

基于 MMC 的多端直流电网双极短路故障电流计算

孙吉波¹, 王宇², 刘崇茹², 伍双喜¹, 刘俊磊¹, 黄国栋¹

(1. 广东电网有限责任公司电力调度控制中心, 广东 广州 510600;

2. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206)

摘要: 直流侧故障切除能力是衡量直流输电系统的重要指标。针对子模块采用半桥拓扑的模块化多电平换流器(MMC)直流侧发生双极短路故障的机理进行分析, 定量研究了影响故障电流峰值的主要因素; 并将结论延伸至多端直流电网, 提出了不同电网拓扑和不同位置发生故障后 10 ms 内各换流站出口、线路电流的计算方法; 在 PSCAD/EMTDC 仿真软件中搭建三端电磁暂态仿真模型, 并将故障电流计算结果与仿真结果进行对比验证, 结果表明所提计算方法具有一定的精度和速度, 对直流电网规划、直流断路器选型具有一定的指导意义。

关键词: 多端直流电网; 模块化多电平换流器; 双极短路; 故障电流计算

中图分类号: TM 713; TM 46

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2018.11.011

0 引言

近年来, 随着电力电子技术的发展, 基于可关断器件的柔性直流输电 VSC-HVDC (Voltage Source Converter-based HVDC) 系统因为具有无换相失败、有功/无功独立控制、易于构成多端电网等优势, 受到越来越多的青睐^[1-2]。VSC-HVDC 系统主要分为二/三电平换流器和模块化多电平换流器 MMC (Modular Multilevel Converter) 2 种技术路线。其中 MMC 具有器件开关频率低、输出波形质量好、对开关一致性要求低、扩展性强等优势, 成为电压源型换流器发展的主流趋势^[3-5]。

直流侧故障清除一直是直流输电研究的重要议题。由于直流系统的阻尼小、响应时间常数小, 因此故障发展迅速, 对控制保护配合的要求也更高^[6-7]。目前, 国内外对直流侧故障清除比较公认的方法主要有 3 类: 交流断路器、换流器自身的直流故障隔离能力和直流断路器^[8-9]。当采用交流断路器清除故障时, 响应速度较慢, 最快也需要 2~3 个周期, 此时段内直流侧已严重过流; 同时故障切除后系统的重启需要时序配合, 过程复杂, 恢复时间较长。通过换流器自身隔离故障时, 则需采用具备故障隔离能力的子模块, 如全桥子模块 FBSM (Full-Bridge Sub-Module)^[10]、箝位双子模块 CDSM (Clamp Double Sub-Module)^[11]等。此类方法虽然具有较好的故障穿越特性, 但需要所有的换流站均闭锁, 会降低供电可靠性; 且采用具备故障隔离功能的换流器拓扑会增加换流站的建设费用, 并且仍然需要配置断路器, 以切断发生永久故障的线路, 恢复其他正常线路运

行。采用直流断路器隔离故障的主要技术瓶颈是高压直流断路器的产品化以及直流断路器昂贵的成本, 因而需要电网规划及参数设计与断路器容量相配合^[12]。双极极间短路是直流侧最为严重的故障类型, 当采用 MMC 的直流系统发生双极短路故障时, 所有子模块会通过故障点放电, 几毫秒内就产生严重的过流, 对电力电子器件和相关设备的正常运行产生很大的冲击^[13-15]。因此, 分析直流电网的双极短路故障机理、快速计算短路故障电流对一次系统的参数设计以及直流断路器选型具有指导意义。文献[15]提出了一种发生双极短路故障后故障电流的计算方法, 但是其主要针对桥臂过流分析, 没有涉及直流线路以及多端直流电网中的过电流计算问题。

针对以上问题, 本文详细分析了采用半桥子模块 HBSM (Half-Bridge Sub-Module) 的双端 MMC 系统, 当其直流侧发生双极极间短路故障时, 定量研究直流线路过流的影响因素, 揭示了过电流幅值和时间与一次系统参数、控制系统之间的关系。并将结论推广至多端直流电网, 提出一种近似计算发生极间短路故障后 10 ms 内换流站出口、线路过电流的计算方法。在 PSCAD/EMTDC 仿真软件中搭建三端电磁暂态仿真模型, 并将计算结果与仿真结果进行对比, 验证了所提计算方法的计算精度。

1 MMC 基本结构与工作原理

MMC 的典型拓扑结构如图 1 所示。换流器由三相共 6 个桥臂组成, 每个桥臂由限流电感 L_0 与 N 个子模块 (SM) 串联而成。子模块由 2 个绝缘栅双极晶体管 (IGBT) V_{T1} 和 V_{T2} 、2 个反并联续流二极管以及直流电容器 C 组成。当系统正常运行时, V_{T1} 和 V_{T2} 交替导通, 每相的 $2N$ 个子模块在交流侧生成 $N+1$ 电平阶梯波, 同时每相共投入 N 个子模块以维持

收稿日期: 2017-10-18; 修回日期: 2018-08-02

基金项目: 广东电网有限责任公司科技项目 (GDKJXM20162608)

