

7) 特殊端子 (B1—7 型) 用于需要很方便地开断回路的场合，其导电片如图 8-7c 所示。

图 8-7 中所示为不同类型端子的导电片。D1 系列的端子为全国统一设计的产品，而 B1 系列的端子为目前变电所中常用的产品。这两种系列的端子，绝缘座只有两种，一种是有缺口的，另一种是无缺口的。导电片有四种类型如图 8-7 所示。在 D1 系

列中，“10”表示额定电流为 10A，另外还有额定电流为 20A 的。

8-9 在安装接线图中端子排是如何表示的？端子排的排列原则是什么？

为了简化制图，在安装接线图中一般采用四格的表示方法（供电部门有时使用三格表示方法），除其中一格写入端子序号及表示型式以外，其余的需要表明设备符号及回路编号。图 8-8 所示为屏右侧端子排的表示方法（当为左侧端子排时，可将其旋转 180°表示）。

由左向右每格的含义如下：

第一格：表示屏内设备的文字符号及设备的接线螺钉号；

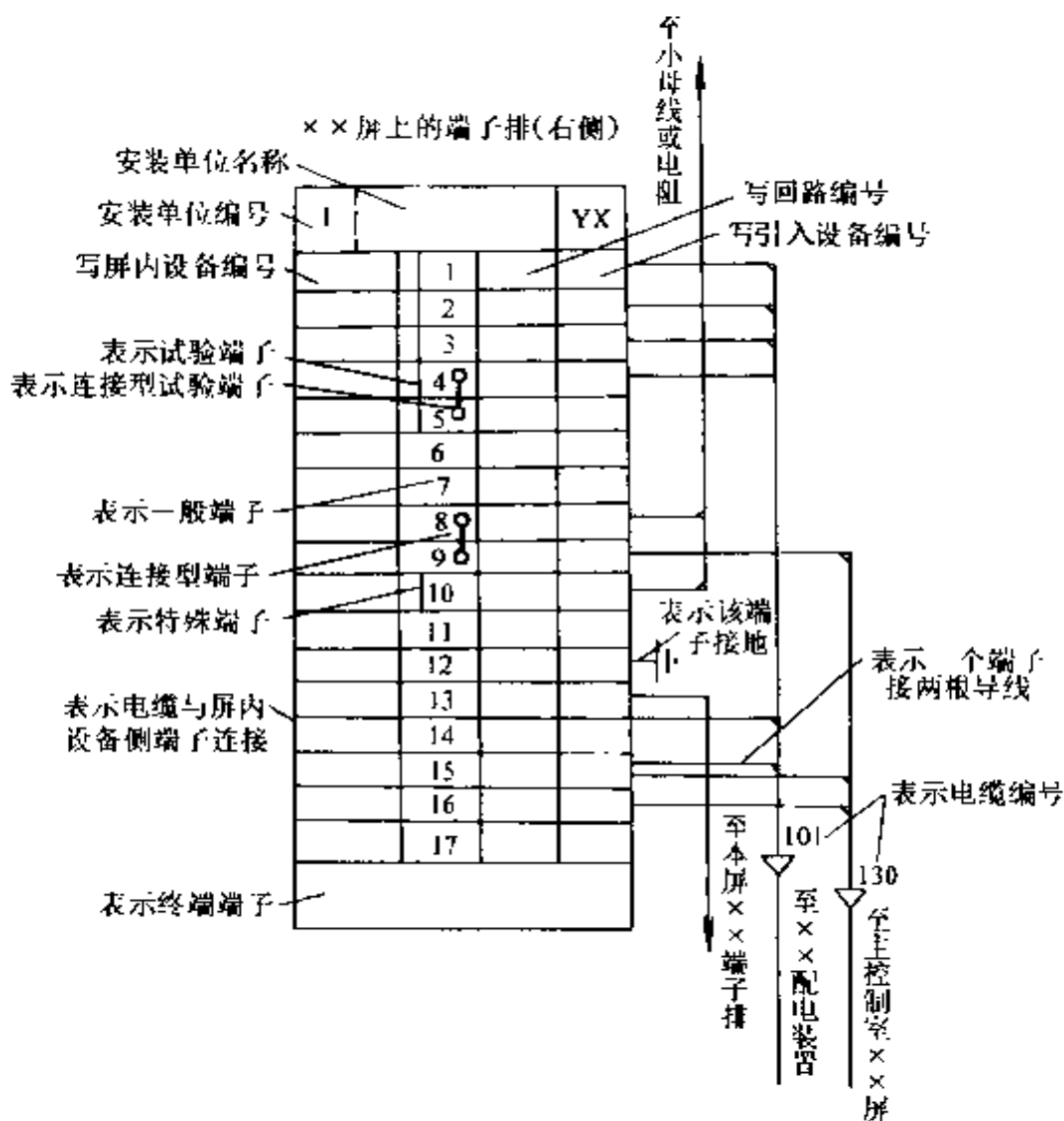


图 8-8 端子排的表示方法图

第二格：表示接线端子的序号和型式；

第三格：表示安装单位的回路编号；

第四格：表示屏外或屏顶引入设备的符号和螺钉号。

供电部门为了简化表示方法，常将其第三格和第四格的内容合写在一格内，即所谓三格表示方法。

为了满足运行、检修和调试的方便，端子排的排列一般应遵循以下原则：

1) 当在同一块屏上仅有一个安装单位时，则端子排的放置应与屏内设备的位置相对应，如设备的大部分靠近屏的右侧，则端子排放在屏的右侧，这样较为合理。

2) 当同一块屏上有几个安装单位时，则每一个安装单位应有独立的端子排，其排列应与屏面布置相配合。一般最后留 2~5 个端子作为备用端子。在端子排的上下两端应装设终端端子。

3) 端子型式的选用需要根据具体情况来决定。一般来说，交流电流回路应经过试验端子；预告和信号回路及其它需要断开的回路，则应经特殊端子或试验端子。

4) 每一个安装单位的端子排上，必须预留一定数量的备用端子，以利增加接线。同时必须在端子排的上下两端装设终端端子。

5) 当每一个安装单位的端子数目过多时（一般不得超过 135 个），可分装在一块屏的两侧。但此时应将交流电流、信号、控制等回路所属的各个组别成组地分开。

6) 正、负电源之间，经常带正电的正电源，合闸和跳闸回路之间的端子排应不相毗邻，一般可用一个空端子隔开，特别是对于户外的端子箱中，更应如此，以免端子排受潮短路，使断路器误动作。

7) 一个端子排的每一个接线螺钉，一般只接一根导线，特殊情况下，最多可接两根导线，并要求两根导线的线径相同。接于端子的导线截面积不应超过 6mm^2 。

8) 端子排上的回路安装顺序应与屏面设备相符，以避免接线迂回曲折。端子排垂直布置时，应按由上向下的顺序，依照下

列回路分组排列：① 交流电流回路；② 交流电压回路；③ 信号回路；④ 控制回路；⑤ 其它回路。

9) 每一回路应按极性、编号、相序等顺序排列。

8-10 什么是相对编号法？

在安装接线图中，二次接线通常采用“相对编号法”。所谓相对编号法就是甲、乙两台设备需要相互连接时，在接至甲设备的导线端编写上乙设备的标号，而在接至乙设备的导线端编写上甲设备的标号。因为这种编号方法是对应的，所以称为相对编号法。

如果在某个端子旁边没有标号，就说明该端子不连接，是空着的。

如屏内设备间的实际线条连接，如图 8-9a 所示。这种表示方法在连接线较少时还算可以，但当连接导线相当多时，会使图面杂乱，很难看清，既费时间又容易出错。

图 8-9b 所示是采用相对编号法画出的导线连接图。由编写

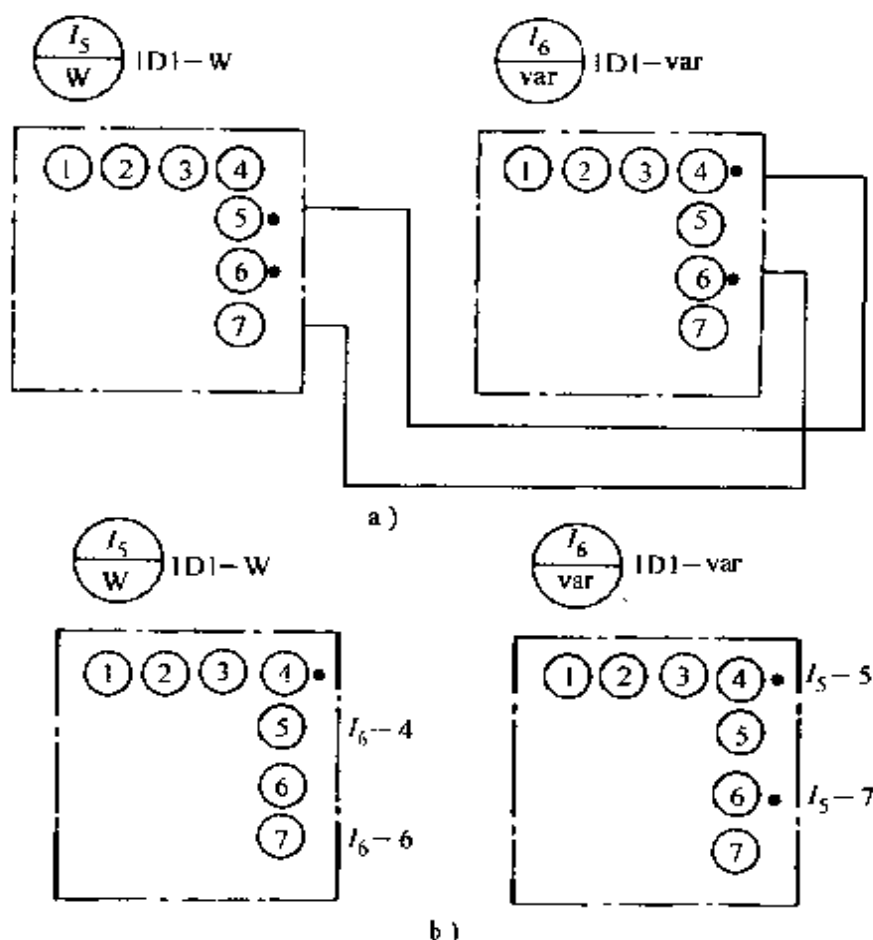


图 8-9 屏内设备间的接线方法示图
a) 实际线条连接图 b) 相对编号法连接图

的标号可清晰地找到需要连接的接线端子。

在屏上实际配线时, 相对编号的数字写于特制的胶木套箍或塑料套箍上, 然后套在导线的两端, 以便在运行和检修时查找设备。

8-11 举例说明相对编号法在安装接线图中的实际应用。

现以图8-10a所示的10kV线路定时限过电流保护展开图为

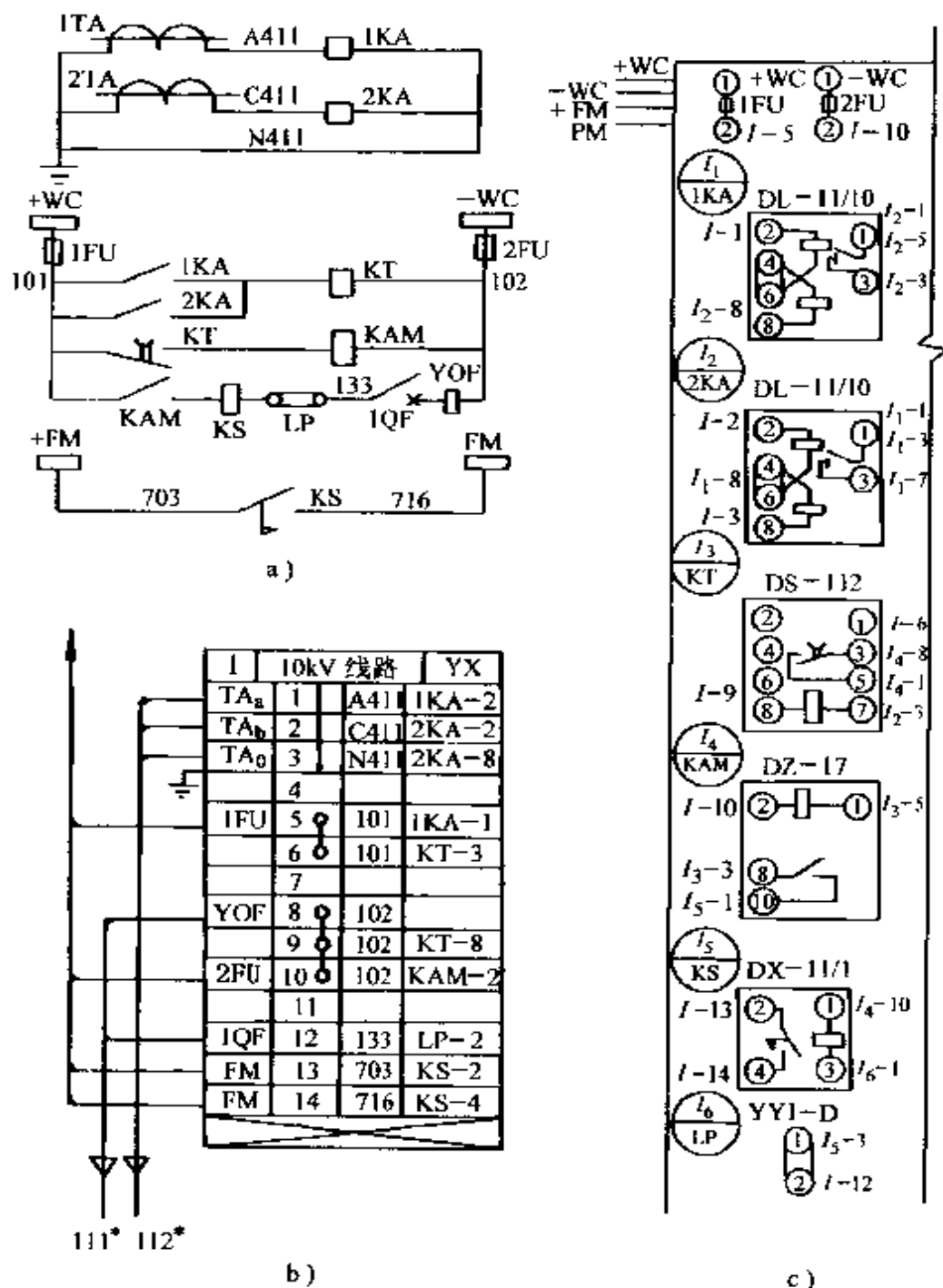


图 8-10 10kV 线路定时限过电流保护的接线图

a) 展开图 b) 端子排图 c) 安装接线图

例，绘制其安装接线图，如图 8-10b、c 所示。

由电流互感器 TA 处引来三根电缆芯 112 #（回路编号为 A411、B411、N411）通过 #1 ~ #3 三个试验端子，分别与屏上的 1KA、2KA 的接线螺钉②、⑧连接。正、负控制电源由屏顶小母线 $\pm WC$ 经熔断器 1FU 和 2FU 引到 5、10 号端子（其回路编号为 101、102），该两端子分别与屏上 KS 的接线螺钉①、KAM 的接线螺钉②连接。信号回路从屏顶小母线 FM 和 PM 引到 13、14 号端子（其回路编号为 703、716），该两端子分别与屏上 KS 的接线螺钉②、④连接。断路器辅助触头 1QF 的正电源和跳闸线圈 YOF 的负电源、由 12 和 8 号端子经电缆 111 # 引至 10kV 配电装置。屏上的各设备之间也应用相对编号法进行连接。例如 1KA 和 2KA 的③接线螺钉要并联，用相对编号法在 1KA 的接线螺钉③上编号 I_{2-3} ，表示接到 2KA 的接线螺钉③上；而在 2KA 的接线螺钉③上标 I_{1-3} ，表示接到 1KA 的接线螺钉③上。

8-12 相对编号法在实际应用中应掌握的原则有哪些？

相对编号法在实际应用中应掌握以下原则：

1) 为了走线方便，屏内设备与屏顶设备及小母线连接时，一般需要经过端子排，而屏内设备和屏外设备连接时，则必须经过端子排，并用电缆与屏外设备连接。

2) 对于放置在一起的电阻和熔断器、光字牌以及同一设备的两个接线螺钉，采用线条连接比相对编号法来得清晰、方便，因此一般可采用线条直接连接。

3) 对于不经过端子排的二次设备（如装于屏顶的熔断器、电铃、蜂鸣器、附加电阻等）与屏顶操作信号小母线直接连接时，也应采用相对编号法表示，如图 8-11 所示。可在该设备的端子上直接写上小母线的符号，而从小母线上画出引下线，并在其旁注明所连接设备的符号。

4) 屏内设备间通过端子排的连接法：屏内设备间的接线一般都是直接连接，但有时由于某些原因只允许穿过一根导线时（例如屏板后接线的电度表穿线孔），可经过端子排并头。图 8-12

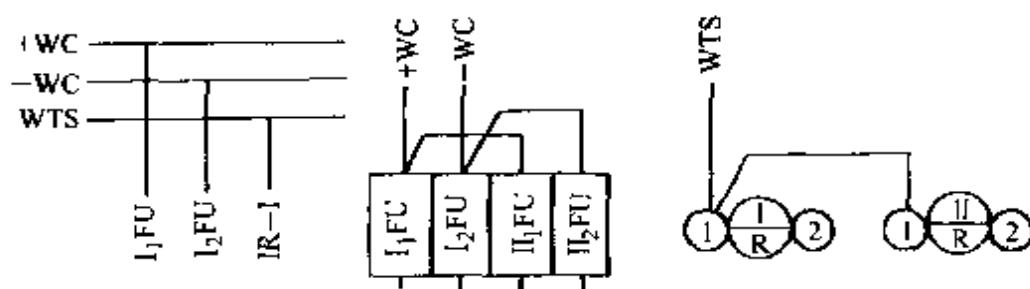


图 8-11 不经端子排直接与小母线连接的标注法示意图

所示为屏内设备间通过端子排的连接法。图中表示电流表和接线螺钉在端子排 6 和 7 上并头，因为不向外接线，所以端子的右面两格空着不用填写。

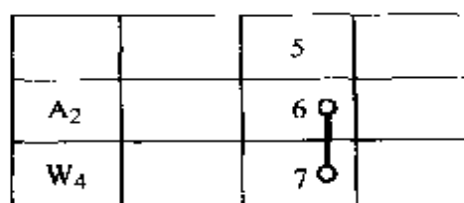


图 8-12 屏内设备间通过端子排的连接法

8-13 控制电缆一般应用在变（配）电所的哪些场合？其截面积应如何选用？

控制电缆在变（配）电所中得到广泛的应用，如控制屏或保护屏上的设备与外部设备（如电流互感器、电压互感器以及断路器操动机构等）的连接，屏与屏间的连接都需要采用控制电缆。控制电缆具有截面积小、芯数多的特点。控制电缆的常用截面积有 1.5 、 2.5 、 4 和 6mm^2 等，一般应用在交流 500V 以下和直流 1000V 以下的二次回路中。当应用在户内时，通常采用 KVV 聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套的控制电缆；而应用在户外时，则采用 KVV20 有钢带铠装聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套的控制电缆。另外，也有采用 KXV 橡皮绝缘聚氯乙烯护套控制电缆的。

在选择控制电缆的截面积时，重要的是考虑其机械强度应满足要求，即一般不应小于 1.5mm^2 。另外，对于电流回路应不小于 2.5mm^2 ，但当电缆很长，不能满足电流互感器的 10% 误差曲线时，可以选用 4mm^2 ，甚至 6mm^2 的截面积。而对于电压回路的控制电缆，在回路压降可以满足要求的情况下，其截面积一般采用 1.5mm^2 的。用户计费的电度表电压回路，电压降不宜大于

0.25%，其它电压回路电压降不宜大于0.5%。对于控制回路和信号回路，应根据机械强度的要求一般采用 1.5mm^2 的控制电缆。

8-14 控制电缆应如何编号？

由于变（配）电所内控制电缆数量很多，电缆又往往很长，为了迅速地了解和判断电缆的用途和种类，以利于安装、运行与维护，所以一般都对控制电缆进行编号。

控制电缆的编号是识别电缆主要标志，因此控制电缆的编号一般不应重复，同时要有一定的含义与规律。为此控制电缆的编号一般应符合以下的基本要求：

- 1) 应能清楚地表明该控制电缆属于哪一个安装单位。
- 2) 应能清楚地表明该控制电缆的种类、芯数和用途。
- 3) 应能清楚地表明该控制电缆来自何方，去向何处。

控制电缆的编号一般由两部分组成。其中第一部分是表明控制电缆所属安装单位的符号；而第二部分是表明控制电缆的种类和走向的数字。

安装单位的符号一般用汉语拼音字母来表示，如变压器用T表示，中央信号用ZX表示等。

表示电缆走向的编号用三位数字表示，数字部分根据走向划成几个数字组。常见的控制电缆的数字标号组见表8-1。

表 8-1 控制电缆数字标号组

序号	控制电缆的起止点	电缆号
1	主控制室至汽机房	100 ~ 110
2	主控制室至 6 ~ 10kV 配电装置	111 ~ 115
3	主控制室至 35kV 配电装置	116 ~ 120
4	主控制室至 110kV 配电装置	121 ~ 125
5	主控制室至变压器	126 ~ 129
	其中：	
5.1	控制室至变压器端子箱	126
5.2	控制室至变压器调压装置	127

