

T/CEC

中国电力企业联合会标准

T/CEC XXXXX—XXXX

配电网保护分级配置及整定技术规范

Technical specification for graded configuration and setting of distribution network protection

(征求意见稿)

(在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上)

XXXX—XX—XX 发布

XXXX—XX—XX 实施

中国电力企业联合会 发布

目 次

前 言	III
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 短路故障分级保护配置与整定计算	3
5.1 短路故障保护装置功能配置要求	3
5.2 架空线路短路故障保护配置技术	3
5.3 纯电缆线路短路故障保护配置	8
5.4 混合线路	10
5.5 重合闸设置	10
6 单相接地故障分级保护配置与整定计算	11
6.1 保护装置功能配置要求	11
6.2 10kV 中性点不接地系统零序过流分级保护配置	11
6.3 10kV 中性点经消弧线圈接地单相接地保护装置功能配置要求	11
7 分级保护与馈线自动化配合原则	11
7.1 保护装置/自动化终端功能配置要求	11
7.2 馈线自动化与分级保护配合方法	11

前 言

本文件依据GB/T1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利，本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出并解释。

本文件由电力行业继电保护标准化委员会（DL/TC 15）部归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

本文件首次发布。

本文件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）。

配电网保护分级配置及整定技术规范

1 范围

本文件规定了10kV配电网短路故障、单相接地故障保护分级配置及整定计算，保护与自动化配合等应遵循的原则和方法。

本文件适用于10kV配电网的保护分级配置及整定，6kV配电网参照执行。

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 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 15145 输电线路保护装置通用技术条件

GB/T 15166.6 高压交流熔断器 第6部分:用于变压器回路的高压熔断器的熔断件选用导则

GB/T 50054 低压配电设计规范

DL/T 584 3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 587 微机继电保护装置运行管理规程

DL/T 721 配电网自动化系统远方终端

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

配电网保护分级 graded configuration of distribution network protection

为了减少故障停电范围，通过保护开关位置及其保护定值的合理配置及整定，使配电网故障发生时，各级保护有序跳闸、停电范围尽量缩小的保护配置技术。

3.2

环网柜出线开关 outgoing switch of ring main cabinet

用于10kV电缆线路环进环出及分接负荷的配电装置。环网柜中用于环进环出的开关一般采用负荷开关，用于分接负荷的开关采用负荷开关或断路器。环网柜按结构可分为共箱型和间隔型，一般按每个

间隔或每个开关称为一面环网柜。

3.3

柱上开关 pole top switch

架空线路上正常工作状态、过载和短路状态下关合和开断高压电路的开关电器，其关合可依靠人力或其他动力进行，在线路故障时，通过其保护装置的动作自动地将线路迅速断开。

3.4

主干线 main line

由变电站或开关站馈出、承担主要电能传输与分配功能的 10kV 架空或电缆线路的主干部分，具备联络功能的线路段是主干线的一部分。主干线包括架空线路、电缆、开关等设备，设备额定容量应匹配。

3.5

分支线 branch Line

由 10kV 主干线引出的，除主干线以外的 10kV 线路部分。

4 总则

4.1 配电网继电保护的配置和整定应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。按照 GB/T 14285 的规定，配电网应配置结构合理、质量优良和技术性能指标满足运行要求的继电保护装置。若因电网运行方式、线路本身条件等原因，不能兼顾以上要求，则应按如下原则合理取舍：

- a) 配电网服从更高电压等级电网和主电网；
- b) 保护电力设备的安全；
- c) 保重要用户供电。

4.2 配电线路应合理设置开关位置和保护定值，与变电站出线开关保护相配合，以实现故障时缩小停电范围。

4.3 为满足配电线路继电保护有效配合，开关分闸时间应不大于 100ms；应确保开关保护及机构所配的后备电源运行良好。

4.4 配电网城网和农网线路存在显著差异，应根据线路特点有针对性地配置、整定继电保护设备。

4.5 对于改造或新建线路，应在规划设计阶段，充分考虑继电保护对开关位置等的要求，合理设置柱上开关和环网柜的位置；对现有继电保护配置不合理的配电线路，应按循序渐进和差异化原则进行整改，优先对现有开关优化利用，结合停电检修开展统筹整治。

4.6 配电线路继电保护应遵循简单适用的原则，根据线路的特点，灵活进行配置。

4.7 分布式电源接入配电网时，其保护配置与整定应满足电网相关要求，应具有在电网故障及恢复过程中的自保护能力。分布式电源应具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护动作时间应不大于 2s，且防孤岛保护应与配电网侧线路重合闸和安全自动装置动作时间相配合。