Project supported by the Science and Technology Project of Guangdong Power Grid Co., Ltd. (GDKJXM20162608)

直流电压恒定。根据 V_{T1} 和 V_{T2} 的开关情况可以将子模块分为投入、旁路和闭锁 3 种状态,当 V_{T1} 导通、 V_{T2} 关断时,子模块为投入状态;当 V_{T1} 关断、 V_{T2} 导通时,子模块为旁路状态;当 V_{T1} 和 V_{T2} 均关断时,子模块为闭锁状态。

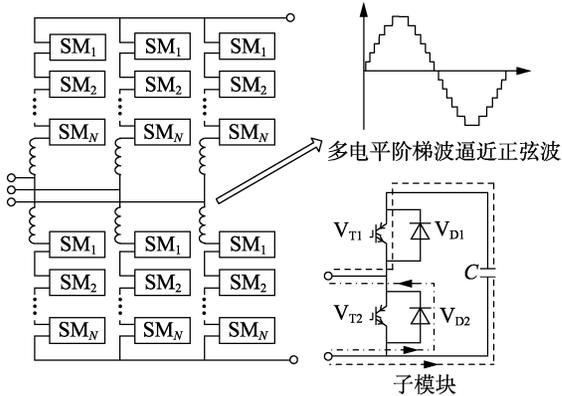


图 1 MMC 系统三相拓扑结构

Fig.1 Three-phase topology of MMC system

当直流侧发生极间短路故障时,控制系统仍作用,此时如图 1 中虚线和点划线流电路径所示,处于投入状态的子模块电容通过 V_{T1} 快速放电,处于旁路状态的子模块通过 V_{D2} 导通回路中的放电电流。每相的 $2N$ 个子模块中,同一时刻有 N 个子模块串联在回路中,通过短路点进行放电。

2 MMC 直流双极短路过电流分析

2.1 直流系统短路故障

直流侧双极极间短路是模块化多电平换流器高压直流输电 (MMC-HVDC) 系统中最为严重的故障类型,对于交流系统而言,直流侧发生极间短路近似于发生交流三相短路,对于子模块中的电力电子器件有很大的过流冲击,危及整个系统的安全运行。当直流电压低于保护系统整定值或直流电流、桥臂电流高于保护系统整定值时,一般要求 10 ms 内保护装置投入,闭锁子模块的触发脉冲,换流器停运,直流断路器动作切除故障线路。10 ms 的线路过流水平是工程规划、直流断路器选型以及保护配合需要考量的重要因素。

直流线路发生双极短路故障后的过程分为 2 个阶段:闭锁前的电容放电阶段以及闭锁后的电感续流阶段。

2.2 闭锁前的电容放电阶段

闭锁前电流通路如图 2 所示,当直流侧发生极间短路时,电容通过控制系统投入子模块的 V_{T1} 、旁路子模块的 V_{D2} 、换流站出口平波电感 L_2 、线路等值电阻 R_3 、线路等值电感 L_3 经短路点放电。图 2 中仅给出换流器的单相形式,但直流线路上流过三相放电电流。同时,交流系统也通过各桥臂向短路点注

入电流。交流系统近似发生三相短路,且由于换流站结构的对称性,使得直流线路上的交流电流三相分量互相抵消,但各相桥臂仍流过各相交流电流。因此设计子模块电气应力分析时仍需考虑交流电流分量,而对直流线路上的故障电流可以忽略。

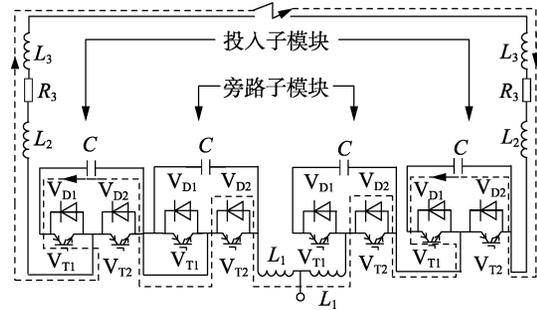


图 2 闭锁前电流通路示意图

Fig.2 Schematic diagram of current path before blocking

在发生极间短路故障后,故障电流主要是由电容放电造成的,而电容分散在各个子模块内部,其充放电状态与子模块投切状态密切相关。闭锁前子模块仍按照正常的调制模式投切,即任一时刻上、下 2 个桥臂共投入 N 个子模块。在子模块电容电压均衡控制的作用下,发生故障期间所有子模块均会投入或切除,因此每相所有 $2N$ 个子模块可以近似等分为并联的 2 个小组。由于系统控制频率很高,暂态过程非常迅速,2 个小组在控制器作用下高频投切,依次交替放电,因此可得如图 3 所示的等值计算电路及其初始条件。

