

DOI: 10.7667/PSPC161984

# 高压直流线路短路故障行波保护动作概率计算与分析方法

郭敬梅<sup>1</sup>, 曾德辉<sup>2</sup>

(1. 广东电网有限责任公司电力科学研究院, 广东 广州 510080; 2. 华南理工大学, 广东 广州 510640)

**摘要:** 行波保护是高压直流线路的主保护, 直流线路发生短路故障时保护的正确动作对保证系统安全有重要作用。然而由于该保护利用故障初期暂态电气量构成保护判据, 实际的行波保护方案对区内短路故障的判别具有很强的不确定性, 或概率性。为定量描述这种概率性, 提出了一种高压直流线路短路故障行波保护动作概率计算与分析方法。即在充分考虑实际行波保护动作逻辑及系统运行方式的基础上, 综合计及故障类型、故障位置、过渡电阻、故障时刻等不确定因素的影响, 基于 Latin 超立方抽样技术对现有行波保护方案的动作概率进行计算。算例以云广±800 kV 特高压直流输电实际工程中的行波保护方案为研究对象, 探明了故障条件中各因素对行波保护动作概率的影响程度, 分析了运行方式变化带来的不利影响。

**关键词:** 高压直流线路; 行波保护; 保护逻辑; 动作概率

## Action probability calculation and analysis method for travelling-wave protection caused by short-circuit faults on HVDC transmission lines

GUO Jingmei<sup>1</sup>, ZENG Dehui<sup>2</sup>

(1. Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid Corporation, Guangzhou 510080, China;  
2. South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** Travelling-wave Protection (TWP) is the main protection of HVDC transmission lines, and it is important to act correctly for TWP to ensure the system safety when a DC-line-short-circuit fault occurs. However, since TWP uses the transient electrical quantities in the initial fault stage to construct its action criteria, the results of internal-fault discriminant from a practical TWP scheme are highly uncertain, or probabilistic. To quantitatively describe this probability, this paper proposes an action probability calculation and analysis method for TWP against DC-line-short-circuit faults. Based on the actual TWP operation logic and different system operation modes, this method considers four uncertain fault condition factors, including fault type, fault point, fault resistance and fault time, and adopts Latin hypercube sampling technique to calculate related probability indexes. In the numerical examples, the actual TWP scheme in YunGuang ±800 kV UHVDC system is taken as the study object, and the influences of different fault condition factors and the changed operation modes to TWP are analyzed.

This work is supported by China Postdoctoral Science Foundation 60th Surface Project (No. 2016M602436).

**Key words:** HVDC transmission lines; travelling-wave protection; protection logic; action probability

## 0 引言

高压直流输电在远距离、大功率送电时具有明显的经济优势。由于输电线路较长, 工作环境复杂, 线路故障成为直流输电系统最常见的故障之一<sup>[1]</sup>。行波保护作为直流线路的主保护, 是利用故障暂态

分量作为保护判据, 以实现快速检测直流线路的接地故障<sup>[2-8]</sup>, 而其拒动和误动都将可能对直流系统造成灾难性后果<sup>[3-4]</sup>, 因此, 直流系统对行波保护的动作可靠性要求很高。然而实际运行表明, 行波保护无法保护区内所有故障, 现有直流工程中已发生多起在区内高阻接地故障时行波保护拒动事件<sup>[3-4]</sup>, 而由其他设备后备保护动作可能致使直流系统双极闭锁<sup>[4]</sup>, 给电网安全运行带来重大影响。

对行波保护的研究现阶段主要是依赖于数字录

波和仿真等工具进行具体事故保护动作分析<sup>[3-4]</sup>、保护影响因素分析<sup>[5-9]</sup>和保护定值整定<sup>[10]</sup>等。然而,用概率方法分析继电保护的运行可靠性可以对保护的绩效给出整体评价,同时可量化保护拒动或误动的风险,已成为电网风险评估的重要内容<sup>[11-14]</sup>,但是目前尚无从概率分析角度研究直流线路短路故障时行波保护的可靠性。

相对交流输电系统,直流输电系统含大量一次设备<sup>[15]</sup>,网络拓扑复杂,同时由于超长距离输电线路的依频特性<sup>[16]</sup>等,直流线路行波保护能否正确动作不仅受故障类型、故障位置、过渡电阻等不确定性因素的影响<sup>[5-10]</sup>,而且由于行波保护是利用故障行波构成动作判据的暂态保护,不同时刻故障导致保护采样落点的不同也必将直接影响保护动作值,如  $du/dt$ 、 $\Delta u$ 、 $\Delta i$ <sup>[5,7-10]</sup>。由于上述不确定因素的综合作用,在不考虑保护软、硬件失效的情况下,实际的行波保护方案对区内短路故障的判别结果将呈现很强的不确定性,或概率性,而这种不确定性显然与行波保护应具有较高动作可靠性的要求相违背。因此,如何定量评价行波保护对区内短路故障的动作概率具有重要的现实意义。

此外,高压直流输电系统还存在多种运行方式,运行方式的变化将改变行波保护的运行环境,保护将受到何种程度的影响是采取相应对策的重要依据;除此,控制系统的快速动作是否对行波保护造成影响也是值得分析的。

对此,本文提出了一种高压直流线路短路故障行波保护动作概率计算与分析方法,即在充分考虑实际行波保护动作逻辑及系统运行方式的基础上,综合计及故障类型、故障位置、过渡电阻、故障时刻等不确定性因素的影响,基于 Latin 超立方抽样技术<sup>[17-18]</sup>对行波保护方案的动作概率进行计算,旨在为行波保护定值整定及方案比较提供定量的理论依据。

### 1 行波保护原理及动作逻辑

相比超高压直流输电系统,特高压直流输电系统具有更长的送电距离(如云广直流送电距离长达 1438 km),故障几率变大,线路保护的问题更加突出。本文以云广 ±800 kV 特高压直流系统的整流站行波保护为研究对象进行分析,保护安装点及直流线路于 d 处经过渡电阻  $r_f$  发生单极接地短路故障的示意图如图 1 所示。