(续)

序号	控制电缆的起止点	电缆号
5.3	控制室至变压器套管电流互感器	128
6	主控制室内屏间联系电缆	130 ~ 149
7	汽机间内联系电缆	150 ~ 159
8	35kV 配电装置内联系电缆	160 ~ 169
9	其它配电装置内联系电缆	170 ~ 179
10	110kV 配电装置内联系电缆	180 ~ 189
11	变压器处联系电缆	190 ~ 199

如：编号为 2T—118、KVV10×1.5 的电缆，表示 2 号主变压器至 35kV 配电装置编号为 118 的电缆，电缆的种类为 10 芯、截面积为 1.5mm^2 的聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套控制电缆。

8-15 变电所的操作电源有哪些用途？常用的直流操作电源有哪几种？

变电所中的操作电源是用来供给继电保护、自动装置、信号装置以及断路器操作所需要的电源。操作电源常用的有交流操作电源和直流操作电源两大类。采用直流操作电源的电压等级有 220、110、48 和 24V。

常用的直流操作电源有以下几种：

1) 蓄电池组直流电源系统。蓄电池组的投资较大，维护运行繁琐。但它属于独立的直流电源，即使在全站停电的情况下仍能可靠地运行，而且还能提供事故照明。因此在大型变电所中应用很广。

2) 硅整流电容储能直流电源系统。在中小型变电所中应用较多。硅整流装置一般由所用变 [变 (配) 电所所用的变压器] 提供交流电源。在交流电源故障时，可由电容储能装置短时提供电能，仅供给继电保护装置，并作为事故跳闸的电源。为了提高硅整流装置的可靠性，一般需要有两个电源作为硅整流装置的交流输入电源。

3) 复式整流直流电源。是利用所用变或电压互感器和电流互感器同时提供交流电源的整流装置。它的工作可靠性较高，最适用于单电源的变电所。

8-16 试述变电所的硅整流电容储能直流电源系统的接线原理。

变电所采用较多的是硅整流电容储能直流电源系统。它的接线原理如图 8-13 所示。

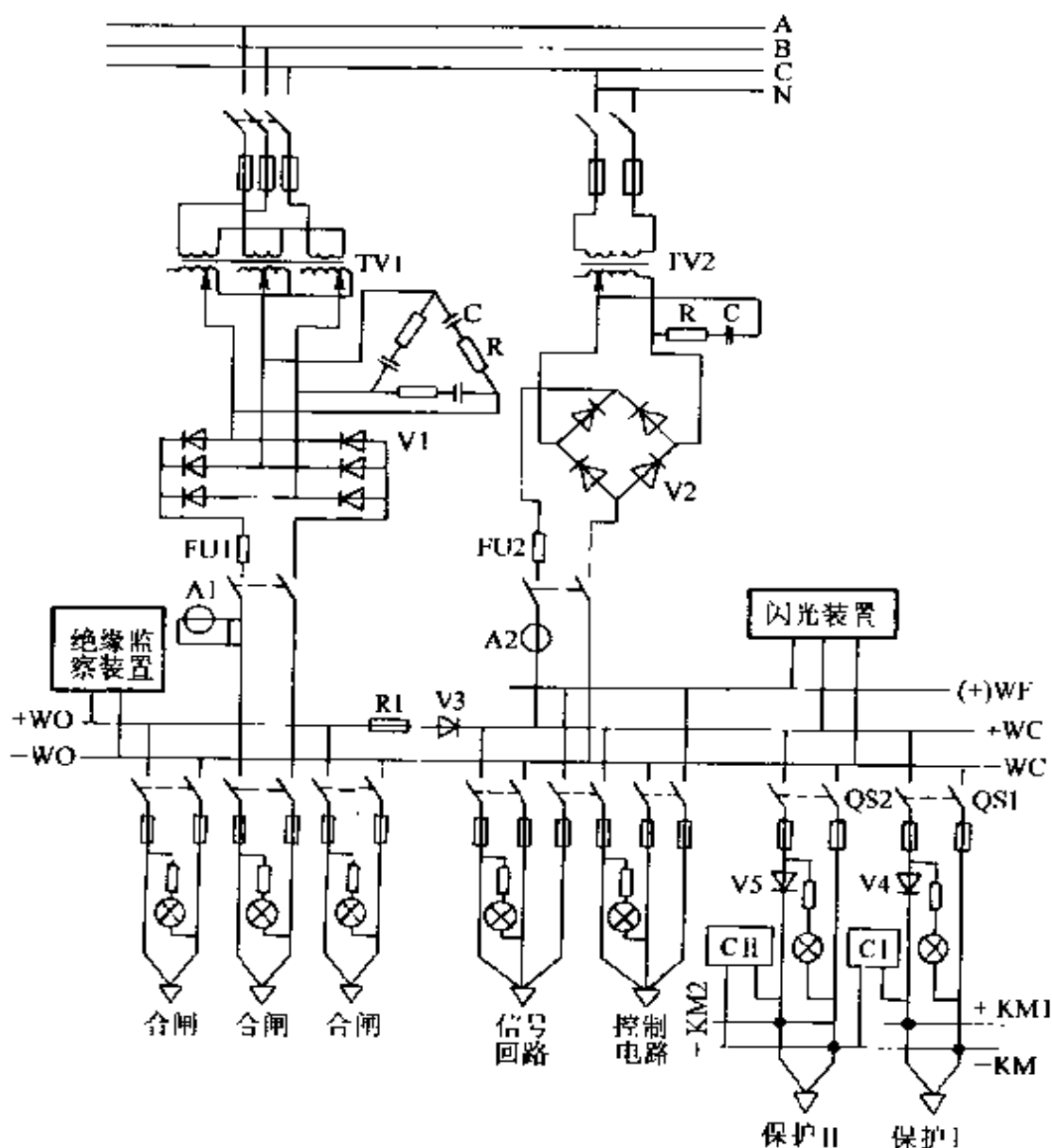


图 8-13 硅整流电容储能直流系统接线图

图中 V1 和 V2 是两组不同容量的硅整流器。其中 V1 是容量

较大的三相桥式整流器，一般由所用电源经隔离变压器 TV1 供电，其直流输出接到合闸小母线 $\pm WO$ ，用以给各条合闸馈线提供直流电源；而 V2 是容量较小的单相桥式整流器，由所用电源经隔离变压器 TV2 供电，其直流输出用以给控制小母线 $\pm WC$ 供电。为了保持直流母线的电压正常，可调整隔离变压器 TV1、TV2 的二次侧抽头以改变直流输出电压。合闸整流器 V1 除向合闸母线供电外，还可通过电阻 R1 和二极管 V3 向控制小母线 $\pm WC$ 供电，R1 和 V3 连接在合闸正母线和控制正母线间，利用 V3 的单向导电性起到逆止阀的作用，即电流只允许由合闸小母线流向控制小母线，不允许反向流动。这样就防止了在合闸时或合闸母线发生故障时，V2 向合闸母线供电的可能，以保证控制、操作和信号回路的可靠工作。在正常情况下，合闸小母线的电压一般比控制小母线的电压高几伏，以保证合闸的可靠。因此通过 R1 和 V3 向控制小母线供电时，在 R1 上产生一定的压降，以防止控制小母线电压过高而使跳闸硅整流器 V2 截止，R1 的另一个作用是用来限制控制小母线侧发生短路时流过 V3 的电流，起到保护 V3 的作用。一般在直流电源为 220V 时，R1 可选用 10Ω 的电阻，V3 可选用 20A 的二极管。在 V1 和 V2 前面的电阻、电容串联电路组成了阻容吸收回路，以作为硅整流装置的过电压保护。FU1 和 FU2 选用快速熔断器作为硅整流装置的过电流保护。直流母线下方分别为直流合闸和控制、信号回路的馈线。

在蓄电池组直流电源系统中，一般控制回路和保护回路都是由同一馈线供电的。但在硅整流电容储能直流电源系统中，保护回路和控制回路是分开供电的。一般情况下，变电所中有两条保护回路馈线，分别装有储能电容 CI 和 CII，用于事故情况下直流母线电压降低时供电给继电保护装置和跳闸回路。其中一组 CI 供电给 6~10kV 出线保护和跳闸回路；另一组 CII 供电给主变压器或其它元件的保护和跳闸回路。这样当 6~10kV 出线故障，保护动作而断路器拒跳时，起后备保护的上一级保护仍可用电容器组 CII 储存的能量实现保护动作跳闸。

由图 8-13 中可见，装有储能电容器的保护馈线中，还装有二极管 V4、V5，它们也可起到逆止作用，防止电容器经控制小母线向其它馈线放电。保护回路馈线中的信号灯应接在 V4、V5 的前面，防止消耗电容器储存的电。可用瞬时断开母线上的闸刀，观察信号灯是否发亮来检验逆止元件完好性。

8-17 如何确定硅整流电容储能直流电源系统中储能电容器的装设容量？

储能电容器装设的容量，应能保证保护装置以及跳闸线圈可靠动作。所需电容器容量的大小取决于保护和跳闸回路所消耗的功率。由于电容器放电时电压在逐渐衰减，准确的计算较为复杂，因此一般安装单位均是通过试验来确定电容量的大小。若保护装置的动作时间短、消耗的能量少；所需电容量也较少；反之所需电容量较大，其值一般均在数百至数千微法之间。通常均以试验为准，即在电容器充电后，拉开闸刀，同时起动保护，让电容器对保护回路和跳闸回路放电，直到能使断路器跳闸。经反复多次试验均能跳开断路器时，说明电容器容量已足够大。否则应加大电容器的容量，直到满足要求为止。

8-18 断路器控制回路和信号回路的特点有哪些？它们是如何分类的？

变电所内对断路器的合闸、分闸控制均是通过断路器的控制回路来实现的。

为了实现对断路器的分、合闸操作，必须具备可以执行分、合闸命令的执行机构，即断路器的操动机构；同时还必须具有能发出分、合闸命令的控制机构，即所谓控制开关。控制机构和操动机构间的电气连接回路称为控制回路，有时也称其为操作回路。

断路器的操动机构有多种型式。在 35kV 以下电压等级的变电所中，有手力式、电磁式和弹簧储能式等，以电磁式和弹簧储能式居多，而手力式已逐步淘汰。这些操动机构内部均有分、合闸线圈和辅助触点；它们均需连接在控制回路中。发出分、合闸

命令的控制开关一般均采用 LW2 系列万能转换开关。

根据控制地点的不同,控制回路可分为集中控制和就地控制两种。集中控制是在控制室内对断路器进行分、合闸控制。一般对主要设备如主变压器、母联断路器以及 35kV 以上的线路断路器均采用集中控制方式。就地控制是在断路器的安装地点进行控制。一般 6~10kV 线路的控制,均在配电室内就地进行。

按照分、合闸回路的监视方式,控制回路又可分为灯光监视和音响监视的控制回路,它只是采用红、绿灯来指示断路器的位置和监视回路的完好性。这种方式在中小型变电所内常被采用。对于音响监视的控制回路,除了用灯光指示断路器的位置外,在控制回路本身发生故障时,还能发出音响信号,一般用于容量较大的变电所。

8-19 断路器控制回路一般应满足哪些要求?

断路器控制回路一般应满足以下要求:

- 1) 断路器分、合闸操作后,应能立即自动地断开分、合闸回路,以防止分、合闸线圈烧毁。
- 2) 控制回路接线除能满足远距离人工分、合闸的要求外,还应能满足继电保护和自动装置的自动分、合闸。
- 3) 应有控制回路的监视装置,以便监视分、合闸回路的完好性。
- 4) 应有反映断路器分、合闸位置的指示信号,同时还应有自动分、合闸的明显信号,并应能与人工分闸可明显地区分出来。
- 5) 断路器的控制回路应有熔断器保护。
- 6) 应有防止断路器“跳跃”的闭锁装置。
- 7) 控制回路的接线应简单可靠。

8-20 断路器控制回路中采用的 LW2 系列控制开关常见型号、用途及特点有哪些?

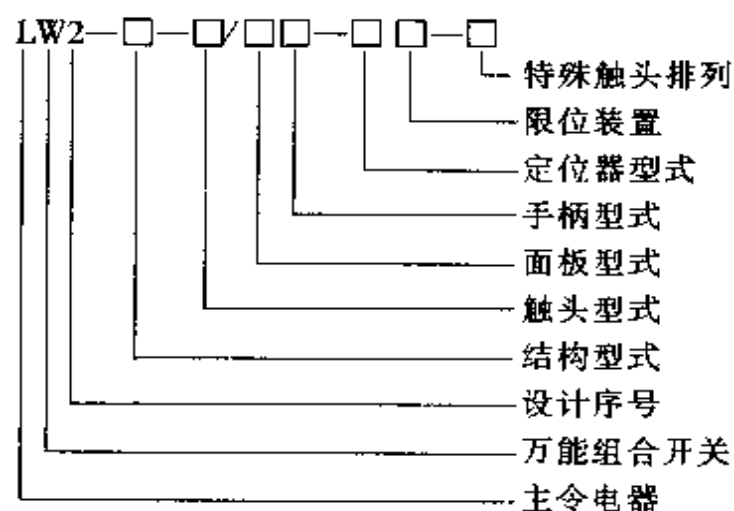
在断路器控制回路中用以发出分、合闸命令的控制开关一般采用 LW2 系列的万能密闭型转换开关。

控制开关型式很多，常用的有两种：一种是 LW2—Z 型，需要外加红、绿指示灯；另一种是 LW2—YZ 型，其转动手柄上带有指示灯。它们可以应用在不同的场合。在运行中常见的型号及用途见表 8-2。

表 8-2 LW2 系列控制开关的型式及用途

型 号	用 途
LW2—Z—1a、4、4、6a、40、20/F8	操作回路用
LW2—Z—1a、4、6a、40、20、20/F8	操作回路用
LW2—Z—1a、4、6a、6a、40、20/F2	操作回路用
LW2—2、1、1、1/F4—8X	直流绝缘监察转换用
LW2—H—1、1、1、1/F7	直流绝缘监察切换用
LW2—1、1、1、1/F4—X	重合闸停投用
LW2—2、2、2、2/F4—8X	交流电压倒母线用
LW2—5、5/F4—X	直流电压表切换用
LW2—4、5、6a/F4—8X	交流电压表倒相序切换用
LW2—W—6a、6a、6a、6a、6a、6a/F5—X	中央信号灯检查开关
LW2—W—6、6、6、6/F4—X	有功无功功率表切换开关
LW2—W—6a1、6/F6	直流母线电压切换对地电压用
LW2—2、2/F4	直流绝缘监察倒换母线用

国产 LW2 系列控制开关型号及其含义如下：



其中结构型式：Y 表示转动手柄带指示灯；Z 表示带自复机构和定位机构；H 表示带定位机构，转动手柄可以取出；W 表示带自复机构，只带定位机构的不表示。

触头型式：共有 14 种，用 1、1a、2、4、5、6、6a、7、8、10、20、40、50 等表示。随轴转动的触指有两种基本形式，一种是紧紧固定在轴上的，如 1a、4、6a 等，另一种是在轴上具有不同的角度（ 45° 、 90° 或 135° ）的自由行程触头，如 20、40 等。具有自由行程的可动触头，只有把转动手柄转动一定角度后才随着轴转动，因此，这种触头当转动手柄在不同位置时，可以具有同一位置。有自由行程的触头一般用于信号回路，这是因其触头切断能力较小。触头盒的数目及类型可根据设计控制回路的需要进行选择。

面板型式：“F” 为方型面板；“O” 为圆形面板。

定位器型式： 45° 定位用数字 8 表示； 90° 定位不表示。

限位装置：有限位装置用 X 表示；无限位装置不表示。

对于一些常用的 LW2 系列控制开关的触头图表简介如下：

1) LW2—Z—1a、4、6a、40、20、20/F8 控制开关适用于操作回路中，可作为断路器合闸、分闸的控制开关。其外形如图 8-14 所示。其触头图表如图 8-15 所示。

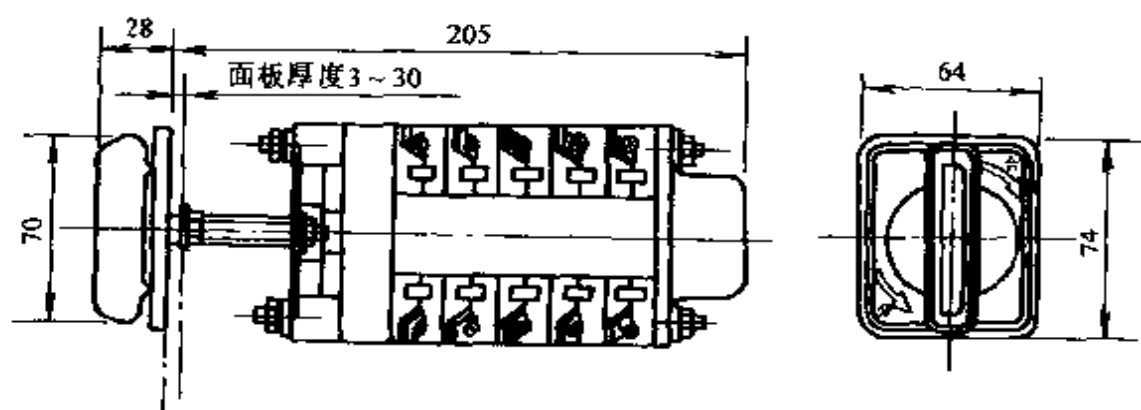


图 8-14 LW2 Z—1a、4、6a、40、20、20/F8 控制开关的外形图

2) LW2—2、1、1、1/F4—8X 控制开关适于作为直流回路的绝缘监察装置的转换开关用。其触头图表如图 8-16 所示。

“跳闸后”位置的手柄 (正面) 的样式和触头 盒 (背面) 接线图									
手柄和触头盒型式		F8	1a	4	6a	40	20	20	
触 头 号		—	1—3 2—4	5—8 6—7	9—10 9—12 10—11	13—14 14—15 13—16	17—19 17—18 18—20	21—23 21—22 22—24	
位 置	跳 闸 后		-	×	-	-	×	-	×
	预备合闸		×	-	-	×	-	-	×
	合 闸		-	-	×	-	-	×	-
	合 闸 后		×	-	-	×	-	×	-
	预备跳闸		-	×	-	-	×	-	×
	跳 闸		-	-	×	-	×	-	×

图 8-15 LW2—Z—1a、4、6a、40、20、20/F8 控制开关触头图表

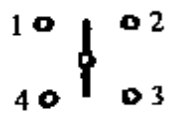
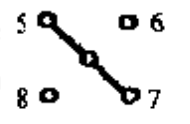
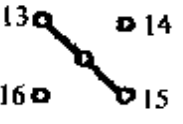
在信号位置 手柄（正面） 样式和接头 盒（背面） 接线图							
手柄和接 头盒型式	F4-8X	2	1	1	1		
触 头 号	—	1-3 2-4	5-7 6-8	9-11 10-12	13-15 14-16		
信号位置		-	-	×	-	×	-
测量位置 I		×	-	-	-	-	-
测量位置 II		-	-	×	-	×	×

图 8-16 LW2—2、1、1、1/F4—8X 控制开关触头图表

3) LW2—1、1、1、1/F4—X 控制开关适于作为重合闸装置投入和停用的转换开关用。其触点图表如图 8-17 所示。

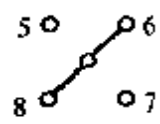
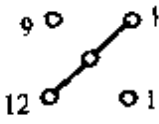
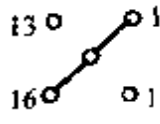
在断平位置 的手柄(正面) 样式和接头 盒(背面) 接线图									
手柄和接 头盒型式	F4-X	1		1		1		1	
触 头 位 置	—	1-3	2-4	5-7	6-8	9-11	10-12	13-15	14-16
断形		-	×	-	×	-	×	-	×
投入		×	-	×	-	×	-	×	-

图 8-17 LW2—1、1、1、1/F4—X 控制开关触头图表

4) LW2—4、4、5、5/F4—8X 控制开关适于作为测量相电压和线电压的转换开关用。其触头图表如图 8-18 所示。

以 LW2—Z—1a、4、6a、40、20、20/F8 控制开关为例，控制开关一般由外壳、转动手柄和不同形式的触头盒组成。在每个触头盒中有四个固定的触头和一个随轴转动的触指。触点和触指的接触情况，随着转动手柄的不同位置而变化。转动手柄在操作过程中可有 6 个位置，即：预备合闸、合闸、合闸后、预备分闸、分闸、分闸后。图中“×”表示接通，“—”表示断开。

在合闸操作中，将转动手柄由水平位置（即跳闸后位置）顺时针旋转 90°到垂直位置，即预备合闸位置，然后再旋转 45°到合闸位置，这时发出了合闸的命令进行合闸操作。该位置是暂时的，只要操作合闸后，操作人员放开转动手柄，转动手柄就能自动地返回到垂直位置，此时为合闸后位置，合闸操作结束。如果进行分闸操作，也是按照“预备分闸”、“分闸”、“分闸后”的次序进行，但转动手柄是反时针转动的。

对于 LW2—Z—1a、4、6a、40、20、20/F8 控制开关的触头按照用途可分为：操作触头、信号触头和事故触头，现说明如下：

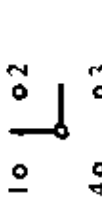
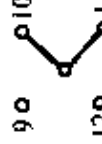
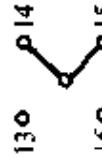
在断开位置的手柄 (正面)样式和接头盒 (背面)接线图					
手柄和接头盒型式	F4	4	5	5	6a
接点号 / 手柄位置		2-1, 2-3, 3-4, 1-4	9-10, 11-12	13-14, 15-16	17-18, 18-19, 19-20, 17-20
A相电压测量		—	—	—	—
B相电压测量		—	—	—	—
C相电压测量		—	—	—	—
AB相间电压测量		—	—	—	—
BC相间电压测量		—	—	—	—
CA相间电压测量		—	—	—	—

图 8-18 LW2—4、4、5、5/F4—8X 控制开关触头图表

1) 操作触点

5-8 为合闸触头, 在“合闸”位置时接通, “合闸后”断开。

6-7 为分闸触头, 在“分闸”位置时接通, “分闸后”断开。

2-4 常用作重合闸放电, 在“预备分闸”及“分闸后”都是闭合的, 使重合闸继电器内电容器有放电回路。因而正常操作拉闸后, 断路器不会再次重合。

2) 信号触头

它是用来控制反映断路器运行状态的发光信号元件的。

10-11 在“分闸”及“分闸后”接通绿灯回路;

13-16 在“合闸”及“合闸后”接通红灯回路;

9-10、9-12 在“预备合闸”、“合闸”、“合闸后”均接通。当断路器在分闸位置时, 绿灯闪光;

13-14、14-15 在“预备分闸”、“分闸”、“分闸后”均接通, 当断路器在合闸位置时, 红灯闪光。

3) 事故触头

事故触头用来接通发声的事故信号回路的。

1-3、17-19 串联使用。断路器在通路状态时, 这些触头是断开的, 断路器事故分闸后, 其辅助触头通过操作转动手柄, 使事故触头接通警报回路。但是, 当正常合闸时, 1-3 触头在“合闸”位置断开, 避免断路器合闸辅助触头尚未断开时误发警报。

8-21 如何阅读没有电气防跳回路的 CD10 型断路器操动机构的控制回路展开图?

