

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.220016

白鹤滩-江苏特高压混合直流输电线路行波保护适应性分析

牟大林¹, 林圣¹, 李小鹏², 戴文睿³

(1. 西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031; 2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041;
3. 中国铁道科学研究院集团有限公司标准计量研究所, 北京 100081)

摘要: 为探究现有直流输电线路行波保护对白鹤滩-江苏特高压混合直流输电系统(简称: 白江混合系统)的适应性, 根据白江混合系统直流线路故障附加网络推导直流线路区内外故障时线路两端故障行波的边界传播特性。分析发现, 直流线路正向区外故障后边界传播特性与传统直流系统存在差异。进一步分析行波保护判据的变化情况, 表明行波保护判据主要受整流侧反射系数和逆变侧折射系数的影响。将白江混合系统与传统直流输电系统进行对比, 发现当直流输电线路正向区外发生短路故障后, 白江混合系统电压变化量、电压变化率、极波变化量和极波变化率比传统直流系统变化更大, 导致行波保护误动风险增大。最后, 基于 PSCAD 搭建白江混合系统仿真模型, 仿真结果验证了理论分析的正确性。

关键词: 混合直流输电系统; 直流输电线路; 行波保护; 适应性分析; 边界传播特性

Adaptability analysis of traveling wave protection for the Baihetan-Jiangsu serial hybrid LCC-MMC UHVDC transmission line

MU Dalin¹, LIN Sheng¹, LI Xiaopeng², DAI Wenrui³

(1. School of Electric Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu 610031, China; 2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, China; 3. Standards and Metrology Research Institute, China Academy of Railway Sciences Corporation Limited, Beijing 100081, China)

Abstract: To explore the adaptability of existing traveling wave protection for the DC line to Baihetan-Jiangsu serial hybrid ultra-high voltage direct current (UHVDC) transmission system (Bai-Jiang hybrid system for short), this paper deduces the boundary propagation characteristics of the fault traveling wave at both ends of the DC line during faults inside and outside the DC line zone based on the fault additional network of the Bai-Jiang hybrid system. The analysis finds that the boundary propagation characteristics of the forward zone of the DC line faults differ from those of the conventional line commutated converter (LCC) HVDC system. The changes for the traveling wave protection criterion are analyzed, and this analysis shows that the traveling wave protection criterion is mainly affected by the reflection coefficient on the rectifier side and the refraction coefficient on the inverter side. Comparing the Bai-Jiang hybrid system with a conventional LCC-HVDC system, it is found that when a short-circuit fault occurs outside the forward zone of the DC line, the voltage change amount and change rate, the polar wave change amount and change rate of the Bai-Jiang hybrid system change more than those of the conventional LCC-HVDC system. That leads to an increased risk of false operation of the traveling wave protection. Finally, a simulation model of the Bai-Jiang hybrid system is built based on PSCAD, and the results verify the correctness of the theoretical analysis.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977183).

Key words: serial hybrid LCC-MMC UHVDC system; DC transmission line; travelling wave protection; adaptability analysis; boundary propagation characteristics

0 引言

高压直流输电技术是解决我国电力能源与负

荷需求逆向分布问题的有效手段^[1-4]; 其中, 融合电网换相换流器(line commutated converter, LCC)与模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)优点的混合直流输电技术备受青睐^[5-7]。目前对混合直流输电系统结构的研究较多^[8-11], 其中整

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51977183)

流侧采用 LCC、逆变侧采用 MMC 与 LCC 级联的混联结构, 该结构因逆变侧 LCC 具有可阻断直流故障时 MMC 放电通路、降低换相失败概率、实现逆变站多落点输电等优势而被关注^[12]。我国“西电东送”部署重点工程——白鹤滩-江苏 ±800 kV 特高压混合直流输电工程(简称: 白江工程)便是采用该技术, 是世界首个级联型混合直流输电工程^[13]。

白江工程于 2022 年建成投运, 其整流侧采用传统的双 12 脉动 LCC, 而逆变侧的高压端采用单 12 脉动 LCC、低压端采用 3 个 MMC 并联, 拓扑结构如图 1 所示。该工程输电距离全长 2086 km, 线路超长且运行环境复杂多变, 其快速可靠的保护是系统安全稳定运行的基本保障。由于行波保护动作具有速度快的优势, 国内已投运的直流输电工程均将其作为输电线路的主保护^[14-17]。然而, 白江工程采用了一种全新的混合型拓扑结构, 这种结构差异是否会对系统故障行波的传播特征产生影响? 会产生什么影响? 是否会导致现有行波保护发生误动或者拒动? 对于这些问题的分析与研究目前尚未见明确的报道。因此, 有必要分析现有直流线路行波保护对白江工程的适应性, 以指导其线路保护方案的设计或完善。

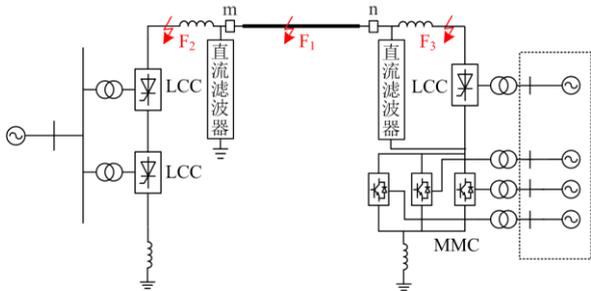


图 1 白鹤滩-江苏混合直流输电系统拓扑结构
Fig. 1 Topological structure for Bai-Jiang hybrid hybrid transmission system

基于此, 本文以白江工程作为研究对象, 分析了现有工程应用的两类直流输电线路行波保护对白江混合系统的适应性。首先根据直流线路故障附加网络, 分析直流系统在不同位置故障时的边界传播特性, 进一步推导边界传播特性与传统直流输电系统边界传播特性的差异, 分析行波保护对白江混合系统的灵敏性。分析发现电压变化量和电压变化率在直流线路正向区外故障时比传统直流系统变化更大, 而电流变化量较传统直流更小; 极波变化量和极波变化率在直流线路正向区外故障时也比传统直流系统变化更大。最后, 根据白江工程设计参数搭建仿真模型, 仿真验证理论推导和结论的正确性。

1 边界特性分析

1.1 故障附加网络

白江混合系统逆变侧低压端采用 3 个 MMC 并联, 每个 MMC 均采用半桥子模块。对于一个 MMC, 若单相桥臂所有投入子模块通态电阻之和、桥臂电抗以及桥臂电容分别为 $2R_0$ 、 $2L_0$ 及 $2C_0$, 则 MMC 的等效电阻、等效电抗与等效电容分别为 $2R_0/3$ 、 $2L_0/3$ 、 $6C_0/N$, 其中 N 为每相投入子模块的数量^[18]。因此, 3 个并联 MMC 换流器的等效电阻、等效电抗与等效电容分别为 $R_{eq} = 2R_0/9$ 、 $L_{eq} = 2L_0/9$ 、 $C_{eq} = 18C_0/N$ 。其中, $R_0 = 0.27 \Omega$, $L_0 = 50 \text{ mH}$, $C_0 = 18 \text{ mF}$, $N = 200$, 波阻抗 Z_c 通常为几百欧姆, 因 $R_{eq} \ll Z_c$, 故 MMC 等效电阻 R_{eq} 可以忽略。由此可得逆变侧低压端 MCC 的等效阻抗 Z_{MMC} 为

