

ICS 29.240
K 45
备案号: 68909-2019

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 559 — 2018
代替 DL/T 559 — 2007

220 kV~750 kV 电网继电保护装置 运行整定规程

Setting guide for 220kV~750kV power system protections

2018-12-25 发布

2019-05-01 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	7
7 继电保护整定的规定	8

前 言

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

本标准代替 DL/T 559—2007《220 kV~750 kV 电网继电保护装置运行整定规程》，与 DL/T 559—2007 相比，除编辑性修改以外，主要技术变化如下：

- 删除或修改不适应当前实际情况的内容，如四段式零序电流保护、导引线纵联保护等内容；
- 补充近年来新出现的设备和保护的运行整定，如反时限零序电流保护、考虑互感情况下的零序补偿系数计算等内容；
- 进一步完善了原有的一些内容，如断路器失灵保护、线路后备距离保护的整定原则。

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）归口并负责解释。

本标准起草单位：国家电网华东电力调控分中心、国家电力调度控制中心、中国南方电网电力调度控制中心、国家电网华北电力调控分中心、国家电网华中电力调控分中心、国家电网东北电力调控分中心、国家电网西北电力调控分中心、国家电网西南电力调控分中心、国网上海电力调度控制中心、国网江苏电力调度控制中心、国网浙江电力调度控制中心、国网安徽电力调度控制中心、国网福建电力调度控制中心、国网四川电力调度控制中心、国网冀北电力调度控制中心、国网湖北电力调度控制中心、广东电网电力调度控制中心、中国电力科学研究院、南京南瑞继保电气有限公司、北京四方继保自动化股份有限公司、国电南京自动化股份有限公司、许继电气有限公司。

本标准主要起草人：倪腊琴、王德林、陈建民、陈朝晖、刘宇、刘中平、桂强、张志、方天宇、刘一民、陈愚、孙正伟、李一泉、韩学军、张健康、徐凯、邱智勇、杨国生、崔玉、甘忠、谢民、韩俊、黄见虹、王晓阳、杨慧敏、汪萍、王英英、王晶、杜丽艳、廖泽友、王玉龙、杜兆强、陈福锋。

本标准 1994 年 12 月 19 日首次发布，2007 年第一次修订，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）。

220 kV~750 kV 电网继电保护装置运行整定规程

1 范围

本标准规定了 220 kV~750 kV 电网的线路、断路器、母线以及与电网保护配合有关的变压器、高压电抗器、串联补偿器等电力设备继电保护整定及运行要求。

本标准适用于 220 kV~750 kV 电网的线路、断路器、母线以及与电网保护配合有关的变压器、高压电抗器、串联补偿器等电力设备的继电保护装置。

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 6115.1—2008 电力系统用串联电容器 第1部分：总则
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 31464 电网运行准则
- DL/T 755 电力系统安全稳定导则
- DL/T 866 电流互感器和电压互感器选择及计算规程
- SD 131 电力系统技术导则

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，其间的空隙是配合系数。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。电力系统中的保护相互之间应进行配合。

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 **incoordination**

需要配合的两保护在保护范围和动作时间上均不能配合，即无法满足选择性要求。

3.2

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

t_z

从装置感知断路器断开（无流）到装置允许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一回线或一个元件检修的正常检修方式。

3.4

失配点 incoordination node

当电网发生事故、与电网相连的线路发生故障或地区电网与主电网发生振荡时后备保护按事先设置的整定配合方式将电网进行解列的预定地点。

4 总则

4.1 本标准是电力系统继电保护运行整定的基本规定，是相关继电保护设备运行整定的基本依据，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。

4.2 220 kV~750 kV 电力系统继电保护及自动重合闸装置的技术要求应符合本标准的继电保护运行整定具体规定。

4.3 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自动重合闸装置是实现可靠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。

4.4 220 kV~750 kV 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，当由于电网运行方式、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) 局部问题自行处理；
- d) 尽量照顾局部电网和下级电网的需要。

4.5 继电保护整定应合理，保护方式应简化。调度运行部门与继电保护部门应相互协调、密切配合，共同确定电网的运行方式。

4.6 电流互感器的配置、选型宜统一，变比应满足保护灵敏度要求，并应符合 DL/T 866 的规定，使继电保护装置充分发挥作用，从而达到电网安全运行的最终目的。

4.7 继电保护和二次回路的设计和布置，应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。

4.8 继电保护运行整定人员应及时总结经验，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应制订相关细则，以便制造、设计和施工部门有所遵循。

4.9 对继电保护在特殊运行方式下的处理，应经所在单位生产主管领导批准，并备案说明。

5 继电保护运行整定的基本原则

5.1 通用原则

5.1.1 220 kV~750 kV 电网的继电保护的整定，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，并处理运行中对快速切除故障的特殊要求。

5.1.2 电力系统稳定运行主要由符合 GB/T 31464 要求的技术标准，符合 SD 131 要求的电网结构，符合 DL/T 755 要求的电力系统运行方式，按 GB/T 14285 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），以及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，在不能兼顾的情况下，优先保证灵敏性。

5.1.3 对 220 kV~750 kV 联系不强的电网，在保证继电保护可靠动作的前提下，应防止继电保护装置

的非选择性动作；对于联系紧密的 220 kV~750 kV 电网，应保证继电保护装置的可靠快速动作。

5.1.4 220 kV~750 kV 电网在强化主保护配置的前提下，后备保护整定计算可适当简化。在两套主保护拒动时，后备保护应可靠动作切除故障，允许部分失去选择性。

5.1.5 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，应与调度运行部门协商，采取其他合理措施。

5.2 继电保护的可靠性

5.2.1 对于 220 kV~750 kV 电网的线路继电保护，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，启动断路器失灵保护，断开与故障元件相连的所有其他连接电源的断路器。需要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绝动作时，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。

5.2.2 对配置两套全线速动保护的线路，在线路保护装置检修、保护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。

5.2.3 对于 220 kV~750 kV 电网的母线，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及线路后备保护充任母线的主保护及后备保护。

