

DOI: 10.3969/j.issn.1000-1026.2012.10.018

多端高压直流输电系统保护动作策略

王俊生, 吴林平, 郑玉平

(国网电力科学研究院/南京南瑞集团公司, 江苏省南京市 210003)

摘要: 多端高压直流输电(HVDC)系统保护动作后故障处理策略的选择与多端系统结构密切相关。详细分析了串联型和并联型多端直流输电系统的闭锁和线路故障再启动逻辑 2 类保护动作后故障处理策略,并简要介绍了其他保护动作处理策略。快速移相及同时投旁通对是串联型常用的闭锁策略;并联型常采用闭锁脉冲策略,以及禁止投旁通对策略。对串联型而言,极隔离实际上是换流器隔离;由于存在多条多电压等级的直流线路,从而线路故障处理策略复杂度很高;功率回降和极平衡需各主控站协同处理;新增合大地回线开关的处理策略。对并联型而言,线路故障处理需各整流站协同处理;新增降电流后闭锁策略;新增分断直流线路开关策略,便于隔离故障直流线路。

关键词: 高压直流输电;多端直流输电系统;故障处理策略;串联型;并联型

0 引言

多端高压直流输电(HVDC)系统(本文简称多端系统)在国外已经有工程应用^[1-2],主要分两大类:一类是基于晶闸管单控器件的高压/特高压直流输电,另一类是基于绝缘栅双极型晶体管(IGBT)/集成门极换流晶闸管(IGCT)等全控器件的 HVDC。本文研究前一类。

常规两端 HVDC 系统的保护动作后处理策略有 20 余种。多端系统包括多个换流站,为保证非故障健全系统继续运行,除需对已有动作策略进行调整外,还需新增一些处理策略。多端系统结构框架分串联型、并联型和混合型。多端系统结构框架的不同,直接影响控制保护系统的策略和保护动作后处理策略的选取。

本文针对串联型和并联型多端系统,着重介绍闭锁和线路故障再启动逻辑 2 种重要的保护动作后处理策略,并简单介绍其他保护动作后处理策略。

1 总体原则

保护动作后处理策略的首要原则是切除和隔离故障,故障程度和故障范围不能因为选取的处理策略而扩大。多端系统由多个换流站及相关设备组成,输送功率大,保证非故障系统继续运行是处理策略选择的重要原则之一。由于非故障系统继续运行,因此故障换流站不能因为闭锁方式的选择而产生潮流反转,否则对故障换流站的交流系统冲击太

大:这是多端系统不同于两端系统而需要特别考虑的原则。

2 串联型多端系统保护动作后处理策略

2.1 系统结构

虽然目前世界上运行的多端系统均采用并联型框架^[1-3],但由于特高压直流输电在中国的工程化应用,串联型结构又引起了国内专家学者的研究兴趣,因此,有必要探讨串联型多端系统结构。

图 1 为典型的串联型多端系统框架,简化起见图中只画了 1 个极。

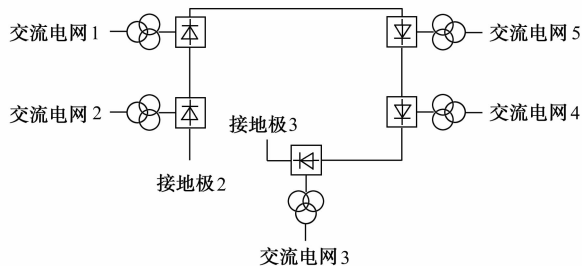


图 1 串联型 5 端直流系统结构示意图
Fig. 1 Diagram of series type five-terminal HVDC system

将目前的 ± 800 kV 双阀组串联特高压直流输电系统的 2 个阀组分别建设在 2 个不同的换流站中,就可以形成一个串联型 4 端直流系统,如图 2 所示。

图 2 所示结构给控制保护系统带来的技术挑战是:原本在一个站(甚至一个控制保护系统)内的双阀组协同控制(包括正常解闭锁、故障闭锁处理策略等)分离在相隔数百千米的 2 个换流站间协同控制。

