

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 559—94

220~500kV 电网继电保护装置
运行整定规程

中华人民共和国电力工业部 1994-12-19 批准

1995-05-01 实施

1 总则

1.1 本规程是电力系统继电保护运行整定的基本规定，与电力系统继电保护相关的设计部门和调度运行部门应共同遵守。

1.2 本规程是 220kV、330kV 和 500kV 电网的线路、母线以及与电网保护配合有关的变压器等电力设备继电保护运行整定的基本依据。

1.3 220kV 及以上电力系统继电保护及自动重合闸装置的技术要求必须与本规程的继电保护运行整定具体规定相符合。

1.4 按照 DL400—91《继电保护和安全自动装置技术规程》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自动重合闸装置是实现可靠继电保护的物质基础；按照本规程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。

1.5 220kV、330kV 和 500kV 电网继电保护的运行整定，应以保证电网全局的安全稳定运行为根本目标。电网继电保护的整定应满足速动性、选择性和灵敏性要求，如果由于电网运行方式、装置性能等原因，不能兼顾速动性、选择性或灵敏性要求时，应在整定时合理地进行取舍，并执行如下原则：

- 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. 局部问题自行消化；
- d. 尽量照顾局部电网和下级电网的需要。

1.6 继电保护装置能否充分发挥作用，继电保护整定是否合理，继电保护方式能否简化，从而达到电网安全运行的最终目的，与电网运行方式的安排密切相关。为此，继电保护部门与调度运行部门应当相互协调，密切配合。

1.7 继电保护和二次回路的设计和布置，应当满足电网安全运行要求，并便于整定、运行操作、运行维护和检修调试。

1.8 为了提高和改善电网的继电保护运行水平，继电保护运行整定人员应当及时总结经验，有责任对继电保护的配置和装置性能等提出改进建议和要求。电网的继电保护部门有责任制订相关细则，以便制造、设计和施工部门有所遵循。

1.9 对继电保护在特殊运行方式下的处理，应经所在单位总工程师批准，并备案说明。

1.10 本规程由电力工业部国家电力调度通信中心负责解释。

2 继电保护运行整定的基本原则

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023

网址：www.sy750kv.com

联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

2.1 220kV 及以上电网的继电保护，必须满足可靠性、速动性、选择性及灵敏性的基本要求。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以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断段保护以及电流速断保护取得保证；通过继电保护运行整定，实现选择性和灵敏性的要求，并处理运行中对快速切除故障的特殊要求。

2.2 电力系统稳定运行主要由符合 SD131—84《电力系统技术导则（试行）》要求的电网结构、符合《电力系统安全稳定导则》要求的电力系统运行方式和按 SDJ6—83《继电保护和自动装置技术规程》要求配置的速动保护（全线速动保护、相间与接地故障的速断段保护），在正常运行整定情况下，快速切除本线路的金属性短路故障来获得保证。相间和接地故障的延时段后备保护主要应保证选择性和灵敏性要求。

2.3 对 330~500kV 电网和联系不强的 220kV 电网，在保证继电保护可靠动作的前提下，重点应防止继电保护装置的非选择性动作；而对于联系紧密的 220kV 电网，重点应保证继电保护装置的可靠快速动作。

2.4 继电保护的可靠性

2.4.1 任何电力设备（线路、母线、变压器等）都不允许在无继电保护的条件下运行；所有运行设备都必须由两套交、直流输入和输出回路相互独立，并分别控制不同断路器的继电保护装置进行保护。当任一套继电保护装置或任一组断路器拒动时，能由另一套继电保护装置操作另一组断路器切除故障。在所有情况下，要求这两套继电保护装置和断路器所取的直流电源都由不同的熔断器供电。

2.4.2 对于 220kV 及以上电力系统的线路继电保护，一般采用近后备保护方式，即当故障元件的一套继电保护装置拒动时，由相互独立的另一套继电保护装置动作切除故障；而当断路器拒动时，起动断路器失灵保护，断开与故障元件所接入母线相连的所有其他连接电源的断路器。有条件时可采用远后备保护方式，即故障元件所对应的继电保护装置或断路器拒动时，由电源侧最邻近故障元件的上一级继电保护装置动作切除故障。

2.4.3 对配置两套全线速动保护的线路，在线路保护装置检修、定期校验和双母线带旁路接线方式中旁路断路器代替线路断路器运行等各种情况下，至少应保证有一套全线速动保护投运。

2.4.4 对于 220kV 及以上电力系统的母线，母线差动保护是其主保护，变压器或线路后备保护是其后备保护。如果没有母线差动保护，则必须由对母线故障有灵敏度的变压器后备保护或/及线路后备保护充任母线的主保护及后备保护。

2.5 继电保护的速动性

2.5.1 配置的全线速动保护、相间和接地故障的速断段保护动作时间取决于装置本身的技术性能。

2.5.2 下一级电压母线配出线路的故障切除时间，应满足上一级电压电网继电保护部门按系统稳定要求和继电保护整定配合需要提出的整定限额要求；下一级电压电网应按照上一级电压电网规定的整定限额要求进行整定，必要时，为保证电网安全和重要用户供电，可设置适当的解列点，以便缩短故障切除时间。

2.5.3 手动合闸和自动重合于母线或线路时，应有确定的速动保护快速动作切除故障。合闸时短时投入的专用保护应予整定。

2.5.4 继电保护在满足选择性的条件下，应尽量加快动作时间和缩短时间级差。可以针对不

同的保护配合关系和选用的时间元件性能，选取不同的时间级差。

2.6 继电保护的灵敏性

2.6.1 对于纵联保护，在被保护范围末端发生金属性故障时，应有足够的灵敏度。

2.6.2 相间故障保护最末一段(例如距离III段)的动作灵敏度，应按躲过最大负荷电流选取(最大负荷电流值由运行方式部门提供)。

2.6.3 接地故障保护最末一段(例如零序电流IV段)，应以适应下述短路点接地电阻值的接地故障为整定条件：220kV 线路，100 Ω ；330kV 线路，150 Ω ；500kV 线路，300 Ω 。对应于上述条件，零序电流保护最末一段的动作电流定值应不大于 300A。当线路末端发生高电阻接地故障时，允许由两侧线路继电保护装置纵续 动作切除故障。

2.6.4 在同一套保护装置中，闭锁、起动、方向判别和选相等辅助元件的动作灵敏度，应大于所控制的测量、判别等主要元件的动作灵敏度。例如，零序功率方向元件的灵敏度，应大于被控零序电流保护的灵敏度。

2.6.5 采用远后备保护方式时，上一级线路或变压器的后备保护整定值，应保证当下一级线路末端故障或变压器对侧母线故障时有足够灵敏度。

2.7 继电保护的选择性

2.7.1 全线瞬时动作的保护或保护的速断段的整定值，应保证在被保护范围外部故障时可靠不动作。

2.7.2 上、下级(包括同级和上一级及下一级电力系统)继电保护之间的整定，应遵循逐级配合的原则，满足选择性的要求：即当下一级线路或元件故障时，故障线路或元件的继电保护整定值必须在灵敏度和动作时间上均与上一级线路或元件的继电保护整定值相互配合，以保证电网发生故障时有选择性地切除故障。

2.7.3 对于配置了两套全线速动保护的 220kV 密集型电网的线路，带延时的线路后备保护第二段，如果需要，可与相邻线路全线速动保护相配合，按可靠躲过相邻线路末端短路故障整定。

2.7.4 对大型发电厂的配出线路，必要时应校核在线路发生单相接地故障情况下，线路接地故障后备保护与发电机负序电流保护之间的选择性配合关系。如果配合困难，宜适当提高线路接地故障后备保护的灵敏度以满足选择性要求。

2.7.5 当线路保护装置拒动时，只允许相邻上一级的线路保护越级动作，切除故障；当断路器拒动(只考虑一相断路器拒动)，且断路器失灵保护动作时，应保留一组母线运行(双母线接线)或允许失去一个元件(一个半断路器接线)。为此，接地故障保护第二段的动作时间应比断路器拒动时的全部故障切除时间大 0.25~0.3s；对相间距离保护第二段，则无此要求。

2.7.6 在某些运行方式下，允许适当地牺牲部分选择性，例如对终端供电变压器、串联供电线路、预定的解列线路等情况。

2.8 如采取各种措施后，继电保护的选择性、灵敏性和速动性仍不能满足规定的要求时，应与调度运行部门协商，采取其它合理措施。

2.9 振荡闭锁装置的运行整定

2.9.1 除了预定解列点外，不允许保护装置在系统振荡时误动作跳闸。如果没有本电网的具体数据，除大区系统间的弱联系联络线外，系统最长振荡周期可按 1.5s 考虑。

2.9.2 在系统振荡时可能误动作的线路或元件保护段均应该经振荡闭锁控制。

2.9.3 受振荡影响的距离保护的振荡闭锁控制原则如下：

2.9.3.1 预定作为解列点上的距离保护，不应该经振荡闭锁控制。

2.9.3.2 躲过振荡中心的速断段保护，不宜经振荡闭锁控制。

2.9.3.3 动作时间大于振荡周期的保护段，不应该经振荡闭锁控制。

2.9.3.4 当系统最大振荡周期为 1.5s 及以下时：动作时间大于 0.5s 的距离 I 段，动作时间大于 1.0s 的距离 II 段和动作时间大于 1.5s 的距离 III 段，均可不经振荡闭锁控制。

2.9.4 在系统振荡过程中发生接地故障时，应有选择地可靠切除故障；若发生不接地的多相短路故障时，应保证可靠切除故障，但允许个别的相邻线路相间距离保护无选择性动作。

2.9.5 在系统振荡过程中发生短路故障，可适当降低对继电保护装置速动性的要求，但应保证可靠切除故障。

2.10 自动重合闸方式的选定

根据电网结构、系统稳定要求、电力设备承受能力和继电保护可靠性，合理地选定自动重合闸方式。

2.10.1 对于 220kV 线路，当同一送电截面的同级电压及高一级电压的并联回路数等于及大于 4 回时，选用一侧检查线路无电压，另一侧检查线路与母线电压同步的三相重合闸方式(由运行方式部门规定哪一侧检电压先重合，但大型电厂的出线侧应选用检同步重合闸)。三相重合闸时间整定为 10s 左右。

2.10.2 330kV、500kV 及并联回路数等于及小于 3 回的 220kV 线路，采用单相重合闸方式。单相重合闸的时间由运行方式部门选定(一般约为 1s 左右)，并且不宜随运行方式变化而改变。

2.10.3 带地区电源的主网终端线路，一般选用解列三相重合闸(主网侧检线路无电压重合)方式，也可以选用综合重合闸方式，并利用简单的选相元件及保护方式实现；不带地区电源的主网终端线路，一般选用三相重合闸方式。重合闸时间配合继电保护动作时间而整定。

2.11 配合自动重合闸的继电保护整定应满足的基本要求

2.11.1 自动重合闸过程中，无论采用线路或母线电压互感器，无论采用什么保护型式，都必须保证在重合于故障时可靠快速三相跳闸。如果采用线路电压互感器，对距离保护的后加速跳闸应有专门措施，防止电压死区。

