

《四川电力技术》
编辑委员会

主任委员 刘 勇

副主任委员 王 平

刘俊勇

委 员 (按姓氏笔画笔形为序)

丁理杰 邓亚军 甘德刚

田立峰 李镇义 朱国俊

朱 康 刘天琪 苏少春

杨子辛 肖 红 吴广宁

余 熙 邹见效 陈 缨

胡 灿 袁邦亮 徐 波

董秀成 韩晓言 曾嘉志

秘 书 李世平

程文婷

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

2020年第43卷第5期(总269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:陈 缨

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

E-mail:cdscdljs@163.com

印 刷:四川科锐得文化传播有限公司

封面设计:成都宏泰广告有限公司

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*19*

2020-10

目 次

· 高压技术 ·

风电场箱式变压器铁芯发热故障分析

..... 刘守豹,杨耀武,袁 志,童 理,方 圆,韦昌伟(1)

基于气象参数聚类分析的高原地区输电线路在线监测装置电源选择

..... 马小敏,王 超,袁 志,刘 凡,范松海(5)

高烈度地震触发山区输电线路震害发育分布规律

..... 刘翔云,黄 兴,廖邢军,宋玲林(11)

110 kV“上”字型输电线路复合材料横担耐雷水平研究

..... 柏继云,王亿勃,程范贤(14)

一起110 kV高压交流电缆外护套烧损故障原因分析

..... 刘云龙,邵 愚,周大明,黄会贤,袁子超,王 聪,谢 弦,张丽萍(18)

基于500 kV变电站的直击雷防护设计比较 殷 勤,任 杰(23)

· 电网技术 ·

多代理粒子群算法光储电站控制策略 张宇宁,王海云,刘树伟(27)

基于故障分量的系统侧谐波阻抗计算方法

..... 龚华麟,卿俊杰,李官宇,张择策,曾 雪,令狐静波,陈子阳,李媛媛(32)

110 kV变电站保护改造方法分析 霍 丹,吴 靖,田 骏,张 魁,叶李心(37)

国内外高压断路器操作回路比较研究 刘 超,李 倩,肖 异,贺 磊(43)

济南R3线短路试验研究 柳 鑫,吴 双,张桂林,刘光辉(49)

10 kV不接地系统单相接地故障接地相判别分析

..... 李 飞,王文松,王能进,聂慧元,李 成(53)

基于故障状态模拟的输电线路短路点定位方法 张铃珠(56)

基于新型站内引入光缆方案的研究与分析 冯 平,袁 亮,钟 于,吴成锋(62)

· 电力系统规划 ·

考虑网源协调发展的四川电网多适应性规划体系研究 汪荣华(65)

基于改进MGM的省级用电量中长期预测

..... 余 金,于国康,关洪浩,高贵亮,任 娟(73)

· 经验交流 ·

新型变电物资综合信息平台的构建研究

..... 谭洋洋,刘 君,杨红权,姜 波,钟 鹏,郭松宁,王 钢,舒文靖(79)

某热电联产企业供热管损大分析 王 波,屈焕成(84)

高压开关紧固螺钉预紧力拆卸力矩值异常分析与计算

..... 刘 波,夏亚林,崔 闪(88)

封面图片由陈翔提供

CONTENTS

• High Voltage Technology •

Analysis on Heating Fault of Package Transformer Core in Wind Farm
..... Liu Shoubao, Yang Yaowu, Yuan Zhi, Tong Li, Fang Yuan, Wei Changwei(1)

Selection of Power Supply Mode of Transmission Monitoring Device in Plateau Area Based on Clustering Analysis of Meteorological Parameters
..... Ma Xiaomin, Wang Chao, Yuan Zhi, Liu Fan, Fan Songhai(5)

Research on Development and Distribution Rules of Earthquake Damage for Transmission Line Induced by High Intensity Earthquake in Mountain Area
..... Liu Xiangyun, Huang Xing, Liao Xingjun, Song Linglin(11)

Study on Lightning Withstand Level of Composite Cross Arm Tower in 110 kV Transmission Line with Glyph Tower
..... Bo Jiyun, Wang Yibo, Cheng Fanxian(14)

Cause Analysis on Burning Failure of the Outer Sheath of 110 kV High – voltage AC Cable.
..... Liu Yunlong, Shao Yu, Zhou Daming, Huang Huixian, Yuan Zichao, Wang Cong, Xie Xian, Zhang Liping(18)

Comparison of Direct Lightning Protection Design Based on 500 kV Substation Yin Qin, Ren Jie(23)

• Power System Technology •

Multi – agent Particle Swarm Optimization Control Strategy for Optical Storage Power Station Zhang Yuning, Wang Haiyun, Liu Shuwei(27)

Utility Harmonic Impedance Estimation Based on Fault Component
..... Gong Hualing, Qing Junjie, Li Guanyu, Zhang Zece, Zeng Xue, Linghu Jingbo, Chen Ziyang, Li Yuanyuan(32)

Analysis on Protection Reformation Method in 110 kV Substation Huo Dan, Wu Jing, Tian Jun, Zhang Kui, Ye Lixin(37)

Comparison of Domestic and Foreign Operation Circuit of High – voltage Circuit – breaker. Liu Chao, Li Qian, Xiao Yi, He Lei(43)

Research on Short – circuit Test for Jinan Metro R3 Line Liu Xin, Wu Shuang, Zhang Guilin, Liu Guanghui(49)

Discrimination Analysis for Single – phase Ground Fault in 10 kV Ungrounded System
..... Li Fei, Wang Wensong, Wang Nengjin, Nie Huiyuan, Li Cheng(53)

A Short – circuit Location Method for Transmission Line Based on Fault State Simulation Zhang Lingzhu(56)

Research and Analysis on New Scheme of Introducing Optical Cables Feng Ping, Yuan Liang, Zhong Yu, Wu Chengfeng(62)

• Power System Planning •

Research on Multi – adaptive Planning System of Sichuan Power Grid Considering Development of Power Grid and Power Source Coordination
..... Wang Ronghua(65)

Medium and Long – term Forecast of Provincial Electricity Consumption Based on Improved MGM
..... Yu Jin, Yu Guokang, Guan Honghao, Gao Guiliang, Ren Juan(73)

• Experience Sharing •

Research on Construction of New Integrated Information Management Platform for Substation Materials
..... Tan Yangyang, Liu Jun, Yang Hongquan, Jiang Bo, Zhong Peng, Guo Songning, Wang Gang, Shu Wenjing(79)

Analysis on High Pressure Loss of Heating Pipeline in A Cogeneration Enterprise Wang Bo, Qu Huancheng(84)

Analysis and Calculation of Abnormal Moment Value of Pre – tightening Force for High – volgate Switchgear Fastening Bolt
..... Liu Bo, Xia Yalin, Cui Shan(88)

风电场箱式变压器铁芯发热故障分析

刘守豹¹,杨耀武²,袁志³,童理¹,方圆¹,韦昌伟¹

- (1. 大唐水电科学技术研究院有限公司,广西 南宁 530007;
2. 中国大唐集团有限公司重庆分公司,重庆 400020;
3. 国网四川省电力公司检修公司,四川 成都 610041)

摘要:箱式变压器是风电场进行能量传递的重要设备,针对某风电场连续发生的3起箱式变压器铁芯发热故障,对故障变压器开展油化分析、现场拆解,找到了引起发热的故障点。为对故障原因进行机理分析,采用有限元分析软件ANSYS MAXWELL建立涡流场分析模型,对变压器绕组、铁芯的发热情况进行量化计算。通过分析确定箱式变压器制造工艺存在缺陷,首端低压绕组与铁芯接触过于紧密是导致发热故障的原因。

关键词:风电场;箱式变压器;发热故障;有限元;涡流场

中图分类号:TM247 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)05-0001-04

Analysis on Heating Fault of Package Transformer Core in Wind Farm

Liu Shoubao¹, Yang Yaowu², Yuan Zhi³, Tong Li¹, Fang Yuan¹, Wei Changwei¹

- (1. Datang Hydropower Science & Technology Research Institute Co., Ltd., Nanning 530007, Guangxi, China;
2. Chongqing Branch Company of China Datang Co., Ltd., Chongqing 400020, China;
3. State Grid Sichuan Maintenance Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Package transformer is an important equipment for energy transfer in wind farm. Aiming at three cases of package transformer core heating faults occurring continuously in a wind farm, oil analysis and disintegration of the fault transformer are carried out, and the fault points causing the heating are found. In order to analyze the mechanism of the fault, the eddy current field analysis model is established by using finite element analysis software ANSYS MAXWELL to analyze the change. Quantitative calculation is carried out for the heating condition of the winding and core. Through the analysis, it is determined that there are defects in the manufacturing process of package transformer, and the reason of heating failure is that the low-voltage winding at the head contacts too closely with the iron core.

Key words:wind farm; package transformer; heating fault; finite element method; eddy current field

0 引言

目前水电调度问题常用的求解方法有线性规划、非线性规划、混合整数线性规划、动态规划以及启发式现代智能算法等^[1],其中混合整数线性规划变压器是风力发电机组能量转换过程中的重要组成部分,它将风力发电机发出的电能转换成高电压低电流形式并输送至电网^[1-3]。铁芯是变压器传递和交换能量的重要部件,为防止在运行电压作用下铁

芯出现悬浮电位放电,铁芯通常采用单点接地^[4-5]。实际运行中变压器由于设计、制造、材料等方面的问题,会发生铁芯多点接地、铁芯接地不良引起的铁芯发热故障^[6-9]。根据铁芯发热程度可分为低温过热、中温过热和高温过热,如果铁芯发热故障未得到控制和解决将会引发更大故障,导致变压器无法运行^[10]。

下面以某风电场连续发生的3起箱式变压器铁芯发热故障为分析对象,通过油化分析、现场拆解和仿真计算,确定箱式变压器制造工艺存在缺陷,首端低压绕组与铁芯接触过于紧密是导致发热故障的原因。

基金项目:中国大唐集团有限公司科技项目资助(智能水电设备状态评估及仿真关键技术研究及应用)

1 故障简介

2009 年 5 月某风电场第一台箱式变压器投运, 2010 年 10 月最后一台箱式变压器投运, 该风电场共安装 55 台同厂家、同型号、同批次风机箱式变压器, 其基本参数如下:

- 型号: ZGS - ZF - 1000/38. 5
- 电压组合: 38. 5 kV $\pm 2 \times 2. 5\%$ / 0. 62 kV
- 联接组别: D/Yn11
- 阻抗电压: 6. 31%

该变压器为三相、双绕组、油浸、自冷、低损耗、全密封、免维护电力变压器, 其整体外观和绕组铁芯如图 1 所示。



图 1 风电场箱式变压器

2016 年 5 月巡检发现风电二回 10 号箱式变压器空载油面温度达 65 ℃, 吊芯发现 A 相低压线圈上部绝缘圈碳化, 导线绝缘破坏, 其中紧邻的两根导线从上到下绝缘碳化。

2017 年 1 月风电二回 21 号箱式变压器电压异常, 吊芯检查发现变压器铁芯有多处明显过热痕迹, 铁芯至夹件引出连片已熔断, C 相绕组有过热现象, A 相低压侧线圈绕组烧断, 线圈烧断处在 6 级铁芯表面有明显烧蚀痕迹。

2017 年 8 月风电二回 2 号箱式变压器再次出现油

温过热问题, 解体发现 A、B、C 三相低压出口端绕组与铁芯接触紧密, 部分区域绝缘纸板已经发黑碳化。

2 故障原因分析

上述 3 台故障变压器具有共同的特点: 变压器油色黄亮, 油中有较浓的焦糊味, 这表明变压器油出现异常。例如 2016 年 5 月在对 10 号箱式变压器解体前开展的油化分析发现大量氢、烃、一氧化碳、二氧化碳类气体, 其中氢含量超过 260 $\mu\text{L/L}$, 总烃超过 1000 $\mu\text{L/L}$, 并出现乙炔, 油化报告如表 1 所示。

表 1 10 号箱式变压器油化分析报告 单位: $\mu\text{L/L}$

成分	油样 1	油样 2	平均值
H ₂	266. 02	273. 65	269. 84
CH ₄	574. 32	597. 09	585. 71
C ₂ H ₄	168. 08	171. 19	169. 64
C ₂ H ₆	267. 37	271. 83	269. 60
C ₂ H ₂	1. 73	1. 01	1. 37
CO	2 454. 12	2 506. 39	2 480. 26
CO ₂	8 806. 99	8 951. 55	8 879. 27
总烃	1 011. 50	1 041. 12	1 026. 31

通过三比值法对表 1 的数据进行分析, 表明变压器内部存在低温过热的问题, 其中 CO、CO₂、CH₄ 含量高表明变压器内部固体绝缘材料(绝缘纸、层压纸板、木块等)聚合物裂解, 聚合物在裂解过程中产生的水与铁作用产生 H₂; C₂H₂ 含量相对较低表明变压器内部未出现电火花。

下面依次给出 10 号、21 号、2 号箱式变压器解体照片如图 2—图 4 所示, 可见变压器首端绕组与铁芯之间接触过于紧密, 两者之间的绝缘材料有明显勒痕, 勒痕处绝缘纸和绕组绝缘材料碳化。从 3

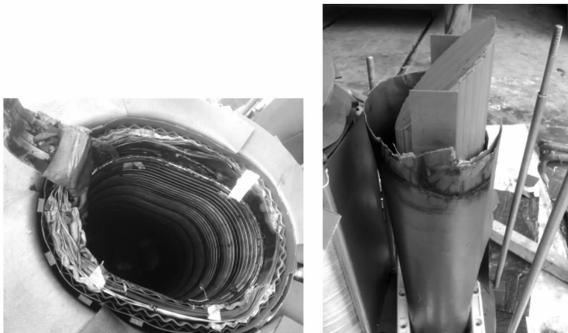
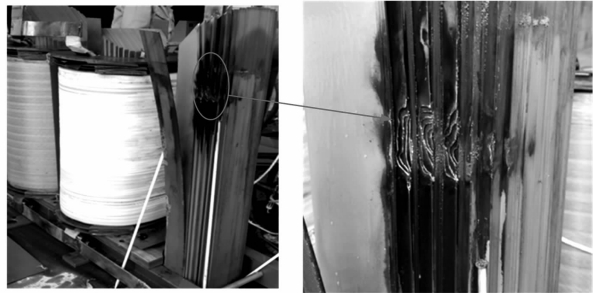


图 2 10 号变压器 A 相解体情况



(a) 铁芯接地铜排烧断 (b) 低压绕组引线绝缘碳化



(c) 铁芯表面烧蚀

图3 21号箱式变压器C相解体情况



(a) 低压首端绕组绝缘碳化 (b) 铁芯表面烧蚀



(c) 铁芯接地铜排烧断

图4 2号箱式变压器B相解体情况

台变压器的故障情况可以看出:1)故障点均位于低压绕组首端绕组和铁芯;2)低压绕组与铁芯紧密接触,导致热量无法通过油循环散发;3)局部发热引起绝缘材料碳化,进而使得低压绕组和铁芯之间绝缘丧失;4)低压绕组与铁芯紧密接触的部位通过大电流,使得铁芯与绕组接触面被烧蚀,大电流通过铁

芯接地铜排入地进而将铜排融化。

通过解体情况还可以得出如下结论:该风电场的箱式变压器问题不是偶发故障,而是在3台故障变压器中共同存在的,故障点低压绕组首端和引出线与铁芯之间紧密接触不是个案,因此判断厂家安装工艺存在缺陷。

3 铁芯发热的有限元分析

为了对变压器绕组和铁芯之间距离较近情况下绕组发热进行比较分析,采用有限元分析软件 ANSYS MAXWELL 建立简化二维轴对称涡流场分析模型,正常情况下绕组布置方式如图5所示,其中铁芯采用层叠硅钢片,高、低压线圈为铜导体。

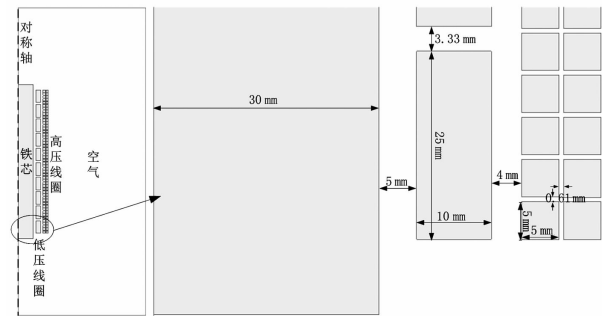
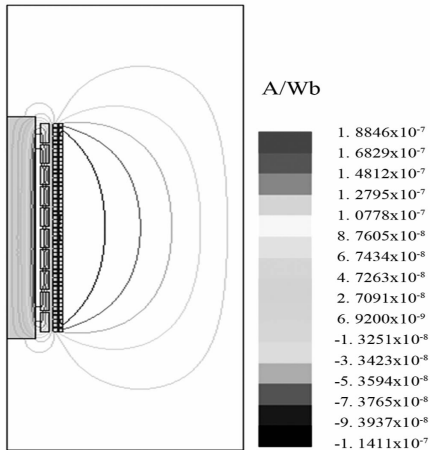


图5 验证模型空间布置

仿真计算得到正常布置方式下磁力线、电流密度、发热情况如图6所示。

从图6可知:低压绕组的首尾匝绕组由于端部效应,电流场分布较其他绕组不均匀,在靠近铁芯的端部区域电流集中,因此导致了首尾匝绕组部分区域成为“热点”。

为了对低压绕组靠近铁芯情况下的发热进行分析,将低压绕组从上往下数的第1、第3和第5匝向旋



(a) 磁力线分布

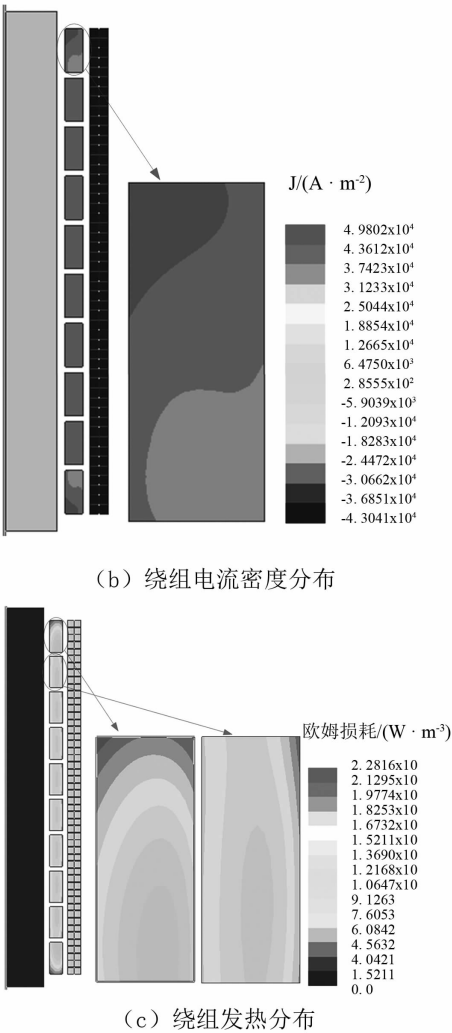


图6 正常布置方式下场计算结果

转轴方向内移 4.5 mm,重新计算得到场量分析如图 7 所示。

从图 7 可知,在低压绕组靠近铁芯的情况下,绕组电流分布的不均匀程度会加重。从 1 号、3 号到 5 号线圈,在同样靠近铁芯的情况下,电流分布的不均匀程度依次递减,这是因为1号线圈受端部效应的

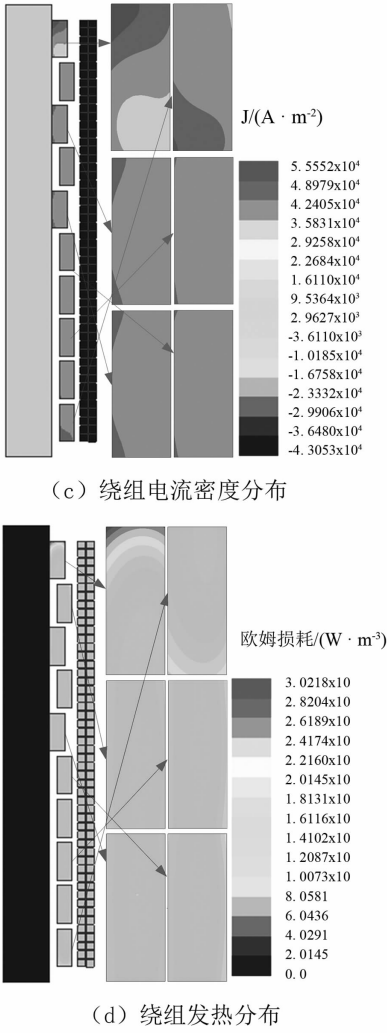


图7 部分低压绕组靠近铁芯情况下场计算结果

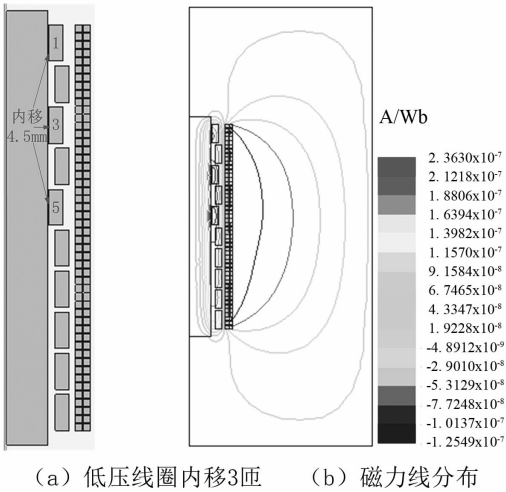
影响最严重。从发热情况来看,1 号线圈发热集中区域面积和最大发热量较正常情况下有明显提升,其中最大发热量从 22.8 W/m³ 增加至 30.2 W/m³。

4 结 语

1)该风电场箱式变压器铁芯发热是由于低压首端绕组与铁芯紧密接触造成的,低压侧首端与铁芯紧密接触导致发热加剧,同时紧密接触处变压器油无法通过,热量无法有效散发,在长期发热作用下绝缘老化,电流经低压线圈首端绕组再经铁芯入地导致铁芯接地扁铁熔断。

2)变压器绕组应与铁芯保持一定距离,铁芯与绕组接触紧密不仅导致绕组内部电流分布向局部区域集中,导致发热区域面积扩大和最大发热量升高,这种绕组与铁芯接触紧密引起发热增加的趋势对于

(下转第 10 页)



基于气象参数聚类分析的高原地区 输电线路在线监测装置电源选择

马小敏¹, 王超², 袁志³, 刘凡¹, 范松海¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041;
2. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041; 3. 国网四川省电力公司检修公司, 四川 成都 610041)

摘要:在线监测是保障电网安全运行和智能运检的重要手段, 不同于变电设备, 输电在线监测在交通条件差、运行维护难度大的高原地区作用尤为凸显, 但输电在线监测装置电源供电不足及环境适应性差等问题尤为突出, 其运行状况高度依赖于线路途经的气象环境条件, 因而输电线路在线监测装置电源选择的气象环境判定尤为重要。提出影响高原地区输电线路在线监测装置电源的关键气象环境因子, 采用聚类算法实现高原地区气象环境分类, 获得高原地区输电线路在线监测装置电源选择的4个典型气象区域, 进而提出高原地区输电线路在线监测装置电源供电方式选择的普适性建议, 为高原地区输电线路在线监测装置电源选择提供参考。

关键词:高原地区; 输电线路; 聚类算法; 气象分类

中图分类号: TM835 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2020)05-0005-06

Selection of Power Supply Mode of Transmission Monitoring Device in Plateau Area Based on Clustering Analysis of Meteorological Parameters

Ma Xiaomin¹, Wang Chao², Yuan Zhi³, Liu Fan¹, Fan Songhai¹

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;
3. State Grid Sichuan Maintenance Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Online monitoring is an important means to guarantee the safe operation and implement risk control and intelligent operation inspection in large power grid. Unlike substation equipment, the online monitoring outstanding function of transmission equipment lies in these plateau areas with remote traffic, complex geographic conditions, difficult operation and maintenance management. The adaptability problems of insufficient power supply and long endurance time of monitoring devices are prominent and its operation status highly depends on the environmental and meteorological conditions through which transmission lines pass, so the selection of environmental meteorological judgment is particularly important. The key environmental meteorological factors affecting power supply selection for online monitoring of transmission equipment in plateau area are proposed, and clustering algorithm is used to realize environmental meteorological classification in plateau area. Four typical meteorological regions affecting power supply selection of online monitoring devices for transmission lines in plateau area are obtained. Furthermore, some suggestions on the universality of power supply mode selection of online monitoring devices for transmission lines in plateau area in each typical meteorological region are proposed, which can provide a reference for power supply selection for online monitoring construction and transformation of transmission lines in those areas.

Key words: plateau area; transmission line; clustering algorithm; meteorology classification

0 引言

随着跨区域大电网的逐步建设发展和形成, 近

年来在线监测装置被越来越广泛地应用于输电线路, 尤其是在运行环境复杂、运行维护难度较大的高海拔恶劣环境地区^[1-6]。从两大电网(国网和南网)现场应用调研可知, 当前输电线路在线监测装

置供电电源方式普遍采用3种技术手段^[7-11]:太阳能+蓄电池、风能+蓄电池、太阳能+风能+蓄电池。另外,还有少数采用在输电线路感应取能的供电方式^[12-18]。

由于缺乏特别的技术标准规范,目前高原地区的输电设备在线监测普遍采用平原地区的输电设备在线监测技术规范。然而,高海拔地区地形地貌独特及气候环境复杂,各区域内太阳能、风能大小、分布及可利用程度差异较大,同时高原地区低温和大温差也影响着蓄电池持续稳定运行、储能容量及使用寿命,因此该地区在线监测装置经常出现电源供电不足、装置停运或断续运行等适应性问题,平原地区监测装置电源供电方式不适用于高海拔地区。

据统计,在高海拔地区的输电线路,在线监测装置的电源故障占到总故障70%以上。电源问题已成为高海拔地区输电在线监测装置应用的瓶颈,亟需开展高海拔地区输电在线监测装置供电的电源技术研究,特别在输电线路在线监测装置的电源方式选择与设备选型方面需加强研究,以提高线路在线监测装置电源的环境适应性,保障在线监测装置持续可靠地运行。现场运行实践表明,监测装置电源供电不足问题特别突出,其续航时间高度依赖于输电线路途经的自然环境气象条件,因此环境气象判定是输电线路在线监测装置电源选择首要考虑的技术问题。

1 影响输电线路在线监测装置电源供电选择的气象因素分析

输电线路在线监测装置的供电方式主要包括太阳能供电、风能供电、蓄电池供电、在线感应取能线圈供电。影响输电线路在线监测装置供电方式选择的气候环境因素主要包括装置安装地点的日照、风能、环境温度等因素。高原地区普遍具有的气压低、紫外强、昼夜温差大等特点,且同为高原地区,气象环境参数差异也较大,对高海拔地区输电线路在线监测装置及其供电提出了更高的要求。

1)高原地区普遍存在海拔较高、空气稀薄、日照强等特点,适宜在日照充足且时间长的高原地区利用太阳能供电。但如统一采用太阳能+蓄电池方式并不能完全满足不同高原地区的需要。

运行环境温度对蓄电池性能影响很显著,当环境温度较高或较低时,将加速蓄电池能量消耗,从而

降低蓄电池的供电持续时间。此外,环境温度对太阳能电池板的工作效率也有较大影响。当太阳能电池板表面温度较高时,太阳能板输出功率与其表面温度呈负相关的线性关系特征使得太阳能电池板的输出效率降低;当环境温度低于0℃且空气温度较高时,在线监测装置电池板覆冰后将会降低太阳能板接收太阳光的能力从而降低太阳能电池板的供电效率,此时主要依靠蓄电池给在线监测装置持续供电,从而降低输电线路在线监测装置电源的不可靠运行风险。

2)高原风能资源较好的地区,适宜选择风能供电方式,但当装置安装地点的最大风速超过40 m/s或极大风速超过60 m/s,或安装地点的最低气温低于-20℃,长期冰雪、雷暴、盐雾或沙尘气候时,将大幅增加风机的运行维护难度和成本,不宜选择风能+蓄电池的供电方式。

2 高原地区典型环境气象分类

2.1 高原地区气象分类因子选择

中国高原地区分为青藏高原、云贵高原、内蒙古高原和黄土高原,其典型气候环境特点如下:1)青藏高原地区太阳辐射强烈,日照时间长,年太阳辐射总量586~753 kJ/cm²,年日照总时数2500~3200 h;气温低,最高平均温度20℃,最低平均温度-6℃;年平均风速约1~3 m/s。2)黄土高原地区最高平均温度28℃,最低平均温度3℃,具有冬季严寒、夏季暖热的特点;年均风速约3~5 m/s;年日照总时数2800~3200 h。3)云贵高原地区最高平均温度24℃,最低平均温度5℃;日照时数偏少,年日照总时数1200~1400 h;年平均风速约1~3 m/s。4)内蒙古高原地区是中国多风地区之一,年均风速约7~9 m/s,8级以上大风日数约50~90 d;高原上日照充足,年日照总时数约2800~3200 h;最高平均温度24℃,最低平均温度-3℃。

以上四大高原地区气象特点较为粗略,由于同一高原的气候环境差异也较大,难以在输电线路在线监测装置电源选择时使用。此外,上述地区分类以地理位置划分,但各区域内或区域间可能存在相似的气象区域。

根据前面的高原气象条件对输电线路在线监测装置供电方式的影响分析,高原地区气象条件的主

要分类因子包括平均日照、环境风速、环境温度等。考虑到在线监测装置供电方式的选择更多依赖于当地的平均日照时间和环境风速,而环境温度主要对蓄电池的影响最为显著,不论采用何种供电方式,为提高在线监测装置供电可靠性,均需搭配蓄电池供电,因此在供电方式选择中主要分析平均日照和环境风速两个气象因子。表1 将四大高原细分为60 个高原地市,并列出其平均日照和环境风速两项环境气象数据作为所做研究的依据。

表1 高原气候环境气象数据

高原地市	平均日照/h	环境风速/(m · s ⁻¹)
四川甘孜州	1500	4.5
四川阿坝州	1800	4.2
四川凉山州	3000	5.0
四川攀枝花	2800	4.0
四川雅安	1000	3.0
四川广元	1200	3.0
西藏拉萨	2800	4.0
西藏林芝	1400	4.0
西藏山南	2500	5.0
西藏昌都	1800	4.0
西藏墨脱	2800	4.7
西藏萨嘎	2700	4.5
西藏普兰	2800	5.0
西藏纳木错	2500	4.5
贵州贵阳	1200	2.0
贵州毕节	1300	3.0
贵州习水	1000	2.5
贵州安顺	1100	3.5
贵州兴仁	1300	2.5
湖南南岳	1500	3.5
内蒙古呼和浩特	3500	7.5
内蒙古二连浩特	3600	8.5
内蒙古包头	3700	8.0
内蒙古集宁	3500	7.0
内蒙古临河	3300	8.0
内蒙古东胜	3300	8.0
内蒙古多伦	3500	9.0
宁夏银川	2600	7.0
宁夏西吉	2500	6.5
宁夏中卫	2400	7.0
宁夏盐池	2600	6.5
宁夏固原	2400	7.5
山西大同	2400	5.0
山西榆社	2600	4.5
山西五寨	2800	5.5
陕西榆林	2500	5.0

(续)		
高原地市	平均日照/h	环境风速/(m · s ⁻¹)
陕西延安	2600	6.0
云南昆明	1400	2.5
云南德钦	1500	3.0
云南昭通	1400	2.5
云南丽江	1300	3.0
云南腾冲	1400	2.0
云南大理	1500	3.0
云南玉溪	1200	2.5
云南宜良	1300	3.0
云南楚雄	1400	3.5
云南曲靖	1500	3.0
甘肃兰州	2600	3.4
甘肃酒泉	2700	6.5
甘肃武威	2400	7.0
甘肃平凉	2500	7.5
甘肃天水	2700	5.5
甘肃玉门	2400	6.5
甘肃敦煌	2600	7.0
青海西宁	3000	5.5
青海祁连	3500	6.5
青海格尔木	3400	8.0
青海德令哈	3200	8.0
青海都兰	3300	8.5
青海泽库	3200	8.5

2.2 聚类分析算法及数据规范化

聚类分析是指将一个物理或抽象的数据对象集合分组成为多个具有类似特征数据族的新集合处理过程。换言之,聚类分析目的就是在相似基础上对收集数据进行聚类分类。通过对采集样本数据进行聚类以衡量不同数据源间的相似性,把数据源分类到不同的聚类族中,获得新的类似特征数据集合。聚类算法的一般步骤如下:

1)初始化:从 m 个样本数据 x 中选择 k 个代表点 $p_1, p_2, p_3, \dots, p_k$; k 为聚类族数量。

2)建立 k 个空间聚类表。

3)按照最小距离法则逐个对样本 x 进行分类计算,用 $d_{\min}$ 表示最小距离,即

$$d_{\min} = \min \partial(x, p_k)$$

(1)

4)计算目标函数 J 及用各聚类列表数据计算聚类均值,作为各聚类新代表点,即

$$J = \sum_{i=1}^k [x_i - c_k(i)]^2$$

(2)

式中: x_i 为第 i 个测量值; $c_k(i)$ 为数据 x_i 就近的第 k 个聚类中心。

5)若 J 不变或代表点未发生变化,则停止,否则

转第2步。

通常而言,实测数据应进行规范化预处理,以消除实测数据量纲及取值范围差异而导致的聚类分析结果异常,常采用的最大-最小(MAX-MIN)规范化转换如式(3):

$$x^* = \frac{x - \min(x)}{\max(x) - \min(x)} \tag{3}$$

式中: x^* 为实测数据据的归一化值; $\max(x)$ 为最大实测数据; $\min(x)$ 为最小实测数据; $\max(x) - \min(x)$ 为实测数据极差。

2.3 高原地区环境气象因子聚类分类

1)高原环境气象因子聚类族数量选择

针对表1中所给环境气象因子数据,在进行聚类分类前应进行聚类族数量 k 的选择确定,采用内平方和启发式算法(within sum of square, WSS)实现,其算法表达式为

$$WSS = \sum_{i=1}^m d(x_i, c(i))^2 = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n [x_{ij} - c_j(i)]^2 \tag{4}$$

式中: $c(i)$ 为与第 i 个数据点最近的聚类中心; $d(x_i, c(i))$ 为第 i 个数据点到 $c_j(i)$ 的距离;WSS为所有数据点到最近中心距离的平方和。

利用式(4)进行聚类族数量计算选择,其WSS曲线如图1所示。很显然,在 $k=4$ 时WSS已经没有什么显著减小,因此,该高原环境气象因子聚类族数量适宜取4个。

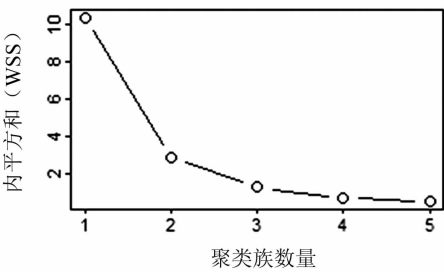


图1 聚类分析聚类族选择

2)高原环境气象因子聚类分类

根据所确定的聚类族数量对表1中环境气象因子数据进行聚类计算与分析,采用K均值算法实现聚类处理,其计算输出聚类结果如图2所示。

观察图2中聚类情况,很显然,表1中环境气象因子数据被聚类为4类,如图中①、②、③、④所示,其中符号“⊕”表示各聚类族中心,各聚类族聚类效果明显,只有族①和族③边缘相对较近,但聚类中心

也相对较远。根据图2聚类结果,将表1中环境气象因子分类成4类气象环境地区,如表2所示。

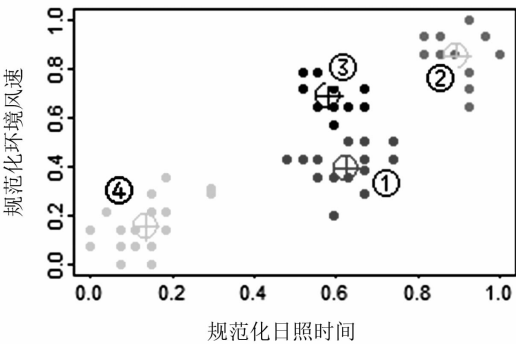


图2 高原气象环境因子聚类分类
表2 高原气候环境气象分类结果

高原地市	日照 /h	风速 /(m·s ⁻¹)	分类族	地区气象 特性
四川凉山州	3000	5.0	1	强太阳能 中等风能
四川攀枝花	2800	4.0	1	
西藏拉萨	2800	4.0	1	
西藏山南	2500	5.0	1	
西藏墨脱	2800	4.7	1	
西藏萨嘎	2700	4.5	1	
西藏普兰	2800	5.0	1	
西藏纳木错	2500	4.5	1	
山西大同	2400	5.0	1	
山西榆社	2600	4.5	1	
山西五寨	2800	5.5	1	
陕西榆林	2500	5.0	1	
甘肃兰州	2600	3.4	1	
甘肃天水	2700	5.5	1	
青海西宁	3000	5.5	1	
内蒙古呼和浩特	3500	7.5	2	强太阳能 强风能
内蒙古二连浩特	3600	8.5	2	
内蒙古包头	3700	8.0	2	
内蒙古集宁	3500	7.0	2	
内蒙古临河	3300	8.0	2	
内蒙古东胜	3300	8.0	2	
内蒙古多伦	3500	9.0	2	
青海祁连	3500	6.5	2	
青海格尔木	3400	8.0	2	
青海德令哈	3200	8.0	2	
青海都兰	3300	8.5	2	
青海泽库	3200	8.5	2	

(续)				
高原地市	日照 /h	风速 /(m·s ⁻¹)	分类族	地区气象 特性
宁夏银川	2600	7.0	3	中等太阳能 强风能
宁夏西吉	2500	6.5	3	
宁夏中卫	2400	7.0	3	
宁夏盐池	2600	6.5	3	
宁夏固原	2400	7.5	3	
陕西延安	2600	6.0	3	
甘肃酒泉	2700	6.5	3	
甘肃武威	2400	7.0	3	
甘肃平凉	2500	7.5	3	
甘肃玉门	2400	6.5	3	
甘肃敦煌	2600	7.0	3	
四川甘孜州	1500	4.5	4	弱太阳能 弱风能
四川阿坝州	1800	4.2	4	
四川雅安	1000	3.0	4	
四川广元	1200	3.0	4	
西藏林芝	1400	4.0	4	
西藏昌都	1800	4.0	4	
贵州贵阳	1200	2.0	4	
贵州毕节	1300	3.0	4	
贵州习水	1000	2.5	4	
贵州安顺	1100	3.5	4	
贵州兴仁	1300	2.5	4	
湖南南岳	1500	3.5	4	
云南昆明	1400	2.5	4	
云南德钦	1500	3.0	4	
云南昭通	1400	2.5	4	
云南丽江	1300	3.0	4	
云南腾冲	1400	2.0	4	
云南大理	1500	3.0	4	
云南玉溪	1200	2.5	4	
云南宜良	1300	3.0	4	
云南楚雄	1400	3.5	4	
云南曲靖	1500	3.0	4	

结合图 2 及表 2 整理分类情况,归类获得 4 个典型的高原地区气象特性分类结果:(1)强太阳能、中等风能地区;(2)强太阳能强风能地区;(3)中等太阳能、强风能地区;(4)弱太阳能、弱风能地区。比较分析表 2 中环境气象因子数据分类情况,数据归类适当,与所在高原地区气象特性描述一致。

3 高原线路在线监测装置电源供电方式选择

根据上述高原地区太阳能、风能分布情况确定聚类分类的典型气象特征区域,进行该地区输电线

路在线监测装置电源供电的合理选择,以提高线路在线监测装置电源供电的稳定性和可靠性。

1)强太阳能、强风能高原地区

针对强太阳能、强风能高原地区,输电线路在线监测装置电源适宜采用太阳能+风能+蓄电池的供电方式。在此电源供电方式下,当日照和风能条件较好时,以太阳能+风能混合供电为主,同时向蓄电池充电;当太阳能和风能条件均较差时,利用蓄电池向在线监测装置供电。蓄电池选型选择耐高温或耐低温型蓄电池。

2)强太阳能、中等风能高原地区

针对强太阳能、中等风能高原地区,输电线路在线监测装置电源适宜采用太阳能+蓄电池的供电方式。在此电源供电方式下,当日照条件较好时,以太阳能供电为主,同时向蓄电池充电;当日照条件均较差时,利用蓄电池向在线监测装置供电。蓄电池选型结合环境的最高、最低平均温度选择。

3)中等太阳能、强风能高原地区

针对强风能、中等太阳能高原地区,输电线路在线监测装置的电源适宜采用风能+蓄电池的供电方式。在此电源供电方式下,当风能条件较好时,以风能供电为主,同时向蓄电池充电;当风能较差时,利用蓄电池向在线监测装置供电。蓄电池选型结合环境的最高、最低平均温度进行选择。

4)弱太阳能、弱风能高原地区

针对弱太阳能、弱风能高原地区,输电线路在线监测装置电源适宜采用在线感应取能+蓄电池的供电方式。线路带负荷时,利用在线感应取能线圈向线路在线监测装置供电,同时向蓄电池充电;当线路不带电时,利用蓄电池向在线监测装置供电。蓄电池选型结合环境的最高、最低平均温度进行选择。

4 结 语

1)在缺乏高原地区输电线路在线监测装置电源供电选择技术规范或标准指导前提下,提出了影响高原地区输电线路在线监测装置电源可靠运行的环境气象问题,为高原地区输电线路监测装置电源供电选择提供思路。

2)深入分析影响高原地区输电线路在线监测装置电源的环境气象问题,获得了影响高原地区输电线路在线监测装置电源的主要气象因素并提出了

环境气象分类因子,实现了高原地区输电线路在线监测装置电源选择的环境气象分类。

3)针对高原地区环境气象分类的典型气象特征,提出了相应气象区域的输电线路在线监测装置电源供电选择参考,具有工程应用意义。

参考文献

[1] 王炳强,岳嵩,吴元香,等. 高海拔地区 220 kV 输电线路带电作业安全距离技术研究[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(24):158-162.

[2] 刘磊,田丰,李敏,等. 多物理因素影响下的高海拔特高压直流输电线路电磁环境预测[J]. 南方电网技术,2016,10(9):43-48.

[3] 胡建勋,刘凯,刘庭,等. 500 kV 高海拔紧凑型输电线路带电作业实验研究[J]. 高压电器,2010,46(4):35-39.

[4] 王力农,胡毅,刘凯,等. 500 kV 高海拔紧凑型线路带电作业研究[J]. 高电压技术,2005,31(8):12-14.

[5] 刘磊,李敏,李锐海,等. 高海拔地区±800 kV 特高压直流输电线路电磁环境中的气象参数影响[J]. 高电压技术,2012,38(12):3177-3181.

[6] 李敏,曾嵘,余占清,等. 高海拔地区直流输电线路的电晕损耗[J]. 高电压技术,2011,37(3):746-751.

[7] 陈忠华,俞容江,胡晨刚,等. 输电线路在线监测装置风光互补电源能量管理策略[J]. 电力与能源,2017,38(4):387-390.

[8] 褚强,李刚,张建成. 一种基于超级电容的输电线路在线监测系统电源设计[J]. 电力自动化设备,2013,33

(3):152-157.

[9] 肖俊明,韦学辉,李燕斌,等. 独立型风光互补系统分布式电源的优化设计[J]. 电测与仪表,2016,53(6):118-123.

[10] 张敏,覃煜,王红斌,等. 输电线路在线监测装置供电电源设计[J]. 广东电力,2018,31(10):94-100.

[11] 支理想,刘喆,张立东,等. 高压输电线路在线监测供电电源研究及应用[J]. 电源技术,2015,39(2):413-415.

[12] 李武云,江虹,何小利. 高压输电线路监测设备感应电源设计[J],自动化仪表,2019,40(2):23-29.

[13] 谢志远,毕亭亭,金慧莹,等. 高压输配电线路在线监测设备供电电源的研究[J]. 电测与仪表,2016,53(22):16-21.

[14] 朱永灿,黄新波,张冠军,等. 输电线路在线监测设备供电电源应用分析[J]. 高压电器,2018,54(7):231-236.

[15] 陈凯. 高压输电线路在线监测装置供能电源的研制[J]. 广东电力,2016,29(2):121-125.

[16] 李先志,杜林,陈伟根,等. 输电线路在线监测系统取能电源的设计新原理[J]. 电力系统自动化,2008,32(1):76-80.

[17] 焦斌亮,付伟,赵德功. 高压输电线路 CT 取能电源的设计[J]. 电源技术,2013,37(1):130-133.

[18] 熊兰,何友忠,宋道军,等. 输变电线路在线监测设备供电电源的设计[J]. 高电压技术,2010,36(9):2252-2257.

作者简介：
马小敏 (1988),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电网设备在线监测及故障诊断、GIS 带电检测等。
(收稿日期:2020-04-17)

(上接第 4 页)
首端绕组尤其显著。

3)对于该风电场中仍在运行的箱式变压器,应该加强油色谱分析,一旦发生特征气体产气率升高,则极有可能是首端绕组制造工艺缺陷导致的,应该立即停止运行并进行大修处理。大修时应对低压绕组及铁芯表面的绝缘材料进行更换并增加首端绕组与铁芯之间的间隙。

参考文献

[1] 余光凯,张博,鲁铁成,等. 风电机组箱式变压器雷击事故分析与仿真研究[J]. 变压器,2017,54(2):62-65.

[2] 王稳. 山地风电场箱式变压器雷击损害事故分析及防范措施[J]. 电气应用,2017,36(9):37-40.

[3] 施广宇. 一起绝缘油硫腐蚀引发的变压器绝缘事故的分析[J]. 变压器,2019,56(3):85-86.

[4] 刘朝平. 海洋石油平台干式变压器铁心多点接地常见原因及预防措施[J]. 电气应用,2018,37(12):28-30.

[5] 黄俊. 变压器铁芯漏电在线监测传感系统的研究[J]. 仪表技术与传感器,2017(1):101-105.

[6] 刘毅. 配电变压器铁心多点接地故障的有限元仿真研究[J]. 变压器,2018,55(7):41-46.

[7] 汪一雄,方毅平,董卓,等. 变压器铁芯夹件多点接地故障分析处理[J]. 湖南电力,2016,36(3):69-72.

[8] 赵坤,聂德鑫,汪泉,等. 一种变压器铁芯接地电流监测仪的校准方法及不确定度评定[J]. 仪表技术与传感器,2018(9):110-113.

[9] 洪亮,徐康健. 变压器铁芯接地电流异常的检查与处理[J]. 电工电气,2015(2):59-60.

作者简介：
刘守豹(1983),男,博士,高级工程师,主要研究方向为电力系统暂态分析与工程电磁场数值计算。
(收稿日期:2020-05-17)

高烈度地震触发山区输电线路震害发育分布规律

刘翔云,黄 兴,廖邢军,宋玲林
(西南电力设计院有限公司,四川 成都 610021)

摘 要:“5·12”汶川地震和“4·20”芦山地震均具有震级大、烈度高、破坏性强等特点,给地震灾区内的电网工程造成了极大的破坏。通过芦山地震震后对康崇线 500 kV 输电线路震害的现场调查结果,利用统计方法对输电线路震害的分布与地震烈度、陡坡坡度、地形地貌、杆塔基础外露比及基础嵌固比等因素的关系进行分析,得出了高烈度地震区输电线路地震灾害发育分布规律。在此基础上,根据各震害类型特点将输电线路塔场地基基础的损坏分为场地破坏和地基基础破坏,便于有针对性地对输电线路进行防震设计。

关键词:高烈度地震;山区输电线路;震害;发育分布规律

中图分类号:TM752 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0011-03

Research on Development and Distribution Rules of Earthquake Damage for Transmission Line Induced by High Intensity Earthquake in Mountain Area

Liu Xiangyun, Huang Xing, Liao Xingjun, Song Linglin
(CPECC Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., Chengdu 610021, Sichuan, China)

Abstract: As Wenchuan earthquake and Lushan earthquake were of high magnitude and high intensity, it caused a considerable damage to power grid project in disaster area. Field investigations are carried out for KangChong 500 kV transmission lines in Lushan earthquake area after the earthquake, and the general distribution situation of the transmission line damage is obtained. Then the relationship between the earthquake intensity, the seismogenic fault distance, the slope steepness, the topography and the foundation type of tower is investigated statistically. And an overall view of the development and distribution rules of earthquake damage for transmission lines in high intensity earthquake zone is obtained. On this basis, transmission line damage is mainly due to the fault of observation tower site and foundation failure.