技术难点在于协同控制的快速性、可靠性和对设备的无危害性。

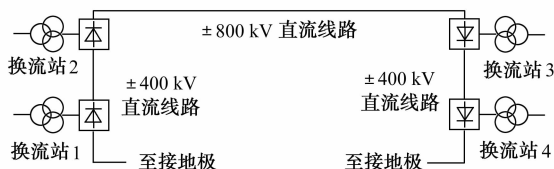


图2 由特高压直流输电系统演变而来的
串联型4端直流系统结构示意图

Fig. 2 Diagram of series type four-terminal HVDC
system from ultra-HVDC system

为便于分析,将串联型多端系统的各换流站和各直流线路按其特点进行分类。换流站划分为3类:第1类换流站定义为连接最高电压(如 ± 800 kV)直流线路以及次级电压(如 ± 400 kV)直流线路;第2类换流站定义为连接次级电压(如 ± 400 kV)直流线路以及接地极引线(或金属回线)线路;第3类换流站定义为连接2段次级高压直流线路(如一段 ± 600 kV、另一段 ± 300 kV)。对于图1所示结构,3类换流站均存在。对于图2所示结构,只有第1类、第2类换流站。直流线路按电压等级划分为不同电压等级线路,等级编号用 n 表示, $n=1,2,\dots,N$,其中 n 越大,表示线路电压等级越高。第 N 电压等级线路为串联型多端系统最高电压等级的直流线路;第1电压等级线路不是接地极引线,接地极引线的名称不变。

2.2 闭锁

2.2.1 闭锁脉冲

常规两端系统中采用闭锁策略可避免整流侧阀短路故障后损坏健康阀组。闭锁脉冲命令后,阀被关断,电流无法通过。对串联型多端系统而言,正在运行的串联各站(阀组)任何一个被断流,将造成其他站(阀组)的过电压。通常,闭锁产生的过电压需要避免;或者说,产生过电压的闭锁方式在选择上存在问题。从串联型多端系统闭锁不间断电流考虑,期望采用投旁通对措施;从整流侧阀短路故障考虑,如果旁通对投到非故障阀组,则必然有大的短路电流流过非故障旁通阀。目前,选择相投旁通对的技术可靠性不高、选相速度也不一定能满足要求。因此,当整流侧出现阀短路故障时,动作策略不采用闭锁脉冲将产生过大的短路电流,从而损坏健康阀,采用闭锁脉冲将使非故障站产生过电压。两害取其轻,串联型多端系统仍采用闭锁脉冲动作策略。

另外,动作策略采用闭锁脉冲的同时,发出合阀旁通开关命令^[4],提供电流通路,减轻非故障站过电压程度。阀旁通开关被合上时,如果其他换流站过电压保护还未动作,则有大电流通过被合上的阀旁

通开关;如果其他换流站过电压保护已经动作,正在执行快速移相,则此电流不大。为保护阀旁通开关,发出闭锁脉冲命令的同时宜发出其他整流站移相命令,不依赖于其他换流站过电压保护是否动作,但此方式又依赖于站间通信通道的好坏。

整流站采用闭锁脉冲完整的动作策略是:发出闭锁脉冲、合阀旁通开关、发出其他整流站移相命令。

当仅有一个整流站运行时,整流站故障可以选择闭锁脉冲命令。

2.2.2 快速移相及同时投旁通对

这是串联型多端系统最常用的闭锁动作处理策略。及时、快速投旁通对有利于保持串联型多端系统直流电流的通路。丢失脉冲故障时,投旁通对需避免选择丢失脉冲故障的阀组;否则,投旁通对不成功会造成其他换流站过电压。

逆变侧阀单相接地点故障时,可以采纳逆变侧禁止投旁通对的优化处理策略^[5],在采用优化处理策略过程中电流并不中断。

此处理策略宜同时发出合阀旁通开关命令;阀旁通开关合上后,撤除投旁通对命令;长时间运行时,合上阀旁通刀闸,分断阀旁通开关^[4]。这也是能应对投旁通对不成功的有效策略。

