

DOI:10.12158/j.2096-3203.2023.05.014

基于测量波阻抗相位特性的多端混合直流线路保护方案

戴志辉¹, 邱宏逸¹, 王兴国², 郭雅蓉², 杨国峰³

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071003;

2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192;

3. 国网新疆电力有限公司超高压分公司, 新疆 乌鲁木齐 830002)

摘要: 电网换相换流器和模块化多电平换流器(line commutated converter-modular multi-level converter, LCC-MMC) 并联型多端混合直流输电系统结合了基于电网换相换流器型高压直流输电(line commutated converter-high voltage direct current, LCC-HVDC)与基于模块化多电平换流器型高压直流输电(modular multi-level converter-HVDC, MMC-HVDC)的技术优势,但因其不一致的边界特性、特殊的汇流母线结构、不同的换流站控制策略,导致现有的线路保护方案难以直接应用。为此,文中提出一种基于测量波阻抗相位特性的多端混合直流线路保护方案。首先,推导不同故障位置测点处测量波阻抗表达式,发现在高频段内,测点处测量波阻抗相位在区内外故障条件下差异显著,且相位特征与故障距离、类型和过渡电阻等因素无关;接着,利用S变换提取测量波阻抗相位信息,并结合行波高低频能量比判据,实现故障识别;最后,在PSCAD中进行仿真验证。结果表明,所提保护能够区分T区母线与其相邻线路末端故障,在满足快速性的同时具备一定的耐受过渡电阻(500 Ω)和抗噪声干扰(20 dB)能力,满足多端混合直流系统线路主保护要求。

关键词: 多端混合直流;波阻抗相位;输电线路故障;S变换;继电保护;T区母线

中图分类号: TM773

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)05-0117-11

0 引言

近年来,高压直流输电(high voltage direct current, HVDC)系统因损耗小、容量大、适合远距离输电等突出优势,得到了广泛应用^[1-3]。基于电网换相换流器型高压直流输电(line commutated converter-HVDC, LCC-HVDC)技术发展较为成熟,具有成本低、损耗小和容量大等诸多优点,但其换流器依赖交流系统,需大量无功功率支撑,还具有换相失败风险^[4-8]。以绝缘栅双极型晶体管(insulated gate bipolar transistor, IGBT)为核心的基于模块化多电平换流器型高压直流输电(modular multi-level converter-HVDC, MMC-HVDC)技术因其控制灵活、无换相失败风险而得到迅速发展,但其存在建设成本高、容量小和损耗大等问题^[9-12]。为应对上述挑战,将2种换流器优势进行互补的LCC-MMC混合直流输电系统成为远距离、大容量输电的理想方案。

直流线路的保护是混合多端直流系统安全运行的关键问题之一。在目前的研究中, HVDC保护主要可分为时域类保护和频域类保护2种^[13]。时域类保护方案主要利用信号的幅值、积分或微分作为判据。如基于时域突变量的行波保护常被作为直流系统的主保护,但此类保护在高阻故障下易拒

动;纵联电流差动保护具备较高的耐受过渡电阻能力,但须躲过分布电容电流,动作延时较长,往往用于后备保护^[14];文献[15]利用不同采样周期下时域暂态电压的比值,构建了区内、外保护判据,保护速度较快并具有较强的耐受过渡电阻能力。频域类保护方案主要利用故障信号的频率特性构建保护判据。文献[16]发现直流线路与线路边界对高低频分量有着不同的衰减和放大作用,利用多频带能量差异区分区内、外故障;文献[17]通过研究直流滤波器阻抗-频率特性,提出一种基于线路边界两侧的特定频带能量比值的保护方案;文献[18]根据柔性直流电网的限流电感对高频能量的衰减作用,构造故障电压行波能谱矩阵,放大区内、外故障行波的时频差异。以上基于边界元的频域类保护方案具有良好的可靠性和速动性,但对于多端混合直流系统,不同换流器的不同边界元件为故障信息增加了复杂度,且T区母线与相邻线路之间没有边界,现有保护方案难以直接用于多端混合直流系统^[19-20]。

为此,国内外学者对混合直流系统的线路保护开展了大量研究,文献[21]通过暂态电压信息和判断主动注入电流流向构建保护判据,不依靠T区母线边界,但存在速动性不足的问题;文献[22]根据混合直流系统两端线路故障电流的相似性,提出基于相关系数的保护方法,但其为双端量保护,动作速度仍有待提升;文献[13]利用故障电压行波相位

收稿日期:2022-10-19;修回日期:2023-03-30

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51877084)

特性构建了三端混合直流系统的线路主保护,能够灵敏判断区内外故障,但由于T区直流母线与相邻线路之间没有边界,仅通过电压行波相位较难区分T区母线故障和相邻线路末(首)端故障;文献[23]分析了三端混合直流系统的波阻抗幅频特性,通过测量波阻抗幅值的差异构造单端量保护,但该方法在LCC站直流滤波器因故障切出时,所测得的正向区内故障的波阻抗幅值大大减小,可能导致保护拒动,且无法区分T区母线故障和MMC I站出口限流电抗器侧故障。

综上,目前多数混合直流系统线路保护速动性不足,且难以准确识别T区母线故障。因此,文中提出一种基于测量波阻抗相位特性的多端混合直流线路保护方案,分析LCC-MMC多端混合直流系统的波阻抗相频特性,结合区内外故障测点处测量波阻抗相位差异和行波高低频能量比,识别线路内部故障和区外故障。相比于现有三端混合直流系统线路保护,文中所提保护能更准确地识别T区母线故障,且可作为系统的主保护。大量仿真结果表明,该保护方案可靠性较高,且具有一定的耐受过渡电阻能力和抗噪声干扰能力。

1 混合直流系统的测量波阻抗分析

1.1 LCC-MMC 三端混合直流系统拓扑

混合直流输电系统拓扑如图1所示。送端整流站为12脉动LCC换流站,装有平波电抗器和直流滤波器;受端并联2个逆变站,均为混合桥型MMC换流站,仅在换流器出口处装设限流电抗器。2条直流线路 l_{AB} 和 l_{BC} 通过T区母线相连。

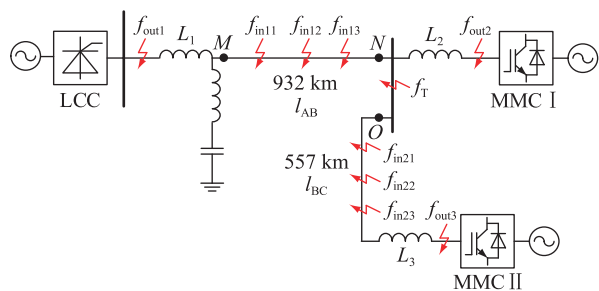


图1 LCC-MMC 三端混合直流输电系统拓扑

Fig.1 LCC-MMC three-terminal hybrid DC transmission system topology

图1中,M、N和O为系统的保护测点,M保护线路 l_{AB} 和 l_{BC} ,N和O保护范围包括 l_{AB} 和 l_{BC} 全长以及T区汇流母线;故障点 f_{in11} 、 f_{in12} 、 f_{in13} 分别位于线路 l_{AB} 首端、中点、末端;故障点 f_{in21} 、 f_{in22} 、 f_{in23} 分别位于线路 l_{BC} 首端、中点、末端;故障点 f_{out1} 、 f_{out2} 、 f_{out3} 分别位于电抗器 L_1 、 L_2 、 L_3 阀侧;故障点 f_T 为T

区汇流母线故障位置。

1.2 测量波阻抗分析

通过分析测量波阻抗 Z_{jk} 相位特性,得出各个测点正向故障和反向区外故障的波阻抗相位存在差异的结论,其中下标 j 为测点M、N、O; k 表示正向与反向, $k=1$ 为正向故障, $k=2$ 为反向故障。

