

四川電力技术

SICHUAN ELECTRIC POWER TECHNOLOGY

110 kV北川智能变电站



ISSN 1003-6954



四川省电机工程学会 四川电力试验研究院

Vol.34
2011
No.2

《四川电力技术》 编辑委员会名单

主任委员 王 平
副主任委员 张 伟
刘俊勇

委 员

(按姓氏笔画为序)

方文弟 王 卓 白家棣
刘 勇 朱白桦 朱国俊
朱 康 邓亚军 鄢小端
李兴源 李建明 严 平
胡 灿 徐 波 唐茂林
韩晓言 谢 舫 甄 威

秘 书 李世平
吴小冬

四川电力技术

双月刊 1978年创刊

中国标准连续出版号:

ISSN 1003-6954
CN 51-1315/TM

2011年第 34卷第 2期(总 212期)

主管单位:四川省电力公司

主办单位:四川省电机工程学会

四川电力试验研究院

发行范围:公开

主 编:胡 灿

副 主 编:吴小冬 谢 舫

编辑出版:《四川电力技术》编辑部

发 行:四川电力试验研究院情报室

地 址:成都市清华路 24号

邮政编码:610072 电话:(028)87082037

传 真:(028)87314278

E-mail:cdsclj@163.com

印 刷:四川明源印务有限责任公司

封面设计:成都宏泰广告有限公司

国内定价:每册 6.00元

[期刊基本参数] CN 51-1315/TM* 1978 *

b* A4* 94* 24* P* ¥6.00* 4300* 25 *

2011-04

目 次

。北川智能变电站专栏。

北川 110 kV智能变电站调试浅析…………… 蔡 钢 何 朴 刘 曦 等(1)

北川 110 kV智能变电站主变压器保护及试验方法…………… 刘明忠 姜振超(4)

北川智能变电站 GIS现场耐压方式的选择与分析

…………… 李 晶 范松海 苏明虹 等(7)

数字电能计量及其电能表检测技术…………… 艾 兵 江 波(10)

北川 110 kV智能变电站监控系统调试工作研究与分析…………… 李成鑫 冯世林(14)

使用 KEMA测试工具开展 IEC 61850一致性测试…………… 郑永康 刘明忠(18)

北川智能站一体化电源现场测试技术的研究

…………… 李 晶 范松海 罗 锦 等(21)

。继电保护。

新疆电网继电保护故障信息处理系统的设计思路

…………… 王胜利 石 静 孟兴刚 等(23)

分布式发电对配电网继电保护和重合闸的影响…………… 刘 林(28)

雷击线路引起的主变压器跳闸分析…………… 杨 茹 李红军(30)

一起线路故障引起主变压器零序过电压动作的分析…………… 周 洁 吴俊美(32)

带接地保护功能塑壳断路器在发电厂低压电机中的应用…………… 龙 军 朱远萍(34)

110 kV终端变电站小电源故障解列实例研究…………… 梁兆庭 黄 金(38)

。电网技术。

四川电网输电线路覆冰分析及防御措施…………… 陈向宜 何 朴 刘明忠(41)

基于量子序优化混合算法的输电网规划…………… 李 芸 孟洪斌 李传虎(44)

基于无功能力考虑的配电系统可靠性评估…………… 高 岩 李华强 林茂君(48)

对电网故障时刻 PMU测量频率的思考和讨论

…………… 张彦军 陈玉林 常喜强 等(52)

基于无功补偿的大型风电场快速并网稳压控制

…………… 卿 泉 袁贵川 陈 颖(55)

高海拔地区线路调爬对变电站的绝缘配合影响…………… 冯千秀(60)

四川电力通信光缆自动监测系统的建设…………… 殷明春 谢联群(65)

OPGW光缆展放施工的研究与应用…………… 朱维伟(69)

广东电网中低压配电网自动化规划研究…………… 杨淼锋(74)

。发电技术。

四川省企业自备电厂在线监测系统设计概要…………… 袁 杰 吴晓刚(78)

抗燃油油质异常原因分析与解决措施…………… 高 为 李 莉(82)

四川电网节能发电调度节能减排效果分析

…………… 杨 柳 凌 亮 唐茂林 等(87)

基于数据包络分析的水电企业节能调度效益评价

…………… 张 鹏 秦毓毅 唐茂林 等(91)

封面照片由蒋志为提供

CONTENTS

Superficial Discussion on Commissioning of 110 kV Beichuan Smart Substation	Cai Gang He Pu Liu Xi et al(1)
Main Transformer Protection and Test Method in 110 kV Beichuan Smart Substation	Liu Mingzhong Jiang Zhenchao(4)
Selection and Analysis of On-site Withstand Voltage Test Method for GIS in 110 kV Beichuan Smart Substation	Li Jing Fan Songhai Su Minghong et al(7)
Digital Electric Energy Metering and Its Detection Technique	Ai Bing Jiang Bo(10)
Research and Analysis on Commissioning of Monitoring and Control System in 110 kV Beichuan Smart Substation	Li Chengxin Feng Shilin(14)
Conformance Testing of IEC 61850 with KEMA Testing Set	Zheng Yongkang Liu Mingzhong(18)
Research on On-site Testing Technique for Integrated Power Supply in Beichuan Smart Substation	Li Jing Fan Songhai Luo Jin et al(21)
Design Idea for Fault Information Processing System of Relay Protection in Xinjiang Power Grid	Wang Shengli Shi Jing Meng Xinggang et al(23)
Effect of Distributed Generation on Relay Protection and Reclose of Distribution Network	Liu Lin(28)
Analysis on Main Transformer Tripping Caused by Lightning Stroke in Transmission Line	Yang Ru Li Hongjun(30)
Analysis on Action of Zero Sequence Overvoltage of Main Transformer Caused by Line Fault	Zhou Jie Wu Jumei(32)
Application and Discussion of Moulded Case Circuit-breaker with Ground Protection Function to Low-voltage Motor of Power Plant	Long Jun Zhu Yuanping(34)
Study on Disconnection of Small Power Source Fault in 110 kV Terminal Substation	Liang Zhaoting Huang Jin(38)
Analysis on Ice Accretion in Transmission Line and Its Protective Measures in Sichuan Power Grid	Chen Xiangyi He Pu Liu Mingzhong(41)
Transmission Network Planning Based on Quantum Algorithm and Ordinal Optimization	Li Yun Meng Hongbin Li Chuanhu(44)
Reliability Evaluation of Distribution System Based on Consideration of Reactive Power Capability	Gao Yan Li Huaqiang Lin Maojun(48)
Consideration and Discussion on Measuring Frequency by PMU during System Fault	Zhang Yanjun Chen Yulin Chang Xijiang et al(52)
Voltage Stability Control in Fast Connection into Grid for Large-scale Wind Farm Based on Reactive Compensation	Qing Quan Yuan Guichuan Chen Ying(55)
Influence of Creepage Distance Adjustment of Transmission Line on Insulation Coordination of Substation in High Elevation Area	Feng Qianxiu(60)
Construction of Online Automatic Monitoring System with Optical Fiber Cable in Sichuan Power Communication Network	Yin Mingchun Xie Lianqun(65)
Research and Application of Substituting OPGW Optical Cable	Zhu Weijie(69)
Research on Automation Planning of Medium-low Voltage Distribution Network for Guangdong Power Grid	Yang Miaofeng(74)
Design of Online Monitoring System in Self-supply Power Plant of Sichuan Enterprises	Yuan Jie(78)
Cause Analysis of Abnormal Quality of Fire-resistant Oil and Its Solutions	Gao Wei Li Li(82)
Effect Analysis of Energy-saving and Emission-reducing in Energy-saving Generation Dispatching of Sichuan Power Grid	Yang Liu Ling Jiang Tang Maojin et al(87)
Benefit Evaluation of Energy-saving Dispatching in Hydropower Enterprise Based on Data Envelopment Analysis	Zhang Peng Qin Yuyi Tang Maojin et al(91)

SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

2011 Vol.34 No.2

(Jan. No.212)

Bimonthly Started in 1978

Address: No.24 Qinghua Road, Chengdu, Sichuan, China

Postcode: 610072

Sponsor:

Sichuan Society of Electrical Engineering

Sichuan Test and Research Institute of Electrical Power

Editor in chief: Hu Can

Editor & Publisher

Editorial Department of SICHUAN ELECTRIC POWER
TECHNOLOGY

北川 110 kV 智能变电站调试浅析

蔡 钢, 何 朴, 刘 曦, 聂鸿宇

(四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要: 110 kV 北川变电站作为国内首个投运的智能变电站, 具有设备智能化、信息数字化、连接网络化和具备高级应用功能等特征。重点对北川智能变电站——这个国内首个智能变电站的调试工作进行分析, 总结出调试过程中所应用到的新设备以及新技术, 并提出了北川站存在的不足之处, 为下个智能变电站的调试和建设提供借鉴经验。

关键词: 智能变电站; 调试; 在线监测装置; 电子式互感器

Abstract As the first smart substation in China, 110 kV Beichuan Substation is characterized by the intelligent equipment, the digital information, the network-based connection and the advanced application functions. The focus of the analyses is the commissioning of Beichuan Smart Substation. The new equipment and new technologies which are applied to the commissioning are summarized, and the shortcomings in Beichuan Smart Substation are proposed, which can provide reference experiences for the construction and commissioning of the next smart substation.

Key words: smart substation; commissioning; online monitoring device; electronic instrument transformer

中图分类号: TM762 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0001-03

0 引 言

随着能源短缺问题日益严峻、供电可靠性要求不断提高、用户需求更加多样, 电网运营面临巨大挑战, 智能化已经成为国际电网发展的必然趋势。中国国家电网公司提出建设统一坚强智能电网的发展规划, 2010 年在国网公司辖区内试点建设 5 个智能变电站。

北川 110 kV 智能变电站位于新北川县城, 是“5.12”地震灾后重建的首个变电站, 也是国家电网公司坚强智能电网建设第二批试点工程。该站已于 2010 年 9 月 29 日顺利实现投运, 成为国内首个投运的智能化变电站。

1 北川智能变电站智能化特点

北川 110 kV 变电站严格按照《智能变电站技术导则》、《高压设备智能化技术导则》、《110(66) kV~220 kV 智能变电站设计规范》等规范要求进行工程设计、建设, 具有设备智能化、信息数字化、连接网络化和具备高级应用功能等特征^[1-5]。

电气一次部分: 一次设备的智能化采用常规一次设备+就地智能终端的方式。全站采用电子式互感

器, 电流互感器采用罗氏线圈原理, 电压互感器采用分压原理。

电气二次部分: 全站设备遵循 IEC 61850 规约建模和通信。配置站控层网络和过程层 GOOSE 网络, 分网设置, 并配置网络记录分析仪。采样值传输采用点对点方式, 保护装置严格按照直采直跳方式设计制造。全站均采用保护测控一体化装置。站用电源采用交直流一体化电源。站控层采用 SNTP 网络对时方式, 过程层采用 IEC 61588 网络对时方式。

全站在线监测范围包括: 主变压器油色谱、GIS 气体密度和微水。配置独立的在线监测就地单元, 单独组网, 配置统一的在线监测分析后台, 并留有与远方主站通信的接口。

监控系统具有顺序控制功能。整合了全站火灾报警系统和采暖通风系统, 实现了联动功能。

2 智能变电站调试创新点

北川智能变电站由四川电力科学院负责调试, 其专门针对智能变电站开展前瞻性基础研究和工程技术研究工作, 创新试验设备和方法, 实现科学调试。

自主研发油色谱在线监测装置的模拟装置: 为保证油色谱在线装置检测数据的准确性, 需定期对其标定, 但目前国内还没有针对该类设备现成的标定方

法。基于变压器绝缘油分析的多年经验并结合绝缘油技术监督经验,经过反复进行模拟试验,研制出模拟变压器事故油样的发生装置,即油色谱在线监测装置的模拟装置。首次成功应用于油色谱在线监测装置现场检测和验收。该装置具有使用方便、随用随配的特点,且克服了现场标定时间短的限制。模拟出的故障油样均匀稳定,为实验室和现场油色谱数据的比对提供了很好的基础,并为出台油色谱在线监测装置的标准提供了重要的技术思路。