图 8-19 所示为 CD10 型断路器操动机构的控制回路展开图。

该图是应用于 6~10kV 系统中没有电气防跳回路的灯光监视的控制回路展开图。

(1) 动作过程

1) “分闸后”位置 控制开关 SA 在“分闸后”位置, 断路器也在断开位置, 断路器的辅助触头 QF-1 闭合, QF-2 断开。

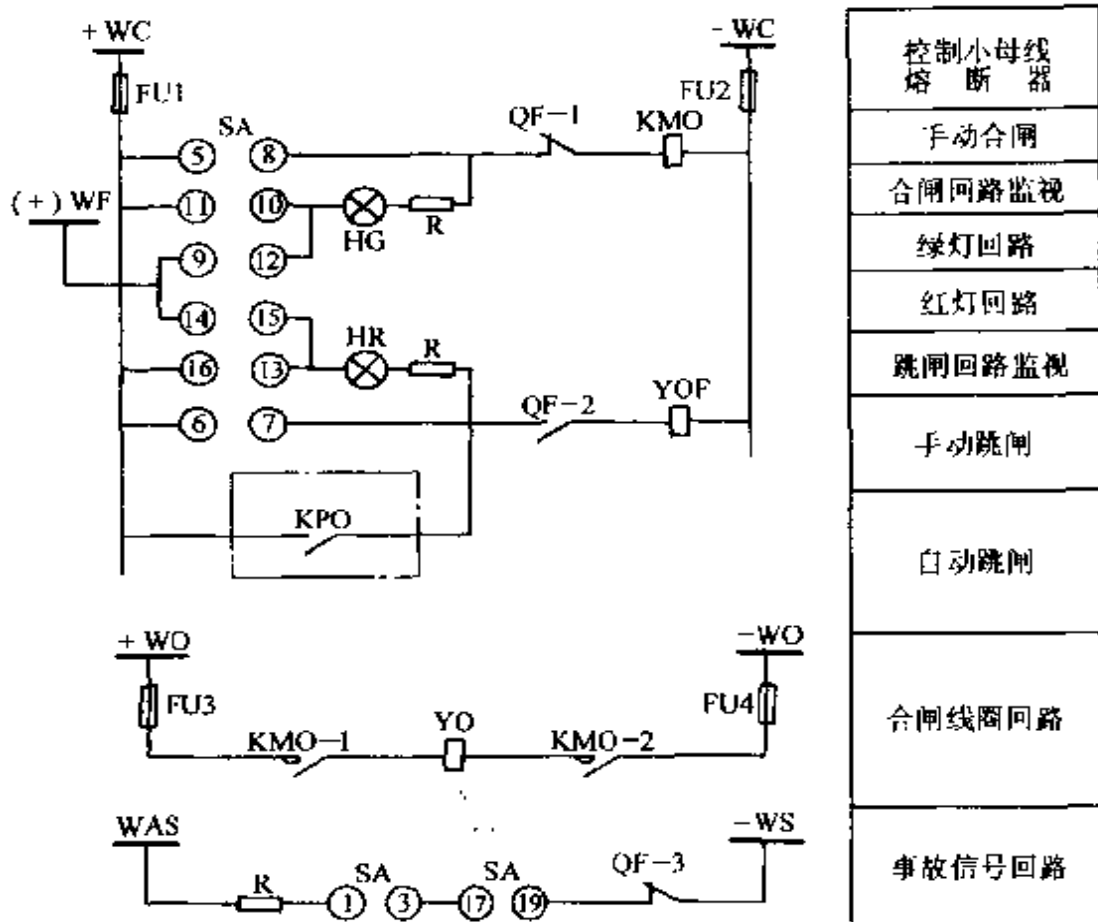


图 8-19 CD10 型操动机构的控制回路

根据 SA 控制开关的位置，可由图查找触头的通断情况。这时在控制回路中只有一条通路，即：

$+WC \rightarrow FU1 \rightarrow SA11 \rightarrow 10 \rightarrow HG \rightarrow R \rightarrow QF \rightarrow 1 \rightarrow KMO \rightarrow FU2 \rightarrow -WC$

上述回路称为合闸监视回路。绿灯亮表明断路器在“分闸后”位置，同时也监视着合闸回路的完好性。由于该回路串联有绿灯及其附加电阻，并在其上产生电压降，使得该回路中的电流很小。而加在合闸接触器上的电压不足以使其动作。

2) “预备合闸”位置 控制开关 SA 在“预备合闸”位置时，触头 9-10 接通，而断路器仍处于跳闸后位置，其通路为：

$(+)WF \rightarrow SA9 \rightarrow 10 \rightarrow HG \rightarrow R \rightarrow QF-1 \rightarrow KMO \rightarrow FU2 \rightarrow -WC$

这时已将合闸监视回路的正电源通过 SA 由 +WC 改接到了闪光小母线电源 +WF 上（关于闪光装置详见后面专题），HG 发出闪

光，表示可以进行合闸，此时的合闸接触器仍不动作（对于简单的变（配）电所一般不设闪光装置）。

3) “合闸”位置 当值班人员看到 HG 闪光后，应再次核对所操作的断路器是否有误，如无误可继续操作，将 SA 转动手柄转到“合闸”位置，其通路为：

$$+WC \rightarrow FU1 \rightarrow SA5-8 \rightarrow QF-1 \rightarrow KMO \rightarrow FU2 \rightarrow -WC$$

这时 SA5-8 触头将绿灯 HG 及其附加电阻 R 短接，全电压加在了 KMO 合闸接触器的线圈上，于是 KMO 动作，其触头又接通了合闸线圈 YO 回路，即

$$+WO \rightarrow FU3 \rightarrow KMO-1 \rightarrow YO \rightarrow KMO-2 \rightarrow FU4 \rightarrow -WO$$

合闸线圈 YO 通电使断路器合闸。断路器合闸后，辅助触头 QF-1 断开，QF-2 闭合，即自动地断开了合闸回路，并为下一步动作（分闸）作好了准备。

4) “合闸后”位置 断路器合闸后，松开 SA 转动手柄，SA 自动返回到“合闸后”位置，SA16-13 接通了分闸监视回路，即：

$$+WC \rightarrow FU1 \rightarrow SA16-13 \rightarrow HR \rightarrow R \rightarrow QF-2 \rightarrow YOF \rightarrow FU2 \rightarrow -WC$$

这时，红灯亮，它表示断路器在合闸后位置，同时也监视着分闸回路的完好性。由于 HR 及其附加电阻的分压作用，使得分闸线圈 YOF 不会动作。

5) “预备分闸”位置 SA 在预备分闸位置时，触头 13-14 接通红灯闪光回路，即：

$$(+) WF \rightarrow SA13-14 \rightarrow HR \rightarrow R \rightarrow QF-2 \rightarrow YOF \rightarrow FU2 \rightarrow -WC$$

和预备合闸位置类似，但却是红灯闪光，表示可以进行分闸操作，YOF 仍不会动作。

6) “分闸”位置 将 SA 转动手柄再逆时针旋转 45° 到分闸位置，这时 SA6-7 触头接通分闸回路，即：

$$(+) WF \rightarrow SA6-7 \rightarrow QF-2 \rightarrow YOF \rightarrow FU2 \rightarrow -WC$$

由于 SA6-7 短接了 HR 及其附加电阻，则 YOF 加上了全电压而动作，使断路器分闸。其辅助触头 QF-1 闭合，QF-2 断开。

断路器分闸后，松开 SA 转动手柄，并弹回到“分闸后”的位置。

(2) 事故跳闸 当断路器处于合闸后位置并正常运行时，辅助触头 QF-1、QF-3 断开，QF-2 闭合，此时 SA 也处于“合闸后”位置，由触头表可查出 1-3、9-10、13-16、17-19 触头均是接通的。

当线路发生故障时，继电保护动作，其出口继电器 KPO 的触头（与 SA6-7 触头并联）闭合，使得分闸回路接通，即：

+ WC → FU2 → KPO 触头 → QF-2 → YOF → FU2 → - WC

YOF 加上了全电压而动作，使断路器分闸。断路器分闸后辅助触头 QF-1、QF-3 闭合，QF-2 断开，但此时控制开关仍旧在“合闸后”位置，即断路器和控制开关处于不对应位置，于是构成了两条通路，第一条回路是：

(+) WF → SA9-10 → HG → R → QF-1 → KMO → FU2 → - WC

这时绿灯 HG 闪光，表示断路器由于事故而自动分闸（虽然与预备合闸时的通路一样，但预备合闸绿灯闪光只是操作过程中的短时闪光）。

第二条回路是：

WAS → R → SA1-3 → SA17-19 → QF-3 → - WS

由于事故信号小母线 WAS 接有音响设备并与正电源构成通路，于是就发出事故音响信号。图中 SA 的 1-3、17-19 触头串联，是为了防止在 SA 合闸操作中发出声响，以免干扰值班员的注意力而设置的。

(3) 自动合闸 在装有自动重合闸装置的控制回路中，重合闸继电器的出口触头（本图未画出，参见重合闸内容）与 SA 的 5-8 触头并联。当断路器自动分闸后，若重合闸动作，其触点闭合又接通合闸回路，使断路器重新合闸。

8-22 什么是电气“防跳”？在哪些情况下应当装设电气防跳回路？

当 CD10 型断路器操动机构的控制回路没有电气防跳回路

的，而操动机构也没有机械防跳装置时，那么就有可能产生这样一种情况：当操作断路器合闸时，旋转 SA 的转动手柄至“合闸”的位置，使断路器合闸，但此时如果操作人员将 SA 转动手柄放在“合闸”的位置时间过长，即 SA5-8 触头接通时间过长，或者因某种原因造成 SA5-8 触头或自动重合闸触头闭合后断不开（如触头熔焊在一起），而断路器在合闸瞬间线路上又存在短路故障，此时继电保护立即动作分闸，分闸后由于 SA5-8 触头（或重合闸触头）还未分开，于是使断路器又重新合闸，接着保护又动作再次分闸，如此循环形成断路器多次“分—合”现象，称为断路器的跳跃现象。一直要到 SA5-8 触头（或重合闸触头）分开，才停止跳跃。这是不允许的。因为断路器多次分合故障电流必将造成断路器的损伤，且使一次系统工作受到严重影响。为了防止跳跃现象的发生，必须采用电气或机械的防跳装置。

当断路器操动机构本身装有自由脱扣装置时，在机械上具有了防跳功能，如 CD2、CD10 型等。有些操动机构不具备防跳功能，必须加装电气防跳装置。对于重要的断路器，如主变压器及 35kV 及以上的线路断路器，虽然采用了带有机防跳功能的操动机构，为了可靠起见，仍需在控制回路中加装电气防跳回路。

8-23 如何阅读有电气防跳回路的 CD10 型断路器操动机构的控制回路展开图？

图 8-20 所示为具有电气防跳装置的断路器控制回路。

与没有防跳装置的区别，仅在其控制回路中增加了一只中间继电器 KJL，一般称其为防跳继电器，又称为跳跃闭锁继电器。这种继电器有两个线圈，一个是电流线圈，串联在分闸回路中，作为起动线圈；另一个是电压线圈，经本身的动合触头 KJL-1 与合闸接触器并接，作自保持用。动断触头 KJL-2 串接于合闸回路中，起合闸闭锁的作用。

防跳装置的动作原理如下：当用 SA5-8 触头或自动重合闸装置进行合闸时，若合闸在短路故障上，则继电保护动作，出口继电器 KPO 触头闭合接通分闸回路，使 KJL 和 YOF 同时启动，

因此在断路器分闸的同时，KJL-2 触头断开了合闸回路，实现了合闸回路的闭锁。在合闸回路正常的情况下，KJL 的动作是短时的，即当断路器分闸后 QF-2 就自动地断开了分闸回路，使 KJL 返回，因而 KJL-2 又接通，可准备再次合闸。但当 SA5-8 触头或自动重合闸触头 KM(AAR) 因故未断开时，则分闸回路一旦通电，KJL 电流线圈起动后，其电压线圈就可通过本身的动合触头 KJL-1 而通电自保。由于电压线圈的自保持，即使断路器分闸后电流线圈不通电的情况下，KJL 继电器还是处于动作状态下，于是 KJL-2 触头将长期断开合闸回路，使断路器不能再次进行合闸，这就防止了跳跃。只有当 SA5-8 或重合闸触头断开后，才能使 KJL 复归，使合闸回路恢复到正常状态。

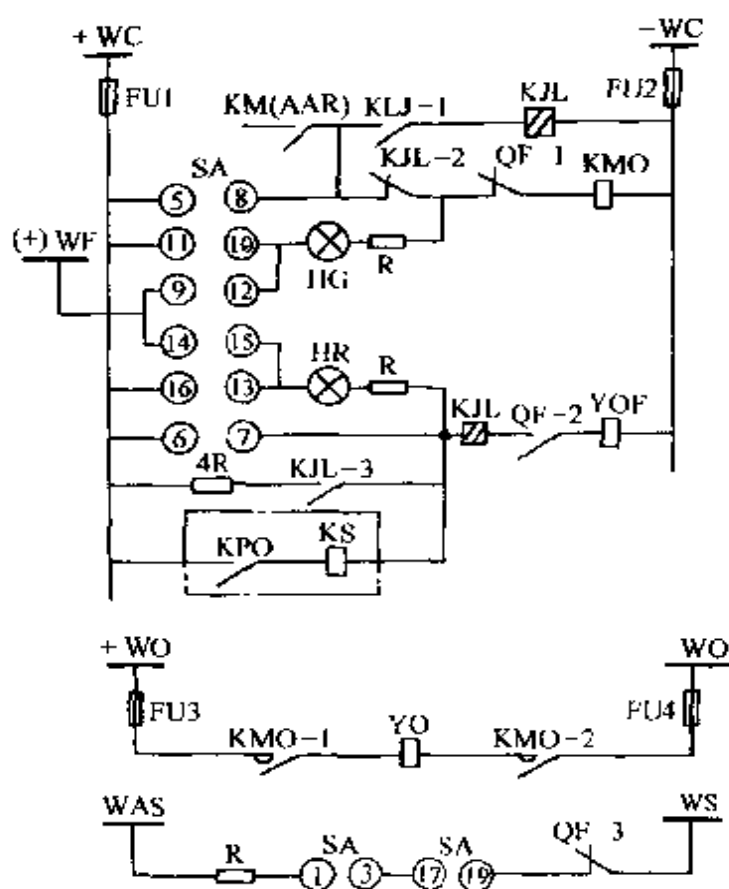


图 8-20 具有电气防跳装置的断路器控制回路

图中 KJL-3 触头的动作是为保护出口继电器 KPO 的触头不致烧毁而设的。KPO 触头的返回先于 QF-2 断开时，则导致用 KPO 触头来切断分闸回路的电流（一般在 220V 电源电压时有 2.5~5A），而 KPO 的触头容量较小，极易烧坏，有了 KJL-3 触头，即使 KPO 触头先返回，但分闸回路仍能通过 KJL-3 触头保持通路，而 KJL-3 触头总要等 QF-2 断开分闸回路后才能返回。如果调试 QF-2 触头的断开时间能保证先于 KPO 返回，那么 KJL-3 触头也可以不用。如果 KPO 出口回路中还串有信号继电器

KS, 那么 KJL-3 闭合后就不能使 KS 可靠动作。为此, 在 KJL-3 回路中还中有一个电阻 4R 后再接到正电源上。如果没有 KS, 则 KJL-3 可直接接到正电源而不需电阻。

8-24 如何阅读就地控制断路器的控制回路?