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

当逆变侧高压端 LCC 等效阻抗 $Z_{iLCC} = j\omega X_{iLCC}$ 、直流滤波器等效阻抗为 Z_{def} , 整流侧 LCC 等效阻抗 $Z_r = j\omega X_r$, 直流滤波器等效阻抗为 Z_{def} 时, 利用叠加定理可得到直流线路发生故障后的系统故障附加网络如图 2 所示。图中 Z_p 为平波电抗器等效电抗 ($Z_p = j\omega X_p$), Z_c 为直流线路波阻抗, R_f 为过渡电阻, Δu_f 为故障电压分量, 与故障点正常运行时的电压大小相等方向相反。m、n 分别为整流侧与逆变侧直流线路保护安装处。

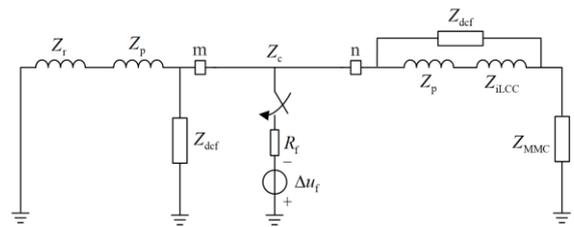


图 2 直流线路故障附加网络

Fig. 2 Fault additional network for DC line F1 fault

对于白江混合系统中直流线路为无畸变线路, 波阻抗为实数, $Z_c = 364 \Omega$, $X_r = 233.8 \text{ mH}$, $X_{iLCC} = 116.9 \text{ mH}$, $X_p = 300 \text{ mH}$ 。白江混合系统的直流滤波器采用双调谐直流滤波器, 其结构如图 3 所示, 参数如表 1 所示, 因电阻 R_1 的阻抗远大于 L_1 的阻抗, R_2 的阻抗远大于 L_2 和 C_2 并联支路阻抗, 因此电阻 R_1 、 R_2 可以忽略, 进一步可得直流滤波器等效阻抗为

$$Z_{\text{dcf}} = j\omega L_1 + \frac{1}{j\omega C_1} + \frac{j\omega L_2}{1 + (j\omega)^2 L_2 C_2} \quad (2)$$

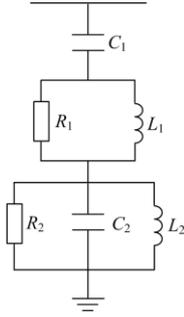


图 3 白江混合系统直流滤波器结构图

Fig. 3 DC filter configuration for Bai-Jiang hybrid system

表 1 直流滤波器参数

Table 1 Parameters of DC filter

参数	数值	参数	数值
$C_1/\mu\text{F}$	1	$C_2/\mu\text{F}$	2.367
R_1/Ω	4130	$R_2/\text{k}\Omega$	10
L_1/mH	101.321	L_2/mH	743.022

1.2 边界传播特性

当白江混合系统直流线路不同位置发生故障时，由于整流站和逆变侧边界结构不同，故障行波在边界处的传播特性也必然不同。因此，本节对白江混合系统不同位置发生故障情况下故障行波边界传播特性进行分析。根据图 2 所示的故障附加网络，当直流输电线路故障时，故障行波同时向整流侧和逆变侧传播，到达波阻抗不连续点 m 和 n 时将发生反射和折射。故障电压行波在整流侧波阻抗不连续点 m 处反射系数 ρ_{um} 与折射系数 γ_{um} 分别为

$$\rho_{\text{um}} = \frac{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{r}}) - Z_{\text{c}}}{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{r}}) + Z_{\text{c}}} \quad (3)$$

$$\gamma_{\text{um}} = \frac{2Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{r}})}{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{r}}) + Z_{\text{c}}} \quad (4)$$

式中，// 表示并联符号，下同。

因系统参数与频率相关，而行波中高频分量较低频分量更快传输到 m 处，综合考虑，本文取频率为 3000 Hz 计算系统参数，将频率和系统参数代入式(2)和式(3)，计算出直流线路故障时 m 处电压行波反射系数 $\rho_{\text{um}}^{3\text{k}}$ 与折射系数 $\gamma_{\text{um}}^{3\text{k}}$ 分别为 0.6199 和 1.6199，若求解其他任意频率下的折射、反射系数只需改变频率即可。

故障电流行波在整流侧波阻抗不连续点 m 处反射系数 ρ_{im} 与折射系数 γ_{im} 分别为

$$\rho_{\text{im}} = -\rho_{\text{um}} = \frac{Z_{\text{c}} - Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{r}})}{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{r}}) + Z_{\text{c}}} \quad (5)$$

$$\gamma_{\text{im}} = 1 + \rho_{\text{im}} = \frac{2Z_{\text{c}}}{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{r}}) + Z_{\text{c}}} \quad (6)$$

代入系统参数和频率 3000 Hz 可以求解出 m 处电流反射系数 $\rho_{\text{im}}^{3\text{k}}$ 与折射系数 $\gamma_{\text{im}}^{3\text{k}}$ 分别为 -0.6199 和 0.3801。

而逆变站波阻抗不连续点 n 处电压反射系数 ρ_{un} 与电压折射系数 γ_{un} 分别为

$$\rho_{\text{un}} = \frac{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{iLCC}}) + Z_{\text{MMC}} - Z_{\text{c}}}{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{iLCC}}) + Z_{\text{MMC}} + Z_{\text{c}}} \quad (7)$$

$$\gamma_{\text{un}} = \frac{2(Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{iLCC}}) + Z_{\text{MMC}})}{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{iLCC}}) + Z_{\text{MMC}} + Z_{\text{c}}} \quad (8)$$

故障电流行波在 n 处反射系数 ρ_{in} 与折射系数 γ_{in} 分别为

$$\rho_{\text{in}} = -\rho_{\text{un}} = \frac{Z_{\text{c}} - Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{iLCC}}) - Z_{\text{MMC}}}{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{iLCC}}) + Z_{\text{MMC}} + Z_{\text{c}}} \quad (9)$$

$$\gamma_{\text{in}} = 1 + \rho_{\text{in}} = \frac{2Z_{\text{c}}}{Z_{\text{dcf}} // (Z_{\text{p}} + Z_{\text{iLCC}}) + Z_{\text{MMC}} + Z_{\text{c}}} \quad (10)$$

代入参数可求解出 n 处电压反射系数 $\rho_{\text{un}}^{3\text{k}}$ 与电压折射系数 $\gamma_{\text{un}}^{3\text{k}}$ 分别为 0.6574 和 1.6574，电流反射系数 $\rho_{\text{in}}^{3\text{k}}$ 与折射系数 $\gamma_{\text{in}}^{3\text{k}}$ 分别为 -0.6574 和 0.3426。

当整流站反向区外 F₂ 处发生故障时，其故障附加网络如图 4 所示。同理，根据图 4 所示故障附加网络可知，故障电压行波通过折射传输到 m 处，其电压折射系数 γ_{F2u} 和电流折射系数 γ_{F2i} 分别为

$$\gamma_{\text{F2u}} = \frac{2Z_{\text{c}}}{Z_{\text{dcf}} // Z_{\text{p}} + Z_{\text{c}}} \quad (11)$$

$$\gamma_{\text{F2i}} = \frac{2Z_{\text{dcf}} // Z_{\text{p}}}{Z_{\text{dcf}} // Z_{\text{p}} + Z_{\text{c}}} \quad (12)$$