Key words: high intensity earthquake; transmission line in mountain area; earthquake damage; development and distribution rules

0 引 言

中国西部地区受到印度板块和欧亚板块的碰撞影响,青藏高原强烈变形,高原内部及其边缘的活断层上经常发生强烈地震,是世界大陆内部活跃的强烈地震区之一。中国西南地区水电资源丰富,输电线路很多从高烈度地震区穿过,大多在崇山峻岭中走线,塔位所在处地形陡峻,地质构造复杂。

“5·12”汶川地震震中烈度为Ⅺ度,“4·20”芦山地震震中烈度为Ⅸ度。这两次地震均为高烈度地震,波及范围广,给该区域内的电网工程造成了极大

的破坏。据不完全统计,在汶川地震中输电线路受损数达到 1643 条,其中 500 kV 的线路受损 4 条,220 kV~330 kV 的线路受损 64 条。

已有调查结果表明线路受损情况与变压器、断路器、隔离开关、电压互感器、电流互感器等震害相比较轻^[1-3]。但在地震中倒塌、破坏仍较多,主要是地基不均匀沉降、山体滑坡、泥石流等造成的塔体倾斜、倾倒、构件损坏等^[4-5]。而实际上由于地形陡峭、岩体风化破碎等,强烈地震时,地震诱发的灾害,特别是在山岳地区,其危害比地震直接造成的还要大^[6-10]。

“4·20”芦山地震发生后,西南电力设计院有

限公司等单位迅速组织了相关人员进行系统的震害排查,迅速掌握了芦山地震后在建和已建典型输电线路(康崇线 500 kV 输电线路)塔位、塔基出现明显破坏或失稳资料。下面通过这些资料分析,以 500 kV 康崇输电线路为对象,对震害塔位从场地烈度、地形坡度、地形地貌、基础形式等方面进行分析和研究,从而获得高地震烈度区陡坡地形带塔位和塔基的震害类型、分布特点。

1 芦山地震震害及分析

1.1 与地震烈度的关系

统计康崇线塔基在不同烈度区损坏数,结果见表 1。

表 1 康崇线塔位不同烈度区震害统计			
烈度区	总基数/基	震害基数/基	损坏比例/%
Ⅵ度以下地区	172	5	2.9
Ⅵ度区	153	24	16.3
Ⅶ度区	36	6	16.7
Ⅷ度区	92	17	18.2

从表 1 可以看出,随地震烈度增加,震害也在逐渐增大。Ⅵ度以下地区输电线路损坏比例仅为 2.9%,到Ⅵ度区后,损坏比例显著增高。从输电线路塔基损坏统计结果看,Ⅵ度损坏比例急剧上升,并且接近Ⅶ度,甚至Ⅷ度区。进一步分析,Ⅵ度区塔基的破坏特点,其破坏程度还是较Ⅶ度、Ⅷ度区轻,震害类型主要有滚石砸坏等由地震地质灾害引起的损坏。输电线路一般地震烈度Ⅶ度及以上才考虑抗震设防是合理的,在Ⅵ度区走线时,地质灾害对塔基的不良影响可采取适当的防护措施。

1.2 与地形坡度的关系

将塔基所处的地形坡度分成: <10°、10°~<15°、15°~<20°、20°~<25°、25°~<30°、30°~<35°、35°~<40°以及≥40°共 8 档,对 52 个震害塔基的地形坡度进行统计分析,同时与全线路塔基地形坡度进行对比,获得不同坡度条件下塔基的损坏比例,结果见图 1。从图 1 可以看出,坡度越陡,发生震害的比例越大,其中坡度为 30°~<40°时震害比例较大。

将震害从表象和宏观特征将其分为堡坎开裂、滚石砸坏、下方山体塌方、基础周边土体裂缝、上方山体滑坡 5 种破坏方式。为了探讨塔基破坏方式与塔基

侧坡度的关联性,将塔基侧坡度分为:15°~<20°、20°~<25°、25°~<30°、30°~<35°、35°~<40°、40°~<45°共 7 档,对不同的震害类型在不同坡度的分布情况进行统计,结果见图 2。

从图 2 总体可以看出塔基破坏类型中滚石砸坏、周边土体裂缝分布的坡度范围较大,堡坎开裂、下方土体塌方分布在坡度较陡段。

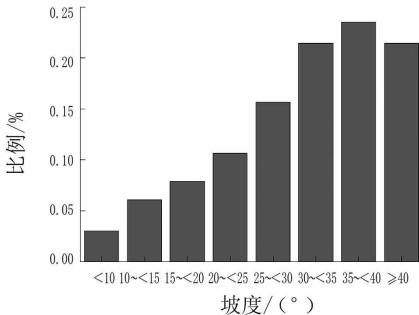


图 1 震害随陡坡自然坡度分布情况

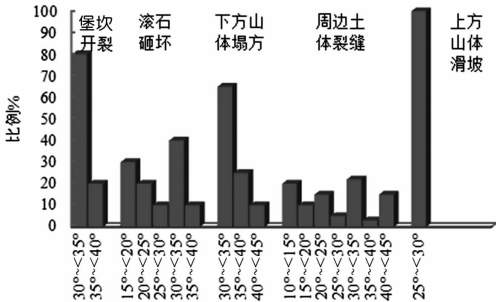


图 2 各个震害类型随基侧坡度分布情况

不同震害破坏方式发育的地形地貌、地形坡度统计如图 3 所示。

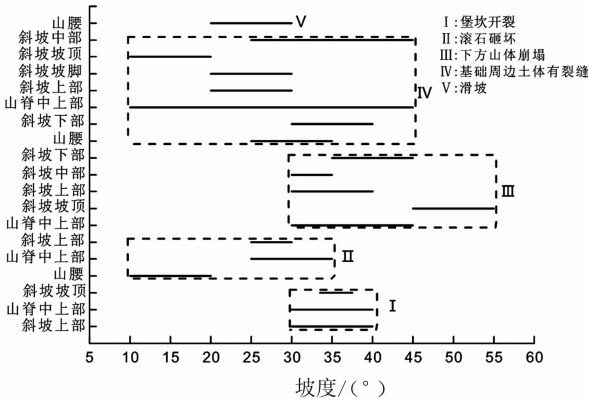


图 3 震害整体统计结果

堡坎开裂主要发生在坡体中上部靠近坡顶的部位,表现为施工自建平台外堡坎出现裂缝。这类损坏主要发生在塔基处坡度 30°~40°内;滚石砸坏发生在坡体中上部靠近坡腰的位置,随坡高增高,发生震害坡体坡度也随之变大,中低山斜坡震害主要发生在 10°~20°坡段内,而高山斜坡震害则发生在

25°~40°坡段内;下方山体塌方发生在斜坡(坡脊)中上部,并且基侧坡度较陡,一般约 30°~45°坡段内;基础周边土体有裂缝出现该类损坏的地形地貌无集中表现,即各类地貌中均有发育。出现的地形坡度亦从相对较缓至陡坡,发生范围较广。

总之,大部分的震害分布在地形坡度为 20°~45°的坡段内,现场调查同时发现,震害产生的具体部位还与微地貌形态有密切关系。

2 震害特征

对堡坎开裂、滚石砸坏、下方山体塌方、基础周边土体裂缝、上方山体滑坡 5 种塔基破坏方式进一步分析其震害特征。

堡坎开裂是桩基施工挖土堆砌于塔基周围形成的堡坎在地震作用下产生裂缝,外在表现为堡坎开裂,实质上是地震作用下地基基础的损坏。主要发生在坡体中上部,塔基处坡度 30°~<40°。

滚石砸坏则是塔基被处于其上方的山体崩塌落石砸中而损坏,是受地震地质灾害的影响而损坏。发育坡度几乎涵盖所设的 7 个档,随机性较大。

下方山体塌方是指地震作用下桩侧坡土体出现变形、甚至塌方。陡坡场地上的桩基础一般会有一侧或多侧外边坡,外边坡的土体实质上构成桩周土体,因此外侧(下侧)坡失稳破坏实质上是桩周部分土体发生比裂缝更严重的变形破坏,因此,其表象虽为滑塌地质灾害,实质上是桩周土体失稳,因而可归为地基基础损坏。

基础周边土体裂缝则是桩基础在地震力作用下桩周土出现裂缝,一般认为桩基础的破坏包括桩本身破坏以及桩周土体破坏等,因此该种破坏实质上是地震作用下地基基础的损坏。

上方山体滑坡是塔基被处于其上方的山体滑坡的滑动、堆积作用而损坏,是受地震地质灾害的影响而损坏。上方山体滑坡主要发生在 25°~<30°坡段,因为一般覆盖层边坡坡度在 25°~<40°左右,而基岩边坡坡度则可能更陡,超过 35°后坡积层就很难停积。

因此,根据震害特征将堡坎开裂、下方山体塌方、基础周边土体裂缝的震害类型归为地震致地基基础损坏,而将上方山体滑坡、滚石砸坏的震害归为地震地质灾害致地基基础损坏。

将前述的 5 类塔基破坏方式按其震害类型重新统计,结果见表 2。

表 2 不同震害类型桩基损坏数量

震害类型	震害桩基 /个	震害桩基 总数/个	比例/%
地震致地基基础损坏	92	106	86.7
地震地质灾害致地基 基础损坏	14	106	13.3

输电线塔场地地基基础的损坏包括场地破坏和地基基础破坏。场地破坏主要表现在场地岩土体的滑坡、崩塌等失稳破坏,场地破坏可能会对地基基础造成不良影响。地震致地基基础损坏主要为塔基周边土体破坏,因线路荷载与地震力共同作用下引起,直接影响线路基础稳定,此类为线路设计时主要防治对象。地震致地基基础损坏数量较大,占 86.7%,而地震地质灾害致地基基础损坏也占有一定比例,为 13.3%。

通过上面统计分析数据,山区线路优先选取地势起伏较小的斜坡走线,当陡坡坡度大于 30°以上地区,不宜修筑堡坎,山区线路基础优先考虑埋置深的原状土基础,受浅层土体变形影响小,同时不宜在塔基周围弃土。

3 结 语

通过研究,对高烈度地震触发的输电线路震害发育分布可以得到以下基本结论:

1) 随地震烈度增加,震害也在逐渐增大。到Ⅵ度区后,损坏比例显著增高。进一步分析Ⅵ度区塔基的破坏特点,可以看出其破坏程度还是较Ⅶ度、Ⅷ度区轻,输电线路一般地震烈度Ⅶ度及以上才考虑抗震设防是合理的,在Ⅵ度区走线时,地质灾害对塔基的不良影响可采取适当的防护措施。

2) 坡度越陡,发生震害的比例越大,其中坡度为 30°~40°时震害比例较大。同时,塔基破坏方式与塔基侧坡度的关联性得出塔基破坏类型中滚石砸坏、周边土体裂缝分布的坡度范围较大,堡坎开裂、下方土体塌方分布在坡度较陡段。

3) 绝大部分的地震灾害点都分布在 20°~50°的坡段内,地震灾害产生的具体部位与微地貌形态还有密切的关系。通常发生在斜坡或坡脊的中上部。

(下转第 64 页)

110 kV“上”字型输电线路复合材料横担耐雷水平研究

柏继云¹, 王亿勃², 程范贤³

(1. 海南电网有限责任公司三亚供电局, 海南 三亚 572000;
2. 海南电网有限责任公司海南送变电工程有限公司, 海南 海口 570203;
3. 海南电网有限责任公司琼海供电局, 海南 琼海 571400)

摘要:随着材料工艺和技术的不断成熟,复合材料在输电线路杆塔工程中应用逐渐增多,为研究复合材料杆塔在 110 kV 输电线路中的防雷性能,在 ATP-EMTP 软件中建立 110 kV 典型“上”字型输电线路复合材料横担仿真模型,从地面倾角和复合横担不同长度等对杆塔耐雷水平进行研究。根据耐雷水平计算结果,提出同时满足防雷性能和安全裕度优化的复合材料杆塔结构方案。

关键词:复合材料横担;110 kV;“上”字型输电线路;耐雷水平;电磁暂态仿真程序

中图分类号:TM863 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0014-04

Study on Lightning Withstand Level of Composite Cross Arm Tower in 110 kV Transmission Line with Glyph Tower

Bo Jiyun¹, Wang Yibo², Cheng Fanxian³

(1. Sanya Electric Power Supply Bureau of Hainan Power Grid Co., Ltd., Sanya 572000, Hainan, China;
2. Hainan Electric Power Transmission and Transformation Engineering Co., Ltd. of Hainan Electric Power Grid Co., Ltd., Haikou 570203, Hainan, China; 3. Qionghai Electric Power Supply Bureau of Hainan Electric Power Grid Co., Ltd., Qionghai 571400, Hainan, China)

Abstract:With the continuous maturity of material technology, composite materials are gradually increasing in the application of transmission line tower engineering. In order to study the lightning protection performance of composite cross arm tower in 110 kV transmission line, the simulation model of composite tower of 110 kV typical transmission line with glyph tower is established in ATP-EMTP software. The lightning withstand level of composite tower is studied from the ground elevation and the different length of cross arm. According to the calculation results of lightning withstand level, the structure scheme of composite tower which can satisfy the optimization of lightning protection performance and safety margin at the same time is put forward.

Key words:composite cross arm tower; 110 kV; transmission line with glyph tower; lightning withstand level; electromagnetic transient simulation program

0 引言

输电线路杆塔是架空输电线路的重要组成部分,目前中国电网在运的输电线路中,最广泛采用的是钢管杆和桁架式钢/铁塔;常规铁塔头尺寸大,消耗钢铁多,线路走廊占用土地面积大^[1-2]。然而随着电网规模的不断扩大,输电走廊占用土地面积也不断增加,电网显现出建设成本大、运行维护费用高以及资源消耗多等缺点。复合材料杆塔凭借其机械强度高、绝缘性能好和耐腐蚀性强等优点在中国输电

线路工程中使用越来越多^[3]。

依据中国多年对雷电活动的观测和运行数据统计,雷击闪络是输电线路运行跳闸的主要原因^[4]。与传统输电杆塔不同,复合材料横担的导线和避雷线挂在横担上,结构上的差异导致复合横担与传统输电杆塔在雷击后的闪络特性也有所不同。因此,分析复合材料横担的耐雷水平,对优化复合横担结构设计具有一定的意义。

下面利用 ATP-EMTP 软件,建立 110 kV“上”字型输电线路复合材料横担仿真模型,分析地面倾角、杆塔横担长度等对复合材料横担耐雷水平的影

表 1 110 kV“上”字型复合横担杆塔相关参数

参数	h_1	h_2	h_3	地线中距	D_1	D_2	D_3	l_1	l_2
数值/m	4.5	3	12	1.8	1.6	1.8	1.8	4.45	3.00

响;基于不同参数组合下所得结果对比,优化复合横担结构参数组合,所得数据可根据实际运行工况和现场其他环境因素进行适当调整用于实际工程中。

1 复合横担仿真模型建立

1.1 “上”字型复合横担模型

110 kV“上”字型复合横担的导线和地线典型结构如图1所示,在“上”字型复合横担中,接地引下线按照 h_1 、 h_2 将引下线分为两段。杆塔直径从塔顶至塔底按线性增加,从 d_1 增加至 d_2 ,由此可计算出不同高度处的杆塔半径。

对于“上”字型杆塔,根据 GB 50545—2010《110 kV~750 kV 架空输电线路设计规范》^[5]中风偏和带电作业对导地线的要求,杆塔几何参数见表 1。

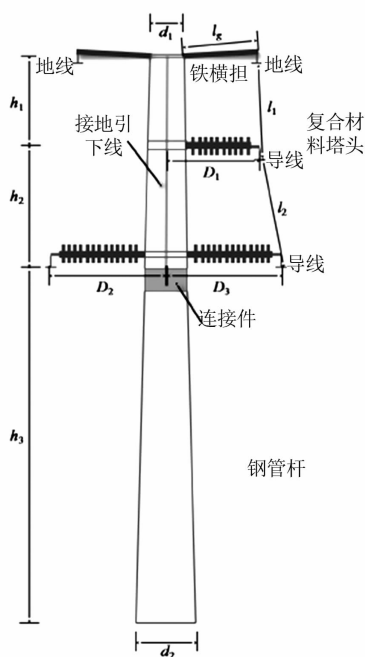


图 1 110 kV“上”字型复合横担杆塔模型

1.2 雷电流模型

仿真采用双指数函数雷电流波形^[6],包含波头、波尾和幅值,具体参数为2.6/50 μs ,波阻抗为400 Ω 。

1.3 绝缘子闪络模型

绝缘子闪络判据使用较多的有定义法、相交法和先导法^[7]。采用先导法,假设当绝缘间隙的平均场强大于先导起始场强时,流注就已经贯通间隙,先导开始发展,其速度随施加的电压和间隙剩余的长度变化,当先导长度增加至间隙长度时,即认为闪络。

仿真选取 IEC 61466-2-1998^[8]推荐的 $k=1.1$, $E_0=500.0$ kV/m 时绝缘子串间隙试验伏秒特性曲线,通过 MODELS 模块和 TACS 开关实现。MODELS 模块通过代码实现闪络计算过程,至先导发展长度贯通整个间隙长度时输出控制信号,使 TACS 开关闭合,模拟绝缘间隙闪络被击穿。模型建立如图 2 所示。

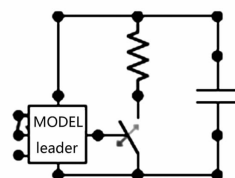


图2 先导法绝缘子闪络模型

1.4 冲击接地电阻模型

冲击电流经接地体入地,工程上采用简化计算时在电路中以恒定电阻表征。而接地体的冲击电阻受冲击电流幅值及频率的影响较显著,表现为非线性特性元件。采用 IEC 61466-2-1998^[8] 推荐公式来计算考虑冲击效应时接地体的接地电阻^[9-10],见式(1)。

$$R_{\text{ch}} = \frac{R_0}{1 + I/I_g} \quad (1)$$

式中: R_0 为小电流条件下的接地电阻值,通常在工频条件下测出, Ω ; I 为流过接地体的冲击电流幅值, kA ; I_0 为土壤发生电离的最小电流, kA 。

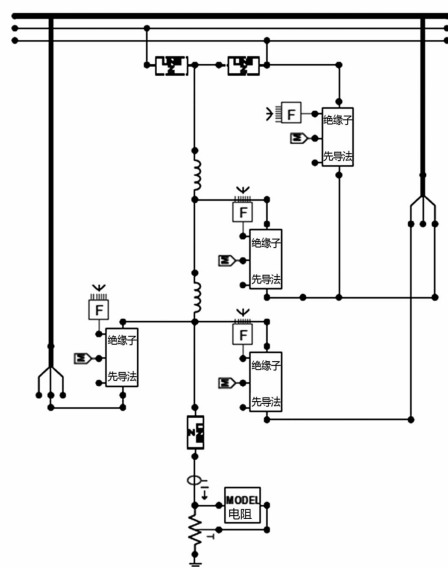


图3 110 kV“上”字型复合横担杆塔雷击仿真模型

仿真采用非线性特性元件来考虑冲击效应时的接地电阻,在 ATPDraw 中 MODELS 元件编写代码实现,综上所述,子模块和“上”字型复合横担杆塔的结构特点,建立了 110 kV“上”字型复合横担杆塔雷击仿真模型,如图 3 所示。

选取 5 基“上”字型单回线路复合横担杆塔模型,通过改变杆塔不同地面倾角和横担长短仿真分析对复合材料横担耐雷水平的影响。反击跳闸率根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》^[11];绕击跳闸率运用电气几何模型(electrical geometrical model,EGM)进行计算。

2 计算分析及结果

110 kV 线路档距为 200 ~ 400 m,导线和避雷线弧垂参照规程中的计算里程分别取 5.3 m、2.85 m。导线型号为 LGJ-240/30,直径为 21.66 mm,直流电阻为 0.120 9 Ω/km;地线型号为 GJ-100,直径为 13 mm,直流电阻为 0.433 2 Ω/km^[10]。在表 1 参数条件下,计算得出两段引下线的电感值分别为 2.88 μH、2.01 μH,横担波阻抗为 318.8 Ω,钢管杆波阻抗为 200.5 Ω,接地电阻在工频条件下取为 10 Ω。绝缘子采用压控开关模型时,间隙闪络电压梯度按照 720 kV/m 考虑, D_1 、 D_2 、 D_3 闪络电压分别为 1224 kV、1368 kV 和 1368 kV; l_1 和 l_2 闪络电压为 3218 kV、2165 kV。

2.1 不同地面倾角下的耐雷水平

建立 5 基复合横担杆塔组成线路区段的仿真模型,5 基杆塔均安装接地引下线,计算在不同地面倾角下的反击耐雷水平和绕击耐雷水平,计算结果分别如表 2 和表 3 所示。

表 2 不同倾角下的反击耐雷水平

倾角/(°)	0	5	10	15	20	25	30
反击耐雷水平/kA	145	147	149	159	157	149	141

表 3 不同倾角下的绕击耐雷水平

倾角/(°)	0	5	10	15	20	25	30
I_{skA} /kA	4.76	5.59	6.61	7.91	9.61	11.91	15.21
I_{skC} /kA	4.55	5.39	6.46	7.86	9.75	12.47	16.63
I_{skB} /kA	4.55	3.88	3.32	2.85	2.46	2.12	1.83

通过仿真计算,110 kV“上”字型单回线路复合横担杆塔平均反击耐雷水平 149.5 kA,远高于规定中的推荐值(40 ~ 75 kA),且最大(159 kA)已经达

到 500 kV 输电线路杆塔推荐值,由此可见复合横担有较高的反击防护性能。绕击耐雷水平随着倾角的增大,外坡侧相导线绕击电流逐渐增大,遭受绕击的概率也相应增加;坡内侧相导线临界绕击电流逐渐减小,受到地线保护作用加强。

计算绕击跳闸率,随着倾角的逐渐增大,绕击跳闸率迅速增加,即使按照山区 30°倾角考虑,在运“上”字型复合材料杆塔的雷击跳闸率仅为 0.129 次/(100 km·a),远低于国家电网公司《110(66) kV ~ 500 kV 架空输电线路运行规范》^[12]中对 110 kV 输电线路雷击跳闸率的考核指标 0.525 次/(100 km·a),仅为后者的 24.6%,留有较高的安全裕度。

2.2 不同横担长度下的耐雷水平

将表 1 中结构参数编为算例 1,保持杆塔呼高不变,将图 1 中 D_1 、 D_2 、 D_3 算例的长度分别按照算例参考值取系数 0.9、0.8、0.7 和 0.6,依次编号为 2 至算例 5,其参数见表 4。

表 4 不同比例下“上”字型复合横担结构参数

序号	系数	结构参数/m					
		D_1	D_2	D_3	l_g	l_1	l_2
1	1.0	1.60	1.80	1.80	1.80	4.45	3.00
2	0.9	1.44	1.62	1.62	1.62	4.45	3.00
3	0.8	1.28	1.44	1.44	1.44	4.44	3.00
4	0.7	1.12	1.26	1.26	1.26	4.42	3.00
5	0.6	0.96	1.08	1.08	1.08	4.40	3.00

由表 4 中的参数,仿真计算得出编号 1 至 5 对应的反击和绕击耐雷水平列于表 5 和表 6。其中相角为绝缘子闪络判据模型中用先导法闪络判据计算的不同电源初相角。

表 5 “上”字型塔复合横担在不同参数条件下

反击耐雷水平							单位:kA
算例	相角						平均
	0°	60°	120°	180°	240°	300°	
1	135	142	147	155	147	142	144.7
2	113	121	130	135	130	121	125.0
3	98	105	111	118	111	105	108.0
4	80	90	95	103	95	90	92.2
5	66	75	76	86	76	75	75.7

从以上数据得出不同塔头尺寸下的平均反击耐雷水平和绕击耐雷水平折线图,见图 4 和图 5。从图中可以看出,“上”字型杆塔的反击耐雷水平随着复合横担比例系数的逐渐减小而逐渐降低,“上”字

型杆塔 A 相位置相对较高,绝缘间隙小,绕击耐雷水平较其余两相小。

表6 “上”字型塔复合横担在不同参数条件下

		绕击耐雷水平						单位:kA
算例	相别	相角						平均
		0°	0°	120°	180°	240°	300°	
1	A	3.9	3.9	3.6	3.5	3.6	3.8	3.72
	B	4.1	4.2	4.0	4.2	4.1	3.9	4.08
	C	3.9	3.8	4.1	4.2	4.0	4.2	4.03
2	A	3.2	3.8	3.3	3.1	3.3	3.4	3.35
	B	3.6	3.4	3.6	3.6	3.4	3.6	3.62
	C	2.9	3.0	2.9	2.7	2.9	3.0	3.53
3	A	3.3	3.2	3.0	3.3	3.3	3.1	2.90
	B	3.1	3.0	3.2	3.1	3.1	3.3	3.22
	C	2.5	2.7	2.5	2.3	2.6	2.7	3.17
4	A	2.5	2.7	2.5	2.3	2.6	2.7	2.55
	B	2.6	3.0	2.8	3.0	2.9	2.6	2.82
	C	2.8	2.6	2.8	2.9	2.7	2.9	2.78
5	A	2.2	2.3	2.4	2.1	2.1	2.2	2.22
	B	2.3	2.6	2.5	2.2	2.5	2.3	2.40
	C	2.4	2.3	2.3	2.5	2.5	2.2	2.37

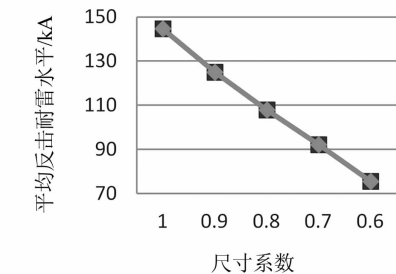


图4 不同塔头尺寸下平均反击耐雷水平

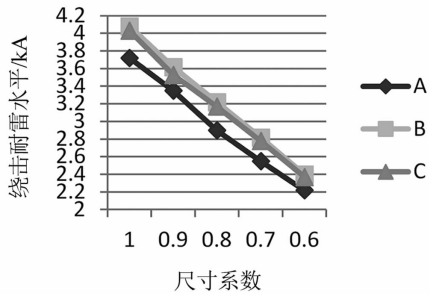


图5 不同塔头尺寸下平均绕击耐雷水平

通过计算绕反击跳闸率,随着杆塔比例系数的逐渐减小,绕反击跳闸率有所增加。在比例系数为0.6倍、地面倾角30°的条件下,雷击跳闸率依然略低于考核指标,对比绕反击跳闸率在雷击跳闸率中的占比,“上”字型绕击保护水平优于反击保护水平。

3 结 语

通过仿真,研究了复合材料横担在不同地面倾

角、不同横担长度时的耐雷水平,得出以下结论:

- 1)随着地面倾角的逐渐增大,“上”字型杆塔复合横担外坡侧相导线绕击电流逐渐增大,遭受绕击的概率也相应增加;但绕击跳闸率也仅为规定值的24.6%,安全裕度高。
- 2)复合横担在逐渐缩短的情形下,绕反击耐雷水平逐渐降低,因此在工程应用中不能一直减少横担尺寸来降低重量。
- 3)仿真计算结果有一定的参考价值,在实际应用中可以根据现场实际需求来调整横担参数。

参考文献

[1] 胡毅,刘庭,刘凯,等. 110 kV 输电线路复合材料杆塔特性试验研究[J]. 高电压技术,2011,37(4):801-808.

[2] 杨敏祥,陈原,李卫国 等. 复合材料杆塔研究现状及关键技术问题[J]. 华北电力技术,2010(10):48-50.

[3] 孙仲齐,陈关甫,黄李烟. 采用新模式复合杆塔解决输电系统闪络跳闸问题[J]. 电网与清洁能源, 2008, 24(10):23-26.

[4] 国家电网公司. 国家电网公司 2005—2010 年架空输电线路运行分析报告[R]. 北京 :国家电网公司生产技术部 ,2011.

[5] 110 kV ~ 750 kV 架空输电线路设计规范:GB 50545—2010[S],2010.

[6] 张弓达,张宏宇,胡建勋. 复合材料杆塔线路电场分析[J]. 东北电力技术,2012(2):41-42.

[7] 裴浩. 基于 ATP-EMTP 的输电线路雷电过电压研究及应用[J]. 科技信息,2010(29):331-332.

[8] Composite String Insulator Units for Overhead Lines with A Nominal Voltage Greater Than 1000 V - Part 2: Dimensional and Electrical Characteristics:IEC 61466-2[S],1998.

[9] 王东举,周浩,陈稼苗,等. 特高杆塔的多波阻抗模型设计及雷击暂态特性分析[J]. 电网技术,2007,31(23):12-16.

[10] 邓世聪,刘庭,李汉明. 110 kV 架空输电线路复合材料杆塔的材料、电气和机械特性试验[J]. 南方电网技术,2011,5(3):36-40.

[11] 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合:DL/T620—1997[S],1997.

[12] 国家电网公司. 110(66) kV ~ 500 kV 架空输电线路运行规范[S],2005.

作者简介:

栢继云(1982),男,工程师,研究方向为电力工程设计与建设。

(收稿日期:2020-06-24)

一起 110 kV 高压交流电缆外护套 烧损故障原因分析

刘云龙¹,邵 愚¹,周大明¹,黄会贤²,袁子超¹,王 聪¹,谢 弦¹,张丽萍¹

(1. 国网重庆市电力公司江北供电分公司,重庆 401147;2. 国网重庆市电力公司,重庆 400100)

摘 要:高压单芯交流电缆在城市输电网中得到越来越广泛的应用,但当其接地系统发生异常时会产生不同程度的悬浮电位。在分析一起电缆外护套烧损故障的基础上,对电缆线路的悬浮电位情况进行了讨论研究。铝护套接地异常后产生的悬浮电位,与电缆石墨(半导体)层的接地状态有关。当直接接地断开且石墨层未有效接地时,电缆石墨层悬浮电压可能会达到相电压的 90% 以上。高悬浮电压必然会导致石墨层对地绝缘薄弱处高频充放电,并不断烧蚀外护套,引发火灾等严重后果。

关键词:外护套烧损;石墨层;悬浮电位;高压电缆

中图分类号:TM755 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)05-0018-05

Cause Analysis on Burning Failure of the Outer Sheath of 110 kV High-voltage AC Cable

Liu Yunlong¹, Shao Yu¹, Zhou Daming¹, Huang Huixian², Yuan Zichao¹, Wang Cong¹, Xie Xian¹, Zhang Liping¹

(1. State Grid Chongqing Jiangbei Electric Power Supply Branch Company, Chongqing 401147, China;

2. State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 400100, China)

Abstract: High-voltage single-core cable is widely used in urban transmission network, but it will produce a different degree of floating potential when its grounding system is abnormal. Based on the cause analysis of the burning failure of the outer sheath of 110 kV high-voltage AC cable, the possible floating potential of actual cable line is discussed and studied. The floating potential after the aluminum sheath grounding disappears is proportional to the line voltage level and is related to the grounding state of the graphite (semi-conductive) layer of the cable. When the direct grounding is disconnected and the graphite layer is not effectively grounded, the floating voltage of graphite layer of the cable may reach more than 90% of the phase voltage, and the high floating voltage will inevitably lead to the high-frequency charge and discharge of the graphite layer on the weak ground insulation, and the constantly ablation of the outer sheath, causing fire and other serious consequences.

Key words: burning failure of the outer sheath; graphitic layer; floating potential; high-voltage cable

0 引 言

随着城市化的不断推进,城区地面资源越来越紧缺,地下高压电缆在城市输电网中应用规模也快速增大^[1],各学者对电缆开展了广泛的研究^[1-10]。高压电缆多回同通道敷设的情况较为普遍,电缆通道一旦起火,容易导致同断面多回电缆全停,进而对城市核心区域安全供电带来极大安全隐患。近年来,针对电缆通道火灾严峻形势,各供电公司从上至下,均高度重视电缆通道防火,开展隐患整治^[11-13]。

电缆及通道防火,除被动地增加灭火、阻燃、隔离措施外,更为关键的是杜绝火源起点。然而,对于部分电缆及通道火源起点、电缆烧损的原因分析,仍存在不少争议或不清楚的情况,对于切实提升电缆及通道防火能力,造成不利的影响^[4,13]。

为加强电缆及通道火源起点和烧损原因判别,下面对一起 110 kV 高压交流电缆本体外护套烧损案例进行了深入分析,得出电缆接地系统异常引发外护套烧损的可能性和依据。电缆接地系统异常后,按照电缆石墨层的接地与否,深入讨论电缆外部

石墨层上产生悬浮电位的不同情况。对悬浮电位高频放电引起外护套烧损,进而可能导致火灾事故进行了分析,用以帮助对类似缺陷或事故分析,便于加强高压电缆防火管理。

1 电缆故障概况

1.1 故障现象

运行人员巡视发现,某 110 kV 变电站电缆夹层内出现电缆烧损情况,现场超细干粉灭火弹已经动作并成功灭火,随即紧急对受损电缆申请停电检查。现场核实,故障断面涉及 4 回 110 kV 电缆,其中 2 回为 110 kV 变电站进线、2 回为 GIS 至主变压器联络电缆。

电缆烧损故障发生在最上层电缆与其保护接地箱接地电缆交叉的部位,该回电缆属于 110 kV 变电站进线,现场检查起火点为 B 相电缆,且从起火点一直到 GIS 电缆终端防火封堵处,约 2.0 m 区段的外护套均出现烧损,铝护套裸露。起火点处,保护箱接地电缆发生烧损且只剩铜芯,B 相电缆外护套熔融滴落物造成附近其他多根电缆外护套不同程度的烧损,现场照片如图 1、图 2 所示。

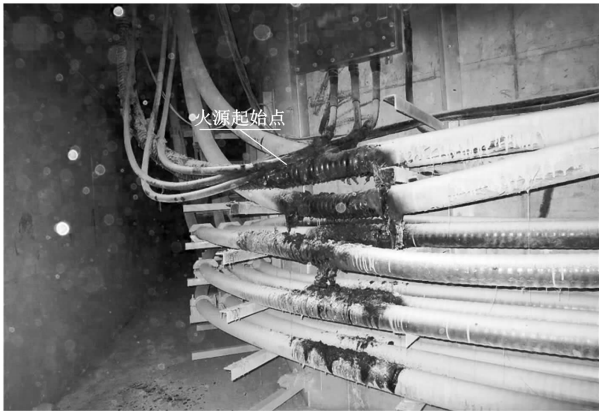


图 1 电缆烧损故障现场



图 2 电缆烧损故障火源起点

进一步巡视电缆全线,发现在该 110 kV 故障电

缆线路终端塔侧,塔上直接接地箱 B 相接地电缆连接端子断裂,如图 3 所示。该 110 kV 线路 B 相电缆直接接地断开,只通过站内的保护器接地,铝护套处于电位悬浮状态。

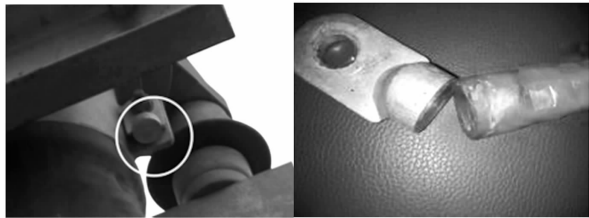


图 3 终端塔上接地端子脱落

1.2 电缆参数

烧损故障电缆全长 0.13 km,起于电缆终端塔,止于变电站 GIS 终端。电缆型号为 ZR - YJLW03 - 64/110 kV - 1000 mm²,线路投运时间为 2015 年 12 月。由于进站电缆较短,电缆接地采用塔上直接接地、站内保护接地的单端接地方式,如图 4 所示。电缆隧道及夹层运行环境良好。通道断面如图 5 所示,电缆的详细结构参数如表 1 所示。

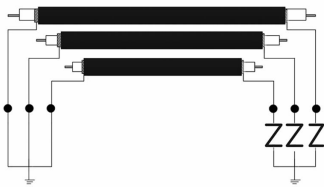


图 4 110 kV 某电缆线路接地系统接线原理

表 1 故障电缆结构参数

参数	电压等级 /kV	标称截面 /mm ²	导体外径 /mm	绝缘厚度 /mm
数值	64/110	1000	40.4	16
参数	外护套厚度 /mm	近似外径 /mm	电缆电容 /(μF · km ⁻¹)	外护套电容 /(μF · km ⁻¹)
数值	4.5	101.3	0.230	1.449

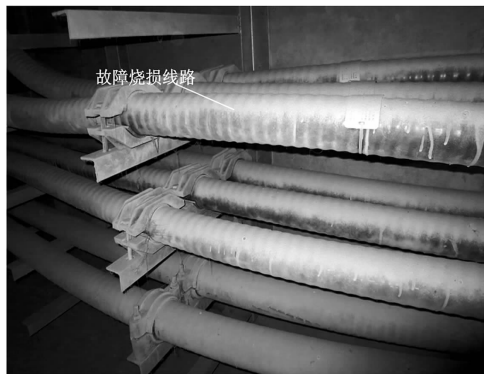
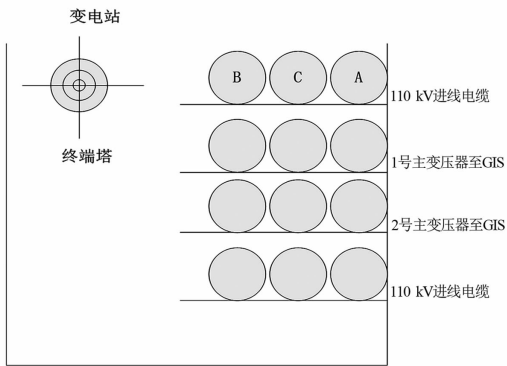


图5 110 kV 某电缆线路所在通道断面

1.3 故障处理与恢复

在现场对电缆烧伤处,通过铝护套开窗进行了受损程度鉴定。该 110 kV 烧损电缆在外护套部位烧伤严重,电缆阻水层外层表面有轻微碳化痕迹,内层阻水带仍可呈现纤维丝状,如图 6 所示,电缆本体外屏蔽层无受损痕迹,可判断内部主绝缘并无损伤。



图6 电缆铝护套开窗检查

根据上述情况,拟定了处理方案:仅对变电站电缆夹层内的 110 kV 受损电缆外护套、联络电缆外护套进行修复更换;电缆不做更换。对本次受损的 110 kV 电缆线路同轴接地电缆全部进行更换,终端塔上接地线接线端子需全部更换。修复完成后,对该段电缆全线重新涂刷防火涂料,恢复防火措施,如图 7 所示。该事件未对外停电。

2 故障原因分析

经检查,110 kV 电缆受损区段无中直接头,通道内的输电电缆交叉互联箱和接地箱等附属设施完

好,排除电缆本体和电缆中直接头故障。同时变电站夹层内无破坏和外部火种进入的可能。

经现场巡查,故障段电缆中某 110 kV 电缆线路 B 相电缆及保护接地同轴电缆损坏最严重,同时终端塔上受损电缆线路 B 相接地电缆脱落,初步确定为该 110 kV 电缆线路因接地线脱落,电缆存在悬浮电压,悬浮电压高频充放电情况下导致电缆外护套烧损,下面进行详细理论分析。



图7 烧损电缆故障恢复

2.1 电缆电容模型

不考虑电流引起的感应电压(短电缆线路感应电压较小),单芯交流电缆的电路模型如图 8 所示。其中, C_0 、 C_1 、 C_2 分别是导体与铝护套之间电容、铝护套与石墨(半导体)层之间电容、石墨(半导体)层与接地体之间单位长度的等效电容; U_{c0} 、 U_{c1} 、 U_{c2} 分别是 C_0 、 C_1 、 C_2 各电容两端的电压; U_0 为电缆相电压。

圆柱形电容计算式为^[14]

$$C=2\pi+\varepsilon_0\varepsilon_r l/\ln\frac{R}{r}\tag{1}$$

式中: r 、 R 分别为内外电极的半径; l 为电缆长度(同一段电缆,三相电缆可认为 l 相同); ε_r 为两电极间绝缘介质的相对介电常数。表 1 中给出故障电缆单位长度的相关参数与对应等效电容值。

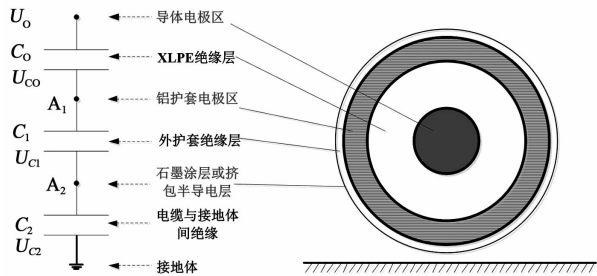


图8 电缆的多级电容结构

2.2 铝护套未接地工况分析

1) 电缆石墨(半导体)层可靠接地

图8中 A_1 点产生悬浮电位, A_2 点的电位为0, C_2 、 U_{C2} 均为0,电缆为两级电容的串联结构,此时有^[15]

$$I = U_{C0}j\omega C_0 = U_{C1}j\omega C_1 \quad (2)$$

$$U_0 = U_{C0} + U_{C1} \quad (3)$$

根据式(2)、式(3)可得,各电容电压为:

$$U_{C0} = \frac{C_1}{C_0 + C_1} U_0 \quad (4)$$

$$U_{C1} = \frac{C_0}{C_0 + C_1} U_0 \quad (5)$$

由式(2)至式(5)可知,当铝护套未接地且石墨(半导体)层接地时, U_0 由 C_0 、 C_1 串联承载,耐压的绝缘介质分别为XLPE和外护套,且按照电容值的反比进行分压,即电容值越小,分压越大。

2) 电缆石墨层未接地

图8中 A_1 、 A_2 点均产生悬浮电位,在多层电容串联条件下,有:

$$I = U_{C0}j\omega C_0 = U_{C1}j\omega C_1 = U_{C2}j\omega C_2 \quad (6)$$

$$U_0 = U_{C0} + U_{C1} + U_{C2} \quad (7)$$

根据式(6)、式(7)可得,各电容电压为:

$$U_{C0} = \frac{C_1 C_2}{C_1 C_2 + C_1 C_0 + C_2 C_0} U_0 \quad (8)$$

$$U_{C1} = \frac{C_0 C_2}{C_1 C_2 + C_1 C_0 + C_2 C_0} U_0 \quad (9)$$

$$U_{C2} = \frac{C_0 C_1}{C_1 C_2 + C_1 C_0 + C_2 C_0} U_0 \quad (10)$$

由式(6)至式(10)可知,当铝护套、石墨(半导体)层均未接地时, U_0 由 C_0 、 C_1 、 C_2 串联承载,耐压的绝缘介质分别为XLPE、外护套、杂散介质,且按照电容值的反比进行分压,电容值越小,分压反而越大。

2.3 悬浮电位危害分析

按照电缆的多级电容模型,单端接地系统的电路模型如图9所示,其中 Z_A 、 Z_B 、 Z_C 代表保护接地箱

中各相的保护器。该故障线路B相接地线脱落,等同于图9中接线 B_1O 接线断开,此时A、C两相接地状态良好,而B相电缆线路,铝护套未接地,B相电缆线路的电路模型如图10所示。

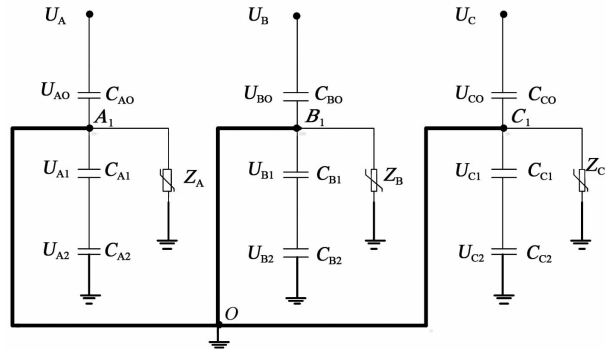


图9 单端接地电路模型

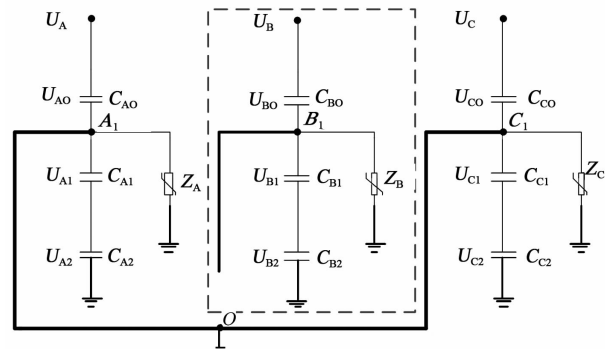


图10 故障电缆线路接地电路模型

1) 石墨层有效接地

根据式(2)至式(5)的分析,对于故障电缆B相直接接地断开后,当石墨层有效接地时,电缆线路为两级电容串联,铝护套 A_1 点产生悬浮电位。由表1可知,外护套电容 C_1 大小约为 $1.449 \mu\text{F}/\text{km}$,XLPE电容 C_0 约为 $0.23 \mu\text{F}/\text{km}$ 。由式(4)、式(5)可得,B相XLPE、外护套两端的电压 U_{C0} 、 U_{C1} 分别为:

$$U_{C0} = \frac{C_1}{C_0 + C_1} U_B \approx \frac{1.449}{0.23 + 1.449} U_B = 0.863 U_B \quad (11)$$

$$U_{C1} = \frac{C_0}{C_0 + C_1} U_B \approx \frac{0.23}{0.23 + 1.449} U_B = 0.137 U_B \quad (12)$$

对于110 kV电缆线路,此时相电压 U_B 为64 kV,则对应的铝护套上的悬浮电压为8.768 kV。根据规程要求,电缆外护套的交接试验耐受电压是10 kV,电缆外护套的耐压水平在长期运行中会逐渐降低,但应能耐受5 kV、1 min直流耐压^[16]。因此,当石墨层可靠接地、B相电缆线路接地断开,铝护套会产生悬浮电位。该电压是否会击穿外护套,是否引起故障起

火,取决于电缆外护套的耐压水平下降程度。当电缆投运较久且运行条件不良,外护套耐压水平下降较多时,会造成外护套击穿,引起起火。

2) 石墨层未有效接地

部分文献^[4]认为,石墨层放置在金属支架上,在正常状态下石墨层不会出现接地不良。而实际工况如图 11 所示,绝大部分的电缆放置在支架上通过抱箍固定时,接触部位都垫了绝缘胶皮,此时石墨层实际上处于未接地状态。特别是在短电缆线路中,石墨层未有效接地的状态更为普遍。

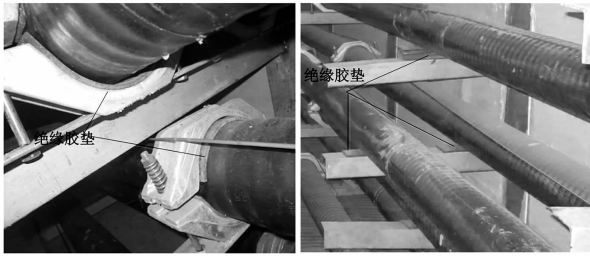


图 11 一般电缆与支架间的绝缘胶垫

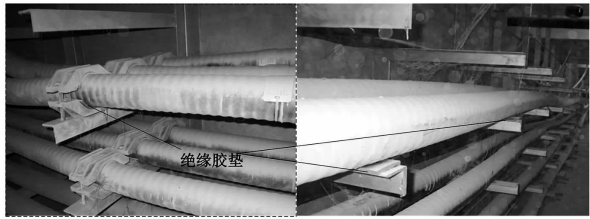


图 12 故障电缆与支架间的绝缘胶垫

经检查,故障电缆也与金属支架、抱箍之间全部设置了绝缘胶垫,即电缆的石墨层并未接地,如图 12 所示。根据式(6)至式(10)的分析,此时电缆属于三级电容串联,相电压 U_B 由 XLPE、外护套、绝缘胶垫或其他杂散介质来承载,且按照电容值的反比进行分压。单位长度的杂散电容一般取 $20 \text{ pF/m}^{[4]}$,由表 1、式(8)至式(10)可知,B 相 XLPE 两端、外护套两端、石墨层与地之间的电压 U_{C0} 、 U_{C1} 、 U_{C2} 分别为:

$$U_{C0} = \frac{C_1 C_2}{C_1 C_2 + C_1 C_0 + C_2 C_0} U_B \\ \approx \frac{1449 \times 20}{1449 \times 20 + 1449 \times 230 + 20 \times 230} U_B = 0.079 U_B \quad (13)$$

$$U_{C1} = \frac{C_0 C_2}{C_1 C_2 + C_1 C_0 + C_2 C_0} U_B \\ \approx \frac{230 \times 20}{1449 \times 20 + 1449 \times 230 + 230 \times 20} U_B = 0.013 U_B \quad (14)$$

$$U_{C2} = \frac{C_0 C_1}{C_1 C_2 + C_1 C_0 + C_2 C_0} U_B \\ \approx \frac{1449 \times 230}{1449 \times 20 + 1449 \times 230 + 230 \times 20} U_B = 0.908 U_B \quad (15)$$

可知,此时 90% 以上的相电压 U_B 由石墨层与接地体之间的介质来承载,具有绝缘耐受能力的 XLPE 只承载相电压电压的 10% 左右。对应相电压 64 kV,石墨层悬浮电位高达 58.1 kV,此时必然会在石墨层与接地体之间绝缘最薄弱处发生击穿放电。

3) 电缆烧损原因

从图 1、图 2 故障现场照片可知,故障电缆三相铝护套的保护接地电缆全部搭在 B 相电缆石墨层上。当 B 相电缆石墨层出现高悬浮电位时,A、C 两相的保护接地电缆可近似为 0 电位(直接接地正常)。此时高悬浮电位必然会在 B 相电缆石墨层与绝缘薄弱处放电。通过放电通道,B 相电缆石墨层实现假接地,由于石墨层与接地体之间的电容量很小, C_2 储存的电荷快速释放后又会重复充电,进而在故障点处形成高频的持续充放电。持续放电产生的热量会不断烧蚀外护套,进而造成外护套起火,导致最终的电缆烧损故障。

该次电缆烧损故障,是由于户外终端塔接地线断开产生的悬浮电压高频放电导致,直接原因是塔上直接接地箱 B 相接地电缆铜铝过渡连接端子存在质量问题,在铜铝过渡处断裂。而高悬浮电位产生的本质原因除直接接地线断开外,更与电缆石墨层未有效接地有关。为防止出现上述安全问题,电缆石墨层必须可靠接地,即 110 kV 以上高压单芯交流电缆,应采用可靠接地的金属支架,且电缆与支架、抱箍之间不应增加绝缘胶垫。

3 结 语

一起 110 kV 电缆外护套烧损故障案例分析的基础上,对单芯高压电缆由于接地系统异常引起的悬浮电位进行了讨论,并得出以下结论:

1) 当铝护套的可靠接地消失后,电缆铝护套上会出现悬浮电位。悬浮电位的大小与线路电压等级成正比,与电缆石墨层的接地状态有关。当石墨层可靠接地时,电缆可等效为两级电容结构;石墨(半导电)层未接地时,电缆可等效为三级电容结构。

(下转第 61 页)

基于 500 kV 变电站的直击雷防护设计比较

殷 勤¹,任 杰²

(1. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司,广东 广州 510663;
2. 广州供电局有限公司,广东 广州 510000)

摘 要:折线法被广泛应用于 500 kV 交流变电站的直击雷防护,滚球法主要用于换流站。但根据中国南方电网有限公司规范要求,500 kV 保底变电站应采用滚球法进行直击雷防护,与通用作法不同。在分析两种算法的计算原理基础上,并以 500 kV 保底变电站为例,分别采用折线法、滚球法进行整站与分区域的防雷保护范围计算,并分析比较两种方法的差异及原因。最后基于 500 kV 保底变电站,总结折线法、滚球法的应用经验,提出了防雷设计建议。

关键词:滚球法;折线法;直击雷防护

中图分类号:TM86 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0023-04

Comparison of Direct Lightning Protection Design Based on 500 kV Substation

Yin Qin¹, Ren Jie²

(1. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd.,
Guangzhou 510663, Guangdong, China; 2. Guangzhou Electric Power Supply Bureau Co., Ltd.,
Guangzhou 510000, Guangdong, China)

Abstract:Polygon method is widely applied in direct lightning protection in 500 kV substation, and rolling sphere method is applied in DC converter station. According to the requirements of China Southern Power Grid code, rolling sphere method should be applied in the important 500 kV substations. The calculation principles of two direct lightning stroke shielding methods are analyzed, and taking the important 500 kV substations for example, the scope of lightning protection of important 500 kV substations is calculated with these two methods. The differences of the results in two methods are compared and the reason of the differences is given. At last, the application experiences of these two methods are summarized, and the suggestions of direct lightning protection design for important 500 kV substations are given.