2.2.3 快速移相及条件投旁通对

移相角度的选择需保持非故障系统的正常运行,整流侧不宜造成功率反送,直至旁通对的投入。合阀旁通开关等处理同第2.2.2节。

2.2.4 其他站闭锁

串联型多端系统闭锁一个故障整流站或故障逆变站后,需相应闭锁一个健康逆变站或健康整流站,以达到电压平衡。因为换流变压器额定电压等级及分接头挡位电压调节幅度有限,且换流阀不宜长时间大角度运行。

2.3 线路故障后的再启动逻辑

除第2类换流站外,与各换流站相连的直流线路需划分高压端连接的直流线路和低压端连接的直流线路,其保护动作宜采取不同的策略。第1类再启动逻辑:所有运行于整流方式的换流站同时执行再启动逻辑。第2类再启动逻辑:直流线路电压等级不高于第 n 电压等级,且运行于整流方式的各换流站同时执行再启动逻辑;第3类再启动逻辑:连接接地极线路,且运行于整流方式的换流站(即第2类换流站)执行再启动逻辑。

以上3类再启动逻辑设定的定值在各换流站中可以不相同,可根据各条线路的实际情况设定去游离时间等定值。

任何直流线路发生故障,均采用第1类再启动

逻辑最简单,但采用该方式最不经济,对电网的冲击也最大。对再启动逻辑分类以后,期望针对各电压等级直流线路故障采取相应的再启动逻辑,以符合总体原则。

2.3.1 第 N 电压等级线路故障

采用第 1 类再启动逻辑。担任整流功能的各换流站执行再启动逻辑的同时性要求不太高;去游离时间定值的设定需要考虑各换流站的定值和执行同时性上的差异。第 N 电压等级线路发生接地故障,串联型多端系统已经不能正常输送功率,该策略并不造成功率输送的浪费。

直接连接第 N 电压等级线路的换流站(特别是整流站)的线路保护(如行波保护),故障时动作;从保护区划分角度考虑,其他与故障直流线路不直接相连的换流站的线路保护不能动作。所以,各整流站同时执行再启动逻辑需要站间通信通道的支持。当站间通信通道异常时,有可能只有 1 个整流站进行再启动逻辑的移相工作,故障的直流线路电压仅下降一部分,不一定能达到去游离的目的。这是串联型多端系统必需考虑的。当站间通信通道异常时,该故障可以选择闭锁停运整个极。

2.3.2 第 1 电压等级线路故障

采用第 3 类再启动逻辑。如果与故障线路连接的第 2 类换流站是整流站,则该站执行第 3 类再启动逻辑;另一端连接故障线路的换流站低压端线路保护其处理策略是将动作信号送往第 2 类换流站。如果与故障线路连接的第 2 类换流站是逆变站,则故障发生瞬间,整流侧电压明显高于逆变侧,直流电流瞬时增大;如果对应的整流站执行第 3 类再启动逻辑,并且非第 2 类换流站的逆变站能够维持直流电压,则采用该策略处理后,直流电流能够维持故障前运行电流,故障电流迅速减小。能否完成去游离断弧还与故障类型等因素有关,值得尝试。检测到线路保护动作的换流站有可能均为逆变站,线路保护动作信号需送往其他整流站。

2.3.3 第 n 电压等级线路故障

采用第 2 类再启动逻辑。如果故障的第 n ($1 < n < N$) 电压等级线路属于整流站间的直流线路,则运行电压小于等于第 n 电压等级线路对应电压的换流站执行再启动逻辑。如果故障的第 n 电压等级线路属于逆变站间的直流线路,则可以采取对应的整流站执行第 2 类再启动逻辑;分析过程及条件同第 2.3.2 节。

