

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2026.01.004

基于限流电感的 MMC-HVDC 电网故障检测与保护方案

韩雪, 梁慧琳

(重庆交通大学机电与车辆工程学院, 重庆 400074)

摘要: 柔性直流电网的故障检测与保护研究是当前电力领域的关键技术。直流电网发生故障时,故障电流迅速上升导致电网系统设备损坏且稳定性下降,因此对故障保护系统的快速性和可靠性要求极高。通过比较线路上限流电感电压值在故障前后的变化,提出一种利用限流电感两端电压比值实现线路故障识别的方法。在 PSCAD/EMTDC 仿真平台建立四端模块化多电平换流器型柔性直流输电(modular multilevel converter high voltage direct current, MMC-HVDC)电网模型,对所提出的方法进行故障启动、类型识别和极线选择验证。在故障被正确识别后,相应的直流断路器(DC circuit breaker, DCCB)能够正确动作并隔离故障。此外,还对系统的性能指标以及故障过渡电阻值、故障后系统的噪声、故障距离和通信误差方面因素进行可行性分析。研究结果表明,所提出的故障保护方案能够准确识别并且快速隔离故障,从而保障电网安全稳定运行。

关键词: 模块化多电平换流器型柔性直流输电(MMC-HVDC);限流电感;故障检测;直流断路器(DCCB);直流线路保护;母线保护

中图分类号: TM721.1

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2026)01-0039-12

0 引言

柔性直流电网凭借其出色的控制能力、迅速的功率调节响应以及高度灵活多变的运行模式,显著提升了电力系统的运行灵活性和供电可靠性^[1-3]。为降低直流故障发生的概率,并考虑输电距离以及电压等级问题,目前模块化多电平换流器型柔性直流输电(modular multilevel converter high voltage direct current, MMC-HVDC)工程广泛采用架空线输电作为大规模功率传输的主要方式之一^[4]。

由于传统交流断路器存在固有动作时延,其故障清除速度难以满足直流电网对保护速动性的严苛要求^[5]。为此,在架空线两侧安装高压直流断路器(DC circuit breaker, DCCB)可作为一种有效的技术解决方案^[6]。然而,目前直流电网故障保护仍面临动作速度慢、可靠性较低的技术挑战。

文献[7]提出频域阻抗判据及极坐标阻抗关系提升保护灵敏性,但依赖高精度测量且存在保护死区。文献[8]设计的多端口混合式 DCCB 能够有效抑制故障电流和过电压,但拓扑复杂,导致维护可靠性要求高^[9]。文献[10]通过断路器与机械开关协同配合提高故障判断精度,但未详细分析主动限流对系统稳定性和灵敏性的影响^[11]。

未来直流电网将依托 DCCB 实现故障隔离,相

关研究通过限流电抗器电压优化检测技术提升隔离速度与灵敏度。

文献[12]结合微分欠压和方向纵联保护实现快速隔离,但未评估扰动对稳定性的影响。文献[13]提出控保协同单端测距技术,适配多拓扑电网并降低断路器依赖,但需要增设晶闸管。文献[14]基于线模电压积分凹凸性差异区分内外故障,提升了灵敏度和准确性,但仅针对单极接地与双极短路场景。文献[15]利用暂态电压首波时间及电感电压极性构建双端量保护,选择性高但未分析抗过渡电阻能力。文献[16]采用首行波波单端量解决速动性问题,抗过渡电阻能力强且可识别永久故障。文献[17]通过区内外故障初始行波差异提升动作速度,但归一化处理可能引入波形误差,影响可靠性。文献[18]以线路两侧的正序电流故障分量为差动项构建故障判据,显著提升了保护的灵敏度,但耐过渡电阻能力较弱。文献[19]提出一种基于多频率单端电气量的保护方案,利用直流滤波器的频率特性差异和逻辑判据实现快速可靠的故障识别,但高频分量易因线路长度增加而衰减,可能影响保护快速性。

现有基于限流电抗器电压特征量的研究在直流故障保护的快速性和灵敏性方面仍存在不足。文中提出一种新型的准确快速的故障检测方法,以四端 MMC-HVDC 电网为研究对象,详细分析直流故障发生前后该线路限流电感电流和电压动态特性,提出基于电压比值与电压变化率的保护方案。

收稿日期: 2025-05-21; 修回日期: 2025-08-17

基金项目: 重庆市自然科学基金资助项目(CSTB2022NSCQ-MSX2183)

该方案配套完整的故障识别与隔离策略,分析多种故障类型的识别方法,通过相应的 DCCB 跳闸实现故障隔离。对所提出的方案进行多方面性能分析,最终得出该方案能够准确识别故障位置,实现快速保护动作,并且具有较强的耐过渡电阻以及抗干扰能力,满足直流保护的“四性”要求。

1 故障检测方案

1.1 MMC-HVDC 电网拓扑

多端柔性直流电网中任意一条线路发生故障均会导致整个系统稳定性下降,影响换流站之间的协调控制,因此快速检测并隔离故障线路以恢复系统正常运行十分重要。文中以四端 MMC-HVDC 电网系统为例展开研究,系统拓扑如图 1 所示,其中 F_1-F_4 为故障点。

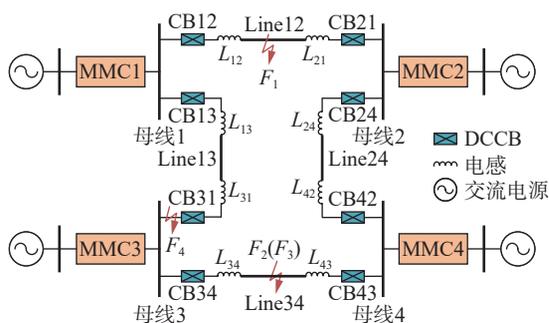


图 1 四端 MMC-HVDC 系统拓扑

Fig.1 Four-terminal MMC-HVDC system topology

1.2 故障检测

实际工程中,单极接地故障的发生概率远高于双极接地故障^[20]。文中在所搭建的 MMC-HVDC 系统中,对单极接地故障和双极短路故障进行研究。对单个换流站而言,直流线路发生单极接地故障后,换流站的绝缘栅双极型晶体管(insulated gate bipolar transistor, IGBT)会立即闭锁^[21-22],电容开始放电。

MMC-HVDC 发生单极接地故障和双极短路故障时,换流器闭锁前的故障电路和等效简化电路分别如图 2 和图 3 所示。图中, u_a, u_b, u_c 为 MMC 交流侧输出电压; U_{dc} 为换流站直流电压; L_c, R_0, L_c, C_c 分别为直流线路限流电感、等效电阻、等效电感和等效电容; C 为子模块电容; R_f 为过渡电阻; U_{Lc} 为限流电感 L_c 的电压; U_L 为线路侧电压; i 为线路电流; SM 为子模块。由图 3 可知,单个换流站发生直流故障,故障电流通路可以等效为 RLC 电路,直流侧电容迅速放电, U_{dc} 迅速降低,直流电流上升,则限流电感的电压也随之上升。

