

# 基于反行波与信号处理的特高压直流 输电线路纵联保护方法

王永进, 樊艳芳

(新疆大学 电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047)

**摘要:**现阶段直流输电线路纵联保护单纯地采用叠加原理,未考虑直流输电系统的强非线性,保护在实际工程中存在适应性问题。针对此问题,提出一种纵联保护新方法。从保护方法的适应性角度出发,提出基于描述函数法的信号线性化处理技术。通过分析直流输电线路区内、外故障发生后一段时窗内反行波的传输特性,发现发生区内故障时,线路两端反行波波间相似度较高;发生区外故障时,线路两端反行波波间相似度较低;进而提出一种基于反行波的纵联保护方法,该方法利用 Hausdorff 距离算法度量线路两端反行波的相似度,构造直流输电线路故障识别判据。仿真结果表明,该保护方法能可靠区分直流线路区内、外故障,且在发生高阻接地故障时具有较高灵敏性。

**关键词:**特高压直流输电;叠加原理;适应性;描述函数法;反行波;Hausdorff 距离;继电保护

**中图分类号:**TM 77

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202003021

## 0 引言

我国地域广阔,发电资源与用电负荷呈逆向分布,特高压直流输电以其输电容量大、输送距离远、线路走廊窄等优点,在我国具有广阔的应用前景<sup>[1-2]</sup>。特高压直流输电线路距离长,穿越地形及周边环境复杂,据统计,特高压直流输电线路故障约占整个直流输电系统故障的50%,而线路保护正确动作率却不高<sup>[3]</sup>。目前,直流输电线路采用行波保护作为线路主保护,低电压保护作为线路近后备保护,纵联差动保护作为线路远后备保护。当直流线路发生高阻接地故障时,行波保护和低电压保护可能拒动,而纵联差动保护需要较长的延时规避长线分布电容电流的影响,动作时间为秒级<sup>[4]</sup>。因此,亟需研究可靠性高、在发生高阻接地故障时响应速度快的特高压直流输电线路纵联保护方法。

目前国内外学者针对特高压直流输电线路纵联保护已进行了一定的研究。文献[5-6]利用整流侧前行波和反行波与逆变侧反行波和前行波的相关性构造保护判据,该方法构造了2套保护判据配合使用以保护线路全长,所需判据相对较多。文献[7]考虑了直流线路分布电容的情况,提出了分布电容补偿方案,该方案计算复杂,且存在不能对线路全长精确补偿的缺点。文献[8]根据反行波和前行波的幅值特点,提出了行波纵联方向保护,该方法易受雷电

干扰,需与雷击识别元件配合使用。以上改进方法单纯地利用叠加原理提取突变量计算前行波和反行波构造保护判据,但叠加原理只适用于线性系统,对于强非线性的直流输电系统将存在保护适应性问题。针对上述保护方法存在的问题,本文提出一种新的直流输电线路纵联保护方法,首先利用有限冲激响应数字滤波器(FIR)对直流输电系统输出电气量进行预处理,将非线性电气量近似拟合合成线性电气量;然后对线性化处理后的电气量应用叠加原理,提取突变电气量计算反行波;最后分析直流输电线路发生区内、外故障时,直流线路两端反行波波形的相似性,引入 Hausdorff 距离算法度量反行波波形的相似性,据此构造直流输电线路故障识别判据。通过在 PSCAD 中搭建云广±800 kV 双极直流输电系统模型提取故障信息,利用 MATLAB 实现保护算法,对本文方法的有效性进行了仿真验证。本文方法可有效解决长线分布电容电流造成的保护速动性问题,以及特高压直流输电线路纵联保护在实际工程中的适应性问题。

## 1 直流输电系统输出信号的线性化处理

直流输电系统是强非线性系统,输出电气量具有非线性,对其单纯地应用叠加原理会使保护存在适应性问题<sup>[9]</sup>。

本文根据描述函数法的理念,利用截止频率足够低的低通滤波器对直流输电系统输出信号进行预处理,可将直流输电系统输出的非线性信号近似拟合合成线性信号<sup>[10]</sup>,提高叠加原理的适应性。

文献[11]给出了线性信号拟合原正弦信号时的最大拟合误差为:

收稿日期:2019-05-30;修回日期:2020-01-18

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51767023);2017年度新疆维吾尔自治区自然科学基金联合资助项目(2017D01C028)  
Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51767023) and 2017 Xinjiang Uygur Autonomous Region Natural Science Fund Joint Project(2017D01C028)

$$E_m = 1 - \cos[\omega_c l / (2v)] \quad (1)$$

其中,  $\omega_c$  为低通滤波器的截止角频率,  $\omega_c = 2\pi f_c$ ,  $f_c$  为低通滤波器的截止频率;  $l$  为直流输电线路长度;  $v$  为波速度。考虑特高压直流输电系统实际运行中, 输电线路弧垂效应造成直流输电线路长度难以精确测量的问题, 本文以云广直流输电线路长度 1418 km 为基准, 并将线路延长至 1800 km, 波速取为  $3 \times 10^8$  m/s, 计算得到线路长度为 1418~1800 km、 $f_c = 20$  Hz 时的最大拟合误差  $E_m$  的范围为 4.38%~7.02%, 在可接受范围内。

本文利用 FIR 提取 0~20 Hz 频段的电气量, 考虑到 Chebyshev 窗在给定旁瓣高度下较其他窗函数的主瓣宽度最小, 具有等波动性<sup>[12]</sup>, 因此从滤波效果的角度出发, 利用 Chebyshev 窗设计 FIR。

基于以上分析可得, 利用 FIR 将直流输电系统输出的非线性电气量线性化, 可提高叠加原理的适应性, 为后续保护研究奠定了基础。

## 2 故障行波传输特性及雷击特性分析

参照文献[13]中±800 kV 云广特高压直流输电系统及各元件实际参数, 搭建如图 1 所示的±800 kV 双极直流输电模型。该模型由两端交流系统、换流变压器、整流器、平波电抗器、直流滤波器、直流输电线路和逆变器构成,  $f_1$ 、 $f_4$  分别表示正、负极直流输电线路区内故障位置,  $f_2$  表示正极整流侧出口故障位置,  $f_3$  表示逆变侧出口故障位置。