4.8 配电线路单相接地故障处理，应结合小电流接地故障选线装置与具备单相接地故障处理功能的开关的功能；单相接地故障处理技术宜坚持简单有效的原则，根据线路实际条件采用差异化思路。

5 短路故障分级保护配置与整定计算

5.1 短路故障保护装置功能配置要求

5.1.1 变电站出线开关

变电站出线开关保护配置三段式（复压）电流保护和辅助功能。其中，三段式电流保护包括：过流 I 段（无时限速断）、过流 II 段（定时限速断）、过流 III 段。辅助功能包括：低周减载、过负荷告警、重合闸、重合闸后加速、CT 断线告警等。条件具备时宜优先配置光纤电流差动保护。

5.1.2 开关站出线开关

开关站出线开关保护配置三段式（复压）电流保护和过负荷告警、重合闸、重合闸后加速等辅助功能，条件具备时可配置光纤电流差动保护。双电源的还须配置自适应的备自投。

5.1.3 线路上开关

柱上开关/环网柜开关保护配置三段式电流保护和过负荷告警、重合闸、重合闸后加速等辅助功能。

5.1.4 自动化功能

需要投入馈线自动化的终端，需具备远程遥控、远程闭锁功能、远程修改定值、远程投退软压板等远程支持功能。

5.2 架空线路短路故障保护配置技术

5.2.1 短路故障分级保护级数

35kV 变电站配出的 10kV 线路宜配置两级保护，110kV/220kV 变电站配出的 10kV 线路宜配置两级保护或三级保护，参见图 1。

第一级保护：10kV 线路接于变电站母线的开关即出线开关，称为线路的第一级开关，该开关的保护称为第一级保护。

第二级保护：10kV 线路出线开关后的下一级分段开关或分支开关，称为第二级开关，该开关的保护称为第二级保护。

第三级保护:10kV 线路第二级开关后的下一级分段开关或分支开关,称为第三级开关,该开关的保护称为第三级保护。

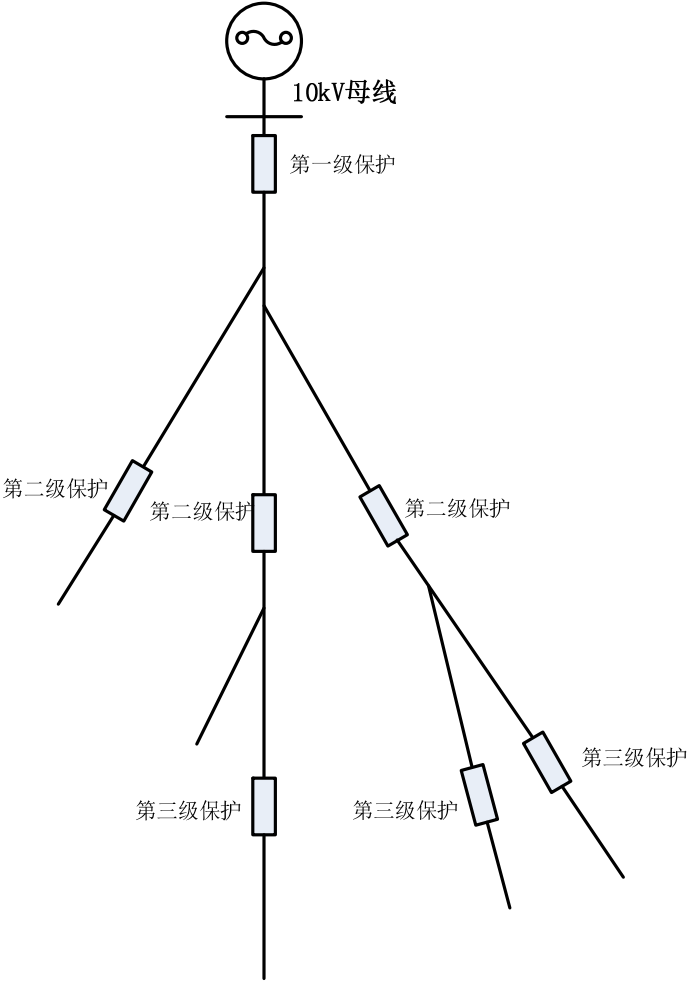


图 1 分级保护开关示意图

5.2.2 各级保护配置方法

各级保护配置过电流保护,其中出线开关(第一级保护)宜配置设置三段式过流保护,线路上分级开关设置两段式过流保护。

架空线路两级保护宜按如下方式整定。

第一级保护(即变电站出线开关)设置三段保护:

过流Ⅰ段:时间 0 秒,第二级保护处的最大短路电流 < 电流定值 < 10kV 母线处最小短路电流。

过流Ⅱ段:时间 0.2 秒,电流定值 \leq 线路末端最小短路电流。

过流Ⅲ段:时间取最大时限,一般为 0.5~0.7 秒,电流定值 \leq 导线载流量及 CT 额定电流。

第二级保护与第一级保护之间相隔一定距离,确保第一级保护过流Ⅰ段有保护范围:

过流Ⅰ段:时间 0 秒,电流定值取第一级过流Ⅱ段的 0.7~0.9 倍,同时不小于末端最小短路电流的

0.5 倍，且不小于开关后端所有配变总励磁涌流峰值。

过流 II 段：时间比上级过流 III 段小 0.2 秒，即 0.3~0.5 秒，电流定值取上级过流 III 段的 0.7~0.9 倍。

两级保护时序配合图如图2。

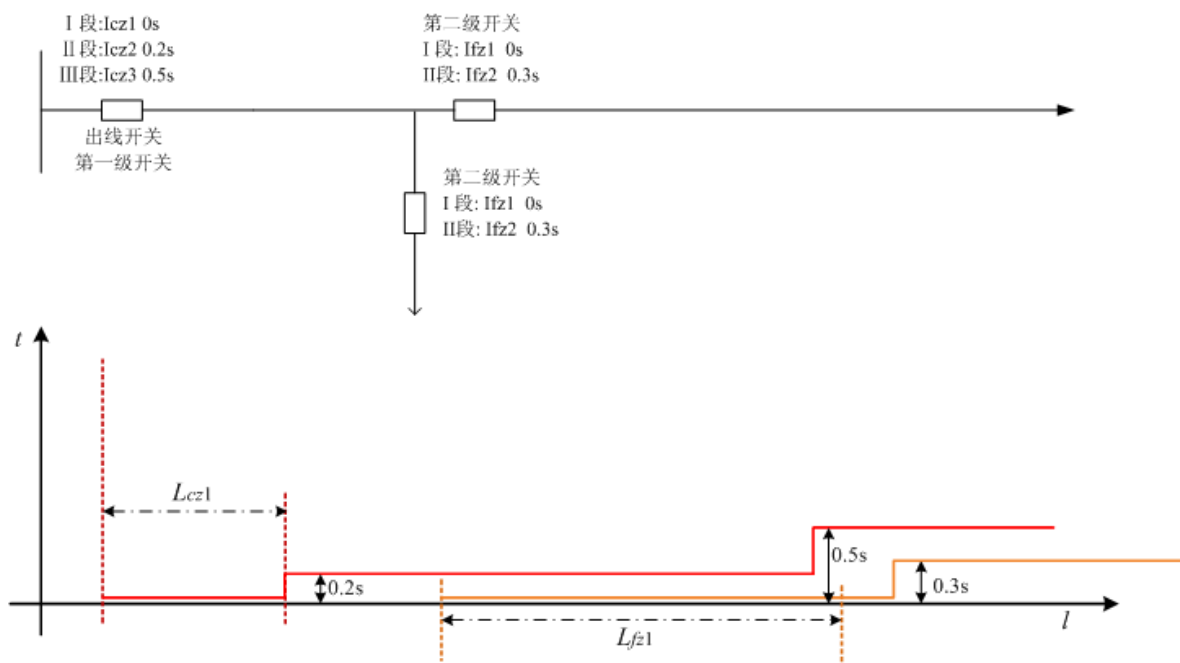


图 2 两级保护时序配合示意图

架空线路三级保护宜按如下方式整定。

第一级保护（即变电站出线开关）设置三段保护：

过流 I 段：时间 0 秒，第二级保护处的最大短路电流 < 电流定值 < 10kV 母线处最小短路电流。

过流 II 段：时间 0.2 秒，第三级处最大短路电流 < 电流定值 < 第二级保护处的最小短路电流。

过流 III 段：时间取最大时限，一般为 0.5~0.7 秒，电流定值 \leq 导线载流量及 CT 额定电流。

第二级保护与第一级保护之间相隔一定距离，确保第一级保护过流 I 段有保护范围，设置两段保护：

过流 I 段：时间 0 秒，第三级保护处的最大短路电流 < 电流定值 < 第一级保护过流 II 段。

过流 II 段：时间比上级过流 III 段小 0.2 秒，即 0.3~0.5 秒，电流定值取第一级保护过流 III 段的 0.7~0.9 倍。

第三级保护与第二级保护之间相隔一定距离，确保第二级保护过流 I 段有保护范围，设置两段保护：

过流 I 段：时间 0 秒，电流定值取第二级过流 II 段的 0.7~0.9 倍，同时不小于末端最小短路电流的 0.5 倍，且不小于开关后端所有配变总励磁涌流峰值。