1.2.1 M处测量波阻抗分析

假设在图1中 l_{AB} 发生内部故障 f_{in1} ,故障时刻为0 s,令 t_r 为任一反射波到达母线的时刻,那么在 $(0, t_r)$ 时间内行波信号为初始行波。基于彼得逊原理的等效示意如图2所示,其中 U' 、 I' 分别为初始电压和电流行波,测点以流出母线为正方向; Z_{L1} 为LCC站平波电抗器等值阻抗; Z_{C1} 为直流滤波器等值阻抗; Z_{cAB} 为直流线路 l_{AB} 波阻抗,考虑到LCC可等效为感性模型,其值远小于 Z_{L1} ,故可近似忽略;红色虚线为线路内部故障行波流向。电抗器参数为: $L_1=150$ mH;直流滤波器参数为: $L_{f1}=9.345$ mH、 $C_{f1}=1.2$ μ F、 $L_{f2}=15.919$ mH、 $C_{f2}=2.824$ μ F、 $L_{f3}=4.656$ mH、 $C_{f3}=2.674$ μ F。

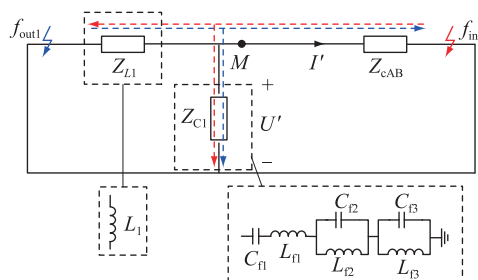


图2 M测点的故障示意

Fig.2 Fault schematic of measuring point M

因此,在M测点处的测量波阻抗 Z_{M1} 为:

$$Z_{M1} = \frac{U'}{I'} = -\frac{Z_{L1}Z_{C1}}{Z_{L1} + Z_{C1}} \quad (1)$$

$$Z_{L1} = j\omega L_1 \quad (2)$$

$$Z_{C1} = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{j\omega C_{f1}} + j\omega L_{f1} + j\omega L_{f2} \frac{1}{j\omega C_{f2}} / \left(j\omega L_{f2} + \frac{1}{j\omega C_{f2}} \right) + j\omega L_{f3} \frac{1}{j\omega C_{f3}} / \left(j\omega L_{f3} + \frac{1}{j\omega C_{f3}} \right) \right] \quad (3)$$

式中: ω 为角频率。

假设在图1中 f_{out1} 处发生区外故障,故障示意如图2所示,蓝色虚线为区外故障行波流向。此时测量波阻抗 Z_{M2} 为:

$$Z_{M2} = \frac{U'}{I'} = Z_{cAB} \quad (4)$$

由上述分析可知,当直流线路 l_{AB} 发生区内故障时,测量波阻抗 Z_{M1} 大小与电抗器和直流滤波器并

联的等效阻抗相同,相位与其相反;当发生整流区外故障时,测量波阻抗 Z_{M2} 为直流线路 l_{AB} 波阻抗。

1.2.2 N 和 O 处测量波阻抗分析

保护测点 N 和 O 选在T区母线两侧,即在线路 l_{AB} 末端和 l_{BC} 首端。假设线路 l_{AB} 发生内部故障 f_{in1} ,与上述分析相同, N 与 O 测点的故障示意如图3所示。其中, Z_{L2} 为MMC I站限流电抗器等效阻抗; $Z_{MMC I}$ 为MMC I换流站等效阻抗,可简化为 $R_{MMC I}-L_{MMC I}-C_{MMC I}$ 电路; Z_{cBC} 为直流线路 l_{BC} 波阻抗;蓝色虚线为线路 l_{AB} 内部故障行波流向。电抗器参数为: $L_2 = 100 \text{ mH}$;换流站等效参数为: $C_{MMC I} = 90 \text{ }\mu\text{F}$ 、 $L_{MMC I} = 87 \text{ mH}$ 、 $R_{MMC I} = 0.6 \text{ }\Omega$ 。

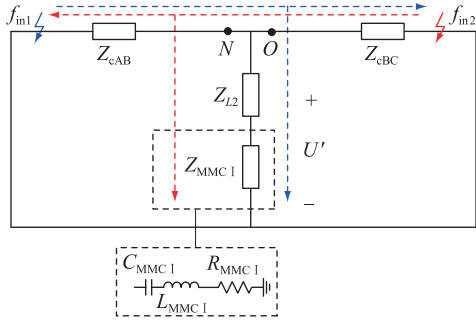


图3 N 和 O 测点的故障示意

Fig.3 Fault schematic of measuring point N and O

N 和 O 处的测量波阻抗 Z_{N1} 、 Z_{O2} 分别如式(5)和式(6)所示。

$$Z_{N1} = -\frac{Z_{cBC}(Z_{L2} + Z_{MMC I})}{Z_{cBC} + (Z_{L2} + Z_{MMC I})} \quad (5)$$

$$Z_{O2} = Z_{cBC} \quad (6)$$

$$Z_{L2} = j\omega L_2 \quad (7)$$

$$Z_{MMC I} = j\omega L_{MMC I} + \frac{1}{j\omega C_{MMC I}} + R_{MMC I} \quad (8)$$

假设线路 l_{BC} 发生内部故障 f_{in2} ,红色虚线为故障行波流向,则 N 与 O 处的测量波阻抗 Z_{N2} 、 Z_{O1} 分别如式(9)和式(10)所示。

$$Z_{N2} = Z_{cAB} \quad (9)$$

$$Z_{O1} = -\frac{Z_{cAB}(Z_{L2} + Z_{MMC I})}{Z_{cAB} + (Z_{L2} + Z_{MMC I})} \quad (10)$$

类似地,当T区母线或MMC I站限流电抗器侧发生故障时, N 与 O 处的测量波阻抗分别为 Z_{N2} 与 Z_{O2} 。

通过上述分析,各测点测量波阻抗总结见表1。

2 波阻抗相位的分析与提取

2.1 波阻抗的相频特性

2.1.1 平波电抗器与直流滤波器等效阻抗

平波电抗器与直流滤波器结构如图2所示,结

表1 各测点测量波阻抗

Table 1 Wave impedances of each measuring point

测点	正向故障	反向故障
M	$-\frac{Z_{L1}Z_{C1}}{Z_{L1} + Z_{C1}}$	Z_{cAB}
N	$-\frac{Z_{cBC}(Z_{L2} + Z_{MMC I})}{Z_{cBC} + (Z_{L2} + Z_{MMC I})}$	Z_{cAB}
O	$-\frac{Z_{cAB}(Z_{L2} + Z_{MMC I})}{Z_{cAB} + (Z_{L2} + Z_{MMC I})}$	Z_{cBC}

合式(2)和式(3)并代入参数后,可得 Z_{M1} 相频特性曲线。当频率大于3 kHz时,等效阻抗相位在 90° 左右。因此, Z_{M1} 高频相位约为 -90° ,若直流滤波器因故障切出,此时 $Z_{M1} = -Z_{L1}$,相位依然为 -90° 。

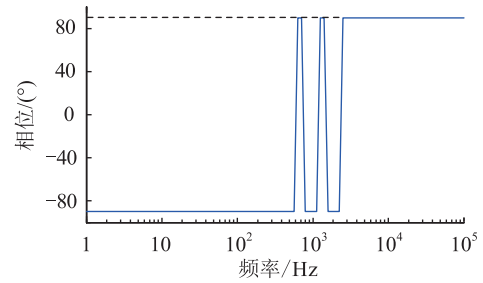


图4 电抗器与滤波器并联等效阻抗相频特性

Fig.4 Phase-frequency characteristics of equivalent impedance of reactor and filter in parallel

2.1.2 线路波阻抗

架空线路的波阻抗大小由线路参数决定,其计算公式如下:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R_0 + j\omega L_0}{G_0 + j\omega C_0}} \quad (11)$$

式中: R_0 、 L_0 、 G_0 、 C_0 分别为单位长度的线路电阻、电感、电导和电容。在频率较高的情况下,电阻与电导可以忽略,线路波阻抗由电感与电容决定,近似为纯阻抗^[24],大小为几百欧姆。

文中分析的对称系统须对线路进行相模变换以解决信息耦合问题。通过式(12)将正、负极电气量 p_P 、 p_N 转化为线模分量 p_1 和地模分量 p_0 。

$$\begin{bmatrix} p_1 \\ p_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{2}} \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_P \\ p_N \end{bmatrix} \quad (12)$$

三端混合直流输电系统线路长达数百千米,是典型的分布参数线路。为更准确地分析行波传输过程,文中直流线路采用频率相关相位模型。线路与杆塔参数参见文献[13],根据上述参数,给出直流线路的波阻抗相频特性曲线,如图5所示。由图5可知,线模波阻抗的相位比地模波阻抗稳定速度更快,因此选用线模分量构造保护;当频率大于1 kHz时,相位近似为 0° 。结合表1数据,易知反向故