图 1 中  $t=T_f$  为开关闭合时刻,亦是直流故障发生时刻;  $v_f$  为施加的与故障极正常运行时电压的相反的阶跃直流电压源。在考虑实际网络拓扑和线路(包括直流线路和接地极线路)依频特性时的直流线

路故障行波计算方法,请参考文献[19],本文不再赘述。

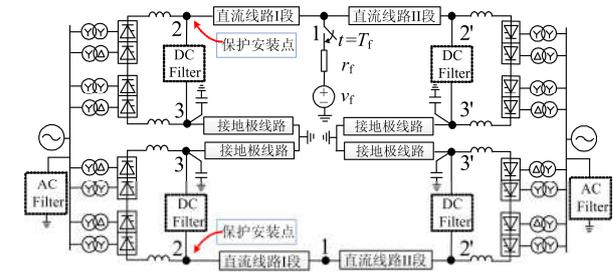


图 1 UHVDC 系统直流线路故障示意图

Fig. 1 Diagram of DC lines faults in UHVDC system

当直流线路发生故障后,故障极电压会急剧下降,位于节点 2 的行波保护应立即监测出故障并发出跳闸命令,其保护原理为:采用电压变化率作为保护启动判据,并对故障前后电压、电流变化量进行积分,以积分值大小作为保护动作判据,其动作方程为

$$\begin{cases} du/dt > \delta_1 & \text{①} \\ \Delta u > \delta_2 & \text{②} \\ \Delta i > \delta_3 & \text{③} \end{cases} \quad (1)$$

式中:①为电压变化率判据;②为电压变化量判据;③为电流变化量判据;  $\delta_1 \sim \delta_3$  为相应的动作定值。在双极额定运行方式下,上述三个判据整定值分别为  $\delta_1=0.14$ 、 $\delta_2=0.25$ 、 $\delta_3=0.5$ 。

实际工程中上述三个行波保护判据之间具有复杂的动作逻辑和时序配合关系,其保护单元逻辑框图如图 2 所示(输入为标幺值,以直流回路正常电流方向为电流正方向)。

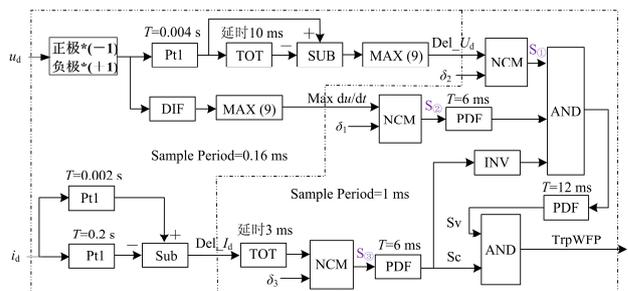


图 2 行波保护逻辑框图

Fig. 2 Logic diagram of travelling wave protection

该逻辑输入为极线电压  $u_d$ 、电流  $i_d$ , 输出为保护动作指令 TrpWFP, 该值为 1 时发出跳闸命令。上述逻辑在 SIEMENS 公司的 SIMATIC-TDC 控制保护平台中,设置了两个计算采样周期(Sampling Period),各自区域如图 2 所示,对于核心计算及通信部分采用小采样周期(如图 2 中的 0.16 ms),而对

于一些开关状态量不需要迅速响应的部分则采用较大的采样周期(如图 2 中的 1 ms), 这样能降低系统 CPU 的负荷, 保证在不同周期内分时完成任务。

图 2 逻辑中包括三类模块: 一类是数字运算模块, 包括 Pt1 微分平滑器、DIF 差分器、SUB 减法器器和 INT 数字积分器, MAX(N)取当前与历史共  $N$  个值的最大值模块。而微分平滑器对信号有平滑功能, 若其输入为  $X$ , 输出为  $Y$ , 则离散计算公式为

$$Y_n = Y_{n-1} + \frac{S_p}{T}(X_n - Y_{n-1}) \quad (2)$$

式中: 下表‘ $n$ ’代表当前采样值标号, ‘ $n-1$ ’代表前一个采样值标号;  $S_p$  为采样周期;  $T$  为该元件的时间参数,  $T$  越大, 平滑效果越明显。

第二类是逻辑运算模块, 包括 INV 逻辑非、AND 逻辑与和 NCM 比较模块(与阈值比较, 满足判据输出 1, 否则输出 0)。

第三类是时序有关模块, 包括 TOT 信号延迟模块、PDF 具关闭延迟的定时器(参数为  $T$ )。PDF 是构成该保护逻辑时序关系的核心元件, 其功能是: 初始为上升沿触发, 若定时  $T$  已到期时输入脉冲变为 0, 则输出 0; 若  $T$  到期之前输入仍为 1, 则仍输出 1, 其时序图如图 3 所示。

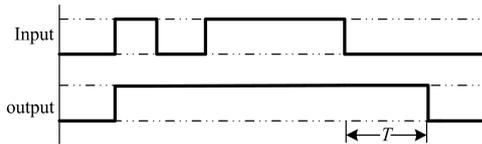


图 3 PDF 定时器输入输出时序图

Fig. 3 Timing sequence diagram of PDF

由上述保护逻辑可以看出, 保护监测的是实时的电压量和延时 3 ms 的电流, 一旦电流变化量达到定值, 将闭锁两个电压量的判据输出。三个判据间有时序上的配合, 最终才有保护动作命令的输出。其中若两个电压量总判断信号为  $S_V$ , 电流判断信号为  $S_C$ (如图 2 所示), 当  $TrpWFP=1$ , 则信号  $S_V=S_C=1$ 。

由此可见, 采样周期及时序配合是构成行波保护的逻辑的关键, 而较低的采样周期难以反映直流线路故障初期暂态行波的高频分量。在不考虑现有保护软硬件失效的前提下, 上述原因使得在任意一个故障条件发生变化时, 保护对故障的判据具有很强的随机性, 这是暂态保护与传统交流保护的本质区别。