Key words:rolling sphere method; polygon method;direct lightning protection

0 引 言

直击雷防护的基本思路是采用避雷针(线)引导雷电从保护物上方通过,并安全泄入大地,减小在其保护范围内的电气设备和建筑物遭受直击雷的概率^[1]。目前 500 kV 变电站一般采用折线法计算,选用避雷针实现直击雷防护。而换流站一般采用滚球法计算,选用避雷线柱实现直击雷防护。

根据中国南方电网有限公司《变电站(换流站)设施及附属设备装备技术导则(试行)》的要求,对于保底变电站(重要变电站,是防灾保底电网的组成部分),全站防雷设计应采用滚球法。根据《南方

电网 35 kV~500 kV 变电站装备技术导则(变电一次分册)》的要求,保底变电站应选用户内布置,因此保底变电站的 500 kV 配电装置与 220 kV 配电装置均为户内 GIS。下面以保底变电站为例,分别采用目前常用的折线法与技术导则建议的滚球法做防雷保护计算,对计算结果进行对比、分析,并给出防雷设计建议。

1 防雷计算方法简介

1.1 折线法

折线法(详见 GB/T 50064—2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》^[2]、DL/T

620—1997《交流电气装置的过电压和绝缘配合》^[3])运行经验丰富,能较好地实现对站内设备的直击雷防护。

折线法的基本原理如图1所示,被保护物高度 h_x 水平面的保护半径 r_x ,主要与避雷针高度 h 、被保护物高度 h_x 有关。

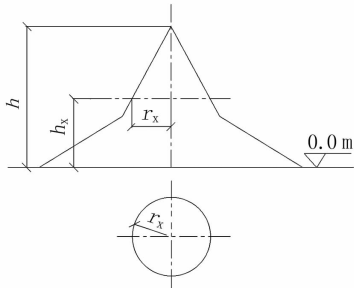


图1 折线法原理

折线法的保护高度主要与避雷针(线)高度 h 相关。对于等高的避雷针(线),最小保护高度的变化值受避雷针(线)间的距离影响,折线法没有考虑绝缘水平对防雷范围的影响。

1.2 滚球法

滚球法(详见 IEEE Std - 998—1996《IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations》^[4])是国际电工委员会(IEC)推荐的接闪器保护范围的一种计算方法。该方法基于电气几何模型,避雷针(线)的保护范围依赖于雷电流幅值,充分考虑了不同区域设备的绝缘水平。

滚球法的基本原理如图2所示,以半径为雷电流击距 S 的一个球体,沿需要防直击雷的部分滚动,当球体只触及到避雷针(线)或地面并不触及需保护的物体 h 时,设备得到了防雷保护。此时设备的保护裕度为 m ,滚球的沉降高度为 x 。

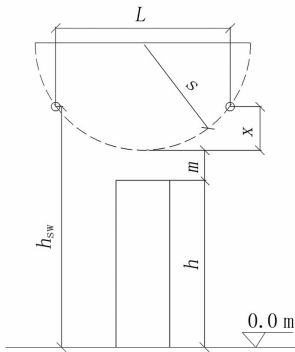


图2 滚球法原理

滚球法根据被保护设备的绝缘水平与导体的波阻抗,计算最大允许的雷电冲击电流值与雷电流

击距 S 。通过雷电流击距值 S 、避雷针(线)的高度 h_{sw} 及避雷针(线)间的距离 L ,计算保护范围。

滚球法的保护范围除了受避雷针(线)高度、避雷针(线)间的距离影响,与被保护设备的绝缘水平密切相关。

2 计算实例

采用折线法对常规 500 kV 保底变电站进行防雷计算,如图3所示,在 500 kV 进线构架上设置 3 根 56 m 避雷针;在 500 kV 出线构架上设置 4 根 33 m 避雷针,对 500 kV 的户外设备进行防雷保护。在 220 kV 进线构架上设置 4 根 38 m 避雷针;在 220 kV 出线构架上设置 4 根 21 m 避雷针,对 220 kV 的户外设备进行防雷保护。500 kV 主变压器进线跨线、220 kV 主变压器进线跨线以及 35 kV 场地设备由 500 kV 与 220 kV 进线构架的避雷针形成的联合保护范围来保护。

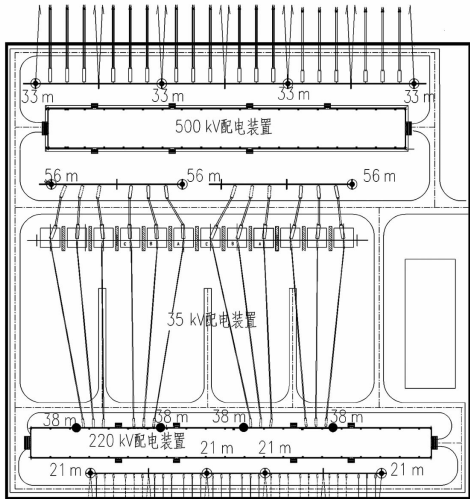


图3 防雷保护 - 折线法

采用滚球法对常规 500 kV 保底站进行防雷计算,将变电站划分为 3 个区域,如表1所示,分别计算各区域的雷电流击距。

表1 500 kV 变电站雷电流击距计算数据

保护区域	雷电冲击耐 受绝缘水平 /kV	最大雷击 电流取值 /kA	雷电流击距 /m
500 kV 设备、主变压器 进线跨线区域	1550	8.67	33.92
220 kV 设备、主变压器 进线跨线区域	950	5.39	23.91
35 kV 设备区域	350	2.00	12.55

采用滚球法对各区域进行防雷计算,如图4所

示,在 500 kV 进线构架上设置 6 个 33 m 避雷线柱;在 500 kV 出线构架上设置 4 个 33 m 避雷线柱;在 220 kV 进线构架上设置 9 个 28 m 避雷线柱;在 220 kV 出线构架上设置 4 个 21 m 避雷线柱可以实现对变电站的防雷保护。

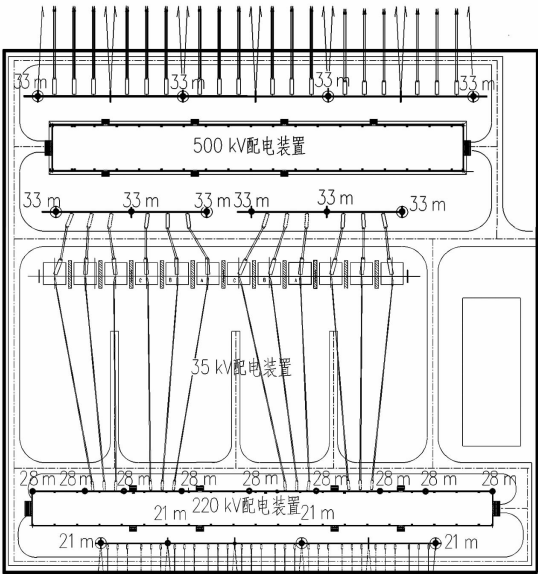


图 4 防雷保护 - 滚球法

3 折线法和滚球法的保护措施比较

根据前面的计算结果,对于 500 kV 保底变电站,将折线法和滚球法的防雷保护措施列于表 2。

表 2 防雷保护措施对比

防雷保护措施	折线法	滚球法
500 kV 进线构架	3 根 56 m 避雷针	6 个 33 m 避雷线柱
500 kV 出线构架	4 根 33 m 避雷针	4 个 33 m 避雷线柱
220 kV 进线构架	4 根 38 m 避雷针	9 个 28 m 避雷线柱
220 kV 出线构架	4 根 21 m 避雷针	4 个 21 m 避雷线柱

如表 2 所示,采用折线法进行防雷保护,相对滚球法来说,避雷针的数量较少,高度更高。

折线法的保护高度和范围主要与避雷针(线)高度相关。对于等高的避雷针(线),最小保护高度的变化值和避雷针(线)间的距离呈线性关系。对于一定的保护高度,可以通过加高避雷针(线)的高度、加密避雷针(线)的设置有效扩大保护范围。因此和滚球法相比,折线法采用的避雷针数量少,而高度更高。

而滚球法是用设备的绝缘水平计算雷电流击距,再根据避雷线的位置计算滚球雷的沉降高度,校核保护距离。500 kV 与 220 kV 交流设备区域绝缘

水平高,最大的允许雷击电流值较大,雷电流击距较大,避雷线柱布置地较为稀疏就可以有效地对该区域的设备进行防雷保护。35 kV 交流设备区域绝缘水平低,最大的允许雷击电流值较小,雷电流击距较小,保护该区域的 500 kV、220 kV 进线构架的避雷线柱需加密设置才能实现对该区域设备的防雷保护。因此和折线法相比,滚球法在 500 kV、220 kV 进线构架设置的避雷线柱个数更多。

下面针对各电压等级的设备区域来进行滚球法与折线法的对比分析。

1)对于 500 kV 设备区域,采用滚球法,如图 5 所示。在 500 kV 进线构架上设置 3 根 33 m 避雷线柱;在 500 kV 出线构架上设置 4 根 33 m 避雷线柱可以实现防雷保护。此时滚球的最大沉降高度为 4.19 m,考虑弧垂 3 m,最小保护高度为 25.81 m,大于 500 kV 交流设备区域的最大保护高度(主变压器进线跨线) 24 m,保护裕度不小于 1.81 m。

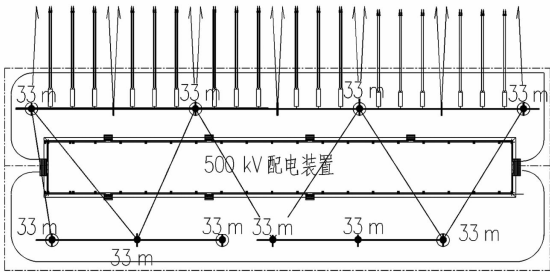


图 5 500 kV 设备区域防雷保护

将避雷线柱换成等高的避雷针,采用折线法进行防雷保护计算。考虑 500 kV 设备区域由 33 m 等高避雷针来保护,此时保护范围内上部边缘最低点的高度为 26.8 m,保护裕度不小于 2.8 m。

2)对于 220 kV 设备区域,采用滚球法,如图 6 所示。在 220 kV 进线构架上设置 5 根 26 m 避雷线柱;在 220 kV 出线构架上设置 4 根 21 m 避雷线柱可以实现防雷保护。此时滚球的最大沉降高度为 1.16 m,考虑弧垂 3 m,最小保护高度为 16.84 m,大于 220 kV 交流设备区域的最大保护高度(出线构架) 14.5 m,保护裕度不小于 2.34 m。

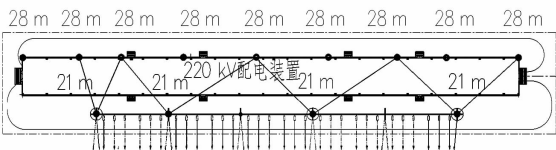


图 6 220 kV 设备区域防雷保护

将避雷线柱换成等高的避雷针,采用折线法进行

防雷保护计算。偏严考虑,220 kV 设备区域由 21 m 等高避雷针来保护,此时保护范围内上部边缘最低点的高度为 18.3 m,保护裕度不小于 3.8 m。

3)对于 35 kV 设备区域,采用滚球法,如图 7 所示。在 500 kV 进线构架上设置 6 根 33 m 避雷线柱;在 220 kV 进线构架上设置 9 根 26 m 避雷线柱;可以实现防雷保护。此时滚球的最大沉降高度为 8.28 m,考虑弧垂 4.5 m,最小保护高度为 13.22 m,大于 35 kV 交流设备区域的最大保护高度(35 kV 设备)10 m,保护裕度不小于 3.22 m。

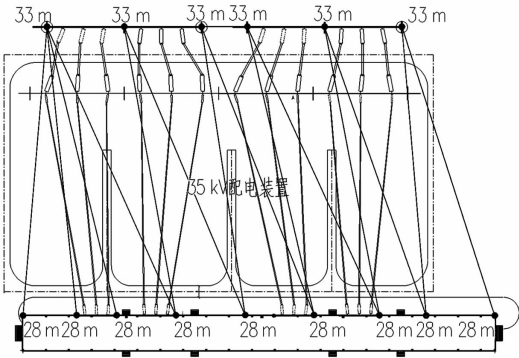


图 7 35 kV 设备区域防雷保护

4)对于 500 kV 主变压器进线跨线,如图 8 所示,滚球的最大沉降高度为 2.12 m,考虑弧垂,此时的最小保护高度为 26 m,大于最大保护高度 24 m,保护裕度不小于 2 m。

对于 220 kV 主变压器进线跨线,如图 8 所示,滚球的最大沉降高度为 3.12 m,考虑弧垂,此时的最小保护高度为 21.6 m,大于最大保护高度 20 m,保护裕度不小于 1.6 m。

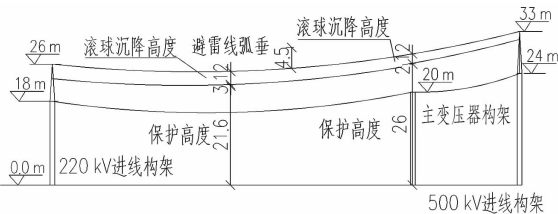


图 8 主变压器进线跨线区域防雷保护

采用相同的防雷措施,使用折线法进行防雷保护计算。考虑 35 kV 设备区域由等高避雷线来保护,考虑避雷线弧垂 4.5 m,此时保护范围内上部边缘最低点的高度为 17.6 m,保护裕度为 7.6 m。

对于 500 kV 主变压器进线跨线区域,考虑由等高避雷线来保护,如图 8 所示,考虑避雷线弧垂,避雷线高度不小于 28 m,此时保护范围内上部边缘最低点的高度为 21.25 m,小于最大保护高度 24 m。

对于 220 kV 主变压器进线跨线区域,考虑由等高避雷线来保护,如图 8 所示,考虑避雷线弧垂,避雷线高度不小于 24 m,此时保护范围内上部边缘最低点的高度为 18 m,小于最大保护高度 20 m。

将折线法与滚球法分区域的计算结果对比如表 3 所示。

表 3 防雷保护裕度计算结果 单位:m		
保护区域	滚球法	折线法
500 kV 区域	1.81	2.80
220 kV 区域	2.34	3.80
35 kV 区域	3.22	7.60
500 kV 主变压器进线跨线	2.00	最小保护高度 21.25 m(< 24 m)
220 kV 主变压器进线跨线	1.60	最小保护高度 18 m(< 20 m)

如表 3 所示,对于 500 kV 设备区域和 220 kV 设备区域,折线法采用与滚球法避雷线柱等高的避雷针进行防雷保护计算,两种算法的保护裕度是接近的。对于 35 kV 设备区域,两种算法的防雷保护措施相同,折线法的保护裕度明显大于滚球法。对于 500 kV、220 kV 主变压器进线跨线区域,折线法不能实现防雷保护。由于折线法的保护高度和范围与避雷线高度相关,将避雷线的高度加大 3 m 可以实现对跨线区域的防雷保护。

由此推断,对于保底的 500 kV 变电站的 500 kV 设备区域、220 kV 设备区域,两种计算方法的结果是接近的;对于绝缘水平较低且跨度较大的 35 kV 设备区域、500 kV 及 220 kV 主变压器进线跨线区域,两种计算方案的差异相对明显。由于 35 kV 设备绝缘水平较低,滚球法需加密避雷线柱的布置来减少滚球的沉降高度,实现防雷保护。而根据折线法的计算原理,需加高避雷针的高度实现防雷保护。

折线法的保护范围受避雷针(线)高度影响更大,加大避雷针(线)高度可以明显扩大保护范围,和被保护设备的绝缘水平没有关系。而滚球法的保护范围受避雷针(线)间的距离、保护设备的绝缘水平影响更大,需针对不同的绝缘水平的设备进行分区域的保护范围校验。

4 结 语

通过上述分析,得到以下结论:

(下转第 72 页)

多代理粒子群算法光储电站控制策略

张宇宁¹,王海云¹,刘树伟²

(1. 新疆大学电气工程学院,新疆 乌鲁木齐 830047;
2. 河北民族师范学院物理与电子工程学院(承德市新能源发电与并网工程技术研究中心),河北 承德 067000)

摘 要:针对大规模复杂系统的光储电站中光伏出力波动大、储能荷电状态和放电深度不一致,提出多代理与粒子群算法思想结合的光储电站控制策略,建立光储联合电站输出功率目标函数。算法中粒子的速度用各储能单元区的各储能换流器的充放电功率表示,粒子的位置用各储能换流器对应的荷电状态表示,经过不断优化约束条件和目标函数,寻优探索出最优解。Matlab/simulink 仿真结果表明,所提出的多代理粒子群算法在储能系统作用下有效减小了功率波动率,优化了光储电站主代理对应的电池荷电状态。

关键词:储能电站;多代理系统;粒子群算法;功率波动

中图分类号:TM615 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0027-05

Multi-agent Particle Swarm Optimization Control Strategy for Optical Storage Power Station

Zhang Yuning¹, Wang Haiyun¹, Liu Shuwei²

(1. College of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, Xinjiang, China;
2. Chengde New Energy Power Generation and Grid Connection Engineering Research Center, Department of Physics and Electronic Engineering, Hebei Normal University for Nationalities, Chengde 067000, Hebei, China)

Abstract:For the large-scale complex system, the photovoltaic output fluctuates greatly, and the state of charge (SOC) and the depth of discharge are inconsistent. A control strategy of optical storage power station based on multi-agent and particle swarm optimization is proposed. The output power objective function of the optical storage combined power station is established. The particle velocity in the algorithm is expressed by the charge and discharge power of each PCS in each energy storage unit area, and the particle position is represented by the SOC corresponding to each PCS. Through continuous optimization of constraints and objective functions, the optimal solution is found. The simulation results of Matlab/Simulink show that the proposed multi-agent particle swarm optimization algorithm effectively reduces the power fluctuation rate and optimizes the SOC of battery corresponding to the main agent of the optical storage power station.

Key words:energy storage power station; multi-agent system; particle swarm optimization; power fluctuation

0 引 言

近年来,传统化石能源日益枯竭,促使中国建成多个千万千瓦级的新能源发电基地,以光伏为代表的发电技术得到快速发展^[1],现有光伏电站功率的

随机性、波动性和功率预测的不准确性导致大规模光伏发电在可靠性和稳定性方面还不能完全满足电网的并网要求。优化光伏电站输出功率波动是光伏发电并网运行亟待解决的关键技术^[2-3]。

为平滑光伏发电出力波动性加入储能系统是目

前最普遍的方式,它可以在一定程度上降低光伏发电功率波动,而针对光储联合发电系统控制策略,国内外专家学者也在开展相关研究工作。其中,为平抑光伏发电输出功率,文献[4-5]从混合储能的储

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51667020);新疆自治区万人计划后备入选项目——“天山雪松”人才培养计划(2017XS02);新疆自治区重点实验室开放课题(2018D04004);教育部创新团队项目(IRT16R63)

能荷电状态、储能出力以及相关约束进行协调控制,在平抑功率波动方面起到了一定效果,但未考虑粒子群算法。文献[6-7]考虑光伏出力需求的波动性,对可靠性评估算法进行改进,功率平抑取得一定进步,但未考虑多代理思想。文献[8]基于短期光伏发电预测功率及预测误差的随机性,采用机会约束规划的储能系统控制方法,对储能电站并网进行测试证明了其优越性。文献[9-10]采用储能日前优化调度方法,提高了风光储联合发电系统的出力与计划出力匹配能力,平抑了功率波动。文献[11-14]从光伏的最大功率跟踪工作点控制和混合储能系统协调控制策略平抑了光伏并网功率波动。目前将粒子群算法用到光储电站控制策略的公开文献较少,尚处于探索阶段^[15-17]。

下面在现有功率平抑方法的基础上,利用多代理系统理论建立了多代理控制系统仿真模型,结合粒子群算法建立控制策略目标函数,对目标函数值扩大解空间搜索范围,寻优计算约束条件和目标函数,探索出平抑功率波动的最优解同时对储能荷电状态和放电深度进行了优化。该策略基于某光储电站历史输出功率进行仿真验证,结果表明,所提策略在平抑功率波动、储能主代理的荷电状态管理方面得到了有效提高。

1 储能电站代理模型

为实现储能电站代理系统自治功能。模型主要包含以下4个模块:

- 1) 算法模块主要通过竞争学习算法,实现单个代理与其他代理之间的学习竞争功能,确定单个代理的功率值。并根据代理的功率值,结合代理下各储能电池荷电状态(state of charge, SOC)确定单个代理所对应各储能换流器的充放电功率值,以达到限制充放电功率的目的。
- 2) 控制模块主要通过算法模块计算上级中各储能系统换流器(power conversion system, PCS)的充放电功率值,有效控制下级子站代理模块所对应的换流器充放电功率。
- 3) 数据库模块主要根据其他代理的通信请求发送和接受对应数据并对代理所对应的各种数据进行实时存储。
- 4) 通信模块主要负责采集储能电池换流器和

储能电池运行数据并实现代理之间的通信功能。

多个代理的仿真模型根据竞争和合作关系完成储能电站总充放电功率需求。比如以荷电状态为主要考虑因素对储能电站进行分区,在完成功率输出工作时,荷电状态值比较低的代理期望少放电多充电,然而荷电状态比较高的代理期望多放电少充电。电站多代理结构如图1所示。

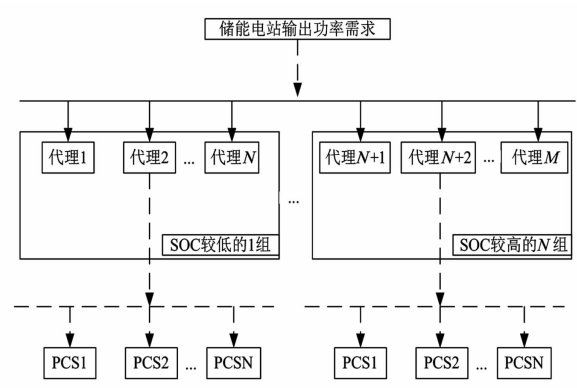


图1 电站多代理结构

2 多代理粒子群算法的控制策略

结合多代理思想,将储能电站分割成多个代理区,同时结合粒子群算法,扩大解空间搜索范围。在多代理粒子群算法中,生成的粒子的个数为储能单元代理的个数,代表所要求解的个数。将储能电站控制层级分为两级:主代理与各储能单元区代理。储能电站主代理为解决多代理各储能单元区代理粒子群算法最优区间,通过协商通信明确各储能单元区代理充放电功率参考值,将储能总需求分配给各个储能单元区代理,各储能换流器最终实际充放电功率的确定还需考虑储能子单元限制范围内的荷电状态及最大充放电功率等参数。

储能单元区代理通过储能电站主代理与储能单元区代理之间互相通信比较,在确定此区此时实际应发出功率之前,需要分别计算某一确定分区当前时刻功率参考值。粒子群算法控制流程如图2所示。算法如下:

- 1) 接收上级调度总功率需求的储能电站主代理充放电功率计算为

$$P_A^{\pm}(t) = P_p(t) - P_0(t) \tag{1}$$

式中: $P_A^{\pm}$ 为储能电站输出功率需求; P_p 为调度总需求功率; P_0 为光伏实时充放电功率。

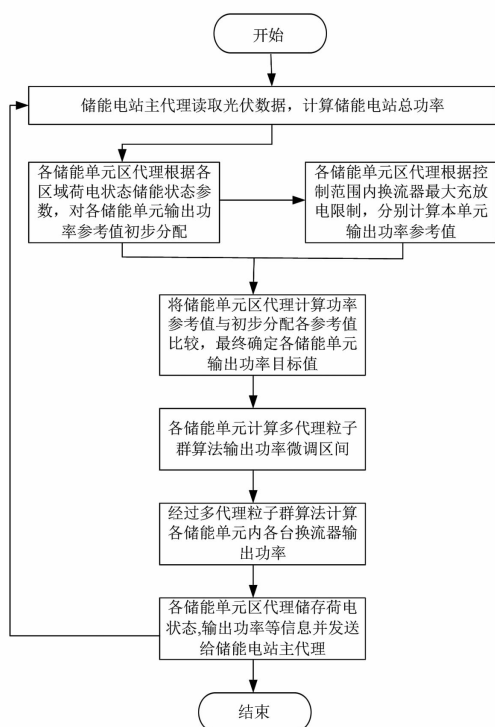


图 2 控制流程

各储能单元区代理计算储能功率需求参考值 $P_A^{\bar{r}}$ 时, 需要知道各储能单元区储能换流器上一时刻 $(t-1)$ 电池组荷电状态和容许的最大充放电容量、功率情况, 再将参考值计算结果发送给各储能单元区代理。

当功率需求为正需要放电时, 第 i 个单元区代理计算的放电功率值为

$$P_{A_i}^{\bar{r}}(t) = P_A^{\bar{r}}(t) \frac{\mu_{A_i} \cdot S_{A_i}(t-1)}{\sum_{i=1}^n \mu_{A_i} \cdot S_{A_i}(t-1)} \quad (2)$$

式中: $i=1, 2, 3 \cdots n$ 为储能单元区个数; $S_{A_i}(t-1)$ 为第 i 个储能单元区代理 $(t-1)$ 时刻储能变流器荷电状态的平均值; μ_{A_i} 为第 i 个储能单元的运行工况参数。

当功率需求为负需要充电时, 各单元区代理计算其充电功率值方法为

$$P_{A_i}^{\bar{r}}(t) = P_A^{\bar{r}}(t) \frac{\mu_{A_i} \cdot [1 - S_{A_i}(t-1)]}{\sum_{i=1}^n \mu_{A_i} \cdot [1 - S_{A_i}(t-1)]} \quad (3)$$

2) 各储能变流器单元的电池荷电状态的状态信息需结合当前时刻的充放电功率参考值 $P_{A_i}^{\bar{r}}(t)$ 自主计算, 计算公式为

$$P_{A_i}^{\bar{r}}(t) = P_{A_i}^{\bar{r}}(t) \left[\alpha \frac{\mu_{A_i} \cdot S_{A_i}(t-1)}{\sum_{j=1}^n \mu_{A_i} \cdot S_{A_i}^p(t-1)} + \beta \frac{\mu_{A_i} \cdot P_{A_i}^{p-1-j}(t)}{\sum_{j=1}^m \mu_{A_i} \cdot P_{A_i}^{p-1-j}(t)} \right] \quad (4)$$

式中: $P_{A_i}^{p-1-j}$ 为第 i 个储能单元代理中第 j 个储能换流器最大允许充放电功率; $S_{A_i}^p(t-1)$ 为第 i 个储能单元区代理中第 j 个储能换流器内储能电池组上一时刻储能荷电状态平均值; α, β 为储能单元区代理的功率调整系数。当储能单元处于放电状态时, 第 i 个储能单元区代理的放电功率 $P_{A_i}^{\bar{r}}$ 计算方法为

$$P_{A_i}^{\bar{r}}(t) = \left\{ \begin{aligned} &\alpha \frac{\mu_{A_i} \cdot [1 - S_{A_i}(t-1)]}{\sum_{j=1}^n \mu_{A_i} \cdot [1 - S_{A_i}^p(t-1)]} + \\ &\beta \frac{\mu_{A_i} \cdot P_{A_i}^{p-1-j}(t)}{\sum_{j=1}^m \mu_{A_i} \cdot P_{A_i}^{p-1-j}(t)} \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

式中, $P_{A_i}^{\bar{r}}$ 为第 i 个储能单元区代理的放电参考功率。

储能单元区代理处于放电状态时对其控制范围内的各储能换流器进行功率分配确定系数 α, β , 功率分配计算如 (6) 式:

$$P_{A_i-q\beta}^{p-j}(t) = P_{A_i}^{\bar{r}}(t) \left[\frac{\mu_{A_i}^p \cdot S_{A_i}^p(t-1)}{\sum_{j=1}^m \mu_{A_i}^p \cdot S_{A_i}^p(t-1)} \right] \quad (6)$$

式中: $\mu_{A_i}^p$ 为各储能换流器的运行工况参数; $P_{A_i-q\beta}^{p-j}$ 为各储能换流器充放电功率参考值。代理将最大允许放电功率 $P_{A-i}^{p-1-d-j}$ 和各储能换流器充放电功率参考值 $P_{A_i-q\beta}^{p-j}$ 作对比后, 若出现 $P_{A_i}^{p-1-d-j} < P_{A_i-q\beta}^{p-j}$ 时, $P_{A_i}^{p-1-d-j}$ 为放电时的储能功率, 有 $\alpha=0, \beta=1$, 否则有 $\alpha=1, \beta=0$ 。

单元功率参考值需要根据充电状态时的第 i 个储能单元区计算得到, 功率分配计算为

$$P_{A_i-q\beta}^{p-j}(t) = P_{A_i}^{\bar{r}}(t) \left\{ \frac{\mu_{A_i}^p \cdot [1 - S_{A_i}^p(t-1)]}{\sum_{j=1}^m \mu_{A_i}^p \cdot [1 - S_{A_i}^p(t-1)]} \right\} \quad (7)$$

储能单元代理最大允许充电功率 $P_{A-i}^{p-1-c-j}$ 和各储能换流器充放电功率参考值 $P_{A_i-q\beta}^{p-j}$ 作比较后, 若出现 $P_{A_i}^{p-1-c-j} < P_{A_i-q\beta}^{p-j}$ 时, 有 $\alpha=0, \beta=1$, 否则有 $\alpha=1, \beta=0$ 。

3) 计算第 i 个储能单元区代理充放电功率参考值的差 $\Delta P_{A_i}^r$ 为

$$\Delta P_{A_i}^r = P_{A_i}^{\bar{r}} - P_{A_i}^{\bar{r}} \quad (8)$$

将计算得到的第 i 个储能单元区代理充放电功率参考值差值 $\Delta P_{A_i}^r$ 与预先设定的功率偏差参考值 ΔP_0^r 对比:

$$\text{若 } \Delta P_{A_i}^r > \Delta P_0^r, \text{ 则 } P_{A_i}^r = P_{A_i}^{\bar{r}} \quad (9)$$

$$\text{若 } \Delta P_{A_i}^r \leq \Delta P_0^r, \text{ 则 } P_{A_i}^r = P_{A_i}^{\bar{r}} \quad (10)$$

式中, $P_{A_i}^r$ 为子代理功率值。子代理将功率值 $P_{A_i}^r$

上传给储能电站主代理,主代理接收后,统计各子代理充放电功率偏差 $\Delta P'_{A-i}$ 和可充放电功率余量 $P_{A-i}^{\text{余量}}$,计算储能电站总功率偏差 $\Delta P'_b$ 。计算方法如式(11)、式(12)所示:

$$\Delta P'_b = \sum_{i=1}^n \Delta P'_{A-i} \quad (11)$$

$$P_{A-i}^{\text{余量}} = \sum_{j=1}^m P_{A-i}^{p-1-j} - P'_{A-i} \quad (12)$$

式中, P_{A-i}^{p-1-j} 为带有限制的储能单元功率,处于充电状态时储能单元区 $P_{A-i}^{p-1-j} = P_{A-i}^{p-1-c-j}$,放电状态时储能单元区 $P_{A-i}^{p-1-j} = P_{A-i}^{p-1-d-j}$ 。

仍有额外能力的充放电功率的储能单元区代理接受储能电站主代理功率差额,储能电站主代理接受额外发电任务的子代理在原本确定的充放电功率参考值的基础上,增加再次分配的额外充放电功率,并按式(1)至式(7)更新功率参考值 P'_{A-i} 。

4)各储能单元区计算算法微调区间时,需要根据各储能换流器的电池组荷电状态和最大允许充放容量、功率实时情况确定。各储能单元的电池组等效荷电状态在计算微调区间动态调整时,应先设定参考值 S_r ,以便运行一段时间后的各储能单元区代理在其范围内受控制,各储能换流器的荷电状态平均值 $S_{A-i}(t-1)$ 能够逐渐接近并基本保持一致。功率微调区间 $P_{A-i}^{1-\alpha}(t)$ 将按照式(13)计算:

$$P_{A-i}^{1-\alpha}(t) = K_{A-i} \cdot P_{A-i}^a + P'_{A-i}(t-1) \quad (13)$$

式中: K_{A-i} 为系数,当 $S_{A-i}(t-1) > S_r$ 时 $K_{A-i} = 1$,否则 $K_{A-i} = -1$; $P'_{A-i}(t-1)$ 为上一时刻的功率参考值; P_{A-i}^a 为预设的储能单元调整功率。当系数 K_{A-i} 全为正或负时,微调区间 $P_{A-i}^{1-\beta}(t)$ 按照式(14)确定为

$$P_{A-i}^{1-\beta}(t) = K_{A-i}^* \cdot P_{A-i}^a + P'_{A-i}(t-1) \quad (14)$$

式中, K_{A-i}^* 由 $S_{A-i}(t-1)$ 大小排序的中间值作为荷电状态参考值的 S_r^* 确定。

功率上、下限区间微调如式(15):

$$\begin{aligned} P_{A-i}^h(t) &= \max(P_{A-i}^{1-\alpha}(t), P_{A-i}^{1-\beta}(t)) \\ P_{A-i}^l(t) &= \min(P_{A-i}^{1-\alpha}(t), P_{A-i}^{1-\beta}(t)) \end{aligned} \quad (15)$$

5)储能子系统的充放电功率的寻优计算是在多代理粒子群算法的各储能单元区代理微调区间内完成的。在计算时,将第 i 个储能单元区的充放电功率参考值 P'_{A-i} 、储能电池组荷电状态容量 C_{A-i} 、储能电池组荷电状态 S_{A-i} 、微调区间上下限 P_{A-i}^h 和 P_{A-i}^l 以及第 i 个储能单元区控制范围内各储能换流器的荷电状态和最大允许充放电的功率限制 S_{A-i}^{p-1-j} 、 P_{A-i}^{p-1-j} 代

入多代理粒子群算法中,即可得到第 i 个储能单元代理充放电功率。同时储能单元区代理生成各储能换流器的控制指令,并下发到该代理下的每个储能换流器的控制模块中,控制储能换流器完成充放电。在多代理粒子群算法中,式(17)至式(21)是与目标函数式(16)相关的约束条件。

$$G_{A-b} = \min(\omega_1 F_{A1} + \omega_2 F_{A2}) \quad (16)$$

$$F_{A1} = P_{A-i}(t) + P'_{A-i}(t) \quad (17)$$

$$F_{A2} = \sum_{i=1}^n \left| S_{A-i}(t-1) + \frac{P'_{A-i} \Delta t}{C_{A-i}} - S_r \right| \quad (18)$$

$$P_{A-i}(t) = \sum_{j=1}^m \mu_{A-i}^{p-j} \cdot P_{A-i}^{p-j}(t) \quad (19)$$

$$S_{A-i}(t-1) = \frac{\sum_{j=1}^m \mu_{A-i}^{p-j} \cdot S_{A-i}^{p-j}(t-1)}{m} \quad (20)$$

$$C_{A-i} = \sum_{j=1}^m \mu_{A-i}^{p-j} \cdot S_{A-i}^{p-j}(t-1) \quad (21)$$

式中: $i=1,2,3,\dots,n$ 为储能单元区的代理个数; $j=1,2,3,\dots,m$, m 为各储能单元代理控制范围内储能换流器数量; G_{A-b} 为多代理粒子群算法目标函数; F_{A1} 为储能电站上一时刻充放电功率与主代理计算得到的功率差; F_{A2} 为储能预设荷电状态参考值和整体荷电状态平均值差; ω_1 、 ω_2 为权重值系数,用于衡量储能电站偏向于对荷电状态进行调整或者偏向于跟踪调度; $P_{A-i}(t-1)$ 为第 i 个储能单元代理上一时刻的功率需求值; $P_{A-i}^{p-j}(t-1)$ 为第 i 个储能单元代理中第 j 个储能换流器上一时刻功率命令值; $S_{A-i}(t-1)$ 为第 i 个储能单元代理上一时刻总体储能换流器的平均值; $S_{A-i}^{p-j}(t-1)$ 为第 i 个储能单元代理中第 j 个储能换流器上一时刻荷电状态平均值; C_{A-i} 为第 i 个储能单元代理中储能容量总和; μ_{A-i}^{p-j} 为第 i 个储能单元代理中第 j 个储能换流器的运行工况参数。

经过迭代算法后,上级储能主代理发出的调令在允许的范围内接近各个储能单元与光伏出力总和。

以多代理和粒子群算法相结合,个体粒子根据自身对问题理解,算法中粒子的速度用各储能单元区的各储能换流器的充放电功率表示,粒子的位置用各储能换流器对应的荷电状态表示。为探索出满足目标函数的储能主代理变流器充放电功率最优解,需要不断调整寻找探索出满足目标函数的位置和速度。

3 仿真分析

对某光伏电站实际运行数据在 Matlab/simulink 中进行仿真验证。该电站光伏装机 50 MW,储能系统容量为 15 MWh,分为多个储能单元区代理。各储能单元区的初始荷电状态按 0.5~0.6 均匀配置,储能荷电状态控制的上下限值设置为 0.1~0.9 之间。光储控制系统如图 3 所示。

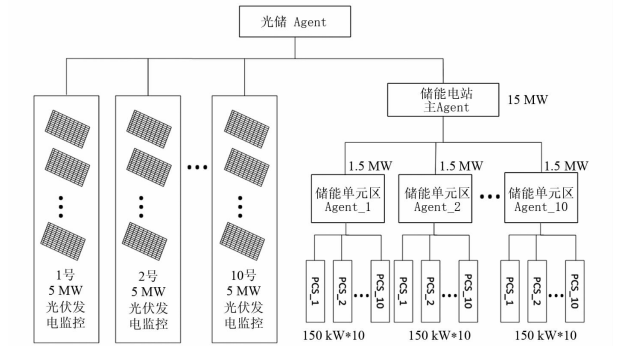


图 3 光储控制系统

光储功率曲线如图 4 所示,从图中功率波动走势看出原始光储总有功波动幅度较大,波动频率较多。光储系统在多代理粒子群算法的控制作用下能有效减小光储输出功率波动幅度,减少功率波动区域,因此基于多代理粒子群算法的光储系统控制策略平抑功率波动效果较好。

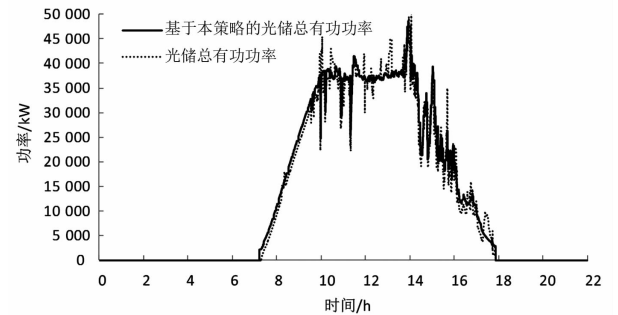


图 4 光储功率曲线

功率波动率计算公式为

$$\sigma_1 = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_z} \tag{22}$$

式中: $P_{\max}$ 为光储发电功率的最大值; $P_{\min}$ 为光储发电功率的最小值; P_z 为光储电站装机容量。图 5 是输出功率波动率曲线,对比发现基于多代理粒子群算法的光储电站发电功率波动大幅度减小,10 min 功率波动率在 2% 以内。

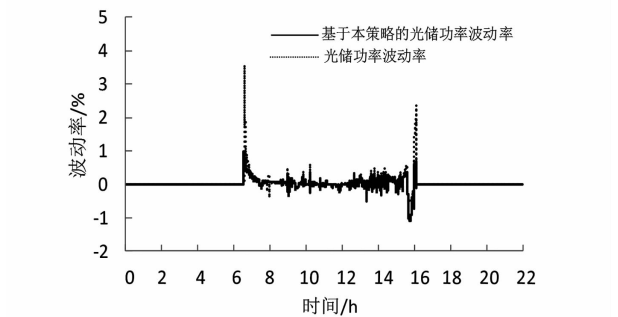


图 5 功率波动率曲线

图 6 为电池储能电站的主代理对应的电池荷电状态变化趋势图,可看出储能系统充放电次数基本相同,荷电状态初始值设为 0.5。原光储电站荷电状态变化范围在 0.35~0.95 区间波动,超出最大值 0.9 的范围,表明储能系统充放电幅度较大,为深度充、放电,经过循环后荷电状态低于 0.4。在多代理粒子群算法下光储电站荷电状态变化在 0.5~0.9 区间,表现为浅充浅放,经过一天的循环,最终使得储能电站主代理荷电状态回归 0.5,与最初设置值基本保持在相对一致的状态。

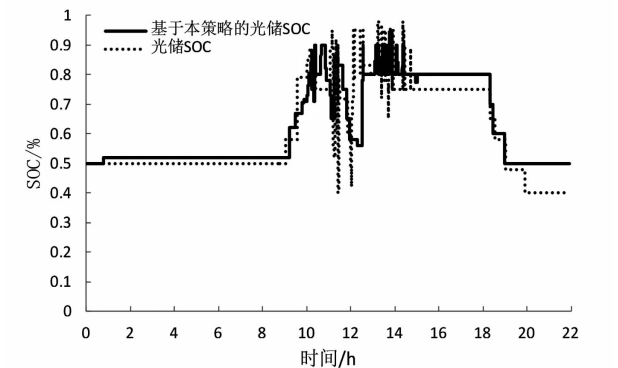


图 6 SOC 变化曲线

4 结 语

在考虑储能系统平抑光伏波动、储能系统荷电状态情况下,提出多代理粒子群算法的光储电站控制策略,采用多代理粒子群算法建立控制策略目标函数。针对光储电站历史输出功率,对目标函数输出功率值扩大解空间搜索范围,寻优计算各储能单元区对应的储能子系统的充放电功率的约束条件和目标函数,探索出最优解。仿真结果表明,所提出的多代理粒子群算法在储能系统作用下有效减小了功率波动率,优化了光储电站主代理对应的电池荷电状态。

(下转第 94 页)

基于故障分量的系统侧谐波阻抗计算方法

龚华麟^{1,2}, 卿俊杰¹, 李官宇¹, 张择策¹, 曾雪¹, 令狐静波¹, 陈子阳¹, 李媛媛¹

(1. 国网成都供电公司, 四川 成都 610041; 2. 国网西藏电力科学研究院, 西藏 拉萨 850000)

摘要:提出一种新的基于故障分量计算系统侧谐波阻抗的方法。基于谐波污染等效分析模型,分析了用户侧发生故障时引发公共耦合点PCC处谐波电压电流波动的特点,通过计算PCC点谐波波动伏安特性比来精确计算系统侧的谐波阻抗。仿真分析和现场数据计算结果表明,该方法可以有效避开系统侧引发的公共耦合点谐波电压波动的干扰,从而得到更为准确的系统侧谐波阻抗值。所做研究工作对评估用户谐波发射水平以及划分谐波污染责任有一定指导作用。

关键词:公共耦合点;谐波阻抗;故障分量;计算方法

中图分类号:TM74 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0032-05

Utility Harmonic Impedance Estimation Based on Fault Component

Gong Hualing^{1,2}, Qing Junjie¹, Li Guanyu¹, Zhang Zece¹, Zeng Xue¹,
Linghu Jingbo¹, Chen Ziyang¹, Li Yuanyuan¹

(1. State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Tibet Electric Power Research Institute, Lhasa 850000, Tibet, China)

Abstract: A new calculation method for harmonic impedance of system side based on fault component is proposed. Based on the equivalent analysis model of harmonic pollution, the characteristics of harmonic voltage and current fluctuation at point of common coupling (PCC) caused by the failure of the customer side are analyzed, and the harmonic impedance of the system side is accurately calculated by calculating the volt-ampere characteristic ratio of PCC. The simulation analysis and field data calculation results show that the proposed method can effectively avoid the interference of harmonic voltage fluctuation caused by point of common coupling on the system side, so as to obtain more accurate harmonic impedance value on the system side. The research work can be used to evaluate the level of harmonic emission and to divide the responsibility of harmonic pollution.

Key words: point of common coupling; harmonic impedance; fault component; computing method

0 引言

随着社会经济的发展,电网规模越来越大,并朝着更智能、更坚强的方向发展,这对电力系统的电能质量也提出了更高的要求。而电力系统中的谐波问题是影响电能质量的主要原因之一。电气化铁路是电力系统内最大的三相不平衡谐波源,除此之外还有数量庞大的变频装置、整流装置、电弧炉等非线性负荷,它们会使电压、电流波形产生畸变,对系统造成谐波污染。

只有正确、科学地区分谐波污染责任,才能为系统侧和用户侧的谐波治理提供依据。评估公共耦合

点(point of common coupling,PCC)用户谐波发射水平是谐波污染责任划分的前提,而获得用户谐波发射水平的关键在于准确地计算系统侧的谐波阻抗,这也是国内外研究的热点和难点^[1-4]。

系统侧和用户侧的等效电路模型是评估PCC处谐波污染最常用的工具^[5-8]。计算系统侧谐波阻抗的方法主要分为干预式方法^[9-11]和非干预式方法^[12-17]。其中干预式方法会干扰电力系统,因此误差较大,比如通过投切电容器来实现谐波阻抗的计算;非干预式方法则更为科学,被大多数研究人员采用,计算原理也更为多样。波动量法是最为常用的非干预式方法^[18],利用PCC处电压和电流波动量比值的符号进行判别,但该方法需要假设谐波电压波动的主导侧,因此不能保证计算精度。二元线性

回归方法基于在 PCC 处采集的电流和电压,将其进行快速傅里叶变换并提取谐波分量,根据电路理论推导回归方程求取谐波阻抗。然而,该方法仅适用于背景谐波变化不大的情况时,当背景谐波变化很大时,系统侧谐波阻抗的计算将出现较大的估计误差。文献[19]介绍的极大似然估计法是以系统中的背景谐波服从正态分布为前提来求解似然方程,最后计算得出系统侧谐波阻抗值,而显然在实际的电力系统中,背景谐波并不服从标准的正态分布。为了减少背景谐波的干扰,文献[20]基于独立随机矢量协方差等于 0 的特点,提出了随机独立矢量法,但该方法在系统侧谐波发射水平变高的情况下,误差也会随之变大。文献[21]介绍了基于贝叶斯理论的系统侧谐波阻抗计算,可以较为准确地计算背景谐波在非正态分布情况下的谐波阻抗,但仍需假设阻抗在估计时间段内不产生突变以及阻抗的先验分布是区间上的均匀分布。

无论是干预式或者非干预式的方法,都是在稳态下进行分析和建模,它们的区别主要在于对数据处理的假设和方法不同。下面,着眼于计算系统侧谐波阻抗的核心目标,研究故障状态下 PCC 处谐波电压波动与系统及用户侧的电气量关系,提出基于故障分量的系统侧谐波阻抗计算方法。仿真分析表明,无论背景谐波是否视为服从正态分布,采用所提方法都可以较为准确地计算系统侧的谐波阻抗值。所提出的基于故障分量的系统侧谐波阻抗计算方法是对用户侧故障状态下 PCC 处电气量分析的积极探索,是对快速准确计算具有工程意义的系统侧谐波阻抗的有益尝试,对评估用户谐波发射水平以及划分谐波污染责任有一定指导作用。

1 基本原理

1.1 谐波污染等效分析模型

谐波分析通常采用诺顿等效电路^[1-5],如图 1 所示。

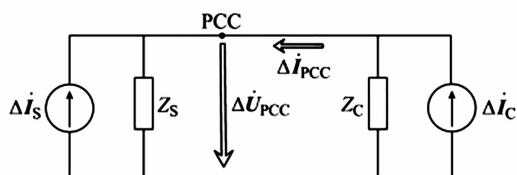


图 1 系统侧和用户侧谐波分析等效电路
根据诺顿定理可列出等效电路方程为

$$\begin{cases} \Delta I_{PCC} = \frac{Z_c}{Z_s + Z_c} \Delta I_c - \frac{Z_s}{Z_s + Z_c} \Delta I_s \\ \Delta U_{PCC} = \frac{Z_s Z_c}{Z_s + Z_c} \Delta I_c + \frac{Z_s Z_c}{Z_s + Z_c} \Delta I_s \end{cases} \quad (1)$$

式中: ΔI_{PCC} 为 PCC 处测得的谐波电流波动矢量值; ΔU_{PCC} 为 PCC 处测得的谐波电压波动矢量值; ΔI_c 和 ΔI_s 分别为用户侧和系统侧谐波发射电流波动矢量值; Z_c 和 Z_s 分别为用户侧和系统侧谐波阻抗值。

容易看出, ΔI_{PCC} 和 ΔU_{PCC} 是由用户侧谐波电流 ΔI_c 和系统侧谐波电流 ΔI_s 组成的矢量贡献。即 PCC 处的谐波电压、电流波动是由系统侧和用户侧两方面的电流波动共同影响的。

文献[14]定义了 PCC 点谐波波动伏安特性比 K_{hVA} ,它实际表征了谐波伏安特性曲线的斜率。通过 PCC 处的谐波电压、电流波动量的比值来进一步分析系统侧谐波阻抗与两侧电流波动量的关系,如式(2)所示。若仅有系统侧或用户侧的波动引起 PCC 点谐波波动时, K_{hVA} 的计算变换为式(3)。

$$K_{hVA} = \frac{\Delta U_{PCC}}{\Delta I_{PCC}} = \frac{\Delta I_c + \Delta I_s}{\Delta I_c / Z_s - \Delta I_s / Z_c} \quad (2)$$

$$K_{hVA} = \frac{\Delta U_{PCC}}{\Delta I_{PCC}} = \begin{cases} Z_s & \Delta I_s = 0 \\ -Z_c & \Delta I_c = 0 \end{cases} \quad (3)$$

因此,为了准确计算 Z_s ,需要假设 PCC 处造成 ΔI_{PCC} 和 ΔU_{PCC} 的原因均来自用户侧,即 $\Delta I_s = 0$,从而可通过计算 K_{hVA} 来确定 Z_s 。然而,系统正常运行状态下,该假设是不成立的。

1.2 用户侧故障状态下 PCC 电气量分析

电力系统正常运行时,PCC 处 ΔI_{PCC} 和 ΔU_{PCC} 的出现是系统侧和用户侧共同作用的结果,因此不可能有 $\Delta I_s = 0$ 或 $\Delta I_c = 0$ 。而以大量的现场工程实践为依据,发现了一种特殊工况:在用户侧发生故障时(比如用户侧单相接地短路),用户侧的谐波波动量先于系统侧的谐波波动量对 PCC 处的 ΔI_{PCC} 和 ΔU_{PCC} 产生影响,并且可以通过用户侧变电站内的故障录波装置提取并计算出这些数据。即可以认为在用户侧发生故障之后的短暂时间里,PCC 处的 ΔI_{PCC} 和 ΔU_{PCC} 仅与用户侧的谐波发射水平有关,满足了 $\Delta I_s = 0$ 的情况。

1.3 基于故障分量的系统侧谐波阻抗计算

用户侧发生故障的一般情况如图 2 所示。

根据1.2节分析,假设10 kV出线处在 t_0 时刻发生故障, t_0-t_1 时间内PCC处的 $\Delta \dot{I}_{PCC}$ 和 $\Delta \dot{U}_{PCC}$ 仅受用户侧的 $\Delta \dot{U}_{c-f}$ 和 $\Delta \dot{I}_{c-f}$ 的影响,其中 $\Delta \dot{U}_{c-f}$ 和 $\Delta \dot{I}_{c-f}$ 分别为故障处的谐波电压波动量和谐波电流波动量。而 t_1 时刻之后PCC处的 $\Delta \dot{I}_{PCC}$ 和 $\Delta \dot{U}_{PCC}$ 将同时受用户侧和系统侧谐波波动量的影响。故障情况下,PCC处的 $\Delta \dot{I}_{PCC}$ 和 $\Delta \dot{U}_{PCC}$ 受影响情况如表1所示。

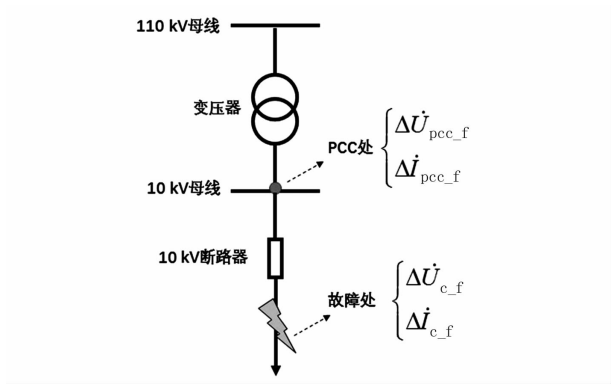


图2 用户侧发生故障的一般情况

表1 不同时间段影响PCC处谐波波动量的因素

影响因素	t_0	t_0-t_1	t_1
是否受用户侧谐波波动量影响	否	是	是
是否受系统侧谐波波动量影响	否	否	是

根据表1,可以通过用户侧变电站内的故障录波装置提取并计算出 t_0-t_1 时间段PCC处的 $\Delta \dot{I}_{PCC}$ 和 $\Delta \dot{U}_{PCC}$,从而通过式(3)计算得到 K_{hVA} 和 Z_s 。

2 仿真分析

根据图1和图2,使用PSCAD搭建10 kV系统仿真模型,用4种方法(方法1为基于快速独立分量分析的系统侧谐波阻抗计算方法;方法2为二元回归法;方法3为基于贝叶斯定理的系统谐波阻抗估计;方法4为所提方法),对该10 kV仿真系统的典型谐波(3次、5次、7次、9次、11次、13次谐波)进行测量计算,并对结果误差进行对比分析。

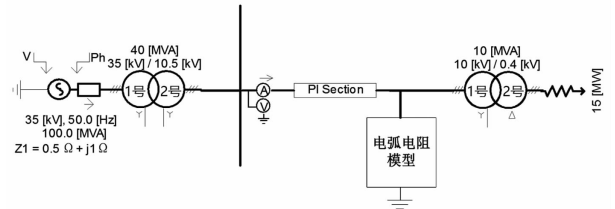


图3 10 kV系统仿真模型

仿真模型设置的系统侧阻抗为 $Z_s = 0.5 + j1$,在

负荷侧加入 $\pm 5\%$ 的随机正弦波动。针对所提方法,在PCC点处设置两相接地短路故障,搭建接地电弧模型,随着接地电弧电阻不断变化,从而向系统中注入谐波。

在PCC处提取10 000个仿真数据,每100个数据为一个数据段,进行递推归算。

2.1 基于PSCAD建模的电弧电阻模型

所采用的电弧电阻模型能够准确、有效地反应10 kV系统短路接地时电弧电阻的特性^[22],电弧电压畸变明显,且与实际变电站的故障录波波形相符合,如图4所示。

电弧电导的非线性数学表达式为

$$\begin{cases} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\tau_s}(G_s - g) \\ \tau_s = \frac{\beta \times I_s^{1.4}}{l} \\ G_s = \frac{|i_h|}{V_{s0} \times I_s^{-0.4} \times l} \end{cases} \quad (4)$$

式中: g 为电弧电导; τ_s 为时间常数; G_s 为稳态电导; β 为常量系数; I_s 为10 kV系统接地故障稳态电流; i_h 为电弧电流; V_{s0} 为弧隙每厘米压降的常量系数; l 为电弧长度。根据现场实际取 $\beta = 7.53 \times 10^{-6}$, $V_{s0} = 75$ V/cm, $l = 5$ cm。

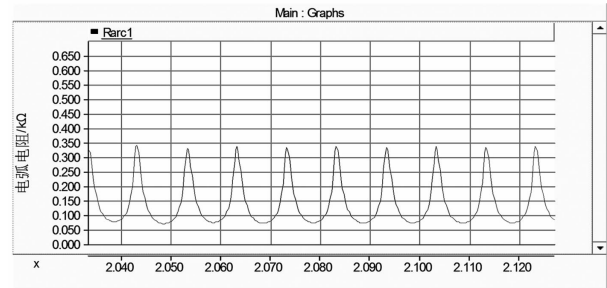


图4 接地电弧电阻仿真结果

2.2 系统谐波阻抗测量

2.2.1 正态背景谐波

负荷侧加入 $\pm 5\%$ 的随机正弦扰动,并且设置为正态随机扰动,提取10 000个仿真数据,分别利用方法1、2、3、4进行数据处理分析;设置10 kV两相短路接地故障,提取故障2个周波后10 000个仿真数据以及短路前两个周波的10 000个仿真数据,利用故障分量进行数据处理分析及谐波阻抗计算。仿真结果如表2和表3所示。

由表2、表3可以看出,仿真系统在正态扰动

下,方法4的计算结果较其他方法误差最小。4种方法对3次、5次、7次、9次、11次、13次谐波的测量值如图5和图6所示。

表2 系统阻抗幅值误差

序号	谐波次数	相对误差/%			
		方法1	方法2	方法3	方法4
1	3	1.20	3.21	4.50	0.70
2	5	1.50	4.23	4.62	1.30
3	7	1.89	3.21	6.72	1.50
4	9	3.14	4.20	11.71	1.32
5	11	4.55	6.21	10.35	0.82
6	13	3.21	4.73	9.34	1.02

表3 系统阻抗相角误差

序号	谐波次数	相对误差/%			
		方法1	方法2	方法3	方法4
1	3	2.35	4.23	6.32	2.34
2	5	1.78	5.98	11.20	1.32
3	7	1.34	5.11	8.47	1.26
4	9	2.93	2.98	3.00	2.87
5	11	2.31	3.22	4.02	1.12
6	13	1.12	2.34	6.32	1.02

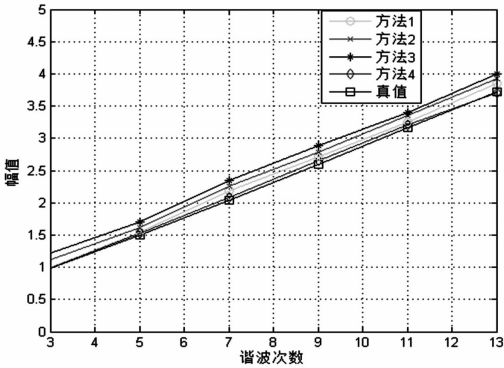


图5 正态谐波背景下不同方法计算的阻抗幅值

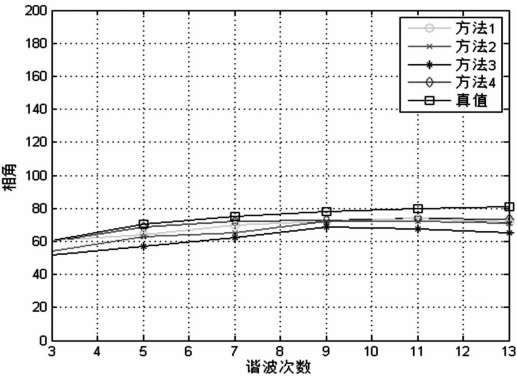


图6 正态谐波背景下不同方法计算的阻抗相位

2.2.2 非正态背景谐波

将负荷侧扰动设置为非正弦扰动,与2.2.1节做相同的建模和计算,结果见表4、表5、图7、图8。

表4 系统阻抗幅值误差

序号	谐波次数	相对误差/%			
		方法1	方法2	方法3	方法4
1	3	1.31	4.21	5.00	0.73
2	5	2.00	4.51	4.89	1.36
3	7	2.33	3.40	6.75	1.49
4	9	3.17	4.20	11.71	1.41
5	11	5.01	6.23	11.35	1.02
6	13	3.29	4.75	10.02	1.11

表5 系统阻抗相角误差

序号	谐波次数	相对误差/%			
		方法1	方法2	方法3	方法4
1	3	2.22	4.55	6.47	2.50
2	5	2.36	6.03	12.23	1.42
3	7	1.54	5.56	9.40	1.30
4	9	3.13	3.20	3.20	2.91
5	11	2.47	3.55	4.12	1.21
6	13	1.32	2.89	6.44	1.12

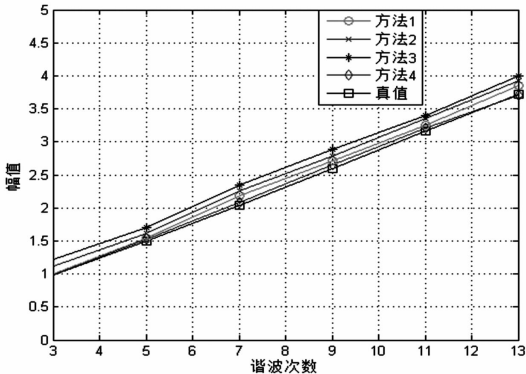


图7 非正态谐波背景下不同方法计算的阻抗幅值

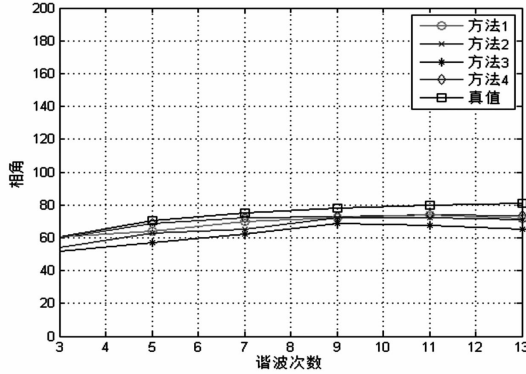


图8 非正态谐波背景下不同方法计算的阻抗相位

由表4和表5的仿真结果可以发现,在非正态随机扰动之下,所提的方法4对典型谐波的测量计算仍然保持着较高的准确率。并且,对比表2至表5,可以发现方法4在正态扰动和非正态扰动下计算结果十分接近,表明该方法可以有效地抑制背景谐波的干扰,从而使得计算效果更加准确稳定。

3 结 语

系统侧谐波阻抗的计算是评估用户谐波发射水平以及研究谐波在系统中各类特性的基础。区别于对谐波污染等效分析模型中数据处理的算法研究,根据大量实际工程经验,以及在用户侧变电站故障录波装置中获取的波形与数据,提出了系统侧谐波阻抗计算的新思路,即聚焦于用户侧发生故障时的前期阶段,PCC处的谐波波动量只与用户侧谐波波动量有关的特点。在该情况下,可以认为系统侧谐波波动量不影响PCC处的谐波波动伏安特性比。因此,可据此快速计算系统侧谐波阻抗。

通过仿真分析以及和其他计算系统侧谐波阻抗方法的对比,可以看出所提方法的计算结果最接近真值,受到用户侧谐波发射水平的影响也最小。此外,所提的基于故障分量的系统侧谐波阻抗计算方法十分简便,可以通过用户侧变电站的故障录波装置获取数据与波形,是工程研究人员非常易于掌握的计算方法。所做研究工作对更科学地评估用户谐波发射水平以及划分谐波污染责任有一定指导作用。

参考文献

[1] 蒋文林,郭玉恒,薛东江,等. 基于小波的畸变波形同步分层谐波阻抗估计[J]. 电力系统自动化设备, 2005,25(2):33-36.