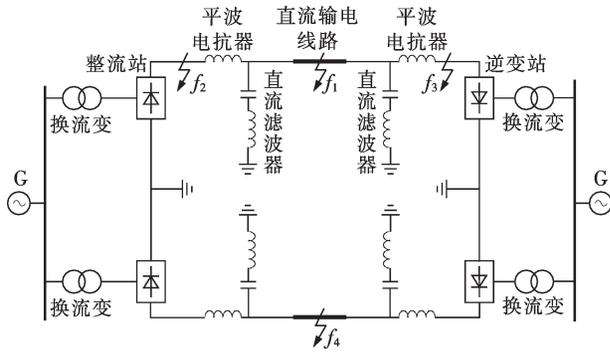


图 1 特高压直流输电系统示意图

Fig.1 Schematic diagram of UHVDC power transmission system

### 2.1 直流输电线路发生区内故障时的行波传输特性

从提高保护的适应性角度出发, 基于第 1 节的理论分析结论, 对直流输电系统输出的非线性电气量进行线性化处理, 进而对其应用叠加原理提取突变电气量, 计算反行波。经线性化处理后的电压反行波计算公式为<sup>[5]</sup>:

$$u_b = \frac{1}{2}(\Delta u - Z_c \Delta i) \quad (2)$$

其中,  $\Delta u$  为经线性化处理后的电压突变量;  $Z_c$  为线路波阻抗;  $\Delta i$  为经线性化处理后的电流突变量。

直流输电线路  $f_1$  处发生区内故障时, 故障附加分量网络图及故障行波传输过程如图 2 所示。图中, 电流正方向为母线指向线路;  $x$  为故障点与整流侧母线的距离;  $u_{mf}$  和  $u_{mb}$  分别为整流侧检测到经线性化处理后的电压前行波和反行波;  $u_{nf}$  和  $u_{nb}$  分别为逆变侧检测到经线性化处理后的电压前行波、反行波。

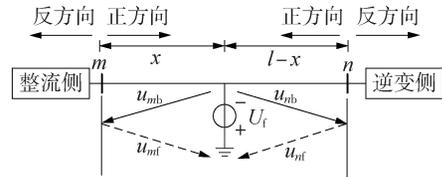


图 2  $f_1$  处发生区内故障时附加分量网络及故障行波传输过程

Fig.2 Fault component additional component network and transmission process of fault traveling wave when internal fault occurs at  $f_1$

由图 2 可得,  $f_1$  处发生区内故障时, 相当于在故障点叠加了一个附加电压源  $U_f$ , 由此产生从故障点向线路两端传播的故障行波<sup>[14]</sup>。根据定义的正方向得, 直流线路两端保护安装处首先检测到经线性化处理后的初始故障行波为反行波  $u_{mb}$  和  $u_{nb}$ 。若直流线路一端检测到故障反行波的时间为  $t$ , 则至多在  $[t, t+\tau]$  ( $\tau=l/v$ ) 时间内另一端必能检测到故障反行波。两端保护安装处检测到的反行波本质上为同类行波, 反行波波形的相似性较高。

### 2.2 直流输电线路发生区外故障时的行波传输特性

直流输电线路  $f_2$  处发生整流侧区外故障时, 故障附加分量网络及故障行波传输过程如图 3 所示。故障发生后, 整流侧保护装置首先检测到经线性化处理后的故障前行波  $u_{mf}$ , 由于直流输电线路无故障点,  $u_{mf}$  继续沿线路传播至逆变侧, 成为逆变侧的反行波  $u_{nb}$ ,  $u_{nb}$  在逆变侧物理边界发生反射, 得到逆变侧的前行波  $u_{nf}$ ,  $u_{nf}$  沿线路传播至整流侧, 成为整流侧的反行波  $u_{mb}$ 。

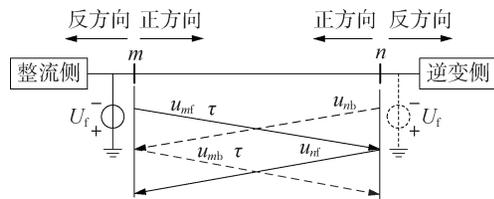


图 3 区外故障附加分量网络及故障行波传输过程

Fig.3 Additional component network diagram and fault traveling wave transmission process

由图 3 实线可得, 若故障发生时间为  $t$ , 则在  $[t, t+2\tau)$  时间内, 整流侧理论上检测不到经线性化处理

后的反行波  $u_{mb}$ , 逆变侧能检测到经线性化处理后的反行波  $u_{mb}$ 。在这段时间内, 两端保护安装处检测到的反行波波形相似性较低。

直流输电线路  $f_3$  处逆变侧区外故障时, 故障附加分量网络图及故障行波传输过程如图3虚线所示, 分析过程与整流侧区外故障类似。同理可得, 若逆变侧故障发生时间为  $t$ , 则在  $[t, t+2\tau)$  时间内, 逆变侧理论上检测不到经线性化处理后的反行波  $u_{mb}$ , 整流侧能检测到经线性化处理后的反行波  $u_{mb}$ 。在这段时间内, 两端保护安装处检测到的反行波波形相似性较低。

基于以上分析可知, 直流输电线路发生区内、外故障时, 直流线路两端保护安装处在故障发生之后  $[\tau, 2\tau)$  时窗内检测到经线性化处理后的反行波波形相似度不同, 故可利用该时窗内检测到的反行波波形相似性差异判别直流输电线路区内、外故障。

### 2.3 雷击特性分析

从继电保护角度出发, 线路雷击可分为故障性雷击和非故障性雷击(雷击干扰)。当线路遭受故障性雷击时, 保护应可靠动作; 当线路遭受非故障性雷击时, 保护应可靠不动作<sup>[15]</sup>。因此可靠识别故障性雷击、线路接地故障和非故障性雷击尤其必要。

当线路遭受非故障性雷击时, 其产生的暂态量中含有很大的高频分量和很小的低频分量; 当线路发生接地故障时, 其产生的暂态量中含有很大的低频分量, 远大于非故障性雷击时的情况, 同时含有很小的高频分量, 远小于非故障性雷击时的情况; 当线路遭受故障性雷击时, 其产生的暂态量中含有很大的高、低频分量。

## 3 基于反行波与信号处理的纵联保护方法

双极特高压直流输电系统极间存在耦合影响, 利用 Clarke 相模变换对直流输电线路方程解耦, 将其分解为2个独立的分量(线模和零模)<sup>[16]</sup>。考虑线模分量较零模分量稳定, 提取线模分量进行后续研究分析, 线模分量表达式为:

$$\begin{cases} \Delta u_{11} = \frac{\Delta u_1 - \Delta u_2}{\sqrt{2}} \\ \Delta u_{12} = -\Delta u_{11} \\ \Delta i_{11} = \frac{\Delta i_1 - \Delta i_2}{\sqrt{2}} \\ \Delta i_{12} = -\Delta i_{11} \end{cases} \quad (3)$$

其中,  $\Delta u_{11}$ 、 $\Delta u_{12}$  和  $\Delta i_{11}$ 、 $\Delta i_{12}$  分别为正、负极电压突变量和电流突变量的线模分量;  $\Delta u_1$ 、 $\Delta u_2$  和  $\Delta i_1$ 、 $\Delta i_2$  分别为正、负极电压和电流的突变量。

