

实施乡村振兴战略 大力推进乡村电气化

本刊编辑部

2018年初，中共中央、国务院发布一号文件——《中共中央 国务院关于实施乡村振兴战略的意见》，提出乡村振兴战略的目标任务：到2020年，乡村振兴取得重要进展，制度框架和政策体系基本形成；到2035年，乡村振兴取得决定性进展，农业农村现代化基本实现；到2050年，乡村全面振兴，农业强、农村美、农民富全面实现。

在乡村振兴战略实施的大背景下，农业农村经济发展迎来了重大战略机遇。而电力是农村经济发展、农民生产生活的重要基础，电力企业紧跟党中央的步伐，对农村电力建设工作，给予了高度重视并积极作出部署。

2018年，国家电网公司积极落实中央实施乡村振兴战略部署，制定乡村电网发展规划，全面建设与现代化农业、美丽宜居乡村、农村产业融合相适应的新型农村电网；服务城乡区域协调发展，加快推进新一轮农网改造升级，到2018年年底，全面建成75个小康用电示范县，完成1427个自然村通动力电改造任务，实现除西藏外的自然村动力电全覆盖。

2018年，南方电网公司建成投产中央投资农网项目9080个、“小康用电示范县”项目6105个、“中国特色小镇”项目436个，全面实现智能电表和低压集抄全覆盖，按期完成了年度工程建设任务，满足了农村生产生活条件的用电需求，并逐步改善了农村生产生活的用电条件。

2019年初，国家电网公司印发《关于服务乡村振兴战略大力推动乡村电气化的意见》，要求以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，认真落实党中央、国务院全面建成小康社会和实施乡村振兴战略的总体要求，围绕国家乡村振兴战略规划的重大工程、重大计划、重大行动，利用2019年至2022年4年时间，全面实施乡村电气化提升工程，通过改造升级农村电网、提高农村供电服务水平、推广电能替代技术、推动特色用能项目建设、推介新型用电产品等各种方式，着力增强农村用电保障能力，提升农业生产、乡村产业、农村生活电气化水平，积极助力农业更强、农村更美、农民更富。

对于全面实施乡村电气化提升工程，国家电网公司确立了因地制宜、突出特色、注重效果和政企合作四项原则，设置了筑牢乡村振兴电气化基础、推动农业生产电气化、推动乡村产业电气化、推动农村生活电气化、强化乡村电气化服务保障5项重点任务，细化了建设坚固耐用、灵活友好、智能互动现代化农网，服务农牧渔业升级，助力乡村旅游业发展，推动乡村电采暖，强化乡镇供电所服务支撑能力等13项具体举措。

到2022年，国家电网公司将全面落实公司乡村电网发展规划，农村电网基础设施持续改善，农村供电服务水平进一步提高，农村、农业各领域电气化水平大幅提升，在农产品种植、加工、乡村旅游等方面建成一批电气化试点示范工程，促进乡村能源生产和消费方式发生显著变革，为实现乡村振兴不断注入新动能，助力农业生产、乡村产业、农村生活现代化取得积极成果。

对今后的工作，南方电网公司提出更细的目标：2019年要以市州为单位全部提前实现国家新一轮农网改造升级目标，“三区三州”等深度贫困地区也要一并达到国家要求，全面解决农村电网低电压、卡脖子等存量问题。2020年，进一步提升农村电网配电自动化水平和农村电网供电能力、用电质量，各县区全部实现改造升级目标，贫困地区供电服务水平基本达到本省区农村平均水平，建成安全可靠、结构合理、绿色高效、适度超前的农村配电网。

农村电气化

刊名题字
主管
主办
编辑出版
中国标准连续出版物号
CODEN 代码
出版日期
地址
邮编
网址

李鹏

中国科学技术协会
中国电机工程学会
北京国宇出版有限公司
ISSN 1003-0867
CN 11-2181/TM
NODIEE
每月10日
北京市南蜂窝路5号
100055
http://www.chinarein.com

编委会名誉主任委员
编委会主任委员
编委会副主任委员

郑宝森
谢明亮
陈小良(常务) 张莲瑛
刘敏 周建方 盛万兴
丁孝华 王立地 元伟
戈立军 孔繁钢 艾闯
龙国标 冯晋 刘伟民
汤克艰 杜松怀 李杨
李斌 李瑞生 杨连峻
杨振琦 汪发明 宋俊章
张思源 陈琳 陈俊章
陈振宇 范伟 欧阳亚平
岳红权 岳梦华 周开保
郑斌 赵振宇 贾景奎
顾联军 唐宝 黄燕
常俊祥 谢宏伟 蔡丽华
蔡冠中 谭跃凯 潘力志
潘继雄

总经理兼总编
主编
副主编
编辑
美编

顾联军
盛万兴 耿立宏
袁航
张峰亮 刘艳玲 赵文属
周一鹏

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

发行部

010-63123085/6/7
926523085/6/7(系统)

广告部

010-63123056 926523056(系统)

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

12.00元

全年定价

144.00元

目次

1 实施乡村振兴战略 大力推进乡村电气化本刊编辑部

◆ 典型推介 >>

5 电力物联网传感装置安全接入技术

.....任晓龙,韩大为,杨海文

9 基于物联技术的配网智能抢修.....韩大为,高宇,张虹

◆ 电网建设 >>

14 基于负荷变化的配电网络重构

.....宋海华,王文林,韩厚彬,江建辉

16 某220 kV变电站智能化改造施工过渡方案

.....张红,王雷,岳嵩,刘洋

◆ 运行维护 >>

19 油色谱分析在充油电气设备故障诊断中的应用研究

.....黄志明,陈鹏,顿超,李振财,韩子圣,闫海云

23 专变客户现场采集故障运维理论指导李宝海

25 配电线路检修中危险点判断及控制 ...胡旭波,张林易,张磊

27 基于电力系统故障计算的保护定值仿真系统应用

.....闵喜艳,刘涛

30 分层土壤结构中接地网地面电位分布计算 ...马建仓,任江东

◆ 安全生产 >>

33 一起小电流接地系统多重故障的分析杜力,王祯

36 母排搭接部位过热的原因分析与处理

.....宋俊峰,伍治国,程珊



38 35 kV 电缆铜芯击穿原因 党永成

◆ 智能电网 >>

41 基于电力SDH通信传输网网管系统的研究与应用 ... 李金鹏

45 如何确保配电网智能设备安全稳定运行 李 辉

◆ 信息系统 >>

50 变电站电量采集装置通信故障的调试方法
..... 韩广伟, 于福水, 潘鹏飞

◆ QC小组 >>

53 提高配网接地选线准确率 吴 炜, 孙 龙

56 降低10 kV线路故障率 张智博, 钱积宏, 李德恒, 于国英

◆ 清洁能源 >>

60 考虑屋顶光伏接入的农村地区配电网可靠性计算 许 鹏

63 考虑预测误差分布的光伏阵列储能容量配置
..... 韩 菲, 马建伟, 王 磊

66 风电场汇集线系统接地方式选择及继电保护配置 胥永利

◆ 器具设备 >>

69 GIS断路器非全相保护功能分析及验收 解建刚

71 户外安全型电气控制装置的开发设计 江归安

◆ 经验点滴 >>

73 风电检修模式优化方案探讨 赵彦飞

75 居民峰谷电潜力客户挖掘模型研究与实践 ... 龚书能, 胡 滨

78 钢结构在变电站中的应用分析 武庆祥, 邓志国, 任江东

《农电管理》2019年第2期要目

优化营商环境 让群众用电更方便实惠 郭 峰
让客户更快更好地“获得电力”

——国网山东省电力公司高密市供电公司优化营商环境
工作纪实 贾聚光

敢于自我革命 努力打造一流电力营商环境 林世康

不断创新服务举措 持续优化营商环境 邹国标

改革开放40年 一个村庄用电的变迁 郭 蕾

“私人充电桩分享模式”破解充电难题 欧方浩

建机制 强载体 抓考核 着力提升基层党组织标准化建
设水平 檀竹来

创新“流动表箱”服务机制 破解农村临时用电难题的探
索与实践 汪励雯 童 磊

浅谈高压客户业扩报装流程的优化 刘 拓

建设有形温暖的“职工之家” 促进企业和谐稳定发展

路晓红

司法案例大数据之下的电费违约金标准之厘清

陈 涛 施 佳 于向君

新形势下提升供电所管理水平 陈 朝

基于矩阵式项目管理模式的供电所精益管理探索

李若豹

罗太利:拼出一片天地

孙 亚

观音阁,留下来的烟火气

何 曾

难忘儿时老家“熬年年”

田 鑫

在《乌镇时间》里

李学广

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

Typical Referral

- 5 Technical Research of Sensing Device Safe Switching into Suited to Internet of Things/Ren Xiaolong, Han Dawei, Yang Haiwen
- 9 Intelligent Rush Repair for Power Distributing Network Based on Internet Technology/Han Dawei, Gao Yu, Zhang Hong

Power Grid

- 14 Research on Reconfiguration of Distribution Network Based on Load Variation/Song Haihua, Wang Wenlin, Guo Zhongying, Wang Ran
- 16 Discussion on Transition Plan Technological Transformation of 220 kV Substation/Zhang Hong, Wang Lei, Han Houbin, Jiang Jianhui

Operation & Maintenance

- 19 Applied Research of Oil Chromatographic Analysis Used for Fault Diagnosis in Oil-filled Electrical Equipment/Huang Zhiming, Chen Peng, Dun Chao, Li Zhencai, Han Zisheng, Yan Hanyun
- 23 Theoretic Guidance of Fault Operation and Maintenance for On-site Collection of Transformer Customers/Li Baohai
- 25 Judgment and Control of Dangerous Points in Distribution Line Maintenance/Hu Xubo, Zhang Linyi, Zhang Lei
- 27 Protection Setting Simulation System Based on Power System Fault Calculation/Min Xiyan, Liu Tao
- 30 Ground Potential Distribution Calculation of Earthing Screen in Stratified Soil/Ma Jiancang, Ren Huidong

Safety

- 33 Analysis of a Multi-failure Related to in Small Current Earthing System/ Yan Bingyao/Du li, Wang Zhen
- 36 Reason Analysis and Treatment in Overlapped Place Overheat in Bus Wire Rows/Song Junfeng, Wu Zhiguo, Chen Shan
- 38 Reason of Copper Conductor Breakdown Related to 35 kV Power Cables/Dang Yongcheng

Smart Grid

- 41 Research and Application of Network Management System Based on Power SDH Communication Transmission Networks/Li Jingpeng
- 45 How to Duarantee Safe and Stable Operation of Intelligent Equipment in Power Distributing Network/Li Hui

Information System

- 50 Commissioning Method of Communication Fault Related to Electricity Quantity Collect Device in Substations / Han Guangxin, Yu Fushui, Pan Pengfei

QC Group

- 53 Improve the Accuracy of Faulty Line Detection for Distribution Network/Wu Wei, Sun Long
- 56 To Reducing Fault Rate of 10 kV Lines/Zhang Zhibo, Qian Jihong, Li Dengheng, Yu Guoying

Clean Energy

- 60 Reliability Calculation of Distribution Network in Rural Areas Considering Roof Photovoltaic Access/Xu Peng
- 63 Energy Storage Capacity Configuration of Photovoltaic Array Considered Error Distribution/Han Fei, Ma Jianwei, Wang Lei
- 66 Selection of System Earthing Mode with Collective Conductors and Research of Relaying Protection Configuration Related to Wind Power Place/Xue Yongli

Equipment

- 69 Functional Analysis and Acceptance of non all-phase Protection Suited to GIS Circuit Breaker/Xie Jianguang
- 71 Development and Design Related to an Electric Control Device with Outdoor and Safe Type/Jiang Guian

Experiences

- 73 Discussion on the Optimum Scheme of Wind Power Maintenance Mode/Zhao Yangfei
- 75 Research and Practice of Customer Mining Model for Peak and Valley Electricity Potential of Residents/Gong Shuneng, Hu Bin
- 78 Application Analysis of Steel Structure in Substation/Wu Qingxiang, Deng Guozhi, Ren Huidong

(王金鼎译)

电力物联网传感装置安全接入技术

任晓龙¹, 韩大为², 杨海文¹

(1. 国网陕西省电力公司, 陕西 西安 710048

2. 北京中电普华信息技术有限公司, 北京 海淀 100085)

摘要: 随着物联网技术在智能电网中的应用, 电网在电力生产、输送、消费、管理各环节, 广泛部署智能传感装置, 促进电网生产运行及企业管理全过程的全景全息感知、信息融合及智能管理与决策。但是, 智能传感装置的广泛应用带来各种安全风险, 为确保物联网在电力的安全应用, 研究和比较PKI、组合公钥等密钥技术在电力物联网的应用方法, 探索和设计传感装置的身份识别, 认证以及数据传输加密体系, 实现智能传感装置的安全接入。

关键词: 电力物联网; 网络安全; 传感器; 组合公钥

中图分类号: TM732

随着物联网技术在智能电网中的应用, 在电力生产、输送、消费、管理各环节, 广泛部署了具有一定感知能力、计算能力和执行能力的智能传感装置, 促进电网生产运行及企业管理全过程的全景全息感知、信息融合及智能管理与决策。

智能传感装置在改善电力系统现有基础设施利用效率, 为电网发、输、变、配、用电等环节提供重要技术支撑的同时, 也为电网的信息网络带来极大地安全风险。为避免数量众多的智能装置带来安全风险, 对智能终端传感装置进行身份认证和识别, 实现安全加密的数据传输, 是物联网应用中必须正视和解决的问题。

1 物联网及物联网感知层

电力物联网是物联网技术在电网的应用, 从技术角度分为三层: 感知层、网络层、应用层。

如图1所示, 感知层基于低功耗广域网、移动无线网络、无线网络、近场无线通信、有线网络等多种通信方式传输数据; 感知层通过Internet网络传输数据到网络服务。

物联网感知层具有节点数量大, 存储、运算能力有限, 数据类型和网络类型复杂多样等特点, 易于受到外部的网络安全风险。

针对感知层节点, 主要的安全风险包括节点物理攻击、替换攻击、假冒攻击、中间人攻击等, 所以感知层的节点必须具备身份识别的安全机制。

针对感知层网络, 主要的安全风险包括网关节

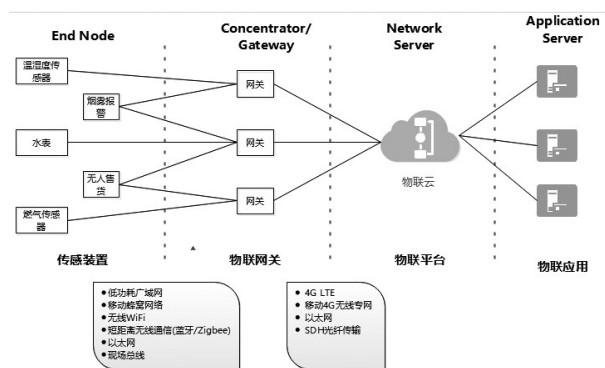


图1 物联网系统构成

点物理攻击、信息截取和泄漏攻击、DoS攻击等, 所以建立从终端节点到网关节点, 再到网络服务的全链路身份认证和数据加密的安全机制。

2 密钥技术的研究

电力物联网感知层的传感器节点通常通过有线或者无线的多种通信方式接入网络层, 运算能力千差万别, 各自的安全保护措施也不尽相同, 所以采用密钥管理技术作为一种通用的身份认证和识别解决方案是电力物联网的必然选择。目前, 行业内常用的密钥管理技术通常有PKI (public key infrastructure) 公钥基础设施、CPK (combined public key) 组合公钥技术和IBC (identity-based crypt. system) 基于身份的公钥密钥系统。

2.1 PKI(public key infrastructure)公钥基础设施

PKI公钥基础设施基于X.509框架, 由证书颁发机构(CA)充当可信第三方, 对用户公钥进行真实

性担保。个人密钥和身份信息一起由CA签名后组成证书存储在公开目录中以供检索,用来验证签名。

CA作为PKI体系的核心,通常采用分层机制,由上级CA为下级CA提供担保。用户公钥证书的真实性由底层CA提供担保,并可基于对根CA的信任逐级进行验证。CA不仅要发放用户的公钥证书,还要对其进行维护,包括用户证书的在线查询,证书的撤销、更新以及黑名单管理等。

2.2 CPK(combined public key)组合公钥技术

CPK组合公钥技术基于ECC椭圆曲线加密技术,以少量种子生成几乎无限个公钥,只需很小的存储空间就可形成一个相当大的密钥空间,解决规模密钥管理的难题。

用户向密钥管理中心(KMC)提出申请,由专门的注册管理中心负责用户身份的审查,然后通过专用网向密钥生成中心申请得到密钥对,私钥写入安全媒体中,通过安全通道分发给署名用户,同时公钥因子矩阵连同安全媒体一起分发给用户,使得最终用户能够一次性获得所有的公钥,相当于一次性完成了对所有的公钥的认证。任一用户要求验证其他用户的公钥时,先访问管理中心的黑名单,然后利用公钥查询函数查找PSK即可。

2.3 IBC(identity-based crypt. system)基于身份的公钥密钥系统

IBC基于身份的公钥和密钥系统直接以用户的身份信息作为公钥,用于加解密和签名验证,由一个可信第三方,称为PKG(private key generator),负责设置全局系统参数和主密钥,系统参数被公开,而主密钥只有PKG持有。用户使用自身标识信息,从PKG获取用户私钥,在数据加密时使用公钥加密,私钥解密,在签名时使用私钥加密,公钥解密。

PKI:密钥生产由用户分散生产,必须经由第三方认证并CA中心公布,安全责任由个人承担,安全性随着用户规模的增加而逐步降低;CA证书采用静态分发,动态管理模式,证书库必须实时在线,运行维护成本较高;用户公钥以目录形式存放于CA中心集中保存,提供证书管理和分发的单一入口,用户规模增加时需要扩充层级结构;基于X.509的证书认证过程复杂,要求运算能力高,并且不能点对点认证,其真实性由一个CA证书链担保,基于

根CA的信誉逐级验证。

CPK:密钥生产由密钥中心集中生产,安全任由密钥中心承担,安全性不会随用户规模增加而降低;密钥分发采用静态分发,静态管理模式,可离线认证;用户公钥通过专用媒体一次性通过安全通道发给所有用户,CPK算法确保使用少量种子即可生成大量公钥;CPK的认证过程简单,要求运算能力低,支持点对点认证,由于公钥存储量几乎无限,单层KMC结构即可满足大规模需要。

IBC:公钥即用户身份信息,私钥的生成采用集中方式,生产时同用户身份一次性绑定;密钥分发采用动态分发,动态管理模式,必须在线认证;IBC的不存在密钥存储问题,但是主密钥泄漏将导致所有用户私钥泄漏;IBE使用用户身份作为公钥无需认证,但是由于动态管理机制,用户规模很大时需采用分层模式降低负载。

3 方案

物联网的感知层作为物联网的末梢实现真实环境中的人、物、环境等的感知工作,在电力物联网中,在电力生产、输送、消费、管理各环节将部署类型繁多,数量庞大的传感器装置。

感知装置数量庞大,数以亿万计,其身份认证识别技术必须在大规模用户下从成本、速度以及管理难度等多方面综合考虑。

传感器装置类型众多,各种装置的运算能力、存储方式和通信方式千差万别,要求较低的运算能力以及多种存储方式,并对网络环境以及网络协议具有良好的兼容性。

感知层网络通常从终端节点采集的数据,经由汇聚层的网关节点收集之后经由网络层发送到后台物联应用,必须从终端节点、汇聚层网关节点到后台网络服务之间的全链路实现安全接入和加密。

3.1 电力物联网密钥管理技术

根据电力物联网的应用特征,在充分比较PKI、CPK以及BIC的密钥管理技术的基础上,选择CPK技术作为电力物联网传感装置的密钥技术。

基于CPK认证技术构建认证体系具有技术、成本方面的优势,认证快捷方便,可满足电力物联网的大规模认证的需求。

离线当场验证，在网络离线等恶劣环境下实现用户身份认证。

成本低，不须维护CA的工作，只须维护一个在线的黑名单，对网络带宽的要求低。

以少量种子生成几乎无限密钥，并且认证效率高，对运算能力要求低，可实现规模化认证。

直接认证，具有更高安全性，不需要可信第三方的担保，信任度更高，并且不存在在线数据库被攻击的安全隐患，对于单个用户而言，CPK具有更高的安全性。

但是CPK同样存在如下的不足：存在共模攻击风险，当CPK泄漏的私钥因子达到一定数量时，可求出全部的私钥因子，系统将变得很不安全，必须更换密钥矩阵。密钥更换困难，CPK密钥集中生成，静态分发方式，当私钥矩阵变更时，必须重新分发私钥和公钥矩阵。用户密钥存在碰撞可能，用户标识的散列算法可能造成碰撞，另外，密钥因子运算产生密钥时同样可能发生。

针对CPK具有的问题，在电力物联网中选择由南湘浩教授等人提出的基于标识密钥和随机密钥复合的双因子复合型组合公钥体制，即CPK2.0技术。

该技术由标识密钥、随机密钥和更新密钥组成。标识密钥为CPK生成的私钥。随机密钥由系统定义的随机序列，同标识密钥产生一阶复合密钥，由密钥管理中心定义。更新密钥由用户自定义，与一阶复合密钥形成二阶复合密钥CPK2.0体制的安全性取决于随机密钥，由于随机密钥互为独立，有效避免了共模风险，并通过更新密钥动态更新标识密钥，有效解决密钥更新的问题。

3.2 总体方案

电力物联平台安全接入基于CPK组合公钥生产中心和管理中心实现传感装置密钥管理，基于物联网云平台为核心实现设备统一接入以及身份认证和权限控制，并实现物联网设备和物联应用的完全解耦，简化设备接入和物联应用的开发。

总体架构图如图2所示。

密钥生产中心：基于种子密钥卡生产双因子密钥并加密，种子密钥卡采用严格措施安全加密。

传感器(终端节点)：持有基于用户标识的私钥和公钥矩阵，实现身份识别、身份认证和数据传输

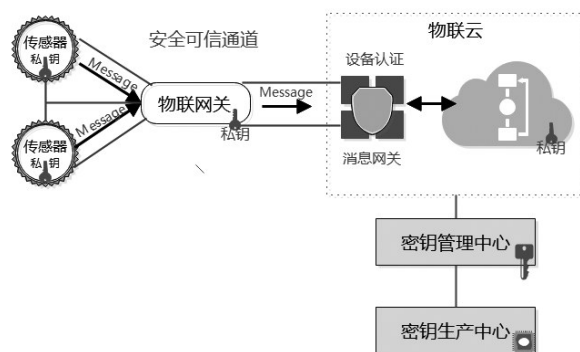


图2 总体架构图

加密。

汇聚节点/网关节点：既有基于用户标识的私钥和公钥矩阵，验证传感器的身份并解密数据；另外，面向消息网关实现自身身份识别、身份认证和数据传输加密。

消息网关：基于物联网协议MQTT实现同传感装置之间的数据传输，持有私钥和公钥矩阵，用以验证汇聚节点/网关节点的身份，解密数据并转发到物联网云平台内部组件。

物联网云平台实现设备注册，设备状态管理等功能，对物联网传感装置的统一管控，设备即使离线，物联应用也可访问设备状态。此外，云平台基于规则实现传感装置的消息处理，转发到应用服务，解耦物联应用和物联设备。

3.3 系统功能

3.3.1 密钥生产和管理中心

组合密钥生产和管理中心基于CPK 2.0双因子组合密钥技术，实现密钥的生产和管理，主要的功能包括密钥生产、密钥管理、用户注册、作废标识管理等。

密钥生产：由主机系统、过程控制软件和种子密钥卡三部分组成，采取严密的安全措施。

用户密钥生成：采用双因子密码体制，用户密钥由标识密钥和随机密钥复合构成。

密钥加密：对生成的用户私钥加密，确保在存储、传递过程的安全。

密钥卡管理：密钥卡存储加密之后的种子私钥经加密后存储只有系统启动并通过验证后，才能使用。

电力物联网使用GRN（全局资源名称）作为物

联网中的传感器、网关、软件系统的唯一标识，作为用户密钥生成的用户信息。GRN由云平台的用户名称、部署区域、设备类型、设备名称等信息组成，以作为信息之间的分隔。

3.3.2 终端节点/汇聚节点/网关节点改造

终端节点存储能力有限，类型多样，为实现密钥管理体系，首先选择合适的密钥存储机制。本方案支持芯片、SIM卡、TF卡、USBKey以及虚拟设备等多种方式，终端节点根据自身需要选择合适的存储方式。

虚拟设备是一种软件方式的密钥存储方式，内置微型操作系统和多种加密算法，采用安全的文件系统，确保密钥存储安全。

为适应终端节点的有限的计算能力，使用C语言实现CPK支持SDK，支持单片机、ARM等多种芯片的运算，为终端节点改造提供身份识别能力。

终端节点和汇聚节点/网关节点之间的通信流程如下。

终端节点注册：首先生成随机序列，以私钥签名随机序列发送给汇聚节点/网关节点。

汇聚节点/网关节点从公钥矩阵获取终端节点公钥，对终端节点签名进行验证。如验证不通过，则断开同终端节点的连接；如果验证通过，则同样使用自己的私钥签名发送给终端节点。

终端节点从公钥矩阵获取汇聚节点/网关节点的公钥，对汇聚节点/网关节点的签名进行验证。验证通过则建立可信链接，交换数据加密用的随机密钥。

终端节点传输数据时使用随机密钥加密数据，发送到汇聚节点/网关节点。

汇聚节点/网关节点使用同样的随机密钥对数据进行解密。

3.3.3 物联云平台

物联云平台是面向电力物联网的解耦物联设备和物联应用，提供物联设备的统一安全接入，物联消息数据的统一存储、分析和转发，同物联应用松耦合集成的服务平台。

物联平台的网络层的核心通信协议目前有多种协议互相竞争，IBM推出的MQTT被Amazon IoT平台采用，具有其低功耗、高QoS等优势，且兼容HTTP协议。

汇聚节点/网关节点同物联平台之间的通信流程如下，但是作为汇聚层，首先验证终端节点，接收消息并解密。然后，将终端节点的数据汇聚之后，以自己的密钥再次加密发送到物联平台。

汇聚节点/网关节点注册：首先生成随机序列，以私钥签名随机序列发送给物联云平台。

物联云平台从公钥矩阵获取网关节点公钥，对网关节点签名进行验证，如验证不通过，则断开同网关节点的连接。如果验证通过，则同样使用自己的私钥签名发送给网关节点。

网关节点从公钥矩阵获取物联云平台的公钥，对物联云平台的签名进行验证。验证通过则建立可信链接，交换数据加密用的随机密钥。

网关节点传输数据时使用随机密钥，采用对称加密算法SM4加密数据，发送到物联云平台。

物联云平台使用同样的随机密钥，采用对称加密算法SM4等对数据进行解密。

4 结束语

本文通过对物联网技术在电网应用特征的分析，比较PKI、CPK、IBC 3种密钥技术，择优选择CPK技术作为电力物联网传感装置安全接入的密钥管理体制，并基于CPK技术，设计电力物联网的传感装置的安全接入的解决思路和方法，实现物联传感装置的身份识别，身份认证和加密数据传输，构建从感知层到网络层的可信链路，有效防范物联网技术在电网应用时可能引入的安全风险。

参考文献

- [1] 周加法, 马涛, 李益发. PKI、CPK、IBC性能浅析[A]. 信息工程大学学报, 2005, (6): 3.
- [2] 南湘浩. CPK标识认证[M]. 北京: 国网工业出版社, 2006.
- [3] 南湘浩. CPK算法与标识认证[J]. 信息安全与通讯保密, 2006, (9): 51-54.
- [4] 王嘉林. 基于KPI和CPK的大规模网络认证方案的对比分析[J]. 保密科学技术, 2012, (6): 44-46.
- [5] 张兵, 秦志光, 万国根等. 基于PKI和CPK的RFID系统混合密钥管理机制研究[J]. 电子科技大学学报, 2015, 44(3): 416-421.

作者简介

任晓龙,(1975—),男,汉族,研究生,高级工程师。

(责任编辑:张峰亮)

基于物联网技术的配网智能抢修

韩大为¹, 高宇², 张虹²

(1. 北京中电普华信息技术有限公司, 北京 海淀 100085

2. 国网陕西省电力公司, 陕西 西安 710048)

摘要: 随着我国经济的迅速发展, 电力作为国民经济的基础, 日益突显其重要性。随着我国电网规模的不断扩大, 电力用户的逐年增加, 必须保障用户正常的电力供应。当发生电力故障时, 能否快速地科学地完成抢修调度显得尤为关键。原有的一些电力抢修调度系统由于技术和策略上的缺陷, 不能快速有效的进行抢修调度, 加大了经济损失。因此, 研究与开发高效的电力抢修调度功能具有重要的意义。本文将根据电网设备在抢修调度过程中需要的地理信息和大量数据信息交流的热点, 基于RFID、GIS技术, 并辅之GPS和Internet技术对电力智能抢修进行深入研究。

关键词: RFID; GIS; GPS; 配网故障; 抢修

中图分类号: TM715

随着电力用户数量急剧增长, 对供电企业的服务水平也提出了更高的要求。传统的依靠电话沟通实现电力抢修调度的模式已不能适应供电企业客户服务精细化管理的需要, 考虑到电力企业的长远发展, 将引入先进的“大云物移”技术, 对配网抢修现有业务流程进行完善改造, 对支撑配网抢修业务的相关信息系统进行功能优化, 提升配网抢修整体工作的智能化和经济化, 提高配网抢修作业的精益化管理水平和服务水平。

1 配网抢修业务现状及新技术应用需求

配网故障抢修是配网运行管理的一个重要组成部分。在配网管理中, 及时、有效并科学的抢修是提高配电网供电可靠性和配电服务质量的重要技术支持。对配电网故障进行快速的抢修, 对于供电的可靠性有比较直接的影响, 因此, 提高配网故障抢修效率变得尤为重要和迫切。随着信息技术的不断发展以及对外部一些先进管理经验的应用, 现有的配电网故障抢修的管理模式已经不能够很好的满足配电网的运行发展, 为了能够更好地满足用户对供电可靠性的需求, 通过物联网技术将现有的配网独立抢修业务与RFID、GIS、GPS和移动终端等信息化管理系统相集成为一套智能抢修体系, 有效整合抢修过程中各类信息, 完善抢修机制, 指导班组人员在电网抢修流程中的标准化和规范化, 提升电网抢修的响应速度、信息交互和工作效率, 为供电企业客户服务工作提供更高效、优

质、完备的技术支持。

2 基于新技术应用的智能抢修业务方案

2.1 智能配网抢修设计目标

通过智能物联提升配网抢修效率是一项涉及到多个环节、多种专业、多个部门及多种因素的工作, 任何一个环节或因素的制约都可能会影响到配网抢修效率的提升。所以应全面综合考虑影响抢修效率的各种因素, 通过对配网抢修生命周期的每个环节的业务操作分析, 明确智能配网抢修的方向。

强化与营销95598的业务协同, 完善用户报修接单与甄别、故障处理回复等内容; 加快与调度自动化系统、用电采集系统数据共享, 丰富故障信息获取来源、提升故障研判手段; 实现配网抢修跨专业业务贯通和闭环管理。

完善抢修资源维护, 通过故障类型、坐标位置、抢修单元技能及任务均衡度、典型案例支撑等综合分析手段, 快速完成抢修资源智能研判、精准调配, 提升抢修效率和质量。

借助移动应用技术, 实现抢修工作实时交互, 提升抢修全过程管控水平; 利用扫码物联技术, 辅助快速定位故障设备, 实时掌握设备关键信息, 提升抢修支撑能力。

通过抢修工单监测、抢修资源监控、抢修工单对比等数据分析, 全面评估抢修能力, 对薄弱环节给予优化支撑, 提升抢修服务能力和客户满意度。

2.2 智能配网抢修业务详细方案

根据配网故障抢修业务管理需求，结合移动应用及物联网技术特点，重点对配网故障抢修的故障信息获取、故障初步研判、抢修单元调配、抢修工单派发、现场勘察、抢修物资调配、抢修远程指挥、抢修信息发布和抢修评估分析等8个关键业务环节或功能点进行梳理，从而进一步抽取和细化功能优化提升点，支撑配网故障抢修业务智能化，如图1所示。实现配网抢修的质量管理、资源管理、进度管理、指挥管理和中、低压配网故障的一体化管理。

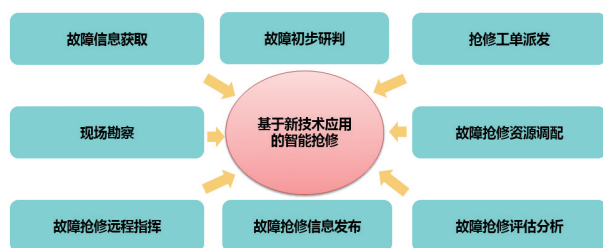


图1 关键业务环节

基于关键业务梳理结果，进一步抽取形成20个功能优化提升点，根据配网抢修业务管理需求程度，并结合相关信息系统支撑现状进行初步分析，在试点实施过程优先开展工单甄别、工单研判、勘查辅助、抢修移动应用、抢修资源智能调配、远程指挥等功能优化提升工作，如图2所示。



图2 智能抢修专题功能提升点梳理

2.2.1 故障信息获取

用户除通过拨打95598客户电话进行故障报修外，还可通过电力App移动应用实现网上故障报修、

抢修进度跟踪、接收相关通知等。营销（95598）可自动接入该类用户外网报修，进行初步过滤甄别后，转派抢修指挥人员。

95598接受客户的报修后，根据已发布的停电信息、故障点追溯分析结果和用户电费缴纳情况，对报修工单完成初步过滤或合并，将初步判定后的工单告知抢修指挥中心人员。抢修指挥中心人员在接收到95598派发的报修工单后，根据已发布的停电计划和现场停电作业情况，对报修工单进行有效性判断，对于因计划性停电或现场临时停电作业引起的客户报修，将抢修工单退回营销（95598），并告知退回原因和预计修复时间。对于有效报修进入后续研判分析和派单抢修流程。

调度人员在确认调度自动化（包含配电调度自动化）开关跳闸信息、班组汇报等内容后登记配网故障信息，并向抢修指挥中心人员通告故障信息。抢修指挥中心人员接收到的由调度故障登记产生的抢修工单后，进入后续研判分析和派单抢修流程。

2.2.2 故障初步研判

新故障信息推送至抢修指挥中心时，抢修指挥人员利用辅助方法判断新故障信息和已有故障信息是否重复，对于做过故障停电范围分析的报修工单，进行自动判别合并。在查明故障原因后，将因同一个故障点引起的抢修工单进行合并。

抢修指挥中心人员分析报修点的供电路径相关设备信息，通过实时召测、停电事件关联分析、风险点分析、专家研判等手段，进行故障点辅助定位。经过信息分析、整合，形成故障诊断依据，并根据故障类型预估故障修复时间。

针对典型故障，抢修指挥中心人员根据故障类型以及故障原因，通过检索典型故障案例库，快速形成切实可行的故障处理方案，下发抢修人员指导抢修工作高效开展。

2.2.3 抢修单元调配

抢修指挥中心人员在接到抢修单后，根据故障点位置、抢修驻点位置、抢修单元资质和人员占用情况等信息进行抢修单元调配分析，实现在故障初步判定后，最短时间内选派距离故障地点相对较近、没有被其他抢修任务占用且具备相关技能的抢修单元到达现场，通过合理调配抢修单元，提高抢

修效率。

抢修指挥中心人员根据抢修单元的位置定位，实时掌握抢修单元的位置信息和行动轨迹信息，强化抢修指挥中心对抢修单元的精细化管理。

通过对抢修单元分布情况、技能资质、工作效率及质量等信息的监测分析，实现抢修单元的全面评估，并给出合理化优化建议，以便持续提升配网抢修智能化水平。

2.2.4 抢修工单派发

抢修指挥中心人员在接到抢修单并经初步研判分析后，将有效工单指派至相应抢修单元，抢修人员在系统主站端和移动终端均可收到该抢修任务待办和相应提醒；系统根据故障点地理位置，利用GIS地图进行最近最优路线规划，直接发送到抢修单元移动终端，引导抢修单元快速进入现场作业。

抢修指挥中心人员将抢修任务派发至抢修单元后，抢修人员除在系统主站端和移动终端收到待办任务提醒信息外，还可在移动通讯设备上收到短信提醒。以便抢修人员能够及时获知抢修任务待办，迅速到达抢修现场。

2.2.5 现场勘察

抢修人员到达现场勘查确定故障点后，通过移动终端对故障设备进行扫码确认，辅助完成故障设备的快速定位。扫码成功后，即可查询展示出故障设备的基础信息和历史运检信息，并在电网GIS图上进行高亮显示。抢修人员通过移动终端对现场勘查情况进行实时记录，相关信息自动回传至PMS2.0，以便抢修指挥人员进行协调指挥。

2.2.6 抢修物资调配

明确具体故障点和故障原因后，抢修指挥中心人员根据故障点位置、故障设备类型、故障原因等信息进行抢修物资调配分析，力争在最短时间内调配距离故障点相对较近且符合相关要求的抢修物资达到现场，最大限度减少物资协调和调配时间，提高抢修效率。

抢修指挥中心人员可对抢修物资调配到位情况进行实时跟踪和管控，确保抢修物资及时达到现场。现场抢修人员也可通过移动终端，对抢修物资的出库状态、在途位置、预计到达现场时间、抢修车辆运行轨迹等信息进行实时查询。

通过对抢修物资分布情况、库存情况、到位效率等信息的监测分析，实现抢修物资的全面评估，并给出合理化优化建议，以便持续提升配网抢修智能化水平。

2.2.7 抢修远程指挥

抢修人员通过移动终端进行现场签到，并对抢修过程中的重要环节进行现场记录，抢修指挥中心人员通过移动终端的回传信息及时掌握抢修人员到位情况、抢修过程信息及最新进展，从而对抢修现场进行实时监控和远程指挥，确保抢修工作高效开展。

利用移动通信技术，抢修指挥中心人员可以与抢修现场进行实时交流指挥，同时针对疑难问题可组织相关专家通过语音、视频等方式，对抢修现场进行远程同步支持，提升抢修工作的针对性和高效性。