正常运行条件下(无故障发生时),三相系统对称,电压源侧和线路侧电流 i 保持平衡。限流电感

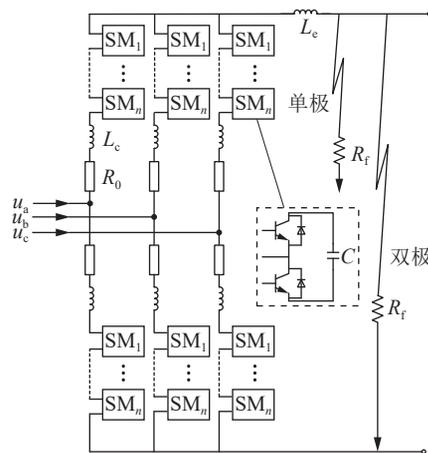


图 2 故障下的换流器电路

Fig.2 Converter circuit under the fault

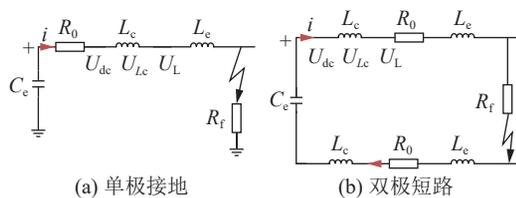


图 3 故障等效电路

Fig.3 Fault equivalent circuit

电压公式如下:

$$U_{dc} - U_L = L_c \frac{di}{dt} \quad (1)$$

系统正常运行时电流变化率很小,可以认为限流电感两侧电压差值趋于 0。

故障后电流会突变,线路发生单极接地故障时,故障极的电流 i 迅速增大,而非故障极的电流保持相对稳定。根据式(1)所示限流电感电压表达式可知,系统故障导致电流变化率显著增大,电感电压相应升高。发生双极短路故障时,限流电感电压源侧与线路侧的电压差异比正常运行时显著。根据上述限流电感电压值的变化,采用式(2)所示关系式直观说明故障前后的差异性,并通过监测该差异判断系统是否发生故障。

$$U_c = \frac{U_{dc}}{U_L} \quad (2)$$

式中: U_c 为限流电感两端电压比值。以所述四端系统为例,仿真验证其可行性。选择故障时限流电感两端电压比值,观察故障前后比值的区别。为更直观地呈现每条线路上电感两端的电压比值,将系统中的 8 个限流电感分为两组,每组均体现 4 条线路上的电感电压比值。图 4 为系统正常运行以及线路 Line12 上 F_1 处发生单、双极故障时各换流站限流电感两端电压比值的仿真波形。

由图 4 可以看出,故障后线路上限流电感两端

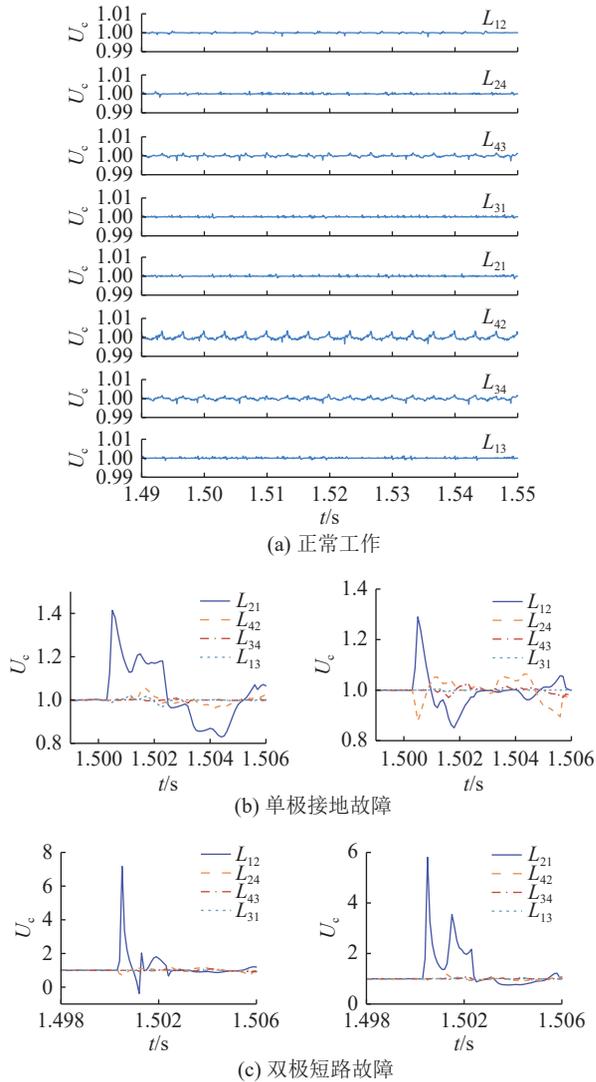


图4 故障前后限流电感两端电压比值仿真波形

Fig.4 Simulation waveforms of voltage ratio between two ends of current limiting inductor before and after the fault

的电压比值远超非故障时的电压比值,因此可通过比较故障发生时限流电感两侧瞬态电压的比值来实现故障识别,区分区内和区外故障。

1.2.1 故障区域识别

据上文分析可知,系统发生直流故障后,限流电感两端电压比值与正常运行相比有明显差别。区内故障发生后,保护区内的电流迅速增大,故障电流流经区内的限流电感,导致线路侧的电压明显低于电压源侧的电压,即:

$$U_c = \frac{U_{dc}}{U_L} \gg 1 \quad (3)$$

式(3)表明在区内故障时电感两端电压比值从正常状态下的数值1突变为更高的数值。

若故障发生在保护区的相邻线路(即区外故障),保护区内限流电感处于稳态或缓变暂态,故障电流主要流经相邻线路的阻抗,因此保护区内的电

流变化率极小。由式(1)可知,区内限流电感的电压值由电流变化率和电感本身决定,故保护区内 U_c 近似为1。

对任意线路设置故障,为准确判断故障位置发生在区内还是区外,对所有限流电感的 U_c 进行测量。由于区内故障测量的 U_c 明显大于区外故障,所以测量判断要素包括故障后线路两侧限流电感 U_c 最小值和外部故障相邻限流电感 U_c 最大值, U_1 为故障启动阈值,有如下判据:

$$U_c > U_1 \quad (4)$$

式(4)为故障启动判据, U_c 超过故障启动阈值 U_1 时,表明该限流电感所在线路发生区内故障,反之为区外故障。表1为对每条线路设置区内外故障仿真后得到的结果。

表1 各限流电感故障启动阈值
Table 1 Fault start thresholds of each current limiting inductor

限流电感	原始系统		线路加长后的系统		U_1
	区内最小 U_c	区外最大 U_c	区内最小 U_c	区外最大 U_c	
L_{12}	1.72	1.04	1.53	1.06	1.3
L_{21}	1.65	1.14	1.61	1.05	1.3
L_{13}	1.41	1.08	1.41	1.03	1.3
L_{31}	1.43	1.03	1.39	1.05	1.3
L_{24}	1.52	1.08	1.58	1.10	1.3
L_{42}	1.66	1.06	1.64	1.05	1.3
L_{34}	1.52	1.05	1.50	1.03	1.3
L_{43}	1.57	1.13	1.56	1.04	1.3

从表1中可以看出,当发生区外故障时,保护区内的限流电感瞬态电压变化量减小,导致电压波头趋于平缓,其 U_c 始终在1附近的一个极小范围内波动。而当发生区内短路故障时,故障电流在保护区内急剧变化,限流电感两端产生显著的瞬态压降,导致 U_c 明显偏离1。调整系统线路长度后, U_c 的变化基本可以忽略。通过这些暂态特征差异,可以为区分区内外故障提供可靠的理论依据。

故障启动阈值同时作为区分保护区内外故障的标准,其选取原则如下:

$$U_1 = (1 + k_1) U_n \quad (5)$$

式中: U_n 为正常运行时的电压比值,取为1; k_1 为防止在正常波动范围内误判而设置的增长裕度。 k_1 取值较小时,检测速度较快,但易受干扰; k_1 取值较大时,检测速度慢,但准确率高。综合考虑, k_1 取值范围为25%~35%^[23],故文中取 k_1 为30%, U_1 为1.3。

1.2.2 故障类型识别

(1) 线路故障。直流线路常见的故障有单极接

地故障和双极短路故障,由图3可知,单极接地时故障电流主要集中在故障极,故障处电压迅速下降,但非故障极电压变化相对较小。双极短路时,故障电流通过正负极和故障通路形成闭合短路通路,正负极电压均显著下降。因此利用限流电感电压幅值变化差异作为故障类型判据:

$$U_s = \left| \left| \frac{du_p}{dt} \right| - \left| \frac{du_N}{dt} \right| \right| > U_2 \quad (6)$$

式中: U_s 为正负极限流电感电源侧电压变化幅值之差; u_p 、 u_N 分别为限流电感正极和负极电压; U_2 为故障类型识别阈值,满足该判据时为单极接地故障。双极短路时,正负极电压下降幅度相近,所以 U_s 接近零。考虑到实际系统的参数和谐振问题,两种故障类型在正、负极电压变化差值方面有明显差别,故设定增长裕度 k_2 为 10%~30%。该范围可确保系统在面对线路参数变化和结构不对称时,故障类型判定的波动范围不超过可接受的最大值。

$$U_2 = (1 + k_2) U_m \quad (7)$$

式中: U_m 为单极接地故障后最大正负极电压变化差值,即线路远端发生故障时的电压变化差值。考虑到线路上不同故障距离对电气量的影响^[24],文中取 U_2 为 500 kV/ms。

