



中华人民共和国国家标准

GB/T 40864—2021

柔性交流输电设备接入电网 继电保护技术要求

Technical requirements for relaying protection of flexible alternating
current transmission equipment connecting to the system

2021-10-11 发布

2022-05-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前言 III

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义、缩略语..... 2

4 总体要求 4

5 串联电容器补偿装置 4

6 统一潮流控制器..... 11

7 故障电流限制器..... 16

8 可控并联电抗器..... 18

9 动态无功补偿装置..... 23

附录 A（资料性） 串联电容器补偿装置保护总体配置 27

附录 B（资料性） 串联电容器补偿装置保护用模拟量 28

附录 C（资料性） 统一潮流控制器保护配置分区及保护测点位置 29

附录 D（资料性） 串联谐振型故障电流限制器基本原理 30

附录 E（资料性） 可控并联电抗器基本原理 31

附录 F（资料性） 动态无功补偿装置基本原理 35

参考文献 37



前 言

本文件按照 GB/T 1.1—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专利的责任。

本文件由中国电力企业联合会提出并归口。

本文件起草单位：国家电网有限公司西北分部、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、南京南瑞继保电气有限公司、国家电网有限公司华北分部、国网青海省电力公司、国网甘肃省电力公司、中国电力科学研究院有限公司、西安交通大学、中电普瑞科技有限公司、北京四方继保自动化股份有限公司、国电南瑞南京控制系统有限公司。

本文件主要起草人：张健康、粟小华、阮思烨、田庆、李怀强、凌刚、赵青春、刘一民、周启文、李红志、赵毅、詹荣荣、何强、焦在滨、卫琳、徐振宇、李甲飞、罗炜、唐维。



柔性交流输电设备接入电网 继电保护技术要求

1 范围

本文件规定了柔性交流输电设备及所接入电网相关继电保护的总体要求、功能配置及整定计算。

本文件适用于 220 kV 及以上电压等级电网中串联电容器补偿装置、统一潮流控制器、故障电流限制器,500 kV 及以上电压等级电网中可控并联电抗器,以及 35 kV 及以上电压等级电网中动态无功补偿装置等常见柔性交流输电设备。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;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 2900.49 电工术语 电力系统保护

GB/T 6115.1 电力系统用串联电容器 第 1 部分:总则

GB/T 6115.2 电力系统用串联电容器 第 2 部分:串联电容器组用保护设备

GB/T 6115.3 电力系统用串联电容器 第 3 部分:内部熔丝

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 14598.24 量度继电器和保护装置 第 24 部分:电力系统暂态数据交换(COMTRADE)通用格式

GB/T 15145 输电线路保护装置通用技术条件

GB/T 20840.2 互感器 第 2 部分:电流互感器的补充技术要求

DL/T 242 高压并联电抗器保护装置通用技术条件

DL/T 250 并联补偿电容器保护装置通用技术条件

DL/T 365 串联电容器补偿装置控制保护系统现场检验规程

DL/T 366 串联电容器补偿装置一次设备预防性试验规程

DL/T 478 继电保护和安全自动装置通用技术条件

DL/T 559 220 kV~750 kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 684 大型发电机变压器继电保护整定计算导则

DL/T 770 变压器保护装置通用技术条件

DL/T 866 电流互感器和电压互感器选择及计算规程

DL/T 1193 柔性输电术语

DL/T 1219—2013 串联电容器补偿装置 设计导则

DL/T 1410 1 000 kV 可控并联电抗器技术规范

DL/T 2009 超高压可控并联电抗器继电保护配置及整定技术规范

DL/T 2010 高压无功补偿装置继电保护配置及整定技术规范

NB/T 42043—2014 高压静止同步补偿装置



IEC 60255-151 测量继电器和保护设备 第 151 部分:过/欠电流保护的功能要求 (Measuring relays and protection equipment—Part 151: Functiona requirements for over/under current protection)

3 术语和定义、缩略语

3.1 术语和定义

GB/T 2900.49、GB/T 6115.1、GB/T 6115.2、GB/T 6115.3、DL/T 365、DL/T 366、DL/T 1193 和 DL/T 1219—2013 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1.1

柔性交流输电设备 flexible alternating current transmission equipment

综合利用电力电子技术、微处理和微电子技术、通信技术和控制技术而形成的用于灵活快速控制交流输电的装备。

注:比较常见的柔性交流输电设备包括串联电容器补偿装置、统一潮流控制器、故障电流限制器、可控并联电抗器、静止无功补偿装置、静止同步补偿装置等。

3.1.2

串联电容器补偿装置 series capacitor installation; SC

串联在输电线路中,由电容器组及其保护、控制等辅助设备组成的装置。

注:串联电容器补偿装置简称串补装置,包括固定串补和可控串补两种类型。

3.1.2.1

串补度 degree of series compensation

工频频率下串联电容器的容抗与串联电容器所接入输电线路的正序感抗之比的百分数。按式(1)计算:

$$k = (X_C / X_L) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (1)$$

式中:

k ——串补度;

X_C ——工频频率下串联电容器的容抗;

X_L ——工频频率下串联电容器所接入输电线路的正序感抗的总和。

3.1.2.2

电压保护水平 voltage protective level; UPL

电力系统故障时,过电压保护装置即将动作和动作过程中出现在被保护设备上工频电压的最大峰值。

3.1.3

统一潮流控制器 unified power flow controller; UPFC

将两个(或多个)共用直流母线的电压源换流器以并联和串联的方式接入输电系统中,可以控制线路阻抗、电压幅值和相角的装置。

[来源:DL/T 1193—2012,4.1.8,有修改]

3.1.4

故障电流限制器 fault current limiter; FCL

串接于交流系统中,通过投切或其他的控制方式来限制系统短路电流的装置。

注:故障电流限制器又称短路电流限制器。

[来源:DL/T 1193—2012, 4.1.4]

3.1.4.1

串联谐振型故障电流限制器 series resonant fault current limiter;SRFCL

通过晶闸管阀等投切装置来改变串接于输电线路中的工频串联谐振回路的谐振状态以限制故障电流的装置。

[来源:DL/T 1193—2012, 4.6.2]

3.1.4.2

电流斜率保护 line current slope protection

对线路故障造成电流变化率过大做出反应的保护。

3.1.5

可控并联电抗器 controlled shunt reactor;CSR

并联于电力系统,电抗值可以在线调整的电抗器。

3.1.6

静止无功补偿装置 static var compensator;SVC

由静止元件构成的并联可控无功功率补偿装置,通过改变其容性或(和)感性等效阻抗来调节输出,以维持或控制电力系统的特定参数(典型参数是电压、无功功率)。

[来源:DL/T 1193—2012, 4.1.1, 有修改]

3.1.7

静止同步补偿装置 static synchronous compensator;STATCOM

一种由并联接入系统的电压源换流器构成,其输出的容性或感性无功电流连续可调且在可运行系统电压范围内与系统电压无关的无功功率补偿装置。

注:静止同步补偿装置又称静止无功发生装置。

[来源:DL/T 1193—2012, 4.1.2, 有修改]

3.1.8

暂时旁路 temporary bypass

串联电容器补偿装置或故障电流限制器保护动作闭合旁路开关,持续一段时间后又自动分断旁路开关,将电容器组重新投入。

3.1.9

永久旁路 permanent bypass

串联电容器补偿装置或故障电流限制器保护动作闭合旁路开关,并持续闭锁旁路开关的分断操作,需人工解闭锁后才能分断旁路开关。

3.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

CT:电流互感器(current transformer)

FC:滤波电容器(filter/fixed capacitor)

MOV:金属氧化物限压器(metal oxide varistor)

PT:电压互感器(potential transformer)

STATCOM:静止同步补偿装置(static synchronous compensator)

SVC:静止无功补偿装置(static var compensator)

TCR:晶闸管控制电抗器(thyristor controlled reactor)

4 总体要求

- 4.1 柔性交流输电设备继电保护的配置及整定应与电网运行需求相协调。
- 4.2 继电保护应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求,符合 GB/T 14285、DL/T 478 规定。
- 4.3 在一次系统规划建设中,宜充分考虑继电保护的适应性,避免出现特殊接线形式及运行方式造成继电保护配置及整定难度的增加。在确定柔性交流输电设备运行特性时宜统筹考虑继电保护,为继电保护安全可靠运行创造良好条件。
- 4.4 继电保护对柔性交流输电设备的适应性优先通过装置自身原理及算法实现。同时,应结合运行特点对保护进行合理正确整定。
- 4.5 柔性交流输电设备所接入电网的继电保护配置及整定宜考虑柔性交流输电设备的影响,在工程前期阶段应对继电保护的适应性进行研究论证。
- 4.6 在故障穿越过程中,柔性交流输电设备继电保护不应误动作。外部故障时串联型柔性交流输电设备响应情况应由系统研究确定,继电保护应能适应。
- 4.7 柔性交流输电设备继电保护应按保护对象就近配置,能够覆盖保护区域内所有相关电气设备,不能存在保护死区。
- 4.8 柔性交流输电设备继电保护应与工程的主回路结构和运行方式相适应,并且不应在运行方式切换过程中出现误动作。
- 4.9 结合柔性交流输电设备结构及特点配置非电量保护,非电量保护应相对独立,并具有独立的电源回路和跳闸出口回路。
- 4.10 柔性交流输电设备继电保护宜与控制系统相对独立,保护与控制的功能和参数应正确地协调配合,控制系统中保护功能及性能应满足相关要求。
- 4.11 柔性交流输电设备保护定值应与设备性能相配合,并应与电网相协调,保证其性能满足电网稳定运行的要求。
- 4.12 柔性交流输电设备继电保护用互感器性能应符合 GB/T 20840.2 及 DL/T 866 要求,差动保护用电流互感器的相关特性应一致,电流互感器变比选择应满足保护装置整定配合和可靠性的要求。
- 4.13 柔性交流输电设备保护装置任一元件损坏时(出口继电器可除外),装置不应误动作跳闸。
- 4.14 柔性交流输电设备继电保护定值应简化,宜多设置自动的辅助定值和内部固定定值,与系统配合无关的定值宜由装置根据给定的设备参数进行自动设定。

5 串联电容器补偿装置

5.1 功能及配置



5.1.1 一般规定

- 5.1.1.1 串联电容器补偿装置典型电气主接线参见 DL/T 1219—2013 中图 1。
- 5.1.1.2 串联电容器补偿装置继电保护应按双重化原则配置,双套保护之间不应有任何电气联系。
- 5.1.1.3 串联电容器补偿装置继电保护应具有对时功能。
- 5.1.1.4 串联电容器补偿装置继电保护应具有故障记录功能,保留 8 次以上最新动作报告,记录的所有数据应能转换为 GB/T 14598.24 规定的电力系统暂态数据交换通用格式(COMTRADE)。
- 5.1.1.5 串联电容器补偿装置所接入线路区内故障线路保护动作时,应联动串联电容器补偿装置旁路开关。

5.1.1.6 双套保护系统均不能正常工作时,应能紧急合上旁路开关。

5.1.1.7 串联电容器补偿装置继电保护功能应完备,应配置有电容器保护、MOV 保护、间隙保护、旁路开关保护、平台闪络保护、线路联动串联电容器补偿装置保护。对于可控串补,还应配置晶闸管阀相关保护。串联电容器补偿装置继电保护动作出口应包括合旁路开关、触发间隙、联动线路等。串联电容器补偿装置继电保护总体配置参见附录 A 表 A.1。

5.1.1.8 MOV 主回路的电流互感器宜采用具有剩磁通限值的保护用(TPY 级)电流互感器,电容器不平衡保护用电流互感器宜采用测量级电流互感器,其他回路电流互感器应准确测量串联电容器补偿装置的动态电流,可采用无剩磁通限值的保护用(P 级)电流互感器。

5.1.1.9 串补平台二次回路应具备必要的抗干扰措施。

5.1.1.10 串联电容器补偿装置装设地点及串补度的选定,宜考虑对全网继电保护的影响。

5.1.1.11 对于装设串联电容器补偿装置的新建或改扩建工程,应在工程前期阶段对本线及相邻一级或几级线路进行计算,明确影响范围,并对继电保护的适应性进行研究论证。应避免串联电容器补偿装置接入电网造成的电流反向问题,电网结构及运行方式发生较大变化时还应分析校核。

5.1.1.12 串联电容器补偿装置所接入电网相关继电保护宜考虑串联电容器补偿装置的影响,主要包括串联电容串补度、电压反向、电流反向、暂态低频分量、串联谐振、电容的过电压保护性能及电压互感器安装位置等。

5.1.1.13 继电保护应能适应可控串补动态调节过程。

5.1.1.14 继电保护应具备防止低频分量、次同步分量及各次谐波分量影响的技术措施。

5.1.2 串联电容器补偿装置继电保护

5.1.2.1 电容器保护应满足如下要求。

- a) 配置电容器不平衡保护,反映串联电容器内部元件损坏状况,分为告警段、低定值段和高定值段。告警段仅发告警信息,低定值段和高定值段动作于永久旁路。
- b) 配置电容器过负荷保护,反映串联电容器过负荷状况,应符合 GB/T 6115.1 规定。保护动作于暂时旁路,满足重投条件可自动重投。

5.1.2.2 MOV 保护应满足如下要求。

- a) 配置 MOV 过电流保护,反映 MOV 过电流状况。在发生电力系统故障 MOV 吸收能量过快时,MOV 过电流保护应迅速动作于暂时旁路、触发间隙,满足重投条件可自动重投。可控串补还应触发阀。
- b) 配置 MOV 能量保护,反映 MOV 吸收能量状况。在发生电力系统故障时,为避免 MOV 吸收能量过多,MOV 能量保护应迅速动作于触发间隙。MOV 能量保护宜分为低定值段和高定值段。低定值段保护动作于暂时旁路、触发间隙,满足重投条件可自动重投。高定值段保护动作于永久旁路、触发间隙。可控串补还应触发阀。
- c) 配置 MOV 温度保护,反映 MOV 温度状况。MOV 吸收能量后内部温度将升高,为避免 MOV 因温度过高而损坏,MOV 温度保护应动作于暂时旁路、触发间隙,满足重投条件可自动重投。可控串补还应触发阀。
- d) 配置 MOV 不平衡保护,反映 MOV 设备损坏状况。MOV 通常由多支 MOV 单元并联组成,宜分成两个支路安装,两个 MOV 支路之间的不平衡电流可反映 MOV 设备损坏状况。MOV 不平衡保护应动作于永久旁路、触发间隙。可控串补还应触发阀。