[2] 王诗超,沈沉,程建洲. 考虑电流波动特性的系统侧谐波阻抗估计方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(3):65-70.

[3] Pfajfar T, Blazic B, Papic I. Harmonic Contributions Evaluation with the Harmonic Current Vector Method [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008,23(1):425-433.

[4] Omran W A, El-Goharey H S K, Kazerani M, et al. Identification and Measurement of Harmonic Pollution for Radial and Nonradial Systems [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009,24(3):1642-1650.

[5] Johnsen O, Peguiron N, Schnegg P, et al. A New System of Measurement of the Network Impedance [J]. Measurement, 1991,9(2):50-55.

[6] Girgis A A, McManis R B. Frequency Domain Techniques for Modeling Distribution or Transmission Networks Using Capacitor Switching Induced transients[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989,4(3):1882-1890.

[7] 刘秀玲,王洪瑞. 电网谐波阻抗的测量及其修正[J]. 电力系统及其自动化学报,2007,19(2):55-59.

[8] De Oliveira A, De Oliveira J, Resende J, et al. Practical

Approaches for AC System Harmonic Impedance Measurements[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1991,6(4):1721-1726.

[9] Nagpal M, Xu W, Sawada J. Harmonic Impedance Measurement Using three-phase Transients [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1998,13(1):272-277.

[10] Sumner M, Palethorpe B, Thomas D, et al. A Technique for Power Supply Harmonic Impedance Estimation Using a Controlled Voltage Disturbance [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2002,17(2):207-215.

[11] 吕洋,徐政. 投切电容器时的电网谐波阻抗测量方法[J]. 高电压技术, 2009,35(7):1780-1784.

[12] 张安安,杨洪耕. 基于畸变波形同步分层估计谐波阻抗的探讨[J]. 电力系统自动化,2003,27(9):41-44.

[13] 张安安,马文营,杨洪耕. 复小波在谐波阻抗估计中的应用[J]. 四川大学学报(工程科学版), 2003,35(2):104-107.

[14] 龚华麟,肖先勇,刘亚梅,等. 基于主导波动量筛选原理的用户谐波发射水平估计方法[J]. 中国电机工程学报,2010,30(4):22-27.

[15] 华回春,贾秀芳,曹东升,等. 电能质量数据交换格式下的谐波责任估计[J]. 电网技术, 2013,37(11):3110-3117.

[16] 龚华麟,肖先勇. 非线性度法在配电网谐波源探测中的应用[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(8):30-34.

[17] 龚华麟,肖先勇. 基于负荷时域等值模型非线性度的谐波源定位[J]. 四川电力技术,2009,32(1):9-12.

[18] 惠锦,杨洪耕,叶茂清. 基于阻抗归一化趋势判别的谐波发射水平评估[J]. 中国电机工程学报,2011,31(10):73-80.

[19] 华回春,贾秀芳,曹东升,等. 系统谐波阻抗估计的极大似然估计方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(10):1692-1699.

[20] Hui J, Yang H G, Lin S F, et al. Assessing Utility Harmonic Impedance Based on the Covariance Characteristic of Random Vectors [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010,25(3):1778-1786.

[21] 赵熙,杨洪耕. 基于贝叶斯定理的系统谐波阻抗估计[J]. 中国电机工程学报,2016,36(11):2935-2943.

[22] 李淑蓉,薛永端,徐丙垠,等. 小电流接地故障电弧建模及过电压分析[J]. 电力科学与技术学报,2019,34(1):47-53.

作者简介:

龚华麟(1985),男,注册电气工程师,主要从事继电保护研究与检修工作;

卿俊杰(1989),男,主要从事继电保护研究与检修工作;

李官宇(1986),男,主要从事继电保护研究与检修工作。

(收稿日期:2020-04-17)

110 kV 变电站保护改造方法分析

霍 丹,吴 靖,田 骏,张 魁,叶李心
(国网杭州供电公司,浙江 杭州 310006)

摘 要:总结了 110 kV 超期运行变电站保护改造过程中有限停电条件下保护改造作业时安全措施、改造方法、调试手段和注意事项,并进一步比较了几种改造方案的时间成本和人力成本,推导出最优改造方案,为国内的 110 kV 变电站整站保护改造提供参考。

关键词:老旧改造;时间成本;人力成本;安全措施;调试手段

中图分类号:TM755 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)05-0037-06

Analysis on Protection Reformation Method in 110 kV Substation

Huo Dan, Wu Jing, Tian Jun, Zhang Kui, Ye Lixin
(State Grid Hangzhou Electric Power Supply Company, Hangzhou 310006, Zhejiang, China)

Abstract:The security measures, reformation method and commissioning method are summarized as well as the matters needing attention in 110 kV substation with extra service during the protection reformation in a few power rationing condition. The time cost and labor cost of several protection reformation plans are compared, and the optimal plan is deduced, which provides a reference for protection reformation in 110 kV substation in China.

Key words:reformation method; time cost; labor cost; security measures; commissioning method

0 引 言

110 kV 变电站多为市区终端变电站,通常联接 220 kV 变电站,共有 110 kV 进线 2 回。110 kV 变电站很大部分为 20 世纪 90 年代投产,已运行 20 年以上,设备运行时间过长,老化严重,维护困难,为提高市区电网供电可靠性,对 110 kV 老旧变电站进行设备更换^[1~2]。由于改造涉及变电站较多,范围较广,经验总结有助于国内 110 kV 变电站改造工程推进。

下面总结了某 110 kV 变电站有限停电范围内改造时的安全措施、改造方法、调试手段和一些注意事项,并比较了几种改造方案,从中选取最优方案,为全国范围内的 110 kV 变电站改造提供参考。

1 110 kV 变电站改造方法介绍

下面将具体介绍老旧变电站接线方式及设备配置情况,并详细介绍改造过程中的风险点、预控措施

以及改造过程。

1.1 110 kV 老旧变电站情况

某 110 kV 变电站的 110 kV 侧为内桥接线方式,低压侧为单母三分段接线方式。该变电站配有双回 110 kV 进线,两台 110 kV 变压器,低压侧 10 kV 部分为三段母线单分段方式,1 号主变压器对应 10 kV I 段母线,2 号主变压器低压侧分支一对应 10 kV II 段母线,2 号主变压器低压侧分支二对应 10 kV III 段母线,10 kV I 段母线和 II 段母线之间配置有分段断路器。主接线如图 1 所示。

110 kV 变电站老旧改造工程主要包括更换公共设备和分间隔内保护和测控装置,老旧变电站增设故障录波器和 GPS 对时装置。

公共设备部分包括更换 110 kV 母线设备测控和 110 kV 电压并列重动装置,10 kV 母线设备测控和 10 kV 电压并列重动装置,110 kV 母线分段及备自投装置和母线分段测控,10 kV 母线分段及备自投和母线设备测控。分间隔内设备包括更换 110 kV 主变压器差动保护装置、高后备保护装置、主变压器两侧

测控装置和本体测控装置,同时主变压器低压侧新增分支过流保护,110 kV 进线测控,进线操作箱,10 kV 线路、电抗器、电容器和所用变压器保护测控装置。

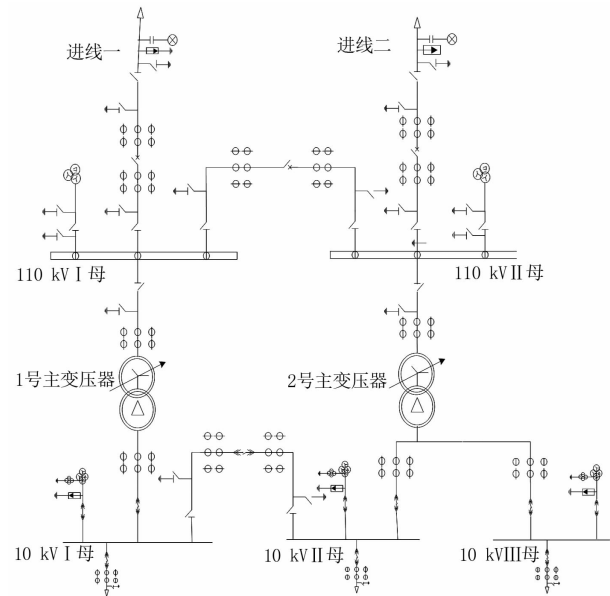


图1 110 kV 变电站主接线

1.2 轮停改造过程中风险点及控制措施

该期老旧变电站改造,为降低电网负荷压力,采用轮停主变压器间隔方式。第一阶段 110 kV 停役状态包括 110 kV 进线电源一断路器线路检修,1 号主变压器两侧断路器检修,1 号主变压器对应的高、低压侧母线检修。110 kV 进线电源二运行,2 号主变压器运行,2 号主变压器低压侧两个分支均运行,10 kV II 段和 III 段母线运行。改造过程中存在诸多风险点,尤其在改造公共设备时,拆除与停役设备相关二次回路过程中,由于安全措施落实到位,造成运行母线失压,运行间隔电流回路开路,误跳运行间隔开关。下面列举几种典型设备更换过程中的风险点及控制措施。

1.2.1 110 kV 备自投和线路测控及操作箱改造

更换 110 kV 备自投装置过程中,风险点包括误跳运行进线开关,误拆线造成运行主变压器高压侧电流开路和造成运行高压侧母线交流电压失压。预控措施包括:首先确认备自投跳运行进线开关出口硬压板已经取下,将相关端子排跳运行进线部分上端头用红色绝缘胶布可靠隔离;并通过拉合停役进线开关控制电源开关,测量跳合停役进线的出口压板电位,进一步确认出口压板的正确性。110 kV 备自投屏内进线二相关电流回路在运行,应将电流回路外侧端子短接后断开端子排连接片,断开运行母

线交流电压端子排,并将外侧密封防止误碰。

110 kV 老旧变电站,其两条进线和桥开关测控及操作箱装置常同屏布置,为检修工作增加风险。更换同屏内检修间隔测控和操作箱时,应将运行线路部分测量电压、测量电流、遥信和遥控部分端子排可靠密封。将对应交流电压空气开关、直流遥信、装置电源空气开关和控制直流电源空气开关可靠隔离。

1.2.2 110 kV 电压并列重动装置改造

改造 110 kV 电压并列重动屏可能造成运行母线失压。预控措施是将运行 110 kV 母线电压可靠隔离,由于旧电压并列重动装置采用双位置继电器,其掉电不会失压,将旧电压并列重动装置直流电源可靠隔离后,将至 110 kV 一次设备的母联断路器位置、母联断路器两侧隔离开关位置、两段母线电压互感器隔离开关位置改接至新电压并列重动屏。

1.2.3 10 kV 备自投改造

改造 10 kV 母分备自投时风险点误跳运行主变压器低压侧断路器,造成运行主变压器低压侧电流开路或低压侧母线电压短路。预控措施是将跳运行主变压器低压侧断路器的出口压板取下,并将跳运行主变压器低压侧断路器端子排可靠隔离,通过拉合停役主变压器低压侧控制电源方法进一步确认停役主变压器间隔跳闸出口压板和相关回路。将备自投柜内运行主变压器低压侧电流回路短接,断开运行交流母线电压空气开关使带电部分可靠隔离。

1.2.4 10 kV 电压并列切换装置改造

10 kV 电压并列切换装置布置于 10 kV 分段隔离柜面板上,更换新电压并列切换装置前,应将运行段交流母线电压临时短接,防止拆除过程中由于误断开运行母线电压互感器隔离开关位置开入造成 10 kV 运行主变压器设备失压。

老旧站测控装置更换后,遥控试验前将全站设备控制功能切换至就地位置,防止误遥控运行设备开关。

1.3 变电站改造措施

1.3.1 10 kV 间隔改造

10 kV 线路、电容器、电抗器和所用变压器开关柜间隔,采用保留二次接线仓、更换面板方式。面板上保护测控装置和功能压板、跳合闸出口压板、远近控切换把手、分合闸小开关、储能指示灯和复归按钮均更换。以上相关二次回路均重新配置。由于线路间隔电能表本身有功率历史读数的特殊原因,电能表必须利旧。面板更换配线完成后进行绝缘测试,

数据合格后,装置送上电,新装置支持 IEC 61850《变电站通信网络和系统》规范^[3],需修改配置 IED NAME 和通信地址,更新整定值,并配置遥信防抖时间、遥测死区参数、遥控保持时间等参数。新保护测控装置需与厂站监控后台和主站监控进行三遥信息核对,包括本间隔电压、电流、有功功率、无功功率和功率因数核对;保护测控装置告警、闭锁、动作、断路器分合闸位置、手车工作试验位置、工作位置、开关柜接地开关位置、弹簧未储能、控制回路断线和辅助电源故障等遥信核对。遥控试验包括断路器分合闸遥控和重合闸软压板投退试验。遥控试验前,应将全站所有运行设备切换把手切至就地操作,防止由于遥控信息关联异常,导致误遥控运行设备,造成运行设备失电。

1.3.2 10 kV 电压并列装置改造

10 kV 电压并列重动装置改造措施:将运行母线电压和运行母线电压重动回路可靠密封;拆除停役母线电压回路和停役母线电压重动回路,割接至新电压并列切换装置;将分段断路器位置、分段隔离柜小车工作位置构成的电压并列回路,割接至新电压并列重动装置并列回路中;将分段断路器分闸位置,分段隔离柜小车试验位置接点并接至新电压并列重动装置解列回路解列把手两端。

电压并列重动回路搭接完成后,对二次回路进行绝缘测试,测试数据合格后,在停役母线电压互感器柜处通入交流母线电压,将电压互感器小车推至工作位置,然后检查电压并列装置重动指示灯,检查重动后电压输出是否正常。需检查该段母线上所有线路、电容器和电抗器保护测控装置交流电压采样,检查 10 kV 分段备自投、主变压器低压侧后备保护、故障录波器、主变压器电能表屏和监控后台的交流电压采样。为区分相别,各相电压应设置不同数值,如分相电压设置为 10 V、20 V 和 30 V,零序电压设置为 15 V。

电压重动回路验证正确后,进一步验证电压并列和解列回路。电压并列回路验证,需将分段断路器至合位,并将分段断路器隔离柜推至工作位置,将并列解列开关切换至并列位置。并列条件满足后,测量另外一段母线输出交流母线分相和零序电压正确。解列回路验证时,分别拉开分段断路器,将分段隔离小车拉至试验位置,开关切换至解列位置,然后检查并列装置另外一段母线电压输出是否为 0 V。

1.3.3 10 kV 分段备自投改造

10 kV 分段备自投开关柜,采用更换整个面板方法,所有保护测控装置、电压互感器、把手和指示灯引出线均重新配置。将运行母线电压断开,将运行主变间隔电流回路短接,将跳运行主变压器间隔压板和回路可靠隔离,运行主变压器低压侧断路器需改非自动装置,拉开低压侧控制电源,拆除备自投跳运行主变压器回路后将运行主变压器低压侧控制电源恢复。配线完成经绝缘测试合格后,试验备自投交流电压、电流采样,将停役侧主变压器低压侧断路器位置和 KKJ 开入,同时联动停役主变压器低压侧断路器和分段断路器。

1.3.4 10 kV 母线设备测控改造

10 kV 母线设备测控改造:更换整个面板;厂站监控后台和主站监控端三相交流母线电压和零序电压,交流采样测试;母线电压互感器隔离开关小车位置,母线接地小车工作位置等遥信测试;同时验证母线接地信号正确性。

1.3.5 主变压器保护更换

110 kV 主变压器差动保护、高后备保护和低压侧过流保护采用屏内“掏屏式”更换方式,只更换保护装置,微调部分压板、空气开关、把手、按钮和内部配线,外部电缆均利旧。差动保护采集高压侧进线、桥断路器和低压侧分支断路器电流,通流试验检验电流采样回路。差动保护动作出口回路验证,包括跳高压侧进线和桥断路器、低压侧断路器、闭锁高压侧分段备自投。其中闭锁分段备自投应接入分方式闭锁,不能接入总闭锁回路。高后备保护采集高压侧电压和高压侧套管电流,通流验证电流回路。高压侧后备保护跳各侧断路器和闭锁备自投回路验证时,高后备动作闭锁高压侧分段备自投也应采用分方式闭锁。低压侧后备保护,接入低压侧电压和电流,验证跳低压侧分段断路器、低压侧断路器和闭锁低压侧分段备自投出口回路。低压侧运行方式常采用暗备自投方式,故闭锁低压侧备自投接入总闭锁开入。

1.3.6 110 kV 母线设备测控及电压并列重动装置改造

110 kV 母线设备测控及电压并列重动屏,同样采用“掏屏式”更换方法。将运行母线电压和运行母线电压重动回路可靠密封,拆除停役母线电压回路和停役母线电压重动回路,割接至新电压并列切换装置;将分段断路器位置、分段断路器两侧隔离开关位置构成的电压并列回路割接至新电压并列重动

装置并列回路中;将分段断路器分闸位置、分段断路器两侧隔离开关分闸位置接点并接至新电压并列重动装置解列回路解列把手两端。电压并列重动回路搭接完成后,对二次回路进行绝缘测试。数据合格后,在停役母线电压互感器柜处通入交流母线电压,在合上电压互感器隔离开关之前应通知调度变更设备运行状态,再拉开母线接地开关、合上母线电压互感器隔离开关。然后检查电压重动指示是否正确,检查重动后电压输出是否正常。需检查该段母线上进线和主变压器高压侧测控装置交流电压采样,并且检查 110 kV 分段备自投、主变压器高压侧后备保护、故障录波器、电能表屏和监控后台的交流电压采样。同样为区分相别,各相电压应设置不同数值,如分相电压设置为 15 V、25 V 和 35 V,零序电压设置为 15 V。

110 kV 电压重动回路验证正确后,需进一步验证电压并列和解列回路。电压并列回路验证,需将分段断路器至合位,并将分段断路器两侧隔离开关合上,将并列解列把手切换至并列位置。但是由于 110 kV 只停役单段分段,分段断路器近运行侧母线隔离开关无法置合位,需等待该段母线停役后,方能验证分段断路器的该段母线侧隔离开关相关并列和解列回路。合分段断路器停役母线侧隔离开关,需拉开分段断路器停役母线侧接地开关。变更一次设备状态,需提前通知调度运行人员。并列条件满足后,测量另外一段母线输出交流母线分相和零序电压。解列回路验证时,分别拉开分段断路器,将分段断路器停役母线侧隔离开关把手切换至解列位置,检查并列装置中另外一段母线电压是否为 0 V。

1.3.7 新增 110 kV 故障录波器

新增 110 kV 故障录波器采用异地立屏。该屏至各个间隔交流电压、交流电流、开关位置和保护动作等开入二次电缆新铺设。为削弱电磁干扰,新屏柜体接地铜排应使用截面积不小于 50 mm² 接地线与室内等电位接地网可靠连接^[4]。检测交流电压、交流电流采样,保护动作和跳闸位置等开入是否正确。在 CT 备用绕组不够情况下,可以将故障录波器电流串接在某保护装置后^[5-6]。

1.3.8 新增时钟屏

新增 110 kV 时钟屏采用异地立屏方式,其至各个间隔保护装置采用 B 码对时方式。

1.3.9 110 kV 公用测控屏改造

110 kV 公用测控屏采用异地立屏方式,需将原

有所用电屏、交流电源监视回路、所用电屏不同段交流电源故障、所用电屏并列时信号接入公用测控,直流馈电屏、直流电源监视回路、直流电源屏直流电源故障、不同段直流电源并列信号、火灾告警和防盗告警等信号接入公用测控,并分别验证。

1.3.10 110 kV 分段备自投改造

110 kV 分段备自投柜,采用更换装置方法。将运行母线电压断开,将运行主变压器间隔电流回路短接,将跳运行主变压器间隔压板和回路可靠隔离,运行进线断路器需改非自动装置,拉开运行进线控制电源,拆除备自投跳运行进线回路后将运行进线控制电源恢复^[7]。配线完成且绝缘测试合格后,进行备自投相关二次回路联调验证。

1.3.11 110 kV 进线和分段测控及操作箱屏改造

110 kV 进线和分段测控及操作箱屏,采用更换装置、调整部分压板和装置引出线方式。外部输入电缆均利旧。同屏内有运行线路测控和操作箱时,需将运行进线相关空气开关、把手、压板和运行部分端子排可靠密封,防止误碰运行设备。配线完成经绝缘测试合格后,进行三遥回路验证。对于操作箱,应结合跳合闸线圈电阻,合理调整操作板上 TBJ 和 HBJ 继电器动作电流;由于整定时已考虑 2 倍的动作裕度,因此只要按照断路器实际跳合闸电流整定,不再考虑裕度。操作箱防跳继电器回路应该和机构防跳继电器配合使用,尽量采用机构防跳,取消操作箱防跳。

2 变电站改造成本分析

老旧变电站改造过程中主要考虑时间成本和人力成本,下面进行具体分析。

2.1 变电站改造时间成本分析

老旧变电站改造过程中存在诸多种施工方案,下面分析 3 种主要施工方案。

2.1.1 方案 1 采用同厂家“掏屏式”更换方案

老旧设备采用利用旧屏柜和旧二次仓方式,只更换单个装置,并完成装置引出配线,将压板、空气开关和端子排部分配线采用微调方式。采用“掏屏式”方案的时间成本如表 1 所示,时间成本柱状图如图 2 所示。

表 1 方案 1 时间成本							单位:h
改造装置	立屏	铺设 电缆	旧回路 隔离	标准 接线	调试	总计	
公用测控	2.5	5.5	0	4.5	1.5	14.0	
对时装置	2.5	5.5	0	4.5	0.5	13.0	
故障录波器	2.5	5.5	0	4.5	2.5	15.0	
110 kV 母线 设备测控及 电压重动屏	0	0	1.5	3.5	2.5	7.5	
110 kV 分段 备自投	0	0	1.5	2.5	2.5	6.5	
110 kV 进线和 母分测控 及操作箱屏	0	0	1.5	4.5	2.5	8.5	
10 kV 线路、 电容器和 电抗器开关柜	0	0	1.5	4.5	2.5	8.5	
10 kV 分段 断路器及备自投	0	0	3.0	9.0	5.0	17.0	
10 kV 母线设备 测控及电压 重动开关柜	0	0	1.5	3.5	2.5	7.5	
110 kV 主变压器 保护屏	0	0	4.5	15.5	7.5	27.5	
110 kV 主变压器 测控屏	0	0	4.5	15.5	7.5	27.5	

表 2 方案 2 时间成本							单位:h
改造装置	立屏	铺设 电缆	旧回路 隔离	标准 接线	调试	总计	
公用测控	2.5	5.5	0	4.5	1.5	14.0	
对时装置	2.5	5.5	0	0.5	13.0	21.5	
故障录波器	2.5	5.5	0	4.5	2.5	15.0	
110 kV 母线 设备测控及 电压重动屏	2.5	5.5	1.5	3.5	2.5	15.5	
110 kV 分段 备自投	2.5	5.5	1.5	2.5	2.5	14.5	
110 kV 进线和 分段测控 及操作箱屏	2.5	11.0	1.5	13.5	2.5	31.0	
10 kV 线路、 电容器和电抗器 开关柜	0	0	1.5	4.5	2.5	8.5	
10 kV 分段断路器 及备自投	0	0	3.0	9.0	5.0	17.0	
10 kV 母线设备 测控及电压 重动开关柜	0	0	1.5	3.5	2.5	7.5	
110 kV 主变压器 保护屏	2.5	11.0	4.5	13.5	7.5	39.0	
110 kV 主变压器 测控屏	2.5	11.0	4.5	13.5	7.5	39.0	

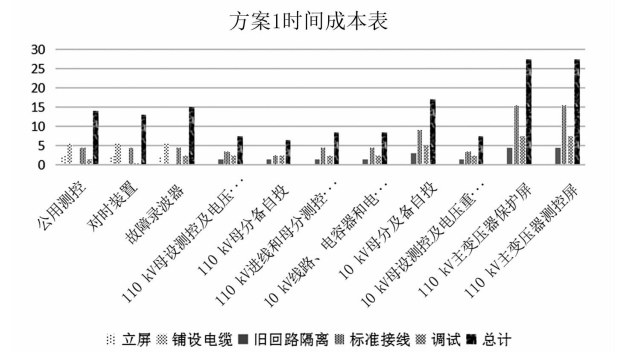


图 2 方案 1 改造时间成本

2.1.2 方案 2 采用异地立屏更换方案

老旧设备采用异地立屏和更换二次仓的方式时间成本如表 2 所示,时间成本柱状图如图 3 所示。

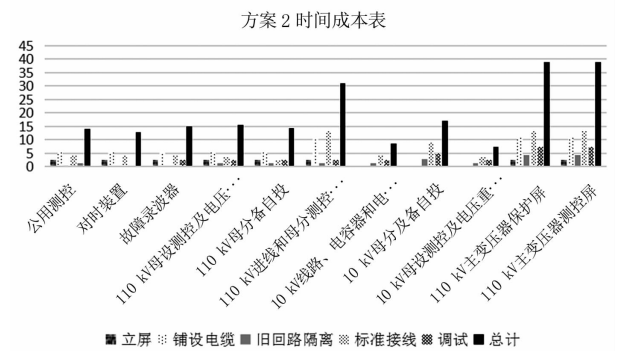


图 3 方案 2 时间成本

方案 2 适用于新旧设备均来源于相同厂家设备更换,如果不同厂家设备但是严格按照屏柜组装规范设计的屏柜和二次仓时仍然适用。

2.1.3 方案 3 采用不同厂家“掏屏式”更换方案

老旧设备采用利用旧屏柜和旧二次仓方式,只更换单装置,但装置非同一厂家设备,需完成装置引出配线,将压板、空气开关和端子排部分配线大幅调整工作。方案 3 在应用于变压器保护更换时与其他方案相比,时间成本差异较大,下面结合主变压器保护更换进行分析。

2.2 主变压器保护更换成本对比分析

针对改造方案 1,如果新旧设备采用不同厂家,且设计的装置引出线、端子排、压板、空气开关、把手和按钮差异较大时,对更换成本进行对比分析。在以上情况下更换新旧设备,对于 10 kV 线路、电容器和电抗器影响几乎可以忽略,但是对于 110 kV 部分的改造影响较大,尤其针对主变压器保护屏内新旧设备更换。

针对主变压器保护屏柜更换,进行对比分析。方案 1.1 采用异地立新屏,节省了屏内装置、压板、

表 3 主变压器保护更换时间 3 种方案分析 单位:h

更换方案	立屏(更换二次仓)	铺设电缆	旧回路隔离	外回路接线	内回路接线	调试	总计
110 kV 主变压器保护屏(异地立屏)	2.5	11.0	4.5	13.5	0	7.5	39.0
110 kV 主变压器保护屏(相同厂家)	0	0	4.5	0	15.5	7.5	27.5
110 kV 主变压器保护屏(同屏不同厂家)	0	0	4.5	13.5	15.5	7.5	41.0

空气开关、把手和按钮至端子排配线时间,但是立屏和新电缆铺设需要花费大块时间。方案 1.2 采用旧屏柜不动只更换保护装置,相同厂家直接更换,节省时间最多。方案 1.3 采用旧屏柜不动更换不同厂家保护装置,其内部配线和外部电缆需要调整,但可以节省立屏和新敷设电缆时间。更换主变压器保护的 3 种方案耗费时间分析如表 3 所示。根据图 4 线性分析可见,同屏内更换不同厂家主变压器保护和异地立屏时间成本接近。

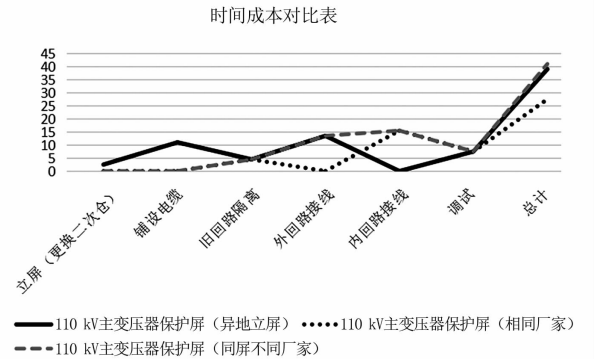


图 4 主变压器保护改造不同方案时间成本

对整站改造时间成本对比分析,发现针对 110 kV 变电站二次改造工作中,10 kV 部分改造采用更换面板时间成本更少,即使更换不同厂家设备,所花费时间成本接近;110 kV 部分改造过程中更换相同厂家设备时间成本最少,同屏内更换不同厂家设备和异地立屏时间成本接近,在变电站内部空间充足的情况下,应采用异地立屏方案。

变压器更换工作中,再进一步考虑改造过程中的人力成本。人力成本计算公式为

$$S_q = \sum_{i=1}^m p_i \times t_i \times n_i$$

式中: p 为不同工种人员时薪; t 为工作时长; m 为工种数; n 为所需人员数量。

以 110 kV 主变压器保护的屏改造为例,改造人员主体分为四大工种:1) 辅助工,负责立屏和敷设电缆;2) 二次接线工,负责旧回路隔离和外回路接线;3) 厂家配线工,负责端子排内侧所有配线工作;4) 为调试人员,负责保护功能和二次回路调

试工作。

根据式(1)可得 110 kV 主变压器保护屏改造不同方案下人力资源成本,如表 4 所示,对比图如图 5 所示。

表 4 人力资源成本

方案	时间成本/h	人力成本/百元
1.1	39.0	15.250 0
1.2	27.5	12.145 8
1.3	41.0	16.083 3

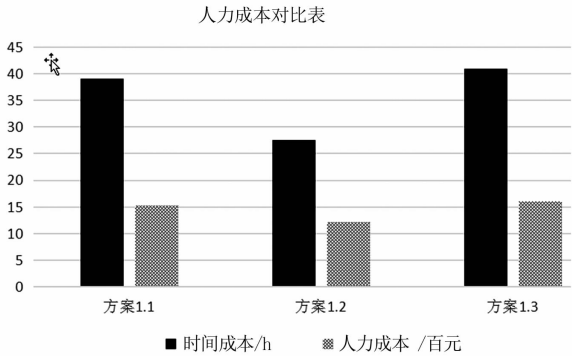


图 5 不同方案人力成本对比

对比分析主变压器保护间隔改造成本,发现针对 110 kV 变电站二次改造工作,110 kV 部分改造采用更换相同厂家设备时人力成本最少,同屏内更换不同厂家设备和异地立屏人力成本与其接近。综合考虑时间成本的情况下,建议主变压器间隔改造优先采用异地立新屏方式。

3 结 语

通过对 110 kV 老旧变电站改造,针对不同设备改造方案进行分析,提出了通用版本的改造和联调方法。通过对比分析不同改造方案,在新旧设备相同厂家、相关配线改动微小的情况下,优先采用“掏屏式”更换方案;在新旧设备不同厂家、相关配线改动较大的情况下,推荐异地立新屏的方案。该方案具有通用型,为国内 110 kV 老旧变电站改造提供了便利,提高了工作效率,缩短了停电时间,降低了电网运行维护风险。

(下转第 48 页)

国内外高压断路器操作回路比较研究

刘超, 李倩, 肖异, 贺磊

(中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司, 湖北 武汉 430071)

摘要:随着“一带一路”建设的不断推进,电力设备的出口已成为行业发展的必然趋势。然而,国产控制保护设备,特别是高压断路器的操作回路,在装置设计和运行维护习惯上与海外产品存在不小差异。国内设计理念往往无法被海外同行接受。为提高国内操作回路在海外的适用性,从装置配置、回路设计、运行维护习惯以及与一次设备配合等方面对国内外高压断路器操作回路进行比较研究。研究总结了国内外技术方案的差异,基于±800 kV 美丽山 II 回直流输电工程电气二次的设计经验,分析国内外技术差异的内涵,指出相关国产设备海外推广需要解决的关键问题。

关键词:操作回路;保持回路;LOCKOUT 回路;操作箱

中图分类号: TM561 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2020)05-0043-06

Comparison of Domestic and Foreign Operation Circuit of High-voltage Circuit-breaker

Liu Chao, Li Qian, Xiao Yi, He Lei

(Central Southern China Electric Power Design Institute of China Power Engineering
Consulting Group Corporation, Wuhan 430071, Hubei, China)

Abstract: With the continuous promotion of "the Belt and Road" construction, the export of power equipment has become an inevitable trend of industry development. However, the domestic control and protection equipment, especially the operation circuit of high-voltage circuit-breaker, is quite different from overseas products in device design, operation and maintenance habits. As a result, the domestic design concept is often not accepted by overseas counterparts. In order to improve the applicability of domestic operation circuit in overseas countries, a comparative study on the operation circuit of domestic and foreign high-voltage circuit-breakers is carried out from the aspects of device configuration, circuit design, operation and maintenance habits and coordination with primary equipment. The differences between domestic and foreign technical solutions is summarized. Based on the experiences of electrical secondary design of ±800 kV Belo Mount II DC transmission project, the connotation of domestic and foreign technical differences is analyzed, and the key problems to be solved for overseas promotion of the relevant domestic equipment are pointed out.

Key words: operation circuit; holding circuit; LOCKOUT circuit; operation box

0 引言

随着“一带一路”建设的不断推进,电力设备出口已成为行业发展必然趋势^[1-4]。然而,国产控制保护设备特别是高压断路器的操作回路,在装置设计和运行维护习惯上与海外产品存在不小差异。国内的设计理念往往无法被海外同行接受,大大降低了在海外的接受程度。中国在海外建设交直流工程中,仅有菲律宾直流工程采用过操作箱设备,其他工程均采用

海外接受的辅助继电器方案。因此,从技术推广层面考虑,有必要对国内外的操作回路进行研究。

首先,总结了操作回路的主要技术路线,在此基础上从运行维护习惯差异的角度,揭示国内外操作回路设计差异的内在根源;最后,针对海外应用环境,就操作箱设备的工程应用提出了合理建议。

1 操作回路主要技术路线

高压断路器操作回路,按照技术路线分为单操

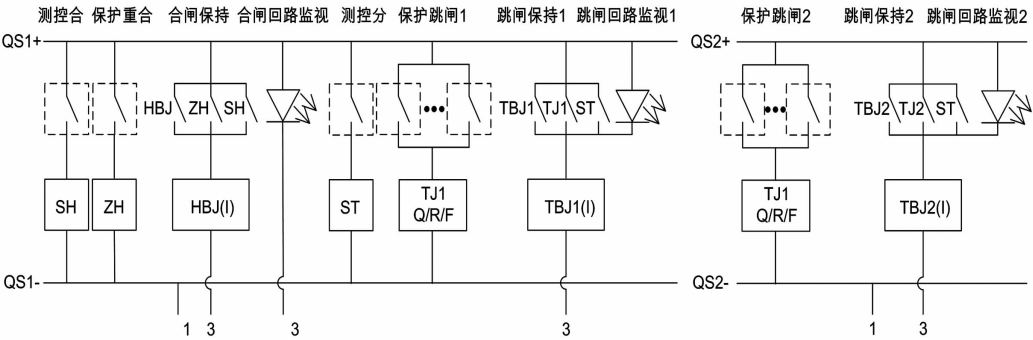


图 1 单操作箱主要功能配置

作箱、双操作箱、多继电器箱和辅助继电器 4 种方案。

单操作箱方案,是指为一台断路器配置一台操作箱,操作箱内含一组合闸操作回路和两组跳闸操作回路。双操作箱方案,是指为一台断路器配置两台操作箱,每台操作箱内含有一组合闸操作回路和一组跳闸操作回路。多继电器箱方案,是指为每一台保护装置配置一台继电器箱,继电器箱中包含辅助继电器、出口继电器等。辅助电器方案,是指为每套保护装置在屏柜内配置一套继电器,继电器包括辅助继电器、出口继电器等,所有继电器都直接安装在屏柜导管架上。

国内大部分地区采用单操作箱配置,华北地区采用双操作箱配置,华东地区多采用多继电器配置,而在中国承接的非洲、东南亚以及南美等海外工程基本采用辅助继电器方案。

国内关于操作回路/操作箱的研究多集中在防跳回路事故机理分析^[5-8]以及操作箱与就地机构的配合关系^[9-11],对于操作回路的配置差异研究内容较少。下面就以上 4 种技术路线,在装置设计和回路连接上对高压断路器操作回路进行比较分析。

1.1 国内操作回路设计

1) 单操作箱方案

单操作箱原理电路如图 1 所示,每只操作箱含两组独立的跳闸回路和一组合闸回路,分别对应断路器的两个跳闸线圈和一个合闸线圈。

合闸操作回路和其中一组跳闸操作回路共用第一路操作电源;另外一组跳闸操作回路使用第二路操作电源。尽管两组操作电源、两组跳闸操作回路在操作箱中基本独立;但由于在同一台装置中,一组跳闸回路检修时,另一组跳闸回路也必须同时停电检修,因此,尽管操作箱位于继电器室内,却可认为是断路

器机构的延伸,其检修也应与断路器同时进行。

以合闸回路为例,测控装置的合闸出口(保护装置的重合闸出口)通过重动继电器 SH(ZH)给自保持继电器 HBJ 充电,完成合闸保持功能,直至合闸动作完成,断路器辅助接点切断合闸保持输出回路。跳闸保持原理与合闸保持一致。另根据保护装置跳闸类型不同,跳闸重动需启动不同的重动继电器如 TJQ(启动失灵不启动重合闸)、TJR(启动失灵不启动重合闸)、TRF(不启动失灵不启动重合闸)。

操作箱还包括对分合闸出口回路的监视功能。

回路设计上,保护装置的跳闸接点与操作箱连接方式还和保护类型有关。

交流保护跳闸,保护动作接点与操作箱分闸回路采用“单对单”方式,如图 2 所示。

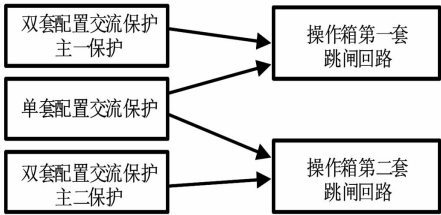


图 2 交流保护与操作箱连接方式

直流保护跳闸回路有两种方式:(1)每套直流保护/三取二装置的两副接点并联后,采用“单对单”连接方式;(2)每套直流保护/三取二装置的两副接点不并接,采用“双交叉”连接方式。直流保护跳闸回路如图 3 所示。

直流保护的两种方案都是双重化连接,只是双交叉方式在通道的冗余度上更高。

2) 双操作箱方案

双操作箱的主要目的是将两路跳闸操作回路从装置上完全分开,分别屏蔽,防止跳闸操作回路之间的互相干扰。同时,两组操作回路由于配置在不同

的操作箱中,可进行分别检修。双操作箱外部回路设计与单操作箱基本相同。

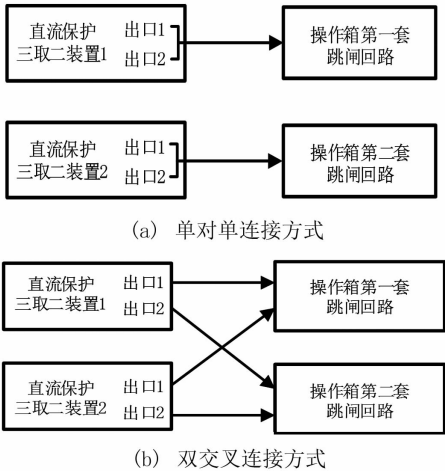


图3 交流保护与操作箱连接方式

3)多继电器箱方案
参考近期特高压直流泰州换流站的多继电器箱方案,如图4(b)所示,该方案中,测控装置的手跳手合功能、交流保护的重合闸功能、直流保护跳闸操作回路通过操作箱实现,其他交流保护每套保护配置一只继电器箱,继电器箱完成操作回路功能。单操作箱与多继电器箱外回路差异如图4所示。

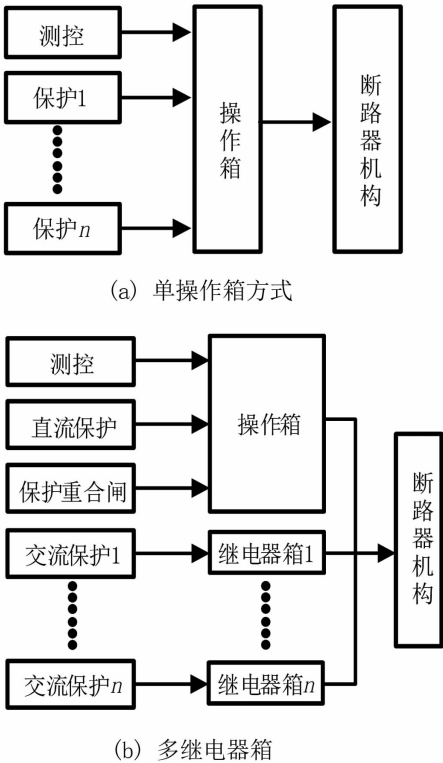


图4 单操作箱与多继电器箱比较

继电器箱的原理电路与保护的类型有关,对于变压器保护、高抗保护、母线保护等不需要重合闸的

保护,继电器箱主要通过RS继电器实现保护装置跳闸的LOCKOUT保持功能,保护装置的跳闸接点和 LOCKOUT 继电器的重动接点并联后作为该保护的跳闸输出,其原理电路如图5(a)。该设计一方面用保护装置跳闸接点保证跳闸的快速性;另一方面用 LOCKOUT 回路保证跳闸的持续性,直到断路器辅助接点变位切断 LOCKOUT 回路。此时,LOCK-OUT 仍需手动复归。

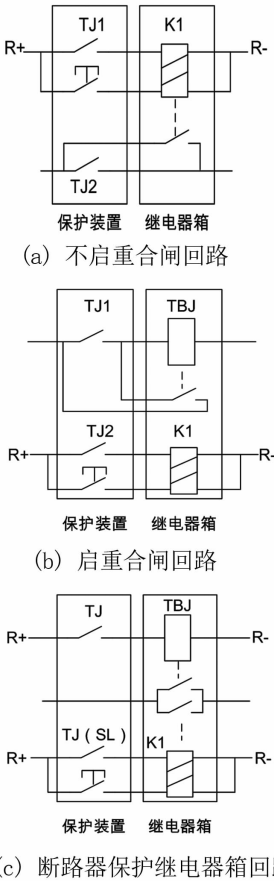


图5 华东多继电器箱原理电路

对于线路保护等需要重合闸的保护,继电器箱的功能与操作箱类似,主要功能为继电器重动及合闸保持,线路保护继电器箱原理电路如图5(b)所示。与操作箱合闸保持回路一样,该继电器箱会通过额外的 RS 继电器完成跳闸信号复归的功能。

对于断路器保护,保护跳闸接点需要重合,失灵跳闸接点延时动作且不需要重合闸。因此,断路器保护的继电器箱同时包含跳闸电流保持回路以及 LOCKOUT 回路,跳闸电流保持和 LOCKOUT 接点并联后作为断路器保护的跳闸输出。断路器保护继电器箱的原理电路如图5(c)所示。各保护的失灵启动回路仍从各保护发送到断路器保护装置。多继电器箱外部回路设计与单操作箱方案相同。

1.2 国外操作回路设计

国外操作回路基本采用辅助继电器方案。

该方案在控制保护屏模中搭建,并且不集成在装置中。跳闸回路部分,装置跳闸接点经辅助继电器直接出口,闭锁合闸/重合闸功能,则由专门的 RS 继电器 86 完成,RS 继电器原理电路如图 6 所示。

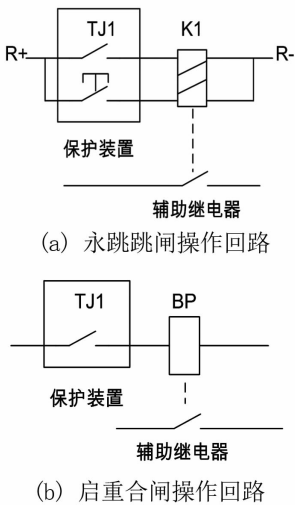


图 6 国外操作回路原理

国外操作回路设计方案一直由 ABB 公司、西门子子公司、施耐德公司等欧洲设备厂家主导,设计方案比较一致,其操作回路通常在控制保护屏柜中搭建。参考近期建设巴西美丽山 ± 800 kV 直流输电工程欣古换流站,其操作回路配置如下。

无论是变压器保护、高抗保护、母线保护、失灵

保护等不需要启动重合闸的保护,还是线路保护等需要启动重合闸的保护,跳闸部分回路一致。装置输出的保护动作接点经快速继电器(94)重动后,再经跳闸母线合并同一断路器跳圈的所有跳闸信息后,通过室外长电缆接到对应的断路器分闸线圈。跳闸母线设置在断路器保护屏柜中。美丽山工程欣古换流站分闸操作回路部分如图 7 所示。

对于欣古换流站 9212 断路器第一跳闸线圈,断路器保护跳闸、母线保护跳闸、交流滤波器母线保护跳闸等保护装置跳闸接点经各自快速继电器重动后在 9212 断路器保护屏中并联。

另外,由于南美地区对分合闸回路的分合位共 4 个工作状态都要进行回路完整性监视,因此需要采用专门的分相监视继电器完成该功能,巴西美丽山工程采用 MD1501 继电器。

由于各保护重动的快速继电器节点直接并联出口,没有保护总动作信号,无法满足安稳策略/最后断路器保护总信号(注:由于巴西美丽山工程交流场并非同一个业主,并且大部交流场前期都已完成建设,因此要求交流场断路器增加预分位信号具有工程不可操作性,采用保护动作信号作为最后断路器保护的输入接点是唯一的方案)的需求,需要在断路器跳闸母线上增加辅助继电器生成保护总信号,巴西美丽山工程采用 55.34 型辅助继电器。

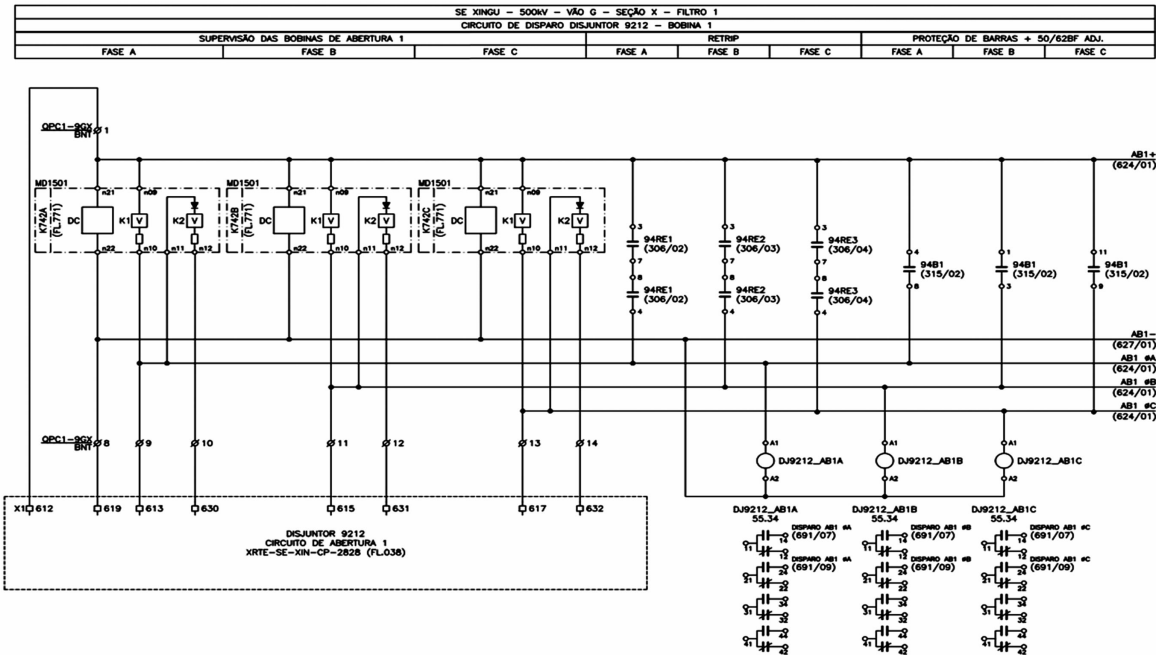


图 7 巴西美丽山工程分闸操作回路

对于闭锁合闸/重点闸功能,则由专门的 RS 断路器 86 完成。如果保护需要闭锁合闸或重合,则由对应装置闭锁接点动作,并由 RS 继电器 86 保持住闭锁信号,同时将影响断路器合闸回路的所有保护闭锁接点串接到合闸回路中,完成闭锁合闸/闭锁重点闸功能。

需要注意的是,由于将不同保护屏的闭锁合闸接点串接会造成合闸回路过长,合闸回路压降需要重点验算。对于压降不满足的回路,可以增加继电器重动闭锁信号缩短合闸回路长度。

2 技术路线比较研究

通过以上比较分析可以看到,几种操作回路的区别主要在于以下点:永跳保护采用电流保持回路或 LOCKOUT 回路;启动重合闸保护是否采用电流保持回路;同种类型保护的操作回路是否集成;外部回路接线是否根据保护类型区别配置。

1)对于永跳回路,电流保持方案和采用 LOCK-OUT 继电器方案,都能保持跳闸信号直至断路器辅助接点变位切断控制回路。不同之处在于,电流保持方案保护动作复归只能复归信号,物理合闸回路并未被锁死;而 LOCKOUT 继电器方案保护动作不复归,物理合闸回路被切断不能进行正常合闸。

2)是否采用电流保持回路是国内外操作回路的核心差异,采用电流保持的操作箱方案和直接重动的辅助继电器方案差异如图 8 所示。

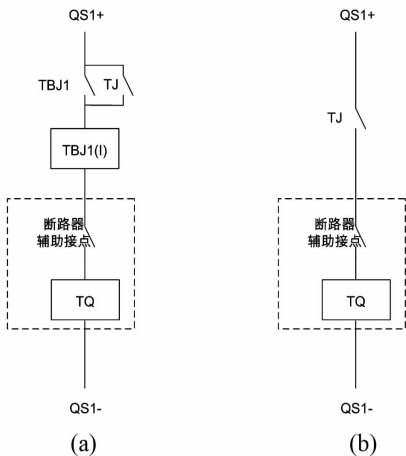


图 8 启动重合闸保护操作回路

正常情况下,两种方式都可以完成对断路器的正确控制。对于采用电流保持的操作回路,如图 8

(a),若断路器拒动或辅助接点不返回,操作回路将一直带电,直到回路中的元件烧毁,烧毁元件将可能是断路器机构跳闸线圈 TQ;对于不采用电流保持、只采用继电器重动的操作回路,若断路器动作较慢、断路器拒动或辅助接点不返回,保护接点还返回时,如图 8(b)所示的回路并未由断路器辅助接点切断,只能由接点容量较弱的重动继电器的接点切断操作回路,容易引起继电器的烧毁。可以看到,针对断路器动作较慢的故障,电流保持回路优势明显;然而,针对断路器拒动或者辅助接点不返回的故障,重动继电器烧毁比机构跳闸线圈烧毁更容易检修,不采用合闸保持回路更有优势。若出现故障,在继电器室内更换可插拔继电器对于国外业主是较为便利的运行维护方式,因此,不采用分闸保持回路的方案在国外更受青睐。在设备推广时,断路器线圈接点配合时间表以及断路器拒动或者辅助接点不返回故障率等统计数据不易获得,因此,很难用数据向海外业主说明分合闸保护回路的可靠性。

3)同种类型保护的操作回路(包括辅助继电器)是否集成,除涉及到技术问题外,还涉及到事故责任纠纷等管理问题。连接到操作回路的所有保护由不同的厂家供货,或不属于同一业主(国外),独立的操作回路有利于明确各保护厂家、各业主公司管理责任。对于海外多业主变电站/换流站,要想将国内经济指标更优的操作箱方式进行推广,需要海外业主认可新的接口划分方式,将保护与断路器的接口从断路器机构跳闸输入处提前到操作箱的跳闸输入处。

4)外部回路接线是否根据保护类型分别配置与装置运行故障率有关。对于单套保护,采用两副跳闸接点分别接到不同操作回路是唯一做法。对于双套保护(或三套保护双套出口),保护出口和跳闸回路采用“单对单”连接还是“双交叉”连接主要取决于各环节的稳定性,若各环节设备故障率都极低,建议采用“单对单”连接方式;对于某一环节故障率较高的情况(如电子式 CT 的故障率较高导致的直流保护故障率稍高),建议采用“双交叉”的连接方式。

3 结 语

海内外高压断路器操作回路的设计有较大差别,因此在进行海外工程操作回路设计时,一方面需要向国外用户充分展示设计方案差异的内在原因,尽可能推广经济性更优的国产设备与设计思路;另一方面需要根据设备装置的应用背景,如断路器的多发故障类型、保护装置包括测量回路的故障概率,结合丰富的运行数据对设备及设计方案进行理性改善。

具体到操作箱设备海外推广层面,现阶段有以下 3 点主要工作可以进行:1)在工程前期与海外业主交流时,要积极利用与业主二次工程师交流机会,详尽阐述操作箱方案的工作原理与国内外操作回路差异,重点强调操作箱方式的简洁设计及其较低运行维护工作量;2)收集国内变电站操作箱方式的运行维护数据,用实际数据消除海外业主对操作箱方式及其分合闸电流保持回路可靠性的疑虑;3)海外工程前期,可加强国内外运行维护部门的需求对接,电气二次专业是国内外变电站/换流站设计差异较大的专业,是否能够就差异达成共识往往会影响工程建设进度甚至影响里程碑,因此有必要对二次设计的根源——运行维护差异进行深入沟通,在推广设备的同时推广中国运行维护模式,增强中国电力设备及电力技术在世界范围的影响力。

参考文献

[1] 刘振亚. 构建全球能源互联网推动能源清洁绿色发展[J]. 中国经贸导刊,2016(9):56-56.