5.3 继电保护的速动性

5.3.1 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。

5.3.2 下级电压母线配出线路的故障切除时间，应满足上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。下级电压电网应按照上级电压电网规定的整定限额要求进行整定，可设置适当的解列点，以缩短故障切除时间。

5.3.3 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。

5.3.4 继电保护在满足选择性的条件下，应加快动作时间并缩短时间级差。可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。

5.4 继电保护的灵敏性

5.4.1 对于纵联保护，在被保护范围内发生金属性故障时，应有足够的灵敏度。

5.4.2 带延时的线路后备灵敏段保护（例如距离Ⅱ段），在被保护线路末端发生金属性故障时，应有足够的灵敏度。

5.4.3 距离保护最末一段（例如距离Ⅲ段）的动作定值应按躲过最大负荷电流选取（最大负荷电流值由系统运行方式专业提供）。

5.4.4 接地故障保护最末一段（例如零序电流末段），应以适应下述短路点接地电阻值的接地故障为整定条件：220 kV 线路，100 Ω；330 kV 线路，150 Ω；500 kV 线路，300 Ω；750 kV 线路，400 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一般不应大于 300 A（一次值），对不满足精确工作电流要求的情况，可适当抬高定值。

5.4.5 在同一套保护装置中，闭锁、启动、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。

5.4.6 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。

5.5 继电保护的选择性

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

5.5.2 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。

5.5.3 配合保护的配合对象是被配合保护，被配合保护正确动作是配合保护整定计算的基础。例如距离Ⅱ段与相邻纵联保护完全配合，只要相邻纵联保护正确动作，任何区外故障配合保护的Ⅱ段就不会动作。

5.5.4 后备保护的配合关系优先考虑完全配合。在主保护双重化配置功能完整的前提下，后备保护允许不完全配合，如后备Ⅲ段允许在某些情况下和相邻元件后备灵敏段的时间配合，灵敏度不配合。

5.5.5 对于配置了两套全线速动保护的 220 kV~750 kV 线路，带延时的线路后备保护第Ⅱ段，如果需要，可与相邻线路全线速动保护相配合。

5.5.6 对大型发电厂的配出线路，发电机负序电流保护与线路接地故障后备保护之间应满足选择性配合关系，避免线路发生不对称故障时发电机负序电流保护越级动作。

5.5.7 当故障设备的保护装置拒动时，一般情况只允许相邻上一级的设备后备保护动作，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（3/2 断路器接线）。为此，反应接地故障的保护第Ⅱ段的动作时间应比断路器失灵保护动作时间长 0.2 s~0.3 s。

5.5.8 当线路末端发生接地故障时，允许由两侧线路继电保护装置纵续动作切除故障。

5.5.9 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。

5.6 振荡闭锁装置的运行整定

5.6.1 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 1.5 s 考虑。

5.6.2 在系统振荡时可能误动作的线路或元件保护段均应经振荡闭锁控制。

5.6.3 受振荡影响的距离保护的振荡闭锁控制原则如下：

- a) 预定作为解列点上的距离保护，不应经振荡闭锁控制。
- b) 躲过振荡中心的速断段保护，不宜经振荡闭锁控制。
- c) 动作时间大于振荡周期的保护段，不应经振荡闭锁控制。
- d) 当系统最大振荡周期为 1.5 s 及以下时：动作时间大于 0.5 s 的距离Ⅰ段，动作时间大于 1.0 s 的距离Ⅱ段和动作时间大于 1.5 s 的距离Ⅲ段，均可不经振荡闭锁控制。

5.6.4 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；当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。

5.6.5 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。

5.7 自动重合闸方式的选定

5.7.1 应根据电网结构、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。原则上自动重合闸方式的选定由系统运行方式专业确定，如无特殊要求可按下述方式选定：

- a) 对于 220 kV 线路，根据电网需求可采用单相重合闸，也可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（由系统运行方式专业规定哪一侧检电压先重合）。

- b) 大型电厂的出线侧重合闸宜选用顺序重合闸方式，即电厂侧重合闸应检测到线路对侧重合成功、三相电压恢复正常后再重合。
- c) 330 kV、500 kV、750 kV 线路，宜采用单相重合闸方式。单相重合闸的时间由系统运行方式专业选定，并且不宜随运行方式变化而改变。

5.7.2 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。

5.7.3 带地区电源的主网终端线路，宜选用解列三相重合闸（主网侧检线路无电压重合）方式，也可选用综合重合闸方式；不带地区电源的主网终端线路，宜选用三相重合闸方式，若线路保护采用弱馈逻辑，也可选用单相重合闸方式。重合闸时间应配合继电保护动作时间整定。

5.8 配合自动重合闸的继电保护整定应满足的基本要求

5.8.1 自动重合闸过程中，应保证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。

5.8.2 零序电流保护的加速段，当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不大于 0.1 s 的延时。

5.8.3 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地动作。

5.8.4 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。

5.8.5 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。

5.9 优化整定计算措施

为优化整定计算，当整定配合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：

- a) 根据预期后果的严重性，改变运行方式。
- b) 对环网的运行线路，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。
- c) 对双回线环网的运行线路，可采取下列措施：
 - 1) 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) 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。
 - 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。
- d) 后备保护整定配合有困难时，允许适当设置解列点，但应经所在单位生产主管领导批准，并备案说明。

5.10 特殊情况运行方式下的处理原则

5.10.1 对正常配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，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：

- a) 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。
- b) 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。
- c) 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 5.8.5 整定重合闸启动方式，则停用单相重合闸；当原来不按 5.8.5 整定重合闸启动方式，且单相重合闸时间不小于 1.0 s 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。
- d) 对超短线路，距离 I 段可停用，但不得将该类线路全线速动保护停用；对短线路环网，一般也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。
- e) 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。

5.10.2 对正常配置母线差动保护的双母线主接线方式，当因检修或其他原因，引起母线差动保护被迫全部停用且危及电网稳定运行时，应考虑：

- a) 首先按 6.7 的原则执行。
- b) 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。
- c) 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。