2.3.4 故障线路两端均为逆变站的处理

如果仅 1 个(或多个)相应的整流站执行再启动逻辑并不能达到断弧目的,则需负责整流功能的所有换流站同时执行再启动逻辑,即第 1 类再启动逻辑。

这是简洁的动作策略选择。

2.3.5 移相角度的选择

再启动逻辑执行期间的移相操作,其移相角度有 2 种选择:一种是与常规 2 端系统一样,通过移相逆变运行,有利于故障线路的去游离;另一种是仅保持剩余系统的正常运行电流的通过,功率方向与故障前差异不大。这使得再启动逻辑程序设计的复杂度增加。第 1 类再启动逻辑的移相角度宜选择前一种。

2.3.6 结构灵活情况

如果串联型多端系统结构中接地站和整流/逆变站不固定,依据需要灵活组合,则自适应选择和处

2.3.7 永久性故障处理

若线路故障为永久性故障,则第 1 类再启动逻辑执行后,整个极执行闭锁停运。第 2 类和第 3 类再启动逻辑执行后,部分系统仍然继续运行,有 2 种处理方式。一种处理方式是:如果运行电流不流经永久性线路故障点(绝缘恢复),则可在多端系统闭锁停运时,择机隔离检修故障线路;如果运行电流流经永久性线路故障点,则由继续运行系统的相关差动保护动作进行其他策略处理;再启动逻辑不处理这类善后事宜。另一种处理方式见第 2.3.8 节。

2.3.8 故障线路的隔离

第 1 电压等级线路发生永久性故障后,第 2 类换流站闭锁,与故障线路连接的另一个换流站合上大地回线开关,连接该站接地极引线,剩余系统继续运行。第 n ($n \neq N$) 电压等级线路永久性故障也可依此进行处理。

经故障处理后,接地极中有运行电流流过。假设图 2 中换流站 1 和 2 之间极 1 的 ± 400 kV 直流线路发生永久性故障,换流站 1 极 1 闭锁(换流站 3 或 4 相应极 1 闭锁、阀组旁通),极 1 隔离;换流站 2 合大地回线开关、分断该故障直流线路开关,换流站 2 极 1 连接接地极引线继续运行。极 2 运行不变。这样,存在 3 个接地极接地点:换流站 1 极 2、换流站 2 极 1、换流站 4 极 1 和极 2(共用)。接地极电流分别是:极 2 运行电流、极 1 运行电流、极 2 与极 1 运行电流之差。

2.4 金属回线运行

金属回线运行组合有多种,空闲的直流线路可作为金属回线。例如:极 1 换流器全部隔离退出,其直流线路连接成为极 2 的金属回线。又例如:换流站可灵活设置整流/逆变功能,一次直流线路接线可能为环形;大地方式运行时,连接 2 个第 2 类换流站间的直流线路空闲不用,而金属回线运行时,可使用该线路。该方式开关操作少、金属回线线损小。

2.5 其他处理策略

本文仅介绍与常规 2 端系统存在差异的处理策略。

1)分断换流变开关:串联型多端闭锁时需保持电流通路。采用条件投旁通对策略时,未投旁通对之前不宜分断换流变开关,否则易断流而引起其他换流站过电压后闭锁。采取投旁通对策略时,不发分断换流变开关命令有利于撤除旁通对时,反向电压助阀组关断;撤除投旁通对后,可分断换流变开关。采取闭锁脉冲策略时,同时发分断换流变开关命令。

2)极平衡、功率回降:串联型多端系统各换流站运行的直流电流相等,各主控站均需执行相同的指令。站间通信异常时,不宜选择该策略。

3)极隔离:直流线路是串联型多端系统的电流通路,不能将其隔离在运行设备之外;换流器阀旁通开关闭合后,可以将换流器通过阀隔离刀闸隔离在运行设备之外,因此,命名为换流器隔离更贴切。整个极停运后,有极隔离操作。