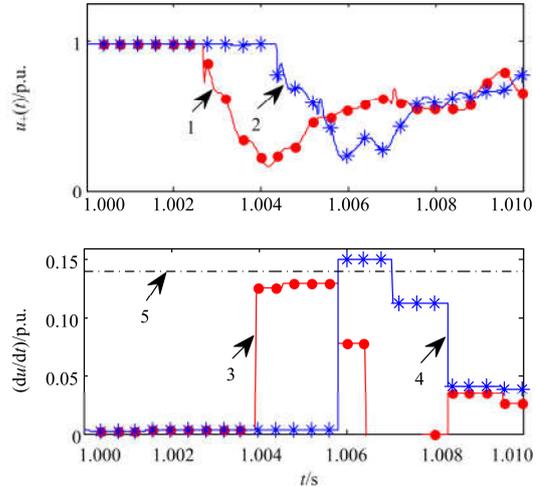
## 2 行波保护动作不确定性分析

结合实际工程的动作逻辑, 行波保护对故障判别的最终结果将具有不确定性, 或概率性。采用应

用于  $\pm 800$  kV 云广直流实际工程运维分析的 PSCAD/EMTDC 详细仿真模型为例说明这一问题。

### 2.1 不同故障位置时保护动作的不确定性分析

该特征在较大过渡电阻时尤为明显。仿真设为 1 s 发生正极接地故障, 过渡电阻均为  $65 \Omega$ , 选取较为相近的两个故障点(800 km 和 1300 km)并观察电压变化率为例。标么化的正极线电压  $u_+(t)$  与实际保护逻辑中采样保持得到  $du/dt$  的信号如图 4 所示。



曲线 1 和 3—800 km 处故障录波及保护测量值;

曲线 2 和 4—1300 km 处故障录波及保护测量值;

曲线 5—电压变化率定值为 0.14

图 4 不同故障位置的实际保护的电压变化率采样值

Fig. 4 Actual protection  $du/dt$  sampling values for different fault distances

由图 4 中实测的电压变化率值可知, 1300 km 处故障电压变化率实测值能达到定值, 而 800 km 处故障电压变化率实测值未达到定值。因此, 在相同过渡电阻条件下, 行波保护在能够检测出远端故障条件下, 未必能检测近端故障。

### 2.2 不同时刻发生故障时保护动作的不确定性

由于直流线路正常运行时为直流量, 不受故障合闸角的影响, 不同时刻发生故障的不同电气量波形之间只是在时间轴上的平移关系。故障发生时刻  $T_f$  定会落在某一采样周期的区间上, 以该采样周期的前一采样时刻为参考, 则故障时刻  $T_f$  与参考时刻之间的时间差是随机的。以图 2 逻辑中的采样周期  $Sample\ Period=0.16$  ms 为例,  $T_f$  则为  $[0, 0.16]$  上的随机变量, 并且落在该区间任意一点位置的机会应均等。  $T_f$  的不同使得保护对于相同故障的判别结果随机性较大。仍以电压变化率为例, 图 5 显示了在距整流站 500 km 处发生正极接地故障下(仿真步长设为 0.04 ms)4 种不同  $T_f$  情况下由保护测量的  $|du/dt|_{max}$

随过渡电阻  $r_f$  变化的曲线。

由图 5 中各曲线之间的纵向对比可知, 不同时刻发生故障也会较大地影响实际保护的测量值, 尤其对高阻故障时(如过渡电阻  $150 \Omega$  以上)将很容易影响对故障的判别结果。因此, 不同时刻发生故障时, 行波保护对同一种故障的判别结果具有不确定性, 而故障发生时刻亦是随机的。

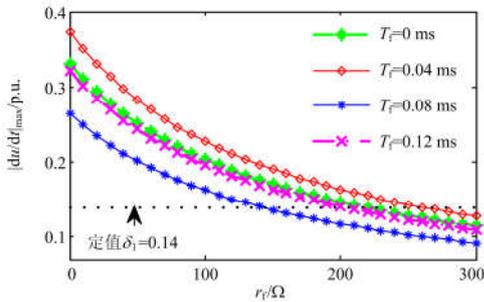


图 5 不同故障时刻下  $|du/dt|_{\max}$  随过渡电阻的变化曲线  
Fig. 5 Change curves of  $|du/dt|_{\max}$  to fault resistance  $r_f$  with different fault time cases

综上所述, 直流线路发生故障时, 实际的行波保护对故障的判别结果是随机的。在确定的行波保护方案下, 保护的后果受故障类型、故障位置、过渡电阻和故障发生时刻等四个未知且随机的因素影响。

### 2.3 与故障条件相关的概率模型

概率评估方法大体上分为解析法和模拟法两类。解析法通过求解概率指标与各随机变量间的函数关系式, 分析指标与随机变量间的定量关系, 达到揭示系统概率性机理的目的。然而由于直流线路故障本身的复杂性和行波保护的独特性, 行波保护动作相关指标与各随机变量间难以定量描述, 因此本文采用模拟法对各指标进行概率统计。模拟法是基于对随机变量进行抽样的方法。基于不同的抽样方法, 也有不同的模拟法。其中最常用的是直接抽样的 Monte-Carlo 方法<sup>[17]</sup>。然而工程上处理失效概率很小的系统, 采用 Monte-Carlo 方法要得到高精度的估算结果必须保证足够多的样本, 相应地要付出很大的计算代价<sup>[18]</sup>; 而 Latin 超立方抽样合并了随机抽样和分层抽样的优点, 是有效而实用的受约束小样本采样技术<sup>[17]</sup>。因此, 本文选择 Latin 超立方抽样技术对行波保护的相关指标进行抽样统计。

行波保护动作概率分析首先需要对相关的故障因素进行概率建模, 本文按照如下模型考虑:

1) 故障类型包括正极线接地、负极线接地和极间短路三种类型, 其概率模型可用离散概率分布模型来模拟<sup>[19]</sup>。

2) 故障位置一般并不假定服从均匀分布, 而是分别在线路首段、中间段和末段分别服从均匀分布的分段概率模型<sup>[19]</sup>。

3) 过渡电阻  $r_f$  假定服从对数正态分布, 其概率密度函数<sup>[19]</sup>为

$$f(r_f, \mu, \sigma) = \begin{cases} \frac{1}{r_f \sqrt{2\pi\sigma}} \exp\left(-\frac{(\ln r_f - \mu)^2}{2\sigma^2}\right) & r_f > 0 \\ 0 & r_f \leq 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中,  $\mu$  和  $\sigma$  分别为对数均值与对数标准差。

4) 故障时刻服从  $[0, S_T]$  上的均匀分布, 其中  $S_T$  为保护单元对物理信号的采样周期。

### 3 控制系统对行波保护的影响分析

直流系统控制从高到低分为三个层次: 站控、极控和阀控, 且层次越低, 响应速度越快, 如第 3 层次使得触发角指令变化的响应时间只需  $1 \sim 4 \text{ ms}$ <sup>[9,20]</sup>; 而行波保护利用故障初期的暂态分量构成判据, 一般在故障后一个周波内即可动作。因此, 在行波保护动作期间, 阀控级控制(如云广工程上的定  $I_d$  控制)对直流线路故障暂态也可能起到一定的作用, 并最终可能影响到行波保护的行动行为。然而多数文献认为故障初期控制系统尚未响应或调节作用有限而不讨论其对行波保护动作特性的影响<sup>[5-10]</sup>。为探明行波保护受控制系统的影响程度, 本文利用基于 PSCAD/EMTDC 的 CIGRE 直流输电标准测试模型<sup>[21]</sup>(修改其主回路参数与云广参数相同, 简称 CIGRE 模型)和用于云广直流实际工程运维分析的详细仿真模型(简称详细模型)为研究平台, 在采用相同的行波保护逻辑下进行相关的讨论。

详细模型模拟了实际直流控制的三层控制, 其中将 VDCOL 控制置于极控层, 将定  $I_d$ 、定  $U_d$ 、定  $\gamma$  角、CEC 控制器等置于阀控层, 并模拟了实际系统不同层次控制的运行周期及信号延时效应, 经测算该模型从检测到故障到开始调整触发角所需时间为  $2.5 \text{ ms}$ ; 而 CIGRE 模型只是对上述控制器的简单模型, 未模拟分层级别及控制器的投退时间常数, 其控制器检测到故障后能瞬时动作。为说明控制器在直流线路故障初期对暂态电气量的影响, 以线路中点发生金属性正极接地故障(故障发生时刻为  $5 \text{ s}$ )为例, 对比了三种控制响应时间下的各种信号情况, 如图 6 所示。其中  $u_{d+}$  和  $i_{d+}$  为正极线故障暂态电压、电流;  $\alpha$  为整流侧触发角指令;  $S_1 \sim S_3$  为行波保护满足三个判据后的动作逻辑信号(如图 2 所示), 由 0 变 1 的时刻说明该时刻的测量值已达到定值; TrpWFP 为行波保护最终的出口信号。

由图 6 中  $u_{d+}$ 、 $i_{d+}$  和触发角  $\alpha$  的变化情况可知: 当直流线路故障时, 直流系统的控制器将迅速地使  $\alpha$  增大, 降低直流电压、电流, 而控制器的响应速度越快, 降低直流电压电流的效果越明显。再由  $S_{\text{S}}$  和 TrpWFP 信号的变化情况可知: 行波保护在故障后 10 ms 左右迅速发出动作信号(这时的  $\alpha$  在  $90^\circ$  以内, 说明整流器还未进入逆变状态), 且该信号发出时刻将由  $S_{\text{S}}$  变 1 时刻决定, 即保护出口时刻亦是满足电流判据时刻。由  $S_{\text{S}}$ — $S_{\text{S}}$  跳变时刻所对应的触发角  $\alpha$  和暂态电气量  $u_{d+}$ 、 $i_{d+}$  可知: 按照判据达到定值时刻的先后顺序, 各判断量依次为  $du/dt$ 、 $\Delta u$ 、 $\Delta i$ , 其中实际的  $du/dt$  判据由于  $\alpha$  还未开始调整则完全不受控制系统影响; 而  $\Delta i$  最易受控制系统影响(注意  $S_{\text{S}}$  变 1 时刻对应的电流是 3 ms 前的  $i_{d+}$ , 此时  $\alpha$  已经开始调整);  $\Delta u$  受影响程度介于  $du/dt$  和  $\Delta i$  之间。

