

直流线路纵差保护算法的改进及仿真验证

张楠, 陈潜, 王海军, 蔡永梁

(中国南方电网超高压输电公司检修试验中心, 广州 510633)

摘要: 介绍了天广、高肇、兴安直流输电系统所采用的直流线路纵差保护原理, 并对上述工程中直流线路纵差保护逻辑的异同及与其他保护的协调配合关系进行了对比分析; 通过对天广直流 2005 年发生的一例故障案例进行分析, 对目前 3 回直流线路纵差保护存在的不足进行了研究, 并提出了改进方案, 仿真验证表明所提出的改进方案是有效的、可行的。
关键词: 直流输电; 直流线路故障; 纵差保护

Improvement and Simulation Validation of DC Line Longitudinal Differential Protection

ZHANG Nan, CHEN Qian, WANG Haijun, CAI Yongliang

(Test & Maintenance Center, CSG EHV Power Transmission Company, Guangzhou 510633, China)

Abstract: After introduction of the principle of the 87DCLL (DC line longitudinal differential protection) of Tian-Guang, GGI and GGII projects, the slight variations of this protection among these projects are discussed. The inadequacy of the 87DCLL protection is evaluated through the analysis of one DC line faults occurred in Tian-Guang HVDC project in 2005, and an improvement scheme is proposed. The simulation results show that the scheme presented in this paper is effectual and feasible.

Keywords: HVDC; DC line fault; longitudinal differential protection

天广、高肇、兴安直流工程均为高电压、长距离的直流输电系统, 直流架空线路东西跨度大, 所经地区的地理、气候条件复杂, 雷电、污闪、台风、覆冰等因素导致了直流线路发生各种故障的概率非常大。

这些直流工程自投运以来曾多次发生直流线路故障。其中, 天广直流曾出现过直流线路纵差保护 87DCLL 在直流线路高阻接地故障中未能及时动作, 以致出现由极控系统中大触发角监视保护动作闭锁直流的情况。

本文对天广、高肇、兴安直流所采用的线路纵差保护的原理进行简单介绍, 在此基础上对上述三回直流工程中直流线路纵差保护逻辑的异同以及与其他保护的配合关系进行比较和分析, 并结合典型故障案例对其存在的问题及不足进行深入的剖析, 提出改进和优化方案, 然后在南网研究中心仿真实验室进行了仿真验证。结果显示, 本文对天广、高肇、兴安直流提出的改进方案是有效、可行的, 不仅能使直流线路纵差保护能正确动作, 实现重启, 而且在发生区外交流故障和直流功率快速调整时不

误动。

1 天广、高肇、兴安直流线路纵差保护简介

天广、高肇、兴安直流线路纵差保护 87DCLL 定值见表 1。

表 1 天广、高肇、兴安直流线路纵差保护 87DCLL 定值
Tab. 1 Setting Values of DC Line Longitudinal Differential Protection in Three HVDC Projects

直流工程	天广	高肇	兴安
Δ / A	90	150	150
t_1 / ms	500	500	500

1.1 线路纵差保护原理

直流线路差动保护作为行波保护和直流线路电压突变量保护的后备保护, 主要用于检测直流线路高阻抗接地故障。保护检测本站直流线路电流 I_{dL} 和对站的直流线路电流 $I_{dL_{os}}$, 当两个电流差值的绝对值 $|I_{dL} - I_{dL_{os}}| > \Delta$ 时, 在一定时间 ($t = t_1$) 内连续超过设定定值, 保护动作起动极控内的直流线路故障重启顺序。天广、高肇、兴安直流线路纵差保护

定值如表 1 所示^[1-3]。

1.2 天广、高肇、兴安直流线路纵差保护逻辑异同

在天广直流工程中, 最初设计直流线路纵差保护时是基于载波通信方式, 考虑到两站通信延时, 在计算两站直流线路电流差值之前进行了时间同步补偿, 将本站直流线路电流延时 75 ms 输出。虽然高肇、兴安直流工程站间通信采用了光纤通信, 但在计算两站直流线路电流差时仍沿用了这一逻辑。

