

中华人民共和国国家标准

GB

P

GB/T50062-20XX

替代 GB/T50062-2008

电力装置继电保护和自动装置  
设计规范

Code for Designing of relaying protection and automatic device  
of electric power installations

(征求意见稿)

200X—XX—XX 发布

200X—XX—XX 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部  
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

# 电力装置继电保护和自动装置

## 设计规范

code for Design of relaying protection and  
automatic device of electric power installations

GB/T50062-20XX

主编部门： 中国电力企业联合会

批准部门： 中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期： 20XX年XX月XX日

中国计划出版社

20XX年 北京

## 前 言

根据《关于转发 2014 年工程建设国家标准制（修）订计划（电力部分）的通知》（中国电力企业联合会部门文件 标准 [2013] 9 号）的要求，由中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司对原国家标准《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB50062-2008 进行修订。

本规范共分 17 章，主要内容包括：总则、一般规定、发电机保护、电力变压器保护、电力线路保护、母线保护、故障录波、无功补偿装置保护、限流电抗器保护、电动机保护、高压变频器保护、自动重合闸、备用电源的自动投入装置、自动低频低压减负荷装置、同步并列、自动调节励磁及自动灭磁和二次回路。

本次修订的主要内容如下：

- 扩大了规范的适用范围：发电机容量改为 60MW 及以下、电力变压器改为 75MVA 及以下；
- 增加了故障录波，静止无功补偿装置，限流电抗器保护，高压变频器保护章节；
- 增加了风电，光伏等新能源的相关内容；
- 增加了光缆和接口及通讯规约内容；
- 增加了智能变电站的相关内容；

本规范由建设部负责管理，由中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司负责具体技术内容的解释。本规范在执行过程中，请各单位结合工程实践，认真总结经验，如发现需要修改或补充之处，请将意见和建议寄交中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司（地址：吉林省长春市人民大街 4368 号，邮政编码 130021），以供修订时参考。

本规范主编单位和主要起草人：

主编单位：中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司

主要起草人：

---

## 目 次

- 1 总则
- 2 一般规定
- 3 发电机保护
- 4 电力变压器保护
- 5 电力线路保护
  - 5.1 3~66kV 电力线路保护
  - 5.2 110kV 电力线路保护
- 6 母线保护
- 7 故障录波
- 8 无功补偿装置保护
  - 8.1 电力电容器保护
  - 8.2 并联电抗器保护
  - 8.3 静止无功补偿装置保护
- 9 限流电抗器保护
- 10 3 kV 及以上电动机保护
- 11 高压变频器保护
- 12 自动重合闸
- 13 备用电源的自动投入装置
- 14 自动低频低压减负荷装置
- 15 同步并列
- 16 自动调节励磁及自动灭磁
  - 16.1 自动调节励磁
  - 16.2 自动灭磁
- 17 对相关回路及设备的要求
  - 17.1 二次回路
  - 17.2 电流互感器和电压互感器
  - 17.3 直流电源
  - 17.4 电缆和光缆
  - 17.5 接口及通信规约
  - 17.6 接地和抗干扰措施
- 附录 A 继电保护的最小灵敏系数

---

## Contents

1	General provisions
2	General provisions
3	Generator protection
4	Power transformer protection
5	Power line protection
5.1	3~66kV power line protection
5.2	110kV power line protection
6	Bus bar protection
7	Fault record
8	Protection of reactive power compensation device
8.1	Power capacitor protection
8.2	Shunt reactor protection
8.3	Static reactive power compensation device protection
9	Current-limiting reactor protection
10	Motor protection
11	High-voltage inverter protection
12	Auto reclosing
13	Automatic transfer switching device of standby power
14	Load down device of auto low frequency and voltage
15	Synchronization concatenation
16	Auto regulated excitation and auto cut-off excitation
16.1	Auto regulated excitation
16.2	Auto cut-off excitation
17	Requirement on related circuit and equipment
17.1	Secondary circuit
17.2	Current transformer and voltage transformer
17.3	DC power
17.4	Cable and optical fiber cable
17.5	Interface and communication protocol
17.6	Grounding and anti-interference measures
Appendix A Minimum sensitive coefficient of <b>relaying protection</b>	

---

## 1. 总则

1.0.1 为在电力装置的继电保护和自动装置设计中,贯彻执行国家的技术经济政策,做到安全可靠、技术先进、经济合理,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于 3~110kV 电力线路和设备、单机容量为 60MW 及以下发电机、75MVA 及以下电力变压器等电力装置的继电保护和自动装置的设计。

1.0.3 电力装置的继电保护和自动装置的设计,除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准、规范的规定。

---

## 2. 一般规定

2.0.1 电力设备和线路应装设反应短路故障和异常运行的继电保护和自动装置。继电保护和自动装置应能及时反应设备和线路的故障和异常运行状态，并应尽快切除故障和恢复供电。

2.0.2 电力设备和线路应有主保护、后备保护和异常运行保护，必要时可增设辅助保护。

2.0.3 继电保护和自动装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求，并应符合下列规定：

1 对相邻设备和线路有配合要求时，上下两级之间的灵敏系数和动作时间应相互配合；

2 当被保护设备和线路在保护范围内发生故障时，应具有必要的灵敏系数；

3 保护装置应能尽快地切除短路故障。当需要加速切除短路故障时，可允许保护装置无选择性地动作，但应利用自动重合闸或备用电源的自动投入装置缩小停电范围。

2.0.4 保护装置的灵敏系数，应根据不利正常运行方式和不利故障类型进行计算。必要时，应计及短路电流衰减的影响。各类短路保护的最小灵敏系数，应满足附录 A 的要求。

2.0.5 数字式继电保护和自动装置应满足下列要求：

1 装置应具有自动在线检测、闭锁和装置异常或故障报警功能；

2 装置应具有方便的投入和退出功能。

3 装置在保护动作、告警等事件时，应有对应的事件记录，以便于运行人员处理和分析。

4 装置的开关量输入和输出当采用硬接点时应符合 DL/T 478—2013 的 4.5.1 及 4.5.2 要求。

2.0.5 智能变电站单间隔保护装置宜直接采样、直接跳闸。对于涉及多间隔的保护（如母线保护）可采用网络跳闸方式，相关设备应满足可靠性和速动性的要求。

2.0.5 智能变电站保护装置宜采用集成装置，集成测控、计量等功能。

2.0.6 智能变电站备自投、自动低频低压减负荷装置等功能宜由变电站自动化系统实现，采用网络采样、网络跳闸方式。

---

### 3. 发电机保护

3.0.1 电压在 3kV 及以上，容量在 50MW 及以下的发电机，对下列故障及异常运行方式应装设相应的保护装置：

- 1 定子绕组相间短路；
- 2 定子绕组接地；
- 3 定子绕组匝间短路；
- 4 发电机外部短路；
- 5 定子绕组过负荷；
- 6 定子绕组过电压；
- 7 转子表层（负序）过负荷；
- 8 励磁回路接地；
- 9 励磁电流异常下降或消失；
- 10 逆功率。
11. 其他故障和异常运行。

3.0.2 保护装置出口动作可分为下列方式：

- 1 停机：断开发电机（或发电机变压器）断路器、灭磁。对汽轮发电机，关闭主汽门；对水轮发电机，关闭导水叶；
- 2 解列灭磁：断开发电机（或发电机变压器）断路器、灭磁，汽（水）轮机甩负荷；
- 3 解列：断开发电机（或发电机变压器）断路器；
- 4 缩小故障影响范围（如断开母联或分段断路器）；
- 5 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，首先将导水叶关到空载位置，再跳开发电机断路器并灭磁。
- 6 切换厂用电：由厂用工作电源供电切换到备用电源供电。
- 7 信号：发出声光信号。

3.0.3 对发电机定子绕组及引出线的相间短路故障，应装设相应的保护装置作为发电机的主保护。保护装置应动作于停机，并应符合下列规定：

1 1MW 及以下单独运行的发电机，如中性点侧有引出线，应在中性点侧装设过电流保护；如中性点侧无引出线，应在发电机端装设低电压保护；

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。当电流速断保护灵敏性不符合要求时，可装设纵联差动保护；对中性点侧没有引出线的发电机，可装设低电压闭锁过流保护；

3 对 1MW 以上的发电机，应装设纵联差动保护。对发电机变压器组，当发电机与变压器之间有断路器时，发电机与变压器应单独装设纵联差动保护；当发电机与变压器之间没有断路器时，可装设发电机变压器组共用的纵联差动保护。

#### 3.0.4 发电机定子接地保护应符合下列规定：

1 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值应采用制造厂的规定值。如无制造厂规定值，可按表 3.0.4 执行；

表 3.0.4 发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

发电机额定电压 (KV)	发电机额定容量 (MW )		接地电流允许值 (A)
6.3	≤50		4
10.5	汽轮发电机	50	3
	水轮发电机	10~50	
13.8	水轮发电机	40~50	2 <sup>注</sup>

注：对额定电压为 13.8KV 的氢冷发电机，发电机定子绕组单相接地故障电流允许值应为 2.5。

2 对直接接于母线的发电机，当定子绕组单相接地故障电流（不计消弧线圈的补偿作用）大于允许值时，应装设有选择性的接地保护装置，其出口应动作于信号。但当消弧线圈退出运行或其他原因导致上述故障电流大于允许值时，应动作于停机。

保护装置应接于机端的零序电流互感器。其整定值应躲过不平衡电流和外部单相接地时发电机稳态电容电流，并宜设置外部短路闭锁装置。未装设接地保护时，应在发电机电压母线上装设接地监视装置，其出口应动作于信号。保护装置或接地监视装置应能监视发电机零序电压值；

3 发电机变压器组应装设保护区不小于 90%的定子接地保护。保护装置应带时限动作于信号，也可根据系统情况和发电机绝缘状态作用于停机。保护装置应能监视发电机零序电压值。

#### 3.0.5 发电机的定子匝间短路保护应符合下列规定：

1 对定子绕组星型接线，每相有并联分支，且中性点有分支引出端子的发电机，应装设零序电流型横差保护或裂相横差保护。

横差保护或裂相横差保护应瞬时动作于停机。在汽轮发电机励磁回路一点接地后，可切换为带短时限动作于停机；

2 对 50MW 的发电机，当定子绕组为星型接线，中性点只有三个引出端子时，也可装设匝间短路保护。匝间短路保护应瞬时动作于停机。

#### 3.0.6 对发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备，其装设的保护应符合下列规定：

1 对 1MW 及以下且与其它发电机或与电力系统并列运行的发电机，应装设过电流保护。保护装置宜配置在发电机的中性点侧，动作电流应按躲过最大负荷电流整定；对中性点没有引出线的发电机，保护装置应配置在发电机端；

2 对 1MW 以上的发电机，宜装设低压起动或复合电压起动的过电流保护。电流元件的动作电流，可取发电机额定值的 1.3~1.4 倍；低电压元件接线电压的动作电压，汽轮发电机可取额定电压值的

---

0.6 倍,水轮发电机可取额定电压值的 0.7 倍。负序电压元件的动作电压,可取额定电压值的 0.06~0.12 倍;

3 对 50MW 的发电机,可装设负序过电流保护和低压起动过电流保护。负序电流元件的动作电流可取发电机额定电流值的 0.5~0.6 倍;电流元件的动作电流和低压元件的动作电压可按本条第 2 款规定取值;

4 对发电机变压器组,当发电机与变压器之间没有断路器时,应利用发电机反应外部短路的保护作为后备保护,在变压器低压侧不应另设保护装置;当发电机与变压器之间有断路器时,变压器的后备保护可按本规范第 4.0.5 条执行,低压侧还应装设接地保护。在厂用分支线上应装设单独的保护装置;

5 对自并励发电机,宜采用带电流保持的低电压过流保护;

6 发电机后备保护宜带有二段时限。

3.0.7 对发电机定子绕组过负荷,应装设过负荷保护。保护宜带时限动作于信号。

3.0.8 对水轮发电机定子绕组的过电压,应装设过电压保护。动作电压可取额定电压的 1.3~1.5 倍,动作时限可取 0.5 s。过电压保护宜动作于解列灭磁。

3.0.9 对不对称负荷、非全相运行以及不对称短路引起的转子表层过负荷,且容量为 50MW、A 值(转子表层承受负序电流能力的常熟)大于 10 的发电机,应装设定时限负序过负荷保护。保护装置的动作电流应按发电机长期允许的负序电流和躲过最大负荷下负序电流滤过器的不平衡电流值整定,并应延时动作于信号。

3.0.10 对发电机励磁回路接地故障,应装设接地保护或接地检测装置,并应符合下列规定:

1 1MW 及以下的水轮发电机,对一点接地故障,宜装设定期检测装置;1MW 以上的水轮发电机,应装设一点接地保护装置,并应延时动作于信号,有条件时也可动作于停机;

2 对汽轮发电机一点接地故障,应装设接地检测装置。装置可设二段定值。装置宜采用连续检测。

3.0.11 对励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障,应装设失磁保护,并应符合下列规定:

1 不允许失磁运行的发电机或失磁对系统有重大影响的发电机,应装设专用的失磁保护;