4)移相:需考虑移相角度。
5)请求另一极移相:另一极各整流站均需执行相同的移相指令。站间通信(含另一极站间通信)异常时,不宜选择该策略。

6)重合站地开关、重合大地回线转换开关、重合金属回线转换开关、合站地开关:仅第 2 类换流站有此操作命令,其他类型换流站禁止此操作。

7)重合中性线开关:第 2 类换流站中性母线接地故障时,另一极的运行电流流经接地故障点而引起中性线开关断弧失败^[6]。

8)请求金属回线运行:金属回线运行组合有多种,需根据工程设计规范执行。

9)低压线路故障请求移相:低压线路是指接地极引线或金属回线运行时的低压直流线路,线路故障时全部整流站同时移相,减小故障点电流便于熄弧;移相同时性要求不高。

3 并联型多端系统保护动作后处理策略

3.1 系统结构

图 3 为典型的并联型多端系统结构图。

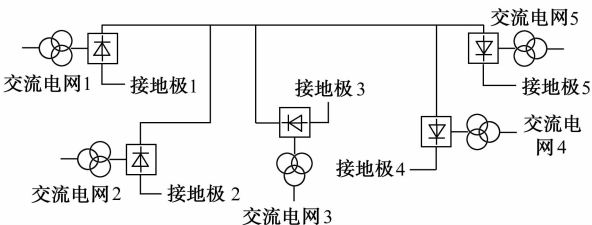


图 3 并联型 5 端直流系统结构示意图
Fig. 3 Diagram of parallel type five-terminal HVDC system

3.2 极母线断路器

并联型多端系统某换流站极母线发生对地短路故障时(特别是平波电抗器及其线路侧),该换流站极母线差动保护动作;这一故障对其他换流站而言,相当于直流线路故障,这些换流站的线路保护动作,执行再启动逻辑(移相)。移相去游离时间一般为 200 ms。极母线出口采用断路器与直流线路相连,移相时间足够使极母线发生对地短路故障的换流站完成极隔离,将故障区域隔离在运行系统之外。非故障换流站执行再启动逻辑后,系统将恢复功率输送。而常规隔离刀闸的设计达不到这类故障下系统恢复功率输送的目的。

直流线路两端均宜连接断路器,有利于隔离故障直流线路。

3.3 闭锁

早期闭锁措施是采用故障站快速移相及同时投旁通、其他整流站同时移相的策略^[2]。

3.3.1 降电流后闭锁

存在 2 个或 2 个以上与故障换流站相同整流或逆变方式的换流站时,闭锁故障换流站可采用该闭锁方式。先移相降低故障换流站直流电流直至 0,然后闭锁该换流站;移相角度的选择以降低换流站直流电流直至 0 为目的,不宜造成功率反向。一般而言,这是非紧急故障下慢速保护动作后的闭锁策略。定电压方式的逆变站故障,需先将定电压方式转给另一个逆变站^[7],然后降电流后闭锁。

3.3.2 闭锁脉冲

闭锁脉冲信号发出后,阀被关断,电流无法通过,这对其他并联的换流站非常有利。阀组电网侧的接地故障由于闭锁脉冲的阀被关断,不会影响非故障换流站的正常运行,对阀组电网侧的其他故障也成立。阀组极母线侧的接地故障,闭锁脉冲同时带有极隔离命令,极母线断路器分断,隔离故障区,不会影响非故障换流站的正常运行。如果其他换流站线路保护不动作,极母线断路器分断电流能力有限,则极母线差动保护动作后,宜向其他整流站发出移相命令(移相时间约 100 ms),以便于极母线断路器分断。阀短路故障发生时,采取闭锁脉冲策略后,本故障站不会有故障电流回路;并联型多端系统其他换流站换流变压器某相会通过故障短路阀与故障换流站换流变压器某相短路,但没有短路电流回路,不会有故障电流。

可能的隐患有:直流电流突然中断引起的过电压问题;直流电流始终不能降为 0 而造成阀无法关断的问题。闭锁脉冲命令到达阀体时,12 脉动阀总有 4 个阀处于导通状态,闭锁脉冲命令的到达并不