自行研制的带压快速检测装置: SF_6 密度微水在线监测装置采用阻容型湿度传感器,带压测量气体的湿度。而目前国内均为常压测量检定,尚无带压条件下进行检测的方法及装置。为此四川电科院采用配制一定湿度和压强的气体,由经计量检定合格的标准湿度仪进行定标测定,在自行研制的带压快速检测装置上,对配制标气进行带压模拟测量,考察在线装置测量系统是否满足技术协议要求。

自行研制的带压快速检测装置,能防止被检测气体与测试环境的物料交换,也能使被测气体整体组分与传感器测试组分的快速一致,在实验室和现场实现快速评价传感器。

自主研制直流电源特性参数测试系统:一体化电源首次在四川电网采用,自主研发的实体成果“DPS-II型直流电源特性参数测试系统”,拥有两项专利技术授权,并荣获四川省政府和四川省电力公司的科技成果奖,将通常仅能在试验室进行的测试项目应用于现场测试,能全自动进行测试判断。本次应用在现场调试,大大提高了调试的效率和质量。

自主开发完善数字化保护装置测试仪:根据北川智能化变电站保护传输信息 SV 和 GOOSE 报文格式,研发出了用于北川智能变电站的主变压器保护测试、备自投装置测试的测试模块,并具有模拟电子式互感器的弱模信号输出功能。利用数字化保护装置测试仪对北川智能化变电站的主变压器差动保护装置所进行数据“飞点”、“丢帧”等专项测试,确保不发生因“数据飞点”引起主变压器差动保护误动等异常现象。

全站主系统回路保护极性、保护动作正确性及网络信息正确性检查试验:为了在变电站带电前,全面检测主变压器系统电流、电压回路完整性及主变压器差动保护 TA 极性的正确性,确保一次性带电成功。以往的系统短路、开路试验试验信号较弱,仅需 mA 级的电流即可通过高灵敏度的表计实现。北川智能

变电站调试时采用的是大电流方法(约 $10\% I_e$),开展了 1、2 号主变压器短路、开路及跳闸试验。

短路试验确保主变压器保护 TA 相对极性、变比的正确性及电流回路的完整性;

开路试验确保主变压器系统 TV 变比和电压回路的完整性、电压并列功能的正确性;

跳闸试验实现对通信链路全面检查,确保 SV 数据采集、GOOSE 网络信息、GOOSE 直跳指令、MMS 网络及报文信息正确性;确保各通信网络未出现堵塞现象,确保 1、2 主变压器保护动作行为及动作信息正确性;确保智能终端及断路器动作行为正确性,确保全站监控系统信息正确性、确保网络记录分析系统功能的正确性。

GIS 设备的三相电子互感器误差及其抗电磁干扰性能检测:即一次主回路三相同时升流或三相同时升压试验。通过本试验完成了对北川智能变电站 GIS 设备的电子互感器进行模拟运行状态下(单电磁参数)的误差检测。这不仅是对 GIS 共箱设计的电子式互感器准确度的检测,也是目前首次在调试现场模拟三相电场和三相磁场对电子式互感器抗干扰能力的全面考核,对诠释电子式互感器在实际运行状态下的误差准确性有直观的积极意义,对 GIS 共箱的电子式互感器设计、制造及质量考核作基础性的开拓工作。

网络记录分析系统的完善化:智能变电站以信息传输数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求,信息集成化程度高,为全面监视操作运行指令的执行情况提供了前提。为了更好地体现智能化变电站的技术优势,方便运行维护,提高运行人员从海量信息中快速捕捉关键信息的能力,通过以通信智能监测系统为平台,增加信息的分类查找功能和指令追踪功能,该功能的实现可极大提高运行维护人员的工作效率,减少检修维护查找问题的时间,使得关键信息捕捉快速化、智能化变电站指令执行可视化。

监控后台增加网络故障的监视功能:智能变电站可方便的传输设备的状态信息和通信网络的状态,为站控层设备监视网络信息链接状态提供了可能。为全面监控系统网络故障的监视功能,在不影响监控后台系统的前提下,增加独立的模块,对通信网络的链接状态进行监视,具备网络故障定位的功能,从而提高二次系统运行的可靠性。

光纤链路正确性、光纤端面清洁度和平整度检查:利用专用测试工具对北川站光纤链路的连接情况

进行了抽检,主要检查光纤端面 and 链路通信传输功率,对厂家提供的部分存在污秽的尾纤端面进行了处理,确保光纤物理链路的通畅,为全站调试乃至一次性带电成功打下了坚实的基础。

3 北川智能变电站存在的不足之处

1)一次设计还需完善:高压侧避雷器安装位置不合理。



图 1 GIS 出线间隔实物图

北川智能变电站一次主接线为内桥接线, GIS 共有两回进线均装有一组避雷器,避雷器装在 GIS 罐体内,与避雷器气室紧邻的是互感器气室,两个气室相对独立。该结构与安装方式造成出线间隔的互感器气室在耐压后又解体安装,由于无法再进行交流耐压试验,只能升至运行电压老炼,这将会给该站的运行带来一定的安全隐患。建议设计时避免采用 GIS 内装式避雷器;如受限必须采用内装式,可增加与 GIS 本体连接的隔离开关或加一小段可拆连接的独立气室。

2)技术新,研发时间短,厂家产品有待完善。

SF₆ 密度微水在线监测装置: SF₆ 密度微水在线监测装置传感器气室气体不易流通,传感器表面气体不易更新,平衡时间过长(厂家提供的平衡时间为 7 天至半月)。该监测装置安装到 GIS 后,从 2010 年 9 月 29 日投运,一个半月以后显示值尚未完全稳定,个别装置数据出现不正常波动情况。从目前情况看,该 SF₆ 在线监测装置现在的设计方式不能及时反映设备内气体湿度的变化,不能完全达到在线监测的目的,还需进一步完善。

电子式互感器厂家高压试验能力有待加强,建议

在互感器出厂前将角差比差调整在合格范围内,解决现场调试时借助调试方高压设备和人员,通过修改合并器参数来调整精度的问题。电子式互感器角差比差的调整,需在不同比例额定电压下进行,整个调整过程复杂、缓慢,严重耽误调试时间。电子式电压互感器采用电容分压原理,随着温度、GIS 内部压力变化,互感器的输出是否会发生变化还有待运行进一步验证。

3)部分标准急待制定和完善。

油色谱在线监测装置、SF₆ 密度微水在线监测装置等应用于智能变电站的智能设备急需国家或行业出台统一的标定和验收标准;智能变电站的二次系统和计量系统有别于传统变电站,完善和制定针对智能变电站的交接验收规程规范也迫在眉睫。

4 结 论

北川智能变电站的顺利投运迈出了国家坚强智能电网的第一步,实现了设备智能化、信息数字化、连接网络化。由此也促进了新的调试设备和方法的创新,但由于智能变电站还处于试点建设阶段,在设计、产品以及规范方面还有待完善。

参考文献

- [1] 国家电网公司. 智能变电站技术导则 [S]. 北京:中国电力出版社, 2009.
- [2] 国家电网公司. 110(66) kV ~ 220 kV 智能变电站设计规范 [S]. 北京:中国电力出版社, 2010.
- [3] 国家电网公司. 高压设备智能化技术导则 [S]. 北京:中国电力出版社, 2010.
- [4] 国家电网公司. 变电站智能化改造技术规范 [S]. 北京:中国电力出版社, 2010.
- [5] 国家电网公司. 智能变电站继电保护技术规范 [S]. 北京:中国电力出版社, 2010.

作者简介:

蔡 钢 (1964), 男, 高级工程师, 主要从事继电保护方面的研究。

何 朴 (1957), 男, 高级工程师, 主要从事继电保护方面的研究。

刘 曦 (1982), 女, 硕士研究生, 主要从事高电压与绝缘技术方面的研究。

聂鸿宇 (1973), 男, 高级工程师, 主要从事高电压与绝缘技术方面的研究。

(收稿日期: 2011-01-04)

北川 110 kV 智能变电站主变压器保护及试验方法

刘明忠,姜振超

(四川电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘 要:介绍了国网公司首个投运的智能变电站——北川 110 kV 智能变电站的概况,对主变压器保护系统构成、特点及测试方法进行了深入的探讨,介绍的智能化变电站主变压器保护的试验方法可为今后智能化变电站调试提供参考。

关键词:智能变电站;主变压器保护;试验方法

Abstract: The general situation of 110 kV Beichuan Smart Substation is introduced, which is the first smart substation of State Grid Corporation being put into operation. The structure and the characteristics of main transformer protection system are discussed deeply as well as the test method. The proposed test method for main transformer protection in smart substation will provide a reference for the future commissioning of smart substation.

Key words: smart substation; main transformer protection; test method

中图分类号: TM772 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0004-03

0 引 言

智能变电站是采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备,以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求^[1],自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能,并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能的变电站。

北川 110 kV 智能变电站是一个灾后重建工程,也是国网公司第二批智能变电站示范工程项目,是国网公司首个投入运行的智能变电站。智能变电站保护装置及试验方法的检测试验与常规保护装置不同^[2-3],主要表现在以下两个方面。

1)智能变电站继电保护装置输入回路无 A/D 转换装置,电网运行信息由电子式互感器采集,经合并器数据整合后,通过规定的通信协议传输给保护装置,通信介质由电缆变为光纤。

2)智能变电站继电保护装置输出回路无保护开出继电器,跳闸命令 GOOSE 网络传输,通信介质由电缆变为光纤。

智能变电站保护装置调试方法与传统变电站存在较大差异,电量信号变为光纤数字信号,测试手段发生变化,传统的保护测试仪无法直接进行试验。

1 主变压器系统的一次接线简介

北川 110 kV 智能变电站 110 kV 系统采用内桥接线方式,配置三相共箱式气体绝缘金属封闭开关设备 GIS 设计有出线开关 2 组、内桥开关 1 组。配置有载调压双绕组变压器 2 台,变压器主要参数为容量 50 MVA、电压比 $110\pm 8\times 1.25\%/10.5$ kV、短路阻抗比 17%。110 kV 线路间隔配置了组合式电流电压互感器,内桥、主变压器低压侧、主变压器中性点均配置了电子式电流互感器,10 kV 母线配置了电子式电压互感器。主变压器系统的一次接线形式如图 1 所示。

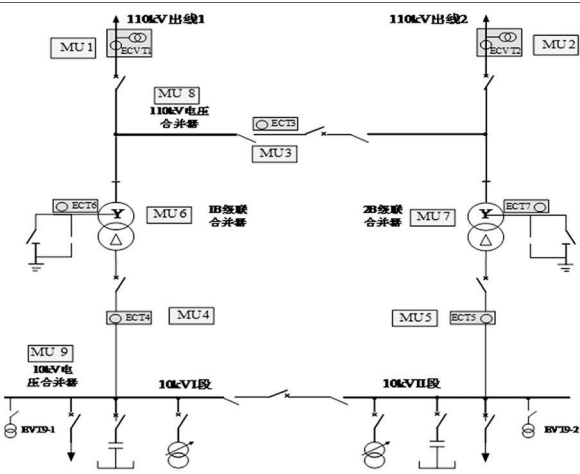


图 1 北川 110 kV 智能变电站主接线及合并器配置

2 主变压器保护系统的特点

北川 110 kV 智能变电站二次系统遵循 DL/T 860(IEC 61850)的通信协议,主变压器保护按主后一体双重化配置。1、2 号变压器保护系统相关的 TA 和合并器配置如图 1 所示,采样值网络如图 2 所示,全站组共配置有 9 个合并器,组成采集网络,其通信介质采用光纤,满足线路测控装置、内桥测控装置、备自投装置及 1、2 主变压器保护装置数据采集的需要。为保证主变压器保护采样值的同步性,在级联合并器前端的合并器间采用 FT3 通信协议。电子式互感器与合并器间利用厂家专用通信协议传输数据。变压器保护与级联合并器间采用扩展 9—1 通信协议,实现多达 25 个通道数据的传输。变压器保护系统中有如下特点。