(2) 母线接地故障。母线接地故障发生频率虽低于输电线路故障,但因其处于关键位置,所引发的后果极为严重,不可忽视。

母线接地故障会导致故障点电压骤降,该故障点位于限流电感电压源侧,此时 U_{dc} 急剧下降至零,电感产生反向电压 U_{Lc} 。根据基尔霍夫电压定律有:

$$U_L = U_{dc} + U_{Lc} \quad (8)$$

母线接地后, U_{dc} 值下降而 U_L 值增大,因此采用式(2)得到 U_c 变化与线路故障相反,有:

$$U_c < U_3 \quad (9)$$

式中: U_3 为母线接地故障启动阈值。 U_c 不超过阈值时,表明该换流站发生母线接地故障。该故障类型下 U_c 趋近于零,但在实际工程中存在不确定性干扰因素,还需要考虑选择性与灵敏性之间的平衡,将阈值设为零虽可提高故障判别的灵敏性,但可能导致不必要的跳闸。因此在阈值的选取上,通常有一定的安全裕度,其原则如下:

$$U_3 = (1 + k_3) U_{st} \quad (10)$$

参考 IEC 60255 系列标准预留安全裕度 k_3 , 设定阈值略高于理论值 U_{st} 的 1.2~1.5 倍,因此文中取 k_3 为 30%, 阈值 U_3 为 0.4。

1.2.3 故障极识别

单极接地故障需要判别故障极为正极或负极,

若为正极,电压源侧电压的下降幅度显著高于线路侧;若为负极,与正极故障的情况相反,线路侧电压的下降幅度显著高于电压源侧。通过限流电感两端电压变化差值区分正极和负极接地故障。

发生正极接地故障时,限流电感负极电压 u_N 比故障正极电压 u_p 下降幅度缓慢,变化率为负值,则有以下判据:

$$U_f = \frac{du_p}{dt} - \frac{du_N}{dt} \leq U_4 \quad (11)$$

式中: U_f 为两极限流电感两端电压变化差值,由于区外故障对保护区内的限流电感影响很小,不会触发第一步故障识别,可不作正负极识别; U_4 为故障极识别阈值。同理,发生负极接地故障时,故障极和非故障极电压变化相反,则有判据:

$$U_f = \frac{du_p}{dt} - \frac{du_N}{dt} > U_4 \quad (12)$$

其中,正常运行时电感两侧电压变化差值近似为零,考虑到系统运行中产生的干扰因素,设定波动裕度 k_4 为 10%~30%^[25]。

$$U_4 = (1 + k_4) U_a \quad (13)$$

式中: U_a 为正常运行时电压变化差值,但该值实际变化趋势非常明显,可达数千千伏。通过计算可取 U_4 为 1 000 kV/ms, 作为判断区内故障的故障极阈值。

1.3 后备保护原理

针对大过渡电阻工况下单极接地与母线接地故障因特征微弱而导致主保护失效的问题,文中提出基于电流差动原理的后备保护方案。鉴于直流系统稳态运行时线路两端电流具有严格对称特性,当高阻故障发生时,故障支路电流无法形成完整回路路径,导致线路两端电流明显偏离稳态值。通过实时监测双侧电流矢量差的突变特性,可有效识别主保护盲区的高阻故障。该判据具备对故障电阻鲁棒性强、动作阈值易整定的优势。文中明确提出将电流差动保护作为主保护失效时的后备保护方案^[26-28]。

根据上述原理,在两端电流信号同步采集的基础上,电流差动保护判据为:

$$\begin{cases} i_c = |i_{mn} - i_{nm}| \\ i_c > I_{set} \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} i_{re} = \frac{|i_{mn}| + |i_{nm}|}{2} \\ i_c > k_5 i_{re} \end{cases} \quad (15)$$

式中: i_{mn} 、 i_{nm} 为线路两端的电流值; i_c 为线路差动电流; I_{set} 为电流差值的阈值, $|i_{mn} - i_{nm}|$ 若超过该阈值,系统则自动判定该线路发生故障,并触发跳闸动作。为便于检测高阻故障, I_{set} 应设置得足够低,通

常取线路额定电流的 5%~10%。式(15)中, i_{re} 为制动电流,用于增强保护的稳定性; k_5 为比例系数,用于平衡保护的灵敏度和稳定性,其取值范围为 1.5~2.5^[29]。文中系统额定电流为 5 kA, k_5 取 1.8, I_{set} 取 0.5 kA。

系统故障检测方案如图 5 所示。

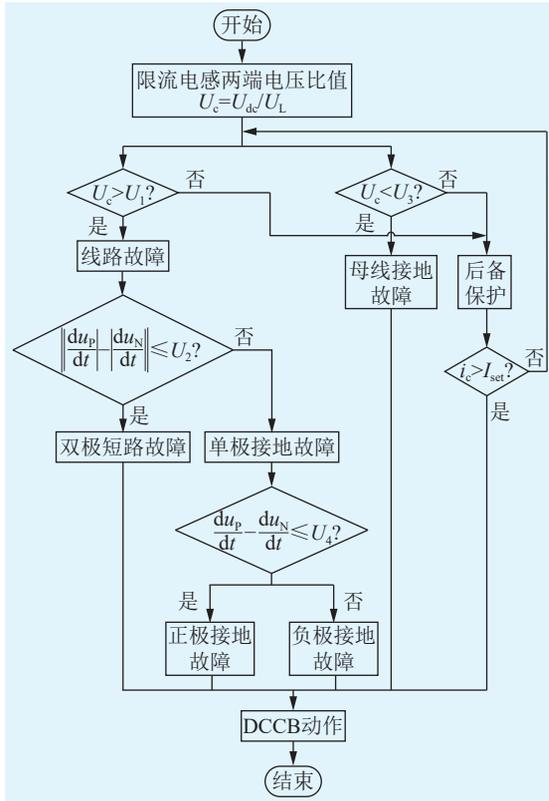


图 5 故障保护流程

Fig.5 Flow chart of the fault protection

首先,通过检测得到任意限流电感两端电压比值 U_c ,并与故障启动阈值 U_1 或 U_3 比较,判别故障是否为线路故障或母线接地故障。对于线路故障,利用故障类型判据和故障极判据对其进行识别分类,在判定为双极短路故障、正极接地故障或负极接地故障后,对应线路的 DCCB 开始动作。对于母线接地故障,若满足阈值条件,相应线路的 DCCB 也开始动作。若区内故障信号 U_c 的值不在线路故障和母线接地故障的判据范围内,则主保护判据失效,此时需要启动后备保护判据以对区内故障进行下一步保护。后备保护判断检测线路两端电流差值是否超过阈值 I_{set} ,若是,则启动后备保护并执行故障隔离操作。

2 仿真验证

2.1 系统参数

文中在 PSCAD/EMTDC 仿真平台中搭建如图 1 所示的四端直流电网模型,4 个换流站均由 MMC 构

成,其子模块均为半桥型结构^[30-32]。为弥补半桥型 MMC 缺乏故障自清除能力的不足,在线路两端安装混合式高压 DCCB^[33]。该断路器具有开断速度快、通态损耗小的优点,并在线路两端串联 150 mH 的限流电感以限制故障电流。MMC1、MMC3 采用直流电压控制模式,MMC2、MMC4 采用有功功率控制模式。MMC1—MMC4 向直流电网输送的有功功率均为 0.95 p.u.,无功功率分别为 0.1、0.15、0.1、0.15 p.u.。表 2 为仿真模型各换流站的基本参数^[34]。

表 2 直流电网仿真模型基本参数
Table 2 Basic parameters of DC power grid simulation model

参数	MMC1	MMC2	MMC3	MMC4
变压器额定容量/(MV·A)	1 700/3	1 700/3	1 700/3	1 700/3
换流器额定容量/(MV·A)	3 000	3 000	1 500	1 500
子模块电容/mF	15	15	15	10
桥臂电感/mH	150	100	150	100