2.11.2 零序电流保护的速断段，在恢复三相带负荷运行时，不得因断路器的短时三相不同步而误动作。如果整定值躲不过，则应在重合闸后增加 0.1s 的时延。

2.11.3 对采用单相重合闸的线路，应保证重合闸过程中的非全相运行期间继电保护不误动；在整个重合闸周期过程中(包括重合成功后到重合闸装置复归)，本线路若发生一相或多相短路故障(包括健全相故障、重合于故障及重合成功后故障相再故障)时，本线路保护能可靠动作，并与相邻线路的线路保护有选择性。

2.11.4 为满足本线路重合闸后加速保护的要求，在后加速期间，如果相邻线路发生故障，允许本线路无选择性地三相跳闸，但应尽可能缩短后加速保护无选择性动作的范围。

2.11.5 对选用单相重合闸的线路，无论配置一套或两套全线速动保护，均允许后备保护延时段动作后三相跳闸不重合。

2.11.6 对符合 2.10.1 条规定的线路，若保留原有的单相重合闸方式，则允许实现距离选相元件的瞬时后加速。

2.12 如遇特殊的整定困难，不能满足正常运行及正常检修运行情况下的选择性要求时，可采取下列措施：

2.12.1 根据预期后果的严重性，改变运行方式。

2.12.2 对单回线环网的运行线路，允许设有一个解列点或一回解列线路，例如零序电流保护最末一段定值之间相互配合时允许有一处无选择性。

2.12.3 对双回线环网的运行线路，可采取下列措施：

2.12.3.1 零序电流或接地距离 I 段按双回线路中的另一回线断开并两端接地的条件整定。

2.12.3.2 后备保护延时段按正常双回线路对双回线路运行并考虑其他相邻一回线路检修的方式进行配合整定。当并行双回线路中一回线路检修停用时，可不改定值，允许保留运行一回线路的后备保护延时段在区外发生故障时无选择性动作，此时要求相邻线路的全线速动保护和相邻母线的母线差动保护投运。

2.12.3.3 整定配合有困难时，允许双回线路的后备延时保护段之间对双回线路内部故障的整定配合无选择性。

2.13 对正常设置全线速动保护的线路，如果因检修或其他原因，本线路的全线速动保护全部退出运行，而在当时的运行方式下，必须依靠线路两侧同时快速切除故障才能保持系统稳定运行，或者与相邻线路保护之间配合有要求时，为保证尽快地切除本线路故障，可按如下原则处理：

2.13.1 在相邻线路的全线速动保护和相邻母线的母线差动保护都处于运行状态的前提下，可临时缩短没有全线速动保护的线路两侧对全线路金属性短路故障有足够灵敏度的相间和接地短路后备保护灵敏段的动作时间。根据线路发生相间短路和接地故障对电网稳定运行的影响程度，将相间和接地短路后备保护灵敏段动作时间临时缩短到瞬时或一个级差时限。无法整定配合时，允许当相邻线路或母线故障时无选择性地跳闸。

2.13.2 任何一套线路全线速动保护投运后，被缩短的后备保护段动作时间随即恢复正常定值。

2.13.3 对采用三相重合闸方式的线路，三相重合闸仍保留运行。对采用单相重合闸方式的线路，如果原来按照 2.11.5 条整定重合闸起动方式，则停用单相重合闸；如果原来不按 2.11.5 条整定重合闸起动方式，且单相重合闸时间不小于 1.0s 时，可缩短对全线有灵敏度的接地故障后备保护段动作时间，保留单相重合闸继续运行，但要躲开非全相运行过程中零序电流引起的可能误动作。

2.13.4 对短线路环网，一般不允许线路全线速动保护停运。若线路的全线速动保护全部停用，根据稳定运行要求，可将被保护线路停运或将本线路两侧相间短路和接地故障后备保护灵敏段临时改为瞬时动作。

2.13.5 不允许同一母线上有二回及以上线路同时停用全部的全线速动保护；线路全线速动保护和相邻任一母线的母线保护也不能同时停用。

2.14 对正常设置母线差动保护的双母线主接线方式，如果因检修或其他原因，引起母线差动保护被迫停用且危及电网稳定运行时，应考虑：

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023

网址：www.sy750kv.com

联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

2.14.1 首先按 3.7 条的原则执行。

2.14.2 根据当时的运行方式要求,临时将带短时限的母联或分段断路器的过电流保护投入运行,以快速地隔离母线故障。

2.14.3 如果仍无法满足母线故障的稳定运行要求,在本母线配出线路全线速动保护投运的前提下,在允许的母线差动保护停运期限内,临时将本母线配出线路对侧对本母线故障有足够灵敏度的相间和接地故障后备保护灵敏段的动作时间缩短。无法整定配合时,允许无选择性跳闸。

2.15 单电源单回线路向终端变压器供电时,为快速切除线路变压器单元的故障,可将送电侧的相间短路和接地故障保护的速断段保护范围伸入变压器内部,按躲开下一级电压母线整定。需要时,为保证变压器内部故障时能可靠跳闸断开,线路的瞬时段保护应经一短时限动作。

对多级串供的终端变电所,如整定配合困难或后备保护动作时间过长,允许送电侧线路保护适当地无选择性动作切除故障。

2.16 一般情况下,220kV 同杆并架双回线路发生同时性故障时,允许同时跳开双回线路,且不重合。

2.17 若变压器保护起动断路器失灵保护,则须注意因变压器保护出口回路延时复归可能引起的误动作,变压器气体继电器等本体保护的出口不宜起动断路器失灵保护。断路器失灵保护应经相电流元件控制和电压闭锁。一般情况下,220kV 变压器保护可不起动断路器失灵保护。

2.18 尽可能减少继电保护及自动重合闸的各类连锁跳闸回路。在保护装置上进行试验时,除了必须停用该保护装置的跳闸回路外,还应断开保护装置与其他可能起动所对应断路器的操作回路,如起动断路器失灵保护回路、起动重合闸回路等。

2.19 除母线差动保护外,不推荐采用专用措施闭锁因线路电流互感器二次回路断线引起的保护装置误动作,避免因新增闭锁措施带来保护装置拒绝动作和可能失去选择性配合的危险性。

2.20 对只有两回线和一台变压器的变电所,当该变压器退出运行时,可不更改两侧的线路保护定值,此时,不要求两回线路相互间的整定配合有选择性。

2.21 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,部分保护装置可短时失去选择性。

3 继电保护对电网接线和调度运行的配合要求

3.1 合理的电网结构是电力系统稳定运行的基础,继电保护装置能否发挥积极作用,与电网结构及一次设备的布置是否合理有密切关系,必须把它们作为一个有机整体,统筹考虑,全面安排。对严重影响继电保护装置对保证电力系统安全运行发挥作用的电网结构、一次设备布置及厂站主接线等,应加以限制使用。应综合考虑 下列问题:

3.1.1 在电网中不宜选用全星形接线自耦变压器,以免恶化接地故障后备保护的运行整定。对目前已投入运行的全星形接线自耦变压器,特别是电网中枢地区的该种变压器,应采取必要的补偿措施。

3.1.2 简化电网运行接线,500kV 电网与 220kV 电网之间,220kV 电网与 110kV 及以下电压

电网之间均不宜构成电磁环网运行。110kV 及以下电压电网以辐射形开环运行。

3.1.3 不宜在大型电厂向电网送电的主干线上接入分支线或支接变压器，也不宜在电源侧附近破口接入变电所。

3.1.4 尽量避免出现短线路成串成环的接线方式。

3.1.5 当设计采用串联电容补偿时，对装设地点及补偿度的选定，要考虑对全网继电保护的影响，不应使之过分复杂，性能过于恶化。

3.2 继电保护装置能否作为电网的主要稳定措施，与调度运行方式的安排密切相关。继电保护应满足电网的稳定运行要求，但若继电保护对某些电网运行方式无法同时满足速动性、选择性和灵敏性要求，则应限制此类运行方式。应综合考虑下列 问题：

3.2.1 合理安排电网中各变电所的变压器接地方式，尽量保持变电所零序阻抗值稳定。

3.2.2 应避免在同一变电所母线上同时断开所连接的两个或以上运行设备(线路、变压器等)。当两个地点的母线之间距离很近时，也要避免同时断开两个或两个以上运行设备。

3.2.3 在电网的某些点上以及与主网相连的有电源的地区电网中，应创造条件设置合适的解列点，以便当主网发生重大事故时，采取有效解列措施，确保地区电网的重要负荷供电。

3.2.4 避免采用多级串供的终端运行方式。

3.3 如果因保护装置定期检查、装置停用或装置检修，迫使被保护设备的保护性能降低，按实际的稳定计算结果有可能危及电网稳定时，则应采取下列措施：

3.3.1 适当地改变电网接线及运行方式，使运行中的继电保护装置动作性能满足系统稳定的要求。

3.3.2 权衡继电保护动作的速动性与选择性对电网影响的严重程度及不利后果，采取切实可行的简单临时措施改善线路或元件设备的保护性能，保住重点。必要时，可适当牺牲继电保护的选择性要求，保证快速动作，以达到保证电网安全运行的目的。

3.4 对于特殊运行方式，如果取得速动性和选择性有困难时，也同样可采用 3.3 条的处理原则。

3.5 对正常设置全线速动保护的线路，如因检修或其他原因全线速动保护全部退出运行时，应采取下列措施：

3.5.1 积极检修，尽快使全线速动保护恢复运行。

3.5.2 调整电网接线和运行潮流，使线路后备保护的動作能满足系统稳定要求。

3.5.3 考虑零序电流保护速断段纵续动作的可能条件，尽量避免临时更改线路保护装置的定值。

3.5.4 采用上述措施后，仍无法保证电网稳定运行时，按 2.13 条，临时更改线路保护装置的動作时间，并考虑可能的无选择性跳闸情况。

3.6 对一个半断路器接线方式，当任一母线上的母线差动保护全部退出运行时，则可将被保护母线也退出运行。

3.7 对双母线接线方式，母线差动保护因故退出运行时，应采取下列措施：

3.7.1 尽量缩短母线差动保护的停用时间。

3.7.2 不安排母线连接设备的检修，避免在母线上进行操作，减少母线故障的概率。

3.7.3 改变母线接线及运行方式，选择轻负荷情况，并考虑当发生母线单相接地故障，由母

线对侧的线路后备保护延时段动作跳闸时，电网不会失去稳定。尽量避免临时更改继电保护定值。

4 继电保护整定的规定

4.1 一般规定

4.1.1 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参数值。

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.架空线路和电缆线路的零序阻抗；
- c.平行线之间的零序互感阻抗；
- d.双回线的同名相间的和零序的差电流系数；
- e.其他对继电保护影响较大的有关参数。

4.1.2 为了简化计算工作，以下的假设条件对一般短路电流计算是许可的。

4.1.2.1 忽略发电机、调相机、变压器、架空线路、电缆线路等阻抗参数的电阻部分，并假定旋转电机的负序电抗等于正序电抗。

4.1.2.2 发电机及调相机的正序电抗可采用 $t=0$ 时的瞬态值 X_d'' 的饱和值。

4.1.2.3 发电机电动势可以假定等于 1 标么，且相位一致。只有在计算线路非全相运行电流和全相振荡电流时，才考虑线路两侧发电机综合电动势间有一定的相角差。

4.1.2.4 不考虑短路电流的衰减。对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。

4.1.2.5 各级电压可采用标称电压值或平均电压值，而不考虑变压器电压分接头实际位置的变动。

4.1.2.6 不计线路电容和负荷电流的影响。

4.1.2.7 不计故障点的相间电阻和接地电阻。

4.1.2.8 不计短路暂态电流中的非周期分量，但具体整定时应考虑其影响。对有针对性的专题分析(如事故分析)和某些装置特殊需要的计算，可以根据需要采用某些更符合实际情况的参数和数据。

