



中华人民共和国电力行业标准

DL/T 584 — 2017
代替 DL/T 584 — 2007

3kV~110kV 电网继电保护装置 运行整定规程

Setting guide for 3kV~110kV power system protection equipment

2017-12-27 发布

2018-06-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言..... II

1 范围..... 1

2 规范性引用文件..... 1

3 术语和定义..... 1

4 总则..... 2

5 继电保护运行整定的基本原则..... 2

6 继电保护对电网接线和调度运行的配合要求..... 4

7 继电保护整定的规定..... 5

前 言

本标准依据 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则编写。

本标准是对 DL/T 584—2007《3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》进行的修订，与 DL/T 584—2007 相比，除编辑性修改外，主要技术变化如下：

——增加了术语和定义部分内容；

——按照保护现行配置和微机保护的特点，补充了线路分相电流差动保护、断路器失灵保护、线路过负荷保护、故障录波器起动原则等整定内容；

——增加分布式电源接入电网保护的配置及整定原则；

——增加风电场、光伏电站接入电网保护的配置及整定原则；

——简化“电流电压保护”，删除不适应内容。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业继电保护标准化技术委员会（DL/TC 15）归口。

本标准起草单位：国网四川省电力公司、国家电网有限公司国家电力调度控制中心、中国南方电网电力调度控制中心、中国南方电网广州供电局有限公司、国家电网有限公司西北分部、国网浙江省电力有限公司、国网辽宁省电力有限公司、国网北京市电力公司、中国电力科学研究院有限公司、国网四川省电力公司电力科学研究院、北京中恒博瑞数字电力科技有限公司、中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司、南京南瑞继保电气有限公司、许继电气有限公司、国电南京自动化股份有限公司、华中科技大学、北京四方继保自动化股份有限公司、长园深瑞继保自动化有限公司。

本标准主要起草人：杨向飞、陈军、王伟、刘宇、刘虎林、曹杰、邱健、蔡燕春、李天华、张健康、方愉冬、于游、孙伯龙、王晓阳、周文越、龚仁敏、李嘉逸、郑中、余群兵、廖泽友、张玮、熊军、李蔚凡、陈金富。

本标准自实施之日起代替 DL/T 584—2007。

本标准于 1995 年 11 月 27 日首次发布，2007 年首次修订，本次为第二次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程

1 范围

本标准规定了 3kV~110kV 电网的线路、母线、并联电容器、并联电抗器以及变压器保护中与电网保护配合有关的继电保护运行整定原则、方法和具体要求。

本标准适用于电网企业、并网运行发电企业及电力用户负责继电保护管理和运行维护的单位。相关规划设计、研究制造、安装调试单位及部门也应遵守本标准。

本标准以微型继电保护和安全自动装置为主要对象，对于非微型装置可参照执行。

2 规范性引用文件

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

GB/T 14285—2006 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 19963—2011 风电场接入电力系统技术规定

GB/T 19964—2012 光伏电站接入电力系统技术规定

GB/T 33982 分布式电源并网继电保护技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

配合 coordination

在两维平面（横坐标保护范围，纵坐标动作时间）上，整定定值曲线（多折线）与配合定值曲线（多折线）不相交。

注1：电力系统中的保护相互之间应进行配合。根据配合的实际状况，通常可将之分为完全配合、不完全配合、不配合三类。

注2：整定定值曲线与配合定值曲线之间的空隙是配合系数。

3.1.1

完全配合 fully coordination

需要配合的两保护在保护范围和动作时间上均能配合，即满足选择性要求。

3.1.2

不完全配合 partly coordination

需要配合的两保护在动作时间上能配合，但保护范围无法配合。

3.1.3

不配合 un-coordination

需要配合的两保护动作时间不配合，即无法满足选择性要求。

3.2

自动重合闸整定时间 setting time for auto-recloser

t_z

从保护装置跳闸返回、断路器对应相断开（无流）且设定的重合检定条件满足起到保护装置发出

合闸命令的时间。

3.3

常见运行方式 common mode of operation

正常全接线运行方式和被保护设备相邻近的部分线路或元件检修的正常检修方式。

注：视具体情况，检修的线路和元件总数不宜超过该节点线路和元件总数的 1/2。

3.4

联网 interconnection

电网与电网之间的物理连接。

3.5

分布式电源 distributed resources

接入 35kV 及以下电压等级、位于用户附近、就地消纳为主的电源。

注：分布式电源包括同步发电机、异步发电机、变流器等类型。

4 总则

4.1 按照 GB/T 14285 的规定，配置结构合理、质量优良和技术性能满足运行要求的继电保护及安全自动装置是电网继电保护的物质基础。按照本标准的规定进行正确的运行整定是保证电网稳定运行、减轻故障设备损坏程度的必要条件。

4.2 3kV~110kV 电网继电保护的整定应满足选择性、灵敏性和速动性的要求。如果由于电网运行方式、装置性能等原因不能兼顾，则应在整定时，保证规定的灵敏系数要求，并按照如下原则合理取舍：

- a) 局部电网服从整个电网；
- b) 下一级电网服从上一级电网；
- c) 保护电力设备的安全；
- d) 保障重要用户供电。

4.3 继电保护装置的运行整定与电网运行方式密切相关，继电保护专业与系统运行专业应相互协调、密切配合。

4.4 继电保护和二次回路的设计和布置，应满足电网安全运行的要求，同时也应便于整定、运行操作、检修调试和维护。

4.5 继电保护运行管理部门，可根据本标准基本原则制定运行整定的相关细则，以便制造、设计、施工和运行维护部门有所遵循。

4.6 对继电保护的特殊方式，应编制特殊方式运行整定方案，经批准后执行。

5 继电保护运行整定的基本原则

5.1 概述

3kV~110kV 电网的继电保护，应当满足可靠性、选择性、灵敏性及速动性四项基本要求。可靠性由继电保护装置的合理配置、本身的技术性能和质量及正常的运行维护来保证；速动性由配置的全线速动保护、相间和接地故障的速动段保护及电流速断保护等来保证；通过继电保护运行整定，实现选择性和灵敏性的要求，并满足运行中对快速切除故障的特殊要求。

5.2 继电保护的可靠性

5.2.1 电力线路、母线、变压器等电力设备不允许无保护运行。运行中的电力设备，一般应有分别作用于不同断路器，且整定值满足灵敏系数要求的两套独立的保护装置作为主保护和后备保护。不满足

上述要求时，应按 4.6 的规定处理。

5.2.2 3kV~110kV 电网继电保护一般遵循远后备原则，即在邻近故障点的断路器处装设的继电保护或断路器本身拒动时，能由电源侧上一级断路器处的继电保护动作切除故障。

5.2.3 如果变压器低压侧母线无母线差动保护，电源侧高压线路的继电保护整定值应力争对低压母线有足够灵敏度，确无足够的灵敏度时，保护配置应符合下列规定：

- a) 如变压器高压侧的过电流保护对低压母线的灵敏系数满足规程规定，则在变压器的低压侧断路器与高压侧断路器上配置的过电流保护将成为该低压母线的主保护及后备保护。在此种情况下，要求这两套过电流保护由不同的保护装置（或保护单元）提供。
- b) 如变压器高压侧的过电流保护对低压母线的灵敏系数不满足规程规定，则应在变压器的低压侧断路器上配置两套完全独立的过电流保护作为该低压母线的主保护及后备保护。在此种情况下，要求这两套过电流保护接于电流互感器不同的绕组，经不同的直流熔断器供电并以不同时限作用于低压侧断路器与高压侧断路器（或变压器各侧断路器）。

5.2.4 对中、低压侧接有并网小电源的变压器，如变压器小电源侧的过电流保护不能在变压器其他侧母线故障时可靠切除故障，应由小电源并网线的保护装置切除故障。

5.2.5 对于装有专用母线保护的母线，还应有满足灵敏系数要求的线路或变压器的保护实现对母线的后备保护。

5.2.6 电流互感器二次回路断线时，母线保护应采取措施避免可能的误动作，线路及主变压器保护可采用有条件闭锁的方式避免保护装置可能的误动作。

5.3 继电保护的选择性

5.3.1 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，其保护范围及动作时间，在一般情况下应完全配合，如灵敏性和选择性不能兼顾，在整定计算时应保证规定的灵敏系数要求，由此可能导致两级保护的不完全配合。

两级保护之间的选择性由下一级保护的可靠动作来保证，如下一级保护因故拒动，一般情况只允许上一级保护动作，切除故障。

5.3.2 遇下列情况，允许适当牺牲部分选择性：

- a) 接入供电变压器的终端线路，无论是一台或多台变压器并列运行（包括多处 T 接供电变压器或供电线路），都允许线路侧的速动段保护按躲开变压器其他侧母线故障整定。需要时，线路速动段保护可经一短时限动作。
- b) 对串联供电线路，如果按逐级配合的原则导致电源侧保护的動作时间过长时，可将容量较小的某些中间变电站按 T 接变电站或不配合点处理，以减少配合的级数，缩短动作时间。
- c) 双回线内部保护的配合，可按双回线主保护（例如纵联保护）动作或双回线中一回线故障时两侧零序电流（或相电流速断）保护纵续动作的条件考虑，确有困难时，允许双回线中一回线故障时，两回线的延时保护段间有不配合的情况。
- d) 只有两回线路的变电站，当本站变压器全部退出运行时，允许变电站两回线路电源侧的保护切除两回线路中任一回线的故障。
- e) 在构成环网运行的线路中，允许设置预定的不配合点。

5.3.3 变压器电源侧过电流最末段保护的整定，宜为保护变压器安全的最后一級跳閘保护，同时兼作其他侧母线及出线故障的后备保护，其动作时间及灵敏系数视情况可不作为一级保护参与选择配合，但动作时间必须大于所有配出线后备保护的動作时间（包括变压器过电流保护范围可能伸入的相邻线路和相隔线路）。

5.3.4 线路保护范围伸出相邻变压器其他侧母线时，可按下列顺序优先的方式考虑保护动作时间的配合：

- a) 与变压器同电压侧的后备保护的動作时间配合；
- b) 与变压器其他侧后备保护跳该侧总断路器動作时间配合；
- c) 与其他侧出线后备保护段的動作时间配合；
- d) 与其他侧出线保全线有规程规定的灵敏系数的保护段動作时间配合；
- e) 如其他侧的母线装有母线保护、线路装有纵联保护，需要时，也可以与其他侧的母线保护和线路纵联保护配合。

5.4 继电保护的灵敏性

5.4.1 电力设备电源侧的继电保护整定值应对本设备故障有规定的灵敏系数，对远后备方式，继电保护最末一段整定值还应应对相邻设备故障有规定的灵敏系数。

5.4.2 对于无法得到远后备保护的电力设备，应酌情采取相应措施，防止同时失去主保护和后备保护。

5.4.3 对于 110kV 电网线路，考虑到在可能的高电阻接地故障情况下的動作灵敏系数要求，其最末一段零序电流保护的电流定值一般不应大于 300A（一次值），此时，允许线路两侧零序保护相继動作切除故障。

5.4.4 对于负荷电流与线路末端短路电流数值接近的 35kV 及以下供电线路，过电流保护的电流定值按躲负荷电流整定，但在灵敏系数不够的地方应装设断路器或有效的熔断器。需要时，也可以采用距离保护装置代替过电流保护装置。

5.4.5 在同一套保护装置中闭锁、启动和方向判别等辅助元件的灵敏系数应不低于所控的保护测量元件的灵敏系数。

5.5 继电保护的速动性

5.5.1 下一级电网应满足上一级电网提出的整定时间要求，供电变压器过电流保护时间应满足变压器绕组热稳定要求，必要时，为保证设备和主网安全、保重要用户供电，应在下一级电网适当的地方设置不配合点。

5.5.2 对于造成发电厂厂用母线或重要用户母线电压低于额定电压 60% 的故障，应快速切除。

5.5.3 邻近供电变压器的供电线路，设计单位应充分考虑线路出口短路的热稳定要求。如线路导线截面积过小不允许延时切除故障，应快速切除故障。对于多级串联供电的单电源线路，由于逐级配合的原因，邻近供电变压器的线路后备保护動作时间较长，如不能满足线路热稳定要求，宜设置短延时的限时速断保护。

5.5.4 手动合闸或重合闸合于故障线路时，应有速动保护快速切除故障。

5.5.5 继电保护配合的时间级差应根据断路器开断时间、整套保护動作返回时间、计时误差等因素确定，保护的配合宜采用 0.3s 的时间级差。对局部时间配合存在困难的，在确保选择性的前提下，微机保护可适当降低时间级差，但应不小于 0.2s。

6 继电保护对电网接线和调度运行的配合要求

6.1 合理的电网结构及电力设备的布置是继电保护装置可靠运行的基础。对严重影响继电保护装置保护性能的电网结构和电力设备的布置、厂站主接线等，应限制使用，并应符合下列规定：

- a) 宜采用环网布置、开环运行的方式。
- b) 宜采用双回线路布置、单回线路—变压器组分列运行的终端供电方式。
- c) 向多处供电的单电源终端线路，宜采用 T 接的方式接入供电变压器。
- d) 以上三种方式均以自动重合闸和备用电源自动投入来增加供电的可靠性。

- e) 不宜在电厂向电网送电的主干线上接入分支线或支接变压器。
- f) 尽量避免短线路成串成环的接线方式。

6.2 继电保护能否保证电网安全稳定运行，与调度运行方式的安排密切相关。在安排运行方式时，应综合考虑下列问题：

- a) 注意保持电网中各变电站变压器的接地方式相对稳定。
- b) 避免在同一厂、站母线上同时断开所连接的两个及以上运行设备（线路、变压器），当两个厂、站母线之间的电气距离很近时，也要避免同时断开两个及以上运行设备。
- c) 在电网的某些点上及与主网相连的有电源的地区电网中，应设置合适的解列点，以便采取有效的解列措施，确保主网的安全和地区电网重要用户供电。
- d) 避免采用多级串联供电的终端运行方式。
- e) 避免采用不同电压等级的电磁环网运行方式。
- f) 同一 220kV 及以上变电站的 110kV（66kV）双回线一般不得并列运行；若并列运行，则系统侧宜接于同一段母线。
- g) 不允许平行双回线上的双 T 接变压器并列运行。

6.3 因部分继电保护装置检验或故障停运导致继电保护性能降低，影响电网安全稳定运行时，应采取下列措施：

- a) 酌情停运部分电力设备，或改变电网运行接线、调整运行潮流，使运行中的继电保护动作性能满足电网安全稳定运行的要求。
- b) 临时更改继电保护整定值，在不能兼顾选择性、灵敏性、速动性要求时，按 4.2 进行合理的取舍。

6.4 重要枢纽变电站的 110kV 母线差动保护因故退出危及系统稳定运行时，应采取下列措施：

- a) 尽可能缩短母线差动保护的停用时间。
- b) 不安排母线及连接设备的检修，尽可能避免在母线上进行操作，减少母线故障的概率。
- c) 应考虑当母线发生故障时，由后备保护延时切除故障不会导致电网失去稳定，否则应改变母线接线方式、调整运行潮流。必要时，可由其他保护带短时限跳开母联或分段断路器，或酌情按稳定计算提出的要求加速后备保护，此时，如被加速的后备保护可能无选择性跳闸，应备案说明。

6.5 全线速动保护退出运行时，应根据电网要求采取调整运行方式或缩短线路两侧的保全线有规程规定的灵敏系数段动作时间，以保证电网安全。此时，加速段保护可能无选择性动作，应备案说明。

6.6 在电力设备由一种运行方式转为另一种运行方式的操作过程中，被操作的有关设备均应在保护范围内，允许部分保护装置在操作过程中失去选择性。

7 继电保护整定的规定

7.1 一般规定

7.1.1 整定计算所需的发电机、调相机、变压器、架空线路、电缆线路、并联电抗器、串联补偿电容器的阻抗参数均应采用换算到额定频率的数值。下列参数应使用实测值：

- a) 三相三柱式变压器的零序阻抗；
- b) 66kV 及以上架空线路和电缆线路的阻抗；
- c) 平行线之间的零序互感阻抗；
- d) 其他对继电保护影响较大的有关参数。