5.10.3 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。

5.10.4 若变压器保护启动断路器失灵保护，则应考虑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启动断路器失灵保护。断路器失灵保护应经电流元件控制，若需经电压闭锁，必须考虑其灵敏度。原则上，220 kV 变压器保护应启动断路器失灵保护。

5.10.5 尽可能减少继电保护及自动重合闸的各类连锁跳闸回路。在保护装置上试验时，除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启动所对应断路器的操作回路，如启动断路器失灵保护回路、启动重合闸回路等。

5.10.6 除母线差动保护外，不宜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。

5.10.7 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。

5.10.8 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。

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、合理布置的一次设备与继电保护装置发挥积极作用有密切关系。这三者必须作为一个有机整体，统筹考虑，全面安排。对严重影响继电保护装置发挥积极作用的电网结构、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：

- a) 不同电压等级之间均不宜构成电磁环网运行。110 kV 及以下电压电网应采用辐射形开环运行方式。
- b) 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。
- c) 尽量避免出现短线路成串成环的接线方式。
- d) 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。

6.2 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：

- a) 保护装置中（终端馈线负荷侧除外）任何元件在其保护范围末端发生金属性故障时，最小短路电流必须满足该元件最小启动电流的 1.5 倍~2 倍。
- b) 变压器接地方式应合理安排，尽量保持变电所零序阻抗值稳定。
- c) 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。
- d) 电网某些点上以及与主网相连的有电源的地区电网中，应设置合适的失配点。失配点应尽量满足解列点的要求，当主网发生重大事故时，能采取有效解列措施，确保地区电网的重要负荷供电，且解列后各电网应各自同步运行且供需基本平衡。
- e) 环网整定可设置失配点，失配点的选择尽量满足系统解列点的要求。
- f) 避免采用多级串供的终端运行方式。
- g) 对 220 kV 两台及以上变压器在高压侧并列运行时，中、低压侧可分列运行。

6.3 因保护装置检查、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，应采取下列措施：

- a) 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。
- b) 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。

6.4 对于特殊运行方式，当取得速动性和选择性有困难时，也同样可采用 6.3 的处理原则。

6.5 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，应采取下列措施：

- a) 积极检修，尽快使全线速动保护恢复运行。
- b) 调整电网接线和运行潮流，使线路后备保护的动作能满足系统稳定要求。
- c) 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。
- d) 采用上述措施后，仍无法保证电网稳定运行时，按 5.10.1，临时更改线路保护装置的动作时间，并考虑可能的无选择性跳闸情况。

6.6 对 3/2 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，被保护母线应退出运行。

6.7 对双母线接线方式，母线差动保护因故全部退出运行时，应采取下列措施：

- a) 尽量缩短母线差动保护的停用时间。

- b) 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。
- c) 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。

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正序和零序阻抗、正序和零序电容。
- 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 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：

- a) 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。
- b) 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。
- c) 发电机电动势可以假定等于 1（标幺值），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。
- d) 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。
- e) 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。
- f) 不计线路电容和负荷电流的影响。
- 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，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。

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，并符合如下要求：

- a) 对特殊运行方式，可按专用的运行规程或依据当时实际情况临时处理。
- b) 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。
- c) 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。
- d) 电力系统运行方式应以调度运行方式专业提供的书面资料为依据。

7.1.4 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。应符合如下要求：

- a) 变电所只有一台变压器，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，可做特殊方式处理，例如改定值或按规定停用、启用有关保护段。
- b) 变电所有两台及以上变压器时，若变压器绝缘无接地要求则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。

- c) 双母线运行的变电所有三台及以上变压器时，可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，作为特殊运行方式处理。
- d) 为了改善保护配合关系，当某一短线路检修停运时，可用增加中性点接地变压器台数的方法来抵消线路停运对零序电流分配关系产生的影响。

7.1.5 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。

7.1.6 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。

7.1.7 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。

7.1.8 除采用方向元件后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不经方向元件控制时，不宜经方向元件控制。

7.1.9 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，应选取裕度较大的可靠系数。

7.2 继电保护装置整定的具体规定

7.2.1 启动元件

启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启动，其灵敏系数具体要求如下：

- a) 单独的零序电流分量启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。
- b) 单独的零序电流分量启动元件在距离 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。
- c) 相电流突变量启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。

7.2.2 零序电流保护

7.2.2.1 零序电流保护一般为定时限两段式（含全线灵敏段和零序末段）或仅采用反时限零序电流保护。根据电网的实际运行情况零序电流保护配置和应用可适当简化，如仅保留防高阻接地故障的零序电流末段。

7.2.2.2 在复杂环网中为简化整定配合，全线灵敏段零序电流保护应经零序功率方向元件控制。反时限零序电流保护和定时限零序末段，可不经零序功率方向元件控制。

如实际选用的定值，不经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。

7.2.2.3 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最少，系统联系最薄弱的运行方式（如图 1 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）。

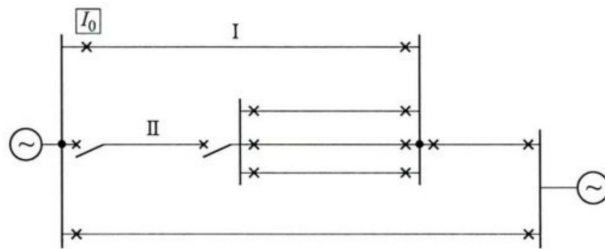


图1 计算非全相运行最大零序电流的运行方式选择

- a) 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。
- b) 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 220 kV 线路, 非全相运行最大零序电流一般可按躲过非全相运行期间最大负荷电流引起的不平衡电流考虑。

7.2.2.4 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。

7.2.2.5 全线灵敏段零序电流定值, 按灵敏性和选择性要求配合整定。具体要求如下:

- a) 全线灵敏段零序电流定值应满足 7.2.2.6 规定的灵敏度要求, 并与相邻线路零序电流灵敏段配合。
- b) 当与相邻线路零序电流灵敏段配合有困难时可与相邻线路纵联保护配合, 时间不小于 1.0 s, 若与相邻线路纵联保护无法配合, 则与相邻线路接地距离灵敏段时间配合。
- c) 应躲过非全相运行时的最大零序电流, 若定值上无法躲过, 则动作时间躲过非全相运行周期。

7.2.2.6 零序电流灵敏段保护在常见运行方式下, 应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:

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

7.2.2.7 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。

7.2.2.8 零序电流末段定值和反时限零序电流的启动值一般不应大于 300 A, 对不满足精确工作电流要求的情况, 可适当抬高定值。

7.2.2.9 零序电流末段按与相邻线路零序电流末段配合整定。对采用重合闸时间大于 1.0 s 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, 零序电流末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, 可自动将零序电流末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末段之间的选择性配合, 以尽快切除非全相运行中再故障。

7.2.2.10 在环状电网中, 本线路与相邻线路的零序电流保护之间的整定配合可按正常运行方式考虑选择性配合。如选择性配合有困难, 按 5.9 处理。

7.2.2.11 如果零序电流保护末段的动作时间小于变压器相间短路保护的動作时间, 则前者的电流定值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,

电流定值可按不小于三相短路电流的 0.1~0.15 计算。

7.2.2.12 反时限零序电流保护按反时限曲线整定，原则上同一电网内所有线路的反时限零序电流取统一反时限曲线或类似曲线簇，最小动作时间应大于系统重合闸延时时间。

7.2.2.13 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) 不能躲过非全相运行最大零序电流的零序电流灵敏段可依靠较长的动作时间躲过非全相运行周期，非全相运行中不退出工作或直接三相跳闸不启动重合闸。
- b) 零序电流末段或反时限零序电流段均直接三相跳闸不启动重合闸。

7.2.2.14 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不大于 0.1 s 延时。

7.2.2.15 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。

7.2.2.16 对于配备完善的接地距离保护，零序电流保护用作接地距离保护的补充，仅用来切除高电阻接地故障。起始动作时间长于接地距离Ⅲ段。

7.2.2.17 线路零序电流保护的电流定值和动作时间的整定计算见表 1。

表 1 线路零序电流保护电流定值和动作时间的整定计算表

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
零序电流灵敏段	I_{0n}	本线路末端接地故障有灵敏度 $I_{DZn} = \frac{3I_{0min}}{K_{lm}}$	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 7.2.2.6	
		与相邻线路零序电流灵敏段配合 $I_{DZn} = K_k K_f I'_{DZm}$	I'_{DZm} 为相邻线路在非全相运行不退出工作的零序电流灵敏段定值； K_k 为可靠系数	$K_k \geq 1.1$	$t_m \geq t'_m + \Delta t$ t'_m 为相邻线路零序电流灵敏段动作时间	
		与相邻线路纵联保护配合，躲过相邻线路末端故障 $I_{DZn} = K_k K_f 3I_{0max}$	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_{DZn} 躲过非全相运行最大零序电流时， $t_m \geq 1.0$ s；否则 t_m 1.5 s。 对于重合时间为 0.5 s 的快速单相重合闸线路 $t_m = 1.0$ s	
		躲本线路非全相运行的最大零序电流 $I_{DZn} = K_k 3I_{0F}$	I_{0F} 为本线路非全相运行的最大零序电流	$K_k \geq 1.2$		
零序电流末段	I_{0m}	本线路经高电阻接地故障有灵敏度		$I_{DZn} \leq 300$ A	参见 5.4.4	
		与相邻线路零序电流灵敏段配合 $I_{DZn} = K_k K_f I'_{DZm}$	I'_{DZm} 为相邻线路零序电流灵敏段定值； K_f 为分支系数	$K_k \geq 1.1$	$t_n \geq t'_m + \Delta t$ 且 $t_n \geq T + \Delta t$ T 为单相重合闸周期； t'_m 为相邻线路零序电流灵敏段动作时间	

表 1 (续)

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
零序电流末段	I_{0III}	与相邻线路零序电流末段配合 a) 如相邻线路实现单相重合闸 $I_{DZIV} = K_k K_f I'_{DZIV}$ b) 如相邻线路不实现单相重合闸 $I_{DZIV} = K_k K_f I'_{DZIV}$	I'_{DZIV} 为相邻线路零序电流末段动作值; K_f 为分支系数	$K_k \geq 1.1$	a) $t_{IV} \geq t'_{IV-b} + \Delta t$ 且 $t_{IV} \geq T + \Delta t$ b) $t_{IV} \geq t'_{IV} + \Delta t$ 且 $t_{IV} \geq T + \Delta t$	t'_{IV-b} 为相邻线路零序电流末段重合闸启动后的动作时间; t'_{IV} 为相邻线路零序电流末段动作时间

7.2.3 接地距离保护

7.2.3.1 接地距离保护为三段式。

7.2.3.2 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, 一般为本线路阻抗的 0.7 倍~0.8 倍。

7.2.3.3 接地距离 II 段定值优先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 段或纵联保护配合; 若配合有困难时, 可与相邻线路接地距离 II 段配合。

7.2.3.4 接地距离 II 段与相邻线路接地距离 I 段配合时, 准确的计算公式应如下:

a) 按单相接地故障或两相短路接地故障

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

b) 按单相接地故障: 将式 (1) 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

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

c) 按两相短路接地故障:

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

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'_{DZI} ——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 $K_{Z0} > K_{Z1}$ 时, 可略去式 (1) 中的最后一项; 当 $K_{Z1} > K_{Z0}$ 时, 可略去式 (2)、式 (3) 中的最后一项。结果可以归纳为

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

式中:

 K_Z —— K_{Z1} 和 K_{Z0} 两者中的较小值。

7.2.3.5 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

$$Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k K_{Z1} Z'_T \dots\dots\dots (5)$$

式中:

Z_1 ——线路正序阻抗;

K_{Z1} ——正序助增系数;