过流 II 段：时间比第二级保护过流 III 段小 0.2 秒，即 0.3~0.5 秒，电流定值取第二级保护过流 III 段的 0.7~0.9 倍。

三级保护时序配合如图 3。

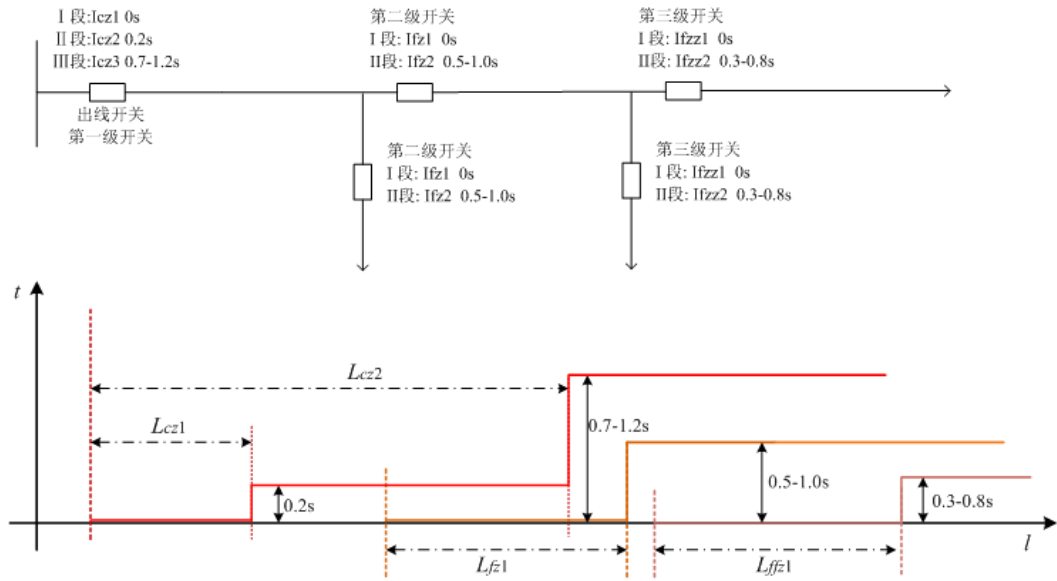


图 3 110kV/220kV 变电站配出的 10kV 线路三级保护配合示意图

5.2.3 特殊场景

5.2.3.1 出线开关速断保护退出的场景

退出第一级保护过流 I 段，应校核主变及设备的抗短路能力、电压暂降敏感负荷耐受能力，典型适用场景：

- a) 线路上第二级开关的位置与上级保护较近，且开关位置难以调整；
- b) 线路分支较多（每个分支均可设置开关作为第二级开关）。

第一级保护过流 I 段退出时两级保护配合如图 4。

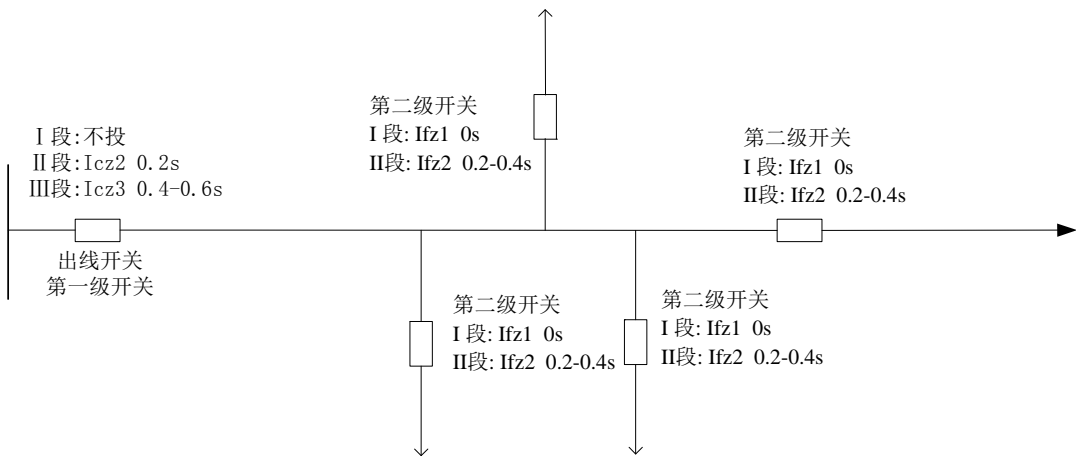


图 4 第一级保护过流 I 段退出时两级保护配合示意图

5.2.3.2 短线路

(1) 当架空线路全长小于过流 I 段保护范围，可在以下两种处理方法中选择其一：

- a) 不设置第二级开关，站内出线开关保护设置三段保护，按照如下方式整定：

过流Ⅰ段：时间 0 秒，电流定值 < 10kV 母线处最小短路电流。

过流Ⅱ段：时间 0.2 秒，电流定值 ≤ 线路末端最小短路电流。

过流Ⅲ段：时间取最大时限（35kV 站出线一般为 0.5~0.7 秒，110kV/220kV 站出线一般为 0.7~1.2 秒），电流定值 ≤ 导线载流量及 CT 额定电流。

