

坚持创新发展 推动全球基础设施互联互通

本刊编辑部

作为 G20 机制的重要配套活动，2016 年二十国集团工商峰会（B20）于 9 月 3—4 日举行。国家电网公司董事长、党组书记舒印彪参加 B20 峰会并接受媒体采访。他表示，希望峰会推动全球基础设施互联互通早日达成共识，以现代技术构建面向未来的基础设施，在能源转型、低碳发展、新能源技术革命、全球能源互联互通、促进基础设施建设等方面早日实现突破。峰会期间，围绕创新发展、国际化战略、推进“一带一路”建设、电网互联互通、清洁低碳发展等议题，舒印彪与人民日报、新华社、中央电视台、中央人民广播电台、香港文汇报等媒体记者沟通交流，就峰会普遍关注的焦点问题回答记者提问。

电网平台：推动绿色低碳发展

当前，推动利用清洁能源是当今能源科技发展的主流趋势，对于此次峰会普遍关注的绿色低碳发展议题，舒印彪认为，清洁发展和低碳绿色转型是当前和今后一个时期能源发展的方向，电网企业责无旁贷。国家电网公司在清洁发展方面做了大量工作，目前我国清洁能源占比达到 35%，计划到 2030 年达到 55% 以上。就电网企业在绿色低碳发展转型中发挥的作用，他以四川水电基地溪洛渡—浙江金华特高压输电工程为例作了说明。溪洛渡—浙江金华特高压工程占地仅 0.15 km²，却能输送 8000 MWh 的清洁电力至浙江，线路输送容量占浙江平均负荷的 15% 以上。

创新驱动：变革能源输送模式

谈及国家电网公司在科技创新方面取得的成就，舒印彪表示，创新是企业的生命，企业是创新的主体。以新能源、智能电网、大规模现代储能技术、电动汽车发展为代表的能源领域革命，有可能催生新一轮产业革命。特高压是国家电网公司自主研发，并广泛应用的创新技术，解决了国内能源不平衡问题，实现更大范围内能源资源优化配置。舒印彪说，中国 75% 以上的能源资源都在西部和北部，而负荷中心主要在中东部，特高压技术将西部能源送至东部，满足东部用电需求，实现清洁发展。

舒印彪指出，中国拥有特大现代电网运行技术、先进的电网控制保护技术，保证了中国电网是目前世界上安全水平最高的大电网。中国在智能电网技术上也取得了一系列成果，是世界上新能源接入规模最大的电网。目前，中国的现代电网技术，包括特高压、智能电网技术，为今后在全球范围内开发可再生能源基地，构建全球能源互联网提供了现实可选择的方案。

开放合作：扩大国际交流互通

对于受到参会者广泛关注的基础设施互联互通议题，舒印彪表示，“一带一路”是伟大的战略，定能惠及沿线国家，实现互利共赢。电网互联互通是“一带一路”战略的重要组成部分，沿线国家用电需求潜力巨大，且各国风能、太阳能、煤炭等资源禀赋不同，这都是发展互联互通的必要条件。

关于下一步的海外业务发展，舒印彪表示，国家电网公司将主要围绕“一带一路”开展海外业务，把实现与周边国家的互联互通作为工作重点，巩固运营好目前与周边国家相连的线路，推进中俄、中蒙、中巴的电力联网工程建设。同时努力拓展国际合作，实现中国技术和管理的输出。

舒印彪表示，未来实现能源转型和新能源更大规模接入电网并有效消纳，需要在能源技术关键领域加强研究，取得突破。国家电网公司将建设现代智能化配电网，更好地服务分布式电源和微网的发展，在用能领域进行结构性改革，在终端能源消费中大力推广以电代煤、以电代油，减少化石能源消耗，提高低碳绿色能源的比重，在电网领域创新中求发展，推动基础设施互联互通。

Contents 目录



刊名题字 **李 明**
主管 中国科学技术协会
主办 中国电机工程学会
编辑出版 北京国宇出版有限公司
连续出版物号 ISSN 1003-0867
CN 11-2181/TM
CODEN代码 NODIEE
出版日期 每月10日
地址 北京市南蜂窝路5号
邮编 100055
网址 <http://www.chinarein.com>

编委会名誉主任委员 郑宝森
编委会主任委员 谢明亮
编委会副主任委员 陈小良 (常务) 张莲瑛
刘敏 唐屹峰 盛万兴
编委会委员 王立地 王江 王星
付启刚 史景坚 艾荣奇
龙洲 乔君 安四清
朱成 张江日 李云亭
李青 李涛 杜松怀
汪发明 阿斯卡尔·阿合买提
肖文明 陈红军 陈虹
陈振宇 岳梦华 欧阳亚平
罗基庆 范继臣 郑斌
郑满光 祝林生 胡运重
胡宝玉 赵仰东 郝睿
钟羽良 钱玉春 常俊祥
黄中 嵇立 葛捍东
董新 谢宇明 甄建辉
蔡冠中 戴广钰

主编 盛万兴 耿立宏
编辑 张峰亮 刘艳玲 贺大亮
美编 赵文属 田旭颺

编辑部电话 010-63123091/2
926523091/2(系统)
邮箱 ncdqh@csre.org.cn
投稿 <http://ncdh.cbpt.cnki.net>
QQ交流群 35863746
学会管理部 010-63123138 926523138(系统)
市场经营部 010-63123085/6/7
926523085/6/7(系统)
广告部 010-63123041/3
广告代理 北京卓越北广广告有限公司
电话 010-56029056 67616986
印刷 北京盛通印刷股份有限公司
广告经营许可证号 京西工商广字第8205号
户名 北京国宇出版有限公司
开户行 工行北京会城门支行
账号 0200 0414 0920 1503 351

每期定价 8.00元
全年定价 96.00元

1 坚持创新发展 推动全球基础设施互联互通 本刊编辑部

◆ 典型推介 >>

• 天津静海 •

5 配电系统自动网络重构方案 ... 美国瑞, 李玉龙, 杜凯, 张长胜

9 配电网新型故障定位系统 ... 李玉龙, 美国瑞, 张长胜, 董华强

11 GIS在配网管理中的应用 张瑾, 李玉龙, 李玉斌, 马倩

◆ 电网建设 >>

14 宜昌地区智能变电站建设 何连兵, 杨凌曦, 周伟, 彭海燕

17 新型智能配电网台区建设模式 王利, 王金丽, 姜富修

◆ 运行维护 >>

20 GIS现场耐压试验故障下超声波定位技术的应用研究
..... 闫东, 初金良, 邵先军

23 主变断路器电流互感器安装问题分析 肖成

25 变电站内设备线夹的缺陷与维护 刘钢, 杨晓帅, 焦广旭

27 智能变电站事故分析及运维处理措施 ... 刘增金, 赵大伟, 杜蓓

◆ 安全生产 >>

30 35 kV 变压器高后备保护不正确动作分析
..... 董晋阳, 张志强, 樊宇, 张彦平

32 接地变保护误动原因分析及防范对策 林辉新, 李文波

34 架空线路从耐张线夹中脱落的原因分析
..... 王邦磊, 陈燕, 王军, 刘峰, 许传柏

36 110 kV 电容式电压互感器异常分析 柯祖梁, 王云龙, 王俊星

◆ 农网智能化 >>

38 基于GPRS的变压器铁芯接地电流在线监测系统
..... 王海欧, 白金泉, 陈群锋, 常永胜

农村电气化

中国科学技术协会优秀期刊
中国期刊方阵双效期刊
全国百家期刊阅览室指定赠刊



2016年第09期 总第352期 (1979年创刊)

《农电管理》第2016年09期要目

41 CSG II营销管理系统“直驳用电”实操及拓展应用……吴 易

42 智能技术在电能计量中的应用 …… 马红艳, 付兴旺, 侯江涛

44 10 kV 线路跌落式熔断器在线监测终端系统
…… 赵春林, 江玉成, 高健宁

47 电力调度自动化系统中的可视化技术 …… 杜 彬

◆ QC小组 >>

49 基于互联网平台的供电服务智能广播系统 …… 颜廷学

51 提高农村低压抄表采集成功率 …… 陈 杨, 徐华磊

52 提高业扩报装业务的一次性告知率 …… 王治超, 刘 涛

◆ 新能源 >>

53 分布式并联直流电源系统 …… 范 杰, 孙永花

55 分布式电源并网与地域电网的影响 …… 齐占宇, 庄 园, 王 博

◆ 电气设备 >>

57 进线备自投二次设计缺陷的改进 …… 黄建中

60 备自投装置在四电源进线变电站中的设计 …… 卢灿燊

◆ 经验点滴 >>

61 35 kV 变电站继电保护改造调试的心得 …… 李俊其

62 电力二次系统安全风险与主动安全防御的实现方式
…… 李成勳, 贾明峰, 田成良

◆ 资讯 >>

63 北京电力推行变电站模块化建设等 4 则

◆ 网上问答 >>

64 问答 4 则

桐子花开

——桐城供电“一三三五”法助推客户经理制 荣 成
念好四字真经 供应优质电能

——国网江苏金湖县供电公司电能质量管控侧记

梁德斌 陈 兵 张荣宝

工厂化装配——多赢的农网施工模式 王学胜

嬗变

——国网明珠集团有限责任公司精益转型建设纪实

谢怀春

依法治企 依法经营

——国网湖北荆门供电公司推进经济法律工作侧记

马 兵

班组建设精准帮扶 助推供电所管理提升 冀学琮

如何提高班组长在班组中的影响力 林晓朋 李 喙

提升供电企业配网抢修能力 刘恕宏 耿 兰

新型居民光伏发电项目全过程管理

车丽萍 胡晓哲 丁佳芳

协同协作 实际实用 融入融合

——国网浙江省电力公司推进卓越文化传播落地的实践
与思考 史常宝

农村常见窃电法与窃电预防工作探讨

张建国 张 笑

强化绩效考核 激发队伍活力 丁伟才 闫隆斌

生祠所：以“同业对标”促进管理提升 李 云

党员服务队里的“志奇哥” 叶 波 王 淇

可否无虞度残生

——读彭晓玲《空巢：乡村留守老人生活现状启示录》

贺丽琼

声 明

本刊发表文章不收取任何费用，一切收费行为均非本刊所为；本刊已许可农村电气化网以及中国知网及其系列数据库产品以数字化方式汇编、发行、网络传播本刊全文；国宇出版公司向作者支付的稿酬已包含上述著作权使用费；作者向本刊提交文章发表的行为即视为同意我公司上述声明；未经同意，本刊辑录之文章和插图，不得转载或再编辑成书出版。

in This Issue

- 5 Reconstruction Schemes for Power Distribution System Automatic Network/Jiang Guorui, Li Yulong, Du Kai, Zhang Changsheng
- 9 New Type Fault Location System for Power Distribution Lines/Li Yulong, Jiang Guorui, Zhang Changsheng, Dong Huaqiang
- 11 GIS Have Application in Power Distribution Management/Zhang Jin, Li Yulong, Li Yubin, Ma Qian
- 14 Evaluation and Outlook of Intelligent Substation Construction in Yichang/He Lianbin, Yang Lingxi, Zhou Wei, Peng Haiyan
- 17 Construction Mode Related to New Type and Intelligent Power Distribution Desk Power Supply Area/Wang Li, Wang Jinli, Jiang Fuxiu
- 20 Applicable Research of Ultrasonic Location Technology in Fault of Field Voltage Withstand Test for GIS/Yan Dong, Chu Jinliang, Shao Xianjun
- 23 Mounted Quality Problem Analysis of Bushing Type Current Transformer Used for Main Transformer/Xiao Cheng
- 25 Defect and Maintenance Related to Equipment Clamps in Substations/Liu Gang, Yang Xiaoshua, Jiao Guangxu
- 27 Fault Analysis and Measure of Treatment for Operation and Maintenance in Intelligent Substation/Liu Zengjin, Zhao Dawei, Du Heng
- 30 An Incorrect Operation Analysis of High Back-up Protection Used for 35 kV Transformers/Dong Jinyang, Zhang Zhiqiang, Fan Yu, Zhang Yanping
- 32 Reason Analysis and Preventive Counter Measure of Earthing Transformer Protection Incorrect Operation/Lin Huixin, Li Wencheng
- 34 Reason Analysis and Preventive Measure of Conductor Fall Away From Dead-end Clamp in 110 kV Overhead Lines/Wang Bangle, Chen Yan, Wang Jun, Liu Feng, Xu Chuanbai
- 36 Analyses and Diagnoses for 110 kV Capacitive Voltage Transformer Abnormality/Ke Zhuliang, Wang Yunlong, Wang Junxing
- 38 On-line Monitoring System for Iron Core Earthing Current of Transformer Based on GPRS/Wang Haiou, Bai Jinquan, Chen Qunfeng, Chang Yongsheng
- 41 Practice and Extension Related to “Straight Barge Electricity” of CSG II Marketing Management System/Wu Yi
- 42 Application Concerned to Intelligent Technology in Electrical Energy Metering/Ma Hongyan, Fu Xingwan, Hou Jiangtao
- 44 Terminal System of On-line Monitoring Used for Drop Type Fuse Link for 10 kV Lines/Zhao Chunlin, Jiang Yucheng, Gao Jianning
- 47 Application Related to Visualizing Technology in Power Dispatching Automatic System/Du Bin
- 49 Intelligent Broadcast System for Power Supply Service Based on Internet Platform/Yan Tingxue
- 51 To Increase Collecting Success Rate of LV Copying kWh Meter Reading in Rural Village/Chen Yang, Xu Hualei
- 52 Increment Related to One-shot Notifying Rate for Business Expansion/Wang Zhichao, Liu Tao
- 53 Distributed Shunt DC Power Source System/Fan Jie, Sun Yonghua
- 55 Distributed Power Source Synchronizing and Switching on Power Network and Related to Region Power Network Influence/Qi Zhanyu, Zhuang Yuan, Wang Bo
- 57 Improvement of Secondary Design Defect of Reserve Power Source Automatic Connection Device for Incoming Line/Huang Jianzhong
- 60 Design Scheme of Reserve Power Source Automatic Connection Device in Substation with Four Power Source Incoming Lines/Lu Chanyu
- 61 A Few Ideas Related to Relaying Protection Reconstruction, Regulation and Testing in 35 kV Substations/Li Junqi
- 62 Realized Mode of Safe Risk and Active Safe Prevention Used for Power Secondary System/Li Chengxun, Jia Mingfeng, Tian Chengliang

(王金鼎译)

配电系统自动网络重构方案

姜国瑞, 李玉龙, 杜 凯, 张长胜

(国网天津静海供电有限公司, 天津 静海 301600)

摘要:介绍了一种新的配电系统自动网络重构方案—基于智能环网柜的V-I-T型自动重合器方案。V-I-T型自动重合器方案适用于环网或辐射线路,环网柜进线采用断路器,出线采用负荷开关或断路器,环网柜之间采用FTU智能自动化功能配合,无需通信网络,自动完成故障定位、清除、隔离和转供,调试、维护简单方便,不用变电站出口跳闸,大大减少停电面积和停电时间。

关键词:自动网络重构;智能环网柜;配电自动化

中图分类号: TM571

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0005-04

配电系统馈线自动化的重要内容之一,就是要迅速清除故障、隔离故障区段,尽快地恢复非故障区域的供电,最大限度地提高供电可靠性,即故障后的网络重构。本文在对现有方案讨论和总结的基础上,提出了新型V-I-T型自动网络重构方案,该方案基于新型智能环网柜的分布式智能控制功能,采用FTU智能自动化功能配合,无需通信网络,自动完成故障定位、清除、隔离、自动转移和恢复供电,不用变电站出口跳闸,对线路冲击小,大大减少停电面积和停电时间。该方案已成功运用到新开发研制的装置中,工程实施运行结果表明该方案实用有效,装置运行可靠,适合在系统中推广应用。

环网柜是配电系统中最常用的开关设备之一。随着电子技术和通信技术在电力系统中的应用,配电终端的智能化水平越来越高。配电自动化的部分功能,尤其是实时性要求较高的故障处理和供电恢复等功能,逐渐由集中式向分布式、就地化转移,越来越趋向于由智能化终端来完成。新型智能环网柜是集监控、保护、通信、网络重构等功能为一体的综合控制单元,它可以根据用户的使用场合的不同,灵活配置其控制功能,能够实现故障的自动检测、清除和自动转移供电。是可以在配电系统大力推广的智能配电设备。

1 自动网络重构方案分析

故障后网络重构的目的,主要是隔离故障区段,迅速恢复非故障区段的供电。它的具体实现是通过一些现场设备的分、合闸操作实现的,根据控制策略的重点不同,目前故障后网络重构有两种策略。

1.1 集中式智能

它是通过一个控制中心对现场的开关进行监视和控

制。当线路上发生故障后,通过现场的故障检测装置、控制器等检测故障,并将故障信息通过一定的通道送到控制中心,控制中心根据网络拓扑信息、开关状态、故障检测信息,判断故障区段,下发遥控命令,跳开故障区段两侧的开关,重合变电站出线开关和联络开关,恢复非故障线路的供电。因此集中式智能需具备以下几点条件:可电动、遥控操作的开关;有故障检测功能的控制装置和通信接口;可靠的通信通道;控制中心的计算机软、硬件系统。

当然操作控制命令也可以由人工下达,而不是自动进行,但这种方式由于操作人员的参与,既费时间,又缺乏效率。集中控制方式的优点是重构期可避免短路电流冲击,且不需现场设备具有自动控制功能。一般在1~2 min可完成操作,但这种方式要大面积推广,费用较高,在中国很难普遍实施。

1.2 就地控制功能(分布式智能)

就地控制功能是指线路上的每个开关自我检测线路电流或电压,相互配合、自动进行合分操作,以隔离故障,恢复供电。包括分断器方案和重合器/断路器方案。

1.2.1 分断器方案

它又分为两种类型的转供方案。

一种类型是电压型方案:通过检测线路电压,分段开关失压分闸、有电延时合闸,合闸后延时期内有故障则分闸闭锁,或联络开关失压延时合闸等功能达到隔离故障,恢复供电的目的。这种方案实施简单,但隔离故障和恢复送电所需操作的开关数量多,动作次数多,隔离和恢复供电时间较长。

另一种类型是电流脉冲计数型方案:通过开关的故障电流脉冲计数达到设定值后,自动分闸。它需要上、

下级开关在计数设定值不一样,同时某些情况下,串联的出口断路器需进行多次重合闸操作,才能隔离故障,对线路冲击较大,出口开关有时难以满足要求。因此串联的开关必须很少。

1.2.2 重合器方案

重合器或断路器本身具备开断短路电流的能力,因此发生故障后,可就地清除故障。当然这需要控制器保护能够与变电站出口保护配合。但当一条线路上设置过多的断路器或重合器时,保护往往难以配合。

上述这两种方案中,在执行恢复供电方案时,若联络开关合闸到故障点时,会造成另一次短路电流冲击。它们的优点是,不需要依赖通信和主站系统,而可以独立工作。

1.2.3 V-I-T型自动重合器方案

新型的V-I-T重合器方案综合了电流型、电压型、重合器/断路器三种分布式转供方案的优点,利用智能环网柜配置灵活的特点,由于可同时监视故障电流和电压,与传统的分断器相比,效率提高很多,隔离故障和恢复供电时间大大缩短。

新型的V-I-T重合器方案的特点是:当线路发生故障后,电源侧断路器/重合器保护动作快速切除故障线路,无需变电站出口跳闸。同时监测电流和电压,在检测到故障后,经过一定延时开关自动进行分、合闸操作,实现自动隔离故障和转移、恢复供电。

V-I-T重合器方案在线路发生故障时,无需变电站出口跳闸,能快速准确的清除和定位故障,在隔离故障的同时完成恢复和转移供电,开关动作次数少,无须人工再次送电,对线路最多只产生一次冲击,功能设置简单,维护方便。由于自具网络重构功能,不需外界干预,无需通信系统和主站,在配电自动化的初级阶段,将此模式应用到辐射形网络和双电源环网中,是很好的选择。

2 新型智能环网柜

环网柜是配电系统中最常用的终端设备之一,它通常用在环网中,构成环网式供电系统。可从环网中T接出馈出线供电分支,可用在用户末段构成双电源供电系统。本文所述的新型V-I-T自动网络重构方案是基于一种新型智能环网柜控制器。它可以根据用户的使用场合的不同,灵活选择环网柜的结构和开关类型。并可根据环网柜系统结构和开关类型的不同自动配置其控制功能,实现故障的自动检测、自动清除、故障自动隔离和自动转移和恢复供电功能。根据需要可进行远方监视、监测和远方控制功能。

2.1 主要特点

2.1.1 模块化结构

以微型处理器为基础,采用模块化结构,每个控制模块对应于一个开关,不同的开关可以配置不同的功能模块,采用相同的硬件平台,便于维护。所有模块通过系统内部通信总线交换信息,便于系统将来的升级和扩展。由多块可插拔的功能模块构成,易升级、易操作、易维修。

2.1.2 可以根据应用场合自动配置功能

可以灵活选择不同的电气接线方式、开关个数和开关类型;可根据环网柜系统结构和开关类型的不同自动配置各个模块的控制功能;可以多台联网,也可以单台使用,可根据系统组建结构的不同和用户的要求,通过软件配置不同的智能控制功能。

2.1.3 分布式智能控制功能

实现故障的自动检测、自动清除、故障自动隔离、自动转移和恢复供电等功能。

2.1.4 灵活的电源

可以直接利用现场交流供电,并自配后备电源,断电后24h继续供电。

2.1.5 多种通信方式

外部通信提供多种通信接口方式(RS232、以太网口),支持多种通信协议(IEC 870-5-101和104等)和多种通信媒介(光纤、有线、无线等)。

2.1.6 全户外设计,适合各种使用环境

可以在户内使用,也可以全户外运行。所有元件采用宽温元件,适应严酷的温度变化;箱体采取了防雨、防潮等各种措施,适应各种恶劣环境;并通过了严格的EMC测试。可以实现真正的全户外运行和无人值守。

2.2 环网柜的电气结构

环网柜内的电气结构和开关类型不同,控制终端要完成的处理功能则不尽相同。智能控制终端可以通过软件配置,识别环网柜类型,针对不同类型自动转换功能。

环网柜根据使用场合的不同,电气结构可以采用多种开关组合形式,典型的如图1所示。

两进一出,如图1(a);两进多出,如图1(b);两进多出带母线分段,如图1(c);一进多出,如图1(d)。

环网柜内的开关类型会出现不同的组合方式:进出线全部采用断路器;进出线全部采用负荷开关;进线采用断路器,出线采用负荷开关;进线采用负荷开关,出线采用断路器。

根据不同的开关类型可以采用不同的故障处理和网络重构方案。主环采用断路器,能快速清除、隔离故障,不需要变电站出口跳闸,供电可靠性比较高,保护配合

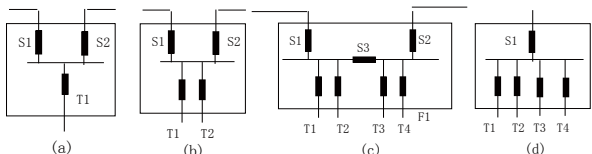


图1 环网柜多种开关组合形式

方案较复杂；主环采用负荷开关时，主环上任一点故障均会导致变电站出口跳闸，停电面积较大，但配合相对简单一些。另外，断路器价格相对负荷开关而言，一般要高一些。到底采用什么类型的开关组合，需要综合考虑供电可靠性要求、经济性要求、技术复杂性等因素。

对于各种开关类型的组合，V-I-T 自动网络重构方案都具有相应的解决方案。本文主要介绍的 V-I-T 自动重合器方案，采用的是进线断路器 / 重合器，出线负荷开关的组合。

3 V-I-T型自动重合器方案的实现

3.1 V-I-T型自动重合器方案的设计原理

V-I-T 型自动重合器方案适用于环网或辐射线路，环网柜进线采用断路器，出线采用负荷开关，环网柜之间采用 FTU 智能自动化功能配合，无需通信网络，自动完成故障定位、清除、隔离和转供，调试、维护简单方便，不用变电站出口跳闸，减少停电时间和停电面积。

V-I-T 型重合器方案的主要原则是：当主干线发生故障后，电源侧断路器 / 重合器保护动作快速切除故障线路，无需变电站出口跳闸。电源侧开关整定一次重合闸，依次试合。故障点前的开关重合在故障上，加速跳闸（其他开关重合成功后不再跳闸）；故障点后的开关检测到残压脉冲自动分闸闭锁，从而将故障点准确隔离。联络开关单侧失压延时合闸，完成自动转移供电。当故障发生在出线时，启动故障电流脉冲计数功能，出线开关检测到故障电流脉冲达到设定次数（一般等于线路首端重合闸次数）后，自动分闸闭锁。

3.2 V-I-T自动网络重构功能

设配电网采用双电源“手拉手”方式，每一个环网包括若干台环网柜。变电站出口设置 0.3 s 限时速断和 1 s 过流保护，无需重合闸或调度试送电操作。每台环网柜配 RDCU-3 A 控制器，环网柜相互之间采用 V-I-T 综合型网络重构功能配合，联络开关位置可设置为主环上任意开关。每台环网柜带 3 ~ 8 个开关，其中两个为进线断路器（S1、S2），其他为分支线负荷开关，如图 2 所示。

每个进线开关的控制模块采集三相电流，双侧电压（若没有母线电压互感器，母线电压 U_3 可由 U_1 、 U_2 和 S1、S2 的开关状态合成），实现下列自动控制功能：

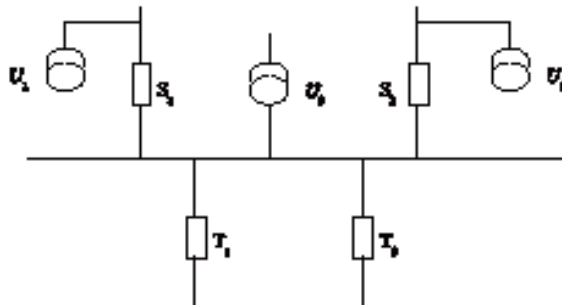


图2 环网柜结构示意图

三段式电流保护和重合闸（分支线路断路器、变电站出口侧第一台馈线断路器）

失电延时 T_1 后分闸（双侧无压，无流），开关在合位、双侧无压、无流，失电延时到，控制开关分闸。

得电延时 X 时间后合闸，开关在分位、一侧有压、一侧无压，得电延时时间到，控制开关合闸。

自动合闸到故障 T_3 (Y) 立即跳闸并闭锁，断路器合闸到故障后立即控制开关跳闸并进入闭锁状态。 Y 用于躲过合闸涌流时间。

单侧失压延时 T_4 后合闸（注：双侧同时失压不合闸），开关在分位且双侧电压正常持续 30 s 以上，单侧电压消失，延时时间到后，控制开关合闸。可选择开关任意一侧失压即延时控制开关合闸。

重合成功后短时 (T_5 内) 闭锁继电器保护功能，执行重合闸功能，并且重合成功后，在延时间限内闭锁“继电器保护功能”，此延时间限内即使短路电流再次发生，也不执行保护跳闸。

自动合闸时短时 (T_6 内) 启动继电器保护功能，断路器自动合闸时在 T_6 内短时启动继电器保护功能，超时自动退出保护功能。

残压脉冲闭锁，开关处于分闸状态，任意一侧电压由无压升高超过最低残压整定值，又在 Y 时间内消失，FTU 即进入闭锁状态，使开关处于分闸位置。

双侧均有电压时，禁止开关合闸，开关处于分闸状态时，两侧电压均正常时，此时 FTU 闭锁合闸功能。

环网复归，故障处理后，可人工或自动清除故障标志，为下一次故障处理做准备。FTU 检测到开关两侧电压正常，持续时间超过整定时间，FTU 将失压、过流、闭锁等标志清除。

过流脉冲计数 M 次分闸闭锁（用于分支线路负荷开关），用于分支线路，可检测线路上故障电流次数，当计数至设定次数后，在线路失压后，分开负荷开关。

联络开关自动判断功能，开关处于分位，检测开关两侧有压稳定时间超过 1 min。

功能参数设置如表 1 所示（进线断路器，出线负荷

表1 功能参数设置表

功能	定值	备注
三段式电流保护	速断50 ms; 过流0.7 s; 1次重合闸, 20 s 间隔 (躲过分支线最大分闸时间15 s)。	仅H1的S1、H2的S2设置。
失电延时分闸	100 ms	每条进线设置
得电延时合闸	2 s	H1的S1、H2的S2设置电源侧得电延时合闸,其他进线设置电源侧或负荷侧都启动。
自动合闸时短时启动继电器保护功能	30 s	每条进线设置
自动合闸到故障立即跳闸并闭锁	50 ms	每条进线设置
单侧失压延时合闸	任意侧失压启动, 延时30S	每条进线设置
重合成功后短时闭锁继电器保护功能	30 s	靠近变电站出口的第一台环网柜进线设置。
残压脉冲闭锁	残压 ≥ 2000 V	每条进线设置
双侧有压禁合	有压 ≥ 6000 V, 延时60 s	每条进线设置
环网自动复归	60 s	每条进线、出线设置
联络开关位置自动判断	60 s (开关处于分位且双侧有压)	每条进线设置
过流脉冲计数M次分闸闭锁	M = 1次	每条出线设置

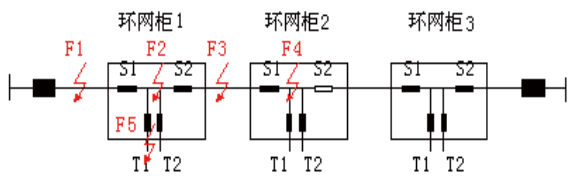


图3 一次系统接线

开关)。

3.3 故障处理过程

一次系统接线、故障点位置如图3所示, 环网柜1~3 简称 H1~H3, 其中 H2 的 S2 作为联络开关。

F1 故障点: CB1 延时 0.3 s 保护跳闸并闭锁 (无重合闸)。H1 的 S1、S2 和 H2 的 S1 失电延时 100 ms 分闸, 将故障隔离; 联络开关 H2 的 S2 单侧失压延时 30 s 合闸成功; H2 的 S1 得电延时 2 s 合闸成功, H1 的 S2 得电延时 2 s 合闸成功, H1 的 S1 不整定负荷侧得电合闸功能 (但整定了电源侧得电延时合闸功能), 保持分闸状态, 转移供电结束。

F2 故障点: H1 的 S1 延时 50 ms 限时速断保护跳闸, CB1 保护返回。H1 的 S2、H2 的 S1 失电延时分闸。H1 的 S1 延时 20 s 重合闸到故障上延时 50 ms 跳闸并闭锁; 同时 H1 的 S2 检测到残压脉冲并闭锁 (处于分位), 将故障隔离。联络开关 H2 的 S2 单侧失压延时 30 s 合闸成功, H2 的 S1 得电延时 2 s 合闸成功, 转移供电结束。

F3 故障点: H1 的 S1 延时 50 ms 限时速断保护跳闸, CB1 保护返回。H1 的 S2、H2 的 S1 失电延时分闸。H1 的 S1 延时 20 s 重合成功, 启动短时 30 s 闭锁继电器保护功能。H1 的 S2 得电延时 2 s 合闸到故障延时

50 ms 跳闸并闭锁, 此时 H1 的 S1 短时闭锁了保护, 不会动作, CB1 保护返回; 同时 H2 的 S1 检测到残压脉冲并闭锁 (处于分位), 将故障隔离。联络开关 H2 的 S2 单侧失压延时 30 s 合闸成功, 转移供电结束。

F4 故障点: H1 的 S1 延时 50 ms 速断保护跳闸, CB1 保护返回。H1 的 S2、H2 的 S1 失电延时分闸。H1 的 S1 延时 20 s 重合成功, 启动短时闭锁继电器保护功能。H1 的 S2 得电延时 2 s 合闸成功, H2 的 S1 得电延时 2 s 合闸到故障立即跳闸并闭锁, H1 的 S1 短时闭锁了保护, CB1 保护返回; 同时联络开关 H2 的 S2 检测到残压脉冲并闭锁 (处于分位), 将故障隔离, 转移供电结束。

F5 故障点: 故障后, H1 的 S1 延时 50 ms 保护跳闸, H1 的 S2 和 H2 的 S1 失电延时分闸, H1 出线 T4 检测到 1 次过流脉冲, 在失电情况下分闸闭锁, 将故障隔离; 20 s 后 H1 的 S1 重合成功, H1 的 S2 得电延时 2 s 合闸成功, H2 的 S1 得电延时 2 s 合闸成功, 联络开关 H2 的 S2 单侧失电延时 30 s 合闸功能返回, 恢复供电结束。

4 应用实例

本文介绍的基于智能环网柜的 V-I-T 自动重合器方案已经在全国多项工程中得到应用。例如, 北京门头沟配网自动化系统采用 18 台环网柜联网, 均为进线断路器、出线负荷开关型, 实现 0.1 s 有选择性保护动作和故障后网络重构; 江西宜春配网工程中采用单台环网柜双电源供电, 利用 V-I-T 原理实现母联备自投功能。都达到了很好的成效。

(责任编辑: 张峰亮)

配电线路新型故障定位系统

李玉龙, 姜国瑞, 张长胜, 董华强

(国网天津静海供电有限公司, 天津 静海 301600)

摘要: 新型故障定位系统, 以自拟和全波形识别和相关性对比分析法为主, 辅助以信号源法, 实现了检测准确率 100%, 解决了接地检测故障定位的难题。

关键词: 配电线路; 故障定位; 相关性; 波形识别; 信号源

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0009-02

配网是城市和农村供电的载体, 配网的稳定性和安全性, 直接关系到各个公司和千家万户的供电安全, 具有重要的经济价值和社会意义。在早期电网建设时, 更加重视的环节是发电和输电, 配电和用电环节往往被轻视。近年来国家为配网投入了大量资金进行城网和农网改造, 改造了大量线路、开关和变压器等, 从硬件方面对配网进行了升级以提升配网的自动化水平。但是, 配网架空线路因其线路长, 分支多, 网络结构复杂, 易受外力及自然环境影响等原因, 成为最容易发生故障的环节之一。单相接地故障和短路故障是最常见的故障形式。目前情况下, 发生单相接地故障后需要依靠人工巡线查找故障点, 花费在查找故障点上的时间大大超过修复故障所消耗的时间, 扩大了停电损失。

因为配电系统是中点不接地系统, 规模庞大、结构复杂, 每条线路的长度、负荷、环境等都会不同, 使得单相接地时故障电流小、故障特征不明显不类同, 因此单相接地的检测成为了公认的世界性难题。

简易型一遥配网自动化主要就是解决配电线路故障快速定位问题, 也被称为线路故障定位系统。与标准型配电自动化工程相比, 新型线路故障定位技术具有如下特点: 投资小, 见效快; 带电安装, 实施快, 施工难度小, 对电网运行完全没有影响; 快速定位故障点; 扩展灵活, 可与馈线自动化终端 (FTU)、配网自动化终端 (DTU) 等配合, 发挥更大效用。

1 整体方案

本系统由监控中心、指示器和通信主机组成。监控中心包含服务器和监控软件; 指示器沿线路每隔一段距离挂接一组、每组 3 只; 通信主机安装在线杆上把周围 90 m 范围内的指示器信息收集起来, 通过光纤、有线、无线或公网的方式发送到监控中心。