5.1.2.3 间隙保护应满足如下要求。

- a) 配置间隙自触发保护,反映保护未发出触发命令时发生间隙自行导通的故障或异常。保护动

作于暂时旁路,满足重投条件可自动重投。

- b) 配置间隙拒触发保护,反映保护发出触发间隙命令后间隙未能正常导通的故障或异常。保护动作于永久旁路。
- c) 配置间隙延迟触发保护,反映保护发出触发间隙命令后间隙未能在正常触发时限内导通的故障或异常。保护动作于永久旁路。
- d) 配置间隙持续导通保护,反映间隙导通时间过长的故障或异常。保护动作于永久旁路,并联动串联电容器补偿装置所接入线路两侧的线路断路器。

5.1.2.4 旁路开关保护应满足如下要求。

- a) 配置旁路开关合闸失灵保护,反映旁路开关发生合闸失败的故障。保护动作于永久旁路,并联动串联电容器补偿装置所接入线路两侧的线路断路器。
- b) 配置旁路开关分闸失灵保护,反映旁路开关发生分闸失败的故障。保护动作于永久旁路。
- c) 配置旁路开关三相不一致保护,反映旁路开关发生三相位置不一致的故障,三相不一致保护功能宜由断路器本体机构实现。保护动作于永久旁路。

5.1.2.5 晶闸管阀保护(仅可控串补有)应满足如下要求。

- a) 配置阀过载保护,反映晶闸管阀过载状况,保护动作于永久旁路。
- b) 配置阀故障保护,反映晶闸管阀故障,保护动作于永久旁路。
- c) 配置冷却系统故障保护,反映阀冷却系统故障,动作于永久旁路。对于冷却系统绝缘降低故障,宜将串联电容器补偿装置转为检修状态。

5.1.2.6 其他保护应满足如下要求。

- a) 配置平台闪络保护,反映串补平台上设备与串补平台间绝缘状况。保护动作于永久旁路。
- b) 配置线路联动串联电容器补偿装置保护,在接收到线路保护发出的联动信号时应立即动作于合旁路开关、触发间隙,满足重投条件可自动重投。可控串补还应触发阀。
- c) 可配置次同步谐振保护,用于识别次同步谐振现象并旁路串联电容器补偿装置。保护动作于合旁路开关,满足重投条件可自动重投。
- d) 可配置电厂次同步谐振联动串联电容器补偿装置保护,在接收到外部次同步谐振联动串联电容器补偿装置信号时应立即永久旁路。在存在次同步谐振风险的场合,宜优先选用次同步谐振联动串联电容器补偿装置保护。
- e) 可配置分段串联电容器补偿装置联动保护,在接收到分段串联电容器补偿装置联动信号时应立即永久旁路。

5.1.3 电网相关继电保护

5.1.3.1 串联电容器补偿装置所接入线路及相邻线路应配置纵联电流差动保护作为线路主保护。

5.1.3.2 串联电容器补偿装置所接入线路纵联电流差动保护应能适应电流反向。

5.1.3.3 纵联电流差动保护应能对串联电容器补偿装置所接入线路分布电容电流进行补偿。

5.1.3.4 串联电容器补偿装置所接入线路及相邻线路配置三段式相间距离和接地距离保护,距离保护应具有明确的方向性,正方向区内故障应可靠动作,反方向故障应可靠不动作。

5.1.3.5 串联电容器补偿装置所接入线路及相邻线路配置的变化量(快速)距离保护和距离Ⅰ段应具有防止不正确动作的措施。

5.1.3.6 距离保护应采取专门措施以适应串联电容器补偿装置影响,使保护感受到的电气距离与实际物理距离尽可能一致。

5.1.3.7 长距离、重负荷线路保护应采用必要的措施防止距离保护误动作。

5.1.3.8 配置定时限零序电流保护及反时限零序电流保护,反时限零序电流保护采用 IEC 60255-151 标准反时限特性曲线,串联电容器补偿装置所接入线路的线路保护应有保证零序方向元件正确性的技术措施。

5.1.3.9 线路保护应能反映线路发生的各种类型短路故障。

5.1.3.10 线路保护动作应联动串联电容器补偿装置控制系统将串联电容器补偿装置电容器旁路,线路保护应具有相应功能及接口。

5.1.3.11 串联电容器补偿装置保护动作需通过线路保护跳开线路对侧断路器时,线路保护应具有相应功能及接口。

5.1.3.12 线路保护应采取必要措施防止在间隙击穿情况下造成的不正确动作。

5.1.3.13 线路保护应能适应电压互感器不同装设位置(在串联电容器补偿装置的母线侧或线路侧)。同时具备接入串联电容器补偿装置线路侧与母线侧电压互感器条件时,应采用线路侧电压互感器。

5.1.3.14 线路保护用电流互感器变比应满足保护灵敏度要求,不宜大于 4000/1。

5.1.3.15 串联电容器补偿装置所接入线路及相邻线路的线路保护应能适应串联电容器补偿装置运行及退出等情况。

5.1.3.16 变压器阻抗保护应能适应串联电容器补偿装置运行的影响。

5.1.3.17 当汽轮发电机组送出系统装设串联电容器补偿装置时,应分析串联电容器补偿装置电容引起次同步振荡的可能性,并根据需要装设次同步谐振保护。

5.2 整定计算

5.2.1 一般规定

5.2.1.1 继电保护的整定应满足速动性、选择性和灵敏性要求,不能兼顾时,应在整定时合理取舍。

5.2.1.2 串联电容器补偿装置保护整定宜考虑串联电容器补偿装置类型及设备参数等基本情况。串联电容器补偿装置保护用模拟量参见附录 B 表 B.1。

5.2.1.3 串联电容器补偿装置保护整定应根据电力系统特性、潮流计算和系统分析确定。

5.2.1.4 串联电容器补偿装置保护整定应能满足用户规定的故障顺序性能要求。

5.2.1.5 宜采用发生区外故障时串联电容器补偿装置保护不动作的整定原则。

5.2.1.6 需与线路重合闸配合的串联电容器补偿装置保护,串联电容器补偿装置重投时间应可整定,重投时刻可根据系统需求和电容器组相关技术要求选择在线路重合闸之前或之后,并应与线路重合闸时刻留有不小于 100 ms 的时间裕度。

5.2.1.7 串联电容器补偿装置重投方式应与线路重合闸方式相配合,可整定为单相重投、三相重投或闭锁重投。

5.2.1.8 需触发间隙的串联电容器补偿装置保护应满足快速触发间隙的时间要求,串联电容器补偿装置平台数据采集及传输时间、保护判别及动作时间、触发间隙信号传输及处理时间、间隙击穿时间总和不应大于 1.0 ms。

5.2.1.9 电网继电保护整定计算应满足 DL/T 559 要求,串联电容器补偿装置电容器参数包括额定容量、额定电压、额定电流、额定容抗、电容器电压保护水平,串联电容器补偿装置的安装位置等。

5.2.1.10 继电保护在满足选择性的条件下应加快动作时间和缩短时间级差,对于微机型继电保护装置,保护配合宜采用 0.3 s 的时间级差。考虑到保护配合关系,时间元件性能满足要求时,可选取 0.2 s 的时间级差。

5.2.1.11 电网继电保护整定计算宜综合考虑保护工作原理,保护安装位置,故障点位置,串联电容器补偿装置的 MOV、间隙及旁路开关动作特性等因素的影响。

5.2.1.12 电网继电保护定值应满足串联电容器补偿装置运行及退出等方式。

5.2.1.13 电网继电保护整定计算中可控串补电容可按最大补偿容量考虑。

5.2.2 串联电容器补偿装置继电保护

5.2.2.1 电容器保护按以下原则整定。

- a) 电容器不平衡保护的定值整定宜考虑电容器本身的耐受能力,根据电容器不平衡电流整定。
- b) 电容器过负荷保护应采用符合 GB/T 6115.1 规定的反时限特性曲线,动作后串联电容器补偿装置暂时旁路,重投延时宜整定为 15 min,允许重投次数整定为 2 次~3 次。

5.2.2.2 MOV 保护按以下原则整定。

- a) 过电流保护过电流定值应按躲过区外故障时流过 MOV 的最大电流整定。
- b) 能量保护低值保护定值应按躲过区外故障 MOV 可能吸收的最大能量整定;高值保护定值按区内故障 MOV 可能吸收的最大能量整定,并不超过串联电容器补偿装置 MOV 设备容量(不含热备用)。
- c) 温度保护动作定值和重投定值的整定宜考虑 MOV 本身的温度耐受能力,根据 MOV 厂家提供的推荐值整定。
- d) 不平衡保护定值按躲过 MOV 固有不平衡电流整定。当冗余 MOV 失去后,MOV 不平衡保护定值应根据分支数变化方便现场调整。

5.2.2.3 间隙保护按以下原则整定。

- a) 间隙自触发保护电流定值按间隙 CT 额定电流的 5%~15%整定,允许重投次数整定为 1 次~3 次。
- b) 间隙拒触发保护电流定值按间隙 CT 额定电流的 5%~15%整定,时间定值由厂家根据保护原理、设备特性等提供,整定为 10 ms~100 ms。
- c) 间隙延迟触发保护电流定值按间隙 CT 额定电流的 5%~15%整定,时间定值由厂家根据保护原理、设备特性等提供,整定为 5 ms~30 ms。
- d) 间隙持续导通保护电流定值按间隙 CT 额定电流的 5%~15%整定,时间定值由厂家根据保护原理、设备特性等提供,整定为 50 ms~300 ms。

5.2.2.4 旁路开关保护按以下原则整定。

- a) 旁路开关合闸失灵保护判据应采用电气量和开关位置相结合,旁路开关位置信号应采用双开入方式,保护动作于永久旁路并联动线路;电流定值按对应 CT 额定电流的 5%~15%整定,考虑到旁路开关分合时间性能等因素,动作延时宜整定为 0.2 s。
- b) 旁路开关分闸失灵保护判据应采用检测开关位置,旁路开关位置信号应采用双开入方式,保护动作于永久旁路;考虑到旁路开关分合时间性能等因素,动作延时宜整定为 0.2s。
- c) 旁路开关三相不一致保护动作延时应躲过线路重合闸动作时间和线路故障串联电容器补偿装置重投时间。

5.2.2.5 晶闸管阀保护(仅可控串补有)按以下原则整定。

- a) 阀过载保护定值根据厂家提供的阀过载能力参数整定。
- b) 阀故障保护定值由厂家根据保护原理、故障类型、设备参数等提供。
- c) 冷却系统故障保护宜通过非电量联跳方式实现,保护动作于永久旁路。

5.2.2.6 其他保护按以下原则整定。

- a) 平台闪络保护电流定值整定宜考虑平台电流 CT 的测量误差,按该 CT 额定电流的 5%~15%整定,动作延时整定为 0.1 s~0.3 s。

- b) 次同步谐振保护电流定值根据特定项目的次同步谐振分析报告和工程经验整定,允许重投次数宜整定为 2 次~3 次。

5.2.3 电网相关继电保护

5.2.3.1 纵联电流差动保护电流定值应按本线路高阻接地故障灵敏度不小于 1.5 整定,两侧一次动作电流定值应一致。

5.2.3.2 串联电容器补偿装置所接入线路及相邻线路距离 I 段整定。

- a) 距离 I 段定值按串联电容器补偿装置投入后可靠躲过本线路对侧母线及相邻线路串联电容器补偿装置出口故障整定。
- b) 当保护 PT 正方向无串联电容器补偿装置时,整定计算不考虑串联电容器补偿装置电容的影响。当保护 PT 正方向有串联电容器补偿装置时,整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容的影响,确保区外故障时距离 I 段经串联电容器补偿装置电容缩小范围后不发生超越。下面根据具体情况示例说明,参见图 1。

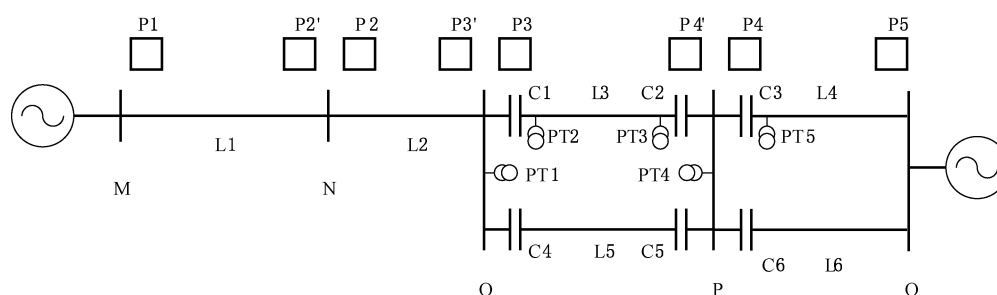


图 1 含串联电容器补偿装置的电网结构简图

说明:

- P1 ——若 L2 线路电抗小于串联电容器补偿装置 C1 或 C4 经相邻线助增后的等效容抗值,此时保护 P1 整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容影响,以确保线路 L3 或者 L5 故障时,保护 P1 距离 I 段不发生超越。
- P2' ——无论 PT 取自母线或者线路侧,保护正方向无串联电容器补偿装置,保护 P2' 整定计算不考虑串联电容器补偿装置电容影响。
- P2 ——无论 PT 取自母线或线路侧,保护正方向有串联电容器补偿装置 C1 和 C4,保护 P2 整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容影响,确保在线路 L3 或者 L5 发生故障时,保护 P2 距离 I 段不会发生超越。
- P3' ——无论 PT 取自母线或者线路侧,保护正方向无串联电容器补偿装置,保护 P3' 整定计算不考虑串联电容器补偿装置电容影响。
- P3 ——当 PT 取自母线 PT1 时,保护正方向有串联电容器补偿装置 C1、C2、C3、C5 和 C6,保护 P3 整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容影响,确保在线路 L4、L5 或者 L6 发生故障时,保护 P3 距离 I 段不发生超越;当 PT 取自线路 PT2 时,保护正方向有串联电容器补偿装置 C2、C3、C5 和 C6,保护 P3 整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容影响,确保在线路 L4、L5 或者 L6 发生故障时,保护 P3 距离 I 段不发生超越。
- P4' ——当 PT 取自母线 PT4 时,保护正方向有串联电容器补偿装置 C1、C2 和 C4,保护 P4' 整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容影响,确保在线路 L5 或者 L2 上发生故障时,保护 P4' 距离 I 段不发生超越。当 PT 取自线路 PT3 时,保护正方向有串联电容器补偿