Z'_T ——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

$$Z_{DZII} = K_k \frac{U_1 + U_2 + U_0}{I_1 + I_2 + I_0 + k3I_0} = K_k \frac{E + 2U_2 + U_0}{2I_1 + (1 + 3k)I_0} \dots\dots\dots (6)$$

b) 按两相短路接地故障

$$Z_{DZII} = K_k \frac{\alpha^2 U_1 + \alpha U_2 + U_0}{\alpha^2 I_1 + \alpha I_2 + (1 + 3k)I_0} \dots\dots\dots (7)$$

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。

7.2.3.6 接地距离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,并与相邻线路接地距离Ⅱ段配合。若配合有困难,可与相邻线路接地距离Ⅲ段配合整定。

7.2.3.7 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) 50 km 以下线路,不小于 1.45。
- b) 50 km~100 km 线路,不小于 1.4。
- c) 100 km~150 km 线路,不小于 1.35。
- d) 150 km~200 km 线路,不小于 1.3。
- e) 200 km 以上线路,不小于 1.25。

对互感线路应考虑其影响。线路保护后加速段灵敏度的要求也应如上所述。

7.2.3.8 零序电流补偿系数 K 计算方法如下:

- a) 没有互感影响时应由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。
- b) 具有较大互感的线路(仅考虑互感电抗占零序电抗的 20% 以上的全线同塔双回线),由于在不同的运行工况下,双回线间零序互感影响的不确定性,接地距离保护的测量误差较大,可采取如下方法之一整定原则:

方法一:

- 1) 接地距离保护 I 段的零序补偿系数 K_Z (或 K_X) 按双回线一回检修并接地时 K 值最小的情况计算,其中, $K_{\min} = (\sum Z_{0\min} - Z_1) / 3Z_1$, $\sum Z_{0\min} = Z_0 - Z_{0m}^2 / Z_0$, I 段的可靠系数 K_K 取正常值 0.7。
- 2) 接地距离的 II 段的规定灵敏系数提高到 $(1 + K_{\max}) / (1 + K_{\min})$ 倍。其中, K_{\max} 为同塔双回线正常运行时,考虑互感影响的 K 值, $\sum Z_{0\max} = Z_0 + Z_{0m}$, $K_{\max} = (\sum Z_{0\max} - Z_1) / 3Z_1$ 。

方法二:

- 1) 计算 3 种情况的 K 值。①正常双回线路运行,不考虑互感的 K , $K = (Z_0 - Z_1) / 3Z_1$; ②正常双回线路运行,考虑互感的最大 K_{\max} [含义同方法一 2)]; ③双回线一回检修并接地时的最小 K_{\min} [含义同方法一 1)]。
- 2) 接地距离保护采用正常双回线路运行,不考虑互感的 K 值,在各种运行方式下, K 值不变。
- 3) 将 I 段的阻抗定值缩小为 $Z_{DZI} = K_k \cdot Z_1 \cdot (1 + K_{\min}) / (1 + K)$, 将 II 段的定值放大, $Z_{DZII} = K_{lm} \cdot Z_1 \cdot (1 + K_{\max}) / (1 + K)$, 其中, Z_{DZI} 为 I 段阻抗整定值, Z_{DZII} 为 II 段阻抗整定值, K_K 为可靠系数, K_{lm} 为灵敏系数。

7.2.3.9 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。

7.2.3.10 接地距离保护的整定计算见表 2。

表 2 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_{0I}	躲本线路末端故障 $Z_{DZ1} = K_k Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗; $K_k \leq 0.7$	$t_1 = 0$ s	参见 7.2.3.2
		单回线送变压器终端方式, 送电侧保护伸入受端变压器 $Z_{DZ1} = K_k Z_1 + K_{kT} Z'_T$	$K_k \leq 0.85$; 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	$t_1 \geq 0$ s	参见 5.10.3
接地距离 II 段	Z_{0II}	按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定 $Z_{DZII} = K_{Im} Z_1$	$K_{Im} \geq 1.25$		参见 7.2.3.3 及 7.2.3.7
		与相邻线路接地距离 I 段配合 $Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZ1}$	Z_1 为本线路正序阻抗; Z'_{DZ1} 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; $K_k \leq 0.8$	$t_{II} = 0.5$ s	参见 7.2.3.3
		与相邻线路纵联保护配合整定, 躲相邻线路末端接地故障 $Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_1$	Z'_1 为相邻线路正序阻抗; $K_k \leq 0.8$; 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	$t_{II} = 0.6$ s ~ 1.0 s	参见 7.2.3.3
		与相邻线路接地距离 II 段配合 $Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZII}$	Z_1 为本线路正序阻抗; Z'_{DZII} 为相邻线路接地距离 II 段动作阻抗; $K_k \leq 0.8$; 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值	$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路接地距离 II 段动作时间
		躲变压器另一侧母线三相短路 $Z_{DZII} = K_k Z_1 + K_k K_{Z1} Z'_T$	Z_1 为本线路正序阻抗; Z'_T 为相邻变压器正序阻抗; K_{Z1} 为正序助增系数; $K_k \leq 0.8$	$t'_{II} = 0.6$ s ~ 1.0 s	参见 7.2.3.5
		躲变压器其他侧 (大电流接地系统) 母线接地故障 a) 单相接地故障 $Z_{DZII} = K_k \frac{E + 2U_2 + U_0}{2I_1 + (1 + 3k)I_0}$ b) 两相短路接地故障 $Z_{DZII} = K_k \frac{\alpha^2 U_1 + \alpha U_2 + U_0}{\alpha^2 I_1 + \alpha I_2 + (1 + 3k)I_0}$	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; E 为发电机等值电势, 可取额定值; $K_k \leq 0.8$	$t_{II} = 0.6$ s ~ 1.0 s	参见 7.2.3.5

表 2 (续)