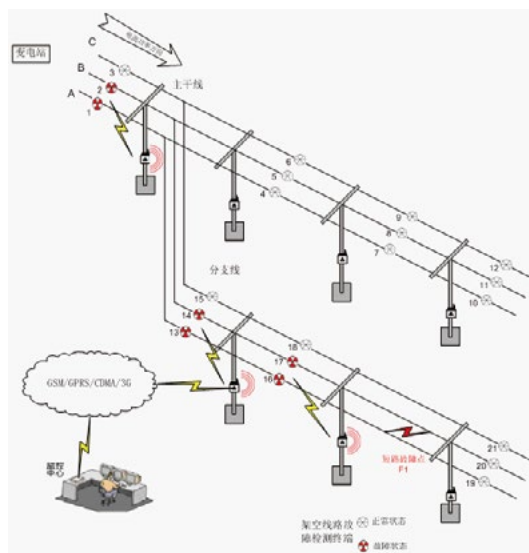


图1 整体方案示意图

2 故障检测工作原理

2.1 短路故障判据

短路故障因为特征非常明显, 所以判据比较简单, 为电流突变自适应判据, 具体条件如下:

$I_t \geq$ 所设定的启动值; I_t 为突变电流值, 根据线路的实际情况设定。

$I = 0$; I 为线路故障后电流值。

$0.02 \text{ s} \leq \Delta T \leq 3 \text{ s}$; ΔT 为电流突变时间。

指示器短路判别需满足如下逻辑特征测试条件, 如图 2 所示。

2.2 接地故障检测判据

2.2.1 架空型 (自拟和全波形识别和相关性对比分析法)

全波形识别和“相关性对比分析”, 是指示器接地判别的主要新判据, 当指示器采样到现场信号时, 会随时根

据算法过滤产生出“相关性”信号，此信号与经验接地特

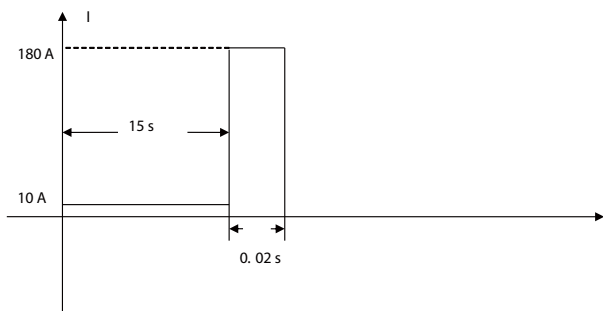


图2 指示器短路判别特征图

征相比较的拟真度，即可得出是否是接地故障。

自拟和指的是波形自动对中比较，这也是脸谱和指纹识别中的关键技术，借鉴用到的新型故障定位系统里，解决了全波形识别模型判据的实用性问题，因为如果没有波形的自动对中，就不会产生正确的分析比对结果。

另外，指示器还辅助以“瞬时信号”无源法附加判据，增加检测的可靠性。瞬时信号法是大家都所熟知的，它可检测接地电阻小于 200 Ω 的瞬时性接地故障和永久性接地故障，其判据总结有如下三点：线路中有突然增大的暂态电容电流 > 2 A；接地线路电压降低 3 kV 以上；非接地线路电压上升 2 kV 以上。

2.2.2 电缆型（零序电流法）

指示器检测用户电缆中的零序电流，当线路中零序电流达到或超过接地电流启动报警值时（可根据用户要求在出厂前进行设定），指示器的报警信号通过光纤传到显示面板和通信终端，显示面板接收到接地故障信号后实现就地报警指示，通信终端把信息传到监控中心。

2.3 接地故障兼容信号源法检测判据

信号源法也是目前指示器主流检测方法之一，其检测单相接地故障的原理就是当小电流接地系统单相接地故障时，通过手段使故障线路上产生不对称电流信号（即人为把接地故障时不明显的信号放大）的特征来实现故障选线和故障点定位。本系统也同时兼容此方法，当检测到信号源的特征信号时，也会响应报警等。

信号源法的原理如图 3 所示。

信号源由 K1、K2、K3 三个真空开关和限流电阻等组成，三个真空开关分别接线路的 A、B、C 三相。当线路上的某处发生接地故障时，变电站的 PT 零序电压升高，接地相对地电压降低，非故障相对地电压升高，不对称电流源控制器则控制相应的开关动作，使故障线路（段）上流过脉动单向特征电流，而其他的非故障线路无该特征电流流过，安装在线路上和变电站的故障检测装置检测到该信号后即可检测出接地线路和位置，从而实现接地选线与定位。

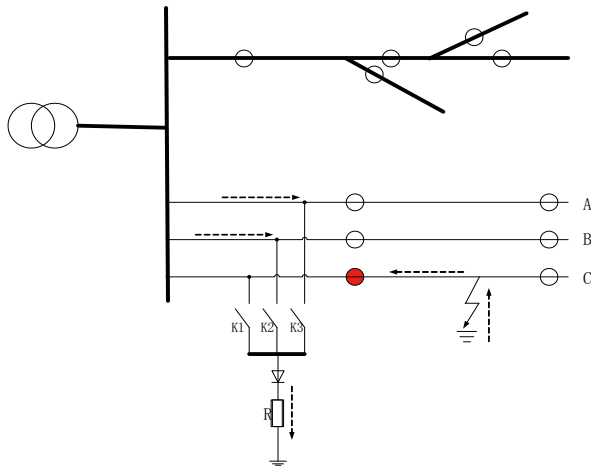


图3 信号源法的原理图

3 试验和运行结果

根据上述研究设计制作的故障定位系统，在天津模拟的 10 kV 线路上进行了近 1000 次的接地试验，故障检测准确率达到了 95%，当辅助以信号源时，检测准确率达到 100%；并经长时间的连续试运行测试，误动率 0%，达到了设计的目的。

（责任编辑：张峰亮）

资讯

□ 国网北京省级计量中心（智能表库）能源站投入试运行

7月11日，位于北京市大兴区西红门镇大白楼村的国网北京省级计量中心（智能表库）能源站，经过北京华商能源管理有限公司组织六个多月的施工后，正式投入试运行，标志着能源站已经能够为主体项目提供冷热能源。

华商能源公司通过考察论证，在技术上创新性提出：以地源加空气源热泵为基础、集控系统保证节能运行的综合性方案；在运作模式上创新性提出：由华商能源公司负责能源站的建设及运营；国网北京电科院计量中心为能源站提供场地并供电，每年以购买供冷供热费用（扣除为能源站供电费用）的模式。华商能源公司为保证方案的可行性和有效性，组织中国建筑设计院、哈尔滨工业大学等单位专家对项目方案进行论证评审，并在项目施工期间紧密和建设各方紧密联系，最终保证了项目的顺利试运行。

计量中心能源站项目的顺利投运，为北京地区受地质、施工条件限制的建筑物如何使用节能技术、为能源站的建设与运行模式提供了一个范例，对如何提高建筑节能起到了积极推动作用。

来源：北京华商能源管理有限公司

GIS在配网管理中的应用

张 瑾, 李玉龙, 李玉斌, 马 倩

(国网天津静海供电有限公司, 天津 静海 301600)

随着我国“十二五”规划“加快现代电网体系建设”“推进智能电网建设”等纲要的发布,未来很长一段时间,我国电网发展的方向将着力于智能电网的建设。智能电网将对整个电力行业的发展产生重要意义。目前,电力系统正向高度信息化、自动化的方向发展,电网规模日益扩大,需要管理庞大的电力设备设施数据、用户数据、规划数据等。随着电网互联技术的发展,导致电力系统地域扩大,规划选址、经济运行等诸多因素都与地理信息系统有关,电力GIS的特点在于以地理信息为背景,将图形和数据库相结合来描述和管理各种电力设备的参数属性以及电网内的运行控制信息。国内将GIS在电力中的应用提高到一个新的高度,从电网的各个环节强调大联网。

1 GIS系统在10 kV配电线路中的应用

1.1 配电网工程管理系统

通过配电工程管理系统实现配网工程立项、初步设计、施工图设计、计划安排、施工、工程结束等完整的工作流程,在GIS平台上实现数据、图纸的流转,达到对工程进度的可查、可视、可控。系统可支持多版本、长事务处理,有完整的设计审批过程,使设计工作变得更加简单和高效。

辅助工程设计功能。能在屏幕上显示各类图形,如地理环境图、电网系统图、街区地理图、不同电压等级的供电线路图、中低压重要用户的供电图及城市管线位置图等。利用图纸资料的不同分层,参照配网总体规划,进行初步设计、施工图设计(业扩设计、线路改造设计等)。系统根据GIS路径追踪模型、负荷平衡模型、道路布线限制、道路跨越限制和分区规划等信息,根据设计标准,只进行鼠标的点击就可以进行复杂对象的放置。具体要求:

确定电源点、线路走向、杆间距离、杆塔定位等。

选择导线型号、杆(塔)型、杆塔型号和杆上设备(如开关、熔丝具)等。

完成工程概算。系统能提供工程(设计方案)成本预算,能模拟工程对现有网络架构影响等功能,能根据工程预算、架构的影响等对设计方案进行比较,并导出设计数据到分析软件中进行分析,使用分析后的结果对设计方案提出进行修改、优化的意见或建议,辅助设计人员进行优

化设计。

施工图设计。根据初步设计,与CAD交互方式对工程进行施工图设计(详细设计)。对每基杆根据杆型系统优选出比较合适(理想)的施工(设备装配)图纸,并COPY转入该工程设计版本。系统提供对转入的图纸进行修改的工具,使设计人员能方便的进行设计图纸的修改(包括杆上附属设备的重新选择等)。系统自动生成材料清单、工程预算,输出整套工程施工(设备装配)图纸(CAD)和施工中的注意事项等。系统将自动生成线路条形图。

1.1.1 工程施工管理。

根据规划、配网运行情况及其他相关因素,制定施工计划。配电网的施工计划;年度计划安排;月度计划安排;每周计划安排;根据实际情况进行计划调整。

1.1.2 工程资料管理。

可完成工程立项资料的录入、查询。包括以下项目:工程编号、工程项目、建设单位、承建单位、监理单位、主监理人、工程设计部门、设计人、初审部门、初审人、终审部门、终审人、施工图编号、业务传票编号、计划开工日期、工期。通过点选施工图编号显示相应施工图。

实施工程竣工资料的录入和查询,包括以下项目:工程编号、工程项目、验收单位、验收人、验收日期、工程决算单编号、竣工图编号、实际工期、实际开工日期、施工质量评价、工程造价、决算审核人。通过点选竣工图编号显示相应竣工图。

提供工程查询功能,按已竣工和未竣工等方式进行分类查询。

查询工程预、决算单。

可进行原有配电网设计图纸、文件等资料的录入和统一管理。

1.2 结合其他系统的高级应用

1.2.1 停电管理

与配电SCADA/DA系统结合,通过获取相关的实时信息,结合故障投诉电话及停电事故进行故障的诊断和定位;通过获取配电SCADA/DA系统历史数据,对停电(计划、故障、拉限电等)事件进行统计分析,提出对策。

停电范围分析、显示。根据配电SCADA/DA等系统

提供的线路、配电变、开闭所等设备的停电记录情况,以 GIS 提供的地理图形为背景,可进行故障区域的地理位置显示、电气接线拓扑图上故障电气点的显示、安排抢修停电范围显示以及停电影响范围显示。包括:设备的名称、停电发生的时间、停电线路故障的性质、停电发生的原因、故障发生的地点、恢复供电的时间、恢复供电的部门、受影响的用户数量、少供电电量等信息、可突出图形显示停运线路及设备、可突出显示停电用户、计划停电起止时间、计划停电签发部门、工作内容、工作班组、恢复供电的时间。

停电事项统计分析。对停电性质、停电内容、停电的线路、配变、开闭所等停电事项进行管理,并可形成月、季度、半年停电事项统计报表,并对停电事项进行分析。

停电通知。在配电地理信息系统上进行模拟操作后,系统可以自动分析出每台相关变压器的停电时间和恢复供电的时间。通过与营销系统的一体化实现,系统就能分析出所有可能停电用户的停送电时间范围,然后根据营销系统中的用户名称和地址自动打印停电通知单,或是根据用户的电话号码、Email 等信息自动向用户发送停电通知的信息,从而进一步提高电力局的服务质量。

1.2.2 故障投诉管理 (TCM)

TCM 是为了快速准确地根据用户的故障投诉判断故障地点,及时派出抢修力量,减少停电时间。因此, GIS 系统所提供的地理信息、设备运行状态,为故障电话处理充分发挥作用。

故障投诉及抢修管理模块主要是对用户投诉及运行设备事故抢修进行管理,为故障投诉、用户查询及配网抢修等管理工作提供技术保障。该模块通过和客户服务系统接口,获取用户故障投诉信息,能辅助分析故障原因、确定抢修方案、打印工单、发送相应部门进行处理等,还可以根据工作需要,进行分类统计,形成统计报表及有关图表。

1.2.3 线损管理

线损统计。在完成与营销系统、现场管理系统、电能计量系统的接口后,可实现按分压、分线、分台区的要求统计供电电量、线损率,并能输出线损率统计报表;根据实时数据生成如负荷率、三相不平衡率、功率因素等指标分析判断网络经济运行情况。

线损理论计算:线损理论计算是指导线损管理工作的重要手段,通过理论线损的计算,可以发现线损管理的薄弱环节,找到降损重点。在配网 AM/FM/GIS 地理信息系统中既有设备的物理属性,又能反映出设备间的拓扑关系,为线损理论计算提供了基础,如果能和 SCADA、营销、负控等系统结合,从这几个系统倒入运行数据,即能完成线损的理论计算。主要内容包括以下几方面。

设备参数库的建立:对参与计算的导线、变压器、电缆、

电机、电容器等设备建立参数库,参数库应包含型号规格、电阻率、电导率、空载损耗、短路电压百分比等几个字段。

运行数据的导入:根据计算内容(潮流还是线损理论计算)和方法(线损和理论计算有容量法、电量法均方根电流法、等值电阻法等)的不同,从各实时系统倒入需要的运行数据。

算法:根据本局配网的特点,选择合适的理论计算方法,编写计算程序。

理论计算结果:应能浏览线损计算结果、打印线损报表、指出线损率高的原因,提出降损决策建议等,并为线损率指标制定提供依据。

1.2.4 配网潮流计算。

潮流计算的目的是为了检验配网结构,选择设备的规范,确定电压质量管理、无功补偿设备及其配置提供依据,应对配网有代表性的各种运行方式以及事故运行方式进行潮流计算。配网潮流的计算是个复杂的问题,关键在于基础拓扑结构和基本数据的采集,利用 GIS 技术可以很好地解决这个问题。配电网络中设备和线路变化频繁,拓扑结构更是经常发生变化,而 GIS 支持下的配网信息系统可以动态实时获取到配网的拓扑结构、技术参数,为研究配网潮流提供了良好的基础数据。GIS 还有很好的数据表达能力,可以成为表示计算结果的平台。在 GIS 系统中,不仅能够很好地显示文本数据,还可以用图形形式来直观地表达信息,如潮流的方向和大小、电压和功率因素(相角),还可进一步对计算结果进行分析和标注,如:各节点电压情况、各段线路的电流分布、电压、功率等的损耗。这样,配网潮流计算的专题研究就可不必为原始数据输入和输出花费精力。

1.3 “两率”管理

供电可靠率。能够按照《供电系统用户可靠性管理规程》规定的要求生成高压、中压、低压用户可靠性基础和运行数据报表,并能导出,通过模拟操作和实时数据的导入,完成停电单元的列表统计,生成详细停电预告单和停电事件数据,停电预告能在各系统中共享,停电事件数据能导入到可靠性软件中,生成供电可靠率统计报表。

电压合格率管理。能在地图上标出各电压监测的位置,对选定的各类用户电压监测点可按要求设置上、下限值进行电压合格率的统计,在有无功补偿的设备,能根据无功、电压、功率因素的关联性,提供无功补偿装置的运行情况分析 and 电压调整方案。

2 GIS系统在0.4 kV配电线路中的应用

为了加强配电网设备运行维护、提高生产管理水平、缩短故障处理时间、提高供电质量,挖掘地理信息系统应用的深度,拓展应用的广度,真正发挥 GIS 的强大功能,

还需要在此基础上进行 400 V 配网管理功能的建设,这样才能更加全面地管理好电力部门的所有设备,才能进一步开展各种高级应用功能,才能与营销系统、集抄系统集成,与故障电话的故障点自动判断、可靠性管理运行数据的自动生成、供电方案、运行方式优化,才能将 GIS 系统和其他系统进行一体化衔接,从而进一步提高电力部门管理水平、服务质量和供电可靠性。

2.1 面向400 V 低压线路的AM/FM/GIS

与 10 kV 馈线比较,400V 低压线路的特点在于,数据量更加庞大,地理位置更加分散,对地图的质量要求更高。从数据支持方面分析,首先要具备 1:500 的电子地图,该比例的电子地图能满足 400V 低压线路管理的要求。从软件实现方面分析,400V 低压线路与 10 kV 馈线在实现技术上具有一定的相似性,在原有 DMS 系统的基础上实现 400V 低压线路的 AM/FM/GIS 系统,除了考虑系统对更大数量数据的承受能力外,不存在太大的技术风险,在开发工作量方面,则与 10 kV 馈线的 AM/FM/GIS 系统相仿。

2.2 与营销系统的一体化实现

要实现根据故障电话自动定位故障设备,就必须要建立变压器和用电单元、用电单元和用电用户间的对应关系。目前的营销系统和配电地理信息系统是两套独立的系统,配电的设备信息和用电的用户信息间没有建立数据关系。因为配电的设备信息和用电的用户信息都是属于不稳定的信息,即每天都在发生变化,所以只有将配电地理信息系统和营销系统在数据维护上进行紧密的结合,即按照一体化的思路实现两个系统的结合,才能准确、及时地维护好两个系统间数据的关系,从而更好地满足配电管理的应用需求,并进一步提高供电可靠性和服务质量。

2.3 停电通知

在配电地理信息系统上进行模拟操作后,系统可以自动分析出每台相关变压器的停电时间和恢复供电的时间。通过与营销系统的一体化实现,系统就能分析出所有可能停电用户的停送电时间范围,然后根据营销系统中的用户名称和地址自动打印停电通知单,或是根据用户的电话号码、手机短信、Email 等信息自动向用户发送停电通知的信息,从而进一步提高电力公司的服务质量。

2.4 故障定位

当用户打电话进行故障报修时,呼叫中心可以自动获得该电话的电话号码,通过营销系统中用户资料,可以确定发生故障的用户身份,然后根据用户与配电地理信息系统中配电设备间的关系,配电地理信息系统就能自动分析出可能发生故障的设备及其地理位置,从而缩短抢修时间,进一步提高供电可靠性和服务质量。

2.5 GPS电力抢修车定位及调度系统

如果所建立的配电地理信息系统已经维护了地图及道路中心线信息,在电力抢修车上安装车载 GPS 卫星定位系统后,那么就可以在 GIS 系统上实时显示电力抢修车的位置,并对其进行科学合理的调度,从而大大提高劳动生产率,并进一步提高供电可靠性和服务质量。

3 GIS系统在实际应用中存在的问题

3.1 必须将GIS纳入到日常的生产流程中去

在完善配电 GIS 的应用功能中发现,由于配电网发展和变化很快,要保证配电 GIS 资料准确性、时效性和实用性,就必须将 GIS 纳入到日常的生产流程中去。在日常工作中要求配电运行的资料图、设计图、施工图和竣工图基本实现在系统中单轨运行,各运行、设计、施工单位的工程技术人员依靠便捷的网络进行查询和流转,实现图纸资料在机内的闭环管理。

3.2 电力GIS系统的建设对地形图的依赖程度不能太高

目前我国许多中小城市,还没有精确程度高的电子地图,就是有,也普遍存在更新缓慢的问题,而电力部门是不可能单为配电 GIS 去测绘地形图的。因此在设计程序时应有一个原则:有精确地形图则最好,反之影响也不大。否则的话,配电 GIS 的实用化将会受到无精确地形图的严重制约。在进行配网资料的录入过程中,往往以电子地图上的建筑、道路等作为定位参考点,为工作带来了很大便利。但城市发展日新月异,有些房屋被拆除了,有些道路改道了,但电子地图上的依然存在,反而又增添了数据准确录入的难度。现在,借助先进的 GPS 技术和手持移动 GIS 技术,直接在现场采集最新的坐标和台帐数据,大大减轻了在室内维护数据的难度,同时有力的保证了配网数据的时效性和准确性。

3.3 电力GIS系统应能保证信息的互动性

一方面强调 GIS 系统的集成性,希望借助 GIS 直观的图形表现方式来表现与 GIS 相关的信息内容。认为在强调 GIS 系统的集成性的同时,更要同时强调 GIS 系统与其他系统的信息的互动性。信息只有在流动中才能发挥作用,也就是说,要形成信息流,使 GIS 系统不是整个信息化管理中的一个信息孤岛,而是整个信息化管理中信息网络中的一个比较大的信息交换中心。

4 结束语

总之,GIS 为人类由客观世界到信息世界的认识、抽象过程以及由信息世界返回客观世界的利用改造过程的发展和转化,创造了空前良好的条件和环境。电力部门更要充分利用 GIS 高科技手段为电力事业锦上添花。

(责任编辑:张峰亮)

宜昌地区智能变电站建设

何连兵, 杨凌曦, 周伟, 彭海燕

(国网湖北宜昌供电公司, 湖北 宜昌 443000)

摘要: 宜昌地区智能电网建设现状开展调研, 分析智能电网的建设、调试、验收、运行中存在的主要困难和问题, 并为下一步工作提出针对性的对策和建议。同时对新一代智能变电站发展趋势进行了展望。

关键词: 智能变电站; 二次设备; 闭锁设计

中图分类号: TM727

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0014-03

近年来, 随着传感和通信技术的发展, 基于 IEC 61850 标准的智能变电站建设在国网系统内全面展开。智能变电站实现了设备之间的信息交互和自动化调节, 提高了设备运行的可靠性, 降低了设备的修试成本, 延长了设备的使用周期, 是未来“智能电网”和“坚强电网”不可或缺的组成部分。国网宜昌供电公司是湖北省内率先开展智能变电站建设的单位, 截至 2015 年 7 月, 已累计竣工投运 13 座智能变电站。作为宜昌电网基建工程主要施工单位, 电网建设中心组成课题组, 对宜昌地区智能电网建设现状开展调研, 分析智能电网建设、调试、验收过程存在的主要问题, 并为下一步工作提出对策和建议。

1 宜昌已投运智能变电站概况

1.1 基本情况

宜昌地区内, 已建成投运智能变电站 13 座, 其中 220 kV 变电站 4 座, 110 kV 变电站 9 座。

这些变电站均依照 IEC 61850 标准, 按“三层两网”结构设计建造, 如图 1 所示(“三层”即:过程层、间隔层、站控层。“两网”即:过程层网络、站控层网络)。

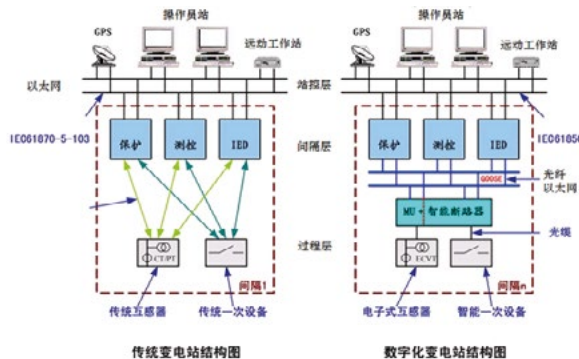


图1 变电站“三层两网”结构图

目前, 智能变电站均使用智能终端和合并单元对一次设备的输入输出进行数字化转化。由智能终端对开关刀闸等设备的开关量信号进行采集并发布; 合并单元完成对互感器电流电压信号的采集、发布; 继电保护装置、计量测控装置、后台监控系统利用经合并单元和智能终端数字化后的数据进行计算和判断, 最后下发指令给智能终端执行。

2 宜昌地区智能变电站建设中存在的问题

2.1 智能变电站设备可靠性不高

智能设备可靠性不高。由于智能化二次设备, 尤其是合并单元, 对设备精度要求较高, 每秒要完成 4000 个点的数据采集、同步和发送工作, 稍有偏差, 轻则引起系统报警、保护装置失效, 重则使得保护误动作, 造成停电。宜昌智能变电站建设开展较早, 在 110 kV 西陵变电站和 110 kV 丁家坪变电站采用新光光电出产的合并单元后, 常出现报文丢帧和失步告警, 后虽经换插件等方式处理, 仍然不能完全避免。许继的产品在夷陵变、上海思源的产品在白家冲变电站也出现个别丢帧或失步现象, 但经更换插件已解决。

室外智能柜体空调可靠性不高。宜昌地区大多数智能变高压侧和中压侧都采用户外普通型一次设备或户外 GIS(HGIS)设备。因此, 高压和中压侧智能柜均处于室外, 夏天阳光直射时, 柜内升温很快, 但是有些站空调降温能力不足, 造成柜内温度过高报警(如 110 kV 金缸城变电站)。甚至有的空调控制器会死机, 造成空调不能正常运行(如 220 kV 白家冲变电站)。对于长时间处于精密运行的合并单元来说, 一旦空调停止运行, 有可能发生由于设备过热引起的死机或运行不稳定, 造成保护装置拒动或误动。

2.2 二次设备标段划分不合理

在 220 kV 智能变的设计招标中,对二次设备的标段划分有两种典型方式,如图 2 方式 1、2。

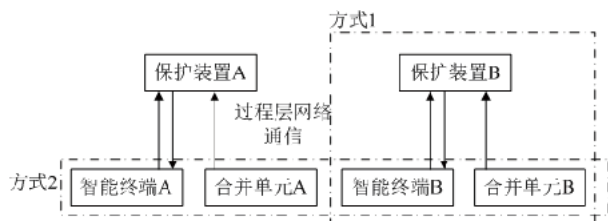


图2 220 kV线路间隔的标段划分方式

在智能变电站建设初期,考虑到各厂家之间对 IEC 61850 标准理解不同,设备互联时过程层网络通信出现故障的几率大,为了提高保护的可靠性,保证大多数保护相关的过程层网络通信在同一厂家的产品中发生。因此采用方式 1 划分标段,即保护装置和智能终端合并单元属于同一标段,三者来自同一厂家,夷陵变电站即采取这种方式。但由于 220 kV 线路两套保护装置需按不同厂家配置,光差保护还需与对侧型号保持一致。造成站内过程层装置型号过多,各型号的压板、把手与回路接线都不尽相同,增加了设计建设的复杂性,也为运行维护带来麻烦。对于母差保护来说,需对来自多个厂家的合并单元信号进行同步和运算,也带来了不必要的风险。

在后批次的 220 kV 智能变电站设计招标中,各厂家对标准的理解趋于一致,互联互通功能已经相对完善,因此往往把属于同一个电压等级的所有智能终端和合并单元划分为一个标段。智能终端、合并单元标段与相应线路保护的标段分开,保证了同一电压等级二次设计的一致性,大大减少了建设工作量,也减小了运行维护工作难度。如 220 kV 白家冲变电站,所有智能终端和合并单元均采用上海思源产品,建设时间相对缩短,运行注意事项相对简单。

2.3 闭锁回路设计不合理

根据规范要求,二次回路设计需实现间隔层五防闭锁。在常规站通常使用电气联锁:刀闸的五防闭锁通过在刀闸控制回路中串入其他开关刀闸的辅助触点实现。智能变电站中,在刀闸控制回路中串入了一对智能终端无源节点,由智能终端通过通断节点来控制刀闸闭锁,即逻辑闭锁。宜昌地区内的智能变电站在使用智能终端实现逻辑闭锁的同时没有舍弃常规站的电气闭锁,如图 3 所示。

这种回路设计在实际使用中会造成以下问题:

对于出线特别多的母线地刀来说,如 220 kV 白家冲变电站的 110 kV 母线地刀和 220 kV 母线地刀,与之有闭锁关系的线路靠母线侧刀闸太多,而机构的辅助触点不够,造成多个刀闸共用一对辅助触点,各把刀闸的电源回

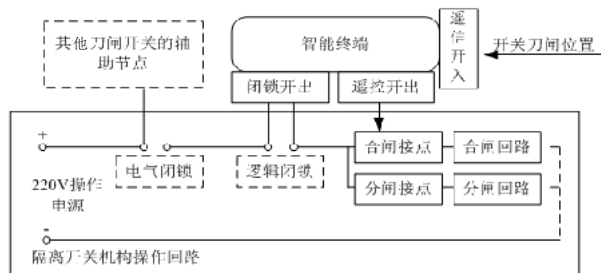


图3 闭锁回路设计

路产生并联,断开一把刀闸的电源后不能保证刀闸控制回路完全断电,在极端情况下,有误动作可能,也给检修工作带来隐患。

降低了二次回路的可靠性。由于电气闭锁和逻辑闭锁完成的是完全一致的闭锁功能,只是实现方式不同,因此并不能增加运行的安全性。反而要在间隔内和间隔间连接复杂的电气闭锁回路,容易造成刀闸不能响应控制命令,发生故障。

由解锁把手引起的安全隐患。通常,一次设备厂家在汇控柜上提供一个解锁把手,把此把手打至解锁位置可以通过解锁回路绕开闭锁节点直接控制刀闸分合。但由于设计不同,有的厂家解锁回路只绕开电气闭锁节点,而不绕开逻辑闭锁节点(如上海思源)。有的厂家两个节点都绕开(如山东泰开、泰山泰安、新东北电气等大多数厂家)。因此,在需要解锁操作的情况下,需要运行人员特别注意,避免误操作。

2.4 对数据的集成和利用不足

宜昌地区已建成的智能变电站属于国内第一批智能变电站,相对于核心一二次设备数据(保护、测控装置)的高度集成化与智能化,相应的辅助设备(如:在线监测、安防、消防、视频、微气象系统)由于设计、招标或自动化接入等各种原因,并没有完全按照智能化变电站的相关要求对数据进行数字化和集成化。这些设备往往成为智能化电网中的信息孤岛和通信盲区,降低了电网的智能化水平。

2.5 与二次设备厂家配合协调出现问题

地市公司失去对设备厂家的招标和审批权限后,被国网公司收购的二次设备大厂不再重视产品的售后调试,售后人员素质明显下降。在调试中出现问题后不愿主动协调配合,给智能变电站调试过程增加了难度。以某企业为例,在公司建设部门和物资部门进行多次投诉后问题依然得不到有效解决,降低了施工效率。

2.6 传统二次试验专业划分过细,人力资源没有得到充分利用

智能变电站的建设增加了保护、综自专业的工作量,减少了仪表专业的工作量,有些工作的专业界限不再清

晰，因此如果依然按照老办法把二次试验专业划分为保护、仪表、综自三个专业就会造成工作量分配不均匀，工作责任不清晰，给施工管理带来困难。

2.7 施工人员素质有待提高

在传统变电站，二次施工人员只需要看懂端子排图就可以按图纸施工，但在智能变电站施工中，二次施工还需要看懂网络结构图、光纤接口图，掌握网线布放、光纤熔接、尾缆跳接等技能。实际施工过程中，施工人员并没有完全熟练掌握，往往错误率较高，需要试验人员与厂家人员提前进场配合检验，降低了施工质量。

3 对策及建议

3.1 梳理“病灶”，解决智能电网运维的问题

解决应用新智能设备带来的可靠性问题，设计招标时尽量采用成熟厂家的成熟产品，并严格按照国家电网已经通过国网电科院给出相应的产品名录进行招标和设计；在竣工验收时严把质量关，对二次设备的软硬件版本标号与专业检测合格产品名录严格比对，对采用未经专业检验合格产品的变电工程，在未按要求整改完成前不予验收通过；全面检查已建成的智能变电站室外柜的空调系统，对不合格不可靠的应予以更换，消除隐患。

对于二次标段划分不合理的问题，在今后智能变电站建设二次设备标段划分时，尽量采用前文所述方案2进行，并且在一个站内的二次设备尽可能产自同一厂家，减少施工和运行难度。

针对闭锁回路设计不合理问题，可以学习其他省的经验，在今后的智能变电站设计时，取消间隔间的电气闭锁，依靠已经较为可靠的逻辑联锁实现，使得联锁回路更为简单可靠。

针对数据集成和利用不足问题，可以以运营监控部门牵头，联合设计院、调度自动化、施工调试人员，确定智能变电站各种数据的上传要求和通道利用规则，给出确定的应用规范，方便今后统一执行。

3.2 管控“源头”，建立设备评估追踪机制

随着智能设备的集成化与免维化，安装的机械化，今后变电站建设工程中，安装阶段的工作量将减少，建设单位对设备厂家的依赖更强。一是建设单位应通过各种方式建立售后服务评价机制，打通招标审批与售后服务评价之间的信息交换渠道，确保地区调试安装等售后服务情况能影响厂家下次的招标和审批。二是转变工作方式，把好厂试质量关。试验和质量监督保障工作将在工厂进行。先期出厂试验和联调阶段，做好厂内联调工作。

3.3 整合资源，提高员工技术技能水平

一是充分利用现有人力资源，实现更为合理的人员配

置，在现有专业基础上合并一些二次试验专业，把保护、综自、仪表合成二次班，工程二次试验每个项目就可以责任到人，责任人对今后二次设备在维护时效内的修试工作负责，减少各专业之间的模糊与责任不清的现象。二是定期举办智能变电站的交流讲座活动，聘请公司有经验的专家对施工人员进行智能变培训，现场教学演示，并要求考试合格后上岗，提高施工人员的技能水平。

3.4 与时俱进，适应宜昌智能变电站未来发展需要

随着国家电网新一代智能变电站建设的开展，隔离断路器技术，预制仓技术、气体绝缘高压开关柜和电子式互感器技术的全面应用。宜昌地区的智能变电站建设和改造工程将面临新的挑战，因此，加强对新技术，新工艺，新试验方法的学习和探索刻不容缓。

(责任编辑：张峰亮)

资讯

湖南用新技术“CT扫描”超高压电力设备

9月21日，湖南电力检修公司在长沙500 kV星城变电站成功运用新型可视化技术检测该站500 kV电网瓷质绝缘设备运行情况。近期该公司运用此新技术对湖南9座500 kV变电站实现了绝缘设备的“CT扫描”，解决了传统检测可靠性较低、检测不全面等问题，消除了湖南电网潜在隐患。

随着冬季用电高峰的逐步临近，运用新技术及时发现绝缘设备内部缺陷并在秋季检修高峰进行消除，确保冬季用电高峰成为了湖南电力近期的一项重点工作。传统的绝缘设备检测方式仪器检测范围有限需配合人工判断检测结果，效果并不理想。为此，湖南电力检修公司研发运用了一种新型可视化技术检测500 kV电网瓷质绝缘设备。该技术利用红外及紫外成像法，准确实时发现瓷质绝缘设备破损、污秽状况及其内部异常发热情况，再通过软件平台，建立综合红外及紫外图像特征信息的可视化仿真模型，由于新技术可显示设备内部情况并以此进行人工智能分析，与传统方法相比，可以更准确、快速地发现500 kV设备的异常状态，有效预防电力系统枢纽站瓷质绝缘设备闪络、击穿、炸裂、掉串等故障，大幅提高超高压电网检测效率和准确率，减少劳动强度。

据悉，该公司计划在2016年年底至2017年年初将新技术逐步覆盖到所有500 kV变电站。新技术可以提高电力设备带电状态检测水平、提升经济与社会效益，具有极其重要的现实意义。

来源：中国电力新闻网

新型智能配电台区建设模式

王利¹, 王金丽¹, 姜富修²

(1. 中国电力科学研究院, 北京 海淀 100192

2. 江苏南瑞帕威尔电气有限公司, 江苏 南京 211000)

摘要: 深入分析了常规配电台区建设过程中存在的主要问题, 提出了纵向集成型、横向集成型及组合型共三类配电台区建设新模式, 分别适用于具有不同经济发展水平、不同负荷水平、不同环境要求的城乡配电网; 同时从高压侧保护配置、变压器模块结构设计、低压配电模块设计、智能配变终端设计、新材料工艺应用等五个方面细化了建设方案, 对提高配电台区建设和运维效率, 提升综合监测、保护与控制能力具有重要参考价值。