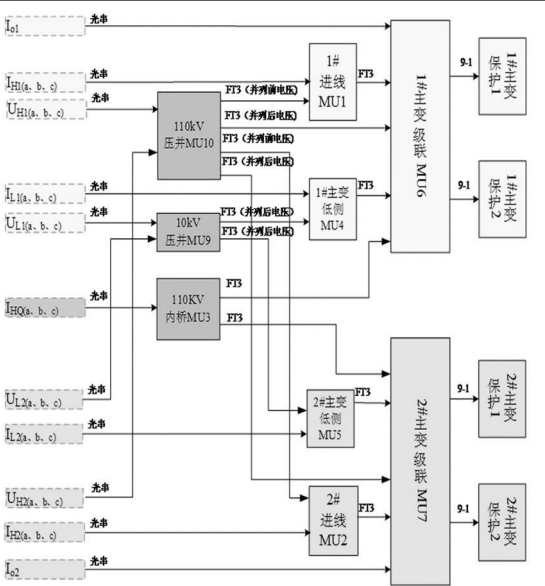


图 2 主变压器保护采样值网络

1)110 kV 电压合并器

本站未设计 110 kV 母线电压合并器,变压器保护需要的 110 kV 母线电压从线路 TV 及相关的开关量位置取得,110 kV 电压合并器的信号流程图如图 3 所示。正常时电压并列合并器采用 GOOSE 进行切换,GOOSE 中断后自动转为电气量切换,开关量位置与母线电压的输出关系如表 1 所示。电压合并器输出三种类型的电压数据,FT3 协议的并列前电压、FT3 协议的并列后电压、9—1 协议的并列后电压。

2)主变压器级联合并器

《智能变电站继电保护技术规范》颁布时间不长,厂家设备正在升级过程中;本站中,主变压器虽为

表 1 110 kV 母线电压与开关量位置的关系

运行方式			电压输出		并列信号
1L	内桥	2L	I 母	II 母	
分位	分位	分位	0	0	—
合位	分位	分位	=1L	0	—
分位	分位	合位	0	=2L	—
合位	分位	合位	=1L	=2L	—
合位	合位	分位	=1L	=1L	I 母
分位	合位	合位	=2L	=2L	II 母
合位	合位	合位	=1L	=2L	—

注:合位——指本间隔断路器、隔离刀闸均处于合闸位置;
分位——指本间隔断路器、隔离刀闸中任一设备处于分闸位置。

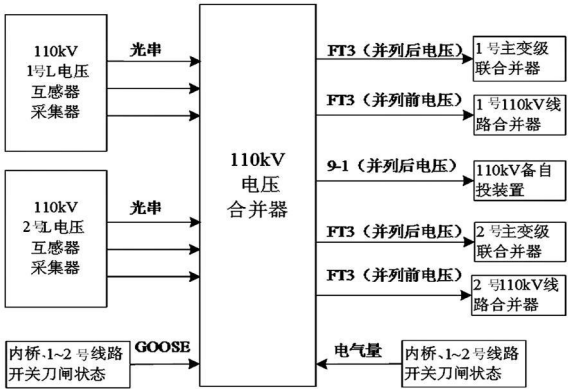


图 3 110 kV 电压合并器信号流程图

双圈变压器,但高压侧采用内桥接线,使得主变压器保护测控装置需要接入三侧电流、两侧电压,即线路的保护和测量电流、内桥的保护和测量电流、变压器低压侧的保护和测量电流、高压侧电压、低压侧电压、主变压器中性点电流,共 25 个采集通道,若由保护装置直接接收,需要占用 5 组光口,不利于保护装置的设计。此外,数据集中器在以往的数字化变电站中采用较多,有一定的运行经验,为此,本站设计上采用级联合并器方式收集 25 个采集通道信息,经数据整合后采用一组光口发送给主变压器保护装置。

3)10 kV 电压合并器

10 kV 电压合并器接线方式与 110 kV 电压合并器基本相同,只是把进线开关刀闸位置换成了 TV 小车位置,内桥开关刀闸位置换成了分段开关位置,只是母线电压输出逻辑有较大变化,如表 2 所示。

4)保护输出采用 GOOSE 直跳

保护装置跳闸命令采用 GOOSE 直通方式输出,与其他设备间的开关量信息采用 GOOSE 传送,GOOSE 按双网配置,并列运行,主变压器保护装置的 GOOSE 网配置示意图如图 4 所示。

表 2 10 kV 母线电压与开关量位置的关系

运行方式			电压输出		并列信号
I 段 TV 分段开关	II 段 TV	I 母	II 母		
分位	分位	分位	=0	=0	—
合位	分位	分位	= U I	=0	—
分位	分位	合位	=0	= U II	—
合位	分位	合位	= U I	= U II	—
合位	合位	分位	= U I	= U I	I 母
分位	合位	合位	= U II	= U II	II 母
合位	合位	合位	= U I	= U II	—

注:合位——指 TV 小车处于工作位置或分段断路器 (含隔离柜)处于工作及合闸位置;
分位——指 TV 小车处于非工作位置或分段断路器 (含隔离柜)处于分闸位置或检修位置。

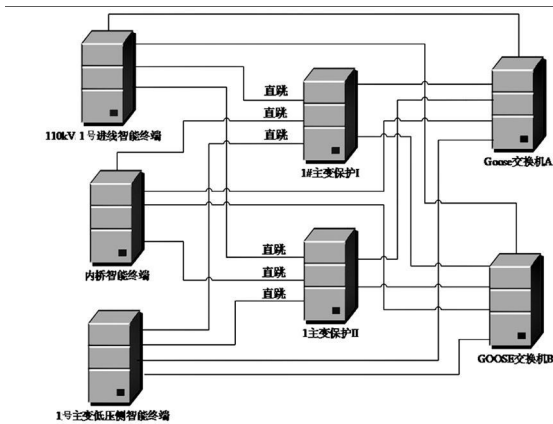


图 4 主变压器保护 GOOSE配置示意图

3 主变压器保护调试方法

进入智能变电站时代后,常规继电保护测试设备已无法满足智能变电站保护装置试验的需要,保护装置的输入、输出信号均发生了根本的变化,由模拟量转变为数字量。此外,智能变电站继电保护装置试验工作对试验人员提出了更高的技术要求,除需了解保护装置特性外,还需具有一定的网络通信知识,如需要了解采样通道配置情况和数据通信格式等。下面重点介绍一下智能变电站变压器保护装置调试工作。

- 1) 智能变电站变压器保护一般检测项目
- (1) 外观及接线检查;
- (2) 回路绝缘检查;
- (3) 装置电源检查;
- (4) 人机对话功能检查;
- (5) 模型文件合法性及一致性检查;
- (6) GOOSE 配置文本检查;
- (7) 保护定值、版本与校验码核对;

- (8) SV 数据采集功能检查;
- (9) GOOSE 开入开出量检查;
- (10) 保护装置逻辑功能试验;
- (11) 与站控层通信检查;
- (12) 保护装置其他异常行为试验;
- (13) 装置接收、发送的光功率检查;
- (14) 与其他智能组件互联特性检查;
- (15) 对时功能 (或精度) 检查;
- (16) 整组传动试验。
- 2) 智能变电站变压器保护装置测试试验接线
- (1) 传统测试仪 +转换装置的测试接线

测试系统由传统测试仪、厂家提供的专用转换装置、间隔合并器和级联合并器组成。由于智能变电站变压器保护涉及多侧系统,需要多个转换装置,但传统保护测试仪不能接入 GOOSE信号,致使测试方法不实现闭环。在没有合适的数字式保护测试仪时,本测试方法作为变压器保护装置功能检查还是可行的。

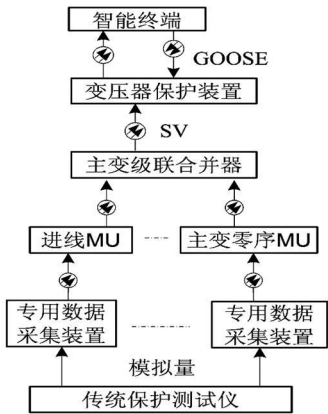


图 5 传统测试仪 +转换装置的测试接线

- (2) 数字式保护测试仪的测试接线

使用数字式保护测试仪进行变压器保护的试验接线简单,数字式保护测试仪可直接发送保护装置所需的采样数据,同时也可接收保护装置发出的GOOSE信号,能实现闭环测试。

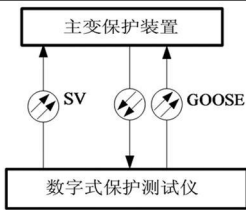


图 6 数字式保护测试仪接线

- 3) 智能变电站变压器保护试验应注意的问题
- 数字式保护测试仪输出的采样报文格式需要合
- (下转第 81 页)

802.1x 协议。后来, 802.1x 协议作为局域网端口的一个普通接入控制机制应用于以太网中, 主要解决以太网内认证和安全方面的问题。

802.1x 认证客户端软件集成到数据采集终端, 通过编程编译后后台运行, 在终端检测到网络接口连接后自动运行, 实现网络接入的高安全性。

(3) 接入交换机端口受控方式: 接入交换机支持以下两种端口受控方式。

基于端口的认证: 只要该物理端口下的第一个用户认证成功后, 其他接入用户无须认证就可使用网络资源, 当第一个用户下线后, 其他用户也会被拒绝使用网络。

基于 MAC 地址认证: 该物理端口下的所有接入用户都需要单独认证, 当某个用户下线时, 只有该用户无法使用网络, 不会影响其他用户使用网络资源。

(4) 数据备份及恢复: 出于对数据安全的考虑, 需定期的对相关数据做备份工作, 并以加密压缩的方式保存备份数据。在数据出现错误或者丢失导致系统无法正常运行时, 可迅速将备份数据恢复至系统中, 保证系统正常运行。

总之, 本系统是四川省电力公司为贯彻国家可持

续发展和科学发展观的要求, 利用高新信息化技术手段对发电企业的供热、发电进行实时在线监控的信息化管理系统。该系统采用了 GPRS 无线数据传输、网络数据加密和数据在线采集等新技术。系统正常运行后, 可以按照国家政策合理调度发电机组发电生产, 维护全省电网安全稳定运行大局, 是电力公司对相关电厂协调和监测的有力工具, 具有很高的社会和经济效益。

参考文献

- [1] GB 8566—88. 计算机软件开发规范 [S].
- [2] GB 17859—1999. 计算机信息系统安全保护等级划分准则 [S].

作者简介:

袁 杰 (1968), 男, 四川宜宾人, 工程师, 四川省电力工业调整试验所四川通能电力科技有限公司开发部副经理, 从事发电站机组的调试、测试和新技术研发等工作。

吴晓刚 (1970), 男, 上海市, 高级工程师, 四川省电力工业调整试验所四川通能电力科技有限公司总经理, 从事发电站热工控制研究和调试等工作。

(收稿日期: 2010—12—15)

(上接第 6 页)

理配置, 当采用 IEC 61850—9—1 或 60044—7 报文格式时, 应设置采样率、ASDU 数目、MAC 地址、额定参数、APPID、LDNAME、状态字、datasetNAME 等。

数字式保护测试仪应能输出和订阅 GOOSE 报文。GOOSE 报文的订阅, 可通过直接导入 SCD 文件来配置, 也可直接输入 GOOSE 报文的 GOOSE 控制块索引、GOOSE 标识、应用标识、目标 MAC 地址等进行配置。GOOSE 报文的输出, 可通过导入 SCD 配置文件生成, 也可直接手工配置。

变压器保护试验结果与试验人员对保护装置动作逻辑、测试仪参数配置密切相关。在试验中要注意以下两点: 一是要解决好测试仪与保护装置的互联互通问题, 二是合理安排试验项目和试验顺序, 这才是有效、快速地完成保护装置的检验工作的前提条件。

4 结 语

北川 110 kV 智能变电站是国网公司首个投运的智能变电站。其主变压器保护采用级联方式采集系

统运行信息, 对时钟同步系统的要求低, 间隔合并器与级联合并器间采用 FT3 传输协议, 降低了系统对通信网络的依赖。主变压器保护采用 GOOSE 直跳输出, 符合智能变电站继电保护技术规范, 从运行情况看, 主变压器保护性能稳定。从介绍的智能变电站主变压器保护试验方法可为智能变电站的调试工作提供参考。

参考文献

- [1] 高翔, 张沛超. 数字化变电站的主要特征和关键技术 [J]. 电网技术, 2006, 30(23): 67—71, 87.
- [2] 林金洪. 110 kV 数字化变电站继电保护配置方案 [J]. 南方电网技术, 2009, 3(2): 71—73.
- [3] 黎强, 李延新. 基于数字化变电站的系统保护装置设计 [J]. 电力系统自动化, 2009, 33(18): 77—80.