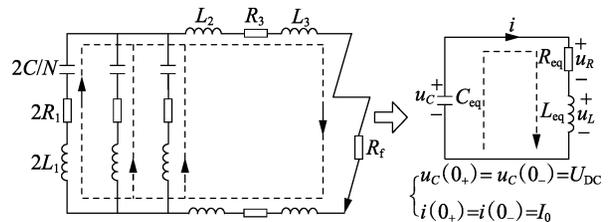


图 3 闭锁前故障等值电路及其初始条件

Fig.3 Equivalent circuit of fault and its initial condition before blocking

等值电容 C_{eq} 、等值电感 L_{eq} 、等值电阻 R_{eq} 分别为:

$$C_{eq} = \frac{6C}{N} \quad (1)$$

$$L_{eq} = \frac{2}{3}L_1 + 2L_2 + 2L_3 \quad (2)$$

$$R_{eq} = \frac{2}{3}R_1 + 2R_3 + R_f \quad (3)$$

电容电压初始值为每组子模块电压之和,即 U_{DC} 。电感电流初始值为直流线路上的初始电流,即发生故障瞬间直流电网断面的潮流分布。对于定有功功率控制的换流站而言, I_0 取决于有功功率的控

制目标;对于定直流电压控制的换流站而言, I_0 取决于整个直流系统的功率缺额。设发生故障的时刻 $t=0$, 整个故障等值电路为已知初始条件的 2 阶欠阻尼振荡放电过程。求解电容电压 u_c 和直流电流 i 可得:

$$u_c = e^{-\delta_1 t} \left[\frac{U_{DC} \omega_0}{\omega} \sin(\omega t + \beta) - \frac{I_0}{C_{eq} \omega} \sin(\omega t) \right] \quad (4)$$

$$i = e^{-\delta_1 t} \left[\frac{U_{DC}}{\omega L_{eq}} \sin(\omega t) - \frac{I_0 \omega_0}{\omega} \sin(\omega t - \beta) \right] \quad (5)$$

$$\delta_1 = \frac{R_{eq}}{2L_{eq}}, \quad \omega_0 = \sqrt{\frac{1}{L_{eq} C_{eq}}}$$

$$\omega = \sqrt{\frac{1}{L_{eq} C_{eq}} - \left(\frac{R_{eq}}{2L_{eq}}\right)^2}, \quad \beta = \arctan\left(\frac{\omega}{\delta}\right)$$

通常情况下, $[R_{eq}/(2L_{eq})]^2 \ll 1/(L_{eq} C_{eq})$, 则有 $\omega = \omega_0, \beta = \pi/2$, 将其代入式(5)可得:

$$i = e^{-\delta_1 t} \left[U_{DC} \sqrt{\frac{C_{eq}}{L_{eq}}} \sin(\omega t) + I_0 \cos(\omega t) \right] = e^{-\delta_1 t} \sqrt{\frac{U_{DC}^2 C_{eq}}{L_{eq}} + I_0^2} \sin(\omega t + \alpha) \quad (6)$$

$$\alpha = \arctan\left(\frac{I_0}{U_{DC} \sqrt{\frac{L_{eq}}{C_{eq}}}}\right)$$

电容电压第一次过零点后不会反向充电, 电容放电结束时的电流值即为过流最大值。因此直流线路上故障电流出现的最大值为:

$$I_{MAX} = \sqrt{\frac{U_{DC}^2 C_{eq}}{L_{eq}} + I_0^2} \quad (7)$$

电容电压作为电路中的激励, 所有子模块电容放电完成时的电流值即为线路最大电流值。

通过式(7)可以发现, 不考虑控制器闭锁时, 直流侧极间短路造成直流线路的过流主要与子模块电容 C 、桥臂电感 L_1 、平波电感 L_2 有关; 直流电压 U_{DC} 、线路电流 I_0 及每桥臂子模块个数 N 通常由系统设计及实际工况决定。图 4 为不同一次系统参数取值情况下, 根据式(7)计算所得故障电流峰值和 PSCAD/EMTDC 仿真结果的对比。

由图 4 可以看出, 子模块电容越大, 单位电压变化产生的电流也越大; 电感电流不能突变, 会对故障回路中的放电电流产生抑制作用, 且电感越大, 抑制作用越明显, 因此子模块电容 C 越小、桥臂电感 L_1 和平波电感 L_2 越大, 则发生故障时直流线路过流越小。同时, 发生故障瞬间的直流电压 U_{DC} 和直流线路电流 I_0 也影响故障电流值, 且 U_{DC} 和 I_0 通常由实际工况、系统控制目标决定。另外, 由于平波电感 L_2 串联在三相桥臂的放电回路中, 对三相桥臂的放电电流起抑制作用, 对故障电流的抑制效果最为显著。

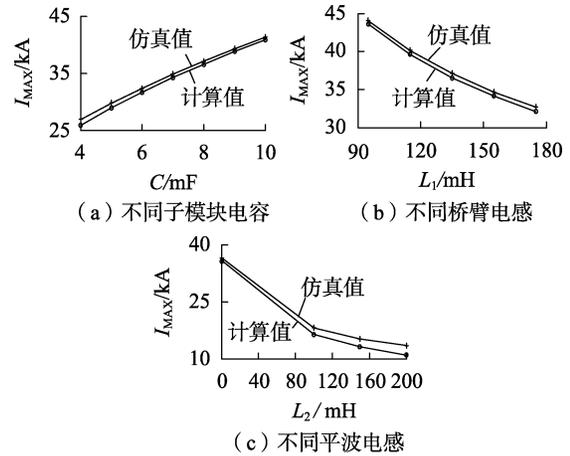


图 4 不同一次系统参数下直流线路故障电流峰值

Fig.4 Peak value of fault current in DC line with different primary system parameters

