

中华人民共和国水利行业标准

SL 561—2012

---

# 水利水电工程导体和电器

## 选择设计规范

Design code for selecting conductor and electrical  
equipment of water resources and  
hydropower projects

2012-07-31 发布

2012-10-31 实施

---

中华人民共和国水利部 发布

# 前 言

根据水利部水利行业标准制修订计划，按照《水利技术标准编写规定》(SL 1—2002)的要求，编制本标准。

本标准共 15 章 26 节 346 条和 4 个附录，主要技术内容有：

- 总则；
- 基本规定；
- 环境条件；
- 裸导体；
- 封闭母线；
- 电力电缆；
- 高压开关设备；
- 电力变压器；
- 电抗器；
- 电流互感器；
- 电压互感器；
- 变频装置；
- 中性点接地设备；
- 过电压保护设备；
- 绝缘子及穿墙套管。

本标准中的强制性条款有：2.0.15。以黑体字标示，必须严格执行。

本标准批准部门：中华人民共和国水利部

本标准主持机构：水利部水利水电规划设计总院

本标准解释单位：水利部水利水电规划设计总院

本标准主编单位：黄河勘测规划设计有限公司

本标准出版、发行单位：中国水利水电出版社

本标准主要起草人：夏富军 郭志 马跃生 王庆明

宋华东 刘晓梅 闫观清 孙国强

本标准审查会议技术负责人：覃利明

本标准体例格式审查人：牟广丞

<http://www.sljzjxx.com>  
水利造价信息网

# 目 次

1	总则	1
2	基本规定	3
3	环境条件	6
4	裸导体	9
4.1	一般规定	9
4.2	软导线	13
4.3	硬导体	13
5	封闭母线	16
5.1	共箱封闭母线	16
5.2	电缆母线	17
5.3	离相封闭母线	18
5.4	气体绝缘金属封闭母线	20
5.5	绝缘母线	23
6	电力电缆	25
7	高压开关设备	30
7.1	高压交流断路器	30
7.2	高压交流发电机断路器	33
7.3	高压负荷开关	35
7.4	高压交流隔离开关和接地开关	36
7.5	高压熔断器	40
7.6	电制动开关	42
7.7	高压真空接触器	43
7.8	限流熔断器组合保护装置	44
7.9	72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备	45
7.10	交流金属封闭开关设备	47
8	电力变压器	50

9	电抗器	53
9.1	限流电抗器	53
9.2	并联电抗器	54
9.3	并联电抗器中性点小电抗器	55
10	电流互感器	58
11	电压互感器	61
12	变频装置	63
13	中性点接地设备	65
13.1	消弧线圈	65
13.2	接地电阻	67
13.3	接地变压器	69
14	过电压保护设备	72
14.1	避雷器	72
14.2	阻容吸收器	77
15	绝缘子及穿墙套管	79
附录 A	高压输变电设备的绝缘水平	82
附录 B	线路和发电厂、变电所污秽分级标准	87
附录 C	常用电力电缆允许持续载流量	89
附录 D	不同敷设条件时电缆允许持续载流量的校正系数	92
	标准用词说明	96
	条文说明	97

# 1 总 则

**1.0.1** 为适应水利水电工程建设发展的需要，规范导体和电器选择设计要求，做到安全、经济、可靠运行，制定本标准。

**1.0.2** 本标准适用于新建、扩建水利水电工程导体和 6~500kV 电器的选择设计。

**1.0.3** 导体和电器选择设计应贯彻国家的技术经济政策，并考虑工程发展规划和分期建设的可能，以达到技术成熟、安全可靠、节约能源、保护环境、经济合理的要求。

**1.0.4** 设计中应积极慎重地采用通过试验并经过工业试运行考验的新技术、新工艺、新材料、新设备。

**1.0.5** 本标准的引用标准主要有：

《标准电压》(GB/T 156)

《高压输变电设备的绝缘配合》(GB 311.1)

《优先数和优先数系》(GB/T 321)

《标准电流等级》(GB/T 762)

《电力变压器 第 1 部分：总则》(GB 1094.1)

《电力变压器 第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》(GB 1094.3)

《电力变压器 第 7 部分：油浸式变压器负载导则》(GB 1094.7)

《电力变压器 第 11 部分：干式变压器》(GB 1094.11)

《高压交流隔离开关和接地开关》(GB 1985)

《变压器油》(GB 2536)

《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 6451)

《交流系统用碳化硅阀式避雷器》(GB 7327)

《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》(GB 7674)

《六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则》(GB/T 8905)

《干式电力变压器技术参数和要求》(GB/T 10228)  
《高压开关设备六氟化硫气体密封试验导则》(GB/T 11023)  
《交流无间隙金属氧化物避雷器》(GB 11032)  
《工业六氟化硫》(GB 12022)  
《电能质量 公用电网谐波》(GB/T 14594)  
《高压交流发电机断路器》(GB/T 14824)  
《干式电力变压器负载导则》(GB/T 17211)  
《电力工程电缆设计规范》(GB 50217)  
《并联电容器装置设计规范》(GB 50227)  
《电力设施抗震设计规范》(GB 50260)  
《水利水电工程高压配电装置设计规范》(SL 311)  
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620)  
《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)

**1.0.6** 导体和电器选择设计除应符合本标准规定外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

## 2 基本规定

**2.0.1** 导体和电器选择设计除应满足正常运行、检修、短路、过电压情况下的要求和考虑远景发展外，尚应按当地使用环境条件校核，并应与整个工程的建设标准协调一致。同一个工程中选择的同类导体和电器规格品种不宜太多。

**2.0.2** 选用的电器的额定电压应符合 GB/T 156 标准的有关规定，其额定电压不应低于所在系统的最高运行电压。

**2.0.3** 选用导体的长期允许电流和长期工作制电器的额定电流，不应小于各种运行方式下该回路的最大持续工作电流。额定电流值应符合 GB/T 762 标准的有关规定。

**2.0.4** 导体和电器额定峰值耐受电流、额定短时耐受电流以及开关电器开断电流所用的短路电流，应按系统远景发展规划，最大运行方式下可能流经被选择电器的最大短路电流校验。

**2.0.5** 校验导体和电器用的短路电流宜采用运算曲线法或暂态解析法计算。

**2.0.6** 用最大短路电流校验导体和电器的额定峰值耐受电流和额定短时耐受电流时，应选取被校验导体和电器通过最大短路电流的短路点，选取短路点应遵守下列规定：

1 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。

2 对带电抗器的厂用分支回路，校验母线与母线隔离开关之间隔板前的引线和套管时，短路点应选在电抗器前，校验其他导体和电器时，短路点宜选在电抗器之后。

**2.0.7** 计算分裂导线次档距长度和软导线短路摇摆时，应选取计算导线通过最大短路电流的短路点。

**2.0.8** 用最大短路电流校验开关设备和高压熔断器的开断能力时，短路点应选在被校验开关设备和熔断器出线端子上。



**2.0.9** 仅用熔断器保护的导体和电器可不验算额定短时耐受电流；除用有限流作用的熔断器保护者外，导体和电器的额定峰值耐受电流仍应验算。

用熔断器保护的电压互感器回路，可不验算额定峰值耐受电流和额定短时耐受电流。

**2.0.10** 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）。

**2.0.11** 校验跌落式高压熔断器开断能力和灵敏性时，不对称短路分断电流计算时间应取 0.01s。

**2.0.12** 确定短路电流热效应计算时间时，应遵守下列规定：

1 导体宜采用主保护动作时间加相应断路器开断时间。主保护有死区时，可采用能对该死区起作用的后备保护动作时间，并采用相应处的短路电流值。

2 电器宜采用第一段后备保护动作时间加相应断路器的全开断时间。

**2.0.13** 电器的绝缘水平应按附录 A 所列数值选取。在进行绝缘配合时，应考虑所采用的过电压保护措施后，确定设备上可能的作用电压，并根据设备的绝缘特性及可能影响绝缘特性的因素，从安全运行和技术经济合理性两方面确定设备的绝缘水平。

**2.0.14** 在正常运行和短路时，电器引线的最大作用力应小于电器端子允许的机械荷载。

**2.0.15** 户外配电装置的导体、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 2.0.15 的规定。

表 2.0.15 导体、套管、绝缘子和金具的安全系数

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	2.50	1.67
悬式绝缘子及其金具	5.30	3.30

表 2.0.15 (续)

类 别	荷载长期作用时	荷载短时作用时
软导体	4.00	2.50
硬导体	2.00	1.67
注 1: 悬式绝缘子的安全系数对应于额定机电破坏负荷。 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 1.60 和 1.40。		

**2.0.16** 电压为 110kV 及以上的电器及金具在 1.1 倍最高工作相电压下, 晴天夜晚不应出现可见电晕, 110kV 及以上导体的电晕临界电压应大于导体安装处的最高工作电压。

**2.0.17** 导体无镀层接头接触面的电流密度, 不宜超过表 2.0.17 所列数值。矩形裸导体接头的搭接长度不应小于导体的宽度。

表 2.0.17 无镀层接头接触面的电流密度

工作电流 (A)	$J_{Cu}$ (铜-铜) (A/mm <sup>2</sup> )	$J_{Al}$ (铝-铝) (A/mm <sup>2</sup> )
<200	0.31	$J_{Al}=0.78J_{Cu}$
200~2000	$0.31-1.05(I-200) \times 10^{-4}$	
>2000	0.12	
注: $I$ 为回路工作电流。		

**2.0.18** 过电压保护宜选用金属氧化物避雷器; 对采用 40.5kV 及以下的真空断路器, 宜根据被操作的容性或感性负载, 选用金属氧化物避雷器或阻容吸收器。

## 3 环境条件

**3.0.1** 导体和电器的选择应符合其布置场所的环境条件。当气温、风速、湿度、污秽、海拔、日照、地震和覆冰等环境条件超出导体和电器的正常使用条件时，应提出相应要求或采取相应的防护措施。

**3.0.2** 选择导体和电器使用的环境温度（周围空气温度）宜按表 3.0.2 的规定确定。

**表 3.0.2 选择导体和电器使用的环境温度**

类别	安 装 场 所	环 境 温 度 (°C)	
		最 高	最 低
导体	户 外	最热月平均最高温度	
	户 内	该处通风设计温度	
电器	户 外	年最高温度	年最低温度
	电抗器室、变压器室、母线室（洞）	该处通风设计最高排风温度	
	户内其他位置	该处通风设计温度	
注 1：年最高（或最低）温度为一年中所测得的最高（或最低）温度的多年平均值。 注 2：最热月平均最高温度为最热月每日最高温度的月平均值，取多年平均值。 注 3：选择户内裸导体及其他电器的环境温度，若该处无通风设计温度资料时，可取最热月平均最高温度加 5℃。			

**3.0.3** 对环境温度高于 40℃ 处的电器，其外绝缘在干燥状态下的试验电压应取其额定耐受电压值乘以温度校正因数  $K_t$ 。 $K_t$  可按式 (3.0.3) 计算：

$$K_t = 1 + 0.0033(T - 40) \quad (3.0.3)$$

式中  $T$ ——温度。

**3.0.4** 选择户外导体时，应考虑日照的影响。对于按经济电流密度选择的户外导体，可不校验日照的影响。

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  $0.5\text{m}/\text{s}$ 。

日照对户外电器的影响，应在设备招标中提出要求，由制造部门在产品设计中考虑。

**3.0.5** 选择户外配电装置的导体和电器时采用的最大风速：330kV 及以下电压等级可采用离地 10m 高，30 年一遇 10min 平均最大风速；500kV 电压等级宜采用离地 10m 高，50 年一遇 10min 平均最大风速。最大风速超过  $34\text{m}/\text{s}$  时，户外配电装置布置宜采取相应措施。

**3.0.6** 环境温度低于电气设备及其附属设备（仪表、继电器和控制保护装置）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，应大于安装场所最大覆冰厚度。

**3.0.7** 选择导体和电器在使用环境下的相对湿度，应采用当地湿度最高月份的平均相对湿度。对湿度较高的场所，应采用该处实际相对湿度。在湿热带地区应采用湿热型电器产品，在亚湿热带地区可采用普通电器产品，但应根据当地运行经验采取防潮、防水、防锈、防霉及防虫害等防护措施。

**3.0.8** 为保证空气污秽地区导体和电器的安全运行，在工程设计中应根据污秽情况选用下列措施，线路和发电厂、变电所污秽分级标准见附录 B：

1 增大电瓷外绝缘的有效爬电距离，选用有利于防污的材料或电瓷造型，如采用硅橡胶、大小伞、大倾角、钟罩式等特制绝缘子。

2 采用热缩增爬裙增大电瓷外绝缘的有效爬电距离。

3 采用气体绝缘金属封闭开关设备或户内配电装置。

**3.0.9** 海拔超过 1000m 的地区，应选择适用于该海拔高度的电器、电瓷产品。

对于安装在海拔高于 1000m 处的设备，外绝缘在标准参考

大气条件下的绝缘水平应将使用场所要求的绝缘耐受电压乘以系数  $K_a$  来决定。系数  $K_a$  的取值应符合 GB 311.1 的规定。

**3.0.10** 选择导体和电器时应根据当地的地震烈度和工程设防烈度选用能够满足地震要求的产品。导体和电器的抗震设计应符合 GB 50260 的规定。

<http://www.sizjxx.com>  
水利造价信息网

## 4 裸 导 体

### 4.1 一 般 规 定

4.1.1 裸导体应按下列技术条件进行选择：

- 1 持续工作电流。
- 2 经济电流密度。
- 3 电晕。
- 4 允许电压降。
- 5 额定峰值耐受电流。
- 6 额定短时耐受电流。
- 7 机械强度。
- 8 无线电干扰。

4.1.2 裸导体尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 日照强度。
- 3 最大风速。
- 4 污秽等级。
- 5 海拔。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 3 款。

4.1.3 裸导体宜选用铝、铝合金或铜。对持续工作电流较大或对铝有较强腐蚀的场所宜选铜导体。

4.1.4 普通裸导体的正常最高允许温度应不大于  $70^{\circ}\text{C}$ 。在计及日照等影响时，钢芯铝（合金）绞线、扩径导线、铝包钢绞线（包括钢芯铝包钢绞线）及管形导体宜不大于  $80^{\circ}\text{C}$ ；镀锌钢绞线可采用  $125^{\circ}\text{C}$ 。

特种（耐热）裸导体的最高工作温度可根据制造厂提供的数据选择使用，但应考虑高温导体对连接设备的影响，并采取防护

措施。

**4.1.5** 在按回路持续工作电流选择裸导体截面时，导体的长期允许载流量应按所在地区的海拔及环境温度进行修正。

导体采用多导体结构时，应计及邻近效应和热屏蔽对载流量的影响。

**4.1.6** 较长裸导体的截面宜按经济电流密度选择。

**4.1.7** 110kV 及以上裸导体的电晕临界电压应大于裸导体安装处的最高工作电压。

**1** 单根导线和分裂导线的电晕临界电压可按式 (4.1.7-1) ~ 式 (4.1.7-3) 计算：

$$U_0 = 84m_1m_2K\delta^{\frac{2}{3}} \frac{m r_0}{K_0} \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{r_0\delta}}\right) \lg \frac{a_{ij}}{r_d} \quad (4.1.7-1)$$

$$\delta = \frac{2.895p}{273+t} \times 10^{-3} \quad (4.1.7-2)$$

$$K_0 = 1 + \frac{r_0}{d} 2(n-1) \sin \frac{\pi}{n} \quad (4.1.7-3)$$

单根导线：

$$r_d = r_0$$

双分裂导线：

$$r_d = \sqrt{r_0 d}$$

三分裂导线：

$$r_d = \sqrt[3]{r_0 d^2}$$

四分裂导线：

$$r_d = \sqrt[4]{r_0 \sqrt{2} d^3}$$

式中  $U_0$ ——电晕临界电压（线电压有效值），kV；

$m_1$ ——导线表面粗糙系数，宜取 0.9；

$m_2$ ——天气系数，晴天取 1.0，雨天取 0.85；

$K$ ——三相导线水平排列时，考虑中间导线电容比平均电容大的不均匀系数，宜取 0.96；

$K_0$ ——次导线电场强度附加影响系数；

$n$ ——分裂导线根数，对单根导线  $n=1$ ；

$r_0$ ——导线半径，cm；

- $r_d$ ——分裂导线等效半径，cm；
- $a_{ij}$ ——导线相间几何均距，三相导线水平排列时  $a_{ij} = 1.26a$ （其中， $a$  为相间距离，cm）；
- $\delta$ ——相对空气密度；
- $p$ ——大气压力，Pa；
- $t$ ——空气温度， $^{\circ}\text{C}$ ， $t = 25 - 0.005H$ （其中  $H$  为海拔，m）；
- $d$ ——分裂间距，cm。

2 海拔不超过 1000m 的地区，在常用相间距离情况下，如裸导体外径不小于表 4.1.7-1 和表 4.1.7-2 所列数值时，可不进行电晕校验。

表 4.1.7-1 高压配电装置可不进行电晕校验的最小裸导体外径

标称电压 (kV)		110	220	330	500
软导线	分裂数 (根)	1	1	2 (1)	3 (2)
	外径 (mm)	11.4	25.2	23.7 (51)	30 (51)
管型导体外径 (mm)		20	30	40	60
注：软导线项，括号外数值对应于钢芯铝绞线；括号内数值对应于铝钢扩径空芯导线。					

表 4.1.7-2 进出线段可不进行电晕校验的最小导线外径

标称电压 (kV)		110		220		330			550		
软导线	分裂数 (根)	1	1	1	1	2	3	2	3	4	
	外径 (mm)	9.60	21.60	33.60	21.60	17.10	36.24	26.82	21.60		
注：软导线系指钢芯铝绞线。											

4.1.8 验算额定短时耐受电流时，裸导体的最高允许温度，对硬铝、铝镁（锰）合金、钢芯铝绞线及钢芯铝合金绞线可取  $200^{\circ}\text{C}$ ；硬铜与铝包钢绞线（包括钢芯铝包钢绞线）可取  $300^{\circ}\text{C}$ ；镀锌钢绞线可取  $400^{\circ}\text{C}$ 。短路前的导体温度应采用额定负荷下的



工作温度。

裸导体的额定短时耐受电流可用式 (4.1.8-1)、式 (4.1.8-2) 验算：

$$S \geq \frac{\sqrt{Q_d}}{C} \quad (4.1.8-1)$$

$$C = \sqrt{K \ln \frac{\tau + t_2}{\tau + t_1}} \times 10^{-4} \quad (4.1.8-2)$$

式中  $S$ ——裸导体的载流截面， $\text{mm}^2$ ；

$Q_d$ ——短路电流的热效应， $\text{A}^2 \cdot \text{s}$ ；

$C$ ——额定短时耐受电流系数；

$K$ ——常数， $\text{W} \cdot \text{s} / (\Omega \cdot \text{cm}^4)$ ，铜为  $522 \times 10^6$ ，铝为  $222 \times 10^6$ ；

$\tau$ ——常数， $^{\circ}\text{C}$ ，铜为 235，铝为 245；

$t_1$ ——导体短路前的发热温度， $^{\circ}\text{C}$ ；

$t_2$ ——短路时导体最高允许温度， $^{\circ}\text{C}$ 。

在不同的工作温度下，裸导体载流部分选用硬铝、铝镁（锰）合金或硬铜时  $C$  值可取表 4.1.8 所列数值。

表 4.1.8 不同工作温度、不同材料下  $C$  值

工作温度 ( $^{\circ}\text{C}$ )	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105
硬铝及铝镁 (锰) 合金	95	93	91	89	87	85	83	81	79	77	75	73
硬铜	181	179	176	174	171	169	166	164	161	159	157	155

4.1.9 裸导体与裸导体、裸导体与电器的连接处，应有可靠的连接接头。

硬导体间的连接宜采用焊接，需要断开的接头及裸导体与电器端子的连接处，应采用螺栓连接。

不同金属的螺栓连接接头，在户外或特殊潮湿的户内，应有特殊的结构措施和适当的防腐蚀措施。

## 4.2 软 导 线

**4.2.1** 软导线可选用钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线、扩径导线及特种耐热合金线，特殊情况下亦可选用钢芯铝包钢绞线或铝包钢绞线。软导线的分裂型式与根数，应视工程具体情况，经综合分析确定。

**4.2.2** 220kV 及以下双分裂导线的间距可取 100~400mm，330kV 及以上分裂导线的分裂间距可取 200~450mm。

载流量较小的回路，如电压互感器、耦合电容器等回路，可采用较小截面的导线。

在确定分裂导线间隔棒的间距时，应考虑短路动态拉力的大小、时间对支撑物和电器接线端子的影响，避开动态拉力最大值的临界点。对架空导线间隔棒的间距，可取较大的数值，对设备间的连接导线，间距可取较小的数值。

**4.2.3** 架空地线应满足电气和机械使用条件的要求，可选用镀锌钢绞线、光纤复合架空地线（OPGW）、铝包钢绞线（包括钢芯铝包钢绞线）、钢芯铝绞线及钢芯铝合金绞线。

**4.2.4** 在空气中含盐量较大的沿海地区或周围环境对铝或钢有明显腐蚀的场所，宜选用防腐型绞线或铜绞线。

## 4.3 硬 导 体

**4.3.1** 硬导体除满足持续工作电流、机械强度和电晕等要求外，导体形状还应满足下列要求：

- 1 电流分布均匀。
- 2 散热良好。
- 3 安装与检修简单，连接方便。

**4.3.2** 20kV 及以下回路的持续工作电流在 4000A 及以下时，宜选用矩形导体；在 4000~8000A 时，宜选用槽形导体。

20~66kV 配电装置，当需采用硬导体时，可选用矩形导体或管形导体。

110kV 及以上高压配电装置，当需采用硬导体时，宜选用铝合金管形导体。

500kV 高压配电装置的硬导体可采用单根大直径圆管或多根小直径圆管组成的分裂结构。

**4.3.3 验算额定峰值耐受电流时，硬导体的最大应力不应大于表 4.3.3 所列数值。重要回路（如发电机、主变压器回路及配电装置汇流母线等）的硬导体应力计算，还应考虑共振的影响。**

**表 4.3.3 硬导体的最大允许应力** 单位：MPa

项 目	导体材料、牌号及状态							
	铜/硬铜	铝及铝合金						
		1060 H112	IR35 H112	1350 H112	3A21 H18	6063 T6	6061 T6	6R05 T6
最大允许应力	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）。								

**4.3.4 校验槽形导体额定峰值耐受电流时，其片间电动力可按形状系数法进行计算。**

**4.3.5 户外的管形导体荷载组合可采用表 4.3.5 所列条件。**

**表 4.3.5 荷载组合条件**

状态	风 速	自重	引下线重	覆冰重量	短路电动力	地震力
正常时	有冰时的风速	√	√	√		
	最大风速	√	√			
短路时	50%最大风速 且不小 15m/s	√	√		√	
地震时	25%最大风速	√	√			相应震级的地震力
注：√为计算时应采用的荷载条件。						

**4.3.6 户外管形导体的微风振动，可按式（4.3.6）校验：**

$$v_{js} = f \frac{D}{A} \quad (4.3.6)$$

式中  $v_{js}$ ——管形导体产生微风共振的计算风速，m/s；  
 $f$ ——导体各阶固有频率，Hz；  
 $D$ ——铝管外径，m；  
 $A$ ——频率系数，圆管可取 0.214。

当计算风速小于 6m/s 时，可采用下列措施减弱微风振动：

- 在管内加装阻尼线；
- 加装动力消振器；
- 采用长托架。

#### 4.3.7 管型母线选用单管或多管结构应根据具体使用条件确定。

固定方式可采用支持式或悬挂式。当地震烈度为 9 度及以上时，宜用悬挂式。

支持式管型母线在无冰无风正常状态下跨中挠度宜不超过母线跨度的 0.5%；悬挂式管型母线在无冰无风正常状态下的挠度可适当放大。分裂结构铝管母线挠度宜不超过母线跨度的 0.4%。

当采用 500kV 单根大直径铝合金管形导体时，如果挠度不满足上述要求，宜在管形导体内部采用钢丝绳施加预应力结构以减少管形导体的挠度。

当采用单管型母线时应采取措施消除端部效应，对于单管支持式管型母线还应考虑微风振动及热胀冷缩对支持绝缘子产生的内应力影响。

4.3.8 为消除 220kV 及以上管形导体的端部效应，可适当延长导体端部或在端部加装屏蔽电极。

4.3.9 为减少钢构发热，当裸导体工作电流大于 1500A 时，不应使每相导体的支持钢构及导体支持夹板的零件（套管板、双头螺栓、压板、垫板等）构成闭合磁路。对于工作电流大于 4000A 的裸导体的邻近钢构，应采取避免构成闭合磁路或装设短路（屏蔽）环等措施。

4.3.10 导体伸缩接头的总截面不应小于其所连接导体截面的 1.2 倍。

## 5 封闭母线

### 5.1 共箱封闭母线

5.1.1 共箱封闭母线应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 额定绝缘水平。
- 5 额定峰值耐受电流。
- 6 额定短时耐受电流及其额定持续时间。
- 7 绝缘材料耐热等级。
- 8 各部位的允许温度和温升。

5.1.2 共箱封闭母线应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 海拔。
- 3 相对湿度。
- 4 地震烈度。
- 5 最大风速。
- 6 覆冰厚度。
- 7 日照强度。

注：当在户内使用时，可不校验第 5、第 6、第 7 款。

5.1.3 共箱封闭母线适用于电压 35kV 及以下、电流 6300A 及以下的回路。

5.1.4 共箱封闭母线的导体材质宜采用铜或铝，导体型式可采用矩形、槽形和管形导体，当额定电流大于 2500A 时，宜采用铝合金外壳。

5.1.5 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。

**5.1.6** 在确保安全运行的前提下，应根据环境条件采用相应防护等级的产品。

**5.1.7** 共箱封闭母线超过 20m 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伸缩补偿装置。

**5.1.8** 共箱封闭母线的外壳各段间应有可靠的电气连接，外壳宜采用多点接地方式。

**5.1.9** 共箱封闭母线应避免共振。

**5.1.10** 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。

额定电流大于等于 3000A 的导体，其螺栓连接的导电接触面应镀银。

当导体额定电流小于等于 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。

**5.1.11** 共箱封闭母线的外壳段间可采用焊接或可拆连接，并便于检修。

**5.1.12** 共箱封闭母线宜在适当部位设置防结露装置。

## 5.2 电 缆 母 线

**5.2.1** 电缆母线应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 额定绝缘水平。
- 5 额定峰值耐受电流。
- 6 额定短时耐受电流及其额定持续时间。

**5.2.2** 电缆母线应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 海拔。

- 3 相对湿度。
- 4 地震烈度。
- 5 最大风速。
- 6 覆冰厚度。
- 7 日照强度。

注：当在户内使用时，可不校验第 5、第 6、第 7 款。

- 5.2.3 电缆母线宜采用铜芯电缆，芯数宜选用单芯。
- 5.2.4 当电缆母线中每相由多根（或芯）组成时，其每相采用电缆的根数、规格和长度宜相同。
- 5.2.5 电缆母线应按工程需要设置伸缩段、温度补偿段、可调段、换位段。
- 5.2.6 电缆母线中电缆选择应符合 GB 50217 的规定。
- 5.2.7 电缆母线内电缆支架应采用阻燃材料制作。

### 5.3 离相封闭母线

- 5.3.1 离相封闭母线应按下列技术条件选择：
  - 1 额定电压。
  - 2 额定电流。
  - 3 额定频率。
  - 4 额定绝缘水平。
  - 5 额定峰值耐受电流。
  - 6 额定短时耐受电流及其额定持续时间。
  - 7 各部位的允许温度和温升。
  - 8 绝缘材料耐热等级。
  - 9 冷却方式。
- 5.3.2 离相封闭母线应按下列环境条件校验：
  - 1 环境温度。
  - 2 海拔。
  - 3 相对湿度。

- 4 地震烈度。
- 5 最大风速。
- 6 覆冰厚度。
- 7 雨雪影响及日照强度。

注：当在户内使用时，可不校验第 5、第 6、第 7 款。

**5.3.3** 离相封闭母线的导体宜采用铝材。每相导体同一断面上允许用一个或多个绝缘子支撑，支撑应满足绝缘和机械强度的要求。支撑跨距应避开共振区。

**5.3.4** 离相封闭母线外壳宜选用全连式，根据安装条件采用一点或多点通过短路板接地的方式。一点接地时，应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（至少一处）短路板上设置一个可靠的接地点。接地回路应有足够的截面，具有通过短路电流的能力。

**5.3.5** 当离相封闭母线的额定电流小于 28kA 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等于 28kA，经过技术经济比较认为合理时，可采用强迫风冷冷却方式。

**5.3.6** 离相封闭母线外壳的防护等级不宜低于 IP54。

**5.3.7** 在日环境温度变化比较大或湿度较大的场所，离相封闭母线可采用微正压充气、热风保养或闭式循环装置等防潮、防凝露措施。

**5.3.8** 自然冷却式离相封闭母线，应在户内外穿墙处设置密封绝缘套管或采取其他措施，防止外壳中户内外空气对流而产生凝露。

**5.3.9** 当母线通过短路电流时，外壳的感应电压不应超过 24V。

**5.3.10** 自然冷却式离相封闭母线的载流量由热平衡计算确定。对于有较长垂直段的离相封闭母线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应超过 5℃。

**5.3.11** 当离相封闭母线采用垂直布置方式时，应对导体和外壳



支持强度进行力学计算和校验，确定支架、支柱绝缘子、母线、外壳的强度，并应考虑热胀冷缩对固定方式的影响。

**5.3.12** 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不宜小于 300mm，外壳底部距地不宜小于 230mm，边相外壳边缘距墙不宜小于 500mm。当回路中装有断路器时，上述尺寸还应与断路器外形尺寸相协调。

**5.3.13** 离相封闭母线与设备连接应符合下列条件：

1 连接处应采用螺栓连接，螺栓连接的导电接触面应镀银。当导体额定电流小于等于 3000A 时，可采用普通炭素钢紧固件，当导体额定电流大于 3000A 时应采用非磁性材料紧固件。

2 离相封闭母线外壳和设备外壳之间应绝缘并隔振，但离相封闭母线外壳应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。

3 离相封闭母线设备分段后应在分相封闭母线最低处设置排水阀。

**5.3.14** 在封闭母线的适当位置应设置能进入壳内进行检修和维护的检修孔。

**5.3.15** 对于实行状态检修的电厂可选用在线巡回检测温度报警装置，在与设备连接处应设置温度传感器。

**5.3.16** 离相封闭母线应设置三相短路试验装置。

**5.3.17** 离相封闭母线超过 20m 的直线段、不同基础连接段及设备连接处等部位，导体和外壳应设置热胀冷缩或基础沉降的伸缩装置。

## 5.4 气体绝缘金属封闭母线

**5.4.1** 气体绝缘金属封闭母线应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 额定短时耐受电流及其短路持续时间。

- 5 额定峰值耐受电流。
  - 6 额定绝缘水平。
  - 7 绝缘材料耐热等级。
  - 8 各部位的允许温度和温升。
  - 9 绝缘气体密度。
  - 10 年泄漏率。
- 5.4.2** 气体绝缘金属封闭母线应按下列使用环境条件校验：
- 1 环境温度。
  - 2 日温差。
  - 3 最大风速。
  - 4 相对湿度。
  - 5 污秽等级。
  - 6 覆冰厚度。
  - 7 海拔。
  - 8 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 3、第 5、第 6 款。

**5.4.3** 气体绝缘金属封闭母线的导体应采用铝合金或铜，且应满足强度和温升的要求，铝合金材质的导电接触部位应镀银。

**5.4.4** 导体间可采用固定或滑动连接，导电回路的相互连接其结构上应符合下列规定：

- 1 固定连接应有可靠的紧力补偿结构，不应采用螺纹部位导电的结构方式。
- 2 触指插入式结构应保证触指压力均匀。

**5.4.5** 外壳宜采用铝合金板等金属材质，并按压力容器有关标准设计、制造与检验。同时制造厂应考虑防止环境条件造成的外部腐蚀。

**5.4.6** 外壳厚度应在下列短路电流耐受时间内外壳不烧穿：

- 1 电流大于等于 40kA，0.1s。
- 2 电流小于 40kA，0.2s。

- 5.4.7** 外壳和隔板机械强度应符合 GB 7674 的规定。
- 5.4.8** 气体绝缘金属封闭母线的允许温升应符合 GB 7674 的规定。
- 5.4.9** 气体绝缘金属封闭母线外壳的连接宜采用法兰连接或焊接方式。
- 5.4.10** 气体绝缘金属封闭母线应划分成若干隔室，以满足正常运行以及限制故障范围和方便检修。当相邻隔室因漏气或维修作业而使压力下降时，隔板应能确保本隔室的绝缘性能不发生显著的变化。气体绝缘金属封闭母线隔室的划分应考虑下列因素：
- 1** 故障区域的限制并便于故障处理，宜不影响相邻无故障隔室的正常运行。
  - 2** 隔室气体总量，气体回收装置的容量，气体绝缘金属封闭母线安装（分期安装）、试验和维护、检修时间等因素的优化。
  - 3** 与外部设备连接的部位，宜单独分隔。
- 5.4.11** 每个隔室应设置密度监视装置，制造厂应给出补气报警密度值。
- 5.4.12** 若故障引起的压力上升不超过外壳出厂试验的压力值时，可不设压力释放装置。对小气室容积或安装在隧道里的，可考虑安装压力释放装置。
- 5.4.13** 气体绝缘金属封闭母线每个气体隔室允许的相对年泄漏率应符合 GB/T 11023 的规定。单个隔室的最大年泄漏率应不大于 0.5%。
- 5.4.14** 气体绝缘金属封闭母线中的 SF<sub>6</sub> 气体应符合 GB 12022 的规定。
- 5.4.15** 伸缩节结构和位置应满足装配调整要求，并能吸收基础间的相对位移、热胀冷缩和地震时的过度位移的伸缩量。
- 在气体绝缘金属封闭母线和所连接的设备分开的基础之间允许的相对位移（不均匀下沉）应在订货技术协议中明确。
- 5.4.16** 气体绝缘金属封闭母线宜采用多点接地方式。同一相气体绝缘金属封闭母线各节外壳之间宜采用铜或铝母线进行电气连