2.2 故障保护

为保证在准确检测出故障后能快速切断故障电流,每条线路两端均安装 DCCB。断路器在接收到故障检测脉冲信号后立即断开,实现故障的快速隔离,防止短路电流对电路和设备造成损害^[35]。保护判据需要有效判别非故障波动,选取故障识别阈值作为触发 DCCB 断开的动作阈值^[36-37]。

2.2.1 单极接地故障

在图 1 所示系统中设置线路故障 F_2 ,对系统进行仿真后,分析各线路上安装的检测元件的波形信息,所得仿真波形如图 6 所示。

由图 6(a)可知,故障后感应 L_{34} 和 L_{43} 的电压比值结果均大于阈值,且图 6(b)中电感 L_{31} 和 L_{42} 两端电压比值均未达到故障启动阈值,因此可以准确判断故障发生在线路 Line34 上。图 6(c)为故障类型识别波形,将其波形数值与故障类型判据比较后,确定该故障为单极接地故障。图 6(d)为故障极判别波形,由于故障后线路侧电压下降速度极快, L_{34} 和 L_{43} 的两端电压变化差值分别从 0 迅速上升到 1 440 kV/ms 和 2 210 kV/ms,并且峰值均超过了阈值,因此判断该故障为负极接地故障。系统判定为线路故障后,线路两端的断路器均会跳闸动作,而两个断路器的动作波形相同,表明故障位置发生在线路中间。图 6(e)显示,两 DCCB 主支路在接收到故障信号后断开开关,电流流向转移支路,随后由能耗支路完成电流分断。图 6(f)表明,线路 Line34 的负极电压在故障发生后迅速从稳定状态下的额定值下降,断路器动作后,该电压逐渐下降并稳定

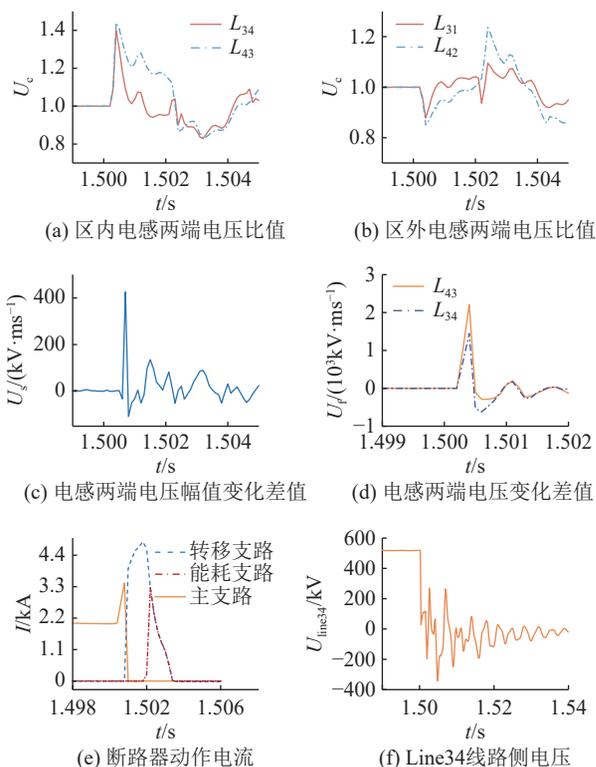


图6 负极线路接地故障仿真波形

Fig.6 Simulation waveforms of negative pole line grounding fault

在接近零的水平。

2.2.2 双极短路故障

考虑线路 Line34 距离最长, 设置故障 F_3 。对系统进行仿真后, 分析检测元件的波形信息, 所得仿真波形如图 7 所示。由图 7(a)可以看出, 电感 L_{34} 和 L_{43} 两端电压比值超过故障启动阈值, 而图 7(b)中电感 L_{31} 和 L_{42} 两端电压比值未达到故障启动阈值, 由此可准确判断故障发生在线路 Line34 上。此外, 图 7(c)中故障类型识别波形远小于阈值, 据此确定该故障为双极短路故障。系统完成故障识别后, 线路两端的断路器均跳闸, 且跳闸时间基本一致, 如图 7(d)所示, 断路器电流转移途径与单极接地故障相似, 最终由能耗支路完成电流分断。由图 7(e)可知, 该线路电流被切断后, 其电压迅速下降并趋近于零。

2.2.3 母线接地故障

在图 1 中设置母线接地故障 F_4 , 对系统进行仿真后, 分析各线路上安装的检测元件波形信息, 所得仿真波形如图 8 所示。

图 8(a)为故障线路两端和近端相邻区外的 U_c 波形, 从波形可以看出, 故障后限流电感 L_{31} 两端检测到的电压比值小于启动阈值 U_3 , 因此可以准确判断故障发生在线路 Line13 靠近 MMC3 的母线上, 从而判定该故障为母线接地故障。靠近母线侧的

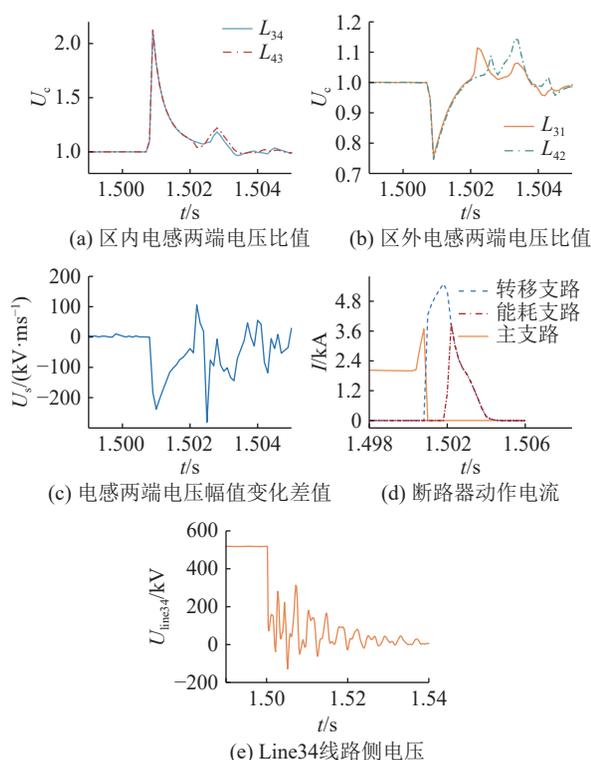


图7 双极短路故障仿真波形

Fig.7 Simulation waveforms of bipolar short circuit fault

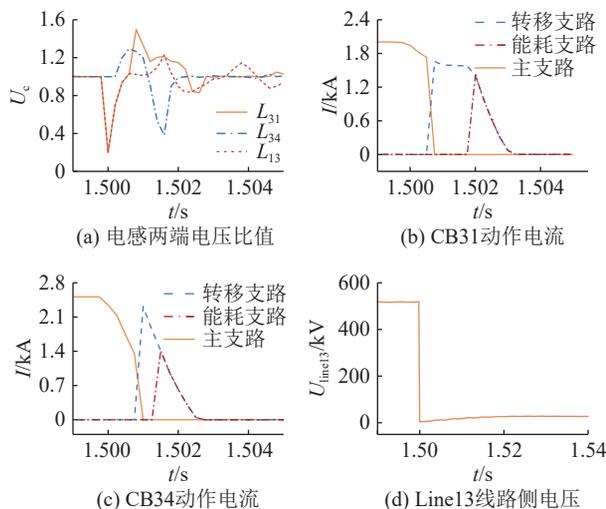


图8 母线接地故障仿真波形

Fig.8 Simulation waveforms of busbar grounding fault

两断路器均会动作, 由图 8(b)、(c)可知, 两 DCCB 主支路在接收到故障信号后断开开关, 电流流向转移支路, 随后由能耗支路完成电流分断。图 8(d)表明, 故障前线路电压接近额定值并稳定运行, 故障后电压迅速下降; 断路器切除故障后, Line13 线路侧的系统电压下降至接近零。

