

ICS 29.180
K44
备案号: 29876-2011

DB32

江苏省地方标准

DB32/T1701-2010

高压电气装置规程

High Voltage Electric Equipment Regulations

实施指南

(送审稿)

2010-09-10 发布

2010-12-10 实施

江苏省电力公司 发布

目 次

前言

1 范围	1
2 规范性引用标准.....	1
3 术语和定义	2
4 基本要求	8
5 供配电系统	10
6 6kV~220kV 变（配）电所.....	21
7 高压配电装置.....	53
8 电力变压器	74
9 断路器	92
10 电力电容器装置.....	104
11 电测量装置.....	117
12 电能计量装置.....	121
13 继电保护和安全自动装置.....	124
14 过电压保护	163
15 架空电力线路.....	79
16 电力电缆线路.....	233
17 接地装置	260

前 言

为规范我省电力用户高压电气装置的设计、安装和验收，贯彻执行国家技术经济政策，确保人身安全，制定本规程。

本规程按 GB/T1.1-2009《标准化导则 第1部分：标准的结构和编写》编制。

本规程附录 A、B、C、D、E、F、G、H、L、N、O、P、Q、R、S、T、U、W、X、Y、Z 为规范性附录。

本规程附录 I、J、K、M、V 为资料性附录。

本规程由江苏省电力标准化专业技术委员会提出并归口。

本规程由江苏省电力标准化专业技术委员会起草。

本规程主要起草人：李 斌、季 强、沈建新、金 农、朱 斌、刘伟平、陈少波、张凌浩、丁 晓、陈林荣、毛士良、王育槐、陆伟伟。

原江苏省电力工业局于 1993 年颁布的《高压电气装置规程》，规范了我省电力用户高压电气装置的设计、安装，使电力用户电气装置做到了标准化、规范化，提高用户安全用电的水平，防止用电事故的发生。由于十几年来，新技术、新设备的广泛应用，需对原《高压电气装置规程》进行修订。编写组进行了广泛的调查研究，认真总结了全省在高压电气装置方面的经验和创新并根据现行国家标准、规范和行业标准，结合我省具体情况制定了江苏省地方标准《高压电气装置规程》，作为我省高压电气装置设计、安装和验收的依据。

高压电气装置规程

1 范围

本规程规定了高压电气装置规程的术语和定义、基本要求、供配电系统、10kV~220 kV 变（配）电所、高压配电装置、电力变压器、断路器、电力电容器装置、电测量仪表装置、电能计量装置、继电保护和安全自动装置、过电压保护、架空电力线路、电力电缆线路、接地装置。

本规程适用于江苏省行政区域内 10（6）kV~220kV 工业与民用的电力用户变（配）电装置的新建、扩建、改建工程。

新增条文。

本条规定了《高压电气装置技术规程》适用于江苏省行政区域 10（6）kV~220kV 工业与民用的电力用户变（配）电装置的新建、扩建、改建工程。又规定了规程中未涉及的内容，还应执行现行的国家标准、规范以及电力行业标准的有关规定。

由于上世纪九十年代的电力设计、电气装置安装规程的国家标准、电力行业标准正在修订之中，有些已经出版，有些还未出版，因此，在使用本规程时，如遇与颁布的国家标准、行业标准不符时，应以新颁布的标准为准。

2 规范性引用标准

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

GB 4208-2009	外壳防护定级（IP 代码）
GB 17468-2008	电力变压器选用导则
GB 50016-2006	建筑设计防火规范
GB 50019-2003	采暖通风与空气调节设计规范
GB 50034-2004	建筑照明设计标准
GB 50045-95	高层民用建筑设计防火规范（2001 年修订版）
GB 50052-2009	供配电系统设计规范
GB 50057-94	建筑物防雷设计规范（2000 年版）
GB 50061-2010	66KV 及以下架空电力线路设计规范
GB 50062-2008	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
GB 50116-98	火灾自动报警系统设计规范
GB 50147-2010	电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范
GB 50150-2006	电气装置安装工程 电气设备交接试验标准
GB 50217-2007	电力工程电缆设计规范
GB 50219-1995	水喷雾灭火系统设计规范
GB 50227-2008	并联电容器装置设计规范
GB 50229-2006	火力发电厂与变电所设计防火规范
GB 50260-96	电力设施抗震设计规范
GB 50545-2010	110KV~750KV 架空输电线路设计规范
GB/T 50063-2008	电力装置的电测量仪表装置设计规范
GB/T 12706-2008	额定电压 35kV（ $U_m = 40.5kV$ ）及以下纸绝缘电力电缆及其附件
GB/T 14285-2006	继电保护和安全自动装置技术规程
GB/T 14549.300-2008	微机变压器保护装置通用技术要求
GB/Z 18890-2002	额定电压 220kV（ $U_m = 252kV$ ）交联聚乙稀绝缘电力电缆及附件
GBJ 149-90	电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范
DL/T 620-1997	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 621-1997	交流电气装置的接地
DL/T 667-1999	第 5 部分 第 103 篇 继电保护设备信息接口配套标准
DL/T 780-2001	配电系统中性点接地电阻器
DL/T 804-2002	交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则

DL/T 1057-2007	自动跟踪补偿消弧装置技术条件
DL/T 5044-95	火力发电厂、变电所直流系统设计技术规定
DL/T 5092-1999	110~500kV 架空送电线路设计技术规程
DL/T 5130-2005	架空送电线路钢管杆设计技术规定
DL/T 5136-2001	火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程
DL/T 5137-2001	电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T 5154-2002	架空送电线路杆塔结构设计技术规定
DL/T 5216-2005	35kV~220kV 城市地下变电站设计规范
DL/T 5217-2005	220kV~500kV 紧凑型架空送电线路设计技术规定
DL/T 5218-2005	220kV~500kV 变电所设计技术规程
DL/T 5221-2005	城市电力电缆线路设计技术规定
DL/T 5222-2005	导体和电器选择设计技术规定
DGJ32/J 14-2007	35kV 及以下客户端变电所建设标准。
DGJ32/J 14-2007	35kV 及以下客户端变电所建设标准。
DB32/T 1088-2007	电力用户业扩工程技术规范
DB32/T 1362-2009	20kV 配电系统技术规范

以上 46 种规程、规范是编写本规程的基础，同时还引用了《电气装置安装工程施工和验收规范》、《电力变压器、电力电缆运行规程》的部分内容。

根据 DL/T600《电力行业标准编写的基本规定》，凡在标准正文中提到的被引用标准，均应列入引用标准的章节中。

所有引用标准前的导语都是一样的。就其内容而言，它表明列入的引用标准或全部引用或部分引用，一经引用就成为《高压电气装置规程》的一部分，在执行《高压电气装置规程》时，遇到引用标准则按引用标准（全部或部分）的要求执行，其要求是一致的，不能出现相互矛盾。

另一方面，导语声明了所有标准都会修订，一旦引用标准被修订，在使用《高压电气装置规程》时要探讨使用最新版本的可能性，特别是当引用标准与《高压电气装置规程》的规定有冲突时，应研究如何执行要求更高的标准。

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本规程。

3.1

供电方式 Power Supply Mode

供电企业向申请用电的用户提供的电源特性、类型及其管理关系的统称。

供电方式包括供电电源的参数，如频率、相数、电压、供电电源的地点、数量、受电装置位置、容量、进线方式、主接线及运行方式，供用电之间的合同关系以及供电时间的时限等。

客户申请用电时，应进行现场查勘。在现场查勘时，根据用电需求、用电容量及负荷性质，就可以初步确定供电电压、供电电源的地点、数量、受电装置位置、容量、进线方式、主接线及运行方式等，进行供电方案的编制。

3.2

重要用户 Key Users

在国家或一个地区（城市）的社会、政治、经济生活中占有重要地位，对其中断供电将可能造成人身伤亡、较大环境污染、较大政治影响、较大经济损失、社会公共秩序严重混乱的用电单位或对供电可靠性有特殊要求的用电场所。

规定“重要客户”的范围，是为了在业扩工作中准确的编制供电方案。

国家电监会对重要电力用户分为“特级、一级、二级重要电力用户和临时性重要电力用户”等四类。具体划分如下。

（一）特级重要用户，是指在管理国家事务工作中具有特别重要作用，中断供电将可能危害国家安全的电力用户。

如：党和国家最高首脑机关办公地点；国家军事指挥中心、军事基地；国家级重要广播电台、电视台、通讯中心、航天、国家级航空港、国家领导人和来访外国首脑经常出席的活动场所等用电客户。

（二）一级重要用户，是指中断供电将可能产生下列后果之一的：

1. 直接引发人身伤亡的；
2. 造成严重环境污染的；
3. 发生中毒、爆炸或火灾的；
4. 造成重大政治影响的；
5. 造成重大经济损失的。
6. 造成较大范围社会公共秩序严重混乱的。

如：国家部委机关办公地点和省（直辖市、自治区）党政首脑机关；国家级信息中心、金融中心、证券交易中心；国家级地震、气象、防汛等监测指挥中心；国家级重要会议、重要宾馆、饭店，外国驻华使领馆；机场、轨道交通枢纽、铁路枢纽站、铁路调度中心；重要水利枢纽大坝等用户。

（三）二级重要用户：

1. 造成较大环境污染的；
2. 造成较大政治影响的；
3. 造成较大经济损失的；
4. 造成公共秩序严重混乱的。

如：地（市）、县级党政机关办公地点；省（直辖市、自治区）及地（市）电视台、通讯中心、信息中心；重要消防指挥中心、交通指挥中心、重要监狱；重要的科研单位、医院、文体场所、金融中心；重要国防、军工单位；地铁牵引站；重要会议、重要外宾活动场所；四星级及以上重要宾馆、饭店；外国驻华外交机构办公地点；地震、气象、防汛等监测指挥、预报中心；重要院校（大、中、小学校）、大型商场、影剧院等人员集中的重要的公共场所等用户。

（四）临时性重要电力用户，是指需要临时特殊供电保障的电力用户。

该文件又规定：供电企业要根据地方人民政府有关部门确定的重要电力用户的行业范围及用电负荷特性，提出重要电力用户名单，经地方人民政府有关部门批准后，报电力监管机构备案。

3.3

变电所 Transformer Substation

220kV 及以下交流电源经电力变压器变压后对用电设备供电的电气装置及其配套建筑物（构筑物）。

本标准中变电所特指设置在户内的变配电设备，区别于设置在户外的箱式变电站。

3.4

配电所 Distribution Substation

安装有开闭和分配电能作用的高压配电设备（母线上不含配变）及其配套建筑物（构筑物），俗称开闭所。

是指在户内只安装高压配电设备、母线上不含配电变压器的供配电设施，包括配套建筑物（构筑物），俗称开闭所。

3.5

主变压器 Main Transformer

与电网直接联系的客户端受电变压器。简称主变压器。

本条为“主变压器”的定义，是特指装设在客户端的受电变压器。无论变压器容量的大小，对每一个客户而言，其变压器的性质应是“主变压器”。

3.6

双电源 Duplicate Supply

到一个负荷的电源是由两个电路提供的，这两个电路就安全供电而言被认为是互相独立的。

3.7

保安电源 Safety Power Source

供给客户保安负荷的电源。保安电源必须是与其它电源无联系而能独立存在的电源；或与其它电源有较弱的联系，当其中一个电源故障断电时，不会导致另一个电源同时损坏的电源。保安电源与其它电源之间必须设置可靠的机械式或电气式连锁装置。

“保安电源”在国家、行业标准中没有这一术语，只有“应急电源”的术语。而在历次的《供用电规则》、《供电营业规则》和相关文件或领导人讲话中，均提出过“保安电源”，在国家电监会的文件中也使用此术语。本条术语是参照有关资料做出的定义。“保安电源”应视同于“应急电源”。

保安电源系指正常（或主要）电源以外，需要在对中断供电后，将发生人身伤亡或引起生产设备（环境）易燃、易爆、环境严重污染等，所提供的独立存在的电源。如从自备电厂、自备发电机组供

出的专用线路等。

3.8

应急电源 Emergency Power Source

用来维持安全用电设备工作所需的电源。

应急电源是指用来维持人身及用电设备安全所需的电源，在中断供电时能确保人身及设备安全所配置的供电电源。应急电源，不同于正常电源可连续性供电，而是根据生产工艺的要求，确保在一定的时间内供电的电源，应急电源应由客户自备。本导则对自备应急电源的容量选择作了规定。

3.9

电能计量装置 Electric Energy Metering Device

为计量电能所必须的计量器具和辅助设备的总体（包括电能表和电压、电流互感器及其二次回路等）。

3.10

电能计量方式 Electric Energy Metering Mode

根据计量电能的不同对象，以及确定的供电方式及电费管理制度要求，确定电能计量点及电能计量装置的种类、结构及接线等的方法。

新增条文。本条参照国网公司 2010 年颁发的《业扩供电方案编制导则》第 3.8 条编写。

电能计量方式，一般有高供高计、高供低计、低供低计三种方式。

高供高计：指高压供电的客户在高压侧装设电能计量装置，在高压侧计量。

高供低计：指高压供电的客户在低压侧装设电能计量装置，在低压侧计量。

低供低计：指低压供电的客户装设低压电能计量装置计量电能。

3.11

电能质量 Electric Energy Quality

供应到客户受电端的电能质量的优劣程度。通常以电压允许偏差、电压允许波动和闪变、电压正弦波形畸变率、三相电压不平衡度、频率允许偏差等指针来衡量。

(1) 衡量电能质量的主要指标是电网频率和电压质量。频率质量指标为频率允许偏差；电压质量指标包括允许电压偏差、允许波形畸变率(谐波)、三相电压允许不平衡度以及允许电压波动和闪变。国家技术监督局已公布了上述电能质量的五个国家标准。

(2) 电网频率 我国电力系统的标称频率为 50Hz，《电能质量 电力系统频率允许偏差》GB/T 15945-1995 中规定：电力系统正常频率偏差允许值为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ，当系统容量较小时，偏差值可放宽到 $\pm 0.5\text{Hz}$ ，标准中没有说明系统容量大小的界限。在《供电营业规则》第五十三条中规定“在电力系统正常状态下，供电频率的允许偏差为：电网装机容量在 300 万千瓦及以上者为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ；电网装机容量在 300 万千瓦以下的，为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。实际运行中，从全国各大电力系统运行看都保持在不大于 $\pm 0.1\text{Hz}$ 范围内。

(3) 供电电压的允许偏差

《电能质量 供电电压允许偏差》GB/T 12325-2008 中作了规定。已写在本导则说明中。

(4) 三相电压不平衡度

《电能质量 三相电压不平衡度》GB/T 15543-2008 中规定：

4.1 电网正常运行时，负序电压不平衡度不超过 2% 短时不得超过 4%。

4.2 接于公共连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度允许值一般为 1.3%，短时不超过 2.6%。根据连接点的负荷情况以及邻近发电机、继电保护和自动装置安全运行引起，该允许值可作适当变动，但必须满足 4.1 的规定。

(5) 允许电压波动和闪变

《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326-2008，第 4 章规定：

4 电压波动的限值

任何一个波动负荷用户在电力系统公共连接点产生的电压波动，其限值和电压变动频度、电压等级有关。对于电压变动频度较低（例如 $r \leq 1000$ 次/h）或规则的周期性电压波动，可通过测量电压方均根值曲线 $U(t)$ 确定其电压变动频度和电压变动值。电压波动限值见表 1。

表 1 电压波动限值

$r / (\text{次/h})$	$d / \%$	
	LV、MV	HV

$r \leq 1$	4*	3
$1 < r \leq 10$	3*	2.5*
$10 < r \leq 100$	2	1.5
$100 < r \leq 1000$	1.25	1

注 1: 很少的变动频度 (每日少于 1 次), 电压变动限值 d 还可以放宽, 但不在本标准中规定。
注 2: 对于随机性不规则的电压波动, 如电弧炉负荷引起的电压波动, 表中标有 “*” 的值为其限值。
注 3: 参照 GB/T 156—2007, 本标准中系统标称电压 UN 等级按以下划分:
 低压 (LV) $U_n \leq 1\text{kV}$
 中压 (MV) $1\text{kV} < U_n \leq 35\text{kV}$
 高压 (HV) $35\text{kV} < U_n \leq 220\text{kV}$
 对于 220kV 以上超高压 (EHV) 系统的电压波动限值可参照高压 (HV) 系统执行。

5 闪变的限值

5.1 电力系统公共连接点在系统正常运行的较小方式下, 以一周 (168h) 为测量周期, 所有长时间闪变值 P_{lt} 都应满足表 2 闪变限值的要求。

表 2 闪变限值

P_{lt}	
$\leq 110\text{kV}$	$> 110\text{kV}$
1	0.8

(6) 《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549-1993 规定的公用电网谐波电压、谐波电流限值。谐波电压限值如下:

公用电网谐波电压 (相电压) 限值

电网标称电压 kV	电压总谐波畸变率 %	各次谐波电压含有率	
		奇 次	偶 次
0.38	5.0	4.0	2.0
6	4.0	3.2	1.6
10	4.0	3.2	1.6
35	3.0	2.4	1.2

注: 20kV 暂参照 10kV 标准执行, 待国家标准有规定时, 按国家标准执行。

谐波电流允许值

公共连接点的全部用户向该点注入谐波电流分量 (方均根值) 不超过下表的允许值。当公共连接点处的最小短路容量不同于基准短路容量时, 下表中的谐波电流允许值的换算见《电能质量公用电网谐波》GB / T14549 附录 B。

注入公共连接点的谐波电流允许值

标称电压 kV	基准短路容量 MVA	谐波次数及谐波电流允许值, A																							
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
6	100	43	34	21	34	14	24	11	11	8.5	16	7.1	13	6.1	6.8	5.3	10	4.7	9.0	4.3	4.9	3.9	7.4	3.6	6.8
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9	3.7	4.1	3.2	6.0	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1
35	250	15	12	7.7	12	5.1	8.8	3.8	4.1	3.1	5.6	2.6	4.7	2.2	2.5	1.9	3.6	1.7	3.2	1.5	1.8	1.4	2.7	1.3	2.5
110	750	12	9.6	6.0	9.6	4.0	6.8	3.0	3.2	2.4	4.3	2.0	3.7	1.7	1.9	1.5	2.8	1.3	2.5	1.2	1.4	1.1	2.1	1.0	1.9

注: 20kV 暂参照 10kV 标准执行, 待国家标准有规定时, 按国家标准执行。

3. 12

谐波源 Harmonic Source

向公用电网注入谐波电流或在公用电网中产生谐波电压的电气设备。如: 电气机车、电弧炉、整流器、逆变器、变频器、相控的调速和调压装置、弧焊机、感应加热设备、气体放电灯以及有磁饱和现象的机电设备等设备。

新增条文。本条引自国网公司 2010 年颁发的《业扩供电方案编制导则》第 3.11 条。

(1) 凡用电时, 当加上正弦电压而产生非正弦电流或通以正弦电流而在其上产生非正弦电压的用电设备, 称为非线性用电设备。非线性设备用电后是谐波源。

(2) 谐波造成的危害

- 1) 导致电压、电流正弦波形畸变, 电能品质变坏;
- 2) 谐波电流在旋转电机绕组中流通, 使电动机产生附加损耗而过热, 产生脉动转矩和噪声;
- 3) 引起无功补偿电容器谐振和谐波电流放大, 导致电容器组因过负荷或过电压而损坏, 对电力

电缆也会造成过负荷或过电压而损坏；

4) 由于集肤效应和邻近效应的存在，使输电线路、变压器等因产生附加损耗而过热；5) 对继电保护和自动控制装置产生干扰和造成误动或拒动；

6) 对于通讯、广播、电视产生干扰。

7) 使计量仪表，特别是感应式电能表产生计量误差。

为了防止谐波的危害，要求采取措施，控制用电设备注入电网的谐波电流和注入点的谐波电压的最大值不大于规定的标准。

(4) 消除谐波的措施：

1) 受电变压器采用 Yyn/Dyn、Dyn/Yyn 接线或多相整流，以减少注入电网的谐波分量；2) 采用滤波措施；

3) 采用电容吸收措施

4) 保持三相平衡；

3.13

大容量非线性负荷 High Capacity Nonlinear Load

泛指接入电力系统的单台容量在 4000kVA 及以上的电弧炉、轧钢、地铁、电气化铁路、整流设备等具有非线性、冲击性、不对称性的负荷。

“大容量非线性负荷”是对波动性、冲击性、非线性负荷、不对称负荷的泛称。

1) 冲击性负荷。它是由电弧炉、轧钢机、弧焊设备等在用电过程中产生的。冲击性负荷会引起电压的闪变、电压正弦波形畸变等，是对供电电压质量有严重影响的一种负荷。

2) 不对称性负荷。它是由单相用电设备，如电气机车、单相电炉以及多相设备的不对称运行所产生。不对称负荷会引起电网三相电压不平衡，造成电压偏移值增加与电压波形畸变。

3) 波动性负荷。它是由粉碎机、球磨机的在用电过程中产生的。波动性负荷会要求电压波动范围超过国家标准的规定。

3.14

控制室 Central Control Room

变电所中对主要电气系统、设备进行集中控制的场所。

3.15

A 类电气装置 Electric Equipment Class A

系指交流标称电压为 500kV 及以下发电、变电、送电和配电电气装置（含附属直流电气装置）。

本条泛指高压电气装置。

3.16

B 类电气装置 Electric Equipment Class B

系指建筑物电气装置。

本条泛指低压电气装置。

3.17

资产（责任）分界点 Division Point of Property

指供电方和用户的电气设备连接处。

资产（责任）分界点，又是接入工程和受电工程的分界处。是在一旦发生电气事故或人身事故时，责任的划分之处。

3.18

保护接地 Protective Earthing

电气装置的金属外壳、配电装置的构架和线路杆塔等，由于绝缘损坏有可能带电，为防止其危及人身和设备的安全而设的接地。

3.19

等电位联结 Equipotential Bonding

各外露可导电部分和装置外可导电部分的电位实质上相等的电气连接。

3.20 等电位联结线 Equipotential Bonding Line

确保等电位联结而使用的保护导体。

3.21

人工接地体 Artificial Grounding Substance

用人工埋入大地中的导体。

3.22 自然接地体 Natural Grounding Substance

可利用作为并直接与大地接触的各种金属构件、金属井管、钢筋混凝土建筑的基础、金属管道（易燃、易爆者除外）和设备等。

3.23

接地装置 Earthing Devile

接地线和接地体的组合。

3.24

负荷管理终端装置 Power Load Management Terminal

利用现代微型计算机和通信技术等，对电力需求侧的用电负荷，进行有效管理的装置，称为负荷管理装置。装设在需求侧的称为负荷管理终端装置。俗称负控装置。

负荷管理终端有 I 型、II 型两种，分别用于 100kV·A 及以上、50kV·A (kw) 及以下的客户。

3.25

负荷开关—熔断器组合电器 Load Switch—Fuse Combined Electrical Appliance

一种组合电器，它包括一组三极负荷开关及三个带撞击器的熔断器，任何一个撞击器动作，应使负荷开关三极全部自动分闸。

对于熔断器和负荷开关组合（不带撞击器）的，与负荷开关—熔断器组合电器，不能混淆。在该规范 1997 年版第 4.1.2、4.1.3 条对其他结构型式的负荷开关，也作了定义如下：

带熔断器的负荷开关：它是一种负荷开关，其中一极或多极分别与熔断器串联于一个复合单元内。

熔断器式负荷开关：它是一种负荷开关，其动触头由一个熔断器或者带熔丝的载熔体构成。

该规范的 2009 版本，对 1997 年版，作了修订如下：

熔断器—负荷开关：由熔断件或带有熔断件的载熔件构成动触头的负荷开关。

隔离负荷开关（负荷隔离开关）：在断开位置，能满足对隔离开关所规定的隔离要求的一种负荷开关。[GB 3804—2004 的 4.4.102]

在 90 年代颁布的规范中，如《10kV 及以下变电所设计规范》GB50053—94 条文中提到的“带熔断器的负荷开关”，与负荷开关—熔断器组合电器不能等同，可从 GB 16926—1997 版的定义就可看出。

组合电器的主要组件是交流高压负荷开关和限流熔断器。装设熔断器是为了扩大组合电器的短路额定值，并使其超过单独用负荷开关的短路额定值。安装撞击器，既为了依靠熔断器的动作使负荷开关的三极自动分开，又可在故障电流小于熔断器最小开断电流时正确动作。

负荷开关—熔断器组合电器的自动分闸，除采用熔断器的撞击器外，组合电器还有一种，它的负荷开关自动分闸由过流脱扣器或并联脱扣器触发。

3.26

中央信号装置 Central Signal Controlling Device

变电所内用于发出事故和预告信号的公用装置。

3.27

充气式开关柜 Gas Filled Switchgear

由高压断路器、负荷开关、高压熔断器、隔离开关、接地开关、互感器，以及控制、测量、保护、调节装置及内部连接件、辅件、外壳和支持件组成的成套配电装置，其内充 SF₆ 气体作为绝缘介质的空间。

充气式开关柜，国内已有生产。应在工程中应用。

3.28

数字式保护装置 Digital Protection Device

继电保护装置是反映电力系统故障或不正常运行状态，动作于跳开断路器或发报警信号的自动装置。数字式保护装置就是利用现代计算机技术实现计算、执行等环节，并采用先进算法的新型保护装置。

本条术语是指不带测控功能的微机型继电保护装置。

3.29

数字式测控保护装置 Digital Measuring and Protective Device

数字式测控保护装置就是集测控功能和保护功能于一体的微机自动装置。

本条术语是指带有通讯功能，集测控功能和保护功能于一体的微机自动装置。

3.30

数字式综合自动化系统 Digital Integrated Automation System

数字式综合自动化装置就是利用现代微型计算机和通信技术等,实现电力系统测量、保护、控制、监视、通信、事件记录、故障录波等功能的自动装置,是电力系统综合自动化的组成部分。

本条术语是指采用微机测控保护装置和现场总线,集中采集实时信息,汇总预处理后向当地后台和各级调度部门转发的系统。

3.31

长期允许电流 Long-term Allowable Current

指载流导体在导体工作温度、环境温度条件下所允许长期通过的电流。

3.32

中性点有效接地方式 Neutral Point Solidly Earthed Mode

系统在各种条件下应该使零序与正序电抗之比(X_0/X_1)为正值并且小于3,且零序电阻对正序电抗(R_0/X_1)之比为正值并且不大于1。中性点直接接地、中性点经小电抗接地和中性点经低电阻接地均属于该类系统。

3.33

中性点非有效接地方式 Neutral Point Non-solidly Earthed Mode

系统在各种条件下应该使零序与正序电抗之比(X_0/X_1)大于3。中性点不接地、中性点经消弧线圈接地和中性点经高电阻接地均属于该类系统。

3.34

高电阻接地系统 High Resistance Earthed System

系统中性点经过一定阻值的电阻接地,一般限制单相接地故障电流小于10A。高电阻接地系统的设计应符合 $R_0 \leq X_0$ (R_0 是系统等值零序电阻, X_0 是系统每相的对地分布容抗)的准则,以限制由于间隙性电弧接地故障产生的瞬态过电压。

3.35

低电阻接地系统 Low Resistance Earthed System

系统中性点经过一定阻值的电阻接地,低电阻的选择应使系统发生接地故障时,有足够电流满足继电保护快速性和选择性的要求,一般限制单相接地故障电流为100A~1000A。对于一般系统,限制瞬态过电压的准则是 $(R_0/X_0) \geq 2$ 。其中 X_0 是系统等值零序电抗。

4 基本要求

4.1 高压电气设备的选型应执行国家有关技术经济政策、符合国家标准、电力行业标准。采用运行安全可靠、技术先进、维护方便(免维护或少维护)、操作简单、节能环保型的电气设备,禁止采用国家明令淘汰的产品。

本条规定了变电所电气设备的选型原则,即根据国家有关技术经济政策,采用运行安全可靠、技术先进、适度超前、维护方便(免维护或少维护)、操作简单、节能环保型的成套电气设备。禁止使用国家明令淘汰的产品。

主要的淘汰电气产品:

1 变压器。中小型变压器 SJ、SJ1、SJ2、SJ3、SJ4、SJ5、SJL、SJL1、S、S1、SZ、SL、SLZ、SL1、SLZ1、SL7-30/10~SL7-1600/10、S7-30/10~S7-1600/10 系列。

2 高压断路器。LN1-27.5、CN1-6、CN2-10、ZN2-10、QW1-10、QW35。

3 户内(外)高压负荷开关。FN1-10、FW3-10

4 户内(外)高压隔离开关。GN1-6、GN1-10、GN3-10、GN4-10、GN6-10、GN7-10、GN8-10、GN9-10、GN11-15、GL4-20、GN13-35、GN15-35、GN16-35、GN17-10、GN18-10、GW3。

5 高压熔断器。RW1-35、RW2-35、RW1-60、RW1-10。

6 户内(外)少(多)油断路器。SN1、SN2、SN3、SN5、SN6、SN7、SN8、SN9、SN12、SW3-35、DN1-10、DN2-6、DN3-10。

其他型号的淘汰产品国家尚未公布。

9 型油浸式变压器和干式变压器,虽然国家没有对其作为淘汰产品,但根据江苏省人民政府的规定,我省不再使用。

4.2 凡设计、安装、用电等单位应采用经实践证明行之有效的新设备、新技术、新工艺、新材料,以提高经济效益、社会效益。

原规程第 1.0.9 条修改条文。

由于技术的迅速发展，新设备、新技术等不断出现，本条规定，强调了应采用“经实践证明行之有效”的新设备、新技术。目的是既要积极应用又要防止盲目采用未经实践证明是行之有效的产品，以保证对电网和用户电气设备的安全运行。

4.3 高压电气装置的设计、安装、验收，应以供用电的安全、经济、合理性为原则，充分发挥供用电设备的作用，以利于国民经济的发展。

4.4 10kV、20kV 重要用户变电所的建设，除应执行本规程外，还应执行 DB32/T1008 的相关规定。

鉴于国家对公共安全的重视，国家发改委、国家电监会在近几年的相关文件中，都有“重要用户”的提法，这不同于用电负荷的分级。在现行的国家标准中，只对一、二级负荷的供电方式及配置应急电源，做了原则的规定。因此在 2007 年制订江苏省地方标准《电力用户业扩工程技术规范》DB32/T1088-2007 时，对 10kV~20kV 重要用户的供电要求，从电气主接线、应急电源的配置、高、低压电气设备的选择、继电保护及安全自动装置的配置等方面做了规定。所以对 10kV~20kV 重要用户变电所的建设，除应执行本规程外，还应执行 DB32/T1088-2007 的规定。

4.5 工程建设项目在规划、立项或可行性研究阶段，应同时进行供电方案的研究和确定，供电方案应包括附录 A 的内容。供电方案确定后方可进行变电所设计。变电所设计文件应按规定报审，报审文件应包括附录 B 中的内容。

国务院颁布的《电力供应与使用条例》第 23 条以及原电力部颁布的《供电营业规则》第 16、18、39 条都做了明确规定。

工程建设项目在规划、立项或可行性研究阶段以及新建、改建、扩建客户端变电所均应预先与供电企业联系，就供电的可能性、用电容量和供电条件及配套工程的建设等达成原则协议。这是，为了保证用户在工程建设项目竣工后，能及时得到电力供应以及维护正常的供用电秩序而做的规定。

明确规定了“供电方案确定后，方可进行变电所的设计”。明确了，用户变电所的建设必须按确定的供电方案进行。而且，这也是对受电装置设计文件进行审查的依据之一。有此规定可以避免了一些建设单位，不办理申请用电手续，没有就供电的可能性、用电容量和供电条件及配套工程的建设等达成原则协议或没有供电方案，就盲目委托设计单位进行变电所设计、订货、施工造成不必要的浪费。这也是对设计单位承揽设计任务做出了规范。

4.6 变电所施工应按经审查的施工图文件进行。施工中如需变更，应按设计变更程序办理。

用户受电装置与电力系统是直接联系的，其设计是否满足国家规范以及和电力行业的规定合理衔接，直接影响到电力系统和用户变电所的安全运行。因此变电所的设计应经供电企业审核同意。如果受电装置的设计未经供电企业审核或供用双方未达成一致意见就进行施工，将会造成返工。

4.7 变电所、架空线路及电缆线路工程施工过程中，应做好隐蔽工程的施工记录，接受中间检查，发现问题及时更改。

中间检查应根据原审核同意的设计内容和国家、行业及地方标准进行。检查以受电侧一次设备为重点，特别要注意对隐蔽工程的检查。

变电所的隐蔽工程主要有：接地网、管线预埋等。由于这些工作在变电所竣工后，是无法进行验收的。因此，规定了施工方及建设单位要做好隐蔽工程的施工记录，接受中间检查。

对不符合原审核的设计部分和安装质量要求的，应以书面形式向客户提出。

4.8 用户的高压电气装置在向供电企业报送竣工报告前，应按附录 C 的要求做好变电所投运前的各项工作。

本条规定了在变电所竣工前应做的工作。是变电所运行管理的基本要求。

4.9 变电所、架空线路及电缆线路工程施工、安装完工后，应当进行土建和电气装置竣工验收，编写工程竣工报告。竣工报告的内容应符合附录 D 的要求。

本条是参照现行的由原电力部 1996 年 9 号令颁发的《供电营业规则》第 43 条的规定制订的。

4.10 竣工验收后，供电企业应对受电装置的继电保护整定值进行计算和整定。

本条的规定是为了确保用户变电所和电力系统的安全，防止在发生电气事故时因继电保护整定值计算的错误或不整定，而造成事故的扩大。

4.11 进网作业电气承装（修、试）单位，应取得国家电力监管委员会颁发的《承装（修、试）电力设施许可证》及建设管理部门颁发的相关证书后，方可在承装（修、试）范围内承接电气装修工程。无承装许可证的单位和个人不得承揽电气装修工程。

国家电力监管委员会（2005）6 号令颁布的《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》规定：没

有取得相应资质等级的施工企业，不得施工。

4.12 非线性负荷用户应委托有资质的专业机构出具非线性负荷设备接入电网的电能质量评估报告(其中大容量非线性用户，须提供省级及以上专业机构出具的电能质量评估报告)。并应依据经评审的电能质量评估报告，按照“谁污染、谁治理”、“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则，在供电方案中明确治理措施。

在对有非线性负荷设备的客户申请用电制定供电方案前，应有客户委托有资质的专业机构出具的电能质量评估报告，(有的称接入系统可行性研究报告)。其目的是保证有非线性负荷设备的客户接入电网后，不会对电网的电能质量造成影响。目前有些非线性负荷设备的制造厂，虽然在产品的介绍或产品说明书中称有消谐装置或措施，能够满足国家标准的要求，但在接入系统运行后仍对电网的电能质量造成危害，危及了电网和客户的安全运行。因此，在确定供电方案之前必须由客户提供电能质量评估报告，根据评审意见确定接入系统的方案。

“有资质的专业机构”一般指相应资质等级电力设计院、各省(自治区、直辖市)及以上的电力科研机构。

大容量非线性客户应由省电力公司组织评审；其它应由各地市供电公司组织评审。

本条又规定了“谁污染、谁治理”、“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则。并应在供电方案中明确治理的措施。

对评估后的治理措施，所装设的消谐装置接入系统前必须进行验收。验收不合格，不允许接电；接电后必须进行谐波实测。因为，消谐装置的验收是静态的，只有在非线性负荷设备和消谐装置运行后，才能实际反映消谐装置是否满足要求。经实测合格后，非线性负荷设备才能接入电网运行。实测不合格，非线性负荷设备不能接入电网运行。

5 供配电系统

5.1 一般规定

5.1.1 用户的供配电系统的建设，应根据工程特点、规模和发展规划，正确处理近期和远期发展的关系，做到远、近结合。以近期为主，适当考虑扩建的可能。

本条是根据多年来用户变电所建设方面的经验教训，正确处理近期建设与远期发展的相互关系是必要的，目的是使设计的变电所能获得最大的综合经济效益。应根据工程的5~10年发展规划进行设计。上述年限是指工程预定投产之日算起的5~10年。并要适当考虑今后变电所在布置上有再扩建的可能性。

5.1.2 供配电系统的新建，应从全局出发，统筹兼顾，按照负荷性质、用电容量、工程特点和供电条件合理建设。

本条强调的是建设标准应根据国情综合考虑需要与可能。标准既不过低，影响安全运行，又不过高，脱离经济实际。

5.2 负荷分级及供电方式

5.2.1 用户用电负荷性质的确定，应根据用户对供电可靠性的要求及中断供电后在安全、政治、经济上所造成的损失或影响的程度进行分级。一般分为三个等级，即一级负荷、二级负荷、三级负荷。准确地认定用电负荷性质，以便选择恰当的供电方式。用电负荷分级的划分见附录E。

电力负荷分级的意义，在于正确地反映它对供电可靠性要求的界限，以便恰当地选择符合我国实际水平的供电方式，满足我国四个现代化建设的需要，提高投资的效益。

区分电力负荷对供电可靠性要求，在于因停电在政治或经济上造成损失或影响的程度。损失越大，对供电可靠性的要求越高；损失越小，对供电可靠性的要求就越低。

5.2.2 重要用户的确定

重要电力用户是指在国家或者一个地区(城市)的社会、政治、经济生活中占有重要地位，对其中断供电将危及人身安全和公共安全，或者造成重大政治影响，或者对环境产生严重污染，或者带来重大经济损失的用电单位和特殊用电场所。

根据供电可靠性的要求以及中断供电危害程度，重要电力用户可分为特级、一级、二级重要电力用户和临时性重要电力用户。

国家电监会2008年10月17日颁发的《关于加强重要电力用户供电电源及自备应急电源配置监督管理的意见》电监安全(2008)43号文，对重要电力用户的范围作了明确的界定如下：

重要电力用户是指在国家或者一个地区（城市）的社会、政治、经济生活中占有重要地位，对其中断供电将危及人身安全和公共安全，或者造成重大政治影响，或者对环境产生严重污染，或者带来重大经济损失的用电单位和特殊用电场所。

规定“重要客户”确定的范围，是为了在业扩工作中准确的编制供电方案。

江苏省经信委、国家电监会南京监管办、江苏省安监局以苏经信经（2010）49号文颁发了《江苏省重要电力用户供电电源和自备应急电源配置实施办法（试行）》。在此实施办法第五条，规定了“新增电力用户，属重要用户范围的，在报装申请用电时应如实申报重要等级”；第十一条规定了“具有保安负荷要求的重要电力用户，在配置符合其重要等级要求的供电电源的前提下，还应配置自备应急电源，确保在外部电源全部失电后，各类应急设备、应急照明、消防等各类设施的正常、可靠供电”；第十四条规定了“新报装申请用电且具有保安负荷要求的重要电力用户，应在业扩报装环节提出自备应急电源的配置要求。并有效落实”。

省公司苏电营（2009）1235号文颁发了《江苏省电力公司重要电力客户用电管理办法》。对重要电力用户的管理作出了具体规定如下：

1 明确了我省重要电力用户的范围

重要电力客户应包括：煤矿、非煤矿山、冶金、石油、化工（含危险化学品）、电气化铁路、党政机关、国防、信息安全、交通运输、水利枢纽、公共事业及其他重要客户。其中煤矿、非煤矿山、冶金、石油、化工（含危险化学品）、电气化铁路等行业的客户根据国网公司相关文件要求进行管理。党政机关主要包括：省委、省政府、省级各类机关、市委、市政府、市公安局、市交警指挥中心、市消防指挥中心、市人防指挥中心、县委、县政府、县公安（交警）指挥中心等；国防主要包括：各级部队指挥中心（系统）、雷达机站等；信息安全主要包括：移动、电信、广播、电视、各类网络数据中心、主要银行网点、银行（证券）数据中心、各类大型通讯基站（县级以上）等；交通运输主要包括：重要交通枢纽（机场、码头、车站）等；水利枢纽主要包括：大型翻水站、排涝、泵站及省级以上水利工程等；公共事业主要包括：市政（水、电、气）公用事业、其中水厂包括污水处理和原水水厂；其他重要客户主要包括：医院（三级甲等医院，每县必须保证1-2家重要医院）、血库、疾病控制中心、大型超市卖场、大型购物中心、市县文化活动中心、重要国（涉外）宾馆、重点高校等。

2 供电公司应根据地方人民政府电力主管部门确定的重要电力客户的行业范围及用电负荷特性，每年对本公司供电营业区域内的电力客户进行梳理，提出重要电力客户名单，经地方人民政府电力主管部门批准后，报当地电力监管机构备案。

3 规定了重要电力用户的业扩管理

1) 供电公司在办理客户业扩过程中，应根据客户提供的主要生产用电设备清单、生产工艺耗电流程简介、重要及保安负荷报装容量、用电设备允许中断供电时间、重要用电负荷的保安措施等相关申请材料，必要时应进行现场勘查，以确认客户的负荷特性是否属于重要电力客户。确认为重要电力客户的，应出具《重要电力客户确认告知书》书面告知客户，客户存在异议的，供电公司应根据客户提供的地方人民政府相关部门意见处理。

2) 重要电力客户内部受电工程设计时，应将重要负荷与其他负荷予以区分，并分开配电。重要客户的保安负荷应实现末端自动切换，其他重要负荷宜采用末端自动切换，切换装置应闭锁（电气、机械）可靠。

3) 重要电力客户的自备应急电源应与受电工程同步规划、同步设计、同步施工。内部受电工程设计审查（电气图纸送审）时，客户应提供以下关于自备应急电源的资料。

4) 重要电力客户受电工程竣工报验时，客户应提供工程竣工报告、变电所管理机构（含联系方式）、电工人员配置、值班制度以及内部应急详细预案作为资料备案。其中，工程竣工报告中应包含自备应急电源的相关内容，如：切换装置（含末端切换）带电切换试验合格报告、自备应急电源合格证及有关技术参数、生产资质等。竣工报告不符合要求的，供电公司可拒绝验收。

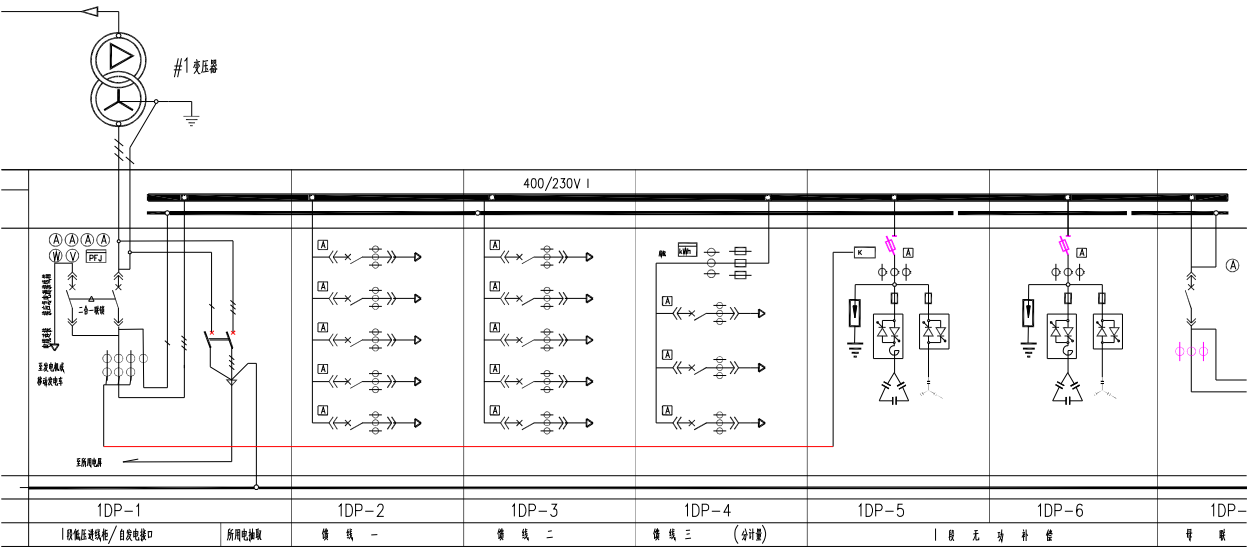
4 重要用户的运行管理

应定期对重要电力客户用电情况进行监督、检查、指导，排查客户内部安全用电隐患，协助制定客户责任隐患整改计划，督促客户尽快落实，检查结果以书面形式报送政府电力主管部门和安全监察部门。

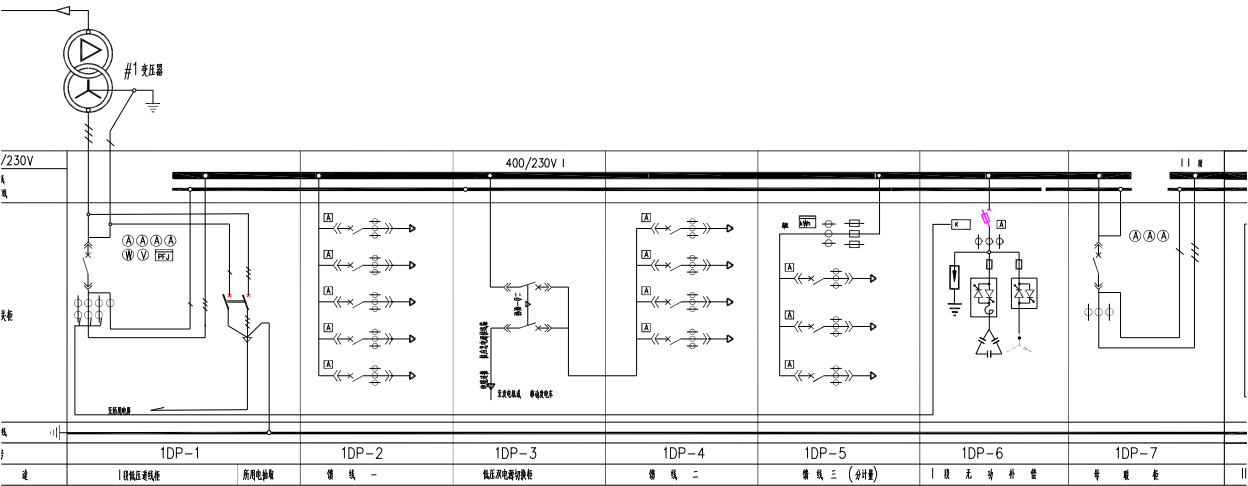
对可能造成人身伤亡事故、重大及以上设备事故、电网二类及以上障碍或较大社会、政治不良影响等严重后果的重要隐患，应开具《限期整改告知书》并报送地方人民政府电力主管部门、安全监察部门及当地电力监管机构备案。对到期拒不整改的应报送地方人民政府电力主管部门，由地方人民政

府电力主管部门按照相关规定组织停电，对已造成事故的应追究其相应责任。

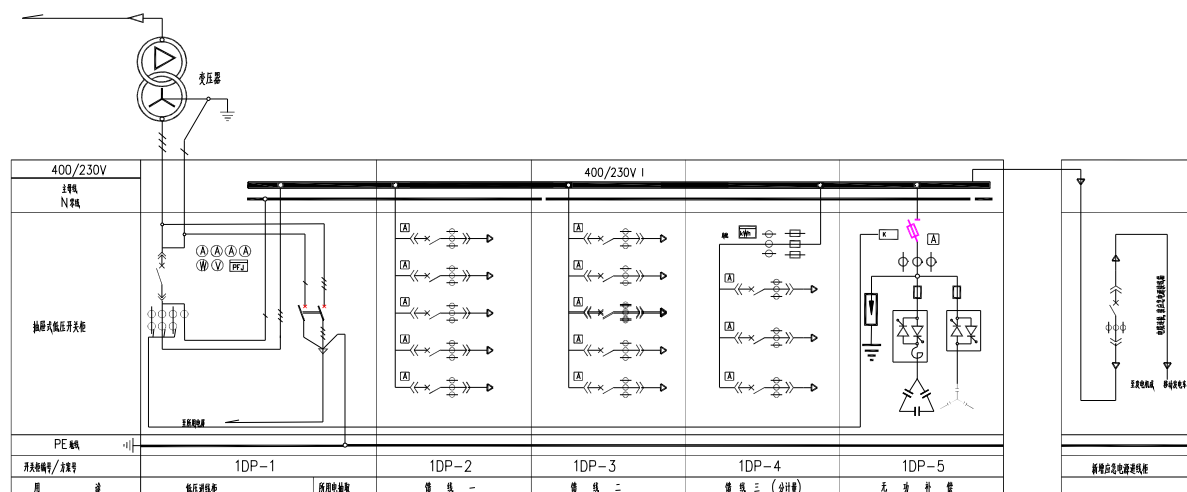
5 江苏省住房和城乡建设厅 2011 年 3 月 16 日颁发的第 115 号公告，批准了《电力用户变电所标准设计（一）～（三）》为江苏省工程建设标准设计，自 2011 年 5 月 1 日起实行。在三册的标准设计中，对重要用户的低压自备应急电源的接入提供了三种电气主接线图。所以，在审查重要电力用户的设计图纸时，低压自备应急电源的接入方式应符合《电力用户变电所标准设计》的标准设计。举例如下：



此图为新建变电所加装发电机的接口接线模式：
发电机容量与变压器容量相差不大，发电机接口设于低压进线总柜，变压器进线开关与发电机进线开关设二合一机械及电气联锁，两台开关均采用 4 极开关。



此图为新建变电所加装发电机的接口接线模式：
发电机容量与变压器容量相差较大或者重要用电出线回路较少，将重要用电负荷出线集中设置，设应急母线段。发电机接口设于低压双电源切换柜，两路电源进线开关设二合一机械及电气联锁，两台开关均采用 4 极开关。



为满足用户供电高可靠性的要求,在原有变电所的基础上加装接发电机的接口参考接线模式。

在原变电所内增设一台应急电源进线柜（箱），一进一出，至原变电所低压母线，应急电源进线柜（箱）与原开关柜间用电缆连接，变电所室外设应急电源接线箱，以便于发电车电缆接入。应急电源进线柜（箱）与原进线断路器柜需进行电气互锁，把原进线断路器的常闭辅助触点引入应急电源进线断路器合闸回路，保证只有在原进线断路器断开情况下，方能合发电机进线柜。另将原进线断路器内部改造，具备失压延时跳闸功能（延时 3S）。操作时值班人员需填写操作票，并严格按照规程执行。为避免平时误合，应急电源进线柜（箱）的断路器操作电源取自发电车进线口，保证只有发电车发电的情况下方能合断路器。

此类改造项目，需检查原变电所的接地系统，确保原变电所内所有开关柜、配变等电气设备可靠接地。

5.2.2.1 特级重要用户，是指在管理国家事务中具有特别重要作用，中断供电可能危害国家安全的电力用户。

5.2.2.2 一级重要用户,是指中断供电将可能产生下列后果之一的。

- a) 直接造成人身伤亡的。
- b) 造成环境严重污染的。
- c) 发生中毒、爆炸或火灾的。
- d) 造成重大政治影响的。
- e) 造成重大经济损失的。
- f) 造成较大范围社会公共秩序严重混乱的。

5.2.2.3 二级重要用户,是指中断供电将可能产生下列后果之一的。

- a) 造成较大环境污染的。
- b) 造成较大政治影响的。
- c) 造成较大经济损失的。
- d) 造成一定范围社会公共秩序严重混乱的。

5.2.2.4 临时性重要电力用户，是指需要临时特殊供电保障的电力用户。

5.2.3 电网供电电压为: 10kV、20kV、35kV、110kV、220kV、500kV。

5.2.4 供电方式

5.2.4.1 供电方式的种类。

- 按供电电压：分为 10kV、20kV、35kV、110kV、220kV、500kV 供电。
- 按供电电源数量：分为单电源、双电源、多电源供电。
- 按供电回路数：分为单回路、双回路、多回路供电。
- 按用电期限：分为临时供电和正式供电。

- e) 按计量方式：分为高供高计与高供低计、装表与非装表供电。
- f) 按管理关系：分为直接供电与间接供电。

5.2.4.2 供电方式的确定

供电方式应从保证供用电的安全、经济、合理为前提，以确定供电电压等级和电源数量为最重要并依据下列原则与用户协商确定。

- a) 国家有关产业政策、行业准入条件的规定。
- b) 电网的发展规划。
- c) 用电性质、容量和地点。
- d) 当地的供电条件。
- e) 对供电可靠性的要求。

1) 供电方式应当按照安全、可靠、经济、合理和便于管理的原则，由电力供应与使用双方根据国家有关规定以及电网规划、用电需求和当地供电条件等因素协商确定。

2) 合理的供电方式，对降低供用电工程投资，保证电能质量，提高供电可靠性有着决定性的作用。供电方式要从保证供用电安全、经济、可靠和便于管理出发，依据国家的技术经济政策，以及客户的用电容量、用电性质、用电时间和电力系统规划、当地供电条件等因素，经技术经济比较后确定。

3) 供电方式的确定，往往以确定供电的电压等级和电源数量最为重要。因为它涉及到电网的发展、供电的可靠性、用电分类和电能计量装置的配置等。

5.2.5 重要用户供电方式的确定，应符合下列规定：

- a) 特级重要电力用户，应采用三路电源供电，其中的两路电源发生故障时，第三路电源能保证独立正常供电。
- b) 一级重要电力用户，应采用双电源供电，双电源应取自两个不同的电力系统变电站，当一路电源发生故障时，另一路电源能保证独立正常供电。
- c) 二级重要用户，应采用双回路供电，供电电源可以来自同一个电力系统变电站的不同母线段。
- d) 临时性重要用户，应按照用电负荷重要性，在条件允许情况下，可以通过临时架线等方式采用双回路或两路以上电源供电。
- e) 重要电力用户供电电源的切换时间和切换方式要满足重要电力用户允许中断供电时间的要求。
- f) 10kV、20kV 电压等级应采用电缆线路供电，确因受到条件限制时可采用架空绝缘线路供电，但不得同杆架设，以确保供电可靠性。
- g) 每座用户变电所，宜设置二台容量相等的变压器，其单台变压器容量应能满足所有一、二级负荷的用电。当用电容量较大，经过技术经济比较，变压器台数可适当增加但不宜超过 4 台。
- h) 用户应配置自备应急（保安）电源和非电性质的应急措施，以满足安全的需要。

新增条文。

本条参照国家电监会 2008 年 10 月 17 日颁发的《关于加强重要电力用户供电电源及自备应急电源配置监督管理的意见》的规定编写。提出了对重要用户供电方式确定的 8 项规定。

第 d 款的规定是保证供电线路的安全运行。虽然第 1~4 款从电源点保证了的用户供电的可靠性，但供电线路的安全运行与否也直接影响到对用户供电的可靠性。从外力破坏造成供电线路发生事故的分析，电缆线路受外力破坏的因素较少，而架空线路就比较多；在雷雨季节电缆线路遭受雷电破坏的几率较架空线路少。因此，本款规定了对重要用户应采用电缆线路供电。同时又规定了在受条件限制时可采用架空线路供电，也是从防止外力破坏和供电线路检修的考虑，保证供电可靠性。

第 e 款规定应装设二台变压器，是防止当一台变压器因发生事故或故障需要检修时，仍能保证用电需求。如果采用一台变压器供电，即使在供电线路正常供电时，由于变压器发生事故或故障，将会造成全部停电。因此对重要用户不应采用一台变压器供电的方式。但经过技术经济比较，变压器台数可以增加。不超过四台是保证变电所的安全运行。

第 f 款的规定，是确保重要用户在电网发生不可抗力的重大事故而造成停电时的安全。

5.2.6 一级负荷的供电应符合下列规定：

- a) 应由两个电源供电；当一个电源发生故障时，另一个电源不应同时受到损坏。
- b) 一级负荷中特别重要的负荷，除由两个电源供电外，尚应增设应急电源，并严禁将其它负荷接入应急供电系统。

原规程第 2.2.5 条，参照《供配电系统设计规范》GB50052—2009 第 3.0.2、3.0.3 条的规定编写。

本条对一级负荷应由两个电源供电作了较明确的规定，即两个电源不能同时损坏，因为只有满足

这个基本条件，才可能维持其中一个电源继续供电，这是必须满足的要求。

为电网的安全稳定运行，因此区域大电网在主网上是并网运行的，用电部门无论从电网取几回电源进线，也无法得到严格意义上的两个独立电源。所以本条指的双电源可以是分别来自不同电网的电源，或者来自同一电网但在运行时电路互相之间联系很弱，或者来自同一个电网但其间的电气距离较远，一个电源系统任意处出现异常运行时或发生短路故障时，另一个电源仍能不中断供电，这样的电源都可以视为双电源。

一级负荷的供电应由双电源供电，而且不能同时损坏，只有必须满足这两个基本条件，才可能维持其中一个电源继续供电。

多年运行经验证明，变压器和线路都是可靠的供电组件，用电单位在一电源检修或事故的同时另一电源又发生事故的情况是极少的，而且这种事故往往都是由于误操作造成，在加强维护管理、健全必要的规章制度后是可以避免的。如果不着眼于维护水平的提高，只在供配电系统上层层保险，过多地建设电源线路和变电所，不但造成大量浪费而且事故也终难避免。

由于各个行业的负荷特性不一样，本规程只能对负荷的分级作原则性规定，各行业都根据《供配电系统设计规范》GB 50052—2009 的分级规定，确定用电设备或用户的负荷级别。

1 《煤炭工业矿井设计规范》GB 50215—2005，第 11.3.1 条对矿井电力负荷分级规定如下：

表 5.2.2.2 矿井电力负荷分级

负荷级别	负 荷 及 设 备 名 称
一	主要通风机 井下主排水设备（包括作主排水的煤水泵）、下山开采的采区排水设备 升降人员的立井提升机 抽放瓦斯设备（包括井下移动抽放泵站设备）
二	主提升机包括主提升带式输送机及煤水泵 经常升降人员的斜井提升设备、副井井口及井底操车设备 主要空气压缩机 配有备用泵的消防泵、无事故排除口的矿井污水泵 地面生产系统、生产流程中的照明设备、铁路装车设备 矿灯充电设备、矿井行政通信及调度通信设备 单台蒸发量为 4t/h 以上的锅炉 井筒保温及供热设备、有热害矿井的制冷站设备 综合机械化采煤及其运输设备、井底水窝水泵、井下无轨运输换装设备 主井装卸设备、大巷带式输送机、井下主要电机车运输设备 井下运输信号系统 矿井信息系统、安全监测及监控设备 运煤索道的驱动机
三	不属于一级和二级的用电负荷
注：1 表中一、二级负荷均包括主机运转时的辅助设备； 2 井下局部通风机的负荷级别执行现行《煤炭安全规程》的有关规定。	

2 《矿山电力设计规范》GB 50070—2009，第 3.0.1 条对矿山电力负荷的分级规定如下：

1) 一级负荷：

- 井下有淹没危险环境矿井的主排水泵及下山开采采区的采区排水泵；
- 井下有爆炸或对人体健康有严重损害危险环境矿井的主通风机；
- 矿井经常升降人员的立井提升机；
- 有淹没危险环境露天矿采矿场的排水泵或用井巷排水的排水泵；
- 根据国家或行业现行有关标准规定应视为一级负荷的其他设备。

2) 二级负荷

• 大型企业中除一级负荷外与矿物开采、运输、提升、加工及外运直接有关的单台设备或相互关联的成组设备；

• 没有携带式照明灯具的井下固定照明设备；地面一级负荷、大型企业二级负荷工作场所用于确保正常活动继续进行的应急照明设备；

- 矿井通信和安全监控装置的电源设备；
- 大型露天矿的疏干排水泵；
- 露天矿大型铁路车站的信号电源设备；
- 根据国家或行业现行有关标准规定应视为二级负荷的其他设备。

3 《化工企业供电设计技术规定》HGT 20664—1999，用电负荷分级规定如下：

1) 一级负荷

当企业正常工作电源突然中断时,企业的连续性生产被打乱,使重大设备损坏,恢复供电后需长时间才能恢复生产,使重大产品报废,重要原料生产的产品大量报废,而使重点企业造成重大经济损失的负荷。

2) 二级负荷

当企业正常工作电源突然中断时,企业的连续生产被打乱,使主要设备损坏,恢复供电后需较长时间才能恢复生产,产品大量报废、大量减产,使重点企业造成较大经济损失的负荷。

通常大中型化工企业就是这种二级负荷的重点企业。

3) 有特殊供电要求的负荷

当企业正常工作电源因故障突然中断或因火灾而人为切断正常工作电源时,为保证安全停产,避免发生爆炸及火灾蔓延、中毒及人身伤亡等事故,或一旦发生这类事故时,能及时处理事故,防止事故扩大,为抢救及撤离人员,而必须保证供电的负荷。

化工企业中有特殊供电要求的负荷,通常有以下几种类型

i) 中断供电时,将发生爆炸及有毒物资泄漏的相关负荷如:

- 安全停车自动程序控制装置(仪表、继电器、程控器等)及其执行机构(某些进料阀、排料阀、排空阀等),以及配套的处理设施;

- 设备内有不能排放的爆炸危险物料,若其会发生局部聚合大量放热反应时,为避免危险后果所需的搅拌设施和中止剂投放设施或冷却水专用供应设备;

- 爆炸危险物料使用的大型压缩机组的安全轴封及正压通风系统等的电气设备。

ii) 中断供电时,现场处理事故、抢救及撤离人员所必需的事故照明、通信系统、火灾报警设备、消防系统的用电负荷等。

iii) 化工工艺控制的 DCS(集散控制系统)、电气微机保护、监控、管理系统的用电负荷。

有特殊供电要求的负荷量,应划入装置或企业的最高负荷等级内。

4 《化肥厂电力设计技术规定》HG 20540—1992,第 2.0.3 条规定:化肥厂生产装置的负荷为二级负荷。

应将电源突然中断,为保证安全停车或便于及时处理防止故障扩大,抢救及撤离人员等必须保证继续供电的负荷,划为保安负荷。对于生产装置中的保安负荷,宜在工厂内部采取措施以保证供电。

5 《人民防空地下室设计规范》GB50036—2005,第 7.2.3 条规定如下:

1) 一级负荷

- 中断供电将危及人员生命安全;
- 中断供电将严重影响通信、警报的正常工作;
- 不允许中断供电的重要机械、设备;
- 中断供电将造成人员秩序严重混乱或恐慌。

2) 二级负荷

- 中断供电将严重影响医疗救护工程、防空专业队工程、人员掩蔽工程和配套工程的正常工作;
- 中断供电将影响生存环境。

6 《水泥工厂设计规范》GB 50295—2008,第 7.2.2 条规定如下:

1) 窑的辅助传动及润滑装置、高温风机的辅助传动及润滑装置、篦式冷却机的一室风机、磨机的高压油泵、中央控制室重要设备电源、保证生产安全的循环水泵、无高位水池及消防水泵、重要或危险场所的应急照明、工艺要求的其他重要设备应作为一级负荷。

2) 二级负荷

主要生产流程用电设备、重要场所的照明及通讯设备等应作为二级负荷。

7 《棉纺织工厂设计规范》GB50481-2009,第 8.2.1 条规定如下:

二级负荷

- 室外消防用水量大于 30L/s 的厂房、仓库的消防用电负荷;
- 消防用水量大于 35L/s 的原棉堆场的消防用电负荷;
- 工厂的数据处理中心;
- 厂房的应急照明;
- 消防泵房、应急电源机房和变配电所的备用照明。

8 《晴纶工厂设计规范》GB 50488—2009,第 6.3.1 条规定如下:

1) 一级负荷

聚合釜的搅拌电机、夹套冷却水泵等部分用电设备，工艺有特殊要求的电动阀门，仪表控制联锁电源及消防电源应为一级负荷；原液浆槽搅拌电机宜作为特别重要的负荷。

2) 工艺生产及与其具有密切联系的公用工程用电负荷大部分应为二级负荷。

9 《聚酯工厂设计规范》GB 50492—2009，第 9.1.1 条规定如下：

二级负荷

聚酯工厂生产装置和主要辅助生产设施的生产用电负荷应为二级负荷，消防用电负荷应为二级负荷。

10 《麻纺织工厂设计规范》GB 50499—2009，第 10.1.1 条规定如下：

麻纺织工厂生产的用电负荷应为三级负荷。

11 《地下铁道工程施工及验收规范》GB 50299—1999，第 7.10.1 条规定如下：

隧道施工应设双回路电源。

12 《地铁设计规范》GB 50157—2003，第 14.1.6、4.条规定如下：

1) 一级负荷

- 牵引用电负荷；

- 应急照明、变电所操作电源、火灾自动报警系统设备、消防系统设备、消防电梯、地下站厅站台照明、地下区间照明、排烟系统用风机及电动阀门、通信系统设备、信号系统设备、电力监控系统设备、环境与设备监控系统设备、自动售检票系统设备、兼作疏散用的自动扶梯、屏蔽门、防护门、防淹门、排雨泵、车站排水泵。其中应急照明、变电所操作电源、火灾自动报警系统设备、通信系统设备、信号系统设备为特别重要负荷。

2) 二级负荷

- 地上站厅站台照明、附属房间照明、普通风机、排污泵、电梯、自动扶梯。

13 《铁路电力设计规范》TB 10008—1999，第 3.0.7 条规定如下：

1) 一级负荷

中断供电将造成人身伤亡者，将在政治上、经济上造成重大损失者，将影响有重大政治、经济意义的用电单位的正常工作者，将造成铁路运输秩序混乱者。属于这类负荷的主要有：自动闭塞、调度集中、存储式驼峰电气集中、机械化驼峰的空压机或液压机、驼峰区照明、分局枢纽及以上的通信设备、中心医院的手术室、特大型站和国境站的旅客站房、天桥、地道及国际联运换装设备、内燃机车的电动上油设备（无其他上油设备时），局电子计算中心及实时数据处理信息系统。

2) 二级负荷

中断供电将在政治上、经济上造成较大损失者，将影响重要用电单位正常工作者，影响铁路运输者。属于此类负荷的主要有：非自动闭塞区段的小站电气集中、色灯电锁器联锁及道口信号设备、通信分枢纽以下电源室、通信机械室、机车及车辆检修和整备设备、给水所、编组站、区段站、洗罐站、大中型客（货）运站、隧道通风和照明设备、重要的大桥和特大桥照明及动力设备、加冰所、医院、红外线探测轴温设备。

14 《铁路电力牵引供电设计规范》TB 10009—2005，第 1.0.3 条规定如下：

电力牵引应为一负荷。

15 《冷库设计规范》GB 50072—2010，第 7.1.1 条规定如下：

大型冷库、高层冷库及有特殊要求的冷库应按二级负荷用户供电，中断供电会导致较大经济损失的中型冷库应按二级负荷用户供电。

注：大型冷库：公称体积（ m^3 ）> 20000；

中型冷库：公称体积（ m^3 ）> 20000~5000；

小型冷库：公称体积（ m^3 ）< 5000；

高层冷库：指建筑高度超过 24m 的多层冷库。

特殊要求：有特殊要求的冷库是指规模不大但对供电可靠性要求高的小型冷库。

5.2.7 二级负荷的供电电源应符合下列规定：

a) 宜由两回线路供电。

b) 在负荷较小或地区供电条件困难时，二级负荷可由一回 6kV 及以上专用的架空线路或电缆供电。当采用架空线时，可为一回架空线供电；当采用电缆线路时，应采用两根电缆组成的线路供电，其每根电缆应能承受 100% 的二级负荷。

本条规定了二级负荷的供电电源要求。

由于二级负荷停电造成的损失较大，且二级负荷包括的范围也比一级负荷广，其供电方式的确定，如能根据供电费用及供配电系统停电的机率所带来的停电损失等综合比较来确定是合理的。条文中对

二级负荷的供电要求是根据负荷分级原则和当前供电情况确定的。

对二级负荷的供电方式，因其停电影响还是比较大的，故应由两回线路供电。两回线路与双电源略有不同，二者都要求线路有两个独立部分，而双电源供电强调的是电源相对独立。

只有当负荷较小或地区供电条件困难时，才允许由一回 6kV 及以上的专用架空线路供电。这点主要考虑电缆发生故障后有时检查故障点和修复时间较长，而一般架空线路修复方便（此点和电缆的故障率无关）。当线路自变电所引出采用电缆线路供电时，应采用两根电缆，其中一回电缆为“热备用”运行状态，这样当一回电缆故障后，另一回电缆可以不经试验立即供电。

5.2.8 只有三级负荷的用户由单电源供电。

对 10kV 或 20kV 电压等级供电的三级负荷用户，如果用电容量超过规定的供电容量界限时，但经过技术经济比较，采用 10kV 或 20kV 供电是合理时，可以采用多回路供电。

5.2.9 两个电源供电，一般不考虑一个电源系统检修或故障的同时，另一个电源系统又发生故障。

多年运行经验证明，变压器和线路都是可靠的供电组件，用户在一电源检修或事故的同时另一电源又发生事故的情况是极少的，而且这种事故往往都是由于误操作造成，在加强维护管理、健全必要的规章制度后是可以避免的。如果不着眼于维护水平的提高，只在供电系统上层层保险，过多地建设电源线路和变电所，不但造成大量浪费而且事故也终难避免。

5.2.10 由两回及以上供配电线路供电的用户，宜采用同电压等级供电。但根据各负荷等级的不同需要及地区供电条件，亦可采用不同电压等级供电。

本条规定对两回（包括双电源）及以上供电，采用同等级电压供电做了规定。对具有一、二级负荷的客户而言，采用同一电压等级供电，可以互为备用，提高设备利用率，相对于不同电压等级供电，不仅供电安全且供电的可靠性更高；客户变电所运行方式也灵活，由于电网和客户的某种原因，需要停止一回线路供电时，在经电力调度允许的情况下可以并列操作切换电源，而不致于要先停一台主变压器、一段母线。如果采用不同电压等级供电，客户切换电源就需要停电操作，对客户的供电可靠性也带来影响。而且在防止向倒送电事故的闭锁装置的配置上也简单。

5.2.11 双电源（双回路）供电的用户，必须在电源进线侧装设机械或电气闭锁装置。

本条在现行的设计规范中没有做出规定。目前，全省双电源用户向电网倒送电事故，还时有发生。已经危及到人身安全。究其原因，就是，在变电所的设计中，没有装设防止倒送电的机械或电气闭锁装置。因此，必须作出规定。

5.2.12 同时供电的两回供配电线路，其中一回中断供电时，另一回路应能供给全部一级负荷及二级负荷用电。

一级和二级负荷在突然停电后将造成不同程度的严重损失。因此在作供配电系统设计时，当确定在事故情况下线路通过容量时，应能满足一级和二级负荷用电的要求。

5.2.13 用户需要的电压等级在 110kV 及以上时，其受电装置应作为终端变电所设计。

本条规定“客户需要的供电电压等级在 110kV 及以上时，其受电装置应做为终端变电站设计”是考虑到供电电压在 110kV 及以上时，用电容量较大，而做为一个客户从电网受电，只是供本企业用电，从规范供用电秩序，也是需要明确的。

5.3 受电方式与进户装置

5.3.1 对用户供电电源的接入方式，应根据区域总体规划以及电力通道因素，综合考虑架空线路、电缆线路的选择。

由于用户地处区域不同以及受到电力信道的影响，有些用户无法采用架空线的接入方式。所以对用户电源的接入方式，应与城市规划相结合，确定采用架空或电缆的接入方式。

5.3.2 架空线路供电的双电源用户，其供电电源不宜取自同杆架设的两回线路。

同杆架设的两回线路，存在着无论是遭受雷击、外力破坏或是线路检修，两回线路都可能停电。这对于重要用户的供电可靠性带来影响，因此做出规定。在具体工程中采用架空线路接入方式时，可采用不同杆架设架空线路，或采用一回架空线路；一回电缆线路的方式供电。

5.3.3 对一个用户在同一地界（围墙）内宜设置一个受电点（变、配电所）。但大型、特大型企业以及重要用户，可以根据用户的用电容量及对可靠性的要求，设置若干个受电点（变、配电所）。对具有双电源（双回路）用户的受电点应设置在同一座变（配）电所内。

1 一个用户宜设置一个受电点是用户变电所运行管理方便的需要。但对于冶金、石油化工的大型、特大型企业由于用电容量较大以及重要性，为了供电可靠性的要求，需要设置若干个变电所。

2 双电源（双回路）变电所的受电点应设置在同一座变电所的规定，是为了确保安全用电的需要，即便于在进线断路器处装设机械或电气闭锁装置，又可以防止在停电检修，切换电源时的安全。

5.3.4 双电源（双回路）用户有以下两种受电方式：

5.3.4.1 两路电源（回路）同时受电。

a) 两路电源（回路）同时受电，互为备用。当一路电源失电后，分段开关自动投入。适用于允许极短时间中断供电的一级负荷。

b) 两路电源（回路）同时受电，互为备用。当一路电源失电后，分段开关经操作后投入。适用于允许稍长时间（手动投入时间）中断供电的一、二级负荷。

5.3.4.2 一路正常主供，另一路作备用：

a) 主供电源失电后，备用电源自动投入。适用于允许极短时间中断供电的一级负荷。

b) 主供电源失电后，备用电源经操作投入。适用于允许稍长时间（手动投入时间）中断供电的一、二级负荷。

本条明确了，目前全省范围内常用的受电和运行方式和适用范围。

但本条没有规定是高压侧互为备用还是低压侧互为备用，是因为各地做法不一。有的地区“备自投”是不允许设在高压（一次）侧，只允许在低压（二次）侧设置。因为，如高压电源取自两个不同的电力系统变电站，在高压侧设“备自投”，一旦出现在两路高压电源没有停电的情况下，由于回路故障或其它原因，使分段开关误投，将形成两个电源（系统）并列运行所产生的环流，对电力系统和用户变电所的安全运行带来威胁。所以，一般情况下，“备自投”不宜设在高压（一次）侧。

对分段开关的设置和是否允许自动投入，应在供电方案中明确并经市供电公司批准，方可进行设计。

5.3.5 10kV~35kV 电压等级，采用架空或电缆线路进户时，应在变（配）电所的室内靠近进线点处，装设便于操作维护的电源隔离装置。

本条根据省内大多数地区 35kV 及以下用户变电所的接线和运行经验，做出的规定。

“电源进线隔离装置”全省常用的做法有二种：

1 采用在户内墙上装设隔离开关。此方式具有断开点明显直观、减少投资的优点，多数地区采用。进线母线可装设带观察窗（观察隔离开关）的封闭式母线桥。

2 装设电源隔离开关柜。

省内有些地区采用装设电源隔离开关柜。也可采用。

3 电缆线路进户有以下几种方式：

1) 引至电源隔离开关柜；

2) 引至电缆小室，在小室内装设隔离开关；

3) 引至变电所穿墙套管户外侧；

4) 引至变压器室室内墙上负荷开关—熔断器组合电器（高供低计）

i) 直接接至负荷开关；

ii) 接至高压小母线转接至负荷开关—熔断器组合电器；

以上几种方式均可采用。

本条规定的目的，是规范电源进户方式的设计。

5.3.6 当采用双回路（多回路）架空进线接入户内变电所时，宜在不同的墙面进线；在同一墙面进线时，则两路进线的最近两套管带电部分之间的水平距离应符合下列规定：

a) 10kV 不小于 2.2m。

b) 20kV 不小于 2.3m。

c) 35kV 不小于 2.4m。

d) 110kV 不小于 2.9m。

e) 220kV 不小于 3.8m。

架空双回路电源进线，如在同一墙面进线，一是有可能两路进线之间的安全距离满足不了要求；二是在一回线路停电检修时，由于工作人员的疏忽大意，极易发生人身触电伤亡事故。

5.3.7 采用架空线路接入时，其终端杆（塔）应设置在用户地界的围墙外。

本条规定了架空线路接入时，其终端杆（塔）设置的位置，是便于正常的巡线工作和发生事故时及时抢修。

5.3.8 110kV、220kV 用户的进线方式，应根据用户变电所的类型及电气设备的选型，采用架空线路、

电缆线路或架空—电缆线路接入用户变电所的进线隔离装置。

110kV 及以上变电所，由于变电所的类型有露天式、半露天式、全户内等，且选用的高压开关设备选型差异较大，有的采用单台设备安装；有的采用 GIS 组合电器。因此，难以做出明确的规定。所以规定了应根据变电所的类型及电气设备的选型确定接线方式。

5.3.9 10kV~35kV 用户应根据用户变电所的类型、计量方式等采用以下接入方式：

a) 对申请变压器容量为 500kVA 及以上的用户，采用架空线路、电缆线路或架空—电缆线路接入用户变电所的进线隔离装置。进线隔离装置应符合 DGJ32/J14 的有关规定。

b) 对单台变压器容量为 400kVA 及以下的高供低计用户的户外简易变电所，宜采用架空线路接入方式。在进线处，采用装设跌落式熔断器的接入方式。

c) 35kV 用户经 35kV 杆（塔）电缆方式接入的，用户接户线宜装设进线刀闸搭接 35kV 线路。

本条对 10kV~35kV 用户的进户装置做了具体规定。对于 400kVA 及以下的高供低计变电所，是考虑到在郊县偏僻地区以及兼顾到全省经济欠发达地区县以下用户的实际情况。采用户外变电所型式，装置比较简单，可以装设油浸式变压器，这也是一种常用的接线，投资比较小。因此，对变压器容量做出限制。超过 630kVA 的油浸式变压器要装设瓦斯保护。用跌落式熔断器无法满足要求。

5.3.10 10kV~20kV 用户采用架空线路、架空—电缆线路或环网柜接入的，其进户装置应符合下列规定。

a) 高供低计用户，在通往用户的架空线路终端杆（塔）上，应装设跌落式熔断器或用户分界负荷开关成套装置。杆（塔）上应装设避雷器。

b) 高供高计用户，在通往用户的架空线路终端杆（塔）上或环网柜内，应装设架空型或电缆型用户分界负荷开关成套装置。

1 对于 10kV 用户无论是架空线路进入还是经电缆接入，装设跌落式熔断器或用户分界负荷开关成套装置，既是便于用户变电所停电检修的需要；同时也是防止一旦用户变电所内发生电气事故时，受电装置的保护因某种原因拒动或发生单相接地故障时，用户分界负荷开关成套装置能够实现自动跳闸，避免事故的扩大和配电网的安全运行。

2 本条对高供低计用户的进户装置，原则规定了应装设跌落式熔断器或用户分界负荷开关装置的两种方式。一般情况下，如用户的受电装置采用开关柜型式的负荷开关—熔断器组合电器或断路器与干式变压器组合的户内成套装置，应装设用户分界负荷开关成套装置；如系临时用电或仅在变压器室內的墙上装设负荷开关—熔断器组合电器，可装设跌落式熔断器。

3 用户分界负荷开关成套装置俗称“看门狗”。是近几年来研发的一种针对在配电网安全运行中存在的主干线改良后支线故障率大幅度上升；因单一用户的故障和保护配合不当而波及整条配电线路停电并引起责任纠纷；系统变电站接地选线装置不能满足快速查找接地故障点的要求；线路多级保护所增加的时延恶化电网的运行环境等问题而研发的一种新产品。

4 分界开关的作用有：

1) 自动切除单相接地故障。用户支线或受电装置发生单相接地故障时，分界开关自动分闸，系统变电站及配电线路上的其他分支用户感受不到接地故障的发。

2) 自动隔离相间短路故障。用户支线或受电装置发生相间短路故障时，分界开关在系统变电站出线保护跳闸后立即分闸。系统变电站故障线路重合闸动作后，故障的用户支线被自动隔离，配电线路上的其他用户迅速恢复供电（相当于一次瞬时性故障）。

3) 快速定位故障点。用户支线故障造成分界开关保护动作后，仅发生故障的用户停电，由其主动报送故障信息，供电公司可迅速派员到现场排查；分界开关如配有通信模块，则自动将信息发送到电力调度。

4) 监控用户负荷。分界开关可配置有线或无线通信附件，将监测数据传送到供电公司的有关部门，实现对用户负荷的远方实时数据监控。

5 分界开关的技术特点。

1) 可检测毫安级的线路零序电流及 25 倍额定值的相间短路电流，测控准确、动作灵敏。

2) 同一规格产品可适应于不同中性点接地运行方式的配电线路。

3) 真空灭弧，SF₆ 外绝缘，内壁隔离刀与灭弧室异步联动，开关分合能力强，安全性好。

4) Latch 弹簧操动机构，拉杆式手动合闸、手动分闸或电动脱扣分闸，操作简便。

5) 工作电源（电压互感器）内置，成套设备整体免维护。

6) 所有部件全密封，耐候性强，抗凝露性能好。

6 6kV~220kV 变（配）电所

6.1 一般规定

6.1.1 本章适用于电压为 6kV~220kV，受电变压器容量为 500kVA 以上的变（配）电所的新建、扩建或改建工程。受电变压器容量为 500kVA 及以下的变（配）电所的设计可参照执行。

本条规定了适用范围。本次修订时增加了 220kV 电压等级，因为在我省采用 220kV 供电的用户变电所日益增多。

6.1.2 变（配）电所应根据工程的 5~10 年发展规划进行设计，正确处理近期建设与远期发展的关系，做到远近结合，以近期为主，适当考虑扩建的可能。

根据多年来电力建设方面的经验教训，正确处理近期建设与远期发展的相互关系是必要的，目的是使设计的变电所能获得最大的综合经济效益。并补充了应根据工程的 5~10 年发展规划进行设计。上述年限是指工程预定投产之日算起的 5~10 年。并要适当考虑今后变电所在布置上有再扩建的可能性。

6.1.3 变（配）电所的设计，应从全局出发，统筹兼顾，按照负荷性质、用电容量、工程特点和地区供电条件，结合实际情况，合理地确定设计方案。

本条强调建设标准应根据国情综合考虑需要与可能。标准既不过低，影响安全运行，又不过高，脱离经济实际。

6.1.4 变（配）电所的设计、安装，除应执行本规程的规定外，尚应符合国家、电力行业现行的有关设计、施工验收规范和标准以及江苏省地方标准、工程建设标准的规定。

本条规定了变电所设计、安装的依据。自 2005 年以来，我省相继制定了江苏省地方标准、工程建设标准，这些标准是在国家标准、电力行业标准在我省的具体化，具有很强的适应性，主要有：《低压电气装置规程》DB32/T989-2007、《电能计量装置配置规范》DB32/991—2007、《电力用户业扩工程技术规范》DB32/T1088—2007、《高压配电装置规程》、《20kV 配电系统技术规范》、《35kV 及以下客户端变电所建设标准》DGJ32/J14—2007、《居住区供配电设施建设标准》DGJ32/J14—2005 等，应认真执行。

6.1.5 重要用户变（配）电所，应采用技术先进、运行可靠的设备。

由于重要电力用户的重要性，即使在电源配置上能够满足其安全供电需求，目前，在国内的电气产品质量相差较大良莠参次不齐，如果受电装置所选用的电气设备质量较差，在正常运行中极易发生事故，这仍然满足不了重要用户的安全供电需求。因此，本条规定了“应采用技术先进、运行可靠的设备”。一般来讲应根据重要电力用户的等级不同，选用国内知名品牌或合资企业甚至国外生产的产品。

6.2 所址选择

6.2.1 变（配）电所所址的选择，应根据下列要求综合考虑确定：

- a) 接近负荷中心。
- b) 靠近供电电源。
- c) 便于架空和电缆线路的引入和引出。
- d) 交通运输方便。
- e) 避开有剧烈振动的场所。
- f) 避开易燃、易爆厂房、库房，其最小水平距离应符合防火、防爆的有关规定。
- g) 所址标高宜在 50 年一遇高水位之上，否则，所区应有可靠的防洪措施或与地区（工业企业）的防洪标准相一致，但仍应高于内涝水位。
- h) 有扩建的可能。

本条规定了变电所所址选择的 8 项基本要求。

1 变电所靠近负荷中心是所址选择的基本要求。有利于提高供电电压质量、减少输电线路投资和电能损耗。

2 本条文中增加了“电缆线路”的内容，因市区建筑群稠密，架空线路走廊受到限制，变电所采用电缆进、出线的逐渐增多。

3 所址应尽可能地选择在靠近铁路、公路和河流交通线附近，便于主要设备的运输及对变电所的管理。

4 避开有剧烈振动的场所，是防止对高压电器的损坏及继电保护误动作。

5 规定变电所所址标高宜在 50 年一遇高水位之上。现行规程对 220kV 变电所没有做出规定，因此仍参照 110kV 的规定。本规程将 220kV 及以下变电所的所址标高均改为 50 年一遇高水位之上。如 50 年一遇高水位之上仍难以满足时，可考虑与本地区、工业企业的防洪标准相一致，但所址标高应高于内涝水位；也可采取将主建筑物的地面及主要设备、端子箱和动力箱的基础局部抬高的措施，使发生内涝时不为积水淹没。

6.2.2 35kV~220kV 地下变电所所址的选择应符合 DL/T5216 的规定。

由于土地资源的紧缺，在一些特大型城市的用户也采用建设地下变电所型式，以使土地得到充分利用。因此，随着经济的发展，土地的紧缺，在用户中建设地下变电站的可能性越来越大。所以做出规定。

《35kV~220kV 地下变电站设计规定》DL/T 5216—2005 第 5.1 节对所址选择规定如下：

1 在城市电力负荷集中但地上建设受到限制的地区，可结合城市绿地或运动场、停车场等地面设施独立建设地下变电站，也可结合其它工业或民用建（构）筑物共同建设地下变电站。

2 地下变电站的站址选择应与城市市政规划部门紧密协调，统一规划地面道路、地下管线、电缆通道等，以便于变电站设备运输、吊装和电缆线路的引入与引出。

3 站址应具有建设地下建筑的适宜的水文、地质条件（例如避开地震断裂带、塌陷区等不良地质构造）。站址应避免选择在地上或地下有重要文物的地点。

4 站址选择时应考虑变电站与周围环境、邻近设施的相互影响。

5 除了对站区外部设备运输道路的转弯半径、运输高度等限制条件进行校验外，还应注意较核邻近地区运输道路地下设施的承载能力。

6.2.3 220kV 变电所所址的选择，应符合 DL/T5218 的规定。

《220kV~500kV 变电所设计规范》DL/T 5218—2005 第 5 章对所址的选择，作了明确规定如下。

1 变电所所址选择，应根据电力系统规划设计的网络结构、负荷分布、城乡规划、征地拆迁和下列条款的要求进行全面综合考虑，通过技术经济比较和经济效益分析，选择最佳的所址方案。

2 选择所址时，应充分考虑节约用地，合理使用土地。尽量利用荒地、劣地，不占或少占耕地和经济效益高的土地，并注意尽量减少土石方量。

3 所址应按审定的本地区电力系统远景发展规划，充分考虑出线条件，留出架空和电缆线路的出线走廊，避免或减少架空线路相互交叉跨越。架空线路终端塔的位置宜在所址选择规划时统一安排。

4 所址交通运输应方便。对于所址的大型设备运输条件，应经技术经济比较落实。

5 所址应具有适宜的地质、地形条件，应避开滑坡、泥石流、明和暗的河塘、塌陷区和地震断裂地带等不良地质构造。避开溶洞、采空区、岸边冲刷区、易发生滚石的地段，还应注意尽量避免减少破坏林木和环境自然地貌。

6 所址应避免让重点保护的自然人文遗址，也不应设在有重要开采价值的矿藏上，否则应征得有关部门的书面同意。

7 所址设计标高高出频率为 1% 的高水位之上，否则应有可靠的防洪措施。在内涝地区建所时，防涝围堤堤顶标高宜高出频率为 1% 的内涝水位 0.5m。

8 所址附近应有生产和生活用水的可靠水源。当考虑采用地下水为水源时，应进行水文地质调查或勘探，并提出报告。

9 选所时应考虑变电所与邻近设施、周围环境的互相影响和协调，并取得有关协议。所址距飞机场、导航台、地面卫星站、军事设施、通信设施以及易燃易爆等设施的距离应符合现行有关国家标准。

10 所址不宜设在大气严重污染地区和严重盐雾地区。必要时，应采取相应的防污染措施。

11 所址的地震基本烈度应按国家颁布的 GB18306 确定。所址位于地震烈度区分界线附近难以正确判断时，应进行烈度复核。

基本烈度为 9 度地区不宜建设 220kV~500kV 变电所。

12 选所时应注意充分利用就近城镇的各方面设施，为职工生活提供方便。

因此，在 220kV 用户变电所所址选择时，可参照该规范执行。

6.3 变（配）电所的型式

6.3.1 变（配）电所的型式，应根据用电负荷状况、所处区域和周围环境等情况确定，并应符合下列规定：

a) 宜设全户内独立式变（配）电所或半露天变电所。当受条件限制时，也可设附设式变（配）电

所。

- b) 高层或大型民用建筑，应设户内变（配）电所。
- c) 偏僻地区可设露天式变（配）电所。
- d) 6kV~35kV 供电且单台变压器容量为 500kVA 及以下时，也可采用预装箱式变电站、组合式变压器。35kV 供电且受电变压器容量较大时，也可采用分体箱式变电站。
- e) 居住区变（配）电所的设置符合 DGJ32/J11 的规定。

本条变电所型式的确定做了规定。

偏僻地区宜设露天变电所，是考虑到全省范围用户的需要。

用电容量为 500kVA 及以下，采用预装式（箱式）变电站，也是从降低投资，加快建设速度考虑。

箱式变电站有两种型式：一是分体式结构；二是预装式结构（包括组合式变压器）。

分体式变电站，将高（中）压配电装置分别装设在各自独立的箱体内。箱体内设有控制室，继电保护装置装设在开关柜上。当采用油浸式变压器时，变压器装设在户外；采用干式变压器时，变压器装设在箱体内。由于是工厂化生产，现场安装施工的工作量就很少，加快了变电所的建设速度。这种型式的变电所，外省应用比较多，我省个别地区也开始使用。它的特点是降低了投资和加快建设速度。

6.3.2 全户内独立式变电所

6.3.2.1 楼层布置

- a) 变压器高压侧配电装置宜设置在二层并应留有设备吊装孔、吊装平台。
- b) 变压器低压侧配电装置、高压电容器室、值班（控制）室宜设置在一层。

6.3.2.2 采用油浸式变压器时，变压器室应设置在一层。

6.3.2.3 单层布置

- a) 高压配电装置宜单独设置高压开关室。（当 6kV~20kV 开关柜在 10 面及以下时，也可与低压开关柜设置在同一房间内）。
- b) 35kV~220kV 变压器应单独设置变压器室。
- c) 0.4kV 低压配电装置宜单独设置低压开关室。
- d) 6kV~20kV 电容器应单独设置电容器室。
- e) 0.4kV 低压电容器应根据电容器柜的面数及变电所的布置也可设置电容器室。

1 本条是参照《民用建筑电气设计规范》JGJ/T 16—1992 第 4.5.7 条的规定编写。民用建筑由于受场地限制，变电所一般采用两层布置。

2 低压侧配电装置布置在一层，主要是因为低压侧出线回路较多，便于电缆敷设。

3 油浸式变压器和高压电容器布置在一层，是考虑防火的要求。一旦发生火灾，便于消防部门施救；二是如设置在二层及以上，将对结构楼板的荷载及吊装、运输带来不利影响。

4 值班（控制）室设置之一层，便于变电所的管理。

5 低压侧配电装置布置在一层，主要是因为低压侧出线回路较多，便于电缆敷设。

油浸式变压器和高压电容器布置在一层，是考虑防火的要求。一旦发生火灾，便于消防部门施救；二是如设置在二层及以上，将对结构楼板的荷载及吊装、运输带来不利影响。

6 值班（控制）室设置之一层，便于变电所的管理。

7 由于目前大部分是采用无油化断路器，中压开关柜与低压开关柜同室布置的台数，可以超过《10kV 变电所设计规范》GB 50053—94 第 4.1.2 条 6 面的规定。

10 面是按双电源变电所装设两台变压器时的常规接线考虑。适用性较普遍。

同室布置只限于其配电装置供本变电所使用。如有出线，应设置单独设置高压开关室。

6.3.3 全户内附设式变电所

6.3.3.1 楼宇内变电所：

- a) 所址
 - i) 变电所不宜设置在楼宇地下最底层。若必须设置在地下最底层时，变电所地坪应高于同层地面 300mm 以上。
 - ii) 置于地下层及楼层内的变电所，应留有设备搬运、安装、检修的通道及吊装孔。
 - iii) 变电所严禁设在卫生间、浴室、水箱、水池及经常积水场所的正下方，且不宜与其贴邻。
 - iv) 当变电所的正上方、正下方为住宅、客房、办公室等场所时，变电所应作屏蔽、减震、隔音措施，其噪音应符合表 6 标准的规定。
- b) 布置

- i) 应根据土建结构的柱网设置,合理布置各功能单元。但操作、维护通道应避开立柱。
- ii) 35kV 高压配电装置宜单独设置高压开关室。
- iii) 6kV~20kV 配电装置宜单独设置高压开关室。(当开关柜在 6 面及以下时,也可与低压开关柜设置在同一房间内)。

iv) 干式变压器的布置应根据变压器容量及土建结构既可单独设置,也可与配电装置相邻布置。无论采用何种布置,干式变压器外壳防护等级应符合 GB4208 中的 IP40 规定。

1 楼宇内变电所设置在地下室时,由于在楼宇土建设计时没有考虑到变电所的高度要求,往往采取在地下室的局部地方向下开挖。带来的后果是变电所积水严重,影响了安全运行。此方法应禁止采用。

2 有些工程由于没有考虑留有设备搬运、安装、检修的通道及吊装孔,因此电气设备无法从地面搬运到变电所。这点,在设计或审图时应予以重视。

3 “当变电所的正上方、正下方为住宅、客房、办公室等场所时,变电所应作屏蔽措施”是引用《民用建筑设计通则》GB 50352—2005 第 8.3.1 条的规定。是防止电磁污染的措施。“应作减震、隔音措施”,一是防止变压器在运行时的振动与建筑物发生共振,二是环保的要求。

4 规定了操作、维护通道应避开立柱。

5 楼宇内变电所由于建筑物结构的限制,规定了中压开关柜在 6 面及以下时,可与低压开关柜同室布置。超过 6 面应设置高压开关室。

6 防护等级 IP40,是指防止直径 1.0mm 的试具不得进入壳内。

6.3.3.2 外附式变电所:

a) 配电装置设在主建筑物内,外附变压器室。

i) 高、低压配电装置在主建筑物内既可楼层布置,也可单层布置。

ii) 外附变压器室既可装设油浸式变压器;也可装设干式变压器。

b) 变电所依附在主建筑外。

i) 高、低压配电装置在主建筑物外。既可楼层布置,也可单层布置。

ii) 采用油浸式变压器时,变压器室应设置在一层。

iii) 6kV~20kV 电容器室宜设置在一层。

iv) 值班(控制)室,宜设置在一层。

v) 低压电容器应根据电容器柜的面数及变电所的布置也可设置电容器室。

外附式变电所布置的两种型式。在工业企业内的变电所应用较多。

6.3.3.3 变压器室布置型式,应符合下列规定:

a) 油浸式变压器容量在 800kVA 及以上时,宜采用高式布置方式;

b) 油浸式变压器容量在 630kVA 及以下时,宜采用低式布置方式;

c) 干式变压器容量在 2000kVA 及以下时,可以和配电装置同室布置。

采用柜体结构时,根据工程可设有进风口及独立排风管,排风宜采用轴流风机。

本条对变压器室的布置型式,作了明确规定。

变压器室采用高式布置,采用底部进风,可以提高通风和散热效果。

运行经验证明,干式变压器采用柜体结构,装设有进风口及独立排风管,对降低变电所的环境温度的效果明显,可以降低室内温度 5℃。而且环境温度降低后,有利于提高变压器的负载能力。在省内部分用户变电所中,由于没有采取设置进风口和独立的排风管,因此在高温季节变电所室内温度很高,为降低室内温度不得不采取加装制冷空调机降温的措施。

6.3.4 半露天变电所(变压器露天布置)

楼层布置:

a) 高、中压配电装置宜设置在二层;中(低)压宜设置在一层。

b) 高(中)压配电装置设在二层时,应留有吊装设备的吊装孔、吊装平台。

c) 采用油浸式变压器时,变压器露天布置。

d) 6kV~20kV 电容器室宜设置在一层。

e) 值班(控制)室,宜设置在一层。

单层布置:

a) 35kV 及以上配电装置应单独设置高压开关室。

b) 6kV~20kV 配电装置宜单独设置高压开关室。(当开关柜在 10 面及以下时,可与低压开关柜设

置在同一房间内)。

- c) 采用油浸式变压器时, 变压器露天布置。
- d) 低压配电装置宜单独设置低压开关室。
- e) 6kV~20kV 电容器宜单独设置电容器室。

注: 低压电容器应根据电容器柜的面数及变电所的布置也可设置电容器室。

本条规定了半户内变电所的两种布置型式。

半户内的型式, 是指变压器设置在室外, 配电装置设在室内。此布置型式如装设两台油浸式变压器, 变压器之间防火间距应满足防火间距的要求。对于 35kV 不小于 5m。如果达不到防火间距要求, 应在两台油浸式变压器之间设置防火墙。

6.3.5 6kV~35kV 箱式变电站:

- a) 分体式
 - i) 6kV~35kV 配电装置设置在箱体内, 变压器在户外。
 - 35kV 侧: 采用断路器。
 - 6kV~20kV 侧: 采用断路器、负荷开关或负荷开关—熔断器组合电器。
 - 采用分布式数字式保护装置, 设置控制室。
 - ii) 6kV~20kV 配电装置及油浸(干式)变压器装设在箱式变电站内, 低压配电装置装设在户内。
 - 6kV~20kV 侧: 采用断路器、负荷开关或负荷开关—熔断器组合电器。
 - 采用油浸式变压器或干式变压器。
- b) 预装式
 - i) 35kV 侧: 采用断路器; 6kV~20kV 侧: 采用断路器、负荷开关或负荷开关—熔断器组合电器。
 - ii) 0.4kV 侧采用空气断路器。
- c) 组合式变压器
 - i) 应选用 S11 型及以上节能型配电变压器。
 - ii) 外壳防护等级应不低于 GB4208 中的 IP33 规定。
 - iii) 高压侧应采用四工位负荷开关(环网型)或二工位负荷开关(终端型), 变压器带两级熔断器保护。宜配置肘形全绝缘氧化锌避雷器、可带负荷拔插的肘形绝缘头(额定电流 200A)。进出线电缆头处均应配备带电显示器、故障指示器。
 - iv) 低压不设置总开关, 低压馈出回路出线数一般配置 4 路, 采用塑壳断路器。

箱式变电站有两种型式: 一是分体式结构; 二是预装式结构。

分体式变电站, 将高(中)压配电装置分别装设在各自独立的箱体内。箱体内设有控制室, 继电保护装置装设在开关柜上。当采用油浸式变压器时, 变压器装设在户外; 采用干式变压器时, 变压器装设在箱体内。由于是工厂化生产, 现场安装施工的工作量就很少, 加快了变电所的建设速度。这种型式的变电所, 外省应用比较多, 我省个别地区也开始使用。它的特点是降低了投资和加快建设速度。

防护等级 IP33, 是指防止直径 2.5mm 的试具不得进入壳内, 且防淋水。

6.3.6 6kV~20kV 采用简化接线的户内组合式成套变电站:

- a) 6kV~20kV 侧装设负荷开关—熔断器组合电器, 转移电流: 10(6)kV 不得小于 1700A; 20kV 不得小于 1400A。
- b) 装设单台变压器容量不应超过 1250kVA 的干式变压器。
- c) 6kV~20kV 变压器柜的高度应与配电装置的高度相一致; 宽度尺寸不宜小于 2300mm。
- d) 带有防护外壳的干式变压器柜宜设置独立的强迫排风通道。

户内组合式变电站应用较多。当采用负荷开关—熔断器组合电器时, 变压器容量不应超过 1250kVA, 否则应采用断路器的接线。如采用断路器时, 变压器容量可以扩大。

干式变压器柜的宽度尺寸的规定, 是考虑到用户增加用电容量需要换大变压器时, 只需更换变压器即可, 而不需要将外壳一同更换。

运行经验证明, 干式变压器柜设置独立的强迫排风通道, 对降低变电所和变压器的温度效果较好。

6.4 所区布置

6.4.1 所区内建筑物、构筑物的布置应紧凑合理, 充分利用地形, 配电装置选型应因地制宜, 技术经济指标合理时, 应优先采用占地少的配电装置形式, 并应考虑便于扩建。

本条规定了所区布置的基本要求。在满足电气安全、防火、防洪、排水等要求的前提下, 做到配电装置和楼层设置、地坪标高等合理布置, 使占地面积小、场地利用率高、工程量小、投资省。

6.4.2 35kV 及以上露天式、半露天式变（配）电所应设置 2.2m~2.8m 的实体围墙。

原规程第 3.4.2 条修改条文。

因人的举手高度一般为 2.3m 以下，2.2m 高已能阻止人翻越围墙。用户变电所，可根据具体条件设置实体围墙或与周围环境协调的花墙。有的用户变电所，所在的厂区已有围墙防护，故可视具体情况设置围墙或围栏。

但根据运行经验，2.2m 的围墙高度偏低。在具体工程中可按变电所的所处环境，适当增加围墙高度，特别是无人值班变电所，但最高不超过 2.8m。

6.4.3 20kV 及以下露天式、半露天式变（配）电所应设置不低于 2.0m 的实体围墙。变压器外廓与围墙的净距不应小于 0.8m，变压器底部距地面不应小于 0.3m，相邻变压器外廓之间的净距不应小于 1.5m，并应在醒目的位置设置警示牌。

露天或半露天变电所的变压器周围应设立固定的围墙，是为了人身和设备的安全。

变压器外廓距围栏和建筑物外墙的净距不小于 0.8m，主要是为了巡视、检修和安装的方便。

变压器底部距离地面不应小于 0.3m，是为了防止变压器不受水冲刷，防止杂草影响及变压器放油、取油样时的方便。

在同一处如安装两台 1000kVA 及以下的变压器时，为了巡视方便，及在一台检修时便于安装临时栅栏以保证另一台变压器正常运行，因此两相邻变压器外廓之间的净距应不小于 1.5m；当单台变压器油量大于 1000kg 时，还应满足现行国家标准《建筑设计防火规范》的有关规定。

围墙的高度，国家标准规定为 1.7m。但从多年来发生的人身触电伤亡事故来看，由于围墙高度在 1.7m，人员极易爬入围墙后而发生的。为防止此类事故的发生，在本规范修订时，将围墙高度提高到 2m。

6.4.4 变（配）电所道路布置除满足运行、检修、设备安装要求外，还应符合安全、消防、节约用地的有关规定。变（配）电所的主干道应布置成环形，如成环有困难时，应具备回车条件，并应符合下列规定：

a) 35kV~220kV 变（配）电所，所内道路宽度，应不小于 3.5m。

b) 220kV 变（配）电所内的大门至主控制楼、主变压器的主干道可加宽至 4.5m。

根据国标《建筑设计防火规范》的要求，“消防车道的宽度不应小于 3.5m”。变电所内不需进消防车的道路宽度则可适当减小。主要设备运输道路的宽度（一般指主变压器运输道路），按主变运输和大修时用平板车或利用汽车吊作业的要求确定。

6.4.5 所区地面应有适当坡度以利排水。在变（配）电所四周应设排水沟或截水沟，靠山时应设挡土墙。

变电所的场地设计坡度，应根据设备布置、土质条件、排水方式和道路纵坡确定，宜为 0.5%~2%，最小不应小于 0.3%，局部最大坡度不宜大于 6%，平行于母线方向的坡度，应满足电气及结构布置的要求。当利用路边明沟排水时，道路及明沟的纵向坡度最小不宜小于 0.5%，局部困难地段不应小于 0.3%；最大不宜大于 3%，局部困难地段不应大于 6%。

根据变电所防汛的经验，在变（配）电所四周设排水沟或截水沟，有利于排除变电所外的雨水、洪水。设置挡土墙是防止在雨季山体滑坡时对变电所的冲击。

6.4.6 所区内的建筑物标高、基础埋深、路基和管线埋深应互相配合。建筑物内地面标高，宜高出屋外地面 0.3m 及以上。屋外电缆沟顶边，宜高出地面 0.1m。电缆沟位于地下水位以下时，应有防水及排水措施。沟道与通行车辆的道路交叉处应采取加固措施。

为使建筑物不被积水淹没及避免场地雨水倒灌电缆沟内，故规定了建筑物内外地面标高及屋外电缆沟壁与地面的高差。

6.4.7 变（配）电所内应设巡视小道，并可利用电缆沟盖板作为部分巡视小道。

以往设计较少考虑屋外配电装置设置专用巡视小道，使巡视和维护深感不便，特别在我省多雨，雨季泥泞不堪，运行人员对此意见较大，在设计中应予以重视。但巡视小道必须根据运行巡视的需要设置，并宜结合电缆沟的布置确定路径，以节省投资，巡视小道宽宜为 0.7m~1.0m，当巡坡大于 8% 时，宜有防滑措施或做成踏步。

6.4.8 20kV 及以下的变（配）电所，宜设置单独的值班室；当有低压配电装置时，值班室可与低压配电装置室合并。高压配电装置室与值班室直通或经过走廊相通。

值班室是整个变电所的控制中心，是运行值班人员工作的场所，又是全所控制电缆汇集的中心，因而值班室应位于便于运行维护、操作巡视和使用电缆最短的地方，并应布置在朝阳的房间，以获得

良好的采光和适宜的温度。

当值班室与低压配电装置室合并时，低压配电装置室的面积可适当扩大，以便于放置值班桌（或控制台），以满足值班的基本条件。

6.4.9 35kV 及以上主变压器室，宜靠近变压器低压侧配电装置室。

当主变压器室靠近 6kV~20kV 配电装置室时，变压器变二侧与配电装置可以采用母线方式连接，且距离最短，不需要采用电力电缆连接。特别是当主变压器容量较大时，更显重要。

6.4.10 35kV 及以上变（配）电所，应设置值班室、休息室、备品备件室、卫生、洗浴室及空调设施。当为无人值班时，可取消值班室、休息室、洗浴室。

35kV 及以上变电所，由于其运行人员及设备较多，为满足安全运行的需要，必须设置相应的房间。且多数地处郊区，而便于用户变电所的运行人员交接班，也需要设置休息室。

本条对无人值班变电所也作了规定。

6.5 主变压器

6.5.1 主变压器的台数和容量，应根据当地供电条件、负荷性质、用电容量和运行方式等条件综合确定。

主变压器台数和容量确定的基本原则。

6.5.2 每座变电所宜装设二台容量相等的主变压器，如变电所中可由当地 10kV~35kV 电力网取得足够容量的备用电源时，可设一台主变压器。当用电容量较大，经过技术经济比较，变压器台数可适当增加，但不宜超过 4 台。

1 选择 2 台主变压器具有较大的灵活性和可靠性，一旦一台变压器及相应设备发生故障，不致于用户全部停电，而且变电所接线较简单。对有一、二级负荷的变电所来说，应列为基本型式。但有些个别用户按 3 台主变压器设计，一是主变压器的单台容量和变电所的总容量都可以减少，降低投资；二是主变压器可以按变电所的供电负荷、实际增长速度分期逐台安装，使变电所最经济的方式运行；三是提高变电所的供电可靠性和灵活性。

2 在选用 2 台以上主变压器时，尚应计人增加的断路器、控制保护设备、配电装置和场地扩大、年运行费用等因素。因此变电所的主变压器台数应经技术经济比较，综合考虑确定。

本条规定的“由 10kV~35kV 电力网取得足够容量的备用电源”系指能满足第 6.5.3 条容量要求的备用电源。

6.5.3 装有两台及以上主变压器的变电所，当断开一台时，其余主变压器的容量不应小于 60%~70% 的全部负荷，并应保证用户的一、二级负荷。

10kV~20kV 供电的重要用户，其单台变压器容量应能满足一、二级负荷用电。

1 装有 2 台及以上主变压器的变电所中，当断开 1 台时，其余主变压器的容量应能保证用户的一级和二级负荷，但此时应计人变压器的过负荷能力。一般考虑变压器的短时过负荷能力为 1.3 倍。

根据全省用户变电所的实际情况，变压器实际运行的负荷率(运行负荷与额定容量的比值)在 0.5~0.7 之间，绝大多数变电所的负荷率在 50% 左右，变电所的一、二级负荷约占其全部负荷的 30%~80%。安装 2 台主变压器的变电所约占变电所总数的 75% 以上。

2 规定在断开 1 台时，其余主变压器的容量应满足下列两个条件：

- 1) 不应小于 60% 的全部负荷；
- 2) 应保证用户的一、二级负荷。

鉴于目前变压器产品容量是采用 R10 系列分级的，逐级容量的增大系数为 1.259。

因此，按保证 60% 全部负荷计算选择时，实际选定的变压器容量可有约 1~1.2 倍的增

大，其实际容量可达全部负荷的 60%~72%。

同时，电力变压器运行规程，对不同冷却方式的变压器，规定了允许的过负荷能力和相应时间。一般考虑变压器的短时过负荷能力为 1.3 倍。由于 1.3>1.259，故本条取消了原规范的“应计人变压器的过负荷能力”的规定，也使变压器的容量约增大一级。

总之，按本条的规定来确定变压器容量，对用户变电所是恰当的。

3 本条对 10kV~20kV 供电的重要用户的单台变压器容量作的规定，是为了确保供电的可靠性，防止在一台变压器发生故障时，仍能保证一级负荷、二级负荷的用电。

6.5.4 35kV 及以上主变压器，在电压偏差不能满足要求时，应选用有载调压型变压器。当 220kV 采用自耦变压器时，宜采用中压侧线端调压。

变压器采用有载调压是改善电压质量、减少电压波动的有效手段。对于 35kV 及以上主变压器，考虑到此类用户用电负荷较大，便于用户对电压的调整，提高电压质量而做的规定。

有载调压变压器在价格上比普通变压器贵 30%—40%，其检修工作量也比普通变压器增加 1/3。因此，本条规定在电压质量不能满足要求时，应采用有载调压变压器。

鉴于线端调压分接开关的生产供应能力的提高且其调压性能优于中性点调压，故对采用有载调压时宜采用线端调压。

对 6kV~20kV 变压器不宜采用有载调压变压器。对 6kV~20kV 有载调压变压器的使用，《供配电系统设计规范》GB 50052—2009 第 5.0.7 条做了专门规定。在具体工程中应按此规范的规定执行。

6.5.5 具有三种电压的变电所，如通过主变压器各侧绕组的功率均达到该变压器容量的 15%以上，或者第三绕组需要装设无功补偿设备时，主变压器宜采用有三个电压等级的三绕组变压器或自耦变压器。

自耦变压器造价低、损耗小等特点众所周知，随着断路器开断电流的提高，线端调压分接开关的采用，自耦变压器已在具有三个电压等级的 220kV 变电所中使用。

6.5.6 6kV~35kV 变电所中，主变压器低压侧额定电压为 0.4kV 时，其单台容量不宜大于 1600kVA。当用电设备容量较大、负荷集中且运行合理时，可选用较大容量的变压器。

目前，国内大容量、高分段能力的低压断路器已批量生产，分断能力已达 50~80kA。规定 1600kV·A 的容量界限，是根据变压器产品的国家标准，10~35/0.4kV 油浸式变压器

容量系列最大为 1600kV·A；干式变压器容量系列最大为 3150kV·A 而定。而且，在民用建筑中采用 1600kV·A 以上干式变压器比较多。综合两种型式的变压器容量系列，故推荐变压器单台容量不宜超过 1600kV·A。

又规定“当用电设备容量较大、负荷集中且运行合理时，可选用较大容量的变压器”，即可以采用超过 1600kV·A 的变压器，在高层（超高层）民用建筑中采用 1600kV·A 干式变压器比较多。本条的规定是便于可操作性。

对于 35kV 直配供电，主要是对采用 35kV 电压等级供电的负荷较大的大型建筑和高层建筑，分散设置变电所，也就是将变电所建在靠近各自低压负荷中心位置的一种形式。对地处郊县的用电单位，如用电负荷均为低压又较集中，当供电电压为 35kV 时可用 35kV 直降至 220/380 低压配电电压，这样既简化供配电系统，又节约投资和电能，提高电压质量。

6.6 电气主接线

6.6.1 变（配）电所（包括地下变电所）的电气主接线，应根据用电容量、负荷性质、变压器连接单元总数、设备特点及出线回路数等条件确定。并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修便利、节约投资和便于过渡或扩建的要求。

本条对电气主接线提出了基本要求和设计中应考虑的主要条件。

“便于扩建”是考虑变电所分期建设时，接线能较方便地从初期形式分期过渡到最终接线，使在一次和二次设备装置方面所需的改动最小，减少扩建过程中所造成的停电损失和可能发生的故事。

6.6.2 35kV~220kV 变电所电气主接线应符合下列规定：

a) 当线路为两回及以下时，宜采用桥形、线路变压器组、单母线接线、分段单母线接线。超过两回时，宜采用扩大桥形、单母线或分段单母线的接线。

b) 220kV 出线为 4 回及以上、110kV 出线为 6 回及以上、35kV 出线为 8 回及以上时，亦可采用双母线接线。

采用双母线、单母线或分段单母线接线的 35kV~220kV 主接线中，除断路器有条件停电检修外，应设置旁路母线。当 220kV 出线回路数为 4 回及以上、110kV 出线回路数为 6 回及以上、35kV 出线回路数为 8 回及以上时，可设置专用旁路断路器。

采用 SF₆ 断路器的主接线不宜设置旁路设施。

c) 当变电所装有二台及以上变压器，低压侧额定电压为 6kV~20kV 时，有以下四种分段单母线接线方式。每段母线出线回路数不宜超过六回。

i) 两段母线之间装设分段断路器。（适用于装设二台及以下主变压器）。

ii) 两段母线之间不装设分段断路器。

iii) 两组分段单母线（适合于装设四台主变压器，含预留）。

iv) 分段单母线环形接线（适用于装设三台~四台主变压器）。

d) 35kV 以下变电所电气主接线，还应符合 DGJ/J 14 的相关规定。

e) 10kV~20kV 变电所,当采用负荷开关—熔断器组合电器时,其简化电气主接线,应符合 DGJ32/J14 的规定。

本条规定了,35kV~220kV 客户变电所电气主接线的基本型式。

1) 桥形接线

桥形接线是在线路变压器组接线的基础上发展而来。将两个线路—变压器组单元通过一组断路器连在一起称为桥形接线。根据断路器装设的位置分为“内桥”和“外桥”两种。

• 内桥接线

内桥接线的设备比较简单,引出线的切除和投入比较方便,运行灵活性好,还可以采用备用电源自动投入装置。其缺点是,当变压器检修或故障时,要停掉一回路电源和桥开关,并且把变压器两侧隔离开关(隔离手车)拉开,然后再根据需要投入线路断路器,这样操作步骤较多。所以内桥接线一般适用于故障较多的长线路和变压器不需要经常切换的运行方式。

• 外桥接线

外桥接线在变压器检修时,操作较为简便。缺点是,当变压器断路器外侧的电气设备发生故障时,将造成大面积停电;此外,变压器倒电源操作时,需先停变压器。因此外桥接线适用于线路较短和变压器需要经常切换的变电所。

2) 单母线接线

单母线接线的特点是接线简单清晰、操作方便、所用电气设备少、配电装置的投资费用低,但可靠性差,在母线和母线侧隔离开关检修时,或母线上隔离开关发生故障时,会造成变电所全所停电。这种接线适用于对用电可靠性要求不高的变电所。

3) 单母线分段接线

单母线分段接线是将两段单母线用断路器连接在一起。这种接线对供电可靠性要求较高的负荷采用。适用于用电容量较大的变电所及具有一、二级负荷的客户变电所。

4) 双母线

双母线接线是将变压器的出线接于两个母线上(一般称为正母线、副母线)。

采用双母线,其特点是便于系统中的功率分配,母线事故后停电范围小恢复供电快,便于对母线及母线设备进行检修试验,对供电影响较小,供电可靠性高。因此,规定当 35kV 出线为 8 回及以上、110kV 出线为 6 回及以上、220kV 出线为 4 回时,采用双母线接线。多数变电所的实际情况也是如此。

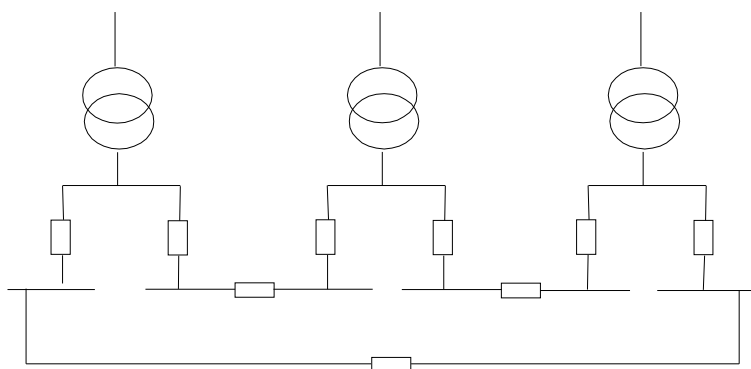
6) 线路变压器组接线

线路变压器组接线简单,设备少、投资省。但其中任一电气设备故障或检修时,都会引起停电。在双电源变电所中,采用两回线路变压器组接线时,但一回线路停电时,将停用一台变压器。这种接线适用于具有二、三级负荷的客户变电所。

7) “分段单母线环形接线”是近几年来变电所建设中出现的一种新型接线,即一台主变压器的变二侧装设两套次总断路器,二段母线。随着变电所主变容量的增大及台数的增多,一般常用的“分段单母线接线”,满足不了当停用一台变压器时的各段母线的负荷分配及供电可靠性要求。如装有两台变压器时采用四分段环形接线、装有三台变压器时采用六分段环形接线、装有四台变压器时采用八分段环形接线。即使停用一台变压器时,仍能对各段母线继续供电。这对于每台变压器负荷分配,提高变压器的负载率,节约电能起着一定的作用。

环形接线主接线图如下:

以 3 台主变情况下采用单母线 6 分段环形接线为例。



6.6.3 10kV~35kV 变电所如不采用简化电气接线，当单台主变压器容量为 500kVA 及以上时，应在进线侧装设断路器。

本条是指变电所采用断路器时的规定，是为了保证变电所安全可靠运行。
本条装设断路器的规定，不适用于采用负荷开关—熔断器组合电器时的简化电气接线。
6kV 变电所也应按照此条规定执行。

6.6.4 在有反馈可能的 6kV~20kV 出线上，应装设线路隔离开关。
线路侧装设隔离开关的作用是在检修断路器时隔离电源的需要，以确保检修时人身安全。

6.6.5 接在母线上的避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关（手车）。对接在变压器引出线上的避雷器，可不装设隔离开关。

避雷器一般仅在雷雨季节前要进行检查和试验，这些工作可趁母线停电时拉开隔离开关，取下避雷器即可，故不需要装设单独的隔离开关，凡接在母线上的避雷器都和电压互感器合用一组隔离开关。变压器引出线上的避雷器可以带电接入或退出运行，因此可不装隔离开关。

6.7 所用电源

6.7.1 变电所的所用电源，应根据其负荷级别及其重要性和操作电源的选用，确定所用变压器的装设。
本条规定了变电所装设所用电源的原则。

6.7.2 10kV~35kV 重要或规模较大的变电所，宜在电源进线断路器之前装设所用变压器。当有两回路所用电源时，宜装设备用电源自动投入装置。

所用变压器是供给变电所的操作、照明及其它动力用电的电源，应保证可靠供电。因此，变电所宜装设 2 台，容量按全所计算负荷选择的所用变压器，以保证相互切换和轮换检修。

所用变压器装设在进线断路器之前，是考虑到在变电所停电检修时，仍能提供检修电源以及断路器采用交流操作时，提供操作电源的需要。

6.7.3 110kV~220kV 变电所，应在 6kV~35kV 侧母线上设置所用变压器；也可和接地变压器合用。
当 110kV、220kV 主变压器的低压侧无中性点引出时，因继电保护的需要装设接地变压器。所用电源与接地变压器合用，可以减少投资。

关于接地变压器的选用：

1 对于无中性点引出的10kV、20kV和35kV系统，应安装接地变压器，接地变压器应采用Z型接线变压器。其容量按配电变压器容量（kV·A）优先数选取，一般为30，50，80，100，125，160，200，250，315，400，500，630，.....。

接地变压器三相零序阻抗不宜大于表6.7.3数据，消弧线圈装置在测量系统电容电流时应计及该阻抗。

表 6.7.3 不同电压等级接地变零序阻抗数值

	10kV	20kV	35kV
零序阻抗（Ω）	5	10	30

2 消弧线圈系统用接地变压器

消弧线圈用接地变压器一般通过断路器接入母线，应采用三相同时分合的开关设备，不应采用隔离开关-单相熔丝组合作为接地变压器投切和保护设备。

消弧线圈用的接地变压器，不兼做所用变压器时，其容量按消弧线圈的容量选取；兼做所用变压器时，接地变压器容量按照以下公式计算：

$$S^2 = (S_1 + 0.6S_2)^2 + (0.8S_2)^2$$

其中 S_1 为系统电容电流对应的容量； S_2 变电所用电负荷容量。

3 电阻接地系统用接地变压器

1) 中性点电阻接地系统用接地变压器安装位置

a) 接地变压器通过隔离开关接至主变压器次级首端，与主变同时投入或退出运行，不应兼做所用变压器。

接地变压器全回路处于主变压器的差动保护范围内，线路和母线发生接地故障时，主变压器回路和接地变压器回路的CT均有零序电流流过，主变压器差动保护应剔除或躲过该部分的零序电流。由于接地变压器为Z型接线，其高压侧电流互感器的二次回路的接线方式应与之相配合。一般，小电阻接地系统推荐接地变压器通过隔离开关接至主变压器次级首端。

b) 接地变压器通过断路器接至母线，可以兼做所用变压器。

线路和母线发生接地故障时，主变压器回路的CT无零序电流流过，只有接地变压器、小电阻和线路CT(线路故障时)有零序电流流过，接地变压器零序保护可以作线路故障后备保护。开关、母线等裸露的带电部分应采用热塑材料加以封闭以尽量减少这部分设备的故障可能性。

2) 电阻接地系统接地变压器容量的选取

小电阻接地系统用接地变压器不兼作所用变压器时，容量按接地故障时流过接地变压器电流对应容量的1/10选取；接地变压器兼作所用变压器时，其容量还应加上所用负荷容量。

6.7.4 变电所的交流所用电源，应配置电涌保护器（SPD）。电涌保护器的配置应符合下列规定。

a) 35~220kV 变电所，宜在下列所用电 220/380V 电源系统装设电涌保护器（冲击电流及标称放电电流宜按附录 F 的 B 级选择）。

i) 每一个所用变压器 220/380 V 母线进线段。

ii) 监控用计算机交流不间断电源（UPS）220/380 V 的电源侧。

b) 6~20kV 变电所，宜在下列 220/380V 电源上装设电涌保护器（冲击电流及标称放电电流宜按附录 F 的 C 级选择）。

i) 每一个 220/380 V 所用电母线进线段。

ii) 每一个 220/380 V 馈线母线段。

电涌保护是现代综合防雷体系中的一个环节，内部防雷击电磁脉冲的重要部分，主要是为现代电气、电子设备的防护。由于电涌保护具有能限制雷电反击、侵入波、设备端口上的感应和操作过电压的综合作用，易于实施，常作为保证电子系统安全性、完善综合防雷体系和防雷改造工程的重要手段。由于在变电所继电保护装置中，广泛采用数字式保护。因此在变电所的所用电源中，也开始配置电涌保护器（SPD）。为减少雷电通过 220/380 V 供电系统对微电子组件组成的监视、控制、测量、保护、通讯及自动化等装置的危害，提高变电所运行安全、可靠性并相应制定了其电力行业标准《发电厂、变电所 220/380V 电源电涌保护器配置、安装及验收规范》。该标准即将出版。

国网公司标准 Q/GDW413—2010《电力系统二次设备 SPD 防雷技术规范》规定如下：

1 SPD 配置原则

建筑物内外电气装置的交流电源、直流电源和进出建筑物外电气装置相连的金属信号线以及视频电缆相连设备前端应配置 SPD，交流电源和主直流电源与 SPD 间应串联空气断路器。

2 交流电源 SPD 配置基本要求

1) 交流电源的 SPD 配置，一般采用三级，各级电气参数要求见表 6.7.4—1。每个 SPD 保护范围一般不超过 30m；如被保护装置离 SPD 线路距离超过 30m，则需要再设置 SPD。一般第 1 级标称放电电流最大，宜选用带雷击计数功能的 SPD；各级 SPD 应具有劣化指示功能。选用的 SPD 除应满足 GB18802.1《低压配电系统的电涌保护器（SPD）第 1 部分：性能要求和试验方法》所规定的要求外，还应满足第 3) 条的要求。

表 6.7.4—1 三级 SPD 电气参数要求

	第 1 级	第 2 级	第 3 级
标称放电电流 I_n (kA, 8/20 μ s)	≥ 40	≥ 20	≥ 10
相线对中性线或地直流 1mA 电压 U_{1mA} (V)	≥ 570	≥ 540	≥ 510
残压 U_{res} (kV)	20kA 下 ≥ 2.5	10kA 下 ≥ 2.0	10kA 下 ≥ 1.8

2) 对变电站, 第 1 级位于三相交流配电总屏(柜)内, 第 2 级位于二次交流分屏(包括整流屏)内, 第 3 级位于线路距离第 2 级 SPD 超过 30m 的设备交流电源入口处。

3) 三级 SPD 应具有相线对中性线或地、中性线对地保护模式的交流电源 SPD。

2 直流电源 SPD 配置基本要求

主直流电源 SPD 一般选用二级, 第 1 级配置在直流电源母线上。当被保护直流设备离第 1 级 SPD 线路距离超过 30m 时, 宜在设备的直流电源入口处配置第 2 级 SPD。选用的 SPD 除应满足 GB18802.1《低压配电系统的电涌保护器 (SPD) 第 1 部分: 性能要求和试验方法》所规定的要求外, 还应满足第 2) 条的要求。

1) 主直流电源 SPD 模块应同时具有正负极对地和正负极极间过电压保护模式, 正负极对地保护宜采用压敏电阻串联气体放电管模式, 标称放电电流均不小于 5A (8/20 μ s)。

2) 对 24V 及以上额定工作电压的直流系统, SPD 模块正、负极间以及正负极对地间直流 1mA 电压不得小于正负极间额定工作电压的 2 倍, 5kA (8/20 μ s) 下的残压应不大于正负极间额定工作电压的 6 倍。

3) 有外接端子的重要装置的 12V 及以下额定工作电压的直流电源端子处安装标称放电电流不小于 3kA ((8/20 μ s)) 的 SPD, 动作电压不小于额定工作电压的 1.5 倍, 3kA 下残压应不大于其额定工作电压的 2.5 倍。

3 SPD 外串联空气断路器的基本要求

所有用于电源与 SPD 之间串联的空气断路器(空气开关)的选配原则是 SPD 在标称放电电流下不跳闸或损坏, 且当 SPD 短路时能迅速跳闸。标称放电电流 (8/20 μ s) 为 40kA、20kA 和 10kA 的交流电源用 SPD, 串联的交流空气开关额定电流分别为 125A (最低 63A)、63A (最低 40A) 和 30A; 标称放电电流 (8/20 μ s) 为 5kA 的直流电源用 SPD, 串联的直流空气开关最小额定电流为 1A。

4 信号系统的 SPD 配置除应满足 GB/T 18802.21《》所规定的要求外, 对于不同用途的通信及网络用 SPD, 应分别满足如下要求。

1) 信号电平在 5V 以下的现场工业总线、网络线等通信线缆, 应在设备处安装具有信号线间和信号线对地保护模式的 SPD。其线间标称放电电流不小于 20A (8/20 μ s)、动作电压不小于信号电平的 1.5 倍, 残压不高于信号电平的 2.5 倍; 其线对地标称放电电流不小于 1kA (8/20 μ s) 的 SPD, 残压不高于信号电平的 5 倍。

2) 远动屏至通信屏的监控线(图像监控等)应在监控屏内安装标称放电电流不小于 3kA (8/20 μ s) 的 SPD, 动作电压不小于信号电平的 1.5 倍, 3kA 下残压应不大于其信号电平的 5 倍。

3) 对具有远动功能的故障录波器和关口表, 应在通道两端 MODEM 入口处加装信号 SPD。

5 SPD 安装

1) SPD 各级端应分别与电源线路的相线相连接, SPD 的接地端与被保护设备接地端连接, 且接地端应与就近的环行接地母线或接地网连接。SPD 与被保护设备及接地端子(排)间连接的导线应平直且尽可能短, 长度不宜超过 1m。

2) 与电源并联的 SPD 的连接导线最小截面应按表 6.7.4—2 选择。

表 6.7.4—2 电源 SPD 连接导线最小截面积

保护分级	SPD 类型	SPD 连接线铜导线截面积 (mm^2)
第 1 级	限压型或开关型	10
第 2 级	限压型	6
第 3 级	限压型	4

3) 信号用 SPD

i) 信号 SPD 应连接在被保护设备的信号端口上。信号 SPD 宜安装在屏柜内, 固定在设备机架上或附近支撑物上。

ii) 信号 SPD 接地端宜采用截面积不小于 1.5mm^2 的铜芯导线与屏柜内接地端子排连接。

iii) GPS 天线信号用 SPD 的接地端应采用截面积不小于 2.5mm^2 的铜芯导线与屏柜内接地排连接。

6.7.5 变电所所用电的插座回路，应装设剩余电流保护装置。

在变电所的所用电中，由于没有装设剩余电流动作保护装置，也曾发生过人身触电伤亡施工。剩余电流保护装置应选用动作电流不大于 30ma 无延时的产品。

6.8 操作电源

6.8.1 供重要电力用户或规模较大的变电所，应采用 220V、110V 或 48V 直流操作系统，采用免维护蓄电池组作为合、分闸操作电源。不应采用硅整流电容储能作为变电所的操作电源。

1 由于重要电力用户用电的重要性，其变电所设有较复杂的继电保护装置，应提供不间断供电的直流电源，采用免维护的铅酸蓄电池组成直流电源装置可满足以上要求。蓄电池组的容量是按照事故持续放电容量或最大冲击负荷选择。平时蓄电池组处于浮充电状态，当直流负荷突然增大(断路器合闸或交流电停电)时，蓄电池组放电，以满足直流负荷的需要。由此可见，免维护铅酸蓄电池组组成的电源装置是一种独立的电源型式，可不受交流电源的影响，更为可靠。

2 在变电所内发生任何事故时，甚至在交流电全部停电的情况下，它也能保证直流系统中的用电设备可靠而连续地工作。因而它是一种可靠的电源型式，可作为重要变电所中的直流操作电源。

3 规模较大系指，需用变压器容量在 2000kV·A 以上的变电所。

4 对采用电动操作的 SF_6 负荷开关—熔断器组合电器，一般采用直流 48V 电压作为操作电源。

硅整流储能直流电源，虽然简单，造价低。但存在由于维护不到位使储能电容器的损坏，当保护动作后，出现断路器拒动而造成事故的扩大。目前免维护电池得到广泛应用，完全可以取代。因此做此规定。

5 小容量的直流电源宜采用壁挂式高频开关直流电源柜。

6.8.2 当断路器采用弹簧操动机构时，其储能电机宜采用交流 220V 电源。

弹簧操动机构的储能电机，宜采用交流 220V 电源，是运行经验的总结。以往采用直流 220V 电源，在运行中极易发生故障，而造成储能电机不工作，影响到安全运行。

6.8.3 采用蓄电池作为操作电源时，蓄电池组的容量应满足以下要求。

a) 全所事故停电，一小时的放电容量。

b) 事故放电末期最大冲击负荷容量。

小容量蓄电池装置中，蓄电池容量，应满足分闸、信号和继电保护的要求。

在重要变电所中，全所事故停电时，为满足查找故障和切换电源的需要，应对必要的信号及事故照明提供保证一定时间的所用电，此时由蓄电池组供电。在事故放电末期，还应由蓄电池组提供合闸电源，以恢复交流供电。因而蓄电池组的容量应按事故停电期间的放电容量及事故放电末期最大冲击负荷确定。

智能型高频开关直流电源柜，由于其采用高频开关技术和计算机技术，功率输出单元采用模块化 (N + 1) 冗余设计，监控单元可采用高性能 PLC 或微机，显示操作单元采用新型人机界面触摸屏，可带电热插拔等优点。具有“遥控、遥测、遥信、遥调”功能，是新型的高质量直流操作电源。

目前，小容量免维护蓄电池组已得到广泛应用。采用了壁挂式直流电源屏。它具有结构简单、安全可靠、体积较小的特点。应以推广应用。

6.8.4 变电所的直流母线，宜采用单母线或分段单母线的接线。采用分段单母线时，蓄电池应能切换至任一母线。

本条是根据变电所直流系统的运行经验，采用单母线或分段单母线接线较为清晰、简单、可靠。35kV 及以上变电所且容量较大时采用分段单母线接线。

单母线适用于设有 2 组蓄电池的直流系统，指每组蓄电池单母线接线自成系统，相互实现必要的联络。

6.8.5 6kV~20kV 变电所内断路器总台数在三台及以下时，可采用交流操作电源。

本条是运行经验的总结。规定的目的，是简化二次回路接线和降低投资。过电流保护采用反时限继电器。

6.8.6 6kV~20kV 采用交流操作时，供操作、控制、保护、信号等所用电，可引自电压互感器，电压互感器应装设在进线断路器之前。

电压互感器应装设在进线断路器之前规定。是保证进线断路器操作时需要；当变电所规模较大，电压互感器容量满足不了要求时，操作电源可引自所用变压器。

6.8.7 变电所直流系统的设计还应符合 DL/T5044 的规定。

《火力发电厂、变电所直流系统设计技术规定》DL/T5044—95，对直流系统的接线方式、蓄电池组的组数，型式，容量选择、设备选择及布置等都作了很详细的规定，应遵照执行。

6.9 控制（值班）室及屏的布置

6.9.1 35kV 及以上有人值班的变（配）电所应设控制室；无人值班变（配）电所控制室的面积可适当减少。控制室可布置保护屏、监控屏、直流屏、电能计量屏、负荷管理终端等设备，也可根据规模设置二次设备室。

本条规定了变电所设置控制室的原则。变电所规模较大时可设置二次设备室。

目前用户变电所的值班方式有两种，一种是有人值班方式，即在变电所设值班人员，由值班人员对变电所实行控制；还有一种是无人值班方式，即在变电所不设值班人员，由企业生产调度中心或智能化高层建筑监控中心，通过远动装置实行遥控、遥测、遥信和遥调（有的只实行遥测、遥信功能）。

目前，在省内的部分城市规模较大的 35kV~220kV 变电所采用了无人值班方式，随着经济的发展，无人值班的方式，将越来越多的应用。

根据运行经验，无人值班变电所应具备以下条件：

1 变电所设备可靠性较高。

2 变电所设备要具有可控性：

——断路器、隔离开关、接地器、所用电和直流系统的主要开关设备等，应配备电动操作机构；

——继电保护和自动装置应能远方整定和复归；

——要考虑变压器的自动灭火和各房间的自动消防装置以及其它的自动控制装置。

3 变电所的无人值班要与变电所的自动化水平和管理水平相适应。

4 无人值班的变电所距离企业、单位的维护中心不能太远，以便能及时处理事故、减少停电损失。

无人值班变电所的控制室仅需考虑临时性的巡回检查和检修人员的工作需要，故面积可适当减小，建筑处理也可简化。

6.9.2 控制（值班）室的位置，宜选择在离主变压器较远、靠近配电装置室，便于运行人员相互联系，有利于监视屋外配电装置及有较好朝向，以获得良好的运行条件。

本条对控制室的位置提出了基本要求。控制室是整个变电所的控制中心，是运行值班人员工作的场所，又是全所信号、控制电缆汇集的中心，因而控制室应位于便于运行维护、操作巡视和使用电缆最短的地方，并应布置在朝阳的房间，以获得良好的采光和适宜的温度。因此，确定控制室的布置时，应与建筑、照明、暖通、系统保护和远动通信等专业相互配合，共同决定。

6.9.3 控制（值班）室建筑应按变电所的规划容量在第一期工程中一次建成。

变电所的控制室，应按照规定容量在第一期工程中一次建成，以免扩建施工时影响现有设备的安全运行。

6.9.4 控制（值班）室的布置要有利于防火和有利于紧急事故时人员的安全疏散，当控制室长度超过 7m 时出入口不应少于二个。

控制室安全通道的布置要有利于紧急事故时人员的安全疏散和施救，出入口不应少于二个，其中一个门可通过室外扶梯，以利于松散。出入口要考虑防尘、防噪等措施，以保证有较好的运行、维护条件。

6.9.5 采用计算机监控方式时，应取消常规控制屏。

保护等屏的排列布置宜与配电装置的间隔排列次序相对应，屏的型式宜一致。应使控制电缆最短，敷设时交叉最少。保护等屏在主要通道处应设边屏。

由于计算机技术的飞速发展，其可靠性也大大提高，变电所采用计算机监控方式，得到广泛应用，所以可以取消常规的控制屏。

控制屏与被控对象在配电装置间隔排列顺序相对应，不但可达到运行管理概念清晰，避免误操作；而且可使二次电缆交叉最少，电缆长度最短。

6.9.6 35kV 及以上变电所保护装置的布置应符合下列规定之一：

a) 采用数字式综合自动化装置，设置后台。35kV 及以上数字式保护测控装置，在控制室集中组屏，6kV~20kV 出线数字式保护测控装置，采用分布在开关柜上布置。

b) 采用数字式保护装置，不设后台。数字式继电保护装置采用分布在开关柜上布置。装设中央信号装置。

c) 采用数字式综合自动化装置, 设置后台。所有数字式综合保护测控装置, 应在控制室集中组屏。

本条在现行的设计规范中没有做出规定, 而是根据各地的实践经验做了规定。

本条规定了 35kV 及以上变电所均应采用数字式保护装置。并规定了应根据不同的用户的情况装设数字式保护测控装置的布置方式。目的是不一定全部采用集中组屏的方式, 以节省用户变电所的投资。

6.9.7 6kV~20kV 变电所保护装置的布置应符合下列规定之一。

a) 采用数字式保护装置, 不设后台。数字式保护装置采用分布在开关柜上布置。装设中央信号装置。

b) 采用数字式综合自动化系统, 设置后台。数字式保护测控装置采用分布在开关柜上布置。

c) 当断路器总台数在三台及以下、变压器总容量在 1260kVA 及以下, 可采用去分流分闸的全交流操作。装设中央信号装置。

本条在现行的设计规范中没有做出规定, 而是根据各地的实践经验做了规定。

一是规定了 6kV~20kV 变电所微机型的保护装置配置采用分布式布置方式, 以节省客户变电所投资。

二是由于国家没有明确规定淘汰电磁型继电器。而且, 在省内的一些地区还在采用。所以, 规定了只限于在用电容量较小时, 宜采用电磁型反时限保护。

三是便于可操作性。

6.9.8 110kV~220kV 电能计量屏、负荷管理终端装置, 应设置在控制室内便于抄表、校验的位置。

本条是便于供用双方对电能计量装置、负荷管理终端装置运行管理和维护而做出的规定。

6.9.9 显示屏的显示画面的电气主接线应与实际布置相对应, 且母线的色别应符合附录 H 规定。

当采用计算机监控时, CRT 的显示画面接线应与实际布置相对应。在有的变电所中监控系统的 CRT 显示的接线画面, 尚存在着不对应的现象且模拟母线的色别也不符合规范的要求, 给运行管理带来不便。因此, 在具体工程中, 应对监控系统供货商提出要求。

6.9.10 保护等屏的屏间距离和通道宽度, 要考虑运行维护及控制、保护装置调试的方便, 并按表 1 确定。

控制室内屏间距离和通道宽度要能便于运行、维护和设备调试。当控制室的某壁有凸出物或柱子时, 应按屏与这些凸出部分的实际距离校验。

——对封闭式结构的屏, 因屏后要开门, 屏背面对屏背面的通道尺寸可增大 1000mm。

——屏前接线的屏可以靠墙布置。

6.9.11 在离保护等屏 800mm 处的地面上应饰有警戒线。警戒线的颜色应为黄色, 线宽为 50mm。

本条规定是安全运行的需要。防止非值班人员误碰或误操作控制设备。

6.9.12 屏的安装应采用螺栓固定方式, 不应采用焊接的固定方式。

规定采用螺栓固定方式, 是考虑到主控制盘、继电保护盘、自动装置盘等有移动或更换可能, 尤其当有扩建工程时。若将盘、柜采用电焊焊死, 不仅插入安装盘、柜时将造成困难, 而且还会损坏屏的表面处理。

6.9.13 控制(值班)室内应设有与电气主接线相符的模拟操作图版。模拟母线的色别应符合附录 H 的规定。

表 1 屏间距离和通道宽度

距离名称	采用尺寸 (mm)	
	一般	最小
屏正面至屏正面	1800	1400
屏正面至屏背面	1500	1200
屏背面至屏背面	800	800
屏正面至墙	1200	800
边屏至墙	1200	800
主要通道	1600~2000	1400
注 1: 复杂保护或继电器凸出屏时, 不宜采用最小尺寸 2: 直流屏、事故照明屏等动力屏的背面间距不得小于 1000mm。 3: 屏背面至屏背面之间的距离, 当屏背面地坪上没有电缆沟盖板时, 可适当放大。 4: 屏后开门时, 屏背面至屏背面的通道尺寸, 不得小于 1000mm。		