b) 设置第二级开关，此时为防止越级至第一级保护跳闸，在变电站设备耐受短路电流能力满足要求的情况下，可根据实际情况，退出第一级保护的过流Ⅰ段。

(2)当 110kV/220kV 变电站配出的 10kV 线路全长不足以配置三级保护的时候，可只设置两级保护，第二级开关的位置设置及两级保护的定值，参照 5.2.2 架空线路两级保护整定方式。

5.2.3.3 特殊小分支

对于故障隐患点多、历史频繁跳闸或接有特殊负荷的小分支线路，可在其前装设具有保护功能的开关（时间定值为 0s）或快速熔断器。

配置断路器时，一般设置两段式保护（也可设置一段式保护）。电流定值不大于其所在线路上一级分级保护末段电流定值，且原则上不小于该小分支所带配变在合闸产生的励磁涌流峰值(一般为负荷总容量对应的电流的 3-5 倍)，以防励磁涌流误动作，配置如图 5。

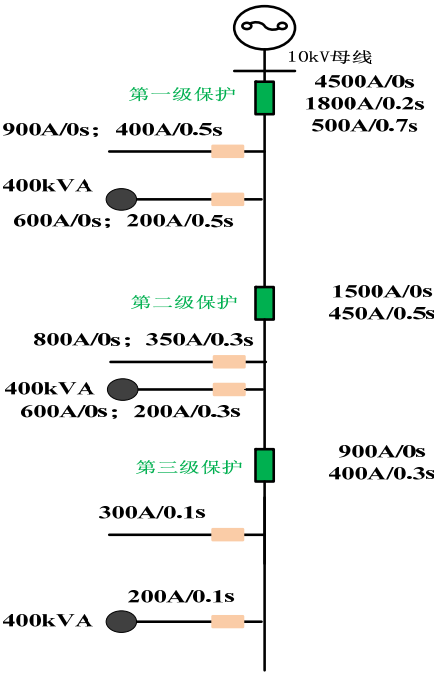


图 5 分支断路器保护定值配置示意图

配置快速熔断器时，需要选择合适的熔丝，熔丝熔断速率应余与上级末段定值配合，满足三个条件：

(1) 在上级保护末端定值电流时，熔断时间应比延时时间至少快 0.1s；(2) 在所接待配变的励磁涌流电流时（一般为额定总容量对应电流的 3-5 倍），熔断时间不低于 100ms；(3) 在额定容量对应电流下，熔丝可以持续稳定运行，不应熔断，配置如图 6。

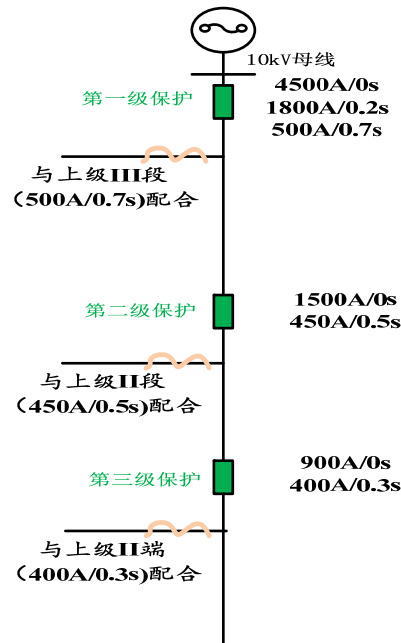


图 6 分支熔断器保护定值配置示意图

5.3 纯电缆线路短路故障保护配置

5.3.1 电缆主线无分支线

电缆主线无分支线时，电缆主线呈串联结构，从变电站开始，环网柜依次相连，如图 7 所示。环网柜的环进、环出开关一般为负荷开关，该类开关没有故障跳闸功能；若环进、环出开关为断路器，则保护不投。环网柜出线开关一般为带保护功能的断路器，变电站出线开关保护和环网柜保护的整定应综合考虑变压器抗短路能力、对供电可靠性的要求以及变电站是否接带对电压暂降敏感的负荷等因素，在以下两种整定方法中选择其一：