会改变它们的导通状态。对闭锁脉冲命令到达阀体时,有阀体正在换相也成立。导通的阀体上的正向电压随着交变的换流变压器阀侧电压而变化;阀体上的正向电压逐步减小为0并反向时,电流也逐步降为0并关断阀。发出的其他整流站移相命令有利于直流电流降为0。因此,隐患不会产生。

仅1个逆变站运行时,逆变站故障不宜采用该闭锁方式。通常,闭锁脉冲是并联型多端系统比较常用的处理策略。

3.3.3 快速移相及同时投旁通对

快速移相及同时投旁通对应尽量少使用,因为这一闭锁方式使直流线路对接地极短路,严重影响到其他换流站的正常运行。

直流过电压时,可采用该闭锁策略。产生直流过电压的原因(不含测量系统问题)包括控制系统调节紊乱、极母线断路等。前者造成的直流过电压使所有换流站均感受到大致相同的过电压,均需闭锁;采用投旁通对方式并没有扩大直流过电压范围,而且对设备有利。后者仅使故障换流站过电压,故障已经断线,投旁通不会对其他站产生影响。

站间通信中断后,宜采用该闭锁策略,对整流站和逆变站均适用。其原因是:①其他站的运行状态(整流/逆变)未知,不宜采用“降电流后闭锁”策略;②无法向其他整流站发送移相命令,单独使用“闭锁脉冲”有一定风险;③投旁通对后,整流站虽然接收不到移相命令,但依靠线路低电压保护动作,进行移相操作,有利于直流电流降为0,完成故障换流站的闭锁。

当仅有1个整流站和1个逆变站运行时,可选择该闭锁策略。

3.3.4 快速移相及条件投旁通对

对并联型多端系统而言,这一策略意义不大。当仅有1个整流站和1个逆变站运行时,可选择该闭锁策略。

3.4 线路故障后的处理策略

3.4.1 线路故障后的再启动逻辑

原2端系统平波电抗器的“天然屏障”在多端系统中不一定有效,无法在保护全线路的同时使近处换流站换相失败不误动;直流线路将划成多个区域,非保护区域的故障线路保护不动作。

任一换流站线路保护动作应向其他整流站发送线路保护动作信号。各整流站收到该信号后,执行再启动逻辑。

这里要求:各换流站的再启动逻辑设计应一致;去游离时间定值的设计需考虑各整流站再启动逻辑

执行时刻的差异性,避免由此带来的去游离时间太长以及重启动时刻太早。再启动逻辑执行时刻的差异性会影响去游离时间的精准性,以及线路低电压保护的实际行动时间精准性。

3.4.2 故障线路的隔离

具体实施与直流线路空间布局有关。线路开关站结构如图4所示。

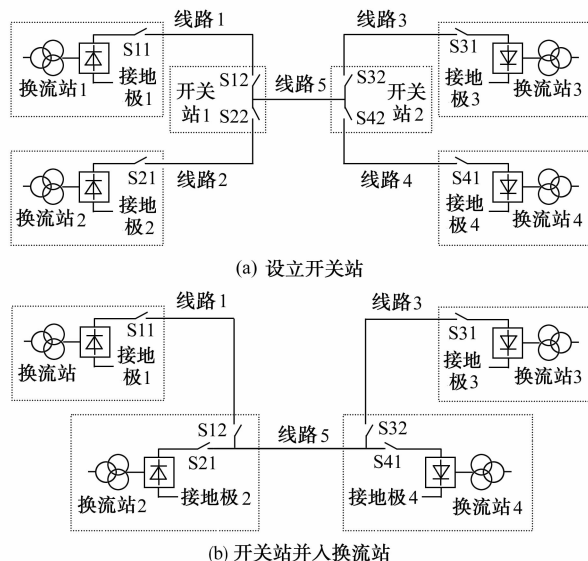


图4 直流线路开关站结构示意图
Fig. 4 Diagram of switching substations for DC lines

图4中“线路1”发生永久性接地故障,断开开关S12后,剩余系统可以继续运行。具体策略是:判断某线路(非图4中线路5,如线路1)永久性故障,闭锁与故障线路相连的换流器(如换流站1);发出“其他整流站移相”命令,发出“分线路开关”命令(如分开关S12)。