(上接第 42 页)

参考文献

[1] 黄胜. 变电站综合自动化改造存在的问题[J]. 四川电力技术,2010,33(2):57-59.

[2] 吴文联,徐建平,黄腾. 110 kV 母线差动保护升级改造工程中的问题分析[J]. 浙江电力,2013,32(61):58-61.

[3] 汪熙珍. 浅谈数字化变电站电气二次架构设计[J]. 四川电力技术,2009,32(3):68-70.

[4] 肖磊石,张波,李谦,等. 分布式等电位接地网与变电

[2] 李朝兴. 关于以一带一路为突破口积极推进构建全球能源互联网的建议[J]. 中国科技产业,2015(5):48-49.

[3] 曾鸣. “一带一路”战略下看中国与东南亚电力合作[J]. 中国电力企业管理,2015(23):75-77.

[4] 李蒲健. 深化中非电力能源合作+推进“一带一路”建设[J]. 中国勘察设计,2019(7):25-32.

[5] 兀鹏越,董志成,陈琨,等. 高压断路器防跳回路的应用及问题探讨[J]. 电力自动化设备,2010,30(10):106-109.

[6] 颜华敏,顾国平,陆敏安,等. 一起断路器防跳回路异常分析及改造[J]. 电力系统保护,2010,38(12):138-140.

[7] 黄超,胡楠楠. 断路器防跳回路失灵案例分析及改进措施[J]. 南方电网技术,2012,6(1):91-93.

[8] 郭占伟,原爱芳,等. 断路器操作回路详述[J]. 继电器,2004,32(3):67-70.

[9] 朱韬析,史志鸿,郭卫明,等. 断路器操作箱和就地操作机构内合闸回路的配合问题[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(8):115-119.

[10] 曹树江,林榕. 断路器操作机构与继电保护控制回路的协调与配合[J]. 继电器,2005,33(24):72-77.

[11] 张志华,冯辰虎. 220 kV 断路器操作箱与断路器二次回路的配路[J]. 华北电力技术,2006(11):48-50.

[12] 张群英,马振国,齐玮,等. 500 kV 断路器二次控制回路分析[J]. 山西电力,2008,33(6):57-59.

作者简介:

刘 超(1986),男,硕士,工程师,从事变电电气二次设计工作。

(收稿日期:2020-07-08)

站主接地网连接方式[J]. 高电压技术,2015,41(12):4226-4232.

[5] 刘阳,刘俊勇,张建明. 传统变电站检修向数字化变电站状态检修转变[J]. 四川电力技术,2009,32(S1):38-42.

[6] 蒋家宁. 变电站继电保护改造调试技术研究[J]. 机电技术应用,2019(14):174-174.

作者简介:

霍 丹(1986),男,硕士研究生,高级工程师、高级技师,研究方向为智能变电站风险管控。

(收稿日期:2020-05-06)

济南 R3 线短路试验研究

柳鑫¹, 吴双², 张桂林³, 刘光辉³

- (1. 中铁第六勘察设计院集团有限公司电气化设计院分公司, 天津 300250;
2. 济南轨道交通集团建设投资有限公司, 山东 济南 250300;
3. 郑州铁路职业技术学院电气工程学院, 河南 郑州 451460)

摘要:短路对城市轨道交通的牵引供电系统危害十分严重, 断路器中大电流脱扣保护、综合自动保护装置安全可靠动作可以减小短路对供电系统的冲击。依据济南 R3 线短路试验, 探讨了如何合理科学地进行试验布置和测量, 并对远端接地短路和近端节点短路的测试结果进行了分析。试验表明, 济南 R3 线的保护设备对短路故障响应灵敏、可靠, 为直流供电系统短路试验研究提供借鉴。

关键词:城市轨道交通; 牵引供电系统; 短路试验

中图分类号: U224.9 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2020)05-0049-04

Research on Short – circuit Test for Jinan Metro R3 Line

Liu Xin¹, Wu Shuang², Zhang Guilin³, Liu Guanghui³

- (1. Electrification Design Institute Branch Company of China Railway Liuyuan Group Co., Ltd., Tianjin 300250, China; 2. Jinan Rail Transit Group Construction Investment Co., Ltd., Jinan 250300, Shandong, China; 3. Zhengzhou Railway Vocational and Technical College, Zhengzhou 451460, Henan, China)

Abstract: Short circuit is seriously harmful to the traction power supply system of urban rail transit. The safe and reliable operation of DC overcurrent tripper of circuit – breaker and comprehensive automatic protection device can reduce the impact of short – circuit fault. Based on the short – circuit test of Jinan R3 line, how to arrange the test and measure its data reasonably and scientifically is discussed, and the test results of the short circuit remote and near substation are analyzed. The test results show that the protection equipment of Jinan R3 line is sensitive and reliable to short – circuit fault, which provides a reference for the short – circuit test research of DC power supply system.

Key words: urban rail transit; power supply system of electric traction; short – circuit test

0 引言

作为当今世界城市交通重要组成部分的轨道交通是大中型城市人员市内流动的主要运输方式。轨道交通的建设和运营可以促进沿线区域快速、可持续发展。近年来, 中国城市轨道交通在修建里程上增长速度最快, 在建规模最大, 年发送旅客最多, 运行速度最快, 大大缓解大中城市日益拥挤的交通状况。可靠、稳定的直流牵引供电系统是城市轨道交通列车安全、高效运行的重要保障^[1]。

基金项目: 郑州铁路职业技术学院教科课题(2019KY0005)

对城市轨道交通可靠运营影响最大的因素是短路故障, 因此在新线开通之前要进行牵引供电系统短路试验。该试验可以检验牵引直流供电系统运行的可靠性、电气设备的稳定性以及校验牵引供电系统继电保护整定值的准确性^[2-4]。当发生短路故障时, 保护设备可以快速、准确切断故障点, 从而保障设备和人员的安全。不同的供电线路, 其接触网类型不同、牵引变电所的容量不同、开关设备选择的厂家不同, 短路试验时布置不尽相同。下面对济南 R3 线选择合适的短路点进行短路试验, 应用专用的设备对相关参数进行测量并对其进行分析。结果表明, 济南 R3 线选择的保护装置对不同短路故障响应灵敏、可靠。

1 试验布置和参数测量

1.1 济南 R3 线项目概况

济南市轨道交通 R3 线二期工程线路全程共 21.57 km(龙洞站—滩头站)。供电系统由主变电所、35 kV 供电环网、牵引降压混合变电所及降压变电所、接触网系统、电力监控系统、杂散电流防护及接地系统、供电车间组成。供电系统采用 2 个 110/35 kV 主变电所集中双边供电方式,合用一期工程既有的济南东主变电所,主变电所提供 35 kV 电源,向地铁牵引变电所及降压变电所供电。

接触网系统的牵引网电压等级为直流 1500 V,牵引网馈电形式为架空刚性接触网。

1.2 短路试验点的选择

短路试验点的合理选择是保证达到试验目的关键,应保证短路试验点可以获取最大短路电流及最小短路电流。文献[5]规定接触网最小短路电流是接触网中离馈入点最远端发生正负极间短路时的电流。反之,接触网最大短路电流是在接触网的馈入点处发生正负极间短路时的电流。根据 R3 线牵引变电所实际布置情况,选取济南新东站进行最小短路电流试验,由于该点短路电流理论为最小,可以验证电流速断保护、过电流保护、 $di/dt + \Delta I$ 保护的可靠性;选取丁家东站和盛福庄站进行最大短路电流试验,因为该点理论电流最大,可以检验 $di/dt + \Delta I$ 保护、断路器本体的大电流脱扣保护动作的可靠性,短路试验布置如图 1 所示。

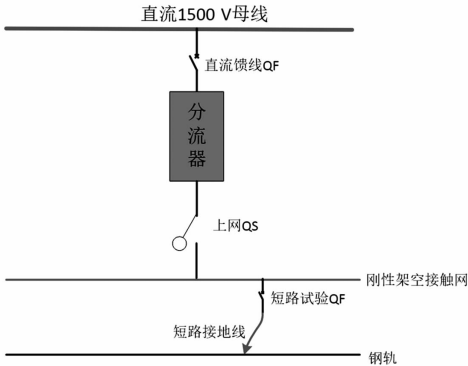


图 1 短路试验布置

1.3 短路试验步骤

为保证短路试验顺利进行,制定操作流程如图 2 所示。

1) 试验准备

(1)按照济南地铁公司停电作业程序办理好作

业票和配合协议。

(2)短路试验区间的接触网处于停电状态,一直到短路试验开始。

(3)做好安全防护措施,例如试验区段按带电设备处理,除试验人员外,试验区段不允许有其他人员;短路点两侧 30 m 做好防护等。

2) 接触网短路连接

为保护短路大电流对短接导线冲击,图 1 中的短路接地线采用 2 条 TRJ-150 mm² 软铜线连接短路试验 QF 和钢轨。

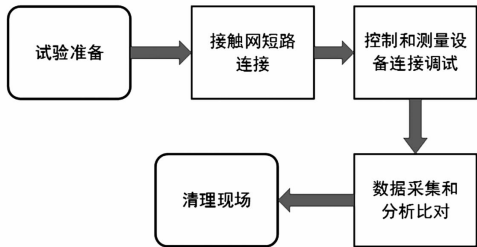


图 2 试验流程

3) 控制和测量设备连接调试

(1)在接地线中串接断路器,该断路器可以用远程控制装置操作。

(2)连接电流互感器到示波器,并启动示波器用于记录短路时的参数。

(3)核对短路试验区段的保护定值及动作时间配合的正确性。

(4)在试验前,检查相关电动隔离开关触头闭合情况,并进行短路模拟试验验证保护装置的可靠性。

4) 数据采集和分析比对

(1)闭合短路试验 QF,连通电路。

(2)从示波器及保护装置读取短路电流及电压数值、波形及电弧分断时间,将收集的数据与设计整定值比较。

5) 清理现场

(1)短路试验结束后,检查各类开关动静触点、短接地线与钢轨、架空刚性汇流排的连接点是否有烧伤。

(2)拆除短路接地线,并清理相关安全防护设施,恢复到试验前的面貌。

2 试验数据分析及评估

2.1 直流保护的基本原理

济南 R3 直流 1500 V 馈线的保护有大电流脱扣

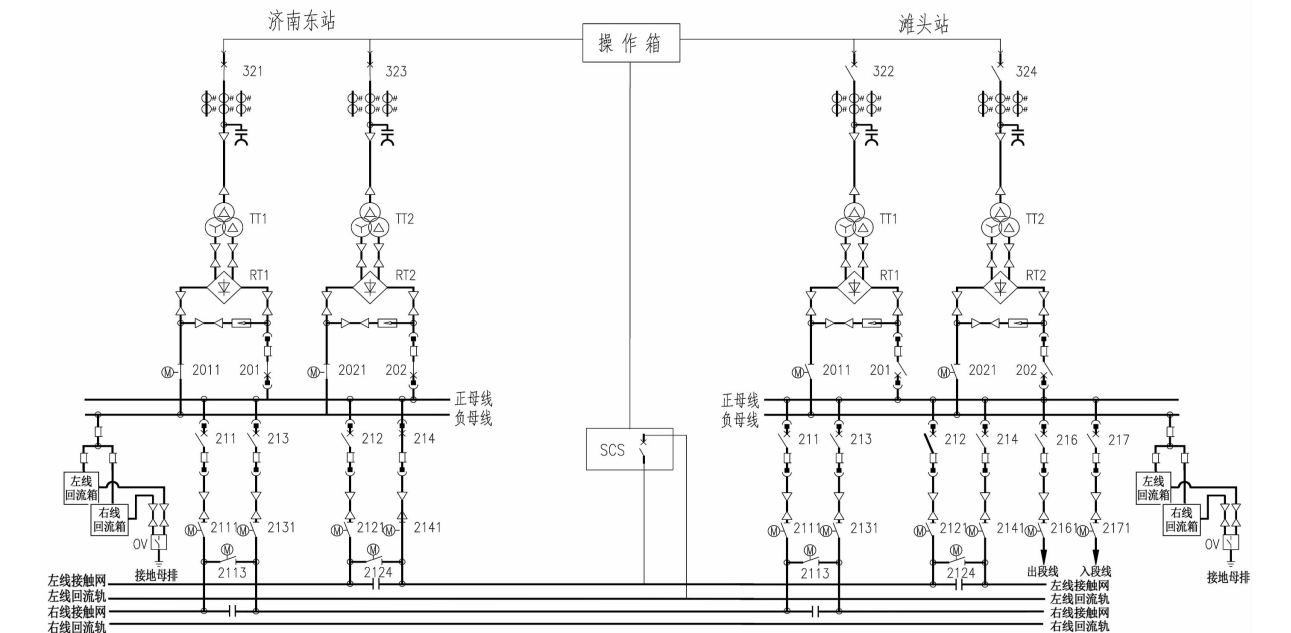


图3 济南东站至滩头站短路试验模式

保护(断路器本体保护)、电流速断保护、过电流保护、电流增量保护 ΔI 和电流上升率保护 di/dt 等^[6-7]。

断路器本体大电流脱扣保护是牵引网近端短路的主保护。当牵引网发生金属性近端短路故障,短路电流数值很大。当短路电流达到整定值时,脱扣器动作,断路器能在短路电流达到稳态值之前提前快速切断,其动作时间仅为断路器本身固有动作时间。

电流速断是断路器本体大电流脱扣的近后备保护,电流设定值一般小于断路器本体的定值,主要通过分析馈线电流识别故障。

过电流保护是整段线路的后备保护,整定值相对较小,时间延迟相对长。

$\Delta I + di/dt$ 保护作为馈线保护的主保护,它既能切除近端短路电流,也能切除大电流脱扣保护不能切除的故障电流较小的中远端短路故障。该保护克服了单独 di/dt 保护受干扰而误动以及 ΔI 保护存在拒动现象的缺点。

2.2 接触网最小电流试验

单边供电模式下在济南新东站断路器214远端短路,验证大电流情况下断路器的开断能力、设备的短路耐受能力和继电保护装置的速动性。短路试验模式如图3所示。

短路试验的故障录波采用镇江大全赛雪龙继电保护装置 sepcos-2 故障录波仪,波形如图4所示。

从图4可以看到,镇江大全赛雪龙继电保护装

置 sepcos-2 的短路电流最大值为12 544 A,保护增量变化时间为16.8 ms。图中箭头1所示起弧时间为-17 ms,箭头2为完全息弧时间57 ms,从起弧时间至完全息弧历时约74 ms。

短路试验中 $\Delta I + di/dt$ 和电流速断保护动作跳闸,214断路器 $\Delta I + di/dt$ 保护整定值为6000 A,继电保护的动作为12 544 A,断路器动作的可靠系数为2.09。经检查,短路点导线及钢轨短路试验后没有明显烧损情况。

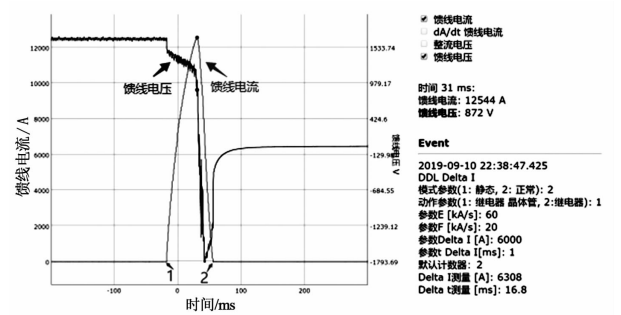


图4 远端短路录波仪采集的数据

2.3 接触网最大电流试验

丁家东站与盛福庄站双边供电模式下,在丁家东站断路器214和盛福庄站212近端短路,短路试验模式如图5所示。验证在正线双边供电模式下,一端发生短路故障时,相关继电保护装置的速动性、灵敏性。

短路试验的故障录波采用镇江大全赛雪龙继电保护装置 sepcos-2 故障录波仪和中元华电 ZH-102 录

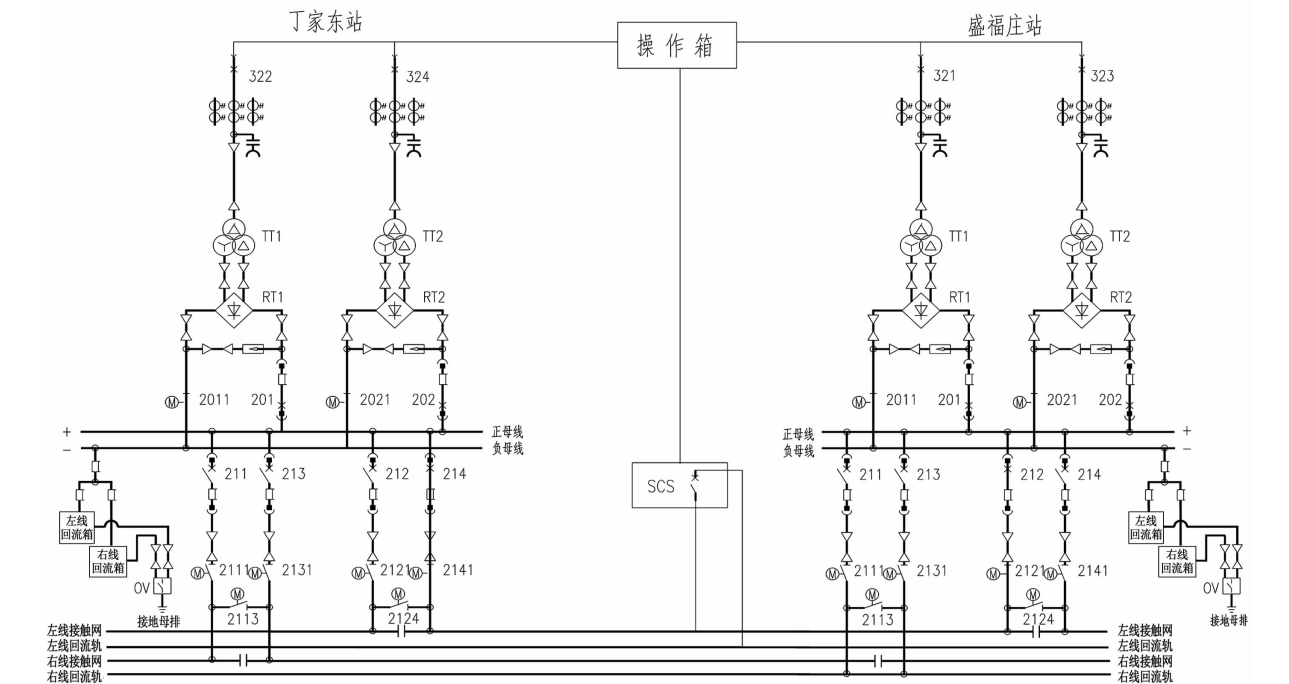


图5 丁家东站至盛福庄站短路试验模式

波仪。前者波形如图6所示,后者波形如图7所示。

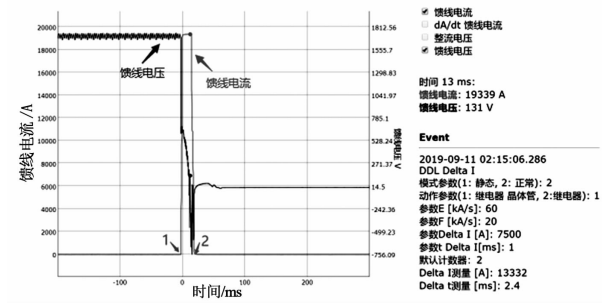


图6 近端短路录波仪采集的数据

从图6可以看到,短路最高电流约为19 339 A,保护增量变化时间为2.4 ms。图中箭头1起弧时间为-2 ms,箭头2完全息弧时间为23 ms,从起弧时间至完全息弧历时约25 ms。

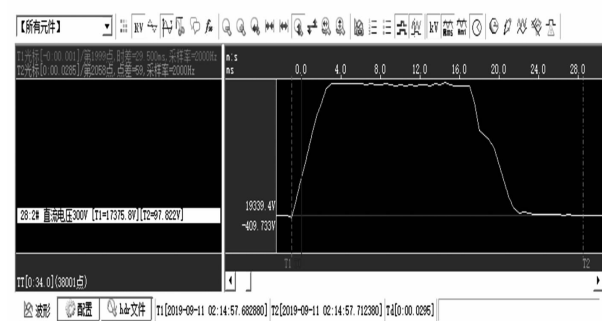


图7 盛福庄站212短路电流波形

短路试验中电流速断保护及 $\Delta I + di/dt$ 动作,盛福庄站电流速断保护整定值为7500 A,继电保护动作值为19 339 A,继电保护动作的可靠系数为2.58。经检

查,短路点导线及钢轨短路试验后没有明显烧损情况。

在图7可以看到,短路电流最大值为19 339.4 A,从起弧至完全息弧历时约29 ms,与盛福站212继电保护装置记录的波形基本一致。

3 结 语

结合轨道交通具体项目济南R3线论述了直流牵引供电系统短路试验的试验点的选择、试验步骤等内容。短路试验精心组织、科学安排,为此线路试运行提供了保障,同时为其他同类型线路牵引供电短路试验提供了借鉴。

从2次短路试验的过程记录和波形分析中可以看出,被试断路器耐受住了短路电流的考验,直流保护测控装置的动作的可靠性、速动性、选择性、灵敏性满足设计要求,继电保护装置记录的故障波形真实可靠。对参加本次短路试验的设备的试验结论为合格。

参考文献

[1] 韩志杰. 城轨直流牵引供电系统短路试验[J]. 都市轨道交通,2013,26(1):113-115.
[2] 王勇. 客运专线牵引供电系统短路试验的研究[J]. 铁道工程学报,2009(11):76-80.

(下转第55页)

10 kV 不接地系统单相接地故障接地相判别分析

李 飞,王文松,王能进,聂慧元,李 成
(锦屏水力发电厂,四川 西昌 615000)

摘 要:采用电路理论分析以及数学公式推导,分析了 10 kV 不接地系统单相接地故障时接地相特征,并通过一起实际事故案例,结合故障录波及 CAD 软件分析,提出一种新的判别不接地系统单相接地故障时接地相的方法。

关键词:中性点不接地系统;向量分析;高阻接地

中图分类号:TM73 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954(2020)05 - 0053 - 03

Discrimination Analysis for Single - phase Ground Fault in 10 kV Ungrounded System

Li Fei, Wang Wensong, Wang Nengjin, Nie Huiyuan, Li Cheng
(Jinping Hydropower Station, Xichang 615000, Sichuan, China)

Abstract:The circuit theory analysis and mathematical formula derivation are used to analyze the characteristics of single - phase ground fault in 10 kV ungrounded system. Combined with the analysis of fault recording and CAD software in a practical accident case, a new method of judging the fault phase for single - phase ground fault in 10 kV ungrounded system is proposed.

Key words:neutral point ungrounded system; vector analysis; high - resistance grounding

0 前 言

10 kV 配电系统多采用不接地系统。单相接地是电网运行的主要故障形式,约占总故障 70% 以上。在不接地系统发生单相接地故障时,各相电压会发生变化,而线电压不变,三相系统仍然保持对称。为防止事故扩大,必须尽快消除故障,带故障运行时间不超过 2 h。

为准确判断不接地系统发生单相接地故障的故障相,通过向量分析结合数学公式推导,发现不接地系统发生单相接地故障时,新的中性点会在以故障相为直径的圆轨迹上,进而得出故障相的电压不一定最小的结论。同时,通过一起实际的事例,结合故障录波和 CAD 软件分析,提出一种新的判别不接地系统单相接地故障时接地相的方法。

1 原理分析

对于 10 kV 不接地系统,由于系统容抗远大于系统电阻,系统阻抗呈容性。利用叠加原理,发生单

相接地故障时的零序等效电路如图 1 所示,图中: $\dot{U}$ 为零序等效电源电压,实际情况中,系统中性点对称电压可忽略不计,因此有 $\dot{U} = \dot{U}_A$; R_g 为故障点的接地电阻; C_0 为系统的零序电容; $\dot{U}'_0$ 为系统中性点位移电压, $\dot{U}'_A$ 为故障相接地电压^[1]。

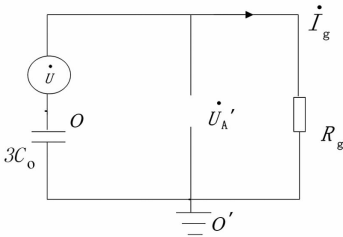


图 1 单相接地故障时零序等效电路

由图 1 可知,单相接地故障时接地电流 $\dot{I}_g$ 为

$$\dot{I}_g = \frac{\dot{U}_A}{R_g + \frac{1}{j3\omega C_0}} = \frac{j3\omega C_0}{1 + j3\omega C_0 R_g} \dot{U}'_A \tag{1}$$

中性点位移电压 $\dot{U}'_0$ 为

$$\dot{U}'_0 = \frac{1}{j3\omega C_0 R_g} (-\dot{I}_g) \tag{2}$$

将式(1)带入式(2)中得到

$$\dot{U}'_0 = -\frac{1}{1 + j3\omega C_0 R_g} \dot{U}_A \tag{3}$$

令： $L = j3\omega C_0 R_g$ ；

$$\dot{K} = \frac{1}{1 + j3\omega C_0 R_g} = \frac{1}{1 + jL} = x + jy$$

则有

$$\dot{U}'_0 = -\dot{K} \dot{U}_A \tag{4}$$

$$jL = \frac{x - x^2 - y^2 - jy}{x^2 + y^2} \tag{5}$$

由式(5)可知

$$\begin{cases} x - x^2 - y^2 = 0 \\ -\frac{y}{x^2 + y^2} = L \end{cases} \tag{6}$$

由式(6)整理得

$$(x - \frac{1}{2})^2 + y^2 = \frac{1}{4} \tag{7}$$

由式(7)可知, $\dot{K}$ 的轨迹是以 $(\frac{1}{2}, 0)$ 为圆点,以 $\frac{1}{2}$ 为半径的圆轨迹,如图2所示。由图2可知, x 与 y 均为正值,故圆轨迹在上方第一象限。

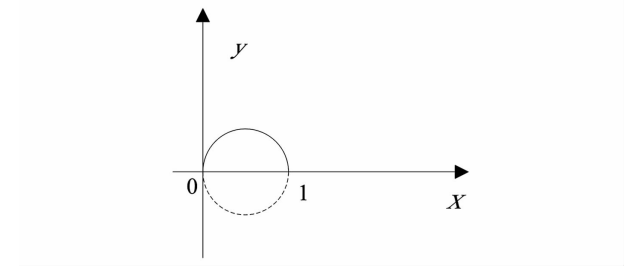


图2 $\dot{K}$ 的圆轨迹

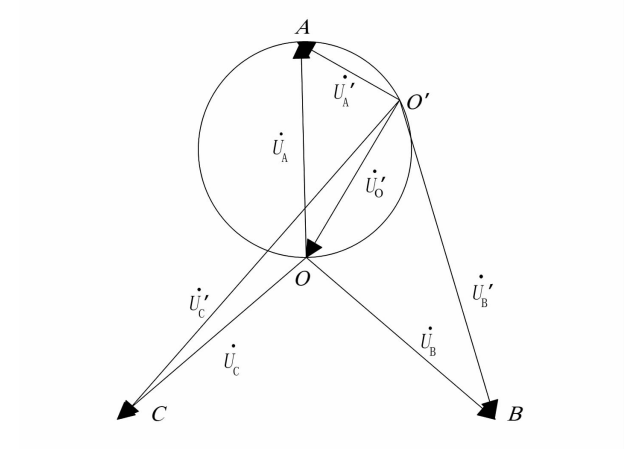


图3 $\dot{U}'_0$ 的圆轨迹

由式(4)可知,取 $\dot{U}_A = 57.74 \angle 0^\circ$ 时, $\dot{U}'_0 = -57.74 \dot{K}$,即 $\dot{U}'_0$ 也是圆轨迹但与 $\dot{K}$ 的轨迹方向相反,幅值为其57.74倍,所以右侧半圆呈容性,左侧半圆呈感性,

如图3所示。由此得出不接地系统经过渡电阻单相接地后,新的偏移中性点在以故障相电压为直径的圆轨迹上。由图3可知,由于单相接地后的新的中性点在半圆轨迹上偏移,故单相接地故障后的故障相电压不一定是最小。下面通过这一结论提出一种新的判别单相接地故障后故障相的方法。

2 事件分析

2.1 事件现象

某电厂1号机组故障录波装置录波启动,经检查确认为1号高压厂用变压器低压侧零序电压突变量及高越限启动。

2.2 现场检查情况

现场检查10 kV 901M上各开关保护装置无启动,装置均运行正常;901M上小电流接地选线装置无相关启动信号,10 kV系统运行无异常。1号故障录波装置显示录波启动时,1号高压厂用变压器低压侧三相电流均无变化;分析A相电压为62.82 V(升高2.5 V左右),B相电压为60.82 V(基本不变),C相电压为57.18 V(降低3.2 V左右),零序电压 $3U_0$ 为5.65 V,大于突变量定值3 V及高定值5 V,录波装置为正常启动,见图4所示。

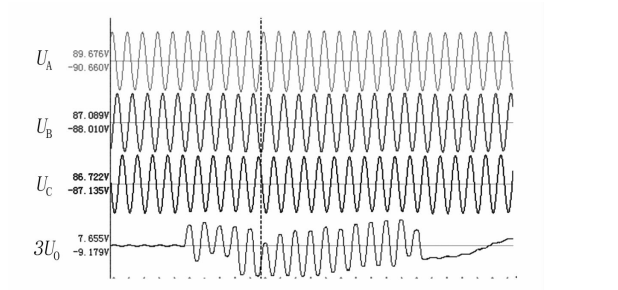


图4 1号高压厂用变压器低压侧电压波形

2.3 故障分析

根据波形可见,1号高压厂用变压器低压侧三相电压正常运行时均为60 V左右,零序电压为0 V左右;在装置启动期间,A相电压升高,C相电压降低,B相电压基本保持不变,符合不接地系统单相接地特征;同时三相电压波形在故障录波装置启动后平滑无畸变,为标准正弦波,且消谐装置未启动,可初步判断为C相经高阻抗接地。

由于无10 kV系统实测阻抗值,无法进行定性计算。可根据高压厂用变压器低压侧三相电压及零序电压的幅值及角度(见图5),对三相电压向量进行分析:以A相电压为参考点,其故障前后相位均

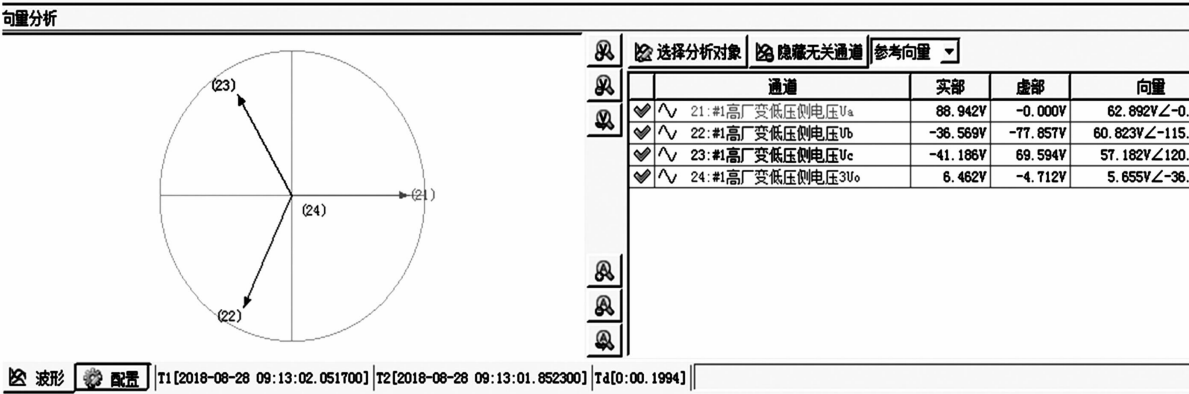


图 5 1 号高压厂用变压器低压侧电压向量分析

为 0°,B 相电压故障后相位为 -115°左右,即与 A 相之间相位减小 5°左右,C 点电压相位故障后为 120°,基本不变。

根据上述的三相电压在故障时幅值和相位变化,通过 CAD 软件作图展开进一步确认。即以故障时刻的 A、B、C 三相电压幅值为半径作圆,3 个圆的交点即为故障后新的偏移中性点 O',如图 6。根据前面原理分析可知,新的中性点在以故障相为直径的圆轨迹上,通过故障前的三相电压幅值为直径作圆确定偏移后的新的中性点落在哪个圆上,该相即为故障相。

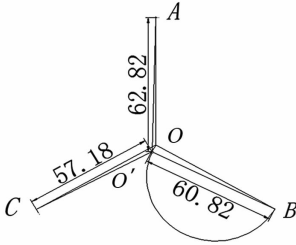


图 7 1 号高压厂用变压器低压侧电压圆轨迹分析

3 结 语

通过作出不接地系统单相接地故障时的零序等效电路图,由向量分析,结合数学公式推导证明了不接地系统发生单相接地故障时,新的中性点会在以故障相为直径的圆轨迹上,得出故障相的电压不一定最小的结论。在实际一起事故案例中,运用所得结论并结合 CAD 软件作图准确快速地判断出故障相,为实际现场事故分析提供一种新的分析思路。

参考文献

[1] 黄涛,陈禾. 中性点不接地系统高阻接地故障的特点及判别[J]. 广东电力, 2008, 21(10):32-34.

作者简介:

李 飞(1992),男,助理工程师,从事发电厂继电保护相关工作。
(收稿日期:2020-05-26)

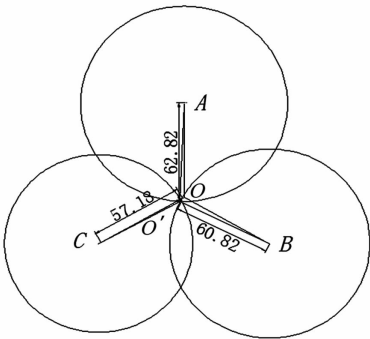


图 6 故障后新的偏移中性点 O'

如图 7 所示(AO、BO、CO 为故障前,AO'、BO'、CO'为故障后),结合图 4 和图 5 综合分析,发现新的中性点 O'在以 B 相电压为直径的圆轨迹上,故可判断为 B 相经高阻抗接地。

(上接第 52 页)

[3] 陈刚,于纪利. 一种城市轨道交通牵引供电系统短路试验的解决方案[J]. 铁道标准设计, 2014,58(6): 133-136.

[4] 王军,翁创业. 直流牵引供电系统短路试验浅析[J]. 电力机车与城轨车辆,2011,34(4):64-66.

[5] 城市轨道交通直流牵引供电系统:GB/T 10411—2005 [S],2005.

[6] 黄海浪. 大连地铁直流牵引供电系统保护配置及整定研究[J]. 城市轨道交通研究,2013(3):93-95.

[7] 高云霞. 直流牵引供电系统继电保护整定计算方法[J]. 电气化铁道,2011(4):40-42.

作者简介:

柳 鑫(1984),男,工程师,目前主要从事轨道交通直流供电系统设计。

(收稿日期:2020-05-22)

基于故障状态模拟的输电线路短路点定位方法

张铃珠
(国网宁夏电力有限公司经济技术研究院, 宁夏 银川 750001)

摘要:输电线路是电力系统的重要组成部分,容易发生各种短路故障。为了保持系统的完整性,必须尽快确定故障位置以恢复系统正常运行。基于阻抗的故障定位算法是目前最常用的,但它们容易受如故障电阻和线路之间的相互耦合等多种误差源影响,并且有关互耦或复杂网络配置的信息也不能直接用于基于阻抗的故障定位算法。因此,提出了一种基于系统故障状态仿真模拟的短路点自动定位方法,利用电力系统仿真软件和控制出力软件整合所有可用的系统信息,从而准确地定位短路故障的发生位置。最后,通过仿真测试验证了所提方法的有效性和精确性,能够很好地应对诸如相互耦合和故障电阻等因素干扰。

关键词:故障状态模拟; 故障定位; 短路模型; 输电线路
中图分类号:TM723 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0056-06

A Short – circuit Location Method for Transmission Line Based on Fault State Simulation

Zhang Lingzhu
(State Grid Ningxia Economic Research Institute, Yinchuan 750001, Ningxia, China)

Abstract: Transmission lines are a vital part of power system and are prone to a variety of short – circuit faults. It is imperative to identify the fault location to restore the system as quickly as possible for maintaining the system integrity. Impedance – based fault location algorithms are most commonly used but they are prone to several sources of errors such as fault resistance and mutual coupling between the lines and may not provide accurate results in the presence of complex network configurations such as three – terminal lines. Though the information about mutual coupling or knowledge of complex network configuration is known, they cannot be directly used in impedance – based fault location algorithms. A novel automated generic framework for model – based fault location approach is proposed which uses the power system model to overcome the shortcomings of impedance – based fault location methods. A combination of power system simulation software and a control and processing software provide the flexibility to be able to incorporate all the available information about the system to accurately estimate the fault location. Furthermore, the key insights to implement the proposed framework in an effective and efficient manner are provided by using reduced equivalent circuits.

Key words: fault state simulation; fault location; short – circuit model; transmission line

0 引言

输电线路将电能从发电厂输送到用户侧,是电力系统的重要组成部分^[1]。但由于往往处于野外或恶劣环境下,输电线路经常会受到各种电气故障和环境的影响,如雷击或暴风雨天气下导线相互接触、动物或树木与输电线路接触以及绝缘故障等^[2]。当输电线路发生故障时,必须尽快对故障进

行定位和消除,以减少用户所面临的电能质量问题的持续时间,并防止对输电网络其余部分造成进一步的影响^[3]。

通常,继电保护设备会在故障时动作断开故障线路,并记录设备电流、电压和状态信号。从智能电子设备(intelligent electronic devices, IEDs)或数字故障记录器(digital fault recorders, DFRs)等获得的故障记录需要进行预处理,以获得所需的有用故障数据,随后可分析该数据并将其用于故障定位算

法^[4]。输电线路的中断会导致周围其他输电线路的堵塞加剧,还会降低不同区域间功率传输的灵活性。相邻输电线路的负荷增加超过其额定容量可能进一步导致线路跳闸,产生级联效应,最终发生停电事故^[5]。因此,在输电线路停运的情况下,一个地区的电力系统是很难长时间维持的,而准确无延迟地定位故障位置对于保持系统的稳定性和完整性来说则是至关重要^[6]。

现代数字继电器普遍采用基于阻抗的故障定位算法进行故障位置估计,这一方法简单易用,当故障条件与算法开发过程中的假设相匹配时,它们能够提供合理的故障位置估计^[7]。但基于阻抗的故障定位方法的准确性会受到包括负载、线路之间的耦合、CT饱和、线路模型不准确、提取故障电流和电压不准确、存在 3 条终端线、分接径向线等^[8]在内的影响。

基于以上分析,提出一种基于系统故障状态仿真模拟的输电线路短路点定位方法,该方法利用电力系统的短路模型实现手动故障定位程序的自动化。通过在测试电路中实现各种故障情况下的故障定位技术,验证了所提方法的性能,并证明了所提方法对于干扰故障定位算法精度的常见因素(如存在相互耦合和故障电阻)的适用性。

1 基于系统故障状态仿真模拟的短路点定位

1.1 定位方法流程

电力公司利用几种不同的商业电力系统仿真和故障分析平台(simulation and fault analysis platforms, SFAP)对输电网络及其保护系统进行建模。网络约简是大多数电力系统分析和保护工程软件的一个常见特征。利用这一特性,可以建立一个包含电力系统网络不同部分的等效电路简化库。简化等效电路库需要在电力系统仿真软件(power system simulation software, PSSS)中建模,该软件可以由外部软件驱动,从而能够自动驱动和模拟不同的故障场景。

来自故障记录设备的信息使用控制处理软件(control and processing software, CPS)进行处理,CPS 读取故障记录,并根据 DFR 位置从等效电路库中选择适当的简化等效电路,所选的并在 PSSSS 中建模

的等效电路用于进行故障分析,将故障分析得到的数据与 DFR 得到的数据进行比较,从而估计出故障位置。

当接收到故障记录时,CPS 首先从 DFR 读取故障记录,执行故障记录的预处理步骤,从故障记录中提取故障电流、故障电压、故障发生的瞬间以及 DFR 的位置。然后,从电路库中识别正确的等效电路,一旦识别出等效电路便可以在 PSSS 中对选定的等效电路沿线路长度在不同位置对故障进行模拟,并获得故障电流和电压。最后将模拟数据与从数据文件夹中获取的故障记录中的实际故障电流进行比较,根据比较中的最佳匹配来提供故障位置估计。

1.2 故障定位方法的原理

每个事件报告都有很多标识信息,可用于识别记录该特定事件报告的继电器,一旦识别出继电器,就可以选择聚焦于继电器所在区域的等效电路进行分析。当 CPS 接收到故障记录时,即识别出适当的简化等效电路,其中包含来自简化等效电路库的故障线路,该库包含电力系统网络的各个部分。CPS 可以利用故障记录中存在的故障记录器信息来识别适当的简化等效电路。一旦选择了适当的简化等效电路,就可以在各种故障情况下,沿着简化等效电路中的每条线路进行故障模拟。这似乎是一个冗长而费时的过程,但应用简化的等效电路可以大大提高故障定位的效率。在每一个模拟场景中,可以得到所有母线和线路的电流,并以相量格式存储电流,降低了该方法的内存需求。

下一步是从事件报告中提取故障电流相量,然后将故障记录计算出的故障电流与从模拟场景中获得的所有电流值进行比较。模拟场景与故障录波器记录的故障电流密切匹配,从而给出故障位置估计。以任何监测位置模拟故障电流与实际记录的故障电流之间包含最小欧氏距离(当相量以直角坐标表示时)的模拟故障情景表示最接近的匹配。每条线路中模拟的不同位置和故障电阻值的数量取决于计算机计算和存储能力,模拟的场景数量越多,故障位置估计的精度就越高。保护工程师计算机的计算能力和内存可用性以及所需的精度,在简化等效电路中每条线路上模拟的场景数量需要由执行系统研究的保护工程团队进行配置。与较短的线相比,长线具有更多的模拟场景数。

由于在每个模拟场景中存储了流经所有线路和母线的电流,因此不仅可以利用流经故障线路的故障电流来识别故障位置,还可以使用流过相邻母线和线路的电流来识别故障位置。这提供了巨大的优势,如可用相邻线路中继器记录的事件报告验证由故障线路中的故障电流估计的故障位置。此外,若故障线路的故障记录受到 CT/VT 误差的影响,则可以使用线路另一端或相邻线路的故障记录来识别故障位置。

2 故障定位方法的实现与验证

2.1 实施框架

为了进行故障定位,在形成简化等效电路时,通常会遇到 4 个主要部件,分别是发电机、输电线路、连接母线和两条线路之间的相互耦合,所有这些组件都可以在 PSSS 中建模,并且独立于整个系统模型可用的实用程序所使用的软件。

2.2 测试电路

采用 SFAP 中可用的一个示例电路对所提方法进行分析和验证。该电路包含 103 条母线,187 条支路或线路,26 组耦合线路,2 组耦合母线。从这种大电路模型中可以得到多个聚焦于不同区域的简化等效电路。对由该大电路发展而来的简化等效电路进行故障分析,用简化等效电路法证明所提基于系统故障状态仿真模拟的短路点定位方法的能力。

2.3 等效电路

大多数商用电力系统分析软件都提供了一个网络简化模块。尽管可以使用任何电路缩减方法,但这种情况下使用的电路缩减形式会根据需要减少母线数量,并引入等效源和线路阻抗,以模拟缩减后的原始短路特性。此外,在模拟整个简化等效电路的故障场景时,可以忽略电路简化后新创建的等效线路阻抗上的故障,因为这些线路实际上并不存在于原始电力系统中。

在验证时,形成了仅包括母线 40、2876、156、152、150、153 和 160 的简化等效电路。选择电路的这一部分进行测试是因为它包含 1.1 节讨论的输电系统的所有主要部件,包括母线连接和线路之间的相互耦合,且不包括发电机。这有助于验证在网络缩减期间是否创建了适当的等效电源,以保持系统

的短路特性。电路在母线 40 和母线 156、母线 150 和母线 153、母线 152 和母线 153、母线 153 和母线 160、母线 153 和母线 156 以及母线 156 和母线 2876 之间有线路连接,其他线路将这些母线中的一些连接到电路的其余部分,但它们在电路缩减时将被移除。母线 150 和母线 153 之间以及母线 152 和母线 153 之间的线路相互耦合,母线 150 和母线 152 之间有一个母线联络开关连接,是闭合的。

2.4 测试电路验证

当故障记录到达目标文件夹时,从故障记录中获取稳态故障电压和电流将 SFAP 中使用全电路模型模拟故障场景时获得的故障电流输入到 CPS 中,并在 CPS 中执行搜索查找算法,在 CPS 接收到故障信号时,使用简化的等效电路来识别故障位置。当 CPS 接收到一组故障电流时,即可通过有关故障记录器的信息来识别要使用的简化等效电路。然后,在等效电路中存在的所有线路上模拟各种故障情况,并将模拟得到的故障电流与目标故障电流中相匹配。

SFAP 中用于分析的全电路模型是一种不考虑负载电流的经典短路模型,这对于本测试算例场景也是适用的,因为所提方法适用于输电线路。与故障电流的大小相比,负载电流的影响可以忽略不计。因此,在使用各种基于阻抗的方法估计故障位置时,预设电流为 0 pu,预设电压为 1 pu。

1) 场景 1:等效电路验证

表 1 给出了 SFAP 中实现的全电路模型中获得的故障电流以及 CPS 使用搜索和查找算法在 PSSS 简化等效电路中找到的匹配。

考虑的第 1 个故障情况是母线 153 和母线 156 之间距离母线 153 侧的 20% 线路长度处的线路 A 相单线接地故障,故障电阻为 0 Ω。之所以选择这条线路,是因为它代表了一种最常见的情况,即线路是网络的一部分,并且在线路两端具有互连。当线路出现故障时,故障电流可从线路两端流入故障点。由表 1 可以看出,SFAP 中存在的完整电路模型中,从母线 153 流入故障点的 A、B、C 三相线路电流分别为 $4\,693.02\angle -76.7^\circ$ 、 $7.94\angle -97.3^\circ$ 、 $7.94\angle -97.3^\circ\text{A}$;从母线 156 流入故障点的 A、B、C 三相线路电流分别为 $1\,245.27\angle -73.7^\circ$ 、 $7.94\angle -82.7^\circ$ 、 $7.94\angle -82.7^\circ\text{A}$ 。可以发现,所提方法能够精确地识别从模拟简化等效电路中的故障场景获得的电流值与目标电流之间

表 1 等效电路验证

线路 153—156 在靠近母线 153 一侧的 20% 处 A 相发生单线接地故障,故障电阻 0 Ω						
电 流	从母线 153 流入的线电流/A			从母线 156 流入的线电流/A		
	A 相	B 相	C 相	A 相	B 相	C 相
全电路 (SFAP)	4 693.02 ∠ -76.7	7.940 ∠ -973	7.940 ∠ -973	1 245.27 ∠ -737	7.940 ∠ -827	7.940 ∠ -827
简化等效电路 (CPS 和 PSSS)	4 693.02 ∠ -76.7	7.940 ∠ -973	7.940 ∠ -973	1 245.27 ∠ -737	7.940 ∠ -827	7.940 ∠ -827
故障点监测	线路 153—156 在靠近母线 153 一侧的 20% 处发生故障,故障电阻 0 Ω					

表 2 分接点前三端线路故障

电 流	从母线 153 流入的线电流/A			从母线 156 流入的线电流/A		
	A 相	B 相	C 相	A 相	B 相	C 相
故障电流	4 693.02 ∠ -76.7	7.940 ∠ -97.3	7.940 ∠ -97.3	1 245.27 ∠ -73.7	7.940 ∠ -82.7	7.940 ∠ -82.7
估计故障位置	线路 153—156 在靠近母线 153 一侧的 20% 处 A 相发生单线接地故障,故障电阻 0 Ω					

表 3 分接点后三端线路故障

电 流	从母线 153 流入的线电流/A			从母线 2876 流入的线电流/A		
	A 相	B 相	C 相	A 相	B 相	C 相
故障电流	773.4 ∠ -69	36.9 ∠ -118	36.9 ∠ -118	0 ∠ 0	0 ∠ 0	0 ∠ 0
估计故障位置	线路 156—2876 在靠近母线 156 一侧的 60% 处 A 相发生单线接地故障,故障电阻 3 Ω					

表 4 耦合线路故障

电 流	从母线 153 流入的线电流/A			从母线 152 流入的线电流/A		
	A 相	B 相	C 相	A 相	B 相	C 相
故障电流	3 252.52 ∠ -74.9	145.691 ∠ -110.4	145.691 ∠ -110.4	5 375.81 ∠ -78.2	145.691 ∠ -69.6	145.691 ∠ -69.6
估计故障位置	线路 153—152 在靠近母线 153 一侧的 50% 处 A 相发生单线接地故障,故障电阻 0.4 Ω					

电 流	从母线 153 流入的线电流/A			从母线 152 流入的线电流/A		
	A 相	B 相	C 相	A 相	B 相	C 相
故障电流	2 250.32 ∠ -47.8	114.237 ∠ -137.6	114.237 ∠ -137.6	4 215.21 ∠ -51.0	114.237 ∠ -42.4	114.237 ∠ -42.4
估计故障位置	线路 153—152 在靠近母线 153 一侧的 50% 处 A 相发生单线接地故障,故障电阻 5 Ω					

的匹配,从而精确地确定故障位置点。

2) 场景 2: 三端线路故障

场景 2 说明了所提方法在三端线路上任意位置定位故障的能力。母线 153 和母线 40 之间的线路在母线 156 处分接到母线 2876。在 153 号母线处测得的故障记录用于基于阻抗的算法估计故障位置。表 2 为在分接点(总线 156)之前的三端线路上产生的故障情况,故障点在母线 153 和母线 156 之间的线路上。基于阻抗的故障定位算法能够产生合理的结果,而所提算法得到了更准确的结果。表 2 中基于阻抗的故障定位算法显示的故障位置为占母线 153 和母线 156 之间线路长度的百分比,因为故障在分接点之前。而对于故障发生在分接点之后这种情况,表 3 中

基于阻抗的故障定位算法将故障位置显示为母线 153 和母线 2876 之间线路长度的百分比,因为故障位于分接点之后,并且高估了故障位置。然而,在简化等效电路中,将三端线路建模为从母线 153、母线 40 和母线 2876 到分接头点(母线 156)的 3 条独立线路,因此,它能够将故障位置识别为母线 156 和母线 2876 之间的线路上的故障,如表 3 所示。

如前所述,基于阻抗的故障定位算法无法在故障超过分接头点时准确估计故障位置。而所提方法即使在故障超过分接头点且具有非零故障阻抗的情况下也能准确地找到故障位置。

3) 场景 3: 相互耦合线路上的故障

场景 3 证明了与其他常用的基于阻抗的方法相

比,所提方法在相互耦合线路上定位故障的效率。母线 150 和母线 153 之间以及母线 152 和母线 153 之间的线路相互耦合。从表 4 所示的结果来看,当存在故障电阻时,基于阻抗的算法的故障位置估计误差更为明显。另一方面,所提算法具有较强的鲁棒性,即使在存在故障阻抗的情况下,也能为互耦线路中的故障提供准确的故障定位。

针对上述每个场景模拟了很多测试用例,并展示了选定的几个测试用例。表 1 至表 4 所示的结果表明,与常用的基于阻抗的故障定位算法相比,所提算法的优越性及其所具有的潜力。由于故障定位程序依赖于数据库中存在的系统模型,因此当电力系统中存在系统状态或拓扑变化时,有必要相应地更新简化等效电路库。计算的速度和复杂性不是问题,因为分析是离线分析,而不是实时分析。此外,由于采用了唯一的简化等效电路代替了全电路模型,大大降低了计算机系统的计算负担,可以快速模拟各种故障情况。

2.5 故障电阻

所提出的方法能够模拟电力系统的状况和故障情景,从而获得高精度的结果。因此,系统的建模和故障场景越好以及任何可能做出的假设越少,故障位置估计就越准确。在模拟故障情况时,一个关键的未知因素是故障阻抗,因为它会影响故障电流和故障电压。故障阻抗在自然界中通常是电阻性的,由树木和动物等物体引起,单相接地故障是最常见的输电线路故障情况。单相接地故障的故障相电流可写为

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2 = 3I_1 = \frac{3V_F}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_F} \quad (1)$$

式中: V_F 为故障点前电压; I_0 、 I_1 、 I_2 为流过电路的各序电流; Z_0 、 Z_1 、 Z_2 为电路各序阻抗; Z_F 为故障阻抗。

由式(1)可知,故障电阻的变化会影响故障电流的实部和虚部分量或故障电流相量的大小和角度。此外,由于故障阻抗本质上是电阻性的,因此在沿输电线的不同距离设置故障(输电线本质上主要是感性的)时,由于不同的电阻值而获得的故障电流相量不会重叠。如图 1 和图 2 所示。

图 1 显示了在母线 153 和母线 156 之间的输电线上,故障电流分布随故障电阻的变化情况,监视器放置在母线 153 处,监视故障线路。对于每个故障电阻值,在整个输电线路的不同位置设置 A 相单相接地故障,并绘制了由此产生的 A 相故障电流,该

图采用离散电阻值来验证所提概念。可以观察到,改变故障电阻会导致线路偏向于相应的金属性故障情况,并且不与任何其他情况重叠,确保采用所提方法进行的故障位置估计不会受到故障阻抗的影响。无论线路是否耦合,都会表现出此特性。考虑另一个输电线与另一条线耦合的例子,图 2 为母线 152 和母线 153 之间相互耦合的输电线上的故障电流随电阻的变化情况,监视器置于母线 153 处,测量故障线路中的电流。可以看出,在这种情况下也表现出类似的特征。因此,可以得出结论,故障电阻的存在并不影响所提出的故障定位算法对故障的定位。此外,还可以通过故障电流识别出故障阻抗。

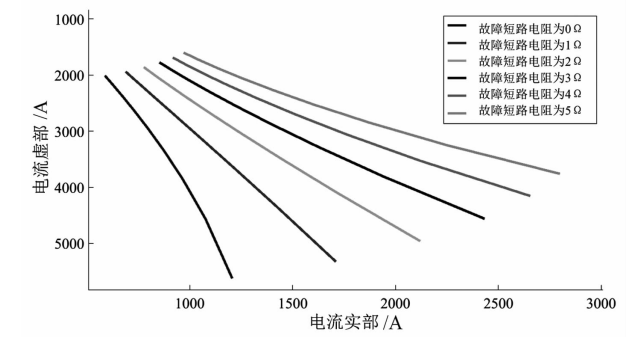


图 1 故障电流随电阻变化(线路 153—156)

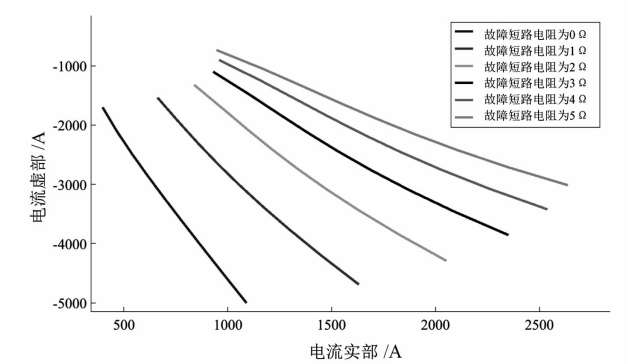


图 2 故障电流随电阻变化(线路 152—153)

3 结 语

提出了一种基于系统故障状态仿真模拟的短路点自动定位方法。利用简化等效电路提高了故障定位的效率,有助于故障定位过程的自动化。该方法的主要优点是通用性强,可以克服目前广泛使用的基于阻抗的故障定位算法的缺点。任何电力系统网络配置及其设备都可以建模,并且可以反映实际电力系统特性,而无需做出任何假设。在所提方法中,可以对诸如三端线路等复杂配置和互耦现象等进行

建模,并将其用于故障定位,而在常用的基于阻抗的故障定位算法中,是不能直接利用这些参数的。所提方法可以灵活地包含系统的所有可用信息,这使得该方法具有高度的准确性。

参考文献

[1] 叶昌荣,冯树海,徐鹏,等. 基于故障录波数据同步技术的输电线路参数辨识方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(23):156 – 161.