但需要注意的是, 平波电感会影响直流系统的动态响应, 因此应兼顾系统的动态特性和故障特性, 合理选择平波电感参数。

结合式(6)、(7), 同时考虑到直流侧发生双极短路后电容放电过程迅速, 可以忽略式(6)中电流幅值的指数衰减项; 且电容放电结束后不会反向充电, 因此在短时间尺度(10 ms)内可以认为电流达到最大值后保持不变。因此, 发生双极极间短路后线路上故障电流的计算公式为:

$$i = \begin{cases} I_{MAX} \sin(\omega t + \alpha) & i < I_{MAX} \\ I_{MAX} & i \geq I_{MAX} \end{cases} \quad (8)$$

根据式(8)计算两端 MMC-HVDC 系统的线路故障电流(MMC₁ 出口短路), 并将其与 PSCAD/EMTDC 仿真值进行比较, 结果如图 5 所示。可以看出, 计算结果与仿真值十分接近。

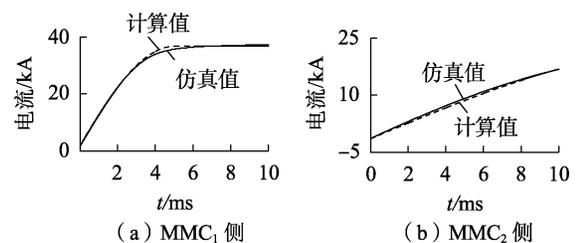


图 5 线路故障电流仿真结果和计算结果对比

Fig.5 Comparison between simulative and calculative line fault currents

2.4 闭锁后的电感续流阶段

发生故障后要求换流器能够快速闭锁。由于放电只能通过 V_{T1} 进行, 因此闭锁后由电容放电阶段进入电感续流阶段。闭锁后电流通路如图 6 所示。

电感电流不能突变, 因此闭锁后的一段时间内续流导致上、下桥臂的反并联二极管仍导通, 可忽略二极管的非线性。续流电流衰减到 0 后, 桥臂电流出现反向, 此时交流系统通过二极管组成三相不控

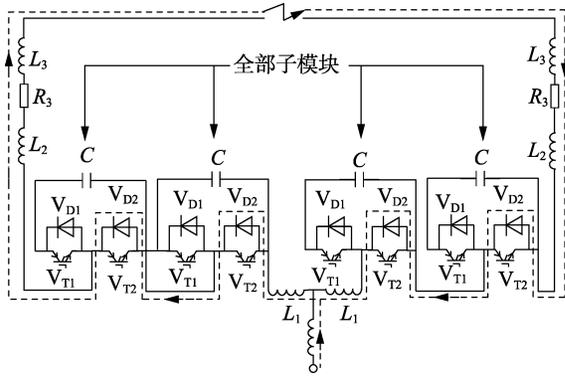


图 6 闭锁后电流通路示意图

Fig.6 Schematic diagram of current path after blocking
整流桥,但一般情况下在此之前保护已经动作,因此可以忽略此时的计算。设闭锁时刻线路中电流为 I_1 ,则线路电流为:

$$i = I_1 e^{-\delta_2 t} \quad (9)$$

其中, $\delta_2 = R_{eq} / L_{eq}$ 。

图 7 为在不同闭锁时间下直流线路故障电流仿真曲线,在电流达到最大值前闭锁,闭锁时刻的线路电流即为最大电流。由于线路上的最大故障电流发生在闭锁前,本文重点关注在闭锁前故障电流的上升速度和最大值,因此对多端系统的故障电流计算均不涉及闭锁。另外,故障电流计算会为换流站闭锁与直流断路器之间的时序配合提供依据。

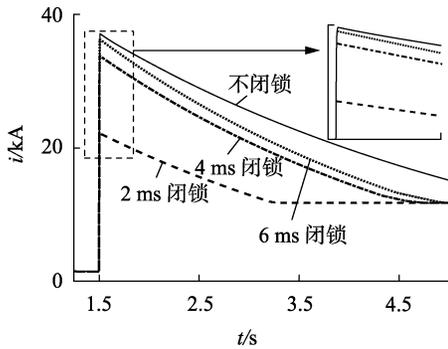


图 7 不同闭锁时间下直流线路故障电流

Fig.7 Fault current in DC line under different blocking times

3 多端 MMC 系统故障电流计算

当多端 MMC 系统直流侧发生极间短路故障时,各端换流站均受影响,每个换流站子模块均通过短路点放电,所包含的换流站越多,注入故障点的短路电流上升速度越快、幅值越大,将影响整个直流系统的稳定运行。对于两端 MMC-HVDC 系统而言,其发生双极短路故障后两端换流站的放电回路各自独立,互不影响,对直流侧故障电流的计算可以独立进行;而对于多端 MMC-HVDC 系统而言,其直流线路上的故障电流是各换流站在该线路故障电流分量的叠加,放电回路之间互相耦合,各换流站不能独立求解。

