

《四川电力技术》 编辑委员会

主任委员 胡海舰
副主任委员 刘俊勇
委员 (按姓氏笔画笔形为序)
马芳平 王卓 王渝红
司马文霞 年珩 朱康
何正友 余熙 吴广宁
张安安 李旻 李富祥
李镇义 杨迎春 汪康康
肖欣 肖先勇 苏少春
邹见效 陈峰 胡朝华
唐万斌 梅生伟 黄琦
董秀成 蒋兴良 韩晓言
廖学静
秘书 李世平
程文婷

目次

· 特高压直流输电控制保护技术 ·

- 特约主编寄语..... (1)
考虑信号展宽的西门子行波保护适应性分析..... 戴文睿,李小鹏,林圣(2)
基于贝杰龙模型多点联合判断的特高压直流输电线路纵联保护
..... 单节杉,王璇,田鑫萃(6)
基于电流斜率的多端柔性直流输电线路保护方法..... 刘景睿,邹贵彬(11)
基于站域信息的整流站 100 Hz 保护优化方案 ... 许婷苇,赵丽平,林圣,叶烨(17)
三端混合直流输电实验平台控制参考值变化斜率优化研究
..... 秦嘉蔚,王顺亮,吴佳奇,刘天琪(21)

· 电网技术 ·

- 基于注入工频信号的相控式消弧线圈系统的研究 黎军华,胡天祥,胡华萍(27)
集成行波测距功能的高压输电线路保护装置的技术探讨
..... 邹磊,薛明军,龙琳,韩志勇,王胜,陈福锋,张祥,胡俊彦(31)
基于图计算的电力系统故障建模方法 李鑫,曾琢琳,石鹏,王永灿(36)

· 高电压技术 ·

- 考虑直流偏磁的变压器状态分析及量化评价..... 李晖,钟卓江(41)
基于场强角度的输电线路雷击概率定量评估 丁代筠,汪旭,罗先俊(48)
GIS 支撑绝缘子内部放电缺陷综合诊断方法现场应用
..... 代晖,熊攀,周电波,杨帆,薛志航,何宇航,姚晓(54)
一起主变压器高压绕组损坏事故检测与分析
..... 罗杨,杨红权,刘彦琴,刘鑫,李波,周波,高峻,姜飞宇(59)

· 电力设计优化 ·

- 新型电力系统背景下可再生能源参与电力市场交易策略研究
..... 樊东,毛锐,文旭,罗保松,夏春(64)
计及经济性的复合杆塔设计方法 李佳慧(71)
基于欧美标准的杆塔导线荷载组合程序开发
..... 廖邢军,马海云,刘洪昌,鄢秀庆,李彦民(78)

· 电力检修技术——变压器套管 ·

- 一起 110 kV 变压器高压侧套管介质损耗异常分析
..... 苏绍泽,方欣,徐耀伦,彭华杰(84)
一起由于套管密封失效导致的 220 kV 变压器故障分析 施逸,周国梁(87)
一起 110 kV 主变压器套管受潮导致的故障分析 李林,廖文龙,邓勇(91)

四川电力技术

双月刊 1978 年创刊

中国标准连续出版物号:

ISSN 1003 - 6954

CN 51 - 1315/TM

2021 年第 44 卷第 5 期(总 275 期)

主管单位:四川省电力公司

主办单位:四川省电机工程学会

四川电力科学研究院

发行范围:公开

主 编:李富祥

副 主 编:程文婷

编辑出版:《四川电力技术》编辑部

发 行:四川电力科学研究院

地 址:成都市锦晖西二街 16 号

邮政编码:610041

电话:(028)69995169,69995168,69995165

邮箱:cdsclj@163.com

印 刷:四川科锐得实业集团有限公司
文化传播分公司

封面设计:四川科锐得实业集团有限公司
文化传播分公司

国内定价:每册 6.00 元

[期刊基本参数]CN 51 - 1315/TM * 1978 *

b * A4 * 94 * zh * P * ¥6.00 * 3000 * 18 *

2021 - 10

CONTENTS

· UHVDC Transmission Control and Protection Technology ·

Adaptability Analysis of Siemens Traveling Wave Protection Considering Signal Broadening	Dai Wenrui, Li Xiaopeng, Lin Sheng(2)
Pilot Protection of UHVDC Transmission Line Based on Multi-point Joint Judgement of Bergeron Model	Shan Jieshan, Wang Xuan, Tian Xincui(6)
A Protection Method for Multi-terminal Flexible DC Transmission Line Based on Current Slope	Liu Jingrui, Zou Guibin(11)
100 Hz Protection Optimization Scheme of Rectifier Station Based on Station Domain Information	Xu Tingwei, Zhao Liping, Lin Sheng, Ye Ye(17)
Research on Optimization of Reference Slope for A Three-terminal Hybrid LCC-MMC HVDC Experimental Platform	Qin Jiawei, Wang Shunliang, Wu Jiaqi, Liu Tianqi(21)

· Power System Technology ·

Research on Phase-controlled Arc Suppression Coil System Based on Injected Power Frequency Signal	Li Junhua, Hu Tianxiang, Hu Huaping(27)
Technical Discussion on High-voltage Transmission Line Protection Device Integrated with Travelling Wave Fault Location Function	Zou Lei, Xue Mingjun, Long Lin, Han Zhiyong, Wang Sheng, Chen Fufeng, Zang Xiang, Hu Junyan(31)
Power System Fault Modeling Method Based on Graph Calculation	Li Xin, Zeng Zhuolin, Shi Peng, Wang Yongcan(36)

· High Voltage Technology ·

State Analysis and Quantitative Evaluation of Transformers Considering DC Bias	Li Hui, Zhong Zhuojiang(41)
Quantitative Evaluation of Probability of Lightning Stroke for Transmission Line Based on Electric Field Intensity	Ding Daiyun, Wang Xu, Luo Xianjun(48)
Application of Comprehensive Diagnosis Method for Internal Discharge Defects of GIS Supporting Insulator	Dai Hui, Xiong Pan, Zhou Dianbo, Yang Fan, Xue Zhihang, He Yuhang, Yao Xiao(54)
Detection and Analysis on HV Winding Damage of A Main Transformer	Luo Yang, Yang Hongquan, Liu Yanqin, Liu Xin, Li Bo, Zhou Bo, Gao Jun, Jiang Feiyu(59)

· Electric Power Design Optimization ·

Trading Strategy Research of Renewable Energy Participating in Electricity Market under New Power System	Fan Dong, Mao Rui, Wen Xu, Luo Baosong, Xia Chun(64)
Composite Tower Design Method Considering Economy	Li Jiahui(71)
Line Load Combination Calculation Software for Transmission Tower Based on European-American Standards	Liao Xingjun, Ma Haiyun, Liu Hongchang, Yan Xiuqin, Li Yanmin(78)

· Maintenance Technology——Transformer Bushing ·

Analysis on Abnormal Dielectric Loss of Bushing in High Voltage Side of 110 kV Transformer	Su Shaoze, Fang Xin, Xu Yaolun, Peng Huajie(84)
Analysis on 220 kV Transformer Fault Caused by Sealing Failure of Bushing	Shi Yi, Zhou Guoliang(87)
Failure Analysis on Bushing Affected by Damp for 110 kV Main Transformer	Li Lin, Liao Wenlong, Deng Yong(91)

SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

2021 Vol. 44 No. 5

(Ser. No. 275)

Bimonthly, Started in 1978

Address: No. 16, 2ND Jinhui West Street, Chengdu, Sichuan,
China

Postcode: 610041

Sponsor:

Sichuan Society of Electrical Engineering

Sichuan Electric Power Research Institute

Editor in chief: Li Fuxiang

Editor & Publisher:

Editorial Department of SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

· 特约主编专题 ·

林圣,男,1983 年生,西南交通大学电气工程学院教授、博士生导师,IET Fellow,IEEE Senior Member,IEEE PES(中国)保护控制技术委员会副秘书长,入选四川省“天府万人计划”。长期从事交直流混联电网保护与控制、牵引供电系统健康诊断与主动运维、城市轨道交通杂散电流分析与抑制方面的研究。近年来,主持国家自然科学基金 4 项、四川省科技项目 2 项;在国内外学术期刊发表论文 100 余篇,授权发明专利 50 余项;获中国电力科学技术进步一等奖 1 项,中国铁道学会科学技术一等奖 2 项,教育部科技进步二等奖 1 项,广东省科学技术二等奖 1 项,中国铁道学会科学技术二、三等奖各 1 项。

李小鹏,男,1987 年生,博士,高级工程师,国网四川省电力公司电力科学研究院系统技术中心专责,获评“四川工匠”、国家电网有限公司青年岗位能手、国网四川省电力公司优秀技术人才等称号。长期从事交直流混联电网控制保护技术研究,作为技术骨干参与多条特高压直流工程系统调试工作。主持省部级科技项目 3 项,参与制定国家、行业标准 5 项,获得中国电力科技进步一等奖等省部级奖励 5 项,授权发明专利 16 项,发表学术论文 30 余篇。

特高压直流输电控制保护技术

中国地域辽阔,一次能源与用电负荷逆向分布,特高压直流输电为实现电网互联、跨区电力资源优化配置发挥了重要作用。控制保护技术是特高压直流输电系统安全稳定运行的重要保障,但随着交直流耦合的日趋紧密、电网一体化特征的日益凸显,故障对电网运行的影响由局部逐渐转为全局,特高压直流输电保护与控制领域在故障分析、保护原理、控制策略等方面仍面临诸多挑战。

为展示特高压直流输电控制保护技术方面的最新研究成果,《四川电力技术》邀请我们共同组织了“特高压直流输电控制保护技术”专题,收到了来自学术界和工业界的踊跃来稿,经同行评议、专家评审,最终选出 5 篇论文组成专题。在直流输电线路保护方面,西南交通大学戴文睿等基于西门子行波保护逻辑,探讨了在考虑信号展宽下的西门子行波保护适应性;昆明理工大学单节杉等提出了基于贝杰龙模型多点联合判断的特高压直流输电线路纵联保护,通过多点联合的判据减小了分布电容电流对保护的影响;山东大学刘景睿等给出了基于电流斜率的多端柔性直流输电线路保护方法,利用线路两端故障电流的斜率实现故障线路的有效识别。在换流站设备保护方面,西南交通大学许婷葶等分析了 100 Hz 保护误动的原因,提出了换流母线基频负序电压与直流线路二次谐波电压的相关系数,从而构建了整流站故障区域识别方法。在混合直流输电控制方面,四川大学秦嘉蔚等研究了混合直流输电实验平台爬坡实验中控制器斜率参数的设置方法,在保证系统的响应速度的同时避免了其跳闸风险。

本专题旨在集成特高压直流输电控制保护技术的最新进展,为广大科技工作者提供参考。由于论文数量限制和发表时间安排,部分高水平投稿论文未能完全涵盖于本专题中,希望能够得到所有为本专题撰稿的作者和广大读者的理解。

在此衷心感谢众多专家学者的大力支持,感谢《四川电力技术》编辑部为本专题的选题、策划、组织和出版所做的大量耐心而细致的工作。同时,还要感谢本专题的各位评审专家,正是他们求实的科学态度和无私的奉献精神保证了本专题的如约出版。



考虑信号展宽的西门子行波保护适应性分析

戴文睿^{1,3}, 李小鹏², 林 圣³

(1. 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;

2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041;

3. 西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

摘 要:行波保护是高压直流输电线路保护体系中的重要部分。为分析现有工程中西门子行波保护可靠性不足的原因, 基于实际工程所采用的行波保护逻辑, 搭建了考虑信号展宽的西门子行波保护模型。在此基础上分析了在不同类型的区内外接地故障下西门子行波保护的适应性, 并对适应性不足的原因进行了分析。分析结果表明, 信号展宽一定程度上提高了西门子行波保护的可靠性, 但保护判据中的电压变化量判据较大地影响了其对于区内高阻故障和区外低阻故障的选择性。

关键词:高压直流; 输电线路; 西门子行波保护; 适应性分析

中图分类号: TM 77 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)05-0002-04

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20210501

Adaptability Analysis of Siemens Traveling Wave Protection Considering Signal Broadening

Dai Wenrui^{1,3}, Li Xiaopeng², Lin Sheng³

(1. Institute of Standard Metrology, China Academy of Railway Sciences Corporation Limited, Beijing

100081, China; 2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041,

Sichuan, China; 3. School of Electric Engineering, Southwest Jiaotong University,

Chengdu 610031, Sichuan, China)

Abstract: Traveling wave protection is an important part of HVDC transmission line protection system. In order to analyze the reasons for the lack of reliability of Siemens traveling wave protection in existing projects, based on traveling wave protection logic used in practical projects, a Siemens traveling wave protection model considering signal broadening is established. On this basis, the adaptability of Siemens traveling wave protection under different types of internal and external grounding faults is analyzed, and the reasons for the lack of adaptability are analyzed. The simulation results show that the signal broadening improves the reliability of Siemens traveling wave protection to a certain extent, but the voltage variation criterion in the protection criterion greatly affects its selectivity for high resistance faults in the area and low resistance faults outside the area.

Key words: HVDC; transmission line; Siemens traveling wave protection; adaptability analysis

0 引 言

高压直流输电因其在远距离、大容量跨区输电中的优势而在中国迅猛发展^[1-2]。然而, 在现有高压直流输电系统故障中输电线路故障占比较高; 且据统计, 目前输电线路保护的正確动作率仅有 50%, 其余故障由直流控制系统响应动作。这会

引起不必要的系统停运, 造成巨大的设备损耗和经济损失^[3]。

现有高压直流线路保护体系由行波保护、微分欠压保护和纵差动保护等组成。行波保护是线路保护的主保护, 其主要任务是快速切除严重的区内故障, 如金属性接地故障^[4-5]。微分欠压保护和纵差动保护作为行波保护的后备保护, 主要任务是切除主保护未能切除的高阻故障。行波保护作为高压直

流输电线路故障的第一道防线,其重要性不言而喻。因此,对现有工程中采用的输电线路保护方案的适应性进行分析,进而为改进现有保护方案提供依据,显得尤为迫切。

为分析和提高行波保护的适应性,国内外专家学者进行了大量研究^[6-9]。文献[6]对西门子公司和 ABB 公司的行波保护性能进行了分析和对比,研究了两种保护方案在不同的过渡电阻、故障距离等情况下的保护效果。文献[7-8]从现阶段行波保护缺乏成熟整定原则而存在误整定等问题出发,提出了高压直流输电线路行波保护的整定原则。文献[9]分析了不同采样频率对直流线路行波保护判据的影响,并给出了行波保护采样频率选取的建议。以上研究对行波保护适应性进行了分析,并从不同角度提高了其适应性,但未充分考虑实际保护方案中的信号展宽环节对保护适应性的影响。

基于实际工程所采用的行波保护逻辑,搭建了考虑信号展宽的西门子行波保护模型。在此基础上分析不同类型的区内外接地故障下西门子行波保护的适应性,并对适应性不足的原因进行了分析。分析结果表明,信号展宽一定程度上提高了西门子行波保护的可靠性,但保护判据中的电压变化量判据较大地影响了其对于区内高阻故障和区外低阻故障的选择性。

1 西门子行波保护配置方案

1.1 直流输电系统整流侧结构

现有高压直流输电系统整流侧结构如图 1 所示。

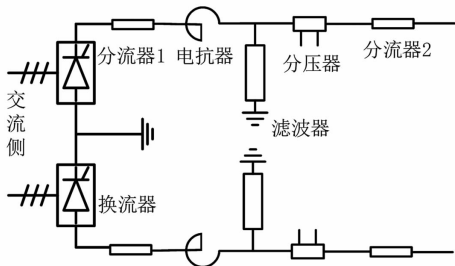


图 1 直流输电系统整流侧结构

由图 1 可知,在输电线路的边界两侧分别安装有分流器 1 和分流器 2,滤波器的线路侧安装有分压器。

1.2 考虑展宽的西门子公司行波保护配置方案

现有高压直流输电工程中,线路行波保护主要采用西门子公司和 ABB 公司的保护方案^[10]。西门子公司和 ABB 公司的行波保护原理较有代表性,国内厂家的行波保护原理大多与之类似。下面主要以西门子公司保护方案作为研究对象。

西门子公司行波保护方案利用分压器 1 测得的电压变化量 Δu_d 和电压变化率 du_d/dt 以及分流器 2 测得的直流电流变化量 Δi_d 作为主要判据,对线路故障后产生的剧烈电压和电流的波动进行快速检测。其具体的动作判据如式(1)所示。

$$\begin{cases} \Delta u_d > (\Delta u_d)_{set} \\ du_d/dt > (du_d/dt)_{set} \\ \Delta i_d > (\Delta i_d)_{set} \end{cases} \quad (1)$$

式中,下标 set 表示该判据下对应电气量的阈值。

在保护装置的实际配置中,保护的動作并不需要以上 3 个判据同时满足,而是通过信号展宽、延时等环节来提高保护动作的可靠性。西门子公司行波保护的實際保护逻辑如图 2 所示。图 2 中:MAX 为取数据窗内数据的最大值;NCM 为比较器,将输入值与判据阈值进行比较,若输入值大于判据阈值则输出 1,反之输出 0;AND 为与逻辑,两个输入均为 1 则输出 1,否则输出 0;PDF 为保持器,当输入从 1 变为 0 时,输出仍然为 1 并保持设置时间后变为 0;MOF 为单稳触发器,当输入值出现一个上升沿时,输出宽度为设置时间的高电平信号。某实际工程中,电压变化量判据阈值为 0.3 pu,电压变化率判据阈值为 0.14 pu/ms,电流变化量判据阈值为 0.5 pu,pu 为额定运行数值。

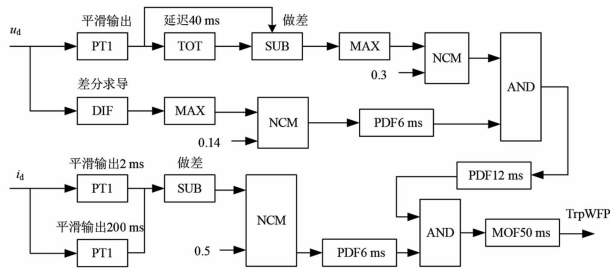


图 2 西门子行波保护逻辑

由图 2 可知,在实际保护装置中,将分压器 1 采集到的直流电压 u_d 与两个工频信号周期前的直流电压做差,得到直流电压变化量 Δu_d 。将分压器 1 采集到的直流电压与 0.15 ms 前的直流电压进行差分求导,得到直流电压变化率 du_d/dt 。当直流电压

变化率满足保护判据,该判据出口信号会被展宽 6 ms。在展宽期间,电压变化率判据也满足,则行波保护中的电压信号出口,并展宽 12 ms。在电压信号展宽期间,电流判据满足,则行波保护信号出口,判断直流线路发生接地故障,进行直流线路故障恢复顺序。

2 西门子行波保护适应性仿真分析

为分析现有工程中高压直流输电线路行波保护的适应性,根据某一实际工程搭建 ± 800 kV 直流输电系统 PSCAD 仿真模型,额定电流为 5 kA,线路全长 1500 km。

在软件中实现考虑信号展宽的西门子行波保护,对以下典型故障情况下的保护动作情况进行仿真分析。

1) 设定 0.6 s 时,正极线路上距整流侧 500 km 处发生过渡电阻为 $125\ \Omega$ 的接地故障。故障发生 45 ms 内,行波保护所用电气量及保护动作情况的仿真结果如图 3 所示(图中点划线为展宽后信号,后同)。

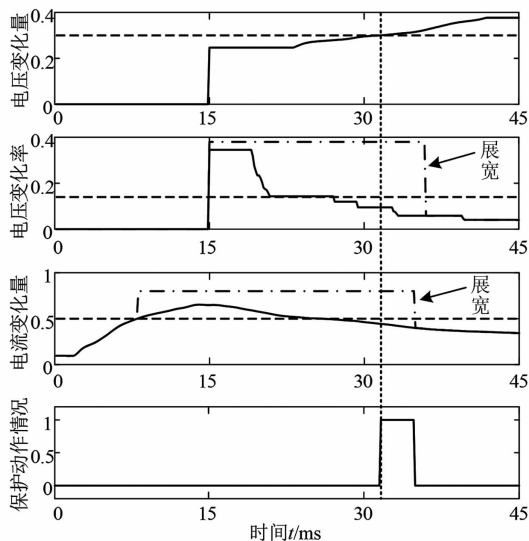


图3 线路区内故障仿真(过渡电阻 $125\ \Omega$)

由图 3 可知,在发生过渡电阻为 $125\ \Omega$ 的区内接地故障后 45 ms 内,若不考虑各个判据满足后信号的展宽,在故障后 15 ms 时,电压变化率判据与电流变化量判据满足,但电压变化量判据不满足,保护在此时拒动。而当电压变化量判据在 31.65 ms 满足时,电压变化量判据与电流变化量判据在此时又无法满足,导致行波保护判据无法同时满足,保护拒

动。在考虑各个判据满足后的信号展宽后,在故障后 15 ms 时,电压变化率判据和电流变化量判据均满足,两个环节的输出均变为 1。且在这两个判据不满足后,两个环节的输出仍分别保持 6 ms 的高电平输出。在电压变化率判据和电流变化量判据保持输出 1 的 6 ms 内,电压变化量判据得到满足,行波保护判据得到满足,保护准确动作。信号展宽实际上提高了保护动作的可靠性。

2) 设定 0.6 s 时,正极线路上距整流侧 500 km 处发生过渡电阻为 $175\ \Omega$ 的接地故障。故障发生 45 ms 内,行波保护所用电气量及保护动作情况的仿真结果如图 4 所示。

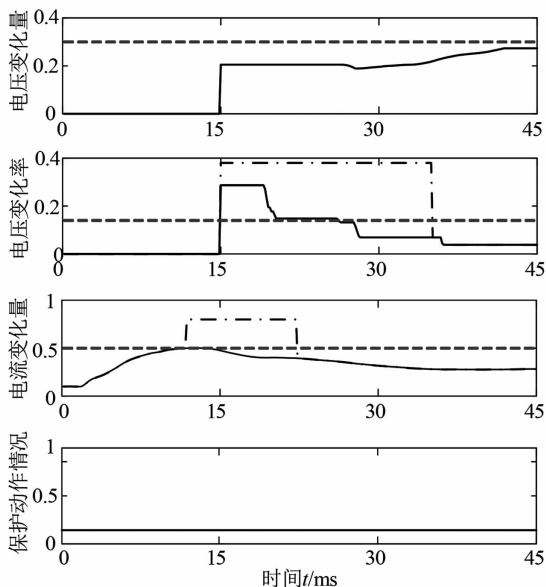


图4 线路区内故障仿真(过渡电阻 $175\ \Omega$)

由图 4 可知,在发生过渡电阻为 $175\ \Omega$ 的区内接地故障后 45 ms 内,电压变化率判据和电流变化量判据均得到满足,而电压变化量判据不满足,导致行波保护无法启动,保护拒动。在 45 ms 后,即使行波保护动作,也失去了其作为主保护应有的速动性。实际上,在 45 ms 后,由于故障初期得到满足的电压变化率判据和电流变化量判据均不满足,使得行波保护依然拒动。

3) 设定 0.6 s 时,整流侧区外直流母线上发生金属性接地故障。故障发生 45 ms 内,行波保护所用电气量及保护动作情况的仿真结果如图 5 所示。

由图 5 可知,在整流侧区外故障发生后的 45 ms 内,仅电压变化率判据满足,不满足行波保护动作条件,保护不动作。在故障发生的 45 ms 后,由于控制系统对输电系统的作用,电气量将不会达到保护动作条件。

4) 设定 0.6 s 时, 逆变区外直流母线上发生金属性接地故障。故障发生 45 ms 内, 行波保护所用电气量及保护动作情况的仿真结果如图 6 所示。

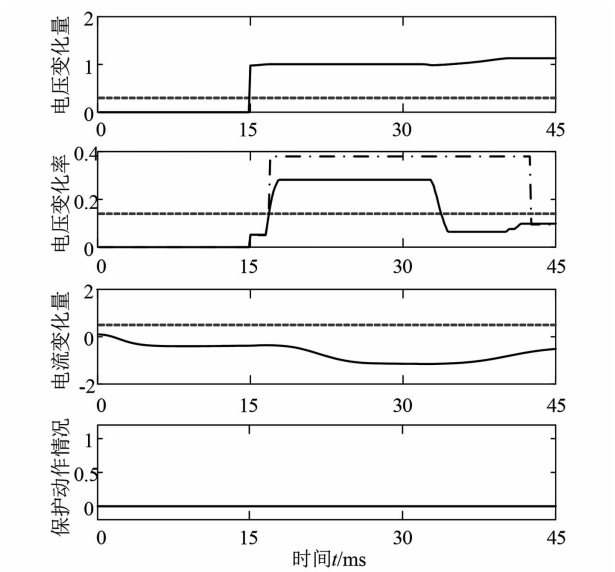


图 5 整流侧金属性故障仿真

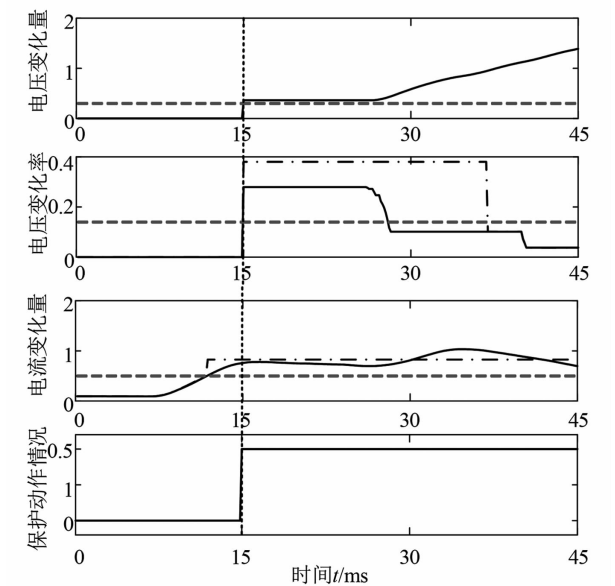


图 6 逆变侧金属性故障仿真

由图 6 可知, 在逆变侧区外故障发生后的 45 ms 内, 电压、电流保护判据均满足, 满足行波保护动作条件, 保护误动作。

为进一步说明现有行波保护在不同故障条件下, 对于区内故障和区外故障的适应性。分别设置距整流侧 500 km、1000 km 和 1500 km 距离下不同过渡电阻的区内故障, 以及在整流侧直流母线和逆变侧直流母线上设置不同过渡电阻的区外故障, 获得行波保护的部分动作情况如表 1 所示。

根据表 1 可知, 当输电线路距整流站 500 km 处发生 125 Ω 接地故障时, 西门子公司行波保护可

表 1 不同故障位置时的仿真结果

故障类型	故障距离/km	过渡电阻/Ω	动作结果	动作时间/ms
直流线路故障	500	130	×	—
		125	√	31.65
		50	√	15.00
	1000	100	×	—
		95	√	34.35
		50	√	23.40
整流侧直流母线故障	1500	110	×	—
		105	√	33.90
		50	√	27.75
	—	0	×	—
		100	×	—
		200	×	—
逆变侧直流母线故障	—	0	√	15.00
		50	√	31.35
		55	×	—

注: 表中“√”表示保护动作, “×”表示保护不动作。
靠动作。当输电线路距整流站 500 km 处发生 130 Ω 接地故障时, 西门子公司行波保护因为过渡电阻的增大可能不动作。在输电线路距整流站 1000 km 和 1500 km 发生接地故障时, 行波保护拒动风险也可能随过渡电阻增大而增加。

线路区内的仿真结果说明, 西门子公司行波保护对于区内高阻接地故障, 容易因为过渡电阻的增大而拒动。且通过典型仿真案例可知, 行波保护判据中的电压变化量判据是西门子公司行波保护拒动的首要原因。当整流侧直流母线发生最严重的金属性故障时, 西门子公司行波保护也不误动, 说明西门子公司行波保护对于整流侧直流母线故障不会出现误动。当逆变侧直流母线发生 50 Ω 及以下过渡电阻故障时, 若直流母线保护未于行波保护动作前切除故障, 就可能引起西门子公司行波保护的误动。

综上所述, 西门子公司行波保护对于区内高阻故障和逆变侧区外较为严重的故障不能做到可靠动作。因此存在对区内高阻故障灵敏性不足, 对逆变侧区外故障可靠性不足的问题。

3 结 论

基于贝杰龙模型多点联合判断的特高压直流 输电线路纵联保护

单节杉,王 璇,田鑫萃

(昆明理工大学电力工程学院,云南 昆明 650500)

摘要:对于具有明显分布参数特性的特高压、长距离输电线路,分布电容电流对传统以基尔霍夫电流定律为基础的电流差动保护的灵敏性及可靠性有很大影响。提出了基于贝杰龙模型,采用由一端电压、电流推算至另一端得到的电流以及由两端电压、电流推算至中点得到电流分别构造保护判据,形成了多点联合判定的纵联保护方案。保护判据采用比值的形式构造,使得区外故障下,其比值理论上为 1,易于构造保护整定值且受故障电阻的影响小。大量仿真表明:考虑了超长特高压直流输电线路的分布参数特性,通过多点联合的判据,可以进一步减小分布电容电流对保护判据的影响,提高了长距离输电线路差动保护的可靠性。

关键词:差动保护;贝杰龙模型;特高压直流;多点联合判断;长距离线路

中图分类号:TM 773 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0006-05

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210502

Pilot Protection of UHVDC Transmission Line Based on Multi-point Joint Judgement of Bergeron Model

Shan Jieshan, Wang Xuan, Tian Xincui

(Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, Yunnan, China)

Abstract:For UHV and long-distance transmission lines with obvious distribution parameter characteristics, the distributed capacitance current has a great influence on the sensitivity and reliability of the traditional current differential protection based on Kirchhoff current law. Based on Bergeron model, the protection criteria are constructed by using the current calculated from one end voltage and current to the other, and the current calculated from the voltage and current at both ends to the midpoint respectively. And the pilot protection scheme with multi-point joint decision is formed. The protection criterion is constructed by ratio, and the ratio will be 1 theoretically under the outside fault, which is easy to construct the protection setting value and is less affected by the fault resistance. A large number of simulation results show that considering the distribution parameter characteristics of extra-long UHVDC transmission lines, the influence of distributed capacitance current on the protection criterion can be further reduced by the criterion of multi-point joint judgement, and the reliability of differential protection of long-distance transmission lines can be improved.

Key words:differential protection; Bergeron model; UHVDC; multi-point joint judgement; long-distance line

0 引 言

电流差动保护往往作为交流线路的主保护,而对于高压直流线路则往往作为后备保护。对于低电压、短线路,分布电容对差动保护动作的特性影响较

小^[1-2]。但对于那些有明显分布参数特性的长距离输电线路,其电流差动保护受到电容电流的影响较为严重,如果继续采用原有线路两侧的直流电流差值作为动作判据,则很难保证线路全长范围内故障下差动保护可以可靠动作^[3-4]。为了克服线路分布电容电流对差动保护的影响,文献[5]分析采用 π 型线路模型进行电容电流的补偿,但计算误差较大,

保护精度会受影响。文献[6]提出了将多种影响判据的因素统一归入分布电容参数变化,并实时在线计算分布参数数值的精确补偿方法。采用上述补偿方法对稳态电容电流的效果较好,而对暂态电容电流的补偿效果不好。对于特高压线路,采用稳态电容电流进行补偿的差动保护,在计算时需要较长的数据窗,往往无法满足其速动性的要求。对于长距离的特高压直流线路保护如何提高差动保护的可靠性,文献[7]在研究了故障暂态和稳态过程后,提出了根据故障分量电流极性的新型差动保护算法。文献[8]基于直流滤波器获取到的电流的频率特性实现了线路区内和区外故障识别。文献[9]分析了直流线路内部故障下两端电流的突变方向纵联保护判据,但没有把线路分布电容的影响考虑进来。对于线路全长 3300 多公里的准东—华东 ± 1100 kV 特高压直流输电线路工程,超长输电线路若不考虑分布电容电流对传统以基尔霍夫电流定律为基础的电流动保护的灵敏性及可靠性的影响,差动保护可能会误动。

下面基于贝杰龙线路分布参数模型,讨论了选择不同参考点补偿电流的情况,确立了由首端实测电流和对端计算线路全长的电流以及由两端计算到线路中点的电流,构造了两个补偿电流比值的多点联合判据,实现了超长输电线路区内和区外故障的识别。采用比值的判据构造形式,使得区外故障下,其比值理论上为 1,保护定值易于整定。同时增强了耐过渡电阻的能力。

1 长距离输电线路现行直流线路纵联差动保护动作的仿真分析

为研究长距离特高压直流输电线路的差动保护问题,搭建了适用于所阐述内容的仿真模型。所搭建的特高压直流输电系统模型是依据准东—华东 ± 1100 kV 特高压直流输电线路工程技术方案。正在建设的起于新疆准东五彩湾换流站,止于安徽皖南换流站的准东—华东 ± 1100 kV 特高压直流输电线路工程^[10-11],其输送容量为 12 000 MW,线路航空直线长度为 2 997.1 km,全长约 3 324.143 km(含长江大跨越 3.143 km)^[10-11]。其仿真模型如图 1 所示。额定电压为 ± 1100 kV,额定电流为 5.45 kA,送端换流站接入 750 kV 交流电网,受端换流站分层

接入 500 kV/1000 kV 的交流电网,直流输电线路全长为 3300 km,采用 $8 \times \text{JL1/G3A} - 1250/70$ 架空线路,采用 LBGJ - 240 - 20AC 的架空地线^[13]。每极采用两个 12 脉动换流器串联的接线方案,线路两侧装有 300 mH 的平波电抗器,每站每极设置一组三调谐直流滤波器支路 TT6/12/39,可以滤除掉 6 次、12 次和 39 次谐波。接地极线路全长为 81 km,采用 $2 \times 2 \times \text{JNRLH60G1A} - 630/45$ 钢芯耐热铝合金绞线,地线采用 JLB20A - 100。

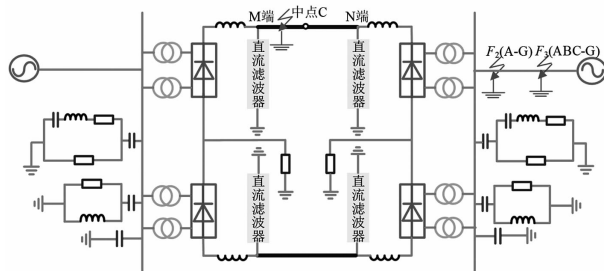


图 1 ± 1100 kV 直流输电系统结构

行波保护只采用单端量,不需要对侧的信息,所以不用考虑信息传输延时对行波保护的影响^[14],采用线路两侧直流电流的差值作为动作判据的纵联差动保护,其原理是以基尔霍夫电流定律为基础的,动作方程为

$$|i_{\text{rec}} - i_{\text{inv}}| < \Delta i_{\text{set}} \quad (1)$$

式中: i_{rec} 为整流侧电流,pu; i_{inv} 为逆变侧电流,pu; Δi_{set} 为线路两端电流差动作整定值,这里取 0.05 pu。由式(1)可知,理论上在线路未发生故障时,其线路两端获取的电流差值一般很小;而在线路发生故障时,其两端获取到的电流差值一般较大。在直流输电线路发生故障后,直流控制系统将快速抑制线路的故障电流。由于直流控制系统响应的叠加作用,很难做到单纯依靠差流的大小就能够有效判别是区外故障还是线路故障。实际直流工程中的直流线路差动保护多采用闭锁逻辑保证其选择性,然而以电流扰动为判据的闭锁逻辑加长了差动保护响应时间,导致直流控制系统的保护先动作,进而引起不必要的直流闭锁事故。

现假设正极直流线路距离整流侧 M 端 500 km (F_1)处发生金属性接地故障,两侧的差流如图 2 所示。逆变侧交流系统分别发生 A 相经 10Ω 过渡电阻的接地故障(F_2)和 ABC 三相金属性接地故障(F_3),线路两侧瞬态电流差值如图 3 和图 4 所示。

从图 2 中可以看出,线路在发生接地故障时,由

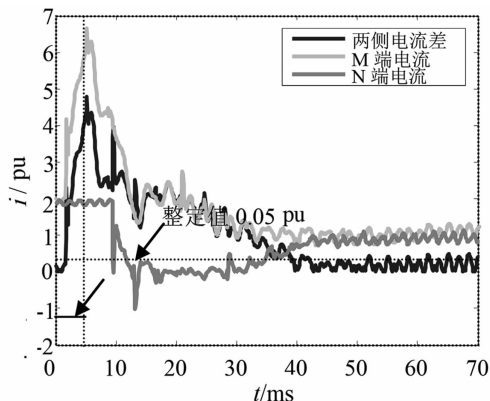


图 2 正极线路 500 km 金属性接地故障下的线路两侧差流变化曲线

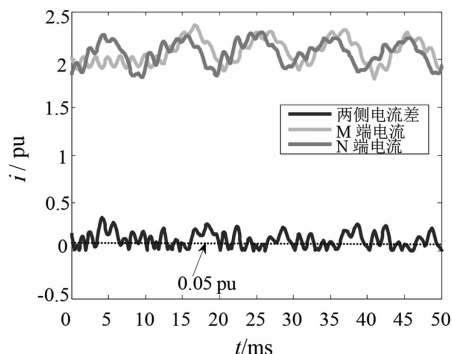


图 3 逆变侧交流系统在 A 相 10 Ω 过渡电阻故障下的线路两侧差流变化曲线

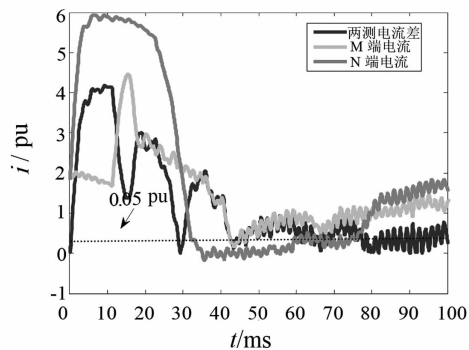


图 4 逆变侧交流系统 ABC 三相故障下的线路两侧差流变化曲线

于有接地点的加入,其两侧差流到达整定值。同时通过控制系统的调节作用,电流值稳定于 0.05 pu,大于纵差保护的整定值,差动保护正确动作。由图 3、图 4 可知,当逆变侧交流系统发生故障,由于长线路分布电容的影响,两侧电流值存在延时,故其差值在一段时间内的变化幅度会很大,甚至超过了阈值导致差动保护误动作。

2 基于贝杰龙模型的沿线电流计算

为改进现有差动保护,提出了一种适用于长距

离特高压直流输电线路的贝杰龙差动保护算法。特高压直流输电线路通常采用具有分布参数的均匀无损传输线的模型来描述,但要得到全频率下传输线的波动方程在计算上存在困难,对于保护来说可能影响速动性。贝杰龙模型可以发挥沿线高通滤波器的作用,将一段均匀无损传输线分成了 2 段均匀无损传输线路,其中每段的线路电阻分别集中到了线路两侧,能够以较高精度近似实际线路,如图 5 所示。在图 5 中:M、N 为线路两端; k_1 、 m_1 、 k_2 、 m_2 为线路节点,在等值电路计算中这些节点是独立的; l 为线路全长; r 为线路等效电阻。

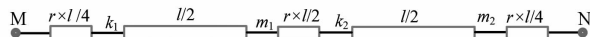


图 5 贝杰龙线路模型

对于无损传输线,该时域模型如图 6 所示。在图 6 中: $u_M(t)$ 、 $u_N(t)$ 分别为 M 端、N 端 t 时刻的电压; $i_M(t)$ 、 $i_N(t)$ 为分别为 M 端、N 端 t 时刻的电流; Z_c 为线路波阻抗; $i_M(t-\tau)$ 、 $i_N(t-\tau)$ 分别为 M 端、N 端 $t-\tau$ 时刻的电流。

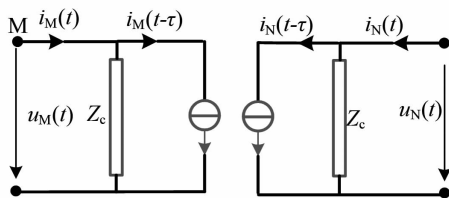


图 6 无损传输线路的时域等效电路

由图 6 可知,沿线电流、电压分布的表达式可用 M 端的电气量表达,如式(2)所示。

$$\begin{cases} i(x, t) = \frac{1}{2Z_c} \left[u_M(t + \frac{x}{v}) - i_M(t + \frac{x}{v}) \times Z_c \right] - \\ \frac{1}{2Z_c} \left[u_M(t - \frac{x}{v}) + i_M(t - \frac{x}{v}) \times Z_c \right] \\ u(x, t) = \frac{1}{2} \left[u_M(t + \frac{x}{v}) - i_M(t + \frac{x}{v}) \times Z_c \right] - \\ \frac{1}{2} \left[u_M(t - \frac{x}{v}) + i_M(t - \frac{x}{v}) \times Z_c \right] \end{cases} \quad (2)$$

式中: u_M 、 i_M 分别为 M 端电压、电流; Z_c 为线路波阻抗; v 为线路传播速度; x 为距离整流侧 M 端的距离。

贝杰龙时域模型是无损传输线时域等效电路的一种改进,其等效电路如图 7 所示。

根据图 7,由 M 端和 N 端计算的沿线电流分别为:

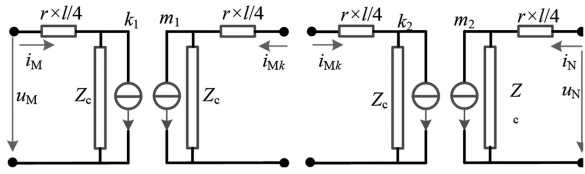


图7 贝杰龙输电线路时域等效电路

$$i_{M,s}(x,t) = \frac{1}{2} \left(\frac{Z_{c,s} + r_s x/4}{Z_{c,s}^2} \right) \left[u_{M,s} \left(t + \frac{x}{v_s} \right) - i_{M,s} \left(t + \frac{x}{v_s} \right) \left(Z_{c,s} + \frac{r_s x}{4} \right) \right] - \frac{1}{2} \left(\frac{Z_{c,s} - r_s x/4}{Z_{c,s}^2} \right) \left[u_{M,s} \left(t - \frac{x}{v_s} \right) + i_{M,s} \left(t - \frac{x}{v_s} \right) \left(Z_{c,s} - r_s x \right) \right] - \left(\frac{r_s x/4}{Z_{c,s}^2} \right) \left[(u_{M,s}(t) - i_{M,s}(t)) \frac{r_s x}{4} \right] \quad (3)$$

$$i_{N,l-x}(l-x,t) = \frac{1}{2} \left(\frac{Z_{c,s} + r_s (l-x)/4}{Z_{c,s}^2} \right) \times u_{N,s} \left(t + \frac{(l-x)}{v_s} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{Z_{c,s} + r_s (l-x)/4}{Z_{c,s}^2} \right) \times i_{N,s} \left(t + \frac{(l-x)}{v_s} \right) \left(Z_{c,s} + \frac{r_s (l-x)}{4} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{Z_{c,s} - r_s (l-x)/4}{Z_{c,s}^2} \right) \times u_{N,s} \left(t - \frac{(l-x)}{v_s} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{Z_{c,s} - r_s (l-x)/4}{Z_{c,s}^2} \right) \times \left[i_{N,s} \left(t - \frac{(l-x)}{v_s} \right) \left(Z_{c,s} - r_s (l-x) \right) \right] - \left(\frac{r_s (l-x)/4}{Z_{c,s}^2} \right) \times \left[(u_{N,s}(t) - i_{N,s}(t)) \frac{r_s (l-x)}{4} \right] \quad (4)$$

式(3)、式(4)中:下标 s 表示模分量, $s=1$ 表示线模分量, $s=0$ 表示零模分量,接下来的计算中选取 $s=1$ 线模分量计算电流; r 为线路等效电阻; $u_{N,s}$ 、 $i_{N,s}$ 分别为 N 端电压和电流。

3 多判据联合的纵联差动保护

基于贝杰龙模型差动保护的核心原理是:根据量测端 M 、 N 的电压、电流用式(3)和式(4)计算出参考点两侧的电流,如果故障存在于线路内部,两侧电流计算值也不满足基尔霍夫电流定律,就能够区分出区内故障和区外故障。

若选取线路全长首端(M 端)为参考点,则可知线路发生区外故障理论上满足式(5)。

$$i_{M0,ex}(t) - i_{Nl,ex}(t) = 0 \quad (5)$$

式中,下标 ex 表示区外故障。因此,将 M 端作为参考点,且 M 端起始电流为 $i_{M0,ex}$,由 N 端计算得到的电流 $i_{Nl,ex}$ 越接近 M 端电流,计算得到的电流差值越小。

若选取线路中点作为参考点,则可知当故障位于线路中点和区外故障时理论上满足式(6)。

$$\begin{cases} i_{Ml/2,l/2}(t) - i_{Nl/2,l/2}(t) = 0 \\ i_{Ml/2,ex}(t) - i_{Nl/2,ex}(t) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中,下标 $l/2$ 表示线路中点。由式(6)可知,当线路发生中点故障和区外故障时,电流差值最小。

可以将式(5)和式(6)改写为

$$\begin{cases} \frac{i_{M0,ex}(t)}{i_{Nl,ex}(t)} = 1 \\ \frac{i_{Ml/2,l/2}(t)}{i_{Nl/2,l/2}(t)} = 1 \\ \frac{i_{Ml/2,ex}(t)}{i_{Nl/2,ex}(t)} = 1 \end{cases} \quad (7)$$

由式(7)可知:当发生区外故障时,由 M 端推算到 N 端的电流与 M 端量测得到的电流比值为1,同时也满足分别由 N 端和 M 端推算至中点的电流的比值为1;当线路发生中点故障,分别由 M 端和 N 端推算至中点的电流的比值为1。而故障位于其他位置时,将不满足式(7)。由于采用式(7)不容易构造保护判据,现定义补偿电流比值为 k_j ,其表达式为

$$k_j = \frac{\int_t^{t+\Delta t} i_{M-x}(t) dt}{\int_t^{t+\Delta t} i_{N-x}(t) dt} \quad (8)$$

式中: j 表示取不同参考点,若 $j=M$,即 k_M 为参考点 M 时的补偿电流比值,若 $j=C$,即 k_C 为参考点 $l/2$ 时的补偿电流比值; Δt 为积分时长, $\Delta t = l/v_s$ 。

4 基于贝杰龙模型的差动保护流程及仿真验证

基于上一章的描述,本章将基于贝杰龙模型的差动保护流程描述如下:

- 1) 获取故障时 M 端和 N 端电压、电流行波数据。
- 2) 利用贝杰龙线路模型,分别由 M 端和 N 端计算线路中点电流 $i_{Ml/2,s(t)}$ 和 $i_{Nl/2,s(t)}$,并根据式(8)计算得到补偿电流比值 k_C ,若比值 $k_C > 1.1$ 或 $k_C < 0.9$,则判断为线路故障;若不满足,则转入下一步。

- 3) 利用贝杰龙线路模型,由 N 端获取的电压电流数据计算 M 端的电流,并与 M 端获取的实测电流计算出补偿电流比值 k_M 。若 $k_M > 1.1$,则判断为线路故障;若 $k_M < 1.1$,则判断为区外故障。

通过图1的仿真模型验证上述基于贝杰龙模型的差动保护方法,其仿真结果如表1所示。在表1中: x_f 表示距离整流侧 M 端的距离; R_f 为接地点过渡电阻;Result 1为采用 k_C 的判断结果;Result 2为采

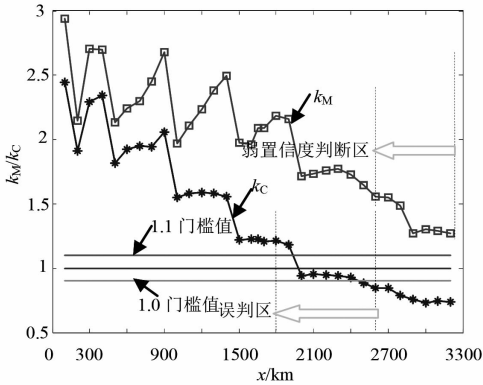
用 k_M 的判断结果; Result 为综合判断结果; I 为整流侧交流系统 ABG 接地故障; II 为整流侧交流系统 ABCG 接地故障; III 为逆变侧交流系统 ABCG 接地故障。

表 1 基于贝杰龙模型多点联合判断方法的
仿真数据测试结果

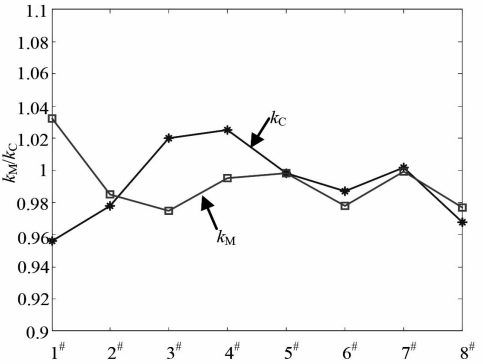
故障条件		判断结果				
x_f	R_f	k_C	Result 1	k_M	Result 2	Result
99	10	2.132.0	线路	—	—	线路
576	300	2.329.0	线路	—	—	线路
1279	100	2.026.0	线路	—	—	线路
1908	0	1.005.0	不确定	1.841 0	线路	线路
2396	100	0.857 9	线路	—	—	线路
2977	50	0.968 8	不确定	1.750 0	线路	线路
3279	100	1.129.0	线路	—	—	线路
I	10	1.049.0	区外	1.027 0	区外	区外
II	10	1.032.0	区外	1.034 0	区外	区外
III	10	0.937 4	区外	0.926 5	区外	区外

同时于线路全长范围内遍历不同位置的故障,得到参考点为 M 端和 $l/2$ 下的 k_M 和 k_C 如图 8(a) 所示;对于区外故障考虑不同的故障条件,得到 k_M 和 k_C 分别如图 8(b) 所示。图 8 中:1[#] 为整流侧出口故障;2[#]、3[#] 以及 4[#] 分别表示整流侧 AG、ABG 以及 AB-CG 金属性接地故障;5[#] 为逆变侧出口故障;6[#]、7[#] 以及 8[#] 分别表示逆变侧 AG、ABG 以及 ABCG 金属性接地故障。

理论上,区外故障下求取得到 k_M 和 k_C 的值均为 1,考虑到各种工况引入的误差,将阈值值取为 $k_{set1} = 1.1$ 和 $k_{set2} = 0.9$ 。由图 8(a) 可知,若取 $k_{set1} = 1.1$ 和 $k_{set2} = 0.9$,则采用补偿电流比值 k_C 在 1900 ~ 2400 km 容易出现误判,而采用 k_M 时,由仿真得到的数据在全线范围内均大于 k_{set1} ,但考虑到理论上分析越接近 N 端,其值应该越接近 1,同时考虑到噪声、采样率以及计算引入的误差,可能会使计算的值接近 1,而无法可靠判断。因此引入“弱置信度判断区”来表征保护与该区域的可靠性较低,需要增加其他的可靠性。例如表 1 所示的结果,当线路于 2977 km 发生接地故障,计算出来的 $k_C = 0.966 8$,这个结果不可靠,因此通过计算 $k_M = 1.750$,可确定是线路故障。这里所谓的“弱置信度判断区”概念,是结合理论和仿真分析对保护判据在某个线路段的判断结果可靠性进行评估。保护判据对于不同部分(如不同的线路段)其可靠性不同,对其进行置信度的评估可以提高保护判据的可靠性,也是后续要研究的内容。



(a) 线路全长范围内的 k_M 和 k_C



(b) 区外故障下的 k_M 和 k_C

图 8 仿真得到的全线长范围内和各种区外故障下的 k_M 和 k_C

5 结 论

对于具有明显分布参数特性的长距离直流输电线路,提出了基于贝杰龙模型的电流差动保护方法,并根据 M 端和 N 端观测数据推算出沿线多处位置的电流差形成多点联合判定的纵联保护,具有以下特点:

- 1) 考虑了线路的分布参数特性,采用多点联合的判据,可以进一步减小分布电容电流对保护判据的影响;
- 2) 采用比值的形式构造保护判据,使得区外故障下,其比值理论上为 1,易于构造保护整定值,且受故障电阻的影响小。

参考文献

[1] 索南加乐,张恽宁,齐军,等. 基于时域电容电流补偿的电流差动保护研究[J]. 西安交通大学学报,2005, 39(12):1370-1374.