障时, M 、 N 和 O 测点的测量波阻抗相位约为 0° 。

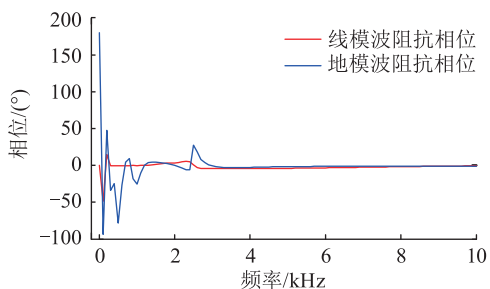


图5 直线路路的波阻抗相频特性曲线
Fig.5 Wave impedance phase-frequency characteristic curves of DC line

2.1.3 限流电抗器与 MMC I 换流站等效阻抗

将限流电抗器 Z_{L2} 近似为电感, MMC I 换流站等效阻抗 Z_{MMC1} 可简化为 $R_{MMC1}-L_{MMC1}-C_{MMC1}$ 电路, 代入参数后, 在高频段下同样近似为电感。因此二者串联等效阻抗高频相位接近 90° 。

N 、 O 测点的正向与反向故障测量阻抗分别表示为 $-Z_c // (Z_{L2} + Z_{MMC1})$ 与 $Z_c // (Z_{L2} + Z_{MMC1})$ 。由前述分析可知, 在高频段下 $Z_{L2} + Z_{MMC1} \gg Z_c$, 限流电抗器与换流站等效阻抗接近断路, 因此测量阻抗主要由线路波阻抗 Z_c 决定, 而 Z_c 高频相位约为 0° , 易知正向故障测量波阻抗相位为 $180^\circ (-180^\circ)$, 反向故障测量波阻抗相位为 0° 。以 N 测点的反向故障测量阻抗 Z_{N2} 为例, 代入相关参数后可得到相频特性曲线, 如图 6 所示。

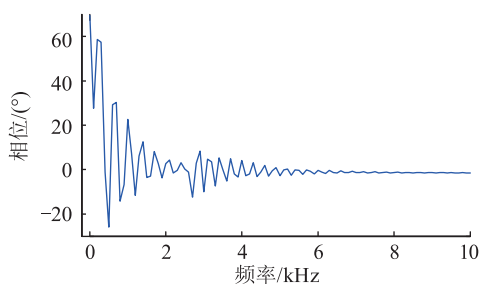


图6 测量波阻抗 Z_{N2} 相频曲线
Fig.6 Phase-frequency curve of Z_{N2}

2.1.4 测量波阻抗相位特性总结

各测点的波阻抗高频近似相位总结见表 2, 正向与反向故障存在显著区别, 且由表 1 中各测点测量波阻抗表达式可知, 相位特性不受过渡电阻和故障位置影响, 可由此构建线路保护。其中 M 测点的测量波阻抗相位特性具有通用性, 大多数直流工程中整流站均存在边界, 所以正向故障波阻抗相位约为 -90° , 反向故障约为 0° 。 N 与 O 测点分别位于线路 l_{AB} 和 l_{BC} 连接 T 区母线端口处, 而 T 区母线与相邻线路间没有边界, 因此正向故障与反向故障测量波阻抗相位相反, 属于三端直流系统特殊性质。

表 2 各测点波阻抗相位

Table 2 Wave impedance phases of each measuring point

测点	正向故障	反向故障
M	-90°	0°
N	$180^\circ (-180^\circ)$	0°
O	$180^\circ (-180^\circ)$	0°

2.2 S 变换提取波阻抗相位

考虑到 S 变换适用于非平稳信号的时频联合分析, 采用离散 S 变换分析特定频带下的行波幅值和相位^[25-26]。输出矩阵是二维复数矩阵, 行对应离散时间, 列对应离散频率, 可表示为如式 (13) 所示幅角形式, 反映离散信号的幅值和相位。

$$S(k, n) = A(k, n)e^{j\varphi(k, n)} \quad (13)$$

式中: S 为信号; A 、 φ 分别为 S 变换后的幅值与相角; k 、 n 分别为信号的时间和频率。

以线路区内发生正极接地故障为例, 保护安装处测量方向以流出母线为正向。故障时刻为 0.75 s, 测得初始线模电压行波 ΔU_1 、初始线模电流行波 ΔI_1 分别如图 7(a)、图 7(b) 所示。经离散 S 变换后, 提取频率 $f_1 = 10$ kHz 分量, 得到电压行波与电流行波的幅值曲线和相位曲线, 分别如图 7(c)—图 7(f) 所示。

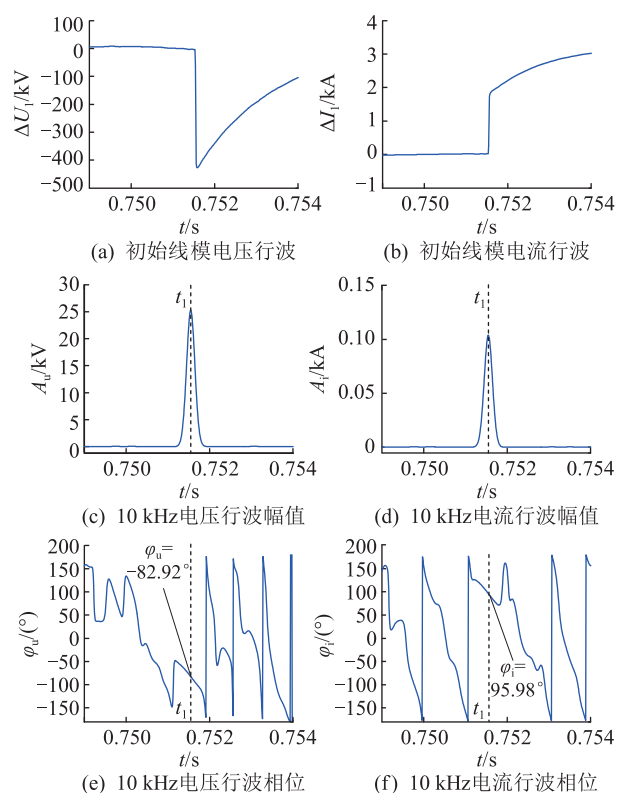


图7 初始电压与电流行波幅值及相位提取

Fig.7 Initial voltage and current traveling wave amplitude and phase extraction

其中 t_1 为初始电压行波到达测量点的时刻, $A_u(t_1, f_1)$ 、 $\varphi_u(t_1, f_1)$ 分别为初始电压行波幅值和相位,同理可得到初始电流行波幅值 $A_i(t_1, f_1)$ 和相位 $\varphi_i(t_1, f_1)$ 。得到初始行波幅值和相位后,根据测量波阻抗的定义,可计算出波阻抗的相位,即:

$$\varphi_z(t_1, f_1) = \varphi_u(t_1, f_1) - \varphi_i(t_1, f_1) \quad (14)$$

2.3 直流边界对高频行波的衰减

2.3.1 LCC 侧边界元件衰减特性分析

当故障点 f_{out1} 发生区外故障时,可推出 LCC 换流站线路边界电压传输函数为:

$$G_{U1}(j\omega) = \frac{Z_{C1}Z_{cAB}/(Z_{C1} + Z_{cAB})}{Z_{L1} + Z_{C1}Z_{cAB}/(Z_{C1} + Z_{cAB})} \quad (15)$$

将式(2)、式(3)代入式(15),可得到对应的幅频特性,如图 8 所示。

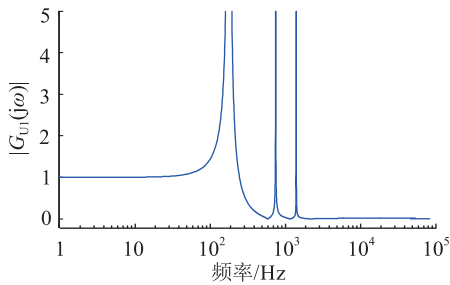


图 8 LCC 侧边界元件的电压传输函数幅频特性

Fig.8 Amplitude-frequency characteristics of voltage transfer function of boundary element on LCC side

LCC 换流站中平波电抗器与直流滤波器在频率小于 100 Hz 时,电压传输函数近似为 1,可认为不发生衰减;在大于 1 kHz 的频段内,传输函数接近于 0,说明边界对电压行波的高频分量信息有明显衰减作用。