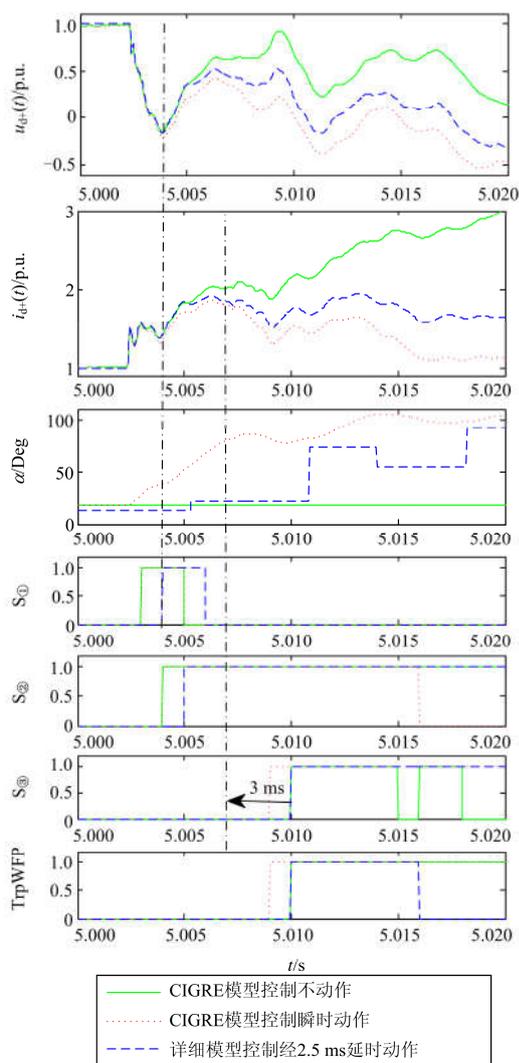


图 6 不同控制系统响应时间对行波保护的影响图示

Fig. 6 Effect of different control responses to travelling-wave protection

总体来说, 不论控制系统是瞬时动作、延时动作还是不动作,  $S_{\text{S}}$ — $S_{\text{S}}$  跳变为 1 的时刻相差不大, 并且跳变为 1 时刻对应的触发角虽然有不同的程度的变化, 但相应的电气量并无太大改变。因此, 行波保护基本不受控制系统的影响, 本文在计算行波保护的行动概率时将不再考虑控制系统的影响。

#### 4 系统运行方式变化对行波保护影响分析

与超高压直流不同, 特高压直流系统由于每极采用了双阀组串联结构, 每个阀组均可独立运行或闭锁, 因此具有更加灵活多样的运行方式。然而, 对于行波保护来讲, 直流系统运行方式的变化将导致其运行环境的改变, 行波保护能否适应不同的运行方式值得考虑。

正常运行时 12k-脉( $k=1,2$ )换流器直流侧等值阻抗为<sup>[22-23]</sup>

$$Z_{\text{convdc}}(s) = \frac{36kN^2 \sin\mu}{\pi^2 \mu} [Z_{\text{ac}}(s+s_0) + Z_{\text{ac}}(s-s_0)] \quad (4)$$

式中:  $N$  为换流变压器二次侧对一次侧的变比;  $Z_{\text{ac}} = 1/n \cdot Z_{\text{C}} + Z_{\text{S}}$  为交流系统等值阻抗,  $n=2k$  为 6 脉桥个数;  $\mu$  为换相角; 其中与系统运行方式相关的参数为阀组个数  $k$  和换相角  $\mu$ 。

因此, 对图 1 的故障分量网络来讲, 运行方式的改变带来的影响为两方面: 一是改变换流器运行状态(即改变换流器直流侧的等值阻抗); 二是改变正常运行电压水平(即直流线路故障点附加直流电压源幅值)。

在考虑系统运行方式时由于换流器正常运行时换相角  $\mu$  典型值在  $20^\circ \sim 25^\circ$  (包括调整换流器触发角降压运行的情况), 正常运行时其值变化不大, 因此考虑改变换相角的运行方式对等值阻抗影响不大; 而闭锁阀组相当于一极的换流器等值阻抗减少接近一半, 对换流器等值阻抗影响很大, 因此本文只考虑阀组闭锁的影响。同时, 从阻抗的角度看同一极上的两个阀组, 彼此地位对等, 因此, 研究运行方式对行波保护的影响时, 可将所有运行方式分为几类: 双极  $j(j=2,3,4)$  阀组运行和单极  $i(i=1,2)$  阀组运行。单极运行时通常采用金属回线方式。该方式涉及停运线路接入运行极, 且两端换流站只有一个地电位钳制点, 使得在该种运行方式下线路故障与双极运行时有较大差别, 其本身也有保护上的特殊性<sup>[24]</sup>。为便于对比, 本文仅考虑双极运行方式, 且考虑的所有运行方式按换流器额定值运行。

实际系统的行波保护也会根据运行方式的变化而自动调整保护定值, 其保护定值与当前运行方

式的电压水平  $U$ (标幺值)的关系为

$$\begin{cases} K_1 = U \times 0.85 + 0.15 \\ K_2 = \max(K_1, 0.45) \\ \delta_1 = K_2 \times 0.14 \\ \delta_2 = K_1 \times 0.25 \\ \delta_3 = \max(K_2 \times 0.5, 0.4) \end{cases} \quad (5)$$

然而系统运行方式的变化不仅影响电压水平,还影响换流器的等值阻抗,因此单纯地依照电压变化来改变定值是否对行波保护的动作概率造成影响需进行定量分析。

此外,与对称运行方式不同,不对称运行方式下(即正、负极运行阀组个数不一致)发生双极短路时,两个极线上的行波保护将存在动作不一致的可能性。以正极为1阀组、负极为2阀组的运行方式为例,在发生双极故障的故障点处,过渡电导矩阵和附加电压源矩阵可表示为<sup>[19]</sup>

$$\mathbf{G}_f = \frac{1}{r_f} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{U}_f = v_f \begin{bmatrix} -0.5 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (6)$$

进而故障点处电流源为

$$\mathbf{i}_f = \mathbf{G}_f \mathbf{U}_f = \frac{v_f}{r_f} [-1.5, 1.5]^T \quad (7)$$

由此  $\mathbf{G}_f$  为对称矩阵,  $\mathbf{i}_f$  注入两个极线电流大小相等,因此不对称运行方式下发生两极故障时的故障点的边界条件仍然是对称的。此时若闭锁阀组使得换流器直流侧等值阻抗发生的变化量影响不大,或者说某一阀组闭锁前后对直流线路故障行波不产生太大影响,则正、负极直流线路出口处的故障电压、电流行波基本上会等大反向,即两极的故障特征基本是一致的。然而,若2阀组极线电压为1 p.u.,则1阀组极的正常运行电压为0.5 p.u.,由式(5)可计算出该极上行波保护的定值为  $\delta_1' = 0.0805$ 、 $\delta_2' = 0.14375$ 、 $\delta_3' = 0.4$ 。将  $\delta_1' \sim \delta_3'$  与式(1)中2阀组的保护定值  $\delta_1 \sim \delta_3$  进行比较可知,1阀组极的行波保护的每个定值都随着电压运行水平的降低而下降。因此,对于行波特征基本相同的两个极线的保护来讲,实测电气量将使得定值较高的2阀组极线上的行波保护更难达到定值,从而产生在1阀组极行波保护正确动作时而2阀组极行波保护拒动的风险。