作者简介:

刘明忠 (1964), 男, 高级工程师, 从事继电保护试验、控制保护新技术研究工作;

姜振超 (1981), 男, 硕士研究生, 从事继电保护试验、控制保护新技术研究工作。

(收稿日期: 2011—01—04)

北川智能变电站 GIS 现场耐压方式的选择与分析

李 晶, 范松海, 苏明虹, 肖 伟
(四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要:根据试验参数和现场的试验条件,北川 110 kV 智能变电站的 GIS 现场耐压试验选择了调频串联谐振耐压装置。耐压试验结果表明,北川变电站 GIS 无明显绝缘缺陷,但在设计上存在 GIS 气室结构不合理、互感器和避雷器布置不规范等缺陷。为了减少这些缺陷给试验带来的影响,提出了一些弥补措施和建议。

关键词:耐压试验;谐振;避雷器

Abstract: According to the test parameters and test conditions, FM series resonant withstand voltage device is chosen for on-site withstand voltage tests of GIS in 110 kV Beichuan Smart Substation. The experimental results show that none of the obvious insulation defects exist in GIS. However, there still have the design defects, such as unreasonable structure of gas room, irregular layout of surge arrester and potential transformer etc. Some remedial measures are proposed to reduce the influence of these defects on the tests.

Key words: withstand voltage test; resonance; surge arrester

中图分类号: TM835 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0007-03

GIS 诞生于 20 世纪 70 年代初,其显著特点是集成化、小型化、美观化和省力化,使变电站的结构发生了巨大的变化^[1]。GIS 的故障率比传统的敞开式设备低一个数量级,检修周期大大延长。但是,由于 GIS 电气设备全部封闭的特点,一旦发生内部绝缘故障,危害后果比分离式敞开设备更严重,故障的修复周期更长。

GIS 内部以 SF₆ 气体为绝缘介质,绝缘间隙小,在运输以及现场安装中可能有外界杂质、微粒混入内部,从而导致 GIS 绝缘强度急剧下降^[2]。从 GIS 变电站长期运行及维护的经验表明,GIS 设备故障多数是由设备内部的绝缘故障引起的^[3]。河南电网调查发现,在 110 kV 电压等级以上的 60 余座 GIS 变电站,1996 年以来发生 GIS 事故 10 余起,其中一座新建 110 kV GIS 变电站在投运 7 个月后因支撑绝缘子闪络引发相对地短路,造成三相支撑及盆式绝缘子、管母等多处烧损。根据 CIGRE2310 工作组国际调查报告的统计,在日本投运的 GIS 中,1985 年以前发生的 562 次故障中绝缘故障占 60%,1985 年以后发生的 247 次故障中绝缘故障占 51%。总的来看,绝缘故障是 GIS 故障中最频繁最常见的故障。

对新安装 GIS 设备,交流耐压试验是交接试验中的必要环节^[4-7],其目的是对 GIS 设备做“老炼”处理,发现 GIS 绝缘薄弱环节或者电场畸变的区域,使变电

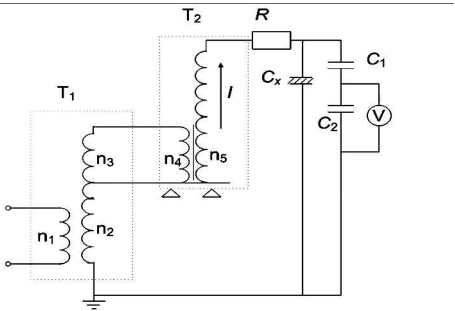
站投运后尽可能少地发生绝缘故障。同时,耐压试验所产生的尖端放电,可以烧掉 GIS 内的毛刺,除掉部分杂质,所以耐压试验对 GIS 还能起到一定的修复作用。

1 GIS 交流耐压方法概述

1.1 工频耐压试验装置

工频耐压试验装置主要由升压变压器、调压器、分压器、限流电阻等构成,根据被试品的耐压试验电压值和电容量,选择由单变或串激式^[8]。串激式工频耐压试验装置接线如图 1 所示。

大家知道,工频试变所串台数越多,其容量利用率越低,且装置的短路阻抗也会随着增大,一般串级数不大于 3 级。



T₁ 为变压器 1; T₂ 为变压器 2; R 为电阻; n₁~n₅ 为线圈;
C_x 为试品; C₁ 为分压器高压臂; C₂ 为分压器低压臂

图 1 工频试验变的交流耐压接线

工频耐压试验装置中升压的容量与其体积和重量呈正比,试验电压值与其体积和串级数也呈正比,故对于试验电压高、容量大的现场交流耐压试验,因受运输条件、现场电源等限制少有采用。

1.2 谐振耐压装置

串激式工频耐压装置可在试验室内满足小容量较高电压的耐压试验,对于现场交流耐压试验被广泛采用的是谐振耐压装置。谐振耐压装置按接线方式可以分为串联谐振装置和并联谐振装置两大类;按调节方式可以分为工频谐振装置和变频谐振装置^[9]。

串联谐振装置的等效电路图如图 2 所示。图中, R 为试验回路中损耗的等值电阻, C_x 为试品。R 和 C_x 两端的输出电压可以表示为

$$U_c = \frac{U}{\sqrt{R^2 + (X_L - X_c)^2}} X_c \tag{1}$$

式中, X_L 为可调电感 L 的电抗, Ω; X_c 为试品 C_x 的电抗, Ω。当线路发生串联谐振时,满足以下条件。

$$X_L = X_c \tag{2}$$

由式 (1) 可知,发生串联谐振时,输出电压 U_c 达到最大值。设 Q 为谐振回路的品质因素, Q 可以表示为

$$Q = \frac{\sqrt{L/C}}{R} = \frac{\omega L}{R} = \frac{1}{\omega CR} \tag{3}$$

根据式 (3), 可知输出电压 U_c = QU。设 S_x 为加在试品 C_x 上的容量, 则

$$S_x = U_c I = Q U I = Q S \tag{4}$$

式中, S_x 为加在试品上的容量, V · A; S 为变压器 T₂ 的容量, V · A。

调频谐振是通过调节电流频率 f 实现谐振, 电抗器的参数固定不需要调节机构, 电抗器的体积和重量都有所减少, 因而更适合现场交流耐压试验的需要。

并联谐振装置的原理与串联谐振装置基本相同, 把图 2 中电抗器 L 和试品 C_x 由串联改成并联。谐振时试品上的容量也为变压器输出容量的 Q 倍。与串联谐振不同的时, 并联谐振加载在试品两端的电压与

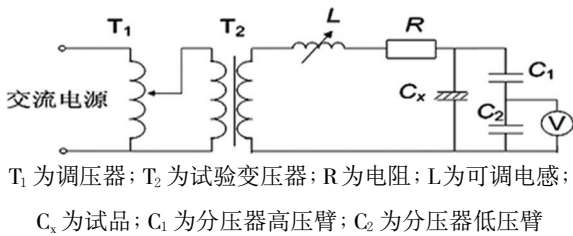


图 2 串联谐振装置的等效电路图

变压器输出电压相同, 而通过试品的电流是变压器输出电流的 Q 倍, 因而适用于试验电流较大的耐压试验。

2 北川变电站 GIS 现场耐压试验

2.1 试验参数及试验装置的选择

北川变电站全站采用全封闭 GIS 且三相共用同一母线筒, 导体对筒壳的间距很小, 因而对地电容很大, 单相对地电容可达 2 × 104 pF 以上。根据 GB 50150—2006、DL/T 618—1997 等要求, 试验电压按出厂试验电压值的 80%, 出厂试验电压为 230 kV, 所以试验电压 U_x 为

$$U_x = 230 \text{ kV} \times 80\% = 184 \text{ kV} \tag{5}$$

当采用工频电流时, 试验电流为

$$I_x = U_x \omega C_x = 1.2 \text{ A} \tag{6}$$

试验对装置容量的要求为

$$S_x = U_x I_x = 212.6 \text{ kVA} \tag{7}$$

由此可见, 若选用工频耐压装置, 其升压变容量至少需要 250 kVA, 且现有装置 250 kV / 250 kVA 的试验电流还是不能满足现场试验要求。

北川 110 kV 智能变电站 GIS 现场耐压试验使用的串联谐振装置参数如表 1 所示。

表 1 GIS 交流耐压试验设备及其型号规格

设备名称	型号规格
单相励磁变压器	LB3598—150 kVA / 10 kV / 20 kV / 36 kV
变频电源	TC—2008 / 200 kW
电抗器	HV DK—200 kVA / 200 kV
电容分压器	HV—10 000 pF / 200 kV

试验程序按照 DL/T 618—1997 规定实施, 完成对 GIS 整体的交流耐压。

2.2 分析与建议

(1) 组合式电子互感器

电磁电压互感器受铁心磁饱和影响, 在采用调频谐振耐压装置实施时, 其试验电压频率较难满足要求, 所以一般未让互感器与 GIS 本体连同耐压。但电子式电压互感器不存在磁饱和问题, 其绝缘强度与 GIS 内绝缘的耐受水平一致, 故智能变电站 GIS 的电子式电压互感器无需单独进行倍频耐压。

(2) 避雷器

北川变电站 GIS 线路间隔隔离气室分布结构如图 3 按照厂家安装方式是在整体完成交流耐压试验后, 回收 SF₆ 气体后, 打开连接避雷器的接口端盖进行避雷器连接。

从断路器气室隔离盆起至线路套管(图 3 中深色部分),装配有套管、组合式电子互感器、隔离开关和接地开关等单元,在避雷器安装过程相当于被全部解体,而安装完成后受避雷器限制,无法再实施现场交流耐压。所以该安装方式和结构不利于设备运行安全。

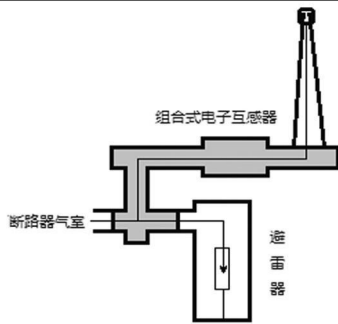


图 3 北川变电站 GIS 线路间隔气室结构

(3) 弥补措施

由于北川变电站 GIS 的避雷器安装后无法进行交流耐压,对线路间隔采用了校验互感器用的三相升压装置,对全部安装完毕带避雷器的线路间隔进行了三相电压升至额定电压的带电考核试验,由于是三相电压同时施加,其相间考核较耐压装置的单相施加额定电压更严格。

(4) 建议

鉴于 GIS 绝缘故障率的比例最高,所以在设计选型时,可考虑在避雷器与本体连接处加装隔离开关或独立连接小气室,以避免解体安装或减小影响范围。

若还是前面的结构形式,应采用在避雷器气室里(图 4)取掉导电杆进行避雷器的隔离,如图 5 所示,其避雷器与导电杆接头的最小绝缘距离为 94 mm,完全满足 184 kV 交流耐压的实施^[10]。由于北川工程受投运时间限制,未能实施此方案。

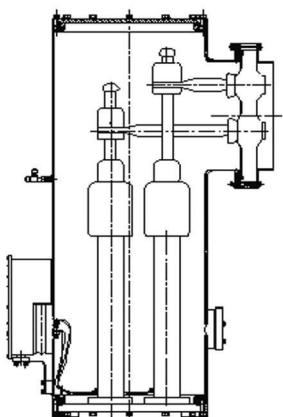


图 4 北川变电站 GIS 避雷器气室结构

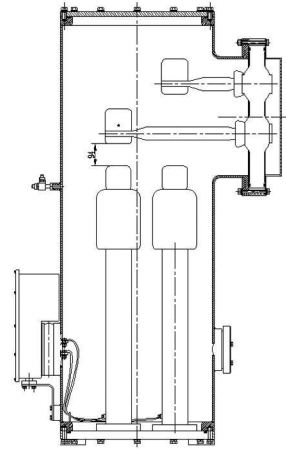


图 5 取掉导电杆的避雷器气室结构与尺寸

另外,电子互感器与避雷器的安装位置不合理,如图 3 所示,与避雷器安装处相比,北川变电站的互感器更接近于线路端,虽然其距离非常近,但当雷电波侵入时,首先是经过电子互感器,然后才到避雷器,这有悖于北川站设计的一次主接线图。

参考文献

- [1] 邱毓昌. GIS 装置及其绝缘技术 [M]. 北京: 水利电力出版社, 1994.
- [2] 吴桂生, 陈劲松. 浅谈 GIS 现场试验 [J]. 四川电力技术, 2004, 27(1): 61—62.
- [3] 金立军, 刘卫东, 钱家骊. GIS 绝缘配合中的故障分析及诊断和检测技术 [J]. 中国电力, 2002, 35(3): 52—55.
- [4] 侍海军, 王光前, 张少炎. GIS 现场绝缘试验技术 [J]. 高压电器, 2005, 41(1): 55—58.
- [5] 章述汉, 朱跃, 吴良科, 等. 750 kV GIS 电流互感器现场检定试验方法 [J]. 高电压技术, 2009, 35(5): 1200—1205.
- [6] 张文亮, 张国兵. 特高压 GIS 现场工频耐压试验与变频谐振装置限频方案原理 [J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(24): 1—4.
- [7] 徐贞华, 田伟莉. 220 kV 六氟化硫组合电器的运行与试验 [J]. 有色冶金节能, 2003, 20(5): 27—29.
- [8] 陈化钢. 电力设备预防性试验方法及诊断技术 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2009.
- [9] 张文亮, 张国兵. 特高压 GIS 现场工频耐压试验与变频谐振装置限频方案原理 [J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(24): 1—4.
- [10] 黎斌. SF₆ 高压电器设计 (第 2 版). 北京: 机械工业出版社, 2007.