7.1.2 以下的假设条件对一般短路电流计算是许可的：

- a) 忽略发电机、调相机、变压器、110kV 架空线路和电缆线路等阻抗参数的电阻部分；66kV 及

以下的架空线路和电缆，当电阻与电抗之比 $R/X > 0.3$ 时，宜采用阻抗值 $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ ，并假定旋转电机的负序电抗等于正序电抗，即 $X_2 = X_1$ 。

- b) 发电机及调相机的正序电抗可采用次暂态电抗 X_d'' 的饱和值。
- c) 发电机电势可以假定均等于 1（标么值）且相位一致，只有在计算线路全相振荡电流时，才考虑线路两侧发电机综合电势有一定的相角差。
- d) 不考虑短路电流的衰减。对利用机端电压励磁的发电机出口附近的故障，应从动作时间上满足保护可靠动作的要求。
- e) 各级电压可以采用标称电压值或平均电压值，而不考虑变压器分接头实际位置的变动。
- f) 不计线路电容电流和负荷电流的影响。
- g) 不计故障点的相间电阻和接地电阻。
- h) 不计短路暂态电流中的非周期分量。

对有针对性的专题进行分析和对某些装置特殊需要进行计算时，可以根据需要采用某些更符合实际情况的参数和数据。

7.1.3 合理地选择运行方式是改善保护效果、充分发挥保护效能的关键之一。继电保护整定计算应以常见运行方式为依据，对特殊运行方式，可以按专用的运行规程或依据当时实际情况临时处理，具体原则如下：

- a) 同杆并架的双回线，应考虑双回线同时检修或同时跳开的情况。
- b) 发电厂有两台机组时，一般考虑一台机组停运的方式；有三台及以上机组时，一般应考虑其中两台容量较大的机组同时停运的方式。发电厂机组全部同时停运的方式，按特殊情况处理。
- c) 区域电网中，相邻的几个电厂全停时，应按特殊情况处理。
- d) 应以调度运行方式部门提供的系统运行方式书面资料为整定计算的依据。
- e) 110kV 电网变压器中性点接地运行方式应尽量保持变电站零序阻抗基本不变。遇到使变电站零序阻抗有较大变化的特殊运行方式时，应根据运行规程规定或根据当时的实际情况临时处理，具体原则如下：

- 1) 发电厂只有一台主变压器，则变压器中性点宜直接接地运行，当变压器检修时，按特殊情况处理。
- 2) 发电厂有接于母线的两台主变压器，则宜保持一台变压器中性点直接接地运行。如由于某些原因，正常运行时必须两台变压器中性点均直接接地运行，则当一台主变压器检修时，按特殊情况处理。
- 3) 发电厂有接于母线的三台及以上主变压器，则宜两台变压器中性点直接接地运行，并把它们分别接于不同的母线上，当不能保持不同母线上各有一个接地点时，按特殊情况处理。视具体情况，正常运行时也可以一台变压器中性点直接接地运行，当变压器全部检修时，按特殊情况处理。
- 4) 变电站变压器中性点的接地方式应尽量保持地区电网零序阻抗基本不变，同时变压器中性点直接接地点也不宜过分集中，以防止事故时直接接地的变压器跳闸后引起其余变压器零序过电压保护动作跳闸。
- 5) 绝缘有要求的变压器中性点必须直接接地运行，无地区电源的单回线供电的终端变压器中性点不宜直接接地运行。
- 6) 当某一短线路检修停运时，为改善保护配合关系，如有可能，可以用增加中性点接地变压器台数的办法来抵消线路停运时对零序电流分配的影响。

7.1.4 有配合关系的不同动作原理的保护定值，可酌情简化配合整定。

7.1.5 计算保护定值时，一般只考虑常见运行方式下，一回线或一个元件发生金属性简单故障的情况。

7.1.6 保护灵敏系数允许按常见运行方式下的单一不利故障类型进行校验。线路保护的灵敏系数除去

设计原理上需靠相继动作的保护外，必须保证在对侧断路器跳闸前和跳闸后，均能满足规定的灵敏系数要求。在复杂电网中，当相邻元件故障而其保护或断路器拒动时，允许按其他有足够灵敏系数的支路相继跳闸后的接线方式，来校验本保护作为相邻元件后备保护的灵敏系数。

7.1.7 为了提高保护动作的可靠性，单侧电源线路的相电流保护不应经方向元件控制。双侧电源线路的相电流保护和零序电流保护，如经核算在可能出现的不利运行方式和不利故障类型下，均能与背侧线路保护配合，也可不经方向元件控制；在复杂电网中，为简化整定配合，相电流和零序电流保护宜经方向元件控制。为不影响相电流和零序电流保护的动作性能，方向元件要有足够的灵敏系数，且不能有动作电压死区。

7.1.8 按下列原则考虑距离保护振荡闭锁元件的运行整定：

- a) 35kV 及以下线路距离保护一般不考虑系统振荡误动问题。
- b) 下列情况的 66kV~110kV 线路距离保护不应经振荡闭锁：
 - 1) 单侧电源线路的距离保护；
 - 2) 动作时间大于 0.5s 的距离Ⅰ段、大于 1.0s 的距离Ⅱ段和大于 1.5s 的距离Ⅲ段保护。

注：系统最长振荡周期按 1.5s 考虑。

- c) 有振荡误动可能的 66kV~110kV 线路距离保护装置一般应经振荡闭锁控制。
- d) 有振荡误动可能的 66kV~110kV 线路的相电流速断定值应可靠躲过线路振荡电流。
- e) 在单相接地故障转换为三相故障，或在系统振荡过程中发生不接地的相间故障时，可适当降低对保护装置快速性的要求，但必须保证可靠切除故障。

7.1.9 躲区外故障、躲振荡、躲负荷、躲不平衡电压等整定，或与有关保护的配合整定，都应考虑必要的可靠系数。对于两种不同动作原理保护的配合或有互感影响时，应选取较大的可靠系数。

7.2 继电保护装置整定的具体规定

7.2.1 110kV 线路零序电流保护

7.2.1.1 单侧电源线路的零序电流保护一般为三段式，终端线路也可以采用两段式，一般应遵循下述原则：

- a) 零序电流Ⅰ段定值按躲本线路末端接地故障最大零序电流（ $3I_0$ ）整定，线路附近有其他零序互感较大的平行线路时，参照 7.2.1.4 整定。如本线路接地距离Ⅰ段保护投入运行，则零序电流Ⅰ段保护宜退出运行。
- b) 三段式保护的零序电流Ⅱ段电流定值，应按保护本线路末端接地故障时有不小于 7.2.1.10 规定的灵敏系数整定，还应与相邻线路零序电流Ⅰ段或Ⅱ段保护配合，动作时间按配合关系整定。
- c) 三段式保护的零序电流Ⅲ段作本线路经电阻接地故障和相邻元件接地故障的后备保护，其电流一次定值不应大于 300A，在躲过本线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流的前提下，力争满足相邻线路末端故障时有 7.2.1.11 规定的灵敏系数要求；校核与相邻线路零序电流Ⅱ段或Ⅲ段的配合情况，动作时间按配合关系整定。
- d) 终端线路的零序电流Ⅰ段保护范围允许伸入线路末端供电变压器（或 T 接供电变压器），变压器故障时线路保护的无选择性动作由重合闸来补救。
- e) 终端线路的零序电流最末一段作本线路经电阻接地故障和线路末端变压器故障的后备保护，其电流定值应躲过线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流，不应大于 300A（一次值）。
- f) 采用前加速方式的零序电流保护各段定值可以不与相邻线路保护配合，其定值根据需要整定，线路保护的无选择性动作由顺序重合闸来补救。

7.2.1.2 双侧电源复杂电网的线路零序电流保护一般为四段式或三段式保护，在使用了阶段式接地距离保护的复杂电网，零序电流保护宜适当简化。

7.2.1.3 双侧电源复杂电网的线路零序电流保护一般应遵循下述原则：

- 零序电流 I 段保护作为速动段保护使用，如本线路接地距离 I 段保护投入运行，则零序电流 I 段保护宜退出运行。
- 三段式保护的零序电流 II 段保护（四段式保护的 II 段或 III 段保护），应能有选择性切除本线路范围的金属性接地故障，其动作时间应尽量缩短。
- 考虑到在可能的高电阻接地故障情况下的动作灵敏系数要求，零序电流保护最末一段的电流定值不应大于 300A（一次值）。
- 零序电流保护的整定公式见表 1。对未经方向元件控制的零序电流保护，还应考虑与背侧线路零序电流保护的配合。

表 1 110kV 线路零序电流保护整定表

保护名称	符号	电流定值			动作时间		
		公式	说明		正常	重合闸后	说明
			参量含义	取值范围			
零序电流 I 段保护	I_{01}	$I_{op1} = K_K 3I_{0max}$	$3I_{0max}$ 为区外故障最大零序电流	$K_K \geq 1.3$	$t_1 = 0s$	动作值躲不过断路器合闸三相不同步最大 3 倍零序电流时，重合闸过程中带 0.1s 延时或退出运行	
零序电流 II 段保护	I_{0II}	与相邻线路零序 I 段保护配合： $I_{opII} = K_K K_F I'_{opI}$	I'_{opI} 为相邻线路零序 I 段动作值； I'_{opII} 为相邻线路零序 II 段动作值； K_F 为最大分支系数	$K_K \geq 1.1$ $K'_K = 1.1 \sim 1.3$	$t_{II} \geq \Delta t$	后加速带 0.1s 延时	t'_II 为相邻线路零序 II 段保护动作时间
		与相邻线路零序 II 段保护配合： $I_{opII} = K_K K_F I'_{opII}$			$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$		
		校验变压器 220kV（或 330kV）侧接地故障流过线路的 $3I_0$ ： $I_{opII} = K'_K 3I_0$			$t_{II} \geq \Delta t$		
零序电流 III 段保护	I_{0III}	与相邻线路零序 II 段保护配合： $I_{opIII} = K_K K_F I'_{opII}$	I'_{opII} 为相邻线路零序 II 段动作值； I'_{opIII} 为相邻线路零序 III 段动作值； K_F 为最大分支系数	$K_K \geq 1.1$	$t_{III} \geq t'_{II} + \Delta t$	后加速带 0.1s 延时	t'_{II} 为相邻线路零序 II 段保护动作时间； t'_{III} 为相邻线路零序 III 段保护动作时间； t''_{III} 为线路末端变压器 220kV（或 330kV）侧出线接地保护 II 段保护最长动作时间
		与相邻线路零序 III 段保护配合： $I_{opIII} = K_K K_F I'_{opIII}$			$t_{III} \geq t'_{III} + \Delta t$		
		校验变压器 220kV（或 330kV）侧接地故障流过线路的 $3I_0$			$t_{III} \geq t''_{III} + \Delta t$		

表 1 (续)

保护名称	符号	电流定值		动作时间			
		公式	说明		正常	重合闸后	说明
			参量含义	取值范围			
零序电 流Ⅳ段 保护	I_{0IV}	与相邻线路零序Ⅲ段保护配合: $I_{opIV} = K_K K_F I'_{opIII}$	I'_{opIII} 为相邻 线路零序Ⅲ段 动作值; I'_{opIV} 为相邻 线路零序Ⅳ段 动作值; K_F 为最大分 支系数	$K_K \geq 1.1$	$t_{IV} \geq t'_{III} + \Delta t$	后加速带 0.1s 延时	t'_{III} 为相邻线 路零序Ⅲ段保护 动作时间; t'_{IV} 为相邻线 路零序Ⅳ段保护 动作时间; t''_{II} 为线路末端 变 压 器 220kV (或 330kV) 侧 出 线 接 地 保 护 Ⅱ 段 保 护 最 长 动 作 时 间
		与相邻线路零序Ⅳ段保护配合: $I_{opIV} = K_K K_F I'_{opIV}$			$t_{IV} \geq t'_{IV} + \Delta t$		
		校核变压器 220kV (或 330kV) 侧接地 故障流过线路的 $3I_0$			$t_{IV} \geq t''_{II} + \Delta t$		

7.2.1.4 零序电流Ⅰ段保护整定。

a) 零序电流Ⅰ段电流定值按躲区外故障最大零序电流 ($3I_0$) 整定: 在无互感的线路上, 零序电流Ⅰ段的区外最严重故障点选择在本线路对侧母线或两侧母线上。当线路附近有其他零序互感较大的平行线路时, 故障点有时应选择在平行线路的某处。例如: 平行双回线, 故障点有时应选择在双回线之一的断路器断开情况下的断口处, 见图 1 a); 不同电压等级的平行线路, 其故障点有时可能选择在不同电压等级的平行线上的某处, 见图 1 b)。

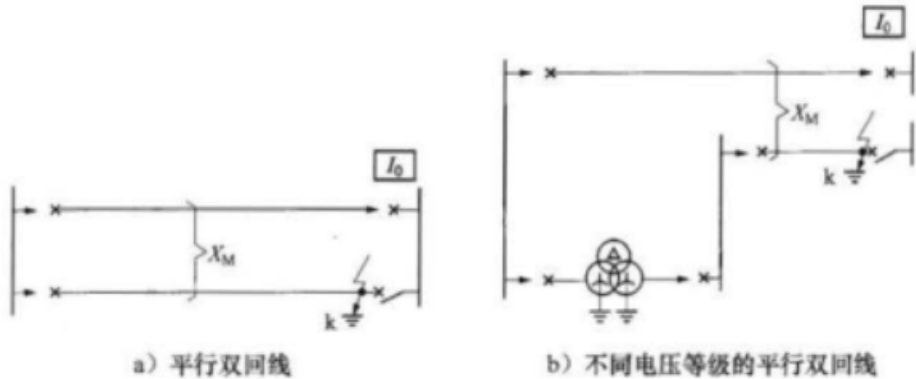


图 1 零序电流Ⅰ段故障点的选择

- b) 在计算区外故障最大零序电流时, 一般应对各种常见运行方式及不同故障类型进行比较, 取其最大值。如果所选择的停运检修线路是与本线路有零序互感的平行线路, 则应考虑检修线路在两端接地的情况。
- c) 由于在计算零序故障电流时没有计及可能出现的直流分量, 因此, 零序电流Ⅰ段定值按躲开区外故障最大零序电流 ($3I_0$) 保护整定时, 可靠系数不应小于 1.3, 宜取 1.3~1.5。

7.2.1.5 零序电流Ⅱ段保护整定。

7.2.1.5.1 三段式保护的零序电流Ⅱ段电流定值应按本线路末端故障时不小于 7.2.1.10 规定的灵敏系数整定, 还应与相邻线路零序电流Ⅰ段或Ⅱ段保护配合, 保护范围一般不应伸出线路末端变压器 220kV (或 330kV) 电压侧母线, 动作时间按配合关系整定。

7.2.1.5.2 四段式保护的零序电流Ⅱ段保护电流定值按与相邻线路零序电流Ⅰ段保护配合整定, 相邻线路全线速动保护能长期投入运行时, 也可以与全线速动保护配合整定, 电流定值的灵敏系数不作规定。