装置 C1 和 C4, 保护 P4' 整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容影响, 确保在线路 L5 或者 L2 上发生故障时, 保护 P4' 距离 I 段不发生超越。

P4 ——当 PT 取自母线 PT4 时, 保护正方向有串联电容器补偿装置 C3, 保护 P4 整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容影响, 确保在线路 L6 发生故障时, 保护 P4 距离 I 段不发生超越。当 PT 自取线路 PT5 时, 保护正方向无串联电容器补偿装置, 保护 P4 整定计算不考虑串联电容器补偿装置电容影响。

P5 ——无论 PT 取自母线或线路侧, 保护正方向有串联电容器补偿装置 C3、C2、C5 和 C6, 保护 P5 整定计算宜考虑相关串联电容器补偿装置电容影响, 确保在线路 L3、L5 或者 L6 发生故障时, 保护 P5 距离 I 段不发生超越。

c) 为防止误动, 在考虑串联电容器补偿装置影响后保护范围很小时可退出距离 I 段。

d) 变化量距离或快速距离保护按不大于距离 I 段定值整定。

5.2.3.3 串联电容器补偿装置所接入线路及相邻线路距离 II 段整定。

a) 串联电容器补偿装置所接入线路(如图 1 中的 P3、P4'、P4 及 P5)距离 II 段按串联电容器补偿装置电容退出运行时本线路末端发生金属性短路故障有足够灵敏度整定, 并与下级线路距离 I 段或纵联保护配合, 配合困难时可与下级线路距离 II 段配合。保护 PT 正方向没有串联电容器补偿装置时本线路阻抗计算不考虑串联电容器补偿装置电容投入的影响, 保护 PT 正方向有串联电容器补偿装置时本线路阻抗计算宜考虑串联电容器补偿装置投入的影响。

b) 串联电容器补偿装置相邻线路(如图 1 中的 P1、P2'、P2、P3')距离 II 段按本线路末端发生金属性短路故障有足够灵敏度整定, 并与下级线路距离 I 段或纵联保护配合, 配合困难时可与下级线路距离 II 段配合。保护 PT 正方向没有串联电容器补偿装置时不考虑串联电容器补偿装置电容投入的影响, 保护 PT 正方向有串联电容器补偿装置时线路阻抗或配合定值计算宜考虑串联电容器补偿装置电容投入的影响。

c) 距离 II 段动作时间应与相邻元件断路器失灵保护配合, 起始时间为 0.5 s, 级差为 0.2 s~0.3 s, 最长动作时间不宜大于 2 s。

5.2.3.4 串联电容器补偿装置所接入线路及相邻线路距离 III 段整定。

a) 串联电容器补偿装置所接入线路(如图 1 中的 P3、P4'、P4、P5)距离 III 段按串联电容器补偿装置电容退出运行时本线路末端发生金属性短路故障有足够灵敏度整定, 并与下级线路距离 II 段或 III 段配合。保护 PT 正方向没有串联电容器补偿装置时本线路阻抗不考虑串联电容器补偿装置电容投入的影响, 保护 PT 正方向有串联电容器补偿装置时本线路阻抗宜考虑串联电容器补偿装置电容投入的影响。

b) 串联电容器补偿装置相邻线路(如图 1 中的 P1、P2'、P2、P3')距离 III 段按本线路末端发生金属性短路故障有足够灵敏度整定, 并与下级线路距离 II 段或 III 段配合。保护 PT 正方向没有串联电容器补偿装置时不考虑串联电容器补偿装置电容投入的影响, 保护 PT 正方向有串联电容器补偿装置时线路阻抗或配合定值计算宜考虑串联电容器补偿装置电容投入的影响。

c) 距离 III 段一般采用近后备原则, 条件许可时, 可采用远近结合的方式, 对远后备的灵敏系数不作要求。

d) 距离 III 段应可靠躲过本线路最大事故过负荷时对应的最小负荷阻抗和系统振荡周期。

5.2.3.5 接地和相间距离保护灵敏度应按金属性故障校验, 在符合逐级配合原则的前提下, 应提高距离保护的灵敏度。

5.2.3.6 为简化计算, 相间距离保护可与接地距离保护定值相同。

5.2.3.7 零序电流补偿系数 K 按线路实测正序阻抗 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。对于有互感的双回线路,采用不考虑互感的零序电流补偿系数时,接地距离Ⅰ段阻抗定值应适当缩小,距离Ⅱ、Ⅲ段阻抗定值应适当放大。

5.2.3.8 定时限零序电流保护整定应符合 DL/T 559 规定。反时限零序电流保护按反时限曲线整定,同一电网线路的反时限零序电流取统一的标准反时限曲线簇以做到自然配合。反时限零序电流保护应保证线路高阻接地故障的可靠切除,电流定值宜取 300 A~400 A。

5.2.3.9 零序电流后加速保护不带方向,应对本线路末端高阻接地故障有足够灵敏度。对于各种双断路器主接线,为防止断路器先后合期间零序电流后加速保护误动,当线路配置有纵联电流差动保护时,本线路保护的零序电流后加速功能可退出运行。

5.2.3.10 串联电容器补偿装置线路 MOV 击穿电压按从本保护 PT 看出的最大正向 MOV 的电压保护水平整定。

5.2.3.11 过电压保护定值及跳闸方式由一次系统确定。

5.2.3.12 远方跳闸应经故障判据。就地故障判据可采用故障电流、低功率因数角、单相低有功等。故障判据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,故障电流按躲线路正常运行最大不平衡电流整定,低功率因数角为二次侧相电压与相电流之间的角度,宜整定为 $60^{\circ}\sim 70^{\circ}$;单相低有功宜整定为 30 MW。

5.2.3.13 零序电流保护整定宜考虑串联电容器补偿装置不对称击穿或不对称旁路引起的不平衡电流。

5.2.3.14 指向变压器的阻抗不伸出变压器对侧母线,可按高中压短路阻抗的 70% 整定;指向母线的阻抗按与本侧出线距离保护配合整定,当出线装有串联电容器补偿装置时宜考虑串联电容器补偿装置电容影响。时间定值应满足变压器热稳定要求,不宜大于 2 s。

5.2.3.15 次同步谐振保护根据发电机组轴系疲劳寿命特性整定。

5.2.3.16 线路重合闸时间、串联电容器补偿装置重投时间以及两者的配合关系根据系统要求确定。

5.2.3.17 断路器失灵保护电流定值按串联电容器补偿装置电容退出运行时保护范围末端故障有足够灵敏度整定。为提高系统稳定性,在确保选择性和可靠性前提下,宜适当缩短断路器失灵保护动作时间。

6 统一潮流控制器

6.1 功能及配置

6.1.1 一般规定

6.1.1.1 统一潮流控制器所有设备应受到全面的保护而免受过应力,或所受应力在最短时间内降至最低。

6.1.1.2 统一潮流控制器保护范围包括串联变压器、并联变压器、串联变压器与并联变压器之间所有的(交、直流)连接设备和换流器。统一潮流控制器的保护功能宜分区配置,包括并联变压器区域、串联变压器区域、换流器区域和直流区域,见附录 C。

6.1.1.3 统一潮流控制器及其接入系统设备应配置完整的继电保护,应能对所接入区域内的所有设备进行保护,能够反映区域内各种故障和异常。

6.1.1.4 换流器区域保护宜采用三重化配置、三取二出口方式,配置三套保护装置和两套三取二(逻辑处理)装置。并联变压器区域和串联变压器区域的保护宜独立于换流器区保护装置单独配置、也可集成在换流器区保护的装置中;若联接变压器区域保护独立于换流器区域保护时,宜采用双重化配置,每台变压器(并联变压器或串联变压器)配置两套电量保护和一套非电量保护。并联变压器保护及串联变压器保护技术性能均应满足 DL/T 770 要求。

6.1.1.5 相关线路故障时统一潮流控制器控制保护应可靠、快速动作,以简化电网继电保护配置及整定。

6.1.1.6 统一潮流控制器所接入电网继电保护应满足 GB/T 14285、DL/T 478 要求,同时宜考虑统一潮流控制器接入所带来影响及特殊要求。

6.1.2 统一潮流控制器继电保护

6.1.2.1 换流器区域宜配置以下保护:

- a) 桥臂过电流保护:反映换流器及直流短路故障,宜设置三段,采用上下桥臂电流作为动作判据;
- b) 桥臂电抗器差动保护:反映电抗器及相连母线短路故障,宜设置告警段、慢速段和速动段,采用启动回路电流以及桥臂电流做为动作判据;
- c) 换流器阀差动保护:反映阀组内部接地故障,宜设置告警段、慢速段和速动段采用桥臂电流以及直流极电流作为动作判据;
- d) 交流连接线差动保护:反映联接变压器到换流器之间的交流连接区的故障,宜设置慢速段和速动段,采用联接变压器阀侧套管的电流以及联接变压器阀侧电流做为动作判据;
- e) 阀侧中性点过流保护:反映联接变阀侧交流连线的不对称接地故障、直流母线的单极故障,采用变压器中性点电流作为判据;
- f) 阀侧零序过压保护:反映联接变阀侧交流连线的不对称接地故障、直流母线的单极故障,采用联接变压器阀侧零序电压和相对地电压作为判据;
- g) 换流器交流过电压保护:反映单相接地故障等引起的换流器交流电压过压的故障,采用联接变压器阀侧连接线电流和换流器交流侧三相电流作为判据;
- h) 交流连接线过电流保护:反映导致换流器交流侧电流过大的故障,宜设置两段,采用联接变压器阀侧连接线电流和换流器交流侧三相电流作为判据;
- i) 快速过流保护:快速反映导致换流器交流侧电流过大的故障,采用联接变压器阀侧连接线电流或换流器交流侧三相电流作为判据;
- j) 启动电阻过流保护:主要在换流器充电过程中防止启动电阻因长期流过大电流而毁坏,采用联接变压器阀侧连接线电流三相电流和启动回路的旁路刀闸位置作为判据;
- k) 交流低电压保护:反映交流系统故障引起交流电压长时间欠压的故障,采用换流器交流侧相对地电压作为判据;
- l) 交流过电压保护:反映交流系统故障引起交流电压过压的故障,采用换流器交流侧相对地电压作为判据。

6.1.2.2 直流区域宜配置以下保护:

- a) 直流电压不平衡保护:反映直流母线单极接地故障,交流接地故障,适用于对称单极拓扑结构,由直流正负极电压作为判据;
- b) 直流欠压过流保护:反映直流双极短路故障,由直流正负极电压和直流电流作为判据,检测直流双极短路故障;
- c) 直流低电压保护:反映直流异常电压故障,可作为直流欠压过流保护和交流欠压保护的后备保护,由直流极母线电压构成动作判据;
- d) 直流过电压保护:保护直流设备免受直流过电压的损坏,由直流极母线电压构成动作判据;
- e) 直流过流保护:反映直流母线出现过流的故障,该功能可选配,由直流极母线电流作为动作判据。

6.1.2.3 串联变压器宜配置以下保护:

- a) 交流过电压保护:反映交流系统故障引起交流过压的故障;
 - b) 纵联差动保护:保护范围包括串联变压器网侧和阀侧的电流互感器之间的区域,应能正确检测保护范围内的接地短路故障,应具有区外故障穿越电流制动特性,应配置差动速断保护实现区内严重故障的快速跳闸;
 - c) 绕组差动保护:反映串联变压器绕组相间、接地故障,防止绕组损坏;
 - d) 过流保护:反映串联变压器热过流状态,宜采用定时限特性;
 - e) 高压侧为 330 kV 及以上的串联变压器应配过励磁保护:反映串联变压器的过励磁;
 - f) 可选配平衡绕组零序过电流保护:反映串联变压器匝间短路等不平衡故障;
 - g) 串联变压器保护应对串联变压器匝间短路故障有足够灵敏性;
 - h) 串联变压器保护动作跳闸时除应跳开本侧线路断路器外,还应通过线路保护的远传回路跳线路对侧的断路器,并闭锁本线路重合闸;
 - i) 串联变压器的网侧旁路开关宜单独配置旁路开关合闸失灵保护。
- 6.1.2.4 并联变压器宜配置以下保护:
- a) 并联变压器差动保护:保护范围应包括并联变压器网侧和阀侧的电流互感器之间的区域,应能正确反映保护范围内的接地和匝间短路故障,应具有区外故障穿越电流制动特性,应配置差动速断保护实现区内严重故障的快速跳闸;
 - b) 并联变压器过流保护:反映相间短路故障,宜采用定时限特性;
 - c) 并联变压器零序过流保护:反映不对称接地故障;
 - d) 高压侧为 330 kV 及以上的并联变压器应配置过励磁保护:反映并联变压器的过励磁;
 - e) 并联变压器分侧差动保护:反映内部相间和接地故障;
 - j) 并联变压器保护应对并联变压器匝间短路故障有足够灵敏性。

6.1.3 电网相关继电保护

- 6.1.3.1 统一潮流控制器所接入线路及相邻线路应配置纵联电流差动保护作为线路主保护。
- 6.1.3.2 统一潮流控制器所接入线路及相邻线路配置三段式相间距离和接地距离保护,距离保护应具有明确的方向性,正方向区内故障应可靠动作,反方向故障应可靠不动作。
- 6.1.3.3 统一潮流控制器所接入线路及相邻线路配置的变化量(快速)距离保护和距离Ⅰ段应具有防止不正确动作的措施。
- 6.1.3.4 统一潮流控制器所接入线路保护可选配如下功能与统一潮流控制器配合:
- a) 线路保护动作应联动统一潮流控制器控制系统,线路保护应具有相应功能及接口;
 - b) 串联变压器保护动作宜闭锁重合闸,避免输电线路重合于串联变压器故障;
 - c) 一个半断路器接线方式下,当线线串的一回出线配置统一潮流控制器而另一回出线无统一潮流控制器时,断路器保护可配置两组分相跳闸输入,用于识别配置统一潮流控制器的线路是否发生故障动作跳闸。
- 6.1.3.5 应采取技术措施防止统一潮流控制器处于运行状态时进行重合闸。
- 6.1.3.6 继电保护应能适应统一潮流控制器动态调节过程。
- 6.1.3.7 继电保护应具备防止低频分量、次同步分量及各次谐波分量影响的技术措施。