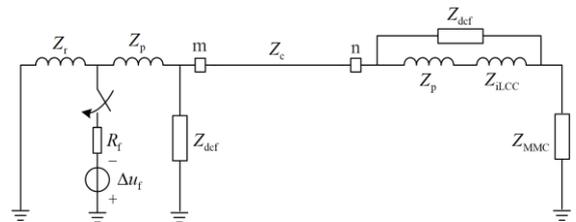


图 4 反向区外故障附加网络

Fig. 4 Additional network for backward external F₂ fault

同理，反向区外 F₂ 处发生故障，在频率为 3000 Hz 时 m 处电压折射系数 $\gamma_{\text{F2u}}^{3\text{k}}$ 和电流折射系数 $\gamma_{\text{F2i}}^{3\text{k}}$ 分别为 0.4162 和 1.5838。

当图 1 所示逆变站正向区外 F₃ 处发生故障时，其故障行波分量通过折射传输到 n 处，其故障附加网络如图 5 所示。

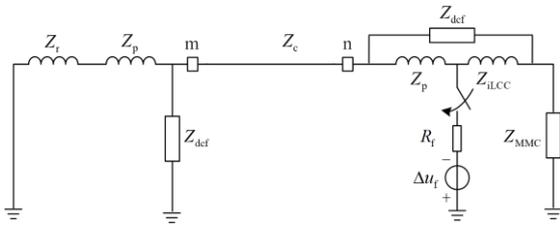


图 5 正向区外故障附加网络

 Fig. 5 Additional network for forward external F₃ fault

为求故障行波在 n 点的折射系数 γ_{F3} , 首先对故障附加网络逆变侧进行星型-三角形变换, 得到正向区外故障附加网络等效图如图 6 所示, 其中等效阻抗 Z_{ma} 、 Z_{mb} 、 Z_{mc} 的表达式如式(13)所示。

$$\begin{cases} Z_{ma} = \frac{Z_{def} Z_p}{Z_{def} + Z_p + Z_{iLCC}} \\ Z_{mb} = \frac{Z_{def} Z_{iLCC}}{Z_{def} + Z_p + Z_{iLCC}} \\ Z_{mc} = \frac{Z_{iLCC} Z_p}{Z_{def} + Z_p + Z_{iLCC}} \end{cases} \quad (13)$$

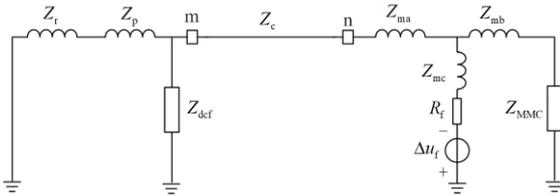


图 6 正向区外故障附加网络等效图

 Fig. 6 Equivalent transformation of fault additional network for forward external F₃ fault

进一步根据变换后的网络可计算正向区外 F_3 处故障时 n 点的电压折射系数 γ_{F3u} 和电流折射系数 γ_{F3i} 分别为

$$\gamma_{F3u} = \frac{2Z_c}{Z_{ma} + Z_c} \quad (14)$$

$$\gamma_{F3i} = \frac{2Z_{ma}}{Z_{ma} + Z_c} \quad (15)$$

同理, 将系统参数代入式(14)和式(15), 可以计算出正向区外 F_3 处故障时 n 点的电压折射系数 γ_{F3u}^{3k} 和电流折射系数 γ_{F3i}^{3k} 在频率为 3000 Hz 时分别为 0.5076 和 1.2237。

从上述不同位置故障后边界传播特性表达式可知, 直流线路故障时在边界点 m 处的折射系数与反射系数、反向区外故障时在边界点 m 处的折射系数与传统 LCC-HVDC 系统, 如云广特高压、宾金特高压等工程相同^[19-22], 基于此, 本文侧重于分析

直流线路正向区外故障的工况。

2 行波保护适应性分析

2.1 行波保护

目前工程中应用的行波保护主要有电压行波保护和极波行波保护两类。我国贵广直流工程、云广直流工程等采用电压行波保护, 灵绍直流工程、宾金直流工程等采用极波行波保护。

电压行波保护以输电线路电压变化量、电压变化率和电流变化量等作为主要判据, 以此快速判别直流线路故障, 其具体判别式为

$$\begin{cases} \Delta u > \Delta_{set1} \\ du/dt > \Delta_{set2} \\ \Delta i > \Delta_{set3} \end{cases} \quad (16)$$

式中, Δ_{set1} 、 Δ_{set2} 、 Δ_{set3} 均为保护整定值。

电压行波保护典型的保护单元逻辑框图如图 7 所示。首先利用电压变化率实现故障启动, 再根据电压、电流的变化量识别线路故障。

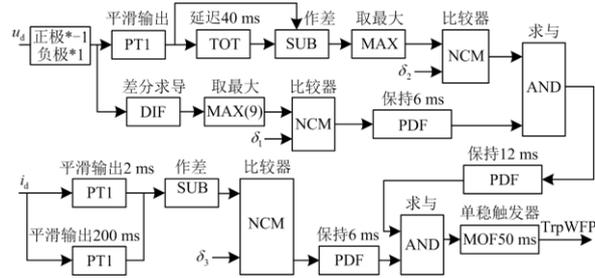


图 7 电压行波保护逻辑框图

Fig. 7 Logic diagram of voltage traveling wave protection

极波行波保护通过检测两极极波 P_{wavei} ($i=1$ 表示正极, $i=2$ 表示负极) 的变化量来判别直流线路故障, 用两个接地极母线上过电压吸收电容器冲击电流与两极直流电压变化量来构造地模波, 用地模波来判别故障极, 极波行波保护具体判别式为

$$\begin{cases} dP_{wavei}/dt > \Delta_{Pset1} \\ \Delta P_{wavei} > \Delta_{Pset2} \\ G_{wave} > \Delta_{Pset3} \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} P_{wave1} = i_{d1} Z_c - u_{d1} \\ P_{wave2} = i_{d2} Z_c - u_{d2} \end{cases} \quad (18)$$

式中: Δ_{Pset1} 、 Δ_{Pset2} 、 Δ_{Pset3} 均表示保护整定值; i_{d1} 和 u_{d1} 为整流侧正极直流电流和直流电压; i_{d2} 和 u_{d2} 为整流侧负极直流电流和直流电压。

地模波表达式为

$$G_{wave} = Z_g (i_{EL} + i_{N1} + i_{N2}) - (u_{d1} + u_{d2}) \quad (19)$$

式中： Z_g 为地模波阻抗； i_{EL} 为接地极线路的电流； i_{N1} 为正极接地极母线吸收电容电流； i_{N2} 为负极接地极母线吸收电容电流。

极波行波保护的典型保护单元逻辑框图如图 8 所示。图 8 中极波行波保护的具体配合关系如下：当两个采样点之间的极波差值大于整定值时，启动保护判别式，将前一个采样点作为标定采样点，继续把之后第 2、5、7 个采样点的极波值与标定采样点的极波值做差，若差值均大于整定值，则表明直流线路发生故障，再根据地模波判断故障极^[22-23]。

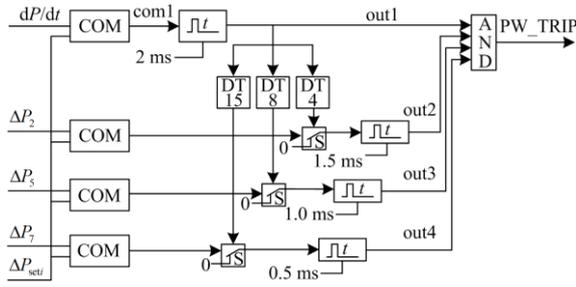


图 8 极波行波保护逻辑图

Fig. 8 Logic diagram of pole wave traveling wave protection

图 8 中， ΔP_2 、 ΔP_5 、 ΔP_7 分别表示第 2、5、7 个采样点波值和波前标定采样点极波的差值； ΔP_{seti} 表示整定值；COM 表示比较器，上端输入大于下端输出则输出 1，否则输出 0； t 表示信号展宽；DT 表示信号延时元件，元件内的数字乘以周期 T 等于延时的时间；S 表示转换开关；out 表示输出信号。可以看出当极波变化率满足整定值时，经过不同的延时启动 3 组极波幅值比较环节，4 个信号经过不同的展宽得到输出信号，当 4 个输出信号均为 1 时则输出极波行波保护动作信号。