图 8 为环网式并联型三端 MMC-HVDC 系统示意图,其线路上发生极间短路,设故障发生在 MMC₂ 与 MMC₃ 之间,故障点与 MMC₂ 之间的距离为 l_2 ,与 MMC₃ 之间的距离为 l_3 。图中, $l_1 \sim l_4$ 为各线路长度; $I_{L1} \sim I_{L4}$ 为线路上实际流过的故障电流; $I_1 \sim I_3$ 为各换流站出口的故障电流。

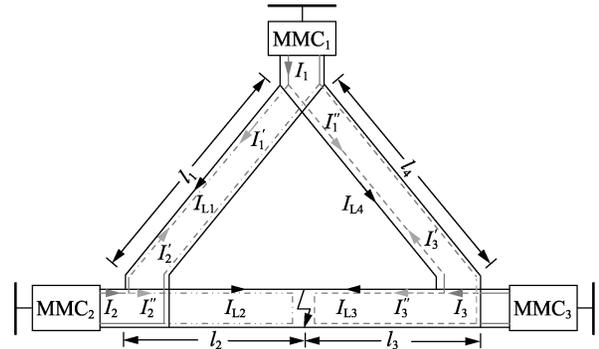


图 8 并联型三端 MMC-HVDC 系统示意图

Fig.8 Schematic diagram of parallel three-terminal MMC-HVDC system

每个换流站与故障点之间均有 2 条路径,图中仅画出 MMC₁ 与故障点之间的路径,如灰色虚线、点划线所示,每条路径流过的放电电流分量为 I'_i 和 I''_i ($i=1,2,3$),设线路单位长度阻抗相同,根据并联分流可以得到各分量 I'_i, I''_i 与换流站出口电流 I_i 的关系为:

$$\begin{bmatrix} I'_1 \\ I''_1 \\ I'_2 \\ I''_2 \\ I'_3 \\ I''_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{l} \begin{bmatrix} l_3+l_4 & 0 & 0 \\ l_1+l_2 & 0 & 0 \\ 0 & l_2 & 0 \\ 0 & l_1+l_3+l_4 & 0 \\ 0 & 0 & l_3 \\ 0 & 0 & l_1+l_2+l_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (10)$$

其中, $l=l_1+l_2+l_3+l_4$ 。

直流电网中的故障电流是各换流站在该线路上放电电流分量的叠加,根据图 8 中的电流参考方向,则有:

$$\begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \\ I_{L4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I'_1 \\ I''_1 \\ I'_2 \\ I''_2 \\ I'_3 \\ I''_3 \end{bmatrix} \quad (11)$$

联立式(10)和(11),可得:

$$\begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ I_{L3} \\ I_{L4} \end{bmatrix} = \frac{1}{l} \begin{bmatrix} l_3+l_4 & -l_2 & l_3 \\ l_3+l_4 & l_1+l_3+l_4 & l_3 \\ l_1+l_2 & l_2 & l_1+l_2+l_4 \\ l_1+l_2 & l_2 & -l_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (12)$$

由 2.2 节分析可知,要确定各个换流站的放电

电流需要先明确其放电回路,并根据基尔霍夫电压定律求解方程。由于多端 MMC-HVDC 系统中各端换流站互相耦合,因此故障情况下的等值电路与两端 MMC-HVDC 系统有所不同。以图 8 中 MMC₁ 为例,各线路上电流不仅是一端换流站出口电流在该线路上的分量,而是三端换流站分量的合成,因此在线路等值阻抗上并联反向电流源,以表示线路实际流过的电流,等值电路如图 9 所示。

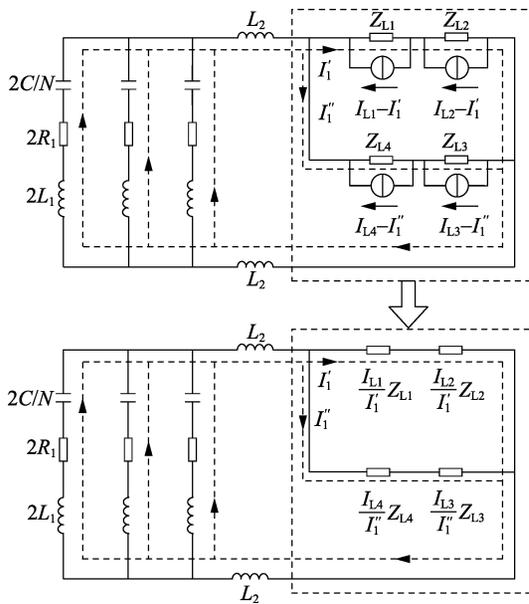


图 9 多端 MMC-HVDC 系统故障等值电路 (MMC₁)

Fig.9 Equivalent fault circuit of multi-terminal MMC-HVDC system (MMC₁)