2 汽轮发电机的失磁保护宜瞬时动作于信号。失磁后发电机电压低于允许值时,宜带时限动作于解列;

3 水轮发电机的失磁保护宜带时限动作于解列。

3.0.12 燃汽轮发电机应装设逆功率保护。保护宜带时限动作于信号,并应延时动作于解列。

3.0.13 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。

3.0.14 柴油机应装设下列保护:

1 电流速断保护,用于保护 1000kW 及以下发电机绕组内部及引出线上的相间短路故障,作为主保护。保护动作于发电机出口断路器跳闸并灭磁。

当电流速断保护灵敏度不符合要求时,可装设纵联差动保护。当电流速断保护灵敏度不符合要

求时，可装设纵联差动保护。

2 纵联差动保护，对 1000kW 以上或 1000kW 以下电流速断保护灵敏度不够的发电机，应装设纵联差动保护作为主保护。保护动作于发电机出口断路器跳闸并灭磁。

3 过电流保护，作为电流速断保护或纵联差动保护的后备保护。保护带时限动作于发电机出口断路器跳闸并灭磁。过电流保护应具有反时限特性。

保护装置宜装设在发电机中性点的分相引出线上。当发电机中性点无分相引出线时，保护装置可装设在发电机出口处，对于单独运行的发电机，宜在发电机出口处加装低电压保护。

当发电机供电给 2 个分段时，每个分支回路应分别装设过电流保护，带时限动作于分支断路器跳闸。

4 单相接地保护应满足以下要求：

(1) 当发电机中性点为直接接地系统时，为保护单相接地短路故障，可将相间短路保护改为取三相电流的形式，保护动作于跳闸；

(2) 当发电机中性点为不接地或经高电阻接地时，应装设接地故障检测装置。

3.0.15 光伏电站应配置以下保护：

1. 光伏阵列应配置的保护功能：光伏阵列应配置过流保护并具备接地检测功能。

2. 汇流箱应配置的保护功能：汇流箱的输入回路应具有防逆流及过流保护，对于多级汇流光伏发电系统，如果前级已有防逆流保护，则后级可不做防逆流保护。

3. 并网逆变器的保护功能：

(1) 防孤岛效应保护：

并网逆变器应具有可靠而完备的孤岛保护功能。并网逆变器防孤岛功能应同时具备主动与被动两种孤岛检测方案。如果孤岛效应发生，逆变器应与电网断开，同时发出报警信号。

(2) 电网过/欠电压保护：逆变器对电网电压进行持续检测，当检测到电网电压超出规定的电压允许值范围时，逆变器断开交流断路器；如果电网电压在低电压穿越允许范围(20%)内的跌落，低电压穿越功能动作，同时逆变器报警运行，在低电压穿越允许时间内，电网电压没有恢复，则逆变器断开交流断路器，停止向电网供电。欠压保护中应包含并网逆变器输出缺相保护。

(3) 电网过/欠频率保护：在并网逆变器的交流输出侧，并网逆变器应能够准确判断供电电网的过/欠频等异常状态，断开交流侧断路器。

(4) 电网失电保护：当电网断电时，逆变器的采样电路会检测到电网幅值及频率异常，断开交流侧断路器。

(5) 防反放电保护：当并网逆变器直流侧电压低于允许工作范围或逆变器处于关机状态时，并网逆变器应无反向电流流过。

(6) 极性反接保护：当光伏方阵的极性反接时，并网逆变器应能可靠保护而不会损坏。极性正接后，并网逆变器应能正常工作。

(7) 供电电网相序保护：并网逆变器必须具备电网相序检测功能，当连接到逆变器的电网电压

---

是负序电压时，逆变器必须停机并报警或通过逆变器内部调整向电网注入正序正弦波电流。

(8) 内部短路保护：当并网逆变器内部发生短路时（如 IGBT 直通、直流母线短路等），逆变器内的电子电路、保护熔断器和输出断路器应快速、可靠动作，任何情况下都不能因逆变器内部短路原因导致电网高压侧的过流保护装置动作。

(9) 直流过电流保护：并网逆变器直流输入侧设置过电流保护，动作于断开交流断路器和直流断路器。

(10) 直流过电压保护：并网逆变器直流输入侧设置过电压保护，动作于断开交流断路器和直流断路器。

(11) 输出过电流保护：并网逆变器的交流输出应设置过流保护。当检测到电网侧发生短路时，并网逆变器应停止向电网供电，同时发出警示信号。故障排除后，并网逆变器应能正常工作。

(12) 接触电流保护：任何情况下，逆变器的接触电流均不能大于 10mA。

(13) 漏电流保护：逆变器的最大对地漏电流有效值（含直流）不应超过 1A。

(14) 过温保护：机器程序内部会设置一个过温保护点，当温度传感器检测到的散热器温度达到过温保护点，控制程序会脱掉交流接触器，使机器与电网脱离。

(15) 逆变器本身应具备接地检测功能。

#### 4. 涉网保护功能：

(1) 过载与短路保护：光伏电站需具备一定的过载（过电流）能力，在 120% 倍额定电流以下，光伏电站连续可靠工作时间应不小于 1 分钟；在 120%~150% 额定电流内，光伏电站连续可靠工作时间应不小于 10 秒。光伏系统对电网应设置短路保护，当电网短路时，逆变器的过电流应不大于额定电流的 150%，并在 0.1S 以内将光伏系统与电网断开。

(2) 防孤岛效应保护：当光伏电站监测到孤岛时，必须在规定的时限内将该光伏电站与电网断开，防止出现孤岛效应。对于非计划性孤岛，防孤岛效应保护应保证在孤岛发生到并网开关跳开（将光伏电站与电网断开）时间不得大于 2 秒。

光伏电站的防孤岛保护必须同时具备主动式和被动式两种，应设置至少各一种主动和被动防孤岛保护。

在并网线路同时接有其它用电负荷情况下，光伏电站防孤岛效应保护动作时间应小于电网侧线路保护重合闸时间。

(3) 逆功率保护：当光伏电站设计为不可逆并网方式时，应配置逆向功率保护设备，当检测到逆向电流超过光伏电站额定输出的 5% 时，逆向功率保护应在 0.5-2 秒内将光伏电站与电网断开。

(4) 过/欠电压保护：当电网接口处三相电压电压偏差超出  $\pm 7\%$ ，单相电压超出  $+7\%$ ， $-10\%$  时，光伏系统应停止向电网送电。

(5) 过/欠频率保护：当电网接口处频率超出  $\pm 0.5\text{HZ}$  时，过/欠频率保护应在 0.2S 内动作，将光伏系统与电网断开。

---

## 4. 电力变压器保护

4.0.1 电压为 3~110kV，容量为 75MVA 及以下的电力变压器，对下列故障及异常运行方式，应装设相应的保护装置：

- 1 绕组及其引出线的相间短路和在中性点直接接地或经小电阻接地侧的单相接地短路；
- 2 绕组的匝间短路；
- 3 外部相间短路引起的过电流；
- 4 中性点直接接地或经小电阻接地的电力网中外部接地短路引起的过电流及中性点过电压；
- 5 中性点非有效接地侧的单相接地故障；
- 6 过负荷；
- 7 变压器油温过高、绕组温度过高、油箱压力过高、油位异常、产生瓦斯或冷却系统故障。

4.0.2 容量为 800kVA 及以上的油浸式变压器，以及有载调压变压器的充油调压开关均应装设瓦斯保护，当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时，应瞬时动作于信号；当产生大量瓦斯时，应动作于断开变压器各侧断路器。

应采取措施，防止因瓦斯继电器引线故障、震动等引起瓦斯保护误动作。

当变压器安装处电源侧无断路器时，保护动作后应给出报警信号，并发出远跳命令用于断开电源线路对侧断路器。

4.0.3 对变压器引出线、套管及内部的短路故障，应装设下列保护作为主保护，且应瞬时动作于断开变压器的各侧断路器，并应符合下列规定：

- 1 容量为 10MVA 以下的变压器，应装设电流速断保护；
- 2 容量为 10MVA 及以上的变压器，或对于 2MVA 及以上的变压器，电流速断保护灵敏度不符合要求时，应装设纵联差动保护；
- 3 对于重要变压器，可装设纵联差动保护。

4.0.4 变压器的纵联差动保护应符合下列要求：

- 1 应能躲过励磁涌流和外部短路产生的不平衡电流；
- 2 应具有电流回路断线的判别功能，电流回路断线允许差动保护动作跳闸；

3 差动保护范围应包括变压器套管及其引出线，如不能包括引出线时，应采取快速切除故障的辅助措施。但在 63kV 或 110kV 电压等级的终端变电站和分支变电站，以及具有旁路母线的变电站在变压器断路器退出运行，由旁路断路器代替时，纵联差动保护可短时利用变压器套管内的电流互感器，此时套管和引线故障可由后备保护动作切除；如电网安全稳定运行有要求时，应将纵联差动保护切至旁路断路器的电流互感器。

4.0.5 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，并应带时限动作于

---

断开相应的断路器，同时应符合下列规定：：

1 降压变压器，宜采用过电流保护；

2 升压变压器、系统联络变压器和过电流保护不符合灵敏性要求的降压变压器，宜采用复合电压（负序电压和线间电压）起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）。

4.0.6 对降压变压器、升压变压器和系统联络变压器，根据变压器各绕组所连接的系统和电源情况的不同，应装设不同的相间短路后备保护：

1 单侧电源的双绕组变压器和三绕组变压器，相间短路后备保护宜装于各侧；非电源侧保护可带两段或三段时限；电源侧保护可带一段时限；

2 两侧有电源的双绕组变压器、两侧或三侧有电源的三绕组变压器，相间短路应根据选择性的要求装设方向元件，方向宜指向本侧母线，但断开变压器各侧断路器的后备保护不应带方向；

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

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，应在低压侧配置相间短路后备保护。

4.0.7 三绕组变压器的外部相间短路后备保护，可按下列原则进行简化：

1 除主电源侧外，其它各侧相间短路后备保护可仅作本侧相邻电力设备和线路的后备保护；

2 作为本侧相邻电力设备和线路保护的后备时，相间短路后备保护的灵敏系数可适当降低；但对本侧母线上的短路故障，其灵敏系数应符合要求。

4.0.8 中性点直接接地的 110kV 电力网中，降压变压器、升压变压器和系统联络变压器，对外部单相接地引起的过电流，应装设零序电流保护，并应符合下列规定：

1 零序电流保护可由两段组成，其动作电流与相关线路零序过电流保护相配合，每段应各带两个时限，并均应以较短的时限动作于缩小故障影响范围，或动作于断开本侧断路器，同时应以较长的时限动作于断开变压器各侧断路器；

2 双绕组及三绕组变压器的零序电流保护应接到中性点引出线上的电流互感器上。

4.0.9 110kV 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，对外部单相接地引起的过电流，以及对因失去中性点接地引起的电压升高，应装设后备保护，并应符合下列规定：

1 全绝缘变压器：按本规范第 4.0.8 条装设零序电流保护，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，零序过电压保护动作，经 0.3~0.5s 时限断开变压器各侧断路器；

2 分级绝缘变压器：应在变压器中性点装设放电间隙。应装设用于中性点直接接地和经放电间隙接地的两套零序过电流保护，并应增设零序过电压保护。用于中性点直接接地运行的变压器应按本规范第 4.0.8 条装设零序电流保护；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，且发生单相接地故障时，此零序电流电压保护动作，经 0.3~0.5s 时限断开变压器各侧断路器。

4.0.10 当变压器低压侧中性点经小电阻接地时，低压侧应配置三相式过电流保护，同时应在变压器低压侧装设零序过电流保护，保护应设置两个时限。零序过电流保护宜接在变压器低压侧中性点回路的零序电流互感器上。

4.0.11 专用接地变压器应按本规范第 4.0.3 条配置主保护，按 4.0.5 条配置相间后备保护，对低电阻接地系统的接地变压器，还应配置零序过流保护。

4.0.12 当变压器中性点经消弧线圈接地时，应装设变压器零序过电流或过电压保护，保护动作于信号。当消弧线圈退出运行或由于其它原因使残余电流大于允许值时，保护应带时限动作于跳闸。

4.0.13 对于高电阻接地系统或不接地系统，应装设接地故障检测装置，并能提供接地故障告警信号。

4.0.14 容量在 0.4MVA 及以上、绕组为星形—星形接线，且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选择下列保护方式，保护装置应带时限动作于跳闸：

- 1 装设变压器低压侧中性点零序过电流保护；
- 2 灵敏度满足要求时，可以利用高压侧的相间过电流保护，保护装置宜采用三相式接线方式。

4.0.15 容量在 0.4MVA 及以上并列运行的变压器或作为其它负荷备用电源的单独运行的变压器，应装设过负荷保护。对多绕组变压器，保护装置应能反应变压器各侧的过负荷。过负荷保护应带时限动作于信号。