基于电流斜率的多端柔性直流输电线路保护方法

刘景睿, 邹贵彬

(山东大学电气工程学院, 山东 济南 250014)

摘要:文中研究了多端柔性直流输电系统在各种故障情况下的故障特征,根据理论分析得出当发生内部故障时,故障线路两端的故障电流方向是相同的,非故障线路两端的故障电流方向相反。提出了一种基于电流斜率的选线方法。通过比较线路两端故障电流的斜率,可以有效地识别出故障线路,可用于柔性直流输电系统的后备保护。最后,利用 PSCAD/EMTDC 软件建立了张北四端柔性直流电网的仿真模型,并对所提出的保护原理进行了仿真验证。

关键词:故障特征;多端柔性直流电网;直流线路保护;双端量保护

中图分类号:TM 773 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0011-06

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210503

A Protection Method for Multi-terminal Flexible DC Transmission Line Based on Current Slope

Liu Jingrui, Zou Guibin

(School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250014, Shandong, China)

Abstract:The fault characteristics of multi-terminal flexible DC transmission system under various fault scenarios are studied. According to theoretical analysis, when an internal fault occurs, the fault current direction on both ends of the fault line is the same; however, the direction of the fault current on both ends of the healthy line is opposite. Then a fault line selection method based on current slope is proposed. By comparing the slope of fault current at both ends of the line, the fault line can be effectively identified, which can be used in the flexible DC transmission systems as a backup protection. Finally, the simulation model of Zhangbei four-terminal flexible DC grid is established by using PSCAD/EMTDC software, and the simulation is carried out to verify the effectiveness of the proposed protection principle.

Key words:fault characteristics; multi-terminal flexible DC grid; DC line protection; dual-terminal protection

0 引 言

目前,高压直流线路保护主要以微分欠压保护和行波保护为主保护,低压保护和电流差动保护为后备保护^[1]。行波保护和微分欠压保护可以克服长线分布电容的影响。然而,对于高阻故障,其抗噪声能力较差,并且灵敏度也较低^[2]。电流差动保护动作时间相对较长。低压保护虽然原理较为简单,但缺乏足够的理论依据,且选择性较差^[3]。

文献[4]系统地阐述了行波保护的发展历史、原理、存在的问题以及展望。文献[5]通过对柔性

直流输电系统行波暂态特征的分析,发现线路区外故障时电流行波的能量远高于行波差流的能量值,并提出了一种基于行波能量比的行波差动保护方案,克服了保护区外严重故障而引起的不平衡差动电流的影响。文献[6]提出一种利用线路两端故障电流反行波模量的差值来判断是否发生故障并使用零模量选择故障线路的方法,但是零模量在输电线路上畸变较大,衰减严重,无法用于保护判断。文献[7]中在无损传输线模型的基础上考虑了输电线路基本参数的频变特性,分析了直流线路故障行波产生色散的原因、特点及其在直流线路环境下的主要影响因素,进而分析了末端设备及故障行波色散对直流线路行波保护的影响。文献[8]在传统行波保

护的基础上,利用形态数学方法提取线路两端初始行波波头的信息,形成保护判据。

基于柔性直流系统自身独特的结构特征,也发展出了诸多保护方法。文献[9]中将故障分量模型的系统侧等效为电容,使用时域算法辨识两侧等效电容,提出了一种辨识参数的柔性直流纵联保护方案。文献[10]基于直流线路两端的大电容对高频信号呈现低阻的特性,提出了一种全新柔性直流输电保护原理,利用故障电流高、低频的幅值比来确定区内区外故障。

下面通过分析柔性直流线路的故障特点,提出了一种基于故障电流斜率的新型保护方法,通过比较线路两端的故障电流斜率来判断区内区外故障。

1 故障暂态分析

1.1 仿真模型

所使用的仿真模型是基于 ± 500 kV 中国张北四端柔性直流输电系统所搭建的 ± 500 kV 四端多电平柔性直流输电系统模型,如图 1 所示。

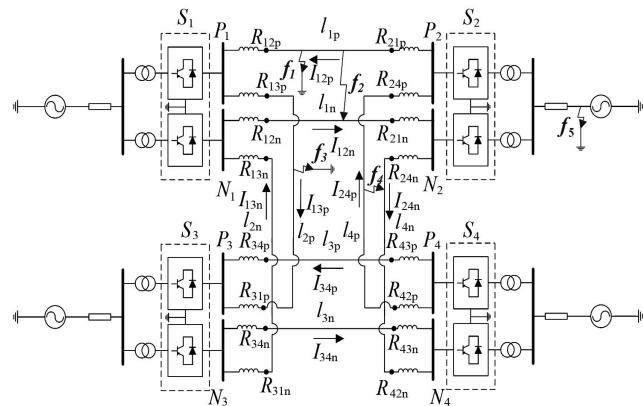


图 1 稳态运行四端 MMC - MTDC 仿真模型

500 kV 的交流电网通过 Yn/Δ 连接的变压器与换流站连接。系统采用对称双极结构,每个换流站有两组 MMC 换流器,分别连接正极与负极。输电线路采用架空线路形式,线路距地面 28 m,两极线间距为 13.7 m,正常运行时, S₁、S₂、S₃ 换流站的额定功率为 1500 MW, S₄ 换流站的额定功率为 3000 MW。4 个换流站的无功功率均为 0。稳态运行情况下,换流站 S₁、S₃ 作为逆变站, S₂、S₄ 为整流站。线路参数如表 1 所示。仿真步长为 50 μs,即 20 kHz。

1.2 故障电流的方向特征

当电力系统发生故障时,可用叠加原理将故障

表 1 线路参数

线路	长度/km	串联电抗/mH
l_1	205.9	200
l_2	188.1	200
l_3	208.4	200
l_4	49.6	300

线路等效为正常运行线路和故障电源单独作用的线路的叠加,以便更好地分析线路故障特征。

定义参考方向为母线到线路,并且将交流与换流站一起等效为直流电源,可得到直流线路简图,如图 2 所示。此处整流侧与逆变侧仅用于指代线路两端,若线路两端相邻换流站均是作整流站或逆变站运行,如图 1 中的 S₁ 和 S₃、S₂ 和 S₄,此理论依然适用。 U_R 和 U_L 分别为线路两侧的等效直流电压, U_R 为逆变侧电压, U_L 为整流侧电压,通常情况下 U_L 略大于 U_R。 I_L 和 I_R 分别为整流侧与逆变侧的电流,并且 I_L = - I_R。

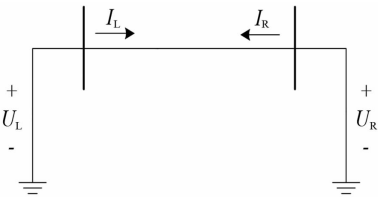


图 2 正常运行线路

当发生故障时,相当于在故障点并联一个与故障前大小相等方向相反的电压源,如图 3 所示, U_f 为故障点叠加电压源, I_f 为故障点处的故障电流。在此模型中忽略了线路阻抗和过渡电阻。 ΔI_R 和 ΔI_L 为发生故障后两端电流的改变量,其方向和参考方向相同。

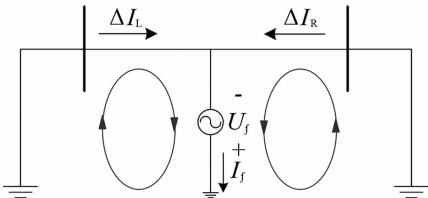


图 3 发生区内故障时的故障附加电路

当发生区外故障时,如图 4 所示为其故障附加电路,整流侧的故障电流 I_L 突变方向与逆变侧故障电流 I_R 相反。

根据上述理论分析,当发生内部故障时,线路两端的故障电流突变方向相同;而发生外部故障时,线路两端的故障电流突变方向相反。

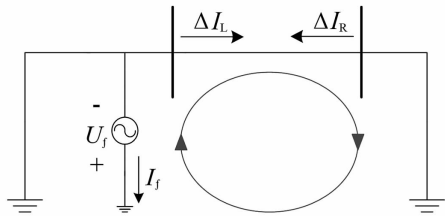


图4 发生区外故障时的故障附加电路

2 保护方法

在故障发生后几毫秒内对故障电流进行采样,记采样窗口内电流最大的时刻为 T_m ,记此时整流侧与逆变侧的故障电流分别为 I_{mR} 和 I_{mL} ,并以此计算线路两端的故障电流斜率 k_R 和 k_L 。

整流侧:

$$k_L = \frac{I_{mL} - I_0}{T_m - T_0} \quad (1)$$

逆变侧:

$$k_R = \frac{I_{mR} - I_0}{T_m - T_0} \quad (2)$$

式中: I_0 为故障初始时刻的故障电流值; T_0 为故障时刻; k_L 和 k_R 分别为故障线路两端整流侧和逆变侧的故障电流斜率。若发生的是区内故障, k_L 和 k_R 的极性相同;若发生的是区外故障, k_L 和 k_R 的极性相反。

若发生的故障是单极故障,由于两极线路耦合的原因,另一极电流也会有小的波动;并且系统正常运行过程中也有噪声干扰保护的动作,因此需要设置动作门槛 k_{set} 。经过仿真得到 k_{set} 为 0.1 kA/s,有且 $|k_R| > |k_{set}|$ 和 $|k_L| > |k_{set}|$ 时,保护启动。考虑到灵敏性方面的问题,需当线路两侧故障电流上升到足够大的时候才计算故障电流斜率 k_R 和 k_L ,考虑到各个方面的因素,取采样窗口为故障后 5 ms。

由下列判据实现区内、外故障的判别:

$$S = \text{sgn}(k_R) \cdot \text{sgn}(k_L) = 1 \quad (4)$$

式中,sgn 为符号函数。当满足等式(4)的条件时,则说明发生的是区内故障,否则,则说明发生的为区外故障。具体的保护流程如图5所示。

在正常情况和受到小扰动或噪声时,此判据有极高的选择性,可以准确地判别线路区内、区外故障。但是当有大扰动,如非故障性雷击时,线路电流

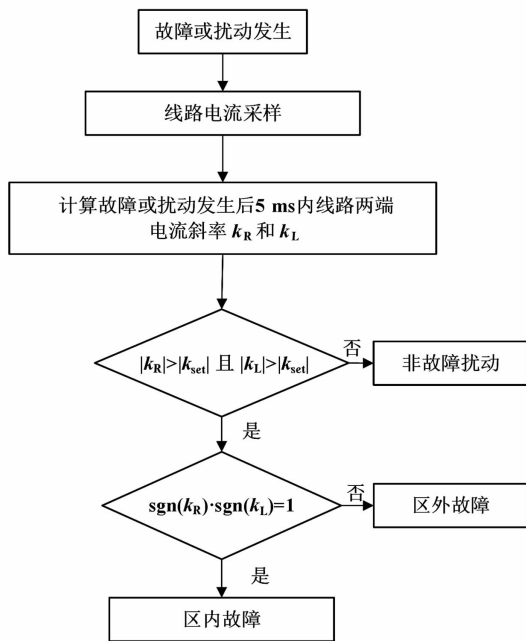


图5 保护流程

也会产生较大的突变,此时电流会产生类似故障时的变化,有可能导致保护误动,对此类干扰,尚待以后继续研究,对所提保护方案提供补充。

3 仿真与分析

利用 PSCAD 搭建如图1所示的柔性直流输电网络模型,并分别在图示位置设置故障进行仿真。通过线路两端的继电保护装置收集故障特征量,并对其分析处理。仿真设置了线路 l_1 的单极接地故障、极间故障、线路 l_4 极间故障、线路 l_2 单极接地故障以及换流站 S_2 入口交流侧三相接地短路5种故障,分别通过仿真得到它们在线路 l_1 两端的故障电流波形并计算出故障电流斜率,以验证所提出的基于电流斜率突变量的保护原理。

3.1 区内故障仿真

3.1.1 单极接地故障

以正极接地故障为例进行分析。故障位置设置在图1中的 f_1 处。分别设置故障位置距离继电保护装置 R_{12} 10 km 和 R_{12} 100 km。图6与图7所示为线路两端的故障电流波形。仿真结果如表2所示。

线路 l_1 的总长度为 205.9 km。从表2的结果中能够看出,此保护方法能够有效地识别故障线路。然而,在一般情况下,线路发生的常常不是金属性短路,因此有必要研究存在过渡电阻时的保护动作情况。仍以正极接地故障为例进行分析,设置故障位

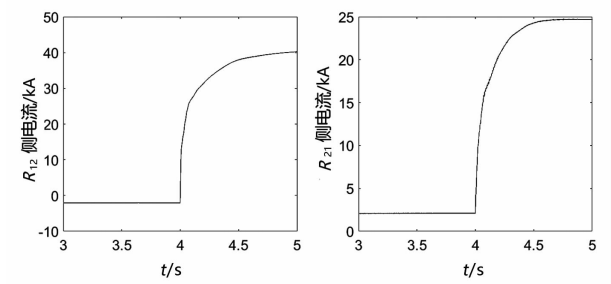


图 6 单极接地故障距 R_{12} 10 km 的故障电流

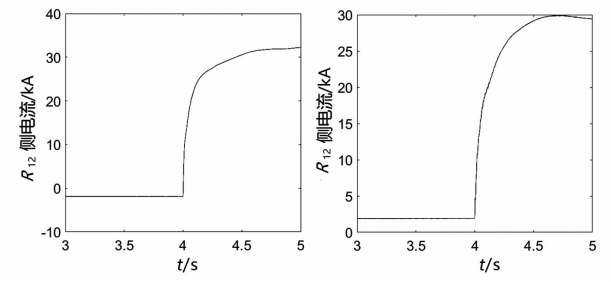


图 7 单极接地故障距 R_{12} 100 km 的故障电流

表 2 区内单极接地故障仿真结果

距离/ km	T_m/s	T_0/s	$\Delta I_R/kA$	$\Delta I_L/kA$	$k_R/(kA \cdot ms^{-1})$	$k_L/(kA \cdot ms^{-1})$	S
10	4.005	4	2.271 9	9.73	0.454	3.617 0	1
100	4.005	4	2.683 1	6.120 7	0.536 6	1.224 1	1

置距保护装置 R_{12} 100 km,过渡电阻为 100 Ω 。仿真所得到的故障电流波形和仿真结果分别如图 8 和表 3 所示。

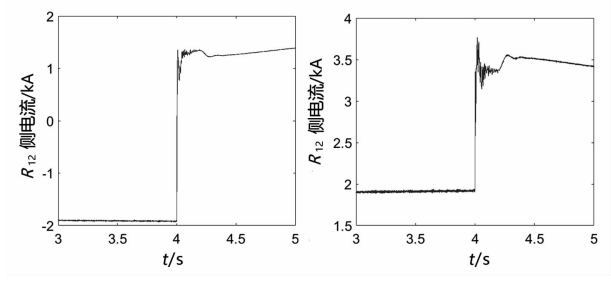


图 8 100 Ω 过渡电阻单极接地故障的故障电流波形

表 3 区内单极接地故障有 100 Ω 过渡电阻的仿真结果

T_m/s	T_0/s	$\Delta I_R/kA$	$\Delta I_L/kA$	$k_R/(kA \cdot ms^{-1})$	$k_L/(kA \cdot ms^{-1})$	S
4.005	4	0.864 8	2.743 2	0.173 0	0.548 6	1

从图 7、图 8 和表 2、表 3 中能够看出,当过渡电阻增大时,故障电流的上升速度与幅值将减小,从而使计算获得的故障电流斜率相应减小,加大了保护判断难度,但保护仍然能够准确地判断出故障线路,说明基于电流突变量斜率的保护方法有一定的抗过渡电阻能力。

3.1.2 双极接地故障

设置故障 f_2 如图 1 所示,分别设置距离保护安

装处 R_{12} 10 km 和 100 km 的故障进行分析。仿真所得到的故障电流波形和仿真结果分别如图 9、图 10 和表 4 所示。

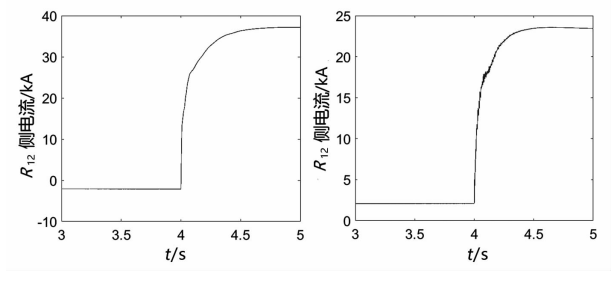


图 9 双极接地故障距 R_{12} 10 km 的故障电流

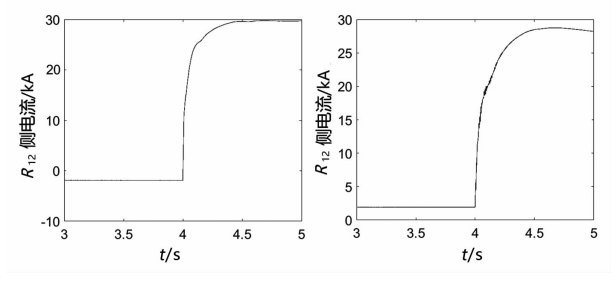


图 10 双极接地故障距 R_{12} 100 km 的故障电流

表 4 区内双极接地故障仿真结果

距离/ km	T_m/s	T_0/s	$\Delta I_R/kA$	$\Delta I_L/kA$	$k_R/(kA \cdot ms^{-1})$	$k_L/(kA \cdot ms^{-1})$	S
10	4.005	4	6.517 3	10.272 9	1.303 5	2.054 6	1
100	4.005	4	2.740 9	7.810 0	0.548 2	1.562 0	1

从图 9、图 10 以及表 4 可以得出,当发生双极短路故障时,所提出的保护方法能够准确地识别出故障。

下面研究在有过渡电阻的情况下,此保护方案是否能够准确识别故障。仍以 l_1 双极短路故障为例进行分析,设置故障位置距保护装置 R_{12} 100 km,过渡电阻为 100 Ω 。仿真所得到的故障电流波形和仿真结果分别如图 11 和表 5 所示。

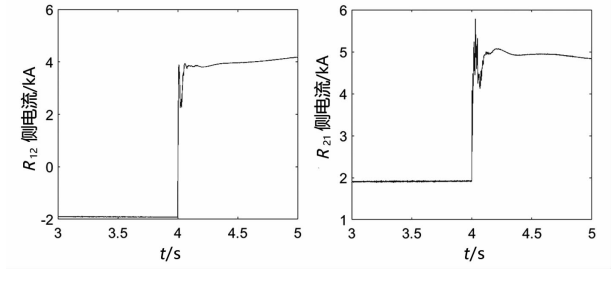


图 11 100 Ω 过渡电阻双极接地故障的故障电流波形

表 5 区内双极接地故障有 100 Ω 过渡电阻的仿真结果

T_m/s	T_0/s	$\Delta I_R/kA$	$\Delta I_L/kA$	$k_R/(kA \cdot ms^{-1})$	$k_L/(kA \cdot ms^{-1})$	S
4.005	4	1.198 1	4.650 5	0.239 6	0.930 1	1

从图 11 和表 5 所示结果能够得出,即使双极短路故障有一定的过渡电阻,所提出的保护方案也能够准确地判别出故障。

3.2 区外故障仿真

3.2.1 单极接地故障

故障设置位置如图 1 中的 f_3 所示。以线路 l_2 发生正极接地故障为例分析发生区外单极接地故障时保护的動作情况。图 12 和表 6 分别为发生故障后线路 l_1 两端的故障电流波形以及故障仿真的结果。

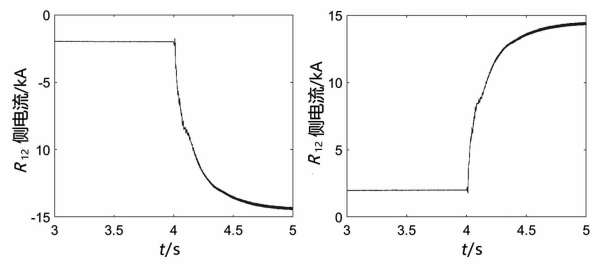


图 12 发生区外正极接地故障 f_3 后 l_1 两端故障电流

表 6 区外单极接地故障仿真结果

T_m/s	T_0/s	$\Delta I_R/kA$	$\Delta I_L/kA$	$k_R/(kA \cdot ms^{-1})$	$k_L/(kA \cdot ms^{-1})$	S
4.005	4	0.162 8	-0.261 7	0.032 6	-0.052 3	-1

从图 12 和表 6 的结果中能够得到:当发生区外单极接地故障时,非故障线路 l_1 两端故障电流突变方向相反,因此计算出的线路两端故障电流斜率符号不同;并且其突变速率也小于发生区内故障时,计算出的电流斜率甚至小于于阈值 k_{set} ,因此能够准确识别故障。

3.2.2 双极短路故障

如图 1 中的 f_4 所示,以线路 l_4 发生双极短路故障为例分析区外发生双极短路故障时的保护动作情况。图 13 和表 7 分别为发生故障后非故障线路 l_1 两端的电流波形和仿真结果。

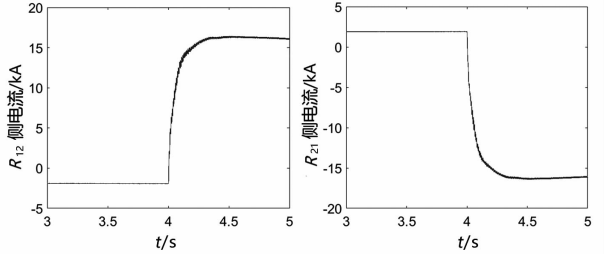


图 13 发生区外双极接地故障 f_4 后 l_1 两端故障电流

表 7 区外双极接地故障仿真结果

T_m/s	T_0/s	$\Delta I_R/kA$	$\Delta I_L/kA$	$k_R/(kA \cdot ms^{-1})$	$k_L/(kA \cdot ms^{-1})$	S
4.005	4	-2.478 5	0.535 1	-0.495 7	0.107 0	-1

从图 13 和表 7 中能够得到:发生区外双极短路故障后,非故障线路两端的故障电流突变方向相反,相较于发生区外单极接地故障,其故障电流斜率更大,但根据保护方法仍能有效地判别出故障区域。

3.2.3 交流侧故障

如图 1 中 f_5 所示,以换流站 S_2 入口发生交流系统三相对地短路为例研究发生交流侧故障时,所提保护的動作情况。图 14 和表 8 分别为交流侧三相接地后线路 l_1 两端故障电流波形以及仿真结果。

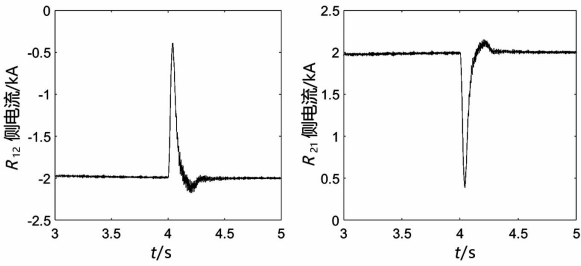


图 14 发生交流侧三相接地故障 f_5 后 l_1 两端故障电流

表 8 交流侧三相接地故障仿真结果

T_m/s	T_0/s	$\Delta I_R/kA$	$\Delta I_L/kA$	$k_R/(kA \cdot ms^{-1})$	$k_L/(kA \cdot ms^{-1})$	S
4.005	4	0.014 9	-0.031 2	0.002 9	-0.006 2	-1

从图 14 和表 8 中能够看出,当发生交流侧故障时,非故障线路两端故障电流突变方向相反,遵循所提出的保护方法,并且计算出 k_R 和 k_L 远小于保护阈值 k_{set} ,因此在交流侧发生故障时,保护方法能够有效地判别出故障。

4 结 论

上面从柔性直流输电线路故障判别和保护方案几个方面,简要分析了国内外柔性直流输电线路故障判别与保护方案的研究现状。通过理论分析,发现当故障发生在保护区域外时,线路两端的故障电流突变方向是相反的,而发生内部故障时,线路两端的故障电流突变方向是相同的。基于这一发现,提出了一种基于电流斜率的纵联保护方法。大量仿真结果表明,该保护方案能够有效地区分保护区内、区外的故障,并且在有一定过渡电阻存在的情况下也

能够准确地判别出故障。同时,这种保护方法简单并且易于实现。但对于过渡电阻较大的故障,由于故障电流上升速度与幅值均减小,可能导致保护不能有效识别故障,可靠性较低,并且对于非故障雷击等大扰动,保护可能误动。针对这些问题,可以考虑引入行波原理以及小波变换等信号处理手段,即使有较大的过渡电阻存在时,也能够通过检测电流行波奇异值进行故障识别。关于抗干扰问题还需要未来进行更多研究。

参考文献

[1] 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.

[2] 刘剑,郇能灵,范春菊,等. 柔性直流输电线路故障处理与保护技术评述[J]. 电力系统自动化,2015,39(20):158 – 167.

[3] 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.

[4] 邹贵彬,高厚磊. 输电线路行波保护原理与研究现状[J]. 继电器,2007(20):1 – 6.

[5] 王磊. 柔性直流输电线路继电保护原理研究[D]. 济

南:山东大学,2017.

[6] HengXu Ha, Yang Yu, RuiPeng Yi, et al. Novel scheme of travelling wave based differential protection for bipolar HVDC transmission lines[C]. 2010 International Conference on Power System Technology, 2010:1 – 6.

[7] 韩屋仑,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.

[8] 白嘉,徐玉琴,田彬,等. 基于形态综合算法的行波差动保护方案[J]. 电网技术,2006,30(9):98 – 102.

[9] X F Jin, G B Song,Z B Ma. A novel pilot protection for VSC-HVDC transmission lines based on parameter identification[C]. 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), Copenhagen, 2014:1 – 6.

[10] 宋国兵,冉孟兵,褚旭,等. 利用高低频电流幅值比的 VSC – HVDC 输电线路全线速动保护新原理[J]. 电网技术,2014,38(5):1402 – 1407.

作者简介:

刘景睿(1998),男,硕士研究生,研究方向为电力系统继电保护;

邹贵彬(1971),男,博士,教授,博士生导师,从事继电保护的教学和研究工作。

(收稿日期:2021 – 05 – 08)

(上接第 10 页)

[2] 郭征.特高压长线路分相电流差动保护新原理[D]. 天津:天津大学,2004.

[3] 李斌,贺家李,杨洪平,等. 特高压长线路距离保护算法改进[J]. 电力系统自动化,2007,31(1):43 – 46.

[4] 李斌,贺家李,常文华,等. 基于贝瑞隆模型的长线路距离保护[J]. 电力系统自动化,2010,34(23):52 – 55.

[5] 刘凯. 超/特高压线路差动保护电容电流补偿方法[J]. 电力自动化设备,2011,31(8):94 – 97.

[6] 毕天姝,于艳莉,黄少锋,等. 超高压线路差动保护电容电流的精确补偿方法[J]. 电力系统自动化,2005,29(15):30 – 32.

[7] 侯俊杰,宋国兵,常仲学,等. 基于故障分量差动电流极性特征的直流线路故障全过程保护原理[J]. 电力自动化设备,2019,29(9):11 – 19.

[8] 刘剑,郇能灵,范春菊,等. 基于特定频率电流波形特征的高压直流线路故障判别方法[J]. 电工技术学报,2017,32(1):20 – 31.

[9] 高淑萍,索南加乐,宋国兵,等. 利用电流突变特性的高压直流输电线路纵联保护新原理[J]. 电力系统自动化,2011,35(5):52 – 56.

[10] 李孝林. 准东 – 华东 ± 1100 kV 特高压直流输电线路工程甘肃北段导线选型分析[J]. 内蒙古电力技术,2016,34(1):25 – 31.

[11] 刘泽洪,郭贤珊,乐波,等. 1100 kV/12 000 MW 特高压直流输电工程成套设计研究[J]. 电网技术,2018,42(4):1023 – 1031.

[12] 王强,包维瀚,余波,等. ± 1100 kV 换流站直流场防雷设计研究[J]. 四川电力技术,2018,41(4):44 – 48.

[13] 李小鹏,戴文睿,林圣,等. 基于高频分量的高压直流输电线路单端保护方法[J]. 四川电力技术,2020,43(2):33 – 35.

作者简介:

单节杉(1979),男,硕士,讲师,主要研究方向为电力系统新型继电保护与控制。

(收稿日期:2021 – 07 – 08)

基于站域信息的整流站 100 Hz 保护优化方案

许婷苇¹, 赵丽平¹, 林 圣¹, 叶 烨²

(1. 西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 611756;

2. 国网四川省电力公司检修公司, 四川 成都 610041)

摘 要:对于现有权仅利用单一设备量测量信息进行故障判断的 100 Hz 保护,其动作响应存在一定的盲目性,在换流站交流区域故障时适应性不足。对此提出基于站域信息区分整流站直流区域故障和交流区域故障,实现 100 Hz 保护优化,赋予 100 Hz 保护识别整流站直流区域故障与交流区域故障的能力。基于 100 Hz 保护误动原因分析,提出换流母线基频负序电压与直流线路二次谐波电压的相关系数,构建整流站故障区域识别方法。仿真结果表明,该方法不受故障类型、故障位置、过渡电阻、故障初始角以及噪声干扰的影响,可靠性高。

关键词:高压直流输电;100 Hz 保护;站域信息;故障区域;相关系数

中图分类号:TM 712 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0017-04

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210504

100 Hz Protection Optimization Scheme of Rectifier Station Based on Station Domain Information

Xu Tingwei¹, Zhao Liping¹, Lin Sheng¹, Ye Ye²

(1. School of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu 611756, Sichuan, China;

2. State Grid Sichuan Maintenance Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Aiming at the existing 100 Hz protection using only a single device measurement information for fault judgment, the action response of the protection is blind to a certain extent, and its adaptability is insufficient when the AC area of converter station fails. It is proposed to distinguish the DC area fault from the AC area fault of rectifier station based on station domain information, which realizes 100 Hz protection optimization and gives 100 Hz protection the ability to identify the DC area fault and the AC area fault of rectifier station. Based on the cause analysis of misoperation of 100 Hz protection, the correlation coefficient between the negative sequence voltage of converter bus fundamental frequency and the second harmonic voltage of DC line is proposed, and the fault area identification method of rectifier station is constructed. The simulation results show that the method is not affected by fault type, fault location, transition resistance, fault initial angle and noise interference, and has high reliability.

Key words: HVDC; 100 Hz protection; station domain information; fault area; correlation coefficient

0 引 言

随着交直流输电及其联网技术的发展,电网逐步形成交直流深度耦合的格局,带来了复杂的故障暂态特性,也给基于单一量测量信息的继电保护带来了严重影响^[1-3]。

基金项目:四川省重点研发计划项目(2020YFG0063)

在一些可能会导致阀的触发异常的故障发生时,如交流系统不对称故障、阀故障、阀基电子设备故障时,直流线路电流中会出现 100 Hz 分量,引起 100 Hz 保护动作,导致直流系统降功率运行甚至闭锁。已有研究指出,交流系统不对称故障期间,若能维持阀的正常换相,100 Hz 保护不动作有利于系统稳定^[4]。但按照目前实际工程中的保护策略及整定方式还不能区分两类故障,可能会带来因交流系

统不对称故障导致不必要的直流闭锁。例如,在天广直流“6·23 事故”中,交流线路故障导致直流系统 100 Hz 分量增大,进而导致 100 Hz 保护误动作,高压直流输电系统误停运^[5]。

由于交直流混联系统的相互影响,导致基于单一量测量的保护的响应存在一定的盲目性^[6]。如交流系统不对称故障时,会在交流侧产生负序分量,经换流器传变后在直流侧产生 100 Hz 分量,从而可能引起直流 100 Hz 保护误动作。若此情况下,将交流侧测量信息与直流侧测量信息进行关联分析,则可准确识别出故障区域,从而避免 100 Hz 保护误动作。

下面分析了交流不对称故障导致 100 Hz 保护误动作原因,在此基础上,提出了故障区域识别方案。仿真结果表明,所提方案不受故障类型、故障位置、过渡电阻、故障初始角以及噪声干扰的影响。

1 100 Hz 保护误动机理分析

1.1 整流站交直流区域故障分布

整流站交直流区域故障分布如图 1 所示,以换流变压器与换流器的连接为界,将整流站划分为整流站直流区域与交流区域。图中: $L_1—L_n$ 为整流站区外 n 条送电交流线路; $S_1—S_n$ 分别为远端的等效送电交流电源; $f_1—L_h$ 和 f_2 为整流站交流区域故障; f_3 和 f_4 为整流站直流区域故障。

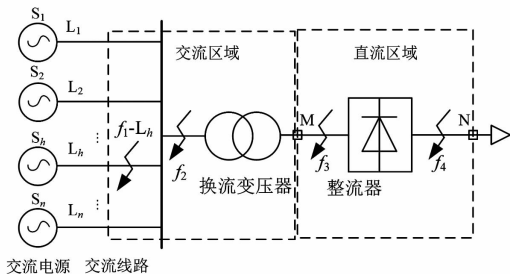


图 1 整流站交直流区域故障分布

1.2 交流不对称故障导致 100 Hz 保护误动原因

近年来,工程现场曾出现由于交流不对称故障导致直流 100 Hz 保护误动作而闭锁直流系统的事件,对直流系统的正常稳定运行带来严重的影响。为避免在交流系统不对称故障期间 100 Hz 谐波保护误动作,首先应着手于其误动作的机理,即分析交流不对称故障导致直流侧 100 Hz 谐波分量增加的原因,从而提出对应的解决措施。

交流不对称故障使得交流母线处基频负序分量增加^[7],以下分析了换流器对交直流侧谐波的传变作用,阐述交流不对称故障导致 100 Hz 保护误动的机理。基于调制理论,使用换流器开关函数模型,以模拟换流器的非线性过程,从而得到交流电气量经换流器变换后的直流电气量。

直流场的电压可由式(1)表示。

$$u_{dc} = u_a S_{ua} + u_b S_{ub} + u_c S_{uc} \quad (1)$$

式中: u_a 、 u_b 、 u_c 分别为三相交流电压瞬时值; u_{dc} 为直流电压瞬时值; S_{ua} 、 S_{ub} 、 S_{uc} 为三相电压开关函数。开关函数可由式(2)表示。

$$\begin{aligned} S_{ua} &= \frac{4\sqrt{3}}{\pi} \cos \omega_1 t \\ S_{ub} &= \frac{4\sqrt{3}}{\pi} \cos \left(\omega_1 t - \frac{2\pi}{3} \right) \\ S_{uc} &= \frac{4\sqrt{3}}{\pi} \cos \left(\omega_1 t + \frac{2\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad (2)$$

式中, $\omega_1 = 50$ Hz。

当交流场三相电压不对称时,可将三相不对称电压经序分量分解为

$$\begin{cases} u_a = \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^+ \cos(\omega_m t + \alpha^+) + \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^- \cos(\omega_m t + \alpha^-) + \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^0 \cos(\omega_m t + \alpha^0) \\ u_b = \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^+ \cos\left(\omega_m t + \alpha^+ - \frac{2\pi}{3}\right) + \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^- \cos\left(\omega_m t + \alpha^- + \frac{2\pi}{3}\right) + \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^0 \cos(\omega_m t + \alpha^0) \\ u_c = \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^+ \cos\left(\omega_m t + \alpha^+ + \frac{2\pi}{3}\right) + \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^- \cos\left(\omega_m t + \alpha^- - \frac{2\pi}{3}\right) + \sum_{m=1}^{\infty} U_{m-ac}^0 \cos(\omega_m t + \alpha^0) \end{cases} \quad (3)$$

式中, m 为谐波次数。

将式(2)、式(3)代入式(1)可得

$$\sum_{m=1}^{\infty} u_{m-dc} = \frac{6\sqrt{3}N_2}{\pi N_1} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ U_{m-ac}^+ \cos[(\omega_m - \omega_1)t + \alpha^+] + U_{m-ac}^- \cos[(\omega_m + \omega_1)t + \alpha^-] \right\} \quad (4)$$

式(4)代表交流场谐波电压经换流器传变后对应的直流场谐波电压。

由式(4)可得,直流侧 100 Hz 谐波电压为

$$u_{2-dc} = \frac{6\sqrt{3}}{\pi} \frac{N_2}{N_1} \left[\frac{U_{1-ac}^- \cos(2\omega_1 t + \alpha^-)}{+ U_{3-ac}^+ \cos(2\omega_1 t + \alpha^+)} \right] \quad (5)$$

由式(5)可得,交流场负序基频电压和正序 3 次谐波电压将在直流场传变出 100 Hz 分量,且由于负序基频电压幅值较大而起主要作用。

综上,交流侧发生不对称短路故障时,交流场负序基频电压与直流场 100 Hz 分量呈正相关,是造成直流 100 Hz 保护误动的原因。因此,为了辨识是由于交流侧发生不对称短路故障产生的 100 Hz 谐波电流,可通过引入交流母线处负序基频电压,并判断其与直流二次谐波电压的相关程度,形成基于站域信息的直流 100 Hz 保护优化方案。

2 故障区域识别方案

2.1 故障区域识别判据

引入 R 表示交流场负序基频电压与直流场 100 Hz 分量的相关度系数。

$$R = \sqrt{\sum_{k=1}^N \left(\frac{U_{dl2}(k)}{U_1^-(k)} - \frac{U_{dl2}(k-1)}{U_1^-(k-1)} \right)^2} \quad (6)$$

式中: U_1^- 为交流母线电压基频负序分量幅值; U_{dl2} 为直流线路电压二次谐波分量幅值; $k=1$ 为保护算法启动时刻; N 为积分时间窗长内的采样点数。

当交流区域发生不对称故障时,换流母线负序分量增加,经换流器的传变作用后在直流侧产生 100 Hz 分量,换流母线负序电压与直流 100 Hz 分量相关性高,波形形态相近,由式(6)可知 R 较小;当直流区域故障时,直流 100 Hz 分量是由于三相开关函数波形不对称所引起的^[9],换流母线负序分量与直流 100 Hz 分量相关性低, R 较大。因此,判断 $R < k_{set}$ 是否成立,若是,则判断发生的故障为整流站交流区域故障;若否,则判断发生的故障为整流站直流区域故障,其中 k_{set} 为故障识别阈值,考虑到换流母线正序 3 次谐波电压也是 100 Hz 的产生原因,因此 k_{set} 取 5。

2.2 启动判据

保护算法启动步骤采用电压故障分量启动元件来实现^[8],其对故障检测的原理为

$$\max(|\Delta u_A|, |\Delta u_B|, |\Delta u_C|) > \Delta u_{set} \quad (7)$$

式中: Δu_A 、 Δu_B 与 Δu_C 分别为交流母线三相电压所对应的故障分量; Δu_{set} 为保护算法启动门槛值,通常为 0.01 ~ 0.1 倍算法启动时刻所用电压的额定值。将保护算法启动时刻定义为交流母线电压故障分量最大值大于算法启动门槛值的时刻。

3 仿真验证与分析

3.1 仿真模型与参数

在 PSCAD/EMTDC 仿真平台上搭建送端连接有 3 条交流线路的 ± 800 kV 交直流系统仿真模型,模型中 3 条送电交流线路 L_1 — L_3 的长度分别为 40 km、40 km、20 km。

3.2 典型故障仿真分析

3.2.1 整流站交流区域故障

在模型上设置交流线路 L_1 上点 f_1 — L_1 处 A 相发生金属性接地故障,故障位于距离换流母线 20 km 处,仿真图形如图 2 所示。

由图 2 中仿真结果可知,计算开始检测到故障后 5 ms 数据窗长内的数据,可得 $R = 1.5894 < 5$,可判断出该故障为整流站交流区域故障。

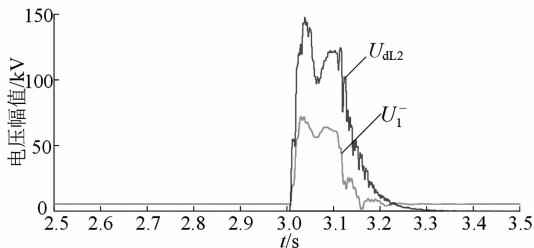


图2 交流区域故障仿真波形

3.2.2 整流站直流区域故障

在模型上设置换流变压器阀侧 f_3 处 A 相发生金属性接地故障,仿真图形如图 3 所示。

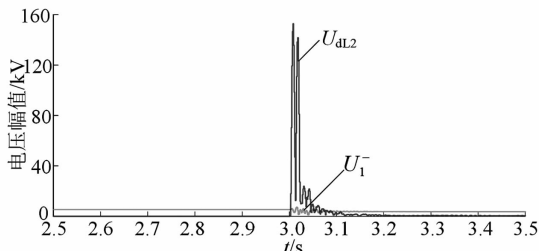


图3 直流区域故障仿真波形

由图 3 中仿真结果可知,计算开始检测到故障后 5 ms 数据窗长内的数据,可得 $R = 48.2002 > 5$,可判断出该故障为整流站直流区域故障。

3.3 适应性分析

3.3.1 不同故障类型和位置下的适应性分析

为验证所提故障识别方法在不同故障类型与不同故障位置下的适应性,分别在模型上设置不同故障类型与不同故障位置的整流站交流区域与直流区域故障,并利用所提算法对故障进行识别,得到的仿真结果如表 1 所示。其中: f_1-L_1 代表交流线路 L_1 上发生的故障, f_2 表示换流变压器网侧发生的故障,均为整流站交流区域故障; f_3 表示换流变压器阀侧故障, f_4 表示换流器直流侧出口故障,均为整流站直流区域故障。表中的故障位置代表 f_1-L_1 距离换流母线的距离; $f_1-L_1 \sqrt{2} \sqrt{3}$ 的过渡电阻均为 $15\ \Omega$,故障初始角均为 0° ; f_4 的过渡电阻为 $15\ \Omega$ 。

表 1 不同故障类型和位置下的仿真结果

故障点	故障类型	故障位置/km	R	判断结果
f_1-L_1	AG	10	1.855 6	交流区域故障
	AB	10	1.964 6	交流区域故障
	ABG	10	2.060 3	交流区域故障
	AG	25	1.989 6	交流区域故障
	AB	25	1.990 5	交流区域故障
	ABG	25	2.032 7	交流区域故障
f_2	AG	—	1.912 4	交流区域故障
	AB	—	1.935 7	交流区域故障
	ABG	—	2.024 9	交流区域故障
f_3	AG	—	63.707 6	直流区域故障
	AB	—	18.104 8	直流区域故障
	ABG	—	28.407 0	直流区域故障
	ABC	—	20.855 8	直流区域故障
f_4	—	—	45.050 9	直流区域故障

根据表 1 结果可知,在整流站交流区域内发生不同类型和不同位置的故障时, R 均小于 5,可得出故障发生在交流区域,属于交流区域故障;而在直流区域不同类型的故障发生时, R 均大于 5,从而可得出故障发生在直流区域,属于直流区域故障。因此可知,无论故障发生于整流站交流区域还是直流区域,所提方法均能够准确识别。

3.3.2 不同过渡电阻下的适应性分析

为验证所提故障识别方法在不同过渡电阻下的适应性,分别在模型上设置不同过渡电阻的整流站交流区域与直流区域故障,并利用所提算法对故障进行识别,得到的仿真结果如表 2 所示。以 A 相接地故障为例,其中 f_1-L_1 处发生的故障在距离换流母线 10 km 处,故障初始角均为 0° 。

根据表 2 结果可知,在整流站交流区域内发生不同过渡电阻下的故障时, R 均小于 5,此时判断发

表 2 不同过渡电阻下的仿真结果

故障点	过渡电阻/ Ω	R	判断结果
f_1-L_1	0	1.691 3	交流区域故障
	30	1.932 0	交流区域故障
	200	2.179 8	交流区域故障
f_3	0	48.200 2	直流区域故障
	30	39.025 5	直流区域故障
	200	34.439 5	直流区域故障

生的故障为整流站交流区域故障;在整流站直流区域内发生不同过渡电阻下的故障时, R 均大于 5,此时判断发生的故障为整流站直流区域故障。因此可知,无论故障发生于整流站交流区域还是直流区域,所提方法均能够准确识别。

3.3.3 不同故障初始角下的适应性分析

为验证所提故障识别方法在不同故障初始角下的适应性,分别在模型上设置不同故障初始角下的整流站交流区域与直流区域故障,并利用所提算法对故障进行识别,得到的仿真结果如表 3 所示。以 A 相接地故障为例(过渡电阻设置为 $15\ \Omega$), f_1-L_1 处发生的故障在距离换流母线 10 km 处。

表 3 不同故障初始角下的仿真结果

故障点	故障初始角/ $^\circ$	R	判断结果
f_1-L_1	18	1.663 9	交流区域故障
	90	1.839 7	交流区域故障
	150	1.714 4	交流区域故障
f_3	18	49.039 2	直流区域故障
	90	30.255 8	直流区域故障
	150	45.294 3	直流区域故障

根据表 3 结果可知,在整流站交流区域内发生不同故障初始角下的故障时, R 均小于 5,此时判断发生的故障为整流站交流区域故障;在整流站直流区域内发生不同故障初始角下的故障时, R 均大于 5,此时判断发生的故障为整流站直流区域故障。因此可知,无论故障发生于整流站交流区域还是直流区域,所提方法均能够准确识别。

3.3.4 噪声干扰下的适应性分析

为验证所提故障识别方法在噪声干扰下的适应性,在模型上设置不同程度噪声干扰下的整流站交流区域与直流区域故障,并利用所提算法对故障进行识别,以 A 相接地故障为例(过渡电阻设置为 $15\ \Omega$), f_1-L_1 处发生的故障在距离换流母线 10 km 处,故障初始角为 0° ,在所得仿真数据中加入信噪比为 50 dB、40 dB 和 30 dB 的噪声。

三端混合直流输电实验平台控制参考值 变化斜率优化研究

秦嘉蔚,王顺亮,吴佳奇,刘天琪
(四川大学电气工程学院,四川 成都 610065)

摘要:文中主要对结合电网换相换流和模块化多电平换流两种换流技术的优点的三端混合直流输电系统进行研究。由于调节 9 电平模块化多电平换流器(MMC)控制器的定功率值时,直流电压会出现一个瞬时增大或减小的值;调节 25 电平 MMC 控制器定电压值时,该支路交流电流会出现一个瞬时增大或减小的值;当调节控制器的值越快时,冲击量的峰值将会越大;因此通过爬坡实验,找到 9 电平 MMC 功率参考值 P_{ref} 以及 25 电平 MMC 电压参考值 V_{ref} 合适的斜率,使系统既有较快的响应速度,又不会因直流电压/交流电流的冲击过大而发生跳闸。分别通过仿真和实验验证,最终得到所搭建设备 P_{ref} 的极限斜率为 24 kW/s, V_{ref} 的极限斜率为 1000 V/s,实验结果和仿真结果一致。

关键词:混合直流输电系统;SCADA 实验系统;参考功率/电压斜率的爬坡实验

中图分类号:TM 72 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0021-06

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210505

Research on Optimization of Reference Slope for A Three-terminal Hybrid LCC-MMC HVDC Experimental Platform

Qin Jiawei, Wang Shunliang, Wu Jiaqi, Liu Tianqi
(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China)

Abstract: Combined with the advantages of line commutated converter and multiple module converter, LCC-MMC three-terminal hybrid DC transmission system is mainly studied. When the constant power value of 9-level MMC converter controller is adjusted, the DC voltage will increase or decrease instantaneously, and when the fixed voltage of 25-level MMC converter controller is adjusted, the AC current of the branch will increase or decrease instantaneously. When the value of the controller is adjusted faster, the peak value of the impact will be larger. Therefore, it is necessary to find the appropriate slope for 9-level MMC power reference and 25-level MMC voltage reference through climbing experiment, which will make the system not only have fast response speed, but also not trip due to excessive impact of DC voltage/AC current. Through simulation and experiments, the limit slope of power reference is 24 kW/s, and the limit slope of voltage reference is 1000 V/s, so the experimental results are consistent with the simulation results.