电压行波保护包括电压变化率、电压变化量和电流变化量 3 个判据，且必须 3 个判据同时满足才会发生电压行波保护动作信号。极波行波保护包括极波变化率、极波变化量、地模波 3 个判据，都必须都满足才可以发出极波动作信号。

2.2 适应性分析

由 1.2 节的分析可知，白江混合系统结构与传统直流系统相比，最大区别在于发生正向区外故障时逆变侧边界点 n 处的折射系数，而直流线路 F_1 故障或反向区外 F_2 故障时，混合直流输电系统的边界传播特性与传统直流输电系统无异。因此，本文分析正向区外 F_3 故障情况下电压行波保护和极波行波保护的适应性。

当白江混合系统正向区外 F_3 故障后，在 n 点进行折射，经过直流线路全长 L km 的衰减后传输到 m

点的电压反行波 u_{b1} 和电流反行波 i_{b1} 为

$$\begin{cases} u_{b1} = -\Delta u_f \gamma_{F3u} e^{-L\alpha} \\ i_{b1} = -\frac{\Delta u_f}{Z_c} \gamma_{F3i} e^{-L\alpha} \end{cases} \quad (20)$$

电压反行波 u_{b1} 和电流反行波 i_{b1} 将在 m 点发生反射，因 m 点的电压反射系数为 ρ_{um} 、电流反射系数为 ρ_{im} ，故 m 点的电压前行波 u_{f1} 和电流前行波 i_{f1} 为

$$\begin{cases} u_{f1} = u_{b1} \rho_{um} \\ i_{f1} = i_{b1} \rho_{im} \end{cases} \quad (21)$$

为分析电压行波保护和极波行波保护对白江混合系统的适应性，首先对电压行波保护判据中 m 点电压变化量、电压变化率、电流变化量等特征量进行分析，令前行波和反行波在 m 处的电压变化量为 Δu_{d1} 、电压变化率为 du_{d1}/dt 、电流变化量为 Δi_{d1} ，三者的表达式为

$$\begin{cases} \Delta u_{d1} = u_{f1} + u_{b1} = -\Delta u_f \gamma_{F3u} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um}) \\ \frac{du_{d1}}{dt} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta u_{d1}}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{-\Delta u_f \gamma_{F3u} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um})}{\Delta t} \\ \Delta i_{d1} = i_{f1} + i_{b1} = -\frac{\Delta u_f}{Z_c} \gamma_{F3i} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{im}) \end{cases} \quad (22)$$

从式(22)可以看出， m 点的电压变化量、电压变化率、电流变化量主要受 n 点电压折射系数 γ_{F3u} 、电流折射系数 γ_{F3i} 以及 m 点电压反射系数 ρ_{um} 、电流反射系数 ρ_{im} 的影响。然而，这 4 个折反射系数均与白江混合系统直流线路两侧边界特性密切相关。

同样地，分析极波行波保护对白江混合系统的适应性。通过式(17)可知极波变化量表达式为

$$\Delta P_{wavei} = \Delta i_{di} Z_c - \Delta u_{di} \quad (23)$$

因此，白江混合系统的极波变化量 ΔP_{wavei} 为

$$\begin{aligned} \Delta P_{wavei} = & \Delta u_f \gamma_{F3u} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um}) - \\ & \Delta u_f \gamma_{F3i} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{im}) \end{aligned} \quad (24)$$

从式(24)可知， m 点的极波变化量也是主要受 n 点电压折射系数 γ_{F3u} 、电流折射系数 γ_{F3i} 以及 m 点电压反射系数 ρ_{um} 、电流反射系数 ρ_{im} 的影响。同时，4 个折反射系数与白江混合系统直流线路两侧边界特性密切相关。

2.3 行波保护灵敏性分析

将白江混合系统与相同主回路参数的传统两端 LCC-HVDC 系统进行对比以进一步分析行波保护对白江混合系统的灵敏性。

传统直流系统直流线路正向区外故障的故障附加网络如图 9 所示。图 9 中，传统直流系统逆变侧 LCC 等效阻抗为 Z_1 ，逆变侧平波电抗器等效阻抗和

直流滤波器等效阻抗与整流侧相同。

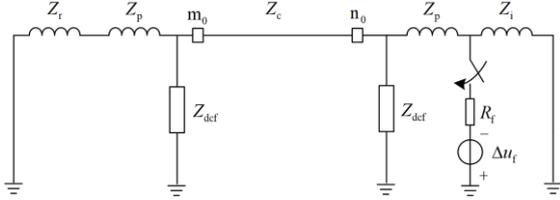


图9 传统直流输电系统正向区外故障附加网络

Fig. 9 Additional network of forward external fault for conventional LCC-HVDC system

从图2和图9的故障附件网络以及行波在边界的传播特性可知,在直流线路故障和反向区外故障情况下,传统直流系统首行波在 m_0 点的折射系数、反射系数与白江混合系统无异。而对于传统直流系统正向区外故障,从图9可知,传统直流系统 n_0 点电压折射系数 γ_{LCCau} 、电流折射系数 γ_{LCCai} 分别为

$$\gamma_{LCCau} = \frac{2Z_c}{Z_p // Z_{def} + Z_c} \quad (25)$$

$$\gamma_{LCCai} = \frac{2(Z_p // Z_{def})}{Z_p // Z_{def} + Z_c} \quad (26)$$

传统直流输电系统在直流线路正向区外发生接地故障后,在 m_0 点的电压反行波 u_{lccb1} 和电流反行波 i_{lccb1} 为

$$\begin{cases} u_{lccb1} = -\Delta u_f \gamma_{LCCau} e^{-L\alpha} \\ i_{lccb1} = -\frac{\Delta u_f}{Z_c} \gamma_{LCCai} e^{-L\alpha} \end{cases} \quad (27)$$

电压反行波 u_{lccb1} 在 m 点发生反射,因传统直流系统和白江混合系统整流侧结构相同,其电压反射系数也为 ρ_{um} ,电流反射系数也为 ρ_{im} ,此时, m_0 处的电压前行波 u_{lccf1} 和电流前行波 i_{lccf1} 为

$$\begin{cases} u_{lccf1} = u_{lccb1} \rho_{um} \\ i_{lccf1} = i_{lccb1} \rho_{im} \end{cases} \quad (28)$$

对于传统直流输电系统,令前行波和反行波在 m_0 处的电压变化量为 Δu_{lccd1} 、电压变化率为 du_{lccd1}/dt 、电流变化量为 Δi_{lccd1} ,三者的表达式为

$$\begin{cases} \Delta u_{lccd1} = u_{lccf1} + u_{lccb1} = -\Delta u_f \gamma_{LCCau} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um}) \\ \frac{du_{lccd1}}{dt} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta u_{lccd1}}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{-\Delta u_f \gamma_{LCCau} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um})}{\Delta t} \\ \Delta i_{lccd1} = i_{lccf1} + i_{lccb1} = -\frac{\Delta u_f}{Z_c} \gamma_{LCCai} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{im}) \end{cases} \quad (29)$$