2.3 后备保护

在柔性直流输电系统中, 单极接地、双极短路和母线接地故障的影响范围分别为: 只影响故障极, 影响故障正、负两极和换流站设备, 直接影响换

流站内部设备甚至整个系统。母线接地故障时, 由于故障电流分散, 保护灵敏度下降, 因此耐受过渡电阻能力较弱。

因此, 对母线接地故障 F_4 进行后备保护验证, 设置过渡电阻为 600Ω 。图 9(a) 为故障线路与相邻线路的主保护判据, 所得结果为无故障, 与实际相悖。图 9(b) 为后备保护识别判据, $i_{cmm}(mn=12, 24, 34, 13)$ 为 4 条线路的差动电流, 可知后备保护能够识别出故障位置。图 9(c) 表明断路器仍然能切断故障电流。图 9(d) 表明其故障线路电压依然从稳定运行状态下降至零。

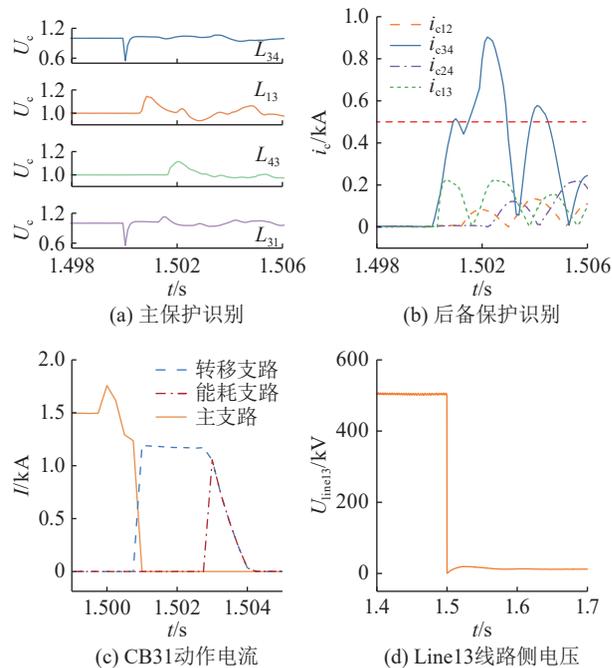


图 9 后备保护仿真波形

Fig.9 Simulation waveforms of backup protection

3 性能分析

3.1 故障保护性能要求

故障保护是保障设备安全、稳定运行的关键环节。有效的故障保护系统必须具备一系列关键特性, 其中, 可靠性、速动性、选择性和灵敏性是故障保护要求的 4 个重要特性, 不仅是衡量故障保护系统性能的关键指标, 也是设计和优化故障保护策略时必须严格遵循的基本原则。由于篇幅限制, 文中仅展示部分图形分析过程, 由于系统中线路 Line34 距离最长, 双极短路故障保护难度较大, 因此主要针对保护效果最差的故障 F_3 , 分析文中所提保护是否满足上述性能要求。

3.1.1 可靠性分析

可靠性要求保护在区外故障时不误动、在区内故障时不拒动。图 10 结合故障启动判据和线路电

压, 分析故障后区内和区外判据是否达到阈值而触发保护动作。

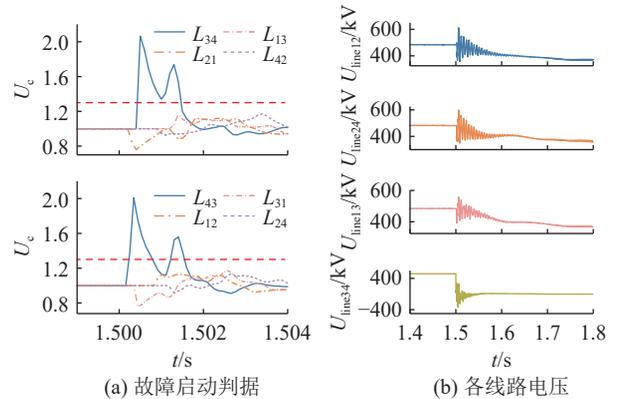


图 10 故障保护可靠性分析

Fig.10 Reliability analysis of fault protection

图 10(a) 中, 除故障线路两端的限流电感 L_{34} 和 L_{43} 两端电压差值达到启动阈值, 可有效识别故障外, 其余线路上的检测元件均未达到启动阈值。从图 10(b) 看出, 仅故障所在线路 Line34 的电压迅速下降至零, 其余线路电压虽有大幅度波动但仍稳定运行, 表明非故障线路上的断路器未发生误动。

3.1.2 速动性分析

为验证文中所提保护满足快速性, 参考文献 [7,10,12,18-19] 中关于故障切除的动作时间。

文献 [7] 基于频域阻抗判据, 依赖快速傅里叶变换实时检测次同步频率信号, 从振荡发生到完成首轮切机动作的总时间约为 50~200 ms。

文献 [10] 在故障发生后立即启动主动限流控制, 随后基于线路两端电流同步性过零特征进行故障识别, 仿真显示故障线路可在故障发生后 5 ms 内被准确判定, 最后通过 DCCB 与快速机械开关协同配合完成故障隔离。

文献 [12] 首先通过微分欠压保护, 在 1 ms 内向柔性故障限流器发送触发信号, 完成故障的初步检测; 随后, 在 3 ms 内采用方向纵联保护区分故障类型; 最终, 断路器接收到跳闸指令并动作, 整个故障隔离周期约为 20 ms。

文献 [18] 所提出的基于正序电流故障分量的差动保护, 能在灵敏时间内区分故障类型并触发保护动作, 根据其仿真结果推测整个故障隔离周期约为 10~20 ms。

文献 [19] 在线路区内故障 3 ms 内检测到电压变化并启动保护, 随后在 5 ms 内完成识别因子计算。

基于第 2 章对各种故障类型下断路器动作时序的相关波形, 以双极短路故障为例进行分析, 如

图 11 所示。文中所提保护方案能在 1~2 ms 内实现故障判别,断路器能够在 3~4 ms 内完全切断故障电流。归纳总结不同故障类型下保护动作时间参数,如表 3 所示。

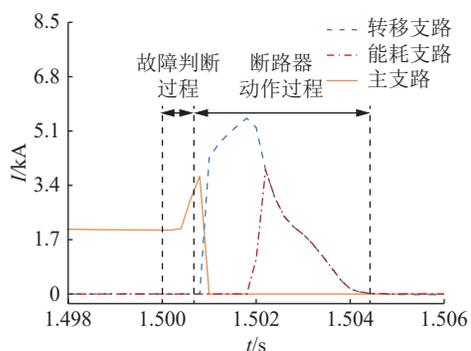


图 11 双极短路故障快速性分析

Fig.11 Rapidity analysis of bipolar short circuit fault

表 3 保护方案故障动作时间

Table 3 Fault action times of protection schemes

单位: ms

故障类型	故障识别	故障判别	动作完成
单极接地故障	1	1~2	4
双极短路故障	1	1~2	4
母线接地故障	0~1	0~1	3.5

文中提出的保护方案针对单极接地、双极短路及母线接地 3 类典型故障。系统能在 1 ms 内完成故障识别,然后基于故障类型和选极判据,在 2 ms 内完成故障判别,最后由断路器切断故障电流,完成故障隔离,整个动作完成时间不超过 4 ms。对比之前的保护技术,文中故障保护快速性取得突破性提高。

3.1.3 选择性分析

继电保护的选择性是指当电力系统中的设备或线路发生故障时,保护装置仅将故障设备或线路从电力系统中切除,使故障范围尽量缩小,以保证系统中无故障部分继续安全运行。为验证该性能,在线路 Line34 距离保护 CB34 较近的位置设置故障 F_3 ,相应的保护动作情况如图 12 所示。