关键词: 智能配电台区; 纵向集成型; 横向集成型; 组合型; 建设模式

中图分类号: TM727

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0017-03

配电台区是直接面向电力用户的基础供电单元, 主要实现电能变换、分配、监测、保护、控制、计量、无功补偿等功能。近年来, 随着新型节能型配电变压器、自动化、信息化及通信等先进技术在配电台区的应用, 配电台区智能化水平不断提升。智能配电台区标准化、成套化等先进的建设理念在一定程度上有所体现, 发布了智能配变终端、智能配电箱功能规范和技术条件等系列标准, 并在配电网建设改造中得到了推广应用。但随着配电网规模的持续扩大及电力用户对供电质量要求的不断提高, 智能配电台区建设与运维中仍然存在以下问题:

配电台区物料品种多, 安装辅件多且易损坏, 给物料的招标采购、库存管理及运输等工作造成较大压力。

配电台区主要设备包括跌落式熔断器、配电变压器、计量、无功补偿等, 集成度低, 现场组装、安装及调试工作量大, 易受施工现场环境气候影响, 建设改造周期较长, 检修维护工作量大。

配电变压器带电端子裸露, 存在一定安全隐患。

配电台区的监测、保护与控制功能不够健全, 自动化、信息化程度有待进一步提升。

基于国家电网公司“农网配送式变电站与智能配电台区关键技术深化研究”项目, 研究提出了新型智能配电台区建设模式, 能够有效解决配电台区在安装、运维、管理等方面存在的问题。

1 新型智能配电台区建设方案

新型智能配电台区将传统配电台区的高压侧保护、配电变压器、低压综合配电箱等进行优化集成设计, 可

划分为高压配电模块、配电变压器模块、低压配电模块三个部分, 可依据不同的需求进行组合式衔接, 结构简约, 外形新颖, 可在工厂进行预制安装。根据实际使用条件、电气方案、配电变压器容量、结构组合方式等, 形成三种智能配电台区建设方案: 横向集成型、纵向集成型、组合型。

1.1 纵向集成型智能配电台区

变压器模块和低压配电模块通过变压器横担垂直固定, 构成纵向集成式结构。其中高压配电保护采用跌落式熔断器; 低压一次回路部分采用封闭母线槽模块直接连接; 低压配电模块采用插拔式结构配合的母线系统和带漏电保护功能的断路器技术, 实现低压单元结构小型化与可维护性。

纵向集成型智能配电台区与常规配电台区的结构布局及运维方式差异不大, 有利于现场安装及运维人员开展工作; 低压一次回路部分采用封闭母线槽模块直接连接, 可实现工厂化预制和整体性能试验; 对于距离较远的工程现场, 高压配电模块、配电变压器模块、低压配电模块需要分别包装运输, 有一定的现场安装工作量; 相对常规配电台区, 成本提高幅度较低; 该方案主要适用于农村人口密度较小、线路走廊交通量不大的供电区域。

1.2 横向集成型配电台区

配电变压器和低压配电模块横向集成, 通过底框水平固定, 可根据配电变压器容量、现场方便运维等实际情况, 采用正向布置或侧向布置方式。其中高压保护采用跌落式熔断器; 高压侧接线采用电缆连接方式, 配电变压器高压侧套管采用户外型、全绝缘的电缆终端附件, 可插拔结构, 实现避雷器与终端连接的耦合集成; 低压

一次回路采用低压绝缘母线直接连接，预装在一体化成套设备内。

横向集成型配电台区结构紧凑、运输方便、外观设计简洁，成本有一定幅度的提升；低压配电模块与配电变压器近距离接触，高温环境下，配电变压器的发热对低压设备及保护控制设备造成一定影响，需加强低压配电模块的散热功能；低压配电模块与地面距离增高，低压部分运维操作存在一定难度，方案设计过程中应予以考虑。该方案主要适用于线路走廊紧张、交通流量较大、经济发展水平较高的供电区域。

1.3 组合型智能配电台区

以配电变压器为中心，与高压配电模块、低压配电模块紧密布置，构成组合型结构。其中高压侧保护采用气体绝缘负荷开关+熔断器组合电器实现；配电变压器高压进线采用肘型电缆连接方式，稳定可靠；配电变压器低压侧进线采用铜排连接方式，可实现工厂预制。

组合型智能配电台区建设方案密封及绝缘较好，在走廊资源紧张、环境要求高、人口密度较大的区域应用具有一定优势。高压侧采用气体绝缘负荷开关+熔断器结构，要求气体绝缘负荷开关应具有较强的气候耐受能力，配电变压器油箱应满足吊装、运输、安装等过程的承重要求；高压侧气体绝缘负荷开关手动操作及内置熔丝更换的便捷性，需通过相应措施满足。该方案成本较高，可作为新型智能配电台区的发展方向之一进行探索性研究及应用，主要适用于经济发展水平高、供电可靠性要求高、树线矛盾突出、对环境具有特殊要求的供电区域。

组合型智能配电台区建设方案由于成本相对较高，适用范围特殊，可在具有特殊需求的供电区域应用。下文主要面对纵向集成型及横向集成型智能配电台区进一步开展相关技术内容的探讨。

2 高压侧保护配置

高压侧采用单芯软电缆或高压绝缘软导线引下，方便安装，同时缩小走线过程中的转角弯度；高压侧保护采用跌落式熔断器或封闭型熔断器。

高压避雷器采用支柱式避雷器，具有以下特点：兼有接地环，可满足验电、接地需求，可简化杆塔装置；特殊的加强结构，使其具有良好的机械性能，可兼做支柱绝缘子；1组支柱式避雷器替代成套化方案中1组避雷器、1组绝缘子、1组接地线夹、1组并沟线夹，施工效率高，降低材料成本20%。

3 变压器模块结构设计

为适应变压器模块与低压配电模块集成的需求，配

电变压器模块的结构需要在常规产品的基础进行改进，采用可拆卸底框结构。在横向集成结构中，将底框设计成可拆卸底框。可拆卸底框是变压器模块的重要外部组件，对变压器和安装支架起着连接、固定和承重作用。通常变压器底框与本体采用整体焊接结构，不能预投加工，生产周期长，加工难度大；配电变压器现场安装时一般只能从上部进行吊装，安全性较差。采用可拆卸的变压器底框，可与变压器分离以便于生产和安装，并且在底框中进行了特殊设计，对变压器起到了很好的固定作用；底框两侧设计了可伸缩式的起吊装置，方便吊装，且具有安全、可靠、美观的特点。

4 低压配电模块设计

低压配电模块采用标准化、模块化设计，设置独立的隔室单元，将各功能模块固化分区。低压配电模块内设计量单元、出线开关及母线系统单元、电容器单元、智能配变终端单元。为解决传统农网综合配电箱低压一次回路采用铜母线存在的成本高、接线错综复杂、占用空间大、安装检修不便等问题，借鉴维纳尔母线系统的技术，开发开关类产品的母线连接转接器底座，实现元器件挂接安装在母排上，同时研制了配电台区的智能母线系统，兼备良好的防触电性能。

新型智能配电台区采用了低压绝缘母线系统技术，可实现电器元件直接挂接在母线上、母线不打孔连接，具有节省安装空间、安装简洁方便、布线清晰、易维护、便于更换元件及增加回路等优点；断路器、接触器可通过母线转换器挂接在母线上，母线起到导电和固定安装的双重作用；对于配电、控制回路比较多，电流比较大，同时要求系统稳定安全运行的应用场合，母线系统技术非常适用；可使成套装置小型化，减少材料成本与制造成本。

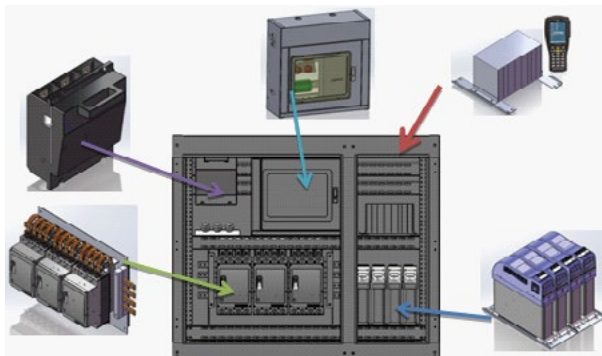


图1 低压母线系统的结构示意图

5 智能配电台区的监测、保护与控制

智能配变终端是配电台区监测、保护与控制的核心

设备,采用实用化设计,在常规数据的采集、内外通信及远程控制等功能的基础上,集成了漏电保护开关、电容器及柱上开关等控制功能,亦可集成高压熔断器位置及状态信息。智能配变终端使用近距离遥控配置,采用前部进线便于接线,可支持模块热插拔。

智能配变终端是对配电变压器、进出线开关、剩余电流动作保护器、智能电能表等运行信息进行采集和用户用电信息收集的设备,完成配变计量总表监测、剩余电流动作保护器监测、状态监测、负荷管理、动态无功补偿/三相不平衡治理/谐波治理、安全防护、互动化管理、资产管理、视频监控、环境监测和分布式电源接入管理等功能。

配电变压器是配电网的重要组成部分。当配电变压器长期处于过载工况运行时,会对配变的节能效果和安全性产生很大的影响,导致配变的损耗增加、配电变压器的出力下降、严重时甚至烧毁配变导致停电事故。配电变压器三相负荷不平衡,导致零序电流增大,容易造成变压器绕组发热,影响其节能效果及运行的安全性。配变发生短路故障时,绕组中会流过很大的短路电流,产生很大的电动力危及配变的动稳定性能,使其绕组发生变形,严重时甚至导致绝缘击穿,危害配电变压器的运行安全性能。油温升高是配电变压器过载、三相负荷不平衡、短路等状况下的共同问题,为及时发现这些问题,保障配电变压器安全可靠运行尤为必要。新型智能配变终端集成了配电变压器温升监测和三相负荷不平衡分析控制等功能,监测分析配电变压器油温和环境温度的变化情况,与电流、电压等运行数据综合分析判断配电变压器的过载运行水平,必要时启动配电变压器的过负荷保护功能,防止配电变压器过热烧毁事故发生,保障其安全运行,提高配电网的供电可靠性。

6 新型材料工艺应用

传统低压综合配电箱外壳一般选用不锈钢,但存在不锈钢因处理不当出现红锈及其与变压器油箱设计寿命不一致等问题。新型智能配电台区低压配电模块的箱体采用普通 A3 钢板及汽车工业防腐工艺,即将传统的不锈钢板改为普通 A3 钢板,借鉴汽车工业防腐工艺,并进行技术消化与应用,采用分体喷砂工艺→整体喷锌工艺→喷“锌+”防腐工艺→整体喷防锈底漆→整体面漆喷涂两遍工艺流程可以有效解决以上问题,其优势如下:

防腐性能好:采用新工艺的箱体防腐性能好,确保柜体户外工作 30 年不生锈,使用寿命能够与变压器油箱匹配。

材料环保:环氧富锌粉末喷涂防腐可抗划痕损伤,

满足盐雾试验,并且满足欧盟强制的 RoHS 标准,产品具备进入欧洲市场的条件。

经济实用:采用了新工艺的箱体相比 304 不锈钢材料可有效降低壳体钢材材料成本 55%,经济性明显。

纵向集成型智能配电台区的承重梁、线槽、爬梯、抱箍等材料可采用传统金属材料或纤维强化塑料(FRP),其中 FRP 具有以下特点。

运输安装便捷:FRP 材料单位重量仅为槽钢的 1/4,安装运输方便。

绝缘性能好:FRP 材料绝缘性能好,有利于实现全绝缘。

抗腐蚀性能好:FRP 材料抗腐蚀性能好,可降低运维工作量。

受温度影响小:FRP 材料与电杆的温度系数相同,温度变化不会影响抱箍的抱紧力;金属材料与电杆的温度系数差别很大,热胀冷缩会造成抱箍松动。

7 结束语

我国配电台区量大面广,仅国家电网公司系统 10 kV 公用变压器台多达 400 万余座,电力企业建设改造及运行维护工作量繁重。另外,随着电力用户维权意识的不断增强及国家对配电网建设工程愈发重视,创新智能配电台区建设模式、提高建设效率、简化运维工作势在必行。本文面向城乡电网不同经济发展水平、不同负荷水平、不同环境要求的区域,提出了纵向集成型、横向集成型及组合型三种建设模式,从高压侧保护配置、变压器模块结构设计、低压配电模块设计、智能配变终端设计、新型材料工艺应用等五个方面进一步细化了建设方案,旨在探索并促进新型智能配电台区的技术进步及推广应用。

参考文献

- [1] 方恒福,盛万兴,王金丽等.配电台区三相负荷不平衡实时在线治理方法研究[J],中国电机工程学报,2015,35(9):2185-2193.
- [2] 王浩,辛宗刚.10 kV 配网导线的选型原则及现状分析[J],测试工具与解决方案,2016,08:107-111.
- [3] 向驰,武峻波,高峰等.基于全寿命周期成本的标准配变式智能配电台区建设方案优化[J],供用电,2016,03:40-45.
- [4] 国家电网公司配电网工程典型设计 10 kV 配电变台分册(2016 版).
- [5] 周小梅,杨以涵,谭伟璞.配电系统 PT 高压熔断器熔断的原因分析[J],现代电力,2007,24(4):34-37.
- [6] 罗晓初,李乐,魏志连.全寿命周期成本理论在配电变压器改造投资决策中的应用[J],电网技术,2011,35(2):207-211.

(责任编辑:张峰亮)

GIS现场耐压试验故障下 超声波定位技术的应用研究

闫东¹, 初金良², 邵先军²

(1. 国网浙江省电力公司丽水供电公司, 浙江 丽水 323000;
2. 国网浙江省电力公司电力科学研究院, 浙江 杭州 310014)

摘要: 简要分析了GIS内局部放电产生超声波信号的机理及其传播特性,表明超声波是由放电时电场力消失,弹性力产生振动所致;超声波信号是经SF₆纵波传播后再经GIS腔体横波传播至超声波传感器,可利用信号衰减系数来定位放电击穿故障点;随后介绍了超声波定位监测系统的组成模块与各自功能,并以550 kV GIS交流耐压试验时的多处击穿故障为定位实例,重点介绍了放电击穿故障超声波定位的流程和分析方法。总结分析了这几次放电击穿故障,提出了GIS交流耐压击穿故障的超声波定位和分析的几点建议。

关键词: GIS; 现场交流耐压试验; 超声波; 故障定位; 沿面闪络; 局部放电

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0020-03

GIS设备因其结构紧凑,占地空间较小,检修周期长等优点,在电网中110 kV及以上变电站中的应用极为广泛。

GIS交流耐压试验按照试验规程,GIS投运前必须进行交流耐压试验,验证GIS整体绝缘性能是否完好。如果GIS在耐压过程发生击穿故障,传统的故障寻找方法为通过改变现场运行状态的逐步缩小检测范围的耐压方式,现场时间长、重复耐压试验对GIS设备绝缘影响较大,因此应用一种快速、准确的GIS击穿故障的定位技术十分有必要。

本文应用超声波阵列监测系统来定位GIS交流耐压试验下的击穿故障。首先简要分析了GIS内局部放电产生超声波信号的机理及其传播特性,介绍了超声波定位监测系统的构成与特点。并以550 kV GIS耐压试验的多处击穿故障为定位实例,介绍了超声波定位的流程与分析方法,给出了超声波定位与分析的几点建议。

1 GIS局放的超声波产生机理及传播特性

1.1 超声波产生机理

通常GIS放电击穿故障的早期表现形式是局部放电,GIS局部放电类型通常有悬浮放电、固体绝缘劣化气泡、金属导体与腔体的尖端毛刺、金属颗粒等。因不同类型的局放产生超声波的机理大同小异,这里仅以固体绝缘物内气泡为例来简要分析局部放电产生超声波的机理。

设GIS绝缘介质中含有一半径为 r 的气泡 q ,气泡的质量为 M ,当该绝缘介质处于GIS强电场中,因介电常

数上的差异,气泡 q 将率先产生局部放电,并在气泡内产生一定量的电荷,因此气泡在两次局放之间的间隙段内受到了一定量的外加电场力 F_e 。为了维持气泡平衡,气泡内部同时也将产生一定量的弹性作用力 F_q ^[3]。因局放脉冲为 ns 级,而超声波脉冲 μs 级,在分析超声波产生机理时可忽略局放的振荡过程,认为局放过程为单个脉冲。当气泡在局部放电时,其所受的外加电场力 F_e 突然消失,气泡 q 的平衡状态被打破,气泡在弹性力 F_q 的作用下,产生振动,形成超声波。由于局部放电一般是一连串的脉冲,因此由其产生的超声波信号也是一系列的脉冲所组成,超声波信号的基本相位特性也符合GIS不同局放类型的基本特点,当然这也受到超声波传播特性的影响。

由上文可知,电场力 F_e 与弹性力 F_q 为一对平衡力,因 F_e 正比于气泡内的电荷量,所以 F_q 也正比于电荷量,因此可认为超声波幅值与气泡真实放电量成正比。

1.2 传播特性

GIS超声波传感器通常设在腔体外壳处,因此其接收到的超声波信号的波形与幅值不仅是局放超声发射源的函数,而且与传播路径有很大关系。

在GIS SF₆气体中传播的声波为压力波,主要靠分子间的撞击作用传递压力,也就是平常所说的纵波;而在固体介质中除了压力波之外还有剪力波,也就是横波,一般来说横波的传播速度约为纵波的60%^[4]。表1所示为GIS中几种常见介质的纵波传播速度,可见在SF₆中传播速度很慢,约为140 m/s,而在腔体材料钢中的纵波速度约为6000 m/s,转换为横波速度约为3600 m/s。

超声波在媒介中的衰减随频率的增加而增加，横波比纵波的衰减要小。在 SF₆ 气体中的衰减一般为波扩散，声强度与声源距离平方呈反比，在 40 kHz、25℃ 时衰减系数为 26 dB/m，而钢中的衰减系数则小得多，而在环氧树脂材料中衰减约为 102 dB/m^[5]。因此在一般从 GIS 外壳上测得的超声波信号往往是沿着离腔体最近的方向经 SF₆ 纵波传播至腔体后，再以横波方式沿腔体继续传播的。因此可利用超声波在 GIS 中的衰减系数很大这一特点，通过比较超声波信号的幅值来定位局放源。

表1 20℃ 时GIS常见介质的纵波传播速度

介质	SF ₆	聚四氟乙烯	环氧树脂	铜	铝	钢
速度(m/s)	140	1350	2400~2900	4700	6400	6000

2 超声波定位监测系统

超声波定位监测装置是由超声波传感器阵列、信号处理模块、无线传输模块、无线接收模块和数据分析模块构成。超声波传感器为压电传感器，用来采集耐压试验过程击穿故障发出的超声波信号并将其转换为电信号；根据 GIS 现场耐压试验区域的气室数量和超声波传感器总数量来合理布置每个超声波传感器的位置，一般布置原则是串内的每个设备气室布置一个超声波传感器，母线气室则每隔 7 ~ 15 m 布置一个超声波传感器。此定位系统的总传感器数目为 16 个。

信号处理模块对多个超声波传感器采集的超声波信号进行滤波放大处理及 A/D 转换，将转换后的数字信号通过无线传输模块将信号发送至无线接收模块，超声波信号的同步与传输采用单片机来控制。

无线接收模块安装在电脑主机 USB 端口，采用 USB 供电方式，通过射频接收天线接收数字超声波信号。

最后在主机的数据分析模块上进行所有传感器数据提取、实时显示、存储和分析。当耐压开始时，通过数据分析模块向单片机发出指令，同步启动超声波阵列信号的监测。耐压试验结束后，可将本次试验的数据进行回放，以便详细分析耐压过程中各阶段的超声波信号，准确判断 GIS 设备是否存在安全隐患。

考虑到在 GIS 中除局放产生的声波之外，还有电磁振动、机械振动等发出的声波，但这些声波的频率很低，一般在 10 kHz 以下；另外因高频信号的衰减较快，检测得到的声波含低频分量较多，为了有效检测出超声波信号，本定位监测系统的频段在 20 ~ 200 kHz 左右，灵敏度约为 0.01 mV。

3 550 kV GIS现场耐压试验下的故障定位应用

某 550 kV GIS 现场交流耐压试验采用串联谐振方式，

试验按照两个区域进行，试验电压频率都在 77 Hz 左右。根据交流耐压试验规程，550 kV GIS 的交流耐压试验加压程序如表 2 所示。

表2 550 kV GIS交流耐压试验加压程序

序号	电压/kV	时间/min	备注
1	318	15	测量局放
2	666	1	
3	349		

如果上述过程没有发生放电击穿故障，则交流耐压试验项目通过。

在进行 II 母 B 相时，当电压升至 666 kV 时，持续 5 s 后发生后放电击穿故障。

超声波监测数据如图 1 所示。

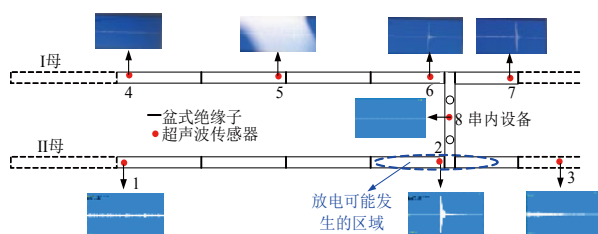


图1 传感器布置及其超声波信号

在监测点 2 超声波信号幅值最大，监测点 1 和 3 超声波信号较小，而监测点 5、6、7 三个监测点均有超声信号，且监测点 6 和监测点 7 信号很强，但信号脉冲持续时间较短。

从以上情况结合超声波信号传播衰减规律分析：

放电击穿点出现在信号脉冲最强且持续时间最长的监测点处的可能性最大（图 1 中蓝色区域）。

监测点 5、6、7 三个监测点处的超声信号应该是超声波向环境空间传输而接收到的，若是通过 GIS 内部传播，监测点 8 也应该有较强信号。

同时结合现场监测点布置情况，现场监测点 2 离监测点 5、6、7 的直线空间距离最近，且无遮挡，从而空间声波容易传播至监测点 5、6、7 处。

结合上述分析，为精确定位放电故障气室，增加 II 母 B 相怀疑放电击穿故障处附近的超声波传感器布置密度后，再次进行试验。

当电压升至 289 kV 时，再次发生放电击穿故障。

各监测点的超声波监测信号如图 2 所示。

监测点 1 传感器信号幅值最大，而不是第一次耐压信

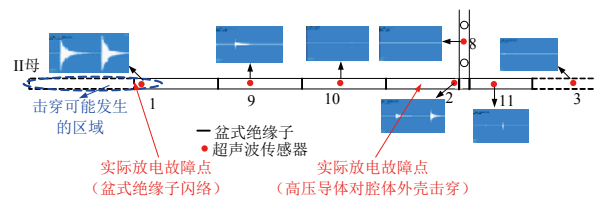


图2 第二次试验传感器布置及其超声波信号

号最强的监测点 2, 且两处距离有 18 m 左右, 说明这次可能是监测点 1 传感器附近另一放电故障所引起的。

为进一步确认放电故障气室, 在超声波传感器布置不变的情况下, 重复耐压试验, 放电击穿电压与第二次电压差不多, 超声波监测信号和图 2 类似。

根据上述试验情况对以上两个怀疑放电故障气室进行解体, 具体情况如下:

在监测点 2 所在的气室内发现高压导体对外壳腔体放电, 在高压导体上有明显的放电撞击的凹痕。分析原因可能是腔体内金属颗粒物在外电场作用下在腔体内跳动, 当金属颗粒物离高压导体或腔体外壳较近时, 在其两侧产生微弱的局部放电, 电压继续升高, 局部放电变为流注或先导放电, 导致放电击穿故障;

而监测点 1 所在的气室在解体后发现, 在靠近盆式绝缘子的高压导体屏蔽罩上有面积约 14 cm² 的凹痕, 目测非放电导致; 另在该屏蔽罩上还有一明显放电撞击留下的凹痕, 且其周边有圆形黑色的放电烧蚀痕迹;

该盆式绝缘子也因多次重复的耐压而留下闪络通道, 也可能是异物所在区域场强较弱, 在第一次耐压试验时虽引起一定程度的场强畸变, 仍在产生放电击穿所需场强畸变值之下。在第二次耐压加压时, 该异物可能因振动或电场力的作用下产生移位, 异物在盆式绝缘子表面跳动, 当外施电压值超过一定程度后, 高压屏蔽罩与盆式绝缘子间发生贯穿性击穿放电故障, 且放电在高压屏蔽罩和盆式绝缘子表面延伸发展, 导致盆式绝缘子同时发生表面闪络, 形成放电闪络通道;

综上所述分析判断, 最后的 2 次耐压试验时的放电均是盆式绝缘子沿面闪络, 并且放电电压都在 300 kV 以下, 所以在盆式绝缘子表面出现 3 条明显的闪络通道。

4 建议

在应用超声波法定位耐压击穿故障时, 应根据超声信号分布情况, 增加疑似故障区域的传感器布置密度再次进行耐压试验进行精确定位。

超声波故障定位分析时要分析每个超声波传感器接收到的声波传播和耦合途径, 避免误判。

在交流耐压试验过程中, 如某个 GIS 气室在第一次耐压试验时放电故障, 即使第二次耐压试验时通过, 也要通过气体分解物测试与局放测量等技术手段进行进一步分析判断, 如果怀疑是固体绝缘材料放电故障, 有必要解体处理。

5 结束语

本文分析了 GIS 内局部放电时产生超声波信号的机

理及其传播特性, 介绍了超声波定位监测装置及其应用于某 550 kV GIS 交流耐压试验下击穿故障的定位, 得到了如下结论:

超声波是由放电时电场力消失, 弹性力产生振动所致; 超声波信号是经 SF₆ 纵波传播后再经 GIS 腔体横波传播至超声波传感器, 可利用信号衰减系数来定位放电击穿故障点;

本文超声波定位监测装置是由超声波传感器阵列、信号处理模块、无线传输模块、无线接收模块和数据分析模块构成, 具有同步采集、实时采集、数据回放等功能;

利用超声波定位监测装置成功定位了多次 550 kV GIS 交流耐压时放电击穿故障, 故障原因主要为盆式绝缘子沿面闪络, 认为其表面异物易于改变表面电阻分布、畸变电场、积聚电荷, 易于放电通道的发展贯穿。

参考文献

- [1] 蒋英圣, 盛国钊, 彭兆银. GIS 现场耐压试验述评[J]. 高压电器, 1991, 27(2): 35-41.
- [2] 金李鸣. 550 kV GIS 现场交流耐压试验和放电故障分析[J]. 浙江电力, 2006, 25(2): 19-21.
- [3] 陈宏福. 超声波法检测 GIS 局部放电的研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2008.
- [4] 邱昌容, 王乃庆. 电工设备局部放电及其测试技术[M]. 北京: 机械工业出版社, 1994.
- [5] Lundgaard L. E, Runde M and Skyberg B. Acoustic diagnosis of gas insulated substations: a theoretical basis[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1990, 5(4): 1751-1759.
- [6] 颜湘莲, 王承玉, 杨韧, 季严松, 苏镇西, 姚强. 应用 SF₆ 气体分解产物的高压开关设备故障诊断[J]. 电网技术, 2011, 35(12): 118-123.
- [7] 王蓓, 张贵新, 王强, 李金忠, 汤浩. SF₆ 及空气中绝缘子表面电荷的消散过程分析[J]. 高电压技术, 2011, 37(1): 99-103.
- [8] 严璋, 朱德恒. 高电压绝缘技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007: 72-74.
- [9] Kumada A and Okabe S. Charge distribution measurement on a truncated cone spacer under dc voltage[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2004, 11(6): 929-938.
- [10] Okabe S. Phenomena and mechanism of electric charges on Spacers in gas insulated switchgears[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2007, 14(1): 46-52.
- [11] Okabe S and Kumada A. Measurement methods of accumulated electric charges on spacer in gas insulated switchgear[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2007, 22(3): 1547-1556.
- [12] 张浩, 刘露露. 变压器补油的注意事项[J]. 农村电工, 2013, (8): 23.

(责任编辑: 刘艳玲)

主变断路器电流互感器安装问题分析

肖 成

(国网北京市电力公司大兴供电公司, 北京 大兴 102600)

摘要: 分析了主变进线断路器电流互感器安装与原设计不符原因及过程整改, 探讨了主变保护发生区内故障, 母差保护判为区外故障时可能引发的系列问题和存在的重大隐患, 提出了落实电流互感器布置更改的工作方案及工作时间, 组织设计重新出图, 组织厂家将相关一、二次配件提前运至现场等整改方案, 为今后断路器电流互感器安装提出了工作建议。

关键词: 断路器电流互感器安装; 主变保护; 母差保护; 死区

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0023-02

1 事件经过

2015年6月27日, 某变电站调试人员配合验收人员对罐式断路器电流互感器进行开盖验收检查时, 发现220 kV主变进线断路器(2201、2204)电流互感器安装与原设计不符, 现场罐式断路器电流互感器排列如图1所示, 设计图纸电流互感器排列如图2所示。

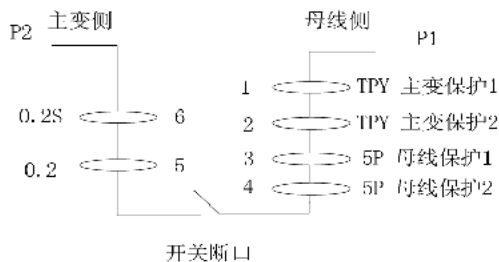


图1 实际电流互感器安装位置

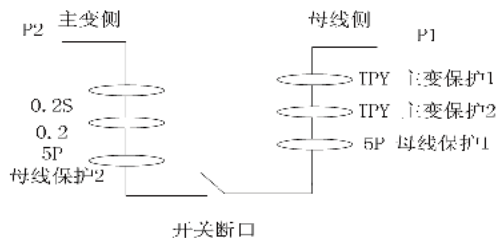


图2 设计图纸电流互感器安装位置

原设计2201、2204断路器失灵判别装置电流从主变保护2后串接(TPY级), 但6月24日接设计通知, 2201、2204断路器失灵判别装置电流改用变压器中压侧套管电流互感器(5P级)。发现断路器电流互感器安装与设计不符后, 经过分析确认保护存在死区现象。图1中,

如果在断路器断口与第4组线圈之间发生闪络故障, 主变保护判断为区内故障, 动作跳开主变三侧断路器, 但母差保护判断为区外故障, 不会动作, 故障不能切除, 故障电流还可以通过母线侧供给故障点, 而此时失灵判别装置无电流, 不能启动220 kV母线失灵保护, 会扩大故障动作范围, 对电网造成很大影响。

发现问题后, 现场与设计、保护厂家沟通, 确认失灵判别装置CSC-122T可以采用TPY等级线圈, 经保护处同意, 提出解决方案, 将失灵判别装置电流改回用主变保护2后串接。此时, 如果在上述故障点发生故障, 主变保护可启动220 kV母线失灵, 经0.5 s延时动作跳开该断路器所在母线上所有间隔, 故障能有效切除。

验收人员认为如果按照设计院回函修改后, 该保护死区在失灵保护动作范围内, 但失灵保护为单套后备保护, 不符合典设中双套主保护配置要求, 存在安全隐患。建议延迟送电, 将此问题整改。

6月28日, 经现场启动委员会会议研究, 同意采用设计院解决方案, 先进行主变启动工作, 大负荷后再停电进行处理。同时认为设计图纸电流互感器排列顺序仍然存在隐患, 即当220 kV母线保护2退出运行时, 保护仍存在死区。经研究提出最终解决方案, 在断路器主变侧新加2组5P电流互感器, 分别用于母差保护1、2, 原断路器母线侧2组5P电流互感器在机构箱端子排处封死, 作为备用, 如图3所示。

2 事件暴露的问题

设计单位在确认厂家断路器生产图纸时, 未发现电流互感器安装位置错误。

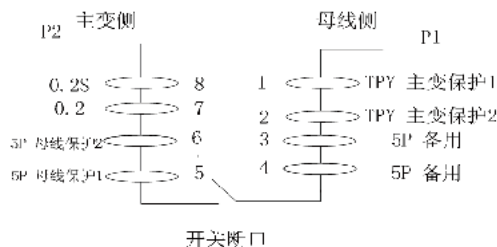


图3 改造后电流互感器安装位置

断路器生产厂家未按照设计院原理图正确设计配线图，按照错误的图纸进行加工。

监造单位在生产厂家监造时未能发现设计院原理图与厂家配线图电流互感器安装位置矛盾之处。

项目管理、施工、监理单位现场设备验收把关不严，未进行图纸符合性检查，也未对设备铭牌与图纸进行核对，没能及时发现问题。

施工单位在调试过程中没有实际对电流互感器安装位置进行检查，未能发现电流互感器安装位置与设计图纸不符。

运维单位未能提早介入工程建设相关工作，验收时间短，问题发现较晚。技术监督工作还存在薄弱环节。

3 工作措施

按照对该站电流互感器问题解决的总体安排，尽快实施整改工作，确保该 500 kV 变电站 220 kV 电流互感器布置满足规程要求，进一步规范专业工作流程、梳理专业管理界面、明确工作要求，确保有关管理工作的有效衔接。

认真落实电流互感器布置更改的工作方案及工作时间，组织设计重新出图，组织厂家将相关一、二次配件提前运至现场，并根据整改方案组织厂家安排技术人员到现场指导施工单位安装。

加强驻厂监造全过程管控，切实发挥监造作用。

项目管理、施工、监理单位严把现场设备验收关，确保到场设备符合设计等要求。

施工单位针对本次事件完善调试方案，坚决杜绝将问题留到验收环节发现。

运维单位提早介入工程建设相关工作，尽早发现问题，并及时处置。

技术监督单位充分发挥技术监督在基建阶段的作用，进一步完善竣工验收标准化工作。技术监督单位按照“提前介入、关口前移、分段监督”的原则，积极组织并参与基建工程的技术监督工作，及时与各级专业管理部门沟通联系。

正确处理施工进度和质量、安全的关系，倒排工期时，应留出合理的运维单位竣工验收时间，为工程项目“零缺

陷”投运打下基础。

(责任编辑：刘艳玲)

资讯

江苏电力利用光伏开展配电网黑启动试验

8月29日，国网江苏省电力公司利用光伏成功开展了园区黑启动试验。据悉，本次试验为国内首例利用光伏的配电网黑启动试验。

本次试验主要验证光伏、储能、柴油等一体化电源恢复配电网负荷和发电厂的可行性。试验系统包括江苏省电科院园区配电网、光伏、储能电池、模拟柴油发电机、电动机负荷和普通负荷等，其中配电网负荷由实验室普通负荷模拟，发电厂辅机由电动机模拟。试验当天，天气晴朗，良好的天气为光伏参与配电网黑启动试验提供了绝佳的光照条件。

据了解，传统的电网黑启动一般利用燃油机组、水电机组作为黑启动电源，优先启动火电机组和主电网，再逐步恢复配电网，整个电网按电压等级从上至下恢复。目前光伏发展迅速，电网停电后，若能同时利用广泛分布于配电网中的光伏，快速恢复配电网重要负荷和火电机组，将有效加快配电网恢复进程，并可加速主网恢复，从而实现主配网的协调恢复。

此次国网江苏电力园区光伏黑启动试验的成功开展，为我国电网黑启动恢复方案制定提供了新的思路，也为加速大规模停电事故后的电网恢复进程，减小因大停电导致的社会影响和经济损失提供了宝贵经验。