在无经常值班人员的变电站，过负荷保护可动作于跳闸或断开部分负荷。

4.0.16 对变压器油温度过高、绕组温度过高、油面过低、油箱内压力过高、产生瓦斯和冷却系统故障，应装设可作用于信号或动作于跳闸的装置。

4.0.17 风电场和光伏电站的就地升压变压器的高压侧，可以装设熔断器作为变压器的保护设备。

---

## 5. 电力线路保护

### 5.1 3~66kV电力线路保护

5.1.1 3~66kV 线路的下列故障或异常运行，应装设相应的保护：

- 1 相间短路；
- 2 单相接地；
- 3 过负荷。

5.1.2 3~10kV 线路相间短路保护，应按下列原则配置：

1 中性点有效接地电力网络的电流保护应接于三相电流互感器上。中性点非有效接地电力网络的电流保护应接于两相电流互感器上，同一网络的电流保护均应装设在相同的两相电流互感器上；2 后备保护应采用远后备方式。

3 下列情况应快速切除故障：

- 1) 当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% 时。
- 2) 线路导线截面过小，线路的热稳定不允许带时限切除短路时。

4 当过电流保护的时限不大于 0.5~0.7s 时，且无本条第 3 款所列的情况，或无配合上的要求时，可不装设瞬动的电流速断保护。

5.1.3 3~10kV 线路相间短路，应按下列规定装设保护：

1 对单侧电源线路可装设两段电流保护，第一段应为不带时限的电流速断保护，第二段应为带时限的电流速断保护。两段保护均可采用定时限或反时限特性的继电器。对单侧电源带电抗器的线路，当其断路器不能切断电抗器前的短路时，不应装设电流速断保护，此时，应由母线保护或其它保护切除电抗器前的故障。

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。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。保护装置应仅在线路的电源侧装设。

必要时可装设光纤电流差动保护做为主保护，带时限的过电流保护作后备保护。

2 对双侧电源线路，可装设带方向或不带方向的电流速断和过电流保护。当采用带方向或不带方向的电流速断和过电流保护不能满足选择性、灵敏性或速动性的要求时，应采用光纤纵差保护作主保护，并应装设带方向或不带方向的电流保护作后备保护。

3 对并列运行的平行线路，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过电流保护作后备保护。

4 环形网络的线路，当线路以环形方式运行时，为简化保护，可采用故障时将环形网自动解列

---

而后恢复方法，对于不宜解列线路，可参照双侧电源线路保护配置规定。

5 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。

1 中性点非有效接地线路，母线侧应装设反应零序电压的单相接地监视，动作于信号。有条件安装零序电流互感器的线路，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。

2 中性点有效接地或经低电阻接地线路，零序电流保护应设二段，第一段应为零序电流速断保护，时限宜与相间速断保护相同；第二段应为零序过电流保护，时限宜与相间过电流保护相同。当零序电流速断保护不能满足选择性要求时，也可配置两段式零序过电流保护。零序电流可取自三相电流互感器组成的零序电流过滤器，也可取自加装的独立零序电流互感器，应根据接地电阻阻值、接地电流和整定值大小确定。

5.1.5 35~66kV 线路相间短路，应按下列规定装设保护：

- 1 电流保护装置应接于两相电流互感器上，同一网络的保护装置应装在相同的两相上；
- 2 后备保护应采用远后备方式；
- 3 下列情况应快速切除故障：
  - 1) 当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% 时。
  - 2) 线路导线截面过小，线路的热稳定不允许带时限切除短路时。
  - 3) 切除故障时间长，可能导致高压电网产生电力系统稳定问题时。
  - 4) 为保证供电质量需要时。

5.1.6 35~66kV 线路相间短路保护，应按下列原则配置：

1 对单侧电源线路可采用一段或两段电流速断或过电流闭锁电压速断保护作主保护，并应以带时限的过电流保护作后备保护。

当线路发生短路时，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% 时，应快速切除故障；

2 对双侧电源线路，可装设带方向或不带方向的电流电压保护。

当采用电流电压保护不能满足选择性、灵敏性或速动性的要求时，可采用距离保护或光纤纵差保护装置作主保护，应装设带方向或不带方向的电流电压保护作后备保护；

3 对并列运行的平行线路，当必须并列运行时，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主保护，以阶段式距离保护作后备保护。

b) 装设有相继动作功能的阶段式距离保护作主保护和后备保护。

5.1.7 35~66kV 线路单相接地短路，应按下列规定装设保护：

1 中性点非有效接地线路，母线侧应装设反应零序电压的单相接地监视，动作于信号。有条件安装零序电流互感器的线路，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。

---

2 中性点有效接地或经低电阻接地线路，零序电流保护应设二段，第一段应为零序电流速断保护，时限宜与相间速断保护相同；第二段应为零序过电流保护，时限宜与相间过电流保护相同。当零序电流速断保护不能满足选择性要求时，也可配置两段式零序过电流保护。零序电流可取自三相电流互感器组成的零序电流滤过器，也可取自加装的独立零序电流互感器，应根据接地电阻阻值、接地电流和整定值大小确定。

5.1.8 电缆线路或电缆架空混合线路，应装设过负荷保护。保护装置宜带时限动作于信号；当危及设备安全时，可动作于跳闸。

5.1.9 风电场、光伏电站送出线路应按双侧电源线路装设保护。

## 5.2 110kV电力线路保护

5.2.1 110kV 线路的下列故障，应装设相应的保护装置：

- 1 单相接地短路；
- 2 相间短路；
- 3 过负荷。

5.2.2 110kV 线路后备保护配置宜采用远后备方式。

5.2.3 接地短路，应装设相应的保护装置，并应符合下列规定：

- 1 宜装设带方向或不带方向的阶段式零序电流保护；
- 2 对零序电流保护不能满足要求的线路，可装设接地距离保护，并应装设一段或二段零序电流保护作后备保护。

5.2.4 相间短路，应装设相应的保护装置，并应符合下列规定：

- 1 单侧电源线路，应装设三相多段式电流或电流电压保护，当不能满足要求时，可装设相间距离保护；
- 2 双侧电源线路，应装设阶段式相间距离保护。

5.2.5 下列情况，应装设全线速动保护：

- 1 系统安全稳定有要求时；
- 2 线路发生三相短路，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%，且其它保护不能无时限和有选择性地切除短路时；
- 3 当线路采用全线速动保护，不仅改善本线路保护性能，且能改善电网保护性能时。

5.2.6 并列运行的平行线路，可装设相间横联差动及零序横联差动保护作主保护。后备保护可按和电流方式连接。

5.2.7 对于用于电气化铁路的两相式供电线路，应装设相间距离保护作主保护，接于和电流的过电流保护或相电流保护应作后备保护。

5.2.8 电缆线路或电缆架空混合线路应装设过负荷保护。保护装置宜动作于信号。当危及设备安全

---

时，可动作于跳闸。

5.2.9 风电场、光伏电站 110kV 专用送出线路宜装设光纤纵差保护。

---

## 6. 母线保护

6.0.1 发电厂和主要变电所的 3~10kV 母线及并列运行的双母线，宜由发电机和变压器的后备保护实现对母线的保护，下列情况应装置专用母线保护：

1 需快速且选择性地切除一段或一组母线上的故障，保证发电厂及电力系统安全运行和重要负荷的可靠供电时；

2 当线路断路器不允许切除线路电抗器前的短路时。

6.0.2 发电厂和变电所的 35~110kV 母线，下列情况应装置专用母线保护：

1 110kV 双母线；

2 110kV 单母线、重要的发电厂和变电所 35~66kV 母线，根据系统稳定或为保证重要用户最低允许电压要求，需快速切除母线上的故障时。

6.0.3 专用母线保护，应符合下列要求：

1 双母线的母线保护宜先跳开母联及分段断路器；

2 应具有简单可靠的闭锁装置或采用两个以上元件同时动作作为判别条件；

3 对于母线差动保护应采取减少外部短路产生的不平衡电流影响的措施，并应装设电流回路断线闭锁装置。当交流电流回路断线时，应闭锁母线保护，并应发告警信号；

4 在一组母线或某一段母线充电合闸时，应能快速且有选择性地断开有故障的母线；

5 双母线情况下母线保护动作时，应闭锁平行双回线路的横联差动保护。

6.0.4 3~10kV 分段母线宜采用不完全电流差动保护，保护装置应接入有电源支路的电流。保护装置应由两段组成，第一段可采用无时限或带时限的电流速断，当灵敏系数不符合要求时，可采用电压闭锁电流速断；第二段可采用过电流保护。当灵敏系数不符合要求时，可将一部分负荷较大的配电线路接入差动回路。

6.0.5 旁路断路器和兼作旁路的母联或分段断路器上，应装设可代替线路保护的保护装置。在专用母联或分段断路器上，可装设相电流或零序电流保护。

---

## 7. 故障录波

- 7.0.1 110kV 电压等级发电厂和变电站应装设专用故障录波装置。机组、变压器故障录波装置与系统故障录波装置可合用。
- 7.0.2 110kV 以下电压等级发电厂和变电站可根据需要装设专用故障录波装置或采用保护装置自带的分散录波功能。
- 7.0.3 专用故障录波装置可单独使用一个保护级电流互感器二次绕组,也可与保护装置共用一个保护级电流互感器二次绕组。
- 7.0.4 当发电厂或变电站内有多台故障录波装置时,故障录波装置宜统一组网后送至调度端。
- 7.0.5 智能站故障录波装置应通过网络方式接收 SV 报文和 GOOSE 报文实现录波信息的采集。
- 7.0.6 专用故障录波装置应符合《电力系统动态记录装置通用技术条件》DL/T 553 的相关规定。

---

## 8. 无功补偿装置保护

### 8.1 电力电容器保护

8.1.1 3kV 及以上的并联补偿电容器组的下列故障及异常运行状态，应装设相应的保护：

- 1 电容器内部故障及其引出线短路；
- 2 电容器组和断路器之间连接线短路；
- 3 电容器组中某一故障电容器切除后所引起的剩余电容器的过电压；
- 4 电容器组的单相接地故障；
- 5 电容器组过电压；
- 6 电容器组所连接的母线失压；
- 7 中性点不接地的电容器组，各相对中性点的单相短路。

8.1.2 并联补偿电容器组应装设相应的保护，并应符合下列规定：

1 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电流保护，并应动作于跳闸。速断保护的動作电流，应按最小运行方式下，电容器端部引线发生两相短路时有足够的灵敏度，保护的動作时限应确保电容器充电产生涌流时不误动。过电流保护装置的動作电流，应按躲过电容器组长期允许的最大工作电流整定；

2 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熔断器。熔丝的额定电流可为电容器额定电流的 1.5~2.0 倍；

3 当电容器组中的故障电容器切除到一定数量后，引起剩余电容器组端电压超过 105% 额定电压时，保护应带时限动作于信号；过电压超过 110% 额定电压时，保护应将整组电容器断开，对不同接线的电容器组，可采用下列保护：

- 1) 中性点不接地单星形接线的电容器组，可装设中性点电压不平衡保护；
  - 2) 中性点接地单星形接线的电容器组，可装设中性点电流不平衡保护；
  - 3) 中性点不接地双星形接线的电容器组，可装设中性点间电流或电压不平衡保护；
  - 4) 中性点接地双星形接线的电容器组，可装设中性点回路电流差的不平衡保护；
  - 5) 多段串联单星形接线的电容器组，可装设段间电压差动或桥式差电流保护；
  - 6) 三角形接线的电容器组，可装设零序电流保护；
- 4 不平衡保护动作应带有短延时，延时可取 0.5S。

8.1.3 电容器组单相接地故障，可利用电容器组所联接母线上的绝缘监察装置检出；当电容器组所联接母线有引出线路时，可装设有选择性的接地保护，并应动作于信号；必要时，保护应动作于跳闸。安装在绝缘支架上的电容器组，可不再装设单相接地保护。

- 
- 8.1.4 电容器组应装设过电压保护，并应带时限动作于信号或跳闸。
- 8.1.5 电容器组应装设失压保护，当母线失压时，应带时限跳开所有接于母线上的电容器。
- 8.1.6 电网中出现的高次谐波可能导致电容器过负荷时，电容器组宜装设过负荷保护，并应带时限动作于信号或跳闸。

## 8.2 并联电抗器保护

- 8.2.1 3~110kV 的并联电抗器的下列故障及异常运行状态，应装设相应的保护：
- 1 绕组的单相接地和匝间短路；
  - 2 绕组及其引出线的相间短路和单相接地短路；
  - 3 过负荷；
  - 4 油面异常（油浸式）；
  - 5 油温过高（油浸式）；
- 8.2.2 油浸式电抗器应装设瓦斯保护，当壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时，应动作于信号；当产生大量瓦斯时，应动作于跳闸。
- 8.2.3 油浸式或干式并联电抗器应装设电流差动保护或电流速断保护，并应动作于跳闸。
- 8.2.4 油浸式或干式并联电抗器应装设过电流保护，保护整定值应按躲过最大负荷电流整定，并应带延时动作于跳闸。
- 8.2.5 并联电抗器可装设过负荷保护，并应带延时动作于信号。
- 8.2.6 并联电抗器可装设零序过电压保护，并应带延时动作于信号。
- 8.2.7 双星形接线的低压干式空心并联电抗器可装设中性点不平衡电流保护。保护应设两段，第一段应动作于信号，第二段应带时限跳开并联电抗器的断路器。