在配电室内进行就地控制的断路器, 虽然也装有红、绿灯, 由于平时值班人员很少监视, 只有在巡视检查时才进入配电室巡视一次。因此红、绿灯就失去了监视回路的意义, 所以就地控制断路器的控制回路都装有音响信号。当分闸回路断线时, 向主控制室或值班室发出音响信号。

图 8-21 所示为就地控制断路器的控制回路。

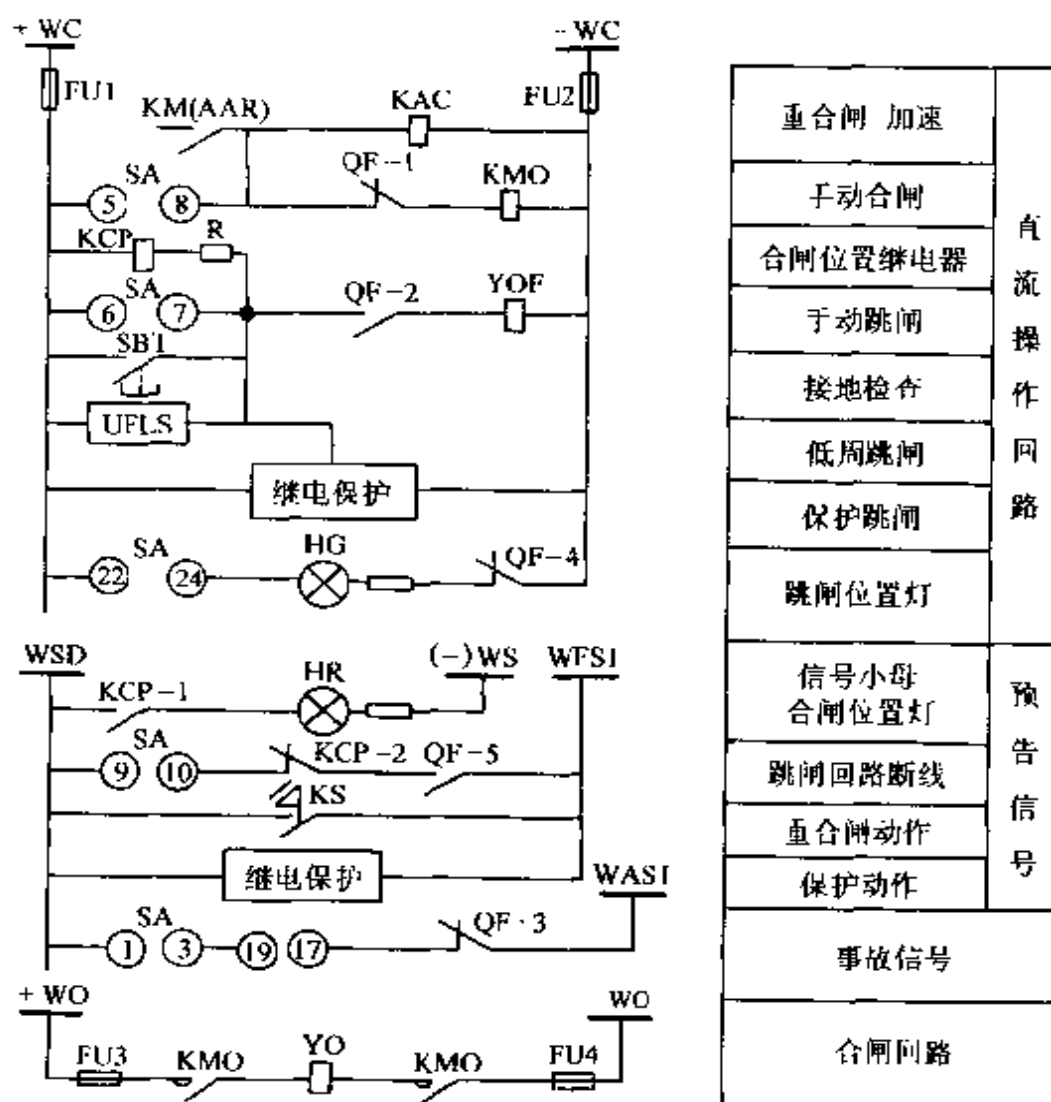


图 8-21 就地控制断路器的控制回路

该控制回路对断路器的操作过程不再赘述。它对回路的监视方法不同，用合闸位置继电器 KCP 替代了原来监视分闸回路的红灯。

在运行状态下，SA 和断路器均处于合闸位置，故 SA9-10、QF-2、QF-5 都闭合，KCP 也处于励磁状态，其回路如下：

$$+WC \rightarrow FU1 \rightarrow KCP \rightarrow R \rightarrow QF-2 \rightarrow YOF \rightarrow FU2 \rightarrow -WC$$

KCP 和 YOF 线圈分压，由于 $R_{YOF} \ll R_{KCP}$ ，故使 KCP 动作而 YOF 不会动作。KCP 动作后，其动合触头 KCP-1 闭合红灯回路，红灯亮作断路器已合闸的位置指示。其动断触头 KCP-2 断开。如在运行状态下发生熔丝 FU1、FU2 熔断或分闸回路发生断线，此时 KCP 失压返回，其动断触头闭合发出控制回路断线的音响信号，向值班人员报警，其回路是：

$$WSD \rightarrow SA9-10 \rightarrow KCP-2 \rightarrow QF-5 \rightarrow WFS1$$

上述回路中 WSD 是配电室信号正电源小母线，WFS1 是公用预告信号小母线。

在 SA 和断路器均处于分闸位置时，SA22-24、QF-4 接通，绿灯亮作断路器已分闸的位置指示。此时绿灯也兼作直流电源的监视，但它不能为下一步操作对合闸回路进行监视。因此在有些控制回路中又用一只跳闸位置继电器并联于 SA5-8 触头上，以实现合闸回路的监视。

8-25 变电所的信号装置是如何分类的？它们的用途有哪些？

根据信号装置用途不同，在变电所中的信号装置一般分为位置信号装置和中央信号装置两种。

位置信号装置主要是指指示断路器的分、合闸位置，如红、绿灯及断路器自动分闸后的闪光信号等。一些大型的变电所和发电厂，对隔离开关也装有位置信号，以便值班人员及时了解其位置。位置信号都分属于每一个单元，一般均装设在该单元控制开关的附近。

中央信号装置是全所公用的信号，由灯光信号和音响信号两

部分组成，灯光信号具体显示故障的设备和故障的性质，音响信号是为了唤起值班人员的注意。

中央信号装置可分为事故信号和预告信号两种。

事故信号是反映变电所中发生了事故，是在断路器分闸后发生的，其灯光信号是绿灯的闪光，指示出自动分闸的断路器，其音响信号都采用电喇叭（也称为蜂鸣器）。

预告信号是反映变电所中发生了不正常的运行状态，如绝缘不良、控制回路断线、过负荷、超温等，其灯光信号一般都用光字牌指示出异常运行状态的性质，其音响信号则采用电铃（也叫警铃）。

中央信号装置信号的解除（也称为复归）方法，有就地复归和中央复归两种。灯光信号采用就地复归，而事故音响信号既可采用就地复归也可采用集中复归。预告音响信号一般均采用中央复归。

8-26 简述变电所的闪光信号的动作原理。

断路器的位置信号即红、绿灯，已在控制回路中说明，在此不再赘述。

断路器自动跳闸后的闪光信号，既是位置信号，又是事故信号的灯光指示。

闪光信号是由断路器与控制开关的位置不对应起动的，即当控制开关在“合闸后”位置，而断路器在分闸后位置；或控制开关在“分闸后”位置，而断路器在合闸位置，信号灯即被接到闪光母线 + WF 上，发出闪光信号。闪光是通过闪光信号装置产生的。闪光装置的原理接线如图 8-22 所示。

图中虚线框中的电路即为不对应起动回路（实际电路都是画在断路器的控制回路中）。

变电所内全部断路器的闪光不对应电路都并联在 + WF 与 - WS（或 - WC）之间。当某一断路器事故分闸与控制开关位置不对应时，QF - 1 闭合，起动回路接通，于是闪光装置被起动：

+ WS → KM2 - 1 → KM1 → (+) WF → [SA9 - 10 → HG → R →

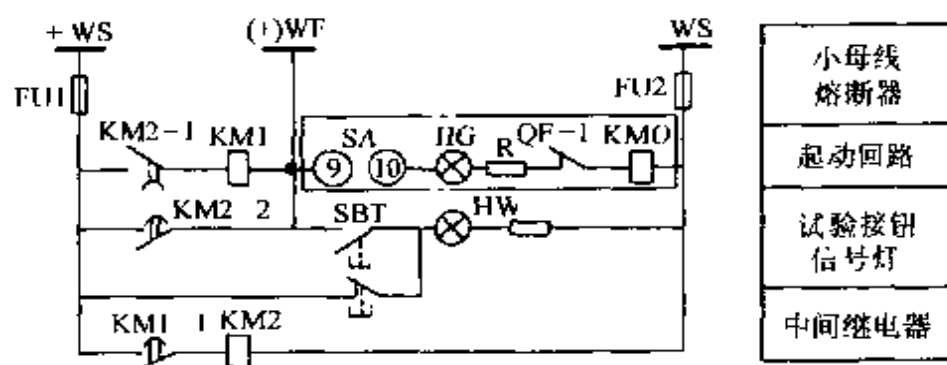


图 8-22 闪光装置原理接线图

$QF-1 \rightarrow KMO \rightarrow -WS$

在此回路中有 KM1 线圈、绿灯与附加电阻 R 串联着，经过分压，所以绿灯较暗，而 KM1 的动作电压虽低，当能动作。其动合触点 KM2-2 瞬时闭合，直接将 +WS 接至闪光母线 +WF 上，绿灯电压升高而明亮。

由于 KM2-1 断开了 KM1 线圈，使 KM1-1 延时 0.1s 返回，切断了 KM2 线圈的电源，KM2 经 0.8s 延时返回，使 KM2-1 闭合，KM2-2 断开，结果绿灯又被 KM1 线圈分压而变暗，如此重复，信号灯即发出一明一暗的闪光。

只要闪光装置有任一起动回路接通，闪光就一直会继续，其复归的方法只有断开起动回路，即把控制开关放到与断路器对应的位置，这就是就地复归。但必须注意，将控制开关放到对应位置时，如果断路器允许手动强送，则把控制开关放到合闸位置，若强送成功，则断路器和控制开关都在合闸后位置，两者对应，闪光解除。如果断路器不允许强送，或强送后不成功，此时一定要把控制开关放到分闸后位置，使之与断路器位置相对应，以解除闪光信号。

试验按钮 SBT 用以检验闪光信号装置的完好性。它与指示灯 HW 串联后，再与起动回路并联。在正常情况下，HW 经动断按钮接通正、负电源，HW 发平光，用以监视闪光装置的电源。试验时按下按钮，则动断按钮断开 HW 的正电源，而动合按钮接

通 + WF 使 HW 闪光，其动作过程同前，放开按钮则闪光信号便解除，HW 又发平光。

8-27 简述由闪光继电器组成的闪光装置的动作原理。

近年来采用了用闪光继电器组成的闪光装置。它接线简单，性能可靠。闪光继电器构成的闪光装置如图 8-23 所示。

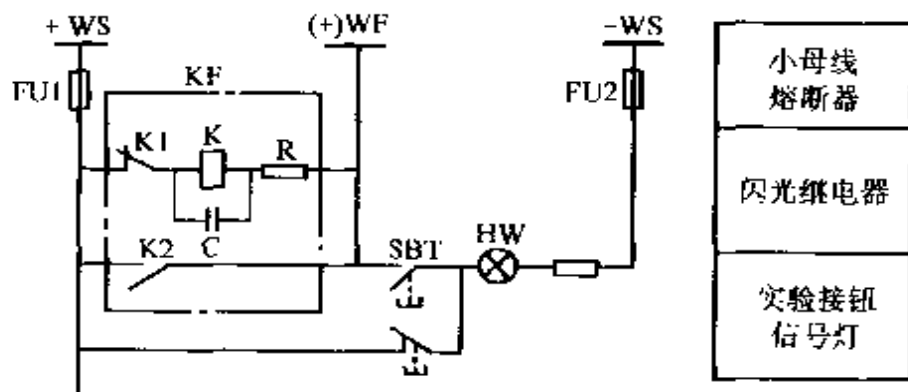


图 8-23 闪光继电器构成的闪光装置

图中虚线框内的电路元件就是闪光继电器。它是利用电容的充放电原理制成的，正常情况下 (+) WF 不能与负电源构成通路，按下 SBT（或不对应起动回路接通）时，电容器开始充电，其充电回路是：

+ WS → K1（触头）→ C → R → (+) WF → SBT（动合）或（不对应起动回路）→ HW → R → - WS

因充电瞬间电容器两端电压为零，继电器 K 不动作，而信号灯 HW 或（绿灯）中只有充电电流通过，因此较暗。经充电一定时间后，电容器两端电压上升到继电器的动作电压时，K 动作，其动合触头 K2 闭合，于是正电源直接接至 + WF 上，因此信号灯变亮；同时动断触头 K1 断开充电回路，于是电容器经继电器 K 的线圈放电，在放电的过程中，继电器 K 仍维持在动作状态，一直放电到低于继电器的返回电压时，继电器 K 返回。其 K2 断开，K1 闭合，起动回路中的信号灯又变暗，电容 C 又开始充电，如此周而复始，使信号灯闪光。

8-28 简述就地复归信号装置的动作原理。

就地复归的事故音响信号装置接线如图 8-24 所示。

该装置仅用了一只蜂鸣器(电喇叭),由各断路器的事故音响不对应电路来起动,图中事故音响小母线 WAS 与配电装置信号电源小母线 WSD(即 +WS)之间,接有各断路器的不对应起动回路,在 WAS

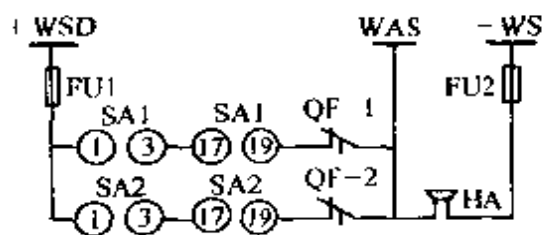


图 8-24 就地复归的事故音响信号装置接线图

与 -WS 之间接入蜂鸣器 HA。当断路器与控制开关都处在合闸位置时,起动回路不通。当任一断路器自动跳闸时,不对应回路接通,起动音响装置,使蜂鸣器发出音响。解除音响只需将控制开关放到“分闸后”位置,使之与断路器位置相对应,则音响信号和闪光信号同时被解除。

这种就地复归的事故音响信号装置接线简单,一般应用在断路器数目不多,而且没有控制室的变电所中。

8-29 简述中央复归不能重复动作的事故信号装置的动作原理。

在有控制室(或值班室)的变电所,通常希望音响信号能在控制室内集中复归(即任何一个断路器发出的事故音响信号,都由一个按钮来复归)。中央集中复归只解除音响信号,但仍保留闪光信号,以便事故处理。中央复归不可重复动作的事故音响信号装置接线如图 8-25 所示。

该装置是由蜂鸣器 HA、中间继电器 KM1 和试验按钮 SBT1 以及复归按钮 SRR 组成。它也是由断路器位置与控制开关位置不对应来起动的。起动回路接入装置的方式有两种:一种是由中央集中控制的主要断路器的事故信号起动回路接入 WAS 与 -WS 之间;另一种是就地控制的断路器事故信号起动回路接入 WSD 与 WAS 之间,再通过事故信号起动中间继电器 KSM1 接到 -WS。KSM1 的触点接入 WAS 和 -WS 之间来起动音响信号,这样连接的目的是为了减少控制电缆的芯数。

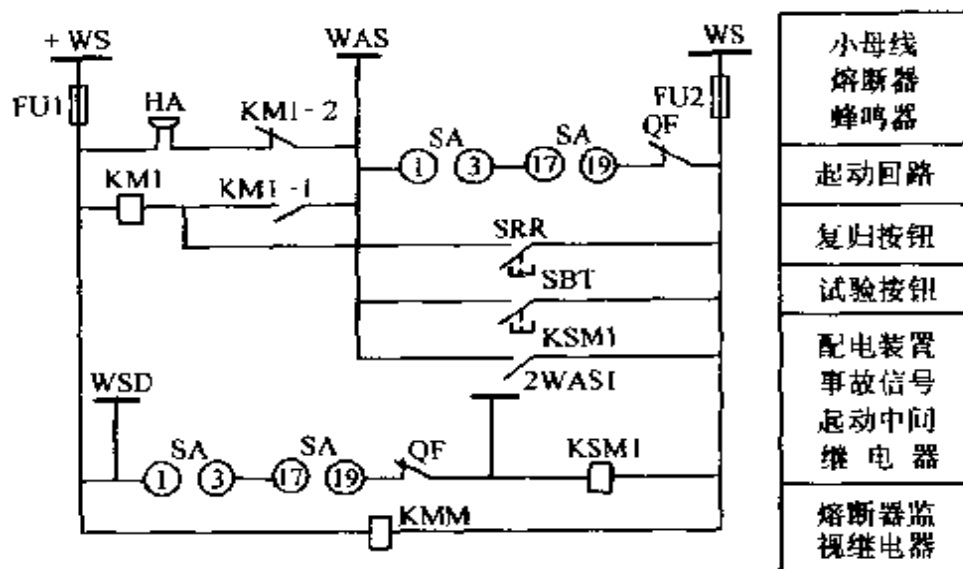


图 8-25 中央复归不可重复动作的事故音响信号装置接线图

该装置的动作原理如下：

当由集中控制的主要断路器发生事故分闸时，其起动回路直接接通蜂鸣器，即：

$+WS \rightarrow HA \rightarrow KM1-2 \rightarrow WAS \rightarrow [\text{起动回路}] \rightarrow -WS$

蜂鸣器就会直接发出音响信号。

当配电装置 I 段母线上的断路器发生事故分闸时，其起动回路首先使 KM1 动作，其回路是：

$+WS \rightarrow WSD \rightarrow [\text{起动回路}] \rightarrow 2WAS I \rightarrow KMS1 \rightarrow WS$

KMS1 动作后，触头闭合接通蜂鸣器，发出事故音响。

解除音响信号也有两种方法：一种是就地复归，即把事故分闸的控制开关放到“分闸后”的位置，即断开相应的起动回路，可使音响信号和闪光信号同时复归；另一种方法是集中复归，即按下复归按钮 SRR 使 KM1 动作，其触点 KM1-2 断开蜂鸣器电路，解除音响信号，同时 KM1-1 闭合进行自保持，其回路是：

$+WS \rightarrow KM1 (\text{线圈}) \rightarrow KM1-1 \rightarrow WAS \rightarrow [\text{起动回路}]$ 或 $KSM1 (\text{触点}) \rightarrow -WS$

在不对应回路未恢复到对应位置前，这条回路总是接通着，所以 KM1 总是在动作状态，KM1-2 不会闭合，一直到起动回路

断开，KM1 返回才恢复正常，准备下次再启动。由此可见，这种接线是不能重复动作的。因此这种接线常用于断路器数目不多，短时间内发生两台断路器分闸的机会不多的变电所内。

8-30 ZC 型冲击继电器的结构和动作原理是怎样的？它有哪些优点？

中央复归能重复动作的事故信号装置是利用冲击继电器（亦称信号脉冲继电器）来实现的。

目前广泛使用的是 ZC 型冲击继电器，它是由脉冲变流器 T1、单触头干簧继电器 KR 和一只多触头干簧继电器 KM 组成的。其内部接线如图 8-26 所示。

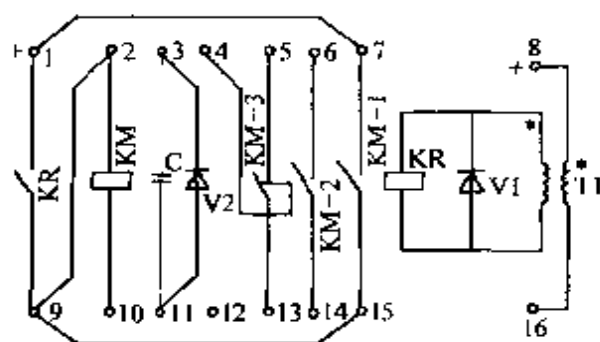


图 8-26 ZC—23 型冲击继电器
内部接线图

脉冲变流器 T1 的工作原理是，根据一次线圈中电流的变化率来获得二次线圈中的脉冲电流，即当一次线圈中按图示极性（有 * 号端）通入直流电流或电流突然增大的瞬间，便在二次线圈中感应出电势，于是干簧继电器 KR 就有脉冲电流流过，使其动作。当一次线圈中的电流突然减小或消失时，其二次侧也会感应出电势，但其极性相反，由二极管 V1 旁路，不使 KR 动作。

干簧继电器主要由线圈和干簧管组成。其结构原理如图 8-27 所示。

干簧管是个密封的玻璃管，内充有惰性气体（氮气），干簧片是由铁镍合金制成的。它有良好的导电性，并富有弹性。

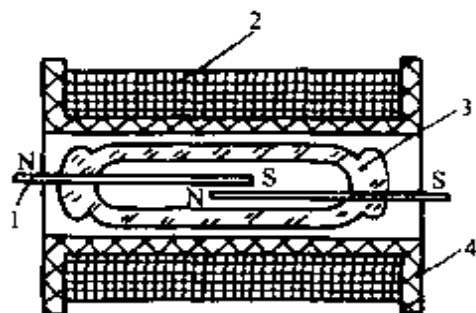


图 8-27 干簧继电器的结构原理图
1—干簧片 2—线圈 3—干簧管 4—底座

当线圈中通以电流时，产生磁势，由于干簧片有良

好的导磁性，所以磁通通过干簧片在常开触头两端产生异性磁极而相互吸引，使其闭合；当线圈中电流减小到返回值时，干簧片靠本身的弹力而断开。因此干簧继电器具有灵敏度高、功耗小、动作快以及简单耐用等优点。

多触头干簧继电器 KM 是为了增加触头数目而设置的，二极管 V2 和电容器 C 起抗干扰作用。

8.31 简述中央复归能重复动作的事故信号装置的结构和动作原理。

用 ZC—23 型冲击继电器构成的事故信号装置的接线如图 8-28 所示。

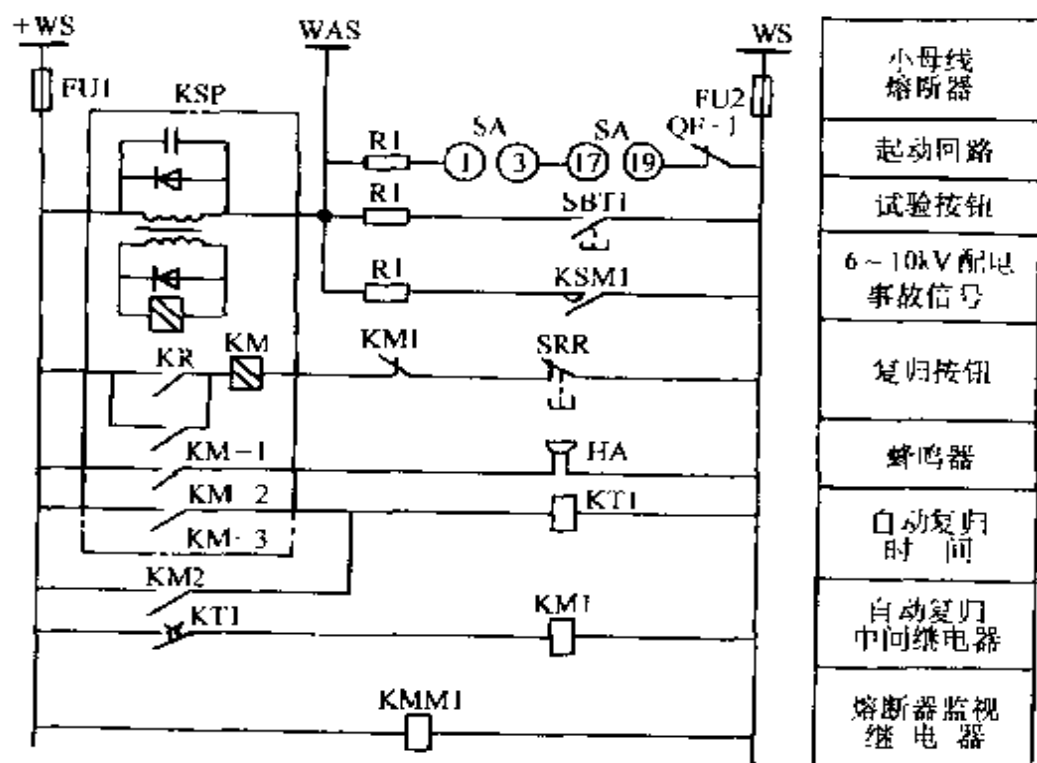


图 8-28 用 ZC—23 型冲击继电器构成的事故信号接线图

图中应用 ZC—23 型冲击继电器作为重复动作的脉冲信号。事故音响信号的不对应起动回路也可按两种方法接入回路。但应注意，在每条起动回路中必须串入一个电阻 R1，以便改变流过 KSP 的一次电流，使之重复动作。