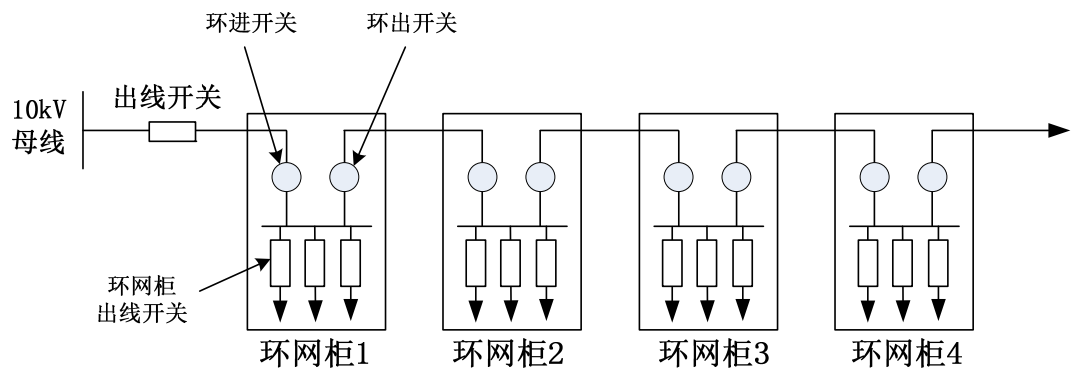


图 7 主线无分支的纯电缆线路示意图

- a) 方案一：变电站出线开关过流 I 段保护投入
- (1) 变电站出线开关设置三段过流保护，过流 I 段时间定值整定为 0s，过流 II 段时间定值整定为 0.2s，过流 III 段时间取最大允许时限，一般为 0.7-1.2s。
 - (2) 环网柜出线开关设置两段过流保护，过流 I 段时间定值整定为 0s，过流 II 段时间定值比变

电站出线开关过流Ⅲ段时间小 0.2s，即 0.5-1.0s。

(3)变电站出线开关和环网柜出线开关过流保护电流定值按表 1 整定。

(4)环网柜出线开关之后具有保护功能的开关，可配置一段过流保护，时间定值整定为 0s，电
流定值不大于上一级保护电流定值的 0.8 倍（其中环网柜出线开关后第一级保护的电流定值不
大于环网柜出线开关过流 I 段电流定值的 0.8 倍）。

表 1 纯电缆线路变电站出线开关和环网柜出线开关保护整定方法

小方式下系统 阻抗范围 (标么值)	变电站出线开关			环网柜出线开关	
	过流Ⅰ段 (0s)	过流Ⅱ段 (0.2s)	过流Ⅲ段 (0.7~1.2s)	过流Ⅰ段 (0s)	过流Ⅱ段 (0.5~1.0s)
(0, 0.3)	12000 A	3000 A	不大于导线载 流量及 CT 额定 电流。	1200 A	取变电站出线 开关过流Ⅲ段 的 0.7~0.9 倍
[0.3, 0.4)	10000 A				
[0.4, 0.5)	9000 A				
[0.5, 0.6)	7500 A	2000 A		1000 A	
[0.6, 0.8)	6000 A				
[0.8, 1.0)	5000 A				
≥1.0	4000 A	1500 A		800 A	