## 8.3 静止无功补偿装置保护

- 8.3.1 静止无功补偿装置的下列故障及异常运行状态，应装设相应的保护：
- 1 SVC 母线故障；
  - 2 SVC 总断路器回路故障；
  - 3 晶闸管控制电抗器 (TCR) 支路故障；
  - 4 各滤波器支路故障；
  - 5 TCT 支路阀组角接内部故障；
  - 6 冷却系统故障；
  - 7 阀组件元件故障、通道故障、脉冲丢失等故障；
- 8.3.2 SVC 母线配置过压、欠压保护，零序电压保护。

---

8.3.3 SVC 总断路器回路配置速断、过流保护。

8.3.4 TCR 配置速断、过流保护。阀组角内配置速断、过流、过载保护。

8.3.5 滤波器支路配电流、速断保护，不平衡电流保护。

8.3.6 冷却系统出现异常运行方式，可能对阀组产生严重危害时，应退出 TCR 支路。冷却系统保护由 SVC 控制系统实现。

8.3.7 阀组件保护由 SVC 控制系统实现。

---

## 9. 限流电抗器保护

9.0.1 限流电抗器的下列故障及异常运行状态，应装设相应的保护：

- 1 绕组及其引出线的相间短路；
- 2 绕组及其引出线的单相接地短路
- 3 过负荷；
- 4 绕组温度过高或冷却系统故障。

9.0.2 对限流电抗器绕组及其引出线的相间短路，应按下列规定装设相应的保护：

- 1 66 kV 及以下限流电抗器，应装设电流速断保护，瞬时动作于跳闸。
- 2 66 kV 以上限流电抗器，应装设纵联差动保护，瞬时动作于跳闸。
- 3 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。

9.0.3 限流电抗器可装设零序过电压保护作为单相接地保护，并应带延时动作于信号或跳闸。

9.0.4 限流电抗器可装设过负荷保护，并应带延时动作于信号。

9.0.5 电抗器绕组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。

9.0.6 限流电抗器的保护在无专用断路器时，其动作于跳开相邻断路器。

---

## 10. 3 kV 及以上电动机保护

10.0.1 对 3kV 及以上的异步电动机和同步电动机的下列故障及异常运行方式，应装设相应的保护装置：

- 1 定子绕组相间短路；
- 2 定子绕组单相接地；
- 3 定子绕组过负荷；
- 4 定子绕组低电压；
- 5 同步电动机失步；
- 6 同步电动机失磁；
- 7 同步电动机出现非同步冲击电流；
- 8 相电流不平衡及断相。
- 9 过热保护

10.0.2 对电动机绕组及引出线的相间短路，应装设相应的保护装置，并应符合下列规定：

1 2MW 及以上的电动机，或电流速断保护灵敏系数不符合要求的 2MW 以下的电动机（除 F-C 回路）外，应装设纵联差动保护。纵联差动保护应防止在电动机自启动过程中误动作。

2 对于需要装设差动保护的变频电动机回路，当电动机出口侧及中性点侧端子均引出时，可装设磁平衡差动继电器构成磁平衡保护。

3 对未装设纵联差动保护或纵联差动保护仅保护电动机绕组而不包括电缆时，应装设电流速断保护。

上述保护装置应瞬时动作于跳闸。具有自动灭磁装置的同步电动机，保护装置应瞬时动作于灭磁；

4 作为纵联差动保护或速断保护的后备，宜装设过电流保护，过流保护应躲开电动机启动时间，延时动作于跳闸。具有自动灭磁装置的同步电动机，保护应延时动作于灭磁。

10.0.3 对电动机单相接地故障，当接地电流大于 5A 时，应装设有选择性的单相接地保护；当接地电流小于 5A 时，可装设接地检测装置。

单相接地电流为 10A 及以上时，保护装置应动作于跳闸；单相接地电流为 10A 以下时，保护装置宜动作于信号。

10.0.4 下列电动机应装设过负荷保护：

- a ) 生产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 ) 启动或自启动困难，需要防止启动或自启动时间过长的电动机，保护动作于跳闸。

10.0.5 对母线电压短时降低或中断，应装设电动机低电压保护，并应符合下列规定：

- 
- 1 下列电动机应装设 0.5s 时限的低电压保护，保护动作电压应为额定电压的 65%~70%：
    - 1) 当电源电压短时降低或短时中断又恢复时，需断开的次要电动机；
    - 2) 根据生产过程不允许或不需自启动的电动机；
  - 2 下列电动机应装设 9s 时限的低电压保护，保护动作电压应为额定电压的 45%~50%：
    - 1) 有备用自动投入机械的 I 类负荷电动机；
    - 2) 在电源电压长时间消失后需自动断开的电动机。
  - 3 保护装置应动作于跳闸。

#### 10.0.6 对同步电动机的失步应装设失步保护。

失步保护宜带时限动作，对重要电动机应动作于再同步控制回路；不能再同步或根据生产过程不需再同步的电动机，应动作于跳闸。

#### 10.0.7 对同步电动机的失磁，宜装设失磁保护。同步电动机的失磁保护应带时限动作于跳闸。

10.0.8 2MW 及以上以及不允许非同步的同步电动机，应装设防止电源短时中断再恢复时造成非同步冲击的保护。

保护装置应确保在电源恢复前动作。重要电动机的保护装置，应动作于再同步控制回路；不能再同步或根据生产过程不需再同步的电动机，保护装置应动作于跳闸。

10.0.9 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。

10.0.10 对于负序电流引起的电动机过热现象，可装设电动机过热保护。保护动作于报警或跳闸。过热保护跳闸后，保护装置的热记忆功能启动，禁止电动机再启动。

10.0.11 当一台或一组设备由 2 台及以上电动机共同拖动时，电动机的保护装置应实现对每台电动机的保护。由双电源供电的双速电动机，其保护应按供电回路分别装设。

---

## 11. 高压变频器保护

11.0.1 高压变频器主回路电源元件保护应符合下列规定：

- 1 变频供电回路宜按变频器结构类型元件选择；
- 2 工频供电回路应按电动机元件选择；
- 3 在变频方式和工频方式下都需要运行的供电回路元件。保护装置宜满足两种运行方式。

11.0.2 高压变频器 “一拖二” 方式旁路回路电源元件保护应按电动机回路配置。

11.0.3 高压变频器及其辅助设备应装设以下保护：

- 1 变频器输入/输出过电流保护；
- 2 变频器过载保护；
- 3 变频器输入/输出过压保护；
- 4 变频器欠电压保护；
- 5 变频器超频保护；
- 6 变频器相间短路保护；
- 7 变频器输出接地保护；
- 8 变频器超温保护；
- 9 变频器冷却系统异常保护；
- 10 变频器失速保护；
- 11 变频器输出断相或不平衡电流保护。

11.0.4 变频运行的电动机保护由变频器的保护功能实现。

---

## 12. 自动重合闸

12.0.1 在 3~110kV 电网中，下列情况应装设自动重合闸装置：

- 1 3kV 及以上的架空线路和电缆与架空的混合线路，当用电设备允许且无备用电源自动投入时；
- 2 旁路断路器和兼作旁路的母联或分段断路器。

12.0.2 35MVA 及以下容量且低压侧无电源接于供电线路的变压器，可装设自动重合闸装置。

12.0.3 单侧电源线路的自动重合闸方式的选择应符合下列规定：

- 1 应采用一次重合闸；
- 2 当几段线路串联时，宜采用重合闸前加速保护动作或顺序自动重合闸。

12.0.4 双侧电源线路的自动重合闸方式的选择应符合下列规定：

1 并列运行的发电厂或电力网之间，具有四条及以上联系的线路或三条紧密联系的线路，可采用不检同期的三相自动重合闸；

2 并列运行的发电厂或电力网之间，具有两条联系的线路或三条不紧密联系的线路，可采用下列重合闸方式：

1) 当非同步合闸的最大冲击电流超过本规范附表 A 中规定的允许值时，可采用同期检定和无压检定的三相自动重合闸；

2) 当非同步合闸的最大冲击电流不超过本规范附表 A 中规定的允许值时，可采用不检同期的三相自动重合闸；

3) 无其它联系的并列运行双回线，当不能采用非同期重合闸时，可采用检查另一回线路有电流的三相自动重合闸；

3 双侧电源的单回线路，可采用下列重合闸方式：

- 1) 可采用解列重合闸；
- 2) 当水电厂条件许可时，可采用自同步重合闸；
- 3) 可采用一侧无压检定，另一侧同期检定的三相自动重合闸。

12.0.5 自动重合闸装置应符合下列规定：

1 自动重合闸装置可由保护装置或断路器控制状态与位置不对应起动；

2 手动或通过遥控装置将断路器断开或将断路器投入故障线路上而随即由保护装置将其断开时，自动重合闸均不应动作；

3 在任何情况下，自动重合闸的动作次数应符合预先的规定；

4 当断路器处于不正常状态不允许实现自动重合闸时，应将重合闸装置闭锁。

---

## 13. 备用电源的自动投入装置

13.0.1 下列情况，应装设备用电源的自动投入装置：

- 1 由双电源供电，其中一个电源经常断开作为备用；
- 2 发电厂、变电站内有备用变压器或者备用电源的母线段；
- 3 接有 I 类负荷的由双电源供电的母线段；
- 4 含有 I 类负荷的由双电源供电的成套装置。

13.0.2 备用电源的自动投入装置的功能设计，应符合下列要求：

- 1 除发电厂备用电源快速切换外，应保证在工作电源断开后，才投入备用电源；
- 2 当工作电源失电且无其他闭锁条件时，备用电源应自动投入；
- 3 工作电源故障或断路器被错误断开时，自动投入装置应延时动作；
- 4 手动断开工作电源、电压互感器回路断线和备用电源无电压情况下，不应起动自动投入装置；
- 5 应保证自动投入装置只动作一次；
- 6 自动投入装置动作后，如备用电源投到故障上，应使保护加速动作并跳闸；
- 7 在自动投入装置中，可设置工作电源的电流闭锁回路；

13.0.3 对于发电厂备用电源快速切换装置，除了满足 11.0.2 条要求之外，还应符合：正常切换时，应采用双向切换方式，当工作电源和备用电源属于同一系统时，宜选择并联切换方式；

13.0.4 自动投入装置可采用带母线残压闭锁或延时切换方式，也可采用带同步检定的快速切换方式。

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

---

## 14. 自动低频低压减负荷装置

14.0.1 在变电站和配电站，应根据电力网安全稳定运行的要求装设自动低频低压减负荷装置。当电力网发生故障导致功率缺额，使频率和电压降低时，应由自动低频低压减负荷装置断开一部分次要负荷，并应将频率和电压降低限制在短时允许范围内，同时应使其在允许时间内恢复至长时间允许值。

14.0.2 自动低频低压减负荷装置的配置及所断开负荷的容量，应根据电力系统最不利运行方式下发生故障时，可能发生的最大功率缺额确定。

14.0.3 自动低频低压减负荷装置应按频率、电压分为若干级，并应根据电力系统运行方式和故障时功率缺额分轮次动作。

14.0.4 在电力系统发生短路、进行自动重合闸或备用自动投入装置动作时电源中断的过程中，当自动低频低压减负荷装置可能误动作时，应采取相应的防止误动作的措施。

---

## 15. 同步并列

15.0.1 在发电厂和变电站内，对有可能发生非同步合闸的断路器，应装设同步操作设备，并应符合下列规定：

1 单机容量为 6MW 及以下的汽轮发电机，可装设自动同步装置；单机容量为 6MW 以上的汽轮发电机，应装设自动同步装置；

2 水轮发电机应装设自动同步装置，并设置手动准同步装置作为备用同步方式；

3 发电厂开关站及变电站的断路器的同步宜通过计算机监控系统的同期捕捉功能实现；

15.0.2 同步系统的闭锁措施应符合下列规定：

1 对被选择进行并列的断路器应有闭锁，每次同时只允许一个断路器进行同步操作；

2 各同步装置之间应闭锁，同时只允许一套同步装置投入工作；

3 进行手动调速/调压时，应切除自动准同步装置的调速/调压回路；

4 自动准同步装置仅当同步时才投入使用；

5 自动准同步装置应有投入、退出及试验功能。

15.0.3 发电厂和变电站同步装置宜采用单相式接线。15.0.4 对于单独装设的同步装置，宜设置非同步闭锁回路。

---

## 16. 自动调节励磁及自动灭磁

### 16.1 自动调节励磁

16.1.1 发电机自动调节励磁装置应具有下列功能：

- 1 正常运行情况下，维持发电机端或系统电压在给定水平上；
- 2 合理、稳定地分配并列运行的发电机之间的无功功率；
- 3 在正常运行和事故情况下，提高系统运行的稳定性。

16.1.2 发电机自动电压调节器应具有下列功能：

1 发电机自动电压调节器应保证励磁系统顶值倍数不低于 1.6 倍、强励时间不小于 10s。50MW 水轮发电机自动电压调节器应保证励磁系统顶值倍数不低于 2 倍；