接，气体绝缘金属封闭母线在两端和中间三相互连后用一根接地线接地。

**5.4.17** 接地回路导体应有足够的截面，具有通过可能的接地短路电流所产生的热和电效应的能力。紧固接地螺栓的直径不应小于12mm，接地点应标示接地符号。

**5.4.18** 在发生短路故障的情况下，外壳的感应电压不应超过24V。

**5.4.19** 当安装地点的环境条件恶劣，如暴露在蒸汽、潮气、烟雾、易燃气体、重污秽中，应对外绝缘和外壳及金属构件的防腐蚀提出特殊的要求。

## 5.5 绝缘母线

**5.5.1** 绝缘母线应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 额定绝缘水平。
- 5 额定峰值耐受电流。
- 6 额定短时耐受电流及持续时间。
- 7 各部位的允许温度和温升。
- 8 绝缘材料耐热等级。

**5.5.2** 绝缘母线应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 海拔。
- 3 相对湿度。
- 4 地震烈度。
- 5 最大风速。
- 6 覆冰厚度。
- 7 日照强度。
- 8 污秽等级。

注：当在户内使用时，可不校验第 5、第 6、第 7、第 8 款。

**5.5.3** 绝缘母线的导体宜采用铜或铝合金管型结构。

**5.5.4** 根据使用条件绝缘母线可选用全绝缘式和半绝缘式结构。安装位置安全净距满足要求时可采用半绝缘式绝缘母线；当安全净距不满足要求时应采用全绝缘式绝缘母线。

**5.5.5** 绝缘母线支架应可靠接地。接地回路应具有通过短路电流的能力。

**5.5.6** 户外安装的绝缘母线支架强度除应校验绝缘母线本体重量、覆冰、大风等条件外，其相间距离、支架间距和支架强度尚应进行额定峰值耐受电流校验。

**5.5.7** 绝缘母线直线段每隔 20m 宜安装一个伸缩节，在有可能发生不均匀沉陷或振动的场所，绝缘母线和电器连接处，应装设伸缩接头或采取防振措施。

**5.5.8** 绝缘母线相间距不宜小于 300mm，边相距墙不宜小于 500mm，与设备连接处应与设备尺寸相协调。

**5.5.9** 绝缘母线在穿越隔墙处或楼板处，应设防火隔板或用防火材料封堵。

## 6 电力电缆

6.0.1 电力电缆应按下列技术条件选择：

- 1 型式。
- 2 额定电压。
- 3 持续工作电流。
- 4 额定频率。
- 5 额定短时耐受电流及持续时间。
- 6 额定绝缘水平。
- 7 电压降。
- 8 系统中性点接地方式。
- 9 金属护层接地方式。
- 10 敷设方式。

6.0.2 电力电缆应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 海拔。
- 3 日照强度。

注：当在户内或地下使用时可不校验第 3 款。

6.0.3 电力电缆的选择应符合 GB 50217 的规定。常用电力电缆允许持续载流量可按附录 C 选择，不同敷设条件时电缆允许持续载流量的校正系数可按附录 D 选取。

6.0.4 35kV 以上高压单芯电缆长期允许载流量宜按制造厂给出的载流量表查出或由制造厂提出计算书，当需要进行校核计算时，可按式 (6.0.4) 计算：

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}} \quad (6.0.4)$$

式中  $I$ ——一根导体中流过的电流，A；

$\Delta\theta$ ——高于环境温度  $a$  的导体温升，K，其中  $a$  为环境温度是在正常状态下周围介质的温度，在敷设或即将敷设电缆的场合下，任何局部热源会有影响，但不考虑由此产生的热量会使电缆周围温度升高；

$R$ ——最高工作温度下导体单位长度的交流电阻， $\Omega/\text{m}$ ；

$W_d$ ——导体绝缘单位长度的介质损耗， $\text{W}/\text{m}$ ；

$n$ ——电缆中导体芯数；

$\lambda_1$ ——电缆金属套损耗相对于该电缆所有导体总损耗的比率；

$\lambda_2$ ——电缆铠装损耗相对于该电缆所有导体总损耗的比率；

$T_1$ ——一根导体和金属套之间单位长度热阻， $\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ ；

$T_2$ ——金属套和铠装衬垫层之间单位长度热阻， $\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ ；

$T_3$ ——电缆外护层单位长度热阻， $\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ ；

$T_4$ ——电缆表面和周围介质之间单位长度热阻， $\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ 。

#### 6.0.5 电力电缆导体宜采用铜材。

#### 6.0.6 交流系统中电力电缆缆芯与绝缘屏蔽或金属套之间额定电压的选择，应符合下列规定：

1 中性点直接接地或经低阻抗接地的系统当接地保护动作不超过 1min 切除故障时，应按 100% 的使用回路工作相电压。

2 除本条 1 款外，其他系统不宜低于 133% 的使用回路工作相电压；在单相接地故障可能持续 8h 以上，或发电机回路等安全性要求较高的情况，宜采取 173% 的使用回路工作相电压。

#### 6.0.7 交联聚乙烯电缆导体持续工作的最高温度为 $90^\circ\text{C}$ ，短路时的最高温度为 $25^\circ\text{C}$ 。电缆截面应按导体持续工作的最高温度和短路时的最高温度不超过允许值的条件选择。

#### 6.0.8 选择短路计算条件，应符合下列规定：

1 计算用系统接线，应采用正常运行方式，且宜按工程建成后 5~10 年发展规划。

2 短路点应选取在通过电缆回路最大短路电流可能发生处。

3 宜按三相短路计算。

4 电缆短路电流作用时间选择，应取保护切除时间与断路器开断时间之和；对电动机等直馈线，应采取主保护时间；其他情况，宜按后备保护计。

**6.0.9** 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，宜符合 GB 50217 的规定，电缆线路的正常感应电势最大值应满足下列规定：

1 未采取能有效防止人员任意接触金属护层的安全措施时，不应大于 50V。

2 除 1 款情况外，不应大于 300V。

**6.0.10** 交流单芯电力电缆金属层的接地方式选择，应符合下列规定：

1 线路不长，能满足 6.0.9 条要求时，应采取在线路一端或中央部位单点直接接地。

2 线路较长，单点直接接地方式无法满足 6.0.9 条的要求时，水下电缆、35kV 及以下电缆或输送容量较小的 35kV 以上电缆，可采用在线路两端直接接地。

3 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 个长度宜均等区段，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。

**6.0.11** 交流系统单芯电力电缆及其附件的外护层绝缘等部位，应设置过电压保护，并应符合下列规定：

1 35kV 以上单芯电力电缆的外护层、电缆直连式 GIS 终端的绝缘筒，以及绝缘接头的金属层绝缘分隔部位，当其耐压水平低于可能的暂态过电压时，应添加保护措施，且宜符合下列规定：

1) 单点直接接地的电缆线路，在其金属层电气通路的末端，应设置护层电压限制器。

2) 交叉互联接地的电缆线路，每个绝缘接头应设置护层电压限制器。线路终端非直接接地时，该终端部位应



设置护层电压限制器。

- 3) GIS 终端的绝缘筒上，宜跨接护层电压限制器或电容器。

2 35kV 单芯电力电缆金属层单点直接接地，且有增强护层绝缘保护需要时，可在线路未接地的终端设置护层电压限制器。

**6.0.12** 交流系统 110kV 及以上单芯电缆金属层单点直接接地时，下列任一情况下，应沿电缆邻近设置平行回流线：

- 1 系统短路时电缆金属层产生的工频感应电压，超过电缆护层绝缘的耐受强度或护层电压限制器的工频耐压。

- 2 需要抑制电缆邻近弱电线路的电气干扰强度。

**6.0.13** 重要回路且可能有过热部位的电缆线路，宜设有温度检测装置。

**6.0.14** 重要交流单芯高压电缆金属层单点直接接地或交叉互连接地时，该电缆线路宜设置护层绝缘监察装置。

**6.0.15** 电缆终端装置类型的选择，应符合下列规定：

- 1 电缆与气体绝缘金属封闭开关设备直接相连时，应采用 GIS 终端。

- 2 电缆与高压变压器直接相连时，应采用象鼻式终端。

- 3 电缆与电器相连且具有整体式插接功能时，应采用可分离式（插接式）终端。

- 4 除上述情况外，电缆与其他电器或导体相连时，应采用敞开式终端。

**6.0.16** 电缆终端构造类型的选择，应按满足工程所需可靠性、安装与维护简便和经济合理等因素综合确定，并应符合下列规定：

- 1 与气体绝缘金属封闭开关设备相连的 GIS 终端，其接口应相互配合；GIS 终端应具有与 SF<sub>6</sub> 气体完全隔离的密封结构。

- 2 在易燃、易爆等不允许有火种场所的电缆终端，应选用无明火作业的构造类型。

3 220kV 及以上交联聚乙烯电缆选用的终端型式，应通过该型终端与电缆连成整体的标准性资格试验考核。

4 在多雨且污秽或盐雾较重地区的电缆终端，宜具有硅橡胶或复合式套管。

5 66~110kV 交联聚乙烯电缆户外终端，宜选用全干式预制型。

**6.0.17** 电缆终端绝缘特性的选择，应符合下列规定：

1 终端的额定电压及其绝缘水平，不应低于所连接电缆额定电压及其要求的绝缘水平。

2 终端的外绝缘应符合安置处海拔、污秽环境条件所需爬电比距的要求。

**6.0.18** 电缆终端的机械强度，应满足安置处引线拉力、风力和地震力作用的要求。

## 7 高压开关设备

### 7.1 高压交流断路器

7.1.1 断路器应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 额定绝缘水平。
- 5 额定峰值耐受电流。
- 6 额定短时耐受电流及其持续时间（额定短路持续电流时间，装有直接过电流脱扣器的断路器除外）。
- 7 额定短路开断电流。
- 8 额定短路关合电流。
- 9 极数。
- 10 预期瞬态恢复电压的规定值。
- 11 额定操作顺序。
- 12 额定时间参量。
- 13 机械与电气寿命。
- 14 高压接线端子机械荷载。
- 15 噪声水平。
- 16 无线电干扰电压。
- 17 操作机构与辅助设备：
  - 1) 操作机构型式。
  - 2) 操作用压缩气源的额定压力（对气动装置）。
  - 3) 分、合闸装置和辅助回路电源的标称电压与额定频率。
- 18 特殊条件下使用的断路器，还应按以下技术条件选择：
  - 1) 近区故障条件下的分、合性能。
  - 2) 空载架空输电线路分、合性能。

- 3) 失步条件下的分、合性能。
- 4) 容性电流分、合性能。
- 5) 小电感电流分、合性能，包括电动机、并联电抗器等。
- 6) 异相接地条件下的分、合性能。
- 7) 二次侧短路开断性能。

**7.1.2 断路器应按下列使用环境条件校验：**

- 1 环境温度。
- 2 相对湿度。
- 3 海拔。
- 4 地震烈度。
- 5 日温差。
- 6 最大风速。
- 7 污秽等级。

注：当在户内使用时，可不校验第 5、第 6、第 7 款；在户外使用时，则不校验第 2 款。

**7.1.3 断路器的额定短时耐受电流等于额定短路开断电流，其额定短路持续时间按下列要求选取：**

- 1 72.5kV 及以下断路器为 4s。
- 2 126~363kV 断路器为 3s。
- 3 550kV 断路器为 2s。

**7.1.4 当断路器安装地点的短路电流直流分量不超过断路器额定短路开断电流幅值的 20% 时，不必校验断路器的直流分断能力。如果短路电流直流分量超过 20% 时，应在订货技术协议书中明确所要求的直流分量百分数。**

**7.1.5 当系统单相短路电流计算值大于三相短路电流值时，所选择断路器的额定开断电流值应不小于所计算的单相短路电流值。**

**7.1.6 断路器的额定峰值耐受电流等于额定短路关合电流。在规定的使用和性能条件下，其不应小于断路器合闸状态时能承载**

的额定短时耐受电流第一个大半波的电流峰值。

**7.1.7** 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开断时间之和）的短路电流作为校验条件。

**7.1.8** 在中性点直接接地或经小阻抗接地的系统中选择断路器时，首相开断系数应取 1.3；在标称电压 66kV 及以下的中性点非直接接地的系统中，则首相开断系数应取 1.5。

**7.1.9** 对于标称电压 330kV 及以上系统，在选择断路器时，其操作过电压倍数应满足 DL/T 620 的要求。

**7.1.10** 对于标称电压 110kV 以上的系统，当电力系统稳定要求快速切除故障时，应选用分闸时间不大于 0.04s 的断路器；当采用单相重合闸或综合重合闸时，应选用能分相操作的断路器。

**7.1.11** 对担负调峰任务的水电厂、并联电容器组等需要频繁操作的回路，应选用适合频繁操作的断路器。

**7.1.12** 用于切合并联补偿电容器组的断路器，应校验操作时的过电压倍数，并采取相应的限制过电压措施。7.2~40.5kV 电压级宜用真空断路器或 SF<sub>6</sub> 断路器。72.5kV 及以上电压级宜选用 SF<sub>6</sub> 断路器。

**7.1.13** 用于串联电容补偿装置的断路器，其断口电压与补偿装置的容量有关，而对地绝缘则取决于线路的标称电压，252kV 及以上电压级应根据所需断口数量特殊订货；126kV 及以下电压级可选用同一电压级的断路器。

**7.1.14** 当断路器的两端为互不联系的电源时，设计中应按以下要求校验：

1 断路器断口间的绝缘水平满足另一侧出现工频反相电压的要求。

2 在失步下操作时的开断电流不超过断路器的额定反相开断性能。

3 断路器同极断口间的公称爬电比距与对地公称爬电比距之比宜取 1.15~1.35。如果对地公称爬电比距值较大，取偏小

值；如果对地公称爬电比距值较小，取偏大值；当断路器起联络作用时，应选取较大的数值，且不宜小于 1.2。

4 当缺乏上述技术参数时，应要求设备制造厂进行补充试验。

7.1.15 断路器接线端子的静态机械荷载可按表 7.1.15 所列数值选取。当静态机械荷载计算值大于表中规定时，应在订货技术协议书中明确。

表 7.1.15 断路器接线端子静态机械荷载表

设备额定电压 (kV)	额定电流 (A)	水平荷载 (N)		垂直荷载 (N)
		纵 向	横 向	
12~24	—	500	250	300
40.5~72.5	≤1250	750	400	500
	≥1600	750	500	750
126	≤2000	1000	750	750
	≥2500	1250	750	1000
252~363	≤4000	1500	1000	1250
550	—	2000	1500	1500

## 7.2 高压交流发电机断路器

7.2.1 发电机断路器及其操动机构应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流和温升。
- 3 额定频率。
- 4 额定绝缘水平。
- 5 额定短时耐受电流及其持续时间。
- 6 额定峰值耐受电流。
- 7 合闸和分闸装置以及辅助回路的额定电源电压。
- 8 合闸和分闸装置以及辅助回路的额定电源频率。
- 9 适用时，操作、开断和绝缘用的压缩气源和/或液源的额

定压力。

- 10 额定短路开断电流。
- 11 预期瞬态恢复电压。
- 12 额定短路关合电流。
- 13 额定失步关合、开断电流。
- 14 额定负荷开、合电流。
- 15 容性电流开合能力。
- 16 励磁电流开合能力。
- 17 额定操作顺序。
- 18 额定时间参量。
- 19 机械与电气寿命。
- 20 噪音水平。

7.2.2 发电机断路器应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 相对湿度。
- 3 海拔。
- 4 地震烈度。

7.2.3 发电机断路器灭弧及绝缘介质可选用 SF<sub>6</sub> 或真空。额定电流 4000A 及以下宜选用真空发电机断路器，额定电流 4000A 以上宜选用 SF<sub>6</sub> 发电机断路器。

7.2.4 发电机断路器应选用机械三相联动操动机构。发电机断路器三相不同步合闸时间不应大于额定频率的 1/4 周波，不同步分闸时间不应大于额定频率的 1/6 周波。

7.2.5 在发电机断路器与母线的导体连接处应设软连接装置。

7.2.6 在规定使用条件下，发电机断路器应能承载发电机最大连续容量时的持续电流，且各部位温度极限不超过规定值。对装有强制冷却装置的发电机断路器，应要求制造厂提供强制冷却系统故障时断路器容许通过电流。

7.2.7 在校核发电机断路器开断能力时，应分别校核系统源和发电源在主弧触头分离时对称短路电流交流分量有效值和直流分

量百分数、非对称短路电流交流分量有效值和直流分量百分数；在校核系统源对称短路电流时应考虑厂用高压电动机的影响。

**7.2.8** 发电机断路器应具有失步开断能力，其额定失步开断电流交流分量有效值应为额定短路开断电流交流分量有效值的50%，直流分量百分数应符合 GB 14824 的规定；应校核各种失步状态下的电流值，必要时应采取适当的措施（如装设电流闭锁装置）；全反相条件下的开断可以不作为发电机断路器的失步开断校核条件。

**7.2.9** 发电机断路器开断短路电流、负荷电流及失步电流时，暂态恢复电压应符合 GB 14824 的规定，首相开断系数和幅值系数可取 1.5。

### 7.3 高压负荷开关

**7.3.1** 高压负荷开关应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 额定绝缘水平。
- 5 额定峰值耐受电流。
- 6 额定短时耐受电流及其持续时间。
- 7 额定开断电流。
- 8 额定关合电流。
- 9 高压接线端子机械荷载。
- 10 操作次数。
- 11 操动机构型式，操作电压，相数。
- 12 噪音水平。

**7.3.2** 高压负荷开关应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 最大风速。
- 3 相对湿度。



- 4 覆冰厚度。
- 5 污秽等级。
- 6 海拔。
- 7 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 4、第 5 款；在户外使用时，则不校验第 3 款。

**7.3.3** 负荷开关宜选用 SF<sub>6</sub> 或真空式。

**7.3.4** 负荷开关的有功负荷开断能力和闭环电流开断能力应大于等于回路的额定电流。

**7.3.5** 负荷开关与熔断器组合使用时，负荷开关应能关合组合电器中可能配用熔断器的最大截止电流，其开断电流应大于转移电流和交接电流。

**7.3.6** 选用的负荷开关应具有切合电感、电容性小电流的能力。应能开断不超过 10A（6~35kV）、25A（66kV）的电缆电容电流或限定长度的架空线充电电流，以及开断 1250kVA（6~35kV）、5600kVA（66kV）配电变压器的空载电流。

**7.3.7** 当开断电流超过 7.3.6 条的限额或开断其电容电流为额定电流 80% 以上的电容器组时，应选用专用的负荷开关。

**7.3.8** 负荷开关与熔断器组合使用有下列要求之一时，应配置分励脱扣器实现负荷开关的快速电动分闸：

- 1 设置瓦斯跳闸保护的油浸变压器。
- 2 干式变压器的超温跳闸保护。
- 3 带外壳干式变压器的误带电开门跳闸保护。
- 4 具有远方操作控制要求的。

## 7.4 高压交流隔离开关和接地开关

**7.4.1** 隔离开关和接地开关应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。

- 3 额定频率。
  - 4 额定绝缘水平。
  - 5 额定峰值耐受电流。
  - 6 额定短时耐受电流及其持续时间。
  - 7 隔离开关和接地开关型式。
  - 8 极数。
  - 9 分、合闸装置和辅助回路电源的系统标称电压与额定频率。
  - 10 操作机构型式。
  - 11 操作用气（液）体的额定压力。
  - 12 额定短路关合电流（仅对接地开关）。
  - 13 额定接触区（仅对单柱式隔离开关）。
  - 14 高压端子机械荷载。
  - 15 隔离开关母线转换电流开合能力。
  - 16 隔离开关开合容性与感性小电流。
  - 17 接地开关感应电流开合能力。
  - 18 机械寿命。
  - 19 接地开关电气寿命。
  - 20 分、合闸时间与平均速度。
  - 21 无线电干扰电压。
- 7.4.2 隔离开关和接地开关应按下列使用环境条件校验：
- 1 环境温度。
  - 2 相对湿度。
  - 3 海拔。
  - 4 地震烈度。
  - 5 覆冰厚度。
  - 6 最大风速。
  - 7 污秽等级。
- 注：当在户内使用时，可不校验第 5、第 6、第 7 款；在户外使用时，则不校验第 2 款。

7.4.3 对隔离开关和接地开关的型式选择应考虑配电装置布置特点和使用要求等因素。

7.4.4 隔离开关和接地开关的额定绝缘水平选择见附录 A。

7.4.5 带接地开关的隔离开关，接地开关的额定短时耐受电流不应小于隔离开关的额定短时耐受电流。

7.4.6 隔离开关和接地开关的额定短路持续时间应按下列要求选取：

1 72.5kV 及以下隔离开关为 4s。

2 126~363kV 隔离开关为 3s。

3 550kV 隔离开关为 2s。

4 除非另有规定，各电压级接地开关均取 2s。

7.4.7 带接地开关的隔离开关，接地开关的额定峰值耐受电流不应小于隔离开关的额定峰值耐受电流。

7.4.8 当接地开关有额定短路关合电流要求时，其关合电流应等于额定峰值耐受电流，并应能在任何外施电压直到并包括其额定电压，任何电流直到并包括其额定短路关合电流下关合。

7.4.9 单柱式隔离开关的静触头由软导线和硬导体支承时，额定接触区的推荐值见表 7.4.9-1 和表 7.4.9-2。

表 7.4.9-1 静触头由软导线支承时额定接触区的推荐值

设备额定电压 (kV)	X (mm)	Y (mm)	Z <sub>1</sub> (mm)	Z <sub>2</sub> (mm)
72.5	200	300	200	300
126	250	350	200	300
252	300	500	250	450
363	350	500	300	450
550	500	600	400	500

注 1：X 为支承导线纵向位移的总幅度（温度的影响）。  
注 2：Y 为与支承导线垂直方向的水平总偏移（风的影响）。  
注 3：Z 为垂直偏移（温度和冰的影响），其中 Z<sub>1</sub> 值适用于短跨挡；Z<sub>2</sub> 值适用于长跨挡。

**表 7.4.9-2 静触头由硬导体支承时额定接触区的推荐值**

设备额定电压 (kV)	X (mm)	Y (mm)	Z (mm)
72.5、126	100	100	100
252、363	200	150	150
550	250	200	200

注 1: X 为支承导体纵向位移的总幅度 (温度的影响)。  
 注 2: Y 为与支承导体垂直方向的水平总偏移 (风的影响)。  
 注 3: Z 为垂直偏移 (冰的影响)。

**7.4.10** 隔离开关和接地开关的额定端子机械荷载应符合 GB 1985 的规定, 并符合下列条件:

1 当引线采用软导线时, 接线端子机械荷载不需再计入短路电流产生的电动力。但对采用硬导体或扩径空心导线的设备间连线, 则应考虑短路电动力。

2 安全系数为: 静态不小于 3.5, 动态不小于 1.7。

3 如果机械荷载计算值超过本条规定值时, 应在订货技术协议书中明确提出。

**7.4.11** 单柱式隔离开关在分闸状态下, 动、静触头间的最小电气距离不应小于 SL 311 规定的最小安全净距 B1 值。

**7.4.12** 72.5kV 及以上断路器两侧的隔离开关和线路隔离开关的线路侧宜配置接地开关。隔离开关的主闸刀与接地开关之间应有可靠的机械闭锁, 并应具有实现电气闭锁的条件。不带接地开关的隔离开关应具有与携带型接地线闭锁的机构。

**7.4.13** 隔离开关与相应的断路器之间应有可靠的联锁。

**7.4.14** 对于空气绝缘和气体绝缘的隔离开关, 其额定母线转换电流值均应是 80% 的额定电流。开合次数: 空气绝缘时 100 次; 气体绝缘时 300 次。隔离开关的额定母线转换电压见表 7.4.14。

表 7.4.14 隔离开关的额定母线转换电压

设备额定电压 (kV)	空气绝缘的隔离开关 (有效值) (V)	气体绝缘的隔离开关 (有效值) (V)
12	50	—
40.5~126	100	10/30
252~363	300	20/100
550	400	40/100

注：斜线右边的数值适用于长母线场合。

**7.4.15** 隔离开关应具有开合电感、电容性小电流的能力。252kV 及以下隔离开关应能开合：电压互感器、避雷器、空载母线、励磁电流不超过 2A 的空载变压器及电容电流不超过 5A 的空载线路等；363kV 隔离开关开合能力宜为电感电流 0.5A，电容电流 1.5A；550kV 隔离开关开合能力宜为电感电流 0.5A，电容电流 2A。

**7.4.16** 接地开关感应电流开合能力及电寿命的额定值应符合 GB 1985 的规定。隔离开关和接地开关机械寿命的额定值应符合 GB 1985 的规定。

**7.4.17** 隔离开关分、合闸时间与平均速度宜符合下列规定：

- 1 252~363kV 隔离开关 2~3s，1~1.5m/s。
- 2 550kV 隔离开关 3~4s，1~1.5m/s。

**7.4.18** 126kV 及以上隔离开关在 1.1 倍额定相电压下无线电干扰电平不应超过  $500\mu\text{V}$ 。且在额定电压下，其带电部分（不论分、合闸位置），于晴天夜晚应无可见电晕。

**7.4.19** 隔离开关和接地开关操作机构的型式宜根据工程实际情况选择电动或手动操作机构。

## 7.5 高压熔断器

**7.5.1** 高压熔断器应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
  - 2 额定电流。
  - 3 额定频率。
  - 4 额定绝缘水平。
  - 5 开断电流。
  - 6 保护熔断特性。
  - 7 高压熔断器型式。
- 7.5.2 高压熔断器应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 最大风速。
- 3 污秽等级。
- 4 相对湿度。
- 5 日温差。
- 6 海拔。
- 7 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第2、第3、第5款。

7.5.3 高压熔断器的额定开断电流应大于回路中可能出现的最大预期短路电流周期分量有效值。

7.5.4 高压熔断器熔管的额定电流应不小于熔体的额定电流。熔体的额定电流应按高压熔断器的保护熔断特性选择。

7.5.5 选择熔体时，应保证前后两级熔断器之间，熔断器与电源侧继电保护之间，以及熔断器与负荷侧继电保护之间动作的选择性。

7.5.6 高压熔断器熔体应满足可靠性和保护选择性的要求，当在本段保护范围内发生短路时，应能在最短时间内切断故障。

7.5.7 保护电压互感器的熔断器，应按设备最高电压和开断电流选择。

7.5.8 发电机出口电压互感器高压侧熔断器的额定电流应与发电机定子接地保护相配合。

**7.5.9** 变压器回路熔断器的选择应符合下列规定：

1 熔断器应能承受变压器的允许过负荷电流及低压侧电动机成组起动所产生的过电流。

2 变压器投入时的励磁涌流不应损伤熔断器，变压器的励磁涌流通过熔断器产生的热效应可按 10~20 倍的变压器满载电流持续 0.1s 计算，当需要时可按 20~25 倍的变压器满载电流持续 0.01s 校验。

3 熔断器对变压器低压侧的短路故障进行保护时，熔断器的最小开断电流应低于预期短路电流。

**7.5.10** 电动机回路熔断器的选择应符合下列规定：

1 熔断器应能安全通过电动机的允许过负荷电流。

2 电动机的起动电流不应损坏熔断器。

3 电动机在频繁地投入、开断或反转时，其反复变化的电流不应损坏熔断器。

**7.5.11** 保护电力电容器的高压熔断器选择，应符合 GB 50227 的规定。

**7.5.12** 跌落式高压熔断器的断流容量应分别按上、下限值校验，开断电流应以短路全电流校验。

**7.5.13** 除保护防雷用电容器的熔断器外，当高压熔断器的断流容量不能满足被保护回路短路容量要求时，可采用在被保护回路中装设限流电阻等措施限制短路电流。

## 7.6 电制动开关

**7.6.1** 电制动开关应按下列技术条件选择：

1 额定电压。

2 额定电流。

3 额定频率。

4 额定绝缘水平。

5 关合电流。

6 操动机构型式，操作电压，相数。

**7.6.2** 电制动开关应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 相对湿度。
- 3 海拔。
- 4 地震烈度。

**7.6.3** 电制动开关宜选用专用隔离开关，当选择困难时，可选用真空断路器或 SF<sub>6</sub> 断路器。

**7.6.4** 电制动开关的额定电压应按发电机回路最高运行电压选择，额定电流应满足发电机定子回路制动电流和短时（约 10min）运行的要求。

**7.6.5** 当技术经济合理时，也可采用发电机断路器成套装置的辅助开关与断路器配合动作的方式作为电制动开关。

## 7.7 高压真空接触器

**7.7.1** 高压真空接触器应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流和温升。
- 3 额定开断电流。
- 4 额定关合电流。
- 5 额定峰值耐受电流。
- 6 额定短时耐受电流及其持续时间。
- 7 半波允许通过电流。
- 8 极限开断电流。
- 9 额定绝缘水平。
- 10 机械与电气寿命。
- 11 真空接触器合闸电流。
- 12 真空接触器分闸电流。

**7.7.2** 高压真空接触器应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 相对湿度。



- 3 海拔。
  - 4 地震烈度。
- 7.7.3 高压真空接触器具有频繁操作性能，在使用中不应出现误分、误合或拒分、拒合。
- 7.7.4 高压真空接触器应具有可靠的机械锁扣装置。
- 7.7.5 高压真空接触器应具有动作计数和机械分合位置指示功能。

## 7.8 限流熔断器组合保护装置

- 7.8.1 高压限流熔断器组合保护装置应按下列技术条件选择：
- 1 额定电压。
  - 2 额定电流。
  - 3 额定频率。
  - 4 额定绝缘水平。
  - 5 开断短路电流。
  - 6 截止电流。
  - 7 分断时间：截流时间，电流衰减时间。
  - 8 操作过电压。
  - 9 操动机构型式，操作电压，相数。
- 7.8.2 高压限流熔断器组合保护装置应按下列使用环境条件校验：
- 1 环境温度。
  - 2 相对湿度。
  - 3 海拔。
  - 4 地震烈度。
- 7.8.3 高压限流熔断器组合保护装置的额定开断电流应大于回路中可能出现的最大预期短路电流周期分量有效值。
- 7.8.4 对厂用电分支回路未采用离相封闭母线且回路的短路电流达 40kA 及以上，回路的工作电流不大于 100A 的水电厂，可在厂用电变压器高压侧装设高压限流熔断器组合保护装置。与限

流熔断器配套使用的负荷开关或断路器应能可靠地开断过负荷电流而不误切短路电流，同时需校验厂用电变压器高、低压侧保护动作的选择性。

**7.8.5** 高压限流熔断器组合保护装置用于厂用电变压器高压侧时，限流熔断器组合保护装置中熔断器的额定电流应考虑变压器有5%的容差，允许过载1.3倍2h，并留有10%（户外20%）的裕度。

## **7.9 72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备**

**7.9.1** 气体绝缘金属封闭开关设备应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 额定峰值耐受电流。
- 5 额定短时耐受电流及其持续时间。
- 6 额定绝缘水平。
- 7 型式。
- 8 年漏气率。
- 9 气体绝缘金属封闭开关设备各组成元件的额定值。

**7.9.2** 气体绝缘金属封闭开关设备应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 相对湿度。
- 3 海拔。
- 4 地震烈度。
- 5 日温差。
- 6 覆冰厚度。
- 7 最大风速。
- 8 污秽等级。

注：当在户内使用时，可不校验第5、第6、第7、第8款；在户外使用时，则不校验第2款。

**7.9.3** 气体绝缘金属封闭开关设备的额定绝缘水平应符合 GB 7674 的规定。

**7.9.4** 气体绝缘金属封闭开关设备的主回路（如母线、支线等）可具有不同的额定电流。

**7.9.5** 气体绝缘金属封闭开关设备主回路的额定短时耐受电流不应超过其回路中的最薄弱元件的相应额定值。额定短路持续时间宜按下列要求选取：

1 72.5kV 气体绝缘金属封闭开关设备为 4s。

2 126~363kV 气体绝缘金属封闭开关设备为 3s。

3 550kV 气体绝缘金属封闭开关设备为 2s。

4 除非另有规定，各电压级接地开关均取 2s。

**7.9.6** 气体绝缘金属封闭开关设备的额定峰值耐受电流应等于 2.5 倍额定短时耐受电流。特殊场合应为 2.6 倍或 2.7 倍。

**7.9.7** 选择气体绝缘金属封闭开关设备内的元件时，应考虑下列情况：

1 隔离开关和接地开关应具有表示其分、合位置的可靠和便于巡视的指示装置。

2 接地开关的导电杆应与外壳绝缘。

3 气体绝缘金属封闭开关设备母线上安装的避雷器应选用气体绝缘避雷器。气体绝缘避雷器应做成单独的气隔，并应装设防爆装置、监视压力的压力表（或密度继电器）和补气用的阀门。