Key words: hybrid HVDC transmission system; SCADA experimental system; climbing experiment of reference power/voltage slope

0 引 言

为了充分发挥电网换相换流器高压直流输电系统(line commutated converter based on high voltage direct current, LCC-HVDC)和电压源型换流器高压直流输电系统(voltage source converter based on high voltage direct current, VSC-HVDC)两者的优势,混

基金项目:国家自然科学基金项目(51977135)

合型直流输电系统成为了新的研究热点。混合型直流输电系统的整流侧采用电网换相换流技术,逆变侧采用电压源型换流技术,既没有换相失败的风险,损耗也较低,运行技术较为成熟,有利于系统的安全稳定运行,是实现远距离大容量输电一种极具竞争力的方案^[1-5]。

对于结合电网换相换流器(line comutated converter, LCC)和模块化多电平换流器(modular multilever converter, MMC)的 LCC-MMC 型混合双

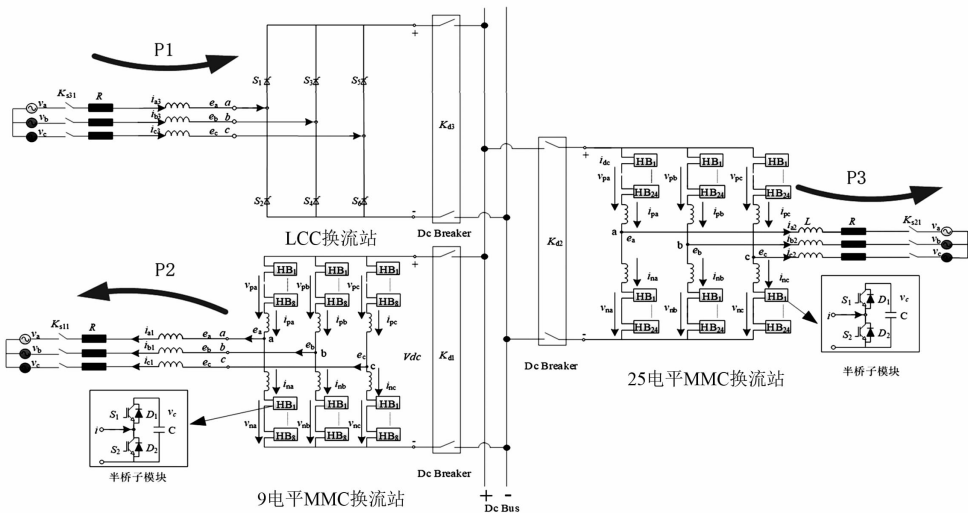


图 1 三端混合直流输电系统拓扑

端直流输电系统,整流侧 LCC 换流站常采用定电压控制,为逆变侧提供稳定的直流电压,维持功率传输。逆变侧 MMC 则采用定有功和定无功控制,因此逆变侧能灵活地控制有功功率和无功功率。对于多端混合直流输电系统,由于 LCC 与 MMC 各换流站有多种控制策略,因此需要专门设计相应的控制策略,以达到协调控制的目的。文献[6]提出了 4 种 LCC-MMC 混合三端直流系统的控制策略及运行方式,并对 4 种控制策略进行对比,通过仿真验证了 4 种控制策略下系统的启动、稳态运行和停机状态。文献[7]结合昆柳龙工程,分别给出了三端系统的启动和停运、两端系统启动和停运、三端系统中一端的停运、两端系统中增加一端的投入等情况操作过程,以及在稳态运行时协调各端功率的分配,在某一端退出运行时改变电流/功率参考指令,协调剩余两端的功率传输;最后,通过仿真验证了控制策略的可行性,能适用于多端直流输电系统复杂的运行环境。文献[8]为多端混合直流输电系统设计了两控制模式,对比得出三台 MMC 采用定直流电压控制具有有效的电流平衡能力,可以避免交流故障时 MMC 直流电流振荡。

虽然对混合直流输电系统的研究有接近 20 年的时间,但混合直流输电系统投入工程应用的实例并不多,目前还是以 LCC-HVDC 和 MMC-HVDC 为主^[9-12]。除此之外,在已有文献中不能找到混合直流输电相关的实验研究,大多以仿真为主,但是实验是很重要的一个环节,能深入研究混合直流输电系统^[13]。下面将通过在所搭建的混合直流输电实验平台上完成爬坡实验,找到实验设备控制器合适的

斜率,使该混合直流输电系统既有较快的响应速度,又不会因直流电压/交流电流的冲击过大而发生跳闸。

1 系统工作原理

1.1 系统结构

在所设计的三端混合直流输电系统中,送端采用十二脉动 LCC 电网换相换流器,受端采用 25 电平 MMC 换流站和 9 电平 MMC 换流站并联。该三端混合直流输电系统拓扑图如图 1 所示,其中 25 电平 MMC 换流站采用最近电平逼近调制策略,9 电平 MMC 换流站采用多种脉冲宽度调制策略。两 MMC 换流站均使用半桥式子模块 (half bridge sub-module, HBSM)。

1.2 换流站控制

该三端混合直流输电系统整流侧 LCC 换流站采用定电流控制。将整流输出的直流电流 I_{dc} 和设定直流电流参考值 I_{dcre} 比较,得到的差值通过 PI 环节,最后对触发角 α 角进行修正,使得直流电流 I_{dc} 越来越接近参考值,最终等于 I_{dcre} ,从而达到了定电流控制的目的。其控制框图如图 2 所示。

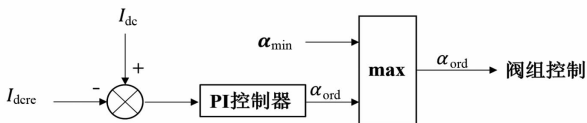


图 2 定电流控制

该三端混合直流输电系统逆变侧 MMC 采用的是传统双环控制。传统双环控制分为内环控制和外

环控制。

图3是MMC换流站双环控制的控制框图,左侧的框是外环控制,右侧的框是内环控制。外环控制主要包括有功类物理量和无功类物理量,其参考值与测量值的差值通过PI控制器,可以分别得到内环电流 d 轴参考值 i_{sdref} 和内环电流 q 轴参考值 i_{sqref} 。对于内环控制来说, d 轴电流的参考值 i_{sdref} 和 d 轴电流的测量值 i_{sd} 经过内环的电流解耦控制得到 d 轴的参考电压信号 U_d^* ; q 轴电流的参考值 i_{sqref} 和 q 轴电流的测量值 i_{sq} 经过内环的电流解耦控制得到 q 轴的参考电压信号 U_q^* 。最后将得到的 d 轴参考电压信号 U_d^* 和 q 轴参考电压信号 U_q^* 经过dq/abc坐标变换得到交流侧的三相电压参考值 u_a 、 u_b 、 u_c 。^[14]

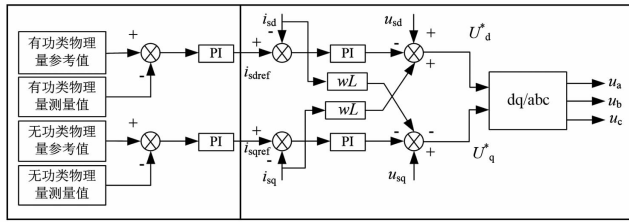


图3 MMC双环控制

外环控制器根据不同的控制标准,可分为3种:定直流电压控制、定有功功率控制、定无功功率控制。因此只改变相应的外环控制器就可实现系统有功量(直流电压、频率、有功功率)与无功量(交流电压、无功功率)的不同控制。

d 轴定有功功率控制参考电流表达式为

$$i_{d_ref} = k_p(P_{ref} - P) + k_i \int (P_{ref} - P) dt \quad (1)$$

q 轴定无功功率控制参考电流表达式为

$$i_{q_ref} = k_p(Q_{ref} - Q) + k_i \int (Q_{ref} - Q) dt \quad (2)$$

d 轴定直流电压控制参考电流表达式为

$$i_{d_ref} = k_p(U_{dc_ref} - U_{dc}) + k_i \int (U_{dc_ref} - U_{dc}) dt \quad (3)$$

对内环控制来说,其目的主要是电流参考值和电流测量值经过内环的电流解耦控制得到 d 轴和 q 轴的参考电压信号。

d 轴和 q 轴参考电压表达式为:

$$V_{d_ref} = u_d + \omega L i_q - \left[k_p(i_{d_ref} - i_d) + k_i \int (i_{d_ref} - i_d) dt \right] \quad (4)$$

$$V_{q_ref} = u_q - \omega L i_d - \left[k_p(i_{q_ref} - i_q) + k_i \int (i_{q_ref} - i_q) dt \right] \quad (5)$$

1.3 系统协调控制

对于该三端混合直流输电系统,整流站LCC采用定直流电流(功率)控制,逆变站25电平MMC采用定直流电压控制,逆变站9电平MMC采用定有功功率控制。

在该三端混合直流输电系统中,LCC换流站和9电平MMC换流站可以直接实现有功功率的控制,或者通过定直流电流间接实现有功功率的控制。定直流电压换流站25电平MMC作为整个系统功率平衡站,同时也能控制系统的直流电压。

1.3.1 调节系统定功率的值

系统处于稳态运行时,可以调节9电平MMC换流站控制器定功率的值。

1) 当将9电平MMC换流站控制器定功率的值减小时,输送到功率平衡站25电平MMC的功率会增大。对直流系统来说, $P = UI$,因此直流电压会出现一个瞬时增大的冲击电压。紧接着25电平MMC换流站定电压控制器发挥作用,直流电压恢复到设定值,25电平MMC支路的直流电流增大。

2) 当将9电平MMC换流站控制器定功率的值增大时,输送到功率平衡站25电平MMC的功率会减小,因此直流电压也会出现一个瞬时减小的冲击电压。紧接着25电平MMC换流站定电压控制器发挥作用,直流电压恢复到设定值,25电平MMC支路的直流电流减小。

以上是调节9电平MMC换流站控制器定功率的值的暂态过程,其流程框图如图4所示。

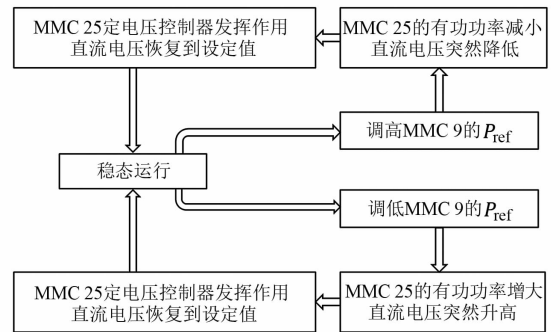


图4 调节MMC 9控制器定功率值的暂态过程

因此,对整个系统来说,调节9电平MMC换流站控制器定功率的值时,直流电压会出现一个瞬时增大或减小的值。当调节定功率换流器的值越快,即斜率 k 越大时,那么直流电压的瞬时值也将会越大。

1.3.2 调节系统定电压的值

系统处于稳态运行时,可以调节 25 电平 MMC 换流站控制器定电压的值。由于可调节的电压范围很小,因此可近似地把直流电压看作不变。

1) 当将 25 电平 MMC 换流站控制器定电压的值减小时,由于输送到功率平衡站 25 电平 MMC 的功率不会变化,因此对直流系统来说,25 电平 MMC 换流站支路的直流电流会出现一个瞬时增大的冲击电流,25 电平 MMC 换流站支路的交流电流也会出现一个瞬时增大的冲击电流。

2) 当将 25 电平 MMC 换流站控制器定电压的值增大时,同理,25 电平 MMC 换流站支路的直流电流会出现一个瞬时减小的冲击电流,25 电平 MMC 换流站支路的交流电流也会出现一个瞬时减小的冲击电流。

以上是调节 25 电平 MMC 换流站控制器定电压的值的暂态过程,其流程框图如图 5 所示。

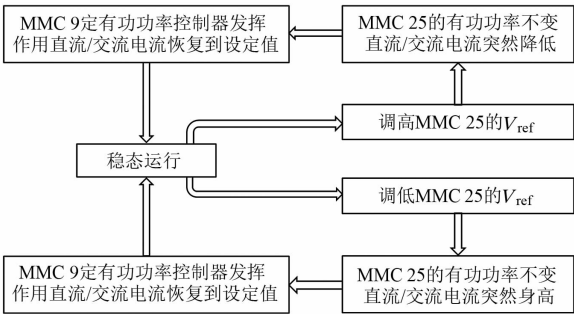


图 5 调节 MMC 25 控制器定电压值的暂态过程

因此,对整个系统来说,调节 25 电平 MMC 换流站控制器定电压的值时,25 电平 MMC 换流站支路直流电流和交流电流会出现一个瞬时增大或减小的值。当调节定电压控制器的值越快,即斜率 k 越大时,那么直流电流和交流电流的瞬时值也将会越大。

2 直流输电系统仿真验证

在仿真中,LCC 和 MMC 换流器主回路的额定电压和额定功率等参数如表 1 所示。实验中同样采用该参数。

表 1 LCC 和 MMC 换流器主回路参数

被控对象	额定功率/kW	额定电压/V
LCC	20	750
9 电平 MMC	12	750
25 电平 MMC	20	750
交流系统	—	380

2.1 优化功率参考值斜率的仿真实验

实验使用的设备能承受的最大直流电压是 900 V,当直流电压大于 900 V 时,设备将会发生跳闸。因此,接下来将会通过仿真和实验,减小 9 电平 MMC 换流站控制器定功率的值 P_{ref} ,找到一个合适的斜率 k ,使系统既能在调节功率时较快达到设定值,又能不发生跳闸使实验中断。

9 电平 MMC 的额定功率是 12 kW,因此为了得到最大的冲击,9 电平 MMC 的功率参考值 P_{ref} 的初始值为 -12 kW。仿真中, P_{ref} 从 -12 kW 变化到 0。

当 P_{ref} 在第 4 s 从 -12 kW 到 0,变化时间为 2 s 时, $k=6$ kW/s。仿真波形如图 6 所示,图中是直流电压的波形,其峰值约为 830 V。

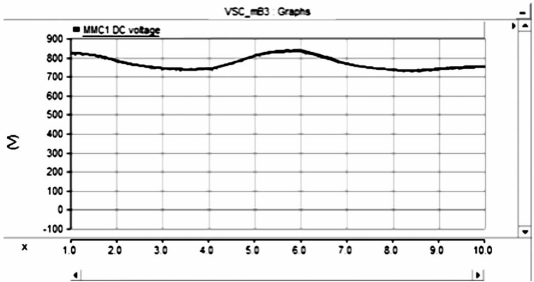


图 6 P_{ref} 的斜率为 6 kW/s 时仿真波形

当 P_{ref} 在第 4 s 从 -12 kW 到 0,变化时间为 1 s 时, $k=12$ kW/s。仿真波形如图 7 所示,图中是直流电压的波形,其峰值约为 885 V。

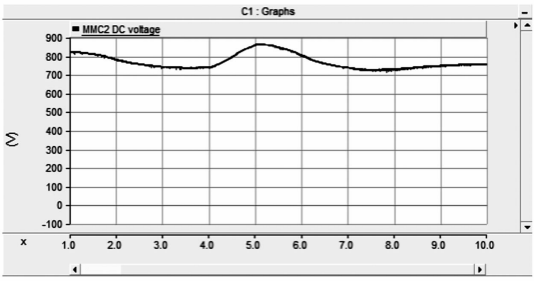


图 7 P_{ref} 的斜率为 12 kW/s 时仿真波形

当 P_{ref} 在第 4 s 从 -12 kW 到 0,变化时间为 0.5 s 时, $k=24$ kW/s。仿真波形如图 8 所示,图中是直流电压的波形,其峰值约为 890 V。

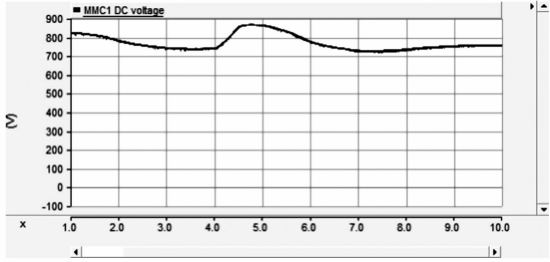


图 8 P_{ref} 的斜率为 24 kW/s 时仿真波形

2.2 优化电压参考值斜率的仿真实验

实验使用的设备能承受的最大交流电流是 40 A,交流电流大于 40 A 时,设备将会发生跳闸。相比交流电流,直流电流有更大的裕量,不容易因直流电流冲击过大而使设备发生跳闸。因此,接下来将会通过仿真和实验,减小 25 电平 MMC 换流站控制器定电压的值 V_{ref} ,找到一个最合适的斜率 k ,使系统既能在调节功率时较快达到设定值,又能不发生跳闸使实验中中断。

该实验系统可设置的直流电压值最小为 700 V,最大为 750 V。因为 25 电平 MMC 的额定功率是 20 kW,所以为了得到最大的冲击,25 电平 MMC 的输出功率为 20 kW,9 电平 MMC 的输出功率为 0。

当 V_{ref} 的 $k = 1000$ V/s 时,电压从 750 V→700 V→750 V,各需要 0.05 s。图 9 是 25 电平 MMC 的交流电流波形,其冲击的值较大,约为 45 A。

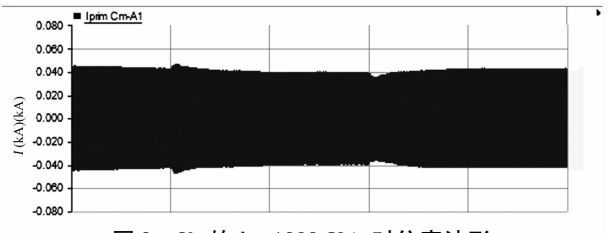


图 9 V_{ref} 的 $k = 1000$ V/s 时仿真波形

当 V_{ref} 的 $k = 500$ V/s 时,电压从 750 V→700 V→750 V,各需要 0.1 s。图 10 是 25 电平 MMC 的交流电流波形。

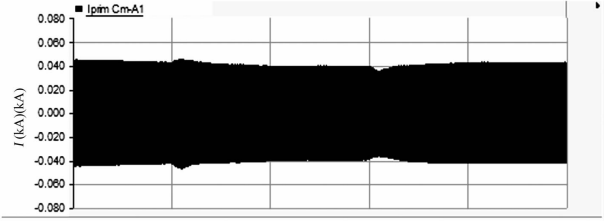


图 10 V_{ref} 的 $k = 500$ V/s 时仿真波形

当 V_{ref} 的 $k = 250$ V/s 时,电压从 750 V→700 V→750 V,各需要 0.2 s。图 11 是 25 电平 MMC 的交流电流波形。

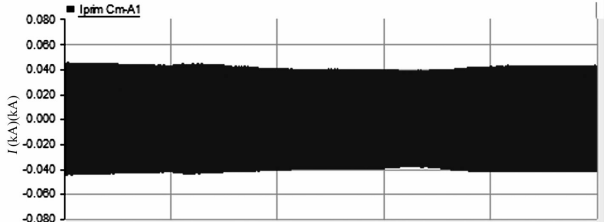


图 11 V_{ref} 的 $k = 250$ V/s 时仿真波形

综上可得,当 25 电平 MMC 输出功率最大

为 20 kW 时,得到的冲击值最大,当 V_{ref} 的斜率 $k = 1000$ V/s 时,电压从 750 V 降低到 700 V,得到交流电流的最大值约为 45 A。

3 优化设备参考值的爬坡实验

爬坡实验使用的实验设备包括 LCC 换流器、25 电平的 MMC 和 9 电平的 MMC 以及 SCADA 监测系统。SCADA 监测系统可以对设备中电压电流量进行实时监测。

3.1 优化功率参考值斜率的运行实验

在 P_{ref} 从 -12 kW 到 0 的基础上完成实验。当 P_{ref} 的斜率小于 1.2 kW/s 时,直流电压没有出现冲击,实验波形如图 12 所示。

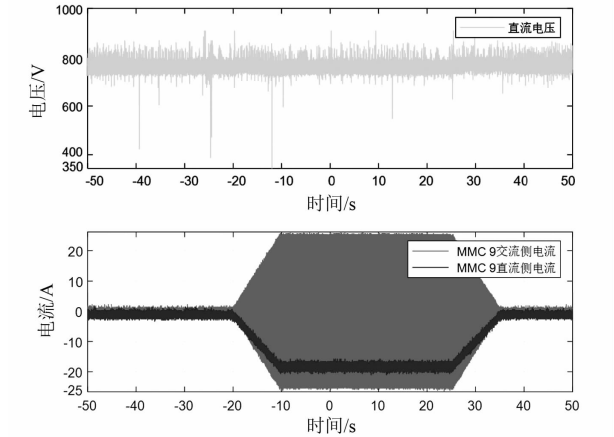


图 12 P_{ref} 的斜率为 1.2 kW/s 实验波形

当 P_{ref} 的斜率从 1.2 kW/s 逐渐增大时,直流电压的冲击值也越来越大。图 13 是 P_{ref} 斜率 - 冲击电压曲线图,随着斜率的增大,直流电压冲击值最大可达到 900 V。如果直流电压继续增大,设备将会发生跳闸,此时 P_{ref} 的极限斜率是 $k = 24$ kW/s,实验波形如图 14 所示。

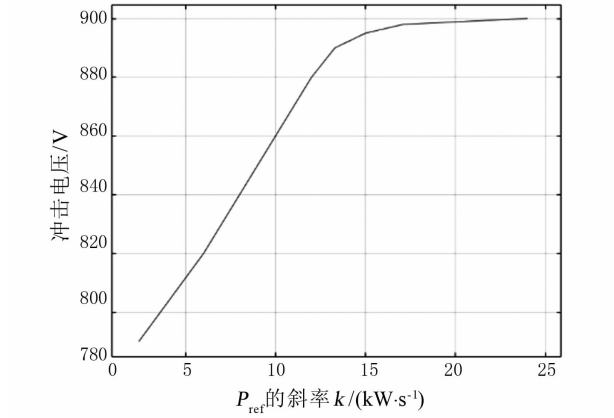


图 13 P_{ref} 斜率 - 冲击电压曲线

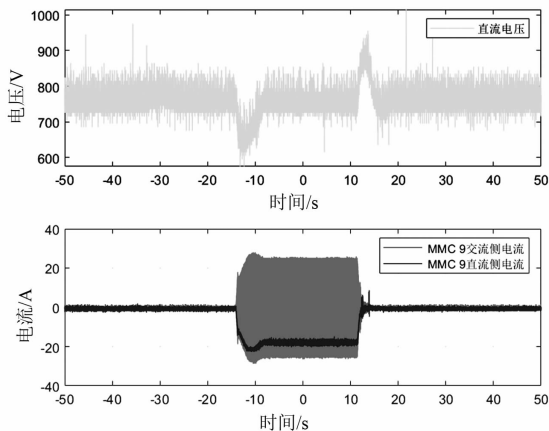


图 14 P_{ref} 的斜率为 24 kW/s 实验波形

在 P_{ref} 的几个特定的斜率值下,如 $k = 6\text{ kW/s}$ 、 $k = 12\text{ kW/s}$ 、 $k = 24\text{ kW/s}$ 时,将实验结果和仿真结果相对比,最大直流冲击电压值的误差较小,都低于 5%。可以说明仿真的效果较好。

3.2 优化电压参考值斜率的运行实验

V_{ref} 从 750 V 下降至 700 V;当 $k = 1000\text{ V/s}$ 时,需要 0.05 s,如图 15 所示;当 $k = 500\text{ V/s}$ 时,需要 0.1 s,如图 16 所示;当 $k = 250\text{ V/s}$ 时,需要 0.2 s,如图 17 所示。图 15 至图 17 中,波形从上到下依次为直流电压波形、25 电平 MMC 的直流电流波形、25 电平 MMC 的交流电流波形。

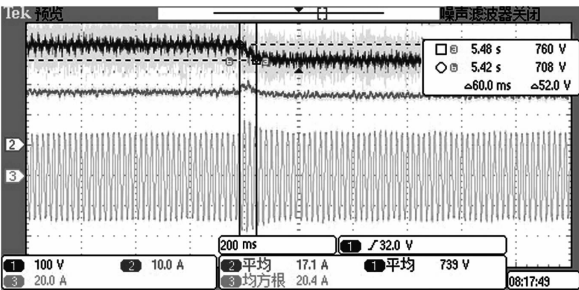


图 15 V_{ref} 的 $k = 1000\text{ V/s}$ 时实验波形

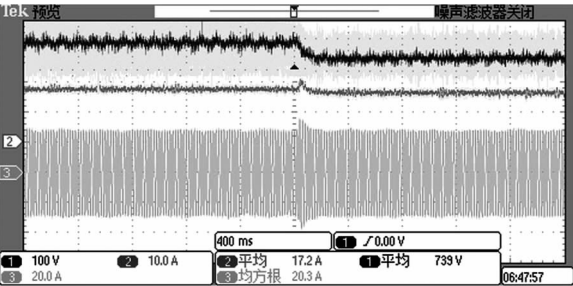


图 16 V_{ref} 的 $k = 500\text{ V/s}$ 时实验波形

在完成实验时,发现 V_{ref} 的 $k = 1000\text{ V/s}$ 时,25 电平 MMC 交流电流的冲击电流接近设备的额定值 40 A,如果 V_{ref} 的斜率继续增大时将会跳闸。当斜率

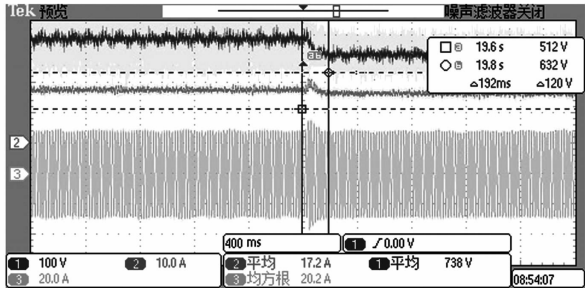


图 17 V_{ref} 的 $k = 250\text{ V/s}$ 时实验波形

小于 1000 V/s 时,系统的响应较慢,功率控制没有很好的效果,改变功率参考值时,系统功率稳定到参考值的时间较长;当斜率大于 1000 V/s 时,系统会因为有功功率变化过快而发生跳闸,有较大的安全隐患。因此 V_{ref} 的极限斜率是 1000 V/s, V_{ref} 的斜率 k 取 1000 V/s 比较合适。

4 结 语

前面在混合直流输电系统上进行爬坡实验,找到 9 电平 MMC 功率参考值 P_{ref} 合适的斜率以及 25 电平 MMC 电压参考值 V_{ref} 合适的斜率,使系统既有较快的响应速度,又不会因直流电压/交流电流的冲击过大而发生跳闸。

在 PSCAD 里仿真改变功率参考值斜率,直流电压的冲击电压达到 900 V 时, P_{ref} 的极限斜率是 $k = 24\text{ kW/s}$ 。交流电流的冲击电流达到 45 A 时, V_{ref} 的斜率 $k = 1000\text{ V/s}$ 。

在实验平台上搭建 LCC-MMC 三端混合直流输电系统的仿真模型,改变功率参考值斜率,当 P_{ref} 的斜率是 $k = 24\text{ kW/s}$ 时,直流电压的冲击电压达到 905 V 时,继续增大斜率,设备发生跳闸。改变电压参考值斜率,当 V_{ref} 的斜率 $k = 1000\text{ V/s}$ 时,交流电流的冲击电流达到 40 A,继续增大斜率,设备发生跳闸。因此可以得出结论,实验设备 P_{ref} 的斜率选择 $k = 24\text{ kW/s}$ 较好, V_{ref} 的斜率选择 $k = 1000\text{ V/s}$ 较好,所得结论与仿真结果相同。

参考文献

[1] 刘振亚. 中国电力与能源[M]. 北京:中国电力出版社,2012.
[2] 徐政. 柔性直流输电系统[M]. 北京:机械工业出版社,2013.

基于注入工频信号的相控式消弧线圈系统的研究

黎军华, 胡天祥, 胡华萍
(乐山一拉得电网自动化有限公司, 四川 乐山 614000)

摘要:分析了相控式消弧线圈的构成原理,提出了一种基于注入工频信号的相控式消弧线圈系统,阐述了工频信号注入法测量配电网系统电容电流的原理,并通过模拟系统测试了该消弧系统的测量精度。该消弧系统结构简单,测量电容电流快速、准确,投入使用以来运行稳定,使用效果良好。

关键词:相控式;消弧线圈;注入工频信号;电容电流测量

中图分类号:TM 72 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0027-04

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210506

Research on Phase – controlled Arc Suppression Coil System Based on Injected Power Frequency Signal

Li Junhua, Hu Tianxiang, Hu Huaping
(Leshan ELECT Electrified Wire Netting Automation Co., Ltd., Leshan 614000, Sichuan, China)

Abstract:The composition principle of phase-controlled arc suppression coil is analyzed, and a phase-controlled arc suppression coil system based on injected power frequency signal is put forward. The principle of power frequency signal injection method for measuring capacitance current of distribution network system is described, and the measurement accuracy of this arc suppression system is tested through simulation system. The arc suppression system has a simple structure, and can measure the capacitance current fast and accurately, which has a stable operation and good application effect after it being put into operation.

Key words:phase-controlled type; arc suppression coil; injected power frequency signal; measurement of capacitance current

0 引 言

国内 6~35 kV 中压配电网中,系统中性点的接地方式主要有不接地、经小电阻接地和经消弧线圈接地 3 种方式^[1]。近 20 年来,由于电缆在城市配电网建设中大量使用,从而导致城市配电网的电容电流很大,发生单相接地时易产生弧光过电压,这对于配电网的安全运行构成了威胁。消弧线圈既可以有效解决单相接地弧光过电压问题,又可以减少单相接地引发的停电事故,因此在城市变电站建设中使用非常广泛。进入 21 世纪以来,随着智能控制与电力电子技术的快速发展,消弧线圈的智能化水平也得到显著提高。目前,自动跟踪型消弧线圈在国内

配电网系统中得到了广泛的应用,其技术实现方式主要分为调匝式、相控式、调容式三种^[2],其中相控式消弧线圈技术先进,并具有补偿电流连续无级可调、响应快速、结构简单、运行维护方便等优点,所以使用越来越广泛。

由于国内变电站的主变压器 35 kV 侧的中性点通常已经引出,所以 35 kV 配电网无需采用接地变压器,消弧线圈可直接接在主变压器的中性点上。对于用于 35 kV 配电网系统的相控式消弧线圈,由于配电网系统中性点的正常不对称电压通常很小,但是又没有接地变压器来调节,因此若采用常规的电网电容电流测量方法,测量误差很大,有时甚至无法进行测量(由于大功率晶闸管两端电压太小无法导通),从而造成相控式消弧线圈无法正常工作。

对于这种场合,采用信号注入法来测量系统电容电流是一个合适的选择。目前,采用注入变频信号^[3]来测量配电网电容电流的消弧线圈比较常见,但该消弧系统需要采用结构复杂的变频模块,这对于整套消弧设备来讲,不但制造成本会增加,而且设备可靠性也会降低,运行维护更复杂。

下面提出一种基于注入工频信号的相控式消弧线圈系统,该系统采用了工频信号注入装置,其结构简单、使用稳定、成本低廉,在配电网系统不对称电压很小时也能快速、准确地测量出配电网的电容电流。

1 相控式消弧线圈的构成原理

IDC-3000 型相控式消弧线圈系统主要包括相控式消弧线圈、本地控制柜、微机控制器、中性点电压互感器、中性点电流互感器、单极隔离开关、Z 型接地变压器(可选)。

相控式消弧线圈是一种阻抗电压在 90% 左右的高短路阻抗单相变压器,它包括高压绕组 (AX) 和低压绕组,其低压绕组由控制绕组 (a1x1) 和滤波绕组 (a2x2) 组成。高压绕组的额定电压与配电网系统的额定相电压相同,低压绕组的额定电压通常设计为固定的 500 V,这样做的目的是为了便于晶闸管选型。高压绕组的 A 端与配电网系统的中性点连接,X 端与变电站的地网连接。低压绕组的控制绕组 (a1x1) 与两个反向并联的高电压、大功率晶闸管连接。通过调节晶闸管的控制角在 0~90° 之间变化,其导通角的变化范围即为 0~180°,从而使消弧线圈高压侧的等效阻抗在无穷大至额定值之间连续变化,输出的感性补偿电流可根据电网电流的变化进行连续无级调节。低压绕组的滤波绕组与 LC 滤波器连接,其主要作用是消除晶闸管工作时产生的 3 次和 5 次谐波电流,从而避免消弧线圈输出的补偿电流中含有较大的谐波电流。相控式消弧线圈的结构原理如图 1 所示。

本地控制柜用于安装工频信号注入装置、大功率晶闸管以及 LC 滤波器。工频信号注入装置由一台微型单相降压变压器、一个双向的小功率晶闸管 and 一只电阻器组成。从主控室交流电源屏引入 220 V 交流工频电源,把该电源接入到微型单相降

压变压器的一次绕组;把单相降压变压器的二次绕组通过串联双向晶闸管和电阻器,然后并接到相控式消弧线圈的低压滤波绕组 (a2x2)。工频信号注入装置的结构原理如图 2 所示。

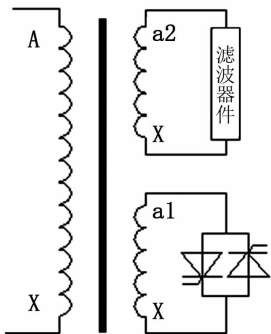


图 1 IDC 型消弧线圈结构原理

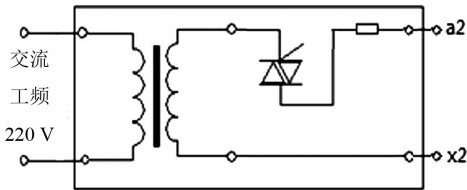


图 2 工频信号注入装置结构原理

微机控制器是相控式消弧线圈系统的“大脑”，负责监测电网系统的运行状况,实时测量配电网的电容电流。当微机控制器监测到配电网发生单相接地时,迅速控制晶闸管导通,使消弧线圈高压绕组输出与当前配电网电容电流相匹配的补偿电流。由于具有补偿电流连续无级可调的优点,消弧线圈补偿后的残流通常在 2 A 左右,因而接地点的电弧更容易熄灭。微机控制器的电压、电流采集电路采用了特殊的调理技术,从而确保电压、电流采集误差均小于 1%。该控制器采用工频信号注入法来测量配电网系统的电容电流,即使用于没有接地变压器的配电网系统,也能保证电容电流测量的准确性。

微机控制器具有“一控二”功能,即一台控制器可以控制两台消弧线圈,两台消弧线圈既可分列运行也可并列运行,每台消弧线圈只需满足安装段容量要求即可。两台控制器可实现一控一联机运行,即正常工作时一控一,其中一台控制器故障时另一台控制器就同时控制两台消弧线圈,由此实现两台控制器互为热备用,大大提高了设备

的可靠性。

中性点电压互感器用于测量系统中性点的零序电压,该电压的幅值与频率是作为电网是否发生单相接地和单相接地是否消失的主要判据。当相控式消弧线圈的大功率晶闸管未导通时,中性点电压互感器所测得的电压即为系统的不对称电压。中性点电流互感器用于测量相控式消弧线圈高压绕组中流过的电流,当配电网发生单相接地时,该电流即为消弧线圈输出的补偿电流。单极隔离开关用于消弧线圈系统检修时产生一个明显的断开点,从而确保人身安全。

接地变压器的主要作用是引出配电网的中性点。对于 110 kV 及以上的变电站,由于主变压器的 35 kV 绕组通常采用的是星型接线,因此 35 kV 系统的中性点已经引出,消弧线圈可直接接在主变压器的中性点上,无需再设置接地变压器。然而主变压器的 10 kV 绕组通常采用的是三角形接线,所以 10 kV 系统就需要增加接地变压器来产生系统中性点。由于接地变压器自身的零序阻抗过大会影响消弧线圈的额定补偿容量,因此实际应用中是通过绕组采用 Z 型接线的办法来降低接地变压器的零序阻抗。此外,绕组采用 Z 型接线可以增大接地变压器的激磁阻抗,减少其功耗。接地变压器可配 400 V 绕组用作站用电源。需要注意的是,当接地变压器兼作站用变压器时,其初级绕组容量是由消弧线圈容量和站用变压器容量两部分组成。

2 工频信号注入法的测量原理

IDC-3000 型相控式消弧线圈系统需要测量配电网电容电流时,微机控制器以 220 V 工频电源的电压作为参考矢量。首先,通过中性点电压互感器测出系统中性点的不对称电压 $\dot{U}_{bd}$;然后,控制信号注入装置内的双向小功率晶闸管导通,使工频电压信号通过相控式消弧线圈的滤波绕组(a2x2)注入到配电网系统,此时在中性点电压互感器处测得消弧线圈高压绕组两端的电压 $\dot{U}_{AX}$,在中性点电流互感器处测得输出电流 I_z 。

采用注入工频信号来测量电网电容电流的等效

原理如图 3 所示。图中 X_L 为相控式消弧线圈高压侧的等效电抗; C' 为低压滤波回路折算到高压侧的等效电容; C 为系统对地电容; U_{bd} 为系统不对称电压; I_z 为注入工频电压信号后测量回路中产生的电流。

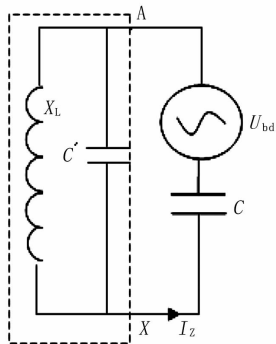


图 3 测量电网电容电流的等效原理

图 3 对应的矢量关系如图 4 所示。

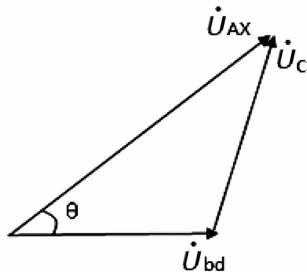


图 4 矢量关系

由图 4 可以得出消弧线圈高压绕组两端的电压 U_{AX} 、系统中性点的不对称电压 U_{bd} 以及系统对地电容两端的电压 U_C 三者之间的矢量关系为

$$\dot{U}_{AX} = \dot{U}_{bd} + \dot{U}_C \quad (1)$$

根据余弦定理,进一步可以得出 U_{AX} 、 U_{bd} 以及 U_C 三者之间的幅值关系为

$$U_C^2 = U_{AX}^2 + U_{bd}^2 - 2U_{AX}U_{bd}\cos\theta \quad (2)$$

对式(3)两端开方可得出 U_C 的幅值为

$$U_C = \sqrt{U_{AX}^2 + U_{bd}^2 - 2U_{AX}U_{bd}\cos\theta} \quad (3)$$

把 U_{bd} 、 U_{AX} 以及两者之间的夹角 θ 的值代入式(3)即可计算出对地电容两端的电压 U_C 。再把 U_C 、 I_z 代入容抗计算公式:

$$X_C = U_C / I_z \quad (4)$$

即可求出配电网系统的对地电容容抗 X_C 。最后,把系统额定相电压 U_e 和 X_C 代入系统的电容电流计算公式:

$$I_C = U_e / X_C \quad (5)$$

即可求出配电网系统的电容电流 I_C 。该值即为系统发生单相金属性接地时,从接地点流入配电网系统的零序电流值。

3 实验及应用

为了测试基于注入工频信号的相控式消弧线圈系统测量电网电容电流的精度,在实验室搭建了一个模拟系统,实验接线如图 5 所示。图中的消弧线圈为 IDC-3000 型相控式消弧线圈系统, C 为模拟的配电网系统对地电容,调压器输出模拟系统的不对称电压 U_{bd} 。

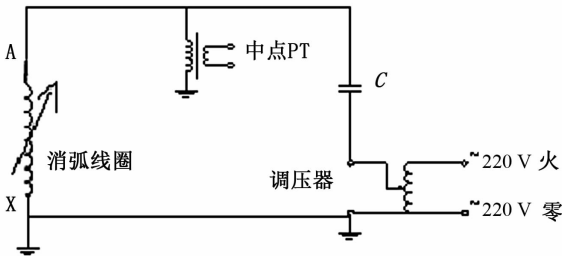


图 5 实验接线

采用 9 只标称电容值为 $1\text{ }\mu\text{F}$ 的电容器并联组合成 $2\text{ }\mu\text{F}$ 、 $3\text{ }\mu\text{F}$ 、 $4\text{ }\mu\text{F}$ 三种电容器组合,实测电容量分别为 $2.13\text{ }\mu\text{F}$ 、 $3.21\text{ }\mu\text{F}$ 、 $4.29\text{ }\mu\text{F}$ 。通过公式 $I_C = U_e \times 2\pi f C$,即可计算出 3 种电容组合对应到 35 kV 系统的模拟电容电流分别是 14.85 A、22.38 A、29.90 A,式中 U_e 的取值为 35 kV 系统的标称相电压 22.2 kV。测试数据见表 1。

表 1 工频信号注入法模拟测试数据

测试次数	模拟 U_{bd}/V	模拟 $C/\mu\text{F}$	模拟 I_C/A	控制器显示 I_C/A	测量误差/ A
1	40.13	2.13	14.85	15.27	0.42
2	39.97	3.21	22.38	22.91	0.53
3	40.32	4.29	29.90	30.49	0.59

消弧线圈标准(DL/T 1057—2007)对电容电流测量误差的规定:当系统电容电流 $I_C \leq 30\text{ A}$ 时,测量误差应不大于 1 A;当 $30\text{ A} \leq I_C \leq 100\text{ A}$ 时,测量误差应不大于 3% I_C ;当 $I_C > 100\text{ A}$ 时,应保证补偿后的残流不应大于 10 A。根据多年研制消弧线圈系统的经验可知,系统电容电流越小,微机控制器采样信号的相对误差就越大,从而使电容电流的测量精度越难保证。对应到消弧线圈的标准要求来讲:

当系统电容电流 $I_C \leq 30\text{ A}$ 时,电容电流的测量精度最难保证;当 $I_C > 30\text{ A}$ 时,电容电流的测量精度更容易达到标准要求。由上述测试结果可以看出,当系统电容电流 $I_C \leq 30\text{ A}$ 时,基于注入工频信号的 IDC-3000 型相控式消弧线圈系统的电容电流测量误差在 1 A 以内,能满足消弧线圈标准对电容电流测量精度的要求。

采用工频信号注入法的 IDC-3000 型相控式消弧线圈系统已在乐山 110 kV 桐梓坪变电站、乐山 110 kV 井研变电站、雅安 35 kV 广元堡变电站等多个变电站使用,投入运行以来工作稳定,有效地抑制了单相接地时产生的弧光过电压,对提高电网系统的供电可靠性及安全运行起到了显著的作用。

4 结 语

上面研究了基于注入工频信号的相控式消弧线圈系统,提出了一种全新的电容电流测量方法——工频信号注入法,该测量方法已取得国家发明专利。基于该方法的消弧线圈系统特别适用于配电网系统的不对称电压很小,但是又没有接地变压器来调节的场合。经过 3 年多的运行实践,已证实基于注入工频信号的相控式消弧线圈系统使用效果良好,可广泛用于 6~35 kV 配电网系统。

参考文献

[1] 要焕年,曹梅月. 电力系统谐振接地[M]. 北京:中国电力出版社,2009.

[2] 赵刚,黎军华,竺尚林. 10 kV 智能消弧线圈在配电网中的应用[J]. 四川电力技术, 2006,29(5):21-23.

[3] 曾祥君,尹项根,于永源,等. 基于注入变频信号法的经消弧线圈接地系统控制与保护新方法[J]. 中国电机工程学报,2000,20(1):29-32.

作者简介:

黎军华(1979),男,硕士,工程师,主要从事电力自动化产品的研发工作;

胡天祥(1979),男,高级工程师,主要从事电力自动化产品的研发工作;

胡华萍(1982),女,工程师,主要从事高低压成套电气设备的设计工作。

(收稿日期:2021-03-11)

集成行波测距功能的高压输电线路 保护装置的技术探讨

邹磊^{1,2}, 薛明军^{1,2}, 龙琳³, 韩志勇^{1,2}, 王胜^{1,2}, 陈福锋^{1,2}, 张祥^{1,2}, 胡俊彦^{1,2}

(1. 国电南京自动化股份有限公司, 江苏 南京 211100; 2. 南京国电南自电网自动化有限公司, 江苏 南京 211100; 3. 国网北京市电力公司, 北京 100124)

摘要:以集成行波测距功能的高压线路保护装置为目标,提出了装置的总体硬件架构设计方案和行波测距软件的整体实现方案,并利用线路保护的判别信息提高了行波测距功能的可靠性,在不影响继电保护性能的基础上实现了行波测距功能与保护功能的整体融合,为提高输电线路保护装置的测距性能提供了技术保证,仿真结果验证了该集成技术的可行性。集成了行波测距的线路保护装置能实时精确定位线路故障点,大大减少人工巡线的工作量,缩短了故障修复时间,提高了供电可靠性。

关键词:行波测距;行波 CPU;绝对时标;保护功能

中图分类号:TM 773 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0031-05

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210507

Technical Discussion on High-voltage Transmission Line Protection Device Integrated with Travelling Wave Fault Location Function

Zou Lei^{1,2}, Xue Mingjun^{1,2}, Long Lin³, Han Zhiyong^{1,2}, Wang Sheng^{1,2},
Chen Fufeng^{1,2}, Zang Xiang^{1,2}, Hu Junyan^{1,2}

(1. Guodian Nanjing Automation Co., Ltd., Nanjing 211100, Jiangsu, China;
2. Nanjing SAC Automation Co., Ltd., Nanjing 211100, Jiangsu, China;
3. State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100124, China)

Abstract: Aiming at the high-voltage transmission line protection device integrated with travelling wave fault location function, the overall hardware architecture design scheme of the device and the overall software implementation scheme of travelling wave fault location module are proposed. Besides, the reliability of travelling wave fault location function is improved by using relay protection information, and the overall integration of travelling wave fault location function and protection function is realized on the basis of not affecting the performance of relay protection, which provides a technical guarantee for improving the fault location performance of high-voltage transmission line protection device. The simulation results verify the feasibility of the integration technology. The line protection device integrated with travelling wave fault location can accurately locate the line fault point in real time, greatly reduce the workload of manual line patrol, shorten the fault repair time, and improve the reliability of power supply.

Key words: travelling wave fault location; travelling wave CPU; absolute time-marker; relay protection

0 引言

目前,绝大多数变电站输电线路故障测距主要依赖于线路保护装置和故障录波器装置的测距功能

模块。比较典型的测距原理包括单端测距和双端测距。单端测距一般采用阻抗法,利用测量故障回路正序阻抗的电抗分量与线路全长的电抗分量进行比较。双端测距则是构建序网络图,通过计算两侧到故障点的电压建立方程来计算故障距离。上述两种

工频量测距原理对于输电线路的高阻故障、弱馈运行方式及带互感的同杆双回线路方式下发生复杂的跨线故障均不适用,测距精度也会受影响。这也是现有工频量测距原理的一个瓶颈。

目前,基于行波的测距原理已经日趋成熟。行波测距具有不受过渡电阻、CT 饱和、零序互感、运行方式、系统振荡影响的优势,可以精确定位线路故障点,大大减少巡线的工作量,缩短故障修复时间,提高供电可靠性,且已经有非常成熟的行波测距装置进入了工程应用。当前变电站中每条输电线路除了配置线路保护装置以外,还需额外配置一套行波测距装置,当变电站的出线较多时,则需要配置多套行波测距装置;但是采取单独配置行波测距装置的模式浪费了变电站的占地面积。如果将行波测距功能集成到输电线路保护装置中,以上的问题就迎刃而解,每条线路无需配置额外的行波测距装置即可实现故障的精确定位。

下面以集成行波测距功能的高压线路保护装置为目标,提出了装置的整体硬件架构方案和行波测距功能的总体实现方案,将行波测距功能与保护功能的完美融合,为提高输电线路保护装置的测距性能提供了技术保证。

1 集成行波测距功能的理念

以现有高压输电线路保护装置为蓝本,将行波测距功能集成到高压输电线路保护装置中去,目标为:行波测距功能与保护功能相对独立,行波测距功能宜单独配置插件,实现该功能的即插即用,行波测距软硬件不影响任何保护功能;行波测距功能异常后应有相应的告警报文,并驱动装置的告警接点。

集成行波测距功能的高压输电线路保护装置,如应用到现场或现场改造更换时,为了保持现有用户的使用习惯,其二次回路与常规的输电线路保护装置的二次回路应完全一致。特别是行波测距所用的二次侧信号应与线路保护功能共用,即一次系统无需为行波测距功能单独配置 PT/CT 二次回路。

为了保证高频行波信号的可靠获取,互感器需要采用宽频带,同时还需要保证暂态特性对保护没有影响。利用现有保护装置上的保护互感器来获取行波,具有简单、易于实现的优点,不需要额外投资。

目前行波测距主要采用单端测距和双端测距两

种原理,由于单端测距原理不可靠,因此不采用;双端行波测距则需要专用通道。高压输电线路保护装置都配置有与对侧线路保护进行通信的独立光纤通道,因此集成装置的行波站间通信可直接借助线路保护现有的光纤通道,不用另设通道。同时行波站间通信功能不会影响到线路保护的站间通信功能。

集成行波测距功能的输电线路保护,将保护功能与行波测距功能相互融合,在提升了行波测距可靠性的基础上,也利用行波测距功能校验了保护功能的正确性。

2 装置的总体设计思路

2.1 总体架构

装置设计的整体思路是:在现有高压输电线路保护装置的基础之上集成行波测距功能,集成装置的整体硬件结构如图 1 所示。

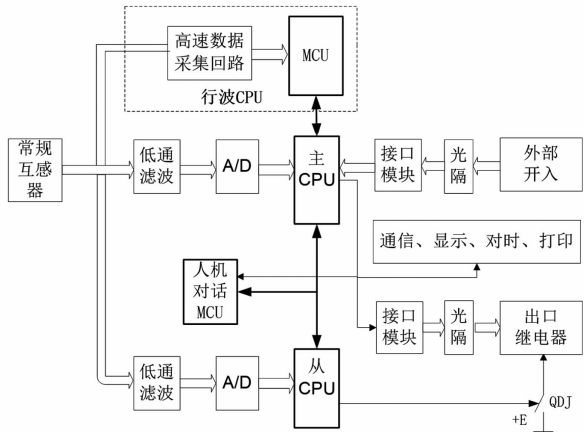


图 1 集成行波测距装置的总体架构

现有高压输电线路保护装置的架构为双中央处理器(central processing unit,CPU)模式。主 CPU 负责故障处理、逻辑运算和跳闸流程,而从 CPU 仅负责启动判断,用于开放 IO 板的跳闸继电器的负电源。同时还配置了一块人机对话微控制单元(micro control unit,MCU),主要用于液晶面板显示和监控后台的信息交互。三者通过装置内部的高级数据链路控制(high level data link control,HDLC)总线的方式进行通信。集成装置在现有模件和架构都不变化的基础之上增加了一块超高速行波 CPU 板。行波 CPU 板主要负责捕获初始行波浪涌到达本侧的绝对时刻。行波 CPU 通过装置母板的内部总线与保护主 CPU 进行信息的交互,同时保护主 CPU 还将保护的启动信号通过母板以开入的方式传递给行波 CPU。

现有的行波测距装置的设计架构为行波 CPU 板与工控机的组合模式。行波 CPU 的核心是负责捕捉故障波头绝对时刻,工控机则负责获取两侧行波波头绝对时刻并完成行波测距算法。对于集成装置来说,保护主 CPU 能够通过装置内部总线获取故障到达本侧的波头时刻,同时还可以通过光纤通道交换两端所记录的初始行波到达时间。因此集成装置保护主 CPU 则可以扮演工控机的角色,来完成最后的双端行波测距算法。

2.2 行波 CPU 插件及接口设计

行波 CPU 的工作回路如图 2 所示。行波测距的互感器采集模拟量信号进入行波 CPU 后分为 2 路:一路为带通滤波器,主要提取频带为 3 ~ 10 kHz 左右的高频信号,用作行波 CPU 启动用;一路为低通滤波器,其截止频率为 300 kHz,经高速采样回路用于故障高频信号波头的提取。

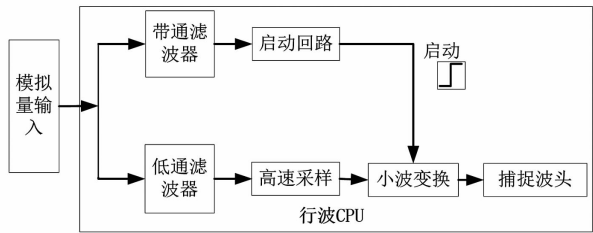


图 2 行波 CPU 工作回路

行波 CPU 设置启动回路的目的是缓解行波 CPU 的工作压力,同保护的启动目的一样,只有当行波 CPU 启动之后,才投入小波变换算法捕捉波头的相应算法。硬件启动门槛设计主要考虑在故障时候有足够的启动灵敏度,而在外接干扰产生白噪声的情况下不误启动。

行波 CPU 正常运行时候,两个回路并行工作,高速采样回路实时采样,采样频率为 1 MHz,并将 8 ms 之前的历史值进行缓存,循环更新;当检测到硬件启动回路满足启动后,将启动之前 8 ms 的采样数据进行保存,并继续缓存启动之后 8 ms 的采样数据;当缓存满足之后,对启动前后 64 μ s 共 128 点的采样数据进行小波变换,以确定故障波头的绝对时标。

行波 CPU 插件通过内部总线与保护主 CPU 进行通信,两者交互的数据如图 3 所示。其中行波 CPU 为客户端,主 CPU 为服务器端,每次数据处理过程结束后,行波 CPU 主动上送数据。

1)心跳报文:保护主 CPU 通过心跳报文监视行

波 CPU 的运行工况,实时获取行波 CPU 的工作状态,当行波 CPU 处于异常状态时则会触发相应的告警事件和告警节点。

2)绝对时标:当行波 CPU 启动并捕捉到故障的绝对时刻之后,立即将绝对时间以时标的帧格式发送给保护主 CPU;保护主 CPU 获取到绝对时标报文之后会给行波 CPU 回应一帧确认信息。

3)录波数据:为了便于故障分析,行波 CPU 会记录故障前后 8 ms 的故障数据,并将其记录的原始数据及小波变换值以分帧的方式传送给保护 CPU,保护 CPU 再传送到人机对话 MCU 生成标准的 Comtrade 格式录波文件。

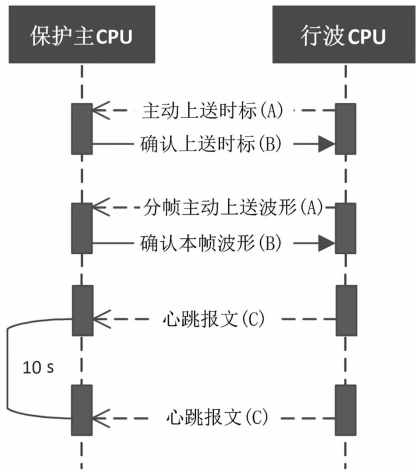


图 3 保护主 CPU 与行波 CPU 信息交互

由于故障时,考虑到主 CPU 需要投入更多资源进行故障处理流程,因此将主 CPU 与行波 CPU 通信任务维持在一个中级优先级的水平。

2.3 双端行波测距算法设计

双端行波测距需要检测故障点初始行波到达两端的准确时间,同时还需要两侧进行故障初始行波到达绝对时刻的信息交互。目前的超高压输电线路保护装置均配置了光纤通道,通过光纤通道与对侧线路保护装置进行数据的交换来构建全线速动的主保护功能,而主 CPU 则可以通过光纤通道来完成两侧故障到达绝对时刻的传递。行波 CPU 与保护 CPU 两者间则通过集成装置的母板上设置的 HSB 总线来进行信息的传递,如图 4 所示。

