



中华人民共和国国家标准

GB/T 14285—2006
代替 GB 14285—1993

继电保护和安全自动装置技术规程

Technical code for relaying protection and
security automatic equipment

2006-08-30 发布

2006-11-01 实施

中华人民共和国国家标准化委员会 发布

目 次

| | |
|--------------------------------|----|
| 前 言..... | 11 |
| 1 范围 | 1 |
| 2 规范性引用文件 | 1 |
| 3 总则 | 1 |
| 4 继电保护 | 2 |
| 4.1 一般规定 | 2 |
| 4.2 发电机保护 | 4 |
| 4.3 电力变压器保护 | 8 |
| 4.4 3kV ~ 10kV 线路保护 | 10 |
| 4.5 35kV ~ 66kV 线路保护 | 11 |
| 4.6 110kV ~ 220kV 线路保护 | 12 |
| 4.7 330kV ~ 500kV 线路保护 | 14 |
| 4.8 母线保护 | 15 |
| 4.9 断路器失灵保护 | 16 |
| 4.10 远方跳闸保护 | 17 |
| 4.11 电力电容器组保护 | 17 |
| 4.12 并联电抗器保护 | 18 |
| 4.13 异步电动机和同步电动机保护 | 19 |
| 4.14 直流输电系统保护 | 20 |
| 5 安全自动装置 | 21 |
| 5.1 一般规定 | 21 |
| 5.2 自动重合闸 | 21 |
| 5.3 备用电源自动投入 | 23 |
| 5.4 暂态稳定控制及失步解列 | 23 |
| 5.5 频率和电压异常紧急控制 | 24 |
| 5.6 自动调节励磁 | 25 |
| 5.7 自动灭磁 | 25 |
| 5.8 故障记录及故障信息管理 | 26 |
| 6 对相关回路及设备的要求 | 26 |
| 6.1 二次回路 | 26 |
| 6.2 电流互感器及电压互感器 | 27 |
| 6.3 直流电源 | 28 |
| 6.4 保护与厂站自动化系统的配合及接口 | 28 |
| 6.5 电磁兼容 | 29 |
| 6.6 断路器及隔离开关 | 30 |
| 6.7 继电保护和安全自动装置通道 | 30 |
| 附录 A (规范性附录) 短路保护的最小灵敏系数 | 32 |
| 附录 B (规范性附录) 保护装置抗扰度试验要求 | 33 |
| B.1 外壳端口抗扰度试验如表 B.1 | 33 |
| B.2 电源端口抗扰度试验如表 B.2 | 33 |
| B.3 通信端口抗扰度试验如表 B.3 | 34 |
| B.4 输入和输出端口抗扰度试验如表 B.4 | 34 |
| B.5 功能接地端口抗扰度试验如表 B.5 | 35 |

前 言

随着科学技术的发展和进步,我国数字式继电保护和安全自动装置已获得广泛应用,在科研、设计、制造、试验、施工和运行中已积累不少经验和教训,国际电工委员会(IEC)近年来颁布了一些量度继电器和保护装置的国际标准,为适应上述情况的变化,与时俱进,有必要对原国家标准 GB14285 - 1993《继电保护和安全自动装置技术规程》中部分内容如装置的性能指标、保护配置原则以及与之有关的二次回路和电磁兼容试验等进行补充和修改。

本标准修订是根据国家质量技术监督局“质技局标发[2000]101号《关于印发2000年制、修订国家标准项目计划》的通知”中第15项任务组织实施的。

本标准编写格式和规则遵照 GB/T 1.1-2000《标准化工作导则 第1部分:标准的结构和编写规则》的要求。

本标准由中国电机工程学会继电保护专业委员会提出。

本标准由全国量度继电器和保护设备标准化技术委员会静态继电保护装置分标准化技术委员会归口。

本标准主要起草单位:华东电力设计院、华北电力设计院、东北电力设计院、四川电力调度中心、国电南京自动化股份有限公司、国电自动化研究院、北京电力公司、国电东北电网公司、北京四方继保自动化股份有限公司、许继集团有限公司。

本标准主要起草人:冯匡一、袁季修、宋继成、李天华、高有权、王中元、韩绍钧、孙刚、张涛、郭效军、李瑞生。

本标准于1993年首次发布。

本标准自实施之日起代替 GB14285 - 1993。

继电保护和安全自动装置技术规程

1 范围

本标准规定了电力系统继电保护和安全自动装置的科研、设计、制造、试验、施工和运行等有关部门共同遵守的基本准则。

本标准适用于 3kV 及以上电压电力系统中电力设备和线路的继电保护和安全自动装置。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB 16847 - 1997 保护用电流互感器暂态特性技术要求

GB/T 7409.1 ~ 7409.3-1997 同步电机励磁系统

DL / T 553-1994 220kV ~ 500kV 电力系统故障动态记录技术准则

DL / T 667-1999 远动设备及系统 第 5 部分：传输规约 第 103 篇：继电保护设备信息接口配套标准 (idt IEC 60870-5-103)

DL / T 723-2000 电力系统安全稳定控制技术导则

DL 755-2001 电力系统安全稳定导则

DL/T 866-2004 电流互感器和电压互感器选择和计算导则

IEC 60044-7 Instrument Transformers-Part 7: Electronic Voltage transformers

IEC 60044-8 Instrument Transformers-Part 8: Electronic Current transformers

IEC 60255-24 Electrical relays – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRATE) for power systems

IEC 60255-26 Measuring relays and protection equipment-part 26: Electromagnetic Compatibility requirements for measuring relays and protection equipment.

3 总则

3.1 电力系统继电保护和安全自动装置的功能是在合理的电网结构前提下，保证电力系统和电力设备的安全运行。

3.2 继电保护和安全自动装置应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。当确定其配置和构成方案时，应综合考虑以下几个方面，并结合具体情况，处理好上述四性的关系：

a. 电力设备和电网的结构特点和运行特点；

b. 故障出现的概率和可能造成的后果；

c. 电力系统的近期发展规划；

d. 相关专业的技术发展状况；

e. 经济上的合理性；

f. 国内和国外的经验。

3.3 继电保护和安全自动装置是保障电力系统安全、稳定运行不可或缺的重要设备。确定电网结构、厂站主接线和运行方式时，必须与继电保护和安全自动装置的配置统筹考虑，合理安排。

继电保护和安全自动装置的配置要满足电网结构和厂站主接线的要求，并考虑电网和厂站运行方式的灵活性。

对导致继电保护和安全自动装置不能保证电力系统安全运行的电网结构形式、厂站主接线形式、变压器接线方式和运行方式，应限制使用。

3.4 在确定继电保护和安全自动装置的配置方案时，应优先选用具有成熟运行经验的数字式装置。

3.5 应根据审定的电力系统设计或审定的系统接线图及要求,进行继电保护和安全自动装置的系统设计。在系统设计中,除新建部分外,还应包括对原有系统继电保护和安全自动装置不符合要求部分的改造方案。

为便于运行管理和有利于性能配合,同一电力网或同一厂站内的继电保护和安全自动装置的类型,品种不宜过多。

3.6 电力系统中,各电力设备和线路的原有继电保护和安全自动装置,凡不能满足技术和运行要求的,应逐步进行改造。

3.7 设计安装的继电保护和安全自动装置应与一次系统同步投运。

3.8 继电保护和安全自动装置的新产品,应按国家规定的要求和程序进行检测或鉴定,合格后,方可推广使用。设计、运行单位应积极创造条件支持新产品的试用。

4 继电保护

4.1 一般规定

4.1.1 保护分类

电力系统中的电力设备和线路,应装设短路故障和异常运行的保护装置。电力设备和线路短路故障的保护应有主保护和后备保护,必要时可增设辅助保护。

4.1.1.1 主保护

主保护是满足系统稳定和设备安全要求,能以最快速度有选择地切除被保护设备和线路故障的保护。

4.1.1.2 后备保护

后备保护是主保护或断路器拒动时,用以切除故障的保护。后备保护可分为远后备和近后备两种方式。

a.远后备是当主保护或断路器拒动时,由相邻电力设备或线路的保护实现后备。

b.近后备是当主保护拒动时,由该电力设备或线路的另一套保护实现后备的保护;当断路器拒动时,由断路器失灵保护来实现的后备保护。

4.1.1.3 辅助保护

辅助保护是为补充主保护和后备保护的性能或当主保护和后备保护退出运行而增设的简单保护。

4.1.1.4 异常运行保护

异常运行保护是反应被保护电力设备或线路异常运行状态的保护。

4.1.2 对继电保护性能的要求

继电保护装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

4.1.2.1 可靠性

可靠性是指保护该动作时应动作,不该动作时不动作。

为保证可靠性,宜选用性能满足要求、原理尽可能简单的保护方案,应采用由可靠的硬件和软件构成的装置,并应具有必要的自动检测、闭锁、告警等措施,以及便于整定、调试和运行维护。

4.1.2.2 选择性

选择性是指首先由故障设备或线路本身的保护切除故障,当故障设备或线路本身的保护或断路器拒动时,才允许由相邻设备、线路的保护或断路器失灵保护切除故障。

为保证选择性,对相邻设备和线路有配合要求的保护和同一保护内有配合要求的两元件(如启动与跳闸元件、闭锁与动作元件),其灵敏系数及动作时间应相互配合。

当重合于本线路故障,或在非全相运行期间健全相又发生故障时,相邻元件的保护应保证选择性。在重合闸后加速的时间内以及单相重合闸过程中发生区外故障时,允许被加速的线路保护无选择性。

在某些条件下必须加速切除短路时,可使保护无选择动作,但必须采取补救措施,例如采用自动重合闸或备用电源自动投入来补救。

发电机、变压器保护与系统保护有配合要求时,也应满足选择性要求。

4.1.2.3 灵敏性

灵敏性是指在设备或线路的被保护范围内发生故障时,保护装置具有的正确动作能力的裕度,一般以灵敏系数来描述。灵敏系数应根据不利正常(含正常检修)运行方式和不利故障类型(仅考虑金属性短路和接地故障)计算。

各类短路保护的灵敏系数,不宜低于附录 A 中表 A.1 内所列数值。

4.1.2.4 速动性

速动性是指保护装置应能尽快地切除短路故障，其目的是提高系统稳定性，减轻故障设备和线路的损坏程度，缩小故障波及范围，提高自动重合闸和备用电源或备用设备自动投入的效果等。

4.1.3 制定保护配置方案时，对两种故障同时出现的稀有情况可仅保证切除故障。

4.1.4 在各类保护装置接于电流互感器二次绕组时，应考虑到既要消除保护死区，同时又要尽可能减轻电流互感器本身故障时所产生的影响。

4.1.5 当采用远后备方式时，在短路电流水平低且对电网不致造成影响的情况下（如变压器或电抗器后面发生短路，或电流助增作用很大的相邻线路上发生短路等），如果为了满足相邻线路保护区末端短路时的灵敏性要求，将使保护过分复杂或在技术上难以实现时，可以缩小后备保护作用的范围。必要时，可加设近后备保护。

（主要针对 110kV 及以下电压等级保护）

4.1.6 电力设备或线路的保护装置，除预先规定的以外，都不应因系统振荡引起误动作。

4.1.7 使用于 220kV ~ 500kV 电网的线路保护，其振荡闭锁应满足如下要求：

- a. 系统发生全相或非全相振荡，保护装置不应误动作跳闸；
- b. 系统在全相或非全相振荡过程中，被保护线路如发生各种类型的不对称故障，保护装置应有选择性地动作跳闸，纵联保护仍应快速动作；
- c. 系统在全相振荡过程中发生三相故障，故障线路的保护装置应可靠动作跳闸，并允许带短延时。

4.1.8 有独立选相跳闸功能的线路保护装置发出的跳闸命令，应能直接传送至相关断路器的分相跳闸执行回路。

4.1.9 使用于单相重合闸线路的保护装置，应具有在单相跳闸后至重合前的两相运行过程中，健全相再故障时快速动作三相跳闸的保护功能。

4.1.10 技术上无特殊要求及无特殊情况时，保护装置中的零序电流方向元件应采用自产零序电压，不应接入电压互感器的开口三角电压。

4.1.11 保护装置在电压互感器二次回路一相、两相或三相同断线、失压时，应发告警信号，并闭锁可能误动作的保护。

保护装置在电流互感器二次回路不正常或断线时，应发告警信号，除母线保护外，允许跳闸。

（一般采用有条件闭锁）

4.1.12 数字式保护装置，应满足如下要求：

4.1.12.1 宜将被保护设备或线路的主保护(包括纵、横联保护等)及后备保护综合在一整套装置内，共用直流电源输入回路及交流电压互感器和电流互感器的二次回路。该装置应能反应被保护设备或线路的各种故障及异常状态，并动作于跳闸或给出信号。

对仅配置一套主保护的装置，应采用主保护与后备保护相互独立的装置。

4.1.12.2 保护装置应尽可能根据输入的电流、电压量，自行判别系统运行状态的变化，减少外接相关的输入信号来执行其应完成的功能。

4.1.12.3 对适用于 110kV 及以上电压线路的保护装置，应具有测量故障点距离的功能。

故障测距的精度要求为：对金属性短路误差不大于线路全长的 $\pm 3\%$ 。

4.1.12.4 对适用于 220kV 及以上电压线路的保护装置，应满足：

- a. 除具有全线速动的纵联保护功能外，还应至少具有三段式相间、接地距离保护，反时限和/或定时限零序方向电流保护的后备保护功能；
- b. 对有监视的保护通道，在系统正常情况下，通道发生故障或出现异常情况时，应发出告警信号；
- c. 能适用于弱电源情况；
- d. 在交流失压情况下，应具有在失压情况下自动投入的后备保护功能，并允许不保证选择性。

4.1.12.5 保护装置应具有在线自动检测功能，包括保护硬件损坏、功能失效和二次回路异常运行状态的自动检测。

自动检测必须是在线自动检测，不应由外部手段启动；并应实现完善的检测，做到只要不告警，装置就处于正常工作状态，但应防止误告警。

除出口继电器外，装置内的任一元件损坏时，装置不应误动作跳闸，自动检测回路应能发出告警或装置异常信号，并给出有关信息指明损坏元件的所在部位，在最不利情况下应能将故障定位至模块(插件)。

4.1.12.6 保护装置的定值应满足保护功能的要求，应尽可能做到简单、易整定；用于旁路保护或其他定值经常需要改变时，宜设置多套(一般不少于 8 套)可切换的定值。

4.1.12.7 保护装置必须具有故障记录功能，以记录保护的動作过程，为分析保护動作行为提供详细、全面的数据信息，但不要求代替专用的故障录波器。

保护装置故障记录的要求是：

a. 记录内容应为故障时的输入模拟量和开关量、输出开关量、动作元件、动作时间、返回时间、相别。

b. 应能保证发生故障时不丢失故障记录信息。

c. 应能保证在装置直流电源消失时，不丢失已记录信息。

4.1.12.8 保护装置应以时间顺序记录的方式记录正常运行的操作信息，如开关变位、开入量输入变位、压板切换、定值修改、定值区切换等，记录应保证充足的容量。

4.1.12.9 保护装置应能输出装置的自检信息及故障记录，后者应包括时间、动作事件报告、动作采样值数据报告、开入、开出和内部状态信息、定值报告等。装置应具有数字 / 图形输出功能及通用的输出接口。

4.1.12.10 时钟和时钟同步

a. 保护装置应设硬件时钟电路，装置失去直流电源时，硬件时钟应能正常工作。

b. 保护装置应配置与外部授时源的对时接口。

4.1.12.11 保护装置应配置能与自动化系统相连的通信接口，通信协议符合 DL/T667 继电保护设备信息接口配套标准。并宜提供必要的功能软件，如通信及维护软件、定值整定辅助软件、故障记录分析软件、调试辅助软件等。

4.1.12.12 保护装置应具有独立的 DC/DC 变换器供内部回路使用的电源。拉、合装置直流电源或直流电压缓慢下降及上升时，装置不应误动作。直流消失时，应有输出触点以起动告警信号。直流电源恢复(包括缓慢恢复)时，变换器应能自起动。

4.1.12.13 保护装置不应要求其交、直流输入回路外接抗干扰元件来满足有关电磁兼容标准的要求。

4.1.12.14 保护装置的软件应设有安全防护措施，防止程序出现不符合要求的更改。

4.1.13 使用于 220kV 及以上电压的电力设备非电量保护应相对独立，并具有独立的跳闸出口回路。

4.1.14 继电器和保护装置的直流工作电压，应保证在外部电源为 80% ~ 115% 额定电压条件下可靠工作。

4.1.15 对 220kV ~ 500kV 断路器三相不一致，应尽量采用断路器本体的三相不一致保护，而不再另外设置三相不一致保护；如断路器本身无三相不一致保护，则应为该断路器配置三相不一致保护。

4.1.16 跳闸出口应能自保持，直至断路器断开。自保持宜由断路器的操作回路来实现。

4.2 发电机保护

4.2.1 电压在 3kV 及以上，容量在 600MW 级及以下的发电机，应按本条的规定，对下列故障及异常运行状态，装设相应的保护。容量在 600MW 级以上的发电机可参照执行：