为了量化不对称运行方式下两极保护动作不一致的风险,在此增加统计一个条件概率  $P_C$ ,其定义为

$$P_C = P\{\text{两极保护均能动作} \mid \text{两极故障}\} \quad (8)$$

综上,为了定量描述行波保护在区内短路故障时动作行为的概率性,本文提出了一种直流线路故

障时、基于 Latin 方抽样的行波保护动作后果概率计算方法,并对区内直流线路短路故障时行波保护的如下指标进行统计:

- 1) 故障极正确动作概率  $P_1$ ;
- 2) 非故障极正确不动作概率  $P_2$ 。
- 3) 不对称运行方式时双极故障条件下两极保护均能动作概率  $P_C$ 。

其计算流程如图7所示。

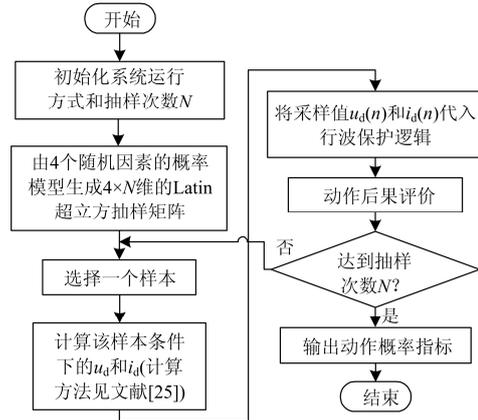


图7 行波保护动作概率计算流程

Fig. 7 Action probability calculation flow for travelling wave protection

## 5 算例

本文以±800 kV 云广特高压直流系统整流站的行波保护为评估对象,其主回路各元件参数见文献[19]。在评估之前,对各随机变量的默认概率模型分布作如下假设:

- 1) 故障类型单极接地占95%,其中正极线接地、负极线接地故障各占一半,极间短路占5%;
- 2) 故障位置服从分段概率模型,其中线路中间段(20%~80%)故障概率为0.7,其余线路首端20%、末端20%故障各占一半;
- 3) 过渡电阻服从对数均值  $\mu=0$ ,对数标准差  $\sigma=4$  的对数正态分布;
- 4) 故障时刻服从一个采样周期  $[0, T_s]$  的均匀分布,其中  $T_s=0.15$  ms。

本文计算环境为 Win7, Inter Core i5-2500, 3.3 GHz, 7.88 G RAM(Matlab 2012b)。行波保护逻辑由程序实现;Latin 超立方抽样次数为2000次,并采用并行算法。

### 5.1 行波保护动作概率受各因素影响程度探析

为对区内短路故障保护动作可靠性给出定量的评价依据,并探明各故障条件对其整体可靠性影响的程度,本部分通过对比的方法来说明问题。

情形 1: 为探明区内故障类型对行波保护动作

概率的影响程度, 此处将以单极接地故障为例, 在其余变量均采用默认分布的条件下, 改变单极接地故障占比, 利用本文所提方法计算出的概率指标, 其计算结果如图 8 所示。

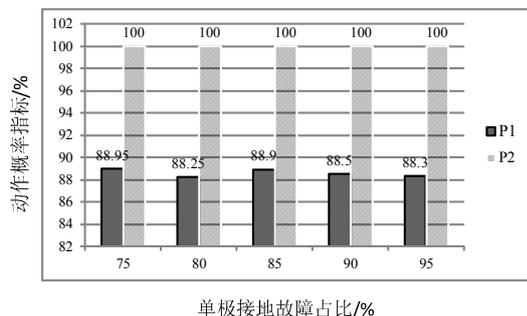


图 8 不同故障类型分布下保护可靠性指标对比

Fig. 8 Reliability index comparison with different fault type distributions

由图 8 可知, 在不同单极接地故障占比情形下计算出的同一保护动作概率指标( $P_1$  或  $P_2$ )之间无明显差异, 说明直流线路的故障类型对行波保护的拒动概率没有影响; 除此, 在直流线路发生短路故障时(不包括雷击等影响),  $P_1=1$  说明非故障极不会因为电磁耦合而致使保护误动作。

情形 2: 直流线路上所有地点均可能发生故障, 而线路中间段(占线路全长的 20%~80%部分)占大多数。为探明故障位置对行波保护动作概率的影响程度, 类似地, 只改变线路中间段故障位置占所有故障位置的比例(其余变量均采用默认分布), 并在不同情况下用所提方法计算保护动作概率指标  $P_1$  和  $P_2$ , 最终计算结果如图 9 所示。

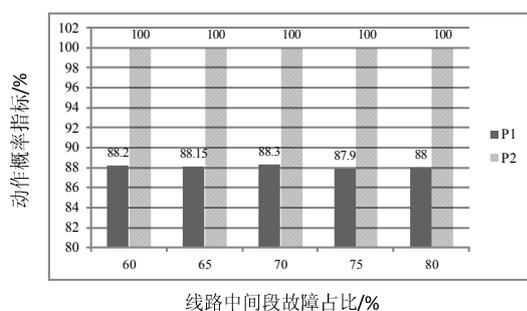


图 9 不同故障位置分布下保护可靠性指标对比

Fig. 9 Reliability index comparison with different fault point distributions

由图 9 可知, 不同线路中间段故障占比下计算出的各动作概率指标也无明显差异, 说明区内短路故障时行波保护的拒动概率不受故障位置的影响, 这也是暂态保护与传统交流线路工频量保护的重要