2.3.2 MMC I 与 MMC II 侧边界元件衰减特性分析

由于 MMC 站边界元件只有限流电抗器,架空线路存在对地电容,当故障点 f_{out2} 发生区外故障时,可推出电压传输函数如式(16)所示,其对应的幅频特性曲线如图 9 所示。当故障点 f_{out3} 发生区外故障时同理。

$$G_{U2}(j\omega) = \frac{Z_{cAB}(j\omega)}{Z_{L2}(j\omega) + Z_{cAB}(j\omega)} \quad (16)$$

MMC I 站边界元件同样对高频电压行波起着明显的衰减作用,MMC II 站边界构成与 MMC I 站类似,因此也有相同的衰减性质。

综上所述,高频故障信息经过电抗器或直流滤波器等边界元件后会出现衰减,而低频分量保留居多。因此,区外故障时,测点测得的电压高频行波会明显小于区内故障,而低频行波区分不明显,可据此设置行波高低频能量比作为故障判据。

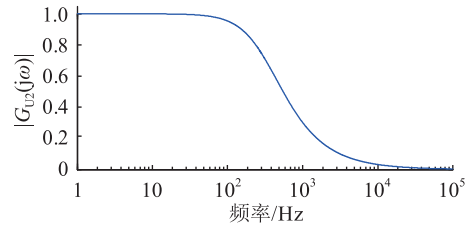


图 9 MMC I 侧边界元件的电压传输函数幅频特性

Fig.9 Amplitude-frequency characteristics of voltage transfer function of boundary element on MMC I side

3 保护算法实现

3.1 线路故障保护策略

针对三端混合直流线路运行特性和隔离需求,线路保护应具备故障选线功能。当线路 l_{BC} 出现永久性故障时,应隔离线路 l_{BC} ,实现 LCC 站与 MMC I 站的再启动;当线路 l_{AB} 出现永久性故障时,应停运整个系统^[27]。因此,LCC 站作为送端,无论哪一段线路发生故障,均须快速识别并移相,同时与逆变站闭锁控制或限流控制相配合以达到灭弧与去游离的目的^[13]。为此 LCC 站线路保护装置需要包含线路 l_{AB} 及线路 l_{BC} 全线长保护;MMC I 站线路保护装置包含线路 l_{AB} 、线路 l_{BC} 保护以及 T 区母线保护。

3.2 启动判据

当直流线路发生故障时,保护安装处测点电压会检测到电压突变。由于线模分量电压行波具有传播速度快、衰减与畸变较小等优势^[13],因此参考文献[19],将线模电压变化量 $\Delta U_1(x)$ 作为保护启动判据,如式(17)所示。

$$\Delta U_1(x) = \left| \sum_{i=1}^3 U_1(x+i) - \sum_{i=1}^3 U_1(x-i) \right| > k_{u1} U_N \quad (17)$$

式中: $U_1(x)$ 为第 x 个采样点线模电压信号; i 为正整数序号,表示采样点 x 的前后第 i 个信号; U_N 为额定线电压; k_{u1} 为线模电压变化系数,文中阈值按照躲开系统正常运行时线模电压的最大变化量整定,因此将 k_{u1} 设置为 0.05。为检测电压信号的突变,利用连续 3 个采样点的差值可有效检测故障。

3.3 区内外故障识别判据

由 2.1.4 节总结可知,各测点正向和反向故障测量波阻抗相位相差很大,可用于区分保护安装处的正反向故障;由 2.3 节分析可知,边界元件具有通低频阻高频特性。根据此特性,利用电压行波的高低频能量比 k_E 区分正向区内、外故障。

$$k_E = \sqrt{E_H/E_L} > k_{set} \quad (18)$$

式中: E_H 、 E_L 分别为 1 ms 时间窗内高频、低频初始

电压行波幅值平方和; k_{set} 为保护设置的门槛值。初始行波幅值通过 S 变换提取, 高频和低频分量分别选择 10 kHz 和 100 Hz。对于文中研究的三端系统, 考虑不同故障类型、故障位置和过渡电阻等因素, 通过大量仿真可知, 发生区内外故障时, 能量比存在明显的分界。区外故障时, 能量比 k_E 在 10^{-2} 数量级, 而区内故障是区外的 10 倍以上, 考虑一定裕度, 选取 $k_{set} = 0.1$ 。

对于 LCC 站, 须保护线路全长, 同时应躲开反向区外故障与正向区外故障, 故结合表 2 数据, M 测点正向故障时测量波阻抗相位 φ_{Z_M} 大小均为 90° , 反向故障时均为 0° 。设 M 保护判据为:

$$\begin{cases} (|\varphi_{Z_M}| \geq 45^\circ) \cap (k_E > k_{set}) = 1 & \text{正向区内故障} \\ (|\varphi_{Z_M}| \geq 45^\circ) \cap (k_E \leq k_{set}) = 1 & \text{正向区外故障} \\ |\varphi_{Z_M}| < 45^\circ & \text{反向故障} \end{cases} \quad (19)$$

对于 MMC I 站, 保护范围应包括线路 l_{AB} 、 l_{BC} 和 T 区母线。通过相位判据, 实现故障选线要求, 结合表 2 数据, N 和 O 测点正向故障时测量波阻抗相位大小约为 180° , 反向故障时约为 0° , 引出测量相位差值 $\varphi_{dif} = |\varphi_{Z_N}| - |\varphi_{Z_O}|$ (φ_{dif} 仅表示相位差值, 无实际意义; φ_{Z_N} 、 φ_{Z_O} 分别为 N 和 O 的测量波阻抗相位)。当线路 l_{AB} 、 l_{BC} 和 T 区母线故障时, φ_{dif} 分别为 180° 、 -180° 和 0° 。设置保护判据为:

$$\begin{cases} (\varphi_{dif} \geq 90^\circ) \cap (k_E > k_{set}) = 1 & l_{AB} \text{ 故障} \\ (\varphi_{dif} \leq -90^\circ) \cap (k_E > k_{set}) = 1 & l_{BC} \text{ 故障} \\ (-90^\circ < \varphi_{dif} < 90^\circ) \cap (k_E > k_{set}) = 1 & \text{T 区母线故障} \\ k_E \leq k_{set} & \text{区外故障} \end{cases} \quad (20)$$

N 和 O 属于同一电压节点, 测得初始电压行波信号相同, k_E 可由 N 和 O 中任一测点得出。

3.4 故障选极

故障类型的判断是直流保护的重要组成部分。文中选择地模电压变化量作为故障选极的特征量。当发生双极故障时, 地模电压为 0; 发生正极接地故障时, 地模电压为负, 幅值较大; 发生负极接地故障时, 地模电压为正且幅值较大。因此, 可通过地模电压进行故障选极识别。定义地模电压差为:

$$\Delta U_0 = \sum_{i=1}^3 U_0(x+i) - \sum_{i=1}^3 U_0(x-i) \quad (21)$$

$$\begin{cases} \Delta U_0 > k_{u0} U_N & \text{负极故障} \\ \Delta U_0 < -k_{u0} U_N & \text{正极故障} \\ -k_{u0} U_N \leq \Delta U_0 \leq k_{u0} U_N & \text{极间故障} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $U_0(x)$ 为第 x 个采样点地模电压信号; k_{u0} 为地模电压变化系数, 根据双极故障仿真测试及稳态运行中地模电压的变化结果, 将 k_{u0} 设置为 0.05。