- a. 定子绕组相间短路；
- b. 定子绕组接地；
- c. 定子绕组匝间短路；
- d. 发电机外部相间短路；
- e. 定子绕组过电压；
- f. 定子绕组过负荷；
- g. 转子表层(负序)过负荷；
- h. 励磁绕组过负荷；
- i. 励磁回路接地；
- j. 励磁电流异常下降或消失；
- k. 定子铁芯过励磁；
- l. 发电机逆功率；
- m. 频率异常；
- n. 失步；
- o. 发电机突然加电压；

- p.发电机起停；
- q.其他故障和异常运行。
- 4.2.2 上述各项保护，宜根据故障和异常运行状态的性质及动力系统具体条件，按规定分别动作于：
- a.停机 断开发电机断路器、灭磁，对汽轮发电机，还要关闭主汽门；对水轮发电机还要关闭导水翼；
 - b.解列灭磁 断开发电机断路器、灭磁，汽轮机甩负荷；
 - c.解列 断开发电机断路器，汽轮机甩负荷；
 - d.减出力 将原动机出力减到给定值；
 - e.缩小故障影响范围 例如断开预定的其它断路器；
 - f.程序跳闸 对汽轮发电机首先关闭主汽门，待逆功率继电器动作后，再跳发电机断路器并灭磁。对水轮发电机，首先将导水翼关到空载位置，再跳开发电机断路器并灭磁；
 - g.减励磁 将发电机励磁电流减至给定值；
 - h.励磁切换 将励磁电源由工作励磁电源系统切换到备用励磁电源系统；
 - i.厂用电源切换 由厂用工作电源供电切换到备用电源供电；
 - j.分出口 动作于单独回路；
 - k.信号 发出声光信号。
- 4.2.3 对发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障，应按下列规定配置相应的保护作为发电机的主保护；
- 4.2.3.1 1MW 及以下单独运行的发电机，如中性点侧有引出线，则在中性点侧装设过电流保护，如中性点侧无引出线，则在发电机端装设低电压保护。
 - 4.2.3.2 1MW 及以下与其它发电机或与电力系统并列运行的发电机，应在发电机端装设电流速断保护。如电流速断灵敏系数不符合要求，可装设纵联差动保护；对中性点侧没有引出线的发电机，可装设低压过流保护。
 - 4.2.3.3 1MW 以上的发电机，应装设纵联差动保护。
 - 4.2.3.4 对 100MW 以下的发电机变压器组，当发电机与变压器之间有断路器时，发电机与变压器宜分别装设单独的纵联差动保护功能。
 - 4.2.3.5 对 100MW 及以上发电机变压器组，应装设双重主保护，每一套主保护应具有发电机纵联差动保护和变压器纵联差动保护功能。
 - 4.2.3.6 在穿越性短路、穿越性励磁涌流及自同步或非同步合闸过程中，纵联差动保护应采取措施，减轻电流互感器饱和及剩磁的影响，提高保护动作可靠性。
 - 4.2.3.7 纵联差动保护，应装设电流回路断线监视装置，断线后动作于信号。电流回路断线允许差动保护跳闸。
 - 4.2.3.8 本条中规定装设的过电流保护、电流速断保护、低电压保护、低压过流和差动保护均应动作于停机。
- 4.2.4 发电机定子绕组的单相接地故障的保护应符合以下要求：
- 4.2.4.1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值按制造厂的规定值，如无制造厂提供的规定值可参照表 1 中所列数据。

表 1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

| 发电机额定电压(kV) | 发电机额定容量(MW) | | 接地电流允许值(A) |
|--------------|-------------|-----------|-----------------|
| 6.3 | 50 | | 4 |
| 10.5 | 汽轮发电机 | 50 ~ 100 | 3 |
| | 水轮发电机 | 10 ~ 100 | |
| 13.8 ~ 15.75 | 汽轮发电机 | 125 ~ 200 | 2 ^{a)} |
| | 水轮发电机 | 40 ~ 225 | |
| 18 ~ 20 | 300 ~ 600 | | 1 |

a) 对氢冷发电机为 2.5。

4.2.4.2 与母线直接连接的发电机：当单相接地故障电流(不考虑消弧线圈的补偿作用)大于允许值(参照表 1)时，应装设有选择性的接地保护装置。

保护装置由装于机端的零序电流互感器和电流继电器构成。其动作电流按躲过不平衡电流和外部单

相接地时发电机稳态电容电流整定。接地保护带时限动作于信号,但当消弧线圈退出运行或由于其他原因使残余电流大于接地电流允许值,应切换为动作于停机。

当未装接地保护,或装有接地保护但由于运行方式改变及灵敏系数不符合要求等原因不能动作时,可由单相接地监视装置动作于信号。

为了在发电机与系统并列前检查有无接地故障,保护装置应能监视发电机端零序电压值。

4.2.4.3 发电机变压器组:对 100MW 以下发电机,应装设保护区不小于 90%的定子接地保护,对 100MW 及以上的发电机,应装设保护区为 100%的定子接地保护。保护带时限动作于信号,必要时也可以动作于停机。

为检查发电机定子绕组和发电机回路的绝缘状况,保护装置应能监视发电机端零序电压值。

4.2.5 对发电机定子匝间短路,应按下列规定装设定子匝间保护:

4.2.5.1 对定子绕组为星形接线、每相有并联分支且中性点侧有分支引出端的发电机,应装设零序电流型横差保护或裂相横差保护、不完全纵差保护。

4.2.5.2 50MW 及以上发电机,当定子绕组为星形接线,中性点只有三个引出端子时,根据用户和制造厂的要求,也可装设专用的匝间短路保护。

4.2.6 对发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备,应按下列规定配置相应的保护,保护装置宜配置在发电机的中性点侧:

4.2.6.1 对于 1MW 及以下与其它发电机或与电力系统并列运行的发电机,应装设过流保护。

4.2.6.2 1MW 以上的发电机,宜装设复合电压(包括负序电压及线电压)起动的过电流保护。灵敏度不满足要求时可增设负序过电流保护。

4.2.6.3 50MW 及以上的发电机,宜装设负序过电流保护和单元件低压起动过电流保护。

4.2.6.4 自并励(无串联变压器)发电机,宜采用带电流记忆(保持)的低压过电流保护。

4.2.6.5 并列运行的发电机和发电机变压器组的后备保护,对所连接母线的相间故障,应具有必要的灵敏系数,并不宜低于附录 A 中表 A.1 所列数值。

4.2.6.6 本条中规定装设的以上各项保护装置,宜带有二段时限,以较短的时限动作于缩小故障影响的范围或动作于解列,以较长的时限动作于停机。

4.2.6.7 对于按 4.2.8.2 条和 4.2.9.2 条规定装设了定子绕组反时限过负荷及反时限负序过负荷保护,且保护综合特性对发电机变压器组所连接高压母线的相间短路故障具有必要的灵敏系数,并满足时间配合要求,可不再装设 4.2.6.2 条规定的后备保护。保护宜动作于停机。

4.2.7 对发电机定子绕组的异常过电压,应按下列规定装设过电压保护:

4.2.7.1 对水轮发电机,应装设过电压保护,其整定值根据定子绕组绝缘状况决定。过电压保护宜动作于解列灭磁。

4.2.7.2 对于 100MW 及以上的汽轮发电机,宜装设过电压保护,其整定值根据定子绕组绝缘状况决定。过电压保护宜动作于解列灭磁或程序跳闸。

4.2.8 对过负荷引起的发电机定子绕组过电流,应按下列规定装设定子绕组过负荷保护:

4.2.8.1 定子绕组非直接冷却的发电机,应装设定时限过负荷保护,保护接一相电流,带时限动作于信号。

4.2.8.2 定子绕组为直接冷却且过负荷能力较低(例如低于 1.5 倍、60s),过负荷保护由定时限和反时限两部分组成。

定时限部分:动作电流按在发电机长期允许的负荷电流下能可靠返回的条件整定,带时限动作于信号,在有条件时,可动作于自动减负荷。

反时限部分:动作特性按发电机定子绕组的过负荷能力确定,动作于停机。保护应反应电流变化时定子绕组的热积累过程。不考虑在灵敏系数和时限方面与其他相间短路保护相配合。

4.2.9 对不对称负荷、非全相运行及外部不对称短路引起的负序电流,应按下列规定装设发电机转子表层过负荷保护:

4.2.9.1 50MW 及以上 A 值(转子表层承受负序电流能力的常数)大于 10 的发电机,应装设定时限负序过负荷保护。保护与 4.2.6.3 条的负序过电流保护组合在一起。保护的動作电流按躲过发电机长期允许的负序电流值和躲过最大负荷下负序电流滤过器的不平衡电流值整定,带时限动作于信号。

4.2.9.2 100MW 及以上 A 值小于 10 的发电机,应装设由定时限和反时限两部分组成的转子表层过负荷保护。

定时限部分：动作电流按发电机长期允许的负序电流值和躲过最大负荷下负序电流滤过器的不平衡电流值整定，带时限动作于信号。

反时限部分：动作特性按发电机承受短时负序电流的能力确定，动作于停机。保护应能反应电流变化时发电机转子的热积累过程。不考虑在灵敏系数和时限方面与其他相间短路保护相配合。

4.2.10 对励磁系统故障或强励时间过长的励磁绕组过负荷，100MW 及以上采用半导体励磁的发电机，应装设励磁绕组过负荷保护。

300MW 以下采用半导体励磁的发电机，可装设定时限励磁绕组过负荷保护，保护带时限动作于信号和降低励磁电流。

300MW 及以上的发电机其励磁绕组过负荷保护可由定时限和反时限两部分组成。

定时限部分：动作电流按正常运行最大励磁电流下能可靠返回的条件整定，带时限动作于信号和降低励磁电流。

反时限部分：动作特性按发电机励磁绕组的过负荷能力确定，并动作于解列灭磁或程序跳闸。保护应能反应电流变化时励磁绕组的热积累过程。

4.2.11 对 1MW 及以下发电机的转子一点接地故障，可装设定期检测装置。1MW 及以上的发电机应装设专用的转子一点接地保护装置延时动作于信号，宜减负荷平稳停机，有条件时可动作于程序跳闸。对旋转励磁的发电机宜装设一点接地故障定期检测装置。

4.2.12 对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障，应按下列规定装设失磁保护装置：

4.2.12.1 不允许失磁运行的发电机及失磁对电力系统有重大影响的发电机应装设专用的失磁保护。

4.2.12.2 对汽轮发电机，失磁保护宜瞬时或短延时动作于信号，有条件的机组可进行励磁切换。失磁后母线电压低于系统允许值时，带时限动作于解列。当发电机母线电压低于保证厂用电稳定运行要求的电压时，带时限动作于解列，并切换厂用电源。有条件的机组失磁保护也可动作于自动减出力。当减出力至发电机失磁允许负荷以下，其运行时间接近于失磁允许运行限时时，可动作于程序跳闸。

对水轮发电机，失磁保护应带时限动作于解列。

4.2.13 300MW 及以上发电机，应装设过励磁保护。保护装置可装设由低定值和高定值二部分组成的定时限过励磁保护或反时限过励磁保护，有条件时应优先装设反时限过励磁保护。

定时限过励磁保护：

低定值部分：带时限动作于信号和降低励磁电流。

高定值部分：动作于解列灭磁或程序跳闸。

反时限过励磁保护：

反时限特性曲线由上限定时限、反时限、下限定时限三部分组成。上限定时限、反时限动作于解列灭磁，下限定时限动作于信号。

反时限的保护特性曲线应与发电机的允许过励磁能力相配合。

汽轮发电机装设了过励磁保护可不再装设过电压保护。

4.2.14 对发电机变电动机运行的异常运行方式，200MW 及以上的汽轮发电机，宜装设逆功率保护。对燃汽轮发电机，应装设逆功率保护。保护装置由灵敏的功率继电器构成，带时限动作于信号，经汽轮机允许的逆功率时间延时动作于解列。

4.2.15 对低于额定频率带负载运行的 300MW 及以上汽轮发电机，应装设低频率保护。保护动作于信号，并有累计时间显示。

对高于额定频率带负载运行的 100MW 及以上汽轮发电机或水轮发电机，应装设高频率保护。保护动作于解列灭磁或程序跳闸。

4.2.16 300MW 及以上发电机宜装设失步保护。在短路故障、系统同步振荡、电压回路断线等情况下，保护不应误动作。

通常保护动作于信号。当振荡中心在发电机变压器组内部，失步运行时间超过整定值或电流振荡次数超过规定值时，保护还动作于解列，并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。

4.2.17 对 300MW 及以上汽轮发电机，发电机励磁回路一点接地、发电机运行频率异常、励磁电流异常下降或消失等异常运行方式，保护动作于停机，宜采用程序跳闸方式。采用程序跳闸方式，由逆功率继电器作为闭锁元件。

4.2.18 对调相运行的水轮发电机，在调相运行期间有可能失去电源时，应装设解列保护，保护装置带时限动作于停机。

4.2.19 对于发电机起停过程中发生的故障、断路器断口闪络及发电机轴电流过大等故障和异常运行方式，可根据机组特点和电力系统运行要求，采取措施或增设相应保护。对 300MW 及以上机组宜装设突然加电压保护。

4.2.20 抽水蓄能发电机组应根据其机组容量和接线方式装设与水轮发电机相当的保护，且应能满足发电机、调相机或电动机运行不同运行方式的要求，并宜装设变频起动和发电机电制动停机需要的保护。

4.2.20.1 差动保护应采用同一套差动保护装置能满足发电机和电动机两种不同运行方式的保护方案。

4.2.20.2 应装设能满足发电机或电动机两种不同运行方式的定时限或反时限负序过电流保护。

4.2.20.3 应根据机组额定容量装设逆功率保护，并应在切换到抽水运行方式时自动退出逆功率保护。

4.2.20.4 应根据机组容量装设能满足发电机运行或电动机运行的失磁、失步保护。并由运行方式切换发电机运行或电动机运行方式下其保护的投退。

4.2.20.5 变频起动时宜闭锁可能由谐波引起误动的各种保护，起动结束时应自动解除其闭锁。

4.2.20.6 对发电机电制动停机，宜装设防止定子绕组端头短接接触不良的保护，保护可短延时动作于切断电制动励磁电流。电制动停机过程宜闭锁会发生误动的保护。

4.2.21 对于 100MW 及以上容量的发电机变压器组装设数字式保护时，除非电量保护外，应双重化配置。当断路器具有两组跳闸线圈时，两套保护宜分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

4.2.22 对于 600MW 级及以上发电机组应装设双重化的电气量保护，对非电气量保护应根据主设备配套情况，有条件的也可进行双重化配置。

4.2.23 自并励发电机的励磁变压器宜采用电流速断保护作为主保护；过电流保护作为后备保护。

对交流励磁发电机的励磁变压器的短路故障宜在中性点侧的 TA 回路装设电流速断保护作为主保护，过电流保护作为后备保护。

4.3 电力变压器保护

4.3.1 对升压、降压、联络变压器的下列故障及异常运行状态，应按本条的规定装设相应的保护装置；

- a. 绕组及其引出线的相间短路和中性点直接接地或经小电阻接地侧的接地短路；
- b. 绕组的匝间短路；
- c. 外部相间短路引起的过电流；
- d. 中性点直接接地或经小电阻接地电力网中外部接地短路引起的过电流及中性点过电压；
- e. 过负荷；
- f. 过励磁；
- g. 中性点非有效接地侧的单相接地故障；
- h. 油面降低；
- i. 变压器油温、绕组温度过高及油箱压力过高和冷却系统故障。

4.3.2 0.4MVA 及以上车间内油浸式变压器和 0.8MVA 及以上油浸式变压器，均应装设瓦斯保护。当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时，应瞬时动作于信号；当壳内故障产生大量瓦斯时，应瞬时动作于断开变压器各侧断路器。

带负荷调压变压器充油调压开关，亦应装设瓦斯保护。

瓦斯保护应采取措施，防止因瓦斯继电器的引线故障、震动等引起瓦斯保护误动作。

4.3.3 对变压器的内部、套管及引出线的短路故障，按其容量及重要性的不同，应装设下列保护作为主保护，并瞬时动作于断开变压器的各侧断路器：

4.3.3.1 电压在 10kV 及以下、容量在 10MVA 及以下的变压器，采用电流速断保护。

4.3.3.2 电压在 10kV 以上、容量在 10MVA 及以上的变压器，采用纵差保护。对于电压为 10kV 的重要变压器，当电流速断保护灵敏度不符合要求时也可采用纵差保护。

4.3.3.3 电压为 220kV 及以上的变压器装设数字式保护时，除非电量保护外，应采用双重化保护配置。当断路器具有两组跳闸线圈时，两套保护宜分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

4.3.4 纵联差动保护应满足下列要求：

- a. 应能躲过励磁涌流和外部短路产生的不平衡电流；
- b. 在变压器过励磁时不应误动作；
- c. 在电流回路断线时应发出断线信号，电流回路断线允许差动保护动作跳闸；

d. 在正常情况下，纵联差动保护的保护区应包括变压器套管和引出线，如不能包括引出线时，应采取快速切除故障的辅助措施。在设备检修等特殊情况下，允许差动保护短时利用变压器套管电流互感