6.2 整定计算

6.2.1 一般规定

- 6.2.1.1 继电保护的整定应满足速动性、选择性和灵敏性要求,不能兼顾时,应在整定时合理取舍。

6.2.1.2 统一潮流控制器部分保护定值与控制系统及电网特性有关,应结合具体工程通过仿真试验和系统实际试验确定,换流器区域及直流区域保护定值计算方法可参考 DL/T 277。

6.2.1.3 计算分析中仿真模型、参数及控制保护特性应与实际工程一致。

6.2.1.4 并联变压器保护及串联变压器保护整定计算应满足 DL/T 684 要求。

6.2.1.5 统一潮流控制器所接入电网继电保护整定应满足 DL/T 559 要求,同时宜考虑统一潮流控制器接入所带来影响及特殊要求。

6.2.2 统一潮流控制器继电保护

6.2.2.1 换流器区域保护按以下原则整定。

a) 交流连接线差动保护

慢速段按躲过区外最严重故障时两侧测量回路产生的最大不平衡电流整定,同时考虑保护的可靠性。速动段按保护区域内发生严重故障(相间、两相接地、三相短路)来校核灵敏度,同时考虑差动保护速动性。

b) 交流连接线过流保护

I 段作为保护区域内严重故障(相间、两相接地、三相短路)的后备保护,过电流定值及动作时间应结合设备的过电流耐受能力整定。II 段宜考虑换流器、桥臂电抗器等主设备过负荷运行情况,过电流定值及动作时间应依据工程对设备的过负荷能力要求进行整定。

c) 启动电阻过流保护

保护定值根据电阻厂家提供的电阻热过负荷电流和对应的运行时间整定,躲过最长的启动时间,并根据电阻的一次参数进行校核,留有一定的裕度。

d) 阀侧零序过压保护

按变压器阀侧接地故障的后备保护整定,同时应躲过交流系统不对称接地故障。

e) 联接变压器阀侧中性点过流保护

动作定值根据实际工程参数,按躲过各种工况下交流系统故障时流过联接阀侧中性点的最大电流进行整定,并在发生区内单相金属性接地时对保护的灵敏度进行校验。动作时间按直流系统接地故障的后备保护来整定。

f) 换流器交流过电压保护

并联侧的阀侧过电压保护的整定应躲过区外交流系统故障时引起的暂态过电压以及交流系统的操作过电压,同时考虑单相接地故障时阀侧过电压保护能可靠动作切除故障。I 段做为保护单相接地故障时导致的换流器交流侧过电压, I 段电压定值的基准值为换流器阀侧额定相电压的峰值; II 段电压定值整定要大于交流系统正常运行的电压范围,考虑一定的可靠性和灵敏度,根据实际需求进行功能投退, II 段电压定值的基准值为换流器阀侧额定相电压的有效值。II 段动作时间应大于 I 段。

串联侧的换流器交流过电压保护需要考虑交流系统发生严重故障(串联变压器出口处)、换流器闭锁但晶闸管旁路开关还未导通所引起的阀侧过电压和换流器模块过电压(保证换流器模块电压不超过最大耐压能力); I 段做为保护交流线路发生故障时导致的换流器交流侧过电压, I 段电压定值的基准值为换流器阀侧额定相电压的峰值; II 段电压定值整定要大于交流系统正常运行的电压范围,以及考虑串联侧换流器暂态过调制输出的持续时间,考虑一定的可靠性和灵敏度,根据实际需求进行功能投退, II 段电压定值的基准值为换流器阀侧额定相电压的有效值。II 段动作时间应大于 I 段。

g) 换流器阀差动保护

慢速段按躲过区外最严重故障时两测量回路产生的最大不平衡电流整定,同时考虑保护的可靠性,动作时间不宜太快。速动段按照保护区域内发生严重故障来校核灵敏度,从保护换流器的角度考虑,速动段的动作时间整定宜尽可能快。

h) 桥臂过流保护

I 段即高灵敏快速段,宜考虑和控制功能进行配合,做为换流器本体过流保护的后备段(可选配),动作时间的整定宜考虑换流器的过流能力。II 段考虑做为换流器发生接地、相间短路故障的后备。III 段考虑和换流器的过流能力匹配,保护定值及动作时间结合工程对设备的过负荷能力要求进行整定。

i) 桥臂电抗器差动保护

慢速段按躲过区外最严重故障时两测量回路产生的最大不平衡电流考虑,慢速段考虑保护的可靠性,动作时间不宜太快。速动段按照保护区域内发生严重故障来校核灵敏度,速动段的动作时间整定应尽可能快,宜由厂家内部固定。

j) 快速过流保护

快速过流保护由联接变压器阀侧连接线电流或换流器交流侧三相电流作为判据,使用电流瞬时值计算,按照保护区域内发生严重故障来校核灵敏度,保护动作时间不宜超过 1 ms。

6.2.2.2 直流区域保护按以下原则整定。

a) 直流电压不平衡保护

保护定值应结合统一潮流控制器控制系统的特性,考虑速动性和可靠性要求,通过仿真试验确定。

b) 直流欠压过流保护

保护定值应结合统一潮流控制器控制系统的特性,考虑速动性和可靠性要求,通过仿真试验确定。

c) 直流低电压保护

保护定值应结合统一潮流控制器控制系统的特性,考虑速动性和可靠性要求,通过仿真试验确定。

d) 直流过电压保护

保护定值应结合统一潮流控制器控制系统的特性,考虑速动性和可靠性要求,通过仿真试验确定。同时,应与系统设计提供的设备过电压耐受能力相配合。

e) 直流过电流保护

保护定值应按与系统设计提供的直流母线过负荷能力相配合整定。

6.2.2.3 串联变压器保护按以下原则整定。

a) 差动速断保护

电流定值按躲过变压器可能产生的最大励磁涌流或外部短路最大不平衡电流整定。

b) 纵联差动保护

启动电流定值按躲过变压器额定负载时的最大不平衡电流整定。

c) 绕组差动保护

电流定值按躲过分侧差动回路正常运行情况下最大不平衡电流整定。

d) 过流保护

动作电流按躲过变压器额定电流整定。串联变压器的绕组运行电压不是恒定值,过流保护不宜经复合电压闭锁、方向闭锁。

e) 过电压保护

动作电压按躲过变压器绕组额定电压整定,宜采用标幺值。

6.2.2.4 并联变压器保护按以下原则整定。

- a) 并联变压器保护整定参见 6.2.2.3;
- b) 换流器接入侧并联变压器后备保护的動作时间应与换流器保护配合,应小于并联侧换流器交流连接线过流保护動作时间。

6.2.3 电网相关继电保护

6.2.3.1 统一潮流控制器对外等效阻抗可能呈现容抗或感抗特性,宜考虑对继电保护整定计算的影响。

6.2.3.2 纵联电流差动保护电流定值按考虑串联变压器漏抗时本线路高阻接地故障灵敏度不小于 1.5 整定,两侧一次动作电流定值应一致。

6.2.3.3 距离保护整定计算宜考虑串联变压器漏抗的影响。

6.2.3.4 零序电流保护整定计算宜考虑串联变压器不同结构及参数的影响。

6.2.3.5 带延时的后备保护可不考虑由于统一潮流控制器呈现容抗特性带来的影响。

6.2.3.6 需结合统一潮流控制器控制保护動作时间对相关保护灵敏系数和可靠系数进行适当调整。

6.2.3.7 重合闸时间需要与统一潮流控制器因交流系统故障重投的时间相配合。

7 故障电流限制器

7.1 功能及配置

7.1.1 一般规定

7.1.1.1 本文件以串联谐振型故障电流限制器为例,其基本原理参见附录 D,其他情况可参照执行。

7.1.1.2 故障电流限制器继电保护应按双重化原则配置,双套保护之间不应有任何电气联系。

7.1.1.3 故障电流限制器继电保护应能反映故障电流限制器的各种故障及异常状态。

7.1.1.4 故障电流限制器继电保护应具有对时功能。

7.1.1.5 故障电流限制器继电保护应具有故障记录功能,保留 8 次以上最新動作报告,记录的所有数据应能转换为 GB/T 14598.24 规定的电力系统暂态数据交换通用格式(COMTRADE)。

7.1.1.6 故障电流限制器所接入线路区内故障线路保护動作时,应联动故障电流限制器旁路开关。

7.1.1.7 双套保护系统均不能正常工作时,应能紧急合上旁路开关。

7.1.1.8 MOV 主回路的电流互感器宜采用 TPY 电流互感器,电容器不平衡保护用电流互感器宜采用测量类电流互感器,其他回路电流互感器应准确测量故障电流限制器的动态电流,可采用 P 类电流互感器。

7.1.1.9 绝缘平台二次回路应具备必要的抗干扰措施。

7.1.1.10 继电保护应具备防止低频分量、次同步分量及各次谐波分量影响的技术措施。

7.1.1.11 故障电流限制器所接入电网继电保护应满足 GB/T 14285、DL/T 478 要求,同时宜考虑故障电流限制器接入所带来影响及特殊要求。

7.1.2 故障电流限制器继电保护

7.1.2.1 故障电流限制器继电保护应配置有:电容器保护、MOV 保护、间隙保护、旁路开关保护、晶闸管阀保护、平台闪络保护、线路联动故障电流限制器保护、线路电流保护。

7.1.2.2 电容器保护、MOV 保护、间隙保护、旁路开关保护、晶闸管阀保护、平台闪络保护、线路联动故障电流限制器保护要求参见 5.1.2.1~5.1.2.6。

7.1.2.3 线路电流保护,包括过电流保护、低电流保护和电流斜率保护,反映线路电流过大、过小和线路电流斜率过大等情况。

7.1.2.4 可配置电抗器单元件横差保护,反映限流电抗器匝间故障。

7.1.2.5 故障电流限制器继电保护动作出口应包括合旁路开关、触发间隙、联动线路等。

7.1.3 电网相关继电保护

7.1.3.1 故障电流限制器所接入线路及相邻线路应配置纵联电流差动保护作为线路主保护。

7.1.3.2 故障电流限制器所接入线路及相邻线路配置三段式相间距离和接地距离保护,距离保护应具有明确的方向性,正方向区内故障应可靠动作,反方向故障应可靠不动作。

7.1.3.3 故障电流限制器所接入线路及相邻线路配置的变化量(快速)距离保护和距离Ⅰ段应具有防止不正确动作的措施。

7.1.3.4 线路保护动作应联动故障电流限制器控制系统将串联电容器旁路,线路保护应具有相应功能及接口。

7.1.3.5 故障电流限制器保护动作需通过线路保护跳开线路对侧断路器时,线路保护应具有相应功能及接口。

7.1.3.6 故障电流限制器所接入线路及相邻线路的线路保护应能适应故障电流限制器运行及退出等情况。

7.2 整定计算

7.2.1 一般规定

7.2.1.1 继电保护的整定应满足速动性、选择性和灵敏性要求,不能兼顾时,应在整定时合理取舍。

7.2.1.2 故障电流限制器保护整定应根据电力系统特性,潮流计算和系统分析确定。

7.2.1.3 故障电流限制器保护整定应能满足用户规定的故障顺序性能要求。

7.2.1.4 宜采用发生区外故障时故障电流限制器保护不动作的整定原则。

7.2.1.5 故障电流限制器重投方式应与线路重合闸方式相配合,可整定为单相重投、三相重投或闭锁重投。

7.2.1.6 故障电流限制器所接入电网继电保护整定应满足 DL/T 559 要求,同时宜考虑故障电流限制器接入所带来影响及特殊要求。

7.2.2 故障电流限制器继电保护

7.2.2.1 电容器保护、MOV 保护、间隙保护、旁路开关保护、晶闸管阀保护、平台闪络保护整定原则参见 5.2.2.1~5.2.2.6。

7.2.2.2 线路电流保护按以下原则整定:

- a) 过电流保护定值按躲过区外故障时流过线路的最大电流整定;
- b) 电流斜率保护定值根据系统仿真时区内故障电流的斜率选择合适值,并躲过正常运行电流及摇摆电流斜率的最大值;
- c) 低电流保护定值应大于晶闸管正常取能需要的最小电流值,并考虑一定的裕度。

7.2.2.3 单元件横差保护按躲过限流电抗器外部不对称短路故障的最大不平衡电流整定。

7.2.3 电网相关继电保护

7.2.3.1 纵联电流差动保护电流定值按串联电容器被旁路且限流电抗器正常运行时本线路高阻接地故

障灵敏度不小于 1.5 整定,两侧一次动作电流定值应一致。

7.2.3.2 距离Ⅰ段按故障电流限制器退出运行时可靠躲过本线路对侧母线故障整定。

7.2.3.3 距离Ⅱ段按串联电容器被旁路且限流电抗器正常运行时本线路末端金属性短路故障有足够灵敏度整定,并与下级线路距离Ⅰ段或纵联保护配合,配合困难时可与下级线路距离Ⅱ段配合。

7.2.3.4 距离Ⅲ段按串联电容器被旁路且限流电抗器正常运行时本线路末端金属性短路故障有足够灵敏度整定,并与下级线路距离Ⅱ段或Ⅲ段配合。

7.2.3.5 零序电流保护按串联电容器被旁路且限流电抗器正常运行时本线路末端高阻接地故障时有足够灵敏度整定。

7.2.3.6 零序电流补偿系数 K 按考虑限流电抗器参数后的线路正序阻抗和零序阻抗计算获得,即 $K = (Z_0 - Z_1) / 3(Z_1 + Z_{ck})$ 。其中, Z_1 、 Z_0 为线路正序和零序阻抗, Z_{ck} 为限流电抗器电抗。

7.2.3.7 线路重合闸时间、串联电容器重投时间以及两者的配合关系根据系统要求确定。

8 可控并联电抗器

8.1 功能及配置

8.1.1 一般规定

8.1.1.1 可控并联电抗器基本原理参见附录 E。其中,变压器型可控并联电抗器以 3/2 断路器接线的线路侧可控并联电抗器为例,磁控型可控并联电抗器以 3/2 断路器接线的母线用可控并联电抗器为例,其他情况可参照执行。

8.1.1.2 保护装置应具有独立性、完整性、成套性,符合 DL/T 242、DL/T 1410、DL/T 2009 规定。

8.1.1.3 可控并联电抗器应配置双重化的电气量保护和一套非电量保护。继电保护双重化包括保护装置的双重化以及为实现保护功能有关的回路的双重化,双重化配置的保护装置宜采用不同厂家产品。