行波测距需要准确捕捉故障到达的绝对时刻,该时刻的准确性对测距计算的准确性影响很大,因此需要对行波 CPU 进行精确对时。对时精度须达到 1 μ s(假定行波波速度等于光速,则 1 μ s 对应的测距误差为 150 m),行波 CPU 支持电 B 码对时。

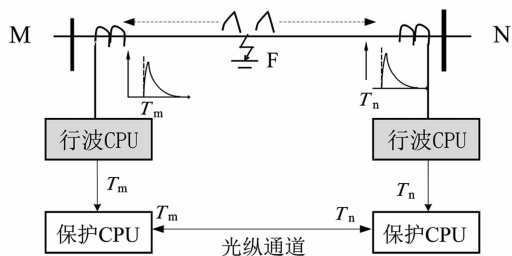


图 4 线路两侧保护 CPU 与行波 CPU 交互

本侧时标的获取:行波 CPU 自身满足启动之后进行故障波头的绝对时刻提取,当感受到主 CPU 的启动信号之后,通过总线将该时标传递给主 CPU。

对侧时标的获取:通过主 CPU 的光纵通道获取对侧传递的绝对时标。

行波 CPU 上送时标和本/对侧传递时标的格式均取标准协调世界时 (coordinated universal time, UTC) 格式。UTC 时标分为 2 个 4 字节传递,前面 4 个字节表示为年月日时分秒,后面 4 个字节表示为微秒。

当线路上发生故障后,行波 CPU 与保护 CPU 均会启动。保护 CPU 启动开放出口继电器的负电源,只有保护 CPU 动作后,才将行波 CPU 的测距结果以事件的方式上送到保护装置液晶面板。当线路 CPU 通过 HSB 总线和光纤通道分别获取到本侧、对侧时标之后则进入双端行波测距流程。

以 M 和 N 分别表示线路两侧,以 M 和 N 分别表示线路两侧,双端行波测距算法具体的测距公式为

$$D_{MF} = \frac{1}{2} [L + v_1 (T_M - T_N)]$$

式中: D_{MF} 为距离 M 侧的故障距离; T_M 、 T_N 分别为 M 侧、N 侧行波 CPU 测得的行波波头绝对时间; L 为线路全长; v_1 为行波波速度。

双端测距流程图如图 5 所示。

3 集成装置的性能优化

集成装置将行波测距功能与保护功能两者进行融合,既能有效提升行波测距可靠性,同时可较大程度优化保护性能。

对于断路器操作和不造成故障的雷击,如果仅利用行波启动元件作为故障判别元件,将会造成行波误启动和误测距,而集成行波测距装置通

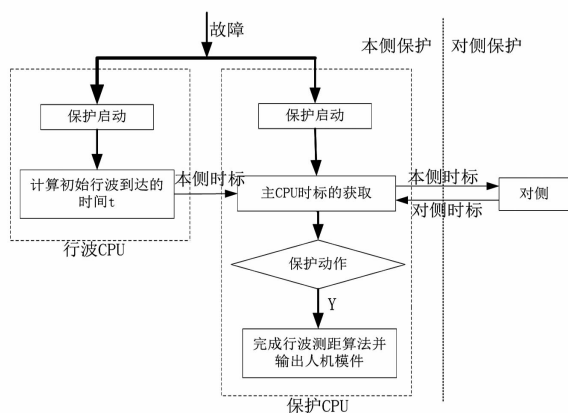


图 5 集成装置双端行波测距流程

过以下两方面来提高行波测距的可靠性。

1) 利用保护工频量启动开放行波波头提取功能。将工频电流突变量作为另一个启动元件,与行波启动元件构成与逻辑。行波 CPU 可以通过母板获取主 CPU 的硬启动信号,只有两个启动元件均启动之后,才投入小波变换提取故障波头的算法。行波装置启动与电流突变量启动相结合能可靠躲过雷电波导致的误启动。

2) 利用工频量保护的動作信号开放行波测距结果输出功能。只有保护跳闸之后,保护 CPU 才输出双端行波测距结果,否则仅是装置内部记录测距结果,并根据需要进行调阅。

利用双端行波测距来校验线路保护的動作行为,能够精确定位故障点,故障测距精度能够达到 1 km 以内。对于 300 km 以上的线路,在暂态超越不超过 5%,即 15 km 的情况下,行波测距裕度远大于阻抗的误差范围,完全可以利用行波 CPU 对距离 I 段进行暂态超越校验。

4 试验验证

按照图 6 所示集成装置双端测试连接示意图搭建好试验平台。

控制暂态行波保护测试仪模拟输出故障波形,保护 CPU 与行波 CPU 检测到故障后启动,行波 CPU 对启动前后采样数据进行小波变换确定波头绝对时标后,主动上送波头 UTC 格式时标以及行波数据,主 CPU 接收到本侧波头时标后,再利用光纤通道获取到对侧波头时标,然后根据行波波速度以及本对侧绝对时标信息,完成测距结果计算。同时集成装置再根据保护动作情况来完成双

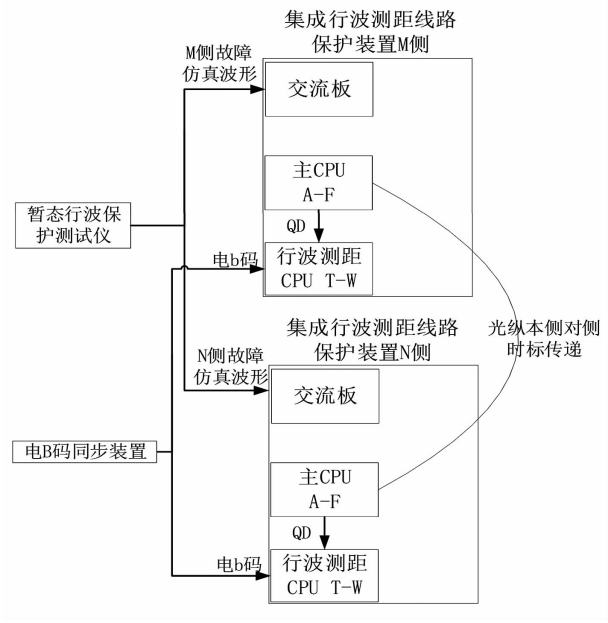


图 6 集成装置双端行波测距连接
端行波测距结果的输出显示。

以一条 220 kV 线路为例,线路全长 200 km,实验模拟单相接地、相间短路、相间接地短路、三相短路等故障类型,验证不同故障位置、不同接地

表 1 仿真测试结果

故障类型	故障位置 离 M 侧距 离/km	接地电 阻/ Ω	M 侧测距 结果/km	绝对误 差/km	相对误 差/%
A 相接地	1	2	1.112	0.112	0.056
			1.259	0.259	0.130
			0.966	0.034	0.017
A 相接地	1	200	1.259	0.259	0.130
			1.259	0.259	0.130
			1.112	0.112	0.056
A 相接地	70	50	69.967	0.033	0.017
			70.114	0.114	0.057
			69.967	0.033	0.017
A 相接地	70	200	69.821	0.179	0.090
			70.114	0.114	0.057
			69.967	0.033	0.017
B 相接地	200	300	199.820	0.180	0.090
			199.790	0.210	0.105
			199.820	0.180	0.090
C 相接地	200	300	199.780	0.220	0.090
			199.790	0.210	0.105
			199.800	0.200	0.090
AB 相短 路接地	70	100	70.114	0.114	0.057
			69.967	0.033	0.017
			69.967	0.033	0.017
AB 两相 短路接地	100	2	99.854	0.146	0.073
			100.146	0.146	0.073
			100.000	0.000	0.000
AB 相间 短路	50		50.043	0.043	0.022
			50.043	0.043	0.022
			50.043	0.043	0.022
ABC 三相短路	150		149.956	0.044	0.022
			149.956	0.044	0.022
			149.810	0.190	0.095

电阻情况下装置的测距性能,为增加测距结果的准确性,每种故障类型进行 3 次试验,并分别记录测距结果,部分实验数据如表 1 所示,表中:相对误差 = 绝对误差/线路全长。

表 1 实验数据表明,不同故障类型、不同故障位置、不同接地电阻情况下,装置测距误差最大值均不超过 0.5 km,测试结果满足预期精度要求。

5 结 论

上面提出将行波测距功能与输电线路保护装置融为一体,大大优化了变电站的资源配置,提高变电站投资的经济效益。

该集成装置解决了现有依赖输电线路保护装置的工频测距算法受诸多因素的影响而导致测距精度误差较大的困难,而行波测距算法能适用于各种工况下的各种故障类型,且测距精度高。集成了行波测距的线路保护装置可以精确定位线路故障点,大大减少人工巡线的工作量,缩短了故障修复时间,提高供电可靠性。

参考文献

[1] 徐丙垠,李京,陈平,等.现代行波测距技术及其应用[J].电力系统自动化,2001,25(23):62-65.

[2] 陈平,葛耀中,徐丙垠.利用故障线路分闸暂态行波的故障测距研究[J].电力系统自动化,2004,28(1):53-58.

[3] 陈平,朱瑾,徐丙垠,等.利用重合闸暂态行波的输电线路故障测距[J].电力系统自动化,2009,33(11):76-80.

[4] 董新洲.小波理论应用于输电线路故障测距研究[D].西安:西安交通大学,1996.

[5] 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,2007:301-332.

[6] 李玥桦,李雄,赵伟.电力系统行波测距方法探究[J].电力与能源,2018,39(4):506-509.

[7] 谈昊,徐晓春,赵青春,等.两侧时钟同步校验及不依赖对时的行波测距[J].电气技术,2019,20(1):80-83.

[8] 冯腾,董新洲.双端行波故障测距装置性能测试方法[J].电力自动化设备,2018,38(9):114-120.

[9] 李振兴,吴李群,谭洪,等.基于简单通信的双端行波测距新方法[J].中国电力,2018,51(3):74-79.

基于图计算的电力系统故障建模方法

李 鑫, 曾琢琳, 石 鹏, 王永灿

(国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

摘 要:故障建模是电力系统仿真分析的重要基础,如何快速准确对某类($N-1$ 、 $N-2$ 等)故障进行建模一直困扰电网分析人员。首先,分析了电力系统故障建模需要考虑的故障发展路径、故障动作时序两个要素,其中故障发展路径的搜索是故障建模的难点;其次,结合电力系统数据结构特征,提出了基于图计算的电力系统故障建模方法;最后,通过一个规模较大的省级电网验证了所提方法的有效性。在未来“双碳”“双高”电力系统发展的背景下,所提方法为电力系统在线、离线仿真分析所依赖的全网故障建模提供了新的思路 and 工具。

关键词:电力系统; 故障建模; 图计算

中图分类号: TM 712 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)05-0036-05

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20210508

Power System Fault Modeling Method Based on Graph Calculation

Li Xin, Zeng Zhuolin, Shi Peng, Wang Yongcan

(State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Fault modeling is crucial for power system simulation. There is no fast, accurate or complete method to model some common type faults (such as $N-1$ fault, $N-2$ fault), which troubles the system analysts. Firstly, two factors considering in fault modeling are analyzed, that is, fault route and fault action sequence, in which fault route is the difficulty of fault modeling. Secondly, a power system fault modeling method based on graph calculation is proposed with the consideration of the characteristics of power system data structure. Finally, a case of real power system is demonstrated to verify the availability of the proposed method. In future, the proposed method can be a theoretic foundation and practical tool for both on-line and off-line power system simulation.

Key words: power system; fault modeling; graph calculation

0 引 言

电力系统故障建模是利用电力系统仿真数据模拟系统常见故障以及故障后自动化装置动作的数据工作。故障建模是电力系统安全稳定分析的基础。准确而全面的故障建模,能够让电网方式计算人员了解电力系统暂态稳定以及动态稳定水平,分析并提出提高系统稳定的措施^[1]。

2020 年 9 月,习近平主席在第七十五届联合国大会上郑重宣布:中国将提高国家自主贡献力度,二

基金项目: 国网四川省电力公司科技项目(基于深度学习的电网暂态稳定特性预测、分析及实时决策平台研发 521997200035)

氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值,争取 2060 年前实现碳中和。随着“碳达峰、碳中和”目标以及行动方案的提出^[2],国民经济和社会发展对电网这种能源基础设施的依赖将不断加大,电网规模将不断扩大、优化;随着“高比例可再生能源、高比例电力电子设备”电网形态的不断演化^[3],新型电力系统运行的复杂度也会不断提高。这对方式计算人员以及电网运行人员把握电力系统安全稳定水平提出了更大的挑战。

电力系统故障建模有两个主要难点。首先,是系统规模大。以某省级电网为例,其 500 kV 厂站超过 50 个,但在仿真数据中,为了模拟不同断路器,500 kV 计算节点超过 700 个。其次,是故障类型

多。比如常见的故障有 $N-1$ 故障、 $N-2$ 故障以及众多新型或连锁型的故障。每一类故障形成的故障数量都与电网线路数量级别相当。由于以上两个主要难点,电力系统故障建模很难做到不重不漏不错地人工建模、人工管理。

电力系统故障建模相关方法研究目前较少,仅限于一些半自动化方法^[4]。该类方法仅仅是对故障数据的格式转化,依赖调度部门已经编制好的故障数据,并没有实现故障的自动建模。

电力系统能够以图的形式进行表示,是电力系统结构相关问题的共同数学基础。电力系统图计算是将图论中的相关算法应用到电力系统中解决实际问题的一种新思路。下面基于图论相关算法^[5],对电力系统故障建模问题进行了研究:第 1 章分析了电力系统故障建模的关键因素;第 2 章研究了基于图计算的电力系统故障建模方法;第 3 章是算例分析,将方法应用于某规模较大的省级电网,并对所提算法的有效性进行了讨论。

1 电力系统故障建模的关键因素

电力系统故障建模是为了模拟电力系统故障发生以及后续继电保护装置动作而在电力系统计算数据中进行的一系列设置。电力系统在运行过程中,可能发生多种类型的故障。故障后,继电保护装置将切除故障元件,避免故障影响范围进一步扩大,以最小的代价保证电力系统的安全稳定运行。常见的故障以及故障后系统动作如表 1 所示。

表 1 常见故障及故障后的继电保护装置动作

故障类型	故障后继电保护装置动作
$N-1$ 故障	跳开线路两侧断路器
$N-2$ 故障	跳开本线路两侧断路器,同时跳开同塔另一回线路两侧断路器
全站失电故障	跳开全站所有等级母线上的出线断路器
⋮	⋯

由于电力系统仿真软件的数据组织形式不同,每一种类型的故障针对不同的线路特征可能会有不同的表达。例如在综合稳定程序 PSASP 的 $N-1$ 故障建模中,故障线路两侧是否带高压电抗器将决定故障建模最终的形式。一个典型的 PSASP 电网数据结构如图 1 所示。甲变电站拥有 6 个子节点:主节点“甲 50”、分支节点“甲 51”“甲 52”“甲 53”“甲 54”,同时还具有一个高压电抗器节点“甲丙 1”。甲

变电站与丙变电站共有两回线路,在 PSASP 数据中称为实体边,分别为“甲丙 1—丙 53”“甲 53—丙 51”。甲变电站与乙变电站共有一回线路,为“甲 54—乙 51”。除实体边之外,数据结构中的其他边称为虚拟边,仅仅表示站内母线分串等结构信息以及必要的断路器位置信息,如图 1 中“甲 50—甲 54”“甲 54—甲丙 1”等。

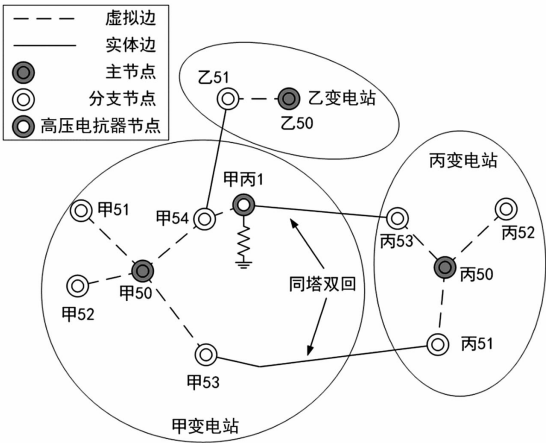


图 1 典型的 PSASP 电网数据结构

发生在“甲丙 1—丙 53”线路上的 $N-1$ 故障,可以描述为 1.00 s 时“甲丙 1—丙 53”线路出口处发生三相接地短路故障,在建模中体现为“甲丙 1—丙 53”线路在 1% 处三相接地短路。1.09 s 和 1.10 s 时,线路保护动作分别跳开“甲丙 1—丙 53”线路两侧断路器,在建模中体现为 1.09 s 时“甲 54—甲丙 1”线路在 100% 处断开以及 1.10 s 时“甲丙 1—丙 53”在 99% 处断开。整个 $N-1$ 故障的物理过程以及建模体现形式如表 2 所示。

表 2 典型前侧带高压电抗器线路 $N-1$ 故障物理过程及建模体现形式

物理过程	物理过程归类	建模体现形式
1.00 s“甲丙 1—丙 53”线路出口处发生三相接地短路	故障	1.00 s“甲丙 1—丙 53”线路在 1% 处三相接地短路
1.09 s“甲丙 1—丙 53”线路故障近端断路器跳开	继电保护装置动作	1.09 s“甲 54—甲丙 1”线路在 100% 处断开
1.10 s“甲丙 1—丙 53”线路故障远端断路器跳开	继电保护装置动作	1.10 s“甲丙 1—丙 53”线路在 99% 处断开

发生在“甲 53—丙 51”线路上的 $N-1$ 故障,可以描述为 1.00 s 时“甲 53—丙 51”线路出口处发生三相接地短路故障,在建模中体现为“甲 53—丙

51”线路在 2% 处三相接地短路。1.09 s 和 1.10 s 时,线路保护动作分别跳开“甲 53—丙 51”线路两侧断路器,在建模中体现为 1.09 s 时“甲 53—丙 51”线路在 1% 处断开以及 1.10 s 时“甲 53—丙 51”在 99% 处断开。整个 $N-1$ 故障的物理过程以及建模体现形式如表 3 所示。

表 3 典型不带高压电抗器线路 $N-1$ 故障物理过程及建模体现形式

物理过程	物理过程 归类	建模体现形式
1.00 s“甲 53—丙 51” 线路出口处发生三相 接地短路	故障	1.00 s“甲 53—丙 51”线路 在 2% 处三相接地短路
1.09 s“甲 53—丙 51” 线路故障近端断路器 跳开	继电保护 装置动作	1.09 s“甲 53—丙 51”线路 在 1% 处断开
1.10 s“甲 53—丙 51” 线路故障远端断路器 跳开	继电保护 装置动作	1.10 s“甲 53—丙 51”线路 在 99% 处断开

显然,不同的故障线路类型将决定在故障建模中保护等自动化装置动作发生的对象。因此,包含故障发展路径的建模与故障动作时序是电力系统故障建模的两个关键因素,而故障发展路径尤为关键。故障的发生与演化大多数都是以实际物理系统中的线路为基础,因此故障发展路径与实际线路的类型密切相关。

2 基于图计算的电力系统故障建模方法

2.1 图论基础

一个简单无向图 G 由节点集合 V 以及节点之间连接的边的集合 E 组成,记作:

$$G = (V, E) \tag{1}$$

式中: V 为图 G 所有的节点组成的集合; E 为图 G 所有的边组成的集合。 $|V| = n, |E| = m$ 表明 V 拥有 n 个节点, E 拥有 m 条边。如图 1 所示局部电网中, $V = \{\text{“甲 50”, “甲丙 1”, “乙 51”, “...”}\}$, $E = \{\text{“甲丙 1—丙 53”, “甲 54—甲丙 1”, “乙 50—乙 51”, “...”}\}$ 。

$\eta(v, G)$ 表示节点 v 在图 G 中的邻居节点集合, 即与节点 v 所直接相连的节点的集合:

$$\eta(v, G) = \{v_i \mid v_i \in V, (v_i, v) \in E\} \tag{2}$$

如图 1 中, $\eta(\text{“甲 54”, } G) = \{\text{“甲 50”, “甲丙$

1”, “乙 51”}\}。

$\varepsilon(v, G)$ 表示节点 v 在图 G 中的度, 即节点 v 所连接边的数量:

$$\varepsilon(v, G) = |\eta(v, G)| \tag{3}$$

如图 1 中, $\varepsilon(\text{“甲 54”, } G) = 3$, 表明节点“甲 54”拥有 3 个邻居。

定义节点类型函数 $\sigma: V \rightarrow C$ 表示集合 V 中每个节点的类型 $c_i \in C = \{c_1, c_2, \dots, c_q\}$ 。

$$\forall v \in V, \sigma(v) \in C = \{c_1, c_2, \dots, c_q\} \tag{4}$$

如图 1 中所示的一个简单分类就是 $C = \{\text{主节点, 分支节点, 高压电抗器节点}\}$ 。实际电网由于管理的需要, 自然会根据节点的类型按照一定规则进行节点命名, 因此可以通过边的命名反向获取这些节点的类型。

定义边类型函数 $\tau: E \rightarrow C$ 表示集合 E 中每条边的类型 $d_i \in D = \{d_1, d_2, \dots, d_p\}$

$$\forall e \in E, \tau(e) \in D = \{d_1, d_2, \dots, d_p\} \tag{5}$$

如图 1 中所示的一个简单分类就是 $D = \{\text{实体边, 虚拟边}\}$ 。下面提出的建模方法会针对边的分类进一步细化。

2.2 基于图计算的电力系统故障建模方法框架

算法首先需要对电力系统计算网络进行初始化, 形成式(1)形式图的结构。然后对所有的边进行分类, 即将电力系统线路在 PSASP 中的实体边模型与虚拟边模型细分为: 两侧都不带高压电抗器、前侧带而后侧不带高压电抗器、前侧不带而后侧带高压电抗器以及两侧都带高压电抗器 4 类, 形成式(5)的映射形式。接着完善所有节点的附加信息以及实体边的附加信息, 如根据节点所属变电站并以式(4)的形式确定节点归属信息, 根据线路命名确定同塔信息等。再根据实体边的类型, 结合需要形成的故障卡类型寻找故障发展路径。最后, 根据寻找到的故障发展路径进行故障动作时序的分配, 完成故障建模。整体的算法框架如图 2 所示。

2.3 考虑电力系统数据结构特征的故障发展路径搜索方法

基于图计算的电力系统故障建模方法框架的重点在于图 2 的第 4 步。不同的故障类型在此步骤有不同的体现。下面以故障发展路径较长、较为复杂的“中开关拒动(3/2 接线方式的中断路器拒动)”故障为例, 说明考虑电力系统数据结构特征的图计算方法内核。

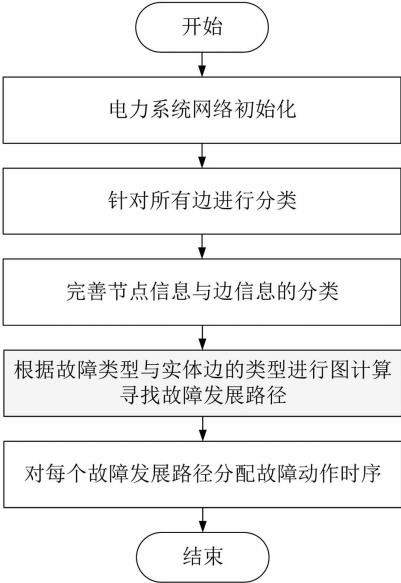


图 2 基于图计算的电力系统故障建模方法框架

如图 1 所示,一个发生于线路“甲丙 1—丙 53”的“中开关拒动”故障的物理过程是 1.00 s“甲丙 1—丙 53”线路出口处发生三相接地短路故障。1.09 s 和 1.10 s,线路保护动作,跳开“甲丙 1—丙 53”线路两侧断路器,但故障近端有一相未跳开。由于仍然存在短路接地点,在 1.45 s 时跳开“甲 50—甲 54”以及“甲 54—乙 51”。整个“中开关拒动”故障的物理过程以及建模体现形式如表 4 所示。

表 4 “中开关拒动”故障物理过程及建模体现形式

物理过程	物理过程 归类	建模体现形式
1.00 s“甲丙 1—丙 53”线路出口处发生三相接地短路	故障	1.00 s“甲丙 1—丙 53”线路在 1% 处三相接地短路
1.09 s“甲丙 1—丙 53”线路故障近端断路器非全相跳开	继电保护装置非正确动作	1.09 s“甲 54—甲丙 1”线路在 100% 处 BC 相断开
1.10 s“甲丙 1—丙 53”线路故障远端断路器跳开	继电保护装置动作	1.10 s“甲丙 1—丙 53”线路在 99% 处断开
1.45 s 剩余同串边断路器跳开	后备保护装置动作	1.45 s“甲 50—甲 54”线路在 0% 处断开
1.45 s 同串出线末端断路器跳开	后备保护装置动作	1.45 s“甲 54—乙 51”线路在 99% 处断开

由表 4 可知,该故障发展路径有 3 个关键点:

- 1) 有两条实体边:“甲丙 1—丙 53”与“甲 54—乙 51”;
- 2) 涉及两条边串联的甲、乙、丙 3 个变电站;
- 3) 涉及中间串的分支节点“甲 54”,而且该分支

节点除了主节点外仅有两个邻居节点。

因此算法首先需要寻找分支节点;然后再从分支节点出发迈向邻居节点,直到到达下一个分支节点,进而找到所有与该分支节点相关的线路;最后再进行“中开关拒动”故障动作时序的分配,完成“中开关拒动”的故障建模。由于高压电抗器节点的度均为 2,分支节点的度小于等于 3,因此在路径寻找的过程中,整个算法的时间复杂度为 $O(n + m)$ 。程序流程如图 3 所示。

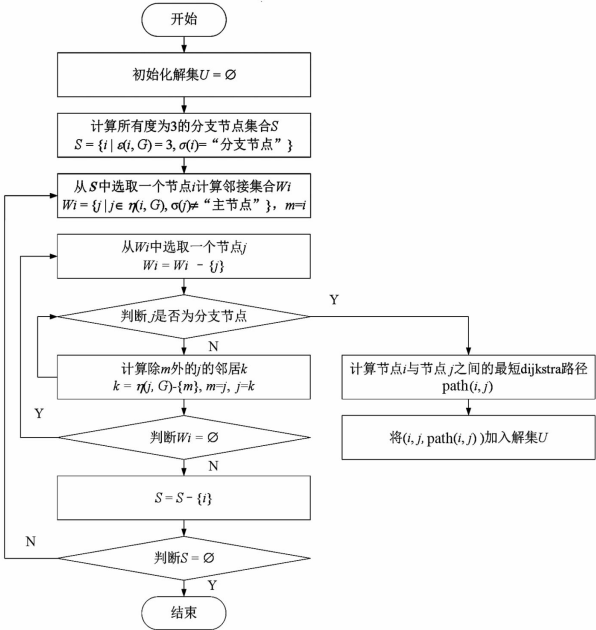


图 3 考虑电力系统数据结构特征的建模方法

3 算例应用

以某省级 500 kV 电网计算网络为例,按照图 2 的流程,首先进行网络初始化分析,得到该网络有 703 个计算节点,818 条计算边。其中不同种类节点与边的分布如图 4 所示。

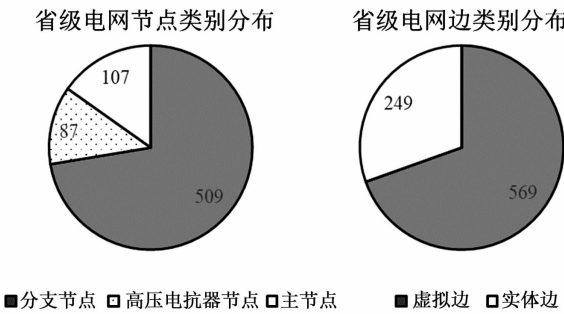


图 4 某省级电网节点、边不同类型的分布情况
以全网 $N - 1$ 故障建模为例,针对全网 249 条

实体边,结合铁塔信息仅需分析的线路条数为 123 条。针对其中带高压电抗器的线路,故障发展路径包含高压电抗器节点所连接的另一段虚拟线路,每条线路又可以分为前侧故障与后侧故障。最后,将故障动作时序分配给故障发展路径,综合得到的故障模型如图 5 所示。

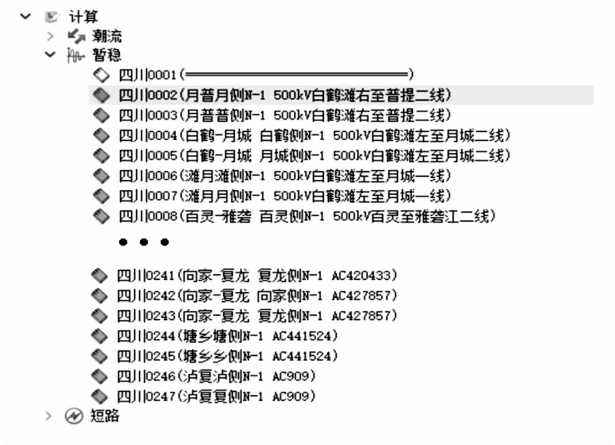


图 5 某省级电网全网 $N-1$ 故障在 PSASP 中建模

可以看出,通过对节点与边的分类分析能够大为降低故障建模的时间复杂度。

针对该省级电网,不同类故障的建模时间如表 5 所示。秒级的处理速度不仅能够应用于离线故障建模,还能够推广到在线系统,为电力系统在线安全稳定分析提供支持。

表 5 不同类故障建模所需时间

故障类型	所提方法所需时间/s
$N-1$ 故障	0.306
$N-2$ 故障	0.403
“中开关拒动”故障	1.246

目前,已经完成基于图计算的电力系统故障建模软件的开发。该软件包含电网数据读写、网络分析以及常见故障类别的故障建模等功能模块,已经在年方式计算、2~3 年电网安全稳定分析等工作中得到应用,软件界面如图 6 所示。

4 结 论

通过对电力系统故障模型的分析,结合故障发展路径与故障动作时序以及电力系统数据结构特征,提出了基于图计算的电力系统故障建模方



图 6 基于图计算的电力系统故障建模软件法,并进行了算例应用。结果表明,所提出的方法能够迅速建立大型电网的仿真故障模型,为电力系统在线、离线仿真分析所依赖的全网故障建模提供了新的思路和工具。

参考文献

[1] 电力系统安全稳定导则:GB 38755—2019[S],2019.

[2] 国家发改委. 加快推进碳达峰、碳中和顶层设计文件制定[EB/OL]. (2021-05/18)[2021-07-09]. http://www.xinhuanet.com/fortune/2021-05/18/c_1127460853.htm.

[3] 谢小荣,贺静波,毛航银,等.“双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报,2021,41(2):461-474.

[4] 丘晓茵,孙志媛,周柯,等. 一种基于 PSD_BPA 的故障卡库建立方法:中国 CN109470973A [P]. 2020.11.13.

[5] Narsingh D. Graph Theory with Applications to Engineering and Computer Science[M]. New Jersey: Prentice-Hall Inc., 1974.

作者简介:

李鑫(1990),男,硕士,工程师,从事电力系统安全稳定分析工作;

曾琢琳(1988),女,硕士,工程师,从事电能质量技术监督工作;

石鹏(1991),男,博士,工程师,从事电力系统安全稳定分析工作;

王永灿(1991),男,博士,工程师,从事电力系统安全稳定分析工作。

(收稿日期:2021-07-21)

考虑直流偏磁的变压器状态分析及量化评价

李 晖,钟卓江

(四川能投发展股份有限公司,四川 成都 611130)

摘 要:在中国交直流混联系统的快速发展中,由直流系统运行产生的直流偏磁现象对附近变压器的影响越来越大。为此,提出了考虑直流偏磁影响的变压器状态分析及量化评价方法。首先,从变压器噪声、振动强度和损耗 3 个方面量化了直流偏磁对变压器状态的影响,并给出了量化表达式;在此基础上,建立了考虑直流偏磁影响的变压器状态量化评价模型,并采用数据拟合法避免人工经验法的主观影响;最后,通过实际案例对比分析,证明了该模型方法能有效量化直流偏磁对变压器状态的影响程度。基于此,可以有效辨别变压器的实际工作状态,提高了运行维护人员工作效率和设备管理效率。

关键词:直流偏磁;状态评价;交直流混联系统;模糊综合评价

中图分类号:TM 412 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0041-07

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210509

State Analysis and Quantitative Evaluation of Transformers Considering DC Bias

Li Hui, Zhong Zhuojia

(Sichuan Energy Investment Development Co., Ltd., Chengdu 611130, Sichan, China)

Abstract:In the rapid development of AC-DC hybrid system in China, the DC bias phenomenon generated by the operation of DC system has an increasing impact on the nearby transformers. For this reason, a transformer state analysis and quantitative evaluation method considering the influence of DC bias is proposed. Firstly, the influence of DC bias on transformer state is quantified from three aspects of transformer noise, vibration intensity and loss, and a quantitative expression is given. On this basis, a quantitative evaluation model of transformer state considering the influence of DC bias is established, and the data fitting method is used to avoid the subjective influence of artificial experience method. Finally, the effectiveness of the proposed model method is proved through the comparative analysis of actual cases, which qualifies the influence of DC bias on the state of transformer. So, the actual working status of transformer can be effectively distinguished, and the working efficiency of operation and maintenance personnel and the equipment management efficiency are improved.

Key words:DC bias; state evaluation; AC/DC hybrid system; fuzzy comprehensive evaluation

0 引 言

随着中国交直流电网的逐步发展,交直流网架结构正在逐渐成形。在混联系统中,当直流输电系统在单极大地回路运行、调试时,该方式将会向大地流入几千安培的电流,使周围处于中性点接地状态的变压器发生直流偏磁现象,并造成噪声、振动、损耗增大等有损变压器运行的现象。

若要考虑直流偏磁对变压器状态的影响,需要正确的方法对其评价,该评价方法不仅是确保变压器安全运行的基础,更是变电站运行维护人员合理安排检修计划的重要参考。由长期的现场运行情况可知,经常性的直流偏磁将会使变压器的各部分受到影响,进而日积月累产生不良的运行状态,甚至损坏设备。如文献[1-4]分析了直流偏磁对变压器噪声、振动、损耗的影响,使变压器噪声、损耗增大并且产生振动现象。文献[5]研究了直流偏磁对变压

器连接组别的影响,分析了不同的连接组别受直流偏磁的不同影响。但上述文献研究的侧重点在直流偏磁对变压器产生的具体影响上,未从整体定量考虑如何影响变压器的整体运行状态。

目前变压器状态评价的方法有多种,如神经网络、贝叶斯网络、模糊理论等,都取得了较好的评价效果,但是考虑直流偏磁影响的工作鲜有报道。文献[6]虽然考虑了直流偏磁对变压器状态评估的影响,但其评价方法采用人工经验法,评价结果易受主观影响。

基于此,提出了考虑直流偏磁影响的变压器状态分析及量化评价方法。首先,从直流偏磁产生的现象出发,定量分析了直流偏磁对变压器状态的影响;其次,给出了考虑直流偏磁影响的具体表达式,在此基础上,建立了考虑直流偏磁影响的变压器状态量化评价模型并优化了模型的客观性,使之更能反映变压器的状态;最后,通过实际案例的对比分析,证明了该方法的有效性,量化了直流偏磁对变压器状态的影响程度。

1 直流偏磁产生原理

当直流输电系统在单极大地回路运行、调试时将产生电位差,直流侵入变压器中性点,产生直流偏磁现象。

当直流偏磁发生时,其磁通变化情况如图 1 所示;变压器交流部分 i_{ac} 和直流量 i_{dc} 叠加为励磁电流的大小,如式(1)所示。

$$i = i_{ac} + i_{dc} \tag{1}$$

根据全电流定律 $\oint \vec{H} d\vec{l} = \sum I$,可得

$$Hl = Ni \tag{2}$$

式中: H 为磁场强度; l 为主磁路长度; N 为线圈匝数。

将式(1)、式(2)和方程 $B = \mu H$ 代入磁通表达式 $\Phi = BS$,可得

$$\Phi = \frac{\mu SN(i_{ac} + i_{dc})}{l} \tag{3}$$

式中: μ 为磁导率; S 为截面面积。

因此,当变压器中性点电流出现交直流叠加情况时,将出现直流偏磁。与原始磁通相比,叠加后的总磁通多了直流磁通分量,这将使磁化曲线到达非线性区域导致铁芯饱和,产生畸变的励磁电流,进而

导致变压器内部振动现象加剧,如图 1 所示。同时,由实际运行经验判断,当直流偏磁发生时,变压器内部振动、噪声和损耗等单个因素的变化相对不大,因此,通过多维因素叠加评判分析直流偏磁对变压器状态的影响。

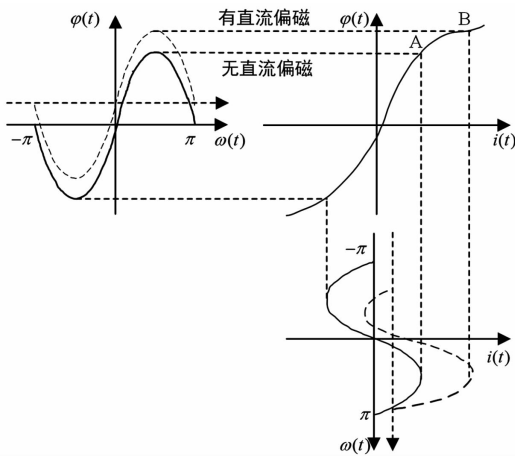


图 1 直流偏磁产生原理

2 直流偏磁对变压器运行的影响量化

2.1 对变压器噪声的影响

当变压器发生直流偏磁时,不仅会加剧变压器的振动频率,也会导致噪声的增大。通过分析文献[7]的噪声 C 与中性点直流 i_{dc} 的数据,得到了两者的近似关系式如式(4)所示。

$$C = m \lg(i_{dc} + 8) + n \tag{4}$$

式中, m 和 n 为常数,具体确定方法见第 3.1 节。由于变压器产生的噪声对其周围居民的生产生活有直接的影响,因此,在量化评价变压器状态时,需要考虑居民生产生活可以接受的噪声水平,这也利于贯彻国家提倡的环保策略。由此,通过查找有关噪声水平的规定,确定居民区的最小噪声标准为 45 dB。同时,考虑到变电站和居民区之间的距离将会产生部分传播损耗,通过国际通用衰减公式可以计算噪声衰减量,如式(5)所示。

$$\Delta C = 4.4 + 20 \frac{\lg L}{\sqrt{dh}} \tag{5}$$

式中: ΔC 为噪声衰减量; d 、 h 分别为变压器油箱的宽度和高度; L 为测量点到箱壁之间的距离。

联立式(4)和式(5)可得到不影响居民生产生活的变压器中性点直流限值。

在找到噪声与变压器中性点直流之间的关系后,进而对变压器的噪声进行量化评价。下面通过指数函数进行量化评价,同时为了方便计算,将量化数据进行同向化处理,即量化结果均在 $[0,1]$ 区间内,并且数值越小,影响越小,运行状态越好。直流偏磁对变压器噪声影响的量化表达式如式(6)所示。

$$f_1(i_{dc}, t_n) = \begin{cases} 1 & i_{dc} \leq i_m \\ e^{-(i_{dc}-i_m)t_n} & i_m < i_{dc} < i_s \\ 0 & i_{dc} \geq i_s \end{cases} \quad (6)$$

式中: $f_1(i_{dc}, t_n)$ 为考虑直流偏磁后的噪声评估值,取值范围为 $[0,1]$; i_{dc} 为中性点直流电流; t_n 为噪声持续时间; i_m 和 i_s 分别为不同噪声值下的函数分界值,由式(4)和式(5)计算所得。

2.2 对变压器振动强度的影响

由上节分析可知,铁芯磁通饱和是使变压器振动加剧的原因。根据文献[4]得到振动位移与磁通的近似正比关系,同时考虑到振动加速度和振动的剧烈程度对振动的影响,可得到式(7)。

$$\begin{cases} s(t) = kB^2(t) \\ B(t) = B_{ac}(t)\cos(\omega t) + B_{dc}(t) \\ a = \frac{d^2s(t)}{dt^2} \\ E_c = \sum_{i=1}^j \frac{a_i t_i}{\bar{a}_0 \times \bar{t} \sqrt{j}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $s(t)$ 为位移距离; $B(t)$ 为磁通; k 为常数; $B_{ac}(t)$ 和 $B_{dc}(t)$ 为磁通的交、直流分量; a 为变压器的振动加速度; E_c 为直流偏磁能量系数; a_i 和 $\bar{a}_0$ 分别为振动加速度及其均值和; t_i 和 $\bar{t}$ 分别为采样间隔及其均值; j 为时间窗口内的采样点数量。

时间窗口的确定由中性点直流的设定而定。当中性点直流超过设定的限值时,时间窗口开始计时并开始计算能量系数,直到小于中性点直流设定值结束并停止计算能量系数。

由上述分析可知,振动强度对变压器状态的影响成正相关,因此,采用升半梯模型进行量化分析,直流偏磁对振动强度影响的量化表达式如式(8)所示。

$$f_2(E_c) = \begin{cases} 0 & 0 < E_c < E_{ce1} \\ \frac{m_2 - E_{ce1}}{E_{ce2} - E_{ce1}} & E_{ce1} \leq E_c \leq E_{ce2} \\ 1 & E_c \geq E_{ce2} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $f_2(E_c)$ 为考虑直流偏磁后的振动强度评估

值,取值范围为 $[0,1]$; E_{ce1} 和 E_{ce2} 是由式(7)求得的阈值; m_2 为常系数,具体确定方法见第3.1节。

2.3 对变压器损耗的影响

当直流偏磁发生时,若变压器长期在此状态下,其产生的偏磁电流将会使变压器的空载和负载损耗增加。当计及直流偏磁的影响时,通过两部分进行损耗计算。一是空载损耗的计算,在2.5个周期内分别通过计算得到的励磁电流有效值查找相应的变压器空载损耗 P_1 和 P_2 ,由此可得到考虑直流偏磁的空载损耗表达式;二是负载损耗的计算,根据常规负载损耗计算方法进行。由此可以得到考虑直流偏磁影响的变压器损耗计算公式如式(9)所示。

$$\begin{cases} P_a = \frac{P_1 + P_2}{2} \\ P_l = \frac{1}{2} [I_N^2 R + (I_N + I_{dc})^2 R] \\ P = P_a + P_l \\ \Delta T = \frac{\int_0^T (P - P_0) dt}{cM} \end{cases} \quad (9)$$

式中: P_a 为空载损耗; P_l 为负载损耗; P 为总损耗; P_0 为冷却器容量; I_N 为负载电流; I_{dc} 为发生直流偏磁时变压器中性点的直流电流; ΔT 为变压器油温的温升; c 、 M 和 R 分别为变压器油比热容、质量以及变压器损耗等效电阻。

由上述分析可知,变压器损耗对其状态的影响成正相关,因此,同理采用升半梯模型对其量化分析,直流偏磁对变压器损耗影响的量化表达式如式(10)所示。

$$f_3(P) = \begin{cases} 1 & 0 < P < P_{e1} \\ \frac{m_3 - P_{e1}}{P_{e2} - P_{e1}} & P_{e1} < P < P_{e2} \\ 0 & P \geq P_{e2} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $f_3(P)$ 为取值在0~1之间的变压器损耗评估值; P_{e1} 和 P_{e2} 为计及直流偏磁对变压器损耗影响的阈值,由式(9)求得; m_3 为常系数,具体确定方法见第3.1节。

3 直流偏磁对变压器状态影响的量化评价

3.1 系数确定方法

在考虑噪声、振动强度和损耗对变压器的影响

量化中,产生了一些待定系数以及影响权重集参数。文献[8-11]在处理待定系数时,采用人工统计打分方法确定,具有很强的主观性,而通过使用统计分析软件 SPSS 进行大数据拟合分析,确定这些待定系数,更具客观性和可行性,如图 2 所示为待定系数确定流程。

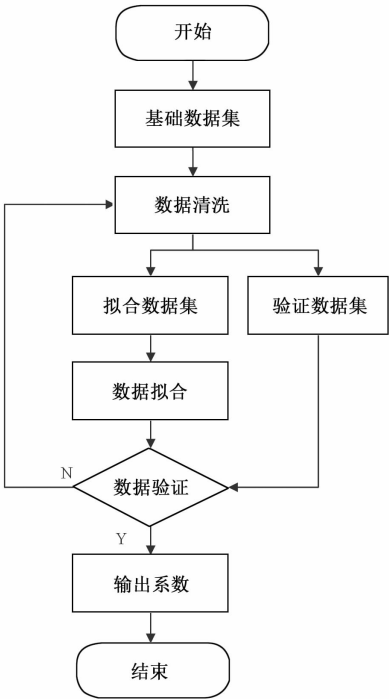


图 2 待定系数确定流程

确定系数时,把出现直流偏磁下的变压器基础运行数据分为拟合数据集和验证数据集。首先,对基础运行数据进行数据清洗,去除异常数据点;然后,输入拟合数据集进行数据拟合;接着通过验证数据集对系数进行验证,若验证成功,则确定系数,若验证失败,返回到数据清洗步骤,更新数据库,再次拟合,直至输出系数。

通过上述系数确定方法,采用实际运行的某 220 kV 变电站变压器的运行数据进行拟合分析,得到待定系数和权重系数。

由上可知,系数确定及量化评价所需的数据有变压器基础数据和运行数据两部分。基础数据有变压器的尺寸数据,运行数据包括由振动传感器监测的变压器本体加速度、采样时间间隔和采样数量、变压器油温数据以及变压器励磁电流、中性点直流电流等运行数据。同时由于变压器结构的不同将会导致直流偏磁对变压器状态的影响不同,因此,选取了输电网常用的三相变压器和单相自耦变压器数据分

别进行系数确定。

根据待定系数确定方法可求得不同的变压器结构类型相关系数值如表 1、表 2 所示,其中待定系数通过发生直流偏磁时的数据拟合而得,权重系数通过正常运行数据和发生直流偏磁时的数据共同作用下拟合而得。

表 1 三相式结构相关系数值

m	n	k	m_2
2.3	4.2	12.3	2.37
m_3	w_1	w_2	w_3
530	0.23	0.41	0.36

表 2 单相自耦式结构相关系数值

m	n	k	m_2
10.8	8.2	17.3	8.31
m_3	w_1	w_2	w_3
427	0.38	0.29	0.67

3.2 模糊综合评价

模糊综合评价的基础是模糊集合论,该理论主要作用是提供受模糊因素影响或对多类型模糊因素现象分析的评价方法。模糊关系可以定量分析主观性强和边界不清的因素,并对多类型因素进行综合性评价。该评价方法结果清晰,极具客观性,是一个好的问题解决思路。

在前述直流偏磁对变压器运行影响量化的基础上,首先求出噪声、振动、损耗量化表达式的相关系数;然后将量化表达式融入模糊综合评价中;最后通过模糊综合评价方法对变压器状态进行评价。

采用加权归一化后的评分方式对变压器受直流偏磁影响的状态进行评价,状态划分参照文献[12-14]进行,划分结果如表 3 所示。

表 3 变压器状态划分

分数	状态
0~0.2	正常
0.21~0.4	注意
0.41~0.7	异常
0.71~1.0	严重

变压器状态模糊综合评价有如下步骤:

1) 创建状态变量集 F 。 $F = \{f_i \mid (i = 1, 2, 3)\}$, $f_i (i = 1, 2, 3)$ 分别代表噪声、振动强度和损耗的量化指数。

2) 建立状态变量集中上述 3 个指标的归一化权重集 W 。 $W = \{w_1, w_2, w_3\}$, 其值需满足同一性和非负

性,即要求权值满足 $w_i \geq 0(i = 1,2,3)$ 和 $\sum_{i=1}^3 w_i = 1$ 。

3)建立评估集 V 。变压器状态评估集由正常状态、注意状态、异常状态、严重状态等 4 类状态构成。

4)建立隶属度矩阵。其表示从状态变量集 F 到评估集 V 的模糊关系,并从中得到单因素隶属度 D 。

5)求解模糊综合评价结果 $\bar{D}$ 。模糊综合评价过程是对一系列指标权重加权求和,如式(11)所示。

$$\bar{D} = \sum_{i=1}^3 f_i w_i, i = 1,2,3$$

(11)

至此,完成了考虑直流偏磁影响的变压器状态分析及量化评价的模型建立工作。

4 实例分析

选取距离某 2 座特高压直流换流站 100 km 范围内的 220 kV 变电站,该变电站的变压器中性点采用直接接地方式,其型号为 SSZ11-180000/220,变压器结构均为三绕组有载调压变压器,额定容量为 180 000/180 000/90 000 kVA,额定电流为 386.9 A,空载损耗为 82.3 kW,负载损耗为 450 kW,正常运行振动加速度为 4.2 m/s^2 ,连接组别为 YNyn0d11。该变电站投运于 2016 年 5 月 25 日,从投运至今已产生了多次因直流偏磁而导致的变压器异常运行的情况。

选用三相式结构的相关数据为例,代入初始条件后,按照不考虑直流偏磁影响和考虑直流偏磁影响的变压器状态量化对比评价,其中 D_1 、 D_2 分别为不考虑直流偏磁影响和考虑直流偏磁影响的评价结果,可得结果如表 4 所示。

由表 4 评价结果可以看出,当考虑直流偏磁影响时,预测状态与实际状态相吻合,而不考虑影响时存在与实际状态不符的情况,如样本 5—6、样本 10—12 都出现了状态转换。其中样本 6 和样本 10 由注意状态转变为异常状态,样本 5 和样本 12 由正常状态转变为注意状态。同时由样本 6 和样本 10 以及样本 5 和样本 12 评价结果的量化对比可以看出,当考虑直流偏磁转变成异常状态时,增加了 36% 的影响(影响量化结果以表 3 的状态上限分数为基准,求取各个样品的误差并取平均值,下面影响

表 4 变压器状态评价结果 1

样本	D_1	D_2	不考虑影响	考虑影响	实际状态
1	0.167	0.186	正常	正常	正常
2	0.153	0.175	正常	正常	正常
3	0.124	0.121	正常	正常	正常
4	0.228	0.347	注意	注意	注意
5	0.192	0.215	正常	注意	注意
6	0.319	0.445	注意	异常	异常
7	0.153	0.167	正常	正常	正常
8	0.267	0.285	注意	注意	注意
9	0.314	0.306	注意	注意	注意
10	0.355	0.473	注意	异常	异常
11	0.437	0.589	异常	异常	异常
12	0.187	0.242	正常	注意	注意
13	0.144	0.153	正常	正常	正常
14	0.172	0.187	正常	正常	正常
15	0.121	0.135	正常	正常	正常

计算思路相同),当转变成注意状态时,增加了 21% 的影响,因此可以说明的是考虑直流偏磁对变压器的状态评价结果影响显著。

另外在考虑直流偏磁的基础上,以人工法和数据拟合法确定系数为自变量对变压器状态进行对比评价,其中 D_3 、 D_4 为人工法和数据拟合法评价结果,其结果如表 5 所示。

表 5 变压器状态评估结果 2

样本	D_3	D_4	人工法	数据拟合法	实际状态
1	0.124	0.154	正常	正常	正常
2	0.169	0.178	正常	正常	正常
3	0.112	0.131	正常	正常	正常
4	0.157	0.211	正常	注意	注意
5	0.269	0.305	注意	注意	注意
6	0.192	0.195	正常	正常	正常
7	0.353	0.387	注意	注意	注意
8	0.219	0.293	注意	注意	注意
9	0.357	0.429	注意	异常	异常
10	0.279	0.318	注意	注意	注意
11	0.181	0.195	正常	正常	正常
12	0.144	0.172	正常	正常	正常
13	0.183	0.228	正常	异常	异常
14	0.141	0.169	正常	正常	正常
15	0.259	0.315	注意	注意	注意

由表 5 的评价结果可以看出,当选择数据拟合法时,预测状态与实际状态相吻合,而用人工法时存在与实际状态不符的情况,如样本 4、样本 9、样本 13 发生了状态转变,其中样本 4 和样本 13 由正常状态转变为注意状态,样本 9 由注意状态转变为异常状态。对样本 4 和样本 13 以及样本 9 评价结果进一步量化,当采用数据拟合法时,正常状态转变成

注意状态时增加了 29% 的影响,注意状态转变成异常状态时增加了 20% 的影响。由此,可以证明的是数据拟合法更符合实际状态,且比人工法能更加优越地对变压器状态量化评价。同时,可以给运行维护人员提供有效信息,注意变压器状态,合理安排检修计划。

由于所采用的数据为 220 kV 变电站数据,其数据范围可能具有局限性,因此,通过采集靠近换流站的另一 220 kV 变电站和某 110 kV 变电站数据用所提方法进行分析验证(35 kV 因其电压等级较低,受影响小,因此不考虑该电压等级),结果如表 6 所示,其中 D_6 为 220 kV 评价结果, D_7 为 110 kV 评价结果。

表 6 变压器状态评价结果 3

样本	D_6	D_7	实际状态(D_6)	实际状态(D_7)
1	0.192	0.196	正常	注意
2	0.359	0.319	注意	注意
3	0.101	0.304	正常	注意
4	0.561	0.166	异常	正常
5	0.086	0.257	正常	注意
6	0.371	0.281	异常	注意
7	0.146	0.672	正常	异常
8	0.219	0.116	正常	正常
9	0.311	0.189	注意	注意
10	0.118	0.162	正常	正常
11	0.261	0.283	注意	注意
12	0.184	0.086	正常	正常
13	0.191	0.176	正常	正常
14	0.226	0.319	正常	注意
15	0.181	0.422	正常	注意

由表 6 可以看出,220 kV 变压器的评价结果与实际状态相比,有 2 个出现了状态转换,即出现 2 个未能成功评价的样本,其成功评价率为 86.67%。具体来说,未成功评价的样本 6 和样本 8 评价结果与所定义的状态量化指标相比,其平均误差率为 8.375%,由此可知所提方法在相同电压等级下的评价效果较好。同样地,110 kV 变压器出现 3 个未能成功评价的样本,其成功评价率为 80%。具体上,未成功评价的样本 1、样本 9 和样本 15 评价结果与所定义的状态量化指标相比,其平均误差率为 2.68%,由此可知所提方法在不同电压等级下的评价效果同样较好。因此,可以得出所提方法在不同电压等级下的状态评价同样适用,工程应用性较强。同时,由上述仿真分析可知,通过把 2 座变电站的实际状态数据代入所提模型,判断变压器状态,其判断

结果与实际运行状态相一致,可以说明的是所采用的状态划分标准是合理的。

在上述仿真的基础上,分析所提方法对不同内部结构变压器的适用情况。仿真结果如表 7 所示,其中 D_4 、 D_8 分别为三相式和单相式结构评价结果。

表 7 变压器状态评价结果 4

样本	D_4	D_8	实际状态(D_4)	实际状态(D_8)
1	0.154	0.328	正常	注意
2	0.178	0.381	正常	正常
3	0.131	0.357	正常	注意
4	0.211	0.523	注意	注意
5	0.305	0.208	注意	注意
6	0.216	0.159	正常	正常
7	0.387	0.499	注意	注意
8	0.293	0.183	注意	正常
9	0.429	0.153	异常	注意
10	0.318	0.177	注意	正常
11	0.195	0.182	正常	正常
12	0.172	0.105	正常	正常
13	0.228	0.194	异常	正常
14	0.169	0.387	正常	注意
15	0.315	0.318	注意	注意

由表 7 可以看出,三相式和单相式评价结果分别存在 2 个和 3 个未能成功评价的样本,其成功评价率分别为 93.33% 和 96.67%。具体说,三相式结构变压器未成功评价的样本 13 与所定义的状态量化指标相比,其平均误差为 25.5%;单相式结构变压器未能评价的样本 2、样本 4 和样本 9 的平均误差为 48.25%。由此可知,所提方法对不同结构的变压器有较好的适用性,但相对于单相式结构变压器,所提评价方法更适合于三相式变压器。

5 结 论

从直流偏磁的原理出发,通过考虑直流偏磁对换流站附近变电站变压器的影响并进行了量化评价,有如下结论:

1)从直流偏磁的角度,分析了直流偏磁对变压器噪声、振动强度和损耗的影响,给出了考虑直流偏磁的量化表达式和相应模型。

2)为了避免人工经验的主观性,采用数据拟合的方式确定模型中的待定系数,由实例仿真可知,采用数据拟合的方式能显著提高预测精度,更加准确地预测变压器的状态。

3)采用模糊评价法对模型进行仿真验证,与不

考虑直流偏磁影响和采用人工法确定系数的模型对比,得到了考虑直流偏磁影响和采用数据拟合法的模型更加符合变压器实际状态;同时所提方法对不同电压等级和不同结构的变压器状态评价具有普适性,工程应用性好,使运行维护人员能更加高效地制定检修计划,提升了工作效率。

参考文献

[1] 郭超,朱虎,杨新春. 直流偏磁对电力变压器的影响及其抑制方法[J]. 山东工业技术, 2017(15):175-175.