器，此时套管和引线故障由后备保护动作切除；如电网安全稳定运行有要求时，应将纵联差动保护切至旁路断路器的电流互感器。

4.3.5 对外部相间短路引起的变压器过电流，变压器应装设相间短路后备保护。保护带延时跳开相应的断路器。相间短路后备保护宜选用过电流保护、复合电压（负序电压和线间电压）启动的过电流保护或复合电流保护（负序电流和单相式电压启动的过电流保护）。

4.3.5.1 35kV~66kV 及以下中小容量的降压变压器，宜采用过电流保护。保护的整定值要考虑变压器可能出现的过负荷。

4.3.5.2 110kV~500kV 降压变压器、升压变压器和系统联络变压器，相间短路后备保护用过电流保护不能满足灵敏性要求时，宜采用复合电压启动的过电流保护或复合电流保护。

4.3.6 对降压变压器，升压变压器和系统联络变压器，根据各侧接线、连接的系统和电源情况的不同，应配置不同的相间短路后备保护，该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的故障。

4.3.6.1 单侧电源双绕组变压器和三绕组变压器，相间短路后备保护宜装于各侧。非电源侧保护带两段或三段时限，用第一时限断开本侧母联或分段断路器，缩小故障影响范围；用第二时限断开本侧断路器；用第三时限断开变压器各侧断路器。电源侧保护带一段时限，断开变压器各侧断路器。

4.3.6.2 两侧或三侧有电源的双绕组变压器和三绕组变压器，各侧相间短路后备保护可带两段或三段时限。为满足选择性的要求或为降低后备保护的动作时间，相间短路后备保护可带方向，方向宜指向各侧母线，但断开变压器各侧断路器的后备保护不带方向。

4.3.6.3 低压侧有分支，并接至分开运行母线段的降压变压器，除在电源侧装设保护外，还应在每个分支装设相间短路后备保护。

4.3.6.4 如变压器低压侧无专用母线保护，变压器高压侧相间短路后备保护，对低压侧母线相间短路灵敏度不够时，为提高切除低压侧母线故障的可靠性，可在变压器低压侧配置两套相间短路后备保护。该两套后备保护接至不同的电流互感器。

4.3.6.5 发电机变压器组，在变压器低压侧不另设相间短路后备保护，而利用装于发电机中性点侧的相间短路后备保护，作为高压侧外部、变压器和分支线相间短路后备保护。

4.3.6.6 相间后备保护对母线故障灵敏度应符合要求。为简化保护，当保护作为相邻线路的远后备时，可适当降低对保护灵敏度的要求。

4.3.7 与 110kV 及以上中性点直接接地电网连接的降压变压器、升压变压器和系统联络变压器，对外部单相接地短路引起的过电流，应装设接地短路后备保护，该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的接地故障。

4.3.7.1 在中性点直接接地的电网中，如变压器中性点直接接地运行，对单相接地引起的变压器过电流，应装设零序过电流保护，保护可由两段组成，其动作电流与相关线路零序过电流保护相配合。每段保护可设两个时限，并以较短时限动作于缩小故障影响范围，或动作于本侧断路器，以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。

4.3.7.2 对 330kV、500kV 变压器，为降低零序过电流保护的動作时间和简化保护，高压侧零序一段只带一个时限，动作于断开变压器高压侧断路器；零序二段也只带一个时限，动作于断开变压器各侧断路器。

4.3.7.3 对自耦变压器和高、中压侧均直接接地的三绕组变压器，为满足选择性要求，可增设零序方向元件，方向宜指向各侧母线。

4.3.7.4 普通变压器的零序过电流保护，宜接到变压器中性点引出线回路的电流互感器；零序方向过电流保护宜接到高、中压侧三相电流互感器的零序回路；自耦变压器的零序过电流保护应接到高、中压侧三相电流互感器的零序回路。

4.3.7.5 对自耦变压器，为增加切除单相接地短路的可靠性，可在变压器中性点回路增设零序过电流保护。

4.3.7.6 为提高切除自耦变压器内部单相接地短路故障的可靠性，可增设只接入高、中压侧和公共绕组回路电流互感器的星形接线电流分相差动保护或零序差动保护。

4.3.8 在 110kV、220kV 中性点直接接地的电力网中，当低压侧有电源的变压器中性点可能接地运行或不接地运行时，对外部单相接地短路引起的过电流，以及对因失去接地中性点引起的变压器中性点电压升高，应按下列规定装设后备保护：

4.3.8.1 全绝缘变压器

应按 4.3.7.1 条规定装设零序过电流保护，满足变压器中性点直接接地运行的要求。此外，应增设

零序过电压保护，当变压器所连接的电力网失去接地中性点时，零序过电压保护经 0.3s ~ 0.5s 时限动作断开变压器各侧断路器。

4.3.8.2 分级绝缘变压器

为限制此类变压器中性点不接地运行时可能出现的中性点过电压，在变压器中性点应装设放电间隙。此时应装设用于中性点直接接地和经放电间隙接地的两套零序过电流保护。此外，还应增设零序过电压保护。用于中性点直接接地运行的变压器按 4.3.7.1 条的规定装设保护。用于经间隙接地的变压器，装设反应间隙放电的零序电流保护和零序过电压保护。当变压器所接的电力网失去接地中性点，又发生单相接地故障时，此电流电压保护动作，经 0.3s ~ 0.5s 时限动作断开变压器各侧断路器。

4.3.9 10kV ~ 66kV 系统专用接地变压器应按 4.3.3.1、4.3.3.2、4.3.5 各条的要求配置主保护和相间后备保护。对低电阻接地系统的接地变压器，还应配置零序过电流保护。零序过电流保护宜接于接地变压器中性点回路中的零序电流互感器。当专用接地变压器不经断路器直接接于变压器低压侧时，零序过电流保护宜有三个时限，第一时限断开低压侧母联或分段断路器，第二时限断开主变低压侧断路器，第三时限断开变压器各侧断路器。当专用接地变压器接于低压侧母线上，零序过电流保护宜有两个时限，第一时限断开母联或分段断路器，第二时限断开接地变压器断路器及主变压器各侧断路器。

4.3.10 一次侧接入 10kV 及以下非有效接地系统，绕组为星形——星形接线，低压侧中性点直接接地的变压器，对低压侧单相接地短路应装设下列保护之一：

a. 在低压侧中性点回路装设零序过电流保护；

b. 灵敏度满足要求时，利用高压侧的相间过电流保护，此时该保护应采用三相式，保护带时限断开变压器各侧。

4.3.11 0.4MVA 及以上数台并列运行的变压器和作为其他负荷备用电源的单台运行变压器，根据实际可能出现过负荷情况，应装设过负荷保护。自耦变压器和多绕组变压器，过负荷保护应能反应公共绕组及各侧过负荷的情况。

过负荷保护可为单相式，具有定时限或反时限的动作特性。对经常有人值班的厂、所过负荷保护动作于信号；在无经常值班人员的变电所，过负荷保护可动作跳闸或切除部分负荷。

4.3.12 对于高压侧为 330kV 及以上的变压器，为防止由于频率降低和/或电压升高引起变压器磁密过高而损坏变压器，应装设过励磁保护。保护应具有定时限或反时限特性并与被保护变压器的过励磁特性相配合。定时限保护由两段组成，低定值动作于信号，高定值动作于跳闸。

4.3.13 对变压器油温、绕组温度及油箱内压力升高超过允许值和冷却系统故障，应装设动作于跳闸或信号的装置。

4.3.14 变压器非电气量保护不应启动失灵保护。

4.4 3kV ~ 10kV 线路保护

3kV ~ 10kV 中性点非有效接地电力网的线路，对相间短路和单相接地应按本节规定装设相应的保护。

4.4.1 相间短路保护应按下列原则配置：

4.4.1.1 保护装置如由电流继电器构成，应接于两相电流互感器上，并在同一网路的所有线路上，均接于相同两相的电流互感器上。

4.4.1.2 保护应采用远后备方式。

4.4.1.3 如线路短路使发电厂厂用母线或重要用户母线电压低于额定电压的 60% 以及线路导线截面过小，不允许带时限切除短路时，应快速切除故障。

4.4.1.4 过电流保护的时限不大于 0.5s ~ 0.7s，且没有 4.4.1.3 条所列情况，或没有配合上要求时，可不装设瞬动的电流速断保护。

4.4.2 对相间短路，应按下列规定装设保护：

4.4.2.1 单侧电源线路

可装设两段过电流保护，第一段为不带时限的电流速断保护；第二段为带时限的过电流保护，保护可采用定时限或反时限特性。

带电抗器的线路，如其断路器不能切断电抗器前的短路，则不应装设电流速断保护。此时，应由母线保护或其他保护切除电抗器前的故障。

自发电厂母线引出的不带电抗器的线路，应装设无时限电流速断保护，其保护范围应保证切除所有使该母线残余电压低于额定电压 60% 的短路。为满足这一要求，必要时，保护可无选择性动作，并

以自动重合闸或备用电源自动投入来补救。

保护装置仅装在线路的电源侧。

线路不应多级串联，以一级为宜，不应超过二级。

必要时，可配置光纤电流差动保护作为主保护，带时限的过电流保护为后备保护。

4.4.2.2 双侧电源线路

a. 可装设带方向或不带方向的电流速断保护和过电流保护。

b. 短线路、电缆线路、并联连接的电缆线路宜采用光纤电流差动保护作为主保护，带方向或不带方向的电流保护作为后备保护。

c. 并列运行的平行线路

尽可能不并列运行，当必须并列运行时，应配以光纤电流差动保护，带方向或不带方向的电流保护作后备保护。

4.4.2.3 环形网络的线路

3kV~10kV 不宜出现环形网络的运行方式，应开环运行。当必须以环形方式运行时，为简化保护，可采用故障时将环网自动解列而后恢复的方法，对于不宜解列的线路，可参照 4.4.2.2 条的规定。

4.4.2.4 发电厂厂用电源线

发电厂厂用电源线(包括带电抗器的电源线)，宜装设纵联差动保护和过电流保护。

4.4.3 对单相接地短路，应按下列规定装设保护：

4.4.3.1 在发电厂和变电所母线上，应装设单相接地监视装置。监视装置反应零序电压，动作于信号。

4.4.3.2 有条件安装零序电流互感器的线路，如电缆线路或经电缆引出的架空线路，当单相接地电流能满足保护的选择性和灵敏性要求时，应装设动作于信号的单相接地保护。如不能安装零序电流互感器，而单相接地保护能够躲过电流回路中的不平衡电流的影响，例如单相接地电流较大，或保护反应接地电流的暂态值等，也可将保护装置接于三相电流互感器构成的零序回路中。

4.4.3.3 在出线回路数不多，或难以装设选择性单相接地保护时，可用依次断开线路的方法，寻找故障线路。

4.4.3.4 根据人身和设备安全的要求，必要时，应装设动作于跳闸的单相接地保护。

4.4.4 对线路单相接地，可利用下列电流，构成有选择性的电流保护或功率方向保护：

a. 网络的自然电容电流；

b. 消弧线圈补偿后的残余电流，例如残余电流的有功分量或高次谐波分量；

c. 人工接地电流，但此电流应尽可能地限制在 10A~20A 以内；

d. 单相接地故障的暂态电流。

4.4.5 可能时常出现过负荷的电缆线路，应装设过负荷保护。保护宜带时限动作于信号，必要时可动作于跳闸。

4.4.6 3kV~10kV 经低电阻接地单侧电源单回线路

3kV~10kV 经低电阻接地单侧电源单回线路，除配置相间故障保护外，还应配置零序电流保护。

4.4.6.1 零序电流构成方式

可用三相电流互感器组成零序电流滤过器，也可加装独立的零序电流互感器，视接地电阻阻值、接地电流和整定值大小而定。

4.4.6.2 应装设二段零序电流保护，第一段为零序电流速断保护，时限宜与相间速断保护相同，第二段为零序过电流保护，时限宜与相间过电流保护相同。若零序时限速断保护不能保证选择性需要时，也可以配置两套零序过电流保护。

4.5 35kV~66kV 线路保护

35kV~66kV 中性点非有效接地电力网的线路，对相间短路和单相接地，应按本节的规定装设相应的保护。

4.5.1 对相间短路，保护应按下列原则配置：

4.5.1.1 保护装置采用远后备方式；

4.5.1.2 下列情况应快速切除故障

a. 如线路短路，使发电厂厂用母线电压低于额定电压的 60% 时；

b. 如切除线路故障时间长，可能导致线路失去热稳定时；

c. 城市配电网的直馈线路，为保证供电质量需要时；

d. 与高压电网邻近的线路，如切除故障时间长，可能导致高压电网产生稳定问题时；

4.5.2 对相间短路，应按下列规定装设保护装置：

4.5.2.1 单侧电源线路

可装设一段或两段式电流速断保护和过电流保护，必要时可增设复合电压闭锁元件。

由几段线路串联的单侧电源线路及分支线路，如上述保护不能满足选择性、灵敏性和速动性的要求时，速断保护可无选择地动作，但应以自动重合闸来补救。此时，速断保护应躲开降压变压器低压母线的短路。

4.5.2.2 复杂网络的单回线路

a. 可装设一段或两段式电流速断保护和过电流保护，必要时，保护可增设复合电压闭锁元件和方向元件。如不满足选择性、灵敏性和速动性的要求或保护构成过于复杂时，宜采用距离保护。

b. 电缆及架空短线路，如采用电流电压保护不能满足选择性、灵敏性和速动性要求时，宜采用光纤电流差动保护作为主保护，以带方向或不带方向的电流电压保护作为后备保护。

c. 环形网络宜开环运行，并辅以重合闸和备用电源自动投入装置来增加供电可靠性。如必须环网运行，为了简化保护，可采用故障时先将网络自动解列而后恢复的方法。

4.5.2.3 平行线路：

平行线路宜分列运行，如必须并列运行时，可根据其电压等级、重要程度和具体情况按下列方式之一装设保护，整定有困难时，允许双回线延时段保护之间的整定配合无选择性：

a. 装设全线速动保护作为主保护，以阶段式距离保护作为后备保护；

b. 装设有相继动作功能的阶段式距离保护作为主保护和后备保护。

4.5.3 中性点经低电阻接地的单侧电源线路装设一段或两段三相式电流保护，作为相间故障的主保护和后备保护；装设一段或两段零序电流保护，作为接地故障的主保护和后备保护。

串联供电的几段线路，在线路故障时，几段线路可以采用前加速的方式同时跳闸，并用顺序重合闸和备用电源自动投入装置来提高供电可靠性。

4.5.4 对中性点不接地或经消弧线圈接地线路的单相接地故障，保护的装设原则及构成方式按本规程第 4.4.3 条和第 4.4.4 条的规定执行。

4.5.5 可能出现过负荷的电缆线路或电缆与架空混合线路，应装设过负荷保护，保护宜带时限动作于信号，必要时可动作于跳闸。

4.6 110kV~220kV 线路保护

110kV~220kV 中性点直接接地电力网的线路，应按本节的规定装设反应相间短路和接地短路的保护。

4.6.1 110kV 线路保护

4.6.1.1 110kV 双侧电源线路符合下列条件之一时，应装设一套全线速动保护。

a. 根据系统稳定要求有必要时；

b. 线路发生三相短路，如使发电厂厂用母线电压低于允许值（一般为 60% 额定电压），且其他保护不能无时限和有选择地切除短路时；

c. 如电力网的某些线路采用全线速动保护后，不仅改善本线路保护性能，而且能够改善整个电网保护的性。

4.6.1.2 对多级串联或采用电缆的单侧电源线路，为满足快速性和选择性的要求，可装设全线速动保护作为主保护。

4.6.1.3 110kV 线路的后备保护宜采用远后备方式。

4.6.1.4 单侧电源线路，可装设阶段式相电流和零序电流保护，作为相间和接地故障的保护，如不能满足要求，则装设阶段式相间和接地距离保护，并辅之用于切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

4.6.1.5 双侧电源线路，可装设阶段式相间和接地距离保护，并辅之用于切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

4.6.1.6 对带分支的 110kV 线路，可按 4.6.5 条的规定执行。

4.6.2 220kV 线路保护

220kV 线路保护应按加强主保护简化后备保护的基本原则配置和整定。

a. 加强主保护是指全线速动保护的双重化配置，同时，要求每一套全线速动保护的功能完整，对全线路内发生的各种类型故障，均能快速动作切除故障。对于要求实现单相重合闸的线路，每套全线速动保护应具有选相功能。当线路在正常运行中发生不大于 100 Ω 电阻的单相接地故障时，全线速动保护