来源：国家电网公司网站

湖南电力完成酒湖特高压高难度跨越

9月1日，国网湖南省电力公司圆满完成酒泉至湖南±800 kV特高压直流输电线路工程（湘2标段）跨越220 kV复刘I、II线和洛湛铁路施工任务。这是该公司在特高压线路建设中首次同时跨越两条220 kV线路和铁路，为以后连续跨越电力线路的施工积累了经验。

此次跨越，安全系数要求高、施工工期紧、导线张力大，风险等级高达四级，难度大、施工工艺复杂。国网湖南电力高度重视，多次组织专家论证修订施工方案中的计算数据、施工流程及工艺、安全注意事项、应急工作等，最终形成了安全有效的专项施工方案。有关职能部门不定期到施工现场检查、监督，确保安全施工。项目部科学施工，从人力、物力、财力等资源配置上加大投入，并采用智能无人直升机展放导引绳作业，顺利完成了此次跨越施工。

来源：中国电力报

变电站内设备线夹的缺陷与维护

刘 钢¹, 杨晓帅², 焦广旭¹

(1. 国网山西省电力公司, 山西 太原 030000; 2. 国网吉县供电公司, 山西 吉县 042200)

摘要: 介绍了主网变电站内重要一次设备的设备线夹的发热、裂纹缺陷产生原因及处理方式, 之后总结了设备线夹接触面发热、设备线夹与导线压接处发热等设备线夹的检查维护经验与预防事故措施, 以期引起广大电力生产人员的重视。

关键词: 一次设备; 设备线夹; 发热; 断裂

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0025-02

主网变电站内(主要是110 kV变电站)重要的一次设备(如断路器、电流互感器、隔离开关)的设备线夹的检查与维护长期以来一直被变电运维人员和变电检修人员所忽视,大家习惯性地认为设备的出线端子与设备线夹用4条乃至6条螺栓紧固连接,一般不会出现故障。而设备线夹在变电站里是使用数量最多的部件,动辄数百乃至上千个,大家对其习以为常了,于是,都把巡视重点放在仪表的检查、装置信号的报警、GIS设备SF₆气体压力等方面。据统计,近几年,系统内发生的由于大风天气引起设备线夹断裂导致设备跳闸引起大面积停电的事故呈上升趋势,而且各地均有不同程度地发生。这也从侧面反映出运维人员和检修人员对设备线夹的巡视检查和保养维护不够重视,还是仅仅停留在粗浅观察的检查阶段。本文就设备线夹存在的问题隐患、产生原因、处理方法等进行了分析总结,并提出了一些维护措施,以期能够更多地获得各地同行的先进经验或者能共同探讨如何有效防止此类问题事件的发生。

1 设备线夹简介

设备线夹用于母线引下线与电气设备的出线端子连接(如母线与断路器连接),或者用于电气设备之间通过引线两两连接(如隔离开关与电流互感器连接)。

现在常用的电气设备出线端子有铜质和铝质两类,而引出线多为铝绞线或钢芯铝绞线,故常用的设备线夹又分为铝设备线夹和铜铝过渡设备线夹,其中又以铜铝过渡设备线夹应用居多。

2 设备线夹主要缺陷隐患与处理方式

2.1 设备线夹接触面发热

近几年,随着测温设备越来越先进和普及(如红外成

像测温仪),在对重要一次设备出线端子与设备线夹接触部位的测温已成了变电运维人员重要的巡视内容。在对这些接触部位测温后发现,有一些经常存在发热现象,有的发热已十分严重,甚至已出现烧伤痕迹。

这些接触部位产生发热的原因有多种,在状态检修现场常见的导致发热现象主要有:一是由于设备出线端子与设备线夹两者接触面的紧固螺栓松动,导致压力减小而引起接触部位发热;二是两者接触面的螺栓紧固压力过大引起发热。一般人员会错误地认为螺栓紧固越紧越好,其实不然,因铝材弹性系数小,当螺母的压力达到某个临界值时,再继续增加不当的压力,会造成接触面部分变形隆起,反而使接触面积减小,接触电阻增大而引起发热;三是初始安装时未涂敷导电膏。导电膏又叫电力复合脂,它主要用于涂敷在导体电接触面上,减少接触电阻,相应地降低了接头温度,并对接触部位起油封作用,可有效阻止导体的氧化、电腐蚀、尘埃及水分腐蚀,又由于其导电粉末填补了接触面金属的缝隙,在压力作用下,增强了导电性能;四是导电膏涂敷过多。经常由于安装时作业人员素质不高,错误地认为既然是导电膏,那就涂敷越多越好,然后在接触面涂敷了过量的导电膏,结果适得其反。因为导电膏不是良导体,它在接触面上的导电性是借“隧道效应”实现的,如果涂敷太多,反而会大大影响导电效果,引起发热。

处理方式:松掉螺栓,打开设备出线端子与设备线夹的接触部位,用合适的砂纸仔细打磨两者的接触面,如发现有电烧伤痕迹不易打磨光滑,就需要用细锉刀处理;如发现导电膏涂敷过多,已呈油泥状,则要刮去这些导电膏油泥,然后清洗两者接触表面污秽物,再薄薄地均匀涂敷一层导电膏,最后用螺栓均匀紧固接触面,这样的处理方式可有效消除接触面的发热缺陷。

2.2 设备线夹与导线压接处发热

110 kV 变电站多处于乡镇工业园区附近, 该处变电站尤其是运行年限较长的变电站, 其一次设备均为老旧设备, 相应的设备线夹在安装时多为铜铝焊接过渡型, 而且这类线夹与导线在当时均采用爆破的技术压接如图 1 所示。在压接质量上, 其牢固程度、严密程度均不如现在的液压钳压接技术。通过红外成像测温仪的检测, 在爆破压接处因接触不严密, 多有发热现象存在, 负荷越大则发热越明显, 成为电网安全隐患。



图1 采用爆破技术压接的铜铝过渡线夹

处理方式: 认真分析红外成像图谱, 可精准找到发热处, 对于采用爆破技术进行的压接, 要重新采用液压技术再次压接, 以保证接触紧密, 受力均匀, 重新压接后可以有效消除发热缺陷。

2.3 设备线夹铜铝过渡位置有裂纹

设备线夹在运行过程中既承受导线拉力又要承受剪力, 部分老式的铜铝过渡线夹由于焊接工艺不良, 运行年限较长, 加上外部大风强风恶劣天气的肆虐, 在其铜铝焊接部位容易机械疲劳而产生裂纹乃至断裂。

处理方式: 这类线夹要作为重点巡视对象, 尤其是大风天气更要加强巡视, 以免线夹铜铝过渡位置断裂而引起设备跳闸事故。此类型的线夹建议逐一登记造册, 便于重点巡视; 二是建议在技改大修时全部更换。



图2 某运行中电流互感器的设备线夹出线裂纹

如图 2 所示, 某 220 kV 变电站 110 kV 电流互感器的设备线夹的铜铝过渡部位出现裂纹, 检修人员及时发现并上报, 第一时间进行了停电处理。否则, 该线夹在外力作用下极易裂纹扩展, 最终导致断裂, 发生大面积停电事故。

3 避免此类缺陷或事故发生的有关建议

对于处于工业园区的 220 kV、110 kV 变电站, 因空气

污染严重, 设备线夹表面附着脏污物中化学成分居多, 会形成“原电池”效应, 对设备线夹造成化学腐蚀。所以, 在例行检修试验中, 要加强此类设备线夹的专业检查, 测试回路电阻是否合格, 检查线夹与设备出线端子的接触面是否有烧伤或腐蚀痕迹, 并给予清洗保养处理, 必要时更换。

大风、强风天气时, 运行人员要加强对老旧设备变电站一次设备设备线夹的巡视, 重点检查线夹铜铝焊接处有无裂纹、有无连接螺栓脱落、有无导线断股的现象发生, 一旦发现立即汇报并及时申请停电处理。

在夏季高温天气时, 要加强对设备线夹尤其是老旧设备出线端子与设备线夹接触部位的测温检查, 建议采用白天和夜间多次测温对比的方式, 以便精确知晓接触部位是否发热及厉害程度。

在一次设备(尤其是断路器)上进行检修作业时, 作业人员不可脚踩设备线夹使之严重受力, 这样不但改变设备线夹弯曲角度, 而且还会损伤设备线夹的机械寿命。也不允许采用其他方式使设备线夹处于异常的受力状态, 这样也会损伤线夹的机械寿命。

在基建安装阶段, 对设备线夹与导线的压接作业要严格按照标准工艺进行操作, 并要有专业人员监护进行。对设备出线端子与设备线夹进行螺栓连接前, 要首先清洁接触表面, 均匀涂敷薄薄一层导电膏, 然后用合适的螺栓紧固, 要求接触面受力均匀。

充分利用红外成像测温技术及时发现电气设备出线端子与设备线夹接触部位的发热。

在基建安装阶段, 要树立基建为生产服务的理念, 首先把好材料关, 坚决杜绝不合格的铜铝过渡线夹入网。严格按照有关规程、规定、技术标准进行施工和质量验收, 把好设备线夹发热的第一关。

4 结束语

设备线夹虽不如一次设备重要, 价格也比一次设备低很多, 但是数量多, 其中某个设备线夹由于巡视检查不到位导致其发生断裂, 同样也会产生大面积停电事故, 与一次设备损坏产生的后果同样严重。所以, 提高对设备线夹的重视程度与责任心, 提高工作人员专业理论水平和操作技能尤为重要。

参考文献

- [1] 吴章勤, 变电站铜铝过渡线夹的实效与检验[J]. 云南电力技术, 2006, 10.
- [2] 徐杰, 110 kV 设备线夹断裂原因及改进措施[J]. 电力安全技术, 2006, 12.

(责任编辑: 刘艳玲)

智能变电站事故分析及运维处理措施

刘增金, 赵大伟, 杜 衡

(国网江苏省电力公司检修分公司淮安分部宿迁运维站, 江苏 宿迁 223800)

摘要: 随着众多智能变电站工程的投产运行, 智能变电站的软肋也逐渐显露, 主要体现在继电保护二次部分, 集中表现为电子式互感器设备异常、GOOSE 回路异常、智能终端设备异常、控制回路异常和继电保护设备异常。对近年来智能变电站发生的事故进行分类剖析并给出解决措施, 针对智能变电站事故特性提出智能站运行维护发展构想, 并提出未来不再采用电子式互感器, 及对智能终端和合并单元、虚端子回路、二次安措设置等改进措施。

关键词: 智能变电站; 事故分析; 虚端子; 处理措施

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0027-03

随着智能电网建设推进, 投运的智能变电站数量暴增, 智能变电站自身的缺陷问题也逐渐暴露。光纤替代传统电缆回路、虚端子技术的应用、合并单元和智能终端整组件模式的使用及电子式互感器的推广应用。由于保护装置无端子, 无连线, 所有信息都隐没在光纤中, 先进技术应用给智能站运行维护带来不少麻烦。

本文对近年来国内智能变电站发生的事故和异常进行分析, 提出相应的解决方案和改进措施。

1 智能变电站故障点分析

智能变电站通过采用先进、稳定可靠的智能设备, 如电子式互感器, 合并单元, 智能终端等, 达到信息传输网络化、传输介质光纤化、通信标准统一化, 信息应用一体化, 并实时支持电网在线自动控制、决策、智能调节、协同互动等功能的变电站。

鉴于智能变电站的传输光纤化、通信一体化、设备智能化和信息传输网络化的特点, 在运行过程中可能导致继电保护出现以下几个方面问题。

1.1 电子式互感器设备异常

主要包括合并单元异常、采集单元异常、采集器与合并单元数据光纤断线或虚断、互感器本体异常以及光纤回路或电源回路异常等。

1.2 GOOSE回路异常

主要包括光纤回路异常、过程层交换机电源消失、智能终端与交换机光纤断、交换机设备异常以及相关设备GOOSE 端口异常。

1.3 控制回路异常

主要包括控制回路异常和控制电源异常。

1.4 继电保护设备异常

主要包括采集异常、GOOSE 异常、保护装置外接同步信号异常、电源异常以及主 CPU 设备异常。

1.5 智能终端设备异常

主要包括装置异常、开出自检异常、开入异常和GOOSE 收发异常。

1.6 二次安措设置异常

主要体现在布置安全措施时的二次设备虚端子软压板的投退与否以及投退顺序的操作会引起设备的异常或事故的发生, 其原因是常规回路与虚端子回路差异化带来的问题。

2 智能变电站事故案例及分析

2.1 智能终端设备异常案例

事件一: 500 kV 西津渡变, 2015 年 9 月 7 日 23:26, 西茅 5022 开关 B 套智能终端 GOOSE 接收中断告警。23:31, 西茅 5672 线 B 套线路保护接收 5022 开关 GOOSE 中断告警。23:44, 西茅 5022 开关 B 套智能终端告警。

处理措施: 申请网调将西茅 5022 开关第二套开关保护和西茅 5672 线第二套线路保护及远跳由跳闸改接信号。

事故原因: 检查发现 5022 汇控柜内 B 套智能终端 PCC-222 至 5022 开关保护尾缆收发两芯均断芯、至 5672 第二套保护尾缆收发两芯均断芯、至组网(B 网)收断芯、I 母第二套母差至 5022 智能终端 B 套发送光缆断芯, 现场更换损坏尾纤后, 所有装置恢复正常。

事件二: 500 kV 西津渡变, 2015 年 12 月 28 日 22:58, 5012 开关智能终端 B 套报装置异常信号。

2015 年 12 月 29 日 02:29, 5011 开关智能终端 B 套

报装置异常信号。

事故原因：光纤接线盒，发现尾纤多处断裂，破损严重并在光纤接线盒内发现小动物的排泄物，诊断为小动物啃咬所致。

事故处理：对 5011 开关智能终端 B 套更换第 1 组 (T1/R1)、第 2 组 (T2/R2)、第 4 组 (T4/R4) 共 3 组尾纤、5012 开关智能终端 B 套更换全部尾纤。对以上尾纤进行更换后，智能终端 B 套与各保护装置之间通信恢复正常，告警消失。

2.2 合并单元异常案例

事件一：2015 年 3 月 23 日 14:20，夏金变 500 kV I 母第二套母差保护动作 (A 相故障)，500 kV I 母 5041、5051、5062 开关均三相跳闸。夏信 5871 线第二套保护动作，5042 开关 A 相跳闸重合成功。

事故分析：现场查看了夏金变一、二次设备，检查核对变电站保护装置信息、故障录波信息、压板投入及保护定值，分析保护动作情况及故障录波报告，调阅了变电站监控系统事件记录。

从网络报文分析仪分析：5041 开关第二套合并单元 A 相的 AD1 及 AD2 采样电流均发生畸变，二次峰值达到 0.72 A，与故障录波图波形吻合。

事故原因：500 kV 夏金变继电保护采用常规互感器 + 合并单元采样模式，所采用的模拟量输入式合并单元因 A 相小，电流互感器二次侧管脚间歇性接触不良导致双 AD 采样数据异常，母线保护和线路保护感受到差电流，进而引起保护误动作。查明母线跳闸原因为 5041 开关第二套合并单元故障，导致采样值异常。

事件二：330 kV 唐乃亥智能变电站合并单元的 FPGA 芯片工作异常，造成装置输出电流电压波形异常，线路保护、母线保护感受到差电流，进而引起保护误动作。

2.3 电子式互感器异常案例

2014 年 4 月宾金特高压直流投运以来，宜宾站电子式互感器共发生 14 次测量故障，其中激光发射板故障 9 次、远端模块故障 5 次，共造成 24 套次直流保护装置工作异常或单套装置误发跳闸信号，厂家仅采取更换板卡、光纤或重启测量装置等措施临时解决问题，并未找到故障原因，导致异常频发，对宾金特高压直流安全运行造成严重威胁。

事故原因：宜宾站电子式互感器产品质量存在缺陷，给现场安全运行留下极大隐患。电子式互感器技术仍然薄弱，任何一个环节出现异常都将导致保护存在误动风险。

2.4 虚端子回路操作事故案例

事件经过：220 kV 墨竹变 9 月 21 日 15:11，按现场工作需要和调度令，站内退出 220 kV I - II 段母线及 III - IV

段母线 A 套差动保护。

17:37，运行人员按调度令开始操作恢复 220 kV I - II 段母线及 III - IV 段母线 A 套差动保护，在退出 I - II 段母线 A 套差动保护“投检修”压板后，操作批量投入各间隔的“GOOSE 发送软压板”和“间隔投入软压板”。

17:42，I - II 段母线母差保护动作，跳开 I - II 母母联 212 开关、2 号主变 232 开关、拉墨 I 线 241 开关以及拉墨 II 线 242 开关 (曲墨 I 线 243 开关、曲墨 II 线 244 开关因“间隔投入软压板”还未投入，未跳闸)，事件没有造成负荷损失。

原因分析：在恢复 220 kV I - II 段母线 A 套差动保护过程中，运行人员错误地将母差保护“投检修”压板提前退出，并投入了 I、II 母各间隔“GOOSE 发送软压板”，使母差保护具备了跳闸出口条件，在批量投入“间隔投入软压板”过程中，母差保护出现差流并达到动作门槛，母差保护动作。

2.5 二次安措设置事故案例

事件经过：2014 年 10 月 19 日 3:59，330 kV 永登变永武一线 11 号塔发生异物短路。永登变 1 号、3 号主变高压侧后备保护动作，跳开三侧开关，750 kV 武胜侧武永二线零序 II 段保护动作，330 kV 永登变及所带 110 kV 华藏寺、蓝星硅、中堡、祁连、屯沟湾、满城、大同等 8 座变电站、110 kV 侯家庄牵引变和 1 座 110 kV 水电站失压，损失负荷 178 MW。相关部门立即组织故障隔离和供电恢复，6:50，永登变损失负荷全部恢复，11:43，恢复正常方式运行。

事故分析：10 月 13—27 日，永登变 2 号主变及三侧设备智能化改造工作。15 日，现场运维人员根据工作票所列安全措施内容，投入 3320 开关合并单元 A、B 套“装置检修”压板后，发现永武一线 A 套保护装置“告警”灯亮，面板显示“3320 A 套合并单元 SV 检修投入报警”；永武一线 B 套保护装置“告警”灯亮，面板显示“中电流互感器检修不一致”。

保护动作情况：10 月 19 日 3:59，永武一线路 A 相接地故障，750 kV 武胜侧距离 I 段保护动作，3361、3360 开关跳闸，经 694 ms，3361 开关重合动作，又经 83 ms，重合后加速保护动作，跳开 3361、3360 开关；永登变侧永武一线保护未动作，1 号、3 号主变高压侧零序后备保护动作，跳开三侧开关；永武二线零序 II 段重合后加速保护动作，跳开 3352、3350 开关。

保护闭锁原因：通过分析南瑞继保 PCS-931 型、许继电气 WXH-803 型保护装置，其中，PCS-931 保护装置告警信息“SV 检修投入报警”含义为“链路在软压板投入情况下，收到检修报文”，处理方法为“检查检修压板退出

是否正确”；WXH-803 保护装置告警信息“电流互感器检修不一致”含义为“MU 和装置不一致”，处理方法为“检查 MU 和装置状态投入是否一致”。按照保护装置设计原理，当 3320 合并单元装置检修压板投入时，3320 合并单元采样数据为检修状态，保护电流采样无效，闭锁相关电流保护，只有将保护装置“SV 接收”软压板退出，才能解除保护闭锁，现场检修、运维人员均未对以上告警信号进行深入分析并正确处理。

3 智能变电站事故分析应对措施或建议

上述对智能变电站内发生的事故进行分类剖析，并提出相应的解决措施和方案。针对智能变电站事故经常发生的继电保护故障点处，现提出相应的改进方案和合理性建议，希望能减少智能变电站事故，提高运维人员的技术水平和处理分析事故的能力。

3.1 电子式互感器合理性建议

电子式互感器通常由传感模块和合并单元两部分构成，传感模块又称远端模块，安装在高压一次侧，负责采集、调理一次侧电压电流并转换成数字信号。合并单元安装在二次侧，负责对各相远端模块传来的信号做同步合并处理。

由于电子式互感器的高集成度和技术攻坚难，导致电子式互感器缺陷率居高不下，给电网稳定带来严重威胁。当该类设备发生异常和事故时，解决措施基本上都是厂家人员换插件或主板，没有从根本上解决问题。

2015 年 7 月国网智能变电站有关技术问题研讨会纪要指出未来 110 kV 及以上新建智能变电站应采用“常规互感器 + 合并单元”模式，接入保护装置。其实已经明确说明，未来不再采用电子式互感器。

因此，是否可以考虑对某些智能变电站内高故障率的电子式互感器进行改造，采用传统互感器和合并单元模式代替，这样至少可以保证智能站的稳定运行，减少运行风险。

3.2 智能终端和合并单元改进措施

通过上述智能站事故分析，其实智能终端和合并单元故障缺陷主要集中在硬件缺陷，光口损坏和装置电源损坏等。

对硬件缺陷主要体现在 CPU 面板问题，所以各个运维班组应该准备足够备件和组件，以便不时之需。

对于光口损坏现象造成装置告警，保护误动或拒动的事故也是智能终端和合并单元的反措重点，对运维人员而言应该加强对智能终端和合并单元光纤端口光纤进行排查，发现破皮、衰耗增大等情况，及时更换相应光纤。

3.3 虚端子回路操作改进措施

从操作顺序错误导致母差保护动作的墨竹变电站事

故。可看出，二次回路软压板投退顺序是非常重要的，二次系统构成复杂，成为“黑匣子”，虚端子描述 IED 之间关联性较强，技术复杂，对于人员要求较高，切不可随意操作。

鉴于此，完善智能站调度规程和现场运行规程及典型操作票，细化智能设备报文、信号、压板等运维检修和异常处置说明；加强智能站专业技术培训，开展智能站设备运行操作及异常处置等专题培训，进一步提升运行人员、检修人员、专业管理人员对智能站设备和技术的掌握程度与运行水平。

此外，针对虚端子二次回路信息不透明问题，能否改造为一种可视化的而且可监控的虚拟二次回路。通过快速解析 SCD 文件，并结合站内网络实时数据，在线图形化展示虚拟回路连接关系、通信状态、软压板参数设置情况。

3.4 二次安措设置改进措施

智能变电站二次安措设置问题给运行人员带来很大的挑战，从永登变二次安措设置的错误，导致保护闭锁扩大事故范围的问题，带来深刻的教训。

智能变电站设备消缺工作频繁，检修安全隐患大，二次系统隐性故障风险增加。故障隔离复杂，安措票编制困难等问题，迫切需要一种全新的检修策略机制来避免事故的发生。

智能站在虚回路可视化的基础上，如能自动生成安全检修策略，实现定值压板自动巡检校核功能和配置文件管控功能，这样可以极大降低运维人员工作量，减少定值误整定、压板误操作现象，提高定值压板校核的及时性和加强检修和故障处理的安全措施。自动生成各种检修和故障处理时的安全策略，供检修人员编制二次安全措施票，供运维人员监督安全措施的执行。

实施自动巡检后，实现远方切换定值区，提升电网运行方式的倒换速度，保护定值能够及时随电网运行方式的变化发生相应改变，避免人工复核可能出现的错误，提高设备全生命周期管理质量、确保系统稳定安全运行。

4 结束语

智能变电站是电力技术发展的新产物，其智能设备间光纤互联、虚端子和软压板等技术应用，使得二次系统构成复杂，成为“黑匣子”，虚端子间关联性较强，技术复杂，对人员要求较高。导致了近年来智能变电站发生事故层出不穷，有必要改进工作方法，提高人员水平，明确安全策略在智能变电站设备维护、虚端子回路可视化方面和定值压板自动巡检校核方面形成统一的、标准的运检机制，减少智能站的事，保障智能变电站稳定运行。

(责任编辑：刘艳玲)

35 kV变压器高后备保护不正确动作分析

董晋阳¹, 张志强², 樊宇², 张彦平²

(1. 国网北京市电力公司, 北京 西城 100031; 2. 国网北京朝阳供电公司, 北京 朝阳 100020)

摘要:以 35 kV 平房变电站为例, 针对 #1 变停电检修恢复送电过程中高后备保护不正确动作事件进行深入分析, 并结合故障录波对该站 #1 变高后备保护的复压闭锁动作逻辑等进行详细阐述, 基于此对恢复送电的倒闸操作步骤进行调整改进, 有效避免了该事件的再次发生, 确保了电网的安全稳定运行, 对今后类似故障具有借鉴和指导意义。

关键词: 变电站; 高后备; 故障录波; 复压闭锁; 倒闸操作

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0030-02

1 事件经过

2015年12月7日, 35 kV 平房变电站 #1 变停电检修, 工作内容为: #1 变压器试验、综合治理、有载检修, 中性点电机检查维护、放电间隙检查、接地引下线检查; 31、345、201 断路器检修、试验; 31-4、345-4、301-4、48 隔离开关检修维护; 35 kV 48 避雷器试验; #1 变、345 保护校验, 一次系统接线如图 1 所示。工作完成后, 恢复地线并开始发电。运维人员按顺序操作如下步骤:

……

投入 35 kV 复压闭锁解除;

投入 10 kV 复压闭锁解除;

合上 31;

检查 31 应合上;

合上 345;

检查 345 应合上;

……

合上 345 的瞬间, #1 变高后备保护突然动作, 延时

跳开 31、345 开关。

运维人员现场检查一、二次设备无问题后, 决定试发一次:

合上 31;

检查 31 应合上;

合上 345;

检查 345 应合上;

……

合上 345 的瞬间, #1 变高后备保护再次动作, 延时跳开 31、345 开关。至此, 操作中止, 待保护班组前来检查。

2 原因分析

35 kV 平房变电站 #1 变采用 RCS-9681 II 型复压闭锁过流高后备保护, 电流互感器变比为 600/1, 电压互感器变比为 100/1。正常情况下保护逻辑为: 当 35 kV 侧电流低于 II 段定值 (1.3 A, 折算到一次为 780 A), 且 10 kV 侧电压满足复压开放条件 (任意相电压低于 5.2 V, 或者任意线电压低于 70 V), 则延时 1.6 s 掉 #1 变各侧 (31、345、201 开关)。当“35 kV 复压闭锁解除”压板在投入状态时, 高后备保护逻辑变为: 当 35 kV 侧电流低于 II 段定值, 无须复压开放, 延时 1.6 s 掉 #1 变各侧开关, 即纯过流。

高后备保护因外部相间短路引起的过电流而动作, 同时可作为变压器内部相间短路故障时差动保护和瓦斯保护的后备保护, 为防止因负荷电流瞬间突变达到启动定值而引起保护装置的误动, 保护装置引入了复压闭锁, 瞬时过负荷电压下降不大, 而短路故障时电压严重下降, 因此通过复压闭锁可以有效防止误动, 提高了保护的可靠性。然而, 考虑到现场措施恢复不彻底可能造成局部短路, 同时 10 kV 电压取自 #5 母线, 可能会受 #2 变系统影响, 不能

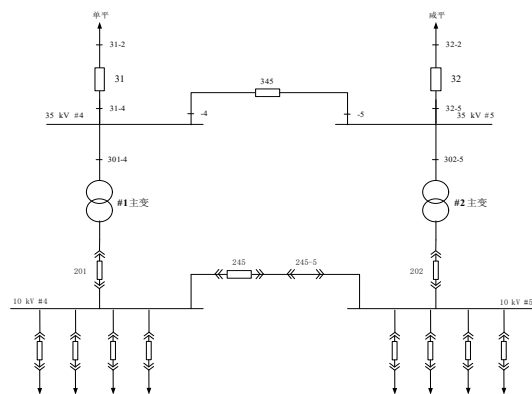


图1 35 kV平房变电站一次系统接线图

及时准确反映 #1 变系统故障变化，因此，为提高保护的灵敏性，在恢复 #1 变时，将复压闭锁解除变为纯过流。

调取故障录波形，得知在 40 ms 时保护动作（此时 A 相高后备电流为 822 A，超过定值 780 A），延时 1.6 s，在 1640 ms 时跳开 31、345 开关，故障电流被切除。由于“35 kV 复压闭锁解除”压板在投入状态，#1 变高后备保护实为纯过流，再结合故障录波，有理由认为恢复送电时 #1 变高后备动作确系 345 合环瞬间过流所致，而且这个过流不是负荷电流瞬间突变导致，因为 201 一直在分位。

3 解决方案

为确认该判断，在保护人员检查 #1 变二次回路无问题后，运维人员对操作步骤进行了调整，在 345 合环前恢复 #1 变高后备的电压闭锁功能，即：

……

投入 35 kV 复压闭锁解除；

投入 10 kV 复压闭锁解除；

合上 31；

检查 31 应合上；

退出 35 kV 复压闭锁解除；

退出 10 kV 复压闭锁解除；

合上 345；

检查 345 应合上；

……

按照新的操作步骤，当“35 kV 复压闭锁解除”压板在退出状态时，由于 10 kV 母联 245 开关在合位，10 kV #4 母线电压正常，#1 变高后备保护为复压闭锁过流，且被电压闭锁，合上 345 开关后，检查单平 31、咸平 32 负荷分配无问题，没有再发生保护动作跳闸，#1 变及 35 kV 平房变电站顺利恢复正常运行方式。

4 后续思考

那么究竟 345 合环瞬间的“过流”是如何引起的？还有待深入探讨。查阅 #1 变高后备保护过流回路，如图 2 所示，#1 变高后备电流取自进线开关 31 和桥开关 345 电流的矢量和，且以流入被保护设备为正，即 $I_{高后备} = I_{进线} + I_{桥}$ 。合环瞬间，环流不是顺时针就是逆时针， $I_{进线}$ 和 $I_{桥}$ 一个流入 #1 变、一个流出 #1 变，方向相反， $I_{高后备}$ 值应取 $I_{进线}$ 和 $I_{桥}$ 的标量差。

进线 TA 和桥开关 TA 合成高后备电流，虽然可在最大程度上保护变压器内部及出线套管相间短路故障，但 35 kV 侧合环时，容易造成电流叠加紊乱，甚至超过高后备过流定值，最好通过技改加装专用套管 TA。另外，考虑到 35 kV 平房变电站与上级电源站的复杂联络，如图 3

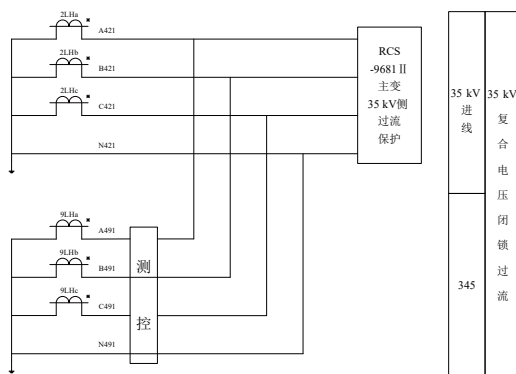


图2 #1变高后备保护电流回路图

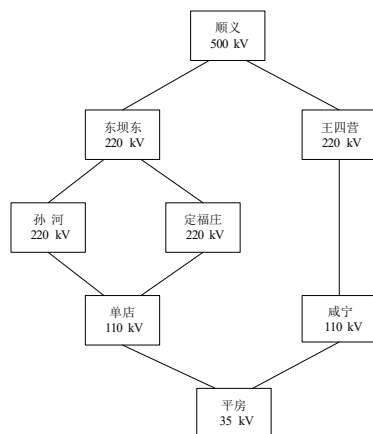


图3 35 kV平房变电站上级电源站间联络图

所示，合环电流过大也不容忽视，必要时可为桥开关 345 配置合环保护。

35 kV 平房变电站在变电运行维护中除 #1 变计划停电检修，还有 35 kV 倒方式、异常事故处理等临时性工作，均涉及高压侧合解环，针对本案例，若确保 201 开关在分位，在 10 kV #5 母线电压正常的前提下，合 345 开关前退出“35 kV 复压闭锁解除”压板，可有效避免 #1 变高后备保护不正确动作。

参考文献

- [1] 陈家斌. 变电设备运行异常及故障处理技术[M]. 中国电力出版社, 2009:234-238.
- [2] 钟世民, 温建春, 王文刚. 新设备冲击送电过程中的事故分析及处理[J], 电工技术, 2013, 2:32-33.
- [3] 杨锐, 邵伟敏. 内桥接线终端变电站后备保护电压取值探讨[J]. 云南电力技术, 2008,36(2):12-13.
- [4] 杨慧丽. 复压闭锁压板在变电站倒闸操作中的具体应用[J], 科技资讯, 2012, 30, 117-118.
- [5] 张全元. 变电运行现场技术问答[M]. 中国电力出版社, 2009:425-483.
- [6] 杨璐. 某变电所变压器差动保护不正确动作分析及对策[J]. 使用与维护, 2015,33(6):30-32.