本条是变电所安全运行的需要。值班人员在执行操作票时, 应先在模拟操作图版上进行模拟操作

后再进行正式操作，这样可以避免误操作事故的发生。

如一次设备接线改变后，应及时对模拟操作图版进行修改，使模拟操作图版上的一次接线与实际接线相符。

6.10 控制方式

6.10.1 10kV、20kV 重要用户及 35kV 及以上变电所应采用计算机监控系统。

变电所采用计算机监控是发展的趋势，而且计算机监控系统不仅具有故障记录、保护动作过程记录的功能，而且还能以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改等功能。对变电所的安全运行和事故处理，带来极大的便利。

6.10.2 变电所控制装置的设置

6.10.2.1 35kV~220kV 露天变电所，在控制（值班）室设置 35kV~220kV 控制、保护装置。

6.10.2.2 35kV~220kV 户内（半露天）变电所，35kV~220kV 断路器及变压器低压侧总断路器、分段断路器等宜采用计算机集中控制。当受电变压器总容量在 6300kVA 及以下时，可采用开关柜就地控制。6kV~20kV 断路器宜采用开关柜就地控制。

6.10.2.3 6kV~20kV 变电所应采用在开关柜就地控制。当采用数字式综合自动化系统时，在就地及后台控制。

6.10.2.4 变电所采用数字式综合自动化系统时，宜将监控系统引至中央控制室或生产调度室。

本条规定的几种控制方式，是运行经验的总结。

1 露天变电所在室外无法设置控制、保护装置，因此要在控制室内设置。

2 规定了半露天变电所采用集中控制的范围，便于对主要断路器的控制便利。规定受电变压器总容量在 6300kV·A 及以下时，可采用开关柜就地控制，减少用户的投资。

6kV~20kV 断路器因采用的是成套开关柜，已装设有操作设备实现就地控制，这是用户变电所的常规做法，也是减少了用户的投资。

3 10kV~20kV 变电所，由于其规模小于 35kV 及以上变电所，在开关柜就地控制，也能满足安全运行的需要。变电所采用数字式综合自动化系统在开关柜及后台都能控制，是便于开关柜检修、试验时操作的便利。

4 适用于无人值班变电所。将监控系统引至中央控制室或生产调度室，以达到对变电所运行状况的适时监控。

6.10.3 断路器采用集中控制方式时，应在开关柜上装设合、分闸控制及指示装置。移开式开关柜还应装设手车工作位置和试验位置的指示装置。

新增条文。本条参照《35kV 及以下客户端变电所建设标准》DGJ32/JI4—2007 第 9.2.4 条的规定编写。

本条规定是便于工作人员在断路器检修、试验或继电保护校验时就地操作的便利。

6.11 电气照明

6.11.1 变电所的照明设计，除应符合 GB50034 的规定外，还应符合下列规定。

a) 应采用高效光源及高效灯具。

b) 照明设备的安装位置，应便于维修。照明灯具不应设置在配电装置的正上方。屋外配电装置的照明，应根据场地大小合理布置。

c) 在控制（值班）室在主要监屏位置和屏前工作位置观察屏时，不应有明显的反射炫光和直接炫光。

1 《建筑照明设计标准》GB 50034—2004，是为了在建筑照明设计中，贯彻国家的法律、法规和技术经济政策，符合建筑功能，有利于生产、工作、学习、生活和身心健康，做到技术先进、经济合理、使用安全、维护管理方便，实施绿色照明而制订的强制性标准。

该标准规定了强调了要采用细管径直管形荧光灯等高效率的节能灯具，对使用白炽灯范围和功率规定了在特殊情况下需采用时，其额定功率不应超过 100W。

2 照明灯具设置在配电装置的正上方，不便于对照明灯具的维护、更换照明灯管，特别是在敞开的母线装置上方装设，极易发生灯具脱落而引发的事故。

3 由于在观察平面所产生的炫光和反射光直接影响运行操作。

6.11.2 对有人值班的变电所，在控制（值班）室、屋内配电装置室、蓄电池室及主要通道等处应设置供电时间不小于 1h 事故应急照明。事故应急照明宜兼做正常照明用。并能在失去交流电源时自动投入

直流电源。

变电所正常照明因事故熄灭后，运行监视及故障处理均需有照明，故明确规定了在控制室、配电装置室及室内主要信道等处装设应急照明。但变电所正常照明失电一般伴随供电事故，所以变电所应急照明按正常照明的备用照明方式考虑较合理。目前变电所多采用荧光灯或节能灯照明，应急备用照明选同类灯，平时做正常照明且布灯也较方便。当交流电源断电时应急备用照明应由蓄电池供电。

为了减少事故时的照明容量，可采用一部分工作照明兼作事故照明的方式，另一部分则在事故处理需要时，手动投入事故照明的方式；装有小容量镉镍蓄电池组的变电所，在直流操作电源有余度的情况下，除控制室内装设一盏工作照明兼作事故照明灯以外，其余的可采用在事故处理时临时手动投入事故照明灯的方式；在没有直流事故照明容量的情况下，可装设少量的自动切换应急灯作为事故照明。

无人值班变电所原则上可不装设应急照明，可根据用户要求设带蓄电池的应急灯照明。

6.11.3 设有蓄电池室时，当采用非密封蓄电池的室内照明，应采用防爆型照明电器。开关、熔断器和插座等可能产生电火花的电器，应装在蓄电池室外。

目前采用密封阀控蓄电池几乎没有氢气逸出，所以规定采用非密封蓄电池的室内电气照明应采用防爆型照明电器。开关、熔断器和插座等可能产生电火花的电器装在室外操作方便安全。所以仍要求装在室外。

6.11.4 事故照明可采用蓄电池直流供电或通过逆变器交流供电，蓄电池容量应符合第 6.8.3 条的规定。

本条规定了事故应急照明供电的要求，明确应急照明供电蓄电池容量应能保证用电。

6.11.5 电缆夹层（隧道）内的低压电源可采用 220/380V 的电源。其电源容量、动力、照明装置的要求，应符合 DL/T 5221 的有关规定。

本条考虑到作业人员进入时同时开启照明、排风机和排水泵所需的用电量，规定采用三相 220/380V 电源。

DL/T 5221 第 12.3.1、12.3.2 条的规定如下：

- 1 每个电源进线容量应满足该供电范围内全部设备同时投入时用电的需要。
- 2 电源接线箱可兼作隧道低压用电配电箱，在箱内除需安装计量电表、照明电源总开关和动力用电总开关外，还应设置单相三眼插座和三相四线的四眼、五眼插座。
- 3 电源进线箱应安装在人员进出口处。
- 4 照明灯具应为防潮型，在隧道内人行信道上的平均照度不应小于 10lx、最小照度不应小于 2lx。
- 5 照明灯具应由二路电源交叉供电。照明开关应采用双控开关。
- 6 照明灯线宜采用穿管方式，导线截面不应小于 1.5mm^2 硬铜导线。

装设防潮型灯具，是防范灯具受潮而短路，也明确规定了隧道内照度计算点的最小照度和平均照度的要求。

采用两路电源供电，是防范在隧道内的照明线路发生故障导致全隧道内失去照明的安全对策。

1.5mm^2 塑料绝缘导线工作电流为 14A，如不能满足照明负荷或压降要求时，则应选用大的导线截面。

6.12 远动和通信

6.12.1 110kV~220kV 变电所的远动、通信装置，应根据经评审后的远动、通信装置接入电力系统设计确定。

110kV 及以上变电所，按照规定应先进行初步设计。初步设计包括了远动、通信装置接入系统设计。由于其规模及所处区域的不同，因此都要进行接入系统的评审确定接入系统的设计。

6.12.2 35kV 供电，且受电总容量在 3150kVA 及以上与电网直接连接的变电所，应采用专用光纤通道，具有远传客户端的电流、电压、负荷等运行信息、故障信息，以及进线开关的位置状态的功能。

本条规定了 35kV 供电且受电总容量较大的变电所远动、通信装置的基本要求。以便于地区电力调度掌握了解用户的实时信息，以确保电网和用户变电所的安全运行。

6.12.3 10kV~35kV 供电，受电容量为 3150kVA 以下与电网直接连接的变电所，应预留远动装置及通讯接口的安装位置。

本条的规定，主要是对 35kV 及以下供电，且用电容量不超过 3150kV·A 的客户。可利用电能量采集系统采集客户端的电流、电压及负荷等相关信息上传。目的是减少客户投资。

6.12.4 10kV~35kV 供电与电网直接连接的无人值班变电所，宜装设遥信、遥测、遥控、遥调装置。

由于变电所无人值班，在企业（单位）中央调度室或中央控制室及时掌握和了解变电所的运行状况必须装设遥信、遥测、遥控、遥调装置，以便于对异常运行状态进行控制。

6.12.5 10kV~220kV 供电与电网直接连接的双电源（双回路）变电所，应敷设市话（或企业内部通讯）、调度二对通讯电缆。

由于双电源变电所的重要性，为保证电力调度和客户变电所，需要及时、快速进行联系，而不受其它影响做出的规定。

6.12.6 10kV~35kV 供电与电网直接连接的单电源变电所，应敷设市话（或企业内部通讯）电缆。

新增条文。本条引用《35kV 及以下客户端变电所建设标准》DGJ32/J 14—2007 第 12.0.2 条的规定。

6.13 采暖通风和空气调节

6.13.1 变（配）电所的采暖通风及空调设计应符合 GB 50019 的有关规定。

在 GB50019 的规定中，凡所内有人值班、办公、生活的房间及工艺与设备需要采暖的房间，均应设置采暖设施；凡工艺，设备和值班的需要，不采暖难以满足要求的附近，可设置采暖设施。采暖的方式可根据变电所的位置、规模和气象条件并结合当地的条件，经技术经济比较后确定。如技术经济比较合理，可采用电采暖，目前省内大部分采用空调设备采暖。

采用电采暖时，应符合 GB50229 的规定，并满足房间用途、特点、经济和安全防火等要求。

6.13.2 所内主控制室、值班室、变压器室内可根据实际气温情况，采用采暖（降温）设施。所确定的采暖（降温）方式，应根据地区具体情况确定。

6.13.3 变（配）电所各房间的温度条件，宜采用表 2 所列数值。

表 2 变电所各房间的温度条件

序号	房间名称	作业地带温度（℃）		夏季进排风温度不超过（℃）	按下列有害物计算换气量
		冬季	夏季室内温度不超过		
1	控制室	16~18	35		余热
2	载波机室	16~18	35		余热
3	配电室	10~15	40		硫酸雾气及氢气
4	空气压缩机室	5~20	40		余热
5	电力电容器室		40		余热
6	屋内配电装置		—		
	(1) 电抗器室	—	55	30	余热
	(2) 断路器室	—	—	—	油燃烧时产物
	(3) 母线室	—	45	15	余热
7	所用变压器室	—	45	15	余热
8	继电器室	10	40		余热
9	控制小室	10	40		余热
10	调相机室	5	40		余热

注 1：表中所列温度，一般为工作人员常驻地点或电气设备要求的温度。除蓄电池室外，冬季温度系指集中采暖地区的采暖室内计算温度。夏季室内温度对应于室外出现温度等于夏季通风计算温度时的室内温度计算值。

2：集中采暖地区内如另设值班室并有采暖时，控制室和载波室冬季室内可按 5℃考虑。

3：计算蓄电池容量时，如考虑了允许降低的容量，可适当降低室温的要求。

4：电容器室内温度低于制造厂的规定时，也应采暖。

5：计算控制室的通风余热时，一般包括太阳辐射热。

6.13.4 配电装置室一般不采暖。当室内装有事故通风时，其换气次数每小时不应低于 12 次。

根据我省的实际情况，即使在苏北地区的配电装置室一般也不需要采暖。本条是对装有事故通风时的要求。将 6 次改为 12 次。（DL/T5218 第 8.5.3 条规定为 10 次）

事故通风是保证安全生产和人身安全的一项必要的措施。事故排风系统，虽然很少或没有使用，但并不等于可以不设，应以预防为主。

6.13.5 220kV 变电所的控制室、计算机室、值班室、继电保护室、远动通信室及其它工艺、设备要求的房间宜设置空调。空调房间的室内温度、湿度应满足工艺要求，工艺无特殊要求时，夏季设计温度为 20℃~28℃，冬季设计温度为 18℃~20℃，相对湿度不宜高于 70%。空调设备一般不考虑备用，但在

选用设备时宜考虑多台设备的方案。

由于 220kV 变电所的重要性，且采用数字式保护装置。因此，设备对温度、湿度有一定的要求，否则将直接影响到安全运行。

本条规定了“宜考虑多台设备的方案”。因为若考虑备有，投资费用增加。故采用多台设备的方案，当一台设备故障时，其它设备仍能运行。

6.13.6 变压器室应有良好的自然通风。夏季的排风温度不宜大于+45℃，达不到要求时应采用机械通风。进风和排风的温度差不宜大于 15℃。变压器室的通风应与其它通风系统分开，各变压器室的通风系统不应合并。变压器室发生火灾时，应能自动切断通风机的电源。

变压器室应有良好通风装置的目的，在于排除变压器在运行过程中散出的热量，以保证变压器在一年中任何季节均能在额定负荷下安全运行和有正常的使用寿命。

实践证明，对于需要排除余热的场所，自然通风是一种效果良好、经济可靠的通风方式。因此在设计通风装置时，首先应考虑采用自然通风，只有在自然通风不能满足排除变压器全部发热量或由于客观条件的限制而不能采用自然通风时，才采用其它的通风方式。

根据国内多年经验，按排风温度不高于+45℃，进风和排风温差不大于 15℃设计，运行情况一般反映良好。

需要说明的是，由于过去对 35kV 及以上变压器大多数装设在户外，因而在相关的设计规范中，没有对 35kV 及以上变压器室的通风做出规定。随着技术的发展，110kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）的广泛应用，为减少建设用地，110kV 及以上变电所采用全户内型式。由于目前没有 35kV 及以上变压器室的通风要求的规范可依，因此，在编写本规程时，只能参照 DL/T 5218 的规定。

6.13.7 220kV 及以上变电所采暖通风和空气调节系统应与消防系统连锁，并配合消防系统进行防火隔断和排烟。

由于对变电所设计中消防要求不断提高。本条规定了变电所采暖通风、空气调节系统和设备，应与消防系统连锁，并配合消防系统进行防火隔断和排烟的条款。

6.13.8 6kV~20kV 变（配）电所的通风，应符合下列规定：

- a) 楼宇内变电所通风与楼宇的通风同步考虑。并应设置除湿装置。
- b) 6kV~20kV 带有防护外壳的干式变压器柜宜设置独立的强迫排风通道。
- c) 变电所内使用 SF₆ 气体绝缘设备时，低位区应配备 SF₆ 泄露报警仪及事故排风装置。

1 楼宇内变电站通风与楼宇的通风同步考虑，是避免在建筑施工完成后的二次返工。

2 运行经验证明，干式变压器柜设置独立的强迫排风通道，对降低变电所和变压器的温度效果较好，能有效的排除变压器的发热量。

3 SF₆ 开关柜（变压器）应用广泛。由于 SF₆ 气体比重大，因此应装设低位排气装置，利于 SF₆ 气体的排除。本款是参照《民用建筑电气设计规范》第 4.10.24 条的规定编写。

4 GIS 及全密封的中压设备，其设备中使用的 SF₆ 气体较多。《气体绝缘金属封闭开关设备运行及维护规程》DL/T 603—2006 第 5 章对 GIS 运行、分解检查及发生故障有气体外逸时的安全技术措施作了很明确的规定，主要如下：

1) 运行人员经常进入的 GIS 室，每班至少通风一次（15min）。

2) 工作人员进入 GIS 室内电缆沟或凹处工作时，应测含氧量或 SF₆ 气体浓度，确认安全后方可进入。只准一人进入从事检修工作。

3) 在 GIS 解体时，工作人员必须穿防护服，戴手套，以及戴备有氧气吸湿器的防毒面具，做好防护措施。封盖打开后，人员撤离现场 30min，让残留的 SF₆ 及其气态分解物经室内通风系统排至所外，然后才准进入作业现场。

4) 当室内 GIS 发生故障有气体外逸时，全体人员迅速撤离现场，并立即投入全部通风设备。

5) 在事故发生后 15min 之内，只准抢救人员进入室内。事故发生 4h 内，任何人进入室内必须穿防护服，戴手套，以及戴备有氧气吸湿器的防毒面具。事故后清扫 GIS 安装室或故障气室内固态分解物时，工作人员也应采取同样的防护措施。

6.13.9 35kV~220kV 地下变电站的采暖、通风装置应符合下列规定：

a) 通风、采暖与空调设计方案应根据变电站的使用要求、室外气象条件、环境要求以及能源状况等，与有关专业相配合，通过技术经济比较确定。

b) 通风、采暖与空调的设计应考虑防水排烟措施，并符合 GB 50229 的有关规定和要求。

c) 地下部分的通风系统设计应能适时排除电气设备电能损耗所产生的热量，其通风方式可采用自

然进风、机械排风；也可采用机械进风、机械排风。

d) 变压器室的通风系统应与其它通风系统分开。配电装置室通风系统的排风机可兼作排烟机。火灾时，应切断通风机的电源。

e) 主控制室和继电器室室温不宜超过 35℃，电容器室和配电装置室室温不宜超过 40℃，变压器室室温不宜超过 45℃。当不能满足要求时应设置排风装置

f) 配电装置室通风设备应满足事故时每小时通风换气次数不低于 6 次的要求，排风口应设在室内上部；SF₆ 电气设备室应采用机械通风，排风口应分别设在室内下部和上部，通风设备应满足事故时每小时通风换气次数不低于 4 次的要求。

g) 主控制室、继电器室、通信室宜设置空气调节装置。

虽然，目前，我省电网或用户变电所中还没有采用地下变电站的型式，但考虑到社会经济的发展，减少地面土地的占用，在今后此类型的变电站还会出现。因此，做出规定。

a) 款的规定，系参照 GB50019 第 1.0.3 条编制。

d) 款的规定，是考虑到变压器室的耐火等级为一级，因此，变压器室通风系统不能与其它通风系统合并。变压器室的通风系统、配电装置室通风系统在火灾时，通风系统应立即停运，以防火灾蔓延。

e) 款的规定，是考虑到主控制室、继电器室、通信室按有关规定要求，夏季室温不宜超过 35℃，以满足设备和维护人员的要求。

f) 款的规定，是考虑到屋内配电装置通风设备不但应满足事故时每小时通风换气次数不低于 6 次的要求，还应考虑设备发热的影响，综合计算确定每小时通风换气次数，排风口应设在室内上部；SF₆ 电气设备室内空气不允许再循环，应采用机械排风，排风口应分别设在室内下部和上部，通风设备应满足事故时的通风换气次数每小时不少于 4 次。

6.14 消防

6.14.1 变（配）电所中建筑物和构筑物的火灾危险性分类及其耐火等级应符合表 3 的规定。

表 3 变电所建筑物、构筑物的最低耐火等级

建（构）筑物名称		火灾危险性分类	耐火等级
主控制楼		戊	二级
继电器室		戊	二级
电缆夹层		丙	二级
配电装置楼（室）	单台设备油量 60kg 以上	丙	二级
	单台设备油量 60kg 及以下	丁	二级
	无含油电气设备	戊	二级
屋外配电装置	单台设备油量 60kg 以上	丙	二级
	单台设备油量 60kg 及以下	丁	二级
	无含油电气设备	戊	二级
油浸变压器室		丙	一级
气体或干式变压器室		丁	二级
电容器室（有可燃介质）		丙	二级
干式电容器室		丁	二级
油浸电抗器室		丙	二级
干式铁芯电抗器室		丁	二级
总事故贮油池		丙	一级
生活、消防水泵房		戊	二级
雨淋阀室、泡沫设备室		戊	二级
污水、雨水泵房		戊	二级
注 1：主控通信楼当未采取防止电缆着火后延燃的措施时，火灾危险性应为丙级。			
注 2：当地下变电站、城市户内变电站将不同使用用途的变配电部分布置在一幢建筑物或联合建筑物内时，则其建筑物的火灾危险性分类及其耐火等级初另有防火隔断措施外，需按火灾危险性类别高者选用。			
注 3：当电缆夹层采用 A 类阻燃电缆时，其火灾危险性为丁级。			

根据《建筑设计防火规范》的有关规定，结合变电所的特点，在本条表 3 列出了各建（构）筑物的火灾危险性分类和耐火等级。主控制楼、通信楼等工业建筑面积超过总面积的 70% 以上，因此按工业建筑考虑。

主控制楼、通信楼的火灾危险性确定为戊类，是按电缆具有防止火灾延燃措施条件下确定的（如采用阻燃电缆、电缆表面涂防火涂料、局部用防火带包扎、用防火堵料封堵电缆通过的孔洞），如电缆无防止火灾延燃措施则火灾危险性应为丙类。

蓄电池室是主控制楼的一部分，其面积一般约为主控制楼总面积的5%~10%，因此虽然蓄电池室的火灾危险性为甲类，但在对该室采取消防措施后整幢主控制楼仍可定为戊类。此外，从变电所运行经验来看，并未发生过蓄电池室氢气爆炸的先例，而且由于蓄电池设备本身也在不断改进更新，酸及氢的排放量相对逐年减少，因此消防维持在原有水平上已足够安全。

《35kV~220kV 城市地下变电站 设计规定》DL/T 5216—2005 第 8.1.2 条规定的地下变电站各设备房间的火灾危险性分类及其耐火等级见表 6.14.1—1

表 6.14.1—1 地下变电站各设备房间的火灾危险性分类及其耐火等级

设备房间名称	火灾危险性	耐火等级
主控制楼、继电器室、通信室	戊	二级
配电装置室	丁	二级
油浸变压器室	丙	一级

《建筑设计防火规范》GB 50016—2006 第 3.1.1 条规定的厂房的火灾危险性分类见表 6.14.1—2。

表 6.14.1—2 生产的火灾危险性分类

生产类别	使用或产生下列物质生产的火灾危险性特征
甲	1 闪点小于 28℃ 的液体； 2 爆炸下限小于 10% 的气体； 3 常温下能自行分解或在空气中氧化能导致迅速自燃或爆炸的物质； 4 常温下受到水或空气中水蒸气的作用，能产生可燃气体并引起燃烧或爆炸的物质； 5 遇酸、受热、撞击、摩擦、催化以及遇有机物或硫磺等易燃的无机物，极易引起燃烧或爆炸的强氧化剂； 6 受撞击、摩擦或与氧化剂、有机物接触时能引起燃烧或爆炸的物质； 7 在密闭设备内操作温度大于等于物质本身自燃点的生产。
乙	1 闪点大于等于 28℃，但小于 60℃ 的液体； 2 爆炸下限大于等于 10% 的气体； 3 不属于甲类的氧化剂； 4 不属于甲类的化学易燃危险的固体； 5 可燃气体； 6 能与空气形成爆炸性混合物的浮游状态的粉尘、纤维、闪点大于等于 60℃ 的液体雾滴。
丙	1 闪点大于等于 60℃ 的液体； 2 可燃固体。
丁	1 对不燃烧物质进行加工，并在高温或熔化状态下经常产生强辐射热、火花或火焰的生产； 2 利用气体、液体、固体作为燃料或将气体、液体进行燃烧作其它用的各种生产； 3 常温下使用或加工难燃烧物质的生产。
戊	常温下使用或加工不燃烧物质的生产。

6.14.2 6kV 及以上高压配电装置室的耐火等级不应低于二级。

本条规定根据《35~110kV 变电所设计规范》GB 50059—92 第 6.0.1 条的规定和多年来的实际经验制订的。

《建筑设计防火规范》GB 50016—2006 第 5.1.1 条规定建筑物构件的燃烧性能和耐火极限（h）见表 6.14.2。

表 6.14.2 建筑物构件的燃烧性能和耐火极限（h）

构 件 名 称		耐火等级			
		一级	二级	三级	四级
墙	防火墙	不燃烧体 / 3.00	不燃烧体 / 3.00	不燃烧体 / 3.00	不燃烧体 / 3.00
	承重墙	不燃烧体 / 3.00	不燃烧体 / 2.50	不燃烧体 / 2.00	难燃烧体 / 0.50
	非承重外墙	不燃烧体 / 1.00	不燃烧体 / 1.00	不燃烧体 / 0.50	难燃烧体
	楼梯间的墙、电梯井的墙 住宅单元之间的墙、住宅分户墙	不燃烧体 / 2.00	不燃烧体 / 2.00	不燃烧体 / 1.50	难燃烧体 / 0.50
	疏散走道两侧的隔墙	不燃烧体 / 1.00	不燃烧体 / 1.00	不燃烧体 / 0.50	难燃烧体 / 0.25
	房间隔墙	不燃烧体 / 0.75	不燃烧体 / 0.50	不燃烧体 / 0.50	难燃烧体 / 0.25
柱		不燃烧体 / 3.00	不燃烧体 / 2.50	不燃烧体 / 2.00	难燃烧体 / 0.50
梁		不燃烧体 / 2.00	不燃烧体 / 1.50	不燃烧体 / 1.00	难燃烧体 / 0.50
楼板		不燃烧体 / 1.50	不燃烧体 / 1.00	不燃烧体 / 0.50	燃烧体
屋顶承重构件		不燃烧体 / 1.50	不燃烧体 / 1.00	燃烧体	燃烧体

6.14.3 充油电气设备间的总油量为 100kg 及以上，且门开向建筑物内时，其门应是非燃烧体或难燃

烧体的实体门。

配电装置室、蓄电池室的门、变压器室的门应为防火门且应向外开启。相邻配电室之间有门时，此门应能双向开启。

本条的规定，一是防火的需要；二是安全的需要。

6.14.4 变电所与所外的建筑物、堆场、储罐之间的防火净距以及变电所的生产场所和附属建筑、生活和易燃、易爆的危险场所以及地下建筑物的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道的设计，应符合 GB50016 和 GB50229 的规定。

1 《建筑设计防火规范》GB 50016—2006 表 4.2.1 对甲、乙、丙类液体储罐（区）及乙、丙类液体桶装堆场与建筑物的防火间距（m）如下：

项 目			建筑物的耐火等级			室外变、配 电 站
			一、二级	三 级	四 级	
甲、乙类液体	一个罐区或堆场的总储量 V (m ³)	1≤V<50	12	15	20	30
		50≤V<200	15	20	25	35
		200≤V<1000	20	25	30	40
		1000≤V<5000	25	30	40	50
丙类液体		5≤V<250	12	15	20	24
		250≤V<1000	15	20	25	28
		1000≤V<5000	20	25	30	32
		5000≤V< 25000	25	30	40	40

2 《建筑设计防火规范》GB 50016—2006 表 4.3.1 对湿式可燃气体储罐与建筑物、储罐、堆场的防火间距（m）如下：

名 称	湿式可燃气体储罐的总容积 $V(m^3)$			
	< 1000	$1000 \leq V < 10000$	$10000 \leq V < 50000$	$50000 \leq V < 100000$
室外变、配电站	20	25	30	35

3 《建筑设计防火规范》GB 50016—2006 表 4.3.3 对湿式氧气储罐与建筑物、储罐、堆场的防火间距（m）如下：

名 称	湿式氧气储罐的总容积 $V(m^3)$		
	$V \leq 1000$	$1000 < V \leq 50000$	$V > 50000$
室外变、配电站	20	25	30

4 《火力发电厂与变电所设计防火规范》GB 50229—96 表 9.1.4 对变电所内建（构）筑物及设备的防火间距（m）规定如下：

名 称	火灾危险性为丙丁、戊类建（构）筑物一、二级耐火等级	生活建筑物（一、二级耐火等级）	屋 外 配 电 装 置	屋外可燃介质电容器	总事故贮油池
火灾危险性为丙、丁、戊类生产建（构）筑物（一、二级耐火等级）	10	10	10	10	5
生活建筑物（一、二级耐火等级）	10	6	10	15	10
屋外配电装置	10	10	—	10	5
屋外可燃介质电容器	10	15	10	—	5
总事故贮油池	5	10	5	5	—
注：两建筑物相邻，其较高一边外墙为防火墙时，防火间距可不限。但两座建筑物门窗之间的净距不应小于 5m。					

6.14.5 装有可燃性介质电容器的房间与其它生产建筑物分开布置时，其防火净距不应小于 10m。如该相邻两建筑物的面对面的外墙有一面为防火墙时，两座建筑物任何门窗之间的最小净距应不小于 5m。连接布置时，则其间的隔墙应为防火墙。

当场地紧张无法达到上述规定的防火距离时，可采用防火墙分隔来减少用地。也可采用联合建筑来减少用地。在联合建筑中与相邻其它用房的隔墙、楼板等应满足防火要求。

6.14.6 当火灾危险类别为丙、丁、戊类的生产建筑物外墙距屋外油浸式变压器外廓 5m 以内时，在变压器高度以上 3m 的水平线以下及外廓两侧各 3m 的外墙范围内的，不应有门、窗或通风孔；当建筑物外墙距变压器外廓 5m~10m 时，可在外墙上可设甲级防火门，并可在变压器高度以上可设防火窗，其耐火极限不应小于 0.90h。墙的材料及厚度应符合防火墙的要求。

当 6kV~20kV 变压器油量在 1000kg 以下时，其外廓两侧可减为各加 1.5m。

本条增加了对 6kV~20kV 油浸式变压器与建筑物距离的要求。

本条规定是为了防止当屋外油浸式变压器发生火灾事故时，不致使变压器附近的建筑物受到损坏。

6.14.7 屋外油浸式变压器（油量在 2500kg 以上）之间的防火净距不应小于：220kV 为 10m；110kV 为 8m；35kV 为 5m。否则应设防火墙，防火墙的耐火极限不宜小于 4h。防火墙应高出储油柜顶，墙长应大于贮油池两侧各 1m。屋外油浸式变压器或电抗器（油量在 2500kg 以上）与油量在 600kg~2500kg 的本回路充油电气设备之间的防火净距不应小于 5m。

本条的规定是考虑到油浸变压器内部贮有大量绝缘油，虽闪点 130℃~140℃之间，但考虑到变压器长期带电，为保证安全，因此，将变压器之间的防火净距按电压等级分为 5m、8m 及 10m。

变压器之间，当间距不能满足规定的要求时，应设置防火墙，防火墙除有足够的高度即长度，还应有一定的耐燃性能，根据发生变压器火灾事故的情况即防火规范的规定，其耐火极限不宜低于 4h。

由于变压器事故中，不少是高压套管爆炸喷油燃烧，一般火焰都是垂直上升，故防火墙不宜太低。过去，有些工程变压器间的防火墙低于高压套管顶部，但略高于储油柜高度，故本规程规定防火墙高度不宜低于储油柜顶端高程。对电压较低、容量较小的变压器，套管离地高度不太高时，防火墙高度宜尽量与套管顶部取齐。为防止热气流影响，防火墙长度应大于贮油池长度。本规程根据具体情况规定两侧各长 1m，即防火墙长度应大于变压器外廓（每侧长 2.0m）。关于防火墙的长度，GB50059-94 规定为 0.5m，本条规定的 1m 是引用 DL/T5218—2005、DL/T5352—2006 的规定。

设置防火墙将影响变压器的通风及散热，考虑到变压器散热、运行维护方便及事故的消防灭火需要，防火墙离变压器外廓距离不应小于 1m。

6.14.8 主变压器等充油电气设备单个（台）油箱的充油量为 1000kg 及以上时，应同时设置贮（储）油坑及事故总贮（储）油池。储油坑其有效容积分别不小于单台设备油量的 20% 及最大单台设备油量的 60%。

贮（储）油坑的长、宽尺寸可按较设备外廓尺寸每边相应大 1m 计算。贮（储）油坑的四周，应高出地面 100mm。贮（储）油坑内宜铺设厚度不小于 250mm 的卵石层，其卵石直径宜为 50mm~80mm。

总事故贮（储）油池其容量宜按最大一个油箱容量的 100% 确定，且宜有油水分离功能，并将油排到安全处所的设施。排油管内径的选择应能尽快将油排出，但不应小于 100mm。

主变压器的油释放装置或防爆管，其出口宜引至贮（储）油坑的排油口处。

变压器或充油电气设备发生火灾爆炸或漏油时，应尽快将排油通过储油坑引至事故总储油池，减少火灾蔓延的危险，缩短灭火时间。总事故储油池平时可能积存雨水，事故排油进入总事故储油池时必须将水溢入下水道。为了防止排油流入下水道污染环境，总事故储油池应有油水分离功能。

考虑到贮油池比变压器两侧各长 1m，是为了防止贮油池中的热气流影响。

贮油池内铺设的卵石层，可起隔火降温作用，防止绝缘油燃烧扩散。根据实践经验卵石直径定为 50mm~80mm，为防止雨水泥沙流入贮油池，堵塞卵石孔隙，贮油池四周应高出地面。

关于总事故贮（储）油池的容积要求，DL/T 5218 规定为 60%，而 DL/T 5352 规定为 100%。由于两个规范要求不一，本条按 DL/T 5352 要求的 100% 作出规定。

6.14.9 油浸式变压器室的耐火等级为一级。

油浸式变压器是一种多油电气设备。当它长期过负荷运行或发生故障产生电弧时，易使油温过高而起火或产生电弧使油剧烈气化，可能使变压器外壳爆裂酿成火灾，因此，运行中的变压器存在有燃烧或爆裂的可能。

这里需要说明的是，《建筑设计防火规范》GB 50016—2006 第 3.3.13 条将油浸变压器室的耐火等级规定为“不应低于二级”，而 GB 50229-96 规定为“耐火等级为一级”，考虑到主变压器室的重要性，在 GB50229 没有修订前，对油浸变压器室的耐火等级，仍按“一级”做出规定。

6.14.10 室内变电所的每台油量为 100kg 及以上的变压器，应设在单独的变压器室内，并应设置灭火设施。

原规程对油浸式变压器的油量规定为 60kg，是上世纪 80 年代规范的规定，从实际经验，在现行的规范中已将油量提高为 100kg。

本条是事故经验的总结。由于油浸变压器的火灾事故包括因低压出线套管油封老化和接线桩头发热引起的火灾时有发生，因此安装在单独的变压器室内，可以防止火灾事故的扩大。

6.14.11 有下列情况之一时，6kV~20kV 可燃油油浸式变压器室应设置有效容积为 100% 变压器油量的挡油设施，或设置有效容积为 20% 变压器油量挡油池并能将油排到安全处所的设施。

a) 变压器室下面有地下室。

- b) 变压器室位于容易沉积可燃粉尘、可燃纤维的场所。
- c) 变压器室附近有粮、棉及其它易燃物大量集中的露天场所。
- d) 变压器室位于车间变电所内时。

取消原条文中“变压器室位于建筑物二层或更高层时”的条款。由于干式变压器在建筑物内的广泛使用，且相关规范也规定了建筑物内采用无油化设备。因此，在本规程修改时，予以取消。由于，我省已采用 20kV 电压等级，因此，增加了电压等级的要求。

挡油设施是为了防止变压器发生火灾事故时，不致使变压器油流窜到变压器室外，引起周围物品起火，以免事故扩大。挡油设施的材料应用非燃烧体制成。挡油设施的型式可有多种，例如：①利用变压器室地坪抬高时的进风坑兼作挡油设施；②设置挡油门；③使变压器室的地坪有一定的斜坡(坡向后壁)等。

变压器油为有污染物质，当挡油设施容量不满足 100% 变压器油量时，应将油排入不致引进污染危害的安全处。

6. 14. 12 6kV~20kV 车间内变电所的可燃油浸式变压器，不应设在三、四级耐火等级或火灾危险性为甲、乙类的生产厂房内；如设在二级耐火等级的厂房内时，厂房应采取局部防火措施。

本条增加了电压等级的要求。

本条的规定是为了防止车间内变电所的变压器发生火灾事故时，火舌从变压器室的排风窗向外窜出而危及燃烧体的屋顶承重构件或周围环境有火灾危险场所，致使事故扩大。

6. 14. 13 变压器室的通风窗应采用非燃烧材料；采用机械通风时，变压器室的通风管道应采用非燃烧材料。

本条规定是防止当发生火灾事故时，烧损通风窗、通风管道。

6. 14. 14 电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处及主控制室与电缆层之间的两端以及其它类似情况，应采取防止电缆火灾蔓延的防火分隔措施。防火封堵材料密实无气孔，封堵材料厚度不应小于 100mm。

电缆火灾事故在变电所较低，考虑到变电所电缆分布较广，如变电所到处设置固定的灭火设施则费用太高。鉴于电缆火灾的蔓延速度较快，如仅仅依靠移动式灭火器往往不一定能及时地处理。为了防止电缆火灾波及到主要建筑物及设备，尽量缩小事故范围并缩短修复时间，推荐采用分隔及阻燃作为对付电缆火灾的主要措施，例如在主控制室和电缆夹层之间的电缆，在楼板上下各 1m 范围内涂上防火涂料，再用防火胶泥填嵌楼板上的全部孔洞；较长的电缆沟及电缆从室外进入室内的入口处均可采用类似的阻燃分隔措施。

为了防止电缆火灾波及到主要建筑物及各种设备，尽量缩小事故范围而做的规定。

防火封堵材料，必须具有合格的耐火性能，符合一定的耐火极限，电缆线路的耐火材料的耐火极限为 1h。

具体的防火封堵方法，应按照江苏省电力公司苏电保（2000）822 号文颁发的《江苏省电缆防火封堵标准》执行。

6. 14. 15 当露天或半露天变电所供给一级负荷用电时，相邻两变压器的防火净距不应小于 5m，当小于 5m 时应设置防火隔墙。防火墙的设置要求，应符合本规程第 6. 14. 7 条的有关规定。

由于一级负荷用电的重要性，为满足对一级负荷供电的可靠性，不致在一台变压器发生火灾事故时危及相邻变压器的安全运行。原规范规定间距为 10m，此间距普遍反映偏大，并为与《35~110kV 变电所设计规范》GB50059—92 协调，进行了修改，根据运行实际情况，将 10m 改为 5m。

6. 14. 16 供给一级负荷的电缆不应通过同一电缆沟，当无法分开时，该电缆沟内的两路电缆应采用阻燃性电缆，且应分别设在电缆沟两侧的支架上。

向同一级负荷供电的两回电缆不应通过同一电缆沟，是为了避免当一电缆沟内的电缆发生事故或火灾时，影响另一回电缆运行。在电缆通道安排实在有困难时，沟内的两路电缆全部采用绝缘和护套均为阻燃性电缆，如氧化镁绝缘电缆。为了防止当电缆短路放炮时可能发生的相互影响，向同一级负荷供电的两路电缆应保持大于 400mm 的距离，并分别置于电缆沟二侧支架上，这一规定是基于安全考虑，同时在工程中也能做到。

6. 14. 17 重要变（配）电所和大型建设项目的总变（配）电所与爆炸危险场所的建筑物和构筑物或露天装置的距离，应大于事故时爆炸性混合物可能达到的距离，并应符合 GB50016 的相关规定。中小型建设项目的总变（配）电所，采取有效措施后，可适当减少距离。

GB50016 第 4.3.3 条，对不同的爆炸危险场所与变电所的距离分别作出了规定。因此，在本规程修

改时，取消了“30m”的规定。
《建筑设计防火规范》GB 50016—2006 规定如下（摘要）：

表 3.4.1 厂房之间及其与乙、丙、丁、戊类仓库、民用建筑之间的防火间距（m）

名 称		甲类 厂 房	单层、 多层乙 类厂房 (仓库)	单层、多层丙、丁、戊 类厂房（仓库）			高层 厂房 (仓 库)	民用建筑		
				耐火等级				耐火等级		
				一、二级	三级	四级		一、二级	三级	四级
室外变、配 电站变压器 总油量（t）	≥5，≤10	25	25	12	15	20	12	15	20	25
	>10，≤50			15	20	25	15	20	25	30
	>50			20	25	30	20	25	30	35
注：变压器与建筑物之间的防火间距应从距建筑最近的变压器外壁算起。										

表 3.5.1 甲类仓库之间及其与其它建筑、明火或散发火花地点、铁路等的防火间距（m）

名 称	甲类仓库及其储量（t）			
	甲类储存物品第 3、4 项		甲类储存物品第 1、2、5、6 项	
	≤5	>5	≤10	>10
电力系统电压为 35~500kV 且每台变 压器容量在 10MV·A 以上是室外变、配 电站 工业企业的变压器总油量大于 5t 的 室外降压变电站	30	40	25	30

表 4.3.1 湿式可燃气体储罐与建筑物、储罐、堆场的防火间距（m）

名 称	湿式可燃气体储罐的总容积 V（m³）			
	V<1000	1000≤V<10000	10000≤V<50000	50000≤V<100000
室外变、配电站	20	25	30	35

由于重要变配电所和大型建设项目的总变配电所的重要性，如与爆炸危险场所建筑物的距离不满足规定的要求，一旦发生爆炸等事故，将对变配电所带来威胁而影响供电的可靠性。因此，作出规定。
6.14.18 电压为 6kV~20kV 及以下的变（配）电所，不宜设在有火灾危险区域的正上面或正下面。若与火灾危险区域的建筑物毗连时，应符合下列要求：

- a) 6kV~20kV 配电所可通过走廊或套间与火灾危险环境的建筑物相通，通向走廊或套间的门应为难燃烧体的。
- b) 变电所与火灾危险环境建筑物共享的隔墙应是密实的非燃烧体。管道和沟道穿过墙和楼板处，应采用非燃烧性材料严密堵塞。
- c) 变压器室的门窗应通向非火灾危险环境。

本条增加了 20kV 电压等级。

本条对与火灾危险场所毗邻的变配电所的建筑要求做了规定，以防止因发生火灾事故而波及变（配）电所的安全运行。

6.14.19 易燃、易爆场所变（配）电所的防火还应符合有关规定。

6.14.20 变电所内建筑物、构筑物及设备最小防火间距，不应小于表 4 的规定。

表 4 建、构筑物及设备最小防火间距

单位为米

建、构筑物及设备名称			丙、丁、戊类 生产建筑		屋外配电 装置		屋外 可燃 介质 电容 器	总 事 故 油 池	所内生活 建筑		所内道路 （路边）	围墙
			耐火等级		每 组 断 路 器 油 量 （ t ）				耐火 等级			
			一、二级	三级	<1	≥1			一、二 级	三 级		
丙、丁、戊类 生产建筑	耐火等级	一、二级	10	12	/	10	10	5	10	12	无出口时 1.5； 有出口，但无 车道时 3.0；有 出口，有引道 时 6~8	
		三级	12	14	/	10	10	5	12	14		
屋外配电装	每 组 断 路	<1	/	/	/	/	10	5	10	12	1	

置	器油量(t)	≥1	10	/	/	/	10	5	10	12		
屋外主变压器及油浸电抗器	油量 (t)	5~10	10	10	/	10	10	5	15	20	/	/
		1~50	10	10	/	10	10	5	20	25		
		>50	10	10	/	10	10	5	25	30		
屋内可燃介质电容器			10	10	10	10	/	5	15	20	/	5
总事故油池			5	5	5	5	5	/	10	12	1	1
所内生活建筑	耐火等级	一、二级	10	12	10	10	15	10	6	7	无出口时: 1.5 有出口时: 3.0	/
		三级	12	14	12	12	20	12	7	8		
围 墙			/					1	/		1	/
注 1: 两座厂房相邻两面的外墙为非燃烧体且无门窗洞口, 无外露的燃烧屋檐, 防火间距可按本表减少 25%。												
注 2: 两座厂房相邻较高一面的外墙为防火墙时, 防火间距不限。												
注 3: 屋外配电装置与其它建、构筑物的间距除注明外, 均以最近的电气设备来考虑。												
注 4: 表内空白者可根据工艺布置需要确定。												

6.14.21 变(配)电所应根据变压器容量大小及其重要性, 对主变压器等各种带油设备及建筑物, 配备适当数量手提式及推车式化学灭火器和砂箱。对主控制室等设有精密仪器、仪表设备的房间, 应在房间内或附近走廊内配置灭火后不会引起污损的灭火器。

1 变电所的火灾绝大多数系由电气设备特别是充油设备所引起, 这类火灾用水扑救作用不大。本条规定采用手提式及推车式化学灭火器。这类灭火器允许存放时间较长, 需要经常检查及维护工作也较少, 且使用灵活方便, 不需要专业消防队伍, 对初起火灾有可能在专业消防队来到之前扑灭。

对油浸变压器初期火灾的基本对策是争取用化学灭火器扑灭或抑制; 对由变压器内部故障引起的严重火灾, 则依靠防火距离(或防火隔墙)、事故排油设施及化学灭火器来有效地防止火灾的扩大蔓延。

2 对设有重要仪器仪表的房间, 一旦着火, 不宜采用泡沫或二氧化碳灭火器, 也不宜采用水消防, 因为这类设施用后都可能将未着火的仪器设备污损或破坏。本规程所推荐的灭火后不会引起污损的气体灭火器主要是指卤代烷灭火器。

6.14.22 单台容量在 125000kVA 及以上的可燃油浸变压器应设置水喷雾或其它灭火装置。水喷雾灭火装置的设计应符合 GB50219 的有关规定。

水喷雾灭火系统系指, 由水源、供水设备、管道雨淋阀组、过滤器和水雾喷头等组成, 向保护对象喷射水雾灭火或防护冷却的灭火系统。

由于单台变压器容量较大, 变压器发生火灾时的危害性也很大, 为在发生火灾事故时及时灭火, 因此规定了应设置水喷雾或其它灭火装置, 以减少事故的扩大。

GB50219 第 3.1.2 条规定:

1 设计喷雾强度与持续喷雾时间见表 6.14.22。

表 6.14.22 设计喷雾强度与持续喷雾时间

防护目的	保护对象		设计喷雾强度 (L/min·m ²)	持续喷雾时间(h)
灭火	电气火灾	油浸式变压器、油开关	20	0.4
		油浸式变压器的集油坑	6	
		电 缆	13	

2 水雾喷头的工作压力, 当用于灭火时不应小于 0.35MPa。

3 水喷雾灭火系统的响应时间, 当用于灭火时不应大于 45s。

4 采用水喷雾灭火系统的保护对象, 其保护面积应按其外表面面积确定。变压器的保护面积除应扣除底面面积和集油坑的投影面积; 分层敷设的电缆的保护面积应按整体包容的最小规则形体的外表面积确定。

5 当保护对象为油浸式变压器时, 水雾喷头应布置在变压器的四周, 不宜布置在变压器顶部; 保护变压器顶部的水雾不应直接喷向高压套管; 水雾喷头之间的水平距离与垂直距离应满足水雾锥相交的要求; 油枕、冷却器、集油坑应设水雾喷头保护。

6 当保护对象为电缆时, 喷雾应完全包围电缆。

7 水雾喷头、管道与电气设备带电裸露部分的安全净距应符合国家现行有关标准的规定。

6.14.23 220kV 变电所火灾探测及报警装置的设置应符合 GB50229 的规定, 其设计和消防控制设备及其功能应符合 GB 50116 的规定。

《火力发电厂与变电所设计防火规范》GB 50229—2006 对变电所火灾探测报警装置的装设地点

作出规定。

变电所的下列场所和设备应采用火灾自动报警系统：

- 1 主控通信室、配电装置室、可燃介质断路器室、继电器室。
- 2 地下变电站、无人值班变电站，其主控通信室、配电装置室、可燃介质电容器室、继电器室应设置火灾自动报警系统，无人值班变电站应将火警信号传至上级有关单位。
- 3 采用固定灭火系统的油浸变压器。
- 4 地下变电站的油浸变压器。
- 5 220kV 及以上变电站的电缆夹层及电缆竖井。
- 6 地下变电站、户内无人值班的电缆夹层及电缆竖井。
- 7 变电站主要设备用房和设备火灾自动报警系统应符合表 6.14.23 的规定。

表 6.14.23 主要建（构）筑物和设备火灾探测报警系统

建筑物和设备	火灾探测器类型	备注
主控通信室	感烟或吸气式感烟	
电缆层和电缆竖井	线型感烟、感烟或吸气式感烟	
继电器室	感烟或吸气式感烟	
电抗器室	感烟或吸气式感烟	如选用含油设备时，采用感温
可燃介质电容器室	感烟或吸气式感烟	
配电装置室	感烟、线型感烟或吸气式感烟	
主变压器	线型感温和吸气式感烟（室内变压器）	

6. 14. 24 楼宇内 35kV 及以下变电所，应采用无油化电气设备。

新增条文。本条引用《35kV 及以下客户端变电所建设标准》DGJ32/J14—2007 第 3.1.9 条的规定。

本条是实际经验的总结。虽然在《高层民用建筑设计防火规范》GB 50045—95（2005 年版）规定：可以在首层或地下一层装设总容量不超过 1250kV·A，且单台容量不超过 630kV·A 油浸变压器，但对建筑及其防火的要求相当严格。因此，目前楼宇内变电所普遍采用无油化的电气设备包括采用干式变压器、SF6 及真空断路器以及环氧树脂浇铸的电流、电压互感器。满足了消防的要求。

6. 14. 25 无人值班的变（配）电所，宜设置火灾自动报警装置并遥信有关单位。对位于特别重要场所的无人值班变（配）电所，宜设置悬挂式气体自动灭火装置。

本条是对无人值班变（配）电所的规定，是防火的需要。由于无人值班，设置火灾检测和自动灭火装置可以及时发出信号遥信到企业中央调度室或企业的消防部门进行处置，防止火灾事故的蔓延。

悬挂式气体自动灭火装置是指悬挂式卤代烷自动灭火器，宜设置在重要的无人值班变电所易起火设备的房间内。

6. 15 蓄电池室

110kV 及以上变电所，根据规模确定是否需要设置蓄电池室。当需要设置蓄电池室时，其对蓄电池室的要求应符合 DL/T5044 的规定。

目前在用户中较多的是采用成套免维护蓄电池组直流屏，因此，不设置蓄电池室。《火力发电厂、变电所直流系统设计技术规定》DL/T 5044—95 第 7.0.1~7.0.6 条，对蓄电池室的要求做了明确的规定如下：

1 蓄电池室应为防酸（碱）、防火、防爆建筑，入口处宜经过套间（或贮藏室），设有贮藏酸（碱）、纯水（蒸馏水）及配制电解液器具的场地。蓄电池室和套间的门应装设弹簧锁且向外开启，应采用非燃烧体或难燃烧体的实体门。

门的尺寸不应小于 750mm×1960mm。

2 蓄电池室应用非燃材料建造，顶棚宜作成平顶，不宜采用折板盖和槽形天花板。铅酸蓄电池室内的门窗、地面、墙壁、天花板、台架均应进行耐酸处理，地面采用易于清洗的面层材料。

3 蓄电池室应有良好的通风采暖设施，室温宜保持在 5℃~35℃之间。走廊墙面不得开启通风百叶窗或玻璃采光窗。

采暖设备与蓄电池之间的距离，不应小于 750mm。蓄电池室内的采暖散热器应为焊接的光滑钢管，室内不允许有法兰、丝扣接头和阀门等。

铅酸蓄电池室的通风换气量，应按保证室内含氧量（按体积计）低于 0.7%，含酸量小于 2mg/m³ 计算。

通风电动机应为防爆式，并应直接连接通风空气过滤器。

4 蓄电池室应有给水和排水，套间内应砌水池，水池内外及水龙头应做耐酸（碱）处理，管道宜暗敷，管材应采用耐腐蚀性材料。

蓄电池室到地面应有 0.5% 左右的排水坡度，并应有泄水孔，污水应进行酸碱中和或释放后排放。

5 蓄电池室、调酸室、通风机室应有经常照明，蓄电池室还应有事故照明。

蓄电池室内照明灯具应布置在走道上方，照明应采用防爆防腐灯具，地面上最低照度为 2lx。

蓄电池室内照明线宜穿管暗敷，室内不应装设开关、插座。

6 抗震设防烈度为 7 级及以上地区，蓄电池组应有抗震加固措施。

6.16 土建、构架及支架

6.16.1 变电所建筑物、构筑物的混凝土结构抗震等级，应根据设防烈度、结构类型和框架、抗震墙高度确定，并按 GB50260 的规定执行。

《电力设施抗震设计规范》GB 50260—96 是电力设施抗震设计的依据。

1 第六章第一节规定如下：

电力设施建筑物的混凝土结构抗震等级，应根据设防烈度、结构类型和框架、抗震墙高度，按下表确定。

混凝土结构抗震等级

类型 抗震设防等级 等级	框架结构		框架—抗震墙（抗震支撑）			主控制楼、配 电装置楼	运 煤 栈 桥
	高 度 (m)	等 级	高 度 (m)	框 架	抗震墙		
6	≤25	四	≤50	四	三	三	三
	>25	三	>50	三	三		
7	≤35	三	≤60	三	二	二	三
	>35	二	>60	二	二		
8	≤35	二	<50	三	二	二	二
	>35	一	50~80	二	二		
9			≤25	二	一	一	一
			>25	一	一		

注：① 本表适用于现浇和装配式整体式的钢筋混凝土结构。
 ② 表中房屋高度指室外地面到檐口的高度。
 ③ 表中设防烈度指调整后的烈度。
 ④ 主控制楼、配电装置楼和运煤栈桥等均指框架结构。

2 第六章第三节规定如下：

1) 主控制楼、配电装置楼的抗震设计应从选型、布置和构造等方面采取加强整体性措施。

2) 主控制楼、配电装置楼可根据设防烈度和场地类别选用抗震结构型式。

3) 钢筋混凝土构造柱可按现行国家标准《建筑抗震设计规范》的规定，结合具体结构特点设置，并宜采用加强型构造柱。

加强型构造柱最小截面为 240mm×240mm，纵向钢筋不宜少于 4 根，直径不得小于 $\Phi 12$ mm；箍筋直径不宜小于 $\Phi 6$ mm，其间距不宜大于 200mm，各层柱上下端范围内的箍筋间距宜为 100mm。墙体的拉筋应伸入构造柱内。空旷层的构造柱，应按计算确定配筋。

4) 纵墙承重的房屋、横墙承重的装配式钢筋混凝土楼盖的房屋应分别在每层设置一道圈梁，圈梁截面宽度与墙厚相同，高度不宜小于 180mm。圈梁宜现浇。

5) 圈梁应封闭，对不封闭的墙体顶部圈梁以；应按计算确定截面和配筋。

当基础设置在软弱粘性土、液化土、严重不均匀土层上时，尚应设置基础圈梁。

6) 当地震烈度为 8 度或 9 度时，楼梯宜采用现浇钢筋混凝土结构。

7) 主控制楼、配电装置楼与相邻建筑物之间宜用防震缝分隔，缝宽宜为 50~100mm。

6.16.2 变（配）电所的土建设计应符合安全、适用、经济的原则。宜采用简洁的现代工业建筑造型。应与周围建筑物造型及环境相一致。

本条规定了变配电所土建设计的基本原则：安全、适用、经济。建筑物造型风格，应适应城市建设的需要。

6.16.3 变电所建筑物应满足防雨雪、防汛、防火、防小动物、通风良好（简称四防一通）的要求，并应装设门禁措施。

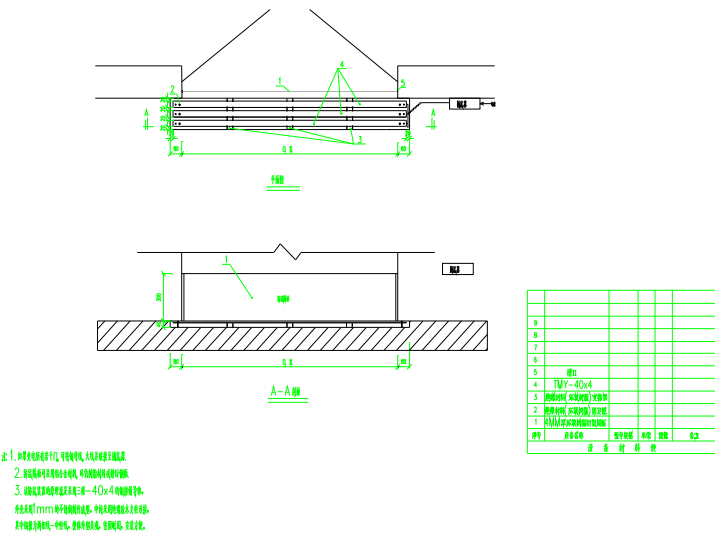
变（配）电所配电室的出（入）口处，应装设防止小动物进入的电气装置。

变电所应有良好的自然通风，但对通风、采光均必须采取防止小动物进入的措施。除门窗需要防止小动物进入措施外，还应对管沟等采取措施。因为小动物进入室内会造成电气设备短路事故。小动物是指麻雀、蝙蝠、老鼠、猫、蛇等，也包括能引起电气设备事故的比较大的飞虫。

另外，雨雪飘入变电所内造成的事故还时有发生。虽然，目前采用封闭式电气设备对防雨雪有一定的好处，但仍不能忽视。

用户变电所小动物事故时有发生，影响到用户变电所得安全运行。虽然，采取了捕鼠器或电猫等措施，由于安装方式不一，捕鼠效果不佳。运行经验证明，按照“捕鼠装置图”在配电室的出（入）口处，装设防止小动物进入的电气装置，基本上不会发生由小动物引发事故。

捕鼠装置图如下：



6. 16. 4 当变压器设置在建筑物楼层内时，应采取防止变压器与建筑物共振的措施。

本条是变电所运行经验的总结。在楼宇内变电所中，特别是高层建筑、超高层建筑，一般在适当的楼层中设置变压器室。由于在土建设计中没有考虑到，当出现变压器的振动频率与楼宇的振动频率一致时而发生的共振及噪音，已对建筑物的安全及居住、办公环境造成影响。因此，作出规定。

6. 16. 5 位于地下室和楼层内的变电所，应设置设备运输的通道，并应满足最大电气设备体积的运输要求。

有些工程由于没有考虑留有设备搬运、安装、检修的通道及吊装孔，因此电气设备无法从地面搬运到变电所。所以本条规定了“应满足最大电气设备体积的运输要求”。这点，在设计或审图时应予以重视。

6. 16. 6 变（配）电所采光窗的设置，应符合下列规定：

- a) 高压配电室，宜设不能开启的自然采光高窗。
- b) 低压配电室，可设能开启自然采光窗并配纱窗。
- c) 配电室临街道一面不宜开窗。

高、低压配电室可以开窗，以便自然采光，也便于停电检修时的检查清扫工作。窗台高度的规定和临街一面不宜开窗是从安全角度考虑。

开窗的型式，与高压开关柜在室内的布置方式有关，当开关柜为面对面布置时，在操作走道的两端或一端开设，也有在柜后上方墙上开设不能开启的高窗。当开关柜单列靠墙布置时，可在其对面墙上开设。

配电装置室开窗后，由于未采取有力措施及维护不当，反而因雨雪、小动物及污秽的进入而造成事故。所以必须加强这方面的措施，在污秽严重或风沙大的地区，不宜设置可开启的窗，并应将玻璃窗用铁丝网保护。

6. 16. 7 主控制楼（室）根据规模和需要可布置成平房、两层或三层建筑。主控制室顶棚到楼板面的净高：对控制屏与继电器屏分开成两室布置时宜采用（3. 4～4. 0）m；对合在一起布置时宜采用（3. 8～4. 4）

m。当采用空调设施时，上述高度可适当降低。电缆隔层的板间净高宜采用（2.3~2.6）m，大梁底对楼板的净高不应低于 2m。底层辅助生产房屋楼板底到地面的净高宜采用（3.0~3.4）m。

主控制楼的各层层高，系根据各地区实践分析后确定的。由于主控制室一般均装设空调，所以主控制室的净高（顶棚到楼板面）可采用 2.4m~2.7m。其中，对 110kV 主控制楼的电缆层，工程实际中将电缆层的多余空间辟作值班休息室或作其它用途，故层高一般取 2.3m~2.6m，这样虽然多用 0.2m~0.4m 砖墙材料，电缆也增长 0.2m~0.4m，但所增加的费用仍低于这些辟出房间的造价。此外电缆层较高，有利于设备的搬运、安装及运行。同时也有利于建筑物的立面处理。

在《220kV~500kV 变电所设计技术规程》DL/T 5218—2005 第 8.3.2 条对主控制楼建筑的要求规定如下：

“主控制楼与通信楼合建的综合楼根据规模和需要可采用单层或二至三层建筑。主控制楼的净高（顶棚到楼板面）：宜采用 3.0m~3.2m。电缆夹层的净高（楼板底到楼板面）宜采用 2.4m~2.7m，大梁底至楼地面的净高不得小于 2.0m。当继电器室下放布置时，不宜设电缆层。通信机房的净高不宜小于 3.0m，并应比设备高 0.8m 以上。”

该规定是考虑到一般主控制室、通信机房及继电器室等房间均设有空调，所以层高可以降低。

6.16.8 对主控制室及屋内配电装置等设有重要电气设备的建筑，其屋面防水标准采用 II 级。屋面上还应根据当地气候条件设置保温层或隔热层，采取防水和排水措施。平屋顶的排水坡度不应小于 1/50，屋面不宜设置女儿墙。

变电所屋面渗水比较普遍，屋内设有重要电气设备的房间的渗水可能会影响电气安全。另据估计，加强屋面防水所增加的投资仅为房屋投资的 1%~2%。据此，本规程规定，对设有重要电气设备的建筑物应适当提高屋面防水标准。

提高屋面防水标准的途径通常有两条：一条是采用档次较高的可靠的新型防水卷材或涂料，这类防水材料的防水及力学性能、耐受高温及低温的能力均明显优于传统的油毡，其寿命也比较长；另一条是采用双层防水屋面。即柔性防水层加刚性防水层（柔性防水层做在下面或刚性防水层做在下面均可），或者在一般防水层上面外加一层架空预制板。以上这些措施均有可能提高屋面防水的能力，降低屋面渗漏率。

变电所屋面设置女儿墙后，由于屋面积水造成女儿墙处漏雨，这是有经验教训的。因此，规定了屋面不宜设置女儿墙，以保证变电所安全运行。

6.16.9 35kV 及以上变（配）电所的主控制室等对防尘有较高要求的房间地面，宜采用水磨石或铺设地砖。20kV 及以下变配电所控制室的地面，亦可采用水泥面并压光。控制室的墙面和顶棚应抹灰刷白。

主控制室等对防尘有较高要求的房间，国内一般采用经久耐用的水磨石地坪，已能满足运行要求。内墙面抹灰刷白是为了控制室等环境清洁、明亮。

6.16.10 控制楼（室）等建筑物出口的门以及有火灾、爆炸危险房间的门，均应向外开。设有可开启的窗时，均应装设纱窗。控制楼层及控制室，宜设两个通向外面的出口；位于楼上的控制室，一个出口可通向室外楼梯的平台。

本条的规定是考虑到发生事故时，运行人员能迅速离开事故现场，以及便于救护人员接近事故现场。同时也便于运行人员对屋外配电装置发生事故时的处理。

6.16.11 110kV 及以上变（配）电所的监控屏及继电保护屏，当采用分室布置的型式时，两部份的装饰装修、照明、采暖通风等均可采用不同的标准。

对 110kV 变电所一般监控屏设置在控制室，保护屏有些是单独设置二次设备室。当主控制室采用控制屏（监控屏）与继电器屏分室布置的方式可降低层高，节约投资，有利于值班人员注意力的集中，有利于冬季的局部采暖。故已逐步为各设计及运行部门所接受。对于这类布置，两部分房间的建筑物与结构、天棚与内墙的装修、照明的设计，均宜采用不同的标准以节约投资。

6.16.12 变（配）电所的建筑物、构筑物的安全等级，均应采用二级，相应的结构重要性系数 r_0 应为 1.0。

按《建筑结构设计统一标准》GB50068—2001 规定，建筑物、构筑物的安全等级分一级、二级、三级。一般的建筑物、构筑物多数采用二级，35kV~220kV 变电所的建筑物、构筑物也属二级范畴。

GB50068—2001 表 1.0.8 建筑结构安全等级

安全等级	破坏后果	建筑物类型
一 级	很严重	重要的房屋
二 级	严 重	一般的房屋

三 级	不严重	次要的房屋
注：1 特殊的建筑物，其安全等级应根据具体情况另行确定。 2 地基基础设计安全等级及按抗震要求设计时建筑结构的安全等级，尚应符合国家现行有关规范的规定。		

GB50068—2001 第 7.0.3 条规定对安全等级为二级或设计年限为 50 年的结构构件的结构重要性系数 r_0 不应小于 1.0。

在采用极限设计方法时，按照《建筑结构设计统一标准》GB50068—2001 所规定的总的原则，再根据变电所的实际情况确定了结构重要性系数及与荷载和荷载组合有关的杆件系数；至于结构的设计强度或材料的设计应力，则应遵照《钢结构设计规范》、《混凝土结构设计规范》以及有关的其它现行国家规范的有关规定采用。

6.16.13 变（配）电所的建筑物、构筑物的极限状态、荷载组合、准永久值系数、结构计算刚度等，应符合国家有关设计规范的规定。

极限状态：是指，整个结构或结构的一部分超过某一特定状态就不能满足设计规定的某一功能要求，次特定状态为该功能的极限状态。

荷载组合：是指，按极限状态设计时，为保证结构的可靠性而对同时出现的各种荷载设计值的规定。

准永久值：是指，对可变作用，在设计基准期内被超越的总时间为设计基准期一半的基准值。

结构计算刚度：是指，用于计算变形、超静定内力分析或自振特性的要求。

《35~110kV 变电所设计规范》GB 50059—92、《220kV~500kV 变电所设计技术规程》DL/T 5218—2005 对本条的要求都作了规定。

- 6.16.14 屋外配电装置的构架的荷载条件，应符合下列要求：
- a) 计算用的气象条件应按当地的气象资料确定。
 - b) 独立构架应按终端构架设计，连续构架可根据实际受力条件分别按终端或中间构架设计。构架设计不考虑断线。
 - c) 构架设计应考虑正常运行、安装、检修时的各种荷载组合。
正常运行时，应取设计最大风速、最低气温、最厚覆冰三种情况中最严重者。
安装紧线时，不考虑导线上人，但应考虑安装引起的附加垂直荷载和横梁上人的 2000N 集中荷载（导线挂线时，应对施工方法提出要求，并限制其过牵引值。一般牵引力不应成为构架结构的控制条件）。
检修时，对导线跨中有引下线的 110kV 及以上电压的构架，应考虑导线上人，并分别验算，单相作业和三相作业的受力状态。此时，导线集中荷载为：
单相作业：220kV 及以下取 1500N。
三相作业：220kV 及以下，每相取 1000N。
 - d) 高型和半高型配电装置的平台、走道，应考虑 1500N/m² 的等效均匀分别荷载。构架横梁应考虑适当的起吊荷载。

考虑到预制、组装、就位的方便，架构的标准化和便于扩建改建，对独立架构均按终端条件设计为宜；对于连续的架构，可根据实际的受力条件，并预计到将来的发展，因地制宜地确定按中间或终端架构设计。

架构设计的运行、安装及检修三种荷载情况的规定系多年来在这方面的经验总结。

安装紧线时的施工经验均证明，采用上滑轮挂线方案不但可以减少牵引拉力，若滑轮扎缚位置恰当，过牵引拉力还有可能小于导线的正常拉力。所以，只要施工方法恰当，安装时过牵引拉力不是架构控制条件。在更换绝缘子串时，通常采用紧线器，使被更换的绝缘子串脱离受力状态，过牵引值在 30mm~50mm 左右，试验也表明，它也不是构架的控制条件。因此规定，不应把过牵引作为控制条件。

检修时考虑导线上人，主要指 110kV 及以上构架。在构架较低时，导线的检修工作完全可以用靠梯进行。导线集中荷载系沿用《火力发电厂土建结构设计技术规定》DL/T 5022—1993 的数值。当跨中无引下线时，可不考虑跨中上人。但仍应考虑三相同同时上人达到绝缘子串根部，每相 1000N。此时，上人跨及未上人的相邻跨的导线张力差，可考虑绕度不同所带来的有利影响。在导线上人检修时，还应考虑在梁上有两人带工具作业，故此时荷载应按 2000N 计算。

高型和半高型配电装置的平台、走道的均布活荷载值取自《荷载规范》GB50009—2001 中上人的屋面活荷载数值。起吊荷载主要考虑隔离开关高位布置时的安装起吊及支持绝缘子等母线材料的吊装。

6.16.15 屋外构架可采用预应力钢筋混凝土、非预应力混凝土环形杆结构或钢结构。钢筋混凝土结构应采用预制构件。构架型式宜采用钢筋混凝土环形杆和钢梁。钢结构应采用热浸锌、喷锌防腐构件。

本条规定了，变（配）电所常用的屋外构架的几种型式。

6.16.16 中型构架柱，可采用钢筋混凝土环形杆或钢结构，梁宜采用三角形断面的格构式钢梁。

中型构架柱，采用钢筋混凝土环形杆或钢结构是目前变电所构架的主要型式。

6.16.17 高型配电装置的柱，宜采用钢筋混凝土环形杆结构、钢结构，两端设置扶梯，扶梯走道栏杆的高度为 1.1m，运行层走道板宜用热浸锌的花纹钢板。与建筑连接的天桥支承点应按可动铰接设计。

根据运行经验，过去使用的高型构架绝大多数是用环形水泥杆柱钢筋混凝土梁和走道板，运行时间较长后，结构存在缺陷较多，危及安全运行。经验表明高型构架采用钢管结构比环形水泥杆柱更加合理，可增长结构寿命，减少维护工作，故对钢管柱和钢走道板予以推荐。运行经验表明，高型构架与建筑连系的天桥，不按铰接构造，因天桥温度变形，均把天桥与建筑平台板连接拉坏了，因此明确天桥连接处应按铰接设计。

6.16.18 高型布置的屋外配电装置，应设高层走道和必要的围栏。通道宽度：110kV～220kV 可采用 2m。通道两侧宜设 100mm 的护沿，并应设置两个楼梯，楼梯宽度不应小于 800mm，坡度不大于 45°，表面应有防滑措施。

当相邻两高型配电装置之间，或高型配电装置的上层走道与控制楼之间的距离较近时，宜设置露天天桥。

6.16.19 构架和设备支架宜统一尺寸，并减少构件类型。构架可采用进出线和母线架组成的空间结构。设备支架采用钢筋混凝土环形构件。

6.16.20 构架及设备支架的柱插入基础杯口的深度不应小于表 5 的规定值。根据吊装稳定需要，柱插入杯口深度还不es应小于 0.05 倍柱身高度。但当施工采取打临时拉线等措施时可不受限制。

表 5 柱插入基础杯口最小深度

柱的类型		钢筋混凝土矩形 或工字型断面柱	水泥杆	钢管
插入杯口最小深度	构架	1.25 B	1.25 D	1.5 D
	支架	1.0 B	1.0 D	1.0 D
注： B 为柱的长边尺寸， D 为柱的直径				

架构及支架插入基础杯口的最小深度，系按不同断面、不同材料及不同受力情况，并根据多年来工程的运行经验及部分试验资料作出不同的规定。

表 5 是从受力试验确定的，是设计的要求，杯口深度从施工要求不希望做得很深，做深了拆模很困难。

6.16.21 35kV～220kV 地下变电站的建筑物、构筑物应符合下列规定：

a) 地下变电站一层地面、设备基础顶面、常设吊装口地面、出入口与进风口的下檐高出室外地坪不应小于 0.3m；出风口下檐高出室外地坪不宜小于 1.2m；当出风口外侧为公共人行道时，出风口下檐高出人行道不应小于 2.0m。

b) 常设吊装口、通风口应有安全防护设施。

c) 地上建筑物通风口应有防雨、雪及小动物的措施。必要时，可采取滤尘措施。

d) GIS 室及常设小吊装口宜设吊装设备。主变压器室宜具备安装吊装机具的条件。

e) 地下变电站大型设备运输通道及变压器室内、室外应埋设设备运输用地锚。

f) 220kV 变电站应按一级防水设计；110kV 及以下变电站可按一级防水设计；地下部分防水设计应根据工程实际，合理确定防水标高。

g) 地下变电站电缆、接地线和管道穿越建筑时，应在穿越处采取防水措施。

1 出风口下檐高于室外地坪至少 1.2m，是考虑附近草木的生长。

2 常设吊装口是为了安装、检修运输方便的永久性吊装口，应具有安全防护措施。

3 变电所大型设备的吊装条件、运输条件是地下变电所设计重点考虑的问题。GIS 室及常设小吊装口应设吊装设备，主变压器间应考虑设备安装及检修的吊装机具的安装条件。设置地锚有助于大型设备地下水平运输。

4 变电所渗漏水，不仅影响使用，而且有可能影响到安全运行。按《地下工程防水技术规范》GB 50108 规定：地下工程防水等级为一级时，不允许渗水，围护结构无湿渍；地下工程防水等级为二级时，允许漏水，围护结构有少量湿渍，实际渗漏量约为每天 0.025～0.2l/m²。因此本条规定中提出 220kV 应按一级防水设计，但有效地区受到施工条件等其它因素影响，按一级防水设计确有困难或投资增加很

大时，110kV 及以下变电所可以适当降低要求。

5 变电所地上进出口、通风口、吊装口都应高出洪水水位标高，220kV 变电所宜按百年一遇洪水水位考虑，110kV 及以下变电所宜按 50 年一遇洪水水位考虑。对于位于洪水水位以下的各种出口，应采取必要的防水措施。

6 变电所电缆、接地线和管道穿越建筑时，应在穿越处采取防水措施。电缆隧道与变电所的相接处宜设置隔断墙，隔断墙上安装防水套管供电缆穿越使用。

7 高压配电装置

7.1 一般规定

7.1.1 高压配电装置的设计，应根据用电负荷性质、容量、环境条件、运行、安装维护等要求，合理地选用设备和制定布置方案。在技术经济合理时应选用效率高、能耗小的电气设备和材料。

高压配电装置的设计首先应执行国家的建设方针和技术经济政策。根据用户电力负荷性质、用电容量、自然环境条件和运行维护等要求，贯彻节能的方针合理地选用设备和确定布置方案。建设的标准要符合国情，标准过低会影响安全运行，标准过高又脱离国情。在积极慎重地采用行之有效的新技术、新设备、新布置和新材料的同时，为保证设备的安全运行，产品必须符合现行的国家或行业部门的标准，对新技术及新设备，必须经过正式鉴定，以保证质量。

7.1.2 配电装置的布置和导体、电器、架构的选择，应满足在当地环境条件下正常运行、安装维修、短路和过电压状态的安全要求，并不应危及人身安全和周围设备。

配电装置的布置和导体、电器的选择，应满足必要的安全净距、稳定性和绝缘强度的要求，配电架构应能承受风力、冰冻和短路时的电动力作用，这是保证安全运行的基本前提。

本条规定了在事故情况下，不应危及人身安全和周围设备。但根据实际运行情况，有些设备故障时，可能影响相邻间隔设备和人身安全，对此，如采用加大设备之间的距离或增设防护板等办法，都是不适宜的，需要制造部门保证产品质量，并要求运行部门经常对设备检修。

本条规定的架构包括室内架构。

7.1.3 6kV~20kV 屋外支柱绝缘子和穿墙套管，当满足不了污秽等级要求或有冰雪时，宜采用提高一级电压的产品。对 6kV 者可采用提高两级电压的产品。

本条的规定主要针对污秽等级为 II 级及以上的配电装置；当配电装置有污染或冰雪时，亦宜提高。

7.1.4 配电装置各回路的相序排列宜一致。一般按面对出线，从左到右、从远到近、从上到下的顺序，相序为 U (A)、V (B)、W (C)。对屋内硬导体及屋外母线桥应涂刷相色油漆，不涂相色油漆的应有相色标志。色别应为 U (A) 相为黄色、V (B) 相为绿色、W (C) 相为红色。对于扩建工程应与原有配电装置相序一致。

考虑到各配电装置相序的一致性，本条规定了一般情况下相序的排列顺序和相色标志。

7.1.5 配电装置的母线排列，宜靠近变压器侧布置的母线为 I 母，靠线路侧布置的母线为 II 母；双层布置的配电装置中，下层布置的母线为 I 母，上层布置的母线为 II 母。

鉴于敞开式配电装置布置时母线排列编号不尽一致，本条规定了母线平行布置、上下布置时母线的编号顺序。

7.1.6 35kV 及以上的配电装置，断路器两侧的隔离开关靠断路器侧，线路隔离开关靠线路侧，变压器进线隔离开关的变压器侧，应配置接地开关。35kV 及以上电压等级的并联电抗器的高压侧应配置接地开关。气体绝缘金属封闭开关设备宜设隔离断口。

屋内配电装置间隔内的硬导体及接地排上，应留有接触面和连接端子，以便于安装携带式接地线。

为保证变压器、断路器的检修安全，本条规定了断路器两侧的隔离开关的断路器侧、线路隔离开关的线路侧以及变压器进线隔离开关的变压器侧应配置接地开关，以保证设备和线路检修时的人身安全。

7.1.7 对屋外配电装置，为保证电气设备和母线的检修安全，每段母线上应装设接地开关或接地器；接地开关或接地器的安装数量应根据母线上电磁感应电压和平行母线的长度以及间隔距离进行计算确定。

本条规定了接地开关和接地器的安装数量，应根据母线上电磁感应电压和平行母线的长度以及间隔距离进行计算确定。

7.1.8 屋内外配电装置均应装设闭锁装置及机械防误装置。屋外应达到“四防”，屋内应达到“五防”，以防止带负荷拉合隔离开关，带接地线合闸，带电挂接地线，误分、合断路器，误入屋内有电间隔等电

气误操作事故。

220kV 及以下屋内配电装置设备低式布置时，间隔应设置防止误入带电间隔的闭锁装置。

目前国内外生产的高压开关柜均实现了“五防”功能，对户外敞开式低式布置的高压配电装置，除采用“微机五防”操作系统外，尚不能达到“误入带电间隔”的功能。因此，强调 220kV 及以下屋内配电装置中设备低式布置时应防止误入带电间隔的闭锁装置。

7.1.9 对气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）配电装置，接地开关的配置应满足运行检修的要求。

与 GIS 配电装置连接并需单独检修的电气设备、母线和出线，均应配置接地开关。一般情况下，出线回路的线路侧接地开关和母线接地开关应采用具有关合动稳定电流能力的快速接地开关。110kV 及以上 GIS 配电装置母线避雷器和电压互感器可不装设隔离开关。

本条规定了 GIS 配电装置中接地开关的配置原则。在 GIS 配电装置中有两种接地开关，一种是仅作安全检修用的接地开关；另一种相当于接地短路器，它将通过断路器的额定关合电流和电磁感应、静电感应电流。后一种称为快速接地开关。

线路侧的接地开关与出线相连接，尤其是同杆架设的架空线路，其电磁感应和静电感应电流较大，装于该处的接地开关必须具备切、合上述电流的能力。

一般情况下，如不能预先确定回路不带电，出线侧宜装设快速接地开关，快速接地开关应具有关合动稳定电流的能力；如能预先确定回路不带电，应设置一般接地开关。

7.1.10 明敷的接地线，在导体的全长度或区间段及每个连接部位附近表面，应涂以 15mm~100mm 宽度相等的绿色和黄色相间的条纹标识。当使用胶带时，应使用双色胶带。中性线宜涂淡蓝色标识。

如因建筑物的设计要求，需涂其它颜色，则应在连接处及分支处涂以各宽为 15mm 的两条黑带，其间距为 150mm。中性点接于接地网的明设接地导线，应涂以紫色带黑色条纹。

7.1.11 110kV 及以上屋外配电装置最小安全净距，一般不考虑带电检修。如确有带电检修的需求，其构架荷载及最小安全净距应满足带电作业工况。

110kV 及以上电压的输变电设备，由于相间和对地距离较大，同时考虑到这些设备停电的影响面大，应该作为带电作业的重点。配电装置是否需进行带电作业，应视该配电装置在用户中的地位、接线方式、配电装置的型式以及检修的实际经验等因素而定，如考虑带电作业应按带电作业的要求校核电气尺寸；其屋外配电装置的架构荷载条件及安全距离。也应考虑带电检修的要求。带电作业内容应以处理缺陷为主。

带电作业的操作方法有绝缘杆、等电位、水冲洗等，一般采用等电位法。

7.1.12 周围环境温度低于电气设备、仪表和继电器的最低允许温度时，应装设加热装置或采取保温措施。在积雪、覆冰严重地区，应采取防止冰雪引起事故的措施。隔离开关的破冰厚度，应不小于安装场所的最大覆冰厚度。

根据运行经验，电气设备在低温下运行易发生一些不利于安全运行的问题，例如：变压器油一般采用 25 号油，当气温在 -25℃ 以下时，一旦变压器停止运行后再恢复供电就有困难；当变压器负载轻气温低时，由于油的运动黏度增大，导致油循环不畅，潜油泵供油不足，因而会出现轻瓦斯误动现象；各型断路器在冬季运行时，密封件普遍渗油；隔离开关瓷棒断头，触头合不严等。

据了解，有变电所在冬季严寒降雪时，220kV 破冰式隔离开关因降雪覆冰，使隔离开关嘴部和底部转动部分结冰而拉不开，另一变电所一组同类型隔离开关，因嘴部覆冰而合不上。因此，本条规定隔离开关的破冰厚度应大于安装场所实测的最大覆冰厚度。

7.1.13 设计配电装置及选择导体和电器时的最大风速，可采用离地 10m 高，30 年一遇 10min 平均最大风速。设计最大风速超过 35m/s 的地区，在屋外配电装置的布置中，宜采取降低电气设备的安装高度、加强设备与基础的固定等措施。

我国现行《建筑结构荷载规范》GB 5009—2001 规定建筑物采用 10min 平均最大风速（m/s），主要考虑除建筑物个别构件外，对于整体建筑而言，一般质量比较大，因而它的阻尼也较大，故风压对建筑物的作用，从开始到破坏需要一定的时间。我国有很多瞬时风速大于 35m/s，而 10min 平均最大风速较小，对建筑物亦未造成任何破坏实例。证明建筑物采用 10min 平均风速是合理的。根据运行经验，由于导体和电器的尺寸和惯性都远较建筑物为小，在瞬时风速大于 35m/s 的地区，如按 10min 平均最大风速设计，则在阵风作用下，导体和电器可能因超载而损坏，所以对风速特别敏感的 110kV 支柱绝缘子、隔离开关、避雷器及其它细高的电瓷产品，要求制造部门在产品设计中考虑阵风的影响。

屋外 35kV~220kV 电压的电气设备大多安装在 10m 高以下，个别高位布置的电气设备在 15m 左右。导体的布置高度一般在 30m 以下，按《110kV~500kV 架空送电线路设计技术规程》DL/T 5092—

1999 的规定，离地高度为 30m 以下，高度变化系数为 1。因此验算时可仍取离地 10m 高的风速。

7.1.14 选择导体和电气设备的环境相对湿度，应采用当地湿度最高月份的平均相对湿度。在亚湿热带地区可采用普通电气设备产品，但应根据当地运行经验采取防护措施，如加强防潮、防凝露、防水、防锈、防霉及防虫害等。

我省大部分地区属于亚湿热带地区，在“梅雨季节”或连续阴雨的情况下。因此，用户变电所的高压电气设备（特别是楼宇内装设在地下室的变电所）出现结露的情况，影响到变电所的安全运行，也多次发生影响电力系统的事故。因此，在电气设备选择，应考虑到江苏的气候环境特点。

7.1.15 GIS 配电装置避雷器的配置，应在 GIS 设备套管与架空线连接处装设避雷器。该避雷器宜采用敞开式，其接地端应与 GIS 管道金属外壳连接。GIS 母线是否装设避雷器，需经雷电侵入波过电压计算确定。

GIS 配电装置的进、出线主要有三种方式，架空进出、有电缆段进出、电缆进出，本条对 GIS 架空进出线的雷电侵入波过电压保护作出了规定。即在 GIS 与架空线连接处，应装设金属氧化物避雷器，该避雷器宜采用敞开式。主要考虑敞开式避雷器的接地端与 GIS 金属外壳连接后可增大 GIS 内部波阻抗，提高避雷器的保护效果。另外，敞开式避雷器价格也低于 GIS 内设避雷器。

7.1.16 GIS 配电装置宜采用多点接地方式，感应电压不应危及人身和设备安全。外壳和支架上的感应电压，正常运行条件下不应大于 24V，故障条件下不应大于 100V。

考虑到 GIS 设备的母线和外壳是一对同轴的两个电极，当电流通过母线时，在外壳感应电压，GIS 本体的支架、管道、电缆外皮与外壳连接之后，也有感应电压，感应电压过高将降低设备容量，危及人身安全，因此，本条规定了 GIS 外壳的感应电压要在安全规定的范围之内。

7.1.17 城区内变（配）电所的电气设备在正常运行时，产生的噪声对环境的影响应符合表 6 的规定，否则应采取防护措施。

测量点应选在法定厂界外 1m，高度 1.2m 以上的噪声敏感处。如厂界有围墙，测点应高于围墙。

表 6-1 环境噪声限值 单位为分贝

声环境功能区类别		时 段	
		昼间	夜间
0 类		50	40
1 类		55	45
2 类		60	50
3 类		65	55
4 类	4a 类	70	55
	4b 类	70	60
注：按区域的使用功能特点和环境质量要求，声环境功能区区域分为以下五种类型： a) 0 类声环境功能区：指康复疗养区等特别需要安静的区域。 b) 1 类声环境功能区：指以居民住宅、医疗卫生、文化教育、科研设计、行政办公为主要功能，需要保持安静的区域。 c) 2 类声环境功能区：指以商业金融、集市贸易为主要功能，或者居住、商业、工业混杂，需要维护住宅安静的区域。 d) 3 类声环境功能区：指以工业生产、仓储物流为主要功能，需要防止工业噪声对周围环境产生严重影响的区域。 e) 4 类声环境功能区：指交通干线两侧一定距离之内，需要防止交通噪声对周围环境产生严重影响的区域，包括 4A 类和 4B 类两种类型。4A 类为高速公路一级公路、二级公路、城市快速路、城市主干路城市次干路、城市轨道交通（地面段）、内河两侧区域；4B 类为铁路干线两侧区域。			

表 6-2 各类厂界噪声标准值 单位为分贝

类 别	昼 间	夜 间	类 别	昼 间	夜 间
I	55	45	III	65	55
II	60	50	IV	70	55
注：I 类标准适用于以居住、文教机关为主的区域； II 类标准适用于居住、商业、工业混杂区及商业中心区； III 类标准适用于工业区； IV 类标准适用于交通干线两侧区域。					

表 6-1 系按《声环境质量标准》GB 3096—2008 表 1 的规定修改、表 6-2 系按《工业企业厂界

噪声标准》GB 12348—90 的规定。

配电装置的主要噪声源是变压器、电抗器及电晕放电，其中以前者严重。现在已有低噪声变压器，符合环保要求，在变压器招标或订货时应提出要求。

7.2 导体和电气设备的选择

7.2.1 所选用的导体和电气设备允许最高工作电压不得低于该回路的最高运行电压。其长期允许电流不得小于该回路的最大持续工作电流。对于断路器、隔离开关、组合电器、封闭式组合电器、金属封闭开关设备、负荷开关、高压接触器等长期工作制电器，在选用其额定电流时，应满足各种可能运行方式下回路持续工作电流的要求。对屋外导体和电器尚应计及日照对其载流量的影响。

本条，一是明确规定了导体、电气设备的选择，应满足在当地环境条件下正常运行、安装维修、短路和过电压工况的安全要求。

二是规定了，由于高压开断电器没有连续超载能力，在按电流选择导体和电气设备时，确定回路的持续工作电流，应考虑检修时和事故时转移过来的负荷，可不计及在切换过程中短时可能增加的负荷电流。因此明确了长期工作制开断电器，其额定电流应满足各种可能运行方式下回路持续工作电流的要求。

三是规定了装设在屋外导体和电器的载流量应计及日照的影响。计算导体日照的附加温升时，日照强度取 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ ，风速取 0.5m/s 。

日照对屋外高压电气设备的影响：在制造部门已明确高压电气设备用于屋外时，可按电气设备额定电流选择设备；当未明确高压电气设备用于屋外时，可按电气设备额定电流的 80% 选择设备。

7.2.2 选用的导体和电气设备，应按短路条件验算其动、热稳定。

确定短路电流时，应按可能发生最大短路电流的正常接线方式计算。一般可按三相短路验算，当单相或两相接地短路电流大于三相短路电流时，应按严重情况验算，同时要考虑直流分量的影响。高压断路器还应在可能的最大短路电流下可靠地合闸。

选用的导体和电气设备，按短路条件验算其动、热稳定，这是保证变电所安全运行的基本原则。

在一般情况下，三相短路电流较单相、两相短路电流为大，但发电机出口的两相短路电流或在中性点非有效接地系统、自耦变压器等回路中，单相、两相接地短路可能比三相短路严重。因此，本条规定了当单相或两相接地短路电流大于三相短路电流时，应按严重情况验算。

7.2.3 公共电网的短路容量，由当地供电部门提供。

用户变电所的设计，有些是电力系统外有资质的专业设计院承担，有些是非当地的电力设计院承担，因此，当这些设计院需要某一电压等级的系统短路容量时，供电企业应按规定提供相应电压等级的短路容量，以便于设计院对所选用的导体和电气设备进行短路电流校验，以及对继电保护定值进行可靠性校验。

7.2.4 用最大短路电流校验导体和电气设备的动稳定和热稳定时，应选取被校验导体或电气设备通过最大短路电流的短路点，选取短路点应遵守下列规定：

a) 对不带电抗器的回路，短路点应选在正常接线方式时短路电流为最大的地点。

b) 对带电抗器的 $6\text{kV}\sim 20\text{kV}$ 出线和厂用分支回路，校验母线与母线隔离开关支架隔板前的引线和套管时，短路点应选在电抗器前；校验其它导体和电气设备时，短路点宜选在电抗器之后。

选择计算短路点应考虑导体和电器处于最严重的情况下。带电抗器的 $6\text{kV}\sim 20\text{kV}$ 出线，在母线和母线隔离开关之间并无不设置隔板的情况，因此对短路点的确定分别做出规定。

7.2.5 在校核开关设备开断能力时，短路开断电流计算时间宜采用开关设备实际开断时间（主保护动作时间加断路器开断时间）。

随着电力系统短路电流的逐渐增大，如果按“短路电流的超瞬变电流周期分量有效值”选择断路器，许多用户变电所面临断路器增容问题或采取措施限制短路电流的问题。由于断路器多在 $2\sim 3$ 个周波之后开断，此时短路电流已有衰减，因此用实际开断时间较为符合情况，而且，按此时间计算的非周期分量亦较正确。所以做出规定。

在断路器的额定开断电流较系统的短路电流大出很多时，为了简化计算。也可用超瞬变电流进行选择。

7.2.6 验算导体（不包括电缆）短路热效应的计算时间，宜采用主保护动作时间加相应的断路器全分闸时间。当主保护有死区时，应采用对该死区起作用的后备保护动作时间，并应采用相应的短路电流值。

验算电器短路热效应的计算时间，宜采用后备保护动作时间加相应的断路器全分闸时间。

根据断路器标准将断路器的全分闸时间改为开断时间。

据对断路器和继电保护装置运行情况的不完全调查，主保护拒动、断路器和操动机构拒动以及继电保护装置因扩建、调试、检修等原因停用的情况时有发生。因此，对电气设备的热稳定校验，应尽量用后备保护动作时间加相应断路器开断时间。对裸导体的热效应计算时间，取主保护动作时间加相应断路器开断时间。

7.2.7 用熔断器保护的导体和电气设备可不验算热稳定；除用具有限流作用的熔断器保护外，导体和电气设备应验算动稳定。

用熔断器保护的电压互感器回路内的裸导体和电气设备，可不验算动、热稳定。

本条取消了原条文中关于“变压器容量在 1250kVA 及以下，供电电压为 10（6）kV 的电力电缆不致因短路故障损坏导体而产生严重后果，如引起爆炸，修复困难或生产过程混乱时，可不验算热稳定”的规定，是与现行有关标准一致。

目前使用的高压熔断器大多为带限流作用的熔断器，用限流熔断器保护导体和电气设备时，应根据限流熔断器的切断电流特性来校验额定峰值耐受电流，并根据熔断器的最大动作焦耳积分来校验额定短时耐受电流。当弧前时间较长时，亦可直接用熔断器的时间——电流特性曲线来校验。

对电压互感器回路不验算动、热稳定的原因是：回路额定电流很小，熔丝截面小，熔断时间极快，且电压互感器绝缘结构比较可靠，回路内的裸导体和电气设备发生相间短路的概率较低。

7.2.8 验算电力电缆的热稳定时，短路点应按下列情况确定：

a) 不超过制造长度的单根电缆，短路发生在电缆的末端。

b) 有中间接头的电缆，短路发生在每一缩减电缆截面线段的首端；电缆线段为等截面时，则短路发生在第二段电缆的首端，即第一个中间接头后。

c) 无中间接头的并列连接的电缆，短路发生在并列点后。

本条对电力电缆热稳定的校验点，区别本条情况作了规定。

电缆中间接头有两种情况，一是缩减电缆截面；二是由于长度不够需要加长。由于电缆接头处是比较薄弱的位置，电缆的故障绝大部分发生在电缆中间接头处，故短路不考虑发生在第一段电缆中，而可按发生在第二段电缆的首端，即发生在第一个中间接头后考虑。

对于几根并列连接的电缆，不应考虑短路发生在每根电缆中，否则在某些情况下将造成浪费。

7.2.9 除配电装置的汇流母线外，较长导体的截面应按经济电流密度选择。导体的经济电流密度值，可按最大负荷利用小时数由附录 I 曲线图中查得。当无合适规格导体时，导体面积可按经济电流密度计算截面相邻下一档选取。

当按发热条件选择裸导体时，其长期允许载流量，可用附录 K 所列数值。在不同海拔高度及温度环境下的综合校正系数可用附录 M 所列数值。

按经济电流密度选择导体不作强制要求，可根据工程的具体情况执行。

7.2.10 配电装置导体的选择

7.2.10.1 220kV 及以下电压等级的软导线宜选用钢芯铝绞线。

7.2.10.2 硬导体可选用矩形、双槽形和圆管形。20kV 及以下电压等级回路中的正常工作电流在 4kA 及以下时，宜选用矩形导体；在 4kA～8kA 时，宜选用双槽形导体或管形导体；在 8kA 以上时，宜选用圆管形导体。

35kV 及以下配电装置硬导体可采用矩形导体。

110kV 及以上配电装置硬导体宜采用管形导体。

对于 220kV 及以下的配电装置，电晕对选择导线截面一般不起决定作用，故可根据负荷电流选择导线截面，导线的结构型式可采用钢芯铝绞线。

7.2.11 确定作用在硬导体和绝缘子上的机械力时，应采用短路电流冲击值并考虑各相电流的相角差。

验算作用在硬导体和绝缘子上的机械力，应按实际可能的最不利情况考虑。

7.2.12 作用在支柱绝缘子和穿墙套管上的最大机械力时，不应大于绝缘子和套管抗弯破坏负荷的 60%。

对于支柱绝缘子和穿墙套管承受的最大机械力，应留有裕度，经多年的考验是比较适当的。

7.2.13 验算短路动稳定时，硬导体的最大允许应力应符合表 7 的规定。

表 7 硬导体的最大允许应力

项目	导体材料及牌号和状态							
	铜 / 硬铜	铝及铝合金						
		1060 H112	1R35 H112	1035 H112	3A21 H18	6063 T6	6061 T6	6R05 T6
最大允许应力 (Mpa)	120/170	30	30	35	100	120	115	125

注：表内所列数值为计及安全系数后的最大允许应力。安全系数一般取 1.7（对应于材料破坏应力）或 1.4（对应于屈服点应力）

某些厂家生产的材料可能达不到或超过表 7 中所列数值，具体选择时，应向制造部门咨询。

在短路时产生的振动频率和硬导体自振特性所引起的共振，在硬导体的应力计算中应考虑。

7.2.14 一般裸导体的正常工作温度不应大于+70℃，在计及日照影响时，钢芯铝线及管形导体不宜大于+80℃。

当裸导体接触面处有镀（搪）锡的可靠覆盖层时，可提高到+85℃。

特种耐热导体的最高工作温度可根据制造厂提供的数据选择使用，但要考虑高温导体对连接设备的影响，并采取防护措施。

本条推荐的计及日照，+80℃的钢芯铝绞线载流量与不计日照的+70℃载流量甚为接近，按照上海电缆研究所意见，可能日照后屋外配电装置的钢芯铝绞线最高允许温度暂取+80℃。屋外管形导体受日照影响更大，但正常受力较小，亦暂按+80℃。

随着电力工业的发展，新型高强度和高导电特种耐热导体得到越来越广泛的应用，但该新型导体允许连续工作温度随合金材料的不同而不同，因此本条增加了选用特种耐热导体的最高工作温度可根据制造厂提供的数据选择使用。

7.2.15 导体和导体、导体和电器的连接处，应有可靠的连接接头。

硬导体间的连接宜采用焊接。需要断开的接头及导体和电器端子的连接处，应采用螺栓连接。

不同金属的导体连接时，根据环境条件，应采取装设过渡接头等措施，以防金属间发生电化腐蚀。

正常运行时导体的接头温度是保证电气回路安全运行的重要条件，因此为了使导体和导体、导体和电器之间的接触可靠，不致局部过热，应从改善接触连接结构着手。

螺栓接头温度与接触电流密度、材料特性、接触压力、大气成分、涂料及表面加工等因素有关。接头的热胀冷缩及长期慢退火使接触松动，致使大气侵入间隙，并在高温作用下使接触面氧化加剧，这是螺栓接头过热的根本原因。为保证安全运行，除需要断开的接头以及导体与电器连接采用螺栓连接外，硬导体间的连接应尽量采用焊接，铝——铝焊接应采用氩弧焊。

金属间的电化腐蚀与环境条件（如维护、潮湿等）有关，因此在屋外或屋内潮湿的场所。当为铜、铝导体连接时，一般采用铜铝过渡接头。

7.2.16 采用硬导体时，应按温度变化，不均匀沉降和振动等情况，在适当的位置装设伸缩接头或采取防震措施。

为了消除由于温度变化引起的危险应力，硬铝导体的直线段宜每隔 20m 左右安装一个伸缩接头。

为消除由于温度变化引起的危险应力，矩形硬铝导体的直线段一般每隔 20m 左右安装一个伸缩接头。对滑动支持式铝管母线一般每隔 30m~40m 安装一个伸缩接头；对滚动支持式铝管母线应根据计算确定。

除了硬母线与发电机端子、主变压器端子等处应装伸缩接头外，对于其它电器，由于端子不能承受大的应力，是否需装伸缩接头，决定于电器端子前母线有无卡死的固定点以及电器端子允许承受的拉力。

7.2.17 在正常运行和短路时，电气设备引线的最大作用力不应大于电气设备端子允许的荷载。屋外配电装置的导体、套管、绝缘子和金具，应根据当地气象条件和不同受力状态进行力学计算。其安全系数不应小于表 8 的规定。

表 8 导体和绝缘子的安全系数

类 别	荷载长期作用时	荷载短时作用时
套管、支持绝缘子及其金具	2.5	1.67
悬式绝缘子及其金具	4.0	2.5
软导体	4.0	2.5
硬导体	2.0	1.67

注 1: 1h 5.3 和 3.3。

注 2: 硬导体的安全系数对应于破坏应力, 若对应于屈服点应力, 其安全系数应分别改为 1.6 和 1.4。

悬式绝缘子的安全系数对应于 1h 机电试验荷载, 而不是破坏荷载。若是后者, 安全系数则分别为 5.3 和 3.3。

硬导体的安全系数对应于破坏应力, 若对应于屈服点应力, 其安全系数应分别改为 1.6 和 1.4。

短时作用的荷载, 系指在正常状态下长期作用的荷载与在安装、检修、短路、地震等状态下短时增加的荷载的综合。

管母线支柱绝缘子, 除校验抗弯机械强度外, 尚需校验抗扭机械强度。其安全系数可取正文所列数值。

7.2.18 离相封闭母线、共箱封闭母线、SF₆气体绝缘母线及其成套设备的选择应符合 DL/T 5222 的相关规定。

《导体与电器选择设计技术规定》DL/T 5222—2005 电力行业标准对离相封闭母线、共箱封闭母线、SF₆气体绝缘母线及其成套设备的选择, 都作出规定。主要规定如下。

• 离相封闭母线:

1 离相封闭母线的导体和外壳宜采用纯铝圆形结构。每相导体同一断面上允许用一个或多个绝缘子支撑。支撑跨距应避开共振区。

该规定, 是基于目前国内定型生产的封闭母线其导体支持结构即有三个支持绝缘子支持的方案, 同时也有一个绝缘子支持的方案。当封闭母线采用单个绝缘子支持时, 该绝缘子应具有弹性固定结构, 并进行母线应力、弹性固定结构应力和绝缘子抗弯计算; 当采用三个绝缘子支持时, 可不进行绝缘子的抗弯计算。

2 离相封闭母线外壳宜选用全连式, 可根据安装条件选用一点或多点接地方式。一点接地时, 必须在其中一处短路板上设置一个可靠的接地点; 多点接地时, 可在每处但至少在其中一处短路板上设置一个可靠的接地点。接地回路应能满足短路电流动稳定、热稳定的要求。

该规定的“一点接地”, 是根据《金属封闭母线》GB/T 8349—2000 的要求。

关于封闭母线外壳接地方式问题, 国内外机组封闭母线外壳接地方式有两种, 一种是一点接地(短路板处), 其它外壳支座均对地绝缘; 另一种是多点接地, 每一处外壳支座及短路板均与接地网相连。一点接地方式可保证无地中电流, 不影响电厂内通讯及计算机等设备的工作。但支座对地绝缘, 结构很复杂, 不易处理, 且封闭母线较长时, 一点接地外壳可能会有电位差; 多点接地结构简单, 但可能会对通讯及计算机设备有影响, 因此, 当采用多点接地时, 计算机系统的接地网宜单独设置或采取隔离措施。

3 当母线通过短路电流时, 外壳的感应电压应不超过 24V。

该规定系《金属封闭母线》GB/T 8349—2000 的要求。

4 对于较长垂直段的离相封闭母线应要求厂家进行热平衡计算, 计算时应计及垂直段对温升的影响, 且整个垂直段部分的最高温度点与最低温度点温度之差不得超过 5℃。

5 当离相封闭母线的额定电流小于 25kA 时, 宜采用空气自然冷却方式, 当离相封闭母线的额定电流大于 25kA 时, 可采用强制通风冷却方式。

在日环境温度变化较大或湿度较大的场所宜采用微正压充气离相封闭母线。

6 为便于现场焊接和安装调试, 离相封闭母线相间的外壳净距一般不小于 230mm, 边相外壳边缘距墙一般不小于 500mm。当回路中装有断路器时, 上列尺寸还应与断路器外形尺寸相协调。

7 离相封闭母线的连接应符合下列条件。

为便于拆卸, 连接处应采用螺栓连接, 螺栓连接的导电接触面应镀银。当导体额定电流不大于 3000A 时, 可采用普通碳素钢紧固件, 当导体额定电流大于 3000A 时, 应采用非磁性材料紧固件。

离相封闭母线外壳和设备之间应绝缘并隔振, 但离相封闭母线外壳按全连式要求保证完整回路, 且设备应采用封闭母线型设备。

离相封闭母线因设备分段后, 应在离相封闭母线最低处设置排水阀, 以便定期排放壳内凝结水。

8 所有设备柜体的防护等级应大于 IP54 (户外)、IP31 (户内)。

所有设备柜体应将电气本体设备和电气控制设备布置于金属封闭的不同小室内。

离相封闭母线应设置三相短路试验装置、伸缩补偿装置。

封闭母线与电器的连接处, 导体和外壳应设置可拆卸的伸缩接头。当直线段长度在 20m 左右时以及有可能发生不同沉陷的场所, 导体和外壳一般设置焊接的伸缩接头。由屋内引至屋外的穿墙处, 一

般设置具有密封性能的穿墙套管。

• 共箱封闭母线：

1 共箱封闭母线在穿外墙处，宜装设户外型导体穿墙套管及密封隔板。

该规定，是考虑到当共箱封闭母线穿越外墙时，由于该处温差较大宜产生结露现象，导致闪络故障发生。为避免出现闪络故障，宜在该处设置户外型导体穿墙套管及密封隔板，避免户内外冷热空气对流产生结露。

2 当额定电流大于 2500A 时，宜采用铝外壳。

3 对于有水、汽、导电尘埃等的场所，应采用相应的防护等级的产品。

4 母线导体表面宜浸涂或包敷绝缘材料。

该规定的目的，是可提高运行的可靠性，同时也能提高导体的载流量。

5 共箱封闭母线超过 20m 长的直线段、不同基础连接段及设备连接处等部位，应设置热胀冷缩或基础沉降的补偿装置。

6 共箱封闭母线的外壳各段间必须有可靠的电气连接，其中至少有一段外壳应可靠接地。共箱母线箱体宜采用多点接地。

该规定，是考虑到共箱封闭母线因三相有共同的屏蔽外壳，在非对称短路故障时对外界的影响非常小，同时多点接地可以降低外壳的感应电压，因此共箱封闭母线外壳宜采用多点接地方式。

7 共箱封闭母线应避免共振。

8 各制造段间导体的连接可采用焊接或螺栓连接，与设备的连接应采用螺栓连接。

电流不小于 3000A 的导体，其螺栓连接的导电接触面应镀银。

当导体额定电流大于 3000A 时，应采用非磁性材料紧固件。

9 共箱封闭母线宜在适当部位设置防结露装置。

10 共箱封闭母线在穿越防火隔板处或楼板处，其壳外应设防火隔板或用防火材料封堵，防止烟火蔓延。

因此，选择上述母线时，应符合其规定。

7.2.19 配电装置的绝缘水平，在一般情况下应能耐受通常出现的内过电压。按外过电压选择变配电所的绝缘水平时，应以避雷器的残压为基础。

谐振过电压通常会损坏电气设备的绝缘，应避开出现谐振过电压的条件。

在进行绝缘配合时，应权衡过电压的各种保护装置、设备造价、维护费用以及故障损失等因数，力求取得较高的经济效益。

7.3 屋外配电装置的布置

7.3.1 屋外配电装置的最小安全净距宜以金属氧化物避雷器的保护水平为基础确定。其屋外配电装置的最小安全净距不应小于表 9 所列数值，并按图 1-1、图 1-2 和图 1-3 校验。

屋外配电装置的布置应符合下列要求：

- 电气设备外绝缘体最低部位距地小于 2.5m 时，应装设固定遮拦。
- 围栏向上延伸距地 2.5m 处与围栏上方带电部分的净距，不应小于表 9 中的 A_1 值。
- 设备运输时，其外廓至无遮拦裸导体的净距，不应小于表 9 中的 B_1 值。
- 不同时停电检修的无遮拦裸导体之间的垂直交叉净距，不应小于表 9 中的 B_1 值。
- 带电部分至建筑物和围墙顶部的净距，不应小于表 9 中的 D 值。

表 9 屋外配电装置的最小安全净距

单位为毫米

符号	适用范围	图号	系统标称电压 (kV)					
			3~10	15~20	35	110J	110	220J
A_1	1. 带电部分至接地部分之间 2. 网状遮拦向上延伸线距地 2.5m 处与遮拦上方带电部分之间	图 1-1 图 1-2	200	300	400	900	1000	1800
A_2	1. 不同相的带电部分之间 2. 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	图 1-1 图 1-3	200	300	400	1000	1100	2000
B_1	1. 设备运输时，其设备外廓至无遮拦带电部分之间 2. 交叉的不同时停电检修的无遮拦带电部分之间	图 1-1 图 1-2	950	1050	1150	1650	1750	2550

符号	适用范围	图号	系统标称电压 (kV)					
			3~10	15~20	35	110J	110	220J
	3. 栅状遮拦至绝缘体和带电部分之间 ¹⁾ 4. 带电作业时带电部分至接地部分之间 ²⁾	图 1—3						
B_2	网状遮拦至带电部分之间	图 1—2	300	400	500	1000	1100	1900
C	1. 无遮拦裸导体至地面之间	图 1—2						
	2. 无遮拦裸导体至建筑物、构筑物顶部之间	图 1—3	2700	2800	2900	3400	3500	4300
D	1. 平行的不同时停电检修的无遮拦带电部分之间	图 1—1						
	2. 带电部分与建筑物、构筑物的边沿部分之间	图 1—2	2200	2300	2400	2900	3000	3800

注 1: 110J、220J 系指中性点有效接地系统。
注 2: 海拔超过 1000m 时, A 值应进行修正 (参见附录 J)
注 3: 本表所列各值不适用于制造厂的成套配电装置。
注 4: 1) 对于 220kV 及以上电压, 可按绝缘体的电位的实际分布, 采用相应的 B_1 值进行校验。此时, 允许栅状遮拦与绝缘体的距离小于 B_1 值, 当无给定的分布电位时, 可按线性分布计算。
2) 带电作业时, 不同相或交叉的不同回路带电部分之间, 其 B_1 值可取 (A_2+750) mm。

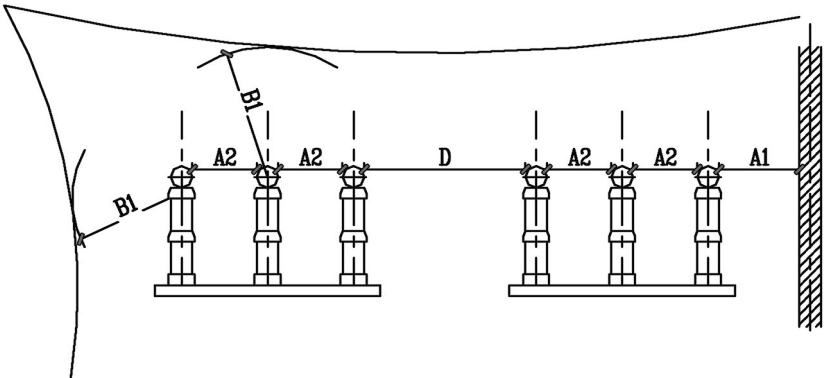


图 1—1 屋外 A_1 、 A_2 、 B_1 、 D 值校验图

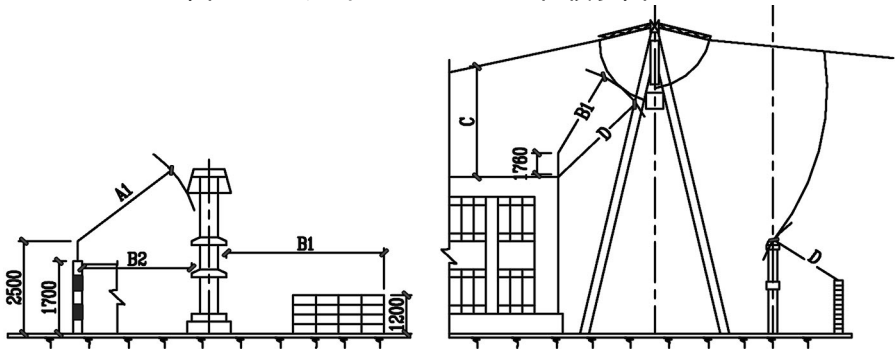
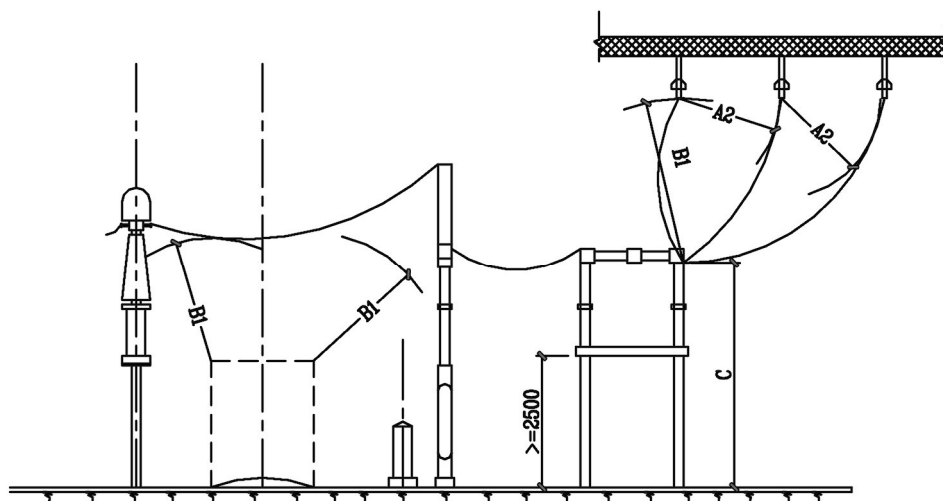


图 1—2 屋外 A_1 、 A_2 、 B_1 、 B_2 、 C 、 D 值校验图

图 1—3 屋外 A_2 、 B_1 、 C 值校验图

本条主要依据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997 中的方法，计算作用在空气间隙上的放电电压值，以避雷器的保护水平为基础，对 110kV、220kV 电压等级采用惯用法对原空气间隙进行了计算，依据计算分析结果确定了最小安全距离。

1 A 值是基本带电距离。220kV 及以下配电装置的 A 值采用惯用法确定。隔离开关和断路器等开断电器的断口两侧引线带电部分之间，应满足 A_2 值的要求。

2 B_1 值是指带电部分至栅栏的距离和可移动设备在移动中至无遮拦带电部分的净值， $B_1 = A_1 + 750\text{mm}$ ，一般运行人员手臂误入栅栏时手臂长不大于 750mm，设备运输或移动时摆动也不会大于此值。交叉的不同时停电检修的无遮拦带电部分之间，检修人员在导线（体）上下活动范围也为此值。

3 B_2 值是指带电部分至网状遮拦的净距， $B_2 = A_1 + 30\text{mm} + 70\text{mm}$ ，一般运行人员手指误入网状遮拦时手指长不大于 70mm，另外考虑了 30mm 的施工误差。

4 C 值是保证人举手时，手与带电裸导体之间的净距不小于 A_1 值， $C = A_1 + 2300\text{mm} + 200\text{mm}$ 。一般运行人员举手后总高度不超过 2300mm，另外考虑屋外配电装置施工误差 200mm。在积雪严重地区还应考虑积雪的影响，该距离可适当加大。

5 规定遮拦向上延伸线距地 2500mm 处与遮拦上方带电部分的净距，不应小于 A_1 值；以及电气设备外绝缘体最低部位距地小于 2500mm 时，应装设固定遮拦，都是为了防止人举手时触电。

7.3.2 屋外配电装置使用软导线时，在不同条件下，带电部分至接地部分和不同相带电部分之间的安全净距，应根据表 10 进行校验，并应采用其中最大数值。

原规程第 4.3.2 条。本条引用《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060—92 第 5.1.2 条、《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352—2006 第 8.1.2 条的规定。

屋外配电装置使用绞线时，计算不同相的绞线线间最小距离（单位为 mm）如下。

对于雷击过电压和风偏：

$$d' \geq A' + 2(f_1 \sin a'_{1} + f_2 \sin a'_{2})$$

对于操作过电压和风偏

$$d'' \geq A'' + 2(f_1 \sin a''_{1} + f_2 \sin a''_{2})$$

对于最大工作电压、短路和风偏

$$d''' \geq A''' + 2(f_1 \sin a'''_{1} + f_2 \sin a'''_{2})$$

式中： A' 、 A'' 、 A''' —— 分别为雷电过电压、操作过电压、最大工作电压时绝缘配合最小安全净距，可参照表 10 所列数值；

f_1 、 f_2 —— 分别为跨线中绝缘子串部分和绞线部分的弧垂；

a'_{1} 、 a''_{1} 、 a'''_{1} —— 分别为雷电过电压、操作过电压、最大工作电压时绝缘子串部分的风偏摇摆角；

- 分别为雷电过电压、操作过电压时绞线部分的风偏摇摆角；
- 最大工作电压时在风力和短路电磁力作用下绞线部分的摇摆角。

使用上述公式计算时，计算风速按本规程表 10 中的数值。

过去在最大工作电压条件下，进行短路加风偏的校验时，计算方法不太明确，有时采用短路迭加最大设计风速的风偏，相间距离常常由此条件控制，考虑到短路与最大设计风速同时出现的几率甚小，故本规程对校验条件明确分为两种情况：① 最高工作电压下的最小安全净距与最大设计风速；② 最高工作电压下的最小安全净距与短路摇摆加 10m/s 风速。

7.3.3 屋外配电装置的绞线，其机械强度应根据当地气象条件和不同的工作情况（安装、正常运行、检修）进行验算。构架应根据实际受力情况分别按终端构架或中间构架设计。正常运行时，绞线、悬式绝缘子和金具所取的强度安全系数不应小于 4.0；安装、检修时，不应小于 2.5。

7.3.4 220kV 电压等级，双母线接线，当采用软母线或管形母线配双柱式、三柱式、双柱伸缩式或单柱隔离开关时，屋外敞开式配电装置应采用中型布置。断路器宜采用单列式布置或双列式布置。

配电装置的布置与主接线密切相关，本条规定了 220kV 当采用双母线接线、户外敞开式布置时，配电装置应采用中型布置。在采用不同的母线形式、不同的隔离开关时，断路器可采用单列布置或双列布置方式。

7.3.5 35kV~110kV 电压等级，双母线接线，当采用软母线配普通双柱式或单柱式隔离开关时，屋外敞开式配电装置宜采用中型布置。断路器宜采用单列式布置或双列式布置。

110kV 电压等级，双母线接线，当采用管形母线配双柱式隔离开关时，屋外敞开式配电装置宜采用半高型布置，断路器宜采用单列式布置。

表 10 不同条件下的计算风速和安全距离 单位为毫米

条件	校验条件	计算风速 m/s	A 值	系统标称电压 (kV)			
				35	110J	110	220J
雷电电压	雷电过电压和风偏	10 ¹⁾	A ₁	400	900	1000	1800
			A ₂	400	1000	1100	2000
操作电压	操作过电压和风偏	最大设计风速的 50%	A ₁	—	—	—	1800
			A ₂	—	—	—	2000
工频电压	1. 最大工作电压、短路和风偏（取 10m/s 风速）	10 或最大设计风速	A ₁	150	300	450	600
	2. 最大工作电压和风偏（取最大设计风速）		A ₂	150	500	500	900

注：在气象条件恶劣的地区（如最大设计风速为 35m/s 及以上，以及雷暴时风速较大的地区）用 15m/s。

7.3.6 35kV~110kV 电压等级，单母线接线，当采用软母线配普通双柱式隔离开关时，屋外敞开式配电装置应采用中型布置。断路器宜采用单列式布置或双列式布置。

7.3.5、7.3.6 条规定了 35kV~110kV 双母线和单母线接线、户外敞开式布置时，配电装置的布置方式。普通中型布置的配电装置，一般母线下不布置电气设备，这种方式检修维护比较方便，但相对来讲，占地面积较大。地方比较狭小时，配电装置可采用半高型布置，母线可采用管形母线。

7.3.7 110kV~220kV 电压等级，双母线接线，当采用管形母线配双柱式、三柱式隔离开关时，屋内敞开式配电装置应采用双层布置。断路器宜采用双列式布置。

近十几年来，用户变电所大都采用屋内配电装置，屋内配电装置与屋外相比具有占地面积小的优点，其综合造价介于屋外配电装置与 GIS 配电装置之间。本条对当采用屋内配电装置时的布置做了规定。

7.3.8 110kV 及以上配电装置，当采用管型母线时，管型母线宜选用单管结构。管型母线固定方式可采用支持式。当地震烈度为 8 度及以上时，管型母线固定方式宜采用悬吊式。

支持式管型母线在无冰无风状态下的跨中挠度不宜大于管型母线外直径的（0.5~1.0）倍（D，D 为导体直径），悬吊式管型母线的挠度可放宽。

采用支持式管型母线时，应采取加装动力双环阻尼消振器、管内加装阻尼线，以及改变支持方式等措施消除母线对端部效应、微风振动及热胀冷缩对支持绝缘子产生的内应力。

管型母线的固定方式可分为支持式和悬吊式两种。从减小母线跨度、防止微风振动出发，支持式管型母线又可分为带长托架和不带长托架两种。但由于长托架式管型母线给安装带来不便，一般使用较少，不带长托架的支持式管型母线则使用较多，而悬吊式管型母线一般在超高压配电装置且考虑地震的地方才予以采用。

支持式母线要控制正常状态的挠度，这主要考虑铝管支持金具的滑动范围和隔离开关的捕捉范围的限制，在满足机械强度、刚度要求时，必须对跨度进行限制。同时单管母线须考虑微风振动及温差对支持绝缘子应力作用。而悬挂式母线适用地震烈度 8 度及以上地区，由于悬式绝缘子的阻尼作用，不考虑微风振动问题。采用管型母线都要考虑端部效应。

单根铝管母线的挠度，国外都是以铝管母线的直径为控制条件，我国从 70 年代至今设计的 110kV、220kV 采用的铝管母线挠度都是用直径来控制的，即规定无冰无风时，管型母线自重产生的跨中挠度应小于 $0.5D \sim D$ (D 为铝管母线外径)。也有一些国家以采用母线跨度的比例来控制母线的挠度。我国已运行的 110kV、220kV 铝管母线挠度都是小于 $0.5D \sim D$ 设计的，通过几十年的运行，没有发现绝缘子断裂和挠度加大等不良现象。

关于悬吊管型母线的挠度允许标准，没有支持式管型母线严格，因为它的两端用金具悬吊起来，是固定连接，没有因为管母挠度过大造成支持金具滑动失常的问题。挠度是由单柱式隔离开关的要求和适当考虑美观等其他因素控制，所以对挠度的要求可以放松一些。结合国外工程实践，悬挂式铝管母线挠度允许标准，可按在自重作用下母线的挠度不超过铝管外径的 2 倍考虑。

7.3.9 110kV~220kV 电压等级，当采用气体绝缘金属封闭开关设备 (GIS) 配电装置时，GIS 配电装置宜采用户外低式布置，当环境条件特殊时，也可采用户内布置。

推荐 GIS 配电装置低式布置，一是考虑到气象条件；二是节省钢材；三是方便运行维护。由于户外不宜设置专用的起重设备，安装维护需用汽车起吊和运输，因此总体布置应考虑这些起吊设备的通道。

目前在用户变电所中，基本上是采用户内双层布置的方式。虽然建筑工程的造价略高于户外布置，但由于占地面积小、维护方便仍得到用户的青睐。

7.3.10 屋外裸母线桥，当外物可能落在母线上时，应根据具体情况采取防护措施。

本条的规定是安全运行考虑，是防止异物落在屋外裸母线上发生母线短路事故。

防护措施一般是指在母线桥顶上做无孔防护罩，两侧是否装设防护罩，可根据具体情况确定。

防护罩的设置一般是从变电所配电装置室外墙开始，至母线桥离配电装置室 6000m~10000m 处。

7.3.11 屋外配电装置带电部分的上面或下面，不应有照明、通信和信号线路架空穿越或穿过；屋内配电装置的带电部分上面不应有明敷的照明、动力线路或管线跨越。

照明、通信和信号线路绝缘强度很低，不应在屋外配电装置带电部分上面或下面架空跨越或穿过，以防感应电压或断线时造成严重恶果，或因维护照明等线路时误触带电高压设备。屋内配电装置内不应有明敷的照明或动力线路跨越裸露带电部分上面，防止明线脱落造成事故，同时对照明灯具的安装位置亦应考虑维护人员维修时的安全。

7.3.12 配电装置中，相邻带电部分的额定电压不同时，应按较高的额定电压确定其最小安全净距。

当屋内外配电装置中两相邻（或上下交叉）带电部分的额定电压不同时，应按较高的额定电压确定两者间的安全距离，是保证安全运行的需要。

7.3.13 自备电厂及大型变电所的屋外配电装置，其周围宜设置不低于 1500mm 的围栏，并应在其醒目的地方设置警示牌。

目前用户自备电厂的屋外配电装置均有与外界隔开的围栏，而用户变电所，尚有的屋外配电装置未设置与外界隔离的围栏，非运行人员进入大门后可直接进入屋外配电装置场地，影响安全运行。故本规程规定厂区内的屋外配电装置宜设置高度不低于 1500mm 的围栏。当屋外配电装置的出线侧或旁路侧紧靠发电厂、变电所或企业的围墙时，围墙可作为围栏的一部分。

另外，近几年来曾发生过非电气工作人员攀登或翻越围栏误入配电装置触电事故，因此本规程按照安规的规定增加了应在其醒目的地方设置警示牌。

7.4 屋内配电装置的布置和对建筑物的要求

7.4.1 配电装置的布置，应考虑便于设备的操作，搬运、检修和试验。

7.4.2 高压配电装置宜单独设置高压开关室。当 6kV~20kV 开关柜在 10 面及以下时（楼宇内变电所为 6 面及以下时），也可与低压开关柜设置在同一房间内。

由于目前一般是采用无油化断路器，中压开关柜与低压开关柜同室布置的台数，可以超过《10kV 变电所设计规范》GB 50053—94 第 4.1.2 条 6 面的规定。

10 面是按双电源变电所装设两台变压器时的常规接线考虑。适用性较普遍。

楼宇内变电所由于建筑物结构的限制，规定了中压开关柜在 6 面及以下时，可与低压开关柜同室

布置。超过 6 面应设置高压开关室。

7.4.3 屋内配电装置的安全净距，不应小于表 11 所列数值。并按图 2—1 和图 2—2 校验。

屋内配电装置的布置应符合下列要求：

- 电气设备外绝缘体最低部位距地（楼）面小于 2.3m 时，应装设固定遮拦。
- 围栏向上延伸距地（楼）面 2.3m 处与围栏上方带电部分的净距，不应小于 A_1 值。
- 位于地（楼）面上面的裸导体带电部分，如其尺寸小于 C 值时，则应采用遮拦隔离。遮拦下通行部分的高度不应小于 1.9m。
- 跨越屏前的裸导体带电部分，其高度不应小于 2.5m。
- 油浸式变压器外廓与变压器室四壁的净距不应小于表 12 所列数值。

1 B_2 值是指带电部分至网状遮拦的净距，若为板状遮拦，则因运行人员手指无法伸入，只需考虑施工误差 30mm，故此时 $B_2 = A_1$ 值 + 30mm。

2 35kV~220kV 栏目中的 C 值的含义与屋外相同，考虑到屋内条件比屋外为好，不再考虑施工误差，因此 $C = A_1 + 2300$ mm。

3 D 值的含义与屋外相同，考虑屋内条件比屋为好，无须再增加裕度，因此 $D = A_1 + 1800$ mm。

4 E 值指由出线套管中心线至屋外道路路面的净距，考虑人站在载重汽车车箱中举手高度不大于 3500mm，因此将 E 值定为 35kV 及以下时为 4000mm，110kV、220kV 取 $E = A_1 + 3500$ mm，并向上靠，取整数值。若明确为经出线套管直接引线至屋外配电装置时，则出线套管至屋外地面的距离可不按 E 值校验，取较小的数值，但不应低于同等电压等级的屋外 C 值。

5 110kV 及以下屋内配电装置的 A 值普遍比屋外 A 值小 50mm~100mm。这主要考虑到屋内的环境条件略优于屋外，对造价影响亦较大，因而所取裕度相对较少。

试验表明，由于电场分布的影响，屋内的条件要比屋外恶化。有墙又有顶时，空气间隙的放电电压较低，分散性也较大。但考虑大温度的影响，建议屋内与屋外取相同的数值。

根据以上情况，并考虑到下列因素，本规程对屋内 220kV， A 值取与屋外相同的数值。

表 11 屋内配电装置的最小安全净距

单位为毫米

符号	适用范围	图号	系统标称电压（kV）							
			3	6	10	15	20	35	110J	220J
A_1	1. 带电部分至接地部分之间 2. 网状和板状遮拦向上延伸线距地 2.3m 处与遮拦上方带电部分之间	图 2—1	75	100	125	150	180	300	800	1800
A_2	1. 不同相的带电部分之间 2. 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	图 2—1	75	100	125	150	180	300	900	2000
B_1	1. 栅状遮拦至带电部分之间 2. 交叉的不同时停电检修的无遮拦带电部分之间 ^{1) 2)}	图 2—1 图 2—2	825	850	875	900	930	1050	1600	2550
B_2	网状遮拦至带电部分之间 ¹⁾	图 2—1	175	200	225	250	280	400	950	1900
C	无遮拦裸导体至地面之间	图 2—1	2500	2500	2500	2500	2500	2600	3150	4100
D	平行的不同时停电检修的无遮拦裸导体之间	图 2—1	1875	1900	1925	1950	1980	2100	2350	3600
E	通向屋外的出线套管至屋外道路的路面	图 2—2	4000	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5500

注 1：110J、220J 系指中性点有效接地系统。
 注 2：海拔超过 1000m 时， A 值应进行修正（参见附录 J）
 注 3：通向屋外配电装置的出线套管至屋外地面的距离，不应小于表 9 中所列屋外部分之 C 值。当为板状遮拦时，其 B_2 值可取 $(A_1 + 30)$ mm。

表 12 油浸式变压器外廓与变压器室四壁的最小净距

单位为毫米

变 压 器 容 量	1000kVA 及以下	1250kVA 及以上
变压器与后壁、侧壁之间	600	800
变压器与门之间	800	1000

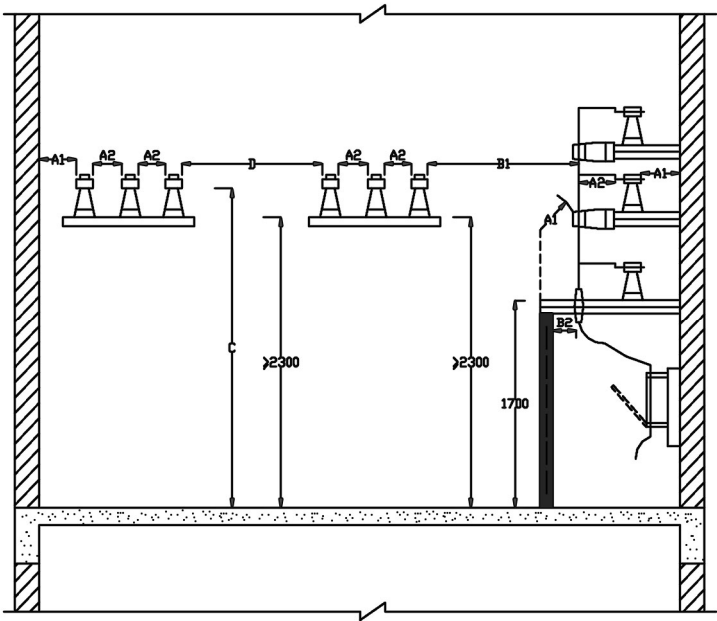


图 2—1 屋内 A_1 、 A_2 、 B_1 、 B_2 、 C 、 D 值校验图

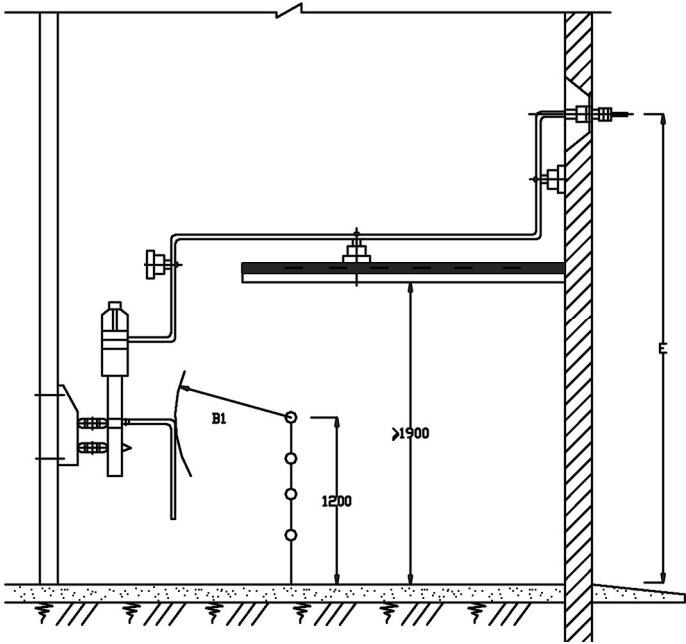


图 2—2 屋内 B 、 E 值校验图

7.4.4 设置于室内的无外壳干式变压器，其外廓与四周墙壁的净距不应小于 600mm。干式变压器之间的距离不应小于 1000mm，并应满足巡视维修的要求。对全封闭型干式变压器可不受上述距离的限制。但应满足巡视维护的要求。

干式变压器可与高、低压配电装置布置于同一室内，也可单独布置于变压器室内，其防护类型有网型、箱型及有机械通风的箱型，也可作敞开式布置（此时也需有防护触及接线端子的遮拦，或布置于单独小室内）。根据干式变压器的特点，安装地点要求通风良好。故设置于屋内的干式变压器，其外廓与墙壁距离不应小于 600mm，干式变压器之间的距离不应小于 1000mm，通道设置及其宽度尚应满足巡视检修的要求。

关于有防护外壳的干式变压器，外廓之间的距离，在《民用建筑电气设计规范》JGJ16—2008 相关规定如下。

表 7.4.4—1 干式变压器外廓（防护外壳）与变压器室墙壁和门的最小净距（m）

项 目	100~1000	1250~2500
干式变压器带有 IP2X 及以下防护等级金属外壳与后壁、侧壁净距	0.6	0.8
干式变压器带有 IP2X 以上防护等级金属外壳与后壁、侧壁净距	0.8	1.0
注：表中各值不适用于制造厂的成套产品		

表 7.4.4—2 干式变压器防护外壳间的最小净距 (m)

项 目	100~1000	1250~2500
变压器侧面具有 IP2X 防护等级及以上的金属外壳	0.6	0.8
变压器侧面具有 IP4X 防护等级及以上的金属外壳	可贴邻布置	可贴邻布置
考虑变压器外壳之间有一台变压器拉出防护外壳	变压器宽度 b 加 0.6	变压器宽度 b 加 0.6
不考虑变压器外壳之间有一台变压器拉出防护外壳	1.0	1.0
注：1 变压器外壳的门应为可拆卸式，当变压器外壳的门为不可拆卸式时其 B 值应是门扇的宽度 C 加变压器宽度 b 之和再加 0.3m。		

7.4.5 屋内配电柜（装置）距屋顶（梁）的距离宜不小于下列数值：

- a) 35kV 及以下为 1.0m（母线桥除外）
- b) 110kV 为 1.5m。
- c) 220kV 为 2.5m。

增加了对 220kV 电压等级的要求。

屋内配电装置距屋顶的距离，既要考虑通风良好，又要满足安装、检修的需要。

7.4.6 配电装置中电气设备的栅状遮拦高度不应小于 1.2m，栅状遮拦最低栏杆至地面的净距不应大于 0.2m。

配电装置中电气设备的网状遮拦高度，不应小于 1.7m，网状遮拦网孔不应大于 40mm×40mm。

栅栏或围栏的门应装锁。

据调查，有些用户变电所屋外配电装置的栅状遮拦（简称栅栏）及其它要求，均不满足本条的规定，应引起注意。1.2m 的栅栏高度是最低要求，因栅栏对带电体的距离 B_1 值是以 750mm 加 A_1 值验算的，在 1.2m 高度时，人已不能弯腰探入栅栏内，当手臂误入栅栏内时，不会超过 750mm，故不致发生危险。

栅条之间的距离，应考虑防止运行人员从栅条间穿越，因此栅条之间的距离不应超过 150mm；栅状遮拦最低栏杆至地面的净距不应大于 0.2m，也是运行经验的总结，曾经发生过运行人员误入栅栏内，险些造成人身事故，因此规定不应大于 0.2m。

围栏系指栅状遮拦、网状遮拦、板状遮拦。

7.4.7 在安装断路器的屋内间隔内除设置网状遮拦外，对就地操作的断路器及隔离开关，应在其操动机构处设置防护隔板，宽度应满足人员操作范围，高度不低于 1.9m。

由于目前在用户中不再使用油断路器。因此，在本规程修改时取消了“油”。

屋内配电装置断路器间隔靠操作走廊，一般均为网状遮拦，为防止运行人员在就地操作时断路器发生事故和隔离开关误操作事故对人员的危险，增加运行人员的安全感，同时又考虑到经济型及通风条件，所以本条规定在运行人员操作的范围内设置人身防护实体隔板，隔板一般采用厚度不小于 2mm 的钢板，宽度以 500mm~600mm 为宜，高度则不低于 1900mm。

7.4.8 配电装置采用金属封闭开关设备时，室内各种通道的最小宽度（净距），不宜小于表 13 所列数值。

表 13 配电装置室内各种信道的最小宽度（净距） 单位为毫米

布置方式	通道分类		
	维护通道	操作通道	
		固定式	移开式
设备单列布置时	800	1500	单车长+1200
设备双列布置时	1000	2000	双车长+900
注 1：通道宽度在建筑物的墙柱个别突出处，允许缩小 200mm。			
注 2：移开式开关柜不需进行接地检修时，其通道宽度可适当减少。			

注 3: 固定式开关柜靠墙布置时, 柜背离墙距离宜取 50mm。

注 4: 当采用 35kV 开关柜时, 柜后通道不宜小于 1000mm。

表中的数值是最小值。由于电压等级不同, 设备型式各异, 具体应用时还需按设备搬运时所需的宽度进行校核, 如不满足要求, 则应适当增大。

对 35kV 移开(中置)式开关柜的操作通道最小宽度, 在我省用户变电所中, 采用 2.2m 至 3m 之间。距运行单位反映, 由于这种断路器检修工作量不大, 在操作通道内检修, 即方便又解决问题。一般 35kV 移开(中置)式开关柜以单列式布置为主, 采用本条规定即单车长加 1200mm 及双车长加 900mm 作为最小距离是能满足要求的。

7.4.9 当采用 35kV 移开(中置)式开关柜且有架空出线时, 柜后通道不应小于 1.8m; 无架空出线时柜后通道不小于 1.0m。

35kV 移开(中置)式开关柜若采用电缆出线时, 则柜后只需留 1m 宽的通道, 作维护检修之用; 若采用架空出线时须在柜后用硬导体引至柜顶上再引出屋内, 故需留出一宽为 0.8m 的廊道给架空出线, 这样柜后留距就不应小于 1.8m。

7.4.10 安装预装箱式变电站、组合式变压器时, 宜使底部高出地面。当安装在室外时, 应高出地面 300mm。

本条的规定, 一是便于油浸式变压器放油和油样的采取, 特别是组合式变压器; 二是安装在室外时防止雨水的冲刷、浸湿。

7.4.11 GIS 两侧应设置安装检修和巡视通道, 主通道宜靠近断路器侧, 宽度应为 2.0m~3.5m; 另一侧通道宜不小于 1.2m, 特殊情况可适当缩小。

为满足安装、检修、运行巡视的要求, 在 GIS 配电装置总布置的两侧应设贯通的信道, 主信道宜设置在靠断路器的一侧, 其通道宽度应满足检修 GIS 配电装置中最大设备单元搬运所需的空间和 SF₆ 气体回收装置所需宽度, 一般情况下宽度应不小于 2m。另一侧的通道供运行巡视用, 其宽度应满足操作巡视和补气装置对每个隔室补气的要求。一般不宜小于 1.2m, 对花很大代价才能做到的特殊情况, 可适当缩小, 但不能小于 0.8m。

7.4.12 GIS 配电装置的间隔宽度、高度, 应根据 GIS 的型式、主变压器布置、进出线方式、安装检修所必须的空间等因素确定。

同一间隔内的 GIS 配电装置, 应避免设备跨土建结构缝布置。

GIS 配电装置的布置与敞开式配电装置有很大的不同, 不可能像敞开式配电装置同一个电压等级其间隔宽度不论采用何种布置大体相同。而 GIS 配电装置的间隔宽度受 GIS 的型式、主变压器标准位置、进出线方式等因素的影响较大, 因此即使同一个电压等级, 其间隔宽度相差很大, 只能根据其布置情况择优选定。

GIS 配电装置是管状式的空间结构, 刚度相对较大, 密封性能要求特别高, 对同一间隔内的断路器而言, 三相的机械同步性能的要求以毫秒计, 如同一间隔跨越土建伸缩缝, 由此产生的不均匀沉陷, 将导致上述性能难以得到保证, 即使在设备上采取措施加以改善, 则付出的代价太大, 是不可取的。因此在布置上同一间隔内的 GIS 配电装置应避免跨越土建结构缝。

7.4.13 GIS 配电装置与相关设备的连接, 包括与变压器、电抗器、电缆和架空线的连接, 选用何种连接方式应根据工程的电气设备总体布置、技术经济合理、安装维修方便、减少施工干扰等诸方面综合比较后确定。

本条规定了 GIS 与相关设备连接的主要方式和选择连接方法的基本原则。

由于总体布置的不同, GIS 与相关设备的连接通常有以下三种方式:

1 GIS 与相关设备用架空线连接。

2 当 GIS 与相关设备毗邻布置或上下重叠布置时, 距离较近, 大多采 SF₆ 管线直接连接。

3 GIS 与相关设备用电力电缆连接。在选用电缆连接时, 除要考虑电缆运行可靠性外, 还应特别注意电缆的防火, 一般应用阻燃电缆。

7.4.14 GIS 配电装置与变压器、电抗器的连接装置不应损坏各自的特性和功能。

本条是对 GIS 与变压器、电抗器连接组件提出的原则要求。其主要内容是连接组件密封性能应满足相应的要求, 使被连接两种设备的绝缘介质不应相互渗漏, 彼此不能相互影响设备的安全运行。同时要求连接件的使用材质性能稳定, 能耐受所连接设备绝缘介质的腐蚀和分解。

7.4.15 GIS 配电装置与电缆的连接

7.4.15.1 GIS 配电装置与电缆的连接应设过渡连接装置。

7.4.15.2 过渡连接装置应符合下列原则：

- a) 过渡连接装置应具有防止两种不同绝缘介质相互渗透的密封装置，并应能承受在各种工况下由于两种绝缘介质产生的压力不同所造成的最大压力差。
- b) 为了现场调试、安装、检修的方便。应设置可拆卸的隔离断口，隔离断口应能承受各种试验电压。
- c) 为防止感应电压、电流的相互影响，GIS 外壳与电缆的外皮间应采用绝缘组件隔离，绝缘组件应能承受在各种运行工况下出现的最大感应电压。
- d) 过渡连接装置在 GIS 侧应有专门的气体隔室，以利电缆终端的安装和检修。

本条是对 GIS 与电缆连接的基本要求。宜采用阻燃性交联聚乙烯电力电缆。

7.4.16 GIS 配电装置与架空线连接

7.4.16.1 GIS 经 SF₆ 管线和 SF₆ / 空气套管分相引出与架空线连接。

7.4.16.2 SF₆ / 空气套管的绝缘水平、爬电比距、承受拉力以及接线端子等要求，应符合有关标准的规定。当使用在超高压时，应特别注意对电晕和无线电干扰水平。

7.4.16.3 SF₆ / 空气套管宜用单独的支架。支架的设计应方便安装检修，并应进行电气距离的校核。

本条是对 GIS 与架空线连接的基本要求。

1 由于 GIS 配电装置间隔设备宽度较小，一般情况下 GIS 的最小间隔宽度约为：

110kV 三相共箱 1.5m；220kV 分相设备间隔宽度 3.0m。而与架空线连接的 SF₆ / 空气套管宽度一般是：110kV 约 8m；220kV 约 13m。因此 GIS 配电装置需要用 SF₆ 管线逐步扩大其相间距离，与 SF₆ / 空气套管相连接以满足上述要求。

2 SF₆ / 空气套管的绝缘水平、泄露比距、机械荷载以及接线端子等均应满足敞开式配电装置的有关规定。

3 SF₆ / 空气套管设单独的支架主要是为便于套管的按照调整。在需要外壳与支架绝缘时也易于处理。

7.4.17 当 GIS、变压器、电抗器、电缆等不属于同一制造厂供货时，应重视 GIS 与变压器、电抗器、电缆等连接部位的协调。

GIS 与变压器、电抗器、电缆等的连接部位，是 GIS 配电装置设计的重要环节，特别是当 GIS、变压器、电抗器、电缆等由不同制造厂供货时，应特别重视 GIS 与变压器、电抗器、电缆等连接部位的协调。曾经发生过因两个制造厂家的分工不明确、技术责任不清而造成在安装或运行中发生问题时，制造厂之间相互推脱责任。因此，在编写 GIS 招标档或技术规范时，必须明确由一方（一般是 GIS 供货方）负责协调，工程设计单位参加。协调项目一般为：

1 明确连接部位各自的技术职责和供货范围。

2 SF₆ 管线与变压器、电缆的具体连接方式、拆卸断口、连接法兰尺寸和螺孔位置的校正以及其它协调的问题。

3 吸收各种误差的措施。

4 防止两种介质相互渗透和漏气的措施。

工程设计单位应根据 1~4 项的内容提出具体要求，以便在协调会上明确各制造厂的技术责任范围。

7.4.18 对气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）配电装置，接地开关的配置应满足运行检修的要求。

与 GIS 配电装置连接并需单独检修的电气设备、母线和出线，均应配置接地开关。一般情况下，出线回路的线路侧接地开关和母线接地开关应采用具有合动稳定电流能力的快速接地开关。110kV~220kV GIS 配电装置母线避雷器和电压互感器可不装设隔离开关。

本条规定了 GIS 配电装置中接地开关的配置原则。在 GIS 配电装置中有两种接地开关，一种是仅作安全检修用的接地开关；另一种相当于接地短路器，它将通过断路器的额定关合电流和电磁感应、静电感应电流。后一种称为快速接地开关。

线路侧的接地开关与出线相连接，尤其是同杆架设的架空线路，其电磁感应和静电感应电流较大，装于该处的接地开关必须具备切、合上述电流的能力。

一般情况下，如不能预先确定回路不带电，出线侧宜装设快速接地开关，快速接地开关应具有合动稳定电流的能力；如能预先确定回路不带电，应设置一般接地开关。

7.4.19 在 GIS 配电装置间隔内，应设置一条贯穿所有 GIS 间隔的接地母线或环形接地母线。将 GIS 配电装置的接地线引至接地母线，由接地母线再与接地网连接。

新增条文。本条引用《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060—2008 第 6.0.6 条以及《高压

《配电装置设计技术规程》DL/T 5352—2006 第 5.2.4 条的规定。

GIS 设备的母线布置方式有两种，一种为三相共箱式，另一种为离相式。由于离相式母线的 GIS 设备，三相母线分别装于不同的母线管里，在正常运行时，外壳有感应电流，感应电流的大小取决于外壳的材料。感应电流会引起外壳及金属结构发热，使设备的额定容量降低，使二次回路受到干扰。因此，GIS 外壳的接地是非常重要的。其接地线必须直接与主接地网连接，不允许组件的接地线串联后接地。

7.4.20 GIS 配电装置宜采用多点接地方式，当选用分相设备时，应设置外壳三相短接线，并在短接线上引出接地线通过接地母线接地。

外壳的三相短接线的截面应能承受长期通过的最大感应电流，并按短路电流校验。当设备为铝外壳时，其短接线宜采用铝排；当设备为钢外壳时，其短接线宜采用铜排。

由于离相式母线的三相感应电流相差 120° ，因此在接地前用一块金属板，将三相母线管的外壳连接在一起然后接地，此时，通过接地线的接地电流只是三相不平衡电流，其值较小。

为了防止 GIS 外壳感应电流通过设备支架、运行平台、扶手和金属管道，其外壳应多点接地。

7.4.21 GIS 配电装置每间隔应分为若干个隔室，隔室的分隔应满足正常运行条件和间隔组件设备检修要求。

GIS 隔室应考虑当间隔组件设备检修时，不影响未检修间隔设备的正常运行。因此，不同压力的设备或需拆除后进行试验测试的设备、可退出后仍能运行的设备等应设置单独隔室；应将内部故障限制在故障隔室内；应考虑全体回收装置的容量和分期安装及扩建的方便。与 GIS 配电装置外部连接的设备应设置单独隔室。

7.4.22 屋内配电装置楼与控制楼距离较近时，宜设置天桥。

本条的规定，是便于变电所运行人员巡视和操作。

7.4.23 配电装置室的建筑，应符合下列要求：

a) 长度大于 7m 的配电装置室，应有两个出口。长度大于 60m 时，宜增添一个出口；当配电装置室有楼层时，一个出口可设在通往屋外楼梯的平台处。

b) 装配式配电装置的母线分段处，宜设置有门洞的隔墙。

c) 充油电气设备间的门若开向不属配电装置范围的建筑物内时，其门应为非燃烧体或难燃烧体的实体门。

d) 配电装置室的门应为向外开的防火门，应装弹簧锁，严禁用门闩；相邻配电装置室之间如有门时，应能向两个方向开启。

e) 配电装置室宜设不能开启的自然采光窗。配电装置室临街一面不宜装设窗户。

f) 配电装置室的耐火等级，不应低于二级。配电装置室的顶棚和内墙应做涂料处理。地（楼）面宜采用高标号水泥抹面并压光，有条件时也可采用水磨石地面。GIS 配电装置室可采用水磨石地面。

g) 配电装置室有楼层时，其楼面应有防渗水措施。

h) 配电装置室宜采用自然通风。当不能满足工作地点对温度的要求或发生事故而排烟有困难时，应装设足够的机械通风装置。

i) 在炎热地区或处于西晒的配电装置室的楼顶屋面等处，应有隔热、遮阳等措施。寒冷地区应有采暖措施。

j) 配电装置室内通道，应保证畅通无阻，不得设立门坎并不应有与配电装置无关的管道通过。变压器室不应通过与变压器无关的管道和明敷线路。

k) 位于配电装置室底层地面的电缆沟，应采取防水、排水措施。

l) 配电装置室的电缆进出口孔洞及楼板和墙壁或门下的孔隙，均应密封。防小动物的铁丝网眼不得大于 $10\text{mm} \times 10\text{mm}$ 。

m) 变（配）电所设置在楼宇内时，应符合本规程第 6.3.3.1 条的规定。

n) 变压器室顶部宜设有吊芯用的钢横梁或设有吊钩等，大型变压器室迎门墙壁的底部宜设置牵引环。

本条是配电装置室对建筑的要求。

1 长度大于 7m 的配电装置室，应有两个出口的规定是考虑到发生事故时，运行人员能迅速离开事故现场，以及便于救护人员接近事故现场，在平日使用上也比较方便。当配电装置长度大于 60m 时，除其端头的出口外，应增加出口，以使从维护走廊、操作走廊或防爆走廊的任一点到出口的距离不大于 30m。

- 2 对装配式配电装置，其母线分段处设置有门洞的隔墙，是便于母线的施工。
- 3 防火的需要，避免充油设备发生事故时，殃及其它建筑物。
- 4 规定门的开启方向是为了当配电室发生事故时，值班人员能迅速通过房门，脱离危险场所。
- 5 采光窗的开启，便于自然采光，也便于停电检修时的检查清扫工作。采用固定的采光窗和临街一面不宜开窗是从安全角度考虑。

开窗的型式，与高压开关柜在室内的布置方式有关，当开关柜为面对面布置时，在操作走道的两端或一端开设，也有在柜后上方墙上开设不能开启的高窗。当开关柜单列靠墙布置时，可在其对面墙上开设。因此开设采光窗并不一定会扩大和增高配电室，以致增加土建投资，所以在没有特殊情况下要考虑开设自然采光窗。

6 耐火等级是《建筑设计防火规范》的规定。地(楼)面采用高标号水泥抹面压光是防止地面起灰，保持室内清洁，以利电气设备的安全运行，有条件时也可采用水磨石地面。

由于 GIS 设备对环境的要求较高，因此规定应采用水磨石地面，四周墙壁应涂漆。若装置间隔较多时，还可设置专用的安装检修场。

- 7 楼层漏水将对电气设备的安全运行带来威胁。
 - 8 配电装置运行时产生一定的热量，采用自然通风可以带走室内的热量和潮气。
- 装设事故排烟装置，是当油断路器发生爆炸事故时，通过排烟装置能较快地抽走烟气，便于迅速进行事故处理。

- 9 无论天气是炎热或寒冷，对电气设备的安全运行都是不利的。因此作出规定。
- 10 不设置门坎是保持通道的畅通，不允许无关的管道通过是为了避免当其它管线损坏和检修时，影响电气设备正常运行。
- 11 变压器室设有吊芯用的钢横梁或吊钩以及设置牵引环。一是便于现场对变压器吊芯（罩）；二是便于大型变压器在变压器室的就位。

7.5 高层民用建筑的变（配）电装置

7.5.1 高层建筑的供电应按高层建筑分类和负荷分级的规定执行, 高层建筑的分类见附录 G。一类高层建筑应按一级负荷要求供电、二类高层建筑应按二级负荷要求供电。

根据 GB 50045—95（2001 年修订版）第 1.0.3 条的规定，高层建筑系指：十层及十层以上的居住建筑(包括首层设置商业服务网点的住宅)和建筑高度超过 24m 的公共建筑。

本条是对高层建筑供电的基本要求。

高层建筑分类如下：

名称	一类	二类
居住建筑	高级住宅 十九层及十九层以上的普通住宅	十层至十八层的普通住宅
公共建筑	1. 医院 2. 高级旅馆 3. 建筑高度超过 50m 或每层建筑面积超过 1000m ² 的商业楼、展览楼、综合楼、电信楼、财贸金融楼 4. 建筑高度超过 50m 或每层建筑面积超过 1500m ² 的商住楼 5. 中央级和省级(含计划单列市)广播电视楼 6. 网局级和省级(含计划单列市)电力调度楼 7. 省级(含计划单列市)邮政楼、防灾指挥调度楼 8. 藏书超过 100 万册的图书馆、书库 9. 重要的办公楼、科研楼、档案楼 10. 建筑高度超过 50m 的教学楼和普通的旅馆、办公楼、科研楼、档案楼等	1. 除一类建筑以外商业楼、展览楼、综合楼、电信楼、财贸金融楼、商住楼、图书馆、书库 2. 省级以下的邮政楼、防灾指挥调度楼、广播电视楼、电力调度楼 3. 建筑高度不超过 50m 的教学楼和普通的旅馆、办公楼、科研楼、档案楼等

- 7.5.2 高层建筑宜采用 10kV 及以上电压等级供电。
- 高层建筑用电负荷较大，应根据所处地区的供电网络的情况采用高压供电。当高层建筑所在区域的系统变电站有供电能力时，采用 10kV 或 20kV 电压等级实行多回路供电，这对供电企业还是对用户来讲，其技术经济性也是比较好。

7.5.3 高层建筑及高层建筑密集地区（A 类配电网）的供电，应结合建筑物结构和当地配电条件综合考虑建设 10kV~20kV 配电所。

在高层建筑及高层建筑密集地区，由于负荷密度高。建设配电所，可以增加出线回路数，以满足

密集区内用户的用电需求。配电所可以设在建筑物内，避免设置户外环网柜。

7.5.4 高层建筑高压配电装置的一次系统接线，可根据用电容量、用电负荷性质和对供电可靠性的要求确定。宜采用以下接线方式之一：

- a) 两段母线之间装设分段断路器。（适用于装设二台及以下主变压器）。
- b) 两段母线之间不装设分段断路器。
- c) 分段单母线环形接线（适用于多电源（多回路）供电及装设三台～四台主变压器）。

本条规定了高层建筑变电所的高压配电装置一次系统接线的三种接线方式。对于一类高层建筑，采用.a)款的接线方式供电可靠性较高，对装有多台变压器的采用 c)款的接线方式为好。

7.5.5 高层建筑应采用变电所方式供电，其所址及配电装置布置应符合本规程的 6.3.3.1 条的规定。

本规程的 6.3.3.1 条，高层建筑变电所的所址及配电装置的布置都作了明确规定。

7.5.6 高层建筑变压器容量的确定，应符合本规程第 8.1.2 条的规定。

高层建筑变压器容量的确定，与其它用户的要求是一致的。本规程 8.1.2 条对此作了明确规定，应遵照执行。

7.5.7 当用户申请容量大于 20MVA 或建筑高度超过 250m 的超高层建筑，其供电电压等级及接入方式，应经有资质的设计单位进行接入系统可行性研究，经评审后确定。

高层建筑申请容量大于 20MVA 一般是超高层建筑。其供电电压等级及接入方式，应根据电网的实际和用电容量，需要进行多方案的技术经济比较，以选择安全、经济、合理、可靠的供电电压和供电回路数。

7.5.8 对高层建筑的电能质量及谐波管理按 DGJ32/J14 的规定执行。

本条是运行经验的总结。高层建筑内谐波源，一是照明用电，；二是电梯用电。据对高层建筑谐波的实测，谐波分量较高，不仅对配电系统带来影响，而且对用户变电所的安全运行也带来威胁。DGJ32/J 14 作了明确规定。

7.5.9 高层建筑中的消防控制室、消防水泵、消防电梯、防排烟设施、火灾自动报警系统、漏电火灾报警系统、自动灭火系统、应急照明、疏散指示标志和电动防火门、窗、卷帘、阀门等消防用电，应按 GB50052、GB50045、GB50116 的规定进行设计。

1 《高层民用建筑设计防火规范》GB 50045—95（2005 年版）第 9.1.1 条，对高层建筑的消防控制室、消防水泵、消防电梯、防烟排烟设施、火灾自动报警、自动灭火系统、应急照明、疏散指示标志和电动的防火门、窗、卷帘、阀门等消防用电，应按其高层建筑的分类，确定其用电负荷级别。一类高层建筑应按一级负荷要求供电，二类高层建筑应按二级负荷要求供电。

2 《高层民用建筑设计防火规范》GB 50045—95(2005 年版)第 9.4.1～9.4.3 条，对火灾自动报警系统的设置规定如下：

1) 建筑高度超过 100m 的高层建筑，除游泳池、溜冰场、卫生间外，均应设火灾自动报警系统。

2) 除住宅、商住楼的住宅部分、游泳池、溜冰场外，建筑高度不超过 100m 的一类高层建筑的下列部位应设置火灾自动报警系统：

- a) 医院病房楼的病房、贵重医疗设备室、病历档案室、药品库。
 - b) 高级旅馆的客房和公共活动用房。
 - c) 商业楼、商住楼的营业厅，展览楼的展览厅。
 - d) 电信楼、邮政楼的重要机房和重要房间。
 - e) 财贸金融楼的办公室、营业厅、票证库。
 - f) 广播电视楼的演播室、播音室、录音室、节目播出技术用房、道具布景。
 - g) 电力调度楼、防灾指挥调度楼等的微波机房、计算机房、控制机房、动力机房。
 - h) 图书馆的阅览室、办公室、书库。
 - i) 档案楼的档案库、阅览室、办公室。
 - j) 办公楼的办公室、会议室、档案室。
 - k) 走道、门厅、可燃物品库房、空调机房、配电室、自备发电机房。
 - l) 净高超过 2.60m 且可燃物较多的技术夹层。
 - m) 贵重设备间和火灾危险性较大的房间。
 - n) 经常有人停留或可燃物较多的地下室。
 - p) 电子计算机房的主机房、控制室、纸库、磁带库。
- 3) 二类高层建筑的下列部位应设火灾自动报警系统：**

- a) 财贸金融楼的办公室、营业厅、票证库。
- b) 电子计算机房的主机房、控制室、纸库、磁带库。
- c) 面积大于 50m² 的可燃物品库房。
- d) 面积大于 500m² 的营业厅。
- e) 经常有人停留或可燃物较多的地下室。
- f) 性质重要或有贵重物品的房间。

注：旅馆、办公楼、综合楼的门厅、观众厅，设有自动喷水灭火系统时，可不设火灾自动报警系统。

3 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116—98 第 9.0.1、9.0.2、9.0.4 条，对火灾自动报警系统的供电电源规定如下。

1) 火灾自动报警系统应设有主电源和直流备用电源。

2) 火灾自动报警系统的主电源应采用消防电源，直流备用电源宜采用火灾报警控制器的专用蓄电池或集中设置的蓄电池。当直流备用电源采用消防系统集中设置的蓄电池时，火灾报警控制器应采用单独的供电回路，并应保证在消防系统处于最大负载状态下不影响火灾报警控制器的正常工作。

3) 火灾自动报警系统主电源的保护开关不应采用漏电保护开关。

4 消防控制室内装置的火灾报警系统等设备，若采用交、直流二种电压供电并同时在同一个设备内的同一接线端子箱（盘）内连接时，应将交、直流端子板（最好将端子装于不同吊装箱）分开布置。若无法分开必须在同一屏（台）端子箱内接线时，就应将二种不同电流（或不同电压）的端子加以安全隔离，把端子板分开布置，并应有明显标志。安全隔离措施是指，用金属板或有机玻璃等绝缘隔板隔断分开，加以隔离以保安全。目前在有的建筑工程中，火灾报警系统设备内，由于交、直流接线端子混乱，使接线交错纵横而造成交流引入直流端子烧坏电子设备的现象出现，应引以为经验教训。

5 应急照明的有关规定如下。

1) 高层建筑的下列部位应设置应急照明：

a) 楼梯间、防烟楼梯间前室、消防电梯间及其前室、合用前室和避难层(间)。

b) 配电室、消防控制室、消防水泵房、防烟排烟机房、供消防用电的蓄电池室、自备发电机房、电话总机房以及发生火灾时仍需坚持工作的其它房间。

c) 观众厅、展览厅、多功能厅、餐厅和商业营业厅等人员密集的场所。

d) 公共建筑内的疏散走道和居住建筑内走道长度超过 20m 的内走道。

2) 疏散用的应急照明，其地面最低照度不应低于 0.5lx。

消防控制室、消防水泵房、防烟排烟机房、配电室和自备发电机房、电话总机房以及发生火灾时仍需坚持工作的其它房间的应急照明，仍应保证正常照明的照度。

3) 除二类居住建筑外，高层建筑的疏散走道和安全出口处应设灯光疏散指示标志。

4) 疏散应急照明灯宜设在墙面上或顶棚上。安全出口标志宜设在出口的顶部；疏散走道的指示标志宜设在疏散走道及其转角处距地面 1.00m 以下的墙面上。走道疏散标志灯的间距不应大于 20m。

5) 应急照明灯和灯光疏散指示标志，应设玻璃或其它不燃烧材料制作的保护罩。

6) 应急照明和疏散指示标志，可采用蓄电池作备用电源，且连续供电时间不应少于 20min；高度超过 100m 的高层建筑连续供电时间不应少于 30min。

7.5.10 一类高层建筑自备发电设备，应设有自动启动装置，并能在 30s 内供电；二类高层建筑的自备发电设备，当采用自启动有困难时，可采用手动启动装置，当电网恢复供电时，机组应能自动停机。

自备发电机组的总开关与电网电源的相应开关之间，应有可靠的闭锁装置，防止向电网倒送电。

1 本条规定了一、二类高层建筑，装设的自备发电机组的基本要求。防止在电网发生事故时，能够确保一级负荷的用电需要。并对自备发电设备的启动时间作了规定。

2 切换时间。对消防扑救来说，切换时间越短越好。据介绍，国外规定的切换时间不超过 15s，考虑目前我国供电技术条件，规定在 30s 以内。

7.5.11 高层建筑的变（配）电所，其变（配）电装置，宜采用小型化移开式或全封闭开关柜成套装置，并采用无油化电气设备。

建筑高度超过 100m 的公共建筑，是否在中间层设变配电所，应根据用电负荷等具体情况，经技术经济比较后确定。

若与供电部门合用时，其配电装置应分别布置，以便于管理。

本条是实践经验的总结。

1 本条规定了高层建筑变（配）电所电气设备选型的要求。由于在高层建筑内建筑面积的限制，

电气设备宜采用小型化的设备，以减少使用面积；采用无油化设备是防火的需要。

2 建筑高度超过 100m 的建筑，为了保证电压质量和用电负荷的需要，一般在适当的楼层设置分变电所，这需要进行技术经济比较，才能确定。

3 高层建筑内的用户变电所与供电企业的变（配）电所分开布置，是运行管理的需要，做到供用双方互不影响。

8 电力变压器

8.1 一般规定

8.1.1 变压器的选用应符合 GB17468 的规定。

《电力变压器选用导则》GB 17468—2008 对电力变压器的选用作了明确规定，主要如下。

1 正常使用条件和特殊使用条件。

1) 正常使用条件：油浸式电力变压器应符合 GB1094.1~GB1094.3 和 GB10237 的规定。

2) 特殊使用条件：如有正常使用条件外，应与制造厂协商并在合同中规定，如：

a) 有害的烟和或蒸气，灰尘过多或带有腐蚀性，易爆的灰尘或气体的混合物、蒸气盐雾、过潮或滴水等。

b) 异常振动、倾斜、碰撞、冲击。

c) 环境温度超过正常使用范围。

d) 特殊的安装位置和空间限制。

e) 特殊的运输条件。

f) 特殊的维护问题。

g) 特殊的工作方式或负载周期，如冲击负载。

h) 不平衡的交流电压或交流系统的电压与实质正弦波有差异；

i) 异常的谐波电流负载，如由半导体或类似元件控制而引起这种情况。过大的谐波电流会引起过量的损耗和异常的发热现象。

j) 多绕组变压器或自耦变压器的特定负载条件（容量输出，绕组负载功率因数和绕组电压）。

k) 励磁电压超过电压的 110%或额定电压与额定频率比值的 110%。

l) 在绝缘设计中需要特殊考虑的异常电压或过电压情况。

m) 异常磁场。

n) 直流偏磁如能。

o) 具有大电流离相封闭母线的大型变压器。应注意具有强磁场的大电流离相封闭母线可能在变压器油箱和外壳以及母线内部产生不希望的环流，若设计时没有采取正确的措施，这些环流产生的损耗会导致温升过高。

p) 并联运行。应注意尽管并联运行不属于特殊使用条件，但当变压器与其他变压器并联运行时，建议用户向制造厂说明。

q) 冷却装置的布置方式和运行方式。

r) 室内布置的通风要求。

2 选用变压器的一般原则。

选用变压器技术参数，应以变压器整体的可靠性为基础，综合考虑技术参数的先进性和合理性、经济性，结合运行方式和损耗评价的方式，提出技术经济指标。同时还要考虑可能对系统安全运行、环保、节材、运输和安装空间等方面的影响。

1) 变压器符合的标准和技术规范

在选用变压器时，应明确变压器应符合的标准（国家标准、行业标准、国际标准和国外标准）名称和代号。

在选用变压器时，用户应明确提出变压器的技术规范和参数，一般应按《油浸电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228、《发电厂和变电所自用三相变压器 技术参数和要求》JB/T 2426、《单相油浸式配电变压器技术参数和要求》JB/T 10317、《油浸式非晶合金铁心配电变压器技术参数和要求》JB/T 10318、《变压器类产品型号编制办法》JB/T 3837 的规定来选择。如有其他要求，应与制造方协商后在合同中规定。

除例行试验外，如果要求变压器重做型式试验项目、特殊试验项目、研究性试验项目，则应在询价和订货时与制造方协商，并在合同中规定。

2) 变压器类型

变压器按用途可分为：升压变压器、降压变压器、配电变压器、联络变压器和厂用变压器；按绕组型式可分为：双绕组变压器、三绕组变压器和自耦变压器；按相数可分为：三相变压器和单相变压器；按调压方式可分为：无调压变压器、有载调压变压器和无励磁调压变压器；按冷却方式分为：自冷变压器、风冷变压器、强迫油循环自冷变压器、强迫油循环风冷变压器、强迫油循环水冷变压器、强迫导向油循环风冷变压器和强迫导向油循环水冷变压器，其对应的产品型号见 JB/T 3837。

3) 额定电压和电压组合

额定电压是指单相或三相变压器线路端子之间指定施加的或空载时感应出的电压。

变压器输入端（降压用变压器）额定电压通常为：6、10、15（20）、35、110、220kV；输出端额定电压通常为：0.4kV、6.3kV、10.5（11）kV、37（38.5）kV。

4) 额定容量

额定容量是指输入到变压器的视在功率值（包括变压器本身吸收的有功功率和无功功率）。选择容量时，应按相应的标准（GB/T 6451、GB/T 10228、JB/T 2426、JB/T 10317 及 JB/T 10318）尽量采用《优先数和优先数系》GB/T 321 中的 R10 优先数系。

5) 短路阻抗

选择短路阻抗时应符合 GB/T 6451、GB/T 10228、JB/T 2426、JB/T 10317 和 JB/T 10318 的要求。

对于高阻抗变压器，可以设置电抗器。电抗器可以置于油箱内或油箱外。

对于高阻抗变压器，是为限制过大的短路电流要求而提高短路阻抗的，对 110kV 和 220kV 城网供电的双绕组变压器，其短路阻抗最好分档，例如：110kV 可分为 10.5%、12.5%、14.5%、16.5%、23%；220kV 可分为 14%、18%、22%、26%。还应考虑系统电压调整率和无功补偿；对于三绕组变压器，提高的是高一低及中一低阻抗，高一中阻抗与常规变压器相同。

6) 三相系统变压器绕组联结方法

一台三相变压器或拟结成三相的单相变压器组，其绕组的联结方法应根据该变压器是否与其他变压器并联运行、中性点是否引出和中性点的负载要求来选择。

联结方法对变压器的设计和所需材料的用量有影响。在某些情况下选择联结方法时，还须考虑铁芯的结构形式和气象条件。如：某些地区特殊接法：10kV 与 110kV 输电系统电压向量差 60° 的电气角，此时可采用 110/35/10kV 电压比与 Ynd11y10 接法的三相三绕组电力变压器；多雷地区可选用 Dy 或 Yz。

尽量不选用全星形接法的变压器，如必须选用（除配电变压器外），应考虑设立单独的三角形接线的稳定绕组。稳定绕组的额定容量一般不超过一次额定容量的 50%，其绝缘水平还应考虑其他绕组的传递过电压。对于联结组标号为 Yyno 的配电变压器，其铁芯不宜采用三相五柱结构。

6) 并联运行的条件

a) 相位关系要相同，即钟时序数要相同。

b) 电压和电压比要相同，允许偏差也相同（尽量满足电压比在允许偏差范围内），调压范围与每级电压要相同。

c) 短路阻抗相同，尽量控制在允许偏差范围 $\pm 10\%$ 以内，还应注意极限正分接位置短路阻抗与极限负分接位置短路阻抗要分别相同。

d) 容量比在 0.5~2 之间。

e) 频率相同。

7) 变压器噪声应符合环境保护要求。

8.1.2 装有两台及以上主变压器的变电所，当断开一台时，其余变压器容量不应小于总负荷的 60%~70%。并应保证一级负荷及二级负荷的用电。

新增条文。本条参照《35~110kV 变电所设计规范》GB 50059—92 第 3.1.3 条的规定编写。

据调查，变压器实际运行的负荷率（运行负荷与额定容量的比值）在 0.5~0.7 之间，绝大多数变电所的负荷率在 50% 左右，变电所的一、二级负荷约占其全部负荷的 30%~80%。安装 2 台主变压器的变电所约占变电所总数的 75% 以上。

当断开 1 台主变压器时，其余主变压器的容量如按能保证 100% 的全部负荷进行选择，则主变压器在正常运行时的负荷率可按下式求得：

$$(n-1) S_e = nKSe$$

式中： S_e ——单台主变压器容量；
 K ——主变压器的负荷率
 n ——主变压器安装台数。

可见，当 $n = 2$ 时，负荷率 $X = 0.5$ ； $n = 3$ 时，负荷率 $K = 0.67$ 。

同样，当断开 1 台主变压器时，其余主变压器的容量如按计入变压器 1.3 倍的过负荷能力后保证 100% 的全部负荷进行选择，则可得：

$$n = 2, K = 0.65;$$

$$n = 3, K = 0.87。$$

分析说明，对安装有 2 台主变压器的变电所，在上述两种情况下，主变压器在正常运行时的负荷率为 0.5~0.65；安装有 3 台主变压器时，其负荷率为 0.67~0.87。对比实际调查的负荷率，说明大多数变压器的实际容量均大于按规范要求的容量，基本上接近按断开 1 台时，其余主变压器能保证 100% 的全部负荷选择的容量。

根据我们的国情，对于大量的中、小型变电所变压器，容量的裕度不宜过大，否则将会大量增加基建投资。因为变压器容量的选择是按设计年限末期（一般按近期 5 年考虑）预测的最大负荷确定，负荷预测很难做到准确，一般均偏大。即使准确，也有很长一段时间处于轻负荷运行状态。由于供电企业对用户的基本电费是按容量或最大需量计算基本电费，增大备用容量，就意味着基本电费的大大增加和建设投资的增加。

综上所述，考虑到本规程的使用覆盖面范围较广，本条对变压器容量的要求予以适当提高。规定在断开 1 台时，其余主变压器的容量应满足下列两个条件：

- 1 不应小于 60% 的全部负荷；
- 2 应保证用户的一、二级负荷。

鉴于目前变压器产品容量是采用 R10 系列分级的，逐级容量的增大系数为 1.259，因此，按保证 60% 全部负荷计算选择时，实际选定的变压器容量可有约 1~1.2 倍的增大，其实际容量可达全部负荷的 60%~72%。

同时，电力变压器运行规程，对不同冷却方式的变压器，规定了允许的过负荷能力和相应时间。一般考虑变压器的短时过负荷能力为 1.3 倍。由于 $1.3 > 1.259$ ，也使变压器的容量约增大一级。

总之，按本条的规定来确定变压器容量，对用户变电所都是恰当的。

8.1.3 在有一、二级负荷及重要用户的变电所中宜装设两台容量相等的主变压器，当技术经济比较合理时，可装设两台以上主变压器，但最多不超过 4 台。

规定装设两台容量相等的变压器，是安全供电的需要。这点对有一、二级负荷的用户及重要用户特别重要。由于此类用户，一般采用双电源（双回路）供电，即使在一台变压器发生故障时，仍能保证对一、二级负荷及重要用户的供电。不超过 4 台的规定也是从变电所的安全运行考虑，对于此类用户，一座变电所的变压器台数增多，在发生事故的情况下，极易波及其它高压电气设备的安全运行。

8.1.4 110kV~220kV 具有三种电压的变电所，如通过主变压器各侧绕组的功率均达到该变压器容量的 15% 以上，主变压器宜采用三绕组变压器或自耦变压器。

自耦变压器具有造价低、损耗小等特点，随着断路器开断电流的提高，线端调压分接开关的采用，自耦变压器已在 110kV~220kV 变电所中使用。因此，对于具有三种电压的变电所，应根据各级的用电容量选择三绕组或自耦变压器。

8.1.5 35kV 及以上主变压器，在电压偏差不能满足要求时，应选用有载调压型变压器。自耦变压器需有载调压时，宜选用中压侧线端调压。

对 35kV 及以上主变压器，考虑到此类用户一般用电负荷较大，便于用户对电压的调整，提高电压质量而做的规定。

鉴于线端调压分接开关的生产供应能力的提高且其调压性能优于中性点调压，故采用有载调压时宜采用线端调压。

对 10kV~20kV 变压器不宜采用有载调压型变压器。对有载调压变压器的使用，在《供配电系统设计规范》GB 50052—2009 第 5.0.6 条做了专门规定。在具体工程中应按此规定执行。

8.1.6 变电所中，主变压器低压侧额定电压为 0.4kV 时，其单台容量不宜大于 1600kVA。当用电设备容量较大、负荷集中且运行合理时，可选用较大容量的变压器。

目前，国内大容量、高分段能力的低压断路器已批量生产，分断能力已达 50~80kA。规定 1600kV·A

的容量界限,是根据变压器产品的国家标准,10(20)/0.4kV 油浸式变压器容量系列最大为 1600kV·A;干式变压器容量系列最大为 3150kV·A 而定。而且,在民用建筑中采用 1600kV·A 以上干式变压器比较多。综合两种型式的变压器容量系列,故推荐变压器单台容量不宜超过 1600kV·A。

又规定“当用电设备容量较大、负荷集中且运行合理时,可选用较大容量的变压器”,即可以采用超过 1600kV·A 的变压器,在高层(超高层)民用建筑中采用 1600kV·A 以上干式变压器比较多。本条的规定是便于可操作性。

8.1.7 应根据变电所所处环境条件选用干式变压器或油浸式变压器。楼宇内变电所应采用干式变压器。

独立式或外附式变电所,在满足防火、防爆要求时,优先采用油浸式变压器。当变电所建在建筑物内或有防火、防爆要求时,应采用干式变压器。

《高层民用建筑设计防火规范》GB 50045—95(2005 年版)第 4.1.2 条对在高层建筑内设置油浸式变压器的规定如下:

1 油浸电力变压器,充有可燃油的高压电容器和多油开关等宜设置在高层建筑外的专用房间内。

当上述设备受条件限制需与高层建筑贴邻布置时,应设置在耐火等级不低于二级的建筑物内,并应采用防火墙与高层建筑隔开,且不应贴邻人员密集场所。

2 当上述设备受条件限制需布置在高层建筑中时,不应布置在人员密集场所的上层、下一层或贴邻,并应符合下列规定。

1) 油浸电力变压器总容量不应超过 1260kV·A,单台容量不应超过 630kV·A,并应符合下列规定。

2) 变压器室应布置在建筑物的首层或地下一层靠外墙部位,.....

3) 变压器室与其它部位之间应采用耐火极限不低于 2.00h 的不燃烧体隔墙和 1.5h 的楼板隔开。在隔墙和楼板上不应开设洞口;当必须在隔墙上开门窗时,应设置耐火极限不低于 1.2h 的防火门窗。

4) 变压器室之间、多油开关室、高压电容器室,应设置防止油品流散的设施。油浸电力变压器下面应设置储存变压器全部油量的事故储油设施。

5) 应设置火灾自动报警系统和除卤代烷以外的自动灭火系统。

根据上述规定,一是对油浸式变压器的容量作了限制,总容量不超过 1250kV·A,单台容量不超过 630kV·A;二是变压器室的设置的防火要求作了明确规定。但在实际的高层民用建筑工程中,其用电容量都是大于 1250kV·A。因此,本条规定了,楼宇内变电所应采用干式变压器,对于高压断路器,都是采用真空断路器或 SF₆ 断路器。

所以,楼宇内变电所应采用无油化的电气设备。

8.1.8 35kV 及以上主变压器的选择应符合下列规定:

a) 应采用节能环保型、低损耗、低噪音的电力变压器。

b) 油浸式变压器应选用 11 型及以上节能型变压器。

c) 干式变压器应选用 10 型及以上节能型变压器。

本条是对 35kV 主变压器选择的基本要求。油浸式变压器选用 11 型及以上,是省政府的规定,节能的需要。

• 2008 年 9 月 1 日开始实施的《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6345—2008,其所列出的变压器性能参数,对照 35kV 级并非是 S11 型变压器的技术参数(110kV、220kV 由于没有 S11 的技术参数,没有对照)。对照 10kV 级油浸式配电变压器的性能参数,是与强制性标准《三相配电变压器能效限定值及节能评价》GB 20052-2006 的“能效限定值”一致,大于 GB 20052 标准规定的“目标能效限定值及节能评价”。但 GB 20052-2006 规定,10kV 配电变压器“能效限定值”只能使用到 2010 年 6 月 30 日。

由于该国家标准是针对全国性的,在使用该标准时,应特别注意。

• 2008 年 12 月 1 日开始实施的《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228—2008,35kV 级所列出的变压器性能参数,对照后是 9 型的性能参数,均大于 10 型干式变压器的技术参数。10kV 级 A 组的性能参数在 30kV·A~160kV·A 容量之间与强制性标准《三相配电变压器能效限定值及节能评价》GB 20052-2006 的“能效限定值”一致,大于该标准规定的“目标能效限定值及节能评价”。但 GB 20052-2006 规定,10kV 配电变压器“能效限定值”只能使用到 2010 年 6 月 30 日。在使用该标准时,也应特别注意。

GB/T 10228—2008 中表 4 的 20kV 级干式配电变压器的性能参数，对照后均大于包封线圈（9 型）、非包封线圈（10 型）干式变压器的性能参数。也大于省公司《20kV 干式变压器技术规范》规定的性能参数。对 20kV 干式变压器性能参数的要求，应按省公司的规定执行。

• 2008 年版的《干式电力变压器技术参数和要求》的标准与 1997 版的老标准相比主要变化如下：

1 将各类非包封线圈变压器和包封线圈变压器的性能参数表分别进行了合并，并对非包封线圈变压器和包封线圈变压器的性能参数不再予以区分。

2 对各类变压器的损耗参数和空载电流分 A、B 两组给出，其中 A 组的空载电流和负载损耗（较比原包封线圈无励磁调压配电变压器）约平均下降 10%，B 组的空载电流和负载损耗（较比原包封线圈无励磁调压配电变压器）约平均下降 20%、负载损耗约平均下降 5%，空载电流约平均下降 20% 以上。

3 增加了 20kV 级无励磁调压干式配电变压器的性能参数。

4 增加了 35kV 级有载调压干式电力变压器的性能参数。

• 2009 年颁布的《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790—2009 国家标准，对电力变压器的能效限定值和能效等级作了规定。

1 电力变压器能效等级分为 3 级，其中 1 级能效最高，损耗最低。

能效限定值与节能评价值是能效标准的两项主要内容，能效限定值是配合我国实施《中华人民共和国节约能源法》中淘汰高耗能产品制度而制定的标准，它是一个强制性指标，如果变压器的损耗高于该指标就被认为是高耗能产品，根据节能法的规定，这种变压器是不能生产或被销售的，凡生产和销售这种高耗能变压器的行为将被认为是违法行为，要受到法律的处罚。所以能效限定值被定义为“在规定测试条件下，允许电力变压器空载损耗和负载损耗的最高标准值”。超过最高标准值加允许偏差的产品即为不合格产品。在此要进一步说明的是，评价空载和负载损耗一般有计算值、标准值和保证值三种参数，经过讨论，为了使本标准与产品性能标准相协调，在本能效标准中采用“标准值”。

节能评价值是实施节能产品认证和政府采购的依据，它是推荐性指标，当变压器的损耗等于或低于所规定的节能评价值时，该变压器就可结合其他指标被节能产品认证机构评定为节能产品。获得节能认证的产品将可享受根据鼓励性节能政策，并进入政府采购目录之中。

2 技术要求

1) 基本要求

因为在评定产品能效水平前，其产品的一般性能和安全性能要达到相关产品标准的要求，所以一般在能效标准中首先规定基本要求。规定此要求的目的是防止企业通过降低产品的一般性能和安全性能来提高产品的能效。也可以说，要达到能效合格的变压器，首先要是产品质量合格的变压器。因此本标准在基本要求中规定：电力变压器的技术要求应符合 GB1094.1 的要求。油浸式电力变压器其他技术参数和技术要求应符合 GB6451，干式电力变压器其他技术参数和技术要求应符合 GB/T10228。

2) 能效参数的确定

国际上对变压器能效的评价使用不同的参数，一些国家，如澳大利亚和美国等使用的效率（%），如欧盟等国家使用的空载损耗（W）和负载损耗（W），而有的国家使用总损耗（W）。

我国变压器产品标准一般采用的是 IEC 标准，所以我国变压器行业已习惯用空载损耗和负载损耗来评价变压器的能效。并且在我国变压器技术发展中，我国变压器能效性能也经历了 S7、S9 和 S11 几个过程。因此，本标准中仍使用空载损耗和负载损耗作为能效的评价参数。从目前节能技术发展走向看，降低空载损耗是今后变压器节能的主要措施，采用空载损耗和负载损耗有利于在今后修订标准时引到企业提高产品的能效水平。

3) 能效等级的确定

能效等级是我国实施能效标识制度的依据，目前我国已在家用电器、冰箱、空调、电动机、高压钠灯等九类产品上实施了能效标识管理制度，国家将通过制定和公布《中华人民共和国实行能源效率标识的产品目录》向社会公告之更多种类的产品实施能效标识制度，凡列入《目录》的产品应当标注统一模式的能效标识，并受到监督。

在我国的能效标准中，能效等级有两种划分结构，一种是划分为 5 级，如家用电器能效标准、室内空调器能效标准，另一种是分为 3 级，如电动机、清水离心泵、双端荧光灯能效标准、高压钠灯能效标准等。在我国，一般家电类产品的能效等级分为 5 级，工业产品分为 3 级。

在 3 级能效等级中，1 级的产品能耗最低，是目前只有极少数企业才能达到的技术水平，它是行业能效水平发展的目标。2 级是国内的先进水平，之后 20% 左右的企业可以达到。3 级是一般水平，在我

国生产和销售的所有产品必须达到的水平。

根据调查数据分析,目前我国生产的电力变压器,76.4%是S9型的,21.3%是S10型的,2.3%是S11型的,这基本符合我国能效等级的比例结构。所以本标准的1级定在S11型的水平,2级定在S10型的水平,3级定在S9型的水平。在标准中,从表1至14给出了不同电压等级,不同类型电力变压器的能效等级。

4) 能效限定值和节能评价值的确定

能效限定值是强制性指标,也是电力变压器进入市场的门槛,它与能效等级的3级是同一个值。节能评价值是推荐性指标,它代表国内先进的水平,它与能效等级2级为同一个值。

5) 江苏省人民政府规定,我省油浸式变压器应采用S11型,也就是GB 24790中规定的1级能效等级。这点,在工程中应予以注意。

8.1.9 6kV~20kV 配电变压器的选择应符合下列规定:

8.1.9.1 三相油浸式变压器:

- a) 应选用11型及以上节能环保型、低损耗、低噪音变压器。
- b) 联结组标号,宜采用Dyn11。
- c) 宜采用少维护、全密封的节能型变压器。

8.1.9.2 三相干式变压器:

- a) 应选用10型及以上节能环保型、低损耗、低噪音变压器。
- b) 联结组标号,宜采用Dyn11。
- c) 与配电装置同室布置的干式变压器,应带有防护等级为IP40的外壳、温控温显装置和风机等。

本条是对6kV~20kV油浸式、干式配电变压器选择的基本要求。

2008年9月1日开始实施的《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6345—2008,所列出的变压器技术参数,对照10kV电压等级并非是S11型变压器的技术参数,20kV油浸式变压器在该标准中没有列出,在该标准中原则提出20kV电压等级变压器的技术参数和要求,可参考35kV电压等级变压器的相关规定,由制造单位和用户协商确定”。因此在使用该标准时,应特别注意。

2008年12月1日开始实施的《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228—2008,所列出的变压器技术参数,对照后也非10型干式变压器的技术参数,在使用该标准时,也应特别注意。

还有一个需要注意的问题,干式变压器的负载损耗是按不同绝缘耐热等级分别列出,一般干式变压器的绝缘耐热等级分为:B级(100℃)、F级(120℃)、H级(145℃)。有些变压器制造厂为了产品竞争的需要,对干式变压器的负载损耗没有按照国家标准规定的“不同绝缘耐热等级下的负载损耗值”的要求,只列出75℃的损耗值。以环氧树脂浇铸干式变压器为例,其绝缘耐热等级为F级(120℃),

(非包封线圈的耐热等级为H(145℃),如列出75℃的负载损耗值将低于120℃值。因此,应将75℃的值换算到120℃的值,按照换算后的损耗值与相应的标准进行对照,看其是否符合要求。换算的方法如下。

以SC10—500/10为例。制造厂样本列出75℃时的负载损耗值为4260W。SC型干式变压器的绝缘耐热等级为F级(120℃),换算至120℃时的损耗值为:

$$\frac{235 + 125^{\circ}\text{C}}{235 + 75^{\circ}\text{C}} = 1.145$$

$$4260\text{W} \times 1.145 = 4878\text{W}。$$

对照GB 20052-2006规定的干式变压器的“目标能效限定值及节能评价值”为4880W。

4878W≈4880W,该变压器负载损耗值符合要求。

目前省内已有制造厂生产SCB11的干式配电变压器。在工程中建议选用。

8.1.10 变压器在安装前或安装后,应按GB50150的规定的进行交接试验。其6kV~20kV变压器还应进行变压器特性参数的测量,达不到国家标准、江苏省地方标准及有关规程、规范规定时,不得投入运行。

本条规定的,对6kV~20kV变压器还应进行变压器特性参数的测量,是实践经验的总结,是防止伪劣产品进入电网的有力举措,能够防止伪劣产品接入电网。由于省政府规定应采用11型及以上的油浸式变压器,因此,对9型的变压器不能继续使用(强制性国家标准规定,9型油浸式变压器、8型干式变压器只能使用到2010年6月30日),而大量更换下的7型、9型的变压器被回收,一些变压器制

造厂为了降低成本，采用偷梁换柱的手法，采用了被回收的 9 型的变压器铁芯；或者对 7 型的铁芯更换部分导磁率的硅钢片，冒充 11 型的变压器销售给供电企业和用户，违背了节能、减排方针的贯彻执行。针对出现的这种情况，省公司规定了，配电变压器在交接试验时，必须进行变压器特性参数（负载损耗、空载损耗）的测量，对不符合 11 型标准的变压器不得投入电网使用。为此，省公司还配备了“变压器特性参数检测仪”供营销部门使用。从各地对新投运的配电变压器检测情况看，也发现了少数变压器制造厂销售的变压器特性参数不符合 11 型的要求。对干式变压器也是如应进行特性参数的测量。我省规定对干式变压器应采用 10 型及以上的产品。

《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006，变压器在安装前、后，需要进行交接试验的项目，都作了具体规定如下。

一 试验项目

- 1 绝缘油试验或 SF₆ 气体试验。
- 2 测量绕组连同套管的直流电阻。
- 3 检查所有分接头的电压比。
- 4 检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性。
- 5 测量与铁芯绝缘的各紧固件（连接片可拆开者）及铁芯（有外引接地线的）绝缘电阻。
- 6 非纯瓷套管的试验。
- 7 有载调压切换装置的检查 and 试验。
- 8 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数。
- 9 测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 tanδ。
- 10 测量绕组连同套管的直流泄漏电流。
- 11 变压器绕组变形试验。
- 12 绕组连同套管的交流耐压试验。
- 13 绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电试验、
- 14 额定电压下的冲击合闸试验。
- 15 检查相位。
- 16 测量噪音。

注：除条文规定的原因外，各类变压器试验项目按下列规定进行：

- ① 容量为 1600kV·A 及以下油浸式电力变压器的试验，可按第 1、2、3、4、5、6、7、8、12、14、15 款的规定进行
- ② 干式变压器的试验，可按第 2、3、4、5、7、8、12、14、15 款的规定进行。
- ③ 变流、整流变压器的试验可按第 1、2、3、4、5、7、8、12、14、15 款的规定进行。
- ④ 电炉变压器的试验，可按第 1、2、3、4、5、6、7、8、12、14、15 款的规定进行。
- ⑤ 穿芯式电流互感器、电容型套管应分别按照该规范第 9 章、第 16 章的试验项目进行试验。
- ⑥ 分体运输、现场组装的变压器应由订货方见证出厂试验项目，现场试验按本标准执行。

二 油浸式变压器中绝缘油及 SF₆ 气体绝缘变压器中 SF₆ 气体的试验，应符合下列规定。

- 1 绝缘油的试验类别，应符合本规程表 8.1.10—2 的规定；试验项目及标准应符合本规程表 8.1.10

—1 的规定：

表 8.1.10—1 绝缘油的试验项目及标准

序号	项 目	标 准	说 明
1	外 状	透明无杂质或悬浮物	外观目视
2	水溶性酸 (pH) 值	> 5.4	按《运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法（比色法）GB/T7598 中的有关要求
3	酸值, mgKOH/g	≤ 0.03	按《运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法（比色法）GB/T7598 中的有关要求
4	闪点（闭口）（℃）	不低于 DB-10 DB-25 DB-45 140 140 135	按《石油产品闪点测定法（闭口杯法）》GB261 中的有关要求
5	水份 (mg/L)	500kV: ≤ 10 220~330kV: ≤ 15 110kV 及以下电压等级: ≤ 20	按《运行中变压器油水分含量测定法（库仑法）》GB/T7600 或《运行中变压器油水分含量测定法（气相色谱法）》GB/T7601 中的有关要求
6	界面张力 (25℃) (mN/m)	≥ 35	按《石油产品油对水接口张力测定法（圆杯法）》GB/T6541 中的严格要求
7	介质损耗因素 tan δ (%)	90℃时, 注入电气设备前 ≤ 0.5 注入电气设备后 ≤ 0.7	按《液体绝缘材料工频相对介电常数、介质损耗因素和体积电阻率的测量》GB/T5654 中的严格要求
8	击穿电压	500kV: ≥ 60kV	1 按《绝缘油 击穿电压测定法》GB/T507 或《电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法》DL/T429.9 中的有关要求 2 油样应取自被试设备；

		330kV: ≥ 50 kV 6~220kV: ≥ 40 kV 35kV 及以下电压等级: ≥ 35 kV	3 该指标为平板电极测定值, 其它电极可按《运行中变压器油质量标准》GB/T7595 及《绝缘油 击穿电压测定法》GB/T507 中的有关要求 进行试验; 4 注入设备的新油均不应低于本标准
9	体积电阻率 (体积分数)	$\geq 6 \times 10^{10}$	按《液体绝缘材料工频相对介电常数、介质损耗因素和体积电阻率的 测量》GB/T5654 或《绝缘油体积电阻率测定法》DL/T421 中的严格要求 进行试验
10	油中含气量 (%) (体积分数)	330~500kV: ≤ 1	按《绝缘油中含气量测定 真空压差法》DL/T423 或《绝缘油中含气量 测定法 (二氧化碳洗脱法)》DL/T450 中的有关要求 进行试验
11	油泥和沉淀物 (%) (质量分数)	≤ 0.02	按《石油产品和添加剂机械杂质测定法 (重量法)》GB/T511 中的有关 要求进行试验
12	油中溶解气体组 分含量色谱分析	见本标准有关章节	按《变压器油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法》GB/T17623、《变 压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T7252 及《变压器油中溶解气体 分析和判断导则》DL/T722 中的有关要求 进行试验

表 8.1.10—2 电气设备绝缘油试验分类

试验类别	适用范围
击穿电压	1 6kV 以上电气设备内的绝缘油或新注入上述设备前、后的绝缘油; 2 对下列情况之一者, 可不进行击穿电压试验: (1) 35kV 以下互感器, 其主绝缘试验已合格的; (2) 15kV 以下油断路器, 其注入新油的击穿电压已在 35kV 及以上的; (3) 按本标准有关规定不需取油的。
简化分析	1 准备注入变压器、电抗器、互感器、套管的新油, 应按表 8.1.8—1 中的第 2~9 项的规定进行; 2 准备注入油断路器的新油, 应按表 8.1.8—1 中的第 2、3、4、5、8 项规定进行。
全分析	对油的性能有怀疑时, 应按表 8.1.8—1 中的全部项目进行。

2 油中溶解气体的色谱分析, 应符合下列规定。电压等级在 110kV 及以上的变压器, 应在注油静置后、耐压和局部放电试验 24h 后、冲击合闸及额定电压下运行 24h 后, 各进行一次变压器器身内绝缘油的油中溶解气体的色谱分析。试验应按现行国家标准《变压器油中溶解气体分析和判断导则》GB/T7252 进行。各次测得的氢、乙炔、总烃含量, 应无明显差别。新装变压器油中 H_2 与烃类气体含量 ($\mu\text{L/L}$) 任一项不宜超过下列数值:

总烃: 20, H_2 : 10, C_2H_2 : 0

3 油中微量水分的测量, 应符合下述规定: 变压器油中的微量水分含量, 对电压等级为 110kV 的, 不应大于 20mg/L; 220kV 的, 不应大于 15mg/L。

4 对 SF_6 气体绝缘的变压器应进行 SF_6 气体含水量的校验及检漏: SF_6 气体含水量 (20℃的体积分数) 一般不大于 250 $\mu\text{L/L}$ 。变压器无明显泄漏点。

三 测量绕组连同套管的直流电阻, 应符合下列规定。

1 测量应在各分接头的所有位置上进行。

2 1600kV·A 及以下容量等级三相变压器, 各相测得值的相互误差值应小于平均值的 4%, 线间测得值的相互误差值应小于平均值的 2%; 1600kV·A 以上三相变压器, 各相测得值的相互误差值应小于平均值的 2%, 线间测得值的相互误差值应小于平均值的 1%。

3 变压器的直流电阻, 与同温下产品出厂实测数值比较, 相应变化不应大于 2%; 不同温度下电阻值按照下式换算。

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{T + t_2}{T + t_1}$$

式中 R_2 、 R_1 —— 分别为温度在 t_1 、 t_2 (℃) 时的电阻值 (Ω);

T —— 计算常数, 铜导线取 235, 铝导线取 225。

4 由于变压器结构等原因, 差值超过上述第 2 款时, 可只按上述第 3 款进行比较, 但应说明原因。

四 检查所有分接头的电压比, 与制造厂铭牌数据相比应无明显差别, 且应符合电压比的规律; 电压等级在 220kV 及以上的电力变压器, 其电压比的允许误差在额定分接头位置时为 $\pm 0.5\%$ 。

注: “无明显误差”可按如下考虑:

1 电压等级在 35kV 以下, 电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为 $\pm 1\%$ 。

2 其它所有变压器额定分接下电压比允许偏差为 $\pm 0.5\%$ 。

3 其它分接的电压比应在变压器阻抗电压值 (%) 的 1/10 以内, 但不得超过 $\pm 1\%$ 。

五 检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性, 必须与设计要求及铭牌上的标记和外壳上的符号相符。

六 测量与铁芯绝缘的各紧固件 (连接片可拆开者) 及铁芯 (有外引接地线的) 绝缘电阻, 应符

合下列规定。

1 进行器身检查的变压器，应测量可接触到的穿芯螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁芯、油箱及绕组压环的绝缘电阻。但轭铁梁及穿芯螺栓一端与铁芯连接时，应将连接片断开后进行试验。

2 不进行器身检查的变压器或进行器身检查的变压器，所有安装工作结束后应进行铁芯和夹件（有外引接地线的）绝缘电阻测量。

3 铁芯必须为一点接地；对变压器上有专用的铁芯接地线引出套管时，应在注油前测量其对外壳的绝缘电阻。

4 采用 2500V 兆欧表测量，持续时间为 1min，应无闪络及击穿现象。

七 有载调压切换装置的检查和试验，应符合下列规定。

1 变压器带电前应进行有载调压切换装置切换过程试验，检查切换开关切换触头的全部动作顺序，测量过渡电阻阻值和切换时间。测得的过渡电阻阻值、三相同步偏差、切换时间的数值、正反相切换时间偏差均符合制造厂技术要求。由于变压器结构及接线原因无法测量的，不进行该项试验。

2 在变压器无电压下，手动操作不少于 2 个循环、电动操作不少于 5 个循环。其中电动操作时电源电压为额定电压的 85% 及以上。操作无卡涩、连动程序。电气和机械限位正常。

3 循环操作后进行绕组连同套管在所有分接下直流电阻和电压比测量，试验结果应符合上述第三、四条的要求。

4 在变压器带电条件下进行有载调压开关电动操作，动作应正常。操作过程中，各侧电压应在系统电压允许范围内。

5 绝缘油注入切换开关油箱前，其击穿电压应符合表 8.1.10—1 的规定。

八 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数，应符合下列规定。

1 绝缘电阻值不低于产品出厂试验值的 70%。

2 当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，可按表 8.1.10—3 换算到同一温度时的数值进行比较。

表 8.1.10—3 油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数 A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

注：1 表中 K 为实测温度减去 20℃ 的绝对值。

2 测量温度以上层油温为准。

当测量绝缘电阻的温度差不是表中所列数值时，其换算系数 A 可用线性插入法确定，也可按下述公式计算：

$$A = 1.5^{K/10}$$

校正到 20℃ 时的绝缘电阻值可用下述公式计算：

当实测温度为 20℃ 以上时：

$$R_{20} = AR_t$$

当实测温度为 20℃ 以下时：

$$R_{20} = R_t / A$$

式中 R_{20} —— 校正到 20℃ 时的绝缘电阻值 (MΩ)；

R_t —— 在测量温度下的绝缘电阻值 (MΩ)。

3 变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 4000kV·A 及以上时，应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下应不小于 1.3；当 R_{60s} 大于 3000 MΩ 时，吸收比可不作考核要求。

4 变压器电压等级为 220kV 及以上且容量在 120MV·A 及以上时，宜用 5000V 兆欧表测量极化指数。测得值与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不小于 1.3；当 R_{60s} 大于 10000 MΩ 时，极化指数可不作考核要求。

九 测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$ ，应符合下列规定。

1 当变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 8000kV·A 及以上时，应测量介质损耗角正切值 $\tan\delta$ ；

2 被测绕组的 $\tan\delta$ 值不应大于产品出厂试验值的 130%；

3 当测量时的温度与出厂试验温度不符合时，可按表 8.1.10—4 换算到同一温度时的数值进行比

较。

表 8.1.10—4 介质损耗角正切值 $\tan\delta$ (%) 温度换算系数

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.7

注：1 表中 K 为实测温度减去 20℃ 的绝对值。

2 测量温度以上层油温为准。

3 进行较大的温度换算且试验结果超过本条第 2 款规定时，应进行综合分析判断。

当测量绝缘电阻的温度差不是表中所列数值时，其换算系数 A 可用线形插入法确定，也可按下述公式计算：

$$A = 1.3^{K/10}$$

校正到 20℃ 时的介质损耗角正切值可用下述公式计算：

当实测温度为 20℃ 以上时：

$$\tan\delta_{20} = \tan\delta_t / A$$

当实测温度为 20℃ 以下时：

$$\tan\delta_{20} = A \tan\delta_t$$

式中 $\tan\delta_{20}$ —— 校正到 20℃ 时的介质损耗角正切值；

$\tan\delta_t$ —— 在测量温度下的介质损耗角正切值。

十 测量绕组连同套管的直流泄漏电流，应符合下列规定。

1 当变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 8000kV·A 及以上时，应测量直流泄漏电流；

2 试验电压标准应符合表 8.1.10—5 的规定。当施加试验电压达 1min 时，在高压端读取泄漏电流。泄漏电流值不宜超过表 8.1.10—6 的规定。

表 8.1.10—5 油浸电力变压器直流泄漏试验电压标准

绕组额定电压 (kV)	6~10	20~35	63~330	500
直流试验电压 (kV)	10	20	40	60

注：1 绕组额定电压为 13.8kV 及 15.75kV 时，按 10kV 级标准；18kV 时，按 20kV 级标准。
2 分级绝缘变压器仍按被试绕组电压等级的标准

表 8.1.10—6 油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值

额定电压 (kV)	试验电压峰值 (kV)	在下列温度时的绕组直流泄漏电流值 (uA)							
		10℃	20℃	30℃	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
2~3	5	11	17	25	39	55	83	125	178
6~15	10	22	33	50	77	112	166	250	356
20~35	20	33	50	74	111	167	250	400	570
63~330	40	33	50	74	111	167	250	400	570
500	60	20	30	45	67	100	150	235	330

十一 变压器绕组的变形试验，应符合下列规定。

1 对于 35kV 及以下电压等级变压器，宜采用电压短路阻抗法；

2 对于 66kV 及以上电压等级变压器，宜采用频率响应法测量绕组特征图谱。

十二 绕组连同套管的交流耐压试验，应符合下列规定。

1 容量为 8000kV·A 以下、绕组额定电压在 110kV 以下的变压器，线端试验应按表 8.1.10—7—1 进行交流耐压试验。

2 容量为 8000kV·A 及以上、绕组额定电压在 110kV 以下的变压器，在有试验设备时，可按表 8.1.10—7—1 试验电压标准，进行线端交流耐压试验。

3 绕组额定电压为 110kV 及以上的变压器，其中性点应进行交流耐压试验，试验耐受电压标准为出厂试验电压值的 80%（见表 8.1.10—7—2）。

4 交流耐压试验可以采用外施工频电压试验的方法，也可采用感应电压试验的方法。

试验电压波形尽可能接近正弦，试验电压值为测量电压的峰值除以 $\sqrt{2}$ ，试验时应在高压端监测。

外施交流电压试验电压的频率应为 45~65Hz，全电压下耐受时间为 60s。

感应电压试验时，为防止铁芯饱和及励磁电流过大，试验电压的频率大于额定频率。除另有规定，当试验电压频率等于或小于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间为 60s；当试验电压频率大于 2 倍额定频率时，全电压下试验时间为：

$$120 \times \frac{\text{额定频率}}{\text{试验频率}} \text{ (S)}, \text{ 但不少于 } 15\text{s}$$

表 8.1.10—7—1 电力变压器和电抗器交流耐压试验电压标准 (kV)

系统标称电压	设备最高电压	交流耐受电压	
		油浸式电力变压器和电抗器	干式电力变压器和电抗器
< 1	≤ 1.1	—	2.5
3	3.6	14	8.5
6	7.2	20	17
10	12	28	24
15	17.5	36	32
20	24	44	43
35	40.5	68	60
66	72.5	112	—
110	126	160	—
220	252	(288)	—
		316	
500	550	(504)	—
		544	

注：1 上表中，变压器试验电压是根据现行国家标准《电力变压器 第 3 部分：绝缘水平和绝缘试验和外绝缘空气间隙》GB1094.3 规定的出厂试验电压乘以 0.8 制定的。
2 干式变压器出厂试验电压是根据现行国家标准《干式电力变压器》GB6450 规定的出厂试验乘以 0.8 制定的。

表 8.1.8—7—2 额定电压 110kV 及以上的电力变压器中性点交流耐压试验电压标准 (kV)

系统标称电压	设备最高电压	中性点接地方式	出厂交流耐受电压	交接交流耐受电压
110	126	不直接接地	95	76
220	252	直接接地	85	68
		不直接接地	200	160
500	550	直接接地	85	68
		经小阻抗接地	140	112

十三 绕组连同套管的长时间感应电压试验带局部放电测量 (ACLD)：电压等级 220kV 及以上，在新安装时，必须进行局部放电试验。对于电压等级为 110kV 的变压器，当对绝缘有怀疑时，应进行局部放电试验。

十四 在额定电压下对变压器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，应无异常现象；冲击合闸宜在变压器高压侧进行；对中性点接地的电力系统，试验时变压器中性点必须接地；发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器，可不进行冲击合闸试验。无电流差动保护的干式变压器可冲击 3 次。

十五 检查变压器的相位，必须与电网相位一致。

8.1.11 当变电所为全户内型式时，35kV 及以上变压器应单独设置变压器室。

本条是运行经验的总结。对于用户来讲，由于 35kV 及以上变压器的重要性，特别是装设两台及以上变压器时，当一台变压器发生严重故障（事故）时，极易引发火灾事故，这样不会波及到另一台变压器的正常运行；另外也便于对变压器的正常检修和事故处理的安全，因此规定了需要单独设置变压器室。

8.1.12 变压器室的门、栅栏门应写或悬挂“止步，高压危险！”的标示牌。多台变压器及变压器室应统一标注名称、编号，并将其清楚地写在变压器室的门或栅栏上。

本条的规定是安全运行的需要，是为了防止工作人员误入带电设备，而发生人身触电伤亡事故的需要。

8.1.13 变压器室宜采用自然通风，并在底部进风。当自然通风无法满足通风要求时，可增设机械通风装置。

夏季的排放温度不宜高于 45℃，其变压器室下部入口空气温度与上部出口温度之差不应大于 15℃。变压器室的通风系统不应与其它通风系统相连通。

变压器室应有良好通风装置的目的，在于排除变压器在运行过程中散出的热量，以保证变压器在一年中任何季节均能在额定负荷下安全运行和有正常的使用寿命。

实践证明，对于需要排除余热的场所，自然通风是一种效果良好、经济可靠的通风方式。因此在设计通风装置时，首先应考虑采用自然通风，只有在自然通风不能满足排除变压器全部发热量或由于客观条件的限制而不能采用自然通风时，才采用其它的通风方式。

根据多年运行经验，按排风温度不高于+45℃，进风和排风温差不大于 15℃设计，运行情况一般反映良好。

规定变压器室的通风系统不应与其它通风系统相连通，是为了防止在变压器发生事故时，需要事故排烟时，不造成事故的扩大。这点，对建筑内的变电所特别重要。

根据运行经验，变压器室采用从底部进风，对变压器的散热效果较好，变压器室进、出风窗的面积之比宜为 2: 1。

变压器室通风口的面积计算公式：

1 进出风口面积相等时：

$$F_j = F_c = (K \cdot P) / (4 \cdot \Delta t) \sqrt{\Sigma \varepsilon / h \cdot y_D (r_j - y_D)}$$

2 进出风口面积不相等时：

$$F_j = (K \cdot P) / (4 \cdot \Delta t) \sqrt{\varepsilon_j + a^2 \varepsilon_c / h \cdot y_D (r_j - y_D)}$$

$$F_c = F_j / a$$

式中： $\Sigma \varepsilon$ —— 进出风口局部阻力系数之和；

F_j —— 进风口面积 (m²)；

F_c —— 出风口面积 (m²)；

P —— 变压器全部损失 (kW)；

K —— 修正系数 (一般取 1.05~1.08)；

Δt —— 出风口与进风口空气的温度差 (℃)；

ε_j —— 进风口的局部阻力系数 (一般取 1.4)；

ε_c —— 出风口的局部阻力系数 (一般取 2.3)；

y_D —— 平均空气容重 (kg/m³)；

r_j —— 进风口空气容重 (kg/m³)，(30℃时为 1.165)；

r_c —— 出风口空气容重 (kg/m³)，(45℃时为 1.11)；

a —— 进出风口面积之比：

出风口面积为进风口面积 1.5 倍时 $a=0.667$ ；

h —— 室内空气柱的高度 (m)。

8.1.14 室外油浸式变压器的安装，应尽可能避开附近厂房或居民住房的门或窗。

本条的规定是安全和环保的需要。

8.1.15 油浸式变压器在变压器室宽面推进时，变压器低压侧一般应向外；窄面推进时，储油柜侧宜向外。

本条的规定，一是安全的需要，变压器高压侧在内，低压侧向外，保证了运行人员巡视时的安全；二是便于对储油柜油面的检查（变压器油面在低压侧方向），在窄面推进布置时，如无法看到油面，可在油面侧装设反光镜，以便于对油面的监视；三是当变压器高压侧采用电力电缆连接时，电缆可以固定在墙上安装，保证了在变压器检修、试验时不需要拆卸电力电缆。

8.1.16 油浸式变压器到达现场后，应进行吊芯或吊罩检查。当满足下列条件之一时，可不进行：

a) 制造厂规定不作吊芯（罩）检查者。

b) 容量为 1000kVA 及以下，运输过程中无异常情况者。

c) 就地产品仅作短途运输的变压器，如果事先参加了制造厂的器身总装，质量符合要求，且在运输过程中进行有效的监督，无紧急制动、剧烈振动、冲撞或严重颠簸等异常情况者。

本条规定了，只有在满足三个条件时可以在变压器安装时，不作吊芯（吊罩）检查。

关于变压器到达现场后的器身检查，有各种不同的意见和执行情况：

1 在以往变压器器身检查中，曾发生过紧固件松动、铁芯多点接地、油箱内遗留杂物、内部不干净以及在运输中经受剧烈冲击造成器身位移、绝缘板断裂，更加严重的如一台 35kV 变压器在吊芯时发现散架的情况。所以有些单位要求变压器到达现场后都需进行器身检查。

2 有些单位认为在变压器无异常情况时，无需对器身进行检查。

3 参加制造厂的总装工作,确认质量到达要求,并在运输中作了有效监视(押运)无异常情况时,即使经过长途运输,也不再进行器身检查。

考虑了上述的意见,认为现场不进行器身检查的安装方法是个方向,并促进制造厂保证制造质量,但就目前制造工艺的情况,仍应持慎重态度,以保安全,仍规定应进行器身检查,但根据以往的实践,也明确了可不进行器身检查的条件。

对于 8000kV·A 及以上大型变压器的运输,GBJ147 第 2.1.1 条,作了明确规定。

对利用滚轮在铁路专用线作短途运输,其速度为 0.2km/h。

装在拖车上由公路运输的车速,应按制造厂的规定。GB6451 的对 110kV、220kV 变压器的运输要求,作了明确规定如下:

110kV 级 31500kVA 及以上变压器,在运输中应装设三维冲撞记录仪;变压器应能承受的水平运输冲撞加速度为 30m/s^2 (在运输中论证);

220kV 级变压器,在运输中应装设三维冲撞记录仪;变压器应能承受的水平运输冲撞加速度为 30m/s^2 (在运输中论证);

8.1.17 油浸式变压器安装,应使能在带电情况下便于检查温度、油位、气体继电器和取油样等工作,必要时应装设固定梯子。其进出线的安装,应便于变压器试验、拖运和吊芯(罩)检查。

本条是运行经验的总结。

油浸式变压器在运行中要检查油温、油位、气体继电器和取油样等工作。因此,在变压器安装时,就要考虑为运行服务,便于对变压器运行状态的监视。对 35kV 及以上变压器,宜在储油柜侧装设固定爬梯(但要在爬梯上装设安全标志牌),以便于在变压器发生事故后对气体继电器内气体的采集。

温度计一般装设在变压器本体上,特别是安装在变压器室内时,要将温度计装设在便于监视的位置。

8.2 油浸式变压器的安装

8.2.1 变压器基础的轨道应水平,轨距与轮距应配合;装有气体继电器的变压器,应使其顶盖沿气体继电器气流方向有 $1\%\sim 1.5\%$ 的升高坡度(制造厂规定不需安装坡度者除外)。当与封闭母线连接时,其套管中心线应与封闭母线中心线相符。

装有滚轮的变压器,滚轮应转动灵活,在变压器就位后,应将滚轮用能拆卸的制动装置加以固定。

装有气体继电器的变压器,当变压器内部故障时,为了使气体能顺利地进入气体继电器,使其发出信号或跳闸,故规定了应使其顶盖沿气体继电器方向有 $1\%\sim 1.5\%$ 的升高坡度。近年来引进的国外变压器,均不要求安装坡度,国内目前生产的高电压、大型变压器在结构上作了修改,也不要求安装坡度,故本条中又规定“制造厂规定不需安装坡度者除外”。

8.2.2 气体继电器与储油柜之间的油管上应装设阀门;气体继电器应水平安装,观察窗应便于检查,指示用的箭头符号应指向储油柜。气体继电器(包括有载调压开关的气体继电器)安装前应经校验、整定。

装设阀门是便于拆卸气体继电器,阀门应装设在靠储油柜侧。由于气体继电器内部结构的原因,气体继电器本体上都标有箭头符号,是提醒其安装时的方向。如果箭头方向指向变压器,那么气体继电器在运行中将不起作用。另外还要注意的,阀门一定要打开,否则也起不到作用。

气体继电器的型号有两种,QJ—50,用于 6300kVA 以下变压器,连接管径为 $\Phi 50$;QJ—80,用于 7500kVA 及以上变压器,连接管径为 $\Phi 80$ 。

气体继电器的触点容量在交流 220V 或 110V 时不小于 66VA,直流有感负载时,不小于 15W。

安装前校验、整定是保证气体继电器动作正确。积聚在气体继电器的气体数量达到 250mL~300mL 或油速在整定范围内时,应分别接通相应的触点。根据《电力变压器检修导则》DL/ 573—95 第 7.8.3 条规定,气体继电器对流速一般要求:自冷式变压器为 $0.8\sim 1.0\text{m/s}$;强油循环变压器为 $1.0\sim 1.2\text{m/s}$;120MVA 以上变压器为 $1.2\sim 1.3\text{m/s}$ 。

装设有载调压开关的变压器,在有载调压开关本体上也装有气体继电器,连接管径为 25mm,其流速整定为 1.0m/s 。

8.2.3 吸湿器与储油柜间连接管的密封应良好,干燥剂处于干燥状态,各出气孔洞应通畅,油封内油位应在油面线上。储油柜上应注明变压器油的种类。

对吸湿器油封油位的要求,是为了清除吸入空气中的杂质和水分。需要注意的是,对于胶囊式变压器,有些产品为使胶囊易于伸缩呼吸,规定不要油封,或少放油,则应按产品的技术要求进行。

在吸湿器安装后,要检查下部的油杯,应加绝缘油。其目的是空气先经过绝缘油后,再进入储油

柜。

8.2.4 密封式变压器或 800kVA 及以上的变压器均应装有压力保护装置，其触点宜作用于信号。

过去变压器是装设安全气道（防爆管）。近十几年来，大型变压器改为密封结构，不再装设安全气道，而是采用压力释放保护装置。当变压器发生故障时，内部压力达到 0.05Mpa 时，压力释放保护装置动作，对变压器进行了保护。

压力释放保护装置带有一对电触点，当其动作时接通，它反映变压器内部压力的突变。但是，由于该装置不同于压力继电器，在结构和可靠性上还有一些问题，曾发生接跳闸后误动，因此宜作用于信号。

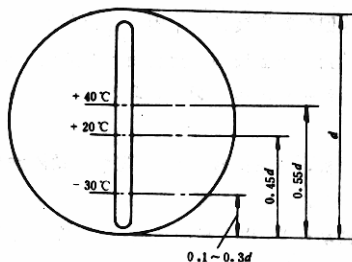
安装压力释放保护装置时，应注意方向，使喷油口不要朝向邻近的设备。

压力释放保护装置在产品说明书中明确规定：“压力释放阀门出厂时已经经过严格试验和检查，而各紧固件和接合缝隙，均涂有固封胶，阀门的各零件不得自行拆动，以免影响阀门的密封和灵敏度，凡是拆动过的阀门必须重新试验，合格后方能使用。凡经用户拆动过的阀门，制造厂不再保证原有的性能”。为此，现场不必进行校验。

8.2.5 变压器的油位指示计上应刻有表示使用地点最高周围温度时 +40℃、正常周围温度时 +20℃ 和最低周围温度时 -30℃ 的油面线。

变压器储油柜的一端装有油位计的，并应刻有三个不同温度时油面线，是便于运行人员在巡视时的监视。对储油柜，在最高环境温度与允许负载状态下油不溢出；在最低环境温度与变压器未投入运行前，应能观察到油位指示。

+40℃ 油面线一般在储油柜直径（从下部算起，下同）0.55d 处；+20℃ 油面线一般在储油柜直径 0.45d 处；-30℃ 油面线一般在储油柜直径 0.2~0.3d 处。



储油柜油位指示线示意图

由于数字式保护装置的广泛应用，对温度计的选用应以特别注意，要选用与数字式保护配套的产品。

8.2.6 变压器的温度计安装前应进行校验，信号接点应动作正确可靠，顶盖上温度计座内应注以变压器油；膨胀式信号温度计的细金属软管其弯曲半径不得小于 50mm，不得有压扁或急剧的扭曲，且应当加以固定。

规定在变压器顶盖上的温度计座内，应注以变压器油，是保证测量变压器上层油温的准确性。否则在数字式保护装置后台所显示的温度以温度计的温度不一致。

8.2.7 装有冷却风扇的变压器，风扇电动机及叶片应安装牢固，转动灵活。转向正确，无振动、过热；叶片应无扭曲变形或与风筒碰擦等情况。风扇宜加护网保护。

冷却风扇包括电动机安装是否符合要求，能否正常运行是关系到变压器运行时的出力，在以往的工程中，曾发生风扇叶片扭曲变形，造成冷却效率降低。因此不能忽视。

8.2.8 气体继电器、温度计、有载调压控制器的引出线及冷却用风扇电机的电源线，应采用耐油性能的绝缘导线或电缆，需引向控制室时，宜装设中间接线端子箱，以便于试验及防止油沿导线（电缆）表皮漏下腐蚀。靠近箱壁的导线（电缆），应用金属软管加以保护。

室外变压器的控制电缆，应单独穿暗管敷设或在电缆沟内敷设。

变压器油对普通的橡胶制品具有一定的腐蚀性。为保证安全运行，因此规定了，装设在变压器本体上的电源线或电缆应采用耐油性能的产品。

从变压器本体的电源线或继电保护的二次连接导线需要引至控制室。如果从气体继电器、温度计上的接线直接引至控制室，对变压器本体的检修和继电保护校验，不仅带来不便，而且在变压器检修或更换后，需要恢复接线时，极易造成接线错误。因此规定了，宜装设中间端子箱。

8.2.9 油浸式变压器的所有法兰连接,应用耐油材料制成的密封垫(圈)密封,不得有渗漏现象;所有焊缝焊接良好,不得有渗、漏油现象。

本条是对油浸式变压器本体的基本要求。在用户变电所中,普遍存在变压器渗漏油现象。究其原因没有能够定期检修维护更换密封垫圈,使设备完好率达不到要求,严重时,将造成变压器本体缺油,而影响到变压器安全运行。

8.2.10 油浸式变压器套管引线的安装,不应使顶部结构松扣和使套管直接受力。800kVA 及以上变压器,宜在连接处附近装设可拆卸的过渡排(或伸缩排),以便于试验和检修时拆卸。

变压器与引线铜铝连接时,应采用铜铝过渡接头和铜铝过渡排。

本条是运行经验的总结。800kV·A 及以上变压器装设过渡排(或伸缩排),是防止在运行中,防止变压器套管受力后套管在大电流的负载下,造成渗油并发生火灾事故,这是有事故教训的。

由于铜铝连接,这两种金属的化学性能不同,将会产生电化腐蚀,造成接触不良而影响到安全运行。如每居住区变电所中,变压器中性线是采用铝母线与变压器套管直接连接,由于氧化造成变压器中性线接地不良,在三相负荷不平衡时,造成中性点漂移。出现了一相电压升高,造成了居民的家用电器烧坏的事故。另外,在用户变电所中,曾发生过,由于没有铝母线与套管直接连接,在大电流的负载下,变压器低压樁头发热,套管密封圈损坏渗油着火,火焰串至 1m 多高,幸而值班电工定时巡视检查,避免了事故的扩大。

目前,在用户变电所设计或审查设计图纸时,没有能够注意这个问题,应引起重视。

8.2.11 变压器高、低压电缆及电缆头,不得直接靠在变压器上安装,应保持适当的距离。

变压器进、出线电缆直接靠在变压器上安装,当变压器检修、试验时需要拆卸电缆,无论是否有保护管,但仍会造成对电力电缆弯曲半径达不到要求,对电力电缆的绝缘造成损害。另外,也造成变压器更换的不便。

无论是高压电缆还是低压电缆,均应安装在墙上。该安装方式,在标准安装图集中,都有明确的施工方法,电力电缆通过母线与变压器连接。这种安装方式,能够保证电力电缆不受变压器检修时的影响。

8.2.12 安装于非有效接地系统的配电变压器 0.4kV 侧的中性线(N),应单独敷设并应与变压器外壳共同可靠接地(特殊场合采用中性点不接地者除外)。不得以大地作为中性线。

本条的规定是确保中性线接地良好。对于配电变压器来讲,中性线接地良好,不会造成中性点漂移。如果中性线接地不良,当每相所使用的负载不同时,将形成一个不对称的三相负载。单相负载大的一相,它的阻值 R 小,而单相负载小的一相阻值 R 大,因此, $U^2=RP$ 。计算证明,负载小一相的电压升高;负载大的一相电压降低。最严重的情况是,当一相没有负载时,则其它两相的相电压将升高为线电压。

8.2.13 强迫油循环水冷却的变压器,其水、油系统中应分别装设水、油压表和自动开、停机装置,使得开机时保证先开油系统后开水系统,关机时相反,并保证在任何时候冷却器的水压小于油压。

采用强迫油循环水冷却变压器。按照 JB 标准,用“P”表示。

强迫油循环水冷却变压器,要防止油流静电对变压器绝缘造成的损坏。充油变压器中低温、高速易产生油流静电,造成局部放电,威胁变压器的绝缘安全。在《变电站运行导则》DL/T 969—2005 第 6.2.15 条规定:一是强油风冷系统必须有两个独立且能自动切换的工作电源并能手动或自动切换;二是在正常运行时,一般不允许同时投入全部冷却装置,应逐台依次投入,避免油流静电现象。

本条“使得开机时保证先开油系统后开水系统,关机时相反”的规定,是防止冷却油流系统中出现负压。

8.2.14 有载调压切换装置的安装,应符合下列要求:

a) 传动机构中的操动机构、电动机、传动齿轮和杠杠应固定牢靠,且操作灵活、无卡阻现象;传动机构的摩擦部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

b) 切换开关的触头及其连接线应完整无损,且接触良好;其限流电阻应完好,无断裂现象。

c) 切换装置的工作顺序应符合产品出厂要求;切换装置在极限位置时,其机械联锁与极限开关的电气联锁动作应正确。

d) 位置指示器应动作正常,指示正确。

e) 切换开关油箱内应清洁,油箱应做密封试验,其密封良好;注入油箱中的绝缘油,其绝缘强度应符合产品的技术要求。

本条规定了有载调压装置安装的五项基本要求。

切换开关油箱中的变压器油，其绝缘强度的要求，各个不同的制造厂有不同的规定，故条文规定应符合产品的技术要求。

切换开关油箱漏油时影响本体油箱内绝缘油的性能（运行中绝缘油的击穿电压不小于 30kV），在国产和进口变压器中均发生过此问题，故要求安装时其油箱应做密封试验，其试验压力值应由制造厂提供。

一 《有载调压开关运行和维修导则》DL/T 574—2010 对有载调压开关安装与检查，作了规定如下。

- 1 检查分接开关各部件，包括切换开关或选择开关、分接选择器、转换选择器等有无损坏与变形。
- 2 检查分接开关各绝缘件，应无开裂、爬电及受潮现象。
- 3 检查分接开关各部位紧固件应良好紧固。
- 4 检查分接开关的触头及其联机应完整无损、接触良好、连接正确牢固，必要时测量接触电阻及触头的接触压力、行程。检查铜编织线应无断股现象。
- 5 检查过渡电阻有无断裂、松脱现象，并测量过渡电阻值，其阻值应符合要求。
- 6 检查分接引线各部位绝缘距离。
- 7 分接引线长度应适宜，以使分接开关不受拉力。
- 8 检查分接开关与储油柜之间阀门应开启。
- 9 分接开关密封性检查。在变压器本体及其储油柜注油的情况下，将分接开关油室中的绝缘油抽尽，检查油室内是否有渗漏油现象，最后进行整体密封检查，包括附件和所有管道，均应无渗漏油现象。
- 10 清洗分接开关油室与芯体，注入与变压器本体相同合格的变压器油，储油柜油位应与环境温度相适应。

11 在变压器抽真空时，应将分接开关油室与变压器本体连通，分接开关作真空注油时，必须将变压器本体与分接开关油室同时抽真空。有防爆膜的分接开关应拆除防爆膜，并换以封板。如果分接开关储油柜不能承受此真空值，应将通到储油柜的管道拆下，关闭所有影响真空的阀门及放气栓。分接开关作常压注油时，应留有出气口，防止将压力释放装置胀坏。

12 检查电动机构，包括驱动机构、电动机传动齿轮、控制机构等应固定牢靠，操作灵活，连接位置正确，无卡滞现象。转动部分应注入符合制造厂规定的润滑脂。刹车皮上无油迹，刹车可靠。电动机构箱内清洁，无赃污，密封性能符合防潮、防尘、防小动物的要求。

13 分接开关和电动机构的联结必须作联结校验。切换开关动作切换瞬间到电动机构动作结束之间的圈数，要求两个旋转方向的动作圈数符合产品说明书要求。联结校验合格后，必须先手摇操作一个循环，然后电动操作。

14 检查分接开关本体工作位置和电动机构指示位置应一致。

15 油流控制继电器或气体继电器动作的油流速度应符合制造厂要求，并应校验合格。其跳闸触点应接变压器跳闸回路，信号触点应接信号回路。

16 手动操作检查。手摇操作一个循环，检查传动机构是否灵活，电动机构箱中的联锁开关、极限开关、顺序开关等动作是否正确；极限位置的机械止动及手摇与电动闭锁是否可靠；水平轴与垂直轴安装是否正确；检查分接开关和电动机构联结的正确性；正向操作和反向操作时，两者转动角度与手摇转动圈数是否符合产品说明书要求，电动机构和分接开关每个分接变换位置及分接变换指示灯的显示是否一致，计数器动作是否正确。

17 电动操作检查。先将分接开关手摇操作置于中间分接位置，接入操作电源，然后进行电动操作，判别电源相序及电动机构转向。若电动机构转向与分接开关规定的转向不相符合，应及时纠正，然后逐级分接变换一个循环，检查启动按钮、紧急停车按钮电气极限闭锁动作、手摇操作电动闭锁、远方控制操作均应准确可靠。每个分接变换的远方位置指示、电动机构分接位置显示与分接开关分接位置指示均应一致，动作计数器动作正确。

18 分接开关安装后的各项试验应符合表 8.2.14—1 和制造厂技术要求。

表 8.2.14—1 分接开关试验项目和标准

序号	项 目	周 期	标 准	说 明
1	绝缘电阻测量	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 吊芯检查时	不作规定	一般连同变压器绕组一并进行。有条件时，单独测量对地、相间及触头间绝缘电阻值

2	测量过渡电阻值	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 吊芯检查时	(1) 符合制造厂规定 (2) 与铭牌值比较不大于±10%	使用电桥法
3	测量触头的接触电阻	必要时	每对触头不大于 500 $\mu\Omega$	(1) 测量应分接变换一个循环 (2) 分接变换次数达到检修周期限额时的工作触头及更换新触头时必须测量
4	测量每个触头接触力	必要时	符合制造厂规定	可检查触头的压缩量或用塞尺检查接触情况
5	切换开关或选择开关油室绝缘油的击穿电压	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 每 6 个月至 1 年或分接变换 2000~4000 次	(1) 符合制造厂规定 (2) 交接或大修时与变压器本体相同 (3) 运行中油的击穿电压不小于 30kV, 小于 30kV 时停止使用自动控制器, 小于 25kV 时停止分接变换	运行中的 ZY 型分接开关油室绝缘油的含水量不大于 40ppm (110kV 及以下的分接开关不作规定)
6	切换程序与时间	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 必要时或按制造厂规定	正反方向的切换程序均应符合制造厂要求; 无开路现象, 其主弧触头分开与另一侧过渡弧触头闭合的时间不得小于 10ms	在油中用示波器对每相单、双数位置测量电流波形变化图
7	动作顺序	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 必要时或按制造厂规定	分接选择器、转换选择器、切换开关或选择开关触头的全部动作顺序, 应符合产品技术要求	应在整个操作循环内进行
8	操作试验	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 按制造厂规定	切换过程中无开路和异常现象, 电气和机构限位动作正确并符合制造厂要求	变压器分接开关无电压下操作 10 个循环, 500kV 变压器在额定电压下操作 2 个循环, 其它分接开关在额定电压下操作 1 个循环
9	测量连同分接开关的变压器绕组回路的直流电阻	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 吊芯时或联结校验后 (4) 1~3 年一次	(1) 同变压器要求 (2) 不应出现相邻二个分接位置直流电阻相同或 2 倍级电阻	(1) 一般应在所有分接位置测量 (2) 切换开关吊芯检查复装后, 在转换选择器工作位置不变的情况下至少测量 3 个连续分接位置 (3) 测量前应分接变换 3 个循环。
10	测量连同分接开关的变压器绕组变比	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 联结校验后	同变压器要求	
11	辅助回路的绝缘试验	(1) 交接时 (2) 大修时 (3) 1~3 年一次	绝缘电阻不小于 1M Ω , 工频交流耐压 1000V, 持续 1min	(1) 用 500V~1000V 兆欧表测量 (2) 当回路绝缘电阻在 10M Ω 以上时可用 2500V 兆欧表摇 1min 代替交流耐压 (3) 预防性试验仪测量绝缘电阻

19 电动机构在操作电压为额定电压的 85% 情况下, 操作一个循环能可靠工作。

二 分接开关作器身检查时, 应遵守下列规定。

表 8.2.14—2 分接开关器身暴露在空气中的时间规定

环境温度 (°C)	> 0	> 0	> 0	< 0
空气相对湿度 (%)	65 以下	65~75	75~85	不控制
持续时间不大于 (h)	24	16	10	8

1 周围空气温度一般不宜低于 0°C, 分接开关器身温度不宜低于周围空气温度。

2 分接开关器身暴露在空气中的时间应符合表 8.2.14—2 的规定。时间计算由开始放油算起; 未注油的分接开关, 由揭盖或打开任一堵塞算起, 直至开始注油或抽真空为止。

3 施工环境清洁, 并应有防尘措施, 雨雪天或雾天不应在室外进行。

8.2.15 变压器安装完毕并经试验单位交接试验合格后方可投运, 投运前应进行 5 次全电压冲击合闸, 并应无异常情况; 第一次受电后持续时间不应小于 10min; 励磁涌流不应引起保护装置的误动。接于中性点接地系统的变压器, 在进行冲击合闸时, 其中性点必须接地。

无电流差动保护的干式变压器可冲击 3 次。

新安装的变压器进行 5 次冲击合闸, 一是变压器能否承受起冲击, 以检验制造质量; 二是检验继电保护的整定是否符合要求。大修后的只需进行 3 次冲击合闸。

拉开空载变压器时, 有可能产生操作过电压。在电力系统中性点不接地或经消弧线圈接地者, 则其过电压幅值可达 4~5 倍相电压, 在中性点直接接地者可达 3 倍相电压。为了检查变压器绝缘强度能否承受操作过电压需做冲击试验。

带电投入空载变压器会产生励磁涌流, 其值可达 6~8 倍额定电流, 励磁涌流开始衰减较快, 一般经过 0.5s~1s 后衰减到 0.25~0.5 倍的额定电流值, 当全部衰减时间较长, 大容量的变压器可达几十秒。

由于励磁涌流产生很大的电动力，为了考验变压器的机械强度，同时考核励磁涌流衰减初期是否造成保护装置误动，需做冲击试验。

接于中性点接地系统的变压器，在进行冲击合闸时，中性点必须接地，是防止由于中性点未接地而进行冲击合闸时，造成变压器的损坏，这点务必引起重视。

本条对“无电流差动保护的干式变压器可冲击 3 次”的规定，是考虑到，无电流差动保护的干式变压器，一般电量主保护是电流速断，其整定值避开冲击电流的余度较差动保护要大，通过对变压器过多的冲击合闸来检验干式变压器及保护的性能意义不大，所以规定冲击 3 次。

这里需要说明的是，冲击试验间隔时间，GB50150 规定为 5min，而《变电站运行导则》规定为 10min。

8.3 干式变压器

8.3.1 干式变压器安装时，经检查应符合下列要求：

- a) 所有紧固件紧固，绝缘件完好；
- b) 金属部件无锈蚀、无损伤，铁芯无多点接地；
- c) 绕组完好，无变形、无移位、无损伤，内部无杂物，表面光滑无裂纹；
- d) 引线、连接导体间和对地的距离符合国家现行有关标准的规定或合同要求，裸导体表面无损伤、毛刺和尖角，焊接良好；
- e) 规定接地的部位有明显的标志，并配有符合标准的螺帽、螺栓（就位后即行接地，器身水平固定牢固）。

本条规定了对干式变压器安装前检查的项目要求。由于其结构特点，整个变压器是敞开的，极易造成损坏。因此，在安装前应认真按本条规定进行检查。

8.3.2 干式变压器的安装环境应符合下列规定：

- a) 干式变压器安装的场所符合制造厂对环境的要求。室内清洁，无其它非建筑结构的贯穿设施，顶板不渗漏；
- b) 基础设施满足载荷、防震、底部通风等要求；
- c) 室内通风和消防设施符合有关规定，通风管道密封良好，通风孔洞不与其它通风系统相通。宜设置强迫排风通道。
- d) 温控、温显装置设在明显位置，以便于观察；
- e) 室内照明布置符合有关规定；
- f) 室门采用不燃或难燃材料，门向外开，门上标有设备名称和安全警告标志，网门、遮拦等安全设施完善；
- g) 防护罩（外壳）的防护等级应符合本规程第 6.3.3.1 条的规定。

本条对干式变压器安装环境的基本要求。有关底部通风、防护罩的防护等级等，可参阅相关条文中的说明。

8.3.3 干式变压器与配电装置连接安装时，应符合下列规定：

- a) 配电装置的安装符合设计要求和有关标准的规定，柜、网门的开启互不影响；
- b) 导体连接紧固，相色标示清晰正确；
- c) 带电部分的相间和对地距离等符合设计标准的要求；
- d) 接地部分牢固可靠；
- e) 温控装置的电源引自变压器低压侧直接连接的母排上，且有足够开断容量的熔断器保护，并根据应急使用的重要程度采用自动切换的双路电源系统供电；
- f) 柜、网门和遮拦，以及可攀登接近带电设备的设施，标有符合规定的设备名称和安全警告标志；
- g) 干式变压器防护罩门应具有与其对应的电源侧断路器闭锁功能。

规定温控装置的电源接自变压器低压侧直接连接的母线上，是保证其电源的可靠；防护门与电源侧断路器闭锁是防止打开防护门时触及带电设备，以保证人员的安全。

8.3.4 干式变压器交接试验应符合下列规定：

- a) 交接试验的试验项目及标准，应符合 GB50150 的有关规定；
- b) 局部放电测量，在施加电压 $1.5U_n$ 、时间 30s 后，将电压降至 $1.1U_n$ 继续试验 3min，此时测及的放电量：

对 10kV 电压等级不大于 10pc；

对 35kV 电压等级不大于 20pc；

c) 出厂试验时, 曾到厂验收, 运输可靠, 且未发现可疑情况者, 在现场可不进行全部交接试验。

干式变压器的交接试验项目有: 测量绕组连同套管的直流电阻; 检查所有分接头的电压比; 检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性; 测量铁芯对地绝缘, 其值不小于 $5\text{M}\Omega$; 有载调压切换装置的检查 and 试验; 测量绕组的绝缘电阻; 绕组的交流耐压试验; 局部放电试验; 额定电压下的冲击合闸试验。其试验要求见第 8.1.8 条的说明。

本条明确规定了, 对于干式变压器局部放电测量要求。

9 断路器

9.1 一般规定

9.1.1 断路器的额定电压应不低于系统的最高电压; 额定电流应大于运行中可能出现的任何负荷电流。

断路器额定电流是断路器在规定使用性能条件下能持续通过的电流有效值。

额定电流应从 R10 系数中选取。

应注意, 断路器没有规定的持续过电流能力, 在选定断路器的额定电流时应计及运行中可能出现的任何负荷电流, 把它们当作长期作用对待。如果运行中的负荷电流波动, 有时超过预期额定值 (短时或周期性的), 应由用户和制造厂双方协商确定。

在《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》DL/T 593—2006 第 6.5.2 条中, 虽然规定了提高温升试验电流值 (提高 10%), 不得将此误解为可以持续地提高运行负荷电流 (即额定值)。

9.1.2 在校核断路器的断流能力时, 宜取断路器实际开断时间 (主保护动作时间与断路器分闸时间之和) 的短路电流作为校验条件。

新增条文。本条引用《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222—2005 第 9.2.2 条的规定。

过去采用断流容量 (MVA) 考核断路器的断流能力。因断流容量与电压有关, 对几种不同情况下的电压, 在使用中容易混淆, 当断路器用于不同电压等级的场合时, 还必须进行断流容量的换算。为使用方便并与断路器国家标准取得一致, 统一采用额定开断电流 (kA) 代替断流容量 (MVA)。现在设计单位已使用额定开断电流来选择断路器。

过去, 一般是采用短路电流的超瞬变电流周期分量有效值选择断路器。由于断路器多在 (2~3) 个周波之后开断, 此时短路电流的周期分量和非周期分量已有所衰减, 故用实际开断时间较为符合实际情况。而且, 按此时间计算的非周期分量所占周期分量的百分比亦较正确。在断路器的额定开断电流较系统的短路电流大出很多时, 为了简化计算, 也可用超瞬变电流进行选择。

应该相信目前铭牌上标定的开断能力。现代交流高压断路器已经过反复试验, 确证它能够达到铭牌上标定的开断能力, 不需要再留裕度。

9.1.3 在中性点有效接地或经低电阻接地的系统中选择断路器时, 首相开断系数应取 1.3; 在 110kV 及以下的中性点非有效接地的系统中, 则首相开断系数应取 1.5。

三相断路器在开断短路故障时, 由于动作的不同期性, 首相开断的断口触头间所承受的工频恢复电压将要增高。增高的数值用首相开断系数来表征。在对三相断路器进行单相试验时, 应将其工频恢复电压乘以此系数, 以反映实际的开断情况。

首相开断系数是指三相系统当两相短路时, 在断路器安装处的完好相对另两相间的工频电压与短路去掉后在同一处获得的相对中性点电压之比。

分析系统中经常发生的各种短路形式, 第一开断相断口间的工频恢复电压, 中性点不接地系统者多为 1.5 倍相电压; 中性点接地系统多为 1.3 倍相电压。因此, 一方面制造部门应分别给出首相开断系数为 1.3 和 1.5 时的开断电流; 另一方面, 设计选择中也要区别情况分别对待, 特别是在中性点非直接接地的 110kV 系统中, 选择断路器时, 应取首相开断系数为 1.5 的额定开断电流。

9.1.4 断路器的额定短时耐受电流等于额定短路开断电流, 其持续时间额定值在 110kV 及以下为 4s; 在 220kV 及以上为 2s。

在江苏省电力公司 2005 年 8 月 3 日苏电计 (2005) 1107 号文颁发的《江苏省电网输变电工程主要电气设备选型导则》表 2—6 断路器主要参数表中规定: 252kV/126kV 额定短路开断电流持续时间为 40kA/4s; 40.5kV、12kV 为 25kA/4s。

在这里需要说明的是, 到目前为止省公司执行的是 2005 年以前的电力行业标准。之后的电力行业标准对 110kV、220kV 的持续时间作了修改。

1 《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB/T 11022—1999 第 4.7 条规定如下。

开关设备和控制设备在合闸位置能承载额定短时耐受电流的时间间隔:

额定短路持续时间的标准值为 2s。

如果需要，可以选取小于或大于 2s 的值。推荐值为 0.5s，1s，2s，3s 和 4s。

2 电力行业标准《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》DL/T 593—2006 第 4.7 条规定如下。

开关设备和控制设备在合闸状态下能够承载额定短时耐受电流的时间间隔：

- a) 550kV～1100kV 的开关设备和控制设备的额定短路持续时间为 2s；
- b) 126kV～363kV 的开关设备和控制设备的额定短路持续时间为 3s；
- c) 72.5kV 及以下的开关设备和控制设备的额定短路持续时间为 4s；

3 由于 20kV 电压等级在用户中的广泛采用，对 20kV 断路器的技术要求，省公司规定了额定短路持续时间为 4s。当从制造厂的情况来看，一些合资企业生产的断路器达不到 4s 的要求，有的是 3s 和 2s。这要引起关注，只要达不到省公司的技术规范要求，不得使用。

9.1.5 断路器安装完毕并经试验单位交接试验合格后方可投运。

一 SF₆ 断路器的试验项目和要求

1 测量断路器的绝缘电阻：整体绝缘电阻值测量，应参照制造厂的规定。

2 测量每相导电回路的电阻。

宜采用电流不小于 100A 的直流压降法。测试结果应符合产品技术条件的规定。

3 交流耐压试验。

1) 在 SF₆ 气压为额定值时进行。试验电压按出厂试验电压的 80%；

2) 110kV 以下电压等级应进行合闸对地和断口间耐压试验；

3) 罐式断路器应进行合闸对地和断口间耐压试验。

4 断路器均压电容器的试验。

应符合 GB 50150—2006 第 19 章的有关规定。罐式断路器的均压电容器试验可按制造厂的规定进行。

5 测量断路器的分、合闸时间。

应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定。

6 测量断路器的分、合闸速度。

应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定。

7 测量断路器主、辅触头分、合闸的同期性及配合时间。

应符合产品技术条件的规定。

8 测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值。

应符合产品技术条件的规定。

9 测量断路器分、合闸线圈绝缘电阻及直流电阻。

绝缘电阻，不应低于 10MΩ；直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

10 断路器操动机构试验。

1) 合闸操作。

i) 当操作电压、液压在表 9.1.5—1 范围内时，操动机构应可靠动作；

表 9.1.5—1 断路器操动机构合闸操作试验电压、液压范围

电 压		液 压
直 流	交 流	
(85%~110%) U_n	(85%~110%) U_n	按产品规定的最低及最高值
注：对电磁机构，当断路器关合电流峰值小于 50kA 时，直流操作电压范围为 (80%~110%) U_n 。 U_n 为额定电源电压		

ii) 弹簧、液压操动机构的合闸线圈以及电磁操动机构的合闸接触器的动作要求，均应符合上项的规定。

2) 脱扣操作。

i) 直流或交流的分闸电磁铁，在其线圈端钮处测得的电压大于额定值的 65% 时，应可靠地分闸；当此电压小于额定值的 30% 时，不应分闸。

ii) 附装失压脱扣器的，其动作特性应符合表 9.1.5—2 的规定。

表 9.1.5—2 附装失压脱扣器的脱扣试验

电源电压与额定电压的比值	小于 35%*	大于 65%	大于 85%
失压脱扣器的工作状态	铁芯应可靠地释放	铁芯不得释放	铁芯应可靠地吸合
注：*当电压缓慢下降至规定比值时，铁芯应可靠地释放。			

iii) 附装过流脱扣器的，其额定电流规定不小于 2.5A，脱扣电流的等级范围及其准确度应符合表 9.1.5—3 的规定。

表 9.1.5—3 附装过流脱扣器的脱扣试验

过流脱扣器的种类	延时动作的	瞬时动作的
脱扣电流等级范围（A）	2.5~10	2.5~15
每级脱扣电流的准确度	± 10 %	
同一脱扣器各级脱扣电流准确度	± 5 %	
注：对于延时动作的过流脱扣器，应按制造厂提供的脱扣电流与动作时延的关系曲线进行核对。另外，还应检查在预定时间延长了前主回路电流降至返回值时，脱扣器不应动作。		

3) 模拟操动试验

i) 当具有可调电源时，可在不同电压、液压条件下，对断路器进行就地或远控操作，每次操作断路器均应正确，可靠地动作，其联锁及闭锁装置回路的动作应符合产品及设计要求；当无可调电源时，只在额定电压下进行试验；

ii) 直流电磁或弹簧机构的操动试验，应按表 9.1.5—4 的规定进行；液压机构的操动试验，应按 9.1.5—5 的规定进行。

表 9.1.5—4 直流电磁或弹簧机构的操动试验

操作类别	操作线圈端钮电压与额定电源电压的比值 (%)	操作次数
合、分	110	3
合	85 (80)	3
分	65	3
合、分、重合	100	3
注：括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器及表 9.1.5—1 “注”的情况。		

表 9.1.5—5 液压机构的操动试验

操作类别	操作线圈端钮电压与额定电源电压的比值 (%)	操作液压	操作次数
合、分	110	产品规定的最高操作压力	3
合、分	100	额定操作压力	3
合	85 (80)	产品规定的最低操作压力	3
分	65	产品规定的最低操作压力	3
合、分、重合	100	产品规定的最低操作压力	3
注：1 括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器。 2 模拟操动试验应在液压的自动控制回路能准确、可靠动作状态下进行。 3 操动时，液压的压降允许值应符合产品技术条件的规定。			

iii) 对于具有双分闸线圈的回路，应分别进行模拟操动试验。

iv) 对于断路器操动机构本身具有三相位置不一致自动分闸功能的，应根据需要做投入或退出处理。

4) 断路器均压电容器试验，应按 GB 50150 第 19 章的有关规定进行。

5) 绝缘油试验，应按表 8.1.10—1、表 8.1.10—2 有关规定进行。对灭弧室、支柱瓷套等油路相互隔绝的断路器，应自各部件中分别取油样试验。

6) 压力动作阀的动作值，应符合产品技术条件的规定；压力表指示值的误差及其变差，均应在产品相应等级的允许误差范围内。

11 套管式电流互感器的试验，应按 GB 50150 第 9 章的有关规定进行。

12 测量断路器内 SF₆ 气体含水量 (20℃ 的体积分数)，应符合下列规定。

1) 与灭弧室相通的气室，应小于 150uL/L；

2) 不与灭弧室相通的气室，应小于 250uL/L；

3) SF₆ 气体含水量的测定应在断路器充气 48h 后进行。

13 密封试验可采用下列方法进行。

1) 采用灵敏度不低于 1×10^{-6} (体积比) 的检漏仪对断路器各密封部位、管道接头等处进行检测时，检漏仪不应报警；

2) 必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以 24h 的漏气量换算, 每一个气室年漏气率不应大于 1%;

3) 泄漏值的测量应在断路器充气 24h 后进行。

14 在充气过程中检查气体密度继电器级压力动作阀的动作值, 应符合产品技术条件的规定。对单独运到现场的设备, 应进行校验。

二 六氟化硫封闭式组合电器试验项目和要求

1 测量主回路的导电电阻。

测量主回路导电电阻值, 宜采用不小于 100A 的直流压降法。测试结果, 不应超过产品技术条件规定值的 1.2 倍。

2 主回路的交流耐压试验。

试验程序和方法, 应按产品技术条件或《气体绝缘金属封闭电器现场耐压试验导则》DL/T 555 的有关规定进行, 试验电压值为出厂试验电压的 80%。

3 密封性试验同“一条”中的第 13 款。

4 测量 SF₆ 气体含水量。同“一条”中的第 12 款。

5 封闭式组合电器内各组件的试验, 应按 GB 50150 相应章节的有关规定进行, 但对无法分开的设备可不单独进行。

注: 本条中的“组件”是指装在封闭式组合电器内的断路器、隔离开关、负荷开关、接地开关、避雷器、互感器、套管、母线等。

6 组合电器的操动试验。

当进行组合电器操动试验时, 联锁与闭锁装置动作应准确可靠。电动、气动或液压装置的操动试验, 应按产品的技术条件的规定进行。

7 气体密度继电器、压力表和压力动作阀的检查。

在充气过程中检查气体密度继电器及压力动作阀的动作值, 应符合产品技术条件的规定。对单独运到现场的设备, 应进行校验。

三 真空断路器试验项目和要求

1 测量绝缘电阻。

1) 绝缘电阻值应符合制造厂的规定;

2) 绝缘拉杆的绝缘电阻值, 在常温下不应低于表 9.1.5—6 的规定

表 9.1.5—6 绝缘拉杆的绝缘电阻标准

额定电压 (kV)	3~15	20~35	63~220	330~500
绝缘电阻值 (MΩ)	1200	3000	6000	10000

2 测量每相导电回路的电阻。

每相导电回路的电阻值测量, 宜采用电流不小于 100A 的直流压降法。测试结果应符合产品技术条件的规定。

3 交流耐压试验。

应在断路器合闸级分闸状态下进行交流耐压试验。但在合闸状态下进行时, 试验电压应符合表 9.1.5—7 的规定。(引自《高压开关设备和控制设备标准的共享技术条件》DL/T 593—2006 表 1)

4 测量断路器主触头的分、合闸时间, 测量分、合闸的同期性, 测量合闸时触头的弹跳时间。

1) 合闸过程中触头接触后的弹跳时间, 40.5kV 以下断路器不应大于 0.2ms; 40.5kV 及以上断路器不应大于 3ms;

2) 测量应在断路器额定操作电压级液压条件下进行。

3) 实测数值应符合产品技术条件的规定。

5 测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻和直流电阻。

分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻值不应低于 10MΩ; 直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

6 断路器操动机构试验

应按符合本条第一条第 10 款说明的规定。

9.2 断路器型式的选择

9.2.1 110kV~220kV 断路器

9.2.1.1 220kV 断路器宜采用 SF₆ 气体绝缘、单柱单断口或双断口、液压或弹簧或液压弹簧机构分相操作型式或三相联动操作型式。优先采用弹簧操动机构。

9.2.1.2 110kV 断路器宜采用 SF₆ 气体绝缘、单柱单断口、弹簧操动机构三相联动操作型式。

9.2.2 35kV 宜采用户内开关柜配电装置，断路器应采用 SF₆ 气体或真空绝缘、单柱式单断口、弹簧操动机构三相联动操作型式。

9.2.3 6kV~20kV 应采用户内开关柜内 SF₆ 气体绝缘或真空绝缘断路器。

本节规定了对高压断路器型式选择的基本要求。

1 SF₆ 气体具有优良的绝缘性能，在比较均匀电场中，SF₆ 气体绝缘强度为空气的 2~3 倍，在 3 个表压下接近绝缘油的绝缘强度；但 SF₆ 气体含有杂质和水分时，绝缘强度下降。

SF₆ 气体具有优良的灭弧功能，灭弧能力，大概为空气的 2 倍。电弧弧芯部分温度高导电性好，弧芯外围部分温度下降非常陡峭，外焰部分温度低，散热好；有利于熄弧，不会出现过高截流过电压，电流过零后介质恢复快，比空气、油介质快。由于 SF₆ 气体稳定的惰性气体，在接触电弧情况下，SF₆ 气体发生分解，分解后的气体，在灭弧后迅速结合，大部分还原为稳定的 SF₆ 气体。由于 SF₆ 气体的良好特性，因此，采用 SF₆ 气体作为绝缘介质的断路器以其安全可靠、维护方便和使用寿命长等优势，在电力系统中得到了广泛使用，并对电力系统的安全、经济、稳定运行起到了重要的作用。

2 弹簧操动机构，具有动作快、电源容量小，便于维护的特点，优于电磁操动机构或液压操动机构。电磁操动机构需要大功率的合闸电源，给运行维护带来一定的不便，而液压操动机构，每到高温天气容易发生泄压、渗漏油等问题。因此规定优先采用弹簧操动机构。

9.3 SF₆ 断路器的安装与调整

9.3.1 SF₆ 断路器安装前应进行下列检查：

a) 断路器零部件应齐全、清洁、完好。

b) 灭弧室或罐体和绝缘支柱内预充的六氟化硫等气体的压力值和六氟化硫气体的含水量应符合产品技术文件要求。

c) 均压电容、合闸电阻值应经现场试验，技术数据应符合产品技术文件的要求，均压电容器的检查应符合 GB50147 的有关规定。

d) 绝缘部件表面应无裂缝、无剥落或破损，绝缘应良好，绝缘拉杆端部连接部件应牢固可靠。

e) 瓷套表面应光滑无裂纹、缺损，外观检查有疑问时应探伤检验；套管采用瓷外套时，瓷套与金属法兰胶装部位应牢固密实并涂有性能良好的防水胶；套管采用硅橡胶外套时，外观不得有裂纹、损伤、变形；套管的金属法兰结合面应平整、无外伤和铸造砂眼。

f) 操动机构零件应齐全，轴承光滑无刺，铸件无裂纹或焊接不良。

g) 组装用的螺栓、密封垫、密封脂、清洁剂和润滑脂等，应符合产品技术文件要求。

h) 密度继电器和压力表应经检验，并应有产品合格证明和检验报告。密度继电器与设备本体 SF₆ 气体管道的连接，应满足可与设备本体管路系统隔离，以便于对密度继电器进行现场校验。

i) 罐式断路器安装前，应核对电流互感器二次绕组排列次序及变比、极性、级次等是否符合设计要求。电流互感器的变比、极性等常规试验应合格。

本条规定了 SF₆ 断路器安装前进行检查的 9 项要求。

1 SF₆ 断路器的瓷套有隐伤，法兰结合面不平整或不严密，会引起严重漏气甚至瓷套爆炸，在进行外表检查时应特别重视。支柱瓷套也属高强度瓷套，外观检查如发现有疑问时，应进行探伤试验。

根据反事故措施的要求增加了对于金属法兰与瓷瓶胶装部位涂有性能良好的防水胶的要求，这是因为一般采用混凝土粘结，防水胶能够起到隔绝空气和水分的作用，有利于避免或减缓混凝土的老化。

2 SF₆ 断路器的密封是否良好，是考核其可靠性的主要指标之一。为防止水分渗入到断路器内，对密封材料有严格的要求，故强调了组装用的密封材料必须符合产品的技术规定。曾经发生过断路器因法兰有肉眼不易观察到的微痕没处理好，造成漏气而返工。

3 六氟化硫压力表、密度继电器为断路器制造厂外购产品，往往忽略对其进行相应的检验，而只提供原厂的合格证明文件，本条 h) 款明确规定设备出厂应对六氟化硫压力表、密度继电器进行检验并提供检验报告。

对于制造厂已安装好的液压机构压力表和六氟化硫压力表、密度继电器，现场不宜进行拆卸校验。现场校验一般采用温度、应力校正法，该方法是目前现场校验使用最多的方法。它是利用 SF₆ 气体的

放气过程对其进行检验，但不是利用 SF₆ 设备本体的气体，而是采用一种专用装置在现场进行。检验时，设备本体的专用阀门将 SF₆ 密度继电器与本体隔离，然后与 SF₆ 气体密度继电器检验设备连接，进行检验。在精确测量 SF₆ 气体密度继电器动作时的压力并同时记录环境温度，通过换算到 20℃ 时的动作压力作为检验结论的。

制造厂对六氟化硫压力表、密度继电器一般单独装箱，以利于现场的校验；同时，为了给今后运行维护（校验和更换）提供方便，密度继电器的连接宜满足不拆卸校验的要求。

4 罐式断路器安装前应对电流互感器进行本条所要求的核对和试验，以避免返工。

9.3.2 SF₆ 断路器的安装，应在无风沙、无雨雪的天气下进行，灭弧室检查组装时，空气相对湿度应不小于 80%，并采取防尘、防潮措施。

本条是针对 SF₆ 断路器的安装环境，强调灭弧室检查组装应在空气相对湿度小于 80% 的条件下进行。至于不受空气相对湿度影响的部件，只要求在无风沙、无雨雪的条件下进行组装。对灭弧室进行检查组装时，以及对在户外安装的罐式断路器更换吸附剂时，对罐体进行内检、端盖密封面的处理等工作，要求细致而费时，一般规定在 120min 内处理好，且采取符合产品技术文件的规定的防尘防潮措施，这是因为即使在无风沙的天气下作业，空气中悬浮的尘埃也难免侵入罐体内。

某高压开关厂与日本三菱公司的合作产品 330kV 罐式断路器安装时所采取的防尘防潮措施，可供参考。

1 在作业现场铺上草帘，并用水喷洒。

2 利用周围的设备支架和构架，用帆布搭设成 4m 高的围栅，以高出罐体上的套管型电流互感器法兰孔为宜。

3 在处理罐体两侧端盖密封面时，用塑料罩嵌入端盖面的内测，这样最大限度地防止尘埃及潮气侵入罐体。

9.3.3 SF₆ 断路器不应在现场解体检查，当有缺陷必须现场解体时，应经制造厂同意，并在厂方人员指导下进行，或由制造厂负责处理。

本条明确规定了不应在现场解体的规定。这是因为现场条件差，解体时需要进行气体回收、抽真空、充气等一连串复杂的工序，而且易受水分、尘埃的影响，所以非万不得已，不应在现场解体检查。

9.3.4 SF₆ 断路器的安装应在制造厂技术人员指导下进行，安装应符合产品技术文件要求，且应符合下列规定：

a) 按制造厂的部件编号和规定顺序进行组装，不可混装。

b) 断路器的固定应牢固可靠，支架或底架与基础的垫片不宜超过 3 片，其总厚度不应大于 10mm；各片间应焊接牢固。

c) 同相各支柱瓷套的法兰面宜在同一水平上，各支柱中心线间距离的偏差不应大于 5mm，相间中心距离的偏差不应大于 5mm。

d) 所有部件的安装位置正确，并按产品技术文件要求保持其应有的水平或垂直位置。

e) 密封槽面应清洁，无划伤痕迹；已用过的密封垫（圈）不得重复使用，对新密封垫（圈）应检查无损伤；涂密封胶时，不得使其流入密封垫（圈）内侧而与 SF₆ 气体接触。

f) 应按产品技术文件要求更换吸附剂。

g) 应按产品技术文件要求选用吊装器具、吊点及吊装程序。

h) 所有安装螺栓必须使用力矩扳手紧固，力矩值应符合产品技术文件要求。

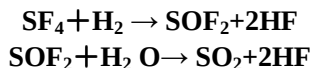
i) 应按产品技术文件要求涂抹防水胶。

制造厂提供的产品应是包含现场安装、试验合格的完整产品，因此六氟化硫断路器的组装明确应在制造厂技术人员的指导下进行。

1 SF₆ 气体中的水分对开关性能的不利影响表现在对产品绝缘性能、开断性能的影响和对零部件的腐蚀作用三个方面。

影响 SF₆ 断路器灭弧性能的因素之一的 SF₆ 气体的水分含量。在现场组装时，必须严格控制水分含量，注意设备的密封工艺或采用吸附剂来吸收水分。

2 断路器在开断过程中，其动静触头在电弧作用下会被烧损而产生 Cu（铜）、W（钨）等金属蒸气而与 SF₆ 气体生成易吸水的 CuF₂。运行经验说明，在国内某地投入运行的国产 110kV—SF₆ 组合电器，运行 4 年检修解体时，发现灭弧室绝缘筒表面和大筒底部积有一层白色粉末，即为电极燃弧遇水蒸气所形成的金属氟化物。另外，SF₆ 气体在电弧作用下，还会分解成 SF₄，并与潮气中的水分产生以下化学反应：



HF（即氢氟酸）会对含有大量 SiO_2 的绝缘材料起腐蚀作用。因此组装时，必须更换新的密封垫，并使用符合产品技术规定的清洁剂、润滑剂、密封脂等材料，为的是使各密封部位处于良好的密封状态，防止水分渗入断路器内。

3 因为有的密封脂含有 SiO_2 的成分，HF 对它的腐蚀将会造成断路器内杂质含量的增加，这对设备的安全运行是很不利的。故要求涂密封脂时应避免流入密封圈内侧与 SF_6 气体接触。

密封脂种类、规格以及使用方法每个制造厂都有严格的规定，如安装时对需涂脂的密封圈进行涂脂操作以及组装完成后对注脂法兰的注脂操作等，现场应在厂家指导下严格参照执行。

4 吸附剂的更换过程一般是：在开关组装完后，更换为活化后的重新开箱的吸附剂并立即封入开关内，然后进行抽真空作业，以去除水分。

5 有的制造厂对起吊使用的器具及吊点有严格的规定。如吊绳要用干净的尼龙绳或有保护层的钢丝绳，以防止损伤设备和由于污染影响法兰面的密封性能。

4 为了使各密封部位的连接法兰紧固时受力均匀，规定密封部位的螺栓应使用力矩扳手。其它部位的紧固最好也用力矩扳手。

9.3.5 SF_6 罐式断路器的安装，除应符合第 9.3.4 条规定外，尚应符合下列规定：

a) 35kV~110kV 罐式断路器，充 SF_6 气体整体运输的，现场检测水分含量合格时可直接补充 SF_6 气体至额定压力，否则，应进行抽真空处理；分体运输的应按产品技术文件要求或参照本条的要求进行组装。

b) 罐体在安装面上的水平允许偏差应为 0.5%，且最大允许偏差应为 10mm；相间中心距离允许偏差应为 5mm。

c) 220kV 罐式断路器在现场内检时，应征得制造厂同意，并在制造厂技术人员指导下进行。内检应符合产品技术文件要求，且应符合下列规定：

i) 内检应在无风沙、无雨雪且空气相对湿度小于 80% 的天气下进行，并应采取防尘、防潮措施；产品技术文件要求需要搭建防尘室时，所搭建的防尘室应符合产品技术文件要求。

ii) 产品允许露空安装时，露空时间应符合产品技术文件要求。

iii) 内检人员的着装应符合产品技术文件要求。

iv) 内检用工器具、材料使用前应登记，内检完成后应清点。

v) 内检应结合套管安装工作进行，套管的安装应按照产品技术文件要求进行。

vi) 内检项目包括：罐体漆层完好、不得有异物和尖刺；屏蔽罩清洁、无损伤、变形；灭弧室压气缸内表面、导电杆等电气连接部分的镀银层无起皮、脱落现象；套管内的导电杆与罐体内导电回路连接位置正确、接触可靠，导电杆表面光洁无毛刺；套管内部清洁无异物，检查导电杆的插入深度应符合产品技术文件要求。

vii) 内检完成后应清理干净。

在本条中增加了对罐式断路器的内检要求，主要原因是罐式断路器较柱式断路器在现场的安装工序较多，露空时间也较长，安装质量较难控制。如近年来罐式断路器多次在新品投运以及运行中发生内闪故障，虽然主要原因是制造厂产品质量存在问题，但是在现场安装过程中加强内检工作管理也是很有必要的。

1 35kV~110kV 罐式断路器由于整体高度符合公路运输的规定，一般为充六氟化硫气体整体运输，现场可以直接就位。

2 罐式断路器的罐体只按 0.5% 罐体长度来控制罐体在安装面上的偏差，可能导致偏差太大。

3 220kV 及以上的罐式断路器一般采用套管、罐体分体运输，内检应结合套管安装工作进行。

9.3.6 设备接线端子的接触面应平整、清洁、无氧化膜；镀银部分不得挫磨；载流部分的可挠连接不得有折损、表面凹陷及锈蚀。

见 9.4.7 条说明。

9.3.7 SF_6 断路器和操动机构的联合动作，应按照产品技术文件要求进行，并应符合下列规定：

a) 在联合动作前，断路器内应充有额定压力的六氟化硫气体，首次联合动作宜在制造厂技术人员指导下进行。

b) 位置指示器动作应正确可靠，其分、合位置应符合断路器实际分、合状态。

c) 具有慢分、慢合装置者，在进行快速分、合闸前，应先进行慢分、慢合操作。

本条对断路器和操动机构的在现场的联合动作进行了要求。

1 六氟化硫断路器在未充足气体时就进行分合闸，可能会损坏断口内的一些部件，故要求在联合动作前，断路器内必须充有额定压力的六氟化硫气体。在条件许可时，现场的首次操作应在制造厂技术人员指导下进行。

2 采用液压操动机构的 SF₆ 断路器，有可能产生慢速分、合闸，这种慢速分、合闸在带电操作时，将会造成断路器严重事故。故条文中规定：有慢分、慢合装置的条件时，在进行快速分、合闸操作前，先进行慢分、合操作，以检查断路器有无这方面的防卫功能。目前出厂的配有液压操动机构的断路器都具备防止失压慢分或失压后重新打压慢分的功能，这是对产品的基本要求。

采用气动机构或弹簧机构的 SF₆ 断路器不存在慢分、慢合的问题。

9.3.8 断路器调整后的各项动作参数，应符合产品技术文件要求。

9.4 SF₆ 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）

9.4.1 GIS 元件的安装应在制造厂技术人员指导下按产品技术文件要求进行，并应符合下列规定：

- a) 装配工作应在无风沙、无雨雪、空气相对湿度小于 80% 的条件下进行，并采取防尘、防潮措施。
- b) 产品技术文件要求搭建防尘室时，所搭建的防尘室应符合产品技术文件要求。
- c) 应按产品技术文件要求进行内检，参加现场内检的人员着装应符合产品技术文件要求。
- d) 应按产品技术文件要求选用吊装器具及吊点。
- e) 应按制造厂的编号和规定的程序进行装配，不得混装。
- f) 预充氮气的箱体应先经排氮，然后充干燥空气，箱体内空气中的氧气含量必须达到 18% 以上时，安装人员才允许进入内部进行检查或安装。
- g) 产品技术文件允许露空安装的单元，装配过程中应严格控制每一单元的露空时间，工作间隙应采取防尘、防潮措施。
- h) 产品技术文件要求所有单元的开盖、内检及连接工作应在防尘室内进行时，防尘室内及安装单元应按产品技术文件要求充入经过滤尘的干燥空气；工作间断时，安装单元应及时封闭并充入经过滤尘的干燥空气，保持微正压。
- i) 盆式绝缘子应完好，表面应清洁。
- j) 检查气室内运输用临时支撑应无移位、无磨损，并应拆除。
- k) 检查制造厂已装配好的母线、母线筒内壁及其他附件表面应平整无毛刺，涂漆的漆层应完好。
- l) 检查导电部件镀银层应良好、表面光滑、无脱落。
- m) 连接插件的触头中心应对准插口，不得卡阻，插入深度应符合产品技术文件要求；接触电阻应符合产品技术文件要求，不宜超过产品技术文件规定值的 1.1 倍。
- n) 应按产品技术文件要求更换吸附剂。
- o) 应按产品技术文件要求进行除尘。
- p) 密封槽面应清洁、无划伤痕迹；已用过的密封垫（圈）不得重复使用；新密封垫应无损伤；涂密封胶时，不得使其流入密封垫（圈）内侧而与六氟化硫气体接触。
- q) 螺栓连接和紧固应对称均匀用力，其力矩值应符合产品技术文件要求。
- r) 伸缩节的安装长度应符合产品技术文件要求。
- s) 套管的安装、套管的导体插入深度均应符合产品技术文件要求。
- t) 气体配管安装前内部应清洁，气管的现场加工工艺、曲率半径及支架布置，应符合产品技术文件要求。气管之间的连接接头应设置在易于观察维护的地方。
- u) 在每次内检、安装和试验工作结束后，应清点用具、用品，检查确认无遗留物后方可封盖。
- v) 产品的安装、检测及试验工作全部完成后，应按产品技术文件要求对产品进行密封防水处理。

气体绝缘金属封闭式组合电器的英文全称为 Gas Insulated Switchgear，其缩写为 GIS。它是由断路器、隔离开关、快速或慢速接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、母线以及这些元器件的封闭外壳、伸缩节、出线套管等组成，内部充入一定压力的 SF₆ 气体作为 GIS 的绝缘和灭弧介质。所谓的 GIS，就是指充 SF₆ 气体的气体绝缘金属封闭式组合电器。

制造厂提供的产品应是包含现场正确安装、试验合格的完整产品，GIS 元件的安装应在制造厂技术人员的指导下进行。

1 GIS 产品所要求采取的防尘、防潮措施为搭建防尘室。防尘室尺寸应满足 GIS 设备最大不解体单元体积或设备技术文件要求，其内部应配置测尘装置、除湿装置、空气调节器、干湿度计等装置，

地面铺设防尘垫，防尘室应能移动，防尘室内应保持微正压，测量粉尘度满足产品技术文件要求。

2 对于制造厂预充氮气的箱体进行内部检查或安装时，必须先经排氮，然后充干燥空气，箱体空气中的氧气含量必须达到 18% 以上时，安装人员才允许进入内部进行检查或安装是确保人身安全的需要。

3 j) 的规定，是在安装过程中发生过临时支撑由于运输原因造成磨损的事件，此时需要认真清理磨损遗留物。

4

封闭式组合电器各组件，要求现场环境有防尘、防潮措施，空气相对湿度小于 80%，其防尘、防潮措施见第 9.3.2 条说明。

9.4.2 GIS 中的避雷器、电压互感器单元与主回路的连接程序应考虑设备交流耐压试验的影响。

GIS 中的电压互感器单元为电磁型，主设备交流耐压试验时必须将该单元与主回路隔离。在没有装设隔离开关时，该单元应在主设备交流耐压试验完成后连接；避雷器单元的连接应根据制造厂意见确定。电压互感器单元、避雷器单元的试验按照《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 中的相关规定进行。

9.4.3 GIS 中的 SF₆ 断路器的安装，应符合下列规定：

9.4.3.1 所有部件的安装位置正确，符合产品技术文件要求。

9.4.3.2 GIS 中断路器操动机构的检查、保管、安装和调整，应按照 GB50147 第 7 章的规定进行。

9.4.3.3 GIS 中断路器和操动机构的联合动作，应符合下列规定：

a) 在联合动作前，断路器内应充有额定压力的 SF₆ 气体。

b) 位置指示器动作正确可靠，应与断路器的实际分、合位置一致。

9.4.3.4 GIS 中断路器调整后的各项动作参数，应符合产品技术文件的要求。

1 GIS 中断路器的操动机构随断路器间隔运输，制造厂出厂前已调整好，现场的检查及可调整的项目较少。运到现场后的保管要求，应注意汇控柜及零部件的防潮防锈。

2 六氟化硫断路器在未充足气体时就进行分合闸，可能会损坏断口内的一些部件，故要求在联合动作前，断路器内必须充有额定压力的六氟化硫气体。

9.4.4 SF₆ 气体管理，应符合下列要求：

a) SF₆ 气体的技术条件，应符合相关标准的规定。

b) 新 SF₆ 气体应具有出厂试验报告及合格证件。运到现场后，每瓶应作含水量检验；有条件时，应进行抽样作全分析。

SF₆ 气体的技术条件，应符合《工业六氟化流》GB12022 的规定。在 GB 50147-2010 表 5.5.1 中，对 SF₆ 气体的技术条件作了规定如下。

表 9.4.4—1 SF₆ 气体的技术条件

指 标 项 目		指 标
六氟化硫 (SF ₆) 的质量分数 (%)		≥ 99.9%
空气的质量分数 (%)		≤ 0.04%
四氟化碳 (CF ₄) 的质量分数 (%)		≤ 0.04%
水分	水的质量分数 (%)	≤ 0.04
	露点 (°C)	—49.7
酸度 (以 HF 计) 的质量分数 (%)		≤ 0.00002
可水解氟化物 (以 HF 计) (%)		≤ 0.0001
矿物油的质量分数 (%)		≤ 0.0004
毒性		生物试验无毒

1 表 9.4.4—1 中的水分含量指标为重量比值，如换算为体积比，可按下列式换算：

$$\text{体积比} = \text{重量比} / 0.123$$

2 SF₆ 气体抽样比例应按表 9.4.4—2 的规定执行。检验结果有一项不符合表 9.4.4—1 要求时应以两倍量气瓶数重新抽样进行复验。复验结果即使有一项不符合，整批产品不应验收。

表 9.4.4—2 新 SF₆ 气体抽样比例

每批气瓶数	选取的最少气瓶数
1	1
2~40	2
41~70	3

71 以上

4

按照《六氟化硫电气设备中 管理和检测导则》GB/T 8905 第 7.6.1 条规定“六氟化硫制造厂应提供出厂产品的化学分析报告。报告中要包括 8 项指标：四氟化碳（CF₄）、空气（Air）、水（H₂O）、酸度、可水解氟化物、矿物油、纯度（SF₆）和生物试验无毒合格证。”出厂报告应与每一批气瓶对应。

新气取样的瓶数（表 9.4.4—2）取自 GB12022 中第 5.3.2 条的规定。

9.4.5 SF₆ 气体的充注应符合下列要求：

a) 充注前，充气设备及管路应洁净、无水分、无油污；管路连接部分应无渗漏。

b) 气体充入前应按产品的技术规定对设备内部进行真空处理；抽真空时，应防止真空泵突然停止或因误操作而引起倒灌事故。

c) 当气室已充有六氟化硫气体，且含水量检验合格时，可直接补气。

1 SF₆ 气体的充注应设专人负责抽真空和充注。

2 SF₆ 气体充入设备后，其杂质含量可能升高，其杂质主要来源于充气管路和电气设备材质中自身含有水分向气体扩散、管路不清洁、连接部分存在渗漏等。因此在充装作业时，应考虑上述因素，采取相应措施，尽可能防止引入外来杂质。所以在充装作业时，为防止引入外来杂质，充气前所有管路、连接部件均需根据其可能残存的污物和材质情况用体积比为 5% 的稀盐酸或重量比为 5% 的稀碱浸洗，冲净后加热干燥备用。连接管路时操作人员应配带清洁、干燥的手套。接口处擦净吹干，管内用六氟化硫新气缓慢冲洗既可正式充气。

3 对设备抽真空是净化和检漏的重要手段。充气前设备应抽真空至规定指标，真空度为 133×10^{-6} MPa，再继续抽气 30min，停泵 30min，记录真空度（A），再隔 5h，读真空度（B），若（B）—（A）值 $< 133 \times 10^{-6}$ MPa，则可认为合格，否则应进行处理并重新抽真空至合格为止。

为防止抽真空时因停电或误操作而引起真空泵油或麦式真空计的水银倒灌事故，可在管路的一侧加装逆止阀或电磁阀的措施。

4 设备充入六氟化硫新气前，应复检其湿度，当确认合格后，方可缓慢地充入。当六氟化硫气瓶压力降至 0.1MPa 表压时应停止充气。

5 充满完毕后，对设备密封外，焊缝以及管路接头进行全面检漏，确认无泄漏则可认为充装完毕。

6 充装完毕 24h 后，对设备中气体进行湿度测量，若超过标准，必须进行处理，直到合格。

7 对设备可采用充高纯氮气（纯度为 99.99%）或抽真空来进行内部的净化和检漏。在采用普通真空泵时，为防止抽真空时因停电或误操作而引起真空泵或麦式真空计的水银倒灌事故，可在管路的一侧加装逆止阀或电磁阀的措施；针对 GIS 设备，由于容量大，应采用专用的大功率带有逆止阀或电磁阀的抽真空机组或六氟化硫回收装置。

8 对柱式断路器进行充注时，应对六氟化硫气体进行称重，充入六氟化硫气体重量应符合产品技术文件要求。

柱式六氟化硫断路器由于其内部结构紧凑，为避免发生六氟化硫气体没有达到并充满所有气室的事件，充入的六氟化硫气体应进行计量。

9 充注时应排除管路中的空气。

9.4.6 设备内 SF₆ 气体的含水量和漏气率应符合现行国家标准 GB 50150 的规定。

《电气设备安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150—2006 第 13.0.13 条规定，断路器内 SF₆ 气体含水量为：与灭弧室相通的气室，应小于 150uL/L；不与灭弧室相通的气室，应小于 250uL/L；SF₆ 气体含水量的测定应在断路器充气 48h 后进行。

第 13.0.14 条规定，每一个气室年漏气率不应大于 1%。

SF₆ 气体中微量水的含量是较为重要的一个指标，它不但影响绝缘性能，而且还会对材料起腐蚀作用（见 9.3.4 条说明）。水分主要来自以下几个方面：①在 SF₆ 充注和断路器装配过程中带入；②绝缘材料中水分的缓慢蒸发；③外界水分通过密封部位渗入。据国外数据介绍，SF₆ 气体内的水分达到最高值一般是在 3~6 个月之间，以后无特殊情况则逐步趋向稳定。

有的断路器的气室与灭弧室不相连通，如某厂的罐式断路器就是使用盆式绝缘子将套管气室与灭弧室罐体隔开的，这是由于此类气室内 SF₆ 充气压力较低，允许微量水含量比灭弧室高。取样和试验温度尽量接近 20℃ 测量，且尽量不低于 20℃。检测的湿度值可按设备实际温度与设备生产厂提供的温、湿度曲线核查，以判断湿度是否超标。

9.4.7 设备接线端子的接触表面应平整、清洁、无氧化膜；镀银部分不得挫磨；载流部分其表面应无凹陷及毛刺，连接螺栓应齐全、紧固。

封闭式组合电器内部的导电回路的质量有制造厂保证。为了减少导体接触面的接触电阻，避免接头发热，在各组件安装时，应检查导电回路的各接触面，当不符合要求时，应与制造厂联系，采取必要措施。

9.4.8 封闭式组合电器基础及预埋槽钢的水平误差，不应超过产品的技术规定。

封闭式组合电器每一间隔均由若干个气室组成并固定在同一支持钢架上，支持钢架座落在基础或预埋槽钢上，因此接触及预埋槽钢的水平误差值是保证封闭式组合电器各组件组装质量的基本条件，各制造厂对其误差值均有明确规定。经验证明，只有保证基础及预埋槽钢的水平度才能使组装就位工作顺利进行。

GIS 设备基础及预埋件的允许偏差，除应满足产品的技术规定外，尚应符合表 9.4.8 的规定。

表 9.4.8 GIS 设备基础及预埋件的允许偏差 (mm)

项 目	基础标高允许偏差			预埋件允许偏差				轴线	
	基础标高	同相	相间	相邻埋件	全部埋件	高于基础表面	中心线	与其它设备 x、y	y 轴线
三相供一基础	≤2	—	—	—	—	—	—	—	—
每相独立基础时	—	≤2	≤2	—	—	—	—	—	—
相邻间隔基础	≤5	—	—	—	—	—	—	—	—
同组间	—	—	—	—	—	—	≤1	—	—
预埋件表面标高	—	—	—	≤2	—	≤1~10	—	—	—
预埋螺栓	—	—	—	—	—	—	≤2	—	—
室内安装时									
断路器各组中相	—	—	—	—	—	—	—	≤5	—
220kV 以下 室内外设备基础	≤5	—	—	—	—	—	—	—	—
220kV 及以上 室内外设备基础	≤10	—	—	—	—	—	—	—	—
室、内外设备基础	—	—	—	—	—	—	—	—	—

9.5 真空断路器

9.5.1 真空断路器的安装与调整，应符合下列要求：

- 安装应垂直，固定应牢靠，相间支持瓷件在同一水平面上。
- 三相联动连杆的拐臂应在同一水平面上，拐臂角度应一致。
- 具备慢分、慢合功能的，在安装完毕后，应先进行手动缓慢分、合闸操作，手动操作正常，方可进行电动分、合闸操作。
- 真空断路器的行程、压缩行程在现场能够测量时，其测量值应符合产品技术文件要求；三相同期性，应符合产品技术文件要求。
- 安装有并联电阻、电容的，并联电阻、电容值应符合产品技术文件要求。

本条对真空断路器的安装调整作了规定。

目前真空断路器已做到本体和机构一体化，真空断路器安装与调整比其它断路器容易。主要是就位安装、传动检查、试验工作，现场安装检查调整容量较少，如原规范中所规定的对触头开距、超行程、合闸时外触头弹簧高度及油缓冲器手动慢合、分闸操作等进行调整的项目已经不能在现场进行，现场主要是通过交接试验来对产品的性能进行验证。

9.5.2 真空断路器的导电部分，应符合下列要求：

- 导电回路接触电阻值应符合产品的技术要求。
- 导电部分的可挠铜片不应断裂，铜片间无锈蚀；固定螺栓应齐全紧固。
- 导电杆表面洁净，导电杆与导电夹应接触紧密。
- 设备接线端子的螺栓搭接面及螺栓的紧固要求，应符合现行国家标准《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》的规定。

在导电回路中应对导电杆、可挠铜片、接线端子重点检查，当可挠铜片有损坏时应采取措施。

《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GBJ149—90 第 2.1.8、2.3.2 条对螺栓搭接面、螺栓的紧固分别作了规定。