7.2.1.5.3 如零序电流Ⅱ段保护被配合的相邻线路是与本线路有较大零序互感的平行线路，则应考虑该相邻线路故障，在一侧断路器先断开时的保护配合关系，见图 2a)。

a) 当与相邻线路零序电流Ⅰ段保护配合时：

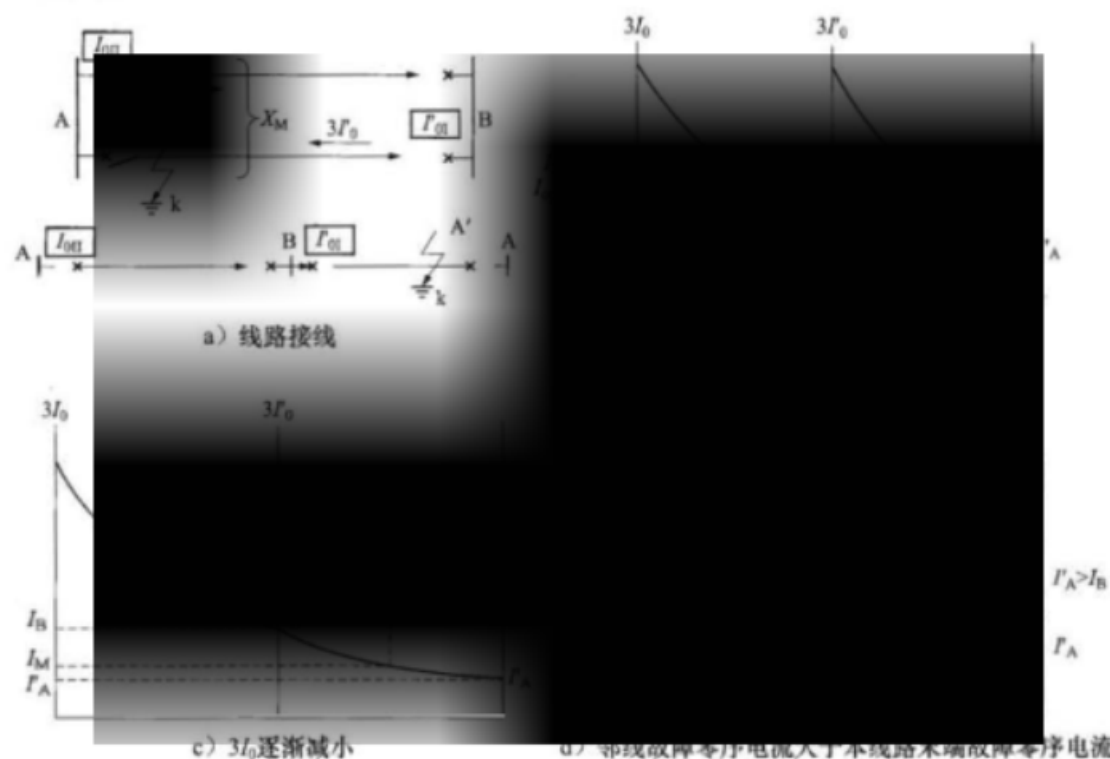
1) 如相邻线路零序电流Ⅰ段保护能相继动作保护全线路，则本线路零序电流Ⅱ段保护定值计算应选用故障点在相邻线路断路器断口处的分支系数 K_F 值，按与相邻线路零序电流Ⅰ段保护配合整定。

2) 如相邻线路零序电流Ⅰ段保护不能相继动作保护全线路，则按下述规定整定：

——若相邻线路上的故障点逐渐移近断路器断口处，流过本保护的 $3I_0$ 逐渐减少，见图 2 c)，则本线路零序电流Ⅱ段保护定值按与相邻线路零序电流Ⅰ段保护配合整定。

——若故障点移近断路器断口处，流过本保护的 $3I_0$ 下降后又逐渐回升，并大于相邻线路第Ⅰ段末端故障流过本保护的 $3I_0$ ，但不超过本线路末端故障流过本保护的 $3I_0$ ，则本线路零序电流Ⅱ段保护定值应按躲断路器断口处故障整定，见图 2 b)。同上情况，但在断路器断口处故障流过本保护的 $3I_0$ 大于在本线路末端故障流过本保护的 $3I_0$ 时，见图 2 d)，本线路零序电流Ⅱ段保护无法与相邻线路零序电流Ⅰ段保护配合，只能与相邻线路零序电流Ⅱ段保护配合，此时，允许双回线内部零序电流Ⅱ段保护有不配合的情况。

b) 零序电流Ⅱ段保护的电流定值与相邻线路零序电流Ⅱ段保护配合时，故障点一般可选在相邻线路末端。



说明：

I_B ——本线路末端短路故障时流进本线路的 $3I_0$ ；

I_M ——相邻线路零序电流Ⅰ段保护范围末端故障时流过本线路的 $3I_0$ ；

I'_A ——断路器断口处故障时流过本线路的 $3I_0$ 。

图 2 平行互感线路零序电流保护之间的配合计算

7.2.1.6 零序电流Ⅲ段保护整定。

a) 三段式保护的零序电流Ⅲ段保护作本线路经电阻接地故障和相邻元件故障的后备保护，其电流

定值不应大于 300A (一次值), 在躲过本线路末端变压器其他各侧三相短路最大不平衡电流的前提下, 力争在相邻线路末端故障时满足 7.2.1.11 规定的灵敏系数要求。校核与相邻线路零序电流 II 段、III 段或 IV 段保护的配合情况, 并校核保护范围是否伸出线路末端变压器 220kV 或 330kV 电压侧母线, 动作时间按配合关系整定。

b) 四段式保护的零序电流 III 段保护按下述方法整定:

- 1) 如零序电流 II 段保护对本线路末端故障有规定的灵敏系数, 则零序电流 III 段保护定值取与零序电流 II 段保护相同定值。
- 2) 如零序电流 II 段保护对本线路末端故障达不到 7.2.1.10 规定的灵敏系数要求, 则零序电流 III 段保护按三段式保护的零序电流 II 段保护的方法整定。

7.2.1.7 零序电流 IV 段整定。

四段式保护的零序电流 IV 段保护按三段式保护的零序电流 III 段保护的方法整定。

7.2.1.8 零序电流保护最末一段与相邻线路零序电流保护配合整定有困难或动作时间过长时, 如有必要, 可设置适当的不配合点。

7.2.1.9 分支系数 K_F 的选择, 要通过常见各种运行方式的比较, 选取其最大值。在复杂的环网中, 分支系数的大小与故障点的位置有关, 在考虑与相邻零序电流保护配合时, 应选用故障点在被配合段保护范围末端的 K_F 值, 但为了简化计算, 也可选用故障点在相邻线路末端的可能偏高的 K_F 值。

7.2.1.10 保全线有灵敏系数的零序电流定值对本线路末端金属性接地故障的灵敏系数应满足如下要求:

- a) 20km 以下线路, 不小于 1.5;
- b) 20km~50km 的线路, 不小于 1.4;
- c) 50km 以上线路, 不小于 1.3。

7.2.1.11 零序电流最末一段电流定值, 对相邻线路末端金属性接地故障的灵敏系数宜不小于 1.2, 确有困难时, 可按相继动作校核灵敏系数。

7.2.1.12 零序电流保护与接地距离保护配合时, 可先找出接地距离的最小保护范围, 与之配合的零序电流保护按躲开此处接地故障整定。

7.2.1.13 三相重合闸后加速一般应加速对线路末端故障有足够灵敏系数的零序电流保护段, 如果躲不开后一侧合闸时, 因断路器三相不同步产生的零序电流, 则两侧的后加速保护在整个重合闸周期中均应带 0.1s 延时。

7.2.1.14 当 110kV 线路零序电流保护范围伸出线路相邻变压器 220kV (330kV) 电压等级母线时, 如配合有困难, 110kV 线路零序电流保护定值可以不与 220kV (330kV) 电压等级的变压器零序电流保护配合, 但应与该侧出线接地距离或零序电流保全线有灵敏系数的保护段配合。必要时, 也可以与 220kV (330kV) 电压等级母线和线路的速动段保护配合。

7.2.1.15 当 110kV 电网线路配置阶段式相间和接地距离保护时, 允许仅保留切除经电阻接地故障的一段零序电流保护。

7.2.2 接地距离保护

7.2.2.1 接地距离保护的原则和公式都是对架空线路、按金属性故障的阻抗灵敏角整定的, 对于采用距离保护的电缆线路, 正序和零序阻抗角都会有较大的偏差, 应按实测参数整定。

7.2.2.2 接地距离保护一般为三段式。

7.2.2.3 接地距离 I 段保护阻抗定值按可靠躲过本线路末端发生金属性接地故障整定。对于超短线路的接地距离 I 段保护, 宜退出运行。

7.2.2.4 接地距离 II 段保护阻抗定值按本线路末端发生金属性接地故障有足够灵敏度整定, 并与相邻线路接地距离 I 段保护或 II 段保护配合, 动作时间按配合关系整定。如相邻线路有失灵保护, 则必须与失灵保护时间配合。

7.2.2.5 接地距离Ⅱ段保护与相邻线路接地距离Ⅰ段保护配合时,单相接地故障或两相短路接地故障的计算公式为

$$Z_{\text{opⅡ}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z1} Z'_{\text{opⅠ}} + K_K \frac{(1+3K')K_{Z0} - (1+3K)K_{Z1}}{I_{\text{ph}} + K3I_0} I_0 Z'_{\text{opⅠ}} \quad (1)$$

将等式右侧第二项中的 K_{Z1} (正序助增系数) 改用 K_{Z0} (零序助增系数), 可写成如下形式:

a) 单相接地故障:

$$Z_{\text{opⅡ}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z0} Z'_{\text{opⅠ}} + K_K \frac{(K_{Z1} - K_{Z0})I_1 + 3(K' - K)K_{Z0}I_0}{I_{\text{ph}} + K3I_0} Z'_{\text{opⅠ}} \quad (2)$$

b) 两相短路接地故障:

$$Z_{\text{opⅡ}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z0} Z'_{\text{opⅠ}} + K_K \frac{(K_{Z1} - K_{Z0})(I_{\text{ph}} - I_0) + 3(K' - K)K_{Z0}I_0}{I_{\text{ph}} + K3I_0} Z'_{\text{opⅠ}} \quad (3)$$

式中:

K_{Z1} 、 K_{Z0} ——正序和零序助增系数;

K 、 K' ——本线路和相邻线路零序补偿系数;

Z_1 ——本线路正序阻抗;

$Z'_{\text{opⅠ}}$ ——相邻线路接地距离Ⅰ段保护阻抗定值;

I_1 、 I_0 ——流过本线路的正序和零序电流;

I_{ph} ——流过本线路的故障相电流;

K_K ——可靠系数。

c) 假定 $K=K'$, 当 K_{Z0} 大于 K_{Z1} 时, 可略去式 (1) 中的最后一项; 当 K_{Z1} 大于 K_{Z0} 时, 可略去式 (2)、式 (3) 中的最后一项, 结果可以归纳为:

$$Z_{\text{opⅡ}} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{\text{opⅠ}} \quad (4)$$

式中:

K_Z —— K_{Z1} 和 K_{Z0} 两者中的较小值。

7.2.2.6 接地距离Ⅱ段保护范围一般不宜超过相邻变压器的其他侧母线, 如Ⅱ段保护范围超过相邻变压器的其他侧母线时, 动作时限按配合关系整定。

a) 阻抗定值按躲变压器小电流接地系统侧母线三相短路整定:

$$Z_{\text{opⅡ}} = K_K Z_1 + K_K K_{Z1} Z'_T \quad (5)$$

式中:

Z_1 ——线路正序阻抗;

K_{Z1} ——正序助增系数;

Z'_T ——变压器并联正序等值阻抗;

K_K ——可靠系数。

b) 阻抗定值按躲变压器其他侧 (变压器中性点直接接地) 母线接地故障整定 (按单相接地故障或两相接地故障):

$$Z_{\text{opⅡ}} = K_K \frac{U_{\text{ph}}}{I_{\text{ph}} + K3I_0} \quad (6)$$

式中:

U_{ph} 、 I_{ph} 、 I_0 ——变压器其他侧 (变压器中性点直接接地) 母线单相或两相接地故障时, 在接地距离保护安装处所测得的故障相电压、故障相电流以及零序电流。

简化公式为:

$$Z_{opII} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_T \quad (7)$$

式中:

Z_1 ——线路正序阻抗;

K_Z ——助增系数, 取 K_{Z1} 和 K_{Z0} 两者中的较小值;

Z'_T ——变压器并联正序等值阻抗。

- c) 考虑到对 110kV 线路而言, 相邻变压器高压侧 (如 220kV 侧) 可能为变压器其他中性点接地侧, 而变压器 110kV 侧等值阻抗约等于零, 所以, 可以近似认为, 在变压器高压侧 (如 220kV 侧) 母线接地故障时, 110kV 侧的正序、零序助增点基本一致, 可以近似计算为:

$$\begin{aligned} K_{Z0} &= I_{02} / I_{01} \\ K_{Z1} &= I_{12} / I_{11} \end{aligned} \quad (8)$$

式中:

I_{02} 、 I_{12} ——并联变压器高压侧 (如 220kV 侧) 零序电流标幺值和正序电流标幺值;

I_{01} 、 I_{11} ——110kV 侧故障线路的零序电流标幺值和正序电流标幺值。

简化计算时可以取 $K_Z = 1$ 。

- d) 当线路所带负荷为牵引变压器时, 应考虑牵引变压器不同接线方式、最不利故障类型对线路距离保护的影响, 即

$$Z_{opII} = K_K Z_1 + K_{KT} Z'_T / K_T \quad (9)$$

式中:

K_K ——可靠系数, 取 0.7~0.8;

K_{KT} ——变压器计算用可靠系数, 不大于 0.7;

Z_1 ——线路正序阻抗值;

Z'_T ——变压器单相容量下的正序阻抗值 (取最小短路阻抗);

K_T ——折算系数, 根据牵引变压器接线形式确定。

折算系数的确定原则: 单相牵引变压器两相供电, 低压侧 TR 或 TF (带回流线) 短路时, K_T 取 2; VV 接法三相供电, 低压侧异相接地短路时, K_T 取 3; VX 接法三相供电, 低压侧 TF 或异相接地短路时, K_T 取 3; 平衡变压器三相供电时, K_T 取 2 (Z'_T 采用全容量参数计算时, K_T 取 1)。

7.2.2.7 当相邻线路无接地距离保护时, 接地距离 II 段保护可与相邻线路零序电流 I 段保护配合。为了简化计算, 可以只考虑相邻线路单相接地故障情况, 两相短路接地故障靠相邻线路相间距离 I 段动作来保证选择性。如无法与相邻线路零序电流 I 段保护配合, 则与零序电流 II 段保护配合。

- a) 由于保护动作原理不一致, 接地距离保护与零序电流保护配合关系比较复杂, 但为了简化计算和满足选择性要求, 可用以下简化计算公式:

$$Z_{opII} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{II(II)} \quad (10)$$

式中:

K_K ——可靠系数;

K_Z ——相邻线路零序电流 I 段或 II 段最小保护范围末端故障时对应的正序、零序最小助增系数;

Z_1 ——本线路正序阻抗;

$Z'_{II(II)}$ ——相邻线路零序电流 I 段 (或 II 段) 最小保护范围所对应的线路正序阻抗值。

- b) 与零序电流 II 段保护配合时, 也可以使用更简化的公式:

$$Z_{opII} = K_K Z_1 + K_K K_{sm} Z'_I \quad (11)$$

式中:

K_{sen} ——零序电流Ⅱ段保护最小灵敏系数；

Z'_1 ——相邻线路全长的正序阻抗。

7.2.2.8 零序电流补偿系数 K 应按线路实测的正序阻抗 Z_1 和零序阻抗 Z_0 计算获得， $K = (Z_0 - Z_1)/3Z_1$ 。实用值宜小于或接近计算值。

7.2.2.9 对于互感较大线路接地距离Ⅰ段保护的可靠系数，应考虑互感影响，适当降低可靠系数，防止保护越级动作。

7.2.2.10 接地距离Ⅱ段保护阻抗定值对本线路末端金属性接地故障的灵敏系数应满足如下要求：

- a) 20km 以下线路，不小于 1.5；
- b) 20km~50km 的线路，不小于 1.4；
- c) 50km 以上线路，不小于 1.3；
- d) 互感较大的线路应考虑互感影响，适当提高灵敏系数。

7.2.2.11 圆特性的接地距离Ⅲ段保护，阻抗定值按与相邻线路的接地距离Ⅱ段或Ⅲ段保护配合，并对相邻元件有远后备整定，负荷电阻线按可靠躲过本线路的事故过负荷最小阻抗整定。当线路末端有变压器，距离Ⅲ段保护不能作为变压器低压侧母线故障的远后备保护时，一些装置可通过投入外抛四边形等方式实现，增加了接地距离附加段的整定，不需要时，整定为与Ⅲ段距离保护定值相同。

7.2.2.12 四边形特性的接地距离Ⅲ段保护，阻抗定值按与相邻线路的接地距离Ⅱ段或Ⅲ段保护配合，并力争对相邻元件有远后备整定，电阻定值按可靠躲过本线路事故过负荷最小阻抗整定。