3.5 保护方案流程

在所提基于测量波阻抗相位特性的多端混合直流线路保护方案中, LCC 站与 MMC I 站保护流程分别如图 10 与图 11 所示, 其简化步骤如下。

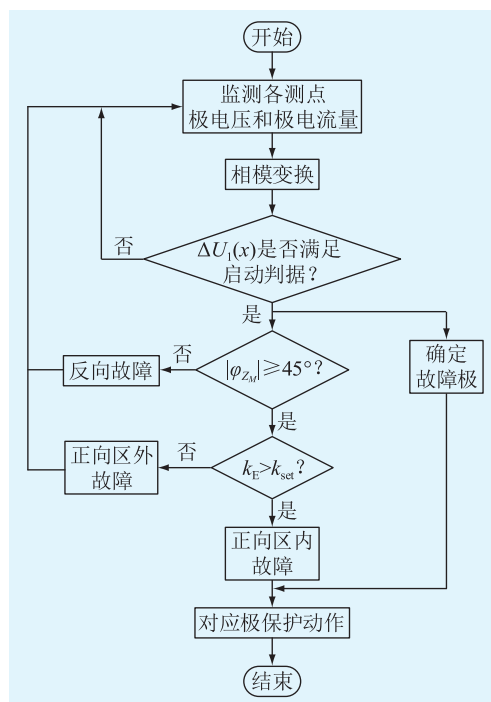


图 10 LCC 站保护流程

Fig.10 LCC station protection process

步骤 1: 监测各测点极电压和极电流量, 经过相模变换, 进一步计算线模电压变化量 $\Delta U_1(x)$, 判断是否满足启动判据。

步骤 2: 满足启动判据后, 提取数据窗内 (3 ms) 初始线模行波进行离散 S 变换。计算电压行波的高低频能量比 k_E 和 10 kHz 频带下测量波阻抗相位, 利用式 (19) 或式 (20) 判断是否为区内故障, 与此同时进行故障选极。

步骤 3: 若为区内故障, 则保护动作, 并输出选极结果。

4 仿真实验分析

搭建图 1 所示的 PSCAD 仿真模型用于验证所提保护方案的正确性。模型详细参数参考文献 [24], 设置采样频率为 100 kHz, 数据窗取 3 ms。

4.1 典型故障仿真分析

4.1.1 典型区内故障仿真分析

设 $t = 0.75$ s 时, 线路 l_{AB} 中点发生过渡电阻为 100 Ω 的正极故障, 则 M 、 N 和 O 测点的仿真结果分

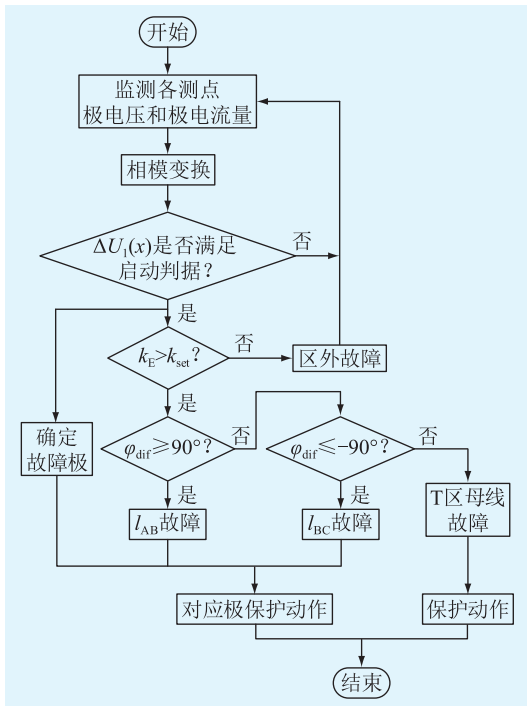


图 11 MMC I 站保护流程

Fig.11 MMC I station protection process

别如图 12—图 14 所示,其中子图(a)—(d)分别为线模电压变化量(启动判据)、经 S 变换后 10 kHz 和 100 Hz 频率下初始电压行波幅值、地模电压变化量(故障选极)和经 S 变换后 10 kHz 频率下波阻抗相位;子图(a)、(c)中红色虚线分别表示启动判据和选极判据的整定值。

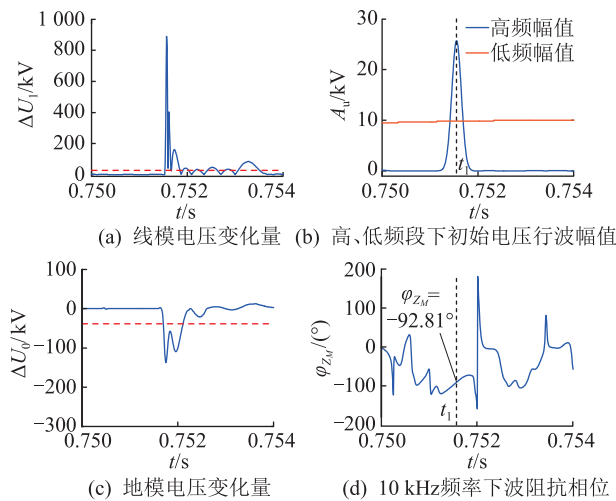


图 12 线路 I_{AB} 正极故障时 M 测点仿真结果

Fig.12 Simulation results of M when the positive pole of I_{AB} fails

由图 12—图 14 可知,当线路 I_{AB} 发生正极接地故障时,3 个测点均能启动并判断出正极故障。对于 M 测点,高低频能量比 $k_E = 1.08$, 测量波阻抗相位 $\varphi_{z_M} = -92.81^\circ$, 满足式 (19) 区内故障判据; 对于

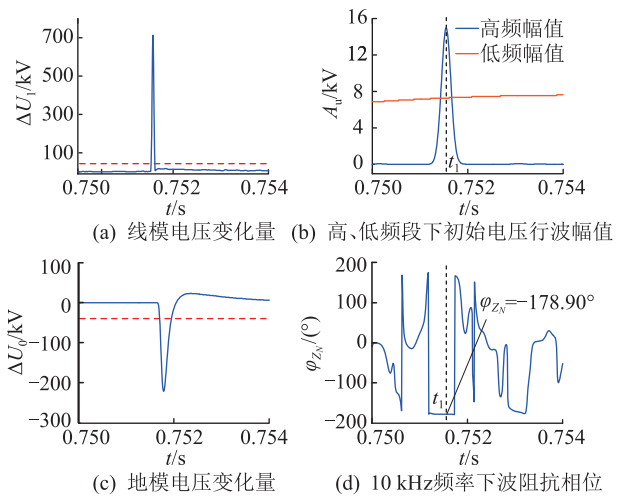


图 13 线路 I_{AB} 正极故障时 N 测点仿真结果

Fig.13 Simulation results of N when the positive pole of I_{AB} fails

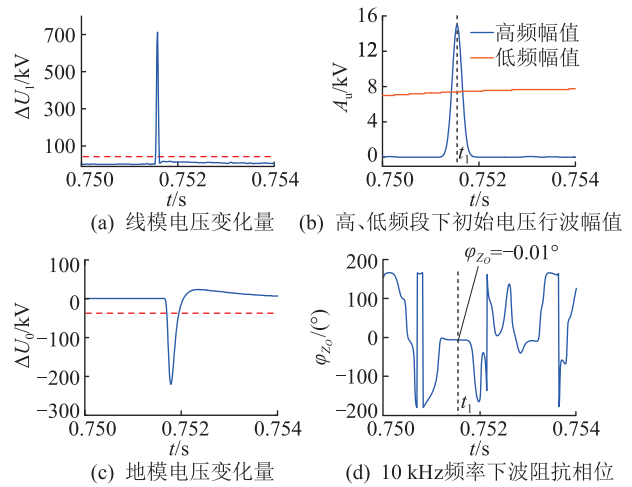


图 14 线路 I_{AB} 正极故障时 O 测点仿真结果

Fig.14 Simulation results of O when the positive pole of I_{AB} fails

MMC I 站中的 N 和 O 测点, 高低频能量比 $k_E = 0.82$, 测量波阻抗相位 $\varphi_{z_N} = -178.90^\circ$ 、 $\varphi_{z_O} = -0.01^\circ$, 不难计算相位差 $\varphi_{dif} = 178.89^\circ$, 根据式 (20), 判断为 I_{AB} 发生故障。

当启动元件满足判据条件时, 立即截取 3 ms 数据窗信号, 经过运算得到高低频能量比和波阻抗相位后, 若判断为区内故障即可输出动作结果。对于 LCC 站, 仅需 M 测点输出结果即可判断动作情况; 对于 MMC I 站, 保护判据仅需站内 N、O 两测点数据, 无须站间通信, 具有较高的速动性。