差别<sup>[14]</sup>。

情形 3: 同样, 为探明过渡电阻对行波保护动作概率的影响程度, 只改变过渡电阻对数正态分布的对数标准差  $\sigma$  ( $\sigma$  越大, 高阻故障出现的概率越大), 在其余变量采用默认分布时, 不同  $\sigma$  情况下计算的动作概率指标结果如图 10 所示。

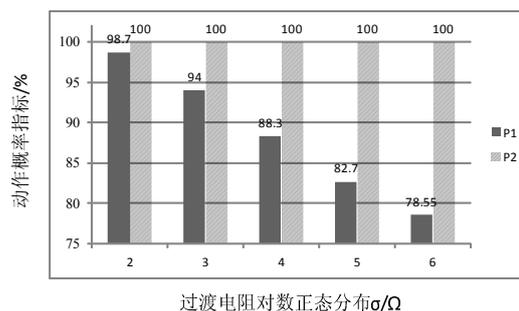


图 10 不同过渡电阻参数下保护可靠性指标对比

Fig. 10 Reliability index comparison with different fault resistance distributions

图 10 清晰地展示了随着过渡电阻对数正态分布参数  $\sigma$  增加而  $P_1$  逐步降低的趋势, 说明高阻故障出现的概率越高, 行波保护拒动概率越大; 而非故障极正确不动作概率  $P_2$  则不受其影响。

对比图 8—图 10 可知, 过渡电阻是实际故障极行波保护动作概率的最重要的影响因素, 上述计算结果也从理论上解释了实际工程的行波保护的改进重点从抗高阻降低拒动率角度提高保护的可靠性。

## 5.2 运行方式的影响探析

直流系统运行方式变化会改变行波保护的运行环境, 为探明直流系统运行方式变化对行波保护的影响, 本文对 4 种不同双极额定运行方式下的行波保护动作概率指标进行计算和对比性分析。

在各运行方式下, 所有变量均采用默认分布, 通过本文所提方法计算出相应的区内短路故障时的行波保护动作概率指标  $P_1$ 、 $P_2$  和  $P_C$ , 以探明运行方式发生变化带来的影响, 其计算结果如图 11 所示。

对比  $P_1$  指标可知, 相比双极 4 阀组额定运行方式, 闭锁阀组使得直流系统运行方式发生变化时, 尽管行波保护已相应地进行定值调整, 但结果表明故障极保护的正确动作率仍有所下降; 对比  $P_2$  指标可知, 运行方式改变时, 在区内发生短路故障时非故障极的行波保护仍能正确不动作; 对比  $P_C$  指标可知, 相比对称运行方式, 不对称运行方式下在双极故障时两极保护可能不一致, 即增加了 2 阀组极保护拒动的风险。

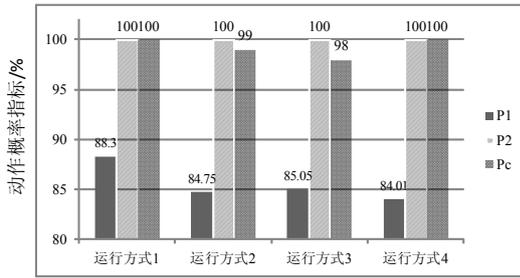


图 11 不同运行方式下保护可靠性指标对比  
Fig. 11 Reliability index comparison with different operating modes

注：不对称运行方式下双极故障时，只要有一极保护拒动就视为不正确动作；运行方式1—双极4 阀组；运行方式2—正极1 阀组、负极2 阀组；运行方式3—正极2 阀组、负极1 阀组；运行方式4—双极2 阀组

### 6 结论

本文以实际的行波保护方案为基础，基于 Latin 方抽样技术，同时计及了故障类型、故障位置、过渡电阻和采样点位置等不确定因素，对区内短路故障时行波保护动作概率进行了定量计算和对比分析。所得结论如下：

- 1) 直流线路短路的故障类型和故障位置不会影响行波保护的動作概率，这是暂态保护和基于稳态工频保护的重要区别；
- 2) 过渡电阻将显著影响行波保护的正确動作概率，因此，提高抗过渡电阻能力是改进行波保护可靠性的关键；
- 3) 直流系统运行方式变化会改变行波保护的运行环境，双极四阀组时行波保护的正确動作概率最高，闭锁阀组后，尽管行波保护自身会相应地调整定值，但正确動作率仍有所降低；此外，在双极不对称运行方式发生双极短路故障时，两极保护存在動作不一致的风险，即在 1 阀组极线保护動作时 2 阀组极线的行波保护可能拒动，因此运行人员应考虑该特殊问题并作相应改进。

### 参考文献

[1] 梁志峰, 董昱, 张智刚. 2006-2012 年国家电网公司直流输电系统强迫停运统计分折[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(6): 1-5.  
LIANG Zhifeng, DONG Yu, ZHANG Zhigang. Statistical analysis on forced outages of HVDC transmission systems in State Grid Corporation of China from 2006 to 2012[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(6): 1-5.

[2] 郑伟, 张楠, 杨光源. 西门子及 ABB 直流线路行波保护对比和改进研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015,

43(25): 149-154.  
ZHENG Wei, ZHANG Nan, YANG Guangyuan. Comparative and improvement investigation on the DC transmission line traveling wave protections of Siemens and ABB[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(25): 149-154.

[3] 朱韬析, 彭武. 天广直流输电系统线路高阻接地故障研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(23): 137-147.  
ZHU Taoxi, PENG Wu. Research on high impedance earth fault of Tian-Guang HVDC transmission project[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(23): 137-147.

[4] 田庆. 天广工程直流线路突变量保护误动作分析[J]. 高压电器, 2012, 48(4): 33-37.  
TIAN Qing. Analysis on the fault trip of bipole DC line protection in Tianguang HVDC[J]. High Voltage Apparatus, 2012, 48(4): 33-37.

[5] 李爱民, 蔡泽祥, 李晓华. 直流线路行波保护特性的解析[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 94-100.  
LI Aimin, CAI Zexiang, LI Xiaohua. Study on the propagation characteristics of traveling waves in HVDC transmission lines on the basis of analytical method[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 94-100.