(责任编辑: 刘艳玲)

接地变保护误动原因分析及防范对策

林辉新, 李文波

(广东电网有限责任公司汕头供电局, 广东 汕头 515041)

摘要: 变电站作为重要的电能转换装置, 在电力系统中发挥着核心的枢纽作用。在 10 kV 中性点经小电阻接地系统中, 如果 10 kV 系统发生单相接地故障, 变电站的接地变保护误动, 将直接影响 10 kV 系统用户的正常供电, 针对一起接地变保护误动事件, 通过解读报文和现场模拟实操, 分析了保护误动的原因和保护装置定值错误原因, 并提出了相关的防范对策。

关键词: 接地变; 保护误动; 定值整定

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0032-02

110 kV 变电站内一般采用接地变作为 10 kV 站用变, 它一般有两个用途: 一方面是供给变电站使用的低压交流电源; 另一方面是在 10 kV 侧形成人为的中性点, 用于 10 kV 发生接地时, 提供一个接地电流回路。由于施工人员技术技能水平的参差不齐和运行管理的不完善, 电力系统的接地变保护动作也较多, 原因也有多种多样, 本文将针对一起由施工人员误整定引起的接地变保护误动事件进行剖析。

1 事件情况介绍

1.1 事件发生前运行方式

事件发生前, 110 kV 甲线供电 110 kV A 变电站 #1 主变并带 10 kV I 段母线负荷, 110 kV 乙线供电 A 变电站 #2 主变并带 10 kV II A、II B 段母线 (带 #2 接地变) 负荷, 110 kV 丙线供电 A 变电站 #3 主变, 10 kV III 段母线尚未带供电负荷。接地变保护设备型号 PST646。

1.2 事件发生经过

2014 年 07 月 23 日 18:48, 110 kV A 变电站 #2 接地变低侧零序过流 II、III 段保护动作, #2 接地变低侧零序过流 II 段闭锁分段 550 备自投, #2 接地变低侧零序过流 III 段跳 #2 主变变低 502B 开关, 同时 502B 开关跳闸也联跳 #2 接地变 52D 开关, 造成 10 kV II BM 母线失压。

现场一次设备外观正常, 各项指示均无异常, 二次设备检查发现有 10 kV 甲线 529 零序过流保护启动的报文, #2 接地变低侧零序过流 II、III 段保护动作, 保护动作时限与定值单不符, 现场装置定值错误。

7 月 23 日 19:08, A 变电站 10 kV II A 段母线转由

#1 主变供电, 经现场检查确认站内设备无异常并将 #2 接地变定值按照正式定值恢复后, 至 20:01, 除 10 kV 甲线外全部负荷恢复送电。

1.3 事件损失及影响情况

事件造成 110 kV A 变电站 10 kV II B 段母线失压。本次事件损失负荷约 13.69 MW, 约占全网 0.01%。损失中压用户 45 户、低压用户 1556 户, 共计 1601 户, 占全网 0.08%。

2 事件原因分析

2.1 误动原因分析

首先, 核对 #2 接地变定值后发现事件发生时 #2 接地变装置定值跟定值单完全不对应。

其次, 检查 10 kV 甲线保护定值, 零序 I 段时间为 1.0 s。

最后, 根据配电部门的查线结果, 10 kV 新业线后段发生接地故障, 结合保护动作报告、启动报告以及定值情况, 可判定本次事件为 10 kV 新业线发生接地故障后, 由于 #2 接地变装置低压侧零序保护定值错误, 在事故发生后 0.6 s 跳开 #2 主变变低 B 分支 502B 开关造成。

2.2 10 kV #2 接地变保护装置定值错误原因分析

2.2.1 查找了 A 变电站报文历史记录

发现两条 SOE 报文表明此时 #2 接地变低压侧零序过流保护时限为 1.5 s, 与保护定值单对应; 还有两条 SOE 报文表明此时 #2 接地变低压侧零序过流保护时限为 0.4 s, 为错误定值。可判断 2013 年 12 月 28 日 11:19 ~ 12:20 其间装置定值发生了变化。

SOE 报文表明此时 #2 接地变保护装置“远方-就

地”把手被置于“就地”位置(具备修改定值的条件)。

2.2.2 查看变电站工作票

调取了2013年12月28日#2接地变施工单位工作票确认施工执行了相关的保护调整工作。

2.2.3 现场模拟实操定值区覆盖误操作

步骤1:进入装置定值菜单查看定值;

步骤2:进入“定值修改”菜单查看装置出口矩阵设置(按照装置程序设置,必须进入定值修改才能查看装置出口矩阵设置);

步骤3:(厂家默认定值区为00区,此时由于没有注意运行区域,导致直接进入了非运行区00,此时为失误步骤);

步骤4:查看设置正确后,在没有对定值做任何变动的情况下进行回退;

步骤5:由于之前查看定值区为00区,与当前运行定值区01区定值不同,装置认为定值改变,提示进行定值固化,施工人员认为定值未进行更改,选择进行固化,但未注意到之前查看的为00区定值,固化后把00区定值固化至01区,导致定值错误。

2.2.4 模拟实操小结

经调取变电站自动化系统后台历史记录、保护装置定检报告、相关历史工作票及询问相关人员,并在备用馈线柜同系列保护装置上进行实操模拟后,可确定10kV#2接地变保护装置定值错误的原因为施工人员在进行“#2接地变52D与10kV分段550开关和10kV分段550备自投二次回路接线及检查”工作时,由于对装置不够熟悉加之操作过程中粗心大意,在查看装置出口矩阵时误将装置0区调试定值覆盖至1区运行定值所致。

3 事件暴露的问题和整改措施

3.1 事件暴露问题

本次事件是施工单位人员对运行设备误整定引起的保护误动作。暴露出以下问题:

现场保护装置查看出口矩阵须进入“定值修改”菜单执行,程序不合理。

施工人员技能不足,在查看装置定值过程中操作不当,造成误修改定值的后果。

施工人员工作票填写不规范,仅填写回路完善工作,未体现相关的调试和定值操作相关的工作内容。

施工人员在调试工作中未按照相关作业规范要求在工作结束后进行定值检查,造成装置定值错误未能发现。

监理现场监控不到位。

验收人员验收把关不严,在装置重新投运前仅通过与施工人员口头确认的方式进行定值确认,未根据设备

实际调试进行定值检查确认,未能及时发现保护装置运行定值发生变化。

运维单位未能及时通过核查工作发现装置定值错误。

3.2 对策

联系厂家要求进行保护软件程序修改,将查看出口矩阵选项放入“定值查看”菜单,避免误导问题再次发生。

施工单位加强人员工作规范化教育,参照有关作业标准、作业表单要求,提高工作人员技术技能水平,并做好现场作业记录。

施工单位在保护装置投运前,必须重新确认定值与运行定值单相符。

监理单位现场监管要到位,特别对涉及运行设备接入的必须全程参与。

验收人员要严格把关,在设备投运前必须亲自在保护装置检查并确认定值与运行定值单相符。不得依据与他人口头确认等其他方式确认现场定值正确。

加强现场作业把控,要求施工单位对涉及运行设备的专项施工方案要细化,须具体到每个操作步骤,每个端子。

加强运行设备过程管理,对涉及已投运设备的改动工作加强监护和管理,及时发现问题和隐患并进行有效整改。

对能实现保护密码进行修改的保护装置重新设立密码,并统一管理。

运维单位加强变电站保护装置定值核查管理工作,确保继电保护装置定值、功能及压板正确执行。

4 结束语

通过以上分析可知,由于施工人员在调试工作中未按照相关作业规范,使接地变开关保护装置定值错误,由10kV线路接地故障引发接地变低压侧零序过流保护误动,导致较大面积的用户停电。应该加强现场作业把控,加强保护装置定值核查管理工作,确保继电保护装置定值、功能及压板正确执行。

参考文献

- [1] 于立涛. 浦项站中性点经小电阻接地的方案与设计[J]. 继电器, 2004(20):43-45.
- [2] 陈建华. 接地变压器的应用[J]. 甘肃电力技术, 2007(6):10-14.
- [3] 贺春. Z型变在中性点经小电阻接地电网中的应用[J]. 继电器, 2006(14):15-19.

(责任编辑:刘艳玲)

架空线路从耐张线夹中脱落的原因分析

王邦磊, 陈燕, 王军, 刘峰, 许传柏

(国网山东省电力公司五莲县供电公司, 山东 五莲 262300)

摘要: 在现代农网工程中, 架空绝缘导线因其良好的绝缘性, 越来越受到人们的重视。针对农网工程中一起 10 kV 架空绝缘导线从楔型绝缘耐张线夹脱落的故障, 对楔型绝缘耐张线夹和架空绝缘导线的质量、外力影响以及巡视维护等几个方面进行分析总结, 并结合实际情况, 提出相应的预防和改进建议。

关键词: 架空绝缘导线; 楔型绝缘耐张线夹; 脱落

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0034-02

耐张线夹是电网建设中必不可少的悬挂、支撑金具, 其将架空线路的终端或耐张段两端和绝缘子串在一起, 将架空绝缘导线固定和拉紧。耐张线夹种类繁多, 目前农网工程中楔型绝缘耐张线夹应用居多, 此种线夹壳体采用抗氧化、高强度铝合金铸造, 无磁滞损耗, 楔芯采用高强度工程塑料, 绝缘性能好, 关键之处在于施工过程中架空绝缘导线不需要剥除绝缘层, 安装简便可靠, 大大提高了施工效率。但是近年来由于楔型绝缘耐张线夹、架空绝缘导线绝缘层问题或安装不当等原因时常出现架空绝缘导线从耐张线夹的楔芯脱落现象, 对电网的安全可靠供电特别是对人身安全构成了极大威胁, 成为农网工程中的一大安全隐患。本文针对一起 10 kV 架空绝缘线路从楔型绝缘耐张线夹脱落的实例, 分析总结架空绝缘导线脱落的原因, 并结合现场实际情况提出相应的预防、改进措施。^[1-2]

1 事故经过

2015 年 7 月, 某 110 kV 变电站 10 kV 某线路一耐张段发生 C 相架空绝缘导线从楔型绝缘耐张线夹脱落, 造成单相接地保护动作, 重合不成功, 进而导致该线路非计划停运。经现场勘查发现, 耐张线夹位于耐张角铁横担上, 未发生损坏, 架空导线未断裂, 仅是导线从耐张线夹尾部脱落抽出。

据悉, 此 10 kV 线路是 2014 年 12 月份新架设, 楔型绝缘耐张线夹型号为 NXJ-10-150/25、架空绝缘导线型号为 JKLGYJ-150/25, 金具、导线全是新生产的产品。此耐张线夹属于椭圆锥型结构, 通过碗头挂板、交流棒形绝缘子、球头挂环、直角挂板相互连接, 悬挂于角铁横担上,

架空绝缘导线从耐张线夹的绝缘楔芯穿过, 完成架空导线的架设、紧固。绝缘楔芯设有防滑槽, 承受 13.7 kN 的握力, 标准破坏载荷(拉力) 36.5 kN。此架空绝缘导线的技术参数如表 1 所示。^[3-4]

2 事故原因分析

2.1 架空绝缘导线绝缘层问题

架空绝缘导线绝缘层是抗氧化的交联聚氯乙烯工程塑料制成。通过对现场架空导线脱落情况的查看可知, 脱落点发生在架空导线绝缘层和耐张线夹的绝缘内楔接触面之间, 表明楔芯对导线绝缘层的摩擦力小于架空导线对楔芯施加的拉力。

此架空线路施工适逢冬季, 天气温度较低, 使得架空绝缘导线的绝缘层较硬, 安装到楔芯后, 导线外径变化非常小, 施工完成后, 未发生导线脱落。当该架空线路安全运行至夏季, 经过 6、7 月的高温天气后, 导线绝缘层发生软化, 同时受到楔芯的握力, 导致导线与楔芯接触的绝缘层发生热延伸及变形, 接触面的导线外径变小, 于是楔芯对导线的摩擦力小于导线的拉力。连接两个耐张段之间的异型并沟线夹仅是保证断开导体的良好接触, 并不能承受导线的巨大拉力, 进而发生了导线从耐张线夹脱落现象。

2.2 耐张段架空线路弧垂和档距的影响

脱落的架空导线所在耐张段跨越水库, 耐张档距为 95 m, 属于较大跨越档, 根据导线的架设余度计算, 此耐张段的架空导线一相自身重力约为 800 N。架空导线受力分析如图 1 所示。

表1 架空绝缘导线技术参数

型号规格	导体外径/mm	内屏蔽厚度/mm	绝缘厚度/mm	电缆外径/mm	电缆计算重量/(kg/km)	导体计算
拉断力≥kN						
JKLGYJ-150/25	15.5	0.8	3.8	23.9	849.9	51.4

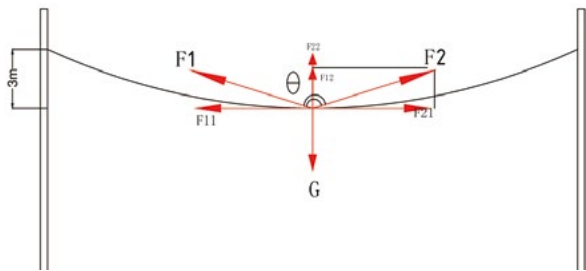


图1 架空导线受力分析图

对架空导线建立物理模型,架空导线看作一质点,根据对称性原理两端耐张线夹对导线拉力 $F_1 = F_2$, 根据力学分解原理,将 F_1 、 F_2 分解为水平和垂直作用力进行分析。根据极限函数的特性,弧垂越小,导线越平直, θ 角越大,得出 $F_1 = G/(\lim_{\theta \rightarrow 180^\circ} 2 \times \cos(\theta/2))$, 当 θ 角趋向于 180° 时,耐张给导线的拉力是无穷大,此为极限情况。因此弧垂越小,导线所承受的拉力越大,根据作用力和反作用力原理,耐张线夹绝缘楔芯承受的摩擦力越大,楔芯承受的摩擦力是一定的。弧垂过小和档距过大也是引起架空绝缘导线从耐张线夹楔芯脱落的原因之一。^[5]

2.3 楔芯安装不到位

架空导线穿过楔芯后,施楔芯安装不到位也是导线脱落原因之一。楔芯安装不到位,在长期的风吹雨打下,导线发生摆动,逐渐滑动,此时楔芯不能沿线夹移动,造成楔芯给导线的拉力缩小,也是导致导线脱落原因之一。

2.4 线路日常巡视维护工作不力

线路运行送电后,线路巡视工作必不可少。事故的发生并不是突发性时间,都是一个逐渐发展的过程。架空导线脱落之前,会使得耐张杆的弓形线发生绷紧、受力现象,严重时还会使得联络弓形线绷直,此种现象是极易发生的。巡视人员巡视过程中未能及时发现耐张线夹处导线脱落的隐患,也是导致导线脱落原因之一。

3 预防及安装工艺改进措施

选用合适的导线和耐张线夹。所选导线的绝缘材料应具有较强的抗氧化、受热不易变形,延展性好等特性。对于特殊耐张段其耐张线夹应选择安全可靠性的螺栓型耐张线夹。^[3]

合理设计线路弧垂及档距。路径选择时,尽量避开沟壑、水库等复杂地形,档距选择适宜,尽量避免大档距。施工时,弧垂合理,既要保证弧垂不能太大,防止导线摆动带来的隐患,又要保证弧垂不能太小,防止耐张线夹受力过大,造成线夹长期受力破坏。

加强 10 kV 架空绝缘线路的安装验收工作。10 kV 架空绝缘线路架设完毕后,施工负责人汇同其他验收人员应

对楔芯是否安装到位进行重点检查。即用榔头敲击楔芯底部,若楔芯未发生移动,则说明楔芯安装到位。^[6]

完善线路巡视责任体制考核。建立健全配电网的日常巡视制度,分工到个人,明确巡视的周期,隐患排查奖惩到责任人。

改进架空绝缘导线的安装工艺。在架空绝缘导线穿过耐张线夹后,将导线尾部回扎到主线路,导线尾线回扎工艺如图 2 所示。采用 2.5 mm^2 单芯铜塑线将导线的尾部绑扎 15 cm, 保证尾部导线和主线路形成闭环,大大减少了主线路在楔芯的位移量。采用双异型并沟线夹对耐张段两侧线路进行导线连接,导线连接更加牢固。

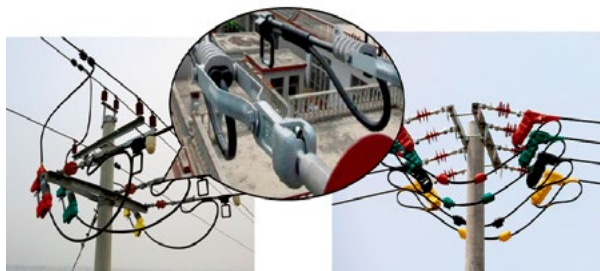


图2 架空绝缘导线经耐张线夹安装的改进工艺

防脱线楔型耐张线夹的研制。对现有的楔型耐张线夹进行改进,顶端拉线环处加装螺栓型 C 型设备线夹对导线的尾线进行固定,相对捆扎更加提高效率、美观。

4 结束语

结合一起 10 kV 架空绝缘线路从楔型耐张线夹脱落的实例,从导线绝缘层材料、导线及耐张线夹楔芯受力分析、施工安装、巡视维护等方面对导线脱落原因进行分析,找出了施工安装不到位、弧垂过小、档距过大等一系列原因,并针对以上原因提出了相应的预防措施和施工工艺革新及金具改进的建议。对以后农网改造升级工程中导线架设、材料选用及自主创新有一定的指导作用。提高施工人员、设计人员、管理人员的专业化水平。

参考文献

- [1] 董吉谔. 电力金具手册(第3版)[M]. 中国电力出版社, 2010.
- [2] 帅军庆. 国家电网公司 380 V/220 V 配电网工程典型设计[M]. 国家电网公司颁布, 2014.
- [3] 刘振亚. 国家电网公司配电网工程典型设计 10 kV 分册[M]. 中国电力出版社, 2013.
- [4] 陈延鏢. 钢铁企业电力设计手册[M]. 冶金工业出版社, 2013.
- [5] GB50061-1998 66 kV 及以下架空电力线路设计规范[S].
- [6] DL/T602-1996 架空绝缘配电网线路施工及验收规程[S].

(责任编辑:刘艳玲)

110 kV电容式电压互感器异常分析

柯祖梁, 王云龙, 王俊星

(广东电网有限责任公司惠州供电局, 广东 惠州 516001)

摘要: 介绍了一起运行中的 110 kV 线路电容式电压互感器 (CVT) 电容量异常的分析与诊断过程, 薄膜部分击穿的原因, 是电容单元在生产过程中, 铝箔电极压制不平整存在细小毛刺, 或铝箔与薄膜卷绕、浸渍过程中存在气隙等。当这些小毛刺或气隙上的场强达到一定值以上时, 发生局部放电, 引起电介质局部的温度上升, 使电介质加速氧化并通过解体分析, 验证了故障诊断的正确性, 提出了应加强设备的交接验收试验, 加强 CVT 二次电压监测等防范建议。

关键词: 电容量异常; 电容式电压互感器 (CVT); 预防性试验; 故障诊断

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0036-02

2016年6月23日, 试验人员在进行某220 kV变电站110 kV某线路A相线路CVT预防性试验时, 发现CVT实测电容量异常。试验结果如表1所示, C_2 实测电容量59860 pF, 较额定值增加19.94%, 超过规程要求^[1]。

表1 电容量测试结果

测试相别		C_n /pF	$\tan\delta$ /%	C_x /pF	ΔC /%	接线方法
第一次	C_1	13000	0.096	13220	1.69	反接屏蔽
	C_2	49910	0.17	59860	19.94	正接
第二次	C_1	13000	0.069	12830	-1.31	自激法
	C_2	49910	0.221	59910	20.03	

注: C_n 数据为2012年试验数据。

1 异常发现的经过

1.1 设备结构

该110 kV线路CVT型号为TYD2-110/-0.01H, 投运日期为2005年6月21日, 结构如图1所示。电容分压器由电容器 C_1 和分压电容器 C_2 组成, 二次绕组端子a、n和 d_a 、 d_n , 变比为 $(110/3^{1/2}\text{kV})/(100\text{ V}/3^{1/2}\text{V})$, 铭牌电容量10000 pF, 实测电容量为10200 pF。

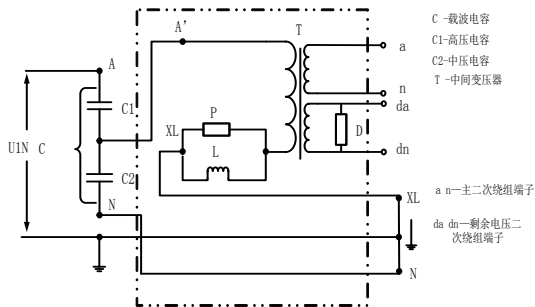


图1 CVT结构示意图

1.2 现场试验

发现异常后, 为了排除试验方法对测试结果的影响, 试验人员拆除了CVT一次侧高压引线, 采用自激法测量

C_1 、 C_2 介损及电容量, 测试结果如表1所示。同时进行变比测试, 测试结果如表2所示, 变比偏差15%。变比及 C_2 电容量均超出规程要求。初步判断分压电容器 C_2 存在故障, 须取油样进行试验。

表2 变比测试结果

绕组	标准变比	实测变比	误差/%
$A_x/a, n$	1100	1265	15.00
$A_x/d_a, d_n$	635	730	14.96

1.3 油色谱分析

从电容器、中间变压器油箱分别抽取油样, 进行油中气体色谱分析和微水含量测定。测得微水含量为27.5 mg/L (中间变压器油箱)和18.9 mg/L (电容器油箱), 油耐压为61.5 kV (中间变压器油箱)和54.1 kV (电容器油箱), 测试结果无异常。表3为油中气体各组分含量, 其中, 中间变压器油箱中的总烃和电容器油箱中的氢气、乙炔、总烃等均超出规程要求。

表3 油中气体各组分含量

组分	规程注意值	中间变压器油箱	电容器油箱
	含量/($\mu\text{L/L}$)	含量/($\mu\text{L/L}$)	含量/($\mu\text{L/L}$)
H_2	150	117.83	7517.43
CH_4	-	43.44	664.23
C_2H_6	-	170.45	67.19
C_2H_4	-	21.49	884.97
C_2H_2	3	0.15	927.14
总烃	100	235.53	2543.53
CO	-	455.36	1042.14
CO_2	-	2398.7	723.37

根据三比值法, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 = 1.048$, $\text{CH}_4/\text{H}_2 = 0.088$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 = 13.171$, 查编码规则为112, 对应故障类型为电弧放电。

2 解体试验

对该台设备进行了解体。中间变压器油箱油无明显变

色, 电容器油箱油颜色较中间变压器油箱颜色深, 未见杂物, 这与油色谱分析结果相符。电容部分吊芯后, 电容器部件外观未见明显异常, 密封胶圈及周围无明显水渍。

从载波电容结构可以看到, 载波电容 C 由若干个电容元件串联组成, 测量 C_2 每个电容元件的电容量, 结果如表 4 所示。

表4 电容C2各电容元件电容量

元件编号	电容量/nF	元件编号	电容量/nF	元件编号	电容量/nF
1	1172	9	1195	17	13600
2	1186	10	1193	18	1188
3	1192	11	1187	19	1200
4	1197	12	1195	20	1194
5	50000	13	1192	21	13600
6	1181	14	1190	22	1197
7	1195	15	1195	23	1184
8	1217	16	1205		

C_2 由 23 个电容元件串联而成, 正常情况下平均每个电容元件的电容量在 $49910 \text{ pF} \times 23 = 1148 \text{ nF}$ 左右, 从表 4 可以看出, 编号为 5、17、21 的电容元件的电容量明显偏大。

将编号 5、17、21 三个电容元件拆下, 展开铝箔后, 可以清晰看到这三个电容元件, 均存在不同程度的击穿。经过上述试验和解体检查, 确认本次异常的原因是: 编号 5、17、21 三个电容元件内部绝缘击穿。

3 原因分析

分压电容 C_2 出现异常的为编号 5、17、21 的 3 个电容元件, 其在电容芯体中的排列位置分散, 且电容量增量最大的编号 5 电容元件的位置距离电容器单元底部较远, 结合气体微水检测结果及解体时密封胶圈及周围无明显水渍等情况分析, 可以排除电容器单元进水受潮。

故障电容元件的原理如图 2 所示。

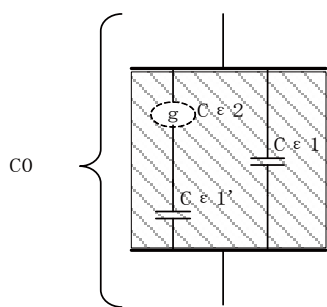


图2 电容元件原理图

电容单元展开后可以近似认为是一个平板电容, 根据 $C = \epsilon_A/d$ 可知, 每个电容单元的电容量 $C_0 = (\epsilon_1 A_1 + \epsilon_2 A_2)/d$, 其中 ϵ_1 、 A_1 分别为薄膜击穿部分的相对介电常数和面积, ϵ_2 、 A_2 分别为其余绝缘正常部分 (薄膜) 的相对介电常数和面积, 假定电容元件的极间距离不变。从电容单元的构

造分析, 薄膜击穿后, 生成铝箔与薄膜的化合物, 相对介电常数介于薄膜和铝箔之间, 因铝箔的相对介电常数 ($\epsilon_{\text{铝}} = 81$) 远大于薄膜 ($\epsilon_{\text{聚丙烯}} = 2.3$), 从原理图可以看出, 薄膜击穿部分的相对介电常数增大 (即 $\epsilon_1 > \epsilon_2$), 导致电容单元 C_0 的电容量增大 (电容量偏差最大的编号 5 电容单元可能完全击穿且两极相连), 进而使得整个分压电容 C_2 增大。

薄膜部分击穿的原因, 可能是电容单元在生产过程中, 铝箔电极压制不平整存在细小毛刺, 或铝箔与薄膜卷绕、浸渍过程中存在气隙等, 当这些小毛刺或气隙上的场强达到一定值以上时, 发生局部放电, 引起电介质局部的温度上升, 使电介质加速氧化。薄膜等属于高分子材料, 由于氧化等而引起裂解以致平均分子量下降, 其机械、电气性能下降, 经过长时间积累, 使绝缘的老化、损伤逐步扩大, 进而使整个绝缘击穿。该 CVT 上次预试时间为 2014 年 6 月 29 日, 之后一直运行至 2015 年 9 月 17 日暂时退运, 按计划 2016 年 6 月该间隔重新启用。查看设备运行记录, 2014 年 6 月 29 日至 2015 年 9 月 17 日之间, 共分合开关 4 次。在线路合闸、分闸瞬间, 可能会存在过电压, 进而加速了电容单元瑕疵部分的绝缘劣化。

该 CVT 历史数据如表 5 所示, 可以看出, 2014 年该 CVT 预试时 C_2 电容量已偏大, 应缩短试验周期。由于电容量偏差未超过 10%, 未引起足够重视。

表5 电容量历史测试结果

测试相别		C_n/pF	$\tan\delta/\%$	C_x/pF	$\Delta C/\%$	接线方法
2012年	C_1	13000	0.105	13000	-	反接屏蔽
	C_2	49910	0.062	49910	-	正接
2014年	C_1	13000	0.072	13194	1.49	反接屏蔽
	C_2	49910	0.064	54340	8.88	正接

4 对策与建议

根据此次异常的教训, 应加强设备的交接验收试验, 建议选用质量优、信誉好、运行稳定的产品等。

加强 CVT 二次电压监测, 如发现电压异常时, 应及时排查处理。

红外测温是简单易行的带电测试手段, 可及早发现设备的早期缺陷。

加强试验人员的技术培训工作, 对数据的异常, 通过调整试验方法, 测试多个试验参数等方式进行分析, 减少错判、漏判。

油色谱检测, 能及时发现其内部潜伏性的过热、放电等故障, 因此, 定期或对有疑问的油浸式 CVT 进行油色谱试验, 可以及早发现其内部隐患, 防患于未然。

(责任编辑: 刘艳玲)

基于GPRS的变压器 铁芯接地电流在线监测系统

王海欧, 白金泉, 陈群锋, 常永胜

(国网浙江省电力公司检修分公司, 浙江 杭州 311232)

摘要: 由于变压器铁芯接地电流过大, 会严重影响其运行安全, 因此掌握变压器铁芯接地电流变化, 可以协助运维人员对变压器的运行状态进行判断。本文设计了一套变压器铁芯接地电流在线监测系统, 可以准确测量现场变压器铁芯的接地电流, 并通过 GPRS 远程通信发送至远程后台, 实现了变压器铁芯接地电流远程监测。该系统改变了传统的铁芯接地电流测量方法需要人员参与、不能实时监测等缺点, 提高了工作效率, 同时可以很好的适应当前变电站无人化的改革需要。

关键词: 铁芯接地电流, GPRS, 在线监测, 低通滤波器

中图分类号: TM41

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0038-03

电力变压器是电力系统中关键的设备之一, 也是电力设备中故障率较高的环节, 它的正常运行是电力系统安全、可靠、优质、经济运行的重要保证。变压器的绕组和铁芯是传递、变换电磁能量的主要部件, 变压器正常运行时, 铁芯接地电流为毫安级, 当铁芯发生多点接地故障时, 铁芯接地电流会将增大到几安甚至几十安从而会导致局部铁芯过热, 引起铁芯局部过热导致绝缘油分解, 还可能使接地片熔断或烧坏铁芯, 导致铁芯电位悬浮、产生放电、造成轻瓦斯动作甚至重瓦斯动作跳闸, 甚至损坏变压器, 造成主变重大事故^[1]。规程 DL/T 596-2005 要求, 运行中的铁芯接地电流一般不大于 0.1 A^[2]。因此要加强变压器铁芯多点接地故障检测, 努力做到及时发现, 及时处理, 以确保变压器的安全可靠运行, 最大限度地预防变压器铁芯故障的发生。

目前, 变电站运行人员检测变压器铁芯接地电流的手段主要定期采用钳型电流表对变压器铁芯接地引出线的电流进行测量。这样不仅浪费人力物力, 而且无法长时间连续的监测铁芯接地电流的变化。同时, 安规规定使用钳型电流表测量时应戴绝缘手套, 站在绝缘垫上, 不得触及及其他设备, 以防短路或接地。可见, 测量工作中有一定的危险性, 遇到故障情况, 如果操作不注意易造成人身伤害事故。

因此需要一种连续在线监测的系统, 可以长时间对变压器铁芯接地电流进行连续监测, 同时又无须人员的参与, 有效避免人员操作过程中的危险因素。另外, 随着国家电网公司无人变电站的推广, 越来越多的变电站实现无

人化, 因此为了远程的监测变压器铁芯接地电流, 该系统还应具有远距离传输功能。

1 系统总体结构

由于变压器铁芯接地电流过大有可能造成巨大危害, 因此能够准确记录并显示的监测系统可以很好的协助运维人员对变电站铁芯接地情况的了解, 为及时作出处理措施赢得了时间。由于现在变电站采用的主站加无人站的一拖几模式, 人员主要集中在主站, 想要及时了解无人站的变压器铁芯接地电流的情况, 这就需要所设计的系统能够具有远距离传输的功能。同时, 一般变电站主变的台数为 2~3 台, 如果采用现场布线在接入变电站网络系统, 其费用较高而且由于正常时铁芯接地电流为毫安级的, 长距离有线传输容易造成信号衰减, 造成采样数据不准确。而采用在现场装设接地线监测装置, 配以 GPRS 进行数据传输, 可以大大减少系统的复杂性、费用的支出以及数据的准确性。因此, 本系统利用主变现场装设的铁芯接地电流监测装置的 GPRS 模块通过公共 GPRS 网络与远程后台进行数据传输, 如图 1 所示。

采用 GPRS 网络搭建的铁芯接地电流监测系统还可以很灵活的进行扩展, 方便新的变电站的接入, 而无需重新布线等。该系统可以同时监测多个变电站的多个变压器铁芯接地电流, 降低了运维人员的劳动强度, 提高了工作效率。

2 铁芯接地电流监测装置的硬件设计

安装于现场的铁芯接地电流监测装置主要由以下两

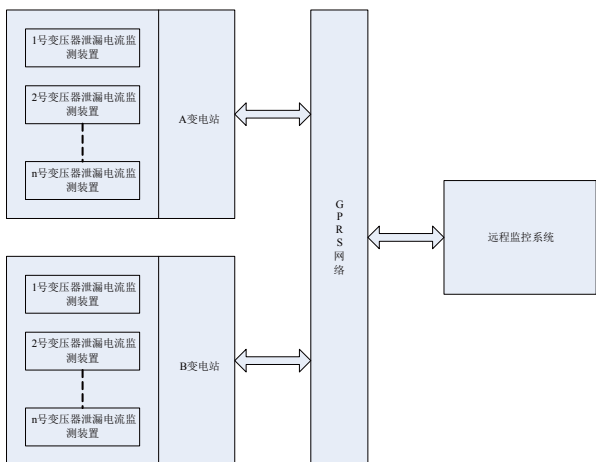


图1 系统总体结构图

部分构成：由穿心式电流互感器、低通滤波器、量程切换电路以及AD采样等构成的信号采集调理电路；主要由GPRS模块构成的远程数据通信模块。整个装置结构示意图如图2所示。

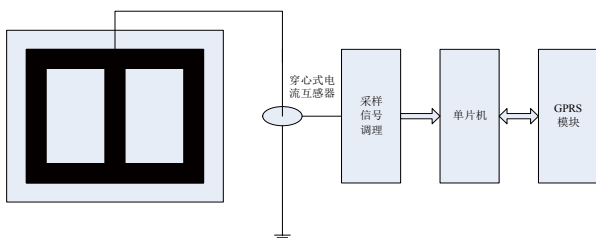


图2 接地线在线监测装置结构示意图

单片机作为控制核心，其控制着AD数据采样以及与远程后台进行数据通信。同时，扩展相关外设，如按键、液晶显示器、时钟芯片以及蜂鸣器等。本设计中的单片机采用宏晶科技生产的STC15F2K60S2系列单片机，其是STC生产的单时钟/机器周期(1T)的单片机，是高速/高可靠/低功耗/超强抗干扰的新一代8051单片机，指令代码完全兼容传统8051，但速度快8~12倍。内部集成高精度R/C时钟，5~35MHz宽范围可设置，可彻底省掉外部昂贵的晶振和外部复位电路(内部已集成高可靠复位电路，8级可选复位门檻电压)。3路CCP/PWM/PCA，8路高速10位A/D转换(30万次/秒)，内置2K字节大容量SRAM，2组高速异步串行口通信端口(UART1/UART2，可在5组管脚之间进行切换，分时复用可作5组串口使用)，1组高速同步串行通信端口SPI，针对多串行口通信/电机控制/强干扰场合。

由于STC15F2K60S2单片机有2组高速异步串行口通信端口，可以方便在本设计中与量程切换电路和GPRS之间的串口通信，减少了编程的复杂性。同时，其自带的8路高速10位A/D转换，使得整个电路省去了AD芯片，减少了芯片外布线，提高了系统抗干扰的能力。

2.1 信号调理

信号采集系统主要是通过穿心式电流互感器采集变压器铁芯接地电流。将穿心式电流互感器套入变压器铁芯后，引出的线接入铁芯接地电流监测装置，由于变压器现场电磁环境复杂，其干扰主要有电磁干扰、风扇振动等，这些信号相对都集中在较高频段^[3]。电磁干扰大，容易造成采样数据不能真实反映铁芯接地电流的实际值。因此，在数据采样前要对信号进行处理，在信号进行AD采样前，先采用低通滤波器对其进行预处理，削弱现场的电磁环境对真实信号造成的干扰。

滤波器设计主要由无源和有源之分。有源滤波器对于现代电子设备非常重要，每个数据采集系统都需要有源滤波器，将其作为抗混叠滤波器于模数转换器之前使用，以获取带宽限制信号。仪器依靠有源滤波器进行精确的信号测量。有源滤波器适用于低于1~10MHz范围内的截止频率，而适用于此范围的无源滤波器设计必须具备非常大的组件值和组件尺寸。其设计和验证过程耗时较长。

有源滤波器的设计方法现在主要由两种，一是利用相关公司的设计软件，输入需要的参数，然后软件给出所需的相关芯片和其他元件的数值；另外一种则是专用的滤波器芯片，通过其自带的软件，输入相关参数，得到最后的设计^[4]。在本文中采用FilterCAD进行有源低通滤波器的设计，相关参数如下：通带截止频率为1kHz，阻带截止频率为2kHz。阻带衰减为50dB，输入FilterCAD后得出如图3所示的由芯片LTC1563-3组成的有源低通滤波器，并给出相关的波特图。

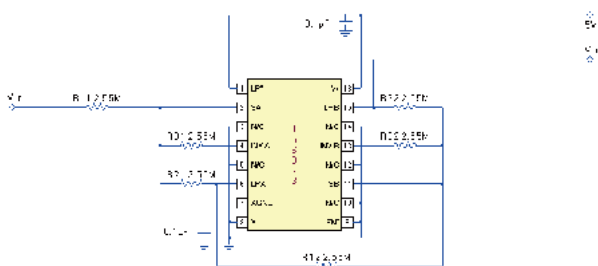


图3 有源低通滤波器

正常时的变压器铁芯接地电流和故障时差距较大，为了保证其测量精确度，要在采样前加入量程切换电路^[5]。在本设计中对电流信号进行程控放大，采用运放加电位器的方式来实现量程切换的目的。这里采用的运算放大器为OPA4227，电位器采用的是比较常用的X9241。一个X9241芯片内含有：I2C总线接口、SDA串行数据线、SCL串行时钟线以及4个POT(电位器)。每个POT有4个8bit/s的E2PROM数据寄存器和一个WCR滑刷控制寄存器。X9241的每个POT共有64抽头，可实现0~63级的增益控制。

X9241 在和运算放大器 OPA4227 组成的电路中相当于滑动变阻器的作用, 图 4 给出了 X9241 和 OPA4227 组成的量程切换电路示意图。不同于普通滑动变阻器, X9241 的阻值的分级变化受单片机的控制, 这样就可以实现在程序中更改电流信号的放大倍数, 实现程控放大。

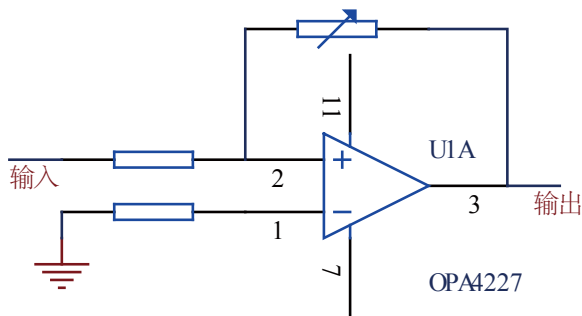


图4 量程切换电路示意图

2.2 远程数据通信

GPRS (通用无线分组业务), 是一种基于 GSM 系统的无线分组交换技术, 提供端到端的、广域的无线 IP 连接。通俗地讲, GPRS 是一项高速数据处理的技术, 方法是以“分组”的形式传送资料到用户手上。其相对于 GSM 的 9.6 kbit/s 的访问速度而言, GPRS 拥有 171.2 kbit/s 的访问速度; 在连接建立时间方面, GSM 需要 10 ~ 30 s, 而 GPRS 只需要极短的时间就可以访问到相关请求; 而对于费用而言, GSM 是按连接时间计费的, 而 GPRS 只需要按数据流量计费; GPRS 对于网络资源的利用率而相对远远高于 GSM。

鉴于本文中, 虽然所需传输的数据量不大, 但是需要多频次的传输数据, 采用 GPRS 相较于 GSM 其经济性较高^[6]。由于 GTM900C 是一款双频 900/1800 MHz 高度集成的 GSM/GPRS 模块, 内嵌 TCP/IP 协议模块, 使用简单, 易于集成, 同时由于其相对低廉的价格和易于阅读的资料, 在国内市场上得到很多人的采用。因此本文中采用 GTM900C 模块来搭建 GPRS 数据传输网络。

3 系统软件设计

变压器铁芯接地电流监测装置, 程序按照设定的采样间隔对接地电流进行采样, 将采样值及时钟通过 GTM900C 模块发送至远程监控后台。系统主程序流程图如图 5 所示。

后台监测系统采用 VB 软件进行设计, 利用 VB 的 MSComm 功能控件实现与铁芯接地电流装置的数据通信。该铁芯接地电流监测装置具有如下的功能特点。

按设置的采样间隔对接地电流进行采样, 其采样间隔可通过远程后台指令进行更改; 远程后台和现场装置均可

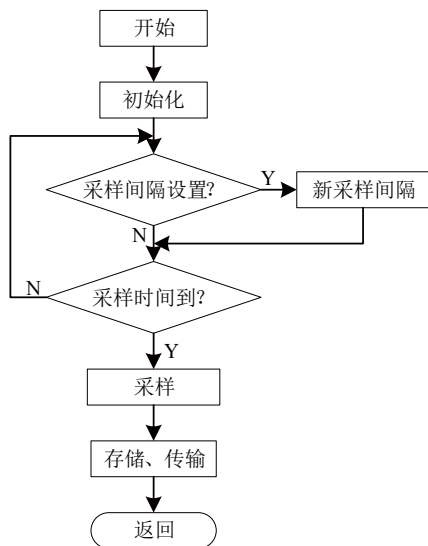


图5 铁芯接地电流监测装置主程序流程图

显示接地电流数值。

当铁芯接地电流超过设定值时, 现场装置开启蜂鸣器报警, 后台显示报警信息, 提示运维人员注意。

可对数据进行存储、查询。现场装置存储一年的接地电流数据。后台系统不但可以存储、查询不同时刻的接地电流数值, 还可以绘制图表, 更加直观地显示接地电流的变化趋势。

4 结束语

该系统通过低通滤波和量程切换电路对变压器铁芯接地电流进行预处理, 可以很好地提高数据采集的准确性。利用 GPRS 模块实现数据远程传输, 让运维人员不必到现场即可查看无人站各个变压器铁芯的接地电流。其具有的报警、数据存储和查询等功能, 加强了对变压器的管理, 为对变压器状态的评估提供了依据。

参考文献

- [1] 方浩. 基于STM32的铁芯接地电流无线在线监测装置设计[J]. 无线互联科技, 2015(3): 21-22.
- [2] 吉凤, 吴伟力. 提高变压器铁芯接地电流测量准确度的方法[J]. 现代商贸工业, 2011(15): 258-260.
- [3] 高宁, 高文胜, 李福祺, 朱德恒. 变压器局放在线监测中的现场干扰分析[J]. 高电压技术, 2000, 26(2): 31-33.
- [4] 赫飞, 杨亮, 杨桢, 蔡志达. MAX274在电力参数测量中的应用[J]. 现代电子技术, 2008(20): 181-183.
- [5] 皮志勇, 熊飞轮, 皮志军, 袁家胜. 变压器铁芯接地电流在线监测装置的开发[J]. 湖北电力, 2006, 30(4): 26-28.
- [6] 李业德, 李业刚, 张景元. 基于GPRS技术的远程配变监测系统设计[J]. 微计算机信息, 2006, 22(6): 45-48.