应有尽可能强的选相能力，并能正确动作跳闸。

b.简化后备保护是指主保护双重化配置，同时，在每一套全线速动保护的功能完整的条件下，带延时的相间和接地_I段保护(包括相间和接地距离保护、零序电流保护)，允许与相邻线路和变压器的主保护配合，从而简化动作时间的配合整定。如双重化配置的主保护均有完善的距离后备保护，则可以不使用零序电流_I段保护，仅保留用于切除经不大于100 Ω 电阻接地故障的一段定时限和/或反时限零序电流保护。

c.线路主保护和后备保护的功能及作用

能够快速有选择性地切除线路故障的全线速动保护以及不带时限的线路_I段保护都是线路的主保护。每一套全线速动保护对全线路内发生的各种类型故障均有完整的保护功能，两套全线速动保护可以互为近后备保护。线路_I段保护是全线速动保护的近后备保护。通常情况下，在线路保护_I段范围外发生故障时，如其中一套全线速动保护拒动，应由另一套全线速动保护切除故障，特殊情况下，当两套全线速动保护均拒动时，如果可能，则由线路_I段保护切除故障，此时，允许相邻线路保护_I段失去选择性。线路_I段保护是本线路的延时近后备保护，同时尽可能作为相邻线路的远后备保护。

4.6.2.1 对220kV线路，为了有选择性的快速切除故障，防止电网事故扩大，保证电网安全、优质、经济运行，一般情况下，应按下列要求装设两套全线速动保护，在旁路断路器代线路运行时，至少应保留一套全线速动保护运行。

a. 两套全线速动保护的交流电流、电压回路和直流电源彼此独立。对双母线接线，两套保护可合用交流电压回路；

b. 每一套全线速动保护对全线路内发生的各种类型故障，均能快速动作切除故障；

c. 对要求实现单相重合闸的线路，两套全线速动保护应具有选相功能；

d. 两套主保护应分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

e. 两套全线速动保护分别使用独立的远方信号传输设备。

f. 具有全线速动保护的线路，其主保护的整组动作时间应为：对近端故障：20ms；对远端故障：30ms（不包括通道时间）。

4.6.2.2 220kV线路的后备保护宜采用近后备方式。但某些线路，如能实现远后备，则宜采用远后备，或同时采用远、近结合的后备方式。

4.6.2.3 对接地短路，应按下列规定之一装设后备保护。

对220kV线路，当接地电阻不大于100 Ω 时，保护应能可靠地切除故障。

a.宜装设阶段式接地距离保护并辅之用于切除经电阻接地故障的一段定时限和/或反时限零序电流保护。

b.可装设阶段式接地距离保护，阶段式零序电流保护或反时限零序电流保护，根据具体情况使用。

c.为快速切除中长线路出口短路故障，在保护配置中宜有专门反应近端接地故障的辅助保护功能。

符合第4.6.2.1条规定时，除装设全线速动保护外，还应按本条的规定，装设接地后备保护和辅助保护。

4.6.2.4 对相间短路，应按下列规定装设保护装置：

a.宜装设阶段式相间距离保护；

b.为快速切除中长线路出口短路故障，在保护配置中宜有专门反应近端相间故障的辅助保护功能。

符合本规程第4.6.2.1条规定时，除装设全线速动保护外，还应按本条的规定，装设相间短路后备保护和辅助保护。

4.6.3 对需要装设全线速动保护的电缆线路及架空短线路，宜采用光纤电流差动保护作为全线速动主保护。对中长线路，有条件时宜采用光纤电流差动保护作为全线速动主保护。接地和相间短路保护分别按4.6.2.3条和第4.6.2.4条中的相应规定装设。

4.6.4 并列运行的平行线，宜装设与一般双侧电源线路相同的保护，对电网稳定影响较大的同杆双回线路，按4.7.5条的规定执行。

4.6.5 不宜在电网的联络线上接入分支线路或分支变压器。对带分支的线路，可装设与不带分支时相同的保护，但应考虑下述特点，并采取必要的措施。

4.6.5.1 当线路有分支时，线路侧保护对线路分支上的故障，应首先满足速动性，对分支变压器故障，允许跳线路侧断路器。

4.6.5.2 如分支变压器低压侧有电源，还应对高压侧线路故障装设保护装置，有解列点的小电源侧按无电源处理，可不装设保护。

4.6.5.3 分支线路上当采用电力载波闭锁式纵联保护时，应按下列规定执行：

a. 不论分支侧有无电源，当纵联保护能躲开分支变压器的低压侧故障，并对线路及其分支上故障有足够灵敏度时，可不在分支侧另设纵联保护，但应装设高频阻波器。当不符合上述要求时，在分支侧可装设变压器低压侧故障启动的高频闭锁发信装置。当分支侧变压器低压侧有电源且须在分支侧快速切除故障时，宜在分支侧也装设纵联保护。

b. 母线差动保护和断路器位置触点，不应停发高频闭锁信号，以免线路对侧跳闸，使分支线与系统解列。

4.6.5.4 对并列运行的平行线上的平行分支，如有两台变压器，宜将变压器分接于每一分支上，且高、低压侧都不允许并列运行。

4.6.6 对各类双断路器接线方式的线路，其保护应按线路为单元装设，重合闸装置及失灵保护等应按断路器为单元装设。

4.6.7 电缆线路或电缆架空混合线路，应装设过负荷保护。保护宜动作于信号，必要时可动作于跳闸。

4.6.8 电气化铁路供电线路：

采用三相电源对电铁负荷供电的线路，可装设与一般线路相同的保护。采用两相电源对电铁负荷供电的线路，可装设两段式距离、两段式电流保护。同时还应考虑下述特点，并采取必要的措施。

4.6.8.1 电气化铁路供电产生的不对称分量和冲击负荷可能会使线路保护装置频繁起动，必要时，可增设保护装置快速复归的回路。

4.6.8.2 电气化铁路供电在电网中造成的谐波分量可能导致线路保护装置误动，必要时，可增设谐波分量闭锁回路。

4.7 330kV~500kV 线路保护

4.7.1 330kV~500kV 线路对继电保护的配置和对装置技术性能的要求，除按 4.6.2 及 4.6.3 条要求外，还应考虑下列问题：

a. 线路输送功率大，稳定问题严重，要求保护动作快，可靠性高及选择性好；

b. 线路采用大截面分裂导线、不完全换位及紧凑型线路所带来的影响；

c. 长线路、重负荷，电流互感器变比大，二次电流小对保护装置的影响；

d. 同杆并架双回线路发生跨线故障对两回线跳闸和重合闸的不同要求；

e. 采用大容量发电机、变压器所带来的影响；

f. 线路分布电容电流明显增大所带来的影响；

g. 系统装设串联电容补偿和并联电抗器等设备所带来的影响；

h. 交直流混合电网所带来的影响；

i. 采用带气隙的电流互感器和电容式电压互感器，对电流、电压传变过程所带来的影响；

j. 高频信号在长线路上传输时，衰减较大及通道干扰电平较高所带来的影响以及采用光缆、微波迂回通道时所带来的影响。

4.7.2 330kV~500kV 线路，应按下列原则实现主保护双重化：

a. 设置两套完整、独立的全线速动主保护；

b. 两套全线速动保护的交流电流、电压回路，直流电源互相独立（对双母线接线，两套保护可合用交流电压回路）；

c. 每一套全线速动保护对全线路内发生的各种类型故障，均能快速动作切除故障；

d. 对要求实现单相重合闸的线路，两套全线速动保护应有选相功能，线路正常运行中发生接地电阻为 4.7.3 条 c 中规定数值的单相接地故障时，保护应有尽可能强的选相能力，并能正确动作跳闸；

e. 每套全线速动保护应分别动作于断路器的一组跳闸线圈；

f. 每套全线速动保护应分别使用互相独立的远方信号传输设备；

g. 具有全线速动保护的线路，其主保护的整组动作时间应为：

对近端故障： 20ms

对远端故障： 30ms（不包括通道传输时间）

4.7.3 330kV~500kV 线路，应按下列原则设置后备保护：

a. 采用近后备方式；

b. 后备保护应能反应线路的各种类型故障；

c. 接地后备保护应保证在接地电阻不大于下列数值时，有尽可能强的选相能力，并能正确动作跳闸；

330kV 线路：150

500kV 线路：300

d.为快速切除中长线路出口故障，在保护配置中宜有专门反应近端故障的辅助保护功能。

4.7.4 当 330kV~500kV 线路双重化的每套主保护装置都具有完善的后备保护时，可不再另设后备保护。只要其中一套主保护装置不具有后备保护时，则必须再设一套完整、独立的后备保护。

4.7.5 330kV~500kV 同杆并架线路发生跨线故障时，根据电网的具体情况，当发生跨线异名相瞬时故障允许双回线同时跳闸时，可装设与一般双侧电源线路相同的保护；对电网稳定影响较大的同杆并架线路，宜配置分相电流差动或其他具有跨线故障选相功能的全线速动保护，以减少同杆双回线路同时跳闸的可能性。

4.7.6 根据一次系统过电压要求装设过电压保护，保护的整定值和跳闸方式由一次系统确定。

过电压保护应测量保护安装处的电压，并作用于跳闸。当本侧断路器已断开而线路仍然过电压时，应通过发送远方跳闸信号跳线路对侧断路器。

4.7.7 装有串联补偿电容的 330kV~500kV 线路和相邻线路，应按 4.7.2 条和 4.7.3 条的规定装设线路主保护和后备保护，并应考虑下述特点对保护的影响，采取必要的措施防止不正确动作：

4.7.7.1 由于串联电容的影响可能引起故障电流、电压的反相；

4.7.7.2 故障时串联电容保护间隙的击穿情况；

4.7.7.3 电压互感器装设位置（在电容器的母线侧或线路侧）对保护装置工作的影响。

4.8 母线保护

4.8.1 对 220kV~500kV 母线，应装设快速有选择地切除故障的母线保护：

a.对一个半断路器接线，每组母线应装设两套母线保护；

b.对双母线、双母线分段等接线，为防止母线保护因检修退出失去保护，母线发生故障会危及系统稳定和使事故扩大时，宜装设两套母线保护。

4.8.2 对发电厂和变电所的 35kV~110kV 电压的母线，在下列情况下应装设专用的母线保护：

a.110kV 双母线；

b.110kV 单母线、重要发电厂或 110kV 以上重要变电所的 35kV~66kV 母线，需要快速切除母线上的故障时；

c.35kV~66kV 电力网中，主要变电所的 35kV~66kV 双母线或分段单母线需快速而有选择地切除一段或一组母线上的故障，以保证系统安全稳定运行和可靠供电。

4.8.3 对发电厂和主要变电所的 3kV~10kV 分段母线及并列运行的双母线，一般可由发电机和变压器的后备保护实现对母线的保护。在下列情况下，应装设专用母线保护：

a.须快速而有选择地切除一段或一组母线上的故障，以保证发电厂及电力网安全运行和重要负荷的可靠供电时；

b.当线路断路器不允许切除线路电抗器前的短路时。

4.8.4 对 3kV~10kV 分段母线宜采用不完全电流差动保护，保护装置仅接入有电源支路的电流。保护装置由两段组成，第一段采用无时限或带时限的电流速断保护，当灵敏系数不符合要求时，可采用电压闭锁电流速断保护；第二段采用过电流保护，当灵敏系数不符合要求时，可将一部分负荷较大的配线路接入差动回路，以降低保护的起动电流。

4.8.5 专用母线保护应满足以下要求：

a.保护应能正确反应母线保护区内的各种类型故障，并动作于跳闸；

b.对各种类型区外故障，母线保护不应由于短路电流中的非周期分量引起电流互感器的暂态饱和而误动作；

c.对构成环路的各类母线(如一个半断路器接线、双母线分段接线等)，保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动；

d.母线保护应能适应被保护母线的各种运行方式：

(a) 应能在双母线分组或分段运行时，有选择性地切除故障母线；

(b) 应能自动适应双母线连接元件运行位置的切换。切换过程中保护不应误动作，不应造成电流互感器的开路；切换过程中，母线发生故障，保护应能正确动作切除故障；切换过程中，区外发生故障，保护不应误动作；

(c) 母线充电合闸于有故障的母线时，母线保护应能正确动作切除故障母线。

e.双母线接线的母线保护，应设有电压闭锁元件。

(a) 对数字式母线保护装置,可在起动出口继电器的逻辑中设置电压闭锁回路,而不在跳闸出口接点回路上串接电压闭锁触点;

(b) 对非数字式母线保护装置电压闭锁接点应分别与跳闸出口触点串接。母联或分段断路器的跳闸回路可不经电压闭锁触点控制。

f. 双母线的母线保护,应保证:

(a) 母联与分段断路器的跳闸出口时间不应大于线路及变压器断路器的跳闸出口时间。

(b) 能可靠切除母联或分段断路器与电流互感器之间的故障。

g. 母线保护仅实现三相跳闸出口;且应允许接于本母线的断路器失灵保护共用其跳闸出口回路。

h. 母线保护动作后,除一个半断路器接线外,对不带分支且有纵联保护的线路,应采取措施,使对侧断路器能速动跳闸。

i. 母线保护应允许使用不同变比的电流互感器。

j. 当交流电流回路不正常或断线时应闭锁母线差动保护,并发出告警信号,对一个半断路器接线可以只发告警信号不闭锁母线差动保护。

k. 闭锁元件起动、直流消失、装置异常、保护动作跳闸应发出信号。此外,应具有起动遥信及事件记录触点。

4.8.6 在旁路断路器和兼作旁路的母联断路器或分段断路器上,应装设可代替线路保护的保护装置。

在旁路断路器代替线路断路器期间,如必须保持线路纵联保护运行,可将该线路的一套纵联保护切换到旁路断路器上,或者采取其他措施,使旁路断路器仍有纵联保护在运行。

4.8.7 在母联或分段断路器上,宜配置相电流或零序电流保护,保护应具备可瞬时和延时跳闸的回路,作为母线充电保护,并兼作新线路投运时(母联或分段断路器与线路断路器串接)的辅助保护。

4.8.8 对各类双断路器接线方式,当双断路器所连接的线路或元件退出运行而双断路器之间仍联接运行时,应装设短引线保护以保护双断路器之间的连接线故障。

按照近后备方式,短引线保护应为互相独立的双重化配置。

4.9 断路器失灵保护

4.9.1 在 220kV~500kV 电力网中,以及 110kV 电力网的个别重要部分,应按下列原则装设一套断路器失灵保护:

a. 线路或电力设备的后备保护采用近后备方式;

b. 如断路器与电流互感器之间发生故障不能由该回路主保护切除形成保护死区,而其他线路或变压器后备保护切除又扩大停电范围,并引起严重后果时(必要时,可为该保护死区增设保护,以快速切除该故障);

c. 对 220kV~500kV 分相操作的断路器,可仅考虑断路器单相拒动的情况。

4.9.2 断路器失灵保护的起动应符合下列要求:

4.9.2.1 为提高动作可靠性,必须同时具备下列条件,断路器失灵保护方可起动:

a. 故障线路或电力设备能瞬时复归的出口继电器动作后不返回(故障切除后,起动失灵的出口返回时间应不大于 30ms);

b. 断路器未断开的判别元件动作后不返回。若主设备保护出口继电器返回时间不符合要求时,判别元件应双重化。

4.9.2.2 失灵保护的判别元件一般应为相电流元件;发电机变压器组或变压器断路器失灵保护的判别元件应采用零序电流元件或负序电流元件。判别元件的动作时间和返回时间均不应大于 20ms。

4.9.3 失灵保护动作时间应按下述原则整定:

4.9.3.1 一个半断路器接线的失灵保护应瞬时再次动作于本断路器的两组跳闸线圈跳闸,再经一时限动作于断开其他相邻断路器。

4.9.3.2 单、双母线的失灵保护,视系统保护配置的具体情况,可以较短时限动作于断开与拒动断路器相关的母联及分段断路器,再经一时限动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有有源支路的断路器;也可仅经一时限动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有有源支路的断路器;变压器断路器的失灵保护还应动作于断开变压器接有电源一侧的断路器。

4.9.4 失灵保护装设闭锁元件的原则是:

4.9.4.1 一个半断路器接线的失灵保护不装设闭锁元件。

4.9.4.2 有专用跳闸出口回路的单母线及双母线断路器失灵保护应装设闭锁元件。

4.9.4.3 与母差保护共用跳闸出口回路的失灵保护不装设独立的闭锁元件，应共用母差保护的闭锁元件，闭锁元件的灵敏度应按失灵保护的要求整定；对数字式保护，闭锁元件的灵敏度宜按母线及线路的不同要求分别整定。

4.9.4.4 设有闭锁元件的，闭锁原则同 4.8.5.e 条。

4.9.4.5 发电机、变压器及高压电抗器断路器的失灵保护，为防止闭锁元件灵敏度不足应采取相应措施或不设闭锁回路。

4.9.5 双母线的失灵保护应能自动适应连接元件运行位置的切换。

4.9.6 失灵保护动作跳闸应满足下列要求：

4.9.6.1 对具有双跳闸线圈的相邻断路器，应同时动作于两组跳闸回路。

4.9.6.2 对远方跳对侧断路器的，宜利用两个传输通道传送跳闸命令。

4.9.6.3 应闭锁重合闸。

4.10 远方跳闸保护

4.10.1 一般情况下 220kV~500kV 线路，下列故障应传送跳闸命令，使相关线路对侧断路器跳闸切除故障：

- a. 一个半断路器接线的断路器失灵保护动作；
- b. 高压侧无断路器的线路并联电抗器保护动作；
- c. 线路过电压保护动作；
- d. 线路变压器组的变压器保护动作；
- e. 线路串联补偿电容器的保护动作且电容器旁路断路器拒动或电容器平台故障。