### 3.1 Hausdorff 距离算法

余弦相似度(相关性函数)是一种相关性度量方

法, 被广泛应用于度量行波间的相关程度, 并消除行波传输时延的影响, 但其存在以下适应性问题:

(1) 该方法用于描述2组线性数据之间的相关程度, 而特高压直流输电系统的输出电气量是非线性信号;

(2) 该方法的相关性结果受数组的影响较大, 数组过大或过小均会对相关系数产生影响;

(3) 方法的本质是从方向上区分数据的差异性, 而实际工程中存在大量噪声干扰, 若对数组中的每个数据均施加轻微扰动, 波形间的相关程度会降低, 保护易发生误判。

根据第2节分析可知, 直流输电线路发生区内、外故障时, 整流侧和逆变侧反行波间的距离不同, 更加适合采用距离函数衡量波形间的差异。Hausdorff 距离是一种从空间角度出发, 兼顾目标整体形状, 并描述2个集合之间相似程度的距离度量算法。定义集合  $A$  与集合  $B$  之间的 Hausdorff 距离  $H(A, B)$  为<sup>[17]</sup>:

$$H(A, B) = \max[h(A, B), h(B, A)] \quad (4)$$

其中,  $h(A, B)$  为集合  $A$  到集合  $B$  的 Hausdorff 单向距离;  $h(B, A)$  为集合  $B$  到集合  $A$  的 Hausdorff 单向距离。  $H(A, B)$  越小, 相似度越高; 反之则相似度越低。

### 3.2 区内、外故障识别判据

基于以上结论, 利用 Hausdorff 距离算法定性分析直流输电线路区内、外故障时, 经线性化处理后的反行波波形间相似度。

(1) 直流输电线路发生区内故障时, 整流侧和逆变侧反行波波形如图4所示。由图可见, 在故障发生后的  $\tau$  时窗内, 直流线路两端保护安装处均能检测到经线性化处理后的线模电压反行波, 反行波波形间的相似度较高, Hausdorff 距离较小。

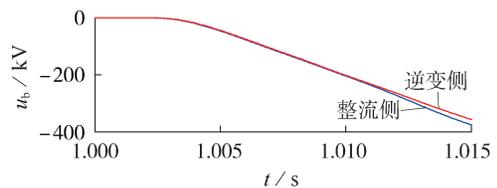


图4 发生区内故障时的反行波波形

Fig.4 Reverse waveforms during internal fault

(2) 直流输电线路发生区外故障时, 整流侧和逆变侧的反行波如图5所示。由图可见, 在故障发生后  $2\tau$  时窗内, 仅有一端的保护安装处能检测到经线

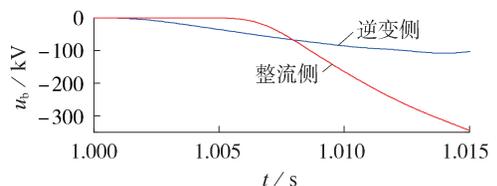


图5 发生区外故障时的反行波波形图

Fig.5 Reverse waveforms during external fault

性化处理后的线模电压反行波,另一端检测到的经线性化处理后的线模电压反行波是一个较小的值,反行波波形间的相似度较低,Hausdorff距离较大。

(3)直流输电线路发生区内非故障性雷击时,整流侧和逆变侧的反行波如图6所示。由图可见,暂态量经FIR线性化处理,线路两端保护安装处检测到的经线性化处理后的线模电压反行波很小,造成整流侧反行波和逆变侧反行波每点间的距离很小,则Hausdorff距离很小,反行波波形间的相似度很高。

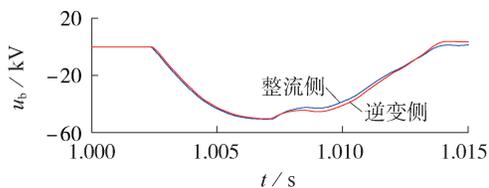


图6 发生区内非故障性雷击时的反行波波形  
Fig.6 Reverse waveforms during non-faulty lightning strikes in zone

(4)直流输电线路区内发生故障性雷击时,整流侧和逆变侧的反行波如图7所示。由图可见,暂态量经FIR低通滤波器线性化处理,保护安装处检测到经线性化处理后的线模电压反行波与区内故障时类似,Hausdorff距离与直流输电线路区内故障相似。

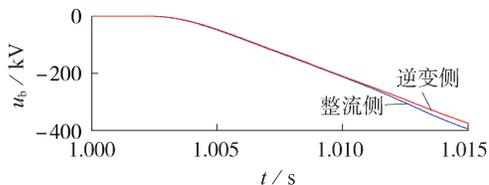


图7 发生区内故障性雷击时的反行波波形  
Fig.7 Reverse waveforms during faulty lightning strike in zone

利用Hausdorff距离算法将上述结论量化,定量描述直流输电线路发生区内、外故障时,经线性化处理后的反行波波形间的相似度,将式(4)写为:

$$L_{\text{HDM}} = H(u_{\text{mb}1}(t_m + T), u_{\text{nb}1}(t_n + T)) = \max[X_1, X_2] \quad (5)$$

$$X_1 = h(u_{\text{mb}1}(t_m + T), u_{\text{nb}1}(t_n + T))$$

$$X_2 = h(u_{\text{nb}1}(t_n + T), u_{\text{mb}1}(t_m + T))$$

其中, $M=1$ 、 $M=2$ 分别表示正、负极; $L_{\text{HDM}}$ 为 $m$ 极整流侧和逆变侧检测到经线性化处理后线模电压反行波间的Hausdorff距离; $u_{\text{mb}1}$ 、 $u_{\text{nb}1}$ 分别为整流侧、逆变侧检测到经线性化处理后的线模电压反行波; $t_m$ 、 $t_n$ 分别为整流侧、逆变侧启动判据检测到故障的时间; $T$ 为时窗, $\tau \leq T < 2\tau$ 。

考虑输电线路弧垂效应影响,本文以云广直流输电线路长度1418 km为基准,并将线路延长至1800 km,波速取为 $3 \times 10^8$  m/s,线路长度为1418~

1800 km时,计算得 $\tau \in [4.7, 6]$  ms、 $2\tau \in [9.4, 12]$  ms。考虑到发生故障后控制系统调节过程一般约为30 ms,故时间窗的长度不宜超过30 ms。综合分析,时窗长度 $T=6$  ms。

基于上述分析,构造区内、外故障识别判据为:

$$K_{\text{set}1} < L_{\text{HDM}} < K_{\text{set}2} \quad (6)$$

其中, $K_{\text{set}1}$ 、 $K_{\text{set}2}$ 为故障识别判据整定值,其值应考虑直流输电线路区内故障和故障性雷击时可能出现的最小、最大 $L_{\text{HDM}}$ 值,并能排除区外故障和非故障性雷击的干扰。

