超高速直流输电线路保护方向元件

孔 飞[1],张保会[1],王艳婷[1],甄 威[2],张爱玲[3]
(1. 西安交通大学 电气工程学院,陕西 西安 710049;2. 四川电力科学研究院,四川 成都 610072;
3. 许继集团有限公司,河南 许昌 461000)

摘要:为提高直流输电线路单端暂态量保护的可靠性与灵敏度,提出了一种基于故障行波能量的超高速直流输电线路故障方向元件,该元件基于不同故障方向时故障前行波与反行波能量之间大小的差异有效判别故障方向。利用由 RTDS 与现场控制保护装置的闭环测试系统,对该方向元件性能进行了测试。测试结果表明,该方向元件适用于不同电压等级输电工程,在直流输电工程不同运行方式下,均可以超高速正确判别故障方向,且不受故障位置、过渡电阻的影响,可以有效提高单端暂态量保护性能,并可构成纵联方向保护。

关键词:高压直流输电;继电保护;方向元件;平波电抗器;信号衰减;故障行波;行波能量
中图分类号:TM 77 **文献标识码**:A DOI:10.3969/j.issn.1006-6047.2014.08.015

0 引言

高压直流输电工程在远距离大规模输电及电力系统联网方面具有明显优势,根据我国能源布局和电网发展特点,未来我国采用直流输电,尤其是特高压直流输电的规模将超过其他国家[1-2]。直流输电线路保护作为直流输电工程保护系统不可或缺的组成部分,承担着快速检测并清除线路故障的重大任务,其表现的优劣直接影响到整个直流输电工程的运行性能。目前直流输电线路保护主要由行波保护、电压突变量保护、低电压保护、直流线路差动保护等保护构成[3-7],其中行波保护为线路主保护,在实际运行中存在区内故障灵敏度不高、雷击干扰与故障识别不准确等问题[6-7]。因此,有必要研究性能更为优越的新型直流输电线路保护。

直流滤波器并联装设在直流高压母线和中性母线之间,用来保证任何运行方式下换流器的最大等效谐波电流都不超过其限定值。平波电抗器则与直流滤波器一起构成换流站直流侧的谐波滤波回路,抑制直流线路电流和电压脉动成分,降低直流侧的谐波分量[8-11]。从直流滤波器及平波电抗器的作用可知,它们对高频信号有一定的衰减特性,构成了直流输电线路高频信号的固有线路边界。

基于线路边界对高频信号的衰减特性,国内外学者进行了相关的新型直流线路保护理论研究工作[12-18]。文献[12]在实际装置上实现了下述基本原理的保护:当线路区外故障时,由于线路边界的衰减作用,线路测量装置处所测高频分量较小;而在线路区内故障时,高频信号无线路边界阻隔,线路测量装置处所测信号高频分量较大,通过比较高频信号能量大小,即可区分直流输电线路区内外故障。

但是,在新建 ±660 kV 及 ±800 kV 输电电压等级工程中,为了降低设备绝缘要求,平波电抗器总电感值不变,但采用分置方式布置,即分别布置于直流极线与中性母线上[19-22],这将会导致线路边界对高频信号的衰减程度减小。并且由于特高压输电工程一般为超远距离输电,随着线路长度的增加,区内故障产生的高频信号沿线路传播到测量装置处的衰减随之增加,其高频分量幅值可能会小于整流侧强区外故障(只经线路边界衰减)高频分量幅值,造成单靠边界元件区分区内外故障的困难。

为了解决这一问题,通过对直流输电线路不同方向故障行波特征的分析,提出了一种基于故障行波能量的超高速故障方向判别元件。测试结果表明,该方向元件适用于 ±500 kV、±660 kV 及 ±800 kV 不同电压等级输电工程,不仅可以与边界元件配合构成单端全线速动的超高速保护,同时可以构成纵联方向保护,在直流输电工程不同运行方式下,均可以超高速判别故障方向。