4 气体绝缘金属封闭开关设备分期建设时，宜在扩建接口处装设隔离开关或隔离气室。

**7.9.8** 气体绝缘金属封闭开关设备的适当部位应加装伸缩节。伸缩节结构和位置应能满足装配调整要求，并能吸收基础间的相对位移、热胀冷缩和地震时的过度位移的伸缩量。

在气体绝缘金属封闭开关设备分开的基础之间允许的相对位移（不均匀下沉）应在订货技术协议书中明确。

**7.9.9** 在同一回路的断路器、隔离开关、接地开关之间应设置联锁装置。线路侧的接地开关宜加装带电指示和闭锁装置。

**7.9.10** 气体绝缘金属封闭开关设备应分成若干隔室。隔室的具体划分可根据布置条件、母线长度和检修要求及内部电弧效应的限制等，在订货技术协议书中明确。气体系统的压力，除断路器外，其余部分宜采用相同气压。

**7.9.11** 外壳厚度应满足在下列短路电流耐受时间内外壳不烧穿的要求：

1 电流大于等于 40kA，0.1s。

2 电流小于 40kA，0.2s。

**7.9.12** 外壳和隔板机械强度应符合 GB 7674 的规定。

**7.9.13** 气体绝缘金属封闭开关设备应设置防止外壳破坏的保护措施。

**7.9.14** 气体绝缘金属封闭开关设备每个隔室允许的相对年漏气率不应大于 0.5%/a。

**7.9.15** 气体绝缘金属封闭开关设备的允许温升应符合 GB 7674 的规定。

**7.9.16** 气体绝缘金属封闭开关设备中 SF<sub>6</sub> 气体的质量标准应符合 GB/T 8905 的规定。

**7.9.17** 气体绝缘金属封闭开关设备的外壳应接地。

凡不属于主回路或辅助回路的且需要接地的所有金属部分都应接地。外壳、构架等的相互电气连接宜采用紧固连接（如螺栓连接或焊接）。

接地回路导体材质宜为电解铜，且应有足够的截面，具有通过可能的接地短路电流所产生的热和电效应的能力。

紧固接地螺栓的直径不应小于 12mm，接地点应标示接地符号。

接地开关的接地端子应与外壳绝缘后再接地。

在短路情况下，外壳的感应电压不应超过 24V。

## **7.10 交流金属封闭开关设备**

**7.10.1** 交流金属封闭开关设备（以下简称开关柜）应按下列技

术条件选择：

- 1 额定电压。
  - 2 额定电流。
  - 3 额定频率。
  - 4 开断电流。
  - 5 短路关合电流。
  - 6 额定峰值耐受电流。
  - 7 额定短时耐受电流及其持续时间。
  - 8 额定绝缘水平。
  - 9 温升。
  - 10 分、合闸机构和辅助回路电压。
  - 11 系统接地方式。
  - 12 防护等级。
- 7.10.2 开关柜应按下列使用环境条件校验：
- 1 环境温度。
  - 2 日温差。
  - 3 相对湿度。
  - 4 海拔。
  - 5 地震烈度。
  - 6 污秽等级。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 6 款。

7.10.3 开关柜的防护等级应满足环境条件的要求。

7.10.4 当环境温度高于 40℃ 时，开关柜内的电器应降容使用，母线的允许电流可按式 (7.10.4) 计算：

$$I_t = I_{40} \sqrt{\frac{40}{t}} \quad (7.10.4)$$

式中  $t$ ——环境温度，℃；

$I_t$ ——环境温度  $t$  下的允许电流；

$I_{40}$ ——环境温度 40℃ 时的允许电流。

**7.10.5** 沿开关柜的整个长度延伸方向应设有专用的接地导体，接地导体应采用铜质导体。接地回路的短时耐受电流最大值可达到主回路的额定短时耐受电流的 87%（异相接地故障情况下）。接地回路宜设计为至少能耐受一次短时耐受电流最大值的作用。

**7.10.6** 开关柜内装有电压互感器时，电压互感器高压侧应有防止内部故障的高压熔断器，其开断电流应与开关柜参数相匹配。

**7.10.7** 高压开关柜中各组件及其支持绝缘件的外绝缘爬电比距（高压电器组件外绝缘的爬电距离与最高电压之比）应符合以下规定：瓷质绝缘不小于 18mm/kV；有机绝缘不小于 20mm/kV。

**7.10.8** 单纯以空气作为绝缘介质时，开关内各相导体的相间与对地净距应符合表 7.10.8 的规定。

表 7.10.8 开关内各相导体的相间与对地净距

序号	设备最高电压 (kV)	7.2	12	24	40.5
1	导体至接地间净距 (mm)	100	125	180	300
2	不同相导体之间的净距 (mm)	100	125	180	300
3	导体至无孔遮拦间净距 (mm)	130	155	210	330
4	导体至网状遮拦间净距 (mm)	200	225	280	400
注：海拔超过 1000m 时，序号 1、2 的值按每升高 100m 增大 1% 进行修正，序号 3、4 的值应分别增加序号 1 或序号 2 值的修正值。					

**7.10.9** 高压开关柜应具备防止误拉、合断路器，防止带负荷分、合隔离开关（或隔离插头），防止带接地开关（或接地线）送电，防止带电合接地开关（或挂接地线），防止误入带电间隔等五项措施。

## 8 电力变压器

8.0.1 电力变压器及其附属设备应按下列技术条件选择：

1 额定电压和电压组合。

2 额定容量。

3 额定频率。

4 相数。

5 连接组别。

6 短路阻抗。

7 额定绝缘水平。

8 冷却方式。

9 调压方式。

10 调压范围。

11 型式。

12 励磁涌流。

13 并联运行特性。

14 损耗。

15 温升。

16 过载能力。

17 噪音水平。

18 中性点接地方式。

19 附属设备。

20 特殊要求。

8.0.2 变压器及其附属设备应按下列使用环境条件校验：

1 环境温度和冷却介质温度。

2 日温差。

3 最大风速。

4 相对湿度。

- 5 污秽等级。
- 6 海拔。
- 7 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 3、第 5 款；在户外使用时，则不校验第 4 款。

**8.0.3** 油浸变压器的使用条件应符合 GB 1094.1 的规定；干式变压器的使用条件应符合 GB 1094.11 的规定。

**8.0.4** 电力变压器宜按 GB/T 6451 和 GB/T 10228 的参数选择。

**8.0.5** 用于扩大单元连接的变压器，宜采用双绕组变压器；如需限制短路电流，可采用低压侧为分裂绕组的变压器。

**8.0.6** 受运输、制造水平、布置场地或其他特殊原因限制时，可选用三相组合式变压器或现场组装三相变压器。如运输条件受限制但布置场地不受限制时，可选用单相变压器组。

**8.0.7** 选择变压器额定容量时，宜采用 GB/T 321 中的 R10 优先系数。变压器额定容量应按下列要求选择：

1 水电厂主变压器额定容量应与所连接的水轮发电机视在容量（或最大容量）相匹配。

2 变电所降压变压器的额定容量应按 GB 1094.7 或 GB/T 17211 中给定的正常周期负载图所推荐的变压器在正常寿命损失下的负载特性，经济地估算变压器的额定容量。同时宜考虑 5 年内的负荷发展。

3 配电变压器应根据 GB 1094.7 或 GB/T 17211 及用电设备安装容量来确定。

4 单相变压器组成的变压器组中，各单相变压器容量可取三相变压器容量的 1/3，取值宜选用标准容量系列。

5 对三绕组变压器的高、中、低压绕组容量的分配，应考虑各侧绕组所带实际负荷，且绕组额定容量取值宜选用标准系列。



**8.0.8** 油浸式电力变压器的绝缘水平应符合 GB 1094.3 的规定；干式电力变压器绝缘水平应符合 GB 1094.11 的规定。与 GIS 直接连接的变压器，应考虑由于 GIS 中开关操作产生的快速瞬变过电压（VFTO）对变压器绕组绝缘的影响。

**8.0.9** 电力变压器损耗应符合 GB/T 6451、GB/T 10228、GB 20052、JB/T 2426、JB/T 10317 或 JB/T 10318 的规定。降低损耗的同时应考虑变压器制造成本的增加和可靠性。

**8.0.10** 短路阻抗应按以下原则选择：

1 选择变压器短路阻抗时，应符合 GB/T 6451、GB/T 10228、JB/T 2426、JB/T 10317 或 JB/T 10318 的规定，宜根据变压器所在系统条件选用相关标准规定的标准阻抗值。

2 为限制过大的系统短路电流，应通过技术经济比较确定选用高阻抗变压器或限流电抗器，选择高阻抗变压器时应按电压分档设置，并校验系统电压调整率和无功补偿容量。

**8.0.11** 变压器冷却方式应根据环境条件、布置位置、变压器容量等因素，综合考虑确定。地下、户内或空间狭小散热不利场所布置的大容量变压器，宜采用水冷。

**8.0.12** 电力变压器套管电流互感器参数的选择要求应符合第 10 章的规定。

**8.0.13** 电力变压器油应符合 GB 2536 的规定，330kV 以上电压等级的变压器油应满足超高压变压器油标准。

**8.0.14** 对于检修条件较困难和环境条件限制（低温、高潮湿、高海拔）地区的电力变压器，宜选用寿命期内免维护或少维护型。

## 9 电 抗 器

### 9.1 限 流 电 抗 器

#### 9.1.1 限流电抗器应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 电抗百分数。
- 5 额定容量。
- 6 额定绝缘水平。
- 7 额定峰值耐受电流。
- 8 额定短时耐受电流及其持续时间。
- 9 噪声水平。
- 10 安装方式。
- 11 进出线型式。

#### 9.1.2 限流电抗器应按下列使用环境校验：

- 1 环境温度。
- 2 最大风速。
- 3 相对湿度。
- 4 污秽等级。
- 5 海拔。
- 6 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 4 款；当在户外使用时，可不校验第 3 款。

#### 9.1.3 普通限流电抗器的额定电流应按下列条件选择：

- 1 主变压器或馈线回路的最大可能工作电流。
- 2 发电厂母线分段回路的限流电抗器，应根据母线上事故

切断最大 1 台发电机时，可能通过电抗器的电流选择，可取该台发电机额定电流的 50%~80%。

3 变电站母线回路的限流电抗器应满足用户的一级负荷和大部分二级负荷的要求。

**9.1.4** 普通电抗器的电抗百分值应按下列条件选择和校验，对于母线分段电抗器、带几回出线的电抗器及其他具有无时限继电保护的出线电抗器不必校验短路时的母线剩余电压。

1 将短路电流限制到要求值。

2 正常工作时，电抗器的电压损失不应大于母线系统标称电压的 5%，对于出线电抗器，尚应计及出线上的电压损失。

3 当出线电抗器未装设无时限继电保护装置时，应按电抗器后发生短路，母线剩余电压不低于额定值的 60%~70% 校验。若此电抗器接在发电机主母线上，则母线剩余电压宜取上限值。

## 9.2 并联电抗器

**9.2.1** 高压并联电抗器应按下列技术条件选择：

1 额定电压。

2 额定电流。

3 额定频率。

4 电抗百分数。

5 额定容量。

6 额定绝缘水平。

7 额定峰值耐受电流。

8 额定短时耐受电流及其持续时间。

9 噪声水平。

10 安装方式。

11 进出线型式。

12 连接方式。

13 励磁特性。

- 14 谐波电流幅值。
- 15 感抗偏差。
- 16 油箱振动的最大双振幅值。
- 17 中性点电抗器。
- 18 中性点的绝缘水平。
- 19 各侧套管式电流互感器。

#### 9.2.2 限流电抗器应按下列使用环境校验：

- 1 环境温度。
- 2 最大风速。
- 3 相对湿度。
- 4 污秽等级。
- 5 海拔。
- 6 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第2、第4款；当在户外使用时，可不校验第3款。

9.2.3 高压并联电抗器可采用单相式或三相式。当采用三相式时，应采用三相五柱式，并结合设备制造和运输条件综合考虑。

9.2.4 对于可按系统运行情况投切的并联电抗器应选用自动投切方式。

### 9.3 并联电抗器中性点小电抗器

#### 9.3.1 中性点小电抗器应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定电流。
- 3 额定频率。
- 4 电抗百分数。
- 5 额定容量。
- 6 额定绝缘水平。

- 7 额定峰值耐受电流。
- 8 额定短时耐受电流及其持续时间。
- 9 噪声水平。
- 10 安装方式。
- 11 进出线型式。
- 12 连接方式。
- 13 励磁特性。
- 14 谐波电流幅值。
- 15 感抗偏差。
- 16 油箱振动的最大双振幅值。
- 17 中性点电抗器。
- 18 中性点的绝缘水平。
- 19 各侧套管式电流互感器。

**9.3.2 中性点小电抗器应按下列使用环境校验：**

- 1 环境温度。
- 2 最大风速。
- 3 相对湿度。
- 4 污秽等级。
- 5 海拔。
- 6 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 4 款；当在户外使用时，可不校验第 3 款。

**9.3.3 中性点小电抗的额定电流应按下列条件选择：**

- 1 潜供电流不应大于 20A。
- 2 输电线路三相不平衡引起的零序电流，可取线路最大工作电流的 0.2%。
- 3 并联电抗器三相电抗不平衡引起的中性点电流，可取并联电抗器额定电流的 5%~8%。

**9.3.4 按故障状况校验小电抗的温升，故障电流可取 200~**

300A，时间可取 10s。

**9.3.5** 中性点小电抗的绝缘水平主要取决于出现在中性点上的最大过电压，应根据实际计算的最大过电压确定小电抗的绝缘水平。

<http://www.sljzjxx.com>  
水利造价信息网

## 10 电 流 互 感 器

### 10.0.1 电流互感器应按下列技术条件选择：

- 1 型式。
- 2 额定电压。
- 3 额定一次电流。
- 4 额定负荷。
- 5 额定二次电流。
- 6 准确度等级和暂态特性。
- 7 继电保护及测量的要求。
- 8 额定峰值耐受电流倍数。
- 9 额定短时耐受电流倍数。
- 10 额定绝缘水平。
- 11 机械荷载。
- 12 温升。

### 10.0.2 电流互感器应按下列使用环境校验：

- 1 环境温度。
- 2 最大风速。
- 3 相对湿度。
- 4 污秽等级。
- 5 海拔。
- 6 地震烈度。
- 7 系统接地方式。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 4 款；当在户外使用时，可不校验第 3 款。

### 10.0.3 电流互感器的型式应按下列使用条件选择：

- 1 6~35kV 户内配电装置的电流互感器，宜选用树脂浇注

绝缘结构。

2 66kV 及以上配电装置的电流互感器，宜采用油浸瓷箱式、树脂浇注式、SF<sub>6</sub> 气体绝缘结构或光纤式的独立式电流互感器。在有条件时，应采用套管式电流互感器。

#### 10.0.4 保护用电流互感器应按下列要求选择：

1 330kV、500kV 系统及大型发电厂的保护用电流互感器应考虑短路暂态的影响，宜选用具有暂态特性的 TP 类互感器，某些保护装置本身具有克服电流互感器暂态饱和影响的能力，则可按保护装置具体要求选择适当的 P 类电流互感器。

2 对 220kV 及以下系统的电流互感器可不考虑暂态影响，可采用 P 类电流互感器。对某些重要回路可适当提高所选互感器的准确限值系数或饱和电压。

#### 10.0.5 测量用电流互感器应按下列要求选择：

1 选择测量用电流互感器应根据电力系统测量和计量系统的实际需要合理选择互感器的类型。对于正常负荷电流小、变化范围大（ $1\%I_n \sim 120\%I_n$ ）的回路，宜选用特殊用途（S 型）电流互感器。电流互感器额定一次电流宜按正常运行的实际负荷电流达到额定值的  $2/3$  左右，至少不小于 30%（对于 S 级为 20%）。为保证二次电流在合适的范围内，可采用复式变比或二次绕组带抽头的电流互感器。

2 电流互感器的额定二次电流可选用 1A 或 5A。110kV 及以上电压等级宜选用 1A。电能计量用仪表与一般测量仪表在满足准确级条件下，可共用一个二次绕组。

10.0.6 电流互感器二次绕组中所接入的负荷（包括测量仪表、电能计量装置和连接导线等），应保证实际二次负荷在 25%~100% 额定二次负荷范围内。

10.0.7 电力变压器中性点电流互感器的额定一次电流，应大于变压器允许的不平衡电流，可按变压器额定电流的 30% 选择。安装在放电间隙回路中的电流互感器，额定一次电流可按 100A 选择。



**10.0.8** 中性点的零序电流互感器应按下列条件选择和校验：

1 对中性点非直接接地系统，由二次电流及保护灵敏度确定一次回路起动电流；对中性点直接接地或经电阻接地系统，由接地电流和电流互感器准确限值系数确定电流互感器额定一次电流，由二次负载和电流互感器的容量确定二次额定电流。

2 按电缆根数及外径选择电缆式零序电流互感器窗口直径。

3 按额定一次电流选择母线式零序电流互感器母线截面。

**10.0.9** 选择母线式电流互感器时，应校核窗口允许穿过的母线尺寸。

**10.0.10** 发电机横联差动保护用电流互感器的额定一次电流应按下列情况选择：

1 安装于各绕组出口处时，宜按定子绕组每个支路的电流选择。

2 安装于中性点连接线上时，按发电机允许的最大不平衡电流选择，可取发电机额定电流的 20%~30%。

## 11 电压互感器

### 11.0.1 电压互感器应按下列技术条件选择：

- 1 额定一次电压。
- 2 额定二次电压。
- 3 额定负荷。
- 4 准确度等级。
- 5 继电保护及测量的要求。
- 6 兼用于载波通讯时电容式电压互感器的高频特性。
- 7 额定绝缘水平。
- 8 温升。
- 9 额定电压因数。
- 10 系统接地方式。
- 11 机械荷载。

### 11.0.2 电压互感器应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 最大风速。
- 3 相对湿度。
- 4 污秽等级。
- 5 海拔。
- 6 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 4 款；当在户外使用时，可不校验第 3 款。

### 11.0.3 电压互感器的绝缘型式应按下列使用条件选择：

- 1 6~35kV 户内配电装置，宜采用树脂浇注绝缘结构的电磁式电压互感器。
- 2 35~66kV 户外配电装置，可采用油浸绝缘、SF<sub>6</sub> 气体绝

缘或树脂浇注绝缘结构的电磁式电压互感器。

**11.0.4** 电压互感器的结构型式应按下列使用条件选择：

1 110kV 及以上配电装置宜采用电容式电压互感器。

2 GIS 配电装置的电压互感器宜采用电磁式。

**11.0.5** 在满足额定二次电压和额定负荷要求的条件下，电压互感器宜采用简单接线，当需要零序电压时，6~20kV 宜采用三相五柱电压互感器或三个单相式电压互感器。

当发电机采用附加直流的定子绕组 100% 接地保护装置时，接于发电机电压的电压互感器一次侧中性点不应直接接地，如果要求接地，应经电容器接地。

**11.0.6** 电压互感器二次绕组中所接入的负荷（包括测量仪表、电能计量装置、继电保护和连接导线等），应保证实际二次负荷在 25%~100% 额定二次负荷范围内，额定二次负荷功率因数与实际二次负荷的功率因数（0.3~0.5）相接近。

**11.0.7** 在中性点非直接接地系统中的电压互感器，应采取消谐措施，并选用全绝缘结构。

**11.0.8** 用于中性点直接接地系统的电压互感器，其剩余绕组电压应为 100V；用于中性点非直接接地系统的电压互感器，其剩余绕组电压应为  $(100/3)V$ 。

**11.0.9** 当电容式电压互感器由于开口三角绕组的不平衡电压较高，而影响零序保护装置的灵敏度时，应装设高次谐波滤波器。

## 12 变频装置

12.0.1 变频装置应按下列技术条件选择：

- 1 型式。
- 2 额定容量。
- 3 输入、输出电压。
- 4 额定频率。
- 5 控制方法。
- 6 起动制动与加/减速特性。
- 7 频率输出范围。
- 8 过载能力。
- 9 温升及冷却方式。
- 10 旁路功能。
- 11 接口要求。
- 12 保护和测量功能。
- 13 防护等级。
- 14 效率。
- 15 功率因数。
- 16 装置辅助电源电压。
- 17 噪音。
- 18 谐波。

12.0.2 变频装置应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 相对湿度。
- 3 海拔。
- 4 地震烈度。

12.0.3 输入变压器、旁路接触器等变频装置配套的设备应按本标准及相关标准进行选择校验。

**12.0.4** 变频装置除具有本身的各种保护外，还应对电动机及出口相间短路、单相接地短路、断相及过负荷提供保护，并宜具有瞬时失电恢复供电后自启动的能力。

**12.0.5** 变频装置输入输出两侧电流、电压和谐波指标应符合 GB/T 14594 的规定。

**12.0.6** 在工作环境温度大于 40℃ 或海拔超过 1000m 时，变频装置宜降容使用，降容修正系数由制造部门给出。

<https://www.sizjxx.com>  
水利造价信息网

## 13 中性点接地设备

### 13.1 消弧线圈

13.1.1 消弧线圈应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 额定频率。
- 3 额定容量。
- 4 补偿度。
- 5 电流分接头。
- 6 中性点位移电压。

13.1.2 消弧线圈应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 日温差。
- 3 相对湿度。
- 4 污秽等级。
- 5 海拔。
- 6 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 4 款；当在户外使用时，可不校验第 3 款。

13.1.3 装设在户外的消弧线圈宜选用油浸式。装设在户内相对湿度小于 80% 场所的消弧线圈，宜选用干式。在电容电流变化较大的场所，宜选用自动跟踪动态补偿式消弧线圈。

13.1.4 为便于运行调谐，宜选用容量接近于计算值的消弧线圈。消弧线圈的补偿容量，可按式 (13.1.4) 计算：

$$Q = KI_C \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (13.1.4)$$

式中  $Q$ ——补偿容量，kVA；

$K$ ——系数，过补偿取 1.35，欠补偿按脱谐度确定；

$I_C$ ——电网或发电机回路的电容电流，A；

$U_N$ ——电网或发电机回路的额定线电压，kV。

**13.1.5** 在计算消弧线圈的补偿容量时，电网的电容电流应包括有电气连接的所有架空线路、电缆线路的电容电流，并计及厂、所母线和电器的影响。该电容电流应取最大运行方式下的电流。发电机电压回路的电容电流，应包括发电机、变压器的发电机电压侧和连接发电机、变压器之间连接导体的电容电流，当回路装有直配线或电容器时，尚应计及这部分电容电流。

**13.1.6** 变压器中性点的消弧线圈和具有直配线的发电机中性点的消弧线圈应采用过补偿方式。单元连接的发电机中性点的消弧线圈宜采用欠补偿方式。

**13.1.7** 中性点经消弧线圈接地的电网，在正常情况下，长时间中性点位移电压不应超过额定相电压的 15%，脱谐度不宜大于 10%（绝对值）。

中性点经消弧线圈接地的发电机，在正常情况下，长时间中性点位移电压不应超过额定相电压 10%，考虑到限制传递过电压等因素，脱谐度不宜超过  $\pm 30\%$ ，消弧线圈的分接头应满足脱谐度的要求。

中性点位移电压可按式（13.1.7-1）、式（13.1.7-2）计算：

$$U_o = \frac{U_{bd}}{\sqrt{d^2 + v^2}} \quad (13.1.7-1)$$

$$v = \frac{I_C - I_L}{I_C} \quad (13.1.7-2)$$

式中  $U_o$ ——中性点位移电压，kV；

$U_{bd}$ ——消弧线圈投入前电网或发电机回路中性点不对称电压，可取 0.8% 相电压；

$d$ ——阻尼率，60~110kV 架空线路宜取 3%，35kV 及以下架空线路宜取 5%，电缆线路宜取 2%~4%；

$v$ ——脱谐度；

$I_C$ ——电网或发电机回路的电容电流，A；

$I_L$ ——消弧线圈电感电流，A。

**13.1.8** 在发电厂中，发电机电压消弧线圈可装在发电机中性点上，也可装在厂用变压器中性点上。当发电机与变压器为单元连接时，消弧线圈应装在发电机中性点上。在变电所中，消弧线圈宜装在变压器中性点上。

**13.1.9** 消弧线圈直接接于 YN, d 接线或 YN, yn, d 接线的变压器中性点上，也可接在 ZN, yn 接线的变压器中性点。接于上述变压器中性点上的消弧线圈的容量，不应超过变压器三相总容量的 50%，并且不应大于三绕组变压器的任一绕组容量。

如需将消弧线圈接于 YN, yn 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绕组总容量的 20%。但不应将消弧线圈接于零序磁通经铁芯闭路的 YN, yn 接线变压器的中性点上（例如外铁型变压器或 3 台单相变压器组成的变压器组）。

如果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。

**13.1.10** 当 2 台变压器合用 1 台消弧线圈时，应分别经隔离开关与变压器中性点相连，运行时只合其中 1 组隔离开关。

## 13.2 接地电阻

**13.2.1** 接地电阻应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 正常运行电流。
- 3 额定短时耐受电流及其持续时间。
- 4 电阻值。
- 5 电阻材质。
- 6 额定频率。
- 7 中性点位移电压。

**13.2.2** 接地电阻尚应按下列环境条件校验：



- 1 环境温度。
- 2 日温差。
- 3 相对湿度。
- 4 污秽等级。
- 5 海拔。
- 6 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 4 款；当在户外使用时，可不校验第 3 款。

**13.2.3** 系统中性点经电阻接地方式，可根据系统单相对地电容电流值来确定。当接地电容电流小于规定值时，可采用高电阻接地方式，当接地电容电流值大于规定值时，可采用低电阻接地方式。

**13.2.4** 当中性点采用高电阻接地方式时，高电阻选择应按下列规定计算：

1 经高电阻直接接地，按式 (13.2.4-1) ~ 式 (13.2.4-3) 计算：

$$\text{电阻的额定电压 } U_R \geq 1.05 \times \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (13.2.4-1)$$

$$\text{电阻值 } R = \frac{U_N}{\sqrt{3}I_R} \times 10^3 = \frac{U_N}{\sqrt{3}KI_C} \times 10^3 \quad (13.2.4-2)$$

$$\text{电阻消耗功率 } P_R = \frac{U_N}{\sqrt{3}} \times I_R \quad (13.2.4-3)$$

式中  $R$ ——中性点接地电阻值， $\Omega$ ；

$U_N$ ——系统额定线电压，kV；

$U_R$ ——电阻额定电压，kV；

$I_R$ ——电阻电流，A；

$I_C$ ——系统单相对地短路时电容电流，A；

$K$ ——单相对地短路时电阻电流与电容电流的比值，宜取 1.1。

2 经单相配电变压器接地，按式 (13.2.4-4) ~ 式

(13.2.4-6) 计算, 电阻的额定电压应不小于变压器二次侧电压, 宜选用 110V 或 220V。

$$\text{电阻值} \quad R_{N2} = \frac{U_N \times 10^3}{1.1 \times \sqrt{3} I_C n_\varphi^2} \quad (13.2.4-4)$$

接地电阻消耗功率

$$P_R = I_{R2} U_{N2} \times 10^{-3} = \frac{U_N \times 10^3}{\sqrt{3} n_\varphi R_{N2}} \times \frac{U_N}{\sqrt{3} n_\varphi} = \frac{U_N^2}{3 n_\varphi^2 R_{N2}} \times 10^{-3} \quad (13.2.4-5)$$

$$n_\varphi = \frac{U_N \times 10^3}{\sqrt{3} U_{N2}} \quad (13.2.4-6)$$

式中  $n_\varphi$ ——降压变压器一次、二次之间的变比;

$I_{R2}$ ——二次电阻上流过的电流, A;

$U_{N2}$ ——单相配电变压器的二次电压, V;

$R_{N2}$ ——间接接入的电阻值,  $\Omega$ 。

**13.2.5** 当中性点采用低电阻接地方式时, 接地电阻选择可按式 (13.2.5-1) ~ 式 (13.2.5-3) 计算:

$$\text{电阻的电压} \quad U_R \geq 1.05 \times \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (13.2.5-1)$$

$$\text{电阻值} \quad R_N = \frac{U_N}{\sqrt{3} I_d} \quad (13.2.5-2)$$

$$\text{接地电阻消耗功率} \quad P_R = I_d U_R \quad (13.2.5-3)$$

式中  $R_N$ ——中性点接地电阻值,  $\Omega$ ;

$U_N$ ——系统线电压, V;

$I_d$ ——选定的单相接地电流, A。

**13.2.6** 中性点电阻材质可选用金属、非金属或金属氧化物线性电阻。

### 13.3 接地变压器

**13.3.1** 接地变压器应按下列技术条件选择:

1 型式。

- 2 额定容量。
- 3 绕组电压。
- 4 额定频率。
- 5 额定电流。
- 6 额定绝缘水平。
- 7 温升。
- 8 过载能力。

**13.3.2** 接地变压器应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 日温差。
- 3 最大风速。
- 4 相对湿度。
- 5 污秽等级。
- 6 海拔。
- 7 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 3、第 5 款；当在户外使用时，可不校验第 4 款。

**13.3.3** 当系统中性点可以引出时宜选用单相接地变压器，系统中性点不能引出时应选用三相变压器。接地变压器宜选用干式无激磁调压接地变压器。

**13.3.4** 接地变压器参数选择应符合下列规定：

**1** 接地变压器的额定电压应按下列规定计算：

- 1) 安装在发电机或变压器中性点的单相接地变压器额定一次电压应按式 (13.3.4-1) 计算：

$$U_{Nb} = U_N \quad (13.3.4-1)$$

式中  $U_N$ ——发电机或变压器额定一次线电压，kV。

- 2) 接于系统母线三相接地变压器额定一次电压应与系统额定电压一致。接地变压器二次电压可根据负载特性确定。

2 接地变压器的绝缘水平应与连接系统绝缘水平相一致。

3 接地变压器的额定容量应按下列规定计算：

1) 单相接地变压器额定容量 (kVA) 应按式 (13.3.4-2) 计算：

$$S_N \geq \frac{1}{K} \times U_2 I_2 = \frac{U_N}{\sqrt{3} K n_\varphi} \times I_2 \quad (13.3.4-2)$$

式中  $U_N$ ——发电机或变压器额定一次电压，kV；

$I_2$ ——单相接地时变压器一次侧的电阻电流，A；

$K$ ——变压器的过负荷系数（由变压器制造厂提供）。

2) 三相接地变压器，其额定容量应与消弧线圈或接地电阻容量相匹配。若带有二次绕组还应考虑二次负荷容量。

3) 对 Z 型或 YN, d 接线三相接地变压器，若中性点接消弧线圈或电阻，接地变压器容量应符合式 (13.3.4-3) 和式 (13.3.4-4) 的要求：

$$S_N \geq Q_x \quad (13.3.4-3)$$

$$S_N \geq P_r \quad (13.3.4-4)$$

式中  $Q_x$ ——消弧线圈额定容量；

$P_r$ ——接地电阻额定容量。

4) 对 Y, 开口 d 接线接地变压器（三台单相），若中性点接消弧线圈或电阻，接地变压器容量应符合式 (13.3.4-5) 和式 (13.3.4-6) 的要求：

$$S_N \geq \sqrt{3} Q_x / 3 \quad (13.3.4-5)$$

$$S_N \geq \sqrt{3} P_r / 3 \quad (13.3.4-6)$$

## 14 过电压保护设备

### 14.1 避雷器

14.1.1 阀式避雷器应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压。
- 2 持续运行电压。
- 3 额定频率。
- 4 类型。
- 5 暂时过电压及持续时间。
- 6 标称放电电流。
- 7 保护特性。
- 8 通流容量或长持续时间电流冲击耐受能力。
- 9 压力释放等级。
- 10 耐污性能。
- 11 机械载荷。
- 12 外套的绝缘耐受性能。
- 13 局部放电和无线电干扰电压。
- 14 辅助设备。

14.1.2 阀式避雷器应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 日温差。
- 3 最大风速。
- 4 相对湿度。
- 5 污秽等级。
- 6 海拔。
- 7 地震烈度。

注：当在户内使用时，可不校验第 2、第 3、第 5 款；当在户外使用时，可不校验第 4 款。

**14.1.3** 采用阀式避雷器进行雷电过电压保护时，除旋转电机外，对不同电压范围、不同系统接地方式的避雷器应按下列规定选型：

**1** 有效接地系统，220kV 及以下宜采用金属氧化物避雷器；220kV 以上应选用金属氧化物避雷器。

**2** 气体绝缘金属封闭开关设备和低电阻接地系统应选用金属氧化物避雷器。

**3** 不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统，根据系统中谐振过电压和间歇性电弧接地过电压等发生的可能性及其严重程度，可选金属氧化物避雷器或普通碳化硅阀式避雷器。

**14.1.4** 旋转电机的雷电侵入波过电压保护，宜采用旋转电机金属氧化物避雷器或旋转电机磁吹阀式避雷器。

**14.1.5** 无间隙金属氧化物避雷器按其标称放电电流的分类见表 14.1.5。

**表 14.1.5 无间隙金属氧化物避雷器的分类**

标称放电电流 (峰值) $I_n$ (kA)	额定电压 $U_r$ (有效值) (kV)	备 注
20	$420 \leq U_r \leq 468$	电站用避雷器
10	$90 \leq U_r \leq 468$	
5	$4 \leq U_r \leq 25$	发电机用避雷器
	$5 \leq U_r \leq 17$	配电用避雷器
	$5 \leq U_r \leq 90$	并联补偿电容器用避雷器
	$5 \leq U_r \leq 108$	电站用避雷器
2.5	$4 \leq U_r \leq 13.5$	电动机用避雷器
1.5	$0.28 \leq U_r \leq 0.50$	低压避雷器
	$2.4 \leq U_r \leq 15.2$	电机中性点用避雷器
	$60 \leq U_r \leq 207$	变压器中性点用避雷器

**14.1.6** 碳化硅避雷器基本分类见表 14.1.6。

表 14.1.6 碳化硅避雷器的基本分类

标称放电电流 (峰值) $I_n$ (kA)	额定电压 $U_r$ (有效值) (kV)	备 注
10	$290 \leq U_r \leq 468$	电站用磁吹避雷器
5	$41 \leq U_r \leq 200$	电站用磁吹避雷器
	$3.8 \leq U_r \leq 200$	电站用普通避雷器
	3.8、7.6、12.7	配电用避雷器
3	2.3、4.6	电机中性点用避雷器
	$3.8 \leq U_r \leq 19$	电动机用避雷器
	0.25、0.5	低压避雷器
1	51	110kV 变压器中性点用磁吹避雷器

**14.1.7** 对于有并联间隙的或串联间隙上有并联电阻的金属氧化物避雷器，应按系统中长期作用在其上的最高工作电压，确定持续运行电压。在中性点非直接接地系统中，对串联间隙上有并联电阻的金属氧化物避雷器，应进行 2h 以上耐受 2.0 倍系统最高线电压的试验，以证明并联电阻与电阻片的额定短时耐受电流性能达到要求。