2 50MW 及以上水轮发电机励磁系统标称响不应低于 2 倍额定励磁电压/秒；50MW 以下水轮发电机及汽轮发电机励磁系统标称响不应低于 1 倍额定励磁电压/秒；

3 发电机自动电压调节器应保证发电机在空载电压的 70%~110%稳定、平滑调节；

4 发电机自动电压调节器应保证发电机在空载运行情况下，频率变化 1%时，端电压变化率不超过 $\pm 0.25\%$ ；

5 发电机在空载运行状态下，自动电压调节器和手动控制单元的给定值变化引起发电机电压变化的速度在 0.3%~1%的发电机额定电压之间；

6 发电机自动电压调节器应保证发电机端电压调差率不超过 $\pm 10\%$ ；

7 发电机自动电压调节器应保证发电机端电压静差率不超过 $\pm 1\%$ ；

8 在空载额定电压情况下，当发电机给定阶跃为 $\pm 10\%$ 时，发电机自动电压调节器应保证发电机电压超调量不大于阶跃量的 50%、摇摆次数不超过 3 次、调节时间不超过 10s；

9 当发电机突然零起升压时，发电机自动电压调节器应保证其端电压超调量不大于额定值的 15%、摇摆次数不超过 3 次、调节时间不超过 10s。

10 在额定功率因数下，当发电机突然甩额定负荷后，发电机电压超调量不大于 15%额定值，振荡次数不超过 3 次，调节时间不大于 10s。

16.1.3 发电机自动电压调节器尚应具有下列附加功能：

- 1 电压互感器断线判别；
- 2 无功电流补偿；
- 3 过励限制；
- 4 欠励限制；
- 5 电压频率比限制。

---

## 16.2 自动灭磁

16.2.1 发电机励磁系统应具有自动灭磁功能，并应保证发电机在空载、负载运行、短路情况下可靠灭磁。

16.2.2 发电机自动灭磁装置，应符合下列规定：

1 12MW 至 50MW 的发电机可采用发电机励磁绕组对电阻放电的灭磁方式，也可采用对消弧栅放电的灭磁方式；在励磁机励磁回路可采用串联接入灭磁电阻的方式；

2 当为可控硅整流桥，机组故障继电保护动作灭磁时，应采用经电阻或非线性电阻灭磁；正常停机时可采用逆变灭磁。

16.2.3 发电机励磁回路的灭磁电阻，其阻值可为励磁绕组热状态电阻值的 4~5 倍。电阻长期热稳定电流宜为发电机额定励磁电流的 0.1~0.2 倍。

采用消弧栅放电的灭磁方式时，在灭磁过程基本结束时，应将消弧栅并联电阻投入。该电阻的参数可与发电机励磁回路的灭磁电阻相同。

16.2.4 励磁机励磁回路串联接入的灭磁电阻可为励磁机励磁绕组热状态电阻值的 10 倍。电阻长期热稳定电流宜为励磁机额定励磁电流的 0.05~0.1 倍。

---

## 17. 二次回路及相关设备

### 17.1 二次回路

17.1.1 二次回路的工作电压不宜超过 250V，最高不应超过 500V。

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

17.1.3 二次回路应采用铜芯控制电缆和绝缘导线。在绝缘可能受到油侵蚀的地方，应采用耐油的绝缘导线或电缆。

17.1.4 控制电缆的绝缘水平宜选用 450V/750V。

17.1.5 强电控制回路铜芯控制电缆和绝缘导线的线芯最小截面不应小于  $1.5\text{mm}^2$ ；弱电控制回路铜芯控制电缆和绝缘导线的线芯最小截面不应小于  $0.5\text{mm}^2$ 。

电缆芯线截面的选择应符合下列要求：

1 电流互感器的二次回路电缆截面选择应保证互感器误差不超过规定值。计算条件应为系统最大运行方式下最不利的短路形式，并应计及电流互感器二次绕组接线方式、电缆阻抗换算系数、继电器阻抗换算系数及接线端子接触电阻等因素。对系统最大运行方式如无可靠根据，可按断路器的断流容量确定最大短路电流。

2 电压互感器的二次回路电缆截面选择应保证在回路所带负荷最大时（应考虑电网发展）电压互感器至保护装置电缆压降不应超过额定电压的 3%。

3 控制回路电缆截面的选择应保证最大负荷情况下，蓄电池浮充运行时控制电源母线至被控制设备间连接电缆的压降不应超过额定电压的 10%，事故放电控制母线在最低电压时控制电源母线至被控制设备间连接电缆的压降不应超过额定电压的 6.5%。

17.1.6 控制电缆宜选用多芯电缆，并应留有适当的备用芯。不同截面的电缆，电缆芯数应符合下列规定：

- 1  $6\text{mm}^2$  电缆，不应超过 6 芯；
- 2  $4\text{mm}^2$  电缆，不应超过 10 芯；
- 3  $2.5\text{mm}^2$  电缆，不应超过 24 芯；
- 4  $1.5\text{mm}^2$  电缆，不应超过 37 芯；
- 5 弱电回路，不应超过 50 芯。

17.1.7 不同安装单位的回路不应共用同一根电缆。

17.1.8 同一根电缆的芯线不宜接至屏两侧的端子排；端子排的一个端子宜只接一根导线，导线最大截面不应超过  $6\text{mm}^2$ 。

17.1.9 屏内设备与屏外设备以及屏内不同安装单位设备之间连接均应经端子排。

17.1.10 在可能出现操作过电压的二次回路内，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。

17.1.11 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。

17.1.12 保护和自动装置屏顶上的小母线不宜超过 28 条，最多不应超过 40 条。小母线宜采用  $\phi 6\text{mm}^2$  的绝缘铜棒。当屏顶上不能装设小母线时也可经过端子排连接，端子排宜单独成组排列。

17.1.13 屏体应符合下列规定：

1 屏柜上的设备在布置上尽可能做到同类元器件按照功能区布置，并以相同方向排列。面板上的切换开关、复归按钮等元器件宜与对应的装置就近布置，并在同一工程中保持一致。试验部件、连接片、切换片的安装中心线离地面不宜低于 300mm。两套主保护装置宜分别布置在两面屏上。

2 端子排应由阻燃材料构成，导电部分应为铜质，安装在潮湿地区的端子排应当防潮。每个安装单位应有其独立的端子排，同一屏上有几个安装单位时各安装单位端子排的排列应与屏面布置相配合。正电源应经过端子排，负电源应在屏内设备间接成环形，环的两端应分别接至端子排，正负电源之间及经常带电的正电源与合闸或跳闸回路之间的端子排应以一个空端子隔开。直流端子与交流端子要有可靠的隔离。

3 屏柜应采用冷轧钢板、不锈钢板等，前门应采用厚度不小于 4mm 的钢化玻璃，玻璃大小应便于观察柜内设备。屏柜门开启宜采用门轴在右开门拉手在左的方式，门的开启角不应小于  $100^\circ$ 。户内防护等级不小于 IP30，户外防护等级不小于 IP54。

## 17.2 电流互感器和电压互感器

17.2.1 电流互感器应符合下列规定：

1 继电保护和自动装置用电流互感器应满足误差和保护动作特性要求，宜选用 P 类产品。

2 电流互感器二次绕组额定电流，宜采用 1A。

3 用于差动保护各侧的电流互感器应具有相同或相似的特性；

4 继电保护用电流互感器的安装位置、二次绕组分配应消除保护死区。双套保护及单套保护的主、后备保护应分别接入互感器的不同二次绕组。

5 有效接地系统、低电阻接地系统和重要设备回路用电流互感器，宜按三相配置；非有效接地系统用电流互感器，可根据具体情况按两相或三相配置。

6 当受条件限制，测量仪表和保护或自动装置共用电流互感器的同一个二次绕组时，应将保护或自动装置接在测量仪表之前，避免校验仪表时影响保护装置工作。

7 电流互感器的二次回路应只有一点接地，宜在就地端子箱经端子排接地。几组电流互感器有

电路直接联系的保护回路，电流互感器二次回路应在和电流处一点接地。

8 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，给定暂态系数不应小于 2。在保护安装处故障，若互感器参数在技术上难以满足要求时，可允许有较大的误差，但应保证保护装置可靠动作。

9 互感器准确限值电流小于最大系统短路电流时，互感器准确限值电流宜按大于保护最大动作电流整定值 2 倍选择。

17.2.2 电压互感器应符合下列规定：

1 继电保护和自动装置用电压互感器主二次绕组的准确级应为 3P，剩余绕组准确级应为 6P。

2 电压互感器剩余绕组额定电压，有效接地系统应为 100V；非有效及低电阻接地系统应为 100/3V。

3 当受条件限制，测量仪表和保护或自动装置共用电压互感器的同一个二次绕组时，此二次绕组应既满足保护也满足测量要求。此时，保护或自动装置和测量仪表应分别经各自的熔断器或自动开关接入。

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。

5 电压互感器二次侧中性点或线圈引出端之一应接地。对中性点有效接地系统，二次绕组应采用中性点一点接地方式。对非有效及低电阻接地系统二次绕组宜采用中性点一点接地方式。对 V—V 接线的电压互感器，宜采用 B 相接地方式。电压互感器接地线上不应串接有可能断开的设备。

电压互感器剩余绕组的引出端之一应接地。

电压互感器接地点宜设在控制室或继电器室。

已在控制室或继电器室一点接地的电压互感器二次线圈，宜在配电装置将二次线圈中性点经放电间隙或氧化锌阀片接地。

6 在电压互感器二次回路中，除剩余绕组和另有规定者（例如自动调整励磁装置）外，应装设熔断器或自动开关。接有距离保护时，宜装设自动开关。

电压互感器剩余绕组的试验用引出线上应装设熔断器或自动开关。

17.2.3 智能变电站电流互感器和电压互感器应符合下列规定：

1 智能变电站可采用常规互感器，也可采用电子式互感器。

2 当采用常规互感器时，宜优化互感器二次绕组数量。

3 当采用电子式互感器时，电子式互感器宜与一次设备集成。

4 电子式互感器应符合现行国家标准《互感器 第 7 部分：电子式电压互感器》GB 20840.7 和《互感器 第 8 部分：电子式电流互感器》GB 20840.8 的相关规定。

### 17.3 直流电源

15.3.1 继电保护和自动装置应由可靠的直流电源装置（系统）供电。直流母线电压允许波动范围

---

应为额定电压的 85%~110%，波纹系数不应大于 1%。

17.3.2 继电保护和自动装置电源回路直流熔断器或自动开关的配置，应满足如下要求：

1 装置双重化或单套主、后备保护分别配置时，两套装置应由不同的电源供电，并分别设专用的直流熔断器或自动开关。

2 当一个安装单位有几台断路器时，该安装单位的保护和自动装置回路应设置单独的熔断器或自动开关。公用保护和公用自动装置及其他保护或自动控制装置按保护正确工作的条件，宜采用辐射型供电，各回路设独立的自动开关。

3 由一套装置控制多组断路器（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。

4 装置应设有直流电源消失的报警回路。

17.3.3 继电保护和自动装置信号回路保护设备的配置，应符合下列规定：

1 继电保护和自动装置信号回路均应设置熔断器或自动开关；

2 公用信号回路应设置单独的熔断器或自动开关；

3 信号回路应设有直流电源消失的报警回路。

## 17.4 电缆和光缆

17.4.1 智能变电站保护装置除纵联保护通道外，宜采用多模光纤。同一房间设备之间连接宜采用尾缆，不同房间设备之间连接宜采用光缆。

17.4.2 智能变电站同一间隔的多根光缆宜整合。光缆芯数不宜超过 24 芯，每根光缆备用芯不宜低于 2 芯。

## 17.5 接口及通信规约

17.5.1 保护装置应全面支持 IEC60870-5-103 和 IEC61850 等通信标准，至少具备 3 个以太网通信接口，用于与厂站自动化系统和继电保护故障信息管理系统通信。

17.5.2 保护装置应具备接收对时系统发出的 IRIG-B 码对时接口。

17.5.3 智能变电继电保护和自动装置接口应符合现行国家标准《智能变电站继电保护和安全自动装置数字化接口技术规范》GB/T xxxxx 的相关规定。

17.5.4 线路纵联保护优先采用光纤通道。当线路较短时宜采用专用光纤芯通道。采用复用光纤通道时，宜采用满足 ITU G.703 标准的 2 Mbit/s 通信接口。

## 17.6 接地和抗干扰措施

---

17.6.1 保护和自动装置的输入回路和电电源回路应根据具体情况采用必要的减缓电磁干扰措施。

1 输入、输出回路应使用空触点、光耦或隔离变压器隔离。

2 直流电压在 110 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低于 1000V。

17.6.2 继电保护和自动装置屏柜下应敷设截面积不小于 100mm<sup>2</sup> 的接地铜排, 接地铜排应首尾相连构成等电位接地网, 仅在一点用截面不小于 50mm<sup>2</sup>、不少于 4 根铜排与厂、站的接地网直接连接。与接地网连接处不得靠近有可能产生较大的故障电流和较大电气干扰的场所, 如避雷器、高压隔离开关、旋转电机附近及其接地点。