8.1.1.4 应采用主后一体的微机型保护装置,保护装置应独立配置,不应与其他系统集成。保护装置应能反映可控并联电抗器的各种故障及异常状态。

8.1.1.5 可控并联电抗器保护跳闸时作用于跳三相。装置中不同种类的保护功能应能够方便地投入和退出。

8.1.1.6 可控并联电抗器保护各侧 CT 变比不宜使平衡系数大于 10,3/2 断路器接线两个支路 CT 变比和特性应一致。

8.1.1.7 保护装置宜具有定值自动整定功能,定值整定范围应能满足工程需要。

8.1.1.8 保护装置的定值设置应满足保护功能的要求,尽可能做到简单、易整定;应设置多套可切换的定值组;在定值整定或切换过程中保护装置不应发生误动作。

8.1.1.9 在无专用断路器时,线路侧可控并联电抗器保护(电气量及非电气量保护)动作跳闸时除应跳开本侧线路断路器外,还应通过线路保护的远传回路跳线路对侧的断路器。

8.1.1.10 母线用可控并联电抗器保护装置应具备 T 区或短引线保护功能,或者配置独立的 T 区或短引线保护装置,作为电抗器首端套管至断路器引线区域的保护。

8.1.1.11 母线用可控并联电抗器高压侧宜装设专用三相 PT,每台 PT 配置两个保护级二次绕组。

8.1.1.12 3/2 断路器接线的两组 CT 应分别接入母线用可控并联电抗器保护装置。

8.1.1.13 可控并联电抗器所接入线路保护应符合 GB/T 15145 规定,并满足以下要求:

- a) 应具备防止可控并联电抗器运行中产生低频分量及各次谐波影响的技术措施;
- b) 应能适应可控并联电抗器不同运行状态、调节过程及退出等情况;
- c) 可控并联电抗器所接入线路应配置分相电流差动保护作为线路主保护;

- d) 为提高保护的可靠性和灵敏性,可控并联电抗器电流应接入线路分相电流差动保护;
- e) 线路分相电流差动保护宜接入可控并联电抗器末端 CT,在电抗器 CT 饱和、断线及其他异常情况下线路保护不应误动或拒动,可控并联电抗器调节过程中线路分相电流差动保护不应误动;
- f) 线路分相电流差动保护应能适应断路器 CT 与可控并联电抗器套管 CT 在特性及变比等方面的差异;
- g) 线路分相电流差动保护应具备带电容电流补偿段及不带电容电流补偿段;
- h) 线路保护动作需联动可控并联电抗器控制系统时,线路保护应具有相应功能及接口。

8.1.2 变压器型可控并联电抗器继电保护

8.1.2.1 电气量保护应配置有:磁平衡差动保护、网侧绕组差动保护、网侧绕组匝间保护、网侧绕组后备保护、控制绕组后备保护、中性点电抗器后备保护。

8.1.2.2 磁平衡差动保护应满足如下要求:

- a) 保护范围包括电抗器的控制绕组和网侧绕组,含差动速断和比率差动,保护动作于跳开网侧断路器;
- b) 应具有反映严重内部故障的差动速断功能;
- c) 应具有防止区外故障保护误动的制动特性,具有防止区外故障导致的 CT 暂态饱和引起的保护误动的功能;
- d) 应具有防止励磁涌流引起保护误动的功能;
- e) 应具有网侧 CT 二次回路断线判别功能,并能报警,是否闭锁差动保护可通过整定实现;
- f) CT 变比不一致引起的电流不平衡应由软件实现补偿。

8.1.2.3 网侧绕组差动保护应满足如下要求:

- a) 由网侧绕组首、末端电流构成,保护绕组内部的接地及相间故障,含差动速断和比率差动,保护动作于跳开网侧断路器;
- b) 应具有反映严重内部故障的差动速断功能;
- c) 应具有防止区外故障保护误动的制动特性,具有防止区外故障导致 CT 暂态饱和引起的保护误动的功能;
- d) 应具有 CT 二次回路断线判别功能,并能报警,是否闭锁差动保护可通过整定实现;
- e) CT 变比不一致引起的电流不平衡应由软件实现补偿。

8.1.2.4 网侧绕组零序电流差动应满足如下要求:

- a) 由网侧绕组首、末端自产零序电流构成,保护绕组内部的接地故障,含差动速断和比率差动,保护动作于跳开网侧断路器;
- b) 应具有反映严重内部故障的零序差动速断功能;
- c) 应具有防止区外故障误动的制动特性,具有防止由于区外故障导致 CT 暂态饱和引起的保护误动的功能;
- d) 应具有 CT 二次回路断线判别功能,并能报警,是否闭锁差动保护可通过整定实现;
- e) 当 CT 变比不一致时,电流补偿应由软件实现。

8.1.2.5 网侧绕组匝间保护应满足如下要求:

- a) 应灵敏反映电抗器网侧绕组内部匝间故障,保护动作于跳开网侧断路器;
- b) 在 CT 二次回路断线或 PT 二次回路断线情况下不应误动。

8.1.2.6 控制绕组匝间保护(可选)应满足如下要求:

- a) 应灵敏反映电抗器控制绕组内部匝间故障,保护动作于跳开网侧断路器;
- b) 在 CT 二次回路断线或 PT 二次回路断线情况下不应误动。

8.1.2.7 网侧绕组后备保护应满足如下要求:

- a) 过电流保护应采用电抗器网侧绕组首端电流,反映电抗器内部故障,保护动作于跳开网侧断路器;
- b) 零序电流保护应采用电抗器网侧绕组首端自产零序电流,反映电抗器接地故障,保护动作于跳开网侧断路器;
- c) 过负荷保护应采用电抗器网侧绕组首端电流,反映由于电压升高导致的电抗器过负荷,延时作用于信号。

8.1.2.8 控制绕组后备保护应满足如下要求。

- a) 控制绕组过电流保护采用控制绕组首端电流,防止控制绕组流过较大电流时损坏,保护动作于跳开网侧断路器。
- b) 控制绕组零序电流保护。控制绕组自产零序电流保护采用控制绕组首端自产零序电流,反映电抗器控制绕组接地故障和匝间故障;控制绕组外接零序电流保护应采用控制绕组外接零序电流,反映控制绕组接地故障;保护动作分两时限,第一时限合控制绕组的旁路开关,第二时限跳网侧绕组断路器。

8.1.2.9 中性点电抗器后备保护应满足如下要求:

- a) 中性点电抗器过电流保护应反映三相不对称等原因引起的中性点电抗器过电流,保护动作于跳开网侧断路器;
- b) 中性点电抗器过负荷保护应监视三相不平衡状态,延时作用于信号。

8.1.3 磁控型可控并联电抗器继电保护

8.1.3.1 电气量保护应配置有:主电抗器差动保护、主电抗器零序差动保护、T 区(短引线)保护、主电抗器匝间保护、主电抗器网侧绕组后备保护、辅助绕组后备保护、控制绕组后备保护等(磁控型可控并联电抗器以 3/2 断路器接线的母线用电抗器为例,无中性点电抗器)。

8.1.3.2 差动保护应满足如下要求。

- a) 由网侧绕组首、末端电流构成。其保护范围为主电抗器网侧绕组相间故障和单相接地,保护动作于跳开各侧断路器。
- b) 具有反映严重内部故障的差动速断功能。
- c) 具有防止区外故障保护误动的制动特性,具有防止区外故障导致的 CT 暂态饱和引起的保护误动的功能。
- d) 具有 CT 二次回路断线判别功能,并能报警,是否闭锁差动保护可通过整定实现。
- e) 当主电抗器首端和末端的 CT 变比不一致时,电流补偿由软件实现。

8.1.3.3 零序差动保护应满足如下要求:

- a) 由网侧绕组首、末端自产零序电流构成,应能灵敏地反映电抗器内部接地故障,保护动作于跳开各侧断路器;
- b) 具有反映严重内部故障的零序差动速断功能;
- c) 具有防止区外故障误动的制动特性,具有防止区外故障导致的 CT 暂态饱和引起的保护误动的功能;
- d) 具有 CT 二次回路断线判别功能,并能报警,是否闭锁差动保护可通过整定实现;
- e) CT 变比不一致时,电流补偿由软件实现。

8.1.3.4 匝间保护应满足如下要求：

- a) 能灵敏反映网侧绕组和辅助绕组内发生的匝间故障,保护动作于跳开各侧断路器；
- b) 在 CT 二次回路断线或 PT 二次回路断线时不应误动。

8.1.3.5 网侧绕组后备保护应满足如下要求：

- a) 过电流保护应采用电抗器网侧绕组首端电流,反映电抗器相间故障,保护动作于跳开各侧断路器；
- b) 零序电流保护应采用电抗器网侧绕组首端自产零序电流,反映电抗器接地故障,保护动作于跳开各侧断路器；
- c) 过负荷保护应采用电抗器网侧绕组首端电流,反映由于电压升高导致的电抗器过负荷,延时作用于信号。

8.1.3.6 辅助绕组后备保护应满足如下要求。

- a) 复压过电流保护反映辅助绕组内部相间故障,并对交流滤波器故障起到一定的后备保护作用；保护以较短时限动作于跳开辅助绕组出线断路器,以较长时限动作于跳开各侧断路器；为提高切除可控并联电抗器低压侧母线故障的可靠性,保护电流宜取自外附 CT 和套管 CT,辅助绕组角内电流应自动向角外侧折算。
- b) 接地保护动作量取自辅助绕组三相电压的自产零序电压,反映辅助绕组侧的接地故障；保护宜延时动作于发信号告警。

8.1.3.7 控制绕组后备保护应满足如下要求：

- a) 间隙过流保护按间隙配置保护,保护动作量取自间隙电流,可动作于跳闸或发信,以满足不同应用场合的需求；
- b) 交流电压保护动作量取自直流母线,保护范围为控制绕组的内部匝间故障,保护设置为一段一时限。

8.2 整定计算

8.2.1 一般规定

8.2.1.1 继电保护的整定应满足速动性、选择性和灵敏性要求,不能兼顾时,应在整定时合理取舍。

8.2.1.2 可控并联电抗器保护的整定应与电网保护相配合,防止整定不当造成的事故范围扩大。

8.2.1.3 保护定值应适应可控并联电抗器不同运行工况及调节过程等情况。

8.2.1.4 保护定值宜采用二次值,并输入电抗器额定容量、CT 和 PT 的变比等必要的参数。

8.2.1.5 可控并联电抗器保护用 CT 变比的选择宜优先考虑电抗器保护精工电流需求。

8.2.1.6 变压器型可控并联电抗器继电保护整定计算参数包括：网侧及控制绕组额定容量、额定电压、额定电流、额定电抗值及过载能力,中性点电抗额定电流、电抗值及短时电流承受能力,各侧 PT 变比、CT 变比及准确级。

8.2.1.7 磁控型可控并联电抗器继电保护整定计算参数包括：网侧绕组、辅助绕组及控制绕组额定容量、额定电压、额定电流及过载能力,各侧 PT 变比、CT 变比及准确级。

8.2.1.8 可控并联电抗器所接入线路保护整定应符合 DL/T 559 要求。

8.2.2 变压器型可控并联电抗器继电保护

8.2.2.1 主保护按以下原则整定。

- a) 比率差动保护最小动作电流定值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 0.3 倍~0.4 倍的电抗器额定电流,并应实测差动回路中的不平衡电

流,必要时可适当放大。

- b) 差动速断保护定值应可靠躲过电抗器励磁涌流,可取 3 倍~5 倍的电抗器额定电流。CT 断线应闭锁电抗器差动保护,当 CT 断线后差动电流大于 1.2 倍电抗器额定电流时差动应出口跳闸。
- c) 网侧绕组匝间保护零序阻抗一次值由装置按式(2)计算:

$$Z_0 = \frac{U_{1n}^2}{S_n} + 3Z_{0z} \quad \dots\dots\dots(2)$$

式中:

S_n ——电抗器网侧绕组三相额定容量;

U_{1n} ——网侧绕组额定电压;

Z_{0z} ——中性点电抗器的一次阻抗。

- d) 网侧绕组及控制绕组匝间保护定值由厂家依据其企业产品标准确定。

8.2.2.2 网侧绕组后备保护按以下原则整定。

- a) 过电流保护按躲过运行中网侧绕组可能产生的过电流整定,电流定值可按网侧绕组额定电流的 1.4 倍~2 倍整定,延时宜取 1.5 s~3 s。
- b) 零序电流保护按躲过空载投入的励磁涌流和非全相运行时的零序电流整定,电流定值可按网侧绕组额定电流的(1.3 倍~2)倍整定,时间定值应与线路接地保护的后备段相配合,宜取 1.5 s~3 s。
- c) 过负荷保护按躲过网侧绕组额定电流整定,电流定值可按网侧绕组额定电流的 1.1 倍整定,延时宜取 5 s。

8.2.2.3 控制绕组后备保护按以下原则整定。

- a) 过电流保护定值依据控制绕组过载能力整定。该保护也可不投。
- b) 零序电流保护电流定值按躲过电抗器正常运行时最大不平衡电流整定,可取 0.1 倍~0.2 倍控制绕组额定电流,第一时限宜取 0.2 s~0.5 s 合控制绕组的旁路开关,第二时限宜取 0.7 s~1.0 s 跳网侧绕组断路器。
- c) 各级辅助电抗器支路配有过电流保护时,过电流保护定值依据设备过载能力整定。过负荷保护电流定值可按相应支路额定电流的 1.1 倍整定,延时宜取 10 s。

8.2.2.4 中性点电抗器后备保护按以下原则整定:

- a) 过电流保护按中性点电抗器过载能力整定,电流定值可按中性点电抗器额定电流的 5 倍整定,时间定值应可靠躲过线路非全相运行时间、电抗器空载投入的励磁涌流衰减时间和外部故障切除时间,宜为 5 s~10 s;
- b) 过负荷保护电流定值按中性点电抗器额定电流的 1.1 倍整定,时间定值应可靠躲过线路非全相运行时间、电抗器空载投入的励磁涌流衰减时间和外部故障切除时间,宜为 5 s~10 s。