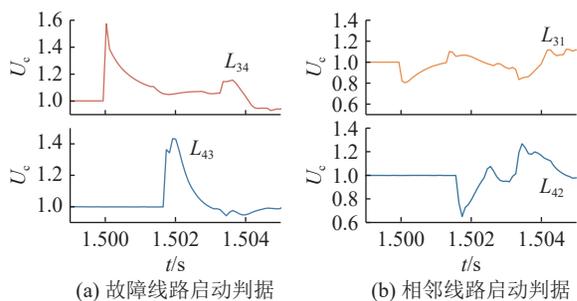


图 12 故障保护选择性分析

Fig.12 Selectivity analysis of fault protection

故障发生后, L_{34} 距离故障较近,识别故障时间

明显比 L_{43} 短,反应速度更快,满足继电保护选择性能的“就近动作”原则,并且邻近线路不受该故障影响。

3.1.4 灵敏性分析

继电保护的灵敏性是指保护装置对保护范围内故障或不正常运行状态的反应能力。其中保护装置的灵敏系数是衡量其对电网故障灵敏度的重要指标之一,反映了继电保护装置在电网发生故障后检测并动作的能力。为检测最长线路 Line34 上的保护灵敏度,考虑到单极接地故障对故障电阻更为敏感,故设置故障 F_2 。由图 13 分析可知,在有效识别故障的前提下,线路单极接地故障电阻最高可为 600 Ω ,此时在故障线路最远端,故障也能被识别到,所以在 600 Ω 故障电阻下的保护范围覆盖全线 (500 km)。

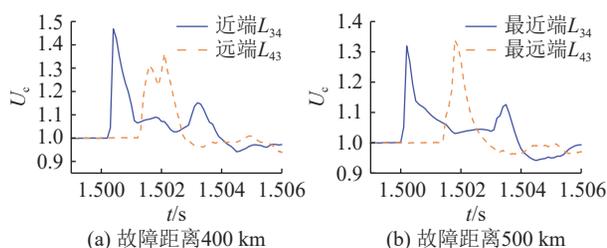


图 13 故障保护灵敏性分析

Fig.13 Sensitivity analysis of fault protection

3.2 影响因素分析

3.2.1 耐过渡电阻能力

系统发生接地故障时,过渡电阻值的大小会影响故障线路电压值大小以及故障检测与保护系统的响应特性,如图 14 所示。

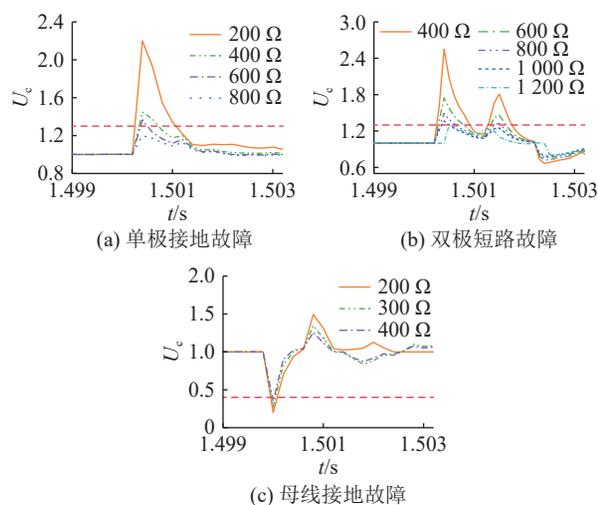


图 14 主保护耐过渡电阻能力

Fig.14 Transition resistance immunity resistance of main protection

从图 14 的主保护判据来看,母线接地故障受过渡电阻的影响比线路接地故障更大。当故障电阻

值超过 $300\ \Omega$ 时^[38], 母线接地故障的保护装置难以检测故障信号。当故障电阻值超过 $600\ \Omega$ 时^[39], 线路单极接地故障的保护装置亦无法接收信号并正确动作。因此, 若希望该系统能识别更高的过渡电阻, 则需要后备保护技术支撑。相比之下, 双极短路故障在过渡电阻千欧级别下也能被检测到。

在高阻故障导致主保护失效的情况下, 需要后备保护来提升系统耐过渡电阻能力, 如图 15 所示。从图 15 可以看出, 当电阻上升到千欧级别时, 主保护判据显然不能准确识别故障, 此时后备保护判据启动。同时, 单极接地故障和母线接地故障的耐过渡电阻能力显著提升至 $1\ 500\ \Omega$ 和 $600\ \Omega$ 。

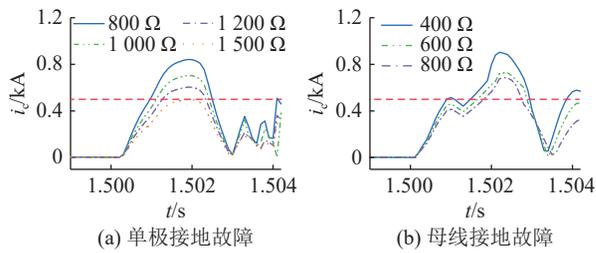


图 15 后备保护耐过渡电阻能力

Fig.15 Transition resistance immunity of backup protection

3.2.2 耐噪声能力

噪声对电力系统的干扰不可避免, 其引起的电压和电流随意波动可能导致系统稳定性下降。为定量评估单极接地故障保护的抗噪性能, 文中注入 $50\sim 500\ \text{Hz}$ 随机噪声及谐波噪声^[40], 如图 16 所示, 分析系统的耐噪声能力。实验设置 4 组不同噪声叠加工况。测试结果表明: 当噪声源数量增加时, 波形畸变率虽呈上升趋势, 但保护阈值波动始终稳定在 $\pm 0.5\%$ 以内, 未触发误动作。该结果验证了所提保护算法在宽频噪声干扰下的可靠性, 其核心判据具有噪声抑制能力强的技术特征。

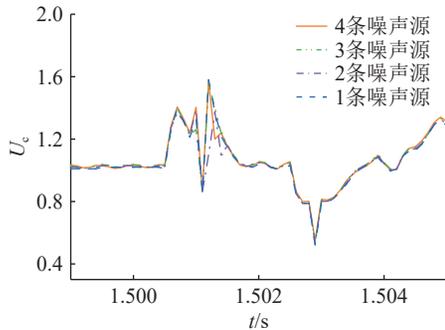


图 16 噪声源干扰验证

Fig.16 Noise source interference verification

3.2.3 故障距离

由于电压波在传输过程中会发生振荡并逐渐衰减, 远端故障电压变化率较小, 因此故障发生的

距离对保护判据识别具有一定影响。图 17 为系统中最长线路 Line34 上发生故障 F_2 和 F_3 时, 故障启动判据随故障距离增加的变化趋势。

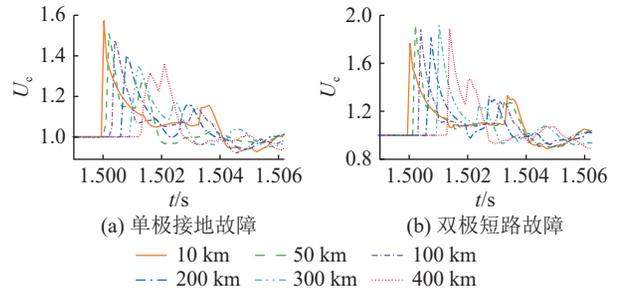


图 17 故障距离的保护能力

Fig.17 Protection capability of fault distance

在固定电阻 $600\ \Omega$ 下^[40], 随着故障与保护元件的距离增加, 单极接地故障的响应时间延迟 $1\sim 2\ \text{ms}$, 且电感两端电压差值降低, 但不影响启动阈值的判断; 双极短路故障的启动判据随故障距离增加几乎不受影响, 表明故障距离对故障识别无显著影响。

3.2.4 通信误差

由于文中 MMC-HVDC 系统的线路较长, 主要分析传播时延对故障保护实时性和可靠性的误差。信号传播时延主要导致线路两侧电流数据失去严格的同步性和准确性, 进而引起差动电流异常。针对后备保护, 文中基于环形拓扑中信号传输的物理特性, 对最长线路 ($500\ \text{km}$) 建立传播时延误差模型:

$$T_p = \frac{D}{v} = \frac{500 \times 10^3\ \text{m}}{2 \times 10^8\ \text{m/s}} = 2.5\ \text{ms} \quad (16)$$

$$\Delta\varphi = 2\pi f T_p \quad (17)$$

式中: T_p 为传播时延; D 为传输距离; v 为信号在光纤中的传播速度; f 为振荡频率; $\Delta\varphi$ 为相位偏差。假设在最严重的情况下, 信号传播绕行半环, 传播时延增至 $3.75\ \text{ms}$ 。时间同步误差通常控制在 $\pm 1\ \mu\text{s}$ 以内, 对保护判据的影响可忽略不计, 系统冗余度充足。因此, 在后备保护中需要同时比较两端数据^[41], 总传播时延可达 $4\ \text{ms}$, 两侧电流数据出现相位偏差, 导致差动电流计算值 i_c 偏差约 2% , 其保护性能下降, 灵敏度降低。在两侧均存在延时且不对称的情况下, 时延增加导致相位偏差进一步扩大, 此时差动电流误差可能显著增加甚至超过阈值, 从而发生保护误动。