1 平波电抗器分置及其对线路边界高频信号衰减特性的影响

采用平波电抗器分置方式主要有 3 点优势[21]:有利于降低换流站电气布置的难度;位于中性母线的平波电抗器绝缘水平要求低,制造难度和成本显著降低;有利于降低换流站多个位置的最大持续运行电压。因此平波电抗器分置将是未来新建特高压工程首选的平波电抗器布置方式。

平波电抗器分置时线路边界如图 1 所示。直流输电工程线路边界对高频信号的衰减程度主要由直流极线上平波电抗器电感值以及直流滤波器串联谐振回路的等效电感值决定,采用平波电抗器分置方式

收稿日期:2013-08-12;修回日期:2014-07-08
基金项目:国家电网科技项目
Project supported by the Science & Technology Project of SGCC

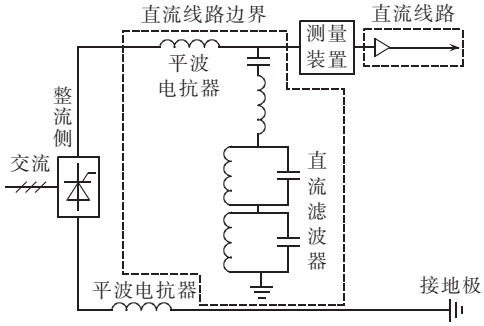


图1 平波电抗器分置时线路边界

Fig.1 Line boundary for distributed smoothing reactors

后,极线上平波电抗器电感值减小,使得线路边界对高频信号衰减幅度减小。表1给出了平波电抗器总量同为300 mH情况下,平波电抗器采用分置与未分置方式时线路边界对高频(f>2 kHz)信号的衰减程度(糯扎渡±800 kV工程直流输电工程分置比例为1:1,而宁东—山东直流输电工程分置比例为1:3),由表中结果可知,由于平波电抗器分置,线路边界衰减程度有所减小。

表1 平波电抗器分置对线路边界高频信号衰减程度影响

Tab.1 Influence of distributed smoothing reactors on attenuation level of line-boundary high-frequency signal

直流输电工程	高频信号衰减幅度/dB	
	平波电抗器未分置	平波电抗器分置
宁东—山东	< −36.3	< −24.6
糯扎渡特高压	< −30.8	< −24.9

2 线路高频信号衰减特性

对于线路末端故障,由于线路衰减,其高频分量在幅值上有可能难以同整流侧发生的一些较强区外故障区分开来,因此有必要具体研究线路对高频信号的衰减特性。

考虑频率相关参数的直流线路传播函数表达式为[23]:

$$A_L(s)=\exp[-\gamma(s)l] \tag{1}$$

其中,$\gamma(s)=\{[R(s)+sL(s)][G(s)+sC(s)]\}^{1/2}$,为线路传播参数,$R(s)$、$L(s)$、$G(s)$、$C(s)$分别为线路单位长度的电阻、电感、电导、电容,它们均为频率的函数;l为线路长度。

以宁东—山东±660 kV线路几何参数为基准,对线路信号衰减特性详述如下。

a. 零模信号衰减程度随着频率升高而增大,随着线路的增长而急剧增大。零模信号经1 500 km线路传播后,线路高频分量有很大衰减,对于长距离供电的直流输电工程,零模分量不宜用作线路保护信号。

b. 线模信号基本不随线路长度及信号频率变化,因此线模信号作为保护信号比较理想,但线模信号需要2极信号解耦获得,而出于可靠性方面的考虑,直流工程配置原则要求每极控制保护系统须各自成为独立的工作单元,线路保护只能采用本极信号。

c. 本极信号衰减程度同样随着频率升高及线路长度增加而增大,但是衰减程度介于线模信号与零模信号之间。

考虑目前直流输电线路保护的最大采样率为10 kHz,实际可用信号为频率在5 kHz以下的信号,并且仅可使用单极信号,图2给出了2 kHz、3 kHz、4 kHz本极高频信号在不同线路长度下的衰减系数以及对应的线路边界衰减系数,其中线路边界采用衰减程度最小的线路边界组合,衰减程度为−18 dB(线路边界对频率在2 kHz以上的信号衰减幅度基本保持恒定)。