线路阻抗与电流源并联,等效阻抗为线路实际电流与 MMC₁ 在该线路电流分量的比值和线路阻抗的乘积。此时线路等值电阻和等值电感分别如式 (13)、式 (14) 所示。

$$R_3 = \frac{(I_{L1}R_{L1} + I_{L2}R_{L2})(I_{L3}R_{L3} + I_{L4}R_{L4})}{I_1''(I_{L1}R_{L1} + I_{L2}R_{L2}) + I_1'(I_{L3}R_{L3} + I_{L4}R_{L4})} \quad (13)$$

$$L_3 = \frac{(I_{L1}L_{L1} + I_{L2}L_{L2})(I_{L3}L_{L3} + I_{L4}L_{L4})}{I_1''(I_{L1}L_{L1} + I_{L2}L_{L2}) + I_1'(I_{L3}L_{L3} + I_{L4}L_{L4})} \quad (14)$$

根据式(2)、(3)、(8)可求得 MMC₁ 的放电电流 I_1 。 U_{DC} 和 I_0 均为发生故障时的实际值,可由发生故障瞬间的潮流确定。利用类似的方法可以求得其他换流站的放电电流 I_2 、 I_3 。式(12)表明,求解各线路在发生极间短路故障时的电流需首先求解各换流站的放电电流;式(13)、(14)表明,求解各换流站的放电电流需要首先确定各线路电流,继而确定放电回路。两者相互影响,因此采用交替迭代的方法进行计算。初始解可先忽略其他换流站的影响,由等值电路中不包含并联电流源获得。各换流站的电流最大值由放电回路确定,若各端换流站前、后 2 次的计算结果小于 ε (如 10^{-5}),则退出迭代。整个计算流程如图 10 所示。

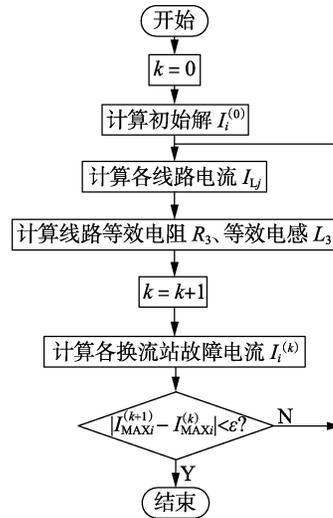


图 10 多端 MMC-HVDC 系统故障电流计算流程

Fig.10 Flowchart of fault current calculation for multi-terminal MMC-HVDC system

另外,此方法同样适用于不同拓扑结构、不同故障位置的故障电流计算。

4 仿真验证

本文在 PSCAD/EMTDC 仿真软件中搭建了三端 MMC-HVDC 系统的仿真模型,拓扑结构如图 8 所示,线路长度 $l_1 = 126$ km、 $l_2 = 110$ km、 $l_3 = 110$ km、 $l_4 = 292$ km,采用集中参数, $R_0 = 0.01$ Ω /km, $L_0 = 1$ mH/km。其他参数见表 1。

表 1 三端 MMC-HVDC 系统一次系统参数

Table 1 Primary system parameters of three-terminal MMC-HVDC system

参数	数值		
	MMC ₁	MMC ₂	MMC ₃
交流侧额定电压 U_s /kV	525	525	525
交流侧等效电阻 R_s / Ω	1.01	0.48	0.48
交流侧等效电感 L_s /mH	32	15	15
直流侧额定电压 U_{DC} /kV	1 000	1 000	1 000
电平数 N	456	456	456
桥臂电感 L_1 /mH	150	80	80
平波电感 L_2 /mH	100	100	100
子模块电容 C /mF	7.5	15	15

1.5 s 时,MMC₂ 和 MMC₃ 之间线路的中点发生极间短路故障。以故障发生时刻为 $t=0$,各换流站出口与线路上的故障电流如图 11 所示。

通过对比仿真结果和计算结果可以得知,图 11(a)~(g) 中绝对误差的最大值分别为 0.116 2、0.381 5、0.732 2、0.025 1、0.367 6、0.629 9、0.102 3 kA,本文所提计算方法对多端 MMC-HVDC 系统极间短路故障电流的计算具备很好的准确度。而且,故障电流的计算不依赖离线仿真,节省了大量的时间。对于其他拓扑形式的多端直流电网而言,其不同位置发生故障,此方法均适用,且简洁有效。