8.2.2.5 主电抗器和中性点电抗器的非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

8.2.3 磁控型可控并联电抗器继电保护

8.2.3.1 主保护按以下原则整定。

- a) 比率差动保护最小动作电流定值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 0.3 倍~0.4 倍的电抗器额定电流,并应实测差动回路中的不平衡电流,必要时可适当放大。
- b) 差动速断保护定值应可靠躲过电抗器励磁涌流,可取 3 倍~5 倍的电抗器额定电流。CT 断线应闭锁电抗器差动保护,当 CT 断线后差动电流大于 1.2 倍电抗器额定电流时差动应出口

跳闸。

- c) 网侧绕组及辅助绕组匝间保护定值由厂家依据其企业产品标准确定。
- d) T 区(短引线)保护定值按正常小方式下母线故障有足够灵敏度整定,灵敏系数不小于 1.5。
- e) 主保护动作于跳各侧断路器。

8.2.3.2 网侧绕组后备保护整定计算见 8.2.2.2,保护动作于跳各侧断路器。

8.2.3.3 辅助绕组后备保护按以下原则整定。

- a) 电流定值按可靠躲过辅助绕组额定电流整定,按辅助绕组侧相间故障有灵敏度校核,灵敏系数不小于 1.5。时间定值与本侧设备过电流保护配合,第一时限 0.6 s~1.0 s 跳辅助绕组断路器,第二时限 0.9 s~1.3 s 跳各侧断路器。
- b) 复压闭锁低电压定值按躲过最低运行电压整定,可为 60%~70%的额定电压;负序电压定值按躲过正常运行时最大不平衡电压整定,二次值整定为 2 V~6 V。
- c) 接地保护应躲过辅助绕组正常运行及外部故障时的最大不平衡零序电压,辅助绕组零序电压二次值可整定为 4 V~8 V,延时 5 s,动作于发信。

8.2.3.4 控制绕组后备保护按以下原则整定:

- a) 间隙过流保护电流定值按间隙击穿时有足够灵敏度整定,一次动作电流可取 100 A,时间应躲过暂态过电压时间,可取 0.3 s~0.5 s;
- b) 交流电压保护电压定值按照躲过正常运行时出现的最大工频交流电压整定,最大工频交流电压需实测。时间应与间隙过流保护动作时间配合。

8.2.3.5 非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

9 动态无功补偿装置

9.1 功能及配置

9.1.1 一般规定

- 9.1.1.1 动态无功补偿装置基本原理参见附录 F。
- 9.1.1.2 保护装置应具有独立性、完整性、成套性,满足 DL/T 250、DL/T 2010 要求。
- 9.1.1.3 保护装置应能反映被保护设备的各种故障及异常状态。对于双重冗余的保护,两套保护及回路应完全独立。
- 9.1.1.4 装置中不同种类的保护功能应能够方便地投入和退出。
- 9.1.1.5 保护定值采用二次值,定值整定范围应能满足工程需要,保护定值应能从装置面板或监控后台输入。

9.1.2 静止无功补偿装置继电保护

- 9.1.2.1 电气量保护应配置有:TCR 支路角外电流保护、TCR 支路角内电流保护、FC 支路电流保护、FC 支路电压保护。
- 9.1.2.2 TCR 支路角外电流保护应满足如下要求:
 - a) 配置两段式过流保护作为 TCR 支路引线相间短路的保护;
 - b) 过流保护电流取自角外靠近母线侧 CT,采用基波电流;
 - c) 对于低电阻接地系统,还应配置两段式零序电流保护作为接地故障的保护,动作于跳闸。
- 9.1.2.3 TCR 支路角内电流保护应满足如下要求:

- a) 配置两段式过流保护作为 TCR 阀组及引线短路的保护,采用基波电流;

- b) 配置热过负荷保护(电流包含基波和 11 次及以下谐波分量)作为电抗器过载能力保护,动作于跳闸;

- c) 过流保护及热过负荷保护电流取自角内 CT。

9.1.2.4 FC 支路保护应满足如下要求:

- a) 配置两段式过流保护,动作于跳闸,过流保护采用基波电流;
- b) 配置过电压保护,带时限动作于跳闸;
- c) 配置低电压保护,带时限动作于跳闸,应采取有效措施防止 PT 断线及断路器合闸过程中低电压保护误动作;
- d) 配置中性点不平衡电流、开口三角电压、桥式差电流或相电压差动等不平衡保护,作为 FC 内部故障的保护,三相不平衡元件采用“或”逻辑,带时限动作于跳闸;
- e) 配置热过负荷保护(电流包含基波和 11 次及以下谐波分量)作为设备过载能力保护,动作于跳闸;
- f) 对于低电阻接地系统,还应配置两段式零序电流保护作为接地故障保护,动作于跳闸。

9.1.3 静止同步补偿装置继电保护

9.1.3.1 电气量保护应配置有:角内电流保护、角外电流保护、星形接线电流保护、电压保护。

9.1.3.2 角外电流保护应满足如下要求:

- a) 配置两段式过流保护作为 STATCOM 相间短路的保护;
- b) 配置过负荷保护,带时限动作于发信;
- c) 过流保护及过负荷保护电流取自角外 CT,采用基波电流;
- d) 对于低电阻接地系统,还应配置两段式零序电流保护作为接地故障保护,动作于跳闸。

9.1.3.3 角内电流保护应满足如下要求:

- a) 配置三段式过流保护作为换流链和换流电抗器相间短路的保护;
- b) 过流保护电流取自角内 CT,采用基波电流。

9.1.3.4 星形接线电流保护应满足如下要求:

- a) 配置三段式过流保护作为 STATCOM 相间短路的保护;
- b) 配置过负荷保护,带时限动作于发信;
- c) 过流保护及过负荷保护采用基波电流;
- d) 对于低电阻接地系统,还应配置两段式零序电流保护作为接地故障保护,动作于跳闸。

9.1.3.5 电压保护应满足如下要求:

- a) 配置过电压保护,带时限动作于跳闸;
- b) 配置低电压保护,带时限动作于闭锁 STATCOM。

9.2 整定计算

9.2.1 一般规定

9.2.1.1 继电保护的整定应满足速动性、选择性和灵敏性要求,不能兼顾时,应在整定时合理取舍。

9.2.1.2 动态无功补偿装置继电保护的整定应与电网保护相配合,防止整定不当造成的事故范围扩大。

9.2.1.3 保护定值应适应动态无功补偿装置不同运行工况及调节过程等情况。

9.2.1.4 电流定值应高于保护装置的最小采样精度,不应低于 $0.05 I_n$ (I_n 为 CT 二次额定电流,如 1A 或 5A)。

9.2.1.5 SVC 继电保护整定计算参数包括:FC 额定容量、额定电压、额定电流、容抗值;TCR 额定容量、

额定电压、额定电流、电抗值；PT 变比、CT 变比等。

9.2.1.6 STATCOM 继电保护整定计算参数包括：换流链额定容量、额定电压、额定电流；连接电抗器额定容量、额定电压、额定电流、电抗值；PT 变比、CT 变比等。

9.2.2 静止无功补偿装置继电保护

9.2.2.1 TCR 支路角外电流保护按以下原则整定：

- a) 过流Ⅰ段电流定值按 TCR 首端引线故障时有足够灵敏度整定，灵敏系数不小于 1.5，宜整定为 3 倍～5 倍额定电流，时间取 0 s；
- b) 过流Ⅱ段电流定值应可靠躲过 TCR 角外额定电流，宜整定为 1.5 倍～2.0 倍角外额定电流，时间取 0.3 s；
- c) 中性点经低电阻接地系统，零序Ⅰ段电流定值按对 TCR 首端引线单相接地故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于 2，动作时间应满足系统运行电压适应性要求。零序Ⅱ段电流定值按躲正常运行时出现的零序电流整定，时间宜比零序Ⅰ段多一个级差。

9.2.2.2 TCR 支路角内电流保护按以下原则整定：

- a) 过流Ⅰ段电流定值应躲过 TCR 投入时的角内励磁涌流，宜整定为 3 倍～5 倍角内额定电流，时间取 0 s；
- b) 过流Ⅱ段电流定值应可靠躲过 TCR 角内额定电流，宜整定为 1.5 倍～2.0 倍角内额定电流，时间取 0.3 s；
- c) 过负荷保护电流定值应可靠躲过 TCR 角内额定电流，宜整定为 1.05 倍～1.1 倍角内额定电流，时间取 10 s；
- d) 热过负荷保护定值按 SVC 设备厂家提供的计算方法及定值整定。

9.2.2.3 FC 支路保护按以下原则整定。

- a) 过流Ⅰ段电流定值按 FC 首端引线故障有足够灵敏度整定，灵敏系数不小于 1.5，宜取 3 倍～5 倍额定电流，时间取 0.1 s。
- b) 过流Ⅱ段电流定值按躲 FC 额定电流整定，宜取 1.5 倍～2 倍额定电流，时间取 0.3 s。
- c) 过电压保护按设备承受能力及电网运行要求整定，并与高电压穿越能力相配合。
- d) 低电压保护按 FC 所接母线失压后可靠动作整定，与低电压穿越能力相配合，并与该母线备用电源自投装置定值配合，电压定值宜取 0.2 倍～0.6 倍额定电压，时间定值与本侧出线后备保护最末段配合，为防止 PT 断线保护误动，宜经电流闭锁，定值按 0.5 倍～0.8 倍额定电流整定。
- e) 不平衡电压保护、不平衡电流保护、相电压差动保护、桥差电流保护等不平衡保护定值按 FC 制造厂家提供的计算方法及定值整定。
- f) 热过负荷保护定值按 SVC 设备厂家提供的计算方法及定值整定。
- g) 中性点经低电阻接地系统，零序Ⅰ段电流定值按对 FC 首端引线单相接地故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于 2，动作时间应满足系统运行电压适应性要求。零序Ⅱ段电流定值按躲正常运行时出现的零序电流整定，时间宜比零序Ⅰ段多一个级差。

9.2.3 静止同步补偿装置继电保护



9.2.3.1 角外电流保护按以下原则整定：

- a) 过流Ⅰ段电流定值按 STATCOM 首端引线故障时有足够灵敏度并可可靠躲过 STATCOM 角外额定电流整定，灵敏系数不小于 1.5，宜整定为 3 倍角外额定电流，时间取 0 s；

- b) 过流Ⅱ段电流定值应可靠躲过 STATCOM 角外额定电流,宜整定为 1.5 倍~2 倍角外额定电流,时间取 5 s;
- c) 过负荷保护电流定值应可靠躲过 STATCOM 角外额定电流,宜整定为 1.1 倍~1.3 倍角外额定电流,时间取 10 s;
- d) 中性点经低电阻接地系统,零序Ⅰ段电流定值按对首端引线单相接地故障有灵敏度整定,灵敏系数不小于 2,动作时间应满足系统运行电压适应性要求,零序Ⅱ段电流定值按躲正常运行时出现的零序电流整定,时间应比零序Ⅰ段多一个级差。

9.2.3.2 角内电流保护定值按 STATCOM 设备厂家提供的计算方法及定值整定。

9.2.3.3 星形接线电流保护按以下原则整定:

- a) 过流Ⅰ段电流定值按 STATCOM 首端引线故障时有足够灵敏度整定,灵敏系数不小于 1.5,宜整定为 3 倍额定电流,时间取 0 s;
- b) 过流Ⅱ段电流定值按连接电抗器末端引线故障时有足够灵敏度并可靠躲过 STATCOM 额定电流,宜整定为 1.5 倍~2 倍额定电流,时间取 0.3 s;
- c) 过流Ⅲ段电流定值应可靠躲过 STATCOM 额定电流,宜整定为 1.3 倍~1.5 倍额定电流,时间取 5 s;
- d) 过负荷保护电流定值应可靠躲过 STATCOM 额定电流,宜整定为 1.1 倍~1.3 倍额定电流,时间取 10 s;
- e) 中性点经低电阻接地系统,零序Ⅰ段电流定值按对 STATCOM 首端引线单相接地故障有灵敏度整定,灵敏系数不小于 2,动作时间应满足系统运行电压适应性要求,零序Ⅱ段电流定值按躲正常运行时出现的零序电流整定,时间应比零序Ⅰ段多一个级差。

9.2.3.4 电压保护按以下原则整定:

- a) 过电压保护定值按设备承受能力和电网运行要求整定,并与高电压穿越能力相配合;
- b) 低电压保护定值应符合 NB/T 42043—2014 中 7.8 运行性能要求。

附 录 A

(资料性)

串联电容器补偿装置保护总体配置

串联电容器补偿装置保护总体配置见表 A.1。

表 A.1 串联电容器补偿装置保护配置总表

保护配置			保护动作出口选项			
			永久旁路	暂时旁路	触发间隙 ^a	联动线路
电 容 器 组 保 护	电 容 器 不 平 衡 保 护	告 警				
		低 值 保 护	√			
		高 值 保 护	√			
	电 容 器 过 负 荷 保 护		√	√ ^b		
MOV(金 属 氧 化 物 限 压 器)保 护	MOV 过 电 流 保 护		√	√	√	
	MOV 能 量 保 护	低 值 保 护	√	√	√	
		高 值 保 护	√		√	
	MOV 温 度 保 护		√	√	√	
	MOV 不 平 衡 保 护		√		√	
间 隙 (间 隙)保 护	间 隙 自 触 发 保 护		√	√ ^b		
	间 隙 拒 触 发 保 护		√			
	间 隙 延 迟 触 发 保 护		√			
	间 隙 持 续 导 通 保 护 (选 配)		√			√
旁 路 开 关 保 护	旁 路 开 关 合 闸 失 灵 保 护		√			√
	旁 路 开 关 分 闸 失 灵 保 护		√			
	旁 路 开 关 三 相 不 一 致 保 护		√			
晶 闸 管 阀 保 护 (仅 可 控 串 补)	阀 过 载 保 护		√			
	阀 故 障 保 护		√ ^c			
	冷 却 系 统 故 障 保 护		√			
其 他 保 护	平 台 闪 络 保 护		√			
	线 路 联 动 串 联 电 容 器 补 偿 装 置 保 护		√	√	√	
	次 同 步 谐 振 保 护 (选 配)		√	√ ^b		
	电 厂 次 同 步 谐 振 联 动 串 联 电 容 器 补 偿 装 置 保 护 (选 配)		√			
	分 段 串 联 电 容 器 补 偿 装 置 联 动 保 护 (选 配)		√			
^a 对于可控串补,在触发间隙的同时还应触发阀;						
^b 保护动作次数大于定值时将永久旁路,不再自动重投;						
^c 保护动作出口为永久旁路或闭锁阀。						



附录 B

(资料性)