按照故障类别、标准阶段，设置故障抢修的标准时间，抢修指挥中心人员可据此对现场抢修人员进行预警提醒和超时督办。

2.2.8 抢修信息发布

根据抢修人员确定的故障设备，分析出停电影响范围，通过营销中心的客户登记信息外网移动App对影响范围内的大用户、居民、小区物业等相关人员进行停电信息推送以及预计恢复供电时间告知。通过及时向用户发布相关信息，提升电网服务在所属用户意识中的级别。

2.2.9 抢修评估分析

通过对用户报修情况、抢修执行情况等信息的监测分析，实现配网故障抢修工作的全面评估，为以后的抢修工作整改提供参考依据。

3 智能配网抢修系统实现方案

通过强化PMS2.0与营销95598的业务协同，完善用户报修接单与甄别、故障处理回复等内容；完善与ERP-MM、短信平台等系统的数据集成，丰富抢修资源智能调配及监测手段和提醒督办渠道等；进一步完善运检移动应用功能，实现配网抢修跨专业业务贯通和全过程闭环管理。配网智能抢修集成视图如图3所示。

本集成视图重点展现支撑配网抢修智能化实现

相关功能优化点的信息集成概况，不涵盖PMS2.0配网抢修管控模块已具备但未进行完善提升的集成点。

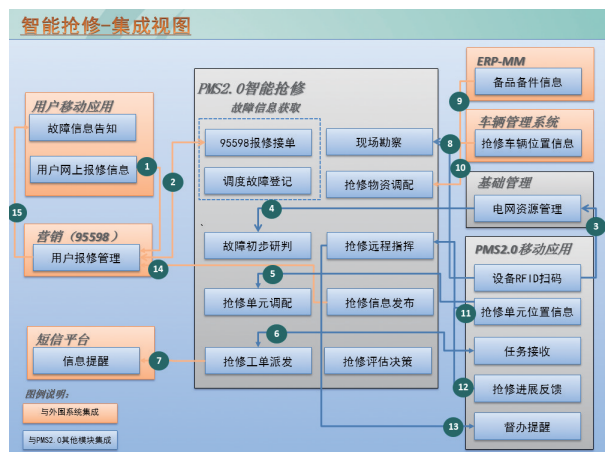


图3 配网智能抢修集成视图

开发用电用户终端App，完成用户网上报修业务与营销（95598）集成接入，实现用户网上故障报修、故障处理进程跟踪、处理消息反馈等功能。营销（95598）接收到该类用户故障报修单，完成初步过滤甄别后转派至PMS2.0。

95598系统进一步完善无效报修甄别功能，对于计划停电范围内或已知故障影响范围内的用户报修，以及因欠费原因引起的用户报修，利用停电信息管理模块等进行停电原因预判，实现用户重复报修或无效报修的智能辅助过滤。95598系统规范客户档案标准化地址信息，融合停送电客户信息，实现已知停电区域及报修客户的可视化展示。通过电话号码、客户编号（户号）、户名、地址等，自动筛选已知停电信息，实现报修客户的自动应答，并通过报修客户地理位置与已知停电区域及报修客户区域的人工甄别实现重复报修工单合并，提高客户报修响应速率，减少无效工单，最终转派抢修指挥中心开展抢修业务。

完成PMS2.0图数一致性治理和营配低压互联工作。利用移动扫码技术，扫描设备RFID标签，辅助完成设备台账完整性和准确性核对及维护，在此基础上提升图数一致性和图形拓扑联通性。抢修指挥中心人员在接收到或登记故障信息后，通过电网GIS图形拓扑分析功能完成故障点的追溯判定、停电范围分析等初步研判工作。

完成PMS2.0与用电信息采集系统、调度自动化系统集成（包含配电调度自动化），应用用电信息采集系统召测相关配变信息，通过SCADA监测分析配变供电线路运行情况（开关运行状态、负荷情况），智能研判未明故障、派发抢修工单。完善专家远程会诊等功能，辅助快速完成故障研判。

完善PMS2.0抢修资源基础维护功能，包括抢修驻点位置坐标维护、抢修队伍管辖范围维护（包括电压等级、故障类别、设备类型等信息）、抢修队伍技能资质维护等功能，根据抢修班组是否已有在途工单（包括班组是否存在未归档的抢修任务和抢修人员手持移动终端当前地理位置定位两方面）判别人员占用情况。抢修指挥中心人员进行工单派发时，系统根据故障位置、故障原因、抢修队伍占用情况等信息自动进行检索分析，将符合要求的抢修单元在电网GIS图形进行高亮展示，并可按照距故障点近远优先级和技能资质匹配度优先级两个维度进行排名展示，便于抢修指挥中心人员合理、高效派工。通过移动终端对抢修单元进行精确定位，将采集到的位置信息实时传递至PMS2.0，便于抢修指挥中心实时掌握抢修单元的到位情况、行动轨迹等信息。PMS2.0增加抢修单元评估分析功能，根据历次抢修任务执行情况，对抢修单元分布是否合理、技能资质是否满足要求、达到现场是否及时、任务执行效率和质量是否符合要求等因素进行对比分析，对须优化之处给出合理化建议。

完善PMS2.0配网故障抢修管控移动应用，无论抢修人员是否在抢修驻点或是否具备连接电力内网条件，均能够收到任务待办及提醒信息，提醒方式包括消息弹出框、声音等形式。根据故障点位置利用GIS地图进行最优路线规划，并通过导航功能引导抢修单元快速进入现场开展故障抢修工作。抢修过程中，通过移动终端可将抢修人员到位情况、抢修进展情况等信息实时反馈至抢修指挥中心。

增加PMS2.0与短信平台集成功能，抢修指挥中心将抢修工单派发至抢修单元后，抢修人员可在移动通信设备上收到短信提醒。应具备短信内容预设和群发功能。运检移动终端设备接收抢修指挥中心派发的抢修任务待办和提醒，抢修人员接单后返回成功标识给PMS2.0。对于不属于自身职责范围内的

抢修工单，可进行退单操作。

完善PMS2.0配网故障抢修管控移动应用，根据要求在设备上粘贴RFID标识卡，抢修人员利用移动终端进行扫码，辅助完成故障设备的快速定位。能够查询展示出相应设备的基础信息（包括设备名称、运行编号、电压等级、设备类型、厂家、型号等信息）和历史运检信息（包括缺陷记录、故障记录、检修记录、试验记录、不良工况、“家族性缺陷”、状态评价信息等），并在电网GIS图形上对故障设备进行高亮显示。抢修人员利用移动终端对现场勘查情况进行实时记录（包括图片和视频格式），相关信息自动回传至PMS2.0，向抢修指挥人员进行汇报。

完善PMS2.0抢修资源基础维护功能，包括抢修物资存储点位置坐标维护、抢修物资库存判定、抢修物资检索匹配等功能。完善PMS2.0与ERP-MM抢修物资信息集成功能。系统根据故障点位置、故障设备类型、故原因等信息自动检索分析，按照距故障点远近优先级和是否满足所需物资库存两个维度进行排名展示相应物资存储点名称和所需物资库存数量。并将符合要求的抢修物资存储点在电网GIS图形上高亮展示，便于抢修指挥中心人员快速合理调配所需物资到达现场。

新增PMS2.0与车辆管理系统信息集成功能，通过为抢修车辆安装GPS定位装置，将车辆运行轨迹和实时位置信息回传至PMS2.0，以便抢修指挥中心人员实时掌握抢修物资到位情况。完善PMS2.0配网故障抢修管控移动应用，现场抢修人员也可通过移动终端，对抢修物资的出库状态、在途位置、预计到达现场时间、抢修车辆运行轨迹等信息进行实时查询。

改善PMS2.0配网故障抢修管控移动应用，增加抢修人员现场定位签到功能。抢修人员通过移动终端对抢修过程进行实时记录，可采用拍照、语音、视频等方式将故障现象等重要信息回传至PMS2.0，便于抢修指挥中心人员对抢修现场进行实时监控和远程指挥。

改善PMS2.0配网故障抢修管控移动应用，增加专家远程会诊和远程指挥功能。抢修指挥中心人员及相关专家可通过语音、视频等方式，对抢修现场进行远程指挥和技术支持。专家组给出合理的问题

解决方案后，系统将处理方案下发到移动终端，对抢修现场进行作业指导。

PMS2.0根据不同故障类型、不同抢修阶段的标准时长，自动判断故障抢修工作是否即将到或超时，将预警提醒和超时督办信息推送至移动终端，对抢修人员进行催办。

PMS2.0系统根据现场人员的故障研判情况、抢修作业进展情况反馈至营销（95598）系统，形成抢修信息及时回报。

95598系统规范客户档案标准化地址信息，包括用户档案地址、用户号、用户与接入点互联、联系方式等信息，以便将相关信息及时准确地发布至用户。开发用电用户终端APP，完成与营销（95598）系统集成，可将故障影响用户范围、故障抢修进展、预计修复时间等信息推送至用电用户终端APP告知用户，用户也可主动发送指令查询本区域的电网情况及时获取相关停电信息。

4 结束语

结合移动终端的易携带、普及性、移动性优势，现场抢修人员能够不受时间和环境的限制，提高了电力抢修工作效率。同时传统工单处理过程中的取单、任务分配、处理结果回填等环节都通过手工处理、电话沟通来完成，效率低、耗时长；而使用智能抢修功能后，抢修处理全过程实现了信息化、智能化、高效化，大幅优化了业务流程，提高了工作效率，抢修人员现场处理完成后，通过手机即可将处理情况反馈回填。

智能电力抢修在实际应用中充分体现了移动性和及时性的特点，优化了传统配网抢修的缺点，通过先进的无线移动应用手段，把基于PC端的业务处理向抢修工作现场延伸，有效解决了现场抢修人员受时间和地域的限制，实现了电力抢修工单的移动处理，规范了抢修工作流程，提高了客户诉求响应速度和到场速度。

作者简介

韩大为，(1982.12—)，男，汉族，本科，初级工程师；电力行业互联网研究。

(责任编辑：张峰亮)

基于负荷变化的配电网网络重构

宋海华, 王文林, 韩厚彬, 江建辉

(国网安徽黄山供电公司, 安徽 黄山 245000)

摘要: 配电网通常为环状设计, 辐射状运行。为了均衡负荷分配, 降低线路损耗, 提高供电电压质量, 须根据负荷变化情况动态调整配电网中联络开关及分段开关的运行状态。本文以用电采集数据为基础, 通过终端负荷反向推测, 确定各配电线路各开关所流过负荷, 电网调度员以此为依据, 根据一定的调度规则, 进行开关变位操作, 从而改变配网运行方式。

关键词: 配电网; 用电采集; 开关变位; 网络重构

中图分类号: TM732

配电网在正常运行状况下, 每根馈线上接有一定负荷。随着经济的快速增长, 用电负荷发生了较快变化, 同时由于电力建设的滞后性, 使配电网的负荷分布不平衡, 系统稳定运行存在一定风险。为了减少这种风险的影响, 在配电网中设有大量分段开关和联络开关, 通过改变分段开关及联络开关的状态, 来提升配网运行效率及可靠性。目前, 配电网网络重构研究论文多见报道^[1-6]。由于配网自动化还未全覆盖, 开关变位操作还不能随着负荷变化进行自动调节。本文以营销系统用电采集数据为基础, 通过营配调数据共享平台, 采用负荷均衡法, 确定配电网运行方式。

1 原理与设计

通过安装在配电变压器上的用电采集终端, 可以获得变压器的运行参数, 如电流、电压、有功、无功等。电网调度部门通过营配调共享平台取得配电变压器实时运行数据, 根据一段时间区间内(例如一天)负荷的变化情况确定区域内各开关所带负荷变化规律, 决定配电网中的各分段开关与联络开关运行状态, 从而改变配电网运行方式。为了分析方便, 以图1所示配网模型进行建模研究。

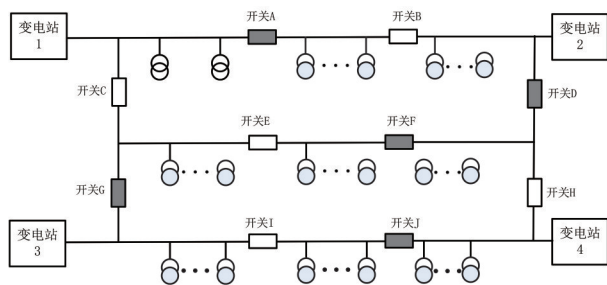


图1 配网联络图

各条线路均能进行互联, 正常情况下为开环运行。由用电采集系统实时获得每个配电变压器的负荷, 再利用各配电变压器的负荷反向推测与之相连的开关所通过的负荷。

本文以开关负荷均衡为控制目标, 即:

$$L_{Bi} = S_i / S_i^{\max}$$

$$\min L_{B_{\text{sys}}} = \frac{1}{n_b} \sum_{i=1}^{n_b} S_i / S_i^{\max}$$

式中: L_{Bi} 、 $L_{B_{\text{sys}}}$ 分别为支路 i 及系统的负荷平均指数; S_i 、 S_i^{\max} 分别为支路 i 的负荷大小和额定容量; n_b 为系统总支路数。任何时刻均仅有一个最优解。

通过改变联络开关及分段开关的状态, 进行配网运行方式重构。

2 应用分析

以徽山站长干126线、阳湖站中华120线及阳湖站横关122线进行举例说明。长干126线与中华120线联络, 中华120线与横关122线可以联络, 如图2所示。目前图示开关均不具备自动化功能。横关122线为农村线路, 季节性负荷较大; 中华120线多为小区负荷; 长干126线所带多为商业负荷。

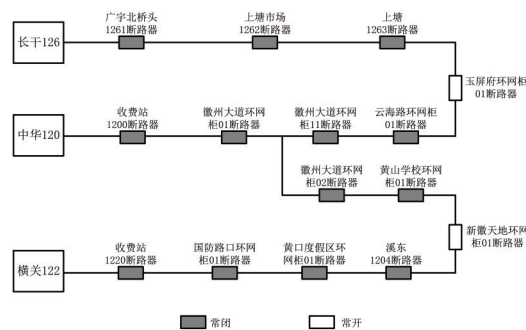


图2 配网现场联络图

将用电采集系统数据关联配电变压器，如图3所示。通过生产管理系统，进行开关负荷拓扑反推，如图4所示。

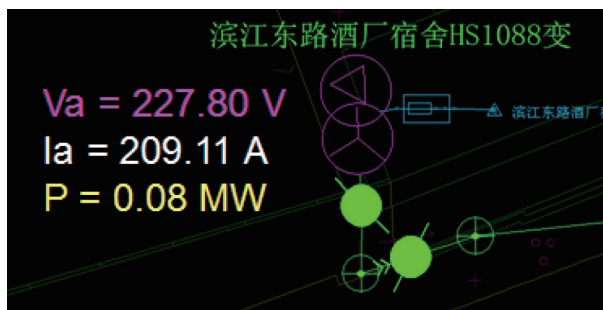


图3 单台配变用电采集数据

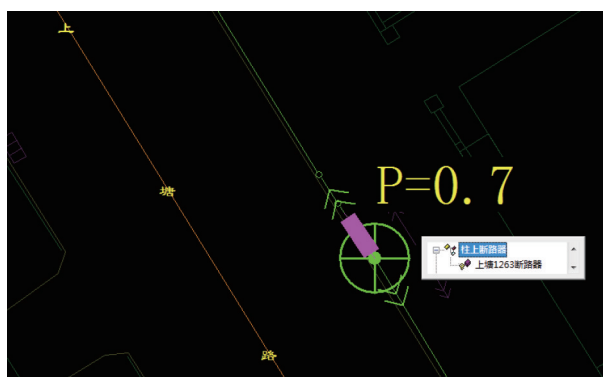


图4 开关负荷求和

以4月的某一天数据为例进行说明。因为处于茶季，横关122线的负荷较大，而中华120线的负荷较小。因为各配电变压器的负荷采集值都是确定的，在模拟状态下，预演开关变位后各分段开关的负荷，确定负荷均衡算法的有效性。开关变位前后各段线路负荷如表1所示。

通过表1可知，联络开关变位前后，长干126线路负荷由2 MW增加到2.5 MW，中华120线路负荷由1.2 MW增加至2.6 MW，横关122线路负荷由4.3 MW降至2.4 MW，同时各分段开关的负荷也进行了相应的调整，均衡了线路负荷，有效消除线路过载。

3 结束语

通过配电变压器终端负荷反推线路开关负荷，避免了常规配网重构求解过程的复杂计算，在不需额外增加配网设备的情况下，进行负荷重新分配，减少了线路损耗，提高了配网供电可靠性，同时也

提高了供电的经济性。该方法也可应用于故障抢修指挥，为快速转供负荷提供解决方案。

表1 开关变位前后负荷 MW

断路器	变位前负荷	变位后负荷
长干126	2.0	2.5
广宇北桥头1261断路器	2.0	2.5
上塘市场1262断路器	1.5	2.0
上塘市场1263断路器	0.8	1.3
玉屏府环网柜01断路器	0	0.5
中华120	1.2	2.6
收费站1200断路器	1.2	2.6
徽州大道环网柜01断路器	0.6	2.0
徽州大道环网柜11断路器	0.5	0
云海路环网柜01断路器	0.3	0.2
徽州大道环网柜02断路器	0.1	2.0
黄山学校环网柜01断路器	0.1	2.0
横关122	4.3	2.4
收费站1220断路器	4.3	2.4
国防路口环网柜01断路器	3.4	1.5
黄口度假区环网柜01断路器	2.6	0.7
溪东1204断路器	1.9	0
新徽天地环网柜01断路器	0	1.9

参考文献

- [1] 夏艳萍, 张靠社. 基于改进和声搜索算法的配电网重构[J]. 电网与清洁能源, 2015, 31(10): 94-98.
- [2] 殷豪, 周玉龙, 孟安波. 二进制纵横交叉算法在配电网重构中的应用[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 270-275.
- [3] 卢志刚, 杨国良, 张晓辉等. 改进二进制粒子群优化算法在配电网重构中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(7): 30-34.
- [4] 祖国强, 肖峻, 左磊等. 基于安全域的配电网重构模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1401-1409.
- [5] 薛毓强, 吴小雁, 魏文新. 基于环路组搜索方式及分环替代策略相结合的配电网重构[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 263-269.
- [6] 孔文星. 基于降低损耗的配电网重构的研究[J]. 装备制造技术, 2011, (8): 59-60, 70.

(责任编辑:张峰亮)

某220 kV变电站 智能化改造施工过渡方案

张红¹, 王雷², 岳峦嵩², 刘洋¹

(1. 长春工程学院电气与信息工程学院, 吉林 长春 130012;
2. 国网吉林省电力有限公司松原供电公司, 吉林 松原 138000)

摘要: 以某220 kV变电站智能化的改造工程为例, 对变电站现场设备、场地布置、运行环境等实际情况进行分析, 从网络结构、二次屏位、220 kV及66 kV开关, 刀闸, 电流互感器, 电压互感器至智能柜二次电缆, 母线智能化改造、220 kV线路(旁路)间隔智能化改造、主变压器间隔智能化改造等改造方案进行分析探讨, 并详细介绍实施过程及注意事项。对220 kV变电站的智能化改造提出了切实可行的技术支持, 保证在改造过程中供电的连续性和可靠性, 为同类项目的改造提供实践经验。

关键词: 220 kV变电站; 智能化改造

中图分类号: TM73

吉林西部某220 kV变电站作为吉林省西部地区省间枢纽变电站, 担负着工农业及生活用电。且连接有风电与光电, 改造前为有人值守变电站, 智能化改造后变为无人值守变电站。改造前, 旁路转带220线路与主变的时候须在主变保护及线路保护的第一套保护进行电流切换片的更改, 此时须带电更改, 某变电站共计有4条220 kV线路, 2条是光差主保护, 1条高频保护, 1条无主保护。220 kV母联有单套保护, 旁路有单套保护。某变电站为双母线带母联兼旁路接线方式, 按2台主变, 4条220 kV线路, 如表1所示。

表1 线路主保护类型表

线路名	保护型号	主保护类型	旁路转代方法
宝岭线	A屏: PCS-901G-D	高频保护	使用收发信机进行切换
	B屏: CSC-101B/E	高频保护	使用收发信机进行切换
王岭线	A屏: PCS-931GM-D	光纤差动保护	使用通道切换装置进行通道切换
	B屏: PCS-931GM-D	光纤差动保护	使用通道切换装置进行通道切换
岭西线	A屏: PCS-931GM-D	光纤差动保护	使用通道切换装置进行通道切换
	A屏: PCS-931GM-D	光纤差动保护	使用通道切换装置进行通道切换
北岭线	A屏: PCS-931GM-D	光纤差动保护	使用通道切换装置进行通道切换
	B屏: PCS-931GM-D	光纤差动保护	使用通道切换装置进行通道切换
旁路	A屏: PCS-901GM-D	高频保护	转代宝岭线时, 使用主保护; 转代其他线路时, 使用后备保护。
	B屏: PCS-931GM-D	光纤差动保护	转代除宝岭线时, 使用主保护; 转代宝岭线时, 使用后备保护。

1 智能化改造过渡方案

1.1 母线智能化改造

某变电站220 kV母线保护采用深圳南瑞BP-2B保护装置2面, 其中保护1具有断路器失灵保护功能。母线保护I的失灵保护的电流判别元件在现有各线路和主变保护装置中, 线路、主变判别元件动作与跳闸出口接点串接, 去启动母线保护I的失灵保护。在此次的改造过渡中, 设计要求母线保护I仍然运行, 母线保护II随着第一条线路或主变改造过渡后退出运行。每改造完一条线路(旁路)或主变间隔进行投运前, 应将母线保护I停用, 差入该间隔差动卷电流, 投运带负荷后, 测量接入母线保护I的电流TA卷的相位正确后方可投入母线保护。改造后的新线路和主变保护, 不具有启动母线I失灵保护的电流判别元件, 只能输出相应的跳闸出口

硬接点来启动母线I失灵保护。此时将母线保护I电流检测元件功能投入, 来解决新保护无电流判别元件的问题。在改造过渡第一条线路或主变运行前,

未改造的线路和主变保护中的电流判别元件接点进行短接，母线保护 I 投入电流判别检测功能用以保护其失灵后的重新启动和正常运行。220 kV 母线保护 I 动作后，开出跳闸硬接点用二次电缆直接连接至已改造的线路或主变的第一套智能终端。随着 220 kV 最后一条线路或主变改造结束，母线保护 I 将永久退出运行，经测量新的母线保护 I 相位正确后投入运行。220 kV 改造期间单套母线保护运行，新安装母线保护功能退出，跳闸出口压板退出。

66 kV 母线保护在 66 kV 线路停电过渡时停止运行（主变过渡时不停运母差，将主二次电流互感器母差卷电流在场地智能箱处串接至母差保护），将运行主变后备保护定值及跳闸时限进行相应调整。场地安装 220 kV、66 kV 母线智能组件箱，电压模拟量通过电缆转入原端子箱，220 kV、66 kV 电压模拟量与数字量同时上送保障过渡期内保护、计量正常运行。采用先线路后母联的停电方式实施智能化改造，全部 220 kV 保护过渡完成后，投入双套智能化 220 kV 母线保护，停用原 220 kV 母线保护。各间隔过渡时接入智能化故障录波器，未过渡的间隔仍用原故障录波器不变。全部 66 kV 间隔过渡完成后，投入智能化 66 kV 母线保护，计量表计随相应间隔同时过渡。一次设备在线监测设备的安装和调试结合一次设备停电进行^[4]。

1.2 220 kV 线路（旁路）间隔智能化改造

旁路转代线路 4 天后线路停电 3 天方式的改造方案。旁路转代时进行电流互感器至合并单元接线，开关智能终端接线，光缆敷设，智能化设备组网并调试。保护方面停用两套线路保护，仅使用旁路本身保护作为该线路全部保护，在此过程中须拆除旁路辅助屏至所转代线路可切换保护屏的电流、切换后电压、开关量、启动失灵、跳闸二次电缆，旁路间隔保护与所带线路保护全部电气连接。自动化信息联调、集控站传动，调试、传动开关、电能表屏电缆接线等停电后进行刀闸至智能终端接线，开关气体密度、微水、压力传感器安装，在线监测智能终端箱接线，调试。二次回路在线监测系统调试。防误系统安装调试。线路停电方式的改造方案。线路停电进行电流互感器至合并单元接线，开关、刀闸智能终端接线，站用变刀闸至智能终端接线。光缆敷设，智能化设备组网并调

试。自动化信息联调、集控站传动，调试、传动开关、刀闸。电能表屏电缆接线。开关气体密度、微水、压力传感器安装，在线监测智能终端箱接线，调试。二次回路在线监测系统调试。

母联兼旁路投运前应停用 220 kV 东母线，母联兼旁路作为母联使用，串接一条线路进行充电，在旁路保护屏处测试转代线路（串接的线路双套保护无需退出，双套母联保护投入快速过流保护）电流相位正确后，恢复正常运行方式。由于现有设计规范，已无旁路接线方式，旁路转带线路时，通过通道切换装置实现光差保护的通道切换；按省调现场运行规程规定，第一套线路保护可实现旁路转带功能，第二套线路保护停用，使用旁路保护，此时旁路保护无主保护，旁路转带主变时，无法使旁路电流进入主变保护，主变失去电器量保护，所以旁路不能转带主变。

1.3 主变压器间隔智能化改造

主变停电进行一次、二次、中性点电流互感器至合并单元接线，主变一次二次开关、隔离开关，中性点隔离开关至智能终端接线，主变本体（瓦斯继电器、压力释放、温度表等）至主变非电量保护智能终端箱接线，有载分接开关接线，光缆敷设，智能化设备组网并调试。新改造主变间隔投运前应停用 220 kV 东母线，用母联串接主变间隔方式进行充电，测试差动相位正确后，投入主变差动保护。具体测试方案在停电前报调度控制中心审批备案^[5]。

2 智能化改造实施方法

对图纸进行审核，每张图纸的每个回路从原理到端子排互相核对，在审核中严格执行国家及地方局制定的要求，发现问题及时和设计人员取得联系，共同解决。元件调试根据调试规程要求使单个元件各相指标满足规程要求。检查网络通讯状态正常（包括 MMS 网、信息自站、网络计数仪）保证网络搭建工作的正常进行。装置的 CID 模型文件同集成商 SCD 中的模型文件是否相同；检查智能单元的配置文件同出厂联调时的是否相同，是否与国网公司检测合格产品一致；检查网络交换机的配置文件（VLAN 的划分）是否正确；检查保护装置的版本是否同出厂联调时相同；检查并整理完毕的 CID 模型文件、SCD 文件、智能单元的配置文件的网络交换

机的配置文件备份。如在调试过程中发现先由间隔的ICD文件导入SCD文件再由SCD文件导出的CID文件下入间隔保护中的顺序进行更改配置文件。

对一次设备的极性、相别、变比检查,在试验前应检查光缆连接通信正常,母联间隔的极性应该以I母线为极性。微机保护调试时仔细阅读厂家技术说明书及调试大纲,严格按照电力部颁发的《电力系统继电保护规定汇编》进行调试,认真核对各保护功能及技术数据均满足规程要求。保护定值要认真核对,确认与调度定值相一致后方可投产试运行。

3 安全措施及注意事项

严格执行现场安全措施,对运行中的设备做好标志,防止工作人员误触误碰运行设备;对停用的设备按照现场安全措施票及操作票做好设备投退操作及软、硬压板的投退操作;对厂家进行施工前安全培训工作,整个改造过程中严格执行监护制度,防止人员伤亡及误触误碰运行设备。拆线前做好装置接线记录并标注各光口光纤位置及名称。拆下的电缆线要用绝缘胶布包好,防止误碰;拔下的光纤头部要用光纤帽套好,拆下的光纤要固定好,要做好防止光纤拉断或弯曲的措施。CID下装时各装置重新下装CID文件时,严格按照全站最新生成的SCD文件执行,对应涉及多间隔的设备需要反复下装CID的要保证每次下装CID的正确性,做好核对工作。在运行装置上下装CID文件时应将该设备“检修状态”压板投入。对装置进行复位时,应有专人监护,检查复位前及复位后的显示记录。厂家人员更改延时前,核对原延时设置并做好记录,延时更改后应进行核对,确保所更改延时的正确性。测相位时继电人员按照送电方案对相关保护设备进行相位检测,并做好记录。保证检测结果符合要求。SCD文件采用虚端子、软接线,发生错误不易被发现,整改过程中过渡环节较多,SCD文件多次发生变化,各过渡环节应用的SCD文件必须与实际情况相一致。保护装置CID文件可能存在错误且不易检测。一是CID文件由设备厂商根据SCD文件生成并下装到保护装置,不同于以往的硬接线,只能通过软件对比检测,在文件下装、固化过程中可能出现错误;二是对于母线保护、故障录波器等涉及多间隔的设备,由于CID多次下装,正确的修改可能被覆盖,且无法进

行再次检验,存在检测不到位的情况;三是对于母差、主变、安自装置等涉及多间隔跳闸的装置,如果虚端子、软压板出现错误配置,传动试验时可能造成误跳闸。省调信息表与地调信息表保持一致,并按省调提供的标准格式统一编制。信息量保证齐全,不但包括所有间隔信息,同时还要对所内直流、交流、安防、消防、逆变电源系统信息量采集并上送。变电站实现统一时钟,实现保护测控时钟统一。保证人身安全,严禁电流互感器二次侧开路,与带电设备保持足够的安全距离,严格执行“两票三制”,杜绝人身事故发生。长岭220 kV变电站一次设备轮留停电及二次过渡时间为:2014年11月18日09时00分至2015年1月19日17时00分,共65天,届时请示省调将该变电站相应停电间隔信息采取封闭措施。每条线路投运前,应与省调地调认真核对遥测量,保证信息的准确。现场施工:做好现场施工工作。由于多间隔作业,现场作业人员多,特别是厂家人员,由于不熟悉现场作业环境,继电人员应该做好监护工作,避免发生误触误碰事故。同时现场施工中严格防止误触碰、误接线、误试验、误操作等人为责任事故风险。由于采用多间隔停电方式,施工中尽量避免多间隔交叉作业时,特别是在间隔传动时,避免多间隔同时传动,防止信号混淆。遇有雷雨天气,应做好防雨措施,工作结束后智能组件柜两侧的门应关好,防止进入雨水。协调配合:做好整改过程中的协调工作。现场工作需要多专业协调配合,应做好继电人员、厂家人员、设计人员、运行值班人员、调度人员、自动化人员的协调工作,避免任何环节出现问题。

4 结束语

随着无人值守变电站的普及,对老的有人值守变电站进行智能化改造越来越多,寻求安全可靠的施工过度方案极其重要,本文对母线、线路(旁路)间隔、主变压器间隔的智能化改造的过渡方案进行探讨,提出了智能化改造的实施方案,并强调了在施工过程中的安全及注意事项,对220 kV变电站的智能化改造提出了切实可行的技术支持,保证在改造过程中供电的连续性和可靠性。也为同类项目的改造提供实践经验。

(责任编辑:张峰亮)

油色谱分析在充油电气设备故障诊断中的应用研究

黄志明, 陈鹏, 顿超, 李振财, 韩子圣, 闫海云

(国网天津市电力公司检修公司, 天津 河东 300230)

摘要: 利用气相色谱仪分析充油电气设备内油中溶解气体含量对判断设备内部的隐藏性故障是一种非常有效的试验手段。本文阐述了油色谱分析的原理, 介绍了一台“油—油”电缆出线变压器中压侧油箱油色谱数据中乙炔含量超标, 对该变压器中压侧油箱进行开仓检查, 发现连接法兰的末屏引出线松动, 造成放电, 该结果与油色谱数据分析结论一致。但是常规的电气试验合格, 说明传统的试验方法对于发现充油电气设备内部的隐藏性故障灵敏度不高。因此, 利用油色谱分析可以及早地发现充油型电气设备内部隐藏性故障, 确保电力设备安全稳定运行。

关键词: 油色谱; 充油电气设备; 故障诊断; 变压器

中图分类号: TM41

绝缘油中溶解气体的气相色谱分析^[1-3]是电力行业中一项重要的试验方法, 用这种方法可以分析油中溶解的气体的组分及其含量, 可判断变压器和其他充油电气设备内部可能存在的隐藏故障类型, 它具有能够发现充油电气设备中一些局部性缺陷的优点^[4-6]。因此采用正确的色谱数据分析方法, 再配以预防性试验等手段综合分析, 为充油型电气设备故障类型的查找、诊断提供了数据依据, 同时油色谱分析可以对充油设备进行故障预防, 定期检查油中气体成分、含量, 能够及时排除充油电气设备的隐藏性故障, 提高了设备运行可靠性。

1 油色谱分析在故障诊断中应用

本文以天津某220 kV变电站2号变压器为例。该变压器容量为180000 kVA, 型号为SSZ-180000/220, 于2016年投入运行。此变压器高中压侧为电缆出线形式, 且高、中压侧电缆油箱为独立油枕, 如图1所示。该电缆油箱三相结构一致, 内部为一段铜绞线(单边绝缘15 mm, 中部夹持固定1道), 两端分别连接油—油套管、电缆终端。而且连接结构简单, 仅有油—油套管与铜绞线、电缆终端与铜绞线、油—油套管与末屏三个连接点。

2017年12月26日, 在对该变压器电缆油箱绝缘油专项检测时, 发现高压220 kV侧数据合格, 而中压110 kV侧出现乙炔, 后对110 kV侧电缆油箱加强跟踪, 缩短试验周期, 乙炔有缓慢增长趋势。期

间, 主变负荷稳定在8%~18%之间, 平均负荷为14%左右, 无负荷明显波动。2号变压器本体绝缘油合格如表1所示。其110 kV侧电缆油箱绝缘油简化、电气试验合格如表2所示。

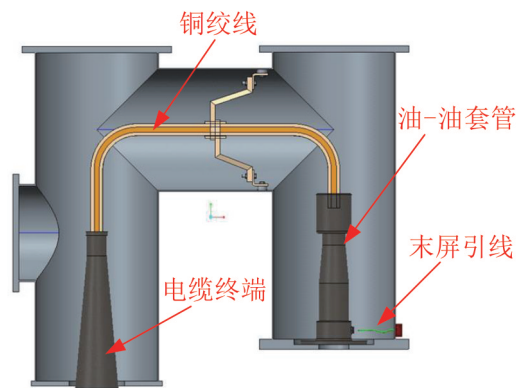


图1 电缆油箱内部结构图

表1 变压器110 kV侧油箱绝缘油简化、电气试验数据

序号	试验项目	A仓	B仓	C仓
1	外观	白色透明	白色透明	白色透明
2	酸值/ $\text{mgKOH}\cdot\text{g}^{-1}$	0.009	0.009	0.009
3	水分/ $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$	5.8	4.9	4.6
4	击穿电压/ kV	60.8	61.2	60.8

2 不同试验情况对比分析

2.1 油色谱情况分析

现场对2号变压器中压侧三相电缆油箱出线装

表2 变压器本体色谱数据

 $\mu\text{L/L}$

时间	氢气	甲烷	乙烷	乙烯	乙炔	总烃	一氧化碳	二氧化碳
2017/11/06	61.3	1.74	0.25	0.12	0	2.1	89.8	129.8
2018/01/03	59.5	1.82	0.26	0.71	0	2.7	99.9	138.5

置取油样，并对数据进行了整理，其结果如表3所示。从表3数据的6次抽检结果可以看出，A、B、C三仓中的总烃含量符合电力规程标准，但是乙炔含量A仓中最高，达到了6.55 $\mu\text{L/L}$ ，超过DL/T 722—2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》中关于运行中变压器中溶解气体含量的注意值，而且增长速度很快，B仓和C仓出现乙炔但是在规定的标准范围内。由于中压110 kV侧三相电缆油箱油路贯通但与本体油路独立，而本体油样无异常，说明A仓内出现故障的可能性最大。同时取样的数据中一氧化碳气体含量十分稳定，但是二氧化碳气体含量波动很大，是因为在取油样的过程中混入了空气。

通过对以上数据分析可知，该2号变压器中压侧电缆油箱内均不涉及固体绝缘或老化现象。

2.2 带电检测试验情况分析

2018年1月8日对2号变压器进行特高频带电检测，本体无局部放电信号。接着对110 kV侧电缆终端进行局部放电检测，如图2所示。结果均显示主变110 kV侧电缆终端信号幅值较小，且无典型的放电特征。综合以上带电检测情况进行初步判断，该2号变压器的本体及其110 kV侧电缆油箱内均无异常放电现象发生。

2.3 电气试验情况分析

在取油样前后均对2号主变110 kV侧三相套管

表3 中压侧三相电缆油箱色谱数据

 $\mu\text{L/L}$

(A仓)

时间	氢气	甲烷	乙烷	乙烯	乙炔	总烃	一氧化碳	二氧化碳
2017/12/26	79.04	1.31	0.20	1.98	1.84	5.33	12.04	223.59
2018/01/03	101.98	1.04	0.46	2.30	2.26	6.06	15.04	175.21
2018/01/08	123.11	1.36	0.19	2.57	2.37	6.51	15.54	246.31
2018/01/12	107.97	0.93	0.15	2.24	2.24	5.60	14.02	176.94
2018/02/01	114.17	1.43	0.15	2.49	4.79	8.86	14.81	228.57
2018/02/06	129.77	1.32	0.19	2.71	6.55	10.77	15.2	198.33

(B仓)

时间	氢气	甲烷	乙烷	乙烯	乙炔	总烃	一氧化碳	二氧化碳
2017/12/26	82.82	1.00	0.14	1.56	1.27	3.97	13.16	240.25
2018/01/03	95.24	0.73	0.15	1.57	1.31	3.76	13.83	193.86
2018/01/08	100.50	1.04	0.15	1.72	1.37	4.28	14.11	278.25
2018/01/12	93.00	0.78	0.13	1.58	1.24	3.73	13.42	209.15
2018/02/01	104.03	1.01	0.12	1.67	1.50	4.30	13.89	246.79
2018/02/06	104.93	0.84	0.1	1.68	1.58	4.2	14.39	213.26

(C仓)

时间	氢气	甲烷	乙烷	乙烯	乙炔	总烃	一氧化碳	二氧化碳
2017/12/26	101.81	0.98	0.00	1.54	0.81	3.33	14.31	253.18
2018/01/03	101.37	0.77	0.19	1.58	0.94	3.48	14.86	196.22
2018/01/08	109.37	0.99	0.09	1.74	1.04	3.86	14.70	282.73
2018/01/12	103.53	0.77	0.24	1.83	0.92	3.76	14.13	208.41
2018/02/01	102.58	0.93	0.10	1.66	1.12	3.81	12.98	239.10
2018/02/06	111.33	0.8	0.09	1.65	1.18	3.72	15.09	234.54