高肇、兴安工程直流线路纵差保护所采用的原理跟天广工程相同, 但增加了对站线路电流 I_{dL} 真实性校验逻辑: 当整流侧直流线路电流值大于等于逆变侧直流线路电流值时, 该保护功能才投入; 当对站直流线路电流值大于 4.5 p.u. 时, 该保护功能被闭锁。真实性校验逻辑框图 (局部) 如图 1 所示。

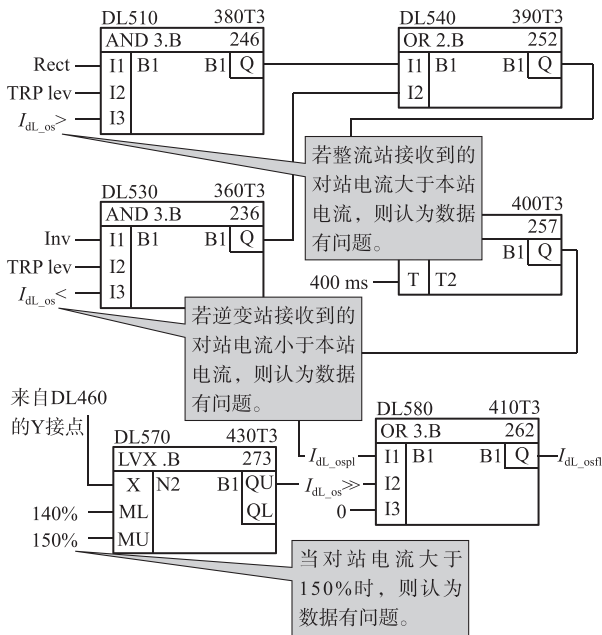


图 1 真实性校验逻辑框图 (局部)

Fig. 1 Partial Diagram of the Checkout Logic in 87DCLL Protection

西门子在设计天广、高肇、兴安工程直流线路差动保护时, 使用附加判据对该保护进行闭锁。闭锁逻辑的软件框图如图 2 所示。

按闭锁逻辑, 当一侧 I_{dL} 当前采样值和 65 ms 前的采样值之差的绝对值大于某一定值 (天广直流为 210 A, 高肇、兴安直流为 315 A), 将差动保护闭锁 600 ms (以下简称“600 ms 闭锁逻辑”), 如果闭锁期间又出现本站线路电流突变量越限, 就从新的越限时起重新计算闭锁时间 (600 ms)^[4]。