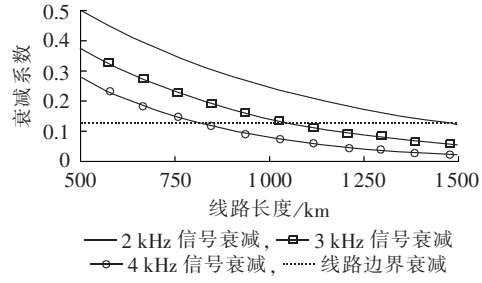


图2 不同频率信号的衰减程度示意图

Fig.2 Signal attenuation curve for different frequencies

由图2可知,线路长度分别为1 060 km和820 km时,3 kHz和4 kHz信号对应的线路衰减即与边界衰减程度相同,由于直流输电工程一般应用于大规模远距离输电,因此宜选用2 kHz至3 kHz频谱之间的信号。

考虑过渡电阻亦会降低线路故障时的高频分量幅值,即线路末端带过渡电阻故障产生的高频分量将会受到线路衰减及过渡电阻两方面的影响,而整流侧强区外故障则只受到边界衰减单方面影响,因此,单靠边界元件,即依靠高频分量大小区分区内外故障将遇到一定困难。为了提高直流输电线路单端暂态量保护的可靠性与灵敏度,应增加方向元件来区分区内故障和整流侧发生的强区外故障。

3 方向元件原理及其实现

高压直流输电系统故障方向如图3所示,D_1、D_2分别为直流线路边界,K_D为整流侧的方向元件。规定电流正方向由为直流母线流向线路,由此可知,线路故障f_1位于K_D的正方向,整流侧故障f_2位于K_D的

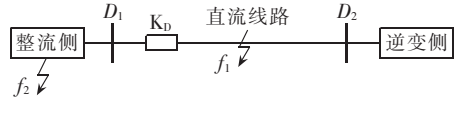


图3 直流输电系统故障方向示意图

Fig.3 Fault directions of HVDC system

反方向。

根据行波理论，发生故障时，由于故障点存在附加电压源，因此将产生由故障点向线路两端传播的故障行波。前、反行波的故障分量 Δu_f、Δu_b 分别为[24]：

$$\Delta u_f=(\Delta u+Z_c\Delta i)/2 \tag{2}$$

$$\Delta u_b=(\Delta u-Z_c\Delta i)/2 \tag{3}$$

其中，Δu 为电压故障分量；Δi 为电流故障分量；Z_c 为线路波阻抗。

3.1　正方向故障特征分析

图 4 为整流侧正方向故障时的行波网格图，故障点在附加电源的作用下向线路两端传播故障行波。方向元件 K_D 检测到的初始故障行波为由故障点传播而来的反行波 u_{b1}，前行波 u_{f1} 为 u_{b1} 在线路边界处反射而来。在随后时间方向元件 K_D 检测到的故障行波可分为 2 类：一类是由对端线路边界 D_2 反射而来的行波到达线路边界 D_1，形成入射行波 u_{b2} 和反射行波 u_{f2}；另一类是由故障点 f_1 反射而来，形成入射行波 u_{b3} 和反射行波 u_{f3}。

$$\Delta u_f=k_r\Delta u_b \tag{4}$$

其中，k_r 为线路边界的反射系数，大小由平波电抗器以及直流滤波器共同决定，其值小于 1。

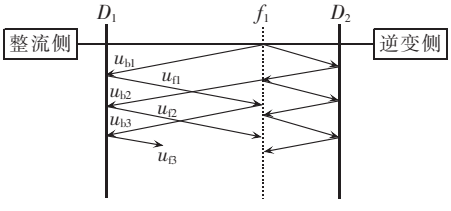


图 4　直流输电系统正方向故障行波示意图

Fig.4 Traveling wave of HVDC system fault with positive direction

图 5 为线路末端发生正方向 500 Ω 接地故障时的前、反行波示意图(纵坐标为标幺值)。由图可知，故障反行波与前行波在时域范围内有明显差异，反行波幅值绝对值大于前行波绝对值。