当某断路器 QF 事故分闸时，接通起动回路，即：

+ WS → KSP8 - 16 → WAS → [1R → SA1 - 3 → SA17 - 19 → QF - 1] → - WS

在脉冲变流器 T1 的一次线圈中有电流的变化，使 KR 动作，其触头闭合，使 KM 励磁，即：

+ WS → KR → KM → KM1 → SRR → - WS

KM 动作后，KM - 1 自保持，防止 KR 因 T1 二次电流减小而自动返回，导致断开上述回路；KM - 2 接通蜂鸣器发出音响信号；KM - 3 接通 KT1，实现音响自动复归。

这种装置的重复动作是利用不对应回路中附加电阻 R1 的并联来实现的。如在 QF1 事故分闸发出事故音响，当音响信号尚未就地复归时，QF2 接着事故分闸，此时 QF2 与 QF1 的不对应起动回路并联接通 WAS 和 - WS，由于两个 R1 电阻的并联使得流过 T1 一次线圈的电流增大，于是又使 KR 动作，发出第二次音响信号。依次类推，可以重复动作。

这种装置的复归也有两种方法，一种是中央复归，一种是就地复归。而中央复归又有两种情况，一种是手动复归，即按下复归按钮 SRR，解除 KM 的自保持进行复归；另一种是自动复归，即加装了时间继电器 KT1 和中间继电器 KM1，当 KSP 动作 KM - 2 闭合发出信号的同时，KM - 3 也闭合起动 KT1，经一定的时限延迟后 KT1 触头闭合，起动 KM1，利用 KM1 的动断触头断开 KM 自保持回路，从而使音响信号解除，同时 KT1 返回，装置恢复到原来位置，准备再次动作。图中 KM2 触头来自预告音响信号装置，从而使自动解除音响的时间继电器 KT1 和中间继电器 KM1 成为两套音响装置的公用的元件。该装置的就地复归仍旧是把 SA 控制开关的转动手柄放到“分闸后”位置，切断事故信号起动回路来实现的。

8-32 变电所出现哪些情况时发出预告信号？中央复归可重复动作的预告信号装置动作原理是怎样的？

预告信号是指变电所中发生某种不正常运行状态而发出的信号。变电所内发生下列不正常状态时发出预告信号：

- 1) 变压器过负荷;
- 2) 变压器油温过高;
- 3) 变压器轻瓦斯动作;
- 4) 小接地系统中出现单相接地;
- 5) 直流系统出现一极接地;
- 6) 控制回路断线;
- 7) 电压互感器二次回路断线;
- 8) 事故信号装置熔丝熔断等。

由于变电所内同一段时间内连续发生两种或两种以上的不正常运行情况的可能性较大。采用中央复归不重复动作的预告信号装置就不能满足要求,而应该采用中央复归可重复动作的预告信号装置。预告信号装置动作原理和事故信号装置一样,所不同的是用光字牌内的灯泡替代了事故信号起动回路中的电阻 R_1 ,用警铃替代了蜂鸣器。预告信号的起动都是由各种反映不正常状态的继电器触头来起动的。

中央复归可重复动作的预告信号装置接线如图 8-29 所示。

图 8-29 所示是用 ZC-23 型冲击继电器构成的中央复归可重复动作的预告信号装置接线图,图中 WFS1、WFS2 为瞬时预告信号小母线。它们分别经转换开关 SA 与脉冲继电器 KSP2 相连。转换开关有两个位置:工作位置和试验位置。平时 SA 处于工作位置,其触头 13-14 和 15-16 接通。预告信号的起动回路接于 +WS 和 WFS1 与 WFS2 之间,是由反映各种不正常状态的继电器触头起动光字牌并起动预告信号装置的。如当事故信号装置熔丝熔断时,熔丝监视继电器 KMM1 触点闭合(其线圈在事故信号装置接线图中),起动 KSP2,其通路如图 8-30 所示。

这一通路使光字牌 HL1 亮出“事故信号装置熔丝熔断字样”。同时使 KR 获得二次脉冲电流而动作,其触头闭合,起动中间继电器 KM,常开触头 KM-1 闭合自保,KM-2 闭合使 KM2 动作,其触头闭合接通警铃 HA,发出预告音响信号。由复归按钮实现中央集中复归,音响即可解除,但光字牌 HL1 还是亮着,因

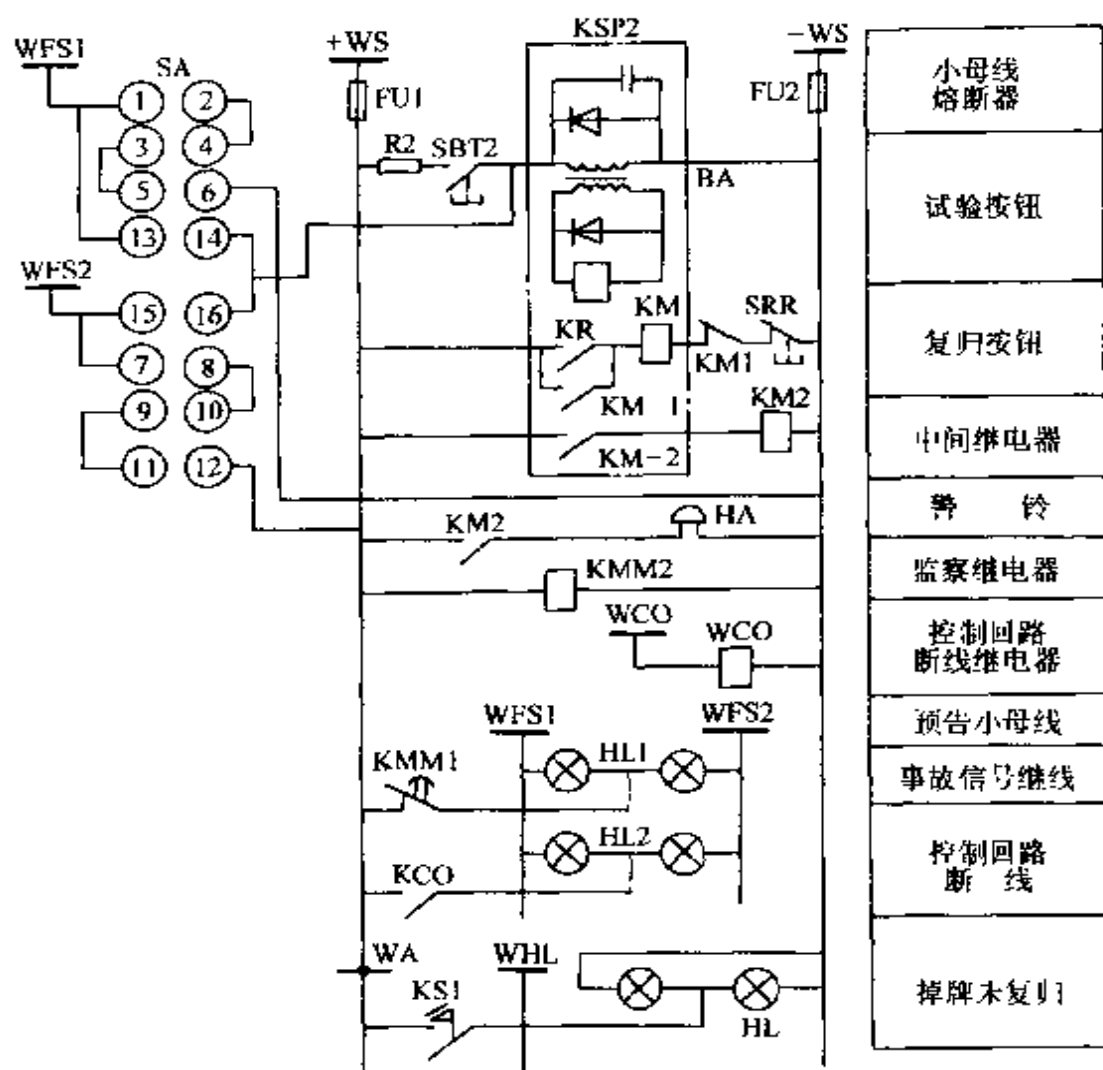


图 8-29 中央复归可重复动作的预告信号装置接线图

为其通路尚未切断，一直要持续到不正常状态消除，有关继电器恢复到正常情况，其触头断开预告信号的起动回路，才能使光字牌复归（当然应重新更换事故信号装置的直流熔丝）。由于采用了 KSP 继电器，所以预告信号装置是可重复动作的。

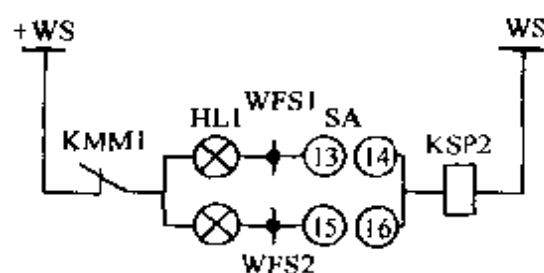


图 8-30 预告信号起动回路接通的电路图

图 8-29 中的中间继电器 KMM2 是用来监视预告信号装置的直流熔丝的。它的触头不能再接入预告信号起动回路，也不能接

入事故信号回路，以免与事故信号发生混淆，因此采用了灯光监视的方法。图 8-31 所示为预告信号装置熔断器监视灯的接线图。

正常时，KMM2 接于正、负电源而动作，故 KMM2-1 闭合，白色信号灯亮（通过熔丝 FU5、FU6 接在控制母线上），指示出预告信号装置熔丝良好。当预告信号装置熔丝 FU1 或 FU2 熔断时，KMM2 失电返回，于是 KMM2-1 打开，KMM2-2 闭合，使白色信号灯闪光。

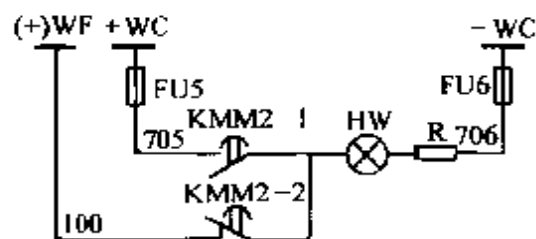


图 8-31 预告信号装置熔断器监视灯接线图

可通过转换开关 SA 来检查光字牌的完好性。当把 SA 由工作位置切换到试验位置时，可以检查光字牌内的灯泡好坏。此时 SA 内部触头 SA13-14 和 SA15-16 断开，而其它触头 1-2、3-4、5-6、7-8、9-10、11-12 均接通，于是预告信号小母线 WFS1 和 WFS2 分别接到负、正电源，其通路如图 8-32 所示。

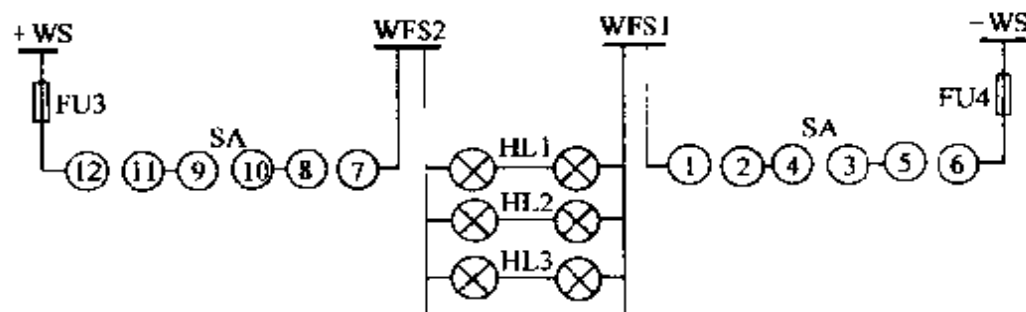


图 8-32 检查光字牌时的通路

上述通路使接于 WFS1 和 WFS2 的所有光字牌全部点亮，但此时光字牌内的两只灯泡是互相串联的，因而灯光较暗。如果其中一只灯泡坏了，则光字牌就不会亮。由于 SA 在工作位置时光字牌内的两只灯泡是并联的，因而灯泡明亮。当其中一只灯泡损坏时，仍能使另一只灯泡点亮而显示出光字牌上的字样。

各套保护上都装有信号继电器，信号继电器在相应的保护动作时都有机械掉牌（或指示灯）。信号继电器的掉牌通常都是在值班人员作好记录后手动复归的。为了防止值班人员忘记掉牌的

复归，故在中央信号控制屏上装有“掉牌未复归”的光字牌，提醒值班人员及时复归掉牌，以免再一次发生故障时，对继电器保护的動作情况作出不正确的判断。

掉牌未复归信号的起动回路是各种信号继电器的触头，这些触头都并联于信号小母线 WA 和掉牌未复归小母线 WHL 之间，WA 与正电源相接，WHL 通过光字牌 HL 直接接于负极，因此该光字牌接通不会通过预告信号小母线去发音响信号，也不能被 SA 开关检查（在变电所内这一类直接接负电源的光字牌还有重合闸动作信号等）。由上可见，只要有一信号继电器的掉牌尚未复归，光字牌 HL 也不会熄灭。

8-33 变电所的交流操作有哪些优缺点？

变电所采用交流操作就是利用交流电源作为控制信号、保护装置的电源，来实现对断路器的手动或自动分、合闸操作。与直流操作相比，交流操作具有接线简单、无须一整套的直流电源设备，如整流设备、蓄电池组等。使得整套设备的一次投资节省。目前在 10kV 及以下的变电所，尤其是农村变电所中，大量采用了手动和弹簧储能操动机构，其一般采用的是交流操作。但是交流操作的电源不够稳定和可靠，手动操作时由于需就地操作，其合闸操作效果与人的身体状况、操作的熟练程度等因素有关，安全性、可靠性较差，已被逐步淘汰；而采用弹簧储能操动机构在操作前需预先储能，噪声大，储能电动机的功率会影响提供电源的电压互感器和电流互感器的正常运行等。另外，交流操作还不能构成较复杂的继电保护型式。根据我国某些大城市供电部门的规定，应逐步采用直流操作、定时限过电流保护和零序电流保护。而随着技术的进步以及经济的发展，弹簧储能操动机构也正在向着消耗能量小、噪声逐步降低、体积缩小甚至与断路器构成一体机的方向发展。目前的弹簧储能操动机构的操作电源已经可以交、直流两用。

8-34 变电所中交流操作断路器的控制回路有哪些特点？

交流控制回路的执行机构也是断路器的操动机构。常用的交

流操作的断路器操动机构，有手动合闸操动机构和弹簧储能操动机构两种。对弹簧储能操动机构，一般可以采用交、直流电源进行电动分、合闸，但手动操动机构只能进行电动分闸而需采用手动合闸。

手动操动机构的控制回路很简单，如图 8-33a 所示。

手动操动机构只需用分闸按钮 SBO 来控制分闸线圈进行手动分闸，用保护出口继电器的触头来控制自动分闸，而由断路器的辅助触头 QF-2 和 QF-3 来通断位置指示灯回路。

弹簧储能操动机构的断路器控制回路如图 8-33b 所示。

在合闸弹簧未拉紧时，辅助触头 DT-4、DT-5 是闭合的，DT-1 触头是打开的，于是储能电动机 M 起动，使合闸弹簧拉紧。弹簧拉紧后 DT-4 触头打开，储能电动机回路被切断，储能电动机停止转动。而 DT-1 触点闭合，作好了合闸前的准备。不难看出，DT-1 的作用是保证只有在储能弹簧已经储能时，方

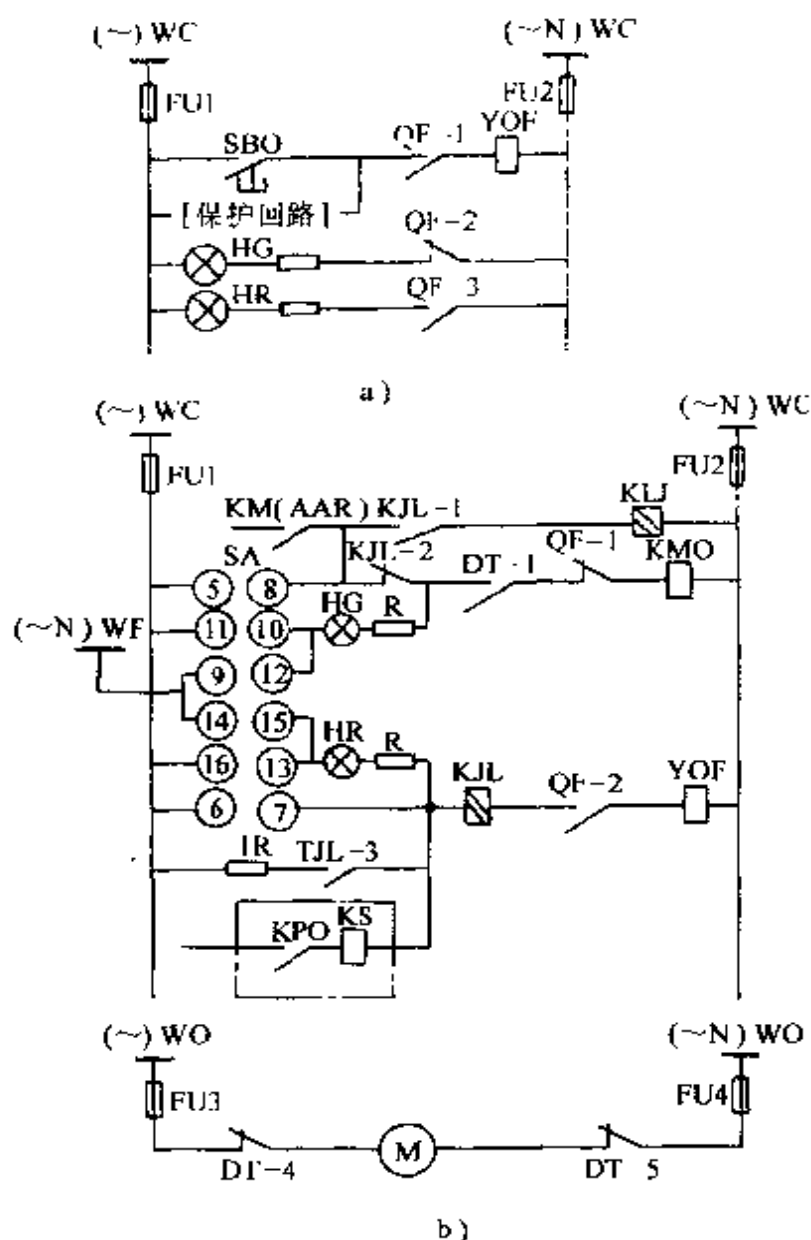


图 8-33 交流操作的断路器控制回路
a) 手动合闸操作机构 b) 弹簧操作机构

允许合闸。控制回路其它的分、合闸过程与直流控制回路一样，在此不再赘述。

8-35 变电所中交流操作的中央信号回路有哪些特点？

在中小型变电所及农村变电所中，一般采用采用的是交流操作，所以其中央信号装置一般采用不重复动作的事故信号接线和重复动作的预告信号接线。

交流操作的中央复归不重复动作的事故音响信号装置接线图和动作原理与直流操作的完全相同，只是控制母线采用的是交流电源供电。

交流操作的中央复归可重复动作的预告音响信号，由于采用的冲击继电器与直流冲击继电器不同，因而其接线稍有差别，如图 8-34 所示。

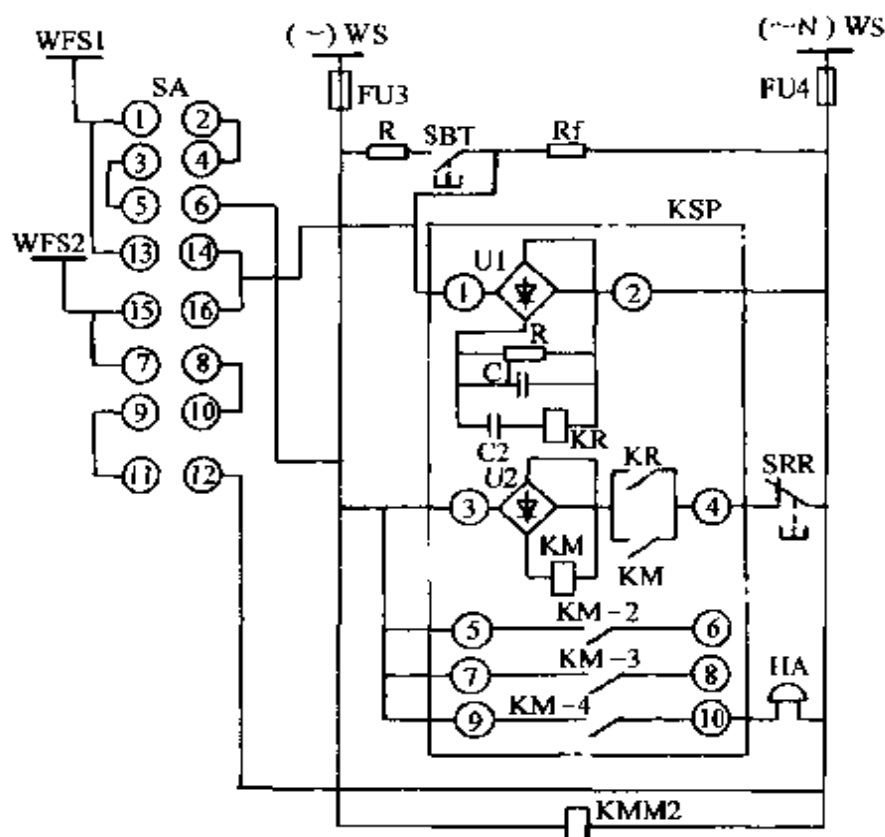


图 8-34 交流预告信号装置接线图

在交流预告信号接线图中，使用 ZC-12 型交流冲击继电器（如图中虚线框中所示），其动作原理如下：

当预告信号起动回路接通时（图中未画出，参见 8-29 图），在 ZC-12 型继电器的外附电阻 R_f 上产生一个交流电压降，该电压经 U1 整流后送入 C2、KR 组成的微分电路，因而在 KR 两端获得了一个尖顶脉冲电压，使之动作。KR 触点闭合，起动出口中间继电器 KM（是通过 U2 整流后动作的），KM-1 自保，KM-4 触点起动音响装置 HA。当按下复归按钮 SRR 时，解除自保，KM 返回，音响停止。此时，虽起动回路尚未打开， R_f 上仍有交流电压降，但微分电路的过渡过程（即充电）已经结束，因而全部整流电压都加在电容 C2 上，所以 KR 不能动作。当第二个预告信号起动回路接通时，流过 R_f 的电流增大，压降增大，因而在微分电路中又产生充电过渡过程，KR 再次动作，因而该接线可作到重复动作。