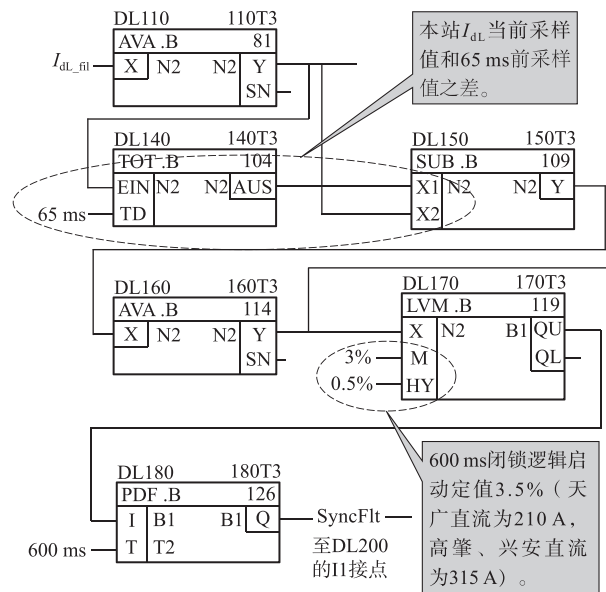


图 2 600 ms 闭锁逻辑框图

Fig. 2 Diagram of the Block Logic in 87DCLL Protection

1.3 保护的配合关系

与直流线路纵差动保护协调配合的是直流低电压保护 (27DC) 和大触发角度监视保护。在天广直流中 27DC 的定值为 0.1 p.u., 出口时间整流侧为 300 ms, 逆变侧为 1 s; 在高肇和兴安直流中 27DC 的定值为 0.2 p.u., 出口时间整流侧为 1 s, 逆变侧为 6 s。在大触发角监视保护方面, 天广、高肇、兴安所采用的定值均为: $60^\circ < \alpha < 120^\circ$ 且 $I_d > 0.08$ p.u.; 出口时间方面天广直流为 1 s, 高肇、兴安直流为 10 s。

2 典型故障分析

2.1 典型故障

2005 年 03 月 21 日, 天广直流广州换流站直流线路纵差动保护 87DCLL 动作。天生桥换流站极控大角度监视保护动作, 导致极 II 闭锁。

经分析, 此次闭锁是由于极 II 直流线路发生高阻抗接地故障引起的。故障发生后, 极 II 系统整流侧直流电流 I_{dH} 和 I_{dL} 迅速升高, 直流电压迅速降低, 电流调节器迅速增大触发角以降低直流电流, 由于直流系统运行于小负荷, 所以直流线路故障以后, 电流调节器为维持故障前的小负荷电流, 触发角被拉得比较大, α 从正常值上冲到 80° 左右并持续在 60° 左右波动。故障后的触发角持续在 70° 左右波动超过 1 s, 满足大角度动作条件, 整流侧大角度监视

动作启动闭锁。

直流线路差动保护的判据为： $|I_{dl} - I_{dl_os}| > 90 \text{ A}$ ，出口时间 $t = 500 \text{ ms}$ 。在传输同步故障、通信故障或测量故障、行波保护动作、突变量保护动作、单极双导线并联运行时另一极行波保护动作等 5 种情况下会将闭锁直流线路差动保护^[5]。由于在本次故障过程中未出现通信故障或测量故障、行波保护动作、突变量保护动作、单极双导线并联运行时另一极行波保护动作等信号，故初步分析认为直流线路差动保护没有及时动作的原因是由于“600 ms 闭锁逻辑”侧存在。

从整流站的故障录波图形可以看出（见图 3），故障后 0~1.1 s 天生桥站线路电流一直呈现为锯齿波形，因此在整个过程中总是有 65 ms 间隔内的始末电流差值大于 210 A。直流线路差动保护一直被 600 ms 闭锁逻辑连续闭锁而不动作。而广州站的 I_{dl} 变化相对比较平缓，没有被连续闭锁，在故障后 1.2 s 左右出口。

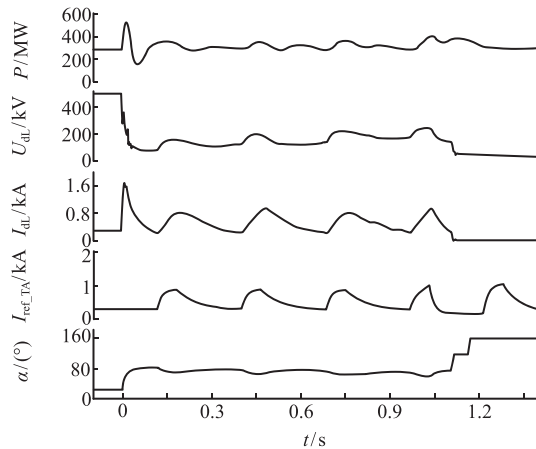


图3 2005年3月21日天广直流线路故障马窝站故障录波
Fig. 3 Transient Fault Recorder of Tian-Guang HVDC DC Line Fault at Rectifier Side on March 21, 2005

2.2 仿真分析

为了验证 87DCLL 保护“600 ms 闭锁逻辑”在直流高阻接地故障中动作行为，在南方电网技术研究中心仿真实验室利用高肇直流模型进行了“600 ms 闭锁逻辑”动作行为试验。