7.2.2.13 接地距离Ⅲ段保护阻抗定值，对相邻线路末端接地故障和本线路对侧变压器低压侧故障的灵敏系数应力争不小于 1.2，确有困难时，可按相继动作校核灵敏系数。

7.2.2.14 接地距离Ⅲ段的动作时间应按配合关系整定。

7.2.2.15 上下级接地距离阻抗定值应按金属性短路故障进行配合整定，不计及故障电阻影响。

7.2.2.16 接地距离保护整定计算见表 2。

表 2 接地距离保护整定计算表

保护名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
接地距离Ⅰ段保护	Z_{01}	躲本线路末端故障： $Z_{01} = K_K Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； $K_K \leq 0.7$	$t_1 = 0s$	
		单回线终端变压器方式，送电侧保护伸入变压器内： $Z_{01} = K_K Z_1 + K_{KT} Z'_T$	Z_1 为线路正序阻抗； Z'_T 为终端变压器并联等值正序阻抗； $K_K = 0.8 \sim 0.85$ ； $K_{KT} \leq 0.7$	$t_1 \geq 0s$	
接地距离Ⅱ段保护	Z_{02}	与相邻线路接地距离Ⅰ段保护配合： $Z_{02} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{01}$	Z_1 为本线路正序阻抗； Z'_{01} 为相邻线路接地距离Ⅰ段保护动作阻抗； K_Z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值； $K_K = 0.7 \sim 0.8$	$t_2 \geq t'_1 + \Delta t$	t'_1 为相邻线路接地距离Ⅰ段保护动作时间； Δt 为时间级差
		按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定： $Z_{02} = K_{\text{sen}} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； $K_{\text{sen}} = 1.3 \sim 1.5$	动作时间按配合关系整定	

表2 (续)

保护名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
接地距离Ⅱ段保护	$Z_{0Ⅱ}$	与相邻线路接地距离Ⅱ段保护配合: $Z_{0Ⅱ} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{0Ⅱ}$; 与相邻线路零序电流Ⅱ段保护配合: $Z_{0Ⅱ} = K_K Z_1 + K_K K_{K0} Z'_1$	Z_1 为本线路正序阻抗; $Z'_{0Ⅱ}$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段保护动作阻抗; $K_K = 0.7 \sim 0.8$; K_Z 为助增系数,选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值; K_{K0} 为零序电流Ⅱ段保护在不利运行方式的灵敏系数; Z'_1 为相邻线路的正序阻抗	$t_{Ⅱ} = t'_{Ⅱ} + \Delta t$	$t'_{Ⅱ}$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段保护或零序电流Ⅱ段保护动作时间; Δt 为时间级差
		躲变压器其他侧母线故障整定: $Z_{0Ⅱ} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_T$	Z'_T 为相邻变压器并联正序等值阻抗; K_Z 为助增系数,选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值,对于变压器其他中性点接地侧,简化计算时也可取 $K_Z = 1$; $K_K = 0.7 \sim 0.8$	动作时间按配合关系整定	
接地距离Ⅲ段保护	$Z_{0Ⅲ}$	与相邻线路接地距离Ⅱ段保护配合: $Z_{0Ⅲ} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{0Ⅱ}$	Z_1 为本线路正序阻抗; $Z'_{0Ⅱ}$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段保护动作阻抗; $K_K = 0.7 \sim 0.8$; K_Z 为助增系数,选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小者	$t_{Ⅲ} = t'_{Ⅲ} + \Delta t$	$t'_{Ⅲ}$ 为相邻线路接地距离Ⅱ段保护动作时间
		与相邻线路接地距离Ⅲ段保护配合: $Z_{0Ⅲ} = K_K Z_1 + K_K K_Z Z'_{0Ⅲ}$	Z_1 为本线路正序阻抗; $Z'_{0Ⅲ}$ 为相邻线路接地距离Ⅲ段保护动作阻抗; $K_K = 0.7 \sim 0.8$; K_Z 为助增系数,选用正序助增系数与零序助增系数两者中较小者	$t_{Ⅲ} = t'_{Ⅲ} + \Delta t$	$t'_{Ⅲ}$ 为相邻线路接地距离Ⅲ段保护动作时间
		躲负荷阻抗: $Z_{0Ⅲ} = K_K Z_L / \cos(\varphi_{sc} - \varphi_L)$	Z_L 为事故过负荷阻抗; $K_K \leq 0.7$; φ_{sc} 为阻抗继电器灵敏角; φ_L 为负荷阻抗角		适用于不带负荷电阻线的圆特性
		负荷电阻线: $R_{0Ⅲ} = K_K Z_L (\cos \varphi_L - \sin \varphi_L / \tan \alpha_1)$	$R_{0Ⅲ}$ 为阻抗元件的负荷电阻线定值; Z_L 为事故过负荷阻抗; $K_K \leq 0.7$; φ_L 为负荷阻抗角; α_1 为负荷电阻线倾斜角		适用于四边形特性以及带负荷电阻线的圆特性

表 2（续）

保护名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
接地距离Ⅲ段保护	$Z_{\text{opⅢ}}$	按对侧变压器低压侧有灵敏度整定： $Z_{\text{opⅢ}} = K_{\text{sen}}(Z_1 + K_z Z'_T)$	Z_1 为本线路正序阻抗； Z'_T 为对侧变压器等值正序阻抗； K_{sen} 为远后备灵敏系数，取 1.2； K_z 为助增系数，选用正序助增系数与零序助增系数中最大者	动作时间按配合关系整定	对于圆特性，当不满足躲负荷要求时，可投入外抛四边形，将该条原则所计算定值作为距离保护附加段阻抗定值
注 1. 所给定的阻抗元件定值，包括幅值和相角两部分，都应是在额定频率下被保护线路的正序阻抗值，方向阻抗继电器整定的最大灵敏角，一般等于被保护元件的正序阻抗角。 注 2. 本表适用于接于相电压与带零序补偿的相电流的接地阻抗元件。 注 3. 接线为其他方式的接地距离保护的整定计算可参照本表。					

7.2.3 相间距离保护

7.2.3.1 相间距离保护的原则和公式都是对架空线路、按金属性故障的阻抗灵敏角整定的，对于采用距离保护的电缆线路，正序和零序阻抗角都会有较大的偏差，应按实测参数整定。

7.2.3.2 相间距离保护一般为三段式。

7.2.3.3 相间距离Ⅰ段保护阻抗定值，按可靠躲过本线路末端发生金属性相间故障整定。超短线路的相间距离Ⅰ段保护，宜退出运行。

7.2.3.4 相间距离Ⅱ段保护阻抗定值，按本线路末端发生金属性相间故障有足够灵敏度整定，并与相邻线路相间距离Ⅰ段或Ⅱ段保护配合，动作时间按配合关系整定；如相邻线路有失灵保护，须考虑与失灵保护时间配合。

7.2.3.5 相间距离Ⅱ段保护范围一般不宜超过相邻变压器的其他各侧母线，如Ⅱ段保护范围超过相邻变压器的其他各侧母线时，动作时限按配合关系整定。

当线路所带负荷为牵引变压器时，应考虑牵引变压器不同接线方式、最不利故障类型对线路距离保护的影响。

$$Z_{\text{opⅡ}} = K_K Z_1 + K_{\text{KT}} Z'_T / K_T \tag{12}$$

式中：

K_K ——可靠系数，取 0.7~0.8；

Z_1 ——线路正序阻抗值；

K_{KT} ——变压器计算用可靠系数，不大于 0.7；

Z'_T ——变压器单相容量下的正序阻抗值（取最小短路阻抗）；

K_T ——折算系数，根据牵引变压器接线形式确定。

折算系数 K_T 取值：单相牵引变压器两相供电，低压侧 TR 或 TF（带回流线）短路时， K_T 取 2；VV 接法三相供电，低压侧异相接地故障时， K_T 取 3；VX 接法三相供电，低压侧 TF 或异相接地短路时， K_T 取 3；平衡变压器三相供电时， K_T 取 2（ Z'_T 采用全容量参数计算时， K_T 取 1）。

7.2.3.6 相间距离Ⅱ段保护阻抗定值对本线路末端相间金属性故障的灵敏系数应满足如下要求：

- a) 20km 以下的线路，不小于 1.5；
- b) 20km~50km 的线路，不小于 1.4；
- c) 50km 以上的线路，不小于 1.3。

7.2.3.7 圆特性的相间距离Ⅲ段保护，阻抗定值按与相邻线路的相间距离Ⅱ段或Ⅲ段保护配合，并力争

对相邻元件有远后备整定，负荷电阻按可靠躲过本线路的事故过负荷最小阻抗整定。当线路末端有变压器，距离Ⅲ段保护不能作为变压器低压侧母线故障的远后备保护时，一些装置可通过投入外抛四边形（圆）、负序阻抗继电器等方式实现，增加了相间距离附加段的整定，不需要时，整定为与三段距离定值相同。

7.2.3.8 四边形特性的相间距离Ⅲ段保护，阻抗定值按与相邻线路的相间距离Ⅱ段或Ⅲ段保护配合，并力争对相邻元件有远后备整定，电阻定值按可靠躲过本线路事故过负荷最小阻抗整定。

7.2.3.9 相间距离Ⅲ段保护阻抗定值，对相邻线路末端相间故障的灵敏系数宜不小于 1.2，确有困难时，可按相继动作校验灵敏系数。

7.2.3.10 相间距离Ⅲ段保护的動作时间应按配合关系整定，对可能振荡的线路，还应大于振荡周期。

7.2.3.11 上下级相间距离阻抗定值应按金属性短路故障进行配合整定，不计及故障电阻影响。

7.2.3.12 相间距离保护的整定公式见表 3。

表 3 相间距离保护整定表

保护名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
相间距离Ⅰ段保护	Z_1	按躲本线末端故障整定： $Z_{op1} = K_K Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； $K_K = 0.80 \sim 0.85$	$t_1 = 0s$	
		单回线终端变压器方式伸入变压器内： $Z_{op1} = K_K Z_1 + K_{KT} Z'_T$	Z_1 为线路正序阻抗； Z'_T 为终端变压器并联等值正序阻抗； $K_K = 0.80 \sim 0.85$ ； $K_{KT} \leq 0.7$	$t_1 \geq 0s$	
相间距离Ⅱ段保护	Z_{II}	与相邻线路相间距离Ⅰ段保护配合： $Z_{opII} = K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{op1}$	Z_1 为本线路正序阻抗； Z'_{op1} 为相邻线路相间距离Ⅰ段保护动作阻抗； K_Z 为助增系数； $K_K = 0.80 \sim 0.85$ ； $K'_K \leq 0.8$	$t_{II} \geq \Delta t$	Δt 为时间级差
		按躲变压器其他侧母线故障整定： $Z_{opII} = K_K Z_1 + K_{KT} K_Z Z'_T$	Z_1 为本线路正序阻抗； Z'_T 为相邻变压器并联正序等值阻抗； $K_K = 0.80 \sim 0.85$ ； $K_{KT} \leq 0.7$	$t_{II} \geq \Delta t$	Δt 为时间级差
		与相邻线路相间距离Ⅱ段保护配合： $Z_{opII} = K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{opII}$	Z_1 为本线路正序阻抗； Z'_{opII} 为相邻线路相间距离Ⅱ段保护动作阻抗； $K_K = 0.80 \sim 0.85$ ； $K'_K \leq 0.8$ ； 假定 Z_1 、 Z'_{opII} 和 Z'_T 阻抗角相等	$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路相间距离Ⅱ段保护动作时间； Δt 为时间级差
		按本线末端故障有足够的灵敏系数整定： $Z_{opII} = K_{min} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗； $K_{min} = 1.3 \sim 1.5$	动作时间按配合关系整定	

表 3 (续)

保护名称	符号	阻抗定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
相间距离Ⅲ段保护	$Z_{\text{Ⅲ}}$	与相邻线路相间距离Ⅱ段保护配合: $Z_{\text{opⅢ}} = K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{\text{opⅡ}}$	Z_1 为本线路正序阻抗; $Z'_{\text{opⅡ}}$ 为相邻线路相间距离Ⅱ段保护动作阻抗; $K_K = 0.80 \sim 0.85$; $K'_K \leq 0.8$	保护范围不伸出相邻变压器其他侧母线时, $t_{\text{Ⅲ}} \geq t'_{\text{ⅡZ}} + \Delta t$; 保护范围伸出相邻变压器其他侧母线时, $t_{\text{Ⅲ}} \geq t'_T + \Delta t$	$t'_{\text{ⅡZ}}$ 为相邻线路的相间距离Ⅱ段保护动作时间; t'_T 为本规程要求配合的保护动作时间 ($t'_T > t'_{\text{ⅡZ}}$ 时)
		与相邻线路相间距离Ⅲ段保护配合: $Z_{\text{opⅢ}} = K_K Z_1 + K'_K K_Z Z'_{\text{opⅢ}}$	Z_1 为本线路正序阻抗; $Z'_{\text{opⅢ}}$ 为相邻线路相间距离Ⅲ段保护动作阻抗; K_Z 为助增系数; $K_K = 0.80 \sim 0.85$; $K'_K \leq 0.8$	$t_{\text{Ⅲ}} \geq t'_{\text{Ⅲ}} + \Delta t$	$t'_{\text{Ⅲ}}$ 为相邻线路距离Ⅲ段动作时间; Δt 为时间级差
		与相邻变压器过电流保护时间配合		$t_{\text{Ⅲ}} \geq t'_T + \Delta t$	t'_T 为相邻变压器被配合保护的動作时间; Δt 为时间级差
		躲负荷阻抗: $Z_{\text{opⅢ}} = K_K Z_L / \cos(\varphi_{\text{sm}} - \varphi_L)$	Z_L 为事故过负荷阻抗; $K_K \leq 0.7$; φ_{sm} 为阻抗继电器灵敏角; φ_L 为负荷阻抗角	动作时间按配合关系整定	适用于不带负荷电阻线的圆特性
		负荷电阻线: $R_{\text{op}} = K_K Z_L (\cos \varphi_L - \sin \varphi_L / \tan \alpha_1)$	R_{op} 为阻抗元件的负荷电阻线定值; Z_L 为事故过负荷阻抗; $K_K \leq 0.7$; φ_L 为负荷阻抗角; α_1 为负荷电阻线倾斜角		适用于四边形特性以及带负荷电阻线的圆特性
		按对侧变压器低压侧有灵敏度整定: $Z_{\text{opⅢ}} = K_{\text{sm}} (Z_1 + K_Z Z'_T)$	Z_1 为本线路正序阻抗; Z'_T 为对侧变压器等值正序阻抗; K_{sm} 为远后备灵敏系数, 取 1.2; K_Z 为助增系数, 选用正序助增系数与零序助增系数中最大者	动作时间按配合关系整定	对于圆特性, 当不满足躲负荷要求时, 可投入外抛四边形(圆)、负序阻抗继电器等方式, 将该条原则所计算定值作为距离保护附加段阻抗定值
注 1. 所给定的阻抗元件定值, 包括幅值和相角两部分, 都应是在额定频率下被保护线路的正序阻抗值, 方向阻抗继电器整定的最大灵敏角, 一般等于被保护元件的正序阻抗角。但对有特殊规定的距离Ⅲ段保护阻抗定值例外。 注 2. 本表适用于接于相间电压与相电流之差的相间阻抗元件。 注 3. 接线为其他方式的相间距离保护的整定计算可参照本表。					

7.2.4 电流差动保护

7.2.4.1 分相电流差动保护的差流定值应在本线路发生各类金属性故障时有灵敏度, 灵敏系数大于 1.5。

7.2.4.2 零序电流差动保护差流定值，为切除高电阻接地故障，差流定值一般整定为 300A~600A。对于电源较小的线路，可按实际可能发生的接地电阻校核灵敏度，灵敏系数不小于 1.2。