(收稿日期: 2011—01—04)

数字电能计量及其电能表检测技术

艾 兵, 江 波

(四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要:为了适应智能变电站的发展,在新的技术条件基础上需有一套符合数字化变电站特点的计量系统。基于 IEC 61850 标准实施的智能变电站,计量系统结构发生了根本改变。从总体上介绍了智能变电站计量系统及其与传统计量系统的区别。从原理上分析了数字电能表的构造和应用特点,由于计量方式的改变,对其相应数字电能计量检测系统和溯源原理进行了论述,提出了智能变电站中数字式电能表检定方案。由于数字化电能计量暂无国家标准和行业标准,随着智能变电站投运,需进一步开展相关研究。

关键词:数字化变电站; 数字式电能表; 检测技术

Abstract: In order to adapt to the development of smart substation, it requires a set of measurement system which is consistent with the features of digital substation on the basis of the new technical conditions. The metering protocol structure of the smart substation based on IEC 61850 implementation has changed. The basic information about smart substations and the differences between the electric energy metering system of smart substation and the traditional measurement system are generally described. The configuration and application characteristics of digital watt-hour meter are analyzed. Because the metering type is changed, the corresponding detection system of digital electric energy metering and its traceable principles are discussed, and the examination schemes of digital watt-hour meter in smart substation are proposed. Since there are no national standards and industry standards for the digital electric energy metering, the relevant researches need carrying out with a large number of smart substations being put into operation.

Key words: digital substation; digital watt-hour meter; detection technique

中图分类号: TM932 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0010-04

0 前 言

随着数字化技术不断发展,传统的变电站自动化系统已无法满足智能化电网的要求,数字化变电站将是继综合自动化技术后电力系统变电站建设的又一次革新,数字化变电站必将是变电站建设的趋势。它以变电站一、二次设备为数字化对象,以高速网络通信平台为基础,通过对数字化信息进行标准化,实现信息共享和互操作,并以网络数据为基础,实现测量监视、控制保护、信息管理等自动化功能^[1-4]。IEC 推出了电子式互感器的标准^[5-6],关于变电站通信規約的标准也已出台^[7],新的标准包含和兼容了原有的标准,这使得智能变电站的建设有了标准依据^[8]。

电能计量通过互感器及二次回路联合电能表按照规定的接线方式进行组合构成在线电能计量系统来实现的。在电力市场条件下,为保证公开、公平、公正地为电能生产者和使用者提供优质服务,必须建立

现代化的电能计量、管理和交易系统。电能计量系统管理是至关重要的^[9]。随着数字化变电站的发展以及 IEC 61850 协议的不断推广,数字化变电站的建设已由理论研究阶段走向工程实践阶段。

为了适应智能变电站整站实施的要求,有必要在新的技术条件的基础上有一套符合数字化变电站特点的计量和检测系统。由于数字化电能计量暂无国家标准和行业标准,只有通过已有智能变电站的实际运用情况和参照地方标准和行业标准进行。随着数字电路的发展,电路的可靠性和精度得到了提高,必定会推动了数字电能计量快速发展。

下面将总体上介绍智能变电站的构造,基于 IEC 61850 标准的实施,重点讨论分析了数字电能表的构造和应用特点,以及实现功能,另对其对应的数字电能计量检测系统和溯源原理进行了论述。

1 智能变电站

智能变电站是指变电站的信息采集、传输处理、

输出过程全部数字化,基本特征为设备智能化、通信网络化、模型和通信协议统一化、运行管理自动化等。数字化变电站建设的关键是实现能满足上述特征的通信网络和系统,并开发出相应的智能设备。IEC 61850 标准包括变电站通信网络和系统的总体要求、功能建模、数据建模、通信协议、项目管理和一致性检测等一系列标准。数字化变电站就是按照 IEC 61850 标准建设通信网络和系统的变电站。

数字化变电站的主要一次设备和二次设备都应成为智能设备,这是变电站实现数字化的基础。智能设备具备可与其他设备交互参数、状态和控制命令等信息的通信接口。如果确需使用传统非智能设备,应通过配置智能终端将其改造为智能设备。设备间信息传输的方式为网络通信或串行通信,取代传统的控制电缆、TA 电缆和 TV 电缆等硬接线。数字化变电站的设备状态信息应包括其自身健康状态。设备根据需要提供相应的在线检测功能,实时提供设备的健康状态信息,变电站自动化系统可根据设备健康状态提出检修要求,实现计划检修向状态检修的转变。

智能变电站不需解决不同制造商设备信息代码表不统一的问题。数字化变电站的设备信息应符合标准的信息模型,具有“自我描述”机制。采用面向对象自我描述的方法,传输到自动化系统的数据都带说明,马上建立数据库,使得现场验收的验证工作大大简化,数据库的维护工作量大大减少,实现设备的“即插即用”。图 1 为智能变电站构成简图。

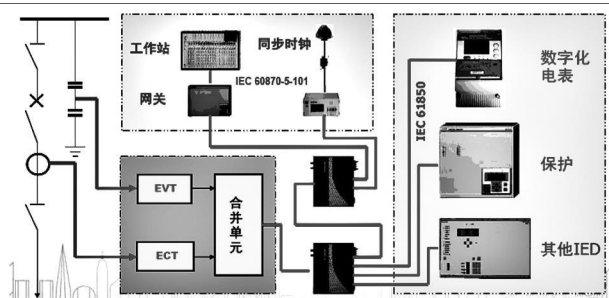


图 1 智能变电站的构成

相对于传统变电站,智能变电站的一次设备采用数字输出的电子式互感器等智能一次设备。一次设备和二次设备间用光纤传输数字信息的方式交换采样值、状态量、控制命令等信息。二次设备间用通信网络交换模量和控制命令等信息,取消控制电缆。运行管理系统自动化包括自动故障分析系统、设状态监测系统和程序化控制系统等自动化系统,提升自动减少运行维护的难度和工作量。数字化变电站的关

键技术 IEC 61850 的体系架构包括一体化功能系统控制单元、通信网络架构、电流/电压互感器、数字化的一次设备、全站统一的授时系统^[10]。

智能变电站技术的推广,引发了电能计量技术的变革,包括新型电子式互感器的运用、一次侧到二次侧电参量传输的介质改变、电参量传输的信号模式改变、表计计量采用专用芯片与自用算法的数字信号处理、表计的容错处理和表计的检验与溯源等。

前面阐述的全数字计量系统,已在国内多处变电站挂网运行,体现了全数字计量的技术优势。四川北川永昌智能 110 kV 智能变电站的建设,为深入推进电网建设、打造坚强智能电网开启了一个新的开端,为数字化技术继续推广应用奠定了良好的基础。

2 数字电能计量系统

数字互感器投入运行后,在数字计量系统中电流、电压信号采用 IEC 61850-9-1 标准或 IEC 60870-5-1 的 FT3 格式,随着光纤技术以及光通讯技术的发展,以及光纤通信自身优良的抗电磁干扰性能,互感器与电能表之间采用光纤传输系统。数字化变电站采用输出数字信号电子式互感器,数字化的电流、电压信号在传输到二次设备和二次设备处理的过程中均不会产生附加误差,无 TA 饱和问题,提升了保护、测量和计量等系统的系统精度^[11-13]。图 2 为全数字计量系统原理框图。

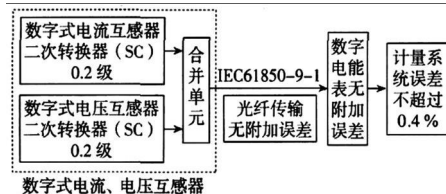


图 2 全数字计量系统框图

数字式电能表是通过接收光电互感器的光纤传送的数字化电流电压信号后,实时运算和 CPU 系统对该数据进行处理,处理后产生的各类数据实时存入 FRAM 并通过液晶显示接口进行动态显示。该系统遵循 IEC 61850-9-1/2 (数字化变电站内通信规约) 协议的全新的数字接口式多功能电能表,采用当今世界流行的高档电能表设计方案,数字信号处理器与中央微处理器相结合的构架,将数字信号处理器的高速数据吞吐能力与中央微处理器复杂的管理能力完美结合。通过协议处理芯片获取合并单元的数据

协议包, 传送至数字信号处理单元完成对电参量测量、电能累计以及电能的计算等任务, 后与中央微处理器进行数据交换, 由中央微处理器最终完成表计的显示、数据统计、储存、人机交互、数据交换等复杂的管理功能。其整表硬件原理框图如图 3 所示。

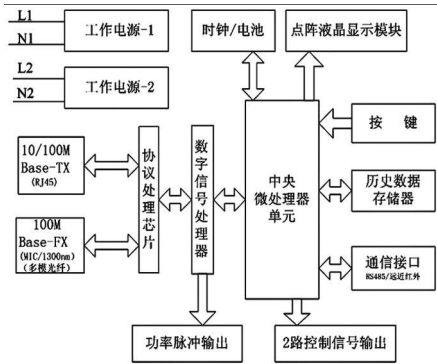


图 3 数字式电能表原理框图

三相三(四)线数字化多功能电能表的研发与生产符合以下标准:

- DB43/T 558—2010《数字化电能表》
- GB/T 15543—1995《电能质量 三相电压允许不平衡度》
- GB/T 17882—1999《2级和 3级静止式交流无功电能表》
- GB/T 17883—1999《0.2S级和 0.5S级静止式交流有功电能表》
- DL/T 614—2007《多功能电能表》
- DL/T 645—1997《多功能电能表通信规约》
- IEC 61850—9—1/2《数字化变电站通信规约》

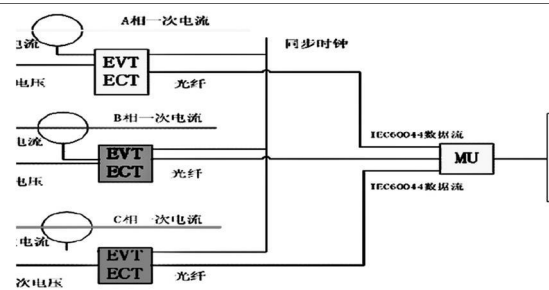


图 4 数字电能表计量系统

设计成的三相三(四)线数字化多功能电能表可通过计量参数设置使能为三相三线或三相四线计量模式。三相数字化多功能电能表符合 DB43/T 588—2010《数字化电能表》标准的 0.2S级和 0.5S级三相电子式多功能电能表。其主要特点为计量信号为数字流输入、高速的数据处理能力、电源采用双路外接电源供电。适用于采用 IEC 61850—9—1/2标准协议的电能计量体系。电能表基本参数一般设置如表 1。

表 1 电能表基本参数一般设置

项目	技术参数
工作电源	交流 (110~220 V) 直流 (220 V ±20%)
参比频率	50 Hz/60 Hz
接口类型	光纤接口 SC(光波长 1 300 nm 多模光纤 / 100 M)
准确度等级	总有功: 0.2S 无功: 1级
工作温度	-0~55℃ (点阵液晶显示模块低温限制)
极限工作温度	-0~65℃
相对湿度	≤95% (无凝露)
功耗	<8 W, 15 VA
MTBF	≥1.5×10 ⁵ h