通过仿真试验发现，当直流线路发生常规的高阻接地故障时，“600 ms 闭锁逻辑”动作，将差动保护动作闭锁一定时间间隔，一般在 1.1~2.0 s 后保护出口，这与极控的电流调整使闭锁逻辑返回过

程有关。

3 纵差保护逻辑的改进

通过上述分析我们可以发现天广、高肇、兴安直流线路纵差保护存在以下不足：

1) “600 ms 闭锁逻辑”存在原理性不足，因为直流线路故障时，本侧的线路电流产生突变，“600 ms 闭锁逻辑”动作，从而导致 87DCLL 保护至少在本身 500 ms 延时基础上再延长 600 ms，这与故障下保护开放的通则相悖，而且故障过程中“600 ms 闭锁逻辑”状态在极控的作用下的不确定性还使保护的配合关系复杂化；

2) 天广直流工程的线路纵差保护、直流低电压保护、极控大角度监视等功能配合不合理，出口时间优化的可行性需进一步深入研究；

3) 虽然三条直流站间通信已采用光纤接入方式，而目前线路纵差保护算法中，仍然沿用载波通信时间作为计算两站直流线路电流差值的同步补偿时间。

针对目前天广、高肇、兴安直流线路纵差保护存在的不足，建议进行以下改进：

1) 删除天广、高肇、兴安直流线路纵差保护中“600 ms 闭锁逻辑”（只需将图 2 中 DL180 的 Q 接点与 DL200（图中未画出）的 I1 接点之间的连接线断开即可）。

2) 删除直流线路纵差保护中“600 ms 闭锁逻辑”后，需对线路纵差保护和直流低电压等保护的出口时间配合优化的可行性进行深入研究。

3) 天广直流运行初期，站间通信采用载波通信方式接入，站间极控数据（2 400 波特）采用 2 路载波通道（1+1）和 1 路微波通道传输，接收端可根据通道情况选择载波或微波通道；站间数据传输采用 HDLC 协议（数据包大小 80 b），传输速率为 2 400 bps，站间极控数据的通道延时在 65 ms 左右（ $80 \text{ b} / (2\,400 \text{ b}\cdot\text{s}^{-1}) + \text{线路传输延时 } 20 \text{ ms} + \text{载波中继站再生延迟 } 12 \text{ ms}$ ）。

目前已采用光纤通信，站间极控数据通道（19 200 波特）采用 2 路光纤通道（1+1），站间数据传输采用 HDLC 协议（数据包 80 b），传输速率为 19 200 bps，站间极控数据的通道延时在 17.17 ms 左右（ $80 \text{ b} / (19\,200 \text{ b}\cdot\text{s}^{-1}) = 4.17 \text{ ms}$ ，光纤线路传输延时时间小于 13 ms）。由此可见，在进行

通道改造后,站间极控数据的传输延时由 65 ms 左右减少为 17.17 ms 左右。

因此在考虑同步时间补偿时,应将本站直流线路电流输出延时从原来的 75 ms 改为 20 ms;保证在现有通信接入方式下,线路纵差保护算法中计算两站电流差流的实时准确性。

4) 天广直流线路纵差保护增加对站线路电流 I_{dl} 真实性校验逻辑:即“当整流侧直流线路电流值大于等于逆变侧直流线路电流值时,该保护功能才投入;当对站直流线路电流值大于 4.5 p.u.时,该保护功能被闭锁”。

4 仿真验证

为了验证删除“600 ms 闭锁逻辑”的可行性,超高压公司检修试验中心技术人员利用南方电网技术研究中心 RTDS 与高肇直流实际的控制保护装置组成的闭环系统进行了仿真验证。试验中系统极 I 直流线路故障重启动次数为 1、全压启动、去游离时间设定为 250 ms;极 II 直流线路故障重启动次数为 0。