b) 方案二：变电站出线开关过流 I 段保护退出

退出变电站出线开关过流 I 段保护，其余定值整定方法同方案一。

5.3.2 电缆主线有分支线

电缆主线有分支线时，一般由分接箱实现分接，主线呈放射型结构，如图 8 所示。

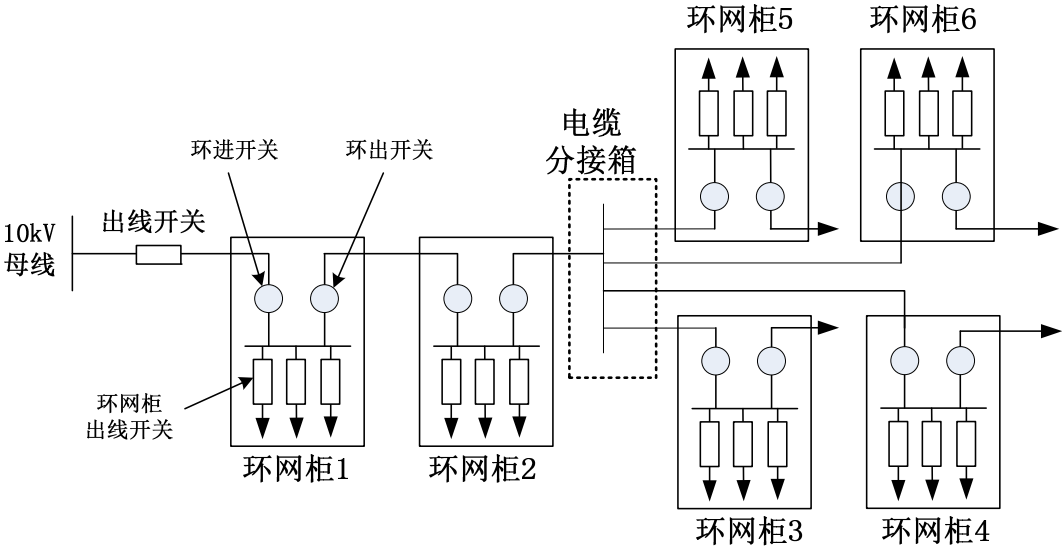


图 8 主线有分支线的纯电缆线路示意图

由于电缆分接箱内部没有开关，变电站出线开关和环网柜出线开关的保护设置与 5.3.1 节相同，即
电缆分接箱各分支接带的环网柜的环进、环出开关不配保护，环网柜出线开关配置保护，其定值按照
5.3.1 所述整定。

5.3.3 分接箱位于电缆主线末端

电缆主线末端环网柜的环出开关接有电缆分接箱时，如末端分接箱本身各分支线没有断路器，此时接带该末端分接箱的环出开关应使用断路器，如图 9 所示。环出断路器保护定值整定方法同环网柜出线开关。

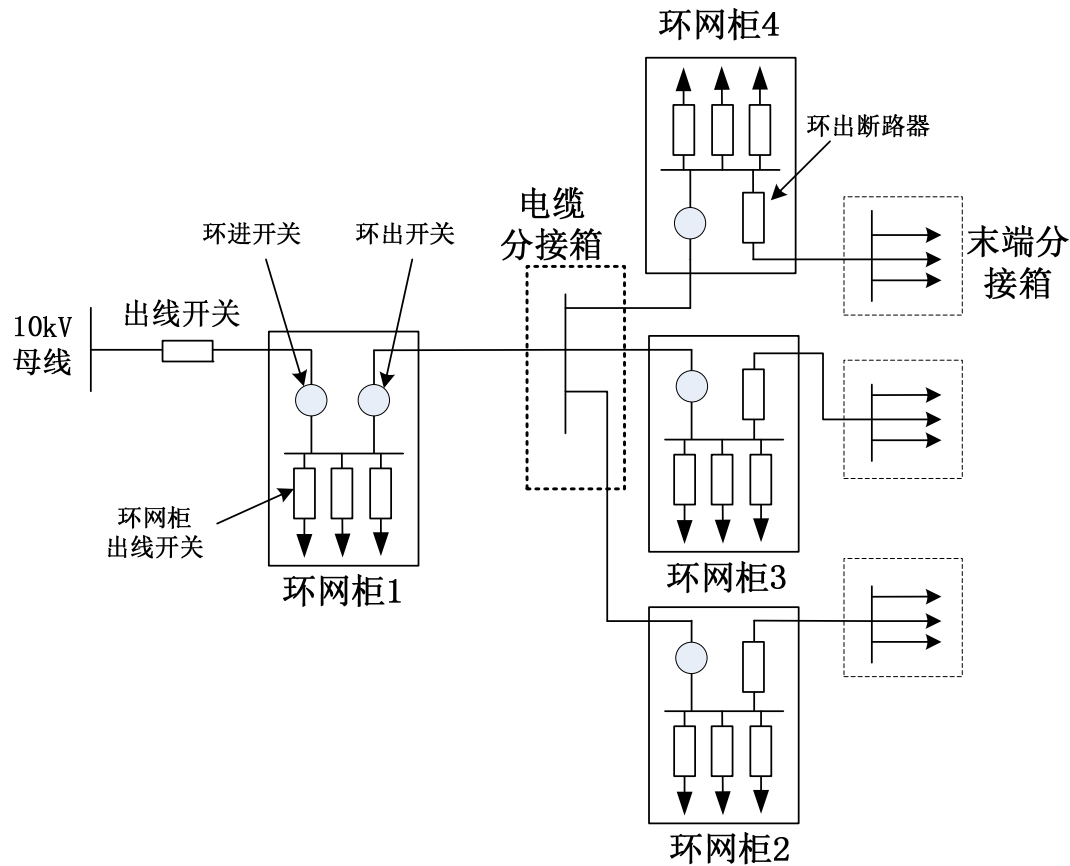


图 9 末端有电缆分接箱的纯电缆线路示意图

5.4 混合线路

混合线路，是指架空线路部分和电缆线路部分占比均不超过 70% 的线路。线路的架空部分或电缆部分任一部分占比超过 70% 时，按占比超过 70% 的部分视作架空线路或纯电缆线路处理。

5.4.1 前端为电缆线路

对于前端线路为电缆线路的混合线路，整条线路的保护按纯电缆线路整定。后端的架空线路一般接于环网柜的出线开关，特殊情况接于环网柜的环出开关时，该环出开关应配置断路器，断路器保护的整定与环网柜出线开关相同。