其他整流站移相后,系统恢复运行。

图4(a)所示的开关站需增加接收远方“分线路开关”命令装置;图4(b)中的控制保护设备需增加接收远方或本地“分线路开关”命令功能。

3.5 金属回线运行

并联型双极5端直流系统结构如图5所示。假设换流站2极1换流器故障退出运行,完成极隔离。换流站2极2成单极大地地回线运行。换流站2极2的金属回线运行方式如下。

- 1)换流站1极1线路(连接换流站2的)与中性母线相连。
 - 2)换流站2极2中性母线与极1线路相连。
 - 3)换流站2极2断开接地极2的连接。
- 换流站2非接地运行,其他换流站均接地运行。金属回线运行方式比较多,不一一列举。

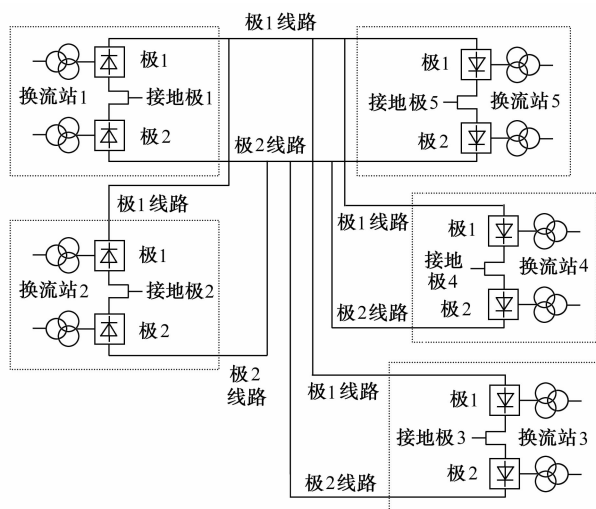


图5 并联型双极5端直流系统结构示意图

Fig. 5 Diagram of bipole parallel five-terminal HVDC system

3.6 其他处理策略

1) 极隔离: 极母线与直流线路采用断路器连接, 极隔离操作顺序及操作条件需重新设计。

2) 移相、请求另一极移相: 有各整流站移相的一致性问题, 需避免各整流站移相起始时刻与移相维持时间相差过大。

3) 请求金属回线运行: 需根据工程设计规范执行。

4) 逆变站禁止投旁通对: 这是常用的策略, 确保不因为误投旁通对而造成整个极停运; 文献[5]的优化策略可取。

5) 低压线路故障请求移相: 常规在单极运行时采用, 移相角度选择不宜使功率方向反转。接地极引线故障时, 故障换流站选择这一处理策略以减小电流使故障点熄弧; 金属回线运行组合较多, 需根据运行的具体方式确定移相的换流站数目, 减小电流使金属回线故障点熄弧。

4 结语

串联型多端系统采用闭锁等处理策略时对站间通信通道的要求高于并联型多端系统, 如功率回降、极平衡操作等, 均需各换流站配合。串联型多端系统闭锁更多地使用投旁通对策略, 较少使用直接闭锁脉冲; 而并联型多端系统闭锁则刚好相反, 更多地使用直接闭锁脉冲, 较少使用投旁通对策略。串联型多端系统闭锁存在两害取其轻的现象, 这对设备的安全产生影响。

对于直流线路故障处理策略, 串联型多端系统的复杂度及实现难度均非常大, 如果设计的整流站和逆变站不固定, 则处理策略更加复杂; 而并联型多

端系统简单, 仅要求再启动逻辑的定值选择一致, 执行时刻大致相同。串联型多端系统金属回线运行时, 按常规只有1个接地站; 而并联型多端系统金属回线运行时, 按常规有多个接地站。