交流操作的闪光装置接线与直流操作基本相同，只是在中间继电器回路中加装了整流元件，如图 8-35 所示。

交流操作的闪光装置动作原理如下：

在正常情况下，整流桥 U 把交流变为直流后，通过 KM2 动断触点加在 KM1 线圈上，KM1 动作，使其触点处于断开位置。

当闪光装置不对应起动回路接通时，则 KM2 经二极管 V 半波整流而动作，其动作回路是：

$\sim WC \rightarrow V \rightarrow KM2 \rightarrow \sim WF \rightarrow [\text{起动回路}] \rightarrow (\sim N) WC$

当回路接通时，不对应起动回路中的信号灯由于 KM2 的分压，因而较暗；KM2 动作，其触点打开使 KM1 返回，经一定时间后 KM1 触头闭合，使信号灯获得全电压而变亮，同时由于

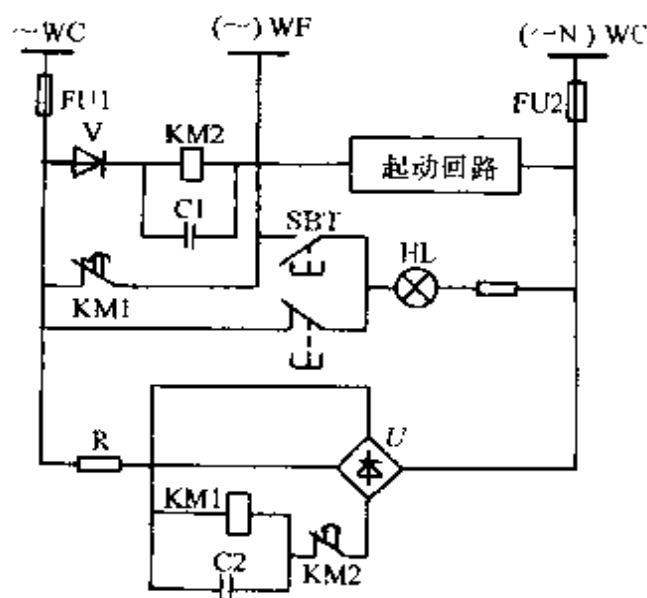


图 8-35 交流操作的闪光装置接线图

KM2 线圈被 KM1 触头短接而失压返回，KM2 触头延时闭合又启动 KM1。周而复始，使得闪光小母线 ~ WF 的电压时高时低，信号灯闪亮。

8-36 变电所中交流操作的继电保护装置有哪些类型？它们的特点有哪些？

在交流操作中，继电保护实现自动分闸，是利用断路器操动机构中装设的分闸线圈来完成的。弹簧由储能操动机构中可装 4 ~ 6 只分闸线圈。这些线圈有的用作分闸，有的可用作直接动作式的继电器，如过电流脱扣器、失压脱扣器等。

交流操作的继电保护装置，根据其脱扣线圈供电方式的不同，可分为以下几类：

- 1) 直接动作式继电器分闸方式；
- 2) 由 GL 型继电器将分闸线圈分流的方式；
- 3) 由保护起动的串联中间继电器将分闸线圈分流的方式；
- 4) 由速饱和变流器向分闸线圈供电的方式；
- 5) 由预先充电的电容器向分闸线圈供电的方式；
- 6) 由供电向保护装置和分闸线圈供电的方式。

交流操作的继电保护原理如图 8-36 所示。

直动式接线最为简单，不需要任何附加设备，但不灵敏，选择性差，所以只用在单侧电源供电的辐射式线路和小容量变压器的保护中。

分流式保护接线可以构成较为复杂的保护。这种方式的动作值可以整定，具有良好的选择性，灵敏度也比直动式高，因此在交流操作中效果较好，应用较为广泛。

中间饱和变流器供电方式与上述两种一样，也需要由电流互感器供电，即利用短路电流能量来跳开断路器。但由于中间饱和变流器经常处于二次侧开路的状态下工作，因而交流阻抗较大，使得电流互感器经常在较大误差下工作，严重影响了保护的可靠性，因此这种方式的应用已越来越少。

用预先充电的电容器供电的方式，在这里预充电的电容器是

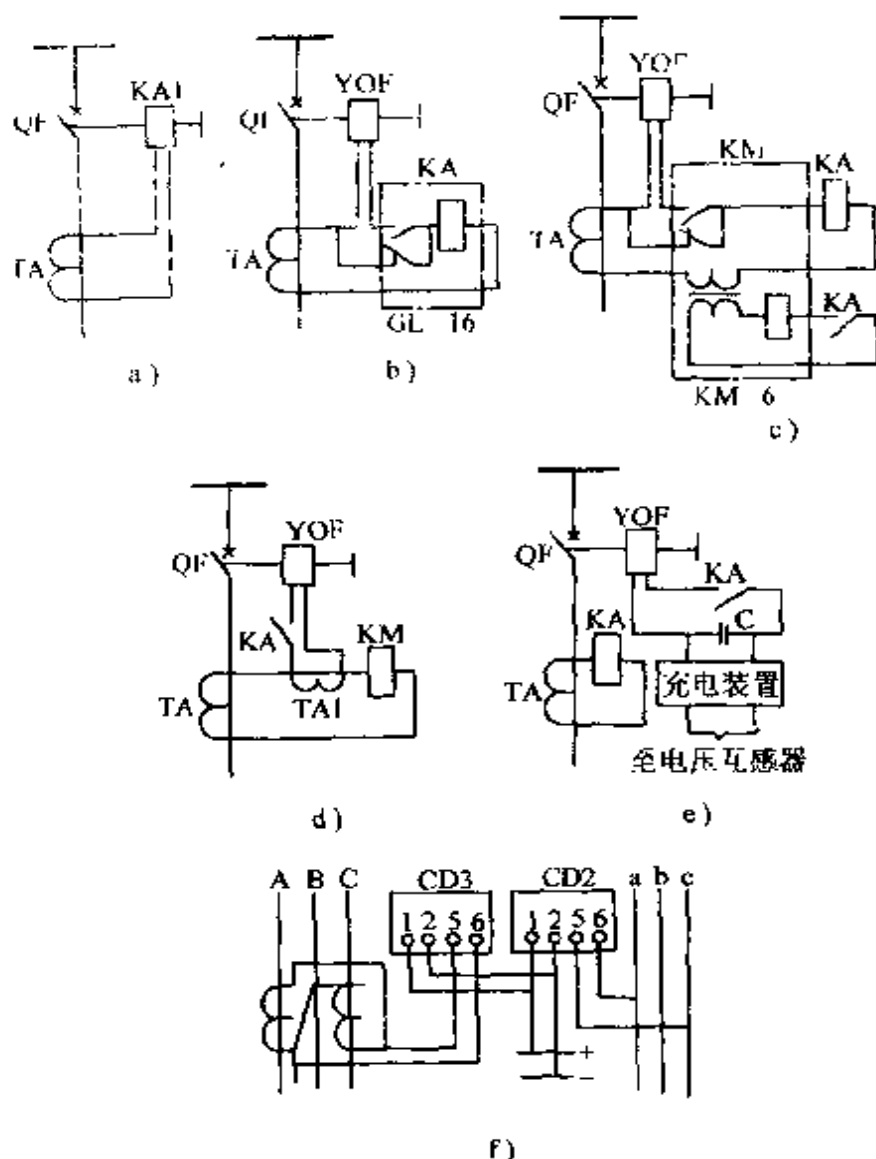


图 8-36 交流操作继电保护原理示意图

a) 直动式 b) GL 电流继电器分流 c) 串联中间继电器分流
d) 速饱和变流器供电 e) 预充电电容器供电 f) 供电器的供电

分散装设的，也就是各元件都有自己的供电电容器。正常时由充电装置充电，可见这种保护方式可用在保护动作时没有短路电流的情况下实现分闸，如瓦斯保护、快分刀闸等。

供电是一种小型稳压整流装置，由电流互感器和电压互感器供电。但是其输出容量小，仅在个别安装单位因短路电流小、无法采用分流方式去分闸的情况。由供电器供电的二次保护回路与直流操作完全相同。

8-37 交流操作中直动式继电器是如何接线的?

直动式继电器就是附装在操动机构中的脱扣器。它有电流速断脱扣、反时限过流脱扣、低电压脱扣三种。图 8-37 所示为直动式电流保护接线图。

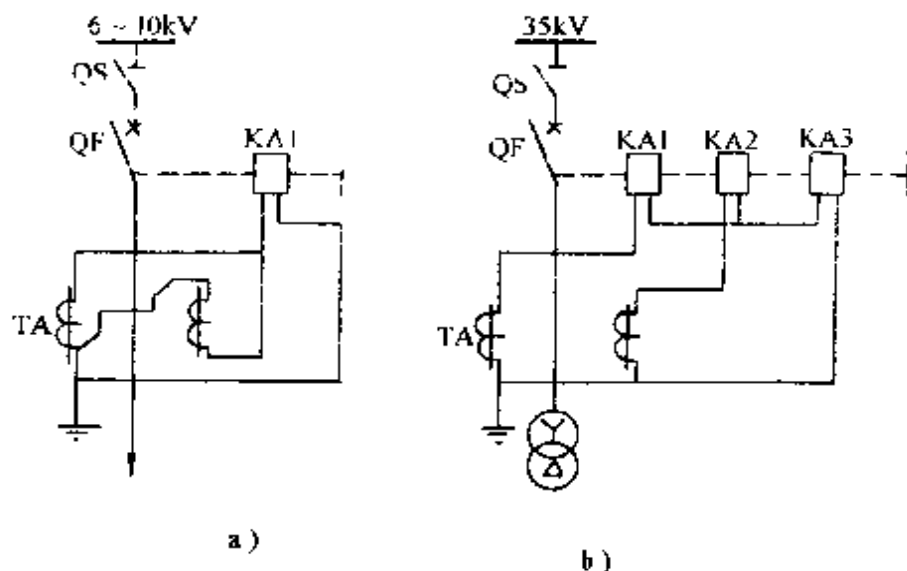


图 8-37 直动式电流保护接线图

a) 直动式继电器的 6~10kV 线路电流保护 b) 直动式继电器的降压变压器电流保护

图中所示为采用电流速断脱扣或反时限过电流脱扣的直动式电流保护接线。图 8-37a 是两相一继电器式接线，可用以保护 6~10kV 线路。图 8-37b 所示为两相三继电器式接线，可用以保护 Yd 接线的降压变压器。

直动式继电器由电流互感器 TA 供电，当被保护设备发生故障时，继电器起动，直接将断路器跳闸，因而跳闸所需能量必须由电流互感器供给。

8-38 交流操作中将分闸线圈分流的保护有哪些接线方式？简述其动作原理。

在交流操作中，采用将分闸线圈分流的接线方式有利用旁路熔丝的电流保护、采用 GI—15 型电流继电器的保护以及采用串联中间继电器的二段式电流保护等。

1) 利用旁路熔丝的电流保护 利用熔丝作为分流元件的电流保护接线如图 8-38 所示。

正常时，因熔丝的电阻比分闸线圈的电阻要小得多，所以电流互感器的二次电流几次全部流过熔丝；当发生故障时，电流互感器的二次电流也随之增大，使熔丝熔断，于是电流互感器二次侧故障电流全部流过分闸线圈，使断路器分闸。当然，旁路熔丝的接触应良好，否则在正常情况下，电流不经过熔丝而直接流过分闸线圈，可能导致断路器的误分闸。

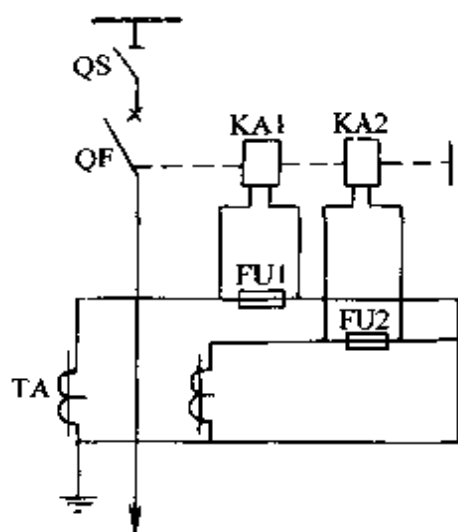


图 8-38 旁路熔丝的电流保护

2) 采用 GL—15 型电流继电器作为分流元件的电流保护 图 8-39 所示为采用 GL—15 型电流继电器作为分流元件的电流保护。

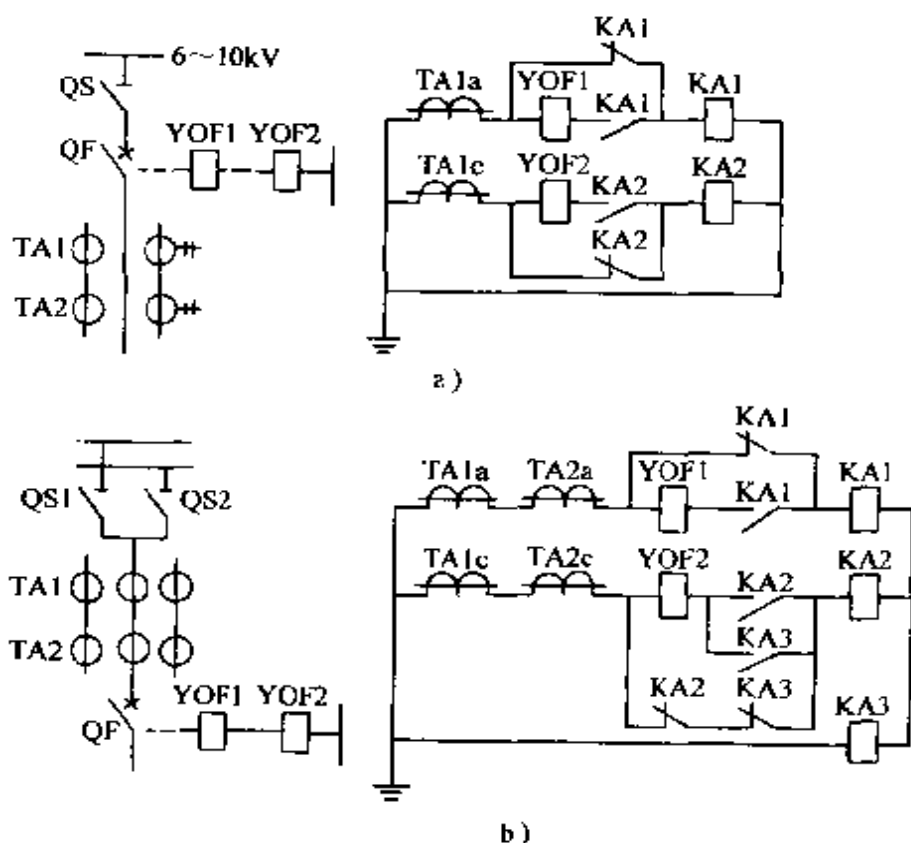


图 8-39 采用 GL—15 型继电器的保护接线图

a) 两相二继式 b) 两相三继式

图中以电流继电器的动断触头代替了旁路熔丝。正常情况下，电流互感器的二次电流流经 KA 的动断触头和线圈，而分闸线圈被 KA 的动合触头开路，因此比较可靠，不致因动断触头接触不良而引起误动作。当发生故障时，流过电流继电器的电流大于整定值，KA 动作，且 KA 动作的特点是先闭合动合触点，后打开动断触头，否则将造成电流互感器的二次侧开路。由于 KA 动作，电流互感器的二次电流就经过分闸线圈和 KA 线圈的串联回路，使 YOF 通过电流，跳开断路器。

3) 采用串联中间继电器的二段式电流保护 采用串联中间继电器的二段式电流保护的接线如图 8-40 所示。

图中 KA1、KA2 分别为 A、C 相的电流速断保护的起动元件，KA3、KA4 分别是 A、C 相的过电流保护的起动元件，KM1、KM2 分别是 A、C 相的执行元件，KT1、KT2 分别是 A、C 相的时间元件。各个时间继电器和中间继电器本身均具有电流变换器，变换器的一次线圈串联在对应相的电流互感器的二次回路中，变换器的二次线圈分别作为继电器线圈的电源，而中间继电器还要经过二极管半波整流后供给直流电。

其动作过程如下：

在正常情况下，分闸线圈被中间继电器的动合触头断开，电流互感器的二次电流经中间继电器的动断触头流过各电流变换器的一次线圈。

如果线路末端故障，则电流互感器的二次电流达到 KA3 (KA4) 的整定值时，则 KA3 (KA4) 动作，其动合触头闭合，使相应的 KT1 (KT2) 动作，经过一定的时间延迟后，其触头闭合，使 KM1 (KM2) 线圈通过相应变换器的二次线圈获得电流而动作。于是切换触头 KM1-2 (KM2-2) 闭合，KM1-1 (KM2-1) 打开，A 相 (或 C 相) 电流流过分闸线圈，使断路器跳闸。

当故障发生在线路的首端，此时的故障电流大于速断保护的整定值，于是 KA1 ~ KA4 动作，时间继电器也动作。但在其触头尚未闭合之前，已由 KA1 (KA2) 的动合触头接通 KM1 (KM2) 线