4 结语

文中针对 MMC-HVDC 四端电网, 提出一种基于限流电感两端电压比值的快速故障保护方案。首先, 通过故障区域识别、类型识别与故障极识别

进行故障定位,并构建后备保护机制提升冗余可靠性。其次,针对单极接地、双极短路及母线接地故障等典型场景开展保护策略验证,结果表明所提方案可驱动 DCCB 在 4 ms 内完成故障隔离。进一步从可靠性、速动性、选择性与灵敏性 4 个维度量化保护性能,同时评估过渡电阻、噪声干扰、故障距离及通信误差对系统的影响,证实该方案能够快速准确识别故障,具有较强的灵敏性和抗干扰性。

致谢

本文得到重庆市教育委员会科学技术研究项目(KJQN202300752)资助,谨此致谢!

参考文献:

- [1] 陈力绪. 考虑多端协同的柔性直流电网直流故障后恢复策略[D]. 北京: 华北电力大学, 2022.
CHEN Lixu. Recovery strategies for MMC-HVDC grid after DC fault considering multi-terminal cooperation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2022.
- [2] 时伯年, 李岩, 孙刚, 等. 基于全过程故障电流的多端柔直配电网直流故障保护策略[J]. 高电压技术, 2019, 45(10): 3076-3083.
SHI Bonian, LI Yan, SUN Gang, et al. DC fault protection strategy for multi-terminal flexible DC distribution network based on full fault current information[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(10): 3076-3083.
- [3] 刘会强, 李丹丹, 刘石川, 等. 基于 MMC 的多端柔性直流配电网控制与保护[J]. 电力电容器与无功补偿, 2024, 45(2): 84-90.
LIU Huiqiang, LI Dandan, LIU Shichuan, et al. Control and protection of multiple-terminal flexible DC distribution network based on MMC[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2024, 45(2): 84-90.
- [4] 杨赛昭, 向往, 杨睿璋, 等. 基于半桥型 MMC 和混合式 DCCB 的柔直系统直流故障自适应重合闸技术[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(14): 4440-4451.
YANG Saizhao, XIANG Wang, YANG Ruizhang, et al. Research on adaptive reclosing technology for the half-bridge MMC and hybrid DC circuit breaker based on HVDC systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(14): 4440-4451.
- [5] CHEN L, TANG S X. Solid-state AC breaker with parallel switched capacitor circuits for microgrid system[J]. Journal of the Chinese Institute of Engineers, 2019, 42(8): 748-756.
- [6] SHU H C, SHAO Z X. A bi-directional current-limiting hybrid DC circuit breaker with fast-breaking capability[J]. Electric Power Systems Research, 2024, 226: 109902.
- [7] 张鑫宇, 薛峰, 李碧君, 等. 双馈风场串补系统次同步振荡紧急控制策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(5): 108-116.
ZHANG Xinyu, XUE Feng, LI Bijun, et al. Emergency control strategy for subsynchronous oscillation of DFIG-based wind farms with a series-compensated line[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(5): 108-116.
- [8] 余敬秋. 面向多端柔性直流电网应用的混合式直流断路器技术经济性提升研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2023.
YU Jingqiu. Research on technical and economical improvement of hybrid DCCB adopted in MMC based multi-terminal HVDC grid[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2023.
- [9] ZHANG S, ZOU G B, WEI X Y, et al. Multiport hybrid DC circuit breaker with reduced fault isolation time and soft reclosing capability[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2022, 69(4): 3776-3786.
- [10] 郑涛, 吴琼, 吕文轩, 等. 基于主动限流控制的直流配电网保护及故障隔离方案[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(5): 114-121.
ZHENG Tao, WU Qiong, LYU Wenxuan, et al. Protection and fault isolation scheme based on active current-limiting control for DC distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(5): 114-121.
- [11] LYU H J, HE J W, LI B, et al. An improved hybrid DC circuit breaker with self-adaptive fault current limiting capability[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(4): 4730-4741.
- [12] 郑峰, 张锦松, 林燕贞, 等. 基于新型柔性故障限流器的多端直流配电网故障隔离策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 73-82.
ZHENG Feng, ZHANG Jinsong, LIN Yanzhen, et al. Fault isolation strategy for multi-terminal DC distribution network based on novel flexible fault current limiter[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(1): 73-82.
- [13] 朱晓帅. 基于控保协同的低压直流微网保护与控制研究[D]. 天津: 天津大学, 2022.
ZHU Xiaoshuai. Research on protection and control of low voltage DC microgrid based on control and protection cooperation[D]. Tianjin: Tianjin University, 2022.
- [14] 贾科, 陈森, 施志明, 等. 基于限流电抗器电压积分凹凸性的柔性直流输电线路单端量保护方案[J]. 电网技术, 2021, 45(11): 4498-4505.
JIA Ke, CHEN Miao, SHI Zhiming, et al. Single-ended protection scheme of flexible DC transmission lines based on concavity and convexity of the current-limiting reactor voltage integration[J]. Power System Technology, 2021, 45(11): 4498-4505.
- [15] 黄强. 多端柔性直流电网故障限流与直流线路保护研究[D]. 济南: 山东大学, 2020.
HUANG Qiang. Research on fault current limitation and DC line protection for multi-terminal flexible DC grids[D]. Jinan: Shandong University, 2020.
- [16] 宁家兴. 柔性直流电网线路保护与自适应重合闸研究[D]. 北京: 北京交通大学, 2023.
NING Jiaying. Research on line protection and adaptive reclosure for flexible DC grids[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2023.
- [17] LI Meng, NING Jiaying, HE Jinghan, et al. Initial traveling wave waveform-based single-ended setting-less protection for