[2] 李冰,王泽忠,刘海波,等. 直流偏磁下 500 kV 单相变压器振动噪声的试验研究[J]. 电工技术学报,2021, 36(13):2081-2811.

[3] 蒋伟,兰新生,周易谦. 直流输电导致变压器噪声异常的测试及分析[J]. 四川电力技术, 2017, 40(1): 58-62.

[4] 王佳音,白保东,刘宏亮,等. 直流偏磁对变压器振动噪声的影响[J]. 电工技术学报, 2015, 30(8):56-61.

[5] 李泓志,崔翔,刘东升,等. 直流偏磁对三相电力变压器的影响[J]. 电工技术学报, 2010, 25(5):88-97.

[6] 谢志成,钱海,林湘宁,等. 直流偏磁下变压器运行状态量化评估方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 216-223.

[7] 郭洁,黄海,唐昕,等. 500 kV 电力变压器偏磁振动分析[J]. 电网技术,2012,36(3): 70-75.

(上接第 35 页)

[10] 闫红艳,高艳丰,王继选,等. 同杆双回线路行波故障测距的关键问题研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018,46(4):120-128.

[11] 李振兴,吴李群,田斌,等. 不同步双端数据修正波速的单端行波测距算法研究[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(8):16-22.

[12] 范春菊,郭煜华,徐礼葆,等. 输电线路行波故障测距技术的发展与应用[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017,29(4):129-134.

[13] 刘顺桂,李勋,张宏钊,等. 一种采用时间判别法的混合线路故障行波定位方法[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(1):41-46.

[14] 高效海,苏晓龙. 一种新的单端行波测距方法[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(12):87-91.

[15] 高艳丰,朱永利,闫红艳,等. 一种新型的输电线路双端行波故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016,44(8):8-13.

[8] 严宇,李庚银,周明,等. 基于模糊综合评价的交易结算偏差电量处理方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3):200-204.

[9] 刘万勋,于琳琳,张丽华,等. 基于 AHP 和多级模糊综合评判的电网发展水平评估[J]. 智慧电力, 2020, 48(5):80-85.

[10] 田松峰,铁成梁,栗国鸿,等. 模糊综合评判法在电厂点检系统中的应用研究[J]. 电力科学与工程, 2019, 35(2):67-74.

[11] 赵艳龙,熊兰,徐敏捷,等. 基于模糊层次分析法的干式变压器运行状态综合评估[J]. 重庆理工大学学报(自然科学), 2013, 27(4):60-67.

[12] 石少伟,王可,陈力,等. 基于模糊综合评价和贝叶斯判别的电力变压器状态判别和预警[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9):60-66.

[13] 廖瑞金,王谦,骆思佳,等. 基于模糊综合评判的电力变压器运行状态评估模型[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3):70-75.

[14] 李秀广,吴旭涛,刘世涛,等. 基于模糊综合评判的防污闪涂层状态评估方法[J]. 水电能源科学, 2019, 37(1):176-178.

作者简介:

李晖(1963),男,工程师,研究方向为电网生产运行管理。

(收稿日期:2021-03-24)

[16] 黄元亮,郝真真,姜甜甜,等. 一种新的输电线路双端行波故障定位算法[J]. 电子测量与仪器学报,2016, 30(1):20-29.

[17] 张书娴,谭建成. 基于行波的输电线路保护综述[J]. 电气开关,2015,53(6):1-4.

[18] 刘慧海,张晓莉,姜博,等. 行波故障测距装置的检测与评价[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(1): 145-149.

[19] 何军娜,陈剑云,艾颖梅,等. 电力系统行波测距方法及其发展[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(24): 148-154.

[20] 许勇,牛永会,郭宁明,等. 新型输电线路故障测距系统的研制[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(12): 119-125.

作者简介:

邹磊(1982),男,硕士,工程师,研究方向为电力系统继电保护控制技术的研发及开发工作。

(收稿日期:2021-04-20)

基于场强角度的输电线路雷击概率定量评估

丁代筠,汪旭,罗先俊

(四川能投发展股份有限公司,四川 成都 611130)

摘要:在电力系统智能化、信息化以及大规模电力电子器件的使用背景下,雷击对电力系统的影响越来越大。目前电力线路雷击特性的研究中,所用模型存在无法准确反映雷击物理过程的问题。据此,从雷击物理过程出发,分析了以雷击区域面积为核心的概率模型。在此基础上,以雷击过程产生的电场强度为切入点,刻画了输电线路雷击上行和下行模型,建立考虑雷击物理过程的线路雷击概率模型,并对其定量评估。通过传统仿真方法与所提方法进行比较,说明了所提方法的可行性和准确性。

关键词:输电线路;场强;雷击概率;雷击特性

中图分类号:TM 72 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0048-06

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210510

Quantitative Evaluation of Probability of Lightning Stroke for Transmission Line Based on Electric Field Intensity

Ding Daiyun, Wang Xu, Luo Xianjun

(Sichuan Energy Investment Development Co., Ltd., Chengdu 611130, Sichuan, China)

Abstract:In the context of intelligence and informationization of power system and the use of large-scale power electronic devices, the impact of lightning strokes on power system is increasing. In the current research on the characteristics of lightning strokes in power lines, the adopted models have the problem that they cannot accurately reflect the physical process of lightning strokes. Starting from the physical process of lightning strokes, a probability model centered on the area of lightning strokes is defined. On this basis, taking the electric field intensity generated in the process of lightning strokes as the starting point, the up and down models of the lightning stroke for transmission line are described, and the probability model of line lightning stroke considering the physical process of lightning strokes is established and quantitatively evaluated. The comparison between the traditional simulation method and the proposed method illustrates the feasibility and accuracy of the proposed method.

Key words:transmission line; electric field strength; probability of lightning stroke; lightning stroke characteristics

0 引言

随着电力系统智能化、信息化进程的加快以及电力电子装备大规模的使用,雷电对电力的发展影响也越来越大^[1-2]。目前全世界的输电线路快速增长,随之而来的是被雷击的概率越来越大^[3]。因此,国内外学者对输电线路遭受雷击的现象进行了大量研究。

目前对输电线路雷击特性的研究主要有规程法

和电气几何模型法。规程法依据输电线路实际运行经验构建,不能反映输电线路的物理特性,应用范围较少。文献[4-5]运用规程法进行防雷性能测试和评估,得出了规程法在实际应用的可行性。文献[6-8]通过考虑雷击环境、被击物材料等因素,使用规程法给出了上述因素对雷击性能的影响关系。在采用电气几何模型方面,该法因考虑了输电线路的自身结构及所处的环境因素等自身特性参数,在输电线路防雷计算中广泛采用。文献[9-11]以电气几何模型为基础,分别建立了输电线路和风电机组

组的防雷模型并给出了防雷措施。文献[12-14]分别从雷电建弧率和耐雷水平方面分析了雷电性能。但以上方法没有考虑到雷击线路的物理过程,其建立的雷击概率模型反映的雷击概率可解释性不强。

因此通过研究雷击导线时发生的物理过程,以雷击过程中产生的电场强度为切入点,详细刻画雷击过程,以此建立雷击概率模型并对雷击概率定量评估,精确反映雷击导线概率,进而指导选择合适的防雷方式和措施。

1 输电线路雷击过程及雷击概率定义

1.1 输电线路遭受雷击过程

当雷电下落的过程中,输电线路周围的表面场强将不断增大,随着雷电下行过程的逐渐发展,输电线路最先起始上行过程将与雷电下行过程产生连接,发生雷击,若其间的平均场强超过击穿临界值,则会发生击穿现象^[15-16]。

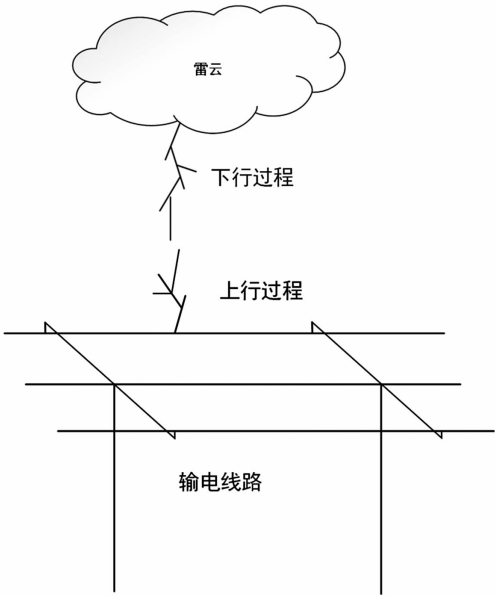


图 1 输电线路遭受雷击过程

1.2 输电线路雷击概率定义

输电线路在雷电下行过程的作用下,容易发生起始上行过程,当上下过程连接时,将会发生输电线路雷击。雷击过程的产生与输电线路附近的场强、雷电发展过程有关,场强表示的是输电线路上行稳定起始过程的发生难度,场强越大,则输电线路越容易稳定上行,输电线路某一点*i*对应的场强 E_{av} 如式(1)所示。

$$E_{av} = \frac{U_d - U_i}{l} \tag{1}$$

式中: U_i 为输电线路表面电势; U_d 为上行电势; l 为下行头部与上行或输电线路表面的距离。

当输电线路相导线某一点起始上行过程发生后,用输电线路各点的 E_{av} 与平均场强的最大值 E_{max} 的比值定义输电线路各点发生雷击的可能性,如式(2)所示。

$$\lambda = \frac{E_{av}}{E_{max}} \tag{2}$$

式中, λ 定义为输电线路相导线各点被击中概率。 λ 在相导线某区域积分与该区域面积*S*的比值,可定义为该区域的雷击概率*p*,如式(3)所示。

$$p = \int_S \frac{\lambda(S) dS}{S} \cos \theta \tag{3}$$

式中: p 为单相输电线路的区域整体雷击概率; λ 为相导线某一点被雷击概率; S 为相导线某区域的面积; θ 为雷电入射角,取值范围为 $[-\frac{\pi}{2}, \frac{\pi}{2}]$;积分区域如图2所示。

因此,输电线路的区域整体雷击概率如式(4)所示。

$$P = \sum_{j=1}^3 \int_{S_j} \frac{\lambda(S) dS}{S_j} \cos \theta \tag{4}$$

式中: P 为三相输电线路的区域整体雷击概率; S_j 为每相导线有效面积, $j=1,2,3$,其为输电线路相数。

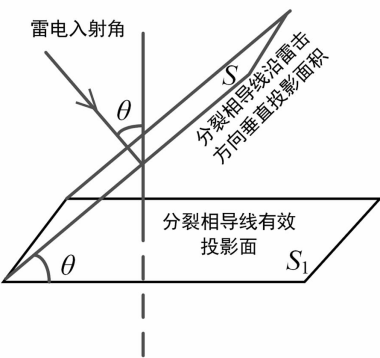


图 2 相导线积分区域面积

2 输电线路雷击概率评估模型

2.1 雷电下行过程通道场强分布模型

为了对输电线路雷击概率风险进行定量评估,需要建立雷电下行过程模型和输电线路上行过程模型,进而计算雷电下行过程头部与输电线路之间的

平均电场强度分布情况,在此基础上量化分析线路各点被雷电击中的概率。

当输电线路处于雷雨天时,地面物体附近的电场受带电雷云和下行过程作用。雷云距地高度一般为 2~10 km,并在近地产生约为 10~20 kV/m 的场强,这里取雷云产生的场强为 -15 kV/m。雷电下行过程从雷云处开始,并随机向地面发展,由于雷电下行过程分支只能有限地影响地面电场,因此认为雷电下行以与地面垂直的方向向地面发展,并且不产生分支。

为了可靠准确地描述下行发展的实际物理过程,精确计算输电线路附近的电场变化,雷电下行过程通道场强分布模型采用式(5)^[16]。

$$\begin{cases} \rho(\tau) = a_0(1 - \frac{\tau}{H_c - z_0})\beta I_m + \frac{I_m(a + b\tau)}{1 + c\tau + d\tau^2}H(z_0) \\ H(z_0) = 0.3\alpha + 0.7\beta \\ \alpha = e^{-\frac{z_0 - 10}{75}} \\ \beta = 1 - \frac{z_0}{H_c} \\ H_c = H_h + 4 \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\rho(\tau)$ 为雷电下行过程通道电荷密度,C/m; τ 为雷电下行过程通道中某点到过程头部的距离; H_c 为雷云高度; H_h 为海拔高度; z_0 为雷电过程头部高度,m; I_m 为雷电流峰值,取 30 kA;各已知系数分别为 $a_0 = 1.476 \times 10^{-5}$, $a = 4.857 \times 10^{-5}$, $b = 3.91 \times 10^{-6}$, $c = 0.522$, $d = 3.73 \times 10^{-3}$ 。

所建雷电下行过程通道场强分布模型的主要作用有 2 个:一是用来计算模拟雷电下行过程通道的电荷密度分布情况,其结果对上行过程通道的场强分布产生影响;二是根据该计算模型,通过 COMSOL Multiphysics 软件 AC/DC 计算模块进一步分析计算,得到考虑雷电下行过程的输电线路上行过程的场强分布。

2.2 输电线路上行过程通道场强分布模型

在雷电下行过程通道场强的作用下,地面物体附近的场强会发生畸变。由输电线路的雷击过程可知,输电线路上行过程通道场强的起始情况是决定雷击落点的主导因素。

在雷电下行过程通道场强的作用下,输电线路产生稳定上行通道的过程分为 3 个阶段,分别为初

始电晕阶段、不稳定上行过程起始阶段和稳定上行过程起始阶段。

令电晕发生前的背景电位曲线为 U_1 ,电晕发生后的电位曲线为 U_2 。电晕区内部场强为恒定值 E_a ,则 U_2 如式(6)所示。

$$U_2 = E_a \delta \quad (6)$$

式中, δ 为距电极头部距离,m。

输电线路上行过程头部电位 $U_{\text{tip}}^{(i)}$ 如式(7)所示。

$$U_{\text{tip}}^{(i)} = E_{\infty} \delta_l^{(i)} + x_0 \ln \left(\frac{E_a}{E_{\infty}} - \frac{E_a - E_{\infty}}{E_{\infty}} e^{-\frac{\delta_l^{(i)}}{x_0}} \right) \quad (7)$$

式中: $\delta_l^{(i)}$ 为输电线路上行过程头部位置,m; i 为输电线路采样点; E_{∞} 是上行过程场强稳态值,为 3×10^4 V/m; x_0 为 0.75 m。

电晕区电位 $U_2^{(i)}$ 为

$$U_2^{(i)} = U_{\text{tip}}^{(i)} + E_a(\delta - \delta_l^{(i)}) \quad (8)$$

输电线路上行过程头部产生的电荷量 $\Delta Q^{(i)}$ 为

$$\Delta Q^{(i)} = K_Q \int_{\delta_l^{(i)}}^{\delta_s^{(i)}} [U_2^{(i)}(\delta) - U_2^{(i-1)}(\delta)] d\delta = K_Q \{ [E_a(\delta_l^{(i)} - \delta_l^{(i-1)}) + U_{\text{tip}}^{(i-1)} - U_{\text{tip}}^{(i)}] (\delta_s^{(i)} - \delta_s^{(i-1)}) \} \quad (9)$$

式中, K_Q 为几何因数, $K_Q = 3.5 \times 10^{-5}$ C/(V·m),主要描述上行过程通道电位畸变情况和电荷间的关系。

上行过程增加量 $\Delta \delta_l^{(i)}$ 和增长后的上行过程头部位置 $\delta_l^{(i+1)}$ 如式(10)所示。

$$\begin{cases} \Delta \delta_l^{(i)} = \frac{\Delta Q^{(i)}}{q_l} \\ \delta_l^{(i+1)} = \delta_l^{(i)} + \Delta \delta_l^{(i)} \end{cases} \quad (10)$$

式中, q_l 为满足流注时向过程通道转化时单位长度所需电量, $q_l = 65 \mu\text{C/m}$ 。

在计算上行过程发展场强的迭代过程中,依据工程经验,当上行过程长度大于 2 m 时,可认为从稳定上行过程开始。

2.3 影响雷击概率的关键因素分析

从解析法的公式着手,定性分析影响雷击概率的关键因素。

由式(1)、式(2)和式(5)可以看出,海拔高度、雷电入射角对雷电下行过程的场强分布有间接影响,进而影响输电线路的平均场强和对应的雷击概率,同时由公式可以看出雷击概率与海拔高度近似正相关关系。

由式(1)、式(2)和式(9)可以看出,海拔高度、雷电入射角对输电线路上行过程的场强分布是间接影响,首先对电极头部的距离产生影响,进而影响上

行过程的电荷量,最后导致场强和雷击概率的改变。

本节从解析式角度对影响因素进行了定性分析,下面将从仿真的角度对该因素的影响定量分析,同时检验模型的正确性。

3 输电线路雷击概率评估步骤

通过对输电线路雷击的物理过程分析,考虑雷云电场、雷电下行过程通道电荷以及线路上行过程通道电荷的作用,建立起雷电下行过程通道和输电线路上行过程通道模型,分析输电线路附近的场强分布情况,进而得到输电线路雷击概率,其概率评估流程如图 3 所示。

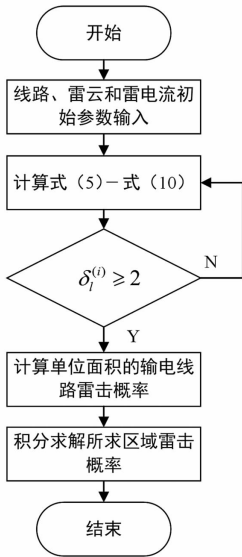


图 3 输电线路雷击概率评估流程

- 1) 输入输电线路、雷云和雷电流初始参数。
- 2) 雷电下行过程向下逐步发展,计算雷云和输电线路附近空间各点的电势和表面电荷密度。
- 3) 根据是否存在稳定上行开始条件,判断是否计算输电线路的雷击概率分布。若上行过程长度大于 2 m,将式(5)一式(10)所求得参数代入式(1)和式(2),求解出单位面积下的输电线路雷击概率,否则,返回至步骤 2。
- 4) 积分求解三相线路所求区域内的雷击概率。

4 仿真分析

基于仿真软件建立模型对输电线路雷击概率定量评估。模型的边界条件中,对线路和空气的分界面选用 Dirichlet 边界条件,空气选用第二类边界条

件。考虑输电线路海拔高度的影响,以所提模型的解析方法和传统仿真方法进行对比分析,验证所提方法的可行性和准确性。其中传统仿真方法雷击概率是以直击雷跳闸率经过归一化近似等于。

如图 4 所示,在海拔高度 0 ~ 4000 m 的区间内,解析法和仿真法的雷击概率都处在 4% ~ 10.4% 区间内,以海拔高度为自变量,对所提模型的解析方法和传统仿真方法进行对比,可以看出所提模型和传统仿真方法在相同海拔高度下所求得的输电线路雷击概率基本一致,验证了所提的基于场强角度的输电线路雷击概率评估模型的可行性和准确性。同时由图 4 可以看出随着海拔高度的升高,雷击概率逐渐增大,这说明了海拔高度与雷击概率呈正相关,在高海拔地区需加强输电线路的雷击保护。

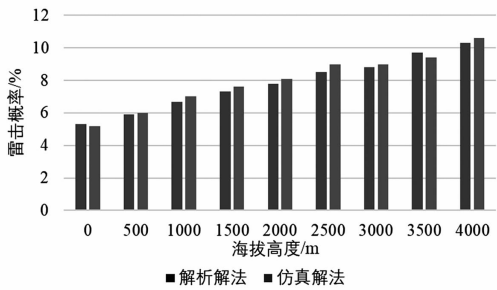


图 4 不同海拔高度下的输电线路雷击概率对比

图 5 为输电线路雷击概率随海拔高度变化时解析法与仿真法的误差对比分析图。可以看出,解析法和仿真法误差范围在 6% 以内,因此可看出所提方法的有效性。

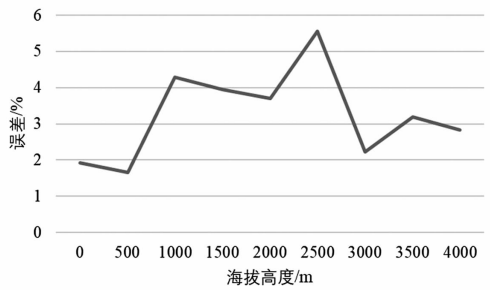


图 5 不同海拔高度下雷击概率的解析法和仿真法对比误差

取图 5 数据进行定量分析,可得出如表 1 所示数据。

表 1 解析法和仿真法误差分析(海拔高度)	
类型	数值/%
平均误差	3.26
方差	1.25
标准差	1.12

由表 1 可以看出,所提方法和传统仿真法的平均误差、方差以及标准差分别为 3.26%、1.25% 和 1.12%。可以看出,所提方法在不同海拔高度上的计算精度较稳定,其误差较小。由此也可说明了所提方法的可行性和准确性。

在上述验证中证明了所提方法的可行性以及海拔高度对雷击概率的影响程度,下面将分析雷电入射角对雷击概率的影响以及所提方法的准确性,虽然雷电入射角的范围为 $[-\frac{\pi}{2}, \frac{\pi}{2}]$,但其具有对称性,因此仿真分析时取 $0 \sim 90^\circ$ 。如图 6 所示为不同雷电入射角下的输电线路雷击概率对比。

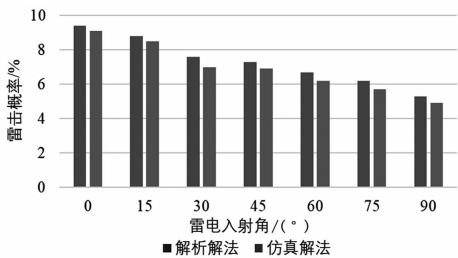


图 6 不同雷电入射角下的输电线路雷击概率对比

由图 6 可知,当入射角为 0° 时,其雷击概率最大为 9.4%,这是因为此时雷击通道与雷击面垂直,因雷击面积最大,故雷击概率最大,验证了所构建的雷击函数的正确性以及所提解析法的有效性。同时可以看出,随着入射角的逐渐增大,即雷击面积的逐渐减小,雷击概率在逐步减小,雷击概率范围在 9.4% 以下,说明了入射角与雷击概率呈负相关关系。

在此基础上通过仿真数据量化解析法准确程度。对图 6 数据进一步分析,求取两种方法对比误差,可得图 7 所示结果。

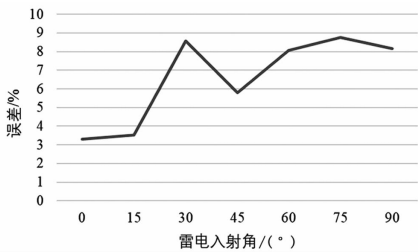


图 7 不同雷电入射角下雷击概率的解析法和仿真法对比误差

由图 7 可知,解析法和仿真法两者之间的误差在 9% 以内,也证明了所提方法的可行性和有效性。同时,取图 7 的数据定量分析,可得如表 2 所示数据。

表 2 解析法和仿真法误差分析(雷电入射角)

类型	数值/%
平均误差	6.60
方差	2.39
标准差	1.54

由表 2 可以看出,所提方法和传统方法的最大误差为平均误差 6.60%,其标准差为 1.54%,可以看出,误差整体上较小,所提方法稳定性较高。

5 结 论

从输电线路雷击概率的物理过程出发,以场强角度为基础,定量评估了输电线路的雷击概率,得到了如下结论:

1) 分析了输电线路遭受雷击的物理过程,从场强角度出发,建立了输电线路的雷击概率模型。

2) 依据实际雷击物理过程,建立了雷电下行过程通道场强模型和输电线路上行过程通道场强模型,进而量化了输电线路的雷击概率,得到了输电线路雷击概率解析模型。

3) 分析了影响雷击概率的关键因素,得到了海拔高度和雷电入射角度对雷击概率影响的程度。通过输电线路雷击概率解析模型与经典仿真模型进行对比,说明了所建解析模型的可行性和正确性,同时由于解析模型还原了输电线路遭受雷击的物理过程,因此所提模型更精确。

虽然以输电线路遭受雷击的物理过程为基础进行了建模评估,但未考虑输电线路所在的环境(如土壤电阻率、环境污秽程度等)对输电线路的深入影响,下一步将对该部分进行研究分析,优化完善模型。

参考文献

[1] 王佩,吴敏,赵淳,等. 重要输电通道连续雷击评估方法研究[J]. 高压电器,2019,55(8):178-185.

[2] 李经野,宋坤宇. 基于雷击故障辨识的 110 kV 输电线路故障巡线策略[J]. 电力科学与技术学报,2019(2):175-181.

[3] 孙沛瑶,林圣,刘磊,等. 融合行波时频信息的 HVDC 线路雷击点与短路故障点不一致时的定位方法[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(5):88-95.

[4] 敖刚. 一种配电线路耐雷水平简易评估方法探析[J]. 云南电力技术,2018,46(3):1-5.

[5] 孔佳琦,夏志坚. 灭弧间隙改善 35 kV 配电线路防雷效果的仿真计算[J]. 电气开关,2020(2):62-67.

[6] 李继强,毛成程,王成全,等. 高土壤电阻率地区喷射气体灭弧防雷效果分析[J]. 通信电源技术,2019,36(10):77-80.

[7] 陶世祺,张小青,王耀武,等. 风电机组的雷电暂态过电压统计研究[J]. 太阳能学报,2018,39(11):3261-3269.

[8] 蓝磊,陈子涵,刘宗喜,等. 35 kV 管型复合材料杆塔并联间隙防雷保护方案[J]. 高电压技术,2016,42(5):1511-1518.

[9] 梁振,曾玲丽,戴何笠,等. 基于改进电气几何模型的某 500 kV 山区输电线路差异化防雷改造[J]. 电瓷避雷器,2019(1):145-151.

[10] 周敏. 基于改进电气几何模型的湖南某 500 kV 输电线路差异化防雷改造研究[D]. 长沙:长沙理工大学,2017.

[11] 王国政. 基于雷电物理的风机叶片改进电气几何模型研究[D]. 济南:山东大学,2018.

[12] 郑传啸,王巨丰,郭克竹,等. 基于强气吹扰动下的建弧率计算模型研究[J]. 电瓷避雷器,2018(6):122-131.

[13] 张坤,郭建炎. 220 kV 输电线路耐雷水平仿真研究[J]. 水电能源科学,2016,34(2):182-185.

[14] 周堃,韩号,夏泽举. 计及综合因素的改进电气几何模型对特高压输电线路绕击耐雷性能评估[J]. 电瓷避雷器,2018(6):75-79.

[15] Sakae Taniguchi,Toshihiro Tsuboi, Shigemitsu Okabe, et al. Improved method of calculating lightning stroke rate to large-sized transmission lines based on electric geometry model[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation,2010, 17(1):53-62.

[16] Yunchu Wang,Y Deng,X Wen, et al. An Improved Electric Geometry Model Based on Breakdown Test of Long Air Gaps and Suited for Large-Sized Transmission Lines [J]. Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering, 2017, 37(12):3654-3661.

[17] Shigemitsu Okabe, Toshihiro Tsuboi, Jun Takami. Analysis of aspects of lightning strokes to large-sized transmission lines. [J]. IEEE Transactions on Dielectrics & Electrical Insulation,2011, 18(1):182-191.

作者简介:

丁代筠(1969),男,助理工程师,研究方向为电网生产管理。

(收稿日期:2021-03-24)

(上接第 26 页)

[3] 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.

[4] 郭春义,赵成勇,Allan Montanari,等. 混合双极高压直流输电系统的特性研究[J]. 中国电机工程学报,2012,32(10):98-104.

[5] 冯明,李兴源,李宽. 混合直流输电系统综述[J]. 现代电力,2015,32(2):1-8.

[6] 黄伟煌,许树楷,黄莹,等. 特高压多端混合直流输电系统稳态控制策略[J]. 南方电网技术,2017,11(7):5-10.

[7] 李婧靓,黄伟煌,刘涛,等. 特高压多端混合直流输电系统的控制策略研究[J]. 南方电网技术,2018,12(2):47-55.

[8] Xiaodong Li,Kun Han,Caiyun Fan, et al. Study on Main Circuit Configuration and Control Modes for A New LCC-MMC Hybrid HVDC System[C] //2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (AP-PEEC), 2019:1-5.

[9] Rong Zeng,Lie Xu,Liangzhong Yao, et al. Hybrid HVDC for Integrating Wind Farms With Special Consideration on Commutation Failure [J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2016,31(2):789-797.

[10] 李兴源,赵睿,刘天琪,等. 传统高压直流输电系统稳定性分析和控制综述[J]. 电工技术学报,2013,28(10):288-300.

[11] 姚良忠,吴婧,王志冰,等. 未来高压直流电网发展形态分析[J]. 中国电机工程学报,2014, 34(34):6007-6020.

[12] Li Shenghu, Ma Yanru, Hua Yuting, et al. Reliability Equivalence and Sensitivity Analysis to UHVDC Systems Based on the Matrix Description of the F & D Method [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(2):456-464.

[13] 胡锦涛,贾涛涛,王瑶,等. 基于 LCC-VSC 多端混合直流输电系统的启停控制策略及动模试验[J]. 电力建设,2017,38(8):86-94.

[14] Jianing Lv,Xiaohui Ye,Mingyu Yan, et al. Research on control strategy of LCC-MMC hybrid HVDC system[C]. 8th Renewable Power Generation Conference (RPG 2019), 2019:1-6.

作者简介

秦嘉蔚(1999),女,在读研究生,研究方向为混合直流输电系统控制策略。

(收稿日期:2021-06-25)

GIS 支撑绝缘子内部放电缺陷综合诊断方法现场应用

代 晖¹,熊 攀¹,周电波²,杨 帆¹,薛志航²,何宇航²,姚 晓²

- (1. 国网四川省电力公司泸州供电公司,四川 泸州 646000;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041)

摘 要:介绍了基于特高频局部放电检测和 X 射线成像检测的气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)支撑绝缘子内部放电缺陷综合诊断方法,并进行了分析和现场应用研究。以某 110 kV GIS 为例,利用特高频法对运行中的 GIS 进行局部放电检测,在检测到异常信号后,通过干扰排除和多通道信号时延定位确定缺陷位置、缺陷类型。对于支撑绝缘子内部放电缺陷,利用 X 射线成像检测技术对缺陷情况进行确认,从而实现缺陷综合诊断,指导设备检修。

关键词:特高频;X 射线;GIS;支撑绝缘子;局部放电

中图分类号:TM 835 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2021)05-0054-05

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210511

Application of Comprehensive Diagnosis Method for Internal Discharge Defects of GIS Supporting Insulator

Dai Hui¹, Xiong Pan¹, Zhou Dianbo², Yang Fan¹, Xue Zhihang², He Yuhang², Yao Xiao²

(1. State Grid Luzhou Electric Power Supply Company, Luzhou 646000, Sichuan, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:The comprehensive diagnosis method for internal discharge defects of gas insulated switchgear (GIS) supporting insulator is studied based on ultra-high frequency (UHF) partial discharge detection and X-ray imaging detection. Taking a 110 kV GIS for example,UHF method is used to detect the partial discharge of GIS which is in operation, and after detecting the abnormal signals, the defect position and defect type are determined by interference elimination and multi-channel signal time-delay location. For the internal discharge defects of supporting insulator, the defect condition is determined by X-ray detection so as to realize the comprehensive defect diagnosis and guide the equipment maintenance.

Key words:ultra-high frequency (UHF); X-ray; gas insulated switchgear (GIS); supporting insulator; partial discharge

0 引 言

作为状态检修的重要支撑手段,气体绝缘金属封闭开关设备(gas insulated switchgear,GIS)局部放电带电检测已在电网全面深入开展,发现了大量设备内部潜伏性缺陷,提升了设备运行可靠性。从大量实验室研究和现场检测情况看,在 GIS 各类局部放电中,固体绝缘放电缺陷检测和诊断难度最大。其中,浇筑工艺不良、运行受力不均引起的支撑绝缘

子内部放电缺陷,因激发的超声波信号衰减严重,很难被检测到,因此无法通过相对简单的幅值定位法确定缺陷位置;而在检修期间,因缺陷位于绝缘子内部,肉眼不可见,也为最终的诊断确认和检修消缺带来了困难^[1-3]。

针对现场检测存在的问题,国内外各高校、科研院所和企业持续开展 GIS 固体绝缘局部放电检测和诊断技术的研究。目前,在特征量提取、模式识别和监测预警等方面取得了相当的研究成果,部分成果已逐步应用于现场,有效提升了 GIS 固体绝缘局部

放电缺陷的检出率^[4-7]。然而,从大量现场检测情况和设备检修案例分析来看,仍有相当数量的固体绝缘放电缺陷未能被准确检测及定位,或者被检测以及定位后,由于缺乏检查手段未能最终对缺陷进行准确诊断,从而影响了检修消缺。上述情况表明,GIS 固体绝缘现场局部放电检测技术还有诸多需要提升的地方^[8-12]。

为提升 GIS 支撑绝缘子内部放电缺陷现场检测水平,更好地指导设备运维检修,下面将特高频局部放电检测法、多通道信号时延定位法和 X 射线成像检测法进行结合并开展现场应用,对应用效果的评估表明该综合诊断方法提升了 GIS 支撑绝缘子局部放电检测的灵敏度和准确性。

1 GIS 带电检测方法

1.1 特高频局部放电带电检测法

GIS 支撑绝缘子内部存在气隙或者裂纹,由于缺陷位置局部场强增加到一定程度会引起局部绝缘击穿,每一次击穿放电都会产生一个陡脉冲电流,激发出频率在特高频频段(300 MHz ~ 3 GHz)的电磁波信号。该特高频电磁波信号在 GIS 内传播,经盆式绝缘子、隔离开关/接地开关观察窗等非金属屏蔽部位泄漏到 GIS 外部。利用特高频传感器在非金属屏蔽部位接收局部放电产生的电磁波信号后,通过信号特征判断缺陷类型、诊断缺陷情况,即为特高频局部放电带电检测法。

1.2 多通道信号时延定位法

GIS 支撑绝缘子内部放电激发的超声波信号在传播中经历多层界面衰减,很难传输至金属壳体被超声波传感器检测到,而由于特高频传感器仅能在非金属屏蔽部位接收电磁波信号,无法像超声波传感器一样直接在缺陷部位进行检测,因此,对于 GIS 支撑绝缘子内部放电,无法通过幅值定位法找到缺陷位置,只能通过多通道信号时延定位法进行缺陷精确定位。

多通道时延定位法通过多个不同位置的特高频传感器接收局部放电电磁波信号,读取信号到达各传感器的时延,经过定位算法计算来确定局部放电源的位置。对于 GIS 这种独特的管道结构而言,使用时延定位方法时可将其视为线形结构,在一维或

二维空间内进行定位计算,在理想情况下,仅需 2 个相邻测点同时接收信号,并采用式(1)进行计算即可得到放电源位置^[13]。时延定位方法硬件方面需要采样率最低为 5 GS/s、带宽最低为 500 MHz 的高性能 4 通道示波器。

$$\Delta t = t_2 - t_1 (L - x) / c - x / c$$

$$x = \frac{1}{2(L - c\Delta t)} \quad (1)$$

式中: c 为电磁波在 GIS 内部 SF₆ 气体中的等效传播速度,约为 3×10^8 m/s; L 为两个特高频传感器间的距离; Δt 为信号到达两个特高频传感器的时间差; x 为局部放电源到达某个特高频传感器的距离。

1.3 X 射线成像检测法

X 射线有很强的穿透性,在对着物体照射后,一部分射线能量被物体吸收,还有一部分射线能量因散射被消耗,故最终穿透物体的 X 射线强度有一定程度的减弱。单色窄束射线衰减规律如式(2)所示。

$$I = I_0 e^{-\mu T} \quad (2)$$

式中: I_0 为照射到物体前的 X 射线强度; I 为穿透物体后的 X 射线强度; μ 为 X 射线的衰减系数; T 为吸收体等效厚度,cm。

基于上述原理,可以实现 X 射线成像检测。对被检物体完成 X 射线成像检测后,把胶片放到观光灯上观察透射光线,可看到由对比度(胶片上相邻区域的黑度差)构成的不同形状的影像,据此可观察到被检物体内部情况。

随着相关技术的飞速发展,比胶片成像技术更加灵活、准确的 DR 直接数字成像技术被逐步用于电力设备检测。X 射线 DR 直接数字成像技术将大量的新型 X 射线探测元根据需求以阵列方式组合到一起,再结合相应的信号、图像处理单元形成整套检测系统,实现从 X 射线发射、穿透射线接收到信号处理、图像优化的全过程。相比传统的 X 射线检测机,DR 直接数字成像 X 射线检测系统便于携带、使用灵活、射线能量强,现场开展 GIS 成像检测能够通过信号数字化处理获得更理想的图片。

2 GIS 支撑绝缘子内部放电缺陷现场检测

以某 110 kV 变电站 110 kV GIS 为例(该 GIS

为河南平高电气股份有限公司生产的 ZF5 - 110 型 GIS),开展特高频局部放电带电期间检测,在 I 母多个盆式绝缘子位置检测异常信号。检测仪器显示,异常信号幅值可达 65 dB,呈现显著的 100 Hz 频率相关性,初步分析具有局部放电信号特征,如图 1 所示。

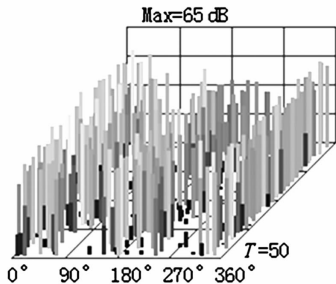


图 1 实测支撑绝缘子内部放电特高频 PRPS 图谱 1
2.1 信号图谱特征分析

在盆式绝缘子位置测得异常特高频脉冲信号的情况下,首先分析信号是设备内局部放电信号还是设备外干扰信号。将传感器离开盆式绝缘子放置于外部空间,不断移动传感器观察不同位置检测到的异常信号幅值,若盆式绝缘子处检测到的信号幅值大于外部空间所有位置检测到的异常信号幅值,则初步判断异常信号来自于 GIS 内部;否则,异常信号有可能来自 GIS 外部,而在外部空间中检测到的异常信号幅值最大位置,可由此继续检测找到外部干扰方向乃至位置。以所检测的 110 kV GIS 为例,特高频传感器在盆式绝缘子位置检测到的异常信号幅值始终大于在外部空间中检测到的信号幅值,因此判断异常信号来自 GIS 内部。在初步判断异常信号来自 GIS 内部的情况下,对异常信号进行特征分析,判断缺陷类型。

该 110 kV GIS 盆式绝缘子部位用不同设备检测的特高频 PRPS(phase resolved pulse sequence)图谱如图 1 和图 2 所示,可见异常信号普遍呈显著的 100 Hz 频率相关性(即一个工频周期出现 2 簇放电脉冲),具有悬浮电位放电或固体绝缘放电特征。对图 1 所对应的放电缺陷,用示波器对其进行信号检波,如图 3 所示,可见信号在一个工频周期内出现至少 2 个幅值较大的脉冲,但脉冲幅值、间隔时间均有差异,体现出一定的极性,初步判断为固体绝缘内部气隙放电特征。正负半周放电脉冲幅值、个数和时间间隔是否具有对称性等取决于支撑绝缘子内部气隙、裂纹情况以及缺陷发展阶段、放电严重程度。

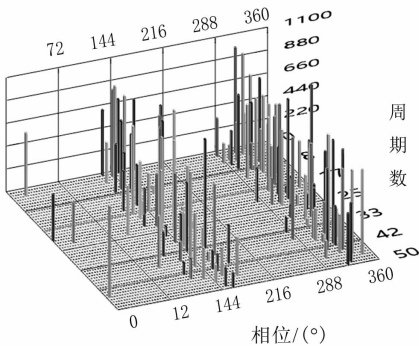


图 2 实测支撑绝缘子内部放电特高频 PRPS 图谱 2
2.2 支撑绝缘子缺陷精确定位

以如图 1 所示异常信号对应的 I 母存在局部放电缺陷的 110 kV GIS 为例,通过时延定位法对 GIS 内部放电缺陷进行精确定位,为确保定位的准确性,在轴向和圆周方向分别进行定位计算。

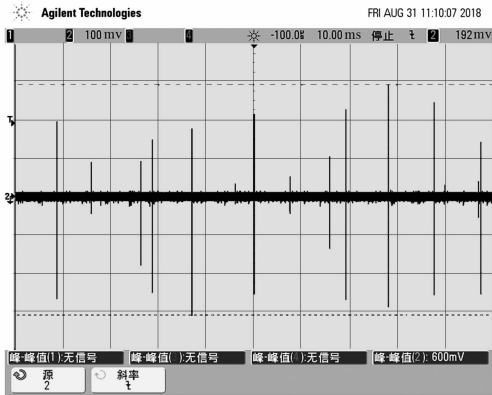


图 3 实测支撑绝缘子内部放电特高频检波图谱



图 4 轴向定位特高频测点布置

如图 4 所示为多个特高频测点布置,首先在轴向确定缺陷位置。如图 5 所示为图 4 中 3 个特高频传感器采集到的异常信号波头,特高频信号到达测点 1 的时间领先于到达测点 2 和测点 3,表明缺陷最接近测点 1,测点 1 信号领先测点 2 约 1 ns,测点 1 与测点 2 距离约 75 cm,利用式(1)进行计算,得到缺陷位于测点 1 和测点 2 之间;从设备结构看,缺陷

只可能位于 3 个特高频测点下方的母线上,计算得到,放电源距离测点 1 约 22.5 cm,距离测点 2 约 52.5 cm。

如图 6 所示,在图 4 测点 1 所在盆式绝缘子布置 2 个特高频传感器,对缺陷进行圆周方向定位。图 7 为图 6 中 2 个特高频传感器采集到的异常信号波头,特高频信号到达测点 1 的时间略微领先于到达测点 2,表明缺陷更接近测点 1。测点 1 信号领先测点 2 约 0.4 ns,测点 1 与测点 2 距离约 50 cm,利用式(1)进行计算,忽略母线与盆式绝缘子高度差,得到缺陷位于测点 1 和测点 2 之间,距离测点 1 约 19 cm,距离测点 2 约 31 cm。

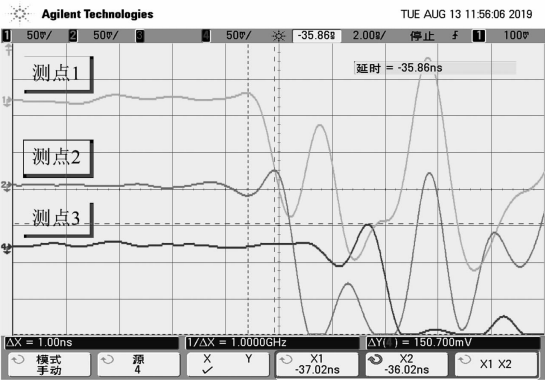


图 5 轴向定位三通道信号时域波形

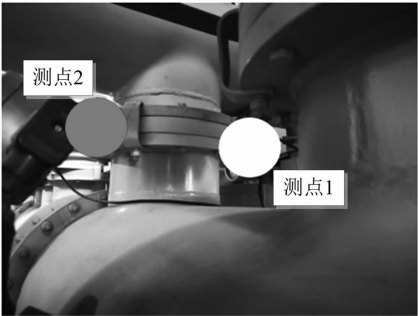


图 6 圆周方向定位特高频测点布置

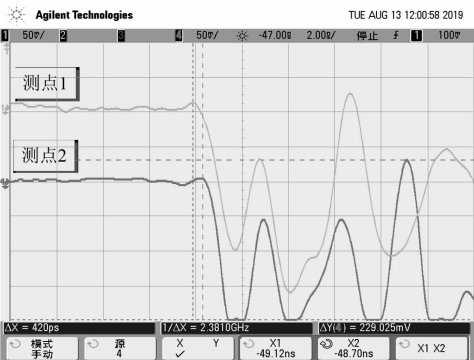


图 7 圆周方向定位两通道信号时域波形

综合轴向定位和圆周方向定位结果,局部放电缺陷位于母线上,具体位置在圆圈所示的手孔上,如图 8 所示。综合设备结构进行分析,因缺陷部位无接头和屏蔽罩,排除因接触不良导致的悬浮电位放电缺陷;由于存在支撑绝缘子,初步分析为支撑绝缘子局部放电缺陷。

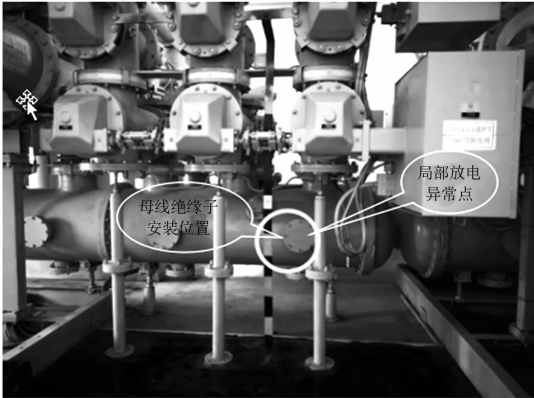


图 8 轴向缺陷所在位置

3 GIS 支撑绝缘子 X 射线成像检测

根据特高频局部放电带电检测和精确定位结果,对 GIS 进行解体检修,取下检测到异常信号的支撑绝缘子。对于存在内部放电的支撑绝缘子,从外表无法检查到放电痕迹,考虑到多通道信号时延定位有可能因为信号折反射和叠加等因素导致定位结果存在一定误差,现场解体检修必须要确定存在缺陷的支撑绝缘子得以更换,设备才能重新投入运行。在此情况下,必须在变电站现场以最快速度确认支撑绝缘子内部状况,而利用 X 射线 DR 直接数字成像技术对支撑绝缘子进行无损透视检测是便捷、高效且相对准确的方法。以所述存在局部放电缺陷的支撑绝缘子为例,开展现场 X 射线成像检测,现场检测装置包含 X 射线发射机和成像板,被检测支撑绝缘子放置于 X 射线发射机和成像板之间(靠近成像板)进行检测,如图 9 所示。检测完后可在数字图像处理系统中对图像进行优化。如图 10 所示,经 X 射线成像检测,存在局部放电缺陷的支撑绝缘子内部可见一道斜向贯穿性裂纹。结合同时期、同厂家、同类型支撑绝缘子多次出现内部气隙、裂纹缺陷这一情况,分析是生产期间浇注工艺不良所致。据此,验证了带电检测和精确定位结果,找到并更换

了缺陷支撑绝缘子,设备经规定试验后重新投入运行,缺陷消除。



图 9 支撑绝缘子现场 X 射线成像检测

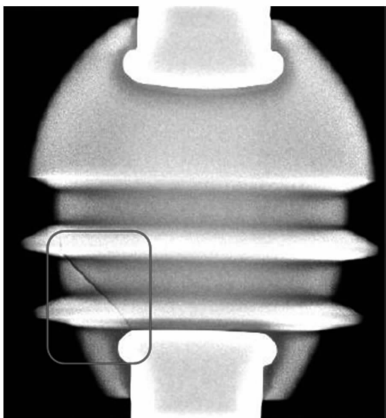


图 10 缺陷支撑绝缘子 X 射线成像检测图片

4 结 论

上面对基于特高频法和 X 射线检测法的 GIS 支撑绝缘子内部放电缺陷综合诊断方法进行了分析和现场应用,通过特高频法检测及定位存在内部放电缺陷的支撑绝缘子,再通过 X 射线成像检测确定支撑绝缘子缺陷情况,提升了运维检修效率。

1) 支撑绝缘子内部放电缺陷激发的特高频信号普遍呈显著的 100 Hz 频率相关性,放电脉冲幅值、个数和时间间隔取决于支撑绝缘子内部气隙、裂纹情况以及缺陷发展阶段、放电严重程度。

2) GIS 支撑绝缘子数量集中,为提升定位准确性,应在轴向和圆周方向均进行放电源定位计算。

3) X 射线成像检测用于透视电力设备、电气材料内部具有较好的效果,既可用于缺陷确认诊断,还可以为家族性机械缺陷、材料缺陷排查提供可靠检测手段,其中,对于绝缘件内部气隙、裂纹和罐体内部异物等缺陷,具有良好的检测效果和检测准确性。

参考文献

[1] 马飞越,王沛,王博. GIS 母线支撑绝缘子气隙放电综合诊断与分析[J]. 高压电器,2018,54(11):147-152.