4.10.2 对采用近后备方式的，远方跳闸方式应双重化。

4.10.3 传送跳闸命令的通道，可结合工程具体情况选取：

- a. 光缆通道；
- b. 微波通道；
- c. 电力线载波通道；
- d. 控制电缆通道；
- e. 其他混合通道。

一般宜复用线路保护的通道来传送跳闸命令，有条件时，优先选用光缆通道。

4.10.4 为提高远方跳闸的安全性，防止误动作，对采用非数字通道的，执行端应设置故障判别元件。对采用数字通道的，执行端可不设置故障判别元件。

4.10.5 可以作为就地故障判别元件起动量的有：低电流、过电流、负序电流、零序电流、低功率、负序电压、低电压、过电压等。就地故障判别元件应保证对其所保护的相邻线路或电力设备故障有足够灵敏度。

4.10.6 远方跳闸保护的出口跳闸回路应独立于线路保护跳闸回路。

4.10.7 远方跳闸应闭锁重合闸。

4.11 电力电容器组保护

4.11.1 对 3kV 及以上的并联补偿电容器组的下列故障及异常运行方式，应按本条规定装设相应的保护：

- a. 电容器组和断路器之间连接线短路；
- b. 电容器内部故障及其引出线短路；
- c. 电容器组中，某一故障电容器切除后所引起剩余电容器的过电压；
- d. 电容器组的单相接地故障；
- e. 电容器组过电压；
- f. 所联接的母线失压。
- g. 中性点不接地的电容器组，各组对中性点的单相短路。

4.11.2 对电容器组和断路器之间连接线的短路，可装设带有短时限的电流速断和过流保护，动作于跳闸。速断保护的動作电流，按最小运行方式下，电容器端部引线发生两相短路时有足够灵敏系数整定，保护的動作时限应防止在出现电容器充电涌流时误动作。过流保护的動作电流，按电容器组长期允许的最大工作电流整定。

4.11.3 对电容器内部故障及其引出线的短路，宜对每台电容器分别装设专用的保护熔断器，熔断器的额定电流可为电容器额定电流的 1.5~2.0 倍。

4.11.4 当电容器组中的故障电容器被切除到一定数量后，引起剩余电容器端电压超过 110% 额定电压时，保护应将整组电容器断开。为此，可采用下列保护之一：

- a. 中性点不接地单星形接线电容器组，可装设中性点电压不平衡保护；
- b. 中性点接地单星形接线电容器组，可装设中性点电流不平衡保护；
- c. 中性点不接地双星形接线电容器组，可装设中性点间电流或电压不平衡保护；
- d. 中性点接地双星形接线电容器组，可装设反应中性点回路电流差的不平衡保护。
- e. 电压差动保护；
- f. 单星形接线的电容器组，可采用开口三角电压保护。

电容器组台数的选择及其保护配置时，应考虑不平衡保护有足够的灵敏度，当切除部份故障电容器后，引起剩余电容器的过电压小于或等于额定电压的 105% 时，应发出信号，过电压超过额定电压的 110% 时，应动作于跳闸。

不平衡保护动作应带有短延时，防止电容器组合闸、断路器三相合闸不同步、外部故障等情况下误动作，延时可取 0.5s。

4.11.5 对电容器组的单相接地故障，可参照 4.4.3 条的规定装设保护，但安装在绝缘支架上的电容器组，可不再装设单相接地保护。

4.11.6 对电容器组，应装设过电压保护，带时限动作于信号或跳闸。

4.11.7 电容器应设置失压保护，当母线失压时，带时限切除所有接在母线上的电容器。

4.11.8 高压并联电容器宜装设过负荷保护，带时限动作于信号或跳闸。

4.11.9 串联电容补偿装置，应装设反应下列故障及异常情况的保护：

- a. 电容器组保护
 - 不平衡电流保护；
 - 过负荷保护；
 保护应延时告警、经或不经延时动作于三相永久旁路电容器组。

- b. MOV（金属氧化物非线性电阻）保护
 - 过温度保护；
 - 过电流保护；
 - 能量保护。
 保护应动作于触发故障相 GAP（间隙），并根据故障情况，单相或三相暂时旁路电容器组。

- c. 旁路断路器保护
 - 断路器三相不一致保护，经延时三相永久旁路电容器组；
 - 断路器失灵保护，经短延时跳开线路两侧断路器。

- d. GAP（间隙）保护
 - GAP 自触发保护；
 - GAP 延时触发保护；
 - GAP 拒触发保护；
 - GAP 长时间导通保护。
 保护应动作于三相永久旁路电容器组。

- e. 平台保护
 - 反应串联补偿电容器对平台短路故障，保护动作于三相永久旁路电容器组。

- f. 对可控串联电容补偿装置，还应装设下列保护：
 - 可控硅回路过负荷保护；
 - 可控阀及相控电抗器故障保护；
 - 可控硅触发回路和冷却系统故障保护；
 保护动作于三相永久旁路电容器组。

4.12 并联电抗器保护

4.12.1 对油浸式并联电抗器的下列故障及异常运行方式，应装设相应的保护：

- a. 线圈的单相接地和匝间短路及其引出线的相间短路和单相接地短路；
- b. 油面降低；
- c. 油温度升高和冷却系统故障；

d.过负荷。

4.12.2 当并联电抗器油箱内部产生大量瓦斯时，瓦斯保护应动作于跳闸，当产生轻微瓦斯或油面下降时，瓦斯保护应动作于信号。

4.12.3 对油浸式并联电抗器内部及其引出线的相间和单相接地短路，应按下列规定装设相应的保护：

4.12.3.1 66kV 及以下并联电抗器，应装设电流速断保护，瞬时动作于跳闸。

4.12.3.2 220kV~500kV 并联电抗器，除非电量保护，保护应双重化配置。

4.12.3.3 纵联差动保护应瞬时动作于跳闸。

4.12.3.4 作为速断保护和差动保护的后备，应装设过电流保护，保护整定值按躲过最大负荷电流整定，保护带时限动作于跳闸。

4.12.3.5 220kV~500kV 并联电抗器，应装设匝间短路保护，保护宜不带时限动作于跳闸。

4.12.4 对 220kV~500kV 并联电抗器，当电源电压升高并引起并联电抗器过负荷时，应装设过负荷保护，保护带时限动作于信号。

4.12.5 对于并联电抗器油温度升高和冷却系统故障，应装设动作于信号或带时限动作于跳闸的保护装置。

4.12.6 接于并联电抗器中性点的接地电抗器，应装设瓦斯保护。当产生大量瓦斯时，保护应动作于跳闸，当产生轻微瓦斯或油面下降时，保护应动作于信号。

对三相不对称等原因引起的接地电抗器过负荷，宜装设过负荷保护，保护带时限动作于信号。

4.12.7 330kV~500kV 线路并联电抗器的保护在无专用断路器时，其动作除断开线路的本侧断路器外还应起动作于远方跳闸装置，断开线路对侧断路器。

4.12.8 66kV 及以下干式并联电抗器应装设电流速断保护作电抗器绕组及引线相间短路的主保护；过电流保护作为相间短路的后备保护；零序过电压保护作为单相接地保护，动作于信号。

4.13 异步电动机和同步电动机保护

4.13.1 电压为 3kV 及以上的异步电动机和同步电动机，对下列故障及异常运行方式，应装设相应的保护：

- a.定子绕组相间短路；
- b.定子绕组单相接地；
- c.定子绕组过负荷；
- d.定子绕组低电压；
- e.同步电动机失步；
- f.同步电动机失磁；
- g.同步电动机出现非同步冲击电流；
- h.相电流不平衡及断相。

4.13.2 对电动机的定子绕组及其引出线的相间短路故障，应按下列规定装设相应的保护：

4.13.2.1 2MW 以下的电动机，装设电流速断保护，保护宜采用两相式。

4.13.2.2 2MW 及以上的电动机，或 2MW 以下，但电流速断保护灵敏系数不符合要求时，可装设纵联差动保护。纵联差动保护应防止在电动机自启动过程中误动作。

4.13.2.3 上述保护应动作于跳闸，对于有自动灭磁装置的同步电动机保护还应动作于灭磁。

4.13.3 对单相接地，当接地电流大于 5A 时，应装设单相接地保护。

单相接地电流为 10A 及以上时，保护动作于跳闸；单相接地电流为 10A 以下时，保护可动作于跳闸，也可动作于信号。

4.13.4 下列电动机应装设过负荷保护：

- a.运行过程中易发生过负荷的电动机，保护应根据负荷特性，带时限动作于信号或跳闸。
- b.起动或自起动困难，需要防止起动或自起动时间过长的电动机，保护动作于跳闸。

4.13.5 下列电动机应装设低电压保护，保护应动作于跳闸：

a.当电源电压短时降低或短时中断后又恢复时，为保证重要电动机自起动而需要断开的次要电动机；

b.当电源电压短时降低或中断后，不允许或不需要自起动的电动机；

c.需要自起动，但为保证人身和设备安全，在电源电压长时间消失后，须从电力网中自动断开的电动机；

d.属 类负荷并装有自动投入装置的备用机械的电动机。

4.13.6 2MW 及以上电动机，为反应电动机相电流的不平衡，也作为短路故障的主保护的后备保护，可装设负序过流保护，保护动作于信号或跳闸。

4.13.7 对同步电动机失步，应装设失步保护，保护带时限动作，对于重要电动机，动作于再同步控制回路，不能再同步或不需要再同步的电动机，则应动作于跳闸。

4.13.8 对于负荷变动大的同步电动机，当用反应定子过负荷的失步保护时，应增设失磁保护。失磁保护带时限动作于跳闸。

4.13.9 对不允许非同步冲击的同步电动机，应装设防止电源中断再恢复时造成非同步冲击的保护。

保护应确保在电源恢复前动作。重要电动机的保护，宜动作于再同步控制回路。不能再同步或不需要再同步的电动机，保护应动作于跳闸。

4.14 直流输电系统保护

直流输电系统的控制与保护可以是统一构成的，其中保护部分的功能应满足本节的要求。

4.14.1 直流输电系统保护应覆盖的区域或设备包括：

- a. 交流滤波器、并联电容器和并联电抗器及交流滤波器组的母线；
- b. 换流变压器及其交流引线；
- c. 换流阀及其交流连线；
- d. 直流极母线；
- e. 中性母线；
- f. 平波电抗器；
- g. 直流滤波器；
- h. 切换各种运行方式的转换开关、隔离开关及连接线；
- i. 双极的中性母线与接地极引线的连接区域；
- j. 接地极引线；
- k. 直流线路。

4.14.2 直流输电系统保护应能反应如下故障：

- a. 交流滤波器组/并联电容器组母线上的各种短路故障、过电压；
- b. 交流滤波器组/并联电容器组的电容器故障，电阻、电感的故障或过载，内部的各种短路，以及元器件参数的改变等；
- c. 换流变压器及其引线的各种故障（参考变压器保护的有关章节），直流系统对变压器的影响，如直流偏磁；
- d. 换流器（含整流和逆变）的故障，包括交流连线的接地或相间短路故障、换流器桥短路、过应力（如过压、触发角过大、过热）、丢失触发脉冲或误触发、换相失败等；
- e. 换流阀故障，包括可控硅元件、阀均压阻尼回路、触发元件、阀基电子回路等；
- f. 极母线及其相关设备的接地故障及直流过电压；
- g. 中性母线开路、接地故障、中性母线上的开关故障；
- h. 直流输电线的金属性接地、高阻接地故障、开路、与其他直流线路或交流线路碰接的故障；
- i. 金属返回线开路、接地故障；
- j. 直流滤波器的电容器故障、其他内部元件的故障或过载、滤波器内部接地、以及元器件参数的改变等；
- k. 平波电抗器故障；
- l. 接地极引线开路、接地故障以及过载；
- m. 双极的接地极母线与接地极引线的连接区域的接地故障；
- n. 切换各种运行方式的转换开关和隔离开关的故障；
- o. 交流系统发生功率振荡或次同步振荡，且直流控制不足以抑制其发展时；
- p. 由换流母线或交流系统短路等交流系统故障及直流甩负荷，如，逆变站甩掉全部负荷等扰动引起的直流系统过压；
- q. 直流控制系统故障时以及交流系统故障对直流系统产生的扰动，如产生谐波、功率反转等；
- r. 并联电抗器的各种故障。

4.14.3 直流输电系统保护设计原则

4.14.3.1 每一保护区应与相邻保护电路的保护区重迭，不能存在保护死区。

- 4.14.3.2 每一个设备或保护区应具有两套独立的保护，分别使用不同的测量器件、通道、电源和出口，并宜采用不同的构成原理，互为备用。保护的配置应能检测到所有会对设备和运行产生危害的情况。
- 4.14.3.3 保护应在最短的时间内将故障设备或故障区切除，使故障设备迅速退出运行，并尽可能对相关系统的影响减至最小。
- 4.14.3.4 保护应能既适用于整流运行，也能适用于逆变运行。
- 4.14.3.5 由保护起动的故障控制顺序可以通过换流站间的通信系统来优化故障清除后的恢复过程，使故障持续时间最小和系统恢复时间最短。
- 当换流站间通信系统中断时，如直流系统发生故障，保护应能将系统的扰动减至最小，使设备免受过应力，保证系统安全。
- 4.14.3.6 直流两个极的保护应完全独立。直流保护的设计应使双极停运率减至最小。
- 4.14.3.7 应保证在所有条件和运行方式下，直流控制、直流保护及交流保护之间的正确配合，并使故障清除及故障清除后协调恢复得到最优的处理。
- 4.14.3.8 直流保护与直流控制的功能和参数应正确地协调配合。保护应首先借助直流控制系统的能力去抑制故障的发展，改善直流系统的暂态性能，减少直流系统的停运。
- 4.14.3.9 所有的保护应具有完备的自检功能。站内工程师应能在系统运行过程中对未投运的备用系统的任何保护功能进行检测，并能对保护的定值进行修改。
- 4.14.3.10 保护应在硬件、软件上便于系统运行和进行维护。
- 4.14.3.11 保护应具有数字通信接口，便于系统联网监视、信息共享及远方调度中心控制、查看及监视。
- 4.14.3.12 直流保护与直流控制的相互配合较多，其间的联系宜采用可靠的数字通信方式。
- 4.14.3.13 直流保护系统内部应具有完善的故障录波功能，至少要记录保护所使用测点的原始值（未经运算处理）、保护的输出量。
- 4.14.3.14 直流保护系统宜配置相对独立的数字通道至对站，两极之间的保护通信通道应独立。

5 安全自动装置

5.1 一般规定

- 5.1.1 在电力系统中，应按照 DL 755 和 DL/T 723 标准的要求，装设安全自动装置，以防止系统稳定破坏或事故扩大，造成大面积停电，或对重要用户的供电长时间中断。
- 5.1.2 电力系统安全自动装置，是指在电力网中发生故障或出现异常运行时，为确保电网安全与稳定运行，起控制作用的自动装置。如自动重合闸、备用电源或备用设备自动投入、自动切负荷、低频和低压自动减载、电厂事故减出力、切机、电气制动、水轮发电机自起动和调相改发电、抽水蓄能机组由抽水改发电、自动解列、失步解列及自动调节励磁等。
- 5.1.3 安全自动装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。
- 5.1.3.1 可靠性是指装置该动作时应动作，不该动作时不动作。为保证可靠性，装置应简单可靠，具备必要的检测和监视措施，便于运行维护。
- 5.1.3.2 选择性是指安全自动装置应根据事故的特点，按预期的要求实现其控制作用。
- 5.1.3.3 灵敏性是指安全自动装置的起动和判别元件，在故障和异常运行时能可靠起动和进行正确判断的功能。
- 5.1.3.4 速动性是指维持系统稳定的自动装置要尽快动作，限制事故影响，应在保证选择性前提下尽快动作的性能。

5.2 自动重合闸

5.2.1 自动重合闸装置应按下列规定装设：

- a. 3kV 及以上的架空线路及电缆与架空混合线路，在具有断路器的条件下，如用电设备允许且无备用电源自动投入时，应装设自动重合闸装置；
- b. 旁路断路器与兼作旁路的母线联络断路器，应装设自动重合闸装置；
- c. 必要时母线故障可采用母线自动重合闸装置。

5.2.2 自动重合闸装置应符合下列基本要求：

- a. 自动重合闸装置可由保护起动和/或断路器控制状态与位置不对应起动；
- b. 用控制开关或通过遥控装置将断路器断开，或将断路器投于故障线路上并随即由保护将其断开时，自动重合闸装置均不应动作；

c.在任何情况下(包括装置本身的元件损坏,以及重合闸输出触点的粘住),自动重合闸装置的动作次数应符合预先的规定(如一次重合闸只应动作一次);

d.自动重合闸装置动作后,应能经整定的时间后自动复归;

e.自动重合闸装置,应能在重合闸后加速继电保护的動作。必要时,可在重合闸前加速继电保护动作;

f.自动重合闸装置应具有接收外来闭锁信号的功能。

5.2.3 自动重合闸装置的动作时限应符合下列要求:

5.2.3.1 对单侧电源线路上的三相重合闸装置,其时限应大于下列时间:

a.故障点灭弧时间(计及负荷侧电动机反馈对灭弧时间的影响)及周围介质去游离时间;

b.断路器及操作机构准备好再次动作的时间。

5.2.3.2 对双侧电源线路上的三相重合闸装置及单相重合闸装置,其动作时限除应考虑 5.2.3.1 条要求外,还应考虑:

a.线路两侧继电保护以不同时限切除故障的可能性;

b.故障点潜供电流对灭弧时间的影响;

5.2.3.3 电力系统稳定的要求。

5.2.4 110kV 及以下单侧电源线路的自动重合闸装置,按下列规定装设:

5.2.4.1 采用三相一次重合闸方式。

5.2.4.2 当断路器断流容量允许时,下列线路可采用两次重合闸方式:

a.无经常值班人员变电所引出的无遥控的单回线;

b.给重要负荷供电,且无备用电源的单回线。

5.2.4.3 由几段串联线路构成的电力网,为了补救速动保护无选择性动作,可采用带前加速的重合闸或顺序重合闸方式。

5.2.5 110kV 及以下双侧电源线路的自动重合闸装置,按下列规定装设:

5.2.5.1 并列运行的发电厂或电力系统之间,具有四条以上联系的线路或三条紧密联系的线路,可采用不检查同步的三相自动重合闸方式。

5.2.5.2 并列运行的发电厂或电力系统之间,具有两条联系的线路或三条联系不紧密的线路,可采用同步检定和无电压检定的三相重合闸方式;

5.2.5.3 双侧电源的单回线路,可采用下列重合闸方式:

a.解列重合闸方式,即将一侧电源解列,另一侧装设线路无电压检定的重合闸方式;

b.当水电厂条件许可时,可采用自同步重合闸方式;

c.为避免非同步重合及两侧电源均重合于故障线路上,可采用一侧无电压检定,另一侧采用同步检定的重合闸方式。

5.2.6 220kV~500kV 线路应根据电力网结构和线路的特点采用下列重合闸方式:

a.对 220kV 单侧电源线路,采用不检查同步的三相重合闸方式;

b.对 220kV 线路,当满足本标准 5.2.5.1 条有关采用三相重合闸方式的规定时,可采用不检查同步的三相自动重合闸方式;

c.对 220kV 线路,当满足本标准 5.2.5.2 条有关采用三相重合闸方式的规定,且电力系统稳定要求能满足时,可采用检查同步的三相自动重合闸方式;

d.对不符合上述条件的 220kV 线路,应采用单相重合闸方式;

e.对 330kV~500kV 线路,一般情况下应采用单相重合闸方式;

f.对可能发生跨线故障的 330kV~500kV 同杆并架双回线路,如输送容量较大,且为了提高电力系统安全稳定运行水平,可考虑采用按相自动重合闸方式。

注:上述三相重合闸方式也包括仅在单相故障时的三相重合闸。

5.2.7 在带有分支的线路上使用单相重合闸装置时,分支侧的自动重合闸装置采用下列方式:

5.2.7.1 分支处无电源方式

a.分支处变压器中性点接地时,装设零序电流起动的低电压选相的单相重合闸装置。重合后,不再跳闸。

b.分支处变压器中性点不接地,但所带负荷较大时,装设零序电压起动的低电压选相的单相重合闸装置。重合后,不再跳闸。当负荷较小时,不装设重合闸装置,也不跳闸。

如分支处无高压电压互感器，可在变压器(中性点不接地)中性点处装设一个电压互感器，当线路接地时，由零序电压保护起动，跳开变压器低压侧三相断路器，重合后，不再跳闸。

5.2.7.2 分支处有电源方式

- a.如分支处电源不大，可用简单的保护将电源解列后，按 5.2.7.1 条规定处理；
- b.如分支处电源较大，则在分支处装设单相重合闸装置。

5.2.8 当采用单相重合闸装置时，应考虑下列问题，并采取相应措施：

- a.重合闸过程中出现的非全相运行状态，如引起本线路或其他线路的保护装置误动作时，应采取措
施予以防止；
- b.如电力系统不允许长期非全相运行，为防止断路器一相断开后，由于单相重合闸装置拒绝合闸而
造成非全相运行，应具有断开三相的措施，并应保证选择性。

5.2.9 当装有同步调相机和大型同步电动机时，线路重合闸方式及动作时限的选择，宜按双侧电源线
路的规定执行。

5.2.10 5.6MVA 及以上低压侧不带电源的单组降压变压器，如其电源侧装有断路器和过电流保护，且
变压器断开后将使重要用电设备断电，可装设变压器重合闸装置。当变压器内部故障，瓦斯或差动(或
电流速断)保护动作应将重合闸闭锁。

5.2.11 当变电所的母线上设有专用的母线保护，必要时，可采用母线重合闸，当重合于永久性故障时，
母线保护应能可靠动作切除故障。

5.2.12 重合闸应按断路器配置。

5.2.13 当一组断路器设置有两套重合闸装置(例如线路的两套保护装置均有重合闸功能)且同时投运
时，应有措施保证线路故障后仍仅实现一次重合闸。

5.2.14 使用于电厂出口线路的重合闸装置，应有措施防止重合于永久性故障，以减少对发电机可能造
成的冲击。

5.3 备用电源自动投入

5.3.1 在下列情况下，应装设备用电源的自动投入装置(以下简称自动投入装置)：

- a.具有备用电源的发电厂厂用电源和变电所所用电源；
- b.由双电源供电，其中一个电源经常断开作为备用的电源；
- c.降压变电所内有备用变压器或有互为备用的电源；
- d.有备用机组的某些重要辅机。

5.3.2 自动投入装置的功能设计应符合下列要求：

- a.除发电厂备用电源快速切换外，应保证在工作电源或设备断开后，才投入备用电源或设备；
- b.工作电源或设备上的电压，不论何种原因消失，除有闭锁信号外，自动投入装置均应动作；
- c.自动投入装置应保证只动作一次。

5.3.3 发电厂用备用电源自动投入装置，除 5.3.2 条的规定外，还应符合下列要求：

5.3.3.1 当一个备用电源同时作为几个工作电源的备用时，如备用电源已代替一个工作电源后，另一
工作电源又被断开，必要时，自动投入装置仍能动作。

5.3.3.2 有两个备用电源的情况下，当两个备用电源为两个彼此独立的备用系统时，应装设各自独立
的自动投入装置；当任一备用电源能作为全厂各工作电源的备用时，自动投入装置应使任一备用电源能
对全厂各工作电源实行自动投入。

5.3.3.3 自动投入装置在条件可能时，宜采用带有检定同步的快速切换方式，并采用带有母线残压闭
锁的慢速切换方式及长延时切换方式作为后备；条件不允许时，可仅采用带有母线残压闭锁的慢速切
换方式及长延时切换方式。

5.3.3.4 当厂用母线速动保护动作、工作电源分支保护动作或工作电源由手动或分散控制系统(DCS)
跳闸时，应闭锁备用电源自动投入。

5.3.4 应校核备用电源或备用设备自动投入时过负荷及电动机自起动的情况，如过负荷超过允许限度
或不能保证自起动时，应有自动投入装置动作时自动减负荷的措施。

5.3.5 当自动投入装置动作时，如备用电源或设备投于故障，应有保护加速跳闸。

5.4 暂态稳定控制及失步解列

5.4.1 为保证电力系统在发生故障情况下的稳定运行，应依据 DL 755 及 DL/T 723 标准的规定，在系
统中根据电网结构、运行特点及实际条件配置防止暂态稳定破坏的控制装置。

5.4.1.1 设计和配置系统稳定控制装置时，应对电力系统进行必要的安全稳定计算以确定适当的稳定控制方案、控制装置的控制策略或逻辑。控制策略可以由离线计算确定，有条件时，可以由装置在线计算定时更新控制策略。

5.4.1.2 稳定控制装置应根据实际需要进行配置，优先采用就地判据的分散式装置，根据电网需要，也可采用多个厂站稳定控制装置及站间通道组成的分布式区域稳定控制系统，尽量避免采用过分庞大复杂的控制系统；

5.4.1.3 稳定控制系统应采用模块化结构，以便于适应不同的功能需要，并能适应电网发展的扩充要求。

5.4.2 对稳定控制装置的主要技术性能要求：

a. 装置在系统中出现扰动时，如出现不对称分量，线路电流、电压或功率突变等，应能可靠启动；

b. 装置宜由接入的电气量正确判别本厂站线路、主变或机组的运行状态；

c. 装置的动作速度和控制内容应能满足稳定控制的有效性；

d. 装置应有能与厂站自动化系统和/或调度中心相关管理系统通信，能实现就地和远方查询故障和装置信息、修改定值等；

e. 装置应具有自检、整组检查试验、显示、事件记录、数据记录、打印等功能。

5.4.3 为防止暂态稳定破坏，可根据系统具体情况采用以下控制措施：

a. 对功率过剩地区采用发电机快速减出力、切除部分发电机或投入动态电阻制动等；

b. 对功率短缺地区采用切除部分负荷(含抽水运行的蓄能机组)等；

c. 励磁紧急控制，串联及并联电容装置的强行补偿，切除并联电抗器和高压直流输电紧急调制等；

d. 在预定地点将某些局部电网解列以保持主网稳定。

5.4.4 当电力系统稳定破坏出现失步状态时，应根据系统的具体情况采取消除失步振荡的控制措施。

5.4.4.1 为消除失步振荡，应装设失步解列控制装置，在预先安排的输电断面，将系统解列为各自保持同步的区域。

5.4.4.2 对于局部系统，如经验算或试验可能拉入同步、短时失步运行及再同步不会导致严重损失负荷、损坏设备和系统稳定进一步破坏，则可采用再同步控制，使失步的系统恢复同步运行。送端孤立的大型发电厂，在失步时应优先切除部分机组，以利其他机组再同步。

5.5 频率和电压异常紧急控制

5.5.1 电力系统中应设置限制频率降低的控制装置，以便在各种可能的扰动下失去部分电源(如切除发电机，系统解列等)而引起频率降低时，将频率降低限制在短时允许范围内，并使频率在允许时间内恢复至长时间允许值。

5.5.1.1 低频减负荷是限制频率降低的基本措施，电力系统低频减负荷装置的配置及其所断开负荷的容量，应根据系统最不利运行方式下发生事故时，整个系统或其各部分实际可能发生的最大功率缺额来确定。自动低频减负荷装置的类型和性能如下：

a. 快速动作的基本段，应按频率分为若干级，动作延时不宜超过 0.2s。装置的频率整定值应根据系统的具体条件、大型火电机组的安全运行要求、以及由装置本身的特性等因素决定。提高最高一级的动作频率值，有利于抑制频率下降幅度，但一般不宜超过 49.2Hz；

b. 延时较长的后备段，可按时间分为若干级，起动频率不宜低于基本的最高动作频率。装置最小动作时间可为 10s ~ 15s，级差不宜小于 10s。

5.5.1.2 为限制频率降低，有条件时应首先将处于抽水状态的蓄能机组切除或改为发电工况，并启动系统中的备用电源，如旋转备用机组增发功率、调相运行机组改为发电运行方式、自动启动水电机组和燃气轮机组等。切除抽水蓄能机组和启动备用电源的动作频率可为 49.5Hz 左右。

5.5.1.3 当事故扰动引起地区大量失去电源(如 20%以上)，低频减负荷不能有效防止频率严重下降时，应采用集中切除某些负荷的措施，以防止频率过度降低。集中切负荷的判据应反应受电联络线跳闸、大机组跳闸等，并按功率分档联切负荷。

5.5.1.4 为了在系统频率降低时，减轻弱互联系统的相互影响，以及为了保证发电厂厂用电和其他重要用户的供电安全，在系统的适当地点应设置低频解列控制。

5.5.2 由于某种原因(联络线事故跳闸、失步解列等)有可能与主网解列的有功功率过剩的独立系统，特别是以水电为主并带有火电机组的系统，应设置自动限制频率升高的控制装置，保证电力系统：

a. 频率升高不致达到汽轮机危急保安器的动作频率；

b.频率升高数值及持续时间不应超过汽轮机组(汽轮机叶片)特性允许的范围。

限制频率升高控制装置可采用切除发电机或系统解列,例如将火电厂及与其大致平衡的负荷一起与系统其他部分解列。

5.5.3 为防止电力系统出现扰动后,无功功率欠缺或不平衡,某些节点的电压降到不允许的数值,甚至可能出现电压崩溃,应设置自动限制电压降低的紧急控制装置。

5.5.3.1 限制电压降低控制装置作用于增发无功功率(如发电机、调相机的强励,电容补偿装置强行补偿等)或减少无功功率需求(如切除并联电抗器,切除负荷等)。

5.5.3.2 低电压减负荷控制作为自动限制电压降低和防止电压崩溃的重要措施,应根据无功功率和电压水平的分析结果在系统中妥善配置。低电压减负荷控制装置反应于电压降低及其持续时间,装置可按动作电压及时间分为若干级,装置应在短路、自动重合闸及备用电源自动投入期间可靠不动作。

5.5.3.3 电力系统故障导致主网电压降低,在故障清除后主网电压不能及时恢复时,应闭锁供电变压器的带负荷自动切换抽头装置(OLTC)。

5.5.4 为防止电力系统出现扰动后,某些节点无功功率过剩而引起工频电压升高的数值及持续时间超过允许值,应设置自动防止电压升高的紧急控制。

5.5.4.1 限制电压升高控制装置应根据输电线路工频过电压保护的要求,装设于330kV及以上线路,也可装设于长距离220kV线路上。

5.5.4.2 对于具有大量电缆线路的配电变电站,如突然失去负荷导致不允许的母线电压升高时,宜设置限制电压升高的装置。

5.5.4.3 限制电压升高控制装置的动作时间可分为几段,例如:第1段投入并联电抗器,第2段切除其充电功率引起电压升高的线路。

5.6 自动调节励磁

5.6.1 发电机均应装设自动调节励磁装置。自动调节励磁装置应具备下列功能:

a.励磁系统的电流和电压不大于1.1倍额定值的工况下,其设备和导体应能连续运行、励磁系统的短时过励磁时间应按照发电机励磁绕组允许的过负荷能力和发电机允许的过励磁特性限定。

b.在电力系统发生故障时,根据系统要求提供必要的强行励磁倍数,强励时间应不小于10s。

c.在正常运行情况下,按恒机端电压方式运行。

d.在并列运行发电机之间,按给定要求分配无功负荷。

e.根据电力系统稳定要求加装电力系统稳定器(PSS)或其他有利于稳定的辅助控制。PSS应配备必要的保护和限制器,并有必要的信号输入和输出接口。

f.具有过励限制、低励磁限制、励磁过电流反时限和V/F限制等功能。

5.6.2 对发电机自动电压调节器及其控制的励磁系统性能应符合GB/T 7409.1~7409.3标准的规定,还应满足下列要求:

a.大型发电机的自动电压调节器应具有下列性能:

——应有两个独立的自动通道。

——宜能实现与自动准同步装置(ASS)、数字式电液调节器(DEH)和分布式汽机控制系统(DCS)之间的通信。

——应附有过励、低励、励磁过电流反时限和V/F限制及保护装置,最低励磁限制的动作应能先于励磁自动切换和失磁保护的動作。

——应设有测量电压回路断相、触发脉冲丢失和强励时的就地和远方信号。

——电压回路断相时应闭锁强励。

b.励磁系统的自动电压调节器应配备励磁系统接地的自动检测器。

5.6.3 水轮发电机的自动调节励磁装置,应能限制由于转速升高引起的过电压。当需大量降低励磁时,自动调节励磁装置应能快速减磁,否则应增设单独快速减磁装置。

5.6.4 发电机的自动调节励磁装置,应接到两组不同的机端电压互感器上。即励磁专用电压互感器和仪用测量电压互感器。

5.6.5 带冲击负荷的同步电动机,宜装设自动调节励磁装置,不带冲击负荷的大型同步电动机,也可装设自动调节励磁装置。

5.7 自动灭磁

5.7.1 自动灭磁装置应具有灭磁功能,并根据需要具备过电压保护功能。

5.7.2 在最严重的状态下灭磁时,发电机转子过电压不应超过发电机转子额定励磁电压的3~5倍。

5.7.3 当灭磁电阻采用线性电阻时，灭磁电阻值可为磁场电阻热态值的 2~3 倍。

5.7.4 转子过电压保护应简单可靠，动作电压应高于灭磁时的过电压值、低于发电机转子励磁额定电压的 5~7 倍。

5.7.5 同步电动机的自动灭磁装置应符合的要求，与同类型发电机相同。

5.8 故障记录及故障信息管理

5.8.1 为了分析电力系统事故和安全自动装置在事故过程中的动作情况，以及为迅速判定线路故障点的位置，在主要发电厂、220kV 及以上变电所和 110kV 重要变电所应装设专用故障记录装置。单机容量为 200MW 及以上的发电机或发电机变压器组应装设专用故障记录装置。