4.1.2 典型区外故障仿真分析

设 $t = 0.75$ s 时, LCC 站平波电抗器 L_1 阀侧 f_{out1} 处发生金属性双极故障。M 测点仿真结果见图 15。

由图 15 可知, 当 LCC 站平波电抗器外侧发生

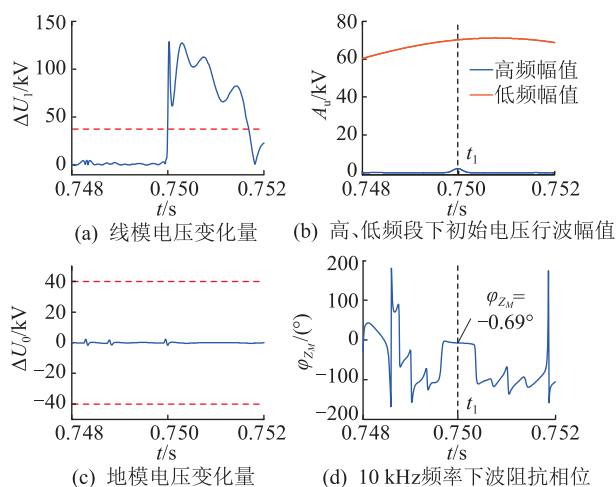


图 15 区外 f_{out1} 金属性双极故障 M 测点仿真结果

Fig.15 Simulation results of M during out-of-area f_{out1} metallic bipolar fault

两极故障时, M 测点满足启动要求, 并判断为双极故障。计算得出高低频能量比 $k_E = 0.01$, 测量波阻抗相位 $\varphi_{Z_M} = -0.69^\circ$, 根据式(19), 满足反向区外故障条件。

4.2 不同故障条件下保护的有效性分析

为进一步验证保护算法的适应性, 对所提保护进行不同故障位置、过渡电阻和故障类型的性能测试, 测试结果如表 3 所示。

由表 3 可知, 当发生区内故障时, 各测点高低频能量比 k_E 均明显大于阈值 0.1, 与区外故障差距显著; 对于 LCC 站的 M 测点, 发生正向故障时, $|\varphi_{Z_M}|$ 在 90° 附近, 显然大于整定值 45° ; 对于 MMC I 站的 N 和 O 测点, l_{AB} 发生故障时 φ_{dif} 约为 180° , l_{BC} 发生故障时 φ_{dif} 约为 -180° , T 区母线发生故障时 φ_{dif} 约为 0° , 与前述理论分析结果一致。对于各测点, 利用式(22)的选极判据可以正确识别故障类型。

测量波阻抗相位不受过渡电阻、故障位置和故障类型的影响, 即各测点能清楚判断正向故障与反向故障。而高低频能量比一定程度上受过渡电阻和故障位置的影响, 如表 3 所示, 当距离 M 测点最远的线路 l_{BC} 末端 (f_{in23}) 发生 500Ω 过渡电阻单极和双极故障时, M 测点仍然能够准确识别故障; 同样, N 测点也能准确识别线路 l_{AB} 首端 (f_{in11}) 和 l_{BC} 末端 (f_{in23}) 发生的 500Ω 过渡电阻单极和双极故障。

4.3 噪声干扰对保护的影响分析

为了测试所提保护的抗噪声干扰能力, 考虑到线路首(末)端发生高阻接地故障时保护灵敏度较低, 区外金属性故障误动可能性较大, 在线路 l_{AB} 与

表 3 不同故障条件下保护算法的测试结果
Table 3 Test results of protection algorithms under different fault conditions

故障位置	过渡电阻/ Ω	M		N 和 O			动作情况	
		k_E	$\varphi_{Z_M}/(^\circ)$	k_E	$\varphi_{Z_N}/(^\circ)$	$\varphi_{Z_O}/(^\circ)$		$\varphi_{dif}/(^\circ)$
	0.01	2.22	-90.64	0.91	-178.89	0.03	178.86	区内/负极
f_{in11}	100	1.23	-90.93	0.75	-178.86	0.03	178.83	区内/正极
	500	0.95	-91.09	0.48	-178.86	-0.01	178.85	区内/双极
	0.01	1.37	-92.21	1.07	-178.88	0	178.88	区内/正极
f_{in12}	100	0.83	-91.45	0.64	-178.91	-0.01	178.90	区内/双极
	500	0.85	-93.41	0.71	-179.02	-0.08	178.94	区内/负极
	0.01	0.92	-90.79	1.16	-178.90	-0.04	178.86	区内/双极
f_{in13}	100	0.89	-90.63	1.12	-179.14	-0.14	179.00	区内/负极
	500	0.75	-90.52	0.87	-179.14	-0.22	178.92	区内/正极
	0.01	0.94	-90.46	1.51	-0.03	-179.04	-179.01	区内/负极
f_{in21}	100	0.72	-90.55	1.23	-0.04	-179.02	-178.98	区内/正极
	500	0.47	-90.46	0.93	-0.03	-179.02	-178.99	区内/双极
	0.01	0.78	-90.45	1.27	-0.04	-179.04	-179.00	区内/正极
f_{in22}	100	0.48	-90.45	0.74	-0.03	-179.07	-179.04	区内/双极
	500	0.43	-90.45	0.81	-0.02	-179.03	-179.01	区内/负极
	0.01	0.59	-92.13	0.76	-0.02	-179.02	-179.00	区内/双极
f_{in23}	100	0.54	-91.71	0.69	-0.02	-179.10	-179.08	区内/负极
	500	0.43	-93.47	0.54	0.03	-179.07	-179.04	区内/正极
f_T	0.01	1.04	-89.98	1.31	0.02	-0.01	0.01	母线故障
f_{out1}	0.01	0.01	-0.69	0.01	-178.82	0.11	178.71	区外/双极
f_{out2}	0.01	0.01	-90.31	0.02	2.16	-0.35	1.81	区外/正极
f_{out3}	0.01	0.01	-93.74	0.01	-0.32	-179.44	-179.12	区外/负极

线路 l_{BC} 首、末端 (f_{in11} 、 f_{in13} 、 f_{in21} 、 f_{in23}) 发生过渡电阻为 500Ω 接地故障和电抗器 L_1 、 L_2 、 L_3 阀侧 (f_{out1} 、 f_{out2} 、 f_{out3}) 发生金属性故障的仿真数据中加入信噪比为 $20 \sim 40$ dB 的白噪声, 信噪比越小, 噪声信号越

强,其测试结果如表4所示。

表4 抗噪声干扰能力的测试结果
Table 4 Test results of noise immunity

故障位置	信噪比/dB	M		N和O				动作情况
		k_E	$\varphi_{Z_M}/(^{\circ})$	k_E	$\varphi_{Z_N}/(^{\circ})$	$\varphi_{Z_O}/(^{\circ})$	$\varphi_{dif}/(^{\circ})$	
f_{in11}	40	1.01	-89.81	0.60	-177.37	2.51	174.86	区内/负极
	30	1.05	-89.46	0.61	-178.85	2.95	175.90	区内/正极
	20	0.92	-94.75	0.54	174.68	8.45	166.23	区内/双极
f_{in13}	40	0.74	-90.34	0.87	-177.86	3.75	174.11	区内/正极
	30	0.67	-85.35	0.85	-178.79	2.35	176.44	区内/双极
	20	0.78	-87.97	0.90	173.56	7.34	166.22	区内/负极
f_{in21}	40	0.48	-89.24	0.93	1.12	175.54	-174.42	区内/双极
	30	0.64	-90.39	0.99	3.96	-177.12	-173.16	区内/正极
	20	0.61	-81.31	1.03	11.73	-170.53	-158.80	区内/负极
f_{in23}	40	0.43	-90.49	0.53	-0.35	-174.78	-174.43	区内/正极
	30	0.44	-86.78	0.53	-5.73	176.41	-170.68	区内/负极
	20	0.31	-79.07	0.42	10.74	165.47	-154.73	区内/双极
f_{out1}	40	0.02	-8.30	0.02	134.23	36.12	98.11	区外/正极
	30	0.03	29.39	0.02	133.12	12.53	120.59	区外/双极
	20	0.07	-25.31	0.05	-126.53	-64.17	62.36	区外/负极
f_{out2}	40	0.02	75.56	0.03	12.78	15.68	-2.90	区外/双极
	30	0.03	70.34	0.04	17.38	-9.54	7.84	区外/负极
	20	0.06	68.47	0.08	-6.34	14.68	-8.34	区外/正极
f_{out3}	40	0.03	87.64	0.03	11.50	146.39	-134.89	区内/负极
	30	0.04	77.10	0.06	-8.41	158.45	-150.04	区内/正极
	20	0.06	80.53	0.07	17.57	139.68	-122.11	区外/双极