对于传统直流输电系统的极波变化量 $\Delta P_{LCCwaver}$ 为

$$\Delta P_{LCCwaver} = \Delta u_f \gamma_{LCCau} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um}) - \Delta u_f \gamma_{LCCai} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{im}) \quad (30)$$

进一步分析两类行波保护对白江混合系统的灵敏性。

1) 电压行波保护

定义白江混合系统与传统直流系统的电压变化量比值为 $K_{\Delta u}$,其表达式为

$$K_{\Delta u} = \frac{\Delta u_{d1}}{\Delta u_{lccd1}} = \frac{-\Delta u_f \gamma_{F3u} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um})}{-\Delta u_f \gamma_{LCCau} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um})} \quad (31)$$

化简式(31)并消除相同项可得

$$K_{\Delta u} = \frac{Z_p // Z_{def} + Z_c}{Z_{ma} + Z_c} \quad (32)$$

对式(32)进行化简可得

$$K_{\Delta u} = 1 + \frac{Z_p Z_{def} Z_{iLCC}}{(Z_{def} + Z_p)(Z_{def} Z_p + Z_c(Z_{def} + Z_p + Z_{iLCC}))} \quad (33)$$

将系统参数和频率 3000 Hz 代入到式(32)中,可以计算出电压变化量比值 $K_{\Delta u}^{3k}$ 为 1.2195。即白江混合系统与传统直流系统的电压变化量比值 $K_{\Delta u}$ 大于 1。表明白江混合系统在正向区外发生短路故障后电压变化量大于传统直流系统,即白江混合系统中电压变化量对直流线路正向区外故障更灵敏。

定义白江混合系统与传统直流系统的电压变化率比值为 $K_{\Delta du}$,其表达式为

$$K_{\Delta du} = \frac{\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta u_{d1}}{\Delta t}}{\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta u_{lccd1}}{\Delta t}} = \frac{\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \Delta t}{\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \Delta t} = \frac{\Delta u_{d1}}{\Delta u_{lccd1}} \quad (34)$$

从式(34)可知,白江混合系统与传统直流系统的电压变化率比值在频率 3000 Hz 时为 1.2195,也大于 1。表明相比于传统直流系统,白江混合系统中电压变化率在直流线路正向区外故障时更加灵敏。

对于电流变化量,定义白江混合系统与传统直流系统的电流变化量比值为 $K_{\Delta i}$,其表达式为

$$K_{\Delta i} = \frac{\Delta i_{d1}}{\Delta i_{lccd1}} = \frac{-\Delta u_f \gamma_{F3i} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{im}) / Z_c}{-\Delta u_f \gamma_{LCCai} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{im}) / Z_c} \quad (35)$$

化简式(35)并消除相同项可得

$$K_{\Delta i} = \frac{\gamma_{F3i}}{\gamma_{LCCai}} = \frac{Z_{ma} (Z_p // Z_{def} + Z_c)}{(Z_{ma} + Z_c)(Z_p // Z_{def})} \quad (36)$$

对式(36)进行化简可得

$$K_{\Delta i} = 1 - \frac{Z_c Z_{iLCC}}{Z_p Z_{def} + Z_c (Z_{def} + Z_p + Z_{iLCC})} \quad (37)$$

将系统参数和频率 3000 Hz 代入到式(35)中, 可以计算出电流变化量比值 $K_{\Delta i}^{3k}$ 为 0.9423, 即白江混合系统的电流变化量与传统直流系统的电流变化量比值 $K_{\Delta i}$ 小于 1。

综上表明, 白江混合系统在直流线路正向区外故障时电压变化量和电压变化率比传统直流系统更大, 表明其对正向区外故障的变化更大。白江混合系统电流变化量比传统直流系统更小。

2) 极波行波保护

定义白江混合系统与传统直流系统的极波变化量比值为 $K_{\Delta p}$, 其表达式为

$$K_{\Delta p} = \frac{\Delta P_{\text{wavei}}}{\Delta P_{\text{LCCwavei}}} = \frac{\Delta u_i \gamma_{F3u} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um}) - \Delta u_i \gamma_{F3i} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{im})}{\Delta u_i \gamma_{\text{LCCau}} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{um}) - \Delta u_i \gamma_{\text{LCCai}} e^{-L\alpha} (1 + \rho_{im})} \quad (38)$$

将式(5)代入式(38), 并进行化简可得

$$K_{\Delta p} = \frac{\gamma_{F3u} (1 - \rho_{im}) - \gamma_{F3i} (1 + \rho_{im})}{\gamma_{\text{LCCau}} (1 - \rho_{im}) - \gamma_{\text{LCCai}} (1 + \rho_{im})} \quad (39)$$

进一步将式(5)、式(14)、式(15)、式(25)、式(26)代入式(39), 并进行化简后有

$$K_{\Delta p} = \frac{Z_p // Z_{\text{dcf}} + Z_c}{Z_{\text{ma}} + Z_c} \quad (40)$$

将系统参数和频率 3000 Hz 代入到式(38)中, 可以计算出极波变化量比值 $K_{\Delta p}^{3k}$ 为 1.2195, 即白江混合系统的极波变化量与传统直流系统的极波变化量比值 $K_{\Delta i}$ 大于 1。表明极波变化量在白江混合系统直流线路正向区外故障时比传统直流输电系统变化更加灵敏。

同理可知白江混合系统与传统直流系统的极波变化率 $K_{\Delta p}$ 在频率为 3000 Hz 时的比值 $K_{\Delta p}^{3k}$ 也为 1.2195, 比值大于 1。分析表明, 白江混合系统在直流线路正向区外故障时极波变化量、极波变化率均大于传统直流系统。

将系统参数代入式(33)、式(37)、式(40), 当频率在 1000~5000 Hz 变化时, 白江混合系统与传统直流系统的电压变化量比值 $K_{\Delta u}$ 、电流变化量比值 $K_{\Delta i}$ 、极波变化量比值 $K_{\Delta p}$ 的变化情况如图 10 所示。根据图 10 可知, 逆变侧采用 LCC 与 MMC 串联的白江混合系统在直流线路正向区外故障时, 电压行波保护的电压变化量和电压变化率判据较传统直流系统更加灵敏; 极波行波保护的极波变化量和极波变化率判据也比传统直流系统正向区外故障时变化更加灵敏。白江混合系统行波保护中 4 个判据与传统直流系统判据相比更加灵敏。因此, 对于以电压变化量、电压变化率、极波变化量、极波变化率作为保护判据的行波保护, 其在白江混合系统中的误

动风险大于传统直流系统。

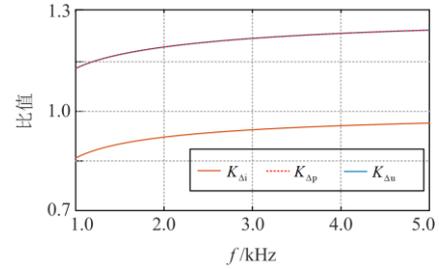


图 10 $K_{\Delta u}$ 、 $K_{\Delta i}$ 、 $K_{\Delta p}$ 在频率 1000~5000 Hz 区间的变化曲线

Fig. 10 Variation curves of $K_{\Delta u}$ 、 $K_{\Delta i}$ 、 $K_{\Delta p}$ in the frequency range of 1000~5000 Hz

3 仿真实验

基于我国正在建设的白鹤滩-江苏特高压混合直流输电系统工程验证上述理论分析的正确性。设置了直流输电线路内部故障和正向区外故障两种工况, 仿真验证白江混合系统的电压行波和极波行波保护动作特性。