[2] 周电波,许本茂,张劲,等. GIS 固体绝缘缺陷所激发特高频信号时频特征研究[J]. 高压电器,2021,57(2):33-41.

[3] 邱伟,蔡川,杨红权,等. 一起 252 kV GIS 盆式绝缘子放电故障分析[J]. 四川电力技术,2019,42(3):75-79.

[4] 李军浩,韩旭涛,刘泽辉,等. 电气设备局部放电检测技术述评[J]. 高电压技术,2015,41(8):2583-2601.

[5] 李继胜,赵学风,杨景刚,等. GIS 典型缺陷局部放电测量与分析[J]. 高电压技术,2009,35(10):2440-2445.

[6] 宋辉,代杰杰,李喆,等. 运行条件下 GIS 局部放电严重程度评估方法[J]. 中国电机工程学报,2019,39(4):1231-1241.

[7] 何樱,华征,侯智剑,等. 类均值核主元法在 GIS 局部放电模式识别中的应用研究[J]. 电测与仪表,2016,53(2):84-89.

[8] 汤会增. 1000 kV GIS 超声波在线检测系统设计与应用研究析[J]. 四川电力技术,2016,39(2):24-28.

[9] 张聪聪,王刚,高栋,等. 基于卷积网络的 GIS 局部放电缺陷诊断方法与应用[J]. 电工电能新技术,2021,40(3):72-80.

[10] 马宏明,周年荣,肖丹,等. 交直流电压条件下 GIS 局部放电检测对比研究[J]. 中国电力,2014,47(3):125-129.

[11] 刘谨,王哲斐. 基于时间指纹的特高频局部放电定位法[J]. 湖北电力,2020,44(5):23-28.

[12] 李鹏,毕建刚,于浩,等. 变电设备智能传感与状态感知技术应用[J]. 高电压技术,2020,46(9):3097-3113.

[13] 周电波,罗锦,肖伟,等. 基于超声波原理的 GIS 局部放电现场检测及缺陷定位方法[J]. 四川电力技术,2016,39(4):54-57.

作者简介:

代 晖(1973),男,高级工程师,主要从事输变电设备管理工作;

熊 攀(1983),男,高级工程师,主要从事变电一次设备检修管理工作。

(收稿日期:2021-03-09)

一起主变压器高压绕组损坏事故检测与分析

罗 杨,杨红权,刘彦琴,刘 鑫,李 波,周 波,高 峻,姜飞宇
(国网四川省电力公司成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:对一起线路短路故障导致主变压器高压绕组损坏事故进行了分析。通过油化试验和高压电气试验,初步确定烧蚀部位位于主变压器高压侧 C 相主绕组靠下部位,并通过吊罩检查得以验证。
关键词:主变压器;短路冲击;绕组损坏;油中溶解气体
中图分类号:TM 406 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2021)05-0059-05
DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210512

Detection and Analysis on HV Winding Damage of A Main Transformer

Luo Yang, Yang Hongquan, Liu Yanqin, Liu Xin, Li Bo, Zhou Bo, Gao Jun, Jiang Feiyu
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:A case of HV winding damage of main transformer caused by short-circuit fault of transmission line is analyzed. Through the oil test and electric test, it is demonstrated that the damaged area is located in the lower part of main winding of phase C in high voltage side of main transformer, and it is confirmed through the overhaul of transformer cover.
Key words:main transformer; short-circuit impact; winding damage; gasses dissolved in transformer oil

0 引 言

近年来,随着工业和经济快速发展,电网规模也日趋增大,各电压等级的短路电流以及系统短路故障对设备的冲击损害越来越大。变压器作为电网系统的核心,其健康状态直接影响整个电网运行的安全稳定。变压器抗短路能力是衡量变压器性能优良的重要参数,如绕组抗短路能力不足,则极易在短路电流冲击作用下发生变压器绕组变形或损坏^[1-3]。下面以一起 35 kV 线路短路故障导致 110 kV 主变压器高压绕组损伤为例,通过试验手段分析了主变压器高压绕组损毁的抗短路能力的重要性。

1 事故前运行方式

事故前,变电站运行方式如图 1 所示,全站电源由 152 线路主供,151 线路作为备用电源,其断路器处于分位。1、2 号主变压器并列运行(130 断路器处于合位),35 kV 侧合环运行(330 断路器处于合

位),10 kV 侧分列运行(930 断路器处于分位),322 断路器处于合位运行状态。
事故主变压器型号为 SFSZ10-50000/110,于 2008 年 3 月生产,联结组别为 YN/Yn0/d11,其有载开关型号为 CMIII-600Y/63C-10193W。

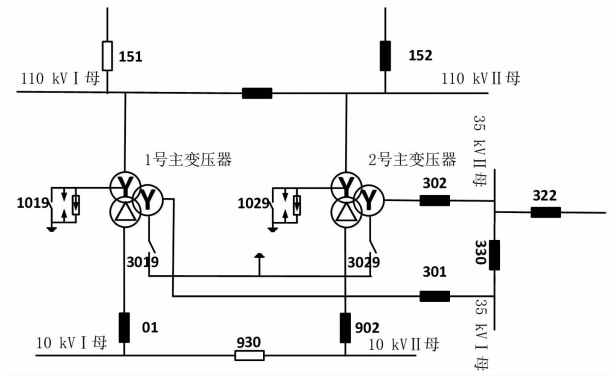


图 1 某站故障前的一次接线

2 事故分析

2.1 保护动作情况

2020 年 8 月 22 日 20:10:35:822,该变电站

35 kV 322 线路发生 B 相接地故障;310 ms 后,B 相故障发展为三相故障(录波文件显示故障电流约 3800 A),线路保护装置启动,但 322 断路器未跳开;2.483 s 后低电压 I、Ⅱ段动作,322 断路器跳开。

20:10:36:145,2 号主变压器差动保护启动,437 ms 后比率差动动作,跳开 152 断路器、110 kV 分段 130 断路器、35 kV 302 断路器与 10 kV 902 断路器。844 ms 后 2 号主变压器本体重瓦斯动作;4.925 s 后,2 号主变压器本体轻瓦斯发出信号。

2.2 主变压器设备检查

现场检查主变压器外观无异常,本体瓦斯继电器内部有少量气体,主变压器各处均无放电及渗漏油痕迹且油位正常。

2.3 油化试验

故障发生后,分别于 8 月 22 日和 8 月 23 日对主变压器中部及底部取样口取样,油化分析油中溶解气体浓度见表 1。故障特征气体经过 24 h 扩散,23 日油样特征气体含量明显比 22 日高,三比值编码为 102,为电弧放电故障特征,即线圈匝间、层间短路、相间闪络、分接头引线间油隙闪络、引起对箱壳放电、线圈熔断、分接开关飞弧、因环路电流引起电弧、引线对其他接地体放电等^[4]。同时,表 1 中数据还显示两次取样试验结果均发现主变压器底部油样特征气体含量远大于中部,由于故障特征气体在绝缘油中存在扩散现象,气体总是从高浓度部位向低浓度部位扩散,而且离故障点越近特征气体浓度越高,因此初步推断该主变压器内部发生过放电,且放电位置靠近变压器底部。

2.4 高压电气试验

2.4.1 低电压短路阻抗测试

低电压短路阻抗试验过程中,C 相高压绕组在 1 挡、9b 挡、17 挡均无法通流(即 C 相电流为 0),且电压约为 A、B 两相的 $\sqrt{3}$ 倍,说明 C 相高压绕组已呈高阻或断线状态。各挡位与 C 相高压绕组相关的短路阻抗数据异常,高压对低压、高压对中压短路阻抗值已达数千,远超试验值,见表 2;中压对低压短路阻抗最大相对互差为中压(1 挡)3.71%、中压(3 挡)2.5%、中压(5 挡)3.4%,超过规程要求的“容量 100 MVA 及以下且电压等级 220 kV 以下的变压器三相之间的最大相对互差不应大于 2.5%”,但是与历史值相比(2015 年 1 月 5 日检测时,高压对低压初值差 4.1%,中压(3 挡)对低压相间互差 3.3%),所测中压对低压短路阻抗的最大相对互差与历史值基本一致,各相短路阻抗值也无明显变化。

同时,为验证 C 相高压绕组为彻底断线还是呈高阻状态,在现场逐渐提高试验电压,当试验电压升至 700 V 左右时,电流表指针左右摇摆厉害,数据极不稳定,说明 C 相绕组上的高阻态结构在较高电压作用下,高阻部位被间隙性电击穿,导致电压指针左右摇摆;另外,在高压试验大厅对一实训用 110 kV 变压器(无缺陷)开展模拟高阻试验,即在实训变压器高压侧 C 相绕组上串接 1 k Ω ~1 M Ω 的电阻,之后开展低电压短路阻抗试验,测试结果与上述故障变压器一致,C 相高压绕组在低电压下无法通流,且 C 相电压约为 A、B 两相的 $\sqrt{3}$ 倍。因此可初步推断主变压器高压 C 相绕组中某一部位存在高阻态结构。另外,高压侧 1 挡、9b 挡、17 挡均出现无法通

表 1 主变压器油化试验数据

特征气体	油中溶解气体浓度/($\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$)			
	2020-08-22(中部)	2020-08-22(底部)	2020-08-23(中部)	2020-08-23(底部)
氢气 H ₂ (<150)	52.6	107.9	225.6	490.7
一氧化碳 CO	413.1	457.9	548.9	794.5
二氧化碳 CO ₂	4 252.0	4 082.7	3 865.6	4 349.8
甲烷 CH ₄	46.5	71.0	91.8	166.3
乙烯 C ₂ H ₄	23.4	71.9	89.5	189.7
乙烷 CH ₄	13.6	10.1	17.1	9.1
乙炔 C ₂ H ₂ (<5)	21.2	76.4	106.2	233.0
总烃(<150)	104.7	229.4	304.6	598.1
结论	乙炔、总烃超标	乙炔、总烃超标	氢气、乙炔、总烃超标	氢气、乙炔、总烃超标

表 2 主变压器低电压短路阻抗试验数据

测试部位	挡位	相别	U/V	I/A	$U_k/\%$	平均值/%	铭牌值/%	相对互差/%	初值差/%
高-中	高压 1 挡-中压 3 挡	A	215.63	10.459	10.541				
		B	214.04	10.415	10.481				
		C	373.06	0.041	4 582.2				
	高压 9b 挡-中压 3 挡	A	215.84	8.643	10.319				
		B	213.79	8.598	10.275		10.26		
		C	373.16	0.049	3 118.2				
高-低	高压 1 挡	A	221.00	3.99	18.885				
		B	217.00	3.95	18.822				
		C	337.00	0.05	2 479.2				
	高压 9b 挡	A	219.40	4.86	18.639				
		B	217.70	4.83	18.606		17.82		
		C	377.40	0.03	4 337.4				
	高压 17 挡	A	216.37	5.80	19.017				
		B	214.91	5.77	19.011				
		C	373.98	0.04	4 546.6				
	中压 1 挡	A _m	17.412	10.232	6.62				
		B _m	17.466	10.175	6.71	6.73		3.71	
		C _m	17.537	9.956	6.87				
中-低	中压 3 挡	A _m	19.191	10.232	6.38				
		B _m	19.142	10.118	6.38	6.43	6.42	2.5	0.16
		C _m	19.292	9.942	6.54				
	中压 5 挡	A _m	22.878	10.53	6.36				
		B _m	22.738	10.366	6.42	6.45		3.4	
		C _m	22.815	10.167	6.58				
		A _m							
		B _m							
		C _m							

流、C 相电压异常现象,说明该高阻态位于高压侧 C 相主绕组上。

2.4.2 频率响应测试

图 2 为高压绕组的频率响应曲线,从图中可知高压绕组低频段与 C 相有关的相关系数均接近极限值 0.6(见表 3),属严重变形,说明绕组的电感改变,即线圈可能存在匝间或饼间短路故障,结合短路阻抗试验,再次验证了高压 C 相绕组存在高阻部位。图 3 为中压绕组的频率响应曲线,其低频段相关系数为 $2.0 > R_{LF} \geq 1.0$,中频段相关系数位于 $0.6 \leq R_{MF} < 1.0$ 区间,属于轻度变形。低压绕组频率响应曲线三相基本一致,且与原始记录无明显差异,即绕组频响曲线的各个波峰、波谷点所对应的幅值及频率基本一致,低压侧绕组没有变形。中压绕组频率响应相关系数见表 4。

2.4.3 空载试验

表 5 为空载试验数据,从高压绕组加 20 kV 空载试验电压时,两个边相 AB 和 BC 铁芯空载电流和空载损耗差异均不超过 10%;从中压侧加 4.5 kV 时,空载试验不合格,两个边相 A_mB_m和 B_mC_m空载电流差异超过 10%;但是当中压侧加 12.5 kV 空载试验电压时,空载试验数据合格,两个边相A_mB_m和B_m

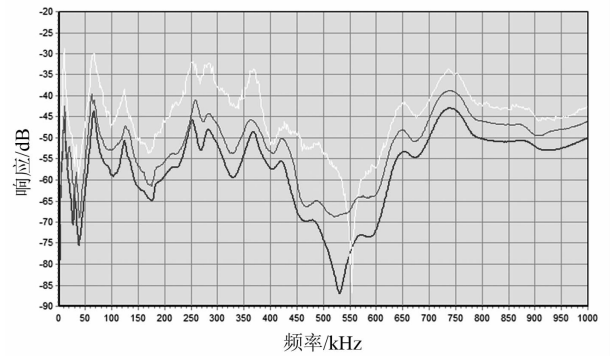


图 2 高压绕组频域响应曲线(1 挡)

表 3 高压绕组频率响应相关系数

相关系数	低频段 (1 ~ 100) kHz	中频段 (100 ~ 600) kHz	高频段 (600 ~ 1000) kHz
R_{21}	1.19	1.96	2.37
R_{31}	0.60	0.99	1.93
R_{32}	0.90	1.07	2.33

C_m空载电流差异不超过 10%。造成这个现象的原因主要有以下几个:1)在低电压短路阻抗试验时已经提到,虽然高压 C 相绕组存在高阻态结构,但当试验电压升高时,高阻态会被逐渐电击穿,因此高压侧加 20 kV 空载试验电压时,高阻态被导通,空载试验数据合格;2)中压侧绕组在低电压(4.5 kV)时空载试验不合格,但是在提高试验电压(约 12.5 kV)后,空载数据合格。同样说明低电压下的不稳定高阻态

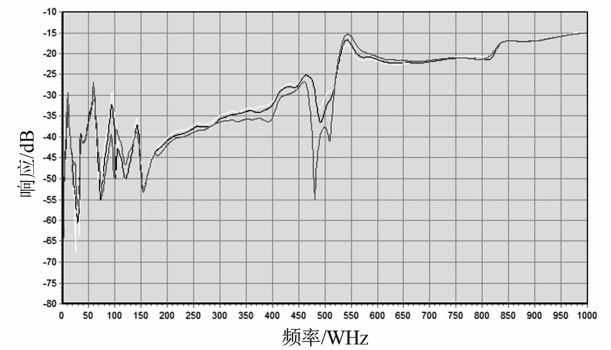


图 3 中压绕组频域响应曲线(5 挡)

表 4 中压绕组频率响应相关系数

相关系数	低频段 (1~100) kHz	中频段 (100~600) kHz	高频段 (600~1000) kHz
R_{21}	1.48	0.92	1.27
R_{31}	1.30	0.90	1.53
R_{32}	1.36	1.44	1.85

随着电压升高逐步形成放电通道而呈现导通状态,电流大小亦由不稳定变为稳定状态;3)高试验电压下空载试验数据合格,说明铁芯没有局部短路或多点接地故障(铁芯绝缘电阻测试显示其绝缘电阻为3000 MΩ)。

表 5 空载试验数据

加压	短路	试验电压/kV	空载电流/mA	空载损耗/W
AB	CO	20.0	48.1	625
BC	AO	20.0	46.3	592
CA	BO	20.0	65.0	832
$A_m B_m$	$C_m O_m$	4.5	60.9	—
$B_m C_m$	$A_m O_m$	4.5	76.7	—
$C_m A_m$	$B_m O_m$	4.5	78.8	—
$A_m B_m$	$C_m O_m$	12.5	165.0	—
$B_m C_m$	$A_m O_m$	12.5	164.0	—
$C_m A_m$	$B_m O_m$	12.5	230.0	—

2.4.4 变比测试

对该主变压器开展高压对中压、高压对低压变比测试,在所有挡位均无法测出结果,而中压对低压数据合格,间接说明高压侧主绕组区段存在缺陷。

2.4.5 直流电阻测试

该主变压器高、中、低绕组直流电阻测试数据如表 6 至表 8 所示,从表中可以发现该主变压器中、低压侧绕组直阻数据正常,但是高压侧 CO 绕组在各个挡位均无法通流(测试仪器:变压器直流电阻测试仪),无法测出其直流电阻值,改用万用表测试 CO 绕组直阻为 12.85 kΩ。之后给 CO 绕组升高电压至约 700 V,当 CO 相电流指针偏转剧烈后逐渐降

压至 0,再用万用表测试 CO 电阻,其数据明显降低(在 0.4~300 Ω 范围内),但一段时间后 CO 绕组电阻又恢复至 10 kΩ 以上(测试仪器:万用表测试)。由于各个挡位的现象一致,说明 CO 相高阻故障位于主绕组上;同时,鉴于油化试验中变压器底部油中故障特征气体浓度明显比中部油中浓度高,因此推测故障点位于 C 相主绕组上,并靠近箱体底部,如图 4 所示。

表 6 高压绕组直流电阻试验数据

分接位置	高压绕组直流电阻测试值/Ω			测试设备
	AO	BO	CO	
8	404.1	404.7	无法通流	直流电阻测试仪
9a	395.9	395.9	无法通流	
9b	395.3	395.5	无法通流	
9c	397.4	398.0	无法通流	
16	448.7	449.2	无法通流	
9b	0.4	0.4	12 850	万用表测量

表 7 中压绕组直流电阻试验数据

分接位置	中压绕组直流电阻/mΩ			相间互差/%
	$A_m O_m$	$B_m O_m$	$C_m O_m$	
1	48.56	48.93	49.14	1.19
2	46.84	47.21	47.44	1.27
3	44.83	45.00	45.22	0.89
4	46.78	47.20	47.43	1.38
5	48.46	48.87	49.10	1.29

表 8 低压绕组直流电阻试验数据

低压绕组直流电阻测试值/mΩ				线间互差/%
ab	bc	ca		
5.786	5.773	5.842		0.88

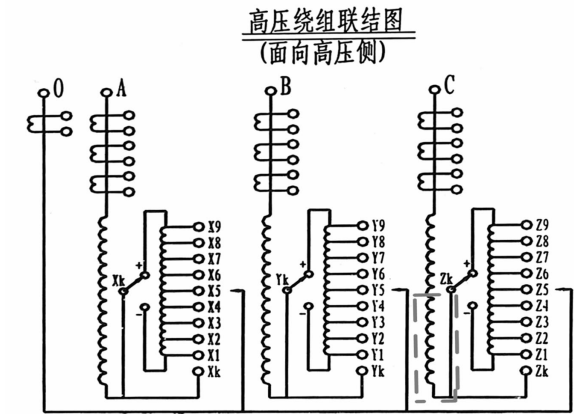


图 4 高压 C 相绕组故障部位

2.4.6 绝缘试验

对故障主变压器开展主变压器连同套管的电容量和介损试验,结果无异常;测试绕组绝缘及铁芯绝

缘,也与历史值无明显差异,说明铁芯及绕组未故障接地,佐证了空载试验结论。

3 事故分析及吊罩验证

3.1 事故原因分析

20:10:35:822,322 出线间隔中压侧 B_m 相发生单相接地事故,310 ms 后继而发生三相短路故障,但此时 322 断路器未跳开;直到 760 ms 后比率差动作跳开 2 号主变压器各侧断路器,322 线路故障才被切除。显然,这是一起因为断路器拒动而导致越级跳闸引起的事故。该故障持续时间为 760 ms,电、热应力在此时间段内作用于主变压器高压侧绕组,导致绕组烧损熔融断裂;但其断口间绕组并没有彻底脱开,而是在四周油纸的共同作用下,熔化脱落的绕组金属熔化物与绝缘油纸粘结在一起,最终形成“虚接”状态的高阻结构。电弧高温使得绝缘油分解,产生大量故障气体,导致该主变压器本体重瓦斯动作、轻瓦斯报警。另外,频响法显示高压 C 相绕组低频段明显变化,存在电感量变化,也是由于高压 C 相绕组被大电流熔融烧损,匝间存在故障,绕组电感被改变。

3.2 吊罩检查

2020 年 10 月,该主变压器返厂吊罩检查,发现中压绕组、低压绕组、调压绕组以及高压侧 A、B、C 三相绕组线圈均完好无明显变形,但其高压侧 C 相绕组存在明显放电及烧蚀痕迹,如图 5 所示。在靠主变压器底侧第 26、27 线饼(从下往上数)处存在明显的放电烧蚀部位,两饼线匝烧蚀严重,第 27 饼

线匝直接被熔融烧断,周围聚集大量炭黑、铜粒等粉末物质;同时,整个高压 C 相绕组线圈污染严重,表面分布有大量黑色物质。这可能是由于在该部位存在不连续区域(或弱点),在短路电流作用下,不连续区域(或弱点)严重发热,热量导致附近绝缘损坏,进一步导致绕组匝间击穿,产生电弧,高温导致金属铜绕组熔融、绝缘纸和绝缘油分解。

4 结 论

该案例变压器故障前曾遭受数次短路电流,可能导致其线圈产生薄弱点,当再一次遭受短路电流时薄弱点过热并导致匝间放电。变压器作为电力传输、转换、分配的重要设备,对稳定电网供电质量起着重要作用。因此,在日常运行维护中,需加强设备技术监督管理,强化电网和设备稳定、安全。

参考文献

- [1] 电力变压器 第 5 部分:承受短路的能力:GB 1094.5—2008[S],2008.
- [2] 刘旸,韩洪刚,周榆晓,等. 变压器绕组损坏事故分析与有限元计算验证[J]. 变压器,2019,56(5):81–82.
- [3] 曾华荣,刘君,吴湘黔,等. 在运 110 kV 变压器抗短路能力综合评估及防范建议[J]. 变压器,2019,56(12):72–76.
- [4] 变压器油中溶解气体分析和判断导则:DL/T 722—2014[S],2014.
- [5] 国家电网公司. 国家电网公司变电评价管理规定(试行) 第 30 分册 油浸式变压器(电抗器)检修策略[S],2017.
- [6] 王欢. 大型变压器多次短路工况下的电磁特性与绕组累积效应研究[D]. 沈阳:沈阳工业大学,2018.
- [7] 张博. 多次短路冲击条件下的大型变压器绕组强度与稳定性研究[D]. 沈阳:沈阳工业大学,2016.
- [8] 王万超,李岩. 多次短路冲击下变压器绕组轴向模式分析[J]. 变压器,2017,54(6):6–9.

作者简介:

罗 杨(1985),男,高级工程师,主要从事高压电气试验及电气设备故障诊断工作。

(收稿日期:2021-05-11)

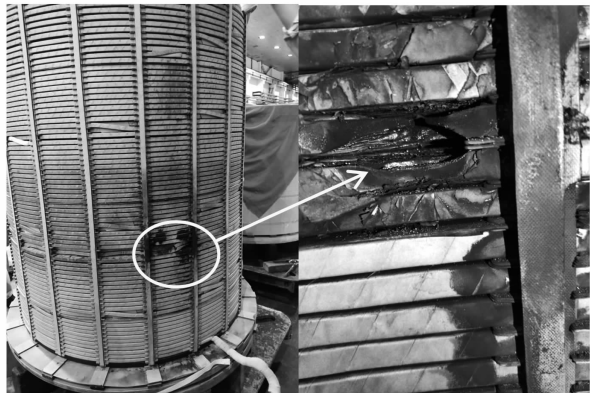


图 5 高压 C 相绕组故障点位置

新型电力系统背景下可再生能源参与 电力市场交易策略研究

樊 东,毛 锐,文 旭,罗保松,夏 春
(国家电网有限公司西南分部,四川 成都 610041)

摘 要:随着可再生能源接入比例和规模的扩大,可再生能源参与电力市场交易,多维度协同消纳正逐渐成为可再生能源并网发展趋势。从源荷两侧选取可再生能源场站、传统发电企业、电网企业等典型电力市场交易参与方,建立多方交易策略模型。利用合作型协同进化遗传算法求解纳什均衡,对各参与方的成本收益进行效益分析,为典型电力市场交易场景的多方交易策略模型的建立提供基础。通过算例计算分析表明,风电商与电动汽车用户联合组成虚拟电厂,参与电力市场交易所获得的利润比其单独参与电力市场的利润高出 27.5%,说明虚拟电厂在充分利用风电资源的同时,还能调用电动汽车电源存储能力,创造更大的经济价值,具有更强的市场竞争力。

关键词:可再生能源;电力市场;多方交易策略;协同遗传进化算法

中图分类号:TM 72 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0064-07

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210513

Trading Strategy Research of Renewable Energy Participating in Electricity Market under New Power System

Fan Dong, Mao Rui, Wen Xu, Luo Baosong, Xia Chun
(Southwest Branch of State Grid Corporation of China, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:With the expansion of the proportion and scale of renewable energy access, the participation of renewable energy in electricity market transaction and the multi-dimensional collaborative consumption are gradually becoming a development trend. It is proposed to select the typical trading subjects of electricity market, such as renewable energy stations, conventional power generation enterprises and power grid enterprises, from both sides of source and charge, and establish a multi-party trading strategy model. CCGA is adopted to solve the Nash equilibrium, and the efficiency analysis of cost and benefits of each participant is carried out, which provides the basis for the establishment of a multilateral trade policy model in typical electricity market transaction scenario. The example shows that the profit of participating in electricity market jointly is higher than that of participating in electricity market alone, which indicates that virtual power plant (VPP) can reasonably use the storage capacity of electric vehicle (EV) power supply, make full use of wind power resources, and become more competitive in the market.

Key words:renewable energy; electricity market; multi-party trading strategy; CCGA

0 引 言

近年来中国可再生能源行业迅猛发展,风电、光伏装机容量均已成为世界第一,但可再生能源消纳问题突出^[1],已成为近年来的研究热点。可再生能源的消纳不仅仅局限于电力系统内部,还可以通过

参与电力交易,以市场化方式来进行,多途径、多维度共同促进可再生能源消纳。

目前各国电力市场的现状、市场参与方、交易品种和结算模式等均不相同。美国的电力市场包括:PJM 电力市场、加州电力市场和德州电力市场^[2-3]。交易品种包括但不限于输电能量、容量、辅助服务、金融输电权等。结算模式以双结算模式

为主^[4-6]。欧洲各国的电力市场机制,为“调度机构与交易机构分设+自愿参与现货交易所交易+区域边际电价出清”的市场基本架构^[7-8]。

与国内电力交易市场相符合的中长期交易模式正被中国有序地推动进行。在考虑到各地的电力市场化交易程度及供需形势后,选择了山西、山东、四川等一批试点省份,作为推动电力现货市场建设工作的先行者^[9-11]。目前各地区结合当地实际情况,正稳步推进现货市场建设,并取得了一些阶段性进展。

目前,对于可再生能源与多元负荷参与电力市场交易策略研究还较少。下面从源荷两侧选取可再生能源场站、传统发电企业、电网企业等典型电力市场交易参与方,从各参与方成本收益进行效益分析,以期为典型电力市场交易场景的多方交易策略模型的建立提供基础。

1 典型场景下关键参与方效益分析

1.1 可再生能源场站效益分析

1.1.1 成本分析

可再生能源场站与多元负荷参与电力市场后,使得可再生能源场站的成本与收益都发生了相应的改变,以风电和光伏为例,从全寿命周期角度分析可再生能源场站的成本。

$$C_t = C_w + C_s + C_l + C_r + C_e \quad (1)$$

式中: C_w 为风力发电机全寿命周期总成本; C_s 为光伏发电机全寿命周期总成本; C_l 为线路全寿命周期总成本; C_r 为计及供电可靠性的系统电量损失总成本; C_e 为运行造成的环境成本; C_t 为系统总成本。

1.1.2 收益分析

可再生能源场站新增收入主要包括风电场增加的售电收入 $\Delta I_{w,e}$ 和供热收入 $I_{w,h}$ 。

$$\Delta I_{w,e} = \sum P_{ew,w}^t \times P_w \quad (2)$$

$$I_{w,h} = A_{w,h} \times P_h \quad (3)$$

式中: P_w 为风电场上网电价,元/kWh; $A_{w,h}$ 为供热面积, 10^4 m^2 ; P_h 为热价,元/ m^2 。

1.2 传统发电企业效益分析

1.2.1 成本分析

在负荷水平相同的情况下,可再生能源参与电力市场交易后会挤占传统发电企业的发电空

间,其减少的发电量与电网输送的传统电力资源量大致相等^[12]。

1.2.2 收益分析

1)降低的峰荷容量成本

用减少的新增装机成本表示降低的峰荷容量成本。

$$R_N = \Delta N_y \times I_j \quad (4)$$

$$\Delta N_x = e_x \Delta P_f \quad (5)$$

式中: R_N 为接入后降低的峰荷容量成本; I_j 为每个机组装机投资成本; ΔN_y 为由于实施需求响应而减少的峰荷容量; ΔP_f 为降低的峰荷电力; e_x 为降低的峰荷容量系数。

2)降低的传统能源燃料成本

$$R_f = W \times M_c \quad (6)$$

式中: R_f 为接入可再生能源场站后降低的传统能源燃料成本; W 为减少的传统能源用电量; M_c 为每千瓦时发电量的传统能源燃料边际成本。

3)降低的机组不正常启停成本

$$R_p = C_p \times I_p \quad (7)$$

式中: R_p 为机组非常规启停成本; C_p 为每次机组非常规启停成本; I_p 为机组非常规启停次数。

4)降低的环境破坏补偿开支

$$R_b = Q \times b \quad (8)$$

式中: R_b 为接入可再生能源场站后降低的环境破坏补偿开支; Q 为减少的破坏物排放量; b 为政府规定的每千克破坏物补偿费。

5)传统能源减缓建设效益

$$R_l = \Delta N_y \times \mu \frac{i \times (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \quad (9)$$

式中: R_l 为接入可再生能源场站后节约的传统能源建设开支; ΔN_y 为系统接入可再生能源后可降低峰荷容量; μ 为每个机组的投资成本; i 为基准利率; t 为其可使用的周期。

1.3 电网企业效益分析

1.3.1 成本分析

1)减少的售电收入

$$C_{NR} = W \times p \quad (10)$$

式中: C_{NR} 为减少的售电收入; W 为减少的售电量; p 为平均电价。

2)系统安装维护成本及补贴

$$C_g = \frac{C}{n} + C_b + C_a \quad (11)$$

式中: C_g 为电力设备折扣; C 为由电网企业负责的多元负荷支持设备初始投资成本; n 为设备使用时长; C_b 为对设备进行保养的开支; C_a 为设备安装开支。

1.3.2 收益分析

1) 降低的电网投资成本

$$R_l = \Delta N_r \times \frac{I_l}{N_r} \quad (12)$$

式中: R_l 为接入可再生能源场站降低的电网投资成本; ΔN_r 为接入可再生能源场站后降低的电网容量; I_l 为整个系统电网投资的成本; N_r 为整个电网的容量大小。

2) 降低的系统运行维护成本

$$M_b = \Delta N_r \times \frac{M_T}{N_r} \quad (13)$$

式中: M_b 为接入可再生能源场站后降低的系统运行维护成本; M_T 为系统总的运行维护成本。

3) 提高的负荷率

$$L = L_2 - L_1 \quad (14)$$

式中: L 为提高的负荷率; L_2 为本年负荷率; L_1 为前一年负荷率。

1.4 电采暖用户效益分析

1.4.1 成本分析

蓄热式电采暖成本 P_{pay} 由静态投资成本 $P_{\text{pay,s}}$ 和运行成本 $P_{\text{pay,r}}$ 两部分组成。

$$P_{\text{pay}} = P_{\text{pay,s}} + P_{\text{pay,r}} \quad (15)$$

1.4.2 收益分析

综合收益 P_{inc} 分为供暖收益 P_{hot} 和辅助服务收益 P_{as} 两部分, 如式(16)~式(18)所示。

$$P_{\text{inc}} = P_{\text{hot}} + P_{\text{as}} \quad (16)$$

$$P_{\text{hot}} = m_{\text{hot}} \cdot S \quad (17)$$

$$P_{\text{as}} = \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T m_{\text{as}} \cdot \Delta P_{\text{eb-a}}(d, t) \quad (18)$$

式中: S 为蓄热式电采暖供暖面积, m^2 ; m_{hot} 为供暖收费, 元/ m^2 ; m_{as} 为辅助服务收费标准, 元/ MW ; $\Delta P_{\text{eb-a}}$ 为提供辅助服务电力, MW 。

1.5 电动汽车用户效益分析

1.5.1 成本分析

1) 设备投资成本 C_F

$$C_F = C_{F1} \times N + C_{F2} \times N + C_{F3} \times N' \quad (19)$$

式中: C_{F1} 为每个电动汽车(electric vehicle, EV)控制设备成本; C_{F2} 为每个电动汽车通讯设备(接收器、传

输器)的成本; C_{F3} 为整个电动汽车控制中心的搭建成本。

2) 设备运行维护成本 C_{OM}

$$C_{\text{OM}} = C_F \times \eta \quad (20)$$

式中, η 为运行维护开支比例。

1.5.2 收益分析

1) 放电增加的收益 R_{EV1}

$$R_{\text{EV1}} = \sum_{t=1}^T (P'_{t,d} L'_{t,d} - P_{t,d} L_{t,d}) \quad (21)$$

式中: $P_{t,d}$ 和 $P'_{t,d}$ 分别为多元负荷参与电力市场前和参与电力市场后 EV 在 t 时的放电价格; $L_{t,d}$ 和 $L'_{t,d}$ 分别为多元负荷参与电力市场前和参与电力市场后 EV 在 t 时的放电负荷。

2) 充电节约的电费支出 R_{EV2}

$$R_{\text{EV2}} = \sum_{t=1}^T (P_{t,c} L_{t,c} - P'_{t,c} L'_{t,c}) \quad (22)$$

式中: $P_{t,c}$ 和 $P'_{t,c}$ 分别为多元负荷参与电力市场前和参与电力市场后 EV 在 t 时的充电价格; $L_{t,c}$ 和 $L'_{t,c}$ 分别为多元负荷参与电力市场前和参与电力市场后 EV 在 t 时的充电负荷。

2 多方交易策略模型

2.1 多个参与方交易的博弈框架

各个能源相互交融的形式越来越突出, 传统的电力交易模式已经不再适应。以多个参与方共同参与的多能源形式的新型电力市场正在成为主流^[13]。各个参与方均能独立地参与电力市场, 并基于交易博弈策略实现自治及矛盾解决, 最终实现各方平衡, 达到平衡的微电网^[14], 图 1 为多个参与方交易的博弈框架图。

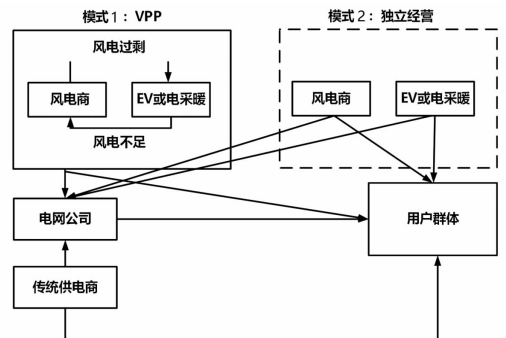


图 1 多个参与方交易的博弈框架

图 1 描述了两典型的多参与方交易模式。第 1 种模式为风电供应商和 EV 商共同合作组成

虚拟电厂(virtual power plant, VPP),以解决风电过剩或者风电不足问题,并且达到供应商利益最大化,称之为 VPP 模式。另一种模式为风电商及 EV 商各自独立经营,参与电力交易市场,称之为独立经营模式。两种经营模式在日前电力市场中均存在,由用户根据自身情况进行选择。同时在图 1 中,传统供电商也可以依据自身经营情况,选择将电能销售给电力输送网络运营商或者直接销售给用户,以实现利益最大化。

2.2 博弈策略建模

设用户群体数量为 M ,电力输送网络运营商、传统电力供应商和 VPP 供应商的用户数量分别为 I 、 J 、 H ($I+J+H=M$);用 $q_i^{u \cdot i}$ 、 $q_i^{u \cdot j}$ 和 $q_i^{u \cdot h}$ 分别表示电力输送网络运营商、传统电力供应商和 VPP 供应商用户在 t 时段的电能需求; β 为过网服务费系数; p_i^d 、 p_i^e 和 p_i^z 分别为电力传输网络运营商、传统能源电力公司和 VPP 模式下的新型电力供应商在某个时段 t 的电力售价。

2.2.1 VPP 供应商的策略模型

此模型以模拟风电场场景为基础,通过过去某个时段 t 的 N 个场景的风电出力大小,以 VPP 模式进行建立。在此模型中风电场的出力具有不确定性,同时 EV 或蓄热式电采暖商所需要的电量大小也完全由用户行为来确定。

在上述情形下, t 时段内的 EV 商或蓄热式电采暖商购进的总电量 N_t^v 为

$$N_t^v = q_t^{v \cdot \text{in}} + F_t^v \quad (22)$$

式中, $q_t^{v \cdot \text{in}}$ 、 F_t^v 分别为 EV 或蓄热式电采暖在 t 时段的套利充电量、行驶需求电量。

t 时段 EV 商或蓄热式电采暖商向电力市场的净输出 q_t^v 为

$$q_t^v = \max[(q_t^{v \cdot \text{out}} - N_t^v), 0] \quad (23)$$

式中, $q_t^{v \cdot \text{out}}$ 为 EV 或蓄热式电采暖在 t 时段的套利放电量。

t 时段 VPP 的总投标出力为

$$Q_t^{\text{VPP}} = Q_t^w + q_t^v \quad (24)$$

当风力发电场和 EV 商或蓄热式电采暖共同合作运营时,有很大概率会出现预测偏差。当预测量小于实际发电量时,多发出的电量只能弃用;当预测量大于实际发电量时,由于供电不足,当地电力监管部门可能会对这种行为进行罚款^[15]。因此,将 VPP 的目标函数描述如下:

$$\max R^z = \sum_{t=1}^T S_t^{\text{VPP}} - \sum_{t=1}^T C_t^{\text{VPP}} \quad (25)$$

式中: S_t^{VPP} 为 VPP 商向电力市场供电所获取的收益; C_t^{VPP} 为 VPP 商成本。

$$\text{s. t. } S_t^{\text{VPP}} = p_t^w Q_t^w + p_t^{v \cdot \text{out}} q_t^{v \cdot \text{out}} \quad (26)$$

式中, p_t^w 、 $p_t^{v \cdot \text{out}}$ 分别表示某时段 t 内,风力发电厂商和 EV 商或蓄热式电采暖商的电力售价。

$$C_t^{\text{VPP}} = c p_t^w \Delta Q_t^{\text{VPP}} + r(q_t^{v \cdot \text{out}} + \sum_{s=1}^N \rho_{t,s} L_{t,s}^{\text{out}}) + u_t^v + \beta q_t^{u \cdot h} \quad (27)$$

式中: ΔQ_t^{VPP} 为供电不足时的差值; c 为惩罚系数; r 为老化系数; $\rho_{t,s}$ 为 t 时段场景 s 的发生概率; $L_{t,s}^{\text{out}}$ 为 t 时段场景 s 下 EV 商或蓄热式电采暖商向风电商弥补的电量; $q_t^{u \cdot h}$ 为 t 时段中标 VPP 售卖给用户 h 的购电需求。

$$u_t^v = \sum_{t=1}^T [r_0(p_t^d N_t^v + \delta \theta_t^{\text{dv}}) + r_1(p_t^e N_t^v + \delta \theta_t^{\text{ev}}) + r_2(p_t^z N_t^v + \delta \theta_t^{\text{zv}})] \quad (28)$$

式中: θ_t^{dv} 、 θ_t^{ev} 、 θ_t^{zv} 分别为电力输送网络运营商、传统能源电力供应商和 VPP 模式下的供电商进行单位电量传输时产生的网损; δ 为损耗参数。

$$Q_t^{\text{balance}} = \sum_{s=1}^N (q_{t,s}^w + L_{t,s}^{\text{out}} - L_{t,s}^{\text{in}}) - Q_t^{\text{VPP}} \quad (29)$$

式中: Q_t^{balance} 为 VPP 模式下的供电商出力预测量与实际值的差值; $q_{t,s}^w$ 为风电机在 t 时段场景 s 下的出力。

$$\Delta Q_t^{\text{VPP}} = \begin{cases} -Q_t^{\text{balance}} & \text{当 } Q_t^{\text{balance}} < 0 \\ 0 & \text{当 } Q_t^{\text{balance}} > 0 \end{cases} \quad (30)$$

$$N_t^v + L_t^{\text{in}} \leq S_{\text{max}}^{v \cdot \text{in}} \quad (31)$$

$$q_t^{v \cdot \text{out}} + L_t^{\text{out}} \leq S_{\text{max}}^{v \cdot \text{out}} \quad (32)$$

式(30)为 ΔQ_t^{VPP} 惩罚值计算规则;式(31)、式(32)表示 EV 或蓄热式电采暖在 t 时段的总充电功率、放电功率不大于上限功率 $S_{\text{max}}^{v \cdot \text{in}}$ 和 $S_{\text{max}}^{v \cdot \text{out}}$ 。

$$Q_t^w \leq Q_{\text{max}}^w \quad (33)$$

式(33)表示由于风电场出力限制,其最大发电值小于出力上限 Q_{max}^w 。

2.2.2 用户群体的策略模型

在用电量得到满足的条件下,用户会根据电力价格或其他因素选择更为适合自己的供电商来进行供电。为了简化模型,以用户利益最大化作为策略博弈的最终目的,则其效用函数 k^u 为

$$k^u = \varphi \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M q_t^m \quad (34)$$

式中: φ 为用户的电力效益系数; q_t^m 为用户 m 在 t 时段的用电量。

用户实体的成本 E^u 是向供电商支付的电费, 可表示为

$$E^u = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^I p_i^d q_t^{u \cdot i} + \sum_{j=1}^J p_j^g q_t^{u \cdot j} + \sum_{h=1}^H p_h^z q_t^{u \cdot h} \right) \quad (35)$$

因此, 用户群体的目标函数为

$$\max R^u = K^u - E^u \quad (36)$$

2.2.3 传统电力供应商的策略模型

传统电力供应商某时段 t 内所能提供的总功率为 Q_t^g 。在电力市场多供电商相互博弈的框架下, 传统电力供应商会将部分电力直接出售给用户, 另一部分通过出售给电力输送网络运营商来获取更大的利润^[16]。直接出售给用户的电力由于需要经过电力输送网络运营商输送, 因此需缴纳一定数额的服务费。传统电力供应商的利益构成 K^g 为

$$K^g = \sum_{t=1}^T p_t^g Q_t^g \quad (37)$$

成本函数 E^g 为

$$E^g = \sum_{t=1}^T \left\{ \left[a_0 (Q_t^g)^2 + b_0 Q_t^g + c_0 \right] + \beta \sum_{j=1}^J q_t^{u \cdot j} + \delta (\theta_t^{gj} + \theta_t^{gd}) \right\} \quad (38)$$

式中: 目标函数由传统电力供应商的发电成本, 上交给电力输送网络运营商的服务费及输送过程中的损耗三方面构成; a_0 、 b_0 、 c_0 为定值; θ_t^{gj} 、 θ_t^{gd} 分别为某时段 t 内用户和电力网络服务商的损耗; δ 为损耗系数。

传统电力供应商的目标函数为

$$\max R^g = K^g - E^g \quad (39)$$

电力供应商决策时的约束条件为:

$$Q_{\min}^g \leq Q_t^g \leq Q_{\max}^g \quad (40)$$

$$-\Delta Q_{\downarrow}^g \leq Q_t^g - Q_{t-1}^g \leq \Delta Q_{\uparrow}^g \quad (41)$$

式中: $Q_{\min}^g$ 、 $Q_{\max}^g$ 分别为电力供应商的发电限制; $\Delta Q_{\uparrow}^g$ 、 $\Delta Q_{\downarrow}^g$ 分别为电力供应商的瞬时功率变化最值。

2.2.4 电力输送网络运营商的策略模型

电力输送网络运营商的利益来源由直接向用户收取电费和收取发电商服务费两种模式来获取。此外, 电力输送网络运营商在输送电能的同时, 应保证

电能质量、系统安全等作为社会公共事业企业应承担的责任。运营过程中会出现设备检修、更换、建设及运营成本^[17]。

电力输送网络运营商的收益可用用户所支付的电费、传统电力供应商和 VPP 商所缴纳的服务费三项之和来表示。

$$K^d = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^I p_i^d q_t^{u \cdot i} + \sum_{j=1}^J \beta q_t^{u \cdot j} + \sum_{h=1}^H \beta q_t^{u \cdot h} \right) \quad (42)$$

成本函数 E^d 为

$$E^d = \sum_{t=1}^T \left[p_t^d (Q_t^g - \sum_{j=1}^J q_t^{u \cdot j}) + p_t^d (Q_t^w - \sum_{h=1}^H q_t^{u \cdot h}) + \delta \theta_t^{dj} \right] \quad (43)$$

式中, 电力输送网络运营商的成本由购买电力的成本和运营成本共同构成。

电力输送网络运营商的目标函数为

$$\max R^d = K^d - E^d \quad (44)$$

2.3 模型求解算法

2.3.1 多方博弈的纳什均衡

在非合作的博弈模型下, 各独立运营商并不知道其他运营方的交易信息, 独立作出决定, 希望实现自身利益最大化。设运营商 i 的决策组合为 $X_i = [x_i^1, x_i^2, x_i^3, \dots]$, 则所有运营商的决策组合集为 $P = \{X_1, X_2, X_3, \dots, X_n\}$ (n 为交易体总数量), 对应的效益为 $R = \{Y_1, Y_2, Y_3, \dots, Y_n\}$ 。当达到纳什均衡时, 即任何交易体在其他博弈方已有决策下获得最大收益, 均衡解 $P^* = \{X_1^*, X_2^*, X_3^*, \dots, X_n^*\}$, 满足:

$$Y_i(P^* \parallel X_i) \leq Y_i(P^*), \forall i \quad (45)$$

式中, $P^* \parallel X_i$ 表示当运营商 i 改变 P^* 中自己的交易决策时, 并不对其他运营商的交易决策造成影响。

2.3.2 基于合作型协同进化遗传算法求解

合作型协同进化遗传算法 (cooperative co-evolutionary genetic algorithm, CCGA) 以多种群协同演化机制为基础, 考虑到不同自然物种在基因遗传过程中相互不影响^[18], 各物种又通过自然界生态系统共同协调为基础。CCGA 将复杂的非线性大规模场景进行拆解, 以多个子场景进行求解优化, 最后再带入整体中协调, 最终实现整体的共同优化^[19]。

在电力市场多运营商博弈过程中, 将每个博弈体看作是一个总群, 利用 CCGA 进行全局优化。算法框图如图 2 所示。

CCGA 的步骤如下:

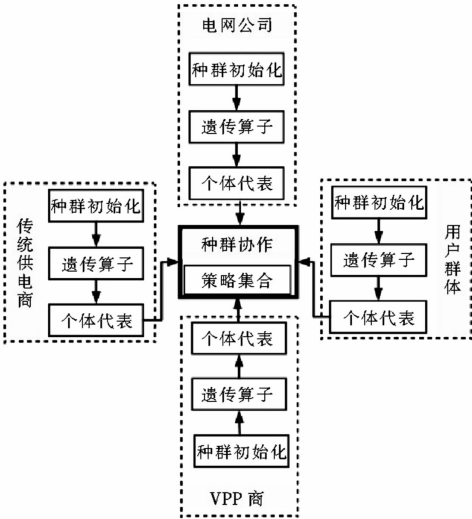


图 2 CCGA 框架

- 1) 进行传统供电商、电网公司、用户、VPP 商的种群初始化参数设置。
- 2) 选择合适的遗传算子及最优粒子,形成策略集合。
- 3) 种群协作。各种群协作,进行共同优化,保留优化效果最好、整体最为平衡的个体代表,进行下一代遗传。
- 4) 重复步骤 2 和步骤 3,到符合全局优化标准为止,最终保留的策略集合即为博弈均衡解。

3 典型电力市场场景的多方交易策略

本章选取 EV 和风电场参与电力市场的典型场景,验证第 2 章所建立的多方交易策略模型的有效性。

3.1 算例基本参数

假设 10 000 km² 的正方形区域内有前面所提及的传统电力供应商、电网公司、VPP 商各一个,100 个用户群体随机分布在此区域内。电气距离为各参与方相距的直线距离大小,每千米线路的电阻设为 0.23 Ω,整个电网的线路平均电压为 12.3 kV;当 VPP 发电量少于需求时,惩罚系数 $c = 1.6$;EV 商所搭载的蓄电池的老化系数 $r = 0.14$;电力输送网络运营商收取的服务费系数 $\beta = 0.15$ 元/(kW · h);运行维护成本 $\delta = 0.77$ 元/(kW · h);EV 功率交换限制为 $S_{\max}^{v \cdot in} = S_{\max}^{v \cdot out} = 50$ MW;风电商的最大输出功率 $Q_{\max}^f = 120$ MW;EV 的蓄电所需时间为 $t = 0 \sim 7$ h,可供电时间为 $t = 8 \sim 23$ h。传统电力供应商的发电成本系数为 $a_0 = 0.56, b_0 = 14.5, c_0 = 6.5 \times 10^3$;极限出

力限制为 $Q_{\min}^g = 100$ MW, $Q_{\max}^g = 200$ MW;瞬时功率变化限制 $\Delta Q_{\downarrow}^g = \Delta Q_{\uparrow}^g = 30$ MW。模型的种群大小为 180,各种群相互交叉的概率为 0.85,种群内发生异变的概率为 0.18,迭代总次数为 1200。

在上述条件下,用户群体的总负荷需求量如图 3 所示,可以看出,负荷需求量较小的时段出现在 0 ~ 7 h,高峰负荷需求量较大的时段出现在 8 ~ 23 h。

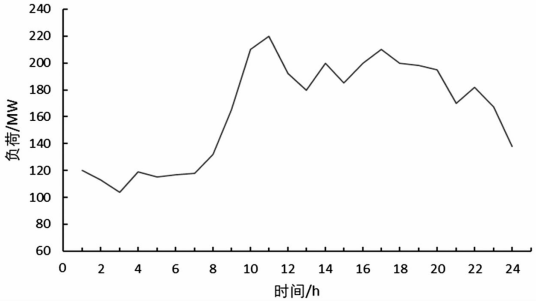


图 3 用户群各时段总负荷

3.2 算例结果

对比风力发电场商和 EV 商合作联营,以 VPP 模式参与电力市场交易和分别独立参与电力市场交易两种模式。得到如图 4 所示的博弈均衡时的利润对比图。

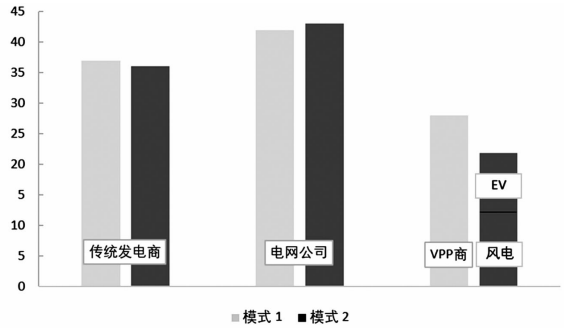


图 4 两种模式的利润对比

从图 4 可以看出:两种模式下,VPP 模式的总利润明显高于独立参与市场交易的模式。其中,独立参与电力市场交易的 EV 商和风电商利润之和为 21.8 万元,而以 VPP 模式参与电力市场交易的利润值达到了 27.8 万元,利润增加值达到了 27.5%。

结果表明,采用 VPP 模式参与电力市场运行能够更好地利用 EV 资源和风力发电资源,在减少弃风现象和降低出力预测偏差的同时获得了更大的经济效益。

4 结 论

主要通过对可再生能源场站、发电企业、电网企

业、电采暖用户以及 EV 等关键参与方在典型场景下的效益分析,构建 VPP 商、用户群体、传统电力供应商以及电力输送网络运营商的策略模型;通过 CCGA 进行求解,并以实际算例验证了所建立模型的合理性和有效性。算例结果表明,风电商与 EV 用户联合组成虚拟电厂,参与电力市场交易所获得的利润比其单独参与电力市场的利润更高,说明 VPP 在充分利用风电资源的同时,还能调用 EV 电源存储能力,创造更大的经济价值,具有更强的市场竞争力。

参考文献

[1] Seyed Mehdi Hakimi, Arezoo Hasankhani, Miadreza Shafiekhah, et al. Stochastic planning of a multi-microgrid considering integration of renewable energy resources and real-time electricity market[J]. Applied Energy, 2021, 298(3):117215.