7.2.4.3 如果分相差动保护和零序差动保护共用差动动作电流定值，应按照线路高电阻接地故障有灵敏度整定。

7.2.5 TV 断线过电流保护

7.2.5.1 相电流动作定值应按躲过线路正常最大负荷电流，并力争线路末端故障有灵敏度整定。

7.2.5.2 零序过电流动作定值按保本线路经高电阻接地故障有灵敏度整定，其电流定值不应大于 300A（一次值）。

7.2.5.3 线路保护配置有光纤差动保护时，TV 断线过电流保护可退出运行；未配置光纤差动保护的，TV 断线过电流保护动作时间可按本线路灵敏段保护时间整定。

7.2.6 电缆线路过负荷保护

过负荷告警电流定值按线路最大负荷电流整定，动作于发信号；过负荷动作电流定值按躲过线路最大输送电流（热稳电流）整定，动作于跳闸。时间一般大于本保护装置后备保护最长动作时间，并与相邻元件后备保护最长动作时间配合。

7.2.7 自动重合闸

7.2.7.1 自动重合闸的动作时间：

- 单侧电源线路的三相重合闸时间除应大于故障点断电去游离时间外，还应大于断路器及操动机构复归原状准备好再次动作的时间。
- 双侧电源线路的三相重合闸时间除了考虑单侧电源线路重合闸的因素外，还应考虑线路两侧保护装置以不同时间切除故障的可能性。

重合闸整定时间应等于线路对侧有足够灵敏系数的延时段保护的動作时间，加上故障点足够断电去游离时间和裕度时间，再减去断路器合闸固有時間，即：

$$t_{zmin} = t_{II} + t_D + \Delta t - t_K \quad (13)$$

式中：

t_{zmin} ——最小重合闸整定时间；

t_{II} ——对侧保护延时段动作时间；

t_D ——断电时间，对三相重合闸不小于 0.3s；

t_K ——断路器合闸固有時間；

Δt ——裕度时间。

- 对分支线路，在整定重合闸时间时，尚应考虑对侧和分支侧断路器相继跳闸的情况下，故障点仍有足够的断电去游离时间。

- 为提高线路重合成功率，可酌情延长重合闸动作时间：

- 单侧电源线路的三相一次重合闸动作时间宜大于 0.5s；如采用二次重合闸，第二次重合闸动作时间不宜小于 5s。
- 多回线并列运行的双侧电源线路的三相一次重合闸，其无电压检定侧的动作时间宜不小于 1s。
- 大型电厂出线的三相一次重合闸时间宜不小于 1.5s。

7.2.7.2 110kV 及以下电网均采用三相重合闸，重合闸其他条件的选定，应根据电网结构、系统稳定要求、发输电设备的承受能力等因素合理地考虑。

7.2.7.3 单侧电源线路选用一般重合闸方式。如保护采用前加速方式，为补救相邻线路速动段保护的无选择性动作，则宜选用顺序重合闸方式。

7.2.7.4 双侧电源线路选用一侧检无压（同时具备检同期功能）、另一侧检同期重合闸方式。下列情况可酌情选用解列重合闸方式：

- a) 带地区电源的主网终端线路，宜选用解列重合闸方式，终端线路发生故障，在地区电源解列（或跳闸联切）后，主网侧检无压重合。
- b) 双侧电源单回线路也可选用解列重合闸方式。

7.2.7.5 双侧电源的线路，除采用解列重合闸的单回线路外，均应有一侧检同期重合闸，以防止非同期重合闸对设备的损害。检同期合闸角的整定应满足可能出现的最不利方式下，小电源侧发电机的冲击电流不超过允许值。一般线路检同期合闸角不大于 30° 。

7.2.7.6 由于电缆故障多为永久性故障，含电缆线路是否使用重合闸，由一次设备管理部门在投产前向整定部门提出书面意见。具体选择时遵循如下原则：

- a) 全线敷设电缆的线路，不宜采用自动重合闸。
- b) 部分敷设电缆的终端负荷线路，宜以备用电源自动投入的方式提高供电可靠性，视具体情况，也可以采用自动重合闸。
- c) 含有少部分电缆、以架空线路为主的联络线路，当供电可靠性需要时，可以采用重合闸。
- d) 部分敷设电缆的线路，宜酌情采用以下有条件重合闸：
 - 1) 单相故障重合，相间故障不重合。
 - 2) 判别故障不在电缆线路上才重合。

7.2.7.7 配合自动重合闸的继电保护整定应满足如下基本要求：

- a) 自动重合闸过程中，重合于故障时应快速跳闸，重合闸不应超过预定次数，相邻线路的继电保护应保证有选择性。
- b) 自动重合闸过程中，相邻线路发生故障，允许本线路后加速保护无选择性跳闸。
- c) 如果分支侧变压器低压侧无电源，分支侧断路器可以在线路故障时不跳闸，但线路后加速电流定值应可靠躲过重合闸时分支侧最大负荷电流。

7.2.8 母线保护

7.2.8.1 具有比率制动特点的母线保护的差电流启动元件、母线选择元件定值，应保证母线短路故障在母联断路器跳闸前后有足够的灵敏度，并尽可能躲过任一元件电流二次回路断线时由负荷电流引起的最大差电流：

$$I_{op} = K_k I_{Lmax} \quad (14)$$

式中：

I_{Lmax} ——母线上任一元件在常见运行方式下的最大负荷电流；

K_k ——可靠系数，取 1.1~1.3。

差电流启动元件、选择元件定值，按母线最不利的接线方式，最严重的故障类型，以最小动作电流为基准校验灵敏系数。灵敏系数一般不小于 2.0，以保证母线短路故障在母联断路器跳闸前后有足够的灵敏度；若灵敏系数小于 2.0，可适当降低电流二次回路断线的动作条件。

7.2.8.2 具有比率制动特性的母线保护制动系数 K_z 的选取原则：

- a) 差电流启动元件、选择元件制动系数 K_z 的选取，应可靠躲过外部故障时最大不平衡差电流，同时还应保证各种接线方式的母线在母联断路器（分段断路器）断开和合上的各种条件下均能可靠动作。
- b) 对于制动系数 K_z 为差动电流与制动电流之比值的母线保护，在区外故障最不利的情况下，大差 K_z 约为 0.33。视母线保护装置的具体情况，制动系数 K_z 可在 0.3 倍~0.7 倍范围选取，复式

比率制动的母线保护可按相应公式折算。

c) 对于不同母线接线的母线保护, 差电流启动元件、选择元件制动系数 K_z 的选取可能不一致。

7.2.8.3 母线保护的电流回路断线闭锁元件, 其电流定值应躲过正常最大不平衡电流, 一般可整定为电流互感器额定电流的 0.05 倍~0.10 倍, 动作时间大于母线连接元件保护的最大动作时间。

7.2.8.4 母线保护的电流回路异常告警元件, 其电流定值应躲过正常运行实测最大不平衡电流, 一般可整定为电流互感器额定电流的 0.02 倍~0.10 倍。

7.2.8.5 母线保护的复合电压闭锁元件, 包含低电压、零序电压、负序电压闭锁元件, 应保证母线在各种故障情况下有足够的灵敏度:

a) 低电压闭锁元件定值按躲正常最低运行电压整定, 一般可整定为母线额定运行电压的 0.6 倍~0.7 倍。

b) 负序或零序电压闭锁元件定值按躲正常运行的最大不平衡电压整定。负序相电压 U_2 一般整定为 4V~12V, 3 倍零序电压 $3U_0$ 一般整定为 4V~12V。

c) 电压闭锁元件的灵敏系数应比相应的电流启动元件高。

7.2.8.6 母联失灵(死区故障)电流元件按有无电流的原则整定, 一般不应低于 $0.1I_N$, 灵敏系数不小于 1.5。母联失灵时间元件应大于母联断路器的跳闸灭弧时间加失灵保护返回时间及裕度时间, 一般整定为 0.2s~0.25s。

7.2.9 断路器失灵保护

7.2.9.1 相电流判别元件, 应保证本线路末端金属性短路或本变压器故障时有足够的灵敏度, 灵敏系数不低于 1.3, 并尽可能躲过正常运行时的负荷电流。负序、零序电流判别元件, 按躲线路、主变压器支路最大不平衡电流整定, 并保证故障时有足够的灵敏度。

7.2.9.2 低电压、零序电压、负序电压闭锁元件, 应保证与本母线相连的任一线路末端、任一变压器低压侧故障时有足够的灵敏度。低电压元件应在母线最低运行电压时不动作, 而故障切除后能够可靠返回; 负序、零序电压应可靠躲过正常运行时的最大不平衡电压。

7.2.9.3 失灵保护动作时限, 应在保证断路器失灵保护动作选择性的前提下尽量缩短, 大于断路器动作时间和保护返回时间之和, 并考虑一定的裕度。双母线接线方式下, 可以较短时限(0.25s~0.35s)动作于断开母联(分段)断路器, 以较长时限(0.5s~0.6s)动作于断开与拒动断路器相连接的同一母线上的所有断路器。如确认母线对侧线路保护无零序电流 I 段, 则可以较短时限(0.25s~0.35s)同时动作于断开母联(分段)断路器和故障母线上所有断路器。

7.2.10 母联(分段)充电过电流保护

7.2.10.1 充电相过电流、零序过电流电流定值应保证空充母线时母线故障有足够的灵敏度, 灵敏系数不低于 1.5。用母联(分段)给线路或变压器充电时, 应保证被充电设备故障时有足够的灵敏度。

7.2.10.2 充电过电流保护一般为瞬时动作, 在对主变压器充电时应结合电流定值躲过变压器励磁涌流衰减时间。

7.2.11 电流保护

7.2.11.1 电流保护的原则适用于单侧电源线路及经方向元件控制的双侧电源线路电流保护。

7.2.11.2 为简化整定计算, 双侧电源线路的电流保护宜经方向元件控制; 未经方向元件控制的电流保护在整定时, 应考虑与背侧保护的配合问题。

7.2.11.3 对于正常运行电压波动大、故障电压下降慢的线路, 不宜采用复合电压闭锁过电流保护。当采用过电流保护灵敏度不够, 其他措施又不能解决时, 宜采用距离保护。

7.2.11.4 电流保护一般为三段式, 终端线路也可以采用两段式。

7.2.11.5 一般情况下, 电流保护应与相邻线路的电流保护配合, 如相邻线路只装设距离保护, 可与距离保护相应段进行配合。

7.2.11.6 电流速断保护:

a) 电流速断保护定值应按躲过本线路末端最大三相短路电流整定。对双回线路, 应以单回运行作为计算的运行方式; 对环网线路, 应以开环方式作为计算的运行方式。计算公式如下:

$$I_{\text{opI}} = K_K I_{\text{Dmax}}^{(3)} \quad (15)$$

式中:

K_K ——可靠系数, 取 $K_K \geq 1.3$;

$I_{\text{Dmax}}^{(3)}$ ——本线路末端故障最大三相短路电流的数值。

b) 对于接入供电变压器的终端线路 (含 T 接供电变压器或供电线路):

- 1) 如变压器装有差动保护, 线路电流速断保护定值允许按躲过变压器其他侧母线三相最大短路电流整定, 计算公式见式 (15), $I_{\text{Dmax}}^{(3)}$ 表示变压器其他侧故障时流过本线路最大三相短路电流, 并应校验定值是否能够躲开供电变压器的励磁涌流。
- 2) 如变压器以电流速断作为主保护, 则线路电流速断保护应与变压器电流速断保护配合整定, 计算公式如下:

$$I_{\text{opI}} = K'_K n I'_{\text{op}} \quad (16)$$

式中:

I'_{op} ——并联运行变压器装设的电流速断定值;

n ——并联变压器台数;

K'_K ——可靠系数, $K'_K \geq 1.1$ 。

c) 电流速断保护应校验被保护线路出口短路的灵敏系数, 在常见运行大方式下, 三相短路的灵敏系数不小于 1 时即可投运。

d) 时间定值可整定为 0s~0.2s。

7.2.11.7 延时电流速断保护: 电流定值应保证本线路末端故障时有规定的灵敏度, 还应与相邻线路的电流速断保护或延时段电流速断保护配合, 需要时可以与相邻线路装有全线速动的纵联保护配合。时间定值按配合关系整定, 取 $\Delta t = 0.3\text{s} \sim 0.5\text{s}$ 。

7.2.11.8 延时速断保护定值在本线路末端故障时应满足如下灵敏系数的要求:

- a) 20km 以下的线路不小于 1.5;
- b) 20km~50km 的线路不小于 1.4;
- c) 50km 以上的线路不小于 1.3。

7.2.11.9 过电流保护:

- a) 电流定值应与相邻线路的延时段保护或过电流保护配合整定, 除对本线有足够的灵敏系数外, 要力争对相邻元件有远后备灵敏系数。
- b) 电流定值还应躲过由调度方式部门提供的最大负荷电流。最大负荷电流的计算应考虑常见运行方式下可能出现的最严重情况, 如双回线中一回断开、备用电源自动投入、环网解环、负荷自启动电流等。在受线路输送能力限制的特殊情况下, 也可按输电线路所允许的最大负荷电流整定。
- c) 时间按配合关系整定, 取 $\Delta t = 0.3\text{s} \sim 0.5\text{s}$ 。
- d) 过电流保护的电流定值: 在本线路末端故障时, 要求灵敏系数不小于 1.5; 在相邻线路末端故障时, 灵敏系数宜不小于 1.2。

7.2.11.10 电压闭锁元件保护:

a) 电流速断保护、延时电流速断保护、过电流保护视情况均可增加电压闭锁元件: 低电压定值按躲

过保护安装处最低运行电压整定，一般整定为 $(0.6 \sim 0.8) U_1$ (U_1 为相间电压)；负序相电压定值按躲过电压互感器的不平衡负序电压整定，一般整定为 $(0.05 \sim 0.10) U_{ph}$ (U_{ph} 为相电压)。

b) 电压闭锁元件的动作灵敏系数应不低于所控电流元件的动作灵敏系数。

7.2.11.11 电流保护的整定计算见表 4。

表 4 电流保护整定配合表

名称	符号	电流定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
电流速断保护	I_{opI}	躲本线路末端故障： $I_{opI} = K_K I_{Dmax}^{(3)}$	K_K 为可靠系数， $K_K \geq 1.3$ ； $I_{Dmax}^{(3)}$ 为本线路末端故障最大三相短路电流	$t_I = 0s$	
		对于接入供电变压器的终端线路，与变压器速动保护配合。 1) 与变压器差动保护配合： $I_{opI} = K_K I_{Dmax}^{(3)}$ 2) 没有装设差动保护，与变压器电流速断保护配合： $I_{opI} = K'_K n I'_{op}$	K_K 为可靠系数， $K_K \geq 1.3$ ； $I_{Dmax}^{(3)}$ 为变压器其他侧故障时流过本线路最大三相短路电流； I'_{op} 为并联运行变压器装设的电流速断定值； n 为并联变压器台数； $K'_K \geq 1.1$	$t_I = 0s$	
延时电流速断保护	I_{opII}	与相邻线路电流速断保护配合： $I_{opII} = K_K K_{fmax} I'_{opI}$	I'_{opI} 为相邻线路电流速断保护定值； K_{fmax} 为最大分支系数； $K_K \geq 1.1$	$t_{II} \geq t'_I + \Delta t$	t'_I 为相邻线路电流速断保护动作时间； Δt 为时间级差
		躲变压器（包括 T 接变压器）其他侧母线故障： 1) 与变压器差动保护配合： $I_{opII} = K_K I_{Dmax}^{(3)}$ 2) 没有装设差动保护，与变压器电流速断保护配合： $I_{opII} = K'_K n I'_{op}$	K_K 为可靠系数， $K_K \geq 1.3$ ； $I_{Dmax}^{(3)}$ 为变压器其他侧故障时流过本线路最大三相短路电流； I'_{op} 为并联运行变压器装设的电流速断定值； n 为并联变压器台数； $K'_K \geq 1.1$	$t_{II} \geq t'_I + \Delta t$	$t'_I = 0s$
		与相邻线路延时电流速断保护配合： $I_{opII} = K_K K_{fmax} I'_{opII}$	I'_{opII} 为相邻线路延时电流速断保护定值； K_{fmax} 为最大分支系数； $K_K \geq 1.1$	$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路延时电流速断保护动作时间； Δt 为时间级差
		按本线路末端故障有灵敏度整定： $I_{opII} = \frac{I_{Dmin}^{(2)}}{K_{sen}}$	$I_{Dmin}^{(2)}$ 为本线末端故障最小两相短路电流； K_{sen} 为灵敏度，需满足 7.2.11.8 要求	动作时间按配合关系整定	
过电流保护	I_{opIII}	躲本线路最大负荷电流： $I_{opIII} = \frac{K_K}{K_f} I_{Lmax}$	I_{Lmax} 为本线路的最大负荷电流； $K_f = 0.85 \sim 0.95$ ； $K_K \geq 1.2$		
		与相邻线路过电流保护配合： $I_{opIII} = K'_K K_{fmax} I'_{opIII}$	I'_{opIII} 为相邻线路过电流保护定值； $K'_K \geq 1.1$ ； K_{fmax} 为最大分支系数	$t_{III} = t'_{III} + \Delta t$	t'_{III} 为相邻线路过电流保护动作时间