4.1.3 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的运行方式为依据。

4.1.3.1 所谓常见运行方式，是指正常运行方式和被保护设备相邻近的一回线或一个元件检修的正常检修方式。对特殊运行方式，可以按专用的运行规程或者依据当时实际情况临时处理。

4.1.3.2 对同杆并架的双回线，考虑双回线同时检修或双回线同时跳开的情况。

4.1.3.3 发电厂有两台机组时，应考虑全部停运的方式，即一台机组检修时，另一台机组故障跳闸；发电厂有三台及以上机组时，可考虑其中两台容量较大机组同时停运的方式。

4.1.3.4 电力系统运行方式应以调度运行部门提供的书面资料为依据。

4.1.4 变压器中性点接地运行方式的安排，应尽量保持变电所零序阻抗基本不变。遇到因变

压器检修等原因,使变电所的零序阻抗有较大变化的特殊运行方式时,根据当时实际情况临时处理。

4.1.4.1 变电所只有一台变压器,则中性点应直接接地,计算正常保护定值时,可只考虑变压器中性点接地的正常运行方式。当变压器检修时,可作特殊方式处理,例如改定值或按规定停用、起用有关保护段。

4.1.4.2 变电所有两台及以上变压器时,应只将一台变压器中性点直接接地运行,当该变压器停运时,将另一台中性点不接地变压器改为直接接地。如果由于某些原因,变电所正常必须有两台变压器中性点直接接地运行,当其中一台中性点直接接地变压器停运时,若有第三台变压器则将第三台变压器改为中性点直接接地运行。否则,按特殊方式处理。

4.1.4.3 双母线运行的变电所有三台及以上变压器时,应按两台变压器中性点直接接地方式运行,并把它们分别接于不同的母线上,当其中一台中性点直接接地变压器停运时,将另一台中性点不接地变压器直接接地。若不能保持不同母线上各有一个接地点时,作为特殊运行方式处理。

4.1.4.4 为了改善保护配合关系,当某一短线路检修停运时,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对零序电流分配关系产生的影响。

4.1.5 继电保护整定计算应以单一设备的金属性简单故障为计算和校核依据。必要时,以复故障进行定值校核。

4.1.6 宜按相同动作原理的保护装置进行整定配合,不同动作原理的保护装置之间的整定配合可进行简化计算。

4.1.7 按常见运行方式下的单一不利故障类型对继电保护灵敏度进行校验,保证在对侧断路器跳闸前和跳闸后均能满足规定的灵敏度要求。

在复杂网络中,若采用远后备保护方式,当相邻元件故障,而其保护装置或断路器拒动时,允许按其他有足够灵敏度的分支相继跳闸后的条件来校验本保护的灵敏度。

4.1.8 为了提高继电保护动作的可靠性,除了在采用方向元件后能使保护性能有较显著改善情况外,对简单电流保护,特别是零序电流保护各段,经核算在保护配合上可以不经方向元件控制时,宜不经方向元件控制。

4.1.9 可靠系数的选取依整定计算条件、继电器类型、保护方式的不同而有所区别。按躲区外故障、躲负荷、躲振荡、躲非全相运行等和按与相邻线配合整定继电保护定值时,都应考虑必要的可靠系数。不同保护方式之间的配合或有互感影响时,应选取较大的可靠系数。

4.1.10 在继电保护“四统一”接线的单相重合闸回路中,定义了供选用的如下端子符号。

N 端子:接入本线和相邻线单相重合闸过程中不会误动作的保护。

M 端子:接入本线单相重合闸过程中会误动的保护。

P 端子:接入单相重合闸过程中会误动作,经阻抗选相元件闭锁的保护。

Q 端子:接入跳三相进行三相重合闸的保护。

R 端子:接入直接三相跳闸不起动重合闸的保护。

4.2 继电保护装置整定的具体规定

4.2.1 零序电流保护

4.2.1.1 零序电流保护一般为四段式。

厂址:湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编:430023

网址: www.sy750kv.com

联系电话:027-82667700、83511721 手机:13507122058

4.2.1.2 在复杂环网中为简化整定配合，零序电流保护 I、II、III、IV 各段均可分别经零序功率方向元件控制。

如实际选用的定值，不经过方向元件也能保证选择性时，则不宜经方向元件控制。

为了不影响各保护段动作性能，零序方向元件要有足够的灵敏度，在被控制保护段末端故障时，零序电压不应小于方向元件最低动作电压的 1.5 倍，零序功率不小于方向元件实际动作功率的 2 倍。

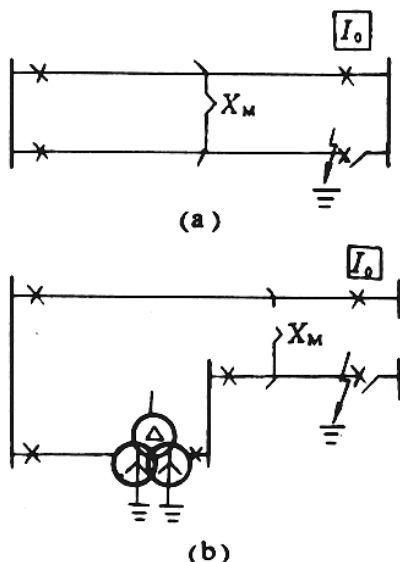


图 1 平行双回线最严重故障的计算方式选择

4.2.1.3 方向零序电流 I 段定值和无方向零序电流 I 段定值，按躲过本线路区外故障最大零序电流整定。若本线路采用单相重合闸方式，尚应按 4.2.1.7 条躲过本线路非全相运行最大零序电流整定。

4.2.1.4 在计算区外故障最大零序电流时，应对各种运行方式及不同故障类型进行比较，选择对保护最不利的运行方式和故障类型进行计算。如果所选的停运线路是与被保护线路有零序互感的平行线路，计算时应取该检修线路在两端接地的情况。

4.2.1.5 区外故障最严重的故障点一般选择在线路两侧母线处，但如果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对侧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，故障点有时可相应选择在不同电压等级的平行线上的某处 [见图 1(b)]。

4.2.1.6 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，因此按躲开区外故障最大零序电流整定零序电流 I 段时，可靠系数不应小于 1.3。

4.2.1.7 计算非全相运行最大零序电流时，应选择与被保护线路相并联的联络线为最少，系统联系为最薄弱的运行方式(如图 2 所示系统，在计算线路 I 非全相运行零序电流时应选择线路 II 断开的运行方式)。

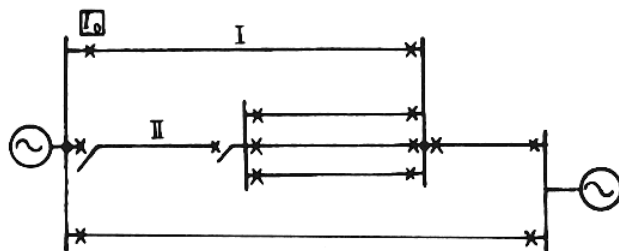


图2 计算非全相运行最大零序电流的运行方式选择

计算非全相运行最大零序电流时，对实现三相重合闸(包括综合重合闸)的线路应按合上一相、合上二相两种方式进行比较，对实现单相重合闸的线路可按两相运行方式进行计算。

计算非全相运行最大零序电流时，线路两侧电动势的相角差应以系统稳定计算的实际结果为依据。

在环网中有并联回路的 220kV 线路，非全相运行最大零序电流一般可按不大于 1000A 考虑。

4.2.1.8 零序电流 II 段定值，若相邻线路配置的纵联保护能保证经常投入运行，可按与相邻线路纵联保护配合整定，躲过相邻线路末端故障。否则，按与相邻线路在非全相运行中不退出运行的零序电流 I 段配合整定；若无法满足配合关系，则可与相邻线路在非全相运行过程中不退出工作的零序 II 段配合整定。零序电流 II 段定值还应躲过线路对侧变压器的另一侧母线接地故障时流过本线路的零序电流。

采用单相重合闸的线路，如零序电流 II 段定值躲过本线路非全相运行最大零序电流，动作时间可取 1.0s；如零序 II 段电流定值躲不过本线路非全相运行最大零序电流，动作时间一般可取为 1.5s；对采用 0.5s 快速重合闸的线路，零序 II 段可取 1.0s 左右。

采用三相重合闸的线路，零序电流 II 段动作时间可取 1.0s；若相邻线路选用动作时间为 1.0s 左右的单相重合闸，且被配合的相邻线路保护段无法躲过非全相运行最大零序电流时，动作时间可取 1.5s。