**14.1.8** 无间隙金属氧化物避雷器持续运行电压的选择应符合下列要求：

1 中性点直接接地系统：

$$U_c \geq U_m / \sqrt{3} \quad (14.1.8-1)$$

2 中性点非直接接地系统。

1) 10s 及以内切除故障：

$$U_c \geq U_m / \sqrt{3} \quad (14.1.8-2)$$

2) 10s 以上切除故障：

——标称电压 6~20kV 系统：

$$U_c \geq 1.1U_m \quad (14.1.8-3)$$

——标称电压 35~66kV 系统：

$$U_c \geq U_m \quad (14.1.8-4)$$

式中  $U_m$ ——系统最高电压，kV。

**14.1.9** 无间隙金属氧化物避雷器设备额定电压的选择应符合下列要求：

1 中性点直接接地系统：

$$U_r \geq U_t \quad (14.1.9-1)$$

2 中性点非直接接地系统：

$$U_r \geq kU_t \quad (14.1.9-2)$$

式中  $k$ ——切除单相接地故障时间系数，10s 及以内切除取 1.0；10s 以上切除取 1.25~1.30（1.25 主要用于保护并联补偿电容器及其他绝缘较弱设备的无间隙金属氧化物避雷器）；

$U_t$ ——系统暂时过电压，kV。

3 系统暂时过电压  $U_t$  的推荐值见表 14.1.9-1。

**表 14.1.9-1 系统暂时过电压  $U_t$  推荐值**

接地方式	非直接接地系统			直接接地系统	
	系统标称电压（有效值） (kV)	3~20	35~66	110~220	330~500
$U_t$ （有效值）(kV)	1.1 $U_m$	$U_m$	0.8 $U_m$	0.75 $U_m$	0.8 $U_m$

4 无间隙金属氧化物避雷器设备额定电压的建议值见表 14.1.9-2~表 14.1.9-5。

**表 14.1.9-2 电站和配电用无间隙金属氧化物避雷器额定电压  $U_r$  的建议值**

接地方式	非直接接地系统及小阻抗接地系统												直接接地系统					
	10s 及以内切除故障						10s 以上切除故障						330		500			
系统标称电压 (有效值) (kV)	3	6	10	20	35	66	3	6	10	20	35	66	110	220	母 线 侧	线 路 侧	母 线 侧	线 路 侧
$U_r$ （有效值） (kV)	4	10	15	26	42	72	5	12	17	34	54	96	102	204	300	312	420	444



**表 14.1.9-3 发电机用无间隙金属氧化物  
避雷器额定电压  $U_r$  的建议值**

发电机电压 (有效值) (kV)	3.15	6.3	10.5	13.8	15.75	18	20	22	24	26
$U_r$ (有效值) (kV)	4	8	13.5	17.5	20	23	25	27.5	30	32.5

**表 14.1.9-4 发电机中性点用无间隙金属氧化物避雷器  
额定电压  $U_r$  的建议值**

发电机电压 (有效值) (kV)	3.15	6.3	10.5	13.8	15.75	18	20	22	24	26
$U_r$ (有效值) (kV)	2.4	4.8	8.0	10.5	12.0	13.7	15.2	16.0	18.0	19.0

**表 14.1.9-5 变压器中性点用无间隙金属氧化物避雷器  
额定电压  $U_r$  的建议值**

中性点绝缘水平	全绝缘		分级绝缘			
系统标称电压 (有效值) (kV)	35	66	110	220	330	500
$U_r$ (有效值) (kV)	51	96	72	144	84 (210)	102
注：括号内数值使用于中性点 150kV 等级绝缘。						

**14.1.10** 有串联间隙金属氧化物避雷器和碳化硅避雷器的额定电压应符合下列要求：

- 1 标称电压 110~220kV 系统：

$$U_r \geq 0.8U_m \quad (14.1.10-1)$$

2 标称电压 3kV 及以上具有发电机的系统，不低于 1.1 倍发电机最高运行电压。

- 1) 标称电压 3~20kV 系统：

$$U_r \geq 1.1U_m \quad (14.1.10-2)$$

2) 标称电压 35~66kV 系统:

$$U_r \geq U_m \quad (14.1.10-3)$$

3 标称电压 3~20kV 发电机, 不低于 0.64 倍发电机最高运行电压。中性点用串联间隙金属氧化物避雷器和碳化硅避雷器的额定电压:

1) 标称电压 3~20kV 系统:

$$U_r \geq 0.64U_m \quad (14.1.10-4)$$

2) 标称电压 35~66kV 系统:

$$U_r \geq 0.58U_m \quad (14.1.10-5)$$

4 有串联间隙的金属氧化物避雷器典型推荐值见表 14.1.10。碳化硅避雷器标准的特性应符合 GB 7327 的规定。

表 14.1.10 串联间隙金属氧化物避雷器典型推荐值

系统标称电压 (有效值) (kV)	$U_r$ (有效值) (kV)	电站用			配电用		
		工频放电电压 (有效值) (kV)	1.2/50 $\mu$ s 冲击 放电电压 (峰值) (kV)	波前冲击 放电电压 (峰值) (kV)	工频放电电压 (有效值) (kV)	1.2/50 $\mu$ s 冲击 放电电压 (峰值) (kV)	波前冲击 放电电压 (峰值) (kV)
3	3.8	9	20	25	9	21	26.3
6	7.6	16	30	37.5	16	35	43.8
10	12.7	26	45	56.5	26	50	62.5
35	42	80	134	168	—	—	—

14.1.11 阀式避雷器标称放电电流下的残压, 不应大于被保护电器设备 (旋转电机除外) 标准雷电冲击全波耐受电压的 71%。

14.1.12 无间隙金属氧化物避雷器的机械载荷应按 GB 11032 选取。有间隙金属氧化物避雷器的机械载荷与无间隙金属氧化物避雷器相同。碳化硅避雷器的机械载荷应按 GB 7327 选取。

14.1.13 避雷器应配备放电动作记录器或其他监测装置。

## 14.2 阻容吸收器

14.2.1 阻容吸收器应按下列技术条件选择:

- 1 额定电压。
  - 2 电阻值。
  - 3 电容值。
  - 4 额定频率。
  - 5 额定绝缘水平。
  - 6 布置型式。
- 14.2.2** 阻容吸收器应按下列使用环境条件校验：
- 1 环境温度。
  - 2 海拔。
- 14.2.3** 当用于中性点不接地系统时，应校验所装阻容吸收器的电容值，不应影响系统的中性点接地方式。
- 14.2.4** 选择阻容吸收器应校验所在回路的过电压水平。

## 15 绝缘子及穿墙套管

15.0.1 绝缘子应按下列技术条件选择：

- 1 型式。
- 2 系统标称电压。
- 3 峰值耐受电流耐受能力（仅对支柱绝缘子）。
- 4 额定绝缘水平。
- 5 额定机械荷载。

15.0.2 穿墙套管应按下列技术条件选择：

- 1 型式。
- 2 系统标称电压。
- 3 额定电流（对带导体穿墙套管）。
- 4 额定绝缘水平。
- 5 额定短时耐受电流及其持续时间（对带导体穿墙套管）。
- 6 额定峰值耐受电流。

15.0.3 绝缘子及穿墙套管应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度。
- 2 相对湿度。
- 3 海拔。
- 4 地震烈度。
- 5 最大风速。
- 6 污秽等级。

注：当在户内使用时，可不校验第 5、第 6 款；当在户外使用时，可不校验第 2 款。

15.0.4 复合绝缘子及盘形悬式绝缘子型式与每串的片数应按下列条件选择：

- 1 按系统最高电压要求的爬电比距选择。绝缘子串爬电比

距应依照经审定的污秽区域分布图所划定的污秽等级选择，标准分级见附录 B。在空气污秽地区使用的盘形悬式瓷绝缘子，尚应与其他电气设备采用相同的防污措施。

**2** 按操作过电压选择。对 252kV 及以下按计算用最大操作过电压和绝缘子串的工频湿闪电压选择；对 252kV 以上按线路型避雷器的操作过电压保护水平和绝缘子串正极性操作冲击 50% 放电电压选择。

**3** 按雷电过电压选择。按避雷器（对 252kV 以上为线路型）在标称雷电流下的残压值和绝缘子串正极性雷电冲击 50% 放电电压选择，且不应低于变电站电气设备中隔离开关和支柱绝缘子的相应值。选择盘形悬式瓷绝缘子应考虑绝缘子的老化，每串绝缘子宜预留零值绝缘子。

**15.0.5** 户外支柱绝缘子宜采用棒型支柱绝缘子。户外支柱绝缘子需倒装时，可用悬挂式支柱绝缘子。户内支柱瓷绝缘子宜采用联合胶装的多棱式支柱瓷绝缘子。

**15.0.6** 对标称电压 6~20kV 系统使用的户外支柱绝缘子和穿墙套管，当有冰、雪或污秽时，宜采用高一级电压的产品。对标称电压 6kV 系统使用者，也可采用提高两级电压的产品。

**15.0.7** 对不带导体（母线式）的穿墙套管应校核窗口允许穿过的母线尺寸。

**15.0.8** 校验支柱绝缘子机械强度时，应将作用在母线截面重心上的母线短路电动力换算到绝缘子顶部。

**15.0.9** 在校验 40.5kV 及以上非垂直安装的支柱绝缘子的机械强度时，应计及绝缘子自重、母线重量和短路电动力的联合作用。

**15.0.10** 对支柱绝缘子，除校验抗弯机械强度外，还应校验抗扭机械强度。

**15.0.11** 在高海拔地区，当需要增加盘形悬式绝缘子数量来加强绝缘时，若无运行经验，其绝缘子串的片数可按式（15.0.11）修正：

$$n_H = ne^{0.1215m_1(H-1)/1000} \quad (15.0.11)$$

式中  $n_H$ ——修正后的每联绝缘子数量，片；

$n$ ——海拔 1000m 及以下地区每联绝缘子数量，片；

$H$ ——海拔，m；

$m_1$ ——特征指数，它反映气压对于污闪电压的影响程度，由试验确定。

**15.0.12** 在空气清洁无明显污秽的地区，悬垂绝缘子串的盘形悬式绝缘子片数可比耐张绝缘子串的同型绝缘子少 1 片（标称电压 35~330kV 系统）或 2 片（标称电压 500kV 系统）。污秽地区耐张绝缘子串的盘形悬式绝缘子片数若按 15.0.4 条 1 款选定，则悬垂绝缘子串的盘形悬式绝缘子片数应与之相同。

**15.0.13** 对用于标称电压 330kV 及以上系统的盘形悬式绝缘子串应装设均压和屏蔽装置。

## 附录 A 高压输变电设备的绝缘水平

表 A-1 电压范围 I ( $1\text{kV} < U_m \leq 252\text{kV}$ ) 的设备的标准绝缘水平

单位: kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定短时工频 耐受电压 (有效值)
		系列 I	系列 II	
3	3.5	20	40	18
6	6.9	40	60	25
10	11.5	60	75 95	30/42 <sup>c</sup> ; 35
15	17.5	75	95 105	40; 45
20	23.0	95	125	50; 55
35	40.5	185/200 <sup>a</sup>		80/95 <sup>c</sup> ; 85
66	72.5	325		140
110	126	450/480 <sup>a</sup>		185; 200
220	252	(750) <sup>b</sup>		(325) <sup>b</sup>
		850		360
		950		395
		(1050) <sup>b</sup>		(460) <sup>b</sup>

注: 系统标称电压 3~15kV 所对应设备的系列 I 绝缘水平, 在我国仅用于中性点直接接地系统。

a: 斜线后数据仅用于变压器类设备的内绝缘。

b: 220kV 设备, 括号内的数据不推荐选用。

c: 为设备外绝缘在干燥状态下之耐受电压。

表 A-2 电压范围 II ( $U_m > 252kV$ ) 的设备的标准绝缘水平

单位: kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定操作冲击耐受电压 (峰值)				纵绝缘 <sup>a</sup>		额定雷电冲击 耐受电压 (峰值)		额定短时工频 耐受电压 (有效值)
		相对地	相间	相间与相对 地之比	6	7	8	9	相对地 <sup>c</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 <sup>e</sup>	
		850	1300	1.50	950	850	1050	(460)		
330	363	950	1425	1.50	950	(+295) <sup>b</sup>	1175		(510)	
		1050	1675	1.06	1175	1050	1425	d	(630)	
500	550	1175	1800	1.50	1175	(+450) <sup>b</sup>	1550		(680)	
		—	—	—	—	—	1675		(740)	

a: 纵绝缘的操作冲击耐受电压选取栏 6 或栏 7 之数值, 决定于设备的工作条件, 在有关设备标准中规定。

b: 栏 7 中括号内之数值是加在同一极对应相端子上的反极性工频电压的峰值。

c: 栏 10 括号内数值为短时工频耐受电压值, 仅供参考。

d: 设备纵绝缘的额定冲击耐受电压由两个分量组成, 一为相对地的额定雷电冲击耐受电压; 另一为反极性的工频耐受电压, 其幅值为  $(0.7 \sim 1.0) \times \sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$ 。



表 A-3 各类设备的雷电冲击耐受电压

单位: kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击(内、外绝缘)耐受电压(峰值)						截断雷电冲击 耐受电压(峰值) 变压器类设备的 内绝缘
		变压器	并联电抗器	耦合电容器、 电压互感器	高压电力 电缆 <sup>b</sup>	高压电器	母线支柱绝缘子、 穿墙套管	
3	3.5	40	40	40	—	40	40	45
6	6.9	60	60	60	—	60	60	65
10	11.5	75	75	75	—	75	75	85
15	17.5	105	105	105	105	105	105	115
20	23	125	125	125	125	125	125	140
35	40.5	185/200 <sup>a</sup>	185/200 <sup>a</sup>	185/200 <sup>a</sup>	200	185	185	220
66	72.5	325	325	325	325	325	325	360
		350	350	350	350	350	350	385
110	126	450/480 <sup>a</sup>	450/480 <sup>a</sup>	450/480 <sup>a</sup>	450	450	450	530
		550	550	550	550	550	550	630
220	252	850	850	850	850	850	935	950
		950	950	950	950	950	950	1050
330	363	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1175
		1175	1175	1175	1175	1175	1175	1300
500	550	1425	1425	1425	1425	1425	1425	1550
		1550	1550	1550	1550	1550	1550	1675
		1675	1675	1675	1675	1675	1675	1800

a: 斜线之下数据仅用于该类设备的内绝缘。

b: 对高压电力电缆是指热状态下的耐受电压值。

表 A-4 各类设备的短时 (I<sub>min</sub>) 工频耐受电压 (有效值)

单位: kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	内、外绝缘 (干试与湿试)				母线支柱绝缘子	
		变压器	并联电抗器	耦合电容器、高压电 压互感器和穿墙套管	高压电 力电 缆	湿试	干试
1	2	3 <sup>a</sup>	4 <sup>a</sup>	5 <sup>b</sup>	6 <sup>b</sup>	7	8
3	3.5	18	18	18/25		18	25
6	6.9	25	25	23/30		23	32
10	11.5	30/35	30/35	30/42		30	42
15	17.5	40/45	40/45	40/55	45/45	40	57
20	23	50/55	50/55	50/65	50/55	50	68
35	40.5	80/85	80/85	80/95	80/85	80	100
66	72.5	140	140	140	140	140	165
		160	160	160	160	160	185
110	126	185/200	185/200	185/200	185/200	185	265
		360	360	360	360	360	450
220	252	395	395	395	395	395	495
					460		
					460		
330	363	510	510	510	510	510	
					570		
500	550	630	630	630	630	630	
					680		
					740		

注: 表中给出的 330~500kV 设备之短时工频耐受电压仅供参考。

a: 斜线后的数据为该设备的内绝缘和外绝缘干状态之耐受电压。

b: 斜线后的数据为该设备的外绝缘干耐受电压。

表 A-5 电力变压器中性点绝缘水平 单位: kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	中性点接地方式	雷电冲击全波 和截波耐受电压 (峰值)	短时工频耐受电压 (有效值) (内、外绝缘, 干试与湿试)
110	126	不固定接地	250	95
220	252	固定接地	185	85
		不固定接地	400	200
330	363	固定接地	185	85
		不固定接地	550	230
500	550	固定接地	185	85
		经小电抗接地	325	140

## 附录 B 线路和发电厂、变电所 污秽分级标准

表 B-1 线路和发电厂、变电所污秽等级

污秽等级	污 秽 特 征	盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	
		线路	发电厂、变电所
0	大气清洁地区及离海岸盐场 50km 以上无明显污秽地区	≤0.03	—
I	大气轻度污秽地区, 工业区和人口低密集区, 离海岸盐场 10~50km 地区。在污闪季节中干燥少雾 (含毛毛雨) 或雨量较多时	0.03~0.06	≤0.06
II	大气中等污秽地区, 轻盐碱和炉烟污秽地区, 离海岸盐场 3~10km 地区, 在污闪季节中潮湿多雾 (含毛毛雨) 但雨量较少时	0.06~0.10	0.06~0.10
III	大气污染较严重地区, 重雾和重盐碱地区, 近海岸盐场 1~3km 地区, 工业与人口密度较大地区, 离化学污染源和炉烟污秽 300~1500m 的较严重污秽地区	0.10~0.25	0.10~0.25
IV	大气特别严重污染地区, 离海岸盐场 1km 以内, 离化学污染源和炉烟污秽 300m 以内的地区	0.25~0.35	0.25~0.35

表 B-2 各级污秽等级下的爬电比距分级数值

污秽等级	爬电比距 (cm/kV)			
	线路		发电厂、变电所	
	220kV 及以下	330kV 及以上	220kV 及以下	330kV 及以上
0	1.39 (1.60)	1.45 (1.60)	—	—

表 B-2 (续)

污秽等级	爬电比距 (cm/kV)			
	线路		发电厂、变电所	
	220kV 及以下	330kV 及以上	220kV 及以下	330kV 及以上
I	1.39~1.74 (1.60~2.00)	1.45~1.82 (1.60~2.00)	1.60 (1.84)	1.60 (1.76)
II	1.74~2.17 (2.00~2.50)	1.82~2.72 (2.00~2.50)	2.00 (2.30)	2.00 (2.20)
III	2.17~2.78 (2.50~3.20)	2.27~2.91 (2.50~3.20)	2.50 (2.88)	2.50 (2.75)
IV	2.78~3.30 (3.20~3.80)	2.91~3.45 (3.20~3.80)	3.10 (3.57)	3.10 (3.41)
<p>注 1: 线路和发电厂、变电所爬电比距计算时取系统最高工作电压。表中括号内数字为按系统标称电压计算值。</p> <p>注 2: 对电站设备 0 级 (220kV 及以下爬电比距为 1.48cm/kV、330kV 及以上爬电比距为 1.55cm/kV), 目前保留作为过渡时期的污级。</p> <p>注 3: 对处于污秽环境中用于中性点绝缘和经消弧线圈接地系统的电力设备, 其外绝缘水平一般可按高一级选取。</p> <p>注 4: 本表适用于海拔 1000m 及以下地区。</p>				

## 附录 C 常用电力电缆允许持续载流量

**表 C-1 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆在  
自由空气中敷设时允许持续载流量**

额定电压 (kV)	0.6/1~1.8/3		3.6/6~12/20		18/20~26/35		64/110	
单芯电缆排列方式	品字形	水平形	品字形	水平形	品字形	水平形	品字形	水平形
导体截面 (mm <sup>2</sup> )	电缆允许持续载流量 (A)							
1.5	22	32						
2.5	30	42						
4	41	56						
6	53	70						
10	73	97						
16	97	125						
25	123	166	140	165				
35	154	206	170	205				
50	188	250	205	245	220	245		
70	244	321	260	305	270	305		
95	298	391	315	370	330	370		
120	348	455	360	430	375	425		
150	401	525	410	490	425	485		
185	460	602	470	560	485	555		
240	553	711	555	665	560	650	570	630
300	640	821	640	765	650	745	650	725
400	749	987	745	890	760	870	750	840
500	861	1140	855	1030	875	1000	860	970
630	990	1323	980	1190	1000	1160	980	1120
800			1100	1370	1130	1330	1110	1280
1000			1230	1540	1250	1490	1240	1450
环境温度 (°C)	40							
导体最高工作温度 (°C)	90							
注 1: 水平排列电缆相互间中心距为电缆外径的 2 倍。								
注 2: 6kV 及以上载流量值为参考数据。								

表 C-2 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆埋地敷设时允许持续载流量

额定电压 (kV)	0.6/1~1.8/3		3.6/6~12/20		18/20~26/35		64/110	
单芯电缆排列方式	品字形	水平形	品字形	水平形	品字形	水平形	品字形	水平形
导体截面 (mm <sup>2</sup> )	电缆允许持续载流量 (A)							
1.5	24							
2.5	32							
4	40							
6	50							
10	68							
16	86							
25	111		143	152				
35	133		171	181				
50	157		202	212	204	214		
70	195		249	259	252	261		
95	231		296	310	299	314		
120	263		338	353	338	353		
150	297		381	400	376	395		
185	333		423	446	428	447		
240	384		493	516	494	522	500	525
300	433		553	586	559	592	565	595
400			632	674	639	677	645	680
500			711	767	729	776	730	775
630			800	874	823	884	820	880
800			884	977	912	996	910	990
1000			967	1088	996	1100	1000	1090
环境温度 (°C)	25							
土壤热阻系数 (K·m/W)	1.2							
导体最高工作温度 (°C)	90							
注 1: 水平排列电缆相互间中心距为电缆外径的 2 倍。								
注 2: 埋地敷设适用于电缆直埋或穿管埋设。								
注 3: 6kV 及以上载流量值为参考数据。								

表 C-3 三芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆允许持续载流量

额定电压 (kV)	0.6/1~ 1.8/3	3.6/6~ 12/20	18/20~ 26/35	0.6/1~ 1.8/3	3.6/6~ 12/20	18/20~ 26/35
导体截面 (mm <sup>2</sup> )	电缆在自由空气中敷设时 (A)			电缆在土壤中埋地敷设时 (A)		
1.5	21			24		
2.5	29			32		
4	38			40		
6	49			50		
10	68			67		
16	91			86		
25	116			111		
35	144	151		134	141	
50	175	184	163	158	168	146
70	224	232	208	195	207	181
95	271	282	252	231	245	215
120	315	323	293	263	279	244
150	363	369	338	297	316	276
185	415	420	386	333	353	310
240	490	496	455	384	410	358
300	565	578	525	433	465	402
400		649	592		506	453
环境温度 (°C)	40	40	40	25	25	25
土壤热阻系数 (K·m/W)				1.2		
导体最高工作温度 (°C)	90					
注 1: 埋地敷设适用于电缆直埋或穿管埋设。						
注 2: 6kV 及以上载流量值为参考数据。						



## 附录 D 不同敷设条件时电缆允许持续 载流量的校正系数

**表 D-1 35kV 及以下电缆在不同环境温度下  
持续载流量的校正系数**

环境温度 (°C)	30	35	40	45	20	25	30	35
导体最高工作 温度 (°C)	空气中				土壤中			
65	1.18	1.09	1.00	0.89	1.06	1.00	0.94	0.87
70	1.15	1.08	1.00	0.91	1.05	1.00	0.94	0.88
80	1.11	1.06	1.00	0.93	1.04	1.00	0.95	0.90
90	1.09	1.05	1.00	0.94	1.04	1.00	0.96	0.92
注：其他环境温度下持续载流量的校正系数 $K$ 可按下式计算： $K = \sqrt{\frac{\theta_m - \theta_2}{\theta_m - \theta_1}}$ 式中 $\theta_m$ ——导体最高工作温度, °C； $\theta_1$ ——对应于额定持续载流量的基准环境温度, °C； $\theta_2$ ——实际环境温度, °C。								

**表 D-2 不同热阻系数时电缆持续载流量的校正系数**

土壤热阻系数 (K · m/W)	分类特性 (土壤特性和雨量)	校正系数
0.8	土壤很潮湿, 经常下雨。如湿度大于 9% 的沙土; 湿度大于 10% 的沙-泥土等	1.05
1.2	土壤潮湿, 规律性下雨。如湿度大于 7% 但小于 9% 的沙土; 湿度为 12%~14% 的沙-泥土等	1.00
1.5	土壤较干燥, 雨量不大。如湿度为 8%~12% 的沙-泥土等	0.93
2.0	土壤干燥, 少雨。如湿度大于 4% 但小于 7% 的沙土; 湿度为 4%~8% 的沙-泥土等	0.87
3.0	多石地层, 非常干燥。如湿度小于 4% 的沙土	0.75
注 1: 本表适用于缺乏实测土壤热阻系数的粗略分类, 对 110kV 及以上电压电缆线路工程, 宜以实测方式确定土壤热阻系数。 注 2: 表中所给值适用于埋地深度不大于 800mm。		

**表 D-3 土壤中多回路直埋敷设时电缆持续  
载流量的校正系数**

回路数		2	3	4	5	6
电缆间的净距	无间距	0.75	0.65	0.60	0.55	0.50
	1根电缆外径	0.80	0.70	0.60	0.55	0.55
	125mm	0.85	0.75	0.70	0.65	0.60
	250mm	0.90	0.80	0.75	0.70	0.70
	500mm	0.90	0.85	0.80	0.80	0.80
注：表中所给值适用于埋地深度 700mm，土壤热阻系数为 $2.5K \cdot m/W$ 时的单芯或多芯电缆。						

**表 D-4 埋设在埋地管道内多回路电缆的  
持续载流量校正系数**

电缆类型		管道之间距离				
		相互接触	250mm	500mm	1000mm	
单路管道内的 多芯电缆	电缆 根数	2	0.85	0.90	0.95	0.95
		3	0.75	0.85	0.90	0.95
		4	0.70	0.80	0.85	0.90
		5	0.65	0.80	0.85	0.90
		6	0.60	0.80	0.80	0.90
单路管道内的 单芯电缆	由二根或三根 单芯电缆组成 的回路数	2	0.80	0.90	0.90	0.95
		3	0.70	0.80	0.85	0.90
		4	0.65	0.75	0.80	0.90
		5	0.60	0.70	0.80	0.90
		6	0.60	0.70	0.80	0.90
注：表中所给值适用于埋地深度 700mm，土壤热阻系数为 $2.5K \cdot m/W$ 时的单芯或多芯电缆。						

**表 D-5 多回路电缆成束敷设时电缆持续  
载流量的校正系数**

敷设方式		托盘数	回路数或多芯电缆数									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	≥10
敷设在墙、地板、无孔托盘上	无间距	1	1.00	0.85	0.79	0.75	0.73	0.72	0.72	0.71	0.70	0.70
敷设在有孔托盘上	无间距	1	1.00	0.88	0.82	0.79	0.76	0.73	0.73	0.72	0.72	0.72
		2	1.00	0.86	0.80	0.77		0.73			0.68	
		3	1.00	0.86	0.78	0.76		0.71			0.66	
	2d	1	1.00	0.98	0.96	0.95		0.91			—	
		2	0.97	0.93	0.89	0.87		0.85			—	
		3	0.96	0.92	0.86			0.85			—	
敷设在梯架上	无间距	1	1.00	0.87	0.82	0.80	0.80	0.79	0.79	0.78	0.78	0.78
		2	1.00	0.86	0.80	0.78		0.76			0.73	
		3	1.00	0.85	0.79	0.76		0.73			0.70	
	2d	1	1.00	1.00	1.00	1.00	—	—				
		2	0.97	0.95	0.93	—		—	—	—	—	—
		3	0.95	0.94	0.90	0.96	—	—				
注 1：本表适用于二根或三根单芯电缆组成的电缆束，以及多芯电缆。 注 2：本表适用于尺寸和负荷相同的电缆束。 注 3： $d$ 为电缆外径。相邻电缆的水平间距大于 $2d$ 时，则不需要校正。 注 4：本表适用于两个托盘间垂直间距 300mm、托盘与墙距大于 20mm 的情况。												

**表 D-6 在桥架上无间距两层并列时持续  
载流量的校正系数**

叠置电缆层数		2
桥架类别	梯架	0.65
	有孔托盘	0.55
注：呈水平状并列电缆数不少于 7 根。		

**表 D-7 1~10kV 电缆户外明敷无遮阳时持续  
载流量的校正系数**

截面 (mm <sup>2</sup> )			35	50	70	95	120	150	185	240	
电压 (kV)	1	芯数	3	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.97	0.96	0.94
	10		3	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.90	0.88
			1	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
注：运用本表系数校正对应的持续载流量基础值，是采取户外环境温度的户内空气中电缆持续载流量。											

http://www.sljzjxx.com  
水利造价信息网

## 标准用词说明

标准用词	在特殊情况下的等效表述	要求严格程度
应	有必要、要求、要、只有……才允许	要 求
不应	不允许、不许可、不要	
宜	推荐、建议	推 荐
不宜	不推荐、不建议	
可	允许、许可、准许	允 许
不必	不需要、不要求	

中华人民共和国水利行业标准

水利水电工程导体和电器选择设计规范

SL 561—2012

条文说明

<http://www.sljzjxx.com>  
水利造价信息网

## 目 次

1	总则	99
2	基本规定	100
3	环境条件	102
4	裸导体	105
5	封闭母线	123
6	电力电缆	130
7	高压开关设备	131
8	电力变压器	148
9	电抗器	149
10	电流互感器	154
11	电压互感器	162
12	变频装置	168
13	中性点接地设备	169
14	过电压保护设备	174
15	绝缘子及穿墙套管	179

# 1 总 则

**1.0.2** 目前，水利水电工程中 3kV 电器基本不再使用，因此，本标准适用于 6~500kV 电器的选择设计。鉴于现已运行的电器仍存在 3kV 电压等级，本标准部分条款引自其他标准，为保持标准的完整性，第 14.1 节和附录中保留了 3kV 电压等级。

**1.0.4** 明确在工程中采用的新技术、新工艺、新材料、新设备应通过试验并经过工业试运行考验，对新产品鉴定可不要求进行。

http://www.sizixun.com  
水利造价信息网



## 2 基本规定

**2.0.3** 长期工作制电器为断路器、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、高压接触器等高压开断电器。由于高压开断电器没有连续过载的能力，因此明确了长期工作制电器的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。

**2.0.4** 《国家电网公司电网规划设计内容深度规定（试行）》（国家电网规〔2003〕312号）规定：“电网规划设计包括近期、中期、长期三个阶段，并遵循“近细远粗、远近结合”的思路开展工作。设计年限宜与国民经济和社会发展规划的年限相一致，近期规划5年左右、中期规划5~15年左右，长期规划15年以上。近期规划侧重于对近期输变电建设项目的优化和调整；中期规划侧重于对电网网架进行多方案的比选论证，推荐电网方案和输变电建设项目，提出合理的电网结构；长期规划侧重于对主网架进行战略性、框架性及结构性的研究和展望。”

《农村水电供电区电力系统设计导则》（SL 222—1999）规定：“系统设计的设计水平年可为今后第5年至第10年的某一年，并应对过渡年进行研究（5年内应逐年研究），远景水平年可为今后第10年至第15年的某一年，一般应与国民经济计划及电力发展规划的年份相一致”。

根据上述规定，考虑到多年来的运行实践，水利水电工程接入系统设计水平年应根据具体情况论证确定。系统远景发展规划一般情况下可按本工程预期第一台机投产后5~10年的发展规划考虑。

**2.0.5** 目前短路电流计算方法标准有《三相交流系统短路电流计算》（GB/T 15544—1995）、《水电工程三相交流系统短路电流计算导则的规定》（DL 5163—2002）两个标准，计算方法不尽

一致，《水利水电工程三相交流系统短路电流计算导则》正在编制之中，为保持水利水电工程标准的一致性，本标准仅对校验导体和电器用的短路电流宜采用的方法作了规定。

**2.0.7** 短路点应选在被计算导线上。

**2.0.9** 在厂用电 F—C 回路中，由于采用两级保护，因此需要校验导体和电器的额定短时耐受电流。

**2.0.11** 熔丝的安—秒特性试验规定的时间测量范围下限为 0.01s。

**2.0.15** 近几年悬式绝缘子产品样本均不标出 1h 机电试验载荷，而标出额定机电破坏负荷，因此取消了悬式绝缘子对应于 1h 机电试验载荷的安全系数。

**2.0.18** 采用避雷器进行雷电过电压和操作过电压保护时宜选用金属氧化物避雷器。

对 6~35kV 的保护设备宜针对不同形式的操作过电压和不同的操作对象“对症下药”。保护电容器组产生的高频震荡过电压，当采用无间隙金属氧化物避雷器保护时，应按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997) 第 4.2.5 条规定接线，重点保护电容器极间过电压。在开断高压感应电动机时，因断路器的截流、三相同时开断和高频重复重击穿等会产生过电压（后两种仅出现于真空断路器开断时），过电压幅值与断路器熄弧性能、电动机和回路元件参数等有关。开断空载电动机的过电压一般不超过 2.5p. u.。开断起动过程中的电动机时，截流过电压和三相同时开断过电压可能超过 4.0p. u.，高频重复重击穿过电压可能超过 5.0p. u.。采用真空断路器截流值较高时，宜在断路器与电动机之间装设旋转电机金属氧化物避雷器或 R—C 阻容吸收装置。

## 3 环境条件

**3.0.1** 当环境条件超出导体和电器的正常使用条件时，应通过技术经济比较分别采取下列措施：

(1) 向制造厂商提出补充要求，制定符合当地环境条件的产品。

(2) 在设计和运行中采取相应的防护措施，如采用户内配电装置、水冲洗、减震器等。

**3.0.5** 风速的重现期一般采用设计建筑物的使用年限。日本、英、美及澳大利亚等国家多采用 50 年，我国《66kV 及以下架空电力线路设计规范》(GB 50061—2010) 中采用 30 年，《110~750kV 架空输电线路设计规范》(GB 50545—2010) 中重现期分别采用 30 年(110~330kV 送电线路)、50 年(500kV、750kV 送电线路)，110~750kV 统计风速应取离地 10m 高。因此，对 330kV 及以下电器采用 30 年一遇、500kV 电器采用离地 10m 高 50 年一遇 10min 平均最大风速是合适的。

各种电压的电器设备大多安装在离地 10m 高及以下，个别高位布置的电器在 15m 左右。导体的布置高度一般亦在 30m 以下，高度变化系数为 1，故一般采用离地 10m 高的风速是可以满足要求的(校核高层母线时，可将离地 10m 高的风速，根据母线高度用高度变化系数进行换算)。我国现行国家标准《建筑结构荷载设计规范》(GB 50009—2001) 规定建筑物采用 10min 平均最大风速，主要是考虑除建筑物体个别构件外，对于整体建筑物而言，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 34m/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 平均最大风速是合理的。据调查，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 34m/s 的地区，如按 10min 平均最大风速设计，则在阵风作用下，导体和电器可能因过载而损坏，所以对风速特别敏感的 110kV 及以上支柱绝缘子、隔离开关、普阀避雷器及其他细高电瓷产品，要求制造部门在产品设计中考虑阵风的影响。