1 第 2.1.8 条，对母线与电器接线端子螺栓搭接面的处理，规定如下。

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) 钢与铜或铝：钢搭接面必须搪锡。
- 2 第 2.3.2 条，对母线与电器接线端子的螺栓搭接面，规定如下。
 - 1) 母线接触面加工后必须保持清洁。
 - 2) 母线平置时，贯串螺栓应由下望上穿，其余情况下，螺母应置于维护侧，螺栓长度宜露出螺母 2~3 扣。
 - 3) 贯串螺栓连接的母线 两外侧均应有平垫圈，相邻螺栓垫圈间应与 3mm 以上的净距，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，其紧固力矩应符合表 9.5.2 的规定。

表 9.5.2 钢制螺栓的紧固力矩值

螺栓规格 (mm)	力矩值 (N·m)	螺栓规格 (mm)	力矩值 (N·m)
M 8	8.8~10.8	M 16	78.5~98.1
M 10	17.7~22.6	M 18	98.0~127.4
M 12	31.4~39.2	M 20	156.9~196.2
M 14	51.0~60.8	M 24	274.6~343.2

9.6 屏、柜的安装

- 9.6.1 基础型钢的安装应符合下列要求：
 - a) 允许偏差应符合表 14 的规定。
 - b) 基础型钢安装后，其顶部宜高出抹平地面 10mm；手车式成套柜按产品技术要求执行。基础型钢应有明显的可靠接地。

表 14 基础型钢安装的允许偏差

项 目	允 许 偏 差	
	mm / m	mm / 全长
不直度	< 1	< 5
水平度	< 1	< 5
位置误差		< 5

- 注：环行布置按设计要求
- 目前屏、柜的安装，一般均采用基础型钢作底座。基础型钢与接地干线应可靠焊接上。基础型钢施工前，首先要检查型钢的不直度并予以校正。在施工时电气人员予以配合。
- 移开（手车）式开关柜基础型钢的高度，应符合制造厂 产品技术要求。
- 对基础位置的误差及不平行度的限制，以保证屏、柜对整个控制室或配电装置室的相对位置。
- 由于高压开关柜均为组合式，现场安装、调整工作较少，安装工作的重点是柜体就位和主要功能、性能的验证。
- 9.6.2 屏、柜安装在震动场所，应按设计要求采取防震措施。
 - 强调按设计要求采取防震措施。因为设计部门掌握屏、柜安装地点的震动情况，据此提出不同的防震措施，如常用垫橡皮垫，防震弹簧等方法。
 - 9.6.3 屏、柜及屏、柜内设备与各构件间连接应牢固。不宜与基础型钢焊死。
 - 考虑到屏、柜与基础型钢的安装有二种方式，一是采用焊接；二是采用螺栓连接。采用焊接不仅使屏、柜的表面涂层造成损伤，就是补漆后影响美观；而且更换屏、柜时也不方便。因此应采用螺栓连接的方式。
 - 9.6.4 屏、柜单独或成列安装时，其垂直度、水平偏差以及屏、柜面偏差屏、柜间接缝的允许偏差应符合表 15 的规定。

表 15 屏、柜安装的允许偏差

项 目		允许偏差 (mm)	项 目	允许偏差 (mm)
垂直度 (每 m)		< 1.5	屏面偏差	相邻两屏边 < 1
水平偏差	相邻两屏顶部	< 2		成列屏面 < 1
	成列屏顶部	< 2	屏间接缝 < 2	

据了解,有的生产厂家的产品本身尺寸误差较大。首先应由生产厂家保证质量,在订货时应注意并有型式试验报告,且须经过省级的鉴定。

9.6.5 屏、柜、台、箱的接地应牢固良好。成列开关柜的接地母线,应有两处明显的与接地网可靠连接点。金属柜门应以铜软线与接地的金属构架可靠地连接。成套柜应装有供检修用的接地装置。

装有电器的可开启的屏、柜门若无软导线与屏。柜的框架连接接地,则当门上的电器绝缘损坏时,将使屏。柜门上带有危险的电位,危及运行人员的人身安全。国外对此极为重视,一般均采用软导线可靠接地。在订货或验收时应特别注意。

9.6.6 成套柜的安装应符合下列要求:

- 应具备防止电气误操作的“五防”功能。机械闭锁、电气闭锁应动作准确、可靠。
- 动触头与静触头的中心线应一致,触头接触紧密。
- 二次回路辅助开关的切换接点应动作准确,接触可靠。
- 柜内照明齐全。

9.6.7 移开(手车)式开关柜的安装,应符合下列要求:

- 检查防止电气误操作的“五防”装置齐全,并动作灵活可靠。
- 手车推拉灵活轻便,无卡阻、碰撞现象,相同型号的手车应能互换。
- 手车推入工作位置后,动触头顶部与静触头底部的间隙应符合产品要求。
- 手车和柜体间的二次回路连接插件应接触良好。
- 安全隔板应开启灵活,随手车的进出而相应动作。
- 柜内控制电缆的位置不应妨碍手车的进出,并应牢固。
- 手车与柜体间的接地触头应接触紧密,当手车推入柜内时,其接地触头应比主触头先接触,拉出时接地触头比主触头后断开。

开关柜的“五防”系指:防止带负荷拉合刀闸、防止带接地线合闸、防止带电挂接地线、防止误入带电间隔、防止误拉合开关。

由于有的厂家在制造工艺方面存在问题,生产的手车不能互换,失去了移开(手车)式开关柜的这一优点,故强调了小车的互换性。

9.6.8 高压开关柜内的 SF₆ 断路器应按照本规范的有关规定执行;隔离开关、接地开关以及熔断器、负荷开关、避雷器应按照 GB50147 的有关规定执行。

新增条文。本条引用《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147—2010 第 6.3.6 条的规定。

10 电力电容器装置

10.1 一般规定

10.1.1 本章适用于电压为 6kV~20kV 作为并联补偿用电力电容器的设计、安装。

原规程第 6.1.1 条修改条文。增加了 20kV 电压等级。

10.1.2 无功电力应分层分区、就地平衡。用户在高峰负荷时的功率因数,应达到下列规定。

10.1.2.1 容量在 100kVA 及以上,供电电压在 10kV 及以上的用户,功率因数不低于 0.95;

10.1.2.2 其它电力用户和大、中型电力排灌站,功率因数不低于 0.9;

10.1.2.3 农业用电,功率因数不低于 0.85。

本条提出了,用户在“高峰负荷”时的功率因数值的規定,是因为实行分时峰谷电价的用户,其高峰负荷出现在电网的低谷时段。这样符合了实际情况。

1 功率因数低的危害

- 增加供电线路的损失,或为了减少损失必须增大供电线路导线的截面而增加投资;
- 增加线路的电压损失,降低电压质量;
- 降低发、供电设备的有效利用率;

4) 增加客户的电费支出, 加大客户的生产成本。

2 功率因数低的原因

- 1) 大量采用感应电动机或其它电感性用电设备, 如感应电炉、电焊机等;
- 2) 电感性的用电设备配套不合适和使用不当, 造成设备长期轻载或空载运行;
- 3) 大量采用气体放电灯作照明光源;
- 4) 客户变压器容量配置不当, 造成负载率和年利用小时数低。

3 提高用电功率因数的必要性

提高用电功率因数, 减少因电网向客户输送无功所引起的有功电力损失, 则是降低线损的一项重要措施。从无功电力消耗的情况看, 约有 40% 的无功电力是电网自身消耗的, 60% 的无功电力是客户消耗的。如果 (特别是电力客户) 消耗的无功电力不由电网输送, 而由客户自行设置无功电源就近供给, 则其节能效果将十分显著。所以, 从国家的利益来说, 提高用电功率因数, 做到无功电力就近供应、就地平衡, 是一项极重要的节能措施。

同时, 用电功率因数的高低, 直接关系到规定的电压质量。不仅对电网影响, 更主要的是对客户本身的电压质量、电能损耗的影响更大。

所以, 提高用电功率因数是节约电能的基本措施之一。

4 提高功率因数的措施

1) 提高自然功率因数, 即减少用电设备不合理消耗的无功电力。这是一项不花钱的措施, 应当首先采用。目前改善的主要办法有: 合理的选配机电设备, 使之匹配得当, 防止大马拉小车; 对经常性变动和周期性变化负载的电机, 应采用变频调速装置, 保证电机出力与负载的最佳匹配; 减少或限制设备的轻载或空载运行时间, 降低无功消耗; 对较大的机械尽可能的选用同步电动机做原动力; 对现有同步机拖动的设备, 同步机应进相运行, 减少无功电力消耗。

《评价企业合理用电技术导则》GB/T3485-1998 国家标准规定了: 恒负载连续运行, 功率在 250kW 及以上, 宜采用同步电动机; 功率在 200kW 及以上, 宜采用高压电动机。

2) 人工补偿, 即投资建设无功电源, 客户常用的办法有: 采用电力电容器、大中型绕线式异步电动机配用进相机、大中型绕线式异步电动机同步化等。在进行人工补偿时, 要防止无功的过补偿。过补偿不仅增加投资, 而且还降低补偿的经济效益和恶化电压质量, 给电网和客户带来危害。因此, 采用人工补偿的客户, 必须做到随负荷的变化、电压、功率因数的变化而自动投切电容器组。还应做到分相补偿、过零投切。

对低压并联电容器装置的选用, 应执行《低压并联电容器装置使用技术条件》DL/T 842—2003 的规定。

5 本条规定了客户在其高峰负荷时的应达到的功率因数“高峰负荷”是参照《评价企业合理用电技术导则》GB/T3485 第 3.7 条“在企业最大负荷时的功率因数应不低于 0.90”作出的规定。

实行分时电价的客户, 其用电高峰 (最大负荷), 往往出现在电网的低谷时段, 而不是在电网的高峰时段, 所以对《供电营业规则》的相关规定, 做了修正, 改为“在高峰负荷时的功率因数的值”。

6 本条规定的客户应达到的功率因数, 是根据各地的经验和实际, 对《供电营业规则》及公司《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》国家电网生[2004]435 号文的规定值进行了修订, 使其更符合实际。

10.1.3 电容器的安装容量, 应根据用户的自然功率因数计算后确定。当不具备设计计算条件时, 电容器安装容量: 35kV 及以上变电所可按变压器容量的 10%~30% 确定; 6kV~20kV 变电所可按变压器容量的 20%~30% 确定。

本条规定了确定并联电容器装置总容量的原则规定, 是根据用户的自然功率因数计算后确定。每个变电所原则上均应配置一定补偿容量的感性无功和容性无功, 本条针对的是容性无功补偿。

为便于可操作性, 对不具备计算条件时, 对 35kV 及以上、6kV~20kV 分别做出规定。

10.1.4 无功补偿装置应设置在变压器低压侧或主要负荷侧; 无功补偿装置宜采用成套装置。

无功补偿装置装设在变压器低压侧, 一则可以补偿变压器的无功, 降低变压器损耗, 提高母线电压取得较好的无功补偿效果; 二则从安全上考虑, 电容器发生故障时, 即使电容器保护装置由于某种原因拒动, 上一级的后备保护还能起到作用。

需要说明的是, 对于 110kV 及以上三绕组变压器, 如主要负荷在中压侧, 如果把电容器仍然装设在低压 10 (6) kV 侧, 则在技术上是不合理的, 应执行本条规定, 将无功补偿的电容器装设于主要负荷侧。

10.1.5 6kV~20kV 侧每段母线的电容器装置,不宜装设在同一电容器室内。

原规程第 6.1.3 条修改条文。

屋内布置的电容器组,受天气和环境污染的影响小。据调查,电容器曾多次发生爆炸事故引起火灾,虽然单台电容器充油量不多,但电容器为成组布置,一台爆炸起火可引起多台的损坏,还会波及同室布置的另一段电容器组,甚至造成整个电容器室被烧毁。因此本条的规定,既是变电所安全运行的需要,防止某一段电容器发生事故时造成的危害。

10.1.6 为了达到供配电系统及电容器的合理运行,应能接通和切除全部或部分电容器。条件许可的可根据功率因数和电压变化等情况设置高压电容器自动投切装置。

1 用户无功补偿的一般原则:

1) 应按电压等级进行逐级补偿,做到就近供应,就地平衡,使电网输出的无功电力为最少,保证无功潮流分布经济合理。

2) 分散补偿与集中补偿相结合,以分散补偿为主,以取得最大的节能和经济效益。

3) 补偿的无功电源应做到随负荷变化进行调整并尽可能的实现自动投切,以防止因过补偿造成无功倒送而降低节能效果和恶化电压质量现象的发生。

2 变电所中的并联电容器装置采用自动投切,可以使输出的无功容量自动适应负荷变化的需要,达到电容器的合理运行。在我省用户变电所中,尚未有对高压电容器采用自动投切的方式。

3 高压电容器实现投切,并联电容器装置的布置比较复杂,不仅对电容器进行分组;而且装设相应组数并能够频繁操作的高压接触器。由于用电负荷功率因数变化较快,过多的频繁操作,将对高压电容器及高压接触器的安全运行带来影响。因此,一般都没有实现自动投切。

4 还有需要注意的是,由于大容量(300kvar~600kvar)的电力电容器的出现,在实际使用中,无法对其进行分组。不能随负荷的情况,退出部分电容器组。造成了当用电负荷没有达到设计值时,投入后过补偿;退出后又达不到要求。因此,在一般用户中不宜采用大容量的电力电容器。

10.1.7 电容器室应有良好的自然通风,如自然通风不能保证室内温度不超过+40℃时,进排风温度差不宜超过 15℃。当自然通风不能满足要求时,应增设机械通风。

电容器室的通风应采用下进风,出风口应在电容器组上方适当的位置。

1 控制电容器运行温度是保证电容器安全运行和使用年限的重要条件。运行温度过高可能导致介质击穿强度的降低,或导致介质损耗的迅速增加。若温度继续上升,将破坏热平衡,造成热击穿,影响电容器的寿命。并联电容器一般都靠空气自然冷却,所以周围空气温度对电容器的运行温度很有影响。电容器室通风的主要目的是排除室内余热。在进行电容器室的通风计算时,余热量应包括设备散热量和通过围护结构传入室内的太阳辐射热。

计算电容器室设备散热量时,主要考虑的是电容器介质损耗转换的热量。介质损耗功率按下式计算:

$$P_s = Q_c \operatorname{tg} \delta$$

式中 P_s ——电容器介质损耗功率(kW);

Q_c ——电容器室内安装的电容器容量(kvar);

$\operatorname{tg} \delta$ ——电容器的介质损耗角正切值。

2 自然通风是安全可靠的通风方式,有效而又节能。所以,应优先采用有组织的自然通风方式。当采用自然通风方式达不到室内余热所需要的通风量时,应设置机械通风装置。一般采用自然进风、机械排风的通风方式。由于电容器室内电容器台数较多,布置分散,所以散热比较均匀,因而需要均匀地多设置一些进、排风口,合理的组织气流,以期得到较好的通风效果。一般来说,电容器室的机械排风口不会设置很多,因此,多设置一些进风口并合理的组织气流显得非常重要。

3 排风温度是以排热为主要目的的通风计算中的一个关键数据,它对通风量的影响非常明显。因此,排放温度的确定是一个十分重要的问题。在确定排放温度时,既要考虑电容器的安全运行,又要与电容器室内布置的其它设备适用的环境温度以及通风系统的经济性作统一考虑,因此规定了 40℃。

4 减少太阳辐射热和充分利用自然通风,在并联电容器装置设计时,应予综合考虑。布置电容器室应尽量避免夏季西晒,利用夏季最大频率风向的影响,使尽可能多的自然风进入电容器室,以获得最好的夏季通风效果。屋外电容器组布置时,应尽量使电容器的小面朝向太阳直射时间最长的方向,减少太阳辐射热引起的温升,同时,也应考虑夏季通风良好,二者宜适当兼顾。

10.1.8 电容器室应装设温度计,或同时能具有反映到值班室的温度信号装置。温度计宜装设在靠近电

容器组，通风条件较差，便于观察的部位。

电容器室装设温度计或温度信号装置的目的，是监视电容器室内的温度。装设位置的规定，是最能反映电容器组运行中的最高温度，便于运行人员能及时采取措施，降低室内温度。

10.1.9 并联电容器装置的总回路和分组回路的电器和导体的稳态过电流，应为电容器组额定电流的1.35倍。

单台电容器至母线或熔断器的连接线应采用软导线，其长期允许电流不应小于单台电容器额定电流的1.5倍。

1 规定电器和导体的稳态过电流，应为1.35倍的规定，是考虑到电容器组的容量偏差不超过+5%（以前容量偏差按+10%）、电容器长期过电压不超过1.1倍额定电压。如并联电容器装置装设电抗器，正常工况回路工作电流将小于电容器组的额定电流计算值，而且电容器厂从自身利益考虑，电容器组的容量正偏差有逐步缩小的趋势，所以，在谐波和过电压的共同作用下，回路电流一般不超过1.35倍电容器组额定电流内，否则过负荷保护将动作跳闸，所以取1.35倍电容器组额定电流作为选择回路设备和导体的条件是安全的也是合理的。需要说明的是，GB 50227—2008的规定是1.3倍。

2 对单台电容器等连接线，应为1.5倍的规定是根据电容器允许的稳态过电流考虑的，电容器稳态过电流是由多种因素造成的：稳态过电流、谐波、电容器容量正偏差，考虑到谐波和1.1倍额定电压的共同作用，电容器的稳态过电流可达到其额定电流的1.3倍，对具有10%正偏差的电容器，过电流可达1.43倍。故规定选用的导体，应为电容器额定电流的1.5倍。

10.1.10 电容器组应装设放电设备，其放电性能应能满足电容器组脱离电源后，在5s内将电容器组的剩余电压降至50V及以下。

本条是对放电性能的要求。

用于自动投切电容器组的放电设备（电压互感器、放电器、放电电阻等），应能满足快速放电的要求。手动投切的电容器组，通常不在很短的时间间隔内进行投切操作，它对放电设备的放电时间和剩余电压要求是从检修工作安全考虑的。而自动投切的电容器组必须满足电容器组再次合闸前剩余电压小于0.1倍电容器组额定电压。6kV~35kV电容器组在剩余电压为50V时合闸是安全的，电容器组的投切时间间隔一般不小于5s，所以，本条规定的放电设备的放电时间均可满足自动投切或手动投切两种方式需要。

10.1.11 电容器组三相的任何两个线路端子之间的最大与最小电容之比和电容器组每组串联段之间的最大与最小电容之比，均不宜超过1.02。

中性点不接地的星形接线电容器组，当三相之间和每相各串联段之间电容值不平衡，正常运行时会产生电压分布不平衡，电容值小的某一相或某一个串联段承受的电压高，电容值不平衡加大则电压分别不均也随之加大。因为，电容器产品制造存在容差，电容器组安装时不可能调配均衡。所以，从理论上讲希望容差为零，使电压达到均衡分布，实际上办不到。因此，从需要与可能考虑，容差应尽量小一些。本条规定的容差为现行电力行业标准的数据，国网公司企业标准的要求，比本条规定更加严格，要求值更小，各电容器制造厂在电容器安装配平时都可以达到。容差越小，电容器运行时电压分配的不均匀性也就小，同时，不平衡保护的初始不平衡电压与不平衡电流也小，这样才以利于保护整定和提高灵敏度。

电容器组运行时，减少了部分电容器的过电压值，也就是说增加了这部分电容器的过电压裕度。例如：电容器过电压能力为1.1倍额定电压，由于容差的原因在正常运行时部分电容器承受的电压为1.05倍额定电压，则剩余的过电压能力只有5%了，允许缺台运行的电容器组要考虑这个因素。

10.2 电气接线

10.2.1 电容器组应装设单独的控制和保护装置，但为提高单台用电设备功率因数所用的电容器组，可与该设备共享控制和保护装置，不另设放电设备。

本条，一是规定了电容器组应装设单独的控制和保护装置，是防止由于电容器故障而影响主设备的供电。也为了便于继电保护的配合，因此电容器组成与其它设备的控制、保护回路分开，单独设置。利用熔断器作电容器的成组保护时，通常继电保护难于配合。成组保护用熔断器的熔丝电流整定值较大，对于单台电容器的故障反应迟钝或不能反应。且成组保护用熔断器熔断时，将使整组电容器退出。因此，为防止故障的扩大且便于检查和隔离电容器组，应设置单台电容器的熔断器保护。

因目前用户变电所中，在每段母线上装设一组（或多组）并联电容器，且每组电容器装置，单独由断路器控制。这样，就需装设单独的控制和保护装置；

二是规定了电容器组，可不装设放电设备的条件。这个条件，一般是对电动机等设备而言，这时，电容器组可以不另装设保护和控制设备。

10.2.2 电容器组与放电设备应直接连接，中间不应有开关设备和熔断器，可采用电压互感器作为放电电阻器。当采用电压互感器作为放电设备时，电压互感器宜采用与电容器组直接并联的接线方式。当电压互感器采用星形接线时，中性点不应接地。

1 电容器是储能元件，断电后两极之间的最高电压可达到 $\sqrt{2} U_N$ （ U_N 为电容器额定电压均方根值），最大储能为 CU_N^2 ，电容器自身绝缘电阻高，不能自行放电至安全电压，需要装设放电器件进行放电。电容器放电有两种方式：在电容器内装设放电电阻，与电容元件并联；在电容器外部装设放电线圈（或电压互感器），与电容器直接并联。放电电阻和放电线圈，都能达到电容器放电目的，但放电电阻的放电速度较慢，电容器断开电源后，剩余电压在5min内才能由额定电压幅值降至50V以下；放电线圈放电速度快，电容器组断开电源后，剩余电压在5s内降至50V以下。两种放电方式，二者必具其一，或者两种方式都具备，从而避免合闸过电压，保障检修人员的安全和降低单相重击穿过电压。

2 电容器组与放电设备应直接连接，中间不应有开关设备和熔断器的规定是为了保证在电容器切除时将电荷完全释放，有利于运行和检修的安全。

3 以前，曾经在工程中使用过的放电设备有四种接线方式：V形、星形、星形中性点接地和与电容器直接并联。其中星形中性点接地是一种错误的接线方式，极少在过程中出现。研究试验证明，采用星形接线的中性点直接接地，由于形成了L—C串联回路，在断路器分闸时，将产生过电压，可能导致断路器重击穿。某地变电所的高压电容器组，误采用了中性点接地的电压互感器作放电线圈使用，投产试验时，测得过电压。即使断路器没有发生重击穿，对地过电压也可达2.4倍，如发生重击穿，过电压倍数更高，这对电容器是非常危险的。产生这种过电压的原因是L—C串联回路产生的谐振，因此当电压互感器（放电线圈）采用星形接线时，中性点不应接地。作为电容器组放电用的电压互感器，应选用是全绝缘结构的，这点务必注意。

10.2.3 高压电容器组的接线方式，应符合下列规定：

a) 电容器组宜采用单星形接线或双星形接线。在中性点非有效接地的电网中，星形接线电容器组的中性点不应接地。

b) 电容器组的每相或每个桥臂，由多台电容器串联组合时，应采用先并联后串联的接线方式。

c) 每个串联段的电容器并联总容量不应超过3900kvar。

本条规定了，高压电容器组的接线方式和每相及每个桥臂的两种接线方式和要求。

1 如采用三角形接线，当三角形电容器组发生电容器全击穿短路时，相当于相间短路，注入故障点的能量不仅有故障相健全电容器的涌放电流，还有其它两相电容器组的涌放电流和系统的短路电流。这些电流的能量远远超过电容器油箱的耐爆能量，因而电容器爆炸起火事故，损失严重。而星形接线的电容器组发生电容器全击穿短路时，故障电流受到健全相容抗的限制，来自系统的工频电流将大大的降低，最大不超过电容器组额定电流的3倍，并且没有其它两相电容器的涌放电流，只有来自同相的健全电容器的涌放电流，这是星形接线电容器组爆炸事故较低的重要原因之一。所以，本条规定的并联电容器组接线方式是星形接线，电力用户都应遵守。

在操作过电压保护方面，三角形接线的电容器组的避雷器的运行条件和保护效果，均不如星形接线电容器组好。所以规定电容器组宜采用单星形或双星形接线。

当6kV~35kV为非有效接地系统时，星形接线电容器组中性点均不接地。

电容器组接线方式选择，应根据电容器组容量和采用的保护方式综合考虑。常用电容器组接线和保护方式有4种：单星形接线采用开口三角电压保护，单星形接线采用相电压差动保护，双星形接线采用中性点不平衡电流保护，单星形接线采用桥式差电流保护。据某省电力试验研究院近期调查：10kV电容器组容量为7800kvar及以下，35kV电容器组容量为8400kvar及以下，采用单星形开口三角电压保护，分别占74.4%和43.9%；随着电容器组容量增大，采用这种接线方式的比例减少，尤其是35kV电容器组，容量在10~20Mvar时很少采用；35kV电容器组，容量为20Mvar及以下，采用单星形接线相电压差动保护的占57%，单组容量超过20Mvar者不采用；10kV电容器组，容量为8000~10020kvar，采用双星形接线中性点不平衡电流保护较多，以前占总容量的24.7%，现在是43.2%；35kV电容器组，采用双星形接线中性点不平衡电流保护方式同样很多；以前，10kV和35kV电容器组，采用单星形接线桥式差电流保护的较少，由于这种保护方式的灵敏度高，今后将会在35kV电容器组中大量采用。为了解决采用双星形接线中性点不平衡电流保护的灵敏度不够的问题，有些变电所采用了在一套开关回路下将60Mvar电容器，分成3个单星形接线的电容器组，每个组20Mvar，其目的是减少

并联台数，提高安全性；其缺点是保护灵敏度并不理想，而且使装置复杂化。在单星形、两星形、三星形接线中，由于采用的保护是按单星形设置，其实质仍是单星形，仅仅是接线方式上的新花样，并不是一种新的接线方式。单星形接线是电容器组的最基本的接线方式，其他接线方式都是由单星形演变来的。各种保护都有其自身的优缺点，选用时应根据工程条件，用其优点，避开缺点。

单星形与双星形接线比较，前者具有接线简单，布置清晰，串联电抗器接在中性点侧只需一台，没有发生对称故障（双星形的同相两臂发生相同故障，如同时发生一台电容器极间击穿）的可能。因此，应首先考虑采用单星形接线，其次再考虑采用双星形接线。

2 电容器组的每相或每个桥臂由多台电容器串并联组合连接时，基本上都采用先并后串。采用先并后串方式时，当一台电容器出现击穿故障，故障电流由两部分组成：一部分来自系统的工频故障电流；另一部分来自其余健全电容器的放电电流，由于故障电流大，能使外熔丝迅速熔断，从而把故障电容器迅速切除，这时健全相电压将会升高，只要不超过允许值，电容器组可继续运行。而采用先串后并的电容器组，当一台电容器击穿时，因受到与之串联的健全电容器容抗的限制，故障电流就比前述情况小，外熔丝不能迅速熔断，故障延续时间长，与故障电容器串联的健全电容器可能因长期过电压而损坏。在故障相同的情况下，先并后串接线方式，健全电容器上的电压升高较低，有利于安全运行。应当注意：当并联容量超过限值时，需要采取切断均压线的串并联分隔措施，这种方式保护整定计算不能采用常规公式，否则，将会造成保护整定值错误，留下事故隐患，因此，需根据具体情况进行公式推导。

3 选择并联电容器组串联段的并联容量，是抑制电容器故障爆破的重要措施，本款规定是根据《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器 第三部分：并联电容器和并联电容器组保护》GB/Z 11024—2001 中第 5.3.1 条 c) 款规定提出。该条规定：万一电容器发生故障，有可能由于得到的能量使熔断器管和电容器外壳爆裂。对全膜电容器，在并联能量限值到 15kJ 时，即使电容器发生故障，外壳爆裂的机率通常是可以接受的。在额定电压下，该限值相当于 50Hz，3900kvar 电容器。对于全纸和膜纸复合电容器，能量一般限制在 10kJ，在额定电压下，该限值相当于 50Hz，2600kvar 电容器。这些能量限值是按电容器电压为额定电压峰值的 1.1 倍计算得出的，当预计工频过电压较高时，并联能量应相应降低。

“J”——能量单位。

10.2.4 电容器的额定电压与电力网的额定电压相同时，应将电容器的外壳和金属支架可靠接地。

当电容器额定电压低于电力网的额定电压时，应将每相电容器的支架绝缘，其绝缘等级应和电力网的额定电压相配合。

1 电容器应与接入电网的运行电压相配合以充分利用容量。因为电容器的无功容量与施加电压的平方和频率成正比($Q_c = 2\pi f C U^2$)，一般系统频率变化很小。所以电容器端子上若施加的是额定电压，则它输出的亦为额定功率。如果降低电压运行，电容器无功输出将大大减损影响无功补偿效果。如果过电压运行，将大大增加无功出力造成过负荷，危害亦是很大的。

2 根据国家标准《并联电容器》第 11 条中规定：“电容器组的绝缘水平应按拟接入的系统的绝缘水平来选择。电容器的绝缘水平如果低于：电力系统的绝缘水平，则应采用与该电力系统的绝缘水平相等的外部绝缘将电容器对地绝缘起来”。例如拟设计接入 10kV 系统的电容器组，应选用 10kV 绝缘水平的电容器。现国产的 11 / $\sqrt{3}$ kV 电容器就是供 10kV 系统采用不接地星形接线的电容器组选用的，电容器对地绝缘为 11kV 级。这样可将电容器直接装设在接地的构架上，电容器外壳的联机应与金属构架连接，而构架的接地线还应与变电所主接地网连接是安全的需要；

3 当电容器额定电压低于电力网的额定电压时，在这种情况下，运行人员巡视检查时，也不得触及电容器的外壳，防止触电事故的发生。

10.2.5 高压电容器组的电源侧和中性点侧设置检修接地开关，当中性点侧装设接地开关有困难时，也可采用其他检修接地措施。

放电设备往往不能将电容器中的残余电荷泄殆尽，为确保检修人员的人身安全，检修工作进行之前，还必须对电容器组进行接地放电。虽然停电时挂临时接地线也是放电方式之一，但操作过程麻烦，不能设置防止误操作的机械或电气联锁，安全性较差，接地开关可装设电气联锁，所以，本条推荐装设接地开关。

需要说明的是，星形接线电容器组经长时间运行后，虽然有放电器件放电，但中性点仍会积存电荷，如仅在电源侧接地放电，中性点仍会具有一定电位对检修人员构成威胁。曾发生过这样的事故：一个并联电容器装置停电检修，检修人员在电容器组的电源侧挂了接地线，检修人员以为已经做好了

安全措施,即开始进行检修工作,当检修人员的手臂碰到中性点导体时,发生了触电事故。为杜绝此类事故的发生,检修工作之前,应在电容器的电源侧和中性点侧,同时进行短路接地放电。因此,装设接地开关或挂接地线均不能遗漏中性点。

还有一点应注意,当电容器的外部熔断器熔断,或电容器内部连接线断线,这种情况的电容器脱离运行的电容器时,均可能带有残留电荷,为保证安全,在接触这些电容器之前,应进行对地短接放电。

10.3 电气设备的选择

10.3.1 并联电容器装置断路器的选择,除应符合高压断路器有关标准外,还应符合 GB 50227、DL/T 5222 的相关规定。

一 《并联电容器装置设计规范》GB 50227—2008 第 5.3 节对断路器的选择规定如下。

1 断路器应具备频繁操作的性能。

并联电容器装置要随无功功率需求和电压调节的要求进行投切,所以,每天断路器的投切次数较多,动作频繁,满足频繁投切的需要,是对断路器的一个特殊要求。

2 断路器关合时,触头弹跳时间不应大于限定值,开断时不应出现重击穿。

1) 弹跳时间不应大于限定值

这是因为,并联电容器回路,具有独特的电路特性,某些断路器合闸产生的弹跳和分闸重击穿都将导致产生过电压,过电压是损坏电容器的重要原因,所以选择断路器必须慎重。根据实践经验总结和相关规定对断路器合闸弹跳时间应小于 2ms;分闸弹跳距离应小于断路器断口间距的 20%。过长预击穿将导致开关触头损坏甚至发生灭弧室爆炸。

2) 开断时不应重击穿。

这是因为,按现行国家标准《交流高压断路器的开合电容器组试验》无重击穿是这样定义的:“按本标准规定进行电容器组开断试验时不发生重击穿的断路器”,值得注意的是上述定义指在试验条件下,即是说无重击穿断路器不是绝对的而是相对的,这种断路器在长期运行条件下仍有可能发生重击穿,但几率较小。

3 应能承受电容器组的关合涌流和工频短路电流以及电容器高频涌流的联合作用。

承受关合涌流以及工频短路电流和断路器高频涌流的联合作用,是电容器组回路断路器的特殊运行工况,断路器应具备这种特殊性能。

第 1、3 款也是对电容器组回路断路器的特殊要求,在断路器选型时应予以注意。

对 10kV 投切频繁操作的电容器组,可选用经过“老练”重击穿几率小的真空断路器,但须设置操作过电压保护。经过 SF₆ 断路器投切 35kV 电容器组进行试验,无重击穿现象发生,建议今后在工程中采用。

10.3.2 串联电抗器的选择

10.3.2.1 串联电抗器选型时,选用干式电抗器或油浸式电抗器,应根据工程条件经技术经济比较确定。安装在屋内的串联电抗器,宜采用设备外漏磁场较弱的干式铁心电抗器或类似产品。

10.3.2.2 串联电抗器电抗率的选择,应根据电网条件与电容器参数经相关计算分析确定,电抗率取值范围应符合下列规定:

a) 仅用于限制涌流时,电抗率宜取 0.1%~1%。

b) 用于抑制谐波时,电抗率应根据并联电抗器装置接入电网处的背景谐波含量的测量值选择,当谐波为 5 次及以上时,电抗率宜取 4.5%~5%;当谐波为 3 次及以上时,电抗率宜取 12%,亦可采用 4.5%~5%与 12%两种电抗率。

10.3.2.3 并联电抗器装置的合闸涌流限值,宜取电容器组额定电流的 20 倍;当超过时,应采用装设串联电抗器予以限制。电容器组投入电网时的涌流计算,应符合 GB 50227 中附录 A 的规定。

10.3.2.4 串联电抗器的额定电压和绝缘水平,应符合接入处的电网电压要求。

10.3.2.5 串联电抗器的额定电流应等于所连接的并联电容器组的额定电流,其允许过电流不应小于并联电容器组的最大过电流值。

10.3.2.6 并联电容器装置总回路装设限流电抗器时,应计入其对电容器分组回路电抗率和母线电压的影响。

1 规定了串联电抗器的选型原则。目前,电抗器产品有干式和油浸式两大类,其中干式电抗器包括:干式空心电抗器、干式半空心电抗器和干式铁芯电抗器。这两大类电抗器各自具有不同特点:干

式空心电抗器的优点是无油、噪音小、磁化特性好、机械强度高，适合室外安装；干式半心电抗器和干式铁芯电抗器具有无油、体积小、漏磁弱的特点，干式铁芯电抗器可做成三相产品、安装简单、占地少，这两种产品安装在屋内，其防电磁感应效果优于干式空心电抗器。油浸式电抗器损耗小、价格便宜，通常为三相共体式结构，并具有体积小，安装简单，占地小的优点，屋内外安装均可；缺点是要可能其防火要求。

对安装在屋内的电气一次设备通常有两点要求：无油化，对电气二次弱电设备影响小。针对这两点要求，要达到无油化就要采用干式电抗器；对电气二次弱电设备影响小，就是要求电抗器本体周围漏磁弱，这样只有半心式电抗器或干式铁芯电抗器满足要求。

2 串联电抗器的主要作用是抑制谐波和限制涌流，电抗率是串联电抗器的重要参数，电抗率的大小直接影响着它的作用。电抗率选择就要根据它的作用来确定。电抗率与多种因素有关，其中电网谐波对其取值影响较大，应根据电网参数进行相关谐波计算分析确定。

1) 当电网中谐波含量甚少，装设串联电抗器的目的仅为限制电容器组追加投入时的涌流，电抗率可选得比较小，一般为 $0.1\% \sim 1\%$ ，在计及回路连接线的电感（可按 $1\mu\text{H}/\text{m}$ 考虑）影响后，可将合闸涌流限制到允许范围。在电抗率选取时，可根据回路连接线的长短一并考虑，确定按上限或下限取值。

2) 当电网中存在谐波不可忽视时，则应考虑利用串联电抗器来抑制谐波。为了确定合理的电抗率，应查明电网中背景谐波含量，以便按不同情况采用不同的电抗率。为了抑制谐波放大，电抗率配置原则是：使电容器组接入处的综合谐波阻抗呈感性。通常电抗率应这样配置：

i) 当电网背景谐波为 5 次及以上时，电抗率可按 $4.5\% \sim 5.0\%$ 。根据电科院对谐波的研究报告，当电抗率采用 6% 时，其对 3 次谐波放大作用比 5.0% 大，为了抑制 5 次及以上谐波，同时又要兼顾减少对 3 次谐波的放大，电科院研究报告建议电抗率选用 $4.5\% \sim 5.0\%$ 。同时， 6.0% 与 5.0% 相比：容量大、自身消耗的无功多、价格贵、经济性差。

ii) 当电网背景谐波为 3 次及以上时，电抗率配置有两种方案：全部电容器组的电抗率都按 12% 配置；或采用 $4.5\% \sim 5.0\%$ 与 12% 两种电抗率进行组合。采用两种电抗率的条件是电容器组数较多，其目的是节省投资和减少电抗器消耗的容性无功（相对于全部采用 12.0% 的电抗器）。

3 单组电容器投入，合闸涌流通常不大，当电容器组接入处的母线短路容量不超过电容器组容量的 80 倍时，单组电容器的合闸涌流将不超过 10 倍电容器组额定电流。电容器组追加投入时的涌流倍数较大，而且组数愈多，涌流愈大，投入最后一组电容器时涌流达到最大。高频率高幅值涌流对断路器触头和设备的绝缘会造成损坏。根据国内多年的运行经验，确定了涌流的限值倍数，因为 20 倍涌流未见对回路设备造成损坏，所以规定 20 倍涌流作为限值。这是一个经验数值不是科学试验值，目前大家接受这样一个限值，所以建议按此考虑。

4 总回路装设的限流电抗器实际上加大了回路电感，当分组回路的电感较大时，限流电抗器电感的影响相对较小，甚至可以忽略，而分组回路装小电抗或不装电抗器时，则需考虑限流电感的影响，忽略它可能会造成较大的误差使分组回路的电抗率失准。限流电抗器流过电容电流时将引起电压升高，可根据其电感参数予以考虑。GB50227 附录 A 提供了涌流计算公式，实际上，只要装设抑制谐波的串联电抗器，合闸涌流均不会超过电容器组额定电流的 20 倍。

5 串联电抗器的额定电压应与接入处的电网标称电压相配合。应注意：串联电抗器的额定电压与其额定端电压是两个不同的参数，额定电压是指串联电抗器适用的电压等级；而额定端电压是指串联电抗器一相绕组两端，设计时采用的工频电压方均根值，它与电抗率大小有关。

串联电抗器的安装方式与其绝缘水平有关，并以绝缘水平决定安装方式。当串联电抗器绝缘水平低于电网的绝缘水平时，应将其安装在与电网绝缘水平一致的绝缘平台或绝缘支架上；当串联电抗器绝缘水平不低于电网绝缘水平时，可将其安装在地面基础上。例如：35kV 电抗器，当其对地绝缘水平值，工频 1min 耐压为 85kV（方均根值），雷电冲击耐压为 200kV（峰值），可将其安装在地面基础上；当其对地绝缘水平值，工频 1min 耐压为 35kV（方均根值），雷电冲击耐压为 134kV（峰值），这种电抗器不能安装在地面基础上，只能安装在 35kV 绝缘平台上。

6 串联电抗器与电容器组是串联连接，流过串联电抗器与电容器组的电流值是一样大小，电容器组会出现工频过电流，这时正常工况，这种工况将加重电抗器运行时的负担，以往曾出现过电容器组在过电流时，引起串联电抗器过热事故。为了确保串联电抗器的运行安全，其过电流能力不能低于电容器组的过电流值，并应将其作为对串联电抗器的重要技术参数。

7 总回路装设的限流电抗器实际上加大了回路电感，当分组回路的电感较大时，总回路限流电抗

器电感对分回路影响相对较小甚至可以忽略；当分组回路装设的是小电抗器或不装电抗器时，则需要考虑限流电感的影响，忽略它可能会造成较大的误差，从而使分组回路的电抗率失准。同时，限流电抗器将引起母线电压升高，可将其电感参数计算电压升高值。

10.3.3 用于限制并联电容器装置操作过电压保护时，应选用无间隙金属氧化物避雷器。

用于并联电容器操作过电压保护的避雷器的参数选择，应根据电容器组参数和避雷器接线方式确定。

本条为电容器组操作过电压保护用避雷器的选型规定。

1 由于无间隙金属氧化物避雷器的性能优于有间隙的碳化硅避雷器，这种避雷器已在国内外各级电压的过电压保护中获得广泛应用。在我国，限制电容器组操作过电压也是用这种避雷器。由于带间隙的金属氧化物避雷器间隙放电时，产生过冲击电压，这种冲击电压足以构成对电容器绝缘的威胁甚至造成损坏，电力行业的反事故措施中已明文规定，禁止在电容器组中使用带间隙的金属氧化物避雷器产品，为保证安全，特作出规定。

2 限制电容器组操作过电压的避雷器参数选择（持续运行电压、额定电压、直流 1mA 电压、方波通流容量），与避雷器的接线方式（相对地、中性点对地）和电容器组的电抗率、电容器组容量有关，若要获得准确数据，可以根据这些已知条件由计算机计算确定，再在已有的产品中选择符合计算值要求的避雷器。操作过电压保护用避雷器的主要参数是方波通流容量，可按电容器组容量估算：装设于相地之间的避雷器，24Mvar 及以下，2ms 方波电流应不小于 500A；容量大于 20Mvar 的电容器组，容量每增加 20Mvar，按方波电流增加值不小于 400A 进行估算。

10.3.4 用于并联电容器组不平衡保护的电流互感器或放电线圈，应符合下列要求：

- a) 额定电压应按接入处的电网电压选择。
- b) 额定电流不应小于最大稳态不平衡电流。
- c) 电流互感器应能耐受电容器极间短路故障状态下的短路电流和高频涌放电流，不得损坏，宜加装保护措施。
- d) 二次线圈准确等级应满足继电保护要求。

1 本条规定针对单星形接线采用不平衡电压保护和双星形接线采用不平衡电流保护的电容器组，选择电压互感器和电流互感器提出的要求。这些要求是根据《标称电压 1kV 以上电力系统用并联电容器 第 3 部分：并联电容器和并联电容器组的保护》GB/Z 11024.3—2001 的规定，并结合工程实践提出的。在双星形接线采用中性点不平衡电流保护中，电流互感器的准确等级可选 10P 级。为了使电流互感器不致因匝间短路电流和高频涌放电流冲击而开裂损坏，IEC 标准要求电流互感器的一次侧同时装设间隙或避雷器。我国采取以下措施：在规定了在电流互感器一次和二次侧同时装设低压避雷器，只在一次侧装设低压避雷器，采用加强电流互感器匝间绝缘来提高冲击能力，在满足继电保护灵敏度的前提下加大电流互感器的变比等，这些都是有效措施。

低于单星形接线采用开口三角电压保护或单星形接线采用相电压差动保护，工程中通常采用放电线圈二次侧抽取电压用于不平衡保护，用于电压差动保护的专用放电线圈一次侧有中间抽头，用三个套管引出，与电容器组的两个串联段对应连接，有两个二次电压线圈，可检测差电压，二次线圈的准确等级可用 0.5 级，这种产品在工程中已经应用很普遍。

无论是选择电流互感器或电压互感器，对使用来说最主要的要求有两点：满足保护灵敏度要求，故障状态不损坏。

10.3.5 熔断器的选择应符合下列规定：

- a) 电容器保护使用的熔断器，宜采用喷逐式熔断器。
- b) 熔断器的熔丝额定电流，不应小于电容器额定电流的 1.43 倍，并不宜大于额定电流的 1.55 倍。

新增条文。本条参照《并联电容器装置设计规范》GB 50227—2008 第 5.4 节的规定编写。

1 喷逐式熔断器，具有动作迅速、尺寸小、重量轻、结构比较简单等优点，已普遍采用。限流式熔断器仅用在故障电流大而喷逐式熔断器不能满足开断故障要求的场合。

喷逐式熔断器在一般情况下，可满足不接地星形电容器组开断故障电流的要求，即使个别情况故障电流大于喷逐式熔断器的开断电流，设计时需采取措施，如：在接在线设法减少电容器的并联台数，仍可使开断电流满足工程选用，所以本条推荐采用喷逐式熔断器。

喷逐式熔断器的熔丝特性，应满足下列要求。

- 1) 电容器在允许的过电流情况下，熔断器的保护性能不应改变；
- 2) 电容器内部组件发生故障但未发展到外壳爆裂前，应将故障电容器可靠断开退出运行；

3) 熔丝特性的分散性不能太大, 运行中既不能产生误动作, 也不能出现“拒动”现象。

为了保证电容器内部组件故障至外壳爆裂前熔丝熔断, 熔丝的时间——电流特性曲线应位于电容器的 10% 外壳爆裂曲线左侧 (即安全带中), 达到这种配合时故障电容器仅外壳变形, 不出现漏油。为保证电容器在允许过负荷范围之内, 熔丝不产生误动作, 熔丝的时间——电流特性曲线的下偏差应在电容器过负荷范围之内。“电容器外壳爆裂几率曲线”参见《高压并联电容器单台保护用熔断器订货技术条件》DL442—91 附录 C, 进行选配。

2 熔断器的熔丝额定电流选择的规定, 是依据 DL 442—91 制订时所做的研究工作及各地对熔断器保护运行经验而订的。为便于选择的便利, 一般按 1.5 倍选择。

10.4 布置和安装

10.4.1 电容器组不得安装在下列场所:

- a) 潮湿、多尘、高温场所。
- b) 易燃、易爆及腐蚀性气体场所。
- c) 长期震动的场所。

本条规定了电容器组不得安装的场所。

潮湿及腐蚀性场所易造成电容器外壳锈蚀、腐蚀; 多尘场所易发生电容器带电端子对地闪络事故; 高温产生将影响电容器安全运行。

由于电容器特别是高压电容器是充油设备, 在易燃、易爆产生将造成火灾事故。

长期震动对电容器内部的结构带来影响, 造成内部焊接部位断裂, 而造成电容器无法使用。

10.4.2 分层布置的电容器组框 (台) 架, 不宜超过三层, 每层不应超过两排, 四周和层间不得设置隔板。

电容器应垂直安装, 其端子的连接线应采用软导线, 铭牌应面向通道, 每台电容器应注明编号。

本条是对电容器框架设计和安装的要求。

1 设计电容器组框架应考虑以下几点:

1) 有利于电容器通风散热。良好的通风散热条件是减少电容器故障的重要保证。在层间设置隔板 (为了防止上层电容器漏油滴到下层电容器上), 以及在电容器柜 (框架) 的四周用钢板围护, 这些做法均会影响到电容器的通风散热, 使电容器温升增加, 导致电容器的故障发生, 设备生产制造和设备采购均应注意这个问题。

2) 方便维护和更换设备。电容器框架设计, 应考虑巡视设备的运行检修工作的方便; 巡视设备的运行状况、停电后对设备进行检查和清扫工作、对故障电容器进行更换工作。电容器的框架设计还应考虑: 方便维护人员站立和脚踩的位置。总之, 要给电容器的运行维护和检修尽量创造方便条件。

3) 节约占地。工程建设要节约占地, 这是我国的国策。分层布置节约占地, 在采用分相布置时, 也要考虑电容器分层放置。为了方便运行巡视和维护检修, 框架分层不宜超过三层, 若超过三层, 站在地面不易看清上层设备的运行情况, 为降低框架高度还可考虑采用横放式电容器。节约占地和方便运行维护, 在电容器框架设计时两者兼顾。

2 规定电容器端子采用软导线连接, 是防止电容器端子受力后造成渗、漏油而影响到电容器的安全运行; 铭牌面向通道是便于对电容器容量的检查。

10.4.3 电容器组的安装最小尺寸, 应符合表 16 的规定。

表 16 电容器组安装最小尺寸

单位为毫米

名 称	电容器 (屋外、屋内)		电容器底部距地面		框 (台) 架顶部至顶棚净距
	间 距	排间距离	屋外	屋内	
最小尺寸	70	100	300	200	1000

本条对电容器组的安装最小尺寸作了规定。

1 电容器间距。电容器介质损耗产生的热量主要依靠对流来散发, 其散热量与单台电容器容量和介质损耗大小有关。不同容量的电容器在框架上放置, 彼此间距取多大, 应通过电容器温升试验来确定。从表 10.4.3 的温升试验结果, 可看出电容器间距对温升的影响。

表 10.4.3 电容器安装间距及温升

电 容 器 间 距 (mm)	电容器油箱壁温升百分数 (%)		
	下 层	中 层	上 层
12.7	191	216	233
25	161	181	198
50	136	155	170
100	123	140	153
200	118	135	148

表 10.4.3 中百分数是以一台单独运行的电容器稳定温升为 100%，试验条件是在电容器四周围以薄铁板，从表 10.4.3 中可见下层温升较上层低，间距增大则温升降低，当间距超过 100mm，下层温升与一台单独运行的电容器已比较接近。因此，本条规定的电容器安装间距不应缩小。

电力电容器研究所，对全膜电容器安装间距与温升进行了研究，选用 100kvar、334kvar、500kvar 三种容量的电容器。分上、中、下三层安装在框架上。根据工程中的实际应用，电容器在框架上安装又分别采用了立放与 放两种产品，每层安装两排，排间距离只取一种：100mm。电容器间距采用：40mm、50mm、60mm、100mm。对某种安装距离都进行长时间通电试验，使电容器的温升达到稳定，得到大量的试验数据。该项目研究成果，经组织行业技术专家进行评审，评审意见建议：“在此研究报告的基础上，规范中电容器安装间距可以修订，考虑其他因素如电容器外壳膨胀。环境温度、单台容量等情况下，适当缩小现行间距，以不小于 70mm 为宜，单台容量较小的还可适当减少，但不小于 50mm”。

2 底部距地面距离。为使电容器通风散热良好，电容器不能直接安装在地面上，因为安装在地面上既影响通风散热，又容易造成底部锈蚀。本条规定的屋外电容器组对地距离高于屋内，是为了防止下雨时泥水溅到电容器器身上，以及防止小动物爬上电容器造成事故。本条规定的距离，是按照全国比较通用的 10kV 电容器组尺寸规定的，35kV 电容器组安装时的电容器底部对地距离，比 10kV 电容器组的电容器底部对地距离要大得多，满足本条规定不成问题。

3 排间距离。在框（台）架上安装两排电容器时，排间应有一定的距离，以利于通风散热、维护和更换电容器。原规程规定的最小间距为 200mm，是国内以前较为普遍的采用值。2008 年版有 200mm 缩小到 100mm。

4 框架顶部至屋顶净距。从利于空气对流散热考虑，框架顶部至屋顶距离愈大愈好，但由这个条件无法确定一个合理值。以检修人员站在框架上层不致头碰到屋顶为条件，则可确定一个最小尺寸，本条规定的框架顶部至屋顶的最小尺寸为 1000mm，即是从上述条件确定的，该距离规定，满足 35kV 及以下各级电压的并联电容器装置的带电距离要求。

10.4.4 屋外或屋内布置的并联电容器组，应在其四周或一侧设置维护通道，维护通道的宽度不宜小于 1.2m。电容器在框（台）架上单台布置时，框（台）架可靠墙布置；电容器在框（台）架上双排布置时，框（台）架相互之间或与墙之间，应留出距离设置检修走道宽度不宜小于 1m。

本条的规定是便于运行人员对电容器组的巡视。

为电容器组设置的通道有两种：正常运行时巡视用的主通道，习惯称维护（巡视）通道；带电体无防护，停电后才能走人的通道，习惯称检修通道，比维护通道要窄一些。

在电容器组四周都设置维护通道，将会增加占地埋件，也无必要。当屋内只有一组电容器时，通常只在电容器框架的一侧设置维护（巡视）通道；另一侧与墙之间设检修通道；有屋内有两组电容器时，通道设置又有两种情况：其一是电容器组靠近两侧墙布置，在两组框架之间设维护（巡视）通道，在框架与墙之间设检修通道；其二是两组电容器不靠墙布置，在两组电容器框架之间设检修通道，框架与墙之间设维护（巡视）通道。当框架上安装的电容器只有一排时，框架与墙之间可以不设检修通道，可靠墙布置。屋外电容器组的通道设置可参照上述情况考虑。本条规定的通道的最小尺寸，是多年运行实践证明是合适的。

10.4.5 电容器的安装还应符合 GB50147 的有关规定。

《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147—2010 第 11 章，对电容器（电力电容器、耦合电容器以及串联电容补偿装置）的安装作了规定。因此，电容器的安装还应执行该规范的有关规定。

10.5 电容器的保护和投切

10.5.1 电容器的保护配置应符合本规程第 13.7 节的规定。

本规程第 13.6 节对电力电容器的保护配置，作了明确规定，应遵照执行。

10.5.2 电容器每台应装设熔断器或将电容器分成若干组，按组装设熔断器；每组电容器不宜超过 4 台，单台电容器的容量不宜大于 50kvar。

利用熔断器作电容器的成组保护时，通常继电保护难以配合。成组保护用熔断器的熔丝电流整定值较大，对于单台电容器的故障反应迟钝或不能反应，因此对单台电容器的容量作了规定，而且成组保护用熔断器熔断时，将使整组电容器退出。因此，为防止故障的扩大且便于检查和隔离电容器组应设置单台电容器的熔断器保护；同时也利于无功补偿容量的调整。

10.5.3 无功补偿电容器应装设抑制谐波的滤波装置和涌流装置。

当具有冲击性负荷、三相不平衡负荷、谐波含量严重以及无功负荷变动快需要连续调节无功功率的客户，应采用静止型动态无功补偿装置（SVC）。

本条规定了，无功补偿电容器应装设抑制谐波的滤波装置和涌流装置以及需要装设静止型动态无功补偿装置（SVS）的规定，以抑制对电网的谐波污染。

现代电子设备的大量使用，如变速驱动装置、用于金属加工业的感应加热；商业建筑中的空调泵和风扇、为计算机和其它重要设备供电的不间断电压（UPS）、在计算机和其它办公设备的带整流装置的电气电路等。

由于上述非线性电气设备的投入运行，其电压、电流波形实际上不是完全的正弦波，而是不同程度畸变的非正弦波形，产生非线性电流，以谐波方式影响电网并加重了对电网污染，导致电容器、变压器及传输设备超载并故障。对测量、传动、计量等设备产生严重干扰、谐振及电压畸变，甚至还会造成供用电事故的发生。这点必须引起足够的重视。因此，增加了“具有冲击性负荷、三相不平衡负荷、谐波含量严重以及无功负荷变动快需要连续调节无功功率的客户，应采用静止型动态无功补偿装置（SVC）”的内容。对高层建筑、写字楼等，应按 DGJ32/J14—2007 的规定，装设低压静止型动态无功补偿装置（SVC）。

无功补偿及抑制谐波的装置，主要有：

SVC 英文全名：Static Var Compensator

中文译名：静态型无功补偿装置

TSC 英文全名：Thyristor Switched Capacitor

中文译名：晶闸管开关电容器

TCR 英文全名：Thyristor Controlled Reactance

中文译名：晶闸管控制电抗器

FC 英文全名：Fixed Capacitor

中文译名：固定电容器

目前我省制造厂家生产的能够满足“过零投切”、“分相补偿”和消谐要求的无功补偿装置，有以下几种类型。

第一种 TSC

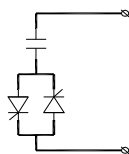
简介：从变压器负载电流中，取样电流互感器检测出负载电流信号，送至控制器。控制器在每一周波内，把感性负载电流的无功含量检测出来，并发出相应的脉冲信号来触发双向导通晶闸管组，同时做到零位触发晶闸管。被触发的晶闸管所连接的电容器组被投入到电网。由于是零位触发晶闸管电容器零位投切，所以达到了无冲击投切。采用三相分相取样，如负载为三相不对称，经控制器运算后，发出三相不对称触发信号，投入不等量的电容器组，即可三相三相不对称的补偿效果。

TSC 无功功率补偿装置可到达，过零投切、分相补偿的效果。但往往非线性负载谐波电流回被放大（电容器回路的容抗 $X_c = 1/\omega C = 1/2\pi fC$ 。

f 为周期量谐波分量的频率是基波频率 50Hz 的整数倍）。而注入供电电网及补偿电容器产生两个有害结果：①放大的谐波电流污染了电网；②被放大的谐波电流危及晶闸管开关电路和补偿电容器安全运行。

功能：无功功率补偿，提高功率因数、过零投切、分相补偿

适用于的用户：非线性负载不多，谐波分量不超过限值。对于接入前无大的电压波动、正弦波无明显畸变的用户。

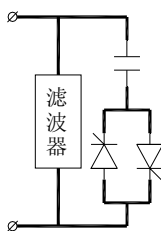


第二种 TSC+RC

简介：在 TSC 的基础上，配置滤波器组成。滤波型电容器无功功率补偿装置克服了 TSC 容易在某些谐波信号驱动下与接入点短路参数产生谐振，把谐波电流放大后注入电网，较好地协调了无功补偿和抑制谐波的两个要求。

功能：无功功率补偿，提高功率因数、过零投切、分相补偿、抑制谐波。

适用用户：有非线性负载、负荷，有一定的谐波分量且接入点有电压波动，正弦波有一定畸变的用户。



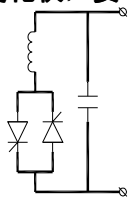
第三种 TCR+FC

简介：从变压器负载电流中，取样电流互感器检测出负载电流信号，送至控制器。控制器在每一周波内，把感性负载电流的无功分量检测出来并发出相应的脉冲触发信号来触发有关的晶闸管组，同时做到零位触发晶闸管，被触发的晶闸管所连接的电抗器（电感）被投入电网，由于做到“零位”触发，因此流过互感器的电流是从零开始，至零结束的正弦波电流。对电网不产生冲击电流、不污染电网。采用三相取样、分相控制。如负载为三相不对称负荷，经控制器的运算后，发出三相不对称触发信号，投入不等量的电感量即可实现三相不对称补偿效果。

TCR+FC 装置采用固定电力电容器、晶闸管投切电抗器（就象一个可变电感）调节感性无功功率，其相位与电容器无功功率相差 180°（方向相反）达到了连续调节无功功率的目的，此法的响应速度比 TSC 快。但 TCR 晶闸管移相触发控制电感电流的技术方案，使补偿装置本身成了一个谐波源。

功能：无功功率补偿，提高功率因数、过零投切、分相补偿，改变晶闸管的导通角，可连续调节无功功率补偿。

适用于：负荷谐波含量不大，负荷无功功率变化快，要求无功功率补偿响应速度快的用户。

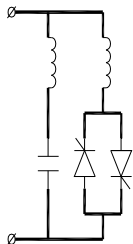


第四种 SVC (TCR+FC)

简介：在 TCR+FC 的基础上，在固定补偿电容器回路中，增加滤波电抗器，做到电力电容器和滤波电抗器（电感）合理配置，滤除非线性负荷产生的高次谐波，使电能质量符合国家规定。

功能：无功功率补偿，提高功率因数、改变晶闸管的导通角，可以连续调节无功功率、抑制非线性负载及被电容放大注入电网的谐波电流，降低电压谐波畸变率。

适用于：负荷极端不平衡及谐波分量严重，负荷无功功率变化快要求无功补偿相应速度快的用户。此产品应对现场各种参数测量后，再进行设计与制造，达到合理配置的要求。



11 电测量装置

11.1 电测量的配置

11.1.1 电测量装置的配置，应符合下列要求。

- a) 应正确反映电力装置的电气运行参数。
- b) 应能监视电力装置的绝缘状况。
- c) 故障时，能使运行人员迅速判断情况。

本条规定了电测量装置的配置原则和要求。

11.1.2 电测量装置的准确度要求不应低于表 17 的规定。

表 17 电测量装置的准确度要求

仪表类型名称		准确度（级）
计算机监控系统的测量部分（交流采样）		误差不大于 0.5%，其中电网频率测量误差不大于 0.01Hz
常用电测量仪表，综合装置中的测量部分	指针式交流仪表	1.5
	指针式直流仪表	1.0（经变送器二次测量）
	指针式直流仪表	1.5
	数字式仪表	0.5
	记录型仪表	应满足测量对象的准确度要求

本条规定了各类型电测量装置的准确度的要求。增加了对“计算机监控系统的测量部分（交流采样）”的准确度最低要求，即“误差不大于 0.5%，其中电网频率测量误差不大于 0.01Hz”。

11.1.3 交流回路指示仪表的综合准确度不应低于 2.5 级，直流回路指示仪表的综合准确度不应低于 1.5 级，接于电测量变送器二次侧仪表的准确度不应低于 1.0 级。用于电测量装置的电流、电压互感器及附件、配件的准确度不应低于表 18 的规定。

表 18 电测量装置电流、电压互感器及附件、配件的准确度要求（级）

仪表准确度等级	附件、配件准确度			
	电流、电压互感器	变送器	分流器	中间互感器
0.5	0.5	0.5	0.5	0.2
1.0	0.5	0.5	0.5	0.2
1.5	1.0	0.5	0.5	0.2
2.5	1.0	0.5	0.5	0.5

11.1.4 指针式测量仪表测量范围的选择，宜保证电力设备额定值指示在仪表标度尺的 2/3 处，有可能过负荷运行的电力设备和回路，测量仪表宜选用过负荷仪表。

1 对电力设备的过负荷运行及其倍数不予规定，因为硬性规定电力设备过负荷运行的倍数无实际意义，且给互感器的选择将造成困难。但对互感器和仪表测量范围的选择，应考虑在电力设备过负荷运行时有适当的指示，并应尽量保证在正常运行时仪表指示在上量线的 2 / 3 以上。“正常运行”系指电力设备和线路主要和长期运行状态。

2 对于电力系统中的特殊运行情况，例如双回路由单回路带全部负荷运行，电流互感器和仪表的测量范围的选择，可根据规定并综合具体情况考虑，尽可能使仪表指示的偏转。

3 对于在可能出现短时冲击电流的回路中，电流互感器变比，应根据额定工作电流或长期可能的过负荷进行选择，而不应根据冲击电流选择。

11.1.5 重载启动的电动机和有可能出现短时冲击电流的电力设备和回路，宜采用具有过负荷标度尺的电流表。

本条规定宜采用具有过负荷标尺的电流表，是为便于运行中对重载电动机或电力设备运行工况的监视。

11.1.6 双向电流的直流回路和双向功率的交流回路，应采用具有双向标度的电流表和功率表。具有极性的直流电流和电压回路，应采用具有极性的仪表。

11.1.7 无功补偿装置的测量仪表量程应满足设备允许通过的最大电流和允许耐受的最高电压的要求。并联电容器组的电流测量应按并联电容器组持续通过的电流为其额定电流的 1.35 倍设计。

本条针对无功补偿设备，除规定有额定电流和额定电压外，尚规定有最大允许稳态过电流和最高运行电压。因此，测量表计的量程不仅要满足额定电压、电流的要求，还应满足最大允许电流和最高允许运行电压的要求。故仪表指示宜在仪表量程的 2/3 以上，并应考虑在过负荷运行时，能有适当的指示。

11.1.8 计算机监控系统中的测量部分、综合装置中的测量部分，当其精度满足要求时，可取代相应的常用电测量仪表。

随着数字技术的广泛应用，测量装置会越来越的以“计算机监控系统中的测量部分”和“综合装置中的测量部分”的形式出现，当其测量精度满足要求，应能取代相应的常用电测量仪表。

11.1.9 下列回路，应测量交流电流表：

- a) 同步发电机和发电/电动机的定子回路。
- b) 双绕组主变压器的一侧、三绕组主变压器的三侧、自耦变压器的三侧、自耦变压器公共绕组回路。
- c) 双绕组厂（所）用变压器的一侧及各分支回路，三绕组厂（所）用变压器的三侧，发电机励磁变压器的高压侧。
- d) 6kV 及以上的输配电线路。
- e) 变电所的出线。
- f) 220kV 断路器 3/2 接线、4/3 接线和角型接线的各断路器回路。
- g) 母线联络断路器、母线分段断路器、旁路断路器和桥断路器回路。
- h) 10kV~35kV 低压并联电抗器和并联电容器回路。
- i) 50kVA 及以上的照明变压器和消弧线圈回路。
- j) 55kW 及以上电动机回路、55kW 以下保安用电动机。
- k) 根据生产工艺或电力设备运行要求，须监视交流电流的其它回路。

1 对于主变压器：双绕组变压器一般装在电源侧，如有需要或困难时可装在另一侧；双绕组（自耦）变压器应在三侧测量电流；对于自耦变压器的公共绕组由于设计时难以确定运行方式，为便于运行监视，统一为测量公共绕组电流。

2 由于 55kW 以下易过负荷电动机不易分辨，且并非全部需要进行电流测量，但对 55kW 以下的保安用电动机，由于其重要性也应装设电流表。

11.1.10 下列回路，应测量直流电流：

- a) 同步发电机、发电/电动机和同步电动机励磁回路，自动及手动调整励磁的输出回路。
- b) 直流发电机及其励磁回路、直流电动机及其励磁回路。
- c) 蓄电池组的输出回路，充电及浮充电整流装置的输出回路。
- d) 重要电力整流装置的直流输出回路。
- e) 根据生产工艺或电力设备运行要求，须监视直流电流的其它回路。

11.1.11 下列回路除应符合本规程第 11.1.9 条的规定外，尚应测量三相交流电流：

- a) 同步发电机和发电/电动机的定子回路。
- b) 110kV 及以上电压等级输电线路和变压器回路。
- c) 照明变压器、照明与动力共享的变压器，照明负荷占 15% 及以上的动力与照明混合供电的 6kV 以下的线路。
- d) 三相负荷不平衡率大于 10% 的 1200V 及以上的电力用户线路，三相负荷不平衡率大于 15% 的 1200V 以下的线路。

11.1.12 在下列回路中，应装设电压表：

- a) 可能分别工作的各段直流和交流母线。
- b) 直流发电机和电力整流装置回路。
- c) 蓄电池组回路。

d) 根据生产工艺或电力设备运行要求, 须监视电压的其它回路。

11.1.13 中性点非有效接地系统的主母线, 宜测量母线的一个线电压和监视绝缘的三个相电压。

在中性点非有效接地系统中, 中性点的电位是不固定的, 它随着系统对地电容、负荷性质等因素的改变而改变。当线路各相对地电容相等时, 在平衡的三相电压作用下 (不考虑负荷电流的影响), 各相对地将流过大小相等, 彼此相差 120° 的电容电流。

各相的电容电流超前电压 90° , 三相电容电流的相量和等于零。即

$$I_{AC} + I_{BC} + I_{CC} = 0$$

所以, 系统在正常运行、并且三相负荷平衡时, 中性点的电位为零电位。在这种情况下, 三相导线对地的电压是相等的, 它们都等于额定相电压。当某相导线接地时, 接地相导线的对地电容值等于零, 这时, 三相对地电压将发生变化。如 C 相完全接地时, 相电压 U_C 对地降为零值, 接地点产生一个零序电压 $U_0 = -U_C$, 由于中性点电位不是零电位, 对地为相电压 U_C , 所以 U'_A 和 U'_B 均升高 1.73。

因此, 三相相电压表的指示为: A 相和 B 相升高, 最大时为线电压 (1.73 倍相电压), C 相低于相电压, 严重时接近零值。

因此, 装设三个相电压表, 可以使运行人员在发生单相接地故障时, 根据相电压表的指示, 判别接地相, 便于查找故障相。

11.1.14 高压侧为 35kV 及以上, 低压侧为 6kV 及以上的变压器, 宜装设有功功率表。

11.1.15 同步电动机应装设功率因数表。

11.1.16 静止补偿装置宜测量并记录下列参数:

- a) 一个系统参考线电压。
- b) 静止补偿装置所接母线的一个线电压。
- c) 静止补偿装置用中间变压器高压侧的三相电流。
- d) 分组并联电容器和电抗器回路的单相电流和无功功率。
- e) 分组晶闸管控制电抗器和晶闸管投切电容器回路的单相电流和无功功率。
- f) 分组谐波滤波器组回路的单相电流和无功功率。
- g) 总回路的三相电流、无功功率和无功电能。
- h) 当总回路下装设并联电容器和电抗器时, 应测量双方向的无功功率, 并应分别计量进相、滞相运行的无功电能。

本条对静止补偿装置宜测量的各参数作了规定。由于目前静止补偿装置一般采用计算机监控方式, 无功功率是通过计算机计算得到, 不会增加测点, 因此, 各电容器、电抗器分组回路也应对无功功率进行测量。

11.1.17 仪表应装设在便于监视的地方。在控制屏上仪表水平中心线距离地面宽度宜为 1.2m~2.0m 但准确度高或刻度小的仪表, 则不宜高于 1.7m。而记录型仪表宜为 0.6m~2m。

11.2 变 (配) 电所电气测量仪表

11.2.1 35kV 及以上电压等级的变电所, 应装设下列电气测量仪表:

- a) 电源进线: 电压表、电流表 (三只)、有功功率表与功率因数表。
- b) 主变压器的高、低压测: 电流表 (三只)、有功功率表与功率因数表。低压侧装设电压表。
- c) 35kV 及以上出线: 电流表、有功功率表、无功功率表、有功与无功电能表。
- d) 6kV~20kV 中性点非有效接地系统母线: 应装设绝缘监视装置。

本条对 35kV 及以上电压等级的变电所, 应装设的电气测量仪表作出规定, 以满足变电所安全运行的需要。

11.2.2 10kV~20kV 变 (配) 电所, 应装设下列电气测量仪表:

- a) 电源进线: 电压表、电流表 (三只)、有功功率表与功率因数表。
- b) 配电变压器的高、低压测: 电流表 (三只)、有功功率表与功率因数表、有功电能表。低压侧装设电压表。
- c) 出线: 电流表、有功功率表、有功电能表。
- d) 6kV~20kV 可能分别工作的各段母线的电压互感器柜上, 均应装电压表 (三只)。
- e) 建筑面积超过 2 万 m^2 的公共建筑变电所出线回路均应配置电能计量装置。计量装置应采用数字式电能表计。

本条对 6kV~20kV 电压等级的变电所, 应装设的电气测量仪表作出规定, 以满足变电所安全运行

及节能的需要。

11.2.3 变（配）电所内宜装设智能型多功能仪表。

智能型多功能仪表，具有多种测量功能。装设后可以减少测量仪表的数量。而且，还可以根据工程需要，扩展所需功能。

11.3 计算机监测（控）系统的测量

11.3.1 计算机监测（控）的数据采集的基本原则应符合本规程第 11 章和第 12 章的有关规定，计算机监测（控）系统采集的模拟量及电能数据量，可按 GB/T 50063 中附录 C 配置。

本条规定了计算机监测（控）数据采集的基本要求，同常用测量仪表的测量一样，都要符合本规程第 11 章和第 12 章的有关规定，前者指仪表测量，后者指参数采集。

GB/T 50063—2008 附录 C 规定见表 11.3.1

表 11.3.1 电测量及电能计量的测量图表用符号

参数符号	参数名称	参数符号	参数名称
I_A 、 I_B 、 I_C	A、B、C 相电流（线）	I	单相电流（线）
U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA}	A B、B C、C A 线电压	U_A 、 U_B 、 U_C	A、B、C 相电压
U	线电压	U_0	零序电压
P	单向三相有功功率	Q	单向三相无功功率
$\underline{P}$	双向三相有功功率	$\underline{Q}$	双向三相无功功率
P_0	单相有功功率	$\cos \phi$	功率因数
W_1	正向三相有功电能	W_{Q1}	正向三相无功电能
W_2	反向三相有功电能	W_{Q2}	反向三相无功电能
W	三相有功电能	W_{ph}	单相有功电能
f	频率	U	直流电压
$\underline{I}$	直流电流	$\underline{W}$	直流有功电能
$\underline{P}$	直流有功功率	—	—

11.3.2 当采用计算机监控系统时，就地开关柜上应保留必要的测量表计或监测单元。

采用计算机监测（控）后，就地保留必要的测量仪表或监测单元，能满足在变电所投运时安装调试的方便，以及运行的监视或检修及事故处理的需要。

11.3.3 计算机监控系统的电测量数据采集应包括模拟量和电能数据量。

模拟量的采集可采用交流采样方式，也可采用直流采样方式。交流采样指经电流、电压互感器的直接输入方式；直流采样指经变送器的输入方式。

本条规定了电测量数据采集的范围，指包括模拟量和电能数据，数字量（又称开关量）不属本条规定的内容。

本条又规定了模拟量的数据采用方式。不论交流或直流采样方式，本规定的模拟量应包括计算机监测（控）输入的量 and 计算机计算的量。

11.3.4 计算机交流采样单元宜由计算机系统配套。交流采样的模拟量可根据运行需要适当增加某些电气计算量。

交流采样单元是计算机监测（控）系统的一个组成部分，为了使两者之间接口方便协调一致，两者由同一厂家成套提供是比较合理的。本条没有明确规定直流采样的变送器（屏）如何配置，在工程设计中，由于测量计算机和远动遥测共享一套变送器，变送器（屏）一般由电气专业归口设计、单独供货。但是如果计算机监控系统单独设置一套变送器（屏）时，同交流采样一样，变送器（屏）随计算机系统配套是比较合理的。

11.3.5 用户内部考核用电能数据量的采集可采用经电能表串行口的数据输入方式，也可采用经电能表脉冲信号输入。

本条明确用户内部考核用电能数据量的采集方式。过去一般采用感应式脉冲电能表，而使用脉冲信号输入方式，其接线为并行硬接线，相对复杂。目前使用的电子式电能表一般都带有脉冲输出或串行口数据输出，或者两种输出方式，其中串行口数据输出的计算机输入方式，其接线为串行软接线，简单可靠，是一种比较合理的输入方式。

11.4 电测量变送器

11.4.1 变送器的输入参数应与电流互感器和电压互感器的参数相符合，输出参数应能满足测量仪表、计算机和远动遥测的要求。贸易结算用电能计量不应采用电能变送器。

本条规定了变送器的输入和输出参数的基本要求。本条还明确规定贸易结算用电能计量不使用电能变送器，因为变送器的模拟量输出和电能表的脉冲量（或数据）输出不同，其影响的因素较多，计量的误差较大。

11.4.2 变送器的模拟量输出可为电流输出或电压输出，或者数字信号输出。变送器的电流输出宜选用4mA~20mA的规范，串联使用。

本条规定了变送器输出参数的具体要求，电流或电压输出是根据测量仪表、计算机和远动遥测的需要来确定的。过去计算机或远动遥测曾使用电压并联接线方式相对独立，现在趋向于电流串联接线方式同一性好，所以推荐变送器采用电流输出。变送器的电流输出规范有多种，根据实际经验，选用4mA~20mA的规范比较合适。

11.4.3 变送器模拟量输出回路所接入的负荷（包括计算机、遥测装置、测量仪表和连接导线等）不应超过变送器输出的二次负荷值。

变送器输出的二次负荷允许值是产品设计所规定的，接入负荷超出将会导致误差的增大。

11.5 公共电网谐波的监测

11.5.1 35kV及以上变（配）电所，应在进线侧装设在线谐波监测装置。

本条规定是对规模较大的35kV及以上变电所。虽然，在建设初期可能还没有非线性负荷，但随着企业的发展或者产品的更换，可能增加非线性负荷的设备。对这一部分用户，只要不涉及增加用电量，一般不会向供电企业提出申请。也只有在产生的谐波已影响到电力系统和其它用户安全运行时，才能发现。所以，对35kV及以上供电的用户变电所在建设（扩、改建）时，就应装设谐波监测装置，便于对谐波的监测。

11.5.2 10kV、20kV变（配）电所，当受电总容量为8000kVA及以上时，应在进线侧装设在线谐波监测装置。当受电总容量为8000kVA以下时，进线侧的电测量仪表应具备谐波监测功能。

本条规定10kV、20kV变（配）电所装设在线谐波监测装置的容量规定。

11.5.3 谐波电流允许值和谐波电压限值，应符合《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549的规定。

谐波电流允许值和谐波电压限值，见本规程第3.11条说明。

12 电能计量装置

12.1 电能计量装置的设置

12.1.1 资产（责任）分界点在供电方变电站时，除在资产分界处装设电能计量装置外，还应在用户变电所装设电能计量装置。

专线供电的用户电能计量装置，一般装设在电力系统的变电站内。这种方式，虽然符合了国家“装设在产权分界处”的规定，但对用户而言，不能及时掌握和了解本单位的实际实时的用电水平，满足不了企业内部核算的需要以及给用户的电力需求侧管理带来不便。因此，做此规定。

12.1.2 电能计量装置宜装设在进线断路器之前。

本条是运行经验的总结。

我省多数地区，电能计量装置装设在进线断路器之前。有些地区为保护电能计量装置，将其置于进线断路器之后。

电能计量用互感器装在进线断路器之前，如发生故障是靠上一级保护切除。因此，应加强对电能计量柜的预防性试验。

12.1.3 I类电能计量装置宜采用主、副表计量方式，副表的规格、准确度等级应与主表相同。

采用主、副两套有功电能表是为了保证电能计量的准确、可靠，也是国际上对重要电能计量装置管理的先进经验。

对安装了主、副电能表的电能计量装置，主、副电能表应有明确标志，运行中主、副电能表不得随意调换，对主、副电能表记录的电量应同时抄录。当主、副电能表所计电量之差与主表所计电量的相对误差小于电能表准确度等级值的1.5倍时，以主表所计电量作为贸易结算的电量；否则应对主、副电能表进行现场校验，只要主电能表不超差，仍以其所计电量为准；主电能表超差而副表不超差时，才以副电能表所计电量为准；两者都超差时，以主电能表的误差计算退补电量。并及时更换超差表计。

12.1.4 对于110kV及以上中性点接地系统以及中性点经低电阻接地、消弧线圈接地系统的电能计量装置，应配置电子式三相四线电能表。

对中性点接地系统、或低电阻接地、消弧线圈接地系统的电能计量装置，当三相电流不平衡时，

如采用三相三线接线方式会造成电能计量误差。为了保证电能计量的准确性，应采用三相四线接线方式。

在 20kV 配电系统中，存在着中性点不接地方式、经低电阻接地方式及经消弧线圈接地方式。且在不接地方式中。如果单相接地电容电流超过一定数值，要改为经消弧线圈接地方式。根据《电能计量装置配置规范》DB32/991—2007 规定中性点接地系统及表 2 注 1 规定，经消弧线圈接地的，电能计量装置采用三相四线接线方式。在《电能计量装置技术管理规程 DL/T 448—2000 学习读本》第 37 页说明，在中性点有效接地系统或非中性点绝缘系统，当三相电流不平衡时，用三相三线计量方式会造成电能计量误差，必须用三相四线计量方式。在共振接地系统（即经消弧线圈接地的系统）和中性点接地系统中，有可能出现三相电流不平衡的现象，因此应采用三相四线计量方式。考虑到在 20kV 中性点不接地系统的建设初期，单相接地电容电流不大，但随着配电系统的发展，可能在电容电流超过规定时，就要改为经消弧线圈接地方式。在这样的情况下，如果简单的按不接地系统和接地系统的电能计量装置分别提出要求，在实际工作中容易忽略，而且在配电系统改变接地方式时，又要对其改造，不仅增加了维护工作量，而且也对用户带来不便。所以规定 20kV 的电能计量装置采用三相四线接线方式，即使配电系统中性点接地方式的改变，也不影响电能计量的准确性。

12.2 电能计量装置的配置

12.2.1 应配置符合国家标准的专用电能计量柜或专用计量（电能表）屏。

12.2.2 采用移开式结构的专用电能计量柜，应符合下列规定：

- a) 电流、电压互感器和电能表，均装设在手车上。
- b) 电流、电压互感器固定式安装，电压互感器熔断器装设在手车上，电能表装设在仪表室。
- c) 移开式（抽出式）成套配电装置也可以采用固定式电能计量柜。

12.2.3 应采用计量专用互感器，二次回路不得接入与电能计量无关的设备：

- a) 电压互感器应采用电磁式。准确等级为：I 类电能计量装置 0.1/0.2 级；其它为 0.2 级。额定二次绕组容量不大于 30VA。
- b) 电流互感器不宜采用套管式。准确等级为 0.2S 级；额定二次绕组容量：户内式不大于 10VA；户外式不大于 25VA（当距离大于 200m 时可选择不大于 40 VA 规格）。
- c) 电流互感器的变比，应按照本规程第 12.2.10 条并根据容量进行配置。
- d) 户内式互感器，应采用干式全密封互感器，并装设在同一的计量柜内。

第 12.2.1～12.2.3 条，是全省各地十几年来来的运行经验而作的规定。

1 《电能计量柜》GB/T 16934—1997 规定，该标准适用于“户内，交流 50Hz、额定电压 0.38～35kV、额定电流 20～1000A 与电力用户供电线路配合使用相同金属结构型式的高、低压整体式电能计量柜和 0.38～220kV 高、低压分体式电能计量柜（如计量互感器柜、计量仪表柜）”。

2 “移开式结构电能计量柜”属于“整体式电能计量柜”范畴。它是将计量单元及辅助单元等所有电气设备及部件，装设在一个（或几个并列构成一体的）金属封闭柜（箱）体内的计量柜。

在过去实际应用中的移开式计量柜，存在着电压互感器二次连接导线通过辅助开关和插件过渡，引至仪表室的情况。由于连接点较多且接点接触不良，造成电能计量误差很大。为避免发生这类故障，供电企业的工作人员都会对电压回路进行改接。不仅极不规范，而且改接后影响安全运行。因此，必须予以规范。

本条的规定是各地的经验总结。将二次连接导线直接从互感器引至试验专用接线盒，不经过辅助开关或插件过渡。符合了《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448—2000、《电能计量装置安装接线规则》DL/T 825—2002 的规定。

本条规定了采用移开式结构的电能计量柜的三种结构型式，适应各种接线的需要，供各地选用。

1) “电流、电压互感器和电能表，均装设在手车上”的电能计量柜，可以兼作电源隔离柜。采用这种接线，一是电能计量装置均装设在手车上，二次回路连接导线最短；二是可以减少一面电源进线隔离柜；三是需停电更换电压互感器熔丝。推荐采用。

2) “电流、电压互感器固定式安装，电压互感器熔丝装设在手车上，电能表装设在仪表室”的电能计量柜。采用这种接线，一是电流、电压互感器固定安装，二次回路连接导线直接引至仪表室；二是可以供电回路不停电更换电压互感器熔丝。

3) “采用固定式电能计量柜”。一是电流、电压互感器固定安装，二次回路连接导线直接引至仪表室；二是需停电更换电压互感器熔丝；三是负荷管理终端装置的二次回路不需经过插件过渡引至仪表

室。

目前, 20kV 电压等级尚不具备采用此型式的计量柜。

3 采用专用计量互感器。并对互感器的准确等级及二次绕组容量的配置要求, 做了规定。

1) 规定采用 S 级的电流互感器。S 级电流互感器比普通电流互感器在 20% 及以下同一比差和相位差的条件下, 误差限值要小。见表 12.2.1。

表 12.2.1 S 级电流互感器与普通电流互感器误差限值对照表

准确等级	比差 (±%)					相位差				
						± (′)				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0.2		0.75	0.35	0.2	0.2		30	15	10	10
0.2S	0.75	0.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10
0.5		1.5	0.75	0.5	0.5		90	45	30	30
0.5S	1.5	0.75	0.5	0.5	0.5	90	45	30	30	30

2) 电流互感器额定二次电流一般有 5A 和 1A 两种。以 5A 为例, 在选择经互感器接入式电能表标定电流不宜超过电流互感器额定二次电流的 30%, 其额定最大电流应为电流互感器额定二次电流的 120% 左右。直接接入式电能表的标定电流应按正常运行负荷电流的 30% 左右进行选择。先计算电能表标定电流的取值范围 5A 的 30% 为 1.5A, 电能表额定最大电流的取值范围 5A 的 120% 为 6A, 则可选择 1.5 (6) A 或 1 (6) A 的电能表。负荷变动特大及 I、II 类的用户则推荐选用 0.2S 级电能表。

4 电压互感器应采用电磁式电压互感器计量性能稳定, 电容式电压互感器由于受电磁环境 (高压引线、分布电容、相邻线路带电干扰等)、温度变化、相对湿度、污秽及频率等因素引入的附加误差对准确性的影响, 因此对于 110kV 及以上电压互感器应尽量采用电磁式电压互感器结构。

在重要的 I 类电能计量装置中为提高计量准确度, 宜选择 0.1 级电压互感器。

5 二次回路不得接入与电能计量无关的设备。

可以接入电能计量回路的有: 监视电能计量回路电压的电压表; 电压失压定时器; 负荷管理终端二次回路; 预付费电能表跳闸回路。除此之外的其它与电能计量无关的设备不得接入。

6 套管式电流互感器由于制造结构原因, 其计量误差特性往往达不到计量准确度等级要求, 加上现场维护更换较为复杂, 所以不建议采用。

35kV 及以下干式电流互感器结构简单、体积小、成本低, 并可以达到规定的准确度等级, 原有的油浸式互感器已经被干式互感器逐步替代, 所以 35kV 及以下计量用电流互感器应采用干式电流互感器。

7 户内电能计量用电流和电压互感器应装设在同一的计量柜。

过去有的户内变电所的设计, 将电能计量电流、电压互感器分别装设在两个开关柜内。这种接线极易发生电能计量事故和安全责任事故。

12.2.4 互感器二次回路的连接导线应采用铜质分色 (黄、绿、红、黑色线, 接地线为黄与绿双色线) 单芯绝缘线。其截面积不小于 4mm^2 。电流互感器二次与电能表之间的连接应采用分相独立回路的接线方式。由互感器接线端子直接接至计量柜内的联合接线盒, 中间不得有任何辅助接点。

1 二次计量回路的 L_1 、 L_2 、 L_3 、N 即通常的 A 相、B 相、C 相和零相, 接地为黄绿双色线, 二次线相别颜色也和电气通用标准一致, 再加上回路编号标志, 便于电能表接线的安装施工和接线的核对, 避免错接线的发生。

2 110kV 及以上电能计量装置中电流互感器的二次侧具有就地端子箱, 考虑到二次计量回路的封闭性, 提出了其二次出线侧宜具有可铅封的独立端子。

3 电流互感器二次侧不允许开路, 二次计量回路应尽量减少辅助节点, 所以中间不应有任何辅助接点。

4 互感器二次回路连接导线截面积应按其额定二次负荷及允许电压降计算确定。根据现场实际测试情况统计, 导线截面积在 4mm^2 时, 如果二次回路各接点压接良好, 其二次回路阻抗和二次回路电压降完全可以达到规程规定要求。

5 三相三线接线方式的电能计量装置, 其两台电流互感器二次绕组与电能表之间宜采用四线连接。常用简化三线连接方式, 在公共导线 (B 相) 中流过 a 相和 c 相的矢量合成电流, 在公共导线电阻上产生压降, 与 a 相和 c 相电流互感器原有的二次负荷压降相迭加, 使 a 相和 c 相电流互感器实际二次负荷总量的大小和功率因数发生很大变化, 其实际计量误差与实验室检定结果有较大的差别, 即

引入了计量附加误差。所以不推荐采用简化三线连接方式。而对于三相四线接线方式的电能计量装置，其三台电流互感器二次绕组与电能表之间推荐采用六线连接，主要原因是常用的简化四线方式不利于查处错误接线。

12.2.5 110kV 及以上计量用电压互感器二次出线侧应具有可铅封的独立就地端子箱或端子盒，不应装设隔离开关辅助接点，但可装设快速开关（或熔断器），二次导线通过就地端子箱后直接接至电能计量柜内联合接线盒。

1 是安全运行的需要。110kV 及以上电压互感器的一次侧没有保护。因此，为防止二次回路的故障造成损坏电压互感器，应在互感器的二次侧装设微型断路器或熔断器保护。

2 110kV 及以上电能计量装置中电压互感器二次回路往往较长，在实际现场测试试验中需要测量其二次回路的电压降，所以在互感器就地侧应设置接线端子箱。由于电压二次计量回路开口点较多，时常会造成窃电的隐患，为保证二次计量回路的封闭性，提出了设置可铅封的独立端子箱或端子盒。

3 电压互感器二次回路为了减少因接点松动、锈蚀等而增加维护工作，应尽量减少接点数，而且隔离开关辅助接点的接触电阻大而且不稳定，影响装置计量性能，所以不应装设隔离开关辅助接点，二次导线通过就地端子箱后直接接至计量柜内联合接线盒。

12.2.6 经电流互感器接入的低压三相四线多功能电能表，其电压引线应单独接入，不得与电流线共享，电压引线的另一端应接在电流互感器的一次电源侧母线上，电压引线应与电流互感器一次电源应同时切合。

电压引线单独由电源侧母线接入可以减小因电力负荷而造成的电压降落影响，同时电压引线应与电流互感器一次电源同时切合可以确保电能计量装置安全可靠。

12.2.7 电能计量柜、总开关柜应装设供预付费电能表跳闸回路用的四档端子排。

在电能计量柜、总开关柜装设供预付费电能表跳闸回路用的四档端子排，是安全的需要，避免在装表接电人员在加装预付费电能表时，接线错误，而发生误跳闸事故。

12.2.8 多回路供电的电力用户应分别安装电能计量装置。

本条规定了双回路供电的电力客户应分别安装电能计量装置，是营业管理的需要和便于线损指标的考核。

12.2.9 居住区电能计量装置的配置，应符合 DGJ32/J11 的相关规定。

12.2.10 电流互感器二次计量绕组的变比应根据变压器容量或实际负荷容量选取，使其正常运行中的工作电流达到额定值的 60% 左右，至少应不小于 30%。

13 继电保护和安全自动装置

13.1 一般规定

13.1.1 电力设备和线路，应装设反应短路故障和异常运行的继电保护和自动装置。继电保护和自动装置应能及时反应设备和线路的故障和异常运行状态，并尽快切除故障和恢复供电。以保证电力系统和用户变（配）电所的安全运行，限制故障设备的损坏程度和减少停电损失。

本条规定了电力网中的电力设备和线路装设继电保护和安全自动装置的必要性和主要作用。作用是应能尽快地动作切除短路故障；故障切除后靠自动装置来尽快地恢复供电，以保证电力网安全运行；限制故障设备损坏程度和减少停电范围。

根据保护对保护组件所起的作用，继电保护可分为主保护、后备保护和辅助保护。

主保护是指满足系统稳定及设备安全要求，有选择的切除被保护设备和全线路故障的保护。对变压器保护而言，是指差动保护、速断保护、重瓦斯等。

后备保护指的是主保护或断路器拒动时，用以切除故障的保护。后备保护可分为远后备和近后备两种方式。远后备保护为当主保护或断路器拒动时，由相邻电力设备或线路的保护实现后备。近后备保护是指当本组件的主保护拒绝动作时，由本组件的同一安装处的另一套保护实现后备作用；当断路器拒绝动作时，由断路器失灵保护实现后备。为此，必须在同一组件上装设主保护和后备保护，并装设必要的断路器失灵保护。远后备保护，一般在 35kV~110kV 线路保护中采用；近后备保护一般在复杂的超高压电网中采用。

在两种后备保护方式中，远后备的性能是比较完善的，它对相邻组件的保护装置、断路器的拒动都能起到后备作用，且实现起来简单经济，故应优先采用。只有当远后备不能满足要求时，才考虑采用近后备方式。

辅助保护是为了补充主保护和后备保护的不足而增设的简单保护。

13.1.2 继电保护和安全自动装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求，并应符合下列规定：

- a) 继电保护和自动装置应具有自动在线检测、闭锁和装置异常或故障报警功能。
- b) 对相邻设备和线路有配合要求时，上下两级之间的灵敏性和动作时间应相互配合。
- c) 当被保护设备或线路在保护范围内发生故障时，应具有必要的灵敏系数。
- d) 保护装置应能尽快地切除短路故障。当需要加速切除短路故障时，可允许保护装置无选择性地动作，但应利用自动重合闸或备用电源自动投入装置缩小停电范围。

可靠性、选择性、灵敏性和速动性是继电保护装置的基本要求。

1 可靠性：

是指保护该动作时应动作，不该动作时不动作，即保护装置在规定的保护范围内发生故障时，保护装置应动作，不应拒动；而在保护范围外发生故障以及正常运行时，保护装置不应误动。为保证可靠性，宜选用性能满足要求、原理尽可能简单的保护方案，应采用由可靠的硬件和软件构成的装置，并具有必要的自动检测、闭锁、告警等措施，以便于整定、调试和运行维护。

2 选择性：

是指首先由故障设备或线路本身的保护切除故障，当故障设备或线路本身的保护或断路器拒动时，才允许由相邻设备、线路的保护或断路器失灵保护切除故障。为保证选择性，对相邻设备和线路有配合要求的保护和同一保护内有配合要求的两组件（如启动和跳闸组件、闭锁和动作组件），其灵敏系数及动作时间应相互配合。

3 灵敏性：

是指在设备或线路的被保护范围发生故障时，保护装置具有的正确动作能力的裕度，一般以灵敏系数来描述。灵敏系数应根据不利正常（含正常检修）运行方式和不利故障类型（仅考虑金属性短路和接地故障）计算。

4 速动性：

是指保护装置应能尽快地切除故障，其目的是提高系统稳定性，减轻故障设备和线路的损坏程度，缩小故障波及范围，提高自动重合闸和备用电源或备用设备自动投入的效果等。减少用户在电压降低的异常情况下运行时间，使电动机不致因电压降低时间过长而处于停止转动状态，利于电压恢复时电动机自启动，加速恢复正常运行的进程。

故障切除时间通常指的是从发生故障起到断路器跳闸、灭弧为止的一段时间，也就是保护动作时间加上断路器跳闸时间（包括灭弧时间）之和。

13.1.3 在确定继电保护和安全自动装置的配置方案时，对 35kV 及以上以及 10kV~20kV 重要用户应采用具有成熟运行经验的数字式保护装置。

目前市场上数字式保护装置，良莠不分。为防止伪劣产品进入，应采用成熟的、信誉好、质量优、服务好的产品。

13.1.4 继电保护和安全自动装置的新产品，应按国家规定的要求和程序进行检测或鉴定，合格后，方可采用。

13.1.5 动作于跳闸的继电保护应有选择性。带阶段性特性和反时限特性的保护，前后两级之间的灵敏性和动作时限均应相互配合。

选择性是由保护整定值来实现。

13.1.6 保护装置的灵敏系数，应根据不利正常（含正常检修）运行方式和不利故障类型（仅考虑金属性短路和接地故障）进行计算，并应符合下列规定：

- a) 电流电压保护的灵敏系数不宜低于 1.5，如满足此要求将使保护复杂化时，灵敏系数可为 1.25。
- b) 发电机、变压器和电动机的纵联差动保护，以及送电线路的带辅助导线的纵联保护，灵敏系数不宜低于 2。
- c) 变压器和电动机的电流速断保护，当保护装置安装处短路时，灵敏系数不宜低于 2。
- d) 后备保护的灵敏系数不宜低于 1.2。
- e) 中性点非有效接地的电力网中的单相接地，采用零序电流保护时的灵敏系数，对于电缆线路不宜低于 1.25；对于架空线路不宜低于 1.5。
- f) 其它保护的灵敏系数，应满足 GB 50062、GB/T 14285 的规定。

本条规定了校验保护装置的灵敏系数，应根据不利正常运行方式和不利故障类型进行计算。

不利正常运行方式，系指正常情况下的不利运行方式和正常检修方式。

正常不利运行方式，通常指在非故障和检修方式下，电厂中因机组开启与停运等，引起继电保护装置灵敏系数降低的不利运行方式。

正常检修方式，系指一条线路或一台电力设备检修的运行方式。继电保护的整定计算中，可不考虑两个及两个以上电力设备或线路同时检修的情况。

校验保护装置灵敏系数，当必要时，应计及短路电流衰减的影响。对低压电网，尤其是安装在发电厂附近的低压线路或电力设备的继电保护装置，如果保护动作时间长，在保护动作时，短路电流已经衰减，将会影响保护装置的灵敏系数。对此，需要考虑短路电流衰减的影响。

灵敏系数可表示为：

1) 对于故障时参数量增加的保护装置，如过电流保护，由于故障电流增大，故其灵敏系数 K_{lm} 为：

$$K_{lm} = I_{D,max} / I_{dz}$$

式中 $I_{D,max}$ —— 为保护区末端金属性短路时的最小短路电流二次值。

I_{dz} —— 保护装置的二次动作电流值。

2) 对于故障时参数量降低的保护装置，如低电压保护，由于故障时保护安装处母线电压降低。故其灵敏系数 K_{lm} 为：

$$K_{lm} = U_{dz} / U_{D,max}$$

式中 $U_{D,max}$ —— 为保护区末端短路时，在保护安装处母线上的最大残余电压值（二次值）。

U_{dz} —— 保护装置的二次动作电压值。

13.1.7 电流、电压保护的整定值，应与上下级之间取得配合。时间差宜取 0.5s~0.7s，电流定值除采取配合系数外（宜取 1.05~1.1），尚应考虑其它支路的负荷电流。

本条的规定数值，能够满足继电保护选择性的要求。

13.1.8 保护装置采用电流互感器及中间电流互感器的稳态比误差，不应大于 10%。对 35kV 及以下的线路和设备，当技术上难以满足要求，且不致使保护装置误动作时，可允许较大误差。

保护装置和电气测量仪表不宜共享一组电流互感器的二次绕组。继电保护装置宜单独使用一组二次绕组。

1 电流互感器的二次电流是随着一次电流的大小而变化。当一次电流 I_1 较小时，二次电流 I_2 随着 I_1 按直线关系变化， I_1 增加时 I_2 也随着增加。当 I_1 增加到饱和电流值时，电流互感器的变比误差 $\Delta I\% = 10\%$ 。通常说的 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。

10% 误差曲线的用途主要是用于选择继电保护的电流互感器，或者根据已给的电流互感器选择二次电缆的截面。在电力系统正常运行时，电流互感器的励磁电流成分很小，变流比的误差也很小。当系统发生短路故障时，一次电流很大，铁芯饱和，电流互感器的误差要超过其所标的准确度所允许的数值，而继电保护装置正是在这个时候需要正确动作。因此，对供保护用的电流互感器退出一个最大误差值的要求，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，才能保证角度误差小于 7° 。

需要说明的是，在现行的规范中取消了电流互感器 10% 误差曲线的有关规定，这并非用按 10% 误差曲线校验继电保护用电流互感器二次负载的方法不科学，而是因为按国际标准 IEC 的规定，继电保护用电流互感器仅列出其极限准确倍数、额定二次负载及电流误差，制造厂不再提供 10% 误差曲线。这两种方法实质上是一致的，并无原则性差别。但 IEC 的方法实用时比较简单。使用 IEC 标准的前提必须是额定二次负载阻抗不超过电流互感器的额定二次负载。这些阻抗包括继电保护电流组件阻抗、二次电缆阻抗和接线接触电阻。从这方面看，在一次短路电流对电流互感器额定电流之比不大时，应用 10% 误差曲线方法，有可能选更小截面的电缆，而不必将总阻抗限制在电流互感器额定二次负载阻抗之内。这是 10% 误差曲线更严密的优点之一。但在目前，继电保护数字式的结果，阻抗都大为降低；加之高压系统中的电流互感器二次额定电流可选 1A，中、低压电流互感器一次短路电流倍数都不会太大，用 10% 误差曲线来确定二次电缆截面的优点已不突出。

2 保护装置和仪表不宜共享一组电流互感器的二次绕组，是由于仪表与保护对互感器的要求不同。仪表要求电流互感器在额定电流及以下工作时满足准确度的要求；短路时电流互感器应饱和，限制二次电流。而保护则要求在短路时电流互感器有要求的准确性。所以两者不宜共享一个二次绕组。

当需要仪表和保护共享一组电流互感器二次绕组时，保护装置接在仪表之前，避免校验仪表时影响保护装置工作。

3 电流互感器铁芯准确级次的表示如下。

—— 5P10, 5P20, 10P10, 10P20 等。

—— 0.5M5, 0.5M10 等。

其中“P”表示保护用铁芯,“M”表示仪表用铁芯。P 或 M 之前的数字表示准确等级,“5P”表示在额定一次电流下的电流误差为 $\pm 1\%$,额定准确限值一次电流下的复合误差为 5%。

“10P”表示在额定一次电流下的电流误差为 $\pm 3\%$,额定准确限值一次电流下的复合误差为 10%。

P 或 M 之后的数值表示极限准确倍数。10 为 10 倍、20 为 20 倍、30 为 30 倍。

13.1.9 在电力系统正常运行情况下,当电压互感器的二次回路断线、断熔丝或其它故障能使保护装置误动作时,应装设自动闭锁装置,将保护解除动作并发出信号。当保护装置不致误动作时,宜装设电压回路断线信号装置。

采用 V—V 接线的电压互感器二次侧宜采用 B 相接地,则 B 相二次侧不应设熔断器或微型断路器。

1 在继电保护装置中,涉及交流电压的保护有:低电压保护、复合电压过电流保护、失压保护、备用电源自动投入装置、绝缘监察信号装置等。在运行中电压互感器二次回路发生断线、熔断器熔丝熔断等故障时,如果没有考虑自动闭锁装置,就将会造成继电保护的误动作,直接影响到变电所的安全运行。因此,应装设自动闭锁装置。

2 在中性点非有效接地系统中,电压互感器一般采用 V—V 接线。这种接线比较经济,可以减少一台互感器,仍能测量三相电压。

13.1.10 断路器事故跳闸时应发出事故音响信号(电铃或语音提示信号),当不接地系统内单相接地、线路过负荷和本变电所内安装的变压器轻瓦斯、温度保护、变压器过负荷动作时,应发出警告音响信号(电铃或语音提示信号)。上述信号应发至本变电所的值班室或中央控制室。

变电所中央信号分为:事故信号、预告信号。

1 事故信号装置:包括音响信号和灯光信号装置。变电所全部断路器共享一套音响信号装置,当发生事故时用它来召唤和通知运行值班人员。灯光信号能够显示出故障的性质、范围和保护动作的情况,例如事故跳闸的断路器,其位置指示灯闪光同时电铃鸣叫。

2 预告信号装置:包括音响信号和光字牌。当运行中的电气设备,出现异常或发生危及安全的故障(如变压器过负荷、超温、轻瓦斯动作等)时,预告信号装置将发出区别于事故音响的另一种信号(警铃)。同时,在光字牌中,将指出异常或故障内容,运行值班人员则可根据信号及时进行处理。

3 无论是事故信号,还是预告信号都应将信号发至值班室或中央控制室,以便于值班人员能够及时对事故或不正常运行状态进行处理。

13.1.11 10kV~20kV 变(配)电所内,断路器总台数在三台及以下、变压器容量在 1260kVA 及以下可采用交流操作。操动机构宜采用弹簧操动机构。

本条规定的目的,是简化二次回路接线和降低投资,过电流保护采用反时限电流继电器。适用于用电容量不大的用户。规定断路器总台数为三台及以下,具有可操作性。

13.1.12 采用交流操作的保护装置时,短路保护应由被保护设备或线路的电流互感器取得操作电源,变压器的瓦斯保护和中性点非直接接地电力网的接地保护,宜由电压互感器和所用变压器取得操作电源分变电所变压器的瓦斯保护,宜由本变电所或邻近变电所取得操作电源。

1 采用交流操作的保护装置,短路保护采用反时限电流继电器(GL 型)。一般采用 GL—25 (15) 型反时限电流继电器。

GL 型反时限电流继电器,它实际上是由感应部分和电磁部分构成。感应部分带有反时限特性,而电磁部分是瞬时动作的。GL 型反时限电流继电器主要由电流线圈、铁芯、圆盘、触点、反作用力弹簧和制动电磁铁等组成。

感应部分的动作原理:感应组件中的电磁铁极面分为两个部分,其中一部分套有电流环,当线圈中通过电流时,在铁芯中将产生两个磁通,它们在不同位置穿过圆盘,并有一相位差。根据电磁感应原理,圆盘开始转动。当继电器线圈中流过的电流等于动作电流时,转速达到足以克服弹簧的反作用力方框转动,此时扇形齿轮与 杆 合,随着扇形齿轮的上升,经过一定时间,扇形齿轮的杠杆碰到手柄上,手柄上升使电磁铁的铁芯与衔铁之间的空气隙减少到某一距离时,衔铁便被吸向铁芯,此时常开触点闭合、常闭触点断开,电流互感器的二次电流通过断路器电流脱扣线圈动作断路器跳闸,手柄同时动作使信号牌落下。

电磁部分的动作原理:当电流线圈通有瞬动的动作电流时,衔铁闭合,使常开触点闭合、常闭触

点断开，流互感器的二次电流通过断路器电流脱扣线圈动作断路器跳闸。

2 由于分变电所高压侧接线比较简单，一般采用负荷开关或负荷开关—熔断器组合电器，其操作机构应选用分励脱扣装置。其瓦斯保护的操作电压取得的方式有两种：一是装设电压互感器取得；二是从变电所的低电压侧取得。其目的是保证瓦斯保护动作时，能可靠地动作跳闸。

3 规定“短路保护应由电流互感器取得操作电源”，是因为交流操作的保护装置，为简化二次回路，采用的是通过TA回路中串接反时限继电器的常开接点（其接点容量比定时限继电器的接点容量大）及断路器本体的过电流脱扣线圈后接地，在正常运行时，由于TA二次绕组已通过继电器的常闭接点接地，断路器脱扣线圈没有电流流过，因此断路器不动作，当发生事故时，通过继电保护的整定值将常开接点闭合、常闭接点打开，TA二次回路中的电流流过脱扣线圈，使断路器分闸。

13.1.13 数字式保护装置，应满足如下要求：

a) 宜将被保护设备或线路的主保护（包括纵、横联保护等）及后备保护综合在一套装置内，共享直流电源输入回路及交流电压互感器和电流互感器的二次回路。该装置应能反应被保护设备或线路的各种故障及异常状态，并动作于跳闸或给出信号。

对仅配置一套主保护的装置，应采用主保护与后备保护相互独立的装置。

b) 保护装置应尽可能根据输入的电流、电压量，自行判别系统运行状态的变化，减少外接相关的输入信号来执行其应完成的功能。

c) 对适用于110kV及以上电压线路的保护装置，应具有测量故障点距离的功能。故障测距的精读要求为：对金属性短路误差不大于线路全长的±3%。

d) 对适用于220kV及以上电压线路的保护装置，应满足：

i) 除具有全线速动的纵联保护功能外，还应至少具有三段式相间、接地距离保护，反时限和/或定时限零序方向电流保护的后备保护功能。

ii) 对有监视的保护信道，在系统正常情况下，信道发生故障或出现异常情况时，应发出告警信号。

iii) 能适用于弱电源情况。

iv) 在交流失压情况下，应具有在失压情况下自动投入的后备保护功能，并允许不保证选择性。

e) 保护装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段启动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常工作状态，但应防止误告警。

除出口继电器外，装置内的任一组件损坏时，装置不应误动作跳闸，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏组件的所在部位，在最不利的情况下应能将故障定位至模块（插件）。

f) 保护装置的定值应满足保护功能的要求，应尽可能做到简单、易整定；用于旁路保护或其它定值经常需要改变时，宜设置多套（一般不少于8套）可切换的定值。

g) 保护装置必须具有故障记录功能，以记录保护动作的过程，为分析保护动作行为提供详细、全面的数据信息，但不要求代替专用的故障录波器。

保护装置故障记录的要求是：

i) 记录内容应为故障时的输入模拟量和开关量、输出开关量、动作组件、动作时间、返回时间、相别。

ii) 应能保证发生故障时不丢失故障记录信息。

iii) 应能保证在装置直流电源消失时，不丢失已记录信息。

h) 保护装置应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换等，记录应保证充足的容量。

i) 保护装置应能输出装置的自检信息及故障记录，后者应包括时间、动作事件报告、动作采样值数据报告、开入、开出和内部状态信息、定值报告等。装置应具有数字/图形输出功能及通用的输出接口。

j) 时钟和时钟同步。

i) 保护装置应设硬件时钟电路，装置失去直流电源时，硬件时钟应能正常工作。

ii) 保护装置应配置与外部授时源的对接接口。

k) 保护装置应配置能与自动化系统相连的通信接口，通信协议符合DL/T667 继电保护设备信息接口配套标准。并宜提供必要的功能软件，如通信及维护软件、定值整定辅助软件、故障记录分析软件、

调试辅助软件等。

1) 保护装置应具有独立的 DC/DC 变换器供内部回路使用的电源。拉、合装置直流电源或直流电压缓慢下降及上升时, 装置不应误动作。直流消失时, 应有输出触点以起动告警信号。直流电源恢复(包括缓慢恢复)时, 变换器应能自起动。

m) 保护装置不应要求其交、直流输入回路外接抗干扰组件来满足有关电磁兼容标准的要求。

n) 保护装置的软件应设有安全防护措施, 防止程序出现不符合要求的更改。

o) 对 220kV 断路器三相不一致, 应尽量采用断路器本体的三相不一致保护, 而不再另外设置三相不一致保护; 如断路器本身无三相不一致保护, 则应为该断路器配置三相不一致保护。

p) 跳闸出口应能自保持, 直至断路器断开。自保持宜由断路器的操作回路来实现。

q) 对 220kV 断路器三相不一致, 应尽量采用断路器本体的三相不一致保护, 而不再另外设置三相不一致保护; 如断路器本身无三相不一致保护, 则应为该断路器配置三相不一致保护。

r) 跳闸出口应能自保持, 直至断路器断开。自保持宜由断路器的操作回路来实现。

本条规定了数字式保护装置 18 项的基本要求。

《数字式保护测控装置通用技术条件》DL/T 1075—2007 对数字式保护测控保护装置的技术要求、试验、检验规则等作了明确规定。其中, 第 4.5 节技术性能主要规定如下。

1 保护

1) 准确测量范围

电压: 1.0V~120.0V; 电流: $(0.04\sim20.0) I_N$ 或 $(0.1\sim40.0) I_N$; 零序电流: 由企业产品标准规定。

2) 准确度

整定值误差:

——电流不超过 $\pm 2.5\%$ 或 $0.01 I_N$, 取其中较大者。

——电压不超过 $\pm 2.5\%$ 或 $0.01 U_N$, 取其中较大者。

——频率不超过 $\pm 0.01\text{Hz}$ 。

——方向组件最小动作电压不大于 2.0V, 最小动作电流不大于 $0.1 I_N$, 动作边界允许偏差不超过 $\pm 3^\circ$ 。

3) 时间整定误差

a) 固有动作时间应不大于 40ms。对过量动作功能施加 1.5 倍动作整定值, 欠量动作功能施加 0.7 倍动作整定值进行测试。

b) 对差动保护功能施加 2.0 倍动作值进行测试, 固有动作时间应不大于 35ms。

c) 对于定时限, 整定误差应不超过 40ms。对过量动作功能施加 1.5 倍动作整定值, 欠量动作功能施加 0.7 倍动作整定值进行测试。

d) 对于反时限, 整定误差 $\pm 5\%$ ($1 - I / 80 I_B$) 或 $\pm 40\text{ms}$, I 为动作电流值, I_B 为基准电流。

4) 返回系数

除已注明返回系数外, 过量动作保护功能的返回系数应不小于 0.9, 欠量动作保护功能的返回系数应不大于 1.1。

13.2 电力变压器保护

13.2.1 对电力变压器的下列故障及异常运行方式, 应装设相应的保护装置:

a) 绕组及其引出线的相间短路和在中性点直接接地或经低电阻接地侧的单相接地短路。

b) 绕组的匝间短路。

c) 外部相间短路引起的过电流。

d) 中性点直接接地或经低电阻接地电力网中外部接地短路引起的过电流及中性点过电压。

e) 过负荷。

f) 变压器油温、绕组温度过高及油箱压力过高、产生瓦斯或冷却系统故障。

原规程第 8.2.1 条修改条文。本条参照《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB 50062—2008 第 4.0.1 条的规定修改。

本条列举电力变压器的故障类型及异常运行方式, 以便装设相应的保护。

13.2.2 容量为 400kVA 及以上的车间内油浸式变压器、容量为 800kVA 及以上的油浸式变压器, 以及带负荷调压变压器的充油调压开关均应装设瓦斯保护, 当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时, 应瞬时动

作于信号；当产生大量瓦斯时，应瞬时动作于断开变压器各侧断路器。

瓦斯保护应采取防止因震动、瓦斯继电器的引线故障等引起瓦斯保护误动作的措施。

当变压器安装处电源侧无断路器或短路开关时，保护动作后应作用于信号并发出远跳命令，同时应断开线路对侧断路器。

1 由于车间内生产环境的重要性，因此规定了 400kVA 及以上车间内油浸式变压器，应装设瓦斯保护。800kVA 装设瓦斯保护是 GB6451 的规定。

2 瓦斯保护的動作原理

瓦斯保护是一种非常灵敏的变压器内部故障保护装置。它主要由气体继电器等构成。瓦斯保护的保護范围是变压器内部相间短路、层间或匝间短路、油面下降以及分接开关接触不良等故障。

当变压器内部发生轻微故障时，由于瓦斯气体的作用，使气体继电器的触点接通，通过继电器发出轻瓦斯动作信号。当变压器内部发生严重故障时，产生的大量瓦斯气体将猛烈冲击气体继电器下部的挡板，使下触点接通，通过继电器发出重瓦斯动作信号并作用于断路器跳闸。

3 充油的有载调压开关是可以带负荷调压的，如调压开关内部发生故障，一般不会引起差动保护或电流速断保护动作，因而开关箱内的瓦斯保护是重要的保护手段。目前生产的有载调压分接开关的气体继电器，有的具有一对触点，是供重瓦斯保护用的，有的具有两对触点，则是轻、重瓦斯各用一对。因此，有载调压分接开关的瓦斯保护应接跳闸。

有载调压分接开关气体继电器流速的整定见第 8.2.2 条的说明。

13.2.3 对变压器引出线、套管及内部的短路故障，按其容量及重要性的不同，应装设下列保护作为主保护，且应瞬时动作于断开变压器的各侧断路器，并应符合下列规定。

a) 电压为 10kV 及以下、容量为 10MVA 及以下单独运行的变压器，应采用电流速断保护。

b) 电压为 10kV 以上、容量在 10MVA 及以上单独运行的变压器，以及容量为 63MVA 及以上并列运行的变压器，应采用纵联差动保护。

c) 容量为 10MVA 以下单独运行的重要变压器，可装设纵联差动保护。

d) 电压为 10kV 的重要变压器或容量为 2MVA 及以上的变压器，当电流速断保护灵敏度不符合要求时，宜采用纵联差动保护。

e) 容量为 400kVA 及以上、一次电压为 10kV 及以下，且绕组为三角—星形连接的变压器，可采用两相三继电器式的电流速断保护。

f) 电压为 220kV 的变压器装设数字式保护时，除非电量保护外，应采用双重化保护配置。当断路器具有两组跳闸线圈时，两套保护宜分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

本条列举电力变压器的故障类型及异常运行方式，以便装设相应的保护。

规定 220kV 的变压器装设数字式保护时，应采用双重化保护配置，而且应分别动作于断路器的一组跳闸线圈。是为了保护动作的可靠性。

13.2.4 纵联差动保护应采用三相差动，高、低压测均应独用一组电流互感器，不得与其它保护或测量仪表合用。

差动保护是主保护。高低压侧单独使用一组电流互感器是为提高保护的可靠性。

关于差动保护使用变压器套管电流互感器的问题。变压器高压侧使用套管电流互感器而不另装互感器，具有很大的经济价值。制造厂一般在 110kV 及以上容量为 16000kV·A 及以上的变压器才供给套管型电流互感器。当差动保护使用变压器套管电流互感器时，则变压器该侧套管或引线故障相当于母线故障，将切除较多的系统组件或使切断的时间过长。而变压器高压侧套管引线的故障，在变压器总故障次数中所占比例还是不少的；另外，套管电流互感器的组数不应是三组，因为三组安排起来比较紧；差动保护用一组，母线保护用一组，后备保护和仪表共享一组，一组互感器上连接组件过多，不仅负担可能过大而且降低了可靠性。所以本条规定了“不得与其它保护或测量仪表合用”。此外变压器电流互感器试验时也存在一些困难，例如无法通入大电流做变比试验。

13.2.5 变压器的纵联差动保护应符合下列要求：

a) 应能躲过励磁涌流和外部短路产生的不平衡电流。

b) 应具有电流回路断线和判别功能，并能选择报警或允许差动保护动作跳闸。

c) 差动保护的保護范围应包括变压器套管及其引出线，如不能包括引出线时，应采取快速切除故障的辅助措施。但在 110kV 电压等级的终端变电站和分支变电站，以及具有旁路母线的变电站在变压器退出工作由旁路断路器代替时，纵联差动保护可短时利用变压器套管电流互感器，此时套管和引线故障可由后备保护动作切除；如电网安全稳定运行有要求时，应将纵联差动保护切至旁路断路器的电流互感

器。

本条对变压器的纵联差动保护提出了具体要求。

1 变压器的纵联差动保护的动作原理

变压器的纵联差动保护，是由变压器的一次和二次电流的数值和相位进行比较而构成的保护装置。它主要用来保护变压器线圈及其引出线上发生的相间短路以及单相接地短路（在有效接地系统中）。对于变压器线圈的匝间短路等内部故障，还是以瓦斯保护为主。差动保护作为它的后备保护。

变压器纵联差动保护，由变压器两侧的电流互感器和保护装置等构成。在两个电流互感器之间的所有电气组件及引线均在保护范围之内。如果变一侧、变二侧电流互感器的特性一致，变比选择适当，那么在正常运行情况下，以及在保护区外侧发生短路时，则变一侧电流互感器中 I'_1 和变二侧电流互感器中 I'_2 在数值和相位上均相同，此时流过继电器的差电流 $I_0 = I'_1 - I'_2 = 0$ ，保护装置不动作。而当保护区内发生短路故障时， $I'_1 \neq I'_2$ ，流过继电器的差电流 I_0 不再是零，继电器将会动作，使断路器跳闸，起到保护作用。

对于三绕组变压器，实现差动保护的原则与双绕组的一样。变压器三侧都装设电流互感器。

由于变压器本身的一些特点，必须解决以下几个问题，才使得变压器的差动保护不会误动。

1) 变压器的励磁涌流；

变压器空载合闸或外部故障切除后电压恢复时，由于变压器铁芯中磁通不能突变，以及铁芯饱和的影响，合闸绕组侧将出现很大的励磁电流，通常称之为励磁涌流。励磁涌流可能高达 5~15 倍变压器额定电流，其中含有大量的非周期分量和高次谐波分量。励磁涌流通过该侧电流互感器的传变，全部流入差动回路。为了避免差动继电器在励磁涌流下误动作，通常利用励磁涌流和内部短路电流波形的差异和，使继电器在励磁涌流时不动作，而在内部短路时动作。如利用涌流中含有大量的非周期分量、利用励磁涌流中含有大量二次谐波、利用励磁涌流具有较大的间断角的这几个特点，制成相应的差动继电器等。

利用上述原理，就可以使差动继电器在差动保护范围内部故障时动作；而在正常运行和外部故障时制动；空载投入和外部故障切除电压恢复时可靠不动作。

2) 由于变压器联结组标号不同，而引起的电流互感器二次电流的相角差；

变压器常采用 Y·D11 接线组别。这种接线的变压器其两侧的电流相位差为 30° ，因此两侧电流互感器次级电流虽然大小相等，但相位不同，故仍会有一差电流流入继电器中。为消除此种不平衡电流，需将变压器一次星形侧的电流互感器接成 Δ ，而将变压器二次三角形侧的电流互感器接成星形，以校正变压器二次电流的相位差。

3) 由于变压器各侧电流互感器的变比和特性差异而引起的不平衡电流；

• 变压器各侧电压等级和额定电流不同，所用的电流互感器型号也不一样，因此变压器各侧电流互感器的饱和特性和励磁电流（规算到同一侧）也就不同。这使得变压器纵差保护的不平衡电流较大。为此变压器纵差保护采用同型系数（ $K_{tx}=1$ ）。这就是说，当纵差保护的电流互感器满足 10% 误差曲线的情况下，考虑一侧电流互感器铁芯饱和，误差为 10%，而其它侧的电流互感器铁芯不饱和，无误差，这样，在外部短路时，由于电流互感器的不同型，流过差动回路的不平衡电流将为最大外部短路电流的 10%。

• 由于实际的电流互感器变比和计算变比不同引起的不平衡电流

表 13.2.5 变压器各侧电流互感器计算变比算例

名 称	各 侧 参 数	
	高 压	低 压
额定电压	110kV	11kV
额定电流	165.5A	1655A
电流互感器计算变比	$\frac{1.732 \times 165.5}{5} = \frac{286}{5}$	$\frac{1655}{5}$
电流互感器实际选用变比	$\frac{400}{5}$	$\frac{2000}{5}$
电流互感器接线方式	Δ	Y
电流互感器二次电流	3.58A	4.14A

作为定型产品的电流互感器的变比是标准变比，和计算变比往往不一样，这样二次侧的电流就不

能完全平衡，以致形成不平衡电流。例如一台 31500kV·A、YD11 接线的变压器，其电压为 110 / 11kV 则从表 13.2.5 的计算中看出，由于二次电流不相等，其差值就形成流过差动回路的不平衡电流， $I_{bp} = 4.14 - 3.58 = 0.56\text{A}$ 。为了减少这一不平衡电流，通常采用自耦变流器或差动继电器的平衡线圈进行补偿，然而一般不能完全补偿。

4) 由于运行中变压器分接头的改变而引起的不平衡电流。

变压器在运行中常常需要根据系统的电压要求改变调压分接头。带负荷调压的变压器更是如此。而改变调压分接头实际上就是改变变压器的变比。改变调压侧分接头就引起该侧一次电流的改变，而造成该侧电流互感器二次电流的变化。但没有改变分接头的那侧电流互感器二次电流却不变。这就产生了差动回路的不平衡电流。此不平衡电流随一次侧电流的增大而增大。

以上的几个问题，均应在差动保护装置中采取不同的措施加以解决。

采用比率制动式的差动继电器，解决变压器外部故障时流过差动继电器的不平衡电流。比率制动式差动继电器的制动线圈串接在环流法接线的差动保护的循环臂内，对于单侧电源的变压器制动线圈一般接于负荷侧，这样当外部故障时，而制动线圈流过短路电流从，而差动线圈仅流过不平衡电流且制动电流大于动作电流，故继电器可以制动。当保护区内短路时，差动线圈流过全部短路电流，而制动线圈中没有电流流过，此时动作电流大于制动电流，故继电器可靠动作。

采用二次谐波制动的差动保护。当变压器空载投入或外部故障切除，电压恢复时，按环流法接线的差动继电器线圈内将流过变压器的励磁涌流。励磁涌流中存在着大量的二次谐波分量。因此将二次谐波分量进行选频放大，把它作为制动分量，而将基波分量作为动作分量，这样即使三相励磁涌流中仅有一相出现二次谐波分量和基波分量的比值为最小值（20%）时也能闭锁差动继电器。这样，当变压器空载投入或外部故障切除时出现励磁涌流时，变压器差动保护即能可靠制动，不会误动作。而在变压器内部故障时，由于短路电流中所含二次谐波分量较少，差动保护便会因动作分量大于制动分量而可靠动作。

2 关于差动保护的整定值问题。应整定值要躲开电流互感器二次回路断线、励磁涌流和外部不平衡电流值，一般灵敏系数较低。特别是变压器匝间短路（这是常见的故障）时灵敏系数更低。目前采用的数字式保护装置，如不考虑电流互感器二次断线情况，整定值可以降低，以提高灵敏性。但当整定值小于额定电流时，应尽量不在差动回路内连接其它组件，以减少或防止电流互感器二次回路故障的可能性。

13.2.6 对外部相间短路引起的变压器过电流，应装设下列保护作为后备保护，并应带时限动作于断开相应的断路器，同时应符合下列规定：

a) 过电流保护宜用于降压变压器。

b) 复合电压（负序电压和线间电压）启动的过电流保护或低电压闭锁的过电流保护，宜用于升压变压器和过电流保护不符合灵敏性要求是降压变压器。

本条对由外部相间短路引起的变压器过电流应装设的保护装置作了规定。

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，可作为相邻组件及变压器的后备保护。

对于双绕组变压器来说，过电流保护装于电源侧，保护动作时断开变压器两侧的断路器，对内桥接线还应断开桥开关。

过电流保护装置的整定值应按避开变压器区外故障时可能出现的过负荷。而不能按避开变压器的额定电流来整定。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，致使保护的灵敏系数不能满足要求。在这种情况下，通常采用低电压和复合电压闭锁的电流保护装置，因为在正常运行情况下，电压降低不多及不出现负序电压，这时过电流保护就不动作；而在发生故障的情况下，在电流增大的同时，会造成电压降低和出现负序电压，只有在这两个条件下，过电流保护才会动作跳闸，这使得保护的動作电流可适当降低，即满足了保护灵敏度的要求，在过负荷时保护也不会动作。

若 35kV 及以上主变压器的 6kV~20kV 侧有较大容量的高压电动机，为了保证过电流保护的灵敏性而不能躲过电动机启动电流时，应采用低电压或复合电压闭锁的过电流保护。低电压启动回路应接于 6kV~20kV 电压互感器次级的线电压上。

13.2.7 35kV 及以下中小容量的降压变压器，宜采用过电流保护。保护的整定值要考虑变压器可能出现的过负荷。

对 35kV 及以下中小容量的降压变压器采用过电流保护，可以简化保护装置的配置。

13.2.8 110kV~220kV 降压变压器、升压变压器和系统联络变压器，相间短路后备保护用过电流保护不能满足灵敏性要求时，宜采用复合电压启动的过电流保护或复合电流保护。

“复合电压”系指正序电压和负序电压。复合电压启动的过电流保护，只有在满足正序电压和复合电压整定值的条件下，过电流保护才动作，以通过过电流保护的灵敏度。

13.2.9 发电机变压器组，在变压器的低压侧不另设相间短路后备保护，而利用装于发电机中性点侧的相间短路后备保护，作为高压侧外部、变压器和分支线相间短路后备保护。

发电机的过电流保护是发电机外部短路和定子绕组内部相间短路的后备保护，它的保护范围一般包括变压器的低压侧母线。因此变压器低压侧可不装设相间短路的后备保护。

13.2.10 外部相间短路保护应符合下列规定：

a) 单侧电源双绕组变压器和三绕组变压器，相间短路后备保护宜装于各侧；非电源侧保护可带两段或三段时限；电源侧保护可带一段时限。

b) 两侧或三侧有电源的双绕组变压器和三绕组变压器，相间短路应根据选择性的要求装设方向元件，方向宜指向本侧母线，但断开变压器各侧断路器的后备保护不应带方向。

c) 低压侧有分支，且接至分开运行母线段的降压变压器，应在每个分支装设相间短路后备保护。

d) 当变压器低压侧无专用母线保护，高压侧相间短路后备保护对低压侧母线相间短路灵敏度不够时，应在低压侧配置相间短路后备保护。

据数字式保护装置的特点，将后备保护由原规程条文的装于主变的主电源侧和主负荷侧，修改为装于主变各侧。非电源侧保护可带两段或三段时限，第一时限用于缩小故障范围，即断开本侧母联或分段断路器，第二时限断开本侧断路器，第三时限断开变压器各侧断路器；电源侧保护可带一段时限，断开变压器各侧断路器；增加了变压器低压侧有分支的后备保护的配置，以及变压器低压侧无专用母线保护时，相应后备保护配置的方式。

13.2.11 在 110kV 及以上中性点有效接地的电网中，当低压侧有电源的变压器中性点直接接地运行时，对外部单相接地引起的变压器过电流，应装设零序过电流保护，并应符合下列规定：

a) 零序保护可由两段组成，其动作电流与相关线路零序过电流保护相配合，每段保护可设两个时限，并均以较短时限动作于缩小故障影响范围，或动作于断开本侧断路器，同时以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。

b) 双绕组及三绕组变压器的零序电流保护应接到中性点引出线上的电流互感器上。

本条是指直接接地电力网中关于中性点直接接地变压器零序电流保护的规定。对双绕组及三绕组变压器的零序电流保护应接于中性点引出线的电流互感器上，这种方式在变压器外部和内部发生单相接地短路时均能起保护作用。

13.2.12 在 110kV、220kV 中性点直接接地的电力网中，当低压侧有电源的变压器中性点可能接地运行或不接地运行时，对外部单相接地短路引起的过电流，以及对因失去接地中性点引起的变压器中性点电压升高，应装设后备保护，并应符合下列规定：

a) 全绝缘变压器的零序保护，应按本规程第 13.2.11 条规定装设零序过电流保护，满足变压器中性点直接接地运行的要求。此外，应增设零序过电压保护，当变压器所连接的电力网选择断开变压器中性点时，零序过电压保护经 0.3s~0.5s 时限动作断开变压器各侧断路器。

b) 分级绝缘变压器的零序保护，为限制此类变压器中性点不接地运行时可能出现的中性点过电压，在变压器中性点应装设放电间隙。此时应装设用于中性点直接接地和经放电间隙接地的两套零序过电流保护。并应增设零序过电压保护。用于中性点直接接地运行的变压器按本规程第 13.2.11 条的规定装设零序电流保护，用于经间隙接地的变压器，应装设反应间隙放电的零序电流保护和零序过电压保护。当变压器所接的电力网失去接地中性点，且发生单相接地故障时，此零序电流电压保护应经 0.3s~0.5s 时限动作于断开变压器各侧断路器。

本条对经常不接地运行的变压器采取的特殊保护措施作了明确规定。

110kV、220kV 直接接地电力网中低压侧有电源的变压器，中性点可能直接接地运行，也可能不接地运行。对这类变压器，应当装设反应单相接地的零序电流保护，用以在中性点接地运行时切除故障；还应当装设专门的零序电流电压保护，用以在中性点不接地运行时切除故障。保护方式对不同类型的变压器又有所不同，下面分别予以说明。

1 全绝缘的变压器

当变压器低压侧有电源且中性点可能不接地运行时，还应增设零序过电压保护。全绝缘变压器为什么还要装设零序过电压保护？根据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620-1997，对于

直接接地系统的全绝缘变压器，内过电压计算一般为 $3U_{xg}$ (U_{xg} ---最高运行相电压)。当电力网中失去接地中性点并且发生弧光接地时，过电压值可达到 $3.0 U_{xg}$ ，因此一般不会使变压器中性点绝缘受到损害；但在个别情况下，弧光接地过电压值可达到 $3.5 U_{xg}$ ，如持续时间过长，仍有损坏变压器的危险。由于一分钟工频耐压大于等于 $3.0 U_{xg}$ ，所以在 $3.5 U_{xg}$ 电压下仍允许一定时间，装设零序过电压保护经 $0.5s$ 延时切除变压器，可以防止变压器遭受弧光接地过电压的损害。其次，在非直接接地电力网中，切除单相接地空载线路产生的操作过电压，可能达到 $4.0 U_{xg}$ 及以上。电力网中失去接地中性点且单相接地时，以 $0.5s$ 延时迅速切除低压侧有电源的变压器，还可以在某些情况下避免电力设备遭受上述操作过电压的袭击。此外，当电力网中电容电流较大时，如不及时切除单相接地故障，有发展成相间短路的可能，因此，装设零序过电压保护也是需要的。在电力网存在接地中性点且发生单相接地时，零序过电压保护不应动作。动作值应按这一条件整定。当接地系数 $X_0/X_1 \leq 3$ 时，故障点零序电压小于等于 $0.6 U_{xg}$ ，因此，一般可取动作电压 $180V$ 。当实际系统中 $X_0/X_1 < 3$ 时，也可取与实际 X_0/X_1 值相对应的低于 $180V$ 的整定值。

2 分级绝缘的变压器。对于中性点可能接地或不接地运行的变压器，中性点有两种接地方式：装设放电间隙和不装设放电间隙。这两种接地方式的变压器，其零序保护也有所不同。

1) 中性点装设放电间隙。放电间隙的选择条件是：在一定的 X_0/X_1 值下，躲过单相接地瞬时电压。一般 $X_0/X_1 \leq 3$ ，此时，按躲过单相接地瞬时电压整定的间隙值，能够保护变压器中性点绝缘免遭内过电压的损害，当电力网中失去接地中性点且单相接地时，间隙放电。

对于中性点装设放电间隙的变压器，要按本规程第 13.2.12 条的规定装设零序电流保护，用于在中性点接地运行时切除故障。

此外，还应当装设零序电流电压保护，用于在间隙放电时及时切除变压器，并作为间隙的后备，当间隙拒动时用以切除变压器。

零序电流电压保护由电压和电流组件组成，当间隙放电时，电流组件动作；拒动放电时，电压组件动作。电流或电压组件动作后，经 $0.5s$ 时限切除变压器。

零序电压组件的动作值的整定与本条第一款零序过电压保护相同。

零序电流组件按间隙放电最小电流整定，一般取一次动作电流为 $100A$ 。

采用上述零序电流保护和零序电流电压保护时，首先切除中性点接地变压器，当电力网中失去接地中性点时，靠间隙放电保护变压器中性点绝缘，经 $0.5s$ 延时再由零序电流电压保护切除中性点不接地的变压器。采用这种保护方式，好处是比较简单，但当间隙拒动时，则靠零序电流电压保护变压器，在 $0.5s$ 期间内，变压器要承受内过电压，如系间歇电弧接地，一般过电压值可达 $3.0U_{xg}$ ，个别情况下可达 $3.5 U_{xg}$ ，变压器有遭受损害的可能性。

2. 中性点不装设放电间隙。对于中性点不装设放电间隙的变压器，零序保护应首先切除中性点不接地变压器。此时，可能有两种不同的运行方式：一是任一组母线上至少有一台中性点接地变压器，二是一组母线上只有中性点不接地变压器。对这两种运行方式，保护方式也有所不同。

当任一组母线上至少有一台中性点接地变压器时，零序电流保护也是由两段组成，与本规程 13.2.10 条的不同之处，是 I 段只带一个时限，仅动作于断开母线联络断路器；II 段设置两个时限，较短者动作于断开母线联络断路器，较长者动作于切除中性点接地的变压器，这点仍与本规程 13.2.10 相同。此外，还要装设零序电流电压保护，它在中性点接地变压器有零序电流、中性点不接地变压器没有零序电流和母线上有零序电压的条件下动作，经延时动作于切除中性点不接地的变压器，零序电流电压保护的时限与零序电流保护 II 段的两个时限相配合，以保证先切除中性点不接地变压器，后切除中性点接地变压器。零序电流 I 段只设置一个时限，而不设置两个时限，是为了避免与零序电流电压保护的时限配合使接线复杂化。

当一组母线上只有中性点不接地变压器时。为保护首先切除中性点不接地运行的变压器，则不能用上述首先断开母线联络断路器的方法。在条文中规定，采用比较简单的办法：反应中性点接地变压器有零序电流；中性点不接地变压器没有零序电流和母线上有零序电压的零序电流电压保护，其动作时限与相邻组件单相接地保护配合；零序电流保护只设置一段，带一个时限，时限与零序电流电压保护配合，以保证首先切除中性点不接地变压器。

当一组母线上只有中性点不接地变压器时，为了尽快缩小故障影响范围，减少全停的机会，若也采用首先断开母线联络断路器保护方式，则将在约 $0.5s$ 的时间内，使中性点不接地变压器遭受内过电压袭击，这与中性点装设放电间隙而间隙拒动的情况类似（只是后者机率小一些）。为设备安全计，在条文中没有推荐采用这种保护方式。

测量母线零序电压的电压组件，一般应比零序电流组件灵敏，但应躲过可能出现的最大不平衡电压，一般可取 5V。

为了测量中性点接地变压器的零序电流，各变压器的零序电流电压保护之间有横向联系，这降低了可靠性，已有导致误动作的事例。为消除这一横向联系，可以测量不接地变压器负序电流的负序组件，代替测量接地变压器零序电流的方式，但这种方式尚无采用者，故在本条文中没有列入。

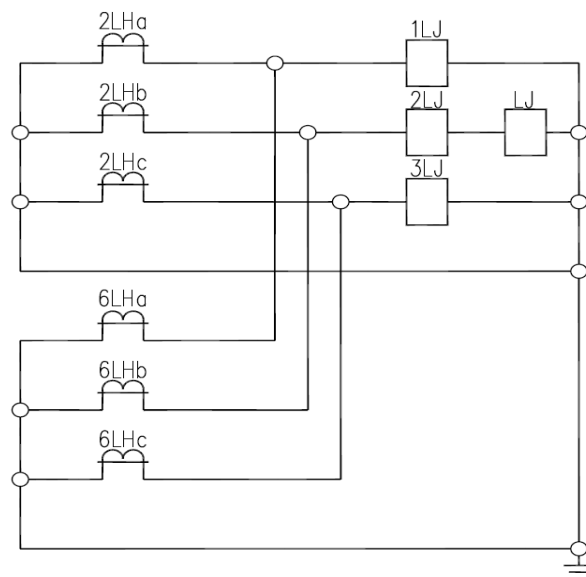
13.2.13 当变压器低压侧中性点经低电阻接地时，低压侧应配置三相式过电流保护，同时应在变压器低压侧装设零序过电流保护，保护应设置两个时限。零序过电流保护宜接在变压器低压侧中性点回路的零序电流互感器上。

目前，我省变电站主变压器 10kV、20kV 侧中性点有部分是经低电阻接地，应配置低压侧三相和中性点零序过电流保护。在变压器低压侧装设零序过电流保护，应设置两个时限，该保护与低压侧出线的接地保护在灵敏度和动作时间上配合，以较短的时限动作于缩小故障影响范围，断开母联或分段断路器；以较长的时限动作于断开变压器各侧断路器。

13.2.14 内桥接线的主变压器的电流速断及过电流保护应采用“和电流”接线的过电流保护（即将两个开关的电流互感器中的二次电流相加后接入继电器或数字式保护装置）。桥开关可以不再装设保护。

内桥接线的二次回路采用“和电流”是常用的成熟的接线方式。具有保护配置简单的特点。在专业设计院中，广泛采用。

“和电流”接线方式如下：



13.2.15 10kV~35kV 系统专用接地变压器应按本规程第 13.2.3 条的要求配置主保护和相间后备保护。对低电阻接地系统的接地变压器，还应配置零序过电流保护。零序过电流保护宜接于接地变压器中性点回路中的零序电流互感器。当专用接地变压器不经断路器直接接于变压器低压侧时，零序过电流保护宜有三个时限，第一时限断开低压侧母联或分段断路器，第二时限断开主变压器低压侧断路器，第三时限断开变压器各侧断开断路器。当专用接地变压器接于低压侧母线上，零序过电流保护宜有两个时限，第一时限断开母联或分段断路器，第二时限断开接地变压器断路器及主变压器各侧断路器。

本条对接地变压器的保护配置作了规定。并对接于低电阻接地系统接地变压器配置零序过电流保护作了规定。

对于无中性点引出的 10kV、20kV 和 35kV 系统，应安装接地变压器，接地变压器应采用 Z 型接线变压器。

13.2.16 当变压器中性点经消弧线圈接地时，应在中性点设置零序过电流或过电压保护，并动作于信号。

本条对变压器中性点经消弧线圈接地时的保护作了规定。

13.2.17 容量在 400kVA 及以上并列运行的变压器或作为其它负荷备用电源的单独运行的变压器，应装设过负荷保护。对多绕组变压器，保护装置应能反应变压器各侧的过负荷。过负荷保护应带时限动作于信号。

在无经常值班人员的变电所，过负荷保护可动作于跳闸或断开部分负荷。

过负荷是后备保护，可在—相上装设保护装置，能够反应变压器过负荷的不正常运行状态。

对于无人值班的变电所，规定过负荷保护可动作于跳闸。这是因为变压器过负荷运行，与环境温度、变压器负载系数及过负荷运行倍数和时间有关。在无人值班的情况下，为了保证变压器安全运行，过负荷保护可动作于跳闸或断开部分负荷。

13.2.18 主变压器保护的出口中间继电器应有自保持。当采用数字式保护装置时，自保持宜由断路器的操作回路来实现。

当变压器发生内部故障时，保护回路中的继电器触点，往往由于故障的不稳定性而发生抖动或时接时断现象。尤其是非常灵敏的气体继电器的接点更是如此。这样，就会使断路器不能迅速可靠地跳闸，使故障继续发展或进一步扩大，直至继电器触点能够稳定的接通时，断路器才能跳闸。因此，为了在故障的开始阶段就能保证断路器可靠跳闸，对保护回路的出口中间继电器回路增加自保持回路。

对数字式保护装置，国家标准也规定了：跳闸出口应能自保持直至断路器断开（见第 13.1.13 条 16 款）。它是通过装置内信号继电器的接点自保持。只有在操作复归按钮后，信号继电器才返回。

13.2.19 220V 控制、保护回路中的中间继电器及信号继电器，宜用 110V 中间继电器及信号继电器串接一定数值的电阻来代替。

对于控制、保护回路中的直流继电器，应在计及直流电源最大压降，二次回路电阻压降及串接组件的压降后，继电器电压线圈二端的电压不低于 90% 额定电压，电流线圈流过的电流不小于 1.4 倍额定电流（但不宜大于 3 倍额定电流）。