名称	符号	阻抗定值		动作时间	说明
		公式	说明		
接地距离 III 段	Z_{0m}	按本线路末端接地故障有足够灵敏度整定 $Z_{DZm}=K_{lm}Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗; $K_{lm} \geq 1.25$		参见 7.2.3.3 及 7.2.3.7
		与相邻线路接地距离 II 段配合 $Z_{DZm}=K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZII}$	Z_1 为本线路正序阻抗; Z'_{DZII} 为相邻线路接地距离 II 段动作阻抗; $K_k \leq 0.8$; 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	$t_m = t'_{II} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路接地距离 II 段动作时间; 参见 7.2.2.6
		与相邻线路接地距离 III 段配合 $Z_{DZm}=K_k Z_1 + K_k K_Z Z'_{DZIII}$	Z_1 为本线路正序阻抗; Z'_{DZIII} 为相邻线路接地距离 III 段动作阻抗; $K_k \leq 0.8$; 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	$t_m = t'_{III} + \Delta t$	t'_{III} 为相邻线路接地距离 III 段动作时间; 参见 7.2.3.6
		躲最小负荷阻抗 $Z_{DZm}=K_k Z_{FH}$	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; $K_k \leq 0.7$	$t_m \geq 1.5 \text{ s}$	参见 7.2.3.9

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。

7.2.4 相间距离保护

7.2.4.1 相间距离保护为三段式。

7.2.4.2 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 2 倍。

7.2.4.3 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 倍 ~ 0.85 倍。

7.2.4.4 相间距离 II 段定值, 优先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; 当配合有困难时, 可与相邻线路相间距离 II 段配合整定。

7.2.4.5 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:

- 50 km 以下线路, 不小于 1.45;
- 50 km ~ 100 km 线路, 不小于 1.4;
- 100 km ~ 150 km 线路, 不小于 1.35;
- 150 km ~ 200 km 线路, 不小于 1.3;
- 200 km 以上线路, 不小于 1.25。

线路保护后加速段灵敏度的要求也应如上所述。

7.2.4.6 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。

7.2.4.7 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。

7.2.4.8 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。

7.2.4.9 相间距离保护整定计算见表3。

7.2.5 继电保护振荡闭锁回路元件的整定

7.2.5.1 继电保护的短时间开放式振荡闭锁回路元件的整定：

- 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，一般可整定为0.12 s~0.15 s。
- 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。
- 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。

7.2.5.2 继电保护的长时间开放式振荡闭锁回路元件的整定：

- 判别振荡用的阻抗元件（内、外）定值，按可靠涵盖需要在振荡过程中闭锁的所有距离保护段整定。
- 判别振荡用的延时时间定值，应能正确区分各种不同情况下振荡和故障。按最短振荡周期200 ms考虑。
- 振荡闭锁解锁开放时间应根据不同的开放原理，保证不误开放。

表3 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_1	躲本线路末端相间故障 $Z_{DZ1}=K_k Z_1$	$K_k \leq 0.85$; Z_1 为本线路正序阻抗	$t_1=0$ s	参见 7.2.4.3
		单回线送变压器终端方式，送电侧保护伸入受端变压器 $Z_{DZ1}=K_k Z_1+K_{kT} Z'_T$	$K_k \leq 0.85$; 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	$t_1 \geq 0$ s	参见 5.10.3
相间距离Ⅱ段	Z_{II}	本线路末端故障有足够灵敏度 $Z_{DZII}=K_{Im} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗; $K_{Im} \geq 1.25$		参见 7.2.4.4 及 7.2.4.5
		与相邻线路相间距离Ⅰ段配合 $Z_{DZII}=K_k Z_1+K'_k K_2 Z'_{DZ1}$	Z_1 为本线路正序阻抗; K_2 为助增系数; Z'_{DZ1} 为相邻线路相间距离Ⅰ段定值; $K_k \leq 0.85$; $K'_k \leq 0.8$	$t_{II} \geq \Delta t$	参见 7.2.4.4
		与相邻线路纵联保护配合整定，躲相邻线路末端接地故障 $Z_{DZII}=K_k Z_1+K_k K_2 Z'_1$	Z'_1 为相邻线路正序阻抗; $K_k \leq 0.8$; K_2 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	$t_{II} \geq \Delta t$	参见 7.2.4.4
		躲变压器其他侧母线故障 $Z_{DZII}=K_k Z_1+K_{kT} K_2 Z'_T$	Z_1 为本线路正序阻抗; K_2 为助增系数; Z'_T 为相邻变压器正序阻抗; $K_k \leq 0.85$; $K_{kT} \leq 0.7$; 假定 Z_1 、 Z'_{DZII} 和 Z'_T 阻抗角相等	$t_{II} \geq \Delta t$	

表 3 (续)

名称	符号	电 流 定 值		动作时间	说 明
		公 式	说 明		
相间距离 II 段	Z_{II}	与相邻线路相间距离 II 段配合 $Z_{DZII} = K_k Z_1 + K'_k K_Z Z'_{DZII}$	Z_1 为本线路正序阻抗; K_Z 为助增系数; Z'_{DZII} 为相邻线路相间距离 II 段动作阻抗; $K_k \leq 0.85$; $K'_k \leq 0.8$; 假定 Z_1 和 Z'_{DZII} 阻抗角相等	$t_{II} \geq t'_{II} + \Delta t$	t'_{II} 为相邻线路距离 II 段动作时间
相间距离 III 段		本线路末端故障有足够灵敏度 $Z_{DZII} = K_{lm} Z_1$	Z_1 为本线路正序阻抗; $K_{lm} \geq 1.25$		参见 7.2.4.4 及 7.2.4.5
		与相邻线路相间距离 II 段配合 $Z_{DZIII} = K_k Z_1 + K'_k K_Z Z'_{DZII}$	Z_1 为本线路正序阻抗; K_Z 为助增系数; Z'_{DZII} 为相邻线路距离 II 段动作阻抗; $K'_k \leq 0.8$; $K_k \leq 0.85$	保护范围不伸出相邻变压器其他各侧母线时 $t_{III} \geq t'_{II} + \Delta t$ 保护范围伸出相邻变压器其他各侧母线时 $t_{III} \geq t'_T + \Delta t$	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; t'_T 为相邻变压器相间短路后备保护动作时间; 参见 7.2.4.6
		与相邻变压器相间短路后备保护配合 $Z_{DZIII} = K_k \left(K'_k K_Z \frac{U_{\phi-\phi_{min}}}{2I'_{DZ}} - Z_C \right)$	$U_{\phi-\phi_{min}}$ 为电网运行最低线电压; I'_{DZ} 为相邻变压器相间短路后备保护定值; Z_C 为背侧系统等价阻抗; $K_k \leq 0.85$	$t_{III} \geq t'_T + \Delta t$	t'_T 为相邻变压器相间短路后备保护动作时间
		与相邻线路距离 III 段配合 $Z_{DZIII} = K_k Z_1 + K'_k K_Z Z'_{DZIII}$	Z'_{DZIII} 为相邻线路距离 III 段动作阻抗; $K'_k \leq 0.8$; $K_k \leq 0.85$	$t_{III} \geq t'_{III} + \Delta t$	t'_{III} 为相邻线路距离 III 段动作时间
		躲最小负荷阻抗 $Z_{DZIII} = K_k Z_{FH}$	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; $K_k \leq 0.7$	$t_{III} \geq 1.5 \text{ s}$	参见 7.2.4.6