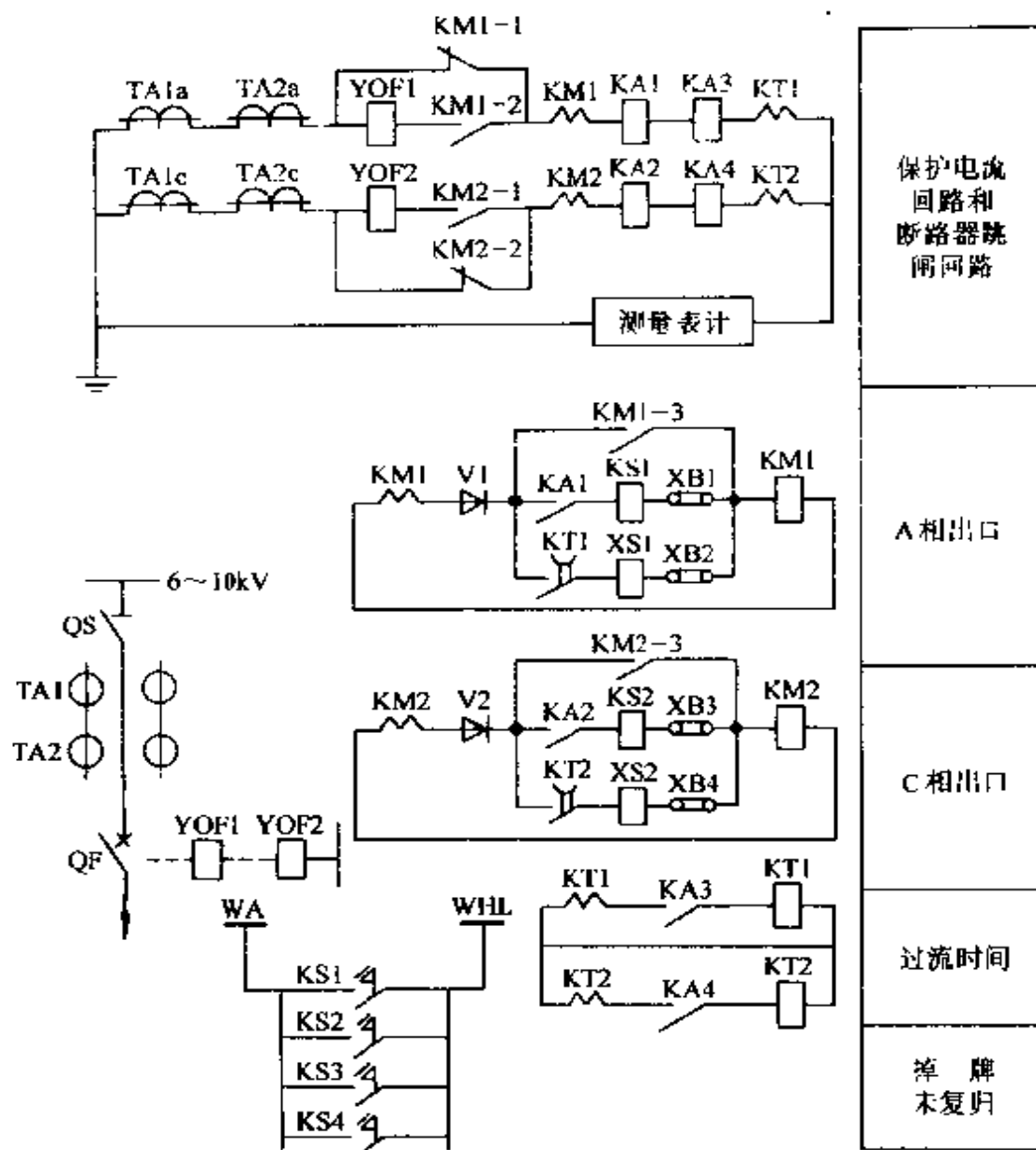


图 8-40 采用串联中间继电器的二段式电流保护接线图

圈回路，于是中间继电器动作，其切换触头切换后，使 YOF 线圈通过电流而瞬时跳开断路器。

虽然各个继电器都是分相装设的，但由于分闸线圈 YOF1 和 YOF2 都作用在同一脱扣连杆上，只要任一个分闸线圈动作，都能使断路器跳闸，因此对于任何的相间短路均能得到保护。

8-39 什么是暂时性故障？什么是自动重合闸？

运行经验表明，在电力系统的各种故障中，线路故障约占

90%左右；同时发现线路故障多为暂时性故障，此类故障的几率是线路故障的70%~80%左右。因此，避免暂时性故障造成的断路器跳闸，对提高线路运行的可靠性极为重要。

所谓暂时性故障，就是在故障后，继电保护迅速动作，使断路器掉闸，短路点的电弧立即熄灭，周围介质的绝缘强度也迅速恢复，故障便自行消除。发生暂时性故障的原因有雷电放电、潮湿闪络、导线因大风而造成不同相间的短路、鸟类或树枝的跨接等。

当发生上述情况所造成的暂时性故障时，可通过一套自动装置发出信号，并将分闸后的断路器自动重新投入运行，这种装置称为自动重合闸装置，简称AAR。显然，采用自动重合闸装置可以提高线路供电的可靠性。

如果自动重合闸装置安装在易发生永久性故障的线路中，一旦发生故障，继电保护装置动作，使断路器跳开，切除故障线路。这时自动重合闸装置又会使断路器合上，但是由于故障并未消除，继电保护装置又应将故障线路切除。这样就会发生断路器反复分—合一分的所谓“跳跃”现象，以致发生更为严重的事故。因此，在易发生永久性故障的线路中是不允许安装自动重合闸装置的。

8-40 自动重合闸有哪些种类？

自动重合闸装置的类型很多，可以按照其不同的特征分类如下：

- 1) 按照自动重合闸装置结构的不同可分为机械式的和电气式的；
- 2) 按照自动重合闸运行线路的特点来分，有单侧电源供电线路的和双侧电源供电线路的；
- 3) 对于双侧电源供电线路的自动重合闸，又可分为捕捉同期重合闸、自同期重合闸、非同期重合闸和快速重合闸等；
- 4) 按照自动重合闸装置与高压断路器的配合方式不同，一般分为三相动作式和单相动作式；

5) 按照自动重合闸的动作次数可分为一次重合闸、二次和三次重合闸,运行经验证明,重合闸的成功率随着重合次数的增加而减少。对于架空线路,一次重合闸的成功率约为 60% ~ 90%,二次重合闸的成功率约为 15% ~ 20%,而三次自动重合闸的成功率仅为 6% 左右。多次重合的自动重合闸装置接线较为复杂,故在系统中一般采用一次自动重合闸;

6) 按照自动重合闸与继电保护装置配合的方式可分为重合闸前加速、重合闸后加速和重合闸不加速三种。究竟采用哪一种方式应根据电网的具体情况来确定,一般以重合闸后加速居多;

目前,在系统中以单侧电源供电线路三相电气式一次自动重合闸应用较多。

8-41 对自动重合闸的基本要求有哪些?

对自动重合闸装置(AAR)的基本要求是:

1) 在保证短路点的绝缘介质能迅速恢复绝缘强度和断路器及其操动机构来得及准备重合闸这两个前提下,AAR 装置的动作应尽可能的快。一般 AAR 装置的动作时间整定为 0.5 ~ 1.5s。

2) AAR 装置的起动方式,可采用控制开关位置与断路器位置不对应的原则来起动重合闸。其优点是断路器因任何原因跳闸时,都能进行自动重合,从而提高了供电的可靠性。

3) 在下列情况下,AAR 装置不应动作:值班人员手动操作或通过遥控装置将断路器断开时;当手动合闸到故障线路上,保护动作,断路器再次跳闸后

4) AAR 装置只能按预先规定的重合闸次数重合。例如一次重合闸只能重合一次,在任何情况下不允许使断路器多次重合。

5) AAR 装置应在动作后自动复归,为下次再动作作好准备。

6) 重合闸装置应具备重合闸前加速或后加速回路,应能与继电保护装置相配合,加速切除故障线路。当手动合闸于故障线路时,也应能实现手动合闸后加速保护跳闸。

8-42 绘图说明单侧电源供电线路的三相一次自动重合闸的工作原理。

所谓单侧电源供电线路是指单侧电源辐射状单回线路、平行线路和环状线路。这种线路的特点是仅有一个电源供电，不存在非同步重合问题。此时自动重合闸装置装于线路电源侧，一般只考虑重合一次。图 8-41 所示为三相一次自动重合闸的原理图。

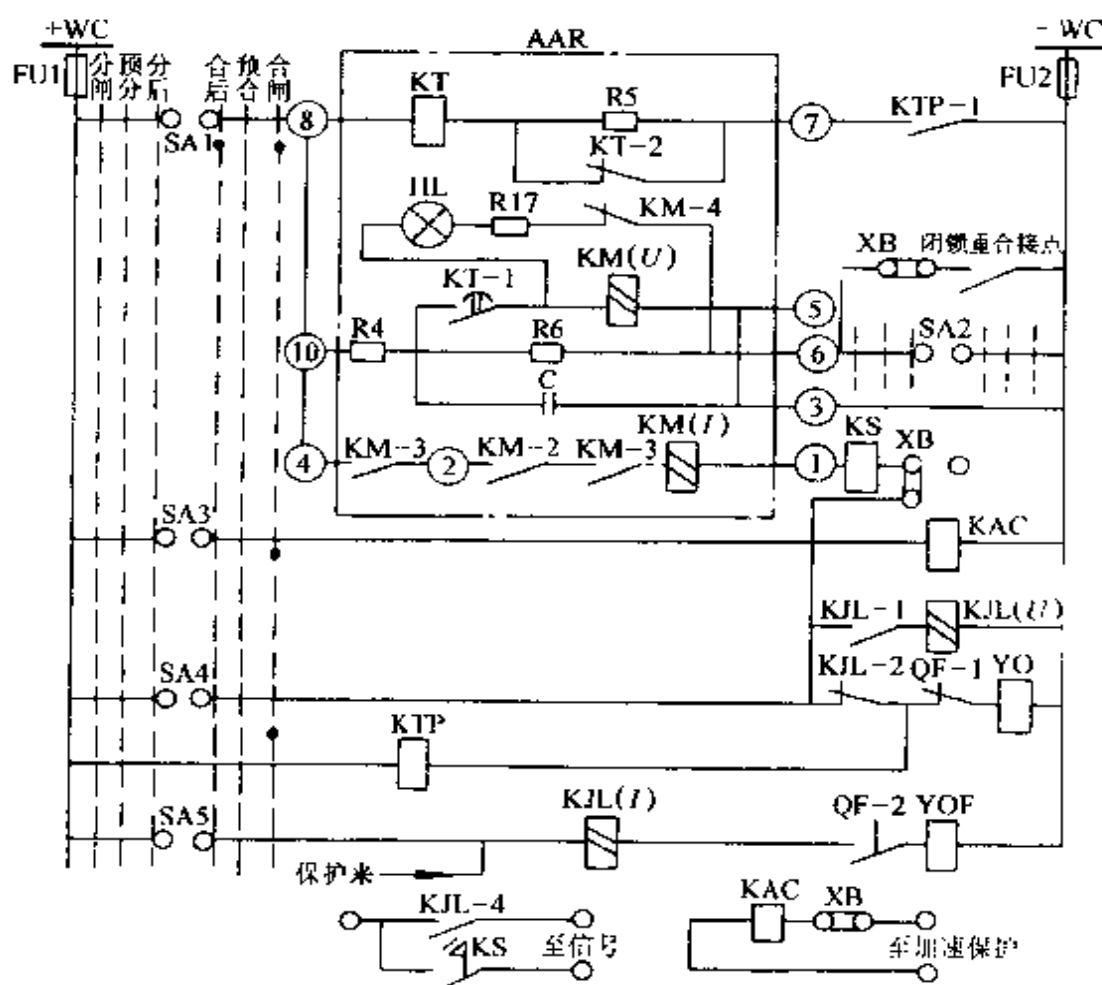


图 8-41 三相一次自动重合闸装置原理接线图

三相一次自动重合闸是由 DH 型重合闸继电器构成，其内部接线如图中虚线框内所示。DH 型重合闸继电器由时间继电器 KT、充电电阻 R4、放电电阻 R6、电容器 C、中间继电器 KM、信号灯 HL 和限流电阻 R17 组成。

时间继电器 KT 是用来整定重合闸装置动作时间的；中间继电器 KM 是一种电码继电器，它是 AAR 装置的执行元件，用于发出接通断路器合闸回路的脉冲。KM 的电压线圈 KM (U) 在电容器 C 放电时起动，KM 的电流线圈 KM (I) 串联在断路器的合闸回路里，在合闸时起自保作用，可使该继电器直到合闸结束才失磁复归。电容器 C 和充电电阻 R4 用于保证重合闸只动作一次。放电电阻 R6 在不需要重合闸时，通过 R6 放电。信号灯 HL 的熄灭表示直流电源消失或重合闸动作。

1) AAR 装置的预备状态 线路正常运行时，断路器处于合闸状态，其动断触头 QF1 断开，分闸位置中间继电器 KTP 失磁，KTP-1 动合触点断开。这时 SA 控制开关和断路器 QF 处于对应合闸状态：SA 接通，正电源通过 SA1、R4 对电容 C 充电，充电时间 15 ~ 25s。充电后重合闸装置处于准备动作状态，信号灯 HL 亮，指示直流母线 WC 的电压正常。

2) 线路上发生暂时性故障 线路发生暂时性故障，保护动作，断路器事故跳闸，而控制开关 SA 仍然处于合闸状态，这时因控制开关 SA 和断路器位置不对应而起动重合闸装置：触头 QF-1 接通，KTP 通过 QF-1 和 YO 合闸线圈励磁（但这时因电流小 YO 不动作）。KTP-1 接通了 AAR 装置的起动回路，使 KT 励磁，一方面因 KT2 触点断开，将 R5 接入 KT 回路，使其能保持动作状态并增加了 KT 的热稳定性；另一方面触头 KT-1 经延时 0.5 ~ 1.5s 后接通，电容 C 立即对中间继电器的电压线圈 KM (U) 放电，使 KM (U) 励磁，从而起动了 AAR 装置。

KM (U) 励磁后，KM 的触点 KM-4 断开了 HL 信号灯回路，HL 信号灯灭，表示重合闸起动。KM-1、KM-2、KM-3 等触点也同时接通，有如下回路：

正电源 → SA1 → KM-3 → KM-2 → KM-1 → KM (I) → KS → XB → KJL-2 → QF-1 → YO → 负电源

QF 合闸，其中 KM (I) 电流线圈励磁，KM 继电器自保，直到 YO 可靠合闸后 QF-1 断开，KM (I) 自保才解除。因线路

是暂时性故障，重合闸线路恢复正常运行，重合闸成功。

在 QF-1 断开后，KTP 失励，KTP-1 触头断开，KT 失磁复归。HL 信号灯亮，同时电容 C 再次充电，准备第二次动作，AAR 装置自动复归。

3) 线路上发生永久性故障 线路上发生永久性故障时，断路器事故跳闸，AAR 装置起动，重合至永久性故障的线路时，保护再次动作，断路器再次跳闸。这时 KTP-1 又接通，KT 又被励磁，经延时 KT-1 再次接通。由于 R4 电阻阻值甚大，电容 C 经电阻 R4 充电充足的时间常数满足下式：

$$R_4 C \gg t_{KT} + \text{保护动作时间} + \text{开关跳闸时间}$$

所以此时电容 C 充电不足（这时充电时间远远小于规定的 25s 充电时间），因此 KM 不会再次励磁动作，AAR 装置就不会发出第二次合闸脉冲。这时由于 KT-1 在闭合状态，所以电容充电电压很低，KM 不可能再次起动。

4) 用控制开关 SA 手动分闸 按照对 AAR 装置的要求，手动分闸及遥控分闸时均不允许自动重合。该要求的实现是通过操作控制开关 SA，在手动分闸的预分和分闸位置 SA2 通，于是 C 就通过 R6 构成放电回路，这时电容 C 上的电压下降到不足以使 KM 励磁的程度，AAR 装置因电容电压不足而不能起动重合闸装置。

5) 当重合闸继电器里的 KM 触头卡住 当重合到永久性故障线路时，若恰好发生 KM 触头卡住或粘住不能返回时，如不采取措施断路器将发生多次跳合的跳跃现象。为此可采取两个防跳措施：其一是中间继电器 KM 的触头采用 KM-2 和 KM-1 串联的接法，万一其中一对动合触头卡住，另一对动合触头仍能正常断开电路；另一个措施是采用防跳继电器 KJL 组成防跳回路。重合闸动作后，如果保护第二次动作，分闸线圈 YOF 和 KJL (I) 再次励磁，如果 KM 触头未能返回，KJL (U) 通过已接通的 KJL-1 触头、未返回的 KM-3 触头、KM (I) 线圈、SA1 接至电源而自保，使触头 KJL-2 保持断开状态，直到 KM 触头断开，自

保才解除。于是合闸回路被切断，防止了因 KM 触头未返回而使断路器多次调和的现象。

6) 闭锁重合闸回路 一般自动按周波减载装置、母联差动保护、变压器保护装置动作时，不应进行重合闸。这些保护都送出一对动合触头，与 SA2 触头并联，作闭锁重合闸用。当某个需闭锁重合闸的保护动作时，其送出的一对触头闭合，电容 C 就通过这闭合了的触头对 R6 迅速放电，从而闭锁了重合闸。

7) 手动合闸到故障线路时 当手动合闸到故障线路时，保护动作使断路器跳闸。此时，由于电容 C 充电时间很短而充不到足够的电压，不足以起动 KM，从而保证了手动合闸到故障线路时，AAR 装置不动作。

8-43 什么是重合闸前加速？

在线路上采用了自动重合闸后，不但提高了供电的可靠性，而且提供了与继电保护装置相配合的可能，以加速故障的切除。自动重合闸与继电保护装置的配合有重合闸前加速和重合闸后加速方式。

所谓重合闸前加速是当线路上（包括邻线以及邻线以外的线路）发生故障时，靠近电源侧的保护首先无选择性瞬时动作于跳闸，而后借助于自动重合闸来纠正这种非选择性动作。

对于几段串联辐射式线路的重合闸前加速保护方式如图 8-42 所示。

由图 8-42a 可见，重合闸装置仅安装在靠近电源的线路 L_{AB} 的断路器 QFA 上，同时在 QFA 上加装无选择性动作的电流速断保护，其整定值按躲过母线 B 和 C 上的变压器 T1 或 T2 低压侧母线故障时，流过保护的最大短路电流，保护区很长。当线路 AB 和 BC 以及变电所 C 出线上发生故障时，QFA 上的电流速断保护都将瞬时性动作，使 QFA 跳闸。然后 AAR 动作，合上断路器 QFA，若故障已经消除，则恢复供电。若为永久性故障，则电流速断保护退出工作，各有关保护再次起动，有选择性地切除故障。

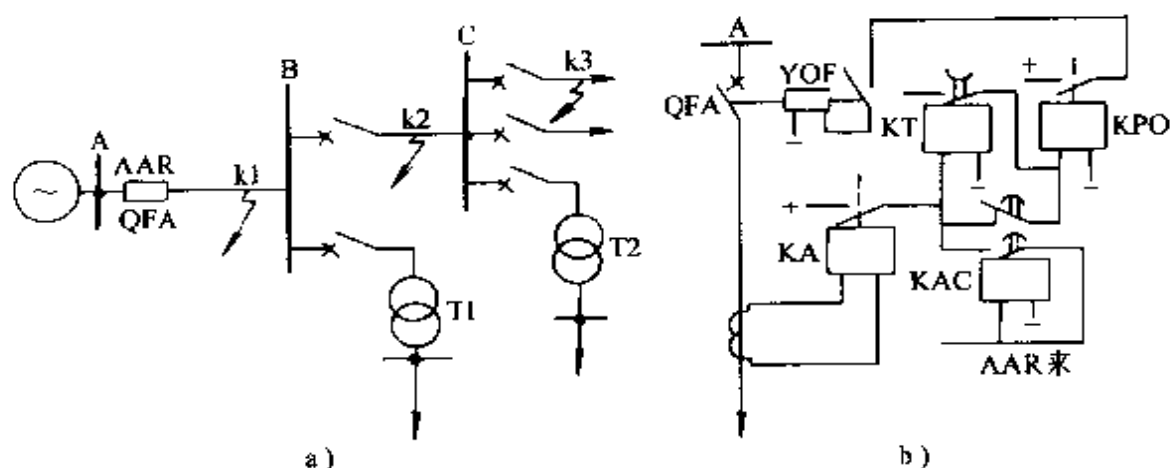


图 8-42 AAR 前加速保护方式

a) 原理说明图 b) 原理接线图

由图 8-42b 所示为自动重合闸前加速保护的原理图。当线路上故障时，因加速继电器 KAC 未动作，KA 动作后通过 KAC 动断触头使 KPO 动作，从而将断路器 QFA 瞬时跳闸（AAR 装置动作前加速了保护）。跳闸后 AAR 装置动作，重合闸同时起动 KAC，使其动断触头断开，切断了保护加速回路。如何重合于永久性故障，保护再次起动，经时间继电器 KT 的延时触头才能起动 KPO，保护具有选择性。因 KAC 具有延时返回的特点，AAR 装置动作后，KAC 继电器通过 KAC 延时返回的动合触点自保，从而保证了有选择性地切除故障。

不难看出，采用前加速相当于将速断保护无选择性地延伸到邻线和邻线以外的区域，加大了速断保护的動作范围，从而提高了重合闸的成功率。但是前加速保护方式存在以下缺点：当装有重合闸的断路器或 AAR 装置拒动时，会扩大停电范围，增加了装有 AAR 装置断路器的動作次数，对其需要经常地检修和维护。另外它不适用于双侧电源的线路上，它一般应用在线路较短或受电端变电所断路器不适合安装重合闸的场合。

8-44 什么是重合闸后加速？

重合闸后加速保护是当线路上发生故障时，首先按照正常的继电保护動作时限，有选择性地動作跳闸，切除故障，而后 AAR 装置動作使断路器重合，同时将被加速的保护的时限解除