3.1 仿真模型和参数

本文基于 PSCAD/EMTDC 电磁暂态仿真软件, 搭建了白鹤滩-江苏特高压混合直流输电双极系统。其中整流侧单极采用双 12 脉动 LCC; 逆变侧高压侧采用单 12 脉动 LCC、低压侧采用 3 个 MMC 并联连接的方式。混合直流输电系统主要参数如表 2 所示。参考我国某实际投运工程, 电压行波保护中电压变化量判据阈值取 0.3 p.u., 电压变化率判据阈值取 0.14 p.u./ms, 电流变化量判据阈值取为 0.5 p.u.。极波保护中极波上升率的阈值取为 60 kV/0.1 ms^[23], 其采样频率为 10 kHz。

表 2 混合直流输电系统主要参数

Table 2 Main parameters of LCC-MMC UHVDC system		
对象	参数	数值
直流系统	直流功率/MW	4000
	直流电压/kV	800
	直流电流/kA	5
整流侧 LCC	直流功率/MW	4000
	直流电压/kV	800
	直流电流/kA	5
逆变侧 LCC	直流功率/MW	2000
	直流电压/kV	400
	直流电流/kA	5
逆变侧 MMC	直流总功率/MW	2000
	直流电压/kV	400
	直流电流/kA	5
	桥臂电感/mH	50
	子模块电容/mF	18
	子模块数量/个	200

3.2 白江混合系统

3.2.1 电压行波保护

1) 区内故障

对电压保护方案在混合直流输电系统结构中的适应性进行仿真分析, 仿真正极线路距离整流侧 1000 km 处发生过渡电阻为 50 Ω 接地故障, 故障发生时间为 12 s, 故障持续时间为 0.1 s。电压行波保护所用电气量变化情况及保护动作情况仿真结果如图 11 所示。

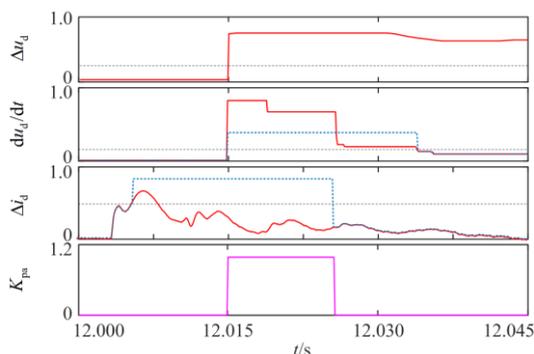


图 11 白江混合系统直流线路区内故障电压行波仿真结果

Fig. 11 Simulation results of voltage traveling wave of DC line fault for Bai-Jiang hybrid system

从图 11 的仿真结果可以看出, 电压行波保护的电流变化量、电压变化量、电压变化率均会大于整定阈值, 对 3 个判据大于整定值时进行展宽, 3 个经过展宽后的电压行波保护判据同时大于整定值的时刻是 12.015 s, 此时行波保护发生动作指令, 即区内 1000 km 处 50 Ω 接地故障可以被正确识别。

2) 区外故障

仿真了逆变侧出口处在 12 s 时发生金属性接地故障, 故障持续时间为 0.1 s, 行波保护所用电气量及保护动作情况的仿真结果如图 12 所示。

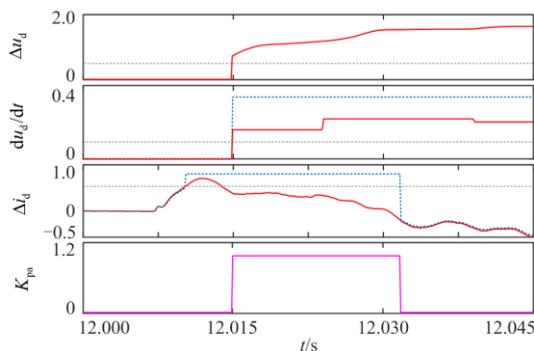


图 12 白江混合系统直流线路区外故障电压行波仿真结果

Fig. 12 Simulation results of voltage traveling wave for forward external F₃ fault for Bai-Jiang hybrid system

由图 12 可知, 在逆变侧发生区外故障后, 3 个经过展宽后的电压行波保护判据同时大于行波保护整定值, 此时行波保护也会发生动作指令, 行波保护误动。

3.2.2 极波行波保护

1) 区内故障

对极波保护方案在混合直流输电系统结构中的适应性进行仿真, 仿真正极线路距离整流侧 1000 km 处发生过渡电阻为 50 Ω 的接地故障, 故障发生时间为 12 s, 故障持续时间 0.1 s。极波行波保护中直流电压、电流的故障分量, 两极的极波变化情况仿真结果如图 13 所示。其中 P₁ 为正极极波; P₂ 为负极极波, 下同。

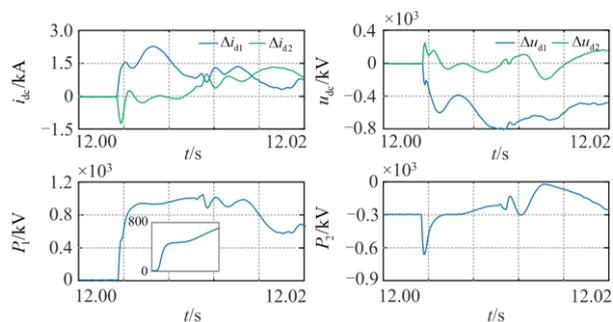


图 13 白江混合系统区内故障极波行波仿真结果

Fig. 13 Simulation results of polar wave traveling wave of DC line fault for Bai-Jiang hybrid system

从图 13 仿真结果可以看出, 在故障发生后故障极的直流电流迅速增大, 直流电压迅速减小, 此时, 故障极的极波也迅速增大。在 12.0035 s 时检测到当前采样点与后一个采样点之间的极波差值为 321.2 kV/0.1 ms, 远远大于极波保护的阈值 60 kV/0.1 ms, 极波保护启动。同时, 第 2、5、7 等 3 个采样点极波与 12.0035 s 极波的差值也均大于阈值, 因此, 判断直流线路发生接地故障。

2) 区外故障

仿真了逆变侧出口处在 12 s 时发生金属性接地故障, 故障持续时间 0.1 s, 极波行波保护中直流电压和电流、两极极波变化情况的仿真结果如图 14 所示。

从图 14 仿真结果可以看出, 在直流线路正向区外发生金属性接地故障后, 故障极的直流电流迅速增大、直流电压迅速减小。故障极的极波在故障发生后也迅速增大, 在 12.0072 s 时检测到当前采样点与后一个采样点之间的极波差值为 61.12 kV/0.1 ms, 大于极波阈值 60 kV/0.1 ms, 此时, 极波保护启动。此后第 2、5、7 等 3 个采样点的极波与

12.0072 s 的极波差值均大于阈值, 因此, 判断直流线路发生了故障, 极波保护发出动作指令。

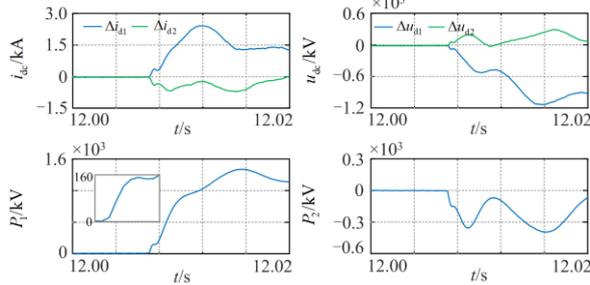


图 14 白江混合系统区外故障极波行波仿真结果

Fig. 14 Simulation results of polar wave traveling wave for forward external F₃ fault for Bai-Jiang hybrid system