[2] Ram, B. , Vishwakarma, D. N. Power System Protection and Switchgear [M]. New Delhi: Tata McGraw – Hill Publication Company Limited,2005.

[3] 胡毅,刘凯,吴田,等. 输电线路运行安全影响因素分析及防治措施[J]. 高电压技术, 2014, 40(11): 3491 – 3499.

[4] 蒋乐,刘俊勇,魏震波,等. 基于马尔可夫链模型的输电线路运行状态及其风险评估[J]. 电力系统自动

化, 2015, 39(13):51 – 57.

[5] 马志远,石立宝,姚良忠,等. 电网连锁故障的事故链搜索模型及策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(13):3292 – 3302.

[6] Das, S. ,Santoso, S. , Gaikwad, A. , et al. Impedance – based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application[J]. IEEE Access,2014,2:537 – 557.

[7] 郑涛,潘玉美,郭昆亚,等. 基于节点阻抗矩阵的配电网故障测距算法[J]. 电网技术,2013,37(11):3233 – 3240.

[8] Mora – Flórez, J. , Meléndez, J. , Carrillo – Caicedo, G. Comparison of Impedance – based Fault Location Methods for Power Distribution Systems[J]. Electric Power System Research,2008,78(4):657 – 666.

作者简介:

张铃珠(1988),女,硕士,工程师,主要从事输配电网规划评审及运行分析研究。(收稿日期:2020 – 07 – 12)

(上接第 22 页)

2)单端接地电缆线路,出现直接接地线脱落时,会造成铝护套未有效接地。石墨层未有效接地时,石墨层上会产生很高的悬浮电压,进而导致石墨层对绝缘薄弱处高频充放电,并不断烧蚀外护套,引发火灾等严重后果。

3)当电缆线路通过绝缘胶垫放置在金属支架时,石墨层未有效接地。为防止出现上述安全问题,电缆石墨层必须可靠接地,即 110 kV 以上高压单芯交流电缆,应采用可靠接地的金属支架,且电缆与支架、抱箍之间不应增加绝缘胶垫。

参考文献

[1] 王荣亮,王浩鸣,宗红宝,等. 高压电缆金属护套接地环流平衡抑制方法分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2019,31(11):108 – 114.

[2] 张才军,全风云,陈佳,等. 主变空载合闸引起的电缆护层过电压分析[J]. 高压电器,2019,55(2):164 – 170.

[3] 吴明祥,包建强,王建明,等. 一起 220 kV 电缆预制式中间接头击穿故障及其原因分析[J]. 高压电器, 2010,46(5):95 – 97.

[4] 王谦,郝建,张电,等. 一交叉互联高压电缆绝缘故障的理论及仿真分析[J]. 高压电器,2014,50(9):47 – 52.

[5] 陈根,唐焱,王新桥. 基于 ATP 的高压电缆金属护套多点接地故障仿真[J]. 高压电器,2014,50(4):49 – 53.

[6] 段肖力,汤美云,林峰,等. 220 kV 电缆中间接头主绝缘

击穿事故分析[J]. 高压电器, 2009, 45(6):142 – 144.

[7] 程序,陶诗洋,王文山. 一起 110 kV XLPE 电缆终端局放带电检测及解体分析实例[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(S1):226 – 230.

[8] 曹俊平,蒋愉宽,王少华,等. XLPE 电力电缆接头缺陷检测关键技术分析与展望[J]. 高压电器,2018,54(7):87 – 97.

[9] 方春华,李景,汤世祥,等. 基于接地电流的交叉互联箱故障诊断技术研究[J]. 高压电器, 2018,54(6):16 – 23.

[10] 王永志,曹炜,梁海生,等. 电缆护套环流估算公式的拟合及排列方式的优化[J]. 高压电器, 2017,53(1):77 – 82.

[11] 陈贵. 基于电力电缆安全性的防火工艺应用与探讨[J]. 电工技术,2018(6):39 – 40.

[12] 姬康源,贾紫蕊. 电力电缆的防火技术措施探究[J]. 通信电源技术,2018(1):139 – 140.

[13] 吴俊鹏. 高压单芯电缆外护套烧蚀故障分析[J]. 集成电路应用, 2019,36(2):125 – 126.

[14] 严璋,朱德恒. 高电压绝缘技术[M]. 北京:中国电力出版社,2002.

[15] 邱关源,罗先觉. 电路(第 5 版)[M]. 北京:高等教育出版社,2006.

[16] 电力工程电缆设计规范:GB 50217—2007[S], 2008.

作者简介:

刘云龙(1989),男,硕士,工程师,从事高压电缆、高电压与绝缘技术研究。(收稿日期:2020 – 07 – 10)

基于新型站内引入光缆方案的研究与分析

冯 平¹,袁 亮²,钟 于¹,吴成锋¹

(1. 国网广元供电公司,四川 广元 628000;2. 广元市经济和信息化局,四川 广元 628000)

摘要:随着电力通信的高速发展,对电力通信链路提出了更高的要求,进站光缆尤为重要。传统的站内引入光缆方式已无法满足新形势下的技术要求。重点探讨了基于新型站内引入光缆方案的研究与分析,全面解决传统模式下诸如进站 OPGW 多点接地、引入光缆与 OPGW 混盘等多项实际问题,为电力系统通信网络的安全稳定运行奠定基础,对电力系统光缆网架可靠运行具有重要意义。

关键词:电力通信;进站光缆;新型站内引入光缆方案;安全稳定

中图分类号:TN919.5 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)05-0062-03

Research and Analysis on New Scheme of Introducing Optical Cables

Feng Ping¹, Yuan Liang², Zhong Yu¹, Wu Chengfeng¹

(1. State Grid Guangyuan Electric Power Supply Company, Guangyuan 628000, Sichuan, China;
2. Guangyuan Economic and Information Bureau, Guangyuan 628000, Sichuan, China)

Abstract:With the rapid development of electric power communication, higher requirements are put forward for electric power communication links, especially for incoming optical cables. The traditional method of introducing optical cables into substations can no longer meet the technical requirements under the new situation. The research and analysis on new scheme of introducing optical cables into substations are carried out to comprehensively solve many practical problems in the traditional mode, such as multi-point grounding of incoming OPGW, mixing of incoming optical cables with OPGW etc., which lays a foundation for the safe and stable operation of power system communication network, and is of great significance to the reliable operation of power system optical cable network.

Key words:electric power communication; incoming optical cables; new scheme of introducing optical cables; safety and stability

0 引 言

电力通信网是电力系统的第二张实体网络,是电网的重要组成部分,是电网调度、运营、管理信息化的基础,是确保电网安全、稳定、经济运行的重要手段。随着智能电网和泛在电力物联网的不断发展,各个领域相关业务对电力通信网提出了更高的要求,对通信链路的损耗和传输质量的要求也越来越高。传统的施工技术、施工质量、施工工艺等方面均已无法满足现在业务的实际需求,导致部分链路掉包、掉线、掉网等多种异常情况时有发生,存在较大的安全隐患。重点针对传统站内引入光缆方式所

存在的诸多缺陷进行分析,并提出一种新型的站内引入光缆方案,对于提高电力通信光缆的运行质量和安全性具有重要意义^[1]。

1 传统站内引入光缆方式

1.1 传统站内引入光缆方式工作原理

传统站内引入光缆方式的工作原理如图 1 所示,220 kV 开关场的 A、B、C、D 4 个间隔引入光缆,通过 220 kV 开关场电缆沟道,经过 110 kV 开关场电缆沟道时,与 110 kV 开关场的 A、B、C、D 4 个间隔的引入光缆同沟道后导致该电缆沟道负载过大,沟道里的防火墙、防鼠墙经过多次破坏,极易失去防

护功能^[2]。

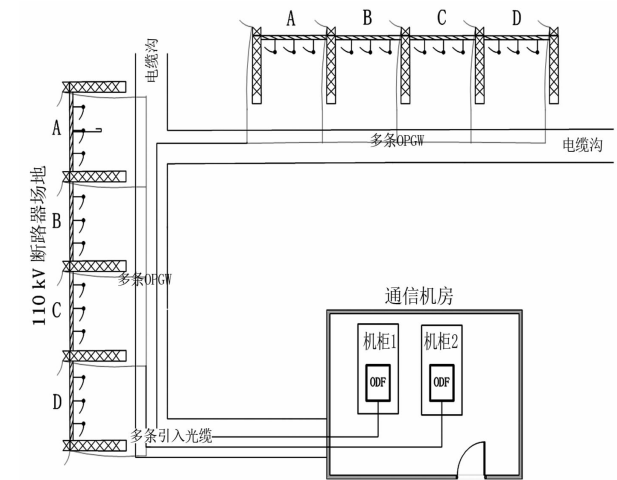


图1 传统站内引入光缆方式工作原理

1.2 传统站内引入光缆方式的缺陷

- 传统站内引入光缆方式存在的缺陷包括^[3-4]：
- 1) OPGW 光缆在门型构架处, 不仅由于余缆架接续盒安装至构架杆影响整体美观, 同时还给再次作业的登杆人员带来潜在的安全隐患。
 - 2) OPGW 光缆多点接地问题难以改善, OPGW 在余缆架与引入光缆极易出现混盘现象, 存在潜在的安全隐患。当遇强雷雨天气时, 余缆架里的 OPGW 和引入光缆混盘在一起, 极易发生放电现象, 从而导致所有业务中断。
 - 3) 多条引入光缆位于同一沟道现象严重, 给其他运行线缆带来安全威胁, 同时给运维人员带来极大的施工风险。
 - 4) 由于通信机房目前采用综合配线柜, 安装 ODF 单元容量有限, 不满足多条通信光缆和保护专用光缆安装要求, 存在较大的安全隐患。

2 新型站内引入光缆方案

2.1 新型站内引入光缆方案工作原理

根据《国家电网公司十八项电网重大反事故措施(修订版)》规定:“电网调度机构、集控中心(站)、重要变电站、直调发电厂、重要风电场和通信枢纽站的通信光缆或电缆应采用不同路由的电缆沟(竖井)进入通信机房和主控室”。传统站内引入光缆方式已无法满足上述要求, 于是提出一种新型站内引入光缆解决方案。

新型站内引入光缆方案的工作原理如图2所示。

首先, 通过新建通道将 220 kV 开关场和 110 kV 开关场的电缆沟连通; 然后在 220 kV 开关场、110 kV 开关场 2 个点位分别布置一个 LX-720 型室外光配箱, 主控楼通信机房内布置一个最大容量为 800 芯的 GPX67111 型室内光配箱, 确保对 2 个室外光配箱的容纳对接能力。3 个光配箱之间选用 JYTA53 型 288 芯直埋光缆进行环状连接, 该种光缆具有抗拉力、抗鼠患、不易燃烧等诸多优点, 其芯数可根据现场实际情况进行灵活选择; 下一步将 220 kV 及 110 kV 线路的光缆直接引入至对应开关场的光配箱, 在光配箱内通过跳纤连接至 288 芯直埋光缆, 最终接入通信机房光配箱。

在该引入光缆方案中, 任意一条光缆均具备 2 条完全独立的路由引入通信机房, 2 条独立路由可通过调整光配箱内跳纤连接方式进行灵活切换, 从而实现本站双通道双路由功能, 切实提升光缆安全运行水平及通信服务水平^[5]。

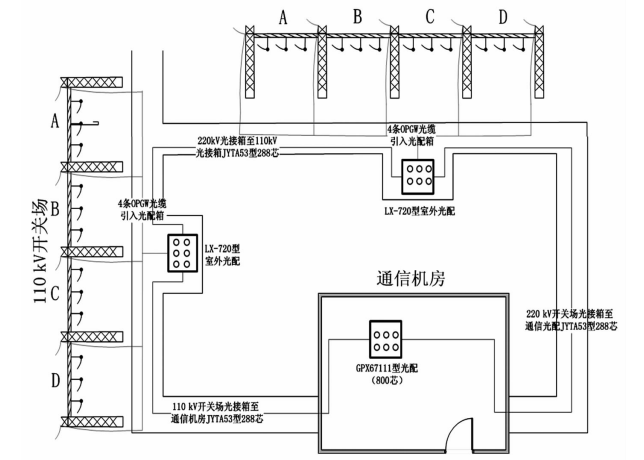


图2 新型站内引入光缆方案原理

2.2 新型站内引入光缆方案的优势

- 相对于传统站内引入光缆方案而言, 新型站内引入光缆方案具有以下优点^[6]：
- 1) OPGW 在门型构架杆余缆架处需余留 15 ~ 20 m, 解决了传统站内引入光缆方式所存在的缺陷。
 - 2) 所有 OPGW 光缆引入电缆沟时采取可靠接地的方式; 门型构架杆至电缆沟预埋管道采用无缝连接方式; 电缆沟 OPGW 光缆均穿 PVC 管且布放平整, 确保光缆安全稳定运行。
 - 3) 主缆需要采用 JYTA53 型 288 芯特殊光缆(直埋光缆), 保证该主干光缆与光分接箱连接光缆的安全系数。布放该光缆时全程穿管, 有效避免外力破坏。

4) 机房采用 GPX67111 型光配 800 芯,将不再用 ODF 单元分散安装,满足多条通信光缆和保护专用光缆的安装要求。

3 结 语

通过对站内引入光缆方案的优化与改进,全面解决了多个间隔 OPGW 引入光缆对电缆沟、防火墙、防鼠墙通信机房的重复施工放缆问题,实现了 OPGW 多点接地,避免 OPGW 光缆与引入普缆混盘现象的出现,同时解决了接续盒安装至构架杆从而影响再次作业人员登杆等诸多安全问题。站内引入光缆方案直接关系着电力通信网络的施工速度和运行水平,对于新型站内引入光缆方案的研究与分析,有利于全面提高光缆的施工工艺和运维水平,为电力系统通信网络的健康运行提供保障,为智能电网的安全稳定发展奠定基础^[7]。

参考文献

[1] 魏勇,张合明,戴雪娇,等. 变电站站内引入光缆双路由优化设计分析[J]. 河北电力技术,2017,36(5):41-43.

(上接第 13 页)

4) 输电线塔位塔基震害调查中,将震害从表象和宏观特征将其分为堡坎开裂、滚石砸坏、下方山体塌方、基础周边土体裂缝、上方山体滑坡 5 种破坏方式,并根据各震害类型特点将输电线塔场地地基基础的损坏分为场地破坏和地基基础破坏。

5) 山区线路优先考虑选取地势起伏较小的斜坡走线,当陡坡坡度大于 30°以上地区,不宜修筑堡坎,线路基础优先选用原状土基础,不宜在塔基周围弃土。

参考文献

[1] 张大长,赵文伯,刘明源. 5·12 汶川地震中电力设施震害情况及其成因分析[J]. 南京工业大学学报(自然科学版),2009,31(1):44-48.

[2] 张美晶. 电力设施震害及其危害性快速评估方法研究[D]. 哈尔滨:中国地震局工程力学研究所,2009.

[3] Tian Li, Li Hongnan, Liu Guohuan. Seismic Response of Power Transmission Tower-line System under Multi-component Multi-support Excitations[J]. Journal of Earthquake and Tsunami, 2012, 6(4):1250025.

[4] 于永清,李光范,李鹏,等. 四川电网汶川地震电力设

[2] 沈晓华,沈洪芬,詹学龙,等. 浅析蝶形引入光缆生产中出现的断纤原因及改善方案[J]. 现代传输,2016(6):73-76.

[3] 黄俊华,张建明. 光通信中继站引入光缆和非开挖地埋方案[J]. 电力系统通信,2014(5):15-18.

[4] 周本文. 光缆线路常见故障分析[J]. 技术与市场,2020(1):156-157.

[5] 程路明,杨鸿珍,郑伟军,等. 电力通信光缆运行维护标准化技术研究[J]. 电力信息与通信技术,2019,17(12):67-72.

[6] 国家能源局. 电力通信光缆安装技术要求:DL/T 1733—2017[S]. 北京:中国电力出版社,2017.

[7] 中国电机工程学会. 电力通信光缆运行维护规程:T/CSEE 0085—2018[S]. 北京:中国电力出版社,2019.

作者简介:

冯 平(1984),女,硕士,高级工程师,研究方向为电力信息通信;

袁 亮(1980),男,硕士,工程师,研究方向为信息通信;

钟 于(1990),男,本科,工程师,研究方向为电力通信;

吴成锋(1970),男,本科,技师,研究方向为电力通信。

(收稿日期:2020-07-08)

施受灾调研分析[J]. 电网技术,2008,32(11):5-10.

[5] 姚令侃,陈强. “5·12”汶川地震对线路工程抗震技术提出的新课题[J]. 四川大学学报(工程科学版),2009,41(3):43-50.

[6] 黄润秋,李为乐. “5·12”汶川大地震触发地质灾害的发育分布规律研究[J]. 岩石力学与工程学报,2008,27(12):2585-2592.

[7] Huang R Q. Some Catastrophic Landslides since the 20th Century in the Southwest of China[J]. Landslides, 2009, 6(1):69-82.

[8] 祁生文,许强,刘春玲. 汶川地震极重灾区地质背景及次生斜坡灾害空间发育规律[J]. 工程地质学报,2009,17(1):39-49.

[9] 刘如山,张美晶,邬玉斌,等. 汶川地震四川电网震害及功能失效研究[J]. 应用基础与工程科学学报,2010,18(S1):200-211.

[10] 地震地质灾害对架空输电线路影响的调查与分析[R]. 成都:中国电力工程顾问集团西南电力设计院,2009.

作者简介:

刘翔云(1978),女,学士,高级工程师,从事输电线路结构设计工作。

(收稿日期:2020-08-24)

考虑网源协调发展的四川电网 多适应性规划体系研究

汪荣华

(国网四川省电力公司经济技术研究院,四川 成都 610041)

摘要:建设具有中国特色国际领先的能源互联网企业是国家电网有限公司新的长远发展战略目标。传统经验型的电力系统规划一般将电源与电网规划分割考虑,难以适应能源转型形势下电力行业各主体协同发展。为全面推进电网高质量发展,着力提升电网规划适应性,从经济发展适应性、能源结构适应性、电网结构适应性、网络安全适应性等方面出发,围绕电网多适应性规划原理、多适应性规划指标体系、网源协同多适应性规划方法等关键问题展开深入研究,提出相应的技术模型与解决思路,为提升电网规划效率、促进电源与电网协同发展、更好地服务于社会经济发展提供方案。

关键词:能源转型;网源协调;多适应性;规划体系;规划方法

中图分类号:TM715 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0065-08

Research on Multi – adaptive Planning System of Sichuan Power Grid Considering Development of Power Grid and Power Source Coordination

Wang Ronghua

(State Grid Sichuan Economic Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: Building an internationally leading energy Internet enterprise with Chinese characteristics is the new long – term development strategic goal of State Grid Corporation of China. Traditional empirical power system planning generally considers power supply and grid planning separately, and it is difficult to adapt to the coordinated development of power industry under the energy transition situation. To comprehensively promote the high – quality development of power grid and focus on improving the adaptability of power grid planning, starting from the aspects of economic development adaptability, energy structure adaptability, power grid structure adaptability and network security adaptability, an in – depth research on key issues such as adaptive planning index system and grid – source coordination multi – adaptive planning methods is carried out, and the corresponding technical models and solutions are proposed, which can provide a plan for improving the grid planning efficiency, promoting the coordinated development of power source and power grid, and better serving the social and economic development.

Key words: energy transition; power grid and power source coordination; multiple adaptability; planning system; planning method

0 引 言

能源是人类社会赖以生存和发展的重要物质基础,是国民经济的战略性资源和基础性事业^[1-2]。推动能源生产与消费革命,建立清洁环保、高效可靠的能源架构是满足人民日益增长的美好生活需要的

重要支撑。坚强智能电网是承接现代能源体系构建不可或缺的载体,要适应现代能源体系构建,首先需要解决好电网发展的不平衡不充分问题^[3-4]。

近年来,在习近平总书记关于能源“四个革命、一个合作”战略思想指引下,四川电网快速发展,输变电规模、外送能力、清洁能源装机等均在全国名列前茅,成为最大的省级电网,为支撑四川省社

会经济发展起到重要作用^[7-9]。然而,发展快并不代表质量高,当前四川电网发展不平衡不充分问题仍然较为突出,成为支撑现代能源体系构建的关键制约因素^[5, 6]。

近年来,电源和电网协调规划逐渐得到专家学者的关注^[8, 10-11]。文献[12]提出考虑广义灵活性指标体系的输电网规划模型,通过将 Garver - 18 节点与实际系统的仿真,表明所提模型具有可行性与实用性。文献[13]提出基于交替方向乘子法的电源与电网协同规划方法,通过 Garver - 6 节点对所提方法的有效性进行验证分析。文献[14]提出基于可信性理论的厂网协同规划方法,对比表明新方法具有合理性和经济性。文献[15]提出基于需求响应的源网协调规划模型,算例表明新方法有效性。文献[16]提出基于多层电价响应机制的配电网源网协调方法,使用算例验证所提方法的有效性和可行性。

因此,在建设具有中国特色国际领先的能源互联网企业的背景下,四川电网作为西南电网的核心组成部分,对清洁能源在全国乃至全球范围内的优化配置将起到重要的枢纽作用。四川电网需在更大范围内寻求跨越式发展,建成全国优质的清洁能源送端枢纽系统,在更大程度上消纳清洁能源,服务绿色发展。四川清洁能源资源体量大、分布聚集、大部分位于边远地区,需要实施集中开发、大规模外送与大范围消纳的规划路线,对电网的资源优化配置能力提出很高要求。此外,随清洁能源、储能装置、电动汽车等新型元件大规模接入电网,未来电力系统的架构与格局将发生重大变化,源荷双向的不确定因素都显著增加。如何准确评估四川主网架在交直流混合、多能融合互补、供需响应互动等新环境下的适应能力,探索相应的评估体系、模型、方法,对建设具有中国特色国际领先的能源互联网企业将具有重要支撑作用。

源网协同多适应性规划方法研究

1.1 源网协同规划研究

与源网集成统一规划模式不同,所构建的源网协同规划策略基于“厂网分开”的竞争市场环境,充

分研究电源规划中心和电网规划中心的协同与交互,完成分布式自主决策,框架见图 1^[13]。

该分布式协同规划方法具有如下优势:

1) 电网规划中心与电源规划中心分别搭建耦合共享的电网规划模型和电源规划模型,两者在同时满足投资、科技与政策等多适应性约束条件的前提下实现自治决策最优的规划策略;

2) 电网规划中心与电源规划中心两个决策变量之间通过使用少量多次的信息传递(价格信号与共享变量)与迭代计算(规划方案更新与校核),完成电网规划与电源规划的分布式自主决策,协同完成全系统的最优多适应性规划。

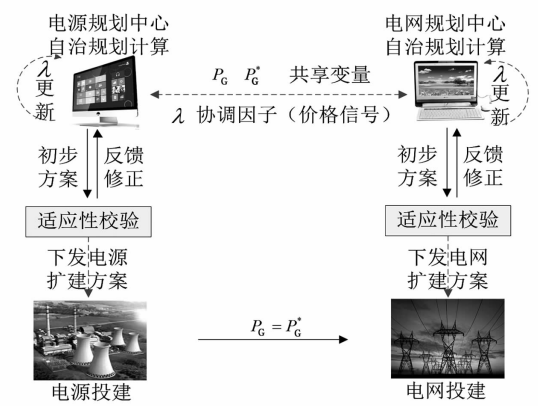


图1 电源与电网协同的多适应规划框架

1.1.1 电源规划子问题

电源规划子问题目标函数为

$$\begin{aligned} \min \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega_G} \rho_{G,i,t,s} P_{G,i,t,s} \tau_{i,t} + \sum_{i \in \Omega_{GC}} c_{G,i} Z_{G,i} + \\ \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega_W} \rho_{W,j,t,s} P_{W,j,t,s} \tau_{j,t} + \sum_{j \in \Omega_{WC}} c_{W,j} Z_{W,j} \end{aligned} \quad (1)$$

式中: $\rho_{G,i,t,s}$ 、 $P_{G,i,t,s}$ 、 $\rho_{W,j,t,s}$ 、 $P_{W,j,t,s}$ 分别为第*i*常规发电机*j*风电场在时段*t*、场景*s*下的单位出力成本及出力; $\tau_{i,t}$ 、 $\tau_{j,t}$ 为第*i*常规发电机*j*风电场在时段*t*状态下等效水平年运行时间; Ω_G 、 Ω_{GC} 分别为所有常规发电机组集合及待选常规发电机组集合; Ω_W 、 Ω_{WC} 分别为所有风电场集合及待选风电场集合;*S*为风电出力为基准预测值(*s*1)、上限值(*s*2)、下限值(*s*3)的集合; $c_{G,i}$ 、 $Z_{G,i}$ 、 $c_{W,j}$ 、 $Z_{W,j}$ 分别为常规发电机组*i*、风电场*j*的等效年投资成本及二进制投建决策变量。

电源规划子问题需满足的约束条件包括常规发电机出力上下限约束、风电场出力约束、机组爬坡约束、电力平衡约束、负荷正负备用约束、火电燃料消

耗约束、系统污染物排放约束。

1.1.2 电网规划子问题

电网规划子问题目标函数为

$$\min \sum_{l \in \Psi_C} c_{L,l} Z_{L,l} \tag{2}$$

式中： Ψ_C 是待选线路合集； $Z_{L,l}$ 、 $c_{L,l}$ 分别是二进制投资建设决定参量和线路 l 的年均投资建设成本。

电网规划子问题约束条件包括节点功率平衡约束、线路输送功率约束、潮流方程约束、 $N-1$ 安全约束、基态 ($N-1$ 状态) 关联约束。

1.1.3 源网协同规划求解算法

采用交替方向乘子法 (alternating direction method of multipliers, ADMM) 求解此优化模型。ADMM 将多规模全局优化难题分割成几个小规模子问题,使用子问题的多功能通信计算求得全局难题的最优解。因为 ADMM 方法可以保存决策主体的数据私密性且能明显减小计算复杂度,可用于电网规划和电源规划的分布式自治性决定与互动式协同运算^[2]。

考虑 ADMM 策略耦合共享变量的电源规划子问题目标函数为

$$\begin{aligned} \min & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega_G} \rho_{G,i,t,s} P_{G,i,t,s} \tau_{i,t} + \sum_{i \in \Omega_{GC}} c_{G,i} Z_{G,i} + \\ & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega_W} \rho_{W,j,t,s} P_{W,j,t,s} \tau_{j,t} + \sum_{j \in \Omega_{WC}} c_{W,j} Z_{W,j} + \\ & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega_G} \left[\lambda_{G,i,t,s}^k (P_{G,i,t,s} - P_{G,i,t,s}^{*k}) + \frac{\omega}{2} \| P_{G,i,t,s} - P_{G,i,t,s}^{*k} \|_2^2 \right] + \\ & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega_W} \left[\lambda_{W,j,t,s}^k (P_{W,j,t,s} - P_{W,j,t,s}^{*k}) + \frac{\omega}{2} \| P_{W,j,t,s} - P_{W,j,t,s}^{*k} \|_2^2 \right] \end{aligned} \tag{3}$$

基于 ADMM 算法耦合共享变量的电网规划子问题目标函数为

$$\begin{aligned} \min & \sum_{l \in \Psi_C} c_{L,l} Z_{L,l} + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{i \in \Omega_G} \\ & \left[\lambda_{G,i,t,s}^k (P_{G,i,t,s}^k - P_{G,i,t,s}^{*k}) + \frac{\omega}{2} \| P_{G,i,t,s}^k - P_{G,i,t,s}^{*k} \|_2^2 \right] + \\ & \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \sum_{j \in \Omega_W} \left[\lambda_{W,j,t,s}^k (P_{W,j,t,s}^k - P_{W,j,t,s}^{*k}) + \frac{\omega}{2} \| P_{W,j,t,s}^k - P_{W,j,t,s}^{*k} \|_2^2 \right] \end{aligned} \tag{4}$$

考虑 ADMM 策略的电网与电源分布式协同规划计算流程如下：

1) 初始化,令迭代次数 $k=1$, 设定原始残差最大值为 ε_{pri} 、对偶残差最大值为 $\varepsilon_{\text{dual}}$ 、惩罚因子为 ω , 令共享参量 $P_{G,i,t,s}^{*0}$ 、 $P_{W,j,t,s}^{*0}$ 和乘子系数 λ 的初值。

2) 计算式(3)含有耦合共享变量的电源规划子问题,得出满足电源规划约束的最优机组出力

$P_{G,i,t,s}^{k+1}$ 、 $P_{W,j,t,s}^{k+1}$ 并传输至电网规划子课题。

3) 由电源规划核心传输的共享参量运算含有耦合共享变量的电网规划子问题式(4),回传共享变量 $P_{G,i,t,s}^{*k+1}$ 、 $P_{W,j,t,s}^{*k+1}$ 至电源规划子问题。

4) 按式(5)、式(6)更新乘子系数 λ ：

$$\lambda_{G,i,t,s}^{k+1} = \lambda_{G,i,t,s}^k + \omega (P_{G,i,t,s}^{k+1} - P_{G,i,t,s}^{*k+1}) \tag{5}$$

$$\lambda_{W,j,t,s}^{k+1} = \lambda_{W,j,t,s}^k + \omega (P_{W,j,t,s}^{k+1} - P_{W,j,t,s}^{*k+1}) \tag{6}$$

5) 根据式(5)、式(6)识别收敛性,如果成功完成收敛性判据,那么停止运算输出结果;如果未能成功完成收敛性判据,那么令 $k=k+1$,并跳转到步骤2 开始新一次的分布式自治决策优化运算。

2 四川电网多适应规划体系的构建

2.1 多适应性评价指标体系框架

所搭建的四川电网多适应性规划评价指标体系由能源结构适应性、经济发展适应性、网架安全适应性、电网结构适应性、可靠性适应性、故障恢复适应性等6 个一级评价指标构成,如图2 所示。

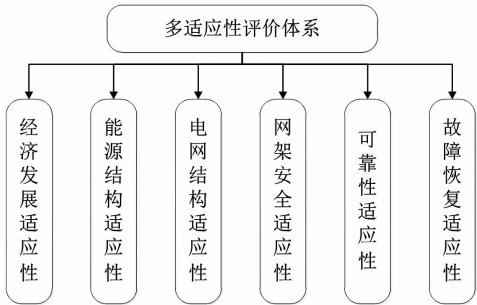


图2 电网规划多适应性评价体系涉及的层面

2.2 评价指标体系层次化结构

2.2.1 经济发展适应性指标体系

1980—2020 年中国 GDP 增长趋势和用电量增长变化趋势大体持平。此外,电力负载的增大对大电网建设投资的容量有明显的影响。所以,提出与经济发展相适应的评价指标,包括电力生产弹性系数、电力平衡系数、容载增速比、容载比、网络损耗、平均功率因数和经济损失指标。

2.2.2 能源结构适应性指标体系

能源结构适应性评价体系大体是由能源的合理开发大小和完成能源的优化匹配来实现评价指标的建立。综合研究水力、煤炭、核能、可再生清洁能源

的能源结构和效能,评估以后电网的输送效能和多种能源结构的适应程度。由此提出能源结构适应性的二级评价指标有新能源接纳能力、清洁能源占比和清洁能源跨区消纳占比。

2.2.3 电网结构适应性指标体系

电网结构适应性分为负荷和电源、电网内部各个电压等级之间、电源和电网共3个层面的协同发展。其中,电源和电网结构两者之间的适应性体现是某种电网结构可以符合电能送出与电源接入;电网各个电压等级之间的适应性表现在各种电压等级之间的协同适应,各种电压等级的变电效率互相配合;电网结构和负荷适应性的表征为电网最大能力地为用户提供可靠电能,且可以适合负载在不同时期的波动。具体的表现形式包含直流配套线路供电能力比适应度、线机比、变机比、各电压等级供电效能比适应度、水电通道供电能力配比、多馈入短路比等6个二级指标。

2.2.4 网架安全适应性指标体系

安全性是电力系统最重要的属性之一。《电力系统安全稳定导则》和《电力系统安全稳定控制技术导则》成功构建可靠的安全评价体系,把电力系统的安全等级划为三级,进而指挥电力系统三道防线建设,保障中国电力系统多年的高效安全稳定运行。在迈入大电网时代后,安全性评价体系得到迅猛发展,主题内容有:设备 $N-1$ 通过率、电压越限率、设备最大负载率、功角稳定性、频率稳定性、电压稳定性、系统惯性水平、直流故障系统最大频率变化速率、短路电流水平等。

2.2.5 可靠性适应性指标体系

电力系统可靠性理论主要用于确定系统可靠性水平,以进行科学规划和调度安排。这里采用国际上普遍采用的几项指标,具体为负荷削减概率、电力不足期望值、负荷削减平均持续时间、电量不足期望值(期望缺供电量)、停电影响严重性指标、功角稳定风险指标、电压稳定风险指标、频率风险指标等。

2.2.6 故障恢复适应性指标体系

近年来,大停电事故的频繁发生对社会和人民生活造成严重后果。大停电事故后系统能否迅速、安全、稳定的恢复运行具有重要社会意义。在此提出一些较为直观的评价指标,具体包括系统频率恢复速率、系统功角稳定恢复时间、线路潮流恢复时间、中枢点电压恢复时间等。

3 测试系统分析

3.1 源网协同规划算例

以 Garver-6 电力系统规划为测试算例,分别采用传统非协同规划方法与所提协同规划方案进行对比分析。算例系统进行机组及线路扩建前,L5 线路已经发生潮流超越限度的状况。如果研究 $N-1$ 故障,那么后果将更加严重。所以亟需对线路和电源实现改扩建。

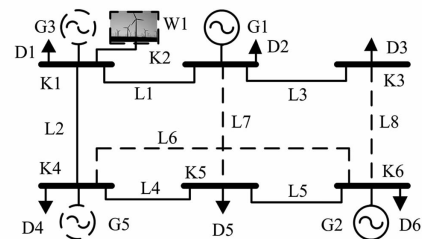


图3 Garver-6 电力系统规划结构

非协同规划情况下,电源规划选择扩展投建W1,电网规划结果增加线路L6、L7、L8,规划网络结构如图3所示。这个规划方案把很多待选的线路进行扩建,电网的投资建设花费较高,达到1.4亿元,相应的电源投资建设和运行花费为2.143亿元,规划水平年源网总费用为3.543亿元。

通过所提出的基于ADMM算法的网源分布式协同规划策略实现协同规划运算。ADMM分布式协同规划和集中式协同规划的计算结果见表1,可见,集中式与ADMM分布式2种策略均推出W1、G3、L7、L8投资建设,G4、L6无需投资建设的规划设计方案。2种模型运算得出的规划水平每年源网总花费相同,都为2.903亿元,表明基于ADMM策略的源网分布式协同规划可实现和集中式统一源网规划模型一样的精度,且运算结果相同。

虽然集中式协同规划计算耗时较少,但该方法与实际中“厂网分开”的电力市场管理模式不符(电厂与电网分属不同的利益决策主体)。分布式协同规划解决了集中式方法信息传递量大、信息私密性差等重要问题,因而更具有实际意义。此外,由于所提方案是在单机环境中运行分布式协同规划的计算程序,若采用多台计算机构建的分布计算资源,将有望有效提升计算效率。

规划后的网络结构如图4,其中浅色实线表示

新增加的电源或输电线路。与非协同规划中所提出的扩建1台机组3条线路的方案相比,协同规划方案采用扩建2台机组与2条线路的方案,总体上看,更具有经济性。

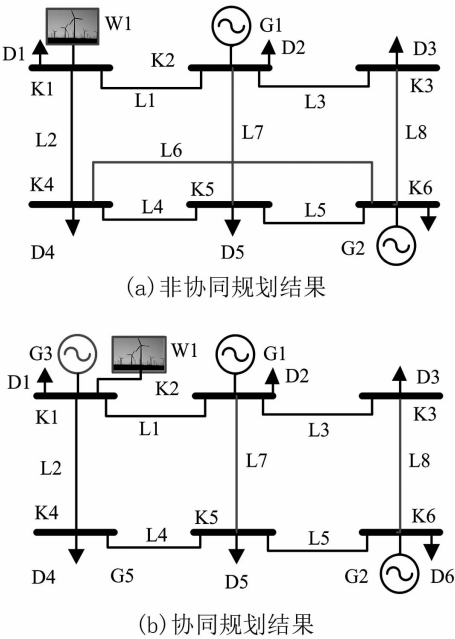


图4 非协同规划与协同规划的网络结构对比

表1 协同规划方案

求解形式	电源状态			线路状态			N	t/s
	W1	G3	G4	L6	L7	L8		
集中式协同规划	1	1	0	0	1	1	—	12.2
ADMM 协同规划	1	1	0	0	1	1	62	82.1

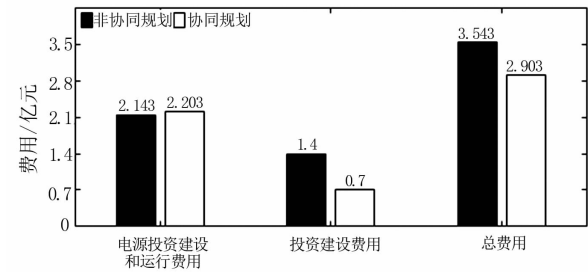


图5 非协同规划、协同规划费用对比

图5对比非协同规划、协同规划2种方案的费用情况,可以看出,协同规划的总费用为2.903亿元,相较非协同规划总费用(3.543亿元)减小18.1%,经济性比非协同规划方案更好。在非协同方式条件下,电源规划只研究电源投资建设和运行费用最少,得出电源投资建设和运行费用是2.143亿元,少于协同规划方案的电源投资建设和运行费用2.203亿元。但是因为电源规划和电网规划互相分割、串联进行,造成电网规划的费用(1.4亿元)远大于协同规划方案下的费用(0.7亿元)。综合分析

可得,由于协同规划方案具有全局最优化的分析结果,造成协同规划方案的源网投资和运行费用少于非协同规划方案。

3.2 多适应性评价指标体系

从经济发展适应性、能源结构适应性、电网结构适应性、网架安全适应性、可靠性适应性和故障恢复适应性等6个评价体系的角度,详细计算源网协同算例的多适应性指标,并得出下面结论。

3.2.1 经济发展适应性

在非协同方式条件下,电源规划只研究电源投资建设和运行费用最少,得出电源投资建设和运行费用是少于协同规划方案的电源投资和运行费用。由于电源规划和电网规划互相分割、串联进行,造成电网规划的费用远大于协同规划方案下的费用。综合分析可得,由于协同规划方案具有全局最优化的分析结果,造成协同规划方案的源网投资和运行费用少于非协同规划方案。协同规划的总费用比非协同规划总费用小,经济性比非协同规划方案更好。

3.2.2 能源结构适应性

协同规划方法所得到的新增电厂方案为一个风电和一个火电厂站,故相比于非协同规划中仅新增一个风电场站的结果,其能源结构适应性更强。但在受部分线路传输容量上限所导致的潮流约束下,非协同方案的机组出力效能则相比不如协同规划。为此,由于协同规划方案具有全局最优化结果,使得协同规划方案在损失部分清洁能源的情况下,机组利用率更高,能源结构适应性更强。

3.2.3 电网结构适应性

协同规划与非协同规划方法所得到的网源规划方案在电网结构适应性方面,由于协同规划方案所需新增线路数量更少而新增机组相对更多,故前者方案在结构适应性相关的线机比、变机比、水电通道等方面相比后者非协同规划方法略弱,但仍能保证其自身电网结构适应性的要求。

3.2.4 网架安全适应性

协同规划与非协同规划方法所得到的网源规划方案在网架安全适应性方面,均可满足潮流N-1收敛、电压越限率、频率稳定、电压稳定及短路电流要求,故均具备良好的网架安全适应性。

3.2.5 可靠性适应性

协同规划方案电源更多,其负荷削减概率、电力不足期望值、负荷削减平均持续时间、期望缺供电量、

停电影响严重性等可靠性指标优于非协同规划方案。

3.2.6 故障恢复适应性

协同规划下,电网中含有的有功、无功备用容量及转动惯量水平相对更大,故当其线路在发生 $N-1$ 等大扰动故障后,系统电压、频率、功角等状态所需恢复至平稳状态的时间更短,因此其故障恢复适应性相对更强。

4 四川电网多适应规划体系综合评价

从经济发展适应性、能源结构适应性、电网结构适应性、网架安全适应性、可靠性适应性以及故障恢复适应性等 6 个一级评价指标出发,详细计算四川电网十三五规划网架多适应性指标,并得出下面结论。

4.1 经济发展适应性

1) 四川电网 2020 年目标网架能够满足电力平衡需求,在电力平衡系数最小的丰水期大方式运行条件下(1.187),即使功率因数低于 0.95 也能够有效保证系统用电需求。

2) 4 种基本运行方式下系统网损率均低于参考值 5%,经济性较好。丰水期系统负荷以及外送功率较大且水电占比较高、电源分布不均,大量水电转运过程中水电通道负荷较重,无功需求较大,故此系统有功损耗、无功损耗较大,系统网损率较高;枯水期系统负荷以及外送功率较小,水电占比相对较小,火电机组比重升高,省内电源分布较丰水期更均匀,各 500 kV 线路负荷相对较轻,有功损耗、无功损耗均较小,系统网损率相对较低。

3) 4 种基本运行方式下 500 kV 线路平均功率因数仅丰大方式高于参考值 0.95,其余 3 种运行方式下平均功率因数均低于参考值 0.95,枯水期功率因数尤为低下,需采取相应措施提升线路的功率因数,以此提高线路利用率及系统运行经济性。

4) 4 种基本运行方式下 500 kV 变电站平均功率因数均低于参考值 0.95,可采取相应措施提升变电站功率因数,以此提高变压器利用率及系统运行经济性。

4.2 能源结构适应性

1) 至 2020 年,四川省内清洁能源出力占比较高,丰水期清洁能源出力占比超过 90%,枯水期清洁能源出力占比也基本保持在 80% 左右,清洁能源利用率全国遥遥领先。

2) 至 2020 年,四川省清洁能源跨区消纳比重在丰水期超过 50%,枯水期也可基本维持在 40%,省内清洁能源外送比例较高,可有效支撑华中、华东地区用电需求。

4.3 电网结构适应性

1) 2020 年四川省电网目标网架中直流线路供电配比均大于参考值 2,均能满足直流线路供电需求,即使配套 500 kV 发生 $N-2$ 故障,仍然能够满足供电需求。

2) 二滩、康定、瀑布沟、锦屏 4 条水电通道供电能力配比保持在 2 左右,二滩、康定、瀑布沟 3 条水电通道发生 $N-2$ 故障后极有可能导致线路过载,需要加强通道建设,其余水电通道有较高的供电能力配比,即使发生 $N-2$ 故障也能有效保证水电外送。

4.4 网架安全适应性

1) 川渝三通道中洪沟—板桥 2 回线路,在丰水期运行方式下,负载率超过 70%,一旦发生 $N-1$ 故障后,另一回非故障线路会发生潮流越限的危险,有极大的可能诱发另一回线路发生故障,导致四川省内大量功率盈余、重庆发生大量功率缺额,因此保证洪沟—板桥双回线路安全稳定运行,对于维持系统安全稳定运行有重要意义。

2) 4 种基本运行方式中,洪沟—板桥、锦东—锦屏、二滩—盐源 3 条 500 kV 线路负载率会超过 60% 甚至 70%,雅安、盐源两座 500 kV 变电站也存在较高的过载风险。

3) 丰水期大方式运行情况下,锦西—锦屏、康定—蜀州同塔线路发生 $N-2$ 故障后,潮流大量转移至另外几回线路,导致潮流发生越限,其他同塔线路发生 $N-2$ 故障后系统仍然能够保持安全稳定运行;丰水期小方式运行情况下锦西—锦屏同塔线路发生 $N-2$ 故障后,潮流大量转移至锦西—锦屏 III 线,导致潮流发生越限,其他同塔线路发生 $N-2$ 故障后系统仍然能够保持安全稳定运行;枯水期大方式运行情况下盐源—雅中同塔线路发生 $N-2$ 故障后,潮流大量转移至盐源—雅中 III 线,导致潮流发生越限,其他同塔线路发生 $N-2$ 故障后系统仍然能够保持安全稳定运行;枯水期大方式运行情况下同塔线路发生 $N-2$ 故障后系统仍然能够保持安全稳定运行。4 种运行方式下,发生 $N-2$ 故障后不会对 500 kV 变电站有较大影响。

4) 发生直流闭锁故障后,丰水期较枯水期外送

功率较大,系统有功盈余量较大,最大频率上升速率较高;小方式较大方式开机量少,系统惯性水平较低,故此小方式下发生直流闭锁故障后,最大频率上升速率较高。

5) 基于2020年目标网架及4种基本运行方式数据,针对向上、宾金、锦苏、雅中4条大功率直流线路故障仿真分析得出,在丰水期大方式运行情况下若锦苏、雅中发生双极闭锁故障不采取措施的情况下将导致系统失稳,造成严重后果;其余情况下即使不采取相应措施,系统仍然能够保持稳定;丰水期小方式运行情况下雅中直流发生双极闭锁故障后系统暂态极值频率为50.980 0 Hz,处于触发系统高周切机保护边缘;丰水期小方式运行情况下宾金、锦苏、雅中直流发生双极闭锁故障后系统准稳态频率值均高于50.2 Hz,超过准稳态规定标准,故此对于这些故障情况应及时采取相应措施的直流闭锁故障保护措施,以便应对直流故障系统大量功率盈余导致的系统频率稳定问题。

4.5 可靠性适应性

1) 2020年四川省目标网架在4种基本运行方式下,负载率较高的重要线路发生 $N-1$ 、 $N-2$ 故障后,系统内500 kV节点电压偏移均在规定的偏移范围内,系统电压不会出现较大幅度波动。

2) 基于四川省2020年目标网架数据,在4种基本运行方式情况下,仅丰水期大方式情况下康定—蜀州 $N-2$ 故障情况下功角差为 52° ,其他重要线路发生 $N-1$ 、 $N-2$ 故障时系统功角差基本在 50° 范围内,表明目标网架在发生网内重要线路 $N-1$ 、 $N-2$ 故障时,系统稳定裕度较高,不易发生功角失稳。

3) 4种基本运行方式直流闭锁故障仿真结果表明,丰水期大方式运行情况下,锦苏、雅中直流发生双极闭锁故障后,系统频率风险严重度分别为64.385 4、58.707 7,远远超过参考值2.6,系统失稳,其他方式下发生直流闭锁故障系统频率风险严重度均小于参考值,系统能够自行恢复稳定运行。

4) 丰水期大方式运行情况下,雅中直流发生单极闭锁故障后,雅中换流站附近的盐源、月城、木里等3个节点暂态极值频率较高,尤其是盐源、木里两节点暂态极值频率超过51 Hz,超过规程规定的高速切机动作频率,但系统仍能保持稳定。

4.6 故障恢复适应性

1) 总体上,直流故障后系统功率盈余量越大,

故障后频率偏差越大,系统频率平均恢复速率越慢,频率恢复时间越长。

2) 发生直流闭锁故障后,系统盈余功率越大,功角振荡幅度越大;距离故障直流线路换流站电气距离较近,直流配套电源功角振荡幅度情况较远离故障直流线路电源的功角振荡幅度大,功角振荡时间短;距离故障直流线路换流站电气距离较远的电源功角振荡幅度小,振荡时间较长。

3) 发生直流闭锁故障后,系统盈余功率越大,电压振荡幅度也呈现增大的趋势;距离故障直流线路换流站电气距离越近,节点电压振荡幅度越大,振荡时间越短;距离故障直流线路换流站电气距离越远,节点电压振荡幅度越小,振荡时间较长。

4) 发生直流闭锁故障后,系统电压会有较大的波动,需要采取相应措施稳定系统电压,以免由于电压波动导致直流连锁闭锁故障,带来更大的经济损失。

5 结 语

建设具有中国特色国际领先的能源互联网企业是国家电网有限公司新的长远发展战略目标。结合四川电网发展形势及存在的问题,针对高质量发展对电网规划的要求,从网源协调发展角度出发,研究大电网规划适应性理论。围绕经济发展适应性、能源结构适应性、电网结构适应性、网络安全适应性等多方面,对适应性规划理论、评价指标体系、网源协同规划模型与求解方法等关键问题展开研究,主要结论如下:

1) 深入分析能源转型背景下四川电网的发展形势。四川电网作为西南电网的核心组成部分,需在更大范围内寻求跨越式发展,着力提升电网规划适应性,以先进的规划理念构建全国优质的清洁能源送端枢纽系统,在更大程度上消纳清洁能源,服务绿色发展。

2) 提出适应具有中国特色国际领先的能源互联网企业发展理念的电网多适应性规划方法。在建设具有中国特色国际领先的能源互联网企业的视角下,从消纳清洁能源、促进源荷交互、激励多能互补等角度分析研究送端规划网架在能源利用、电网效率、协调发展、发展不确定性等因素下的适应性水平。从目的性、全面性、层次性、简明性等层面提出多适应性规划体系的构建原则。

3)提出考虑多维复杂特征的电网分层适应性评估指标体系。从经济发展适应性、能源结构适应性、电网结构适应性、网架安全适应性、可靠性适应性、故障恢复适应性6个方面构建电网适应性规划多维分层评估指标体系。

4)提出考虑分布式决策变量的网源协同多适应性规划策略。通过交替方向乘子法搭建源网规划决策主体的分布式优化求解流程与协同互动交互机制。网源协同多适应性规划技术能够应用于四川电网等大规模送端电网中,为电网规划、项目评审工作提供重要参考。

参考文献

[1] 文云峰,杨伟峰,汪荣华,等. 构建100%可再生能源电力系统述评与展望[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(6):1843-1856.