表4 套管电气试验数据

相别	绝缘电阻/MΩ		tan δ		电容量/pF	
	一次对末屏	末屏对地	实测值	出厂值	实测值	出厂值
A	100000+	100000+	0.336	0.334	293.3	293.2
B	100000+	100000+	0.337	0.336	295.7	294.8
C	100000+	100000+	0.338	0.336	296.4	296.1

进行常规的电气试验项目，其试验结果如表4所示。从试验数据可以得出2号主变110 kV侧三相套管绝缘电阻、介质损耗角和电容量都符合电力规程试验标准。



图2 110 kV侧电缆终端局放检测



图3 A相电缆连接处



图4 A相套管末屏引线

3 解体验证

通过上述试验方法分析，判断出中压侧油箱内可能存在着放电。为例验证油色谱分析的正确性，于2018年2月9日对该2号主变110 kV侧电缆油箱进行开仓解体检查。

3.1 A相电缆油箱检查

首先对其电缆两端引线连接处进行检查，并无异常，连接可靠，仅发现A相绝缘有污渍，经过剥离外层绝缘查验，内部绝缘良好无损伤，排除此处故障可能。情况如图3所示。

对油—油套管进行检查时，发现套管末屏引线黑色防护胶套脱落，下方有黑色疑似放电痕迹。调整套管末屏引线时发现，末屏紧固引线接线端子处松动，未与螺母紧固良好。如图4所示。

3.2 B、C相电缆油箱检查

对B、C相进行检查，其电缆两端引线连接可靠；对油—油套管进行检查时，发现套管末屏引线固定良好，未见异常。如图5和图6所示。

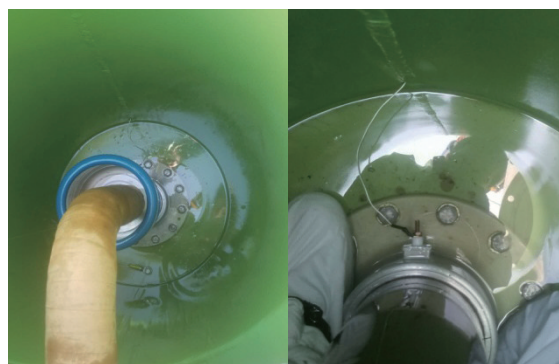


图5 B相电缆连接处(左)和套管末屏引线(右)

综上所述，此次开仓检查发现A相故障与A相油色谱的数据分析结论基本吻合，同时没有涉及到固体绝缘过热性故障，确定是A相中存在局部放电现象造成在运行过程中产气。

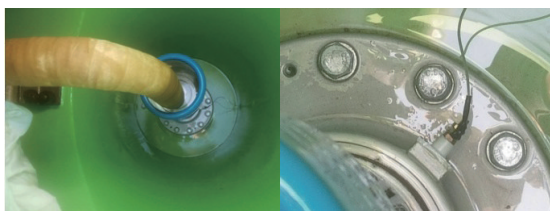


图6 C相电缆连接处(左)和套管末屏引线(右)

4 故障分析与处理

经上述检查可以确定,中压侧A相出线装置内部油—油套管的末屏引出线处螺母松动造成接地不良是油中乙炔含量超标的主要原因。

110 kV及以上电压等级的套管为了使主绝缘电容芯子的轴向和径向场强均匀,其绝缘结构一般采用电容型,此类电容型绝缘设备,绝缘是由一层层的绝缘纸卷绕而成,即在电容芯子上包上许多绝缘层,其间根据场强分布特点夹有许多铝箔,以组成同心圆柱形串联电容器。同时最外层铝箔(即为末屏)通过小套管引出,供测量套管的介损和电容量,并且在运行中末屏必须可靠接地^[6]。此次故障中压A相出线装置内部油—油套管的末屏引出线处螺母松动造成接地不良,那么末屏对地会形成一个电容,而此电容远小于套管本身的电容。由于在纯电容电路中电阻和感抗近似为零,即阻抗等于容抗,而容抗与电容成反比,因此在串联电容电路中电容小的容抗大,即阻抗大,分得的电压反而更高。所以在运行中末屏对地接触不良,将在末屏与地之间形成很高的悬浮电压,造成末屏对地放电,产生气泡,致使套管局部放电量增大,必然产生乙炔气体。并且末屏引出线处螺母松动并未脱落,造成间歇性局部放电,带电检测手段难以捕捉到。

问题确认后,对2号主变的中压侧三相电缆油箱内的套管末屏引出线进行如下处理:

一是将套管末屏处引线重新固定,固定方式为使用三螺母,紧固结构为:紧固螺母—引线接线端子—紧固螺母—紧固螺母(备母),保证紧固可靠接地良好;

二是将黑色绝缘胶套位置复原,使其靠近紧固螺柱处,保护好接线处;

三是将末屏引线进行包纸绝缘处理,单边>3 mm。处理完成如图7所示。



图7 处理后图片

经过处理后,该2号变压器于2月11日19:52投入运行,接着对该主变中压侧电缆油箱油色谱进行跟踪检查,其数据合格,无异常变化。

5 结束语

常规的电气试验方法(如介损、绝缘电阻的测量等)对于发现充油型电气设备内部放电性缺陷不灵敏,而油中溶解气体分析准确度高、针对性强,具有很强的实用价值。因此,利用油色谱分析及早发现充油型电气设备内部隐藏性的故障,避免设备安全事故的发生,确保了电力设备的安全稳定运行。

参考文献

- [1] 李建明,朱康.高压电气设备试验方法[M].北京:中国电力出版社,2001:71-72.
- [2] 汪新泉.油纸电容式套管油中含微量乙炔的原因分析[J].变压器,2007,44(5):47-51.
- [3] 廖怀东.变压器油色谱分析及故障判断[J].高电压技术,2009,32(1):112-113.
- [4] 王永森.220 kV变压器乙炔含量异常的分析与处理[J].科技创新与应用,2018,(8):70-72.
- [5] 刘宏亮,刘海峰,岳国良,等.220 kV变压器油纸电容式套管乙炔超标分析[J].变压器,2011,48(5):68-71.
- [6] 陈刚,田家伟.变压器油色谱分析的基本原理及其应用[J].城市建设,2010(6):469.
- [7] 房小花.故障变压器油色谱分析及解决方案[J].能源研究与管理,2014(2):28-30.

作者简介

黄志明(1990—),男,硕士,从事一次设备检修与试验研究工作。

(责任编辑:刘艳玲)

专变客户现场采集故障运维理论指导

李宝海

(国网青海省电力公司, 青海 西宁 810003)

青海黄化供电公司针对近期专变采集成功率偏低、严重影响专变客户自动抄表核算指标的问题, 总结归纳现场故障类别, 提出简单可行的故障判断和处理方法, 从而有效指导采集运维人员开展现场故障消缺工作, 进一步提升专用变采集成功率。

1 采集失败原因分析

为提前做好现场消缺的准备工作, 应从用电信息采集系统查询出失败明细, 根据明细数据, 分析采集故障的原因, 总结归纳故障原因如下。

1.1 负控终端离线

负控终端离线原因: 无信号; 负控终端故障; 天线安装不规范; SIM卡安装不规范、欠费、网络未开通; 终端地址码和通信参数错误; 通信模块故障。

1.2 负控终端在线不抄表

负控终端在线不抄表原因: 负控终端内无电能表档案或者档案不正确; 负控终端与主站时差超过 ± 5 min; 电能表未通电; 电能表故障; RS485线错接; 电能表与主站显示时间存在时差。

2 现场故障判断及处理方法

为保证现场运维的效率和质量, 根据采集失败的原因分析情况, 有针对性的开展现场运维工作。

2.1 负控终端离线判断及故障处理

2.1.1 安装现场无公网信号

异常判断: 通过手机设备测试后发现安装现场

无移动、电信、联通信号。

故障处理: 联系各县区域内三大公网运营商进行信号覆盖确认, 若经三大公网运营商确认现场无信号的, 应上报上级采集运维管理部门。

2.1.2 负控终端本体异常

异常判断: 通过万用表测量负控终端有无电源, 检查负控终端是否出现黑屏、花屏和死机现象。

故障处理: 若出现黑屏、花屏和死机现象可判断为负控终端故障; 负控终端必须保证A、B、C、N相全部上电, 且三相对地电压为220 V (范围在 $\pm 20\%$ 间), 三相间电压为380 V, 所有导线必须保证绝缘良好无破损。

2.1.3 负控终端天线安装不规范

异常判断: 检查负控终端天线安装是否牢固、有无破损、是否被屏蔽。

故障处理: 现场安装固定天线时须在箱体上打孔后将天线引出, 并用螺钉进行固定; 天线多余部分不应绕成螺旋形或弧形, 若天线破损则直接更换; 内置天线应更换为外置天线。

2.1.4 SIM卡异常

异常判断: 检查安装的SIM卡是否跟模块相符; 是否与负控终端通信模块接触良好, 卡槽是否牢固; 联系公网运营商服务电话确认有无欠费和GPRS网络未开通现象。

故障处理: SIM卡与负控终端通信模块应为同一公网运营商; 确保SIM卡与通信模块接触良好,

表1 负控终端远程通信参数示意表

	移动卡	电信卡	联通卡
安装模块	GPRS	CDMA	GPRS
主站IP地址	199.10.11.139	192.168.1.2	192.168.1.2
主站端口号	7000	9002	9002
APN域名	XNGDGS	XNGDGS	正常情况: XNGDGS
心跳周期	15 min	5 min	正常情况: 10 min
行政区码	尖扎县、同仁县、河南县、泽库县为6323; 循化县、化隆县为6321		
终端地址	资产编号后5位, 现场与系统必须保持一致		

安装上SIM卡后卡槽应固定；确认有欠费和GPRS（CDMA）网络未开通的情况应在营销业务应用系统发起终端调试流程进行更换，更换后异常SIM卡应及时交回上级运维管理部门。

2.1.5 负控终端地址码和通信参数设置错误

异常判断：检查负控终端内通信参数是否设置错误；终端地址码（行政区码+终端地址）应保证用电信息采集系统与负控终端内设置参数一致，如表1所示。

故障处理：若通信参数与表1不符则在负控终端内直接手动修改；终端地址码若负控终端内设置错误，则直接在集中器内手动修正。

2.1.6 负控终端通信模块异常

异常判断：负控终端远程通信模块出现以下状态可判断为故障。

电源灯。模块上电指示灯，红色。灯亮时，表示模块上电；灯灭时，表示模块失电。

NET灯。网络状态指示灯，绿色。灯灭时，表示模块通信异常。

T/R灯。模块数据通信指示灯，红绿双色。红灯闪烁时，表示模块接收数据；绿灯闪烁时，表示模块发送数据。若负控终端与主站进行数据交互时，T/R灯任意一灯不亮，表示模块通信异常。

故障处理：应从营销业务应用系统发起终端换取流程，更换负控终端。

2.2 负控终端在线不抄表判断及处理

2.2.1 电能表档案异常

异常判断：检查负控终端内有无电能表档案，档案是否正确。

故障处理：若无电能表档案应在用电信息采集系统重新进行参数下发；档案错误则应从营销业务应用系统发起终端调试流程进行参数修改。

2.2.2 负控终端与主站对时异常

异常判断：现场检查负控终端内终端时间与系统主站时间差是否超过 ± 5 min；在用电信息采集系统时钟召测模块召测终端时间进行对比。

故障处理：负控终端与主站时间差超过 ± 5 min，应在用电信息采集系统终端对时模块进行对时；或者以系统主站时间为准，在现场负控终端内手动修正时间。

2.2.3 电能表电源异常

异常判断：通过万用表测量电能表进线电源是否有电压。

故障处理：保证电能表进线接线正确、牢固。

2.2.4 电能表故障

异常判断：检查电能表是否出现表烧、显示屏异常；将万用表档位调节至直流档测量RS-485端口电压是否在有效电压范围3~5V之间。

故障处理：在营销业务应用系统发起计量装置故障流程，更换电能表。

2.2.5 电能表RS-485接线错误

异常判断：RS-485线应按现场电能表表盖内接线图进行连接，如图1所示。

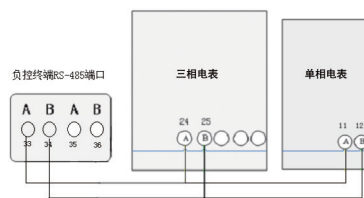


图1 负控终端与单、三相电能表RS-485接线示意图

故障处理：接线应按图1或现场电能表表盖内接线图连接，连接应正确、牢固。

2.2.6 电能表与主站存在时间差

异常判断：对比电能表时间与系统主站时间，时间差是否超过 ± 5 min。

故障处理：在营销业务应用系统发起计量装置故障流程，更换电能表。

3 测试验证

完成现场的故障处理工作后一定通过主站实时召测的方式确认故障已处理，并应进行跟踪观察，直到用电信息采集系统采回冻结值为止。

4 结束语

依托专变客户现场采集故障运维理论指导，青海黄化专变客户采集成功率提升15.6%，日均采集成功率达到99.45%，自动化抄表核算比例提升36.5%，基层单位采集运维队伍及人员素质均有显著提高，成效突出显现，为全面深化应用及传统营销管理模式变革提供有力的技术支撑。

（责任编辑：刘艳玲）

配电线路检修中危险点判断及控制

胡旭波, 张林易, 张磊

(国网宁波供电公司, 浙江 宁波 315336)

摘要: 随着社会的进步与经济的增长, 逐渐推动了我国电力事业的发展, 使得电力系统的覆盖规模不断扩大。作为电力系统的重要组成部分, 配电线路性能是否良好, 直接关系到整个电力系统的运行情况。基于此, 本文对配电线路检修中危险点判断及控制进行了研究。首先, 简单阐述了配电线路检修的重要性, 并探讨了配电线路危险点的特征与分类, 之后以此为基础, 分别从线路内部与外部两个方面出发, 探索出造成危险点的原因, 最后制定出相应的控制方法, 为配电线路更好地运行提供重要帮助。

关键词: 配电线路; 线路检修; 危险点; 判断

中图分类号: TM726

配电线路运行时, 均会对其进行相应的检修工作, 通过全方位的检修, 以发现线路中存在的危险点, 并针对危险点的实际情况, 采取相应的方法对其进行处理, 从而提升配电线路的安全性与稳定性, 使其在社会发展中发挥出更大的作用。因此, 对配电线路检修中危险点判断及控制进行研究具有重要意义, 为能够更好地检修配电线路奠定良好基础。

1 配电线路中危险点概述

1.1 危险点分类

根据危险点本质的不同, 可以将其分成两种类型。一是静态危险点, 即不会发现变化的危险点, 主要在静态客观的配电线路, 或者是作业场所内。对于这一类型的危险点来说, 主要引发因素包括: 配电线路中设备质量不符合要求, 作业程序不合理, 线路检修时为严格遵守相关要求等^[1]; 二是动态危险点, 即会不断发生变化的危险点。对于这一类型的危险点来说, 主观性较强, 直接受到检修人员的影响, 且与前一种类型的危险点相比, 其还具备显著的隐秘性, 同时海域环境具有直接关系, 从而为危险点的判断与处理带来了较大难度。

1.2 配电线路中危险点的引发原因

配电线路运行过程中, 常常会受到诸多因素的影响, 导致其出现危险点隐患, 从而对配电线路乃至整个电力系统的正常运行带来安全隐患^[2]。对于这些因素来说, 可以针对本质, 将其分成两种类型, 具体如下所示。

1.2.1 内因

对于配电线路中很多危险点来说, 主要是由于

内部因素引发的, 具体包括: 一是线路老化。目前, 我国很多地区的电力系统已经建设很长时间, 受到时间、天气等多种因素的干扰, 导致很多线路出现了老化问题, 从而给整个线路的运行带来了严重的安全隐患, 且这些隐患很难彻底消除; 二是变压器引发的危险点。作为配电线路当中的重要组成部分, 变压器也会引发线路中危险点的出现, 即如果避雷针出现问题, 将会导致变压器丧失避雷功能, 使得雷电直接落到变压器上, 进而致使线路与大地连接, 并带来一定安全隐患^[3]; 三是导线断线引发的危险点。受到施工流程不完善, 或者是长时间缺乏检修, 使得线路导线与绝缘之间的扎线脱落, 导致导线出现烧断的问题, 进而引发危险点的出现; 四是相间短路造成的危险点。在架空线路当中, 若平行于相邻两杆塔间导线两悬挂点之间的水平距离较大, 使得线路产生较大的弧度, 这时如果外界出现恶劣天气, 会使线路出现相间短路的问题, 从而引发危险点的出现。

1.2.2 外因

除配电线路内部因素能够引发危险点之外, 外界很多因素也可以导致危险点的出现。主要包括以下几个方面: 工作人员检修时, 没有严格按照相关要求进行操作, 导致很多细节无法达到配电线路安全标准, 从而很容易引发线路中出现危险点。配电线路通常架设在自然环境当中, 而自然环境经常出现变化, 从而导致线路中出现危险点, 特别是雷雨、暴风天气, 危险点出现的频率更高一些^[4]。人们日常用电过程中, 经常会出现各种不良用电行为, 如偷窃导线, 损坏电力基础设施等, 这些行为的出现,

均对整个电力系统的运行带来了安全隐患,从而引发危险点的出现。在配电线路覆盖面积不断扩大的情况下,线路旁的很多不安全行为,也会引发危险点的出现。如在配电线路下燃烧废弃物,会提高配电线路周围的温度,从而产生危险点。部分配电线路架设时,会穿过一些树障,而这些树障很容易刮破线路的绝缘层,使得线路出现漏电的故障,进而引发了危险点。

2 配电线路检修中危险点的判断方法

配电线路检修中危险点进行判断时,主要采用以下三种方式:首先,对设备与工具进行检查。配电线路检修之前,应利用多功能万用表等仪器,对检修所用的设备进行检查,以校准各设备的电压等级,以使检修设备具有较高的精确度。同时,在对设备检修完成之后,还要对检修结果进行分析,以达到检修结果的可靠性。若检修时,需要接入临时电源,应在检修之前,对配电箱进行有效的检修,已确定其没有短路以及漏电故障^[5]。其次,检修环境判断。对繁琐的配电线路检修之前,应对周边环境进行检查,以避免施工场所内存在安全隐患。同时,高空作业时,还要搭建出稳定的操作平台,并在平台搭建完成后,对其核灾能力进行检验。最后,由于很多危险点是在检修过程中出现的,所以,对危险点进行判断时,应与检修人员交流,以了解检修人员的状态,预防由于人员因素引发的危险点。

3 配电线路检测中危险点的控制方法

3.1 静态危险点的控制方法

对于静态危险点来说,主要存在设备系统内,以及作业场所中,均为客观上存在的。所以该类型危险点通常存在周期性的特点,且固定在某一位置上,想要对其进行控制,应对所有设备,以及整个检测场所,展开全面的整治。同时,受到这类危险点特性的影响,将会对检测人员带来较高的安全隐患,所以对其进行控制时,应将这类危险点的判断与防控作为重点^[6]。对于存在老化的线路,还要在检修之前,做好有效的责任控制,如夜间巡查等,并在必要情况下,开展登杆检查操作。在雷雨天气,应加强巡检,避免雷雨对线路检修工作造成干扰,

同时增加检修工作的安全性。

3.2 动态危险点的控制方法

对动态危险点进行控制时,首先,对检修人员进行业务培训,强调检修操作过程中的注意事项,以确保检修工作能够有序进行。检修人员应掌握一定的安全措施,必要情况下,还要安排一名监督人员,对整个检修工作进行监督。其次,加强对检修过程进行管理,有效将检修安全方案落实到实际工作当中。检修工作开展之前,应仔细检查检修器具,制定出完善的检修方案,以对检修进行指引,确保危险点能够准确判断出来。同时根据定期检修标准,结合随机检修制度,确定出科学的检修时间;对于检修人员,应全方位对其进行考量,加强考核制度。此外,动态危险点检修时,在很多细节上,依然还存在大量危险点,针对这些危险点来说,就要求检修人员在工作中,逐渐对经验进行积累。

4 结束语

综上所述,配电线路检修时,危险点的判断与控制不仅影响着整个线路检修的最终结果,而且还关系到检修人员的生命安全。因此,配电线路实际检修过程中,应从设备、环境、人员等三个方面出发,科学地对危险点进行判断,并针对静态危险点与动态危险点,采取相应的控制方法,以确保整个配电线路检修工作顺利开展。

参考文献

- [1] 谭家祺. 配电线路中电缆状态监测技术研究[J]. 自动化与仪器仪表, 2016(12): 19-20.
- [2] 严凤, 李双双. 基于O型行波与SVM的配电线路故障定位[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(1): 86-90.
- [3] 朱珂, 李德强, 妥建军, et al. 主动扰动技术在停电配电线路相间故障检测中的应用[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(1): 191-196.
- [4] 李子龙, 刘涛, 黄胜强, et al. 基于泄放能量函数的配电网线路故障定位方法研究[J]. 智慧电力, 2017, 45(7).
- [5] 张健, 王奕, 姜运, et al. 配电线路末端行波检测新方法[J]. 电力科学与技术学报, 2016, 31(3): 81-87.
- [6] 秦如意, 刘宗良, 陈洲, et al. 某地区配电线路防雷现状分析及防雷装置研究[J]. 中国电力, 2018, 51(4).

作者简介

胡旭波(1986—),男,工程师,配电网运行检修与控制。

(责任编辑:刘艳玲)

基于电力系统故障计算的 保护定值仿真系统应用

闵喜艳, 刘涛

(陕西省地方电力(集团)有限公司安康供电分公司, 陕西 安康 725000)

摘要: 介绍了基于电力系统故障计算的保护定值仿真系统的主要功能及其在地区电网的应用, 并结合继电保护定值仿真实例, 在系统故障前校核保护定值在故障后的动作特性, 模拟断路器的跳闸情况, 为继电保护整定计算工作提供了参考。

关键词: 电力系统; 故障计算; 保护定值; 仿真

中图分类号: TM771

继电保护装置是保证电力系统安全稳定运行的重要组成部分, 是电力系统对故障的第一道防线, 是实现定值从原理整定到工程应用的主要媒介。继电保护装置正确动作与否直接关系到电网的安全稳定运行, 而保护定值的合理设置则直接关系到保护装置能否正确动作^[1]。

多年来, 继电保护定值校核工作通常采用灵敏度校验的方法, 且主要依靠人工进行校核, 工作效率低下并受人为因素影响较大, 导致校核结果难以控制。灵敏度校验是一种开环的工作方法, 仅限于校验保护定值的远、近后备灵敏度, 当保护范围伸得较远时, 与其他保护的配合关系则无法验证^[2]。此外, 由于整定人员无法在系统故障前确切地掌握系统故障的动作情况, 保护定值失配而引发或者扩大事故的情况发生。

从20世纪70年代开始, 计算机技术进入了继电保护整定计算领域。近年来, 随着计算机技术的发展和故障分析计算技术的成熟, 为计算机定值仿真校验工作的发展提供了新的契机, 各种与继电保护故障分析、整定管理及定值仿真相关的软件陆续在电力行业中得到应用, 继电保护整定计算的速度、精度以及相应的定值校验工作都发生了质的变化^[3]。

随着继电保护故障分析整定管理及仿真系统在安康电网的调试与应用, 得以在电力系统故障前客观地模拟故障后系统的稳态和动态特性以及保护的启动、动作情况, 直观地校核保护定值的正确性, 为继电保护整定计算及定值校验工作提供了强有力的支持。

1 仿真系统介绍

保护定值仿真是校核定值准确性的利器, 对于定值整定及校核具有很重要的指导意义。继电保护故障分析整定管理及仿真系统中所研究的保护定值(仿真指的是离线仿真, 是以故障计算为基础进行的), 其数据来源主要依赖于故障计算, 主要通过模拟系统故障来考察保护动作行为, 是基于电力系统故障计算的仿真系统。

应用该仿真系统可仿真任意电网级数范围内的多种保护动作情况, 其中包括电流电压保护、相间距离保护、四段零序保护、接地距离保护、变压器阻抗保护、变压器复闭过流、变压器零序保护。

1.1 仿真原理

1.1.1 故障计算

保护定值的离线仿真以故障计算为基础进行的。故障计算作为仿真系统的核心部分, 主要担任各种故障的模拟以及相应电流值或测量阻抗等故障结果量的计算与输出。每次有开关跳开后, 由于网络拓扑发生了变化, 须重新计算各支路的电气量, 故障计算的速度直接影响了定值仿真的效率。

1.1.2 保护动作逻辑

保护是否动作取决于保护安装处的电压、电流等电气量是否满足一定条件。不同类型的保护, 其保护动作的逻辑是不同的。

对于电流保护, 无论是三段式电流保护还是零序电流保护, 在不考虑电压闭锁的情况下, 只需要进行数值大小的比较, 即将故障计算得到的相应电

流值与保护定值进行大小比较即可。

对于阻抗类型的保护（以距离保护为例），在对距离保护是否动作进行逻辑判断时，首先根据保护对象，从数据库中取出此保护装置相应定值项的具体定值信息（电压、电流值），由定值信息生成保护的動作特性方程，根据故障计算的电气量计算保护安装处的测量阻抗，进而比较测量阻抗是否满足保护动作特性方程。

1.2 仿真过程

对已建成的一次网络，在保护整定或保护设置完成后，在仿真窗口中进行仿真设置和时间设置，实现仿真范围、仿真保护功能、仿真报告内容、拒动开关及仿真总时间等的仿真信息设置。开始仿真后，在故障计算窗口根据需要选择供电方案，设置故障位置与故障类型等故障信息，即可开始灵活的电力系统故障计算及保护定值仿真。

仿真过程中，通过将保护安装处的故障计算结果量与保护定值进行合理的比较，来判断是否满足保护动作条件。若符合动作条件，则在子站图上显示跳开相应的断路器，并伴有声音提示，直至仿真时间到。仿真结束后，系统自动生成仿真报告。仿真报告详细记录了故障描述、校验公式、测量数据、动作开关、启动开关等相关信息。根据图形声音显示和仿真报告，即可直观判断保护动作的正确性。

仿真总体流程如图1所示。

2 仿真系统在地区电网的应用

对于以35 kV电压等级为主架构的安康电网，网架结构相对薄弱且运行方式复杂多变，短线群、T接线及小电源等导致保护配置情况相对比较复杂。随着该系统在安康电网的实际应用，其在保护定值校核、故障分析处理、技术培训等方面体现出较多的便利，也取得了良好的应用效果。

2.1 在保护定值校核中的应用

相对于传统的人工校核方法，该仿真系统不仅能快速地校验保护定值的远、近后备灵敏度，而且在系统故障前可准确地模拟保护定值在系统故障时的动作情况，大大提高了定值校核工作的效率和质量，是一种闭环的工作方法。

应用该仿真系统，可定期对辖区继电保护装置

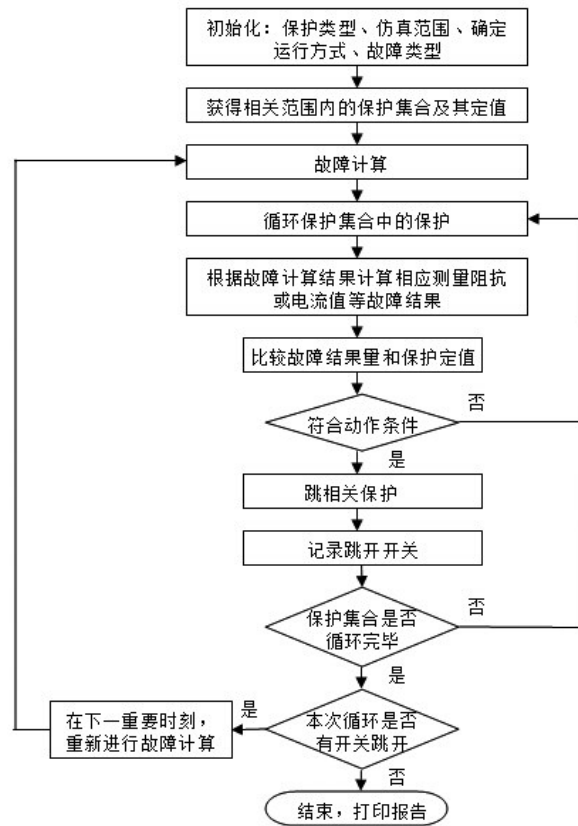


图1 仿真总体流程图

的运行定值进行全面校核，尤其是对涉网保护定值与电网保护定值配合关系的校核，也可在新、改或扩建电网时对现有保护定值进行校核，为进一步调整或纠正不合理的保护定值提供科学、可靠的依据，防止因保护定值失配而引发或扩大事故。在设备检修、负荷控制以及潮流越限等电网调度过程中，电网将不可避免地出现特殊运行方式。通过保护定值仿真系统可快速、直观地对当前运行方式下的保护性能进行校核，及时发现并调整部分保护定值，消除保护误动的事故隐患，确保特定运行方式下电网的安全稳定运行。

2.2 在电网故障分析与处理中的应用

该系统能够在软件环境下直观、准确地模拟电力系统故障时的真实场景，因而在电网故障分析与处理过程中，借助该系统可方便地进行继电保护装置动作行为的分析，并可根据实际电网数据快速、准确地查找故障点，缩短故障停电时间，降低故障停电损失。

在对电网特殊运行方式、突发情况以及薄弱环

节等电网调度事故进行预想分析时,可利用仿真系统在相应的故障点处设置故障,仿真保护装置及断路器在不同情况下的动作情况,并以此作为事故预想及处理的依据,使事故预想及处理方案更加切合实际,确保调度员面对突发的电网事故能够迅速而正确地进行应急处置。

2.3 在技术培训中的应用

该仿真系统简单直观、易于操作,可方便地建立各种运行方式的计算模型,并能在电力系统故障前客观地模拟故障后系统的稳态和动态特性以及保护的启动、动作情况,还可进行保护拒动的模拟,适用于电力系统故障计算及分析、继电保护等技术培训。

应用该系统对调度员、运行管理人员以及新入职人员等进行技术培训,有助于提高培训人员尤其是调度员对继电保护动作行为的掌控能力及事故处理能力,为其实现精确的系统电能调度和系统运行方式的制定提供有力支持,加快了电网调度从“经验型”到“分析型”的提升进程,对电网的安全稳定运行具有重要意义。

3 仿真实例

下面以安康电网35 kV宁陕供区为仿真对象进行仿真实验,模拟故障后保护的启动及动作情况。图2所示为仿真示例电网模型,线路上均配置电流电压保护,具体定值配置如图2所示。

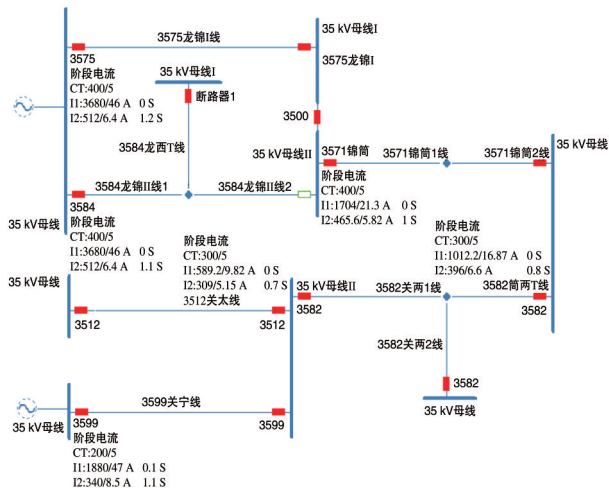


图2 仿真示例电网

正常方式下,110 kV宁陕变经3599宁关I线供35 kV关口变,经关口变3512关太线供35 kV太山变;

110 kV龙王坪变经3575龙锦I线供35 kV锦鸡河变,经锦鸡河变3571锦筒线供筒车湾变。当110 kV宁陕变35 kV系统故障或检修时,考虑将35 kV关口变、太山变经3582关两线、筒车湾变倒由110 kV龙王坪变3575龙锦I线供电。因此,有必要校核3512关太开关的运行保护定值是否满足电网特殊运行方式的需要。

在3512关太线距离35 kV关口变35 kV母线侧60%处设置三相短路故障,对3512关太开关电流电压保护功能进行仿真。在完成特殊运行方式及仿真功能设置后,通过故障计算及仿真,可直观地看到3512关太开关呈闪烁状态,仿真程序跳开3512关太开关。由仿真报告可以看出,3512开关上配置的电流电压保护在故障发生后0 s的测量电流值为865 A,而I段定值为589 A,故过流I段保护启动。同理,II段保护在第0 s也启动。因I段无延时动作,3512关太开关在第0 s过流I段动作切除故障。因此,可知3512关太开关的保护定值在上述特定运行方式下仍然适用,无须对保护定值进行调整。

由上述实验可知,该系统可以在系统故障前校核保护定值在故障后的动作特性。

4 结束语

应用实践表明,该系统使用方便、稳定可靠、直观可视,避开了传统人工校核过程中的各种错误风险,高效率、高质量地实现了继电保护定值校核的功能,对电网的安全稳定运行具有较高的实用价值和经济效益。

参考文献

- [1] 秦晓波. 地区电网继电保护整定计算与管理系统的开发[D]. 郑州大学硕士学位论文, 2011.
- [2] 龚仁敏, 曾宪鹏. 继电保护故障分析整定管理及仿真系统用户使用手册[Z]. 北京: 中恒博瑞数字电力科技有限公司, 2015: 28-40.
- [3] 李志. 电网继电保护定制仿真校验系统的研究[D]. 华北电力大学硕士学位论文, 2011.