从各种保护动作后处理策略上分析, 串联型多端系统技术难度更大一些; 并联型多端系统技术相对简单, 与常规2端直流系统的相同点颇多。

参考文献

- [1] 袁旭峰, 程时杰. 多端直流输电技术及其发展[J]. 继电器, 2006, 34(19): 61-67.
YUAN Xufeng, CHENG Shijie. Multi-terminal HVDC transmission technology and its development[J]. Relay, 2006, 34(19): 61-67.
- [2] MCCALLUM D, MOREAU G, PRIMEAU J, et al. Multiterminal integration of the Nicolet converter station into the Quebec-New England Phase II HVDC transmission system [C]// Proceedings of the CIGRE 35th International Conference, August 29-September 3, 1994, Paris, France.
- [3] 屠卿瑞, 徐政. 多端直流系统关键技术概述[J]. 华东电力, 2009, 37(2): 267-271.
TU Qingrui, XU Zheng. Outline of key technologies for multi-terminal DC systems[J]. East China Electric Power, 2009, 37(2): 267-271.
- [4] 王俊生, 李海英, 曹冬明. ± 800 kV 特高压直流保护阀组区测量点配置的探讨[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(22): 81-84.
WANG Junsheng, LI Haiying, CAO Dongming. Discussion on measuring configuration of ± 800 kV ultra HVDC system protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(22): 81-84.
- [5] 王俊生, 朱斌. 逆变站换流变阀侧连接单相接地动作策略分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(23): 119-123.
WANG Junsheng, ZHU Bin. Analysis of fault clearing actions under single phase to ground fault of lines connecting transformer and inverter valve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(23): 119-123.
- [6] 吴林平, 王俊生, 余江. 高压直流输电极极隔离方法的优化及相关问题分析[J]. 南方电网技术, 2011, 5(3): 31-35.
WU Linping, WANG Junsheng, YU Jiang. The optimization of HVDC pole-isolating method and analysis on the related problems[J]. Southern Power System Technology, 2011, 5(3): 31-35.
- [7] JOTTEN R, BOWLES J P, LISS G, et al. Control in HVDC systems—the state of the art: Part II multiterminal systems [C]// Proceedings of the CIGRE 28th International Conference, August 27-September 4, 1980, Paris, France: 14-07.

王俊生(1966—), 男, 通信作者, 博士, 研究员级高级工程师, IEEE 高级会员, 主要研究方向: 高压直流输电系统保护。E-mail: wangjunsheng@sgepri.sgcc.com.cn

吴林平(1980—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向: 高压直流输电控制系统。

郑玉平(1964—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要研究方向: 电力系统保护、直流输电和交流柔性输电。

(下转第 123 页 continued on page 123)

Discussions on Fault Clearing Actions of Protection System for Multi-terminal HVDC

WANG Junsheng, WU Linping, ZHENG Yuping

(State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China)

Abstract: The fault clearing actions for multi-terminal high-voltage direct current (HVDC) power transmission protection system are relative to the structure of multi-terminal HVDC system. Two fault clearing actions (blocking and restart logic of line fault) are analyzed in detail for a series type and a parallel type multi-terminal HVDC system. Other fault clearing actions are also introduced. Fast retarding with setting bypass pair is a general blocking action for the series type multi-terminal HVDC system. Blocking firing pulse is a general blocking action, and inhibiting bypass pair is often used in the parallel type multi-terminal HVDC system. For the series type multi-terminal HVDC system, pole isolating is adopted instead of converter isolating. Because there are many DC lines with different voltages, it is very complex to implement restart logic for DC line to ground faults. Runback and pole balancing must be implemented in all master converters synchronously. A new fault clearing action by closing the ground return breaker is used. For a parallel type multi-terminal HVDC system, it is only to make the time of initiating restart logic and the settings of restart logic almost identical in all converters. Decreasing DC current and blocking is a new fault clearing action. A new fault clearing action named opening DC line breaker is to isolate a faulted DC line.

Key words: high-voltage direct current (HVDC) transmission; multi-terminal direct current transmission system; fault clearing actions; series type; parallel type