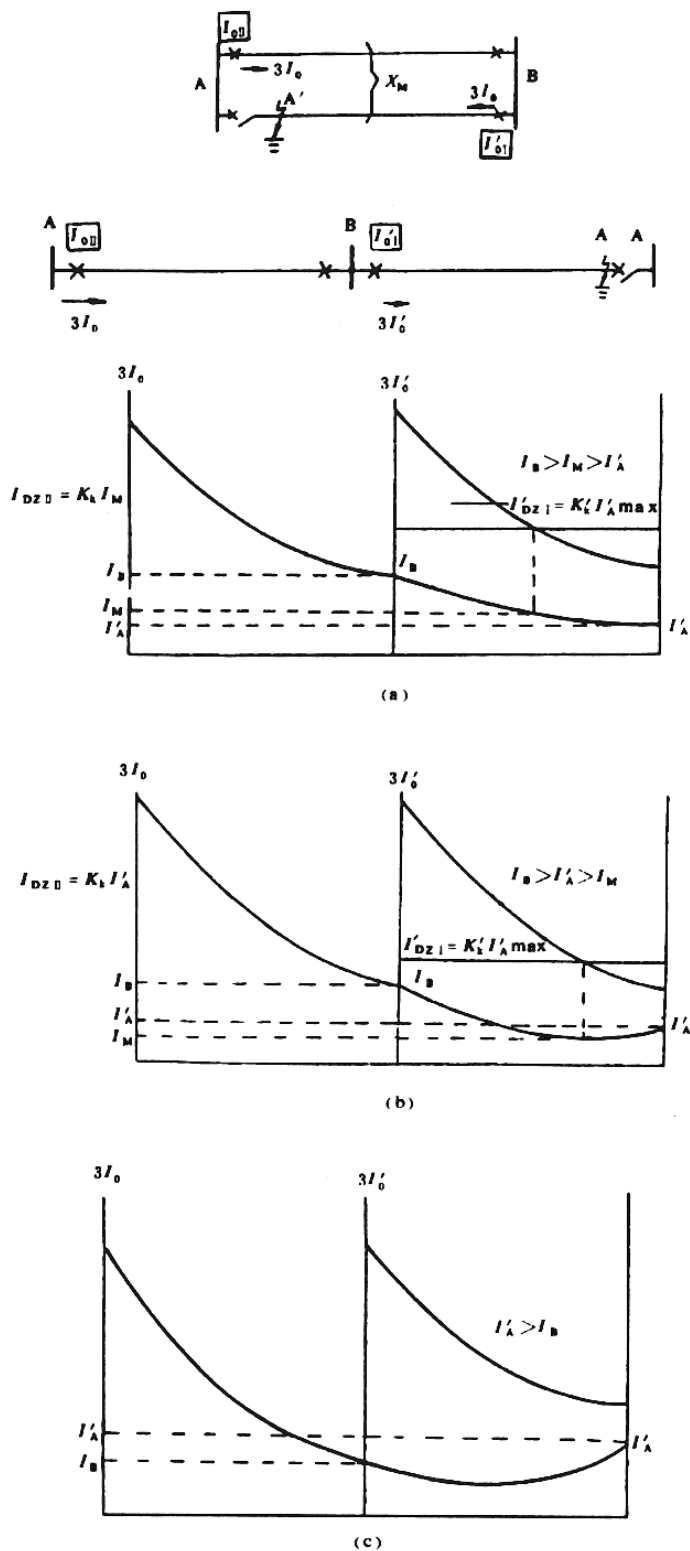


图3 平行互感线路零序电流保护之间的配合计算

(a)按 4.2.1.10a.条原则整定; (b)按 4.2.1.10b.条原则整定; (c)按 4.2.1.10c 条原则整定

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 $3I_0$

4.2.1.9 分支系数 K_f 的选择, 要通过各种运行方式和线路对侧断路器跳闸前或跳闸后等各种情况进行比较, 选取其最大值。在复杂的环网中, 分支系数 K_f 的大小与故障点的位置有关, 在考虑与相邻线路零序电流保护配合时, 按理应利用图解法, 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, 可选用故障点在相邻线路末端时的可能偏高的 K_f 值, 也可选用随故障点位置有关的最大分支系数。

4.2.1.10 如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, 应考虑相邻线路故障, 在一侧断路器先断开时的保护配合关系。

当与相邻线路保护第一段配合时, 如相邻线路保护第一段有可能相继动作保护全线路, 则本保护定值计算应选用故障点在相邻线路末端时的 K_f 值。否则, 按下列原则整定:

a. 如果当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 $3I_0$ 逐渐减少时 [见图 3(a)], 保护定值按躲相邻线路第一段保护范围末端故障整定。

b. 如果当故障点移近断路器断口处, 流过保护的 $3I_0$ 先下降后又逐渐回升, 并大于相邻线路第一段末端故障流过保护的 $3I_0$, 但不超过本线路末端故障流过本保护的 $3I_0$ 时 [见图 3(b)], 保护定值按躲断路器断口处故障整定。

c. 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 3(c)], 保护无法与相邻线路第一段配合, 只能与第二段配合。

本线路保护的电流定值与相邻线路保护第二段配合时, 故障点一般可取相邻线路末端。

对采用单相重合闸的平行线路, 在整定零序电流保护定值时, 应保证平行线之间的零序电流保护在其中一回线因故出现非全相运行时仍能相互配合。

4.2.1.11 零序电流 III 段定值, 按灵敏性和选择性要求配合整定, 应满足 4.2.1.12 条规定的灵敏度要求, 并与相邻线路在非全相运行中不退出工作的零序电流 II 段定值配合整定。若配合有困难, 可与相邻线路零序电流 III 段定值配合整定。

4.2.1.12 零序电流保护在常见运行方式下, 应有对本线路末端金属性接地故障时的灵敏系数满足下列要求的延时段(如四段式中的第三段)保护:

a. 50km 以下线路, 不小于 1.5;

b. 50~200km 线路, 不小于 1.4;

c. 200km 以上线路, 不小于 1.3。

4.2.1.13 在计算区内故障最小零序电流时, 应对各种运行方式及不同故障类型进行比较, 选择对保护最不利的运行方式和故障类型进行计算, 取其最小值。

4.2.1.14 零序电流 IV 段定值(最末一段)应不大于 300A, 按与相邻线路在非全相运行中不退出工作的零序电流 III 段或 IV 段配合整定。对采用重合闸时间大于 1.0s 的单相重合闸线路, 除考虑正常情况下的选择配合外, 还需要考虑非全相运行中健全相故障时的选择性配合, 此时, 零序电流 IV 段的动作时间宜大于单相重合闸周期加两个时间级差以上。当本线路进行单相重合闸时, 可自动将零序电流 IV 段动作时间降为本线路单相重合闸周期加一个级差, 以取得在单相重合闸过程中相邻线路的零序电流保护与本线路零序电流 IV 段之间的选择性配合, 以尽快切除非全相运行中再故障。

4.2.1.15 在环状电网中, 本线路与相邻线路的零序电流 III 段与 III 段、IV 段与 III 段、IV 段与 IV 段配合整定。

之间的整定配合可按正常运行方式和/或正常一回线路检修方式考虑选择性配合。如选择性配合有困难，按 2.12 条规定处理。

4.2.1.16 如果零序电流保护最末一段的动作时间小于变压器相间短路保护的动作时间，则前者的电流定值尚应躲过变压器其他各侧母线三相短路时由于电流互感器误差所产生的二次不平衡电流。为简化计算，电流定值可按等于或大于三相短路电流的 0.1~0.15 计算。

4.2.1.17 采用单相重合闸方式，并按 2.11.5 条实现后备保护延时段动作后三相跳闸不重合，则零序电流保护与单相重合闸配合按下列原则整定：

a.能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流 I 段，经重合闸 N 端子跳闸，非全相运行中不退出工作。而躲不开非全相运行的零序电流 I 段，应接重合闸 M 端子，在重合闸启动后退出工作。

b.零序电流 II 段的整定值应躲过非全相运行最大零序电流，在单相重合闸过程中不动作，经重合闸 R 端子跳闸。

c.零序电流 III、IV 段均经重合闸 R 端子跳闸，三相跳闸不重合。

4.2.1.18 采用单相重合闸方式，且后备保护延时段启动单相重合闸，则零序电流保护与单相重合闸按如下原则进行配合整定：

a.能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流 I 段，经重合闸 N 端子跳闸，非全相运行中不退出工作；而不能躲过非全相运行最大零序电流的零序 I 段，经重合闸 M 端子跳闸，重合闸启动后退出工作。

b.能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流 II 段，经重合闸 N 端子跳闸，非全相运行中不退出工作；不能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流 II 段，经重合闸 M 或 P 端子跳闸；亦可将零序电流 II 段的动作时间延长至 1.5s 及以上，或躲过非全相运行周期，经重合闸 N 端子跳闸。

c.不能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流 III 段，经重合闸 M 或 P 端子跳闸；亦可依靠较长的动作时间躲过非全相运行周期，经重合闸 N 或 R 端子跳闸。

d.零序电流 IV 段经重合闸 R 端子跳闸。

4.2.1.19 三相重合闸后加速和单相重合闸的分相后加速，应加速对线路末端故障有足够灵敏度的保护段。如果躲不开后一侧断路器合闸时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。

4.2.1.20 本线路零序电流保护与相邻线路接地距离保护配合时，由于保护动作原理不一致，严格配合很困难，为简化计算，可用以下简化的计算公式：

$$I_{DZ} = K_k K_f I'_{DZ}$$

式中 K_k ——可靠系数，大于等于 1.1；

K_f ——零序分支系数或正序分支系数中较大者；

I'_{DZ} ——相邻线路接地距离保护范围末端单相接地时，流过相邻线路的最大零序电流。

4.2.1.21 当相邻变电所有零序网络相互贯通的其他电压等级的出线时，保护范围伸过另一电压等级母线的零序电流保护段的整定值尚应与该电压等级的变压器零序电流保护整定值相

配合。对保护范围伸入变压器，但不伸出变压器其他各侧母线的保护段，其动作时间可与变压器差动保护相配合整定。

4.2.1.22 线路零序电流保护的电流定值和时间定值按表 1、表 2 整定。

表 1 实现单相重合闸的线路零序电流保护整定计算表

名称	符号	电 流 定 值		动作时间	说 明	
		公 式	说 明			
			参量含义			取值范围
零序电流 I 段	I_0	1. 躲过本线路末端故障的最大零序电流 $I_{DZ I} \geq K_k 3I_{0max}$	I_{0max} 为本线路末端故障最大零序电流 K_k 为可靠系数	$K_k \geq 1.3$	$t_1 = 0s$ 参见 4.2.1.3 条	
		2. 躲非全相运行最大零序电流 $I_{DZ I} \geq K_k 3I_{0F}$	I_{0F} 为本线路非全相运行最大零序电流	I_{0F} 按实际摆角计算时, $K_k \geq 1.2$ I_{0F} 按 180° 摆角计算时, $K_k \geq 1.1$ 对发电厂直接引出的线路, K_k 值应较所列值适当放大	$t_1 = 0s$ 参见 4.2.1.3 条	
零序电流 II 段	I_0	1. 与相邻线路纵联保护配合, 躲过相邻线路末端故障 $I_{DZ II} \geq K_k K_f 3I_{0max}$	I_{0max} 为相邻线路末端故障时流过本线路的最大零序电流 K_f 为分支系数	$K_k \geq 1.2$	$I_{DZ II}$ 躲过非全相运行最大零序电流时 $t_{II} \geq 1.0s$ 否则 $t_{II} \geq 1.5s$ 对于重合时间为的快速单相重合闸线路 参见 4.2.1.8 条	
		2. 与相邻线路躲非全相运行的零序电流 I 段配合 $I_{DZ II} \geq K_k K_f I'_{DZ I}$	$I'_{DZ I}$ 为相邻线路躲非全相运行的零序电流 I 段定值	$K_k \geq 1.1$	$t_{II} = 1.0s$	

		3.躲本线路非全相运行的最大零序电流 $I_{DZII} \geq K_k 3I_{0F}$	I_{0F} 为本线路非全相运行的最大零序电流	$K_k \geq 1.2$		
		4.与相邻线路零序电流 II 段配合 $I_{DZII} \geq K_k K_f I'_{DZII}$	为相邻线路在非全相运行中不退出工作的零序电流 II 段定值	$K_k \geq 1.1$	$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路零序电流 II 段动作时间 Δt 为时间级差
		5.躲过变压器另一电压侧母线接地故障时流过本线路的零序电流 $I_{DZII} \geq K_k 3I_0$	I_0 为变压器另一电压侧母线接地故障时流过本线路的零序电流	$K_k \geq 1.3$	$t_{II} \geq 1.0s$	参 见 4.2.1.21 条
零序电流 III 段	I_{0III}	1.与相邻线路零序电流 II 段配合 $I_{DZIII} \geq K_k K_f I_{DZII}$	I'_{DZII} 为相邻线路在非全相运行中不退出工作的零序电流 II 段定值 K_f 为分支系数	$K_k \geq 1.1$	$t_{III} \geq t'_{II} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路零序电流 II 段动作时间
		2.本线路末端接地故障有灵敏度 $I_{DZIII} \leq \frac{3I_{0min}}{K_{lm}}$	I_{0min} 为本线路末端接地故障的最小零序电流 K_{lm} 为灵敏系数	$K_{lm} \geq 1.3$		参 见 4.2.1.12 条
		3.与相邻线路零序电流 III 段配合 $I_{DZIII} \geq K_k K_f I'_{DZIII}$	I'_{DZIII} 为相邻线路在非全相运行不退出工作	$K_k \geq 1.1$	$t_{III} \geq t'_{III} + \Delta t$	t'_{III} 为相邻线路零序电流 III 段动作时间