本条是对采用电磁型继电器的要求。由于保护出口继电器的重要性，220V 电压线圈线径很细，极易造成断线，采用 110V 电压线圈，其线径大一倍不宜断线，运行可靠性较高。

13.2.20 35kV 及以上主变压器保护用电流互感器，一次侧额定电流宜选用变压器额定电流的（2~2.5）倍。20kV 及以下配电变压器保护用电流互感器，一次侧额定电流宜选用变压器额定电流的 1.5 倍。如测量仪表用的电流互感器必须共享一个乘率时，则可适当顾及测量仪表的需要。

本条规定了保护用电流互感器额定电流选择的基本要求。

13.2.21 6kV~20kV 配电变压器带有电动机的大启动电流时，其过电流保护整定应从电流整定值及时间定值两个方面来躲过启动电流。当电流整定值不致超过变压器额定电流的二倍且启动时间较长时，宜从电流整定值来躲过，否则从时间整定值来躲过。

本条规定了带有较大电动机时，保护整定的原则。

13.2.22 电流速断保护的电流整定值，应躲过变压器低压侧最大短路电流。

本条规定了电流速断保护的整定原则。

13.2.23 电炉变压器应采用反时限过电流保护及电流速断保护。反时限动作电流整定值可考虑变压器的超载能力，超载系数取 1.0~2.0。保护时限的整定，即二倍动作电流时间，对新变压器机械强度较高者取 5s~6s，对旧变压器运行多年机械强度较差者取 2s~2.5s。速断保护应躲过变压器低压侧最大短路电流。对接在电力变压器低压侧电流互感器上的保护装置，可不设速断保护。

由于整流的负载特性，不易在生产过程中产生过负荷，因此对整流变压器不考虑过负荷的能力。

13.2.24 整流变压器的保护不考虑过负荷能力。整流变压器直流侧发生短路时，应速断跳闸。

由于整流的负载特性，不易在生产过程中产生过负荷，因此对整流变压器不考虑过负荷的能力。

13.2.25 当 10kV、20kV 配电系统中性点采用低电阻接地方式时，变压器零序保护的配置应符合下列规定：

a) 考虑到零序电流保护整定值很难与熔断器的熔断曲线配合，因此当用户配电变压器容量在 630kVA 及以上时，配电变压器应配置反映相间故障的电流保护和反映接地故障的零序保护。

b) 用户配电变压器容量为 500kVA 及以下，当采用熔丝保护时，熔丝熔断特性应满足 200A 电流下，熔断时间小于 60ms。否则应配置反映相间故障的电流保护和反映接地故障的零序保护。

本条对装设于中性点为低电阻接地方式时的配电变压器配置零序保护的容量界限作了规定。

13.2.26 当主变压器采用有载调压开关时，应在有载调压开关的控制回路中加装电流闭锁装置。

本条的规定，是防止开关在变压器超过额定电流和发生故障时进行切换，以免烧毁开关或损坏变压器。

1 变压器有载调压开关，是能在变压器带负载的情况下调节分接头位置。在有载调压过程中，从一个接点切换到另一个接点时，在连接着各分接头的固定触头之间必然产生电弧，如果电弧不能自行熄灭，就会烧毁设备。因而在有载调压分接开关中，采用了限流电阻，以便在调压过程中熄灭电弧。

有载调压过程中，先通过限流电阻接通；再接通工作触头，切换完成后限流电阻断开。

2 关于电流闭锁的整定值，上述两个标准规定不一。DL/T 572 规定，不超过变压器额定电流的 1.5 倍；DL/T 574 规定，取变压器额定电流的 1.2 倍。在实际工作中，是按变压器额定电流的 1.05 倍整定的。

13.3 6kV~20kV 线路保护

6kV~20kV 中性点非有效接地电力网的线路，对相间短路和单相接地应按本节规定装设相应的保护。

13.3.1 相间短路保护应按下列原则配置：

- a) 电流保护装置如由电流继电器构成，应接于两相电流互感器上，并在同一网络的所有线路上，均应接于相同两相的电流互感器上。
- b) 保护应采用远后备方式。
- c) 如线路短路使发电厂厂用母线或重要用户母线电压低于额定电压的 60%，以及线路导线截面过小，不允许带时限切除短路时，应快速切除故障。
- d) 过电流保护的时限不大于 0.5s~0.7s，且没有本规程本条第 3 款所列情况，或没有配合上要求时，可不装设瞬动的电流速断保护。

本条对 6kV~20kV 电力线路相间保护的配置原则作了规定。

远后备，即在临近故障点的断路器处装设的继电保护或断路器本身拒动时，能由电源侧上一级断路器处的继电保护动作切除故障。

当线路发生三相短路时，使厂用电母线或重要用户母线电压下降到低于额定电压的 60%，若继电保护不能快速动作切除故障，就会造成对重要用户供电安全带来影响。

同一网络的所有线路上，均应接于相同两相的电流互感器上的规定，是为了保证在不同线路发生两点接地故障时，有 2/3 的机会只切除一条线路，另一条线路可照常供电，以提高供电可靠性。

13.3.2 相间短路保护装置的配置，应符合下列规定：

- a) 对单侧电源线路，可装设两段电流保护，第一段应为不带时限的电流速断保护；第二段应为带时限的过电流保护。两段保护均可采用定时限或反时限特性的继电器。

对单侧电源带电抗器的线路，当其断路器不能切断电抗器前的短路时，则不应装设电流速断保护。此时，应由母线保护或其它保护切除电抗器前的故障。

保护装置应仅在线路的电源侧装设。

必要时，可配置光纤电流差动保护作为主保护，带时限的过电流保护为后备保护。

- b) 对双侧电源线路，可装设带方向或不带方向的电流速断保护和过电流保护。当采用带方向或不带方向的电流速断保护和过电流保护不能满足选择性、灵敏性或速动性的要求时，应采用光纤纵联差动保护作主保护，并应装设带方向或不带方向的电流保护作后备保护。

对并列运行的平行线路可装设横联差动作主保护，并应以接于两回线路电流之和的电流保护作为两回线路同时运行的后备保护及一回线路断开后的主保护及后备保护。

- c) 短线路、电缆线路、并联连接的电缆线路宜采用光纤电流差动保护作为主保护，带方向或不带方向的电流保护作为后备保护。

本条分别对单电源及双侧电源的电力线路相间短路保护配置作了规定。采用光纤纵联差动保护作主保护时，要考虑光缆的敷设或利用通信光缆的纤芯。

13.3.3 为了防止雷击事故的扩大，对于 6kV~20kV 长距离的钢筋混凝土铁横担架空线路，应采用前加速带自动重合闸的过电流保护。

13.3.4 对单相接地短路，应按下列规定装设保护：

- a) 在发电厂和变（配）电所母线上，应装设单相接地监视装置。监视装置反应零序电压，动作于信号。

b) 有条件安装零序电流互感器的线路，如电缆线路或经电缆引出的架空线路，当单相接地电流能满足保护的选择性和灵敏性要求时，应装设动作于信号的单相接地保护。如不能安装零序电流互感器，而单相接地保护能够躲过电流回路中的不平衡电流的影响，例如单相接地电流较大，或保护反应接地电流的瞬时值等，也可将保护装置接于三相电流互感器构成的零序回路中。

- c) 根据人身和设备安全的要求，必要时应装设动作于跳闸的单相接地保护。

1 变电所单相接地监视装置，是通过三绕组电压互感器的辅助绕组（开口三角）来实现的。因为

在系统正常运行情况下，系统的三相电压的相量和为零，所以开口三角两端的电压约等于零。当系统有一相接地时，开口三角的两端电压，等于两个完好相电压的相量和，此时开口三角两端的相量和等于 100V。通过接在开口三角两端的电压继电器动作，发出接地信号。

2 对电缆线路或经电缆引出的架空线路装设零序电流互感器（包括采用三相电流互感器构成的零序回路），可以直接反应此线路是否存在单相接地故障。如线路出线处不装设零序电流互感器，当发生单相接地故障时，为了查找哪回故障线路，是通过依次启动线路重合闸来判别的，这会对用户的供电可靠性带来影响。因此，对线路出线装设零序电流互感器为宜。对于架空出线因无法装设零序电流互感器，应采用三相电流互感器构成的零序回路。

3 对 10kV、20kV 非有效接地系统供电的客户，为防止铁磁谐振过电压，不应采用带开口三角的电压互感器。

13.3.5 对线路单相接地，可利用下列电流，构成有选择性的电流保护或功率方向保护：

- a) 网络的自然电容电流。
- b) 消弧线圈补偿后的残余电流，例如残余电流的有功分量或高次谐波分量。
- c) 人工接地电流，但此电流应尽可能限制在 10A~20A 以内。
- d) 单相接地故障的瞬时电流。

13.3.6 6kV~20kV 经低电阻接地单侧电源单回线路，除配置相间故障保护外，还应配置零序电流保护，并应符合下列规定：

- a) 零序电流构成方式

可用三相电流互感器组成零序电流滤过器，也可加装独立的零序电流互感器。视接地电阻阻值、接地电流和整定值大小而定。

b) 应装设二段零序电流保护，第一段为零序电流速断保护。时限宜以相间速断保护相同，第二段为零序过电流保护，时限宜以相间过电流保护相同。若零序时限速断保护不能保证选择性需要时，也可以配置两套零序过电流保护。

本条对中性点为低电阻接地方式时的架空线路装设零序电流保护作了规定。

- 1 中性点接地方式选用技术原则见本规范第 14.1.2 条。

2 中性点经低电阻接地配电网的优点是：过电压数值小，绝缘水平低，因而投资少、经济。但由于单相接地电流大，故接地保护必须作用于跳闸，从而增加了停电的机会，影响了对用户供电的可靠性（中性点非有效接地系统发生单相接地故障时，可以运行 2h）。此外，由于接地时短路电流大，电压急剧下降，还有可能导致电力系统动态稳定的破坏；接地时产生的零序电流还会造成对通讯系统的干扰。

由于在低电阻接地系统中，单相接地故障约占总故障的 70% 以上，且相间短路也往往是由单相接地故障发展起来的，因此有必要设置接地保护，以切除接地故障（虽然过电流保护也能反应接地故障，但过电流保护的整定值必须躲开最大负荷电流，反应接地故障不灵敏）。考虑到接地故障时会出现零序分量，因此利用接地故障特有的零序分量构成接地保护就具有较大的优越性。而且零序电流保护的整定值不需要躲过三相短路电流和最大负荷电流，因此零序电流保护的整定值较小，从而提高了保护的灵敏度。

- 3 零序电流的构成，

一是可用三相电流互感器组成零序电流滤过器。它适用于纯架空线路或无法装设独立的零序电流互感器的场所。它是利用三个变比相同的电流互感器（一般和相间保护共享）接成星形，再将继电器串接在中性线回路中（对于数字式保护装置，在保护装置内通过程序解决）。由于中性线的电流为零序电流 $3I_0$ ：

$$3I_0 = I_A + I_B + I_C$$

故这种接线方式能够测出零序电流 $3I_0$ 。三个电流互感器的这种接线方式称为零序电流滤过器；又称自产式零序电流。

- 二是装设独立的零序电流互感器。

4 零序电流保护与相间电流保护相似，也可采用阶梯时限特性。一般采用二段式。保护第一段为零序电流速断，时限宜以相间速断保护相同，只能保护一部分线路，不能保护线路全长。第二段为零序过电流保护，时限宜以相间过电流保护相同，一般能保护线路全长，其动作时间与过电流保护相同。

13.3.7 可能出现过负荷的电缆线路或电缆与架空混合线路，应装设过负荷保护。保护宜带时限动作于

信号，必要时可动作于跳闸。

本条是对电缆线路是否装设过负荷保护的原则规定。

13.3.8 电缆线路装有零序电流互感器时，电缆金属护层和接地线应对地绝缘；电缆接地点在互感器以下时，接地线应直接接地；接地点在互感器以上时，接地线应穿过互感器接地。

本条的规定，是为了保证零序保护的正确性。电缆金属护层和接地线不对地绝缘及接地线不穿过零序电流互感器，当电缆线路发生单相接地时，零序电流无法通过互感器，造成零序保护不能动作。电缆终端固定夹具对地绝缘的具体要求相关规范没有规定，根据经验应为 50kΩ。

13.3.9 对电缆线路的保护整定计算，应同时验算电缆的热稳定，当热稳定不能满足时，应放大电缆截面。

本条的规定是满足电缆安全运行的需要。

13.4 35kV 线路保护

35kV 中性点非有效接地电力网的线路，对相间短路和单相接地，应按本节的规定装设相应的保护。

13.4.1 对相间短路，保护应按下列原则配置：

- a) 保护装置采用远后备方式。
- b) 下列情况应快速切除故障
 - i) 如线路短路，使发电厂厂用母线电压低于额定电压的 60% 时。
 - ii) 如切除线路故障时间长，可能导致线路失去热稳定时。
 - iii) 城市配电网的直馈线路，为保证供电质量需要时。
 - iv) 与高压电网邻近的线路，如切除时间长，可能导致高压电网产生稳定问题时。

13.4.2 对相间短路装设的保护装置，应符合下列规定：

a) 单侧电源线路，可装设一段或两段式电流速断保护或电压闭锁过电流保护作主保护，并应以带时限的过电流保护作后备保护。

由几段线路串联的单侧电源线路及分支线路，如上述保护不能满足选择性、灵敏性和速动性的要求时，速断保护可无选择地动作，但应以自动重合闸来补救。此时，速断保护应躲开降压变压器低压母线的短路。

b) 对双侧电源线路，可装设带方向或不带方向的电流电压保护。

当采用电流电压保护不能满足选择性、灵敏性或速动性的要求时，可采用距离保护或光纤横联差动保护装置作主保护，应装设带方向或不带方向的电流电压保护作后备保护。

c) 对并列运行的平行线路，可装设横联差动作主保护，并应接于两回线路电流之和的电流保护作为两回线路同时运行的后备保护及一回线路断开后的主保护及后备保护。

13.4.3 中性点经低电阻接地的单侧电源线路装设一段或两段三相式电流保护，作为相间故障的主保护和后备保护；装设一段或两段零序电流保护，作为接地故障的主保护和后备保护。

串联供电的几段线路，在线路故障时，几段线路可以采用前加速的方式同时跳闸，并用顺序重合闸和备用电源自动投入装置来提高供电可靠性。

13.4.4 对中性点不接地或经消弧线圈接地线路的单相接地故障，保护的装设原则及构成方式按本规程第 13.3.5、13.3.6 条的规定执行。

13.5 110kV～220kV 线路保护

110kV～220kV 中性点直接接地电力网的线路，应按本节的规定装设反应相间短路和接地短路的保护。

13.5.1 110kV 线路保护的配置，应符合下列规定：

- a) 110kV 双侧电源线路符合下列条件之一时，应装设一套全线速动保护。
 - i) 根据系统稳定要求有必要时。
 - ii) 线路发生三相短路，如使发电厂厂用母线电压低于允许值（一般为 60% 额定电压），且其它保护不能无时限和有选择的切除短路时。
 - iii) 如电力网的某些线路采用全线速动保护后，不仅改善本线路保护性能，而且能够改善整个电网保护的性能。
- b) 对多级串联或采用电缆的单侧电源线路，为满足快速性和选择性的要求，可装设全线速动保护作为主保护。
- c) 110kV 线路的后备保护宜采用远后备方式。

d) 单侧电源线路, 可装设阶段式相电流和零序电流保护, 作为相间和接地故障的保护, 如不能满足要求, 则装设阶段式相间和接地距离保护, 并辅之用于切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

e) 双侧电源线路, 可装设阶段式相间和接地距离保护, 并辅之用于切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

f) 对带分支的 110kV 线路, 可按 GB/T 14285 第 4.6.5 条的规定执行。

本条, 一是规定了 110kV 线路需要装设全线速断保护的的条件。首先是系统稳定要求必须装设。对复杂电网中的 110kV 线路, 尤其是 110kV 短线路, 当线路上发生故障时, 如果线路保护带时间动作切除故障, 将会引起电网稳定破坏事故。这种情况, 应该在 110kV 线路上, 配置全线速动主保护装置。其次是当线路发生三相短路时, 使厂用电母线或重要用户母线电压下降到低于额定电压的 60%, 若继电保护不能快速动作切除故障, 就会造成大面积停电, 或甩掉大量重要用户, 也需要配置全线速动主保护装置, 用以快速切除短路故障, 保证重要用户供电。

二是规定了 110kV 线路保护宜采用远后备方式。此条规定即可简化保护; 还因为一般 110KV 线路断路器不专门设置失灵保护, 也需要线路保护实现远后备方式; 对一般的 110KV 线路, 远后备保护装置具有足够灵敏度, 实现远后备方式亦能满足要求。

13.5.2 220kV 线路保护的配置, 应符合下列规定:

a) 对 220kV 线路, 为了有选择性的快速切除故障, 防止电网事故扩大, 保证电网安全、优质、经济运行, 一般情况下, 应按下列要求装设两套全线速动保护, 在旁路断路器代线路运行时, 至少应保留一套全线速动保护运行。

i) 两套全线速动保护的交流电流、电压回路和直流电源彼此独立。对双母线接线, 两套保护可合用交流电压回路。

ii) 每一套全线速动保护对全线路内发生的各种类型故障, 均能快速动作切除故障。

iii) 对要求实现单相重合闸的线路, 两套全线速动保护应具有选相功能。

iv) 两套主保护应分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

v) 具有全线速动保护的线路, 其主保护的整组动作时间应为: 对近端故障: $\leq 20\text{ms}$; 对远端故障: $\leq 30\text{ms}$ (不包括通道时间)。

b) 220kV 线路的后备保护宜采用近后备方式。但某些线路, 如能实现远后备, 则宜采用远后备, 或同时采用远、近结合的后备方式。

c) 对接地短路, 应按下列规定之一装设后备保护。

对 220kV 线路, 当接地电阻不大于 100Ω 时, 保护应能可靠地切除故障。

i) 宜装设阶段式接地距离保护并辅之用于切除经电阻接地故障的一段定时限和/或反时限零序电流保护。

ii) 可装设阶段式接地距离保护, 阶段式零序电流保护或反时限零序电流保护, 根据具体情况使用。

iii) 为快速切除中长线路出口短路故障, 在保护装置中宜有专门反应近端接地故障的辅助保护功能。

符合本条第 a) 款规定时, 除装设全线速动保护外, 还应按本款的规定, 装设接地后备保护和辅助保护。

d) 对相间短路, 应按下列规定装设保护装置。

i) 宜装设阶段式相间距离保护。

ii) 为快速切除中长线路出口短路故障, 在保护配置中宜有专门反应近端相间故障的辅助保护功能。

符合本条 a) 款规定时, 除装设全线速动保护外, 还应按本款的规定, 装设相间后备保护和辅助保护。

本条对 220kV 线路保护作了规定。

1 由于 220kV 电网的重要性, 一旦发生事故, 为了有选择性的快速切除故障, 防止电网事故扩大, 规定了应装设两套全线速断保护。

并对两套保护提出了 5 点要求。目的是保证保护的可靠性。

2 距离保护是反应保护安装处至故障点的距离 (或阻抗) 并根据距离的远近而确定动作时间的一种保护装置。

距离保护通过保护装置 (对电磁型是通过阻抗继电器) 来测量安装处的电压 U_j 和电流 I_j 的比值, 以测量故障点至保护安装处的阻抗 Z_j , 即:

$$Z_J = \frac{U_J}{I_J}$$

当测量阻抗小于保护整定值时，继电保护就动作。

由于距离保护的测量阻抗的数值不随运行方式而变。因此在采用电流、电压保护不能满足继电保护选择性、速动性、灵敏性的高压线路上，距离保护得到了广泛的应用。

3 距离保护的时限特性指的是：距离保护的动作时间和保护安装处至故障点的距离关系。一般在高压线路上广泛采用三段式距离保护。

距离保护各段的保护范围用整定值来表征。

距离保护第 I 段保护线路全长的 80%~85%。第一段的动作时间为保护装置固有的动作时间。

距离保护的第 II 段必须能够保护线路全长。也就是说，在对端母线故障时，距离保护有足够的灵敏性。在保证灵敏性的前提下，距离保护是和相邻线路的距离保护第 I 段相配合，或是和其第 II 段（或第 III 段）相配合，距离保护第 II 段的动作时限须大于与之相配合的相应段一个时限级差 Δt ，以保证选择性。

在对端母线接有变压器时，距离保护 II 段的保护范围还不能伸出变压器低压侧，以保证和变压器的速动保护相配合。

距离保护的第 III 段作为相邻线路保护及断路器拒绝动作时的后备保护。第 III 段的整定值按躲过最小负荷阻抗整定。因而在线路上流过最大负荷电流且母线电压最低时，距离保护不动作。此外，外部故障切除，电动机自启动时第 III 段应立即返回。第 III 段的动作时限要比距离保护 III 段范围内所有其它保护的最大动作时限大一时限级差 Δt 。

13.5.3 对需要装设全线速动保护的电缆线路及架空短线路，宜采用光纤电流差动保护作为全线速动主保护。对中长线路，有条件时宜采用光纤电流差动保护作为全线速动主保护。接地和相间短路保护分别按本规程第 13.5.2 条第 c)、d) 款的相应规定装设。

在电缆线路或短线路上，采用一般的电流、电压和距离保护往往保护范围很小，甚至没有保护区，因此常常采用纵联差动保护作为电缆线路和短线路的主保护。

线路纵差保护如果采用控制电缆，这将受到电流互感器的二次绕组的容量及其本身阻抗的影响。而光纤差动是通过“光”的信号传输，不受阻抗的限制，因此规定宜采用光纤差动保护。

13.6 异步电动机和同步电动机的保护

13.6.1 对电压为 6kV 及以上的异步电动机和同步电动机的下列故障及异常运行方式，应装设相应的保护装置：

- a) 定子绕组相间短路。
- b) 定子绕组单相接地。
- c) 定子绕组过负荷。
- d) 定子绕组低电压。
- e) 同步电动机失步。
- f) 同步电动机失磁。
- g) 同步电动机出现异步冲击电流。
- h) 相电流不平衡及断相保护。

本条对 6kV 及以上的异步电动机和同步电动机装设保护作了规定。

13.6.2 对电动机绕组及引出线的相间短路，应装设相应的保护装置，并应符合下列规定：

a) 2MW 以下的电动机，宜采用电流速断保护；2MW 及以上的电动机，或 2MW 以下，但电流速断保护灵敏系数不符合要求时，可装设纵联差动保护。纵联差动保护应防止在电动机自启动过程中误动作。

保护装置可采用两相或三相式接线，并应瞬时动作于跳闸，对于有自动灭磁装置的同步电动机，保护还应瞬时动作于灭磁。

b) 作为纵联差动保护的后备，宜装设过电流保护。

保护装置可采用两相或三相式接线，并应延时动作于跳闸。具有自动灭磁装置的同步电动机，保护还应延时动作于灭磁。

2MW 以上电动机一般在中性点有引出线，为装设纵联差动保护提供了可行条件。2MW 以下电动机，电流速断灵敏系数系按保护安装处短路进行计算，要求灵敏系数不小于 2。

2MW 以上电动机一般在中性点有引出线, 为装设纵联差动保护提供了可行条件。2MW 以下电动机, 电流速断灵敏系数系按保护安装处短路进行计算, 要求灵敏系数不小于 2。工程中有的电动机电缆线路较长, 在电动机端发生短路时, 保护灵敏系数很低, 对此规范未作规定。这种情况在低压电动机回路常有发生, 而高压电动机回路并不多见。工程中, 对于 3KV 及以上的电动机, 电流速断保护按保护安装处短路校验灵敏度, 保护灵敏系数应大于等于 2; 对于电动机电缆线路特别长的情况, 按电动机端短路校验, 灵敏系数不应低于 1.5, 这样可以保证电缆线路上发生二相金属性短路时保护动作于跳闸。另外, 对于电缆线路长, 限制了短路电流水平, 从而降低了保护灵敏度的情况, 在计算保护动作值时也应考虑到电缆线路阻抗的影响, 电动机起动电流倍数有所降低, 从而降低保护定值, 提高了保护灵敏系数。

13.6.3 下列电动机应装设过负荷保护。

- a) 运行过程中易发生过负荷的电动机, 保护应根据负荷特性, 带时限动作于信号或跳闸。
- b) 起动或自起动困难, 需要防止起动或自起动时间过长的电动机, 保护动作于跳闸。

本条是关于电动机装设过负荷保护的条件的规定。

规定中提出有二类电机应装过负荷保护, 此外也有工程反映大型给水泵等电动机械, 从负荷性质说不是易过负荷的, 但运行中常有机械犯卡的现象引起电动机过负荷, 亦可装设过负荷保护, 根据实际运行需要保护可动作于信号或跳闸。“运行过程中易发生过负荷的电动机”包括各种原因引起的电动机过负荷。

13.6.4 对电动机单相接地故障, 当接地电流大于 5A 时, 应装设有选择性的单相接地保护, 当接地电流小于 5A 时, 可装设接地检测装置。

单相接地电流为 10A 及以上时, 保护装置动作于跳闸; 单相接地电流为 10A 以下时, 保护装置可动作于跳闸或信号。

当电动机单相接地电流较大时, 就会引起电弧, 如果电动机带接地故障运行, 将严重烧损电机的绕组和铁芯。运行经验证明, 当接地电流大于 10A 时, 就会将电动机铁芯烧损。

13.6.5 对母线电压短时降低或中断, 应装设电动机低电压保护, 并应符合下列规定:

- a) 下列电动机应装设 0.5s 时限的低电压保护, 保护动作电压应为额定电压的 65%~70%。
 - i) 当电源电压短时降低或短时中断又恢复时, 需断开次要电动机;
 - ii) 根据生产过程不允许或不需自起动的电动机。
- b) 下列电动机应装设 9s 时限的低电压保护, 保护动作电压为额定电压 45%~50%。
 - i) 有备用自动投入机械的 I 类负荷电动机;
 - ii) 在电源电压长时间消失后需自动断开的电动机。
- c) 保护装置应动作于跳闸。
- d) 为防止低电压保护因断线或断熔丝而造成误动作, 应采用二只电压继电器接点串联的接线, 必要时应装设电压回路断线监视装置, 动作于信号。

无直流操作电源的电动机, 可用失压脱扣器作电动机的失压保护或低电压保护。

本条对于电动机装设低电压保护作了规定。对于为保护重要电动机自起动而需要断开的次要电动机, 有备用自动投入机械的电动机及根据生产过程不允许或不需要自起动的电动机, 装设低电压保护, 一般应带有 0.5~1.5s 时限动作于跳闸。对于根据 13.6.5.3 条装设的低电压保护一般带 5~10s 时限动作于跳闸。

关于低电压保护的動作时限, 对不需要自起动的电动机一般为 0.5s, 只有线路失电, 电动机就应跳闸, 否则在供电线路瞬时失电时, 所有电动机自起动时的起动电流将使变电所过电流保护动作跳闸; 对根据工艺要求需要自起动的电动机, 规定为 5s~10s, 是躲过重合闸动作时间。

13.6.6 对同步电动机的下列失步现象应装设带时限动作的失步保护:

- a) 由于电网的自投或重合闸等原因产生的短时断电所造成的失步。
- b) 由于电网上发生短路故障或其它电动机启动等原因使电压下降或同步电动机的大幅度过负荷造成的失步。
- c) 由于直流励磁回路的失磁而造成的失步。
- d) 同步电动机的失步故障, 应采用下列保护之一。
 - i) 反应定子过负荷的保护, 适用于下列电动机。
 - 短路比等于或大于 1.0, 且负荷平稳的电动机。
 - 短路比为 0.8~1.0, 且负荷平稳的电动机或短路比为 0.8 及以上, 且负荷变动大的电动机,

但此时应增设失磁保护。

ii) 反应转子回路出现交流分量的保护。

iii) 反应定子电压与电流间相角变化的保护。

上述各种保护装置,宜带时限动作。对重要电动机的保护装置应动作于再同步控制回路;不能再同步或根据生产过程不需要再同步的电动机,应动作于跳闸。

不允许异步冲击的电动机,为防止电源短时中断再恢复时造成同步冲击的保护装置,可反应功率方向、频率降低、频率下降速度及电压降低。

本条对同步电动机装设失步保护作了规定。

1 同步电机的短路比指:电机空载额定电压的励磁电流下三相稳定短路的短路电流与额定电流的比值。

短路比小,则电抗大,短路电流较小,当负载变化时,由于阻抗压降较大,电机的电压变化率较大,因此短路比小的电机在并联运行时稳定性差,但电机造价便宜。短路比大,电机电抗就小,气隙大,导致电机尺寸增大,励磁磁势也要增大,所以转子用铜增加,成本较高,但电机稳定性能较好,且电压变化率较小。

2 目前有各种原理构成的同步电动机失步保护。比较完善的失步保护,应能适用于各种类型同步电动机和调相机,能反应同步电动机带励失步和失励失步以及兼有断电失步防冲击保护功能。

3 同步电动机正常运行时由于动态稳定或静态稳定破坏,而导致的失步运行主要有两种情况:一是存在直流励磁时的失步(简称带励失步);另一种是由于直流励磁中断或严重减少引起的失步(简称失磁失步)。

带励异步运行的主要问题是出现按转差频率脉振的同步振荡力矩(其最大幅值为最大同步力矩,即一般电机产品样本中所提供的最大力矩倍数所相应的值)。这个力矩的量值高达额定力矩的1.5~3倍。它使电机绕组的端部和端部绑线、电机的轴和连轴器等部位受到正负交变的扭距的反复作用。扭距作用时间一长,将在这些部位的材料中引起机械应力,影响其机械强度和使用寿命。

失磁运行的主要问题是引起转子绕组(特别是阻尼绕组)的过热、开焊,甚至烧坏。根据电机的热稳定极限,允许电机无励磁运行的时间一般为10min。

4 同步电机失磁运行时,其定子电流的数值决定于电动机的短路比、起动电流倍数、功率因数和负荷率。短路比是指:电机空载额定电压的励磁电流下三相稳定短路的短路电流与额定电流的比值。短路比大则直轴同步电抗小,因而电压变化率小,静态稳定性好;短路比小的电机在并联运行时稳定性差。

电动机的起动电流倍数和功率因数通常变化不大,因此考虑电动机的定子电流数值时,主要考虑电机的短路比和负荷率。电动机的短路比愈大,电动机从电网吸取的无功功率愈大,故定子电流也愈大。短路比大于1的电动机,负荷率影响不大,这种电机失磁运行时,定子电流可达额定电流的1.4倍以上,因此,利用电动机的过负荷保护兼作失步保护,保护能可靠动作。短路比小于1时,负荷率的影响就较大。负荷率较低时,定子电流达不到额定电流的1.4倍,此时过负荷保护不能动作,因此不能利用过负荷保护兼作失步保护。

对于负荷变动大的电动机,采用过负荷保护兼作失步保护时,应装设失磁保护。失磁保护带时限动作于跳闸。

5 失步保护应延时动作于励磁开关跳闸并作用于再同步控制回路。对于不能再同步或根据生产过程不需要再同步的电动机,保护动作时应作用于断路器和励磁开关跳闸。

13.7 电力电容器的保护

13.7.1 对6kV及以上的并联补偿电容器组的下列故障及异常运行方式,应装设相应的保护装置:

- a) 电容器组和断路器之间连接线短路。
- b) 电容器内部故障及其引出线短路。
- c) 电容器组中,某一故障电容器切除后所引起剩余电容器的过电压。
- d) 电容器组的单相接地故障。
- e) 电容器组过电压。
- f) 电容器组所联接的母线失压。
- g) 中性点不接地的电容器组,各相对中性点的单相短路。

本条列出了并联电容器组的各种故障类型,以便装设相应的保护。

13.7.2 对电容器组和断路器之间连接线的短路,可装设带有短时限或带有短时限的电流速断和过电流保护,动作于跳闸。速断保护的動作电流,按最小运行方式下,电容器端部引线发生两相短路时有足够灵敏系数整定,保护的動作时限应防止在出现电容器充电涌流时误动作。过电流保护的動作电流,按电容器组长期允许的最大工作电流整定。

本条规定了对电容器组和断路器之间连接线发生短路,保护配置的要求。

13.7.3 对电容器内部故障及其引出线的短路,宜对每台电容器分别装设专用的保护熔断器。熔丝的额定电流可为电容器额定电流的 1.5~2.0 倍。

本条明确提出熔丝的额定电流的选择原则。条文强调每台电容器装设专用的熔断器进行保护。如果电容器组由若干电容器并联构成并共享一个熔断器,则当电容器组中任一电容器发生内部短路时,组内健全的电容器要向故障的电容器放电,从而易使健全的电容器损坏。在熔断器熔断后使整个并联在一起的电容器均断开,甚至有可能使全组电容器均断开,这是很不恰当的。

熔丝额定电流,按电容器的电容允许偏差 $\pm 10\%$,电容器按允许在 1.3 倍额定电流下长期工作的条件选择,即熔丝额定电流计算值为 $1.1 \times 1.3 = 1.43$,故可按 1.5~2.0 倍电容器额定电流选用。

13.7.4 当电容器组中故障电容器切除到一定数量,引起剩余电容器端电压超过 105% 额定电压时,保护带时限动作于信号;过电压超过 110% 额定电压时,保护应将整组电容器断开。对不同接线的电容器组,可采用下列保护之一。

- a) 中性点不接地单星形接线电容器组,可装设中性点电压不平衡保护。
- b) 中性点接地单星形接线电容器组,可装设中性点电流不平衡保护。
- c) 中性点不接地双星形接线电容器组,可装设中性点间电流或电压不平衡保护。
- d) 中性点接地双星形接线电容器组,可装设反应中性点回路电流差的不平衡保护。
- e) 多段串联单星形接线的电容器组,可装设段间电压差动保护或桥式差电流保护。
- f) 单星形接线的电容器组,可采用开口三角电压保护。

电容器组台数的选择及其保护配置时,应考虑不平衡保护有足够的灵敏度。

不平衡保护动作应带有短延时,防止电容器组合闸、断路器三相不同步、外部故障等情况下误动作,延时可取 0.5s。

电容器发生故障以后,将引起电容器组三相电容不平衡。本条所列的各种保护方式都是从这个基本点出发来确定的。

1 电容器耐受过电压的能力较低,这是由电容器本身的特点决定的。当一组电容器中个别电容器损坏切除或内部击穿,使串联的电容器之间的电压分布发生变化,剩余的电容器承受过电压。我国的国家标准规定,电容器连续运行的工频过电压不超过 1.10 倍额定电压。基于这一点,本条规定,故障引起电容器端电压超过 110% 额定电压时,保护应将整组电容器断开。

2 第 a 款,规定中性点不接地单星形接线的电容器组可采用中性点接地电压不平衡保护。其原理如下:电容器组各相上并接有作为放电线圈的电压互感器,其一次侧不接地,将其二次线圈接成开口三角形,接一电压继电器。当任一相中有电容器故障时,三相电容不对称,在开口三角中出现电压,使继电器动作。由于一次侧中性点不接地,故不论系统中出现三次谐波电压或系统发生单相接地故障对保护都没有影响。

多段串联单星形接线的电容器组,也可采用段间电压差动或桥式差电流保护,也是利用作为放电线圈的电压互感器,每段一台,互感器的二次侧按差接。

3 第 b 款,规定中性点接地单星形接线的电容器组可采用中性线电流不平衡保护。其原理如下:电容器组中性线上接一电流继电器,当任一相中有电容器故障时,三相电容不对称,在中性点出现不平衡电压,产生不平衡电流,使继电器动作。

4 第 c 款,规定中性点不接地双星形接线的电容器组,采用中性点不平衡电压或不平衡电流保护。将一组电容器分成容量相等的两个星形电容器组(特殊情况两个星形电容器组的容量也可不相等),在两个中性点间装设小变比的电流互感器,即构成双星形中性点不平衡电流保护接线。这种保护方式应有很广泛,并有成功的经验,其缺点是要将两个星形的电容器组调平衡较麻烦,例如由于制造的误差每台电容器的电容值不能完全相等,要保持两组电容器的正常电容值完全平衡比较困难。且在同相两支路的电容器发生相同故障时,中性点的不平衡电流为零或很小,保护不动作。

5 第 d 款,对中性点接地双星形接线电容器组,采用中性点回路电流差的不平衡保护。这种保护在国内各地区都有成功的运行经验。这种保护方式的缺点同第 3 款。

6 第 e 款,电压差动保护:电容器组每相由两个电压相等的串联段组成(特殊情况两个串联段的

电压可以不相等), 放电器的两个一次绕组电压相等(放电器的端电压应与电容器的两段电压相配合, 可以不相等) 并与电容器的两段分别并联连接, 放电器的两个二次绕组按差电压接线并连接到电压继电器上即构成了电压差动保护。

这种保护方式不受系统接地故障或电压不平衡的影响, 动作也较灵敏, 根据继电器的动作指示可以判断出故障相别。缺点是使用的设备比较复杂, 特殊情况还要加电压放大回路。当同相两个串联段中的电容器发生相同故障时, 保护拒动。

7 第 f 款, 开口三角电压保护: 将放电器的一次侧与单星形接线的每相电容器并联, 放电器的二次绕组接成开口三角形, 在三角形连接的开口处接一只低整定值的电压继电器即构成开口三角电压保护。这种保护方式的优点是不受系统接地故障和系统电压不平衡的影响, 也不受三次谐波的影响, 灵敏度高, 安装简单, 是中小容量电容器组常用的一种保护方式。

13.7.5 对电容器组, 应装设过电压保护, 并应带时限动作于信号或跳闸。

原规程第 8.5.1 条第五款修改条文。本条参照《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB 50062—2008 第 8.1.4 条、《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285—2006 第 4.11.6 条的规定修改。

电力电容器可能承受的过电压除第 13.7.4 条款中所述原因外, 还可能由于系统出现工频过电压(一是轻负荷状态出现的工频过电压, 二是操作过电压和雷电过电压), 电容器所在的母线电压升高, 当此电压超过电容器的最高容许电压时, 内部游离增大, 可能发生局部放电。因此应保持电容器组在不超过 1.10 倍的额定电压下运行。装设过电压保护的目的在于此。

13.7.6 电容器应设置失压保护, 当母线失压时, 应带时限切除所有接在母线上的电容器。

从电容器本身的特点来看, 运行中的电容器如果失去电压, 电容器本身并不会损坏。但运行中的电容器突然失压可能产生以下两个后果: 其一, 如变电所因电源侧瞬时跳开或主变压器断开, 而电容器仍接在母线上, 当电源重合闸或备用电源自动投入时, 母线电压很快恢复, 而电容器上的残余电压还未来得及放电降到 0.1 倍额定电压以下, 这就有可能使电容器承受高于 1.1 倍的额定电压, 而造成损坏。其二, 当变电所失电后, 电压恢复, 电容器不切除, 就可能造成变压器带电容器合闸, 而产生谐振过电压损坏变压器的电容器。此外, 当变电所停电后, 电压恢复的初期, 变压器还未带上负荷, 母线电压较高, 这也可能引起电容器过电压。所以, 条文中规定了电容器应装设失压保护, 该保护的整定值既要保证在失压后, 电容器尚有残压时能可靠动作, 又要防止在系统瞬间电压下降时误动作。一般电压继电器的动作值可整定为 0.5~0.6 倍的额定电压, 动作时间需根据系统接线和电容器结构而定。一般可取 0.5~1s。

13.7.7 高压并联电容器宜装设过负荷保护, 并应带时限动作于信号或跳闸。

在电力系统中, 并联电容器常常受到谐波的影响, 特殊情况, 还可能在某些高次谐波产生谐振现象, 产生很大的谐振电流。谐波电流将使电容器过负荷、过热、振动和发出异音, 使串联电抗器过热, 产生异音和烧损。

谐波对电网的运行是有害的, 首先应该对产生谐波的各种来源进行限制, 使电网运行电压接近正弦波形。否则应按本条规定装设过负荷保护。其长期允许过负荷电流不应超过额定电流的 1.3 倍。

13.7.8 对电容器组的单相接地故障, 可参照本规程第 13.3.4 条的规定装设保护, 但安装在绝缘支架上的电容器组, 可不再装设单相接地保护。

装设在绝缘支架上的电容器组, 电容器组由于支架对地绝缘, 不可能产生单相接地故障。因此, 无需装设单相接地保护。

13.8 用高压熔断器的保护

13.8.1 单侧电源放射式分支线路、配电变压器、不经常操作的容量有限的电力电容器组, 可采用高压熔断器作为短路保护, 但应符合下列条件:

- a) 应选用高分断能力的熔断器。
- b) 20kV 及以下跌落式熔断器的开断短路电流能力不应小于 12.5kA。
- c) 能保证可靠性、灵敏性和选择性的要求, 熔体的额定电流的选择, 应保证运行中可能出现的冲击电流不致使熔体熔断。

本条规定了采用熔断器保护的条件。

13.8.2 单台变压器容量为 400kVA 及以下的户外简易变电所, 可采用高压限流式熔断器或跌落式熔断器。

本条是考虑到农村及经济不发达地区的需要。既可以减少投资, 又能满足安全运行的要求。当变

压器容量为 500kVA 时，应采用断路器。

限流式熔断器系指：在规定电流范围内且在它的动作期间和动作结束之前，将电流限制到低于预期电流峰值的熔断器。

13.8.3 当采用负荷开关或负荷开关—熔断器组合电器时，应符合 DGJ32/J14 的相关规定。

新增条文。

1 在江苏省地方标准《35kV 及以下客户端变电所建设标准》DGJ32/J14-2007 第 3.1.10 条、第 3.2 节（III）对负荷开关—熔断器组合电器的使用作了明确规定。

2 负荷开关按其灭弧原理可分为 SF₆、固体产气式、压气式和真空式四种。

带有撞击器脱扣联锁机构的负荷开关—熔断器组合电器的主要参数之一，是转移电流。在撞击器操作下，开断任务由熔断器转移到负荷开关时的电流。转移电流发生在第一相熔断器起弧后，负荷开关在该相熔断器的撞击器驱动下，在第二相熔断器熔断之前或与之同时断开，这是因为熔断器熔断时间存在着 ΔT 的时间差。熔断器应能单独处理变压器二次桩头直接短路的故障条件，折算成一次侧短路电流（变压器阻抗按 4% 计）。例：（以 10kV 为例）

变压器额定容量为：1250kVA

$$I_1 = 1250/10 \times 1.732 \times 4\% = 1805A$$

根据 GB16926—1997，A2.4“在转移点处，三相故障条件下，最快熔体熔化的首开相其撞击器开始使负荷开关分闸，其余两相将承载减少了的电流 87%（熔断器触发的负荷开关分闸时间为 0.05”）故其余两相负荷开关承载的转移电流为：

$$I_z = 1805A \times 87\% = 1600A$$

压气式负荷开关的灭弧装置由绝缘气缸、活塞和喷嘴组成。当触头开断时，传动机构带动活塞在气缸内运动，压缩空气经嘴喷出，将电弧吹灭。

产气式负荷开关的灭弧装置由消弧头、消弧管及喷口等组成，分断负荷电流时，随着导电杆向外快速运动，电弧在消弧头和消弧管的窄缝间燃烧，消弧材料在电弧作用下产生大量气体，灭弧室内压力激增，气流由喷口高速喷出，使电弧熄灭。

一般压气式和产气式负荷开关的额定转移电流在 1000A 左右（额定转移电流由制造厂提供本产品数据）无法满足。

而制造厂提供的真空负荷开关转移电流在 2000~3000A 之间，SF₆ 负荷开关转移电流 $\geq 1700A$ ，可满足要求。但 2000kVA 变压器亦无法满足。故将变压器容量定为 1250kVA 及以下。SF₆、真空负荷开关的分断能力已达 25kA。因此，不宜采用产气式、压气式负荷开关。

据了解，虽然国内有些制造厂称其生产的压气式负荷开关—熔断器组合电器，转移电流已达到 1300A。对此类产品应慎重选用。

由于目前先进的干式变压器及负荷开关—熔断器组合电器得到广泛应用，并经十几年来的运行经验，已能满足安全运行的需要。因此，对于 10kV、20kV 变电所完全可以采用简化接线，不仅减少了建设投资，而且在目前建设用地紧张的情况下，更需如此。

3 对 20kV 负荷开关—熔断器组合电器，省公司也制定了相应的技术规范。一是规定了转移电流不小于 1400A；二是规定了 4s 热稳定电流。据了解，有些合资企业的该类产品热稳定电流达不到 4s 的要求（有的是 3s、2s），且转移电流也达不到 1400A 的要求。在使用这些产品时应予注意。

13.9 断路器失灵保护

13.9.1 220kV 变（配）电所，应按下列原则装设一套断路器失灵保护：

a) 线路或电力设备的后备保护采用近后备方式。

b) 如断路器与电流互感器之间发生故障不能由该回路主保护切除形成保护死区，而其它线路或变压器后备保护切除又扩大停电范围，并引起严重后果（必要时，可为该保护死区增设保护，以快速切除该故障）。

c) 对 220kV 分相操作的断路器，可仅考虑断路器单相拒动的情况。

本条规定了 220kV 变（配）电所装设断路器失灵保护的原则。

断路器失灵保护又称后备接线，在故障组件的继电保护装置动作而其断路器拒绝动作时，后备接线起作用。它能以较短的时限切除同一变电所内其它有关的断路器，以便尽快地停电范围限制到最小。

断路器失灵保护的基本原理：某一回路保护动作，出口中间继电器动作，一方面使本身的断路器

跳闸，另一方面起动断路器失灵保护的公用时间继电器，时间继电器的延时整定得大于故障回路断路器的跳闸时间与保护装置返回时间之和。因此，断路器失灵保护在故障回路保护装置正常跳闸时不会动作，而是在故障切除后自动返回。只有在故障回路断路器拒动时，才由失灵保护的时间继电器起动出口中间继电器，使接在该段母线上所有带电源的断路器跳闸，从而代替拒动的断路器切除故障。

13.9.2 断路器失灵保护的起动、动作时间及装设闭锁组件原则等，应符合 GB/T 14285 的相关规定。

《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285—2006 第 4.9.2~4.9.4 条对断路器失灵保护的起动、动作时间及装设闭锁组件原则都作了规定如下：

1 断路器失灵保护的起动应符合下列要求。

1) 为提高动作可靠性，必须同时具备下列条件，断路器失灵保护方可起动。

a 故障线路或电力设备能瞬时复归的出口继电器动作后不返回（故障切除后，起动失灵的保护出口返回时间应不大于 30ms）；

b 断路器未断开的判别组件动作后不返回。若主设备保护出口继电器返回时间不符合要求时，判别组件应双重化。

2) 失灵保护的判别组件一般应为相电流组件；发电机变压器组或变压器失灵保护的判别组件应采用零序电流组件或负序电流组件。判别组件的动作时间和返回时间均不应大于 20ms。

2 失灵保护动作时间应按下述原则整定。

1) 一个半断路器接线的失灵保护应瞬时再次动作于本断路器的两组跳闸线圈跳闸，再经一时限动作于断开其它相邻断路器。

2) 单、双母线的失灵保护，视系统保护配置的具体情况，可以较短时限动作于断开与拒动断路器相关的母联及分段断路器，再经一时限动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有有源支路的断路器；也可仅经一时限动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有有源支路的断路器；变压器断路器的失灵保护还应动作于断开变压器接有电源一侧的断路器。

3 失灵保护装设闭锁组件的原则是：

1) 一个半断路器接线的失灵保护不装闭锁组件。

2) 有专用跳闸出口回路的单母线及双母线断路器失灵保护应装设闭锁组件。

3) 与母差保护共享跳闸出口回路的失灵保护不装设独立的闭锁组件，应共享母差保护的闭锁组件，闭锁组件的灵敏度应按失灵保护的要求整定；对数字式保护，闭锁组件的灵敏度宜按母线及线路的不同要求分别整定。

4) 设有闭锁组件的闭锁原则同 GB/T14285 第 4.8.5.e 条。

5) 发电机、变压器及高压电抗器断路器的失灵保护，为防止闭锁组件灵敏度不足应采取相应措施或不设闭锁回路。

13.10 备用电源自动投入装置

13.10.1 下列情况可装设备用电源自动投入装置：

a) 重要用户以及一级负荷用户，应在变压器低压侧的分段开关处，装设自动投入装置。其它负荷性质的用户，不应装设自动投入装置。

b) 10kV~220kV 电源侧进线断路器处，不宜装设自动投入装置。

c) 35kV 及以上变电所内应装设两台所用变压器。

本条是装设备用电源或备用设备的自动投入装置的原则的规定。

1 由于保证一级负荷用户及重要用户对供电可靠性及安全的要求，在一回路失电的情况下，通过变压器低压侧的分段开关实现备用电源自动投入。

2 不宜在电源进线断路器装设自动投入装置的目的是防止因断路器的故障或误操作在进线断路器未断开的情况下，造成向电力系统倒送电或两个系统并列所产生的环流，从而对电力系统的安全运行带来威胁。

13.10.2 备用电源自动投入装置的配置，应符合下列要求。

a) 应保证在工作电源断开后才投入备用回路。

b) 工作电源故障或断路器被错误断开时，自动投入装置应延时动作。

c) 手动断开工作电源、电压互感器回路断线和备用电源无电压情况下，不应启动自动投入装置。

d) 应保证自动投入装置只动作一次。

e) 备用电源自动投入装置动作后，如投到故障上，必要时，应使保护加速动作。

f) 应具有保护动作闭锁自动投入装置的功能。

g) 10kV~35kV 变电所 0.4kV 侧, 应具有故障闭锁及带零位的电源自动转换系统(ATS)功能。

h) 一个备用电源作为几个电源备用时, 自动投入装置应保证在同一时间备用电源只能作为一个电源的备用。

本条是对备用自动投入装置工作原理的基本要求。

1 第 a 款, 是保证自动投入装置的可靠性。工作电源断开, 有供电线路失电、变电所内部发生事故造成失电的情况。在这种情况下, 自动投入装置应可靠动作, 以保证供电的可靠性

2 第 b 款, 工作电源故障, 一是永久性故障; 二是瞬时故障。在出现瞬时故障时, 重合闸动作后重合成功, 电源不失电, 因此, 自动投入装置应延时动作。延时时限一般是按躲过重合闸动作时间整定。

3 第 f 款, 具有保护动作闭锁的功能, 是运行经验的总结。防止在变电所内发生高压永久性短路故障时故障没有消失, 自动投入装置动作而造成事故扩大, 致使变电所全所失电和高压设备的损坏。

4 第 h 款, 是强调备用电源只能作为一个工作电源的备用。

13.10.3 备用电源自动投入装置的启动回路中, 应串入电压互感器隔离开关(隔离手车)的常开接点, 以免拉开电压互感器隔离开关(隔离手车)时造成误动作。

本条是备用电源自动投入装置二次回路设计的基本要求之一。

在备用电源自动投入装置的启动回路串入电压互感器的隔离开关(固定式开关柜)、隔离手车(移开式开关柜)的常开接点, 在误拉隔离开关(隔离手车)时, 常开接点将断开启动回路, 不至于备自投动作。

13.10.4 应有防止电压互感器熔丝熔断而造成备用电源自动投入装置误动作的措施。如用二只电压继电器接点串联以及电压互感器二次侧 B 相接地并不装熔丝等。

本条也是备用电源自动投入装置二次回路设计的基本要求之一。

两只电压继电器分别接在 A—B、C—B 相上。电压继电器接点串接后, 接入备自投的启动回路, 在正常运行时, 两个接点断开, 备自投不动作。如一相熔丝熔断只有一个接点闭合, 备自投启动回路仍然不动作。这就防止了正常运行时熔丝熔断后备自投误动作。

13.10.5 备用电源自动投入装置的启动回路及合闸回路, 应经过具有明显断开点的断路装置(如小闸刀或切换开关), 以便将备用电源自动投入装置投入或退出运行。

正常操作时, 应有防止备用电源自动投入的措施。

本条的规定是变电所运行和试验的需要。

13.10.6 对于 35kV 及以上采用内桥接线的变电所, 当变压器差动(速断)保护动作时, 应闭锁 35kV 及以上侧的备用电源自动投入装置; 当变压器过电流保护动作时, 应同时闭锁 35kV 及以上侧及 6kV~20kV 侧的备用电源自动投入装置。

本条的规定, 是防止在继电保护动作时, “备自投”动作, 而造成事故的扩大。

13.10.7 备用电源自动投入装置的启动回路、合闸回路及后加速保护回路, 都应有信号继电器及压板。

本条的规定, 一是在备自投动作时, 能够及时反应出备自投动作情况, 便于运行人员的判断; 二是装设压板是试验和运行的需要。

13.10.8 备用电源自动投入装置中的自保持中间继电器或常带电的延时返回中间继电器, 应有监视其状态的指示灯。

本条的规定是变电所运行的需要。

13.11 用户小型发电机的保护

13.11.1 自备小型发电机的继电保护, 应根据简单可靠的原则, 尽量保证与电网并列运行的发电机不受损坏。自备发电机一般装设下列保护装置:

- a) 定子绕组相间短路。
- b) 外部短路引起的过电流。
- c) 定子绕组过负荷。
- d) 定子绕组接地。
- e) 励磁回路接地。
- f) 非同期并车。

本条说明对发电机的哪些故障及异常运行方式应装设相应的保护。

1 对于发电机定子绕组相间短路，定子绕组匝间短路和发电机外部的短路故障，应分别装设主保护和后备保护，对于定子绕组接地、过电压、过负荷，发电机失磁和励磁回路一点及二点接地应装设异常运行保护，必要时还可以装设辅助保护。

2 发电机过电流保护是发电机外部短路和定子绕组内部相间短路的后备保护。由于过电流保护的整定值需考虑电动机自启动的影响，故动作电流值较大，满足不了灵敏度的要求，因此需要装设低电压或复合电压闭锁的过电流保护。这样过电流保护的整定值可以降低，满足灵敏度的要求。

3 对于发电机匝间短路，在有条件装设横联差动保护的发电机应装设横联差动保护，以保护匝间短路，对于没有条件装设横联差动保护的发电机不要求装设专用匝间短路保护。另外，匝间短路危害严重，统计表明在中小机组上发生匝间短路的频次也多，而横联差动保护构成简单，保护动作的安全可靠性好，可有效地保护发电机匝间短路和定子绕组断线故障，故规定在有条件时应装设横联差动保护。

4 由于机械损伤或绝缘不良等原因，导致定子绕组发生接地故障。如果接地故障没有及时发现并处理，势必会发展成匝间短路、相间短路或两点接地故障，以致造成发电机的严重损坏。因此要装设定子绕组接地保护。

5 在实际工作中，关于逆功率保护的问题。对于大型机组需要装设逆功率保护，而对于小型机组我国多年来的作法是，当主汽门关闭时，在主控制室给出声光信号。由运行值班员根据实际情况，做出判断处理，或重新挂闸送汽恢复运行，或跳开发电机主开关。也有一些工程采用主汽门掉闸联跳发电机主开关的作法。中小型机组这样处理方式一般说是合适的，并未发现造成某种严重后果，因此不必规定装设逆功率保护。对于有特殊要求的发电机，并未排除，即不禁止装设诸如逆功率或其它保护装置。自然，如无“特殊”可言，则应当按标准办事。

13.11.2 对发电机定子绕组及引出线的相间短路故障，应装设相应的保护装置作为发电机的主保护，保护装置应动作于停机，并应符合下列规定：

a) 1MW 及以下单独运行的发电机，如中性点侧有引出线，应在中性点侧装设过电流保护；如中性点侧无引出线，应在发电机端装设低电压保护。

b) 1MW 及以下与其它发电机或与电力系统并列运行的发电机，应在发电机端装设电流速断保护。当电流速断保护灵敏性不符合要求时，可装设纵联差动保护；对中性点侧没有引出线的发电机，可装设低压闭锁过流保护。

c) 对 1MW 以上的发电机，应装设纵联差动保护。对发电机变压器组，当发电机与变压器之间有断路器时，发电机与变压器应单独装设纵联差动保护；当发电机与变压器之间没有断路器时，可装设发电机变压器组共用的纵联差动保护。

本条说明对发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障应装设的保护装置。

作为发电机的主保护，对不同类型和特点的发电机应配置相应的保护装置。对于 1000kW 以上的发电机，规定应装设纵联差动保护；对于 1000kW 及以下的发电机，根据不同情况选择下列保护中的一种：过电流、低电压、电流速断、低压过流、纵联差动保护等。

13.11.3 发电机定子接地保护应符合下列规定。

a) 对直接接于母线的发电机，当定子绕组单相接地故障电流（不计入消弧线圈的补偿作用）大于允许值时，应装设有选择性的接地保护装置，其出口应动作于信号。当消弧线圈退出运行或其他原因导致上述故障电流大于允许值时，应动作于停机。

保护装置应接于机端的零序电流互感器。其整定值应躲过不平衡电流和外部单相接地时发电机稳态电容电流，并宜设置外部短路闭锁装置。

未装设接地保护时，应在发电机电压母线上装设接地监视装置，其出口应动作于信号。

保护装置或接地监视装置应能监视发电机零序电压值。

b) 发电机变压器组应装设保护区不小于 90% 的定子接地保护。保护装置应带时限动作于信号，也可根据系统情况和发电机绝缘状态作用于停机。

保护装置应能监视发电机零序电压值。

1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值应采用制造厂的规定值。如无制造厂规定值，可按表 13.11.3 执行。

表 13.11.3 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

发电机额定电压 (kV)	发电机额定容量 (MW)		接地电流允许值 (A)
6.3	≤ 50		4
10.5	汽轮发电机	50	3
	水轮发电机	10~50	
13.8	水轮发电机	40~50	2

注：对额定电压为 13.8kV 的氢冷发电机，发电机定子绕组单相接地故障电流允许值为 2.5A。

2 发电机中性点有不接地、经消弧线圈接地或经电阻接地等接地方式，讨论发电机是否装设有选择性的接地保护，不考虑消弧线圈的补偿作用，因为消弧线圈有退出运行的可能，应按实际运行可能出现的单相接地电流值是否大于允许值确定。

3 “对发电机变压器组应装设保护区不小于 90% 的定子接地保护”的规定，电力系统各部门多年来都是按此执行的。

13.11.4 对发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备，其装设的保护应符合下列规定：

a) 对 1MW 及以下，且与其它发电机或电力系统并列运行的发电机，应装设过电流保护。保护装置宜配置在发电机的中性点侧，动作电流应按躲过最大负荷电流整定；对中性点没有引出线的发电机，保护装置应配置在发电机端。

b) 对 1MW 以上的发电机，宜装设低压启动或复合电压启动的过电流保护。电流元件的动作电流，可取发电机额定值的 1.3~1.4 倍；低电压元件接线电压的动作电压，汽轮发电机可取额定电压值的 0.6 倍，水轮发电机可取额定电压值的 0.7 倍。负序电压元件的动作电压，可取额定电压值的 (0.06~0.12) 倍。

c) 对 5MW 的发电机，可装设负序过电流保护和低压启动的过电流保护。负序电流元件的动作电流可取发电机额定电流值的 (0.5~0.6) 倍；电流元件的动作电流和低电压元件的动作电压可按本条第 2 款规定取值。

d) 对发电机变压器组，当发电机与变压器之间没有断路器时，应利用发电机反应外部短路的保护作为后备保护，在变压器低压侧不应另设保护装置；当发电机与变压器之间有断路器时，变压器的后备保护可按本规程第 13.2.6 条执行。在厂用分支线上应装设单独的保护装置。

e) 对自并励磁发电机，宜采用带电流保持的低电压过流保护。

f) 发电机后备保护宜带有二段时限，以较短的时限动作于断开母线联络断路器或分段断路器，以较长的时限动作于停机。

本条对发电机后备保护配置和定值整定作了规定。

1 本条 1~4 款所提出的四个后备保护方案，一般说满足了小型发电机各种接线方式或系统参数情况下对后备保护的要求，不需要装设距离保护作为后备保护。具体工程设计选择方案时，应首先考虑相对地最简单的过电流保护，其次是低电压启动的过电流保护，或者复合电压启动的过电流保护。

2 后备保护宜带二段时限，首先跳母联或分段断路器，之后以第二个时限动作于停机。这个保护出口跳闸方案在小型电厂或变电所是适用的，首先将母线解列，使没有故障的系统立即恢复正常运行，可以有效地避免跳开所有的发电机。

3 对于自并励发电机，考虑到发电机及引出线上的短路故障在持续一段时间（如 1s 左右）后，发电机短路电流会有不同程度的下降，不宜用一般的过电流保护作为后备，宜采用带电流保持的低电压过流保护作为后备保护。

13.11.5 对发电机定子绕组，应装设过负荷保护。保护宜带时限动作于信号。

本条规定发电机应装设定子绕组过负荷保护。定子绕组过负荷指对称过负荷。对非对称过负荷情况，装设负序过负荷保护。

关于过负荷，发电机有几种情况，用词应予以区别。习惯上称发电机过负荷系指发电机出力超过额定值；发电机定子绕组对称过负荷系指发电机正序电流值超过额定值；发电机定子表层过负荷系指发电机定子绕组负序电流超过允许值；还有发电机励磁绕组过负荷。应当说明的是发电机过负荷可能是由于发电机定子绕组过电流产生的，也可能不完全是由过电流引起的，而是由于电流、电压或功率因数升高综合作用的结果。本条所谓发电机定子绕组过负荷系指发电机定子绕组电流超过额定值的情况。从继电保护方面看，为保护定子绕组对称过负荷，保护装置接一相电流即可。各相电流的不对称性用负序电流的大小来衡量，容量较大的发电机才需单独装设负序过负荷保护。

13.11.6 对发电机励磁回路接地故障，应装设接地保护或接地检测装置，并应符合下列规定：

a) 1MW 及以下的水轮发电机，对一点接地故障，宜装设定期检测装置；1MW 以上的水轮发电机，应装设一点接地保护装置，并应延时动作于信号，有条件时也可动作于停机。

b) 对汽轮发电机一点接地故障，应装设接地检测装置。装置可设二段定值。装置宜采用连续检测。

1 对发电机励磁回路接地故障， 规范规定根据不同情况应装设一点或二点接地故障保护装置或定期检测装置。

2 励磁回路保护，对于汽轮发电机和水轮发电机的要求是不一样的。

汽轮发电机可装设绝缘检查电压表，作为一点接地故障定期检测装置；对两点接地故障应装设二点接地保护装置。而对于水轮发电机，由于水轮发电机都是多极机，一旦励磁回路发生二点接地故障，除了励磁绕组被短路将产生很大的短路电流之外，还有一个更为严重的问题就是产生强烈的振动，因此一般只装设一点接地保护，保护动作于信号。发生励磁回路一点接地后，值班员应尽快安排停机，避免发生第二点接地短路。对于 1MW 及以下的水轮发电机可只装设一点接地故障定期检测装置。

13.11.7 并网运行的小发电机必须有可靠的解列保护装置，以防止备用电源自动投入装置或线路自动重合闸动作时对发电机的非同期冲击。

解列保护宜由功率方向、低周率及低电压保护构成，为提高解列装置动作的可靠性与选择性，保护装置的测量组件应自适宜地点取得功率和电压。解列保护装置的动作时限，应比线路自动重合闸或备用电源自动投入装置的动作时限小一个时间级差（一般为 $\Delta t=0.5s$ ）。

本条说明了设置解列点的目的是：在主系统电源中断或发生振荡等异常运行状态，为了保证企业重要用户的供电，企业自备电厂可在适当地点与系统解列。

本条又规定了解列保护的组成方式。

13.11.8 小发电机的并列，可采用手动准同步方式。为减少小发电机组在人工操作并网时的非同期冲击电流，除应装设频率表、电压表和整步表外，并列开关应采用电动操动机构，在开关的合闸回路中应接入非同期间锁继电器。非同期间锁继电器的整定，应使电网小发电机的相角差大于 20° 时闭锁合闸回路。

本条规定了，在发电厂和变电所内，禁止有可能发生异步合闸的并列操作。

13.11.9 根据故障和异常运行的性质，各保护装置动作于：

a) 停机——断开发电机断路器并灭磁。对汽轮发电机还要关闭主汽门；对水轮发电机要关闭导水翼。

b) 解列——断开发电机断路器，原动机甩负荷。

c) 信号——发出声光信号。

本条规定了发电机发生故障和异常运行时，保护动作跳闸的规定。

13.12 控制及信号系统

13.12.1 断路器的控制回路应满足下列要求：

a) 应有电源监视，并宜监视跳、合闸回路的完整性。

b) 应能指示断路器合闸与跳闸的位置状态；自动合闸或跳闸时应有明显信号。

c) 合闸或跳闸完成后应使命令脉冲自动解除。

d) 有防止断路器“跳跃”的电气闭锁装置。

e) 接线简单可靠，使用电缆芯最少。

本条规定了断路器控制回路设计的基本要求。

1 根据不同特点控制回路分为下列三类。

1) 按控制地点分为集中控制与就地控制两种。

2) 按跳、合闸回路监视方式分为灯光监视和音响监视两种。

3) 按控制回路接线分为控制开关具有固定的不对应接线与空载开关自动复归接线。

对有人值班的变电所一般采用不对应接线；控制开关接点的接线一般适用于遥控及无人值班的变电所。

2 规定监视跳、合闸回路完整性，是防止在正常操作和保护动作时，能可靠的合闸、跳闸。对重要组件及有备用电源自动投入的组件还应监视下次操作时合闸回路的完整性。

3 第 c 款可由设计或制造厂完成。

4 所谓“跳跃”，是指断路器在手动或自动装置动作合闸后，如果操作控制开关未复归或控制开关接点、自动装置接点卡住，此时保护动作使断路器跳闸，而发生多次的“跳—合”现象。所谓“防跳”，

就是利用操动机构本身机械闭锁或在操作回路中采取措施防止这种“跳跃”的发生。
在实际工程中，对 35kV 及以上电压等级的断路器，采用电气“防跳”装置。

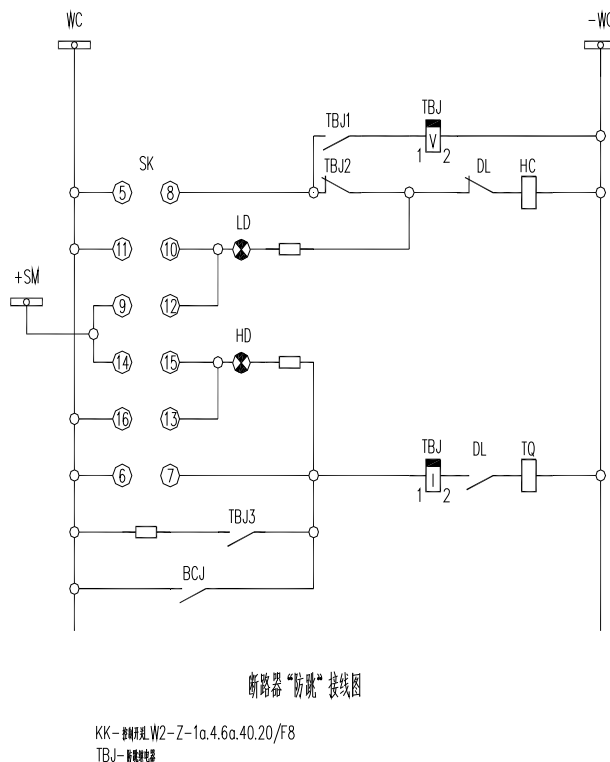


图 13.12.1 断路器“防跳”接线图

原理：TBJ 为专设的“防跳”继电器。当控制开关 KK_{5-8} 接通，使断路器合闸后，如保护动作，其触点 BCJ 闭合，使断路器跳闸，此时 TBJ 的电流线圈带电，其触点 TBJ1 闭合，如果合闸脉冲未解除，例如控制开关未复归，其触点 KK_{5-8} 仍接通，或自动投入继电器（图中未标出）、 KK_{5-8} 接点卡住等情况，TBJ 的电压线圈自保持，其触点 TBJ2 断开合闸线圈回路，使断路器不致再合闸，只有合闸脉冲解除，TBJ 的电压线圈断电后，接线才恢复原来状态。

5 第 e 款是保证经济性。

13.12.2 断路器控制回路中对弹簧操动机构，应有弹簧拉紧与否的闭锁。

本条是运行经验的总结。

弹簧操动机构在某种意义上，也具有“防跳”功能。因为，在断路器跳闸后，储能弹簧释放，只有在再次储能后，断路器才能合闸。且在开关柜上设有储能的开关，对于有人值班的变电所，在断路器跳闸后，值班人员在合闸前要先进行储能，然后再接线合闸操作。当对于设有备用电源自动投入装置或无人值班远方操作的变电所，弹簧操动机构的储能开关始终在合上位置，在这种情况下，为了防止断路器“跳跃”，应装设弹簧是否拉紧的闭锁回路。

13.12.3 控制回路应经过熔断器接至控制小母线。控制回路的熔断器（微型断路器）配置，应符合下列规定：

- a) 当本安装单位内仅含一台断路器时，控制、保护和自动装置可共享一组熔断器（微型断路器）。
- b) 当一个安装单位内含几台断路器时，应设总熔断器或微型断路器，并按断路器设分熔断器或微型断路器，分熔断器或微型断路器应经总熔断器或微型断路器供电；公用保护和公用自动装置应接于总熔断器或微型断路器之下。对其他保护或自动控制装置按保证工作的条件，可接于分熔断器或微型断路器或总熔断器或微型断路器之下。
- c) 本安装单位或几台断路器而各断路器无单独运行可能或断路器之间有程控要求时，保护和各断路器控制回路可共享一组熔断器或微型断路器。

本条对一般情况下熔断器或微型断路器的配置分为三款加以规定。目的是简化一般情况下电源保护装置的配备层次。

13.12.4 分相操动机构的断路器，当设有综合重合闸或单相重合闸装置时，应满足事故时单相或三相跳、合闸的功能。其它情况下，均应采用三相操作控制。

发电机变压器组的高压侧断路器、变压器的高压侧断路器、并联电抗器断路器、母线联络断路器、母线分段断路器均宜选用三相联动的断路器。

本条规定了对分相操动机构的断路器控制原则。其中“三相联动的断路器”是指有条件时宜为机械联动，困难时也可电气联动。

13.12.5 对简单的变电所，可采用集中复归不重复动作的信号装置，并不设光字牌。

所有检修用就地操作的隔离开关，在控制室内可不装设位置指示器。

本条是运行经验的总结。

对简单的变电所，采用集中复归不重复动作的信号装置，并不设光字牌等。可以简化二次回路的设计，也同样满足安全运行的要求。

13.12.6 信号回路应经过熔断器（微型断路器）接至信号小母线，无信号小母线时可接至控制母线。

信号回路包括：一般灯光信号回路及中央信号相连的音响信号回路及隔离开关的位置信号回路。

本条对信号回路的接线，按照变电所的具体情况分别作了规定。对于简单变电所，信号回路可接至控制母线。

13.12.7 信号回路的熔断器（微型断路器）的配置应符合下列规定：

a) 每个安装单位的信号回路（包括隔离开关的位置信号、事故和预告信号、指挥信号等）宜用一组熔断器或微型断路器。

b) 两个及以上安装单位公用的信号回路应装设单独的熔断器或微型断路器。

c) 公用信号（如中央信号、闪光报警器等），应装设单独的熔断器或微型断路器。

d) 厂用电源及母线设备信号回路，宜分别装设公用的熔断器或微型断路器。

e) 闪光母线的分支在线，不宜装设熔断器或微型断路器。

本条对信号电源保护装置的配置分五款加以规定，其中第 d 款规定的目的是便于分区发信号。第 e 款规定是因为闪光回路平时不带电，仅在断路器位置与控制开关不对应时才有闪光正电源。如设熔断器，平时无法监视；熔断器熔断还会拒发信号。

13.12.8 在配电装置就地控制的组件（一般为 6kV~20kV 配电装置），应按各母线段、组别分别提供总的控制电源回路、信号电源回路（配电装置各组件的控制、信号回路再经分路熔断器接入），分别发送总的事故、预告信号和光字牌信号。

本条规定的目的是当在二次回路发生故障时，防止对其他正常二次回路的影响以及正确发出信号。

13.12.9 计算机监控系统应具有以下功能：

a) 数据采集处理。

b) 事故顺序记录。

c) 远方集中和就地控制操作。

d) “四遥”（即遥控、遥调、遥测、遥信）调度和通信。

e) 电压和无功功率调节和控制。

f) 防误操作闭锁。

g) 同步鉴定。

h) 人机对话。

本条对计算机监控系统的功能作全面概括的规定，包括：

第 a 款 采集必要的模拟量、开关量（数字量）、脉冲量并进行数据处理，包括 A/D 转换、光电隔离、消除触点抖动影响、消除浪涌电压冲击、变量换算、时间记录、数据整理、数据储存等。

第 b 款 事件顺序记录的时间分辨率必须满足分辨断路器事故跳闸和继电保护动作顺序的要求。

第 c 款 计算机正常运行时在操作员站进行集中监控；计算机系统故障或对电气设备进行调试时，可在就地监控单元进行操作。

第 d 款 “四遥”变电所计算机监控系统的设计应能满足在调度所进行“四遥”的功能，避免设备重复设置和数据重复采集。

第 e 款 计算机监控系统可对变压器分接头、低压并联电容器、电抗器、高压并联电容器进行自动或键盘调控。

第 f 款 当设置专门的微机防误装置时，计算机监控系统与微机防误装置间采用数字通信。

第 g 款 对同步条件下才可合闸的断路器的合闸回路设同步闭锁。

第 h 款 指有良好的人机界面，包括画面提示，汉字显示和操作简便等。

13.12.10 计算机监控范围应包括：

- a) 主变压器和联络变压器。
- b) 输配电线路、母线设备。
- c) 所用电系统。
- d) 消防水泵的起停命令。

本条对计算机监控范围做出了一般性规定。

13.12.11 计算机监测应符合 GB/T 50063、DL/T5137 的有关规定，范围包括：

- a) 第 13.12.10 条所规定的项目。
- b) 35kV 及以下并联电容器、并联电抗器。
- c) 直流系统及 UPS。

本条对计算机监控范围作出了原则性规定。模拟量和电能脉冲量应符合 GB/T 50063 的有关规定，同时还应包括相应的非电量的采集。

《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063—2008 第 6 章、《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137—2001 第 8 章对计算机监控系统的测量作了规定。主要内容如下：

1 电气参数可通过计算机监控系统进行监测和记录，可不单独装设记录型仪表。

这主要是，由于计算机监控系统具有检测和记录各种电气运行参数实时数据和历史数据的功能，所以可不装设记录型仪表，但如果运行需要也可装设，视具体工程情况确定。

2 当采用计算机监控系统时，就地厂（所）用配电盘上应保留必要的测量表计或监测单元。

采用计算机监控后，就地保留必要的测量表计或监测单元，应能满足在设备投产时安装调试的方便，以及运行时的监视或检修及事故处理的需要。

3 计算机监控系统的电测量数据采集应包括模拟量和电能数据量。

这个规定，是指电测量数据采集的范围（只包括模拟量和电能数据量），数字量（又称开关量）不属本规定的内容。

4 模拟量的采集宜采用交流采样，也可采用直流采样。

这个规定，是指模拟量的数据采集方式。不论交流或直流采样方式，模拟量应包括计算机监测（控）输入的量 and 计算机计算的量。

交流采样单元是计算机监测（控）系统的一个组成部分，为了使两者之间的接口方便协调一致，两者由同一厂家成套提供是比较合理的。这条没有规定直流采样的变送器（屏）如何配置，在以往的工程设计中，由于测量计算机和远动遥测共享一套变送器，变送器（屏）一般由电气专业归口数据、单独订货。但是如果计算机监控系统单独设置一套变送器（屏）时，同交流采样一样，变送器（屏）随计算机系统配套是比较合理的。

5 交流采样的模拟量可根据运行需要适当增加电气计算量。

6 电能数据的采集可采用经电能表串行接口的数据输入方式，也可采用经电能表脉冲信号输入。

这个规定，明确了电能数据量的采集方式。过去一般采用感应式脉冲电能表，而使用脉冲信号输入方式，其接线为并行硬接线，相对复杂。目前使用的电子式电能表一般都带有脉冲输出或串行口数据输出，或者两种输出方式，其中串行口数据输出的计算机输入方式，其接线为串行软接线，简单可靠，是一种比较合理的输入方式。

7 计算机监控系统不设模拟屏时，控制室常用的电测量仪表宜取消。计算机监控设模拟屏时，模拟屏上的常用电测量仪表应精简，并可采用计算机驱动的数字式仪表。

这个规定，是指计算机监控系统不设模拟屏，控制室内可通过显示器和键盘直接对电气设备进行控制和监测，这是一种先进的监控方式，所以计算机监控一般控制室内不设模拟屏并取消所有的常测仪表。但考虑运行的习惯和需要，如设置模拟屏，此时常测仪表也应精简（如每个安装单位只装一个电流表或功率表），并采用计算机驱动的数字式仪表。

13.12.12 计算机监控系统应采集以下数据：

- a) 开关量：监控、监测所涉及的全部开关量。
- b) 模拟量：监控、监测所涉及的全部电气模拟量，应符合 GB/T50063、DL/T 5137 的有关规定，还应包括变压器、电抗器的温度模拟量。
- c) 脉冲量：应符合 GB/T50063、DL/T 5137 的有关规定；电能计量也可采用数字通信输入方式。
- d) 事件顺序记录（SOE）：包括监控范围内的断路器事故跳闸或继电保护动作的开关量。

推荐的数据采集量见 DL/T 5136 附录 E。

本条对计算机监控系统应采集的数据作出了原则性的规定。

1 第 a 款 开关量：监控、监测所涉及的全部开关量，包括断路器、隔离开关、接地刀闸位置信号；继电保护动作及故障信号；变压器和电抗器的温度、瓦斯及冷却器故障信号。有些信号也可采用 BCD 码方式输入，如变压器有载调压分接头位置等。

2 第 b 款 模拟量应符合 DL/T5137 的有关规定，还应包括变压器、电抗器的热电偶温度模拟量。

3 第 c 款 脉冲量数量应符合 DL/T5137 的有关规定；当电能计量采用智能型表计时，也可采用数字通信输入方式。

4 第 d 款 事件顺序记录（SOE）主要用于事故分析，分辨率要求较高，一般不大于 2ms。

5 DL/T 5136 附录 E《变电所及发电厂电网部分数据 I/O 量》如下。

E.0.1 开关量输入

- 1) 所有各级高压断路器、隔离开关、接地刀闸位置。
- 2) 400V 断路器位置：400V 所用母线分段断路器、所用变压器高、低压侧断路器、消防水泵电动机需远方控制的 400V 电动机的断路器位置。
- 3) 直流系统主回路开关位置。
- 4) 主变压器中性点接地刀闸位置。
- 5) 并联电容器放电线圈处接地刀闸位置。
- 6) 有载调压变压器的调压开关位置。
- 7) 全所各安装单位本体设备异常信号、保护装置、自动装置异常信号。

E.0.2 SOE 量

- 1) 主变压器、母线设备及线路保护动作、断路器跳闸。
- 2) 主变压器、通风冷却装置电源自动开关位置。

E.0.3 开关量输出

- 1) 各级高压断路器，需要远方操作的电动隔离开关跳、合闸。
- 2) 400V 断路器（所用变压器、分段、消防水泵和需要远方控制的 400V 电动机）跳、合闸。
- 3) 主变压器通风冷却装置电源自动开关跳、合闸。
- 4) 有载调压主变压器的调压开关升/降。
- 5) 各种自动装置和切换装置的投/退。
- 6) 各级电压手动隔离开关、接地刀闸的防误闭锁。

E.0.4 模拟量输入

a) 110kV~220kV 母线和线路

- 1) 单侧电源线及用户线路：三相电流，单向三相有功、无功功率。
- 2) 双侧电源线及用户线路：三相电流，单向三相有功、无功功率。
- 3) 旁路断路器：与所带线路的模拟量相同。
- 4) 母联、分段、内桥断路器：三相电流。
- 5) 母线电压互感器：单相或三相电压、频率。
- 6) 外桥断路器：三相电流，双向三相有功、无功功率。

b) 10kV~35kV 母线、线路和无功补偿装置

- 1) 单侧线路及用户线路：单相电流，单向三相有功、无功功率。
- 2) 双侧电源及用户线路：单相电流，单向三相有功、无功功率。
- 3) 旁路断路器：与所带线路的模拟量相同。
- 4) 母联、分段、内桥断路器：单相电流。
- 5) 母线电压互感器：单相或三相电压、频率。
- 6) 外桥断路器：三相电流，双向三相有功、无功功率。
- 7) 母线绝缘监测：三相相电压。
- 8) 并联电抗器、电容器：单相电流。

c) 变压器和所用电

1) 双绕组变压器：高压侧单相电流，单向三相有功（如有送、受电运行时，应为双向）、无功功率；低压侧三相电流（如有无功补偿装置时）。

2) 三绕组变压器和自耦变压器

- 中压侧单相电流，单向三相有功、无功功率。
- 低压侧单相电流（有无功补偿装置时为三相），单向三相有功、无功功率。
- 公共绕组单相电流。
- 3) 三绕组或自耦联络变压器
 - 高压侧单相电流，双向三相有功、无功功率。
 - 中压侧单相电流，双向三相有功、无功功率。
 - 低压侧单相电流（有无功补偿装置时为三相），单向三相有功、无功功率。

4) 所用电

- 工作变压器高压侧单相电流、低压侧三相电流。
- 备用变压器高压侧单相电流、备用分支：单相电流。
- 400V 母线分段单相电流。
- 400V 母线电压互感器单相线电压。
- 所用电动机单相电流。

d) 直流系统

- 1) 蓄电池进线电压、正反向电流。
- 2) 充电进线电流、电压。
- 3) 浮充电进线电流、电压。
- 4) 直流母线线电压。
- 5) 直流绝缘监视：正对地电压、负对地电压。

E.0.5 脉冲量

a) 10kV~220kV 线路

- 1) 单侧电源线路：正向三相有功、无功电能。
- 2) 双侧电源及联络线路：正、反向三相有功、无功电能。

b) 变压器

- 1) 双绕组变压器：高压侧正向三相有功、无功电能。
- 2) 三绕组变压器和自耦变压器：
 - 高压侧正向三相有功、无功电能。
 - 中压侧正向三相有功、无功电能。
 - 低压侧正向三相有功、无功电能。
- 3) 所用变：低压侧三相有功电能。
- 4) 所用供电线：三相有功电能。

13.12.13 实时画面及实时参数显示宜包括下列内容。

- a) 主接线画面及模拟量显示。
- b) 所用电画面及模拟量显示。
- c) 直流系统画面及模拟量显示。

本条对实时画面及实时参数量显示内容作出了一般性规定。

第 a 款 主接线画面及不同电压等级子画面有显示断路器、隔离开关、接地刀闸等的实时位置，仿真量实时参数及潮流方向等。

第 b 款 所用电画面主要显示电源进线开关、分段开关的实时位置和所用变压器模拟量实时参数等。

第 c 款 直流系统画面宜显示充电器及蓄电池组的工作状态、充放电电流和直流母线电压等实时参数。

在上述实时画面基础上，还可以根据工程实际情况增加一些在监控、监测范围内的其它实时画面和实时参数显示。如运行趋势图、模拟量棒图、成组报警画面等。

上述实时画面响应时间和模拟量实时参数更新时间不应大于 3s，开关实时信息响应时间不应大于 1s。

13.12.14 性能计算及报表管理应包括下列内容：

- a) 监控和监测范围内的参量召唤显示和报警、打印。
- b) 高压母线、变压器、线路主要参数、性能计算和曲线显示。
- c) 用电管理必要的曲线显示和打印。

本条对计算机监控、监测系统性能计算及报表管理内容作出了原则性规定。

第 a 款 监控和监测范围内的参量召唤显示、报警和打印主要包括：事件顺序纪录一览表，模拟量、脉冲量成组显示，模拟量越限报警，事故和预告信号显示，历史数据召唤显示和打印，测点投退一览表，模拟量参数整定一览表等。

第 b 款 高压母线、变压器、线路主要参数、潮流分布性能计算及曲线，显示可包括高压母线穿越功率计算，变压器负荷率、损耗统计计算、线路的负荷率及潮流分布计算，电能数据统计计算，以及电压曲线、负荷曲线显示等。当采用交流采样时还应能够计算有功、无功及功率因数等。

第 c 款 用电管理必要的曲线显示和打印主要包括：断路器事故跳闸和正常操作次数的统计、运行日报表和值班表显示和打印、运行操作指导、历史数据分析等运行管理功能。

13.13 监控屏及保护屏

13.13.1 当采用常规控制方式下控制屏、保护屏等的布置，应符合 DL/T 5136 的有关规定。

本条对常规控制方式下控制屏、保护屏等的布置的原则性规定。DL/T 5136 对此作了很详细的规定如下。

1 控制屏和继电器屏可共在一室布置，也可分室布置。

2 变电所控制室及网络控制室的布置

1) 主环正面宜采用直列式布置，超过 7m 时，也可采用弧形布置。

2) 主变压器、母线设备及中央信号装置的控制屏，应布置在主环正面；35kV 及以上的线路控制屏、线路并联电抗器、串联补偿电容器及无功补偿装置的控制屏，应根据规划确定布置在主环正面或侧面。

3 控制屏（屏台）的布置应满足监视和操作、调节方便、模拟接线清晰的要求；相同安装单位，其屏面布置应一致。

测量仪表宜与模拟接线相对应，A、B、C 相按纵向排列，同类安装单位功能相同的仪表，一般布置在相对应的位置。

13.13.2 在计算机监控方式下，监控屏和保护屏，宜采用宽 800mm、深 600mm、高 2200mm 的屏前、后设门的柜式结构。

监控屏和保护屏的型式很多，应选用防尘性能好、结构合理、便于调试、检修，外形尺寸符合国家标准要求的屏。

13.13.3 屏的安装应采用螺栓固定方式，不应采取直接焊牢的方法。各屏安装应垂直、屏间紧密无间隙。

控制（保护）等屏、柜采用螺栓固定的安装方式，既可以保证屏、柜外观的美观，又便于对屏、柜的更换、移动。而采用焊接的方式，既会使屏面保护层的损伤，又使屏、柜的更换、移动带来不便。

13.13.4 屏面金属板厚度不应小于 3mm。屏上组件的铭牌端子的编号、标志、铅封、密封垫等应保持完整，塑料外壳和玻璃等应无碎裂脱落。

13.14 二次回路

13.14.1 二次回路的工作电压不宜超过 250V，最高不应超过 500V。宜选用 220V、110V、48V。

本条对二次回路的工作电压作了规定，适用于交流、直流电压。鉴于机组励磁回路电压有的已超过 400V，因此规定二次回路的工作电压最高不超过 500V。

13.14.2 6kV~20kV 配电装置，当保护和测量仪表共享电流互感器同一个二次绕组时，保护装置应接在测量仪表之前，并在二者之间再串一组试验端子。

本条的规定，1 是避免校验仪表时影响保护装置工作；2 是防止测量仪表电流回路故障，引起保护装置不动作，而运行变电所安全运行；3 是串一组试验端子便于对保护装置的校验和整定。

13.14.3 屋内、屋外端子箱内端子的排列，亦应按交流电流回路、交流电压回路和直流回路等成组排列。

本条规定了屋内外端子箱内端子排排列的基本要求。端子箱通常体积小，检查接线比较困难。端子排分组，可简化设计，便于调试、运行和查线。

13.14.4 每组电流互感器的二次侧，宜在配电装置端子箱内经过端子接成星形或三角形等接线方式。

本条的规定，一是防止在电流互感器检修、试验或更换时的接线错误，而影响到保护装置动作的正确性；而定按照本条规定设计，电流互感器二次侧导线不致过长，可提高接线的可靠性。同时可减少电缆的芯数。

13.14.5 电流互感器的二次回路不宜进行切换,当需要时,应采取防止二次回路开路的措施。

本条的规定,是防止电流互感器二次绕组开路。

1 电流互感器二次绕组不允许开路,是因为电流互感器一次电流大小与二次负载的电流大小无关。互感器正常工作时,由于阻抗很小,接近于短路状态,一次电流所产生的磁化力大部分被二次电流所补偿,总磁通密度不大,二次绕组电势也不大。当电流互感器二次绕组开路时,阻抗无限增大($Z_2 = \infty$),二次电流等于零,副磁化力等于零,总磁化力等于原绕组磁化力($I_0 W_1 = I_1 W_1$)。也就是一次电流完全变成了激磁电流,在二次绕组产生很高的电势,其峰值可达几 kV,威胁人身安全,或造成仪表、保护装置、互感器二次绝缘损坏。另一方面原绕组的磁化力使铁芯磁通密度过度增大,可能造成铁芯强烈过热而损坏。

2 防止电流互感器二次绕组开路的措施,包括采用中间变流器、变送器或切换时触点先接通后断开等方法。

13.14.6 电流互感器的二次回路应有且只能有一个接地点,宜在配电装置处端子接地。由几组电流互感器绕组组合且有电路直接联系的保护回路,如差动保护,电流互感器二次回路的接地点宜在控制室。

本条的规定,是强调电流互感器只能有一个接地点;如果采用两点接地时,会引入地电位差电流。当几组电流互感器二次回路有电联系时接地点应在控制室一点接地,即可避免地中电流和各电流互感器二次回路电流的耦合引起保护误动作。

13.14.7 电流(电压)互感器二次回路连接的负荷,不应超过继电保护和安全自动装置工作准确度等级所规定的负荷范围。配置应三相平衡,并校核负荷对精度的要求。

由于互感器二次回路连接的负荷实际是由连接电缆和继电保护及自动装置组成,因此本条是指电缆和继电保护及自动装置的总负荷不应超过互感器工作准确等级所规定的负荷范围。

电流互感器二次回路连接的负荷超过准确度等级后,电流的误差不能控制在规定范围,将对保护装置的准确动作带来影响。所连接的实际阻抗包括二次电缆阻抗、接线接触电阻和装置阻抗。因此,应进行校核。

电压互感器的准确度等级由电压互感器额定容量和二次电缆截面及负载等因素决定。因此,应进行校核。

13.14.8 两组及以上电压互感器,其二次侧可以联络切换,但不宜采用自动切换方式,并应保证各组电压回路极性的一致。电压互感器一次侧隔离开关(隔离手车)断开(拉出)后,其二次侧应有防止电压反馈的措施。

防止回馈措施一般采用隔离开关(隔离手车)辅助常开触头将电压互感器二次回路断开。

13.14.9 在电压互感器二次回路中,除接成开口三角的绕组和另有专门规定者外,应在其出口装设熔断器或微型断路器;当二次回路发生故障可能使保护或自动装置不正确动作时,宜装设微型断路器。

本条对电压互感器二次回路保护设备作了原则规定。

开口三角绕组正常运行时无零序电压。励磁用电压互感器保护设备应结合防误强励考虑。

另有规定系指阻抗保护、失磁保护等,当供电熔断器熔断时这些保护和自动装置会误动。如采用微型断路器,在断路器跳闸的同时,辅助触头可闭锁其误动。

13.14.10 电压互感器二次侧中性点或绕组引出端之一应接地。对有效接地系统,应采用二次侧中性点接地方式;对非有效接地系统宜采用 B 相接地方式,也可采用中性点接地方式;对 V-V 接线的电压互感器,宜采用 B 相接地方式。

电压互感器剩余绕组的引出端之一应接地。

电压互感器的接地点宜设置保护室。

向交流的保护装置和自动装置供电的电压互感器,应通过击穿保险器接地。采用 B 相接地的电压互感器,其二次中性点也应通过击穿保险器接地。

本条是事故经验的总结。

从上世纪 1983 年多次事故及系统试验的录波照片分析中,发现一个只有普遍性的问题:在有效接地的系统,当变电所或线路出口发生接地故障,有效大的短路电流流入变电所的接地网时,接地网上每一点的电位是不同的,如果电压互感器二次回路有两处接地,或两个电压互感器各有一处接地,并经二次回路直接连起来时,不同接地点间的电位差将造成继电保护入口电压的异常,使之不能正确反映一次电压的幅值和相位,破坏相应保护的正常工作状态,可能导致严重后果。

为此:①电压互感器的二次回路只允许有一处接地;②为了降低干扰电压,接地的地点宜选在保护控制室内。

13.14.11 继电保护二次回路应采用铜芯控制电缆或绝缘导线。按机械强度要求，强电控制回路导体截面应不小于 1.5mm^2 ；弱电控制回路导体截面应不小于 0.5mm^2 。

本条是关于控制电缆或绝缘导线最小截面的规定以及选择电流回路、电压回路、操作回路电缆的条件。

强电回路电缆芯线载流量大，每个芯线均为铜线，防止安装接线时多次拆卸，造成断线，强电回路电缆芯线的截面应不小于 1.5mm^2 。弱电回路的电缆芯线载流量小，电缆截面不下于 0.5mm^2 ，已可满足机械强度要求。

13.14.12 电气测量二次回路应采用铜芯控制电缆或绝缘导线。电流互感器二次电流回路的电缆芯线截面，应按电流互感器的额定二次负荷来计算，5A 不宜小于 4mm^2 ，1A 不宜小于 2.5mm^2 。电压互感器二次电压回路的电缆芯线截面，应按本规程第 13.14.13 的允许电压降要求计算，一般计量回路不应小于 4mm^2 ，其它测量回路不应小于 2.5mm^2 。

电能计量二次回路电缆或导线截面的要求应符合本规程第 12 章的规定。

本条规定了电测量仪表装置用电流互感器二次电流回路电缆材质及芯线截面的要求。

由于铝芯控制电缆和绝缘导线存在的易折断、易腐蚀、易变形，铜铝接触的电腐蚀等问题至今仍未很好解决，各地意见较多，而近年来新建和扩建的工程都采用铜芯控制电缆和绝缘导线，故条文对此作了明确规定。

13.14.13 电缆和导线截面的选择，应符合下列规定：

a) 电流回路：应使电流互感器的工作准确等级符合继电保护和安全自动装置及电气测量的要求。无可靠依据时，可按断路器的断流容量确定最大短路电流。

b) 电压回路：应按允许的电压降来选择电缆截面。在正常负荷下，测量用电压互感器至测量仪表的电压降不应超过额定电压的 1%~3%；当全部继电保护和安全自动装置动作时，电压互感器至继电保护和安全自动装置屏的电压降不应超过额定电压的 3%。

c) 控制回路：应保证最大负荷时，控制电源母线至被控设备间（断路器分、合闸线圈）连接电缆的电压降，不应超过额定二次电压的 10%。

1 保护用电流互感器二次电缆截面的计算条件应尽可能按系统最大运行方式计算。如无确切的回路电流值时，可按断路器的断流容量确定最大短路电流，计算中也要计及最不利的短路形式、电流互感器的二次绕组接线系数等。

测量用电流互感器二次电缆截面选择的依据是保证该主回路额定负载时仪表的准确等级满足要求。在主回路短路时，电流互感器铁芯应饱和，二次电流不应超过仪表安全电流值。

2 测量用电压互感器二次电缆电压降的要求，是考虑到指示性仪表的准确等级通常为：数字式仪表为 0.5 级；指针式仪表为 1.5 级；指针式直流仪表为 1.0 级（经变送器二次测量）或 1.5 级（直接）。所以，如果有条件时，电缆压降宜控制在 1% 额定电压以下，加上电压互感器二次电压误差为 0.5%，可满足所有指示仪表的准确性要求。

继电保护和安全自动装置电压回路电缆压降不得超过 3% 额定电压的要求取自 GB/T 14285—2006 第 6.1.5 条 b) 款的规定。

3 控制设备和继电器等可靠起动电压一般不大于额定电压的 80%。在考虑电源电压可能降低至 90% 额定电压，电缆压降应不大于 10% 额定电压。

13.14.14 当控制电缆的敷设长度超过制造长度，或由于屏、台的搬迁而使原有电缆长度不够时，或更换电缆的故障段时，可用焊接法连接电缆。焊接法连接电缆时在连接处应设连接盒。有可能时，也可用其它屏上的端子排连接。

本条是根据实际经验而作的规定。在实际工程中，控制电缆一般不采用焊接的方法连接。

13.14.15 控制电缆应选用多芯电缆，应尽可能减少电缆根数，但也应避免一根电缆同时接至屏上两侧的端子排以及避免电缆芯线的多次转接。当芯线截面为 1.5mm^2 时，电缆芯数不宜超过 37 芯；当芯数截面为 2.5mm^2 时，电缆芯数不宜超过 24 芯；当芯线为 4mm^2 及以上时，不宜超过 10 芯。弱电控制电缆不宜超过 50 芯。

在同一根电缆中，不宜有两个及以上安装单位的电缆芯，在一个安装单位内截面要求相同的交、直流回路，必要时可共享一根电缆。多芯电缆应有备用芯线。

1 控制电缆芯线数是按设计经验和电缆产品的规格而定的。

2 不宜在一根电缆中设有不同安装电位的电缆芯，以免运行检修时互相影响。留有备用芯线，是考虑到在电缆芯线损坏或需要增加功能用途时的需要。

13.14.16 对双重化保护的电流回路、电压回路、直流电源回路、双跳闸绕组的控制回路等，两套系统不应合用一根多芯电缆。

为保证双重化保护通道的独立性，防止一根电缆故障而失效；设两套保护通道分别敷设电缆，达到可靠跳闸的要求。此外，有条件时，两个通道的电缆尽量敷设在不同的电缆沟道内。

13.14.17 控制电缆的绝缘水平可采用 0.45/0.75kV 级。用于数字式保护装置的控制电缆，应采用屏蔽电缆，其屏蔽层应予以接地。

本条用于数字式保护装置的控制电缆规定，是为了增强控制信号回路安全可靠性。

13.14.18 控制电缆可作直埋敷设，也可以在电缆沟、电缆槽内敷设，其敷设途径及沟、槽位应保证在不断开 1000V 及以上一次设备的情况下，能安全地进行控制电缆增放、调换、检修工作。当控制电缆与电力电缆同沟敷设时，应敷设在电力电缆的下层。

控制电缆从楼层上、下敷设时，宜设专用的电缆竖井。电缆竖井的设计应考虑到不要增加电缆的长度，并便于施放电缆的工作。垂直敷设电缆的支点距离为 1m。

对于小型变电所，二次回路数量极少时，也可用穿管方法敷设控制电缆或绝缘导线。管子应在土建时预埋。管径大小应保证穿管的方便。

本条对控制电缆的敷设方式作了规定。电力电缆与控制电缆同沟敷设的规定，是考虑控制电缆的安全性。

13.14.19 控制电缆终端处，宜用 KT 型塑料套管做终端头，并应悬挂不易脱落的绝缘标牌，标明长度、截面、走向及编号。

控制电缆的终端头在屏内，应整齐排列在屏的下部，固定牢靠，芯线成束上引至端子排。

原规程第 8.11.16 条。

本条规定了控制电缆终端安装的基本要求。控制电缆终端处悬挂标牌的目的，是便于检修、查线及更换控制电缆时的便利。

13.14.20 屏上二次回路经过端子排连接的原则如下：

a) 屏内与屏外二次回路的连接，同一屏上各安装单位之间的连接，均应经过端子排。屏内同一安装单位各设备之间的连接、电缆与互感器、单独设备的连接，可不经过端子排。

b) 屏内设备与直接接在小母线上的设备（如熔断器、电阻、刀开关等）的连接宜经过端子排。

c) 各安装单位主要保护的正电源应经过端子排。保护的负电源应在屏内设备之间接成环行，环的两端应分别接至端子排；其它回路均可在屏内连接。

d) 电流回路应经过试验端子，预告及事故信号回路和其它需要断开的回路（试验时断开的仪表、至闪光小母线端子等），宜经过特殊端子和试验端子。

e) 端子排应由阻燃材料构成。端子的导电部分应为铜质。安装在潮湿地区的端子排应当防潮。

f) 一个端子的每一端直接一根导线。导线截面不宜超过 6mm^2 。

1 本条规定了屏上二次回路需经过端子排连接的原则。规定的目的是将一个安装单位与外部接口经端子排分开，以便于检查调试，通过运行可靠性。。

2 非阻燃材料作端子排绝缘体时，在高温或火灾时会变形环燃烧，造成电缆芯短路，可引起事故扩大。所以端子排不允许采用非阻燃材料。户外时，宜采用防潮型阻燃绝缘体，既可阻燃、又可防潮。端子排导体不允许采用铝材或钢材以免接头氧化、接触电阻增大引起电压降过大或发热、断线等。

3 一个端子的每一端直接一根导线的目的，是为了保证连接可靠。

4 绝缘导线的规格规定，单芯导线最大截面为 6mm^2 。且在端子排上接线时，采用单芯导线连接比较可靠款。

13.14.21 各种设备上端子排的配置，应满足运行、检修、调试的要求，并适当与屏上设备的位置相对应。

属于不同安装单位或装置的端子，宜分别组成单独的端子排，并标明其所属回路的名称及编号。同一屏上有几个安装单位时，各安装单位端子排的排列应与屏面布置相配合。

端子排与屏上安装单位设备的布置相对应，可减少屏内接线交叉，便于检修、调试。

13.14.22 每个安装单位的端子排，可按下列回路分组，并由上而下（或由左至右）按下列顺序排列：

a) 交流电流回路（自动调整励磁装置回路除外）按每组电流互感器分组，同一保护方式的电流回路宜排在一起。

b) 交流电压回路（自动调整励磁装置回路除外）按每组电压互感器分组。

c) 信号回路按预告、位置、事故及指挥信号分组；当光字牌布置在屏的上部时，可将信号回路端子排排在上部，其余顺序同上。

d) 控制回路按熔断器或微型断路器配置的原则分组。

e) 联锁回路。

f) 转接端子排排列顺序为：本安装单位端子、其它安装单位的转接端子、最后排小母线兜接用的转接端子。

本条规定了端子排排列的基本原则。端子排分组，可简化设计，便于调试、运行和查线。

13.14.23 每一安装单位的端子排应编有顺序号（一般用罗马字），并宜在最后留（2~5）端子作为备用。当条件许可时，各组端子排之间也宜留1~2个备用端子。在端子排组两端应有终端端子。

正、负电源之间以及经常带电的正电源与合闸或跳闸回路之间的端子排，宜以一个空端子隔开。

端子牌组的顺序号以罗马数字编排，可使制造厂作屏背面二次安装接线及运行检查时醒目及运行后必要的改进提供方便。各组端子牌宜留有数个备用端子。本条第二段的空端子指设计中不接线，空端子将两侧端子隔开，防止重要回路误碰造成短路或误操作。

13.14.24 当导线的两端分别连接可动与固定部分时，应使用多芯的软导线，成束捆扎，并在靠近端子板处用卡子固定。在可能受到油浸蚀的地方，应采用防油绝缘导线（塑料控制电缆）或采取防油措施。引至变压器的二次回路控制电缆，不应敷设在蓄油坑的底部。

变压器气体继电器、温度计与中间端子盒之间的联机应采用防油导线。户外中间端子盒应具有防雨措施，盒内端子排应横向排列安装，气体继电器接入中间端子盒的联机，应从端子排下侧接入端子，跳闸回路的端子排与其它端子之间应留出间隔端子并单独用一根电缆。之间端子盒的引出电缆应从端子排上侧连接。对单相变压器的气体继电器保护宜分相报警。接线盒宜装设在墙体上，也可附设在变压器上便于工作的位置，装设高度宜离地面1.3m~1.5m。在直流系统中，有水银接点时，正极应接至水银相连的一端，负极接至空端。

1 对可动部分采用软导线连接，是防止导线断线的措施。

2 跳闸回路留出空端子及单独用一根电缆的目的是防止短路，而造成保护误动作。采用防油导线（控制电缆），导线腐蚀以免造成瓦斯保护误动。当变压器采用计算机监测时，有条件来显示变压器的更多信号，这样便于迅速处理变压器故障。

3 “正极应接至水银相连的一端”，这样有利于灭弧，防止接点烧损。

13.14.25 导线与电器应采用螺栓连接，并使用垫圈。接线用的螺栓、螺帽、垫圈等配件应为铜质。导线为多股芯线时，应将芯线完全绞合，并采用花篮垫圈，以免松散。

导线及电缆芯线在接入端子板、仪表、继电器及其它电器处，均应留有一定的裕量，并应有明显的、不易脱落退色的标号，端子排外侧应采用规定的二次回路标号，屏（台）内接线采用相对编号。

本条是导线与电器连接的安装工艺要求。安装工艺是否符合规定，直接影响到二次回路的安全运行。

1 为保证导线无损伤，配线时宜使用与导线规格相对应的剥线钳剥掉导线的绝缘。采用螺栓加垫片，是保证连接可靠。螺丝连接时，弯线方向应与螺丝旋转的方向一致。为保证导线不松散，多股导线不仅应端部绞紧，还应加终端附件或搪锡。采用压接式终端附件是较好的一种方式。

2 导线及电缆芯线留有裕量，也是便于更换组件时，接线的改动。

3 接线采用相对编号，便于接线的检查。线路标号常采用异型管，用打字机打上字再烘烤，或采用烫号机烫号。这样字迹清晰工整，不易脱色。或采用编号笔用编号剂书写，相关也较好。

13.14.26 屏内布线，应整齐、清晰、美观。应成排成束地垂直或水平有规律的敷设，不得任意歪斜、交叉连接。导线束捆扎固定点的距离：垂直敷设不大于200mm；水平敷设不大于150mm。

屏内布线也可采用阻燃型塑料线槽。

绝缘导线需沿金属支架敷设时，则金属支架表面应经防腐处理。

1 本条是屏内布线的工艺要求。

2 屏内布线也可采用阻燃型塑料线槽，是可能防火要求。

13.14.27 绝缘导线穿过金属板时，应装在绝缘衬管内，或在金属板的圆孔上套以橡皮护圈。穿过绝缘板时，可以直接穿孔，但孔周应圆角。

本条的规定，是防止绝缘导线在穿过金属板时，将导线损伤。

13.14.28 在有振动的环境，应采取防止导线接头松脱和继电器误动作的措施。

本条的规定，是防止在有振动的环境下，继电器不发生误动。特别是采用电磁型继电器。装设在

开关柜上的电磁型继电器也应采取措施防止误动。

13.14.29 屏和屏上设备的前后面应有必要的标志，以标明其所属安装单位及用途。

由于屏上的设备较多，前后面应有标志，是便于在检查、校验时的安全和便利。防止在校验时拆错接线，而导致事故的发生。

13.14.30 二次回路导线两端标记应清楚耐久。室内外回路的连接以及不相邻屏间的连接应采用铜芯控制电缆。绝缘导线及电缆应可靠地固定在屏上或支架上，不应使所接端子受到机械应力。绝缘导线的铜芯不应有伤痕，线头弯曲方向应与紧固螺栓旋紧的方向一致，多股线芯完全绞合后，采用终端附件焊接或压接，防止松散。

1 二次回路导线两端标记是便于检查接线和在校验时拆开后恢复接线时不发生接线错误，

2 屏与屏之间采用控制电缆连接，不仅便于安装施工，也便于更换。特别是在扩建或改造时便于控制（保护）屏的更换。

3 导线接线端子长期受力，易使端子断裂，而影响运行安全。

13.14.31 对具有双重化快速主保护和断路器具有双跳闸线圈的安装单位，其控制回路和继电保护、自动装置回路宜分设独立的熔断器或自动开关，并由双电源分别向双重化主保护供电。两组电源间不应有电路上的联系。继电保护、自动装置屏内电源消失时应有报警信号。

本条规定了具有双重化快速主保护和双跳闸线圈安装单位控制、保护回路供电的原则。目的是防止装置屏内电源消失时装置拒动，在该电源消失时应发出报警信号。

13.14.32 凡有两个及以上安装单位公用的保护或自动装置的供电回路，应装设专用的熔断器或自动开关。

两个及以上安装单位公用的保护或自动装置是指母线保护、断路器失灵保护、双回并行线的公用保护、同步装置等。

13.14.33 一般情况下（第13.14.31和13.14.32条除外），控制、保护和自动装置供电回路熔断器或自动开关的配置应符合以下规定：

a) 当本安装单位仅含一台断路器时，控制、保护及自动装置可共享一组熔断器或自动开关。

b) 当本安装单位含有多台断路器时，应设总熔断器或自动开关，并按断路器设分熔断器或自动开关，分熔断器或自动开关应经总熔断器或自动开关供电；公用保护和公用自动装置应接于总熔断器或自动开关之下。对其他保护或自动控制装置按保证正确工作的条件，可接于熔断器或自动开关或总熔断器或自动开关之下。

c) 当本安装单位含有多台断路器而各断路器无单独运行可能或断路器之间有程控要求时，保护和各断路器控制回路可共享一组熔断器或自动开关。

d) 发电机出口断路器和自动灭磁装置控制回路可合用一组熔断器或自动开关。发电机出口不装设断路器时，自动灭磁装置控制回路应单独装设熔断器或自动开关。

本条对一般情况下熔断器或自动开关的配置分为四款加以规定。目的是简化一般情况下电源保护装置的配备层次。

13.14.34 铠装电缆的钢带不应进入屏内；铠装钢带切断处的端部应扎紧，并应将钢带接地。

屏内二次回路的布线，均为塑料绝缘导线。受到位置的限制，不应将钢带进入屏内。一般的安装方法，是将控制电缆在屏、柜的底部固定后将铠装钢带剥除，只将绝缘导线引出接线。

本条强调了铠装电缆的钢带应接地。

13.14.35 使用于连接可动部位（门上电器、控制台板等）的导线，应符合下列要求：

a) 应用多股软导线，敷设长度时应有适当的裕度。

b) 线束应有外套塑料管等加强绝缘层。

c) 与电器连接时，端部应绞紧，并应加终端附件或搪锡，不得松散、断股。

d) 在可动部位两端，应用卡子固定。

1 可动部位留有适当的长度，是防止开启时造成接线端子受力而损伤。

2 为保证导线不松散，多股导线不仅应端部绞紧，还应加终端附件或搪锡。采用压接式终端附件是较好的一种方式。

13.15 小母线和二次回路标号

13.15.1 各安装单位的控制、信号电源，宜由电源屏或电源分屏的馈线以环状或辐射状供电，在控制屏上宜敷设控制和信号小母线。厂用电源和母线设备控制屏上还可分别敷设公用的辅助信号小母线。

当以辐射方式向继电保护和自动装置供电时，供电线应设保护及监视设备。

环状供电可减少电源屏馈线数。辐射供电可防止环路引起电磁干扰，多用于超高压的控制、保护回路的供电。辐射状供电时，供电线必须设电源监视和报警；被供电的保护和自动装置屏内另设降压或逆变降压整流保护用熔断器或自动开关时，屏内应设有供电电源监视的报警触点。

13.15.2 控制和信号小母线应为单母线，按屏组分段，双侧供电，于适当地点以刀开关分段，开环运行。同时每块控制屏（包括电源屏）上装设一个为本屏内各安装单位共享的电源切换开关或刀开关，以便寻找接地故障时使用。

本条适用于环状供电方式。

13.15.3 各安装单位的电压回路使用隔离开关的辅助触点切换时，电压小母线宜敷设在配电装置。各安装单位的电压回路使用继电器切换或不需切换时，电压小母线宜敷设在控制室。

电压小母线有两种敷设方式，一种是每个安装单位的二次电压经隔离开关辅助接点切换后引至主控制室。另一种是将电压小母线敷设在控制室，由隔离开关辅助接点起动中间继电器触点切换后供给该安装单位二次电压。前一种方式比较直观，但电缆较长，隔离开关的辅助接点接触不良时，影响二次电压切换，多用于小规模工程。后一种方式增加了继电器，使用电缆长度减少，可靠性提高，多用于 220kV 以上的回路。

13.15.4 控制屏及保护屏顶上的小母线不宜超过 28 条，最多不应超过 40 条。小母线宜采用 $\Phi 6\text{mm} \sim \Phi 8\text{mm}$ 的绝缘铜棒。

当屏顶上不能装设小母线时，也可通过端子排连接。端子排宜单独成组排列。

对屏深为 600mm 时，屏顶小母线可两层布置，最多可安装 20 根小母线。装设小母线可简化二次接线，这种方式在我国广泛采用。某些控制台不便于安装小母线，涉外工程中习惯不装设小母线时，也可采用端子牌构成公共连接点。

13.15.5 小母线的色别见附录 N。小母线的代号和回路标号见附录 O。二次直流回路的数位标号见附录 P。二次交流回路的数字标号见附录 Q。

小母线的色别、代号和二次回路的各有关标号见附录。在我国习惯于对二次回路进行编号，这样可简化二次回路设计，也便于施工、检修时核对接线。

14 过电压保护

14.1 一般规定

14.1.1 电力系统有以下几种接地方式：

a) 110kV~220kV 系统应采用有效接地方式。

b) 6kV~35kV 系统，当单相接地故障电容电流不超过下列数值时，应采用不接地方式；当超过下列数值又需要在接地故障条件下运行时，应采用消弧线圈接地方式。

i) 6kV~35kV 系统，10A。

ii) 6kV~10kV 电缆线路构成的系统，30A。

c) 6kV~35kV 主要由电缆线路构成的送、配电系统，单相接地故障电容电流较大时，可采用低电阻接地方式。

1 单相接地电容电流的危害

中性点不接地的高压电网中，单相接地电容电流的危害主要体现在以下四个方面：

1) 弧光接地过电压的危害

6kV~35kV 系统中性点采用不接地方式且单相接地故障电流不大于 10A 时，接地电弧电流自熄灭条件较好，单相接地故障不易转变为相间短路故障，对设备的损坏程度低。

当电容电流一旦过大（大于 10A），接地点电弧不能自行熄灭。当出现间歇性电弧接地时，产生弧光接地过电压，这种过电压可达相电压的 3~5 倍或更高，它遍布于整个电网中，并且持续时间长，可达几个小时，它不仅击穿电网中的绝缘薄弱环节，而且对整个电网绝缘都有很大的危害。

2) 造成接地点热破坏及接地网电压升高

单相接地电容电流过大，使接地点热效应增大，对电缆等设备造成热破坏，该电流流入大地后由于接地电阻的原因，使整个接地网电压升高，危害人身安全。

3) 交流杂散电流危害

电容电流流入大地后，在大地中形成杂散电流，该电流可能产生火花，引燃瓦斯爆炸等，可能造成雷管先期放炮，并且腐蚀水管、气管等。

4) 接地电弧引起瓦斯煤尘爆炸

2 本条对 6kV~220kV 系统中性点的接地方式作了规定。

配电网中性点的接地方式主要有三种：中性点不接地方式；中性点经消弧线圈接地方式；中性点阻性接地方式。三种接地方式具有各自的优缺点及不同的适用范围，同时对配电网的设备和线路有着不同的绝缘和耐压水平要求。

1) 中性点不接地运行方式。

在中性点不接地运行方式的配电网中，发生单相接地故障时，线电压仍保持对称不变，单相接地电流与负荷电流相比不大，对用户供电基本没有影响，供电可靠性较高。由于单相接地电流较小，故对邻近的通信线路、信号系统等的干扰也比较小，但需要在较短的时间（2h）内切除故障，以免发展成相间短路和长时期过电压，对设备造成损害。

在中性点不接地的配电网中，发生单相接地故障时，工频过电压较高，特别是存在电弧接地过电压的危险，在对地电容电流相对较大时，则可能由于持续电弧而烧毁设备或由于间隙性电弧而导致弧光过电压。因而对整个配电网的绝缘水平要求较高，所以采用中性点不接地方式，势必增加设备绝缘方面的投资。

总的来说，中性点不接地方式具有结构简单的特点，但仅适用于电容电流小于 10A 的配电线路。

2) 中性点经消弧线圈接地运行方式。

中性点经消弧线圈接地的方式，可以有效的减少单相接地时的接地故障电流。当发生单相接地故障时，可形成一个与对地电容电流的大小接近但方向相反的电感电流，它与电容电流相互补偿，使接地处的电流变的很小，从而消除接地处的电弧所造成的危害，同时电流过零后电弧熄灭。消弧线圈的存在还可以显著减少故障相电压恢复速度，减少重燃的可能性。中性点经消弧线圈接地方式与其它小电流接地方式相比，单相接地故障电流明显减小，限制了非故障相工频电压的升高，且不存在中性点不稳定过电压的情况。

但消弧线圈在单相接地故障的作用也是有限的。消弧线圈在发生单相接地故障时，一是可以降低高幅值过电压出现的概率，但并不能消除间隙性电弧过电压，尤其是接地瞬间电弧过电压；二是可使发生接地故障时燃弧时间大为缩短，减少重燃的次数，达到熄灭电弧的目的，而不能根除接地电弧的产生；3 是消弧线圈只能补偿接地电流中的工频分量，而不能补偿残流中的谐波分量；4 是消弧线圈只能补偿接地电流中的无功分量（电容电流）而不能补偿接地残流中的有功分量。

3) 中性点阻性接地运行方式。

阻性接地方式的主要特点在电网发生单相接地时，可以有效地降低工频过电压和弧光过电压。在中性点经电阻接地的配电网中，由于接在中性点的电阻限制了中性点电压的升高，所以非故障相接地电压比其它接地方式低，且持续时间很短。另外，当接地电弧熄灭后，系统对地电容中的残荷将通过中性点电阻泄放掉。所以当发生下一次燃弧时其过电压幅值和正常运行情况发生单相接地故障的情况相同，不会产生很高的过电压。中性点电阻阻值越小，泄放残荷越快。中性点经电阻接地的配电网发生单相接地故障时，接地线路中流过较大的阻性电流，保证零序保护可靠动作，可准确判断并快速切除故障线路。

但是，阻性接地的运行方式在发生单相接地故障时，较大的接地电流可能产生较高的接触电压和跨步电压，对设备和人身造成威胁，并对周围通信线路造成干扰。

另外，在阻性接地的运行方式下，单相接地保护动作跳闸，增加了跳闸次数，使停电时间增加，降低了供电可靠性。

中性点阻性接地方式主要适用于电容电流过大，一般消弧线圈不能够满足灭弧的要求，另外一些已选用较低绝缘水平的电缆和开关设备的配电网，也采用低电阻接地方式。

14.1.2 中压系统中性点接地方式选用技术原则如下：

a) 不直接连接发电机的 10kV、20kV 和 35kV 架空线路系统（一般变电站出线电缆总长度小于 1km，其余均为架空线路的线路），当单相接地故障电容电流不超过下列数值时，应采用不接地方式；当超过下列数值，又需在接地故障条件下运行时，宜采用消弧线圈接地方式：

i) 10kV、20kV 和 35kV 钢筋混凝土或金属杆塔的架空线路构成的系统，10A。

ii) 10kV 和 20kV 非钢筋混凝土或非金属杆塔的架空线路构成的系统，20A。

b) 10kV、20kV 和 35kV 全电缆线路构成的中压配电系统，宜采用中性点经低电阻接地方式，此时不宜投入线路重合闸功能；全电缆线路构成但规模固定的系统也可以采用消弧线圈接地系统。

c) 10kV、20kV 和 35kV 由电缆和架空线路构成的混合配电系统，规定如下：

i) 变电站每段母线单相接地故障电容电流大于100A (35kV系统为50A) 时, 宜采用低电阻接地方式。

注: 当单根电缆电容电流较大时, 低电阻接地系统也可以采用加装适当补偿的方法提高继电保护灵敏度。

ii) 当变电站单相接地故障电流中的谐波分量超过4%, 且每段母线单相接地故障电容电流大于75A 时宜采用低电阻接地方式。

iii) 变电站每段母线单相接地故障电容电流小于100A (35kV系统为50A) 时, 宜采用消弧线圈接地系统, 运行中应投入保护装置中的重合闸功能。

iv) 系统变化不确定性较大、电容电流增长较快的主城区, 无论是否全电缆系统都可以采用低电阻接地系统。

d) 对于 10kV、20kV 纯架空线路构成的配电系统, 单相接地故障电容电流小于 10A 时, 一般应采用不接地方式; 对于频繁发生断线谐振的该类配电系统, 也可采用高电阻接地方式, 一般中压系统中不推荐采用高电阻接地方式。

e) 采用低电阻接地方式的 10kV、20kV 和 35kV 系统, 杆塔接地电阻安全性校核 (接触电压、跨步电压) 的故障持续时间应按照后备保护动作时间考虑, 一般为 1.3~1.5s。

f) 10kV、20kV 和 35kV 低电阻接地系统中架空线路应采用绝缘导线, 以减少瞬时性接地故障, 并应采取相应的防雷击断线措施, 如装设带外间隙的避雷器、防弧线夹或架设架空屏蔽线等措施。

g) 采用消弧线圈接地和电阻接地方式时, 系统设备的绝缘水平宜按照中性点不接地系统的绝缘水平选择。

h) 中性点电阻装置的选择和应用

接地电阻装置电阻值的选择应综合考虑继电保护技术要求、故障电流对电气设备和通信的影响, 以及对系统供电可靠性、人身安全的影响等。电阻值的选择应限制金属性单相接地短路电流为300~600A。

中性点电阻值选择范围如下:

10kV系统, $10\Omega \sim 20\Omega$;

20kV系统, $20\Omega \sim 40\Omega$;

35kV系统, $35\Omega \sim 70\Omega$ 。

中性点接地电阻装置应满足DL/T 780的要求, 另外, 在选择和运行中还应满足:

i) 电阻装置应采用不锈钢型钢型电阻器, 电阻器的热容量应考虑继电保护后备保护的動作时间以及断路器的動作时间并留有一定的裕度。一般选择热稳定时间 10s, 温升应不超过 760K; 计算电阻器长期通流值的电压取值按照中性点位移电压不超过系统标称相电压的 10%选取, 电阻器的长时间运行温升应不超过 380K。电阻器中固定电阻用的夹件和支撑件均应能耐受相应的温度。

ii) 电阻器材料的温度系数应不超过 $2.0 \times 10^{-4} / ^\circ\text{C}$, 接地故障发生时电阻器的阻值升高应保证重合闸时, 继电保护仍有足够的灵敏度。10 秒温升试验中, 达到温升限值时电阻器电流衰减值不应超过初始电流的 20%。

iii) 接地电阻装置绝缘水平应按照相应电压等级的要求选择。

iv) 接地电阻回路中宜增加中性点电流监测或接地电阻温升检测装置。

本条规定了中压系统中性点接地方式选用技术原则。

1 是规定了采用中性点不接地方式的条件。

2 是规定了 10kV~35kV 全电缆线路构成的中压配电系统, 宜采用中性点经低电阻接地方式。

对于 14.1.2.3 “注: 当单根电缆电容电流较大时, 小电阻接地系统也可以采用加装适当补偿的方法提高继电保护灵敏度”, 是指单根电缆很长、电容电流较大时, 为提高继电保护灵敏度, 可以视需要采取加装固定消弧线圈或电感的方式, 在单相接地后投入进行补偿。

3 是规定了 10kV~35kV 由电缆和架空线路构成的混合配电系统, 采用低电阻接地方式的条件。

低电阻接地方式的优点之一是减低单相间歇性弧光过电压、降低对电气设备和电缆绝缘水平的要求, 提高配电网和电气设备的可靠性等。采用不接地方式和消弧线圈接地方式, 其间歇性弧光过电压倍数约为 3.5~4 倍相电压 (峰值), 该弧光过电压对正常 (标准) 绝缘是无危险的, 但由于种种原因会使电气设备绝缘老化, 并常将电缆线路的单相接地故障转化为相间故障。而采用低电阻接地方式, 间歇性弧光过电压倍数约为 2~2.5 倍。此外采用低电阻的中性点接地方式, 使得灵敏而有选择性的单相故障接地保护易于实现。

高压系统接地故障时产生的故障电压等于变配电所外露可导电部分的接地极电阻和高压系统中流经该接地极部分的接地故障电流的乘积。根据专家对 3kV~66kV 电网采用中性点经低电阻接地方式时若干问题的研究结果, 对于电缆线路, 当发生单相接地故障, 实际流经变配电所外露可导电部分的接

地极部分接地故障电流只是全部系统单相接地故障电流的一小部分，引起的电位升高较小。

4 是对采用低电阻接地方式的杆塔接地电阻安全性的要求。

5 是规定了在低电阻接地方式的配电网采用绝缘导线的防雷击断线的技术措施。

6 是规定了中性点电阻装置的选择和应用的要求。

“电阻值的选择限制金属性单相接地短路电流为 300~600A”，因为系统单相接地故障中大部分为高阻接地，以 2007 年苏州六个 10kV 变电站统计资料为依据，216 次瞬时性单相接地故障中，中性点位移电压超过 5000V 有 41 次，占 19%；中性点位移电压小于 3500V 的有 133 次，认为是高阻接地，占 61.6%；其它为过渡电阻接地。实际故障电流肯定较额定值偏小，综合保护灵敏度和安全性考虑。

第 h 款第 1 项，小电阻长期通流值的规定：系统长时间位移电压会对电阻的可靠性产生影响，因此需要考虑小电阻正常运行时的长期通流能力。根据目前江苏系统的调研，当中性点位移电压达到系统标称相电压的 10% 时，继电保护装置设置为发报警信号，故中性点电阻的长期通流按照额定发热电流的 10% 来考虑，例如额定发热电流为 600A 的电阻器其长期通流应为 60A。

第 h 款第 4 项中，为防止发生高阻接地时继电保护灵敏度达不到跳闸导致电阻长期发热烧毁的现象，建议加装中性点电流监测或接地电阻温升检测装置。

14.1.3 电力系统中的过电压，分为暂时电压（工频过电压、谐振过电压）、操作过电压和雷电过电压。220kV 及以下的线路和变（配）电设备的绝缘，在一般情况下应能承受通常出现的暂时电压（工频过电压、谐振过电压）、操作过电压。

本条说明了电力系统过电压的种类。

1 暂时过电压（工频过电压、谐振过电压）与系统结构、容量、参数、运行方式以及安全自动装置的特性有关。暂时过电压（工频过电压、谐振过电压）除增大绝缘承受电压外，还对选择过电压保护装置有重要影响。

2 系统中工频过电压一般由线路空载、接地故障和甩负荷等引起。一般采取在线路上安装并联电抗器的措施限制工频过电压。

3 谐振过电压包括线性谐振和非线性（铁磁）谐振过电压，一般因操作或故障引起系统组件参数出现不利组合而产生。产生谐振的条件是 $X_C = X_L$ 。

1) 在中性点不接地系统中比较常见的发生铁磁谐振过电压的情况有：变压器带接有电磁式电压互感器的空载母线或空载短线；配电变压器高压绕组对地短路；用电磁式电压互感器在高压侧进行双电源定相；送电线路一相断线后一端接地以及断路器非同期动作等。铁磁谐振过电压可以在 3kV~330kV 的任何系统中甚至在有载长线的情况下发生，但过电压幅值一般不超过 1.5~2.5 倍相电压，个别可达 3.5 倍相电压。

2) 在某些情况下可能出现参数谐振过电压。这种过电压主要是由于发电机或变压器的电感参数周期性变化而引起的。

由于变压器电感的周期性变化，如果系统的自振频率小于并接近于 100Hz 时，可能在中性点直接接地的高压空载线路和轻负载线路中出现幅值较高的二次谐波过电压和五次、七次谐波的电压分量。为了防止这种过电压的产生，应避免在只带空载线路的变压器低压侧合闸（特别是当电源容量不大时）。

4 操作过电压。

空载线路合闸时，由于线路电感—电容的振荡将产生合闸过电压。线路重合时，由于电源电势较高以及线路上残余电荷的存在，加剧了这一电磁振荡过程，使过电压进一步提高。

空载线路或并联电容器组分闸时，从而产生操作过电压。在切断电容性负荷时，如果断路器中发生电弧重燃，将引起强烈的电磁振荡，在电容性负荷上出现更高的过电压。当切断长线路时，线路上的过电压将附加有与线路长度有关的高频振荡电压。

14.1.4 暂时过电压（工频过电压、谐振过电压）及保护

14.1.4.1 110kV 及 220kV 系统，工频过电压一般不超过 1.3p.u.；6kV~10kV 和 35kV 系统，一般分别不超过 $1.1\sqrt{3}$ p.u. 和 $\sqrt{3}$ p.u.。

应避免在 110kV 及 220kV 有效接地系统中偶然形成局部不接地系统，并产生较高的工频过电压。对可能形成这种局部系统、低压侧有电源的 110kV 及 220kV 变压器不接地的中性点应装设间隙。因接地故障形成局部不接地系统时，该间隙应动作；系统以有效接地方式运行发生单相接地故障时间隙不应动作。间隙距离的选择除应满足这两项要求外，还应兼顾雷电过电压下保护变压器中性点标准分级绝缘的要求。

14.1.4.2 在系统 $3.6\text{kV} \leq U_m \leq 252\text{kV}$ 最高电压范围内可能出现以下线路谐振过电压：

注：\$U\$ 为系统最高电压。

a) 110kV~220kV 系统采用带有均压电容的断路器连接有电磁式电压互感器的空载母线，经验算有可能产生铁磁谐振过电压时，宜选用电容式电压互感器。已装有电磁式电压互感器时，运行中应避免可能引起谐振的操作方式，必要时可装设专门消除此类铁磁谐振的装置。

b) 由单一电源侧用断路器操作中性点不接地的变压器出现非全相或熔断器非全相熔断时，如变压器的励磁电感与对地电容产生铁磁谐振，能产生 2.0p.u.~3.0p.u. 过电压；有双侧电源的变压器在非全相分合闸时，由于两侧电源的不同步在变压器中性点上可出现接近于 2.0p.u. 的过电压，如产生铁磁谐振，则会出现更高的过电压。

c) 经验算如断路器操作中因操动机构故障出现非全相或严重不同期时产生的铁磁谐振过电压可能危及中性点为标准分级绝缘、运行时中性点不接地的 110kV 及 220kV 变压器的中性点绝缘，宜在中性点装设间隙，对该间隙的要求与本条（1）相同。在操作过程中，应先将变压器中性点临时接地。

有单侧电源的变压器，如另一侧带有同期调相机或较大的同步电动机，也类似有双侧电源的情况。

d) 3kV~35kV 不接地系统或消弧线圈接地系统偶然脱离消弧线圈的部分，当连接有中性点接地的电磁式电压互感器的空载母线（其上带或不带空载短线路），因合闸充电或在运行时接地故障消除等原因的激发，使电压互感器饱和则可能产生铁磁谐振过电压。为限制这类过电压，可选取下列措施。

i) 选用励磁特性饱和点较高的电磁式电压互感器。

ii) 减少同一系统中电压互感器中性点接地的数量，除电源侧电压互感器高压绕组中性点接地外，其它电压互感器中性点尽可能不接地。

iii) 个别情况下，在 10kV 及以下的母线上装设中性点接地的星形接线电容器组或用一段电缆代替架空线路以减少 \$X_{co}\$，使 \$X_{co} < 0.1X_m\$。

注：\$X_m\$ 电压互感器在线电压作用下单相绕组的励磁电抗。

iv) 在互感器的开口三角形绕组装设 \$R_{\Delta} \leq 0.4(X_m/K_{13}^2)\$ 电阻（\$K_{13}\$ 为互感器一次绕组与开口三角形绕组的变比）或装设其它专门消除此类铁磁谐振的装置。

v) 10kV 及以下互感器高压绕组中性点经 \$R_{p,n} \geq 0.06X_m\$（容量大于 600W）的电阻接地。

1 在 110kV 及 220kV 有效接地系统中，由于运行方式的需要，用户变电所中有一部分变压器中性点是不接地运行的。在这种情况下会产生较高的工频过电压。特别是大型冶金、石化企业，基本上都有自备电厂。为防止工频过电压，应装设间隙进行保护。当产生工频过电压时通过间隙对地放电，起到保护的作用。在操作过程中（无论是合闸还是分闸）均应先将变压器中性点临时接地，操作完毕变压器中性点接地刀闸断开。

2 谐振过电压

1) 采用带有均压电容的断路器连接有电磁式电压互感器的空载母线，当系统运行方式改变时，系统的参数 \$X_C = X_L\$ 时，将产生谐振过电压。在上世纪八十年代，某用户的 110kV 双电源变电所，均由同一座系统变电站供电，断路器为 SW-110（带有均压电容）；电压互感器系电磁型。由于系统变电站的扩建间隔尚未完成，在投运时其中一回线路是由系统变电站的母联供电，该户变电所投运后运行正常。当在投运四个月，因扩建间隔竣工，按正常运行方式，双回路线路由两段母线分别供电。这时该户变电所运行的电压互感器，出现异常的响声，最终发生爆炸。经过事故分析，其主要原因是发生了谐振。经过计算将 SW-110 断路器的均压电容拆除，运行正常。

2) 在 3kV~35kV 不接地系统，当连接有中性点接地的电磁式电压互感器的空载母线，因合闸充电或在运行时接地故障消除等原因的激发，也可能产生铁磁谐振过电压。因此，用户变电所的高压侧电压互感器宜采用 V/V 接线；如采用 Y/Y 接线，电压互感器的一次侧不应接地且应采用全绝缘的电压互感器。

14.1.5 操作过电压及保护

14.1.5.1 6kV~220kV 线路合闸和重合闸过电压一般不超过 3.0p.u.，通常无需采取限制措施。

14.1.5.2 空载线路分闸过电压

空载线路开断时，如断路器发生重击穿，将产生操作过电压。对 110kV 及 220kV 开断架空线路该过电压不超过 3.0p.u.；开断电缆线路可能超过 3.0p.u.。为此，开断空载架空线路宜采用不重击穿的断路器；开断电缆线路应该采用不重击穿的断路器。

35kV 及以下系统中，开断空载线路断路器发生重击穿时的过电压一般不超过 3.5p.u.。开断前系统已有单相接地故障，使用一般断路器操作时产生的过电压可能超过 4.0p.u.。为此，选用操作断路器时，应该使其开断空载线路过电压不超过 4.0p.u.。

14.1.5.3 隔离开关操作空载母线的过电压

隔离开关操作空载母线时,由于重击穿将会产生幅值可能超过 $2.0p.u.$ 、频率为数百千赫至兆赫的高频振荡过电压。这对 $6kV\sim 220kV$ 的电气装置有一定危险。为此,宜符合以下要求:

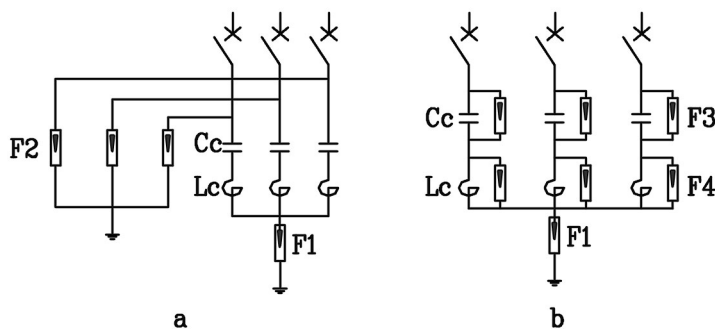
a) 隔离开关操作由敞开式配电装置组成的变电所空载母线过电压,可能使电流互感器一次绕组进出线之间的套管闪络放电,宜采用金属氧化物避雷器对其加以保护。

b) 隔离开关操作气体绝缘全封闭组合电器(GIS)变电所的空载母线时,会产生频率更高的过电压,它可能对匝间绝缘裕度不高的变压器构成威胁。为此,宜对采用的操作方式加以校核,尽量避免可能引起危险的操作方式。

14.1.5.4 $6kV\sim 35kV$ 系统开断并联电容补偿装置如断路器发生单相重击穿时,电容器高压端对地过电压可能超过 $4.0p.u.$ 。开断前电源侧有单相接地故障时,该过电压将更高。开断时如发生两相重击穿,电容器极间过电压可能超过 $2.5\sqrt{2}U_{c0}$ 。

操作并联电容补偿装置,应采用开断时不重击穿的断路器。对于需频繁投切的补偿装置,宜按图 3 (a) 装设并联电容补偿装置金属氧化物避雷器(F1或F2),作为限制单相重击穿过电压的后备保护装置。在电源侧有单相接地故障不要求进行补偿装置开断操作的条件下,宜采用 F1。断路器操作频繁且开断时可能发生重击穿或者合闸过程中触头有弹跳现象时,宜按图 3 (b) 装设并联电容补偿装置金属氧化物避雷器(F1及F3或F4)。F3或F4用以限制两相重击穿时在电容器极间出现的过电压。当并联电容补偿装置电抗器的电抗率不低于 12% 时,宜采用 F4。

注: U_{c0} 为电容器的额定电压。



(a) 一单相重击穿过电压的保护接线; (b) 一单、三相重击穿过电压分保护接线。

图 3 并联电容补偿装置的避雷器保护接线

14.1.5.5 操作空载变压器和并联电抗器等的过电压:

a) 开断空载变压器由于断路器强制熄弧(截流)产生的过电压,与断路器型式、变压器铁芯材料、绕组型式、回路组件参数和系统接地方式等有关。

当开断具有冷轧硅钢片的变压器时,过电压一般不超过 $2.0p.u.$,可不采取保护措施。

开断具有热轧硅钢片铁芯的 $110kV$ 及 $220kV$ 变压器的过电压一般不超过 $3.0p.u.$; $35kV$ 及以下变压器一般不超过 $4.0p.u.$ 。

采用熄弧性能较强的断路器开断激磁电流较大的变压器以及并联电抗补偿装置产生的高幅值过电压,可在断路器的非电源侧装设避雷器加以限制。保护变压器的避雷器可装在且高压侧或低压侧。但高低压侧系统接地方式不同时,低压侧宜装设操作过电压保护水平较低的避雷器。

b) 在可能只带一条线路运行的变压器中性点消弧线圈上,宜用避雷器限制切除最后一条线路两相接地故障时,强制开断消弧线圈电流在其上产生的过电压。

c) 空载变压器和并联电抗补偿装置合闸产生的操作过电压一般不超过 $2.0p.u.$,可不采取保护措施。

14.1.5.6 采用无间隙金属氧化物避雷器限制各类操作过电压时,其持续运行电压和额定电压不应低于表 23 所列数值。避雷器应能承受暂时过电压和操作过电压的能量。

操作过电压的持续时间一般较短,其幅值在很大程度上决定于中性点的接地方式。操作空载线路时出现的过电压倍数与所用断路器性能有关,这种过电压水平是选择线路绝缘水平和变电所设备工频试验电压的重要依据之一。

1 切断空载线路或并联电容器组时,可能引起电感-电容回路的振荡过程,从而产生操作过电压。在切断电容性负荷时,如果断路器中发生电弧重燃,将引起强烈的电磁振荡,在电容性负荷上出现更高的过电压。当切断长线路时,线路上的过电压将附加有与线路长度有关的高频振荡电压。

这一过电压的幅值，与被切电容和母线侧电容的大小有关，也与电弧重燃时断路器触头间的电位差有关。过电压幅值和断路器重燃次数虽然没有简单直接的关系，但电弧重燃参数增加，能增加高幅值过电压出现的概率，因而使实际出现的过电压倍数也有增长的趋势。

操作并联电容器组也会产生与操作空载线路时性质相似的过电压。

2 切断电感性负荷时可能产生过电压。切断电感性负荷时，由于断路器的强制熄弧，随着电感电流的遮断，电感中的齿冷磁能将转变为静电能，因而将出现很高的过电压。

切断空载变压器或电抗器时出现的过电压，和断路器的结构、回路参数、中性点接地方式、变压器接线和构造等因素都有关。

切断切断空载变压器或电抗器时所产生的过电压，多为持续时间甚短的高频振荡波，它对电气设备绝缘作用与雷电冲击波是十分相似的，可以用避雷器来限制。在这种情况下冬季就不宜退出运行，使它随时能起到保护作用。

断路器在切断变压器—电弧炉组时，由于断路器的强制熄弧作用和电弧炉中电弧的不稳定作用在一起，使电流迅速切断，亦会产生较高的过电压，应当用避雷器加以限制。

14.2 雷电过电压和保护装置

14.2.1 雷电过电压

14.2.1.1 架空线路上的雷电过电压：

a) 距架空线路 $S > 65\text{m}$ 处，雷云对地放电时，线路上产生的感应过电压最大值可按式计算。

$$U_i \approx 25 \frac{I_h c}{s}$$

式中：

U_i —— 雷击大地时感应过电压最大值，kV；

I —— 雷电流幅值（一般不超过 100），kA；

h_c —— 导线平均高度，m；

S —— 雷击点与线路的距离，m。

线路上的感应过电压为随机变量，其最大值可达 300kV~400kV，一般仅对 35kV 及以下线路的绝缘有一定威胁。

b) 雷击架空线路导线产生的直接雷过电压，可按下式确定：

$$U_s \approx 100 I$$

式中：

U_s —— 雷击点过电压最大值，kV。

雷直击单相形成的过电压易导致线路绝缘闪络。架设避雷线可有效地减少雷直击导线的概率。

c) 因雷击架空线路避雷线、杆顶形成作用于线路绝缘的雷电反击过电压，与雷电参数、杆塔型式、高度和接地电阻等有关。

宜适当选取杆塔接地电阻，以减少雷电反击过电压的危害。

新增条文。本条引用《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997 第 5.1.2 条的规定。

本条规定了架空线路上产生感应过电压、直接雷过电压的计算方法。

当线路附近发生闪电时，虽然雷电没有直接击中线路，但在导线上会感应出大量的和雷云极性相反的束缚电荷，当雷云对大地的其它目标放电以后，导线上感应电荷失去雷云电荷的束缚，以光的速度向导线两侧传播，从而出现很高的感应过电压。它的幅值，足以使 60cm~80cm 的空气间隙发生放电。所用感应过电压对 35kV 及以下的线路具有一定的危险性。