作者简介

闵喜艳(1986—),女,汉族,工学硕士,工程师,主要从事继电保护整定计算及定值管理工作。

刘涛(1974—),男,本科,研究方向为调度运行管理。

(责任编辑:刘艳玲)

分层土壤结构中接地网地面 电位分布计算

马建仓, 任江东

(国网北京平谷供电公司, 北京 平谷 101200)

摘要: 根据复镜像法的基本理论, 利用Mat lab软件编写了程序, 可以对任意形状的接地网在任意分层土壤条件下注入接地网的单一频率电流后产生的电位分布进行计算, 同时, 还可以绘制接地网的地表电势、接触电压和跨步电压的三维和二维分布图。利用该程序, 对一个100×80 m的接地网在分层土壤中的各种电压分布进行了计算, 并与CDEGS软件的结果进行了比较验证。结果显示, 接地网的地表电势的分布为中间高, 向四周逐渐降低; 接地网导体上的地表电势高于网孔中心处地表电势; 接触电压的分布为中间低, 接地网外围最高。

关键词: 接地网; 复镜像法; 软件编程; 电位分布

中图分类号: TM743

传统的接地网设计只能根据经验公式计算接触电压和跨步电压的某一个值。随着接地网研究的深入, 现在虽然已经有研究者利用计算机编程技术绘制出了接地网沿某一条线甚至整个地表面的电势分布^[1,2], 但是都是基于均匀土壤模型, 而不能对分层土壤进行计算。本文利用Matlab软件, 编制了接地网计算程序, 可以根据给定参数, 如接地网的尺寸、网孔大小, 不但能自动计算接地网的接地电阻和各种电压参数, 还能绘制各种电压的三维和二维分布图, 对各种电压分布有一个清晰地展示。

1 计算原理

设单一频率的恒定电流 I 由接地网散流流入大地中, 土壤为分层土壤模型, 以无穷远处为电位参考点, 接地网采用不等电位模型, 则整个接地网电位不再相等。分析接地网时, 将接地网导体进行分段, 分段原则如图1所示的简单田字形接地网。分段后的每个接地网小导体段, 自身为等位体, 泄漏电流沿小导体段均匀散流, 而各个导体段之间电位和泄漏电流则不相等。每个导体段的泄漏电流的求解可以参见文献^[3], 在此不再详述。

假设将接地网分为 n 段, 第 j 段导体的泄漏电流为 I_j , 长度为 L_j , 则第 j 段导体在地表任意一点 p 产生的电位为

$$V_{pj} = R_{pj} \times I_j \quad (1)$$

式中: R_{pj} 为在第 j 段导体施加单位电流时在点 p 产生

的电位, 在此定义为互电阻。

图1 导体分段示意图

则整个接地网的泄漏电流在点 p 产生的电位为

$$V_p = \sum_{j=1}^n V_{pj} \quad (2)$$

由式(1)可以看出, 求解点 p 电位的关键是计算互电阻 R_{pj} 。

当点 p 距离导体段 j 很远时, 可以将整段导体 j 的泄漏电流 I_j 看作集中在该段中心 O_j 的点电流源, 对于分层土壤, 如两层土壤, 利用复镜像法, 根据文献^[4], 可以得到点电流在上层土壤中的格林函数

$$G(o_j, p) = \frac{1}{4\pi\sigma_1} \left[\frac{1}{r_0} + \frac{1}{r_0} + \sum_{n=1}^N \alpha_n \left(\frac{1}{r_{n1}} + \frac{1}{r_{n2}} + \frac{1}{r_{n3}} + \frac{1}{r_{n4}} \right) \right] \quad (3)$$

式中:

$$r_{ni} = \left\{ \rho^2 + [z + 2h - \beta_n + (-1)^{i+1}z] \right\}^{1/2}, (i = 1, 2)$$

$$r_{ni} = \left\{ \rho^2 + \left[-z + 2h - \beta_n + (-1)^{i+1} z' \right]^2 \right\}^{1/2}, (i = 3, 4);$$

$$\rho = \left[(x - x')^2 + (y - y')^2 \right]^{1/2}$$

(x', y', z') , (x, y, z) 分别为源点和场点 p 的坐标, σ_1 为上层土壤电导; α_n 、 β_n 为待定常数, 计算方法参见文献[5]; r_0 、 r_0' 分别为点 p 与源点 O_j 及源点镜像 O_j' 之间的距离, 如图2所示。

图2 复镜像法示意图

但是, 在工程实际中, 一般分段后的导体段长度为几米, 而电位计算点距离导体段只有1 m甚至零点几米, 如果再把导体段当作点电流处理, 采用点电流的电位计算公式, 将会引起很大的误差。此时, 可以把泄漏电流看作是沿导体段均匀泄流的线电流源, 而对线电流源的处理方式是对导体段进行二次分段处理, 使得二次分段后的导体段长度远小于电位计算点与导体段的距离。例如, 对于长度为 L_j 的导体段 j 来说, 将其分为 m 个微导体段, 由于导体对土壤的泄流作用, 沿导体流通的电流并不相等, 为了保证任意导体段 j 为等电位, 所分的 m 个微导体的长度不相等, 而是沿着电流流动方向长度逐渐变大, 分段方式如图3所示。

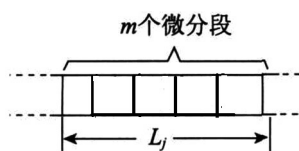


图3 导体二次分段示意图

根据上面的假设, 可以求出导体段 L_j 与点 p 之间的互电阻为

$$R_{pj} = \frac{1}{L_j} \times \int_{L_j} G(o_j, p) dl \quad (4)$$

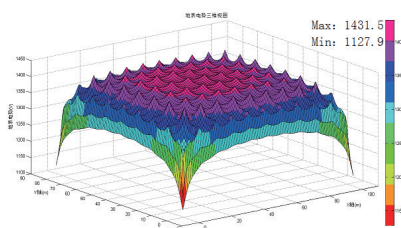
将式(4)带入式(2)就可以求出整个接地网导体对地表任意点 p 产生的电位, 进而求得整个地表的电位。

通常, 接触电压定义为人站的地方的地表面一点和这个人所能及的范围内裸露的设备之间的电势差。由于设备都要通过牵引线与接地网相连, 所以, 在本文接触电压的计算中, 直接将地表任一点与其相邻的最近接地网导体之间的电势差定义为接触电压, 这样的假设不会产生太大误差。跨步电压定义为地表面任一点和这一点相距1 m的所有点的电势差的最大值, 这可以通过电势梯度求取。

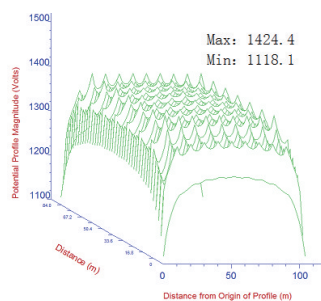
2 接地网地表电位分布计算分析

根据上面介绍的原理, 本文介绍自行编制的接地网参数计算程序, 不但可以计算任意形状接地网在各种分层土壤中的接地阻抗、地表电势、接触电压和跨步电压等各种参数, 还能绘制各种电压的三维和二维分布视图, 本文将通过下面的算例说明。

本算例中采用的接地网模型为 $100 \text{ m} \times 80 \text{ m}$, 接地网沿 x 轴和 y 轴的导体数分别为11根和9根, 导体均匀布置, 导体半径为9 mm, 埋深为0.6 m, 接地网导体为钢材, 电阻率为 $170 \text{ n}\Omega \cdot \text{m}$, 磁导率为636。土壤模型的上层电阻率为 $100 \Omega \cdot \text{m}$, 下层电阻率为 $500 \Omega \cdot \text{m}$, 上层土壤厚度为10 m的双层土壤, 频率为50 Hz, 幅值为1 kA的故障电流由接地网的中心注入。本文和CDEGS计算的地表电势、接触电压和跨步电压分别如图4~6所示。



(a) 本文计算的地表电势

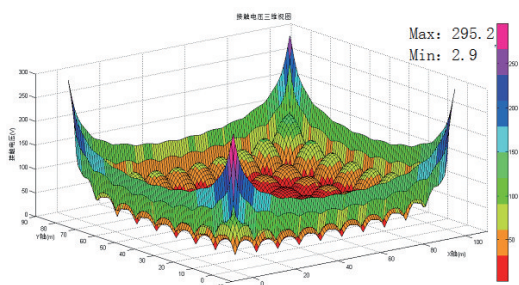


(b) CDEGS计算的地表电势

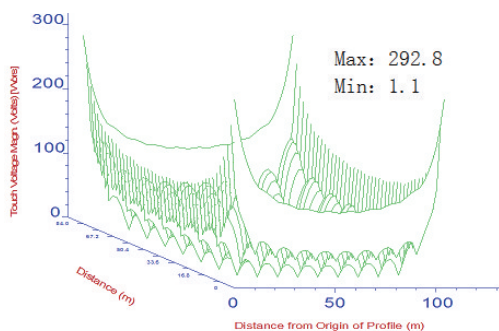
图4 接地网的地表电势

2019年第2期 总第381期

RURAL ELECTRIFICATION 31

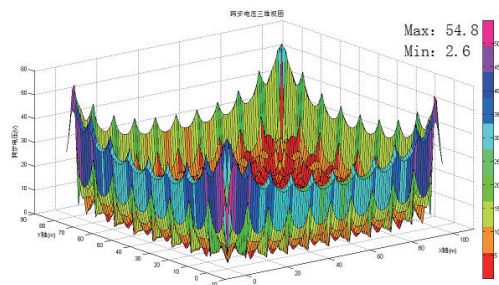


(a) 本文计算的接触电压

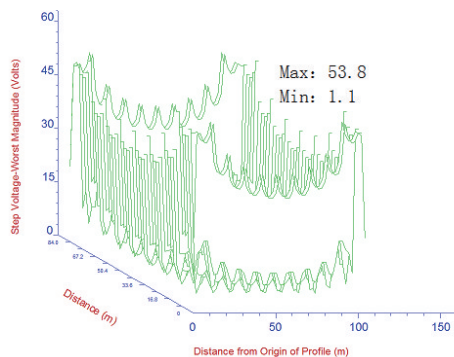


(a) CDEGS计算的接触电压

图5 接地网的接触电压



(a) 本文计算的跨步电压



(b) CDEGS计算的跨步电压

图6 接地网的跨步电压

比较图4~6的地表电势、接触电压和跨步电压可以看出,本文绘制的三维图形与CDEGS软件绘制

的图形基本一致,而且本文的图形更加的美观;比较3种电压的幅值,最大误差分别为0.50%、0.81%、1.82%,都不大于5%,这说明本文方法及编制的程序都是正确的。

由图4可见,接地网中心的电势最高,接地网外围的电势最低,电势由中心向四周逐渐递减,接地网导体上方的地表电势高于接地网网孔中心的地表电势。由图5、图6所示,接地网的接触电压、跨步电压分布规律与地表电势分布规律恰好相反:接地网中心的接触电压和跨步电压最小,接地网外围的接触电压和跨步电压最大。这主要是接地网在中心散流较少,而在外围散流比较多造成的。本文计算得到的接地网的各种电压分布规律都与工程实际情况相符合,这也从另一方面证明了本文方法的正确性。

3 结束语

本文利用格林函数和复镜像法相结合的原理编写的地表电势计算程序,可以对任意形状的接地网在任意分层土壤结构中的地表电势进行计算,更清晰地分析接地网的性能和发现接地网的危险区域,这也是本文的一个亮点。

根据本文的计算结果得出,接地网中心的接触电压和跨步电压最小,接地网外围的接触电压和跨步电压最大,在进行接地网设计时应重点校验。

参考文献

- [1] 罗晓雪,周文乐,丘宏烈. 变电站接地网地面电位分布计算[J]. 现代电力, 2010, 27(5): 30-33.
- [2] 李欣,龙辉,戴玉松等. 接地网地面电位分布计算分析[J]. 四川电力技术, 2010, 33(3): 56-58.
- [3] 徐华. 大型变电站接地网的参数计算和优化设计[D]. 武汉: 武汉大学硕士学位论文, 2004.
- [4] 李中新,袁建生,张丽萍. 变电站接地网模拟计算[J]. 中国电机工程学报, 1999, 19(5): 76-79.
- [5] Y.L.Chow, J.J.Yang, K.D. Srivastava. Complex images of a ground electrode in layered soils [J]. Applied Physics, 1992, 71(2): 569-573.
- [6] 何金良,曾嵘. 电力系统接地技术[M]. 北京: 科学出版社, 2007.

作者简介

马建仓(1987—),男,西安交通大学,硕士研究生。

任汇东(1985—),男,澳大利亚新南威尔士大学,硕士研究生。

(责任编辑:刘艳玲)

一起小电流接地系统多重故障的分析

杜力, 王祯

(国网安徽省电力有限公司芜湖供电公司, 安徽 芜湖 241000)

摘要: 针对一起小电流接地系统单相接地引起的多重故障, 着重分析了故障的发生的原因, 发现在改造过程中, 检修人员未能正确理解TV二次回路接线原理, 造成误接线, 产生了寄生回路, 35 kV长信变出现接地点, 引起JS变电站母线接地, 在出现接地现象后, 运维人员在检查现场设备情况时, 未能在第一时间发现35 kV II母TV高压保险B相熔断的情况, 给故障处理增加了困难, 拖延了故障处理的进程, 应加强改建二次设备的审查和验收, 及时更换老旧设备强化变电设备状态检修等方法, 对同类设备的运维管理有较强的借鉴意义。

关键词: 小电流接地; 多重故障; 电压互感器; 误接线

中图分类号: TM64

2018年5月23日20:00:28, 110 kV JS变电站监控系统报出“35 kV I 母线接地, 35 kV II 母线接地”, 监控员迅速汇报调度员, 并通知运维人员前往现场处理, 经过现场检查处理发现本次故障是由小电流接地系统单相接地引起的多重故障, 故障处理过程中暴露出工作人员的不足和短板, 以此事故为例, 分析故障原因并提出防范措施。

1 故障前运行方式

110 kV JS变电站是一座户外式无人值守综自变电站, 投运于1999年, 设备运行年限较长。该变电站有2台110 kV主变, 1号主变容量为40 MVA, 2号主变容量为40 MVA, 均为Y/Y Δ 接线方式。110 kV侧和35 kV侧均为双母线带旁路接线方式, 10 kV侧为单母分段运行方式, 35 kV及10 kV侧为中性点不接地方式。故障前现场35 kV系统一次接线方式如图1所示, 其中331线、333线、336线、1号主变301开关运行于35 kV I母, 330线、334线、337线、2号主变302开关运行于35 kV II母。

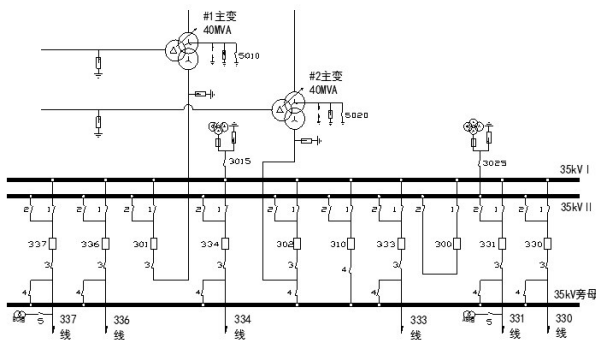


图1 故障前JS变电站35 kV系统运行方式

2 故障现象及处理经过

20:00:28, 110 kV JS变电站监控系统告警: 35 kV I 母接地, 35 kV II 母接地, 35 kV测保护装置告警, 35 kV母差保护TV断线告警。查看该站35 kV母线电压如表1所示。

表1 故障发生时35 kV母线电压

电压	35 kV I 母电压/kV	35 kV II 母电压/kV
U_{ab}	21.31	21.40
U_{bc}	32.45	32.26
U_{ac}	36.57	36.54
U_a	0.00	0.00
U_b	21.31	21.40
U_c	36.57	36.54

根据监控系统告警信息及35 kV母线电压情况, 调度员初步分析35 kV母线存在接地情况, 但此次接地故障又不同于一般的接地故障, 具体表现为: 35 kV I母、II母分列运行, 但同时接地, 且I母、II母电压波动情况完全一致, I母、II母电压基本相等; 接地时A相电压为0, 表明接地是金属性接地, 根据继电保护原理, 小电流接地系统单相金属性接地时, 接地相电压为0, 非接地相电压升高为线电压, 但此次接地B相电压未升高到线电压, 且线电压 U_{ab} 出现了异常降低。

经过对故障情况初步分析后, 调度员下令让运维人员到现场检查设备情况, 并查阅了该变电站35 kV线路资料, 发现该站没有35 kV线路为同杆

架设,在没有同杆架设线路的情况下该站 35 kV 两条母线同时接地较为罕见。20:15,运维人员现场检查设备后汇报:该站 35 kV I 母 TV 二次空开跳闸,试送再次跳开;35 kV I 母线、II 母线、II 母 TV、35 kV 出线设备均正常。

汇总以上信息,调度员初步判断 35 kV II 母线系统存在接地情况;在 35 kV I 母 TV 二次空开跳开的情况下,I 母电压仍然存在,说明该数值并非 I 母 TV 测量得出,很可能是 35 kV 二次回路存在异常,造成两条母线电压并列运行,35 kV I 母电压为假数据,实际电压已无法看到。基于以上判断,调度员采取逐条拉合 35 kV 开关的方式查找接地线路(此时 35 kV II 母只有 337、334、330 三条出线运行)。在拉合 337、330 线路时,母线电压无变化,在拉开 334 开关后,35 kV I 母、II 母电压发生较大变化,此时 35 kV 母线电压如表 2 所示。

表 2 拉开 334 线路后 35 kV 母线电压

电压	35 kV I 母电压/kV	35 kV II 母电压/kV
U_{ab}	23.11	23.13
U_{bc}	23.41	23.25
U_{ac}	36.25	36.44
U_a	21.51	21.57
U_b	2.20	2.21
U_c	21.47	21.41

通过仔细观察此时电压值的特点,调度员认为此时母线电压分布较为符合 35 kV II 母线 TV 高压保险 B 相熔断时的电压特点,即 B 相电压降低接近 0,另外两相电压为相电压不变,线电压一个保持不变,另外两个降低为略高于相电压。基于以上判断,调度员再次命令运维人员仔细检查 TV 高压保险情况。经运维人员仔细检查,最终发现了一处故障点,即 35 kV II 母 TV 高压保险 B 相熔断,需更换高压保险。为确保现场检修人员安全,在不能完全确定接地点已找到的情况下,调度下令拉开 2 号主变 302 开关,在 35 kV II 母全停的状态下更换高压保险。在拉开 302 开关后,35 kV I 母、II 母电压均变为 0,再次印证了调度员对于两条母线电压处于并列运行的判断。在更换高压保险后,通过 302 开关对 35 kV II 母送电,电压恢复为正常状态,此时电压值表明,

系统若存在接地点,应该在线路上。随后调度员下令对 3 条线路逐条试送,337、330 开关合上后运行正常,在将 334 开关转运行后,现场运维人员汇报:334 开关过流 I 段保护动作跳闸,A、C 相故障,重合闸未投,A、C 相出线接触点(334 开关与 3343 闸刀之间)烧坏,且有较大放电声音,334 开关不具备运行条件。后经在 334 线路查线发现故障点为该线路大用户 35 kV 长信变 2 号主变进线电缆头烧毁。至此,找到了本次故障的又一个故障点。

在消除了线路接地后,调度员下令通过旁路开关代 334 开关对线路送电,确保大用户正常供电;之后许可了检修人员对 TV 电压并列二次回路寄生回路的消缺工作,至第二日 03:15,消缺工作完工。至此,本次 JS 变电站内除 334 开关引线需更换外,所有故障消除,设备恢复正常运行。

3 故障原因分析

通过分析故障以及处理过程发现,此次故障原因如下。

在发生故障前 10 天,该站进行了 35 kV 母线电压并列装置升级改造,在改造过程中,检修人员未能正确理解 TV 二次回路接线原理,造成误接线,产生了寄生回路,之后在设备安装调试阶段忽视了对电压回路接线正确性的核查工作,造成 35 kV I 母、II 母电压并列运行,I 母电压为假数据,使 I 母电压长时间处于无法监视状态,给电网安全运行带来极大风险。

35 kV 334 线路上大用户 35 kV 长信变出现接地点,引起 JS 变电站母线接地,造成该变电站 35 kV I 母 TV 二次空开跳开,35 kV II 母 TV 高压保险 B 相熔断,最终出现了表 1 所示的较为复杂的电压分布情况,给调度员处理故障带来了较大难度。

在出现接地现象后,运维人员在检查现场设备情况时,未能在第一时间发现 35 kV II 母 TV 高压保险 B 相熔断的情况,给故障处理增加了困难,拖延了故障处理的进程,间接造成了 334 开关与 3343 闸刀之间连接线烧坏,造成了设备损坏。

通过以上分析,可以看出本次故障是在变电站设备因误接线存在寄生回路时,发生线路单相接地,同时运维人员现场检查不到位的三重原因引起的故

障，多个偶然因素同时出现导致了本次事故的发生。

4 防范措施

本次故障暴露出人员、设备、管理等方面的不足和短板，须从各方面采取防范措施，杜绝类似事故再次发生。通过分析故障过程及原因，提出以下预防措施。

4.1 加强改建二次设备的审查和验收

本次故障中，检修人员因对TV电压并列二次回路原理解不到位，造成误接线，在公司对同类型设备开展检查，验证接线准确性，开展二次设备审查和验收的专项工作。另外，开展检修工作时，进一步规范二次安全措施单的填写及刚性执行。二次安全措施单的实质是在二次设备及回路上工作的风险控制措施单，其填写质量体现了风险评估的质量，执行质量体现了风险预控的质量。二次工作人员在填写二次安全措施单前，必须对涉及的所有二次设备及回路做到心中有数，且必须对照正确的图纸填写，工作结束后，要填写试验报告，并交由运行人员验收时留存，以防止误接线、漏拆线事件的发生。

4.2 及时更换老旧设备

本次发生事故的JS变电站于1999年投运，设备运行将近20年，大部分设备运行时间较长，设备老化现象较为严重，应该根据有关规程对设备进行及时更新、改造，防止因设备老化造成事故扩大。

4.3 强化变电设备状态检修

积极开展设备带电检测工作，应用在线监测、红外线测温等技术手段，实时掌握设备运行状况，及早发现并处理设备安全隐患，提前计划改造或更换设备、统筹各工程的轻重缓急、积极主动上报，做到防患于未然，将存在的隐患和风险降至最低限度。

4.4 提升运维人员的技术水平

本次故障中，运维人员检查现场设备时未及时发现TV高压保险熔断，给故障处理增加了困难。应强化变电运行管理，增加对运维人员的技术培训，尤其是对常见设备、智能设备及常见设备故障处理的培训，同时加强对运维人员事故预想和反事故演习的训练，提升运维人员的技术水平。

参考文献

- [1] 张全元. 变电运行现场技术问答(第三版)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2013.
- [2] 贺家李. 电力系统继电保护原理[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [3] 国家电力调度通信中心. 国家电网公司继电保护培训教材[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [4] 国家电网公司. 国家电网公司十八项电网重大反事故措施[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [5] 杜力, 宋铭敏, 杜亮, 等. 调控一体化建设中对调度自动化系统的改进[J]. 农村电气化. 2015(12): 8-9.
- [6] 郭清滔, 吴田. 小电流接地系统故障选线方法综述[J]. 电力系统保护与控制. 2010(02): 146-152.
- [7] 李奎. 小电流接地系统单相接地故障诊断技术改进[J]. 农村电气化. 2016(10): 35-36.
- [8] 孙德斌, 蔡其芬, 孙彤彤, 等. 小电流接地系统单相接地故障点查找方法[J]. 电世界. 2017(05): 10-11.

作者简介

杜力(1986—),男,工程师,主要从事电网调控运行工作,E-mail: goodduli2004@163.com;

王祯(1989—),女,主要从事配网抢修指挥工作。

(责任编辑:刘艳玲)

资讯

国家统计局:2018年发电量同比增长6.8%

日前,国家统计局发布2018年12月份能源生产情况。12月,规模以上工业煤、油、气、电生产均同比增长,电力生产增长较快。2018年全年发电6800 TWh,同比增长6.8%,增速较上年加快1.1个百分点,为2014年以来最高增速。

电力方面,受全国大范围低温天气影响,用电需求增加,电力生产加快。12月份发电620 TWh,同比增长6.2%,增速比上月加快2.6个百分点;日均发电20 TWh,接近夏季高温天气发电水平。

其中,火电、核电和风电增速加快,水电和太阳能发电增速回落。12月份火电同比增长5.0%,比上月加快1.1个百分点;核电增长37.9%,加快13.2个百分点;风电增长20.6%,增速由负转正;水电下降0.9%,上月为增长1.5%;太阳能发电增长2.2%,回落0.3个百分点。

来源:中国电力新闻网

母排搭接部位过热的原因分析与处理

宋俊峰, 伍治国, 程 珊

(国家电投集团河南电力有限公司开封发电分公司, 河南 开封 475002)

摘要: 通过对电除尘多个控制柜内母排搭接部位频繁过热, 造成设备烧损事件从装配工艺、检查检测、日常维护等方面进行原因分析, 提出了解决办法, 实施后解决了搭接部位发热问题, 提高了设备运行可靠性。

关键词: 铜母排; 搭接; 烧损; 螺栓

中图分类号: TM64

1 事件介绍

电气设备接头发热是电厂、变电站常见而又严重的问题, 轻者需要减负荷、停机停电, 重者将造成设备损坏, 甚至酿成事故。河南某电厂2016年3月将#1炉2台电除尘器技改为电袋复合式除尘器, 每台除尘器设置4个电场, 原16台除尘低压控制柜更新为8台控制柜, 投运一年内低压控制柜内相继发生4起支路铜母排与可控硅铝质接线板搭接部位过热烧损事件, 造成电场多次故障停运, 除尘效率降低。

2 原因分析

在首次母排搭接部位烧损后, 该厂对损坏的母排和可控硅进行了更换, 同时对其余控制柜内母排搭接部位连接螺栓进行了复紧, 但并未拆开母排搭接部位, 进行接触面详细检查。故障的真实原因未查明, 纠正措施不到位, 造成一年内同类设备烧损事件接连发生。当更换过母排和可控硅的控制柜再次发生母线接头烧损后, 公司技术人员从设备选型、装配工艺、日常设备巡点检等方面对事件原因进行了分析。

2.1 控制柜内支路母排和可控硅接线板材质、规格选型

通过现场调查: 控制柜内支路母排为单层矩形竖状铜母排, 规格为40 mm×5 mm, 查看铜母排尺寸及载流量对应表或通过铜母排载流量经验公式: $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 铜排载流量 = 排宽×厚度系数 (厚度为5 mm时系数取12), 该类型铜母排载流量约为480 A, 可控硅接线板为单层矩形铝母排, 规格为60 mm×10 mm, 相同的方法计算载流量约为830 A ($40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 铝母排载流量 = $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 铜排载流量/1.3), 支路负载按所接整流变一次侧额定电流430 A计算, 依据GB 3906—2006《3.6~40.5 kV交流金属封闭母线开关

设备和控制设备》中母线选择要求母线的载流量应比额定电流有10%的裕度, 铜母排和可控硅接线板的规格均符合要求。查阅设备出厂报告, 2种母排的抗拉强度、伸长率、最大导电率符合标准, 设备材质均符合要求^[4]。

2.2 设备巡点检是否到位、点检标准项目是否健全

查阅设备的巡点检记录, 发现电除尘配电间点检率、到位率虽为100%, 但点巡点检项目中缺少母排搭接部位的测温项, 项目不健全会造成巡点检人员不能提前发现设备过热隐患。

2.3 是否环境因素造成母排搭接部位接触电阻大

除尘段配电间虽位于给煤间区域, 但配电间门窗关闭完好, 段内控制柜柜门关合正常, 柜内电缆孔洞封堵完好, 母排正面绝缘防尘罩完好无损。逢机组停运期间, 维护人员对柜内设备清扫工作执行到位, 肉眼观察母线搭接部位清洁, 无灰尘积聚。

2.4 装配工艺

依据设备过热烧损的图片分析如下。

接触面大面积烧毛应是母排搭接处的有效接触面积不紧密所致。

装配中使用的镀锌螺栓为M12×30 mm, 而铜母排螺栓孔径实测为18 mm, 违反GB 50149—2010《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》中第3.2.2条两者孔径不大于1 mm的规定^[3]。

40 mm×5 mm的铜排与60 mm×10 mm铝排搭接处为单镀锌螺栓连接, 可控硅铝接线板出厂设计为双螺栓, 采用单螺栓连接, 两者接触面难于保证压平, 有造成接触面不紧密的可能, 螺栓烧毁严重分析原因是由于搭接面接触不好, 螺栓变成导体, 剧烈发热, 最终烧毁。该厂维护人员在设备投运前, 采取过复紧螺栓的措施, 故可以排除是由于螺栓未拧紧, 接触电阻大, 造成设备运行中发热。

铜铝连接部位，铜搭接面经过搪锡处理，符合铜铝过渡的要求。

了解到在安装过程中，安装人员紧固螺栓未使用力矩扳手，这样用力不足或过猛，均有造成母排搭接处变形的可能，后果是接触面积小，压力不均匀，接触电阻大。

安装结束后安装人员未对搭接回路进行直阻测试，没有试验数据作支撑。

综合以上分析认为：母排搭接部位采用单螺栓连接、孔径尺寸超标、安装过程中未使用力矩扳手，施工工艺差是造成搭接部位接触不良、接触电阻增大，从而引起过热烧损的主要原因，巡点检项目漏项，未能及早发现设备存在发热隐患是次要原因。

3 对策制定和实施

3.1 更换铜母排、母排搭接部位改为双螺栓连接

将搭接部位由单螺栓压接改为双螺栓压接，原铜母排的宽度为40 mm，考虑增加一个螺孔后，会使载流面积减小，因此在母排选型上将铜母排宽度由40 mm改为50 mm，母排对角开孔，孔径大小与螺栓规格相符，开孔位置与可控硅接线板对角螺孔一致，确保上下母排孔径不偏心，双螺栓连接使搭接部位接触压力更合理，增大了接触面积。

3.2 提高现场装配工艺

支路母排为铜母排，可控硅接线板材质为铝，两者接触面搪锡处理，搭接面应清洁平整，若表面要进行清理，应使用细锉，决不可用砂纸进行打磨^[1]。

安装过程中，为避免螺栓紧固不良造成接触电阻大，紧固螺栓应使用力矩扳手，M12镀锌螺栓紧固力矩值按31.4~39.2 N·m执行，紧固后丝圈外露2~3扣，平垫圈应选用专用厚垫圈，并必须配齐弹簧垫。

3.3 对搭接回路技术测试

安装完毕后，应对母排搭接回路进行电阻测试，接触电阻值不应超过具有相同长度无接头母线电阻的20%，通过测试，确认母线搭接部位接触良好^[2]。

3.4 修编文件包、健全检修项目

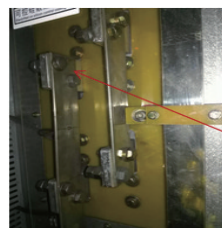
首先将拆开母排搭接部位检查列为逢机组停运必查项目，其次完善巡点检项目，消除项目不全造成的点检漏检，并开展设备定期红外测温。

该公司利用2017年2月机组小修期间，对支路母排进行了更换，搭接部位采用双螺栓连接，螺孔直径为13 mm，装配时使用力矩扳手进行现场安装，并用直流压降法测量搭接回路电阻，数值符合电力设备检修工艺规定。

如图1、图2所示。为更改前后母排搭接部位连接方式。



单螺栓连接



双螺栓连接

图1 更改前连接方式

图2 更改后连接方式

4 效果检查

实施一年后，控制柜内母排搭接部位未发生一起过热烧损事件，对搭接部位定期红外测温，温度始终在20℃以下，且各控制柜内相同母排搭接部位温差在2~3℃范围内，发热问题得到了解决。

5 结束语

实践证明减少甚至完全避免电气设备接头发热是可以实现的，本文提出以下建议供参考：

日常工作中加强母排搭接部位红外测温，尤其是夏季高温、高负荷时段，测温中注意各搭接部位之间的温度横向对比，发现温度有异常升高时，要及时停运检查处理。

加强对母排搭接部位质量的检测，逢机组停运，对回路电阻进行测试，建立台账，若搭接回路电阻值小于相同长度无搭接回路电阻值的2倍，那么可以认为该设备在下一个检修周期内可以安全运行，若高于2倍，则须对搭接部位检查处理。

新设备安装、验收时，要按照GBJ 149-90《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》把关，母排压接具备条件时应尽量采用多螺栓压接。

作者简介

宋俊峰(1975—)，男，电力工程师，从事发电厂电气运行技术管理及电气设备点检维护工作。电子邮箱：kfsjf19751220@163.com。

(责任编辑：刘艳玲)

35 kV 电缆铜芯击穿原因

党永成

(国网新疆塔城供电公司, 新疆 塔城 834700)

摘要: 本文介绍了 35 kV 电缆铜芯击穿事件发生的经过, 查找事件发生的原因及现场检查方法、试验情况, 发现电缆制造过程中, 内部缺陷存在隐蔽性, 没有及时发现有效手段。提出加强巡检, 并对设备连接采用的电缆仔细检查合格证及入厂监造, 杜绝隐蔽性缺陷的产生, 希望能够为相关工作提供借鉴和参考。

关键词: 电缆; 击穿; 措施

中图分类号: TM757

1 事件简述

2017 年 05 月 22 日 3:47:52, 35 kV A 变电站 35 kV 某线路发生 B 相接地告警, 4:08:07.555, 35 kV 系统发生 B、C 相接地短路故障, C 相接地故障点在主变差动保护动作区内, 差动保护动作, 跳开主变高、低压两侧断路器, 未损失负荷。检查发现 2 号主变 35 kV 高压侧 C 相电缆终端最后一片伞裙下部有明显破裂, 如图 1 所示。



图 1 高压侧 C 相电缆头故障情况

2 事件前运行方式

35 kV 运行方式: 35 kV 单母运行; 某线 3533 运行; 1 号主变运行、2 号主变运行。

10 kV 运行方式: 10 kV I、II 段母线并列运行; 某线 1023、某线 1027、1 号电容器 10R1 在 I 段母线运行; 某线 1022、某线 1026、2 号电容器 10R2 在 II 段母线运行。

气象条件: 天气晴, 环境温度 18~31 ℃, 风力小于 3 级。

3 现场检查情况

2017 年 5 月 22 日 04:17, 接调度通知: 35 kV A 变电站 2 号主变差动保护动作, 主变两侧断路器跳闸。人员到达 35 kV A 变电站、110 kV B 变电站 (110 kV B 变电站系 35 kV A 变电站的上级电源变) 进行检查, 情况如下。

3.1 A 变电站一次设备检查情况

检查两侧断路器、隔离开关、开关柜、支柱绝缘子, 设备完好, 无放电痕迹。对主变两侧 1002、3502 断路器进行了绝缘电阻、回路电阻、最低动作电压、分合闸线圈直流、绝缘电阻电气试验, 均合格。

检查发现 2 号主变 35 kV 高压侧 C 相电缆终端最后一片伞裙下部有明显破裂。

检查变压器本体及附件、各连管及接头、蝶阀密封无渗漏, 两侧套管表面无闪络、放电、破损灼伤痕迹, 套管接线板及导线线夹无开裂迹象, 螺栓紧固无松动。

检查本体及有载油枕油位计指示正常, 瓦斯继电器无气体。

3.2 A 变电站 2 号主变试验情况

对 2 号主变 SZ11-10000/35 变压器进行绕组的绝缘电阻、铁芯对地、绕组的介质损耗角正切值 $\tan \delta$ 、绕组的直流电阻、绕组所有分接的电压比及接线组别、变压器短路阻抗试验、油色谱分析中 H_2 、 CO 、 CO_2 、 CH_4 、 C_2H_4 、 C_2H_6 、 C_2H_2 、总烃, 试验结果均合格。

对 2 号主变高压侧电缆进行试验, A、B 相电缆绝缘电阻大于 100 G Ω , C 相电缆绝缘电阻为 0 Ω , C 相交流耐压不合格, 判断该电缆 C 相绝缘破坏不合

格，实验数据如表1所示。

表1 2号主变35 kV侧电缆试验高压电气设备检测实验室

变电站名	35 kV A 变电站	设备名称	2号变压器35 kV侧3502断路器C相电缆头
型号	YJV-35-1*240	编号	/
厂家	某电缆股份有限公司	长度	20 m
检测日期	2017-05-22	温度/湿度	20℃/40%
检测性质	交接试验	投运日期	2017.5.22
相别	A	B	C
1. 绕组绝缘电阻/GΩ			
相对地绝缘电阻	100	100	0
外护套	10	10	0
内衬层	10	10	0
使用仪器	3121A兆欧表		
2. 交流耐压			
试验电压/kV	52	52	/
频率/Hz	87.6	91.5	/
时间/min	60	60	/
使用仪器	变频串联谐振耐压试验装置		
结论			
C相绝缘不合格			

3.3 A变电站二次设备检查情况

对2号主变35 kV、10 kV侧电流互感器进行变比、极性、电阻、励磁曲线、10%误差曲线试验，试验结果合格。

对保护装置模拟故障试验，保护动作情况与事故信息一致。

对A变电站保护装置故障信息和波形图检查，发现2号主变高压侧C相故障电流为820 A，C相电压为39 kV。

3.4 B变电站二次设备检查情况

对B变电站后台信息进行检查，发现故障前后35 kV系统B相频繁接地，故障前25 min (03:47:52—04:08:07) 共计发生接地告警50余次，故障后(04:08:07—04:54:56) 共计发生接地告警402次。

对110 kV B变电站装置信息检查，发现A变电

站2号主变事故跳闸时，35 kV某线发生瞬时B、C相接地短路(故障时间80 ms，过流保护II段动作时间700 ms，未达到保护动作时间)，保护启动，短路电流800 A，与A变电站2号主变故障电流基本一致。

4 保护动作情况

2017年5月22日04:08:07.555，35 kV A变电站2号主变比率差动保护动作，跳开2号主变高、低压两侧断路器，动作信息如表2~表4所示。

表2 35 kV A变电站保护动作信息

2号主变差动保护CSC-326GC			
厂家	北京四方继保自动化股份有限公司	投运日期	2013-09-23
2017-05-22	0 ms	保护启动	
04:08:07.555	59 ms	比率差动C相出口	
保护装置配置功能		比率差动保护、差速断保护	

表3 110 kV B变电站故障电流信息

35 kV 某线路保护PCS-9611		
	相别	电流值/A
A相	二次值	0.46
	一次值	184
B相	二次值	2.02
	一次值	808
C相	二次值	1.64
	一次值	656
变比		400/1
定值二次值		过流I段定值:2.8 A 时间:0.1 s 过流II段定值:1.61 A 时间:0.7 s 过流III段定值:1.05 A 时间:1.0 s

表4 110 kV B变电站保护动作信息

35 kV 某线路保护装置PCS-9611			
厂家	南瑞继保有 限公司	投运日期	2013-10-12
2017-05-22 04:08:07.250	0 ms	保护启动 相电流最大值 2.06 A 零序电流最大值 0.00 A 频率最小值 49.25 Hz	

5 分析

结合设备检查及试验情况综合判断：2号主变保护动作前35 kV系统B相频繁接地，引起AC相频繁发生过电压，C相电压最高升至39 kV，故障前25 min共计发生接地告警50余次，频繁过电压导致2号主变高压侧C相电缆绝缘被击穿，引起35 kV系统BC相接地短路。C相接地点在2号主变差动保护动作区内，动作电流达到定值，比率差动保护动作出口。B相接地点在110 kV B变电站35 kV某线穿墙套管至35 kV A变电站35 kV母线之间（XX线上T接有两条用户线路），目前正在查找故障点。

根据故障录波图和保护装置动作报文综合分析：2号主变A相、B相电流平衡，C相存在差流，经计算2号主变差动保护动作。

故障电缆型号为YJV-35-1×240，2015年7月29日对该电缆进行投运前交接试验，试验结果合格。

通过现场解剖如图2-4所示，发现在C相电缆终端根部处被击穿，电缆附件搭接尺寸合格，制作工艺符合要求。将C相电缆主绝缘解剖，发现铜缆只有一个突出点放电，可以判断在该点铜绞线制造过程中不光滑，有毛刺，造成尖端放电，在运行过程中长期对电缆放电，对电缆主绝缘造成损伤，在电压频繁反复突变时，造成电缆击穿。



图2 2号主变高压侧C相电缆解剖情况

6 问题

对B变电站后台信息进行检查，发现故障前后35 kV系统B相频繁接地，故障前25 min（03:47:52—04:08:07）共计发生接地告警50余次，故障后

（04:08:07—04:54:56）共计发生接地告警402次，线路（用户）故障点未能及时迅速排除。

电缆制造过程中，内部缺陷存在隐蔽性，没有有效手段及时发现。



图3 2号主变高压侧C相电缆解剖发现故障情况

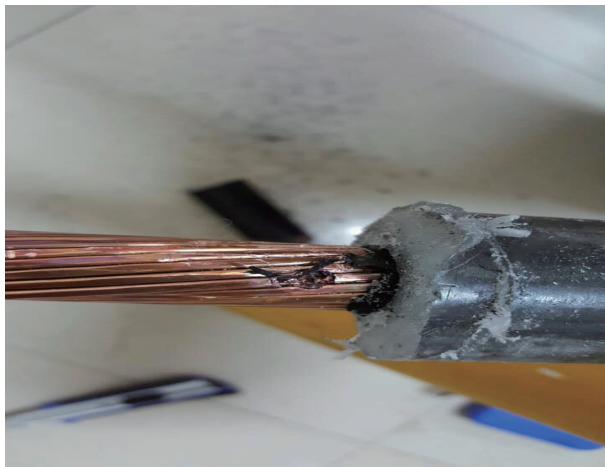


图4 2号主变高压侧C相电缆缆芯故障情况

7 措施

对110 kV B变电站35 kV某线穿墙套管至35 kV A变电站35 kV母线之间的设备包括输电线路、用户设施进行巡视，找到35 kV系统B相接地点并进行处理，防止同类事件发生。

对设备连接采用的电缆仔细检查合格证及入厂监造，杜绝隐蔽性缺陷的产生。

针对采用电缆连接方式运行的设备，应缩短周期，加强电缆设备的巡视，对运行异常的电缆进行红外线等带电检测工作，必要时停电进行检查试验，避免此类事件再次发生。

（责任编辑：刘艳玲）

基于电力SDH 通信传输网 网管系统的研究与应用

李金鹏

(四川西昌电力股份有限公司, 四川 西昌 615000)

摘要: 在介绍电信管理网(TMN)体系结构的基础上, 简述西昌电力公司SDH网络现状和管理需要, 分析了影响建设方案选择的相关因素, 提出了电力通信网网络管理系统的建设方案, 归纳了该建设方案的实施要点, 总结了该方案的实施经验。