			的零序电流 III段定值			
零 序 电 流 IV 段	I_{0IV}	1.本线路经高电 阻接地故障有灵敏 度		$I_{DZIV} \leq 300A$		参见 2.6.3 条
		2.与相邻线路零 序电流III段配合 $I_{DZIV} \geq K_k K_f I'_{DZIII}$	I'_{DZIII} 为 相邻线路零 序电流III段 定值 K_f 为分支 系数	$K_k \geq 1.1$	$t_{IV} \geq t'_{III} + \Delta t$ 并 $\geq T + \Delta t$	T 为单相重 合闸周期 t'_{III} 为相 邻线路零序 电流III段动 作时间
		3.与相邻线路零 序电流IV段配合 a.如相邻线路实 现单相重合闸 $I_{DZIV} \geq K_k K_f I'_{DZIV}$ b.如相邻线路不 实现单相重合闸 $I_{DZIV} \geq K_k K_f I'_{DZIV}$	I'_{DZIV} 为 相邻线路零 序电流IV段 动作值 K_f 为分支 系数	$K_k \geq 1.1$	a. $t_{IV} \geq t'_{IV-b} + \Delta t$ 并 $\geq T + \Delta t$ b. $t_{IV} \geq t'_{IV} + \Delta t$ 并 $\geq T + \Delta t$	t'_{IV-b} 为相 邻线路零序 电流IV段重 合闸启动后 的动作时间 t'_{IV} 为相 邻线路零序 电流IV段动 作时间

表 2 不实现单相重合闸的线路零序电流保护整定计算表

名称	符号	电 流 定 值		动作时间	说 明	
		公 式	说 明			
			参量含义			取值范围

零序电流 I 段	I_0 I	1.躲过本线路末端故障的最大零序电流 $I_{DZ I} \geq K_k 3I_{0max}$	I_{0max} 为本线路末端故障最大零序电流 K_k 为可靠系数	$K_k \geq 1.3$	$t_1 = 0s$	参见 4.2.1.3 条
		2.躲过断路器合闸三相不同步出现的零序电流 $I_{DZ I} \geq K_k 3I_{0F}$	I_{0F} 为本线路三相合闸时因断路器三相不同步短时产生的最大零序电流 K_k 为可靠系数	$K_k \geq 1.2$	$t_1 = 0s$	参见 4.2.1.19 条
零序电流 II 段	I_0 II	1.与相邻线路纵联保护配合,躲过相邻线路末端故障 $I_{DZ II} \geq K_k K_f 3I_{0max}$	I_{0max} 为相邻线路末端故障时流过本线路的最大零序电流 K_f 为分支系数	$K_k \geq 1.2$	$t_{II} = 1.0s$	参见 4.2.1.8 条
		2.如相邻线路实现单相重合闸,则 a.与相邻线路零序电流 I 段保护配合 $I_{DZ II} = K_k K_f I'_{DZ I}$ b.与相邻线路零序电流 II 段定值配合 $I_{DZ II} = K_k K_f I'_{DZ II}$	$I'_{DZ I}$ 为相邻线路躲非全相运行的零序电流 I 段定值 $I'_{DZ II}$ 为相邻线路躲非全相运行的零序电流 II 段定值 K_f 为分支系数	$K_k \geq 1.1$	a. $t_{II} = 1.0s$ b. $t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路零序电流 II 段动作时间 Δt 为时间级差 参见 4.2.1.8 条

		<p>3.如相邻线路不实现单相重合闸,则</p> <p>a.与相邻线路零序电流 I 段配合</p> $I_{DZ II} \geq K_k K_f I'_{DZ I}$ <p>b.与相邻线路零序电流 II 段配合</p> $I_{DZ II} \geq K_k K_f I'_{DZ II}$	<p>$I'_{DZ I}$ 为相邻线路零序电流 I 段定值</p> <p>K_f 为分支系数</p> <p>$I'_{DZ II}$ 为相邻线路零序电流 II 段定值</p>	$K_k \geq 1.1$	<p>a.$t_{II} = 1.0s$</p> <p>b.$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$</p>	<p>参 见 4.2.1.8 条</p> <p>t'_{II} 为相邻线路零序电流 II 段动作时间</p>
零序电流 III 段	$I_{0 III}$	<p>1.如相邻线路实现单相重合闸,则</p> <p>a.与相邻线路躲非全相运行的零序电流 II 段配合</p> $I_{DZ III} \geq K_k K_f I'_{DZ II}$ <p>b.与相邻线路零序电流 III 段配合</p> $I_{DZ III} \geq K_k K_f I'_{DZ III}$	<p>$I'_{DZ II}$ 为相邻线路躲非全相运行的零序电流 II 段定值</p> <p>$I'_{DZ III}$ 为相邻线路零序电流 III 段定值</p> <p>K_f 为分支系数</p>	$K_k \geq 1.1$	<p>a.$t_{III} \geq t'_{II} + \Delta t$</p> <p>b.$t_{III} \geq t'_{III} + \Delta t$</p>	<p>t'_{II} 为相邻线路零序电流 II 段动作时间</p> <p>t'_{III} 为相邻线路零序电流 III 段动作时间</p>
		<p>2.本线路末端接地故障有灵敏度</p> $I_{DZ III} \geq \frac{3I_{0min}}{K_{lm}}$	<p>I_{0min} 为本线路末端接地故障最小零序电流</p> <p>K_{lm} 为灵敏系数</p>	$K_{lm} \geq 1.3$		<p>参 见 4.2.1.12 条</p>
		<p>3.如相邻线路不实现单相重合闸,则</p> <p>a.与相邻线路零序电流 II 段配合</p> $I_{DZ III} \geq K_k K_f I'_{DZ II}$ <p>b.与相邻线路零序电流 III 段配合</p> $I_{DZ III} \geq K_k K_f I'_{DZ III}$	<p>$I'_{DZ II}$ 为相邻线路零序电流 II 段定值</p> <p>K_f 为分支系数</p> <p>$I'_{DZ III}$ 为相邻线路零序电流 III 段定值</p>	$K_k \geq 1.1$	<p>a.$t_{III} \geq t'_{II} + \Delta t$</p> <p>b.$t_{III} \geq t'_{III} + \Delta t$</p>	<p>t'_{II} 为相邻线路零序电流 II 段动作时间</p> <p>t'_{III} 为相邻线路零序电流 III 段动作时间</p>

		DZ ^{III}				
零序 电 流 IV 段	I_0	1.本线路经高电阻接地故障有灵敏度		$I_{DZIV} \leq 300A$		参见 2.6.3 条
		2.与相邻线路零序电流III段配合 $I_{DZIV} \geq K_k K_f I'$ DZ ^{III}	I'_{DZIII} 为相邻线路零序电流III段动作值	$K_k \geq 1.1$	$t_{IV} \geq t'_{III} + \Delta t$	t'_{III} 为相邻线路零序电流III段动作时间
		3.与相邻线路零序电流IV段配合 $I_{DZIV} \geq K_k K_f I'$ DZ ^{IV}	I'_{DZIV} 为相邻线路零序电流IV段定值	$K_k \geq 1.1$	$t_{IV} \geq t'_{IV-d} + \Delta t$ $t_{IV-d} \geq T + \Delta t$	T为重合闸周期 t'_{IV-d} 为相邻线路零序电流IV段重合闸启动后的动作时间 t_{IV-d} 为本线路重合闸启动后的动作时间

4.2.2 接地距离保护

4.2.2.1 接地距离保护为三段式。

4.2.2.2 接地距离 I 段定值按可靠躲过本线路对侧母线接地故障整定。

4.2.2.3 接地距离 II 段定值按本线路末端发生金属性故障有足够灵敏度整定，并与相邻线路接地距离 I 段配合。若配合有困难或与被配合线路有互感时，则按与相邻线路纵联保护配合整定，但阻抗定值按躲过相邻线路末端故障整定，动作时间可取 1.0s。若仍无法满足配合关系，按与相邻线路接地距离 II 段配合整定。

4.2.2.4 接地距离 II 段与相邻线路接地距离 I 段配合时，准确的计算公式应该是：

a.按单相接地故障或两相短路接地故障：

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023

网址：www.sy750kv.com

联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

$$Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k Z_{Z1} Z'_{DZ1} + K_k \frac{(1+3K')K_{Z0} - (1+3K)K_{Z1}}{I_\phi + K3I_0} I_0 Z'_{DZ1} \quad (1)$$

或者将等式右侧第二项中的 K_{Z1} (正序助增系数)改用 K_0 (零序助增系数), 等式可写成如下形式:

b.按单相接地故障:

$$Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k K_{Z0} Z'_{DZ1} + K_k \frac{2(K_{Z1} - K_{Z0})I_1 + 3(K' - K)K_{Z0} I_0}{I_\phi + K3I_0} Z'_{DZ1} \quad (2)$$

c.按两相短路接地故障:

$$Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k K_{Z0} Z'_{DZ1} + K_k \frac{(K_{Z1} - K_{Z0})(I_\phi - I_0) + 3(K' - K)K_{Z0} I_0}{I_\phi + K3I_0} Z'_{DZ1} \quad (3)$$

式中 K_{Z1} 、 K_{Z0} ——分别为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'_{DZ1} ——相邻线路接地距离 I 段阻抗定值;

I_1 、 I_0 ——流过本线路的正序和零序电流;

I_ϕ ——流过本线路的故障相电流。

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。结果可以归纳为如下等式:

$$Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZ1} \quad (4)$$

式中 K_Z —— K_{Z1} 和 K_{Z0} 两者中的较小值。

4.2.2.5 接地距离 II 段保护范围一般不应超过相邻变压器的其他各侧母线。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时:

$$Z_{DZII} \leq K_k Z_1 + K_k K_{Z1} Z_{T1} \quad (5)$$

式中 Z_1 ——线路正序阻抗;

K_{Z1} ——正序助增系数;

Z_{T1} ——变压器正序阻抗。

阻抗定值按躲变压器其他侧(中性点直接接地系统)母线接地故障整定时:

a.按单相接地故障:

$$Z_{DZII} \leq K_k \times \frac{U_1 + U_2 + U_0}{I_1 + I_2 + I_0 + K3I_0} = K_k \frac{E + 2U_2 + U_0}{2I_1 + (1+3K)I_0} \quad (6)$$

b.按两相短路接地故障:

$$Z_{DZII} \leq K_k \frac{a^2 U_1 + a U_2 + U_0}{a^2 I_1 + a I_2 + (1+3K)I_0} \quad (7)$$

式(6)及式(7)中： U_1 、 U_2 、 U_0 和 I_1 、 I_2 、 I_0 相应地为在变压器其他侧母线故障时，在接地距离保护安装处所测得的各相序电压和各相序电流。

4.2.2.6 当相邻线路无接地距离保护时，接地距离Ⅱ段可与相邻线路零序电流Ⅰ段配合。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。