主要验证删除“600 ms 闭锁逻辑”后,直流系统在区外交流故障和直流功率快速调整时 87DCLL 是否会误动。试验前提是屏蔽“600 ms 闭锁逻辑”,87DCLL 保护出口时间为 500 ms,其余参数不变。仿真结果如表 2 所示。

表 2 删除“600 ms 闭锁逻辑”后,87DCLL 动作情况
Tab. 2 Reaction of the 87DCLL Protection Under Different Kinds of Condition

系统运行状态	故障类型	试验结果
双极解锁过程	功率从 0 至 300 MW、从 0 至 3 000 MW,速率 999 MW/min	87DCLL 保护未动作
双极运行,直流功率 300 MW	逆变侧交流 L1 相接地故障,故障时间 600 ms	87DCLL 保护未动作
双极运行,直流功率 300 MW	逆变侧交流三相接地故障,故障时间 600 ms	无保护动作
双极运行,直流功率 300 MW	极 II 中点金属性接地	极 II 行波保护动作,极 I 无保护动作

从以上实验结果可以看出,删除“600 ms 闭锁逻辑”,系统在功率升降、阀解锁、交流系统故障中,直流线路纵差保护并没有误动。同时,有一点需要关注的是:试验系统的站间通信实现方式与现场实际系统有很大区别,目前无法得知 SIEMENS 在直

流线路纵差保护中设置“600 ms 闭锁逻辑”的真正目的,因此尚需对此作进一步的深入研究。

5 结语

本文对天广、高肇、兴安 3 回直流工程中直流线路纵差保护逻辑的异同以及与其他保护的配合关系进行了分析,结合典型故障案例对其存在的问题及不足进行深入的剖析,并提出了改进方案。

这些直流工程投运以来,直流线路差动保护在直流线路的多次高阻接地故障中,未能及时动作,故障持续以至由反应直流线路接地故障的其他后备保护动作闭锁直流。87DCLL 保护现有的“600 ms 闭锁逻辑”,在常规的高阻接地故障下动作不良,使得 87DCLL 作为后备保护及实现直流线路故障重启的功能受到影响,存在一定的安全隐患。

仿真验证结果表明,本文对天广、高肇、兴安直流提出的改进方案是有效、可行的,不仅能使直流线路纵差保护能正确动作,实现重启,而且在发生区外交流故障和直流功率快速调整时不误动。

参考文献:

- [1] SIEMENS. DC Protection Software Design Report (TSQ) [R]. Germany: SIEMENS, 1998.
- [2] SIEMENS. DC Protection Software Design Report (GG1) [R]. Germany: SIEMENS, 2005.
- [3] SIEMENS. DC Protection Parameters and Settings of Guizhou-Guangdong II Line ± 500 kV DC Transmission Project [Z]. Xuchang: XJ-SIEMENS, 2007.
- [4] 周红阳,余江,黄佳胤,等.直流线路纵联差动保护的相关问题[J].南方电网技术,2008(6):17-21.
ZHOU Hongyang, YU Jiang, HUANG Jiayin, et al. Improvement of the DC Line Transversal Differential Protection in China Southern Power Grid [J]. Southern Power System Technology, 2008(6):17-21.
- [5] 周翔胜,林睿.高压直流输电线路保护动作分析及校验方法[J].高电压技术,2006(9):33-37.
- [6] 李云,张正江.天广直流控制保护通信通道的改造[J].南方电网技术,2008(4):93-97.
LI Yun, ZHANG Zhengjiang. Modification of Polar Control and Protection Communication Channels in Tian-Guang HVDC System [J]. Southern Power System Technology, 2008(4):93-97.

收稿日期:2009-08-24

作者简介:

张楠(1978),男,辽宁新民人,主要从事高压直流输电控制保护系统的检修维护工作(Tel)13570093903(e-mail)zhangnan@ehv.csg.cn;

陈潜(1979),男,广东廉江人,工学硕士,主要从事高压直流输电控制保护系统的检修维护工作;

王海军(1977),男,河北承德人,工学学士,主要从事高压直流输电控制保护系统的检修维护工作。