关键词: 智能电网; SDH传输网; TMN; 网络管理系统

中图分类号: TM561

以数字化、信息化、自动化、互动化为特征的智能电网SG (smart grid) 是能源与电力行业发展的自然选择和必然要求^[1-2], 在“十三五”规划纲要中, 明确指出加强智能电网建设, 提高电网与发电侧、需求侧交互响应能力^[3-5], 旨在建成现代先进传感技术、通信技术、信息技术、计算机技术和控制技术、物理电网高度融合的智能电网。

建立一个与电网同步覆盖的实时、互动、双向、安全、可靠的电力传输网, 满足电网运行控制与企业管理各业务需求, 是智能电网对电力传输网的基本要求^[6-8]。同步数字体系(SDH)因具有接口标准、兼容性好、组网灵活方便、管理开销丰富、强大的环网自愈等优势, 在安全性、可靠性要求非常高的电力传输网中应用广泛^[9-10]。

建立功能全面、易于实现、符合通信网现状及未来发展要求的SDH网络管理系统是企业信息化建设和运行管理中亟需解决的问题。文献[11]定义了国家电网公司通信管理系统建设框架, 并对地市电网建设传输网管系统提出了要求, 文献[12]提出电力传输网管系统应关注告警分析、资源管理、业务管理等内容, 文献[13-16]在电力传输网管功能、体系架构、网管部署、集中管理模式、管理系统升级优化等方面进行了分析和探讨。上述文献侧重于网管功能及整体架构的理论分析与讨论, 未对电力传输网网管系统建设方案选择因素、工程实施方案要点、注意事项等方面进行深入分析与研究。

在对电信管理网(TMN)介绍的基础上, 结合西昌电力公司SDH传输网现状分析, 提出了适合西

昌电力公司的基于阿尔卡特1350OMS网络管理系统建设方案, 重点分析了该方案选择的因素, 网管拓扑结构及实施要点、优点, 实践表明该方案适合西昌电力公司现状及未来的发展要求, 具有实践价值与借鉴意义。

1 电信网络管理体系介绍

电信管理网络^[17-19](TMN)是国际电信联盟电信标准化部(ITU-T)为电信网络管理提出的符合OSI框架的标准化体系。该体系包含若干标准与规范, 涵盖了对通信网络的规划、设计、安装、运行、日常管理以及通信设备、网络结构、信令管理、业务管理定义等内容。TMN旨在建立一个标准化管理平台, 采用固定的标准协议和规范的信息接口进行管理信息共享, 使得不同厂商、不同类型的通信产品统一管理成为可能。

1.1 TMN逻辑分层

网络管理系统按照管理层次不同分为5个层次: 事务管理层(BML)、业务管理层(SML)、网络管理层(NML)、网元管理层(EML)、网元层(NEL)。各个管理层的主要功能如下。

事务管理层: 由支持整个系统决策的管理功能模块组成。如生成经济分析报告、生成质量分析报告、确定任务目标等, 旨在帮助高层管理人员科学决策。

业务管理层: 主要包含业务的提供、业务的终止、业务的计费处理、服务质量的申告等。业务主要包括交换业务、智能业务、电路交换业务、多媒体业务等。

网络管理层：提供网络管理功能，对可用的网络容量和能力进行控制，提供符合业务要求的QoS等，是网络管理系统体系中的核心层次。

网元管理层：管理一个或多个网元，如SDH光传输设备、PTN、OTN等。基本功能是管理网内网元的统计信息、日志等数据，实现对网元设备及电路的管理，是TMN结构中的基础，并对上层服务提供支持。

网元层：位于TMN体系结构的最底层，负责网元自身的管理。

TMN体系结构的五层相对独立，每层可以通过各自的管理模块完成特定的管理功能，依靠层与层之间的标准接口完成信息交互，实现网络管理的整体功能。但在实际的网络管理系统架构及建设时，完全可使用标准接口跨层次融合设计，以提高网络管理系统的效率和实用性。

1.2 TMN管理功能

性能管理，管理对象网元及电路的分析与评价，实现性能监测，性能分析，服务质量分析等功能。

故障(维护)管理，对传输网的运行工况进行管理，包括告警监测，故障定位，故障恢复等方面。

配置管理功能，针对管理网元的基础配置，业务的分配、运行和终止等进行管理。

计费管理功能，可监测、统计网络中业务的使用情况、相应的资费信息，从网元中收集用户的资费信息生成账单。

安全管理功能，提供对网络及网元设备进行安全防护功能，包含接入及用户权限的管理、分级审查及安全告警处理等。

TMN电信管理网体系的管理业务内容、管理逻辑分层、管理功能的关系如图1所示。

1.3 TMN电信管理网络体系的应用

经过持续的改进和完善，TMN逐渐走向成熟，国际上一些大公司都开发了符合TMN标准的应用开发平台，如HP公司的OPEN VIEW，SUN公司的SEM等，但由于上述商用综合平台的建设成本较高，在实际工程应用中受到一定限制。

基于TMN体系中网络管理层、网元管理层、网元层标准开发的专用网络管理系统，由于接口丰富、标准完善，功能定义清晰，在电力传输网中应用相对广泛。如华为公司的OptiX iManager U2000，中

兴公司的ZXONM E300，诺基亚-阿尔卡特公司的1350OMS^[20]等。

图1 TMN逻辑分层体系结构图

2 西昌电力公司通信网现状及分析

西昌电力公司目前的OPGW及ADSS通信光缆共计400余千米，已基本覆盖网内变电站及重要并网电厂。电力通信SDH设备采用的是阿尔卡特公司生产OMSN系列传输设备，1660SM及1662EM共计30套，设备型号相对单一，5年内规划再接入10套阿尔卡特SDH设备。目前核心网采用2.5G环网组网，接入网为622M双环组网，部分偏远站点以链式结构就近接入环网。

2.1 SDH网络管理模式

西昌电力公司之前并未建立专业的SDH网络管理系统，SDH网络采用基于本地监控终端的管理模式，使用阿尔卡特公司的1320CT，可进行简单的网元配置及告警管理。该模式在公司传输网络规模不断增大、承载业务不断增加、网络管理智能化需求提高的现实情况下，缺陷越来越明显，具体表现如下。

1320CT终端通过本地网元的F接口使用USB转串口数据线与终端计算机相连，信息交换速率受限，经常出现卡顿、数据丢失、网络连接异常的情况，管理效率低下、可靠性不足。

1320CT终端只具备基础的网元配置，告警查询等功能，没有详细的告警分析，性能测试，端到端业务快速配置，网络拓扑结构管理等内容，管理功能严重不足。

1320CT终端的业务配置相对复杂，操作步骤繁琐，业务开通与调整费时较多。

1320CT无法实时监控网元及网络拓扑结构的异

常与故障，往往是出现异常、故障影响了业务正常传输后，再去检查告警信息和检查设备状态，进而被动地做后续处理工作，网络管理的实时性无法保障。

1320CT 基于本地网元的管理维护而设计，可同时在线管理的网元上限为 32 个，已不能满足西昌电力公司 SDH 传输网的管理要求。

2.2 西昌电力公司 SDH 网络管理系统需求分析

针对电力传输网，企业在建设网络管理系统方案时需要充分考虑网络管理功能、系统通信规模与规划、网络技术体制与结构、技术经济指标及后期兼容性等实际要求，综合考虑各方面因素后选择最适合的技术方案。

西昌电力公司传输网络设备相对单一，现阶段的网络管理系统应该专注于网元层、网络管理层的管理；具备完善的配置管理、性能管理、告警管理、安全管理功能；符合 TMN 管理架构标准，具备标准的 CORBA 等接口，以满足后续综合网络管理系统的接入要求。

综上，考虑现阶段西昌电力公司的网络结构、网络管理功能要求等因素，本期 SDH 传输网管理系统工程采用阿尔卡特公司的 1350OMS 网管系统，并预留符合 TMN 标准的北向接口，方便后期工程实施。

3 SDH 通信网网管系统建设与实施

3.1 阿尔卡特 1350OMS 介绍

1350OMS 管理系统是阿尔卡特公司针对光多业务节点 (OMSN) 设备开发的第三代光网络管理系统，专注于 TMN 体系结构的网元层、网元管理层及网络管理层的功能实现。采用模块化的设计，可管理阿尔卡特公司生产的 SDH、WDM、OTN 等设备。1350OMS 管理系统的层次及模块结构如图 2 所示。

EML 模块实现单元管理层的功能，如网元创建、数据的备份与恢复。

SDH 模块用于实现设备的 SDH、WDM 相关技术管理。

PKT 模块用于数据传输技术如以太网、MPLS、CES 业务的管理。

SONET、WDM 模块用于实现 SONET、WDM 的技术管理功能。

公用组件模块用于实现用户 GUI、登录管理、告警及性能分析管理等高层应用功能。

图 2 1350OMS 功能模块图

上述管理及公用组件功能模块可实现本模块的基本功能，同时依靠标准的数据接口实现信息共享，提供更丰富的系统网络管理功能。

3.2 1350OMS 实施方案及分析

本期工程在西昌电力公司调度中心机房建设一套 1350OMS.R14 管理系统，同期配置相应的硬件设备，实现网内 SDH 光传输设备的集中管理。重点实现设备 SDH 网元配置数据、性能管理、拓扑结构管理、告警信息实时推送、端到端业务快速配置、北向接口预留等功能。具体的网络拓扑结构图如图 3 所示，实施方案要点分析如下。

图 3 1350OMS 网络拓扑结构示意图

网管服务器的 OSI 域和网元的 OSI 域隔离，网络扩展简单方便，主服务器通过 Q3 接口连接中心机房的网关网元，Q3 接口通过 DCC 数据通道实现管理信息在服务器及 SDH 网元间的传送，支撑 1350OMS 网管系统的管理功能，实现数据传输安全、快捷。

主服务器 ETH0 和 ETH1 划分为不同的 vlan 地址段，减少不同网段间二层流量冲突，最大限度保证

网络管理的带宽需求。

呈现服务器负责 GUI 进程处理, 分担主服务器的部分负载, 并通过网络形式延伸至信息中心大屏, 方便实时监控管理。

通过数字双屏 KVM 延伸的方式, 实现维护终端的服务远程接入。基于 Web 的访问方式方便管理人员的日常维护操作。

主服务器与呈现服务器型号均为 HP-DL580G8, 每台服务器配置 4 颗英特尔至强 E7-4830 v2 处理器, 128 GB DDR3 内存, 8 块 SAS 硬盘采用 raid1+0 冗余技术, 既保障了系统的访问速度, 又确保了数据冗余, 切实保障服务器的安全、稳定运行。

3.3 工程实施注意事项

通过本期工程的实践与应用, 基于 TMN 体系的光传输网络管理系统建设中应注意以下几个方面。

传输网光管理系统选型时应充分考虑功能要求、现有网络技术体制、网元数量、型号、后续网络规划等因素, 综合考量选择适合企业现实需求的管理系统和功能模块。

光管理系统可管理的网元由各类型模块的授权数量决定, 其中 EML/NML/SDH 等模块的授权是按照等效网元来计算的 (一个 STM-1 为一个等效网元)。具体授权的配置数量须考虑现有设备型号、业务占用及近期规划等因素, 科学计算与配置。

网管建设或升级前应做好相关的数据分析及备份工作, 做好项目实施方案及预案, 防止工程建设中出现业务长时间中断或数据丢失现象。做好标准北向接口的预留, 方便后期网管系统的接入与扩展。

4 结语

基于 1350OMS 管理系统的建设方案, 具备丰富的网络管理功能, 提供了网元设备及物理拓扑的实时告警, 端到端业务快速配置, 保护业务实时调整, 高效的业务性能分析等功能。该管理系统的建设突破了之前依靠本地 CT 终端管理的局限, 丰富了管理手段、简化了操作程序, 极大地提高了西昌电力公司电力传输网的管理水平, 为智能通信网的建设提供了技术支撑。工程实践证明该建设方案安全、可靠、高效, 具有借鉴意义。

参考文献

- [1] 刘振亚. 智能电网技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- [2] 周孝信, 鲁宗相, 刘应梅等. 中国未来电网的发展模式和关键技术[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 4999-5008.
- [3] 鞠平, 周孝信, 陈维江等. “智能电网+”研究综述[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(5): 2-11.
- [4] 张东霞, 苗新, 刘丽平等. 智能电网大数据技术发展研究[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(1): 2-12.
- [5] 高志远, 严春华, 郭比亚等. 智能电网与智慧城市业务互动研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(2): 65-73.
- [6] 赵晋泉, 邓晖, 吴小辰等. 基于广域响应的电力系统暂态稳定控制技术评述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(5): 1-9.
- [7] 刘雪艳, 张强, 李战明等. 面向智能电网通信系统的数据聚合和访问控制方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(14): 135-144.
- [8] Yan Y, Qian Y, Sharif H, et al. A Survey on Cyber Security for Smart Grid Communications[J]. IEEE Communications Surveys & Tutorials, 2012, 14(4): 998-1010.
- [9] 邓博仁, 唐良瑞, 郝建红等. 电力 SDH 传输网的风险评价[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(20): 133-139.
- [10] Gungor V C, Sahin D, Kocak T, et al. A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2013, 9(1): 28-42.
- [11] 国家电网公司. 智能电网通信管理系统建设工作框架[Z]. 2011.
- [12] 焦群, 蔡斌. 电力通信综合网管系统发展建议[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(23): 54-57.
- [13] 吴新平. 电力通信传输网络管理系统应用[J]. 电力系统通信, 2009, 30(205): 34-38.
- [14] 施健, 马远东, 巢玉坚. 电力通信传输网管系统的集约化模式研究[J]. 电力信息与通信技术, 2016, 14(11): 99-104.
- [15] 刘月琴. SDH 传输网子网管理系统应用研究[J]. 信息通信, 2016(9): 132-134.
- [16] 伍颖, 王向阳. 电力通信传输网管运行故障实例分析及处理[J]. 电力信息与通信技术, 2016, 14(4): 121-125. WU Ying, WANG Xiangyang. Case Analysis and Processing of the Chronic Deterioration of Electric Power Communication Transmission Network Management[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2016, 14(4): 121-125.
- [17] Phipps L. Principles for a telecommunications management network[J]. ITU-T Rec.M.3010, 2000.
- [18] 刘建. 电信管理网 TMN 综述[J]. 计算机与数字工程, 2005, 33(1): 63-67.
- [19] 郝少华, 李勇, 张铁峰等. 新一代智能变电站通信网络及管理系统方案[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(17): 148-154.
- [20] 杨润平. 基于 MSTP 的老挝电力光传输网方案设计[D]. 北京: 华北电力大学, 2011.

(责任编辑:袁航)

如何确保配电网智能设备安全稳定运行

李辉

(国网新干县供电公司, 江西吉安 331300)

以提高供电可靠性为目的的智能配电网安全防护, 是利用调度技术支持平台建立配网开关图, 实现各部门之间全数据共享, 以设备异动与整定计算同步流转为基础, 支撑图库数据的更新管理。同时, 通过源端验收管理、状态检修, 统一建设标准, 保障设备质量和智能设备可靠运行, 顺利对接配网自动化建设, 以经济性和有效性为出发点, 优化智能设备整定与网络布点。结合国网新干县供电公司对配电网智能设备安全稳定运行的做法进行阐述。

1 配电网智能设备安全稳定运行产生的背景

随着供电公司配网改造不断深入, 配网供电能力大大增强, 但新干县公司配网自动化仍未完全实现, 与此同时客户对供电可靠性要求却越来越高, 而智能设备(包含10 kV柱上开关、控制箱、互感器通讯设备等)作为智能配电网中极其重要的设备, 对配网安全稳定运行有着举足轻重的作用。配电网向智能配电网转变, 对安全防护提出了更高的要求, 从近3年来的运行看, 出现了各厂家产品模块操作差异较大, 出现控制器与开关死联, 造成开关无法进行手动操作, 受环境影响较大, 安装于室外, 无相应降温、除湿措施, 故障率偏高, 产品仅凭出厂试验合格证入网, 安装后未试验调试, 入网验收把关不严, 没有形成科学的入网验收程序诸多问题, 严重影响了公司供电可靠性指标, 增大了优质服务压力。基于此, 管理好配网智能设备显得极为迫切, 新形势给配电网运行管理提出了更高要求。

原有粗放型管理方式已不能满足电网发展的需要, 电网的发展使得各项业务深度融合, 各专业部门之间相互依靠, 近年来, 各县供电公司加大了乡镇电网建设, 配网智能设备数量日益增多, 但由于缺乏相应的管理流程、管理制度、统筹规划等, 导致了运行管理方面的问题集中在班组, 信息不流通难以得到解决, 造成配调“盲调”; 另一方面, 基层管理人员长期存在继电保护专业基础薄弱问题, 运维检修部未配

置配网保护专业管理专责。因此, 强化配电网保护专业管理并使之流程化是亟待解决的问题。

智能配电网的网络规划缺乏前瞻性和科学性, 主网发展规划必须讲究前瞻性和科学性, 10 kV配电网智能设备的选型、布置并没有纳入规划内容, 完全由运维班组凭经验计划实施, 受班组专业技能水平的限制, 往往其考虑问题不全面、不科学、缺乏前瞻性, 造成经济上的浪费。

新形势下配网智能设备管理迫切需要内部控制管理, 有效避免重复建设, 尽量消除运行风险, 并通过加强培训, 不断提高运维人员专业技能水平, 依托调控技术支持平台建立数据共享, 优化配电网络设计, 推动配网继电保护管理向“流程化、规范化、精细化”转变, 实现企业科学管理、运行稳定、经济可靠、风险可控。

2 配电网智能设备安全稳定运行的几点做法

2.1 建立配调电子图形, 实现全数据共享

新干县公司充分应用已有的EMS调控平台, 构建配调智能设备标准化电子图形, 以满足配网调控的实际应用需求。

按照配网图形规范标准, 构建配调电子图形。图形从变电站出线开关开始绘制, 要求包含智能设备、普通开关及安装杆号, 开关旁标明名称及保护速断、过流定值, 不同类型开关用颜色加以区分, 图纸与变电站接线图、单线图建立超级链接, 变电站出线开关关联有功和无功动态数据以供浏览。

在调度OMS系统中完善配网异动流程模块。将配网智能设备异动由运行方专责审核、调控员审核上图环节同步至配电自动化系统执行。最终实现配网自动化系统Web网页的浏览, 满足各专业对图形、设备状态、主要参数查询及大数据的共享需求。

2.2 设备异动与整定计算同步流转

2.2.1 调度OMS系统流程的构建

配网智能设备的管理重点在于流程的规范, 而

目前配网异动只针对配网单一设备的异动，智能设备的新增、变更在配网异动中并不能体现，从而导致了智能设备信息无法横向互联和纵向贯通，智能设备的整定仅仅停留在配网检修班，缺乏有效监督，给配网调控运行带来诸多隐患。

新干县公司在配网异动管理流程的基础上，通过调度OMS系统中配网模块，建立配网智能设备图库，并在异动流程中进行同步流转，以实现各部门之间智能设备的信息纵向贯通。利用调度EMS系统，建立配网智能设备图库与调度DFWEB浏览系统数据连接，实现两个系统的横向互联。如图1所示。

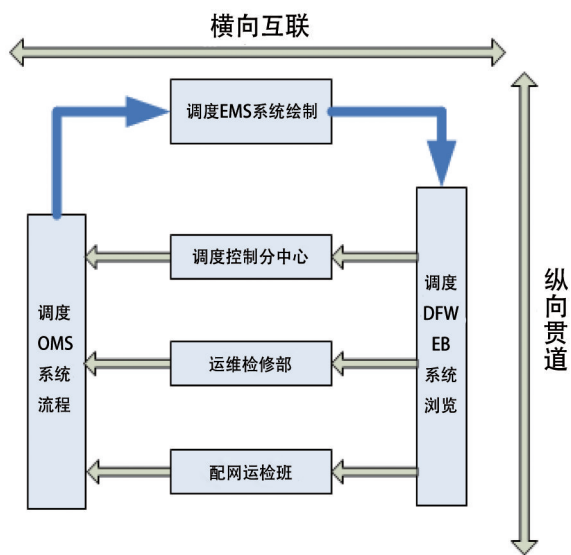


图1 调度支持系统的横向互联与纵向贯通

2.2.2 配网智能设备整定计算管理流程的构建

新干县公司根据配网管理规范制定适合自身管理要求的智能设备管理流程，以提高数据流转的工作效率和质量。

配网运检班根据各自管辖配电线路，绘制出智能设备网络拓扑图，并结合配网异动图纸进行异动管理。同时，专业管理人员掌握简单整定计算方法和继电保护基础知识，对智能设备进行保护定值整定，并在图中添加智能设备基本参数和主要整定值。对于新投智能设备确保在验收送电前5个工作日内递交异动后配网智能设备拓扑图至调控分中心。

调度控制分中心在接到配网定值拓扑图后，在

1个工作日内完成审核盖章工作，对于不合格的整定应进行技术纠正。

运检部作为设备管理单位，对入网设备提出管理上的要求，在接受调控中心审核的拓扑图后，1个工作日内完成审批盖章工作。对于不合格的整定应与调控部门沟通后进行修正。

运维班组智能设备拓扑图在完成审批后，即可进行现场整定。流程实现后可按照公司绩效考核进行强化。

2.3 经济性与有效性相结合

35 kV及以下设备均采用电流式保护，通过短路计算得出电流保护定值，同时与时间元件进行分段逐级配合。而10 kV配网线路的特点是线路半径长，变电站出线整定值时间配置短。据此，线路上智能设备分段数不宜过多，以免造成整定配合困难、浪费资金投入。

2.3.1 有效缩小故障停电范围

配网线路中若支线发生单相接地、相间短路故障时，根据电流三段式保护时限和过流反时限特性，以及零序电流的变化，智能设备优先于变电站出线保护开关跳闸，自动隔离故障线路，变电站出线、干线分段开关以及其他分支线路开关不因故障发生而跳闸引起停电，干线故障时，也不会引起变电站跳闸和上一级干线分段开关跳闸。环网线路根据环网方法不同，进行调整。在辐射型配电网络中，若分支线路保护越级引起干线跳闸，或干线越级导致前一级干线跳闸，则可通过检压重合闸方式，延时和次数的不同进行自愈。达到主干线先重合，成功后分支开关检有压而合闸，若故障则分闸闭锁，以达到缩小停电范围的目的。

2.3.2 灵活运用整定原则整定

布点与整定相结合。配电线路主干线分段开关采用阶梯式电流保护，从时间上、电流值上配合。主干线智能设备配置3~4个，开关时间整定一致，或者极差整定为大于等于150 ms；分支线配合前一级分段开关的定值，电流值的设定根据负荷情况，按照躲负荷启动电流和两相末端短路电流设定，过流时间上等于或小于分段开关值，速断电流要小于分段开关值的1.1倍及以上。定值根据配网潮流以及负荷分布情况进行实施实时调整，主干线保护按完

全配合原则整定。如配合确实有困难,为了保主设备,采取不完全配合或完全不配合原则。

2.3.3 案例

新干县公司根据变电站出线过流时间上限,合理安排10 kV主线分段数和支线的分段数。比如变电站出线过流时间上限为0.6 s,按照配网整定规程时间极差0.2 s的要求,主线分段采取三段形式,其后智能设备采取电流定值配合,支线智能设备按照主线时间上限整定,对于时间上无法配合时采取电流配合整定。

支线第一个智能设备均配合保护,且与上级主线智能设备配合整定,其后智能设备在没有配合时限下可仅投速断保护与上级过流配合,同时智能设备与电流故障指示器配合使用,根据故障指示器报警顺序原理,可考虑安装在智能设备之后的线路上,从而在故障情况下迅速地找到动作的智能设备,减小故障查找时间。对于线路状况较好,且满足重合闸投入条件的线路可投入一次重合闸,但重合闸时限应逐级配合整定。

2.4 源端验收管理,保障设备质量

新干县公司在入网前严把验收关。根据往年智能设备的使用情况,结合各类智能设备在运行维护中的优缺点,选择适合自己运行的设备。

断路器选择与通讯布置。配网断路器选择满足常规断路器所要求的分闸时间、绝缘耐压、动热稳定性要求。通讯布置方面,主站(子站)采用标准的以太网通信设备,主站(子站)与站端(FTU)的通信使用光纤自愈环网和光纤以太网方式,由于架空线路覆盖范围较广,采用GPRS/CDMA通讯,FTU通过通信模块和配网管理系统主站系统构成虚拟专用网。以上两种选择为后期统一协议转换提供了便利,避免了经济上的浪费。

从运行可靠性选择控制箱。新干县公司服役的智能设备大致可分为两类,一类是定值输入为一次值,操作为电动分合;第二类是定值输入为二次值,操作既可以手动分合,也可以电动自动分合。这两类开关各有优点和缺点,比如在用的浙江华仪智能设备属于一类,其操作方便,但受蓄电池和控制箱的制约,如果故障将无法手动分合;上海德力西智能设备属于第二类,形状为盖帽形,控制面板操作

不便,但不受蓄电池和控制箱的制约,可手动和自动操作。从运行可靠性方面考虑,选择带手自一体控制箱。另外,控制箱电源选择不间断供电电源,并通过全密封防水型航空接插件和户外密封电缆进行电气连接。

建立验收档案,确保资料完整性。做好设备验收工作是可靠供电的安全保障,同时也是智能设备档案资料的基础来源。因此,各运维检修班组应高度重视验收工作,理清开关设备的联接方式及投入的互感器比例,查清设备试验情况是否合格,收集设备各类参数资料(收集的资料包含:配电网设备继电保护装置说明书、保护定值清单、二次图纸、网络接线图、施工方案、负荷情况、装机容量、变压器容量及短路阻抗、架空线路、电缆、变压器、发电机、电动机、开关、电压互感器、电流互感器等相关参数及资料。),建立设备档案。

成立试验基干队伍。智能设备投入运行前最后一关是调试,即保护试验。新干县公司抽调各配电网运维检修班专业基础较好的人员组成一个基干队伍,队伍配备专业的保护试验仪器,对县域内新入网智能设备进行调试,并形成试验报告,作为验收是否合格的标准之一。

2.5 状态检修,保障智能设备可靠运行

智能设备的可靠运行离不开后期的维护管理,新干县配网运检班对各类厂家智能设备质量可靠等级进行分类,并对同一类型智能设备故障分布进行分析,对于故障率高的部位缩短其巡视周期,采取状态检修形式。经统计,智能设备故障率较高的为控制器和互感器,因此对其开展状态巡视,上半年受雷雨季节影响,开展月度巡视,在智能设备保护动作后进行重点巡视,其他设备可作为季度巡视项目,并在迎峰度夏和迎峰度冬期间开展特巡工作,巡视结束后形成巡视记录,从而保障智能设备的可靠运行。

2.6 统一标准,完美对接配网自动化建设

按照配网自动化建设的部署,目前已从试点阶段向全面建设推进,新干县公司从2017年开始建设,按照计划至2020年将全面完成。因此新入网的智能设备必须满足配网自动化规范要求。

根据配电网的规模和网络结构,配电自动化系

统可分为3层或2层结构，终端层是基础。（终端层是由配网自动化终端和一次设备开关组成，主要完成数据采集、故障检测与识别、对开关的控制等功能。）目前配网线路上在用的智能设备主要由智能控制箱、真空断路器、互感器组成，从配网自动化系统需求出发，智能终端箱（又称FTU）须具备保护、测量、控制、远动、通信等功能，且满足户外环境条件要求，开关具有电动、手动操作的功能，具有直流电动、弹簧储能操作机构，操作电源采用直流48 V/24 V，容量要求尽可能小；开关应无油化、绝缘化、小型化和低功耗，开关与互感器（PT和CT）一体化设计，PT作为单相电源，容量应为50~100 VA，须装三相CT，且CT饱和度介于测量CT和保护CT之间，状态信号包括开关分/合位置信号、弹簧储能信号、刀闸信号灯；控制接口具有分闸/合闸外接的控制接点。对于联络的配网馈线，其互感器应可双侧取电切换功能，否则将很难适应配网自动化系统的要求。因此，在配网建设过程中我们应该主动对接配网自动化建设要求。

2.7 智能配电网安全防护的监督与考核

2.7.1 配网智能设备异动流程监督与考核

配网智能设备的异动严格参照配网单线图进行异动，配电运检班在计划更换或新增智能设备前5个工作日内发起异动申请，异动情况包含智能设备安装的位置，接带负荷情况及开关命名，同时提供智能设备相关资料及整定计算稿至调控继电保护专责，继电保护专责在接到异动资料及计算稿后1个工作日内进行复核，调控负责人批准后方可下达智能设备定值单，由配电运维检修班现场执行。将配网跳闸指标纳入同业对标办公室统一管理，由配网运维检修班草拟分析报告，经运维检修部审核，对于调查分析不正确时，由联合调查小组进行调查形成正确的分析报告，经分管领导审阅后报同业对标办公室进行考核。整定资料管理和定值单执行情况由调控分中心进行考核。

2.7.2 开展“图实相符”活动

调控分中心、运维检修部和安全监察质量部联合组成检查小组，按季度开展现场“图实相符”核查活动，重点对智能设备位置、命名、运行状态、动作情况、缺陷记录等进行核查，确保智能配电网

异动数据准确，保护装置可靠运行。进而规范智能配电网图纸及保护装置的管理。

2.7.3 配网智能设备网络规划监督与考核

配网智能设备规划设计以技术先进与经济效益相结合，线路开关数量适当配置，对于线路长、故障多的线路，适当增加智能设备数量，辐射型多分支线路中主分支线路均要加装开关，次分支不加。环网线路在主分支两侧均加装开关，以减少停电范围及发挥环网作用。

配网智能设备网络规划由运维检修部牵头，调控分中心进行技术参与，由配网运维检修班现场调查及具体实施，并纳入发展策划部配电网规划。智能设备的网络配置结合配电网规划进行，在进行网架结构规划时，以电力系统经济性，可靠性和灵活性等作为基本要求。配电网智能设备网络布置合理性作为配电网规划评价指标。县公司运维检修部作为配电运检班的直接管理部门，负责对各班组的指标进行评价考核，考核指标如表1所示。

表1 配电运维检修班评价指标考核表

评价指标	定义
经济性	每条线路智能设备平均安装数量=安装智能设备总数/线路条数
可靠性	智能设备正确动作率=智能设备正确动作次数/智能设备全年动作总次数
灵活性	安装高度、安装位置不符合要求，导致操作运维不便的智能设备数量/安装智能设备总数

2.7.4 配网智能设备入网验收的监督与考核

配网智能设备入网验收由运维检修部负责。验收每个项目均明确责任单位，验收不合格的智能设备禁止投入运行；验收合格后由相应配电运维检修班申请送电。

智能设备入网验收列出重点项目及其负责单位，如：智能安装工艺是否合格，负责单位为运维检修部等，进行重点验收，如表2所示。其中，智能设备在10 kV配电网中的安装一般采用柱上断路器和杆下控制箱或采用电缆开关箱，都应采用防撞、防误碰、防通讯连接线损伤甚至防盗的措施。入网验收时按此规范进行。

表2 智能设备验收重点内容及责任单位

验收项目	负责单位
智能安装工艺是否合格	运维检修部
智能设备技术资料(包含二次图纸)图纸是否齐全	配电运检班
智能设备保护整定正确,定值单已审核、批准,并执行无误	调控分中心
智能设备保护调试合格	变电检修班
智能设备异动单及图纸正确	配电运检班

2.7.5 配网自动化建设规范化监督与考核

配网自动化的实施涉及到多部门投资,是一个系统的工程,因此配网自动化规划是必不可少的,配电网规划中必须重点对未来几年配网自动化进行重点规划,必须结合本地配电网规划的发展,制定详细的配电网实施方案,全面考虑,分期分批实施。并且对供电企业内部信息系统、室外环境、配电设备、交换机设备和配电终端设备提出更高要求,必须考虑雷电、低温和高温、雨水和潮湿、腐蚀、灰尘、振动、电磁干扰等因素的影响。智能设备终端设备的电源控制开关,在正常情况下须具备高可靠性的电源。实施配网自动化,减少人员的劳动强度,提高工作效率,使得网络操作更全面更有效,能为供电企业创造更好的经济效益和社会效益。也改变了传统的配电网运行管理模式,对运行人员也提出了更高的要求。

目前,新干县公司还处于配网自动化建设的初期阶段,公司在做好规划的同时,紧紧围绕规划搞建设,从源头抓起,到配网自动化的实现实施全过程管控,同时提高运维及运行人员的技能水平。稳抓资金、物资质量、人员方面的突出问题,责任落实的部门及相关责任人,加快建设步伐,确保建设质量。

3 结束语

随着时代发展和社会需求的不断提高,配电网作为城乡现代化建设的基础,必须提高自身的自动化水平,提高配电网供电可靠性,配电自动化是必由之路。而在电网建设中,配电线路智能设备的应用意义重大,面对新设备、新技术的应用将对人员的素质提出更高的要求,对管理提出了更大的挑战。

新干县公司紧紧围绕优化提升智能设备管理水平,充分满足配网自动化发展需要,建立共享图纸,优化网络配置、构建管理流程,强化人才培养,实践证明,取得了较好的效果,电网安全得到保障,提高了供电可靠性。通过建立配网自动化系统 Web 浏览网页,实现配调电子图形数据共享,满足了各专业图形、设备状态及主要参数等大数据共享,实现了调度、运检、营销多专业系统的信息贯通,实现对配网安全运行可控、在控、能控的目标,同时支撑配网抢修指挥的故障研判分析,提升配网设备管理与主动抢修水平,为电网的安全稳定、可靠供电和优质服务提供了更加可靠的保障。

参考文献

- [1] 王士政. 电网调度自动化与配网自动化技术(第2版)[M]. 中国水利水电出版社, 2006.
- [2] 国家电网有限公司运维检修部组编. 配网自动化运维技术. 中国电力出版社, 2018. 06.
- [3] 郭谋发. 配电网自动技术(第2版)[M]. 机械工业出版社, 2018. 05.