雷云所带的电荷越多，它的电压也越高。在雷云较低，周围又没有带异性电荷的云层，而在地面上又有高大的建筑物、构筑物或树木时，雷云就会通过这些物体对大地放电，就形成了“直接雷”。

在被击中的地面物体中产生很大的电流，一般称为雷电流，而这个大电流就是在电气设备上出现危险过电压的主要根源。主放电的电流很大，能达几十甚至几百 kA，但是它的放电时间却很短。雷电流在几个 us 内达到最大值，然后在几十 us 内衰减下去。所以在评估防雷设备的保护作用以及在电气设备绝缘上出现的过电压是否可能达到危险的程度时，主要根据雷电流幅值和雷电波波头的陡度（即雷电流变化的速度）来确定。

14.2.1.2 发电厂和变电所内的雷电过电压来自雷电对配电装置的直接雷击、反击和架空进出线出现的

雷电侵入波:

- a) 应该采用避雷针或避雷线对高压配电装置进行直击雷保护并采取措施防止反击。
- b) 应该采取措施防止或减少发电厂和变电所近区线路的雷击闪络并在厂、所内适当配置避雷器以减少雷电侵入波过电压的危害。
- c) 按本标准要求对采用的雷电侵入波过电压保护方案校验时, 校验条件为保护接线一般应该保证 2km 外线路导线上出现雷电侵入波过电压时, 不引起发电厂和变电所电气设备绝缘损坏。

本条提出了对发电厂、变电所防止雷电过电压的基本要求。

1 变电所是设备一旦遭受直接雷击, 就有可能造成电气设备的损坏, 引起长时间的停电, 其后果是十分严重的。因此, 变电所内的电气设备和建筑物必须有完善的直接雷保护装置。屋外的主变压器、配电装置、母线廊道、架空母线桥及控制楼、配电装置室等, 应用避雷针、避雷线或避雷带进行直接雷保护。

2 当架空线路遭受雷击时, 雷电侵入波就会沿着线路向变电所袭来, 由于线路的绝缘水平比较高, 这样侵入变电所的雷电侵入波的幅值往往很高, 就有可能使主变压器和其它电气设备发生绝缘损坏事故。对终端变电所, 则雷电侵入波到达变电所时其电压还会因放射而升高, 那么危险性就更大。此外, 由于变电所和线路直接相连, 线路分布广, 长度大, 遭受雷击的机会很多, 所以对变电所的进线段必须有完善的保护, 这是能否保证变电所安全运行的关键。

由线路侵入变电所的雷电侵入波保护, 主要依靠进线保护段的各种保护措施和变电所母线上的避雷器。

在 10kV 及以上变电所进出线的隔离开关或断路器, 在雷雨季节可能经常断开, 而其线路侧又带有电压时 (备用电源处于冷备用或变电所内部检修, 需断开接线隔离开关 (隔离手车), 必须在变电所进出口处装设一组避雷器, 并尽量靠近被保护的设, 以防止雷电侵入波在断开处由于反射使电压升高, 从而使隔离开关 (隔离手车) 或断路器线路侧的瓷套管损坏。为了提高保护的可靠性, 应尽可能将它装设在变电所的进线构架、户内变电所穿墙套管外侧或进线隔离手车的线路侧。

3 架空线路避雷线的架设, 一是全线架设; 二是在变电所进线段架设 2km 处架设。雷电侵入波陡度的计算, 是以线路 2km 作为计算条件, 全线架设的避雷器计算陡度与 2km 处一致。

14.2.2 避雷针和避雷线

14.2.2.1 单支避雷针的保护范围 (图 4):

- a) 避雷针在地面上的保护半径, 应按下式计算:

$$r = 1.5hP$$

式中:

r —— 保护半径, m;

h —— 避雷针的高度, m;

P —— 高度影响系数, $h \leq 30\text{m}$, $P = 1$; $30\text{m} < h \leq 120\text{m}$, $P = 5.5/\sqrt{h}$;

当 $h > 120\text{m}$ 时, 取其等于 120m。

- b) 在被保护物高度 h_x 水平上的保护半径应按下列方法确定:

- i) 当 $h_x \geq 0.5 h$ 时,

$$r_x = (h - h_x) P = h_a P$$

式中:

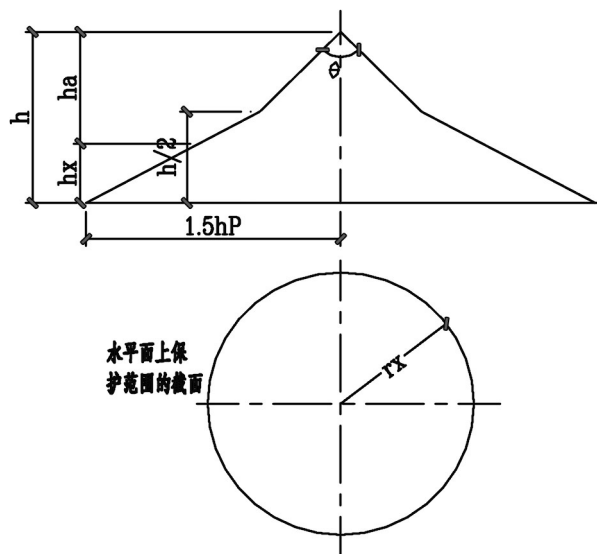
r_x —— 避雷针在水平面上的保护半径, m;

h_x —— 被保护物的高度, m;

h_a —— 避雷针的有效高度, m。

- ii) 当 $h_x < 0.5 h$ 时,

$$r_x = (1.5h - 2h_x) P$$



($h \leq 30\text{m}$ 时, $\theta = 45^\circ$)

图 4 单支避雷针的保护范围

20 世纪 50 年代避雷针的保护范围计算, 是引用苏联的《过电压保护导则》。该计算方法很麻烦。60 年代, 广西大学、电力科学研究院等有关单位, 经过试验研究对避雷针保护范围提供了简化计算方案, 经综合比较, 对单支避雷针的保护范围, 采用了广西大学发配电教研室所提出的折线法方案。经过在工程中的应用, 能够满足过电压保护的要求。因此, 在 1976 年, 将广西大学的计算公式编入《电力设备过电压保护设计技术规程》SDJ—76。一直延用自今。公式规定的限定高度 $h \leq 120\text{m}$ 是因为当避雷针的高度超过某一限度时, 再进一步加高避雷针, 已无多大作用。更高的避雷针, 其保护范围也不增大, 因此, 更高的避雷针仍按 120m 计算。

14.2.2.2 两支等高避雷针的保护范围 (图 5):

a) 两针外侧分保护范围应按单支避雷针的计算方法确定。

b) 两针间的保护范围应按通过两针顶点及保护范围上部边缘最低点 0 的圆弧确定, 圆弧的半径为 R' 。0 点为假想避雷针的顶点, 其高度应按下式计算。

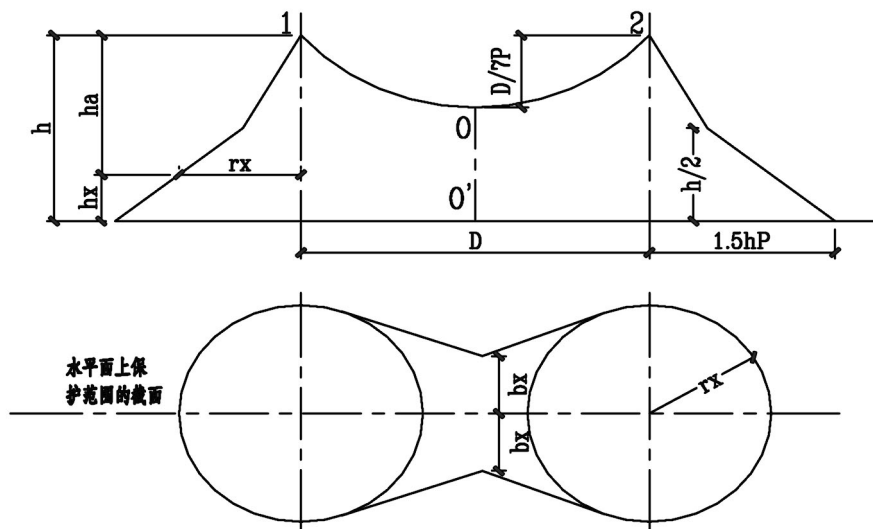
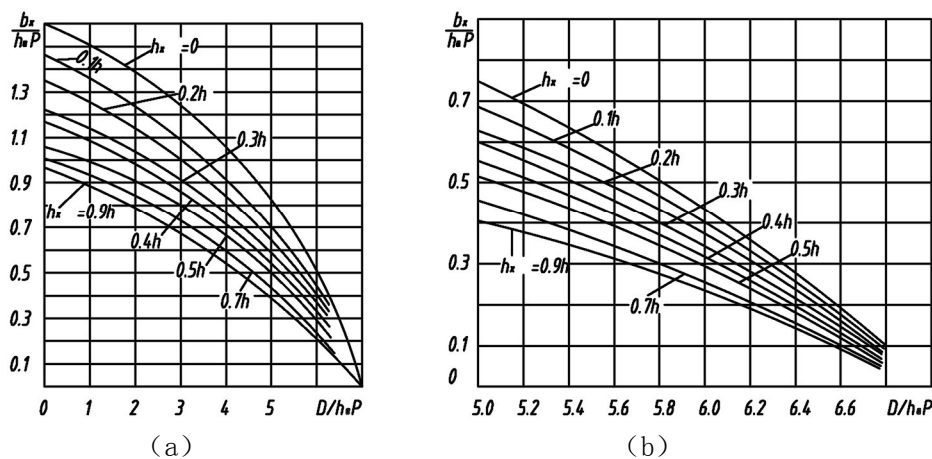
$$h_0 = h - \frac{D}{7P}$$

式中:

h_0 —— 两针间保护范围上部边缘最低点高度, m。

D —— 两避雷针间的距离, m。

两针间 h_x 水平面上保护范围的一侧最小宽度应按图 6 确定。当 $b_x > r_x$ 时, 取 $b_x = r_x$ 。

图5 高度为 h 的两等高避雷针的保护范围a) $D/hP = 0 \sim 7$; b) $D/hP = 5 \sim 7$ 图6 两等高 (h) 避雷针间保护范围的一侧最小宽度 (b_x) 与 D/hP 的关系

求得 b_x 后, 可按图 5 绘出两针间的保护范围。

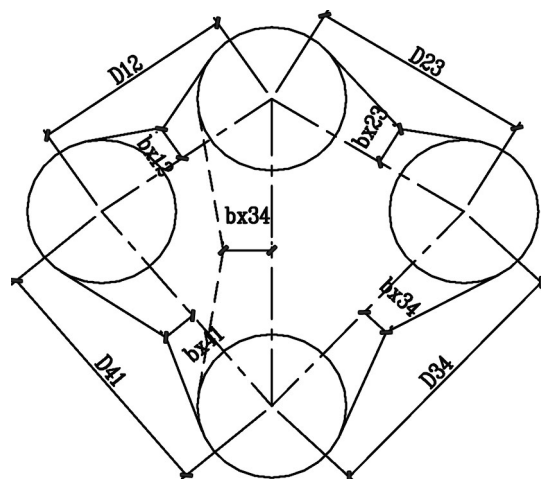
两针间距离与针高之比 D/h 不宜大于 5。

双支避雷针的保护范围明显大于两个单针避雷器保护范围的总和, 这是因为单雷云占有某个位置时, 这一针避雷针将不起保护作用, 而另一针避雷针却将起到保护作用。由此可见: 如采用双支避雷针或多支避雷针, 保护作用就会显著地增加。

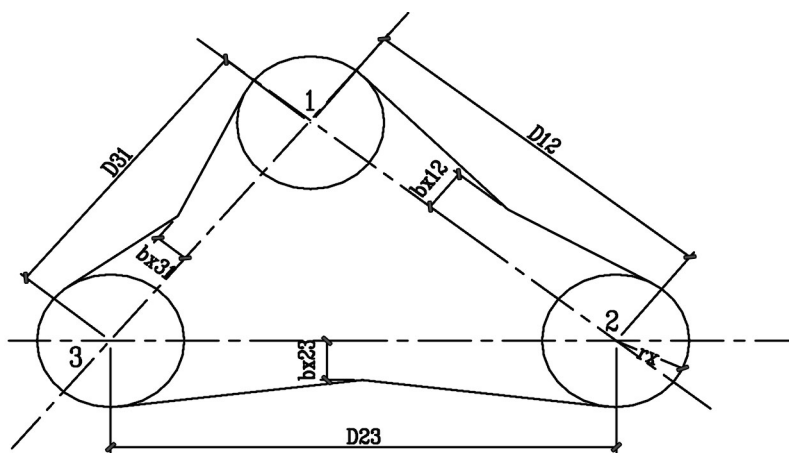
对两支登高避雷针保护范围的计算, 采用广西大学提出的假想针法, 只需求出 0 点 ($h_0 = h - \frac{D}{7P}$) 为假想针的高度, 然后由 0 点向地面距中心 $1.5h_0$ 处作一直线, 即可得出各保护物高度水平面上的两针之间保护范围的最小宽度 b_x , 计算大为简化。

“两针间距离与针高之比 D/h 不宜大于 5”的规定, 是为了加强双针间、多针间的保护作用。曾发生过的绕击事故都是在两针之间或多针保护范围内部。因此, “ D/h 不宜大于 5”有利于减少这种绕击事故的发生。

14.2.2.3 多支等高避雷针的保护范围 [图 7 (a) 及图 7 (b)]。



(a)



(b)

(a) 三支等高避雷针在 h_k 水平面上的保护范围；(b) 四支等高避雷针在 h_k 水平面上的保护范围。

图 7 三、四支等高避雷针在水平面上的保护范围

a) 三支等高避雷针所形成的三角形的外侧保护范围应分别按两支等高避雷针的计算方法确定。如在三角形内被保护物最大高度 h_k 水平面上，各相邻避雷针间保护范围的一侧最小宽度 $b_k \geq 0$ 时，则全部面积受到保护。

b) 四支及以上等高避雷针所形成的死角形或多角形，可先将其分成两个或数个三角形，然后分别按三支等高避雷针的方法计算。如各边的保护范围一侧最小宽度 $b_k \geq 0$ ，则全部面积受到保护。

若避雷针的支数多于两支，即称为多支避雷针。用计算逐个相邻两针保护范围的方法，计算多针所形成的多角形的保护范围，较为简便。

14.2.2.4 单根避雷线在 h_k 水平面上每侧保护范围的宽度 (图 8)

a) 当 $h_k \geq h/2$ 时，

$$r_x = 0.47 (h - h_k) P$$

式中：

r_x —— 每侧保护范围的宽度，m；

b) 当 $h_k < h/2$ 时，

$$r_x = 0.47 (h - 1.53 h_k) P \quad (h \leq 30\text{m 时}, \theta = 25^\circ)$$

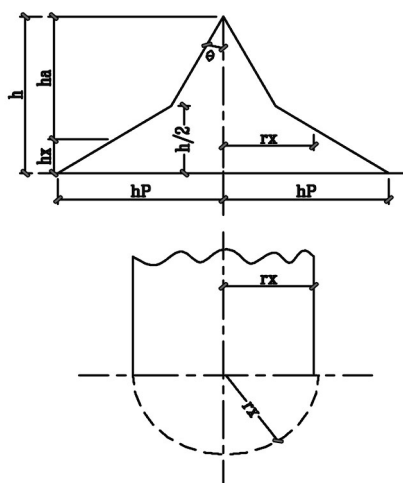


图8 单根避雷线的保护范围

避雷线也叫架空地线，它是悬挂在高空的接地导线，其作用和避雷针一样，将雷电引向自己，并安全地将雷电流导入大地。因此，避雷线也是防雷保护的主要措施之一。

采用避雷线来防止送电线路的雷击，在防雷理论刚产生时就被提出来。没有避雷线保护的高压送电线路遭受雷害主要是由于雷电直击导线所造成的。如果避雷线挂得很低，离导线很近，雷电仍有可能绕过避雷线直击导线。所以为了提高避雷线的保护作用，需要将它悬挂得高一些。

避雷线和避雷针一样，也有一定的保护范围，保护范围与避雷线的数目、高度、相互位置、雷云高度击雷云对避雷线的位置有关。

用避雷线避雷线保护变电所，其保护角采用 25° ，是分析了大量送电线路避雷线运行经验，并考虑到变电所的被保护设备的高度与避雷线高度之比 h_x/h 一般较送电线路要小等因素而规定的。

保护变电所用的避雷线，常常需要确定避雷线下部的保护范围，而下部保护范围的边缘呈曲线状（或近似以折线代表）。而线路上的避雷线，导线靠近避雷线，只需确定避雷线顶部的保护范围，这一部分可近似用通过避雷线和导线的直线与垂线构成的保护角来表示。所以，用于变电所的和用于线路的避雷线，其保护范围的计算方法不同。

14.2.2.5 两根等高平行避雷线的保护范围（图9）

a) 两避雷线外侧的保护范围应按单根避雷线的计算方法确定。

b) 两避雷线间各横截面的保护范围应由通过两避雷线 1、2 点及保护范围边缘最低点 0 的圆弧确定。0 点的高度应按下列式计算：

$$h_0 = h - \frac{D}{4P}$$

式中：

h_0 —— 两避雷线间保护范围上部边缘最低点的高度，m；

h —— 避雷线的高度，m；

P —— 两避雷线间的距离，m。

c) 两避雷线端部的两侧保护范围仍按单根避雷线保护范围计算。两线间保护最小宽度（参见图5）按下列方法确定。

i) 当 $h_x \geq h/2$ 时，

$$b_x = 0.47 (h_0 - h_x) P$$

ii) 当 $h_x < h/2$ 时，

$$b_x = (h_0 - 1.53h_x) P$$

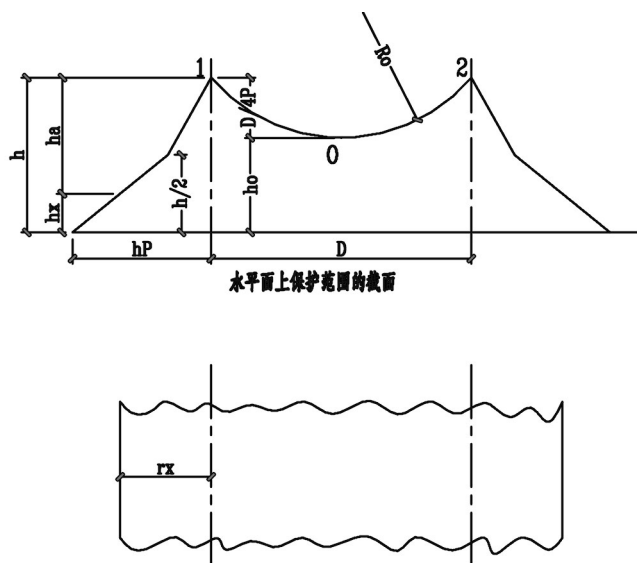


图9 两根平行避雷线的保护范围

两根平行避雷线的保护范围，其计算方法是行之有效的。端部的避雷线以等效避雷针来代表。两避雷针外侧的保护范围按单根避雷线来确定。两避雷线内侧保护范围的横断面，由通过避雷线顶点及中点O的圆弧确定。

14.2.2.6 不等高避雷针、避雷线的保护范围（图10）。

a) 两支不等高避雷针外侧的保护范围应分别按单支避雷针的计算方法确定。

b) 两支不等高避雷针间的保护范围应按单支避雷针的计算方法，先确定较高避雷针1的保护范围，然后由较低避雷针2的顶点，作水平线与避雷针1的保护范围相交于点3，取点3等效避雷针的顶点，再按两支等高避雷针的计算方法确定避雷针2和3间的保护范围。通过避雷针2、3顶点及保护范围上部边缘最低点的圆弧，其弓高应按下式计算：

$$f = D' / 7P$$

式中：

f —— 圆弧的弓高，m；

D' —— 避雷针2和等效避雷针3间的距离，m。

c) 对多支不等高避雷针所形成的多角形，各相邻两避雷针的外侧保护范围按两支不等高避雷针的计算方法确定；三支不等高避雷针，如在三角形内被保护物最大高度 h_x 水平面上，各相邻避雷针间保护范围一侧最小宽度 $b_x \geq 0$ ，则全部面积即受到保护；四支及以上不等高避雷针所形成的多角形，其内侧保护范围可仿照等高避雷针的方法确定。

d) 两根不等高避雷线各横断面的保护范围，应仿照两支不等高避雷针的方法，按14.2.2.5中(2)式计算。

14.2.2.7 山地和坡地上的避雷针，由于地形、地质、气象及雷电活动的复杂性，避雷针的保护范围应有所减小。避雷针的保护范围可按第14.2.2.1条a)～b)公式的计算结果和依图6确定的 h_x 等乘以0.75求得。第14.2.2.2条b)公式可修改为 $h_0 = h - D / 5P$ ；第14.2.2.6条b)公式可修改为： $f = D' / 5P$ 。

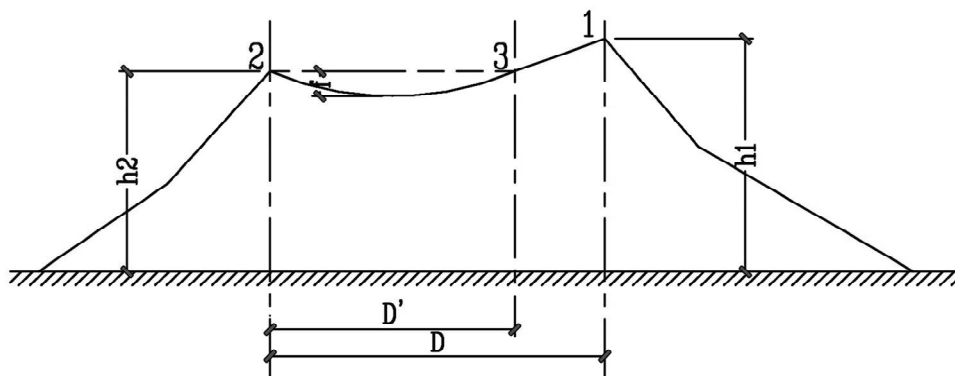


图 10 两支不等高避雷针的保护范围

两支不等高避雷针的保护范围的计算方法是行之有效的，只是其中单针和两支等高避雷针保护范围的计算分别采用了折线法和假想避雷针法。见 14.2.2.2 说明。

14.2.2.8 相互靠近的避雷针和避雷线的联合保护范围可近似按下列方法确定。（图 11）：

避雷针、线外侧保护范围分别按单针、线的保护范围确定。内侧首先将不等高针、线划为等高针、线，然后将等高针、线视为等高避雷线计算其保护范围。

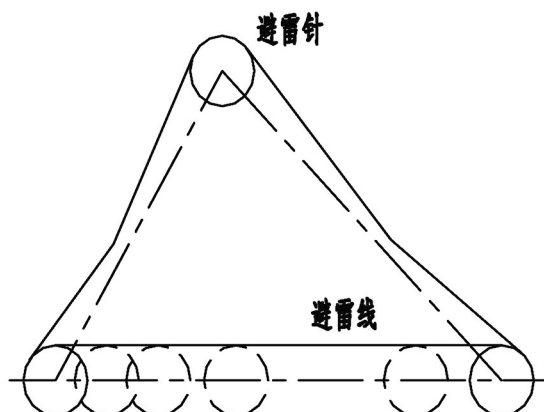


图 11 避雷针和避雷线的联合保护范围

为保护终端杆塔与出线构架间的一文件导线，往往需要利用变电所进在线的避雷线与所内避雷针的联合保护作用。本条规定了具体的计算方法。

14.3 避雷器

14.3.1 避雷器的选择，应符合下列要求：

- a) 避雷器的选择应符合 DL/T804 的规定。
- b) 避雷器的参数，如雷电冲击残压、操作冲击残压、直流 1mA 参考电压、2ms 通流容量、短时耐受电压峰值、各种试验等，均应符合 DL/T804 的要求。
- c) 110kV~220kV 避雷器宜选用单相、户外独立、瓷或复合外套、无间隙金属氧化物避雷器。
- d) 10kV~35kV 避雷器宜选用单相、户外或户内、独立、复合外套、无间隙金属氧化物避雷器。

《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》DL/T 804—2002，是选择和使用金属氧化物避雷器的指导性，应遵照执行。

1 无间隙金属氧化物避雷器

1) 特点：

- a) 结构简单。
- b) 保护性能好，电阻片有良好的非线性伏安特性，正常工作电压下通过避雷器的电流小（以容性分量为主），无需串联间隙，消除了因间隙击穿变化所造成的影响，保护伏安特性仅由残压时决定。
- c) 吸收能量大，非线性金属氧化物电阻片单位体积吸收能量较碳化硅非线性电阻大 5~10 倍，同时，电阻片或避雷器均可并联使用，使吸收能力成倍提高。

d) 保护效果好, 只要过电压超过避雷器额定电压, 保护作用就开始, 这对降低频繁作用在被保护设备上的过电压, 减少异常绝缘击穿, 对延长设备的寿命有积极作用。

e) 运行检测方便, 能通过带电试验检测避雷器特性变化。

f) 由于没有串联间隙, 电阻片不仅要承受雷电和操作过电压作用, 还要承受正常持续运行电压和暂时过电压, 因而存在着这些电压作用下的劣化和热稳定问题。

2) 分类

无间隙避雷器按其标称放电电流及使用场合来分类, 见表 14.3.1。

表 14.3.1 避雷器分类

标称放电电流 I_n	20kA 等级	10kA 等级	5kA 等级				2.5kA 等级	1.5kA 等级	
避雷器 额定电压 U_e kV	$420 \leq U_r \leq 468$	$90 \leq U_r \leq 468$	$4 \leq U_r \leq 25$	$5 \leq U_r \leq 34$	$5 \leq U_r \leq 90$	$5 \leq U_r \leq 108$	$4 \leq U_r \leq 13.5$	$2.4 \leq U_r \leq 15.2$	$60 \leq U_r \leq 207$
避雷器 类别	电站用		发电机用	配电用	并联补偿 电容器用	电站用	电动机用	发电机中 性点用	变压器中 性点用

a) 电站用避雷器: 用以限制在变电所 3kV~500kV 设备的雷电过电压和除谐振过电压及瞬时过电压以外的相对地过电压。

b) 配电用避雷器: 用以限制作用在 3kV~20kV 配电设施, 主要是配电变压器、分段开关、刀闸及电缆头的雷电过电压和除谐振过电压及瞬时过电压以外的相对地过电压。

c) 并联补偿用电容器: 用以限制投切电容器组时可能产生的过电压, 用于不同容量和电压等级电容器组的避雷器, 其方波通流容量有不同的要求。

d) 发电机用避雷器: 用以限制作用在发电机的雷电过电压和除谐振过电压及瞬时过电压以外的相对地过电压, 并可限制升压变压器的传递过电压。

e) 电动机用避雷器: 用以限制 3kV~10kV 投切电动机时的操作过电压。

f) 发电机中性点用避雷器: 用以限制发电机中性点的雷电侵入波过电压, 同时对发电机整个绝缘也有一定的保护作用。在正常工况下, 作用在避雷器上的电压很低。

g) 变压器中性点用避雷器: 主要用以限制中性点为分级绝缘的变压器 (包括中性点接有低于其设备绝缘水平的设备, 如消弧线圈) 雷电过电压。在正常工况下, 作用在避雷器上的电压很低。

h) 其它特殊用途避雷器: 避雷器还可以用于下列设备的过电压保护, 如输电线路、串联电抗器、串联电容器、电缆护层、电流互感器低压和高压侧匝间、发电机灭磁回路等。

2 有间隙金属氧化物避雷器

1) 特点:

a) 有串联间隙的避雷器与无间隙避雷器相比, 增加了串联间隙, 使电阻片与带电导线隔离, 可避免系统单相接地引起的暂时过电压和弧光接地或谐振过电压对电阻片的直接作用。但使用串联间隙后, 也就不再具备无间隙避雷器的优点。

b) 有并联间隙的避雷器: 在一部分电阻片上并联间隙, 在雷电流达到一定幅值时, 这部分电阻片上的残压使间隙放电而短路。在雷电流幅值等于标称放电电流时, 避雷器的残压值可以低于无间隙避雷器的残压, 在保护雷电冲击绝缘水平较低的设备, 如发电机等, 有一定的优越性, 但结构复杂。

c) 与普通碳化硅阀式避雷器相比, 具有相近保护特性时, 避雷器可以没有续流或续流很小。如果保持续流相近, 则残压值可比碳化硅阀式避雷器低, 在中性点非直接接地系统中, 残压值还可以比无间隙避雷器的残压低。

d) 有串联间隙避雷器: 由于放电电压与电阻片的残压相近, 给工频放电电压试验带来一定的困难, 放电电压较难检测。

e) 有间隙避雷器一般用于线路或 3kV~35kV 中性点非直接接地系统中的保护。

2) 分类

有间隙的避雷器主要分为如下四种类型。

a) 电站用避雷器: 用以限制作用在 3kV~35kV 中性点非直接接地系统变电所的雷电过电压。

b) 配电用避雷器: 用以限制作用在 3kV~20kV 配电设施, 主要是配电变压器、分段开关、刀闸及电缆头的雷电过电压, 其性能优于普通式避雷器。

c) 发电机用避雷器：用以限制作用在发电机的雷电过电压。

d) 线路用避雷器：并联连接在线路绝缘子的两端，用以限制线路上的雷电过电压及（或）操作过电压，以降低线路跳闸率。

DL/T 804—2002 标准第 8 章对避雷器特性参数和选择应用，主要规定如下。

1 无间隙避雷器

1) 持续运行电压 (U_c)

避雷器持续运行电压是允许持久地施加在避雷器端子间的工频电压有效值。

对于无间隙避雷器，运行电压直接作用在避雷器电阻片上，会引起电阻片的劣化，因此允许持续作用在避雷器上的电压是一个很重要的参数。为了保证一定的使用寿命，长期作用在避雷器上的电压不得超过避雷器的持续运行电压，以免引起电阻片的过热和热崩溃。避雷器的持续运行电压一般相当于额定电压的 75%~80%。

a) 中性点直接接地系统：在中性点直接接地系统中，接在相对地的无间隙避雷器，其持续运行电压应不低于系统的最高工作相电压。

b) 中性点非直接接地系统：在中性点非直接接地系统中，如果单相接地故障在 10s 及以内切除，无间隙避雷器其持续运行电压应不低于系统的最高工作相电压。有的系统为了安全供电的需要，当单相接地故障时，一般不瞬时跳闸，接地故障的持续时间有的在 2h 及以上，这时作用在健全相避雷器上的电压就等于或高于系统的线电压。在 3kV~20kV 系统中，中性点大多不直接接地，当零序电抗 (X_0) 与正序电抗 (X_1) 之比在 $-20 \sim \infty$ 之间，在健全相上的电压可达线电压的 1.1 倍。在 35kV 系统中，中性点一般经消弧线圈接地，且在过补偿运行，健全相上的电压一般不高于线电压，即：

10s 及以内切除故障： $U_c \geq U_m / \sqrt{3}$ ；

10s 以上切除故障： $U_c \geq 1.1U_m$ (3kV~20kV 系统)； $U_c \geq U_m$ (35kV 系统)。

在进口无间隙金属氧化物避雷器时，也应按照上述原则选取。

2) 额定电压 (U_r)

避雷器额定电压是施加到避雷器端子间的最大工频电压有效值，按照此电压所设计的避雷器，能在所规定的动作负载试验中确定的暂时过电压下正确地工作。它是表明避雷器运行特性的一个重要参数，但它不等于系统标称电压。

由于电力系统的标称电压是该系统相间电压的标称值，而避雷器一般安装在相对地之间，正常工作下承受的是相电压和暂时过电压，并且避雷器有它本身的特点，因此其额定电压与电力系统的标称电压以及其它电器（变压器、断路器）的额定电压有不同的意义。

按国际电工委员会 (IEC99.4) GB11032 对无间隙金属氧化物避雷器的规定，避雷器在 60℃ 的温度下，注入标准规定的能量后，必须能耐受相当于额定电压数值的暂时过电压至少 10s。

在相同的系统标称电压下，避雷器的额定电压选得越高，在运行中通过避雷器的漏电流越小，对减轻避雷器的劣化有利，可以提高运行的可靠性。但另一方面，避雷器的额定电压高了，残压也相应增高了，在同样的绝缘水平下，保护裕度会降低，这两方面是矛盾的。一般考虑的原则是：只要满足保护绝缘的配合系数，避雷器的额定电压可选得高一些。

a) 中性点直接接地系统

在中性点直接接地系统中，单相接地故障在 10s 及以内切除，可以只考虑单相接地时非故障相的电压升高和部分甩负荷、长线效应引起的暂时过电压。额定电压可以等于或大于暂时过电压。

b) 中性点非直接接地系统

在中性点非直接接地系统中，如果单相接地故障在 10s 及以内切除，也可以应用以上原则；如果单相接地故障在 10s 以上切除，额定电压还应乘上一个系数 k 。

无间隙金属氧化物避雷器的额定电压可按式 (14.3.1.4) 选择，暂时过电压 U_t 的推荐值见表 14.3.1.4—1，避雷器额定电压的建议值见表 14.3.1.4—2。

$$U_r \geq kU_t \quad (14.3.1.4)$$

式中： k ——切除单相接地故障时间系数；

10s 及以内切除， $k = 1.0$ ，10s 以上切除， $k = 1.25 \sim 1.3$ ($k = 1.25$ 主要用于保护并联补偿电容器及其它绝缘较弱设备的避雷器)；

U_t ——暂时过电压 (kV)

表 14.3.1.4—1 暂时过电压 U_t 推荐值 kV (有效值)

接地方式	非直接接地系统		直接接地系统
系统标称电压	3~20	35	110~220
U_t	$1.1U_m$	U_m	$1.4U_m/1.732$

表 14.3.1.4—2 避雷器额定电压 U_r 的建议值 kV (有效值)

接地系统	非直接接地系统 & 小阻抗接地系统								直接接地系统	
	10s 及以内切除故障				10s 以上切除故障					
系统标称电压	6	10	20	35	6	10	20	35	110	220
U_r	8	13	26	42	10	17	34	54	102	204

c) 保护发电机用避雷器

保护发电机用的避雷器的额定电压按 1.25 倍发电机额定电压选择, 建议值见表 14.3.1.4—3。

表 14.3.1.4—3 保护发电机用避雷器额定电压 U_r 的建议值 kV (有效值)

发电机额定电压	6.3	10.5	13.8	15.75	18	20	22	24	26
U_r	8	13.2	17.5	20	22.5	25	27.5	30	32.5

d) 中性点用避雷器

i) 变压器中性点用避雷器的额定电压, 一般直接接地系统不低于系统最高工作相电压, 非直接接地系统不低于系统最高工作电压。

变压器中性点避雷器的额定电压建议值见表 14.3.1.4—4。

表 14.3.1.4—4 变压器中性点用避雷器额定电压 U_r 的建议值 kV (有效值)

中性点绝缘水平	全 绝 缘	分 级 绝 缘	
系统标称电压	35	110	220
U_r	51	72	144

ii) 发电机中性点避雷器的额定电压, 一般按发电机额定相电压 1.25 倍选择。建议值见表 14.3.1.4—5。

表 14.3.1.4—3 发电机中性点用避雷器额定电压 U_r 的建议值 kV (有效值)

发电机额定电压	6.3	10.5	13.8	15.75	18	20	22	24	26
U_r	4.8	8.0	10.5	12.0	13.7	15.0	16.0	18.0	19.0

当上列建议值 (或 GB11032—2000 典型值) 的额定电压不能满足实际要求, 需要另外选取避雷器的额定电压时, 只要符合 GB11032 的额定电压级差也是允许的。其直流 1mA 参考电压及相应的保护特性, 可按邻近的典型额定电压推算。

e) 参考电压 (U_{ref})

i) 工频参考电压

工频参考电压是避雷器在工频参考电流下 (由制造厂确定) 测出的避雷器的工频电压最大峰值除以 $\sqrt{2}$ 。这一数值应不低于避雷器的额定电压值。在 GB11032 中以及国外避雷器的产品型录中, 一般都不列出这一数值, 但出厂试验报告中应给出测量值。

ii) 直流参考电压

直流参考电压是避雷器在直流参考电流下测出的避雷器上的电压。直流参考电流的数值, 由制造厂规定。国内一般都采用 1mA。直流 1mA 参考电压值一般不小于避雷器额定电压的峰值。

14.3.2 避雷器的主要技术参数推荐 (不限于) 按表 19 选择。

表 19 避雷器主要技术参数表 (电站用)

参数名称	220kV 避雷器	110kV 避雷器	35kV 避雷器	20kV 避雷器		10kV 避雷器
				I 类接地方式	II 类接地方式	
型 号	(H) Y10W —204/532	(H) Y10W —108/268 (H) Y5W —108/268	(H) Y5W1—(54) /134	(H) Y5W— 26/66	(H) Y5W— 34/85	(H) Y5W— 17/45

参数名称	220kV 避雷器	110kV 避雷器	35kV 避雷器	20kV 避雷器		10kV 避雷器
				I 类接地方式	II 类接地方式	
		(H) Y10W —102/266				
避雷器额定电压	204kV	108kV	51kV (54)	26kV	34kV	17kV
最高持续运行电压 (有效值)	163kV	84kV	40.8kV	20.8kV	27.2kV	13.6kV
标称放电电流	10kA	10kA/5kA	5kA	5kA	5kA	5kA
8/20 μ s 雷电冲击残压 (峰值) 不大于	532kV	268kV	134kV	66kV	85kV	45kV
4/10 μ s 短时耐受电流 (峰值)	100kA	100kA 80kA	80kA	80kA	80kA	80kA
与系统连接方式	相—地	相—地	相—地	相—地	相—地	相—地
被保护物类型及其绝缘水平 (峰值)	变压器和配电 装置设备 950kV	变压器和配电 装置设备 550kV	变压器和配电 装置设备 200kV	变压器和配电 装置设备 125kV	变压器和配电 装置设备 125kV	变压器和配电 装置设备 75kV
注：I 类接地方式：系指中性点经低电阻接地系统；II 类接地方式：系指中性点经消弧线圈接地或不接地系统。						

本条规定了金属氧化物避雷器主要技术参数，供在实际工作中选用。

14.3.3 避雷器的安装应符合下列规定：

a) 避雷器的瓷件（复合外套）应无裂纹、破损，密封良好，瓷套与铁法兰间的粘合应牢固、法兰泄水孔应通畅。并经试验合格。

b) 各节的连接处应紧密，金属接触面应清除氧化膜及油漆。

c) 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。避雷器应安装垂直并便于基础、巡视。

d) 35kV 及以上避雷器，接地线应装设简单可靠的放电记录器，记录器应密封良好，安装位置应一致便于观察，避雷器底座对地应绝缘。

e) 金属氧化物避雷器的排气通道应畅通；排出的气体不致引起相间或对地闪络，并不得喷及其它电气设备。

1 为了减少各连接处的金属表面的接触电阻，其接触面应清拭干净，除去氧化膜和油漆。

2 避雷器垂直安装时的中心线与避雷器安装点中心线的垂直偏差的允许值，不同型号、不同厂家的产品略有不同。故应按制造厂的要求进行调整，使之符合制造厂的规定。

3 以往经常发现记录器指示装置动作不灵敏，需要加以调整；接地应可靠。

4 金属氧化物避雷器的排气方向应避开可能由于排气时造成电气设备短路或接地事故的发生。

14.4 消弧线圈

14.4.1 不直接连接发电机的 6kV、10kV、20kV 和 35kV 架空线路系统（一般变电站出线电缆总长度小于 1km，其余均为架空线路的线路），当单相接地故障电容电流不超过下列数值时，应采用不接地方式；当超过下列数值，又需在接地故障条件下运行时，宜采用消弧线圈接地方式：

a) 6kV、10kV、20kV 和 35kV 钢筋混凝土或金属杆塔的架空线路构成的系统，10A。

b) 10kV 和 20kV 非钢筋混凝土或非金属杆塔的架空线路构成的系统，20A；6kV 为 30A。

消弧线圈的作用是当电网发生单相接地故障后，提供一电感电流，补偿接地电容电流，使接地电流减小，也使得故障相接地电弧两端的恢复电压速度降低，达到熄灭电弧的目的。当消弧线圈正确调谐时，不仅可以有效的减少产生弧光接地过电压的机率，还可以有效的抑制过电压的幅值，同时也最大限度的减小了故障点热破坏作用及接地网的电压等。所谓正确调谐，即电感电流接地或等于电容电流，工程上用脱谐度 V 来描述调谐程度

$$V = (I_C - I_L) / I_C$$

当 $V = 0$ 时，称为全补偿，当 $V > 0$ 时为欠补偿， $V < 0$ 时为过补偿。从发挥消弧线圈的作用上来看，脱谐度的绝对值越小越好，最好是处于全补偿状态，即调至谐振点上。但是在电网正常运行时，小脱谐度的消弧线圈将产生各种谐振过电压。如用户 6KV 电网，当消弧线圈处于全补偿状态时，电网正常稳态运行情况下其中性点位移电压是未补偿电网的 10~25 倍，这就是通常所说的串联谐振过电压。

除此之外，电网的各种操作（如大电机的投入，断路器的非同期合闸等）都可能产生危险的过电压，所以电网正常运行时，或发生单相接地故障以外的其它故障时，小脱谐度的消弧线圈给电网带来的不是安全因素而是危害。

14.4.2 消弧线圈接地系统，在正常运行情况下，中性点的长时间电压位移不应超过系统标称相电压的15%。

为提高消弧线圈动作的成功率，要求通过故障点的残流不宜过大。残流小时，接地电弧的危害也小，同时当电弧熄灭后故障相恢复电压的速度也较缓慢，使电弧易彻底熄灭。要使残流小，则应将消弧线圈调整到谐振点附近。但实际上电力网的三相对地电容并不对称，正常运行情况下，中性点就有不对称电压存在。若调整到谐振点附近，则由于串联谐振的关系，将会使中性点位移电压过大，中性点绝缘受到危害。因此，脱谐度太小时，可能由于中性点位移电压过大而无法使用。因此，规定中性点位移电压不应超过系统标称相电压的15%。

14.4.3 消弧线圈应采用自动调谐跟踪补偿装置。消弧线圈接地故障点的残余电流不宜超过5A，最大不应超过10A，必要时可将系统分区运行。消弧线圈宜采用过补偿运行方式。

本条规定了消弧线圈应采用自动调谐跟踪补偿装置及采用过补偿运行方式。

1 自动跟踪补偿装置系指，在系统正常运行时自动测量系统电容电流；在系统发生单相接地时自动进入补偿状态，在系统中性点与地之间输出与系统单相接地电容电流相对应的感性补偿电流，以限制接地电流及消除接地电弧，接地故障消除后自动退出补偿状态。

2 残余电流是指小电流接地系统经消弧线圈补偿之后流经接地点的电流，它等于该系统零序电容电流与消弧线圈补偿电流的向量之和。对残余电流值的规定，是为了达到消弧的要求。采用分区运行，避免在系统发生故障时不会使大部分配电网失去消弧线圈的补偿，以便更好地发挥消弧线圈的作用。

3 试验结果证明，在同时满足故障点残流和中性点位移电压规定的条件下，过补偿或欠补偿对灭弧的影响是差不多的。但在欠补偿运行时，当电力网因故障或其它原因，使某些线路断开后，就可能构成串联谐振，产生危险的过电压。同时发生断线故障时，在一定条件下也可能产生对电气设备绝缘十分有害的过电压。这些过电压在欠补偿电力网中，曾经发生过，造成避雷器的爆炸或电压互感器烧损事故。而采用过补偿方式则在线路跳闸时，使消弧线圈远离谐振点，自动补偿控制器可以再次调节消弧线圈达到最佳的补偿值。

所以在正常情况下，不应采用欠补偿运行方式，而应采用过补偿为基础的运行方式。

14.4.4 消弧线圈装置应能自动跟踪系统电容电流并进行调节。自动跟踪的消弧线圈宜并联中电阻（低电阻）和相应的故障选线装置，以提高故障选线的正确性，及时隔离故障线路。

14.4.5 消弧线圈的容量应根据系统5~10年的发展规划确定，并按下式计算。

$$W = kI_c U_n / \sqrt{3}$$

式中：

W —— 消弧线圈的容量，kVA；

k —— 发展系数，取值范围1.35~1.6；

I_c —— 当前系统单相接地电容电流，A；

U_n —— 系统标称电压，kV。

消弧线圈容量计算公式中的 I_c 是整个电力网的电容电流，即包括变电所母线及其它设备和线路中个别地段增大对地电容的因素的附加电容电流。

按照国家电网生[2004]634号《10kV~66kV消弧线圈装置技术标准》，规定消弧线圈的容量应根据系统5~10年的发展规划确定，按照1.35倍计算。对于出线回路增加快、电缆使用多的系统，可以预留更大的容量。数1.35是考虑到计算误差系数1.1、气候影响系数1.05~1.1、过补偿运行系数及以后电力网发展用的消弧线圈容量储备系数1.1。根据江苏的实际情况，1.35倍的发展系数过低，将发展系数定为1.35~1.6倍。

14.4.6 自动跟踪的消弧线圈装置，除应满足DL/T1057的要求外，在运行中还应满足下列要求：

a) 正常运行情况下，中性点位移电压不应超过系统标称相电压的15%。

b) 消弧线圈宜采用过补偿运行方式，经消弧线圈装置补偿后接地点残流不超过5A。

c) 安装消弧线圈装置的系统在接地故障消失后，故障相电压应迅速恢复至正常电压，不应发生任何线性或非线性谐振。

d) 调匝式消弧线圈装置的阻尼电阻值应有一定的调节范围，以适应系统对称度发生变化时，不应误发系统接地信号或发生线性串联谐振。阻尼电阻的投入和退出应采用不需要分合闸信号和电源的电力

电子设备，禁止使用需要分合闸电源的接触器等设备。阻尼电阻的投入和退出不应人为设置动作时延。

e) 消弧线圈装置本身不应产生谐波或放大系统的谐波，影响接地电弧的熄灭。在某些运行方式下，调容式消弧线圈会放大系统的谐波电流，一般不推荐采用（调容和调匝相结合的消弧线圈除外）。

f) 消弧线圈装置的控制设备应具有良好的抗电磁干扰水平，宜达到 3 级。消弧线圈装置的控制系統允许瞬时出现死机现象，但应能迅速自行恢复。

g) 消弧线圈装置应采用带录波系统和通用网络接口，以便于故障分析和远方调用消弧线圈装置的动作信息。

本条规定了自动跟踪的消弧线圈装置在运行中的要求。

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

2 在消弧线圈接地回路应串接阻尼电阻箱。这样在运行中，即使处于全补状态，因电阻的阻尼作用，避免产生谐振，而且中性点电压不会超过 15% 相电压，满足规程要求，使消弧线圈可以运行于过补、全补或欠补任一种方式。阻尼电阻可选用片状电阻，根据容量选用不同的阻值。当系统发生单相接地时，中性点流过很大的电流，这时必须将阻尼电阻采用电压、电流双重保护短接。

14.4.7 户外安装的消弧线圈装置，应选用油浸式铜绕组，户外预装式或组合式消弧线圈装置，可选用油浸式铜绕组或干式铜绕组；户内安装的消弧线圈装置，选用干式铜绕组。

本条对消弧线圈的选型提出了要求。

14.4.8 系统中消弧线圈的装设地点应符合下列要求：

a) 应保证系统在任何运行方式下，断开一、二回线路时，大部分不致失去补偿。

b) 不宜将多台消弧线圈集中安装在系统中的一处。

c) 消弧线圈宜接于 YNd 或 YNynd 接线的变压器中性点上，也可接在 ZNyn 接线的变压器中性点上。

接于 YNd 接线的双绕组或 YNynd 接线的三绕组变压器中性点上的消弧线圈容量，不应超过变压器三相总容量的 50%，并不得大于三绕组变压器任一绕组的容量。

如需将消弧线圈接于 YNyn 接线的变压器中性点，消弧线圈的容量不应超过变压器三相总容量的 20%，但不应将消弧线圈接于零序磁通经铁芯闭路的 YNyn 接线的变压器，如外铁型变压器或三台单相变压器组成的变压器组。

d) 如变压器无中性点或中性点未引出，应装设专用接地变压器，其容量应与消弧线圈的容量相配合。

接地变与消弧线圈采用干式设备时可与调节设备同在户内布置，消弧线圈采用油浸式时可采用与其一体化的有载调匝开关户外布置。接地变中性点与消弧线圈的绝缘水平应按相应系统的绝缘水平选择。

本条规定了消弧线圈装设地点的要求。

1 选定消弧线圈安装地点时，要考虑断开一、二条线路时，不至将消弧线圈切除。因此，不希望将消弧线圈装在一回线路供电的终端变电所。同样也不希望将多台消弧线圈装在电网中的一处，以免该处发生事故或停电检修时多台消弧线圈退出运行，致使消弧线圈容量不足。此外，一个电网只装设一台消弧线圈也是不好的，因为一台消弧线圈的电感电流变化范围较小，往往不能满足电网运行方式改变（例如切除一些线路）时补偿电容电流的需要。

2 接于电力变压器中性点的消弧线圈，对于 YN·d 接线的芯式变压器，其最大容量的限制条件是温度升高。

如消弧线圈容量不超过变压器额定容量的 50%，可以符合电力变压器 2h 过负荷 30% 的温升规定。

因有的 YN·yn·d 三绕组变压器，容量比是 100%：33.3%：100%，为满足变压器 2h 过负荷 30% 的规定，则消弧线圈的容量不能大于变压器额定容量的 33.3%。故要求消弧线圈的容量不应超过变压器容量的 50%，并不得大于三绕组变压器的任一绕组的容量。

对于 YN·yn 接线的变压器，接于其中性点的消弧线圈最大容量的限制条件是零序电压降和铁壳损失。据试验和计算，当零序电流分量 $I_0 = I_c$ (I_c 为变压器的额定电流) 时，其电压降变化范围为 35%~120%。零序电流产生的零序磁通将在铁芯和箱壁中引起相当大的附加损耗。故消弧线圈的容量不

应超过变压器额定容量的 20%。

具有自由磁回路（如单相变压器组或外铁型三相变压器）YN•yn 接线变压器，因其零序阻抗太大，故不应将消弧线圈接于其中性点。

3 有时主变压器无中性点或中性点未引出，没有中性点用来连接消弧线圈。此时需装设专用的接地变压器（一般是曲折形接线）。其容量可与消弧线圈采用相同的定额时间（例如 2h），而不是连续定额。

14.5 接地变压器

14.5.1 接地变压器的选用

对于无中性点引出的 10kV、20kV 和 35kV 系统，应安装接地变压器，接地变压器应采用 Z 型接线变压器。其容量按配电变压器容量（kVA）优先数选取。

接地变压器三相零序阻抗不宜大于表 20 数据，消弧线圈装置在测量系统电容电流时应计及该阻抗。

表 20 不同电压等级接地变零序阻抗数值

	10kV	20kV	35kV
零序阻抗（Ω）	5	10	30

本条规定了，当主变压器没有中性点引出时，需要安装接地变压器及接地变压器容量的选取。接地变压器同时还可以兼作所用变压器使用。

1 当变电站主变压器一侧（如 10kV 侧）为三角形或星形接线，当单相对地电容电流较大时，由于没有中性点可接地，则需要采用一台接地变压器（曲折接线的电抗器）使电网形成人为的中性点，以便经消弧线圈接地，使电网形成人为中性点。该中性点可连接到消弧线圈，接地限流电抗器或电阻，也可直接接地，接地变压器除一次侧中性点供接地外，可规定带有一个低电压的二次绕组，该绕组可具有连续的额定容量，作为变电站的辅助电源。这就是接地变压器的作用。接地变除可带消弧线圈外，也可带二次负载，可代替所用变，从而节省投资费用。

2 接地变压器采用 Z 型接线（或称曲折型接线），与普通变压器的区别是每相线圈分别绕在两个磁柱上，这样连接的好处是零序磁通可沿磁柱流通，而普通变压器的零序磁通是沿着漏磁磁路流通，所以 Z 型接地变压器的零序阻抗很小（10Ω 左右），而普通变压器要大得多。因此规程规定，用普通变压器带消弧线圈时，其容量不得超过变压器容量的 20%，而 Z 型变压器则可带 90%～100% 容量的消弧线圈。

14.5.2 消弧线圈系统用接地变压器

消弧线圈用接地变压器一般通过断路器接入母线，应采用三相同时分合的开关设备，不应采用隔离开关-单相熔丝组合作为接地变压器投切和保护设备。

消弧线圈用的接地变压器，不兼做所用变压器时，其容量按消弧线圈的容量选取；兼做所用变压器时，接地变压器容量按照以下公式计算：

$$S^2 = (S_1 + 0.6S_2)^2 + (0.8S_2)^2$$

其中 S_1 为系统电容电流对应的容量； S_2 变电所用电负荷容量。

本条规定了消弧线圈用接地变压器的接线方式和容量计算方法。

14.5.3 电阻接地系统用接地变压器

14.5.3.1 中性点电阻接地系统用接地变压器安装位置，应符合下列规定：

a) 接地变压器通过隔离开关接至主变压器次级首端，与主变同时投入或退出运行，不应兼做所用变压器。

接地变压器全回路处于主变压器的差动保护范围内，线路和母线发生接地故障时，主变压器回路和接地变压器回路的 CT 均有零序电流流过，主变压器差动保护应剔除或躲过该部分的零序电流。由于接地变压器为 Z 型接线，其高压侧电流互感器的二次回路的接线方式应与之相配合。一般，低电阻接地系统推荐接地变压器通过隔离开关接至主变压器次级首端。

b) 接地变压器通过断路器接至母线，可以兼做所用变压器。

线路和母线发生接地故障时，主变压器回路的 CT 无零序电流流过，只有接地变压器、低电阻和线路 CT（线路故障时）有零序电流流过，接地变压器零序保护可以作线路故障后备保护。开关、母线等裸露的带电部分应采用热塑材料加以封闭以尽量减少这部分设备的故障可能性。

14.5.3.2 电阻接地系统接地变压器容量的选取

低电阻接地系统用接地变压器不兼作所用变压器时,容量按接地故障时流过接地变压器电流对应容量的1/10选取;接地变压器兼作所用变压器时,其容量还应加上所用负荷容量。

本条规定了中性点电阻接地系统用接地变压器的安装要求及容量确定的要求。

本条提出了低电阻接地系统的几种接线型式:

1 主变低压侧为三角形接线,中性点接地电阻经接地变压器接入方式

1) 接地变接至主变压器次级首端,接地变线端设负荷开关或直接连接,接线示意图见图 14.5.3—1。

2) 接地变采用断路器接至母线。接地变零序保护可以作为线路故障的后备保护,母线、主变低压侧开关等部分若有故障只能后备保护动作,接线示意图见图 14.5.3—2。

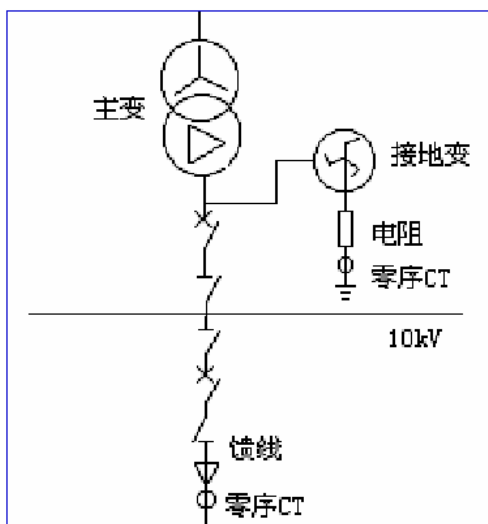


图 14.5.3—1 (上海、无锡 10kV 系统)

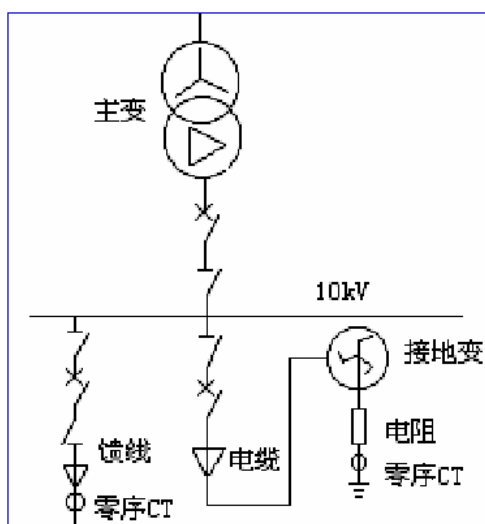


图 14.5.3—2 (苏州、南京 10kV 系统)

在导则中列出了小电阻接地系统采用接地变时的两种接线方式,推荐接地变通过隔离开关或直接接至主变压器次级首端(见图 14.5.3—1)。因为当母线发生接地故障时,图 14.5.3—1 接线主变回路和接地变回路的 CT 均有零序电流流过,而图 14.5.3—2 接线主变回路的 CT 没有零序电流流过。

2 主变低压侧为星形接线并有中性点引出,不使用接地变,如图 14.5.3—3 所示。

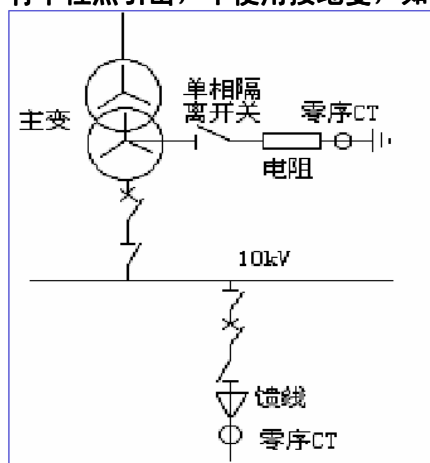


图 14.5.3—3 主变低压侧为星形接线

苏州 20kV 系统即采用这种方式,但电阻和主变中性点之间没有图 3 中单相隔离开关,如电阻装置通过单相隔离开关接至主变压器低压侧中性点,可以增加检修隔离的灵活性,可根据需要选择。

14.5.4 电流互感器的选用,应符合下列规定:

a) 消弧线圈接地系统的电流互感器一般应接在消弧线圈和地之间;低电阻接地系统的电流互感器,可以根据需要,接在电阻器和地之间或者接在中性点和电阻器之间。

b) 消弧线圈接地系统的电流互感器按照常规配置,采用带并联中电阻的消弧线圈系统

宜在每路出线安装零序电流互感器。额定电流和变比按照电阻投入时线路发生金属性接地的电流选取，并留有一定的裕度。

c) 低电阻接地系统宜在每路出线安装伏安特性良好的零序电流互感器。

d) 消弧线圈装置和电阻装置用电流互感器的绝缘水平视安装位置的不同而不同，直接接在固定的接地点端的可以选用低压电流互感器；通过其它设备接到固定接地端的应采用与消弧线圈或电阻装置相同电压等级的电流互感器。

14.6 独立避雷针

14.6.1 避雷针及其支架，应满足机械强度的要求，宜采用热浸锌圆钢或焊接钢管制成，其直径不应小于下列数值。

雷电接闪器（即避雷针的最高部分接受放电的导体）。

针长 1m 以下：圆钢为 12mm；
钢管为 20mm。

针长 1~2m 以下：圆钢为 16mm；
钢管为 25mm。

避雷针高度在 30m 以上圆钢为 20mm；钢管为 38mm。

本条对避雷针及其支架提出了要求。避雷针的作用是使雷电流按照预定的通路泄入大地。避免在其保护范围内的设备、建筑物遭受雷击。

由于雷电流很大，避雷针的各个组成部分应有足够的截面，以防止雷电流通过时发生熔断，所采用的尺寸主要是考虑机械强度和防腐蚀问题。在同样的风压和长度下，本条采用的钢管所产生的挠度比圆钢的小。经计算，如果允许挠度采用 1/50，则各尺寸的允许风压可达表 14.5.1 所示数值。

表 14.5.1 避雷针允许的风压（kN / m²）

1m 长避雷针	Φ12 圆钢	2.66
	Φ20 钢管	12.32
2m 长避雷针	Φ16 圆钢	0.79
	Φ20 圆钢	1.54
	Φ25 钢管	2.43
	Φ40 钢管	5.57

14.6.2 引下线宜采用热浸锌圆钢或扁钢，宜优先采用圆钢。圆钢直径不应小于 8mm。扁钢截面不应小于 48mm²，其厚度不应小于 4mm。避雷针高度超过 30m 以上者，扁钢截面不小于 120mm²。

原规程第 9.3.14 条部分修改条文。本条参照《建筑物防雷设计规范》GB 50057—94（2000 年版）第 4.2.1 条的规定修改。

避雷针引下线的的作用，是将接闪器上的雷电流安全地引导到接地装置，使之尽快的泄入大地。

在同一截面下，圆钢的周长比扁钢的小，因此，其与空气接触面也小。此外，圆钢易于施工，材料易取得。所以，建议优先采用圆钢。

14.6.3 避雷针的接地装置应符合下列要求：

a) 埋于土壤中的人工垂直接地体宜采用热浸锌角钢、钢管或圆钢；埋于土壤中的人工水平接地体宜采用热浸锌扁钢或圆钢。圆钢直径不应小于 10mm；扁钢截面不应小于 100mm²，其厚度不应小于 4mm；角钢厚度不应小于 4mm；钢管壁厚不应小于 3.5mm。

在腐蚀性较强的土壤中，应采取加大截面的措施。

接地线与水平接地体的截面相同。

b) 人工垂直接地体的长度宜为 2.5m。人工垂直接地体间的距离及人工水平接地体间的距离宜为 5m，当受地方限制时可适当减少。

c) 人工接地体在土壤中的埋设深度不应小于 0.5m。

接地装置是过电压保护设备中非常重要的组成部分。本条的规定是为了加速雷电流的流入大地时能均匀地分布出去，以达到避雷的效果。

1 所采用的最小截面是考虑一定的耐腐蚀能力并结合实际使用尺寸而提出的。这些截面在一般情况下能得到良好的使用效果，但是腐蚀性较大的土壤中，应采取热浸锌等防腐措施或加大截面。为便于施工和一致性（埋地导体截面相同），故规定“接地线与水平接地体的截面相同”。

2 当接地装置由多根水平或垂直接地体组成时，为了减少相邻接地体的屏蔽作用，接地体的间距

一般为 5m，相应的利用系数约为 0.75~0.85。当接地装置的敷设地方受到限制时。上述距离可以根据实际情况适当减少，但一般不小于垂直接地体的长度。

3 接地体深埋地下接触良导电性土壤，泄放电流效果好，接地体埋得愈深，土壤湿度和温度的变化小，接地电阻愈稳定。根据计算，在均匀土壤电阻率的情况下埋得太深对降低接地电阻值不显著。实际上，接地装置埋设深度一般不小于 0.5m~0.8m，这一深度既能避免接地装置遭受机械损坏，同时也减少气候对接地电阻值的影响。

14.7 高压架空线路的雷电过电压保护

14.7.1 送电线路的雷电过电压保护方式，应根据线路的电压等级、负荷性质、系统运行方式、当地原有线路的运行经验、雷电活动的强弱、地形地貌的特点和土壤电阻率的高低等条件，通过技术经济比较确定。

各级电压的送、配电线路，应尽量装设三相或单相自动重合闸装置。35kV 及以下的厂区内的短线路，可按需要确定。

本条是对送电线路过电压保护的原则规定。装设自动重合闸是为了提高供电的可靠性。

14.7.2 各级电压的线路，一般采用下列保护方式：

a) 220kV 线路宜沿全线架设双避雷线。

b) 110kV 线路一般沿全线架设避雷线，在山区和雷电活动特殊强烈地区，宜架设双避雷线。在少雷区可不沿全线架设避雷线，但应装设自动重合闸装置。

c) 35kV 及以下线路，一般不沿全线架设避雷线，但新建或改造的 35kV 线路如作为主供电源应全线架设避雷线。

本条规定的各电压等级架空线路保护方式，是根据运行经验确定的。

由于单避雷线线路的雷击跳闸率过高，因此规定 220kV 线路及 110kV 线路在山区和雷电活动特别强烈地区，宜架设双避雷线。

由于在我省发生多起 35kV 雷击跳闸事故。为提高雷雨季节线路运行的可靠性，省公司规定新建或改造的 35kV 线路作为主供电源的应全线架设避雷线。

14.7.3 有避雷线的线路，在一般土壤电阻率地区，其耐雷水平不宜低于表 21 所列数值。

表 21 有避雷线线路的耐雷水平

标称电压 (kV)		35	110	220
耐雷水平 kA	一般线路	20~30	40~75	75~110
	大跨越档中央、变电所进线保护段	30	75	110
注 1：较大值用于多雷区或重要的线路				
注 2：双回路或多回路杆塔的线路，应尽量达到表中的数值。				

本条规定了有避雷线的线路耐雷水平的要求。

本条规定的耐雷水平是上世纪 70 年代后的计算方法算出的，其数值更接近实际。

表中较小的数值用于一般单避雷线线路较大的数值用于重要性较大的线路或双避雷线线路。考虑到大跨越档和发电厂、变电所进线段的重要性，在这些线段取耐雷水平较大的数值。

大跨越档的耐雷水平只规定雷击档中央的情况；雷击大跨越塔塔顶时，由于感应分量和杆塔电感往往成倍增加，即使加强绝缘，并将接地电阻降到接近于零，也难达到规定的耐雷水平。因此，本规程不规定雷击塔顶时的耐雷水平，而只规定其绝缘子个数和接地电阻值。

以上是指常用的单回路杆塔。至于双回路或多回路杆塔，由于杆塔高度比单回路杆塔大，因此，杆塔电感和感应过电压分量都较大，耐雷水平较低。例如。220kV 双回路铁塔，即使增加一个绝缘子（14×X—4.5），当冲击接地电阻为 7Ω 时，单、双避雷线分别仅达 77kA 和 89kA。因此，对于这种心理学，除适当加强绝缘，改善接地外，允许略低于表中数值。

14.7.4 有避雷线的线路，每基杆塔不连避雷线的工频接地电阻，在雷雨干燥时，不宜超过表 22 所列数值。

雷电活动强烈的地方和经常发生雷击故障的杆塔和线段，应改善接地装置、架设避雷线、适当加强绝缘或架设耦合地线。

表 22 有避雷线的线路杆塔的工频接地电阻

土壤电阻率 $\Omega \cdot m$	≤ 100	$>100 \sim 500$	$>500 \sim 1000$	$>1000 \sim 2000$	>2000
接地电阻 Ω	10	15	20	25	30

注：如土壤电阻率超过 $2000 \Omega \cdot m$ ，接地电阻很难降到 30Ω 时，可采用 6~8 根总长不超过 500m 的放射形接地体，或采用连续伸长接地体，接地电阻不受限制。

本条对有避雷线的杆塔在不同的土壤电阻率中的接地电阻作出了规定。

对不同的土壤电阻率，可分别采用以下几种接地装置：

1 土壤电阻率 $\rho \leq 300 \Omega \cdot m$ 时，可以采用管状垂直接地体为主的简单管带接地装置，接地体的埋设深度为 1m；

2 土壤电阻率 $300 \Omega \cdot m < \rho \leq 2000 \Omega \cdot m$ 时，则可以采用以水平接地体为主的带管接地装置，接地体的埋设深度应为 0.5m；

3 土壤电阻率 $\rho > 2000 \Omega \cdot m$ 时，架空电力线路的接地装置，可采用方形接地体四角上加装 6~8 根 60m~80m 长的水平辐射的接地装置，其埋设深度应为 0.3m；

4 土壤电阻率 $\rho > 500 \Omega \cdot m$ 而地下水又较低时，可考虑采用深井式垂直伸长接地装置。如附近有土壤电阻率较低的地段，也可做引外接地，但引外长度不宜超过 1000m；

5 土壤电阻率 $\rho > 500 \Omega \cdot m$ 时，亦可采用换好土或在接地体周围埋设电阻率较低的物质（如铁屑等）采用化学处理或放置食盐的方法虽可暂时降低接地电阻数值，但很不稳定，且会腐蚀接地体。

6 在高土壤电阻率地区，若上层土壤的电阻率较低，可采用以水平接地体为主的接地装置；若下层土壤电阻率较低，则可采用以垂直接地体为主的接地装置。

14.7.5 有避雷线的线路应防止雷击文件距中央反击导线。15℃无风时，档距中央导线与避雷线间的距离宜符合下式要求。

$$S_1 = 0.012L + 1$$

式中：

S_1 —— 导线与避雷线间的距离，m。

L —— 档距长度，m。

当档距长度较大，按上式计算出的 S_1 大于 DL/T620 表 10 的数值时，可按后者的要求。

当雷击避雷线文件中，不论导线远近，它的存在并未使避雷线周围的电场畸变，所以导线间很难击穿。为防止雷击文件距中央反击导线，在文件距中央导线与避雷线之间在 15℃无风时的距离按本条公式计算。

14.7.6 杆塔上避雷线对边导线的保护角，一般采用 $20^\circ \sim 30^\circ$ 。220kV 双避雷线线路，一般采用 20° 左右，山区宜采用较小的保护角。杆塔上两根避雷线的距离不应超过导线与避雷线间垂直距离的 5 倍。

为了降低线路雷电绕击跳闸率，新建 220kV 和 110kV 的线路杆塔全高超过 40m 时，架空避雷线对各相线的最大保护角应从现在的 20° 左右降低到 5° 以下。大跨越塔应进一步降低架空避雷线对各相线的保护角。

本条对避雷线对边导线的保护角的规定，是防止雷电对线路的绕击。

1 线路运行经验、现场实测和模拟试验均证明，雷电绕过避雷线直击导线的概率与避雷线对边导线的保护角、杆塔高度以及线路经过地区的地形、地貌、地质条件有关。山区线路的绕击率约为平地线路的 3 倍，或相当于保护角增大 8° 的情况。

2 针对近几年来我省电力系统中因雷击造成线路跳闸和变电设备损坏事故呈上升趋势的问题，省公司组织有关单位对这些事故进行了深入调查分析。通过统计分析发现，随着同杆双回线路的增多和杆塔高度的增加，原有的防雷设计思想有些部分已不适应新的形势。对此，省公司作出规定。

14.7.7 35kV 无避雷线线路宜采取措施，减少雷击引起的多相短路和两相异点接地引起的断线事故，钢筋混凝土杆和铁塔宜接地，接地电阻不受限制，但多雷区不宜超过 30Ω 。钢筋混凝土杆和铁塔应充分利用其自然接地作用，在土壤电阻率不超过 $100 \Omega \cdot m$ 或有运行经验的地区，可不另设人工接地装置。

当线路发生两相异点接地短路时，若杆塔接地电阻过高，则短路电流可能不足以使相间短路保护动作或熔断器熔断，以致因长时间燃弧烧断导线。甚至，还可能引起发电厂、变电所内地网电位的长时升高（当其中一点接地发生在发电厂、变电所内时），危及人身和设备的安全。

运行经验证明，35kV 线路的钢筋混凝土杆接地，对于减少雷击引起的多相短路跳闸故障和雷击断线事故，是一项有效的措施。因此，本条作出了相应的规定。过去有些地区雷击断线事故频繁，误以

为是继电保护动作时间长，想以缩短动作时间来消除这种事故，但未得到预期效果。实际上，在发生两相异地接地短路时，往往由于接地电阻过高，致使短路电流过小，不足以使继电保护动作，因而长时间燃弧，烧断导线。本条特别指出了这种事故产生的原因和防止的措施。

14.7.8 送电线路导线与杆塔间的空气距离，在绝缘子串正常位置和风吹偏斜的情况下，按雷电过电压配合，应与绝缘子串的冲击放电电压相适应；并应与第 14.1.4 条中的计算过电压倍数相适应。

10kV 电力线路当采用悬式绝缘子时，最小空气间隙可参照 20kV 级的数值。跨越杆塔上的雷电过电压间隙，可根据每串绝缘子数量，参照表 23 确定。

送电线路的空气间隙不应小于表 23 所列数值。

表 23 送电线路的最小空气间隙

单位为厘米

额定电压 (kV)	20	35	110		220
			直接接地	非直接接地	
雷电过电压间隙	35	45	100	100	190
操作过电压间隙	12	25	70	80	145
工频电压间隙	5	10	25	40	55
悬垂绝缘子串的 X-4.5 型绝缘子个数	2	3	7	7	13

注 1：表内数值适用于海拔 1000m 及以下的地区，海拔高度超过 1000m 的地区，一般每增高 100m，内过电压和运行电压的空气间隙增大 1%。因高海拔或高杆塔而增加绝缘子时，其外过电压间隙相应增大。
注 2：污秽地区绝缘加强时，间隙一般仍用表中的数值。
注 3：表中每串绝缘子数量系按铁横档条件确定。按耐雷水平要求需加强绝缘时，每串绝缘子数量和外过电压间隙可超过表中所列数值。

关于按外过电压“应与绝缘子串的冲击放电电压相适应”，是指根据运行经验，一般能取得较为满意的效果，而不是指按绝缘子的 50% 冲击放电电压直接选定间隙值。如按后一种选法，则间隙将过大，实际运行的线路，也不配合。运行中，导线对杆塔的闪络次数远较绝缘子串的闪络次数为少。

14.7.9 按外过电压进行绝缘配合时，最大设计风速小于 35m/s 的地区，外过电压计算风速一般采用 10m/s；最大设计风速为 35m/s 及以上的地区以及雷暴时风速较大的地区，一般采用 15m/s。

按内过电压进行绝缘配合时，内过电压计算风速一般采用最大设计风速的 50%，且不得小于 15m/s。

按运行电压进行绝缘配合时，运行电压计算风速应采用最大设计风速。

在进行绝缘配合时，考虑杆塔尺寸误差，横担变形和拉线施工误差等不利因素，空气间隙应留有一定裕度。

运行经验证明，采用 10m/s 风速，对大部分地区是合适的，雷暴时因大风造成的空气间隙击穿事故不多。实践证明，大部分地区按规程规定的雷暴时风速设计，基本上能符合安全运行的要求。

根据分析，除最大设计风速为 35m/s 地区用 15m/s 的雷暴时风速外，对有运行经验和气象记录证明雷暴时风速较大的地区，也宜采用 15m/s。

14.7.10 线路交叉部分的保护，应符合下列规定：

a) 线路交叉档两端的绝缘不应低于其邻档的绝缘。交叉点应尽量靠近上下方线路的杆塔，以减少导线应初伸长、覆冰、超载温升、短路电流过热而增大弧垂的影响，以及降低雷击交叉档时交叉点上的过电压。

b) 同级电压线路互相交叉或与较低电压线路、通信线路交叉时，两交叉线路导线间或上方线路导线与下方线路避雷线间的垂直距离，单导线温度为 40℃ 时，不得小于表 24 所列数值。对按允许载流量计算导线截面的线路，还应校验当导线为最高允许温度的交叉距离，此距离应大于表 23 所列操作过电压间隙距离，且不得小于 0.8m。

表 24 同级电压线路相互交叉或与较低电压线路通信线路交叉时的交叉距离

线路标称电压	kV	3~10	20~110	220
交叉距离	m	2	3	4

1 本条对线路交叉部分的过电压保护作出了规定。需要强调的是，为避免因导线发热驰度加大以及导线初伸长引起的事故，确保长期运行中交叉距离符合要求，强调了交叉点应靠近杆塔。

2 运行经验证明，雷害事故只占全部故障的 27%，都发生在交叉距离 3m 以下。事故率随交叉距

离的增大而迅速减少。交叉距离在 3m 以上，也可能发生事故，不过概率很小。

14.7.11 6kV~10kV 及以上线路与同级电压线路、较低电压线路、通信线路交叉时，交叉档两端的钢筋混凝土杆或铁塔（上、下方线路共 4 基），不论有无避雷线，均应接地。

如交叉距离大于表 24 所列数值大 2m 及以上，则交叉档可不采取保护措施。

14.8 变（配）电所的雷电过电压保护

14.8.1 屋外变（配）电装置，包括组合导线母线廊道等应装设直接雷过电压保护装置。

直击雷保护装置可采用避雷针或避雷线。

主控制室和配电装置室一般不装设直击雷保护装置。为保护其它设备而装设的避雷针，不宜装在独立的主控制室和 35kV 及以下变电所的屋顶上。

已在相邻高建筑物保护范围内的建筑物或设备，可不装设直击雷保护装置。

本条对变（配）电所的屋外配电装置的雷电过电压保护作了原则的规定。

变电所是用户供电系统的枢纽，它担负着向企业供电的重要任务。一旦遭受雷击，发生电气设备的损坏事故，将威胁变电所的安全运行，给企业生产带来重大的损失，因此应装设防直接雷的过电压保护装置。

从理论上讲，变电所可以采用避雷线保护，这对降低变电所总的接地电阻是十分有利的。为防止对 35kV 配电装置的反击事故及避雷线断线对变电所的危害，目前大多不采用避雷线作为变电所直接雷保护。

在 35kV 及以下变电所的屋顶上不宜装设避雷针，是因为 35kV 的绝缘水平很低，屋顶上装设避雷针，雷击后易引起反击，造成对电气设备的损害。

相邻高建筑物均装设防直接雷保护装置，如变电所在其保护范围内，可不再装设直接雷保护装置，以降低投资。

14.8.2 独立式全户内变电所雷电过电压保护，按 GB 50057 的有关规定执行。

《建筑物防雷设计规范》GB 50057—94 规定：建筑物应根据其重要性、使用性质、发生雷电事故的可能性和后果，按防雷要求分为三类。

1 第一类防雷建筑物为：

1) 凡制造、使用或贮存炸药、火药、起爆药、火工品等大量爆炸物质的建筑物，因电火花而引起爆炸，会造成巨大破坏和人身伤亡者。

2) 具有 0 区或 20 区爆炸危险场所的建筑物。

3) 具有 1 区或 21 区爆炸危险场所的建筑物，因电火花而引起爆炸，会造成巨大破坏和人身伤亡者。

2 第二类防雷建筑物为：

1) 国家级重点文物保护的建筑物。

2) 国家级的会堂、办公建筑物、大型展览和博览建筑物、大型火车站和飞机场、国宾馆、国家级档案馆、大型城市的重要给水水泵房等特别重要的建筑物。

3) 国家级计算中心、国际通讯枢纽等对国民经济有重要意义的建筑物。

4) 特级和甲级体育馆。

5) 制造、使用或贮存爆炸物质的建筑物，且电火花不易引起爆炸或不致造成巨大破坏和人身伤亡者。

6) 具有 1 区或 21 区爆炸危险场所的建筑物，且电火花不易引起爆炸或不致造成巨大破坏和人身伤亡者。

7) 具有 2 区或 22 区爆炸危险场所的建筑物。

8) 有爆炸危险的露天钢质封闭气罐。

9) 预计雷击次数大于 0.06 次/a 的部、省级办公建筑物及其它重要或人员密集的公共建筑物。

10) 预计雷击次数大于 0.03 次/a 的住宅、办公楼等一般性民用建筑物。

3 第三类防雷建筑物为：

1) 省级重点文物保护的建筑物及省级档案馆。

2) 预计雷击次数大于或等于 0.012 次/a 且小于或等于 0.06 次/a 的部、省级办公建筑物及其它重要或人员密集的公共建筑物。

3) 预计雷击次数大于或等于 0.06 次/a 且小于或等于 0.3 次/a 的住宅、办公楼等一般性民用建

筑物。

4) 预计雷击次数大于或等于 0.06 次/a 的一般性工业建筑物。

5) 根据雷击后对工业生产的影响及产生的后果,并结合当地气象、地形、地质及周围环境等因素,确定需要防雷的火灾危险场所。

6) 在平均雷暴日大于 15 d/a 的地区,高度在 15 m 及以上烟囱、水塔等孤立的高耸建筑物;在平均雷暴日小于或等于 15 d/a 的地区,高度在 20 m 及以上的烟囱、水塔等孤立的高耸建筑物。

在该规范的第三章,分别规定了具体的防雷措施。因此,在防雷设计图纸审查时,必须有“预计年雷击次数”,并按其来确定防雷等级和防雷设计是否符合规定。

14.8.3 独立避雷针(线)宜设独立的接地装置。在非高土壤电阻率地区,其接地电阻不宜超过 $10\ \Omega$ 。当有困难时,该接地装置可与主接地网连接,但避雷针与主接地网的地下连接点至 35kV 及以下设备与主接地网的地下连接点之间,沿接地体的长度不得小于 15m。

独立避雷针不应设在人经常通行的地方,避雷针及其接地装置与道路或出入口等的距离不宜小于 3m,否则应采取均压措施,或铺设砾石或沥青地面,也可铺设混凝土地面。

1 独立避雷针(线)宜设独立的接地装置,是为了防止直接雷的高电位经过接地网波及电气设备。

2 但在山区变电所避雷针(线)的接地往往难以达到要求,甚至达到 $30\ \Omega$ 也很困难。同时主接地网达到规定的接地电阻值也很难。本条考虑到这种实际情况,规定有困难时,该接地装置可与主接地网连接。这样主接地网和避雷针的接地装置可以互相借用,使两者的接地电阻都得到降低。但为防止经过接地网反击 35kV 及以下设备,规定避雷针(线)的接地线与主接地网的地下连接点至 35kV 及以下设备与主接地网的地下连接点,沿接地体的长度不得小于 15m。经过 15m 的长度,一般能将沿接地体传播的雷电压衰减到不危险的程度。

3 规定避雷针不应设在人经常通行的地方,避雷针及其接地装置与道路或出入口等的距离不宜小于 3m,是防止在雷电反击及跨步电压对人身伤害。如不能符合上述要求,可采取均压措施或铺设砾石或沥青地面,这也是成功的经验。

14.8.4 严禁在装有避雷针、避雷线的构筑物上架设未采取保护措施的通信线、广播线和低压线。

若需要在独立避雷针或装有避雷针的架构上安装照明灯,其电源线必须采用直接埋入地下的带金属外皮的电缆或穿入金属管的导线。电缆外皮或金属管埋地长度在 10m 以上,才允许与 35kV 及以下配电装置的接地网及低压配电装置相连接。

1 未采取保护措施的通信线、广播线和低压线装设在避雷针上,这种做法十分危险,会将高电压引入室内,威胁人身和设备安全。因此必须引起高度的重视,严禁这样做。

2 避雷针上的照明灯的电源线必须采用带金属外皮的电力电缆或穿入钢管的规定,是防止发生当装设在避雷针落雷时,威胁人身和设备的安全。运行经验证明,凡是按照本条规定做的,都能将雷击时的高电位衰减到不危险的程度,没有发生反击事故。

14.8.5 110kV 及以上的配电装置一般将避雷针装在配电装置的架构或屋顶上,但在土壤电阻率大于 $1000\ \Omega \cdot m$ 的地区,宜装设独立避雷针。

装在架构上的避雷针应与接地网连接,并应在其附近装设集中接地装置。装有避雷针的架构上,接地部分与带电部分间的空气中距离不得小于绝缘子串的长度;但在空气污秽地区,如有困难,空气中距离可按非污秽区标准绝缘子串的长度确定。

装设在架构(不包括变压器门型架构)上的避雷针与主接地网的地下连接点至变压器接地线与主接地网的地下连接点之间,沿接地体的长度不得小于 15m。

1 对电压为 110kV 及以上的配电装置构架或房顶上允许装设避雷针的问题,考虑到在土壤电阻率($\rho=1000\ \Omega \cdot m$ 时,如接地电阻达到 $10\ \Omega$,接地网的半径约为 28m)有可能造成反击事故。因此,必须经过验算,如确有反击可能时,则应装设独立避雷针保护。

2 为了防止发生反击事故,除独立设置的避雷针或避雷线外,应将变电所内全部室内外地接地装置连成一个整体,做成环状接地网,不要出现开口,使接地装置都能充分地发挥作用,降低跨步电势和接触电势,以保证人身安全。

装设集中接地装置,这样做不但不会影响防雷效果,还能降低变电所内接地网的电位升高,对安全是十分有利的。

空气中距离可按非污秽区标准绝缘子串的长度,是防止雷电对带电部分的反击。

3 避雷针与主接地网连接点至变压器接地线与主接地网的地下连接点之间,沿接地体的长度不得小于 15m 的规定,这样当避雷针上落雷时,在集中接地装置处电位瞬时升高,当传至 15m 以上时,

电压只有 22% 左右，对变压器一般就没有多大的危险。

14.8.6 在变压器门型架构上和离变压器主接地线小于 15m 的配电装置的架构上，当土壤电阻率大于 $350 \Omega \cdot m$ 时，不允许装设避雷针、避雷线；如不大于 $350 \Omega \cdot m$ ，则应根据方案比较确有经济效益，经过计算采取相应的防止反击措施，并遵守：装设在变压器门型架构上的避雷针应与接地网连接，并应沿不同方向引出 3 根~4 根放射形水平接地体，在每根水平接地体上离避雷针架构 3m~5m 处装设一个垂直接地体的规定，方可在变压器门型架构上装设避雷针、避雷线。

本条对主变压器门型架构上能否装设避雷针（线）作了规定。为了确保主设备的安全并考虑到变压器的绝缘水平相对较低，在变压器的门型构架上，不准安装避雷针，否则将要采取一系列保护措施，才能保证变压器的安全，这样既要增加投资，还不见得可靠，所以还以不装为好。

对土壤电阻率不大于 $350 \Omega \cdot m$ 时，能否装设，需要经过计算和规定了应采取的措施。

14.8.7 在 35kV 及以下高压配电装置架构或屋顶上不宜装设避雷针。在变压器的门型架构上，不应装设避雷针、避雷线。

本条的规定，是考虑到 35kV 的绝缘水平很低，架构或房顶上装避雷针，雷击后易引起反击，造成对主设备的损坏。此外，在架构上落雷时，感应过电压的幅值对断路器、变压器套管绝缘也有发生闪络的危险。即使避雷器与变压器的距离较近，避雷器放电频繁，这说明感应过电压过高。这种事故在过去也曾多次发生，应引以为戒。

14.8.8 110kV 及以上配电装置，可将线路的避雷线引接到出线门型架构上，土壤电阻率大于 $1000 \Omega \cdot m$ 的地区，应装设集中接地装置。

35kV 配电装置，在土壤电阻率不大于 $500 \Omega \cdot m$ 的地区，允许将线路的避雷线引接到出线门型架构上，但应装设集中接地装置。在土壤电阻率大于 $500 \Omega \cdot m$ 的地区，避雷线应架设到线路终端杆塔为止。从线路终端杆塔到配电装置的一文件线路的保护，可采用独立避雷针，也可在线路终端杆塔上装设避雷针。

变电所地区难以装设接地装置时，避雷线引接到门型架构上时应按 110kV 等级绝缘。

1 发电厂、变电所进线保护段的避雷线，原则上都可以引到出线门型架构上，这对降低变电所总的接地电阻是十分有利的。但避雷线应便于从架构上断开，以利测量。

2 35kV 配电装置绝缘水平低，为防止发生反击事故，在土壤电阻率不大于 $500 \Omega \cdot m$ 时，就不要将避雷线直接从空中引到出线门型架构上。此时如有必要降低变电所总的接地电阻，可考虑通过地中与变电所架构相连接。为了保护末端线路，可采用独立避雷针，也可在线路终端杆塔上安装避雷针。必要时还可以考虑将避雷线通过绝缘子串再与出线门型架构相连接，但绝缘子串应按 110kV 等级绝缘，以防止雷电侵入波的反击电压升高对设备的损坏。

3 装设集中接地装置，是为了便于雷电流迅速的在接地装置中释放。

14.8.9 独立避雷针、避雷针与配电装置带电部分间的空气中距离以及独立避雷针、避雷线的接地装置与接地网间的地中距离：

a) 独立避雷针与配电装置带电部分、发电厂和变电所电气设备接地部分、架构接地部分之间的空气中距离，应符合下式的要求。

$$S_a \geq 0.2R_1 + 0.1h$$

式中：

S_a —— 空气中距离，m。

R_1 —— 避雷针的冲击接地电阻， Ω 。

h —— 避雷针校验点的高度，m。

b) 独立避雷针的接地装置与发电厂或变电所接地网间的地中距离，应符合下式要求。

$$S_e \geq 0.3R_1$$

式中：

S_e —— 地中距离，m。

c) 避雷线与配电装置带电部分、发电厂和变电所电气设备接地部分以及架构接地部分间的空气中距离，应符合下列要求。

对一端绝缘另一端接地的避雷线。

$$S_a \geq 0.2R_1 + 0.1(h + \Delta L)$$

式中:

h ——避雷线支柱的高度, m。

ΔL ——避雷在线校验的雷击点与接地支柱的距离, m。

对两端接地的避雷线。

$$S_a \geq \beta' [0.2R_i + 0.1(h + \Delta L)]$$

式中:

β' ——避雷线分流系数;

ΔL ——避雷在线校验的雷击点与最近支柱间的距离, m。

避雷器分流系数可按式计算:

$$\beta' = \frac{1 + \frac{\tau_t R_i}{12.4(l_2 + h)}}{1 + \frac{\Delta l + h}{l_2 + h} + \frac{\tau_t R_i}{6.2(l_2 + h)}} \approx \frac{l_2 + h}{l_2 + \Delta l + 2h}$$

式中:

l_2 ——避雷在线校验的雷击点与另一端支柱间的距离, $l_2 = l' - \Delta l$, m。

l' ——避雷线两支柱间的距离, m。

τ_t ——雷电波陡度长度, 一般取 $2.6\mu s$ 。

d) 避雷线的接地装置与变电所接地网间的地中距离, 应符合下列要求。

对一端绝缘另一端接地的避雷线, 应按本条 c) 式校验。对两端接地的避雷线应按式校验。

$$S_e \geq 0.3\beta' R_i$$

e) 除上述要求外, 对避雷针和避雷线, S_a 不宜小于 5m, S_e 不宜小于 3m。

对 35kV 及以下配电装置, 包括组合导线、母线廊道等, 应尽量降低感应过电压, 当条件许可时, S_a 应尽量增大。

由于变电所的直接雷保护不但可以采用避雷针, 也可以采用避雷线, 因此将独立避雷线与配电装置带电部分间和变电所电气设备与架构接地部分间的空气距离 S_a 以及独立避雷针的接地装置与变电所最近接地网间的地中距离 S_e 的计算方法列入本条, 以满足实际使用的需要。

最后本条中还规定了 S_a 和 S_e 在一般情况下的最小数值。为了减少感应过电压的影响, 本条中还增加了“当条件许可时, S_a 应尽量增大”的规定。强调这一点, 主要是在变电所实际运行中, 曾发生一些感应过电压的事故教训。

避雷线与配电装置带电部分间, 以及与变电所电气设备和架构接地部分的空气中距离 S_a 的计算公式是按下列条件导出的:

在一端绝缘另一端接地的避雷线:

雷击所考虑点 (距接地杆塔 Δl m) 的最大电压

$$U = IR_{ch} + 1.55(h + \Delta l) \times \frac{di}{dt} = a \text{ kV}$$

式中 I ——雷击电流, 取 140kA;

R_{ch} ——独立避雷线的接地装置的冲击接地电阻 (Ω);

1.55——避雷线和支柱单位长度的电感 (μ 亨 / m)

(当采用混凝土单柱时, 电感与导线的电感接近, 为一计算, 两者取相同的单位长度电感值。此时偏于安全侧);

$\frac{di}{dt} = a$ ——雷电流陡度 (kA / μs)。一般可取斜角波头长度 $\tau_t = 2.6\mu s$, 此时陡度 $a = I/\tau_t = 140/2.6 = 54\text{kA}/\mu s$ 。

考虑到雷电流波头的陡度远大于波尾的陡度, 因此, 在避雷线, 过电压的电感分量起决定作用, 所以空气间隙的放电电压可只按波头时间 ($2.6\mu s$) 内放电考虑。即使为安全起见, 考虑更长一些的波头长度, 试验表明在雷电压电感分量作用下的空气间隙击穿强度较高, 本规程取 $700\text{kV}/\text{m}$ 。

为此, 间隙距离

$$S_a \geq \frac{140R_i}{700} + \frac{1.55 \times 54(h + \Delta L)}{700}$$

$$= 0.2R_i + 0.1(h + \Delta L)$$

同理，可导出，雷击两端接地的避雷线时（雷击所考虑点到最近支柱的距离 ΔL m），

$$S_a \geq \beta' [0.2R_i + 0.1(h + \Delta L)]$$

14.8.10 变电所应采取措施防止减少近区雷击闪络。未沿全线架设避雷线的 35kV~110kV 架空送电线路，应在变电所 1km~2km 的进线段架设避雷线。

220kV 架空送电线路，在 2km 进线保护段范围内以及 35kV~110kV 线路在 1km~2km 进线保护段范围内的杆塔耐雷水平应该符合表 21 的要求。

进线保护段上的避雷线保护角宜不超过 20° ，最大不应超过 30° 。

当线路上落雷时，雷电侵入波就会沿着线路向变电所袭来，由于线路的绝缘水平比较高，这样侵入变电所侵入波的幅值往往很高，就有可能使主变压器和其它电气设备发生绝缘损坏事故。如果是终端变电所，则雷电侵入波到达变电所时其电压还会升高，那么危险性就更大。所以对变电所的进线段必须有完善的保护，以降低雷电侵入波的幅值。

为了保证变电所的安全，对进线保护段所装避雷线保护角必须从严要求，减少线路发生绕击的机会，以免使得很陡的雷电波侵入变电所，威胁主设备的安全。

14.8.11 未沿全线架设避雷线的 35kV~110kV 线路，其变电所的进线段应采用图 12 所示的保护接线。

在雷季，如 35kV~110kV 进线的隔离开关或断路器可能经常断路运行，同时线路侧又带电，必须在靠近隔离开关或断路器处装设一组排气式避雷器 FE。FE 外间隙距离的整定，应使其在断路器运行时，能可靠地保护隔离开关或断路器，而在闭路运行时不动作。如 FE 整定有困难，或无适当参数的排气式避雷器，则可用避雷器代替。

全线架设避雷线的 35kV~220kV 变电所，其进线的隔离开关或断路器与上述情况相同时，宜在靠近隔离开关或断路器处装设一组保护间隙或避雷器。

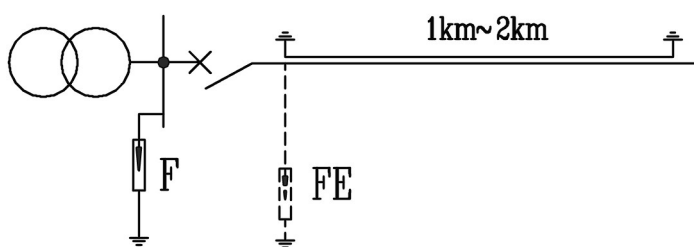


图 12 35kV~110kV 变电所的进线保护接线

本条规定了未沿全线架设避雷线的 35kV~110kV 线路，其变电所的进线段的保护接线图。装设 FE 的目的，是防止在在雷季，进线的隔离开关或断路器可能经常断路运行，同时线路侧又带电的情况下，雷电侵入波的反射造成隔离开关或断路器的损坏，这是有经验教训的。

为了进一步提高 FE 的保护可靠性，应尽可能将它装设在变电所的进线架构或穿墙套管（指户内式变电所）附近，距离越近效果越好，其接地引下线可直接与变电所的接地网相连接。

运行经验证明，架空出线较多的变电所对防雷保护是个很有利条件。有一条线路遭受雷击，雷电流将分流到其它出线上，对变电所内变压器和其它电气设备的威胁就能大大降低。

14.8.12 变电所的 35kV 及以上电缆段，在电缆与架空线的连接处应装设避雷器，其接地端应与电缆金属外皮连接。对三芯电缆，末端的金属外皮应直接接地 [图 13 (a)]；对单芯电缆，应经金属氧化物电缆护层保护器 (FC) 或保护间隙 (FG) 接地 [图 13 (b)]。

如电缆长度不超过 50m 或虽超过 50m，但经校验，装一组避雷器即能符合保护要求，图 13 中可只装 F1 或 F2。

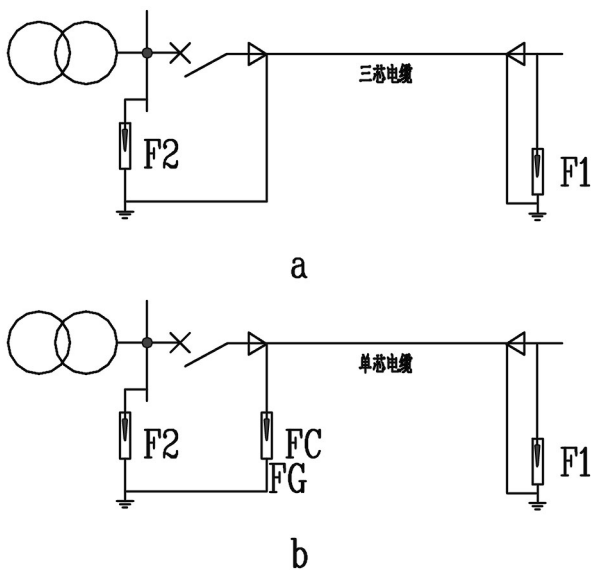
如电缆长度超过 50m，且断路器在雷季可能经常断路运行，应在电缆末端装设排气式避雷器或避雷器。

连接电缆段的 1km 架空线路应架设避雷线。

全线电缆——变压器组接线的变电所内是否需装设避雷器，应视电缆另一端有无雷电过电压波侵入

的可能，经校验确定。

全线电缆——变压器组接线的变电所内是否需装设避雷器，应视电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能，经校验确定。



(a) 三芯电缆段的变电所进线保护接线； (b) 单芯电缆段的变电所进线保护接线

图 13 具有 35kV 及以上电缆段的变电所进线保护接线

一般 35kV 及以上大多用单芯电缆，只允许将电缆一端的外皮接地，而电缆另一端的外皮需通过金属氧化物电缆护层保护器（FC）或保护间隙（FG）接地。当由线路传来雷电波或产生操作过电压以及发生短路故障时，电缆皮上感应的高压可以由电缆外皮一端的接地和另一端通过金属氧化物电缆护层保护器或间隙来保护。而在正常运行情况下，由于电缆护层保护器在低电压下有很高的电阻。相当于电缆外皮一端开路，电缆中的工作电流不会在外皮中感应出环流，能有效地防止由于环流而烧损电缆外皮和降低电缆的载流容量等问题。三芯电缆在外皮上感应的电动势极小，所以不会在缆皮上产生环流，只要将其外皮接地即可。

当电缆长度不超过 50m 或经过验算装设一组避雷器即能满足保护要求时，可只装一组。

当电缆长度超过 50m 且断路器在雷季中有长时开路运行可能时，为了保护电缆头和断路器，还应在电缆末端加装保护间隙或避雷器。

为了防止电缆头处的避雷器爆炸，还应在靠近电缆段的 1km 架空线路上架设避雷线保护。

14.8.13 具有架空进线的 35kV 及以上变电所高压配电装置中避雷器的配置。

14.8.13.1 每组母线上应装设避雷器。避雷器与主变压器及其它被保护设备的电气距离应尽量缩短，如超过表 25 或表 26 的参考值时，可在主变压器的附近增设一组避雷器。

变电所内所有避雷器应以最短的接地线与配电装置的主接地网连接，同时应在其附近装设集中接地装置。

14.8.13.2 35kV 及以上装有标准绝缘水平的设备和标准特性避雷器且高压配电装置采用单母线、双母线或分段的电气主接线时，碳化硅普通避雷器与主变压器间的最大电气距离可参照表 25 确定。对其他电器的最大距离可相应增加 35%。

金属氧化物避雷器与主变压器间的最大电气距离可参照表 26 确定。对其他电器的最大距离可相应增加 35%。

注 1：标准绝缘水平指 35kV、110kV 及 220kV 变压器、电压互感器标准雷电冲击全波耐受电压分别为 200kV、480kV 及 950kV。

注 2：110kV 及 220kV 金属氧化物避雷器在标称放电电流下的残压分别为 260kV 及 520kV。

表 25 普通避雷器至主变压器间的最大电气距离 单位为米

系统标称电压	进线长度	进 线 路 数
--------	------	---------

		1	2	3	≥4
35	1	25	40	50	55
	1.5	40	55	65	75
	2	50	75	90	105
110	1	45	70	80	90
	1.5	70	95	115	130
	2	100	135	160	180
220	2	105	165	195	220

注 1： 全线有避雷线进线长度取 2km，进线长度在 1km~2km 间时的距离按补插法确定，表 26 同此。
注 2： 35kV 也适用于有串联间隙金属氧化物避雷器的情况。

表 26 金属氧化物避雷器至主变压器间的最大电气距离 单位为厘米

系统标称电压 kV	进线长度 km	进 线 路 数			
		1	2	3	≥4
110	1	55	85	105	115
	1.5	90	120	145	165
	2	125	170	205	230
220	2	125	195	235	260
		(90)	(140)	(170)	(190)

注 1： 本表也适用于电站碳化硅磁吹避雷器（FM）的情况。
注 2： 表 26 括号内距离对应的雷电冲击全波耐受电压为 850kV。

14.8.13.3 架空进线采用双回路杆塔，有同时遭到雷击的可能，确定避雷器与主变压器最大电气距离时，应按一路考虑，且在雷季中宜避免将其中一路断开。

14.8.13.4 对电气接线比较特殊的情况，可用计算方法或通过模拟试验确定最大电气距离。

本条对具有架空进线的 35kV 及以上变电所高压配电装置中避雷器的配置作了规定。

1 为防止雷电侵入波对主设备的损坏，每组母线上应装设避雷器，这是多年运行经验证明必需的。否则，在运行中两组母线分列运行时，其中一组母线即失去保护。

2 避雷器安装位置到变压器的最大允许距离，是根据雷电侵入波的陡度进行计算后得出的，也是多年来运行经验所证明的。可以满足运行的需要。

3 对双回路杆塔，因其有可能同时遭受雷击，为使主变压器安全运行，规定了避雷器到主变压器的保护距离按一路考虑。

14.8.14 自耦变压器必须在其两个自耦合的绕组出线上装设避雷器，该避雷器应装设在自耦变压器和断路器之间，并采用图 14 的保护接线。

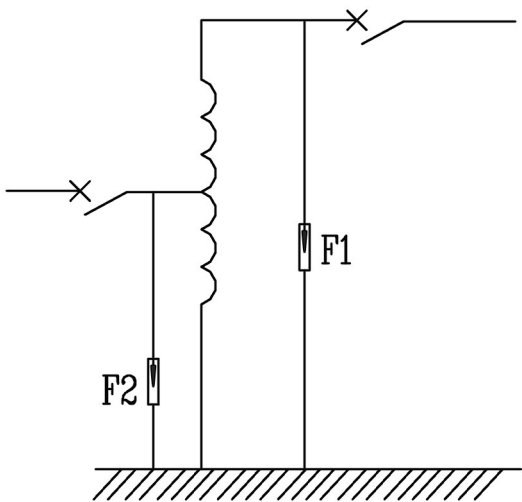


图 14 自耦变压器的典型保护接线

本条对自耦变压器的过电压保护接线作了规定。

当自耦变压器一侧断开后，由于绕组间波的传递，就会在与线路断开的一侧出现对绝缘有危险的过电压，因此必须在自耦变压器两侧都加装避雷器保护，并要求此避雷器装在自耦变压器和断路器之

间，以达到可靠的保护。

自耦变压器中压侧连有出线相当于经波阻接地，高压侧袭来雷电波时，雷电压绝大部分将加在自耦变压器的串联绕组上，就有可能使绝缘击穿。当高压侧出线电缆较多阻抗很小时，中压侧袭来雷电波，也会产生类似的情况。

14.8.15 与架空线路连接的三绕组自耦变压器、变压器（包括一台变压器与两台发电机相连的三绕组变压器）的低压绕组如有开路运行的可能和发电厂双绕组变压器当发电机断开由高压侧倒送厂用电时，应在变压器低压绕组三相出线上装设避雷器，以防止来自高压绕组的雷电波的感应过电压危及低压绕组绝缘；但在该绕组连有 25m 及以上金属外皮电缆段，则可不装设避雷器。

本条对与架空线路连接的三绕组自耦变压器、变压器的低压绕组，在低压绕组可能开路运行时，为防止感应过电压危及低压绕组绝缘，规定了应在变压器低压绕组三相出线上装设避雷器。但如低压绕组连有 25m 及以上电缆段时，电缆的电容能对这种感应过电压起保护作用，则出口上的避雷器可不必装设。

14.8.16 35kV 及以上变电所的 6kV~20kV 配电装置（包括电力变压器），防雷保护应符合以下要求：

a) 应在每组母线和架空进（出）在线装设一组避雷器（分别采用电站和配电避雷器），并应采用图 15 所示的保护接线。母线上避雷器与主变压器的电气距离不宜大于表 27 所列数值。

b) 进（出）线有电缆段的架空线路，避雷器应装在电缆头附近，其接地端应与电缆金属外皮相连（如图 15）；如各架空进出线均有电缆段，避雷器与主变压器的最大电气距离不受限制。

c) 进（出）在线装有限流电抗器，且又与电缆段相连接，则还应在电抗器和电缆段之间加装一组避雷器。

d) 双侧电源的配电线路，经常在一端变电所开路运行，电缆进出线段较长时，为保护线路刀闸、开关和电缆终端头，应在电缆段的终端头处装一组避雷器。

表 27 避雷器至 6kV~10kV 主变压器的最大电气距离

雷季经常运行的进线路数	1	2	3	≥4
最大电气距离 m	15	20	25	30

注：在 20kV 国家标准、电力行业标准没有颁布之前，暂按 10kV 标准执行。20kV 国家标准、电力行业标准颁布后，按国家标准、电力行业标准执行。

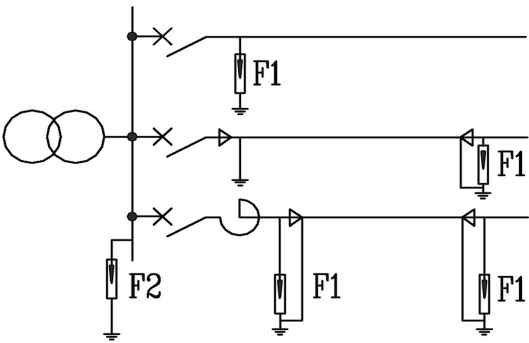


图 15 6kV~20kV 配电装置雷电侵入波的保护接线

本条对 35kV 及以上变电所的 6kV~20kV 配电装置（包括电力变压器），防雷保护作出了规定。

1 变电所内 6kV~20kV 配电装置（包括变压器）为防止雷电侵入波对主设备的损坏，应在每组母线上装设避雷器保护。如变压器与 6kV~20kV 配电装置采用电缆段或母线桥相连接时，当避雷器离开变压器距离较远，还应考虑在变压器附近加装一组避雷器。

2 由于电缆段与架空线路相连接处波阻抗变化较大，从架空线路侵入电缆的雷电侵入波将发生折射，在电缆头处将产生较高的电压。因此，避雷器应装设在电缆头附近，并与电缆金属外皮相连后接地。

3 进（出）在线装有限流电抗器，且又与电缆段相连接，规定在电抗器和电缆段之间加装一组避雷器是防止雷电侵入波在电抗器处发生反射，引起电压升高损坏设备。。

4 双侧线路，经常一端在变电所处开路，为防止雷电侵入波在开路处的反射时电压升高对电气设备的危害，应装设避雷器保护。

14.8.17 气体绝缘全封闭组合电器（GIS）变电所的雷电侵入波过电压保护，应符合下列规定：

a) 110kV 及 220kV 进线无电缆段的 GIS 变电所，在 GIS 管道与架空线路连接处，应装设金属氧化物避雷器（FM01），其接地端应与管道金属外壳连接，如图 16 所示。

如 110kV 及 220kV 变压器或 GIS 一次回路的任何电气部分至 FM01 间的最大电气距离参考值不超过 130m 或虽超过 130m，但经校验，装一组避雷器即能符合保护要求。

连接 GIS 管道的架空线路进线保护段的长度应不小于 2km，其进线保护段的杆塔耐雷水平应符合表 21 的要求。

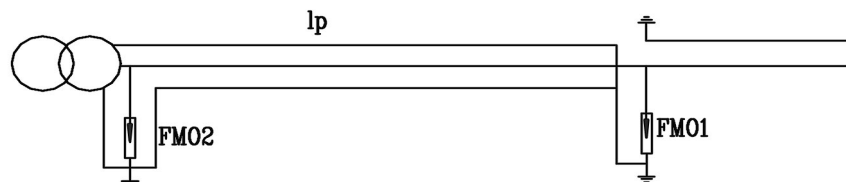
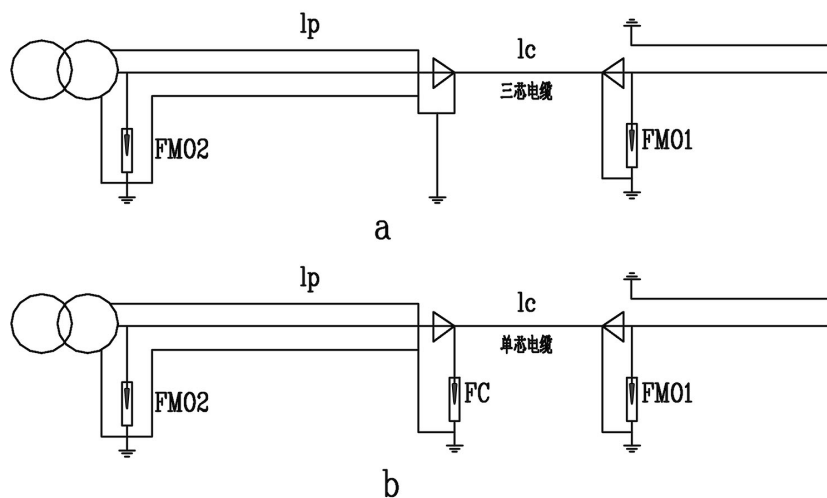


图 16 无电缆段进线的 GIS 变电所保护接线

b) 110kV 及 220kV 进线有电缆段的 GIS 变电所，在电缆段与架空线路的连接处应装设金属氧化物避雷器（FM01），其接地端应与电缆的金属外皮连接。对三芯电缆，末端的金属外皮应与 GIS 管道金属外壳连接接地 [图 17 (a)]；对单芯电缆，应经金属氧化物电缆护层保护器（FC）接地 [图 17 (b)]。

电缆末端至变压器或 GIS 一次回路的任何电气部分间的最大电气距离参考值不超过 130m 或虽超过 130m，但经校验，装一组避雷器即能符合保护要求，图 16 中可不装设 FM01。对连接电缆段的 2km 架空线路应架设避雷线。

c) 进线全长为电缆的 GIS 变电所内是否需装设金属氧化物避雷器，应视电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能，经校验确定。



(a) 三芯电缆段进线的 GIS 变电所保护接线； (b) 单芯电缆段进线的 GIS 变电所保护接线

图 17 有电缆段进线的 GIS 变电所保护接线

由于 GIS 在用户变电所中开始使用。因此，本条对气体绝缘全封闭组合电器（GIS）变电所的过电压保护作出了规定。

14.8.18 露天布置的 GIS 的外壳不需装设直接雷保护装置，但应接地。

新增条文。本条引用《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997 第 7.1.3 条的规定。

由于 GIS 电气装置的带电设备，是装设在金属封闭的外壳内，不易遭受雷击的损坏。因此，规定不需装设直接雷保护。

14.8.19 有效接地系统中的中性点不接地的变压器，如中性点采用分级绝缘且未装设保护间隙，应在中性点装设雷电过电压保护装置，且宜选变压器中性点金属氧化物避雷器。如中性点采用全绝缘，但变电所为单进线且为单台变压器运行，也应在中性点装设雷电过电压保护装置。

不接地、消弧线圈接地系统中的变压器中性点，一般不装设保护装置，但多雷区单进线变电所且变压器中性点引出时，宜装设保护装置；中性点接有消弧线圈的变压器，如有单进线运行可能，也应在中

性点装设保护装置。该保护装置可任选金属氧化物避雷器或碳化硅普通避雷器。

对 110kV、220kV 变压器中性点装有避雷器时，应同时加装并联接地刀闸。

1 在有效接地系统的电力网中，往往有一部分变压器的中性点不接地。这样，当三相进波时，就会在中性点上出现很高的电压，最高可达线端电压的 190%。为了保护变压器中性点的绝缘，对运行于有效接地系统的中性点不接地变压器，若其中性点绝缘不是按线电压设计时，则应在其中性点装设避雷器保护。

2 当变电所单进线且为单台变压器运行时，虽然变压器的中性点为全绝缘，但考虑到单进线的情况，如不在中性点加装避雷器保护，就有可能造成变压器的损坏。这种单台变压器的变电所就会造成长时间停电，对企业的生产带来影响，后果是严重的。因此，规定在中性点加装避雷器。

3 运行于不接地系统中的变压器，一般不需在中性点加装避雷器。但多雷地区单进线的变电所，考虑雷电侵入波侵入时会产生反射，而使电压升高，故宜在中性点加装避雷器保护，以免损坏变压器的绝缘。若变压器中性点装有消弧线圈时，当切断最后一条线路的两相故障时，相当于强迫切断消弧线圈的电感电流，在消弧线圈上就会出现很高的过电压，因此，规定也应在中性点装设保护装置，以保护变压器中性点和消弧线圈。

4 中性点装有避雷器，是因变压器投入、退出或电网运行方式改变，需要中性点接地时，将中性点能够接地，因此需同时加装并联接地刀闸。

14.9 小容量变电所雷电侵入波过电压的简易保护

14.9.1 3150kVA~5000kVA 的变电所 35kV 侧，可根据负荷的重要性及雷电活动的强弱等条件适当简化保护接线，变电所进线段的避雷线可减少到 500m~600m，但其首端排气式避雷器或保护间隙的接地电阻不应超过 5Ω（图 18）。

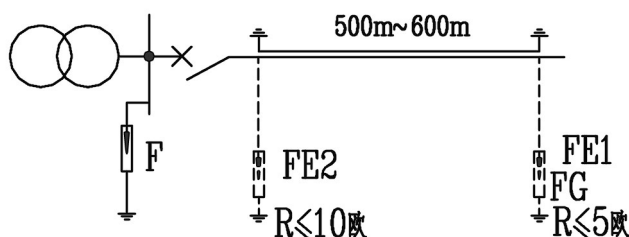


图 18 3150kVA~5000kVA、35kV 变电所的简易保护接线

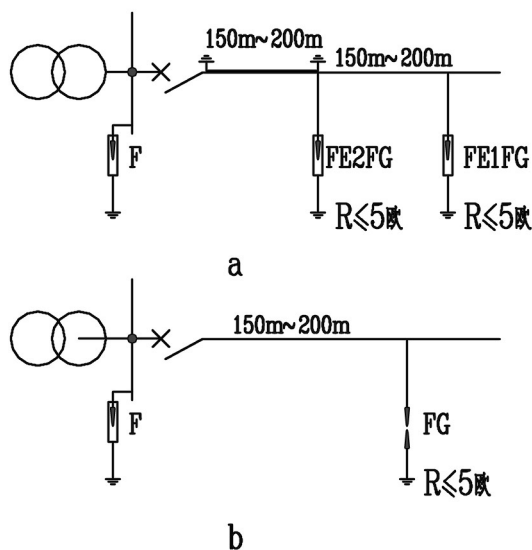
我省较多的小容量用户变电所，采用了简化的保护接线。如果广泛的采用简化保护接线，就能节省大量的投资，并取得了较好的运行经验。据调查，主变压器雷击事故率为 0.8 次 / 百所年（正规的变电所为 0.67）。据事故分析，有些事故是避雷器性能不良或离保护设备过远以及进线保护段没有装设避雷器等原因所造成，并非由于保护简化引起。

运行经验证明，对于负荷性质不太重要、容量较小的变电所，其进线保护段的长度可以适当缩短，但必须在进线段上装设避雷器，母线上的避雷器对主变压器的电气距离应尽量缩小（一般不宜超过 10m），对变压器的二次侧亦要求装设完整的保护装置。只要严格执行这些规定，就能够基本上保证其安全运行。当然，在选用简化保护接线之前，应充分考虑变电所供电的重要性，主变压器的绝缘状况以及当地雷电活动强烈程度等条件，贯彻因地制宜的原则。在强雷区的变电所不宜采用简化的保护接线。

对于电压为 35kV、容量为 3150kV·A~5000kV·A 的变电所，可以根据采用简化防雷保护接线。

因此，在选用简化的保护接线时，应综合考虑当地的雷电活动强烈程度、供电的重要性、变电所容量以及过去的运行经验等具体条件。

14.9.2 小于 3150kVA 供非重要负荷的变电所 35kV 侧，根据雷电活动的强弱，可采用图 19（a）的保护接线；容量为 1000kVA 及以下的变电所，可采用图 19（b）的保护接线。



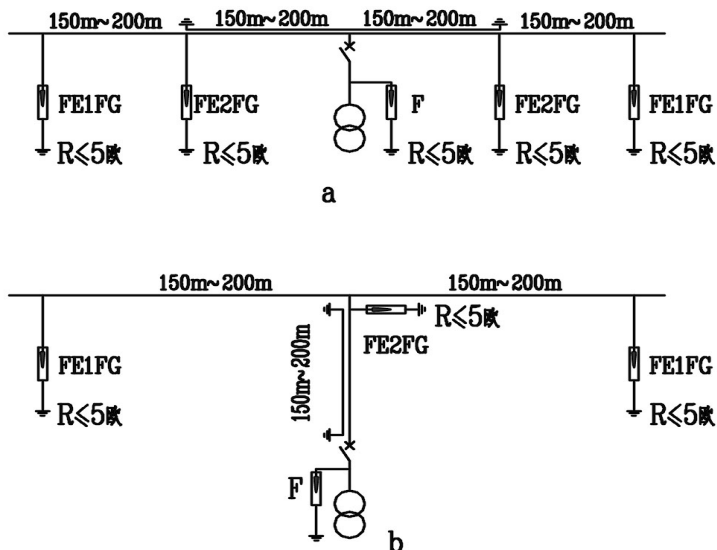
(a) 采用避雷线保护的接线； (b) 不采用避雷线保护的接线

图 19 小于 3150kVA 变电所的简易保护

本条是根据运行经验以及科研机构对保护简化接线的变电所分析报告，所推荐的保护接线而拟订的。线路上有 150m~200m 避雷线，并装设 FE2 和 FE1 两组避雷器，接地电阻必须小于 5Ω。各地可根据具体情况加以选用。

本条还对容量为 1000kV·A 及以下的变电所，提供了一种在进线段没有避雷线，只在线路上装设保护间隙、变压器母线上只装设一组避雷器的简化保护接线，但要求避雷器尽量靠近变压器安装，这对小容量变电所一般还是可以做到的。

14.9.3 小于 3150kVA 供非重要负荷的 35kV 分支变电所，根据雷电活动的强弱，可采用图 20 的保护接线。



(a) 分支线较短时的保护接线； (b) 分支线较长时的保护接线

图 20 小于 3150kVA 分支变电所的简易保护

科研机构总结了许多 35kV 变电所简化保护接线，并在防雷分析仪上进行了模拟试验，绘制了一套变电所落雷性曲线。分析结果表明，他们所推荐的容量为 3150kV·A 以下的分支变电所的防雷保护接线符合安全经济的原则。这种简化接线的变电所耐雷指标约为标准保护接线的 40% 左右，相当于配电变压器的防雷保护接线。这对农村供电的小容量变电所所能达到这样的指标还是能够符合要求的。

当然，农业用电中也有一些重要负荷，如防洪、防汛的用电设施就非常重要，因此，能否采用简

化接线，必须具体分析。区别对待。

14.9.4 简易保护接线的变电所 35kV 侧，避雷器与主变压器或电压互感器间的最大电气距离不宜超过 10m。

对于负荷性质不太重要且容量较小的变电所，其进线保护段采用简易保护接线时，规定将对变压器规定母线上的避雷器对主变压器等电气设备的电气距离不宜超过 10m，是为了保证主变压器等电气设备的安全运行。

14.10 配电系统的雷电过电压保护

14.10.1 6kV~20kV 配电系统中的配电变压器应装设避雷器保护。避雷器应尽量靠近变压器装设，不接地或消弧线圈接地系统其接地线应与变压器低压侧中性点（中性点不接地时则为中性点的击穿保险器的接地端）以及金属外壳等连在一起接地。

10kV、20kV 低电阻接地系统，其避雷器的接地，应符合 DL/T621 中 7.2.1、7.2.2 的要求。

配电变压器是配电网中的重要设备，它担负着为广大用户供电的任务。为了保证供电安全，对配电变压器必须强调“台台设备有保护”，这是运行经验所证明。为提高保护效果，避雷器要求尽量靠近变压器安装，一般装设在高压熔断器的内侧。在非有效接地系统，要求避雷器的接地线与变压器中性点以及变压器的金属外壳连在一起共同接地。这样，当高压侧落雷避雷器放电时，变压器绝缘上所承受的电压即为避雷器的残压，而在接地装置上的电压降并没有作用在变压器的绝缘上，这对变压器的保护有利。

本条又规定了在低电阻接地方式，其避雷器的接地应与变压器中性线的接地分开，以防止在发生接地故障时的接触电势、跨步电势对人身伤害。

14.10.2 6kV~20kV 配电变压器宜在低压侧装设一组避雷器或击穿保险器，以防止反变换波和低压侧雷电侵入波击穿高压侧绝缘。但厂区内的配电变压器可根据运行经验确定。

低压侧中性点不接地的配电变压器，应在中性点装设击穿保险器。

1 配电变压器低压侧未装设避雷器或击穿保险器，在运行中往往由于低压侧落雷或反变换波的影响造成绝缘击穿事故。在低压侧装设避雷器或击穿保险器不仅可以用来保护变压器的低压绕组，同时，当过电压波从低压绕组传递到高压绕组时，还能保护高压绕组（尤其是匝间、层间和中性点绝缘）。在配电变压器上可能出现的过电压分两种情况：（与 Y·yn0 接线为例）

1) 正变换——当波达到 Y·yn0 接线的变压器时，中性点所装的击穿保险器被击穿，或当波到达 Y·yn0 接线的变压器次级绕组时，都会在外加电压的作用下，通过变压器次级绕组的冲击电流按变比感应出电动势而使高压绕组的中性点电位升高。

2) 反变换——当 6kV~20kV 侧落雷时，避雷器会有大量的雷电流通过，在接地装置上产生电压降。这电压降同时将作用在低压绕组的中性点上并加到低压绕组上，通过变压器的电磁感应，使高压侧也会出现高电压，星形接线的变压器高压中性点上也会出现危险的高电压。

3) 低压侧装了避雷器后，对低压侧加以 5kV、10kV、15kV、20kV 的冲击电压（单相进波），低压避雷器动作放电，而高压侧并未出现高电压（最高只有 2kV）。如果低压侧不装设避雷器，加至 15kV 变压器就击穿了。由此可见，在变压器低压侧装设避雷器或击穿保险器，就能进一步提高变压器运行的可靠性，而这一情况正是容易被忽视的。

2 中性点不接地的变压器，低压侧相当于不接地或高阻抗接地了，中性线（N）重复接地取消了。当中性点电网升高时，就会威胁人身和设备的安全。因此，必须在中性点上装设一组击穿保险器，以确保运行安全，这是完全必要的。

14.10.3 35kV/0.4kV 配电变压器，其高低压侧均应装设避雷器保护。

见第 14.10.2 条说明。

14.10.4 6kV~20kV 柱上断路器和负荷开关应装设避雷器保护。经常断路运行而又带电的柱上断路器、负荷开关或隔离开关，应在带电侧装设避雷器，其接地线应与柱上断路器等金属外壳连接，且接地电阻不宜超过 10Ω。

装设在架空线路上的电容器宜装设避雷器保护。

柱上断路器是配电线路上重要设备，但其绝缘水平较低，相间距离也很小，往往由于遭受雷击发生闪络短路事故，给用户造成长时间的停电，因此必须用避雷器保护。对于经常开路运行且经常带有电压的柱上断路器或隔离开关，当任何一侧线路落雷时，将雷电波的反射作用而使其电压升高一倍，引起绝缘闪络击穿事故。为此，应在其带电侧装设避雷器保护，并要求其接地引下线也柱上断路器的

金属外壳连接在一起共同接地，以降低防雷保护装置放电时作用于柱上断路器上的电压。

14.10.5 20kV 及以下配电线路，当采用绝缘导线时宜有防雷措施，防雷措施应根据当地雷电活动情况和实际运行经验确定。

由于铝芯绝缘导线没有钢芯，在遭受雷击的情况下极易断线。因此，绝缘导线的防雷应引起重视。根据我省对绝缘导线防雷的研究和实践经验，对 20kV 绝缘导线的防雷，主要有以下措施：

1 应结合本地区雷暴日数，并参照 10kV 架空绝缘配电线路的运行经验，综合确定每隔多少根电杆安装一组避雷器。采用普通氧化锌避雷器、互感式或穿刺型避雷器。

2 在雷电活动强烈的地区和经常发生雷击故障的线路，应当安装架设感应雷屏蔽线，减少架空绝缘线路雷击故障率。

a) 屏蔽分流线能对绝缘导线的防雷（主要指感应雷）有一定作用。但屏蔽分流线不能完全替代防雷柱式瓷绝缘子和避雷器的作用，需根据各地区的实际情况进行选用。

b) 屏蔽分流线在很大程度上能减小最终流入接地装置的接地电流，大大降低接触电压和跨步电压。因此，对于中性点经低电阻接地架空线路，宜首先考虑同杆架设屏蔽分流线。

c) 屏蔽分流线一般架设于导线下方，可采用普通钢绞线，其使用截面可根据系统短路接地电流数值确定。

d) 所有屏蔽分流线的安装支架均须逐杆接地，并要求与接地引下线及接地装置有可靠的电气连接。

e) 使用时须核算屏蔽分流线的风荷载和使用张力（屏蔽分流线可采用与导线相同的架线弧垂），适当折减直线杆的使用档距和转角杆的使用角度，以确保电杆的使用安全。

3 装设防雷柱式瓷绝缘子，以释放雷电流，有效保护绝缘导线。

4 防雷柱式瓷绝缘子、避雷器、互感式或穿刺型避雷器、屏蔽分流线的安装支架均应通过接地引下线与接地装置可靠连接。

14.10.6 20kV 及以下绝缘导线的配电线路在干线与分支线处、干线分段线路处宜装有接地线挂环及故障显示器。

本条是运行经验的总结。

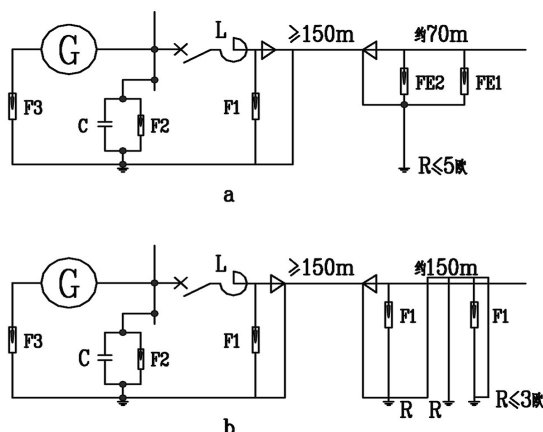
本条的规定，一是便于线路检修时悬挂接地线；二是便于故障的查找。

14.11 旋转电机的雷电过电压保护

14.11.1 与架空线路直接连接的旋转电机（发电机、同步调相机、变频机和电动机，简称直配电机）的保护方式，应根据电机容量、雷电活动的强弱和对运行可靠性的要求确定。

本条原则规定了与架空线路直接连接的电机过电压保护方式，应根据电机容量、雷电活动情况和对运行可靠性要求等条件选用。

14.11.2 单机容量为 25000kW~60000kW 的直配电机，宜采用图 21（a）所示的保护接线。60000kW 以上的电机，不应与架空线路直接连接。



F1—配电避雷器； F2——旋转电机避雷器； F3—旋转电机中性点避雷器
FE1、FE2—排气式避雷器； G—发电机； L—限制短路电流用电抗器； C—电容器
(a) 进线段采用耦合地线的保护接线； (b) 进线段采用避雷线的保护接线。

图 21 25000kW~60000kW 直配电机的保护接线

排气式避雷器 FE1 和 FE2 的冲击放电电压不应超过表 28 所列的数值。

FE1 和 FE2 的接地端应用钢绞线连接。钢绞线架设在导线下方，距导线应不小于 3m 但大于 2m，并应与电缆首端的金属外皮在装设 FE2 杆塔处连在一起接地，工频接地电阻 R 不应大于 5Ω 。

表 28 排气式避雷器 FE1 和 FE2 的冲击放电电压

系统标称电压	kV	3	6	10
预放电时间为 2 μ s 的冲击放电电压	kV	40	50	60

进线电缆段应直接埋设在土壤中，以充分利用其金属外皮的分流作用。如受条件限制不能直接埋设，可将电缆金属外皮多点接地，即除两端接地外，再在两端间的 3~5 处接地。

如电缆首端的短路电流较大，按图 21 (a) 所示的保护接线无适当参数的排气式避雷器可用时，可改用图 21 (b) 所示的保护接线。

进线段上的避雷器的接地端，应与电缆的金属外皮和避雷线连在一起接地，接地电阻 R 不应大于 3Ω 。

本条对单机容量为 25000kW~60000kW 的直配电机的过电压保护接线方式作了规定。

规定 60000kW 以上的电机，不应与架空线路直接连接，除按防雷可靠性考虑外，还考虑了大电机的重要性，以及当直接与架空线路连接时，频繁遭受短路冲击，动稳定性可能遭到破坏等不利条件。

运行经验表明，大容量（如 25000kW 以上）直配发电机的雷害是很少的。6000kW 及以上的电机雷击损坏仅占总事故的 10% 左右。可见按图 21 的保护接线对大容量电机是安全可靠的。

实践证明，大容量直配电机只要其本身绝缘良好，保护完善符合规程要求，雷害事故率是很小的。大容量电机的供电回路中一般均装设限流电抗器，这个电抗器在防雷作用上也很大。

应当说明，本章所列保护接线及其使用的保护设备，均建立在电机绝缘能通过 1.5 倍额定电压的交流耐压和 2.5 倍额定电压的直流耐压的预防性试验基础上的。一般的避雷器冲击放电电压和残压都比较高，用这种避雷器保护发电机，可靠性较低。而用保护旋转电机的专用磁吹避雷器对提高电机防雷保护的可靠性作用较大，应优先采用。

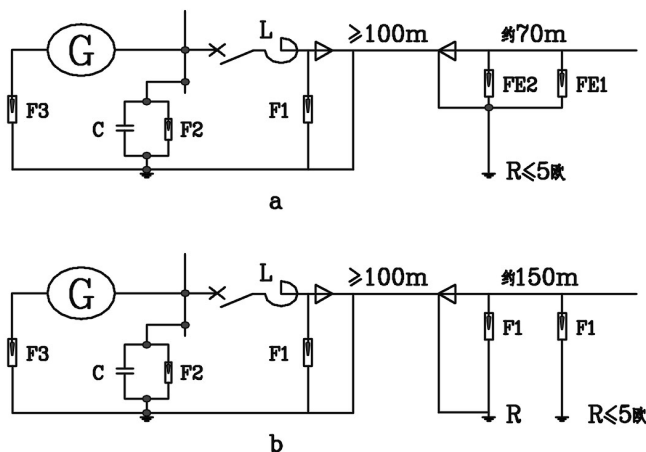
在实际执行中，很多单位退出电缆对雷电波的衰减作用应如何考虑，有的提出电缆长度长于 1km 时，是否需要装设保护设备。实际运行经验也证明，几百 m 甚至 1km 长的电缆对雷电波的衰减作用也不大。在某用户的自备电厂直配发电机经过近 1km 的电缆与架空线路连接，有一次在架空在线落雷，虽然沿途的避雷器都动作了，可是发电机出口及中性点避雷器也都动作了。这说明，单纯依赖电缆长度而使保护接线简化是不可靠的。

如电缆段首端在同样的雷电流作用下，其末端芯线的对地电压，在电缆段埋于土中时比不埋在土中要低，也就是说，电缆段埋入土中时其耐雷水平比不埋入土中有显著提高。试验结果表明，在电缆中间的 3~5 处做接地，效果与全部长度直埋地中相近，因此本条规定也可把电缆埋入土中，受条件限制不能直埋时，可将电缆金属外皮多点接地。

本条图 21 (a) 和 21 (b) 的差别主要在于，前者在进线段采用排气式避雷器，后者采用避雷器代替排气式避雷器。前者电缆皮的散流作用充分发挥，阻止雷电流大量侵入电机出口避雷器。后者因避雷器动作后，电缆皮的散流作用和阻止雷电流侵入的作用大减。尽管 F1 的接地电阻采用 3Ω ，比 FE 的 5Ω 为低，图 21 (b) 的保护作用仍不如图 21 (a)。曾经发生的多起电机遭受雷击击穿事故，都是采用图 21 (b) 的接线。

14.11.3 单机容量 6000kW~25000kW 的（不含 25000kW）的直配电机，宜采用图 22 (a) 所示的保护接线。在多雷区，也可采用图 21 所示的保护接线。

如电缆首端的短路电流较大，按图 22 (a) 所示的保护接线无适当参数的排气式避雷器可用时，可改用图 22 (b) 所示的保护接线。



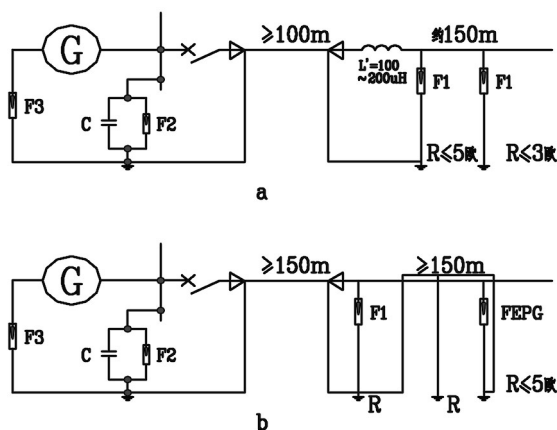
(a) 进线段采用耦合地线的保护接线； (b) 进线段采用避雷线的保护接线。

图 22 6000kW~25000kW (不含 25000kW) 直配电机的保护接线

本条对单机容量 6000kW~25000kW 的 (不含 25000kW) 的直配电机的过电压保护接线方式作了规定。

本条的规定, 是根据多年运行经验而作的规定, 证明是足够可靠的。其中限流电抗器起到很大的作用。采用图 22 的保护接线时, 应做到: 一是电机本身的绝缘正常; 二是电缆段不能过短。

14.11.4 单机容量 6000kW~12000kW 的直配电机, 如出线回路中无限流电抗器, 可采用图 22 所示的保护接线。在雷电活动特殊强烈地区, 宜采用有电抗线圈的图 23 (a) 所示的保护接线。



(a) 进线段采用电感线圈的保护接线； (b) 进线段采用避雷线的保护接线。

图 23 6000kW~12000kW 直配电机的保护接线

本条对单机容量 6000kW~12000kW 的直配电机过电压保护接线方式作了规定。

据对发电厂不装电抗器的发电机调查, 曾发生过电机绝缘损坏事故。事故原因, 其中由于电缆过短 (只有 18m~30m)。因此, 采用图 23 的保护接线时, 应做到: 一是电机本身的绝缘正常; 二是电缆段不能过短 (不小于 150m)。

14.11.5 单机容量 1500kW~6000kW 的 (不含 6000kW) 或少雷区 6000kW 及以下的直配电机, 可采用图 24 所示的保护接线。

在进线保护段长度 L_0 内, 应装设避雷针或避雷线。

进线保护段长度与排气式避雷器接地电阻的关系应符合下列要求。

对 6kV 线路

$$L_0 / R \geq 200$$

对 10kV 线路

$$L_0 / R \geq 150$$

式中:

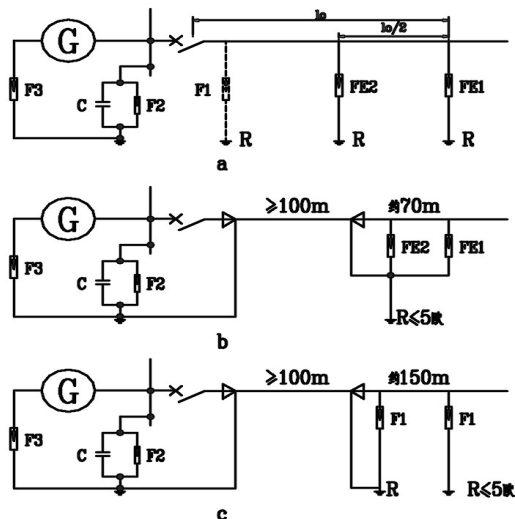
L_0 —— 进线保护段长度, m;

R —— 接地电阻, Ω 。

进线保护段长度一般采用 450m~600m。

在进线保护段上如有排气式避雷器 FE2, 接地电阻 R 可取两组排气式避雷器 FE1 和 FE2 接地电阻的并联值。

图 24 (a) 中的避雷器 F1 主要用来保护断路器或隔离开关。



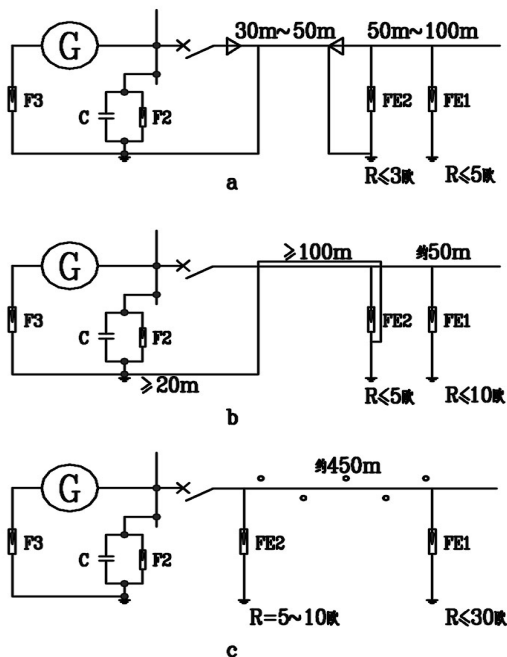
(a) 进线段采用 FE 的保护接线; (b) 进线段采用耦合地线的保护接线; (c) 进线段采用 F 的保护接线。

图 24 1500kW~6000kW (不含 6000kW) 直配电机和少雷地区的 6000kW 及以下直配电机的保护接线

本条对单机容量 1500kW~6000kW 以下或少雷区 6000kW 及以下的直配电机的过电压保护接线方式作了规定。

本条规定的三种保护接线以及计算进线段长度和接地电阻的公式, 都是过去多年采用的, 保护作用尚好。其中图 24 (a) 的缺点是, 如用独立避雷针, 占地面积很大, 耗钢量也较多。应根据具体条件, 在上述矛盾不突出时采用。

14.11.6 单机容量为 1500kW 及以下的直配电机, 宜采用图 25 所示的保护接线。



(a) 进线段采用 FE 的保护接线; (b) 进线段采用避雷线的保护接线; (c) 进线段采用避雷针的保护接线。

图 25 1500kW 及以下直配电机的保护接线

本条对单机容量 1500kW 以下的直配电机的过电压保护接线方式作了规定。

本条推荐的三种接线各有不同的特点，可因地制宜地选用。

14.11.7 容量为 25000kW 及以上的直配电机，应在每台电机出线处装设一组旋转电机避雷器。25000kW 以下的直配电机，避雷器也应尽量靠近电机装设，在一般情况下，避雷器可装在电机出线处；如接在每一组母线上的电机不超过两台，避雷器也可装在每一组母线上。

由于 25000kW 及以上的直配电机的重要性，因此本条规定应在每台电机出线处装设一组旋转电机用避雷器。

14.11.8 如直配电机的中性点能引出且未直接接地，应在中性点上装设旋转电机中性点避雷器。

本条的规定是为了保护电机中性点的绝缘。因此，在电机中性点能够引出且未直接接地时，应装设中性点避雷器保护。

14.11.9 保护直配电机用的避雷线，对边导线的保护角不应大于 30° 。

本条的规定，是防止因保护角过大而造成绕击导线击坏电机事故。

14.11.10 为保护直配电机匝间绝缘和防止感应过电压，装在每相母线上的电容器，包括电缆段电容在内应为 $0.25\mu\text{F}\sim 0.5\mu\text{F}$ ；对于中性点不能引出或双排并绕绕组的电机，应为 $1.5\mu\text{F}\sim 2\mu\text{F}$ （图 21～图 25）电容器宜有短路保护。

装设电容器，增大了电机的端部电容，是防止电机感应过电压的主要措施。电容值增大对保护电机有利，但也增大了电容电流，发生弧光接地时，对灭弧不利。为防止因电容器发生故障而引起电机跳闸，应在电容器回路中装设熔丝保护。