7.2.12 反时限过电流保护

7.2.12.1 反时限过电流保护的整定方法适用于单侧电源线路保护，当该保护使用在双侧电源线路上，又未经方向元件控制时，应考虑与背侧线路保护的配合问题。

7.2.12.2 电流速断部分

- a) 线路电流速断定值按 7.2.11.5 要求整定。
- b) 变压器电流速断定值按可靠躲过变压器其他侧母线故障整定。
- c) 高压电动机专用线电流速断定值按可靠躲过电动机启动电流整定。

7.2.12.3 线路反时限过电流保护电流定值应可靠躲过线路最大负荷电流。在本线路末端故障时，要求灵敏系数不小于 1.5；在相邻线路末端故障时，灵敏系数宜不小于 1.2，同时还应校核与相邻上下一级保护的配合情况。微机型反时限过电流保护装置，上下级保护间时间级差宜为 0.3s~0.5s；非微机型反时限过电流保护装置，上下级保护间时间级差宜为 0.5s~0.7s。

注：电源侧为上一级，负荷侧为下一级，以下相同。

a) 与相邻上一级（或下一级）反时限过电流保护的配合如下：

- 在配合范围内，两套过电流保护的时限特性曲线不应相交。
- 反时限过电流保护的电流定值应与相邻上一级（或下一级）反时限过电流保护的电流定值配合，配合系数为 1.1~1.2。
- 下一级线路保护安装处故障时，分别流过两套反时限过电流保护的最大短路电流所对应的动作时间应配合，配合时间不小于一个时间级差。
- 当下一级线路装有电流速断保护且能长期投入时，两套反时限过电流保护可在电流速断保护范围末端作配合整定，即在电流速断保护范围末端故障时分别流过两套反时限过电流保护的最大短路电流所对应的动作时间应配合，配合时间不小于一个时间级差。同时还应校验在常见运行方式下，下一级线路保护安装处故障时本线路反时限过电流保护的动作时间，其值不小于一个时间级差。

b) 与下一级线路定时限过电流保护的配合如下：

- 反时限过电流保护的电流定值应与下一级定时限过电流保护的电流定值配合，配合系数为 1.1~1.2。
- 应求出下一级线路保护安装处故障时流过本线路的最大短路电流，并查出本线路反时限过电流保护对应的动作时间，此动作时间应大于下一级定时限过电流保护动作时间，配合时间不小于一个时间级差。
- 当下一级线路装有电流速断保护且能长期投入时，可在电流速断保护范围末端作配合整定，即：在电流速断保护范围末端故障时，流过反时限过电流保护的最大短路电流所对应的动作时间与定时限保护的配合时间应配合，配合时间不小于一个时间级差，同时还应校验常见运行方式下，下一级线路保护安装处故障时本线路反时限过电流保护的配合时间不小于一个时间级差。

c) 与上一级定时限过电流保护的配合如下：

- 上一级定时限过电流保护的电流定值应与本线路反时限过电流保护电流定值配合，配合系数为 1.1~1.2。
- 求出上一级定时限过电流保护的配合范围末端故障时流过本线路反时限过电流保护的电流，查出对应的动作时间，此动作时间应小于上一级定时限过电流保护动作时间，配合时间不小于一个时间级差。

7.2.12.4 高压电动机专用线反时限过电流保护定值按下述原则整定：

- 只接入一台高压电动机的专用线，保护定值按可靠躲过电动机启动的电流时间曲线整定。

——接入多台高压电动机的专用线，保护定值按可靠躲过包括最大一台电动机启动的最大负荷的电流时间曲线整定。

同时，上述两种情况还应按 7.2.12.3 的规定校核与上一级保护的配合情况。

7.2.12.5 供电变压器电源侧反时限过电流保护的电流定值应可靠躲过变压器本侧额定电流，同时，按 7.2.12.3 的规定校核与上一级保护的配合情况并整定动作时间。必要时，还应校核变压器负荷侧出线保护与本保护的配合情况。

7.2.13 低电阻接地系统的电流保护

7.2.13.1 本规定适用于单侧电源低电阻接地系统中的线路、专用 Z 形接地变压器（以下简称接地变压器）、连接于母线的电容器、电抗器等设备零序电流保护和接地变压器相过电流保护的整定，整定公式见表 5、表 6。

表 5 接地变压器整定表

名称	符号	电流定值			动作时间	
		公式	说明		整定原则	说明
			参数含义	取值范围		
电 流 速 断	I_{op1}	$I_{op1} = \frac{I'_{op}}{K_p}$ $I_{op1} = \frac{I_{Dmax}^{(2)}}{K_{sen}}$ $I_{op1} = (7 \sim 10)I_N$ $I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3}U_N}$ $I_{op1} \geq 1.3I_{Dmax}$	I'_{op} 为供电变压器同侧后备过电流保护定值； K_p 为配合系数； $I_{Dmax}^{(2)}$ 为接地变压器电源侧最小两相短路电流； K_{sen} 为灵敏系数； I_N 为接地变压器额定电流； S_N 为接地变压器额定容量； U_N 为接地变压器额定运行电压； I_{Dmax} 为接地变压器低压故障最大短路电流	$K_p \geq 1.1$ $K_{sen} \geq 1.2$	$t_1 = 0s$	
过 电 流 保 护	I_{opII}	$I_{opII} = K_K I_N$ $I_{opII} = K_K I_{Dmax}^{(1)}$	K_K 为可靠系数； I_N 为接地变压器额定电流； $I_{Dmax}^{(1)}$ 单相接地时最大故障电流	$K_K \geq 1.3$	$t_{II} = 1.5s \sim 2.5s$	
零 序 电 流 保 护	I_0	$I_{op} = \frac{I_{Dmax}^{(1)}}{K_{sen}}$ $I_{op} = K_K I'_{0II}$	$I_{Dmax}^{(1)}$ 为系统最小单相接地故障电流； K_{sen} 为灵敏系数； I'_{0II} 为下级零序电流保护 II 段中最大定值； K_K 为可靠系数	$K_{sen} \geq 2$ $K_K \geq 1.1$	$t_0^1 = t'_{0II} + \Delta t$ $t_0^1 = 2t'_{0I} + \Delta t$ $t_0^2 = t_0^1 + \Delta t$	适用于接地变压器接于变电站相应的母线上的接线。 t_0^1 为接地变零序电流 1 时限； t'_{0I} 为出线零序电流 I 段时间定值； $\Delta t = 0.2s \sim 0.5s$ ； t_0^2 为接地变压器零序电流 2 时限； t'_{0II} 为母线上除接地变压器外所有设备零序电流保护 II 段中最长时间定值

表 5 (续)

名称	符号	电流定值			动作时间	
		公式	说明		整定原则	说明
			参数含义	取值范围		
零序电流保护	I_0	$I_{op} = \frac{I_{Dmax}^{(1)}}{K_{ms}}$ $I_{op} = K_K I'_{0II}$	$I_{Dmax}^{(1)}$ 为系统最小单相接地故障电流; K_{ms} 为灵敏系数; I'_{0II} 为下级零序电流保护 II 段中最大定值; K_K 为可靠系数	$K_{ms} \geq 2$ $K_K \geq 1.1$	$t_0^1 = 2t_{0I}^1 + \Delta t$ $t_0^1 = t_{0II}^1 + \Delta t$ $t_0^2 = t_0^1 + \Delta t$ $t_0^3 = t_0^2 + \Delta t$	适用于接地变压器直接接于变电站变压器相应的引线上的接线。 t_0^1 为接地变零序电流 I 时限; t_{0II}^1 为出线零序电流 I 段时间定值; t_{0II}^1 母线上除接地变压器外所有设备零序电流保护 II 段中最长时间定值; $\Delta t = 0.2s \sim 0.5s$; t_0^2 为接地变压器零序电流 2 时限; t_0^3 为接地变压器零序电流 3 时限

表 6 母线连接元件零流保护整定表

名称	符号	电流定值			动作时间	
		公式	说明		整定原则	说明
			参数含义	取值范围		
零序电流 I 段保护	I_{0I}	$I_{opI} = \frac{I_{Dmin}^{(1)}}{K_{ms}}$ $I_{opI} = K_K I'_{0I}$ $I_{opI} = K'_K I_C$	$I_{Dmin}^{(1)}$ 为系统最小单相接地故障电流; K_{ms} 为灵敏系数; K_K 、 K'_K 为可靠系数; I'_{0I} 为下级零序电流 I 段保护中最大电流定值; I_C 为电容电流	$K_{ms} \geq 2$ $K_K \geq 1.1$ $K'_K \geq 1.5$	$t_{0I} = t'_{0I} + \Delta t$	t'_{0I} 为下级零序电流 I 段保护时间定值中最长时间定值; $\Delta t = 0.2s \sim 0.5s$
零序电流 II 段保护	I_{0II}	$I_{opII} = K_K I'_{0II}$ $I_{opII} = K'_K I_C$	I'_{0II} 为下级零序电流 II 段保护中最大电流整定值; K_K 、 K'_K 为可靠系数; I_C 为电容电流	$K_K \geq 1.1$ $K'_K \geq 1.5$	$t_{0II} = t_{II}$	t_{II} 本线相间过流时间

7.2.13.2 10kV~35kV 低电阻接地系统中接地电阻宜为 $5\Omega \sim 30\Omega$ ，单相接地故障时零序电流 ($3I_0$) 以 1000A 左右为宜。

7.2.13.3 保护整定与运行要兼顾灵敏性、速动性和选择性，低电阻接地系统的设备发生单相接地故障时，本设备的保护应可靠切除故障，允许短延时动作，但保护动作时间必须满足有关设备热稳定要求。只有当本设备保护或断路器拒动时，才允许由相邻设备的保护切除故障。

7.2.13.4 在低电阻接地系统中，应考虑线路经高电阻接地故障的灵敏度，线路零序电流保护最末一段定值不宜过大。

7.2.13.5 低电阻接地系统必须且只能有一个中性点接地，当接地变压器或中性点电阻失去时，供电变压器的同级断路器必须同时断开。

7.2.13.6 接地变压器的接线方式：

a) 接地变压器接于变电站相应的母线上。

- b) 接地变压器直接接于变电站供电变压器相应的引线上。
- c) 不宜采用几个中性点合用一个接地电阻的接线方式。

7.2.13.7 接地变压器中性点上装设零序电流保护，作为接地变压器和母线单相接地故障的主保护和系统各元件的总后备保护。接地变压器电源侧装设三相式的电流速断、过电流保护，作为接地变压器内部相间故障的主保护和后备保护。

7.2.13.8 接地变压器相间电流保护整定：

- a) 接地变压器接于低压侧母线，电流速断和过电流保护动作后应联跳供电变压器同侧断路器，过电流保护动作时间宜与供电变压器后备保护跳低压侧断路器时间一致。
- b) 接地变压器接于供电变压器低压侧引线时，若配置了电流速断和过电流保护，其动作后跳供电变压器各侧断路器。过电流保护动作时间宜大于供电变压器后备保护跳各侧断路器时间。
- c) 电流速断保护电流定值与供电变压器同侧后备过电流保护配合：保证接地变压器电源侧在最小方式下两相短路时有足够灵敏度；保证在充电合闸时，躲过励磁涌流，一般大于 7 倍~10 倍（根据变压器容量选择）接地变压器额定电流；躲过接地变压器低压侧故障电流。
- d) 过电流保护电流定值按躲过接地变压器额定电流，且躲过区外单相接地时流过接地变压器的最大故障相电流整定。

7.2.13.9 接地变压器零序电流保护整定。

- a) 零序电流保护定值整定如下：
 - 电流定值保证单相接地故障有足够灵敏度；
 - 与下级零序电流保全段灵敏度的长延时段保护定值配合；
 - 零序电流 I 时限应考虑躲过两条线路相继发生单相接地故障。
 - 动作时间应大于母线各连接元件零序电流 II 段的最长动作时间。
- b) 跳闸方式整定如下：
 - 接地变压器接于变电站相应的母线上，零序电流保护动作 1 时限跳母联或分段断路器并闭锁备用电源自动投入装置；2 时限跳接地变压器和供电变压器的同侧断路器。
 - 接地变压器直接接于变电站变压器相应的引线上，零序电流保护动作 1 时限跳母联或分段断路器并闭锁备用电源自动投入装置，2 时限跳供电变压器同侧断路器；3 时限跳供电变压器各侧断路器。

7.2.13.10 母线连接元件的电流保护。

- a) 母线连接元件（含站用变压器、电容器、电抗器、出线等）应配置两段零序电流保护、两段相电流保护作为该元件的主保护和后备保护，其中，出线相电流保护按 7.2.11 整定。
- b) 零序电流 I 段保护整定如下：
 - 电流定值应可靠躲过线路的电容电流，对本线路单相接地故障有灵敏度且与相邻元件零序电流保护 I 段定值配合。
 - 动作时间按配合整定。
- c) 零序电流 II 段保护整定如下：
 - 电流定值应保证本线路经电阻单相接地故障时有规定的灵敏度，且应可靠躲过线路的电容电流并与相邻元件零序电流保护 II 段定值配合。
 - 动作时间与本线路相间过电流保护相同。
- d) 线路反时限零序电流保护，按与接地变压器零序电流保护配合整定。

7.2.14 与电网配合有关的变压器保护

7.2.14.1 与电网配合有关的变压器各侧的过电流和零序电流保护，其主要作用是作为变压器、母线、

母线上的出线及其他元件的后备保护，在某些情况下（例如母线本身未配置专用的母线保护时），还起到主保护作用。整定计算的基本原则是：

- a) 对于两侧或三侧电源的变压器，为简化配合关系，缩短动作时间，过电流保护可带方向，方向宜指向各侧母线，同时，在各电源侧以不带方向的长延时过电流保护作为总后备保护。
- b) 为提高灵敏度，增加安全性，过电流保护宜经复合电压闭锁，各侧电压闭锁元件可以并联使用。
- c) 为缩短变压器后备保护的動作时间，变压器各侧不带方向的长延时过电流保护跳三侧的时间可以相同。如各侧方向过电流保护均指向本侧母线，跳本侧母联断路器和本侧断路器的时间也允许相同。
- d) 变压器外部短路故障，如短路电流大于任一侧绕组热稳定电流时，变压器过电流保护的動作时间不应超过 2s。
- e) 只有高压侧中性点接地的变压器零序电流保护不应经零序方向元件控制，零序电流取自变压器中性点电流互感器。
- f) 自耦变压器和高、中压侧中性点均直接接地的变压器零序电流 I 段（II 段）保护，如选择性需要，可经零序方向元件控制，方向宜指向本侧母线。零序电流最末段保护不带方向，对于三绕组变压器，零序电流取自变压器中性点电流互感器，各侧零序电流最末段保护跳三侧的时间可以相同。
- g) 过电流保护按下述原则整定：

$$I_{op} = \frac{K_K}{K_f} I_{Lmax} \quad (17)$$

式中：

K_K ——可靠系数，取 1.2~1.3；

K_f ——返回系数，电磁型取 0.85，微机型取 0.95；

I_{Lmax} ——最大负荷电流，复合电压闭锁的过电流保护只考虑本变压器的额定电流，无复合电压闭锁过电流保护的最大负荷电流应适当考虑电动机的自启动系数。

- h) 需要时，变压器过电流保护可经复合电压闭锁，按下述原则整定：

——躲过正常运行时可能出现的低电压：

$$U_{iset} = \frac{U_{min}}{K_K K_f} \quad (18)$$

式中：

U_{iset} ——正序低电压定值；

U_{min} ——正常运行时可能出现的低电压，一般取 $U_{min} = (0.90 \sim 0.95) U_N$ ；

K_K ——可靠系数，取 1.1~1.2；

K_f ——返回系数，电磁型取 1.15~1.20，微机型取 1.05。

——躲过电动机负荷自启动时的低电压：电压取自变压器低压侧电压互感器时 $U_{iset} = (0.5 \sim 0.7) U_N$ （ U_N 为额定电压）；电压取自变压器高压侧电压互感器时 $U_{iset} = (0.7 \sim 0.8) U_N$ （ U_N 为额定电压）。