串联电容器补偿装置保护用模拟量

串联电容器补偿装置保护用模拟量见表 B.1。

表 B.1 串联电容器补偿装置保护用模拟量列表

模拟量名称	符号	含义	获取方式
电容器电流	I_{cap}	表示电容器组的总电流	CT 实测值
电容器不平衡电流	I_{ubcap}	表示电容器组的不平衡电流	CT 实测值
MOV 电流	I_{mov}	表示整组 MOV 的总电流	CT 实测值或计算值 ^a
MOV 能量	E_{mov}	表示整组 MOV 的总能量	计算值
MOV 温度	T_{mov}	表示整组 MOV 的等效温度	计算值
MOV 不平衡电流	I_{ubmov}	表示整组 MOV 的不平衡电流	计算值
间隙电流	$I_{\text{间隙}}$	表示间隙主电路的电流	CT 实测值
旁路开关电流	I_{bps}	表示旁路开关主电路的电流	CT 实测值或计算值
平台电流	I_{plt}	表示串联电容器补偿装置平台与设备之间的电流	CT 实测值
线路电流	I_{line}	表示串联电容器补偿装置所接入线路的电流	CT 实测值
阀电流	I_{valve}	表示晶闸管阀主电路的电流	CT 实测值
次同步谐振电流	I_{ssr}	表示线路电流中的次谐波分量	计算值
^a 计算值仅限采用 MOV 支路电流之和的方式。			

附 录 C
(资料性)

统一潮流控制器保护配置分区及保护测点位置

统一潮流控制器保护宜分区配置,包括联接变保护区和换流器保护区。联接变保护区包含并联变压器区域和串联变压器区域,换流器保护区包括换流器区域和直流区域,如图 C.1 所示,具体如下:

- a) 换流器区域:指换流器阀组、桥臂电抗器、联接变阀侧套管至桥臂电抗器网侧区域之间的所有设备;
- b) 直流区域:换流器直流侧测点之间的所有设备;
- c) 并联变压器区域(并联变压器以角-星型结构为例):包括并联联接变压器网侧交流断路器与阀侧交流断路器之间区域的所有设备;
- d) 串联变压器区域:包括串联变压器网侧旁路开关与阀侧套管之间区域的所有设备。

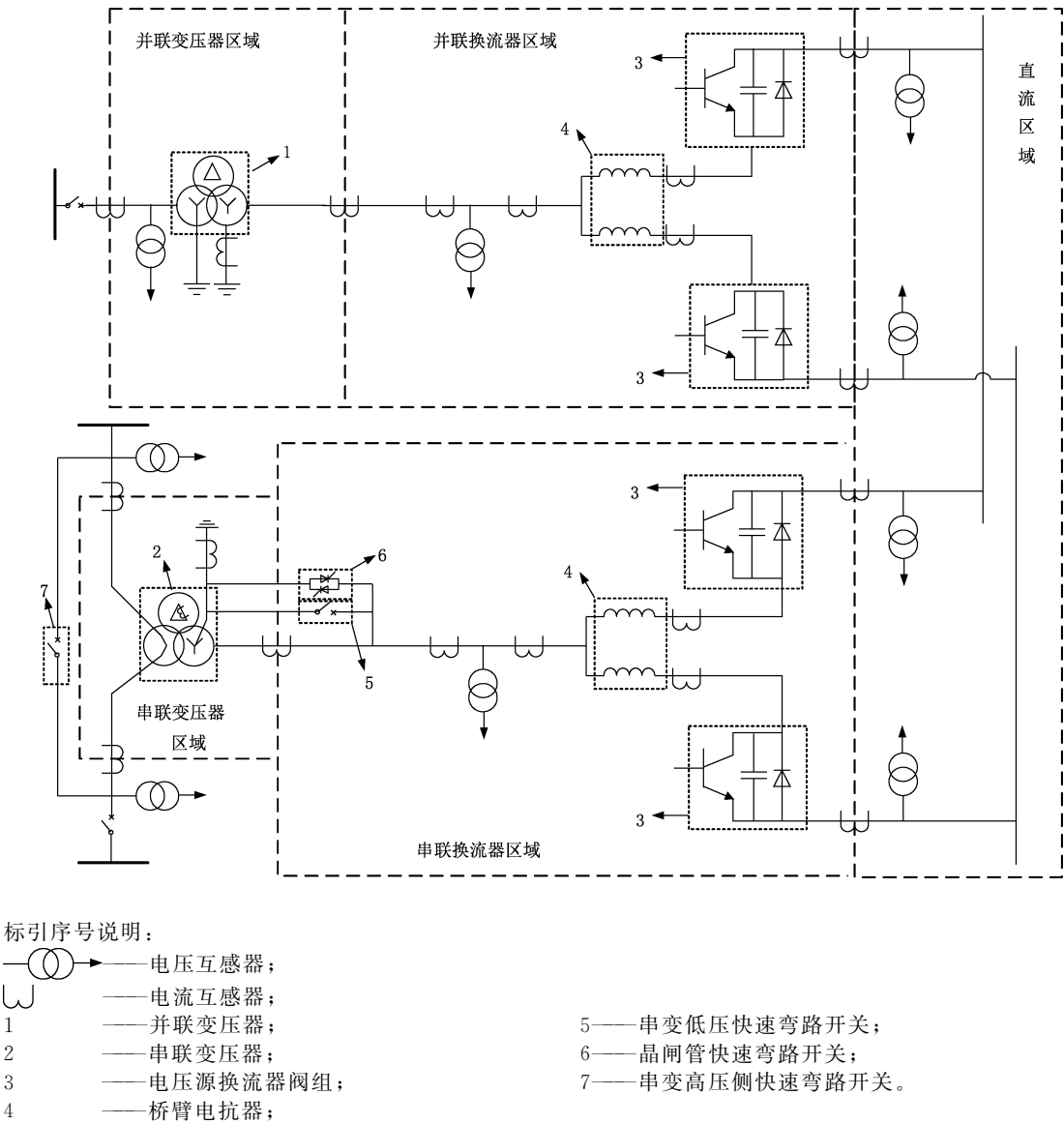


图 C.1 统一潮流控制器保护分区示意图

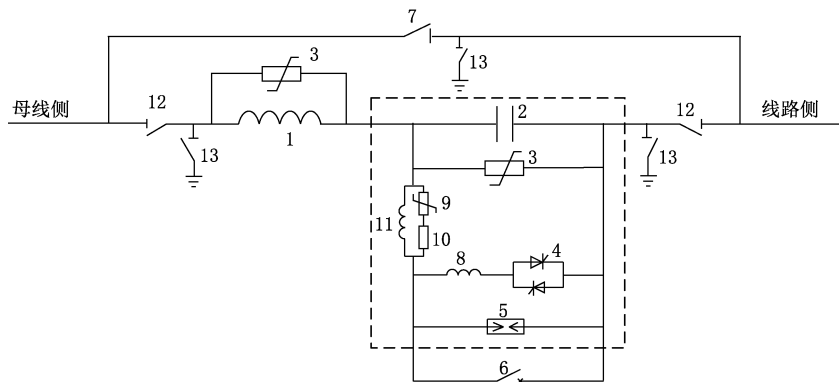
附录 D

(资料性)

串联谐振型故障电流限制器基本原理

串联谐振型故障电流限制器的典型电气主接线如图 D.1 所示,相应的主设备及功能如下:

- a) 限流电抗器(图 D.1 中的 1),在系统正常运行条件下通过线路(或母线之间)电流,在系统故障期间起限流作用。
- b) 串联电容器组(图 D.1 中的 2),在系统正常运行条件下补偿限流电抗器的感抗;系统故障期间串联电容器组被快速旁路,限流电抗器起限流作用。
- c) 金属氧化物限压器(图 D.1 中的 3),是限流电抗器及串联电容器组过电压保护的必要措施。
- d) 晶闸管阀(图 D.1 中的 4),旁路串联电容器组的主要手段。当系统发生故障后应快速导通,旁路串联电容器组。
- e) 间隙(图 D.1 中的 5),是串联电容器组的过电压保护装置。系统发生故障,当串联电容器组电压迅速上升到危及其安全的水平时,间隙应迅速动作,旁路串联电容器组。晶闸管阀正常动作时应尽量避免间隙动作。
- f) 旁路开关(图 D.1 中的 6),在几十毫秒内实现串联电容器组的可靠短接,也为串联电容器组投入、退出操作提供手段。
- g) 阻尼装置(图 D.1 中的 8、9、10 和 11),限制并阻尼串联电容器组的放电电流,确保串联电容器组、晶闸管阀、间隙、旁路开关的安全运行。
- h) 旁路隔离开关、串联隔离开关及接地开关(图 D.1 中的 7、12 和 13),为操作及检修提供手段。



标引序号说明:

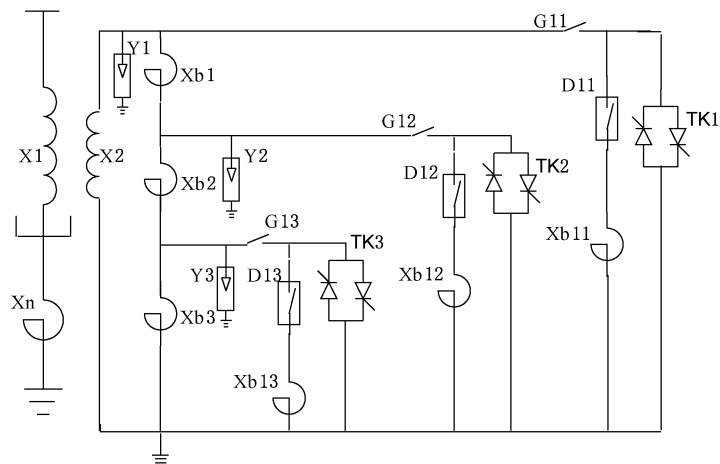
- | | |
|--------------|------------------|
| 1——限流电抗器; | 8——阀支路限流电抗器; |
| 2——串联电容器组; | 9——阻尼装置金属氧化物限压器; |
| 3——金属氧化物限压器; | 10——阻尼装置电阻器; |
| 4——晶闸管阀; | 11——阻尼装置电抗器; |
| 5——间隙; | 12——串联隔离开关; |
| 6——旁路开关; | 13——接地开关。 |
| 7——旁路隔离开关; | |

图 D.1 串联谐振型故障电流限制器典型主接线图

附录 E
(资料性)
可控并联电抗器基本原理

E.1 变压器型可控并联电抗器

变压器型可控并联电抗器是可控并联电抗器的一种形式,它基于高阻抗变压器原理将变压器和电抗器设计为一体,将变压器的短路阻抗百分比设计为接近 100%,在本体的低压侧接入晶闸管、断路器及其他控制回路进行调节,实现输出感性无功功率的分级控制。变压器型可控并联电抗器典型单相结构图如图 E.1 所示。



- 标引序号说明:
- X1、X2 — 分别为变压器本体初级线圈和次级线圈。
 - Xn — 中性点电抗器。
 - Xb1、Xb2、Xb3 — 辅助电抗器,和本体配合满足各级容量要求。
 - Xb11、Xb12、Xb13 — 取能电抗器,为对应容量级晶闸管阀提供取能和晶闸管开通电压。
 - D11、D12、D13 — 旁路开关,和各容量级阀并联,承担长期工作电流。
 - TK1、TK2、TK3 — 自冷晶闸管阀组,分别对应各容量级。
 - G11、G12、G13 — 隔离开关,用于各级阀的检修。
 - Y1、Y2、Y3 — 避雷器,用于在过电压故障下保护晶闸管阀和电抗器。

图 E.1 变压器型可控并联电抗器单相结构原理图

在旁路开关上可串联取能电抗器,保证旁路开关在旁路状态下晶闸管阀满足取能工作条件。

线路侧可控并联电抗器中性点经电抗器接地,在非对称故障或线路断路器开断期间,限制潜供电流,并抑制恢复过电压,同时抑制谐振过电压,通常按照全补偿原则设计中性点电抗器电抗值,即补偿线路相间电容和相对地电容,特别是相间接近全补偿,使相间阻抗接近无穷大。

母线用可控并联电抗器中性点直接接地。

变压器型可控并联电抗器中的晶闸管阀采用电流过零投切的工作方式,工作在全开通或全关断状态,基本不产生谐波及直流分量,不需加装滤波器,提高了产品性能和可靠性。

正常工作不发生容量切换时,旁路开关闭合承担长期工作电流。晶闸管阀仅在容量切换过程中,在旁路开关动作之前短时导通,实现快速动作,可采用空气自然冷却方式。在发生故障时,采用晶闸管快速调节至 100% 容量,达到限制工频过电压、抑制潜供电流的目的。

变压器型可控并联电抗器实际分级数和各级容量由工程设计确定,根据设计要求的不同,可分别工作于不同容量等级下,满足对系统无功需求的补偿。

E.2 磁控型可控并联电抗器

磁控型可控并联电抗器通过改变控制绕组直流电流的大小来改变铁心的磁饱和度和,进而改变等效磁导率,从而平滑地改变电抗器值和输出无功容量,实现容量的平滑调节。

根据励磁系统取能方式的不同,磁控型可控并联电抗器可以分为外励型和自励型两种类型,为了提高可靠性也可两种类型结合使用。外励型磁控型可控并联电抗器包括本体、外励磁系统和滤波器。外励磁系统由外接励磁电源(变电站站用电源)、励磁变压器和整流桥构成,本体包括网侧绕组、控制绕组和辅助绕组,辅助绕组连接滤波器,控制绕组连接到励磁系统的整流输出回路,用于容量控制。自励型磁控型可控并联电抗器的包括本体、自励磁系统和滤波器。自励磁系统由励磁变压器和整流桥构成,本体包括网侧绕组、辅助绕组、控制绕组,辅助绕组用于自励磁系统取能,并连接到滤波器,控制绕组连接到励磁系统的整流输出回路,用于容量控制。图 E.2 为磁控型可控并联电抗器的典型结构形式,采用外励和自励相结合方式。图中 R_w 表示等效非线性电阻, p 、 q 分别表示控制绕组两个分支,A、B、C 分别表示三相。