《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》（GB/T 11022—1999）和《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》（DL/T 593—2006）中规定：户外开关设备和控制设备正常使用条件的设计风速不超过 34m/s（相应于圆柱表面上的 700Pa），因此，选择户外配电装置的导体和电器时采用的最大风速超过 34m/s 时，户外配电装置布置宜采取相应措施，如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。

**3.0.7** 1983 年国家标准局会同有关部门制定了国家标准《电工电子产品自然界的的环境条件 温度和湿度》（GB/T 4798.1—2005），该标准将我国气候按温度和湿度的年极值的平均值分为六种类型，见表 1。

**表 1 按年极值划分的各种气候类型**

气候类型	温度和湿度的年极值			
	低温 (°C)	高温 (°C)	相对湿度大于等于 95% 时最高温度 (°C)	最大绝对湿度 (g/m <sup>3</sup> )
寒冷	-50	35	20	18
寒温 I	-33	37	23	21
寒温 II	-33	31	12	11
暖温	-20	38	26	26
干热	-22	40	27	27
亚湿热	-10	40	27	27
湿热	5	40	28	28

注 1：亚湿热带地区包括贵州、湖南、湖北、江西、福建、浙江、广东、广西、安徽和江苏中南部、四川和云南东部以及台湾中北部。

注 2：湿热带包括广东省的雷州半岛、云南省的西双版纳地区、台湾省南端及海南省等地。

**3.0.9** 对安装在海拔高度超过 1000m 地区的电器外绝缘一般应予以加强，应选用高原型产品或选用外绝缘提高一级的产品。

高海拔地区的低气压条件使外绝缘强度降低问题：

高海拔地区空气间隙的击穿电压、绝缘子的干闪、湿闪和污闪电压都低于平原地区，海拔越高，绝缘强度的降低越严重。高海拔地区输变电设备的电晕起始电压也明显低于平原地区。电晕放电会造成无线电干扰、噪声干扰、烧蚀、腐蚀、电能损耗等一系列问题。因此高海拔地区电器外绝缘应予以修正。

**3.0.10** 我国是世界上多地震国家之一，基本烈度 6 度及以上的地震区占全国面积的 60% 强，全国 300 多个大、中城市中，有一半位于地震基本烈度为 7 度及以上地震区，特别是一批重要城市像北京、天津、西安、兰州、太原、大同、呼和浩特、包头、汕头、海口等，都位于基本烈度为 8 度的高烈度区。从 1966 年的邢台地震、1975 年的海城地震、1976 年的唐山地震及 2008 年的汶川地震中都可看到，由于电力设施的损害，对国民经济带来的危害是非常严重的。

## 4 裸 导 体

### 4.1 一 般 规 定

**4.1.1** 当前随着社会文明程度的逐渐提高，人类环境保护的意识越来越强，为此在裸导体选择时提出了对无线电干扰的要求。但因无线电干扰水平除与导体本身有关外，尚受使用环境和自然状况等影响，随机因素很多，目前的预估主要有：半理论分析法、比较法及特高压设计法三种，其中比较法应用最为广泛。无线电干扰在本条中属校验项，可视工程具体要求进行。

**4.1.2** 当裸导体在户内使用时一般可不进行污秽校验，但确实存在污秽可能有污秽防护要求时应予校验。

**4.1.3** 因我国铜产量的增加和其与铝材间价格的缩小，加之技术性能优于铝材，故本条将铜材列为工程常用的导体选材。

近年来，钢导体除了用作接地导体外，一般很少采用，当持续工作电流小且短路电动力大或不重要的场所可使用钢导体。

**4.1.4** 本条系参照《水利水电工程高压配电装置设计规范》(SL 311—2004)第3.1.7条编写，但考虑钢芯铝合金绞线、扩径导线、铝包钢绞线(包括钢芯铝包钢绞线)及镀锌钢绞线的特性，结合国家标准《110~750kV 架空输电线路设计规范》(GB 50545—2010)第5.0.6条对其进行了必要补充。

需要说明的是：GB 50545—2010在计及日照等影响时，钢芯铝绞线与钢芯铝合金绞线的正常最高允许温度采用 $+70^{\circ}\text{C}$ ，此系考虑线路连接金具发热和避免接头氧化损坏所定。鉴于目前金具制造质量的提高及施工工器具与施工工艺的发展，同时导线截面在 $240\text{mm}^2$ 及以下的耐张线夹选择多由螺栓型改为液压型，跳线连接亦从并沟线夹改进成跳线线夹，故将钢芯铝绞线与钢芯铝

合金绞线在计及日照等影响时的正常最高允许温度选定为“宜不大于+80℃”是合理的。

关于线路大跨越设计时导线正常最高允许温度可参照 GB 50545—2010 执行，即：钢芯铝绞线与钢芯铝合金绞线可采用+90℃；铝包钢绞线（包括钢芯铝包钢绞线）可采用+100℃，或经试验决定。

**4.1.5** 裸导体的长期允许载流量及其修正系数可按表 2～表 12 执行。

表 2 JL 型铝绞线长期允许载流量 单位：A

导线规格号	最高允许温度 (°C)		导线规格号	最高允许温度 (°C)	
	+70	+80		+70	+80
10	55	81	450	833	908
16	77	109	500	899	972
25	106	144	560	975	1046
40	147	194	630	1062	1128
63	204	260	710	1156	1218
100	284	348	800	1261	1316
125	334	402	900	1372	1419
160	399	470	1000	1480	1519
200	468	542	1120	1606	1635
250	549	626	1250	1740	1756
315	647	725	1400	1884	1887
400	770	846	1500	1981	1974

注 1：最高允许温度+70℃的载流量，系按基准环境温度为+25℃、无日照、无风、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 2：最高允许温度+80℃的载流量，系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm<sup>2</sup>、风速 0.5m/s、海拔 1000m、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 3：JLHA1 型铝合金绞线单线截面、额定拉断力比 JLHA2 略大，个别规格导线载流量也略大，但均在 5A 以内。

表 3 JLHA2 (JLHA1 注 3) 型铝合金绞线

长期允许载流量

导线规格号	最高允许温度为下值时的载流量 (A)		导线规格号	最高允许温度为下值时的载流量 (A)	
	+70℃	+80℃		+70℃	+80℃
16	79	110	450	857	924
25	108	146	500	925	988
40	152	197	560	1002	1062
63	210	263	630	1092	1147
100	293	354	710	1189	1238
125	343	408	800	1297	1338
160	410	478	900	1410	1443
200	480	551	1000	1521	1544
250	564	636	1120	1651	1662
315	665	737	1250	1789	1786
400	788	856			

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度为+25℃、无日照、无风、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm<sup>2</sup>、风速 0.5m/s、海拔 1000m、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 3: JLHA1 型铝合金绞线单线截面、额定拉断力比 JLHA2 略大, 个别规格导线载流量也略大, 但均在 5A 以内。

表 4 JL/G1A、JL/G1B、JL/G2A、JL/G2B、JL/G3A 型

钢芯铝绞线长期允许载流量

线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 (A)		线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 (A)	
	+70℃	+80℃		+70℃	+80℃
16 (17%)	79	111	40 (17%)	152	198
25 (17%)	109	147	63 (17%)	211	265



表 4 (续)

线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时 的载流量 (A)		线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时 的载流量 (A)	
	+70℃	+80℃		+70℃	+80℃
100 (17%)	293	355	560 (7%)	990	1055
125 (6%)	338	405	560 (13%)	1002	1064
125 (16%)	345	410	630 (7%)	1078	1139
160 (6%)	403	473	630 (13%)	1090	1147
160 (16%)	411	480	710 (7%)	1175	1231
200 (6%)	473	546	710 (13%)	1188	1240
200 (16%)	483	553	800 (4%)	1273	1324
250 (10%)	561	634	800 (8%)	1282	1330
250 (16%)	568	639	800 (13%)	1294	1338
315 (7%)	658	732	900 (4%)	1386	1429
315 (16%)	670	741	900 (8%)	1395	1434
400 (7%)	781	854	1000 (4%)	1496	1530
400 (13%)	789	859	1120 (4%)	1622	1646
450 (7%)	846	917	1120 (8%)	1635	1654
450 (13%)	855	923	1250 (4%)	1756	1767
500 (7%)	913	981	1250 (8%)	1767	1773
500 (13%)	923	989			

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度为+25℃、无日照、无风、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm<sup>2</sup>、风速 0.5m/s、海拔 1000m、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

**表 5 JLHA2/G1A、JLHA2/G1B、JLHA2/G3A  
(JLHA1/G1A、JLHA1/G1B、JLHA1/G3A) 型  
钢芯铝合金绞线长期允许载流量**

导线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 (A)		导线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 (A)	
	+70℃	+80℃		+70℃	+80℃
16 (17%)	81	112	450 (7%)	869	932
25 (17%)	112	149	450 (13%)	880	939
40 (17%)	156	201	500 (7%)	938	998
63 (17%)	217	269	500 (13%)	950	1005
100 (6%)	296	356	560 (7%)	1018	1073
125 (6%)	347	411	560 (13%)	1030	1081
125 (16%)	354	416	630 (4%)	1101	1153
160 (6%)	414	481	630 (13%)	1120	1166
160 (16%)	423	487	710 (4%)	1201	1246
200 (6%)	485	554	710 (13%)	1221	1260
200 (16%)	497	563	800 (4%)	1310	1347
250 (10%)	576	644	800 (8%)	1318	1352
250 (16%)	583	649	900 (4%)	1424	1453
315 (7%)	675	744	900 (8%)	1434	1458
315 (16%)	688	753	1000 (8%)	1548	1563
400 (7%)	800	864	1120 (8%)	1680	1682
400 (13%)	809	871			

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度为+25℃、无日照、无风、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm<sup>2</sup>、风速 0.5m/s、海拔 1000m、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 3: JLHA2/G1A、JLHA2/G1B、JLHA2/G3A 型钢芯铝合金绞线单线截面、额定拉断力比 JLHA1/G1A、JLHA1/G1B、JLHA1/G3A 略大, 个别规格导线载流量也略大, 但均在 5A 以内。

表 6 耐热铝合金钢芯绞线 ( 导电率 60%IACS)

长期允许载流量

单位: A

标称截面 (铝/钢) (mm <sup>2</sup> )	最高允许温度 (°C)								
	+70	+80	+90	+100	+110	+120	+130	+140	+150
400/50	783	853	949	1034	1112	1184	1251	1314	1374
500/65	918	983	1096	1197	1288	1373	1451	1526	1597
630/80	1088	1144	1278	1398	1506	1606	1700	1788	1873
800/100	1279	1323	1481	1622	1749	1867	1978	2082	2181
1440/120	1938	1925	2167	2381	2576	2756	2925	3084	3236

注 1: 最高允许温度 +70°C 的载流量, 系按基准环境温度 +25°C、无风、无日照、辐射散热系数与吸热系数为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度 +80~150°C 的载流量, 系按基准环境温度 +25°C、日照 0.1W/cm<sup>2</sup>、风速 0.5m/s、海拔 1000m、辐射散热系数与吸热系数为 0.9 条件计算的。

表 7 矩形铝导体长期允许载流量

单位: A

导体尺寸 $h \times b$ (mm×mm)	单条		双条		三条		四条	
	平放	竖放	平放	竖放	平放	竖放	平放	竖放
40×4	480	530						
40×5	542	562						
50×4	586	613						
50×5	661	692						
63×6.3	910	952	1409	1547	1866	2111		
63×8	1038	1085	1623	1777	2113	2379		
63×10	1168	1221	1825	1994	2381	2665		
80×6.3	1128	1178	1724	1892	2211	2505	2558	3411
80×8	1274	1330	1946	2131	2491	2809	2863	3817
80×10	1427	1490	2175	2373	2774	3114	3167	4222
100×6.3	1371	1430	2054	2253	2633	2985	3032	4043
100×8	1542	1609	2298	2516	2933	3311	3359	4479
100×10	1728	1803	2558	2796	3181	3578	3622	4829
125×6.3	1674	1744	2446	2680	2079	3490	3525	4700
125×8	1876	1955	2725	2982	3375	3813	3847	5129
125×10	2089	2177	3005	3282	3725	4194	4225	5633

注 1: 载流量系按最高允许温度 +70°C、基准环境温度 +25°C、无风、无日照条件计算的。

注 2: 表中导体尺寸,  $h$  为宽度,  $b$  为厚度。

注 3: 当导体为四条时, 平放、竖放时第二、第三片间距皆为 50mm。

表 8 矩形铜导体长期允许载流量

单位: A

导体尺寸 $h \times b$ (mm $\times$ mm)	单条		双条		三条		四条	
	平放	竖放	平放	竖放	平放	竖放	平放	竖放
15 $\times$ 3	200	210						
20 $\times$ 3	261	275						
25 $\times$ 3	323	340						
30 $\times$ 4	451	475						
40 $\times$ 4	593	625						
40 $\times$ 5	665	700						
50 $\times$ 5	816	860						
50 $\times$ 6	906	955						
60 $\times$ 6	1069	1125	1650	1740	2060	2240		
60 $\times$ 8	1251	1320	2050	2160	2565	2790		
60 $\times$ 10	1395	1475	2430	2560	3135	3300		
80 $\times$ 6	1360	1480	1940	2110	2500	2720		
80 $\times$ 8	1553	1690	2410	2620	3100	3370		
80 $\times$ 10	1747	1900	2850	3100	3670	3990		
100 $\times$ 6	1665	1810	2270	2470	2920	3170		
100 $\times$ 8	1911	2080	2810	3060	3610	3930		
100 $\times$ 10	2121	2310	3320	3610	4280	4650	4875	5300
120 $\times$ 8	2210	2400	3130	3400	3995	4340		
120 $\times$ 10	2435	2650	3770	4100	4780	5200	5430	5900

注 1: 载流量系按最高允许温度+70℃、基准环境温度+25℃、无风、无日照条件计算的。

注 2: 表中导体尺寸,  $h$  为宽度,  $b$  为厚度。

注 3: 当导体为四条时, 平放、竖放时第二、第三片间距皆为 50mm。

表 9 扩径导线及铝合金导线主要技术参数和长期允许载流量

项 目	截面 (mm <sup>2</sup> )		外径 (mm)	拉断力 (N)	弹性系数 (N/mm <sup>2</sup> )	线胀系数 (1/°C)	20°C 直流电阻 (Ω/km)	导线载流量 (A)		单位重量 (kg/km)		
	铝	钢						+70°C	+80°C			
扩径钢芯 铝绞线	LGJK—300	72	373	27.4	143000	86500	$18.1 \times 10^{-6}$	0.100	669	729	1420	
	LGJK—630	630	150	780	48	206000	71000	$18.1 \times 10^{-6}$	0.04666	1247	1251	2985
	LGJK—800	800	150	950	49	215000	67000	$18.1 \times 10^{-6}$	0.03656	1422	1422	3467
	LGJK—1000	1000	150	1150	51	225000	63800	$19.3 \times 10^{-6}$	0.02948	1612	1603	3997
	LGJK—1250	1250	150	1400	52	235000	60800	$19.9 \times 10^{-6}$	0.02317	1833	1818	4712
铝钢扩径 空芯导线	LGKK—600	587	49.5	636	51	152000	73000	$19.9 \times 10^{-6}$	0.0506	1230	1223	2690
	LGKK—900	906.4	84.83	991.23	49	209000	59900	$20.4 \times 10^{-6}$	0.03317	1493	1493	3620
	LGKK—1400	1387.8	106	1493.8	57	295000	59200	$20.8 \times 10^{-6}$	0.02163	1976	1934	5129
特轻型 铝合金线	LGJQT—1400	1399.6	134.3	1533.9	51	336000	57300	$20.4 \times 10^{-6}$	0.02138	1892	1882	4962

注 1: 最高允许温度 +70°C 的载流量, 系按基准环境温度 +25°C、无风、无日照、辐射散热系数与吸热系数为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度 +80°C 的载流量, 系按基准环境温度 +25°C、日照 0.1W/cm<sup>2</sup>、风速 0.5m/s、海拔 1000m 及以下、辐射散热系数与吸热系数为 0.9 条件计算的。

表 10 槽形铝导体长期允许载流量及计算用数据

截面尺寸 (mm)		双槽导体截面 (mm <sup>2</sup> )	集肤效应系数 $K_f$	导体载流量 (A)	〔 〕〔 〕〔 〕			〔 〕〔 〕〔 〕			双槽焊成整体时				共振最大允许距离 (cm)		
$h$	$b$				$c$	$r$	截面系数 $\omega_y$ (cm <sup>3</sup> )	惯性矩 $I_y$ (cm <sup>4</sup> )	惯性半径 $r_y$ (cm)	截面系数 $\omega_x$ (cm <sup>3</sup> )	惯性矩 $I_x$ (cm <sup>4</sup> )	惯性半径 $r_x$ (cm)	截面系数 $\omega_{y0}$ (cm <sup>3</sup> )	惯性矩 $I_{y0}$ (cm <sup>4</sup> )	惯性半径 $r_{y0}$ (cm)	静力矩 $S_{y0}$ (cm <sup>3</sup> )	双槽实时绝缘子间距
75	35	4.0	6	1040	1.012	2200	2.52	6.2	1.09	10.1	41.6	2.83	23.7	89	2.93	14.1	
75	35	5.5	6	1390	1.025	2620	3.17	7.6	1.05	14.1	53.1	2.76	30.1	113	2.85	18.4	178
100	45	4.5	8	1550	1.020	2740	4.51	14.5	1.33	22.2	111	3.78	48.6	243	3.96	28.0	205
100	45	6.0	8	2020	1.038	3590	5.9	18.5	1.37	27	135	3.70	58	290	3.85	36	203
125	55	6.5	10	2740	1.050	4620	9.5	37	1.65	50	290	4.70	100	620	4.80	63	228
150	65	7.0	10	3570	1.075	5650	14.7	68	1.97	74	560	5.65	167	1260	6.00	98	252
175	80	8.0	12	4880	1.103	6600	25	144	2.40	122	1070	6.65	250	2300	6.90	156	263
200	90	10.0	14	6870	1.175	7550	40	254	2.75	193	1930	7.55	422	4220	7.90	252	285
200	90	12.0	16	8080	1.237	8800	46.5	294	2.70	225	2250	7.90	490	4900	7.90	290	283
225	105	12.5	16	9760	1.285	10150	66.5	490	3.20	307	3450	8.50	645	7240	8.70	390	299
250	115	12.5	16	10900	1.313	11200	81	660	3.52	360	4500	9.20	824	10300	9.82	495	321

注 1: 载流量系按最高允许温度+70℃、基准环境温度+25℃、无风、无日照条件计算的。

注 2: 表中截面尺寸,  $h$  为槽形铝导体高度,  $b$  为宽度,  $c$  为壁厚,  $r$  为弯曲半径。

表 11 铝锰合金、铝硅合金、铝镁合金管形导体长期允许载流量及计算用数据

导体尺寸 $D/d$ (mm)	导体截面 (mm <sup>2</sup> )	铝锰合金管形导体最高 允许温度为下值时的 载流量 (A)		铝硅合金管形导体最高 允许温度为下值时的 载流量 (A)		铝镁合金管形导体最高 允许温度为下值时的 载流量 (A)		截面系数 $W$ (cm <sup>3</sup> )	惯性半径 $r_i$ (cm)	惯性矩 $I$ (cm <sup>4</sup> )
		+70℃	+80℃	+70℃	+80℃	+70℃	+80℃			
φ30/25	216	572	565	578	624	491	561	1.37	0.976	2.06
φ40/35	294	770	712	735	804	662	724	2.60	1.33	5.20
φ50/45	373	970	850	925	977	834	877	4.22	1.68	10.6
φ60/54	539	1240	1072	1218	1251	1094	1125	7.29	2.02	21.9
φ70/64	631	1413	1211	1410	1428	1281	1284	10.2	2.37	35.5
φ80/72	954	1900	1545	1888	1841	1700	1654	17.3	2.69	69.2
φ100/90	1491	2350	2054	2652	2485	2360	2234	33.8	3.36	169
φ110/100	1649	2569	2217	2940	2693	2585	2463	41.4	3.72	228
φ120/110	1806	2782	2377	3166	2915	2831	2663	49.9	4.07	299
φ130/116	2705	3511	2976	3974	3661	3655	3274	79.0	4.36	513
φ150/136	3145	4072	3140	4719	4159	4269	3720	107	5.06	806
φ170/154	4072	4825	4072	5696	4952	5052	4491	158	5.73	1339
φ200/184	4825	5740	4825	6674	5887	5969	5144	223	6.79	2227
φ250/230	7540	8450	7540	9139	7635	8342	6914	435	8.49	5438

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、无风、无日照, 辐射散热系数与吸热系数为 0.5、不涂漆条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm<sup>2</sup>、风速 0.5m/s、海拔 1000m、辐射散热系数与吸热系数为 0.5、不涂漆条件计算的。

注 3: 表中导体尺寸,  $D$  为外径,  $d$  为内径。

**表 12 裸导体载流量在不同海拔高度及环境温度下的综合校正系数**

导体最高允许温度 (°C)	适应范围	海拔 (m)	实际环境温度 (°C)						
			+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
+70	户内矩形、槽形、管形导体和不计日照的屋外软导线		1.05	1.00	0.94	0.88	0.81	0.74	0.67
+80	计及日照时屋外软导线	≤1000	1.05	1.00	0.95	0.89	0.83	0.76	0.69
		2000	1.01	0.96	0.91	0.85	0.79		
		3000	0.97	0.92	0.87	0.81	0.75		
		4000	0.93	0.89	0.84	0.77	0.71		
	计及日照时屋外管形导体	≤1000	1.05	1.00	0.94	0.87	0.80	0.72	0.63
		2000	1.00	0.94	0.88	0.81	0.74		
		3000	0.95	0.90	0.84	0.76	0.69		
		4000	0.91	0.86	0.80	0.72	0.65		

注：基准环境温度取+25℃，海拔1000m。

**4.1.6** 视工程具体情况可按经济电流密度选择裸导体。必要时，也可用于裸导体选择的技术经济比较中。条款中“较长裸导体”的“较长”一般指大于20m。

图1~图5导体的经济电流密度分别适用于：图1适用于发电厂；图2适用于供电单位；图3适用于低电价的电力用户；图4适用于中电价的电力用户；图5适用于高电价的电力用户。

图1~图5中曲线1适用于VV-1三芯、四芯及VV<sub>22</sub>-1三芯型电力电缆；曲线2适用于YJV-10、YJV<sub>22</sub>-1四芯，YJV-6、YJV<sub>22</sub>-6及YJV<sub>22</sub>-10型电力电缆；曲线3适用于VLV-1三芯、VLV-1四芯及VLV<sub>22</sub>-1型电力电缆；曲线4适用于YJLV-10、YJLV-6及VLV<sub>22</sub>-1四芯型电力电缆；曲线5适用于YJLV<sub>22</sub>-10、YJLV<sub>22</sub>-6型电力电缆；曲线6适用于矩形铜



母线；曲线 7 适用于封闭铜母线；曲线 8 适用于矩形铝母线及槽形母线；曲线 9 适用于铝锰合金管形母线；曲线 10 适用于共箱铜母线；曲线 11 适用于共箱铝母线；曲线 12 适用于铝绞线、钢芯铝绞线、防腐性钢芯铝绞线及轻型钢芯铝绞线，并同样适用于以上型式的分裂导线。

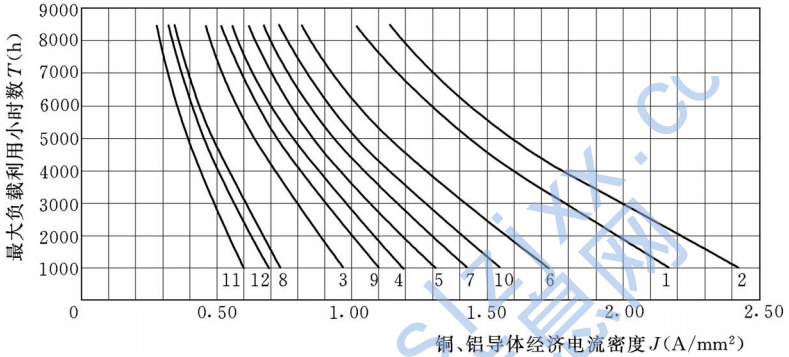


图 1 电价为 0.20 元/(kW·h) 时的铜、铝导体经济电流密度

- 1—VV-1；2—YJY-10；3—VLV-1；4—YJLV-10；  
 5—YJLV<sub>22</sub>-10；6—矩形铜母线；7—封闭铜母线；8—矩形铝母线；  
 9—铝锰合金管型母线；10—共箱铜母线；11—共箱铝母线；12—铝绞线

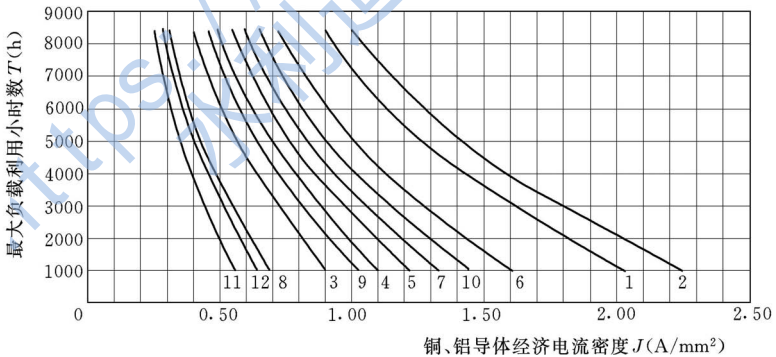


图 2 电价为 0.27 元/(kW·h) 时的铜、铝导体经济电流密度

- 1—VV-1；2—YJY-10；3—VLV-1；4—YJLV-10；  
 5—YJLV<sub>22</sub>-10；6—矩形铜母线；7—封闭铜母线；8—矩形铝母线；  
 9—铝锰合金管型母线；10—共箱铜母线；11—共箱铝母线；12—铝绞线

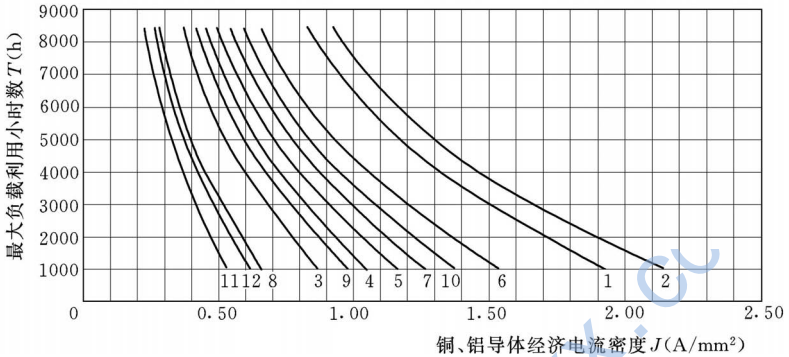


图3 电价为 0.327 元/ (kW·h) 时的铜、铝导体经济电流密度

- 1—VV-1；2—YJY-10；3—VLV-1；4—YJLV-10；  
 5—YJLV<sub>22</sub>-10；6—矩形铜母线；7—封闭铜母线；8—矩形铝母线；  
 9—铝锰合金管型母线；10—共箱铜母线；  
 11—共箱铝母线；12—铝绞线

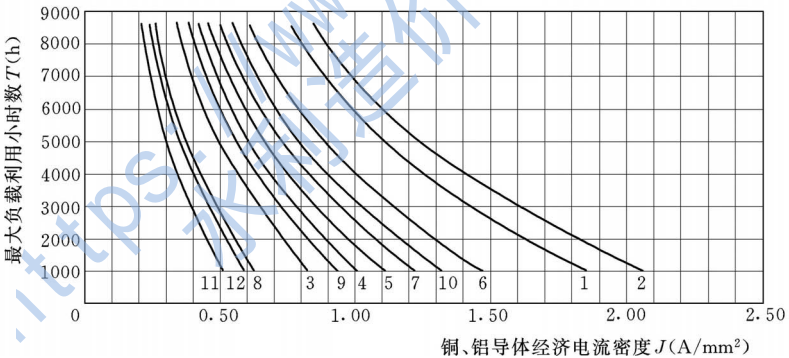


图4 电价为 0.383 元/ (kW·h) 时的铜、铝导体经济电流密度

- 1—VV-1；2—YJY-10；3—VLV-1；4—YJLV-10；  
 5—YJLV<sub>22</sub>-10；6—矩形铜母线；7—封闭铜母线；8—矩形铝母线；  
 9—铝锰合金管型母线；10—共箱铜母线；  
 11—共箱铝母线；12—铝绞线

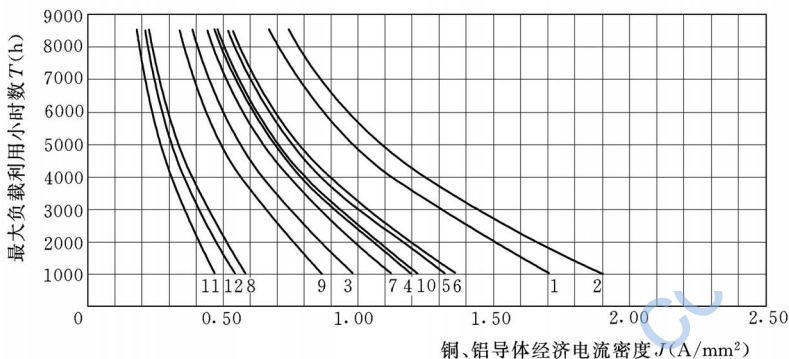


图5 电价为0.514元/(kW·h)时的铜、铝导体经济电流密度

1—VV-1; 2—YJY-10; 3—VLV-1; 4—YJLV-10;

5—YJLV<sub>22</sub>-10; 6—矩形铜母线; 7—封闭铜母线; 8—矩形铝母线;

9—铝锰合金管型母线; 10—共箱铜母线;

11—共箱铝母线; 12—铝绞线

**4.1.7** 考虑到国标《圆线同心绞架空导线》(GB/T 1179—2008)已颁布替代国标《铝绞线及钢芯铝绞线》(GB 1179—1983)和《铝合金绞线及钢芯铝合金绞线》(GB 9329—1988),其编号规则和导线结构与GB 1179—1983及GB 9329—1988相比有较大变化,但因导线种类减少较多,目前使用并不广泛。为与之相适应且顾及当前软导线选用习惯,故表4.1.7-1和表4.1.7-2中不再列出软导线型号,而仅以外径表示。

对于海拔高度不超过1000m地区的送电线路,可不进行电晕校验的导线最小外径引自《110kV~750kV架空输电线路设计规范》(GB 50545—2010)第5.0.2条。若线路所经海拔超过1000m,不必校验电晕的导线最小外径仍摘自《110kV~750kV架空输电线路设计规范》(GB 50545—2010)第5.0.2条条文说明所列数值,见表13。

**4.1.8** 当钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线、铝包钢绞线(包括钢芯铝包钢绞线)及镀锌钢绞线用做地线时,短路前的导体温度采用最高气温月每日最高气温的月平均值。

表 13 高海拔地区送电工程可不进行电晕校验的最小导线外径

参考海拔 (m)	标称电压 (kV)					
	110		220		330	
	分裂数 (根)	外径 (mm)	分裂数 (根)	外径 (mm)	分裂数 (根)	外径 (mm)
1120	1	9.1	1	21.4	2	20.0
2270	1	10.6	1	24.8	2	24.5
3440	1	12.0	1	28.5	2	29.3

钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线的钢芯电阻很大，且有集肤效应，可不考虑钢芯导电。此外因铝股和钢芯之间为点接触，表面亦有氧化层与集污，在很短时间内铝中的热量较难传到钢芯中，故可不计及钢芯的热容量。

关于铝包钢，因其集肤效应较小，加之铝钢接触紧密，所以应考虑钢的导电及热容量，建议铝包钢丝可视为单丝进行计算。

硬钢按与电器设备直接相连确定短路时的最高允许温度，如其短路前的导体温度为 $+70^{\circ}\text{C}$ ，则对应的额定短时耐受电流系数 $C$ 值可采用60；若硬钢不与电器设备直接连接，短路时的最高允许温度可取 $+400^{\circ}\text{C}$ ，如其短路前的导体温度亦为 $+70^{\circ}\text{C}$ ，对应的 $C$ 值为67。

考虑镀锌钢绞线基本使用于地线，在正常运行中，通过其的电流很小，在我国大部分地区，短路前的导体温度一般可取 $+40^{\circ}\text{C}$ ，对应的额定短时耐受电流系数 $C$ 值推荐采用61。

## 4.2 软 导 线

**4.2.1** 随着水利水电工程和电力系统的发展以及电站接入系统方式的多样性，基于发、输、变电工程容量的不断扩大与对环境保护的日渐重视，目前各电压级软导线种类的选择已不仅限于常规的钢芯铝绞线和扩径导线，导线分裂根数亦较以往有所变化，如：110kV线路与220kV变电站110kV侧选用双分裂；220kV

变电站软母线采用双分裂钢芯耐热铝合金绞线；500kV 线路采用 6 分裂等。为此不宜再针对各电压级，对软导线选型做出规定，而只是推荐几种较常用的导线种类供选择。本条“特殊情况”一般指线路大跨越。

**4.2.2** 根据目前发、输、变电工程实际采用的导线分裂间距，将相关规范规定的 220kV 及以下双分裂导线的间距上限由 200mm 调整为 400mm；另考虑 330kV 及以上输电工程导线不仅限于双分裂，故取消了相关规范的双分裂导线的设定，同时将分裂间距上限由 400mm 调整为 450mm。

**4.2.4** 一般讲，单纯的防腐型复合绞线是采用对裸导线涂涂料（防腐油）以减少某些场合下发生的腐蚀。根据需要，涂覆分四种方式：仅对钢芯涂涂料；除了外层外，所有线均涂涂料；除了外层单线的外表面外，所有线均涂涂料；包括外层的所有线均涂涂料。若仅对钢芯防腐，除涂涂料外，尚有采用铝包钢和锌—铝合金镀层等，当然新型复合材料合成芯也许是将来的发展方向。若仅对铝线部分防腐，亦可采用铝合金。