5.8.2 故障记录装置的构成，可以是集中式的，也可以是分散式的。

5.8.3 故障记录装置除应满足 DL/T 553 标准的规定外，还应满足下列技术要求：

5.8.3.1 分散式故障记录装置应由故障录波主站和数字数据采集单元(DAU)组成。DAU 应将故障记录传送给故障录波主站。

5.8.3.2 故障记录装置应具备外部起动的接入回路，每一 DAU 应能将起动信息传送给其它 DAU。

5.8.3.3 分散式故障记录装置的录波主站容量应能适应该厂站远期扩建的 DAU 的接入及故障分析处理。

5.8.3.4 故障记录装置应有必要的信号指示灯及告警信号输出接点。

5.8.3.5 故障记录装置应具有软件分析、输出电流、电压、有功、无功、频率、波形和故障测距的数据。

5.8.3.6 故障记录装置与调度端主站的通信宜采用专用数据网传送。

5.8.3.7 故障记录装置的远传功能除应满足数据传送要求外，还应满足：

a. 能以主动及被动方式、自动及人工方式传送数据。

b. 能实现远方起动录波。

c. 能实现远方修改定值及有关参数。

5.8.3.8 故障记录装置应能接收外部同步时钟信号(如 GPS 的 IRIG-B 时钟同步信号)进行同步的功能，全网故障录波系统的时钟误差应不大于 1ms，装置内部时钟 24 小时误差应不大于 $\pm 5s$ 。

5.8.3.9 故障记录装置记录的数据输出格式应符合 IEC 60255-24 标准。

5.8.4 为使调度端能全面、准确、实时地了解系统事故过程中继电保护装置的动作行为，应逐步建立继电保护及故障信息管理系统。

5.8.4.1 继电保护及故障信息管理系统功能要求：

a. 系统能自动直接接收直调厂、站的故障录波信息和继电保护运行信息；

b. 能对直调厂、站的保护装置、故障录波装置进行分类查询、管理和报告提取等操作；

c. 能够进行波形分析、相序相量分析、谐波分析、测距、参数修改等；

d. 利用双端测距软件准确判断故障点，给出巡线范围；

e. 利用录波信息分析电网运行状态及继电保护装置动作行为，提出分析报告；

f. 子站端系统主要是完成数据收集和分类检出等工作，以提供调度端对数据分析的原始数据和事件记录量。

5.8.4.2 故障信息传送原则要求：

a. 全网的故障信息，必须在时间上同步。在每一事件报告中应标定事件发生的时间；

b. 传送的所有信息，均应采用标准规约；

6 对相关回路及设备的要求

6.1 二次回路

6.1.1 本节适用于与继电保护和安全自动装置有关的二次回路。

6.1.2 二次回路的工作电压不宜超过 250V，最高不应超过 500V。

6.1.3 互感器二次回路连接的负荷，不应超过继电保护和安全自动装置工作准确等级所规定的负荷范围。

6.1.4 发电厂和变电所，应采用铜芯的控制电缆和绝缘导线。在绝缘可能受到油浸蚀的地方，应采用耐油绝缘导线。

6.1.5 按机械强度要求，控制电缆或绝缘导线的芯线最小截面，强电控制回路，不应小于 1.5mm^2 ，屏、柜内导线的芯线截面应不小于 1.0mm^2 ；弱电控制回路，不应小于 0.5mm^2 。

电缆芯线截面的选择还应符合下列要求：

a. 电流回路：应使电流互感器的工作准确等级符合继电保护和安全自动装置的要求。无可靠依据时，可按断路器的断流容量确定最大短路电流；

b. 电压回路：当全部继电保护和安全自动装置动作时（考虑到电网发展，电压互感器的负荷最大时），电压互感器到继电保护和安全自动装置屏的电缆压降不应超过额定电压的 3%；

c. 操作回路：在最大负荷下，电源引出端到断路器分、合闸线圈的电压降，不应超过额定电压的 10%。

6.1.6 安装在干燥房间里的保护屏、柜、开关柜的二次回路，可采用无护层的绝缘导线，在表面经防腐处理的金属屏上直敷布线。

6.1.7 当控制电缆的敷设长度超过制造长度，或由于屏、柜的搬迁而使原有电缆长度不够时，或更换电缆的故障段时，可用焊接法连接电缆（通过大电流的应紧固连接，在连接处应设连接盒），也可经屏上的端子排连接。

6.1.8 控制电缆宜采用多芯电缆，应尽可能减少电缆根数。

在同一根电缆中不宜有不同安装单位的电缆芯。

对双重化保护的电流回路、电压回路、直流电源回路、双跳闸绕组的控制回路等，两套系统不应合用一根多芯电缆。

6.1.9 保护和控制设备的直流电源、交流电流、电压及信号引入回路应采用屏蔽电缆。

6.1.10 在安装各种设备、断路器和隔离开关的连锁接点、端子排和接地线时，应能在不断开 3kV 及以上一次线的情况下，保证在二次回路端子排上安全地工作。

6.1.11 发电厂和变电所中重要设备和线路的继电保护和自动装置，应有经常监视操作电源的装置。各断路器的跳闸回路，重要设备和线路的断路器合闸回路，以及装有自动重合装置的断路器合闸回路，应装设回路完整性的监视装置。

监视装置可发出光信号或声光信号，或通过自动化系统向远方传送信号。

6.1.12 在可能出现操作过电压的二次回路中，应采取降低操作过电压的措施，例如对电感大的线圈并联消弧回路。

6.1.13 在有振动的地方，应采取防止导线接头松脱和继电器、装置误动作的措施。

6.1.14 屏、柜和屏、柜上设备的前面和后面，应有必要的标志，标明其所属安装单位及用途。屏、柜上的设备，在布置上应使各安装单位分开，不应互相交叉。

6.1.15 试验部件、连接片、切换片，安装中心线离地面不宜低于 300mm。

6.1.16 电流互感器的二次回路不宜进行切换。当需要切换时，应采取防止开路的措施。

6.1.17 保护和自动装置均宜采用柜式结构。

6.2 电流互感器及电压互感器

6.2.1 保护用电流互感器的要求

6.2.1.1 保护用电流互感器的准确性能应符合 DL/T 866-2004 标准的有关规定。

6.2.1.2 电流互感器带实际二次负荷在稳态短路电流下的准确限值系数或励磁特性（含饱和拐点）应能满足所接保护装置动作可靠性的要求。

6.2.1.3 电流互感器在短路电流含有非周期分量的暂态过程中和存在剩磁的条件下，可能使其严重饱和而导致很大的暂态误差。在选择保护用电流互感器时，应根据所用保护装置的特性和暂态饱和可能引起的后果等因素，慎重确定互感器暂态影响的对策。必要时应选择能适应暂态要求的 TP 类电流互感器，其特性应符合 GB 16847 标准的要求。如保护装置具有减轻互感器暂态饱和和影响的功能，可按保护装置的要求选用适当的电流互感器。

a. 330kV 及以上系统保护、高压侧为 330kV 及以上的变压器和 300MW 及以上的发电机变压器组差动保护用电流互感器宜采用 TPY 电流互感器。互感器在短路暂态过程中误差应不超过规定值。

b. 220kV 系统保护、高压侧为 220kV 的变压器和 100MW 级 ~ 200MW 级的发电机变压器组差动保护用电流互感器可采用 P 类、PR 类或 PX 类电流互感器。互感器可按稳态短路条件进行计算选择，为减轻可能发生的暂态饱和影响应具有适当暂态系数。220kV 系统的暂态系数不宜低于 2，100MW 级 ~ 200MW 级机组外部故障的暂态系数不宜低于 10。

c. 110kV 及以下系统保护用电流互感器可采用 P 类电流互感器。

d. 母线保护用电流互感器可按保护装置的要求或按稳态短路条件选用。

6.2.1.4 保护用电流互感器的配置及二次绕组的分配应尽量避免主保护出现死区。接近后备原则配置的两套主保护应分别接入互感器的不同二次绕组。

6.2.2 保护用电压互感器的要求

6.2.2.1 保护用电压互感器应能在电力系统故障时将一次电压准确传变至二次侧，传变误差及暂态响应应符合 DL/T 866-2004 标准的有关规定。电磁式电压互感器应避免出现铁磁谐振。

6.2.2.2 电压互感器的二次输出额定容量及实际负荷应在保证互感器准确等级的范围内。

6.2.2.3 双断路器接线接近后备原则配备的两套主保护，应分别接入电压互感器的不同二次绕组；对双母线接线接近后备原则配置的两套主保护，可以合用电压互感器的同一二次绕组。

6.2.2.4 电压互感器的一次侧隔离开关断开后，其二次回路应有防止电压反馈的措施。对电压及功率调节装置的交流电压回路，应采取措施，防止电压互感器一次或二次侧断线时，发生误强励或误调节。

6.2.2.5 在电压互感器二次回路中，除开口三角线圈和另有规定者(例如自动调整励磁装置)外，应装设自动开关或熔断器。接有距离保护时，宜装设自动开关。

6.2.3 互感器的安全接地

6.2.3.1 电流互感器的二次回路必须有且只能有一点接地，一般在端子箱经端子排接地。但对于有几组电流互感器连接在一起的保护装置，如母差保护、各种双断路器主接线的保护等，则应在保护屏上经端子排接地。

6.2.3.2 电压互感器的二次回路只允许有一点接地，接地点宜设在控制室内。独立的、与其它互感器无电联系的电压互感器也可在开关场实现一点接地。为保证接地可靠，各电压互感器的中性线不得接有可能断开的开关或熔断器等。

6.2.3.3 已在控制室一点接地的电压互感器二次线圈，必要时，可在开关场将二次线圈中性点经放电间隙或氧化锌阀片接地，应经常维护检查防止出现两点接地的情况。

6.2.3.4 来自电压互感器二次的四根开关场引出线中的零线和电压互感器三次的两根开关场引出线中的 N 线必须分开，不得共用。

6.2.4 电子式互感器

6.2.4.1 数字式保护可采用低电平输出的电子式互感器，如采用磁 - 光效应、空心线圈或带铁心线圈等低电平输出的电子式电流互感器，采用电 - 光效应或分压原理等低电平输出的电子式电压互感器。电子式互感器的额定参数、准确等级和有关性能应符合 IEC 60044-7 和 IEC 60044-8 标准的要求。

6.2.4.2 电子式互感器一般采用数字量输出。数字量输出的格式及通信协议应符合有关国际标准。

6.3 直流电源

6.3.1 继电保护和安全自动装置的直流电源，电压纹波系数应不大于 2%，最低电压不低于额定电压的 85%，最高电压不高于额定电压的 110%。

6.3.2 对装置的直流熔断器或自动开关及相关回路配置的基本要求应不出现寄生回路，并增强保护功能的冗余度。

6.3.2.1 装置电源的直流熔断器或自动开关的配置应满足如下要求：

a. 采用近后备原则，装置双重化配置时，两套装置应有不同的电源供电，并分别设有专用的直流熔断器或自动开关。

b. 由一套装置控制多组断路器(例如母线保护、变压器差动保护、发电机差动保护、各种双断路器接线方式的线路保护等)时，保护装置与每一断路器的操作回路应分别由专用的直流熔断器或自动开关供电。

c. 有两组跳闸线圈的断路器，其每一跳闸回路应分别由专用的直流熔断器或自动开关供电。

d. 单断路器接线的线路保护装置可与断路器操作回路合用直流熔断器或自动开关，也可分别使用独立的直流熔断器或自动开关。

e. 采用远后备原则配置保护时，其所有保护装置，以及断路器操作回路等，可仅由一组直流熔断器或自动开关供电。

6.3.2.2 信号回路应由专用的直流熔断器或自动开关供电，不得与其他回路混用。

6.3.3 由不同熔断器或自动开关供电的两套保护装置的直流逻辑回路间不允许有任何电的联系。

6.3.4 每一套独立的保护装置应设有直流电源消失的报警回路。

6.3.5 上、下级直流熔断器或自动开关之间应有选择性。

6.4 保护与厂站自动化系统的配合及接口

6.4.1 应用于厂站自动化系统中的数字式保护装置功能应相对独立，并应具有数字通信接口能与厂站自动化系统通信，具体要求如下：

- a. 数字式保护装置及其出口回路应不依赖于厂、站自动化系统能独立运行；
- b. 数字式保护装置逻辑判断回路所需的各种输入量应直接接入保护装置，不宜经厂、站自动化系统及其通信网转接；

6.4.2 与厂、站自动化系统通信的数字式保护装置应能送出或接收以下类型的信息：

- a. 装置的识别信息、安装位置信息；
- b. 开关量输入(例如断路器位置、保护投入压板等)；
- c. 异常信号(包括装置本身的异常和外部回路的异常)；
- d. 故障信息(故障记录、内部逻辑量的事件顺序记录)；
- e. 模拟量测量值；
- f. 装置的定值及定值区号；
- g. 自动化系统的有关控制信息和断路器跳合闸命令、时钟对时命令等。

6.4.3 数字式保护装置与厂、站自动化系统的通信协议应符合 DL/T 667 标准的规定。

厂站内的继电保护信息应能传送至调度端。可在厂、站自动化系统站控层设置继电保护工作站，实现对保护装置信息管理的功能。

6.5 电磁兼容

6.5.1 发电厂和变电所的电磁环境

继电保护和安全自动装置应满足有关电磁兼容标准，使其能承受所在发电厂和变电所内下列电磁干扰引起的后果：

- a) 高压电路开、合操作或绝缘击穿、闪络引起的高频暂态电流和电压；
- b) 故障电流引起的地电位升高和高频暂态；
- c) 雷击脉冲引起的地电位升高和高频暂态；
- d) 工频磁场对电子设备的干扰；
- e) 低压电路开、合操作引起的电快速瞬变；
- f) 静电放电；
- g) 无线电发射装置产生的电磁场。

上述各项干扰电平与变电所电压等级、发射源与感受设备的相对位置、接地网特性、外壳和电缆屏蔽特性及接地方式等因素有关，应根据干扰的具体特点和数值适当确定设备的抗扰度要求和采取必要的减缓措施。

6.5.2 装置的抗扰度要求

保护和安全自动装置与外部电磁环境的特定界面接口称为端口，见图 1，含电源端口、输入端口、输出端口、通信端口、外壳端口和功能接地端口。

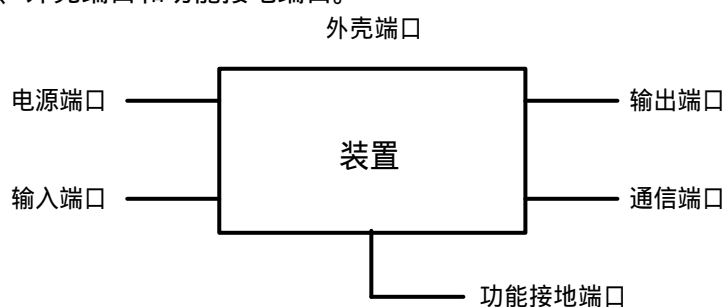


图 1 设备端口示意图

装置各端口对有关的电磁干扰如射频电磁场及其引起的传导干扰、快速瞬变、1MHz 脉冲群、浪涌、静电放电、直流中断和工频干扰等的抗扰度要求，应符合 IEC 60255-26 标准及有关国家标准的要求，装置对各类电磁干扰的抗扰度试验标准参见附录 B 表 B.1 ~ B.5。

6.5.3 电磁干扰的减缓措施

6.5.3.1 应根据电磁环境的具体情况，采用接地、屏蔽、限幅、隔离及适当布线等措施，以减缓电磁干扰，满足保护设备的抗扰度要求。

6.5.3.2 为人身和设备安全及电磁兼容要求，在发电厂和变电所的开关场内及建筑物外，应设置符合有关标准要求的直接接地网。对继电保护及有关设备，为减缓高频电磁干扰的耦合，应在有关场所设置符合下列要求的等电位接地网。

a) 装设静态保护和控制装置的屏柜地面下宜用截面不小于 100mm^2 的接地铜排直接连接构成等电位接地母线。接地母线应首末可靠连接成环网,并用截面不小于 50mm^2 、不少于 4 根铜排与厂、站的接地网直接连接。

b) 静态保护和控制装置的屏柜下部应设有截面不小于 100mm^2 的接地铜排。屏柜上装置的接地端子应用截面不小于 4mm^2 的多股铜线和接地铜排相连。接地铜排应用截面不小于 50mm^2 的铜排与地面下的等电位接地母线相连。