[2] Li T, Ye X, Zhu M, et al. Flexibility Planning of Transmission Grid Based on Correlation of Generation and Transmission[J]. IOP Conference Series:Earth and Environmental Science, 2019,227:22018.

[3] 唐权,胥威汀,叶希,等. 考虑聚合商参与的配电网分布式储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(17):83-92.

[4] 曾鉴,叶希,瞿小斌,等. 异步互联格局下川渝送端电网的频率稳定特性与控制策略[J]. 电力建设, 2018, 39(1):68-75.

[5] 叶琳浩,刘泽槐,张勇军,等. 智能用电技术背景下的配电网运行规划研究综述[J]. 电力自动化设备,

2018, 38(5):154-163.

[6] 徐熙林,宋依群,姚良忠,等. 基于多层电价响应机制的主动配电网源-网-荷协调方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5):9-17.

[7] 岳云力,秦砺寒,李博,等. 含分布式电源配电网的“源网荷”协调规划体系[J]. 能源工程, 2016(6):17-21.

[8] 曾顺奇,汤森垠,程浩忠,等. 考虑源网荷储协调优化的主动配电网网架规划[J]. 南方电网技术, 2018, 12(3):35-43.

[9] 赵书强,索瑁,马燕峰. 高比例可再生能源的多点容量规划方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):8-15.

[10] 舒隽,王圆圆,韩冰. 计及碳捕集系统的源网协调规划模型[J]. 现代电力,2017,34(3):25-29.

[11] 高强,陈刚,王天群,等. 基于线性规划的源网荷储协调控制系统[J]. 电子设计工程, 2019,27(21):27-31.

[12] 王晞,叶希,唐权,等. 基于广义灵活性指标体系的输电网扩展规划[J]. 电力建设,2019,40(3):67-76.

[13] 李婷,叶希,唐权等. 基于交替方向乘子法的源网协同多适应规划. 电力建设,2017,38(11):105-112.

[14] 钟嘉庆,贺勇,陈冰,等. 考虑相关因子的基于可信性理论的厂网协调规划[J]. 太阳能学报,2020,41(6):16-24.

[15] 张宁,代红才,胡兆光,等. 考虑系统灵活性约束与需求响应的源网荷协调规划模型[J]. 中国电力, 2019,52(2):61-69.

作者简介:

汪荣华(1964),男,高级工程师,主要从事电力系统规划与设计研究工作。

(收稿日期:2020-08-14)

(上接第26页)

1)对于500 kV 变电站,采用折线法进行防雷保护,与滚球法相比,避雷针的数量较少,为了实现对500 kV 主变压器进线跨线、220 kV 主变压器进线跨线的保护,500 kV、220 kV 进线构架的避雷针高度较高。采用滚球法进行防雷保护,为了实现对35 kV 场地设备的保护,需加密避雷线柱的设置。

2)500 kV 与220 kV 区域采用相同高度的避雷针或避雷线柱进行保护,折线法、滚球法计算的保护裕度是接近的。对于35 kV 场地设备、500 kV 主变压器进线跨线、220 kV 主变压器进线跨线区域,两种计算方法的区别较明显。

3)对于重要的保底变电站,采用滚球法进行防雷保护范围校验,35 kV 场地设备区域的计算结果

相对折线法来说是偏严的,能达到更好的防护效果。

参考文献

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

[2] 中国电力企业联合会. 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范:GB/T 50064—2014 [S]. 北京:中国计划出版社出版,2014.

[3] 中国电力工业部. 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合:DL/T 620—1997 [S]. 北京:中国电力出版社出版,1997.

[4] IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations:IEEE Std 998—1996 [S]. America:the Institute of Electrical and Electronics Engineers,1996.

作者简介:

殷勤(1989),女,工程师,硕士,主要从事变电站和换流站设计的相关研究工作。(收稿日期:2020-04-17)

基于改进 MGM 的省级用电量中长期预测

余 金,于国康,关洪浩,高贵亮,任 娟

(国网新疆电力有限公司经济技术研究院,新疆 乌鲁木齐 830049)

摘要:当前中国用电环境随全球经济呈非线性、非规律性波动。以往所用电量中长期预测方法难以适应现在的精准规划要求,无论是传统 GM(1,1) 还是 MGM(1,n),由于其自然属性,已经不再适应当前的新规律。基于某省级电网不同产业全社会用电总量及 GDP 变化趋势,分析了数据间的逻辑关系及变化规律。通过构造与当前变化相适应的背景优化函数,对 MGM 进行相关改进,以满足当前精准规划的用电量预测要求。预测了某省 2010—2018 年的全社会用电总量,预测结果可靠性高,预测精度满足当前规划需要。

关键词:多变量灰色预测模型(MGM);电量预测;规划;GDP

中图分类号:TM715 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0073-06

Medium and Long-term Forecast of Provincial Electricity Consumption Based on Improved MGM

Yu Jin, Yu Guokang, Guan Honghao, Gao Guiliang, Ren Juan

(State Grid Xinjiang Economic Research Institute, Urumqi 830049, Xinjiang, China)

Abstract:The current electricity consumption environment in China fluctuates nonlinearly and irregularly with the global economy, and the medium and long-term forecast method of electricity consumption used before is difficult to meet the current precise planning requirements, both the traditional grey model (GM) (1,1) and multivariable grey model (MGM) (1, n) are no longer adapted to the current new laws due to their natural properties. Based on the total power consumption and GDP change trend of different industries in a provincial power grid, the logical relationship and change rules between the data are analyzed, and a background optimization function that is compatible with the current changes is constructed to improve the MGM to meet the current precise planning requirements of electricity demand forecast. The total electricity consumption of the whole society in a province from 2010 to 2018 is predicted, the prediction results are highly reliable and the prediction accuracy meets the current planning needs.

Key words:multivariable grey model (MGM); electricity forecasting; planning; gross domestic product (GDP)

0 引 言

随着生态文明建设的持续深入,电力作为国家核心战略能源,公众对其的关注度日益增强。目前,中国的经济实力在全球经济带中的作用突出。为了保证经济平稳、有序、协调发展,中国的电力电网规划就需要与建设同步协调发展,而中长期的电力电量预测作为系统规划及运行中重要的组成部分,对电力电网制定战略发展规划、营销策略、合理资源配置和促进经济社会发展等方面具有不可替代的重要

基金项目:国家电网有限公司科技项目(5230JY190005,5230JY190002)

意义^[1-2]。为适应当前新形势、新环境下的电力电量变化,就要求中长期电量预测在分析历史变化的基础上,能够有效自适应规律的变化,分析模拟出预测对象与相关因素的关系。一个好的预测模型应当能够做出这种变化规律描述^[3]。

中长期电量预测的对象往往都是以地区级为单位,其时间序列长度也是以年度逐年变化。一般传统的预测方法主要以趋势外推法为主,常用的方法包括时间序列法和灰色理论等^[4-5]。时间序列法侧重于目标自身的特征变化规律而忽视了相关因素的影响作用。传统的灰色模型 GM(1,1) 主要用于波动变化不大,变化趋势体现为指数增长的样本数据,

但随着中国经济社会发展受全球化影响,已进入新形势、新环境和新常态,这种预测模型的方式已不再能够满足精度需求。文献[6]中提出了基于粒子群优化传统GM(1,1)模型的预测方法。文献[7]将偏最小二乘回归分析理论用于对电力负荷的中长期预测中。文献[8]提出了一种多变量残差修正进行多变量预测的方法,但是该方法的预测精度难以把控。文献[9]利用不同维度的灰色预测模型训练样本,结合神经网络进行预测。文献[10]组合优化了5种不同预测方法的实际应用性,提出了一种优化的组合预测模型。目前,国内主要的预测方向主要集中在短期电力负荷电量的预测,在中长期的电力电量预测中尚有空缺^[11]。

每个地区的电力总量是由不同产业电量及居民用电组成,不同的用电主体总是呈现出不同用电特质,相应的用电规律也有所不同,但都具有各自的规律。通过挖掘分析不同产业以及GDP对用电总量的影响,考虑多方面的关联因素,改进传统MGM(1,*n*)预测模型中背景值的计算方法,使预测模型能够自适应当前新形势下的变化规律,取得了较好的预测结果。

1 改进的多变量灰色预测模型

1.1 灰色预测模型

目前常用的回归分析、神经网络等预测模型主要是应用于多数据样本的模型预测中。对于小样本数据因其规律变化难以突显,因而无法应用。为解决小样本数据的研究,邓聚龙教授提出了灰色理论^[12],灰色预测模型就是以基于小样本数据的规律特性为主要研究对象。为弱化小样本数据的随机特性,灰色预测模型通常采用相邻累加使数据产生出有规律的趋势,从而生成新的白色数据序列。

灰色预测模型一般分为两类方程:一类是离散型的灰色微分方程;另一类是连续型的灰色微分方程。预测模型主要是通过数据信息的分析、比对,得到主变量的变化规律完成预测。在两类方程选用中,主要取决于数据类型及特征。对于不适宜建模的数据样本,需要对样本进行必要的预处理,使其符合模型的基本要求从而进行预测^[13-14]。灰色模型的构建原理如图1所示。

1.2 改进的多变量灰色预测模型

多变量灰色预测模型MGM(1,*m*)是灰色理论中的一种,其中*m*表示变量的个数。该模型能够较好地体现出预测变量体系中各因素量之间相互制约和相互发展的关联性,可以从整体的角度统一描述^[15]。将该模型用于中长期电力电量预测中,相对于仅考虑单因素的GM(1,1)而言,有更高预测精度;同时,MGM预测模型可优化的方向很多。下面针对MGM背景值进行了优化改进。改进的MGM背景值计算,不再采取传统的相邻数据累加求均值的计算方法,而是基于省级电力电量特性及敏感分析引入权重系数和规律重构计算公式,强化了背景值对相邻2个节点数据规律特征的突显,使得改进后的预测方法计算出的背景值能够适应当前电量变化的规律趋势。

首先,对于非负的原始数据序列 $X^{(0)} = \{X_1^{(0)}, X_2^{(0)}, \dots, X_m^{(0)}\}^T$,式中, $X_i^{(0)} = \{x_i^{(0)}(1), x_i^{(0)}(2), \dots, x_i^{(0)}(n)\}^T, i = 1, 2, \dots, m$ 。

然后,对序列进行一阶的累加得到一阶累加序列 $X^{(1)} = \{X_1^{(1)}, X_2^{(1)}, \dots, X_m^{(1)}\}^T$,式中, $X_j^{(1)} = \{x_j^{(1)}(1), x_j^{(1)}(2), \dots, x_j^{(1)}(n)\}, x_j^{(1)}(i) = \sum_{k=1}^i x_j^{(0)}(k), j = 1, 2, \dots, m; i = 1, 2, \dots, n$ 。

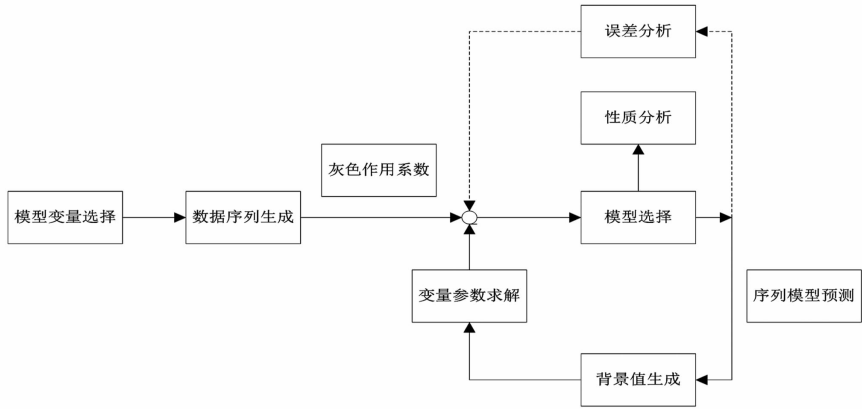


图1 灰色模型构建原理

紧接着,进行紧邻均值序列的计算 $Z_j^{(1)} = \{z_j^{(1)}(2), z_j^{(1)}(3), \cdots, z_j^{(1)}(n)\}$ 为 $X_j^{(1)}$, 在传统的 GMG(1, m) 中 $z_j^{(1)}(k) = \frac{x_j^{(1)}(k-1) + x_j^{(1)}(k)}{2}, j = 1, 2, \cdots, m; k = 2, 3, \cdots, n$, 即取相邻均值作为背景值。

基于省级电力电量特性及敏感分析进行自适应改进,引入权重系数 α , 则 $z_j^{(1)}(k) = \frac{(1-\alpha)x_j^{(1)}(k-1) + \alpha x_j^{(1)}(k)}{[(1-\alpha)x_j^{(1)}(k-1)] \times \alpha x_j^{(1)}(k)}, j = 1, 2, \cdots, m; k = 2, 3, \cdots, n$, 以此计算值作为 GMG(1, m) 模型的背景值, 适应当前电量变化趋势, 达到规划预测精度。

基于 MGM(1, m) 模型的矩阵形式为

$$\frac{dX^{(1)}(t)}{dt} = AX^{(1)}(t) + B \tag{1}$$

建立预测模型为

$$\begin{cases} \frac{dx_1^{(1)}}{dt} = a_{11}x_1^{(1)} + a_{12}x_2^{(1)} + \cdots + a_{1n}x_n^{(1)} + b_1 \\ \frac{dx_2^{(1)}}{dt} = a_{21}x_1^{(1)} + a_{22}x_2^{(1)} + \cdots + a_{2n}x_n^{(1)} + b_2 \\ \cdots \\ \frac{dx_n^{(1)}}{dt} = a_{n1}x_1^{(1)} + a_{n2}x_2^{(1)} + \cdots + a_{nn}x_n^{(1)} + b_n \end{cases} \tag{2}$$

式中:

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1m} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2m} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{mm} \end{pmatrix}; B = [b_1, b_2, \cdots, b_m]^T。$$

则得到, $X^{(1)}(t) = \begin{pmatrix} x_1^{(1)}(t) \\ x_2^{(1)}(t) \\ \cdots \\ x_m^{(1)}(t) \end{pmatrix} \tag{3}$

解式(1)得对应的时间响应函数为

$$X^{(1)}(t) = e^{A(t-1)}[X^{(1)}(1) + A^{-1}B] - A^{-1}B \tag{4}$$

将式(4)进行离散化处理:

$$x_j^{(0)}(k) = \sum_{i=1}^m a_{ji} z_i^{(1)}(k) + b_j \tag{5}$$

($j = 1, 2, \cdots, m; k = 2, 3, \cdots, n$)

通过最小二乘法进行模型估计, 计算各参数估计值:

$$\begin{pmatrix} \hat{a}_{11} & \hat{a}_{21} & \cdots & \hat{a}_{m1} \\ \hat{a}_{12} & \hat{a}_{22} & \cdots & \hat{a}_{m2} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \hat{a}_{1m} & \hat{a}_{2m} & \cdots & \hat{a}_{mm} \\ \hat{b}_1 & \hat{b}_2 & \cdots & \hat{b}_m \end{pmatrix} = (\hat{a}_1, \hat{a}_2, \cdots, \hat{a}_m) \tag{6}$$

$$= (P^T P)^{-1} P^T (Q_1, Q_2, \cdots, Q_m)$$

式中:

$$P = \begin{pmatrix} z_1^{(1)}(2) & z_2^{(1)}(2) & \cdots & z_m^{(1)}(2) & 1 \\ z_1^{(1)}(3) & z_2^{(1)}(3) & \cdots & z_m^{(1)}(3) & 1 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ z_1^{(1)}(n) & z_2^{(1)}(n) & \cdots & z_m^{(1)}(n) & 1 \end{pmatrix};$$

$$Q_j = \{x_j^{(0)}(2), x_j^{(0)}(3), \cdots, x_j^{(0)}(n)\}^T \quad (j = 1, 2, \cdots, m)。$$

求得参数矩阵 A 和参数相量 B 的估计值:

$$\hat{A} = (\hat{a}_{ij})_m \tag{7}$$

$$\hat{B} = (\hat{b}_1, \hat{b}_2, \cdots, \hat{b}_m)^T \tag{8}$$

预测模型的时间相量表示为

$$\hat{X}^{(1)}(k) = \{\hat{x}_1^{(1)}(k), \hat{x}_2^{(1)}(k), \cdots, \hat{x}_m^{(1)}(k)\}^T \tag{9}$$

$$= e^{\hat{A}(k-1)}(X^{(1)}(1) + \hat{A}^{-1}\hat{B} - \hat{A}^{-1}\hat{B})$$

还原得到初始序列目标模型为

$$\hat{X}^{(0)}(k) = \{\hat{x}_1^{(0)}(k), \hat{x}_2^{(0)}(k), \cdots, \hat{x}_m^{(0)}(k)\} \tag{10}$$

$$= X^{(1)}(k) - X^{(1)}(k-1) \quad (k = 2, 3, \cdots, n)$$

改进的多变量灰色模型的预测流程主要分为一次累加、背景值计算、最小二乘法相关参数值计算、时间相应表示、还原初始向量从而得到预测结果, 具体流程如图 2 所示。

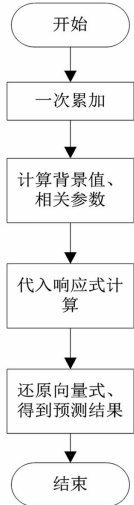


图2 改进的 MGM 预测流程

1.3 模型检验

预测模型结果的检验方法主要有3种^[16],分别是残差检验、关联度检验以及后验差检验。

1) 残差检验

残差检验主要是基于平均相对误差的一种检验方法。首先,需要先进行预测值的绝对误差计算;然后,根据上一步结果计算出平均相对误差;最后,以计算结果检验预测模型的预测结果。所研究项目采用此法进行检验。

2) 关联度检验

关联度检验首先需要进行关联度系数 $\eta(t)$ 的计算,计算公式为

$$\eta(t) = \frac{\min\Delta^{(0)}(t) + \rho\max\Delta^{(0)}(t)}{\Delta(t) + \max\Delta^{(0)}(t)} \tag{11}$$

式中: $\Delta^{(0)}(t)$ 为第 t 个点 $X^{(0)}$ 和 $\hat{X}^{(0)}$ 的绝对误差; ρ 为分辨率,在 $[0,1]$ 之间进行取值。 r 为 $X^{(0)}$ 与 $\hat{X}^{(0)}$ 之间的关联度,其计算公式为

$$r = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \eta(t) \tag{12}$$

其中,当 r 计算结果的绝对值大于0.6,则表示预测模型检验合格,否则检验不合格。

3) 后验差检验

后验差检验是以基于原始数列 S_1 和绝对误差序列的标准 S_2 为对象,通过 S_1 和 S_2 计算出相应的方差比 C 和小误差概率 P ,并将计算结果与预测精度等级表进行对应检测预测模型的预测结果,其计算公式为:

$$S_1 = \sqrt{\frac{\sum (X^{(0)} - \bar{X}^{(0)})^2}{n - 1}} \tag{13}$$

$$S_2 = \sqrt{\frac{(\Delta^{(0)} - \bar{\Delta}^{(0)})^2}{n - 1}} \tag{14}$$

$$C = \frac{S_1}{S_2} \tag{15}$$

$$P = P\{ |(\Delta^{(0)}(t) - \Delta^{(0)})| < 0.674\,5\,S_1\} \tag{16}$$

预测精度等级如表1所示。

表1 预测精度等级

预测精度等级	小误差概率 P	方差比 C
好	>0.95	<0.35
合格	>0.80	<0.45
勉强	>0.70	<0.50
不合格	≤ 0.70	≥ 0.65

2 仿真验证与结果分析

2.1 数据样本

仿真验证在 Matlab 环境下进行,模型样本数据选用某省2010—2018年全社会用电总量、第一产业增长值、第二产业增长值、第三产业增长值以及居民生活用电量5项数据。以2010—2016年的样本数据作为原始数据进行模型的训练和参数的拟合计算,用2017—2108年的数据作为检验样本,验证改进MGM预测模型的预测精度和效果。表2为原始数据样本。

表2 原始数据样本

年份	全社会用电量 /GWh	第一产业增长值 /万元	第二产业增长值 /万元	第三产业增长值 /万元	居民用电量 /GWh
2010	66 200	1 076.53	2 593.45	1 767.03	4560
2011	84 920	1 144.85	3 307.64	2 157.50	5050
2012	109 230	1 316.38	3 549.11	2 640.26	5160
2013	153 980	791.43	3 744.40	3 974.17	8070
2014	190 000	1 417.39	4 002.05	3 844.56	8220
2015	214 700	1 426.73	3 646.08	4 252.20	9290
2016	235 600	1 490.64	3 683.31	4 443.05	10 190

从以上历史数据中可以发现,随着经济社会的快速发展,该省全社会用电总量呈现逐年上升的趋势,同时对应的居民用电量也成相关性的逐年上升趋势。相应地可以发现,不同产业增长值与全社会用电总量的总体趋势虽然有一定的相关性,但是不同产业总会出现与全社会用电总量不相匹配的变化趋势,比如,2013年第一产业的增长值不是上升的趋势,而是出现了明显的下降,此后却又是极速的上升;第二产业在2015—2016年期间放缓了增长速率的同时,出现了一定程度的下降;第三产业在2014年的增长值不是上升的趋势,而是出现了明显的下降,此后却又迅速恢复了增长趋势;因此,充分说明随着经济社会的不断发展以及全球性的突发事件、全国性的突发事件影响,会使得各个相关因素与全社会用电总量之间的相关关系出现一定难以预测的变化。此时就要求相应的预测模型要能够在一定程度自适应这种变化,做出准确的预测,达到规划要求的预测精度,对规划工作提供更为准确的参考。

2.2 结果分析与比较

首先,运用改进的MGM预测模型进行拟合预测,预测结果如表3、表4和图3、图4所示。

表 3 改进 MGM 预测模型化的拟合结果

年份	样本值 /GWh	拟合值 GWh	相对误差 /%	平均相对 误差/%
2010	66 200	66 595	0.60	0.72
2011	84 920	85 427	1.86	
2012	109 230	109 883	0.66	
2013	153 980	154 900	0.62	
2014	190 000	191 135	0.50	
2015	214 700	215 983	0.51	
2016	235 600	237 007	0.54	

表 4 改进 MGM 预测模型的预测结果

年份	样本值 /GWh	预测值 /GWh	相对误差/%
2017	257 600	259 139	0.57
2018	279 450	281 119	0.60

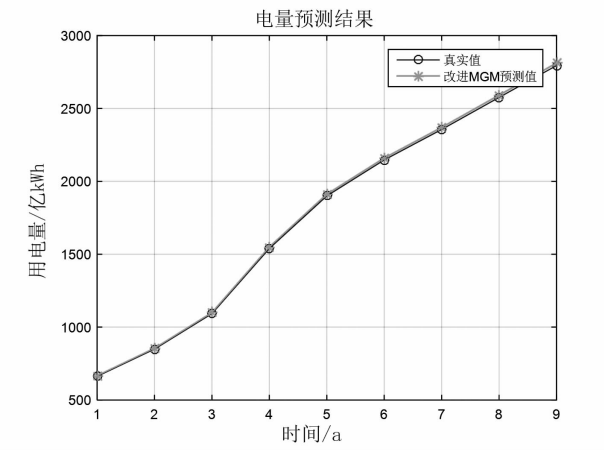


图 3 改进 MGM 的预测结果

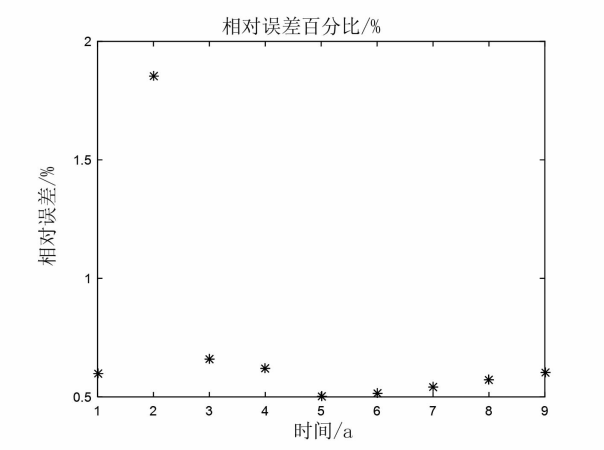


图 4 改进 MGM 的相对误差

通过改进 MGM 预测模型的预测结果可以看出,预测过程中出现程度不同的拟合误差,但平均相当误差在 1% 以内,与比较样本数据的预测误差在 0.6% 以内,预测结果随着模型训练不断提高,最终的预测结果精度能够满足当前社会经济环境下规划精度的要求。

利用相同的历史样本数据,采用传统 MGM 预

测模型进行预测比较,同样在 Matlab 中实现,预测结果如表 5、表 6 和图 5、图 6 所示。

表 5 传统 MGM 预测模型的拟合结果

年份	样本值 /GWh	拟合值 /GWh	相对误差 /%	平均相对 误差/%
2010	66 200	66 200	0.00	29.89
2011	84 920	27 344	210.56	
2012	109 230	98 977	10.36	
2013	153 980	148 173	3.92	
2014	190 000	225 084	15.59	
2015	214 700	249 719	14.02	
2016	235 600	259 212	9.11	

表 6 传统 MGM 预测模型的预测结果

年份	样本值 /GWh	预测值/GWh	相对误差/%
2017	257 600	269 971	4.58
2018	279 450	277 091	0.85

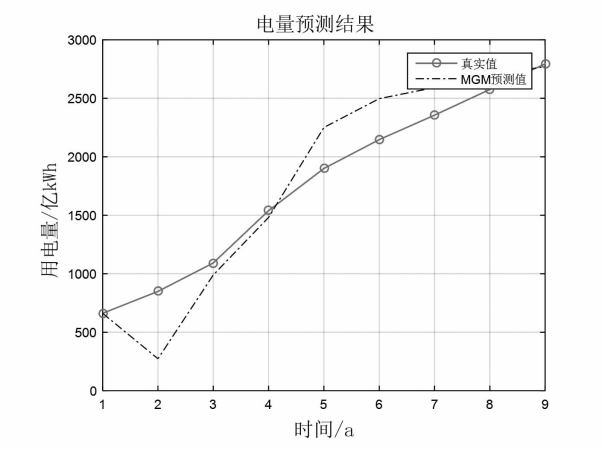


图 5 MGM 的预测结果

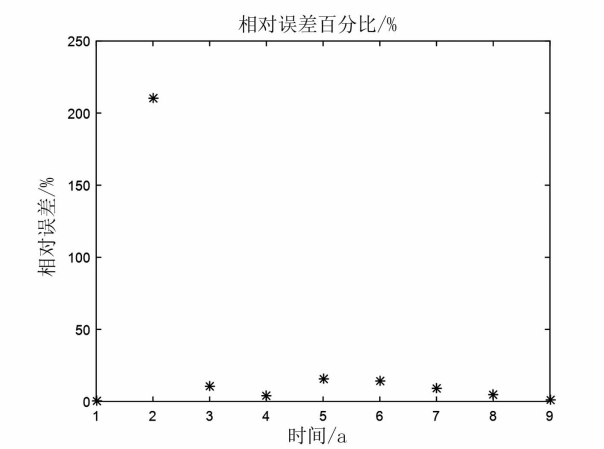


图 6 MGM 的相对误差

由预测结果可见,传统 MGM 预测模型的平均相对误差只能控制在 30% 以内,相对较大。虽然随着年份的增长预测模型训练的成熟,预测结果的误差不断下降,在 2018 年的预测结果表现出的相对误差仅 0.85%,因此该方式虽然可以进行一定程度上

的预测,但预测精度难以满足现行环境下规划精度的要求。

将改进 MGM 预测结果与传统 MGM 预测结果进行比较,如图 7 所示。

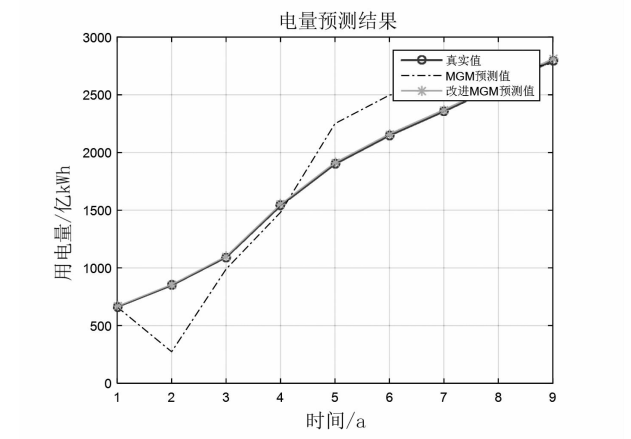


图 7 改进 MGM 和传统 MGM 的预测结果比较

由图 7 可得,改进 MGM 预测结果与真实样本数据仅存在 0.6% 以内的误差,表现出较为精确的预测精度,可以应对当前复杂环境下的规划预测需求。而传统的 MGM 预测结果,虽然随着模型的预测加深在后期表现出较为不错的预测精度,但整体而言精度偏差相对较大,不能自适应当前复杂多变的环境变化。

3 结 语

基于某省级全社会用电总量的电量数据,分析了其相关影响因素的变化发展趋势。通过分析因素间的相关关系以及当前经济社会发展需求,改进了传统 MGM(1,m)模型中背景值的修正公式,使得改进的模型能够对电量数据构造出自适应的样本序列,最终实验预测某省 2017—2018 年的全社会用电总量的预测结果,表现出平均误差 1% 以内的精确结果。最后,得出以下结论:1)改进的 MGM 预测模型能够表现出较好的自适应能力,可以得到较高的精度结果。2)改进的 MGM 预测模型虽然依旧遵循灰色模型的传统规律,在中期预测结果中表现良好,但随着时间推移会呈现误差上升的趋势。然而改进后的 MGM 预测模型可以将误差控制在 1% 以内,依然能够满足规划精度的要求。

参考文献

[1] Swasti R. Khuntia, José L. Rueda, Mart A. M. M. van der

Meijden. Forecasting the Load of Electrical Power Systems in Mid – and Long – term Horizons: A Review[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2016, 10 (16): 3971 – 3977.

[2] 王啸峰,苏慧玲,宋天立,等. 基于负荷细分的差异化用户基线负荷预测[J]. 电力工程技术,2018,37(6): 33 – 38.

[3] 康重庆,夏清,刘梅. 电力系统负荷预测[M]. 北京: 中国电力出版社,2007.

[4] Xia Yaojie. Application of the Optimal Combined Forecasting Method in Mid – long Term Power Load Forecasting[J]. Power Demand Side Management,2016,18(4): 18 – 23.

[5] Jiang Yan, Wang Shaoyang, Feng Yun. Medium – long Term Power Load Forecasting Based on Recursive Right Combination Model[J]. Proceedings of the CSU – EPSA, 2012,24(1): 151 – 155.

[6] 黄元生,贾春燕. 基于粒子群算法和 BP 神经网络改进的灰色电力负荷预测研究[J]. 国网技术学院学报, 2014,17(5): 6 – 11.

[7] 沈志忠. 基于改进灰色模型的中长期电力负荷预测[D]. 成都: 西华大学,2016.

[8] 王大鹏. 灰色预测模型及中长期电力负荷预测应用研究[D]. 武汉: 华中科技大学,2013.

[9] 杨超. 基于灰色理论和神经网络的中长期电力负荷预测的研究[D]. 天津: 天津理工大学,2015.

[10] 周德强. 改进的灰色 Verhulst 模型在中长期负荷预测中的应用[J]. 电网技术,2009,33(18): 124 – 127.

[11] Liu Wenying, Men Deyue, Liang Jifeng, et al. Monthly Load Forecasting Based on Grey Relational Degree and Least Squares Support Vector Machine[J]. Power System Technology,2012,36(8): 228 – 232.

[12] Wu Yichun, Chen Zhenying, Li Miao. Mid – long Term System Structure Forecasting of Power Consumption Based on Grey Derived Model[C]// IEEE International Conference on Grey Systems & Intelligent Services, 2013.

[13] 谢乃明,张可. 离散灰色预测模型及其应用[M]. 北京: 科学出版社,2016.

[14] 曾波,尹小勇,孟伟. 实用灰色预测建模方法及其 MATLAB 程序实现[M]. 北京: 科学出版社,2018.

[15] 党耀国,王正新,钱吴永,等. 灰色预测技术方法[M]. 北京: 科学出版社,2015.

[16] 金鑫,罗滇生,孙广强,等. 中长期电力负荷预测模型筛选与组合方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2012,24(4): 150 – 156.

作者简介:

余 金(1991),男,硕士研究生,研究方向为电网规划研究。

(收稿日期:2020 – 04 – 09)

新型变电物资综合信息管理平台的构建研究

谭洋洋,刘 君,杨红权,姜 波,钟 鹏,郭松宁,王 钢,舒文靖
(国网成都供电公司,四川 成都 610041)

摘要:变电物资具有数量庞大和型号多样化等特点,无论是信息采集手段,还是物资管理手段,对于电网公司设备管理部门均面临着巨大的挑战。基于此,提出了新型变电物资综合信息管理平台的解决方案,设计了平台系统的软件架构和硬件结构,包括 APP 程序、Windows 程序、网络通讯和智能仓库等。所设计的智能仓库采用射频识别技术和人脸识别技术作为物资入库和出库信息的交互,采用 Q-learning 的 RFID 防冲突技术,避免了多个 RFID 标签同时扫描造成数据丢失的问题;采用基于人脸几何特征和局部描述子的三维人脸识别算法来解决人脸面部表情对识别精度的影响;并采用线性规划模型和信息安全主动防御技术解决智能仓库的物资优化分配问题和网络安全问题。通过运用所提解决方案,将实现变电物资的智能化、科学化和标准化管理。

关键词:物资管理;智能仓库;射频识别;人脸识别;Q-learning

中图分类号:TM595 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2020)05-0079-05

Research on Construction of New Integrated Information Management Platform for Substation Materials

Tan Yangyang, Liu Jun, Yang Hongquan, Jiang Bo, Zhong Peng, Guo Songning, Wang Gang, Shu Wenjing
(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Substation materials have a large number and diversified models. Whether it is information collection methods or material management methods, the equipment management department is facing huge challenges. On this basis, a new solution for the integrated information management platform of substation materials is proposed, and the software architecture and hardware structure of the platform system are designed, including APP programs, Windows programs, network communications and smart warehouses etc. The designed smart warehouse uses radio frequency identification (RFID) technology and face recognition technology as the interaction of material storage information, and Q-learning RFID anti-collision technology is used to avoid the problem of data loss caused by multiple RFID tags scanning at the same time. A three-dimensional face recognition algorithm based on facial geometric features and local descriptors is used to solve the impact of facial expressions on recognition accuracy, and the linear programming model and information security active defense technology are used to solve the problem of the optimal allocation of materials in smart warehouse and network security. Through adopting the proposed solutions, the intelligent, scientific and standardized management of the substation materials will be realized.

Key words:material management; smart warehouse; radio frequency identification; face recognition; Q-learning

0 引 言

变电站是现代电力系统的中枢,其安全稳定运行直接关系着整个电网的安全,也关系着用户的用电安全^[1-2]。随着智能变电站技术的发展,变电设备的高度集成化和智能化导致设备内部集成了大量的零部件,某个小部件损坏即可造成变电设备异常

运行甚至损坏,严重影响电网运行。电网公司变电运检部门会定期对变电设备进行巡视,变电物资储备是保证变电设备故障后进行检修的前提。现有变电物资管理手段缺乏,均为人工管理,致使备品备件历史信息丢失,物资管理资料零散,严重制约着变电设备的检修工作。因此,合理、科学和规划地管理变电物资具有重要的实际意义。

在电力物资管理系统方面,文献[3]将数据库

技术和 workflow 技术相结合,建立了电力物资管理信息系统。文献[4]采用 QR Code 二维条形码技术搭建了电厂物资管理系统,有效地解决了电厂物资信息的录入问题。文献[5]在现有电网公司 ERP 系统上基于掌上电脑技术构建了电力物资到货管理信息系统,实时高效完成物资到货验收。在电力物资管理硬件设计方面,文献[6]利用 RFID 技术建立了电力物资仓储管理系统,管理系统通过网络协议与仓库内自动化设备集成,提高了电力物资仓储管理水平。上述研究成果具有一定的指导意义,但多数研究是从管理系统出发,更多考虑数据信息管理。大多数研究均缺乏硬件支撑,与实际情况不符,也并未考虑物资采购流程化、出入库智能化和管理标准化。

下面结合国网成都供电公司变电检修中心实际情况和变电物资特有属性,提出了一套变电站物资综合信息管理系统设计方案。该方案实现了从变电物资信息采集到出入库,再到采购订单自动生成和审核等一系列流程的智能化和标准化,最大程度地提高变电检修中心的物资管理水平。

1 RFID 原理与技术

无线射频识别 (radio frequency identification, RFID) 技术是 20 世纪 90 年代兴起的一种通过无线射频的非接触方式对目标加以识别并获取相关数据的自动识别技术^[7-8],广泛应用于工业、仓储、交通和商业等领域。一套完善的 RFID 系统主要由射频标签、射频读写器和计算机系统 3 部分组成,具体如图 1 所示。

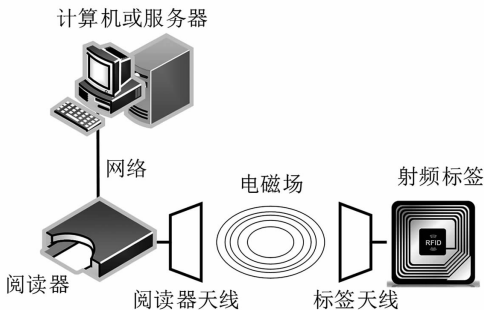


图 1 RFID 系统组成结构

射频读写器通过内部的天线装置向周围发送无线信号能量,在信号辐射范围内的射频标签通过电磁感应产生能量,利用这个能量将射频标签自身携带的编码信息发送出去;或者是有源射频标签利用

自身能量主动发送编码信息,射频读写器在规定范围内将接受到的射频标签编码信息进行解码,并将解码数据送至后台计算机或者服务器进行展示或者其他处理。

与传统的条形码或二维码相比,使用 RFID 技术不需要接触目标物体,只需保证目标物体的电子射频标签在射频阅读器感应或者接收范围内即可完成信息识别。RFID 系统的射频阅读器还可在短时间内对高速运动的目标物体和大批量的目标物体进行精确识别。

2 平台体系总体架构

新型变电物资综合信息管理平台包括软件系统和硬件系统。软件系统由 APP 程序和 Windows 程序组成。硬件系统由手持设备、RFID 设备、高清摄像头、服务器、显示器、通讯设备和智能仓库等组成。系统软件总体架构如图 2 所示。



图 2 综合信息管理平台总体架构

在软件系统中,APP 程序与手持移动设备搭配使用,Windows 程序与电脑、服务器搭配使用。APP 程序和 Windows 程序通过数据网络或者无线网络进行连接。

在硬件系统中,手持设备首选手机或者平板电脑(PAD)。RFID 设备包括 RFID 标签、RFID 阅读器和 RFID 天线。高清摄像头选用 1080P 及以上摄像头。服务器包括数据服务器和 Web 服务器。显示器需具备触摸功能。通讯设备选用路由器、网关

和集线器。智能仓库是整个平台的硬件核心,具有货架、托盘和升降设备等基础设备,并囊括了前面所述硬件设备。智能仓库总体构成如图 3 所示。

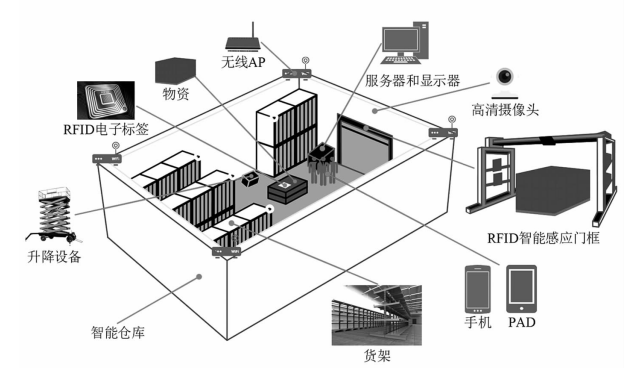


图 3 智能仓库总体构造

3 平台功能设计

变电物资综合信息管理平台可实现电网公司基础信息归档、变电物资入库管理、出库管理、缺货提醒、采购订单智能生成与审核、信息智能查询与统计以及系统管理等功能。下面将重点对上述功能内容进行详细介绍。

3.1 基础信息归档

基础信息归档模块的主要功能是对变电管理部门管辖变电站的所有主设备、辅助设备、各类备品备件(即组成电气设备的零部件)和电网公司员工脸部等基本信息进行采集和归档,并定期对上述信息进行核对和更新。其中,设备的基本信息包括但不限于编码、名称、型号、物料编码、生产日期与厂家、投运日期、缺陷、检修记录等。

电网公司检修人员通过手持设备对变电站内所有主设备、辅助设备和各类备品备件进行采集,形式包括视频、图片及文字等;回到单位后,通过局域无线网(该网络隶属于电网公司内网)将采集的信息录入到变电物资综合信息管理平台,后台系统运用智能编码算法对设备,尤其是备品备件进行唯一编码,建立仓储档案信息。智能仓库管理员使用人脸识别器对单位员工脸部信息进行扫描,并将所有面像文件生成面纹编码录入到平台。

3.2 变电物资入库管理

电网公司变电物资到货后,智能仓库管理员先从变电物资综合信息管理平台调取物资信息,核对

信息正确后,并使用 RFID 阅读器制作变电物资的电子标签,然后将物资放置智能仓库对应位置,这样就完成了变电物资入库管理。

3.3 变电物资出库管理

智能仓库入口处有高清摄像头,主要用于采集入库人员的面部信息,与平台中已存储的面纹编码进行对比,进行人脸识别校验。因此,当检修人员需要变电物资时,检修人员直接进入智能仓库找到对应的物资拿走即可,仓库门口的 RFID 智能感应门框能自动完成变电物资所有的出库手续,同时在系统后台形成一条完整的出库信息,并智能归档。

员工也可采用预约模式,通过手持设备进入 APP,在变电物资出库预约界面上填写基本信息,智能仓库管理人员收到预约单后,会提前将员工所需物资放到出库区域,检修人员可直接将变电物资拿走。同理,物资经过智能感应门框后会形成一条完整的出库信息并智能归档。

预约模式可省去检修人员在智能仓库中查找物资的繁琐流程,节约了变电物资出库的时间,提高了工作效率。

3.4 变电物资缺货提醒

综合信息管理平台中录入了变电物资入库和出库信息,并且系统后台检测到库存数量低于设置的阈值就会自动提醒,并以通知的形式发给单位分管领导、物资管理专责和班组负责人等,提醒应提前准备物资采购手续。

3.5 采购订单智能生成与审核

目前,国网成都供电公司物资采购形式主要有电商采购、批次采购和紧急采购,3 种采购形式对应的采购模板是有区别的,要求将采购订单模板导入系统后台。当然,物资采购订单模板可以按照各个单位实际需求进行个性化定制。

根据前面描述的变电物资缺货后,系统后台会将缺货物资信息发送至“等待采购物资”列表,物资管理专责或班组负责人进入综合信息管理平台找到“等待采购物资”列表,选中待采购物资、填写信息、选择物资采购形式和提交订单。提交采购订单后,系统会将采购订单发给单位分管领导审核,领导审核通过后,系统将采购订单发给单位物资管理专责,管理专责对采购订单信息进行核对无误后,系统将采购订单发回采购人员账户。此时,物资采购订单

可打印签字,即可购买物资。

当员工有其他变电物资采购需求时,在综合信息管理平台中找到物资采购界面,通过查询找到需要采购的物资,同理按照上述步骤即可完成变电物资的采购。

采购订单智能生成与审核功能解决了班组负责人对变电物资储备情况不了解的现象,避免了审核人员不在,采购人员来回跑的麻烦。

3.6 信息智能查询与统计

信息智能查询与统计功能主要是对综合信息管理系统中录入的各类基本信息进行查询,可实现对变电物资入库、出库、库存数量进行统计,查询和统计结果可导出为 Excel 文件。一方面,领导可以随时掌握单位物资情况;另一方面,班组成员可随时查阅管辖范围内变电站设备及其备品备件信息,做到心中有数,再也不用重复到库房或者现场核实,提高了班组物资管理水平。

3.7 系统管理

系统管理功能主要是对综合信息管理系统软件部分进行维护管理,包括 APP 程序、Windows 程序的漏洞修复、角色权限分配、密码修改、系统日志记录、软件功能调试以及其他操作设置等,确保软件与硬件设施互联互通,并安全稳定运行。

4 系统关键技术

4.1 RFID 标签防冲突技术

智能仓库中不同类型的变电物资都具有唯一的 RFID 标签,当检修人员同时拿着多种类型的物资出库时,RFID智能感应门框存在无法同时检测多个

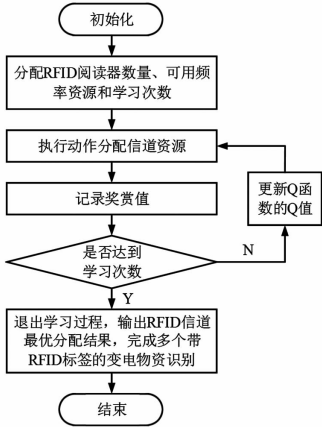


图4 RFID防冲突算法流程

RFID 标签的问题^[9-10]。为解决上述问题,所设计的系统采用基于 Q-learning 的 RFID 标签防冲突技术^[11-12],该技术模拟马尔科夫决策过程,通过 agent 与周围环境进行不间断的交互与学习,进而生成 Q 值函数,最终得到信道的最优分配方案,算法具体流程如图 4 所示。

4.2 人脸识别技术

人脸识别技术^[13-14]是平台的关键环节,如果精度未达到要求,变电物资管理信息就大量丢失,所谓的智能化管理也不存在了。为了避免面部表情变化给人脸识别精度带来的困扰,采用人脸几何特征和局部描述子构造的三维(three dimensional,3D)人脸识别技术^[15-16]。该技术使用多尺度形状变化指数检测到分布稳定和易区分的关键点,分别在关键点上提取 3D 法向量分布直方图描述子和协方差矩阵描述子,并将人脸测试数据与数据库在一定的约束条件下进行匹配,进而得到最优匹配结果。人脸识别算法流程如图 5 所示。

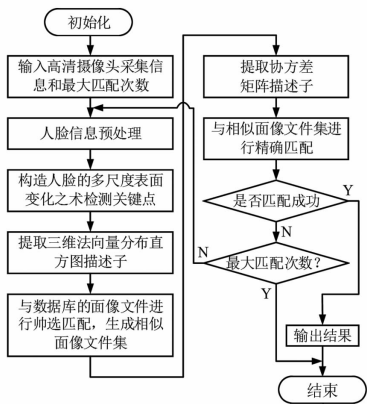


图5 人脸识别算法流程

4.3 信息安全防御技术

网络技术的高速发展也伴随着网络攻击手段多样化,网络安全对于本系统至关重要。采用主动防御技术^[17]保证管理系统的安全稳定运行,其结构如图 6 所示。

4.4 货物优化分配技术

不同类型的变电物资的体积差异巨大,托盘是智能仓库的最小储货单元,托盘的优化使用对于智能仓库管理员具有重要意义。本系统采用线性规划模型建立了托盘与变电物资的优化分配模型,以托盘能装下变电物资数量为目标函数,考虑托盘尺寸和物资体积约束条件,具体数学模型为:

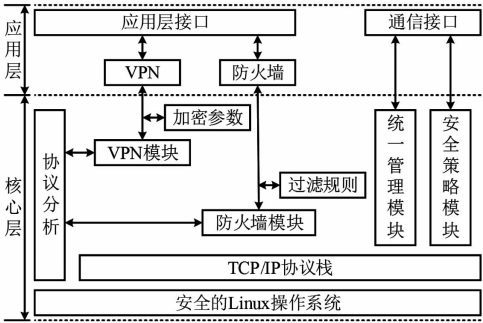


图 6 主动防御技术结构

$$\max \sum_{n=1}^N f_n \tag{1}$$

$$\text{s. t. } \begin{cases} \sum_{n=1}^N f_n L_{n, \text{goods}} \leq L_{m, \text{trays}} \\ \sum_{n=1}^N f_n W_{n, \text{goods}} \leq W_{m, \text{trays}} \\ \sum_{n=1}^N f_n H_{n, \text{goods}} \leq H_{m, \text{trays}} \end{cases} \quad m = 1, 2, \cdots, M \tag{2}$$

式中： N 为需要入库的变电物资类型数量； f_n 为第 n 种变电物资需入库数量； $L_{n, \text{goods}}$ 、 $W_{n, \text{goods}}$ 和 $H_{n, \text{goods}}$ 分别为第 n 种变电物资的长度、宽度和高度； $L_{m, \text{trays}}$ 、 $W_{m, \text{trays}}$ 和 $H_{m, \text{trays}}$ 分别为第 m 个托盘的长度、宽度和高度。

5 结 语

智能变电站因其高度智能化而必须配置大量的智能设备和智能检测装置，它们的存在使得变电物资管理复杂。为适应国网成都供电公司提出的提质增效目标，设计了一套新型变电物资综合信息管理平台，对系统整体设计、系统功能设计、硬件架构设计和关键技术设计进行了详细剖析。所设计的系统能精准契合国网成都供电公司变电设备管理部门对变电物资管理的实际需求，创新地实现变电物资的无纸化、智能化和标准化管理，缩减变电物资管理人员的工作量，最大程度提高变电物资管理工作水平，确保变电设备运维与检修工作有序且高效开展。

下一阶段，将利用国网成都供电公司变电检修中心现有变电物资管理资源，对所设计平台进行实现，并落地验证。

参考文献

[1] 李游. 智能变电站遥控故障的观察与处理分析[J]. 四川电力技术,2017,40(6):68-75.

[2] 周思宇,陈洛风,杜洪波,等. 变电站二次系统等电位接地网敷设方式研究综述[J]. 四川电力技术,2017,40(6):24-27.

[3] 蔡戟,王泽兵,冯雁. 基于数据库的工作流技术在电力物资管理系统中的实现[J]. 计算机工程与应用,2002,38(3):147-148.

[4] 王鹰,王勇,杨灵敏. QR 码在电厂物资管理系统中的应用[J]. 电网技术,2008(S1):179-182.