### 4.3 硬 导 体

**4.3.2** 20kV 及以下回路使用多片矩形导体时，因其集肤效应系数较单片矩形导体大，造成附加损耗增加，所以载流量并不与片数成正比，尤其每相超过 3 片时，矩形导体集肤效应系数显著增大。另外，当回路的正常工作电流在 8000A 以上时，不推荐使用裸硬导体。

**4.3.7** 工程实践表明，随着运行时间的推移，管形导体特别是单根大直径管形导体的挠度较初始挠度有所增大，可能出现大于  $1D$  ( $D$  为直径) 的情况，这也许与管形导体初应力释放相关，建议具体选择导体时，应就此问题向供货商咨询。另外，当工程中需选用单根大直径（一般大于 200mm）铝合金管形导体时，也可在铝合金管内部采用钢丝绳施加预应力的结构以减小挠度。

在运行时，挠度主要影响管形导体在伸缩节滑动金具中的工

作状态。挠度太大，正常热胀冷缩时管形导体在滑动金具中会被顶住，引起滑动金具工作失常。若采用滚动伸缩金具，挠度可适当放大，但不能影响美观。

**4.3.8 管形导体的装屏蔽电极可采用圆球状，最小半径按式(1)确定：**

$$r_{\min} = \frac{U_{\text{xg}}}{E_{\text{max}}} \quad (1)$$

式中  $U_{\text{xg}}$ ——最高运行相电压，kV；

$E_{\text{max}}$ ——球面最大允许电场强度，取 20kV/cm。

考虑雨、雾等气象条件的影响，圆球半径宜较式(1)适当加大。对异形管，可采用椭圆球，其最小弯曲半径应不小于式(1)计算值。

实验表明，延长导体端部的效果比端部加装屏蔽电极的效果更好。导体端部延长一般以 1m 左右为宜。

工程实践中可将适当延长导体端部和在端部加装屏蔽电极两者结合使用，此时屏蔽电极的圆球半径可小些。

**4.3.9** 当工作电流大于 4000A 时，若不采取有效措施，则裸导体附近钢构中的损耗可能接近或超过导体本身的损耗，从而引起钢构过热，危及人身安全和电器设备的正常运行。一般宜将钢构最热点温度控制在表 14 所列值以下。

表 14 钢构允许温度

单位：℃

钢构位置	允许温度
人可能触及的钢构	70
人不可能触及的钢构	100
钢筋混凝土中的钢构	80

短路（屏蔽）环中的电流大小决定于钢构表面磁场强度，一般情况下，钢构中电流约为裸导体电流的 10%~15%，故短路（屏蔽）环的截面可依钢构中电流和经济电流密度来选择：

$$S_c = \frac{I_c}{I_j} \quad (2)$$

式中  $S_c$ ——短路（屏蔽）环截面， $\text{mm}^2$ ；

$I_c$ ——钢构中电流，A；

$I_j$ ——经济电流密度， $\text{A}/\text{mm}^2$ 。

如果计算截面过大，给安装带来困难时，可以用两个小截面的环并装。

**4.3.10** 导体伸缩接头一般可选用生产商定型产品。在使用时，其不得有裂纹、断股和折皱现象。

<http://www.sizjxx.com>  
水利造价信息网

## 5 封闭母线

### 5.1 共箱封闭母线

**5.1.5** 当自然冷却的共箱封闭母线穿越外墙时，由于该处温差较大易产生结露现象，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。

**5.1.6** 美国和英国标准对封闭母线外壳的防护等级未做规定，IEC 标准对防护虽有规定，但该标准主要不是针对封闭母线。《金属封闭母线》(GB/T 8349—2000)对共箱封闭母线的防护等级未作规定，而是由供需双方商定。因此本规定未对共箱封闭母线的防护等级做明确的规定，而是在确保安全运行的前提下，根据环境采用相应防护等级的产品。

**5.1.8** 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。

**5.1.10~5.1.12** 根据 GB/T 8349—2000 的条文，部分内容进行修改。

### 5.2 电缆母线

**5.2.1~5.2.7** 电缆母线装置的作用与共箱封闭母线相同，它的特点是：

(1) 安全可靠。共箱封闭母线中导体使用的是长度有限的铜或铝母线，接头个数随母线总长度的增加而增加；而电缆母线装置中的导体采用长度基本不受限制的铜芯电缆，一般不允许有中间接头。由于电缆芯线绝缘，提高了安全性。

(2) 装置内部布置紧凑。其横断面相对较小，占用空间也较小，易于布置。



(3) 有较好的“柔软”性。敷设时能因地制宜的充分利用现有空间，路径选择时也可以比较容易地越过“障碍物”。

(4) 适应性较强。只要需要，便可通过一定的连接装置比较方便地和现有的或将来的设备或别的电缆母线相连接。也可通过一定的连接装置（如 T 形接头）从电缆母线线路中间部位分支。

(5) 一经投入运行，基本上无需进行维护、检修。

和共箱封闭母线相比，电缆母线装置的一次性投资大，布置上直角转弯较难，母线较长时还需换相换位。

电缆母线主要用于厂用高压电源母线，技术经济合理时可取代共箱封闭母线。

## 5.3 离相封闭母线

**5.3.3** 目前国内外定型生产的封闭母线其导体支持结构一般采用三个支持绝缘子或弹性固定结构的单个绝缘子支持的方案。当封闭母线采用单个绝缘子支持时，应进行母线应力、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。

**5.3.4** 离相封闭母线按外壳连接方式分为非全连式（或称分段绝缘式）和全连式。由于非全连式的屏蔽效果不甚彻底，已逐渐被全连式所替代。

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），其他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，不影响电厂内通信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，但可能会对通信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。

**5.3.5** 本条考虑 900MW 级以上机组宜采用强迫空气冷却或强

迫水冷却离相封闭母线，以减小封闭母线的尺寸。

全连式离相封闭母线由自然冷却到强迫通风冷却的过渡，国际上没有严格的规定或统一的标准。如：欧洲在运行电流 25000A 左右处选择过渡；美国和日本过渡电流在 15000A 左右。三峡水电站的全连式离相封闭母线额定电流为 26000A，选用了空气自然冷却方式。另外，冷却方式的选择往往也取决于母线在电站中的布置和结构尺寸的限制。参照欧洲的运行经验和国内的实际情况，运行电流 28kA 及以下宜选用空气自然冷却方式，运行电流 28kA 以上时宜采用强迫通风冷却方式，运行电流在 28kA 左右时应进行技术经济比较后确定冷却方式。

**5.3.7** 微正压是对封闭母线外壳内充入经微正压装置过滤后的干燥、洁净的空气。并使封闭母线外壳内的空气压力略高于外界大气压，一般为 300~2500Pa，形成一种气封，其作用是使封闭母线内部始终保持在微正压状态。因为当外界温度下降或负荷电流降低引起母线温度下降时，会引起封闭母线内气压降低，微正压装置将提供干燥洁净的空气以维持当温度降低时的预置剩余压力，从而阻止外界潮气及粉尘的进入。这种方法可有效提高封闭母线绝缘，尤其是在机组停机后，是封闭母线防止绝缘降低的最佳方法之一。

热风保养就是在封闭母线的充气管路中加装一热风保养装置，在发电机开机前 1~2h 投入热风保养装置，将干燥的热风通入母线壳内，快速的置换出母线内的潮湿空气，50~110min 后关停热风保养装置启动发电机。这种方法比通自然风有所改进，通入的热风能驱走一部分潮湿空气，还能提高母线内空气的饱和含湿量值，降低相对湿度，使封闭母线的绝缘很快建立起来。

**5.3.10** 当工程中出现较长的垂直布置的封闭母线时，应要求制造厂对该段母线进行温升计算。

**5.3.14** 考虑到封闭母线内部元件需要更换，如穿墙处的密封穿墙管的更换，因此规定封闭母线要设检修孔，检修孔的大小要满足更换元件的需要。

**5.3.15** 考虑到新建大型电厂运行维护人员的减少，为保证电厂的安全运行，因此提出对于实行状态检修的电厂或大容量机组宜选用在线巡回检测温度报警装置。

**5.3.17** 伸缩装置其导体可采用薄铝，外壳可采用橡胶伸缩套、铝波纹管或其他连接方式。

## 5.4 气体绝缘金属封闭母线

**5.4.3~5.4.5** 由于目前国内外没有专门的气体绝缘金属封闭母线方面标准，而且气体绝缘金属封闭母线的制造厂均为 GIS 生产厂，工厂执行的标准也是 GIS 制造标准。

因为气体绝缘金属封闭母线主要应用于 330kV 及以上超高压系统中，其额定电流相对较小，因此其外壳可以采用钢板焊接、铝合金板焊接。外壳选材主要考虑其机械性能和气密性，铸铝外壳可以在 GIS 中采用，但其气密性较焊接结构差（由铸造工艺决定），主要用于结构比较特殊的地方，因此不易用于气体绝缘金属封闭母线的外壳。

**5.4.10** 气体绝缘金属封闭母线隔室划分的目的是限制隔室内部电弧对其他隔室的影响，并且便于检修和维护。一般情况下，最大隔室气体的容积应和气体服务小车的储气罐容量相匹配，以便于检修时气体的回收和管理。如果不能满足此要求应增加隔室数量，减小隔室容量，或设置检修用的储气罐。

**5.4.11** 一般密度监视装置采用密度继电器或温度补偿式压力表。制造厂应给出气体压力额定值、报警值。

**5.4.16** 由于气体绝缘金属封闭母线额定电流相对比较小，当采用多点接地时地中电流相对较小，对通信和计算机的工作不会有什么影响，而且可以简化结构，降低外壳的感应电压，因此推荐气体绝缘金属封闭母线采用多点接地的方式。

## 5.5 绝缘母线

**5.5.3** 国内绝缘铜、铝管母线的正式生产是从 2000 年以后，发

表 15 绝缘铜、铝管型母线与普通矩形母线和电缆比较表

序号	项目	铜管母线	铝管母线	普通矩形母线	电缆
1	载流量	单根母线载流量最大可达到 6000A.	单根母线载流量最大可达到 4000A.	$\leq 3000A$	$\leq 1000A$
2	机械强度	$\sigma \geq$ 最大跨距可达到 10m, 即最大 10m 一个固定点	$\sigma \geq$ 最大跨距可达到 8m, 即最大 8m 一个固定点	每隔 1.5m 左右应设置一个固定支撑	强度低, 应通过电缆桥架或有连续的支持
3	集肤效应	为管状导体集肤效应系数低, 功率损耗低, 是等截面矩形母线的 1/4	为管状导体集肤效应系数低, 功率损耗低, 是等截面矩形母线的 1/4	为实体导电材料, 集肤效应系数大, 电流密度小, 造成材料的浪费	
4	绝缘水平	俗称管状电缆, 以 10kV 全绝缘为例: (1) 1min 工频耐压水平: 42kV。 (2) 正负极性各 10 次冲击耐压水平: 105kV。 (3) 局部放电水平不大于: 13kV, $\leq 20pC$ 。 (4) 15min 负极性直流试验电压: 52kV。 (5) 4h 工频试验电压: 35kV	一般是依靠支柱绝缘子的绝缘防护等级		具有很高的绝缘水平
5	安全性	全绝缘外壳接地, 外表面电位为零, 人体可接触和触摸, 安全性能高	全绝缘外壳接地, 外表面电位为零, 人体可接触和触摸, 安全性能高	不能触摸, 应相隔一定的安全距离, 由于固定点多故障隐患大, 每年都要停电检修	外壳接地, 外表面电位为零, 人体可接触和触摸, 安全性能高
6	维护	免维护	免维护	维护工作量大	免维护

表 15 (续)

序号	项目	铜管母线	铝管母线	普通矩形母线	电缆
7	适用范围	室内、室外。特别是弯曲、爬升、穿墙、电缆层等各种复杂场合	室内、室外。特别是弯曲、爬升、穿墙、电缆层等	主要适用室外	室内、室外
8	使用寿命	主绝缘材料性能稳定, 使用寿命大于 30 年 以 10kV/3150A 为例, 以电缆价格为基价			
9	经济性	含设计、安装及配套的 安装金具附件等比电缆价 格略高 1/3	含设计、安装及配套的 安装金具附件等比电缆价 格略高 1/5 造价与铜排造 价等同	比电缆价格高 1/5	价格约为 3000 元/单相 米, 需多根布置, 电流密 度不均匀, 同时在固定和 走向布置上需额外增加很 多长度

(1) 综合分析:

- 1) 电流在 1000A 以下时, 选用电缆是经济可靠的。但是由于电缆本身的强度太低, 在需要跨越大跨距的障碍物时比较困难。
- 2) 电流在 1000~3000A 时, 电缆要多根并联, 电流不均匀, 而且在电缆接头的处理上要很高的要求。
- 3) 选用普通矩形桥架集肤效应的因素, 不仅造成了材料的浪费同时由于母线自身损耗大, 造成温升过高, 同时故障点多, 每年检修维护成本高。建议采用管型母线桥。
- 4) 电流在 3000A 以上时, 普通矩形母线桥及多根电缆都难以适应大电流的要求, 建议采用管型母线桥。

(2) 使用推荐:

- 1) 电流在 4000A 以下, 推荐采用铝合金管型母线作为导体的绝缘母线。它不仅成本低廉, 而且能对各种复杂场合, 安全性高、寿命长, 综合性价比。
- 2) 电流在 4000A 及以上, 推荐采用导电铜管作为导体的绝缘母线。它具有强度高、导电性能好、损耗低、虽然造价高一点, 但是综合性价比高。

展期还不到 10 年。管母线在大电流输电领域与电缆相比有着明显的优势，近几年来发展较为迅速，已逐步被广大用户认可和接受。绝缘式母线的导体用圆形铜管或铜棒、铝合金管或铝合金棒，鉴于铜棒、铝合金棒与圆形铜管、铝合金管相比无优势可言，一般不采用。绝缘铜、铝管型母线与普通矩形母线和电缆性能比较见表 15。

**5.5.4** 全绝缘式绝缘母线的导体用圆形铜管、铝合金管、棒。主绝缘材料采用聚四氟乙烯在恒温恒湿无尘状态下，直接复合在导体上。为控制电场分布构成完整的电屏蔽，在复合绝缘层过程中，加入导电的电容屏，并在绝缘层中放入全长的接地屏。沿母线全长，在绝缘层表面热缩密封式热套管，有效地防止辐射、凝、露、霜及雨水的进入。适用于室内、室外场合，特别适用于弯曲、爬升、穿墙、大跨距及电缆层、电缆沟等各种复杂场合，可直接固定在钢构架上或混凝土支架上。

半绝缘式绝缘母线有以下两种绝缘形式，适用于户外架空，特别适用于弯曲、爬升、穿墙、大跨距的场合：

(1) 采用分段式全屏蔽的绝缘形式，在母线固定点的区域采用全屏蔽的绝缘形式，其固定采用金属固定金具固定，而在非固定点以外区域采用绝缘防护处理。

(2) 采用支柱绝缘子的绝缘形式，母线全长均采用防护绝缘处理，绝缘及固定采用支柱绝缘子形式。

**5.5.7** 为了消除由于温度变化引起的危险应力绝缘母线的直线段一般每隔 20m 左右安装一个伸缩接头。

## 6 电力电缆

**6.0.5** 从电气性能和机械性能上比较，铜材均优于铝材。同样条件下，铜与铜导体连接比铝与铜导体连接的接触电阻要小 10~30 倍，连接的可靠性和安全性较高；对于电流较大的回路，采用铜芯电缆可以减少电缆根数，减少接头，改善屏（柜）内运行环境，提高可靠性。

**6.0.7** 鉴于自容式充油电缆近年来很少采用，聚氯乙烯电缆逐渐被交联聚乙烯电缆取代，正文中仅列出了交联聚乙烯电缆导体的最高允许温度。自容式充油电缆和聚氯乙烯电缆导体的最高允许温度见表 16。

表 16 常用电力电缆导体的最高允许温度

电 缆			最高允许温度 (°C)	
绝缘类别	型式特征	电压 (kV)	持续工作	短路暂态
聚氯乙烯	普通	≤6	70	160
交联聚乙烯	普通	≤500	90	250
自容式充油	普通牛皮纸	≤500	80	160
	半合成纸	≤500	85	160

**6.0.13** 随着电厂等电力设施由事故检修改为状态检修，因此要求重要的设备和回路设置事故预诊断装置，电缆由于接头等部位发热累积可能导致火灾事故的发生。为避免此类故障造成不必要停电损失，一般在 6kV 以上或重要回路电缆的可能过热部位设置温度检测报警装置。

**6.0.14** 对“重要交流单芯高压电缆金属层单点直接接地或交叉互联接地时，该电缆线路宜设有护层绝缘监察装置”的要求，也是为了提供事故预诊断报警保证供电可靠性。

## 7 高压开关设备

### 7.1 高压交流断路器

**7.1.1** 本条第 1 款断路器的额定电压选择见相关标准，断路器的一切特征参数均系按其设备额定电压进行核算，当使用地点的系统最高电压低于断路器设备额定电压时，除非另有规定，原定断路器的特征参数不得随意扩大。

本条第 2 款额定电流是指断路器在规定使用和性能条件下能持续通过的电流有效值，其应从 R10 数系中选取。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），应由用户与制造厂双方协商确定。另外，如果断路器串装有直接过电流脱扣器，则额定电流应是在额定频率下过电流脱扣器能长期通过而无损坏的电流有效值，且温升不超过规定值。

本条第 12 款额定时间参量包括：分闸时间、合闸时间、开断时间、合一分（金属短接）时间、重合闸无电流间隔时间等。

本条第 18 款第 1) 项仅适用于设备额定电压在 72.5kV（必要时也可延伸至 40.5kV）及以上，且额定短路开断电流大于 12.5kA，并与架空输电线路直接相连的断路器；第 2) 项仅适用于设备额定电压在 72.5kV（必要时也可延伸至 40.5kV）及以上的断路器；第 3) 项仅适用于联络断路器；第 4) 项容性电流分、合性能包括空载电缆（对于 40.5kV 及以下是强制性的）、单个电容器组、并联电容器组、关合电容器组涌流及频率等；第 5) 项小电感电流分、合性能，包括电动机、并联电抗器等。

断路器各个特征参数应根据其使用条件选择，并应留有一定的裕度，以满足电力系统未来可能的发展要求。



**7.1.3** 对于装有直接过电流脱扣器（包括集成的脱扣装置）的断路器无需规定额定短路持续时间。但如果断路器接到预期开断电流等于其额定短路开断电流的回路中，则当断路器的过电流脱扣器整定到最大时延时，该断路器应能按照额定操作顺序操作，且在与该延时相应的开断时间内，承载通过的额定短路开断电流。

**7.1.4** 额定短路开断电流由两个特征值表示：交流分量有效值和直流分量百分数。

直流分量百分数是额定短路开断电流的直流时间常数和短路电流起始瞬间的函数，是以断路器的额定短路开断电流值为100%核算的。

根据国标和制造厂的生产水平，现代断路器都具有分断20%以上直流分量的能力，因此，当直流分量不超过20%时，直流分量对开断性能的影响是可以忽略的，不必校验直流分量对开断性能的影响。

由于微机类保护动作速度非常快，现代断路器本身动作时间的缩短，导致断路器分断时直流分量大于20%，因此，应和制造厂协商断路器的分断能力能否满足要求。

一般情况下，当断路器安装在电气上离发电机足够远时，交流分量的衰减可以忽略，此时，选用的断路器的额定短路开断电流不小于安装处的系统短路电流有效值就足够了。

在某些情况下，直流分量衰减更慢。例如，当断路器临近发电中心，交流分量可能比一般情况衰减的更快，以致短路电流甚至几个周波内都不过零。在这种情况下可以用下述各法减轻断路器的负担，例如：断路器延时分闸，或有另外的辅助触头接入附加的阻尼装置，并使触头依次分闸。如果要求的直流分量百分数大于常规值，则应在订货时特别提出，并应同时考虑其瞬态恢复电压特性的变化。

**7.1.5** 断路器的三相开断能力与单相开断能力之间没有等值的换算关系。如果有专门的试验报告做出论证，可按专门的试验结

论处理。

随着系统容量日增，且自耦变压器的容量越来越大，单相短路电流计算值在一定条件下是有可能大于三相短路电流值。

**7.1.6** 额定峰值耐受电流应按照系统特性所决定的直流时间常数来确定。大多数系统的直流时间常数为 45ms，额定频率为 50Hz 及以下时等于 2.5 倍的额定短时耐受电流；在额定频率为 60Hz 时取 2.6 倍的额定短时耐受电流。如在某些使用条件下，系统特性决定的直流时间常数可能大于 45ms，一般为 60ms、75ms、120ms，这取决于系统的额定电压。在这些情况下，额定峰值耐受电流建议选用 2.7 倍的额定短时耐受电流。

**7.1.8** 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项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标称电压 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。

**7.1.11** 机械操作次数对断路器的使用寿命很有影响，据相关统计资料，断路器的绝大多数事故是由于断路器的机械事故引起的，它占断路器事故的 40%~60% 或更多，个别类型的断路器高达 80% 以上。因此，对于预期将要进行频繁操作的场合，应注意选用可频繁操作的断路器，例如真空断路器、SF<sub>6</sub> 断路器等。

**7.1.12** 并联电容器组作为无功补偿装置，已在工程中大量使用。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，要装设并联电容补偿装置金属氧化物避雷器限制过电压。

运行经验表明，6~40.5kV 电压等级真空断路器和 SF<sub>6</sub> 断路器具有良好的容性电流分断能力。对 72.5kV 及以上电压等级，相关标准中要求做切合容性电流的开合试验（型式试验），现代 SF<sub>6</sub> 断路器或真空断路器大多都具有开合容性电流的能力，应根据制造厂的实验数据选择适合的断路器。

**7.1.13** 串联电容补偿装置由若干个电容器串并联组成。该装置两端可能出现的最高电压，系由短路电流通过这些电容器而引起的电压降所决定。串联电容补偿装置的断路器一般与该装置采用并联连接，因而断路器端口间的绝缘水平与补偿装置串连的电容器的数量有关。在一般情况下，同一级电压的断路器均可满足使用要求。在 252kV 及以上电压中，断路器每相可能有两个以上的灭弧室（每个灭弧室根据结构不同，可有 1~2 个断口）。当串连的电容器数量不多时，有可能采用一个灭弧室便能满足要求。因此，在具体工程中应进行验算，向制造厂家特殊订货。

**7.1.15** 选择断路器接线端子静态机械荷载的目的是验证在冰、风及连接导体同时作用下断路器能正确地操作。断路器上的覆冰和风压，应符合《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 2.1.2 条的规定。表 7.1.15 规定主要用于断路器与软导体及管型硬导体连接所产生的端子作用力（不包括作用在断路器本体上的风、冰或动态荷载），可作为断路器选择的导则。

## 7.2 高压交流发电机断路器

**7.2.3** 发电机断路器的灭弧和绝缘介质大多为真空和 SF<sub>6</sub>，中、小容量发电机电压母线一般采用共箱封闭母线和电缆母线，为使

于布置与连接，额定电流在 4000A 及以下的真空发电机断路器可安装在开关柜中；发电机额定电流在 4000A 以上的机组容量一般大于 100MW，发电机电压母线一般采用全连式离相封闭母线，SF<sub>6</sub> 发电机断路器便于布置与连接。

**7.2.4** 发电机断路器的操作方式应是三相联动，三相联动的操作机构分为电气联动和机械联动两种，为提高三相联动的可靠性，发电机断路器宜选用机械三相联动操作机构。发电机断路器极间同期性操作要求引自《高压交流发电机断路器》（GB/T 14824—2008）中的条文。

**7.2.6** 发电机断路器温升试验按《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》（GB/T 11022—1999）的规定进行。

在周围空气温度不超过 40℃ 的条件下，长期通过额定电流的温升不得超过表 17 中数值。

**表 17 发电机断路器各部位允许温升** 单位：K

空气中的铜触头	有银层	65
	无银层	35
外接线端子	有银层	65
	无银层	50
外壳和机架	—	30
SF <sub>6</sub> 中的铜触头	有银层	65

注意，当温升为 65K 时，应注意不得损伤周围绝缘材料的性能。采用强制冷却方式时，制造单位应标明停止强制冷却方式后的运行方式——通流能力和允许的通流时间的分级规定。

如果发电机断路器和封闭母线进行连接时，应注意其温升试验时是否与封闭母线或与其等价元件连接在一起进行的。

**7.2.7** 由于发电机断路器临近发电机，因此在短路时，短路电流直流分量衰减更慢，交流分量衰减的更快，导致短路电流在几个周波内都不过零，从而使发电机回路短路电流的直流分量远高

于其他地点短路电流的直流分量。因此应校核发电机断路器直流分断能力。

**7.2.8** 全反相条件下的开断可以不作为发电机断路器的失步校核条件的原因见 7.1.14 条的条文说明。

**7.2.9** 在 100% 额定短路开断电流下的额定瞬态恢复电压特性与电源侧设备类型有关。

根据《高压交流发电机断路器》(GB/T 14824—2008) 的要求, 发电机额定瞬态恢复电压 (TRV) 应符合表 18 和表 19 的规定。

**表 18 当短路电流来自变压器组时的 TRV 特征值**

变压器组三相容量 (MVA)	TRV 特征值	
	幅值	上升陡度 (kV/ $\mu$ s)
100 及以下	1.84U	3.5
101~200	1.84U	4.0
201~400	1.84U	4.5
401~600	1.84U	5.0
601~1000	1.84U	5.5
1001 以上	1.84U	6.0

注: U 为断路器的额定电压, TRV 的时延不得超过  $1\mu$ s。幅值系数为 1.5, 首开系数为 1.5。

**表 19 当短路电流来自发电机时的 TRV 特征值**

发电机组三相容量 (MVA)	TRV 特征值	
	幅值	上升陡度 (kV/ $\mu$ s)
100 及以下	1.84U	1.6
101~400	1.84U	1.8
401~800	1.84U	2.0
801 以上	1.84U	2.2

注: U 为断路器的额定电压, TRV 的时延不得超过  $1\mu$ s。幅值系数为 1.5, 首开系数为 1.5。

对它能灭弧原理的发电机断路器只进行 100% 方式下的试验；对自能灭弧原理的发电机断路器应进行 30%、60% 和 100% 方式下的试验。这些试验方式下的 TRV 特征值一律按 100% 方式的要求整定。

### 7.3 高压负荷开关

**7.3.3** SF<sub>6</sub> 和真空式负荷开关适合频繁操作，性能优越，是负荷开关的发展方向。产气式负荷开关虽然具有一定的价格优势，但维护工作量较大，在近年来工程中应用很少，不推荐使用。

**7.3.4、7.3.6、7.3.7** 提出的开断能力是针对通用负荷开关提出的，如果不能满足要求，应选用专用负荷开关或特殊用途的负荷开关，例如：单个和背对背电容器组负荷开关、电动机负荷开关、并联电力变压器闭环负荷开关等。

**7.3.8** 三极交流高压负荷开关—熔断器组合电器除了通过熔断器和其撞击器操作外，自动开断还可以通过分流脱扣器或者并联脱扣器来完成。本条规定了负荷开关与熔断器组合使用时应配置分励脱扣器来实现负荷开关快速电动分闸的使用条件。

### 7.4 高压交流隔离开关和接地开关

**7.4.7** 隔离开关和接地开关的额定峰值耐受电流系额定短时耐受电流的第一个大半波的电流峰值。

**7.4.9** 考虑目前国内主流设备制造厂同类产品的性能，对《高压交流隔离开关和接地开关》（GB 1985—2004）规定的静触头由软导线支承时各电压级额定接触区的 X 值及静触头由硬导体支承时 252kV、363kV 电压级的 X 值与 550kV 电压级的 X 值、Y 值、Z 值进行了修正。

**7.4.11** 根据《水利水电工程高压配电装置设计规范》（SL 311—2004）的要求，隔离开关的断口两侧引线带电部分间距离为 A<sub>2</sub> 值，但单柱垂直开启式隔离开关在分闸状态下检修时的安全净距应满足交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间的要

求，因此要求动、静触头间的最小电气距离不应小于配电装置的最小安全净距  $B_1$  值。

**7.4.14** 隔离开关额定母线转换电流是指在额定母线转换电压下能够开合的最大的母线转换电流。开合过程中的燃弧时间不限，但不能危及相间绝缘和操作人员安全，试验后产品仍应能正常运行，不需要检修。

本条规定一般适用于设备额定电压 40.5kV 及以上交流高压隔离开关，但是对设备额定电压低于 40.5kV 的交流隔离开关亦有可能需要做开合母线转换电流试验，此时用户与设备制造厂可按本条规定协议进行。

隔离开关额定母线转换电流值均应是 80% 的额定电流，但不论隔离开关的额定电流有多大，其额定母线转换电流值通常不得超过 1600A。经验与计算表明：选择 1600A 为隔离开关额定母线转换电流上限值已经足够了，这是因为隔离开关承载的最大持续电流可能大大小于额定电流。特殊情况下，可由用户与设备制造厂协商确定。

GB 1985—2004 与《交流高压隔离开关和接地开关订货技术条件》(DL/T 486—2000) 规定的开合试验次数无论隔离开关型式均为 100 次，这对验证隔离开关电寿命是不够的，故本条从严要求气体绝缘时（包括 GIS）为 300 次。

**7.4.15** 目前国家标准尚未对隔离开关开、合小电流能力进行规定。

DL/T 486—2000 第 4.107 节规定，通常不大于 2A。

《进口 252 (245) ~ 550kV 交流高压断路器和隔离开关技术规范》(DL/T 405—1996) 第 6.1.8 条规定：“在额定电压下隔离开关应能可靠地开合电感电流 0.5A，电容电流 2A”。

**7.4.16** 接地开关感应电流开和能力的额定值仅适用于设备最高电压 72.5kV 及以上的接地开关。

**7.4.19** 当采用综合自动化系统或布置在半高型配电装置上层的 126kV 和 252kV 隔离开关时宜采用电动操作机构。

## 7.6 电制动开关

**7.6.3** 目前专用的电制动开关较少，更多的是以隔离开关、发电机断路器、高压断路器来替代。由于电制动开关投入时需要关合发电机残压下1~1.3倍的发电机额定电流，因此，对于选用隔离开关作为电制动开关时应选择快速隔离开关或带有引弧触头的隔离开关，也可选用发电机断路器或普通的真空断路器作为电制动开关。

**7.6.5** 发电机断路器成套装置的辅助开关与断路器配合动作的方式作为电制动开关的模式已在小浪底水电站得到应用，采用该模式时应进行技术经济比较。

## 7.8 限流熔断器组合保护装置

**7.8.3** 最大预期短路电流是指回路中可能流过的最大短路电流。

**7.8.5** 根据国内高压限流熔断器组合保护装置的生产与在水电厂的使用情况，在中小型装机规模的水电厂已有采用限流熔断器组合保护装置作为厂用电变压器高压侧保护。当该组合保护装置用于厂用电变压器高压侧时，组合装置中的熔断器应能承受变压器的允许过负荷电流。

## 7.9 72.5kV及以上气体绝缘金属 封闭开关设备

### 7.9.7

1 《气体绝缘金属封闭开关设备技术条件》(DL/T 617—1997)中规定，“隔离开关和接地开关应有表示其分、合闸位置的可靠和便于巡视的指示装置。若用户要求，隔离开关和接地开关可设置观察触头位置的观察窗。”

日本 SF<sub>6</sub> 封闭组合电器标准化专门委员会出版的《SF<sub>6</sub> 封闭式组合电器的标准化》一文中明确：“对于构成 GIS 的断路器、



隔离开关、接地开关等元件，可设置用机械方式表示开关合分状态的分合指示器，是附属于本体的操作装置，应设置在从检查通道上容易看到的地方。在控制室或 GIS 监视盘上应设置电气信号指示，但在 GIS 的元件——断路器、隔离开关、接地开关等上只用机械指示装置。”

考虑到观察窗在布置位置上不易观察，而且观察窗将增加泄漏故障点，因此规定，如果该位置指示器足够可靠的话，可不设置观察触头位置的观察窗。如需设置，需用户和制造厂协商确定。

2 部分或全部接地开关的导体应有可能与外壳绝缘，以便将测量电源引入主回路，进行某些测量试验工作，如绝缘电阻测量、主回路电阻测量、工频耐压试验等。

3 对于 GIS 配电装置过电压保护均要配置避雷器，但由于 SF<sub>6</sub> 气体绝缘避雷器价格约为敞开式避雷器的 6~10 倍，为此一般首先考虑采用敞开式避雷器进行 GIS 及相关设备的保护。经雷电侵入波过电压计算不能满足要求时再配置 SF<sub>6</sub> 气体绝缘避雷器。

另外，除气体绝缘金属封闭开关设备母线上安装的避雷器外，当气体绝缘金属封闭开关设备与变压器间采用 SF<sub>6</sub> 管母或高压电缆直接连接，保护变压器的避雷器和采用高压电缆出线，且需在气体绝缘金属封闭开关设备侧装设避雷器时，一般情况下应配置以 SF<sub>6</sub> 气体作绝缘（灭弧介质）的避雷器。