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：

$$Z_{DZII} \leq K_k Z_1 + K_k K_z Z'_{1I(II)}$$

式中 K_k ——可靠系数；

K_z ——相邻线路零序电流Ⅰ段或Ⅱ段单相接地保护范围末端故障时的最小助增系数(选用正序助增系数与零序助增系数两者中的较小值)；

Z_1 ——本线路正序阻抗；

$Z'_{1(II)}$ ——相邻线路零序电流Ⅰ段(或Ⅱ段)保护范围所对应的线路正序阻抗值。

4.2.2.7 接地距离Ⅲ段，按与相邻线路接地距离Ⅱ段配合整定。若配合有困难，可与相邻线路接地距离Ⅲ段配合整定。当本线路设有阶段式零序电流保护作为接地故障的基本保护时，接地距离Ⅲ段可退出运行。

4.2.2.8 接地距离保护中应有对本线路末端故障有灵敏度的延时段保护，其灵敏系数满足如下要求：

- a.50km 以下线路，不小于 1.5；
- b.50~200km 线路，不小于 1.4；
- c.200km 以上线路，不小于 1.3。

4.2.2.9 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。

4.2.2.10 四边形特性阻抗元件的电阻和电抗特性根据整定范围选择，电阻特性可根据最小负荷阻抗整定，电抗和电阻特性的整定应综合考虑暂态超越问题和躲过渡电阻的能力。

4.2.2.11 接地距离保护的整定计算如表 3 所示。

4.2.3 相间距离保护

4.2.3.1 相间距离保护为三段式。

4.2.3.2 起动元件按本线路末端或保护动作区末端非对称故障有足够灵敏度整定，并保证在本线路末端发生三相短路时能可靠起动，其灵敏系数具体要求如下：

- a.负序电流分量起动元件在本线路末端发生金属性两相短路时，灵敏系数大于 4。

表 3 接地距离保护整定计算表

名称	符号	阻抗定值		动作时间	说明
		公式	说明		

接地距离 I 段	Z ₀ _I	1.躲本线路末端故障 $Z_{DZ I} \leq K_k Z_1$	Z ₁ 为本线路正序阻抗 $K_k \leq 0.7$	$t_I = 0s$	参见 4.2.2.2 条
		2.单回线送变压器终端方式,送电侧保护伸入受端变压器 $Z_{DZ I} \leq K_k Z_1 + K_{kT} Z'_{T}$	K _k =0.8~0.85 Z ₁ 为本线路正序阻抗 $K_{kT} \leq 0.7$ Z' _T 为受端变压器正序阻抗	$t_I \geq 0s$	参见 2.15 条
接地距离 II 段	Z ₀ _{II}	1.按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定 $Z_{DZ II} \leq K_{Im} Z_1$	$K_{Im} = 1.3 \sim 1.5$		参见 4.2.2.3 条及 4.2.2.8 条
		2.与相邻线路接地距离 I 段配合 $Z_{DZ II} \leq K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZ I}$	Z ₁ 为本线路正序阻抗 Z' _{DZ I} 为相邻线路接地距离 I 段动作阻抗 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 $K_k = 0.7 \sim 0.8$	$t_{II} = 1.0s$	参见 4.2.2.3 条 Δt 为时间级差
		3.与相邻线路纵联保护配合整定,躲相邻线路末端接地故障 $Z_{DZ II} \leq K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_1$	Z' ₁ 为相邻线路正序阻抗 $K_k = 0.7 \sim 0.8$ 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	$t_{II} = 1.0s$	参见 4.2.2.3 条

		<p>4.与相邻线路零序电流 I (II)段配合(只考虑单相接地故障)</p> $Z_{DZII} \leq K_k Z_1 + K_k K_Z Z'$	<p>Z_1 为本线路正序阻抗</p> <p>$K_k=0.7\sim 0.8$</p> <p>Z' 为相邻线路零序电流 I (II)段保护范围末端对应的正序阻抗</p> <p>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</p>	$t_{II}=1.0s$ 或 $t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	<p>参见 4.2.2.6 条</p> <p>t'_{II} 为相邻线路零序电流 II 段保护动作时间</p> <p>Δt 为时间级差</p>
		<p>5.与相邻线路接地距离 II 段配合</p> $Z_{DZII} \leq K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZII}$	<p>Z_1 为本线路正序阻抗</p> <p>Z'_{DZII} 为相邻线路接地距离 II 段动作阻抗</p> <p>$K_k=0.7\sim 0.8$</p> <p>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值</p>	$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	<p>t'_{II} 为相邻线路接地距离 II 段动作时间</p>
接地距离 II 段	Z_0	<p>6.躲变压器另一侧母线三相短路</p> $Z_{DZII} \leq K_k Z_1 + K_k K_{Z1} Z'_T$	<p>Z_1 为本线路正序阻抗</p> <p>Z'_T 为相邻变压器正序阻抗</p> <p>K_{Z1} 为正序助增系数</p> <p>$K_k=0.7\sim 0.8$</p>	$t'_{II}=1.0s$	<p>参见 4.2.2.5 条</p>

		<p>7.躲变压器其他侧(大电流接地系统)母线接地故障</p> <p>a.单相接地故障</p> $Z_{DZII} \leq K_k \frac{E + 2U_2 + U_0}{2I_1 + (1 + 3K)I_0}$ <p>b.两相短路接地故障</p> $Z_{DZII} \leq K_k \times \frac{a^2U_1 + aU_2 + U_0}{a^2I_1 + aI_2(1 + 3K)I_0}$	<p>$U_1、U_2、U_0$和$I_1、I_2、I_0$为变压器其他侧母线接地故障时在继电器安装处测得的各相序电压和相序电流</p> <p>E为发电机等值电势,可取额定值</p> <p>$K_k=0.7\sim 0.8$</p>	<p>$t_{II}=1.0s$</p>	<p>参见4.2.2.5条</p>
接 地 距 离 III 段	Z_0 III	<p>1.按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定</p> $Z_{DZIII} \leq K_{lm}Z_1$	<p>Z_1为本线路正序阻抗</p> <p>$K_{lm}=1.8\sim 3.0$</p>	<p>$t'_{II}=1.0s$</p>	<p>参见4.2.2.5条</p>
		<p>2.与相邻线路接地距离II段配合</p> $Z_{DZIII} \leq K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZII}$	<p>Z_1为本线路正序阻抗</p> <p>Z'_{DZII}为相邻线路接地距离II段动作阻抗</p> <p>$K_k=0.7\sim 0.8$</p> <p>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</p>	<p>$t_{III}=t'_{II} + \Delta t$</p>	<p>t'_{II}为相邻线路接地距离II段动作时间</p> <p>参见4.2.2.7条</p>
		<p>3.与相邻线路接地距离III段配合</p> $Z_{DZIII} \leq K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZIII}$	<p>Z_1为本线路正序阻抗</p> <p>Z'_{DZIII}为相邻线路接地距离III段动作阻抗</p> <p>$K_k=0.7\sim 0.8$</p> <p>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</p>	<p>$t_{III}=t'_{III} + \Delta t$</p>	<p>t'_{III}为相邻线路接地距离III段动作时间</p> <p>参见4.2.2.7条</p>

注：方向阻抗继电器的最大灵敏角整定，一般等于被保护元件的正序回路阻抗角。

b.单独的零序或负序电流分量起动元件在本线路末端发生金属性单相和两相接地故障时，灵敏系数大于 4。

c.负序电流分量起动元件在距离Ⅲ段保护动作区末端发生金属性两相短路故障时，灵敏系数大于 2。

d.单独的零序或负序电流分量起动元件在距离Ⅲ段保护动作区末端发生金属性单相和两相接地故障时，灵敏系数大于 2。

e.相电流突变量起动元件在本线路末端发生各类金属性短路故障时，灵敏系数大于 4；在距离Ⅲ段保护动作区末端各类金属性故障时，灵敏系数大于 2。

4.2.3.3 继电保护“四统一”接线的短时开放式振荡闭锁回路元件的整定：

a.振荡闭锁开放时间，原则上应在保证距离Ⅱ段可靠动作的前提下尽量缩短，但其中由距离Ⅰ段切换到距离Ⅱ段的时间，应大于接地故障保护第一段动作时间与相间距离保护第一段动作时间之和，以尽可能使在距离Ⅰ段范围内发生单相接地故障，在接地故障保护发出跳闸脉冲之前迅速发展成三相短路的转换性故障时，仍能由距离Ⅰ段动作跳闸，一般可整定为 0.12~0.15s。

b.判别振荡用的相电流元件定值，按可靠躲过正常负荷电流整定。

c.振荡闭锁整组复归时间，应大于相邻线路重合闸周期加上重合于永久性故障保护再次动作的最长时间，并留有一定裕度。

4.2.3.4 保护动作区末端金属性相间短路的最小短路电流应大于距离保护相应段最小精确工作电流的两倍。

4.2.3.5 相间距离Ⅰ段的定值，按可靠躲过本线路末端相间故障整定，一般为本线路阻抗的 0.8~0.85。

4.2.3.6 电流速断定值应可靠躲过区外故障最大故障电流和最大系统振荡电流。

4.2.3.7 相间距离Ⅱ段定值，按本线路末端发生金属性相间短路故障有足够灵敏度整定，并与相邻线路相间距离Ⅰ段或纵联保护配合，动作时间取 0.5s 左右；若配合有困难时，可与相邻线路相间距离Ⅱ段配合整定。

4.2.3.8 相间距离保护中应有对本线路末端故障有足够灵敏度的延时段保护，其灵敏系数应满足如下要求：

a.50km 以下线路，不小于 1.5；

b.50~200km 线路，不小于 1.4；

c.200km 以上线路，不小于 1.3。

4.2.3.9 相间距离Ⅲ段定值按可靠躲过本线路的最大事故过负荷电流对应的最小阻抗整定，并与相邻线路相间距离Ⅱ段配合。当相邻线路相间距离Ⅰ、Ⅱ段采用短时开放原理时，本线路相间距离Ⅲ段可能失去选择性。若配合有困难，可与相邻线路相间距离Ⅲ段配合。