### 3.3 启动判据

整流侧和逆变侧分别配置启动元件,用于区分直流输电线路正常或故障运行状态。启动元件启动后,故障录波器采集相应 $T$ 时窗的故障电压、电流数据进行保护计算。直流线路发生故障时,线路电压降低,利用改进的梯度算法刻画该特性,表达式为:

$$\nabla u(k) = \frac{1}{3} \sum_{i=0}^2 u(k-i) - \frac{1}{3} \sum_{i=3}^5 u(k-i) \quad (7)$$

其中, $u(k-i)$ 为当前采样点前不同时刻,经线性化处理后的电压采样值。

启动元件判据为:

$$\nabla u(k) \leq \Delta_1 \text{ 或 } \nabla u(k) \geq \Delta_2 \quad (8)$$

其中, $\Delta_1$ 、 $\Delta_2$ 分别为正、负极启动门槛值。

### 3.4 故障选极判据

双极直流输电线路之间存在耦合作用,发生单极故障时,健全极线路上检测到的暂态信号始终弱于故障极线路,且频率越低,极间差异越明显。因此,利用一段时窗内,经线性化处理的双极突变电压的比值作为故障选极判据,定义选极因子 $P$ 如式(9)所示。

$$P = \frac{\sum_{i=1}^{N_s} |\Delta u_{m1}(i)|}{\sum_{i=1}^{N_s} |\Delta u_{m2}(i)|} \quad (9)$$

其中, $i$ 表示整流侧启动判据检测到的故障后的第 $i$ 个采样点; $N_s$ 为6 ms时间窗内的采样个数; $\Delta u_{m1}$ 、 $\Delta u_{m2}$ 分别为正、负极整流侧检测到经线性化处理后电压的电压突变量。

理想情况下,双极直流输电系统对称运行,当 $P > 1$ 或 $P < 1$ 时,判定为正极或负极故障;当 $P = 1$ 时,判定为双极故障。然而,在工程运行需要时,双极直流输电系统将采用不对称运行方式,如某一极的冷却系统有问题,则需要降低该极能量供给,因此对于直流线路故障选极需要考虑一定的裕度,以保证选极判据具有一定的可靠性。因此本文的故障选极判据为:

$$\begin{cases} P \geq 1.5 & \text{正极故障} \\ 0.8 < P < 1.5 & \text{双极故障} \\ P \leq 0.8 & \text{负极故障} \end{cases} \quad (10)$$

### 3.5 保护逻辑

当整流侧和逆变侧保护安装处的启动判据达到启动整定值时,保护装置启动。线路两端故障录波器分别采集相应的6 ms时窗、经线性化处理后的故障反行波,并计算 $L_{\text{HDM}}$ 。当 $K_{\text{set1}} < L_{\text{HDM}} < K_{\text{set2}}$ 时,判定为区内故障;否则判定为区外故障。故障录波器采集相应6 ms时窗、经线性化处理后的电压突变量计算选极因子 $P$ ,选出故障极,最终故障极保护动作。保护逻辑流程图如图8所示。

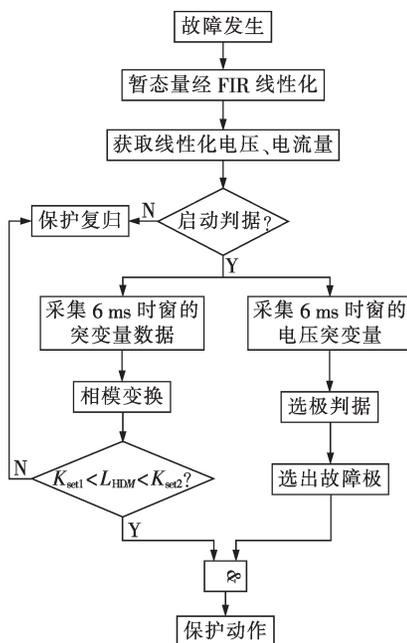


图8 保护方法流程

Fig.8 Flowchart of protection scheme

## 4 仿真实验

参照文献[13]中的 $\pm 800$  kV云广特高压直流输电系统和各元件实际参数,在PSCAD中搭建如图1所示的 $\pm 800$  kV双极直流输电模型提取故障信息,利用MATLAB实现保护算法。直流输电线路全长为1418 km,采用Frequency Dependent(Phase) Model Options模型。结合系统参数和仿真,并考虑一定的裕度,选取 $\Delta_1 = -1$ 、 $\Delta_2 = 1$ 、 $K_{\text{set1}} = 3$ 、 $K_{\text{set2}} = 45$ 。

本文的仿真采样频率为5 kHz,故障位置设置如图1中的 $f_1 \sim f_4$ 所示。FIR的截止频率 $f_c = 20$  Hz,提取0~20 Hz线模电压反行波作为保护判据所需电气量。由香农定理可得,理论上本文方法的采样频率大于40 Hz即可,而实际工程中,按照保护所用频率的4~10倍选择采样频率,即取0~200 Hz采样频率可保证计算精度<sup>[18]</sup>。

### 4.1 直流输电线路区内、外故障仿真分析

$t = 1$  s时正极直流输电线路距整流侧600 km处( $f_1$ )发生过渡电阻为200  $\Omega$ 的非金属性接地故障时,整流侧和逆变侧的仿真波形见附录中的图A1。

由图A1可知,正极直流线路发生区内故障后,正极整流侧启动判据在 $t = 1.003$  s时小于启动整定值-1,整流侧启动判据出口;正极逆变侧启动判据在 $t = 1.004$  s时小于启动整定值-1,逆变侧启动判据出口。直流线路两端故障录波器分别采集相应6 ms时窗的故障电压、电流数据计算出整流侧和逆变侧的电压反行波,进而计算 $3 < L_{\text{HDM1}} = 3.0896 < 45$ ,判定为直流线路区内故障。故障选极因子 $P = 10.242 > 1.5$ ,判定为直流线路正极故障。负极整流侧和逆变侧启动判据始终小于1,两侧启动判据未出口,不进行后续计算。根据正、负极各判据动作情况,确定是正极直流输电线路区内故障,正极保护动作。

$t = 1$  s时正极整流侧出口区外( $f_2$ 处)发生过渡电阻为200  $\Omega$ 的非金属性接地故障时,整流侧和逆变侧的仿真波形见附录中的图A2。

由图A2可知,正极直流线路发生区外故障后,正极整流侧启动判据在 $t = 1.001$  s时小于启动整定值-1,整流侧启动判据出口;正极逆变侧启动判据在 $t = 1.006$  s时小于启动整定值-1,逆变侧启动判据出口。直流线路两端故障录波器分别采集相应6 ms时窗的故障电压、电流数据计算出整流侧和逆变侧的电压反行波,进而计算得到 $L_{\text{HDM1}} = 83.2581 > 45$ ,判定为直流线路区外故障。负极整流侧启动判据在 $t = 1.005$  s时大于启动整定值1,整流侧启动判据出口;负极逆变侧启动判据在 $t = 1.006$  s时大于启动整定值1,逆变侧启动判据出口。直流线路两端故障录波器分别采集相应6 ms时窗的故障电压、电流数据计算出整流侧和逆变侧的电压反行波,进而计算得到 $L_{\text{HDM2}} = 66.0967 > 45$ ,判定为直流线路区外故障。根据正、负极各判据动作情况,确定为直流输电线路区外故障,无论选极判据结果如何,保护均不动作。