7.2.6 分相电流差动保护

7.2.6.1 装置零序电流启动元件应按躲过最大负荷电流下的不平衡电流整定, 并能满足 5.4.4 条件下的灵敏度, 灵敏系数大于 2.5。

7.2.6.2 突变量启动元件按被保护线路运行时的最大不平衡电流整定, 灵敏系数大于 1.5。

7.2.6.3 零序电流差动保护差流定值, 对切除高电阻接地故障灵敏度不小于 1.5; 若无零序电流差动保护的分相电流差动保护的差流低定值, 对切除高电阻接地故障灵敏度不小于 1.3; 若有零序电流差动保护的分相电流差动保护的差流低定值, 对切除高电阻接地故障灵敏度不小于 1。

7.2.6.4 分相电流差动保护的差流高定值可靠躲过线路稳态电容电流, 可靠系数不小于 4。零序电流差动差流定值和分相电流差动差流低定值躲不过线路稳态电容电流, 应经线路电容电流补偿。

7.2.7 方向高频保护

7.2.7.1 反映各种短路故障的高定值启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。低定值启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。

7.2.7.2 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。

7.2.7.3 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。当采用阻抗元件作为故障测量元件时，灵敏系数大于 1.5。

7.2.7.4 对于高频闭锁方向零序电流或高频闭锁距离保护：

- a) 启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。

7.2.7.5 独立的速断跳闸元件按躲过线路末端故障整定。

7.2.7.6 对以反方向元件启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。

7.2.8 自动重合闸

7.2.8.1 自动重合闸的动作时间整定应考虑：

- 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限切除故障的可能性及潜供电流的影响。计算公式如下：

$$t_{zmin} \geq t_n + t_d - t_k \dots\dots\dots (8)$$

式中：

t_{zmin} ——最小重合闸整定时间，s；

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，220 kV 线路，三相重合闸不小于 0.3 s，单相重合闸不小于 0.5 s；330 kV~750 kV 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，s。

- 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 10 s；单相重合闸的动作时间由运行方式部门确定，一般整定为 1.0 s 左右。

7.2.8.2 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。

7.2.8.3 3/2 断路器接线的自动重合闸方式，可根据系统需要，设定断路器合闸先后顺序。先重合的断路器重合时间按 7.2.9.1 整定。

7.2.9 母线保护

7.2.9.1 母线差动电流保护（包括比率差动原理的短引线保护）的差电流启动元件定值，应可靠躲过区外故障最大不平衡电流，并尽量躲过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。计算公式为：

$$I_{DZ} = K_k (F_1 + F_1') I_{DLmax} \dots\dots\dots (9)$$

式中：

I_{DZ} ——差电流元件的整定值；

F_1 ——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，不应小于 1.5。

$$I_{DZ} = K_k I_{FHmax} \dots\dots\dots (10)$$

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，不应小于 1.5。

差电流启动元件定值，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。

7.2.9.2 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，还应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。

7.2.9.3 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 (U_2 相电压) 可整定为 2 V~6 V，零序电压 ($3U_0$) 可整定为 4 V~8 V。

7.2.9.4 比例制动原理的母线差动保护的启动元件，应可靠躲过最大负荷时的不平衡电流并尽量躲过最大负荷电流，按被保护母线最小短路故障有足够灵敏度校验，灵敏系数不小于 2。

7.2.9.5 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。

7.2.9.6 母联或分段开关充电保护，按最小运行方式下被充电母线故障有灵敏度整定，灵敏系数大于 2。

7.2.9.7 母联或分段开关解列保护，按可靠躲过最大运行方式下的最大负荷电流整定。

7.2.10 断路器失灵保护

7.2.10.1 相电流判别元件的整定值，应保证在本线路末端金属性短路或本变压器低压侧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。

7.2.10.2 负序电流判别元件的定值按躲过最大不平衡负序电流且保护范围末端故障有足够灵敏度整定；零序电流判别元件的定值按躲过最大不平衡零序电流且保护范围末端故障有足够灵敏度整定，对不满足精确工作电流要求的情况，可适当抬高定值。

7.2.10.3 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。

7.2.10.4 断路器失灵保护经电流判别的动作时间（从启动失灵保护算起）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。

双母线等单开关接线方式下，可经短时限（0.2 s~0.3 s）动作于断开母联或分段断路器，以长时限（0.4 s~0.5 s）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。也可经一时限（0.2 s~0.5 s）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。

3/2 断路器等双开关接线方式下，可直接经一时限（0.2 s~0.5 s）跳本断路器三相及与拒动断路器相关联的所有断路器，包括经回路断开对侧的断路器。也可经较短时限（0.13 s~0.15 s）动作于跳本断路器三相，经较长时限（0.2 s~0.3 s）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。