(责任编辑: 贺大亮)

CSG II 营销管理系统“直驳用电”实操及拓展应用

吴 易

(贵州电网有限责任公司都匀供电局, 贵州 都匀 558000)

“直驳用电”是电力营销管理专业近期提出的一个新概念,在《供电营业规则》和各类营销规范中没有提及到。然而这类业务也是非常常见的,CSG II 营销管理系统建成后,提出了“直驳用电”这一新概念,产生了“直驳用电”这个新流程,大量营业一线人员还很陌生,如何推行好并拓展应用开来,合理地将直驳用电流程整合应用到其他业务流程中,可以使 CSG II 营销管理系统模块功能更强大,能够让 CSG II 营销管理系统更好地解决电力营销领域中更加复杂的问题,具有重要意义。

1 直驳用电含义及适用范围

直驳用电包括直驳临时用电和直驳永久用电。

直驳临时用电:是指特殊条件下,不装设用电量装置的临时用电,供电企业按与客户约定的用电容量、使用时间、规定的电价计收电费。本业务适用于公共集会、节日彩灯、影视拍摄等一般不超过 7 天的临时性用电,以及抢险救灾等临时用电业务。

直驳永久用电:是指用电设备容量较小,不适合安装计量装置计费的永久性用电,供电企业按与客户约定的用电容量、使用时间、规定的电价计收电费。本业务适用于安装量大,地点分散、用电性质相同的小容量设备用电,如公安部门安全监控摄像设备和广播、通信部门信号接收装置等。

2 CSG II 营销管理系统中创建直驳用电业务流程方法

2.1 直驳用电(业务受理)

登录 CSG II 营销管理系统后,从业扩入口进入 → 业务受理 → 新装增减容 → 直驳用电(分直驳临时用电和直驳永久用电),按要求填写好客户报装基本信息,将流程传递到现场勘查环节。

3.2 直驳用电(现场勘查)

现场勘查是 CSG II 营销管理系统解决直驳用电的关键环节,要新建电源、计量点、电能表基本信息。这个节点是关键,设置不正确会导致电量、电价、电费差错。

选中计量点,将电量计算方式设置为定量,约定好月固定电量后保存。

选中电能表,选择取消电能表,建成直驳用电的图形

化模型,后续流程还有工程子流程、合同子流程、接火送电、拆火停电、业扩归档、资料电子化移交、流程结束,这和 CSG II 营销管理系统中其他类常规业务流程做法相同,不再重述。

3 CSG II 营销管理系统中“直驳用电”业务流程拓展应用方法

原则上各类用户都必须按用电性质分类装表计量,但对于电价类别多且现场不具备电能计量装置安装条件、多类电价需提比、电气化铁路还贷等这类现场无法装表计量的特殊用户,可以采用直驳用电模型拓展应用来解决,应用方法如下。

根据现场的实际供电方案,创建好供电电源、台区、变压器、计量点、互感器配置,根据系统要求完整地填写相关信息,找出现场无法实施装表计量的定量、定比、还贷类别,在主计量点下应用直驳用电模型创建定量、定比、还贷类别虚拟计量点即可实现现场无法装表计量的定量、定比、还贷类别计量和计费。

4 直驳用电流程

CSG II 营销管理系统中直驳用电共有 10 个主流程节点,其特殊节点主要是现场勘查环节。这个环节配置不正确,直接影响到后续所有环节都将发生错误,所创建出来的客户档案的电量、电费都会发生错误,产生严重后果。

5 结束语

2016 年南网公司研发的新一代 CSG II 营销管理系统已全面推广应用。由于电力营销工作存在复杂多变和区域性差异的特点,常规的营销业务流程容易固化和掌握,特殊的业务流程要因制宜来运作,要不断探索和开发系统功能才能满足实际工作需要。合理地整合现有系统功能并应用到一个复杂的业务模块中去,可以使 CSG II 营销管理系统模块功能更强大,能够更好地解决电力营销领域中更加复杂的问题。

(责任编辑:贺大亮)

智能技术在电能计量中的应用

马红艳, 付兴旺, 侯江涛

(国网山西省电力公司晋中供电公司, 山西 晋中 030600)

摘要: 为了满足电力系统发展需求, 在电能计量中积极运用智能技术, 充分发挥智能技术的应用优势, 提高电能计量的稳定性和准确性。本文简要介绍了智能化电能计量系统, 分析了电能计量中智能技术应用优势, 阐述了智能技术在电能计量中的应用和发展前景。

关键词: 智能技术; 电能计量; 应用

中图分类号: TM727

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0042-02

随着我国电网建设进程的加快, 传统的电能计量存在很多问题和不足, 无法满足现代化社会电力发展需求, 电能计量的稳定性对于电力系统运行效率有着重要影响, 为了进一步提高电能计量水平, 可利用先进的智能技术, 加强电能计量管理, 加大对电能计量智能技术应用的分析和研究, 优化电网运行, 不断提高电力系统运行水平。

1 智能化电能计量系统

智能化电能计量系统主要是在电能计量中应用智能技术, 包括智能化的管理系统、互感器、电能表等, 并且数字通信技术和计算机科学技术在电能计量系统中的应用越来越广泛, 这些技术不仅有效控制了电能计量系统受到外界因素的干扰, 而且在很大程度上提高了电能计量的准确性和效率。智能化电能计量系统对于各项技术设备的要求较高, 然而当前我国电网中很多电力设备还达不到智能化运行要求, 为了提高电能计量的准确性, 电力企业应积极推广和普及电能计量智能化技术。电能计量中智能技术的应用, 一方面更好地满足了我国电网的发展要求, 另一方面, 可实时获取电力系统准确、全面的信息, 为电网优化运行提供重要支持, 不断提高电能计量水平, 降低失误率。

2 电能计量中智能技术应用优势

在电能计量中应用智能技术, 解决了传统电能计量高失误率、低效率的问题, 也极大地提高了电能计量水平, 也有利于实现电能计量的节能环保, 满足便捷化、智能化的用电需求。在实际应用, 电能计量智能技术具有以下应用优势。

2.1 促进技术完善和设备更新

智能技术在电能计量中的应用, 极大地推动了电能

计量领域的快速发展, 也在很大程度上促进了电力技术完善和电能计量设备更新, 并且通过应用各种新技术、新工艺, 淘汰传统、落后的设备和工艺, 从源头上杜绝电能计量设备缺陷, 利用智能化的电能计量系统, 实现电能计量的自动化远程抄表, 减轻人工抄表的劳动强度, 解决传统手抄表的问题和弊端, 提高电能计量的可靠性和准确性。另外, 利用智能化技术, 电能计量系统还可实现实时、远程的监测功能, 不仅确保电能计量系统的安全、稳定运行, 而且有效提升电能计量工作效率。

2.2 管理智能化

智能化电能计量系统在实际应用中信息网络非常强大, 可根据电力系统不同计量点, 有针对性地提取电力数据, 结合电网运行要求, 制定科学、有效的电力信息管理策略, 将配变台区、输电线路、变电站、发电厂等有效联系起来, 为用户提供高效、优质的服务。同时, 用户通过智能化信息网络, 可实时了解用电信息, 然后结合用电信息, 科学调整用电情况, 减少用电成本。另外, 智能化电能计量系统可满足电力用户的个性化需求, 通过合理调整供电管理, 及时改进用户反馈问题, 在很大程度上提高了电网运行的可靠性和稳定性。

2.3 完善信息系统

智能技术在电能计量中的应用, 优点诸多, 其中最特别是信息量非常强大, 为电能计量管理的互动性、信息化和自动化发展提供了重要支持。智能化电能计量系统可以为电网运行提供准确、实时测量信息, 便于交流和查询, 并且智能电能表应用越来越广泛, 功能十分强大, 一方面满足了电力用户的应用需求, 另一方面为电力用户和供电企业提供沟通平台, 推动我国电力系统的不断发展, 并且智能化电能计量系统的指挥系统和数字

化网络已经相当成熟,可实现自我保护,从而确保电网信息安全。

3 智能技术在电能计量中的应用

3.1 提高电能计量性能

近年来,智能电网快速发展,电力企业越来越重视智能化电能计量系统,智能化电能计量系统的运行往往依赖于各种互动化、信息化和数字化的科学技术,所以电力系统应配备多种数字化、安全的智能计量设施,加快升级换代。当前,智能电表逐渐走入千家万户,各种应用功能日益完善,其中双向通信是智能电表的一个特殊功能,不仅实现了电力用户和电力企业之间的双向信息通信,而且有效提升了计量准确性。通过使用智能电表计量设施,电力用户可实时了解用电信息和电能数据,并且电网各个区域的智能电表,可实现远程观察和操作,实现合理、经济的用电预期。

3.2 加快信息处理速度

智能化电能计量系统主要是利用计算机相关技术,其电能信息传输主要是采用数字化传输方式,运算精确、信息处理和输送迅速,在处理和获取电能计量信息时,确保了实时化和准确化。智能化技术在电能计量中的应用,数字化信息处理非常准确、快捷,信息输送较快,解决了传统运行监测储存小、传播速度慢等问题,并且智能化电能计量系统的应用,极大地提高了电能计量的准确性,还可实现对电网运行的全程监控。

3.3 实现远程化检验

智能技术具有自动化应用优势,室内检定充分利用了自动化和数字化优点,也实现了电能计量的变革,智能化电能计量系统应用实现了智能检定体系,彻底改变了传统的检定作业体系,室内检定主要是通过全程自动、封闭的流水线完成各项工作,其确保了检定工作的自动化和信息化,极大地提升了电力企业的运营水平和工作效率。电力人员在不同地区进行电力检验时,通过信息网络将现场电能计量设备的数字信号传送到实验室,然后利用专业检测设施进行电能检验。同时,工作人员利用智能化电能计量系统可完成现场的电能检验,而且实现远程监控,去现场时也不需要再携带各种检测设备,极大地节省了物力和人力成本。

3.4 电能计量设施升级

电能计量中应用智能技术,促进了电能计量设施的升级和改造,进一步完善了电能计量检测技术,保障了检定使用效率和质量,并且利用智能化电能计量系统,有效提高了电能计量管理水平和工作人员操作技能,确保便捷、安全、准确地使用电能计量设施。

4 智能技术在电能计量中的应用前景

智能技术在电能计量中的应用,利用数字化信息网络,可实现强大的信息流量和信息处理能力,彻底解决传统电能计量的运输数据慢、通信难、存量小等问题,可实时监控电能计量设备运行状态,避免发生破坏计量设备、窃电等行为,全面提高电能计量监测水平,及时发送电能计量设备运行过程中的故障信息和计量参数,可帮助电力工作人员及时发现电能计量设备安全隐患,降低故障发生率,提升电能计量的安全性和可靠性,实现自愈和防窃。同时,通过应用智能技术,可实现自动化、远程化的电能计量检验,数字化的电能计量信息具有远程传输、高准确性的特点,彻底解决了传统模拟电信号传输速度慢的问题,也可实现远程检验,还能够自动判断电能计量设备的错误接线情况,不仅可实现智能化现场检验,而且有效降低了电能计算失误率。另外,智能化电能计量系统以信息化、数字化为平台,通过利用智能互感器,实时输出数字信号,实现电能计量的数字化和信息化,可满足电网的特高压安全要求,并且智能电网计量中运用智能互感器,通过光电子技术和光纤传感技术,可实时测量电网高压状态,提高电能计量准确性,减少安全隐患,有效弥补了电磁式互感器缺陷,满足了电网信息化运行要求,保障了电能计量的准确性和安全性。

5 结束语

电能计量中智能技术的应用,在很多方面应用优势非常明显,不仅为电力用户提供了优质的服务,而且满足了供电企业的电力管理要求,极大地提高了电能计量准确性和工作水平。

参考文献

- [1] 范威. 智能技术在电能计量中的应用及实践初探[J]. 黑龙江科学, 2015(11): 22-23.
- [2] 何盈. 电能计量中智能技术的应用探析[J]. 企业技术开发, 2015(35): 41+43.
- [3] 王俊. 浅析智能技术在电能计量中的应用[J]. 化工中间体, 2015(10): 7.
- [4] 孙永建. 有关智能技术在电能计量领域中的应用研究[J]. 科技风, 2014(23): 106.
- [5] 王淑艳. 智能技术在电能计量中的应用[J]. 黑龙江科技信息, 2014(31): 78.
- [6] 李玲玲. 智能技术在电能计量中的优势及应用实践[J]. 电子技术与软件工程, 2015(15): 229.

(责任编辑:贺大亮)

10 kV线路跌落式熔断器 在线监测终端系统

赵春林, 江玉成, 高健宁

(国网浙江诸暨市供电公司, 浙江 杭州 311800)

摘要: 跌落式熔断器是10 kV配电线路最为常用的一种自我保护设备。但是在其实际工作过程中容易出现熔丝、系统断流以及系统短路等故障, 进而导致大范围的停电事故, 造成巨大的经济损失。结合10 kV线路跌落式熔断器设计出一套10 kV线路跌落式熔断器自动化的在线监测终端, 本套系统可以实现在线监测熔断器运行及故障情况, 是一套具有远程传输能力的分布监控、集中管理、即时通知型的智能化管理系统。

关键词: 跌落式熔断器; 故障监测; 监测终端; 故障分析

中图分类号: TM711

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0044-03

中国由于幅员辽阔, 经济的发展不平衡, 同样, 电网发展水平和自动化程度也存在较大的地域性和区域性差异^[1]。传统的配网自动化模式, 由于基础条件要求高、资金需求量大, 很难满足全面建设的需要。基于各区域各级供电企业的实际情况, 性价比更高、更易建设的新型自动化系统, 可以弥补配网自动化系统建设的不足甚至可在局部取而代之, 因此更加符合我国城市电网的现状及未来技术发展方向, 也是实施农村配网自动化系统的正确思路^[2-3]。目前, 在配电线路的末端采用跌落式熔断器或喷射式熔断器进行保护, 是一种比较普遍有效的做法, 可以在负荷侧发生大电流故障时通过熔丝熔断迅速切断故障, 保证非故障线路的正常供电^[4-5]。在实际应用过程中, 当发生大电流故障造成熔断器断开, 故障点被快速有效地隔离, 从而保证了非故障线路正常运行, 但往往困难以及时掌握熔断器状态, 从而快速找到故障点。为帮助配网运维人员掌握熔断器运行状态, 及时发现故障, 并快速查找故障点恢复故障侧的正常供电, 公司开发出DZ-RDQ01配电线路熔断器监测系统。

1 在线监测终端故障检测原理

本次研究开发的DZ-RDQ01配电线路熔断器监测系统故障检测原理为: 跌落式熔断器状态监测传感器固定于熔管上, 其内置角度传感器, 当熔管跌落时, 其熔管水平角发生变化, 当水平角小于门限时, 判定为熔断器跌落。当熔管重新闭合时, 其水平角大于门限时, 判定为熔断器闭合。

2 在线监测终端系统构成

DZ-RDQ01配电线路熔断器在线监测系统的终端装置由熔断器状态监测传感器和数据终端组成; 其系统主站由路由器、短信 modem、服务器、客户端和主站软件等多种软硬件组成, 并且可以支持与其他运行管理系统互联。

2.1 终端装置

熔断器状态监测传感器和数据终端功能和性能参数如下。

2.1.1 跌落式熔断器状态监测传感器

主要功能和特点如下。

- 熔断器熔管位置(正常或跌落)检测;
- 支持遥控器短距离无线和主站远程进行参数修改及数据召唤;
- 设备自检;
- 就地报警指示;
- 测量数据和报警信息无线上传。

主要技术参数如下。

- 适用电压等级: 6~35 kV;
- 供电方式: 感应取电, 后备可充电锂电池;
- 通信方式: 短距离无线(对数据终端);
- 报警传感器方式: 光闪(持续时间 $\geq 3000\text{h}$);
- 熔管状态: 正常水平角度 $\geq 45^\circ$, 跌落水平角度 $\leq -30^\circ$;
- 复位方式: 手动复位, 遥控复位;

- 功耗：静态功耗 $\leq 20 \mu\text{A}$ ，最大瞬时动作功耗 $\leq 30 \text{ mA}$ ；
- 尺寸：95 mm(H) \times 65 mm(W) \times 59 mm(D)；
- 防护等级：IP67。

2.1.1.2 熔断器状态监测数据终端

主要功能和特点如下。

- 接收和处理传感器上传信息和数据，并远传至主站；
- 接收和处理主站指令并下发至传感器；
- 支持系统对时；
- SOE事件存储；
- 设备自检；
- 远程参数修改和程序升级；
- 具有模拟和数字接口，可接入温度传感器，监测变压器油温。

主要技术参数如下。

- 供电方式：太阳能供电10 W，蓄电池12 AH；
- 通信方式：短距离无线（对传感器，最多接入6组），GSM/GPRS（对系统主站）；
- 功耗：准实时在线模式：静态功耗 $\leq 80 \mu\text{A}$ ，最大功耗 $\leq 110 \text{ mA}$ ；实时在线模式：静态功耗 $\leq 200 \mu\text{A}$ ，最大功耗 $\leq 110 \text{ mA}$ ；
- 尺寸：440 mm(H) \times 280 mm(W) \times 200 mm(D)；
- 防护等级：IP65。

2.2 系统主站装置

本文设计的10 kV线路跌落式熔断器在线监测终端系统主站设备主要包括系统软件、服务器、短信 modern、UPS 电源等，具体如表1所示。

表1 系统主站终端标准产品列表

序号	产品名称	产品型号	产品描述	备注
1	短信modern	DZ-XM1	可支持2路GSM和2路RS232通信	标配
2	应用服务器	DZ-RPC60	可作为数据库及应用服务器	标配
3	UPS电源	DZ-UPS60	提供后备电源供电	标配
4	在线监测系统软件V1.0	DZ-SFI2000-A	BS架构故障在线监测系统软件	标配

2.3 DZ-XM1短信Modern

本文设计的10 kV线路跌落式熔断器在线监测终端短信模式主要起到以下作用：第一，提供GSM数据通道，接收所有数据终端上传的信号；第二，将传感器数据终端上传的信号处理后转送服务器；第三，接收服务器的命令并通过GSM发送至相应终端；第四，向工作人员发送故障告警短信。相应的技术标准如表2所示。

2.4 DZ-RPC60服务器

本次研究设计的终端监测系统所采用的标配服务器应不低于要求：第一，工业机箱适用于工业现场控制等

表2 短信Modern技术指标

性能分类	参数名称	指标
功耗性能	静态功耗（单信道）	$< 200 \mu\text{A}$
	静态功耗（双信道）	$< 400 \mu\text{A}$
	整机最大功耗（单信道）	$< 800 \text{ mA}$
	整机最大功耗（双信道）	$< 1600 \text{ mA}$
GSM指标	接受性能	符合GSM终端工业级标准
	发射性能	符合GSM终端工业级标准
工程参数	工作环境温度	$-40 \sim +85 \text{ }^\circ\text{C}$
	工作相对湿度	$\leq 95\%$
	海拔高度	$\leq 5000 \text{ m}$
	MTBF	60000 H
	供电电压	AC 220V (150V ~ 280V)

领域的19" 4U可上架工控机，双重驱动器减震功能。前置USB接口及开关/REST板采用INTEL945GV芯片组，为USB及COM口提供EMI保护。集成显卡，共享显存224M，USB前置；第二，工业底板应有4个PCI 32位插槽、7个ISA 16位插槽和1个PCIEX1；第三，所用电源为300W工业电源；第四，工控机I/O接口应可提供2个USB接口前置、2个RS232串口和1个并口；第五，整机配置为CPU：P4 3.0G LGA775，内存：2G，硬盘：250G SATA，网卡：集成千兆网卡，光驱：16X DVDROM光驱，显卡：集成，声卡：集成，键鼠：LG光电套装，显示器：AOC 19。

2.5 DZ-UPS60 UPS电源

UPS电源的标配型号为DZ-UPS60，其配置如下：第一，额定容量为1000 VA，插座为国标3（1）；第二，稳定输入范围为173 ~ 266 VAC（标准模式），148 ~ 295 VAC（超强模式）；第三，尺寸和总量分别为84 \times 430 \times 220 mm和9.5 kg；第四，网络保护端口、通信端口、环境温度和湿度分别为RJ45/RJ11、DB-9P、0 ~ 40 $^\circ\text{C}$ 和10% ~ 90%

2.6 DZ-SFI2000系统软件

架空线路故障监测系统是一套独立的配网生产和管理应用软件，具有配电线路管理、监测和定位故障位置、实时监测线路状态功能。为了符合电力公司的集中管理的要求，本系统也预留了接口，可与调度自动化系统、配电自动化系统、GIS系统、变电站综合自动化系统等生产管理软件集成，使得故障监测数据可以被更多的部门使用，发挥更大的作用。经过系统集成，可以实现如下功能：第一，监测系统可以把故障定位信息上传给其他软件，在其他软件上展示出故障位置、故障时间、故障类型等数据。如果传给一套GIS系统，那么可以在地图上清楚地展示故障位置的地理状况，行车路线等，可以极大程度提高故障处理的效率；第二，监测系统可以把遥测数据上传给其他软

件展示,包括线路负荷电流、温度、状态等。

3 系统功能与技术特点

3.1 系统功能

DZ-RDQ01 熔断器在线监测装置可安装在配电线路上,其中传感器固定在熔断器熔管上,数据终端安装在杆塔上,用于在线监测熔断器运行及故障情况,是一套具有远程传输能力的分布监控、集中管理、即时通知型的智能化管理系统。熔断器在线监测系统实现以下主要功能:第一,遥信:大电流故障的准确判断和熔断器工作状态判断;第二,遥测:负荷电流的实时监测、定时上传以及故障电流的采集和立即上传;第三,遥调:远程联网设定和修改故障整定值,远程联网设定和修改故障复位时间,远程联网设定和修改报警检测的延时时间,远程联网设定和修改电流变比系数和远程联网设定和修改负荷电流定时远传周期。需要指出的是熔断器在线监测系统实现的遥调功能除第一项外其余均为可选功能。

3.2 技术特点

本文设计的 10 kV 线路跌落式熔断器在线监测终端具有如下技术特点。

第一,故障判决。熔断器状态和大电流故障判断的准确度高,适用性好。

第二,数据采集。传感器可准确采集熔断器的工作状态、故障信息,保证了数据来源的真实性、准确性。

第三,供电技术。传感器具有内置锂电池作为其后备电源,晴天时可通过太阳能电池板为其充电,保证其在低负荷的阴雨天气中也可正常工作;数据终端可依靠太阳能电池板及蓄电池来为其供电。

第四,通信技术。传感器与数据终端之间采用无线射频进行通信,免除了线路绝缘、安全距离等问题。数据终端与系统主站之间则可利用 GSM/GPRS 进行通信。上述通信配置增强了系统的可靠性、灵活性、适用性,并节省了大量网络通信基础的建设费用。

第五,抗涌流技术。在线路送电时,传感器设有闭锁机制,会根据电压和电流变化情况实现闭锁,防止因为涌流导致误报。在线路供电恢复稳定后,终端会自动解除闭锁,恢复正常检测状态。

4 结束语

该系统通过监测和上送熔断器的状态、大电流故障信息、熔断前的故障电流等信息和数据,帮助运行维护人员及时发现故障点,快速实现故障抢修恢复供电,同时系统所采集的熔断电流作为熔断器设备状态检修的参考。总之,从实用性和经济性考虑,相对于改造网络结构、增加

电力设备、加强巡检强度等手段而言,配电线路熔断器在线监测系统作为一种成本低、见效快、稳定性高、组网灵活的简易型配电自动化系统,更适合于在城市郊区和农村配网进行全面建设,从而有效地提高配网的供电可靠性。

参考文献

- [1] 刘雪松. 论我国高压电网继电保护技术存在的问题与发展对策[J]. 电工技术:理论与实践, 2015(8): 61-61.
- [2] 田海水, 吴汉斌, 王宁. 浅析我国电网调度自动化系统现状及发展趋势研究[J]. 商情, 2014(40): 216-216.
- [3] 罗福健. 对配网自动化系统建设的技術特点及基本方案的建议[J]. 电子世界, 2012(19): 16-17.
- [4] 郭湘奇, 韩宇泽, 储强. 基于局部放电在线监测技术的高压电缆终端事故的预防[J]. 电气时代, 2015(8): 56-58.
- [5] 马玉良, 潘胜利, 庞万隆. 基于绝缘封闭型喷射式熔断器在电网中的应用分析[C]. 供电企业带电作业技术研讨会, 2012.

(责任编辑:贺大亮)

资讯

□ 国家电网自主开发可控中间件软件摆脱对外依赖

近日,由国网冀北电力有限公司牵头设计开发实施的国家电网公司自主可控中间件软件进入上线试运行验收阶段。该产品试点应用成功标志着国家电网公司自主可控中间件产品已进入可推广应用阶段,公司将逐步摆脱对国外中间件软件的依赖。

近年来,随着国家电网公司的信息化建设要求的提高、业务应用的大量上线运行,国家电网公司对基础平台软件的依赖也日益突出。公司设计开发出了满足自主可控、标准规范化、容器组件功能、集群功能、安全功能和配置管理等多项要求的国产中间件产品——SG-APS 中间件。经过半年多的上线试运行表明,SG-APS 中间件是一款标准、安全、高可用并具丰富功能的企业级应用服务器,可为企业级应用和服务提供便捷的开发、灵活的部署、丰富的监控和高效的管理等多种功能。

目前,中间件软件一期完成了容器、J2EE 技术组件设计、线程池、数据库连接池、集群管理、安全管理、日志管理、交易服务、管理配置、快照服务、部署服务 11 个功能模块的开发,实现中间件部署、安全等功能;完成在国网冀北电力营销稽查监控二期和应急指挥二期系统的支撑工作,验证了乡镇供电所及班组一体化系统、业务流程管理、统一权限等 10 套二级部署系统并出具了迁移测试报告。

来源:国家电网报

电力调度自动化系统中的可视化技术

杜彬

(国网西藏那曲供电公司, 西藏 那曲 852000)

摘要:在进行现有的自动化系统建设中,从社会发展的规模程序进行分析,其中就包括了诸多的结构含义。而如何应用现代化的可视化技术进行电力调度,应结合实际的自动化系统来进行管理应用。本文从某地电力自动化调度系统的执行操作应用进行简要分析讨论。

关键词:可视化技术;电力调度;自动化系统

中图分类号: TM727

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0047-02

随着现代社会的快速发展,系统的数据量传输装置正在逐渐地提升,而在这样的大环境下,其管理体系的变化也更为明显,其实际的使用,就包括了如下几个特征,其一,随着社会经济的迅速发展,电力市场的引入在很大程度上,需要对电网监控系统的集体采集管理,从而保证信息的执行安全性;其二,电网建设的滞后性,对现有的电力管理渠道产生了较大影响,这一问题,还需要从多个角度来进行调整控制,以便于后续的发展实现;其三,对于电网规模的调控,并增强对管理系统的安全使用,实现管理系统的不同细节在使用表达领域内的局限性表达管理,在每个独立的数据单位上,也可完善对地域性分布规律上的表达;其四,在区域的变化区域管理上,结合地方的变化倾向进行调节,能更好的保证其在不断变化的现代化生产效率上,满足社会生产需求。为完成对可视化技术在电力调度的现代自动化系统安全应用分析,对某地电力自动化系统的体系使用进行了如下简要分析。

1 电力自动化系统的可视化技术简介

Visualization 是从 20 世纪计算机大力发展后出现的一种可视化软件技术,通过现代计算机的可视化操作,实现了对已有管理体系上的三维管理。而在这一管理系统中,可以通过吸纳脑部医师分析方法,从而确定自动化系统的执行调节,为后续的安全执行,提供安全保证。

2 自动化系统的实际应用分析

从电力自动化的管理系统来看,为满足对不同模式环境下的信息执行操作,结合实际的系统潮流体系进行分析,就集中在对多个角度上的调控策略上,可分为如下几点。

就目前的可视化技术在现实生产中的应用问题,其中

就主要包括了单线图、潮流图、棒图、高等线、虚拟仪表、饼图和运动对象以及动画展示等多种现实技术。其实际的使用,从多个角度来进行分析,即可完善在线路功率方面的保护工作,以及对于使用趋势的分析。在进行可视化的技术执行过程中,为满足基本的生产需求,其中可根据以下几点来进行应用技术系统的全面管理分析。

首先,对于电网的灵敏度分析,主要针对于现有的引发装置在变量方面的变化改进,促进对电网计算的管理应用,从而确定了对灵敏性信息上的综合性分析,其作用对基本的生产等,都有较强的促进作用。例如,在进行中枢点电压的规格变量控制上,通过相应的信息使用规则进行分析,即可保证对灵敏系统数据的工作保护简化,并结合实际的使用规格,促进对灵敏度系数上的改进。

其次,对于线路功率的动态监视作用,从传统的调动自动化系统结构来看,不同的系统线路应用,对于潮流动态显示结构的作用应用问题等,都能够极大地满足对不同显示动态效益上的表达,而如何结合实际调整路线进行分析,也能够更好地满足在基本结构形式上的表达调控。对于变压器在使用调节能力上的控制问题,保持对潮流功率大小和方向上的控制,以此来改进对流过线路范围功率信息上的调整控制,其传输的容量和百分比概率等问题,也可结合实际的表示线路,完成对容量的传输。而在达到了上限值后,即出现变色提醒。

再次,电压等高线的监督分析,从节点的运行数据进行线路分析,完成对放大变色线路节点在使用中的电负荷、电价等方面的可视化管理,并通过温度计量方法和直方信息图法上的变控调节,即可实现在实际使用效率上的综合性分析,而在这一理念上的执行,通过方法调度理念上的调节分析,也能够更好地满足在对不同维度信息上的变化管理。

最后，对于网络的动态监视安全区域，从现有的电网系统与运动形式进行分析，即可通过人员之间的相互关注体系实现对整体系统运动状态上的选择，并完成对稳定性系统的安全使用规则进行确定。为满足对后期长期电力使用安全的执行调节。在进行安全区域的使用中，就需要结合实际的法纪基础点来进行发展阶段上的确定，并依据相应的信息存储结构，进行最终的安全结果区域确定，实现在基本信息安全领域使用方法结构上的安全性监督，以此来确定对防御与控制上的有效执行。

3 实际应用中的可视化自动系统

从现有的调度自动系统来看，模型的建立，应当从多个角度上来进行综合调度，并依照相应的基础建设领域，实现对可视化技术在系统模型上的执行使用，其图形和人机交换等领域，对基本的信息理论以及可视化技术的依据等，也能够极大地满足对人机交互系统的保护促进，其电力信息系统的框架调节，对于现实作用的电力系统以及信息可视化监护系统等，都能为其提供有效的系统保护。而在进行系统应用的过程中，仍需要从以下几点来进行保护处理。

3.1 系统硬件结构上的应用

对于可视化系统的调度应用，从原有的调度自动化系统进行平台分析，并依照相应的原有系统功能保持形式来看，自大的功能就在于其系统本身的独立性，采取相应的硬件结构，即可有效地保证对使用结构方式上的表达。其结构如图1所示，

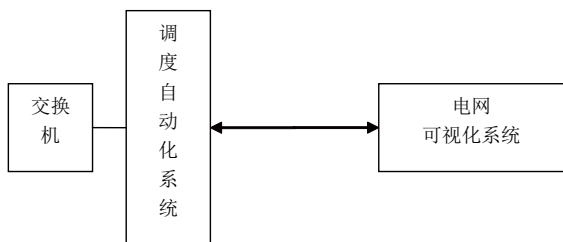


图1 系统硬件结构

3.2 系统软件的应用

对于电网的可视化管理，在系统应用中，系统软件是

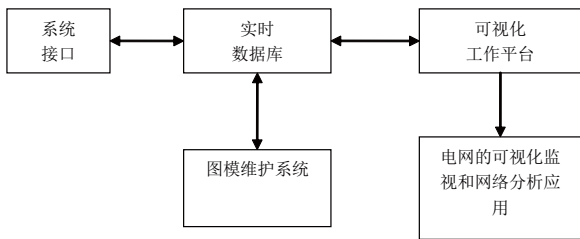


图2 系统软件结构

决定可视化操作的主要应用，而其结构则如图2所示。

3.3 系统连接应用

在进行系统的标准化连接应用中，为满足对图形标准的实际使用完整性，在进行系统连接方案的选择上，也需要极强对基本信息理念上的执行调节，通过有效的信息结构应用，从而为后续的执行使用提供模型保障。

在进行信息的端口连接中，就分为三个模板，首先，模型接口与主要依据公共信息模块和接口标准化两个阶段上，而不同的数据模型，在进行信息的连接过程中也需要加强对建立企业在诸多信息上的表达应用根据实际的使用规格，完成对信息内部的结构调节，以其不同的模型标准来实现最终的转换应用。然后，针对数据接口，应用相应的连接通道进行不同模式下的信息连接，依照这一理念，可更好地满足对不同结构环境下的连接渠道，其使用的规格以及使用方法等。也都能够依照相应的连接范围，完成对不同理念形式上的信息综合调控。最后，对于标准SVG的图形接口连接，从标记的语言形式来看，不同的网络标准，对图形的应用信息等，都有不同的管理理念，而为实现对技术展示图形上的表达控制，则需要结合实际的使用规格来进行调控。

4 结束语

面对现代技术的不断拓展，对于电力系统的现代化建设，通过可视化管理模式为其后续的发展提供保障，是为后续发展提供保障的根本所在。为满足今后的社会发展需求，在进行复杂电网的管理中，可根据实际需求进行综合的使用调控，保证在今后的社会生产中，电网系统能够在全面可视环境下进行操作。

参考文献

- [1] 刘璐, 任坤龙, 聂文昭, 等. 可视化技术在电力调度自动化主站系统中的应用[J]. 科技创新与应用, 2015(29): 180.
- [2] 谭凯. 可视化技术在电力调度自动化主站系统中的应用[D]. 山东大学, 2009.
- [3] 于永生. 浅析电力调度中应用可视化技术的关键[J]. 科技与企业, 2015(10): 80-80.
- [4] 沈国辉, 李立新, 狄方春, 等. 特高压电网调度自动化系统的数据集成和可视化展示[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(23): 94-97.
- [5] 贾书涛, 杜珂. 关于电力调度自动化主站系统中可视化技术的应用探讨[J]. 河南科技, 2014(10): 105.
- [6] 甘家峰. 可视化技术在电力调度自动化系统中的应用[D]. 天津大学, 2007.
- [7] 周特军, 邱建, 王春艺, 等. 基于SVG的可视化技术在继电保护定值在线校核系统中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2015(16): 112-117.