### 4.2 保护性能验证

为进一步验证本文保护方法的可靠性和灵敏性,将直流输电线路长度增长至1800 km,分别对不同故障距离经不同过渡电阻接地和 $f_1$ 处发生故障性雷击、非故障性雷击的情况进行仿真。直流输电线路发生故障时电弧稳定,无需考虑大过渡电阻可能性<sup>[19]</sup>,因此,过渡电阻选取0、100、500  $\Omega$ 这3种情况。若某一极线路启动判据未出口,则不进行后续计算;当判定为直流输电线路发生区外故障时,则不计算故障选极因子 $P$ 。具体仿真数据见附录中的表A1。表中,“—”表示相应的启动判据未出口,而未进行后续计算。

由表A1可知,在直流输电线路区内发生接地故

障和区内故障性雷击的情况下,保护能快速、可靠动作;在直流输电线路区外发生接地故障和非故障性雷击的情况下,保护可靠不动作。因此,本文保护方法不受故障距离的影响,对直流输电线路长度敏感性低,耐过渡电阻能力和抗雷击干扰能力强。另外,噪声信号属于高频信号,本文保护方法采用0~20 Hz低频量,其频率远低于噪声信号频率,不易受噪声的影响。

### 4.3 启动过程的影响

正极直流输电线路距整流侧600 km处( $f_1$ )发生过渡电阻为10  $\Omega$ 的非金属性接地故障,故障重启时间 $t=1.05$  s,此时整流侧和逆变侧启动元件动作情况见附录中的图A3。

由图A3可知,故障重启过程中,正极整流侧和逆变侧启动判据始终大于启动整定值-1,两侧启动判据未出口。负极整流侧和逆变侧启动判据始终小于启动整定值1,两侧启动判据也未出口。根据正、负极启动判据动作情况可知,直流输电系统在启动及负荷调整的过程中,线路电压增大,正、负极启动判据未出口,保护可靠不动作。

### 4.4 同步误差对保护的影响

文献[20]基于同步数字体系(SDH)提出了特高压纵联差动保护的数据同步方法,同步误差在0.5  $\mu$ s内。

当直流输电线路两端数据存在同步误差时,整流侧和逆变侧反行波间的 $L_{HDM}$ 为:

$$L_{HDM} = H(u_{mb1}(t_m + T), u_{nb1}(t_n + T)) = \max[X_1, X_2] \quad (11)$$

$$X_1 = h(u_{mb1}(t_m + T), u_{nb1}(t_n + T + \Delta t))$$

$$X_2 = h(u_{mb1}(t_m + T), u_{nb1}(t_n + T + \Delta t))$$

其中, $\Delta t$ 为同步时间误差。

$\Delta t=100$   $\mu$ s的情况下, $t=1$  s时正极直流输电线路距整流侧600 km处( $f_1$ )发生过渡电阻为200  $\Omega$ 的非金属性接地故障时,整流侧和逆变侧的仿真波形见附录中的图A4。

由图A4可知,正极直流线路区内发生故障后,正极整流侧启动判据在 $t=1.003$  s时小于启动整定值-1,整流侧启动判据出口;正极逆变侧启动判据在 $t=1.004$  s时小于启动整定值-1,逆变侧启动判据出口。直流线路两端故障录波器分别采集相应6 ms时窗的故障电压、电流数据计算出整流侧和逆变侧的电压反行波,进而计算得到 $3 < L_{HD1} = 4.7947 < 45$ ,判定为直流线路区内故障。故障选极因子 $P=9.9696 > 1.5$ ,判定为直流线路正极故障。负极整流侧和逆变侧启动判据始终小于1,两侧启动判据未出口,不进行后续计算。根据正、负极各判据动作情况,确定是

正极直流输电线路区内故障,正极保护动作。

$\Delta t=100$   $\mu$ s的情况下, $t=1$  s时正极整流侧出口区外 $f_2$ 处发生过渡电阻为200  $\Omega$ 的非金属性接地故障时,整流侧和逆变侧的仿真波形见附录中的图A5。

由图A5可知,正极直流线路区外发生故障后,正极整流侧启动判据在 $t=1.001$  s时小于启动整定值-1,整流侧启动判据出口;正极逆变侧启动判据在 $t=1.006$  s时小于启动整定值-1,逆变侧启动判据出口。直流线路两端故障录波器分别采集相应6 ms时窗的故障电压、电流数据计算出整流侧和逆变侧的电压反行波,进而计算得到 $L_{HD1}=84.862 > 45$ ,判定为直流线路区外故障。负极整流侧启动判据在 $t=1.005$  s时大于启动整定值1,整流侧启动判据出口;负极逆变侧启动判据在 $t=1.006$  s时大于启动整定值1,逆变侧启动判据出口。直流线路两端故障录波器分别采集相应6 ms时窗的故障电压、电流数据计算出整流侧和逆变侧的电压反行波,进而计算得到 $L_{HD2}=67.7006 > 45$ ,判定为直流线路区外故障。根据正、负极各判据动作情况,确定是直流输电线路区外故障,无论选极判据结果如何,保护都不动作。

综合以上分析可知,本文保护的可靠性较高,受采样数据同步误差的影响较小。

### 4.5 保护动作时间分析

保护的動作时间主要包括算法的时间和通道传输的时间。算法时间方面,区内外故障识别判据时窗和故障选极判据时窗均为6 ms,判据所用的数据量较小,以现有的数字信号处理器(DSP)的运算能力,判据时间不超过1 ms。通道传输方面,目前的通道延时在20 ms以下<sup>[1]</sup>,是影响保护动作时间的主要因素。综合考虑算法时间和通道传输时间,本文保护可在30 ms内动作,动作速度远快于传统直流输电线路纵联保护。

## 5 结论

本文在分析直流输电线路区内、外故障反行波传输特性的基础上,兼顾直流输电线路保护的适应性问题,提出了一种基于反行波与信号处理的特高压直流输电线路纵联保护方法。该方法利用Hausdorff距离描述直流输电线路两侧保护安装处、经线性化处理反行波间的相似程度,识别直流输电线路区内、外故障。经理论分析和仿真验证,得到以下结论。

(1)单纯采用叠加原理的特高压直流输电线路纵联保护在实际工程中存在适应性问题,利用截止频率足够低的低通滤波器对特高压直流输电系统的输出信号进行预处理,可将特高压直流输电系统输出的非线性信号近似拟合合成线性信号,提高叠加原理的适应性,进而提高保护的适应性。