或缩短。这样，当重合于永久性故障线路时，就能加速保护的第二次动作的时限。

重合闸后加速保护方式如图 8-43 所示。

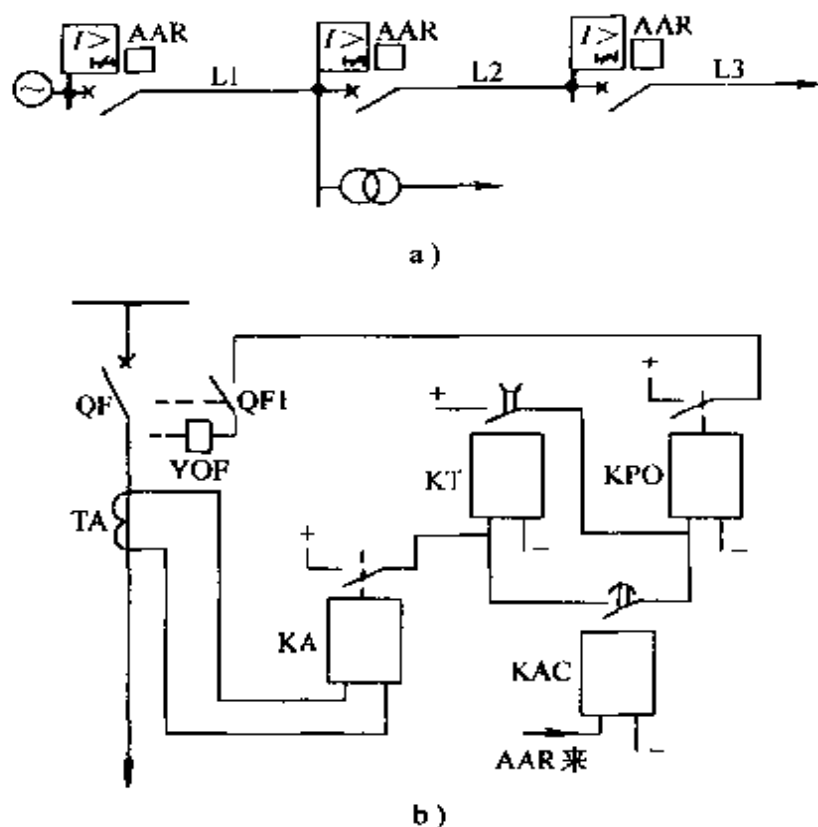


图 8-43 重合闸后加速保护方式

a) 原理说明图 b) 原理接线图

不难看出，采用重合闸后加速方式，必须在每条线路上都装设有选择性的保护装置和 AAR 装置。加速继电器 KAC 的动合触头与过电流保护的电流继电器 KA 的动合触头串联。当线路发生故障时，首先保护有选择性地动作跳闸。跳闸后 AAR 装置动作，起动加速继电器 KAC（具有延时返回特点），其触头闭合接通了加速保护出口回路。如果重合于永久性故障时，由于 KAC 触头尚未返回，KA 将经 KAC 触头瞬时起动 KPO，发出跳闸脉冲，实现了 AAR 动作后加速保护动作的目的。

由上可见，虽然重合闸后加速保护切除故障的时间没有前加速保护快，造成重合闸成功率较低的缺点，但是后加速保护动作

具有了选择性，不会扩大停电的范围，且应用场合不受限制。因此重合闸后加速保护广泛应用于线路保护中，被加速的保护可以是电流保护、接地保护或距离保护等。

8-45 什么是备用电源自投装置？什么是明备用和暗备用？

为了供电的安全可靠，一般除有工作电源外，还应有备用供电电源。当工作电源因故障断开或因某种原因失去电压后，备用电源应能自动地快速地投入运行，这种将备用电源自动投入的装置称为备用电源自投装置，简称 ARS 装置。

采用备用电源自投装置的典型一次接线有明备用和暗备用两种接线方式。

明备用接线方式如图 8-44 所示。

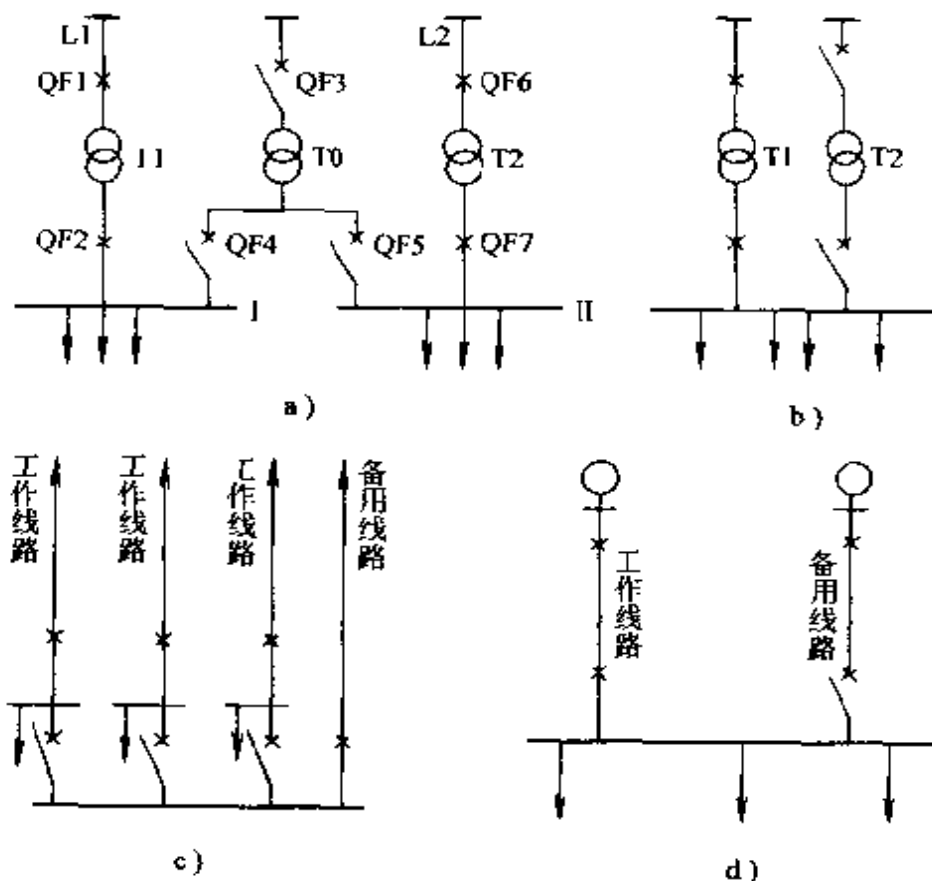


图 8-44 ARS 装置的一次接线方式——明备用接线方式
a)、b) 备用变压器 c)、d) 备用线路

所谓明备用接线方式，就是备用变压器或电源馈线与电网之

间有明显的断开点，平时均不投入运行，处于备用状态。以图 8-44a 为例，正常运行时变压器 T1 和 T2 均投入运行，备用变压器 T0 处于备用状态。当工作变压器 T1 发生故障时，断路器 QF1 和 QF2 跳闸，与此同时备用电源自动投入装置 ARS 动作，将断路器 QF3 和 QF4 迅速合上，备用变压器 T0 投入运行。

暗备用接线方式如图 8-45 所示。

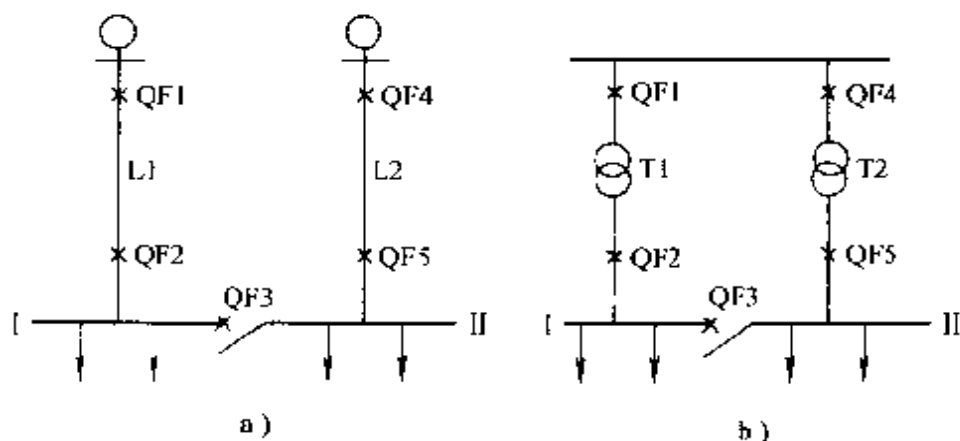


图 8-45 ARS 装置的一次接线方式——暗备用接线方式

a) 备用线路 b) 备用变压器

而暗备用接线方式就是在供电系统中，各变压器或电源馈线之间没有明显的断开点，平时均投入运行，它们之间可以通过母线分段断路器相互连接。图 8-45a 所示线路 L1 和 L2 通过 QF3 互为备用，当线路 L1 因故退出运行时，ARS 装置立即使 QF3 合闸，母线 I 就由 L2 线路供电。显然，每个工作电源的容量都应该按照两个分段母线的总负荷来考虑，否则 ARS 装置动作后，将出现过负荷。

8-46 对备用电源自投装置的基本要求有哪些？

对备用电源自动投入装置的基本要求是：

- 1) 在工作母线不论因任何原因失压后，ARS 装置均应能启动
- 2) 必须在备用电源正常的情况下，ARS 装置方能启动。
- 3) 要求 ARS 装置投入备用电源的时间应尽可能的短。
- 4) 必须等待故障确实切除后 ARS 装置才能投入，否则有可

能将备用电源投入到故障线路上而造成事故的扩大。

5) ARS 装置只能动作一次,以防备用电源多次投入到故障元件上。

6) 电压互感器二次侧熔丝熔断时,ARS 装置不应将此当作工作母线失压而投入备用电源。

8-47 绘图说明备用变压器自动投入装置的基本工作原理。

现以 8-44a 图为例,说明备用变压器 T0 是如何自动投入的。ARS 装置接线如图 8-46 所示。

在备用电源母线上接有电压互感器 TV2,二次侧接有过电压继电器 KV,用以检查备用电源母线的电压。在工作母线上也接有电压互感器 TV1,其二次侧接有低电压继电器 KV1 和 KV2,用以鉴别工作母线是否失压。

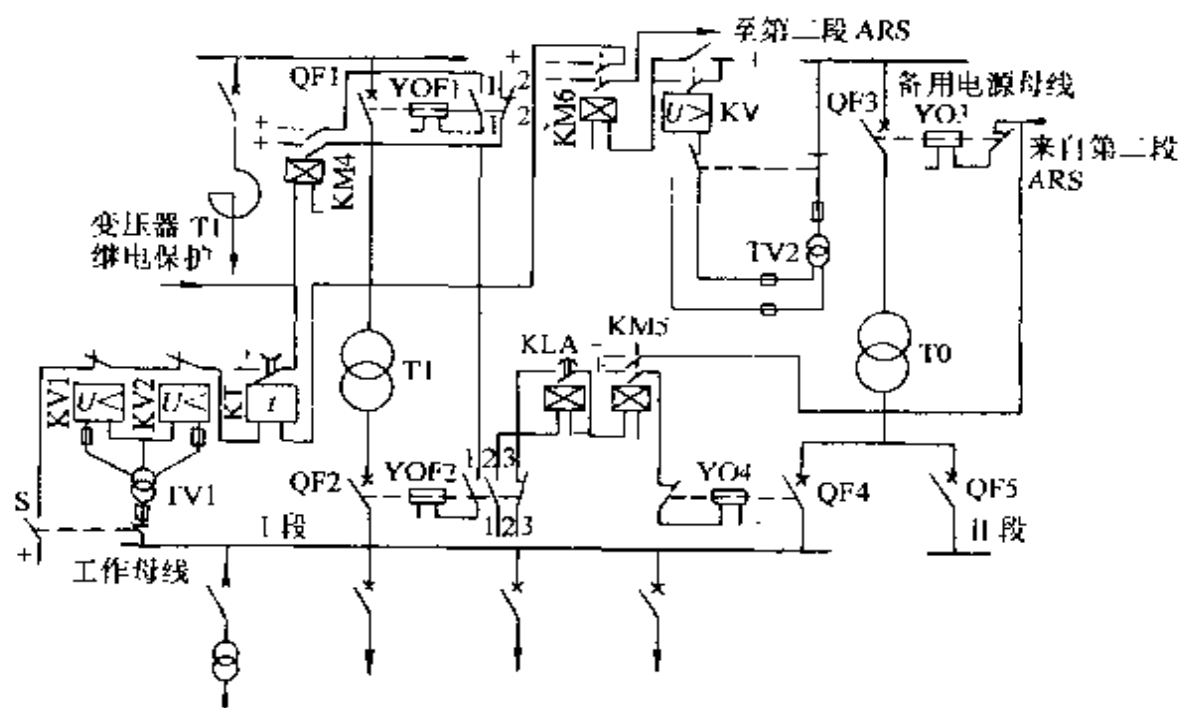


图 8-46 备用变压器自动投入装置

当系统失压而备用电源有电时, KV 触头闭合, KM6 励磁, KV1 和 KV2 失压, 其触头闭合, 接通无压有源启动回路:

+ → S → KV1、KV2 触头 → KT 线圈 → KM6 触头 → -

这时，KT励磁，其触头延时闭合，起动跳闸中间继电器 KM4，跳开变压器 T1 两侧断路器 QF1 和 QF2。

当变压器、母线故障或出线故障越级动作时，相应的保护触头也会起动中间继电器 KM4，当 KM4 励磁后跳开断路器 QF1 和 QF2。如误碰 QF1 跳闸时，也可连跳 QF2，即接通如下回路：

+ → QF1 - 2 → QF2 - 1 → YOF2 → -

总之，不论任何原因使得工作母线失压后，均必须跳开 QF2。

当跳开 QF2 后，辅助触头 QF2 - 2 断开，KLA 失磁。由于 KLA 触头是延时断开，在 KLA 刚刚失磁时其触头仍然闭合，它与跳闸后接通的辅助触头 QF2 - 3 相串联而起动 KM5。这时 KM5 动合触头闭合，合闸线圈 YO3 和 YO4 励磁，使 QF3 和 QF4 断路器合闸，备用变压器 T0 投入运行。万一备用电源合闸到故障元件上，备用电源的保护（图中未画出）动作，使 QF3 和 QF4 跳闸。这时由于 KLA 延时断开触头已经断开，KM5 已不可能再次励磁，所以备用变压器不可能再次投入。从而实现了 ARS 装置一次性自动投入的要求。

参 考 文 献

- 1 耿毅主编. 工业企业供电. 北京: 冶金工业出版社, 1985
- 2 刘介才编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1991
- 3 刘吟雯编. 高电压技术问答. 江苏: 科学技术出版社, 1989
- 4 李素芯编. 继电保护 (第二版). 北京: 中国电力出版社, 1986
- 5 丁明道主编. 高低压电器选用和维修. 北京: 兵器工业出版社, 1990
- 6 机械工业部统编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1998
- 7 何利民、君全英编. 怎样阅读电气工程图. 北京: 中国建筑工业出版社, 1987
- 8 邮电部邮政总局主编. 供用电设备维护手册. 北京: 人民邮电出版社, 1994
- 9 邵家瑾、杨新民编. 继电保护. 北京: 中国电力出版社, 1999
- 10 《工厂常用电气设备手册》编写组. 工厂常用电气设备手册 (上、下册、补充本). 北京: 水利电力出版社, 1985
- 11 翟世隆编著. 供用电实用技术问答. 北京: 中国水利水电出版社, 1997
- 12 进网用户电工培训技术问答编写组编. 进网用户电工培训技术问答. 北京: 中国电力出版社, 1998

参 考 文 献

- 1 耿毅主编. 工业企业供电. 北京: 冶金工业出版社, 1985
- 2 刘介才编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1991
- 3 刘吟雯编. 高电压技术问答. 江苏: 科学技术出版社, 1989
- 4 李素芯编. 继电保护 (第二版). 北京: 中国电力出版社, 1986
- 5 丁明道主编. 高低压电器选用和维修. 北京: 兵器工业出版社, 1990
- 6 机械工业部统编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1998
- 7 何利民、君全英编. 怎样阅读电气工程图. 北京: 中国建筑工业出版社, 1987
- 8 邮电部邮政总局主编. 供用电设备维护手册. 北京: 人民邮电出版社, 1994
- 9 邵家瑾、杨新民编. 继电保护. 北京: 中国电力出版社, 1999
- 10 《工厂常用电气设备手册》编写组. 工厂常用电气设备手册 (上、下册、补充本). 北京: 水利电力出版社, 1985
- 11 翟世隆编著. 供用电实用技术问答. 北京: 中国水利水电出版社, 1997
- 12 进网用户电工培训技术问答编写组编. 进网用户电工培训技术问答. 北京: 中国电力出版社, 1998

参 考 文 献

- 1 耿毅主编. 工业企业供电. 北京: 冶金工业出版社, 1985
- 2 刘介才编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1991
- 3 刘吟雯编. 高电压技术问答. 江苏: 科学技术出版社, 1989
- 4 李素芯编. 继电保护 (第二版). 北京: 中国电力出版社, 1986
- 5 丁明道主编. 高低压电器选用和维修. 北京: 兵器工业出版社, 1990
- 6 机械工业部统编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1998
- 7 何利民、君全英编. 怎样阅读电气工程图. 北京: 中国建筑工业出版社, 1987
- 8 邮电部邮政总局主编. 供用电设备维护手册. 北京: 人民邮电出版社, 1994
- 9 邵家瑾、杨新民编. 继电保护. 北京: 中国电力出版社, 1999
- 10 《工厂常用电气设备手册》编写组. 工厂常用电气设备手册 (上、下册, 补充本). 北京: 水利电力出版社, 1985
- 11 翟世隆编著. 供用电实用技术问答. 北京: 中国水利水电出版社, 1997
- 12 进网用户电工培训技术问答编写组编. 进网用户电工培训技术问答. 北京: 中国电力出版社, 1998

参 考 文 献

- 1 耿毅主编. 工业企业供电. 北京: 冶金工业出版社, 1985
- 2 刘介才编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1991
- 3 刘吟雯编. 高电压技术问答. 江苏: 科学技术出版社, 1989
- 4 李素芯编. 继电保护 (第二版). 北京: 中国电力出版社, 1986
- 5 丁明道主编. 高低压电器选用和维修. 北京: 兵器工业出版社, 1990
- 6 机械工业部统编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1998
- 7 何利民、君全英编. 怎样阅读电气工程图. 北京: 中国建筑工业出版社, 1987
- 8 邮电部邮政总局主编. 供用电设备维护手册. 北京: 人民邮电出版社, 1994
- 9 邵家瑾、杨新民编. 继电保护. 北京: 中国电力出版社, 1999
- 10 《工厂常用电气设备手册》编写组. 工厂常用电气设备手册 (上、下册, 补充本). 北京: 水利电力出版社, 1985
- 11 翟世隆编著. 供用电实用技术问答. 北京: 中国水利水电出版社, 1997
- 12 进网用户电工培训技术问答编写组编. 进网用户电工培训技术问答. 北京: 中国电力出版社, 1998

参 考 文 献

- 1 耿毅主编. 工业企业供电. 北京: 冶金工业出版社, 1985
- 2 刘介才编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1991
- 3 刘吟雯编. 高电压技术问答. 江苏: 科学技术出版社, 1989
- 4 李素芯编. 继电保护 (第二版). 北京: 中国电力出版社, 1986
- 5 丁明道主编. 高低压电器选用和维修. 北京: 兵器工业出版社, 1990
- 6 机械工业部统编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1998
- 7 何利民、君全英编. 怎样阅读电气工程图. 北京: 中国建筑工业出版社, 1987
- 8 邮电部邮政总局主编. 供用电设备维护手册. 北京: 人民邮电出版社, 1994
- 9 邵家瑾、杨新民编. 继电保护. 北京: 中国电力出版社, 1999
- 10 《工厂常用电气设备手册》编写组. 工厂常用电气设备手册 (上、下册, 补充本). 北京: 水利电力出版社, 1985
- 11 翟世隆编著. 供用电实用技术问答. 北京: 中国水利水电出版社, 1997
- 12 进网用户电工培训技术问答编写组编. 进网用户电工培训技术问答. 北京: 中国电力出版社, 1998

参 考 文 献

- 1 耿毅主编. 工业企业供电. 北京: 冶金工业出版社, 1985
- 2 刘介才编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1991
- 3 刘吟雯编. 高电压技术问答. 江苏: 科学技术出版社, 1989
- 4 李素芯编. 继电保护 (第二版). 北京: 中国电力出版社, 1986
- 5 丁明道主编. 高低压电器选用和维修. 北京: 兵器工业出版社, 1990
- 6 机械工业部统编. 工厂供电. 北京: 机械工业出版社, 1998
- 7 何利民、君全英编. 怎样阅读电气工程图. 北京: 中国建筑工业出版社, 1987
- 8 邮电部邮政总局主编. 供用电设备维护手册. 北京: 人民邮电出版社, 1994
- 9 邵家瑾、杨新民编. 继电保护. 北京: 中国电力出版社, 1999
- 10 《工厂常用电气设备手册》编写组. 工厂常用电气设备手册 (上、下册, 补充本). 北京: 水利电力出版社, 1985
- 11 翟世隆编著. 供用电实用技术问答. 北京: 中国水利水电出版社, 1997
- 12 进网用户电工培训技术问答编写组编. 进网用户电工培训技术问答. 北京: 中国电力出版社, 1998