- VSC-MTDC grids[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2024.
- [18] 鲁坤, 兰生, 贺清峰, 等. 基于正序电流故障分量的有源配电网线路差动保护[J]. *电气开关*, 2024, 62(2): 43-47.
LU Kun, LAN Sheng, HE Qingfeng, et al. Differential protection of active distribution network based on adaptive adjustment of braking coefficient[J]. *Electric Switchgear*, 2024, 62(2): 43-47.
- [19] 戴志辉, 赵中秋, 王兴国, 等. 基于直流滤波器多频率单端电气量的高压直流线路保护[J]. *高电压技术*, 2023, 49(2): 702-712.
DAI Zhihui, ZHAO Zhongqiu, WANG Xingguo, et al. HVDC line protection based on DC filter multifrequency single-end electric parameters[J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(2): 702-712.
- [20] 杨楠, 崔伟, 王智伟, 等. 含风电特高压直流系统单极接地故障暂态特性研究[J]. *高压电器*, 2020, 56(2): 142-149, 157.
YANG Nan, CUI Wei, WANG Zhiwei, et al. Research on transient characteristics of monopolar grounding fault for wind power integrated UHVDC[J]. *High Voltage Apparatus*, 2020, 56(2): 142-149, 157.
- [21] 杨赛昭, 向往, 文劲宇. 基于限流电抗器电压差异性的架空柔直电网故障检测方法[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(4): 1196-1211, 1411.
YANG Saizhao, XIANG Wang, WEN Jinyu. A fault protection scheme based on the difference of current-limiting reactor voltage for overhead MMC based DC grids[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(4): 1196-1211, 1411.
- [22] 茆美琴, 何壮, 陆辉, 等. 含故障限流器投入的 MMC-HVDC 系统直流短路故障电流解析计算[J]. *电网技术*, 2022, 46(1): 81-89.
MAO Meiqin, HE Zhuang, LU Hui, et al. DC fault current analytical calculation of MMC-HVDC system including fault current limiter[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(1): 81-89.
- [23] 祁晓敏, 裴玮, 李鲁阳, 等. 基于限流电感电压的多端交直流混合配电网直流故障检测方案[J]. *电网技术*, 2019, 43(2): 537-545.
QI Xiaomin, PEI Wei, LI Luyang, et al. DC fault detection scheme for multi-terminal hybrid AC/DC distribution network based on current-limiting inductor voltage[J]. *Power System Technology*, 2019, 43(2): 537-545.
- [24] 付华, 陈浩轩, 李秀菊, 等. 含边界元件的 MMC-MTDC 直流侧单端量故障辨识方法[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(1): 215-226.
FU Hua, CHEN Haoxuan, LI Xiujun, et al. MMC-MTDC DC side single-ended quantity fault identification method with boundary elements[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(1): 215-226.
- [25] 王璐瑶, 詹昕, 高仁栋, 等. 基于模块化多电平换流器的直流配电网接地方式选择[J]. *供用电*, 2020, 37(5): 2-10.
WANG Luyao, ZHAN Xin, GAO Rendong, et al. Selection of grounding mode of DC distribution networks based modular multi-level converter[J]. *Distribution & Utilization*, 2020, 37(5): 2-10.
- [26] 李波, 廖凯, 朱禹澜, 等. 基于限流电抗器电压的直流配电网单端量保护[J]. *高电压技术*, 2024, 50(6): 2693-2705.
LI Bo, LIAO Kai, ZHU Yulan, et al. Single-terminal protection for DC distribution network based on current limiting reactor voltage[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(6): 2693-2705.
- [27] 贺素霞, 乐丽琴, 周湘贞. 基于 FGMOS 的电压求和电流传送器及其应用设计[J]. *电源学报*, 2022, 20(5): 205-212.
HE Suxia, YUE Liqin, ZHOU Xiangzhen. Voltage summing current conveyor based on FGMOS and its application design[J]. *Journal of Power Supply*, 2022, 20(5): 205-212.
- [28] 李振兴, 王扬曦, 望周丽, 等. 通信限制下多 DG 接入配网的新型电流差动保护[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(2): 80-89.
LI Zhenxing, WANG Yangze, WANG Zhouli, et al. A novel current differential protection for multiple DGs accessing a distribution network with a communication limitation[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(2): 80-89.
- [29] 郭智琳. 应用于特高压交直流混联电网的大容量调相机配置与保护研究[D]. 北京: 北京交通大学, 2022.
GUO Zhilin. Configuration and protection of large capacity synchronous condenser used in ultra-high voltage AC/DC hybrid power grid[D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2022.
- [30] 马燕君, 谭令其, 马凯, 等. 半桥型 MMC-HVDC 子模块故障诊断与定位方法[J]. *高电压技术*, 2022, 48(11): 4600-4609.
MA Yanjun, TAN Lingqi, MA Kai, et al. A fault detection and location method for sub-module in half-bridge MMC-HVDC transmission system[J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(11): 4600-4609.
- [31] 黄何伟, 曹太强, 李蔚, 等. 基于等效谐振腔的半桥 CLL 谐振变换器回流功率优化方法[J]. *电源学报*, 2025, 23(6): 32-44.
HUANG Hewei, CAO Taiqiang, LI Wei, et al. Optimization method for backflow power of half-bridge CLL resonant converter based on equivalent resonant cavity[J]. *Journal of Power Supply*, 2025, 23(6): 32-44.
- [32] LIU Y Q, JIN Y L, LI Z J, et al. Mechanical DC breakers and hybrid MMC-based coordinated strategy for MMC-HVDC DC fault riding through[J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2023, 11(4): 3705-3714.
- [33] 文卫兵, 魏争, 赖佳祥, 等. 柔性直流电网直流侧故障下 500 kV 混合式直流断路器暂态电流特性分析[J]. *电力建设*, 2022, 43(10): 48-57.
WEN Weibing, WEI Zheng, LAI Jiaxiang, et al. Analyze of transient current characteristics of hybrid DC circuit breaker in 500 kV VSC-HVDC grid[J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(10): 48-57.
- [34] 郭铭群, 梅念, 李探, 等. ± 500 kV 张北柔性直流电网工程系统设计[J]. *电网技术*, 2021, 45(10): 4194-4204.

- GUO Mingqun, MEI Nian, LI Tan, et al. System design of ± 500 kV Zhangbei VSC-based DC grid project[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(10): 4194-4204.
- [35] 黄云峰, 肖晃庆, 黄莹, 等. 具备故障限流和快速故障清除能力的多端口直流断路器拓扑与控制策略[J]. *高电压技术*, 2024, 50(5): 2128-2145.
- HUANG Yunfeng, XIAO Huangqing, HUANG Ying, et al. Topology and control strategies of a multiport DC circuit breaker integrating current-limiting and fast fault clearing capabilities[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(5): 2128-2145.
- [36] AHMAD LUDIN G, ZEERAK H, TAYYAB Q, et al. Novel hybrid fault current limiter with hybrid resonant breaker in multi-terminal HVDC transmission system[J]. *Electric Power Systems Research*, 2023, 221: 109403.
- [37] VERRAX P, BERTINATO A, KIEFFER M, et al. Fast fault identification in bipolar HVDC grids: a fault parameter estimation approach[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2022, 37(1): 258-267.
- [38] 李辉, 陈琦, 吴海, 等. 适应于基于 MMC 的直流配电网极间故障保护控制策略[J]. *电工技术*, 2022(12): 66-70.
- LI Hui, CHEN Qi, WU Hai, et al. Inter pole fault protection control strategy for DC distribution network based on MMC[J]. *Electric Engineering*, 2022(12): 66-70.
- [39] 刘自强. 柔性直流电网故障特性分析与保护方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2021.
- LIU Ziqiang. Research on fault characteristic analysis and protection method of flexible DC grid[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [40] 蒋鹏. MMC 型直流系统直流侧故障特性分析与故障识别[D]. 长沙: 湖南大学, 2019.
- JIANG Peng. DC-side fault characteristics analysis and fault identification of DC system based on MMC[D]. Changsha: Hunan University, 2019.
- [41] 聂铭, 李猛, 和敬涵, 等. 基于状态估计的大规模新能源送出线路纵联保护[J]. *电网技术*, 2024, 48(5): 2189-2198.
- NIE Ming, LI Meng, HE Jinghan, et al. Pilot protection of large-scale renewable energy transmission lines based on state estimation[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(5): 2189-2198.

作者简介:



韩雪

韩雪(1992), 女, 博士, 讲师, 研究方向为直流输电过电压与保护和新能源技术(E-mail: hanxue@cqjtu.edu.cn);

梁慧琳(2001), 女, 硕士在读, 研究方向为多端柔性直流电网故障保护。

Fault detection and protection scheme of MMC-HVDC power grid based on current limiting inductance

HAN Xue, LIANG Huilin

(School of Mechatronics and Vehicle Engineering, Chongqing Jiaotong University, Chongqing 400074, China)

Abstract: Fault detection and protection of modular multilevel converter high voltage direct current (MMC-HVDC) power grids constitute a critical technology within the domain of electric power systems. When the DC power grid fails, equipment damage is caused and grid stability is jeopardized by the rapid escalation of fault currents. Consequently, extremely high requirements are placed on the rapidity and reliability of the fault protection system. By comparing the changes in the voltage value of the current limiting inductor on the line before and after the fault, a method for identifying line faults using the voltage ratio of the current limiting inductor is proposed. The proposed method is validated using a four-terminal MMC-HVDC power grid model constructed on the PSCAD/EMTDC simulation platform. The validation encompasses fault initiation, type identification, and pole selection. Through accurate fault identification, the appropriate DC circuit breaker (DCCB) is activated to isolate the fault effectively. Additionally, feasibility analysis is conducted on system performance metrics along with four critical factors: fault transition resistance values, post-fault noise interference, fault location variations, and communication error impacts. The final research outcomes demonstrate that the proposed fault protection scheme can accurately detect and rapidly isolate faults, thereby safeguarding the stable operation of the power grid.

Keywords: modular multilevel converter high voltage direct current (MMC-HVDC); current limiting inductance; fault detection; DC circuit breaker (DCCB); DC line protection; busbar protection

(编辑 陆海霞)