(责任编辑: 贺大亮)

基于互联网平台的 供电服务智能广播系统

颜廷学

(国网山东省电力公司郑城县供电公司, 山东 郑城 276100)

1 选题理由

理由一：客户有需求。郑城公司营业面积 1195 km²，用电客户 34 万户，其中农村客户占比 90.33%。近年来，随着农村客户生活水平的日益提高，对电的需求和依赖程度越来越高，也对公司的服务提出了更高的要求。通过 95598、12345、营业厅、台区电工及客户来访等客户诉求渠道，统计分析得知，客户目前最关心的是“怎么停电了，什么时间来电”、“停电这么长了，怎么还不送电”、“电压怎么那么高”、“盖房子如何安装临时用电”等等，特别是在夜间及夏冬两季发生故障停电，客户用电心情最迫切，对公司都是满肚子的“一百个不满意”“我要投诉”，严重影响了公司“央企”的良好形象。如何在第一时间，主动的满足客户的知情权，取得客户理解，是摆在我们面前亟需解决的难题。

理由二：用电信息接收不畅。在农村，村民很难做到按时收看电视新闻、使用电脑或手机上网浏览了解这些用电信息。传统的宣传方式，如现场告知、张贴公告、悬挂条幅、电视滚动字幕等，费用高，宣传范围窄，时效性较差。如果村民不能及时了解这些信息，那么就会造成咨询电话务量较多、服务工单居高不下的现象，不符合客户诉求响应迅速、需求传导顺畅高效的“大服务”体系工作要求。

2 现状调查与分析

现场调查：组织 155 名员工深入农村进行走访调查，征求客户意见、建议 1.8 万条，收集调查表 23.6 万份，汇总如表 1 所示。

由表 1 可见，广大农村客户获取电力信息的主要渠道仍为现场告知、公告，而微信、网站、地方电视台等渠道宣传效果较差。

数据分析：项目组从 2014 年停电计划、故障抢修、用电宣传、用电交费、安全用电五个方面的调研，分析如表 2 所示。

2014 年全年工单总数 6438 件，千户工单指数 20.12，其中乡镇供电区域工单 5859 件，占比 91%。通过对工单内容进行分析汇总，因获取信息不及时产生的工单

表1 电力服务信息获取渠道调查表

序号	获取渠道	选择人数	占比/%
1	现场告知	116280	49.21
2	公告	45014	19.05
3	条幅	6805	2.88
4	地方电视台	12642	5.35
5	微信	7656	3.24
6	网站	5955	2.52
7	短信	22495	9.52
8	电话	19447	8.23
合计		236294	100.00

表2 2014年电力信息服务及工单统计

序号	工作内容	工作量 (人/车次)	服务工单 数量	千户工单 指数
1	停电计划	3100/837	1081	3.38
2	故障抢修	1306/353	4479	14
3	用电宣传	3888/1051	231	0.72
4	用电交费	6540/1767	489	1.53
5	安全用电	872/236	158	0.49
合计		15706/4244	6438	20.12

占比在 30% 以上，并且重复性工单的产生较为普遍。

那么如何能及时、主动地向客户提供这些实用的用电信息是公司项目组所要解决的课题。

众所周知，互联网是最好的传递信息的平台，如何将互联网和主动服务提升做到有机结合？为此，公司项目组创新研发了基于互联网平台的供电服务智能广播系统。

3 项目原理

“智能广播系统”，顾名思义就是互联网 + 智能广播系统 + 主动服务。

3.1 系统组成

智能广播系统是基于互联网开发的系统，由智能广播平台和智能广播终端两部分构成。

智能广播终端由 GSM 接收播放一体机、电源控制模块、蓄电池、箱体构成，安装在各台区中心位置，负责接收智能广播平台发送的信号，并用语音播放出去。

智能广播平台具有网页管理界面，用户通过互联网登录后，实现对所有广播终端的控制管理。有广播任务时，智能广播平台同时连接电话和广播终端，将电话作为话

筒,广播终端作为广播喇叭,利用便捷的互联网把供电服务的声音传送到指定的台区,无广播任务时,平台和终端均处于静默待机状态。

3.2 系统功能

实现远程广播。智能广播平台提供网页界面和手机APP客户端,只需一台电脑或一部智能手机即可随时随地对指定的台区进行语音广播,不受时间、空间的限制。

可以一对多达1000个台区同时进行语音广播,也可以点对点进行语音广播。

具备多种通信录分组功能,能够一键选择停电路的各个台区,也可以快速选择台区经理负责的所有台区进行服务广播。

具有断电续航功能,智能广播终端自带具有浮充功能的蓄电池模块,可在市电中断的情况下连续进行语音播放1h,间歇播放7~10h。

具备自动追呼功能,对本次未呼通的终端继续追呼,直到呼通。

具备预约广播功能,可定时预约播放调频广播天气预报及预先录音的语音服务内容。

3.3 安全防护

智能广播平台具有权限管理和行为审计功能,根据角色职能、业务需求的不同,赋予不同的权限,自动记录用户登录、指令操作、语音广播等信息,方便对使用情况进行检查和事故追溯。

智能广播终端对呼入的电话号码具有自动识别功能,只有通过验证绑定的号码才能建立通话连接,其他号码禁止通话。

制订《智能广播系统运行管理办法》,对随意广播、越权广播等行为严格考核。设专人对智能广播系统维护检查,发现故障,及时排除,确保广播终端实时在线。

4 项目实施效果说明

2014年底,该项目完成可行性调研及试点工作。2015年2月,完成616个行政村715台智能广播终端的安装调试,实现全县农村营业区域全覆盖。

4.1 经济效益

农电管理人员摆脱了以往费时费力的宣传模式,有效降低了内部管理成本,提高了工作效率。

通过智能广播系统的应用,有效节约了公司成本,以2014年、2015年电力信息服务数据为例,测算使用系统前的2014年服务成本为242万元,降低为2015年的110万元,扣减系统运维成本7万元,可节约服务成本125万元。

4.2 社会效益

该系统的应用,让用电信息以迅速、高效、顺畅方式

传导,满足了农村客户紧急需求、重要需求和一般需求,让广大农村客户足不出户,便能及时了解到最新的电力动态、电费电价政策、停电计划等电力信息,同时还定期播报24节气安全用电常识,深受客户的喜爱和好评。2015年,通过智能广播累计发布停电计划信息876次、故障抢修802次、用电宣传1715次,服务工单由2014年的6438件降到2015年的3283件,降低49.01%。

将系统与广播电视台衔接,实现交通台、气象台、农村经济等广播电台频道的信息资源共享,配合政府发布自然灾害的预报预警和突发应急事件的通告。

结合公司系统的“彩虹爸妈”青年志愿服务品牌,项目组的“彩虹爸妈”还贴心地为各乡镇学校安装了智能广播系统,为留守儿童个性化定制了通俗易懂的安全用电常识,同时在系统中利用公益组织“放学路上”互联网上的故事盒子内容,为儿童定期播放励志故事,传播青春正能量。

5 项目推广前景描述

智能广播系统的形式灵活、覆盖面广、渗透力强、传递速度快、传递信息不受时空限制,投资成本低、宣传效果好等特点,有其他宣传工具不可替代的作用,是农村电力客户了解电力政策、学习安全用电知识的便捷渠道。

该系统操作简单、维护方便,实用性和安全性较强,而且系统的功能可进行拓展和延伸,能够有效融合用电业务,在广大农村地区具有极强的可复制性和行业部分推广价值。

6 创新点、效果归纳

创新点:如何提升对客户的主动服务能力,来满足客户的需求,是我们本次创新的着力点。

无线智能广播:通过互联网平台,实现电力信息的无线、远程传播。

即时性:能够实现停电、报修及后续服务信息的即时发布。

一对多:能够实现分线路、分乡镇、分台区的精准、实时一对多语音广播。

个性化定制:系统现有预约广播、自动追呼、广播录音、详单查询等功能,还可以根据需求进行个性化定制。

电源“零时差”切换:内置可浮充蓄电池,市电停电情况下可“零时差”切换至蓄电池供电。

效果归纳:将原来普通广播与互联网平台有机结合,实现对客户的远程用电服务,提升了供电服务的智能化水平,拓宽了服务渠道,提高了服务效能,降低了服务成本,有效减少了供电服务的盲区和弊端。

(责任编辑:贺大亮)

提高农村低压抄表采集成功率

陈 杨¹, 徐华磊²

(1.江苏理工学院, 江苏 常州 213001; 2.国网南京市溧水区供电公司, 江苏 南京 210000)

近年来,随着用电市场的快速发展,国网江苏省电力公司在省内范围内推广了用电采集器和集中器,提高了数据采集处理的准确性,实现了信息化管理和规范化管理,杜绝了随意估表和抄错用户现象。但是,随着用采系统不断建设推进下去,新的问题也出现了,系统中时常有用户采集不到数据,往往一个台片出现好几户,这让抄表人员不得不重新去现场抄表。

1 现状调查

2016年2月在对国网江苏溧水区供电公司和凤供电所21074户采集中进行统计,采集失败的用户达到1968户,采集成功率只有90.66%,未能达到100%的预期的目标。随后对和凤供电所3—5月低压采集成功率失败原因,进行跟踪调查统计,根据调查结果,得出了导致低压采集失败的原因:由集中器上行通道不通和采集器485接线通道不通达到了5875个,占低压采集失败数比重很大,累计达到99.51%,因此,低压采集器通道不通、采集器上行通道不通是造成低压采集成功率低的主要原因。找出主要原因后,现场对每条因素逐一论证,对所有末端因素进行排除分析。

通过排查,主要存在2个主要原因:卡槽材质脆弱和接头装置差。

2 整改方案

为了更好地降低采集器485接头掉线导致采集成功率低的问题,从所需资金、预期耗时、方案实施能力、操作难易程度等方面制订整改计划如表1所示。

表1 整改方案计划表

序号	要因	对策	目标	措施
1	采集器485接线接头差	改良485接线接头	将485接头改成卡扣式	确定485接头改进方案;制作设计图纸;按设计图纸加工制作插口;安装新接头
2	集中器卡槽材质脆弱	更换塑料卡槽	将集中器塑料卡槽改成金属式	制订更换计划;制作金属卡槽;将塑料卡槽换成金属卡槽后,进行现场试验

3 方案实施

3.1 安装外置卡扣式接头替代集中器卡槽

将塑料式卡槽更换成外置卡扣式接头方案确定以后,设计出制作金属外置卡槽。

制作出了连接外置式卡扣的连接线。

通过以上实施,在更换485接线接头后,经过几个月的实践,485接线依旧完好。且在更换采集器时,不需再次取下封印,新采集器方便实用。

3.2 改进集中器卡槽

原塑料卡槽,在安装集中器时,工作人员要先拨开卡槽,插入SIM卡,然后再合上。在施工过程中,稍不注意,就会导致卡槽损坏,造成集中器通信通道不通,导致抄表人员无法采集数据。而且卡槽下方只有两个很小的支脚支撑,很容易造成卡槽脱落。因此制作出新金属卡槽。

结论:通过以上实施,塑料卡槽更换成新卡槽后,明显增加采集成功率。

4 成效分析

通过方案实施,供电所2016年6月低压采集成功率,达到99.72%,比实施前90.66%,提高了9.06%。

节约了抄表和运行维护时间,方案实施后6个月,低压采集不成功台区下降到4个,减少了75个。

方案实施后,在节约报修时间的同时,也为企业节约了维修成本。减少了低压集中器、采集器的维修次数,减轻了抄表人员的劳动强度;提高了抄表准确率,减少能源损失。

5 结束语

通过此次整改,新式集中器和采集器485接头完全符合标准要求。解决了低压采集成功率低的难题,缩短了抄表人员的抄表时间,同时被溧水区供电公司推广使用,提

高了低压采集成功率。进一步加强了员工分析问题、解决问题的能力,同时提高了员工各方面的综合素质,增强了使命感、责任感、荣誉感。

(责任编辑:贺大亮)

提高业扩报装业务的一次性告知率

王治超¹, 刘涛²

(1. 国网山东电力公司海阳市供电公司, 山东 海阳 265100;

2. 国网山东电力公司莱阳市供电公司, 山东 莱阳 265200)

1 选题背景

随着人民生活水平的提高和对供电服务水平要求的不断提高以及对业扩报装的政策、流程了解的不断深入, 切实落实上级部门要求的“一次性告知”义务成为亟待解决的问题, 加上近期省公司连续出台文件要求将“大服务”落到实处, 建立以“客户为导向”的服务机制。

营业业务一次性告知: 客户到供电营业厅办理、咨询用电范围内的用电事宜, 承办人员必须一次性告知其所要办理用电事项的时限、程序、所需的全部资料。

营业业务一次性告知率 = 一次性告知业务件数 / 业务受理总件数 × 100%

2 选题理由

理由一, 上级部门要求实现业扩报装一次性告知率达到 95% 以上。

理由二, 上级部门要求对业务受理阶段进行优化, 下发了《国家电网公司关于简化业扩手续提高办电效率深化为民服务的工作意见》《关于进一步简化业扩报装手续优化流程的意见》等多份文件要求不断提升业扩报装业务的一次性高质量。

3 现状调查

根据统计, 2015 年 1—4 月的业扩报装业务的一次性告知率平均值为 86.23%。

4 确定目标

6 月开始每个月的业扩报装业务的一次性告知率数据采达到 99%。

5 原因分析与要因确认

营业窗口人员文化素质低。由调查时的数据得知, 营业窗口人员共 12 人, 均有专科及以上学历, 本科及以上学历 10 人, 占所有人员比例的 83.33%, 且所有窗口人员均有普通话证书, 属于非要因。

未使用统一的业务办理告知书。2015 年 1—4 月的业扩报装业务“一次性告知单”使用率较低, 仅为 9.76%, 所以确定为要因。

无相关考核、奖励措施。QC 小组成员发现在所有的业务管理体系中并未对“一次性告知”纳入管理体系, 也没有相关的奖惩措施, 造成营业窗口人员在办理业务时, 没有很高的积极性, 2015 年 1—4 月的客户满意度仅为 92%, 其中因业扩报装业务未履行一次性告知业务而导致客户不满意达到所有不满意工单的 92%, 所以确定为要因。

无规章制度要求。QC 小组成员查阅了 2015 年 1—4 月营业厅规章制度通知记录, 已经有“营业业务一次性告知”制度要求, 属于非要因。

回答技巧欠缺, 经 QC 小组成员调查得知, 公司已下发供电服务典型案例汇编(一)、(二)、(三), 基本已包括所有可能遇到的问题, 属于非要因。

6 制订对策与实施

为提高业务一次性告知单使用效率, 经 QC 小组与营业班长讨论, 最终确定将业务一次性告知单作为业务受理及归档资料之一。

建立业务一次性告知考核机制。

经班组成员讨论, 将业扩报装业务一次性告知考核标准设定为 99%, 与此次课题的目标一致。

按月度对一次性告知率进行审查, 并进行班组内公示, 月度未达到考核标准的营业员以书面形式进行总结, 并提出个人改进意见。

将一次性告知率作为供电服务的服务之星、年度考评的标准之一。

7 效果检查

对策实施后, 6 月一次性告知率数据采达到 99.5%, 为确保服务质量和效率在社会公共服务行业中处于领先地位奠定了基础。

(责任编辑: 贺大亮)

分布式并联直流电源系统

范杰¹, 孙永花²

(1.青海省电力设计院, 青海 西宁 810001; 2.西宁宁光工程咨询有限公司, 青海 西宁 810001)

摘要: 分布式并联电池系统是将单只 12 V 蓄电池与匹配的 AC/DC 充电模块、DC/DC 升压模块等器件组成“并联智能电池组件”, 并通过多只组件并联输出, 形成满足实际需要的并联型智能直流电源系统。该技术可进行蓄电池在线核容管理功能、实现蓄电池的在线检修、不停电更换, 极大地减少运行维护工作量, 降低运维成本, 并可减少全寿命周期的投资。

关键词: 分布式; 并联直流电源系统; 蓄电池

中图分类号: TM727

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0053-02

采用分布式并联直流电源系统, 直流电源系统可按区域配置, 根据负荷计算, 各区域分布式并联蓄电池容量均为 200 Ah, 故无需设置专门的蓄电池室, 可有效节省占地面积, 减少投资。

1 模块技术原理

通过将 12 V 蓄电池与匹配的 AC/DC 充电模块、DC/DC 升压模块等器件创新设计为“并联智能电池组件”, 并通过多只组件输出并联, 组成满足实际需要的间接并联蓄电池直流系统。系统由 N 个组件输出并联组成, 组件各自连接 12 V 电池; 系统中各组件可逐个对蓄电池自动在线核容, 组件支持热插拔, 可以在线更换组件与电池, 一个标准柜可以放置 8 个组件及相应蓄电池。

电源组件基本工作原理: 组件同时接入交流电源及蓄电池。当交流正常时, 通过 AC/DC 电路形成内部母线电压, 此母线电压同时为 DC/DC 输出变换器及 DC/DC 充电变换器提供能量, DC/DC 输出变换器产生 DC220 V 或 DC110 V 母线电压, DC/DC 充电变换器输出 12 V 电压给蓄电池充电; 当交流失电时, 蓄电池通过 DC/DC 充电变换器升压输出形成内部母线电压, 使组件可以实现无间断切换至蓄电池供电。

当并联智能直流电源系统需要进行蓄电池核容时, 系统监控单元向系统中一个电源组件下发核容指令, 该组件的智能电路控制其转为蓄电池供电状态, 并动态调节实现蓄电池以 0.1 C 恒流放电。同时累记蓄电池放电容量直至核容完毕, 并自动转为交流供电状态, 为蓄电池充电。该蓄电池充电完成后自动开始另一个组件核容。

2 技术优势

2.1 在线核容技术

并联型智能直流电源系统在不停电的情况下, 由直流

微机监控装置远程控制将待核容模块进行全容量放电, 并保证其他模块在市电供电下正常工作。在不停电的前提下完成单个待试验模块的在线核容。

2.2 在线检修更换蓄电池技术

并联型智能电池直流电源系统中的每只蓄电池对应一个并联智能电池组件, 系统中各蓄电池之间相互独立, 无直接联系。并联电池组件采用插拔式接头, 可以带电热插拔。系统采用 $N+m$ 备份方式, 一个并联电池组件退出系统对系统供电无影响。

蓄电池在线更换只需将相对应的并联电池模块交流输入开关及蓄电池输出开关断开, 即可对蓄电池进行更换, 无需停电。

2.3 直流电源系统分布式布置

根据并联智能电池组件的特点, 可灵活选择组件数量, 可实现不同配电区域的直流系统分布式布置。该技术减少直流电缆的使用量, 降低一次建设成本及绝缘问题的发生率, 且无需设置单独蓄电池室, 减少投资。

2.4 直流电源质量高

将一只 12 V 蓄电池配置一个并联智能电池组件, 组件对蓄电池充电端及高压输出端分开, 使组件对蓄电池的充放电管理更加精细化, 使智能组件高压输出端电压更稳定, 纹波更小, 电能质量高。

3 系统方案

3.1 总体方案

根据站内二次设备分布区域不同, 分为三个区域 110 kV 室、330 kV 室、站控层室, 各小室分别设计一套直流系统。110 kV 室设计一段直流母线, 330 kV 室配置 2 段直流母线, 站控层的通信电源独立配置 2 段直流母线, 站控层其余设备配置 2 段直流母线。各室直流母线之间不

设置联络刀闸。直流系统选择 DC 220 V。

3.2 并联智能直流电源系统设备配置及参数选择原则

并联智能直流系统采用单只 12 V 蓄电池直接与组件连接,系统容量由并联的组件数量决定。在配置并联智能直流电源系统时,可集中配置,也可以根据负荷性质或电压等级分散配置。当采用分散式布置时,不同母线可互为备份,避免某一负荷故障而影响其他负荷的工作;也可对重要性不同的负荷各自配置不同的冗余度和后备时间。

并联智能电源系统与常规直流系统不同,由于电源组件输出直接挂在直流母线上,而蓄电池未直接挂在直流母线上。因此计算电源组件数量时,无需考虑蓄电池组浮充和均充要求,只需按各系统经常性负荷和事故负荷来计算。由于电源组件具备短时输出最大功率功能(60 s 内输出 2 倍额定功率),因此对于冲击负荷,计算电源组件数量时可不予考虑,仅核算即可。并联智能电源组件的数量应满足正常工作时的经常性负荷、满足事故状态下事故负荷和冲击负荷的需要。组件数量按 $N + 1$ 原则($N \leq 6$ 时)或 $N + 2$ ($N \geq 7$ 时)冗余配置。

4 技术经济效益分析

并联型智能直流电源系统取代常规“充电器+蓄电池组+蓄电池巡检”直流方案。该技术可进行蓄电池在线核容管理,实现蓄电池的在线检修、不停电更换,极大地减少了运行单位的维护工作量,降低能源消耗、运维成本、安全性更高。此外,灵活的配置方式可降低二次设备室使用面积。

相比于常规串联型直流系统,分布式并联电池方案中蓄电池为 200 Ah,无需专门的蓄电池室,可以节省蓄电池室面积为:38.88 m²。按 1000 元/m²的预估,可以节约 3.88 万元。一体化电源全寿命周期来说,由于并联电池具有自动核容功能,相比于常规串联蓄电池直流系统,可节省核容费用,按核容一组蓄电池花费 8000 元,一次核容可节省 1.6 万元。并联智能直流电源系统支持不停电在线更换模块、蓄电池,因此可以节省停电更换蓄电池带来的经济效益。并联智能直流电源系统中蓄电池是相互隔离的,单节蓄电池损坏不会影响直流母线,每节蓄电池都可以使用到寿命终止点,提高蓄电池利用率,相比于常规串联电池直流系统,一个或几个电池故障需要整组更换,把好的蓄电池一起淘汰了,并联智能直流电源系统可以避免这样的浪费,提高了资源利用率。

5 存在问题及设想

据了解,由于并联智能电池组件单个额定最大输出功率仅为 500 W,这在某种程度上限制了此项新技术的应

用,且 330 kV 变电站系统接线复杂且直流负荷大,故所需的并联智能电池模块数较多,相应屏柜数量增加,若厂家能在此技术基础上,尽早开发出大功率的并联智能模块,则可减少电池模块数量,使这项新技术具有更大的发展空间,这也是在这个工程项目中提出此课题目的。

参考文献

- [1] 李宾皓,李超群,周贤培. 新型分布式直流电源在 110 kV 变电站的应用研究[J]. 电源世界,2015, (03): 52-55.
- [2] 李志超,付威,孙剑. 分布式直流电源在配网系统应用探讨[J]. 电工文摘,2014, (04): 36-39.
- [3] 高玉. 分布式光伏直流电源及并网输电控制研究[D]. 河北科技大学,2015.
- [4] 李岩. 分布式光伏直流电源及其换流站功率控制研究[D]. 河北科技大学,2015.
- [5] 崔立冬. 直流电源系统阻抗计算方法及仿真软件研究[D]. 哈尔滨工业大学,2011.

(责任编辑:张峰亮)

资讯

天津电力两项科技项目通过国家电网验收

9月13日,国网科技部在北京组织召开总部科技项目验收会,国网天津电力牵头承担的“面向智慧城市的多元能源互联与管理关键技术研究及应用”“基于互联网思维的智能电网创新示范区建设模式研究”等两项科技项目通过验收。同时也成为国网天津电力首批顺利通过验收的总部科技项目,对进一步深化相关研究和今后高等级科技项目管理具有重要意义。

会议期间,评审专家对项目的技术资料、软硬件实施,以及财务情况进行了验收,并给予了高度评价。专家一致认为:项目按任务书与合同规定内容开展了全部研究工作,达到规定的预期目标和指标。

“面向智慧城市的多元能源互联与管理关键技术研究及应用”项目提出了综合能源信息处理与服务等技术,开发并应用了多元能源管网管控等四项软件,研制并应用了分布式电源即插即用装置等三项硬件,建立了用户侧智慧能源体系,为发展能源互联网提供了可复制、易推广的解决方案。

“基于互联网思维的智能电网创新示范区建设模式研究”项目提出了由资金筹措、组织体系、协同推进方式构成的智能电网创新示范区建设模式,建立了多元能源运营管控模式,结合互联网思维,为智能电网建设提供了极具借鉴参考价值和复制推广意义的新思路。

来源:国家电网报

分布式电源并网与地域电网的影响

齐占宇, 庄园, 王 博

(国网吉林省电力有限公司培训中心, 吉林 长春 130062)

摘要: 针对分布式电源并网阐述了并网的要求、对配电网的影响(包括对电压调整、继电保护、短路电流水平、配电网供电质量等方面), 针对分布式电源并网现状提出管理方法, 为今后的分布式电源并网工作提供了方向。

关键词: 分布式电源; 电网; 分布式电源并网; 配电网; 电压调整; 继电保护; 供电质量

中图分类号: TM727

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0055-02

1 分布式电源并网要求

《国家电网公司关于印发分布式电源并网服务管理规则的通知》发布, 标志着用电客户分布式电源业扩业务正式放开, 但并不是所有用电客户分布式电源均适用于该管理规则, 其中第一类: 10 kV 及以下电压等级接入, 且单个并网点总装机容量不超过 6 MW 的分布式电源、第二类: 35 kV 电压等级接入, 年自发自用电量大于 50% 的分布式电源; 或 10 kV 电压等级接入且单个并网点总装机容量超过 6 MW, 年自发自用电量大于 50% 的分布式电源的分布式电源可适用此规则, 但不包括小水电发电客户。

但是年自发自用电量 50% 的限制条件, 约束了许多分布式电源的并网, 操作性不强, 后期国家电网公司将 50% 限制条件取消, 并将原两类可并网的分布式电源客户, 细化为三类: 以 10 kV 及以下电压等级接入, 且单个并网点总装机容量不超过 6 MW; 以 10 kV 电压等级接入, 单个并网点总装机容量超过 6 MW, 有自发自用电量。以 35 kV 电压等级接入, 有自发自用电量(非“全额上网”项目)。

按照客户的分布式电源性质, 并网的分布式电源的电源消纳方式可由客户自行选择。电量全部自用, “全部自用”消纳模式, 无上网电量, 按照发电量进行补贴, 补贴标准为每 0.42 元/kWh; 电量全部上网, “全部上网”消纳模式, 上网电价执行当地光伏电站标杆上网电价 0.95 元/kWh; 电量自发自用余电上网, “自发自用, 余电上网”消纳模式, 上网电价按本省燃煤机组标杆电价执行, 2015 年 4 月 21 日起为 0.3803 元/kWh。

2 分布式电源并网地域性分布

截至 2016 年, 吉林公司供电区域内累计并网分布式

电源项目 33 个, 发电总容量 24052.88 kW, 在这些用户运行中, 对供电企业的管理、电网可靠运行都带来了不小的挑战。

2.1 对配电网的影响

由于配电网的设计是从变电站到负荷的单向径流来满足电力需求的, 而分布式电源连接和运行意味着自然的电流方向可能会被逆转, 从而间歇性影响周边用户正常用电; 目前继电保护大部分为自动保护系统, 分布式电源的电能潮流会导致保护系统错误动作等故障, 对电网调度提出新挑战, 清洁能源综合优化使用存在困难。

2.2 配电网运行管理、建设规划影响

2.2.1 电压调整问题

配电线路中接入 DER, 将引起电压分布的变化, 由于配电网调度人员难以掌握 DER 的接入、退出时间, 发出的有功功率与无功功率的变化, 这使配电线路的电压调整控制十分困难。

2.2.2 继电保护问题

DER 的并网会改变配电网原来故障时短路电流水平并影响电压与短路电流的分布, 对继电保护系统带来影响, 主要表现在以下几个方面: 引起保护拒动、引起配电网保护误动、影响重合闸的成功率、影响备用电源的自投。

这些对继电保护的影响是分布式电源并网研究中亟待解决的问题。

2.2.3 对短路电流水平的影响

直接并网的发电机都会增加配电网的短路电流水平, 因此提高了对配电网断路器遮断容量的要求。

2.2.4 对配电网供电质量的影响

风力发电、太阳能光伏发电输出的电能有间歇性的特点, 会引起电压波动。通过逆变器并网的 DER, 不可避免地会向电网注入谐波电流, 导致电压波形畸变。

3 分布式电源并网管理手段

分布式电源的接入应本着“安全可靠、结构合理、技术先进、环保节能、规范统一”原则，但是为保证电网的安全稳定运行，还必须满足一定的技术要求。

3.1 分布式电源的技术要求

3.1.1 电源支撑

中小规模的分布式电源并网发电主要的作用是充分利用分散的可再生能源,提高能源利用效率,实现节能减排,同时,对配电网起一些辅助作用。因此,不应过度依赖中小规模分布式电源来为负荷供电,分布式电源并网应满足N-1原则。

3.1.2 微网形成

局部有条件形成微网运行的分布式电源,可考虑以微网形式组织并网,以起到提高供电可靠性的作用。

3.1.3 接入方式

根据分布式电源的类型、容量以及接入方式对电能质量、经济性、运行、管理维护难度等因素的影响,可以采用集中接入或分散接入的方式。

3.1.4 电压等级

对于容量较小或者能分散接入的DER,就近接入0.4 kV配电网,自发自用、就地消耗,且要求不能产生逆向潮流。对于容量较大、不易分组接入或输出波动较大的DER考虑接入10kV及以上电压等级,以减小分布式电源输出波动对电网的影响。

3.1.5 接入容量

对于接入0.4 kV配网的DER容量应视负荷类型而定,接入同一公共连接点的分布式电源总容量,原则上不宜超过上一级变压器供电区域内最大负荷的25%。

3.1.6 并网与孤岛运行

接到0.4 kV电网的分布式电源,电力就地消化,可以孤岛运行,但不允许向电网反送电力;接到10 kV及以上电压等级的分布式电源,有调度中心统一调度、并网运行。

3.1.7 电能质量

分布式电源并网引起的电压波动、谐波等电能质量问题应满足相应规程规定的要求。

3.2 分布式电源接入方案选择

3.2.1 分散接入模式接入特点

DER容量较小;DER直接接入配电变压器的0.4 kV侧;由0.4 kV低压负荷就地消耗;不允许向电网反送潮流对电网反送潮流;并网点装设并网断路器,安装逆功率保护,如图1所示。

3.2.2 10 kV支线接入模式接入特点

当DER较大时,宜接入10kV配电网;由于DER的

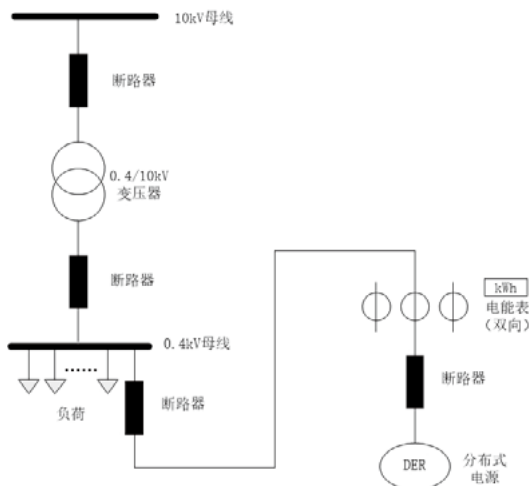


图1 分散接入模式

并入将改变配电网原有的电流方向和大小,可能会导致原有电网的保护装置误动作,破坏保护设备之间及其与重合闸装置之间的协调运行;因此,需要针对DER并网调整常规保护配置,如图2所示。