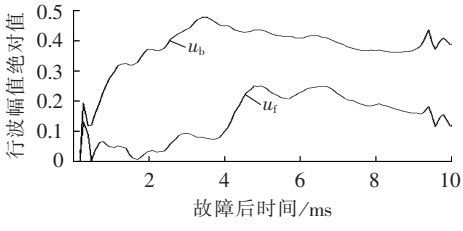


图 5　正方向故障前行波与反行波绝对值

Fig.5 Absolute value of forward and backward traveling waves of fault with positive direction

3.2　反方向故障特征分析

线路反方向故障行波示意图见图 6。图中，初始故障行波为由故障点产生的初始行波透过本端边界的线路前行波 u_{f1}，在其后行波传输 2 倍线路长度所需时间内，仅有前行波 u_f 存在，反行波 u_b 近乎为零。

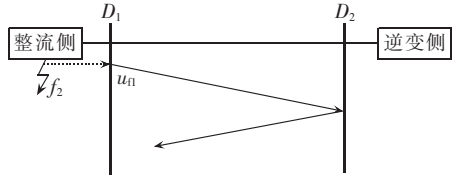


图 6　直流输电系统反方向故障行波示意图

Fig.6 Traveling wave of HVDC system fault with negative direction

图 7 为直流输电系统反方向故障(整流侧阀高压侧直接接地故障)时的前、反行波示意图(纵坐标为标幺值)。由图可知，反行波幅值绝对值与理论一致，始终维持在很小的范围，与前行波有明显差异。

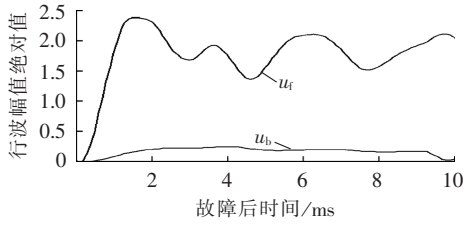


图 7　反方向故障前行波与反行波绝对值

Fig.7 Absolute value of forward and backward traveling waves of fault with negative direction

3.3　方向元件判据

由 3.1 节和 3.2 节可知，对于线路正方向故障，在故障计算数据窗内，前行波能量值小于反行波能量值，而对于线路反方向故障，前行波能量值则远远大于反行波能量值。因此方向元件的原理为：故障启动后，由式(5)、(6)分别求得前行波与反行波的时域能量 E_f 和 E_b；若 $E_b>E_f$，则为线路正方向故障；若 $E_b<E_f$，则为线路反方向故障(判据实现时简化了系数)。

$$E_f=\sum_{k=N_s}^{N}\Delta u_f^2(k)=\sum_{k=N_s}^{N}[\Delta u(k)+Z^*\Delta i(k)]^2 \tag{5}$$

$$E_b=\sum_{k=N_s}^{N}\Delta u_b^2(k)=\sum_{k=N_s}^{N}[\Delta u(k)-Z^*\Delta i(k)]^2 \tag{6}$$

其中，N_s 为启动时刻对应的采样点；N 为积分截止时刻采样点；Z^* 为直流输电线路波阻抗标幺值。

3.4　方向元件在现有直流输电控制保护平台上的实现

本文所提出的方向元件基于许继集团有限公司的 HCM2000 直流控制保护平台开发完成，其与边界元件配合的单端暂态量保护方案如图 8 所示，保护出口信号为“1”时，判定为线路故障。

当启动元件发出启动信号后，方向元件首先得到电压、电流故障分量，用故障电流分量与波阻抗相乘再分别与故障电压分量相加和相减即得到故障前行波和反行波，再通过乘法模块计算出二者的平方值，然后通过限幅积分模块累加前行波、反行波的平方和，得到前行波和反行波暂态能量，最后由比较模块完成二者大小的判断，若满足 $E_f<E_b$，则判断为线路