加入噪声后会对高频电压行波幅值和波阻抗相位产生不规律波动,在20~40 dB噪声下,所提保护对表3中最不利保护动作的区内故障情况仍能正确识别,且区外故障不误动。综上,所提保护具有一定的抗噪声干扰能力。

4.4 采样频率对保护的影响分析

所提保护需要对故障行波进行提取,故对采样频率有一定要求,而文中选用的100 kHz采样频率已留有一定裕度。表5给出了采样频率为50 kHz时的仿真结果。

表5 采样频率为50 kHz时的仿真结果
Table 5 Simulation results when the sampling frequency is 50 kHz

故障位置	过渡电阻/ Ω	M		N和O				动作情况
		k_E	$\varphi_{Z_M}/(^{\circ})$	k_E	$\varphi_{Z_N}/(^{\circ})$	$\varphi_{Z_O}/(^{\circ})$	$\varphi_{dif}/(^{\circ})$	
f_{in11}	0.01	2.04	-93.52	0.72	-179.00	-0.02	178.98	区内/负极
	100	0.92	-94.84	0.44	-179.01	0.08	178.93	区内/双极
	500	0.91	-97.30	0.42	-179.25	-0.12	179.13	区内/正极
f_{in12}	0.01	1.07	-92.31	0.88	-179.03	-0.03	179.00	区内/正极
	100	0.75	-92.82	0.54	-179.08	-0.04	179.04	区内/负极
	500	0.43	-92.41	0.39	-179.04	-0.04	179.00	区内/双极
f_{in13}	0.01	0.71	-91.50	0.84	-179.02	-0.03	178.99	区内/双极
	100	0.66	-91.39	0.77	-179.11	-0.10	179.01	区内/正极
	500	0.50	-91.30	0.57	-179.31	-0.23	179.08	区内/负极
f_{in21}	0.01	0.76	-90.16	1.01	-0.05	-179.22	-179.17	区内/正极
	100	0.57	-89.19	0.78	-0.07	-179.23	-179.16	区内/负极
	500	0.32	-90.08	0.55	-0.05	-179.16	-179.11	区内/双极
f_{in22}	0.01	0.47	-89.79	0.79	-0.03	-179.13	-179.10	区内/双极
	100	0.41	-89.82	0.69	-0.03	-179.16	-179.13	区内/负极
	500	0.28	-89.82	0.53	-0.04	-179.07	-179.03	区内/正极
f_{in23}	0.01	0.45	-101.96	0.68	-0.03	-179.12	-179.09	区内/负极
	100	0.30	-102.27	0.39	-0.02	-179.15	-179.13	区内/双极
	500	0.29	-93.85	0.36	0.04	-179.17	-179.13	区外/正极
f_{out1}	0.01	0.01	-1.05	0.01	-177.94	0.16	177.78	区外/正极
f_{out2}	0.01	0.01	-92.75	0.01	-0.45	-0.35	0.10	区外/负极
f_{out3}	0.01	0.01	-89.15	0.01	0.16	-178.93	-178.77	区外/双极

经验证,采样频率为 50 kHz 时,该保护在线路末端经过渡电阻等最不利保护动作的情况下依然能正确识别故障并可靠动作。采样频率为 25 kHz 时,波阻抗相位结果仍与前述分析结果基本一致,但由于采样频率较低,高频信号的提取不够精确,高低频能量比有所减小,当 f_{in23} 处发生过渡电阻为 500 Ω 的故障时,保护可能拒动。综上,考虑保护的可靠性,采样频率应不低于 50 kHz。

5 结论

文中在分析多端混合直流输电系统波阻抗相频特性的基础上,提出了一种基于测量波阻抗相频特性的多端混合直流线路保护方案。通过大量仿真验证,得出结论如下:

(1) 在 10 kHz 频带下,对于反向故障,测量波阻抗相位在 0° 左右;对于正向故障, M 测点相位约为 -90° , N 、 O 测点相位约为 180° (-180°)。根据相位差异构建的正反向故障判据,不受过渡电阻影响,且门槛值整定分明。利用行波高低频能量比构建的正向区内、外判据,原理简单,选择性明确。

(2) 对于 LCC 站, M 测点保护装置能够保护线路 l_{AB} 与 l_{BC} 全长;对于 MMC I 站, N 与 O 测点无须站间通信,保护能够判断线路 l_{AB} 与 l_{BC} 故障,并能准确识别 T 区母线故障。

(3) 所提保护仅需 3 ms 数据窗,满足速动性要求,且具有一定的耐受过渡电阻(500 Ω)能力和抗噪声干扰(20 dB)能力。

致谢

本文得到中国电力科学研究院有限公司科技项目(JBB51202102780)资助,谨此致谢!

参考文献:

[1] 胡宏,陈浩,丁浩寅,等. 特高压混合级联多端直流输电系统的协调控制策略研究[J]. 电力工程技术,2021,40(4):42-51.
HU Hong, CHEN Hao, DING Haoyin, et al. Coordinated control strategy for hybrid cascaded UHVDC system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(4): 42-51.

[2] 邱宏. 混合多端直流系统故障特征与保护原理研究[D]. 天津:天津大学,2018.
QIU Hong. Study on fault characteristics and protection principle of hybrid MTDC system[D]. Tianjin: Tianjin University, 2018.

[3] 雷朝煜,郝良收,戴甲水,等. 高压直流输电线路故障定位研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(11):178-187.
LEI Zhaoyu, HAO Liangshou, DAI Jiashui, et al. A review of fault location methods in HVDC transmission lines[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(11): 178-187.

[4] 李斌. 柔性直流系统故障分析与保护[M]. 北京:科学出版社,2019.
LI Bin. Fault analysis and protection of flexible DC system[M]. Beijing: Science Press, 2019.

[5] AHMAD KHAN W, BI T S, JIA K. A review of single phase adaptive auto-reclosing schemes for EHV transmission lines[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(1): 1-10.

[6] 刘席洋,王增平,郑博文,等. LCC-HVDC 故障恢复型连续换相失败机理分析与抑制措施[J]. 中国电机工程学报,2020,40(10):3163-3172.
LIU Xiyang, WANG Zengping, ZHENG Bowen, et al. Mechanism analysis and mitigation measures for continuous commutation failure during the restoration of LCC-HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3163-3172.

[7] 吴俊,黄弘扬,徐群伟,等. LCC-HVDC 换流站交流侧非特征次谐波产生机理与抑制方法研究[J]. 电力电容器与无功补偿,2022,43(4):93-100.
WU Jun, HUANG Hongyang, XU Qunwei, et al. Research on generation mechanism and suppression methods of non-characteristic sub-harmonics on AC side of LCC-HVDC converter station[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2022, 43(4): 93-100.

[8] XU R D, SONG G B, HOU J J, et al. Adaptive restarting method for LCC-HVDC based on principle of fault location by current injection[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(6): 554-563.

[9] 何平港,牟大林,林圣. LCC-MMC 混合级联型直流输电系统启动控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(22):71-80.
HE Pinggang, MU Dalin, LIN Sheng. Start-up control strategy for an LCC-MMC hybrid cascade HVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22): 71-80.

[10] 杨赛昭,向往,文劲宇. 架空柔性直流电网线路故障保护综述[J]. 中国电机工程学报,2019,39(22):6600-6617.
YANG Saizhao, XIANG Wang, WEN Jinyu. Review of DC fault protection methods for the MMC based DC grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6600-6617.

[11] 郝晓弘,黄伟,裴婷婷,等. 基于模块化多电平换流器的高压直流系统直流侧故障限流技术研究[J]. 全球能源互联网,2022,5(1):23-36.
HAO Xiaohong, HUANG Wei, PEI Tingting, et al. Research on current limiting technology of DC-side fault of high voltage direct current system based on modular multilevel converter[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(1): 23-36.

[12] 郭春义,吴张曦,赵成勇. 特高压混合级联直流输电系统中多 MMC 换流器间不平衡电流的均衡控制策略[J]. 中国电机工程学报,2020,40(20):6653-6663.
GUO Chunyi, WU Zhangxi, ZHAO Chengyong. Balancing control strategy for unbalanced current between multiple MMC converts in hybrid cascaded UHVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(20): 6653-6663.