——负序电压应按躲过正常运行时的不平衡电压整定：

$$U_{2set} = (0.04 \sim 0.08) U_N \quad (19)$$

式中：

U_{2set} ——负序电压定值；

U_N ——额定电压。

7.2.14.2 单侧电源三绕组变压器电源侧的过电流保护作为保护变压器安全的最后一級跳閘保护，同时兼作无电源侧母线和出线故障的后备保护。过电流保护整定原则如下：

- a) 变压器的电源侧过电流保护一般应对无电源侧母线故障有 1.5 的灵敏系数, 并且电流定值应与中低压侧的过电流保护定值配合, 配合系数一般取 1.05~1.10, 动作后, 跳三侧断路器。
- b) 中压侧的过电流保护的电流定值按躲额定负荷电流整定, 时间定值应与本侧出线保护最长动作时间配合, 动作后, 跳本侧断路器, 如有两段时间, 可先跳本侧断路器, 再跳三侧断路器; 在变压器并列运行时, 还可先跳本侧母联断路器, 再跳本侧断路器, 最后跳三侧断路器。
- c) 由于低压侧母线一般无母线保护, 低压侧过电流保护宜为两段式: I 段电流定值保证低压母线故障有灵敏度, 时间定值与本侧出线保护或母联保护的 I 段配合; II 段电流定值按躲负荷电流整定, 时间定值与本侧出线保护或母联保护最末段时间配合。保护动作先跳本侧母联断路器, 再跳本侧断路器, 最后跳三侧断路器。

7.2.14.3 单侧电源双绕组变压器过电流保护的整定原则与单侧电源三绕组变压器的整定原则相同。

7.2.14.4 多侧电源变压器方向过电流保护宜指向本侧母线, 各电源侧过电流保护作为总后备, 其定值按下述原则整定:

- a) 方向过电流保护作为本侧母线的后备保护, 其电流定值按保证本侧母线有灵敏度整定, 时间定值应与出线保护相应段配合, 动作后, 跳本侧断路器; 在变压器并列运行时, 也可先跳本侧母联断路器, 再跳本侧断路器。
- b) 主电源侧的过电流保护作为变压器、其他侧母线、出线的后备保护, 电流定值按躲过本侧负荷电流整定, 时间定值应与出线保护最长动作时间配合, 动作后, 跳三侧断路器。
- c) 小电源侧的过电流保护作为本侧母线和出线的后备保护, 电流定值按躲过本侧负荷电流整定, 时间定值应与出线保护最长动作时间配合, 动作后, 跳三侧断路器。在其他侧母线故障时, 如该过电流保护没有灵敏度, 应由小电源侧并网线路的保护装置切除故障。

7.2.14.5 中性点直接接地变压器的零序电流保护主要作为变压器内部、接地系统母线和线路接地故障的后备保护, 一般由两段零序电流保护组成。变压器零序电流保护中, 应有对本侧母线接地故障灵敏系数不小于 1.5 的保护段。

7.2.14.6 单侧中性点直接接地变压器的零序电流 I 段保护电流定值, 按保证母线有 1.5 灵敏系数整定, 动作时间与线路零序电流 I 段或 II 段保护配合, 动作后跳母联断路器, 如有第二时限, 则可跳本侧断路器。

零序电流 II 段电流和时间定值应与线路零序电流保护最末一段配合, 动作后跳变压器各侧断路器, 如有两段时间, 动作后以较短时限跳本侧断路器 (或母联断路器), 以较长时限跳变压器各侧断路器。

7.2.14.7 两侧中性点直接接地的三个电压等级的变压器, 高压侧、中压侧零序电流 I 段保护宜带方向, 方向宜指向本侧母线, 电流定值按保证本侧母线有 1.5 灵敏系数整定, 动作时间与本侧线路零序电流 I 段或 II 段保护配合, 动作后跳母联断路器, 如有第二时限, 则可跳本侧断路器。

零序电流最末一段不带方向, 高压侧零序电流最末一段定值应与本侧线路零序电流保护最末一段配合, 也应与中压侧零序电流末段配合。中压侧零序电流末段定值应与本侧线路零序电流保护最末一段配合, 同时还应与高压侧的方向零序电流 I 段保护或线路零序电流保护酌情配合。零序电流末段动作后, 跳变压器各侧断路器, 如有两段时间, 动作后以较短时间跳本侧断路器 (或母联断路器), 以较长时间跳变压器各侧断路器。

7.2.14.8 变压器 110kV 中性点放电间隙零序电流保护的一次电流定值一般可整定为 40A~100A, 保护动作后可带 0.3s~0.5s 延时跳变压器各侧断路器。为防止中性点放电间隙在瞬态过电压下击穿, 导致保护装置误动作, 根据实际情况, 动作时间也可以适当延长, 按与线路接地后备保护保证全线有灵敏度段动作时间配合整定。

7.2.14.9 中性点经放电间隙接地的 110kV 变压器的零序电压保护一般接于本侧母线电压互感器开口三角绕组, 也可以接于本侧母线电压互感器星形绕组, 其 $3U_0$ 定值一般整定为 150V~180V (额定值为

300V) 或 120V (额定值为 173V), 保护动作后带 0.3s~0.5s 延时跳变压器各侧断路器。若零序电压保护和间隙零序电流保护共用延时出口, 其动作时间根据设备耐受能力可适当延长。

7.2.15 备用电源自动投入装置

7.2.15.1 电压检定元件

变压器电源侧备用电源自动投入装置的电压检定元件按下述规定整定:

- a) 低电压元件: 应能在所接母线失压后可靠动作, 而在电网故障切除后可靠返回, 为缩小低电压元件动作范围, 低电压定值宜整定得较低, 一般整定为 0.15~0.30 倍额定电压, 如母线上接有并联电容器, 则低电压定值应低于电容器低压保护电压定值。
- b) 有压检测元件: 应能在所接母线电压正常时可靠动作, 而在母线电压低到不允许备用电源自动投入装置动作时可可靠返回, 电压定值一般整定为 0.6 倍~0.7 倍额定电压。
- c) 动作时间: 电压检定元件动作后延时跳开工作电源, 其动作时间应大于本级线路电源侧后备保护动作时间, 需要考虑重合闸时, 应大于本级线路电源侧后备保护动作时间与线路重合闸时间之和, 同时, 还应大于工作电源母线上运行电容器的低压保护动作时间。

7.2.15.2 备用电源投入时间

如跳开工作电源时需联切部分负荷, 或联切工作电源母线上的电容器, 则投入时间可整定为 0.1s~0.5s。

7.2.15.3 后加速过电流保护

- a) 安装在变压器电源侧的备用电源自动投入装置, 如投入在故障设备上, 后加速保护应快速切除故障, 本级线路电源侧速动段保护的非选择性动作由重合闸来补救, 电流定值应对故障设备有足够的灵敏系数, 同时还应可靠躲过包括自启动电流在内的最大负荷电流。在过电流保护不能满足灵敏度要求时, 应采用复合电压闭锁过电流保护。
- b) 安装在变压器负荷侧的备用电源自动投入装置, 如投入在故障设备上, 为提高投入成功率, 后加速保护宜带 0.2s~0.3s 延时, 电流定值应对故障设备有足够的灵敏系数, 同时还应可靠躲过包括自启动电流在内的最大负荷电流。

7.2.16 解列装置

7.2.16.1 故障解列装置

故障解列装置测量元件通常以电网故障电气量 (如故障时的过电流、低电压、零序电压、零序电流等) 为判据, 其定值按保证预定的解列范围有足够的灵敏系数整定, 同时, 还应可靠躲过常见运行方式下的正常电气量或正常运行时的不平衡电气量。动作时间可根据解列的需要整定, 不与其他保护配合。

7.2.16.2 安全自动解列装置

安全自动解列装置测量元件通常以电网运行时的异常电气量 (如低电压、低频率、过负荷、功率倒向、功角变化等) 为判据。为防止电网故障时安全自动解列装置误动作, 一些安全自动解列装置的动作时间需要躲过系统保护切除故障的时间。安全自动解列装置可根据电网运行要求并参照有关规定和说明整定。

7.2.17 并联补偿电抗器保护

7.2.17.1 差动保护

由于电抗器投入时无励磁涌流产生的差电流，因此电抗器所装设的差动保护，不论何种原理，其动作值均可按 0.3 倍～0.5 倍额定电流整定。

7.2.17.2 电流速断保护

电流速断保护电流定值应躲过电抗器投入时的励磁涌流，一般整定为 3 倍～5 倍的额定电流，在常见运行方式下，电抗器端部引线故障时灵敏系数不小于 1.3。

7.2.17.3 过电流保护

过电流保护电流定值应可靠躲过电抗器额定电流，一般整定为 1.5 倍～2.0 倍额定电流，动作时间一般整定为 0.5s～1.0s。

7.2.17.4 过负荷保护

过负荷保护动作于信号，电流定值一般整定为 1.1 倍～1.2 倍额定电流，动作时间一般整定为 4s～6s。

7.2.18 并联补偿电容器保护

7.2.18.1 延时电流速断保护

- 速断保护电流定值按电容器端部引线故障时有足够的灵敏系数整定，一般整定为 3 倍～5 倍额定电流。
- 考虑电容器投入过渡过程的影响，速断保护动作时间一般整定为 0.1s～0.2s。
- 在电容器端部引出线发生故障时，灵敏系数不小于 2。

7.2.18.2 过电流保护

- 过电流保护应为三相式。
- 过电流保护电流定值应可靠躲过电容器组额定电流，一般整定为 1.5 倍～2.0 倍额定电流。
- 保护动作时间一般整定为 0.3s～1.0s。

7.2.18.3 过电压保护

- 过电压保护定值应按电容器端电压不长时间超过 1.1 倍电容器额定电压的原则整定。
- 过电压保护动作时间应在 1min 以内。
- 过电压保护可根据实际情况选择跳闸或发信号。
- 过电压继电器宜有较高的返回系数。
- 过电压继电器宜优先选用带有反时限特性的电压继电器。

7.2.18.4 低电压保护

低电压定值应能在电容器所接母线失压后可靠动作，而在母线电压恢复正常后可靠返回。如该母线作为备用电源自动投入装置的工作电源，则低电压定值还应高于备用电源自动投入装置的低电压元件定值，一般整定为 0.2 倍～0.5 倍额定电压。保护的動作时间应与本侧出线后备保护时间配合。

为防止 TV 二次失压引起低电压保护误动,低电压保护可经电流闭锁,定值一般取 0.5 倍~0.8 倍额定电流。

7.2.18.5 单星形接线电容器组的开口三角电压保护

电压定值按部分单台电容器(或单台电容器内小电容元件)切除或击穿后,故障相其余单台电容器所承受的电压(或单台电容器内小电容元件)不长期超过 1.1 倍额定电压的原则整定,同时,还应可靠躲过电容器组正常运行时的不平衡电压。动作时间一般整定为 0.1s~0.2s。

电容器组正常运行时的不平衡电压应满足厂家要求和安装规程的规定。

7.2.18.6 单星形接线电容器组电压差动保护

差动电压定值按部分单台电容器(或单台电容器内小电容元件)切除或击穿后,故障相其余单台电容器所承受的电压不长期超过 1.1 倍额定电压的原则整定,同时,还应可靠躲过电容器组正常运行时的段间不平衡差电压。动作时间一般整定为 0.1s~0.2s。

电容器组正常运行时的不平衡电压应满足厂家要求和安装规程的规定。

7.2.18.7 单星形接线电容器组桥差电流保护

桥差电流定值按部分单台电容器(或单台电容器内小电容元件)切除或击穿后,故障相其余单台电容器(或单台电容器内小电容元件)所承受的电压不长期超过 1.1 倍额定电压的原则整定,同时,还应可靠躲过电容器组正常运行时中性点间流过的不平衡电流。动作时间一般整定为 0.1s~0.2s。

电容器组正常运行时支路中点间流过的不平衡电流应满足厂家要求和安装规程的规定。

7.2.18.8 双星形接线电容器组的中性线不平衡电流保护

电流定值按部分单台电容器(或单台电容器内小电容元件)切除或击穿后,故障相其余单台电容器(或单台电容器内小电容元件)所承受的电压不长期超过 1.1 倍额定电压的原则整定,同时,还应可靠躲过电容器组正常运行时中性点间流过的不平衡电流。动作时间一般整定为 0.1s~0.2s。

电容器组正常运行时中性点间流过的不平衡电流应满足厂家要求和安装规程的规定。

7.2.18.9 并联补偿电容器保护整定公式表

并联补偿电容器保护整定公式见表 7,表中的整定公式适用于内部小元件接线为先并联后串联且无熔丝、同时外部接线也为先并联后串联的电容器组,或内部小元件接线为先并联后串联且有熔丝的单台密集型电容器。对其他接线方式的电容器组,可根据具体情况,按部分单台电容器(或单台电容器内小电容元件)切除或击穿后,故障相其余单台电容器(或单台电容器内小电容元件)所承受的电压不长期超过 1.1 倍额定电压的原则整定。

为延长电容器的使用寿命,应尽量减少电容器承受过电压的倍数和时间。因此,在躲过不平衡电流或电压的条件下,按表 7 整定时应尽量降低保护定值,以取得较高的灵敏系数。

表 7 并联补偿电容器保护整定表

名称	符号	电流或电压整定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
限时电流速断保护	I_{op1}	$I_{op1} = K_K I_{sm}$	K_K 为可靠系数, $K_K = 3 \sim 5$; I_{sm} 为电容器组额定电流	$t_1 = 0.1s \sim 0.2s$	

表 7 (续)

名称	符号	电流或电压整定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
过电流保护	I_{opI}	$I_{opI} = K_K I_{sm}$	K_K 为可靠系数, $K_K = 1.5 \sim 2.0$	$t_1 = 0.3s \sim 1.0s$	
过电压保护	U_{op}	$U_{op} = K_V \left(1 - \frac{X_L}{X_C} \right) U_{sm}$	K_V 为过电压系数, $K_V = 1.1$; X_L 为串联分路电抗器感抗; X_C 为分路电容器组容抗; U_{sm} 为电容器组额定相间电压	不超过 60s	
低电压保护	U_{op}	$U_{op} = (0.2 \sim 0.5) U_{sm}$	U_{sm} 为电容器组额定相间电压	$t = t' + \Delta t$	t' 为要求配合的后备保护动作时间 $\Delta t = 0.3s \sim 0.5s$
单星形接线电容器组开口三角电压保护	U_{op}	$U_{CH} = \frac{3\beta U_{NX}}{3N[M(1-\beta) + \beta] - 2\beta} \quad (1)$ $U_{CH} = \frac{3KU_{NX}}{3N(M-K) + 2K} \quad (2)$ $U_{op} = \frac{U_{CH}}{K_{sm}} \quad (3)$ $U_{op} = K_K U_{unb} \quad (4)$ $K = \frac{3NM(K_V - 1)}{K_V(3N - 2)} \quad (5)$	M 为每相各串联段并联的电容器台数; N 为每相电容器的串联段数; U_{NX} 为电容器组的额定相电压 [当有串联电抗器且电压互感器接于母线时, 应乘以 $(1 - X_L/X_C)$ 的系数]; U_{CH} 为开口三角零序电压; U_{unb} 为开口三角正常运行时的不平衡电压; β 为单台电容器内部击穿小元件段数的百分数, 如电容器内部为 n 段, 则 $\beta = \frac{1}{n} \sim \frac{n}{n}$; K_K 为可靠系数, $K_K \geq 1.5$; K 为因故障切除的同一并联段中的电容器台数, $K = 1 \sim M$ (整数), 按式 (5) 计算时取接近计算结果的整数; K_V 为过电压系数, $K_V = 1.10 \sim 1.15$; K_{sm} 为灵敏系数, $K_{sm} \geq 1$ 。 式 (1)、式 (2) 适用于单台电容器内部小元件按先并联后串联且无熔丝、外部按先并联后串联方式连接的情况, 其中式 (1) 适用于电容器未装设专用单台熔断器的情况, 式 (2) 适用于电容器装有专用单台熔断器的情况。为提高定值的灵敏系数, 用式 (3) 计算时应尽量降低定值, 同时, 还应可靠躲过正常运行时的不平衡电压	$t = 0.1s \sim 0.2s$	