4.2.3.10 相间距离Ⅲ段动作时间应大于系统振荡周期。在环网中，本线路相间距离Ⅲ段与相邻线路相间距离Ⅲ段之间整定配合时，可适当选取解列点。

4.2.3.11 相间距离保护之间按金属性短路故障进行整定配合，不计及故障电阻影响。

4.2.3.12 相间距离保护整定计算如表 4 所示。

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023

网址：www.sy750kv.com

联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

表 4 相间距离保护整定计算表

名称	符号	电 流 定 值		动作时间	说 明
		公 式	说 明		
相间距离 I 段	Z _I	1.躲本线路末端相间故障 $Z_{DZ I} \leq K_k Z_1$	$K_k=0.8\sim 0.85$ Z_1 为本线路正序阻抗	$t_1=0s$	参见 4.2.3.5 条
		2.单回线送变压器终端方式,送电侧保护伸入受端变压器 $Z_{DZ I} \leq K_k Z_1 + K_{kT} Z'_T$	$K_k=0.8\sim 0.85$ Z_1 为本线路正序阻抗 $K_{kT} \leq 0.7$ Z'_T 为终端变压器并联等值正序阻抗	$t_1 \geq 0s$	t'_{II} 为相邻线路接地距离 II 段动作时间 参见 4.2.2.7 条
相间距离 II 段	Z _{II}	1.与相邻线路相间距离 I 段配合 $Z_{DZ II} \leq K_k Z_1 + K'_k K_Z Z'_{DZ I}$	Z_1 为本线路正序阻抗 K_Z 为助增系数 $Z'_{DZ I}$ 为相邻线路相间距离 I 段定值 $K_k=0.8\sim 0.85$ $K'_k \leq 0.8$	$t_{II} \geq \Delta t$	参见 4.2.3.7 条
		2.本线路末端故障有足够灵敏度 $Z_{DZ II} \leq K_{lm} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗 $K_{lm}=1.3\sim 1.5$		参见 4.2.3.7 条及 4.2.3.8 条
		3.躲变压器其他侧母线故障 $Z_{DZ II} \leq K_k Z_1 + K_{kT} K_Z Z'_T$	Z_1 为本线路正序阻抗 K_Z 为助增系数 Z'_T 为相邻变压器正序阻抗 $K_k=0.8\sim 0.85$ $K_{kT} \leq 0.7$	$t_{II} \geq \Delta t$	t'_{III} 为相邻线路接地距离 III 段动作时间 参见 4.2.2.7 条

		<p>4.与相邻线路相间距离 II 段配合</p> $Z_{DZII} \leq K_k Z_1 + K'_k K_Z Z'_{DZII}$	<p>Z_1 为本线路正序阻抗</p> <p>K_Z 为助增系数</p> <p>Z'_{DZII} 为相邻线路相间距离 II 段动作阻抗</p> <p>$K_k=0.8 \sim 0.85$</p> <p>$K'_k \leq 0.8$</p> <p>假定 Z_1、Z'_{DZII} 和 Z'_T 阻抗角相等</p>	$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	<p>t'_{II} 为相邻线路距离 II 段动作时间</p>
相 间 距 离 III 段	Z _{III}	<p>1.与相邻线路相间距离 II 段配合</p> $Z_{DZIII} \leq K_k Z_1 + K'_k K_Z Z'_{DZII}$	<p>Z_1 为本线路正序阻抗</p> <p>K_Z 为助增系数</p> <p>Z'_{DZII} 为相邻线路距离 II 段动作阻抗</p> <p>$K'_k \leq 0.8$</p> <p>$K_k=0.8 \sim 0.85$</p>	<p>保护范围不伸出相邻变压器其他各侧母线时, $t_{III} \geq t'_{II} + \Delta t$</p> <p>保护范围伸出相邻变压器其他各侧母线时, $t_{III} \geq t'_T + \Delta t$</p>	<p>t'_{II} 为相邻线路重合后不经振荡闭锁的距离 II 段动作时间</p> <p>t'_T 为相邻变压器相间短路后备保护动作时间</p> <p>参见 4.2.3.9 条</p>
		<p>2.与相邻变压器相间短路后备保护配合</p> $Z_{DZIII} \leq K_k \times (K_k K_Z \frac{U_\phi - \phi_{\min}}{2I'_{DZ}} - Z_C)$	<p>$U_\phi - \phi_{\min}$ 为电网运行最低线电压</p> <p>I'_{DZ} 为相邻变压器相间短路后备保护定值</p> <p>Z_C 为背侧系统等价阻抗</p> <p>$K_k=0.8 \sim 0.85$</p>	$t_{III} \geq t'_T + \Delta t$	<p>t'_T 为相邻变压器相间短路后备保护动作时间</p>
		<p>3.与相邻线路距离 III 段配合</p> $Z_{DZIII} \leq K_k Z_1 + K'_k K_Z Z'_{DZIII}$	<p>Z'_{DZIII} 为相邻线路距离 III 段动作阻抗</p> <p>$K'_k \leq 0.8$</p> <p>$K_k=0.8 \sim 0.85$</p>	$t_{III} \geq t'_{III} + \Delta t$	<p>t'_{III} 为相邻线路距离 III 段动作时间</p>

		4.躲最小负荷阻抗 $Z_{DZIII} \leq K_k Z_{FH}$	Z_{FH} 按实际可能最不利 的系统频率下阻抗元件所见到的事故过负荷最小负荷阻抗(应配合阻抗元件的实际动作特性进行检查)整定 $K_k \leq 0.7$		参见 4.2.3.9 条
--	--	--	--	--	--------------

4.2.4 高频相差保护

4.2.4.1 反映不对称故障的起动元件整定:

a.高定值起动元件应按被保护线路末端两相短路、单相接地及两相短路接地故障有足够的灵敏度整定, I_2 力争大于 4.0, 最低不得小于 2.0。同时要可靠躲过三相不同步时的线路充电电容电流, 可靠系数大于 2.0。

b.低定值起动元件应按躲过最大负荷电流下的不平衡电流整定, 可靠系数取 2.5。

c.高、低定值起动元件的配合比值取 1.6~2。

d.若单独采用负序电流元件作为起动元件的灵敏度不满足要求时, 可采用负序电流加零序电流分量的起动元件 $I_2 + KI_0$ 。

4.2.4.2 反映对称故障的起动元件整定:

a.低定值相电流起动元件定值应大于被保护线路运行时的最大负荷电流, 可靠系数大于 1.5。

b.高定值相电流起动元件定值应为低定值相电流起动元件的 1.6 倍~2.0 倍, 并在线路末端发生三相金属性故障时有足够的灵敏度, 灵敏度系数不小于 1.5, 并可可靠躲过线路稳态充电电容电流, 可靠系数应不小于 2.0。

4.2.4.3 反映对称故障的阻抗继电器定值应可靠躲过正常运行时的最小负荷阻抗, 可靠系数小于 0.7, 并保证在被保护线路末端发生三相短路故障时灵敏系数大于 1.5。

a.线路末端三相短路的最小短路电流应大于阻抗继电器最小精确工作电流的 2 倍。

b.若采用低电压元件代替阻抗元件时, 低电压元件定值应低于系统最低运行电压, 可靠系数小于 0.7, 并能保证在线路末端三相短路时的灵敏度, 灵敏系数大于 1.5。

c.如用电流元件代替阻抗元件时, 电流元件的定值应可靠躲过线路稳态充电电容电流, 其可靠系数不小于 2.0, 而对末端金属性三相短路时的灵敏系数不小于 1.5。

4.2.4.4 $I_1 + KI_2$ 操作滤波器的 K 值, 一般选 $K=6$, 线路两侧的相差动保护应取相同的 K 值, K 值与两侧电流互感器变比是否相同无关。闭锁角的定值随线路长度和误差增大而提高, 闭锁角一般可整定为 $60^\circ \sim 80^\circ$ 。

4.2.4.5 为保证线路两侧相差动保护起动元件灵敏度的配合, 两侧应采用原理相同的起动元

件和选取相同的一次动作电流。

4.2.5 方向高频保护

4.2.5.1 反映各种短路故障的高定值起动元件按被保护线路末端发生金属性故障有灵敏度整定，灵敏系数大于 2。低定值起动元件按躲过最大负荷电流下的不平衡电流整定，并保证在被保护线路末端故障时有足够灵敏度，灵敏系数大于 4。

4.2.5.2 方向判别元件在被保护线路末端发生金属性故障时应有足够灵敏度，灵敏系数大于 3。若采用方向阻抗元件作为方向判别元件，灵敏系数大于 2。

4.2.5.3 故障测量元件的定值按被保护线路末端故障时有灵敏度整定，灵敏系数大于 2。若采用阻抗元件作为故障测量元件时，灵敏系数大于 1.5。

4.2.5.4 对于继电保护“四统一”接线的高频闭锁方向零序电流或高频闭锁距离保护：

a. 起动发信元件按本线路末端故障有足够灵敏度整定，并与本侧停信元件相配合。

b. 停信元件按被保护线路末端发生金属性故障有灵敏度整定，灵敏系数大于 1.5~2。

4.2.5.5 独立的速断跳闸元件按躲过线路末端故障整定。

4.2.5.6 对以反方向元件起动发闭锁信号的方向高频闭锁保护，其反方向动作元件在反方向故障时应可靠动作，闭锁正向跳闸元件，并与线路对侧的正方向动作元件灵敏度相配合。

4.2.6 导引线纵联保护

4.2.6.1 纵差元件的电流起动值应按躲过被保护线路合闸时的最大充电电流整定，并可靠躲过区外故障时的最大不平衡电流，同时保证线路发生内部故障时有足够灵敏度，灵敏系数大于 2。

4.2.6.2 闭锁元件的整定：

a. 负序电压元件按被保护线路末端发生不对称故障时的最小负序电压整定，灵敏系数不低于 2。

b. 低电压元件按最低运行电压整定，并验算线路末端发生三相短路时，灵敏系数不低于 2。

c. 相电流元件的整定需大于被保护线路的最大负荷电流，并验算线路末端两相短路时的灵敏系数不低于 2。

d. 零序电流元件在线路末端发生单相及两相接地故障时有足够灵敏度，灵敏系数不低于 2。

4.2.7 自动重合闸

4.2.7.1 自动重合闸的动作时间整定应考虑：

注：重合闸整定时间 t_z 是指从断路器主触点断开故障到断路器收到合闸脉冲的时间，因此，实际的线路断电时间应为 t_z 加上断路器固有合闸时间 t_k 。

a. 单侧电源线路所采用的三相重合闸时间除应大于故障点熄弧时间及周围介质去游离时间外，还应大于断路器及操作机构复归原状准备好再次动作的时间。

b. 双侧电源线路的自动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切除故障的可能性及潜供电流的影响。计算公式如下：

$$t_{z\min} \geq t_n + t_d - t_k$$

式中 $t_{z\min}$ ——最小重合闸整定时间；

t_n ——对侧保护有足够灵敏度的延时段动作时间，如只考虑两侧保护均为瞬时动作，则可取为零；

t_d ——断电时间，220kV线路，三相重合闸不小于 0.3s，单相重合闸不小于 0.5s；330～500kV线路，单相重合闸的最低要求断电时间，视线路长短及有无辅助消弧措施(如高压电抗器带中性点小电抗)而定；

t_k ——断路器固有合闸时间。

c.发电厂出线或密集型电网的线路三相重合闸，其无电压检定侧的动作时间一般整定为 10s；单相重合闸的动作时间由运行方式部门确定，一般整定为 1.0s 左右。

4.2.7.2 方向阻抗选相元件定值，应可靠躲过正常运行情况和重合闸启动后至闭锁回路可靠闭锁前的最小感受阻抗，并应验算线路末端金属性接地故障时的灵敏度，短线路灵敏系数为 3～4，长线路灵敏系数为 1.5～2，且最小故障电流不小于阻抗元件精确工作电流的两倍。还应验算线路末端经电阻接地时容纳接地电阻的能力，线路末端经一定接地电阻接地时，阻抗选相元件至少能相继动作。

出口单相接地故障时，非故障相选相元件应保证不误动。如果阻抗选相元件带偏移特性，应取消阻抗选相元件中的 $3I_0$ 分量，并验算在末端单相及两相接地时，其灵敏度是否满足上述要求。