(2)在直流输电线路发生区内接地故障和故障性雷击的情况下,本文保护能够可靠动作;在直流输电线路发生区外故障和非故障性雷击的情况下,本文保护能够可靠不动作,具有绝对选择性;另外,本文保护受直流输电线路长度变化和噪声干扰的影响小,耐过渡电阻能力和抗雷击干扰能力强,对数据同步性要求不高。

(3)本文保护方法仅利用反行波作为保护判据所需电气量,逆变侧向整流侧传输数据量小,对通信通道要求低;对采样率要求低,易于硬件实现;利用Hausdorff距离算法构造保护判据,提高了保护在工程应用中的适应性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

### 参考文献:

- [1] 周全,武霁阳,李海锋. 高压直流线路区内外故障判别新方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(12):123-128,148.  
ZHOU Quan,WU Jiyang,LI Haifeng. In-/out-zone fault identification for HVDC transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(12):123-128,148.
- [2] 蔡泽祥,徐敏,李晓华,等. 考虑直流控制的直流输电线路短路电流变化特性研究[J]. 电力自动化设备,2014,34(12):38-43.  
CAI Zexiang,XU Min,LI Xiaohua,et al. Variation characteristics of HVDC line short circuit currents under control[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(12):38-43.
- [3] 束洪春,田鑫萃. 基于PCA聚类方法的±800 kV直流输电线路全线速动保护[J]. 电力自动化设备,2016,36(1):51-59.  
SHU Hongchun,TIAN Xincui. Entire-line instant protection based on PCA clustering for ±800 kV HVDC transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(1):51-59.
- [4] 陈仕龙,曹蕊蕊,毕贵红,等. 基于形态学的特高压直流输电线路单端电流方向暂态保护[J]. 电力自动化设备,2016,36(1):67-72.  
CHEN Shilong,CAO Ruirui,BI Guihong,et al. Single-end current direction transient protection based on morphology for UHVDC transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(1):67-72.
- [5] 孔飞,张保会,王艳婷. 基于行波波相关性分析的直流输电线路纵联保护方案[J]. 电力系统自动化,2014,38(20):108-114.  
KONG Fei,ZHANG Baohui,WANG Yanting. A novel pilot protection scheme for HVDC transmission lines based on waveform correlation analysis of traveling wave[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(20):108-114.
- [6] 赵航,林湘宁,喻焜,等. 基于模量Hausdorff距离波形比较的直流输电线路选择性快速保护方案[J]. 中国电机工程学报,2017,37(23):6888-6900,7079.  
ZHAO Hang,LIN Xiangning,YU Kun,et al. A high-speed protection scheme for HVDC transmission line based on Hausdorff distance comparison[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(23):6888-6900,7079.
- [7] 吴通华,郑玉平,朱晓彤. 基于暂态电容电流补偿的线路差动保护[J]. 电力系统自动化,2005,29(12):61-67.  
WU Tonghua,ZHENG Yuping,ZHU Xiaotong. Current differential protection based on transient capacitance current compensation[J]. Automation of Electric Power Systems,2005,29(12):61-67.
- [8] 张颖,邵能灵,徐斌. 高压直流线路纵联行波方向保护[J]. 电力系统自动化,2012,36(21):77-80,97.  
ZHANG Ying,TAI Nengling,XU Bin. Travelling wave based pilot directional protection for HVDC line[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(21):77-80,97.
- [9] 赵成勇,赵强. HVDC附近继电保护装置中工频故障分量元件的适用性分析[J]. 电网技术,2010,34(3):188-192.  
ZHAO Chengyong,ZHAO Qiang. Analysis on applicability of fundamental frequency fault component element of protective relays near to HVDC transmission line[J]. Power System Technology,2010,34(3):188-192.
- [10] 钟宁帆. 非线性系统精确线性化方法探究[D]. 南京:南京理工大学,2004.  
ZHONG Ningfan. Research on accurate linearization method for nonlinear systems[D]. Nanjing:Nanjing University of Science and Technology,2004.
- [11] 文明浩,陈德树,尹项根. 远距离输电线路的能量平衡保护[J]. 中国电机工程学报,2001,21(2):74-79.  
WEN Minghao,CHEN Deshu,YIN Xianggen. Long transmission line protection based on the principle of balance of energy[J]. Proceedings of the CSEE,2001,21(2):74-79.
- [12] 李振兴,谭洪,叶诗韵,等. 应用ΔI极性与信号处理的UHVDC输电线路保护新方案[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(15):68-75.  
LI Zhenxing,TAN Hong,YE Shiyun,et al. A new scheme for UHVDC transmission line protection using ΔI polarity and signal processing[J]. Power System Protection and Control,2018,46(15):68-75.
- [13] 陈仕龙,曹蕊蕊,毕贵红,等. 基于形态学的特高压直流输电线路单端电流方向暂态保护[J]. 电力自动化设备,2016,36(1):67-72.  
CHEN Shilong,CAO Ruirui,BI Guihong,et al. Single-end current direction transient protection based on morphology for UHVDC transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(1):67-72.
- [14] 王永进,樊艳芳,李自乾. 基于改进方向电流法的特高压直流输电线路故障识别[J]. 中国电力,2019,52(1):76-81.  
WANG Yongjin,FAN Yanfang,LI Ziqian. Fault diagnosis of UHVDC transmission lines based on improved directional current method[J]. Electric Power,2019,52(1):76-81.
- [15] 王钢,李海锋,赵建仓,等. 基于小波多尺度分析的输电线路直击雷暂态识别[J]. 中国电机工程学报,2004,24(4):139-144.  
WANG Gang,LI Haifeng,ZHAO Jiancang,et al. Identification of transients on transmission lines caused by direct lightning strokes based on multiresolution signal decomposition[J]. Proceedings of the CSEE,2004,24(4):139-144.
- [16] 宋国兵,靳东晖,靳幸福,等. CSC-HVDC输电线路单端行波自动故障定位方法[J]. 高电压技术,2014,40(2):588-596.  
SONG Guobing,JIN Donghui,JIN Xingfu,et al. Automatic fault location method for traveling wave on HVDC transmission line using single-terminal data[J]. High Voltage Engineering,2014,40(2):588-596.
- [17] 唐涛. 基于Hausdorff距离的相似性度量方法研究[D]. 南宁:广西大学,2012.  
TANG Tao. The research of similar measurement method based on the Hausdorff distance[D]. Nanning:Guangxi University,2012.
- [18] 舒兵成,李海锋,武霁阳,等. 采样频率对直流线路行波保护的影响[J]. 电力自动化设备,2016,36(5):91-95.  
SHU Bingcheng,LI Haifeng,WU Jiyang,et al. Influence of sampling frequency on traveling wave protection of DC line[J].

Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(5):91-95.

- [19] 高淑萍,索南加乐,宋国兵,等. 基于分布参数模型的直流输电线路故障测距方法[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(13): 75-80.

GAO Shuping, SUONAN Jiale, SONG Guobing, et al. Fault location method for HVDC transmission lines on the basis of the distributed parameter model[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(13):75-80.

- [20] 李永丽,李仲青,李斌,等. 超、特高压长线路光纤纵差保护数据同步[J]. 天津大学学报, 2007, 40(2):168-172.

LI Yongli, LI Zhongqing, LI Bin, et al. Data synchronization for current differential protection based on optical fiber channel for EHV & UHV long transmission line[J]. Journal of

Tianjin University, 2007, 40(2):168-172.

#### 作者简介:



王永进

王永进(1994—),男,新疆乌鲁木齐人,硕士研究生,主要研究方向为特高压直流输电线路故障测距与保护(E-mail: 949380203@qq.com);

樊艳芳(1971—),女,新疆乌鲁木齐人,副教授,主要研究方向为新能源并网技术及电力系统保护与控制(E-mail: 410849062@qq.com)。

(编辑 任思思)

## Longitudinal protection method based on reverse traveling wave and signal processing for UHVDC power transmission line

WANG Yongjin, FAN Yanfang

(School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

**Abstract:** At present, the longitudinal protection of the DC transmission line is simply superimposed without considering the strong nonlinearity of the DC transmission system, so it has adaptability problem in actual engineering. Aiming at this problem, a new method of longitudinal protection is proposed. From the perspective of the adaptability of the protection method, a signal linearization processing technique based on the description function method is proposed. By analyzing the transmission characteristics of the reverse traveling wave in a time window after the internal and external faults occur in the DC transmission line, it is found that the similarity between the reverse traveling wave waveforms of the two ends of the line is higher during the internal fault, while it is lower during the external fault. Then a longitudinal protection method based on reverse traveling wave is proposed, which uses Hausdorff distance algorithm to measure the similarity of the reverse traveling waves at two ends of the line and constructs the fault identification criteria for DC power transmission lines. The simulative results show that the proposed method can reliably distinguish internal and external faults in DC lines, and has high sensitivity when grounding fault with high resistance occurs.

**Key words:** UHVDC power transmission; superposition principle; adaptability; description function method; reverse traveling wave; Hausdorff distance; relay protection

# 附录

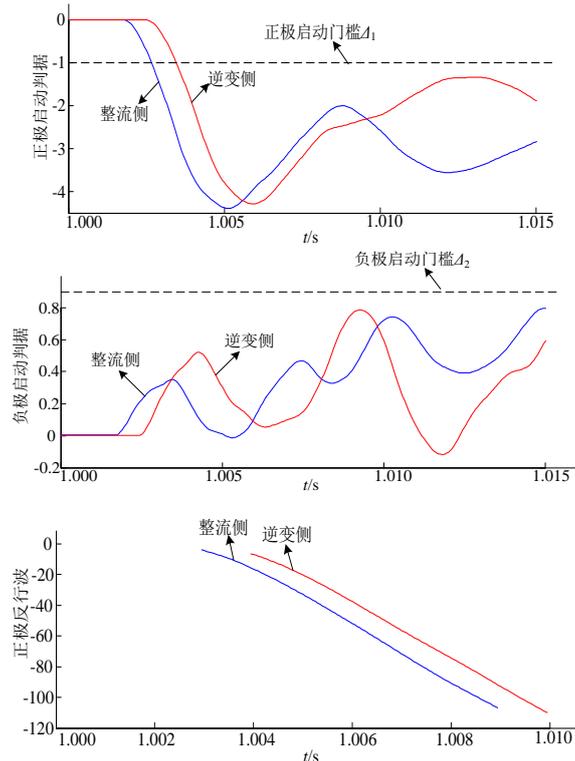
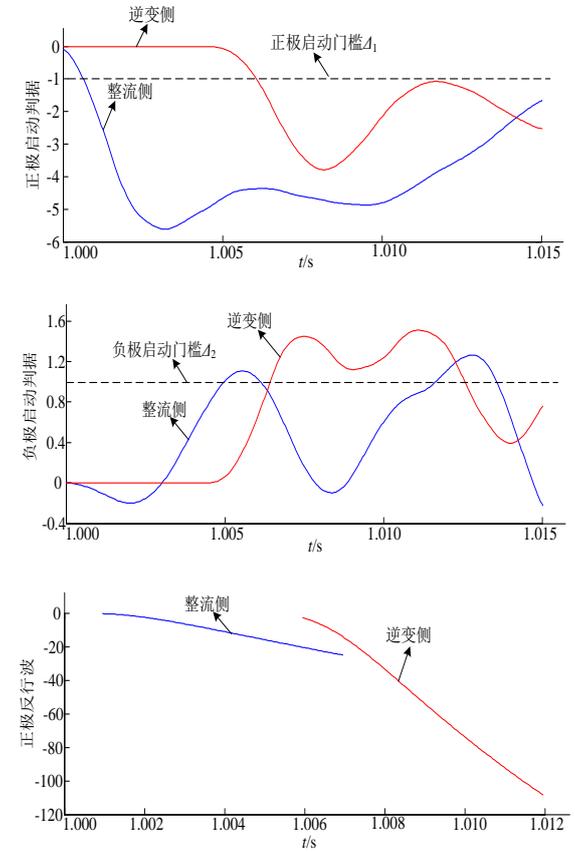