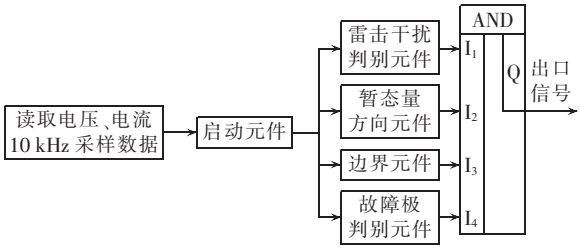


图 8 直流输电线路单端暂态量保护整体技术方案框图
Fig.8 Block diagram of single-terminal transient-based protection for HVDC transmission lines

正方向故障。

4 性能测试结果

4.1 测试环境介绍

利用 RTDS 装置及现场控制与保护设备组成的闭环测试系统对直流输电线路单端暂态量保护装置进行故障测试,直流输电一次系统仿真模型参照糯扎渡 ±800 kV、宁东—山东 ±660 kV、三沪Ⅱ回 ±500 kV 直流输电工程的具体参数搭建,其线路长度分别为 1451 km、1335 km、985 km。

故障测试与现有线路保护的故障测试类型相仿,不仅包括不同的故障位置、故障类型以及故障过渡电阻等故障情形,还考虑了直流工程在不同运行方式和工况下与各种故障类型的组合。

4.2 方向元件测试结果

以上测试环境中总体实验结果如表 2 所示。实验结果表明本文提出的方向元件在 5 ms 数据窗即能够正确区分线路正方向与反方向故障,满足超高速特性,对于线路反方向故障,方向元件能够可靠判别为反方向,而对于线路正方向故障,方向元件在直接接地故障和经过渡电阻接地故障的情况下均能正确判别故障方向,不会影响保护的正确判断。

表 2 方向元件测试结果
Tab.2 Test results of directional element

直流输电工程	正方向故障项数	反方向故障项数	动作正确率/%
三沪Ⅱ回 ±500 kV	113	52	100
宁东—山东 ±660 kV	90	44	100
糯扎渡 ±800 kV	97	75	100

以糯扎渡双极大地回线额定功率运行方式下的判别结果为例,对于正方向线路故障(线路末端 150 Ω 接地故障),反行波与前行波能量比为 0.28/0.07=4,而对于反方向故障(整流站阀高压侧出口),反行波与前行波能量比为 0.01/2=0.005,因此,正、反方向故障能够很好地进行区分。

4.3 方向元件在直流输电线路单端暂态量保护方案中的应用

如上文所述,在直流输电线路单端暂态量保护方案中引入方向元件是为了使保护装置具有较高灵敏度的同时,防止整流侧发生强区外故障时边界元件计算值大于门槛值造成保护误动。方案中边界元件所设立的门槛值能够准确区分线路末端带较大过渡电阻接地故障与逆变侧区外故障,而对于一些整流侧区外故障,边界元件计算值虽然大于门槛值,但由于方向元件的准确判别,保护并未动作,充分证明了方向元件的准确性与必要性。表 3 给出了图 8 单端暂态量保护方案由于方向元件准确判别从而避免保护错误动作的次数,保护可靠性提高了约 7%~15%,并且由于此方向元件原理可靠,计算复杂度小,并不会影响保护整体方案的实时性,因此在直流输电线路单端暂态保护方案中引入方向元件很有必要。

表 3 方向元件防止保护误动次数
Tab.3 Number of improper protection actions prevented by directional element

直流输电工程	反方向故障项数	防止保护误动次数	防止保护误动比例
三沪Ⅱ回 ±500 kV	52	5	9.61%
宁东—山东 ±660 kV	44	7	15.90%
糯扎渡 ±800 kV	75	5	6.67%