[5] 井雅,陈亭. 基于 PDA 的电力物资到货管理信息系统[J]. 计算机工程与设计,2016,37(4):1113-1121.

[6] 班贺. 基于 RFID 技术的仓储管理系统研究与应用[D]. 南京:南京理工大学,2015.

[7] 张成吉,景为平. 基于 ISO15693 协议的 RFID 智能货架管理系统设计[J]. 仪表技术与传感器,2019,432(1):50-54.

[8] Xie L, Wang C, Bu Y, et al. Tagged AR: An RFID - Based Approach for Recognition of Multiple Tagged Objects in Augmented Reality Systems[J]. IEEE Transactions on Mobile Computing,2019,18(5):1188-1202.

[9] 张明,张建华,徐国鑫,等. 一种新颖的 RFID 防冲突算法[J]. 电子技术应用,2006,32(6):127-1129.

[10] 李勇,王琼. 多电子标签识别的 RFID 防碰撞方法[J]. 南京邮电大学学报(自然科学版),2019,39(4):33-38.

[11] 赵辉,赵玉峰. 一种改进的多智能体 Q 学习算法[J]. 自动化与仪器仪表,2017(4):25-27.

[12] 袁源,郑嘉利,石静,等. 基于 Q-learning 的 RFID 多阅读器防碰撞算法[J]. 计算机科学,2019,46(6):124-127.

[13] 吴从中,王浩宇,詹曙. 融合曲面形状和纹理特征的三维人脸识别[J]. 电子测量与仪器学报,2018,32(9):150-156.

[14] 尹方平. 曲波变换检测关键点的多模式三维人脸识别[J]. 控制工程,2018,25(9):1733-1738.

[15] 郭梦丽,达飞鹏,邓星,等. 基于关键点和局部特征的三维人脸识别[J]. 浙江大学学报(工学版),2017,51(3):584-589.

[16] 郭蓓,达飞鹏. 基于局部特征的表情不变 3 维人脸识别算法[J]. 计算机辅助设计与图形学学报,2019,31(7):1086-1094.

[17] 王国鑫,朱宪花. 分布式信息安全防御系统的设计与实现[J]. 计算机工程,2012,38(6):156-157.

作者简介:

谭洋洋(1991),男,工学硕士,助理工程师,研究方向为变电一次检修技术、变电设备状态评估技术与变电物资智能管理技术。

(收稿日期:2020-06-18)

某热电联产企业供热管损大分析

王 波,屈焕成

(华电电力科学研究院有限公司,浙江 杭州 310030)

摘 要:通过阐述“城市供热系统”“供热管损”等基本概念,依据相关理论,介绍影响供热管损的因素。从企业供热管损的统计核算数据,综合分析企业供热管损大的原因。以实践为依据,列举针对存在的问题应采取的对应措施。

关键词:管损;核算;分析;防范措施

中图分类号:TK172.4 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2020)05-0084-04

Analysis on High Pressure Loss of Heating Pipeline in A Cogeneration Enterprise

Wang Bo, Qu Huancheng

(Huadian Electric Power Research Institute Co., Ltd., Hangzhou 310030, Zhejiang, China)

Abstract:The basic concepts of urban heating system and pressure loss of heating pipeline are demonstrated and the factors affecting pressure loss of heating pipeline are introduced in accordance to the correlative theoretical knowledge. The reason of high pressure loss of heating pipeline is investigated based on the statistical data analysis and check. Finally, the corresponding measures are suggested to solve the existing problems based on the production practice.

Key words:pressure loss of pipeline; data check; data analysis; preventive measures

0 引 言

某热电联产企业承担向所在地城市旧管网和专线管网供应蒸汽任务。旧管网长度 23.5 km,接有 27 家用户,其中大多数为非连续小而散用户。专线管网长度 12.40 km,接有 23 家用户。2019 年企业供热管损平均达 34.08%,超过 15% 设计值。

下面应用基本理论,阐述供热管损的影响因素,通过对企业热网运行状况的统计核算,综合分析热网运行中存在的问题并列举针对存在的问题应采取的措施。

1 基本概念

1)城市供热系统

城市供热系统由热源、热网和热用户 3 部分组成。其是利用集中热源,通过供热管网等设施向热能用户供应生产或生活用热能的供热网络。

2)供热管损

供热管道的“管损”分析,应该按计量方式的不同分开来讲,也就是说按质量流量计量还是按热量流量计量。质量流量计量是指在一定时间段内,供给用户多少吨一定参数的蒸汽流量,其单位是 t/月;热量流量计量是指在一定时间段内,供给用户多少吉焦一定参数的蒸汽流量,其单位是 GJ/月。

供热管损是指热电企业供热总表流量与热用户热分表之和流量差占热电厂供热总表流量的百分比^[1]。

供热管损直接反映了供热蒸汽输送过程中有效利用程度,反映了热网经营管理水平^[1],影响着热电厂的经济效益,是热电企业考核中十分重要的经济指标。

2 影响供热管损的因素

依据质量守恒定律,由热电企业供应的蒸汽,只要沿途管道没有泄露就不会有损失,即供出去的蒸汽全部能够计量并与热用户进行贸易结算。但是,

在工程实践中,管网规划设计与实际运行间的偏差、非连续用户、蒸汽长途输送以及管道保温不良等客观因素,不可避免存在热量损失^[2],降低了各用户端蒸汽品质。

1)管道保温的影响
企业对外供热,蒸汽在输送过程中不可避免地存在散热损失。

保温管道的散热损失为

$$Q_l = 1.3 \times \frac{2\pi(T_v - T_a)}{\frac{1}{\lambda} \ln \frac{D_0}{D_1} + \frac{2}{\alpha D_0}} \quad (1)$$

式中: Q_l 为单位长度管道的热损失, W/m ; T_v 为系统要求的维持温度, $^{\circ}C$; T_a 为当地的最低环境温度, $^{\circ}C$; λ 为保温材料的导热系数, $W/(m \cdot ^{\circ}C)$; D_1 为保温层内径(管道外径), m ; D_0 为保温层外径, m ; $D_0 = D_1 + 2\delta$; δ 为保温层厚度, m ; $\ln$ 为自然对数; α 为保温层外表面向大气的散热系数, $W/(m^2 \cdot ^{\circ}C)$,与风速 $\omega(m/s)$ 有关, $\alpha = 1.163(6 + \omega/2)$ 。

从式(1)中可知,供热管道保温效果与保温材料选型、保温层设计厚度、施工工艺及当地大气环境等方面息息相关。

当输送过热蒸汽时,散热损失仅降低蒸汽过热度,不会冷凝排放,蒸汽质量没有损失,热用户分表与企业供热总表计量是一致的,不存在供热损失。但是当利用长输管网输送蒸汽时,由于沿途管道散热损失促使蒸汽汽化潜热的释放,到达管网下游处用户的蒸汽可能降至饱和甚至不饱和状态,从而产生凝结水排放掉,而蒸汽流量计又无法计量,这部分无法计量的凝结水就是供热管损^[1]。

2)蒸汽流量的影响
输送蒸汽量一定时,管径越大,流速越小,则压损越大,蒸汽内能损失越大。

企业对外供出的过热蒸汽,由于热用户实际用汽量小,蒸汽在管道内流速降低压损增大,蒸汽内能损失致使蒸汽过热度降低。当输送至远离热网主干线的末端用户时蒸汽变成饱和甚至不饱和蒸汽,供热管损之高显而易见。无过热度的蒸汽,不可避免会产生凝结水,而蒸汽流量计又无法计量,形成了供热管损^[1-2]。

依据理论计算和相关资料,在 $10^{\circ}C$ 的环境条件下,通过直径为 100 mm 且保温良好的管道输送 0.6 MPa 的饱和蒸汽时,每 100 m 管道每小时要凝结约 30 kg 水。

3)计量误差的影响
目前热力用户中设计安装的流量计大部分为涡街流量计。在低热度情况下,蒸汽带水,干度小于 1 ^[3]。由于涡街流量计不能自动识别水滴^[4],测量时会出现“漏脉冲”现象,带水严重时没有脉冲输出,造成测量结果偏低。蒸汽含湿量越大,计量误差越大。

涡街流量计二次仪表一般都是在内部预先设置好参数,不会自动识别蒸汽状态,当饱和蒸汽按照过热蒸汽的设置计量,因蒸汽热力性能不同势必会造成计量误差^[1]。

涡街流量计选型不合理和热用户用汽量偏离设计,造成有流量而不计量和无法计量的微小流量,是供热管网发生损耗的最主要原因^[4]。

4)调节阀门的影响
对于非稳定或非连续用户,工程实践中通过频繁调节阀门开度以调整流量形成脉冲流量、停用时不关阀门或虽关阀门但是阀门不严等供热企业无法进行有效监督与管理的情况,致使大多数流量计长期处于 $0 \sim 8\%$ (节流)或 $0 \sim 5\%$ (涡街)的切除点以下工作区域,造成流量计的漏计,若干用户累加后漏计损耗不仅给供热企业带来了直接的巨额经济损失,还与国家提倡的节能减排初衷相背离。

目前热力市场供需双方绝大多数都是按质量流量为基础的结算方式。因供热管道保温不良、管网蒸汽流量偏离设计运行、计量装置选型不当、间歇性用汽等因素造成热用户处流量计少计、漏计问题,是造成供需双方贸易结算中统计偏差大、损耗高的矛盾所在。

3 供热管损统计核算

蒸汽输送过程中内能损失形成凝结水漏计、计量装置计量误差是供热管损大的 2 个主要因素。管损大不仅造成供热企业巨额经济损失,加大环保压力,而且在蒸汽输送过程中因内能损失导致蒸汽汽化潜热的释放还严重威胁管网运行安全。

经全厂统计分析,2019 年热管网管损 34.08% ,比设计高 19.08% 。如果按照设计管损为基数计算,相当于 2019 年热网多供热量 $271\,200\text{ GJ}$ (2019 年热网供热量 $1\,421\,300\text{ GJ}$) :

- 1)多耗标煤 $10\,800\text{ t}$:按照 2019 年供热煤耗 39.77 kg/GJ 计算,相当于多耗标煤 $10\,800\text{ t}$ 。
- 2)综合厂用电率上涨 0.08% :按照 2019 年

供热厂用电率 8.85 kWh/GJ 计算,相当于多耗电 2.400 1 GWh,使综合厂用电率上涨 0.08% (2019 年发电量 2967 GWh)。

3) 补水量增加 88 900 t: 按照工业蒸汽热值 3.05 GJ/t 计算,相当于多补水 88 900 t(热网供出蒸汽疏水不回收,不计入补水率中)。

下面具体统计核算在各因素影响下的供热管损情况。

1) 运行蒸汽流量低

旧管网设计流量为 114.79 t/h,2019 年平均蒸汽流量 10.72 t/h,2020 年 1 月、2 月平均蒸汽流量 9.52 t/h。

专线管网设计蒸汽流量 137.75 t/h,2019 年平均蒸汽流量 42.23 t/h。

分析 2019 年全年及 2020 年 1、2 月管网流量与管道损失统计曲线如图 1、图 2 所示。

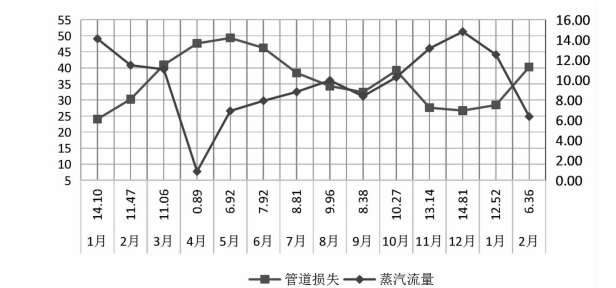


图 1 旧管网流量与管道损失关系

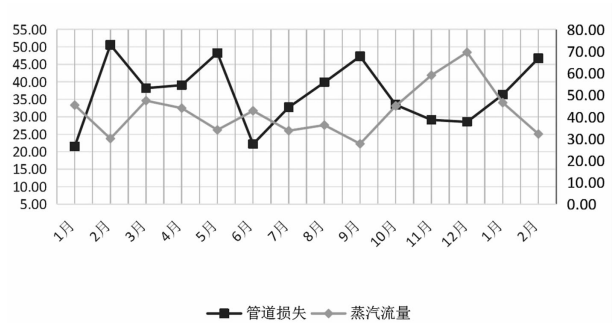


图 2 专线管网流量与管道损失关系

从图 2、图 3 可知,管道损失与蒸汽流量呈负相关关系,即蒸汽流量越小,管道损失越大;蒸汽流量越大,管道损失越小。

2) 热用户位置

核算用户位置对管道损失的影响:

以专线管网为例,某大用户处于管线较末端,在其投运后带动该管线蒸汽流速快速上升,内能损失减小,用户蒸汽温度上升 30 ℃ 以上,蒸汽由饱和蒸汽变为过热蒸汽,整个管线管损由投运前 40.75% 下降至 33.40%,管损降低 7.35%。

某大用户处于专线管网的最末端,在其投入运行后,管损由 43% 下降至 26%,管损下降 17%。

3) 核算热用户峰谷期间管道损失

(1) 旧管网 22 家工业蒸汽用户,21 家为间歇性用汽,用户停运期间蒸汽冷凝(如图 3,旧管网 00:00—7:00 连续热用户减少,管损上升至 67%; 7:00—17:00 热用户连续用汽,管损降至 25%; 17:00—24:00 连续热用户减少,管损上升至 45%)。

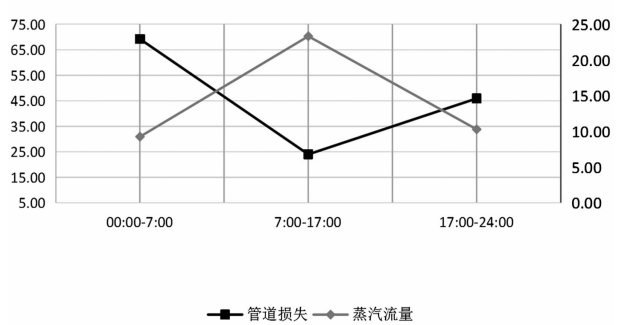


图 3 旧管网全天流量与管损变化

(2) 专线管网 23 家蒸汽用户,9 家用户为间歇性用汽,用户停运期间蒸汽凝结水成水(如图 4 专线管网全天流量与管损变化中,00:00—7:00 连续热用户减少,管损上升至 55%; 7:00—17:00 热用户连续用汽,管损降至 23%; 17:00—24:00 连续热用户减少,管损上升至 38%)。

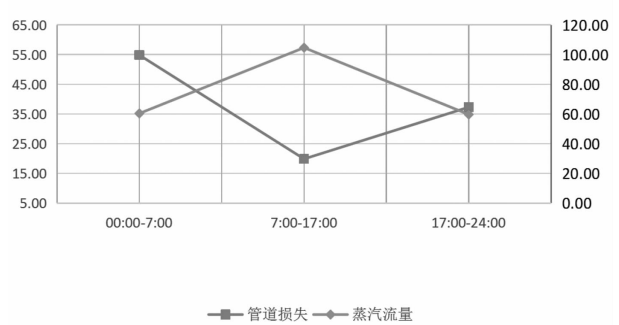


图 4 专线管网全天流量与管损变化

从上述统计分析关系图可知,管道损失与不连续用户量呈负相关关系,不连续用户越多,管道损失越大。

4) 计量误差的影响

根据设计和热用户运行参数,进行热力计算,结果如表 1 所示。

从热力计算结果可知:(1) 输送到用户 4 的蒸汽为不饱和蒸汽,其余 4 个用户蒸汽不同程度存在一定过热度。从蒸汽品质由高到低排序,依次为 1→3→2→5→4 用户(1~3 用户处于专线管网,4~5 用户处于旧管网),可见旧管网保温效果较专线管网差,蒸汽内能损失大;(2) 所有用户计量流量和计

表 1 各用户流量计算

用户	设计流量 /(t·h ⁻¹)	运行参数			饱和温度 /℃	内径 /mm	流速 min/max /(m·s ⁻¹)	计算流量 min/max /(t·h ⁻¹)	计算流量和计量 流量差 min/max /(t·h ⁻¹)
		压力 /MPa	温度 /℃	流量 /(t·h ⁻¹)					
1	25	0.93	237	4.15	180.75	207	35/50	17.40/24.85	13.25/20.7
2	30	0.88	181	5.65	178.57	207	35/50	18.94/27.06	13.29/21.42
3	8	0.48	188	2.76	156.84	124	35/50	3.53/5.05	0.77/2.29
4	/	0.73	168	1.34	171.44	105	35/50	4.15/4.15	2.81/2.81
5	15	0.65	168	10.16	167.21	207	35/50	14.24/20.34	4.08/10.14

算流量间均存在偏差,设计流量越大、运行流量越小的用户,流量偏差越大,且偏差量远远超过涡街流量计 5% 切除点。

4 综合分析

从供热管损统计核算资料分析,影响企业供热管网损失的原因如下:

- 1)用户用汽量偏离设计且绝大多数用户为非连续用户,尤其是末端用户非连续用汽。原因在于:(1)间歇性用户停运后调节阀门未关闭形成微小流量漏计;(2)用户流量小,蒸汽流速低,压力损失大造成蒸汽过热度降低冷凝漏计^[1];(3)用户投退初期因蒸汽内能损失造成蒸汽过热度降低、密度增大而计量装置不自动识别蒸汽状态造成计量误差^[1]。
- 2)小用户多且用汽量少,涡街流量计计量不准确(涡街流量计计量切除点为 0~5%,当流量低于 5% 以下时不计量流量)。
- 3)旧管网保温老旧,散热损失大,输送至用户处的蒸汽品质低形成冷凝水直接排放漏计。
- 4)流量计因选型、参数设置或安装等原因计量误差大^[1]。

5 结 语

热网管损大已经给企业造成了巨额直接经济损失,加大了环保压力。为了提高供热经济性,减少供热损失,提高供热蒸汽的有效利用,企业应从以下几个方面着手采取措施,挖潜增效。

- 1)科学规划设计管网。查出实际热负荷,勿将模棱两可的规划热负荷作为设计负荷依据。通过详实的调查研究开展蒸汽水力计算和保温设计。在满足用户对蒸汽品质要求的前提下,根据实际预留一定富裕量,并选择较小管径和最短的输送距离。避免用汽量一定,却在输送过程中产生大量凝结水的

- 先天性失误。
- 2)有选择拓展热用户。由于热网投资巨大和蒸汽产品的特殊性,供热企业只能承担区域内供热的有限责任。拓展用户必须有所选择:(1)积极拓展连续大量用汽的优质用户;(2)慎重发展远离主干热网的小、散用户;(3)动员远离主干热网的小、散用户采用其他热源,有条件时再并入热网。
- 3)严格计量管理。加强流量测量装置和二次仪表的选型和使用,减少计量误差。
- 4)优化保温设计和保温工艺,减少散热损失。为了减少蒸汽在输送过程中形成凝结水,应优化保温设计,尽可能减少散热面积和散热系数,优化保温工艺,减少蒸汽汽化潜热的释放。
- 5)加强热网管理和监督,防止人为增加供热管损。配备热网远程监控,实行供热全程监控,及时隔离退出的用户。
- 防止和减少供热管损是节能降耗提高经济效益的重要课题,需要密切结合实际,不断分析研究和探讨,才能取得实效。

参考文献

[1] 王娟. 供热管网中蒸汽过热度对管损的影响[J]. 电力科学与工程, 2018,34(3):75-78.

[2] 高鲁峰,丁国贯,丁国玉,等. 蒸汽供热管网凝结水损失的影响因素及其分析[J]. 实用节能技术, 2008(1):50-53.

[3] 黄鹤,贾志卿. 涡街流量计用于蒸汽流量检测中温度和压力补偿[J]. 铜业工程, 2017(1): 96-98.

[4] 吴斌,陈耀东. 加强热网计量监管,努力降低管损提高效率[C]. 集中供热优化运行系统节能技术交流研讨会论文集,中国能源学会:北京中能联创信息咨询有限公司,2014:55-60.

作者简介:

王 波(1972),男,高级工程师,从事电力系统技术监督与技术服务研究。

(收稿日期:2020-06-17)

高压开关紧固螺钉预紧力拆卸力矩值异常分析与计算

刘 波¹,夏亚林¹,崔 闪²

(1. 上海思源高压开关有限公司,上海 201108;2. 思源电气股份有限公司,上海 201108)

摘 要:高压开关产品在动热稳定试验后,产品内部的部分螺钉在拆卸时,所需的力矩值小于紧固时的标准力矩;而温度的变化会对螺钉紧固的力矩值产生影响。为此,针对振动载荷与温度的变化对力矩的影响进行原因分析与理论论证。

关键词:高压开关;动热稳定;振动;温度;螺钉;力矩

中图分类号:TM56 **文献标志码:**B **文章编号:**1003 - 6954(2020)05 - 0088 - 07

Analysis and Calculation of Abnormal Moment Value of Pre - tightening Force for High - volgate Switchgear Fastening Bolt

Liu Bo¹, Xia Yalin¹, Cui Shan²

(Shanghai Sieyuan High Voltage Switchgear Co. , Ltd. , Shanghai 201108, China;
2. Sieyuan Electric Co. , Ltd. , Shanghai 201108, China)

Abstract:After the dynamic and thermal stability test of high - voltage switchgear products, the required moment value is less than the standard moment when the bolts inside the product are dismantled, and the change of temperature will affect the moment value of bolt fastening. Aiming at the change of vibration load and temperature, the cause analysis and theoretical demonstration of their influence on moment are carried out.

Key words:high - voltage switchgear; dynamic and thermal stability; vibration; temperature; bolt; moment

0 引 言

高压开关产品中,法兰与法兰之间、内部零件之间的连接一般都是通过螺钉进行紧固,但在高压开关动热稳定试验后或放置一段时间后,对高压开关产品进行拆解时发现,螺钉的拆卸力矩值小于标准紧固力矩值。

下面以三相共箱高压开关母线动热稳定试验样机为例,在动热稳定试验后发现产品内部的部分螺钉发生松动,分析螺钉松动的原因,并根据相关资料归纳螺钉在交变载荷作用下的预紧力计算模型。

1 螺钉松动原因分析

1.1 螺钉拆卸力矩值^[1]

首先分析螺钉传动的运动模型。螺旋传动需有

力矩或作用力才能实现相对运动,如图 1 所示,螺纹传动可做简化变化,如图 1(b)所示,作用在中径的水平推动力推动斜面上的物体沿螺纹运动。将螺纹沿中径展开,可得图 1(b)中的角度为 ψ 的斜面。图 1(b)中 ψ 为螺纹升角; F_a 为轴向载荷(其最小值为斜面上物体的重力); F 为作用于中径处的水平推力; F_n 为法向反力; $f \cdot F_n$ 为摩擦力; f 为摩擦系数; ρ 为摩擦角; $f = \tan \rho$ 。

当图 1(b)上的物体向上移动时, F_a 为阻力, F 为水平的推力。因摩擦力沿斜面向下,故总的反力为 F_R 与 F_a 的作用力之和,夹角为 $\psi + \rho$ 。按力的平衡条件进行计算, F_R 、 F 和 F_a 三力的关系如图 1(b)所示,由图 1 可得:

$$F = F_a \tan(\psi + \rho) \tag{1}$$

作用在螺旋副上的推动力的力矩为

$$T = F \cdot \frac{d_2}{2} = F_a \cdot \frac{d_2}{2} \tan(\psi + \rho) \tag{2}$$

式中, d_2 为螺纹中径。

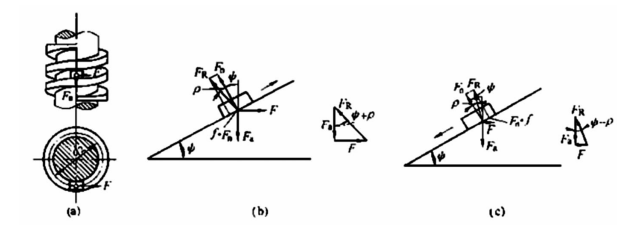


图1 矩形螺纹的受力分析(适用于三角螺纹)

当图1(b)斜面上的物体沿斜面以匀速向下滑动时,轴向的力 F_a 由之前的阻力转变为向下的动力,而水平推力 F 由之前的动力转为阻力,水平推力 F 也是维持图1(b)斜面上的物体以匀速向下滑动所需要的平衡力(如图1(c))。由图1(c)中的关系可得式(3)和式(4):

$$F = F_a \tan(\psi - \rho) \tag{3}$$

作用在螺旋副上的推动力的力矩:

$$T = F \cdot \frac{d_2}{2} = F_a \frac{d_2}{2} \tan(\psi - \rho) \tag{4}$$

式(3)求出的 F 值可为阻力,也可为推力。当斜面的水平夹角 ψ 大于摩擦角 ρ 时,图1(b)斜面上的物体受 F_a 的力,而 F_a 的方面朝下,故使斜面上的物体向下加速运动。这时由式(3)求出的水平力 F 为阻力,方向如图1(c)所示。它阻止图1(b)斜面上的物体加速以便保持匀速下滑。当斜面倾角 ψ 小于摩擦角 ρ 时,图1(b)斜面上的物体不能在重力作用下自行下滑,即处于自锁状态。这时由式(3)求出的力 F 为推力,其方向与运动方向的夹角小于 90° ,在这种情况下 F 就成为推力了。说明在自锁条件下,必须施加反向推力 F 才能使图1(b)斜面上的物体匀速向下滑动。

以上讨论适用于矩形螺纹连接形式,而常用螺纹为三角形螺纹。三角螺纹的受力分析与矩形螺纹相同,但其摩擦系数 f' 比矩形螺纹的摩擦系数 f 大一些,换算公式为

$$f' = \tan \rho' = \frac{f}{\cos \beta} \tag{5}$$

式中, ρ' 为当量摩擦角。

当图1(b)斜面上的物体沿非矩形螺纹等速上升时,可得水平推力为

$$F = F_a \tan(\psi + \rho') \tag{6}$$

相应的推力矩为

$$T = F \cdot \frac{d_2}{2} = F_a \frac{d_2}{2} \tan(\psi + \rho') \tag{7}$$

当图1(b)斜面上的物体沿非矩形螺纹等速下滑时,可得:

$$F = F_a \tan(\psi - \rho') \tag{8}$$

相应的推力矩为

$$T = F \cdot \frac{d_2}{2} = F_a \frac{d_2}{2} \tan(\psi - \rho') \tag{9}$$

与矩形螺纹分析相同,若螺纹升角 ψ 小于当量摩擦角 ρ' , 这种情况下螺纹自锁,如无外力矩推动,则轴向推力 F_a 即使施加很大力值,都无法推动螺旋副进行相对运动。考虑到极限特殊情况,三角形螺纹的自锁条件可表示为

$$\psi \leq \rho' \tag{10}$$

为了防止螺母在沿中心线方向的力值作用下自行松开,三角形螺纹联动需满足自锁条件。

以上分析适用于三角形螺纹连接,归纳起来就是:当轴向载荷为阻力时,则会阻止三角形螺纹连接传动相对运动,相当于图1(b)斜面上的物体沿斜面匀速上升,应使用式(2)或式(7);当轴向载荷为推力时,当与三角形螺连接传动相对运动方向一致时,相当于图1(b)斜面上的物体沿斜面匀速下滑,应使用式(4)或式(9)。

三角形螺母与螺钉紧固时,螺母上的紧固力矩 T 等于三角形螺纹转动的阻力力矩 T_1 加上螺母在接触面上的摩擦阻力力矩 T_2 ,即:

$$T = T_1 + T_2 = \frac{F_a d_2}{2} \tan(\psi + \rho') + f_c F_a r_f \tag{11}$$

式中: F_a 为沿螺钉中心线的力值,对于不承受轴向载荷的三角形螺纹, F_a 即为预紧力; d_2 为螺纹中径; f_c 为螺母与接触面之间的摩擦系数; r_f 为支撑面摩擦半径。

同理,拆卸螺钉所需的力矩为

$$T = T_1 + T_2 = \left| \frac{F_a d_2}{2} \tan(\psi - \rho') \right| + f_c F_a r_f \tag{12}$$

针对三角螺纹, f' 值一般取0.15,得出 ρ' 为 8.5° ,而单线普通螺纹的升角约在 $1.5^\circ \sim 3.5^\circ$ 之间,所以螺纹的拧紧力矩值必然大于其拆卸力矩值。

1.2 温度对螺钉联接预紧力的影响^[2]

高压开关常用的螺钉联接主要有2种方式,一种为螺栓－螺母联接,如图2(a)所示;另一种为螺钉－盲孔联接,如图2(b)所示。被联接件为铝合金板,联接螺钉为钢,下面分析温度的变化对这2种方式紧固联接预紧力的影响。

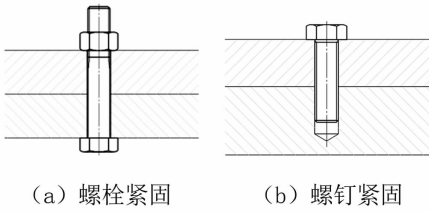


图2 常用的2种紧固联接方式

1.2.1 螺栓-螺母联接方式

此种型式的螺栓与被联接件的材料线膨胀系数不同时,就会在螺栓和法兰密封件之间由于热胀冷缩产生不同的变形。这种变形在热胀时不会引起紧固不牢的情况,但在冷缩时螺栓的线膨胀系数小,变形就小,而法兰密封面线膨胀系数大,变形就大,从而使螺栓、螺母的紧固松弛。

1) 温度变化所引起的热胀冷缩变形如图2(a)所示,为法兰在螺栓与螺母紧固情况下的示意图。螺栓预紧时的环境温度为 t_0 ,实际运行时的环境温度为 t 。因螺栓与被紧固的法兰线膨胀系数存在差异,螺栓在轴线方向的变形量与法兰的变形量存在差异。

假设温度引起的热变形在弹性范围内,则螺栓相对于被联接件的热弹伸长变形为

$$\Delta\lambda_t = \lambda_{t_1} - \lambda_{t_2} = (\alpha_1 - \alpha_2)(t - t_0)l \quad (13)$$

式中: λ_{t_1} 为螺栓的变形量; λ_{t_2} 为被联接件的变形量; α_1 为螺栓的热膨胀系数; α_2 为被联接件的热膨胀系数; t_0 为初始温度; t 为变化后的温度; l 为被联接件或螺栓紧固段的有效长度。

被联接件为铝合金,螺栓为钢,由于铝合金的热膨胀系数($2.2 \times 10^{-5} \sim 2.4 \times 10^{-5}/^{\circ}\text{C}$)大于钢的热膨胀系数($1.06 \times 10^{-5} \sim 1.22 \times 10^{-5}/^{\circ}\text{C}$),所以当温度变化时,被联接件的伸缩量要大于螺栓的伸缩量。

2) 温度降低对螺栓预紧力的影响

温度降低时,法兰和螺栓发生冷缩,由于铝合金的热膨胀系数大于钢的热膨胀系数,螺栓预紧力将发生松弛。松弛量公式为

$$\Delta Q_p = Q_p - Q'_p \quad (14)$$

式中: Q_p 为预紧力; Q'_p 为残余预紧力。

因温度变化引起的螺栓与法兰的变形量不一致,导致螺栓的变形量 λ_1 减小为 λ'_1 ,法兰的变形量由 λ_2 减小为 λ'_2 。预紧力与形变量的关系可由图3表示。

对图3进行简化,做辅助线DE, $\triangle EBD \cong \triangle A'B'C'$, 线段DH的长度就是 Q'_p , 线段AE的长度就是 $\Delta\lambda_t$ 。

因此对图3进行简化,如图4所示,通过计算求出 $\Delta\lambda_t$,利用图3、图4就可得出预紧力的松弛量 ΔQ_p 与温度变化后螺栓的实际预紧力。

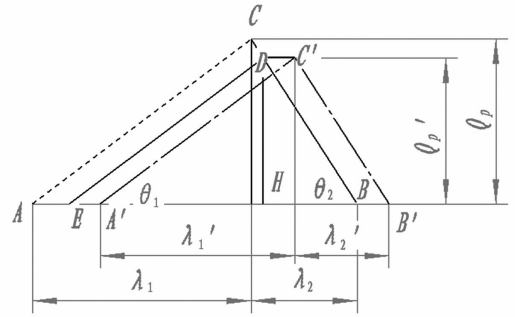


图3 温度降低对初始预紧力及变形的影响

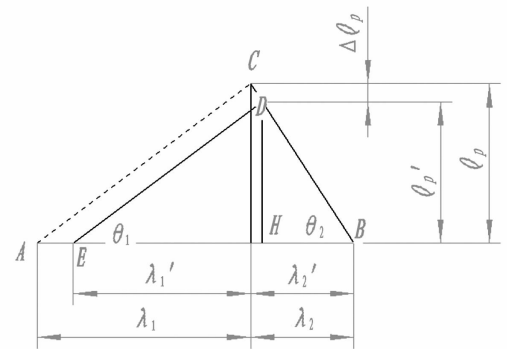


图4 温度降低热弹变形的简化力-变形线图

由图4可知:

$$\frac{\Delta Q_p}{\tan \theta_1} + \frac{\Delta Q_p}{\tan \theta_2} = \Delta\lambda_t \quad (15)$$

即:

$$\Delta Q_p = \frac{\Delta\lambda_t}{\left(\frac{1}{\tan \theta_1} + \frac{1}{\tan \theta_2}\right)} = \frac{\Delta\lambda_t}{\frac{1}{k_1} + \frac{1}{k_2}} \quad (16)$$

热弹变形差 $\Delta\lambda_t$ 与螺栓和被联接件的虎克变形之间的关系:

$$\Delta\lambda_t + \lambda_1' + \lambda_2' = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (17)$$

或:

$$\Delta\lambda_t = (\lambda_1 - \lambda_1') + (\lambda_2 - \lambda_2') \quad (18)$$

由式(18)可知:热胀引起的法兰伸长量-热胀量引起螺栓伸长量=预紧力松弛引起的螺栓缩短量+预紧力松弛引起法兰缩短量。

3) 温度升高对螺栓预紧力的影响

当温度升高时,被联接件和螺栓同时发生膨胀,由于被联接件铝合金的热膨胀系数大于螺栓的热膨胀系数,所以被联接件的变形量大于螺栓的变形量,此时, $\Delta\lambda_t < 0$,预紧力将由原来的 Q_p 增加为 Q'_p ,同

上节所述可以获得如图 5 所示的力 - 变形线图。

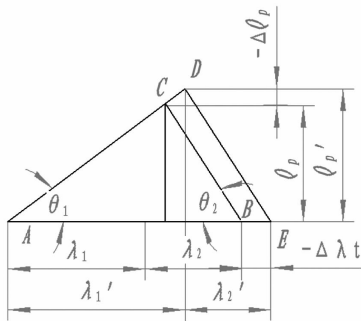


图 5 温度升高热弹变形的简化力 - 变形线图

这样,只要求出 $\Delta\lambda_t$,用图解法就可以直接求出预紧力增量 $-\Delta Q_p$ 以及温度升高后实际预紧力 Q_p' 。 ΔQ_p 的解析式同式 (15)、式 (16),其值为负。

综上所述,当采用螺栓 - 螺母联接时(被联接件为铝合金,螺栓为钢),温度升高会使螺栓预紧力增大,温度降低会使螺栓预紧力变小。根据式 (11)、式 (12) 预紧力 F_a 的值和拆卸力矩值成正比,所以温度升高会使螺栓拆卸力矩值增大,温度降低会使螺栓拆卸力矩值减小。

1.2.2 螺钉 - 盲孔联接方式

螺钉 - 盲孔联接比螺栓 - 螺母联接复杂得多(暂未找到合适的计算模型)。同样假设被联接件为铝合金,由于螺钉与盲孔的材料不同,温度变化时,2 种材料的热膨胀系数不同导致了螺纹膨胀量不同,此时螺纹副相对转动的阻力矩发生变化,螺钉联接的预紧力矩值也发生变化。

三角形螺母与螺钉紧固时,螺母上的紧固力矩 T 等于三角形螺纹转动的阻尼力矩 T_1 加上螺母在接触面上的摩擦阻尼力矩 T_2 。

当温度降低时,铝合金盲孔收缩,增大螺纹副相对转动的阻力矩,同时铝合金被联接件的体积收缩又会引起预紧力值的降低;温度升高时,铝合金盲孔膨胀,螺纹副相对转动阻力矩降低,但同时铝合金被联接件的体积膨胀将引起预紧力值的增高。这 2 种因素相互制约、相互影响,目前还无法找到有效的计算模型。

分别以 5 组螺钉 M10 与 M12 为样本进行测试,结果见表 1。

根据实际测量数据表明,温度的降低将使螺钉的拆卸力矩值稍有增大,而温度升高对螺钉的拆卸力矩值影响不大。

表 1 不同温度下螺钉拆卸力矩实测

螺钉规格	拆卸力矩/(N · m)		
	0 °C	20 °C	40 °C
M10	30.3	28.1	27.1
	29.2	27.5	28.1
	30.6	28.2	27.4
	28.9	28.3	26.9
	28.8	27.1	28.1
	50.2	48.0	48.0
M12	49.3	47.5	47.2
	51.0	49.0	48.5
	49.7	47.3	47.9
	52.0	47.5	48.7

1.3 振动载荷作用下螺栓联接预紧力的确定^[3]

电场力是母线产生振动的主要原因,在交流电压的作用下,电场力也成周期变化,从而导致导体呈现周期性的振动,而实际装配时母线内部导电杆与绝缘衬垫的间隙有可能放大电场力作用下的振动影响。螺栓联接在振动的工况下,会受到一个交变载荷的作用,这就是螺钉联接产生松动的主要原因。下面将分析振动工况下螺栓联接预紧力的确定。

螺纹联接的稳定性以及自锁功能是建立在静态之上的。当存在振动时,便属于动态自锁问题,螺纹联接的稳定性与自锁功能就会发生转化。当螺栓预紧后,在实际工程状态下,受到动态载荷 F 时,需要按动态自锁的思路来进行分析,同时还需考虑连接的紧密性,残余预紧力 Q_p' 应根据式 (19)^[4-5] 来确定:

$$Q_p' > G(\sqrt{1 + \frac{mk}{c^2}} \cdot A_{\max} - 1) \tag{19}$$

式中: m 为所有联接零件的质量; G 为联接所有零件的重量; k 为所有联接零件的总刚度; c 为所有联接零件的总阻尼系数。

$$k = \frac{k_1 \cdot k_2}{k_1 + k_2} \tag{20}$$

$A_{\max}$ 为整个工作过程中振动的最大强度,其值为

$$A_{\max} = \frac{S_{\max}}{g} \omega^2 \tag{21}$$

式中, $S_{\max}$ 和 ω 分别为振动的最大振幅和频率。

残余预紧力 Q_p' 确定之后,接着是确定预紧力 Q_p 。为此,作螺栓联接受载图,见图 6。图上 (F, F') 为工作载荷, $F > 0$ 为拉力,反之为压力。 (F, F') 可作用于螺栓两端,也可作用于联接件中间某两个分

界面。 F 在不同的情况下分别进行分析,预紧力 Q_p 的确定需按工作载荷性质分开以下几种情况陈述:

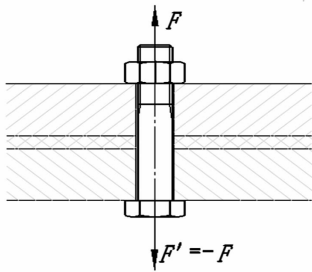


图6 紧固联接受载

- 1) 当 $F \leq 0$ 时,显然有 $Q_p = Q'_p$;
- 2) 当 $F > 0$,并当 (F, F') 作用于螺栓两端时,需先做出紧螺栓联接受力变形见图7。

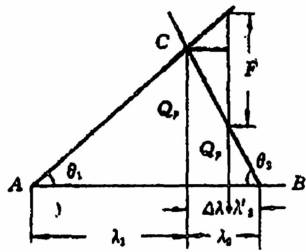


图7 紧螺栓联接受力变形

图7中: λ_1 为在预紧力 Q_p 作用下螺栓的伸长量; λ_2 为紧固法兰的压缩量。

于是可得出式(22)关系:

$$Q_p = Q'_p + \bar{k}_2 F$$

(22)

式中:

$$\bar{k}_2 = \frac{k_2}{k_1 + k_2} \text{ 或 } \bar{k}_2 = 1 - \bar{k}_1; \bar{k}_1 = \frac{k_1}{k_1 + k_2}$$

(23)

$$k_1 = \tan \theta_1; k_2 = \tan \theta_2$$

(24)

$\bar{k}_1$ 和 $\bar{k}_2$ 分别为螺栓和被联接件的相对刚度系数。

- 3) 当 $F > 0$,并当 (F, F') 作用于法兰连接的某2个分界面时,需做出此时螺栓连接的变形图,见图8。图上 Q_p 、变形、 $\lambda_1 + \lambda_2$ 都无变化,从图8中得到 λ'_1 和 λ'_2 。

$$\lambda'_1 = \lambda_1 + \lambda_*, \lambda'_2 = \lambda_2 - \lambda_*$$

(25)

式中, λ_* 为两侧连接法兰的变形总和。式(25)相当于从 λ_2 中取出 λ_* 再加入到 λ_1 中,而在图8上即是将原图顶点 C 沿变形坐标轴并向着螺栓变形增大方向平移一个距离 λ_* ,便得出新图。这样,式(22)~式(24)就对应为

$$Q_p = Q'_p + \bar{k}'_2 F$$

(26)

式中:

$$\bar{k}'_2 = \frac{k'_2}{k'_1 + k'_2} \text{ 或 } \bar{k}'_2 = 1 - \bar{k}'_1; \bar{k}'_1 = \frac{k'_1}{k'_1 + k'_2}$$

(27)

而:

$$k'_1 = \tan \theta'_1; k'_2 = \tan \theta'_2$$

(28)

- 4) 当工作载荷为交变载荷时,式(22)和式(26)中的 F 需理解为拉力的最大值。

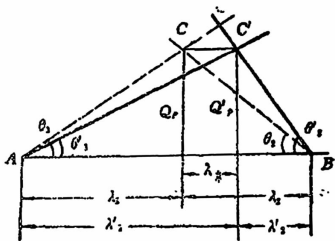


图8 紧螺栓联接受力变形新图

Q_p 从式(22)或式(26)可以看出在振动工况下预紧力由 $\bar{k}_2 F$ 或 $\bar{k}'_2 F$ 与工作中的最小预紧力 $(Q_p)_{\min}$ 保证工作可靠,使法兰连接不出现缝隙;同时残余预紧力 Q'_p 也非常重要,保证在的动态受力情况下螺栓的可靠紧固。故 Q_p 与 Q'_p 都非常重要。

2 相关数值计算

将螺钉的基本尺寸数据带入相关公式,计算螺栓预紧力的相应变化值。

2.1 螺钉拆卸力矩值

要计算螺钉的拧紧及拆卸力矩,首先需要知道螺钉的基本尺寸,以粗牙普通螺纹为例,其基本尺寸如表2所示。

表2 粗牙普通螺纹的基本尺寸 单位:mm			
公称直径	螺距 P	中径 d_2	小径 d_1
3	0.50	2.675	2.459
4	0.70	3.545	3.242
5	0.80	4.480	4.134
6	1.00	5.350	4.918
8	1.25	7.188	6.647
10	1.50	9.026	8.376
12	1.75	10.863	10.106
16	2.00	14.701	13.835
20	2.50	18.376	17.294
24	3.00	22.052	20.752
30	3.50	27.727	26.211

利用式(29)及式(30)可以分别计算出螺钉的拧紧力矩值和拆卸力矩值:

$$T = T_1 + T_2 = \frac{F_a d_2}{2} \tan(\psi + \rho') + f_c F_a r_f \quad (29)$$

$$T = T_1 + T_2 = \frac{F_a d_2}{2} \tan(\psi - \rho') + f_c F_a r_f \quad (30)$$

将螺钉标准力矩值带入式(11)中可以计算出螺钉预紧力 F_a , 再将螺钉预紧力值 F_a 带入式(12)可以计算出不同规格螺钉的拆卸力矩值, 计算结果如表 3 所示。

表 3 不同规格螺钉的预紧力值及拆卸力矩

公称直径 /mm	螺纹升角 /(°)	标准力矩值 /(N·m)	预紧力 /N	拆卸力矩值 /(N·m)
3	3.41	1	1.59	0.7
4	3.60	2	2.35	1.5
5	3.26	4	3.93	3.0
6	3.41	7	5.64	5.2
8	3.17	18	11.08	13.5
10	3.03	36	17.77	27.3
12	2.94	62	26.21	47.1
16	2.48	154	49.63	121.7
20	2.48	301	77.79	237.6
24	2.48	521	112.38	411.2
30	2.30	1034	178.28	830.7

实测 M6 磷化螺钉的拆卸的力矩值(6 次拆卸力矩分别为 5.0 N·m、5.2 N·m、5.0 N·m、5.2 N·m、5.4 N·m、4.8 N·m), 与表 2 对比, 说明式(11)和式(12)用来计算螺钉的预紧力矩值和拆卸力矩值, 其结果是可信的。

2.2 温度变化及振动工况对螺钉预紧力的影响

利用式(13)、式(16)可以计算温度变化时螺钉预紧力值的变化情况。式(13)、式(16)除了需要材料的本征参数(热膨胀系数等)外还需要用到零件的刚度值 k (类似于弹簧的 k 值), 而该参数与零件的形状和材料密切相关, 这里不再对其进行详细的计算。但由计算模型可知, 当被联接件为铝合金件时, 温度升高的情况下应将预紧力值增加, 温度降低的情况下应将预紧力值减小。

同样振动工况下的预紧力计算式(22)、式(26)也需用到被联接件的总刚度系数及总阻尼系数, 这里也不再进行详细的计算。其计算模型表明, 当振动载荷等效于拉应力时($F > 0$), 螺钉预紧力矩应相

应增加, 或采用有效的防松措施, 如涂覆高强度螺纹锁固剂、使用双螺母紧固等。

2.3 螺钉最小预紧力值的确定

对于 M10—M68 的粗牙螺纹, 若取 $f' = \tan \rho' = 0.15$ 及 $f_c = 0.15$, 则式(11)拧紧力矩可以简化为

$$T \approx 0.2 F_a \cdot d \quad (31)$$

F_a 值是由螺纹连接的要求来决定的, 不同场合下的预紧力要求不同, 具体如下:

1) 非振动工况下最小预紧力值

当不存在温度变化时, 螺钉的螺纹需满足自锁条件, 如式(10)所示 $\psi \leq \rho'$, 稍施加预紧力就能保证螺钉使用过程中不发生松动, 即:

$$F_{a(\min)} > 0 \quad (32)$$

当存在温度变化时, 螺钉的最小预紧力应大于温度变化所造成的预紧力减小值, 即:

$$F_{a(\min)} > \Delta Q_p = \frac{\Delta \lambda_t}{\left(\frac{1}{\tan \theta_1} + \frac{1}{\tan \theta_2}\right)} = \frac{\Delta \lambda_t}{\frac{1}{k_1} + \frac{1}{k_2}} \quad (33)$$

2) 振动工况下的最小预紧力值

当不存在温度变化时, 螺钉的预紧力应大于残余预紧力及工作载荷的共同作用力, 即:

$$F_{a(\min)} > Q_p = Q'_p + \bar{k}_2 F \quad (34)$$

当存在温度变化时, 螺钉的最小预紧力应大于温度变化所造成的预紧力减小值, 即:

$$F_{a(\min)} > Q_p = Q'_p + \bar{k}_2 F + \Delta Q_p = Q'_p + \bar{k}_2 F + \frac{\Delta \lambda_t}{\frac{1}{k_1} + \frac{1}{k_2}} \quad (35)$$

在设计时, 为了保证螺钉强度与紧固的可靠性, 一般选择在预紧力的作用下螺钉的应力允许值为材料屈服极限值的 70% 以上, 同时考虑在承受工作载荷时螺钉的应力不超过材料的屈服强度。

3 结 语

1) 所计算的螺钉拧紧力矩和拆卸力矩与试验结果吻合, 实际装配时, 拆卸力矩值较紧固力矩值有所降低。

2) 对于螺栓—螺母联接方式, 当被联接件的热膨胀系数大于螺钉的热膨胀系数时, 温度降低将使螺钉预紧力减小, 温度升高将使螺钉预紧力值增加; 当被联接件的热膨胀系数小于螺钉的热膨胀系数时, 温度降低将使螺钉预紧力增加, 温度升高将使螺钉

预紧力值减小。

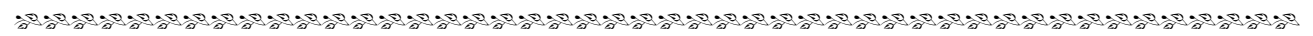
对于螺钉 – 盲孔联接方式,没有有效的解析公式,试验结果表明,当被联接件为铝合金件时,温度降低使预紧力值增加,温度升高对预紧力值影响不大。

在设计螺栓 – 螺母或螺钉 – 盲孔联接方式时,需考虑温度对预紧力的影响,适当增加或减小预紧力以适配温度。

3) 螺纹联接的稳定性以及自锁功能是建立在静态之上的,而高压断路器、隔离开关与母线等模块都受电场力的作用,并存在短路工况,模块就会受到振动工况的影响,螺钉或螺栓如果不采取措施,则会出现松动的情况。因此螺钉或螺母应采取有效的防松措施,如涂覆高强度螺纹锁固剂和使用双螺母紧固。

参考文献

[1] 杨可桢,程光蕴,李仲生. 机械设计基础(第六版)[M].



(上接第 31 页)

参考文献

[1] 多机并联稳定性分析及其控制策略综述[J]. 中国电机工程学报,2016,36(15):4034 – 4047.
[2] 刘艳芬. 风光储联合发电储能优化控制策略[D]. 北京:北京交通大学,2015.
[3] 杨婷婷. 用于跟踪光伏发电计划出力的储能系统控制策略研究[D]. 北京:华北电力大学,2016.
[4] 沈枢,张沛超,李中豪,等. 平抑长短期风电功率波动的风储协调运行方法[J]. 电力系统自动化,2015,39(8):12 – 18.
[5] 张野,郭力,贾宏杰,等. 基于平滑控制的混合储能系统能量管理方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(16):36 – 41.
[6] 杨锡运,刘玉奇,李建林. 基于四分位法的含储能光伏电站可靠性置信区间计算方法[J]. 电工技术学报,2017,32(15):136 – 144.
[7] 黄伟,陈伯达,羿应棋,等. 考虑光储可持续带载能力的配电网可靠性分析[J]. 电网技术,2018,42(5):1510 – 1520.
[8] 杨婷婷,李相俊,齐磊,等. 基于机会约束规划的储能系统跟踪光伏发电计划出力控制方法[J]. 电力建设,2016,37(8):115 – 121.
[9] 靳文涛,徐少华,张德隆,等. 并网光伏电站 MW 级电池储能系统应用及响应时间测试[J]. 高电压技术,2017,43(7):2425 – 2432.
[10] 赵书强,刘晨亮,王明雨,等. 基于机会约束规划的储能

北京:高等教育出版社,2006.

[2] 刘福林. 工作温度与预紧温度相差较大时紧螺钉联接的预紧[J]. 机械,1995,22(3):25 – 30.
[3] 陈可斌. 振动工况下紧螺栓联接预紧力的确定[J]. 湘潭大学自然科学学报,1993,15(4):48 – 51.
[4] 朱晨. 动态自锁研究导引[J]. 湘潭大学自然科学学报,1991,13(1):55 – 62.
[5] 朱晨. 动态自锁研究(II)[J]. 湘潭大学自然科学学报,1992,14(3):21 – 26.
[6] 徐建源,孟涛,林莘,等. 断路器合闸过电压计算与分析[J]. 沈阳工业大学学报,2009(3):247 – 251.

作者简介:

刘 波(1981),男,高级工程师,主要从事 SF₆ 高压开关研发设计。

(收稿日期:2020 – 05 – 20)

日前优化调度[J]. 电网技术,2013,37(11):3055 – 3059.

[11] 马伟,王玮,吴学智,等. 平抑光伏并网功率波动的混合储能系统优化调度策略[J]. 电力系统自动化,2019,43(3):58 – 69.
[12] 晏睿婷. 孤岛微电网多代理仿真系统设计与能量管理控制策略研究[D]. 厦门:厦门大学,2014.
[13] 喻振帆,谢敏,刘明波. 基于多代理技术的分布式模型预测长期电压稳定紧急控制[J]. 电网技术,2012,36(4):108 – 115.
[14] 孔冰. 基于多代理技术(MAS)的配电网重构系统研究[D]. 成都:西南石油大学,2015.
[15] 王硕禾,郑俊观,陈祖成,等. 基于改进粒子群优化算法光伏阵列多峰值 MPPT 的研究[J]. 可再生能源,2019,37(6):879 – 885.
[16] 范宏,朱佩琳,柳璐,等. 考虑风电和光伏出力不确定性的日调度优化方法[J]. 可再生能源,2019,37(6):886 – 892.
[17] 王德顺,薛金花,叶季蕾,等. 基于粒子群算法的储能电站经济优化调度策略[J]. 可再生能源,2019,37(5):714 – 719.

作者简介:

张宇宁(1997),女,硕士研究生,主要研究方向为可再生能源发电与并网技术;
王海云(1973),女,硕士生导师,主要研究方向为可再生能源发电与并网技术;
刘树伟(1988),男,硕士研究生,主要研究方向为可再生能源发电与并网技术。

(收稿日期:2020 – 03 – 20)