作者简介

李辉,男,运检技术专责,主要研究配网自动化运维技术和配电网安全网格化管理。

(责任编辑:袁航)

资讯

南方电网荣获“2018年度中国走进东盟成功企业奖”

1月17日,中国—东盟商务理事会在北京举行“2018年度中国走进东盟成功企业奖”颁奖典礼。南方电网公司等10家企业获评该奖项。

大会评委会认为,南方电网公司充分发挥地缘优势,十几年来坚持不懈推进与东盟的合作,在越南、老挝、缅甸、马来西亚等东盟国家开展了务实的电力合作,得到了政府、企业和民众的好评。大会对公司多年来积极参与东盟特别是澜湄区域电网互联互通和电力合作取得的成绩表示充分肯定,对公司为澜湄国家经济社会发展以及民心相通、设施联通所作的贡献表示钦佩。

来源:南方电网报

变电站电量采集装置 通信故障的调试方法

韩广伟, 于福水, 潘鹏飞

(国网辽宁省电力有限公司大连供电公司, 辽宁 大连 116002)

摘要: 在农网改造中, 在电量采集装置的安装调试中出现大量通信故障的现象, 对电量采集系统的实时性、准确性造成很大影响。文章基于现场调试的常见故障, 分析了电量表计配置、通信断线、电能表485串口等主要故障原因, 并提出行之有效的调试方法。从实际应用情况看, 成功提高故障排除效率、减少故障查找延时, 现场调试电量装置成功率达到99%。

关键词: 电量采集系统; 电能表; 通信故障; 调试方法

中图分类号: TM734

随着电力调度数据专网的广泛应用, 基于该网络技术的关口电量采集得以在大连农网全面部署。但在农网改造中, 电量采集装置的安装调试, 出现大量与电能表之间通信故障的现象, 对电量采集系统的实时性、准确性造成很大影响。本文通过分析改造中遇到的常见故障, 总结出行之有效的调试方法, 提高了电量母线平衡率, 促进了同期线损的管理水平。

1 变电站关口电量采集系统的结构及功能

变电站关口电量采集系统可划分为网络部分和电量采集部分, 其结构图如图1所示。电量采集部分主要由智能电能表、关口电量采集装置组成^[1], 实现变电站现场的电能量采集功能, 由关口电量采集装置通过485通信总线收集多个智能电能表的实时电量数据并记录上传。网络部分由电量采集装置和电力调度数据专网组成(不具备数据专网的变电站通过GPRS网络通道实现), 实现关口电量数据的上传和主站命令下发执行功能。

主站通过数据专网实现电量的周期性自动采集、补采、历史数据召唤、链路测试等功能。电量采集装置对上实现采集电量数据上传、执行主站下发的查询命令, 对下完成对接入电能表计的周期性、实时性采集、记录和通信测试功能。电能表计采集被检测元件的电压、电流, 计算出正向有功、反向有功、正向无功、反向无功等电量数据, 通过485电缆上传至电量采集装置。由图1可见, 关口电量采

集装置在系统中起到承上启下的作用, 关口电量采集装置配置4路485总线口, 容量最多可采集64块电能表数据。通信插板配置双网卡双网口, 可同时进行2路网络上传, 根据需要可更换为GPRS通信的通信插板, 通过GPRS网络进行数据交互。

图1 变电站关口电量采集系统结构图

2 故障现象及调试方法

电能表接入关口电量采集装置过程中, 如其中一块或多块电能表因通信中断将导致读数无法被电量采集装置采集。主站侧显示该表计无数据, 母线平衡存在电量缺口, 厂站侧电量采集装置中显示该

表计通信断线。调试现场应及时查找原因并恢复通信，避免影响母线平衡。

引起电能表与关口电量采集装置之间，通信故障的主要原因按电量采集系统的结构由上至下可分为三部分：电量采集装置的表计通信配置错误、通信电缆断线或接线错误、电能表通信故障。因此，根据以上3种故障原因，提出逐项排除的调试方法找出故障点，既可以提高处理速度，又降低了其他部门协调的难度。

2.1 检查电量采集装置中表计设置

电量采集装置通过配置表计设置中的通信参数，与电能表实现485通信功能。通信参数主要有通信规约、波特率、表地址3项，其余如奇偶校验、数据位、停止位保持默认值。根据变电站常用表计通信参数做出统计，如表1所示。

根据表1可知，电能表通信参数中通信规约可在电表外壳获取，国产电能表普遍使用DL/T 645—1997或2007规约，其波特率按照1997规约1200 Bd、2007规约2400 Bd配置。现场调试过程中大部分电能表的通信中断是由于表地址错误导致，在实际配置通信地址时如果无法从表外壳获取正确表地址，可以通过以下3种方法获取通信地址。

条形码。如华立仪表DSS331型电能表表壳标注条形码0100222200013098117，其通信地址为条

形码后8位即13098117。威胜DTZZ341型电能表其通信地址同样为其条形码后8位，但应去掉最后一位序号位，如条形码为020013098219，其通信地址为1309821。

表内查看。电能表程序配置有对应代码，通过按键查找通信地址，同样须要去掉最后一位序号位。

利用调试软件读出电表地址。使用电表通信协议软件下发读取设备地址命令，根据接收到的信息获取电表地址。以DL/T 645—2007规约为例，如软件下发：68 aa aa aa aa aa 68 13 00，DF 16接收：68 17 81 09 13 00 00 68 93 06 45 B4 95 48 53 35 F3 16，其中两组68之间的数字17 81 09 13 00 00为该表地址，由后至前为000013098117。

将以上3种方法获取的电能表地址输入电量采集装置，查看电量采集装置与电表是否通信成功，若通信成功，则故障排除；若仍然处于中断状态，则继续查找故障原因。

2.2 检查通信电缆接线

电能表485通信电缆采用总线结构布线，每块电能表的485端子1A相连、1B相连，分别接到电量采集装置的485总线的一组A和B，其接线如图2所示，若其中几块电能表通信故障，不影响其他电能表通信。查找485电缆接线应先对电缆进行外观检查，如芯线色标识、虚接等^[2]。外观检查无误后，

表1 常用电能表通信参数

常用电能表通信参数						
厂家	型号	通信规约	波特率	条形码	表计通信地址	表地址标记方式
威斯顿	DSZ178	DL/T645—1997	1200	020011592020	20011592020	外壳标记
长沙威胜	DTZ341	DL/T645—1997	1200	020013098219	1309821	表内查看
	DSSD331	DL/T645—1997	1200	07324159	7324159	外壳标记
	DSZ535	DL/T645—1997	1200	09324159	09324159	外壳标记
	PL35	DL/T645—1997	1200	99001464	99001464	外壳标记
江苏林洋	DTZ331	DL/T645—1997	1200	08327075	08327075	外壳标记
	DTSD71	DL/T645—1997	1200	07454589	17	厂家自定义
宁波三星	DSSD71	DL/T645—1997	1200	02196319	2196319	外壳标记
	DTZ188	DL/T645—2007	2400	10708—2—11380592	11380592	外壳标记
泰瑞捷	DTSD188	DL/T645—1997	1200	1209100566	1209100566	外壳标记
华立仪表	DSZ535	DL/T645—2007	2400	020012353337	02001235333	表内查看
	DSSD331	DL/T645—1997	1200	0100222200013098117	13098117	表内查看

可单独将某一电能表接至电量采集装置，配置好通信参数后，查看电量采集装置中该电能表是否通信正常，若通信正常则表示该电能表 485 电缆接线存在故障；若仍然通信中断则查找下一项。

图2 电能表 485 接线图

2.3 检查电能表 485 通信功能

验证电能表的 485 通信功能是否正常，首先检查通信断线电能表是否配置有辅助电源且直流电压是否为 220 V，电能表在辅助电源正常情况下，即使计量电压为 0 也不会关闭 485 通信功能。其次检查电能表计量电压接线是否开路，电能表在三相输入电压都低于 $60\%U_n$ （额定电压），在现场状态关闭 485 口通信功能。对于已投运的变电站，该情况只存在所用变电站电能表上，在所用变电站退出运行时其对应的电能表因输入电压低于 $60\%U_n$ 而关闭 485 口通信功能。对于其他电能表如主变主一次、主二次、进线、馈出线的电能表因其输入电压取自其对应的电压小母线，在无外因作用下不会出现输入电压低于 $60\%U_n$ 的情况。

排除外部因素后，利用笔记本电脑串口调试软件模拟电量采集装置与电表通信，检查电能表的通信功能。电能表通过 485 串口转 USB 连接线连到电脑，接线图如图 3 所示，通过调试软件确定是否能够接受电能表的报文来验证电能表的通信功能。

图3 串口调试软件接线图

以测试威胜生产的 DSSD331 型电能表为例，串口调试软件按照电能表通信配置波特率、数据位等，规约地址输入电能表地址，点击“读数据”，确认电表 485 口是否正常，若右侧窗口能够读取电量报文，

表示该表 485 通信功能正常；若读取失败，则表示该表计 485 通信功能故障。

3 结论

通过以上三个步骤可以准确查找变电站电量采集系统电能表接入故障，有效降低该故障排除的难度，降低大连地区变电站电量采集系统接入的故障率。从实际应用情况看，成功地提高了故障排除效率，减少了故障查找延时，现场调试电量采集装置成功率达到 99%。

参考文献

- [1] 牛春霞. 关口电量采集系统现场故障排查方法的改进[J]. 河北: 中国高新技术企业, 2010(21).
- [2] 朱惠娣. 电厂电能量自动采集系统的探讨[J]. 无线互联科技, 2015(08).

作者简介

韩广伟(1987—),男,本科,助理工程师,从事保护自动化技术工作。

于福水(1992—),男,本科,助理工程师,从事保护自动化技术工作。

潘鹏飞(1978—),男,本科,高级工程师,从事调度自动化技术工作。

(责任编辑:袁航)

资讯

舟山 500 kV 联网输变电工程投运

1月15日,舟山500kV联网输变电工程投运。这是我国电力建设史上规模最大、技术难度最大的跨海联网输变电工程,创造了建设世界最高输电高塔、敷设世界首条500kV交联聚乙烯海缆等14项世界纪录。

该工程新建的两座380m输电高塔,采用同塔混压四回线路,打破了输电铁塔高度、重量、高塔基础边长等十项世界纪录。工程敷设的世界首条500kV交联聚乙烯海缆,为自主研发生产。海缆施工应用的施工船“启帆9号”,是我国独立设计生产的先进海缆施工船,为海缆敷设提供了可靠的装备技术支撑。新建成的威远变电站是我国首座建设在海洋滩涂上的500kV变电站,标志着国家电网有限公司成熟掌握了在海洋滩涂上建造500kV变电站的关键技术。

来源:国网基建部、国网浙江电力、国家电网报

提高配网接地选线准确率

吴炜, 孙龙

(国网浙江余姚市供电有限公司, 浙江 余姚 315400)

摘要: 针对配网接地选线准确率低的现状, 结合余姚电网实际情况, 确立了提高配网接地选线准确率至50%以上的目标, 分析了接地选线装置准确率低和投运率低的原因, 确定了信号采样率低、信号存储容量较小、未采集电压数据、管理不规范为接地选线准确率低的要因, 制定了详细的实施对策, 实现了余姚公司所辖配网接地选线准确率达到72%, 对经济和社会发展具有重要意义。

关键词: 接地选线; 准确率; 配网

中图分类号: TM72

1 选题理由

单相接地故障是电网中最常见的故障, 小电流接地系统中发生单相接地故障时, 若长期运行, 可能引起人身、设备安全事件, 甚至引起故障范围扩大, 导致系统过电压, 破坏电网安全运行。为快速隔离故障, 应立即对接地线路进行拉停, 如何在众多线路中快速准确地判定故障线路成为当务之急。

电力调控员需要通过试拉线路来判断接地线路, 2015—2016年, 余姚电网10 kV线路共发生单相接地故障共有126条次, 共试拉线路832条次, 平均每次接地须试拉线路6.6条次, 接地选线准确率仅为15.1%。平均每条试拉线路引起停电约2 min, 给用户带来了不必要的停电, 也给电力公司造成了的损失。如何提高配网接地选线准确率是一个重要研究课题。

2 现状调查

现状调查一: 部分变电站未安装接地选线装置。

目前余姚电网共有35~110 kV变电站47座, 其中, 35 kV变电站15座, 110 kV变电站32座, 未安装接地选线装置的变电站有5座, 占比10.6%。未安装接地选线装置的变电站均为新建110 kV智能变电站, 主要是由于变电站典型设计中已取消实体接地选线装置。

现状调查二: 变电站接地选线装置投运率较低。

余姚电网已安装接地选线装置的变电站共有42座, 其中, 接地选线装置正常投运的变电站有29座, 占69.04%, 接地选线装置未能投入(包括装置黑屏、死机等)的变电站有13座, 占30.96%。

现状调查三: 近两年接地故障较多且接地选线

装置选线准确率较低。

对2016年、2017年接地故障次数进行了统计。其中, 2016年发生接地故障57条次; 2017年发生接地故障69条次。对其中发生接地次数最多的前6座变电站进行接地选线准确率统计, 可以发现, 其选线准确率均在15%以下。

由此得出, 导致配网接地选线准确率低的因素中, 接地选线装置未正常投运、接地选线装置选线准确率低是最为关键的两个影响因素, 占选线准确率低的总体的95%, 因此, 只要有效解决了这两个问题, 就能大幅度提高接地选线的准确率。

3 确定目标

为了提高所辖10kV配电网线路的供电可靠性, 结合实际情况, 确立了目标: 将配网接地选线准确率提高至50%以上。

4 原因分析

针对现状调查, 结合实际情况, 通过对选线装置准确率低和装置投运率低进行分析, 得到配网接地选线准确率低的末端原因: 信号采样率低、信号存储容量较小、未采集电压数据、缺陷无法及时消除、管理不规范、接线老化、元器件损坏。

5 要因确认

确认一: 信号采样率低。在变电站现场测试选线装置, 发现接地选线装置的80486中央处理器, 工作频率仅有50 MHz高速运算能力严重不足, 导致对接地选线装置信号捕捉不完整, 仅能采集整个故障过程中部分时段的信息, 每路信号采样率仅为

5 kB/s, 捕获不到高频信号。

影响程度分析: 单相接地故障发生时, 电网信号的暂态过程可能产生 4 kHz 的信号, CPU 高速运算能力不足, 会导致接地选线装置捕获不到高频信号, 严重影响对信号的采集, 导致采集出的信号失真较多, 同时, 中央处理器高速运算能力不足会导致其发热严重, 从而影响装置使用寿命, 因此, “信号采样率低”对目标的实现会产生影响, 为要因。

确认二: 信号存储容量较小。发现接地选线装置存储容量较小, 其内存容量仅有 50 MB, 硬盘容量仅有 500 MB, 存储容量极其有限, 最大只能支持记录故障消失前后录波数据 40 个周波, 导致接地选线装置只能采集整个故障过程中部分时段的信息, 而不能获取故障前与故障后的全部波形信号。

影响程度分析: 单相接地故障发生时, 故障前后的全部波形信号均为判断小电流接地的的重要因素, 一般情况下发生单相接地故障波形记录过程中记录 400~450 个周波时, 可以得出较为明显的故障波形。因此, “信号存储容量较小”为要因。

确认三: 未采集电压数据。发现接地选线装置选线原理较为单一, 只采集三相电流数据而没有采集三相电压数据。在接地选线过程中, 三相电流数据若能与三相电压数据相结合, 能够更好地反应接地情况。

影响程度分析: 各类故障发生时, 往往伴随着零序电压升高的现象, 接地选线装置只采集电流数据未采集电压数据, 会导致判断故障线路时缺少一项重要的判据, 会降低对接地故障的辨识准确率, 因此, “不采集电压数据”对目标的实现会产生影响, 为要因。

确认四: 缺陷无法及时消缺。因部分变电站的接地选线装置投运时间久, 容易发生故障, 如出现的缺陷无法及时消缺, 将会导致接地选线装置无法正常运行。

影响程度分析: 查阅变电检修班消缺记录, 发现缺陷均能在规定时间内消缺, 因此, “缺陷无法及时消缺”对目标的实现不会产生影响, 为非要因。

确认五: 管理不规范。因接地选线装置属于辅助设备, 不属于安全自动及继电保护装置的范畴, 需要一整套完备的管理制度来规范其安装、运行、

检修、备品备件等管理过程, 如缺少相关管理制度, 将会对接地选线装置的正常运行带来困难。

影响程度分析: 发现缺少接地选线装置相关工作要求, 导致对接地选线装置的管理十分混乱, 各职能部门权责不明, 直接影响接地选线装置无法有效运行。因此, “管理不规范”对目标的实现会产生影响, 为要因。

确认六: 接线老化, 元器件损坏。因部分变电站的接地选线装置投运时间较长, 存在内部接线老化, 元器件损坏的情况, 如出现接线老化, 元器件损坏等情况, 将会造成接地选线装置无法正常运行。

影响程度分析: 因故障点在装置内部, 隐蔽性强, 极难发现, 厂家人员进行装置内部检查, 发现装置不存在接线老化、元器件损坏的情况。因此, “接线老化、元器件损坏”对目标的实现不会产生影响, 为非要因。

6 对策实施

6.1 实施一: 提高接地选线装置的采样率

采用 32 位 600 MHz DSP 技术的 I5 中央处理器。配置与接地选线装置型号一致的中央处理器 (CPU), 采用高端 32 位 600 MHz DSP (数字信号处理) 技术的 I5 处理器, 提高了接地选线装置的运算能力。

利用 SQL Sever 数据库技术提高采样率。利用 SQL Sever 技术建立了各种信息的数据库, 并通过 Visual C++ 提供的 MFC ODBC 数据库, 来实现对数据库的访问, 理论上每个周波可以采集 256 个数据点。

实施效果: 利用新的录波程序, 进行了一次接地选线装置采样率测试: 实施前采样率为 5 kB/s, 实施后采样率为 12.8 kB/s, 经过更换 CPU 及升级录波程序, 实施前后采样率有了大幅度提升, 录波波形更加完整、准确, 因此目标实现。

6.2 实施二: 增大录波信号的存储容量

采用金士顿 2 GB DDR3 1333 内存条。配置与接地选线装置型号一致的内存条, 更换具有更大储存容量的金士顿 2 GB 内存条, 从而提高对录波数据的存储能力。

采用东芝 5400 转 320 GB 混合硬盘。配置与接地选线装置型号一致的硬盘, 更换具有更大储存容量的东芝 32 GB 硬盘, 从而提高对故障信息的存储

能力，并防止出现装置失电后信息丢失的现象。

实施效果：经过升级内存容量及硬盘容量，其存储容量有了大幅度提升，录波程序已能储存500个周波，当故障前后录波数据达到500个周波时，能较清楚地显示出故障波形，而录波数据达到40个周波时，故障前后录波数据几乎一致，会导致接地选线失败，可以看出当录波数据达到500个周波时，更易判断出故障线路，因此目标实现。

6.3 实施三：采集零序电压数据

在装置中加装电压采集模块，反映出三相电压情况。加装电压采集模块，采集各母段PT零序电压（PT开口三角电压）信号及相电压信号，在接地故障发生时，结合零序电流、零序电压实现对接地故障的综合分析判断。对零序电流判断的同时，也实现对三相电压的分析判断。

建立典型故障波形辨识数据库及相应编码设计，实现故障类型辨识。建立波形数据库及相应编码设计，实现对铁磁谐振、消弧线圈串联谐振、单相接地、单相断线等故障的收录，实现故障的辨别区分。

采用基于过程分析的故障诊断及选线算法。采用基于过程的故障诊断及选线，先判别故障类型，确定是支路接地故障的，再行判断选线，同时，因故障可能是由多个单一过程复合而成。所以，需要将单一过程从整个故障波形中剥离出来，分别诊断（包括故障的类型和区域），得到准确结论。

实施效果：利用新的选线算法，模拟出铁磁谐振波形，三相电压缺失，中性点电压突变，并作阻尼运动方式，衰减，电流信号无明显变化，接地选线装置判断为PT故障，判断准确，因此目标实现。

6.4 实施四：制定一系列配套运行管理规范

制定安装、验收、运行、维护等工作规范。编制并印发了《关于加强110 kV西姜变小电流接地选线装置升级消缺工作的联系函》，筹备升级消缺事宜，协调调控中心、变电检修班、变电运维班等各参与部门之间的工作关系。同时，编制并印发了《110 kV西姜变小电流接地选线装置安装方案》。

编写对接地选线装置管理工作要求。编制并印发了《余姚市供电公司接地选线装置管理办法（试行）》，明确了接地选线装置的使用条件及各项参数，以及日常运维方面存在的工作风险、工作前提、

工作申请步骤、工作操作步骤等事项以及日常检修方面的注意事项。

实施效果：制定接地选线装置安装、验收、运行、维护等工作规范，并编写了对接地选线装置的工作要求，同时将接地选线装置纳入了备品备件库，对接地选线装置的管理已进入正轨，目标实现。

7 效果检验

7.1 效果验证

随着一系列对策的完成，为配网接地选线提供了理论和现实依据，2016年7月，余姚公司安排对前6座发生接地故障较多的110 kV变电站的接地选线装置进行了升级改造，2016年7月至2017年12月，余姚公司所辖配网接地选线准确率达到了72%。

7.2 经济效益

课题实施后，2016年7月至2017年12月间共发生配网10 kV线路小电流接地故障90条次，其中，试运行的6座变电站共发生10 kV单相接地故障65次，选线准确率达到100%，与未装设接地选线装置时相比，按活动前平均试拉6.6条计算，共减少停电线路约364条，按每条次线路减少停电时间10 min、每条线路平均3000 kW负荷计算，这些准确选线直接产生的电量就是 $364 \times 0.17 \times 3000 = 185640$ kWh。依据工业用电计费标准，每度电0.8元，可知减少经济损失 $185640 \times 0.8 = 148512$ 元，因此，通过改进接地选线装置，产生了较好的经济效益。

7.3 社会效益

通过提升配网接地选线准确率，减少了用户停电数量及停电持续时间，减少由于停电或者电力设备故障引起的不必要的损失，大大提高了用户的优质服务水平。

为进一步巩固活动成果，小组采取了以下措施：在未安装接地选线装置的变电站中，符合安装条件的，加装接地选线装置。在已安装接地选线装置的变电站中，持续对接地选线装置进行统一升级改造。

作者简介

吴炜(1985—)，男，高级工程师，从事电网调度运行研究工作。

孙龙(1989—)，男，工程师，从事电网调度运行研究工作。

(责任编辑：袁航)

降低 10 kV 线路故障率

张智博, 钱积宏, 李德恒, 于国英

(国网辽宁朝阳喀左县供电公司, 辽宁 喀左 122300)

1 选择课题

国网喀左县供电公司负责全县 22 个乡镇、2 个工业园区、42.3 万人口的供电服务工作。10 kV 配电线路 92 条, 总长度为 1947.638 km, 10 kV 配电变压器 2076 台, 总容量为 165.149 MVA; 0.4 kV 台区 1981 个, 0.4 kV 线路 3310 km。据统计, 2017 年国网喀左县供电公司 10 kV 线路发生故障跳闸 291 次。10 kV 线路频繁发生故障, 既影响了用户的正常生产和生活, 又对社会造成了不良的影响, 同时也增加了运维人员的劳动强度和供电企业的运维成本, 影响了供电公司各项生产、经营指标的完成。

2018 年国网朝阳供电公司要求 10 kV 线路跳闸率同比降低 30%, 因此 QC 小组将“降低 10 kV 线路故障率”作为本次活动课题。

2 课题目标

设定目标: 2018 年 10 kV 线路故障率同比降低 30%。

小组通过查找相关数据和资料, 对喀左县 2017 年 10 kV 线路故障按原因进行了分类统计, 如表 1 所示, 雷暴天气、落异物、树害、外力破坏四点原因造成的线路故障次数累计占比超过 77%。

小组根据调查得出的数据, 对 10 kV 线路故障超出平均值数量进行分析, 确认可减少故障 95 次, 10 kV 线路故障率同比降低 32.6%。小组认为 10 kV 线路故障率同比降低 30% 的目标是可以实现的。

3 分析原因

小组成员运用“头脑风暴法”, 收集影响问题的

原因, 并一一列出, 进行讨论分析, 绘制成原因分析关联图, 如图 1 所示。

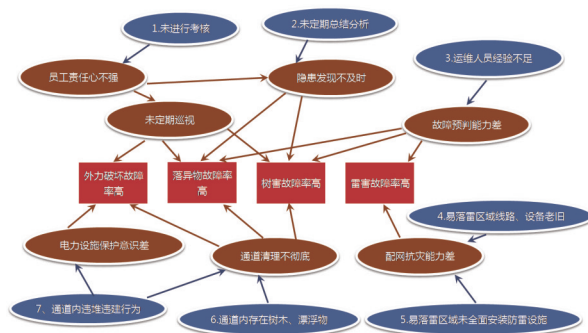


图 1 原因分析关联图

从关联图中找出以下 7 个末端原因: 未进行考核; 未定期总结分析; 运维人员经验不足; 易落雷区域线路、设备老旧; 易落雷区域未全面安装防雷设施; 通道内存在树木、漂浮物; 通道内存在违建行为。

4 确定主要原因

小组通过查找资料、调查统计、现场验证等方式一一确定要因。

确认一: 未进行考核。

确认内容, 故障跳闸是否进行考核。

确认依据, 《喀左县供电公司综合业绩考核管理办法》。

确认方法, 查看考核记录。

确认分析, 10 kV 线路故障未进行考核。

确认结论: 要因。

确认二: 未定期总结分析。

确认内容, 是否定期总结、分析。

表 1 2017 年 10 kV 线路故障原因统计表

故障原因	雷暴	树害	落异物	外力破坏	设备本体	不明原因	大风	鸟害	粘雪	合计
故障数量	95	51	44	33	19	18	12	11	8	291
占比	37%	16%	13%	10%	7%	6%	4%	4%	3%	100%
累计	33%	50%	65%	77%	83%	89%	93%	97%	100%	100%

确认依据，每月对10 kV线路故障情况进行总结、分析。

确认方法，查找资料。

确认分析，每月召开隐患排查治理月度评估会议，对10 kV线路故障情况进行总结、分析。

确认结论：非要因。

确认三：运维人员经验不足。

确认内容，运维人员是否因经验不足。

确认依据，从事配电运维工作3年以上人员达到80%。

确认方法，调查统计。

确认分析，配网运维人员共105人，从事配网运维工作3年以上的96人，占比91%。

确认结论，非要因

确认四：雷区线路、设备老旧。

确认内容，雷区10 kV配电线路、设备是否运行年限长、性能差。

确认依据，存在陶瓷担、无钢芯等老旧线路。

确认方法，查找资料、现场验证。

确认分析，10 kV北岳线等雷害高发线路无陶瓷担和无钢芯导线。

确认结论，非要因

确认五：雷区未全面安装防雷设施。

确认内容，10 kV线路易落雷区域是否全面安装防雷设施。

确认依据，位于山坡、空旷的易遭受雷击地段，线路安装防雷设施。

确认方法，现场验证、调查统计。

确认分析，10 kV线路易落雷区域未全面安装防雷设施；2017年雷暴天气造成10 kV线路故障109次。

确认结论，要因。

确认六：通道内存在树木、漂浮物。

确认内容，10 kV线路通道内及周边是否及时砍剪树木。

确认依据，10 kV线路防护区内及周边无超高树木、无易被风刮起危及线路安全的物体。

确认方法，现场验证、调查统计。

确认分析，10 kV大东线等线通道内存在树木及漂浮物；2017年漂浮物及树木造成10 kV线路故

障86次。

确认结论，要因。

确认七：通道内违堆违建行为。

确认内容，10 kV线路通道内是否存在违堆、违建行为。

确认依据，10 kV线路防护区内无危及电力设施安全的建筑物。

确认方法，现场验证、调查统计。

确认分析，通道内存在危及电力设施安全的建筑物；外力破坏造成10 kV线路故障28次。

确认结论，要因。

5 制定对策

小组召开专题会议，集思广益，确定出解决问题的多种方案，分析论证和咨询，相关部门进综合绩效评估，确定最终实施对策。

5.1 “未进行考核”的实施对策

制定故障考核实施方案，提高线路巡视质量。

实施目标：10 kV线路故障率同比降低30%。

具体措施包括，对考核内容、项目进行统计、梳理；明确考核内容、标准、办法；下发各单位年度考核指标。

计划完成日期：2018年3月30日。

5.2 “雷区未全面安装防雷设施”的实施对策

加装防雷设施，提高线路防雷能力。

实施目标：重点雷害区域全面安装防雷设施。

具体措施：3月10日—3月30日，统计易落雷线路；4月01日—6月30日，雷区线路统一安装放电间隙、避雷器、绝缘护罩。

计划完成日期：2018年6月30日。

5.3 “通道内存在树木、漂浮物”的实施对策

对策实施一，加大隐患排查力度，开展线路清障专项活动。

实施目标：10 kV线路防护区内及周边无超高树木、无可能被风刮起危及线路安全的物体。

具体措施：4月21日—5月10日，对通道内的障碍物进行统计；5月11日—7月15日，集中清理；7月16日—8月6日，督查协调整治；8月7日—8月25日，检查验收评比。

计划完成日期：2018年8月30日。

对策实施二,开展监察性巡视工作,定期检查和指导。

实施目标:每月开展监察性巡视1次。

具体措施:每月25日统计10 kV故障跳闸较多的线路;每月26日—30日,领导和管理人员分工包片对排名前三的线路进行检查;每月上旬对巡视结果进行总结、分析。

计划完成日期:2018年9月30日。

对策实施三:更换绝缘导线,提升线路运行能力。

实施目标:更换绝缘导线11.53 km。

具体措施是,4月01日—6月30日,将跨越林区、棚区、村庄的裸导线更换为绝缘导线。

计划完成日期:2018年6月30日。

5.4 “通道内违建行为”的实施对策

对策实施一,政企联动,合力杜绝外力破坏。

实施目标:10 kV线路防护区内无危及电力设施安全的在建、已建的建筑物和构筑物。

具体措施:调整综合执法中队成员,畅通沟通渠道;针对性下达整改通知书后,拒不清理违建、违建的,由执法中队进行清理。

计划完成日期:2018年9月30日。

对策实施二,开展专项宣传,保护电力设施安全。

实施目标:提高大型机械驾驶员保护电力设施意识。

具体措施:对全县范围内大型机械进行普查、统计;针对大型机械驾驶员开展专项宣传。

计划完成日期:2018年9月30日。

6 对策的实施

6.1 制定故障考核实施方案,提高线路巡视质量

为增强运维人员责任意识,公司制定《10 kV线路故障考核实施方案》,方案包括考核目标、时间、内容、标准、办法及跳闸指标等8大方面,制定奖励、处罚标准10项29条,同时为便于考核制定了故障考核处罚单、申请奖励表。并下达了各生产班组年度10 kV线路故障考核指标,对最终得分前3名的单位进行奖励。2018年2—9月累计对14个业务部通报处罚和奖励26次,其中通报处罚12次,罚金800元,通报奖励14次,奖励7000元,避免因设

备的重大缺陷而引起的线路故障14次。

6.2 加装防雷设施,提高线路防雷能力

喀左县属丘陵地貌,10 kV北岳线、十老线、大东线、北矿线、南草线、北房线、南草线、北房线、大六线、甘水线、北镇线、公营线等18条线路部分电杆位于山坡及空旷地段,易遭受雷击引起10 kV线路跳闸。2018年“春检”期间,共安装放电间隙91组、避雷器52组、立瓶绝缘护罩220处,更换不合格接地装置106组,雷雨季节同比减少10 kV线路故障46次。

6.3 加大隐患排查力度,开展线路清障专项活动

为进一步清理电力线路走廊内及周边危害安全运行的树木、柴草、飘浮物和建筑行为,县公司在持续开展线路通道隐患排查治理工作的同时,组织开展10 kV线路清障专项活动,重点对通道内新栽树木和通道周边超高、树冠较大的树木进行砍剪,同时全面清查线路通道周边地带的建筑施工、道路修建情况,建立档案,杜绝外力破坏事件发生。重点清理10 kV大东线、公营线、甘水线等17条线路通道及周边树木隐患7058棵,清理鸟窝35处,杆塔倾斜8基,拉线松动14把,漂浮物62处。因树木、落异物引起的10 kV线路故障对比同期减少39次。

6.4 开展监察性巡视工作,定期检查和指导

为有效地开展降低10 kV线路故障跳闸工作,针对每月故障跳闸较多的10 kV线路开展监察性巡视,巡视重点检查线路通道治理、树木砍伐、巡线符号涂写等工作情况,巡视采用领导和管理人员分工包片检查的方式进行。巡视结束后,监察小组针对各自巡视的10 kV线路运行情况召开专题会议,对10 kV配电线路运行情况进行总结、分析,查找运行维护工作中的不足,制定预防措施。对发现的隐患提出整改建议和整改期限。同时要求配电运检班、各业务部结合监察性巡视,对所属线路进行全面摸底,对发现的缺陷进行汇总,并按缺陷等级的轻重缓急排序,及时进行处理,管理部门每月采取不告知、不定时、不指定方式对配电运检班、各业务部10 kV线路通道治理情况进行抽检,督促各班组、业务部按时开展巡视工作。

6.5 更换绝缘导线,提升线路抗灾能力

10 kV塔大线、十老线、羊泉线等16条46处跨越林区线路为裸导线,通道外存在超高树木,特殊

天气时易发生通道外超高树木倒落在线路上，造成线路故障跳闸。为此小组积极制定治理措施，2017年3—6月将10 kV前大线甜水沟分歧26#-29#，86-89#；10 kV前梁线北沟分歧00#-03#；10 kV南草线山咀四组分支1#-3#；10 kV十尤线东台子分0#-9#，前干沟分歧12#-19#；北沿支14#-17#，十堡线西坡分歧0#-4#；10 kV社直线林场分歧0#-3#，平方分支0#-6#等16条线路46处裸导线更换为JKLYJ-120型绝缘导线，累计更换导线11.53 km。

6.6 政企联动，合力杜绝外力破坏

积极与县政府、经信局沟通，成立喀左县电力行政执法中队，形成全县政企、警企之间联动机制，建立通道隐患送达告知会签制度，加大10 kV线路通道树木、违堆、违建处理力度，杜绝外力破坏事件发生。对执法中队人员进行调整，将运维部、客服中心、电力调控分中心的人员纳入其中，弥补了依法保护电力设施的空白。2018年政府相关部门共计出动行政执法人员105人/32次，车辆32台/次，下达整改通知书21份，治理重点区域线路通道障碍36处，外力破坏引起的10 kV线路故障同比减少5次。

6.7 开展专项宣传，保护电力设施安全

为提高大型机械驾驶人员电力设施保护意识，2018年县公司对全县范围大型机械进行了普查。将大型机械所属单位、驾驶员姓名、电话等信息登记在册。针对普查统计出的275辆大型机械驾驶员开展专项宣传，车辆粘贴温馨提示贴275份。同期开展电力设施宣传走进集市26次，悬挂条幅120余条，发放各种宣传资料51000余份；安装拉线防护套管560处，制作、悬挂禁止攀登、植树、取土等标识牌共计420块。发展义务护线员72人，为电力设施安全运行提供了有力保障。

7 效果检查

7.1 与目标值对比

对策实施后，小组成员对2018年1—9月10 kV线路故障情况进行统计、记录、分析，10 kV线路发生故障152次，比2017年1—9月减少故障96次，故障率同比降低38.71%，达到目标值。

7.2 社会效益

通过降低10 kV线路故障跳闸率，减少了由于

线路故障造成的停电次数和时间。因故障停电引起的用户投诉工单由2017年的4件降低至2018年的1件，意见工单由2017年的5件降低到2018年的3件，咨询工单由2017年的13件降低到2018年的6件，全县客户满意度进一步提高。

7.3 经济效益

通过降低10 kV线路故障跳闸率，减少了由于线路故障造成的停电次数和时间，供电可靠性有了较大提高，供电可靠率由2017年的99.9399%提高到了2018年的99.9668%，提高了0.0269个百分点。提高了供电量，增加了企业效益，QC活动开展后减少电量损失232.8 MWh。按每度售电单价0.50元，年增加售电效益11.64万元。

8 制定巩固措施

为了此次的活动成果能有效保持，本次活动制定的清障活动方案及故障考核实施方案，已纳入常态化管理，并在县公司推广应用。

巩固期内再次检查效果，小组对2018年10—12月10 kV线路故障次数进行统计对比。巩固期内10 kV线路发生故障25次，故障率同比降低41.86%，大于目标30%。本次活动成果得到良好的巩固。

9 总结与评价

9.1 总结

通过近阶段扎实有效的工作，进一步提高了公司10 kV线路及设备正常运行水平，使10 kV线路缺陷得到了处理，各生产班组运维管理水平得到了提高，大大减少了线路跳闸故障。

9.2 评价

通过这次QC活动，极大地调动了小组成员的积极性。而且小组成员深切感受到从团队精神、质量意识、个人能力到解决问题的信心和QC知识的掌握均有了大幅度的提高。

通过本次QC活动的实施，降低了10 kV配电线路故障率，提高了10 kV配电线路及设备的健康水平，活动达到了预定的目标。下一步小组将进一步提升攻关创新实力，2019年将“降低配网公变异常率”确定为小组研究课题。

(责任编辑:袁航)

考虑屋顶光伏接入的农村地区 配电网可靠性计算

许 鹏

(南京三新供电服务有限公司溧水分公司, 江苏 溧水 211200)

摘要: 农村配电网是电网的末端环节, 经济水平相对落后, 负荷水平也相对较低。这些因素导致了农村地区配电网设备陈旧和网架薄弱, 具有间歇性和波动性的屋顶光伏接入农村地区配电网后给供电可靠性带来了全新挑战。建立了配电网的可靠性评估指标体系, 在此基础上构建了屋顶光伏的出力模型、可靠性模型以及配电网的可靠性模型, 并对实际工程案例进行可靠性的评估和分析, 得出的结论对系统运行及管理人员具有一定的指导意义。

关键词: 屋顶光伏; 农村配电网; 可靠性

中图分类号: TM732

随着世界范围内的能源危机以及日益严重的环境问题, 发展利用新的能源发电方式势在必行, 分布式电源受到了人们的高度关注^[2]。农村地区有着广阔的屋顶空间, 这为农村地区的光伏电源发展提供了便利条件^[3]。再考虑到光伏电源具有间歇性和波动性特点, 接入农村地区配电网后给供电可靠性带来了全新的挑战, 配电系统的可靠性评估模型以及方法都将发生改变, 对其可靠性的研究一直是学术界研究的重点和热点问题。本文旨在对光伏接入的农村配电网的可靠性进行计算。

1 可靠性指标体系

1.1 负荷点可靠性指标

1.1.1 负荷点平均故障率

平均故障率指负荷点在给定时间区间内因电网元件故障而造成停电的次数。它的大小说明该负荷点供电的可靠度。越大, 说明负荷点停电次数越多, 供电可靠性越低; 越小, 说明负荷点停电次数越少, 供电可靠性越高。

1.1.2 负荷点年平均停电时间

供电用户在给定时间区间内的平均停电小时数。它的大小反映该用户供电的可靠性。越大, 说明系统对负荷的供电越不可靠; 越小, 说明系统对负荷的供电越可靠。

1.1.3 负荷点每次故障平均停电持续时间

指从停电事件发生到恢复供电时间的平均值。

在有备用电源、备用元件可供切换的情况下, 恢复时间越短, 其值也越小; 恢复时间越长, 其值也越大。

1.2 系统可靠性指标

负荷点可靠性指标的大小与连接在该母线上的用户的数量并无直接关系。而系统的可靠性指标是与母线上连接的用户数量密切相关的。举个例子来说明, 同一个母线停电, 连接用户的数量的多与少对整个系统的可靠性指标的影响肯定是不一样的。所以, 从系统侧的角度出发, 须有总的指标来衡量整个系统的安全可靠性。

2 光伏接入配电网可靠性模型及评估方法

2.1 农村地区配电网可靠性模型

农村地区的配电网规模不是很大, 所以采用配电网中的设备采用元件的两状态模型即可满足要求。配电系统中的元器件发生故障后, 大部分是可以经过维修后再次使用的。其故障修复再次投运的过程可以用“运行—停运—运行”的反复状态变化来模拟。其过程如图1和图2所示。

图1 可修复元件的两状态停运模型

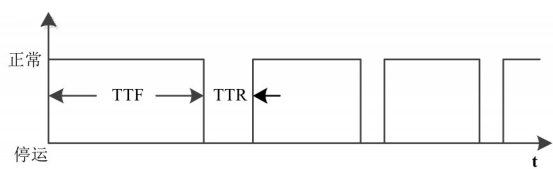


图2 可修复元件的状态变化循环过程

式中： λ 为失效率； μ 为修复率；TTF为失效前运行时间；TTR为修复时间，这些参数之间的关系如下式：

$$\begin{cases} M_{TTR} = \frac{1}{\lambda}, \\ M_{TTF} = \frac{1}{\mu}. \end{cases} \quad (1)$$

式中： M_{TTR} 为元件失效前平均运行时间； M_{TTF} 为元件的平均修复时间。

2.1 光伏电源模型

2.1.1 光伏电源出力模型

光伏发电是将太阳的辐射能转化为电能的能源变换系统。光伏发电系统会受光照强度和环境温度等气候因素的影响，但考虑到一般光伏阵列均配备了最大功率跟踪（MPPT）装置，受温度的影响较小，本文主要考虑光伏输出功率取决于实时光照强度的大小。根据实时太阳能辐射强度和光伏电池板参数，光伏发电系统的输出功率与光照强度的功率输出的数学表达式如下：

$$P_{pvt} = \begin{cases} \frac{P_{sn} G_{bt}^2}{G_{std} R_c} & 0 \leq G_{bt} < R_c \\ \frac{P_{sn} G_{bt}}{G_{std}} & R_c \leq G_{bt} < G_{std} \\ P_{sn} & G_{bt} \geq G_{std} \end{cases} \quad (2)$$

式中： P_{pvt} 为实时光伏输出功率； P_n 为光伏发电系统的额定功率； G_{bt} 为 t 时刻光照强度系数，可由历史光照强度的概率分布抽样得到； G_{std} 为标准光照强度，一般为 1 kW/m^2 ； R_c 为特定强度的光照强度，一般为 150 W/m^2 。

2.1.2 光伏电源可靠性模型

为表征光伏电源的部分故障状态，采用三状态模型， N 、 R 和 L 分别表示元件的正常状态、故障状态和降额运行状态， P_N 、 P_R 和 P_L 分别对应元件处于正常状态、故障状态和降额运行状态的概率。

元件的三状态模型是在两状态模型的基础上进行了细化，将元件停运状态分为故障停电检修和计

划检修状态，充分考虑配电网系统中的元器件因为维护检修班组正常的计划检修而停运的状态，如图3所示。 N 代表设备元件正常运行状态， R 代表系统故障停运状态， M 代表设备元件计划检修的停运状态。 λ_R 、 μ_R 、 μ_M 和 λ_M 分别表示系统正常状态向停运状态转化以及停运状态向正常运行状态转化的概率。

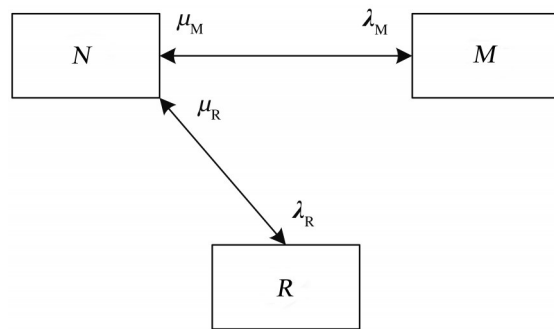


图3 可修复元件的三状态停运模型

2.3 评估流程

本文采用蒙特卡洛模拟方法进行屋顶光伏接入的农村配电网可靠性评估，算法的核心思想是：首先对等值馈线区元件进行抽样得到系统的故障状态，在其故障期间对孤岛内的屋顶光伏元件进行抽样，然后计算系统的可靠性指标。可靠性评估主要步骤如图4所示。

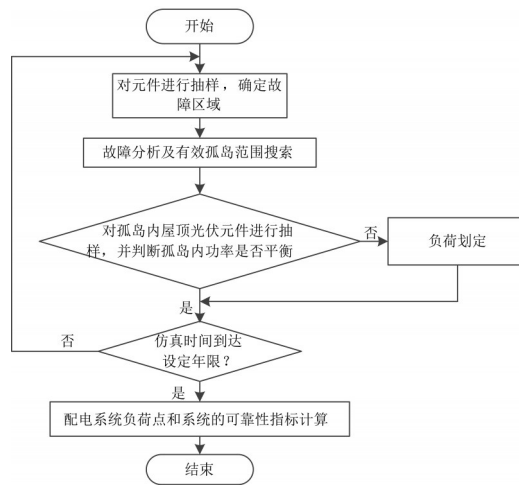


图4 含风光储的配电网可靠性评估流程图

3 算例分析

本文选取改进的IEEE RBTS BUS6配电网中的一两条馈线为算例进行计算，重新命名为F1和

F2。该系统有母线1条，电压等级为10 kV，馈线选用的型号为LGJ-240，电阻大小为 $r = 0.132 \Omega/\text{km}$ ，电抗大小为 $x = 0.357 \Omega/\text{km}$ ，馈线上流过的最大电流值为 $I_{\max} = 613 \text{ A}$ ，最大视在容量为10.62 MVA。馈线F1和馈线F2的末端上连接有联络开关，而且这个开关常态为断开的，只有须进行负荷转带的时候才会闭合，丰富了运行模式，同时也提高了该馈线上负荷的供电可靠性，系统接线图如图5所示。

态时，其运行容量取为正常运行的额定容量的一半。

本文认定开关元器件不发生故障，设置蒙特卡罗的模拟时间为1万年。系统的可靠性指标计算结果如表2所示。并与解析法的计算结果进行了对比。

表2 系统可靠性指标

条件	SAIFI /次·(户·年) ⁻¹	SAIDI /h·(户·年) ⁻¹	ASAI
蒙特卡罗	1.6408	6.4414	0.999265
解析法	1.6446	6.4611	0.999260

由表2的结果可以表明：总体来看，尽管蒙特卡罗模拟法本身存在一定的误差，但本文算法计算结果和解析法计算结果基本相同，误差很小，从而从侧面验证了本文算法的正确性和有效性。为了减少误差，一般做法是通过延长模拟时间，使误差在可接受的范围内。

屋顶光伏接入农村配电网后，因为屋顶光伏可以用户负荷构成孤岛运行模式，从而减少了当配电网故障时用户的停电时间，从而提高了整个系统的供电可靠性。

4 结束语

目前全球范围内均出现了环境污染、气候变化和资源枯竭的问题。在此背景下，绿色、清洁能源的供给和使用受到日益广泛的重视。农村地区由于其地域空间的优势，屋顶光伏必会得到充分的发展。但是光伏发电受自然环境的温度和光照强度变化影响较大，其间歇性和波动性的出力特点势必对农村配电网带来一定影响。本文根据建立的屋顶光伏接入的农村配电网可靠性模型对实际工程案例进行可靠性的评估和分析，得出的结论对系统运行及管理人員具有一定的指导意义。

参考文献

- [1] 单秋. 农村配电网可靠性探析[J]. 自动化应用, 2017(10): 112-113.
- [2] 李阿祥. 分布式电源并网对于配电网的影响研究[J]. 现代工业经济和信息化, 2018(7).
- [3] 任建波, 李忠伟, 王一平等. 屋顶光伏与建筑负荷之间的相互影响[J]. 太阳能学报, 2008, 29(7): 849-855.
- [4] 颜秋容, 曾庆辉. 多重故障对配电网可靠性指标的影响度[J]. 电网技术, 2010, v.34, No.321(8): 108-111.