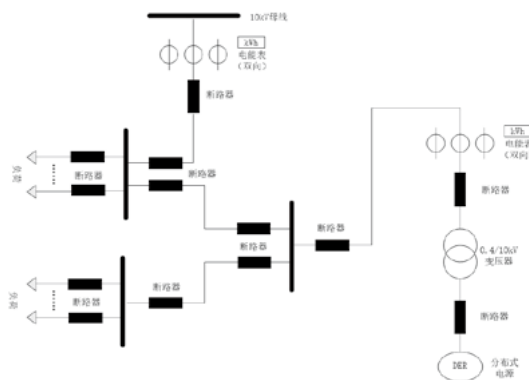


图2 10 kV支线接入模式

3.2.3 专线接入模式接入特点

当分布式电源容量较大,并且对电能质量影响较严重的情况下;为避免对用户电能质量产生影响;宜考虑以专线形式接入变电站配电母线予以消纳,如图3所示。

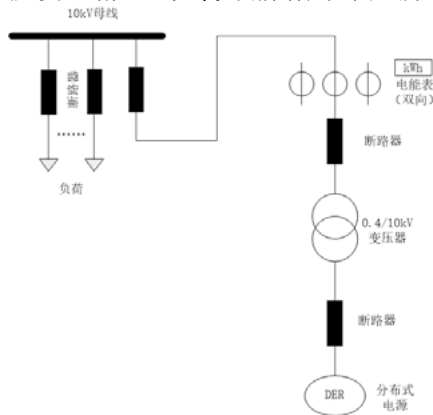


图3 专线接入模式

(责任编辑:张峰亮)

进线备自投二次设计缺陷的改进

黄建中

(峨山供电有限公司, 云南 峨山 653200)

摘要: 加装备自投装置是提高供电可靠性的有效技术方法, 但加装备自投装置, 应充分考虑电网运行方式, 才能使备自投功能充分发挥作用, 满足电网运行要求。

关键词: 备自投; 缺陷; 改进

中图分类号: TM727

文献标志码: B

文章编号: 1003-0867(2016)09-0057-03

随着南方电网公司创建国际先进供电企业的战略推进, 对供电可靠性要求越来越高。要达到高标准的供电可靠性, 满足民众日常用电需求, 适应供电企业的发展, 必须不断完善电网网架设施。而完善备自投功能, 是投资少, 实效强的一种提高供电可靠性的技术方法。

本文针对一座 35 kV 变电站进线备自投建设后, 在备自投带负荷试验时暴露问题, 分析设计方案的不足, 并提出改进方案。

1 设计方案介绍

1.1 接线方式及原保护配置情况

35 kV 丙变电站其 35 kV 母线采用单母线不分段, 有 2 条馈线, 均接于电源线路。电气接线如图 1 所示, 图中开关符号“■”表示合闸位置, “□”表示断开位置。

35 kV 丙变由 35 kV 甲丙线为主供电源, 35 kV 乙丙丁线为备供电源。35 kV 丙变未配置进线备自投功

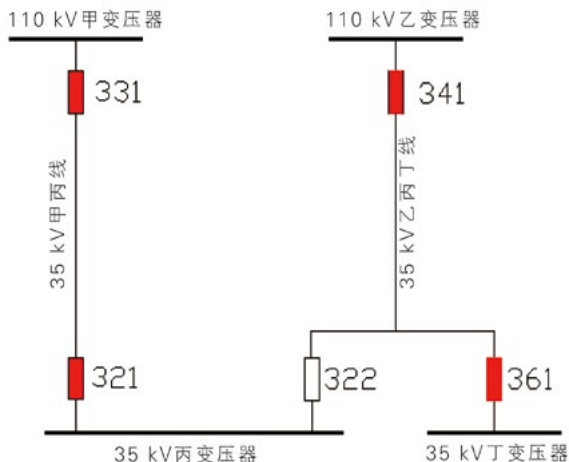


图1 主接线示意图

能, 321、322断路器均配置线路保护。其中 321 断路器按枢纽变电站 (即变电站高压侧母线有出线, 且出线上无其他电源) 进线开关整定, 保护跳闸功能全部退出, 重合闸功能也退出; 考虑特殊情况由 35 kV 甲丙线串供 35 kV 丙变及丁变共 2 座变电站的运行方式, 把 322 断路器整定为带方向三段电流保护, 并带重合闸, 方向由变电站母线指向线路, 以满足由 35 kV 甲丙线串供 35 kV 丙变、丁变时, 当 35 kV 乙丙丁线路永久性故障时, 322 断路器保护跳闸, 可靠隔离故障。另, 321、322 断路器禁止合环, 避免 110 kV 甲变与乙变出现电磁环网运行方式。

1.2 备自投改造的必要性

35 kV 甲丙线路永久性故障引起 110 kV 甲变 331 断路器跳闸且重合闸不成功时, 造成 35 kV 丙变全站失压。因为原未配置备自投功能, 故由人工操作先跳开 35 kV 丙变 321 断路器, 再合上 322 断路器, 用 35 kV 乙丙丁线对 35 kV 丙变恢复供电。这种操作方法, 35 kV 丙变停电时间过长, 供电可靠性指标受到极大影响。

针对此情况, 在 35 kV 丙变新建一套备自投装置, 具备 35 kV 进线备自投功能, 两条电源进线互为备用, 当供电线路失电时, 自动倒至备供线路供电。所以, 新建备自投功能, 是提高 35 kV 丙变供电可靠性的有效方法。

1.3 设计方案

35 kV 丙变 321、322 断路器线路侧原已配置线路电压互感器, 故改造仅须新增一套备自投装置, 并对原二次回路接线进行改造。

321、322 断路器线路保护装置型号为 YH-B5321, 2 条线路保护接线完全相同, 现以 322 断路器

示例，其保护控制原理如图 2 所示。

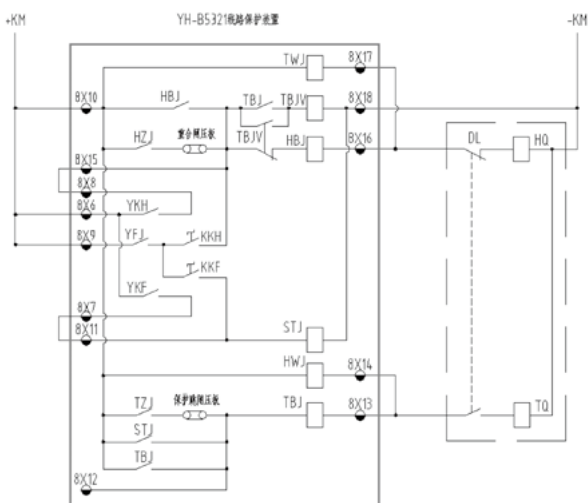


图2 322断路器线路保护原理图

图 2 中各主要元件说明：TWJ 跳闸位置继电器，TBJV 防跳继电器，HBJ 合闸保持继电器，STJ 跳闸中间继电器，HWJ 合闸位置继电器，TBJ 跳闸保护继电器，YKH 遥控合闸继电器常开触点，YKF 遥控跳闸继电器常开触点，YFJ 远方/就地转换开关的就地位置，KKH 就地合闸开关，KKF 就地分闸开关。

保护装置部分接线端子说明：8×15 合闸接入，8×8 遥控合闸开出量，8×6 遥控回路 +KM 接入，8×9 手动操作 +KM 接入，8×7 遥控跳闸开出量，8×11 跳闸接入（闭锁重合闸），8×12 跳闸接入（不闭锁重合闸）。

根据线路保护原理图，设计新增一套备自投装置，其备自投合 321 或 322 断路器接入 8×15 端子，备自投跳 321 或 322 断路器接入 8×12 端子。另在 8×11 端子接入一个中间继电器 1ZJ 或 2ZJ，其作用是操作分闸 321 或 322 断路器时，闭锁备自投功能不启动。因 321、322 断路器接线相同，新增备自投装置接线图以

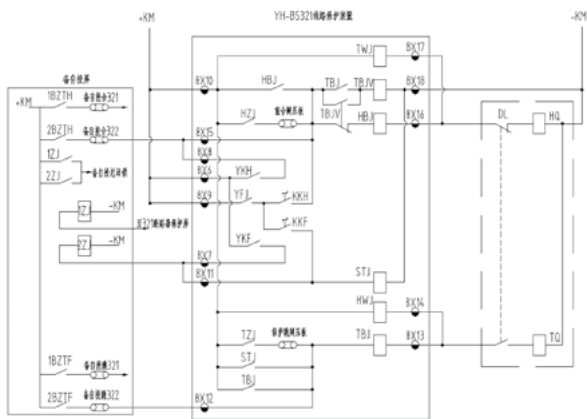


图3 322断路器备自投动作原理图

322 断路器示例，如图 3 所示。

设 321 断路器主供（运行状态），322 断路器备供（热备用状态）。若 35 kV 甲丙线失电，乙丙丁线带电，备自投装置判断出 35 kV 丙变 35 kV 母线失压，此时满足备自投启动条件而动作。其备自投动作过程如下：

备自投屏备自投装置跳闸 1BZTF 继电器触点闭合，321 断路器保护装置 8×12 高电位，321 断路器跳闸线圈 TQ 带电，321 断路器跳闸；

备自投屏备自投装置合闸 2BZTH 继电器触点闭合，322 断路器保护装置 8×15 高电位，322 断路器合闸线圈 HQ 带电，322 断路器合闸，35 kV 丙变恢复带电；

322 断路器主供（运行状态），321 断路器备供（热备用状态）情况下的备自投动作过程与上述相似，不再详述。

1.4 备自投试验方法及结论

按图 3 完成二次接线后，进行模拟试验，其功能均正确无误。

分别安排两种运行方式，进行备自投带负荷试验。运行方式一为 35 kV 丙变由 35 kV 甲丙线主供，35 kV 乙丙丁线备供（即 321 断路器运行，322 断路器热备用）；运行方式二为 35 kV 丙变由 35 kV 乙丙丁线主供，35 kV 甲丙线备供。在 35 kV 丙变正常供电情况下，断开主供线路上级站出口开关，使 35 kV 丙变失压。

运行方式安排在方式一后，操作断开 331 断路器后，备自投动作正确，即一时限跳闸 321 断路器，二时限合上 322 断路器，恢复 35 kV 丙变供电。

然后运行方式安排在方式二，操作断开 341 断路器，备自投功能启动，一时限跳开 322 断路器。当 322 断路器跳开后，其 322 断路器重合闸功能启动，合上 322 断路器，备自投动作逻辑失败。

为何方式一试验正确，而方式二下试验失败？

查看装置技术说明书，发现图 3 中备自投跳闸接入于线路保护装置 8×12 端子，该端子定义为不闭锁重合闸的跳闸接入点，即在重合闸功能投入情况下，8×12 端子有跳闸信号接入，开关跳闸，随之启动重合闸合上所跳闸的开关。按规程，备自投要求只能启动一次，重合闸启动合上 322 断路器后，备自投动作便失败。

321 断路器按枢纽变电站（即变电站高压侧母线有出线，且出线上无其他电源）进线开关整定，保护跳闸功能全部退出，重合闸功能也退出。所以在运行方式一，如满足备自投动作条件，其备自投动作跳开 321 断路器，其 321 断路器重合闸因退出而不重合，备自投便按动作逻辑接着合上 322 断路器，备自投动作成功。

而 322 断路器不但考虑作为 35 kV 丙变进线开关，

还考虑 110 kV 乙变 341 断路器检修或故障情况下, 由 322 断路器串供 35 kV 丁变的运行方式, 故其继电保护带方向电流保护, 方向由母线指向线路, 重合闸功能也投入。在方式二, 如满足自备投动作条件, 其自备投动作跳开 322 断路器, 但 322 断路器重合闸立即启动重合, 自备投动作便失败。

现把 322 断路器重合闸功能退出, 在方式二情况下重做自备投试验成功。

根据上述试验结果得出, 35 kV 丙变 35 kV 自备投动作无闭锁断路器重合闸功能, 当自备投启动跳开进线开关时, 如果重合闸功能投运, 则所跳开进线开关会启动重合闸。

所以, 投入 35 kV 自备投功能前应退出 35 kV 乙丙丁线 332 断路器重合闸功能 (从装置上退出“重合闸压板”), 在 35 kV 自备投功能投入期间, 要求 35 kV 乙丙丁线 332 断路器重合闸只能保持退出状态, 才能使自备投功能正确动作。

2 运行存在问题及改进方案

2.1 存在问题

因为自备投动作无闭锁断路器重合闸功能, 造成正常运行方式下 322 断路器重合闸只能安排退出状态。如果正常运行方式下发生 110 kV 乙变 341 断路器故障无法送电, 为了尽快恢复 35 kV 丁变供电, 调度操作合上 322 断路器, 方式可调整成由 35 kV 甲丙线串供 35 kV 丙变及丁变共 2 座变电站的运行方式。但因是无人值班变电站, 不能及时投入 322 断路器重合闸功能, 期间如发生 35 kV 乙丙丁线瞬时故障, 将造成 35 kV 丁变全站失压的电网运行风险。并且, 每次方式调整后, 变电运行人员都要按调度通知及时到场进行重合闸压板的投退工作, 以避免发生自备投不成功、重合闸不动作而发生的 35 kV 丙变或丁变全站失压的电网运行风险。这样极大地增加运行人员工作量, 也增加操作失误而发生事故的概率。

2.2 改进方案

根据 YH-B5321 接线端子定义, 其 8×11 端子闭锁重合闸功能的跳闸接入点, 故把自备投跳闸接入由 8×12 端子更改为接入 8×11 端子。 8×11 端子原并接的中间继电器, 用于手动/遥控跳闸同时闭锁自备投功能启动, 现把自备投跳闸接入 8×11 端子后, 则自备投功能一启动, 便会马上闭锁, 自备投不会成功。故还应做以下改动:

把端子 8×7 与 8×11 连接线拆除, 8×7 端子并接自备投屏中间继电器 1ZJ 或 2ZJ。每个中间继电器有两

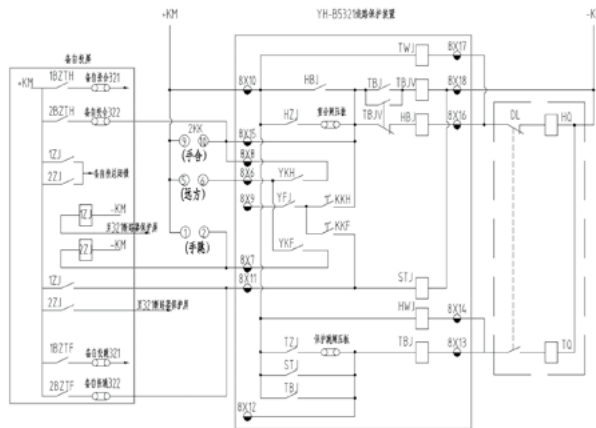


图4 改进方案实施后322断路器自备投动作原理图

对常开触点, 一对触点接入 8×11 端子, 用于手动/遥控跳闸信号接入, 从而断路器跳闸; 另一对触点接入自备投闭锁, 当手动/遥控跳闸时闭锁自备投不动作;

把 8×9 端子解除 +KM 电源接入, 其装置面板手动分合闸开关失效。加装一转换开关 1KK 或 2KK, 有手合、手跳、远方 3 个位置。当 1KK 或 2KK 打在手合位置, 只能 9-10 接通; 打在手跳位置时, 只有 1-2 接通; 打在远方位置, 5-6 接通, 其他位置均断开。

改进方案接线原理如图 4 所示。

按图 4 完成自备投设计改进后, 重新进行带负荷试验, 在 322 断路器重合闸压板投入情况下, 各种运行方式自备投均成功。

所以, 自备投设计改进后, 不必再根据运行方式变化而投退 322 断路器重合闸压板, 减少了运行人员工作量, 降低了电网运行风险, 达到改进方案的目的。

3 结束语

自备投改造设计方案, 不但要考虑自备投功能逻辑, 还要熟悉现场各种运行方式, 使自备投设计方案满足可能出现的各种运行方式, 才能避免设计方案存在缺陷, 完全适应电网运行条件。本文原设计方案便是仅考虑自备投动作原理开展设计, 对特殊情况下串供运行方式考虑不到位, 存在设计缺陷。另外, 对自备投功能改造后, 必须带负荷试验, 其带负荷试验方案应对所有可能的运行方式进行试验, 确保自备投功能完善, 从而保证电网安全可靠运行。

参考文献

- [1] 崔家佩. 电力系统继电保护与安全自动装置整定计算[M]. 中国电力出版社, 1993.3.
- [2] 贺家李, 宋从矩. 电力系统继电保护原理(增订版)[M]. 中国电力出版社, 2004.

(责任编辑: 刘艳玲)

备自投装置在四电源进线变电站中的设计

卢灿燊

(焦煤集团供电处, 河南 郑州 454000)

1 新东变电站现状

焦作集团供电处(以下简称公司)新东变电站在2008年综自改造时选用了微机保护装置,当时站内共有4条进线,2条10kV牛东线由供电局的牛庄变引进,由公司机厂变引入一条10kV机东一线和一条6kV机东线,当时的线路备自投方式为10kV牛东北线与10kV机东一线互投,正常的运行方式为牛东北线与10kV机东一线分裂运行,10kV牛东南线热备,联络开关断开。

随着电力系统的不断变化,新东变电站的接线方式也发生了变化,现在站内共有4条10kV进线,其中2条10kV机东线由公司机厂变电站引进,2条10kV牛东线由供电局的牛庄变电站引进,正常运行方式为2条牛东线分裂运行,母联开关断开,2条机东线热备,主接线如图1所示。

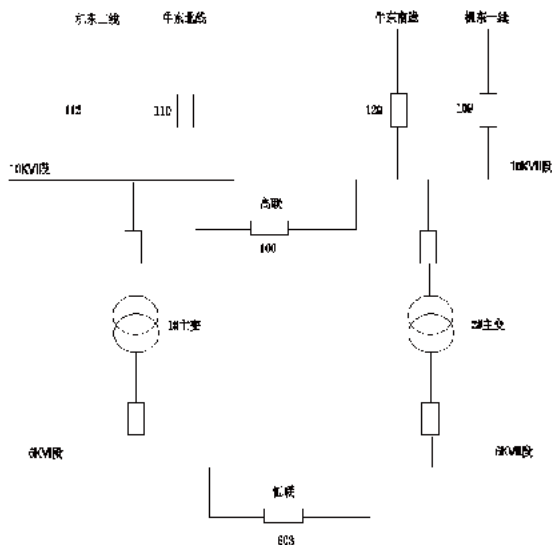


图1 新东变电站现主接线图

2 解决办法

由于运行方式改变,原来的备自投方式已不能满足要求,无法保证变电站的安全稳定运行,而原有的备自投装置方式过于简单,若仍采用原有的备自投装置,则只能实现两条进线之间的互投,当这两条进线均失压的时候则会造成全站失压,对安全运行极为不利,因此须对其进行改进。

通过研究,提出新东变电站四电源进线备自投动作方式的方案如下:

牛东南、北线分裂运行,10kV联络、机东一、二线热备时,当牛东南、北线任一线路失压,则备自投跳失压线路,合10kV联络;若牛东南、北线均失压,则备自投跳牛东南、北线,合机东一、二线;牛东南线运行,10kV联络开关运行,牛东北线热备,机东一、二线热备时,当牛东南线失压时,备自投跳牛东南线,合牛东北线,若牛东北线合上后仍无压,则备自投跳开牛东北线,合机东一、二线;牛东北线运行,10kV联络开关运行,牛东南线热备,机东一、二线热备时,当牛东北线失压时,备自投跳牛东北线,合牛东南线,若牛东南线合上后仍无压,则备自投跳开牛东南线,合机东一、二线;在确定了备自投的动作方式后,通过研究和比较,并与厂家沟通,最终决定在RCS-9651CS备用电源自投装置的

基础上,进行程序扩展,并增加出口,以实现新东变两电源进线全部失压时自动投入备用电源。

在实施时发现,因厂家不同,设计要求也不同,RCS-9651CS备用电源自投装置除了采集开关的跳位外,还要采集开关的合后位置接点,以判断是否为手动跳闸,实现手跳闭锁备自投。而新东变的保护装置均为GSP-822线路保护装置,无合后位置继电器,无法提供合后位置接点,这样就无法实现手跳闭锁备自投。针对这一问题,在分析讨论后,决定由分合闸控制开关取一副手跳空接点引入备自投装置的自投总闭锁开入点,从而实现手跳闭锁备自投。同时,由GSP-822线路保护装置的后备保护备用出口引出二次线至自投总闭锁,实现后备保护闭锁备投功能。在施工完毕后,通过反复地实验,备自投各种方式均动作正确,手跳及后备保护跳闸均能闭锁备投,因此此次改造是成功的。

3 结束语

备用电源自动投入装置在提高供电可靠性、保证电能质量和电力系统稳定运行方面作用显著。此次改造,实现了变电站四电源备自投,保证了公司电网的安全经济运行。

(责任编辑:刘艳玲)

35 kV变电站继电保护改造调试的心得

李俊其

(国网河北省电力公司任丘市供电分公司, 河北 任丘 062550)

1 35 kV变电站自动化的继电保护改造

1.1 主变压器保护装置的改造

对于主变压器保护装置而言,在其运行的过程中,技术人员通常会选择CAT-211装置,在系统运行的同时,通过遥信、遥测以及遥控技术进行变压器两侧断路器的调试,实现主变压器的重瓦斯、过流以及差动速断的技术保护,实现主变压器保护装置的有效改造,从而为变压器的稳定运行提供有效依据。

1.2 进线以及联络开关保护装置的改造

在变电站继电保护装置运行的过程中,其测控以及35 kV变电站两路的进线、母联以及10 kV保护装置会呈现出两路进线,通过对其系统的保护,可以实现接地保护、低周减载以及定时限过流的保护技术。

1.3 10 kV馈线开关保护装置

在10 kV馈线开关保护装置进行系统保护的过程中,通常情况下会安装CAT-212装置,主要是由于该装置的保护动力等于或低于110 kV,其中的小电阻以及接地系统会非直接的进行馈线的保护,从而为系统的安装提供了便利性的服务。

1.4 电力电容器的保护装置

在变电站保护系统构建的过程中,其保护装置应该选择CAC-211,通过这一装置的运用,可以实现系统馈线的合理保护,并为电容器电压的稳定调试提供保证。

2 35 kV变电站继电保护改造调试中的问题及优化对策

2.1 35 kV变电站继电保护系统的定期检测

在装置定期检测的过程中应该注意以下几点问题:第一,在微机继电保护系统运行的过程中,会出现临时停电的状况,所以,在检测的过程中可以结合这一现状,进行检测时间的制定,但是应该保证一年内进行一次项目实施的检测,两年内完成一次整组的实验。第二,应该在3—4年对继电保护装置进行检测,其中检测的项目要包括数据采样回路的精度以及零漂、出口回路的准确度。第三,在6—8年,对微机整体系统进行检测,通过模式方式的构建对现场潜在的故障进行合理调控。

2.2 电力系统备品备件的管理

在现阶段电力系统备品备件管理的过程中,其具体的影响因素体现在以下两点:第一,在继电保护装置不断发展的过程中,同一继电企业出现了不同的继电保护装置,这对于继电保护备件的购进带来了影响,而且很难持续系统运行的稳定性,并在一定程度上出现了资金浪费的现象。第二,在科学技术优化及发展的过程中,电力保护装置发生了一系列的变化,在很多维护现场很难发现相关的备件及备品,因此,在电力系统运行的过程中,应该有效解决系统备品及备件管理的问题。

2.3 项目改造调试中的项目管理

通过对变电站自动化系统的管理及分析可以发现,电力系统运行的过程中其变电站主要是由远动、通信与保护等多种专业性的部门进行统一管理的,而其中的远动与通信专业的关联性较为密切,在系统运行的过程中其关联性相对密切,但是分工却十分明确。在现阶段变电站系统运行的过程中,由于技术的不断发展,变电站的自动化系统得到了广泛性的运用,系统的界面清晰,不同项目之间相互渗透,但是,系统运行的同时,经常会出现遥控误动、遥信失常等状态,当这些现象出现时,会为电力系统的故障诊断及继电保护造成影响。因此,在现阶段继电保护装置调试的过程中,应该避免维护项目出现重复、繁琐以及混乱的状态,并有效提升故障诊断的针对性,通过技术的实践及优化创新,为变电站自动化继电保护装置的调试及技术优化提供有效依据。

3 结束语

总而言之,在现阶段社会经济运行及发展的过程中,变电站自动化继电保护装置的运用趋于广泛,因此,对电力保护技术以及经济化的运行提出了更高的要求。但是,在现阶段微机继电保护变电站系统运行的过程中,其自动化的技术仍然存在一些限制因素。因此,在现阶段电力企业运行及发展的同时,应该提高对继电保护装置的有效运用,不断增强微机继电保护系统运用的安全性及稳定性,开发科学化的检测调试技术,通过对电力区域供电现状的分析,完善科学化的解决策略,从而为电力系统的稳定运行及经济发展提供有效依据。

(责任编辑:贺大亮)

电力二次系统安全风险 与主动安全防御的实现方式

李成勋¹, 贾明峰², 田成良¹

(1. 国网山东金乡县供电公司, 山东 金乡 272200;
2. 山东省金乡县金地电力有限责任公司, 山东 金乡 272200)

1 加强电力二次系统中软件的安全防护

在电力二次系统运行的过程中, 所涉及到的软件形式, 是非常之多的, 也是提升电力二次系统安全风险与主动安全防御质量的关键形式和方式方法。因此, 在对软件进行全面的防御的过程中, 应当对其涉及到的项目, 给予高度的重视, 如变电站自动化系统、电厂监控系统、配电自动化系统、电力交易系统软件系统形式。那么在对这些软件形式, 进行全面防御的过程中, 相关的工作人员可以使用 LINUX 和 UNIX 进行全面操作, 从而在最大程度上起到加固的作用。另外, 在对电力二次系统中软件加强防御的过程中, 应当对主机的安全防御, 给予高度的重视, 其中包括有: 安全配置、安全补丁等形式, 这样在一定程度上加强了主机的访问形式。并且, 在电力二次系统长期使用过程中, 要定期的进行全面的升级, 这样可以有效地避免在远程使用的过程中, 产生系统漏洞的现象。与此同时, 在主机运行的过程中, 要设立相应的运行日记, 这样在后期的维护过程中, 提供了相对便利的条件。

2 加强远程拨号系统的防御形式

要想全面地提升电力二次系统安全风险与主动安全防御的质量, 就要对远程拨号系统的防御形式, 给予高度的重视, 并且利用有效措施, 进行全面的完善。因此, 在电力二次系统远程拨号的过程中, 要对拨号的形式进行全面的控制, 通过使用 LINUX 和 UNIX 对电力二次的远程拨号形式进行全面控制, 这样不仅仅在一定程度上起到了加固的作用, 也在一定程度上避免病毒和木马等侵入, 从而影响了电力二次系统的正常运行, 也间接地提升了电力二次系统安全风险与主动安全防御的性能, 同时, 在远程系统进行拨号的过程中, 应当建立良好的链路层和网络层的保护形式, 并且实施加密的形式, 将其两端拨号的过程中进行有效的验证, 这样才能在进行下一项工作形式, 也相应建立了一条秘密的通道, 对电力二次系统中网络数据和信息, 进行有效的防护, 从

而在最大程度上提升了电力二次系统安全风险与主动安全防御的质量。

另外, 在对远程系统拨号防御的过程中, 相关的工作人员应当对网络保护层的防御形式, 给予高度的重视。并且, 在防御的过程中, 工作人员应当设立相应的记录形式, 这样在远程拨号的过程中, 可以进行有效地、真实地记录, 这样不仅仅对电力二次系统的安全审核的过程中, 提供了重要的信息和数据, 并且在后期的安全维护的工作, 也提供了极大程度上的便利。

3 防雷系统的安全防御形式

防雷系统的安全防御形式, 是电力二次系统安全风险与主动安全防御中的重要内容, 主要是保证在雨天天气, 环境相对较为恶劣的情况下, 避免发生打雷击中的现象, 从而在最大程度上保证了电力二次系的正常运行。因此, 在提升电力二次系统安全风险与主动安全防御质量的过程中, 应当对其防雷系统给予高度的重视, 并且对整个安全防御过程中, 进行全面的设计、施工、验收、后期维护等工作形式。在整个工作的过程中, 若是其中一个环节出现任何的问题, 那么所造成的后果是非常严重的。

所以, 在加强防雷系统安全防御的过程中, 应当对外部的防护形式, 作为重点的工作项目, 加强建筑物本身的安全防护措施。同时, 工作人员可以通过利用避雷针的形式, 对电流和电位, 进行合理的分配, 从而将其电流和电位处于平衡的状态。另外, 在对防雷系统进行安全防御的过程中, 可以利用安全保护隔离的形式, 将其重点的位置, 利用绝缘的材料, 将其进行全面的隔离, 避免闲杂人等的进入。同时, 工作人员也要加强内部的防雷系统的安全防御形式, 要是外部和内部的安全防雷系统的处于平衡的状态, 从而在最大程度上提升; 电力二次系统安全风险与主动安全防御的质量, 避免了不必要的安全事故的发生。

(责任编辑: 贺大亮)

北京电力推行变电站模块化建设

8月24日,国网北京市电力公司明确了智能变电站钢结构模块化建设管理要求,确定在110 kV户内变电站全面应用模块化通用设计技术,全过程深化应用通用设备,实现全站设备通用互换。

模块化建设方式集成应用了成熟适用的新技术,形成电气一次、二次系统以及土建各专业标准化技术方案,实现了设计标准化,提升了工程技术水平和节能环保水平。

使变电站建设实现了初步设计、设备采购、施工图设计、土建施工、安装调试、生产运行等环节有效衔接,将有效提高智能变电站建设全过程精益化管理和建设效率。设计达到施工图深度,技术和装备实现集成和工厂化调试,应用预制装备结构,可实现建筑材料工厂化加工、现场机械化施工,减少现场湿作业、接线和调试工作量,提高工程建设安全质量和工艺水平,提高现场施工质量和效率。

智能变电站模块化建设是国网北京电力深化变电站标准化建设的重要成果,集中体现了“标准化设计、工厂化加工、机械化施工、模块化建设”的理念,实现变电站建设“又好又快”的总目标。相比传统变电站建设方式,模块化建设设计周期缩短30%,土建施工周期约为150~180天,比传统建设方式缩短约30%。

来源:《中国电力报》

南方电网三大新技术亮相国际大电网会

国际大电网会议(CIGRE)近日在巴黎召开,本届会议主题是“电力变革构造电网未来”,当今世界最前沿的电力技术、先进装备和研发成果均汇聚于此,各国专家学者就未来电网的发展趋势开展深入研讨。

南方电网公司致力于打造国际一流的电网企业,构建信息互通、资源共享、友好开放的沟通交流平台,促进国际协同创新,推动技术深度融合。南网科研院争当电网科技“领头羊”,代表南方电网公司首次在国际大电网会议上举办技术展览,与国际同行分享南方电网在柔性直流输电技术及应用、电力系统分析计算软件(DSP)、超级混合实时仿真平台(SMRT)等方面的先进成果,其中±800kV柔性直流输电技术属首次亮相国际舞台,这些技术成果是南方电网在总结分析多年交直流混合电网运行经验的基础上,结合当今电网技术发展趋势所提出,体现了南方电网公司对未来电力发展变革的研判,尤其是电网技术发展方向的前瞻把握。

来源:中国电力新闻网

南方电网建成国内首个1000 kV电压等级变压器检修基地

近日,南方电网公司位于广州市增城区的广州特高压试验研究/检修基地(以下简称“特高压基地”)启动了首台换流变压器工厂化检修项目,标志着国内首个1000 kV电压等级的变压器检修基地正式建成启用。

特高压基地是国家发改委批复建设的特高压工程技术(广州、昆明)国家工程实验室项目的一部分。其中,一期工程建设总投资4.98亿元,用地面积60373 m²,于2011年1月启动;目前已建成试验检修大厅、输电线路抗冰实验室、备品备件设备缓冲库、综合楼等设施;是国内首家具备开展±1000 kV电压等级特高压换流变压器检修能力的工厂化检修基地,也是目前国内唯一一家同时具备开展交流1000 kV和直流±1000 kV电压等级设备检修、试验和研究能力的综合性特高压技术平台。

来源:中国南方电网有限责任公司

安徽电力首次参加国家重点研发项目

近日,从工业和信息化部产业发展促进中心处获悉,国家重点研发计划智能电网技术与装备重点专项2016年度项目立项工作已正式完成。国网安徽省电力公司作为项目“分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及示范应用”的主要参与单位,牵头负责课题“高渗透率分布式可再生能源发电集群系统集成及示范应用”的研究与实施。这也是国网安徽电力首次参加国家重点项目的研发工作。

分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及示范应用项目由中国电力科学研究院牵头,分为5个课题,实施期为2016年7月1日至2019年6月30日。

分布式可再生能源发电集群并网消纳关键技术及示范应用项目主要针对安徽金寨县和浙江海宁两个典型可再生能源发电集群进行研究,建立含多种类、大容量、大规模、高渗透率的分布式可再生能源发电集群灵活并网集成示范工程,构建典型应用模式,解决分布式发电资源有序接入电网,实现分布式发电的灵活并网和发电集群协调控制,以及优化调度三大科学和关键技术问题。该项目的开展将结合金寨县国家高比例可再生能源示范县的创建,为地方分布式可再生能源的接入保驾护航,实现发供用多方利益主体的协调发展。

来源:《中国电力报》

(责任编辑:张峰亮)



提出问题，搜索答案。



差流越限和差动启动。

差流越限定值设的是 $0.2I_n$ ，超过了就报警，但差动启动设得很高，经常是大于 $0.5I_n$ 。那就不对了， $0.5I_n$ 以下都是正常不平衡，那 $0.2I_n$ 为什么报警啊？

corytome：差动启动元件定值一般是 $0.8I_n$ ，差流经常大于 $0.5I_n$ ，也许极性有问题，只是带的负荷小，如果负荷继续增大，差流也会继续增大，到时差动肯定会动作的，可以先检查下两侧极性。

关于状态不一致启动重合闸的问题。

梁振威：操作箱负责提供保护装置所需的位置接点信号，由保护装置进行逻辑校验及判断是否发重合命令。

corytome：感谢您的热心解答！但看图纸操作插件的 TWJ 触点，没有引到保持装置开入插件里？

iloveee：应该引入到保护。

overwalk：如果是独立的操作箱，应该引入到保护装置；如果是保护装置上的操作回路插件，通过并在 HQ 上的内部 TWJ 继电器回采得到跳位状态。

yyd11 型变压器当其高低压侧容量不一致时保护的平衡系数如何计算，差流如何平衡？

mayi：平衡系数和容量没关系。

yk54071503：差动主要原理是电流定律。把变压器看作一个节点，流入节点电流和一定为零。如果不为零必定有其他支路了，那就是变压器故障了。和容量平衡没有关系。

yuanzhen：平衡的目的就是保证在正常工况下三侧电流的幅值相等。

单位 10 kV 电能表计量和 400 V 分电能表和比误差相当大不知何故？

单位 10 kV 智能电能表计量和 400 V 智能分电能表之和比误差相当大不知什么原因，10 kV 处电能表读数 1 万多，而低压侧 400 V 分表数之和，大于 10 kV 的电度数，400 V 处分表电度数之和约在 10 万，这是什么原因造成的，请教高手解答。

青城剑客：从理论上说，10 kV 处的电能表电量应略大于 400 V 低压电量。这是因为高压表计电量包括了变压器损耗。低压用电量较大，损耗的比例就应越低。

yk54071503：查一下倍率是否有误，还有接线是否正确。

音乐魔方：倍率和接线全部查过了，应该没问题。

青城剑客：大于 10 kV 的电度数，出现这种情况，首先应根据负荷情况，判断是 10 kV “慢了”还是低压“快了”，是那套计量装置出现的电量不合理！

yk54071503：一般问题出在 10 kV 侧，因为低压表多，都有问题这种概率很小吧。如果一只表有问题，出现“飞走”现象，这个用户一定嗷嗷叫了。不是倍率和接线问题，电量不可能相差这么大。10 kV 侧在超超负荷下运行，也不可能相差这么大的。查一下用户用电单耗，正常的可以检查高压侧问题，再换表看一下。

(责任编辑：贺大亮)