如阻抗选相元件独立工作时，应验算在整个单相重合闸过程中，选相元件感受的负荷阻抗是否保证不进入其动作特性圆内。

4.2.7.3 电流辅助选相元件整定值，应满足下列要求：

- a.躲过最大负荷电流；
- b.躲过出口单相故障时非故障相最大电流；
- c.躲过非全相运行过程中非故障相最大电流。

4.2.7.4 电压辅助选相元件(一般用于弱电源侧)整定值，应满足如下要求：

- a.低于系统最低运行电压；
- b.低于本保护区内单相故障时非故障相最低电压；
- c.低于非全相运行过程中的最低运行电压；
- d.线路末端单相接地和两相金属性接地故障时的灵敏系数大于 1.5。

4.2.7.5 相电流差突变量选相元件的整定，依据一个相电流线圈通电时的一次侧起动电流，一般可取值为 250A。

4.2.7.6 选相元件拒动后备回路跳三相的延时整定，应满足以下要求：

- a.在线路两侧选相元件纵续动作情况下，不误跳三相；
- b.大于继电保护动作、出口跳闸继电器返回和断路器跳闸的时间之和；
- c.在保证可靠性的前提下尽量缩短，力求与上一级保护有一定配合关系。

一般情况下，后备回路跳三相的延时整定为 0.25～0.3s。

4.2.7.7 接地故障与非接地故障判别元件的定值，应满足如下要求：

- a. 线路末端单相接地故障有足够灵敏度；
- b. 电流元件应躲过当线路通过电流相当于相电流速断或电流辅助选相元件定值时的不平衡电流；
- c. 零序电压元件应躲过正常运行可能出现的最大不平衡零序电压。

4.2.7.8 分相后加速回路中的相电流判别元件的电流定值应可靠躲过线路空载合闸时的稳态电容电流。

4.2.7.9 重合闸整组复归时间，应大于重合闸周期与重合于永久性故障第二次跳闸时间和后加速延时之和，并留有一定裕度；同时尚应大于本线路相间距离保护的整组复归时间，以取得后加速情况下的选择性配合。

4.2.7.10 一个半断路器接线的自动重合闸方式，可根据系统需要，设定断路器先后合闸顺序。先重合的断路器重合时间按 4.2.7.1 条整定。

4.2.8 母线保护

4.2.8.1 母线差动电流保护的差电流起动元件定值，应可靠躲过区外故障最大不平衡电流和任一元件电流回路断线时由于负荷电流引起的最大差电流。计算公式如下：

$$a. I_{DZ} \geq K_k (F_i + F'_i) I_{DLmax}$$

式中 I_{DZ} ——差电流元件的整定值；

F_i ——电流互感器最大误差系数，取 0.1；

F'_i ——中间变流器最大误差系数取 0.05；

I_{DLmax} ——流过电流互感器的最大短路电流；

K_k ——可靠系数，对本身性能可以躲过非周期分量的差电流元件取 1.5。

$$b. I_{DZ} \geq K_k I_{FHmax}$$

式中 I_{FHmax} ——母线上诸元件在正常运行情况下的最大支路负荷电流；

K_k ——可靠系数，取 1.5~1.8。

c. 差电流起动元件定值，按连接母线的最小故障类型校验灵敏度，应保证母线短路故障在母联断路器跳闸前后有足够灵敏度，灵敏系数不小于 1.5。

4.2.8.2 固定连接式的双母线差动保护中每一组母线的差电流选择元件定值，应可靠躲过另一组母线故障时的最大不平衡电流。选择元件可取与起动元件相同的整定值，并按本母线最小故障校验灵敏度。

4.2.8.3 母联电流相位比较差动保护的起动元件整定与母线差动电流保护的差电流元件相同。反映两组母线相继故障的后备跳闸时间一般整定为 0.3s。

4.2.8.4 接于零序差回路的电流回路断线闭锁继电器的电流定值，一般应能在最小负荷电流元件的电流回路断线时可靠动作起闭锁作用，还须躲开正常运行中的最大不平衡电流。一般可整定为电流互感器额定电流的 10%，动作时间大于最长的其他保护时限。

4.2.8.5 低电压或负序及零序电压闭锁元件的整定，按躲过最低运行电压整定，在故障切除后能可靠返回，并保证对母线故障有足够的灵敏度，一般可整定为母线最低运行电压的 60%~70%。负序、零序电压闭锁元件按躲过正常运行最大不平衡电压整定，负序电压可整定为 2~4V，零序电压可整定为 4~6V。

4.2.8.6 比例制动原理的高、中阻抗型母线差动保护的起动元件，按被保护母线短路故障有足够灵敏度整定，灵敏系数不小于 1.5。

4.2.8.7 应验证母线差动保护的最大二次回路电阻是否满足电流互感器 10% 误差曲线的要求，实际的二次回路电阻应小于电流互感器允许的最大二次回路电阻。采用高、中阻抗型母线差动保护时，必须校验电流互感器的拐点电压是否满足要求。

4.2.8.8 全电流比相式母线差动保护的比相元件闭锁角按可靠躲过母线外部故障时产生的最大角误差整定。

4.2.8.9 母线充电(或母联断路器解列)保护，按最小运行方式下被充电母线故障有灵敏度整定。

4.2.9 断路器失灵保护

4.2.9.1 相电流判别元件的整定值，应保证在本线路末端或本变压器低压侧单相接地故障时有足够灵敏度，灵敏系数大于 1.3，并尽可能躲过正常运行负荷电流。

负序电压、零序电压和低电压闭锁元件的整定值，应综合保证与本母线相连的任一线路末端和任一变压器低压侧发生短路故障时有足够灵敏度。其中负序电压、零序电压元件应可靠躲过正常情况下的不平衡电压，低电压元件应在母线最低运行电压下不动作，而在切除故障后能可靠返回。

4.2.9.2 断路器失灵保护的動作时间(从起动作失灵保护算起)应在保证断路器失灵保护动作选择性的前提下尽量缩短，应大于断路器动作时间和保护返回时间之和，再考虑一定的时间裕度。

双母线接线方式下，以较短时限(如 0.25~0.35s)动作于断开母联或分段断路器，以较长时限(约 0.5s)动作于断开与拒动断路器连接在同一母线上的所有断路器。

一个半断路器接线方式下，经较短时限(约 0.13~0.15s)动作于跳本断路器三相，经较长时限(约 0.2~0.25s)跳开与拒动断路器相关联的所有断路器，包括经远方跳闸通道断开对侧的线路断路器。

4.2.10 与电网保护配合有关的变压器保护

4.2.10.1 变压器各侧的过电流保护均按躲变压器额定负荷整定，但不作为短路保护的一级参与选择性配合，其动作时间应大于所有出线保护的最长时间；中性点直接接地的变压器各侧零序电流最末一段，不带方向，按与线路零序电流保护最末一段配合整定。上述保护动作后均跳开变压器各侧断路器。

4.2.10.2 变压器短路故障后备保护应主要作为相邻元件及变压器内部故障的后备保护。主电源侧的变压器相间短路后备保护主要作为变压器内部故障的后备保护，其它各侧的变压器后

备保护主要作为本侧引线、本侧母线和相邻线路的后备保护，并尽可能当变压器内部故障时起后备作用；接地故障后备保护的第一段可与被保护母线配出线的零序保护第一段或第二段配合整定。

各侧保护装置应根据选择性要求确定是否应经过方向元件控制，并从选用电压互感器和接线方式上，消除方向元件的电压死区。

4.2.10.3 主电网联络变压器的短路故障后备保护整定，应考虑如下原则：

a.高(中)压侧(主电源侧)相间短路后备保护动作方向可指向变压器，作为变压器高(中)压侧绕组及对侧母线相间短路故障的后备保护，并对中(高)压侧母线故障有足够的灵敏度，灵敏系数大于 1.5；如采用阻抗保护作为后备保护，且不装设振荡闭锁回路，则其动作时间应躲过系统振荡周期，其反方向偏移阻抗部分作为本侧母线故障的后备保护。

b.对中性点直接接地运行的变压器，高、中压侧接地故障后备保护动作方向宜指向变压器。如考虑整定配合和需要作为本侧母线的后备保护时，高、中压侧接地故障后备保护动作方向可分别指向本侧母线。

c.以较短时限动作于缩小故障影响范围，以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。

4.2.10.4 供电变电所降压变压器的短路故障后备保护整定，应考虑如下原则：

a.高压侧(主电源侧)相间短路后备保护动作方向指向变压器，对中压侧母线故障有足够灵敏度；若采用阻抗保护作为后备保护，反方向偏移阻抗部分作本侧母线故障的后备保护。

b.中压侧相间短路保护动作方向指向本侧母线，对中压侧母线故障有足够灵敏度，灵敏系数大于 1.5。若采用阻抗保护作为后备保护，则反方向偏移阻抗部分起变压器内部故障的后备作用。

c.对中性点直接接地的降压变压器，高压侧接地故障后备保护动作方向宜指向变压器。中压侧接地故障后备保护动作方向指向本侧母线。如有具体应用要求，高压侧接地故障后备保护动作方向亦可指向本侧母线。

d.以较短时限动作于缩小故障影响范围，以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。

4.2.10.5 发电厂升压变压器的短路故障后备保护整定，应考虑如下原则：

a.高、中压侧相间短路后备保护动作方向指向本侧母线，本侧母线故障有足够灵敏度，灵敏系数大于 1.5。若采用阻抗保护，则反方向偏移阻抗部分作变压器内部故障的后备保护。

b.对中性点直接接地运行的变压器，高、中压侧接地故障后备保护动作方向指向本侧母线，本侧母线故障有足够灵敏度。

c.以较短时限动作于缩小故障影响范围，以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。

4.2.10.6 中性点不直接接地的 220kV 变压器，中性点放电间隙零序电流保护的起动电流可整定为间隙击穿时有足够灵敏度，保护动作后带 0.3~0.5s 延时，断开变压器各侧断路器。

对高压侧采用备用电源自动投入方式的变电所，变压器放电间隙的零序电流保护以 0.2s 断开高压侧电源，以 0.7s 断开变压器。

4.2.10.7 中性点经放电间隙接地的 220kV 变压器的零序电压保护，其 $3U_0$ 定值($3U_0$ 额定值为 300V)一般可整定为 180V 和 0.5s。220kV 系统中，不接地的半绝缘变压器中性点应采用放电间隙接地方式。

附录 A

本规程用词说明

1.表示条文执行严格程度的用词

1.1 表示很严格，非这样不可的用词

正面词采用“必须”

反面词采用“严禁”

1.2 表示严格，在正常情况下都应当这样做的用词

正面词采用“应”

反面词采用“不应”或“不得”，“不允许”

1.3 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”或“可”，“允许”

反面词采用“不宜”

2.表示应按其他有关标准规范的规定执行时，写为“应按……执行”或“应符合……要求或规定”。表示非必须按照所指标准规范执行的，写为“可参照……”

3.连词的用法

“和”、“与”字，一般用于两个类型相同的词和词组的连接，表示并列的关系。

“及”字，一般用于前后不能颠倒过来的两个词或词组的连接。

附加说明：

本标准由原能源部电力司提出。

本标准由电力工业部安全监察与生产协调司、国家电力调度通信中心归口。

本标准由华东电业管理局、电力工业部电力科学研究院负责起草。

主要起草人：陈少俊、王梅义、浦南楨、韩学军。