数字化电能表在实现功能方面与传统电子式电能表一致, 可以实现分时计量, 可计量分相元件的正、反向有功, 四象限无功及感、容性无功电能。月电量统计及实时测量三相电压、电流、功率、功率因数、频率。可记录失压、失流、断相、数据无效、装置失电及自检功能。最大需量可计量有、无功最大需量及出现时间, 最大需量的积分周期和滑差步进时间。另外可以实现结算数据记录、负荷曲线记录可记录最近 36 天或者更长时间的日负荷曲线, 以及其他事件记录等主要功能。具有无源四路脉冲输出和三路测试脉冲输出, 内部设置硬时钟电路。提供了一个 USB 接口, 可通过软件对电表进行编程。电表计量总及 6 个费率的输入 输出有功、输入 输出无功及四象限无功电能, 四象限定义详见图 5 所示。

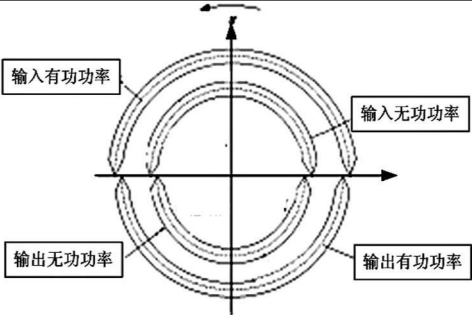


图 5 有功和无功功率的几何表示

由于选择数字化电能表暂无国家标准, 一般设计有功准确度等级为 0.2 S级, 无功准确度等级为 1 级, 无功 1级是参照 GB/T 17215《1级和 2级静止式交流有功电能表》标准检定而得到的。

数字化的电流电压信号在传输到二次设备和二次设备处理的过程中均不会产生附加误差, 提高了计量的精度, 减少了二次回路接线, 降低了变电站建设的投资。电能计量二次回路采用光缆, 回路上传输的是数字信号, 一方面提高在二次回路上工作的安全性, 另一方面减少了运行维护的工作量。因为二次回

路上无功功率传输,就没有二次压降和功率损耗,传统的二次电压降测试工作将不需要进行,电能表直接计量一次值,电能表抄读示值即为电量,可以减少由于倍率错误或计算错误带来的失误。

3 电能计量检测系统

数字电能表本身可以做到无误差,因此数字电能表校验仪对数字式电能表进行的误差测试本质上是对电能表通信误码率以及电能表的算法误差进行定级,这和常规电子式电能表校验仪有本质的不同。数字电能表的工作方式导致传统电能表校验台(仪)无法对数字电能表进行检定工作,有必要重新设计一个校验装置。该装置必须具备以下几个功能。一是具备光纤以太网接口;二是链路层可采用 IEC 61850-9-1 或 FT3 标准格式,在电子式互感器标准中,数字输出的格式为 IEC 61850-9-1 或 FT3 格式,但按照 IEC 61850 建设的数字化变电站,可能存在电流、电压信号按照 IEC 61850-9-2 标准提供给二次设备的情况,因此电能表校验仪也应具备 IEC 61850-9-2 扩展能力以适应这种应用需求。三是具备电度计算的功能;另外该检测系统可接收被校电表输出的脉冲信号,并进行比较,做误差分析;再者就是必须具备保留历史数据的功能,以备后续查看。

按照上述电能检测系统的要求和原则,该系统的溯源原理如图 6 所示。

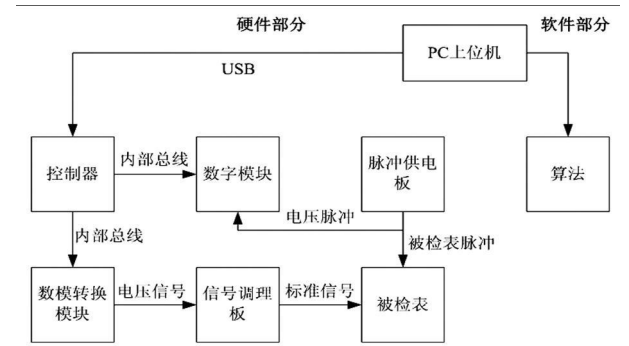


图 6 溯源原理示意图

图中电能表校验仪配置出符合 IEC 61850 标准的数字电流、电压信号,通过光纤传给数字电能表,电能表进行电度计算后,输出校验脉冲。电能表校验仪中有标准电能运算模块,根据配置好的电流、电压数据源计算出电能基准。电能表校验仪采集到校验脉冲后,与自身计算出的标准电度量比较,得出电能表误差,图 7 为数字式电能表检测方案。

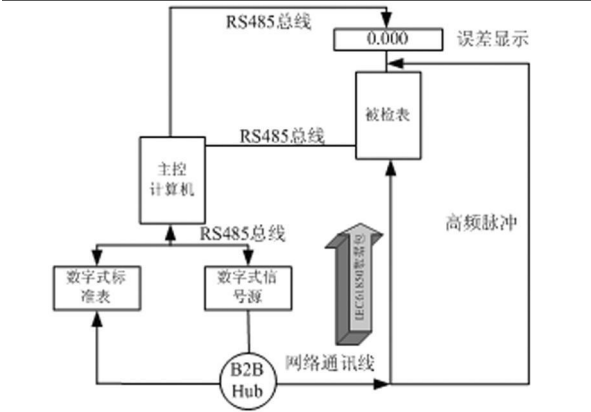


图 7 数字式电能表检测方案

在现有测试标准和 IEC 61850-9-1(2)协议下,实现测试电能表的功能测试,如分时、需量、事件记录、负荷曲线等电能表的计量溯源测试。一般试验检测项目明细表如下。

表 1 数字式电能表检定项目

序号	试验项目
1	通用要求测试 (外观、标志等)
2	基本误差
4	起动试验
5	潜动试验
6	准确度要求试验
7	计度器总电能示值误差
8	日计时误差
9	需量示值误差
9	时钟准确度
10	数字量输入输出物理层连接中断测试
11	数字量输入输出协议符合性测试
12	通信功能
13	通信接口物理性能试验
13	数据帧丢帧误差试验
14	误差变差试验
15	一致性试验
15	负载电流升降变差

在做随机丢帧试验检定时,被试样品输入为额定电压额定电流时,在功率因数为 1.0 和 0.5 L 的负载点进行试验,输入报文以 0.01% 的概率丢失采样值,规定被试样品的误差不应超过相应误差等级的极限。另外可以设置固定丢帧测试(固定时间丢帧,时间可自己设定,例如 80 采样点,4 k/1),被试样品输入为额定电压额定电流时,在功率因数为 1.0 和 0.5 L 的负载点进行试验,输入报文以固定时间丢失采样值,同样地被试样品的误差不应超过相应误差等级的极限。

4 结 语

以上系统地阐述了智能变电站的基本构造和运行(下转第 17 页)

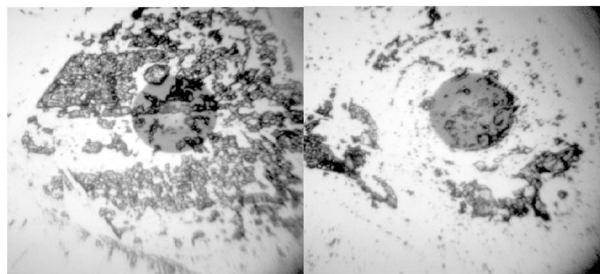


图 2 光纤端面污秽

置正确,而要保证智能变电站监控系统各信号正确,除了要保证后台计算机的软件和数据库正确外,还要保证通信链路和装置的配置软件正确对应。ICD 文件中对于逻辑节点的配置如出现缺失、错误或错位,则容易发生信号异常。因此在今后的调试工作中应当对装置的 ICD 文件配置给予高度重视。

(4)综合分析监控系统通讯不畅的原因

在试验过程中多次出现保护测控装置不能联网通信的现象,导致信号丢失或无法操作。经分析,除

了装置 ICD 配置文件容易出现问題外,还可能由于下述原因引起:光纤收发反接、光纤接线错位、光纤链路受损(如被电焊机烧蚀、机械压力或转角过小导致光缆受损)、交换机 VLAN 划分错误造成信息包的标签错误、交换机端口镜像错误配置、以太网 A/B 子网段划分不合理导致负载不均衡、后台计算机数据库配置错误等等。

4 结束语

由于智能变电站大量引入了网络通信技术,使得通信和平台软件调试在整个调试工作中占用相当大的工作时间和工作量,要求调试人员要在常规变电站的调试技术上,不断提高相关通信硬件和软件方面的专业水平,提高监控和保护综合调试能力,适应电子式互感器运用带来的一二次设备的融合和发展,才能满足未来智能变电站调试工作的需要。

(收稿日期:2011-01-04)

(上接第 13 页)

行方式,结合电子式互感器输出信号的特点及计量有关标准,重点讨论了数字式电能表工作方式和原理,并对其对应的数字电能计量检测系统和溯源原理进行了论述,在具体的技术下提出了数字式电能表检定方案,可供有关工程技术人员对数字化变电站调试参考。

随着对智能变电站电能计量和检测新技术进行积极的研究探讨,逐步积累智能变电站运行经验基础上,电能表的标准体系逐渐完备,数字化变电站计量技术相关试验及检测标准即将形成规范。智能变电站是电力系统发展的必然趋势,是通讯技术、信息技术和计算机技术发展的必然结果。

参考文献

- [1] 李来伟,李书全,孙晓莉.面向 21 世纪的电能计量装置——浅谈电能计量装置的发展与未来[J].电力设备,2004(4):1-4.
- [2] 马伟,张晓春.数字化变电站的建设与研究[J].价值工程,2010,29(13):164-165.
- [3] 高翔.数字化变电站应用技术[M].北京:中国电力出版社,2008.
- [4] 包红旗.HGIS 与数字化变电站[M].北京:中国电力出版社,2009.
- [5] IEC 60044-7. Instrument Transformers Part 7 Electronic

Voltage Transformers[S]. [S 1]: IEC. 1999.

- [6] IEC 60044-7. Instrument Transformers Part 8 Electronic Current Transformers[S]. [S 1]: IEC. 2002.
- [7] IEC 61850. Communication Networks and Systems in Substations[S]. [S 1]: IEC. 2003.
- [8] 赵丽君,席向东.数字化变电站技术应用[J].电力自动化设备,2008(5):118-121.
- [9] 李静,杨以涵,于文斌,等.电能计量系统发展综述[J].电力系统保护与控制,2009,(37)11:130-133.
- [10] Kojovic L, Rogowski Coils Suit Relay Protection and Measurement of Power System[J]. IEEE Computer Applications in Power, 1997, 10(3): 47-52.
- [11] Bohnert K. Fiber-optic Voltage Sensor for SF₆ Gas-insulated High-voltage Switchgear[J]. Applied Optics, 1999, 38(10): 1926-1932.
- [12] Cease TW, Johnston P. A Magneto-optic Current Transducer[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1990, 5(2): 548-555.
- [13] Sawa T, Kurosawa K, KAMINISHI T, et al. Development of Optical Instrument Transformers[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1990, 5(2): 884-891.

作者简介:

艾兵(1985),男,工程师,主要从事电能计量和互感器相关的研究;

江波(1953),男,高级工程师,长期从事互感器和电能计量的研究。

(收稿日期:2011-01-04)

北川 110 kV 智能变电站监控系统调试工作研究与分析

李成鑫, 冯世林

(1 华北电力大学, 北京 102206; 2 四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要: 针对北川 110 kV 智能变电站监控系统调试工作, 阐述了北川智能变电站的特点和调试的各个阶段的工作内容。并对智能变电站监控系统调试工作中遇到的一些故障和问题进行了分析, 并归纳提出了解决方案。

关键词: 智能变电站; 监控系统; 调试; 故障和问题; 解决方案

Abstract: Aiming at the commissioning of monitoring and control system of 110 kV Beichuan Smart Substation, the characteristics of 110 kV Beichuan Smart Substation and the commissioning of monitoring and control system in each stage are described. Moreover, several failures and problems encountered during the commissioning of smart substation are analyzed, and the resolutions are concluded and proposed for the failures and problems of testing work.