[2] 甘倍瑜,王健,田琳,等. 美国电力市场违约风险量化机制分析[J]. 电网技术,2020,44(6):2087-2097.

[3] 陈达鹏,荆朝霞. 美国调频辅助服务市场的调频补偿机制分析[J]. 电力系统自动化,2017,41(18):1-9.

[4] Jesús A Rodríguez-Sarasty, Sébastien Debia, Pierre-Olivier Pineau. Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower[J]. Energy Policy,2021,152:112210.

[5] 陈晓东,田琳,甘倍瑜,等. 美国电力批发市场的信用额度评估机制分析[J]. 电力系统自动化,2018,42(19):98-105.

[6] 廖侃,丁肇豪,舒隽,等. 欧美电力市场操纵行为监管原则分析及其对中国的启示[J]. 电力系统自动化,2020,44(14):1-8.

[7] Markus Fleschutz,Markus Bohlayer,Marco Braun, et al. The effect of price-based demand response on carbon emissions in European electricity markets: The importance of adequate carbon prices[J]. Applied Energy, 2021, 295:117040.

[8] Ksenia Poplavskaya, Gerhard Totschnig, Fabian Leimgruber, et al. Integration of day-ahead market and redispatch to increase cross-border exchanges in the European electricity market[J]. Applied Energy,2020,278:115669.

[9] 陆展辉,荆朝霞,陈柏柯. 电力现货市场前瞻优化的周期选择[J]. 电力系统自动化,2021,45(12):84-91.

[10] 伊书鑫,胡健,路尧,等. 电力现货市场中多虚拟电厂交易策略[J/OL]. 控制工程:1-6[2021-06-20].

<https://doi.org/10.14107/j.cnki.kzgc.20200574>.

[11] He YongXiu, Liu PeiLiang, Zhou Li, et al. Competitive model of pumped storage power plants participating in electricity spot Market——in case of China[J]. Renewable Energy,2021,173:164-176.

[12] 彭春华,刘懿,孙惠娟. 计及条件风险成本的含 EH-CSP 电站多源发电系统优化运行[J/OL]. 中国电力:1-11[2021-06-20]. <https://kns.cnki-net.webvpn.ncepu.edu.cn/kcms/detail/11.3265.TM.20210304.1342.007.html>.

[13] 郭洪武. 可再生能源多能协同调度优化及效益均衡模型研究[D]. 北京:华北电力大学,2020.

[14] Mohamed Elgamal, Nikolay Korovkin, Akram Elmitwally, et al. Robust multi-agent system for efficient online energy management and security enforcement in a grid-connected microgrid with hybrid resources[J]. IET Generation, Transmission & Distribution,2020,14(9):1726-1737.

[15] 吴界辰. 交互能源机制下的集群产消者优化调度模型与方法研究[D]. 北京:华北电力大学,2020.

[16] 朱国荣,单钰淇,劳咏昶,等. 电力现货市场环境下的火电厂定价策略研究—基于短期竞价博弈模型的分析[J]. 价格理论与实践,2020(6):92-96.

[17] Rui Gao, Hongxia Guo, Ruihong Zhang, et al. A Two-Stage Dispatch Mechanism for Virtual Power Plant Utilizing the CVaR Theory in the Electricity Spot Market[J]. Energies,2019,12(17):3402-3402.

[18] 王红野,何俐,王雪峰,等. 风电与电动汽车组成虚拟电厂参与市场的多参与方博弈[J]. 可再生能源,2020,38(12):1686-1692.

[19] 许多红,郭靖琪,丁筱筠,等. 基于协同进化遗传算法的配电网风光储联合经济调度[J]. 电工电能新技术,2020,39(6):51-57.

作者简介:

樊东(1989),男,工程师,从事电网运行和电力市场相关工作;

毛锐(1981),男,高级工程师,从事电网运行和电力市场相关工作;

文旭(1978),男,高级工程师,从事电网运行和电力市场相关工作;

罗保松(1986),男,高级工程师,从事电网运行和电力市场相关工作;

夏春(1989),男,工程师,从事电网运行相关工作。

(收稿日期:2021-08-24)

计及经济性的复合杆塔设计方法

李佳慧

(广州电力设计院有限公司,广东 广州 510520)

摘要:随着中国电网建设的发展,输电线路将越来越多,但传统的全钢制杆塔存在质量重、易锈蚀、消耗了大量矿产能源等缺陷。现提出一种复合杆塔方案,可同时提升杆塔经济性及可靠性。首先,结合间隙圆要求及有限元电场分析确定塔头尺寸及绝缘配置,使电场分布更加均匀;然后,在分析复合材料性能基础上,利用 ANSYS 软件对复合杆塔进行受力分析确认构件尺寸,并校核各工况下承受力;最后,对复合杆塔的造价进行计算,并与传统全钢制杆塔对比。计算及仿真结果表明,所提出的 500 kV 双回路复合杆塔满足各种工况下的荷载及绝缘要求,同时经济性好。

关键词:复合杆塔;绝缘配合;受力分析;造价估算

中图分类号:TM 753 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0071-07

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210514

Composite Tower Design Method Considering Economy

Li Jiahui

(Guangzhou Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510520, Guangdong, China)

Abstract:With the development of power grid construction, there will be more and more transmission lines across the country. However, the traditional all-steel poles and towers have some defects, such as heavy quality, rust-prone, consuming a lot of mineral energy and so on. At this stage, the composite material technology is becoming more and more mature. So, a composite tower scheme is proposed to improve the economy and reliability of towers. Firstly, the size and insulation configuration of tower head are determined according to the requirements of clearance circle and finite element electric field analysis, so as to make the electric field distribution more uniform. Secondly, based on the analysis of the performance of composite materials, the force analysis of composite tower is carried out by using ANSYS software to confirm the component size and check the bearing force under various working conditions. Finally, the cost of composite tower is calculated and compared with the traditional all-steel tower. The calculation and simulation results show that the proposed 500 kV double circuit composite towers meet the load and insulation requirements under various working conditions, and has a good economy.

Key words:composite tower; insulation coordination; force analysis; cost estimation

0 引言

目前,中国 110 kV 以上输电线路杆塔绝大部分采用角钢及钢管杆的形式,所有结构件都由钢材制作。随着特高压骨干网络、区域直流互联的建设,需要树立更多杆塔,若仍然采用传统全钢材料的电力杆塔,原料开采将带来难以逆转的生态破坏及不可再生资源的消耗;此外钢材存在质量重、易锈蚀、不便施工运输等问题^[1]。随着复合材料技术及其制

造工艺的发展,对采用重量轻、强度大、耐腐蚀、耐高低温、绝缘性能好的复合材料的复合杆塔进行研究具有重要意义^[2]。

国内外都已开展了复合杆塔的研究。在复合材料方面:纤维主要采用玻璃纤维、碳纤维、芳纶纤维,树脂主要采用环氧树脂、乙烯基树脂、酚醛树脂,两者加工成纤维布、筋材及索材^[3-4]。在复合杆塔方面:中电武汉铁塔公司运用有限元分析方法建立了复合材料横担仿真模型,分析各种典型工况的应力和位移,明确最危险工况为断线工况^[5];山东大学研究了杆塔的复合接地材料接地特性,基于 CDEGS

仿真平台搭建模型,总结出冲击下复合接地材料接地体散流特性^[6];国网郑州供电公司采用 ATP – EMTF 仿真平台对比了复合杆塔和纯钢塔的防雷性能,发现复合杆塔具有更优的耐雷能力^[7];南瑞集团研究了复合杆塔接地引下线空气间隙,依据冲击过电压放电试验绘制间隙与放电电压特性曲线确认最优空气间隙值^[8]。

下面基于现有国内外复合杆塔研究成果,系统地提出一种 500 kV 双回路杆塔设计方案,对涉及的塔头尺寸、绝缘配置、荷载校验及经济性关键技术进行研究。

1 绝缘配合

1.1 设计输入条件

以国家电网有限公司 500 kV 通用 5E1 模块典型设计为基础,使用气象条件为风速 27 m/s、覆冰 10 mm,其他基本技术条件见表 1。

表 1 设计边界条件

项目	设计输入条件
海拔高度/m	1000
地形	平丘地形
污区	d 级污区
导线型号	JL/G1A – 630 – 45
地线型号	JLB20A – 150

500 kV 双回输电线路有两类杆塔——垂直排列的鼓型(或伞形)塔及双三角布置的“倒山形”紧凑型塔。考虑到受力清晰及构造简洁等因素,复合材料杆塔按照垂直布置的鼓型(或伞形)塔考虑,即塔身采用钢材结构,横担采用复合材料,导线垂直排列布置于塔身两侧。

1.2 电气间隙

GB 50545—2010《110 kV ~ 750 kV 架空输电线路设计规范》给出的 500 kV 常规铁塔间隙配置要求见表 2。

表 2 500 kV 常规铁塔间隙配置

电压类型	杆塔间隙/m
工频电压	1.3
操作过电压	2.7
雷电过电压	3.3
带电作业	3.2 + 0.5

复合横担由于材料电气性能与钢制材料存在差异,故电气间隙需在常规配置的基础上结合试验进行修正。试验设置如图 1 所示,考虑干燥和淋雨两

种试品状态以及 250 μs 和 1000 μs 两种波前时间的冲击电压波形,得到表 3 试验数据。采用标准操作冲击电压的 50% 放电电压与间隙距离经验公式对数据进行拟合。

$$U_{50} = 3400K / (1 + 8/d) \tag{1}$$

式中:K 为间隙系数;d 为间隙距离,m;U₅₀ 为 50% 放电电压,kV。

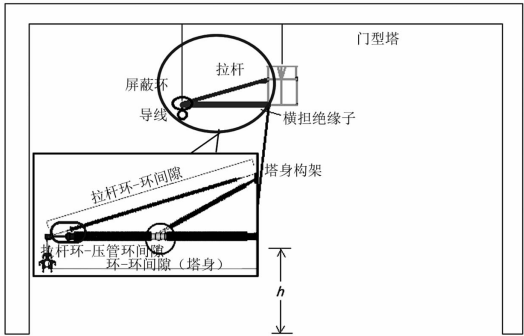


图 1 复合横担塔头间隙试验试品

表 3 横担间隙 50% 操作冲击电压试验结果

试验波形/ μs	试品 状态	间隙距离/m			放电电压 U ₅₀ /kV
		环 – 环 (塔身)	拉杆环 – 压管环	拉杆环 – 环	
250/2500	干燥	3.00	2.84	3.35	1078
250/2500	淋雨	3.00	2.84	3.35	1035
250/2500	干燥	5.56	5.73	6.35	1656
1000/5000	干燥	5.56	5.73	6.35	1801

500 kV 交流输电系统 2% 最大操作过电压水平取 2.0 pu;500 kV 设备海拔 1000 m 及以下地区,考虑 3% 的惯用偏差以及 10% 的安全裕度,雷电冲击 50% 放电电压要求值为 1909 kV,可得 500 kV 复合横担杆塔间隙配置推荐值如表 4 所示。

表 4 500 kV 复合横担杆塔间隙配置推荐值 单位:m

电压类型	导线 – 塔身 (风偏后)	横担环 – 接地构架
工频电压控制间隙	1.30	1.30
操作过电压控制间隙 d _s	2.74	3.55
雷电过电压控制间隙 d _L	3.30	3.30
带电作业控制间隙 d _T	3.70	3.70

1.3 悬垂金具

采用复合横担时,导线与横担间有两种连接方式:采用悬垂绝缘子和不采用悬垂绝缘子,具体布置分别如图 2、图 3 所示。对于非常规的不采用悬垂绝缘子,是利用了复合材料的绝缘性,消除塔头风偏从而减小塔头尺寸。

对采用悬垂绝缘子和不采用悬垂绝缘子两种方

案进行电场有限元计算,仿真结果如图4所示,具体数据见表5。

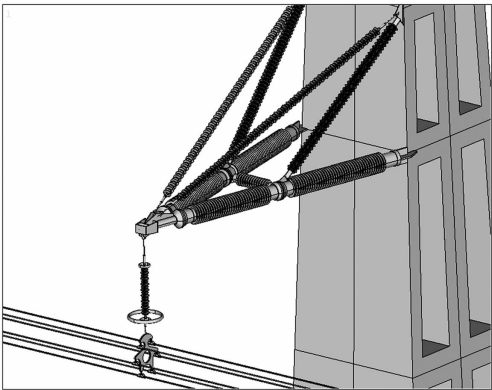


图2 采用悬垂串

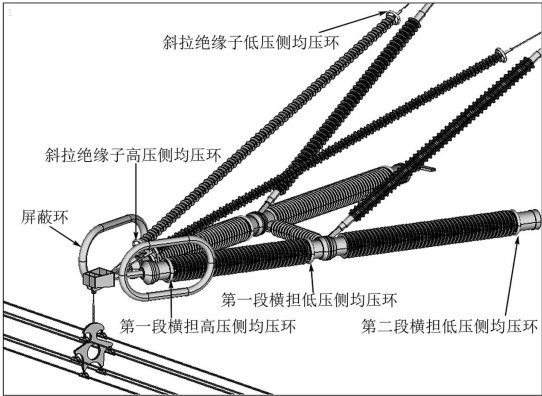
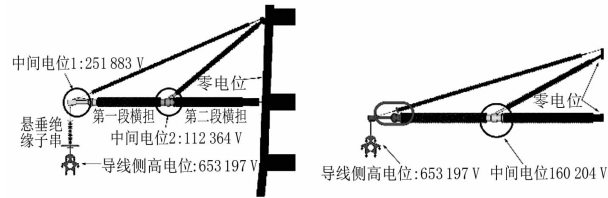


图3 不采用悬垂串



(a)采用悬垂串电位分布 (b)不采用悬垂串电位分布

图4 复合横担电位分布
表5 复合横担电压分布

方案	部位	承受电压/kV	承受电压百分比/%
采用悬垂绝缘子	悬垂绝缘子	401.3	61.4
	第一段横担	139.5	21.4
	第二段横担	112.4	17.2
不采用悬垂绝缘子	悬垂绝缘子	—	—
	第一段横担	493.0	75.5
	第二段横担	160.2	24.5

可以看出,复合横担加装悬垂串绝缘子电压分布不均匀,绝缘子承受电压很高,横担承受电压较低,易发生闪络;复合横担取消绝缘子,增大横担长度,并加装均压屏蔽环后,其电位分布优于500 kV线路加装绝缘子的电位分布。

2 塔头设计

复合横担杆塔的塔头设计,主要考虑利用横担的绝缘性能优化相对地及相间间隙、不均匀冰电磁环境等方面,使塔头更为紧凑。

根据以往复合材料横担杆塔设计经验,复合横担有水平布置和斜向布置两种方式。复合横担斜向布置时,应避免风偏时导线及金具与复合横担碰撞。绝缘子串摇摆角按式(2)计算。

$$\varphi = \arctan\left(\frac{P_j/2 + P_d + P_\theta}{G_j/2 + G_d}\right)$$
$$= \arctan\left(\frac{P_j/2 + Pl_h + P_\theta}{G_j/2 + W_Ll_h + \alpha T}\right)$$
$$= \arctan\left(\frac{P_j/2 + Pl_h + 2T\sin(\theta/2)}{G_j/2 + W_Ll_v}\right) \tag{2}$$

式中: P_j 为悬垂绝缘子串风压,N; G_j 为悬垂绝缘子串垂直荷载,N; P 为各工况下的导线风荷载,N/m; W_L 为导线单位自重,N/m; l_h 为杆塔水平档距,m; l_v 为杆塔折算到实际工况下的垂直档距,m; α 为高差系数; T 为各工况下导线的张力,N; θ 为杆塔转角角度。

在考虑绝缘间隙时,需考虑塔身出口处导线弧垂对间隙的影响。小弧垂的计算方法如式(3)所示。

$$\Delta f = \frac{\gamma l}{2\sigma} \cdot b \tag{3}$$

式中: γ 为导线比载,N/m·mm²; σ 为导线应力,N/mm²; b 为横担半宽,m; l 为档距,m; Δf 为小弧垂,m。

计算得到带电部分与杆塔接地构件的最小间隙见表6,依据此得到复合杆塔塔头尺寸见图5。

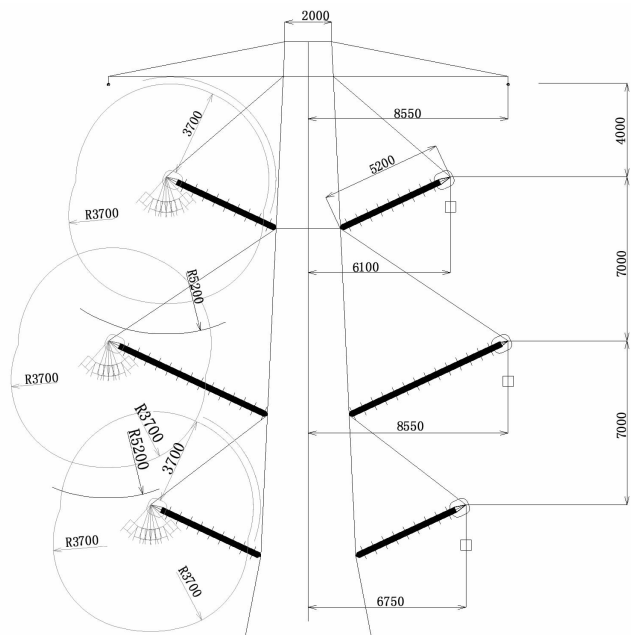
表6 绘制间隙圆的参数

项目	小弧垂 (下横担/ 中横担/ 上横担)/m	空气间隙 要求值/m	下摇 摆角 /(°)	中摇 摆角 /(°)	上摇 摆角 /(°)
大风	0.3/0.2/0.2	1.20	41.6	44.6	46.9
操作	0.3/0.3/0.2	2.74	19.1	20.9	22.3
雷电	0.3/0.2/0.2	3.30	8.2	8.2	8.2
带电 作业	0.3/0.2/0.2	3.20+0.50	8.2	8.2	8.2

3 杆塔结构设计

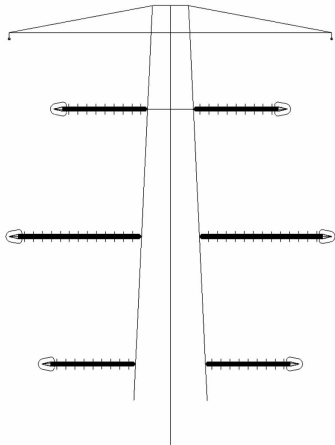
3.1 整体结构

复合材料存在抵抗弹性形变能力差和抗压不稳



定的缺陷,国内复合材料加工技术暂时无法生产各种尺寸构件,难以满足“格构式”杆塔所有构件的强度需求。故在使用复合材料时应避开承担形变力大的部分,减少多件复合材料的连接;同时充分发挥复合材料的良好绝缘性能,在塔头及横担部分使用复合材料。基于上述原则,500 kV 同塔双回复合杆塔中对绝缘性要求高、尺寸较小、连接较少的横担部分采用复合材料,杆塔主体塔身仍采用钢材,在保证杆塔的绝缘性能及结构强度的前提下有效减少钢材耗量。

采用复合材料制作的横担通常有“悬臂单杆”和“拉压双杆”两种结构形式。“悬臂单杆”式横担结构形式见图6,其结构简单安装方便,但依靠复合材料自身的抗弯能力来传递荷载,变形较大。



“拉压双杆”式横担结构形式见图 7,其支柱绝缘子和复合绝缘子均以轴向受力为主,受力和变形较小。对于 500 kV 复合材料塔,铁塔荷载较大、横担长度较长,采用悬臂单杆柱绝缘子将承受很大的弯矩,故采用拉压双杆式横担。

表 7 构件选材明细

部位	类型	长度/m	所选规格
上横担	斜拉绝缘子 1	6.515	300 kN 复合绝缘子(绝缘子伞直径不小于 32 mm)
	横担绝缘子 1	8.820	16 片伞直径 332 mm 支柱绝缘子
中横担	斜拉绝缘子 2	6.895	300 kN 复合绝缘子(绝缘子伞直径不小于 32 mm)
	横担绝缘子 2	5.465	16 片伞直径 332 mm 支柱绝缘子
下横担	斜拉绝缘子 3	7.741	300 kN 复合绝缘子(绝缘子伞直径不小于 32 mm)
	横担绝缘子 3	6.019	16 片伞直径 332 mm 支柱绝缘子

通过有限元软件对 GB 50545—2010《110 kV ~ 750 kV 架空输电线路设计规范》规定的荷载进行分析,可以得到各工况下复合材料横担杆件的轴力。各类型杆件的受拉及受压的控制荷载和对应控制工况详见表 8,每种工况结构轴力图见图 8—图 12。

上横担斜拉绝缘子的控制工况为最大覆冰气象条件下右侧地线断裂、上横担右侧导线断线、其他导线未断,其杆塔和复合绝缘子横担及塔身受力情况如图 8 所示,其上横担斜拉绝缘子受拉力 78.24 kN;中横担斜拉绝缘子的控制工况为最大覆冰气象条件下右侧地线断裂、中横担右侧导线断线、其他导线未断,其杆塔和复合绝缘子横担及塔身受力情况如图 9 所示,其上横担斜拉绝缘子受拉力 79.22 kN;下横

表 8 各类杆件受拉及受压的控制荷载和对应控制工况

型号	尺寸/m	控制荷载/kN	控制工况
斜拉绝缘子 1	6.515	78.24	工况 1:覆冰、右地线断,右下导线断,其他导线未断。
斜拉绝缘子 2	8.820	79.22	工况 2:锚右中相导线,左中及上横担已装,地线已装。
斜拉绝缘子 3	6.895	66.03	工况 3:锚右下相导线,其余已装。
横担绝缘子 1	5.465	-184.51	工况 4:最大覆冰断右地线,断右上导线,其他导线未断。
横担绝缘子 2	7.741	-200.03	工况 5:最大覆冰断右地线,断右中导线,其他导线未断。
横担绝缘子 3	6.019	-144.69	工况 6:最大覆冰断右地线,断右下导线,其他导线未断。

注:杆件种类后缀 1 代表上横担,2 代表中横担,3 代表下横担。

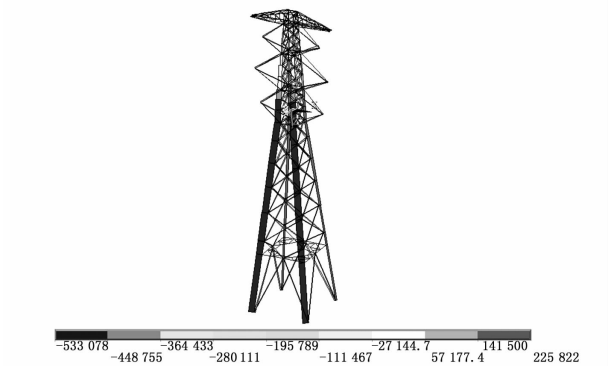


图 8 控制工况 1

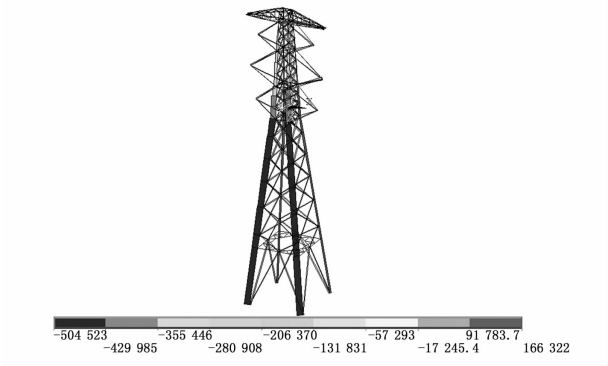


图 9 控制工况 2

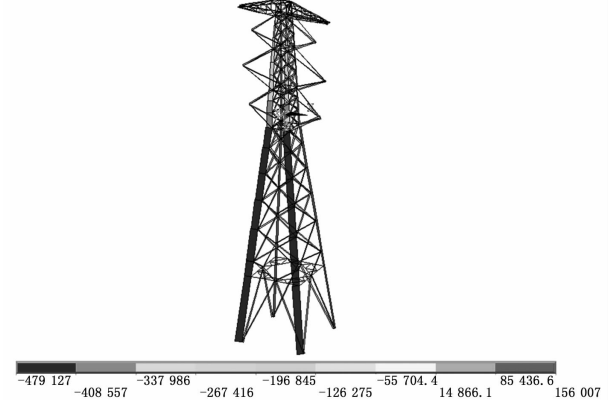


图 10 控制工况 3

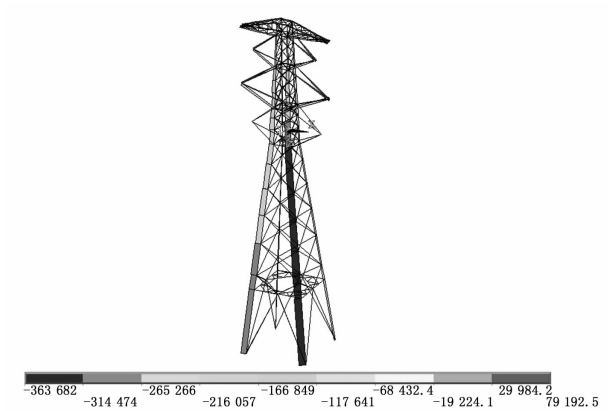


图 11 控制工况 4

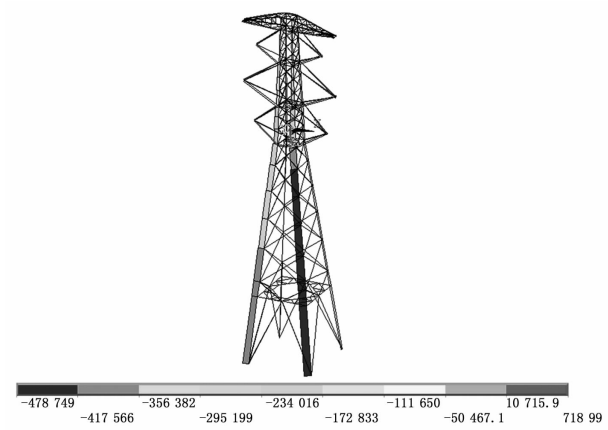


图 12 控制工况 5

担斜拉绝缘子的控制工况为最大覆冰气象条件下右侧地线断裂、下横担右侧导线断线、其他导线未断,其杆塔和复合绝缘子横担及塔身受力情况如图 10 所示,其上横担斜拉绝缘子受拉力 66.03 kN;图 11 及图 12 反映了横担绝缘子在控制工况 4 和 5 下承受压力的情况,从而确定复合横担的尺寸及控制荷载情况。

4 经济性分析

以国家电网有限公司典型设计 5E1 – SZ1 (呼高 42 m) 为例,由于采用复合材料横担,复合材料横担杆塔的全高比传统角钢塔低 8.3 m。根据上述分析,复合材料横担塔的悬垂串长为 1.5 m,传统角钢塔的悬垂串长为 5 m,为保证下横担导线对地距离相同,将 38.5 m 呼高复合材料横担杆塔与传统 42 m 呼高角钢塔经济性进行比较,两个塔的结构布置及尺寸见图 13。

复合横担按照每吨 3 万元计算费用,对相同电压等级、相同使用气象条件下的复合杆塔与传统全

钢制角钢塔的建造费用进行分析,其结果见表 9。

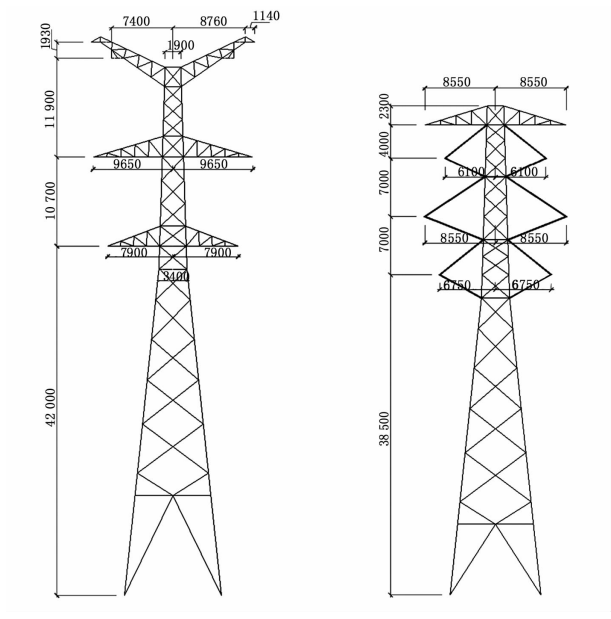


图 13 同等使用条件下角钢塔与复合杆塔尺寸
表 9 复合杆塔与传统全钢制角钢塔经济性

方案项目		复合杆塔	角钢塔
呼高/m		38.5	42
新型复合 材料横担	绝缘子串质量/t	0.151	—
	支柱绝缘子质量/t	2.688	—
	总价/万元	8.52	—
横担钢 套筒	质量/t	2.20	—
	单价/(元·t ⁻¹)	9500	—
	总价/万元	2.09	—
绝缘子 串部	数量/支	—	6
	单价/(元/支)	—	2000
	总价/万元	—	1.20
角钢塔 部分	质量/t	22.40	36.62
	平均单价/(元·t ⁻¹)	9000	9000
	总价/万元	20.20	33.00
杆塔总质量/t		27.44	36.62
基础部分	混凝土 C30/m ³	33.64	36.65
	钢筋/kg	3 290.20	3 028.60
	总造价/万元	8.41	9.16
总费用/万元		39.17	43.32
总费用比例/%		90.4	100

从表 9 及图 14 可知,当呼高为 42 m 时,角钢塔方案塔质量约为 36.62 t。而对于相同规划条件下的 500 kV 复合材料横担杆塔,呼高为 38.5 m,塔质量(包含复合材料横担)约为 27.44 t,降低约 25%。

复合横担按照每吨 3 万元计算时,与传统角钢塔相比,复合材料塔本体造价降低约 9.6%。

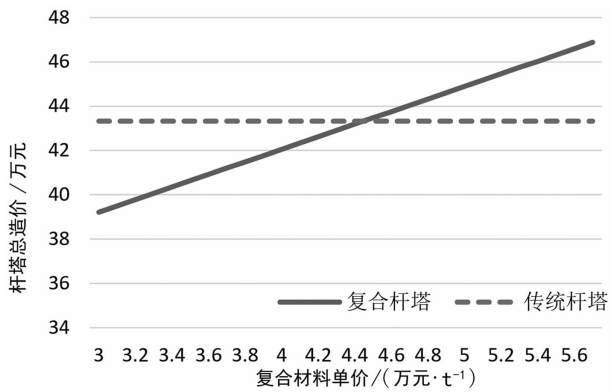


图 14 复合杆塔与传统全钢制角钢塔经济性比较

经过测算,当复合材料横担价格达到 4.5 万元/t 时,复合材料塔的本体造价与角钢塔基本持平。若复合材料横担价格高于 4.5 万元/t 时,复合材料塔的本体造价高于角钢塔。

5 结 论

以 500 kV 通用设计 5E1 模块 SZ1 型直线塔为基础进行复合杆塔电气和结构方案研究和仿真计算,得到如下结论:

1)推荐的塔头尺寸导线水平距离由相对地间隙圆控制,而导线层间距由相间间隙控制。复合材料横担与垂直方向夹角为 65°,导线层间距为 7 m,上、中、下横担等效长度分别为 6.1 m、8.55 m 和 6.75 m,地线支架长度为 8.55 m,导地线挂点间距为 4 m。

2)500 kV 同塔双回复合杆塔,其对绝缘性要求高、尺寸较小、连接较少的横担部分采用复合材料,其杆塔主体塔身仍采用钢材,从而保证杆塔绝缘性能及结构强度的前提下,有效减少了钢材耗量。

3)在新型复合材料单价为 3 万元/t 时,相同规划条件下的 500 kV 复合材料横担杆塔相比呼高为 42 m 的角钢塔方案,成本降低约 25%。

4)当复合材料横担价格高于 4.5 万元/t 时,复合材料塔本体造价将高于角钢塔方案,若不考虑通道清理的因素,不建议采用复合材料塔。在实际工程中应用复合材料塔时,应充分考虑复合材料横担的市场价格。

参考文献

[1] 周开河, 吴忠平, 朱艳伟, 等. 复合材料电力杆塔研究进展[J]. 高科技纤维与应用, 2021, 46(1): 68-74.

[2] 邱雪梅, 黄译丹, 李雍, 等. 复合材料杆塔研究现状及发展趋势[J]. 电气技术, 2017(9): 1-3.

[3] 王力农, 方雅琪, 马亚运, 等. 复合材料杆塔及样品的多因子老化性能[J]. 高压技术, 2016, 42(12): 3881-3887.

[4] 赵露. 塔头全复合材料钢管杆设计及其特性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017.

[5] 王朋, 黄斌. 输电线路复合材料杆塔结构有限元分

析[J]. 技术与市场, 2020, 27(12): 7-11.

[6] 李文琦. 基于扩径型石墨复合接地材料的杆塔接地特性研究[D]. 淄博: 山东理工大学, 2020.

[7] 李雍, 朱轲, 邱雪梅, 等. 220 kV 复合绝缘材料横担防雷性能研究[J]. 电瓷避雷器, 2019(5): 234-239.

[8] 张晓琴, 方书博, 李牧, 等. 35 kV 复合材料杆塔接地引下线空气间隙选择研究[J]. 电瓷避雷器, 2019(4): 141-145.

作者简介:

李佳慧(1984), 女, 高级工程师, 主要从事电力架空线路及电力电缆工程设计。

(收稿日期: 2021-04-08)

《四川电力技术》投稿须知

《四川电力技术》主要设置栏目有: 高电压技术研究; 电网技术研究; 新能源及消纳; 电力大数据; 电力设计与规划; 电力运检技术研究; 电力信息与安全; 电力市场; 综合能源系统; 分布式发电、储能与微电网; 电动汽车技术等。

一、写作要求

稿件内容应包括: 题名(中英文)、作者姓名以及所在机构全称、地址、邮编(中英文)、摘要(中英文)、关键词(中英文)、正文、参考文献、作者简介(前1~3位), 有基金项目的要提供项目名称和编号。

1. 题名应确切简洁, 一般不超过 20 字。
2. 论文的署名作者为多人时, 姓名之间以“,”分隔。隶属不同机构的作者, 应在机构名称前和作者姓名右上角加注相同的阿拉伯数字序号。为明确起见, 大学要列出学院名称。
3. 中文摘要应包含与论文同等量的主要信息, 一般应包括目的、方法、结果、结论四要素, 以 150~300 字左右为宜, 采用第三人称写法。
4. 关键词作为重要信息内容和检索点, 应为专业术语, 一般选 3~8 个。中图分类号在《中国图书馆分类法》(第 4 版)中查找, 并列在关键词下方。
5. 正文篇幅(含图、表)6000 字左右为宜, 采用第三人称写法, 以提出问题、分析问题、解决问题的内在逻辑结构进行写作, 内容应具有科学性、创新性和实用性, 做到论点明确、数据可靠、层次分明、语言流畅、数学推导简明扼要。
- 论文章节采用三级标题, 各层次标题用阿拉伯数字连续标注(如第 1 层次用 0、1、2...; 第 2 层次用 1.1、1.2、1.3...; 第 3 层次用 1.1.1、1.1.2...)。文中首次出现的字符(希文、英文、罗马字)应明确其物理含义; 文中需使用英文缩略时, 在其首次出现时, 应先给出中文全称, 在其后的括号中给出英文全称及缩略语。图和表应具有自明性和可读性。图、表中数字应注明物理量和单位。
6. 参考文献按在正文中被引用的先后顺序并根据 GB/T 7714-2015《信息与文献 参考文献著录规则》依次列出, 并在题名后标注文献类别标识: 专著[M]; 论文集[C]; 期刊文章[J]; 学位论文[D]; 报告[R]; 专利[S]; 专著、论文中析出文献[A]; [Z]其他未说明文献。
7. 作者简介按作者顺序分别列出以下信息: 姓名, 出生年、性别、学位、职称及研究方向。

二、学术行为要求

1. 论文中所用文字、图表等均应出自作者本人所作, 不得剽窃他人观点、照抄他人语句。引用、介绍他人成果时必须用自己的语言描述, 并注明文献出处。未公开发表的资料请不要列入参考文献。论文的文字复制比超过 10% 即做退稿处理。
2. 不接受一稿多投行为, 稿件在受理期间, 不得另投他刊。本刊审稿周期为 1~3 月, 可自行在投稿网站查询稿件状态。
3. 署名作者投稿后原则上不能变动。在出版前, 如作者顺序确需调整, 需要出具正式函件, 并有变动前后署名作者的签字, 否则将影响刊出。
4. 本刊有权对来稿作技术性或文字性修改。

三、作者授权

为适应中国信息化建设, 扩大本刊及作者知识信息交流渠道, 本刊已被中国知网、万方数据、中国科技期刊数据库、中国学术期刊综合评价数据库、重庆维普中文科技期刊数据库、超星图书馆等收录。文章一经发表, 本刊便获得作者自动授权, 可将文章收录与本刊有合作关系的数据库, 作者的著作权使用费与本刊稿酬一次性给付; 如作者不同意收录, 请在来稿时向本刊声明, 本刊将做适当处理。

四、投稿方式

请作者先登陆网站 <http://scdljs.com.cn> 进行注册, 再按系统提示进行投稿及稿件查询。

投稿咨询: 028-69995169、028-69995168、028-69995165 联系邮箱: cdscdljs@163.com

基于欧美标准的杆塔导地线荷载组合程序开发

廖邢军,马海云,刘洪昌,鄢秀庆,李彦民

(中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司,四川 成都 610021)

摘要:在输电杆塔结构导地线荷载的计算上,中美欧标准存在一定的相似性,但也存在较大的差异,导致基于中国标准的设计软件无法适用于欧美标准,降低了杆塔设计效率。由于不同地区具体要求不同,目前行业内尚无可用的基于欧美标准的荷载组合通用软件。首先,对中美欧输电杆塔标准荷载组合规定进行了对比研究,总结了中美欧荷载组合的相同点和差异点;然后,在借鉴国内类似软件开发经验的基础上,基于 VB.NET 语言和欧美标准研发了一套杆塔导地线荷载组合程序,详细介绍了程序原理和结构并对关键技术进行了重点介绍;最后,举例演示了程序的具体应用,为国外工程设计提供参考。

关键词:杆塔;欧美标准;导地线荷载组合;程序

中图分类号:TM 752 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)05-0078-06

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.2021015

Line Load Combination Calculation Software for Transmission Tower Based on European – American Standards

Liao Xingjun, Ma Haiyun, Liu Hongchang, Yan Xiuqin, Li Yanmin

(CPECC Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., Chengdu 610021, Sichuan, China)

Abstract:For line load calculation of transmission tower structure, there are some similarities between European-American standards and Chinese standards, but there are also great differences between them. As a result, the design software based on Chinese standards is not applicable for foreign projects, which reduces the design efficiency. For far, there is no general software for load combination based on European-American standards available in electric power industry. Firstly, the similarities and differences are analyzed and discussed, and the research results of the related software are referred. And then, based on these, an efficient visual operating program system aimed to realize line load combination calculation of transmission tower based on European – American standards is developed by VB.NET program. The principle and the structure of the proposed program are introduced in detail as well as the key technology of the program. At last, an example is demonstrated, hoping to provide some help for foreign engineering design.

Key words:transmission tower; European-American standards; line load combination; program

0 引言

随着“一带一路”战略的推进,中国电力企业在欧洲、东南亚及非洲地区承担了大量的输电线路工程设计工作。然而在国外工程中,中国标准尚未被广泛接受,较多国家明确提出采用 BS EN 50341 和 ASCE-74 等标准(以下简称欧美标准)进行杆塔结构设计。在杆塔结构荷载和构件计算方面,中美欧

标准存在显著差异^[1-11],现行的基于中国标准的设计软件将不再适用。

目前在国外工程中,导地线荷载计算主要采用 excel 表格手工计算的方法。但是由于杆塔结构荷载组合时因断线、安装和不均匀覆冰的情况多,工况数多,且工况数随回路数几乎呈指数性增长趋势,对于多回路杆塔,采用 excel 表格手工计算效率低下。

目前,基于中国标准,各设计单位开发了一系列导地线荷载组合程序^[12-13],但都无法适用于欧美

标准。下面在详细分析中美欧导地线荷载组合方法差异的基础上,利用 VB. NET 语言,编写了一套基于欧美标准的输电线路杆塔导地线荷载组合计算程序。最后,通过工程实践验证了该程序的适用性和可靠性。

1 中美欧输电杆塔导地线荷载组合对比分析

1.1 荷载分类

按随时间的变异分类,作用于杆塔结构上的荷载总体上可分为永久荷载、可变荷载和偶然荷载。中美欧标准均将线重、塔重、金具和绝缘子自重荷载视为永久荷载;将风、冰、雪荷载视为可变荷载。中欧标准均将安装检修时的附加荷载、临时拉线张力和锚线张力视为可变荷载。不同的是,中国标准将导地线张力当作独立的变量,视为可变荷载;欧美标准将导地线张力视为线重、温度变化和风冰荷载的因变量荷载,导地线张力同时具有永久荷载和可变荷载成分。同时中国标准将断线张力视为可变荷载,欧美标准视为偶然荷载,分项系数取值大于可变荷载;美国标准将施工荷载单独定义,采用了与可变荷载不同的分项系数。

1.2 荷载组合总效应设计表达式

中美欧标准中杆塔结构均采用极限状态法进行设计,欧美标准表达式与中国标准有较大差异。

欧州标准分为通用方法和经验方法^[6-7]。虽然在 BS EN 50341-1:2012 取消了经验方法,但欧盟一些国家规范如德国^[8]仍采用经验方法。在通用方法中,又分为组合系数法和重现期法,从表达式来看,除可变荷载取值方法不同外,组合系数法和重现期法类似,均将张力荷载视为因变量,在张力计算时冰风荷载需考虑分项系数和组合系数。而在经验方法中,张力荷载则被视为独立的变量,与中国规范类似。

美国标准根据荷载性质的不同,设计表达式可分为气候相关荷载、破坏控制荷载、施工和维修荷载和法定荷载 4 类^[10]。其中分项系数取值根据重现期、施工安装和断线张力的安全系数确定。由于不同工况下的材料分项系数取值可能不同,为方便设计,可统一将材料分项系数等效为“安全系数”或

“重要性系数”移到等式右边。

1.3 荷载组合工况

中美欧标准所考虑的荷载工况大体相同,总体上可分为大风、低温、覆冰、冰风组合、安装和事故工况 6 类。

1) 大风

大风工况时杆塔荷载为杆塔、导地线风荷载和自重荷载的组合。该工况下,导地线风荷载和张力的荷载对杆塔设计的影响较大,而在耐张塔线条风荷载沿杆塔横向和纵向分配上以及张力荷载计算方法上,中美欧标准存在较大差异,欧美标准按理论方法进行计算,考虑了转角的影响。欧美标准规定风向为与横担方向的夹角,而中国标准规定风向为与线路前进方向的角度,两者互成 90°。中国规范导地线风荷载分配系数与风向有关,未明确线路转角影响,中美欧标准有一定差异^[14]。

中国标准规定悬垂塔应计算与线路成 0°、45°(或 60°)及 90°三种风向,耐张塔可只计算 90°和 0°风向。而在欧美标准中,并未明确风向,需设计人员自行判断,也有一些欧洲国家规范明确了计算风向,如芬兰标准^[9]建议的风向有 45°、70°、90°、110°和 135°(等效为与线路前进方向的夹角)。

2) 低温

中国标准低温计算时,不考虑冰风荷载,欧洲标准则需要考虑风荷载。

3) 覆冰

中国标准中没有无风覆冰工况,欧美标准有相关规定,包括均匀覆冰和不均匀覆冰情况。

4) 冰风组合

中国标准考虑均匀覆冰、不均匀弯和扭等情况,一般考虑 10 m/s 的同时风速,工况不同组合系数取值不同。欧美标准也有类似的规定,如美国标准的最大覆冰和相应风速组合。欧美标准除了考虑最大覆冰和相应风速的组合工况,同时也考虑中等覆冰荷载与大风风速组合工况。在冰风荷载组合时,对冰、风和张力的荷载,中国标准统一采用分项系数 1.4 和组合系数 1.0(或 0.9);而在欧洲标准通用方法中,需判断冰、风荷载谁占主导,进而采用不同的表达式。

5) 安装

因各国施工方法和水平的不同,中美欧标准在

安装荷载上有较大差异,如:安装时中国规范规定同时风速取 10 m/s,美国标准取 15.6 m/s,欧洲标准则明确可忽略风、冰荷载。中国规范人重荷载标准值按不低于 0.8 kN 考虑且不与其他荷载组合;美国规范则按 113.4 kg 考虑分项系数 1.5 且要与其他荷载组合,导致在低电压等级中杆塔结构中人重控制杆件多;欧洲标准与中国标准基本相同。安装时,中国标准可变荷载分项系数取 1.4,组合系数取 0.9,同时考虑动力系数和过牵引系数;欧美国标准分项系数取值与施工方法相关,通常取 1.5,有时也取 2.0,不考虑动力系数和过牵引系数。另外,安装附加荷载取值也不尽相同。

6)事故

中国标准的事故工况指无风覆冰断线工况,且规定为同一档内断线,对不同回路数的线路规定的断线数不同,回路数越多,断线数越多,断线张力按最大使用张力的百分比进行考虑。欧洲标准规定在计算断线扭转时,不考虑冰风荷载,而在计算断线弯时则需要考虑覆冰荷载,断线张力也是按最大使用张力的百分比进行考虑。美国标准也有类似的失效遏制荷载,包括坠落保护荷载和纵向荷载,其中纵向荷载除了包含断线荷载外,还包含不均匀风、不均匀冰和不均匀温度引起的纵向张力。欧美规范也有断线数目的规定。

从以上分析中看出,欧美标准荷载分类、荷载组合表达式和组合工况与中国标准差异较大,总结见表 1。

2 欧美杆塔导地线荷载组合程序 Gload 介绍

2.1 程序结构

随着国外输电线路工程设计工作的开展,亟需

一套高效、可操作性强、通用的基于欧美标准的杆塔导地线荷载组合程序。文献[13]于 2016 年开发了一套基于中国标准的适用于各种塔型的杆塔导地线荷载组合程序,然而由于中美欧标准的差异,该程序已无法满足国外工程的需要。故参考该程序结构,基于功能强大的 VB.NET 语言进行编程。

导地线荷载组合计算随塔型、气象条件、回路数、施工方法、挂点形式等的不同而不同,甚至欧美不同国家和地区的规定也存在较大差异。为了通用性,根据受力性质的不同,所开发程序将杆塔分为悬垂塔和耐张塔两类,各类均由工况组合、挂点转换、荷载分配、塔库文件、数据输入和结果输出共 6 个模块构成。其中工况组合、挂点转换和荷载分配为程序内核,属于第一层次,为程序最根本算法;塔库文件由一系列可加密解密的塔文件组成,各塔文件规定了不同塔型的控制信息和工况组合信息,主设人可根据工程需求简单地进行编写,属于第二层次;数据输入和结果输出为第三层次,即设计人员根据需

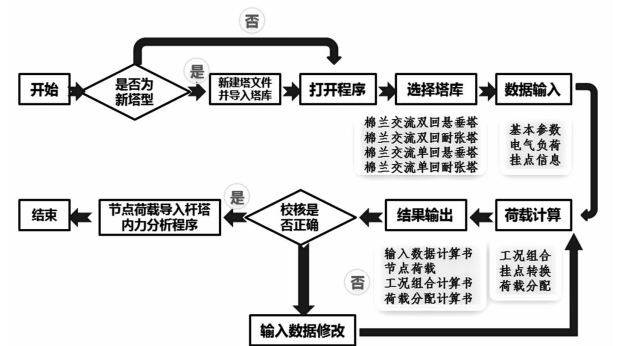


图 1 程序流程

2.2 程序关键技术

所开发程序具有通用性、可视化和安全性等特

表 1 中美欧标准荷载组合比较

项目	相同点	差异点
荷载分类	永久荷载:线重、塔重、金具和绝缘子自重荷载;可变荷载:风、冰、雪荷载。中欧标准均将安装检修时的附加荷载、临时拉线张力和锚线张力视为可变荷载。	中国标准将导地线张力当作独立的变量,视为可变荷载;欧美标准将其视为线重、温度变化和风冰荷载的因变量荷载,导地线张力同时具有永久荷载和可变荷载成分;同时中国标准将断线张力视为可变荷载,欧美标准视为偶然荷载;美国标准单独定义施工荷载。
表达式	极限状态法	表达式不同,参数取值不同
组合工况	荷载工况大体相同,总体上分为大风、低温、覆冰、冰风组合、安装和事故工况 6 类。	1) 大风:风向规定不同,线条风荷载分配系数取值不同。 2) 低温:冰风荷载取值不同。 3) 覆冰:风速取值不同。 4) 冰风组合:风冰荷载取值不同,欧洲标准需判断冰、风荷载大小。 5) 安装:风速、人重荷载、动力系数、过牵引系数取值不同。 6) 事故:纵向荷载、冰风荷载取值不同,断线数规定有一定差异。