3.3 传统直流系统

因传统特高压直流输电系统与混合直流输电系统在正向区外故障行波边界传播特性差异最大, 因此, 本文以宾金直流输电工程为例, 仿真了逆变侧出口处在 12 s 时发生金属性接地故障, 故障持续时间为 0.1 s, 电压行波保护所用电气量及保护动作情况的仿真结果如图 15(a)所示, 极波行波保护所用电气量仿真结果如图 15(b)所示。

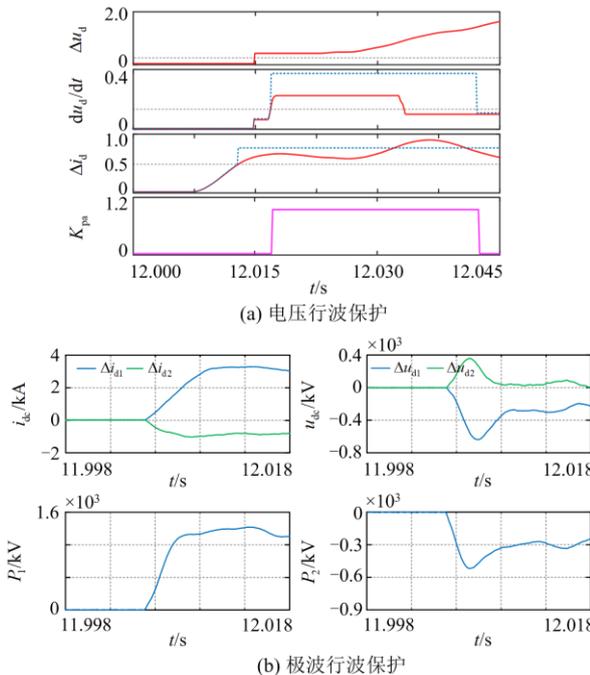


图 15 传统直流系统直流线路区外故障仿真结果

Fig. 15 Simulation results of forward external fault for conventional LCC-HVDC system

由图 15(a)可知, 在逆变侧区外故障发生后, 极波行波保护中电压变化量、电流变化量、电压变化率均大于保护整定值, 因此电压行波保护会发出动

作指令导致保护误动。表明两种直流输电系统结构下正向区外发生接地故障时电压行波保护均会误动作。并且与图 10 对比可以看出, 白江混合系统电压变化量、电压变化率明显大于传统直流系统, 而白江混合系统电流变化量小于传统直流系统, 仿真结果与理论分析一致。

从图 15(b)仿真结果可以看出, 对于传统特高压直流输电系统, 故障连续采样点之间的极波差值一直小于极波保护阈值 60 kV/0.1 ms。因此, 传统直流系统的极波保护可靠不动作。然而, 图 14 表明, 对于白江混合系统, 直流线路正向区外故障后极波保护会误判。与图 14 仿真结果对比可知, 白江混合系统极波变化量比传统直流系统的更大, 仿真结果与理论分析一致。

3.4 采样步长对行波保护的影响

为分析采样步长对行波保护的影响, 仿真了采样步长为 10 μs 和 150 μs 的两种情况。故障工况: 直流正极线路距整流侧 1000 km 处发生 50 Ω 接地故障时, 故障发生时间为 12 s, 故障持续时间为 0.1 s。电压行波保护中电压变化量、电压变化率和电流变化量, 其仿真结果分别如图 16 所示, 其中图 16(a) 采样步长为 10 μs, 图 16(b) 采样步长为 150 μs; 极波

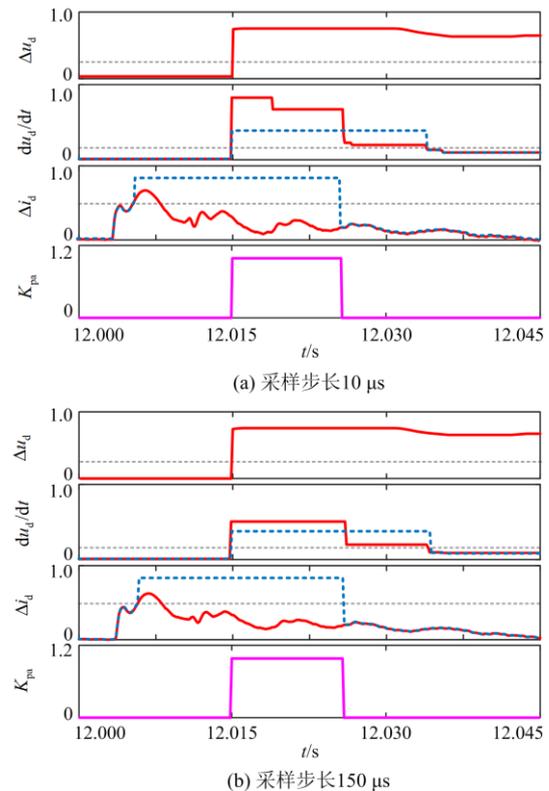


图 16 不同采样步长电压行波仿真结果

Fig. 16 Simulation results of voltage traveling wave for DC line fault for Bai-Jiang hybrid system with different sampling step

行波保护的直流电压和电流、两极极波变化情况的仿真结果如图 17 所示, 其中图 17(a)采样步长为 $10 \mu\text{s}$, 图 17(b)采样步长为 $150 \mu\text{s}$ 。

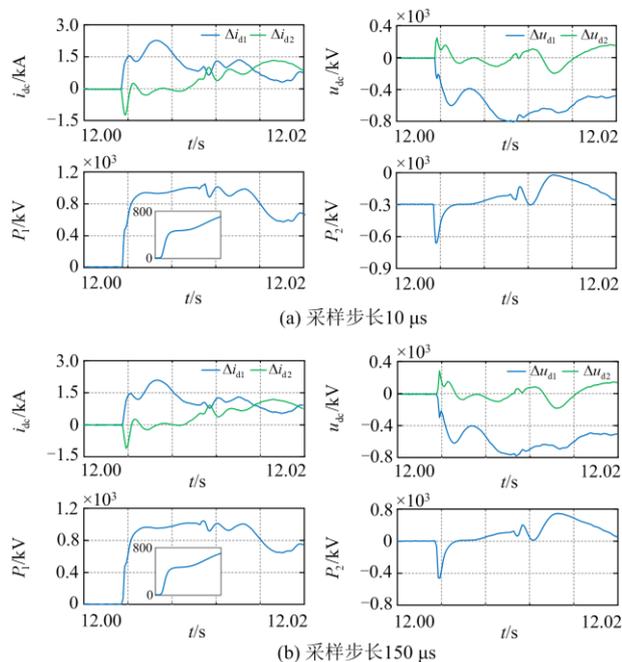


图 17 不同采样步长极波行波仿真结果

Fig. 17 Simulation results of polar wave traveling wave for DC line fault for Bai-Jiang hybrid system with different sampling step