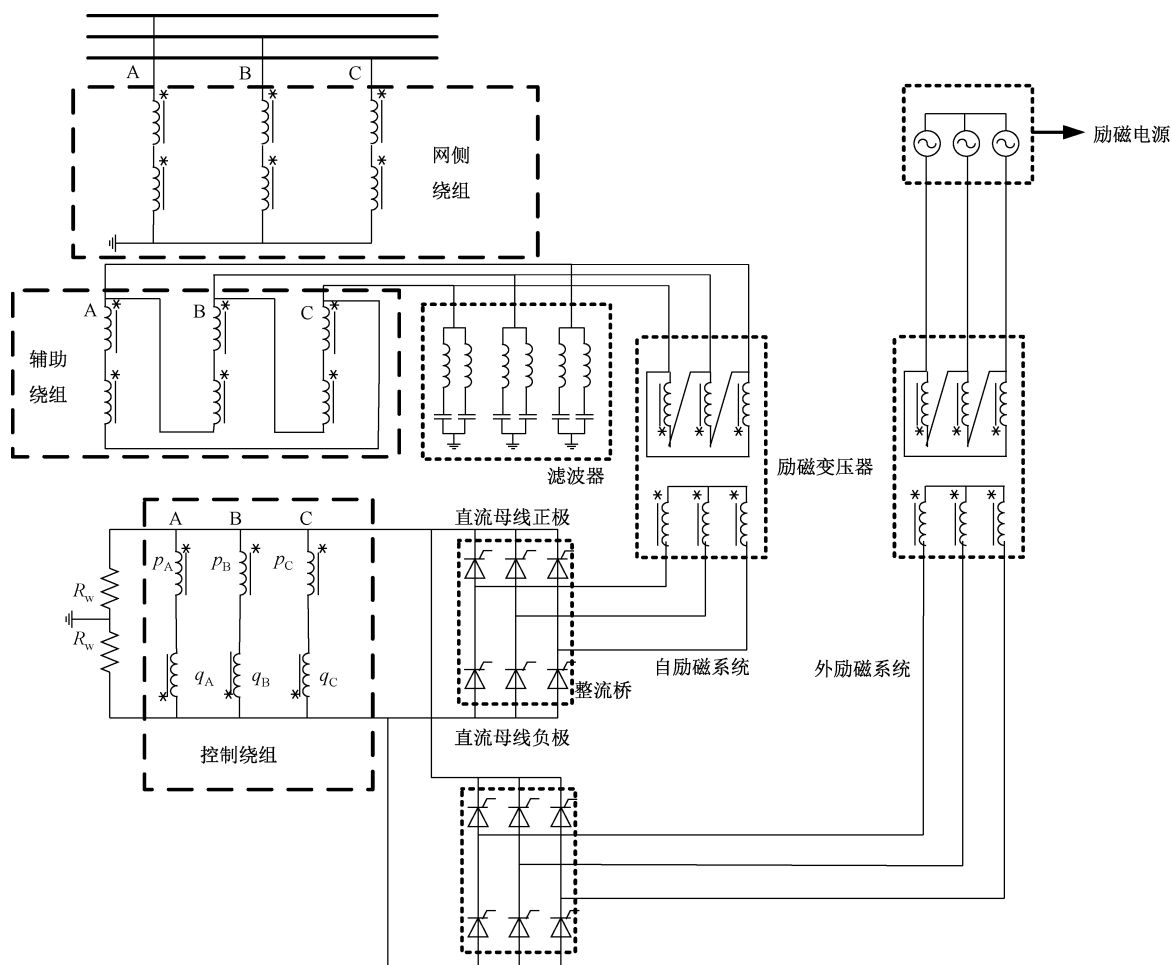


图 E.2 磁控型可控并联电抗器的典型结构形式

单相磁控型可控并联电抗器铁心结构及绕组分布见图 E.3,其结构类似于裂心式的多绕组变压器,

本体包含网侧绕组、控制绕组和辅助绕组。与普通变压器不同的是磁控型可控并联电抗器控制绕组不接负载,磁控型可控并联电抗器正常运行时,各相的两分支控制绕组中分别流过大小相等、方向相反的直流电流,在分裂铁心柱 p 、 q 中产生等幅反向的直流偏置磁通,该直流偏置磁通对网侧电压引起的交流磁通分别形成正向和反向偏置,使得两铁心柱在交流磁通的正、负半周内轮流饱和。通过调节注入控制绕组的直流电流的大小,可以控制铁心的饱和度,进而调节磁控型可控并联电抗器的输出容量。

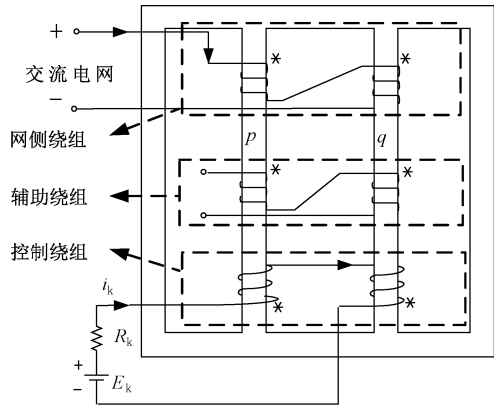


图 E.3 单相磁控型可控并联电抗器铁心结构及绕组分布图

磁控型可控并联电抗器的容量由铁心在一个周期中的磁饱和度 β 决定。 β 定义为在一个工频周期内分铁心柱的用电角度表示的饱和时间。当直流励磁电流为零时,铁心柱在整个工频周期内不饱和,若不考虑剩磁,则有 β 等于 0,电抗器此时处于无励磁的状态,容量为最小值;随着控制电流的增加,铁心柱的饱和时间增加,电抗器的容量随之增加。当分铁心柱在一个工频周期内全部饱和时,电抗器容量达到最大值,此时 β 等于 2π 直流励磁电流等于零和不等零时的分铁心柱磁通 Φ 和磁场强度 H 的波形示意图见图 E.4。

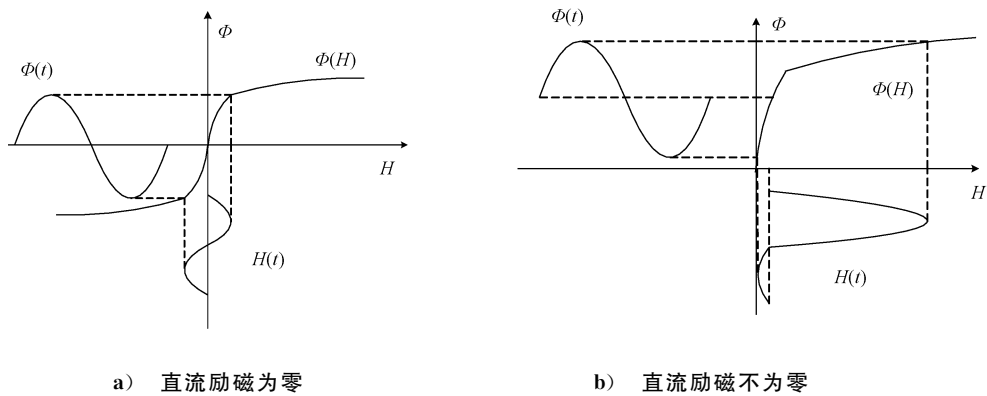


图 E.4 磁控型可控并联电抗器分铁心柱 Φ - H 曲线

磁控型可控并联电抗器的容量 Q 与其直流励磁电流 I_{DC} 的关系曲线见图 E.5。

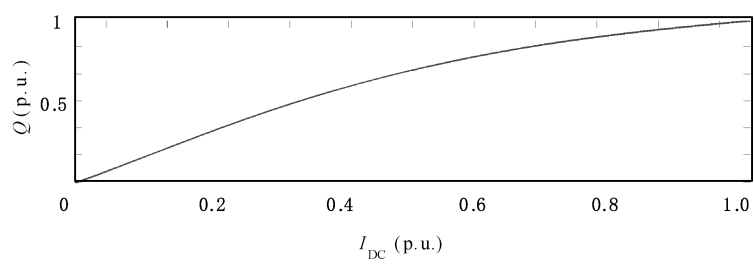


图 E.5 容量与直流励磁电流间的关系曲线

附录 F

(资料性)

动态无功补偿装置基本原理

F.1 高压静止无功补偿装置

SVC 是由静止元件构成的并联可控无功功率补偿装置,为使无功补偿功率快速可调,多以可控电抗与固定电容器组(FC)并联使用,可将无功补偿的范围扩大到超前和滞后两个可连续调节的范围。

主要类型有:晶闸管控制电抗器(TCR)型、晶闸管投切电容器(TSC)型、晶闸管投切电抗器(TSR)型、晶闸管控制高阻抗变压器(TCT)型、磁控电抗器(MCR)型、自饱和电抗器(SR)型,上述六种 SVC 既可单独使用,也可根据需要组合使用。

TCR 型 SVC 的电路原理示意图见图 F.1,主要由相控电抗器、晶闸管阀、滤波电容器、滤波电抗器开关及其他辅助设备(如控制保护监测系统、冷却系统等)组成。

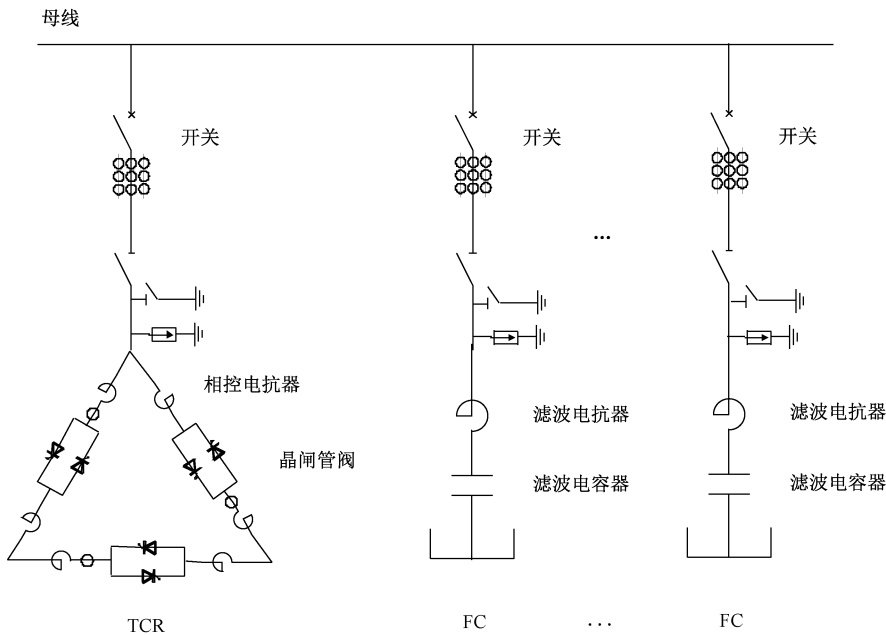


图 F.1 TCR 型 SVC 电路原理示意图

F.2 高压静止同步补偿装置

高压静止同步补偿装置(STATCOM)是一种基于全控型功率器件的无功补偿装置,以电压源型逆变器为核心,其输出电压通过连接电抗器或变压器接入系统,与系统侧电压保持同频、同相,通过调节其输出电压幅值与系统电压幅值的关系来确定输出功率的性质,当其幅值大于系统侧电压幅值时输出容性无功,小于系统侧电压幅值时输出感性无功。

链式 STATCOM 的电路原理示意图见图 F.2,主要由换流链(结构示意图见图 F.3)、连接电抗器或(和)连接变压器、启动回路、控制保护系统及其他辅助设备(冷却系统等)组成。

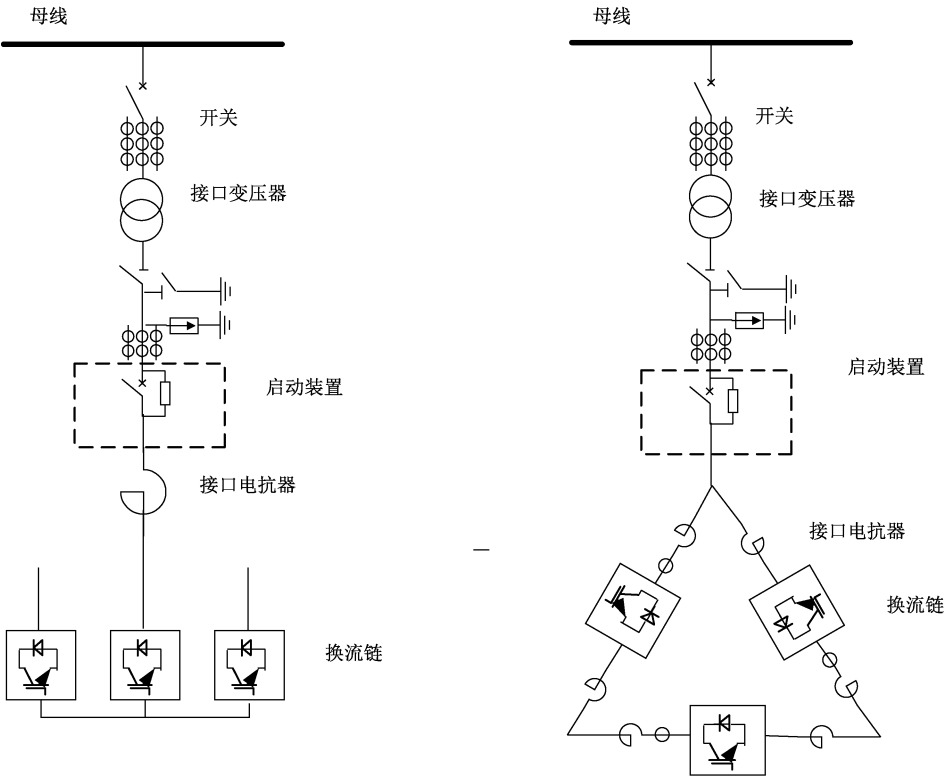


图 F.2 链式 STATCOM 电路原理示意图

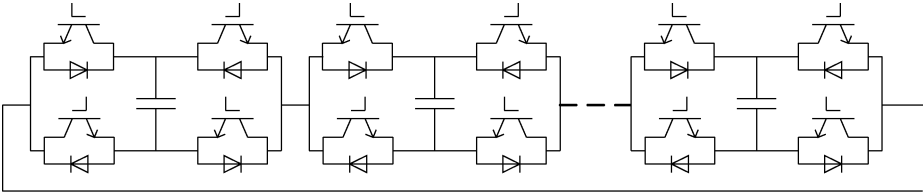


图 F.3 换流链结构示意图

参 考 文 献

- [1] DL/T 277 高压直流输电系统控制保护整定技术规程
-