Key words: smart substation; monitoring and control system; commissioning; failures and problems; resolutions

中图分类号: TM762 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2010)02-0014-04

1 智能变电站概况

北川 110 kV 智能变电站是国家电网公司智能变电站第二批试点工程项目之一, 是国内首个投运的 110 kV 智能变电站。该变电站包含 2 台三相双圈有载调压主变压器, 2 回 110 kV 出线, 24 回 10 kV 出线以及 $4 \times 4\,008\text{ kvar}$ 的 10 kV 无功补偿装置和 $2 \times 250\text{ kVA}$ 自动跟踪补偿消弧线圈装置。主接线采用 110 kV 的内桥接线和 10 kV 的单母线分段接线。

2 智能变电站通信网络结构分析

北川 110 kV 智能变电站系统结构上分为三层, 即站控层、间隔层、过程层。设备模型的建立和信息传输的通信协议遵循 DL/T 860 (IEC 61850) 的相关要求。全站组建站控层网络和过程层网络, 物理隔离。三层设备通过站控层网络和过程层网络连接。保护出口采用光纤直跳方式 (如图 1)。

站控层网络单网配置, 由主机兼操作员站、远动通信装置及网络通信记录分析系统构成, 提供站内运行的人机联系界面, 实现管理控制间隔层、过程层设备等功能, 形成全站监控、管理中心, 并与调度通信中心和集控站通信。10 kV 部分保护测控合一装置直接与站控层网络连接。

间隔层由若干个二次子系统组成, 在站控层及站

控层网络失效的情况下, 仍能独立完成间隔层设备的就地监控功能。

过程层由电子式互感器、合并器、智能单元等构成, 组建了双重化冗余配置的 GOOSE 网络。过程层控制命令、就地智能单元采集的一次设备信息通过 GOOSE 网络传输, 完成实时运行电气量的采集、设备运行状态的监测、控制命令的执行等。过程层采样值的传输, 对于 110 kV 部分、主变压器各侧、10 kV 母线 TV、10 kV 分段采用 61850-9-1 的点对点方式; 对于 10 kV 其余部分采用小模拟量方式。

全站的设计基本上实现了自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能, 并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能, 实现一次设备智能化、信息交换标准化、系统高度集成化。

3 智能变电站监控系统调试工作研究与分析

作为智能电网试点工程的北川 110 kV 智能变电站, 监控系统采用了多种新的技术, 与传统变电站监控系统相比, 智能变电站中的主要自动化功能都以数据通信的方式实现, 在调试设备、调试方法存在巨大差别。无论在调试人员、调试方法、调试经验上都需要进行探索和积累, 因此需要针对智能变电站研究新的调试方式和手段。为了准确把握智能变电站的调

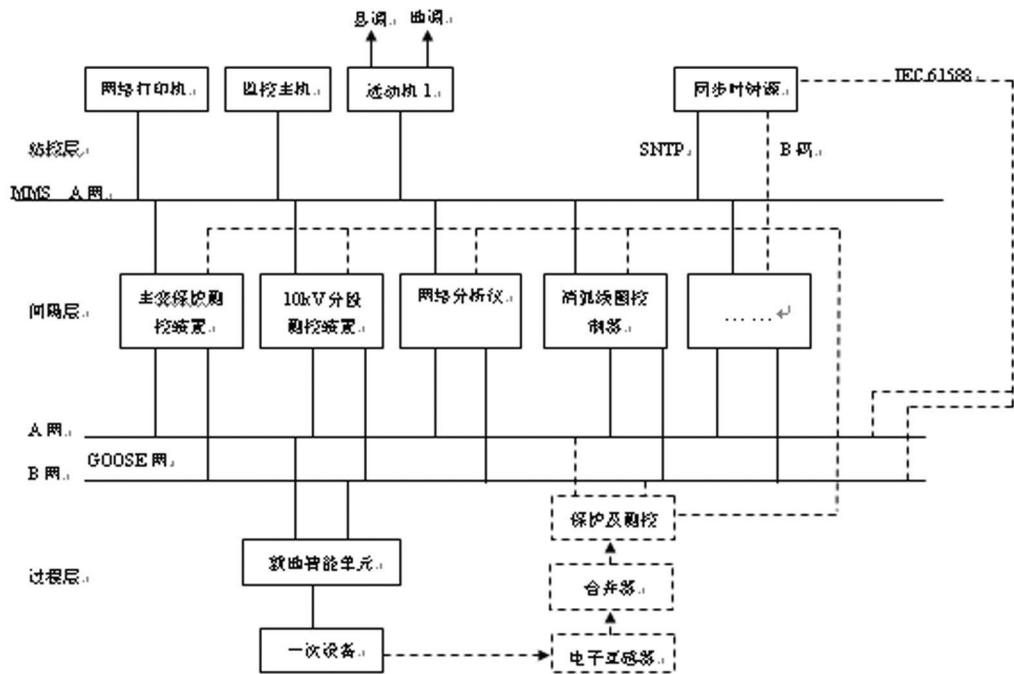


图 1 北川智能变电站网络通信结构图

试、运行、维护需求,需要从设备单元、系统集成、总体性能三个方面进行系统分析,从调试方案编写、设备验收、现场调试三个方面有侧重地进行分析,并提前开展有关工作。

3.1 调试方案编写与审定阶段

编制调试大纲和各项目调试方案过程中,着重分析智能变电站监控系统与常规变电站的差异,不仅包括了常规变电站监控系统调试项目,如遥控与遥测信号检查、监控后台常规功能检查等,还重点对智能设备模型一致性文件检查、网络对时测试、全站光纤链路检查等重点项目进行方案编写,并进行了测试方法预演。

3.2 设备验收阶段

由于在北川 110 kV 智能变电站采用了具备同步采样校时功能的光纤机,站内采用电子式互感器,保护测控一体化的新型设备;计算机监控系统也要符合智能变电站有关技术要求,所涉及智能装置厂家配合需要进一步磨合;因此提早参加设备出厂验收,有利于相关的设备和软件在现场调试期间能够正常工作和组网运行。

为保证调试顺利,四川电力科学院调试人员提早介入,早发现问题,解决问题,多次派人到多个厂家进行了出厂验收。在厂家验收的过程中,调试人员充分审查了厂家的工程实施方案、设备图纸、技术说明书和相关设备的配置软件,及时解决在出厂验收阶段发现的设备和功能的缺陷,例如:本次出厂验收发现

光纤交换机不能实现采样同步校时功能、监控软件中主变压器调档无档位显示、在线监测系统的远方终端设计错误、监控系统画面内容不充实等等,针对这些问题都会同厂家及时提出了解决方案。调试人员尽早介入出厂调试,有利于熟悉设备,在现场调试时合理调整试验方案和工作进度。

3.3 现场调试阶段

3.3.1 现场调试概况

由于北川 110 kV 智能变电站的建设工程期紧,任务重,电气二次调试工作仅安排了 7 d 左右的短暂工期,为了保质保量按时完成变电站投运,调试人员在高温高湿的环境条件下,上下团结、攻关克难,以高度负责的专业精神精心调试,保证了变电站顺利投运。

3.3.2 现场调试工作的主要内容

北川智能变电站的监控系统现场调试主要包括:间隔层的测控设备、保护测控一体化设备(含 110 kV 和 10 kV 保护测控装置)、网络设备、主机兼操作员站、一体化电源系统、GPS 对时系统、监控系统软件系统(系统软件、支持软件、应用软件)和远动工作站。主要开展的调试工作的内容如下。

①模型文件检查:包含声明文件检查,即模型实现一致性声明(MICS)、协议实现一致性声明(PICS)和协议实现额外信息(PIE)三个文件的检查;ICD 文件检查,即所有保护、测控设备(包含 110 kV 和 10 kV 线路保护测控装置、10 kV 站用变保护测控装置、

10 kV 电容器保护测控装置、10 kV 分段保护测控自备投装置以及一体化电源系统)的 ICD 文件检查。

②系统配置情况检查:主要是根据网络配置文件设置网络状态监测系统设备的功能、参数(包括 MAC 地址、网络 IP 地址)。

③站控层 MMS 报文监测:检查与网络状态监测系统功能相关的 MMS 通信状态正常。

④监控后台功能检查:包含数据库功能检查;画面生成和管理功能检查;报警管理功能检查;事故追忆功能检查;在线计算和记录功能检查;历史数据记录管理功能检查;打印管理功能检查等。

⑤保护测控装置定值功能检查:包含检查保护状态、定值、软压板的召唤功能;保护告警信息、开关量信息、保护动作信息的报警功能等。

⑥顺序控制功能测试:主要是依据运行状态要求对多个具备远方操作功能的设备按五防规则一次性进行操作,如:由运行状态转为冷备用,由冷备用转热备用等。

⑦交换机检查:根据网络配置文件设置交换机功能、参数、端口和接线(包括 MAC 地址、网络 IP 地址)。

⑧通信光缆检查:包含光缆规格正确,标识正确,连接正确;光纤链路衰耗(两端)测试;光纤端面洁净度(两端)检查;备用芯可用性检查;采样值光纤网络测试(抽查方式)。

⑨通信铜缆检查:包含铜缆规格正确,标识正确,连接正确,接地应可靠。

⑩网络通信测试:包含过程层 GOOSE 网测试;站控层 MMS 网测试;双网切换期间性能测试;网络自恢复功能检查,即依据网络自恢复机制,模拟各类网络物理故障点,检查记录网路自恢复功能的实现情况以及在自恢复过程中的系统运行情况。

⑪硬件检查:包含设备外观和接线检查;装置电源检查;各电源回路的绝缘电阻检查。

⑫操作控制权切换功能:主要是对设备的远方、就地控制权限及权限级别配合进行验证。

⑬系统自诊断和自恢复功能检查。

⑭配合智能组件的监控功能调试:包含站内设备状态监视功能测试;站内模拟量监视功能测试;站内开关量监视功能测试;遥控功能测试;遥调控制功能测试;定值管理功能测试;监控系统技术指标测试等。

⑮远动遥信功能调试:检查远动通信系统遥信变

化情况与实际现场设备状态一致。

⑮远动遥测功能调试:检查远动通信系统遥测精度和线性度满足技术要求。

⑰远动遥控功能调试:检查远动通信系统遥控与预设控制策略一致。

⑱运动遥调功能调试:检查远动通信系统遥调控制与遥调控制策略一致。

⑲通信网络主备切换功能测试:检查远动系统主备切换功能满足技术要求。

⑳通信故障行为检查:检查远动通信故障时,站控层设备工作状态检查。

3.3.3 现场调试过程中发现的问题和解决方法

在现场调试的过程中,发现了一些实际问题,四川电力科学院调试人员进行了积极解决,举例分析如下。

(1)提前核查光纤型号

在对通信光纤进行线对和规格检查时,发现大量的由开关场到主控室的光缆和主控室内部的屏间光缆存在类型不匹配的情况,前者采用了 50/125 μm 的规格,而后者的规格是 62.5/125 μm ,二者在光纤芯径上面不同,导致无法进行熔接,如直接进行熔接,会造成光纤信号的畸变和模场干扰,可能会导致保护装置闭锁,对保护和测控装置来说是个较严重的隐患。发现问题后,厂家和施工人员立即对光纤进行了更换和熔接。

(2)保证光纤链路通畅

调试人员在对通信光纤进行端面污秽检查时,发现大量的光纤跳线端面污秽严重,这不仅会污染信号接受设备的光口,而且严重影响保护测控装置的光信号接受,会导致设备发生不可预见的误动、拒动、闭锁或烧毁光口,从而使变电站失去保护功能,如图 2。经过分析,该缺陷主要由于光纤供应商在制作完跳线后,没有进行端面清洁即封装发货,而二次设备厂家误认为跳线是原装且符合要求,设备到达现场现场发现该缺陷后,厂家对所有的光纤跳线进行了端面清洁工作,消除了这个隐患。

(3)高度重视 ICD 文件配置

在进行全站设备传动试验时,多次发现个别设备的状态信号丢失、错误或错位,调试人员对此进行了仔细的查找和分析,发现出现这些问题的主要原因是由于配置文件(如 ICD 文件)有问题。由于常规变电站的监控装置主要需要考虑二次回路和监控后台配