注:防止保护误动比例为防止保护误动次数和反方向故障项数的百分比。

5 应用方向元件构成纵联保护

本文所提出的方向元件不仅可以与边界元件配合构成全线速动的单端暂态量保护,同时也可构成超高速的纵联方向保护,保护的整体方案如图 9 所示。

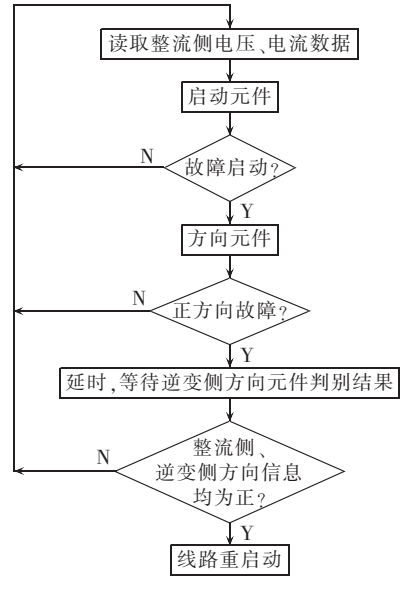


图 9 高压直流输电线路纵联方向保护方案框图
Fig.9 Block diagram of pilot directional protection for HVDC transmission lines

由于故障后的电流关断和系统重启功能均由整流站完成,因此,当整流侧方向元件检测到故障位于整流侧正方向且收到逆变侧方向元件传来的正方向故障信息时,保护判定故障为直流线路区内故障,发

出动作命令。由于故障方向信息仅需分别设定为高电平“1”和低电平“0”，与差动保护需要传送实时电流信息相比，其对传输信道的要求较低。表 4 给出了基于本文所提出方向元件，利用糯扎渡 ±800 kV 录波数据的纵联方向保护方案部分测试结果。测试结果表明该纵联方向保护可以有效检测到区内故障，在区外故障时则可靠不动作。

表 4 故障测试结果

Tab.4 Test results for different faults

故障类型		整流侧 K_D		逆变侧 K_D	
		E_b/E_f	方向判别	E_b/E_f	方向判别
区内故障	线路首端直接接地	3.69	正	18.71	正
	线路中点直接接地	8.83	正	12.07	正
	线路末端直接接地	13.18	正	3.47	正
	线路首端接地(150 Ω)	9.94	正	7.34	正
	线路中点接地(150 Ω)	9.59	正	8.14	正
	线路末端接地(150 Ω)	8.22	正	9.34	正
区外故障	整流侧 交流网侧接地故障	0.005	反	32.29	正
	整流侧 阀高压侧直接接地故障	0.004	反	19.62	正
	整流侧 YY 阀交流侧接地故障	0.009	反	23.50	正
	逆变侧 交流网侧接地故障	112.40	正	0.006	反
	逆变侧 阀高压侧直接接地故障	14.90	正	0.006	反
	逆变侧 YY 阀交流侧接地故障	14.66	正	0.003	反

6　结论

直流输电系统故障具有明晰的方向特征，当线路正方向故障时，前行波能量值小于反行波能量值，而在线路反方向故障时，前行波能量值则远远大于反行波能量值。本文所提出的方向元件基于比较故障前、反行波能量，判别有效、实现简单，适用于不同电压等级、不同线路长度输电工程，它不仅可以与边界元件配合构成单端全线速动的超高速保护，同时可以构成纵联方向保护。

参考文献：

[1] 刘振亚，舒印彪，张文亮，等. 直流输电系统电压等级序列研究[J]. 中国电机工程学报，2008，28(10)：1-8.
LIU Zhenya，SHU Yinbiao，ZHANG Wenliang，et al. Study on voltage class series for HVDC transmission system[J]. Proceedings of the CSEE，2008，28(10)：1-8.

[2] 郑晓冬，郎能灵，杨光亮，等. 特高压直流输电系统的建模与仿真[J]. 电力自动化设备，2012，32(7)：10-14.
ZHENG Xiaodong，TAI Nengling，YANG Guangliang，et al. Modeling and simulation of UHVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment，2012，32(7)：10-14.