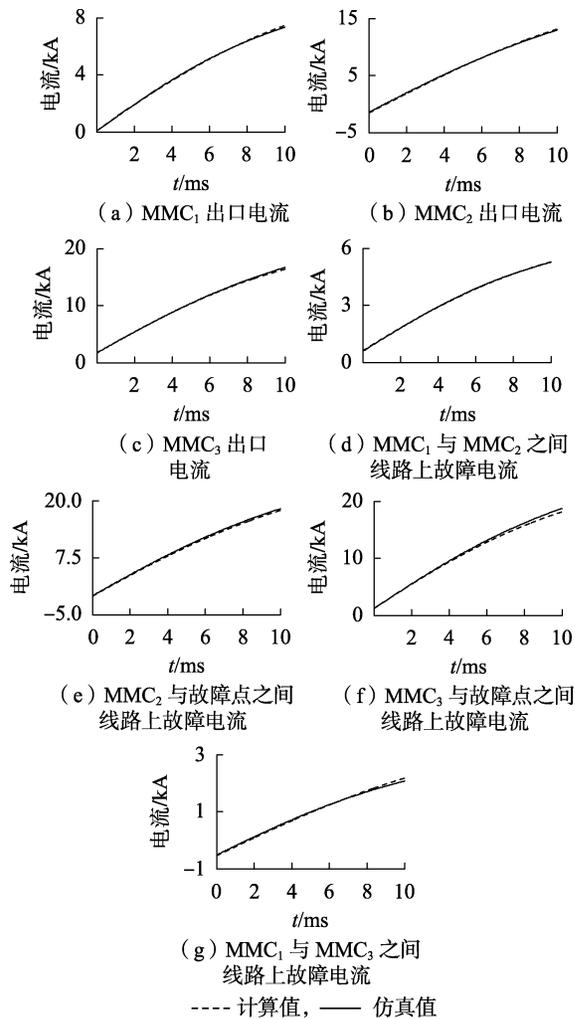


图 11 仿真结果和计算结果对比

Fig.11 Comparison between simulative and calculative results

5 结论

本文针对双端 MMC-HVDC 系统,分析了其直流侧发生双极短路时直流线路过流的产生机理,将故障后分为闭锁前的电容放电阶段和闭锁后的电感续流阶段,通过分析推理表明,直流侧故障电流受子模块电容、桥臂电感、换流站出口平波电感的影响。将结论推广至多端 MMC-HVDC 系统,针对各换流站放电回路互相耦合的情形,提出了一种迭代算法,计算结果表明,该方法具备很好的精度。同时该故障电流计算方法不需要大量的离线仿真,且适用于不同拓扑的多端电网。该方法能为电网规划、直流短路器选型提供新思路。

另外,对于采用 FBSM、CDSM 等具备故障隔离功能的拓扑结构的换流站而言,其发生故障后、换流站闭锁前的放电过程与 HBSM 类似,因此所提方法对其他拓扑也有借鉴意义,同样可作为换流站闭锁和直流断路器动作之间配合的依据。

参考文献:

[1] 李庚银,吕鹏飞,李广凯,等. 轻型高压直流输电技术的发展与

展望[J]. 电力系统自动化,2003,27(4):77-81.

LI Gengyin, LÜ Pengfei, LI Guangkai, et al. Development and prospects for HVDC light[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(4): 77-81.

- [2] GLINKA M, MARQUARD R. A new AC/AC multilevel converter family[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2005, 52(3): 662-669.
- [3] 刘钟洪,宋强,刘文华. 基于模块化多电平变流器的轻型直流输电系统[J]. 电力系统自动化,2010,34(2):53-58.
LIU Zhongqi, SONG Qiang, LIU Wenhua. VSC-HVDC system based on modular multilevel converters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(2): 53-58.
- [4] 王姗姗,周孝信,汤广福. 模块化多电平电压源换流器的数学模型[J]. 中国电机工程学报,2011,31(24):1-8.
WANG Shanshan, ZHOU Xiaoxin, TANG Guangfu. Modeling of modular multi-level voltage source converter[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(24): 1-8.
- [5] 徐政,屠卿瑞,管敏渊,等. 柔性直流输电系统[M]. 北京:机械工业出版社,2012:1-6.
- [6] 仇雪娜,赵成勇,庞辉,等. 基于 MMC 的多端直流输电系统直流侧故障控制保护策略[J]. 电力系统自动化,2013,37(15):140-145.
ZHANG Xuena, ZHAO Chengyong, PANG Hui, et al. A control and protection scheme of multi-terminal DC transmission system based on MMC for DC line fault[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(15): 140-145.
- [7] 赵成勇,陈晓芳,曹春刚,等. 模块化多电平换流器 HVDC 直流侧故障控制保护策略[J]. 电力系统自动化,2011,35(23):82-87.
ZHAO Chengyong, CHEN Xiaofang, CAO Chungang, et al. Control and protection strategies for MMC-HVDC under DC faults[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(23): 82-87.
- [8] 吴婧,姚良忠,王志冰,等. 直流电网 MMC 拓扑及其直流故障电流阻断方法研究[J]. 中国电机工程学报,2015,35(11):2681-2694.
WU Jing, YAO Liangzhong, WANG Zhibing, et al. The study of MMC topologies and their DC fault current blocking capacities in DC grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(11): 2681-2694.
- [9] 李斌,何佳伟. 多端柔性直流电网故障隔离技术研究[J]. 中国电机工程学报,2016,36(1):87-95.
LI Bin, HE Jiawei. Research on the DC fault isolating technique in multi-terminal DC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 87-95.
- [10] 和敬涵,黄威博,李海英,等. FBMMC 直流故障穿越机理及故障清除策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(10):1-7.
HE Jinghan, HUANG Weibo, LI Haiying, et al. FBMMC DC fault ride-through mechanism and fault clearing strategy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(10): 1-7.
- [11] 薛英林,徐政. C-MMC 直流故障穿越机理及改进拓扑方案[J]. 中国电机工程学报,2013,33(21):63-70.
XUE Yinglin, XU Zheng. DC fault ride-through mechanism and improved topology scheme of C-MMC[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(21): 63-70.
- [12] 马钊. 直流断路器的研发现状及展望[J]. 智能电网,2013,1(1):12-16.
MA Zhao. R&D status and prospects of HVDC circuit breakers[J]. Smart Grid, 2013, 1(1): 12-16.
- [13] 张建波,赵成勇,黄晓明,等. 基于模块化多电平高压直流输电系统接地故障特性仿真分析[J]. 电网技术,2014,38(10):2658-2664.
ZHANG Jianpo, ZHAO Chengyong, HUANG Xiaoming, et al. Simu-