根据系统特殊要求，在采取一定措施后（如解决电流互感器拖尾问题、断路器分闸时间必须小于

60 ms 等) 断路器失灵保护最低可整定为 0.16 s。

7.2.10.5 断路器失灵保护经负序或零序电流判别的动作时间(从启动失灵保护算起)应在保证断路器失灵保护动作选择性的前提下尽量缩短。环形接线中如有需要和重合闸时间配合,应大于重合闸动作时间和合于故障开关跳开时间之和,再考虑一定的时间裕度。

7.2.11 断路器三相不一致保护

断路器三相不一致保护的動作时间应可靠躲单相重合闸时间整定,再考虑一定的时间裕度。如不需要考虑和重合闸的配合,时间可适当缩短。若有电气量判别元件,其动作值应按可靠躲过断路器额定负载时的最大不平衡电流整定。

7.2.12 短引线保护

3/2 断路器接线系统当线路或变压器检修相应出线开关拉开,开关合环运行时投入的过电流原理的短引线保护动作电流应躲正常运行时的不平衡电流,可靠系数不小于 2,并按母线最小故障类型校验灵敏度,灵敏系数不小于 1.5。

7.2.13 远方跳闸就地判别

所有启动元件应保证系统最小运行方式下保护范围内故障有足够灵敏度。

7.2.14 与电网保护配合有关的变压器保护

7.2.14.1 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末段配合整定。上述保护动作后均跳开变压器各侧断路器。

7.2.14.2 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,其他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 I 段可与被保护母线配出线的接地距离保护灵敏段或零序保护灵敏段配合整定。

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。

7.2.14.3 主电网间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,灵敏系数不小于 1.3;也可仅作为变压器高-中压侧部分绕组的后备保护。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。

7.2.14.4 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,灵敏系数不小于 1.3;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。

7.2.14.5 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为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。

7.2.14.6 中性点不直接接地的变压器, 中性点放电间隙零序电流保护的启动电流可整定为间隙击穿时有足够灵敏度, 高压侧间隙零序电流保护动作时间宜可靠躲过本侧重合闸延时, 断开变压器各侧断路器。如无需躲重合闸, 保护动作时间可适当缩短。

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 0.2 s 断开高压侧, 以 0.7 s 断开变压器各侧。

7.2.14.7 中性点经放电间隙接地的 220 kV 变压器的零序电压保护, 其 $3U_0$ 定值一般按额定电压的 60%~70%整定。如 $3U_0$ 额定值为 300 V 时, 一般可整定为 180 V 和 0.5 s, 根据设备耐受能力延时时间可适当延长。220 kV 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。

7.2.15 高压电抗器保护

7.2.15.1 差动保护动作特性参数的计算方式如下:

- a) 差动保护最小动作电流定值, 应按可靠躲过电抗器额定负载时的最大不平衡电流整定。

在工程实用整定计算中可选取 $I_{op.min} = (0.2 \sim 0.5)I_n$ 左右 (I_n 为变压器基准侧二次额定电流), 并应实测差回路中的不平衡电流, 必要时可适当放大。

- b) 起始制动电流 $I_{res.0}$ 的整定, 起始制动电流宜取 $I_{res.0} = (0.5 \sim 1.0)I_n$ 。

- c) 动作特性折线斜率 S 的整定。差动保护的制动电流应大于外部短路时流过差动回路的不平衡电流。

- d) 差动保护灵敏度系数应按最小运行方式下差动保护区内电抗器引出线上两相金属性短路计算。

根据计算最小短路电流 $I_{k.min}$ 和相应的制动电流 I_{res} , 在动作特性曲线上查得对应的动作电流 I_{op} , 则灵敏系数为 $K_{lm} = I_{k.min} / I_{op}$; 要求灵敏系数不小于 2。

7.2.15.2 差动速断保护定值应可靠躲过线路非同期合闸产生的最大不平衡电流, 一般可取 3 倍~6 倍电抗器额定电流。

7.2.15.3 后备保护整定原则如下:

- a) 定时限过电流保护应躲过在暂态过程中电抗器可能产生的过电流, 其电流定值可按电抗器额定电流的 1.5 倍整定; 瞬时段过电流保护应躲过电抗器投入时产生的励磁涌流, 一般可取 4 倍~8 倍电抗器额定电流。
- b) 反时限过电流保护上限设最小延时定值, 便于与快速保护配合; 保护下限设最小动作电流定值, 按与定时限过负荷保护配合的条件整定。
- c) 零序过电流保护按躲过正常运行中出现的零序电流来整定。也可近似按电抗器中性点连接的接地电抗器的短时额定电流整定, 其时限一般与线路接地保护的后备段相结合。
- d) 中性点过电流保护的整定应可靠躲过线路非全相运行时间。

7.2.16 串联补偿电容器

7.2.16.1 电容器组的过载承受能力根据 GB/T 6115.1—2008 要求, 电容器组过电流不大于:

- 在 12 h 内, $1.10I_n$ 历时 8 h;
- 在 6 h 内, $1.35I_n$ 历时 30 min;
- 在 2 h 内, $1.50I_n$ 历时 10 min;
- 任何 24 h 内运行周期内, 电容器组的平均容量不应大于其额定容量。

电容器组的过载保护必须在达到或超过上述条件前可靠动作于三相暂时旁通旁路断路器, 退出串联补偿装置。退出的串联补偿装置在经过延时后可根据电容器组特性的要求, 进行规定次数的重新投入。电容器组过载保护动作后启动的串联补偿三相再投入, 其动作时间应大于电容器组允许的最小限值。应由生产厂家根据电容器组特性提供合理定值。

7.2.16.2 电容器单元上的过电压达 5%时应发出告警信号; 电容器单元上的过电压达 10%时就应经过一定的延时永久旁通电容器组。

7.2.17 故障录波器

7.2.17.1 变化量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, 灵敏系数不小于 4。

7.2.17.2 稳态量相电流启动元件按躲过最大负荷电流整定; 负序和零序分量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。