(责任编辑:张峰亮)

图5 改造的IEEE RBTS BUS6系统接线图

配电网系统元件可靠性参数如表1所示。

表1 配电网主要元件可靠性参数

元件	平均故障率/ 次·年 ⁻¹	平均修复时 间/h	平均替换时 间/h
母线	0.001	5	—
馈线	0.065	5	—
配电变压器	0.013	—	5

仿真算例中接入3组DG，接入位置为LP2和LP5以及LP10。每台光伏阵列故障状态概率 $P_R = 3.1\%$ ，降额状态概率 $P_L = 5.58\%$ ，处于降额运行状

考虑预测误差分布的 光伏阵列储能容量配置

韩菲¹, 马建伟², 王磊²

(1. 河南恩湃高科集团有限公司, 河南 郑州 450045)

2. 国网河南省电力公司电力科学研究院, 河南 郑州 450045)

摘要: 对于分布式电源光伏并网运行系统, 为了减少分布式光伏系统的随机性问题对电力系统的影响, 利用储能降低预测误差来解决分布式光伏随机波动的问题。基于随机数学中的 copula 函数建立分布式光伏发电出力的条件预测误差模型, 利用遗传算法对模型中的参数进行极大似然估计。设置分布式光伏的收益最大为优化目标, 然后将补偿分布式光伏预测误差的区间函数作为约束条件加入储能容量配置的模型中。仿真结果表明, 该方法的储能配置模型的经济性和准确性均优于不考虑预测误差分布模型。

关键词: copula 函数; 条件预测误差; 储能容量配置; 优化目标

中图分类号: TM732

随着光伏并网容量的不断增加, 光伏的间歇性和波动性对电力系统的运行会产生较大的影响, 因此准确预测光伏发电出力对电力系统的稳定运行有着重大的意义。然而, 国内外对光伏预测的研究与风电相比, 十分有限, 尚处于刚起步阶段。文献[2]首先在分析光伏出力各影响因素之间关联的基础上, 将光伏出力的预测误差等效为正态分布, 采用光伏点预测叠加一个正态分布的方法构成光伏概率函数。文献[3]指出预测误差的持续性和非正态分布都会导致储能容量配置高于正态分布的情况。目前已有大量文献研究利用储能方法来补偿预测误差。一方面深入研究光伏发电出力的预测误差分布评估方法, 另一方面建立合理的补偿模型, 计算储能设备的补偿功率和容量。这两方面内容已经成为国内外研究的热点^[3]。

1 光伏出力预测误差分布建模

1.1 光伏预测误差估计方法

由于太阳辐照受季节和天气的影响, 光伏发电出力的预测值和实际值并没有一个确定性的关系^[5], 因此它是把各自的边缘分布以及多个随机误差的联合分布相连接起来的函数^[6]。则误差联合概率密度函数可以写为:

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) =$$

$$c(F_1(x_1; \theta_1), F_2(x_2; \theta_2), \dots, F_n(x_n; \theta_n); \theta_c) \prod_{i=1}^n f_i(x_i; \theta_i)$$

式中: $f(x; \theta)$ 为边缘分布概率密度函数; $c(F_n(x_n; \theta_n))$ 为 Copula 密度函数。边缘分布概率密度函数选择随机模型(SV), Copula 密度函数是二元正态 Copula 密度函数。

1.2 误差概率分布函数参数估计

在利用 Copula 理论对多元分布函数进行建模时, 其中参数估计是一个重要的环节^[7]。

设随机向量 (X, Y) 的联合分布函数为 $F(x, y)$, 联合密度函数为 $f(x, y)$, 现在取二元正态 Copula 密度函数为

$$C(u, v; \rho) = \frac{1}{2\pi\sqrt{1-\rho^2}} \exp \left\{ -\frac{\rho^2[(\phi^{-1}(\mu))^2 + (\phi^{-1}(\nu))^2] - 2\rho\phi^{-1}(\mu)\phi^{-1}(\nu)}{2(1-\rho^2)} \right\}$$

式中: ϕ 为具有相关系数 ρ 为参数的二元标准正态分布函数; ϕ^{-1} 为二元标准正态分布函数 ϕ 的反函数^[8]。假设边缘分布函数为 $F_1(x, \alpha)$ 和 $F_2(x, \beta)$, 相应的边缘密度函数为 $f_1(x, \alpha)$ 和 $f_2(x, \beta)$, 其中 α 和 β 表示参数向量。则对数似然函数变为

$$l_1(\rho, \alpha, \beta) = l_1(\alpha, \beta) + l_2(\rho, \alpha, \beta),$$

其中

$$l_1(\alpha, \beta) = \sum_{i=1}^n \ln f_1(X_i; \alpha) + \sum_{i=1}^n \ln f_2(Y_i; \beta)$$

$$l_2(\rho, \alpha, \beta) = -n \ln(2\pi) - \frac{n}{2} \ln(1 - \rho^2) - \sum_{i=1}^n \frac{\rho^2(z_{1i}^2 + z_{2i}^2) - 2\rho z_{1i}z_{2i}}{2(1 - \rho^2)}$$

这里 $z_{1i} = \phi^{-1}(F_1(X_i; \alpha))$, $z_{2i} = \phi^{-1}(F_2(Y_i; \beta))$.

利用遗传学算法, 可求出参数 $\theta = (\rho, \alpha, \beta)$ 的估计, 具体算法如下。

第一步: 解方程 $\frac{\partial}{\partial \theta_1} l_1(\theta_1) = 0$, 求出使得

$l_1(\alpha, \beta)$ 边际分布函数达到最大化的参数估计 $\hat{\theta}_1^{(1)} = (\hat{\alpha}^{(1)}, \hat{\beta}^{(1)})$ 。

$$\frac{\partial}{\partial \theta_1} l_1(\alpha, \beta) = 0, \quad \frac{\partial}{\partial \theta_1} l_2(\rho, \hat{\alpha}^{(1)}, \hat{\beta}^{(1)}) = 0, \quad \hat{\alpha}, \hat{\beta}。$$

第二步: 根据第一步得到的参数估计 $\hat{\theta}_1^{(1)} = (\hat{\alpha}^{(1)}, \hat{\beta}^{(1)})$, 解方程 $\frac{\partial}{\partial \theta_1} l_2(\rho, \hat{\alpha}^{(1)}, \hat{\beta}^{(1)}) = 0$, 达到最大化 Copula 函数的参数估计 $\hat{\rho}^{(1)}$ 。

第 $k-1$ 步: 根据上一步得到的 $\rho^{(k-1)}$, $\hat{\alpha}^{(k-1)}$, $\hat{\beta}^{(k-1)}$, 解方程 $\frac{\partial}{\partial \theta_1} l_1(\theta_1) + \frac{\partial}{\partial \theta_1} l_2(\rho^{(k-1)}, \hat{\alpha}^{(k-1)}, \hat{\beta}^{(k-1)}) = 0$, 求得 $\hat{\theta}_1^{(k)}$ 。

第 k 步: 解方程 $\frac{\partial}{\partial \theta_1} l_2(\rho, \hat{\alpha}^{(k)}, \hat{\beta}^{(k)}) = 0$, 求得 $\hat{\alpha}^{(k)}$, $k = 2, 3, \dots$ 。

2 用于补偿光伏预测误差的储能配置优化模型

2.1 光伏预测误差的补偿策略

为了使光伏预测出力更加接近实际出力, 利用电池储能对预测误差进行补偿, 首先建立补偿预测误差的优化模型^[9]。本文分别从两方面考虑该优化模型。一方面在补偿预测误差时, 建立合理的储能配置优化目标; 另一方面将优化目标加入至储能容量的配置模型中, 设立补偿分布式光伏预测误差的区间函数作为约束条件。

2.1.1 优化目标

补偿预测误差可以等效为光伏出力与预测值偏差的大小^[10]。松弛变量可用于评价光伏出力偏离预测值的大小, 那么松弛变量的最小化即为补偿预测误差效果最佳, 优化目标函数如下:

$$\min \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^{24} A_{(i,t)} C_{pum} + C_{equ} - C_{pro(i,t)}$$

式中: $A_{(i,t)}$ 为偏离预测值的松弛变量; C_{pum} 为偏离预

测值的出力惩罚系数; C_{equ} 为储能设备成本; $C_{pro(i,t)}$ 为发电收益。根据文献的研究, 储能设备成本 C_{equ} 与储能安装容量和功率的关系如下:

$$C_{equ} = ((k_p p_{bn} + k_s S_{bn}) / T_1) / 365。$$

式中: C_{equ} 为储能设备使用寿命中平均投资; k_s 、 k_p 分别为单位储能容量成本和单位储能功率成本; T_1 是储能使用寿命。

发电收益计算公式按下式所示:

$$C_{Pro(i,t)} = C_e (P_{err(i,t)} + P_f(i,t) + P_b(i,t))。$$

式中: C_e 为光伏上网电价。

2.1.2 约束条件

储能功率约束

$$\begin{aligned} -P_{bn} &\leq P_{b(i,t)} \leq P_{bn}, \\ P_{b(i,t)} &= P_{ch(i,t)} u_{ch(i,t)} - P_{dch(i,t)} u_{dch(i,t)}, \\ u_{ch(i,t)} + u_{dch(i,t)} &= 1。 \end{aligned}$$

式中: $P_{dch(i,t)}$ 和 $P_{ch(i,t)}$ 分别为第 i 次模拟时刻 t 储能的放电功率和充电功率; P_{bn} 为储能充放电最大功率。

储能容量约束条件将储能容量约束条件和优化目标结合起来作为补偿光伏预测误差的储能配置优化模型。

$$\begin{aligned} k_{\min} S_{bn} &\leq S_{b(i,t)} \leq k_{\max} S_{bn}, \\ S_{b(i,t)} + \eta_c P_{ch(i,t)} u_{ch(i,t)} T - \eta_d P_{dch(i,t)} u_{dch(i,t)} T &= S_{b(i,t+1)}, \\ S_{b(i,1)} = S_{b(i,24)} &= 0.5 S_{bn}。 \end{aligned}$$

式中: k_{\min} 和 k_{\max} 分别为储能上下限; S_{bn} 为储能安装容量; $S_{b(i,t)}$ 为第 i 次模拟时刻 t 储能剩余容量。

3 实例计算

3.1 模型仿真运行

利用 Matlab 软件建立误差模型, 采用河南省某地 8 月份历史气象数据和光伏发电系统数据作为预测样本, 对预测误差进行持续性分析, 其误差概率分布函数如图 1 蓝线所示, 采用光伏预测误差估计和误差概率分布函数参数估计方法对误差概率分布进行估计, 概率函数分布如图 1 红线所示, 通过历史数据误差与预测误差分布的对比分析可知, 该方法能够从整体上较好的模拟误差持续性的模拟分布。

3.2 用于补偿光伏预测误差的储能配置优化计算

参考本文中预测误差模型发现光伏出力与预测误差之间呈正比关系, 那么出力月份最高的日平均预测出力曲线不仅可以避免某时段或某天预测出力误差较大, 又考虑了由于季节变化导致的出力的增加, 因此

模拟基于出力最高的日平均预测误差曲线, 预测误差分布曲线采用模拟方法及计算结果。首先仅以越限量最小作为目标函数, 参考相关文献可取值为12%。

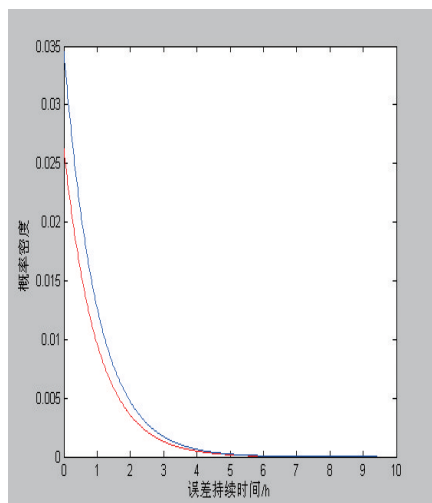


图1 误差持续时间概率布

置信度的提高意味着补偿预测误差到可接受范围内的概率提高, 即储能的出力与光伏实际出力之和与预测出力的吻合度越好。为了验证误差模型和修正预测曲线的效果, 首先对储能的功率容量进行优化配置, 首先对比3种计算方案, 如表1所示, 并参考光伏预测误差估计和误差概率分布函数参数估计方法对误差概率分布进行估计, 计算结果如表2所示。

表1 储能优化配置计算方案

方案	误差持续性	修正预测曲线
A	否	否
B	是	否
C	是	是

表2 储能优化配置计算方案

方案	储能功率/MW	储能容量/MWh	总收益/USD
A	73.8	185.76	92.33
B	75.1	202.05	105.14
C	69.8	156.60	116.37

对表2中计算结果进行分析, A方案没有考虑误差持续性的问题, 其总收益较低。B方案是考虑了误差持续性, 导致储能容量的明显增加。C方案考虑了预测误差的分布情况, 经计算表明储能容量较A、B方案有所下降。比较3种方案可知, C方案不仅考虑预测误差且修正出力曲线时不仅能够使储

能容量有所下降还会增加光伏总收益。

5 结束语

本文建立了一种考虑预测误差持续性的光伏出力模型, 并修正出力曲线, 从而优化了储能的容量配置, 增加了总收益。

首先建立了分布式光伏预测误差模型, 采用了二元正态 Copula 密度函数对分布式光伏预测误差进行建模, 并利用遗传算法中的极大似然估计对误差概率分布函数参数进行估计; 设置以光储联合系统最大收益作为储能配置的优化模型, 最后将分布式光伏预测误差的区间函数作为约束条件加入储能容量配置的模型中, 实现了对光伏计划出力的修正。设计3种计算方案经过仿真结果表明考虑误差持续性且对计划出力进行修正不仅能够有效的降低储能容量而且能够增加总收益, 从而证明了该优化配置模型的准确性。

参考文献

- [1] 兑潇玮, 朱桂萍, 刘艳章. 考虑预测误差的风电场储能配置优化方法[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 434-439.
- [2] 赵唯嘉, 张宁, 康重庆等. 光伏发电出力的条件预测误差概率分布估计方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 15(12): 35-39.
- [3] 梁才浩, 段献忠. 分布式发电及其对电力系统的影响[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(12): 53-56.
- [4] 杨益党, 罗美华. Copula 函数的参数估计[J]. 新疆师范大学学报(自然科学版) 2007, 6(30): 67-69.
- [5] 钱科军, 袁越. 分布式发电技术及其对电力系统的影响[J]. 继电器, 2007, 35(13): 25-28.
- [6] 梁有伟, 胡志坚, 陈允平. 分布式发电及其在电力系统中的应用研究综述[J]. 电网技术, 2003, 27(12): 71-75.
- [7] 李光明, 刘祖明, 何京鸿等. 基于多元线性回归模型的并网光伏发电系统发电量预测研究[J]. 现代电力, 2011, 28(2): 43-48.
- [8] 王守相, 张娜. 基于灰色神经网络组合模型的光伏短期出力预测[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(19): 37-41.
- [9] 董雷, 周文萍, 张沛等. 基于动态贝叶斯网络的光伏发电短期概率预测[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(增刊1): 38-45.
- [10] 王飞, 米增强, 甄钊等. 基于天气状态模式识别的光伏电站发电功率分类预测方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 75-82.
- [11] 黄磊, 舒杰, 姜桂秀等. 基于多维时间序列局部支持向量回归的微网光伏发电预测[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(5): 19-24.

(责任编辑:张峰亮)

风电场汇集线系统接地方式选择及继电保护配置

胥永利

(大唐东北电力试验研究院有限公司, 吉林 长春 130012)

摘要: 继电保护装置是保证电网安全稳定运行, 减轻故障设备损坏程度的重要装置。继电保护装置定值的整定正确性又是防止保护误动、拒动的重要保证。风电场集电线路多布置在山区、高原, 由于地理位置原因。发生故障特别是接地故障的机率大大增加。为避免汇集线系统保护配置不当造成风机大面积脱网事故, 本文对风电机组箱变高压侧 35 kV 或 10 kV 系统的接地方式及保护配置情况进行了分析。

关键词: 继电保护; 风电场; 集电线路; 接地方式; 保护配置

中图分类号: TM727

山东地区风电场多处于沿海地区, 由于气候潮湿, 含盐成分大, 易发生电缆头结露放电现象, 故需深入研究 35 kV 或 10 kV 系统的接地方式及保护配置情况, 实现集电线路单相接地故障的快速切除。

按照《风电并网运行反事故措施要点》要求^[1], 风电场汇集线路系统单相故障应快速切除, 汇集线系统应采用经电阻或消弧线圈接地方式。经电阻接地的汇集线路发生单相接地故障时, 应能通过相应保护快速切除。经消弧线圈接地的汇集线路发生单相接地故障时, 应能可靠选线, 快速切除。

鉴于消弧线圈接地的运行方式选线原理复杂, 可靠性相对较低, 故建议采用经电阻接地的运行方式, 即单相接地故障由相应保护快速切除。这样既能抑制弧光接地过电压, 又能增大流过接地点的故障电流, 提高零序保护的灵敏度, 准确快速地切除故障, 防止故障扩大。现风电场 35 kV 或 10 kV 系统多采用接地变经小电阻接地方式, 电阻值选择的合适与否, 决定了保护动作的灵敏程度。

1 小电阻接地常用几种接线方式及接地电阻的选择

1.1 经接地变及小电阻接地方式

风电场主变压器低压侧一般采用三角形接线^[2-3], 为了引接地电阻, 需要采用 Z 形接线的接地变人为制造一个中性点, Z 形接线的接地变有两种接线方式: 一种是带有 380 V 的二次绕组, 可兼作站用变, 如图 1 所示; 另一种是只有一次绕组, 专作接地变用, 如图 2 所示。

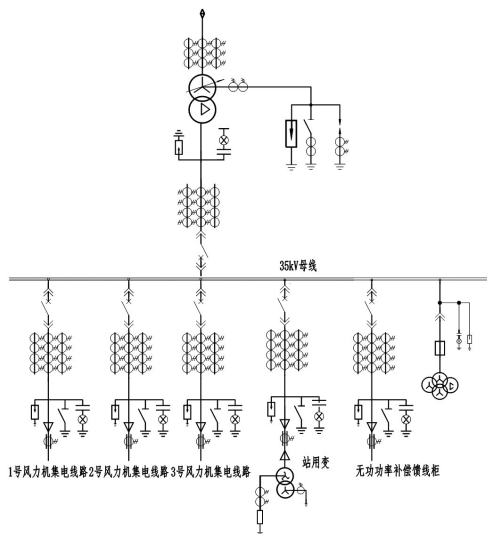


图1 接地变兼站用变的电气一次系统图

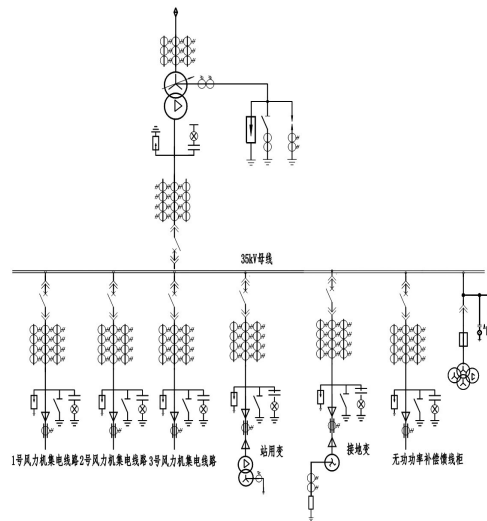


图2 专用接地变的电气一次系统图

1.2 主变低压侧采用星形接线

这种接线方式中主变高压侧和低压侧均采用星形接线，同时带平衡绕组，低压侧中性点引出小电阻接地，如图3所示。

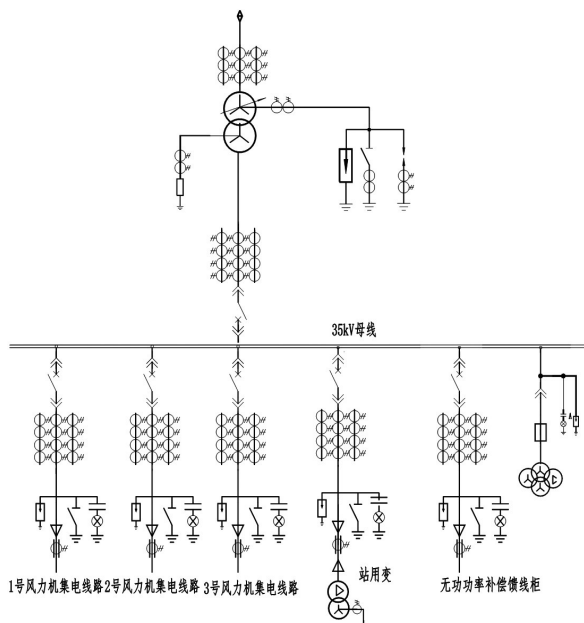


图3 主变低压侧引用小电阻接地的电气一次系统图

1.3 接地电阻及TA的选择

当采用经电阻接地方式时，接地电阻的选取原则上可按在汇集线路系统发生单相接地时，接地电阻电流为2~4倍的风电场汇集线系统电容电流选取，如能安装专用零序TA，建议按汇集线系统单相接地零序电流不小于50A选取；如不能安装专用零序TA，建议按汇集线系统单相接地零序电流不小于100A选取。

采用经消弧线圈并电阻接地方式时，每段母线应配置一套具有单相接地选线跳闸功能的小电流接地选线装置，该装置应具备汇集线系统单相接地可靠选线、快速跳闸功能^[4]。汇集线无功补偿装置零序电流回路应接入小电流接地选线装置，接地变压器零序电流回路不接入该装置，但接地变压器应配置零序保护，在接地变压器及其支路发生单相接地故障时，经短延时切除。

2 继电保护配置方案

2.1 汇集线保护配置

相间距离或过电流保护：包括电流瞬时速断、

限时速断和定时限过电流保护，相电流超过定值且延时大于整定值，装置即出口跳闸。如过电流保护灵敏度不能满足要求时，应配置相间距离保护。

零序过流保护：包括零序过流Ⅰ段和零序过流Ⅱ段，当接入装置的零序电流超过定值且延时大于整定值时，装置即出口跳闸。

零序功率方向保护：零序电流大于较小的整定值，且零序功率方向元件动作，则经过一定的延时而后保护跳闸。

虽然零序功率方向保护灵敏度要比零序过流保护高，但是必须保证接入保护的零序电压、电流极性的正确性。风电场设置零序过流保护能够满足单相接地快速切除故障要求，故一般不采用零序功率方向保护。

2.2 接地变保护配置

过电流保护：接地变电源侧装设三相式电流速断保护、限时过电流保护，作为接地变内部相间故障的主保护和后备保护。

零序过流保护：接地变中性点上装设零序过流Ⅰ段和零序过流Ⅱ段保护，作为接地变单相接地故障的主保护和系统各元件接地故障的后备保护。

2.3 母线保护

风电场汇集线系统中的母线每段应配置一套母线线保护，作为母线故障的主保护。

SVC无功补偿装置应接电容器保护配置过电压、低电压保护。当采用经电阻接地方式时，还应配置一段带时延的零序电流保护，保护还应躲过装置最大不平衡补偿电流。

SVG无功补偿装置应配置电流速断保护和过电流保护。SVG连接变应配置变压器差动保护。当采用经电阻接地方式时，还应配置一段带时延的零序电流保护。

3 保护整定原则

3.1 汇集线保护

3.1.1 相间短路保护

距离一段、电流速断保护按躲过箱变低压侧故障整定；电流速断保护还应躲过箱变励磁涌流，如躲不过励磁涌流，电流速断保护停用，投入限时速断保护，按躲过箱变低压侧故障整定，时间为0.2s。

距离后备段和过电流保护按箱变低压侧故障有灵敏度整定,时间为0.5~1.0 s。

如电流速断和过电流保护无法躲过汇集线系统母线三相短路时汇集线提供的短路电流,则应经方向元件控制。

3.1.2 单相接地保护

零序电流保护应躲过汇集线电容电流,且对汇集线系统单相接地有足够灵敏度整定,零序保护整定时间为0.5~1.0 s。

3.2 母线保护

整定原则1:躲过母线系统正常运行时的不平衡电流和母线各出线的最大负荷电流。

整定原则2:按保35 kV母线故障有足够的灵敏度计算。

3.3 SVC无功补偿装置

3.3.1 相间短路保护

限时电流速断保护:按电容器端部引线故障有足够灵敏系统整定,一般整定为3~5倍额定电流。整定时间为0.1~0.2 s。

过电流保护:按可靠躲过电容组额定电流整定,一般整定为1.2~2倍额定电流。整定时间为0.1~1 s。

过电压保护:按电容器不长时间超过1.1倍的额定电压来整定,整定时间小于60 s。

低电压保护:按电容器所有母线失压后可靠动作,而电压恢复时可靠返回整定,一般整定为0.2~0.5倍额定电压,动作时间与本侧出线后备保护时间配合。

3.3.2 相接地保护

零序电流保护应躲过电容电流,且对汇集线系统单相接地有足够灵敏度整定。零序保护整定时间为0.5~1.0 s。

3.4 SVG无功补偿装置

3.4.1 相间短路保护

电流速断保护按躲过SVG变压器低压侧故障整定,还应躲过该变压器励磁涌流。

过电流保护按SVG变压器低压侧故障有灵敏度整定,时间不大于0.5~1.0 s。

3.4.2 单相接地保护

零序电流保护应躲过汇集线电容电流,且对汇集线系统单相接地有足够灵敏度整定。零序保护整

定时间为0.5~1.0 s。

3.5 接地变压器

3.5.1 相间短路保护

电流速断保护:按接地变压器额定电流7~10倍整定。

过电流保护:如接地变无其它侧线圈,电流定值同接地变压器零序保护整定值;如有其它侧线圈,还应考虑接地变压器其它侧故障时有灵敏度,时间定值同接地变压器零序保护时间。

3.5.2 单相接地保护

零序电流保护应躲过汇集线电容电流,且对汇集线系统单相接地有足够灵敏度整定,时间按1.5~2.0 s整定。

4 结束语

本文介绍了风电场汇集线系统小电阻接地的常用接线方式及针对小电阻接地系统的继电保护配置方案、保护整定原则。风电场汇集线系统采用经小电阻接地后,在汇集线系统发生单相接地故障时,能够快速切除,防止故障扩大,保障了风电场的安全稳定运行。

参考文献

- [1] 国家电网调[2011]974号,关于印发风电并网运行反事故措施要点的通知[S].北京:国家电网,2011.
- [2] DL/T 584-2007,3 kV-110 kV电网继电保护装置运行整定规程[S].北京:国家发改委,2007.
- [3] 张继阳.风电场继电保护配置与整定研究[D].华北电力大学(北京),华北电力大学,2017.
- [4] 刘鹤.关于风电场继电保护合理配置问题[J].科技创新导报,2016,13(7):74-75.

(责任编辑:张峰亮)

资讯

国家电网公司34项成果获评全国企业管理现代化创新成果

日前,全国企业管理现代化创新成果审定委员会发布了第25届全国企业管理现代化创新成果,国家电网有限公司系统共34项成果获奖。其中,《大型电网企业战略导向的先进重大典型培育与推广管理》等3项成果获一等奖,31项成果获二等奖。

来源:国网企协、国家电网报

GIS断路器非全相保护功能分析及验收

解建刚

(国网江苏省电力公司检修分公司, 南京 江苏 211100)

摘要: 论述非全相保护功能在气体绝缘组合开关电器 (GIS) 中的作用, 针对平芝 GST-550BHC 型 GIS 断路器控制回路图, 分析非全相保护功能的实现原理, 归纳验收该型断路器非全相保护功能的操作步骤, 避免随机操作造成验收盲点, 确保回路节点验证的全面。

关键词: GIS; 非全相保护; 控制回路

中图分类号: TM561

随着社会经济的发展, 土地价值和人工成本不断提高, 气体绝缘组合开关电器 (GIS) 因其占地面积小, 后期维护工作少等特点, 越来越受到电力建设单位的青睐。目前, 就江苏地区而言, 其新建变电站 500 kV 设备绝大多数为 GIS, 且其原有变电站 500 kV 敞开式开关设备也有逐步被 GIS 取代的趋势。GIS 断路器通常为分相操作的断路器, 因而非全相保护功能是 GIS 控制回路中必备的一项保护功能, 其作用主要是防止断路器在分合闸操作过程中, 由于辅助节点故障、控制电缆接头脱落等原因造成断路器的某一相或两相的开合状态与其他相不一致, 危害电力系统的稳定性。本文主要针对 GST-550BHC 型 GIS 断路器控制回路, 对其非全相保护功能的动作过程进行分析, 总结归纳出在验收时, 该型设备非全相保护功能时的验证步骤, 确保全面验证回路中各节点的开闭状态, 避免验收盲点。

1 非全相保护的工作原理

如图 1、图 2 所示。分别为 GST-550BHC 型 GIS 断路器分闸控制回路和非全相保护回路, GST-550BHC 型 GIS 断路器设有两套分闸控制回路, 且配有相应的非全相保护回路, 两套分闸控制回路基本相同, 其主要区别在于分闸控制回路 1 带有就地手动分闸功能。为简洁起见, 以分闸控制回路 2 及其非全相保护回路为例, 分析非全相保护的動作过程。

假设当前断路器处于分闸位置, 令断路器合闸, 由于控制回路的某些故障, 仅断路器 A 相合闸, B、C 相均处于分闸位置。此时, CB1 (A) 的辅助开关节点 Lb1 断开, A16、A17 闭合, CB1 (B)、CB1 (C) 的辅助开关节点 Lb1 闭合, A16、A17 断开。

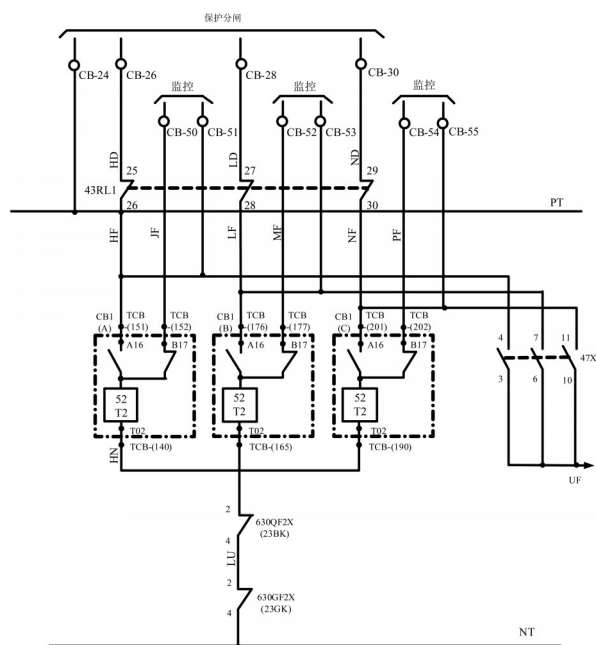


图 1 分闸控制回路

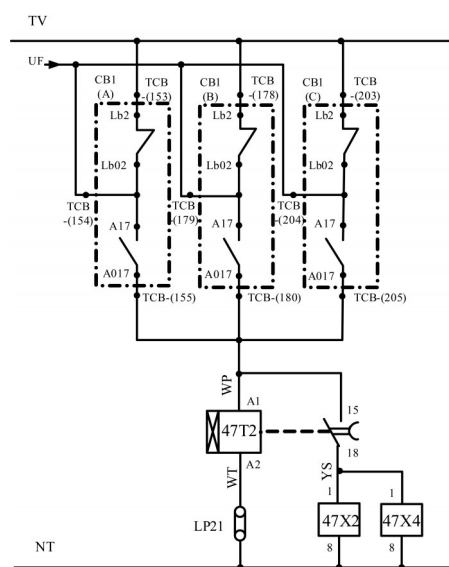


图 2 非全相保护回路

2019年第2期 总第381期

农村电气化 69

观察非全相保护回路，电流经直流母线正极 TV → 节点 TCB-178、TCB-203 → 节点 TCB-179、TCB-204 → 节点 TCB-154 → 节点 TCB-155 → 时间继电器 47T2 → 非全相保护压板 PL → 直流母线负极 N 形成回路，当时间达到 47T2 的整定值后，其对应的触点 15-18 闭合，辅助继电器 47X2 得电，对应触点 3-4、6-7、10-11 闭合。

观察分闸控制回路，电流经直流母线正极 TV → 节点 TCB-178、TCB-203 → 节点 TCB-179、TCB-204 → 47X2 的触点 3-4 → 节点 TCB-151 → A 相分闸线圈 52T2 → 节点 TCB-140 → 油压继电器 63QF2X 辅助开关 2-4、气体继电器 63GF2X 辅助开关 2-4 → 直流母线负极 N 形成回路，使断路器 A 相分闸，实现非全相保护功能。

假设当前断路器处于合闸位置，令断路器分闸，由于控制回路的某些故障，仅断路器 A 相分闸，B、C 相均处于合闸位置。此时，CB1 (A) 的辅助开关节点 Lb1 闭合，A16、A17 断开，CB1 (B)、CB1 (C) 的辅助开关节点 Lb1 断开，A16、A17 闭合。