对于中性点不能引出或双排并绕绕组电机，由于相距很多匝以后的线棒仍可能靠在一起，因此，实际允许侵入波的陡度比一般电机所允许的要低，约低一半多。因而对这种电机，应增加保护匝间绝缘的电容值。

14.11.11 无架空直配线的发电机，如发电机与升压变压器之间的母线桥或组合导线 无金属屏蔽部分的长度大于 50m，应采取防止感应过电压的措施，在发电机回路或母线的每相导线上装设不小于 $0.15\mu\text{F}$ 的电容器或旋转电机避雷器。如已按第 14.8.15 条要求装设避雷器，则可不再采取措施，但该避雷器应选用旋转电机避雷器。

在一般情况下，母线上具有每相 $0.1\mu\text{F}\sim 0.15\mu\text{F}$ 的电容时，电机端子上就不会出现危险的感应过电压。但为了安全起见，本条没有计及电机本身的对地电容。因此，本条规定，当母线桥或组合导线 无金属屏蔽部分的长度大于 50m，应在电机回路或母线上装设每相为不小于 $0.15\mu\text{F}$ 的电容器或旋转电机用避雷器。

据调查，很多的发电厂母线桥长度不超过 50m，未装保护电容，电机没有发生事故，说明按本条执行是安全的。

14.11.12 在多雷区，经变压器与架空线路连接的非直配电机，如变压器高压侧的系统标称电压为 35kV 及以下时，为防止雷电过电压 经变压器绕组的电磁传递而危及电机的绝缘，宜在电机出线上装设一组旋转电机避雷器。变压器高压侧的系统标称电压为 110kV 及以上时，电机出线上是否装设避雷器可经校验确定。

经验证明，在与发电厂、变电所连接的架空线路附近遭受雷击时，电机母线上的避雷器动作，即雷电波经过变压器使避雷器动作，说明变压器后的避雷器对电机有保护作用，也说明雷电波侵入后虽经过变压器仍会对电机造成危害。所以作出规定。

15 架空电力线路

15.1 一般规定

15.1.1 本章适用于 220kV 及以下的高压电力线路（以下简称电力线路）

原有电力线路的运行、大修、改建和线路升压，参照本章规定并在确保安全供电和质量的原则下，充分利用原有设备。

本条规定了本章的适用范围，及原有线路运行、大修、改建和升压的基本原则。

依据省公司 2008 年完成的国家电网公司《中压配电网供电电压等级优化研究及示范试点研究》科技项目。原有的 10kV 线路可以升压为 20kV 电压等级。这是大量的存量资产得到了使用，节省了投资。在用户的供电系统中，升压工程也可以应用。

15.1.2 电力线路所采用的导线、绝缘导线和避雷线、绝缘子、金具和紧固件均应符合国家现行的产品技术标准。金属构件应经热浸锌处理。

导线、线路设备、金具国家和电力行业都有相关标准，应遵照执行。金属构件经热浸锌处理，可以保证 10 多年不锈蚀，提高了架空线路的安全运行水平。

15.1.3 电力线路的路径和杆位的选择，应综合考虑运行、施工、检修、交通条件和路径长度等因素确定。并符合下列条件：

- a) 应尽量少占农田；
- b) 应尽量避免河流、洼地、冲刷地带以及易被车辆碰撞等处；
- c) 应尽量避免有爆炸物、易燃物、可燃液体（气体）的生产厂房、仓库、贮罐和有腐蚀性气体的地带；
- d) 不应引起交通和机耕的困难；
- e) 应考虑对邻近设施如：电台、飞机场、弱电线路的影响；
- f) 在线路走廊允许的条件下，应尽量避免绿化地带；
- g) 应与电力系统及厂区的规划相协调。

本条对电力线路的路径和杆位的选择作了规定。

路径的选择要进行方案比较，选择最佳方案，以利于控制工程造价、节省投资、严格质量，有利于电力线路的安全运行。

架空电力线路路径的选择是一项非常重要的工作，对架空线路的造价、安全性和适用性影响至关重要。近年来由于工农业设施和市政设施的不断发展，线路路径的选择越来越困难。因此在选择线路路径时，应认真进行调查。限制路径应避免不良地质地带、矿场采空区等可能引起杆塔倾斜、沉陷的地段；当无法避让时，应开展塔位稳定性评估，并采取必要的措施。

为使新建线路与沿线相关设施的互相协调，以求和谐共存，明确在选择路径时应考虑与临近设施如电台、机场、弱电线路等的相互影响。

市区线路路径的选择具有与一般地区完全不同的特点，其中最首要的依据就是规划。城市的总体规划均包括电力线路走廊及各种管线位置的安排，旧市区改造和电力负荷增长受各种因素的限制，很难做到同点规划，因此，在电缆线路路径选择时，应积极和规划部门联系、配合，避免反复改建线路。

15.1.4 电力线路设计气象条件，应根据当地的气象资料和附近已有线路的运行经验，按以下重现期确定：

- a) 35kV~220kV 输电线路 30 年
- b) 20kV 及以下配电线路 15 年

重现期按 30 年、15 年是考虑电力线路设计的经验和历史状况以及近年来电网受灾情况确定的。

15.1.5 电力线路的设计除应符合本章规定外，还应符合国家和电力行业有关送电、配电电力线路的设计规范、验收规范、运行规程的有关规定。有关电力线路的雷电过电压保护和接地的要求，按本规程中过电压保护和接地装置等章节的规定执行。

电力线路的设计规范主要有：

- 1 《66KV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061—2010
- 2 《110kV~750kV 架空输电线路设计规程》GB 50545—2010
- 3 《110kV~500kV 架空送电线路设计技术规程》DL/T 5092—1999
- 4 《220kV~500kV 紧凑型架空送电线路设计技术规定》DL/T 5217—2005
- 5 《架空送电线路杆塔结构设计技术规定》DL/T 5154—2002
- 6 《架空送电线路基础设计技术规定》DL/T 5919—2005
- 7 《10kV 及以下架空配电线路设计技术规程》DL/T 5220—2005
- 8 《架空绝缘配电线路设计技术规程》DL/T 601—1996
- 9 《110kV~750kV 架空输电线路设计技术规定》Q/GDW 179—2008
- 10 《66KV 及以下架空电力线路设计技术规定》Q/GDW 180—2008

电力线路运行规程主要有：

- 1 《架空输电线路运行规程》DL/T 741—2010
 - 2 《架空配电线路及设备运行规程》SD292—88
 - 3 《架空绝缘配电线路运行规程》DL/T 602—1996
- 15.1.6 电力线路应有下列标志，并保持完整正确：

- a) 所有杆塔的线路名称或代号。
- b) 所有杆塔上的杆塔号码。

- c) 终端杆、分支杆、耐张杆、换位杆及换位杆前后各一基杆上明显的相位标志。
d) 高杆塔应按航空部门的规定, 装设航空障碍标志。

本条的规定, 是电力线路运行、检修和查找故障的需要。特别是双回路、多回路杆塔, 应有明显区别的标志, 防止发生误登带电杆塔, 而发生人身伤亡事故。

15.1.7 10kV 及以上新建架空电力线路竣工验收时应提交下列文件:

- a) 提供与沿线有关单位订立的协议、合同及检查记录。
b) 经批准的设计文件。
c) 施工单位提供的施工记录、弧垂记录、杆塔埋深及倾斜记录、隐蔽工程记录、导线和避雷线接头数量及位置记录、交叉跨越测量记录以及线路电气试验记录包括接地电阻测量记录等。
d) 施工单位应提供原材料及器材出厂质量合格证明及试验记录。
e) 设计变更通知书及修改后的竣工图。

本条的规定是架空线路运行管理的需要。

15.1.8 220kV 架空送电线路, 宜采用紧凑型架空线路, 并应符合 DL/T 5217 的规定。

紧凑型架空送电线路, 是通过对导线的优化排列, 三相导线间无接地构件, 达到提高自然输送功率、减少线路走廊宽度, 提高单位走廊输电容量的一种新型的架空送电线路。

15.2 导线与避雷线

15.2.1 电力线路的导线、避雷线应符合现行的国家产品标准的规定。导线不应采用铜线。避雷线一般采用热浸镀锌钢绞线。

1 电力线路用的钢芯铝绞线, 执行的国家标准是《圆线同心绞架空导线》GB/T1179-2008, 原 1999 年的标准, 已作废。该标准对钢芯铝绞线的规格(截面), 与过去所采用的规格不一。当目前在线路设计时, 导线截面仍采用以往的规格。

2 GB/T 1179—2008 附录 D·4《推荐的导线尺寸及导线性能表》见表 15.2.1: (常用)

表 15.2.1 推荐的导线尺寸及导线性能表

规格号	钢比 %	面 积			单线根数		单线直径		直 径		单位长度质量 kg/km	额 定 抗 拉 力					直流电阻 20℃ Ω/ km
		铝	钢	总和	铝	钢	钢芯	绞线	钢芯	绞线		JL/G1A	JL/G1B	JL/G2A	JL/G2B	JL/G3A	
		mm ²					mm		mm			kN					
16	17	16	2.67	18.7	6	1	1.84	1.84	1.84	5.53	64.6	6.08	5.89	6.45	6.27	6.83	1.7934
25	17	25	4.17	29.2	6	1	2.30	2.30	2.30	6.91	100.9	9.13	8.83	9.71	9.42	10.25	1.1478
40	17	40	6.67	46.7	6	1	2.91	2.91	2.91	8.74	161.5	14.40	13.93	15.33	14.87	16.20	0.7174
63	17	63	10.5	73.5	6	1	3.66	3.66	3.66	11.0	254.4	21.63	20.58	22.37	21.63	24.15	0.4555
100	17	100	16.7	117	6	1	4.61	4.61	4.61	13.8	403.8	34.33	32.67	35.50	34.33	38.33	0.2869
125	6	125	6.94	132	18	1	2.97	2.97	2.97	14.9	397.9	29.17	28.68	30.14	29.65	31.04	0.2304
125	16	125	20.4	145	26	7	2.47	1.92	5.77	15.7	503.9	45.69	44.27	48.54	47.12	51.39	0.2310
160	6	160	8.89	169	18	1	3.66	3.36	3.36	16.8	509.3	36.18	35.29	37.43	36.80	38.67	0.1800
160	16	160	26.1	186	26	7	2.80	2.18	6.53	17.7	644.9	57.69	55.86	61.34	59.51	64.99	0.1805
200	6	200	11.1	211	18	1	3.76	3.76	3.76	18.8	636.7	44.22	43.11	45.00	44.22	46.89	0.1440
200	16	200	32.6	233	26	7	3.13	2.43	7.30	19.8	806.3	70.13	67.85	74.69	72.41	78.93	0.1444
250	10	250	24.6	275	22	7	3.80	2.11	6.34	21.6	880.6	68.72	67.01	72.16	70.44	75.60	0.1154
250	16	250	40.7	291	26	7	3.50	2.72	8.16	22.2	1007.7	87.67	84.82	93.37	90.52	98.66	0.1155
315	7	315	21.8	337	45	7	2.99	1.99	5.97	23.9	1039.6	79.03	77.51	82.08	80.55	85.13	0.0917
315	16	315	51.3	366	26	7	3.93	3.05	9.16	24.9	1269.7	106.83	101.70	114.02	110.43	121.02	0.0917

注: 1 G—绞线用镀芯钢线;

2 1、2 或 3—强度系列 (普通、高强和特高强);

3 A 或 B—镀层厚度等级 (普通和加厚);

4 G1A 和 G1B—普通强度镀锌钢线;

5 G2A 和 G2B—高强度镀锌钢线;

6 G3A—特高强度镀锌钢线。

15.2.2 钢芯铝绞线及其它复合导线, 应按综合计算拉断力进行计算。

铝绞线、钢芯铝绞线及铝合金导线的安全系数, 对一般地区不应小于 2.5; 对城市主要街道、厂区及人口稠密的地方, 则不应小于 3.0。

避雷器的安全系数, 宜大于同杆塔上导线的安全系数。

悬挂点的设计安全系数不应小于 2.25。

本条规定了电力线路设计时, 对铝绞线、钢芯铝绞线及铝合金导线的安全系数规定。

对地线(避雷线)设计的安全系数, 宜大于导线的设计安全系数。

对 110kV 及以上线路的导、地线在弧垂最低点的最大张力，应按下式计算：

$$T_{\max} \leq \frac{T_p}{K_c}$$

式中 $T_{\max}$ ——导、地线在弧垂最低点的最大张力，N。

T_p ——导、地线的额定抗拉力，N。

K_c ——导、地线设计安全系数。

15.2.3 电力线路导线的截面，一般根据 5~10 年用电负荷的发展规划确定

15.2.3.1 110kV 及以上的电力线路导线截面，除根据经济电流密度选择外；还要按电晕及无线电干扰等条件进行校验。大跨越的导线截面宜按允许载流量选择。并应通过技术经济比较确定。

采用现行钢芯铝绞线国标时，如 110kV 导线外径不小于 9.6mm；220kV 导线外径不小于 21.6mm 时，可不验算电晕。

110kV 及以上架空线路的导线截面一般先根据用户的用电负荷，按合理的经济电流密度选择。

1 经济电流密度是根据各个时期的电线价格、电能成本及线路工程的特点等因素分析决定。上世纪 1956 年原水电部颁发的经济电流密度值见表 15.2.3.1—1。

表 15.2.3.1—1 经济电流密度值

最大负荷利用小时数	铝线经济电流密度 (A/mm ²)
3000 以下	1.65
3000~5000	1.15
5000 以上	0.9

2 随着电网运行电压不断升高，送电线路的导线、绝缘子及金具零件发生电晕和放电的概率亦相应增加，故对线路电晕损失和对环境的无线电干扰问题应引起重视。

3 导线的最小外径取决于两个条件

1) 导线表面电场强度 E 不宜大于全面电晕电场强度 E_0 的 80%~85%， E 与 E_0 的比值见表 15.2.3.1—2。

表 15.2.3.1—2 导线 E/E_0 值

标称电压 (kV)	110	220
导线外径 (mm)	9.6	21.6
E/E_0 (%)	78.76	81.76

2) 年平均电晕损失不宜低于线路电阻有功损失的 20%。按此标准建设的送电线路，既可保证导线的电晕放电不致过分严重，以避免对无线电设施的干扰，同时也尽量降低了线损，提高了电能传输效率。

15.2.3.2 35kV 及以下的电力线路最大负荷利用小时在 3000h 及以上时，导线截面宜采用接近经济电流密度的计算方法确定。

本条规定了 35kV 及以下架空线路导线截面计算的规定。

15.2.3.3 10kV、20kV 架空电力线路的导线截面的选择，尚应使电压降不宜超过额定电压的 5%。

10kV、20kV 配电线路，关系到很多的用户。其电压损失否满足电能质量国家标准的规定，是供电企业优质服务的需要。允许电压降校核，是指自供电的变电所二次侧出口至线路末端变压器或末端用户变电所一次侧入口的允许电压降为供电变电所二次侧额定电压的 5%。

15.2.4 校验导线的载流量时，导线的允许温度：钢芯铝绞线和钢芯铝合金绞线可采用 +70℃（大跨越可采用 +90℃）；钢芯铝包钢绞线（包括铝包钢绞线）可采用 +80℃（大跨越可采用 +100℃），或经试验决定；镀锌钢绞线可采用 +125℃。环境气温应采用最高月的最高平均气温；风速应采用 0.5m/s（大跨越采用 0.6m/s）太阳辐射功率密度应采用 0.1W/cm²。

1 控制导线允许载流量的主要依据是导线的最高允许温度，后者主要由导线经长期运行后的强度损失和连接金具的发热而定。当工作温度越高，运行时间越长，则导线的强度损失越大，对 54/7 的钢芯铝绞线的强度损失见表 15.2.4—1。

表 15.2.4—1 54/7 的钢芯铝绞线强度损失值

工作温度 (°C)	运 行 时 间 (h)	
	1000	10000
85	-1%	-1.4%
100	-2%	-3%

2 送电线路钢芯铝绞线采用的电力金具，导线截面为 240mm^2 及以下的耐张线夹用螺栓型，跳线多采用并沟线夹连接，运行中曾发生螺栓松动而跳线烧红的情况。鉴于钢芯铝绞线的允许温度仍采用 $+70^\circ\text{C}$ （大跨越可取 $+90^\circ\text{C}$ ）；钢芯铝合金绞线的允许温度采用值与钢芯铝绞线相同；钢芯铝包钢绞线（包括铝包钢绞线）可采用 $+80^\circ\text{C}$ 。2001 年国家电力公司委托华东电力设计院进行《提高导线发热允许温度的实验研究》工作，根据实验研究资料，得出以下结论。

a) 对组成导线的线材

对镀锌钢绞线，在长期加热至 100°C ，其抗拉强度不低于标准值；

对经过热处理的铝合金线，温度不超过 $+80^\circ\text{C}$ 时，1000h 强度损失为 0.5%，10000h，强度损失为 8%；

对硬铝线，加热至 100°C ，20000h 强度不低于标准值。

b) 对钢芯铝绞线

国内试验，钢芯铝绞线在 80°C 时，导线强度不低于计算拉断力；

日本试验认为，钢芯铝绞线在 90°C 时强度即使有所损失，也能满足工程引起；

原苏联、比利时和加拿大的试验表明，钢芯铝绞线的允许温度可以超过 90°C 。

c) 对导线配套金具

国外试验，IEEE 资料《钢芯铝绞线金具的高温试验》的结论：只要导线 $^\circ\text{C}$ 不超过 200°C ，线路金具就能够安全运行；

国内试验证明，导线温度 80°C 时，配套金具的温度不超过 67°C ，金具温度在 80°C 以下时，对导线的握力基本没有影响（仍在导线额定拉断力的 95% 以上）。

d) 世界各国对钢芯铝绞线规定的允许温度

表 15.2.4—2 各国对钢芯铝绞线规定的允许温度

温度 $^\circ\text{C}$	国 家
90	日本、美国
85	法国
80	德国、意大利、瑞士、荷兰、瑞典
75	比利时、印度尼西亚
70	中国、原苏联
50	英国

d) 由于温度提高，导线弧垂增加，对地交叉跨越空气间隙距离减少，影响线路对地及交叉跨越的安全裕度。

1) 以往设计按经济电流密度选择导线截面，并以最高温度弧垂来校验对地和交叉跨越的安全间距。鉴于导线达到允许温度的时间在全年运行中所占比重很小，一般不要求对允许温度弧垂校验安全距离。

对于特定的交叉跨越，如 200m 以上档距跨越铁路、高速或一级公路，和按允许温度选择导线截面大跨越或跨越电线等，规程规定按允许温度弧垂校验交叉跨越间距。

2) 对于按发热条件选择导线截面的线路，提高导线允许温度的影响，主要反映在“N-1”的工况下，在调度转移负荷的短时间内，允许传输容量和导线弧垂的适当增加，导致了适当补偿导线对地面和交叉跨越距离的需要。

3) 对于按经济电流密度选择导线的线路，在导线允许温度提高到 80°C 之前，必须按 50°C 弧垂校验导线对地和交叉跨越间距、做好必要的调整，并检查、恢复导线接头的良好接触传导。

3 验算导线载流量时的环境气温采用最高气温的最高平均气温、太阳辐射功率密度采用 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ ，一般线路的计算风速采用 $0.5\text{m}/\text{s}$ ，大跨越由于导线平均高度在 30m 以上，风速要相应增加，故取 $0.6\text{m}/\text{s}$ 。

计算导线允许载流量可用下列公式

$$I = \sqrt{(WR + WF - WS) / R'_t}$$

式中：I —— 允许载流量，A；

W_R —— 单位长度导线的辐射散热功率， W/m ；

W_F —— 单位长度导线的对流散热功率， W/m ；

W_S —— 单位长度导线的日照吸热功率， W/m ；

R'_t —— 允许温度时导线的交流电阻， Ω/m 。

辐射散热功率 W_R 的算式

$$W_R = \pi D E_1 S_1 [(\theta + \theta_a + 273)^4 - (\theta_a + 273)^4]$$

式中: D —— 导线外径, m;

E_1 —— 导线表面的辐射散热系数, 光亮的新线为 0.23~0.43; 旧线或涂黑色防腐剂的线为 0.90~0.95;

S_1 —— 斯特凡—包尔茨曼常数, 为 5.67×10^{-8} , W/m^2 ;

θ —— 环境温度, $^{\circ}C$ 。

对流散热功率 W_F 的算式

$$W_F = 0.57 \pi \lambda_f \theta R_e^{0.484}$$

λ_f —— 导线表面空气层的传热系数, $W/m^2 \cdot ^{\circ}C$;

R_e —— 雷诺数。

$$\lambda_f = 2.42 \times 10^{-2} + 7(\theta_a + \theta/2) \times 10^{-5}$$

$$R_e = VD/\nu$$

其中: V —— 垂直于导线的风速, m/s;

ν —— 导线表面空气层的运动粘度, m^2/s ;

$$\nu = 1.32 \times 10^{-5} + 9.6(\theta_a + \theta/2) \times 10^{-8}$$

日照吸热功率 W_S 的算式

$$W_S = a_s J_s D$$

式中: a_s —— 导线表面的吸热系数, 光亮的新线为 0.35~0.46; 旧线或涂黑色防腐剂的线为 0.90~0.95;

J_s —— 日光对导线日照强度, W/m^2 , 当天晴、日光直射导线时, 可采用 $1000 W/m^2$ 。

15.2.5 导线截面的选择, 应符合下列规定:

a) 110kV~220kV 线路导线截面的确定, 应符合 DL/T5092、DL/T5130、DL/T5154 的相关规定。

b) 城区 35kV 架空线路导线截面不应小于 $185 mm^2$, 农村 35kV 架空线路导线截面不应小于 $150 mm^2$ 。35kV 用户接入工程导线截面应根据用电负荷需求和电压损失进行选择。导线截面采用 $150 mm^2$ 、 $300 mm^2$ 、 $400 mm^2$ 三种规格。

c) 城区 10kV 架空配电主干线路的导线截面宜采用 $185 mm^2 \sim 240 mm^2$; 支线截面宜采用 $120 mm^2 \sim 150 mm^2$ 。农村 10kV 配电线路导线截面不应小于 $185 mm^2$; 分支线不应小于 $120 mm^2$ 。

本条规对不同电压等级的电力线路导线截面的选择作了具体规定。一个地区的导线截面不宜过多, 不仅便于设计, 也便于备料, 也便于事故抢修的需要。110kV 及以上线路, 应按 DL/T5092、DL/T5130、DL/T5154 的相关规定执行。

15.2.6 避雷线应满足电气和机械使用要求, 可选用镀锌钢绞线或复合型绞线, 若有通信要求, 应选用光纤复合架空避雷线 (OPGW)。验算短路热稳定时, 避雷线的允许温度: 钢芯铝绞线和钢芯铝合金绞线可采用 $+200^{\circ}C$; 钢芯铝包钢绞线 (包括铝包钢绞线) 可采用 $+300^{\circ}C$; 镀锌钢绞线可采用 $+400^{\circ}C$; 光纤复合架空避雷线 (OPGW) 的允许温度应采用产品试验保证值。计算时间和相应的短路电流值应根据系统情况决定。

避雷线选用镀锌钢绞线时, 避雷线的最小截面为 $25 mm^2$, 110kV 及以上电力线路的避雷线与导线的配合, 应符合表 29 的规定。

表 29 导线与避雷线配用表

导 线 型 号	LGJ-185/30 及以下	LGJ-185/45~LGJ-400/35	LGJ-400/50 及以上
镀锌钢绞线最小标称截面 (mm^2)	50	80	100

本条对避雷线的截面要求作了规定。

避雷线除作防雷外, 还兼用于减少潜供电流、降低工频过电压、改善对通信设施的干扰影响和作为高频载波通道。

选择避雷线应满足机械和电气方面要求。

1 机械方面:

1) 设计安全系数宜大于导线;

- 2) 满足防振要求;
- 3) 具有一定的超载能力;
- 4) 导线断线时对杆塔有足够的支持力。

2 电气方面:

- 1) 在文件距中应与导线保持足够的距离;
- 2) 良导体地线的铝(铝合金)截面积,应满足上述减少潜供电流等综合利用对载流截面的要求;
- 3) 线路考虑等电位作业时,按原电力行业标准《电业安全工作规程(电力线路部分)》DL409 的要求。在连接档距导、地在线挂梯(或飞车)时,其导、地线的截面不得小于:钢芯铝绞线为 120mm^2 ; 钢绞线为 50mm^2 。

电力系统发生单相接地时,避雷线能承受通过的返回电流,其温升不应超过允许值,以免机械强度明显下降。一般当短路发生在终端杆塔附近时,返回电流最大。避雷线验算,钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线取 $+200^\circ\text{C}$; 铝包钢绞线取 $+300^\circ\text{C}$; 镀锌钢绞线取 $+400^\circ\text{C}$ 。避雷线初始温度采用最高气温月每日最高温度的月平均值。计算短路热稳定的时间和相应的短路电流值应根据系统情况确定。

光纤复合架空避雷线验算短路热稳定允许电流 I 的计算公式见 DL/T 5092—1999 第 7.0.4 条的条文说明。

15.2.7 导线、避雷线的防振措施,应符合下列要求:

- a) 铝钢比不小于 4.29 的钢芯铝绞线或镀锌钢绞线,其平均运行张力的上限和相应的防振措施,应符合表 30 的要求。如有多年运行经验可不受表 30 的限制。
- b) 对第 15.2.3.1 条以外的导线、避雷线,其平均运行张力的上限和相应的防振措施,应根据当地的运行经验确定,也可采用制造厂提供的技术数据。必要时通过试验确定。

表 30 导线、避雷线平均运行张力的上限和防振措施

情 况	防振措施	平均运行张力的上限(拉断力的百分数)(%)	
		钢芯铝绞线	镀锌钢绞线
档距不超过 500m 的开阔地区	不需要	16	12
档距不超过 500m 的非开阔地区	不需要	18	18
档距不超过 120m	不需要	18	18
不论档距大小	护线条	22	—
不论档距大小	防振锤(阻尼线或另加护线条)	25	25
4 分裂导线采用阻尼间隔棒时,档距在 500m 及以下可不再采用其它防振措施			

目前运行线路上的导线、避雷线大多采用无关老国标电线产品,当其平均运行张力和相应的防振措施符合规程要求时,运行中未发现问题。导线型号和相应的铝钢截面比列入表 15.2.7。

表 15.2.7 运行线路导线型号和相应铝钢截面比

导 线 型 号	铝 钢 截 面 比
LGJQ 型	8.01~8.07
LGJ 型	5.29~6.00
LGJJ 型	4.29~4.39

- 1 钢芯铝绞线的铝钢截面比越小,则铝部的平均运行张力越大。

规程表 15.2.7 中的资料,是根据铝钢截面比不小于 4.29 的钢芯铝绞线和钢绞线的运行经验总结出来的,现行国家标准中铝钢截面比 1.71 的 LGJ—95/55 耐张性能差,在 25% 拉断张力下不能通过 3×10^7 万次振动考核,所以对铝钢截面比小于 4.29 的钢芯铝绞线规定见本规程第 15.2.7 条 b) 款。

4 分裂导线与单根导线比较,分裂导线因自身的特性改变了其周围的气流状况,削弱了振动能量,另一方面间隔棒除了消耗导线的部分振动能量外,还牵制子导线相互的同步振动,使子导线的振动强度和持续时间均大为减小,分裂根数越多,消振效果越好,甚至可达到不再需要安装防振锤的效果。

- 2 采用本规程第 15.2.7 条 a) 款以外的导线、避雷线,其允许平均运行张力的上限及相应的防振措施,应根据当地的运行经验或通过试验确定,也可采用制造厂家提供的技术数据。

15.2.8 导线及避雷线在施放时,应采取措施,防止发生摩擦、断股、金钩(小绕)及过扭现象。

导线在施放过程中,出现发生磨损、小绕、断股等损伤情况,有的还能出现严重损伤,影响导线的机械强度,并还会危及到线路的安全运行。出现这种情况,主要是没有按照施工规范去做,应予以

防止。因此，在施工放线时应用放线架放线。

本条提出的一些基本状况，应予以防止，以利导线架设后，满足机械强度和安全运行。

15.2.9 导线的连接，应符合下列要求：

- a) 不同金属、不同规格、不同绞向的导线，严禁在档距内连接。
- b) 在一个档距内，每根导线不应超过一个接头。
- c) 文件距内接头距导线的固定点的距离，不应小于 0.5m。

本条对导线连接的规定，是安全运行的要求。

线路设计的导线载流量是按同一种金属材料而定，如果不用同一材质的线材，在运行中将会出现所承受载流量不均的情况，而影响安全影响；不同金属不同规格不同绞向的铝芯导线在绝缘子上固定是保证连接良好。

15.2.10 导线的接头，应符合下列要求：

- a) 钢芯铝导线、铝绞线在档距内接头，宜采用钳压或液压。
- b) 铜绞线在档距内接头，宜采用绕接或钳压。
- c) 铝绞线与铜绞线的接头，宜采用铜铝过渡线夹或铜铝过渡线。
- d) 铝绞线、铜绞线的跳线连接，宜采用钳压、线夹连接或搭接。

导线的连接部分。不许有断股、缺股、交迭、线股缠绕不良等缺陷。导线接头的电阻，不应大于等长导线的电阻。档距内接头的机械强度不应小于导线计算拉断力的 95%。

根据运行经验，钢芯铝导线、铝绞线的连接采用钳压工艺能够保证安全运行。

1 电力线路在运行中，无法测量接头的机械强度。因此，对导线接头所要求的机械强度、电气性能，只有靠接头工艺来保证，按照规定的工艺连接导线，在运行后，接头的机械强度、电气性能，基本上是符合要求的。

钳压法是较为成熟的施工工艺，已在规程中得到了广泛应用。

2 关于导线在档距内接头的机械强度的规定，整根绞线的试验拉断力达到其计算拉断力的 95% 为合格，这在相应的国家标准中均有规定。

15.2.11 导线损伤有下列情况之一者，应锯断重接：

- a) 铝合金绞线

导线在同一处损伤程度损失超过总拉断力的 5%，但又超过 17% 时。

- b) 钢芯铝合金绞线

导线在同一处损伤的强度损失已超过总拉断力的 5% 但不足 17%，且截面积损伤又超过导电部分总截面积的 25% 时。

- c) 钢芯铝绞线

导线损伤导致强度损失不超过总拉断力的 5%，且截面积损伤又超过导电部分总截面积的 7% 时；钢芯铝绞线的钢芯断一股时。

- d) 导线出灯笼、金钩破股已形成无法修复的永久性变形。

本条的规定是保证施工质量及运行的安全。

15.2.12 钢芯铝绞线的导线截面积损伤不超过导电部分截面积 7% 时，可敷线修补，两端各缠绕长度不小于 100mm。

钢芯铝合金绞线的导线在同一处损伤的强度损失已超过总拉断力的 5% 但不足 17%，且截面积损伤也不超过导电部分总截面积的 25% 时，采用补修管补修。

铝合金绞线的导线在同一处损伤程度损失超过总拉断力的 5%，但不超过 17% 时，采用补修管补修。

本条规定了导线损伤处理分界线。目前施工中仍以缠绕、补修管两种方式处理。当导线损伤、强度损失小于总拉断力 5% 时，补修方法是采取以不补强强度为主，即缠绕(或补修预绞线)。当导线因损伤而其强度损失大于总拉断力 5% 时，则用补修管修理，使损失的强度得到补偿。这种选择对导线的实用强度并没有降低。因现行导线制造标准对整根导线的实测拉断力达到其计算拉断力的 95%，(即所谓的保证计算拉断力)即为合格。设计在使用导线时也是以保证计算拉断力为准。但这并不意味着整根导线的实测拉断力比计算拉断力真的降低了 5%。这都是由做拉力试件造成的。因试件较短，又要有两个与拉力机固定的固定点，因此才允许其拉断力降低 5% 以内判定为合格。当然一般拉力试验都断在固定点处。美国标准规定，如拉断处离开固定点在一英寸以上时，其实测拉断力应达到计算拉断力的 100%。从此不难看出，如果导线损伤处造成强度损失未超过计算拉断力的 5% 时，也正好是与目前的保证计算拉断力相等。

钢芯铝合金绞线的出现，应引起注意的是因为第 15.2.12 中的规定在钢芯铝绞线中截面损伤与强度损失的这样规定是没有多大矛盾，仅铝钢比为 19.4 的钢芯铝绞线截面损伤 25%时，其强度损失为 18%，大于 17%。由于铝合金线的强度高于铝线，所以这个关系要发生变化。可以补修的强度损失为 17%，用补修管补修，强度损失是可以得到补偿的。

15.2.13 作为避雷线的钢绞线，其损伤标准，应符合表 31 规定。

表 31 钢绞线损伤处理标准

钢绞线股数	以镀锌铁丝缠绕	以补修管补修	锯断重接
7	不允许	断 1 股	断 2 股
19	断 1 股	断 2 股	断 3 股

镀锌钢绞线的损伤，并造成断股，多数是由制造厂工艺不良造成的，施工中造成的损伤，情况极小，且 19 股在同一处断 1 股以上的情况也少见。为了不使钢绞线强度损失过大，方便施工，根据已有的处理经验，提出了处理标准。

15.2.14 导线与接续管采用钳压连接，应符合下列规定：

- a) 接续管型号应与导线的规格相配套。
- b) 压口数及压后尺寸，应符合压接施工工艺要求和规定。压接部分不合格的应予纠正或切断重接。
- c) 压口位置、操作应按顺序进行。
- d) 钳压后导线端头露出长度，不应小于 20mm，导线端头绑线应保留。
- e) 压接后的接续管弯曲度不应大于管长的 2%，有明显弯曲时应校直。
- f) 压接后或校直后的接续管不应有裂纹。
- g) 压接后接续管两端附近的导线不应有灯笼、抽筋等现象。
- h) 压接后接续管两端出口处、合缝处及外露部分，应涂刷电力复合脂。
- i) 压后尺寸的允许误差，铝绞线钳接管为±1.0mm；钢芯铝绞线钳接管为±0.5mm。

本条规定了采用钳压工艺的要求。按照本条规定进行施工，能够保证压接工艺的质量。

钳压连接压接顺序见下图

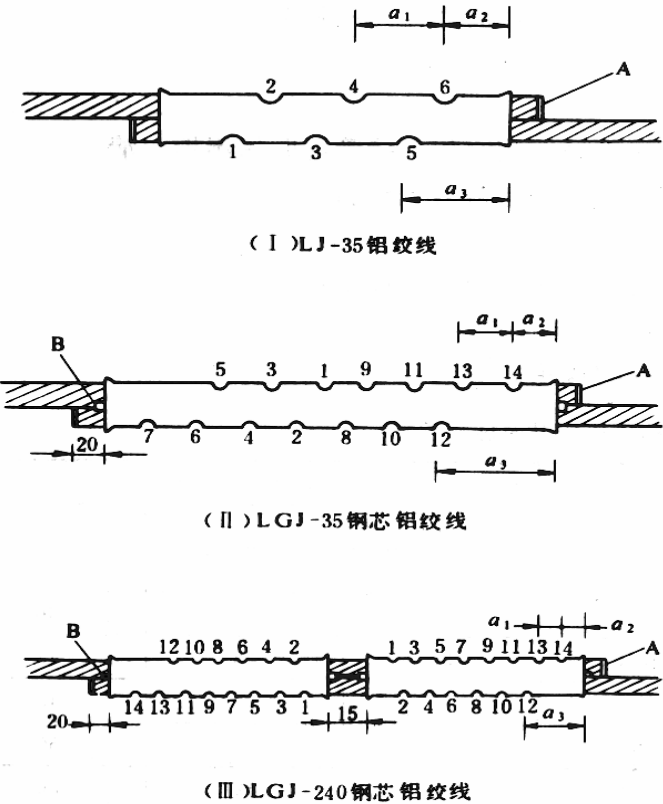


图 15.2.14 钳压管连接图

1、2、3、...表示压接操作顺序
A—绑线；B—垫片

15.3 导线的排列和弧垂

15.3.1 电力线路导线的排列与线路电压关系较大。110kV 及以上线路导线的排列一般采用水平排列。35kV 线路的导线，一般采用水平排列或三角形排列。35kV 以下线路的导线，一般采用三角、水平混合排列或垂直排列。多回路杆塔可采用鼓型、伞型或双三角型排列。

在同一走廊内或厂区内同一电源线路，宜同杆架设；在厂区内同一电源的高低电压配电线路宜同杆架设。

架空电力线路由于走廊的限制，采用多回路杆塔是必然趋势。多回路杆塔虽然给运行带来一定困难，但各地均采取多种不同的技术组织措施，以满足运行要求。

规定在同一走廊内或厂区内同一电源线路或同一电源的高低电压配电线路宜同杆架设。是节省走廊空间和运行维护的需要。

15.3.2 导线布置

15.3.2.1 35kV 及以上电力线路导线的线间距离，应按下列要求并结合运行经验确定：

a) 对 1000m 以下档距，水平线间距离宜按下式计算。

$$D = 0.4L_k + \frac{U}{110} + 0.65\sqrt{fc}$$

式中：

D —— 导线水平线间距离，m。

L_k —— 悬垂绝缘子串长度，m。

U —— 线路标称电压，kV。

f_c —— 导线最大弧垂，m。

一般情况下，使用悬垂绝缘子串的杆塔，其水平线间距离与档距的关系，可采用附录 R 所列数值。

b) 导线垂直排列的垂直线间距离，宜采用 15.3.2.1 条 a) 公式计算结果的 75%。使用悬垂绝缘子串的杆塔，其垂直线间距离不宜小于表 32 所列数值。

表 32-1 35kV~220kV 使用悬垂绝缘子串杆塔的最小垂直线间距离

标称电压 (kV)	35	110	220
垂直线间距离 (m)	2.0	3.5	5.5

表 32-2 10kV 同杆架设线路横担之间的最小垂直距离

单位为米

电压	直线杆	分支和转角杆
10kV 与 10kV	0.8	0.45/0.6(注)
10kV 与 1kV 及以下	1.2	1.0

注：转角或分支线如为单回线，则分支线横担距主干线横担为 0.6m；如为双回线，则分支线横担上排主干线横担为 0.45m，距下排主干线横担为 0.6m。

表 32-3 10kV 同杆架设绝缘线路横担之间的最小垂直距离

单位为米

电 压	直线杆	分支和转角杆
10kV 与 10kV	0.5	0.5
10kV 与 1kV 及以下	1.0	—

c) 导线三角排列的等效水平线间距离，宜按下式计算。

$$D_x = \sqrt{D^2 p + (4/3 D_z)^2}$$

式中：

D_x —— 导线三角排列的等效水平线间距离，m。

D —— 导线间水平投影距离，m。

D_z —— 导线间垂直投影距离，m。

15.3.2.2 导线垂直排列垂直线间距离，110kV 及以上宜采用 15.3.2.1 条 c) 式计算结果的 75%；35kV 宜采用 15.3.2.1 条 a) 式计算结果的 75%。使用悬垂绝缘子串的杆塔，其垂直线间最小距离：35kV 为 2m；110kV 为 3.5m、220kV 为 5.5m。一般应按档距的增大，线间距离也随之增大。

15.3.2.3 架空线路在风偏时，导线距杆塔接地部分的距离：35kV 不得小于 0.45m；110kV 的距离不得小于 1.0m。

1 导线水平线间距离公式，是根据国内外经验提出的。间隙距离与电压有功，本规程采用外过电

压距离，因此取 $\frac{U}{110}$ 。在大档距大弧垂时，绝缘子串长度并入弧垂考虑，将不起什么影响，而不能反

映两者摇摆角不同的情况，故公式中将两者分开。

公式的系数，是按上述原则，并考虑各地经验提出的。35kV、110kV及220kV线路绝缘子串长度 L_k 和 K 值（ $K=f/L^2$ ）分别假定为：0.8、1.4及2.6和12.5、10及 7.5×10^{-5} 。

该公式，在我国已应用几十年，与国外比较，我国较其它国家的线间距离大，这一问题有待于积累过多的经验后再进一步更加深入研究。

因此，本规程推荐水平线间距离公式见第15.3.2.1条a)。该公式只允许在1000m以下档距中试验，一般情况下是安全的。

2 导线垂直排列时的垂直线间距离，主要是确定于覆冰脱落时的跳跃，因此是与弧垂及冰厚有关。但一般地区，由其是覆厚冰是比较稀少的，而且要探讨相互关系得出一个简单的公式也是很困难的。根据运行经验，垂直线间距离较相同的水平线间距离优越一些，即允许的弧垂或档距可以大一些，这是因为覆冰情况比较少见，而导线因风摇摆也不能使上下导线发生闪络，所以垂直排列时似乎是更安全些。这些看法在导线不舞动地区也是正确的。考虑到导线舞动是个别的，所以要求垂直线间距离比水平线间距离大是不合适的。根据我国双回路线路运行经验，推荐垂直线间距离可为水平线间距离的0.75倍。

3 导线呈三角型排列时，其工作状态介乎导线垂直排列和水平排列之间。水平排列的二根导线，当一根导线望上略微提高时，考虑到导线的摇摆接近基本与水平排列相同，故在相同的允许弧垂或档距的情况下，其两线的距离不应缩小很多。因此这根导线移动的轨迹，相当于以水平线间距离为长半轴、垂直线间距离为短半轴的椭圆。这就是斜向线间距离化为等值水平线间距离的基本想法。该式是四川火电设计处提出的。公式的计算也是简单的。几十年一直应用至今。

上下导线间的最小垂直线间距离是根据带电作业的要求确定的。

15.3.3 110kV~220kV线路耐张端的长度，单导线线路不宜大于5km；2分裂导线线路不宜大于10km；3分裂导线及以上线路不宜大于20km。

35kV线路耐张段的长度，不宜大于5km；10kV及以下线路耐张段的长度不宜大于2km。

10kV线路的档距在城镇及厂区一般采用40~50m；在郊区一般采用60~100m。

耐张段长度由线路设计、运行、施工条件和施工方法确定。对延长的耐张段，设计中应采取措施防止串倒，例如每隔一定距离安排一基纵向强度较大的加强型直线塔，或者对直线塔增加一个导、地线同时存在纵向不平衡张力的工况。

15.3.4 35kV双回路或多回路线路的不同回路、不同相导线间的距离，不应小于3.0m。

同杆架设20kV及以下线路的横担间最小垂直距离：直线杆相同电压为0.8m；不同电压为1.2m；分支或转角杆相同电压为0.6m，不同电压为1.0m。

20kV及以下的矿井架空线路，不得同杆架设。

本条对对35kV及以下双回路、多回路线路横担之间的最小距离作了规定。是安全和带电作业的需要。矿井的供电线路，不得同杆架设是由于其供电的重要性，防止架空线路同时遭受雷击，而引起事故。

15.3.5 10kV架空电力线路的过引线、引下线与邻相导过引线、引下线或导线之间的净空距离，不应小于0.3m；导线与拉线、导线与电杆、导线与架构间的净空距离，不应小于0.2m。

10kV架空电力线路的引下线与低压线间的距离，不应小于0.2m。

10kV架空电力线路的拉线从两相导线之间穿过时，应装设拉线绝缘子。

过引线系指导线的引流线，引下线系指断路器、电容器等的引线及由线路到变压器的一、二次引线。对于电气设备的固定套管或固定接点的间距不在此限。根据过电压保护的要求，本条规定高于引下线与低压线的距离不应小于0.2m。

装设拉线绝缘子，是防止带电导线烧断等原因造成断线搭接在拉在线时，而发生人身长度伤亡事故。

15.3.6 20kV及以下架空线路导线的弧垂应根据计算确定。导线架设后塑性伸长对弧垂的影响，宜采用减少弧垂法补偿，弧垂减少的百分数为：

铝绞线	20%
钢芯铝绞线	12%
铜绞线、铜芯绝缘线	7~8%

架设导线应按设计弧垂紧线，各相导线或避雷线的弧垂与弧垂曲线允许误差应不大于±5%。同文件内各相导线弧垂宜一致，水平排列的的导线弧垂相差不应大于 50mm。

导线弧垂对塑性伸长的影响，而采取的减少弧垂法补偿的百分数。此法是目前广泛采用的处理初伸长的方法。

15.3.7 架空电力线路的紧线弧垂应在挂线后随即检查，弧垂误差：35kV～110kV 不应超过设计弧垂的 +5%、-2.5%；220kV 不应超过±2.5%，且正误差最大值不应超过 500mm。

导线或避雷线各相的弛度应力求一致。一般档距水平排列的各相弛度允许相对误差不应超过 200mm；其它排列形式不应超过 300mm。220kV 线路不应超过 300mm。

1 35kV 及以上架空电力线路的标准档距，最大在 250m 左右，相对应的弧垂在 3.5m～4m，允许正偏差为 5%时，绝对值是 175mm～200mm，偏差值可以达到规定的要求。如提高偏差百分数，不易保证。如档距再小，更难达到。所以，现规定是合理的。

2 导线和避雷线的各相的弛度应力求一致，由于两者导线截面不一，在施工中较难达到一致。

15.3.8 35kV 及以上架空线路导、地线架设后的塑性伸长应按制造厂提供的数据或通过试验确定，塑性伸长对弧垂的影响宜采用降温法补偿。如无数据，镀锌钢绞线可采用 1×10^{-4} ；并降低温度 10℃ 补偿。钢芯铝绞线的塑性伸长可采用表 33 所列数值。

表 33 钢芯铝绞线塑性伸长及降温值

铝钢截面比	塑性伸长	降温值 ℃
4.29～4.38	3×10^{-4}	15
5.05～6.16	$3 \times 10^{-4} \sim 4 \times 10^{-4}$	15 ～ 20
7.71～7.91	$4 \times 10^{-4} \sim 5 \times 10^{-4}$	20 ～ 25
11.34～14.46	$5 \times 10^{-4} \sim 6 \times 10^{-4}$	25 （或根据试验资料确定）

未张拉过的导、地线受力后除产生弹性伸长和塑性伸长外，还随着受力的累积效应产生蠕变伸长。塑性伸长基蠕变伸长均为永久变形（以下简称塑性伸长）。为考虑塑性伸长对弧垂的影响，线路理想的施工工艺是按塑性伸长曲线（蠕变曲线）架设导、地线。我国电线制造厂家目前不提供塑性伸长曲线，对新国标的电线产品又无系统的塑性伸长数据，故导、地线的塑性伸长相应的降温值仍取目前的采用值。

15.3.8 电力线路与铁路、道路、河流、管道、索道、人行天桥及各种架空线路交叉或接近，应符合表 34 要求。

我省的电力线路已有很大的发展。35kV 及以下线路遍布各个地区。原规程对跨越 35kV 及以上线路时跨越档内不允许有接头的要求给施工带来相当大的困难，已不适应目前的实际情况。同样，线路跨越等级公路也有类似的问题。根据线路施工和运行经验，本规程规定了，线路跨越 35kV 线路时不限制导、地线接头。

表 34—2 110kV/220kV 送电线路与铁路、公路、河流、索道及各种架空线路交叉或接近的基本要求

项 目		铁 路				公 路		电车道（有轨及无轨）	
导线或地线在跨越档内接头		不得接头				高速公路、一级公路：不得接头 二、三、四 级 公路：不限制		不得接头	
邻文件断线情况的检验		标准轨距：检 验 窄 轨：不检验				高速公路、一级公路：检 验 二、三、四 级 公路：不检验		检 验	
邻档断线情况的最 小垂直距离 m	标称电压 kV	至轨顶			至承力索 或接触线	至路面		至路面	至承力索或接触线
	110	7.0			2.0	6.0		—	2.0
最小垂直距离 m	标称电压 kV	至轨顶			至承力索 或接触线	至路面		至路面	至承力索或接触线
		标准轨	窄 轨	电气轨					
	110	7.5	7.5	11.5		7.0		10.0	3.0
	220	8.5	7.5	12.5		8.0		11.0	4.0
最小水平距离 m	标称电压 kV	杆塔外缘至轨道中心				杆塔外缘至路基边缘		杆塔外缘至路基边缘	
						开阔地区	路径受限制地区	开阔地区	路径受限制地区
	110 220	交叉：30m 平行：最高杆塔高加 3m				交叉：8m 平行：最高杆塔高	5.0 5.0	交叉：8m 平行：最高杆塔高	5.0 5.0
附 加 要 求		不宜在铁路出站信号机以内跨越							
备 注						公路分级见附录 S，城市道路反击参照公路规定			

(续表)

项 目		通 航 河 流		不 通 航 河 流		弱 电 线 路		电 力 线 路		特 殊 管 道	索 道
导线或地线在跨越档内接头		一、二级：不得接头 三级及以下：不限制		不限制		不限制		110kV 及以上线路：不得接头 110kV 以下线路：不限制		不得接头	不得接头
邻档断线情况的检验		不检验		不检验		I 级：检验 II 级：不检验		不检验		检验	不检验
邻文件断线情况的最小垂直距离 m	标称电压 kV	—				至被跨越物		—		至管道任何部分	—
	110	—				1.0		—		1.0	—
最小垂直距离 m	标称电压 kV	至五年一遇洪水位	至最高航行水位的最高船桅顶	至百年一遇洪水位	冬季至冰面	至被跨越物		至被跨越物		至管道任何部分	至索道任何部分
	110 220	6.0 7.0	2.0 3.0	3.0 4.0	6.0 6.5	3.0 4.0		3.0 4.0		4.0 5.0	3.0 4.0
最小水平距离 m	标称电压 kV	边导线至斜坡上缘（线路与拉纤小路平行）				与边导线间		与边导线间		边导线至管、索道任何部分	
						开阔地区	路径受限制地区	开阔地区	路径受限制地区	开阔地区	路径受限制地区（在最大风偏情况下）
	110 220	最高杆塔高				平行时：最高杆塔高	4.0 5.0	平行时：最高杆塔高	5.0 7.0	平行时：最高杆塔高	4.0 5.0
附加要求		最高洪水位时，有抗洪抢险船只航行的河流，垂直距离应协商确定				送电线路应架设在上方		电压较高的线路一般架设在电压较低线路的上方。同一等级电压的电网公用线应架设在专用线上方。		①与索道交叉，架设在索道上方，索道的下方应装保护设施； ②交叉点不应选在管道的检查井（孔）处； 管、索道平行、交叉时，管、索道应接地。	
备 注		①不通航河流指不能通航，也不能浮运的河流 ②次要通航河流对接头不限制 ③并需要满足航道部门协议的要求				弱电线路分级见附录 T				①管、索道上的附属设施，均视为管、索道的一部分； ②特殊管道指架设在地面上输送易燃、易爆物品管道。	

注 1：跨越杆塔（跨越河流除外）应采用固定线夹。

注 2：邻档断线情况的计算条件：+15℃，无风。

注 3：输电线路与弱电线路交叉时，交叉档弱电线路的木质电杆，应有防雷措施。

注 4：输电线路跨 110kV 及以上线路、铁路、高速公路、等级公路、通航河流及输油输气管道等时，悬垂绝缘子串宜采用双联串。

注 5：路径狭窄地带，如两线路杆塔位置交错排列，导线在最大风偏情况下，对相邻线路杆塔的最小水平距离，不应小于下列数值：
标称电压：110kV 220kV 500kV 750kV
距 离：3.0m 4.0m 7.0m 9.5m

注 6：跨越弱电线路或电力线路，如导线截面按允许载流量选择，还应校验最高温度时的交叉距离，其数值不得小于操作过电压间隙，且不得小于 0.8m

注 7：杆塔为固定横担，其采用分裂导线时，可不检验邻文件断线时的交叉跨越垂直距离。

15.3.9 电力线路与弱电线路交叉跨越，交叉角应符合表 35 的要求。

电力线路一般在弱电线路的上方，电力线路的杆塔，应尽量接近交叉点，但不宜小于 7m。（城区的线路，不受 7m 的限制）。

表 35 电力线路与弱电线路的交叉角

弱电线路等级	一级	二级	三级
交叉角	$\geq 40^\circ$	$\geq 25^\circ$	不限制

本条规定了对不同等级的弱电线路交叉角的规定，避免对弱电线路的干扰。

为了有利于国家各种设施的协调建设，GB50061—2010 对与弱电线路的交叉角度进行了修改，减少了架空电缆线跨越架空弱电线路的交叉角度。当不能满足表 35 的要求时，可按现行标准《输电线路对电信线路危险和干扰影响防护设计规程》DL/T5033 进行计算，满足要求后，适当减少或采用计算的交叉角。对于光纤通信线缆，按有关规定计算满足要求后，可不考虑交叉角的限制。

15.3.10 架空电力线路与甲类厂房、库房、易燃、易爆材料堆垛，甲、乙类液体储罐，液化石油气储罐，可燃助燃气体储罐的最近水平距离，应不小于电杆（塔）高度的 1.5 倍；与丙类液体储罐的最近水平距离，应不小于电杆（塔）高度的 1.2 倍。35kV 以上的架空电力线路与储量超过 200m³ 的液化石油气单罐的最近水平距离不应小于 40m。

配电线与可燃气体的甲类生产厂房的防火间距还应大于 30m。

如因条件所限，不能满足上述要求，应与有关单位协商，并采取措施。

本条的规定是防火、防爆的需要。

15.3.11 电力线路的铝绞线、钢芯铝绞线和铝合金导线，在与绝缘子或金具的固定处，除并沟线夹及使用预绞丝护线条外，宜缠绕铝包带。所缠铝包带应露出线夹，但不超过 10mm，其端头应回缠绕于线夹内压住。

35kV 及以上的电力线路，尚应根据导线及避雷线的防振要求，设置防振设施。

导线在绝缘子及金具固定处极易造成损伤。因此，作出规定。

15.3.12 6kV～20kV 接户线的档距不宜大于 40m，档距超过 40m，应按 6kV～20kV 配电线路设计，并应符合下列要求。

a) 接户线应选用绝缘导线，其截面：铜导线不应小于 25mm²；铝导线不应小于 35mm²。

b) 接户线的线间距离不应小于 0.4m。

c) 接户线至地面的垂直距离应符合表 34—1 的规定。

d) 接户线受电端对地面的距离，不应小于 4m。

接户线是指 20kV 及以下配电线路与用户建筑物外第一支持点之间的架空线路。

由于接户线的独特特点，如：文件距小、导线截面较小，易遭受外力的破坏。为避免发生人身事故，故作出规定。

15.3.13 架空线路与建筑物、树木、果树、经济作物、公园绿化区等的最小水平距离、最小垂直距离应符合 GB50061、GB50545 的有关规定。

GB50061-2010、GB50545—2010 规定：

1 架空电力线路在最大计算风偏情况下，边导线与建筑物最小水平距离：

6kV～10kV 为 1.5m、35kV 为 3m、110kV 4.0m、220kV 5.0m。

2 导线与树木（考虑自然生长高度）之间最小垂直距离：

6kV～10kV 为 1.5m、35kV 为 4m、110kV 4.0m、220kV 4.5m。

3 导线与公园、绿化区或防护林带的树木之间，在最大计算风偏情况下的最小距离：

6kV～10kV 为 3m、35kV 为 3.5m、110kV 3.5m、220kV 4.0m。

4 导线与果树、经济作物或城市绿化灌木，在最大计算弧垂情况下的最小垂直距离：

6kV～10kV 为 1.5m、35kV 为 3m、110kV 3.0m、220kV 4.5m。

5 导线与街道行道树之间的最小距离：

最大计算弧垂情况下的垂直距离：6kV～10kV 为 1.5m、35kV 为 3.0m、110kV 3.0m、220kV 3.5m。

最大计算风偏情况下的水平距离：6kV～10kV 为 2.0m、35kV 为 3.5m。

15.4 绝缘子和金具

15.4.1 绝缘子、金具机械强度的安全系数，不应小于表 36 所列数值。双联及多联绝缘子串应验算断

一联后的机械强度，其荷载和安全系数按断联情况考虑。

表 36 绝缘子及金具机械强度安全系数

类 型	安全系数		
	最大使用荷载	断线	断联
悬式绝缘子	2.7	1.8	1.5
针式绝缘子	2.5	1.5	
蝴蝶式绝缘子	2.5	1.5	
瓷横担绝缘子	3.0	2.0	
有机复合绝缘子	3.0	2.0	1.5
金具	2.5	1.51	

对于盘型绝缘子尚应满足正常运行情况常年荷载状况下安全系数不小于 4.5。

绝缘子机械强度的安全系数 K_1 应按下式计算。

$$K_1 = T_R / T$$

式中：

T_R —— 绝缘子的额定机械破坏负荷，kN。

T —— 分别取绝缘子所承受的最大使用荷载、断线、断联或常年荷载，kN。

常年荷载是指年平均温度条件下绝缘子所承受的荷载。断线、断联的气象条件是无风、无冰、最低气温月的最低平均气温。

悬式绝缘子机械强度的安全系数是参考 IEC 标准，以额定机电破坏负荷为基准。对绝缘子的 1h 机电负荷是额定机电破坏负荷的 75%，因此安全系数相应提高。但是绝缘子的 1h 机电负荷的拉伸试验，仍然是检验绝缘子质量的一项重要措施。

绝缘子组合可由几个分支组成，整个组合称为“串”，其中分支称“联”。多联绝缘子串一般用于重要跨越，大垂直档距情况或耐张串。这些场合修复都较困难，且若事故扩大则后果严重。此条规定的目的是为了防止断联后再扩大事故。根据运行经验，在发生双联悬垂串断一联，由于另一联的支持作用，避免了导线落地。

盘型绝缘子安全系数不小于 4.0，系引用国网公司标准《110～750kV 架空输电线路设计技术规定》Q/GDW 179—2008 的规定。

常年荷载安全系数主要是针对瓷绝缘子老化率的。经调查统计，耐张串的老化率明显大于悬垂串。而耐张串的常年荷载是绝大多数悬垂串的 1.6～1.8 倍，说明绝缘子老化率与常年荷载有密切的关系。运行中的耐张串常年荷载相应的安全系数绝大多数大于 4.5，但尚有少量的耐张串及悬垂串常年荷载安全系数小于此值，鉴于统计结果，绝缘子老化严重者必然集中于这少量的塔位上。特别是无冰区和少冰区，如果仅仅按最大使用荷载来选择悬垂串的允许垂直档距，则垂直档距可以放得很大，而常年荷载安全系数就可能小于 4.0。常年荷载安全系数小于 4.0 时，绝缘子老化率将急剧升高，而这种垂直档距较大的塔位，大多数位于维修困难的地段。因此必须对常年荷载予以限制。

下面以两例说明无冰区与少冰区的情况。如：无冰区 35/s 风速，导线为 2×LGJ—630/55，悬垂串用 16 吨级单联绝缘子串，如果只考虑最大使用荷载，则垂直档距可用到 1000m，此时的常年荷载安全系数约为 3.45，如以该安全系数 4.5 为限制，则允许垂直档距约可用到 800m。又如：5mm 冰区 25m/s 大风，导线为 4×LGJ—500/45，悬垂串用 21 吨级单联绝缘子串，如按最大使用荷载条件计算允许垂直档距约为 880m，相应的常年荷载安全系数约为 3.52。如以该安全系数 4.5 为限，则允许垂直档距约为 690m。一般来说这种较大垂直档距占全线的比例不大，可改为双联串解决，既提高了可靠性，又降低了绝缘子老化率。对线路工程造价影响并不大，但减少维护工作量提高运行安全性的效果是较大的。

玻璃绝缘子经过长期运行后自爆率下降趋势。在 220kV 运行 15 年、30 年后的机械和电气性能均无下降，说明没有向瓷绝缘子那样的老化现象。而且目前的工艺水平有较大幅度的提高。因此，玻璃绝缘子不受常年荷载的限制。

棒型合成绝缘子及棒型瓷绝缘子，已在工程中使用，对其机械强度安全系数暂无法明确规定，使用时可参考本条规定及国际上的有关规定。

15.4.2 6kV～20kV 及以下配电线路绝缘子的性能，应符合现行国家标准各类杆型所采用的绝缘子，且应符合下列规定：

a) 直线杆采用针式绝缘子或瓷横担。

b) 耐张杆宜采用两个悬式绝缘子组成的绝缘子串。

c) 结合地区运行经验采用有机复合绝缘子。

目前各地绝缘子的种类有针式、瓷横担、悬式绝缘子等，根据污秽等级标准可供选用。

对于瓷横担绝缘子，各地仍在使用的，由于产品定型机械性能所限，难以扩大使用。各地在配电线路上使用了有机合成绝缘子。有机合成绝缘子（硅橡胶合成绝缘子）是我国在上世纪 70 年代末开始试制，80 年代后期有较大突破，现已批量生产，在电力线路上试用运行情况良好。

有机合成针式绝缘子具有较好的抗污闪性能，可用于污秽地段，但费用相对较高。

15.4.3 采用黑色金属制造的金具表面应热浸锌。

要求金具表面采用热浸锌工艺，仍是目前较为有效的防腐措施，也是架空线路多年来运行经验的总结。

架空线路的金具包括：球头挂环、碗头挂板、U 型挂环、挂环、拉杆、挂板、调整板、牵引板、联板及 U 型螺栓等。

《电力金具制造质量 钢铁件热镀锌层》DL/T 768.7—2002 第 5 章对热浸锌质量要求。主要规定如下：

1 对锌锭的要求

锌锭按 GB/T 470 的规定，所用锌的纯度不得低于 99.5%（四号锌），杂质含量不大于 0.5%。

2 锌层外观

1) 锌层是连续的，并尽可能均匀、光滑。允许暗灰色的铁锌合金存在，但不允许有返酸黄斑渗出锌层。

2) 允许局部表面有直径小于 0.5mm 的漏锌斑点存在。

3) 镀件表面不允许有集中的无锌区，凸瘤和波纹。分散的无锌区，凸瘤和波纹的总面积按下述规定：

a 一般零件不得超过镀件总面积近似值的 0.5%。

b 大型零件（如均压屏蔽环、大联板或表面积超过 200000mm² 的零件），不得超过镀件总面积近似值的 0.1%。

c 焊缝的镀锌表面允许有点状的漏锌斑点，其总面积不超过焊缝面积的 3%。

上述无锌区允许涂以富锌漆或低熔点锌合金焊条进行修补，富锌漆的使用应符合 HG/T 3668 的规定。

3 锌层的附着强度

锌层应牢固地粘附在镀件上，有足够的附着强度，在装配、运输过程中，能经受住碰撞而不致起皮或剥落。

4 锌层的均匀性

1) 试件应经受 4 次，每次 1min 的浸入标准硫酸铜溶液的试验，试件上应无金属铜附着物。

2) 在螺纹表面，零件的棱角上或原先切削边 25mm 以内的表面，允许局部存在微小的金属铜附着物。

5 锌层的重量和厚度

单位面积的锌层重量与相应的锌层厚度按 ISO1461 的规定应符合表 15.4.3 要求。

表 15.4.3 单位面积上锌层重量、厚度

种 类		局部锌层 (最小值)		平均锌层 (最小值)	
		g / m ²	um	g / m ²	um
钢件厚度 (a)	a > 6mm	505	70	610	85
	3 < a < 6mm	395	55	505	70
外螺纹销子垫圈		325	45	395	55
铸铁件厚度	> 6mm	505	70	575	80
	≤ 6mm	430	60	505	70

15.4.4 金具强度的安全系数不应小于下列数值：

a) 最大使用荷载情况：2.5。

b) 断线、断联情况：1.5。

根据运行经验，本条规定的金具强度安全系数是适合的，与国外一些国家所用数值基本接近。

双联串也可采用两个单联分别悬挂的方式，但仍应视为双联串；4 联也可分为 2 个双联串分别悬挂

的方式，但断联时的机械强度 应按各单元承担的荷载分别计算。

15.4.5 绝缘子的闭口销和弹簧销子，应按下列规定安装，以便检视：

- a) 顺线路方向者，向送电方向穿。
- b) 垂直线路方向者，两边向内穿，中间向右穿。
- c) 在上下方向者，向下穿。
- d) 分裂导线上的穿钉、螺栓均由线束外侧向内穿。

开口销子应开口至 $30^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 。开口后的销子不得有折断、裂纹等现象，不得用线材或其它材料代替开口销子。

连接金具的螺栓尾部所用的锁住销，过去采用国家标准产品开口销，因钢质开口销经热镀锌后失去弹性，且在使用中产生锈蚀，消耗较大。现电力金具标准规定，电力金具所用的锁住销要求采用部标 SD26-82《闭口销》，这种销子式样有改进，使用的材料为铜制或不锈钢，解决了长期因热镀锌钢开口销而不能解决的锈蚀问题。

闭口销比开口销具有更多的优点，当装入销口后，能自动弹开，不需将销尾弯成 45° ，当拔出销孔时，亦比较容易。它具有锁住可靠、带电装卸灵活的特点。目前我国生产的闭口销有 R 型、W 型，工程中现都优先采用闭口销，本规程规定了闭口销的安装要求。

目前仍有一些地区采用开口销。为满足安装要求，本规程保留了这一产品的安装要求。

15.4.6 悬式绝缘子的中心线，顺线方向与垂直位置的倾斜角不得大于 5° 。且 110kV 及以上线路最大偏移值不应超过 200mm。

15.4.7 防震锤安装与导线接触面应加绕铝包带，其方向应垂直地面，两重锤和连接钢线应保持平直，其安装距离误差应不大于 $\pm 3\text{mm}$ 。

安装预绞式护线条时，每条中心应线夹中心应重合，对导线包裹应紧固。

铝包带的缠绕方向应与外层线股的绞制方向一致，两端露出线夹口 10mm~30mm。

本条对防振锤的安装提出了要求。

15.4.8 导线在针式绝缘子或瓷横担上的固定，应符合下列要求：

- a) 对直线杆，导线应安装在针式绝缘子或直立式瓷横担的顶槽内；水平式瓷横担的导线应安装在端部边槽内。
- b) 对于转角杆，导线应安装在转角外侧针式绝缘子的边槽内。
- c) 绑扎铝绞线或钢芯铝绞线时，应先在线上包缠两层铝包带，包缠长度应露出绑扎处 15mm。
- d) 扎线的绑扎方式应符合工艺要求，各股扎线要均匀受力，其材质应与外层线股相同。

用于架空电力线路的瓷横担绝缘子，是上世纪 70 年代以后经过不断研制而发展较快的产品，不少地区陆续采用，有一定运行经验。但安装方法规定不一，有过一些教训。调研中，归纳了一些运行时间较长地区的经验，分析了利弊，对安装的情况作了研究，提出了规定，使其受力情况更好些，以利安全。

15.5 杆塔

15.5.1 架空线路杆塔结构及其连接承载力（强度和稳定）计算，应采用荷载设计值；变形、抗裂、裂缝、地基和基础稳定计算，均采用荷载标准值，并应符合 GB50061、DL/T5092 的相关规定。

220kV 紧凑型架空线路的杆塔宜采用直立式杆塔，并应符合 DL/T5217 的规定。

对于杆塔结构来说，要考虑的组合有最大风情况、覆冰情况、最低气温情况、断线情况、安装情况和各种验算情况。对某种荷载情况或组合，要考虑所有可能同时出现的荷载，对所有可变荷载的设计值效应组合系数 Ψ ，（见 DL/T5092 第 13.2.1 公式）。荷载效应组合的设计值中，根据荷载情况的所属特性选择合适的组合系数，以便在不同设计情况下的结构可靠度和对杆塔结构的安全要求尽可能地一致。

与正常使用极限状态有关的荷载效应是根据荷载标准值确定的。

荷载标准值是指在杆塔的使用期间，在通常情况下可能出现的最大荷载平均值。由于荷载本身具有随机性，因而使用期间的最大荷载也是随机变量，原则上应用它的统计分布来描述。但是鉴于目前的实际情况，除了风荷载有较精细的统计资料外，其它的荷载只能根据工程的实践经验，通过分析判断后，规定一个公称值作为它的标准值。荷载设计值是用它的标准值乘以相应的荷载分项系数之后的数值。

15.5.2 杆塔结构构件的承载力的设计采用的极限状态设计表达式和杆塔结构式的变形、裂缝、抗裂计

算采用的正常使用极限状态设计表达式，应按 GB50061、DL/T5092 的规定设计。

1 结构或构件的承载力极限状态表达式，见 DL/T5092 第 13.2.1 公式

承载力极限状态表达式是根据《建筑结构可靠度设计统一标准》GB50068 规定的有关原则确定的。在荷载标准已经确定的情况下，DL/T5092 第 13.2.1 公式所规定的各种系数值是不能随意改变的。

2 结构或构件的正常使用承载力极限状态表达式，见 DL/T5092 第 13.2.1 公式。

见 15.5.1 条说明。

15.5.3 杆塔结构正常使用极限状态的控制，应符合下列规定。

15.5.3.1 在荷载的长期效应组合（无冰、风速 5m/s 及年平均气温）作用下，杆塔的计算挠度（不包括基础倾斜和拉线点位移）应符合下列规定：

- a) 悬垂直线无拉线单根钢筋混凝土杆及钢管杆： $5h/1000$ 。
- b) 悬垂直线直立式铁塔： $3h/1000$ 。
- c) 悬垂直线拉线杆塔的杆（塔）顶： $4h/1000$ 。
- d) 悬垂直线拉线杆塔，拉线点以下杆（塔）身： $2H/1000$ 。
- e) 耐张转角及终端自立式铁塔： $7h/1000$ 。

注： h 为地面起至计算点高度， H 为电杆接线点至地面的高度；根据杆塔的特点，设计应提出施工预偏的要求。

杆塔的挠度由于荷载、施工和运行等原因产生，而从设计上只能控制计算挠度值。

无拉线的直线单杆，在施工中采用单线侧预偏的情况下，一般也能达到 $\leq 5h/1000$ 的运行倾斜要求。

《环行钢筋混凝土电杆》GB396—94 表 6，规定了锥形混凝土电杆杆顶挠度允许值。

表 15.5.3.1 杆顶挠度允许值(af)mm

梢 径 mm	杆 长 m		
	< 10	10~12	> 12
< 150	$(L_1+L_3)/35$	$(L_1+L_3)/32$	
> 150	$(L_1+L_3)/35$	$(L_1+L_3)/32$	$(L_1+L_3)/25$

注： L_1 —— 荷载点高度； L_3 —— 梢端至荷载点距离（为 0.25m）

《环行预应力混凝土电杆》GB 4623—94 第 5.10.1 条规定，锥形杆杆长小于或等于 12m 时，杆顶挠度不大于 $L_1+L_3/70$ ；杆长大于 12m 时，杆顶挠度不大于 $L_1+L_3/50$ 。

注：《环行混凝土电杆》GB/T 4623—2006，替代了 GB 396—94 和 GB 4623—94 两个标准。有关混凝土电杆的挠度允许值，在 6.5.1、6.5.2 条文中规定，具体要求同上未变。

15.5.3.2 在考虑荷载效应的标准组合及长期相应组合影响下，普通和部分预应力混凝土构件正截面的裂缝控制等级为三级。计算裂缝的允许宽度分别为 0.2mm 及 0.1mm。预应力混凝土构件正截面的裂缝控制等级为二级，一般要求不出现裂缝。

根据《混凝土结构设计规范》GB50010—2002 规定，普通混凝土构件的最大裂缝宽度为 0.2mm；预应力混凝土改用拉应力系数表示，并规定不小于 1.0，对部分预应力混凝土构件的裂缝规定为 0.1mm 是与以往的规定相一致。

15.5.4 杆塔结构构件允许最大的长细比，应符合下列规定

15.5.4.1 对钢结构构件：

- a) 主材：150。
- b) 塔脚斜材：180。
- b) 其它受压材：220。
- c) 辅助材：250。
- d) 受拉材：400。

15.5.4.2 对拉线杆塔的主柱。

- a) 普通混凝土直线杆：180。
- b) 预应力钢筋混凝土直线杆杆：200。
- c) 耐张转角和终端杆：160。
- d) 单柱拉线铁塔主柱：80。
- e) 双柱拉线铁塔主柱：110。

钢结构构件的允许长细比，是参考国外分规定和国内的试验结果确定的。当长细比超过 200 时，也有一定的承载能力，故对“其它受压材”的允许长细比放宽为 220。此外，“受拉材”一般系指铁塔上的

型钢拉杆，圆钢吊杆可不受此限。
拉线钢筋混凝土杆的允许长细比，其计算长度应包括地面下固定点的深度。

15.5.5 杆塔构件钢材的最小厚度，应按照表 37 的规定。钢管厚度不得小于 3mm，腐蚀严重地区，应取 4mm。

表 37 杆塔结构构件钢材最小厚度 单位为毫米

防腐方式 构件	热 浸 锌	涂 料
主 材	4	5
斜材及辅助材	3	4

本条规定了对杆塔构件钢材的最小厚度的要求。根据经验，采用 3mm 厚的热浸锌斜材，一般效果较好，相应的主材最小厚度增加 1mm。

15.5.6 杆塔铁件应采用热浸锌防腐，或采用其它等效的防腐措施。腐蚀严重地区的拉线棒尚应采取其它有效的附加防腐措施。

杆塔铁件采用热浸锌防腐，运行质量良好。因此，为保证长期运行质量，提高杆塔使用年限和减少运行维护工作量，杆塔的铁件应热浸锌防腐。

15.5.7 预应力和非预应力的环形断面钢筋混凝土构件的主筋，直径分别不宜大于 12mm 及不宜小于 10mm；净距不宜小于 30mm；净保护层不宜小于 15mm。

本条是根据设计与制造经验提出。
《环行混凝土电杆》GB 4623—2006，第 6 章规定了要求

第 6.1 条，抗压强度规定如下：钢筋混凝土电杆的混凝土强度等级不宜低于 C40，脱模时混凝土抗压强度不宜低于 20MPa；预应力混凝土电杆、部分预应力混凝土电杆的混凝土强度等级不宜低于 C50，脱模时混凝土抗压强度不宜低于 30MP。

第 6.2 条，外观质量应符合表 15.5.7—1 的规定。

表 15.5.7—1 外观质量要求

序号	项 目		项目类别	质 量 要 求
1	表面裂缝		A	预应力混凝土电杆和部分预应力混凝土电杆不得有环向和纵向裂缝，钢筋混凝土电杆不得有纵向裂缝，环向裂缝宽度不得大于 0.05mm。
2	漏 浆	横边合缝处	A	横边合缝处不应漏浆。但如漏浆深度不大于 10mm、每边漏浆长度不大于 300mm、累计长度不大于杆长的 10%、对称漏浆的搭接长度不大于 100mm 时，允许修补。
		钢板圈（或法兰盘）与杆身结合面	A	钢板圈（或法兰盘）与杆身结合面不应漏浆。但如漏浆深度不大于 10mm、环向长度不大于 1/4 周长、纵向长度不大于 50mm 时，允许修补。
3	局部碰伤		B	局部不应碰伤。但如碰伤深度不大于 10mm、每处面积不大于 50cm ² 时，允许修补。
4	内、外表面露筋		A	不允许
5	内表面混凝土塌落		A	不允许
6	蜂窝		A	不允许
7	麻面、粘皮		B	不应有麻面或粘皮。但如每米长度内麻面或粘皮总面积不大于相同长度外表面的 5% _{s3} ,允许修补。
8	钢板圈坡口至混凝土端面距离		B	大于钢板厚度的 1.5 倍且不小于 20mm。
注：表面裂缝中不计龟纹和水纹				

第 6.3 条，尺寸允许偏差。电杆外形尺寸应符合 GB/T4623 要求或按设计图纸制造。尺寸允许偏差应符合表 15.5.7—2 的规定。

表 15.5.7—2 尺寸允许偏差

序号	项 目		项目类别	质量要求/mm
1	杆 长	整根杆	B	+20 —40
		组装杆杆段	B	± 10
2	壁 厚		A	+10 —2
3	外 径		B	+4 —2
4	保护层厚度		A	+8 —2
5	电杆梢径	电杆梢径小于或等于 190	A	≤ L / 800

			电杆梢径或直径大于 190		A	≤ L / 1000
6	端部倾斜		杆 底		B	≤ 5
			钢板圈		B	≤ 3
			法兰盘		B	≤ 2
7	预留孔	纵向两孔间距		B	± 4	
		横 向	固定式	B	≤ 2	
			埋管式	B	≤ 3	
		直 径		B	+2	
		钢板圈	厚 度		B	+1 -10
	内 径		电杆外径 ≤ 400	B	± 2	
			电杆外径 > 400	B	± 3	
	法兰盘		内外径		B	± 2
		螺孔中心距		B	± 1	
		端板厚度	铸造	B	+1. 5 - 0. 5	
焊接			B	± 0. 5		
8	钢板圈或法兰盘轴线与杆段轴线				B	≤ 2
注：保护厚度偏差为制造与设计的差数，但最小厚度必须符合 6.4 的规定。						

注：保护厚度偏差为制造与设计的差数，但最小厚度必须符合 6.4 的规定。

第 6.4 条，保护层厚度。纵向受力钢筋的净保护层厚度不得小于 15mm。钢板圈、法兰盘接头端纵向受力钢筋顶部，必须采取有效防腐措施处理。保护层允许厚度偏差见表 15.5.5—2。

15.5.8 20kV 及以下架空线路转角杆的横担，应根据受力情况确定。一般情况下， 15° 以下转角杆，宜采用单横担； $15^\circ \sim 45^\circ$ 转角杆，宜采用双横担； 45° 以上转角杆，宜采用十字横担。

本条是对转角杆采用混凝土电杆时对装设横担的要求。

15.5.9 钢筋混凝土电杆在使用前的外观检查，应满足下列要求：

a) 表面光洁平整，内外壁厚度均匀，不应有露筋跑浆等现象。

b) 按规定支点放置检查时，不应出现纵向裂纹。横向裂纹的宽度不应超过 0.1mm，长度不应超过 1/3 周长。

c) 杆身弯曲度不应超过杆长的 2%。

混凝土预制构件表面不应有蜂窝、露筋、裂纹等缺陷，强度应满足设计要求。

本条规定中，有的与制造厂的标准不完全相同，这里指的是安装前电杆已经过运输后的检查鉴定标准。各地对 10kV 及以下架空电力线路所采用的钢筋混凝土电杆裂缝的看法和处理意见不尽一致。

如：对裂缝宽度有的放到 0.2~0.35mm，有的放宽到 0.5mm 未作补修，其理由是目前并未影响电杆的破坏强度，安装中尚未出现问题。我们认为，裂缝过大是有危害的，表现在：

1 降低电杆整体刚度；

2 增大电杆挠度；

3 纵向裂缝使电杆钢筋易腐蚀，影响运行寿命。

为此，对裂缝应引起足够重视。特别是预应力钢筋混凝土电杆，没有严格规定是很不利的。考虑到线路安装投入运行后，电杆荷载变化情况和运行经验，适当放大到 0.1mm 规定数值是符合目前状况的。否则，将有一大批电杆能用而不能发挥作用，造成损失。根据制造标准、制造质量要求，参照 110~500kV 架空电力线路施工及验收规范对该产品的规定，结合 35kV 及以下架空电力线路实际情况，提出放置地平面检查的要求和规定。

省公司苏电企[2003]909 号颁发的《江苏省 0.4kV~220kV 电网建设技术导则》第 4.6.5 条规定：城市配电线路原则上不采用带拉线的杆塔，转角杆、耐张杆宜选用钢管杆或窄基塔，小转角杆、直线杆可选用水泥电杆。杆塔的选型要与城市环境相协调。

15.5.10 钢圈连接的钢筋混凝土电杆，焊接时应符合焊接工艺要求。焊完后的电杆其分段弯曲变形及整杆弯曲度均不得超过长度的 2%，超过时应割断重新焊接。焊接头应按设计要求进行防腐处理。

本条规定了钢圈连接的钢筋混凝土电杆的焊接要求，强调要保证焊接质量。

钢圈焊接目前还不能全面推广电焊。采用气焊时，由于钢筋受热膨胀对钢圈下面混凝土产生细微的纵向裂纹。焊接时，要注意以下几点：(1)如用气焊，钢圈宽度不小于 140mm。(2)气焊时尽量减少加热时间，并采取降温措施。(3)当产生宽度大于 0.05mm 的裂缝时，可用补修膏或其它方法涂刷，以防止进水气锈蚀钢筋。曾用过的环氧树脂补修膏配方见表 15.5.10。

表 15.5.10 环氧树脂补修膏配方

名 称	环氧树脂	二甲苯	水 泥	乙二胺
重量比	100	15	300	6
注：表中环氧树脂采用 600 为宜。				

15.5.11 电杆立好后，应符合下列规定：

- a) 直线杆的横向位移不应大于 50mm，电杆倾斜不应使杆梢的位移大于半个杆梢（0.1m）。
- b) 转角杆应外角预偏，紧线后不应向内角倾斜，向外角的倾斜不应使杆梢位移大于一个杆梢。
- c) 终端杆应向拉线侧预偏，紧线后不应使电杆向反方向倾斜，向拉线侧倾斜不应使杆梢位移大于一个杆梢。
- d) 双杆立好后应正直，位置偏差不应超过下列规定数值。
 双杆中心与中心桩的横向位移：50mm。
 迈步：30mm。
 两杆横担结构处高低差：5‰。
 根开：±30mm。

本条规定了电杆立好后的质量要求。

15.5.12 线中横担的安装，直线杆单横担应装于受电侧；分支杆、90°转角杆（上、下）及终端杆当采用单横担时，应装于拉线侧。

横担安装应平整，横担端部上下歪斜或左右扭斜安装偏差均不应超过 20mm。

双杆的横担，横担与电杆连接处的高差不应大于连接距离的 5‰；左右扭斜不应大于横担总长度的 1‰。

瓷横担垂直安装时，顶端顺线路歪斜不应大于 10mm；水平安装时，顶端应向上翘起 5°~10°，顶端顺线路歪斜不应大于 20mm。全瓷式瓷横担的固定处应加软垫。

1 本条规定了横担安装的基本要求。是施工放线时以及运行中在断线时，横担不直接受力。

2 用于架空电力线路的瓷横担绝缘子，是上世纪 70 年代以后经过不断研制而发展较快的产品，不少地区陆续采用，有一定运行经验。但安装方法规定不一，有过一些教训。本条归纳了一些运行时间较长地区的经验，分析了利弊，对安装的情况作了研究，提出了规定，使其受力情况更好些，以利于安全运行。

15.5.13 以螺栓连接的构件，应符合下列规定：

- a) 螺栓应与构件面垂直，螺头平面与构件间不应有空隙。
- b) 螺栓紧好后，螺杆丝扣露出的长度，单螺母不应小于 2 扣，双螺母可平扣。
- c) 必须加垫圈者，每端垫圈不应超过 2 个。
- d) 螺栓的穿入方向应按下列规定进行。

主体结构：水平方向者，由内向外；

垂直方向者，由下向上。

平面结构：

顺线路方向者，双面构件由内向外；单面结构由送电侧向受电侧或按统一方向。

横线路方向者，两侧由内向外，中间由左向右（面向受电侧）或按统一方向；垂直方向者由下向上。

本条规定了，螺栓连接工艺的基本要求。

以螺栓连接的构件，连接时首先满足连接强度，所以要求螺杆与构件面垂直，螺头平面与构件平面间无空隙，以保证连接的紧密程度。

单螺母螺栓紧好后，外露两扣，其目的是：一是避开螺杆顶端加工负误差，保证螺栓的承载能力；二是便于采取防松措施。

双螺母螺栓的两个螺母有互相并紧的防松作用，所以规定双螺母螺栓并紧后的第二个螺母允许平扣。当然，如能露出扣就更好。

15.6 拉线与基础

15.6.1 为减少对农业耕作的影响，可在耕地区，35kV 的线路宜采用无拉线的直线型杆。110kV 及以上线路应尽量少用带拉线的直线型杆塔。

本条的规定是节约土地资源和减少对农业耕作的影响。

15.6.2 拉线应采用镀锌钢绞线。其强度安全系数应 ≥ 2.2 。拉线截面不应小于 35mm^2 ；10kV~20kV 线路拉线的最小截面为 25mm^2 。

拉线棒应热浸锌。在腐蚀严重的地区，除热浸锌外，还应采取其它有效的防腐措施。拉线棒直径应根据土壤对其腐蚀情况，比计算值增大 $2\text{mm}\sim 4\text{mm}$ ，且不应小于 16mm 。

1 对于拉线采用镀锌钢绞线，仅提出最小截面 25mm^2 。需要说明的是，不同规格的钢绞线具有不同的不均匀性，其强度设计值也不一样。拉线张力主要由导线张力和拉线承受风力等可变荷载产生，荷载系数可按 1.4 计算。对于 1×7 结构的钢绞线计算的强度设计值，相当于原定安全系数为 2.4（1.4/0.9/0.65）（按 GB 50061—1997 规范计算）的结果。对于其它钢结构的钢绞线的强度设计值，相当于原定安全系数为 2.8（1.4/0.9/0.56）的计算结果。当按 GB 50061-1997、DL/T 5092—1999 内公式计算强度设计值，在设计拉线时，可不再对拉线拉力乘 1.05 的经验系数，其结果对应原安全系数即为 2.3 和 2.7。

2 GB 50061-2010、DL/T 5092—1999 规定的拉线强度设计值的计算公式为：

$$f = \psi_1 \psi_2 f_u$$

式中：f —— 钢绞线强度设计值（ N/mm^2 ）

ψ_1 —— 钢绞线强度扭绞调整系数，取 0.9；

ψ_2 —— 钢绞线强度不均匀系数，对 1×7 结构取 0.65，其它结构取 0.56；

f_u —— 钢绞线的破坏强度（ N/mm^2 ）。

3 GB 50061-1997、DL/T 5092—1999 规定，镀锌钢绞线，其强度设计值，应按照表 15.6.2 的规定确定。

表 15.6.2 镀锌钢绞线强度设计值

N/mm^2

股 数	热浸镀锌钢绞线强度设计值					备 注
	1175	1270	1370	1470	1570	
	整根钢绞线抗拉强度设计值 f_g					
7 股	690	745	800	860	920	1 整根钢绞线的拉力设计值等于总截面与 f_g 的乘积； 2 强度设计值 f_g 中已计入了换算系数。7 股 0.92，19 股 0.90。
19 股	670	720	780	840	900	

4 按极限状态设计法的要求拉线（或金具）的抗拉强度设计值（ f_s ）应按下列公式确定

$$Kc \cdot f_u = f_s \cdot r_Q$$

$$r_R = Kc \cdot f_u / f_s = K / r_Q = 2.2/1.4=1.57$$

由此得材料分项系数

故拉线的抗拉强度设计值为

$$f_s = K_e \cdot f_u / 1.57$$

式中： f_u —— 拉线钢丝最小极限拉应力。 N/mm^2 。

K_e —— 钢绞线捻合系数，7 股取 $K_e=0.92$ ； $K_e=0.90$

r_Q —— 可变荷载分项系数，取 $r_Q=1.4$

15.6.3 拉线应根据电杆受力情况装设。拉线与电杆的夹角宜采用 45° 。当受地形限制可适当减少，且不应小于 30° 。

终端杆的拉线及耐张杆承力拉线应与线路方向对正，分角拉线应与线路分角线方向对正。防风拉线应与线路方向垂直。跨越道路的水平拉线，对路边缘的垂直距离不应小于 6m ，拉线柱的倾斜角宜采用 $10^\circ\sim 20^\circ$ 。跨越电车行车线的水平拉线，对路面的垂直距离，不应小于 9m 。

关于拉线跨越道路对地面垂直距离的规定，原规范规定对道路中心垂直距离不小于 6m ，认为是可行的。这次修订时，从征求意见中反映，原规定在执行中有不足之处，保证对路面中心的安全距离是可行的，但对路边缘的垂直距离要求没有限制，难以保证安全。经调研，近年来由于车辆增多，大型物资运输的出现，道路不断加宽和改善，交通管理部门要求，装有高大物资的运输车辆不一定在路面中心行驶，如仍按道路路面中心作为基点要求，已不适应，它不能满足拉线跨越道路时对其路边缘的垂直距离。曾发生运输车辆在限高条件下，车辆在道路边缘行驶时，碰撞了跨越道路的拉线，损坏了电杆，造成了停电事故。修订本条规定时，充分注意到这一情况，经分析研究修改了原条文规定。修订后的规定除满足对路边缘垂直距离要求外，对路面中心的垂直距离要求也能符合。

规定的数值是基本要求，均应满足。

15.6.4 空旷地区配电线路连续直线杆超过 10 基时，宜装设防风拉线。

郊外配电线路，地处空旷地带。极易受到大风的侵害。特别是在直线杆较长的地段，能引起大面积倒杆。为了防止配电线路遭受大风的侵害，宜每隔 10 基杆装设一处。防风拉线，是指在直线杆的两侧都装有拉线的型式。

15.6.5 采用拉线柱的坠线与拉线柱的夹角不应小于 30° ，坠线的固定点距柱顶为 0.25m；距地面不应小于 4.5m。拉线柱的埋深不应小于柱长的 $1/6$ 。

拉线柱又称“板线桩”，是用当拉线对道路等处的距离不符合要求时采取的技术措施。

“坠线”是指拉线柱的“拉线”。

15.6.6 埋设拉线坑盘的拉线坑应有斜坡，应使拉线与拉线棒成一直线，拉线棒与拉线盘连接应使用双螺母，回填土应有防沉层。

防沉土层指电杆组立后，坑基周围的堆积土。培设的目的，是防止回填土土壤下沉后。周围的土壤措施凹陷。有利于电杆（拉线柱）基础的稳定。

15.6.7 在缺乏线夹采用绑扎固定拉线时，拉线两端应设置心形环，钢绞线拉线可采用直径不小于 3.2mm 的镀锌铁线绑扎固定。绑扎应整齐、紧密，缠绕长度应满足工艺要求。

15.6.8 拉线施工后，应进行检查，并应符合下列规定：

a) 拉线应呈一直线，与杆身的夹角误差不应超过 1° 。

b) UT 型线夹或花篮螺栓的螺杆应露扣，并应有不小于 $1/2$ 螺杆丝扣长度可供调紧，调整后，UT 型线夹的双螺母应并紧，花篮螺栓应封固，拉线断头用原有铁线绑绕。

c) 一基电杆有多条拉线时，拉线不应有过松过紧、受力不均匀等现象。

UT 型线夹是常用的一种线路金具；花篮螺栓的两端旋转方向不同（俗称正、反牙）的螺栓组成，在花篮螺栓紧线时，由于螺栓不同的旋转方向，就能将导线收紧。其线夹处露出尾线长度为 300mm～500mm。

15.6.9 杆塔基础型式的选择，应结合线路沿线地质、施工条件和杆塔型式的特点作综合考虑。有条件时，应优先采用原状土基础，一般情况下，铁塔宜采用现浇钢筋混凝土或混凝土基础；运输或现浇混凝土有困难的地区，可采用预制装配式基础或金属基础；必要时可采用桩基础。

原状土基础包括岩石基础，机扩桩基础，掏挖（半掏挖）基础，爆扩桩基础和钻孔桩基础等。它们能充分地发挥原状土的承载性能，承载力大，变形小，用料省。但是，其中钻孔桩基础造价较高，约为板式基础的 1.5～1.8 倍。因此，它只适用于要求承载力特别大，地基又较差的塔位，或者当其它基础型式在技术上不能满足要求时采用。

本条根据各地对基础选用的经验，对各种型式的基础选用原则作了规定。钢筋混凝土基础通常称为平板基础或板式基础，它由配筋的底板及立柱组成，由于它消耗混凝土量比较少，造价低，在一般地质条件下，对受力较大的铁塔基础（如 220kV 常选用这种型式。混凝土基础通常称为台阶式基础，每个台阶只要满足刚性角要求，不需要配筋，施工比较简单，在一般地质条件下，受力较小的铁塔基础（如 220kV 及以下线路）常选用这种基础。预制装配式基础包括预制钢筋混凝土基础，金属基础和混合结构基础，根据各地的实践经验，适用于因缺少砂、石及水等采用现浇有困难的地区及山区线路。

15.6.10 杆塔基础的上拔、倾覆稳定及底面压应力的计算，应符合 GB50061、DL/T5092 的规定。

1 基础的上拔力和倾覆稳定，应采用下列极限状态表达式。

$$\gamma_f T_E \leq A (\gamma_K, \gamma_S, \gamma_C, \dots)$$

式中： γ_f —— 基础的附加分项系数，应按照表 15.6.10 的规定确定。

T_E —— 基础上拔或倾覆外力设计值；

$A (\gamma_K, \gamma_S, \gamma_C, \dots)$ —— 基础上拔或倾覆的承载力函数。当基础上拔承载力采用倒截锥体土重法计算时，上拔角可参考 DL/T 5092 附录 D（标准的附录）所列数值；

γ_K —— 几何参数的标准值；

γ_S, γ_C —— 土及混凝土的重度设计值（取土及混凝土的实际重度）。当位于地下水位以下时，取有效重度。

2 底面压应力，应采用下列极限状态表达式：

1) 当轴心荷载作用时

$$P \leq f_s / \gamma_{rf}$$

式中： P ——基础底面处的平均压应力设计值；
 f_s ——地基承载力设计值；
 γ_{rf} ——地基承载力调整系数，宜取 $\gamma_{rf} = 0.75$
2) 除应按照 1) 公式计算外，尚应按下式计算

$$P_{\max} \leq 1.2 f_s / \gamma_{rf}$$

式中： $P_{\max}$ ——基础底面边缘的最大压应力设计值。

3 基础极限状态设计表达式是参照国家规范制订的。根据杆塔的风荷载（可变荷载）为主的特点，经过测算，基础底面压力极限状态表达式见 1) 式、2) 式的右端需除以 0.75（相当于乘以 1.33）后才能保持基础下压按极限状态设计法设计的基础底面尺寸与按容许应力法设计基本上相衔接。

表 15.6.10 基础附加分项系数

杆 塔 类 别	基 础 型 式	
	重力式基础	其它各种类型基础
直线杆塔	0.9	1.01
耐张（00 转角）及悬垂转角杆塔	0.95	1.30
转角、终端及大跨越塔	1.10	1.60

15.6.11 杆塔的坑深应以设计图纸的施工基面为基准。拉线基础的坑深以拉线基础中心的地面标高为基准。施工时，应按设计要求的位置与深度挖掘基坑。其深度允许误差为 +100mm，-50 mm，坑底应平整。岩石基础坑的深度不应小于设计规定的数值。

电杆的埋深要求关系重大，实际施工中受客观条件影响，存在着不能完全满足设计要求。各地虽有一些电杆埋深的运行经验，为统一标准，强调了应符合设计要求。本条中所提出的允许偏差，是总结了各地运行经验而定。

15.6.12 双杆基坑应符合下列规定：
a) 根开的中心偏差不应超过 ±30mm。
b) 两杆坑深度宜一致。
对双杆基坑规定允许偏差是必要的，以满足电杆组立后的其它各项技术规定。

15.6.13 电杆基础采用卡盘时，应符合下列规定：
a) 卡盘口距地面不应小于 0.5m。
b) 直线杆卡盘与线路平行并应在沿线路的电杆左右侧交替埋设。
c) 承力杆卡盘应埋设在承力侧。
1 b) 款的规定，是防止倒杆的措施。
2 c) 款的规定，是增强承力杆的支撑。

15.6.14 现浇基础混凝土强度等级：110kV 及以上不宜低于 C20；35kV 及以下不宜低于 C15，预制基础的混凝土强度等级不宜低于 C20。

线路施工点分散，施工条件较差，对现浇基础，不论配筋与否取混凝土强度等级均规定，不宜低于 C15。

本规程对混凝土结构构件的计算，均应按《混凝土结构设计规范》GB 50010—2002 中有关规定进行。

15.6.15 基础的埋深应大于土壤的冻结深度，且不应小于 0.6m。
本条是根据《建筑地基基础设计规范》GB 50007—2002 中的规定制订的。

15.6.16 跨越河流或位于洪泛区的基础，应搜集水文地质数据，考虑冲刷作用，对可能被洪水淹没的基础，尚应计及漂浮物的撞击作用，并应采取适当的防护措施。

对洪水冲刷作用，可按杆塔重要性的不同，可取 30～50 年一遇的标准，同时验算冲刷情况的气象条件，要取用与洪水区间可能发生的全新情况相协调。

15.6.17 对高杆塔及特殊重要的杆塔基础，当位于地震烈度为七度及以上的地区，且场地为饱和砂土和饱和粉土时；对 220kV 的耐张型转角塔基础，当位于地震烈度为八度及以上时，均应考虑地基液化的可能性，并采取必要的稳定地基或基础的抗震措施。

本条是根据各地的实践经验提出。防治措施可参照国家标准《构筑物抗震设计规范》、《电力设施抗震设计规范》。

15.6.18 10kV～20kV 电杆埋设深度应计算确定。单回路的配电线路电杆埋设深度宜采用表 38 所列数

据。装有配电变压器的电杆，应适当增加埋深，一般不应小于 2m。

表 38 单回路电杆埋设深度

杆长 (m)	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	15.0	18.0
埋深 (m)	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.3	2.6~3.0

电杆埋设深度系按 $1/6H$ 和 $1/10H+0.6$ (H 为杆高) 进行计算，并综合考虑其它有关条件后确定的。这适用于在一般土壤内的电杆。

据了解，各地采用的配电线路电杆埋设深，为杆长的 $1/6$ ，施工、运行中比较安全。

装有变压器的电杆，由于其所承受了变压器的重量，为保证线路安全运行，因此规定了电杆埋深不应小于 2m。

15.6.19 电杆组立后，回填土时，应将土块打碎，每填入 0.3m 厚夯实一次。夯实时，不应使电杆移动或倾斜。回填土后，电杆坑应有防沉层，其培设高度应高出地面 0.3m。(沥青、水泥路面不留防沉层) 拉线坑的回填土也同样处理。

防沉土层指电杆组立后，坑基周围的堆集土。培设的目的，是防止回填土土壤下沉后，将会造成周围土壤产生凹陷，有利于电杆基础稳定。

15.6.20 采用钢管杆时，应结合当地实际情况选定。钢管杆的基础型式、基础的倾覆稳定应符合 DL/T5130 的规定。

钢管杆是近十几年来出现的一种产品。型式也随同建设的要求。其基础型式目前有套筒式、直埋式、预制桩式等。《架空送电线路钢管杆设计技术规定》DL/T 5130—2001 对钢管杆的选用作了规定。在选用时应结合各地情况按该规定进行设计。

15.7 电杆上的其它电气设备

15.7.1 配电变压器台的设置，其位置应在负荷中心或便于更换和检修设备的地段。

配电变压器台按照位置的选择是很重要的，它关系到供电电压质量、线路损耗等经济指标。变压器台应装设在负荷中心或重要负荷附近，便能增大供电范围，做到经济合理。

为了方便运行和检修，要尽量避开车辆、行人较多的广场、商店、剧场等繁华公共场所。布线复杂及转角、分支等特殊电杆不宜装设变压器台。

15.7.2 下列类型的电杆不宜装设变压器台：

- a) 转角、分支电杆。
- b) 设有高压接户线或电缆头的电杆。
- c) 设有线路开关设备的电杆。
- d) 交叉路口的电杆。
- e) 低压接户线较多的电杆。
- f) 人员易于触及或人员密集地段的电杆。
- g) 有严重污秽地段的电杆。

本条是运行经验的总结。从安全出发避免影响变压器正常运行。

15.7.3 400kVA 及以下的变压器，宜采用柱上式变压器台。400kVA 以上的变压器，宜采用室内布置。当采用箱式变压器时，应综合考虑使用性质、周围环境等条件。

不宜装设变压器台地段，采用室内布置，是运行经验的总结，从安全出发避免影响变压器的安全运行，

15.7.4 柱上式变压器台的底部距地面高度，不应小于 2.5m。安装变压器后，变压器台的倾斜不应大于台架根开的 1%。其带电部分，应综合考虑周围环境等条件。

柱上变压器的安装型式有双柱式、单柱式。单柱式的变压器容量不易超过 $100\text{kV}\cdot\text{A}$ 。安装高度及倾斜度的规定是安全的需要。

15.7.5 变压器的引下线、引上线和母线应采用多股铜芯绝缘线，其截面应按变压器额定电流选择，且不应小于 16mm^2 。变压器的一、二次侧应装设相应的电气设备。一次侧熔断器装设的对地垂直距离不应小于 4.5m，二次侧熔断器或断路器装设的对地垂直距离不应小于 3.5m。各相熔断器水平距离：一次侧不应小于 0.5m，二次侧不应小于 0.3m。

配电变压器一、二次引线好母线均应拉紧、绑牢。运行经验证明，采用多股绝缘导线，可以防止长期运行中引线松动和发生断线、短路事故。目前还普遍采用在变压器高、低压桩头装设绝缘护套，

以防止短路事故的发生，其效果较好。

引线截面应按变压器额定电流选择，同时还应与线路干线配合，但最小截面不宜小于 16mm^2 。

在配电网中，高压侧采用跌落式熔断器作为变压器内部故障的保护，低压侧采用装设低压断路器作为变压器过负荷保护。

对于低压侧出线保护的设置，主要是根据运行经验提出的。变压器容量在 $200\text{kV}\cdot\text{A}\sim 400\text{kV}\cdot\text{A}$ 时，低压侧出线一般在两回及以上，架空裸导线也有两回出线的状态存在。变压器低压侧如果仅有一组总的保护，在低压侧有二回出线的情况下，在发生故障时将会造成全部失电。同时在低压侧有多回路出线的条件下，低压侧出线的导线不能得到有效的保护，导线有可能因负荷电流超出其最大允许电流而引起过热，机械性能下降而发生导线断线。为提高供电可靠性及故障的处理，宜分别按出线回路装设保护装置。

跌落式熔断器装设高度的规定，一是考虑到工作人员可站在地面操作，不需要在电杆上操作；二是考虑熔断器断开后，带电部分至变压器台面应有足够的安全距离，以方便工作人员检修和维护变压器。

15.7.6 一、二次侧熔断器或隔离开关、低压断路器，应选用少维护的符合国家标准的产品， $10\text{kV}\sim 20\text{kV}$ 跌落式熔断器分断能力不应小于 12.5kA ，并应与负荷电流、导线最大允许电流、运行电压等相配合。选择低压熔断器时，其额定电流应大于电路的工作电流。

本条规定了熔断器、断路器等选用的基本要求。

关于跌落式熔断器的额定分断能力为 12.5kA ，是目前制造厂所能生产的。根据《户外交流高压跌落式熔断器及熔断件订货技术条件》DL/T 640—1997 第 5.5 条规定，额定分断能力还有 16kA 、 20kA 。但制造厂尚不能生产。

15.7.7 配电变压器熔丝的选择宜按下列要求进行：

- a) 容量在 100kVA 及以下者，高压侧熔丝按变压器额定电流的 $2\sim 3$ 倍选择。
- b) 容量在 100kVA 及以上者，高压侧熔丝按变压器额定电流的 $1.5\sim 2$ 倍选择。
- c) 变压器低压侧熔丝（片）或断路器长延时整定值按变压器额定电流选择。
- d) 繁华地段，居民密集区域宜设置单相接地保护。

本条规定了，配电变压器熔丝选择的要求。由于我省各地工况运行条件的差异性很大，低压断路器或熔断器和导线的过负荷保护配合参数在 $0.6\sim 1$ 之间，如果不考虑日照增强因素和谐波分量，其取值宜小于 0.8 （即低压侧保护熔丝（片）或低压断路器长延时脱扣电流值/导线在最热月平均最高温度下最大允许电流）。各地应结合本地区的日照强度，低压网络中谐波分量的比例、环境温度等因素，综合考虑确定。

针对架空绝缘导线对树木等物的摩擦而发生飞弧断线时有发生，高阻单相接地比例很高，对设备的安全运行和行人的安全威胁很大，应引起关注和考虑。繁华地段、居民密集区宜设置单相接地保护，以保障行人安全。

15.7.8 $6\text{kV}\sim 20\text{kV}$ 配电线路较长的主干线或分支线应装设分段或分支开关设备。环形供电网络应装设联络开关设备。配电线路在管区分界处，宜装设开关设备。

为方便检修，限制故障范围，缩小停电区域，对较长的配电线路或分支较长的线路装设分段开关。城镇的环形供电网络还应装设联络开关。配电线路的开关一般采用 SF_6 断路器、真空断路器、隔离开关或跌落式熔断器等。

线路负荷较大的、操作次数较少的开关设备应选用 SF_6 断路器、真空断路器，如线路首端的开关、联络开关等。

线路负荷较小的，可选用跌落式熔断器。

15.7.9 当配电系统为非有效接地系统时，变压器外壳、低压侧中性点应与避雷器接地引下线连在一起后接地。

当配电系统为低电阻接地方式时，低压系统不得与电源配电变压器的保护接地共享接地装置，低压系统电源接地点应在该配电变压器适当的地点设置专用接地装置，其接地电阻不宜超过 4Ω 。

本条对配电系统采用不同接地方式时，对配电变压器接地的要求。

15.7.10 跌落式熔断器的安装应符合下列规定：

- a) 各部分零件完整。
- b) 转轴光滑灵活，铸件不应有裂纹、砂眼、锈蚀。
- c) 瓷件良好，熔丝管不应有吸潮膨胀或弯曲现象。

d) 熔断器安装牢固、排列整齐，熔管轴线与地面的垂线夹角为 $15^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 。熔断器水平相间距离不小于 500mm。

e) 操作时灵活可靠、接触紧密。合熔丝管时上触头应有一定的压缩行程。

f) 上、下引线压紧，与线路导线的连接紧密可靠。

规定跌落式熔断器熔管带角度安装的要求，是保证熔丝熔断后熔管能够自由落下。合熔丝管时上触头应有一定的压缩行程，是保证运行的可靠性，防止在运行中熔管的自落。

15.7.11 杆上避雷器的安装应符合下列规定：

a) 瓷套与固定抱箍之间加垫层。

b) 排列整齐、高低一致，相间距离：10（6）kV 时，不小于 350mm；20kV 时，不小于 600mm。

c) 与电气部分连接，不应使避雷器产生外加应力。

d) 引下线接地可靠，接地电阻值符合规定。

本条规定了杆上避雷器的安装的基本要求。规定避雷器的梢头不应受力是防止避雷器受力后造成密封损坏渗水，使避雷器内部组件受潮而损坏。对避雷器接地及接地电阻的要求，也是为了在避雷器动作后的雷电流及时得到释放。

15.7.12 杆上断路器和负荷开关的安装，尚应符合下列规定：

a) 水平倾斜不大于托架长度的 1%。

b) 引线连接紧密，当采用绑扎连接时，长度不小于 150mm。

c) 外壳干净，不应有漏油、漏气现象，气压不低于规定值。

d) 操作灵活，分、合位置指示正确可靠。

e) 外壳接地可靠，接地电阻值符合规定。

15.7.13 杆上隔离开关安装，尚应符合下列规定：

a) 瓷件良好。

b) 操作机构动作灵活。

c) 隔离刀刃合闸时接触紧密，分闸后应有不小于 200mm 的空气间隙。

d) 与引线的连接紧密可靠。

e) 水平安装的隔离刀刃，分闸时，宜使静触头带电。

f) 三相连动隔离开关的三相隔离刀刃应分、合同期。

g) 有操作机构的联杆支座装于电杆下部者应加锁。

水平安装的隔离开关，易发生刀刃自落。特别是在有振动的场所，如道路两侧。过去曾发生过装设在人行道上的隔离开关，在操作机构的锁被窃后没有及时补上，而发生刀刃自落发生的事故。

15.7.14 装有电器设备的电杆，应有固定的警告牌、标志牌。其它要求应符合本规程第 7 章的有关规定。

16 电力电缆线路

16.1 一般规定

16.1.1 本规程适用于新建、扩建的电力工程中 220kV 及以下高压电力电缆的选择与敷设设计。有关电缆产品的技术标准应符合现行的国家和电力行业标准，并有产品合格证书。

1 本条规定了适用范围。条文中“电力工程”系指包括发电、输变电、石油、化工、建筑、市政等电力工程。

2 电缆产品的标准，主要有：

GB/T 11017—2002 额定电压 110kV 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件

GB/T 12706—2002 额定电压 1kV ($U_m=1.2kV$) 到 35kV ($U_m=40.5kV$) 挤包绝缘电力电缆及其附件

GB/T 12976—2008 额定电压 35kV ($U_m=40.5kV$) 及以下纸绝缘电力电缆及其附件

GB/Z 18890—2002 额定电压 220kV ($U_m=252kV$) 交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件

GB/T 19666—2005 阻燃及耐火电线电缆通则

DL/T 401—2002 高压电缆选用导则

DL/T 508—1993 交流 110~330kV 自容式充油电缆及其附件订货技术规范

DL/T 509—1993 交流 110kV 交联聚乙烯绝缘电缆及其附件订货技术规范

DL/T 802—2007 电力电缆用导管技术条件

16.1.2 电缆的额定电压应按电缆导体与绝缘屏蔽层或金属护套之间的额定工频电压 (U_0)、任何两相线之间的额定工频电压 (U)、任何两相线之间的运行最高电压 (U_m) 以及每一导体与绝缘屏蔽层或金属护套之间的基准绝缘水平 BIL 选择。且应符合表 39 的规定。

表 39 电缆的额定电压值

单位为千伏

系统中性点	有效接地					非有效接地		
系统额定电压	10	20	35	110	220	10	20	35
U_0 / U	6 / 10	12 / 20	21 / 35	64 / 110	127/220	8.7 / 10 8.7 / 15	18 / 20	26 / 35
U_m	11.5	24	42.5	126	252	11.5	24	42.5
BIL	75	125	200	550	1050	95	170	250
外护套冲击耐压	20	20	20	37.5	47.5	20	20	20

本条对电缆额定电压的选择作了规定。对 10kV~20kV 电缆的选择, 应按配电系统的接地方式选择相应的额定电压值。

电力电缆及其附件的额定电压以 U_0/U (U_m) 表示, 其中, U_0 为电缆及附件设计所采用的导体对接地屏蔽层或金属套间的工频电压, 其值与系统相对地电压有关, 但非相电压。在中性点有效接地系统, U_0 相当于系统相电压; 在中性点非有效接地系统, U_0 则应高于系统相电压。在允许单相接地较长时间运行的中性点非有效接地系统, U_0 应取系统的线电压。

电力电缆标准规定, 对电缆绝缘施加工频试验电压均以 U_0 的倍数表示。 U_0 应按电力系统中性点接地方式和单相接地故障时非故障相电压升高, 以及系统接地故障排除的时间合理选择。

16.1.3 电力电缆导体截面的选择, 应符合下列规定。

16.1.3.1 一般规定:

a) 最大工作电流作用下的电缆导体温度, 不得超过电缆使用寿命的允许值。持续工作回路的电缆导体工作温度, 应符合附录 U 的规定。

b) 最大短路电流和短路时间作用下的电缆导体温度, 应符合附录 U 的规定。

c) 最大工作电流作用下连接回路的电压降, 不得超过该回路允许值。

d) 10kV 及以上电力电缆截面除应符合上述 a) ~c) 款的要求外, 尚应按电缆的初始投资与使用寿命期间的运行费用综合经济的原则选择。10kV 及以下电力电缆经济电流密度选用方法宜符合 GB 50217 中附录 B 的规定。

e) 多芯电力电缆导体最小截面, 铜导体不宜小于 2.5mm^2 , 铝导体不宜小于 4mm^2 。

f) 敷设于水下的电缆, 当需要导体承受拉力且较合理时, 可按抗拉要求选用截面。

电缆导体的持续允许最高温度 (θ_m), 对应绝缘耐热使用寿命埋 0 年, 明确最大工作电流 (I_R) 需满足不得超过 θ_m , 是实现电缆预期使用寿命的要素。直接取 θ_m 求 I_R 时, 需把所有涉及发热的因素计全才符合上述原则, 否则客观存在的发热因素未完全计入, I_R 计算值就会偏大, 运行中导体实际温度将超出 θ_m 。

电力电缆截面最经济性算法, 是基于电缆线路初始投资与今后运行期间的能量损耗综合最小。至于经济截面比按载流量选择截面增大后, 降低年损耗的同时会引起初投资的增加, 从我国宏观经济条件来看, 现已能适应。

由于电缆经济电流密度受电缆成本、贴现率、电价、使用寿命、最大负荷利用小时数等诸多因素影响, 难以给出固定不变的电缆经济电流密度曲线或数据, 需要时, 可按 GB 50217—2007 附录 B 的方法计算。

16.1.3.2 10kV 及以下常用电缆按 100% 持续工作电流确定电缆导体允许最小截面, 宜符合本规程附录 V 和 GB 50217 附录 D 的规定, 其载流量按照下列使用条件差异影响计入校正系数后的实际有效值应大于回路的工作电流:

a) 环境温度差异。

b) 直埋敷设时土壤热阻系数差异。

c) 电缆多根并列的影响。

d) 户外架空敷设无遮阳时的影响。

IEC 等标准关于电缆的持续容许工作电流算法分两类: ①负荷为 100% 持续 (100% Load factor), 即常年持续具有日负荷率 (L_f) 为 1 时的 I_{R1} , 如发电厂中持续满发机组及其辅机, 或工矿主要用电器具等供电回路的负荷电流; ②负荷持续但并非 100% 恒定最大, 而是周期性变化, 即常年持续具有 $L_f <$

1 时的 I_{R2} ，如城网供电电缆线路等公用负荷电流。

IEC 60287（以往称 IEC 287）为 I_{R1} 算法标准，日本电线工业协会 JCS 第 168 号 E（1994）、美国电子电气工程师学会 IEEE Std 853（1995）标准均同时含 I_{R1} 、 I_{R2} 。在空气中敷设的电缆， $I_{R1} = I_{R2}$ ；当 L_f 约为 0.7 左右时，一般 I_{R2} 比 I_{R1} 增大约 20% 以上。我国长期以来工程实践只计 I_{R1} 且一般遵循 IEC 60287，至于 IEC 851—1、IEC 853—2 虽早于 1985、1989 年公示，但国内迄今几乎未在工程中运用，或缘于该算法需按日负荷曲线分时计算感到繁琐，而日、美标准只需计入 L_f 求算 I_{R2} ，适合工程设计阶段。在我国尚未广为知晓而缺乏应用，故在本规范中就没有直接示出 I_{R2} ，只在持续工作电流之首增加 100%，这虽是沿袭过去规范基本内容，但冠以 100% 的持续工作电流不仅示明归属 I_{R1} ，意味着对于 I_{R2} 和短时应急超载 I_E 以及提高载流量的途径，都留有另行考虑的空间，显然不应被误解为 I_{R2} 、 I_E 均排斥或拒绝。从这一意义出发不妨强调，本规程现仅规定电缆载流能力中属于 I_{R1} 的基本要求。

此外，100% 持续工作电流之称谓，既与 IEC 60287 标准名称一致，又与本规程附录 S 内容相呼应。

16.1.3.3 除 16.1.3.2 条规定的情况外，电缆按 100% 持续工作电流确定电缆导体允许最小截面时，应经计算或测试验证，计算内容和参数选择应符合下列规定：

a) 含有高次谐波负荷的供电回路电缆或中频负荷回路使用的非同轴电缆，应计入集肤效应和邻近效应增大等附加发热的影响。

b) 交叉互联接地的单芯高压电缆，单元系统中三个区段不等长时，应计入金属层的附加损耗发热的影响。

c) 敷设于保护管中的电缆，应计入热阻的影响；排管中不同孔位的电缆还应分别计入互热因素的影响。

d) 敷设于封闭、半封闭或透气式耐火槽盒中的电缆，应计入包含该型材质及其盒体厚度、尺寸等因素对热阻增大的影响

e) 施加在电缆上的防火涂料、包带等覆盖层厚度大于 1.5mm 时，应计入其热阻影响。

f) 沟内电缆埋砂且无经常性水份补充时，应按砂质情况选取大于 $2.0K \cdot m / W$ 的热阻系数计入电缆热阻增大的影响。

1 因为含变流、电子电压调整等装置的负荷有高次谐波，诸如变频空调、电气化铁道等。在国内的地铁工程实践中，都已显示了计入高次谐波的影响。

2 规定了电力电缆截面选择时，应计入不同敷设方式时的热阻增大的影响。

3 第 c) 款，电缆保护管既有塑料材质，又有复合式玻纤增强塑料、陶瓷等管材。

16.1.4 在人员密集的公共设施，以及有低毒阻燃性防火要求的场所，可选用交联聚乙烯或乙丙橡胶等不含卤素的绝缘电缆。

防火有低毒性要求时，不宜选用聚氯乙烯电缆。

本条的规定是环保和对人身安全的要求。

1 低烟无卤电线电缆：

低烟指电线电缆燃烧是产生的烟尘较少，即透光率较高；无卤指构成电线电缆材料不含卤数（氯、溴等），燃烧产物的腐蚀性较低。

由于低烟无卤电线电缆使用时给环境产生危害很小，一些地方称为清洁电缆或环保电缆；由于国家到目前为止还没有对该产品进行统一的命名规定，各生产企业在制定企业标准时对产品进行了不同型号表示。

2 阻燃电线电缆：

阻燃是指阻滞、延缓火焰沿着电线电缆的蔓延，使火灾不扩大，该类型电缆着火后具有自熄性能。

阻燃电缆按国家实验标准（GB12666-99）可分为三个等级：ZRA、ZRB、ZRC；在一般产品命名中，ZRA 通常用 GZR 表示，属称高阻燃电缆或隔氧层电缆或高阻燃隔氧层电缆。ZRC 在一般阻燃产品中表示 ZR。

3 耐火电线电缆：

耐火指在火焰燃烧情况下能保持一定时间的运行，即保持电路的完整性，该类型电缆在火焰中具有一定时间的供电能力。

耐火电缆按国家实验标准（GB12666-99）可分为二个等级：NHA、NHB；在一般产品命名中，NHA 通常用 GNH 表示，属称高耐火电缆。NHB 在一般耐火产品中表示为 NH。

4 《阻燃和耐火电线电缆通则》GB/T 19666—2005 规定：

5.1 阻燃特性要求

5.1.1 单根阻燃性能必须符合表 3 的规定

表 3 单根阻燃性能要求

代号	试样外径 D/mm	供火时间/ S	合格指标	试验方法
Z	$D \leq 25$ $25 < D \leq 50$ $50 < D \leq 75$ $D > 75$	60 120 240 480	试样烧焦应不超过 距上夹具下檐 50mm~ 540mm 的范围之外	GB/T 18380.1 GB/T 18380.2 ^b
a 对非圆形电缆或光缆如扁电缆, 应测量其周长并换算成等效直径。 b 直径 0.4mm~0.8mm 实心铜导体和截面 0.1mm ² ~0.5mm ² 绞合铜导体电线电缆采用 GB/T 18380.2				

5.1.2 成束阻燃性能必须符合表 4 的规定

代号	试样非金属材料体积/ (L/m)	供火时间/ min	合格指标	试验方法
ZA ZB ZC ZD*	7 3.5 1.5 0.5	40 40 20 20	1) 试样上炭化的长度 最大不应超过距喷 底边向上 2.5m 2) 停止供火后试样上 的有焰燃烧时间不应 超过 1h	GB/T 18380.3 IEC 60332-3-25
*zd 适用于试样外径不大于 12mm 的电线电缆				

5.2 耐火特性要求

耐火特性必须符合表 5 的规定。

注: 耐火加冲击、耐火加喷水的要求在考虑中。

表 5 耐火性能要求

代号	适用范围	供火时间+冷却时间/ min	试验电压/ V	合格指标	试验方法
N	0.6 / 1kV 及以下 电缆	90+15	额定值	1) 2A 熔断器不断 2) 指示灯不熄	GB/T 19216.21
	数据电缆	90+15	相对地:110±10		GB/T 19216.23
注: 供火温度为 750 (0~5℃)					

5.3 无卤特性要求

无卤性能必须符合表 6 的规定

表 6 无卤性能要求

代号	无卤 (低腐蚀性)		试验方法
	pH 加权值	电导率加权值/ U_s/mm	
W	≥ 4.3	≤ 10	GB/T 17650.2

5.4 低烟特性要求

低烟性能必须符合表 7 的规定

表 7 低烟性能表

代号	试样外径 d/mm	试样数	最小透光率/ %	试验方法
D	$d > 40$ $20 < d \leq 40$ $10 < d \leq 20$ $5 < d \leq 10$ $2 \leq d \leq 5$	1 (根) 2 (根) 3 (根) $45/d$ (根) ^a $45/3d$ (根) ^b	≥ 60	GB/T 17651.2
a 计算值舍去小数取整数 (根或束) b 每束试样由 7 根绞合构成				

16.1.5 交流单芯电缆不得单独穿入钢管内。

交流单芯电缆单独穿入钢管内, 因电磁感应会在钢管中产生损耗, 从而对电缆的运行产生影响, 因此作出规定。

16.1.6 电缆的路径选择，应符合下列规定：

- a) 符合市政、厂区规划，路径最短，便于维修。
- b) 避免电缆遭受机械性外力、过热、化学腐蚀、地下电流、振动、虫害及受热的影响而损坏等危害。
- c) 满足安全要求条件下使电缆较短。
- d) 便于敷设、维护。
- e) 避开规划中的建筑工程、上下水道及其它管线工程需将要挖掘施工的地方。
- f) 直埋电缆的土壤热阻系数要小。
- g) 敷设在户内的电缆应选择不易遭受火灾的通风良好的地方。
- h) 充油电缆线路通过起伏地形时，使供油装置较合理配置。

本条规定了对电缆路径选择的 8 项要求。如果城市缺乏对地下管线和其它市政设施的统一安排与总体规划，势必导致地下管线紊乱，给管线增设、更新、事故抢修带来困难。重复开挖路面，除了要支付高额的路面修复费外，还严重影响地面交通和市民生活等。为改变这样的被动局面，必须按电网规划向城市管理部门提出确保电缆敷设路径的要求。

16.1.7 电缆工程敷设方式的选择，应视工程条件、环境特点和电缆型类、数量等因素，且按满足运行可靠、便于维护的要求和技术经济合理的原则来选择。一般采用以下敷设方式：

- a) 直接埋于地下。这是最经济的方式，因而得到广泛采用：
- b) 电缆沟。适用于无机动负载的信道。
- c) 构架。在土壤有化学腐蚀性地区的电缆，有必要从空间通过时采用。
- d) 排管。适用于有机动负载的信道。
- e) 电缆隧道。城市人防工程供电，电缆条数较多，在地下管线复杂，地面建筑物阻碍不适宜采用电缆沟的情况下采用。
- e) 敷设在水底。电缆穿越河、湖泊，无法从钢索、桥梁、构架上通过时采用。
- f) 敷设在井下。适用于矿山井下供电。

本条规定了对电缆工程敷设方式的选择的基本原则，以及选择不同敷设方式的场所。

16.1.8 在隧道、沟、浅槽、竖井、夹层等封闭式电缆通道中，不得布置热力管道，严禁有易燃气体或易燃液体的管道穿越。

由于隧道等封闭式电缆通道的环境等条件的限制，如布置其它管道，当这些管道发生泄漏时，将直接影响到电缆的安全运行。并与《火力发电厂与变电所设计防火规范》GB 50229—2006 的有关规定一致。

16.1.9 电缆敷设前应按下列要求进行检查：

- a) 电缆沟、电缆隧道、排管、交叉跨越管道及直埋电缆沟深度、宽度、弯曲半径等符合设计和规范要求。电缆通道通畅，排水良好。金属部分的防腐层完整。隧道内照明、通风符合设计要求。
- b) 电缆型号、电压、规格应符合设计要求。
- c) 电缆外观应无损伤，当对电缆的外观和密封状态有怀疑时，应进行潮湿判断；直埋电缆与水底电缆应试验并合格。外护套有导电层的电缆，应进行外护套绝缘电阻试验并合格。
- d) 充油电缆的油压不宜低于 0.15Mpa；供油阀门应在开启位置，动作应灵活；压力表指示应无异常；所有管接头应无渗漏油；油样应试验合格。
- e) 电缆放线架样放置稳妥，钢轴的强度和长度应与电缆盘重量和宽度相配合，敷设电缆的机具应检查并调试正常，电缆盘应有可靠的制动措施。
- f) 敷设前应按设计和实际路径计算每根电缆的长度，合理安排每盘电缆，减少电缆接头。中间接头位置应避免设置在交叉路口、建筑物门口、与其它管线交叉处或通道狭窄处。
- g) 在带电区域内敷设电缆，应有可靠的安全措施。
- h) 采用机械敷设电缆时，牵引机和导向机构应调试完好。

在电缆敷设前应把电缆所经过的通道进行一次检查，防止影响电缆施工。

护套外有挤包导电层或石墨涂层的聚氯乙烯和聚乙烯护套电缆，方便了敷设前对外护套的检测，据以判断护套绝缘状况。

本条 d) 款要求保持的充油电缆油压是为了防止敷设时压扁电缆。

由于电缆放线架放置不稳，钢轴的强度和电缆盘的重量不配套，常常引起电缆盘翻到事故。为了保证施工人员的安全和电缆施工质量，对本条 e) 款的要求应予重视。

电缆中间接头事故率在电缆故障中占较大比例，电缆中间接头往往是在施工过程中没有根据电缆长度合理安排敷设造成的。故此增加了合理安排每盘电缆的要求。

电缆盘应有可靠的制动措施，在紧急情况下迅速停止放缆。使用履带输送机敷设电缆时，卷扬机和履带输送机之间必须有联动控制装置。

16.1.10 任何方式敷设的电缆，无论在垂直、水平转向部位和电缆热伸缩部位以及蛇形弧部位的弯曲半径，不宜小于表 40 所规定的弯曲半径。

表 40 电缆敷设允许最小弯曲半径

电缆类型			允许最小弯曲半径	
			单芯	多芯
控制电缆	非铠装型、屏蔽型软电缆		——	6 <i>D</i>
	铠装型、铜屏蔽型			12 <i>D</i>
	其它			10 <i>D</i>
橡皮绝缘电力电缆	无铅包、钢铠护套		10 <i>D</i>	
	裸铅包护套		15 <i>D</i>	
	钢铠护套		20 <i>D</i>	
塑料绝缘电缆	无铠装		20 <i>D</i>	15 <i>D</i>
	有铠装		15 <i>D</i>	12 <i>D</i>
油浸纸绝缘电力电缆	铝包		30 <i>D</i>	
	铅包	有铠装	20 <i>D</i>	15 <i>D</i>
		无铠装	20 <i>D</i>	
自容式充油（铅包）电缆			20 <i>D</i>	——
注 1： <i>D</i> 表示电缆外径。				
注 2： 非本表范围电缆的最小弯曲半径宜按厂家建议值。				

本条是参照现行的电缆国家标准的规定而制定的。

本条规定的在任何敷设方式下，各种型号电缆允许最小弯曲半径的要求，以防止电缆绝缘层和外护层的损伤，特小了导体断裂而破坏导电功能。靠近连接盒和终端的电缆最小弯曲半径还可以小 2 倍，但需小心控制，如采用成型导板。

为了便于记忆，对电缆国家标准中的有些数据作了归整或采用电缆国家标准中电缆装盘时的盘轴直径与电缆外径的比值。在施工时电缆的弯曲半径不应小于本条的规定，以保证不损伤电缆和投运后的安全。

16.1.11 交流系统使用单芯电缆或分相铅套电缆时，每相周围应无紧靠的铁件构成铁磁环路。

单芯电力电缆的夹具采用铁件，将会在运行中引起涡流和磁滞损耗而导致电缆局部发热，影响电缆的载流量和安全运行。

16.1.12 电缆线路的正常工作电压，宜不超过电缆额定电压的 15%。

16.1.13 在电缆的中间接头和终端头处，电缆的铠装、铅包和金属接头盒，应有良好的电气连接，使其处于同一电位。在电缆的两端应按本规程第 17 章的规定进行接地。

本条对电缆接地作出规定。否则当三相电流不平衡时，铠装层等因感应电势可能产生放电现象，严重时可能烧毁护层。因此，铠装层也必须良好接地。

16.1.14 敷设电缆时，电缆允许敷设最低温度，在敷设前 24h 内的平均温度以及敷设现场的温度不应低于表 41 的规定；当温度低于表 41 规定值时，应采取措施（若厂家有要求，按厂家要求执行）。

表 41 电缆允许敷设最低温度

电缆类型	电缆结构	允许敷设最低温度（℃）
油浸纸绝缘电力电缆	充油电缆	—10
	其它油纸电缆	0
橡皮绝缘电力电缆	橡皮或聚氯乙烯护套	—15
	裸铅套	—20
	铅护套钢带铠装	—7
塑料绝缘电力电缆	—	0
控制电缆	耐寒护套	—20
	橡皮绝缘聚氯乙烯护套	—15

电缆类型	电缆结构	允许敷设最低温度 (°C)
	聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套	-10
注：周围环境温度低于-10℃时，只有在紧急情况下并在敷设前和敷设中均用电流加热，才允许敷设纸绝缘电缆。		

本条的规定是为了保证电缆工程的施工质量，防止电缆绝缘的损伤，以及利于电缆的安全运行。

当施工现场的温度不能满足要求时，应采取适当的措施，避免损伤电缆，如采取加热法或躲过寒冷期敷设等。

一般有如下加热方法：

1 用提高周围空气温度的方法加热。当温度为 5℃~10℃时，需 72h；如温度为 25℃，则需 24h~36h；

2 用电流通过电缆导体的方法加热，加热电流不得大于电缆的额定电流，加热后电缆的表面温度应根据各地的气候条件决定，但不得低于 5℃。

经烘热分电缆应尽快敷设，敷设前放置的时间一般不超过 1h。当电缆冷至低于表 41 中所列的环境温度时，不宜弯曲。

16.1.15 用机械敷设电缆时的最大牵引力强度应符合表 42 的规定，充油电缆总拉力不应超过 27kN。

本条规定了机械敷设电缆时的牵引强度的要求，机械敷设电缆的牵引方式一般有牵引头和钢丝网套两种。采用牵引头牵引电缆是将牵引头与电缆线芯固定在一起，受力者为线芯；采用钢丝网套时是电缆护套受力。

实际施工中有采用钢丝网套牵引塑料电缆的敷设方式，因此规定了塑料护套的允许牵引强度。

规定充油电缆的最大牵引力，是因为我国生产的充油电缆油道直径一般为 12mm，使油道变形的最大牵引力约为 27kN，为防止牵引力过大造成电缆油道变形损坏电缆，除应按受力部分允许牵引强度确定最大牵引力之外，还不应超过 27kN。

16.1.16 机械敷设电缆的速度不宜超过 15m/min，110kV 及以上电缆或在较复杂路径上敷设时，其速度应适当放慢。

表 42 电缆最大牵引力强度

牵引方式	牵引头		钢丝网套		
受力部位	铜芯	铝芯	铅套	铝套	塑料护套
允许牵引强度 (N/mm ²)	70	40	10	40	7

新增条文。本条引用《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》GB 50168—2006 第 5.1.11 条的规定。

机械化敷设电缆速度过快会出现下列问题：一是电缆容易脱出滑轮；二是造成侧压力过大损伤电缆；三是拉力过大超过允许牵引强度。所以在机械化敷设电缆时，应将敷设速度控制在一定范围内，高压电缆敷设速度应适当放慢。

16.1.17 机械敷设电缆时，应在牵引头或钢丝网套与牵引钢缆之间装设防捻器。

盘在卷扬机滚筒上的钢丝绳放开电缆时，钢丝绳本身存在着扭力，如直接牵引牵引头或钢丝网套，会将此扭力传递到电缆上，使电缆受到不必要的附加应力。

防捻器是一种两端可以自由转动的装置，敷设电缆时将防捻器加在牵引钢缆和牵引头或钢丝网套之间，使钢缆的扭力不致传到电缆上。

16.1.18 110kV 及以上电缆敷设时，转弯处的侧压力应符合制造厂的规定；无规定时，不应大于 3kN/m。

充油电缆的油道是中空的，敷设时虽然保持一定的油压，但如转弯处侧压力过大，也会使油道变形损伤电缆。另外，高压单芯电缆的外护层有绝缘要求，其材质一般是聚氯乙烯和聚乙烯，当侧压力超过 3kN/m 时，有可能将护层压坏，这是不允许的。因此在施工前应计算电缆上各点所受的侧压力，使其在敷设过程中不超过规定的数值以保证电缆敷设质量和安全

16.1.19 电缆标志牌的装设应符合下列要求：

- a) 生产厂房及变电所内应在电缆终端头、电缆接头处装设电缆标志牌。
- b) 城市电网电缆线路应在下列部位装设电缆标志牌。
 - i) 电缆终端及电缆接头处。
 - ii) 电缆管两端，人孔及工作井处。
 - iii) 电缆隧道内转弯处、电缆分支处、直线段每隔 50m~100m。
- c) 标志牌上应注明线路编号。当无编号时，应写明电缆型号、规格及起 地点；并联使用的电缆

应有顺序号。标志牌字迹清晰不易脱落。电缆两端的终端头相位应一致，颜色应明显，并与电力系统的相位相符合。

d) 标志牌规格宜统一。标志牌应能防腐，挂装应牢固。

本条对电缆标志牌装设的规定，是电缆检修和安全运行的需要。

16.1.20 沿电气化铁路或有电气化铁路通过的桥梁上明敷电缆的金属护层或电缆金属管道，应沿其全长与金属支架或桥梁的金属构件绝缘。

沿电气化铁路或有电气化铁路通过的桥梁上敷设的电缆，由于电缆两端的金属护层是接地的，故此有地下杂散电流通过，并在其上产生电势；而电缆支架和桥梁构架是直接接地的，其电位与地相同；电缆金属护套的电位和地电位可能不同。因此如果电缆金属护层不与支架或桥梁构架绝缘，就可能发生火花放电现象，烧坏金属护层而发生事故。

16.1.21 电缆线路应建有原始装置记录：长度、截面积、电压、型号、线路参数，中间接头和终端头的型号、编号，各种型式的电缆截面图，并注明必要的结构和尺寸。

直埋电缆线路应有详细的敷设位置图样。

电缆线路的变更，都应及时建立相应的技术数据。

新建电缆线路，应有下列技术档：

- a) 电缆线路设计书，附有未按设计施工的项目明细表。
- b) 实际线路的路径图。
- c) 电缆线路路径的协议文件。
- d) 电缆制造厂的试验合格证。
- e) 有关建筑工程和隐蔽工程的图纸数据。
- f) 电缆线路的试验数据。

本条的规定内容，是电力电缆运行管理工作的需要。

16.2 电缆地下直埋敷设

16.2.1 直埋敷设电缆的外护层选择，应符合下列规定。

- a) 电缆承受较大压力或有机械损伤危险时，应具有加强层或钢带铠装。
- b) 在流砂层、回填土地带等可能出现位移的土壤中，电缆应有钢丝铠装。
- c) 白蚁严重危害地区用的挤塑电缆，应选用较高硬度的外护层，也可在普通外护层上挤包较高硬度的薄外护层，其材质可采用尼龙或特种聚烯烃共聚物等，也可采用金属套或钢带铠装。
- d) 地下水位较高的地区，应选用聚乙烯外护层。
- e) 除上述情况外，可采用不带铠装的外护层。

在我省一些地区，电缆遭受不同程度白蚁危害的现象比较普遍，有的蛀蚀电缆外护层乃至金属套，造成 110kV、220kV 电缆故障，不容忽视。由于化学防治方法的副作用将危害生态环境协调，因而合理的对策是采取物理防治法。

国内外工程实践的做法有：日本强调用硬度较高的光滑尼龙外护层，防蚁性优越，但成本高，且耐腐蚀性较差。英国电缆公司在东南亚的白蚁活动地区，采用邵氏硬度不小于 65 的聚乙烯外护层，近年又推出一种 Termigon（译称退灭虫）特种聚烯烃共聚物防蚁护套料，不仅硬度比以往毫不逊色，且光洁有弹性又耐磨，防蚁性与抗腐蚀性均优，成本比尼龙低。国内有关单位与之合作，用于通信电缆，经测定符合 GB/T2951.38—1986 标准，在电讯行业逐渐使用，2002 年又用于肇庆 110kV 电缆工程实践。

物理防治方法晚于化学防治方法，经验还不足，认识有待深化。虽然个别地区的金属套或铠装曾遭白蚁蛀蚀，但还不宜完全否定其功效，仍作为一种防白蚁手段保留。

地下水位较高的地区，采用聚乙烯（PE）外护层，是就材料透水率（ $\text{g}\cdot\text{cm}/\text{cm}^3\cdot\text{dmm H}_2\text{O}$ ）而论，一般性 PE 为 28×10^{-8} ，而 PVC 为 160×10^{-8} ，因此 PE 阻水性较好。

16.2.2 直埋电缆的上、下部应铺以不小于 100mm 厚的软土砂层，并加盖保护板，其覆盖宽度应超过电缆两侧各 50mm，保护板可采用混凝土盖板或砖块。

软土或砂子中不应有石块或其它硬质杂物。

对于直埋电缆，铺砂好还是铺软土好，有不同的看法。在苏南水位较高的地区，铺砂比铺软土的电缆易受腐蚀。在水位较低的地区，因砂松软、渗透性好，电缆经常处于干燥的环境中，从挖出的电缆看，周围的砂总是干燥的，不怕冻、腐蚀性小。因此采用砂还是软土，应根据各地区的情况而定。

混凝土保护板对防止机械损伤效果较好，有条件者应首先采用。

16.2.3 直埋电缆的通道宽度 (mm), 应不小于电缆根数 $\times$ 200。

本条是运行经验的总结。

16.2.4 直埋电缆自土沟进入电缆沟、隧道、竖井、建筑物时, 应穿在保护管中, 并在管口加以封闭, 管口应密封, 以防漏水。

本条的规定有两个目的: 一是防止小动物进入损坏电缆和电气设备; 二是起到堵烟堵火、防止火灾蔓延的作用。在以往的经验中, 曾多次发生过蛇沿孔洞和管口进入电气设备造成短路以及老鼠咬坏电缆等造成的事故。发生电缆火灾事故时, 火也会沿着这些地方进入配电室和控制室烧损配电设备和控制设备, 以往的火灾事故中不乏其例。

16.2.5 电缆从地下或电缆沟引出地面时, 地面上 2m 的一段应用金属管或罩加以保护。其根部应伸入地面下 0.3m。在变电所内的铠装电缆。如无机机械损伤的可能, 可不加保护, 但对无铠装电缆, 则应加以保护。

本条的规定是防止电缆引出时所遭受的外力破坏, 而影响电力电缆的安全运行。

16.2.6 电缆沿坡敷设时, 中间接头盒应保持水平。多条电缆同沟敷设时, 其中间接头的接头盒位置应互相错开, 其净距不应小于 0.5m。电缆中间接头盒外面应有防止机械损伤的保护盒。

电缆接头处是电力线路的薄弱环节。中间接头盒水平放置的目的, 是避免电缆接头处不致受到拉力而使电缆中间接头损坏。

16.2.7 电缆应按全长预留足够的裕量, 电缆终端盒处和中间接头盒两侧应预留出 5m 以上电缆备用段。

电缆敷设时不可能笔直, 各处均会有大小不同的蛇行或波浪形, 完全能够补偿在各种运行环境温度下因热胀冷缩引起的长度变化。因此, 只要求在可能的情况下, 终端头和接头处附近留有备用长度, 为故障时的检修提供方便。

16.2.8 直埋电缆在直线段每隔 50m~100m 处, 电缆接头处、转弯处、进入建筑物等处, 应设置明显的方位标志或标桩。

本条规定了直埋电缆方位标志的设置要求, 以便于电缆检修时查找和防止外来机械损伤。

16.2.9 电缆与铁路、公路、城市街道、厂区道路交叉时, 应敷设于坚固的保护管或隧道内。电缆管的两端宜伸出道路路基两边 0.5m 以上; 伸出排水沟边 0.5m 以上; 在城市街道应伸出车道路面。保护管的内径不应小于电缆外径的 1.5 倍, 且不得小于 100mm。如保护管长度超过 50m 时, 管内径应适当放大。

本条规定的, 穿越铁路、公路.....等时, 敷设于保护管内, 是防止电缆直接承受铁路、公路等通过火车、载重汽车时的压力。电缆管伸出 0.5m 是施工的方便。

16.2.10 电缆埋设深度应符合下列要求。

a) 电缆表面距地面的距离不应小于 0.7m。穿越农田或在车行道下敷设时不应小于 1m; 在引入建筑物、与地下建筑物交叉及绕过地下建筑物处, 可浅埋, 但应采取保护措施。

b) 电缆应埋设于冻土层下, 当受条件限制时, 应采取防止电缆受到损坏的措施。

1 电缆穿越农田时, 由于深翻土地、挖排水沟和拖拉机耕地等原因, 有可能损伤电缆。因此敷设在农田中的电缆埋设深度不应小于 1m。

2 在有冻土层的地区, 要求埋在冻土层以下有困难。施工时在电缆上下各铺以 100mm 厚的河砂, 还有用混凝土或砖块在沟底砌一浅槽, 电缆放于槽内, 槽内填充河砂, 上面再盖以混凝土板或砖块。这样可防止电缆在运行中受到损坏。