4 为保证扩建工程施工时原有 GIS 设备不停电以及施工人员的人身安全而定。

**7.9.8** 日本《SF<sub>6</sub> 封闭式组合电器的标准化》一文中对伸缩节的设置做如下规定：

伸缩节主要用于装配调整，吸收基础间的相对位移、热胀冷缩、地震时的过度位移等，根据不同的使用目的选定允许的位移量、位移方向和允许的位移次数。

此外，一个伸缩节往往兼有几种功能，所以，需要对标准值

逐个进行研究，然后选用，其标准示例如表 20 所示。

表 20 伸缩节的种类和允许位移量

种类	允许位移量 (mm)		备注
	轴向	径向	
装配调整用	$\pm 10 \sim 15$	$\pm 5$	除装配调整外，大都兼有局部解体、组装及防止震动传播等功能
吸收基础间的相对位移	$-10 \sim +50$	$\pm 20 \sim 50$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 吸收分开基础间的相对位移（不均匀下沉）。</li> <li>2. 为了防止相对位移，GIS 及其与之直接连接元件的基础最好是一个整体，但作为整体施工受混凝土耗量及基础规模过大的限制，所以基础适宜分开，在 GIS 上设伸缩节，这在经济上是有利的。</li> <li>3. 采用分开基础时，减少相对位移的措施如下：在一个地基上打基础；在基础的分开部分加连接梁</li> </ol>
吸收热胀冷缩相对位移	$\pm 20$	$\pm$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 吸收因环境温度、通电、日照等温度变化引起的热伸缩分量。</li> <li>2. 决定伸缩量的主要因素是材质（膨胀系数）、母线长度、温度变化幅度。</li> <li>3. 伸缩量较小时，有时用来吸收罐体和底架的弹性变形和安装部分的滑动等</li> </ol>
吸收地震时的过度位移	个别研究		在 GIS 元件和变压器的直接连接部分，有时需吸收地震时的过度位移

伸缩节的选择标准如下：

(1) 用于装配调整。用于吸收 GIS 制造上的尺寸误差和安装误差，其标准主要由制造厂决定。

(2) 用于吸收基础间的相对位移，指分开基础间的相对位移（不均匀下沉）。如果基础十分牢固，就能减轻伸缩节负担，反之亦增加负担，所以，这是由综合经济指标所决定的，其标准应由制造厂家和用户协商决定。

(3) 用于吸收热胀冷缩的伸缩节。根据温度的变化幅度、使

用的材质、单位长度决定其标准。这些条件是由 GIS 的额定电压、额定电流、运输方面的尺寸限制等决定的。

(4) 用于吸收地震时的过度位移量。主要用于与变压器等的连接部分及伸缩节的安装高度很高的情况，其允许位移量应根据连接元件的地震分析求得。

**7.9.9** 线路侧的接地开关，由于两侧都有电源，当其误投入时，将通过断路器的额定关合电流。虽然，线路侧的接地开关采用具有关合短路电流能力的接地开关，但其误合后对设备必将造成一定的损坏。由于接地开关是组合在 GIS 内部，检修比较复杂，因此为避免其误合操作，建议线路侧的接地开关宜加装带电指示和闭锁装置。

**7.9.11** 外壳的设计应按照充气承压外壳，装有惰性的、非腐蚀性的、低压力气体的高压开关设备和控制设备已有的标准进行。设计外壳时，应考虑以下因素：

(1) 正常充气过程中可能出现的真空。

(2) 外壳或隔板两侧可能出现的全部的压力差。

(3) 在相邻隔室具有不同压力的情况下，如果没有监测到过压力，隔室之间出现意外泄漏事件时出现的压力。

(4) 出现内部故障的可能性。

**7.9.13** 设备制造厂与用户可商定一个允许的内部故障电弧持续时间。在此时间内，当短路电流不超过某一数值时，将不发生电弧的外部效应。此时可不装设防爆膜或压力释放阀。

《气体绝缘金属封闭开关设备订货技术导则》(DL/T 728—2000) 中规定，每个气室应设防爆装置，但满足如下条件之一的也可以不设防爆装置：

(1) 气室分隔容积足够大，在内部故障电弧发生的允许时间内，压力升高为外壳承受所允许，而不会发生爆裂。

(2) 制造厂与用户达成协议。

日本 SF<sub>6</sub> 封闭组合电器标准化专门委员会出版的《SF<sub>6</sub> 封闭式组合电器的标准化》一文中对防爆膜的设置作如下规定：

由于 GIS 的罐体强度设计成能耐受内部故障时的压力升高，所以标准规定不设置防爆膜。在罐的容积非常小或故障电流非常大，而且无后备保护开断，燃弧时间特别长的情况下，也可能出现压力升高超过罐体强度的情况，但综合判断下列事项后仍然决定不设置防爆膜。

(1) 目前的罐体强度，除容积较小的 72/84kV 用的一部分罐体外，其他基本上都能满足用户的故障电流、故障持续时间要求。

(2) 到目前为止，几乎还没有发生故障证明设置防爆膜的必要性。

(3) 安装防爆膜会给可靠性带来影响（气体密封部位和零件数量增加）。

(4) 制造成本高。

因此，建议如果在内部故障电弧实验时不发生电弧的外部效应，可不设置防爆装置。

**7.9.17** GIS 罐体的接地方式，按三相共箱式和分相式区分，其标准如下：

(1) 三相共箱式：多点接地方式。

(2) 分相式：多点接地方式或一点接地方式。

三相共箱式采用多点接地方式是有利的，在这种情况下，由于外部漏磁场很小，即使罐体采用多点接地，罐体上流过的电流也很小，所以无需考虑温升问题。分相式在分别考虑各自的利弊后，采用多点接地或一点接地方式。此时，从减少外部漏磁场和降低感应过电压方面考虑，仍希望采用多点接地方式，但需要考虑防止电磁感应电流流入基础部分的措施。

还有，分相式产品和三相共箱式母线构成的 GIS，适于采用混合的接地方式。这种场合实现接地方式的标准化是相当困难的，实践中也都是多点接地方式和一点接地方式混合使用。

此外，在分相式中，多点接地方式时，有减少电磁感应电流流入接地线的措施，也有一点接地方式时为降低电位采用相间分流方式的例子。

目前使用的实例中，72.5~245kV 的三相共箱式 GIS 绝大多数是采用多点接地方式，在 245kV 以上的高压大容量级，除一部分母线外，均由分相式元件购成，所以采用多点接地或一点接地方式。

## 7.10 交流金属封闭开关设备

**7.10.3 《外壳防护等级（IP 代码）》**（GB 4208—2003/IEC 60529：2001）中规定：表示防护等级的代号通常由代码字母、二位特征数字、附加字母及补充字母组成，例如：IP23CH。IP 代码的简要说明见表 21。

表 21 IP 代码的各要素及含义

组成	数字或字母	对设备防护的含义	对人员防护的含义
代码字母	IP	—	—
第一位 特征数字		防止固体异物进入	防止固体异物进入
	0	无防护	无防护
	1	≥直径 50mm	手 背
	2	≥直径 12.5mm	手 指
	3	≥直径 2.5mm	工 具
	4	≥直径 1.0mm	金属线
	5	防 尘	金属线
	6	尘 密	金属线
第二位 特征数字		防止进水造成有害影响	
	0	无防护	
	1	垂直滴水	
	2	15°滴水	
	3	淋水	
	4	溅水	—
	5	喷水	
	6	猛烈喷水	
	7	短时间浸水	
8	连续浸水		

表 21 (续)

组成	数字或字母	对设备防护的含义	对人员防护的含义
代码字母	IP	—	—
附加字母 (可选择)		—	防止接近危险部件
	A		手背
	B		手指
	C		工具
	D		金属线
补充字母 (可选择)		专门补充的信息	—
	H	高压设备	
	M	做防水试验时试样运行	
	S	做防水试验时试样静止	
	W	气候条件	
<p>注 1: 不要求规定特征数字时, 由字母“X”代替(如果两个字母都省略则用“XX”表示)。附加字母和(或)补充字母可省略, 不需代替。当使用一个以上的补充字母时, 应按字母顺序排列。当外壳采用不同安装方式提供不同的防护等级时, 制造厂应在相应安装方式的说明书上表示该防护等级。</p> <p>注 2: 第一位特征数字意指外壳通过防止人体的一部分或手持物体接近危险部件对人提供保护, 同时外壳通过防止固体异物进入设备对设备提供保护。</p> <p>注 3: 第二位特征数字表示外壳防止由于进水而对设备造成有害影响的防护等级。</p> <p>注 4: 附加字母表示对人接近危险部件的防护等级。附加字母仅用于: 接近危险部件的实际防护高于第一位特征数字代表的防护等级; 第一位特征数字用“X”代替, 仅需表示对接近危险部件的防护等级。</p> <p>注 5: 在有关产品标准中, 可由补充字母表示补充的内容。补充字母放在第二位特征数字或附加字母之后。</p>			

《3.6~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》(DL/T 404—2007) 规定防护等级的定义为: 外壳以及适用时的隔板或活门提供的防止接近危险部件、防止固体外物进入和/或防止水浸入, 并且经由标准试验方法验证的保护程度。防护等级分类见表 22。

表 22 防护等级分类

防护等级	防止固体异物进入	防止接近危险部件
IP1XB	直径 50mm 及以上的物体	防止手指接近（直径 12mm，长 80mm 的试指）
IP2X	直径 12.5mm 及以上的物体	防止手指接近（直径 12mm，长 80mm 的试指）
IP2XC	直径 12.5mm 及以上的物体	防止工具接近（直径 2.5mm，长 100mm 的试棒）
IP2XD	直径 12.5mm 及以上的物体	防止导线接近（直径 1.0mm，长 100mm 的试验导线）
IP3X	直径 2.5mm 及以上的物体	防止工具接近（直径 2.5mm，长 100mm 的试棒）
IP3XD	直径 2.5mm 及以上的物体	防止导线接近（直径 1.0mm，长 100mm 的试验导线）
IP4X	直径 1.0mm 及以上的物体	防止导线接近（直径 1.0mm，长 100mm 的试验导线）
IP5X	不能完全防止尘埃进入，但尘埃的进入量和位置不得影响设备的正常运行或危及安全	防止导线接近（直径 1.0mm，长 100mm 的试验导线）

开关柜的防护等级应根据环境条件按上面的要求选择防护等级，但如果所选择的防护等级超过 IP4X 时，应注意开关柜内部元件的降容使用问题。

**7.10.5** 沿所有高压开关柜的整个长度延伸方向应设有专用的接地导体，接地导体应采用铜质导体，在规定的接地故障条件下，当额定短路持续时间为 4s 时，其电流密度不应超过  $110\text{A}/\text{mm}^2$ ，但最小截面积不应小于  $30\text{mm}^2$ ，接地导体的末端应用铜质端子与设备的接地系统相连接，端子的电气接触面积应与接地导体的截面相适应，但最小电气接触面积不应小于  $160\text{mm}^2$ 。

**7.10.9** 高压开关柜的闭锁装置应具有“五防”功能。除防止“误分、误合断路器”可采用提示性的措施外，其他“四防”应采用强制性闭锁。

当采用电气闭锁方案时，闭锁元件的电源应与继电保护回路分开。

各种闭锁装置均应有专用的解锁工具，非专用工具不得解锁。

<http://www.sljzjxx.com>  
水利造价信息网



## 8 电力变压器

**8.0.7** 三绕组变压器的高、中、低压绕组容量分配，除应考虑各侧绕组所带实际负荷以外，还应尽可能选用国家标准中推荐的容量分配，即 100/100/100、100/100/50 和 100/50/100。

对于 100/100/30 或 100/30/100 的容量分配不宜选用，其原因是这种容量变压器绕组机械强度及抗短路能力较差。

**8.0.8** 在超高压系统中，变压器与 GIS 直接连接，GIS 中隔离开关和断路器操作过程中产生的快速暂态过电压已经造成多台变压器绝缘损坏，因而在超高压系统中变压器与 GIS 直接连接时，变压器绕组绝缘设计应考虑快速暂态过电压的影响，适当加强绕组端部绝缘。

GIS 中隔离开关和断路器操作时，在 GIS 外壳和地之间产生瞬态外壳电压，为防止瞬态外壳电压传递到变压器箱体，在变压器箱体与 GIS 外壳连接的绝缘之间应并联非线性电阻。

## 9 电 抗 器

### 9.1 限 流 电 抗 器

**9.1.1** 本条仅适用于选择限制短路电流的限流电抗器、并联电抗器和并联电抗器中性点小电抗器，不适用于选择调相机起动电抗器和并联电容器补偿装置中的串联电抗器等。

关于限流电抗器的额定峰值耐受电流校验问题，制造部门规定  $X_k\% > 3\%$  时，已考虑连接无穷大电源下，在限流电抗器端头发生短路的情况。所以只有当  $X_k\% = 3\%$  时才需进行额定峰值耐受电流校验。制造部门在计算电抗器的额定峰值耐受电流允许电流时，虽然已考虑了在无穷大电源下及在电抗器端部发生短路的情况，但是母线电压是按电抗器额定电压（6kV 或 10kV）计算的，而实际在短路电流计算中是以母线平均电压即基准电压（6.3kV 或 10.5kV）计算的，两者相差 5%。所以制造部门提供的额定峰值耐受电流允许电流并不能保证在无穷大电源下和在电抗器端头发生短路时的额定峰值耐受电流。因此，本条认为  $X_k\% \geq 3\%$  均需进行额定峰值耐受电流校验。

**9.1.3** 由于电抗器几乎没有什么过负荷能力，所以主变压器或出线回路的普通电抗器的额定电流应按回路最大工作电流选择，而不能用最大持续工作电流选择。

**9.1.4** 在正常工作时，经普通电抗器的电压损失不大于 5% 的校验条件，是为保证电力用户母线电压为额定值而确定的。故对于出线电抗器不仅要计及经限流电抗器的电压损失，尚应计及出线上的电压损失。

对于带电抗器的出线，因其断路器的断流容量一般按照在电抗器后短路选择，对电抗器前的短路故障，则由母线保护来切除，故出线保护时间需与母线保护时间相配合，一般装设带时限的过电流保护。对于母线分段电抗器，由于其所连接的 6~

10kV 分段母线一般都装设不完全母线差动保护作为专用母线保护，即使不设专用母线保护，分段断路器也装设瞬时电流速断装置。对于一组电抗器带几回出线的所谓集合电抗器的接线，其各回出线按不带电抗器的出线原则，均装设有瞬时电流速断装置。它们与装设无时限继电保护的出线电抗器一样，都不会引起电力用户所不允许的长时间低电压运行，故不必校验短路时母线剩余电压。

## 9.2 并联电抗器

**9.2.1** 《进口 330kV、500kV 并联电抗器技术规范》（SD 327—89）规定并联电抗器的励磁特性为：在 1.4 倍额定电压下应基本上为线性，1.4 倍额定电压下的电流不应大于 1.4 倍额定电流的 3%；在伏安特性曲线上，对应于 1.4 倍和 1.7 倍电压连线的平均斜率不得小于原斜率的 50%。

原电力规划设计总院编制的《油浸式并联电抗器技术规范书》（G—YC99—63—1）中规定：在  $1.5 \times 550/\sqrt{3}$  kV（ $1.5 \times 363/\sqrt{3}$  kV）电压下磁化特性曲线应为线性，大于上述电压时磁化特性曲线的斜率不应低于原斜率的 33%。

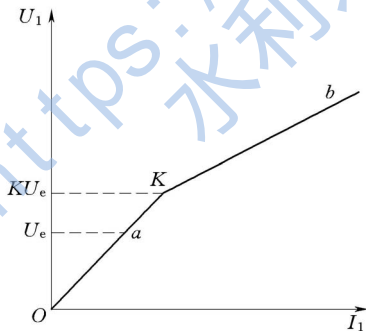


图 7 并联电抗器的伏安特性

并联电抗器的伏安特性可近似地由一条折线表示，如图 7 所示。

工程设计应对并联电抗器的伏安特性提出要求。制造厂对铁芯磁密取值过高，图 7 中饱和曲线的拐点  $K$  较低， $b$  段斜率较小，在电网中容易激发非线性谐振过电压。

拐点  $K$  的电压应保证  $KU_e$  大于工频过电压。若拐点  $K$  以下  $a$  段的斜率为 1，拐点  $K$  以上

的  $b$  段斜率  $\Delta U_1/\Delta I_1$ ，不宜低于  $a$  段的  $1/3$ ，最好达到  $2/3$ 。

表 23 为国内外部分并联电抗器的伏安特性，供工程设计时参考。

表 23 国内外部分并联电抗器的伏安特性

特性	中国		瑞典	法国	苏联
电压 (kV)	330	500	500	500	500
拐点电压 (倍)	1.3	1.5	1.5	1.5	1.5
拐点以下斜率	1	1	1	1	1
拐点以上斜率	28%~30%	28%	44%	2/3	44%
注：拐点以下斜率取 1 为针对拐点以上斜率而取的相对值，实际斜率有电抗器容量确定；拐点以上斜率系针对拐点以下斜率的百分值，并非实际斜率。					

电抗器电流的允许谐波分量，对直接接地的并联电抗器，当施加正弦波形的额定电压时，电抗器电流的三次谐波分量的最大允许峰值为基波分量峰值的 3%。

在额定电压和额定频率下，电抗器外壳各部位最大振幅（峰—峰）应小于  $200\mu\text{m}$ 。

在额定电压和额定频率下，并联电抗器每相电抗容许偏差  $\pm 5\%$ ，三相并联电抗器或单相并联电抗器组成的三相，若连接到具有对称电压的系统上，当三个相的电抗偏差都是在  $\pm 5\%$  容许范围内时，每相电抗与三相电抗平均值的偏差不应超过  $\pm 2\%$ 。

**9.2.3** 如果选用三相电抗器，应选用三相五柱式结构，而不宜采用三相三柱式结构。因为三相三柱式有以下两个缺点：

(1) 当采用单相重合闸时，单相断开后，另外两相的磁通通过断开相的铁芯柱，使断开相上感应一个电压，使得故障点的潜供电流加大而不利灭弧。

(2) 三相三柱式电抗器要求在中性点连接的小电抗具有较大的阻抗值，中性点绝缘水平较高。

采用三相五柱式结构的电抗器，有绕组的三个铁芯柱磁阻很大（铁芯加隔磁材料），另外两个旁轭铁芯磁柱磁阻做得很小。单相断开时，磁通极少通过断开相铁芯柱，避免了相互感应。三相五柱式结构电抗器的零序电抗与单相电抗器的零序电抗相同，因此，它们可选择相同的中性点小电抗和绝缘水平。

**9.2.4 并联电抗器接入线路后，在线路满载或重载情况下，将会出现以下情况：**

(1) 线路上电能损耗增加。

(2) 线路少送有功功率。

(3) 受端需增加无功补偿装置，例如调相机或并联电容器装置，以求得无功平衡。

所以，从经济运行的角度出发，希望轻载或空载时将并联电抗器投入；满载或重载时将并联电抗器退出，故障时瞬时投入。即可节约部分无功补偿设备，又可满足过电压的要求。因此，要求对于可按系统运行情况投切的并联电抗器应选用自动投切方式。

### 9.3 并联电抗器中性点小电抗器

**9.3.5 并联电抗器中性点和中性点小电抗的绝缘水平主要决定于出现在中性点上的最大工频过电压  $U_{og}$ ，因为  $U_{og}$  实际上决定了避雷器的保护水平。**

小电抗  $X_0$  随补偿度  $K_1$  的增大而减小。随着小电抗  $X_0$  的减小， $U_{og}$  将相应降低。因此，绝缘水平的选择与系统补偿度有关。

中性点上出现的最大工频过电压  $U_{og}$ ，使由各种不对称故障形式决定的。其中以并联电抗器的两相分闸和空线中的不对称接地两种情况引起的最大工频过电压最高。

表 24 给出了各种情况下  $U_{og}$  的计算公式，可供工程设计时参考。

表 24 并联电抗器中性点工频过电压的计算公式

序号	不对称情况	计算公式	近似公式
1	运行的电抗器的 单相分闸	$\frac{U_{\text{NG}}}{2 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{U_{\text{NG}}}{\frac{3K_1}{T_{k0}} - 1}$
2	运行的电抗器的 两相分闸	$\frac{U_{\text{NG}}}{1 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{U_{\text{NG}}}{\frac{3K_1}{T_{k0}} - 2}$
3	运行下的单相 线路开断	$\frac{U_{\text{NG}}}{3 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{T_{k0} U_{\text{NG}}}{3K_1}$
4	空线中的单相 接地	$\sqrt{2(\rho_B^2 + \rho_C^2) - 3} \times \frac{K_0 U_{\text{NG}}}{3 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{T_{k0} K_0 U_{\text{NG}}}{3K_1} \times \sqrt{2(\rho_B^2 + \rho_C^2) - 3}$
5	空线中的两相 接地	$\frac{\rho_A K_0 U_{\text{NG}}}{3 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{\rho_A T_{k0} K_0 U_{\text{NG}}}{3K_1}$

注： $U_{\text{NG}}$ ——电网最高相电压，kV；  
 $X_L$ ——并联电抗器的正序电抗值， $\Omega$ ；  
 $X_0$ ——中性点小电抗的电抗值， $\Omega$ ；  
 $K_1$ ——并联电抗器的补偿度， $K_1 = \frac{1}{X_L \omega C}$ ；  
 $C$ ——线路的正序电容；  
 $T_{k0}$ ——线路相间电容  $C_{12}$  与正序电容  $C_1$  的比值， $T_{k0} = 3C_{12} / C_1$ ；  
 $K_0$ ——电容效应系数与等效电源系数（即等效电势与  $U_{\text{NG}}$  之比）的乘积；  
 $\rho_A$ 、 $\rho_B$ 、 $\rho_C$ ——健全相的单相接地系数。

## 10 电 流 互 感 器

**10.0.1** 本条为选择电流互感器时的主要参数，除个别情况如主变压器中性点、发电机出口励磁变压器高压侧的电流互感器外，一般均应首先满足本条规定。

电流互感器一次参数可按如下要求选择：

(1) 电流互感器应根据其所属一次设备的额定电流或最大工作电流选择适当的额定一次电流。额定一次电流  $I_{pm}$  的标准值为：10A、12.5A、15A、20A、30A、40A、50A、60A、75A 以及它们的十进位倍数或小数。

(2) 电流互感器的额定连续热电流  $I_{cth}$ 、额定短时耐受电流  $I_{th}$  和额定峰值耐受电流  $I_{dyn}$  应能满足所在一次回路的最大负荷电流和短路电流的要求，并应适当考虑系统的发展情况。当互感器一次绕组可串、并联切换时，应按其接线状态下实际短路电流进行  $I_{th}$  及  $I_{dyn}$  校验。

(3) 选择额定一次电流时，应使得在额定电流比条件下的二次电流满足该回路测量仪表和保护装置的准确性要求。

(4) 为适应不同要求，在某些情况在同一组电流互感器中，保护用二次绕组与测量用二次绕组可采用不同变比。

电流互感器二次参数可按如下要求选择：

(1) 二次电流选择。电流互感器额定二次电流  $I_{sn}$  有 1A 和 5A 两类。

① 对于新建发电厂和变电所，有条件时电流互感器额定二次电流宜选用 1A。

② 如有利于互感器安装或扩建工程原有电流互感器采用 5A 时，以及某些情况下为降低电流互感器二次开路电压，额定二次电流可选用 5A。

③ 一个厂站内的二次电流互感器额定二次电流允许同时采用

1A 和 5A。

(2) 二次负荷的选择和计算。

① 电流互感器的二次负荷可用阻抗  $Z_b$  ( $\Omega$ ) 或容量  $S_b$  (VA) 表示。两者之间的关系为：

$$Z_b = \frac{S_b}{I_{sn}^2} \quad (3)$$

电流互感器的二次负荷额定值  $S_{bn}$  可根据实际负荷需要选用 2.5VA、5VA、7.5VA、10VA、15VA、20VA、30VA。在某些特殊情况下，也可选用更大的额定值。对保护用 TP 类电流互感器，其二次负荷用负荷电阻  $R_b$  表示。

② 电流互感器的负荷通常由两部分组成：一部分是所连接的测量仪表或保护装置；另一部分是连接导线。计算电流互感器负荷时应注意在不同接线方式和故障形态下的阻抗换算系数。

③ 计算连接导线的负荷时，一般情况下可忽略导线电抗，而仅计及其电阻  $R_l$ ：

$$R_l = \frac{L}{\gamma A} \quad (4)$$

式中  $L$ ——电缆长度，m；

$A$ ——导线截面，电流回路采用  $2.5\text{mm}^2$  及以上截面积的铜导线， $\text{mm}^2$ ；

$\gamma$ ——电导系数，铜取 57， $\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$ 。

额定峰值耐受电流校验的内容有二。一是校验冲击电流倍数应等于或小于制造部门给出的允许额定峰值耐受电流倍数，这是校验短路电流作用在电流互感器内部的力。校验按式 (5) 计算：

$$K_d \geq \frac{i_{ch}}{\sqrt{2}I_{1n}} \quad (5)$$

式中  $K_d$ ——额定峰值耐受电流倍数，由制造部门提供；

$i_{ch}$ ——短路冲击电流瞬时值，A；

$I_{1n}$ ——电流互感器一次额定电流，A。

另一校验是相间电流的相互作用使互感器绝缘瓷套顶部受到



的外作用力，也称外部额定峰值耐受电流校验。其校验公式与支柱绝缘子相同，即

$$F_{\max} = 1.76i_{\text{ch}}^2 \frac{l_m}{a} \times 10^{-1} \quad (6)$$

$$l_m = \frac{l_1 + l_2}{2} \quad (7)$$

式中  $a$ ——回路相间距离，cm；

$i_{\text{ch}}$ ——短路冲击电流瞬时值，A；

$l_m$ ——计算长度，cm；

$l_1$ ——电流互感器出线端部至最近一个母线支柱绝缘子的距离，cm。

$l_2$ ——电流互感器两端瓷帽的距离，cm，当电流互感器为非母线式瓷绝缘时， $l_2 = 0$ 。

有的产品样本未标明出线端部允许作用力，而只给出额定峰值耐受电流倍数  $K_d$ 。 $K_d$ 一般是在相间距离为 40cm，计算长度为 50cm 的条件下取得的。此时，可按式（8）进行校验：

$$K_d \sqrt{\frac{50a}{40l_m}} \geq \frac{i_{\text{ch}}}{\sqrt{2}I_{1n}} \times 10^3 \quad (8)$$

额定峰值耐受电流校验只对产品本身带有一次导体的电流互感器进行。

额定短时耐受电流校验是验算互感器承受短路电流发热的能力。制造部门在产品样本中给出的是 1s 或 5s 额定短时耐受电流倍数，校验按式（9）进行：

$$K_r \geq \frac{\sqrt{Q_d/t}}{I_{1n}} \quad (9)$$

式中  $K_r$ ——电流互感器额定短时耐受电流倍数，由制造部门提供；

$Q_d$ ——短路电流引起的热效应， $A^2 \cdot s$ ；

$t$ ——制造部门提供的额定短时耐受电流计算采用的时间， $t = 1s$  或  $5s$ 。

当额定短时耐受电流和额定峰值耐受电流不够时，例如有时由于回路中的工作电流较小，互感器按工作电流选择后不能满足系统短路时的额定短时耐受电流和额定峰值耐受电流要求。则可选择额定电流较大的电流互感器，增大变流比。若此时 5A 元件的电流表读数太小，可选用 1~2.5A 元件的电流表，也可采用复式变比或二次带抽头电流互感器。

**10.0.3** 35kV 以下户内配电装置的电流互感器，以往多采用瓷绝缘结构型，现在则较多地使用环氧树脂浇筑绝缘型。后者体积较小，重量也较轻，地位紧凑时更显优越性。浇筑型电流互感器的额定峰值耐受电流性能较好，但额定短时耐受电流则比瓷绝缘型的差，这是因为浇筑体本身的散热情况较差，故运行中应注意改善通风。随着浇筑工艺技术水平的提高，浇筑式电流互感器应用范围越来越广，考虑到 35kV 及以下配电装置多为开关柜式结构，空间比较狭小，因此，推荐 35kV 以下电流互感器宜采用浇筑式电流互感器。

对 35kV 以上电流互感器，考虑到现有电流互感器制造技术的发展水平，增加了可选用 SF<sub>6</sub> 气体绝缘结构或光纤式绝缘结构的独立式电流互感器的要求。

#### **10.0.4**

**1** 超高压系统的发展，短路电流倍数的提高，发电机和变压器容量的增大以及非周期分量的时间常数增加都使暂态过程延长了；为了缩小短路故障影响及提高系统稳定性，要求更快地切除故障。但在暂态过程中非周期分量的存在引起互感器磁通感应强度剧增而使铁芯饱和，一次电流几乎全部用来维持铁芯磁通，二次电流误差增大，波形严重畸变、缺损、甚至没有输出。如果故障电流非周期分量很大，第一次故障切除后铁芯剩磁也可能很大，则在第二次故障时，剩磁和故障电流非周期分量的磁感应强度同相叠加，使铁芯更快饱和。两种情况都将使保护不能正确动作。试验证明，在系统短路且时间常数较大时，互感器的暂态过程对快速的继电保护有较大影响。阻抗元件对暂态过程的反映最

敏感，按相位比较原理工作的继电器相较按其他原理工作的继电器更易受到影响。为了减少暂态过程所引起的互感器饱和，可采用 TP 类保护用电流互感器以减小暂态磁通和铁芯剩磁，从而改善暂态特性。目前能满足短路电流具有非周期分量的暂态过程性能要求的 TP 类保护用电流互感器分为如下级别：

TPS 级：低漏磁电流互感器，其性能由二次励磁特性和匝数比误差限值规定。对剩磁无限制。

TPX 级：准确限值规定为在指定的暂态工作循环中的峰值瞬时误差。对剩磁无限制。

TPY 级：准确限值规定为在指定的暂态工作循环中的峰值瞬时误差。剩磁不超过饱和磁通的 10%。

TPZ 级：准确限值规定为在指定的二次回路时间常数下，具有最大直流偏移的单次通电时的峰值瞬时交流分量误差。无直流分量误差限值要求。剩磁实际上可以忽略。

上述电流互感器统称为 TP 类（TP 为暂态保护）电流互感器。该类互感器的准确限值是考虑一次电流中同时具有周期分量而非周期分量，并按某种规定的暂态工作循环时的峰值误差来确定的。该类电流互感器适用于考虑短路电流中非周期分量暂态影响的情况。

解决电流互感器饱和对保护动作性能的影响，可采用下述两类措施：

(1) 选择适当类型和参数的电流互感器，保证电流互感器饱和特性不致影响保护动作性能。对电流互感器的基本要求是保证在稳态短路电流下的误差不超过规定值。对短路电流非周期分量和互感器剩磁等引起的暂态饱和影响，则应根据具体情况和运行经验，妥当处理。

(2) 保护装置采取减轻饱和影响的措施，保证电流互感器在特定饱和条件下不致影响保护性能。保护装置采取措施减缓电流互感器饱和影响，特别是暂态饱和影响，对降低电流互感器造价及提高保护动作的安全性和可靠性具有重要意义，应成为保护装

置的发展方向。特别是微机保护具有较大的潜力。当前母线差动保护装置一般都采取抗饱和措施，取得了良好效果。对其他保护装置也宜提出适当的抗饱和要求。

**2** 根据《电流互感器和电压互感器选择及计算导则》(DL/T 866—2004)的要求：220kV 系统保护、高压侧为 220kV 的变压器差动保护、100~200MW 级发电机变压器组及大容量电动机差动保护用的电流互感器，暂态饱和问题及其影响后果相对较轻，可按稳态短路条件进行计算选择，并为减轻可能发生的暂态饱和影响而给定适当的暂态系数。宜选用 P 类、PR 类或 PX 类电流互感器。PR 类能限制剩磁影响，有条件时可推广使用。给定暂态系数  $K=K_{alf}/K_{pcf}$  ( $K_{alf}$  为准确限制系数， $K_{pcf}$  为保护校验系数)，应根据应用情况和运行经验确定：

(1) 100~200MW 级机组外部故障的给定暂态系数不宜低于 10。

(2) 220kV 系统的给定暂态系数不宜低于 2。

110kV 及以下系统保护用电流互感器一般按稳态条件选择，选用 P 类电流互感器。

高压母线差动保护用电流互感器的选择，由于母线故障时短路电流很大，而且外部短路时流过各互感器电流的差别也很大。即使各侧选用特性相同的电流互感器，其暂态饱和程度也可能不一致。为此，母线差动保护应具有抗互感器暂态饱和的能力。在工程应用中可按稳态短路电流或保护装置的要求选用适当的互感器。

**10.0.6** 为了保证电气测量的准确度，本条明确电流互感器二次负荷的要求，二次负荷超限都有可能造成测量误差的增大。

**10.0.7** 安装于变压器中性点做零序保护用的电流互感器，其一次电流按变压器允许的不平衡电流选择。变压器允许的不平衡电流，在《电力变压器运行规程》(DL/T 572—2010)中规定“接线为 YN，yn0 的大、中型变压器允许的中性线电流，按制造厂及有关规定。接线为 Y，yn0 (或 YN，yn0) 和 Y，zn11 (或

YN, zn11) 的配电变压器, 中性线电流的允许值分别为额定电流的 25% 和 40%, 或按制造厂规定。” 但该规定并未给出大、中型变压器和 Y0, z 连接的变压器允许的不平衡电流。沈阳变压器厂认为, 三相电流不平衡率近似于三相阻抗不平衡。根据《电力变压器》的规定: 变压器绕组三相直流电阻的不平衡在 630kVA 及以下者为线 2%、相 4%; 其他所有变压器为相 (无中性点引出时为线) 2%, 三相电抗的不平衡率为  $\pm 10\%$ 。即电抗的正负最大不平衡电流在 20% 左右。由于系统阻抗远较变压器阻抗为大, 变压器阻抗 20% 的不平衡率在整个电网阻抗中所占比例很小, 不足以引起变压器三相电流很大的不平衡。变压器三相电流不平衡应从整个电网的阻抗不平衡来考虑。为正确地选择变压器中性点电流互感器, 应根据该变压器安装处可能的最大零序电流来考虑。

目前, 各制造厂生产的 Yn, z 连接的变压器, 若运行部门未提出特殊要求, 中性点引出线的截面大都为各相截面的  $1/4 \sim 1/3$ 。例如沈阳变压器厂 Yn, z 连接变压器中性点引出线的截面为相截面的 25%; 西安变压器厂则为相截面的  $1/3$ 。在一般情况下, 中性点截面按上述考虑完全能满足运行中不平衡电流的要求。

根据上述情况, 若系统未提供最大零序电流, 则变压器中性点电流互感器可按变压器额定电流的 30% 来选择。

**10.0.8** 由于零序电流互感器的一次安匝很小, 励磁安匝占一次安匝的比例很大, 故其电流和匝数不成反比关系, 二次绕组匝数不能按电流比来确定, 所以零序电流互感器的额定变比没有实际意义。在实际工作中要计算互感器的一次起动电流是困难的, 现在采用的方法是先根据所选用的继电器动作电流求出互感器的二次绕组端电压, 然后利用制造部门提供的曲线查出保护灵敏度, 即一次起动电流。