图 A1  $f_1$  处发生故障时的仿真波形

Fig.A1 Simulative waveforms when fault occurs at  $f_1$



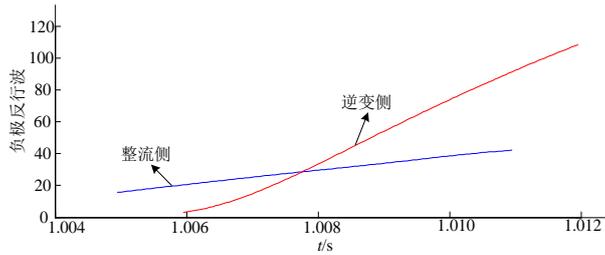


图 A2  $f_2$  处发生故障时的仿真波形

Fig.A2 Simulative waveforms when fault occurs at  $f_2$

表 A1 保护性能验证

Table A1 Protection performance verification

故障类型	故障位置 (距离)	过渡电阻/ $\Omega$	启动判据是否出口		$L_{HD1}$	$L_{HD2}$	$P$	保护动作结果
			正极	负极				
线路接地故障	$f_1$ (200km)	0	是	是	7.9821	211.7587	27.7619	正极保护动作
		100	是	是	6.3099	213.3852	11.9608	正极保护动作
		500	是	否	4.8994	—	5.5268	正极保护动作
	$f_1$ (1000km)	0	是	否	8.4391	—	14.4238	正极保护动作
		100	是	否	17.3214	—	9.4948	正极保护动作
		500	是	否	3.9746	—	12.3564	正极保护动作
	$f_1$ (1500km)	0	是	否	6.1195	—	22.1165	正极保护动作
		100	是	否	32.9395	—	13.0136	正极保护动作
		500	是	否	9.4682	—	18.1137	正极保护动作
	$f_2$	0	是	是	215.8459	152.7011	—	保护不动作
		100	是	是	120.4509	81.5239	—	保护不动作
		500	是	否	62.4104	—	—	保护不动作
	$f_3$	0	是	否	185.0677	—	—	保护不动作
		100	是	否	103.0733	—	—	保护不动作
		500	是	否	52.4311	—	—	保护不动作
	$f_4$ (200km)	0	是	是	281.5494	7.9586	0.00059	负极保护动作
		100	否	是	—	6.3393	0.00042	负极保护动作
		500	否	是	—	4.929	0.0025	负极保护动作
	$f_4$ (1000km)	0	否	是	—	8.4373	0.1308	负极保护动作
		100	否	是	—	17.3221	0.1053	负极保护动作
		500	否	是	—	3.9767	0.1524	负极保护动作
	$f_4$ (1500km)	0	否	是	—	6.1199	0.1054	负极保护动作
		100	否	是	—	32.9421	0.4675	负极保护动作
		500	否	是	—	9.4708	0.6699	负极保护动作
故障性雷击	$f_1$ (200km)	—	是	否	8.4394	—	14.4236	正极保护动作
	$f_1$ (1000km)	—	是	是	7.9826	211.7660	19.7769	正极保护动作
	$f_1$ (1500km)	—	是	否	6.1197	—	22.1158	正极保护动作
非故障性雷击	$f_1$ (200km)	—	是	是	1.6314	215.8	—	保护不动作
	$f_1$ (1000km)	—	是	否	1.4874	—	—	保护不动作
	$f_1$ (1500km)	—	是	否	1.0971	—	—	保护不动作

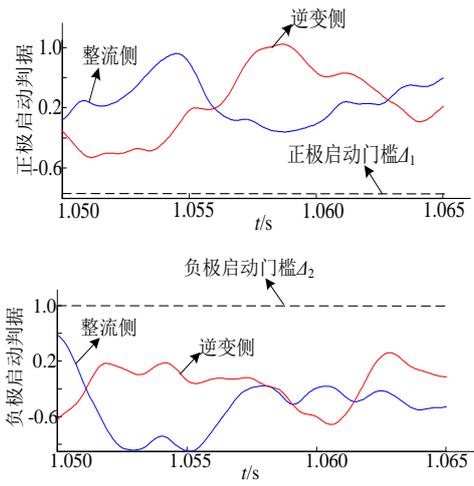


图 A3  $f_1$  处故障再启动时启动元件动作情况  
 Fig.A3 Operation of start-up element under fault restart at  $f_1$

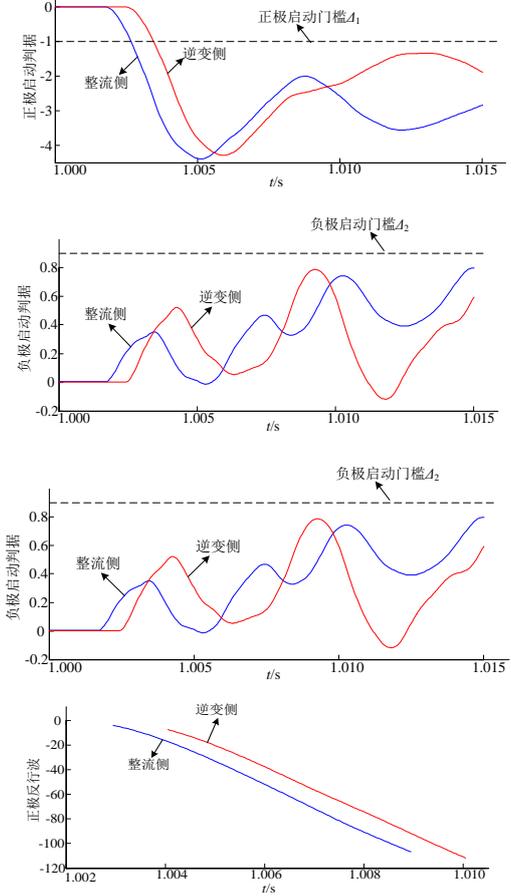


图 A4  $\Delta t=100\mu s$  的情况下,  $f_1$  处发生故障时的仿真波形  
 Fig.A4 Simulative waveforms during fault at  $f_1$ , when  $\Delta t=100\mu s$

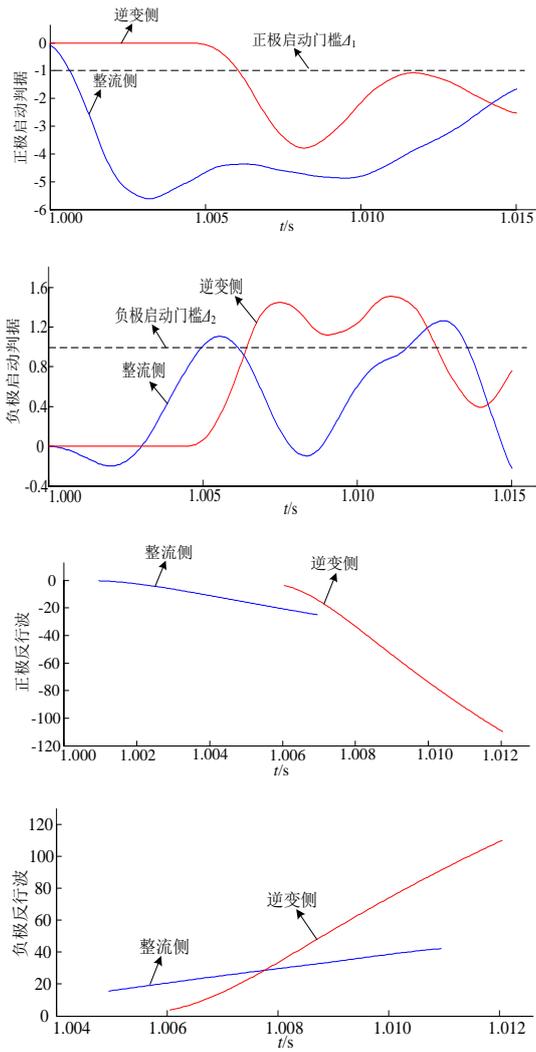


图 A5  $\Delta t=100\mu s$  的情况下,  $f_2$  处发生故障时的仿真波形  
**Fig.A5 Simulative waveforms during fault at  $f_2$ , when  $\Delta t=100\mu s$**