[3] 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.

[4] 胡宇洋，黄道春. 葛南直流输电线路故障及保护动作分析[J]. 电力系统自动化，2008，32(8)：102-107.
HU Yuyang，HUANG Daochun. Faults and protection analysis of Gezhouba-Nanqiao DC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems，2008，32(8)：102-107.

[5] 邓本飞. 天广高压直流输电线路保护系统综述[J]. 电力系统保护与控制，2008，36(19)：71-74.
DENG Benfei. HVDC line protection summary of Tian-Guang project[J]. Power System Protection and Control，2008，36(19)：71-74.

[6] 田庆，原敏宏，王志平. 葛南直流线路高阻接地故障保护分析[J]. 电力系统及其自动化学报，2008，20(6)：60-63.
TIAN Qing，YUAN Minhong，WANG Zhiping. Analysis of Ge-Nan HVDC line protection against high-impedance ground fault[J]. Proceedings of the CSU-EPSA，2008，20(6)：60-63.

[7] 宋国兵，高淑萍，蔡新雷，等. 高压直流输电线路继电保护技术综述[J]. 电力系统自动化，2012，36(22)：123-129.
SONG Guobing，GAO Shuping，CAI Xinlei，et al. Survey of relay protection technology for HVDC transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems，2012，36(22)：123-129.

[8] 赵畹君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京：中国电力出版社，2004：502.

[9] 文俊，郭锦艳，刘洪涛，等. 高压直流输电直流滤波系统综合优化设计[J]. 中国电机工程学报，2007，27(22)：14-19.
WEN Jun，GUO Jinyan，LIU Hongtao，et al. Intergated optimizing design of filtering equipments at DC side of HVDC transmission system[J]. Proceedings of the CSEE，2007，27(22)：14-19.

[10] 孙正，李可军，王宇红，等. HVDC 直流有源滤波器容量的影响因素分析及其改进方法[J]. 电力自动化设备，2012，32(11)：111-114.
SUN Zheng，LI Kejun，WANG Yuhong，et al. Analysis of affecting factors on capacity of DC active power filter for HVDC system and improvement[J]. Electric Power Automation Equipment，2012，32(11)：111-114.

[11] 黄金海，冯雷，李曼丽，等. 糯扎渡送电广东特高压直流输电工程直流滤波器 C1 不平衡保护研究[J]. 电力系统保护与控制，2012，40(15)：46-51.
HUANG Jinhai，FENG Lei，LI Manli，et al. Study of DC filter C1 unbalance protection for Nuozhadu-Guangdong ultra HVDC transmission project[J]. Power System Protection and Control，2012，40(15)：46-51.

[12] 张保会，孔飞，张嵩，等. 高压直流输电线路单端暂态量保护装置的技术开发[J]. 中国电机工程学报，2013，33(4)：179-185.
ZHANG Baohui，KONG Fei，ZHANG Song，et al. Technical development of non-unit protection devices based on transient signals for HVDC transmission lines[J]. Proceedings of the CSEE，2013，33(4)：179-185.

[13] ZHANG S，ZHANG B H，YOU M，et al. Realization of the transient-based boundary protection for HVDC transmission lines[C]//International Conference on Power System Technology. Hangzhou，China：CSEE，2010：1-7.

[14] 张保会，张嵩，尤敏，等. 高压直流线路单端暂态量保护研究[J]. 电力系统保护与控制，2010，38(15)：18-23.
ZHANG Baohui，ZHANG Song，YOU Min，et al. Research on transient-based protection for HVDC lines[J]. Power System Protection and Control，2010，38(15)：18-23.

[15] LIU Xiaolei，OSMAN A H，MALIK O P. Hybrid travelling wave/boundary protection for monopolar HVDC line[J]. IEEE Transactions on Power Delivery，2009，24(2)：569-578.