16.2.11 直埋敷设的电缆, 严禁平行敷设于管道的正上方或下方。

电缆之间, 电缆与其它管道、道路、建筑物等之间平行和交叉时的最小净距, 应符合表 43 的规定。特殊情况应按下列规定执行:

a) 电力电缆间及其与控制电缆间或不同部门的电缆间, 当电缆穿管或用隔板隔开时, 平行净距可降低为 0.1m。

b) 电力电缆间、控制电缆间以及它们相互之间, 不同使用部门的电缆间在交叉点前后 1m 范围内, 当电缆穿入管中或用隔板隔开时, 其交叉净距可降低为 0.25m。

c) 电缆与热管道(沟)、油管道(沟)之间, 虽净距能满足要求, 但检修管路可能伤及电缆时, 在交叉点前后 1m 范围内, 尚应采取保护措施; 当交叉净距不能满足要求时, 应将电缆穿入管中, 其净距可降低为 0.25m。

d) 电缆与热管道(沟)及热力设备平行、交叉时, 应采取隔热措施, 使电缆周围土壤的温升不超过 10℃。

e) 当直流电缆与电气化铁路路轨平行、交叉净距不能满足要求时, 应采取防电化腐蚀措施。

- f) 直埋电缆穿越城市街道、公路、铁路，或穿过有载重车辆通过的大门，进入建筑物墙角处，进入隧道、人井，或从地下引出到地面时，应将电缆敷设在满足强度要求的管道内，并将管口封堵好。
- g) 高电压等级的电缆宜敷设在低电压等级电缆的下面。

表 43 电缆之间，电缆与其它管道、道路、建筑物等之间平行和交叉时的最小净距

项 目		最小净距 (m)	
		平行	交叉
电力电缆之间或 与控制电缆之间	10kV 及以下电力电缆	0.10	0.50 ^①
	10kV 以上电力电缆	0.25 ^②	0.50 ^{①①}
控制电缆间		—	0.50 ^{①①}
不同部门使用的电缆间		0.50 ^②	0.50 ^{①①}
电缆与地下管沟	热力管沟	2.00 ^③	0.50 ^①
	油管或易（可）燃气管道	1.00	0.50 ^①
	其它管道（管沟）	0.50	0.50 ^①
电缆与铁路	非直流电气化铁路路轨	3.00	1.00
	直流电气化铁路路轨	10.00	1.00
电缆与公路边		1.00 ^③	—
电缆与树木的主干		0.70	—
电缆与 1kV 以下架空线电杆		1.00 ^③	—
电缆与 1kV 以上架空线杆塔基础		4.00 ^③	—
电缆与建筑物基础		0.60 ^③	—
电缆与排水沟		1.00 ^③	—
注 1：用隔板分隔或电缆穿管时不得小于 0.25m； 注 2：用隔板分隔或电缆穿管时不得小于 0.1m； 注 3：电缆穿管敷设时，与公路、街道路面、杆塔基础、建筑物基础、排水沟等的平行之间间距可按表中数据减半。			

经多年工程实践，条文规定的电缆与电缆、管路、构筑物等之间的容许最小距离对保证安全具有重要的指导意义。

16.3 电缆构筑物中的敷设

16.3.1 一般规定

16.3.1.1 电缆的排列，应符合下列要求。

- a) 电力电缆和控制电缆不应配置在同一层支架上。
- b) 高低压电力电缆，强电、弱电控制电缆应按顺序分层配置，一般情况宜由上而下配置；但在含有 35kV 以上高压电缆引入柜盘时，为满足弯曲半径要求，可由下而上配置。

电力电缆与控制电缆分开排列显得越来越重要。原因有二：一是在发电厂和大型企业中，由于机组容量和自动化程度的提高，电缆数量增多，控制电缆的抗干扰要求也日益严格，电力电缆与控制电缆敷设在一起，会产生对控制电缆的干扰，造成控制设备误动作。二是电力电缆发生火灾后波及控制电缆，使控制设备不能及时作出反映，事故进一步扩大，造成巨大损失，修复困难。

电缆在支架上的上下排列顺序，根据我国惯例，都是按电压等级的高低、电力电缆和控制电缆、强电和弱电电缆顺序自上而下排列。但随着高电压和大截面电缆的增多，特别是城市供电系统，电缆外径一般均大，当电缆从支架上引出或进入电气盘柜，有时弯曲困难，并难以满足电缆最小允许弯曲半径的要求。这时允许将高压电缆放在下面，同时电缆的放置也较方便。国外引进工程中也有从下而上的排列顺序，与从上而下的排列顺序没有原则性的差别。

16.3.1.2 并列敷设的电缆，其相互间的净距应符合设计要求。

多根并列敷设的电力电缆间距对电缆载流量有较大的影响，对于不同的间距，设计中对载流量的修正有所考虑。因此在敷设施工时，电缆间的间距应符合设计要求。

16.3.1.3 明敷在室内及电缆沟、隧道、竖井内带有麻护层的电缆，应剥除麻护层，并对其铠装加以防腐。

本条的规定是考虑电缆的防火问题，电缆的麻护层属易燃物，当因外部的或内部的原因被引燃时，很容易使火灾蔓延。

目前，电缆的防腐外护层一般都是聚氯乙稀护套，防腐效果比麻护层好，电缆产品标准中也已淘汰麻护层电缆。但考虑到各地物资部门可能还有库存，施工中很可能会遇到这种电缆，这时电缆的敷

设应按本条的规定执行。

16.3.1.4 电缆沟进入建筑物处应设防火墙或防火封堵。

电缆隧道在进入建筑物处，以及在进入变电所处，应设带门的防火墙。此门为甲级防火门并应装锁。

本条的规定，是防止电缆着火和延燃的措施。

16.3.1.5 电缆构筑物的高、宽尺寸，应符合下列规定：

- a) 隧道、工作井的净高，不宜小于 1900mm；与其它沟道交叉的局部段净高，不得小于 1400mm。
- b) 电缆夹层的净高，不得小于 2000mm，但不宜大于 3000mm。
- c) 电缆沟、隧道或工作井内通道的净宽，不宜小于表 44 所列值。

表 44 电缆沟、隧道或工作井内通道的净宽

电缆支架 配置方式	具有下列沟深的电缆沟（mm）			开挖式隧道或 封闭式工作井	非开挖式电缆隧道 （mm）
	<600	600~1000	≥1000		
两侧	300	500	700	1000	800
单侧	300	450	600	900	800

注：在 110kV 及以上高压电缆接头中心两侧 3000mm 局部范围，通道净宽不宜小于 1500mm。

本条规定了电缆构筑物内敷设施工与巡视维护作业所需信道的宽、高空间容许的最小尺寸。

电缆构筑物内电缆配置遵循本规程第 16.3.1.1、16.1.6、16.1.10 的规定，这是安全运行的基本要求。此外，电缆配置方式还可有进一步增强安全或提高运行经济性的其它考虑，诸如：①在工作井的管路接口引入的局部段，也以弧形敷设形成伸缩节，使在热伸缩下避免电缆金属套出现疲劳应变超过允许值而导致开裂；②在隧道等全长线路，每回单芯电缆各相以适当间距，组成品字或直角乃至平列式配置，有助于提高载流量；③2 回及以上高压单芯电缆并列敷设情况，加大其并列间距可减少金属套涡流损耗，从而能提高载流量等。这都在一定程度上导致空间尺寸增大，进而可能影响工程造价增加，尤其地中长隧道较显著，因而同时需顾及投资增加因素，选择恰当的配置以使技术经济综合效益最佳。

电缆构筑物内敷设施工与巡视维护作业所需信道的宽、高空间允许最小尺寸，本规程规定的规定值获实践认同。

1 如今在城网电缆隧道以地中推进的构建方式为多，且由于其空间尺寸较大，会导致工程造价很高，故考虑非开挖式比开挖式隧道的通道宽度宜紧凑些。

考虑到地中推进大口径管构建的隧道，一般在断面为圆形的下侧弓弦处设置步行地坪，故不再采用隧道净高而采用通道净高。

2 隧道与其它管沟交叉的局部段，容许比人员通行所需高度适当降低的情况，不适用于长距离隧道，以策安全。

16.3.1.6 电缆构筑物应能实现排水畅通，且符合下列规定：

- a) 电缆沟、隧道的纵向排水坡度，不得小于 0.5%。
- b) 沿排水方向适当距离宜设集水井及其泄水系统，必要时实施机械排水。
- c) 隧道底部沿纵向宜设泄水边沟。

在本世纪初，某地在雷雨季节，在同一区域的三个客户变电所均遭受水淹，导致全部停电，其根本原因就是建筑物防水没有达到要求，同时电缆沟底没有坡度和设置集水井，因此造成水淹。实践证明，电缆沟有纵向排水坡度和设置集水井是能够保证在雨季中配电装置不遭受水淹的基本要求。省内有些地区，在电缆沟内设置集水井中和自动排水系统，对防止配电装置遭受水淹起到了作用。

16.3.1.7 装在户外以及人井、隧道、竖井和电缆沟内的金属结构物，均应全部热浸锌或涂以防锈漆。盐雾地区或化学腐蚀地区的电缆支架，宜涂防腐漆或采用铸铁、混凝土支架。

支撑电缆的金属结构物采用热浸锌处理，可以满足安全运行的要求。实践证明在沿海盐雾地区采用铸铁电缆支架的防腐效果比热浸锌处理的效果更好。

16.3.1.8 电缆支架、梯架或托盘的层间距离，应满足电缆能方便地敷设电缆及其固定、安置接头的要求，且在多根电缆同置于一层情况下，可更换或增设任一根电缆及其接头。电缆支架层间垂直距离应符合表 45 的规定。但层间净距不应小于 2 倍电缆外径加 10mm，35kV 及以上高压电缆不应小于 2 倍电缆外径加 50mm。

表 45 电缆支架、梯架或托盘的层间距离的最小值

电缆类型和敷设特征		普通支（吊）架（mm）	桥架（mm）
控制电缆明敷		120	200
电力 电 缆 明 敷	10kV 及以下（除 6kV~10kV 交联聚乙烯绝缘除外）	150~200	250
	6kV~10kV 交联聚乙烯绝缘	200~250	300
	35kV 单芯 110kV 及以上，每层 1 根	250	300
	35kV 三芯 110kV 及以上，每层多于 1 根	300	350
电缆敷设于槽盒内		$h+80$	$h+100$
注：h 表示槽盒外壳高度			

本条规定了电缆支架、梯架或托盘的层间距离确定的原则要求。为便于电缆的敷设和抽换，在确定电缆支架、吊架的层间距离时应加以验算，保证在同一支架上敷设多根电缆时，能够进行里外移动和更换电缆。而影响层间距离的主要因素有：

1 高压单芯电缆呈品字形配置时，可能以铝合金制夹具固定，故对 3 根电缆外接圆的外径，需计入金具凸出的附加尺寸。

2 接头一般比电缆外径粗，不同构造型式接头有一定差异，就高压 XLPE 电缆用整体橡胶预制式（简称 PMJ 或 RMJ 等）与组合预制式（即橡胶制应力锥与环氧树脂模制部件组装，简称 PJ）相比，PJ 约比 PMJ 粗 100mm。此外，绝缘接头上直接以铜排跨接护层电压限制器时，有占有一定空间。

3 电缆支架托臂通常为不等腰梯形断面，随着电缆外径粗其承受荷载就越重，则托臂的断面包含高度尺寸会相应较大。

4 同一电压等级电缆截面供选择的范围很大，像中压电缆一般有 $50\text{mm}^2 \sim 100\text{mm}^2$ ，故同级电缆的外径变化约 1.5~1.7 倍。

鉴于上述因素，如果没有前提限制，按电压等级来制定满足条文要求的层间距离值，就必然很大，这对使用电缆截面尚小、接头外径不大等情况，显然会导致构筑物尺寸很不经济合理。

考虑表 45 所列数值历经多年实践，供实际工作者遵循且广受欢迎，并补充前提条件，将会给实际工作带来便利。

16.3.1.9 直接支持电缆的普通支架（臂式支架）、吊架的允许跨距应符合表 46 所列值。

表 46 普通支架（臂式支架）、吊架的允许跨距

单位为毫米

电 缆 特 征	敷 设 方 式	
	水平	垂直
未含金属套、铠装的全塑小截面电缆	400*	1000
除上述情况外的中、低压电缆	800	1500
35kV 以上高压电缆	1500	3000
注：*维持较平直时，该值可增加 1 倍		

为便于电缆敷设后，不因电力电缆自身的重量而使悬垂过大，在确定电缆支架、吊架的跨距时，应根据电缆的类型及截面确定。

16.3.1.10 同一路径向一级负荷及重要用户供电的双电源（双回路）电缆，不应敷设在同一沟内，当无法分开时，该电缆沟内的两路电缆应采用阻燃性电缆，且应分别敷设在电缆沟两侧的支架上。

由于一级负荷和重要用户对供电可靠性的要求很高。向同一一级负荷供电的两回电缆不应通过同一电缆沟，是为了避免当一电缆沟内的电缆发生事故或火灾时，影响另一回电缆运行。在电缆通道安排实在有困难时，沟内的两路电缆全部采用绝缘和护套均为阻燃性电缆，如氧化镁绝缘电缆。为了防止当电缆短路放炮时可能发生的相互影响，向同一一级负荷供电的两路电缆应保持大于 400mm 的距离，并分别置于电缆沟二侧支架上，这一规定是基于安全考虑，同时在工程中也能做到。

16.3.2 电缆沟内敷设

16.3.2.1 电缆在电缆沟内敷设时，其支架间或固定点间的最大间距应符合表 46 的规定。电缆支架的长度，在电缆沟内不宜大于 350mm。

由于电缆沟宽度的限制，还要考虑在电缆沟内两侧装设支架，因此电缆支架的长度不宜过大。

16.3.2.2 水平敷设时电缆支架最上层、最下层布置尺寸，应符合下列规定：

- a) 最上层支架距构筑物顶板或梁底的净距允许最小值，应满足电缆引接至上侧柜盘时的允许弯曲半径要求，且不应小于表 45 所列数再加 80mm~100mm 的和值。
- b) 最上层支架距其它设备的净距，不应小于 300mm；当无法满足时应设置防护板。
- c) 最下层支架距地坪、沟道底部的最小净距不宜小于表 47 所列值。

表 47 最下层支架距地坪、沟道底部的最小净距 单位为毫米

电缆敷设场所及其特征		垂直净距
电缆沟		50
隧道		100
电缆夹层	非通道处	200
	至少在一侧不小于 800mm 宽通道处	1400
公共廊道中电缆支架无围栏防护		1500
厂房内		2000
厂房外	无车辆通过	2500
	有车辆通过	4500

16.3.2.3 金属电缆支架全长均应有良好的接地。电缆隧道和电缆沟的全长应装设连续的接地线，接地线两端和接地极相连。接地线的规格应符合本规程中接地装置的规定。电缆铅包和铠装除了有绝缘要求以外，应全部互相连接并和接地线连接起来。

为避免电缆发生故障时危及人身安全，电缆支架（包括桥架）均应不小于 2 处良好接地，较长时还有根据设计进行多点接地。

16.3.2.4 电缆在电缆沟内敷设时，还应符合下列要求：

- a) 电缆条数较少时，可设于沟底，如有可能浸入水和油污时，应将电缆支于沟内支架上。
 - b) 电缆沟尺寸应满足电缆之间距离的规定，电缆转弯处应满足电缆弯曲半径的要求。
 - c) 电缆沟宜采用钢筋混凝土盖板，钢筋混凝土盖板重量不宜超过 50kg；在室内宜采用钢盖板，钢盖板的重量不宜超过 30kg。
 - d) 电缆沟内两侧有支架时，高压电力电缆应与 1kV 及以下电力电缆或控制电缆分别敷设于两侧支架上。沟内一侧有支架时，高压电力电缆应敷设在 1kV 及以下电力电缆或控制电缆的上方。（低压电力电缆可与控制电缆并列敷设）
 - e) 同一侧支架上同一层敷设电缆的条数最多不宜超过 3 条。
- 1 电缆条数较少，是指在电缆沟的宽度内，在满足电缆间距要求的情况下，不致出现重迭的情况下，可以在沟底敷设。
- 2 电缆沟转弯处往往弯曲半径不够，一是电缆沟的深度；二是电缆沟的转角处。这点要特别注意。电缆沟不符合要求时，电缆的弯曲半径也就不能满足。
- 3 电缆沟内电力线路维修时，一般用人工打开、放置盖板，所以每块盖板的重量以两人能抬起为好，因此对不同材质的盖板的重量分别作出规定。
- 4 电力电缆发生故障后的火焰是向上的，为防止电力电缆故障时波及到低压电缆、控制电缆。因此规定，高压电力电缆应敷设在上方。
- 5 同一层敷设电缆的条数最多不宜超过 3 条，是按大截面电缆的外径加上电缆间距，不超过 350mm 的支架长度而定的。是为日后巡视及更换电缆提供方便。

16.3.3 电缆隧道内敷设

16.3.3.1 电缆隧道与其它沟道交叉的局部段净高，不得小于 1400mm 或改为排管连接。

考虑到头戴安全帽的工作人员在隧道内作业或巡视工作所需高度，但在旧城市建设隧道往往受阻于已有的其它管线或地下设施，在此情况下可在受阻的局部地段缩小净高尺寸或改为排管方式。

16.3.3.2 电缆隧道、封闭式工作井应设置安全孔，安全孔的设置应符合下列规定：

- a) 沿隧道纵长不应小于 2 个。在工业性区域或变电所内隧道的安全孔间距不大于 75m。在城镇公共区域开挖式隧道的安全孔间距不宜大于 200m，非开挖式隧道的安全孔间距可适当增大，且宜根据隧道埋深和结合电缆敷设、通风、消防等综合确定。
- 隧道首末端无安全门时，宜在不大于 5m 处设置安全孔。
- b) 对封闭式工作井，应在顶盖板处设置 2 个安全孔。位于公共区域的工作井，安全孔井盖的设置宜使非专业人员难以启开。
- c) 安全孔至少有一处适合安装机具和安置设备的搬运，供人出入的安全孔直径不得小于 700mm。

- d) 安全孔内应设置爬梯, 通向安全门应设置步道或楼梯等设施。
- e) 在公共区域露出地面的安全孔部位, 移避开公路、轻轨, 其外观宜与周围环境相协调。

本条对电缆隧道、封闭式工作井的设置作了规定。

1 考虑电缆隧道中巡检人员安全出口的需要, 城镇公共区域不宜设置过密间距的安全孔(门), 且结合一般电缆敷设与通风装置, 规定为 200m 较合适, 但对非开挖式隧道, 通常埋深可能达 10m~15m, 加以大口径管顶进的构建方式, 其安全孔 设置难度很大, 不便对安全孔间距作硬性规定。

2 封闭式工作井当成安全孔供人进出时, 在公共区域需要防止非专业人员可能随便进入。工作井盖板应使得专业工作人员外的一般人不容易开启, 以预防任意进入的危险, 为此, 不仅盖板具有足够的重量, 而且需使用特殊的开启工具。

3 敷设电缆用牵引机、电缆接头组装机具、隧道内安置防噪声的大叶片风机、照明箱和控制箱等, 其尺寸较大, 安全孔(门)需有适合通过的尺寸。

4 安全孔设置合适的爬梯, 是指一般为固定式, 且在高差较大时宜有单侧或双侧的扶手栏杆, 以保证安全。

5 隧道安全孔的出口设置在车辆通行道路上, 将达不到安全效果, 宜尽可能避免。

16.3.3.3 在电缆隧道内的低压电源可采用三相四线制 380/220V 的电源, 且应符合下列规定:

- a) 每个电源进线容量应满足供电范围内全部设备同时投入时用电的需要。
- b) 电源进线箱可兼作隧道低压用电配电箱, 在箱内除需安装计量电表、照明电源总开关和动力用电总开关外, 还应设置单相三眼插座和三相四线的四眼插座。
- c) 电源进线箱应安装在人员进出口处。
- d) 应装设剩余电流动作保护装置。

考虑作业人员进入时同时开启照明、排风机和排水泵所需用电量。

由于隧道环境较差, 因此需要装设剩余电流动作保护装置, 以防止工作人员的触电伤亡事故。

16.3.3.4 电缆隧道内的照明系统应符合下列规定:

- a) 照明灯具应为防潮型, 在隧道内人形信道上的平均照度不应低于 10lx、最小照度不应小于 2lx。
- b) 照明灯具的电源应由二路电源交叉供电。照明开关应采用双控开关。
- c) 照明灯线宜采用管子穿线方式, 导线截面不应小于 1.5mm² 硬铜导线。

本条对电缆隧道内照明系统的要求作出规定。

1 防范灯具受潮而短路, 因之应采用防潮型灯具, 并明确规定了在隧道内照度计算点的最小照度和平均照度。

2 为防范在隧道内的照明配线发生故障导致全隧道内失去照明的安全对策。

3 从机械强度考虑, 照明配线用的塑料绝缘导线应为单股硬铜线, 且截面不应小于 1.5mm²。1.5mm² 的塑料绝缘导线工作电流为 14A, 如不能满足照明负荷或压降要求者, 则应选用大的导线截面。

16.3.3.5 电缆隧道的通风设施、消防设施、通信系统应符合 DL/T5221 的相关规定。

《城市电力电缆线路设计技术规定》DL/T 5221—2005 第 12.3.4、12.3.6 条、第 13.3 节分别对此作出规定如下:

1 通风设施

电缆隧道内的通风系统可采用自然通风或机械通风形式, 机械通风形式宜符合下列规定。

a) 按隧道所需通风量选择进、排风机, 但风速不宜超过 5m/s。进、排风机和进、排风孔应能在隧道内发出火警信号时自动关闭。

b) 进、排风发出的噪音应符合国家环境保护的要求。

c) 在进、排风孔处应加能防止小动物进入隧道内的金属网格。

2 消防设施

对电缆可能着火导致严重事故的回路、易受外部影响波及火灾的电缆密集场所, 应有适当的阻燃分隔, 并按工程的重要性、火灾概率及其特点和经济合理等因素, 确定采取下列安全措施。

a) 阻燃分隔封堵

电缆隧道除应符合防火封堵外, 在电缆隧道接口处, 应采用防火包等材料封堵。

阻燃分隔包括设置防火门、防火墙。防火门、防火墙用于电缆隧道信道分支处及出入口。

防火墙的间隔距离应符合表 13.3.1 的规定。

表 13.3.1 阻火分隔的间距

类别	地 点	间 隔 (m)
防火墙	电缆隧道	电厂、变电站内
		100
	电缆沟、电缆桥架	电厂、变电站外
		200
		电厂、变电站内
		100
防火隔板	竖井	厂区内
		100
		厂区外
		200
		上、下层间距
		7

在电缆隧道的进出口处和接头区内，宜设置消防器具、黄沙箱等一般消防设备。

b) 火灾监控报警和规定灭火装置

在电缆进出线集中的隧道中，如未采用阻燃电缆，为了把火灾事故限制在最小范围，尽量减少事故损失，可加设监控报警和固定自动灭火装置。

电缆隧道在每一阻火分隔区内设置温度过高和火情监测器，在隧道内发生异常情况时，应能及时把信号发至值班室。由于温度过高监测器发出的信号应自动启动进、排风机，由火情监测器发出的信号应自动关闭进、排风机和进、排风孔。

在电缆进出线特别集中的隧道中，可加设湿式自动喷水灭火、水喷雾灭火或气体灭火等固定灭火装置。

3 隧道内的通信系统

电缆隧道内的通信系统应为固定式通信系统，电话应与值班室接通、信号应与通信网路接通。

隧道人员进出口或每一防火分隔区内应设置一个通信点。

16.3.3.6 电缆在隧道内采用混凝土槽敷设时，槽内应铺细砂或自熄性泡沫塑料作垫层，盖板应予封实。

电缆在隧道内采用钢索敷设时，支持钢索用的托架其间距不宜大于 20m，曲线部分不宜大于 15m，钢索每隔 300m~500m 应设耐张段。钢索上悬挂电缆的固定点最大距离为 0.75m。在潮湿处电缆与隧道壁间的距离不应小于 50mm。

采用混凝土槽敷设时，槽内应铺细砂是防止电缆发生故障时防火的需要。

16.3.3.7 在隧道内 110kV 及以上电缆，应按电缆的热伸缩量作蛇形敷设设计。其它电压等级的电缆可参照本章的相关规定。蛇形弧滑移量、热伸缩量和轴向力，应按 DL/T5221 中附录 D 的公式计算。

电缆运行温度与停役温差大，特别是大截面的交联电缆可达 80℃~95℃，因此伸缩量和轴向力大。采用蛇形敷设能把电缆线路的热伸缩量分散到蛇形弧内，这样才能降低电缆夹具对电缆的紧握力和电缆线路向两端的伸缩量。

16.3.3.8 以蛇形敷设的电缆应在下列部位用金属夹具或绳索固定于支架上：

a) 采用垂直蛇形应在每隔 5~6 个蛇形弧的顶部和靠近接头部位用金属夹把电缆固定于支架上，其余部位应用足够强度的绳索绑扎于支架上。

b) 采用水平蛇形敷设的电缆，应在每个蛇形弧弯曲部位用夹具把电缆固定于防火槽盒内或桥架上。

c) 绑扎绳索强度应按绑扎的单芯电缆当通过最大短路电流时所产生的电动力验算。

d) 在坡度大于 10% 的斜坡隧道内，把电缆直接放在支架上（如采用垂直蛇形敷设）时，应在每个弧顶部位和靠近接头部位用夹具把电缆固定于支架上，以防电缆热伸缩时移位。

在坡度小于 10% 的隧道按水平隧道蛇行敷设规定设置夹具。但在不设置夹具的部位应用具有足够强度的绳索绑扎于支架上，以防短路时电缆电动力作用使电缆滑落。在坡度大于 10% 的斜坡隧道内，如采用垂直蛇形敷设时，还应在每个蛇形弧顶添设夹具，以防电缆在热胀冷缩时滑动而位移。

16.3.3.9 隧道内的金属构件和固定式电器用具均应与接地网连接。接地网宜使用截面不小于 40mm×5mm 的热浸锌扁钢，在现场电焊搭接，不得采用螺栓搭接方法。

本条规定是保证接地良好。由于隧道内环境较差，并有一定的湿度，螺栓连接锈蚀后，造成接地不良，易发生事故。

16.3.4 电缆竖井内敷设

16.3.4.1 电缆在竖井内布线适用于多层和高层建筑内垂直配电干线的敷设。可采用金属管、金属槽盒、电缆、分支电缆、电缆桥架及封闭式母线等布线方式。

电缆竖井内布线是高层民用建筑中强电垂直干线线路特有的一种布线方式。竖井内常用的布线方式为金属管、金属线槽、电缆或电缆桥架架封闭式母线等。而在高层、超高层建筑中，高压电缆也采用竖井敷设的方式。但由于在高压电力电缆设计规范中，没有对高压电缆在竖井中的敷设作出规定。因此，在 GB 50054 中，电缆竖井布线的有关规定，同样也适用于高压电缆。

16.3.4.2 电缆竖井垂直布线时应考虑下列因素：

- a) 顶部最大垂直变位和层间垂直变位对干线的影响。
- b) 导线及金属保护管、罩等自重所带来的载重（荷重）影响及其固定方式。
- c) 垂直干线与分支干线的连接方法。

竖井内电缆垂直敷设，在建筑物高度超过 100m 时，要考虑以下问题：

1 高层建筑物垂直线路的顶部最大变位和层间变位是建筑物由于地震或风压等外部力量的作用而产生的。建筑物的变位必然影响到布线系统，实践证明，这个影响对电缆布线最小。为保证电缆线路的安全运行，在线路的固定、连接及分支上应采取相应的防变位措施。

2 电缆线路敷设时，在每个支援点处承受了三个荷载：

- a. 电缆的自重；
- b. 导体通电以后，由于热应力和周围的环境温度经常变化而产生的反复荷载（材料的潜伸）；
- c. 电缆线路由于短路时的电磁力而产生的荷载。

因此，在支持点处存在着损坏电缆绝缘的危险因素。所以，要充分研究支持方式及导体被覆材料的选择。

3 垂直干线与分支干线的连接方法，直接影响到供电的可靠性和工程造价，必须充分进行研究。特别要注意铝芯导体的连接和铜—铝接头的处理问题。

16.3.4.3 竖井的位置和数量应根据用电负荷性质、供电半径、建筑物的沉降缝设置和防火分区等因素确定。选择竖井位置时尚应符合下列规定：

- a) 靠近用电负荷中心，应尽可能减少干线电缆沟道的长度。
- b) 不应和电梯、管道间共享同一竖井。
- c) 避免邻近烟道、热力管道及其它散热量大或潮湿的设施。
- e) 在条件允许时宜避免与电梯井及楼梯间相邻。

电气竖井和位置的选择，应保证系统的可靠性和减少电能损耗。

1 靠近负荷中心，特别应该注意与变电所或机房等部位的联系方便，以减少损耗、节省投资。

2 电气竖井不能与电梯井或其它管井共享是为了保证竖井内电缆线路及电气设备的安全运行。

《高层民用建筑设计防火规范》就明确规定：“电缆井、管道井、排烟道、排气道、垃圾道等竖向管井应分别独立设置”。

3 电气竖井如邻近烟道等热源或潮湿设施，会使竖井内温度升高，影响电缆线路导体允许载流能力、使配电用断路器误动作或因潮湿而使竖井内电缆线路绝缘降低、金属构件锈蚀等。否则，应采取相应的隔热、防潮措施。

4 电气竖井与电梯井道为邻，竖井内墙面利用率减少且产生震动不利于电缆线路安全运行。

16.3.4.4 竖井的井壁应是耐火极限不低于 1h 的非燃烧体。竖井在每层楼应设维护检修门并应开向公共走廊，其耐火等级不应低于丙级。楼层间应做防火密封隔离，隔离措施如下：

- a) 封闭式母线、电缆桥架及金属槽盒在穿过楼板处采用防火隔板及防火堵料隔离。
- b) 电缆和绝缘电线穿钢管布线时，应在楼层间预埋钢管，布线后两端管口空隙应做密封隔离。

本条是根据建筑物防火要求和防止电缆线路在火灾时延燃等要求而规定的。《高层民用建筑设计防火规范》规定：“电缆井、管道井……，其井壁应为耐火极限不低于 1h 的非燃烧体。井壁上的检查门应采用丙级防火门，电缆井、管道井应每隔 2~3 层在楼板处用相当于楼板耐火极限的非燃烧体作防火分隔”。

为防止火灾沿电缆线路蔓延，电缆桥架、电力电缆等布线在穿过竖井楼板或墙壁时，应以防火隔板、防火堵料等材料作好密封隔离。

16.3.4.5 竖井内高压、低压和应急电源的电气线路，相互之间的距离应等于或大于 300mm，或采取隔离措施，并且高压线路应设有明显标志。当电力线路和非电力线路在同一竖井内敷设时，应分别在竖井两侧敷设或采取隔离措施以防止干扰，对于回路数及种类较多的电力线路和非电力线路的电气线路，应分别设置在不同的竖井内。

1 各电力线路相互之间距离的规定，是防止当每一线路发生故障时对其他电力线路的影响，以保证其它电力线路安全运行。

2 对电力线路和非电力线路在同一竖井内敷设的规定，主要是防止强电对弱电线路的干扰。

16.3.4.6 管路垂直敷设时，为保证管内导线不因自重而折断，应按下列规定装设导线固定盒，在盒内用线夹将导线固定：

- a) 导线截面在 50 mm^2 及以下, 长度大于 30m 时。
- b) 导线截面在 50 mm^2 以上, 长度大于 20m 时。
- c) 竖井大小除满足布线间隔及端子箱、配电箱布置所必须尺寸外, 并宜在箱体前留有不小于 0.8m 的操作、维护通道。
- d) 竖井内不应有与其无关的管道等通过。

电缆线路垂直布置时, 如不按电缆导体截面在相应的长度进行固定, 极易由于电缆的自重将电缆绝缘损伤。

16.3.4.7 竖井内应有接地干线和接地端子。

本条的规定, 是便于竖井内的电气设备的接地。

16.4 电缆导管及多孔导管(排管)内的敷设

16.4.1 敷设在导管、排管内的电缆, 应使用塑料护套电缆或裸铠装电缆。导管的选择应符合电气安装用导管的产品标准。

本条规定了敷设在排管内电缆选型的要求。铠装电缆不应在排管内使用, 是因为铠装损坏后不利于电缆的导出。

《电力电缆用导管技术条件》DL/T 802—2007, 规定了玻璃纤维增强塑料电缆导管、氯化聚氯乙烯及硬聚氯乙烯塑料电缆导管、氯化聚氯乙烯及硬聚氯乙烯塑料双壁波纹电缆导管、纤维水泥电缆导管、承插式混凝土预制电缆导管等基本要求。

电缆导管 —— 电缆穿入其中后受到保护和在发生故障后便于将电缆拉出更换用的导管。

玻璃纤维增强塑料电缆导管 —— 以玻璃纤维无捻粗纱及其制品为增强材料、热固性树脂为基体材料, 增强材料经热固性树脂浸渍后缠绕在一定长度的管状芯模上, 固化后制成的电缆导管。

氯化聚氯乙烯塑料电缆导管 —— 以氯化聚氯乙烯(CPVC)树脂为主, 加入有利于提高导管力学及加工性能的添加剂, 在一定的温度和压力下在模具内经挤出成型的一种实壁结构的塑料电缆导管。

硬聚氯乙烯塑料电缆导管 —— 以聚氯乙烯(PVC)树脂为主, 加入有利于提高导管力学及加工性能的添加剂, 在一定的温度和压力下在模具内经挤出成型的一种实壁结构的塑料电缆导管。

氯化聚氯乙烯塑料双壁波纹电缆导管 —— 以氯化聚氯乙烯(CPVC)树脂与聚氯乙烯(PVC)树脂为主, 加入有利于提高导管力学及加工性能的添加剂, 在一定的温度和压力下在模具内经挤出成型的一种双壁波纹结构的塑料电缆导管。

硬聚氯乙烯塑料双壁波纹电缆导管 —— 以聚氯乙烯(PVC)树脂为主, 加入有利于提高导管力学及加工性能的添加剂, 在一定的温度和压力下在模具内经挤出成型的一种双壁波纹结构的塑料电缆导管。

纤维水泥电缆导管 —— 以无机矿物纤维、有机合成纤维或植物纤维为增强材料, 与水泥、水经均匀混合搅拌后采用抄取法生产的一种电缆导管。

承插式混凝土预制电缆导管 —— 混凝土在模具内浇筑振捣成型并经蒸气养护形成的一种采用承插式连接的预制混凝土电缆导管。

16.4.2 电缆导管的内径不应小于电缆外径的 1.5 倍, 且不得小于 100mm(保护管及穿控制电缆为 75mm)。两端管口应作成喇叭形, 管子内壁光滑无毛刺。每根电缆穿一管, 单芯电缆不许单独穿在钢管内。出入管口应封堵, 管口应密封。电缆导管(保护管)弯曲半径为管子外径的 10 倍, 且不应小于所穿电缆的最小允许弯曲半径。

本条规定了电缆导管内径及导管弯曲半径的要求, 便于电缆的施工和不损伤电缆绝缘层。

16.4.3 电缆导管的连接应符合下列要求:

a) 金属电缆管不宜直接对焊, 宜采用套管焊接的方式, 连接时应两管口对准、连接牢固, 密封良好; 套接的短套管或带螺纹的管接头的长度, 不应小于电缆管外径的 2.2 倍。采用金属软管及合金接头作电缆保护接续管时, 其两端应固定牢靠、密封良好。

b) 硬质塑料管在套接或插接时, 其插入深度宜为管子内径的 (1.1~1.8) 倍。在插接面上应涂以胶合剂粘牢密封; 采用套接时, 套管两端应采取密封措施。

注: 成排管敷设塑料管多采用橡胶圈密封。

c) 水泥管宜采用管箍或套接方式进行连接,管孔应对准,接缝应严密,管箍应有防水垫密封圈,防止地下水和泥浆渗入。

钢管的连接采用短管套接时,施工简单方便,采用管接头螺纹连接则较美观。无论采用哪一种方式均应保证牢固、密封。要求短管和管接头的长度不应小于电缆管外径的 2.2 倍,是为了保证电缆连接后的强度。

规定金属电缆管不宜直接对焊,是因为焊渣残留在导管内,在敷设电缆时,极易造成对电缆护层的损伤。

硬质塑料管采用短管套接或插接时,在接触面上均需涂以胶合剂,以保证连接牢固可靠、密封良好。

16.4.4 排管孔内径不应小于电缆外径的 1.5 倍,且不得小于 100mm。

电缆排管敷设的长度较长,为便于电缆穿入和导出,因此排管孔的内径要比电缆导管要大,所以规定为不应小于电缆外径的 1.5 倍。

16.4.5 在下列下列地点,电缆应有一定机械强度的保护管 或加装保护罩:

- a) 电缆进入建筑物、隧道、穿过楼板及墙壁处。
- b) 从沟道引至电杆、设备、墙外表面或屋内行人容易接近处,距地面高度 2m 以下的一段。
- c) 可能有载重设备移经电缆上面的区段。
- d) 其它可能受到机械损伤的地方。

本条规定的地点,是电缆比较易受损伤的地点,不加保护管保护,直接造成对电缆的损伤。

16.4.6 多孔导管(排管)可采用混凝土管或塑料管,并应一次留足备用管孔数,但电缆数量不宜超过 12 根。当无法预计发展情况时,可留 1~2 个备用孔。

现行的有关电缆工程的设计规范、电缆施工验收规范等,对多孔导管的管孔数量只作了原则规定,而没有具体管孔数的规定。因此,参照了 GB 50054(修改征求意见稿)的规定。

16.4.7 当地面上均匀荷载超过 10t/m 时或排管通过铁路及遇有类似情况时,必须采取加固措施,防止多孔导管(排管)受到机械损伤。

本条的规定,是防止地面上的荷载超过本条规定时,造成对电缆排管的损坏而发生电缆损坏事故。

16.4.8 多孔导管(排管)的敷设应符合下列规定:

- a) 多孔导管(排管)安装时,应有倾向人孔井侧不小于 0.5% 的排水坡度,并在人孔井内设集水坑,以便集中排水;
- b) 多孔导管(排管)顶部距地面不应小于 0.7m,在人行道下面时不应小于 0.5m,土壤覆盖层厚度不宜小于 0.5m;
- c) 多孔导管(排管)沟底部应垫平夯实,并应铺设厚度不小于 60mm 的混凝土垫层。
- d) 电缆排管在敷设前,应进行疏通,清除杂物。

本条的规定是对多孔导管(排管)的敷设的基本要求,以保证电缆敷运行时不受外力的破坏。

16.4.9 人孔井应在每隔 50m~100m 处、排管转弯处、分支处以及室内外地面高度差较大时进出建筑物处设置。人孔井内应有积水坑。

人孔井的大小,不应小于下列数值:长为 4m,宽为 2.5m,高为 1.9m。在转角处,宽度应加宽 1m。

本条是电缆敷设及巡检人员工作的需要。

1000mm² 以下的纸绝缘或充油电缆以往仅考虑在常温状态下按电缆允许最小弯曲半径稍加一定的裕度来设计人孔井的长度,但现在越来越多的工程都采用导体允许温度高达 90℃ 的交联电缆,由于电缆的伸缩量随温度升高而增大,因此供敷设交联电缆用的排管两端人孔井长度,不但要考虑能吸收来自排管中的电缆伸缩量,还应考虑电缆在生命期间内由于热循环导致电缆金属护套疲劳问题。本条规定的人孔井大小的尺寸,是经验资料。

16.4.10 电缆有中间接头盒时,应放在电缆井中。导管(保护管)长度不宜超过超过 50m。有一个弯头时,不宜超过 20m;有二个弯头时,应设电缆井。每根电缆保护管最多不应超过三个弯头,直角弯不应多于 2 个。

电缆接头是电缆绝缘较薄弱的位置,运行经验证明,电缆的故障大多数发生在电缆接头处。便于修复,规定了中间接头应放在电缆井中。

16.5 电缆屋内的敷设

16.5.1 屋内敷设时,应尽量明敷。无铠装的电缆在室内明敷,当水平敷设时,其至地面的距离不应小

于 2.5m，当垂直敷设时，其至地面的距离不应小于 1.8m。当不能满足上述要求时应有防止机械损伤的措施。当明敷在配电室、电机室、设备层等专用房间内时，不受此限制。

在目前，高压电缆采用屋内敷设的方式也逐渐增多。敷设距离的规定，也是按照配电装置母线按照的距离要求作出规定。

由于配电室等专用房间，是电气工作人员进入的场所，因此可不受规定的距离限制。

16.5.2 相同电压等级的电缆并列敷设时，电缆的净距不应小于 35mm，且不小于电缆外径；当在桥架、托盘和槽盒内敷设时，不受此限制。1kV 及以下电力电缆及控制电缆与 6kV 以上电力电缆宜分开敷设。当并列明敷时其净距不应小于 150mm。

本条的规定是安全运行的需要。

并列敷设时，电缆净距的要求，是考虑电缆散热。在桥架等敷设时，由于其在设计时对其载流量考虑了敷设的环境，且桥架等空间位置相对狭小，其电缆之间的净距可不受限制。

16.5.3 架空明敷的电缆与热力管道的净距不应小于 1m，当其净距小于或等于 1m 时应采取隔热措施。电缆与非热力管道的净距不应小于 0.5m，当其净距小于或等于 0.5m 时应在与管道接近的电缆段上，以及由接近段两端向外延伸不小于 0.5m 以内的电缆段上，采取防止机械损伤的措施。在有腐蚀性介质的房屋内明敷的电缆，宜采用塑料护套电缆。

本条规定的，架空明敷电缆与热力管道的净距要求是考虑电缆的散热。考虑到热力管道虽然有隔热层，但管道的温度仍能对电力电缆安全运行产生影响，因此需要保持一定的净距。对非热力管道主要是防止机械损伤。

16.5.4 电缆明敷时，其电缆固定部位应符合表 48 的规定。

表 48 电缆的固定部位

敷设方式	构 架 型 式	
	电缆支架	电缆桥架
垂直敷设 或大于 45° 倾斜敷设	电缆的首端和尾端	电缆的上端
	电缆与每个支架的接触处	每隔 1.5～2m 处
水平敷设	电缆的首端和尾端	电缆的首端和尾端
	电缆与每个支架的接触处	电缆转弯处
		电缆其它部位每隔（5～10）m 处

16.6 电缆架空的敷设

16.6.1 除架空绝缘型电缆（全塑自承式）外的非户外型电缆，使用在户外时，宜有罩、盖遮阳。

架空电力电缆是电缆产品的一种，专门用于户外架空敷设。架空电力电缆的与普通电力电缆不同的，一是能够自身承重；二是耐紫外线辐射。所以，本条规定了采用普通电力电缆使用在户外时，宜有罩、盖遮阳，以防阳光直射。

16.6.2 架空电缆线路的敷设应符合下列规定：

a) 架空电缆线路档距以 30～45m 为宜。

b) 架空电缆线路每条钢索上宜架设一回电缆，杆上有两层钢索时，上下两钢索间的垂直间距不应小于 0.6m。

c) 支撑架空电缆的热浸锌钢绞线应满足荷载要求，并全线良好接地。电力电缆固定点的间距不应大于 0.75m；控制电缆固定点的间距不应大于 0.6m。

d) 架空电缆与架空线路同杆时，电缆应在架空线路的下面，电缆与最下层的架空线横担的垂直间距不应小于 0.6m。

本条对电缆架空敷设作了规定。对于无法采用直埋或其它敷设敷设电缆时，可采用架空敷设的方法。电缆架空敷设是指电缆固定在建筑物支架或电杆上的敷设方式。并规定了架空电缆悬吊点或固定的间距要求。

1 第 1 款的规定，是考虑电缆不同于导线，单位重量大于导线。因此档距不应过大，否则因电缆自重而造成弧垂过大。

2 第 2、3 款的规定，是防止电缆运行弧垂增大后，而影响两电缆之间的距离。

3 第 4 款的规定，主要考虑电缆检修时的安全。

16.6.3 架空电缆与公路、铁路、架空线路交叉跨越时，应符合表 49 的规定。

表 49 架空电缆与公路、铁路、架空线路交叉跨越时最小允许距离

交叉设施	最小允许距离 (m)	备 注
铁路	7.5	—
公路	6	—
电车路	3 / 9	至承力索或接触线 / 至路面
弱电线路	1	—
电力线路	1 / 2 / 3 / 4	电压 (kV) 1 以下 / 6~10 / 35~110 / 220
河道	6 / 1	五年一遇洪水位 / 至最高航行水位的最高船桅顶
索道	1	—

架空电缆与公路、铁路、架空线路交叉跨越时最小允许距离是参照《66kV 以下架空电力线路设计规范》GB 50061 的相应规定。

16.6.4 架空电缆的金属护套、铠装及悬吊线均应有良好的接地，杆塔和配套金具均应进行设计，应满足规程和强度的要求。

16.6.5 架空敷设的电缆截面不宜过大，考虑到环境温度的影响，架空敷设的电缆载流量宜按小一规格截面的电缆载流量考虑。

对于采用架空敷设的电缆，应考虑当受阳光直射时，架空敷设的电缆载流量将减少；一般情况下宜按小一规格截面的电缆载流量使用，必要时还应核实选择满足载流量小于的电缆。

16.6.6 架空敷设的电缆不宜设置电缆接头。

架空电缆设置电缆接头，由于其敷设条件的限制，电缆接头无法得到支撑，将会造成接头处的自重而造成绝缘损坏的事故。

16.7 电缆桥架的敷设

16.7.1 电缆桥架配制安装要求：

a) 桥架在每个支（吊）架上的固定应牢固，梯架（托盘）连接板的螺栓应紧固，螺母应位于桥架的外侧。

b) 铝合金桥架在钢制支（吊）架固定时，应有防电化学腐蚀的措施。

c) 当直线段钢制电缆桥架超过 30m，铝合金或玻璃钢制电缆桥架超过 15m 时，应有伸缩缝，其连接处宜采用伸缩连接板。电缆桥架跨越建筑物伸缩缝处，应设置伸缩补偿装置。

d) 电缆桥架转弯处的转弯半径，不应小于该桥架上的电缆最小允许弯曲半径的最大者。

采用桥架敷设电缆，在电力、化工、冶金等企业已广为应用。电缆桥架的优点是制作工厂化、系列化，质量容易得到控制，安装方便，安装后的电缆桥架美观整齐。

电缆桥架的种类有：钢制电缆桥架、铝合金制电缆桥架和玻璃钢（玻璃纤维增强塑料，简称玻璃钢）制电缆桥架。最长用的是钢制电缆桥架，铝合金和玻璃钢电缆桥架也有应用。

中国工程建设标准化协会（CECS）已制订出钢制电缆桥架标准，在使用钢制电缆桥架时，应采用符合标准的产品，以保证电缆桥架的质量和使用寿命。

1 规定桥架连接板的螺母位于外侧，一是防止电缆敷设时，造成对电缆外护套的损伤；二是便于螺栓紧固和拆卸。

2 铝合金制托架与钢制支、吊架直接接触时会产生电化学腐蚀，为避免铝合金托架的腐蚀，较为简便的方法是在铝合金托架和钢制支、吊架间加绝缘衬垫。可利用电缆上剥下来的塑料护套切割而成。

3 直线敷设的电缆桥架，要考虑因环境温度变化而要求膨胀和伸缩，所以要装补偿的伸缩连接板，以免产生过大的引力而破坏桥架本体。建筑物伸缩缝处的桥架补偿装置是为了防止建筑物沉降等发生位移时，切断桥架和电缆的措施，以保证供电安全可靠。

钢的线膨胀系数为 $0.000012 / ^\circ\text{C}$ ，铝合金的线膨胀系数约 $0.000024 / ^\circ\text{C}$ 。当钢制电缆桥架的长度为 30m 时，如果安装时与运行后的最大温差按 50°C 计，则电缆桥架的长度变化为： $0.000012 \times 50 \times 30\text{m} = 18\text{mm}$ 。因此施工时应按规定设置伸缩缝。伸缩缝处采用伸缩连接板连接时，一般不必考虑伸缩缝的距离。厂家定型的伸缩连接板连接后的伸缩距离均能补偿桥架由于环境温度的变化而引起的热胀冷缩。

16.7.2 金属电缆桥架及其支架和引入或引出的金属电缆导管应与保护线（PE）或保护中性线（PEN）连接可靠，应符合以下规定：

a) 金属电缆桥架及其支架全长应不小于 2 处与保护线（PE）或保护中性线（PEN）干线相连接可靠。

b) 非热浸锌电缆桥架间连接板的两端跨接铜芯接地线，接地线最小截面不小于 4mm^2 。

c) 热浸锌电缆桥架间连接板的两端不跨接接地线，但连接板两端应有不少于 2 个有防松螺帽或防松垫圈的连接固定螺栓。

金属桥架与保护线（PE）或保护中性线（PEN）干线相连接可靠，目的是保证供电干线电缆的使用安全。有的施工设计在桥架内底部，全线敷设一支铜或热浸锌扁钢制成保护线（PE），且与桥架每段有数个电气连通点与保护线连接，则桥架接地十分可靠。

本条的规定的要求，是为了接地可靠。

16.7.3 电缆桥架布线应符合下列规定：

- a) 电缆桥架布线适用于电缆数量较多或较集中的场所；
- b) 电缆桥架水平敷设时的距地高度不宜低于 2.5m，垂直敷设时距地 1.8m 以下部分应加金属盖板保护，但敷设在电气专用房间（如配电室、电气竖井、技术层等）内时除外。
- c) 电缆桥架水平敷设时，宜按荷载曲线选取最佳跨距进行支撑，跨距一般为 1.5m～3m。垂直敷设时，其固定点间距不宜大于 2m。
- d) 电缆桥架多层敷设时，其层间距离一般为：控制电缆间不应小于 0.2m；电力电缆间不应小于 0.30m；弱电电缆与电力电缆间不应小于 0.50m，如有屏蔽盖板可减少到 0.30m；桥架上部距顶棚或其它障碍物不应小于 0.30m。
- e) 电缆在桥架内敷设时，电缆总截面面积与桥架横断面面积之比，电力电缆不应大于 40%，控制电缆不应大于 50%。
- f) 电缆桥架内每根电缆每隔 50m 处，电缆的首端、尾端及主要转弯处应设标记，注明电缆编号、型号规格、起点和终点。
- g) 几组电缆桥架在同一高度平行敷设时，各相邻电缆桥架间应考虑维护、检修距离。

1 第 2 款对桥架对地高度的规定仅指梯架和托盘桥架。槽板桥架距地高度可降低到 2.2m。

1.8m 以下为易触及部位。因此，应加金属盖板保护，防止人直接接触及避免电缆遭受机械损伤。

2 第 3 款对固定点的规定，是使电缆固定时受力合理，保证固定可靠，不因受到意外冲击时发生脱位而影响正常供电。

3 采用电缆桥架布线，通常是在敷设时电缆数量较多而且较为集中。为了散热和维护的需要，桥架层间应留有一定的距离。弱电、强电电缆之间，为避免强电对弱电的干扰，当没有屏蔽措施时，桥架层间距离必须加大一些。条文中的数据为经验数据。

4 第 5 款的规定，是满足电力电缆在运行时的散热要求以及满足在电缆施工或维修更换电缆时不致损伤电缆绝缘。电缆总截面面积包括外护层。

5 第 6 款的规定，是运行管理和维护检修的需要。

16.7.4 电缆桥架不宜敷设在有腐蚀性气体管道和热力管道的上方及腐蚀性液体管道的下方，否则应采取防腐、隔热措施。

电缆桥架与各种管道平行或交叉时，其最小净距应符合表 50 的规定。

表 50 电缆桥架与各种管道的最小净距 单位为米

管 道 类 别		平行净距	交叉净距
一般工艺管道		0.4	0.3
具有腐蚀性气体管道		0.5	0.5
热 力 管 道	有保温层	0.5	0.3
	无保温层	1.0	0.5

1 电缆桥架及电力电缆是金属性制品，极易受到腐蚀性气体的腐蚀，另电力电缆在运行中也产生温度，其载流量受到温度的限制。因此，不宜敷设在有腐蚀性气体管道的上方或腐蚀性液体管道的下方。对于化工、纺织、冶金等企业由于受到空间的限制，当无法避免时，应采取防腐、隔热措施。

2 电缆桥架与各种管道的最小净距，是为了避免其它管道对电缆线路的影响。表中的数据为经验数据。

16.7.5 下列电缆，不宜敷设在同一层桥架内：

- a) 6kV 以上和 1kV 以下的电缆。
- b) 同一路径向一级负荷供电的双电源电缆。
- c) 电力电缆和非电力电缆。
- d) 应急照明和其它照明电缆。

本条的规定是为了保障电力线路的安全运行和避免相互间的干扰和影响。

16.8 桥梁上电缆的敷设

16.8.1 利用交通桥梁敷设电缆，应取得当地桥梁管理部门认可且应符合下列规定：

- a) 在桥梁上敷设的电缆和附件等重量应在桥梁设计允许承载值之内。
- b) 电缆和附件的安装，不得有损于桥梁结构的稳定性。
- c) 在桥梁上敷设的电缆和附件，不得低于桥底距水面高度。
- d) 在桥梁上敷设的电缆和附件，不得有损于桥梁的外观。

本条对利用桥梁敷设电缆作了规定。有些桥梁在设计时，就没有考虑架设附属物的承重，因此需要取得桥梁管理部门的认可。

16.8.2 木桥上的电缆应穿管敷设。在其它结构的桥上敷设的电缆，应在人行道下设电缆沟或穿入由耐火材料制成的管道中。在人不易接触处，电缆可在桥上裸露敷设，但应采取避免太阳直接照射的措施。

敷设在木桥上的电缆穿管保护，一方面能加强电缆的机械保护，另一方面能避免因电缆绝缘击穿，短路故障电弧损坏木桥或引起火灾。

对钢结构或混凝土结构的桥梁，放在人行道下或穿在耐火材料的管内能确保电缆和桥梁的安全。

电缆避免太阳直射是为了不降低电缆的输送容量和避免电缆护层加速老化。

16.8.3 悬吊架设的电缆与桥梁架构之间的净距不应小于 0.5m。

悬吊架设的电缆与桥梁架构净距的规定，主要是避免桥梁通过载重汽车通过桥梁时，造成的振动对电缆的影响。

16.8.4 在短跨距的桥梁人行道下敷设的电缆，除应符合 16.8.1 的固定外，还应符合下列规定：

a) 把电缆穿入内壁光滑、耐燃性良好的管子内或放入耐燃性良好的槽盒内，以防外界火源危及电缆。在外来人员不可能接触到之处可裸露敷设，但应采取避免太阳直接照射的措施。

b) 在桥墩两端或在桥梁伸缩间隙处，应设电缆伸缩弧，用以吸收来自桥梁或电缆本身的热伸缩量。

对钢结构和钢筋混凝土结构的桥梁，在桥梁人行道下敷设电缆，一是需要防火，以避免在电缆发生故障时对人的伤害及确保电缆和桥梁的安全；二是满足桥梁的伸缩而使电缆承受的拉力。

16.8.5 在长跨距的桥梁人行道下敷设的电缆，除应符合 16.8.1 的规定外，还应符合下列规定：

a) 在电缆上采取适当的防火措施，以防外界火源危及电缆。

b) 在桥梁上敷设的电缆应考虑桥梁因受风力和车辆行驶时的震动而导致电缆金属护套出现疲劳的保护措施。

c) 在桥梁上敷设的 110kV 及以上的大截面电缆，宜作蛇形敷设，用以吸收电缆本身的热伸缩量。

d) 在桥梁的伸缩间隙部位的一端，应按桥桁最大伸缩长度设置电缆伸缩弧，用以吸收桥桁的热伸缩。

e) 在桥梁伸缩间隙处，宜把电缆放入能垂直、水平方向转动的万向铰链架内，用以吸收桥梁的挠角。

在长跨距的桥梁上都设有伸缩缝。所以电缆在敷设时，应考虑伸缩缝对电缆的影响，本条相关的规定就是考虑到伸缩缝的影响。按照本条的规定敷设电缆可以避免伸缩缝对电缆的影响和确保电缆的安全运行。

16.9 水底电缆的敷设

16.9.1 水底电缆敷设路径的选择，应满足电缆不易受机械性损伤、能实施可靠防护、敷设作业方便、经济合理等要求，且应符合下列规定：

a) 流速较缓，水深较浅，河床平坦起伏角不大于 20° ，水底无岩礁和沉船等障碍物，无拖网渔船和投锚设网捕鱼作业的水域，且电缆登陆的岸边稳定性好。

b) 水底电缆不得敷设在码头、渡口、疏浚挖泥、规划筑港地带和水工建筑物、工厂排污口、取水口近旁。

16.9.2 水底电缆应敷设于河床下，不得悬空，船舶通航的深水段埋深不宜浅于 2m；船舶不能通航的浅水段埋设不宜小于 0.5m；埋入海底为 0.5m 以下。

16.9.1、16.9.2 条规定了使水下电缆能在寿命期内安全运行所需要的水域条件。水底或河床有无岩礁、沉船以及河床平整度等，则要求设计前实地勘察，施工前进行处理，否则敷设水底达到电缆会出现悬空，受潮流的冲击、震动与岩石等障碍物摩擦而损坏。船舶不可能靠近投锚的水域称为浅水区，主航道或船舶能投锚的水域称为深水区。

16.9.3 水底电缆应用金属丝铠装电缆。如经受拉力不大，允许使用钢带铠装电缆，否则应尽可能采用预扭或绞向相反的双层金属丝铠装。

水底电缆敷设后，受到水流冲刷的拉力。因此规定了水底电缆铠装电缆，以使水底电缆安全运行。

16.9.4 水底电缆不应有接头，当整根电缆超过制造厂的制造能力时，可采用软接头连接。

水底电缆应按跨越长度订货。大长度水底电缆，当超出制造厂的制造能力时，由制造厂制作工厂软接头；由于某种原因分盘交货时，可按施工方案，先接成软接头，再进行敷设。

现有水底电缆线路上的软接头，已有了很好的运行记录。

16.9.5 通过河流的电缆，应敷设于河床稳定及河岸很少受到冲损的地方。在码头、锚地、港湾、渡口及有船停泊处敷设电缆时，必须采取可靠的保护措施。当条件允许时，就深埋敷设。

水底电缆的敷设，要求平放在河床上，如电缆悬离河床，长期受水流冲刷会磨损电缆，敷设在河床稳定和河床很少冲损的地方，能避免产生电缆悬离河床而损坏电缆。

在码头、港湾等经常停靠船只处，船只抛锚和航道疏通都可能损坏电缆，为确保电缆安全运行，必须采取可靠的保护措施，有条件时尽可能深埋敷设。

16.9.6 水底电缆严禁交叉、重迭。相邻的电缆应保持足够的安全间距，且应符合下列规定：

a) 航道内电缆相互间距按施工机具、水流流速以及施工技术决定，一般不宜小于最大水深的 2 倍。引至岸边间距可适当减少。

b) 在非航道的流速未超过 1m/s 的小河中，同回路单芯电缆间距不得小于 0.5m，不同回路电缆间距不得小于 5m。

c) 除上述情况外，应按水的流速和电缆埋深等因素确定。

本条的规定，一是考虑作业投锚宽度和锚后船移走锚时，避免伤及相邻电缆以限制事故扩大的措施，同时也有利于事故抢修作业；二是埋设于无大吨位船舶通航、流速小的河床下的电缆不会受潮流冲刷位移而出现相互交叉或重迭情况。

16.9.7 水底电缆与工业管道之间的水平距离不宜小于 50m，受条件限制时，不得小于 15m。

新增条文。本条引用《电力工程电缆设计规范》GB 50217—2007 第 5.7.4 条的规定。

本条对水底电缆与工业管道之间的水平距离的规定，是考虑水底电缆或工业管道事故抢修作业所需间距。

16.9.8 水底电缆与水底通信电缆之间水平距离不宜小于 50m。

本条的规定是减少对通信电缆电磁干扰的影响。

16.9.9 水底电缆如不能深埋，应有防止外力损伤的措施，并在防护区内设置固定的警告标志，必要时应在防护区内架设防护钢索。各类标志应按规定设有夜间照明装置。

水底电缆设置防护区是为了水底电缆的安全运行。设置标志是为了提醒船只不要停泊在保护区内。

在水底电缆两端岸上按航标规范每岸设 4 块（两岸共 8 块）警告牌，以引起驾驶船舶人员注意，尽最大限度减少因船舶投锚损坏电缆。

16.9.10 水底电缆引到岸上的区段，应采取适合敷设条件的防护措施，且应符合下列规定：

a) 岸边稳定或在浅水段时，应采用保护管、沟槽敷设电缆，必要时可设置工作井连接，管沟下端宜置于最低水位下不小于 1m 处。其保护范围，下端应为最低水位时船只搁浅及撑篙达不到之处；上端高于最高洪水位。在保护范围的下端，电缆应固定。

b) 岸边未稳定时，宜采用迂回形式敷设以预留适当备用长度的电缆，并在岸边装设锚定装置。

对引到岸上部分电缆加强机械保护，主要是为避免在高水位受到锚害及撑篙的机械损伤。在低水位时，这部分电缆可能露出水面，要避免电缆裸露而受到损伤。

浅滩受潮流冲刷标高不稳定时，可根据当地情况按表 12.9.10 所示留出适当长度，供日后运行中出现电缆外露时挖沟深埋时用。浅滩往往是石子多的区域，需按当地条件加以保护。

表 12.9.10 水底敷设电缆预留长度

敷设长度	预留长度 / 敷设长度 (%)
1km 以下	7~10
1km~3km	5~7
3km 以上	3~5

16.9.11 电缆线路与小河或小溪交叉时，应穿管或埋在河床下足够深处。

本条是因为小河和小溪的水深较浅，为防止受到机械损伤而作出的规定。

16.9.12 在岸边水底电缆与陆上电缆连接的接头，应装有锚定装置。

由于在岸边的水底电缆受水流冲刷易发生位移，岸边接头的导体连接是薄弱环节，如不装设锚定固定装置，会使接头受到拉力而拉脱连接导体，造成断线故障。

16.10 井下电缆的敷设

16.10.1 井下固定敷设的高压电缆，敷设地点水平差的要求，应同地面电缆规定的允许敷设水平差相适应。

在立井井筒或倾角为 45° 及以上是井巷内，应采用钢丝铠装不滴流铅包纸绝缘电缆、钢丝铠装聚氯乙烯绝缘电缆或钢丝铠装交联聚乙烯稀绝缘电缆。

在水平巷道或倾角为 45° 以下井巷内，可采用钢带铠装的上述电缆。

在进风斜井、井底车场及其附近，中央变电所至采区变电所之间的电缆，可采用铝芯，其它地点的电缆必须采用铜芯。

本条规定了不同竖井、井下，对电缆型号的要求。

16.10.2 用机械提升的进风的倾斜井巷（不包括运输机上、下山）和使用木支架的立井井筒，一般不应敷设电缆。

溜放煤矸、材料的溜道不应敷设电缆。

本条的规定，是防火的需要。避免电缆故障起火时的蔓延。

16.10.3 井下敷设电缆，应符合下列规定：

a) 电缆必须悬挂。在水平巷道或倾斜角为 30° 以下的井巷中，电缆应用吊钩悬挂。悬挂点的间距不应超过 3m。在立井井筒或倾斜角超过 30° 及以上的井巷中，电缆应用夹子、卡箍或其它夹持装置进行敷设。夹持装置应能承受所夹持部分的电缆重量，并不得损坏电缆。悬挂点的间距在立井井筒内不应超过 6m。

b) 水平巷道或倾斜角为 30° 以下的井巷中悬挂的电缆应有适当的弛度，并在承受意外重力时能自由坠落，其悬挂点高度应使电缆在矿车掉道时不致受到撞击；在电缆坠落时，不致落在轨道或运输机上。

c) 沿钻孔敷设的电缆，应绑扎在钢丝绳上，钻孔应加装套管。

d) 电缆不应悬挂在压风管或水管上。若必须与风管等在巷道同一侧敷设时，电缆应敷设在管子的上方，并保持 0.3m 以上的距离。

e) 高、低压电缆敷设在巷道同一侧时，高、低压电缆之间的距离应大于 0.1m。高压与高压电缆之间的间距应大于 50mm。巷道内信号、电话电缆应与电力电缆分挂两侧，若必须敷设在同一侧时，电力电缆应敷设在下面，距离不超过 100mm。

本条对井下电缆的敷设作了具体规定。

规定了井下电缆应采用悬挂敷设，由于巷道比较狭窄，工作面掘进的需要，不允许采用埋设的方式。

16.10.4 井下巷道内的电缆，沿线每隔一定的距离、在拐弯或分支点、接线盒两端，都应在吊钩或夹持装置上悬挂注有编号、用途、电压等级标志牌。

16.10.5 立井井筒中所有电缆，中间不应有接头。若井筒太深需要设接头时，应将中间接头设在中间水平巷道内，以便维护检修。

立井内如有电缆接头，不便于维修。

16.10.6 在硐室内和木支架的井巷中敷设电缆时，应将黄麻外皮剥除，并应定期在铠装层上加涂防锈漆。电缆穿墙部分，应用保护管保护，并封堵管口。

本条的规定也是井下防火的需要。

16.10.7 电缆与电气设备的连接，应采用同电气设备性能（矿用防爆型、矿用一般型）相符的接线盒。电缆芯线应用齿形压线板或线鼻子同电气设备进行连接。

橡胶电缆连接，在地面热补或冷补后，应经浸水耐压试验合格后方可下井使用。

塑料电缆的连接，其连接处的机械强度、电气、防潮密封、老化等性能都应符合矿用电缆的技术标准要求。

电缆的接头处极易发生故障。本条对各种型号电缆的接头方法和要求作了规定。

16.11 电缆终端支架及电缆终端站

16.11.1 电缆终端支架的高度和间距，应使得电缆终端符合下列规定：

a) 电缆终端的金属部件(含屏蔽罩)在不同相导体之间和各相导体对地之间的距离,应符合表 11、13 室内外配电装置的安全净距。

b) 户外电缆终端底座垂直于地面的安装高度一般不应小于 2500mm。

c) 满足电缆弯曲半径的规定。

本条是对电缆终端支架和间距的基本要求。

电缆终端支架是电缆终端的支承装置。电缆终端端部的金属部件(含屏蔽层),在不同相导体之间和各相导体对地之间的距离,要依赖于电缆终端支架。因此,必须对终端支架的高度、间距作出明确规定,同时终端支架必须具有对电缆终端及其临时荷重的承载能力,并有一定裕度。

户外电缆终端底座对地面的距离要求是安全防护的需要。

16.11.2 终端支架必须具有足够的机械强度,能承受终端的全部荷重和安装维修时附加的负载(一般按 2kN 考虑)。

110kV 及以上高压电缆户外终端的机械强度还应满足使用环境的风力和地震等级的要求。

见第 16.11.1 条说明

16.11.3 终端支架的材料和结构应符合下列规定:

a) 终端支架应牢固耐用,符合工程防火和防腐蚀要求。以型钢制成的户外终端支架应热浸锌。

b) 单芯电缆的终端支架不得构成铁磁回路。

c) 终端支架应与接地网可靠连接。

本条对终端支架的材料和结构作了明确规定。见相关条文的说明。

16.11.4 110kV 及以上电缆与架空线路的连接,可采用电缆终端站方式,终端站的站址应征得当地城市规划部门认可,终端站的防护围墙高度应不小于 2.5m。

设置电缆终端站,一般应考虑如下事项:

1 条件:110kV 及以上的充油电缆线路,在附属设备(避雷器、供油设备如压力箱)较多的情况下,难以在杆塔上或设平台安装时。

2 选址:终端站四周要设 2.5m 高的围墙,且应符合城市规划要求,与架空线连接的引下线与道路边线的水平距离应保持一定距离。

16.11.5 电缆终端站内的电缆终端、避雷器、支持绝缘子等设施布置应符合本节中电缆终端条款及表 9、11 的规定。

见相关条文的说明。

16.11.6 当架空避雷线保护角不能满足终端站保护要求时,宜增设避雷针。

电缆终端站遭受雷击将直接影响供电可靠性,因此终端站的防雷保护不能忽视。

16.11.7 终端站应设置接地装置,电缆终端及附属设施的接地部分应与接地装置可靠连接。

新增条文。本条引用《城市电力电缆线路设计技术规定》DL/T 5221—2005 第 6.10.4 条的规定编写。

16.12 电缆附件的选择

16.12.1 电缆附件的额定电压以 $U_0 / U (U_m)$ 表示,但不得低于电缆的额定电压。

按《高压电缆选用导则》DL/T 401—2002 的规定,电力电缆及其附件的额定电压以 $U_0 / U (U_m)$ 表示。其中 U_0 为电缆及附件所采用的导体对接地屏蔽或金属套间的工频电压,其值与系统相对地电压有关,但非相电压。在中性点有效接地系统, U_0 相当于系统相电压;在中性点非有效接地系统, U_0 则高于系统相电压。在允许单相接地较长时间运行的中性点非有效接地系统, U_0 应取系统的线电压。

电力电缆标准规定,对电缆绝缘施加工频试验电压均以 U_0 的倍数表示。 U_0 应按电力系统中性点接地方式和单相接地故障时非故障相电压升高,以及系统接地故障排除的时间合理选择。

16.12.2 电缆附件的绝缘特性应符合下列规定:

a) 电缆附件设计时采用的每一导体与屏蔽或金属护套之间的雷电冲击耐受电压之峰值,即基准绝缘水平 BIL ,应符合表 39 的规定。

b) 户外电缆终端的外绝缘应满足所设置环境条件(如污秽等级、海拔高度等)的要求,并有一个合适的泄漏比距。在一般环境下,外绝缘的泄漏比距不应小于 25mm / kV,并不低于架空线绝缘子串的泄漏比距。

c) 绝缘接头的绝缘隔板,应能承受所连电缆护层绝缘水平 2 倍的电压。

本条对电缆附件的绝缘特性作了规定。电缆附件的绝缘特性,将直接影响到电力电缆的安全运行。

16.12.3 外露于空气中的电缆终端装置类型应按下列条件选择:

a) 不受阳光直接照射和雨淋的室内环境应选用户内终端，受阳光照射和雨淋的室外环境应选用户外终端。

b) 电缆与其它电气设备通过一段连接线相连时，应选用敞开式终端。110kV 及以上敞开式终端宜有以下配件：防晕罩或屏蔽环；终端与支架绝缘用的底座绝缘子。

本条为电缆终端类型选择的基本原则。

16.12.4 电缆终端结构型式的选择，应满足电缆电压等级、绝缘类型、安装环境和设备可靠性要求，并符合经济合理原则。110kV 及以上电缆终端还应符合下列规定：

a) 终端的结构型式与电缆所连接的电气设备的特点必须相适应，设备终端和 GIS 终端应具有符合要求的接口装置，其连接金具应相互配合。

b) 终端尾管应有接地用接线端子。

c) 充油电缆的 GIS 终端，应选用使电缆油和 SF₆ 气体完全密封隔离的全密封结构。

d) 充油电缆或其它带压力的终端，应能承受电缆允许的最高油压。

GIS (SF₆) 电缆终端是 GIS 组合电器进出电源的一种界面。按所接电缆型式不同，有充油电缆 SF₆ 终端和交联聚乙烯电缆 SF₆ 终端，其技术要求有所不同。高压充油电缆 SF₆ 终端要求有严格的防渗漏措施。

在充油电缆线路中，应选择“全密封”结构的 SF₆ 终端，即应用浇铸在环氧树脂内的金属连接件（梅花式插座）与 GIS 连接，这种连接方式能把电缆油压与 GIS (SF₆) 气压有效地隔绝，无需用油压高于气压的中油压充油电缆，可以用低油压的充油电缆与 GIS 连接，且其结构和现场安装工艺简便运行可靠，这是“全密封”的优点。

16.12.5 电缆接头的结构型式的选择

电缆接头应满足电缆电压等级、绝缘类型、安装环境和设备可靠性要求，并符合经济合理原则和下列规定：

a) 电缆接头要把电缆的主要部分，如导体、导体屏蔽、绝缘。绝缘屏蔽、金属护套和外护层连接起来。电缆导体连接应有良好的导电性能和机械强度。具有钢丝铠装的电缆，必须维持钢丝铠装的纵向连续且具有足够的机械强度。

b) 电缆接头应具有与电缆本身相同的绝缘强度和防潮密封性能，其密封套还应具有防腐蚀性能。

c) 电缆接头中的铜导体之间一般采用压接方法连接。

d) 电缆接头的结构型式可按表 51 选择。

表 51 接头结构型式

电缆绝缘类型	电压等级 kV	结构型式	结构特征
油纸	10~35	金属套管式	以金属套管为盒体
自容式充油	110~220	成型纸卷绕包式	增绕绝缘采用成型纸卷
		三腔式塞止接头	两个环氧树脂套管连接处浇铸屏蔽电极和插座式连接金具
交联聚乙烯	10~35	绕包式	以自粘性橡胶带为增绕绝缘
		热缩式	以热缩管材现场套装，经加热收缩
		冷缩式	用弹性体材料经注射硫化扩张后，内衬螺旋状支撑物，施工时抽取支撑物收缩成型。
		预装式	以合成橡胶材料工厂预制现场装配
		模塑式	以辐照聚乙烯带现场绕包，铜套管外壳，灌注绝缘复合物
	110~220	绕包式	以高压自粘性乙丙橡胶带绕包，铜套管外壳，灌注绝缘复合物
		整体预装式	主要部件是橡胶预制件，预制件内径与电缆外径要过盈配合，以确保接口间的足够压力
		组合预装式	以预制橡胶应力锥及预制环氧绝缘件在现场组装并采用弹簧机械紧压

电缆接头的型式较多，结构和材料不同，当前新材料、新结构、新工艺发展迅速。本条列举了目前电缆接头的结构型式。

16.13 电缆附件的安装

16.13.1 电缆终端及接头制作时，应严格遵守制作工艺规程；充油电缆尚应遵守油务及真空工艺等有关规程的规定。

三芯电力电缆在电缆中间接头处，其电缆铠装、金属屏蔽层应各自有良好的电气连接并相互绝缘；在电缆终端头处，电缆铠装、金属屏蔽层应用接地线分别引出，并应接地良好。

电缆终端和接头一般是在电缆敷设就位后现场制作，要求施工人员对电缆及其终端和接头的结构、所用材料应有一定的了解，有时还应具备某种操作技巧才能保证质量，当前电缆终端和接头技术日益更新，因此要求制作电缆终端和接头时应由熟悉工艺的人员参加或指导。

电缆终端和接头种类和型式较多，结构、材料不同，要求的操作技术也各有特点。本规程只提出基本要求和主要的质量标准，具体执行时除应遵守本规程外，还应按有关工艺进行制作，确保安装质量。

三芯电缆中间接头处、电缆的铠装、金属屏蔽层应各自有良好的电气连接并相互绝缘，在电缆的终端头处，电缆的铠装、金属屏蔽层分别引出接地线。这样连接便于通过试验检验外护套和内衬层绝缘情况、测量金属屏蔽层直流电阻，进而判断电缆进水情况。预防性试验规程中对试验有详细要求。

高压单芯电缆的金属护套，应按交叉互联或单点互联的设计和规定实施连接和接地。

16.13.2 电缆终端与接头应符合下列要求：

a) 型式、规格应与电缆类型如电压、芯数、截面、护层结构和环境要求一致。

b) 结构应简单、紧凑，便于安装。

c) 所用材料、部件应符合相应技术标准要求。

d) 35kV 及以下电缆终端与接头主要性能应符合《额定电压 1kV ($U_m=1.2$ kV) 至 35kV ($U_m=40.5$ kV) 挤包绝缘电力电缆及附件》GB/T 12706.1~12706.4 及相关的其它产品标准的规定。

e) 110kV 电缆终端与接头主要性能应符合《额定电压 110kV 交联聚乙烯绝缘电力电缆及附件》GB/T 11017.1~11017.3 及相关的其它产品标准的规定。

f) 220kV 电缆终端与接头主要性能应符合《额定电压 220kV ($U_m=252$ kV) 交联聚乙烯绝缘电力电缆及附件》GB/Z 18890.1~18890.3 及相关的其它产品标准的规定。

执行国家标准是电缆终端和接头的基本要求。本条列出了相关标准名称和代号。未注明年号是为了强调应采用最新有效版本标准要求的产品。

考虑到电缆终端和接头品种繁多，特别是橡塑绝缘电缆及其附件发展较快，为帮助现场人员正确地选择，提出以下几项基本原则。

橡塑绝缘电缆常用的终端和接头型式有自粘带绕包型、热缩型、预制型、冷收缩型、模塑型、弹性树脂浇铸型等。简介如下：

绕包型是用自粘性橡胶带绕包制作的电缆终端和接头。

热缩型是由热伸缩管件如各种热伸缩管材料、热伸缩分支套、雨裙等和配套用胶在现场加热收缩组合成的电缆终端和接头。

预制型是由新建模制的一些部件如应力锥、绝缘套（一般将雨裙预制在一起）及配合的其它绝缘件与构件等组成，或直接做成一体件。现场套装在电缆末端构成的电缆终端和接头。

冷收缩型是用高弹性橡胶模制成的，使用预制型的一些部件组成一体，由扩张部件预先将高弹性橡胶件扩张好，套装在现场按制作。安装更为便捷和避免橡胶件内接口受划伤。

弹性树脂浇铸型是用热塑性弹性体树脂现场成型的电缆终端和接头。

油浸纸绝缘电缆常用的传统型式如壳体灌注型、环氧树脂型，由于沥青、环氧树脂、电缆油等与橡胶绝缘材料不相容（两种材料的硬度、膨胀系数、粘接性等指标相差较大），一般不适合用于橡塑绝缘电缆，应予以注意。

16.13.3 对于 35kV 及以下的铅包电缆，宜采用胀铅的绕包应力锥的方法，以解决金属护套断开处电场分布问题。

10kV 及以下电缆，将铅包胀到原铅包直径的 1.2 倍。

本条提出了解决铅包电缆金属套断开处电场分布的施工方法。

16.13.4 电缆芯线连接金具，应采用符合标准的连接管和接线端子，其内径应与电缆芯线匹配，间隙不应过大；截面宜为线芯截面的 1.2~1.5 倍。采用压接时，压接钳和模具应符合规格要求。

电缆线芯的连接是电缆终端和接头的重要组成部分，连接金具、压接钳及其模具的选用直接影响连接质量。橡塑绝缘电缆线芯一般为圆形紧压线芯，与其配套的连接金具已经标准化，但在选择金具时仍应予以注意选择规格正确的合格产品，确保连接质量，避免运行中发生过热现象。

16.14 电缆安装要求

16.14.1 三芯油纸绝缘电缆应保留统包绝缘 25mm，不得损伤。剥除屏蔽炭墨纸，端部应平整。弯曲芯线时应均匀用力，不应损伤绝缘纸；芯线弯曲半径不应小于其直径的 10 倍。包缠或灌注、填充绝缘材料时，应消除线芯分支处的气隙。

三芯油纸电缆终端和接头的制作关键是部分保留统包绝缘，扳弯线芯时不得损伤纸绝缘，绕包附加绝缘、灌注填充绝缘材料时应尽量消除线芯分支处的气隙。

16.14.2 三芯电力电缆接头两侧电缆的金属屏蔽层（或金属套）、铠装层应分别连接良好，不得中断，跨接线的截面不应小于表 52 接地线截面的规定。直埋电缆接头的金属外壳及电缆的金属护层应做防腐处理。

三芯电力电缆接头两侧电缆的金属屏蔽层和铠装层不得中断，避免非正常运行时产生感应电压而发生放电的危险。

16.14.3 三芯电力电缆的金属护层必须接地良好；塑料电缆每相铜屏蔽和钢铠应锡焊接地线。电缆通过零序电流互感器时，电缆金属护层和接地线应对地绝缘；电缆接地点在互感器以下时，接地线应直接接地；接地点在互感器以上时，接地线应穿过互感器接地。单芯电力电缆金属护层接地应符合设计要求。

三芯三芯塑料绝缘电缆日趋普遍，其铜带屏蔽和铠装在塑料护套之内，端部必须良好接地。否则当三相电流不平衡时，铠装层因感应电势可能产生放电现象，严重时可能烧毁护层。因此钢铠也必须良好接地。铜屏蔽和钢铠可分别接地，便于试验检查护层，亦可同时接地。

16.14.4 单芯电力电缆的交叉互联箱、接地箱、护层保护器等电缆附件的安装应符合设计要求。

单芯交联电缆金属屏蔽层的交叉互联，它能限制护套和绝缘接头两侧过电压的升高，限制金属护套的感应电压，减少、消除护层上的环形电流，提高电缆的输送容量，防止电缆外护层被击穿，确保电缆安全可靠地运行。

16.14.5 35kV 及以下高压户外终端头，对地面距离不宜小于 4m。电缆终端头装设在电杆上的位置，不应使一相瓷套管靠近电杆。35kV 分相铅包终端头之间的距离不应小于 0.6m。

35kV 及以下电缆终端，一般装设在杆塔上，因此对电缆终端头对地面的距离等作了规定。

16.14.6 电力电缆的接地线应采用铜绞线或镀锡铜编织线与电缆屏蔽层的连接，其截面面积不应小于表 52 的规定。110kV 及以上电缆的接地线截面面积应符合设计要求。

表 52 电缆终端接地线截面

电缆截面 (mm ²)	接地线截面 (mm ²)
16 及以下	接地线截面可与芯线截面相同
16 以上~120	16
150 及以上	25

新增条文。本条引用《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》GB 50168—2006 第 6.2.9 条的规定。

接地线的截面应按电缆线路的接地电流大小而定，但实际工程中往往缺乏这方面的数据，表 52 推荐值为通常选用值。橡塑绝缘电缆的接地线应使用镀锡编织线，便于锡焊和引出。

17 接地装置

17.1 一般规定

17.1.1 电力系统中电气装置、设施的某些可导电部分应接地。接地装置应充分利用自然接地体接地，但应校验自然接地体的热稳定。

本条规定的充分利用自然接地体，一般是指可利用建筑物的钢筋混凝土基础作自然接地体。它具有施工简便，节约钢材的特点。我国在上世纪的 1958 年就开始了这项研究试验工作。试验表明：混凝土吸水后具有一定的导电性，其导电性能随着含水量的增加而急剧增加，浸水一周的混凝土试块其电阻率 ρ 为 $54.6\Omega\cdot\text{m}$ （相当于较湿的园田土）埋于电阻率为 $70\Omega\cdot\text{m}$ 土壤中的混凝土试块，电阻率可达到 $500\Omega\cdot\text{m}\sim 1300\Omega\cdot\text{m}$ 。混凝土的破坏冲击电流与使用条件有关。将混凝土试块放在较小的电极间进行试验，因弱点比较集中，其破坏电流密度极小，干试块为 $0.002\text{A}/\text{cm}^2\sim 0.1\text{A}/\text{cm}^2$ ，湿试块为 $1.2\text{A}/\text{cm}^2\sim 1.6\text{A}/\text{cm}^2$ 。而埋入地中的钢筋混凝土杆，因其电流的分布，不仅由混凝土决定，而且更主要的是外部土壤决定，这样就阻止了电流集中在某一点而起了均流的作用，所以破坏电流密度很大。试验求得的破坏电流密度为 $11.5\text{A}/\text{cm}^2\sim 18.5\text{A}/\text{cm}^2$ ，击穿处只有 10cm^2 左右，一般钢筋不外露，对电杆的机械强

度并无显著影响。

自上世纪以来，在建筑物中利用基础作为接地装置，已得到广泛应用并写入了相应的设计规范中。

17.1.2 变电所内，不同用途和不同电压的电气装置、设施，应使用一个总接地装置，接地电阻应符合其中最小值的要求。

注：本章中接地电阻除另外注明外，均指工频接地电阻。

本条对变电所总接地装置的接地电阻作了规定，应满足最小值的要求。

17.1.3 如因条件限制，按本规程的要求接地有困难时，允许设置操作和维护电气设备用的绝缘台，绝缘台的周围，应尽量使操作人员不致偶然触及外物。

在接地有困难的情况下，采用操作和维护电气设备用绝缘台是切实可行的。但目前很少采用。

17.1.4 确定变电所接地装置的型式和布置时，考虑保护接地的要求，应降低接触电位差和跨步电位差，并应符合下列要求：

a) 在 110kV 及以上有效接地系统和 6kV~35kV 低电阻接地系统发生单相接地或同点两相接地时，变电所接地装置的接触电位差和跨步电位差不应超过下列数值。

$$U_t = \frac{174 + 0.17P_f}{\sqrt{t}}$$

$$U_s = \frac{174 + 0.7P_f}{\sqrt{t}}$$

式中：

U_t —— 接触电位差，V。

U_s —— 跨步电位差，V。

P_f —— 人脚站立处地表面的土壤电阻率， $\Omega \cdot m$ ；

t —— 接地短路（故障）

b) 6kV~10kV 不接地、经消弧线圈接地和高电阻接地系统，发生单相接地故障后，当不迅速切除故障时，此时变电所接地装置的接触电位差和跨步电位差不应超过下列数值。

$$U_t = 50 + 0.05 \rho_f$$

$$U_s = 50 + 0.2 \rho_f$$

c) 在条件特别恶劣的场所，例如矿山井下和水田中，接触电位差和跨步电位差的允许值宜适当降低。

d) 接触电位差和跨步电位差可按 DL/T621 附录 B 计算。

1 本条规定了接触电势和跨步电势的允许值，并明确要求接地装置的布置，应尽量降低接触电势和跨步电势。

根据对发电厂、变电所、工厂、港口等 100 多处调查的结果，在有效接地系统中，还没有发现由于接触电势和跨步电势使人触电伤亡的事故。但在但在非有效接地系统中，由于接触电势和跨步电势而引起的触电事故发生过多次。在水田中的接地装置附近，除发生过人身触电或不能在接地装置附近插秧外，还有电死牲畜的情况。

2 人体所能耐受的接触电势和跨步电势的允许值，与人体的电阻值、通过人体的电流值及持续时间的长短、地面电阻率的高低、电流流经人体的途经等有关。根据我国对人体电阻的实测结果和国外对人身触电事故的分析以及对动物进行的试验，并经总结我国变电所、配电变压器等运行经验，本条规定，在有效接地系统中，接触电位差和跨步电位差不应超过本条第 1、2 款公式的允许值。

在有效接地系统中，电气设备都装有接地保护装置，且保护装置的整定动作时间，小于 1s，因而人体耐受的电流允许值将随时间的减少而升高。

在非有效接地系统中，当发生单相接地故障时，通过接地体的接地电流值虽然较小，但一般不是立即切除故障，持续时间较长，故接触电位差、跨步电位差允许值有所降低，其值可按本条第 2 款公式计算。

为避免触电伤亡事故，对接触电位差、跨步电位差的允许值各个国家有不同的规定。例如：瑞士接触电压规定为 50V；英国规定为 55V；法国和德国规定为 65V。本条公式是基于 50V 的安全电压，并考虑地表层接触电阻的作用而列出的。

3 在水田中的接地装置附近，有由于跨步电势或接触电势使人或耕牛触电的情况。例如云南某地水田中，曾发生接地装置附近在 10V 跨步电压作用下，人感到麻手以及点倒耕牛的情况。又如华东某

地，曾发生配电变压器中性线附近不能插秧（走近时麻电）和电死耕牛事故。事故后实测接地电阻合格（其中一次为 2.6Ω ），跨步电压为 $12V$ ，另一次为 $14V$ 。另外，在临时拉线附近曾发生耕牛触电事故，其实测 $110kV$ 线路，其中有 $12km$ 与相距 $15.5m$ 的 $220kV$ 线路平行，施工中曾利用拉线作 $110kV$ 的临时接地。由于电磁感应作用，拉线接地附近水田中产生 20 多 V 的跨步电压，因而把耕牛电死。根据测量结果，拉线接地电阻 2.8Ω ，流过拉线的接地电流 $8.3A$ 。因此，在水田中，耕牛的跨步电压接近 $10V$ 时，也是不安全的。当牲畜前后脚之间跨距为 $1.4m$ 时，跨步电位差的允许值不宜大于 $8V$ 。

我国矿山井下电力装置的多年运行经验表明，接触电位差允许值为 $40V$ 。也就是约为一般场所允许值的 80% ，比水田中允许值高。

17.1.5 设计接地装置时，应考虑土壤干燥或冻结等季节变化的影响，接地电阻在四季中均应符合本规程的要求，但雷电保护接地的接地电阻，可只考虑在雷季中土壤干燥状态的影响。接地装置的接地电阻可按 DL/T621 中附录 A 计算。

本条规定，凡保护接地和工作接地，一年四季均应保证接地电阻值符合要求，因而应考虑土壤干燥和冻结状态的影响。对于防雷接地，则只考虑雷季中土壤的干燥状态的影响。

17.1.6 交流电气设备的接地装置，应利用直接埋入地中或水中的自然接地体，并设置将自然接地体和人工接地体分开的测量井。变电所除利用自然接地体外，还应敷设人工接地体。

爆炸危险场所电气设备的接地装置，按专用规定执行。

1 目前已广泛应有建筑物金属结构及满足热稳定要求的混凝土结构内部的非预应力钢筋作交流电气装置的接地线，能够保证设备的运行可靠性。

2 爆炸危险场所电气设备的接地要求，在《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB50058-92 中作了专门规定如下：

1) 第 3.4.7 条 爆炸性粉尘环境接地设计应符合下列要求。

一、按有关电力设备接地设计技术规程，不需要接地的下列部分，在爆炸性粉尘环境内，仍应进行接地：

a. 在不良导电地面处，交流额定电压为 $380V$ 及以下和直流额定电压 $440V$ 及以下的电气设备正常不带电的金属外壳；

b. 在干燥环境，交流额定电压为 $127V$ 及以下，直流额定电压为 $110V$ 及以下的电气设备正常不带电的金属外壳；

c. 安装在已接地的金属结构上的电气设备。

二、爆炸性粉尘环境内电气设备的金属外壳应可靠接地。爆炸性粉尘环境 10 区内的所有电气设备，应采用专门的接地线，该接地线若与相线敷设在同一保护管内时，应具有与相线相等的绝缘。电缆的金属外皮及金属管线等只作为辅助接地线。爆炸性粉尘环境 11 区内的所有电气设备，可利用有可靠电气连接的金属管线或金属构件作为接地线，但不得利用输送爆炸危险物质的管道。

三、为了提高接地的可靠性，接地干线宜在爆炸危险区域不同方向且不少于两处与接地体连接。

四、电气设备的接地装置与防止直接雷击的独立避雷针的接地装置应分开设置，与装在建筑物上防止直接雷击的避雷针的接地装置可合并设置；与防雷电感应的接地装置亦可合并设置。接地电阻值应取其中最低值。

17.2 A 类电气装置保护接地的范围和接地电阻

17.2.1 电气装置和设施的下列金属部分，均应接地：

- a) 电机、变压器和高压电器等的底座和外壳；
- b) 电气设备的传动装置；
- c) 屋内外配电装置的金属架构和钢筋混凝土架构以及靠近带电部分的金属围栏和金属门；
- d) 配电、控制、保护用的屏（柜、箱）及操纵台等的金属框架和底座；
- e) 交直流电力电缆的接头盒、终端头和膨胀器的金属外壳和可触及的电缆金属护层和穿线的钢管。穿线的钢管之间或钢管和电器设备之间有金属软管过渡的，应保证金属软管段接地畅通；
- f) 电缆桥架、支架和井架；
- g) 装有避雷线的架空线路杆塔；
- h) 装在配电线路杆上的电力设备；

i) 在非沥青地面的居民区内，不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统中无避雷线的架空电力线路的金属杆塔和钢筋混凝土杆塔；

j) 承载电气设备的构架和金属外壳；

k) 发电机中性点柜外壳、发电机出线柜、封闭母线的外壳及其他裸露的金属部分；

l) 气体绝缘全封闭组合电器（GIS）的外壳接地端子和箱式变电站的金属箱体；

m) 电热设备的金属外壳；

n) 铠装控制电缆的金属护层；

o) 互感器的二次绕组。

本条规定了哪些 A 类电气装置应接地。

1 第 e) 款增加了“穿线的钢管之间或钢管和电器设备之间有金属软管过渡的，应保证金属软管段接地畅通”。近年来对施工工艺质量要求的提高，采用金属软管作为电缆保护管的过渡连接较多，金属软管本身不允许作为接地连接用，特提出了“应保证金属软管段接地畅通”，即必须采用其他方式作为接地连接。要求使用软管接头和金属软管封闭电缆应接地，可以保证工艺美观和电缆安全；为保证穿线的钢管和金属软管全线良好接地，需要金属软管段两端的软管接头之间保证良好的电气连接。

2 第 j) 款，包含了所有承载电气设备的支架、构架、构件等。

3 第 n) 款，对控制电缆金属外皮应接地，是根据运行经验而作的规定，防止在运行中发生金属外皮穿孔。

4 第 o) 款，当二次绕组在二次回路中被使用时，回路接线中会有接地点，当二次绕组在二次回路中被作为备用时，可能就被忽视，但是只要互感器一次侧投运，无论二次绕组是否被使用，从安全而言都必须接地，这应引起重视。

17.2.2 电气设备和电力生产设施的下列金属部分可不接地：

a) 在木质、沥青等不良导电地面的干燥房间内，交流标称电压 380V 及以下、直流标称电压 220V 及以下的电气设备外壳，但当维护人员可能同时触及电气设备外壳和接地对象时除外；

b) 安装在配电屏、控制屏和配电装置上的测量仪表、继电器和其它低压电器等的外壳，以及当发生绝缘损坏时和支持物上不会引起危险电压的绝缘子金属底座等；

c) 安装在已接地的金属架构上的设备（应保证电气接触良好），如套管等；

d) 标称电压 220V 及以下的蓄电池室内支架。

本条规定了哪些设备不需接地。人体所能耐受的安全电压值与触电时所处条件关系较大，例如，人体皮肤处于干燥、洁净和无损伤的状态下，人体电阻值可达 40000~100000Ω，而皮肤有伤口或处于潮湿状态和脏污时，则人体电阻可降低到 1000Ω 左右。此外人体所能耐受的安全电压还与地面材料及干湿情况有密切关系。因此，在不同触电条件下人体的电阻大不相同。根据运行经验，本条规定，在不良导电地面（木制的、沥青的等）干燥房间内，交流额定电压 380V 及以下、直流额定电压 440V 及以下，以及在干燥场所、交流额定电压 127V 及以下的电气装置不需接地。直流系统一般中性线都是不接地的，人虽误触 110V 电压，也没有什么危险，也不需接地。

17.2.3 有效接地和低电阻接地系统中的变电所电气装置保护接地的接地电阻，应符合下列要求：

a) 一般情况下，接地装置的接地电阻应符合下式要求。

$$R \leq \frac{2000}{I}$$

式中：

R —— 考虑到季节变化的最大接地电阻，Ω。

I —— 计算用的流经接地装置的入地短路电流，A。

上式中计算流经接地装置的入地短路电流，采用在接地装置内、外短路时，经接地装置流入地中的最大短路电流对称分量最大值，该电流应按 5~10 年发展后的系统最大运行方式确定，并考虑系统中各接地中性点间的短路电流分配，以及避雷线中分走的接地短路电流。

b) 当接地装置的接地电阻不符合上式要求时，可通过技术经济比较增大接地电阻，但不得大于 5 Ω，且应符合 17.4.2 条的要求。

过去对于有效接地系统的电力设备的接地装置，只规定接地电阻一般不大于 0.5Ω，未计入接地短路电流的大小，是不正确的。按此要求，对于土壤电阻率较高，接地短路电流较小的地区，电气设备的接地装置将造成不必要的钢材浪费；而对于接地短路电流较大的地区，可能因故障时接地网电位

较高,对人身和电气设备都不够安全。

根据国内外经验,以及科学实验,本条规定了接地电阻 $R \leq \frac{2000}{I}$,即在一般情况下,当接地短

路电流经接地装置流入大地时,接地网的电位升高不超过 2000V。也就是流经接地装置的电流小于 4000A 时,接地电阻比过去的规定 0.5Ω 可相应加大,这样就可节约钢材。

但接地故障时接地网电位升高的数值为 $I \cdot R$ 。因此在设计 $I > 4000A$ 的接地装置时,首先应采取各种措施尽力降低 R 值,以降低接地网的电位。若降低 R 值有困难时,则应特别注意均压措施与防止高电位引外及地电位引内的措施,以保证人身安全与设备安全。

17.2.4 不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统中变电所电气装置保护接地的接地电阻应符合下列要求:

a) 高压与变电所电力生产用低压电气装置共享的接地装置,应符合下式要求。

$$R \leq \frac{120}{I}$$

但应不大于 4Ω 。

b) 高压电气装置的接地装置,应符合下式要求:

$$R \leq \frac{250}{I}$$

式中:

R —— 考虑到季节变化的最大接地电阻, Ω 。

I —— 计算用的接地故障电流, A。

但不应大于 10Ω 。

注:变电所的接地电阻值,可包括引进线路的避雷线接地装置的散流作用。

c) 消弧线圈接地系统中,计算用的接地故障电流应采用下列数值:

对于装有消弧线圈的发电厂、变电所电气装置的接地装置,计算电流等于接在同一接地装置中同一系统各消弧线圈额定电流总和的 1.25 倍。

对于不装消弧线圈的变电所电气装置的接地装置,计算电流等于系统中断开最大一台消弧线圈或系统中最长线路被切除时的最大可能残余电流值。

d) 在高土壤电阻率地区的接地电阻不应大于 30Ω ,且应符合 17.1.4 的要求。

本条规定了不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统接地电阻的计算公式和最高接地电阻值 10Ω 。

项规定,经过运行证明是安全的。接地电阻的计算公式 $R \leq \frac{120}{I}$,它是由电流 30A、接地电

阻 4Ω 的关系验证了的。

本条又规定了,中性点经消弧线圈接地的电力网中,计算接地电阻时计算用接地故障电流的取法。一是按所有消弧线圈满载影响并考虑 25% 的裕度。二是按最不利的补偿情况下的最大残余电流选取,一般情况下不得小于 30A。

17.2.5 变电所电气装置雷电保护接地的接地电阻:

a) 独立避雷针(含悬挂独立避雷线的架构)的接地电阻。在土壤电阻率不大于 $500\Omega \cdot m$ 的地区不应大于 10Ω ;在高土壤电阻率接地电阻地区接地电阻应符合 DL/T620 的要求。

b) 变压器门型构上避雷针、线的应符合 DL/T620 的要求。

独立避雷针接地电阻为 10Ω 的,是我国几十年来运行经验而作的规定。

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T620—1997 第 7 章对高土壤电阻率接地电阻地区的接地装置和接地电阻都作了明确规定(见本规程第 14.7.5~14.7.8 条)。

17.2.6 架空输电线路的接地电阻,应符合下列要求。

17.2.6.1 架空线路杆塔保护接地的接地电阻不宜大于 30Ω 。

17.2.6.2 有避雷线的线路,每基杆塔不连避雷线的工频接地电阻,在雷季干燥时,不宜超过表 53 所列数值。

对土壤电阻率大于 $2000\Omega \cdot m$ 地区,除采用加长接地体降低接地电阻外,也可采取其它措施如降助剂等。线路经过居民密集地区时,应适当降低接地装置的跨步电势。

表 53 有避雷线的线路杆塔工频接地电阻

土壤电阻率 (Ω·m)	工频接地电阻 (Ω)	土壤电阻率 (Ω·m)	工频接地电阻 (Ω)
≤100	10	> 1000 ~ 2000	25
> 100 ~ 500	15	> 2000	30 ^a
> 500 ~ 1000	20		
a: 如土壤电阻率超过 2000 Ω·m, 接地电阻很难降到 30 Ω, 可采用 6~8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体, 其接地电阻不限制			

17.2.7 架空配电线路的接地电阻

17.2.7.1 中性点非有效接地系统配电线路, 应符合下列要求:

- a) 无避雷线的 10kV 杆塔, 接地电阻不宜超过 30 Ω。
- b) 有避雷线的 10kV 杆塔, 接地电阻不宜大于表 53 所列数值。

17.2.7.2 低电阻接地方式的配电线路, 其接地电阻应符合 DL/T621 的有关规定。

低电阻接地方式配电线路杆塔接地电阻允许值, 在现行的规范中, 没有专门规定。因此, 本条只作了原则要求。

在低电阻接地方式的配电线路中, 降低接地电阻的目的是考虑接触电势、跨步电势应能满足规定的要求。在 DL/T621 中, 对接触电势、跨步电势的计算方法都有规定, 应按照规范的规定, 进行计算后确定接地电阻值。

17.2.8 配电电气装置的接地电阻。

17.2.8.1 工作于不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统、向建筑物电气装置 (B 类电气装置) 供电的配电装置, 其保护接地的接地电阻, 应符合下列要求:

- a) 与 B 类电气装置系统电源接地点共享的接地装置。
- i) 配电变压器安装在由其供电的建筑物外时, 应符合下式要求。

$$R \leq \frac{50}{I}$$

式中:

R —— 考虑到季节变化接地装置最大接地电阻, Ω。
 I —— 计算用的单相接地故障电流; 消弧线圈接地系统为故障点残余电流。

但不应大于 4 Ω。

- ii) 配电变压器安装在由其供电的建筑物内时, 不宜大于 4 Ω。
- b) 非共享的接地装置, 应符合第 17.2.4 条第 b) 款的要求, 但不宜大于 10 Ω。

本条规定了工作于不接地、消弧线圈接地配电装置的接地电阻 $R \leq 50/I$, 即在一般情况下, 当接地短路电流经接地装置流入大地时, 接地网的电位升高不超过 50V 的安全电压确定的。

17.2.8.2 低电阻接地系统的配电电气装置, 其保护接地的接地电阻应符合 17.2.3 中 a) 款公式的要求。

本条规定了低电阻接地系统的配电电气装置接地电阻原则要求。

17.2.8.3 保护配电变压器的避雷器其接地应与变压器保护接地共享接地装置。

17.2.8.4 保护配电柱上断路器、负荷开关和电容器组等的避雷器的接地线应与设备外壳相连, 接地装置的接地电阻不应大于 10 Ω。

17.3 B 类电气装置的接地装置和接地电阻

17.3.1 向 B 类电气装置供电的配电变压器安装在该建筑物外时, 低压系统电源接地点的接地电阻应符合下列要求:

- a) 配电变压器高压侧工作于不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统, 当该变压器的保护接地接地装置的接地电阻符合第 17.2.8.1 条 a) — i) 公式要求且不超过 4 Ω 时, 低压系统电源接地点可与该变压器保护接地共享接地装置。
- b) 当建筑物内未作总等电位联接, 且建筑物距低压系统电源接地点的距离超过 50m 时, 低压电缆和架空线路在引入建筑物处, 保护线 (PE) 或保护中性线 (PEN) 应重复接地, 接地电阻不宜超过 10 Ω。
- c) 向低压系统供电的配电变压器的高压侧工作于低电阻接地系统时, 低压系统不得与电源配电变压器的保护接地共享接地装置, 低压系统电源接地点应在该配电变压器适当的地点设置专用接地装置,

其接地电阻不宜超过 $4\ \Omega$ 。

本条规定了，对向 B 类电气装置供电的配电变压器安装在该建筑物外时，按其配电变压器高压侧工作于不同接地方式时，其接地装置和接地电阻的要求。

1 向 B 类电气装置供电的配电变压器安装在该建筑物外，一是指户外式变电所；二是指向建筑物供电独立式的全户内变电所。

2 现在建设的建筑物（公共建筑、多层和高层建筑）在建筑物内都设有总等电位联结。本条又规定了，对有些建筑物（厂房、单层建筑等）没有能够实施总等电位联结时接地装置和接地电阻的要求。

3 对低电阻接地系统，低压系统电源接地点不得与变压器保护接地共享接地装置的目的，是防止高压发生接地故障时电位的升高而造成对低压系统安全的威胁。

17.3.2 向 B 类电气装置供电的配电变压器安装在该建筑物内时，低压系统电源接地点的接地电阻应符合下列要求：

a) 配电变压器高压侧工作于不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统，当该变压器的保护接地接地装置的接地电阻符合第 17.2.8.1 条要求时，低压系统电源接地点可与该变压器保护接地共享接地装置。

b) 配电变压器高压侧工作于低电阻接地系统，当该变压器的保护接地接地装置的接地电阻符合第 17.2.3 条第 a) 款公式要求，且建筑物内采用（含建筑物钢筋）总等电位联结时，低压系统电源接地点可与该变压器保护接地共享接地装置。

本条规定了，对向 B 类电气装置供电的配电变压器安装在该建筑物内时，按其配电变压器高压侧工作于不同接地方式时，其接地装置和接地电阻的要求。

总等电位联结的作用：以降低建筑物内间接接触电势和不同金属物体间的电位差；避免自建筑物外经电气线路和金属管道引入故障电压的危害；减少保护电器不可靠带来的危险和有利于避免外界电磁场引起的干扰、改善装置的电磁兼容性。因此，本条 b) 款规定了高压侧工作于低电阻接地系统时，建筑物内采用总等电位联结时，低压系统电源接地点可与该变压器保护接地共享接地装置。

17.3.3 低压系统由单独的低压电源供电时，其电源接地点接地装置的接地电阻不宜超过 $4\ \Omega$ 。

本条规定的低压系统接地电阻值的规定，经过运行实践，证明是安全可靠的。

17.3.4 TT 系统中当系统接地点和电气装置外露导电部分已进行总等电位联结时，电气装置外露导电部分不另设接地装置。否则，电气装置外露导电部分应设保护接地的接地装置，其接地电阻应符合下式要求。

$$R \leq \frac{50}{I_a}$$

式中：

R —— 考虑到季节变化接地装置的最大接地电阻， Ω 。

I_a —— 保证保护电器切断故障回路的动作电流，A。

17.4 变电所电气装置的接地装置

17.4.1 变电所电气装置的接地装置，除利用自然接地体外，应敷设以水平接地体为主的人工接地网。

人工接地网的外缘应闭合，外缘各角应做成圆弧形，圆弧的半径不宜小于均压带间距的一半。接地网内应敷设水平均压带。接地网的埋设深度不宜小于 0.6m 。

接地网均压带可采用等间距或不等间距布置。

35kV 及以上变电所接地网边缘经常有人出入的走道处，应铺设砾石、沥青路面或在地下装设两条与接地网相连的均压带。

对于 $6\text{kV}\sim 20\text{kV}$ 变电所、配电所，当采用建筑物的基础作接地体并实施总等电位联结，且接地电阻又满足规定值时，可不另设人工接地。

本条规定了变电所接地装置的基本要求。

1 规定了除利用自然接地体外，应设置人工接地网。

2 规定人工接地网的外缘应闭合，并在其中装设若干均压带，是为了降低变电所内的接触电势和跨步电势，确保人身安全。在面积较大的水平接地网中（ $100\times 100\text{m}^2$ ），增加一些 2.5m 长的垂直接地极，对降低接地电阻的效果是不大的，因此本条规定了以水平敷设的人工接地网为主。但垂直接地体对降低接触电势和跨步电势还是有一定作用的，并有便于施工的优点，在设计时可因地制宜加以采用。对高土壤电阻率地区，可根据具体条件采用引外接地或井式接地、深钻式接地等方式，以有效地降低人工接地网的接地电阻值。实践证明，对大面积接地网来讲，垂直接地体的作用不大，降低接地电阻

主要靠大面积水平接地体。理论和模拟试验证明,在中型变电所接地网($30 \times 30 \sim 100 \times 100 \text{m}^2$)中,有无垂直接地体,其接地电阻值仅相差 2.8%~8%,尽管垂直接地体的作用甚小而耗钢量却与水平接地体大体相当。所以本条规定敷设以水平接地体为主的人工接地网。它既有均匀电压减少接触电势、跨步电势的作用,又有散流作用。而垂直接地体,仅在避雷针、避雷线,避雷器附近作加强集中接地散泄雷电流自用。

规定 35kV 及以上变电所接地网,除了满足接地电阻值的要求外,考虑到接地网的边、角外部电位梯度较高,还应做到接地网边部的接地体连成闭合形,并在边、角处做成圆弧形。这样均压效果较好。

走道处铺设沥青路面或砾石地面也能降低接触电压和跨步电压。这是成功的经验。

17.4.2 在有效接地和低电阻接地系统中,发电厂、变电所电气装置的接地装置,当接地电阻不符合 17.2.3 中 a) 款公式的要求时,其人工接地网及有关电气装置还应符合以下要求:

a) 为防止转移电位引起的危害,对可能将接地网的高电位引向变电所外或将低电位引向变电所内设施,应采取隔离措施。例如:对外的通信设备加隔离变压器;向变电所外供电的低压线路采用架空线,其电源中性点不在变电所内接地;通向变电所外的管道采用绝缘段。

b) 考虑短路电流非周期分量的影响,当接地网电位升高时,变电所内的 6kV~20kV 避雷器不应动作或动作后应承受被赋予的能量。

c) 设计接地网时,应验算接触电位差和跨步电位差。

本条规定了变电所电气装置的接地装置,当接地电阻不符合 $R \leq \frac{2000}{I}$ 时对人工接地网及有关接地装置的要求。

第 a 款,是考虑高电位引外和低电位引内的危险。高电位引外会对发电厂、变电所外部(距接地网较远处)的人身和设备安全产生威胁;而低电位引内会对变电所内的人身和设备安全产生威胁。向所外供电的低压线路,其中性点改在所外用电处接地时仍有低电位引内的问题,所以变压器的低压侧应采用架空线(加强绝缘)。

第 b 款,是考虑当发生故障时,接地网的电位升高后有可能使变电所内的配电线路和低压在线的避雷器发生爆炸的问题,需验算此时线对地的电压(包括非周期性分量)是否超过避雷器的工频放电电压,以采取适当的措施。

第 c 款,是防止人身触电伤害,安全的需要。

17.4.3 当人工接地网局部地带的接触电位差、跨步电位差超过规定值,可采取局部增设水平均压带或垂直接地体铺设砾石地面或沥青地面的措施。

当人工接地网的地面上局部地区的接触电势或跨步电势不符合安全要求,因地形、地质条件的限制扩大接地网的面积有困难,全面增设均压带又不经济时,可按本条的规定处理。

局部增设水平均压带或垂直接地体是直接降低大地表面电位梯度的办法。

铺设砾石地面或沥青地面的措施,是用提高表面电阻率的方法,以降低人身承受的电压,而此时接地网上的电位梯度并不改变。但所使用年限较久时,若地面的砾石层充满泥土或沥青路面破裂时,则不安全。

17.5 输电线路杆塔的接地装置

17.5.1 在土壤电阻率 $\rho \leq 100 \Omega \cdot \text{m}$ 的潮湿地区,可利用杆塔的自然接地。变电站进线段应另设雷电保护接地装置。在居民区,当自然接地电阻符合要求时,可不另设人工接地装置。

在土壤电阻率 $\rho \leq 100 \Omega \cdot \text{m}$ 的潮湿地区,钢筋混凝土电杆和铁塔充分利用其自然接地,一般可不另设人工接地(但为保证变电所的运行可靠性,变电所的进线段,当工频电阻不能满足要求时,需补做人工接地)。在无拉线单杆,有时可能其工频电阻超过 10Ω ,但因其冲击系数比人工接地装置小得多,所以耐雷水平仍能满足要求。在居民区,当自然接地电阻符合要求时,亦可不另做人工接地装置。

17.5.2 在土壤电阻率 $100 \Omega \cdot \text{m} < \rho \leq 300 \Omega \cdot \text{m}$ 的地区,除利用杆塔的自然接地,还应增设人工接地装置,接地体埋设深度不宜小于 0.6m。

在土壤电阻率 $100 \Omega \cdot \text{m} < \rho \leq 300 \Omega \cdot \text{m}$ 的地区,钢筋混凝土杆和铁塔亦可利用其自然接地作用,当工频接地电阻超过规定值时再补充人工接地装置。为减少施工工程量,可考虑采用深埋式接地装置,或采用以垂直接地极为主的复合接地装置。

17.5.3 在土壤电阻率 $300 \Omega \cdot \text{m} < \rho \leq 2000 \Omega \cdot \text{m}$ 的地区,可采用水平敷设的接地装置,接地体埋设深度不宜小于 0.5m。

17.5.4 在土壤电阻率 $\rho > 2000 \Omega \cdot \text{m}$ 的地区,可采用(6~8)根总长度不超过 500m 的放射形接地极或连续伸长接地极。接地极埋深深度不宜小于 0.3m。

在土壤电阻率 $\rho > 2000 \Omega \cdot \text{m}$ 的地区,沿放射线衰减较少,放射线末端仍有散流作用。若放射线较短,可能造成正反馈,使杆塔电位升高。所谓放射线总长度是指在一基杆塔中放射线长度的总和。由于地线限制,在地形有利处放射线长度可以较长,而另一些放射线,可以略短于这一长度,但总长度要符合规定的要求。

17.5.5 放射形接地体可采用长短结合的方式,每根的最大长度应符合表 54 的要求。

表 54 放射形接地体每根的最大长度

土壤电阻率 ($\Omega \cdot \text{m}$)	≤ 500	≤ 1000	≤ 2000	≤ 5000
最大长度 (m)	40	60	80	100

放射形接地体可采用长短结合的方式,是考虑长射线对波头长度 $4\mu\text{s}$ 及以上的雷电流较为有效,而多根短射线对波头很短的陡波较为有效。

17.5.6 居民区和水田中的接地装置,宜围绕杆塔基础敷设成闭合环形。

居民区和水田中的接地装置,包括临时接地装置。本条的规定对降低接触电势、跨步电势,减少人畜触电伤亡事故是有好处的,特别在潮湿地区、水田地区。

17.5.7 在高土壤电阻率地区采用放射形接地装置时,当在杆塔基础的放射形接地体每根长度的 1.5 倍范围内有土壤电阻率较低的地带,可部分采用外引接地或其它措施。

本条规定了在高土壤电阻率地区采用放射形接地装置时,由于接地电阻难以达到要求,可以接地极部分采用引外接地型式。引外长度在最大放射线长度的 1.5 倍以内,在地形地质条件多变的山区,可以因地制宜地敷设接地装置。

17.5.8 接地线与杆塔的连接应接触良好可靠,并应便于打开测量接地电阻。

接地线与杆塔的连接,既要考虑施工又要考虑运行维护,所以应同时考虑接触良好可靠和便于测量接地电阻。

17.5.9 架空线路杆塔的每一脚都应接地,通过多点接地以保证可靠性。

因为在室外,尤其是耕地、水田、山区等易受外力破坏的地方,经常发生接地引下线被破坏等情况,所以要求架空线路杆塔的每一脚都与接地体引下线连接,通过多点接地以保证可靠性。

17.6 避雷针(线、带)的接地装置

17.6.1 独立避雷针及其接地装置与道路或建筑物的出入口处等的距离应大于 3m。当小于 3m 时,应采取均压措施或铺设砾石或沥青地面。

本条的规定,是为了防止在遭受雷击时对人身的伤害,保证人身安全而做出的规定。规定的 3m 距离,是根据跨步电势计算的结果以及试验证明,3m 以内已将电位降低了大部分,3m 以外已为安全。

本条又规定了,如不能符合上述要求,可采取均压措施或铺设砾石或沥青路面。这也是成功的经验。此外,也可将接地极深埋在 1m 以下,以减少跨步电势。

17.6.2 独立避雷针的接地装置与变电所接地网的地中距离不应小于 3m。

本条的规定,是为了防止雷电流在地中向接地网反击。保证了一定的距离,可以防止雷电流反击而造成事故。运行经验证明,避雷针的接地装置在地中与接地网保持 3m 的距离是安全的。

17.7 配电线路杆塔的接地装置

17.7.1 无避雷线的 10kV 配电线路,在居民区的钢筋混凝土电杆宜接地,金属管杆应接地。

本条的规定是防止在居民区的线路断线后搭在横担上,造成人身触电伤亡事故。

17.7.2 中性点有效接地的低压配电线路和 10kV 及以下共杆的电力线路,其钢筋混凝土杆的铁横担或金属杆,应与中性线(N)连接,钢筋混凝土电杆的钢筋宜与中性线(N)连接。

沥青路面上的或有运行经验地区的钢筋混凝土电杆和金属杆,可不另设人工接地装置,钢筋混凝土电杆的钢筋、铁横担和金属杆也可不与中性线(N)连接。

本条的规定也是防止人身触电伤亡事故的发生。

位于沥青路面上的杆塔,因地面绝缘作用,降低了接触电势、跨步电势,所以杆塔可不降低。

17.8 电力电缆终端金属护层的接地

17.8.1 110kV 及以上中性点有效接地系统单芯电缆的电缆终端金属护层，应通过接地刀闸直接与变电所接地装置连接。

本条规定了对 110kV 及以上中性点有效接地系统单芯电缆的电缆终端金属护层的接地要求。

17.8.2 在 110kV 及以上电缆终端站内（电缆与架空线转换处），电缆终端头的金属护层宜通过接地刀闸单独接地，接地电阻不大于 4Ω 。电缆护层的单独接地体与架空避雷线接地体之间，应保持（3~5）m 间距。

17.8.3 安装在架空线杆塔上的 110kV 及以上电缆终端头，两者的接地装置难以分开时，电缆金属护层通过接地刀闸后与架空避雷线合一接地体，接地电阻不大于 4Ω 。

17.8.2、17.8.3 规定了对 110kV 及以上电缆终端站内电缆终端头的金属护层的接地要求。

17.8.4 110kV 以下三芯电缆的电缆终端金属护层应直接与变电所接地装置连接。

本条规定了对 110kV 以下三芯电缆终端金属护层的接地要求。

17.8.5 电力电缆金属层必须直接接地。交流系统中三芯电缆的金属层，应在电缆线路两终端和接头处等部位设施接地。

电力电缆的金属护层直接接地，是保障人身安全所需，也有利于电缆安全运行。

交流系统中三芯电缆的金属层，在两终端等部位以不少于 2 点接地，正常运行时金属层不感生环流。未按规定单芯电缆一般也如此实施接地，是考虑正常运行的单芯电缆金属层感生环流及其损耗发热影响，故另以第 17.8.6 条区分要求。

电力电缆的金属层，为金属屏蔽层、金属套的总称，对于既有金属屏蔽层又有金属套的单芯电缆，金属层的接地是指二者均连通接地。

17.8.6 交流单芯电力电缆线路的金属层上任一点非直接接地处的正常感应电势计算，应符合 GB 50217 中附录 F 的规定。电缆线路的正常感应电势最大值应满足下列规定：

- a) 未采取能有效防止人员任意接触金属层的安全措施时，不得大于 50V。
- b) 除上述情况外，不得大于 300V。

交流单芯电缆金属层正常感应电势（ E_s ）的推荐算法见 GB 50217 附录 F，适合包括并列双回电缆的常用配置方式。

1 50V 是交流系统中人体接触带电设备装置的安全容许限值。它基于 IEC 61936—1 标准中所示人体安全容许电压 50~80V；IEC 61200—413 标准按通过人体不危及生命安全的容许电流 29mA（试验测定值为 30~67mA）和人体电阻 1725 Ω 计，推荐在带电接触时容许电压为 50V。

2 金属正常感应电势容许值（ E_{SM} ）规定为 300V，对于电缆外护层绝缘保护器（简称护层电压限制器）的三相配置接线与参数匹配，有如下考虑：

1) 由于金属层上电气通路远离直接接地点的 E_s 值，较以往可能增大 3 倍，在系统发生短路时该处的工频过电压（ U_{OV} ）相应也将比以往情况增大 3 倍，为使装设于该处的护层电压限制器承受的 U_{OV} 不致过高，可把三相接线由过去的 Y_0 改为 Δ 或 Y 等，从而使作用于护层电压限制器的 U_{OV} ，可降至 Y_0 时的 $\frac{1}{\sqrt{3}}$ 或 $\frac{1}{2}$ 倍或者更低。

2) 护层电压限制器的残压（ U_r ），不得超出电缆外护层冲击过电压作用时的保护水平（ U_L ），其工频耐压（ U_R ）应满足 $U_R \geq U_{OV}$ ，是其参数选择匹配原则。如果因 U_{OV} 比以往显著增大而不再满足该关系式，其方法之一是添加阀片串联数来提高 U_R ，但随着 U_r 会增大，需验核 $U_r \leq U_L$ 是否仍满足。

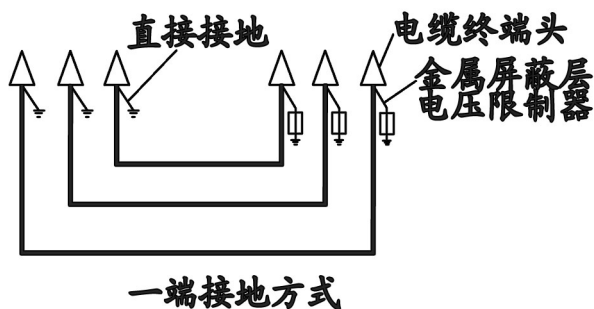
3) 若 1)、2) 尚不足以适应，可促使开发更佳参数的护层电压限制器，也并不存在克服不了的技术障碍。

3 提升 E_{SM} 的积极意义，是减免单芯电缆线路接头的配置，既降低工程造价和缩短工期，又有利于增强电缆线路系统的可靠性。电压等级越高，其效益越明显。此外，还会促使我国生产厂家增大电缆制造长度，随之更有助于上述积极意义的体现。总之，在我国经济形势持续高涨下，高压、超高压的大截面单芯电缆线路工程建设，将不断发展，提升 E_{SM} 仅每年投资节省费，估计将超过百万元或千万元以上。

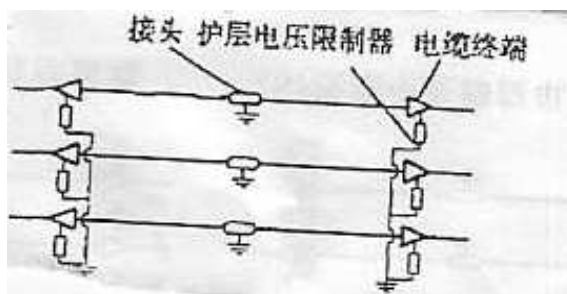
17.8.7 交流系统单芯电力电缆金属层接地方式的选择，应符合下列规定：

- a) 线路不长，且能满足本规程第 17.8.6 条要求时，应采取在线路一端或中央部位单点直接接地（图 26）。
- b) 线路较长，单点直接接地方式无法满足本规程第 17.8.6 条要求时，水底电缆、35kV 及以下电缆或输送容量较小的 35kV 以上电缆，可采取在线路两端直接接地（图 27）。

c) 除上述情况外的长线路，宜划分适当的单元，且在每个单元内按 3 个长度尽可能均等区段，应设置绝缘接头或实施电缆金属层的绝缘分隔，以交叉互联接地（图 28）。



(a) 线路一端单点直接接地



(b) 线路中央部位单点直接接地

图 26 线路一端或中央部位单点直接接地

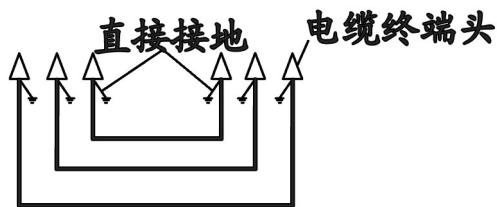
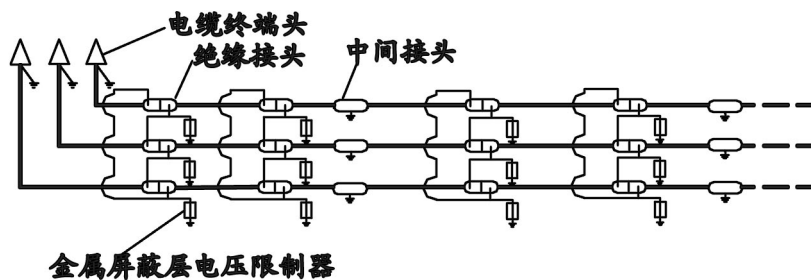


图 27 线路两端直接接地



注：图中护层电压限制器配置示例按 Y_0 接线。

图 28 交叉互联接地

- 1 单点接地方式增添在线路中央部位也可实施，有利于其应用范围扩大。
- 2 电缆金属层实施绝缘分隔以取代绝缘接头，近年在国内外已成功实践。

17.9 接地装置的敷设

17.9.1 接地装置应采用热浸锌钢材，在腐蚀比较严重地区也可采用铜管、铜棒、铜排或复合型钢。水平敷设可采用圆钢、扁钢，垂直敷设的可采用角钢和钢管。

本条规定了，接地装置可选用的各种金属材料。复合型钢是一种新型的接地装置材料，在腐蚀严重的地区采用较多。

17.9.2 人工接地体顶面埋设深度不应小于 0.6m。角钢、钢管、铜棒、铜管等接地体应垂直配置。除接地体外，接地体引出线的垂直部分和接地装置连接（焊接）部位外侧 100mm 范围内应做防腐处理；使用热浸镀锌钢材时，引出线的焊接部分应补刷防腐漆。

一般在地下 0.15m~0.5m 处，是土壤干湿交界的地方，接地导体易受腐蚀，因此规定埋深不应小于 0.6m，并规定了接地网的引出线在通过地表下 0.6m 引至地面外的一段需做防腐处理，以延长寿命。接地体的垂直部分和接地装置连接（焊接）部位也容易受腐蚀，比如热浸镀锌钢材焊接时将破坏热浸镀锌防腐，因此连接（焊接）部位外侧 100mm 范围内应做防腐处理。

17.9.3 为减少相邻接地体的屏蔽作用，垂直接地体的间距不宜小于其长度的两倍。水平接地体的间距应符合设计规定，但不宜小于 5m。

本条主要考虑接地体相互的屏蔽影响而作出距离的规定。

17.9.4 接地体与建筑物的距离不宜小于 1.5m。

本条的规定，是接地体要避开建筑物基础。

17.9.5 接地线应采取防止发生机械损伤和化学腐蚀的措施。在与公路、铁路或管道交叉及其它可能使接地线遭受损伤处，均应用钢管或角钢等加以保护。

接地线在穿过墙壁、楼板和地坪处应加装钢管或其它坚固的保护套。

有化学腐蚀的部位还应采取防腐措施。

本条的规定，是为了防止接地线发生机械损伤和化学腐蚀。经运行经验证明是必要的和可行的。

17.9.6 接地干线应在不同的两点及以上与接地网相连接。自然接地体应在不同的两点及以上与接地干线和接地网相连接。

本条规定的目的是为了确保接地的可靠性。

17.9.7 每个电气装置的接地应以单独的接地线与接地总线或接地干线相连接，严禁在一个接地线中串接几个需要接地的电气装置。重要设备和设备构架应有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线，且每根接地引下线均应符合热稳定及机械强度的要求，连接引线应便于定期进行检查测试。

如接地线串联使用，则当一处接地线断开时，造成了后面串接设备接地点均不接地，所以规定禁止串接。

目前重要设备和设备构架与主接地装置的连接存在的主要问题，一是只有单根连接线，一旦发生问题，设备将会失地运行；二是接地引下线热容量不够，一旦有接地短路故障便会熔断，亦致使设备失地运行，导致恶性事故。因此规定重要设备和设备构架应有两根与主接地装置不同地点连接的接地引下线，且每根接地引下线均应符合热稳定及机械强度的要求。由于接地引下线的重要性，连接引线要明显、直接和可靠，且便于定期进行检查测试和检查，应符合，《交流电气装置的接地》DL/T621 的规定。具体讲，如截面（还应考虑防腐）不够应加大，并应首先加大易发生故障设备的接地引下线截面和条数。

17.9.8 接地体敷设完后的土沟其回填土内不应夹有石块和建筑垃圾等；外取的土壤不得有较强的腐蚀性；在回填土时应分层夯实。室外界地回填土宜有 100mm~300mm 高度的防沉层。在山区石质地段或电阻率较高的土质区段应在土沟中至少先回填 100mm 厚的净土垫层，再敷接地体，然后用净土分层夯实回填。

外取回填土时，不重视质量会造成接地不良，故本条明确规定以引起重视。在回填土时应分层夯实，对室外界地、山区石质地段或电阻率较高的土质区段的回填工艺提出明确要求。接地体敷设前对开挖沟的处理，增强了可操作性和检查的依据。

17.9.9 明敷接地线的安装应符合下列要求：

a) 接地线的安装位置应合理，便于检查，无妨碍设备检修和运行巡视。

b) 接地线的安装应美观，防止因加工方式造成接地线截面减少、强度减弱、容易生锈。

c) 支持件间的距离，在水平直线部分宜为 0.5~1.5m；垂直部分宜为 1.5~3m；转弯部分宜为 0.3~0.5m。

d) 接地线应水平或垂直敷设，亦可与建筑物倾斜结构平行敷设；在直线段上，不应有高低起伏及弯曲现象。

e) 接地线沿建筑物墙壁水平敷设时，离地面距离宜为 250mm~300mm；接地线与建筑物墙壁间的间隙宜为 10mm~15mm。

f) 在接地线跨越建筑物伸缩缝、沉降缝时，应设置补偿器。补偿器可用接地线本身弯成弧状代替。

本条规定了明敷接地线安装的 6 项基本要求。

17.9.10 明敷接地线，在导体的全长度或区间段及每个连接部位附近的表面，应涂以 15mm~100mm 宽度相等的绿色和黄色相间的条纹标识。当使用双色胶带时，应使用双色胶带。中性线宜涂淡蓝色标识。

本条是参照《绝缘导线和裸导体的颜色标志》GB 7947—1997 第 3.2.2 条的规定制定。

《绝缘导线和裸导体的颜色标志》GB 7947—1997 第 3.2.2 条的规定如下：

绿/黄双色只应用于保护导体（IEV 826—04—05）的识别，不用于其他目的。

绿/黄双色是唯一公认的用于保护导体的颜色组合。

作保护导体用的裸导体应采用 15mm~100mm 宽度相等的绿/黄双色条纹在每根导体的全部长度上，或在导体的每个区间、单元上或每个可触及的部位作出标记。如要使用胶带则只能使用双色带。

对于绝缘导体上的绿/黄双色应做到：在每 15mm 长的绝缘导体上，一种颜色覆盖绝缘导体表面不小于 30%，不大于 70%，而另一种颜色覆盖其余表面。

17.9.11 在接地线引向建筑物的入口处和检修用临时接地点处，均应刷白色底漆并标以黑色标识的接地符号。同一接地体不应出现两种不同的标识。

本条的规定，主要是考虑对生产维护检修带来方便。

17.9.12 在断路器室、配电间、母线分段处等需临时接地的地方，应引入接地干线，并应设有供连接临时接地线使用的接线板和螺栓。

本条所述有关场所设立接线板或接地螺栓，为运行维护装设临时接地线提供方便。

17.9.13 当电缆穿过零序电流互感器时，电缆头的接地线应通过零序电流互感器后接地；由电缆头至穿过零序电流互感器的一段电缆金属护层和接地线应对地绝缘。

本条的目的是为了零序保护能正确动作。

17.9.14 需要接地的直流系统的接地装置应符合下列要求：

a) 能与地构成闭合回路且经常流过电流的接地线应沿绝缘垫板敷设，不得与金属管道、建筑物和设备的构件有金属的连接。

b) 在土壤中含有在电解时能产生腐蚀性物质的地方，不宜敷设接地装置，必要时可采取外引式接地装置或改良土壤的措施。

c) 直流电力回路专用的中性线和直流两线制正极的接地体不得与自然接地体有金属连接；当无绝缘隔离装置时，相互间的距离不应小于 1m。

d) 三线制直流回路的中性线宜直接接地。

当直流流经在土壤中的接地体时，由于土壤中发生电解作用，可使接地体的接地电阻增加，同时又可使接地体及附近地下建筑物和金属管道等发生电腐蚀而造成严重的损坏。直流电力回路专用的中性线和直流双线制正极如无绝缘装置，相互间的距离不得小于 1m。

采用外引接地时，外引接地体的中心与配电装置接地网的距离，根据水电厂的试验不宜过大，否则由于引线本身的电阻压降会使外引接地体利用程度大大降低。

注：考虑高压直流输电已自成系统，直流电力网将有专用规范，本条只适用于一般直流系统。

17.9.15 接地装置的人工接地体，导体截面应符合热稳定、均压和机械强度的要求，还应考虑腐蚀的影响，一般不小于表 55、56 所列规格。

表 55 钢接地体的最小规格

种类、规格及单位		地上		地下	
		室内	室外	交流电流回路	直流电流回路
圆钢直径（mm）		6	8	10	12
扁钢	截面（mm ² ）	60	100	100	100
	厚度（mm）	3	4	4	6
角钢厚度（mm）		2	2.5	4	6
钢管管壁厚度（mm）		2.5	2.5	3.5	4.5
注 1： 电力线路杆塔的接地体引出线的截面不应小于 50mm ² ，引出线应热浸锌。					
注 2： 35kV 变（配）电所接地主网及引下线，其截面不得小于 300mm ² 。					

表 56 铜接地体的最小规格

种类、规格及单位	地上	地下
铜棒直径（mm）	4	6

种类、规格及单位	地上	地下
铜排截面 (mm ²)	10	30
铜管管壁厚度 (mm)	2	3
注：裸铜绞线一般不作为小型接地装置的接地体用，当作为接地网的接地体时，截面应满足设计要求		

本条规定了人工接地体，导体截面的基本要求。

我国钢接地体普遍受到了腐蚀，接地体（线）规格偏小，根据导电性能、热稳定、均压和机械强度的要求，还应考虑腐蚀的影响，提出了钢、铜接地体（线）导体截面的最小规格。由于目前尚无统一的国家标准，本条规定的为最小规格，在实际施工中应参照设计或以设计意见为主。

17.9.16 110kV、220kV 变电站接地引下线截面，应符合以下要求：

- a) 110kV 变电站按照 31.5kA 设计，钢材截面选用 60×8mm²。
- b) 220kV 变电站按照 50kA 设计，钢材截面选用 80×8mm²。
- c) 水平接地网截面积按照 DL/T621 的规定，取接地引下线的 75%。腐蚀较严重的变电站应适当加厚接地扁钢厚度或采取其它防腐措施。

本条规定了 110kV、220kV 变电站接地引下线截面的要求。新建、扩建、运行中对接地体热稳定校核中的短路等效持续时间选取：110—220kV 系统取 0.7 秒。为充分考虑电网的规划发展规模，确保新建变电站接地网留有充分裕度，尽量减少投运后的变电站接地网改造工作。

17.10 接地体（线）的连接

17.10.1 接地体（线）的连接应采用焊接，焊接必须牢固无虚焊。接至电气设备上的接地线，应采用热浸锌螺栓连接；有色金属接地线不能采用焊接时，可用螺栓连接、压接、热剂焊（放热焊接）方式连接。用螺栓连接时应设防松螺帽或防松垫片，螺栓连接处的接触面应按 GBJ149 的规定处理。不同材料接地体间的连接应进行处理。

本条对接地体（线）的连接方式作了规定。

接地线的连接应保证接触可靠。接于电机、电器外壳以及可移动的金属构架等上面的接地线应以热浸锌螺栓可靠连接。

17.10.2 接地体（线）的焊接应采用搭接焊，其搭接长度应符合下列规定：

- a) 扁钢为其宽度的 2 倍（且至少 3 个棱边焊接）。
- b) 圆钢为其直径的 6 倍。
- c) 圆钢与扁钢连接时，其长度为圆钢直径的 6 倍。
- d) 扁钢与钢管、扁钢与角钢焊接时，为了连接可靠，除应在其接触部位两侧进行焊接外，并应焊由钢带弯成的弧形（或直角形）卡子或直接由钢带本身弯成弧形（或直角形）与钢管（或角钢）焊接。

本条对接地体（线）搭接焊的搭接长度作了规定，以保证焊接良好。

17.10.3 接地体（线）为铜与铜或铜与钢的连接工艺采用热剂焊（放热焊接）时，其熔接接头应符合下列规定：

- a) 被连接的导体必须完全包在接头里。
- b) 要保证连接部位的金属完全熔化，连接牢固。
- c) 热剂焊（放热焊接）接头的表面应平滑。
- d) 热剂焊（放热焊接）接头应无贯穿性的气孔。

鉴于铜材的使用越来越频繁，铜材的连接方式（热剂焊）的使用也越来越普及。因此，本条规定了对热剂焊（放热焊接）工艺的熔接头的工艺要求。

江苏省电力公司苏电生[2005]1563 号关于印发《江苏省电力公司变电所铜质接地网应用导则》的通知，对铜质接地网的应用作了明确规定如下：

5.1 本导则使用于以下类型的变电所，其中：

500kV 变电所、220kV 枢纽变电所、全户内变电所、紧凑型变电所应采用铜质接地网；土壤腐蚀严重地区的 110kV 及以上变电所宜采用铜质接地网。

5.6 垂直接地极可以使用铜的或镀铜钢接地极。使用镀铜钢的垂直接地极时，外层铜膜的厚度应不小于 0.25mm。垂直接地极长度一般不超过 3m。为保证施工后电极外层铜膜的完整性，铜包钢接地极还应有相应的结构措施。接地电阻较大时，在高电位升的隔离措施或深钻垂直接地极之间选择措施时，应根据实地的地质情况选择垂直接地极的长度并与相关的隔离措施进行技术经济比较。

5.7 铜质接地网水平接地极可以采用铜绞线或铜排，铜材应使用导电性能好耐腐蚀的无氧铜。从施

工的简便性和减少接头的数量的角度，推荐使用铜绞线。组成铜绞线的每根导线的截面应大于 4mm^2 ，并在施工中应采取相应的保护措施，防止造成伤（断）股。

17.10.4 采用钢绞线、铜绞线等作接地线引下时，宜用压接端子与接地体连接。

新增条文。本条引用《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB50169—2006 第 3.4.4 条的规定。

钢绞线、铜绞线用压接端子与接地体连接，目的是为了保证电气接触良好。

17.10.5 利用各种金属构件、金属管道、穿线的钢管等作为接地线时，连接处应保证有可靠的电气连接。

本条的规定，是为了保证电气接触良好。

17.10.6 沿电缆桥架敷设铜绞线、热浸锌扁钢及利用桥架构成电气通路的金属构件，如安装托架用的金属构件作为接地干线时，电缆桥架接地应符合下列规定。

- a) 电缆桥架全长不大于 30m 时，不应少于 2 处与接地干线相连。
- b) 全长大于 30m 时，应每隔 20~30m 增加与接地干线的连接点。
- c) 电缆桥架的起始端和终点端应与接地网可靠连接。

本条规定了电缆桥架接地的做法，目的是为了电气通路导通性完好以及电气接触良好。电缆桥架的接地，在设计文件或桥架制造厂的说明书应有规定。当无规定时，应按本条的规定执行。

17.10.7 金属电缆桥架的接地应符合下列规定：

- a) 电缆桥架连接部位宜采用两端压接镀锡铜鼻子的铜绞线跨接。跨接线最小允许截面不小于 4mm^2 。
- b) 热浸锌电缆桥架间连接板的两端不跨接接地线时，连接板每端应有不少于 2 个防松螺帽或防松垫圈的螺栓固定。

本条规定了金属电缆桥架的接地连接要求，目的是为了保证金属电缆桥架接地系统的电气通路导通性完好以及电气接触良好。

17.10.8 发电厂、变电所气体绝缘全封闭组合电器（GIS）的接地线及其连接应符合以下要求：

- a) GIS 基座上的每一根接地母线，应采用分设其两端的接地线与变电所的接地装置连接。接地线应与 GIS 区域环形接地母线连接。接地母线较长时，其中部与另加接地线，并连接至接地网。
- b) 接地线与 GIS 接地母线应采用螺栓连接方式。
- c) 当 GIS 露天布置或装设在室内与土壤直接接触的地面上时，其接地开关、金属氧化物避雷器的专用接地端子与 GIS 接地母线的连接处，宜装设集中接地装置。
- d) GIS 室内应敷设环形接地母线，室内各种设备需接地的部分应以最短路径与环形接地母线连接。GIS 置于室内楼板上时，其基座下的钢筋混凝土地板中的钢筋应焊接成网，并和环形接地母线连接。

本条对 GIS 设备的接地线及其连接方式作了规定。目的是为了保证 GIS 设备就近以最短的电气距离接地，GIS 重要设备（接地开关、氧化锌避雷器）的接地良好，GIS 接地母线与主接地装置连接良好以及电气接触良好。

17.10.9 避雷针（线）接地线的连接，应符合下列规定：

- a) 避雷针与引下线之间的连接应采用焊接 或热剂焊（放热焊接）。
- b) 避雷针的引下线及接地装置使用的紧固件均应使用热浸锌制品。
- c) 装有避雷针的金属筒体，当其厚度不小于 4mm 时，可作避雷针的引下线。筒体底部应至少有 2 处与接地体对称连接。
- d) 建筑物上的避雷针或防雷金属网应和建筑物顶部的其它金属物体连接成一个整体。

本条规定了避雷针（线）接地线的连接方法。

目前热浸锌制品使用较为普遍，为确保接地装置长期运行可靠，强调了提高材料的防腐能力的要求，均应使用热浸锌制品。至于地脚螺栓，现在还没有统一规格，无热浸锌成品供应，故应采取防腐措施。

4mm 的金属筒体不会被雷电流烧穿，故可以不另设接地线。

第 4 款的规定，是防止静电感应的危害。