5.4.2 前端为架空线路

对于前端线路为架空线路的混合线路，架空线路与电缆线路应采用断路器连接。

将该断路器作为架空线路的下游分级保护开关，电缆线路部分的环网柜出线开关及其后具有保护功能的开关，可配置一段过流保护，时间定值整定为 0s，电流定值不大于该断路器分级保护电流定值。

5.5 重合闸设置

变电站出线开关的重合闸，在设备、技术条件具备的情况下，应投入重合闸，用户有特殊要求不能投重合闸的，在整定时应予以充分考虑。

对于配置分级保护的线路，若重合闸投入，各级开关的重合闸时间应按“从电源侧向负荷侧逐级恢复供电”的原则进行整定，建议第一级开关重合闸时间整定为 2.6s，第二级开关重合闸时间整定为 3-5s，第三级开关重合闸时间整定为 5-8s。

6 单相接地故障分级保护配置与整定计算

6.1 保护装置功能配置要求

需配置对单相接地故障处理功能的保护装置，应具备零序电流保护功能和单相接地故障判别功能，投入单相接地保护功能的配电线路开关应具备零序电压互感器、零序电流互感器，或能合成零序电流和零序电压的三相电流互感器和三相电压互感器。变电站站内宜采用小电流选线装置，站外开关宜采用一二次融合装置；保护方式可选择告警或跳闸。

6.2 10kV 中性点不接地系统零序过流分级保护配置

对于中性点不接地系统，宜采用零序过流保护配置，优先在小分支上投入零序保护，上下级零序保护采用延时配合（时间一般不小于 15 秒），零序电流定值计算按照架空线路 3.33A/100km，电缆线路 200A/100km 估算。

金属性接地点故障电流等于同一母线所有线路非故障相对地电容电流之和。开关零序电流：若故障点在开关后侧，等于除该开关后侧线路之外的所有线路电容电流之和；若在开关前侧，等于开关后侧线路电容电流之和。高阻接地故障时，零序保护无法识别的情况下，宜由站内选线装置承担对站外开关的后备保护作用。

6.3 10kV 中性点经消弧线圈接地单相接地保护装置功能配置要求

对于中性点经消弧线圈接地系统，宜采用基于暂态零序信号判别方法、不平衡电流判别等有效的单相接地故障判别技术，配置接地选线装置实现站内选线，或采用一二次融合自动化开关实现选段。

7 分级保护与馈线自动化配合原则

7.1 保护装置/自动化终端功能配置要求

7.1.1 在投运馈线自动化的线路，应合理设置投运馈线自动化和保护终端。投运馈线自动化的终端应具备馈线自动化（FA）功能，应能具备判别过流启动 FA、远程闭锁开关分闸、遥控功能、远程复位等功能。满足《配电自动化智能终端技术规范》（GB/T 35732-2017）标准要求。

7.1.2 馈线自动化应与保护相结合，由保护切除故障，馈线自动化隔离故障、恢复非故障区域。

7.1.3 具备联络条件的线路可投入馈线自动化，不具备联络条件的线路故障处理技术以保护和重合闸为主。

7.2 馈线自动化与分级保护配合方法

7.2.1 馈线自动化模式可根据线路图特征差异化应用,具备遥控条件的线路,宜配置集中型馈线自动化;不具备遥控条件的线路,对于架空线路,宜配置电压时间型馈线自动化,对于电缆线路,宜配置智能分布式馈线自动化。

7.2.2 配电线路上具备联络功能的通路上的自动化终端,包括主干线及具备转供条件的支线、电缆线路的环进环出开关等,可投入集中型馈线自动化。其他分支线投入保护功能,分支线与站内出线开关实现分级保护功能。

7.2.3 保护与自动化配合方式,应由保护先动作切除故障,若分级保护不失配,分级开关正确动作切除故障,主干线或投入馈线自动化的回路未停电,则馈线自动化可不启动;若因分级保护失配、开关拒动等原因引起越级跳闸,造成馈线自动化回路停电,则馈线自动化启动,隔离故障并恢复非故障区域。

7.2.4 集中型馈线自动化、智能分布式馈线自动化宜采用失压+过流启动;电压时间型馈线自动化宜采用失压启动。

7.2.5 馈线自动化终端通过分合闸操作过程的故障信号,闭锁故障点两侧(各侧)开关实现隔离故障。其中,故障点电源侧开关合闸闭锁逻辑,宜采用故障合闸时,终端采集到过流和电压残压来判断故障;故障点负荷侧开关合闸闭锁逻辑,宜采用终端采集到故障电压脉冲来判断故障。