观察非全相保护回路，电流经直流母线正极 TV → 节点 TCB-153 → 节点 TCB-154 → 节点 TCB-179、TCB-204 → 节点 TCB-180、TCB-205 → 时间继电器 47T2 → 非全相保护压板 PL → 直流母线负极 N 形成回路，当时间达到 47T2 的整定值后，其对应的触点 15-18 闭合，辅助继电器 47X2 得电，对应触点 3-4、6-7、10-11 闭合。

观察分闸控制回路，电流经直流母线正极 TV → 节点 TCB-153 → 节点 TCB-154 → 47X2 的触点 6-7、10-11 → 节点 TCB-176、TCB-201 → B、C 相分闸线圈 52T2 → 节点 TCB-165、TCB-190 → 油压继电器 63QF2X 辅助开关 2-4、气体继电器 63GF2X 辅助开关 2-4 → 直流母线负极 N 形成回路，使断路器 B、C 相分闸，实现非全相保护功能。

2 非全相保护验证步骤

在验收 GIS 断路器非全相保护功能时，传统做法一般是随机进行抽测，将断路器置于分闸或合闸位置，利用短接线随机对断路器某一相进行分合操作，造成断路器三相不一致的状态，观察非全相保护能否动作，该方法的优点的工作量小，断路器分

合操作次数较少，对设备的损害较低，但缺点是非全相保护回路验证不全面，存在验收盲区。

以图 2 为例，假设 CB1 (A) 中辅助开关 Lb2-Lb02 开路故障，及 Lb2-Lb02 始终处于断开状态。此时，令断路器处于合闸位置，单独跳开 B 相，则电流经直流母线正极 TV → 节点 TCB-178 → 节点 TCB-179 → 节点 TCB-154、TCB-204 → 节点 TCB-155、TCB-205 → 时间继电器 47T2 → 非全相保护压板 PL → 直流母线负极 N 形成回路，当时间达到 47T2 的整定值后，其对应的触点 15-18 闭合，辅助继电器 47X2 得电，对应触点 3-4、6-7、10-11 闭合，使得断路器 A、C 相跳闸。从断路器动作状态看，则其非全相保护回路动作正确，但 CB1 (A) 中辅助开关 Lb2-Lb02 开路故障并未被发现，该故障对断路器的安全运行埋下隐患。若断路器正常运行过程中，断路器处于合闸状态，由于控制回路或保护回路故障，导致断路器 A 相跳闸，则由于 CB1 (A) 中辅助开关 Lb2-Lb02 的开路故障，非全相保护不能正常启动，断路器始终处于非全相状态，危害系统的稳定性。

综合上述分析，GST-550BHC 型 GIS 断路器非全相保护功能的验证步骤如下。

短路器处于分闸位置，远/近控转换开关处于远控位置，非全相保护压板投入。

单独合闸 A 相，延时后 A 相跳闸；

单独合闸 B 相，延时后 B 相跳闸；

单独合闸 C 相，延时后 C 相跳闸；

短路器处于合闸位置，远/近控转换开关处于远控位置，非全相保护压板投入

单独跳闸 A 相，延时后 B、C 相跳闸；

单独跳闸 B 相，延时后 A、C 相跳闸；

单独跳闸 C 相，延时后 A、B 相跳闸；

3 总结

本文基于 GST-550BHC 型 GIS 断路器，对其非全相保护功能的实现进行分析，指出传统验收方式存在的验收盲区，并总结归纳出全面验证该型断路器非全相保护功能的正确步骤，对指导验收断路器非全相保护功能具有重要的参考意义。

(责任编辑:刘艳玲)

户外安全型电气控制装置的开发设计

江归安

(新余学院, 江西 新余 338004)

摘要: 现有的电气控制装置主要在户外使用, 工作环境大多数情况下比较恶劣, 且灰尘容易吸附在设备上, 造成装置工作效率降低, 在雨雪天气发生时, 大多数电气控制装置因为结构固定, 无法进行灵活有效的调节从而造成装置的损坏, 给人们带来很大的财产损失, 同时容易造成安全事故, 危害人们的生命安全。针对上述问题, 开发设计出一种散热快、吸尘效率高、节能环保, 且能够防潮防水的户外安全型电气控制装置。

关键词: 电气控制装置; 安全型设计; 节能环保

中图分类号: TM64

众所周知, 电气控制装置一般称为电气设备二次控制回路, 为了保证一次设备运行的可靠与安全, 需要有许多辅助电气设备为之服务, 能够实现某项控制功能的若干个电器组件的组合, 称为控制回路或二次回路。本文研究对象主要针对电气控制装置的外壳进行改进, 现有的电气控制装置包括外壳和固定架, 外壳安装在固定架上, 外壳的内部设置有放置腔, 工作场所主要在户外, 然而户外环境大多数情况下比较恶劣, 且灰尘容易吸附在电气控制装置上, 造成装置工作效率降低, 在雨雪天气发生时, 大多数电气控制装置因为结构固定无法进行灵活有效的调节从而造成装置的损坏, 容易造成安全事故, 造成财产损失, 危害人们的生命安全。为解决上述问题, 开发设计出新型的机体外壳, 附有多种功能, 比如散热快、吸尘效率高、能够防潮防水, 而且节能环保, 满足安全型设计的要求。

1 技术方案

1.1 总体方案

机体外部设置外壳体, 外壳体内部滑动安装内壳体, 内壳体下方与外壳体上方位置包围形成升降腔, 升降腔底部中间位置设置液压缸, 液压缸上端铰接内壳体外底面中间位置, 内壳体外底面两侧位置焊接铰接块, 铰接块铰接连接杆, 连接杆倾斜设置, 连接杆远离铰接块一端铰接滑块, 滑块固定安装在固定板上, 固定板下侧焊接支撑滑杆, 支撑滑杆下端贯穿外壳体底部, 且延伸至外壳体下侧, 机体下侧设置滚轮, 所示支撑滑杆与滚轮焊接, 内腔上部中间位置安装伺服电机, 伺服电机输出端固定焊接主动转轮, 主动转轮两侧对称设置从动转轮, 从动转轮下侧焊接转

轴, 转轴下端固定连接抽风扇; 从动转轮上侧设置灰尘收集腔, 灰尘收集腔内部倾斜设置多个静电吸附网, 静电吸附网与竖直铅锤线夹角为 $20^{\circ} \sim 80^{\circ}$ 。

1.2 技术改进

固定板与升降腔底面之间设置缓冲弹簧。内壳体内部设置内腔, 内腔两侧壁设置内散热孔, 外壳体两侧壁竖直均布设置多个外散热孔。内壳体材质为泡沫铝合金板。从动转轮与主动转轮位于同一水平线上, 且从动转轮的直径为主动转轮直径的二分之一, 从动转轮与主动转轮通过传送带连接。抽风扇的扇叶倾斜设置, 且倾斜方向朝下。伺服电机上侧设置蓄电池, 蓄电池分别与液压缸、伺服电机和静电吸附网电性连接。

2 实施方式

2.1 实施过程

方案图如图1、图2所示。机体1外部设置外壳体2, 外壳体2内部滑动安装内壳体3, 内壳体3下方与外壳体2上方位置包围形成升降腔5, 升降腔5底部中间位置设置液压缸10, 液压缸10上端铰接内壳体3外底面中间位置, 内壳体3外底面两侧位置焊接铰接块16, 铰接块16铰接连接杆14, 连接杆14

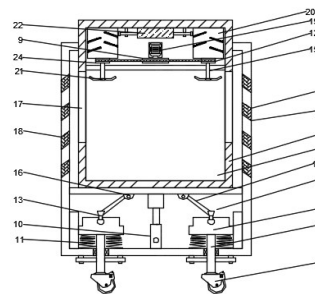


图1 电气装置主视图

2019年第2期 总第381期

农村电气化 71

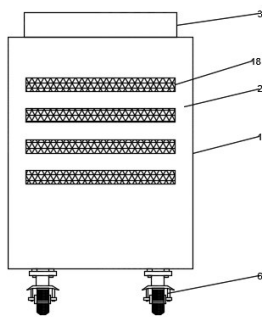


图2 电气装置后视图

倾斜设置, 连接杆 14 远离铰接块 16 一端铰接滑块 13, 滑块 13 固定安装在固定板 8 上, 固定板 8 下侧焊接支撑滑杆 7, 支撑滑杆 7 下端贯穿外壳体 2 底部, 且延伸至外壳体 2 下侧, 机体 1 下侧设置滚轮 6, 所示支撑滑杆 7 与滚轮 6 焊接; 固定板 8 与升降腔 5 底面之间设置缓冲弹簧 11, 缓冲弹簧 11 能够起到对滚轮 6 和固定板 8 进行充分保护的作用; 液压缸 10 启动, 能够带动内壳体 3 升降, 使得铰接块 16 拉动固定板 8 上下移动, 实现了固定板 8 拉动滚轮 6 竖直升降, 进而能够实现升降内壳体 3 目的, 能够方便对机体 1 的检修, 同时能够在雨雪天气, 提高机体 1 的高度, 避免机体 1 受潮导致的电路受损, 内壳体 3 内部设置内腔 4, 内腔 4 两侧壁设置内散热孔 17, 外壳体 2 两侧壁竖直均布设置多个外散热孔 18, 内散热孔 17 与外散热孔 18 配合设置能够起到快速散热的作用; 内壳体 3 材质为泡沫铝合金板, 具有较好的消音及阻燃效果, 同时还进一步加强了本实用新型整体的电磁屏蔽性能, 保证了机体 1 的使用安全, 内腔 4 上部中间位置安装伺服电机 19, 伺服电机 19 输出端固定焊接主动转轮 9, 主动转轮 9 两侧对称设置从动转轮 24, 从动转轮 24 与主动转轮 9 位于同一水平线上, 且从动转轮 24 的直径为主动转轮 9 直径的二分之一, 从动转轮 24 与主动转轮 9 通过传送带 12 连接, 从动转轮 24 下侧焊接转轴 15, 转轴 15 下端固定连接抽风扇 21, 抽风扇 21 的扇叶倾斜设置, 且倾斜方向朝下, 抽风扇 21 的转动能够在内腔 4 内形成方向朝上的旋风, 进而有助于对内腔 4 内灰尘的吸附, 起到了除尘的作用, 避免内腔 4 内灰尘堆积过多造成电气设备运行能耗增加、散热缓慢等问题; 从动转轮 24 上侧设置灰尘收集腔 20, 灰尘收集腔 20 内部倾斜设置多个静电吸附网 23, 静电

吸附网 23 与竖直铅垂线夹角为 $20^{\circ} \sim 80^{\circ}$, 静电吸附网 23 的设置能够实现对灰尘的充分收集吸附, 有助于机体 1 的正常运转; 伺服电机 19 上侧设置蓄电池 22, 蓄电池 22 分别与液压缸 10、伺服电机 19 和静电吸附网 23 电性连接。

2.2 工作原理

须调节内壳体 3 高度时, 液压缸 10 启动, 能够带动内壳体 3 升降, 使得铰接块 16 拉动固定板 8 上下移动, 实现了固定板 8 拉动滚轮 6 竖直升降, 进而能够实现升降内壳体 3 目的, 能够方便对机体 1 的检修; 须对外壳体 2 内进行除尘时, 启动伺服电机 19, 伺服电机 19 带动主动转轮 9 和从动转轮 24 转动, 进而使得从动转轮 24 带动抽风扇 21 转动, 实现了抽风除尘的作用, 同时启动静电吸附网 23, 提高了除尘效率。

2.3 方案效果

缓冲弹簧能够起到对滚轮和固定板进行充分保护的作用; 液压缸启动, 能够带动内壳体升降, 使得铰接块拉动固定板上下移动, 实现了固定板拉动滚轮竖直升降, 进而能够实现升降内壳体目的, 能够方便对机体的检修, 同时能够在雨雪天气, 提高机体的高度, 避免机体受潮导致的电路受损, 内散热孔与外散热孔配合设置能够起到快速散热的作用, 抽风扇的转动能够在内腔内形成方向朝上的旋风, 进而有助于对内腔内灰尘的吸附, 起到了除尘的作用, 避免内腔内灰尘堆积过多造成电气设备运行能耗增加、散热缓慢等问题, 静电吸附网的设置能够实现对灰尘的充分收集吸附, 有助于机体的正常运转。

3 结束语

相较于传统的户外电气控制装置, 本文开发设计的装置在散热, 除尘, 防潮防水方面做了较大改进和补充, 在安全性能方面有了提升, 使得该装置能够在户外环境较恶劣的情况下正常工作, 并能适应各种天气环境, 使用材质均为节能环保性材料, 与当前倡导的环境友好型企业吻合, 适合推广生产。

作者简介

江归安(1990—), 男, 汉族, 硕士研究生, 工程师, 主要研究方向为电力系统可靠性和电气装置研究, 764670458@qq.com。

(责任编辑: 刘艳玲)

风电检修模式优化方案探讨

赵彦飞

(华能新能源股份有限公司河北分公司, 河北 石家庄 050000)

摘要: 文章概述了风机常用的检修方式, 包括定期检修、故障检修、状态检修等。结合风机的定期检修、故障检修和现有的状态监测手段的优缺点, 对风机的全过程检修维护方式进行优化。

关键词: 风电; 检修模式; 状态检修

中图分类号: TM614

随着风电市场的迅猛发展, 风机装机容量的不断增加, 以及大批风机陆续出质保期, 风力涡轮机维护已成为风力发电厂的安全稳定的重要影响因素, 风机的检修模式也在逐步发生变革, 风机的检修逐渐走向专业化、精益化、标准化和集约化的发展道路, 风电企业优化风机检修模式也势在必行。

1 常用风机检修方式

目前风电企业及风机厂家对风机的维护主要分为定期检修、日常故障检修两种方式, 同时状态检修逐渐受到行业内普遍重视。状态检修以其良好的应用前景, 在一些风机设备厂家小规模的应用, 状态检修是风电设备维护模式发展的趋势。

定期检修。也称预防性检修, 是目前我国风电企业主要的检修方式, 即无论设备状态好坏, 根据风力涡轮机的技术要求, 定期检查、维护, 维护风力涡轮机等都取决于其工作时间。目前风机厂家对风机的定期检修主要分为500 h试运行后的首次定检、半年期定检、一年期定检、三年期定检、五年期维护等。

故障检修。是在风机发生故障后或根据现有的在线监测手段发现设备隐患后进行的检修。故障检修在时间上不好确定, 没有固定的工作内容, 具有随机性, 一般都发生在大风时段, 造成弃风损失, 同时也存在人力成本的浪费, 为了保证风机在日常运行中发生故障能及时处理, 一般风电企业都会配备专门的检修人员, 以一个装机容量为50 MW的风电场为例, 一般会配置3~4名检修人员, 这些人员须具备比较强的技术能力, 特别是在电气、机械方面。在大风月与小风月, 同时还存在因电网原因调峰限电的情形, 这时候风机也是故障率最少的时候, 检修人员不能充分被利用, 造成成本浪费。

状态维护。是指基于状态监视和诊断技术提供的设备状况的信息来评估设备状况的方法, 并且在故障发生之前进行维护。通过记录和分析设备状况, 避免过度修复和设备维修不足, 减少设备维护计划中的维护要素, 避免了服务短、服务周期短、维护成本高的问题。

保持风扇的状态具有很大的优势条件。然而, 对于复杂的风电系统, 状态检测和故障诊断技术的发展仍然很困难, 主要是由于检测方法不完善, 人的思维方式和技术水平不符合要求。在风力发电中, 实现全面维护仍然存在技术难度。但是, 随着设备检测技术的不断完善, 风电场采用状态维护方法。

2 对风机检修模式的优化

结合风机的定期检修、故障检修和现有的状态监测手段的优缺点, 对风机的全过程检修维护方式进行优化, 具体如下。

第一步, 转变检修观念, 将目前以整个风场、整台机组为单位进行的定期检修转变为以单台风机、单个系统的定期检修工作, 将整台风机化整为零进行定期检修, 如可以将单台风机分为变桨系统、齿轮箱系统、发电机系统、液压系统、偏航系统和变频器系统等部分。

第二步, 根据风机厂家提供的设备检修标准确定各个分系统的检修周期, 同时按时间将各个系统的下次定期检修时间分为A、B、C三级, 其中A级为最高级, 已超过正常定期检修周期, 但在风机厂家允许的定期检修时段内, 在条件具备时优先进行定期检修; B为正常检修级, 在该时间段为正常检修周期, 在没有A级检修任务时进行处理; C级为最低级别, 还没有到正常检修期, 根据厂家的技术标准可以提前进行定期检修的时段。

第三步，合理利用风机故障、待风及调峰限电风机调停的机会，伺机开展设备检修。针对故障风机，根据风况在进行风机故障处理时对该系统进行定期检修，一般一个系统定期检修时间为1~2 h，不会对风机发电量造成太大影响，在风大时还可以先行处理故障再在风小时对该系统进行定检；在待风和风机调峰限电调停时，按照A、B、C级的顺序依次进行定期检修，每定期检修完一个系统在台账中做好标记自动进入下一个检修周期。

第四步，利用小风月进行大部件的更换和特定部件的检修，如叶片、齿轮箱、电机等，这些工作工期长、需要大型专业的设备，单靠风场的日常运维人员很难做到，但是这些工作一般较少、检修周期较长，可以交给具备相关资质的公司和专业人员进行。

上述四个阶段的实施，基本满足了对风力发电机设备的运行和故障条件的实际要求，选择了最有利的时间对设备进行维护工作，并能够获得维护效益的良好回报。主要优势包括以下7点：提供灵活机动的调整维护周期；防止了过检修、欠检修和盲目检修现象；保证风场劳动力的合理利用；减少风电场的弃风损失；降低了风场定期检修的成本；提高了设备的可靠性；设备可靠性的提高还减少了停机时间，增加了发电量。

当然，这种优化的维护模式工作量非常大，并且数据处理很麻烦，很难单独应对，但是凭借现代高度发达的计算机科学，凭借强大的数据库统计和计算机计算能力，很容易实现预期的结果。

状态检修是风电企业最终追求的风机维护模式，作为预防性检修向状态检修的过渡，本文提出的优化检修模式能降低设备检修成本，提高风电企业效益，是风电企业探索优化检修新模式中的一种尝试。

参考文献

- [1] 中国华能集团. 风力发电场检修维护与运行导则汇编. 中国电力出版社, 2014.
- [2] 陈祖嘉, 吴渭林. 对设备检修维护工作的探讨[J]. 电力安全技术, 2002. 03.
- [3] 广东明阳风电产业集团公司. MY1.5Se 风电机组检修手册, 2008.

(责任编辑:袁航)

资讯

国家电网有限公司三届四次职代会暨2019年工作会议召开

在1月22日国家发展改革委召开的新闻发布会上，国家发展改革委新闻发言人孟玮表示，在资源条件优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，风电、光伏发电成本已达燃煤标杆上网电价水平，风电、光伏发电已经具备了不需要国家补贴平价上网的条件。

据国家发展改革委统计，截至2018年底，全国风电、光伏装机达到360 GW，占全部装机比例近20%。风电、光伏全年发电量600 TWh，占全部发电量接近9%。2017年投产的风电、光伏电站平均建设成本比2012年分别降低了20%和45%。

目前，在资源条件优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，风电、光伏发电具备了不需要国家补贴平价上网的条件。

针对国家发改委、能源局近期印发的《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》，孟玮表示，该通知提出一系列支持措施，确保无补贴平价上网政策落到实处。归纳起来，重点是做到“四个保障”。

一是保障上网。在项目规划阶段，省级能源主管部门要督促电网企业加快建设接网工程，做好项目接网方案和消纳条件的论证工作，保障项目建成后能够及时并网运行。二是保障合同。平价上网项目由电网企业按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价，与风电、光伏发电项目单位签订不少于20年的长期固定电价购售电合同。平价上网项目和低价上网项目均由电网企业保障好优先发电和全额保障性收购，同时鼓励平价上网项目通过绿证交易获得合理收入，完善支持就近消纳的输配电价政策。三是保障消纳。省级电网企业承担电量收购责任，保障平价（低价）上网项目的消纳。四是保障环境。在确保完成全国能耗“双控”目标条件下，对各地区超出规划部分可再生能源消费量不纳入其能源消耗总量和强度“双控”考核。

来源:中国电力新闻网

居民峰谷电潜力客户 挖掘模型研究与实践

龚书能¹, 胡滨²

(1. 国网浙江海盐县供电有限公司, 浙江, 海盐 314300

2. 国网浙江省电力有限公司嘉兴供电公司, 浙江, 嘉兴 314000)

公司所属区域居民用户基数大, 用电量占比低, 其增供扩销提升空间巨大。用电信息采集系统拥有海量的用户电量电费等数据, 公司通过借助专业知识以及科学方法, 提炼出峰谷电用户的9个共同特征, 制定指标体系, 构建数据模型。借助模型, 在未开通峰谷电客户群体中成功识别出潜力客户, 进行客户分级、运营推广。根据推广情况, 进一步分析潜力客户开通峰谷电对公司售电量、售电收入增长的影响, 为公司开拓市场、深化营销服务提供支撑。

1 现状分析

本文以嘉兴市居民用电为例, 分别研究地区分布、年龄结构、电量增长等情况。

1.1 峰谷/非峰谷电用户地区分布情况分析

截止到2018年9月, 嘉兴市域内居民峰谷电用户496621户, 非峰谷电用户780468户。全市范围内, 嘉兴市本级、平湖市、嘉善县开通峰谷电用户占比较多, 分别占各自区域用户总数的44.80%、42.80%、41.39%, 峰谷电使用较为成熟; 桐乡市的峰谷电用户占比偏低, 在30%以下, 峰谷电推广前景巨大。

1.2 峰谷/非峰谷电用户年龄结构情况分析

通过提取营销系统峰谷电用户身份信息, 嘉兴全市峰谷电用户平均年龄51.08岁, 非峰谷电用户平均年龄54.54岁, 全市非峰谷电用户平均年龄为54岁, 峰谷电用户平均年龄为51岁, 峰谷电用户中, 桐乡用户平均年龄最低, 为48岁, 嘉善最高, 为53岁; 非峰谷用户中桐乡最低, 为52岁, 平湖最高, 为57岁。结合年龄和地区分布不同, 可以有针对性

制订运营推广策略。

1.3 全社会居民用电量自然增长率计算

提取嘉兴公司2015年1—9月、2016年1—9月、2017年1—9月连续非峰谷电用户的月度总电量, 比较其同比电量变化情况。从单独月份上看, 3月份、8月份、9月份的电量同比增长明显, 其余月份的电量同比波动较大; 从年度上看, 电量2016年1—9月总用电量较2015年1—9月总用电量同比增长20.37%, 2017年1—9月总用电量较2016年1—9月总用电量同比增长8.57%, 将20.37%、8.57%作为2016年1—9月、2017年1—9月同期居民用电量自然增长率。

2 经济分析

2.1 峰谷电开通前后用户用电经济情况分析

以嘉兴市2016年1—12月全年开通峰谷电业务的20660户用户为分析对象, 提取其2015年1—9月(开通前)与2017年1—9月(开通后)的电量电费数据, 按照其2016年全年阶梯累计用电量进行分类, 从月户均电量、月户均电费、平均电价三方面进行分析, 同时剔除居民用电量自然增长率的影响, 得到开通峰谷电前后用户用电情况, 详见下表1所示。

通过分析, 可以看出一阶梯、二阶梯、三阶梯用户开通峰谷电后, 月户均电量、月户均电费均明显上升, 峰谷电的开通促进了居民用户的电力消费; 就用户度电成本而言, 一阶梯用户下降幅度最大, 为13.91%, 二、三阶梯用户分别下降11.99%、5.91%。通过峰谷电的开通, 在刺激居民用户电力消费的同时, 降低了居民的度电成本, 提高了居民的生活品质。

表1 峰谷电开通前后用电情况

阶梯分类	用户数	月户均电量/kWh (剔除自然增长率)		月户均电费/元 (剔除自然增长率)		度电成本/元
一阶	12039	开通前	121.5	65.54	0.539	
		开通后	199.76	92.61	0.464	
		同比	25.74%	8.13%	-13.91%	
二阶	5478	开通前	223.51	121.1	0.542	
		开通后	357.32	170.34	0.477	
		同比	22.33%	7.64%	-11.99%	
三阶	3143	开通前	491.8	299.64	0.609	
		开通后	736.19	421.83	0.573	
		同比	14.55%	7.73%	-5.91%	

2.2 峰谷电开通后对公司利润的影响分析

提取2010—2016年公司售电量、利润等经营财务数据，分析峰谷电开通后对供电企业利润的影响，详见表2所示。

从售电量上看，售电量逐年增长，在2011、2013、2016年增长速度，增长率6%以上。而公司的输配电价成本在2011、2012年增长明显，增速7.5%，其余3年间均在1%左右。从输配电成本上看，自2015年开始电改以来，公司输配电成本控制得当，年增长率1%左右。从现有数据看，输配电成本受政策等因素影响波动较大，与售电量增长没有明显差距。

随着“电改”的持续深入，公司输配电成本核算也越来越清晰，由于每年用电量都在发生变化，输配电的成本可以当成一个常量C，忽略推广峰谷电业务带来的额外成本支出。那么，从购销差价上来说，以2016年底为例，用户的度电成本高于购电价534.95元/MWh(含税价)企业便存在利润。综合考虑，潜力客户落到第三阶梯用户。如果以省公司购电价位437.078元/MWh作为参考，可以考虑将潜力客户延伸至第二阶梯。

3 潜力峰谷用户挖掘

3.1 数据来源

基于用电信息采集系统及营销业务系统，收集客户基本属性、交费行为、用电行为、业务变更等信息数据。具体包括：户号、户名、供电单位、用电地址、户主身份证号、立户日期、销户日期、开通或取消峰谷电时间、用电类别、电价电压分类、峰谷标识、月均总电量、月均峰电量、月均谷电量、阶梯标识、定比定量、电价码等。

3.2 数据处理

数据处理主要包括对缺失值、离群值、异常值等记录进行清洗处理及相关衍生变量的生成过程，具体顺序为：缺失值、离群值、异常值处理到衍生变量生成。

3.3 指标体系

潜力峰谷电办理用户挖掘模型指标体系的构建思路是首先重点对比分析峰谷电与非峰谷电用户各个维度的信息数据，筛选出以下指标：

户龄=(当前日期-立户日期)/365，保留两位

表2 近几年度电成本与售电量统计表

年份	输配电成本/万元	利润/万元	售电量/GWh	县公司购电价/元/MWh(含税)	省公司购电价/元/MWh(含税)	销售收入/万元	电量增长率	输配电成本增长率
2011	29196	2033	2175.03	538.81	无	131444	6.90%	7.58%
2012	31398	1957	2275.61	568.62	无	143655	4.62%	7.54%
2013	31671	1877	2457.29	570.26	500.12	153118	7.98%	0.87%
2014	32937	2511	2475.92	563.47	491.93	153631	0.76%	4.00%
2015	33256	1797	2494.46	561.27	471.73	153908	0.75%	0.97%
2016	33591	1719	2660.79	534.95	437.08	155901	6.67%	1.01%

小数；户主年龄 = (当前日期 - 身份证出生日期) / 365，保留两位小数；月户均谷电量；月户均峰电量；阶梯等级（2015年阶梯与2016年阶梯）；谷电量占比；假定用电习惯不变，办理峰谷电后，节省年电费（单位：元）；假定用电习惯不变，办理峰谷电后，节省年电费占年电费总额的比例；年电费总额。

3.4 随机森林模型构建

取数期：采集2016年7月至2017年6月的客户数据。

观察期：2017年7月。

利用 Bootstrap 重抽样方法从 13209 个原始训练样本中随机抽取 500 个样本，且每个样本的容量都与原始数据集中的样本个数相同，对 500 个样本建立 500 个 CART 决策树分类模型 $\{h(X, \Theta_k), k = 1, 2, \dots, n\}$ 集合而成的组合分类模型，样本代入后得到 500 个分类结果，最后依据这 500 个分类结果投票决定最终分类结果（众数）。随机森林的过程略图如图 1、图 2 所示。

理用户总数的比值，本模型为 $425/766 = 55.48\%$ 。准确率为预测正确的用户数/总用户数，本模型为 $(11168 + 425)/(12336 + 766) = 88.48\%$ ，预测效果较好，适用于推广。

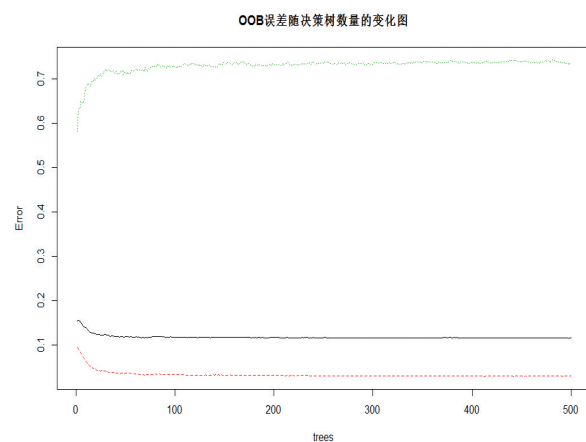


图2 OOB误差随决策树数量的变化图

表3 交叉混淆矩阵

		预测	
		否	是
观测	否	11168	341
	是	1168	425
合计		12336	766

4 应用与成效

以海盐为试点，从 77474 户非峰谷电用户中识别出潜力峰谷用户 12051 户，根据节省电费占原电费开支的比例，将客户分为四个层级，其中 A 级（节省 10% 以下）用户 2941 户，B 级（10%~20%）8444 户，C 级（20%~30%）用户 640 户，D 级（30% 以上）26 户。2017 年 1—3 月，选取 9110 户 B、C、D 级（节省大于等于 10%）用户进行差异化运营推广。经过宣传推广，已有 2331 户潜力用户成功开通峰谷电，推广率 25.6%。

通过峰谷电的开通，在刺激居民用户电力消费的同时，降低了居民的日电成本，提高了居民的生活品质。通过特征筛选，构建数据模型，实现公司增供扩销。不同地区、不同年龄段的客户群体对峰谷电业务的需求存在差异，通过数据分析，实现精准推广，提升公司营销服务。

（责任编辑：袁航）

图1 随机森林过程略图

3.5 模型结果输出

26331 个模型样本中的 13209 个原始训练样本经过训练测试生成模型后，将剩下的 13102 个测试样本进行模型适用性验证，测试集中识别潜力峰谷电用户 766 户，与实际用户峰谷电情况进行比对，得到交叉混淆矩阵如表 3 所示。

命中率是预测出来的正确潜力峰谷电办理用户（即预测峰谷实际也为峰谷）与预测为潜力峰谷电办

钢结构在变电站中的应用分析

武庆祥, 邓志国, 任江东

(国网北京平谷供电公司, 北京 平谷 101200)

随着变电站的建设水平的提升, 对变电站节能、环保、抗震等方面提出更新的要求。钢结构作为一种新型材料, 在使用功能、材料性能、受力特点等方面均展现出明显优势。

1 钢结构的优势

1.1 材质均匀, 可靠性高

钢材组织均匀, 接近于各项同性匀质体, 是理想的弹塑性材料, 目前在钢结构设计中采用的计算理论能够较好地反映出实际的工作性能, 故可靠性较高。

1.2 轻质高强

钢结构与钢筋混凝土材料相比, 具有承载能力高、自重轻、且弹性模量高的特点。相关数据显示, 钢结构材料强度重量比较混凝土结构材料高出4倍以上, 充分展现出其轻质高强的特点。

1.3 塑性和韧性好

钢材良好的塑性, 使结构在一般条件下不会因超载而发生突然断裂。在破坏之前变形增大, 有明显的征兆, 有利于局部的应力重分布。钢材良好的韧性, 使结构在冲击荷载或者动力荷载下保持良好的稳定性。国内外历次地震中, 钢结构是公认的抗震设防区域特别是强震区最合适的结构。

2 钢结构的缺点

钢结构较钢筋混凝土结构虽然有很多优势, 但不可避免存在一定的缺陷。主要有以下几点。

2.1 耐火性差

钢材耐火性较差, 当温度超过200℃时, 钢材的材料性质变化较大, 不仅强度降低, 也会产生徐变和蓝脆现象。当结构持续升温到300~400℃时, 其强度和弹性模量急剧下降, 温度上升到600℃时, 结构进入塑性状态, 完全丧失承载能力。所以就要求采用高效的防火材料。

2.2 耐腐蚀性差

在潮湿或有腐蚀性介质的环境中, 容易发生腐

蚀, 须定期维修处理, 维护费用比钢筋混凝土结构要高。

3 工程建设中的常见问题及解决措施

3.1 环境温度的影响

在施工过程中, 高强螺栓的连接是影响钢结构质量的关键因素, 其扭矩系数是在常温下的标定值, 该系数受环境温度、终拧时间、拧紧速度等因素影响, 当在负温度下施工时, 须对扭矩系数重新标定, 否则螺栓产生的拉应力不足, 影响结构的安全性。

3.2 预埋螺栓直径与柱底板螺栓孔的配合问题

由于不少设计人员对钢结构本身的认识不足, 以及对设计软件的依赖, 造成许多工程的操作困难。实际上很多工程的设计图, 设计人员搞不清楚, 而按照软件生成的图纸, 直接采用, 这样柱底板螺栓孔只比螺栓直径大5 mm。对预埋螺栓的偏位, 即使是整体偏位, 柱子可以很好地放入预埋螺栓, 也要将柱子底板做适当的扩孔, 使其与轴线的相对位置满足必要的精度。

通过综合比较《钢结构节点构造详图》(01SG519)、图集《门式刚架轻型房屋钢结构》(02SG518)、《钢结构设计手册》(第三版)以及图集《门式刚架轻型房屋钢结构》(04SG518)中螺栓与柱底板孔的配合要求, 一般要求为: 柱底板螺栓孔应该比螺栓直径大15~30 mm之间, 采用这样的设计, 大部分柱都可以安装到位, 不需工地扩孔。

3.3 柱脚间隙二次填

充柱脚底板与混凝土柱顶间空隙一般设计要求50 mm, 而实际施工中有时过小, 使得灌浆料难以填入或填实。此外, 一般此处二次灌料均要求比柱混凝土强度高一级, 由于二次灌料强度高、用量少, 实际配合比、强度等现场均无法很好控制, 常导致二次灌入料强度、密实度(特别抗剪槽内)不够。因此, 建议二次填充料优先选用高强度自流平成品灌浆料。

(责任编辑: 袁航)



“2019 智能用电服务乡村振兴战略” 论文征集启事

智能用电是服务乡村振兴战略的重要组成部分，是影响供电优质服务水平的关键环节。为进一步宣传智能电网建设成果，加强各单位之间的优质服务和新技术交流，扩大电网改造升级工作宣传力度，积极推广服务乡村振兴战略的优秀案例、典型方案及应用产品，全面反映智能用电发展所取得的技术进步和成果，提升智能用电科技进步和装备技术水平，积极促进电网智能化可持续发展，中国电机工程学会农村电气化专委会、华北电力大学电气与电子工程学院决定共同开展“2019 智能用电服务乡村振兴战略”论文征集活动。

1 征文对象及内容

面向全国电力企业、科研设计院所、高等院校、设备厂商及有关单位广泛征集。

征集内容涵盖但不限于以下几方面：电网建设夯实电力保障；电网自动化系统建设及应用；智能化电网助力乡村振兴；服务乡村振兴提高客户电力获得感；服务乡村振兴，努力实现城乡电力均等化；智能用电乡村振兴综合服务平台解决方案；精准扶贫电力在行动的案例等。

2 征文要求

文章要求论点清晰准确、数据精准可靠。内容具有创新性、实用性、典型性和针对性。文章配图清晰、图表准确明了。

以企业的名义统一投稿，稿件请勿一稿多投，勿将已经发表过的作品进行投递，请自留稿底。文章名和邮件标题统一格式“2019 智能用电服务乡村振兴战略”+作者单位简称+作者姓名+文章题目”，文章以附件形式发送至：chinarein@163.com，并提供作者联系方式（联系人、联系电话、通信地址、邮编、邮箱）。

3 征文时间

论文征集时间：2019年1月9日—8月10日。

4 评审及奖项设置

征文评审时间：2019年8月10日—9月1日。

评审专家包括，电力行业专家、《农电管理》《农村电气化》编委会委员及华北电力大学电气与电子工程学院教师。

奖项设置：特等奖：2名（暂定）；一等奖：10名（暂定）；二等奖：20名（暂定）；三等奖：20名（暂定）；优秀奖若干名。

拟定于2019年9月中旬举办“2019年智能用电服务乡村振兴战略”经验交流会，举办优秀案例、成果、应用产品展示及宣传推广。

4 联络方式

联系人：李阳，黄浩。电话：010-63203701/07。传真：010-63203701，Email: chinarein@163.com。

《农村电气化》《农电管理》 2019年订阅单



微信扫描二维码订阅

订阅热线：010-63123085/6，926523085/6（系统）；传真：010-63123087，926523087（系统）；
 订阅单获取方式：两刊2018年第9期至2019年第3期正文最后一页；<http://www.chinarein.com>；
 或通过订阅热线索取。

外网邮箱：1401907901@qq.com；内网邮箱：genglihong@bj.sgcc.com.cn

地址：北京市西城区南蜂窝路5号；邮政编码：100055。

以下填表内容为发书凭据，请用楷书认真填写，并将此订阅单通过邮箱或传真方式回传，以保证正常发书。

订阅数量	农村电气化	年单价	144.00元	汇款总额	订阅单位盖章
	(册)	合计			
	农电管理	年单价	120.00元		
	(册)	合计			
收书单位			邮编		
详细地址					
收书人			联系电话		
如需发票，请选择发票种类：	<input type="checkbox"/> 增值税专用发票 <input type="checkbox"/> 增值税普通发票		发票收件人		
如需增值税专用发票，请提供贵单位以下各项信息(务必完整)。普通发票，只填单位名称和税号。					
单位名称			税号		
开户行			地址		
账号			电话		

银行汇款	工商银行账号	0200 0414 0920 1503 351			
	工行开户行	工行北京会城门支行			
	收款户名	北京国宇出版有限公司			
邮局汇款	收款商户号	111340222	单位名称	北京国宇出版有限公司	
	收款地址	北京西城区南蜂窝路5号607		邮编	100055
注意事项		注明汇款人姓名及电话			

RURAL ELECTRIFICATION