点。通过 3 个层次的设定,程序能适用于不同地区各种塔型和回路数的杆塔导地线荷载计算,甚至适用于交直流混压塔型,其关键技术如下。

1) 导地线上的风冰荷载、自重荷载、张力荷载、施工荷载和事故荷载等需要通过工况组合计算才能转换成作用于杆塔的横向、纵向和垂直荷载。工况组合计算过程中,需要考虑线路转角、荷载工况、风向、档距情况、各相或线所处状态等众多工况。所开发程序借鉴了国内程序工况状态符号化的思想^[13],结合国外规范,对符号化原则进行了优化。以悬垂塔为例,在典型工况下的工况组合算法如表 2 所示。

表 2 悬垂塔符号化原则			
荷载工况	代号	导地线状态	状态代号
大风/低温	N	有荷载	i
		未运行	0
覆冰/冰风组合	I	有荷载,张力差向前	i
		有荷载,张力差向后	-i
		未运行	0
		未断线	i
断线	B	断线,张力差向前	100i
		断线,张力差向后	-100i
		未运行	0
吊装	L	有荷载	i
		未运行	0
锚线	M	有荷载	i
		未运行	0

2) 欧美标准中各类方法存在一定差异,甚至各

地区标书要求也与标准存在差异,这给程序开发带来了极大挑战,所研发程序通过控制变量法成功解决这一问题。虽然欧美标准中各类方法存在一定差异,但其荷载组合的基本原理是一致的,通过归纳分析发现不同地区的导地线荷载组合计算可采用通用的表达式。因此,将各类系数、风冰荷载、张力荷载、自重荷载等均设置为变量,通过变量取值的不同来体现规程和业主标书要求的差异。以耐张塔正常运行大风工况为例,参考相关文献^[14]研究结论,其导地线荷载表达式及变量情况可表示为如表 3 所示,其余工况情况不再赘述。

表 3 中, W_1 、 W_2 分别为垂直于导地线方向的前后侧水平风荷载标准值; T_1 、 T_2 分别为前后侧张力荷载标准值; G_1 、 G_2 为前后侧重力荷载标准值; γ_w 、 γ_c 、 γ_G 分别为风荷载、张力荷载以及重力荷载分项系数; η 为荷载比例因子; λ 为杆塔模型转向因子,左转时取 -1,右转时取 1; θ 为风向角,可为任意角度; α 为线路转角。

不同标准下,各分项系数取值如表 4 所示。

3) 荷载组合得到线条荷载后,需根据挂点型式将荷载分配到杆塔节点上去,文献[13]通过逐工况逐方向指定挂点及荷载分配比例的方法实现了工程中常用挂点型式的荷载分配。但尚未能解决悬垂塔施工提线转向荷载计算、耐张塔双 V 串跳线吊装计算等工程设计难点问题,所开发程序在此基础上进一步进行了优化。

表 3 耐张塔大风工况表达式		
项目	荷载类型	荷载组合表达式
前侧	水平荷载	$F_X = \begin{cases} \lambda \times \eta \times (\gamma_w \times W_1 \times \sin^2(\theta - \alpha/2) \times \cos(\alpha/2) + \gamma_c \times T_1 \times \sin(\alpha/2)), & \text{当 } \alpha/2 \leq \theta \leq 180 + \alpha/2 \\ \lambda \times \eta \times (-\gamma_w \times W_1 \times \sin^2(\theta - \alpha/2) \times \cos(\alpha/2) + \gamma_c \times T_1 \times \sin(\alpha/2)), & \text{其他} \end{cases}$
	纵向荷载	$F_Y = \begin{cases} \eta \times (-\gamma_w \times W_1 \times \sin^2(\theta - \alpha/2) \times \sin(\alpha/2) + \gamma_c \times T_1 \times \cos(\alpha/2)), & \text{当 } \alpha/2 \leq \theta \leq 180 + \alpha/2 \\ \eta \times (\gamma_w \times W_1 \times \sin^2(\theta - \alpha/2) \times \sin(\alpha/2) + \gamma_c \times T_1 \times \cos(\alpha/2)), & \text{其他} \end{cases}$
	竖向荷载	$F_Z = \eta \times \gamma_G \times G_1$
后侧	水平荷载	$F_X = \begin{cases} \lambda \times \eta \times (-\gamma_w \times W_2 \times \sin^2(\theta + \alpha/2) \times \cos(\alpha/2) + \gamma_c \times T_2 \times \sin(\alpha/2)), & \text{当 } 180 - \alpha/2 < \theta \leq 360 - \alpha/2 \\ \lambda \times \eta \times (\gamma_w \times W_2 \times \sin^2(\theta + \alpha/2) \times \cos(\alpha/2) + \gamma_c \times T_2 \times \sin(\alpha/2)), & \text{其他} \end{cases}$
	纵向荷载	$F_Y = \begin{cases} -\eta \times (\gamma_w \times W_2 \times \sin^2(\theta + \alpha/2) \times \sin(\alpha/2) + \gamma_c \times T_2 \times \cos(\alpha/2)), & \text{当 } 180 - \alpha/2 < \theta \leq 360 - \alpha/2 \\ \eta \times (\gamma_w \times W_2 \times \sin^2(\theta + \alpha/2) \times \sin(\alpha/2) - \gamma_c \times T_2 \times \cos(\alpha/2)), & \text{其他} \end{cases}$
	竖向荷载	$F_Z = \eta \times \gamma_G \times G_2$

表 4 不同标准分项系数取值

采用标准	γ_G	γ_W	γ_c
欧洲标准,通用方法	1.0	1.0	1.0
欧洲标准,经验方法,大垂荷	1.1	1.3	1.3
欧洲标准,经验方法,小垂荷	1.0	1.3	1.3
美国标准	1.0	1.0	1.0

以单回路酒杯悬垂塔为例,在 500 kV 及以上线路工作中,为避免导线二倍吊装工况控制横担受力导致塔重增加,在设计中常考虑在横担根部构件上设置转向挂点,如图 2 所示。

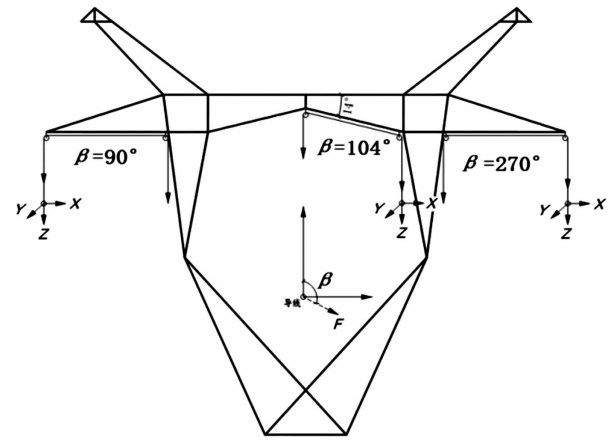


图 2 施工提线转向示意

假定荷载组合计算得到的导线荷载设计值为 F_X 、 F_Y 、 F_Z ,因滑轮转向作用,导线吊点处所受荷载合力变为:

$$F_{X1} = F_X + F_Z \times \sin \beta$$

$$F_{Y1} = F_Y$$

$$F_{Z1} = F_Z - F_Z \times \cos \beta$$

导线转向挂点处所受荷载为:

$$F_{X2} = - F_Z \times \sin \beta$$

$$F_{Y2} = 0$$

$$F_{Z2} = F_Z + F_Z \times \cos \beta$$

式中, β 为拉线拉力方向与竖向的顺时针方向夹角,对左、中、右导取值如图 2 所示。通过滑轮的转向作用,吊装时的竖向荷载由导线挂点和转向挂点共同承担,从而减小了导线挂点处荷载和铁塔整体受力,节约了塔材。

悬垂塔一般在过滑车工况的正过滑车相和施工提线的施工相需要计算转向荷载,其余工况不需考虑。针对此问题,程序通过对相关工况的相关相导线采用特殊的状态代号进行处理,成功

解决了以上难题,避免手工干预和计算,提高了效率。耐张塔双 V 串跳线吊装存在 I 点吊装、V 点同时吊装、V 点前后侧分开吊装等多种情况,随工程原则不同而不同,也是通过采用特殊的状态代号进行区分的。

4)塔型、气象条件、回路数、施工方法、工程地区不同,导地线荷载组合计算的内容就不同。为能在第二层次实现这一目标,程序通过塔文件将核心算法和工程设计需求进行了区分。一个塔文件反映了特定地区、特定气象条件、特定回路数、特定塔型和特定施工方法下的荷载组合信息情况,主要由控制信息和工况组合信息两部份组成。控制信息规定了塔型(悬垂或耐张)、气象条件和回路数等信息,工况组合信息则规定了大风、低温、覆冰、冰风组合、事故和安装等各工况各相(或线)的荷载组合具体算法,根据工程设计需要可灵活修编,如表 5 所示。一系列塔文件构成塔库文件,在后续工程设计中可随时调用。

表 5 CC 塔工况组合信息

参数	内容
数据信息	总相数 8,地线数 2,标准荷载列 8,工况数 44,吊装挂点组 1,荷载比例因子 1。
线相名称信息	左地,右地,左上导,右上导,左中导,右中导,左下导,右下导。
标准荷载名称信息	地线前侧风荷,导线前侧风荷,地线后侧风荷,导线后侧风荷;地线前侧垂荷,导线前侧垂荷,地线后侧垂荷,导线后侧垂荷;地线前侧张力,地线后侧张力,导线前侧张力,导线后侧张力;跳线风荷,跳线垂荷。
标准荷载索引信息	依次为 8 相线风荷、垂荷和张力荷载在标准荷载中的索引情况,目的是减少冗余数据输入。
标准荷载名称信息	1)90°大风(两侧大张力);2)90°大风(前侧大张力、后侧小张力);3)90°大风(两侧小张力);4)0°大风(前侧大张力、后侧小张力);5)未断线;6)断线方式 1;7)断线方式 2;8)安装工况。
工况组合信息	其中大风工况 4 个,断线工况 30 个,安装工况 10 个。

3 工程实例应用

选取印尼棉兰某工程双回交流耐张 CC 塔对程序的实用性及计算结果准确性进行测试。

该塔转角度数为 20° ~ 40°,根据设计原则,需要

计算大小转角情况下的大风工况(含 90° 、 270° 、 0° 风向)、断线工况(断两相导线或断一相导线和一根地线)、跳线吊装工况、锚线工况(先自上而下、再从左到右)共88种工况。计算标准采用美国标准,分项系数根据业主要求取值。软件操作流程如下。

1)根据杆塔计算原则对工况的规定编制“棉兰交流双回耐张塔”塔文件,并通过进制转换加密后导入塔库中。塔文件中数据结构如表5所示。

2)打开程序主界面,选择已建塔文件,根据杆塔计算原则设置规程、安全系数、分项系数、电气负荷、挂点等参数取值,最后点击荷载即可完成导地线荷载计算。经比较,程序计算与excel手算结果一致。

除此之外,该程序的准确性和适用性在缅甸等一些紧急投标工程中也得到验证。以缅甸某双回500 kV线路工程投标为例,根据标书要求,采用欧州标准经验方法,需要考虑 90° 与 45° 大风工况、安装工况以及 90° 与 45° 大风断线工况,悬垂塔考虑一相导线或一根地线,耐张塔考虑断三相导线或断一根地线和两相导线。铁塔指标需要设计进行测算,由于投标时间紧张,采用excel手算将无法满工期要求。通过该程序快速编制了塔库文件,在短时间内即完成了指标测算工作。由于计算时生成了详细的计算书,方便了设计人员校核,也确保了计算的准确性。

4 结 论

欧美杆塔导地线荷载组合程序 Gload 是专门针对在国外工程中杆塔结构导地线荷载组合计算软件。根据杆塔导地线荷载组合计算的特点和欧美标准,通过将工况组合符号化、逐工况逐方向分配荷载和根据杆塔特点建立塔文件的思想,快速实现了各类杆塔结构的导地线荷载计算,并可根据需求变化灵活调整,克服了excel表格计算通用性差和效率低下的问题,为国外工程设计提供参考。当然随着国外工程经验的积累,该程序还需进一步优化完善。

参考文献

- [1] 姜琦,邓洪洲,张永飞. 中外规范关于输电线路风荷载的比较研究[J]. 特种结构,2010,27(3):83-85.
- [2] 管娜. 中美规范荷载组合对比[J]. 武汉大学学报(工学版),2012,45(增刊):343-346.
- [3] 王永华,朱江,罗建荣,等. 中美输电线路铁塔设计标准比较[J]. 电力勘测设计,2014(4):75-80.
- [4] 李生泽,黄满长,杨磊,等. 国内外输电线路杆塔设计标准对比分析[J]. 电力勘测设计,2017(1):67-72.
- [5] 汪大海,吴海洋,梁枢果. 输电线路风荷载规范方法的理论解析和计算比较研究[J]. 中国电机工程学报,2014,34(36):6613-6621.
- [6] Overhead Electrical Lines Exceeding AC 45 kV; BS EN 50341-1;2012[S],2012.
- [7] Overhead Electrical Lines Exceeding AC 45 kV; BS EN 50341-1;2001[S],2001.
- [8] Overhead Electrical Lines Exceeding AC 1 kV; Part-2-4; National Normative Aspects (NNA) for Germany (based on EN 50341-1;2012); BS EN 50341-2-4; 2016[S],2016.
- [9] Overhead Electrical Lines Exceeding AC 1 kV; Part-2-7; National Normative Aspects (NNA) for FINLAND (based on EN 50341-1;2012); BS EN 50341-2-7; 2015[S],2015.
- [10] American Society of Civil Engineers. ASCE Manuals and Reports on Engineering Practice No. 74 Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading (Third Edition) [S]. Reston: American Society of Civil Engineers,2009.
- [11] 架空输电线路荷载规范:DL/T 5551—2018[S],2018.
- [12] 张新房,耿景都. 输电铁塔导线线设计荷载的计算软件开发[J]. 启明星辰,2009,1(7):49-53.
- [13] 廖邢军,张红志,韩大刚. 国内杆塔导地线荷载组合程序开发[J]. 电力勘测设计,2019(1):51-54.
- [14] 廖邢军,黄兴,韩大刚. 耐张塔导地线角度风荷载取值探讨[J]. 特种结构,2018,6(35):61-67.

作者简介:

廖邢军(1987),男,硕士,一级注册结构工程师,主要从事输电线路的勘察设计工作与研究。

(收稿日期:2021-06-15)

一起 110 kV 变压器高压侧套管介质损耗异常分析

苏绍泽¹, 方 欣², 徐耀伦¹, 彭华杰¹

(1. 国网四川省电力公司达州供电公司, 四川 达州 635000;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

摘 要:变压器套管具有支撑引流导线、延长绝缘间距的作用,是变压器重要载流元件,其密封性能、绝缘强度、热稳定性直接影响变压器的稳定运行。因密封不良导致套管绝缘油色谱数据异常、介质损耗超标是套管常见故障。文中分析了一起介质损耗超标、油色谱异常缺陷,结果表明,该缺陷是因取油操作不当进而造成套管严重缺油导致内部受潮。
关键词:套管;取油;缺油;介质损耗;运行维护
中图分类号:TM 855 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2021)05-0084-03
DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210516

Analysis on Abnormal Dielectric Loss of Bushing in High Voltage Side of 110 kV Transformer

Su Shaoze¹, Fang Xin², Xu Yaolun¹, Peng Huajie¹

(1. State Grid Dazhou Electric Power Supply Company, Dazhou 635000, Sichuan, China; 2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Transformer bushing has the functions of supporting drainage wire and extending insulation distance, and it is an important current carrying element of transformer, whose sealing performance, insulation strength and thermal stability will directly affect the stable operation of transformer. Abnormal chromatographic data of insulating oil in bushing and the excessive dielectric loss is common faults of bushing due to poor sealing. A case of serious oil shortage in bushing caused by improper operation of oil extraction is analyzed, which results in excessive dielectric loss and abnormal oil chromatographic fault.
Key words: bushing; oil extraction; oil shortage; dielectric loss; operational maintenance

0 引 言

套管将变压器油箱内部绕组引线与外部架空引流线或电缆相连,完成不同电压等级间的电能传输^[1-2]。套管的稳定运行直接影响变压器的正常供电。随着对供电可靠性要求的不断提高,变压器套管故障已经成为威胁变压器安全运行的重要原因。变压器套管端部出线端子、将军帽、均压环之间以及导电杆的安装及配合方式,变压器运行过程中内、外部环境变化以及运行检修过程中的人为因素均可导致变压器套管密封性能改变,有可能造成严重事故^[3-5]。实际生产运行过程中,由于套管密封性能的改变导致套管内部绝缘受潮,从而威胁到变压器

安全运行的事故也时有发生。因此,套管内部密封性能的优劣将直接影响到变压器本体的安全运行^[6-7]。

下面从一起 110 kV 电力变压器介质损耗超标故障案例入手,通过高压试验、绝缘油试验及现场外观检查,分析出了套管取油阀结构缺陷、检修人员操作不当及运行维护人员巡视不认真等多方原因。可为电力设备运行生产企业提供借鉴经验,防止类似事故发生。

1 缺陷情况说明

1.1 缺陷概述

2021 年 4 月 28 日,对 110 kV 变压器高压侧套

管开展例行试验。在对高压侧 C 相套管试验过程中,发现 C 相套管绝缘电阻为 2000 MΩ,介质损耗值为 1.23%,介质损耗值异常。随即对该套管进行取油分析。在取油过程中发现油位观察孔无油位指示,从取油阀处无法取出绝缘油。将套管顶部储油柜排气孔打开后,取油阀处仍取不出油,套管内部油面可能已经降至取油口之下,上半部已无绝缘油。随后对该套管进行补油近 10 L(总油量 15 L)后套管油位恢复正常,这证实了套管内部在取油口以上部分已无绝缘油。根据取油阀处的油迹,初步判断该套管存在缓慢渗漏;由于未形成大面积油污,故未及时发现缓慢渗漏,造成套管长期渗漏导致缺油。由于该站为单主变压器运行变电站,涉及重要用户,停电难度较大,考虑到介质损耗值超标不多,决定继续对该主变压器监视运行,缩短巡视周期,择机停电更换。

1.2 外观检查

该套管型号为 BRCLW-126/630-4,生产厂家为西安爱博电气有限公司,2007 年 12 月出厂,2009 年 2 月投入运行。

异常套管外观整体正常,油位观察窗外表脏污严重,模糊不清。但在取油阀处有一块 7 cm² 左右渗油痕迹,并且油迹处的漆面都被侵蚀,如图 1 所示,说明渗油已经有很长时间。

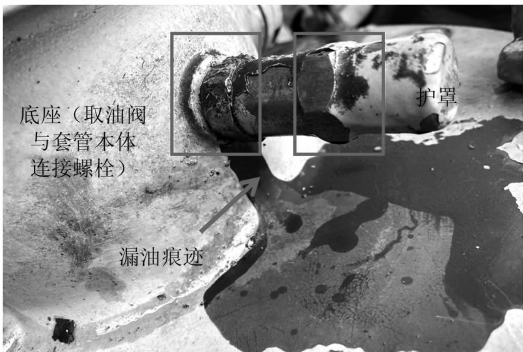


图 1 异常套管外观情况

1.3 试验检测

该异常套管自投运以来有 3 次例行试验,其中介质损耗及电容量试验数据如表 1 所示。

表 1 高压侧 C 相套管历年试验数据

试验时间	介质损耗/%	电容量/pF
2010 年 12 月 16 日	0.35	259.8
2015 年 7 月 30 日	0.34	262.3
2021 年 4 月 28 日	1.23	260.1

根据 Q/GDW 1168—2013《输变电设备状态检修试验规程》第 5.7.1.1 条规定,110 kV 电容型高压套管介质损耗值应不大于 1%。但该异常套管介损值达 1.23%,已明显超出标准值。

该异常套管油中溶解气体各项数据如表 2 所示。其中:2021 年 4 月 28 日的油样是刚补完油后的取样,实际上是套管中的余油与补充油的混合油样,不能反映套管的真实情况;2021 年 5 月 16 日油样为该套管运行 20 天后的油样。

根据 GB/T 24624—2009《绝缘套管 油为主绝缘(通常为纸)浸渍介质套管中溶解气体分析(DGA)的判断导则》第 3.2.1 条规定,套管油色谱氢气含量不应超过 140 μL/L,判定该套管氢气超标。该套管微水含量虽低于标准值,但增长明显,已接近标准值,所以判定该套管已受潮。推断套管由于长期渗漏,导致缺油使部分电容芯子失去绝缘油保护,外部空气中的潮气从渗漏处侵入使得套管电容芯逐渐受潮。受潮套管补油运行一段时间后,水份被新加入的绝缘油析出,致使油中微水及氢气含量上升。

2 渗漏原因分析

该套管取油阀结构如图 2 所示,有两处螺栓,外部螺栓护罩专为取油设计,底座螺栓直接与套管本体油箱连接,若发生松动或胶垫老化都可能导致套管本体渗油。

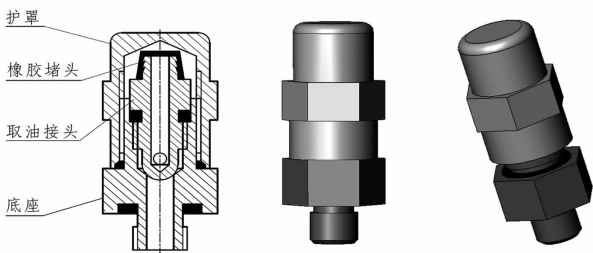


图 2 取油阀结构

该套管取油阀本体底座螺栓处有明显的漏油痕迹,且漏油处漆面已被侵,说明油迹腐蚀漆面时间较长。并且,该主变压器本体油枕油位较高,套管油无法渗入主变压器本体,同时也未发现该套管其他漏点,所以初步认定该处即为套管本体漏点。

该类型套管正确取油方法应如图 3 所示操作,需用扳手将底座固定,避免拆卸护罩时误将取油阀

表 2 高压侧 C 相套管油中溶解气体试验数据

试验时间	油中溶解气体组份及含量/($\mu\text{L}\cdot\text{L}^{-1}$)								微水
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	总烃	
2015 年 7 月 30 日	115.90	395.50	752.42	36.10	2.30	51.30	0	89.73	13
2021 年 4 月 28 日	34.29	697.10	1 389.20	11.20	3.80	7.50	1.13	23.80	25
2021 年 5 月 16 日	874.10	239.10	1 359.30	36.40	3.54	8.82	1.16	49.95	33



图 3 正确取油方法

底座一并拧松,甚至误将取油阀整体拧下,造成套管密封失效使套管油大量损失。拧取油接头时,应用扳手逆时针拧松取油接头,同时需用扳手将取油阀底座螺栓固定。

该介质损耗异常的套管距离上次例行试验取油已近 6 年,此次补油 10 L。若一滴油以 0.05 mL 计算,平均每小时漏 3.8 滴,算上蒸发和雨水冲刷情况,不易在主变压器本体形成大面积油污,只能在取油阀下部形成小面积油污,因此不易被巡视发现。在套管形成漏点且油位低于取油口后,套管空腔内的气体随温度变化而膨胀和收缩,在收缩过程中将外部空气吸入套管内部导致绝缘受潮。

综上所述,由于取油阀底座螺栓松动,导致套管渗漏缺油,进而造成套管受潮。套管缺油又受潮,在电容量变化不明显 的情况下,导致介质损耗上升^[8],因而出现试验开始的结果。

3 结论及建议

- 1)对于取油阀与本体直接有底座螺栓连接的时候,必须规范取油方法,需两只扳手同时使用,固定内侧底座螺栓,防止底座螺栓松动。
- 2)改进取油阀结构,不推荐使用带底座螺栓的取油阀结构,或底座螺栓丝牙应与护罩丝牙方向相反。
- 3)双观察孔式油位观察窗长时间运行后,易让人误以为油位在两个观察孔之间的盲区内,不建议使用。

4)对于套管油位观察窗等关键位置加强巡视,及时发现少油缺陷;对套管等变压器关键部件强化红外测温工作,及时发现缺油等缺陷,避免套管故障发生。

参考文献

[1] 付启明,易鹭,曲德宇,等. 穿墙套管固定法兰涡流损耗分析及优化研究[J]. 电瓷避雷器,2020(1): 204-208.

[2] 龚军,周凯,张福忠,等. 基于极化-去极化电流法的油纸绝缘套管的绝缘状态评估研究[J]. 绝缘材料,2018,51(12): 42-46.

[3] 赵春明,何秋月,杨代勇,等. 66 kV 变压器套管故障分析[J]. 变压器,2018,55(10): 74-78.

[4] 甘强,郁鸿儒,谭婷月. 500 kV 变压器电容型套管电容屏绝缘缺陷分析[J]. 变压器,2018,55(3): 62-66.

[5] 杨放南,赵隆乾,白伟,等. 750 kV 变压器(电抗器)高压套管雨闪事故分析及防范措施[J]. 电瓷避雷器,2019(3): 212-215.

[6] 潘臻,姬鹏,张建. 一起 110 kV 变压器套管故障分析研究[J]. 电气技术,2014(12): 113-116.

[7] 张英,刘君,李军卫. 220 kV 变压器套管故障分析及探讨[J]. 变压器,2017,54(2): 68-69.

[8] 王天施,王清昊,苑舜,等. 油纸电容式套管缺油的危害及判断[J]. 高压电器,2010,46(4): 97-100.

作者简介:

苏绍泽(1988),男,硕士,主要从事变电设备与绝缘监督管理工作。

(收稿日期:2021-07-14)

一起由于套管密封失效导致的 220 kV 变压器故障分析

施 逸, 周国梁

(国网四川省电力公司宜宾供电公司, 四川 宜宾 644002)

摘 要:油浸电容式高压套管在大型变压器上应用十分广泛, 承担了载流、绝缘、密封等多项功能。针对一起频繁地震后发生的 220 kV 变压器匝间短路故障进行了试验检测、解体检查、套管结构分析等, 结果表明, 故障原因为套管密封结构不合理, 在特殊工况下使密封失效。

关键词:套管; 地震; 密封失效; 匝间短路

中图分类号: TM 855 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2021)05-0087-04

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20210517

Analysis on 220 kV Transformer Fault Caused by Sealing Failure of Bushing

Shi Yi, Zhou Guoliang

(State Grid Yibin Electric Power Supply Company, Yibin 644002, Sichuan, China)

Abstract: Oil-immersed capacitive high-voltage bushing is widely used in large transformers, which undertakes the functions of carrying current, insulation and sealing. Based on an inter-turns short-circuit fault of a 220 kV transformer, which happened after a series of earthquakes, the testing detection, disassembly inspection and bushing structure analysis are carried out. The results show that the fault comes from the unreasonable design of the sealing structure of bushing, which fails in special conditions.

Key words: bushing; earthquake; sealing failure; inter-turns short-circuit

0 引 言

高压套管广泛应用于各类变压器设备中, 对于变压器的绝缘、密封防潮十分重要。目前, 66 kV 及以下的油浸式变压器套管主要使用油浸电容式、胶浸纤维复合电容式等类型, 套管按照载流方式分为穿缆式和导杆式^[1-2]。

当套管的额定电流小于 630 A 时, 套管的载流方式宜为穿缆式; 当套管的额定电流不小于 630 A 或电压等级不小于 220 kV 时套管的载流方式宜为导杆式^[3]。因此穿缆式套管在 220 kV 及以下电力系统中应用十分普遍。但是多年来, 穿缆式套管造成的事故时有发生, 特别是密封不良导致渗漏、内部受潮等故障轻则迫使变压器停运, 重则导致变压器本体故障, 带来了大量的经济损失^[4-8]。

下面通过分析一起 220 kV 主变压器匝间短路故障, 诊断了套管故障产生原因, 给出了运行维护建议, 对相同类型套管的运行维护具有一定的指导意义。

1 故障及检查情况

2019 年 7 月 20 日, 某 220 kV 主变压器在运行过程中双套保护差动动作, 三侧断路器三相跳闸。该变压器型号为 SFPSZ9-120000/220; 出厂日期为 2001 年 1 月; 220 kV 侧油浸电容式高压套管型号为 BRDLW-220/630-3, 安装形式为穿缆式, 出厂日期为 2000 年 6 月。

1.1 试验检查

2019 年 7 月 20 日, 对该主变压器进行了检查试验。保护动作信号及波形图表明, A 相存在差流,

折算高压一次侧的差流为 130 A;油色谱分析表明内部存在电弧放电现象;而电气试验中,绕组变形测试高压绕组 A 相严重变形,高压绕组吸收比和极化指数均小于 1,低电压空载试验涉及 A 相绕组时电流严重异常,因过载无法测试中对低压变比。综合保护动作情况、油色谱分析数据以及电气试验数据,初步判断该主变压器高压侧 A 相绕组存在匝间短路,且短路匝数相对较少。

另外,经现场检查,发现该变压器 220 kV 侧 A 相套管将军帽密封部位相较于其他相,有较明显的缝隙,如图 1 所示。同时,A 相套管引流线较短,套管受力较大。



图 1 高压 A 相套管密封部位有缝隙

1.2 运行环境

调查该变压器所在地区的环境情况,发现 6 月 17 日,该地区曾发生 6.0 级地震,震源深度 16 km。截止 7 月 20 日为止,累计发生 3 级及以上余震 64 余次,其中 3 级~4 级地震 54 次,4 级~5 级地震 6 次,5 级及以上地震 4 次。6·17 地震及各余震发生期间,该变电站所处地区震感明显。

另外,6 月以来,该地区连续多日降雨。据统计,6 月 17 日地震至 7 月 20 日期间,该地区降雨天气达 28 天,其中中雨 13 天,大雨到阵雨 6 天。19 日,该地区天气为中雨,20 日上午为小雨,气温为 24~34℃。

1.3 变压器内部检查

为验证初步判断,并进一步分析故障原因,在现场对该变压器开展了内检。检查方式为将变压器套管拔出,并将变压器油排空后,从 220 kV 套管孔进入变压器内部,对故障点进行查找及原因分析。

检查结果为:该变压器 220 kV 侧 A 相线圈出线铜屏蔽管内有明显的固体绝缘烧蚀形成的碳化物和金属铜颗粒,如图 2—图 4 所示。表明在该处附近有涉及固体绝缘及金属部件的电弧烧灼故障。结合

变压器内部结构分析,以上固定绝缘碳化物以及金属铜颗粒极有可能来自于高压绕组引流线附近的绕组匝间击穿短路故障。



图 2 A 相套管出线铜屏蔽管内有明显的电弧烧蚀产物

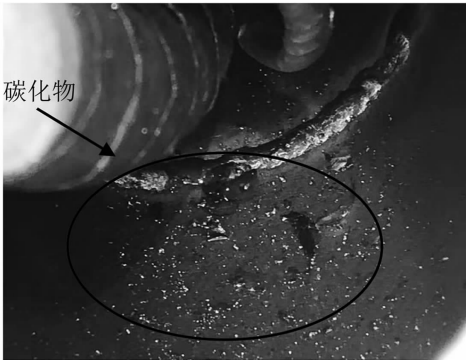


图 3 高压 A 相铜屏蔽管内有大量固体绝缘碳化物

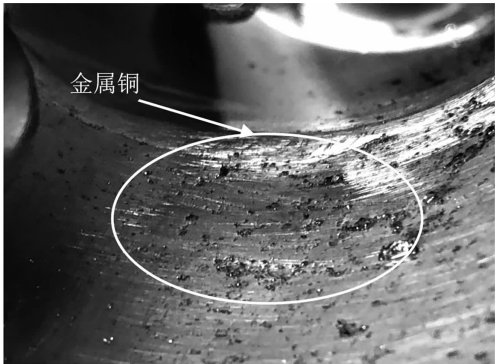


图 4 高压 A 相铜屏蔽管内有大量金属铜颗粒

1.4 返厂检查

将该变压器返厂后,对该变压器进行了拔圈检查,确认 A 相高压线圈为绕组匝间短路故障,故障部位正好位于绕组引流线下方,见图 5 所示,其他绕组均未见异常。

2 故障原因分析

2.1 套管密封结构

该套管密封结构如图 6 所示。

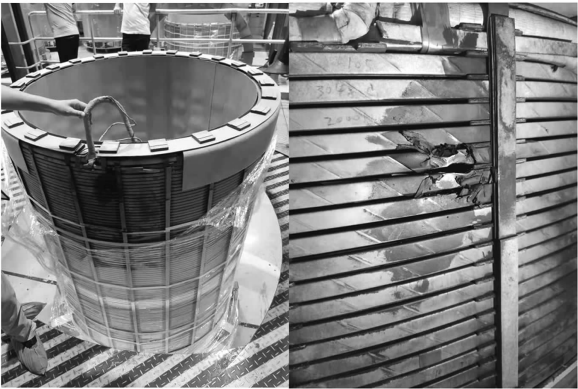


图 5 返厂检查确认高压 A 相绕组匝间短路

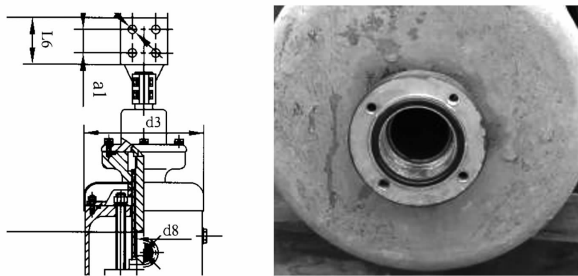


图 6 套管头部密封结构

该套管密封依靠 4 条紧固螺栓将导电头、胶垫及接线座紧固在一起,接线座内有空腔,安装固定主变压器引线导电棒的定位螺母和圆柱销。该结构由于接线座无防松动锁定装置,导线在受力摇摆后,紧固螺栓松动,会引起密封失效,雨水沿此进入变压器内部,如图 7 所示。

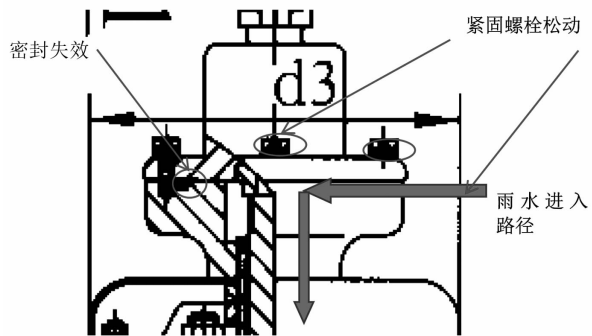


图 7 套管密封失效

2.2 主变压器套管安装结构

该套管为穿缆套管,从主变压器安装结构上可以看到,从套管顶部进入主变压器的雨水,将沿着高压套管、铜屏蔽管的通道,集中流入到了变压器高压绕组引流线部位,导致该处发生绕组匝间短路故障。如图 8 所示。

2.3 密封失效进水原因分析

该套管结构由于无防松动锁定装置,且主变压

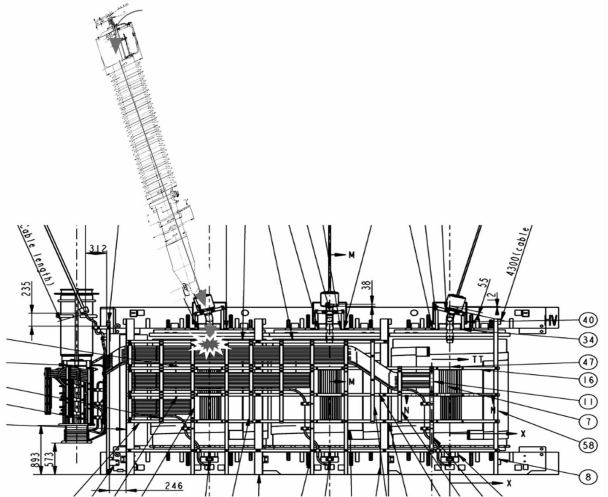


图 8 高压 A 相套管进水路径

器 220 kV 侧 A 相套管引流线较短,导致套管受力较大,由于该地区在故障发生前发生了多次地震及余震,引流线不断拉扯 A 相套管,导致套管将军帽处紧固螺栓不断松动,密封失效。同时,因该地区连续多日降雨,且温差较大,主变压器内部压力变化较大,因气压变化而引起的呼吸效应导致雨水从密封失效处渗入。另外,由于该台变压器的套管为穿缆式,高压绕组引流线穿过铜屏蔽管引出,套管末端直接对着高压绕组铜屏蔽管;从套管顶部进入内部的雨水,直接顺着高压套管、铜屏蔽管的通道,集中流入到了变压器高压绕组引流线部位,导致该处发生绕组匝间短路故障。

3 结 论

- 1)穿缆式套管将军帽处密封不良将导致雨水沿套管通道进入变压器内部,从而引发内部绝缘击穿的严重故障。故应特别加强对穿缆式套管将军帽处密封的检查及维护。
- 2)该类型套管接线座、双封螺母 2 个部件与下端无紧固锁定装置,结构设计存在无防松动措施的设计缺陷,易于造成变压器进水,新安装套管不应再采用该结构。
- 3)对新安装的 220 kV 及以上等级变压器,应严格执行反事故措施关于“应核算引流线(含金具)对套管接线柱的作用力,确保不大于套管及接线端子弯曲负荷耐受值”的规定,防止套管受力过大而导致套管故障。
- 4)在遭受强震及连续较低强度地震后,应对在

运变电站的 220 kV 变压器套管受力及密封情况开展全面排查,特别是对引线较紧、套管接线柱受力过大的,应引起足够重视,必要时应安排停电进一步检查处理,防止类似故障发生。

参考文献

[1] 交流电压高于 1000 V 的绝缘套管:GB/T 4109—2008 [S],2008.

[2] 兰贞波,宋友,邓建钢,等.我国特高压交直流套管研究现状[J].电瓷避雷器,2021(2):1-6.

[3] 电力变压器(电抗器)用高压套管选用导则:DL/T 1539—2016[S],2016.

[4] 王梦云.110 kV 及以上变压器事故与缺陷统计分析[J].供用电,2007(1):1-5.

[5] 吴鹏,薛娜,陆云才,等.220 kV 穿缆式套管典型故障

由于所加的噪声是随机数,因此通过 1000 次仿真,发现当加入大于 40 dB 的噪声时,故障识别准确率大于 97%;当加入小于 40 dB 的噪声时,故障识别准确率大于 95%。

4 结 论

基于换流母线电压基频负序分量与直流线路电压二次谐波分量的相关系数构建了基于站域信息的整流站故障区域识别方案,通过理论分析和仿真验证,得到以下结论:

- 1)当整流站交流区域故障时,换流母线基频负序电压与直流线路电压二次谐波分量相关性高;而当整流站直流区域故障时,换流母线基频负序电压与直流线路电压二次谐波分量相关性低。
- 2)提出了基于交流母线电压基频负序分量幅值与直流线路电压二次谐波分量幅值的相关系数 R 的故障区域识别方法。当 R 小于阈值 k_{set} 时,判断发生的故障为整流站交流区域故障,否则判断故障为整流站直流区域故障。故障识别时间小于 7 ms。
- 3)所提故障区域判别方案不受故障类型、故障位置、过渡电阻、故障初始角以及噪声干扰的影响。

参考文献

[1] 庞晓艳,李建,张蓓,等.四川特高压交直流电网安全运行保障技术框架研究[J].四川电力技术,2013,36(3):11-14.

[2] 董新洲,汤涌,卜广全,等.大型交直流混联电网安全

与头部结构分析[J].变压器,2015,52(11):71-76.

[6] 赵春明,何秋月,杨代勇,等.66 kV 变压器套管故障分析[J].变压器,2018,55(10):74-78.

[7] 黄明明,任桂良,黄全振,等.110 kV 变压器高压套管密封失效机理分析研究[J].变压器,2020,57(5):84-87.

[8] 李丰,姒天军,何建明,等.一起 220 kV 变压器套管渗油故障原因分析及处理[J].电瓷避雷器,2021(2):90-94.

作者简介:

施 逸(1990),男,硕士,工程师,从事电气设备试验工作;

周国梁(1984),男,高级工程师,从事变电检修、技术监督管理工作。

(收稿日期:2021-07-14)

运行面临的问题与挑战[J].中国电机工程学报,2019,39(11):3107-3119.

[3] 哈丽曼,合孜尔,樊艳芳.特高压直流故障对交流系统稳定性的影响分析[J].四川电力技术,2017,40(2):11-15.

[4] 朱韬析,武诚,王超.交流系统故障对直流输电系统的影响及改进建议[J].电力系统自动化,2009,33(1):93-98.

[5] Li Zhikeng, Chen Zhigang, Wang Gang, et al. Study on the operation area of the 100 Hz protection in an HVDC System[C]//IEEE 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference(APPEEC),2011:1-4.

[6] 史亚光.高压直流换流站关联区域继电保护研究[D].武汉:华中科技大学,2018.

[7] 傅闯,饶宏,黎小林.交直流混合电网中直流 50 Hz 和 100 Hz 保护研究[J].电力系统自动化,2008,32(12):57-60.

[8] 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.

[9] 王维庆,刘俊勇,王海云,等.HVDC 换流阀故障特性分析及直流侧 100 Hz 谐波计算方法研究[J].高电压技术,2016,42(1):33-38.

作者简介:

许婷苇(1999),女,硕士研究生,研究方向为 HVDC 换流站保护与故障定位;

赵丽平(1973),女,博士,副教授,研究方向为继电保护和综合自动化、电能质量监控;

林 圣(1983),男,博士,教授,研究方向为电力系统继电保护与故障定位、牵引供电系统健康诊断与主动运维等。

(收稿日期:2021-06-03)

一起 110 kV 主变压器套管受潮导致的故障分析

李 林¹, 廖文龙², 邓 勇¹

(1. 国网四川省电力公司德阳供电公司, 四川 德阳 618000;

2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

摘要:介绍了一起 110 kV 主变压器套管爆炸故障, 对油色谱、套管检查结果进行了详细分析。结果表明, 变压器套管注油孔胶垫老化变形、压缩量减小、密封失效、进水受潮是导致故障的根本原因。针对该故障提出了相应的整改措施。

关键词:套管; 油色谱; 电容屏; 胶垫

中图分类号: TM 855 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2021)05-0091-04

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20210518

Failure Analysis on Bushing Affected by Damp for 110 kV Main Transformer

Li Lin¹, Liao Wenlong², Deng Yong¹

(1. State Grid Deyang Electric Power Supply Company, Deyang 618000, Sichuan, China; 2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: An explosion failure of 110 kV main transformer bushing is introduced, and it is analyzed in detail with oil chromatogram and bushing inspection. The results show that the rubber pad of oil-filling hole of transformer bushing becomes ageing and deformed, the compression is reduced and there is sealing failure resulting in damp condition, which is the root causes of the failure. Finally, the corresponding improvement measures are proposed.

Key words: bushing; oil chromatogram; capacitive screen; rubber pad

0 引 言

高压套管是电力变压器重要组件, 主要用于固定引线和提供绝缘支撑, 在运行中长期承受工作电压和电流, 同时还要承受各种过电压及短路冲击电流, 其运行环境非常恶劣^[1-2]。一旦套管爆炸故障, 易引起变压器击穿, 造成严重的损伤, 往往需要变压器返厂大修, 耗费较大的经济和时间成本^[3]。随着运行检修经验的积累, 变压器套管密封问题已是变压器安全运行的巨大隐患。如果密封失效, 雨水将进入套管内部, 或者沿着套管铜导管中的引线渗入变压器内部, 从而威胁到变压器安全运行^[4]。

某日, 110 kV 某变电站 1 号主变压器场地发生

爆炸声响, 主控后台发出 1 号主变压器两侧断路器跳闸, 本体轻重瓦斯动作、压力释放器动作信号。巡视检查, 发现 1 号主变压器 110 kV 侧 C 相套管爆炸, 1 号主变压器本体起火、大盖严重喷油。该变压器型号为 SZ9-40000/110, 高压侧套管为油纸电容式变压器套管, 型号为 BRDLW-110/630-3, 1999 年 5 月生产, 2000 年 4 月投运。

下面通过故障后油色谱分析、套管检查, 详细分析了造成故障的原因, 并针对该故障提出了相应的整改措施。

1 故障检查

1 号主变压器 110 kV 侧 3 只套管已炸裂, 其中

110 kV 侧 C 相套管烧损最为严重,并被冲至地面。图 1 从左至右分别是 A、B、C 相套管,B 相套管靠近 C 相的瓷套破裂,靠近 A 相瓷套还残留一部分,说明 B 相套管受到来自 C 相套管的冲击力。同时,检查 1 号主变压器 110 kV 侧引线,发现 B、C 相引线线夹断裂,A 相引线线夹完好。

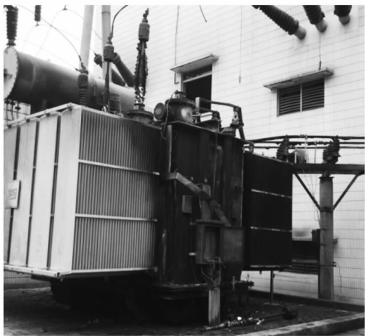


图 1 主变压器烧损情况

检查 1 号主变压器 110 kV C 相套管瓷瓶,发现瓷瓶内部上端区域有明显圆形放电区域和长条形放电痕迹(由上至下部末屏接地处),如图 2 所示。经测量,放电点为位于距套管顶部储油柜 33 cm 处,半径为 5 cm 的圆形区域,该放电区域恰好位于套管电容屏零屏与 1 屏之间。

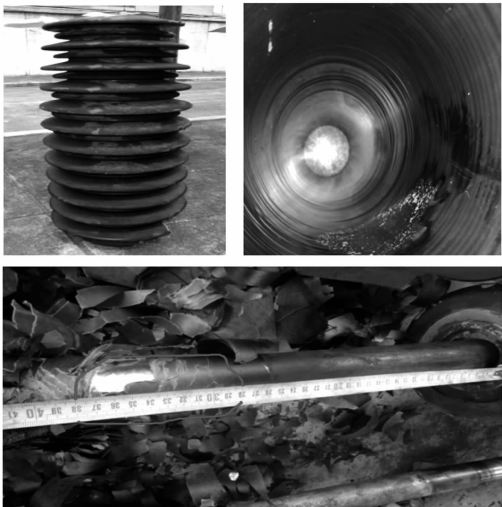


图 2 套管放电痕迹

故障后,对变压器本体油进行取样分析,油色谱分析结果如表 1 所示。

2 故障原因分析

2.1 油色谱分析

从表 1 可以看出,变压器本体中 C_2H_2 含量为

表 1 油色谱数据

成分	测量值	注意值
H_2	177.73	150.00
CO	1 237.39	—
CO_2	5 422.54	—
CH_4	176.18	—
C_2H_4	109.07	—
C_2H_6	44.77	—
C_2H_2	43.87	5.00
总烃	373.89	150.00

43.87 $\mu\text{L/L}$ (注意值为 5 $\mu\text{L/L}$), H_2 含量为 177.73 $\mu\text{L/L}$ (注意值为 150 $\mu\text{L/L}$),总烃含量为 373.89 $\mu\text{L/L}$ (注意值为 150 $\mu\text{L/L}$),三比值为 101,按照 GB/T 7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》中的故障类型判断可知,其故障类型为低能放电^[5]。如果 1 号主变压器本体内部故障导致套管爆炸, C_2H_2 与总烃含量一定会超标很多,低能放电不会引起套管的爆炸,并且主变压器着火被扑灭后取的油样分析,其结果会受到一定程度的干扰,因此可以排除主变压器内部故障原因。

2.2 套管缺油分析

1 号主变压器发生故障,110 kV 侧 C 相套管被炸飞至地面,第 2 天检查发现,套管储油柜内仍有大量变压器油。对套管储油柜进行解体,发现压紧弹簧上仍有被变压器油浸泡过的痕迹,说明故障前套管储油柜是有油的,可以排除套管缺油的可能。另外套管为直立式,可以排除假油位的可能。

爆炸前 20 日,变电站内有检修工作,检查了 1 号主变压器本体、有载及套管油位,发现外部无渗漏油现象,油位均在正常范围内。

综上所述,可以排除套管缺油的可能性。

2.3 末屏接地不良分析

假如末屏接地不良,末屏对地会形成一个电容,而这个电容远小于套管本身的电容,按照电容串联的原理,将在末屏与地之间形成很高的悬浮电位,造成末屏对地放电,烧毁附件的物体。对故障套管解体发现,末屏接地外观良好,接地螺帽未发现高温烧结痕迹,同时,套管内部放电区域也不在末屏附近,可以排除套管末屏接地不良导致套管故障的可能性。

2.4 套管进水受潮分析

对 1 号主变压器三相套管的注油孔进行了检查。发现注油孔胶垫有破损,如图 3 所示。推测套

3 结 论

根据上述分析,该变压器起火主要是套管注油孔胶垫老化变形、压缩量减小、密封失效引起。套管故障现象为套管零屏与 1 屏之间电容击穿,在套管瓷套内部中导电管对地贯穿性放电。

为了保证变压器安全运行,提出以下措施:套管每次取油样和注油后必须更换取样口和注油口的密封垫并涂厌氧胶;同时加强红外测温在套管故障诊断中的应用。红外热成像检测方法可以有效检查变压器套管在运行条件下的各种热缺陷和故障。一般可以检出 3 类缺陷:一是因其绝缘不良而使介损增大;二是套管引出线连接不良,造成接触电阻增大引起将军帽局部发热;三是因套管泄露(内漏和外漏)或注油未排气而造成缺油现象。

(上接第 5 页)

型,分析了不同类型的区内外接地故障下西门子公司行波保护的适应性,并对其适应性不足的原因进行了分析。分析结果如下:

- 1)信号展宽一定程度上提高了西门子公司行波保护对区内高阻故障的可靠性,但提升效果一般;
- 2)保护判据中的电压变化量判据较大程度地影响了其对于区内高阻故障和区外低阻故障的选择性。

参考文献

[1] 董新洲,汤涌,卜广全,等. 大型交直流混联电网安全运行面临的问题与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2019,39(11):3107-3119.

[2] 汤广福,庞辉,贺之渊. 先进交直流输电技术在中国的发展与应用[J]. 中国电机工程学报, 2016,36(7): 1760-1771.

[3] 陈国平,李明节,许涛. 特高压交直流电网系统保护及其关键技术[J]. 电力系统自动化,2018,42(22):2-10.

[4] 刘琪,宋国兵. 基于电流偏差均值控制特性的高压直流输电线路纵联保护新原理[J]. 中国电机工程学报, 2016,36(8):2159-2167.

参考文献

[1] 任晓红,王伟,郑健康,等. 500 kV 变压器套管典型故障及分析[J]. 高电压技术,2008,34(11):2513-2516.

[2] 郑新才,刘勋,孙晓珍. 500 kV 变压器中压套管末屏故障分析[J]. 变压器,2011,48(11):75-76.

[3] 吴鹏,薛娜,陆云才,等. 220 kV 穿缆式套管典型故障与头部结构分析[J]. 变压器,2015,52(11):71-76.

[4] 黄明明,任桂良,黄全振,等. 110 kV 变压器高压套管密封失效机理分析研究[J]. 变压器,2020,57(5): 84-87.

[5] 变压器油中溶解气体分析和判断导则:GB/T 7252—2001[S],2001.

作者简介:

李 林(1984),男,硕士,高级工程师,主要从事变电检修管理工作。

(收稿日期:2021-07-14)

[5] 王俊生,柳焕章. 高压直流输电线路保护的前加速[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(9):1-8.

[6] 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(24):149-154.

[7] 任师铎,肖浩,李银红. 高压直流输电线路行波保护实用整定原则[J]. 电力自动化设备,2019,39(9):54-60.

[8] 梁益,蔡泽洋,田得良,等. 直流线路行波保护解析整定方法[J]. 电网技术,2017,41(1):298-304.

[9] 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.

[10] 戴文睿,林圣. 基于线模电流故障分量的高压直流输电线路纵联保护方案[J]. 电力系统自动化,2020,44(19):142-152.

作者简介:

戴文睿(1996),男,硕士,主要从事电气化铁路牵引供电相关工作;

李小鹏(1987),男,博士,研究方向为高压直流输电控制与保护;

林 圣(1983),男,博士,教授,研究方向为电力系统继电保护与故障定位、牵引供电系统健康诊断与主动运维等。

(收稿日期:2021-06-25)