在校验母线式零序电流互感器窗口尺寸时尚应考虑有一根继电保护用二次电缆要从窗口穿过。

**10.0.10** 安装于中性点连接线上的电流互感器按发电机允许的最大不平衡电流选择。由于实际不平衡电流很难确定，根据运行积累的经验，现在一般按发电机额定电流的 20%~30% 来选择互感器的一次电流。

<http://www.sljzjxx.com>  
水利造价信息网

## 11 电压互感器

**11.0.1** 本条为选择电压互感器时的主要参数。

电压互感器一般允许在 115% 额定电压下长期运行，有的产品允许在 110% 额定电压下长期运行，选用时应予注意。

电压互感器的额定二次负荷是在某一准确度等级下的最佳值，当实际负荷低于或超过此值过多时，就影响到准确度等级，故实际负荷应尽量与额定负荷相接近。额定二次负荷以伏安值表示。

作为测量用或保护用的电压互感器，其性能是以额定一次电压为基准的，但其额定绝缘水平则是以《标准电压》(GB 156—2007) 中所列出的设备最高电压为基准的。

系统接地方式系指电力系统中性点的接地方式，分为如下几种情况：

(1) 中性点绝缘系统。

(2) 共振接地系统。

(3) 中性点接地系统：①中性点有效接地系统；②中性点非有效接地系统。

**11.0.3、11.0.4** 由于 6~35kV 的配电装置多采用户内柜式结构，因柜内设备布置比较紧凑，要求体积小的电压互感器。浇筑式电压互感器经多年运行经验证明是可靠的，体积较油浸式电压互感器小，适用于开关柜内使用。同时浇筑式电压互感器的使用也满足了开关柜向无油化方向发展的要求。因此，推荐 6~35kV 户内配电装置采用树脂浇筑式电压互感器。

110kV 以上电网中电压互感器的选择问题，由于电容式电压互感器冲击绝缘水平高，且电容分压装置的电容较大，从而对冲击波的波头能起到缓冲作用。其次，还可以代替耦合电容器兼做载波通信用。在结构上，电容式电压互感器对误差的调整比较

灵活，利用调整电抗器和中间变压器一次线圈的抽头来改变电感，是互感器的电抗尽量与容抗相等，使互感器内阻抗最小，从而达到调整准确度的比值差和相角差。电容式电压互感器的容量较电磁式互感器小一些，但一般都能满足要求。电磁式电压互感器的励磁特性为非线性特性，与电力网中的分布电容或杂散电容在一定条件下可能形成铁磁谐振。通常是电磁式电压互感器的感性电抗大于电容的容性电抗，当电力系统操作或其他暂态过程引起互感器暂态饱和而感抗降低就可能出现铁磁谐振。这种谐振可能发生于不接地系统，也可能发生于直接接地系统。随着电容值的不同，谐振频率可以是工频和较高或较低的谐波。铁磁谐振产生的过电流和/或高电压可能造成互感器损坏，特别是低频谐振时，互感器相应的励磁阻抗大为降低而导致铁芯深度饱和，励磁电流急剧增大，高达额定值的10~100倍以上，从而严重损坏互感器。因此，对110kV及以上电压，当电容式电压互感器容量满足要求时，考虑其优点较多，建议优先采用电容式电压互感器。

对SF<sub>6</sub>全封闭组合电器的电压互感器由于制造技术的原因目前只能生产电磁式电压互感器，国外某些公司正在研制电容式SF<sub>6</sub>全封闭组合电器的电压互感器，但造价太高，不适合工程中采用，故推荐SF<sub>6</sub>全封闭组合电器的电压互感器宜采用电磁式。

**11.0.5** 本条是根据目前各种接线的电压互感器及其适用范围而定，具体的使用范围如表25所示。

表 25 电压互感器的接线及使用范围

序号	接线图	采用的电压互感器	使用范围	备注
1		两个单相电压互感器接成V—V形	用于表计和继电器的绕组接入a—b和c—b两相间电压	



表 25 (续)

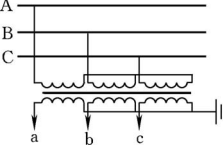
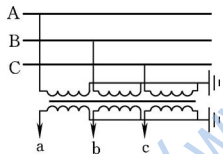
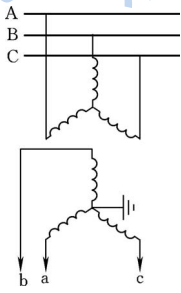
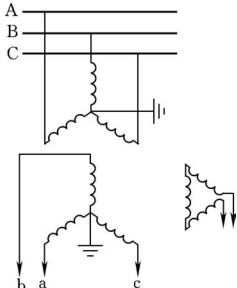
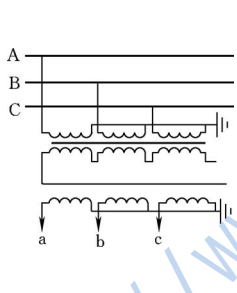
序号	接线图	采用的电压互感器	使用范围	备注
2		<p>三个单相电压互感器接成星形一星形。高压侧中性点不接地</p>	<p>用于表计和继电器的绕组接入相间电压和相电压。此种接线不能用来供电给绝缘检查电压表</p>	
3		<p>三个单相电压互感器接成星形一星形。高压侧中性点接地</p>	<p>用于供电给要求相间电压的表计和继电器以及供电给绝缘检查电压表，如果高压侧系统为中性点直接接地系统，则可接入要求相电压的测量表计；如果高压侧系统中性点与地绝缘或经阻抗接地，则不允许接入要求相电压的测量表计</p>	
4		<p>一个三相三柱式电压互感器</p>	<p>用于表计和继电器的绕组接入相间电压和相电压。此种接线不能用来供电给绝缘检查电压表</p>	<p>不允许将电压互感器高压侧中性点接地</p>

表 25 (续)

序号	接线图	采用的电压互感器	使用范围	备注
5		一个三相五柱式电压互感器	主二次绕组连接成星形以供电给测量表计、继电器以及绝缘检查电压表，对于要求相电压的测量表计只有在系统中性点直接接地时才能接入。	应优先采用三相五柱式电压互感器，只有在要求容量较大的情况下或 110kV 以上无三相式电压互感器时，才采用三个单相三绕组电压互感器
6		三个单相三绕组电压互感器	附加的二次绕组接成开口三角形，构成零序电压过滤器供给保护继电器和接地信号（绝缘检查）继电器	

因为附加直流的定子接地保护装置接在电压互感器一次侧中性点与大地之间，故中性点不能接地。但是为了电压互感器的安全运行，中性点需要接地。为此，在中性点与地之间接入电容，既满足了电压互感器中性点接地的要求，又隔断了直流。

**11.0.6** 为了保证电气测量的准确度，本条明确电压互感器的二次负荷和功率因数的要求，保证电气测量及计量的准确性。

**11.0.7** 在中性点不接地系统中，电磁式电压互感器与母线或线路对地电容形成的回路在一定激发条件下可能发生铁磁谐振而产生过电压和过电流，使电压互感器损坏，因此应采取消谐措施。这些措施有：在电压互感器开口三角或互感器中性点与地之间接专用的消谐器，选用三相防谐振电压互感器，增加对地电容破坏

谐振条件等。

**11.0.8** 中性点直接接地系统单相接地时，非接地相仍为相电压，互感器第三绕组开口处电压为 100V。中性点非直接接地系统单相接地时，互感器一次绕组非故障相电压升高 $\sqrt{3}$ 倍，第三绕组开口处电压升高 3 倍，为保证开口三角电压仍为 100V，故第三绕组电压应为  $(100/3)$  V。

**11.0.9** 电容式电压互感器在正常运行时的零序不平衡电压较高，在 330kV 电网中实测的结果，开口三角绕组不平衡电压一般在 0.9~1.3V 之间，最高达到 1.9V。这对零序方向保护和零序电压继电器的灵敏度是有影响的。

造成开口三角绕组不平衡电压较高的原因，分析起来有以下几点：

(1) 电压互感器本身三相误差不平衡，三相电压变化及相角误差不一样，互感器二次绕组三相工频电压的合成向量不为零。

(2) 电网电源及负荷产生的高次谐波的影响，其中尤其是三次谐波影响最大。

(3) 电网电源及负荷产生的三相电压和相位不平衡，如变压器有变比误差，并有较大的漏抗差异等。

(4) 互感器在制造上参数的差异，特别是辅助绕组的等值电容、等值电抗的差异等，因而在频率变化及温度变化时，各台互感器误差不一样，从而产生附加工频分量进入开口三角绕组回路。

虽然经过设计、制造和运行各方面的共同努力，但有时还不能完全平衡，如果零序不平衡电压较高，只好考虑采取附加装置的措施。采用高次谐波滤波器和阻波器来抑制开口三角中的高次谐波分量，而又要求其对于工频的衰耗及相位移尽量小。滤波器的基本原理是用两个分别对不同频率表现出最大阻抗的阻抗元件串联，使基波分量大部分落在负载阻抗上，而谐波分量有效地落在另一阻抗上，从而有效地限制三次以上的高次谐波。在 330kV 的互感器上，装设了西安电力电容器厂制造的阻波器和浙江省电

力试验研究所制造的滤波器后，开口三角绕组上的端电压  $3U_0$  由  $1\sim 1.9\text{V}$  降至  $0.15\sim 0.7\text{V}$  左右。但是在系统故障时，高次谐波同样也被抑制，故除非保护灵敏度不能满足时，才不得已而采用之。

<http://www.sljzjxx.com>  
水利造价信息网

## 12 变频装置

**12.0.1** 高压变频装置分为三种类型：高一高型、高一低一高型和高一低型。高一高型的特点是：技术先进、效率高、占地面积小，但价格高；高一低一高型特点是：可靠性高、价格低，缺点是占地面积大、效率低；高一低型相当于高一低一高型去掉升压变压器直接连接低压电动机。工程中选择哪种类型变频装置需经技术经济比较后确定。

变频装置的输出电压可以与输入电压相同，如高一高型，也可以与输入电压不同，如高一低型，视工程具体情况而定。

**12.0.5** 发电厂的厂用电网对电力系统来说是相对独立的，其厂内电气设备所产生的谐波对电力系统其他用户没有影响，因此，如果变频器所产生的谐波不影响厂内电气设备及控制保护系统的安全运行时，可以适当放宽对谐波指标的要求。

**12.0.6** 变频装置与一般电器不同，由于目前市场上变频装置尚无比较一致的降容标准，故在变频装置降容使用时，宜由制造部门根据其产品情况给出容量修正系数或降容曲线。

## 13 中性点接地设备

### 13.1 消弧线圈

**13.1.3** 由于现在自动跟踪动态补偿式消弧线圈技术比较成熟，国内用户运行的业绩反映较好，可以减轻运行人员的劳动强度，因此，在电容电流变化较大的场所，宜选用自动跟踪动态补偿式消弧线圈。

**13.1.6** 装在电网的变压器中性点和有直配线的发电机中性点的消弧线圈采用过补偿运行方式，是考虑电网运行方式变化较大，如断路器分闸、线路故障、检修以及分区运行等，电网电容电流都将可能减少。若采用欠补偿运行方式，电容值的改变有可能使消弧线圈处于谐振点运行，这是不允许的。

采用单元连接的发电机，其运行方式固定，装在此发电机中性点的消弧线圈可以用欠补偿，也可以用过补偿，但为了限制变压器高压侧单相接地时对低压侧产生的传递过电压引起发电机中性点位移电压升高，以采用欠补偿运行方式较为有利。

无论采用过补偿或欠补偿运行方式，都应根据发电机的容量和电压限制残余电流。因为单相接地通过故障点的能量与电压和电流有关，为了不使因发电机电压等级的增高而增大通过故障点的能量，对额定电压等级高于 10kV 的大容量发电机，单相接地时通过故障点的电流值应小于 5A。表 26 具体列出不同容量和电压等级发电机单相接地时流过故障点的电流允许值。

表 26 不同容量和电压等级发电机单相接地时  
流过故障点的电流允许值

发电机容量 (MW)	<100	125	200	300
发电机额定电压 (kV)	6~10	13.8	15.75	18~20
单相接地电流允许值 (A)	5	3.7	3.3	2.9

**13.1.7** 中性点经消弧线圈接地的电网和发电机，其长时间中性点位移电压允许值由变压器或发电机最大工作电压来决定。一般电网变压器最大工作电压不大于额定电压的 1.15 倍。而发电机最大工作电压不大于额定电压的 1.10 倍。

为了提高电网变压器中性点消弧线圈补偿的成功率，应使通过故障点的残流不要过大。为使残流最小，应将消弧线圈调整到接近于谐振点。但因实际电网的三相对地电容不对称，中性点存在不对称电压，消弧线圈处在谐振点附近运行，可能产生串联谐振，使中性点位移电压过高而绝缘损坏。因此脱谐度不能太小。运行经验证明不大于 10% 时消弧线圈补偿成功率较高。

对于发电机中性点的脱谐度，主要是从限制传递过电压等因素考虑，取不大于 ±30% 的脱谐度，传递过电压最多只会引起虚幻接地现象，不会危害发电机的铁芯和绝缘。

一般消弧线圈分接头为 5 个。发电机中性点的消弧线圈由于调谐要求较高，有条件时选用 9 个分接头较为方便。

一般只对中性点经消弧线圈接地的电网进行中性点位移电压计算。发电机在正常运行情况下，中性点长时间位移电压不会大于允许值，故中性点位移电压一般可不计算。

**13.1.9** 本条根据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T 620—1997) 第 3.1.6 条内容编写，对于变压器中性点的消弧线圈的容量选择原则是：

对于 YN, d 接线的芯式变压器，消弧线圈容量的限制条件是变压器的允许温升。当消弧线圈容量不超过变压器额定容量的 50% 时，可以符合电力变压器 2h 过负荷 30% 的温升规定。但因有的 YN, yn, d 三绕组变压器，各侧容量之比是 100% : 33.3% : 100%，为满足变压器 2h 过负荷 30% 的规定，消弧线圈的容量不能大于变压器容量的 33.3%。

对于 YN, y 接线的内铁芯型变压器，消弧线圈容量的限制条件是零序电压降和箱壁的附加损耗。根据实验和计算得知，当零序电流分量  $I_0 = I_n$  ( $I_n$  为变压器的额定电流) 时，其电压降

变化范围为 35%~120%。在接有消弧线圈的 YN, y 接线内铁芯型变压器中, 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%。若 YN, y 接线变压器的冷却方式不决定于经箱壁的热量交换, 消弧线圈的容量可以超过 20% 的规定。

具有自由回路 (如单相变压器组或外铁芯型三相变压器) YN, y 接线变压器, 因其零序阻抗太大, 故不应将消弧线圈接于这种类型的变压器中性点。

当主变压器的容量和接法不宜连接消弧线圈时, 可用专用的接地变压器来连接消弧线圈。接地变压器的特性要求是: 零序阻抗低, 空载阻抗高, 损耗小。采用曲折形接法的变压器能满足这些要求。接地变压器可与消弧线圈采用相同的定额时间 (例如 2h), 而不是连续时间。

## 13.2 接地电阻

### 13.2.1 中性点接地电阻选择的基本要求。

接地电阻的额定电压应根据其接入系统的方式来确定。电阻器直接接入系统的中性点, 对电阻器要求耐压高、阻值大, 但电流小, 电阻器额定电压应达到所接入系统的额定相电压的要求; 电阻器经单相变压器变换后接入系统的中性点, 对电阻器要求耐压低、阻值小, 但电流大, 电阻器的额定电压可取单相变压器的二次侧电压 220V 或 110V。

电阻器的容量应按流过电阻的工作电流和持续时间来确定, 在该时间内电阻应保持足够的额定短时耐受电流。当采用高电阻接地时, 持续时间可达数小时, 如采用低电阻接地方式时, 由于单相接地保护装置动作于跳闸, 接地电流的持续时间按 10s 考虑即可满足要求。

**13.2.6** 目前接地电阻器按电阻采用的材质可以分为三种: 金属电阻、金属氧化物阀片式电阻和非金属电阻。金属电阻又可以分为: 镍铬合金、铜合金和不锈钢电阻。金属电阻由于其通流时间



长、耐高温性能好，适用于高电阻接地系统；金属氧化物阀片式电阻和非金属电阻其电阻率高、性能稳定、体积小，并可和互感器组合在一个柜中，安装布置简单方便，且价格比金属电阻低，但通流持续时间较短，适用于低电阻接地系统。非金属电阻是国内近几年研制出来的新产品，其体积小、阻值范围大、且可配备电流互感器和动作记录仪，正常时可监视中性点的不平衡电流，单相接地故障时，可记录动作次数，且可给保护和监控系统提供模拟量输出。

### 13.3 接地变压器

**13.3.1** 给出了中性点接地变压器选择的基本要求。

接地变压器的型式以选用干式配电变压器为宜。在确定其容量时，可以按接地保护动作于跳闸的时间，利用变压器的过负荷能力。当无厂家资料时，可取表 27 所列数据。

表 27 干式变压器事故过负荷能力

过负荷量/额定容量	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
过负荷持续时间 (min)	60	45	32	18	5

**13.3.3** 系统中性点的确定应优先采用工作变压器负载侧的中性点。如果负载侧的中性点不能引出，可采用专用的三相接地变压器，构成人为的中性点。如果选用高压厂用电系统供电的低压厂用工作变压器高压侧的中性点，要考虑低压厂用工作变压器退出运行的工况，所以应选用两台变压器的中性点。变压器的接线组别可采用 YN, yn12，但容量已大于 100 倍的接地设备容量。

**13.3.4** 接地变压器一次侧电压不小于高压厂用电系统额定相电压，二次侧电压决定于变压器的供货和接地继电器的技术规范，一般为 100~120V。

由于中性点经高电阻接地系统允许带单相接地故障运行，因此，接地变压器的容量应大于接地电阻的容量。当接地变压器一次侧电压采用线电压时，变压器容量应为电阻容量的 $\sqrt{3}$ 倍。

对发电机接地用变压器，其一次电压取发电机的额定线电压，这样可在发生单相接地，中性点有 1.6 相电压的过渡电压时，不致使变压器饱和。二次侧电压可取 220V 和 100V。当接地保护需要 100V 电压，而变压器二次电压因供货原因而选用 220V 时，可在电阻中增加分压抽头。

<http://www.sizjxx.com>  
水利造价信息网

## 14 过电压保护设备

### 14.1 避雷器

#### 14.1.1 选择避雷器的一般原则：

(1) 配电装置和电气设备的绝缘水平，在大多数情况下均已按避雷器的保护水平进行选择 and 配合，所以通常只需按额定电压和机械荷载来选择避雷器。

(2) 一般在下列情况下要进行绝缘配合计算，此时应逐项按避雷器的电气性能选择：

- ①弱绝缘或需要降低绝缘水平者。
- ②在高海拔地区。
- ③升压运行地区。
- ④新设计的电气设备、新试制的避雷器或进行非标准元件组合时。
- ⑤其他情况，如二相一地运行、变压器中性点等。
- ⑥与《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T 620—1997）规定的条件不符时。

本条第 2 款  $U_c$ ，仅对金属氧化物避雷器。

本条第 4 款类型，根据被保护对象选择。

本条第 7 款保护特性，包括如碳化硅避雷器的工频放电电压、冲击放电电压和残压。金属氧化物避雷器的陡波冲击电流残压、雷电冲击电流残压及操作冲击电流残压。有间隙金属氧化物避雷器的雷电冲击放电电压上限、工频放电电压下限。

本条第 8 款通流容量对碳化硅避雷器，长持续时间电流冲击耐受能力对金属氧化物避雷器。

本条第 11 款机械荷载包括风速、地震条件及避雷器顶端导线最大水平拉力。

本条第 14 款辅助设备含脱离器与监测装置等。

**14.1.2 阀式避雷器**（氧化锌、碳化硅）一般均适用于户内和户外，环境温度允许 $-40\sim 40^{\circ}\text{C}$ ，但某些保护旋转电机用磁吹阀式FCD<sub>3</sub>系列产品仅适用于户内和开关柜内。

严重污秽地区，瓷套表面污染，不仅降低外绝缘强度，且恶化内部串联间隙的电压分布，导致放电电压下降。此时应注明选用耐污型。

在高海拔地区，避雷器除与其他电气产品一样需要加强外绝缘以外，还会遇到避雷器放电电压降低的问题。一般通过改进密封结构和调节放电电压来解决。此时应注明选用高原型避雷器。

阀型避雷器体形细高，不宜在高地震裂度地区使用。在这些地区使用的避雷器需特殊定货。此时应注明选用抗震型避雷器。

阀式避雷器运行环境条件如下：

(1) 正常运行环境条件：

①环境温度不高于 $40^{\circ}\text{C}$ ，不低于 $-20^{\circ}\text{C}$ ，日温差不超过 $25^{\circ}\text{C}$ 。

②太阳光的辐射下，避雷器外套表面的温度一般不超过 $60^{\circ}\text{C}$ 。

③海拔不超过 $1000\text{m}$ 。

④电源频率不低于 $48\text{Hz}$ ，不高于 $62\text{Hz}$ 。

⑤在碳化硅避雷器的安装点，电力系统的短时工频电压升高不超过其设备额定电压；长期施加在金属氧化物避雷器端子间的工频电压不超过其持续运行电压。

⑥地震烈度7度及以下地区。

⑦最大风速不超过 $35\text{m/s}$ 。

⑧覆冰厚度不大于 $20\text{mm}$ 。

⑨IV级及以下污秽等级。

(2) 异常运行环境条件。异常运行环境条件下使用的避雷器，在生产和选用时应特殊考虑，需用户与设备制造厂商定。下述为典型的异常运行环境条件：

①环境温度高于 $40^{\circ}\text{C}$ 或低于 $-20^{\circ}\text{C}$ 。

②海拔超过 1000m。

③能引起绝缘表面或安装金具劣化的烟气或蒸汽。

④因烟气、灰尘、盐雾或其他导电物质引起的严重污染。

⑤过度暴露在严重湿气、潮气、降水或蒸汽中。

⑥带电冲洗。

⑦粉尘、煤气或烟气的爆炸性混合物。

⑧异常的机械条件（地震烈度 7 度以上，振动，最大风速超过 35m/s，覆冰厚度大于 20mm 及高弯曲载荷等）。

⑨异常运输或储存。

⑩靠近热源。

⑪电源频率低于 48Hz 或高于 62Hz。

⑫用于油中。

**14.1.3** 有效接地系统逐步实现全面采用无间隙金属氧化物避雷器，已成为国内外公认的技术方向。在条件允许时，首先应选择这种避雷器。

对于 SF<sub>6</sub> 全封闭组合电器（GIS），不论系统接地方式如何，应选无间隙金属氧化物避雷器。因 SF<sub>6</sub> 绝缘设备对较陡的雷电波比较敏感，而这种避雷器限制陡波特性优于其他型式避雷器。

低电阻及接地系统中发生单相接地故障后的瞬时跳闸以及较少谐振过电压问题等原因，为无间隙金属氧化物避雷器的应用提供了较轻松的环境条件。而且，选用这种避雷器有利于该种接地系统采用较低绝缘水平的电气设备和电缆等的绝缘配合。

至于不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统，因单相接地后不立即跳闸，健全相上的阀式避雷器长时间被施加以系统最高电压。加之某些不接地系统易于发生铁磁谐振过电压，间歇性电弧接地过电压较为严重，在这种情况下，选用价格较高且标称雷电电流下残压并非特别优越的无间隙金属氧化物避雷器的意义已不大。因而可选用有串联间隙金属氧化物避雷器或碳化硅普通阀式避雷器（后者的电站型在系统中出现谐振时，其间隙上的并联电阻宜烧损，则不如选前者）。当然接入系统条件较好，如消弧

线圈接地、高电阻接地系统等，采用无间隙金属氧化物避雷器也是可行的。

**14.1.4** 旋转电机的绝缘比其他电力设备薄弱，所以要选择专用避雷器。根据《交流无间隙金属氧化物避雷器》（GB 11032—2000），保护旋转电机的无间隙金属氧化物避雷器与磁吹阀式避雷器在标称雷电流下的残压相同，但因其“动作”电压低等优点，所以工程中应优先选用前者。

**14.1.10** 对有串联间隙金属氧化物避雷器，其额定电压的选取主要要求避雷器在雷电过电压动作后，避雷器要在该电压下遮断续流，其性质与碳化硅避雷器相似，因此，可参照采用与之相同的数值。

**14.1.11** 根据我国电力系统绝缘配合的工程实践经验，电气设备标准雷电冲击全波耐受电压与避雷器标称放电电流下的残压之比不小于 1.4 倍，并参照过电压保护的规程规定的保护范围布置避雷器时，可满足安全运行的要求。至于变压器中性点，虽然理论分析和试验研究表明，雷电过电压入侵变压器绕组后，其中性点的冲击电压波实际上已成为操作波波形。但考虑到变压器绝缘在操作波下的耐压强度约为全波雷电冲击耐压强度的 0.83，以及操作波的绝缘配合系数可取 1.15，故对变压器中性点也可按条文中的 71% 一样要求。

**14.1.13** 放电动作记录器是监视避雷器动作次数的主要仪器，一般均应装设。

国内设备制造厂根据避雷器的发展研制出许多新型避雷器放电计数器和运行监测装置，在工程中可根据实际情况选用。

避雷器监测装置除能记录动作次数外，还能监视泄漏电流的变化并报警。适用于超高压、大容量电力系统中强电、多雷、频繁动作的地区使用。

标称电压 35kV 及以上系统的避雷器应配备监测装置。安装监测装置时应注意读数时的方便。不要因为装设监测装置过分地加长避雷器的接地线。

放电动作记录器的上限电流值用以表征记录器在避雷器标称放电电流下能可靠动作；下限电流值是规定记录器应达到的灵敏度。记录器只能记录放电次数。

监测装置的残压是附加在避雷器残压上的一个增量，因此，要求残压低的避雷器（如保护旋转电机的避雷器）应选用残压低的监测装置。监测装置的冲击电流耐受能力应不低于相应避雷器的冲击耐受电流。

在标称电压 10kV 及以下系统使用的避雷器上安装监测装置时，应注意其残压的影响，需要降低监测装置的残压时，应由供需双方协商解决。

## 14.2 阻容吸收器

本节仅适用于安装在开关柜内用于限制操作过电压的阻容吸收器。

**14.2.2** 阻容吸收器一般安装在户内开关柜中。高海拔（超过 1000m）和高地震烈度（超过 8 度）时，应向设备制造厂提出，专门订货。

**14.2.3** 由于阻容吸收器并联于系统中，所以它的电容值直接影响系统对地电容电流的大小，从而影响接地方式的选择。

在高电阻接地系统中使用阻容吸收器时将导致系统接地电容电流增大，进而影响中性点接地方式的选择。此时，可选用具有串联间隙或其他隔离措施的阻容吸收器，通过串联间隙等隔离措施将电容在系统正常运行时和系统隔离，以保证系统对地电容电流不因阻容吸收器的采用而增加，从而满足高电阻接地的要求。

## 15 绝缘子及穿墙套管

**15.0.5** 户内支柱绝缘子按瓷件主体结构可分为，有空腔隔板（可击穿型）结构和实心（不可击穿型）结构两种；按胶装结构可分为，外胶装、内胶装和联合胶装三种结构型式。

外胶装结构是两端金属附件胶在瓷件外面，机械强度较高，但在放电距离一定的情况下，安装时所占空间位置较大。

内胶装结构是两端金属附件全部胶入瓷件孔内，相应的增加了绝缘距离，提高了电气性能，同时也缩小了安装时所占空间位置，但内胶装对提高机械强度不利。

联合胶装吸收了外胶装结构和内胶装结构的优点，上部金属附件胶入瓷件孔内，下部金属附件胶在瓷件外面。这种胶装结构所占空间位置比外胶装结构小，而机械强度却比内胶装结构高。

联合胶装支柱绝缘子一般属实心不可击穿结构，比空心结构提高了安全可靠性和减少了维护测试工作量。

绝缘子瓷件外形有多棱和少棱两种。多棱形增加了沿面距离，电气性能优于少棱形，除将逐步淘汰的外胶装支柱绝缘子外，其余产品均为多棱形。

所以，发电厂和变电所支持母线的户内绝缘子优先选用联合胶装多棱形绝缘子。

**15.0.6** 对没有污秽与冰、雪地区，也可以不采用高一级电压的产品。

**15.0.8** 将作用在母线上的电动力对绝缘子产生的弯矩，按弯矩相等等效到支柱绝缘子顶部的受力为：

$$F' = F \frac{H'}{H} \quad (10)$$



其中

$$H' = H + \frac{h}{2} + b$$

式中  $F$ ——作用于母线截面重心上的短路电动力，N；

$H$ ——绝缘子高度，mm；

$h$ ——母线高度，mm；

$b$ ——金具厚度，mm。

**15.0.9** 40.5kV 及以上支柱绝缘子在非垂直安装时，应计及绝缘子自重、母线重量和短路电动力的联合作用，这样绝缘子的允许机械强度将减小。

**15.0.10** 支柱绝缘子，在安装于母线端部或其他复杂的安装条件下时，将受到扭矩的考验。

**15.0.11** 高海拔地区，随着海拔升高或气压降低，污秽绝缘子的闪络电压随之降低。根据国家电力公司科学技术项目“西北电网 750kV 输变电工程关键技术研究”中的《高海拔区 750kV 输变电设备外绝缘选取方法及绝缘子选型研究》课题，各种绝缘子的特征指数  $m_1$  值见表 28，瓷和玻璃绝缘子试品的尺寸和形状见表 29 和图 8。

表 28 各种绝缘子的特征指数  $m_1$  参考值

试 品	材 料	$m_1$ 值		
		盐密 0.05mg/cm <sup>2</sup>	盐密 0.2mg/cm <sup>2</sup>	平均值
1 号	瓷	0.66	0.64	0.65
2 号		0.42	0.34	0.38
3 号		0.28	0.35	0.32
4 号		0.22	0.40	0.31
5 号	玻璃	0.54	0.37	0.45
6 号		0.36	0.36	0.36
7 号		0.45	0.59	0.52
8 号		0.30	0.19	0.25
9 号	复合	0.18	0.42	0.30

表 29 瓷和玻璃绝缘子试品的尺寸

试品	材料	盘径 (mm)	结构高度 (mm)	爬电距离 (cm)	表面积 (cm <sup>2</sup> )	重量 (kg)	机械强度 (kN)
1号	瓷	280	170	33.2	1730.27	8.5	210
2号		300	170	45.9	2784.86	11.5	210
3号		320	195	45.9	3025.98	13.5	300
4号		340	170	53.0	3627.04	12.1	210
5号	玻璃	280	170	40.6	2283.39	7.2	210
6号		320	195	49.2	3087.64	10.6	300
7号		320	195	49.3	3147.40	11.3	300
8号		380	145	36.5	2476.67	6.2	120
9号	复合	见图 8 i)					

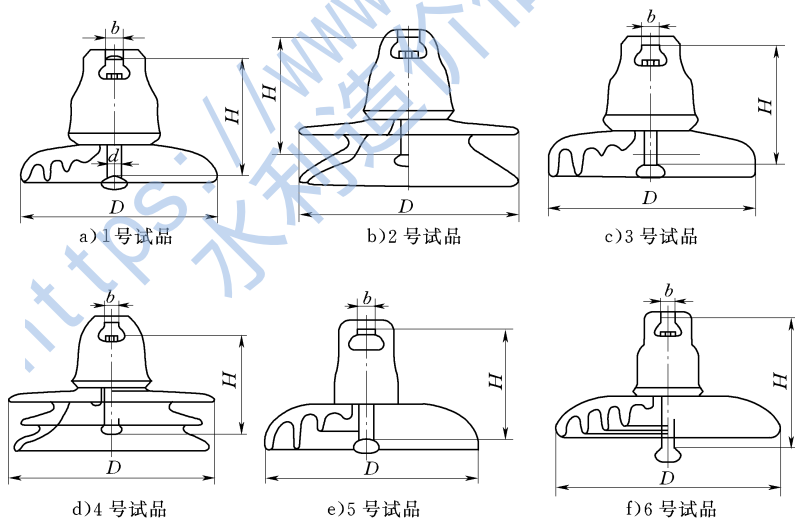


图 8 (一) 瓷和玻璃绝缘子试品的形状

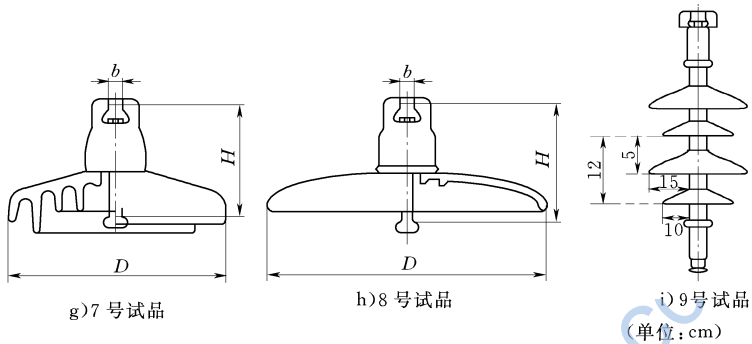


图 8 (二) 瓷和玻璃绝缘子试品的形状

**15.0.12** 运行实践表明：污秽地区发电厂和变电站及线路的耐张绝缘子串很少发生污闪，而悬垂绝缘子串因不便于雨水冲洗，污闪多有发生，故要求在污秽地区悬垂绝缘子串的绝缘子片数应与耐张绝缘子串相同。

**15.0.13** 在标称电压 330kV 及以上系统中使用的盘形悬式绝缘子串上的电压分布是很不均匀的，两端绝缘子承受的电压较大，绝缘子串越长，电压分布的不均匀程度越严重，而靠近导线的绝缘子所承受的电压最大。当超过起始电晕的场强时，将在绝缘子上引起电晕，甚至滑闪放电，电压越高则越严重。因此采用均压环以改善绝缘子串上的电压分布。

复合绝缘子串的均压和屏蔽装置一般由设备制造厂配置。