[6] 于洋, 孙学锋, 高鹏, 等. 高压直流输电线路暂态保护分析与展望[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(2): 148-154.  
YU Yang, SUN Xuefeng, GAO Peng, et al. Analysis and prospect on transient protection for HVDC transmission lines[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(2): 148-154.

[7] 李爱民, 蔡泽祥, 任达勇, 等. 高压直流输电控制与保护对线路故障的动态响应特性分析[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(11): 72-75.  
LI Aimin, CAI Zexiang, REN Dayong, et al. Analysis on the dynamin performance characteristic of HVDC control and protections for the HVDC line faults[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(11): 72-75.

[8] 李爱民, 蔡泽祥, 李晓华, 等. 高压直流输电线路行波保护影响因素分析及改进[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(10): 76-80.  
LI Aimin, CAI Zexiang, LI Xiaohua, et al. Analysis of influence factors and improvement of traveling wave protections for HVDC line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(10): 76-80.

[9] 束洪春, 田鑫萃, 董俊, 等. ±800 kV 云广直流输电线路保护的仿真及分析[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(31): 179-188.  
SHU Hongchun, TIAN Xincui, DONG Jun, et al. Simulation and analyses for Yun-Guang ± 800 kV

- HVDC transmission line protection system[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(31): 179-188.
- [10] 韩昆仑, 蔡泽祥, 徐敏, 等. 直流线路行波保护特征量动态特性与整定研究[J]. 电网技术, 2013, 37(11): 255-260.
- HAN Kunlun, CAI Zexiang, XU Min, et al. Dynamic characteristic parameters of travelling wave protection for HVDC transmission line and their setting[J]. Power System Technology, 2013, 37(11): 255-260.
- [11] 戴志辉, 王增平, 焦彦军, 等. 阶段式保护原理性失效风险的概率评估方法[J]. 电工技术学报, 2012, 27(6): 175-182.
- DAI Zhihui, WANG Zengping, JIAO Yanjun, et al. Probabilistic assessment method for failure risk of stepped protection philosophy[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(6): 175-182.
- [12] 沈智健, 卢继平, 赵渊, 等. 阶段式电流保护运行风险评估模型[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 70-77.
- SHEN Zhijian, LU Jiping, ZHAO Yuan, et al. Operational risk evaluation model of stepped current protection[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(13): 70-77.
- [13] 沈智健, 周家启, 卢继平, 等. 距离保护运行风险评估模型[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(12): 7-11.
- SHEN Zhijian, ZHOU Jiaqi, LU Jiping, et al. Operation risk evaluation model of distance protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(12): 7-11.
- [14] 吴文传, 吕颖, 张伯明. 继电保护隐患的运行风险在线评估[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(7): 78-83.
- WU Wenchuan, LÜ Ying, ZHANG Boming. On-line operating risk assessment of hidden failures in protection system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(7): 78-83.
- [15] 浙江大学发电教研组直流输电教研组. 直流输电[M]. 北京: 电力工业出版社, 1982.
- [16] 覃剑, 陈祥训, 郑健超. 行波在输电线上传播的色散研究[J]. 中国电机工程学报, 1999, 19(9): 27-30.
- QIN Jian, CHEN Xiangxun, ZHENG Jianchao. Study on dispersion of traveling wave in transmission line[J]. Proceedings of the CSEE, 1999, 19(9): 27-30.
- [17] MCKAY M D, BECKMAN R J, CONOVER W J. A comparison of three methods for selecting values of input variables in the analysis of output from a computer code[J]. Technometrics, 1979, 2: 239-245.
- [18] VAAHEDI E, LI W, CHIA T, et al. Large-scale probabilistic transient stability assessment using BC Hydro's on line tool[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(2): 661-667.
- [19] 汪隆君, 王钢, 李海峰, 等. 交流系统故障诱发多直流馈入系统换相失败风险评估[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(3): 8-14.
- WANG Longjun, WANG Gang, LI Haifeng, et al. Risk evaluation of commutation failure in multi-infeed HVDC systems under AC system fault conditions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(3): 8-14.
- [20] 徐政. 交直流电力系统动态行为分析[M]. 北京: 机械工业出版社, 2010.
- [21] SZECHTMAN M, WESS T, THIO C V. First benchmark model for HVDC control studies[J]. Electra, 1991, 135: 56-73.
- [22] 马玉龙, 肖湘宁, 姜旭, 等. HVDC 换流器的阻抗频率特性[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(12): 66-69.
- MA Yulong, XIAO Xiangning, JIANG Xu, et al. Study on impedance-frequency characteristic of HVDC converter[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(12): 66-69.
- [23] RIEDEL P. Harmonic voltage and current transfer, and AC-and DC-side impedances of HVDC converters[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2005, 20(3): 2095-2099.
- [24] 朱韬析, 侯元文, 王超, 等. 直流输电系统单极金属回线运行方式下线路接地故障及保护研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(20): 133-138.
- ZHU Taoxi, HOU Yuanwen, WANG Chao, et al. Research on the line faults and its protection of HVDC transmission system in metallic return operation[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(20): 133-138.
- [25] 郭敬梅, 王钢, 曾德辉. 用于高压直流线路短路计算的频率响应降序分段自适应匹配方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13): 3534-3545.
- GUO Jingmei, WANG Gang, ZENG Dehui. Descending-order adaptive frequency-partitioned fitting algorithm of frequency responses for short-circuit calculation on HVDC transmission lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(13): 3534-3545.

收稿日期: 2016-11-29; 修回日期: 2017-01-26

作者简介:

郭敬梅(1987—), 女, 博士, 通信作者, 主要研究方向为高压直流输电故障分析与保护; E-mail: gjm\_scut@163.com

曾德辉(1988—), 男, 博士, 主要研究方向为电力系统继电保护自动化装置、故障分析。E-mail: danielzdh@126.com

(编辑 魏小丽)