- [13] 梁远升,黄泽杰,李海锋,等. 基于行波相位特性的三端混合直流线路行波保护原理[J]. 中国电机工程学报,2021,41(13):4525-4543.
LIANG Yuansheng, HUANG Zejie, LI Haifeng, et al. Phase characteristics based travelling wave protection for transmission line of three-terminal hybrid HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE,2021,41(13):4525-4543.
- [14] 董新洲,汤兰西,施慎行,等. 柔性直流输电线路保护配置方案[J]. 电网技术,2018,42(6):1752-1759.
DONG Xinzhou, TANG Lanxi, SHI Shenxing, et al. Configuration scheme of transmission line protection for flexible HVDC grid[J]. Power System Technology,2018,42(6):1752-1759.
- [15] 陈鑫全,李海锋,顾广坤,等. 基于时域电压比的高压直流输电线路暂态保护方案[J]. 电力系统自动化,2020,44(22):62-69.
CHEN Xinquan, LI Haifeng, GU Guangkun, et al. Transient-protection scheme of HVDC transmission line based on time-domain voltage ratio[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(22):62-69.
- [16] 郑涛,宋祥艳. 基于故障暂态行波高低频能量比值的交流输电线路快速保护方案[J]. 电网技术,2022,46(12):4616-4629.
ZHENG Tao, SONG Xiangyan. Fast protection scheme for AC transmission lines based on ratio of high and low frequency energy of transient traveling waves[J]. Power System Technology,2022,46(12):4616-4629.
- [17] 戴志辉,刘宁宁,何永兴,等. 基于直流滤波环节暂态能量比的高压直流线路纵联保护[J]. 电工技术学报,2020,35(9):1985-1998.
DAI Zhihui, LIU Ningning, HE Yongxing, et al. A pilot protection for HVDC transmission lines based on the ratio of DC filter link transient energy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2020,35(9):1985-1998.
- [18] 权文杰,童晓阳,张广晓. 基于S变换行波能谱矩阵相似度的柔性直流单端保护方案[J]. 电力系统自动化,2022,46(7):178-186.
QUAN Wenjie, TONG Xiaoyang, ZHANG Guangxiao. Single-end flexible DC protection scheme based on similarity of S-transform energy spectrum matrix of traveling wave[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(7):178-186.
- [19] CHEN X Q, LI H F, LIANG Y S, et al. A protection scheme for hybrid multi-terminal HVDC networks utilizing a time-domain transient voltage based on fault-blocking converters[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2020,118:105825.
- [20] CHEN X Q, LI H F, WANG G, et al. A convolution power-based protection scheme for hybrid multiterminal HVDC transmission systems[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics,2021,9(2):1655-1667.
- [21] ZHENG Y P, HE J W, LI B, et al. Research on DC protection strategy in multi-terminal hybrid HVDC system[J]. Engineering,2021,7(8):1064-1075.
- [22] ZHANG C, GAO S P, SONG G B, et al. A pilot protection on hybrid DC line based on correlation coefficient [C]//2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). Beijing, China. IEEE,2020:2575-2579.
- [23] ZHANG D H, WU C J, HE J H, et al. A new protection scheme for transmission line of three-terminal hybrid HVDC system [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2022,134:107446.
- [24] 张大海,武传健,和敬涵,等. 利用测量波阻抗欧几里得距离的柔性直流输电线路后备保护方案[J]. 电网技术,2021,45(10):3895-3906.
ZHANG Dahai, WU Chuanjian, HE Jinghan, et al. Backup protection scheme for flexible DC transmission lines by measuring wave impedance Euclidean distance[J]. Power System Technology,2021,45(10):3895-3906.
- [25] 翁汉刚,李昊威,邢家维,等. 采用S变换相位差及能量相对熵的换流变零序差动保护新判据[J]. 电力自动化设备,2019,39(9):20-26.
WENG Hanli, LI Haowei, XING Jiawei, et al. Novel criterion adopting S-transform phase angle difference and energy relative entropy for zero-sequence differential protection of converter transformer[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(9):20-26.
- [26] 蔡军,周波,黄跃,等. 基于S变换时频特性的谐振接地系统故障选线新方法[J]. 电力科学与技术学报,2022,37(3):109-116.
CAI Jun, ZHOU Bo, HUANG Yue, et al. A fault line selection method based on time-frequency characteristics in S-transform for resonant grounded systems[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2022,37(3):109-116.
- [27] 曹润彬,李岩,许树楷,等. 特高压混合多端直流线路保护配置与配合研究[J]. 南方电网技术,2018,12(11):52-58,83.
CAO Runbin, LI Yan, XU Shukai, et al. Research on configuration and coordination of multi-terminal hybrid UHVDC line protection[J]. Southern Power System Technology,2018,12(11):52-58,83.

作者简介:



戴志辉

戴志辉(1980),男,博士,教授,研究方向为电力系统保护与控制(E-mail:daihuadian@163.com);

邱宏逸(1998),男,硕士在读,研究方向为电力系统保护与控制;

王兴国(1981),男,博士,高级工程师,从事电力系统继电保护相关工作。

Transient stability prevention-emergency coordinated control embedded with assessment model of light gradient boosting machine

GAO Shuyu¹, LIU Youbo¹, LIU Tingjian¹, SHEN Li², WEN Yiyu², QIU Gao¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Southwest Branch of State Grid Corporation of China, Chengdu 610041, China)

Abstract: To bring the improvement of the transient stability of the power grid by the operation mode control and generator tripping control into full play, a power system transient stability prevention-emergency coordinated control decision-making method embedded in the light gradient boosting machine (LightGBM) assessment model is proposed. In order to quickly evaluate the degree of improvement of the system stability margin by the control measures, firstly, the hybrid control sample generation method and the LightGBM algorithm is used to construct a assessment model of the prevention-emergency control on the system stability margin. Considering that the unreasonable generator tripping and load shedding control may deteriorate the system stability. The numerical sensitivity of the LightGBM surrogate model is used to identify effective control sites and reduce the decision space. The LightGBM model is further embedded in the transient stability two-layer optimal control model, which replaces the transient stability time-domain simulation, combines the improved non-dominated sorting genetic algorithm-II (NSGA-II) to realize the rapid solution of the coordinated control strategy. Through the IEEE 39-node test example, it is verified that the proposed method can realize the coordination and cooperation between the preventive control before the occurrence of faults and the emergency control after the occurrence of faults of different severity, improve the security and stability of the power grid, reduce the cost of optimal dispatching.

Keywords: transient stability; prevention-emergency coordinated control; data-driven; light gradient boosting machine (LightGBM); assessment model; non-dominated sorting genetic algorithm-II (NSGA-II)

(编辑 吴昊)

(上接第 127 页)

A protection scheme of multi-terminal hybrid DC line based on measuring wave impedance phase characteristics

DAI Zhihui¹, QIU Hongyi¹, WANG Xingguo², GUO Yarong², YANG Guofeng³

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100192, China;

3. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd. UHV Branch, Urumqi 830002, China)

Abstract: Line commutated converter-modular multi-level converter (LCC-MMC) parallel multi-terminal hybrid DC transmission system combines the technical advantages of line commutated converter-high voltage direct current (LCC-HVDC) and modular multi-level converter-HVDC (MMC-HVDC). However, due to its inconsistent boundary characteristics, special busbar structures, and different control strategies for converter stations, the existing line protection schemes are difficult to apply directly. Therefore, a protection scheme of multi-terminal hybrid DC line based on measuring wave impedance phase characteristics is proposed. Firstly, the expressions of wave impedance measured at different fault locations are deduced, and it is found that in the high-frequency band, the phase of wave impedance measured at the measurement point is significantly different under the condition of internal and external faults. And the phase characteristics have nothing to do with factors such as fault distance, type and transition resistance. Then, the S-transform is used to extract the impedance phase information of the measured wave, and combined with the high-low frequency energy ratio criterion of the traveling wave to realise the fault identification. Finally, the simulation verification in PSCAD shows that the proposed protection can distinguish the faults of the T-zone bus and the adjacent line end, and has a certain anti-transition resistance (500 Ω) and noise immunity (20 dB) while satisfying rapidity. The proposed protection meets the main protection requirements of the multi-terminal hybrid DC system line.

Keywords: multi-terminal hybrid direct current; wave impedance phase; transmission line fault; S-transform; protective relaying; T-zone bus

(编辑 陆海霞)