lation research on earth fault characteristics of modular multilevel converter based high voltage direct current transmission system[J]. Power System Technology, 2014, 38(10):2658-2664.

[14] 张建坡, 赵成勇. MMC-HVDC 直流侧故障特性仿真分析[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(7):32-37.

ZHANG Jianpo, ZHAO Chengyong. Simulation and analysis of DC-link fault characteristics for MMC-HVDC[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(7):32-37.

[15] 王姗姗, 周孝信, 汤广福, 等. 模块化多电平换流器 HVDC 直流双极短路子模块过电流分析[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(1):1-7.

WANG Shanshan, ZHOU Xiaoxin, TANG Guangfu, et al. Analysis of submodule overcurrent caused by DC pole-to-pole fault in modular multilevel converter HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(1):1-7.

作者简介:



孙吉波

孙吉波(1984—),男,四川广元人,工程师,硕士,主要从事电力系统分析、控制与运行相关的工作(**E-mail**: sunjibo@gddd.csg.cn);

王宇(1993—),男,辽宁营口人,博士研究生,主要研究方向为模块化多电平换流器建模与控制(**E-mail**: wangyu_ncepu@

163.com);

刘崇茹(1977—),女,陕西西安人,教授,博士,主要从事交直流混合系统分析与仿真、运行与控制方面的科研和教学工作(**E-mail**: chongru.liu@ncepu.edu.cn)。

Pole-to-pole short circuit current calculation of multi-terminal DC grid based on MMC

SUN Jibo¹, WANG Yu², LIU Chongru², WU Shuangxi¹, LIU Junlei¹, HUANG Guodong¹

(1. Electric Power Dispatching Control Center of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510600, China;

2. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: DC-side fault removal capability is an essential index for evaluating DC transmission systems. The mechanism of DC-side pole-to-pole short circuit fault in HBSM (Half-Bridge Sub-Module)-based MMC-HVDC (Modular Multilevel Converter based High Voltage Direct Current) system is analyzed, and the main factors affecting the peak value of fault current are studied quantitatively. Then, the conclusions are extended to the multi-terminal MMC system, and a calculation method for outlet current of each converter station and line current within 10 ms after faults is proposed, which is applicable for different power grid topologies and different fault locations. The electromagnetic transient simulation model of a three-terminal system is built in PSCAD/EMTDC simulation software, and the calculative results of fault current are compared with the simulative results. The results show that the proposed calculation method has a certain accuracy and speed, and has guiding significance for DC power grid planning and selection of DC circuit breakers.

Key words: multi-terminal DC grid; modular multilevel converter; pole-to-pole short circuit; fault current calculation

(上接第71页 continued from page 71)

Faulty line selection method using mutual correlation cluster of grounding fault waveforms based on improved DTW method

SHAO Xiang¹, GUO Moufa¹, YOU Linxu²

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350116, China;

2. Zhangzhou Power Supply Company of State Grid Fujian Electric Power Company, Zhangzhou 363000, China)

Abstract: When single-phase-to-ground fault occurs in resonance-grounding system, the transient zero-sequence current of each line in resonant grounding system is nonlinear and non-stationary, and there're many differences between the transient zero-sequence current waveforms of faulty line and those of normal lines. On this basis, a faulty line selection method using mutual correlation cluster of grounding fault waveforms based on improved DTW (Dynamic Time Warping) method is proposed. The ACCM (Amplitude Correlation Coefficient Matrix) of transient zero-sequence current waveforms of different lines within half cycle after fault is obtained via improved DTW method. By combing the PCCM (Polarity Correlation Coefficient Matrix) of transient zero-sequence currents with ACCM, the CCCM (Complex Correlation Coefficient Matrix) is constructed, which represents the amplitude and polarity information of transient zero-sequence currents. Then the faulty line is selected by FCM (Fuzzy C-Means) cluster method without setting threshold. The simulative results of noise interference, two points grounding fault, arc fault and asynchronous sampling show that the proposed faulty line selection method is immune to possible influence factors in engineering application, the proposed method can achieve reliable faulty line selection.

Key words: resonant grounding system; faulty line selection; transient zero-sequence current; correlation coefficient matrix; fuzzy C-means cluster