[16] 王钢，李志铿，李海锋. ±800 kV 特高压直流线路暂态保护[J]. 电力系统自动化，2007，31(21)：40-43.
WANG Gang，LI Zhikeng，LI Haifeng. Transient based protection for ±800 kV UHVDC transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems，2007，31(21)：40-43.

[17] 束洪春,刘可真,朱盛强,等. ±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,et al. ±800 kV UHVDC transmission line protection based on single end electrical transient signal[J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(31):108-117.
[18] 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.
[19] 蒲莹,舒畅,蒋维勇,等. 宁东—山东 ±660 kV 直流输电示范工程二次系统实时仿真试验及关键问题对策[J]. 电网技术,2011,35(1):76-83.
PU Ying,SHU Chang,JIANG Weiyong,et al. Real-time simulation test for secondary system of ±660 kV HVDC power transmission demonstration project from Ningdong to Shandong and conutermeasures to key problems[J]. Power System Technology,2011,35(1):76-83.
[20] 陈仕龙,束洪春,甄颖. 云广特高压直流输电负极运行换相失败及控制研究[J]. 电力自动化设备,2013,33(6):128-133.
CHEN Shilong,SHU Hongchun,ZHEN Ying. Commutation failure of Yun-Guang UHVDC transmission system running in negative pole state and its control measures[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(6):128-133.
[21] 周浩,陈锡磊,陈润辉,等. ±800 kV 特高压直流换流站绝缘配合方案分析[J]. 电网技术,2011,35(11):18-24.
ZHOU Hao,CHEN Xilei,CHEN Runhui,et al. Analysis on insulation coordination scheme for ±800 kV DC converter station[J]. Power System Technology,2011,35(11):18-24.
[22] 聂定珍,袁智勇. ±800 kV 向家坝—上海直流工程换流站绝缘配合[J]. 电网技术,2007,31(14):1-5.
NIE Dingzhen,YUAN Zhiyong. Research on insulation coordination for converter stations of ±800 kV UHVDC project from Xiangjiaba to Shanghai[J]. Power System Technology,2007,31(14):1-5.
[23] DOMMEL H M. 电力系统电磁暂态计算理论[M]. 李永庄,林集明,曾昭平,译. 北京:水利水电出版社,1991:90-95.
[24] 葛耀中. 新型继电保护和故障测距的原理与技术[M]. 西安:西安交通大学出版社,2007:182-187.

作者简介:


孔 飞

孔 飞(1989-),男,陕西兴平人,博士研究生,主要研究方向为高压直流输电线路暂态量保护(**E-mail**:kongfei89@163.com);

张保会(1953-),男,河北魏县人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统安全稳定控制系统理论及装置、电力系统新型继电保护以及电力系统通信等(**E-mail**:bhzhang@mail.xjtu.edu.cn)。

Ultra-high-speed directional element of relay protection for HVDC transmission line

KONG Fei[1],ZHANG Baohui[1],WANG Yanting[1],ZHEN Wei[2],ZHANG Ailing[3]

(1. School of Electrical Engineering,Xi'an Jiaotong University,Xi'an 710049,China;
2. Sichuan Electric Power Research Institute,Chengdu 610072,China;
3. Xuji Group Corporation,Xuchang 461000,China)

Abstract: In order to improve the reliability and sensitivity of single-terminal transient-based protection,an ultra-high-speed directional element is proposed for the relay protection of HVDC transmission line,which effectively determines the fault direction according to the difference between the forward traveling wave energy and the backward traveling wave energy when different fault directions exist. A closed-loop test system consisting of RTDS and HVDC control & protection devices is built to test the performance of proposed directional element. Results show that,immune to the fault location and transition resistance and suitable for different voltage levels and different operating modes of HVDC projects,it determines the fault direction accurately and rapidly,which improves the performance of single-terminal transient-based protection effectively. Besides,it can be used to form a pilot directional protection.

Key words: HVDC power transmission; relay protection; directional elements; smoothing reactors; signal attenuation; fault traveling wave; traveling wave energy