屏柜上装置的接地端子应用截面不小于 4mm<sup>2</sup> 的多股铜线与接地铜排相连。接地铜排应用截面不小于 50mm<sup>2</sup> 的铜缆与室内的等电位接地网相连。

当各装置的逻辑接地点与装置小箱壳体绝缘时, 屏柜内应该设置 2 条接地铜排, 一条应与柜体绝缘, 各装置的逻辑接地点分别引接至这条接地铜排; 另一条与柜体连接, 之后接至室内的一次接地网, 作为屏体外壳接地之用。当屏柜内的多个装置的信号逻辑零电位点分别独立并且不需引出装置小箱(浮空)或与小箱壳体连接时, 总接地铜排可不与屏体绝缘。

屏柜内的交流供电电源(照明、打印机和调制解调器)的中性线(零线)不应接入等电位接地网。

17.6.3 长电缆跳闸回路, 应采取防止长电缆分布电容影响和防止出口继电器误动的措施。

17.6.4 继电保护和自动装置的控制电缆应选择屏蔽电缆, 并应符合下列规定:

1 电缆屏蔽层宜在两端接地。在室内屏蔽层宜在保护屏上接于屏柜内的接地铜排, 在开关场屏蔽层应经与高压设备有一定距离的端子箱内的接地铜排接地。互感器每相二次回路经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;

2 电缆应远离干扰源敷设, 必要时应采取隔离抗干扰措施;

3 交流和直流回路不应合用同一根电缆, 强电和弱电回路不应合用同一根电缆, 保护用电缆与电力电缆不应同层敷设, 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。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。与保护连接同一回路应在同一根电缆中走线。

## 附录 A 短路保护的最小灵敏系数

表 A 短路保护的最小灵敏系数

保护分类	保护类型	组成元件	计算条件	最小灵敏系数	
主保护	带方向和不带方向的电流保护或电压保护	零序、负序方向元件	按被保护区末端金属性短路计算	电流和电压元件 1.3~1.5; 零序或负序方向元件 1.5	
	电流保护和电压保护	电流元件和电压元件	按被保护区末端金属性短路计算	2	
	平行线路横差方向和电流平衡保护	电流或电压起动元件	线路两侧均未断开前, 其中一侧保护按线路中点金属性短路计算	2	
			线路一侧断开后, 另一侧保护按对侧短路计算	1.5	
		零序方向元件	线路两侧均未断开前, 其中一侧保护按线路中间金属性短路计算	2	
			线路自一侧断开后, 另一侧保护按对侧金属性短路计算	2.5	
	距离保护	距离保护	距离元件	按被保护区末端金属性短路计算	1.3~1.5
			电流和阻抗起动元件		1.5
			负序和零序增量或负序分量起动元件、相电流突变量起动元件		4
	发电机、变压器及电动机纵联差动保护	差电流元件	按被保护区末端金属性短路计算	2.0	
	母线不完全差动保护	差电流元件	按金属性短路计算	1.5	
	母线完全差动保护	差电流元件	按金属性短路计算	1.5	
	线路纵联差动保护	跳闸元件	-	2.0	
		对高阻接地故障测量元件	-	1.5	
发电机、变压器、线路和电动机机电流速断保护	电流元件	按保护安装处短路计算	1.5		
后备保护	远后备保护	电流、电压和阻抗元件	按相邻电力设备和线路末端金属性短路计算	1.2	
		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	按电力设备和线路末端金属性短路计算	1.3	
		零序或负序方向元件		2	

---

辅助 保护	电流速断保护	-	按正常运行方式保护 安装处金属性短路计 算	1.2
----------	--------	---	-----------------------------	-----

---

## 本标准用词说明

- 1 为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：
  - 1) 表示很严格，非这样做不可的用词：  
正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”。
  - 2) 表示严格，在正常情况下均应这样做的用词：  
正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”。
  - 3) 表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的用词：  
正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；
  - 4) 表示有选择，在一定条件下可以这样做的用词，采用“可”。
- 2 本规范中指明应按其他有关标准、规范执行的写法为“应符合.....规定”或“应按.....执行”。

---

## 引用标准名录

《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》 DL/T5136

《火力发电厂厂用电设计技术规程》 DL/T5153

《电力装置的电测量仪表装置设计规范》 GB/T50063

《变电站通信网络和系统》 IEC 61850

《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB/T 14285

《智能变电站技术导则》 GB/T 30155

《110（66）kV～220kV 智能变电站设计规范》 GB/T 51072

《电力系统动态记录装置通用技术条件》 DL/T 553

《智能变电站继电保护和安全自动装置数字化接口技术规范》 GB/T xxxxx

《互感器 第7部分：电子式电压互感器》 GB 20840.7

《互感器 第8部分：电子式电流互感器》 GB 20840.8

---

中华人民共和国国家标准

# 电力装置的继电保护和自动装置

## 设计 规 范

GB50062-20XX

条文说明

---

## 目 次

1	总则
2	一般规定
3	发电机保护
4	电力变压器保护
5	电力线路保护
5.1	3~66kV 电力线路保护
5.2	110kV 电力线路保护
6	母线保护
7	故障录波
8	无功补偿装置保护
8.1	电力电容器保护
8.2	并联电抗器保护
8.3	静止无功补偿装置保护
9	限流电抗器保护
10	3 kV 及以上电动机保护
11	高压变频器保护
12	自动重合闸
13	备用电源的自动投入装置
14	自动低频低压减负荷装置
15	同步并列
16	自动调节励磁及自动灭磁
16.1	自动调节励磁
16.2	自动灭磁
17	对相关回路及设备的要求
17.1	二次回路
17.2	电流互感器和电压互感器
17.3	直流电源
17.4	电缆和光缆
17.5	接口及通信规约
17.6	接地和抗干扰措施
附录 A	继电保护的最小灵敏系数

---

## 1 总则

1.0.1 制定本规范的目的，即在电力装置的继电保护和自动装置设计中，必须贯彻执行国家的技术经济政策，做到安全可靠、技术先进、经济合理。

1.0.2 本规范的适用范围在原规范基础上有所扩大，将发电机容量的上限提高到 60MW、电力变压器的容量的上限提高到 75MVA。

---

## 2 一般规定

2.0.1 本条规定了电力设备和线路装设继电保护和自动装置的必要性和主要作用。作用是应能及时报告设备和线路异常运行情况、尽快切除故障和恢复供电。原条文没有报告设备和线路异常运行情况内容，本次修订补充进去；原条文切除短路故障本次修订改成切除故障，因为短路故障外的其它故障如低电压等，继电保护也应切除。

2.0.4 本条规定校验保护装置的灵敏系数，应根据不利正常运行方式和不利故障类型进行计算。

不利正常运行方式，系指正常情况下的不利运行方式和正常检修方式。

正常不利运行方式，通常指在非故障和检修方式下，电厂中因机组停运等，引起继电保护灵敏系数降低的不利运行方式。

例如：夏季丰水期，水电厂应尽量多开机，而火电厂相应地减少开机。这种方式下，安装在火电厂侧的继电保护装置的灵敏系数可能降低。校验火电厂侧的继电保护装置的灵敏系数应取这种不利运行方式。反之，在冬季枯水期，水电厂减少开机，火电厂相应地多开机。在这种情况下，安装在水电厂侧的继电保护装置的灵敏系数可能降低。校验水电厂侧的继电保护装置的灵敏系数应取这种不利运行方式。

正常检修方式，系指一条线路或一台电力设备检修的运行方式。继电保护的整定计算中，可不考虑两个及以上电力设备或线路同时检修情况。

本条又规定，校验保护装置的灵敏系数，必要时，应计及短路电流衰减的影响。对低压电网，尤其是安装在发电厂附近的低压线路或电力设备的继电保护装置，如果保护动作时间长，在保护动作时，短路电流已经衰减，将会影响保护装置的灵敏系数。对此，需考虑短路电流衰减的影响。

补充规定了智能变电站继电保护和自动装置的一般性要求。

2.0.5 本条为新增条文，继电保护和自动装置宜采用数字式装置，并对数字式装置做出相应的规定。

---

## 3 发电机保护

3.0.1 本条说明对发电机的哪些故障或异常运行方式应装设相应的保护。

本次修订增加了转子表层过负荷和逆功率两项，前者主要是针对 50MW 发电机，与《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T14285—2006) 相一致；后者适用于燃汽轮发电机。

原条文失磁故障一项本次修订改为励磁电流异常下降或消失，与《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T14285—2006 叫法统一。

3.0.2 与原条文相比，增加解列灭磁一项，因为对有些保护如定子绕组过电压保护动作于解列灭磁。缩小故障影响范围的例子如双母线系统断开母联断路器等。

3.0.3 本条说明对发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障应装设的保护装置。

作为发电机的主保护，对不同容量和运行方式的发电机应配置相应的保护装置。对于 1MW 以上的发电机，规定应装设纵联差动保护；对于 1MW 及以下的发电机，根据不同情况选择下列保护中的一种：过电流、低电压、电流速断、低压过流、纵联差动保护等。

3.0.4 本条第 1 款为新增加内容：发电机定子绕组单相接地故障电流允许值首先应按制造厂规定执行。如制造厂不能给出规定值，可参照表 3.0.4 执行。

原条文规定定子绕组单相接地故障电流（不计消弧线圈的补偿作用）大于 4A 时，装设接地保护装置，本次修订改为大于允许值装设接地保护装置。因为不同机型、不同容量、不同电压的发电机单相接地故障电流允许值是不同的，从 2A 到 4A 不等。

3.0.5 本条第 2 款为新增加内容。50MW 发电机通常不具备装设横差保护或裂相横差保护条件，对不具备装设横差保护或裂相横差保护条件的发电机，是否装设匝间短路，观点不一。如用户和制造厂有要求，可装设专门的匝间短路保护。

3.0.6 所提出的四个后备保护方案，一般说来可满足小型发电机各种接线方式或系统参数情况下对后备保护的要求，不需要装设距离保护作为后备保护。具体工程设计选择方案时，应首先考虑相对最简单的过电流保护，其次是低电压起动的过电流保护，或者是复合电压起动的过电流保护。

后备保护宜带二段时限，首先跳母联或分段断路器，之后以第二时限动作于停机。

对于自并励发电机，考虑到发电机及其引出线上的短路故障在持续一段时间（如 1s 左右）后，发电机的短路电流会有不同程度的下降，不宜用一般的过电流保护作为后备，故条文规定宜采用带电流保持的低电压过流保护。

3.0.7 定子绕组过负荷指对称过负荷。对非对称过负荷情况，装设负序过负荷保护。

3.0.8 本条规定水轮发电机应装设定子绕组过电压保护，小型汽轮发电机没必要装设。

3.0.9 本条为新增加内容，规定额定容量为 50MW 且 A 值大于 10 的发电机装设负序过负荷保护，对于小于 50MW 的发电机，不考虑装设该保护。

---

3.0.10 发电机失磁不仅会对发电机本身造成危害，对电力系统也有影响。故规定不允许失磁运行的发电机或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。

实际运行中曾发生发电机电压低而母线电压不低情况，故第二款改为失磁后发电机电压低于允许值时，宜带时限动作于解列。对发电机变压器组设发电机出口断路器情况，解列应理解为断开发电机出口断路器。

3.0.12 系根据燃汽轮机特点新增内容。

---

## 4 电力变压器保护

### 4.0.1 原规范第 4.0.1 条的条文：

列举了电力变压器的故障类型及异常运行方式。

“中性点直接接地电力网中”改为“中性点直接接地或经小电阻接地电力网中”，“温度升高”、“压力升高”等改为“温度过高”、“压力过高”。

### 4.0.2 原规范第 4.0.2 条的条文：

增加“带负荷调压变压器充油调压开关的瓦斯保护”。

增加“瓦斯保护应采取措施，防止因震动、瓦斯继电器的引线故障等引起瓦斯保护误动”作条文。

### 4.0.3 原规范第 4.0.3 条的修改条文：与新的继电保护规程协调。

### 4.0.4 原规范第 4.0.4 条的修改条文：

本条对变压器的纵联差动保护提出了具体要求。

1 关于差动保护的整定值问题。以往变压器的差动保护整定值要躲开电流互感器二次回路断线和外部故障不平衡电流值，一般灵敏系数较低。特别是变压器匝间短路（这是常见的故障）时灵敏系数更低。目前微机型差动保护对变压器各侧均有制动，如不考虑电流互感器二次回路断线情况，整定值可以降低，以提高灵敏性。但应尽量不在差动回路内连接其它元件，以减少或防止电流互感器二次回路故障的可能性。