从图 16 的电压行波保护的仿真结果可以看出, 当采样步长为 $10 \mu\text{s}$ 时, 直流电压变化率较大, 但是当采样步长分别为 $10 \mu\text{s}$ 和 $150 \mu\text{s}$ 时对电压行波保护动作结果没有影响。从图 17 极波行波保护的仿真结果可以看出, 当采样步长为 $10 \mu\text{s}$ 时的直流电压和电流、两极极波的波形与采样步长为 $100 \mu\text{s}$ 时完全一样, 而采样步长为 $150 \mu\text{s}$ 时的仿真波形与采样步长 $100 \mu\text{s}$ 时相比误差较大。但 3 个采样步长的极波保护判据均满足大于保护阈值, 行波保护发生动作指令, 准确判断为直流线路故障。由此可见, 采样步长为 $10 \mu\text{s}$ 、 $100 \mu\text{s}$ 、 $150 \mu\text{s}$ 时对极波行波保护判断结果没有影响。

4 结论

本文分析了实际工程中常用的电压行波保护和极波行波保护对白江混合系统的适应性。通过理论分析和仿真验证, 得到如下结论:

1) 推导了白江混合系统不同位置发生故障后整流侧和逆变侧的折射系数和反射系数, 获取故障电压、电流行波在白江混合系统中的边界传播特性。

2) 对比分析了行波保护判据对白江混合系统和传统直流系统两种结构下的变化特征。对于正向区外故障, 对比了两种结构的电压变化量、电压变化率、极波变化量、极波变化率的变化情况。对比分析发现相比于传统直流系统, 白江混合系统在正向区外故障时变化更明显, 发生误动的风险增大。

3) 通过仿真进一步验证了电压行波保护和极波行波保护适应性分析的正确性, 对线路保护体系构建提供一定的参考。

参考文献

- [1] 赵畹君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [2] 褚旭, 孙锦琛. 直流输电线路单极故障不平衡电流分析及差动保护改进方案[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(2): 47-56.
CHU Xu, SUN Jinchun. Analysis of single-pole fault unbalanced current and improvement of a differential protection scheme for HVDC transmission lines[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(2): 47-56.
- [3] 戴文睿, 林圣, 张海强, 等. 基于故障电流传播特性的高压直流输电线路单端保护方案[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(9): 67-73.
DAI Wenrui, LIN Sheng, ZHANG Haiqiang, et al. Single-end protection scheme for HVDC transmission line based on fault current propagation characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(9): 67-73.
- [4] TANG Lanxi, DONG Xinzhou, LUO Shuxin, et al. A new differential protection of transmission line based on equivalent travelling wave[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(3): 1359-1369.
- [5] 彭忠, 孙攀磊, 韩伟, 等. LCC 与 VSC 级联的特高压混合直流输电系统控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(19): 162-172.
PENG Zhong, SUN Panlei, HAN Wei, et al. Control strategy of a hybrid UHVDC transmission system cascaded by LCC and VSC[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(19): 162-172.
- [6] ZHANG Chenhao, HUANG Jinhai, SONG Guobing, et al. Non-unit ultra-high-speed line protection for multi-terminal hybrid LCC/MMC HVDC system and its application research[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(5): 2825-2838.
- [7] 刘晨, 孙攀磊, 刘旭辉, 等. 特高压混合级联系统受端交流故障问题分析[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(22): 180-187.
LIU Chen, SUN Panlei, LIU Xuhui, et al. Analysis of AC faults in the receiving-end of a hybrid cascaded multi-terminal HVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(22): 180-187.

- [8] 王永平, 赵文强, 杨建明, 等. 混合直流输电技术及发展分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 156-167.
WANG Yongping, ZHAO Wenqiang, YANG Jianming, et al. Hybrid high-voltage direct current transmission technology and its development analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 156-167.
- [9] 杨硕, 郑安然, 彭意, 等. 混合级联型直流输电系统直流故障特性及恢复控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(9): 166-172.
YANG Shuo, ZHENG Anran, PENG Yi, et al. DC fault characteristic analysis and recovery control strategy for hybrid cascaded HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(9): 166-172.
- [10] MOHAN M. A comprehensive review of DC fault protection methods in HVDC transmission systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2021, 6(1): 1-20.
- [11] 韩伟, 杨睿璋, 刘超, 等. 混合三端直流输电系统线路故障特性及故障电流抑制策略[J]. 高压电器, 2021, 57(6): 179-188.
HAN Wei, YANG Ruizhang, LIU Chao, et al. DC fault characteristics and fault current suppression strategy of three-terminal hybrid HVDC system based on LCC and hybrid MMC[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(6): 179-188.
- [12] 刘杉, 余军, 贺之渊, 等. 基于 VSC 与 LCC 混合的多点传输直流输电系统拓扑结构研究与特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2980-2988.
LIU Shan, YU Jun, HE Zhiyuan, et al. Research on the topology and characteristic of multi-terminal HVDC based on VSC and LCC[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(10): 2980-2988.
- [13] THIO C V, DAVIES J B, KENT K L. Commutation failures in HVDC transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996, 11(2): 946-957.
- [14] 韩昆仑, 蔡泽祥, 贺智, 等. 高压直流输电线路故障行波传播特性及其对行波保护的影响[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(21): 20-25.
HAN Kunlun, CAI Zexiang, HE Zhi, et al. Propagation characteristic of fault traveling wave on HVDC line and its influence on HVDC line traveling wave protection[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(21): 20-25.
- [15] ZHANG Chenhao, SONG Guobing, DONG Xinzhou. A novel traveling wave protection method for DC transmission lines using current fitting[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(6): 2980-2991.
- [16] 束洪春, 刘可真, 朱盛强. ± 800 kV 特高压直流输电线路单端电气量暂态保护[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(31): 108-117.
SHU Hongchun, LIU Kezhen, ZHU Shengqiang. ± 800 kV UHVDC transmission line protection based on single end electrical transient signal[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(31): 108-117.
- [17] HE Zhengyou, LIU Xingmao, LI Xiaopeng, et al. A novel traveling-wave directional relay based on apparent surge impedance[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(3): 1153-1161.
- [18] 张晨浩, 宋国兵, 李洋, 等. 基于故障电压行波传播项指数系数的柔性直流输电线路单端行波保护原理[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(24): 8424-8437.
ZHANG Chenhao, SONG Guobing, LI Yang, et al. Principle of non-unit traveling wave protection for VSC-HVDC grids based on index of fault voltage traveling wave propagation term[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(24): 8424-8437.
- [19] LIU Jian, TAI Nengling, FAN Chunju. Transient-voltage-based protection scheme for DC line faults in the multi-terminal VSC-HVDC System[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(3): 1483-1494.
- [20] ZHENG Junchao, WEN Minghao, CHEN Yu, et al. A novel differential protection scheme for HVDC transmission lines[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2018, 94: 171-178.
- [21] 束洪春, 田鑫萃, 张广斌, 等. ± 800 kV 直流输电线路的极波暂态量保护[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(22): 96-104.
SHU Hongchun, TIAN Xincui, ZHANG Guangbin, et al. Protection for ± 800 kV HVDC transmission lines using pole wave transients[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(22): 96-104.
- [22] ZHANG Yunke, LI Yongli, SONG Jinzhao, et al. A new protection scheme for HVDC transmission lines based on the specific frequency current of DC filter[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2019, 34(2): 420-429.
- [23] 艾琳. 高压直流输电线路行波保护的研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2003.
AI Lin. Research on theory of traveling wave protection of HVDC line[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2003.

收稿日期: 2022-01-04; 修回日期: 2022-03-09

作者简介:

牟大林(1994—), 女, 博士研究生, 研究方向为高压直流输电系统保护与控制; E-mail: dalin9009@163.com

林圣(1983—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为交直流混联电网保护与控制; E-mail: slin@swjtu.edu.cn

李小鹏(1987—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为交直流混联电网故障分析与保护。E-mail: lxpbsd@163.com

(编辑 周金梅)