6.5.3.3 控制电缆应具有必要的屏蔽措施并妥善接地。

a) 在电缆敷设时,应充分利用自然屏蔽物的屏蔽作用。必要时,可与保护用电缆平行设置专用屏蔽线。

b) 屏蔽电缆的屏蔽层应在开关场和控制室内两端接地。在控制室内屏蔽层宜在保护屏上接于屏柜内的接地铜排;在开关场屏蔽层应在与高压设备有一定距离的端子箱接地。互感器每相二次回路经两芯屏蔽电缆从高压箱体引至端子箱,该电缆屏蔽层在高压箱体和端子箱两端接地。

c) 电力线载波用同轴电缆屏蔽层应在两端分别接地,并紧靠同轴电缆敷设截面不小于 100mm^2 两端接地的铜导线。

d) 传送音频信号应采用屏蔽双绞线,其屏蔽层应在两端接地。

e) 传送数字信号的保护与通信设备间的距离大于 50m 时,应采用光缆。

f) 对于低频、低电平模拟信号的电缆,如热电偶用电缆,屏蔽层必须在最不平衡端或电路本身接地处一点接地。

g) 对于双层屏蔽电缆,内屏蔽应一端接地,外屏蔽应两端接地。

6.5.3.4 电缆及导线的布线应符合下列要求:

a) 交流和直流回路不应合用同一根电缆。

b) 强电和弱电回路不应合用一根电缆。

c) 保护用电缆与电力电缆不应同层敷设。

d) 交流电流和交流电压不应合用同一根电缆。双重化配置的保护设备不应合用同一根电缆。

e) 保护用电缆敷设路径,尽可能避开高压母线及高频暂态电流的入地点,如避雷器和避雷针的接地点、并联电容器、电容式电压互感器、结合电容及电容式套管等设备。

f) 与保护连接的同一回路应在同一根电缆中走线。

6.5.3.5 保护输入回路和电源回路应根据具体情况采用必要的减缓电磁干扰措施。

a) 保护的输入、输出回路应使用空触点、光耦或隔离变压器隔离。

b) 直流电压在 110V 及以上的中间继电器应在线圈端子上并联电容或反向二极管作为消弧回路,在电容及二极管上都必须串入数百欧的低值电阻,以防止电容或二极管短路时将中间继电器线圈短接。二极管反向击穿电压不宜低于 1000V。

6.6 断路器及隔离开关

6.6.1 220kV 及以上电压的断路器应具有双跳闸线圈。

6.6.2 220kV 及以上电压分相操作的断路器应附有三相不一致(非全相)保护回路。三相不一致保护动作时间应为 0.5s ~ 4.0s 可调,以躲开单相重合闸动作周期。

6.6.3 各级电压的断路器应尽量附有防止跳跃的回路。采用串联自保持时,接入跳合闸回路的自保持线圈,其动作电流不应大于额定跳合闸电流的 50%,线圈压降小于额定值的 5%。

6.6.4 各类气压或油(液)压断路器应具有下列输出触点供保护装置及信号回路用:

a) 合闸压力常开、常闭触点(最好还有重合闸压力常开、常闭触点);

b) 跳闸压力常开、常闭触点;

c) 压力异常常开、常闭触点。

6.6.5 断路器应有足够数量的、动作逻辑正确、接触可靠的辅助触点供保护装置使用。辅助触点与主触头的动作时间差不大于 10ms。

6.6.6 隔离开关应有足够数量的、动作逻辑正确、接触可靠的辅助触点供保护装置使用。

6.7 继电保护和自动装置通道

6.7.1 继电保护和自动装置的通道应根据电力系统通信网条件,与通信专业协商,合理安排。

6.7.2 装置的通道一般采用下列传输媒介:

a) 光纤;(不宜采用自承式光缆及缠绕式光缆);

- b) 微波；
- c) 电力线载波
- d) 导引线电缆

具有光纤通道的线路，应优先采用光纤作为传送信息的通道。

6.7.3 按双重化原则配置的保护和安全自动装置，传送信息的通道按以下原则考虑：

6.7.3.1 两套装置的通道应互相独立，且通道及加工设备的电源也应互相独立。

6.7.3.2 具有光纤通道的线路，两套装置宜均采用光纤通道传送信息，对短线路宜分别使用专用光纤芯；对中长线路，宜分别独立使用 2Mb/s 口，还宜分别使用独立的光端机。具有光纤迂回通道时，两套装置宜使用不同的光纤通道。

对双回线路，但仅其中一回线路有光纤通道且按上述原则采用光纤通道传送信息外，另一回线路传送信息的通道宜采用下列方式：

a) 如同杆并架双回线，两套装置均采用光纤通道传送信息，并分别使用不同的光纤芯或 PCM 终端；

b) 如非同杆并架双回线，其一套装置采用另一回线路的光纤通道，另一套装置采用其他通道，如电力线载波、微波或光纤的其他迂回通道等。

6.7.3.3 当两套装置均采用微波通道时，宜使用两条不同路由的微波通道，在不具备两条路由条件而仅有一条微波通道时，应使用不同的 PCM 终端，或其中一套装置采用电力线载波传送信息。

6.7.3.4 当两套装置均采用电力线载波通道传送信息时，应由不同的载波机、远方信号传输装置或远方跳闸装置传送信息。

6.7.4 当采用电力线载波通道传送允许式命令信号时应采用相—相耦合方式；传送闭锁信号时，可采用相—地耦合方式。

6.7.5 有条件时，传输系统安全稳定控制信息的通道可与传输保护信息的通道合用。

6.7.6 传输信息的通道设备应满足传输时间、可靠性的要求。其传输时间应符合下列要求：

a) 传输线路纵联保护信息的数字式通道传输时间应不大于 12ms；点对点的数字式通道传输时间应不大于 5ms；

b) 传输线路纵联保护信息的模拟式通道传输时间，对允许式应不大于 15ms；对采用专用信号传输设备的闭锁式应不大于 5ms；

c) 系统安全稳定控制信息的通道传输时间应根据实际控制要求确定。原则上应尽可能的快。点对点传输时，传输时间要求应与线路纵联保护相同。

6.7.7 信息传输接收装置在对侧发信信号消失后收信输出的返回时间应不大于通道传输时间。

附录 A
(规范性附录)
短路保护的最小灵敏系数

表 A.1 短路保护的最小灵敏系数

| 保护分类 | 保护类型 | 组成元件 | 灵敏系数 | 备注 | |
|---|------------------------------|------------------|---------------------------------|--|--------------------------------|
| 主保护 | 带方向和不带方向的 电流保护或电压保护 | 电流元件和电压元件 | 1.3~1.5 | 200km 以上线路, 不小于 1.3; 50~200km 线路, 不小于 1.4; 50km 以下线路, 不小于 1.5 | |
| | | 零序或负序方向元件 | 1.5 | | |
| | 距离保护 | 起 动 元 件 | 负序和零序增量或负 序分量元件、相电流 突变量元件 | 4 | 距离保护第三段动作区末端故 障, 大于 1.5 |
| | | | 电流和阻抗元件 | 1.5 | |
| | | 距离元件 | 1.3~1.5 | 线路末端短路电流应为阻抗元件 精确工作电流 1.5 倍以上。200km 以上线路, 不小于 1.3; 50~200km 线路, 不小于 1.4; 50km 以下线 路, 不小于 1.5 | |
| | 平行线路的横联差动 方向保护和电流平衡 保护 | 电流和电压起动元件 | | 2.0 | 线路两侧均未断开前, 其中一侧 保护按线路中点短路计算 |
| | | | | 1.5 | 线路一侧断开后, 另一侧保护按 对侧短路计算 |
| | | 零序方向元件 | | 2.0 | 线路两侧均未断开前, 其中一侧 保护按线路中点短路计算 |
| | | | | 1.5 | 线路一侧断开后, 另一侧保护按 对侧短路计算 |
| | 线路纵联保护 | 跳闸元件 | | 2.0 | |
| | | 对高阻接地故障的测量元 件 | | 1.5 | 个别情况下, 为 1.3 |
| | 发电机、变压器、电 动机纵差保护 | 差电流元件的启动电流 | | 1.5 | |
| 母线的完全电流差动 保护 | 差电流元件的启动电流 | | 1.5 | | |
| 母线的不完全电流差 动保护 | 差电流元件 | | 1.5 | | |
| 发电机、变压器、线 路和电动机的电流速 断保护 | 电流元件 | | 1.5 | 按保护安装处短路计算 | |
| 后备保护 | 远后备保护 | 电流、电压和阻抗元件 | 1.2 | 按相邻电力设备和线路末端短路 计算(短路电流应为阻抗元件精 确工作电流 1.5 倍以上), 可考虑 相继动作 | |
| | | 零序或负序方向元件 | 1.5 | | |
| | 近后备保护 | 电流、电压和阻抗元件 | 1.3 | 按线路末端短路计算 | |
| | | 负序或零序方向元件 | 2.0 | | |
| 辅助保护 | 电流速断保护 | | 1.2 | 按正常运行方式保护安装处短路 计算 | |
| 说明: 主保护的灵敏系数除表中注出者外, 均按被保护线路(设备)末端短路计算。 保护装置如反应故障时增长的量, 其灵敏系数为金属性短路计算值与保护整定值之比; 如反应故障时减少的量, 则为保护整定值与金属性短路计算值之比。 各种类型的保护中, 接于全电流和全电压的方向元件的灵敏系数不作规定。 本表内未包括的其他类型的保护, 其灵敏系数另作规定。 | | | | | |

附录 B
(规范性附录)
保护装置抗扰度试验要求

保护装置应能承受表 B.1 ~ B.5 的抗扰度试验，试验后仍应能满足相关设备的性能规范要求。

B.1 外壳端口抗扰度试验如表B.1

表 B.1 外壳端口抗扰度试验

| 序号 | 电磁干扰类型 | 试验规范 | 单位 | 参照标准 | |
|-----|------------------|---------|--------------|----------------|---------------|
| | | | | 国际标准 | 国家标准 |
| 1.1 | 射频电磁场 调幅 | 80-1000 | MHz | IEC 60255-22-3 | GB/T 14598.9 |
| | | 10 | V/m 非调制, rms | | |
| | | 80 | %AM(1kHz) | | |
| 1.2 | 静电放电 接触 空气 | 6 | kV (放电电压) | IEC 60255-22-2 | GB/T 14598.14 |
| | | 8 | kV (放电电压) | | |
| | | | | | |

B.2 电源端口抗扰度试验如表B.2

表 B.2 电源端口抗扰度试验

| 序号 | 电磁干扰类型 | 试验规范 | 单位 | 参照标准 | |
|-----|----------------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------|
| | | | | 国际标准 | 国家标准 |
| 2.1 | 射频场引起的传导干扰 调幅 | 0.15-80 | MHz | IEC 60255-22-6 | |
| | | 10 | V 非调制, rms | | |
| | | 150 | 电源阻抗 | | |
| | | 80 | % AM(1kHz) | | |
| 2.2 | 快速瞬变 A 级 B 级 | 5 / 50 | ns T_R / T_H | IEC 60255-22-4 | GB/T 14598.10 |
| | | 4 | kV 峰值 | | |
| | | 2.5 | kHz 重复频率 | | |
| | | 2 | kV 峰值 | | |
| | | 5 | kHz 重复频率 | | |
| 2.3 | 1MHz 脉冲群 差模 共模 | 0.1 | 1 MHz 频率 | IEC 60255-22-1 | GB/T 14598.13 |
| | | 75 | ns T_R | | |
| | | 40 | 400 Hz 重复频率 | | |
| | | 200 | 200 电源阻抗 | | |
| | | 1 | 1 kV 峰值 | | |
| | | 2.5 | 2.5 kV 峰值 | | |
| 2.4 | 浪涌 线对线 线对地 | 1.2/50(8/20) | μs T_R / T_H 电压 (电流) | IEC 60255-22-5 | |
| | | 2 | 电源阻抗 | | |
| | | 0.5、1 | kV 放电电压 | | |
| | | 0 | 耦合电阻 | | |
| | | 18 | μF 耦合电容 | | |
| | | 0.5、1、2 | kV 放电电压 | | |
| | | 10 | 耦合电阻 | | |
| 9 | μF 耦合电容 | | | | |
| 2.5 | 直流电压中断 | 100 | %降低 | IEC 60255-11 | GB 8367 |
| | | 5、10、20 | | | |
| | | 50、100、200 | ms 中断时间 | | |
| | | | | | |

B.3 通信端口抗扰度试验如表B.3

表 B.3 通信端口抗扰度试验

| 序号 | 电磁干扰类型 | 试验规范 | | 单位 | 参照标准 | |
|-----|------------------------------|--|---------------------------------|---|----------------|---------------|
| | | | | | 国际标准 | 国家标准 |
| 3.1 | 射频频场引起的传导干扰 调幅 | 0.15-80 10 150 80 | | MHz V 非调制, rms 电源阻抗 % AM(1kHz) | IEC 60255-22-6 | |
| 3.2 | 快速瞬变 A 级 B 级 | 5 / 50 2 5 1 5 | | ns T_R / T_H kV 峰值 kHz 重复频率 kV 峰值 kHz 重复频率 | IEC 60255-22-4 | GB/T 14598.10 |
| 3.3 | 1MHz 脉冲群 差模 共模 | 0.1 75 40 200 0 1 | 1 75 400 200 0 1 | MHz 频率 ns T_R Hz 重复频率 电源阻抗 kV 峰值 kV 峰值 | IEC 60255-22-1 | GB/T 14598.13 |
| 3.4 | 浪涌 线对地 | 1.2/50 8 / 20 2 0.5、1 0 0 | | μs T_R / T_H 电压 μs T_R / T_H 电流 电源阻抗 kV 放电电压 耦合电阻 μF 耦合电容 | IEC 60255-22-5 | |

B.4 输入和输出端口抗扰度试验如表B.4

表 B.4 输入和输出端口抗扰度试验

| 序号 | 电磁干扰类型 | 试验规范 | | 单位 | 参照标准 | |
|-----|------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|--|----------------|---------------|
| | | | | | 国际标准 | 国家标准 |
| 4.1 | 射频频场引起的传导干扰 调幅 | 0.15-80 10 150 80 | | MHz V 非调制, rms 电源阻抗 % AM(1kHz) | IEC 60255-22-6 | |
| 4.2 | 快速瞬变 A 级 B 级 | 5 / 50 4 2.5 2 5 | | ns T_R / T_H kV 峰值 kHz 重复频率 kV 峰值 kHz 重复频率 | IEC 60255-22-4 | GB/T 14598.10 |
| 4.3 | 1MHz 脉冲群 差模 共模 | 0.1 75 40 200 1 2.5 | 1 75 400 200 1 2.5 | MHz 频率 ns T_R Hz 重复频率 电源阻抗 kV 峰值 kV 峰值 | IEC 60255-22-1 | GB/T 14598.13 |

| 序号 | 电磁干扰类型 | 试验规范 | 单位 | 参照标准 | |
|-----|--------|--------------|-------------------------------|----------------|------|
| | | | | 国际标准 | 国家标准 |
| 4.4 | 浪涌 | 1.2/50(8/20) | μs T_R / T_H 电压 (电流) | IEC 60255-22-5 | |
| | | | 2 电源阻抗 | | |
| | | | 0.5、1 kV 放电电压 | | |
| | | | 40 耦合电阻 | | |
| | | | 0.5 μF 耦合电容 | | |
| | | | 0.5、1、2 kV 放电电压 | | |
| 4.5 | 工频干扰 | 150 | V rms | IEC 60255-22-7 | |
| | | | 100 耦合电阻 | | |
| | | | 0.1 μF 耦合电容 | | |
| | | | A 级 差模 | | |
| | | | A 级 共模 | | |
| | | | 300 V rms | | |
| 4.5 | 工频干扰 | 220 | 耦合电阻 | IEC 60255-22-7 | |
| | | | 0.47 μF 耦合电容 | | |
| | | | B 级 差模 | | |
| | | | B 级 共模 | | |
| | | | 100 V rms | | |
| | | | 100 耦合电阻 | | |
| 4.5 | 工频干扰 | 0.047 | μF 耦合电容 | IEC 60255-22-7 | |
| | | | 300 V rms | | |
| | | | 220 耦合电阻 | | |
| | | | 0.47 μF 耦合电容 | | |
| | | | 300 V rms | | |
| | | | 220 耦合电阻 | | |
| 4.5 | 工频干扰 | 0.47 | μF 耦合电容 | IEC 60255-22-7 | |
| | | | 300 V rms | | |
| | | | 220 耦合电阻 | | |
| | | | 0.47 μF 耦合电容 | | |
| | | | 300 V rms | | |
| | | | 220 耦合电阻 | | |

B.5 功能接地端口抗扰度试验如表B.5

表 B.5 功能接地端口抗扰度试验

| 序号 | 电磁干扰类型 | 试验规范 | 单位 | 参照标准 | |
|------------|------------|---------|----------------|----------------|---------------|
| | | | | 国际标准 | 国家标准 |
| 5.1 | 射频场引起的传导干扰 | 0.15-80 | MHz | IEC 60255-22-6 | |
| | | | 10 V 非调制, rms | | |
| | | | 150 电源阻抗 | | |
| | | | 80 % AM(1kHz) | | |
| 5.2 | 快速瞬变 | 5 / 50 | ns T_R / T_H | IEC 60255-22-4 | GB/T 14598.10 |
| | | | A 级 | | |
| | | | 4 kV 峰值 | | |
| | | | 2.5 kHz 重复频率 | | |
| | | | B 级 | | |
| | | | 2 kV 峰值 | | |
| 5 kHz 重复频率 | | | | | |