2 关于差动保护使用变压器套管电流互感器的问题。变压器高压侧使用套管电流互感器而不另装互感器，可节省投资，按电力变压器国家标准规定，在 63kV 和 110kV 级容量分别为 8000kVA 和 16000kVA 及以上的变压器才供给套管型电流互感器。但当差动保护使用变压器套管电流互感器时，则变压器该侧套管或引线故障相当于母线故障，将切除较多的系统元件或使切断的时间过长。而目前国内变压器高压侧套管引线的故障，在变压器总故障次数中所占比例还是不少的；另外，套管电流互感器的二次绕组组数是三组，使用时有一定困难：差动保护用一组，母线保护用一组，后备保护与仪表共用一组。一组互感器上连接元件过多，不仅负担可能过大而且降低了可靠性，后备保护和仪表共用一组互感器保护准确级和测量精度都难以保证。此外变压器套管电流互感器试验时也存在一些困难，例如无法通入大电流做变比试验。

根据上述情况，条文规定差动保护范围一般包括套管及其引出线，即一般不使用变压器套管电流互感器构成差动保护。仅在某些情况下，例如 63kV 和 110kV 电压等级的终端变电站和分支变电站；63kV 和 110kV 变压器高压侧未装断路器的线路变压器组，其变压器容量分别为 8000kVA 和 16000kVA 及以上时，才利用变压器套管电流互感器构成差动保护。

此外，当变压器回路的一次设备由于检修或其它原因退出运行而用旁路回路代替时，作为临时性措施，差动保护亦可利用变压器套管电流互感器。

---

增加了 CT 断线允许保护动作的条文，但在实际工程中应区别对待，对给重要负荷供电的变压器，当变压器退出可能造成重大损失的，可按只发出信号考虑。

#### 4.0.5 原规范第 4.0.5 条的条文。

本条对由外部相间短路引起的变压器过电流应装设的保护装置作了规定。过电流保护装置的整定值应考虑变压器区外故障时可能出现的过负荷，而不能按避越变压器的额定电流来整定。

4.0.6 原规范第 4.0.6 条的修改条文：据微机保护的特点将后备保护由原条文的装于主变的主电源侧和主负荷侧，修改为装于主变各侧。非电源侧保护可带两段或三段时限，第一时限用于缩小故障范围，即断开本侧母联或分段断路器，第二时限断开本侧断路器，第三时限断开变压器各侧断路器；电源侧保护可带一段时限，断开变压器各侧断路器；

增加变压器低压侧有分支的后备保护的配置。

增加变压器低压侧无专用母线保护时，相应后备保护配置的方式。

#### 4.0.7 保留原规范第 4.0.7 条的条文。

目前运行的双线圈变压器和三线圈变压器的外部短路过电流保护一般比较复杂，设计和运行单位建议加以简化。但在具体工程设计时，由于对一些出现机会很少的故障情况考虑过多，往往还是得不到简化。因此条文中集中各地的意见和经验提出了简化原则和保护的具体配置原则。

#### 4.0.8 保留原规范第 4.0.8 条的条文。

本条是直接接地电力网中关于中性点直接接地变压器零序电流保护的规定。指出双线圈及三线圈变压器的零序电流保护应接于中性点引出线的电流互感器上，这种方式在变压器外部和内部发生单相接地短路时均能起保护作用。

#### 4.0.9 保留原规范第 4.0.9 条的条文。

本条对经常不接地运行的变压器采取的特殊保护措施作了明确规定。

110kV 直接接地电力网中低压侧有电源的变压器，中性点可能直接接地运行，也可能不接地运行。对这类变压器，应当装设反应单相接地的零序电流保护，用以在中性点接地运行时切除故障；还应当装设专门的零序电流电压保护，用以在中性点不接地运行时切除故障。保护方式对不同类型的变压器又有所不同，说明如下。

当变压器低压侧有电源且中性点可能不接地运行时，应增设零序过电压保护。

1 对全绝缘变压器：装设零序过电压保护，对于直接接地系统的全绝缘变压器，内过电压计算一般为  $3U_{xg}$  ( $U_{xg}$ ——最高运行相电压)。当电力网中失去接地中性点并且发生弧光接地时，过电压值可达到  $3.0U_{xg}$ ，因此一般不会使变压器中性点绝缘受到损害；但在个别情况下，弧光接地过电压值可达到  $3.5U_{xg}$ ，如持续时间过长，仍有损坏变压器的危险。由于一分钟工频耐压大于等于  $3.0U_{xg}$ ，所以在  $3.5U_{xg}$  电压下仍允许一定时间，装设零序过电压保护经 0.5s 延时切除变压器，可以防止变压器遭受弧光接地过电压的损害。其次，在非直接接地电力网中，切除单相接地空载线路产生的操作过电压，可能达到  $4.0U_{xg}$  及以上。电力网中失去接地中性点且单相接地时，以 0.5s 延时迅速切除低压侧有电源的变压器，还可以在某些情况下避免电力设备遭受上述操作过电压的袭击。此外，

---

当电力网中电容电流较大时，如不及时切除单相接地故障，有发展成相间短路的可能，因此，装设零序过电压保护也是必要的。

在电力网存在接地中性点且发生单相接地时，零序过电压保护不应动作。动作值应按这一条件整定。当接地系数  $X_0/X_1 \leq 3$  时，故障点零序电压小于等于  $0.6U_{xg}$ ，因此，一般可取动作电压为  $180V$ 。当实际系统中  $X_0/X_1 < 3$  时，也可取与实际  $X_0/X_1$  值相对应的低于  $180V$  的整定值。

2 分级绝缘的变压器:对于中性点可能接地或不接地运行的变压器，中性点有两种接地方式：装设放电间隙和不装设放电间隙。这两种接地方式的变压器，其零序保护也有所不同：

1) 中性点装设放电间隙。放电间隙的选择条件是：在一定的  $X_0/X_1$  值下，躲过单相接地暂态电压；一般在  $X_0/X_1 \leq 3$  时，按躲过单相接地暂态电压整定的间隙值，能够保护变压器中性点绝缘免遭内过电压的损害；当电力网中失去接地中性点且单相接地时，间隙放电。

对于中性点装设放电间隙的变压器，要按本规范 4.0.8 条的规定装设零序电流保护。用于在中性点接地运行时切除故障。

此外，还应当装设零序电流电压保护，用于在间隙放电时及时切除变压器，并作为间隙的后备，当间隙拒动时用以切除变压器。

零序电流电压保护由电压和电流元件组成，当间隙放电时，电流元件动作；放电拒动时，电压元件动作。电流或电压元件动作后，均经  $0.5s$  延时切除变压器。

零序电压元件动作值的整定与本条第一款零序过电压保护相同。

零序电流元件按间隙放电最小电流整定，一般取一次动作电流为  $100A$ 。

采用上述零序电流保护和零序电流电压保护时，首先切除中性点接地变压器，当电力网中失去接地中性点时，靠间隙放电保护变压器中性点绝缘，经  $0.5s$  延时再由零序电流电压保护切除中性点不接地的变压器。采用这种保护方式，好处是比较简单，但当间隙拒动时，则靠零序电流电压保护变压器，在  $0.5s$  内，变压器要承受内过电压，如系间歇电弧接地，一般过电压值可达  $3.0U_{xg}$ ，个别情况下可达  $3.5U_{xg}$ ，变压器有遭受损害的可能性。

2) 中性点不装设放电间隙。对于中性点不装设放电间隙的变压器，零序保护应首先切除中性点不接地变压器。此时，可能有两种不同的运行方式：一是任一组母线上至少有一台中性点接地变压器，二是一组母线上只有中性点不接地变压器。对这两种运行方式，保护方式也有所不同：

当任一组母线上至少有一台中性点接地变压器时，零序电流保护也是由两段组成，与本规范 4.0.8 条的不同之处，是 I 段只带一个时限，仅动作于断开母线联络断路器；II 段设置两个时限，第一时限动作于断开母线联络断路器，第二时限动作于切除中性点接地的变压器。此外，还要装设零序电流电压保护，它在中性点接地变压器有零序电流、中性点不接地变压器没有零序电流和母线上有零序电压的条件下动作，经延时动作于切除中性点不接地的变压器。零序电流电压保护的时限与零序电流保护 II 段的两个时限相配合，以保证先切除中性点不接地变压器，后切除中性点接地变压器。零序电流 I 段只设置一个时限，而不设置两个时限，是为了避免与零序电流电压保护的时限配合使接线复杂化。

---

当一组母线上只有中性点不接地变压器时，为保证首先切除中性点不接地运行的变压器，则不能用上述首先断开母线联络断路器的方法。在条文中规定，采用比较简单的办法：反应中性点接地变压器有零序电流；反应中性点不接地变压器没有零序电流和母线上有零序电压的零序电流电压保护，其动作时限与相邻元件单相接地保护配合；零序电流保护只设置一段，带一个时限，时限与零序电流电压保护配合，以保证首先切除中性点不接地变压器。

当一组母线上只有中性点不接地变压器时，为了尽快缩小故障影响范围，减少全停的机会，若也采用首先断开母线联络断路器的保护方式，则将在约 0.5s 的时间内，使中性点不接地变压器遭受内过电压袭击，这与中性点装设放电间隙而间隙拒动的情况类似（只是后者机率小一些）。为设备安全计，在条文中没有推荐采用这种保护方式。

测量母线零序电压的电压元件，一般应比零序电流元件灵敏，但应躲过可能出现的最大不平衡电压，一般可取 5V。

#### 4.0.10 增加变压器中性点经小电阻接地的保护配置的条文。

目前，国内变电站主变压器低压侧中性点有部分是经小电阻接地，应配置低压侧三相和中性点零序过电流保护。在变压器低压侧装设零序过电流保护，应设置两个时限，该保护与低压侧出线的接地保护在灵敏度和动作时间上配合，以较短的时限动作于缩小故障影响范围，断开母联或分段断路器；以较长的时限动作于断开变压器各侧断路器。

取消原条文中第 4.0.10 条“高压侧为单电源，低压侧无电源的降压变压器，不宜装设专门的零序保护。”理由是，对双绕组变压器，高压侧为三角形接线，低压侧为星形接线且中性点直接接地的变压器，均在变压器中性线上装设零序过流保护。对此类变压器保护的相关说明见

#### 4.0.11 增加专用接地变压器保护的条文。

参照常规变压器保护配置电流及零序过电流保护。

#### 4.0.12 增加变压器中性点经消弧线圈接地时的保护条文。

#### 4.0.13 保留的原规范第 4.0.11 条的条文。

#### 4.0.14 对原规范第 4.0.12 的条文进行了修改。

#### 4.0.15 根据目前微机保护的全面采用，对原规范第 4.0.13 条的条文进行修改。

#### 4.0.16 保留的原规范第 4.0.14 条的条文。

按《电力变压器运行规程》DL/T 572—1995，第 4.4.3 条“强油循环风冷和强油循环水冷变压器，当冷却系统故障切除全部冷却器时，允许带额定负载运行 20min。如 20min 后顶层油温尚未达到 75℃，则允许上升到 75℃，但在这种状态下运行的最长时间不得超过 1h”。

按第 3.1.6 条，“变压器应按下列规定装设温度测量装置：

- 1 应有测量顶层油温的温度计（柱上变压器可不装），无人值班变电站内的变压器应装设指示顶层油温最高值的温度计；

- 2 1000kVA 及以上的油浸式变压器、800kVA 及以上的油浸式和 630kVA 及以上的干式厂用变压器，应将信号温度计接远方信号；

---

3 8000kVA 及以上的变压器应装有远方测温装置”。

按第 3.1.7 条，“无人值班变电站内 20000kVA 及以上的变压器，应装设远方监视负载电流和顶层油温的装置。无人值班的变电站内安装的强油循环冷却的变压器，应有保证在冷却系统失去电源时，变压器温度不超过规定值的可靠措施”。

按上述规定，油面温度尚未到达 75℃时，允许上升到 75℃，在允许的时间内保护装置动作应作用于信号；当超过允许的时间时，保护装置动作应作用于跳闸，将变压器断开。

压力释放装置、绕组温度过高、油温过高等，应按运行要求作用于信号或动作于跳闸。

---

## 5 电力线路保护

### 5.1 3~66kV 电力线路保护

5.1.2 第 1 款:由电流继电器构成的保护装置,应接于两相电流互感器上,同一网络的保护装置应装在相同的两相上,是为了保证在不同线路发生两点接地故障时,有 2/3 的机会只切除一条线路,另一条线路可照常供电,以提高供电可靠性。

5.1.3 第 2 款 :采用光纤纵差保护作主保护时,要考虑光缆的敷设或利用通信光缆的纤芯。

5.1.7 本条是对 3~66kV 中性点非直接接地电网中线路的单相接地故障,继电保护配置原则的具体规定。

第 1 款: 在发电厂和变电所母线上,应装设接地监视装置,当电网中发生单相接地故障时,信号装置动作告警,以便通告运行人员及时处理及寻找故障点;

第 2 款: 对有零序电流互感器的线路,宜装设有选择性的接地保护。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不平衡电流的影响,也可将保护装置接于三相电流互感器构成的零序回路中;

第 3 款: 在出线回路数不多,线路又不是特别重要,或装设接地保护也难以保证有选择性时,可采用依次断开线路的方法寻找故障线路。

5.1.9 对于风电场、光伏电站送出线路作为双侧电源线路,其线路保护应按双侧电源线路装设保护。

### 5.2 110kV 电力线路保护

5.2.2 本条规定 110kV 线路后备保护配置宜采用远后备方式。主要基于以下理由:

- 1 简化保护;
- 2 一般 110kV 线路断路器不专门设置断路器失灵保护,也需要线路保护实现远后备方式;
- 3 一般电网中的 110kV 线路,其远后备保护装置具有足够的灵敏度,实现远后备方式亦能满足要求。

5.2.5 本条规定了 110kV 线路需要配置全线速动保护的条件。110kV 线路一般不配置全线速动保护,但在下列情况下,应装置全线速动保护:

- 1 系统安全稳定要求必须装设。对复杂电网中的 110kV 线路,尤其是短线路,当线路上发生故障时,如果线路保护带时限动作切除故障,将会引起电网稳定破坏事故;
- 2 线路发生三相短路,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%,若线路

---

保护不能快速动作切除故障，会造成大面积停电，或甩掉打量重要用户；

3 在当复杂电网中，由于线路成环，尤其是短线成环，会使相邻线路保护整定配合困难，难以满足要求，如线路装设全线速动保护，不仅能快速切除本线故障，而且能改善相邻线路保护整定配合关系，改善电网保护性能时。

5.2.9 风电场、光伏电站 110kV 专用送出线路装设光纤纵差保护，有利于快速切除故障，提高系统稳定性。

---

## 6 母线保护

6.0.1 本条是对发电厂和变电站需要装设专用母线保护的规定。对于不装置专用母线保护情况，可由发电机和变压器的后备保护来实现对母线的保护。

6.0.5 本条是对旁路断路器、兼作旁路的母联或分段断路器及专用母联或分段断路器装设保护的具体规定。本条内容不属于母线保护，但由于条文简单，不必要专设一章节，同时，这些在专用母联或分段断路器上，可装设相电流或零序电流保护，作母线充电合闸时的保护。

---

## 7 故障录波

- 7.0.1 本条对 110kV 电压等级发电厂和变电站安装专用的故障录波装置进行了要求。
- 7.0.2 本条对 110kV 以下电压等级发电厂和变电站安装专用的故障录波装置进行了要求。
- 7.0.5 本条明确了智能站故障录波装置信息采集方式。

---

## 8 无功补偿装置保护

### 8.1 电力电容器保护

8.1.2 原规范第 8.1.2 条第 4 款的修改条文，规定了延时时间。

### 8.2 并联电抗器保护

8.2.1 原规范第 8.2.1 条的修改条文,原条文中“油温低”改为“油温异常”;删除冷却系统故障,低压电抗器不配置冷却系统;

8.2.2 原规范第 8.2.2 条的修改条文,原条文中“瞬时动作于信号”改为“动作于信号”;

8.2.3 原规范第 8.2.3 条的修改条文,增加电流差动保护,油浸式电抗器可配置电流差动保护;

8.2.6 原规范第 8.2.6 条的修改条文,原条文中“或跳闸”删除;

### 8.3 静止无功补偿装置保护

本节为新增条文,对静止无功补偿装置的保护做出相应的规定。

8.3.1 列出了静止无功补偿装置的故障类型。

8.3.2 对 SVC 母线保护配置做出了规定。

8.3.3 对 SVC 总断路器回路保护配置做出了规定。

8.3.4 对 TCR 支路及 TCR 阀组角内保护配置做出了规定,阀组角内保护内 SVC 控制系统实现;

8.3.5 对 SVC 各滤波器直流保护配置做出了规定;

8.3.6 SVC 冷却系统保证阀组元件在运行期间处于允许的温度范围,冷却系统故障可能导致阀组严重危害时,由 SVC 控制系统退出 TCR 支路;

8.3.7 阀组件不单独配置保护装置,由 SVC 控制系统实现保护功能。

---

## 9. 限流电抗器保护

本节为新增条文，对限流电抗器的保护做出相应的规定。

- 9.0.1 列出了限流电抗器的故障类型。
- 9.0.2 针对绕组及其引出线的相间短路的故障类型，配置相应的保护。
- 9.0.3 针对单相接地的故障类型，配置相应的保护。
- 9.0.4 针对可能出现的过负荷，配置电气过负荷保护。
- 9.0.5 对绕组温度升高和冷却系统故障做出了规定。
- 9.0.6 在限流电抗器的保护在无专用断路器时，对跳闸方式做出了规定。

---

## 10. 3 kV 及以上电动机保护

- 10.0.1 原规范第 9.0.1 条的修改条文，增加“过热保护”配置。
- 10.0.2 原规范第 9.0.2 条的修改条文，梳理原条文的顺序，增加了“磁平衡保护”。
- 10.0.4 原规范第 9.0.4 条的修改条文，梳理原条文的顺序。
- 10.0.9 原规范第 9.0.9 条的修改条文，增加“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”。
- 10.0.10 新增条文，增加电动机过热保护配置要求及出口方式。
- 10.0.11 为原规范第 9.0.10 条。

---

## 11. 高压变频器保护

本节为新增条文，对高压变频器的保护做出相应的规定。

11.0.1 对高压变频器主回路电源元件的保护原则做出了规定。

11.0.2 对高压变频器“一拖二”方式旁路回路电源元件的保护原则做出了规定。

11.0.3 对高压变频器及其辅助设备的保护配置做出了规定。

11.0.4 规定了变频运行的电动机保护由变频器保护功能实现。

---

## 12 自动重合闸

12.0.2 本条规定为提高供电可靠性，35MVA 及以下容量的变压器可装设自动重合闸装置。主要考虑当下一级线路发生瞬时故障越级跳闸时，通过变压器的自动重合闸还能恢复供电。当变压器差动保护和瓦斯保护动作时，应闭锁重合闸。

---

## 13 备用电源的自动投入装置

13.0.1 与原条文相比，取消了“发电厂、变电站和配电站内有互为备用母线段”和“变电站内有两台所用变压器”两项内容。事实上，这两种情况通常都是手动投入的。

增加了“接有 I 类负荷的由双电源供电的母线段”和“含有 I 类负荷的由双电源供电的成套装置”两项内容。按照 I 类负荷的定义，为其供电的双电源当工作电源故障时，备用电源应自动投入运行。

原条文最后一项“生产过程中某些重要机组有备用机组”，本次修订改为“某些重要机械有备用设备”。

13.0.2 原条文中第 2 款“工作回路上的电压，不论因何原因消失时，自动投入装置均应延时工作”，本次修订改为“工作电源故障或断路器被错误断开时，自动投入装置应延时动作”。因为正常手动跳开断路器，工作回路上的电压也会消失。

条文中的第 7 款为本次修订新增加内容，强调备用电源或设备一次只能作为一个工作电源或设备的备用。

条文中给出的只是对备用电源或备用设备的基本要求，其他还有一些要求，如装置应有投入与停用功能、装置的动作时间应保证负荷断电时间最短、应有装置的监视和动作、故障信号等，条文中没有一一列出。

13.0.3 系新增条文。给出自动投入装置采用的几种切换方式，供工程选用。

---

## 14 自动低频低压减负荷装置

14.0.1 本条规定在变电站和配电站，应根据电力系统安全稳定运行的要求装设自动低频低压减负荷装置。当电力系统发生扰动导致系统稳定要被破坏时，低频低压减负荷是有效控制手段之一。因此，应根据电力系统调度部门的同一安排，确定在哪些变电站和配电站装设自动低频低压减负荷装置。

14.0.3 本条规定是指自动低频低压减负荷装置应按频率、电压分为若干级，根据电力系统运行方式和故障时功率缺额多少以及负荷重要程度的不同，分轮次按时限切除负荷。

---

## 15 同步并列

15.0.1 第1款：原条文“对单机容量6MW及以下的火力发电厂，可装设带相位闭锁的手动准同步装置”代之以“对单机容量为6MW及以下的汽轮发电机，可装设自动同步装置”。手动准同步装置操作复杂，成功与否受人为因素影响较大，可靠性差，随着自动同步装置成熟应用，代替手动同步装置已成必然；

原条文“对单机容量6MW以上的火力发电厂，应装设自动准同步装置和带相位闭锁的手动准同步装置”代之以“对单机容量为6MW以上的汽轮发电机，应装设自动同步装置”。

第2款：原条文“水力发电厂”改为“水轮发电机”，“自动自同步装置”改为“自动自同步装置或自动同步装置”。后者主要是考虑目前在水轮发电机上自动同步装置也有很多应用。

第3款：系新增加内容。

第5款：系新增加内容。

本条前3款内容是按先机组后网络顺序编写的。

---

## 16 自动调节励磁及自动灭磁

### 16.1 自动调节励磁

16.1.1 本条文对发电机自动调节励磁装置的基本功能作了规定。

16.1.2 条文中列出了发电机自动电压调节器的九项功能，这些都是基本功能，也是下限要求。

114.1.3 条文中列出的附加功能均属基本附加功能，此外 AVR 还有其他附加功能，如具有在线参数整定功能等，具体工程可根据实际情况全部或部分装设。

### 16.2 自动灭磁

16.2.1 规定发电机励磁系统应有自动灭磁功能，该功能可通过灭磁开关或可控硅逆变实现。

16.2.2 条文给出了发电机励磁系统的灭磁方式，其中第二款规定：当为可控硅整流桥时，机组故障采用灭磁开关灭磁；正常停机时可采用逆变灭磁。这主要是考虑逆变灭磁时间较长，对迅速消除故障不利。

---

## 17 二次回路及相关设备

### 17.1 二次回路

17.1.1 鉴于机组励磁回路电压有的已超过 400V，因此，规定二次回路的工作电压最高不应超过 500V。

17.1.2 由于互感器二次回路连接的负荷实际是由连接电缆和继电保护及自动装置组成，因此条文是指电缆和继电保护及自动装置的总负荷不应超过互感器工作准确等级所规定的负荷范围。

17.1.3 鉴于二次回路的重要性且铝芯控制电缆和绝缘导线存在易折断、易腐蚀等问题，故条文规定二次回路应采用铜芯控制电缆和绝缘导线。

17.1.5 本条是关于控制电缆和绝缘导线最小截面的规定以及选择电流回路、电压回路和操作回路电缆的条件。

17.1.8 条文规定端子排的一个端子一般只接一根导线，最多不超过两导线。如需接更多导线，可通过连接端子实现。

### 17.2 电流互感器和电压互感器

#### 17.2.1 电流互感器

第 1 款：由于 110kV 及以下系统和小机组回路时间常数较小，短路电流很快进入稳定状态，而保护动作直至断路器跳闸时间较长，因此满足稳态要求的电流互感器（P 类）即可满足要求。

第 3 款：不同特性的电流互感器励磁电流不同，将导致正常运行时大的不平衡电流。鉴于工程中要求电流互感器具有相同或相似的特性很困难（如变压器各侧电流互感器），故条文用词为“宜”。

第 6 款：将保护或自动装置接在测量仪表之前，主要是避免校验测量仪表时失去保护。

第 7 款：从安全角度考虑，电流互感器的二次回路应有接地点，应是一点接地。如果采用两点或多点接地，由于接地点可能存在电位差，会产生地电流。对有几组电流互感器连接在一起的保护装置在保护屏上接地，可避免地电流与互感器二次电流耦合对保护装置形成干扰。

#### 17.2.2 电压互感器

第 3 款：由于测量仪表和保护或自动装置对电压互感器要求不同，也为避免相互影响，一般不共用同一个二次绕组。当受条件限制共用一个二次绕组时，应选用保护用电压互感器。在这种情况下，互感器的二次绕组需同时满足测量和保护准确级要求。

第 4 款：防止电压反馈的措施通常是将一次侧隔离开关的常开辅助触点串接在二次回路中。

第 5 款：从安全角度考虑，电压互感器二次回路应有一处接地。本条对电压互感器二次侧接地点接地方式作出规定。

---

17.2.3 本条规定了智能变电站电流互感器和电压互感器相关要求。

### 17.3 直流电源

17.3.1 直流母线电压允许波动范围取值参考了《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T5044—2004之4.2节—系统电压的相关规定；规定波纹系数小于1%，主要是因为无论是晶闸管充电装置还是高频开关电源充电装置都能满足波纹系数小于1%的要求。

17.3.2 第2款：适用于本条款的例子有三绕组变压器、自藕变压器等。

第3款：适用于本条款的例子有母线保护等。

第5款：熔断器或自动开关的监视可通过自动开关的辅助触点、加装监视继电器等方式实现。

### 17.4 电缆和光缆

17.4.1 本条提出了智能变电站光纤型式及连接要求。

17.4.2 本条提出了智能变电站光缆整合及光缆备用芯要求。

### 17.5 接口及通信规约

17.5.1 本条提出了保护装置通用接口要求。

17.5.2 本条明确了保护装置对时接口要求。

17.5.3 本条提出了智能变电站保护装置应满足的技术接口要求。

### 17.6 抗干扰措施

17.4.1 本条对继电保护和自动装置的抗干扰性能，提出原则要求。

17.4.4 第2款措施包括不同用途的电缆分开布置、增加出口继电器的动作功率等。