表 7 (续)

名称	符号	电流或电压整定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
单星形接线电容器组开口三角电压保护	U_{op}	$U_{CH} = \frac{3KU_{NCK}}{3n(m-K)+2K} \quad (1)$ $U_{op} = \frac{U_{CH}}{K_{sen}} \quad (2)$ $U_{op} = K_K U_{unb} \quad (3)$ $K = \frac{3nm(K_V-1)}{K_V(3n-2)} \quad (4)$	<p>m 为单台密集型电容器内部各串联段并联的电容器小元件数; n 为单台密集型电容器内部的串联段数; U_{NCK} 为电容器组的额定相电压 [当有串联电抗器且电压互感器接于母线时, 应乘以 $(1-X_L/X_C)$ 的系数]; U_{CH} 为开口三角零序电压; U_{unb} 为开口三角正常运行时的不平衡电压; K_K 为可靠系数, $K_K \geq 1.5$; K 为因故障切除的同一并联段中的电容器小元件数, $K=1 \sim m$ 的整数, 按式 (4) 计算时取接近计算结果的整数; K_V 为过电压系数, $K_V = 1.1 \sim 1.15$; K_{sen} 为灵敏系数, $K_{sen} \geq 1$。 式 (1) 适用于每相装设单台密集型电容器、电容器内部小元件按先并联后串联且有熔丝连接的情况。为提高定值的灵敏系数, 用式 (2) 计算时应尽量降低定值, 同时, 还应可靠躲过正常运行时的不平衡电压</p>	$t=0.1s \sim 0.2s$	
单星形接线电容器组电压差动保护	U_{op}	$\Delta U_{\epsilon} = \frac{3\beta U_{NCK}}{3N[M(1-\beta)+\beta]-2\beta} \quad (1)$ $\Delta U_{\epsilon} = \frac{3KU_{NCK}}{3N(M-K)+2K} \quad (2)$ $U_{op} = \frac{\Delta U_{\epsilon}}{K_{sen}} \quad (3)$ $U_{op} = K_K \Delta U_{unb} \quad (4)$ $K = \frac{3nm(K_V-1)}{K_V(3N-2)} \quad (5)$	<p>ΔU_{ϵ} 为故障相的故障段与非故障段的差压; U_{unb} 为正常时不平衡差压; 其余符号的含义及说明与开口三角电压保护相同</p>	$t=0.1s \sim 0.2s$	
单星形接线电容器组桥差电流保护	I_{op}	$I_d = \frac{3MKI_N}{3N(M-2K)+8K} \quad (1)$ $I_d = \frac{3M\beta I_N}{3N[M(1-\beta)+2\beta]-8\beta} \quad (2)$ $I_{op} = \frac{I_d}{K_{sen}} \quad (3)$ $I_{op} = K_K I_{unb} \quad (4)$ $K = \frac{3MN}{11(6N-8)} \quad (5)$	<p>I_d 为桥差电流; I_N 为单台电容器额定电流; I_{unb} 为正常时平衡桥间的不平衡电流; 其他符号的含义及说明与单星形接线开口三角电压保护相同。 式 (1)、式 (5) 适用于采用熔断器无熔丝电容器组, 式 (2) 适用于不采用熔断器的无熔丝电容器组</p>	$t=0.1s \sim 0.2s$	

表 7（续）

名称	符号	电流或电压整定值		动作时间	
		公式	说明	整定原则	说明
双星形 接线电 容器组 中性线 不平衡 电流保 护	I_{op}	$I_{op} = \frac{3MKI_N}{6N(M-K)+5K} \quad (1)$	I_{op} 为中性点间流过的不平衡 电流; I_N 为单台电容器额定电流; I_{unb} 为正常时中性点间的平 衡电流; 其他符号的含义及说明与单 星接线开口三角电压保护相同	$t=0.1s\sim 0.2s$	
		$I_{op} = \frac{3M\beta I_N}{6N[M(1-\beta)+\beta]-5\beta} \quad (2)$			
		$I_{op} = \frac{I_{op}}{K_{unb}} \quad (3)$			
		$I_{op} = K_K I_{unb} \quad (4)$			

7.2.19 地区电源联网的具体规定

7.2.19.1 地区电源带就地负荷，如需与主网联网，宜以单回线或双回线在一个变电站与主系统单点联网，并满足下述要求：

- a) 如地区电源侧的线路保护对联网线路的各类故障均满足本规程灵敏系数的要求，则地区电源侧的联网线路保护定值按常规配合方式整定。
- b) 如地区电源侧的线路保护对联网线路的故障不能满足本标准灵敏系数的要求，则地区电源侧的联网线路保护定值应按故障解列装置的要求整定，故障时将地区电源与主网解列。
- c) 在联网线路发生故障地区电源侧断路器跳闸后，地区电源侧还应联切部分发电设备或非重要负荷，保持本地区功率平衡及相关线路不超限。
- d) 地区电源侧应装低频和低压解列、切负荷装置，在系统频率降低时将地区电源与主网解列、切除部分非重要负荷。低频率定值一般整定为 48Hz~49Hz，动作时间一般整定为 0.2s~0.5s。低电压定值按保证解列范围有足够的灵敏系数整定，需要时，可在联网线路上加装方向元件来限制电压的解列范围，动作时间应躲过解列范围内的后备保护动作时间。
- e) 需要时，可在联网线路一侧或两侧装设过功率、过电流解列装置，按并网协议要求整定。
- f) 有条件时，解列断路器宜选择在主网与地区电源的功率平衡点上。

7.2.19.2 终端变电站变压器中、低压侧有地区小电源接入时，若主网供电线路终端变电站侧未配置线路保护或因灵敏度不足、保护未投入运行，则宜按母线（高压侧）配置独立的故障解列装置或采用变压器中性点零序电流、间隙零序电流电压保护，在主网供电线路发生故障时，切除中、低压侧电源联络线断路器，以便主网侧线路保护检无压重合，具体整定如下：

- a) 故障解列装置相间低电压解列定值按主网供电线路故障、对侧开关跳开有灵敏度整定，一般整定为 65V~70V。
- b) 若本变电站或下一级变电站变压器中性点直接接地，则零序电压解列定值及用于故障解列的变压器间隙零序电压定值按躲过正常不平衡电压且主网供电线路故障、对侧断路器跳开有灵敏度整定，一般整定为 10V~15V（额定值为 300V）或 8V~10V（额定值为 173V）；若本变电站及相邻下一级变电站变压器中性点都不接地，局部电网为不接地系统时，可整定为 150V~180V（额定值为 300V）或 120V（额定值为 173V）。
- c) 用于故障解列的变压器中性点零序电流保护定值按正常小方式下线路故障、对侧断路器跳开有灵敏度整定，间隙零序电流定值一般按一次值 40A~100A 整定。
- d) 相间低电压、零序电压、变压器中性点零序电流保护解列时间应与高压侧相邻线路保护灵敏段时间配合，并小于主网供电线路对侧重合闸时间。变压器中性点不接地时的零序电压、间隙零序电流保护解列时间应大于下一级小电源故障解列时间，小于主网供电线路对侧重合闸时间，第一时限跳小电源，第二时限跳开变压器各侧。

7.2.19.3 专线（或 T 接）接入主网公用变电站的地区电源内部，也应配置故障解列装置，动作切除并网断路器或发电机组。该故障解列装置低频、低压及零序电压解列定值按 7.2.19.1 和 7.2.19.2 整定，整定时间应躲过系统及地区电源内部高压母线上其他间隔保护灵敏段动作时间，同时考虑系统重合闸时间配合要求。

7.2.19.4 当单回线与主网联网的终端变电站高压侧带有同级地区电源或地区电源联网线路时，主网供电线路终端变电站侧若配置线路保护，该保护动作可不跳本断路器，而切除地区电源或地区电源联网线路断路器。此时主网供电线路系统侧检无压重合，地区电源侧不重合。

7.2.19.5 主网终端变电站高压侧装有备用电源自动投入装置，主供线路重合闸不成功时，可在跳开地区电源联网线路断路器后，再投入备用电源。

7.2.19.6 装有备用电源自动投入装置的主网终端变电站，若中、低压侧接有地区电源，则变压器保护动作跳中、低压侧断路器时，宜联跳该侧地区电源联网线路的断路器。

7.2.20 分布式电源接入电网的具体规定

7.2.20.1 分布式电源接入电网时，分布式电源侧的接地方式应与电网侧的接地方式相适应，其继电保护配置和整定运行原则按照 GB/T 33982《分布式电源并网继电保护技术规范》执行。

7.2.20.2 电网侧保护和自动装置的配置原则：

- a) 联络线电网侧应配置三段电流（方向）保护，需要时可配置距离保护。若根据系统要求需要采用全线速动保护，可配置分相电流差动保护。
- b) 联络线电网侧可按符合区域电源接入系统的安全自动装置要求配置故障解列装置，故障解列装置应含低/过电压保护、低/过频率保护功能等。
- c) 联络线电网侧宜配置重合闸。重合闸宜采用检无压重合，重合条件不具备时，重合闸停用。

7.2.20.3 电网侧保护和自动装置整定原则：

- a) 分相电流差动保护、三段式电流（方向）保护的整定按照本标准前述规定。
- b) 重合闸时间整定值应躲过分布式电源解列时间，在分布式电源解列后进行检无压重合。
- c) 低电压和过电压定值根据分布式电源允许电压偏差能力整定，时间定值应与分布式电源侧配合整定，配合级差不小于 0.2s。
- d) 低频率和过频率定值根据分布式电源允许频率偏差能力执行；时间定值应与分布式电源侧配合整定，配合级差不小于 0.2s。

7.2.21 集中式风电场及光伏电站接入电网的具体规定

7.2.21.1 风电场及光伏电站汇集系统中性点应采用经电阻接地或经消弧线圈接地的方式。

7.2.21.2 风电场及光伏电站汇集系统单相接地故障应快速切除。对于中性点经电阻接地的电站，应配置动作于跳闸的接地保护；对于经消弧线圈接地的电站，应配置小电流接地故障选线装置实现跳闸。

7.2.21.3 在满足一次系统要求前提下，设计单位在选取电阻接地系统中接地电阻时应考虑零序电流保护对单相接地故障有足够的灵敏度。

7.2.21.4 分段汇集母线正常情况不允许并列运行，汇集母线为单母线或单母线分段并列运行时，有且只能有一台接地变压器（或带接地平衡绕组变压器）接入该母线运行。

7.2.21.5 汇集系统设备保护的配置和整定应与一次系统相适应，防止其故障造成主升压变压器跳闸。

7.2.21.6 为防止电压降低造成风电场及光伏电站大规模脱网，应快速切除单相短路、两相短路及三相短路故障，视情况允许适当牺牲部分选择性。

7.2.21.7 风电场及光伏电站有关涉网保护的配置整定应与电网相协调，并报相应调度机构备案。

7.2.21.8 汇集线路保护规定如下：

- a) 每回汇集线路应在汇集母线侧配置一套线路保护，在风机侧（逆变器侧）可不配置线路保护。

- b) 对于相间短路，应配置阶段式过电流保护，还可选配不经振荡闭锁的阶段式相间距离保护。
- c) 中性点经电阻接地系统，应配置反应单相接地短路的二段式零序电流保护，动作于跳闸。
- d) 过电流Ⅰ段应对本线路末端相间故障有足够灵敏度，并躲过单台发电机的单元变压器低压侧相间故障电流，灵敏系数不小于 1.5，时间可取为 0s~0.2s。
- e) 过电流Ⅱ段应躲过本线路最大负荷电流，尽量对本线路最远端单元变压器低压侧故障有灵敏度，时间定值与单元变压器的过电流保护延时配合，如单元变压器电流保护为瞬时段，时间可取为 0.3s~0.5s。
- f) 过电流保护可不经方向控制，也可不经电压闭锁。
- g) 相间距离Ⅰ段应对本线路末端相间故障有灵敏度，灵敏系数不小于 1.5，时间可取为 0s~0.2s。
- h) 相间距离Ⅱ段应躲过线路最大负荷电流时的负荷阻抗，尽量对本线路最远端单元变压器低压侧故障有灵敏度，时间可取为 0.3s~0.5s。
- i) 汇集线路不采用自动重合闸。
- j) 中性点经电阻接地系统，零序电流Ⅰ段对本线路末端单相接地故障有灵敏度，灵敏系数不小于 2，动作时间应满足电站运行电压适应性要求。
- k) 中性点经电阻接地系统，零序电流Ⅱ段按可靠躲过线路电容电流整定，时间可比零序电流Ⅰ段多一个级差。

7.2.21.9 汇集母线保护整定如下：

- a) 汇集母线应配置母线保护和分段断路器保护作为汇集母线相间故障和电阻接地系统汇集母线接地故障的主保护，其定值整定按照 7.2.8 及 7.2.10。
- b) 母线保护应允许使用不同变比的电流互感器，通过软件自动校正，并能适应于各支路电流互感器变比最大相差 10 倍的情况。

7.2.21.10 小电流接地故障选线装置整定如下：

- a) 汇集系统中性点经消弧线圈接地的升压站应按汇集母线配置小电流接地故障选线装置。
- b) 汇集线路应配置专用的零序电流互感器，供小电流接地故障选线装置使用。
- c) 接地故障选线装置的零序电压元件对汇集系统单相接地故障应有足够灵敏度，灵敏系数不小于 1.5。
- d) 接地故障选线装置应具备跳闸出口功能。在发生单相接地故障时经较短延时（一般不超过 0.5s）切除故障汇集线路；经较长延时（一般不超过 1s）跳主升压变压器低压侧断路器；经更长延时（一般不超过 1.5s）跳升压变压器各侧断路器。

7.2.22 故障录波器

7.2.22.1 变化量电流启动元件定值按最小运行方式下线路末端金属性故障最小短路校验灵敏度整定，灵敏系数不小于 4。

7.2.22.2 稳态量相电流启动元件按躲过最大负荷电流整定；负序和零序电流启动元件按躲过最大运行工况下的不平衡电流整定，按线路末端两相金属性短路校验灵敏度，灵敏系数不小于 2。

7.2.22.3 相电压突变量启动元件按躲正常电压变化整定，一般可取 $10\%U_N$ ，电压越限定值按躲过电网电压正常波动范围整定，负序和零序电压启动元件按躲正常运行工况下的最大不平衡电压整定。

7.2.22.4 频率越限启动元件按大于电网频率允许偏差整定，变化率一般按 0.1Hz/s~0.2Hz/s 整定，局部电网频率变化较大者可适当放宽。

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 584—2017

代替 DL/T 584—2007

*

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京博图彩色印刷有限公司印刷

*

2018年12月第一版 2018年12月北京第一次印刷

880毫米×1230毫米 16开本 2.5印张 74千字

印数 0001—2000册

*

统一书号 155198·1081 定价 31.00元

版 权 专 有 侵 权 必 究

本书如有印装质量问题,我社营销中心负责退换

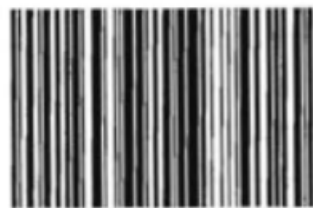


中国电力出版社官方微信



电力标准信息微信

为您提供 **最及时、最准确、最权威** 的电力标准信息



155198.1081