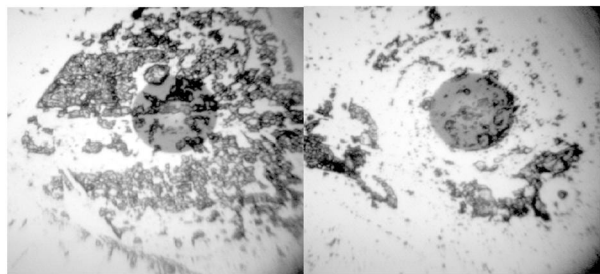


图 2 光纤端面污秽

置正确,而要保证智能变电站监控系统各信号正确,除了要保证后台计算机的软件和数据库正确外,还要保证通信链路和装置的配置软件正确对应。ICD 文件中对于逻辑节点的配置如出现缺失、错误或错位,则容易发生信号异常。因此在今后的调试工作中应当对装置的 ICD 文件配置给予高度重视。

(4)综合分析监控系统通讯不畅的原因

在试验过程中多次出现保护测控装置不能联网通信的现象,导致信号丢失或无法操作。经分析,除

了装置 ICD 配置文件容易出现问題外,还可能由于下述原因引起:光纤收发反接、光纤接线错位、光纤链路受损(如被电焊机烧蚀、机械压力或转角过小导致光缆受损)、交换机 VLAN 划分错误造成信息包的标签错误、交换机端口镜像错误配置、以太网 A/B 子网段划分不合理导致负载不均衡、后台计算机数据库配置错误等等。

4 结束语

由于智能变电站大量引入了网络通信技术,使得通信和平台软件调试在整个调试工作中占用相当大的工作时间和工作量,要求调试人员要在常规变电站的调试技术上,不断提高相关通信硬件和软件方面的专业水平,提高监控和保护综合调试能力,适应电子式互感器运用带来的一二次设备的融合和发展,才能满足未来智能变电站调试工作的需要。

(收稿日期:2011-01-04)

(上接第 13 页)

行方式,结合电子式互感器输出信号的特点及计量有关标准,重点讨论了数字式电能表工作方式和原理,并对其对应的数字电能计量检测系统和溯源原理进行了论述,在具体的技术下提出了数字式电能表检定方案,可供有关工程技术人员对数字化变电站调试参考。

随着对智能变电站电能计量和检测新技术进行积极的研究探讨,逐步积累智能变电站运行经验基础上,电能表的标准体系逐渐完备,数字化变电站计量技术相关试验及检测标准即将形成规范。智能变电站是电力系统发展的必然趋势,是通讯技术、信息技术和计算机技术发展的必然结果。

参考文献

- [1] 李来伟,李书全,孙晓莉.面向 21 世纪的电能计量装置——浅谈电能计量装置的发展与未来[J].电力设备,2004(4):1-4.
- [2] 马伟,张晓春.数字化变电站的建设与研究[J].价值工程,2010,29(13):164-165.
- [3] 高翔.数字化变电站应用技术[M].北京:中国电力出版社,2008.
- [4] 包红旗.HGIS 与数字化变电站[M].北京:中国电力出版社,2009.
- [5] IEC 60044-7. Instrument Transformers Part 7 Electronic

Voltage Transformers[S]. [S 1]: IEC. 1999.

- [6] IEC 60044-7. Instrument Transformers Part 8 Electronic Current Transformers[S]. [S 1]: IEC. 2002.
- [7] IEC 61850. Communication Networks and Systems in Substations[S]. [S 1]: IEC. 2003.
- [8] 赵丽君,席向东.数字化变电站技术应用[J].电力自动化设备,2008(5):118-121.
- [9] 李静,杨以涵,于文斌,等.电能计量系统发展综述[J].电力系统保护与控制,2009,(37)11:130-133.
- [10] Kojovic L, Rogowski Coils Suit Relay Protection and Measurement of Power System[J]. IEEE Computer Applications in Power, 1997, 10(3): 47-52.
- [11] Bohnert K. Fiber-optic Voltage Sensor for SF₆ Gas-insulated High-voltage Switchgear[J]. Applied Optics, 1999, 38(10): 1926-1932.
- [12] Cease TW, Johnston P. A Magneto-optic Current Transducer[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1990, 5(2): 548-555.
- [13] Sawa T, Kurosawa K, KAMINISHI T, et al. Development of Optical Instrument Transformers[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1990, 5(2): 884-891.

作者简介:

艾兵(1985),男,工程师,主要从事电能计量和互感器相关的研究;

江波(1953),男,高级工程师,长期从事互感器和电能计量的研究。

(收稿日期:2011-01-04)

使用 KEMA 测试工具开展 IEC 61850 一致性测试

郑永康, 刘明忠

(四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要: IEC 61850 标准体系的一致性测试是保证互操作的基础, 需要强制性的开展。在研究 IEC 61850 一致性测试标准的基础上, 介绍一致性测试的内容, 分析其测试过程和架构。为了开展测试工作, 引入 KEMA 公司的测试工具套件, 阐述各软件部分的作用, 并搭建实验室测试环境用于 IEC 61850 一致性测试。

关键词: IEC 61850; KEMA; IED; 一致性测试; 互操作

Abstract: Conformance testing of IEC 61850 standards as the basis of interoperability should be considered mandatorily. Based on the research of IEC 61850 conformance testing, the process, the contents and the items to be tested are introduced. The simple framework of conformance testing is proposed. KEMA testing set for conformance testing is introduced for developing IEC 61850 conformance testing. The function of the software is described, and the test conditions of test lab are established.

Key words: IEC 61850; KEMA; IED; conformance testing; interoperability

中图分类号: TM763 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2010)02-0018-13

变电站自动化系统伴随着现代计算机技术、信息处理技术和网络通信技术而发展。变电站二次系统中的各种智能电子设备 (IED) 由于变电站自动化系统的推广, 互联机会增多, 通信不兼容、操作复杂等矛盾表现得更加突出。为此, IEC TC57 技术委员会提出了构建《变电站通信网络和系统》系列标准, 即 IEC 61850^[1]。该标准是变电站内 IED 间无缝通信的一个全球标准, 以面向对象方法建立变电站 IED 统一的数据和服务模型, 解决变电站自动化系统中不同设备厂商提供的 IED 之间的信息共享和数据交换, 使不同厂商的产品具有互操作性, 从而减少在规约转换时造成的大量人力物力浪费, 为厂商和用户带来利益。

IEC 61850 标准包括变电站通信网络和系统的总体要求、功能建模、数据建模、通信协议、项目管理和一致性检测等一系列标准。IEC 61850 的应用, 将使变电站综合自动化技术进入新的阶段。规约的统一解释对一个标准规约的实施推广起非常重要的作用, IEC 61850 从一开始就设计了兼容认证步骤, 即 IEC 61850-10 部分: 一致性测试。荷兰 KEMA 的经验统计表明, 在 KEMA 做 IEC 规约兼容测试的设备及系统, 60% 没有一次通过的, 必须进行第二次测试^[2]。因此, 规约的一致性测试将成为 IEC 投入使用前的必要过程。

规约一致性测试机构应该由第三方机构来执行,

从而可以客观地处理和使用规约, 能够准确地把握规约测试的要点。荷兰 KEMA 公司是世界性电力试验认证机关, 从 1996 起就进行 IEC 系列规约的兼容性测试。该公司所开发的 IEC 61850 一致性测试软件包是具有国际性权威的产品认证与检测工具, 通过该系列测试软件可构建 IEC 61850 规约的实验室测试环境, 进行一致性测试。

1 IEC 61850 一致性测试简介

IEC 61850 标准在逻辑上将变电站自动化系统划分为 3 层: 变电站层、间隔层和过程层, 并且将具体的应用功能进行分解, 成为常住在不同 IED 内、彼此间相互通信的单元。

IEC 61850-10 部分规定的一致性测试是用于验证 IED 通信接口与 IEC 61850 标准要求的一致性。该部分规定了实现一致性测试的标准技术及提出性能参数时要使用的特定测量技术。使用这些技术将提高系统集成商集成 IED、正确操作 IED 及支持预期应用的能力^[3]。

设备的一致性测试是指用一致性测试系统或模拟器的单个测试源一致性测试单个设备。通过在一个测试系统和被测装置 (DUT) 之间交换信息来进行测试, 测试系统发出一系列符合标准的测试消息给

DUT 并同时记录下 DUT 的响应, 这些测试消息用来测试厂商声称的 DUT 的所有特性。

从 DUT 的角度看来, 测试系统就像是一个典型的局域网中所有装置的集合, 而 DUT 就连接在该服务域中。如果将 DUT 看作一个服务器, 测试系统就表现为一个客户端和其他服务器 (也是 IED) 的网络组合。

规约的一致性测试是保证互操作性的基础, 如果不能实现互操作, 规约的制定就没有意义。虽然一致性测试只是 IED 互操作的必要条件而非充分条件, 通过了一致性测试并不能保证在实现过程中能够完全可靠, 但是它能够在一定程度上保证 IED 通信接口与 IEC 61850 标准协议相一致, 进而提高设备互操作的概率, 并且测试代价小, 易于实现。从一致性测试结果可以大概了解 IED 的互操作能力, 因此必须强制性进行一致性测试。

2 IEC 61850 一致性测试系统

IED 的一致性测试包括下列肯定和否定测试: ①文件和设备控制版本的检查; ②按标准的句法 (Schema 模式) 进行设备配置文件的测试; ③按设备有关的对象模型进行设备配置文件的测试; ④按适用的特定通信服务映射 (SCSM) 进行通信栈实现的测试; ⑤按抽象通信服务接口 (ACSI) 定义进行 ACSI 服务的测试; ⑥按 IEC 61850 标准给出的一般规则, 进行设备特定扩展的测试。

2.1 一致性测试的程序

实现一致性测试, 测试方需要对生产厂商提供的 PICS (协议实现一致性陈述)、PIX IT (协议实现之外的信息) 和 MICS (模型实现一致性陈述) 中标注的每个 DUT 的能力进行一致性测试。在提交测试设备时, 生产厂商应提供以下几点内容: ①被测设备; ②PICS 也被称为 PICS 表格, 是被测系统能力的总结; ③PIX IT 包括系统特定信息, 涉及被测系统的容量; ④MICS 详细说明由系统或设备支持的标准数据对象模型元素; ⑤设备安装和操作的详细的指令指南。

一致性测试的要求分成以下两类: ①静态一致性需求, 对其测试通过静态一致性分析来实现; ②动态一致性需求, 对其测试通过测试行为来进行。

静态和动态的一致性需求应该在 PICS 内, PICS 用于三种目的: ①适当的测试集的选择; ②保证执行的测试适合一致性要求; ③为静态一致性观察提供基础。

一致性测试评价过程如图 1 所示^[3]。

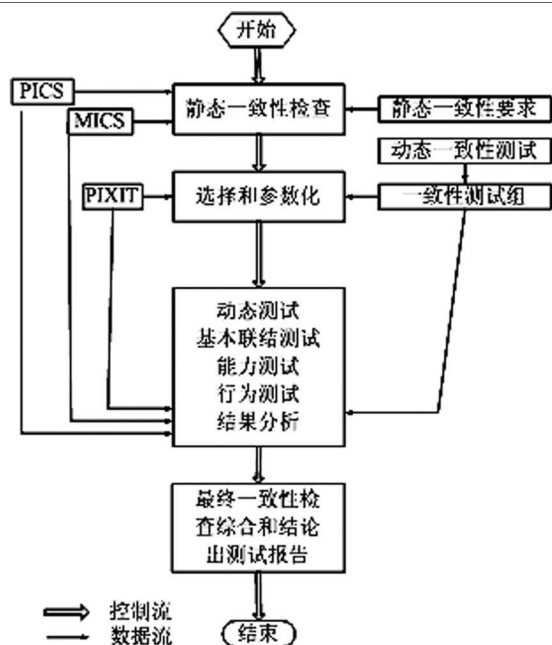


图 1 一致性评价过程

2.2 测试系统结构

通信测试至少需两台设备互相通信。对所有产品进行全面的互操作测试是不容易的, 所以, 测试概念应包括测试设备、测试配置和测试场景, 应使用恰当定义的测试用例进行动态性能的测试。为测试通信能力必需生成报文信息, 可以使用硬件激励 (触点、电压、电流等) 以及来自串行链路的激励, 也可以用软件模拟硬件设备的返回信息。IEC 61850 标准的最小测试环境见图 2^[3]。

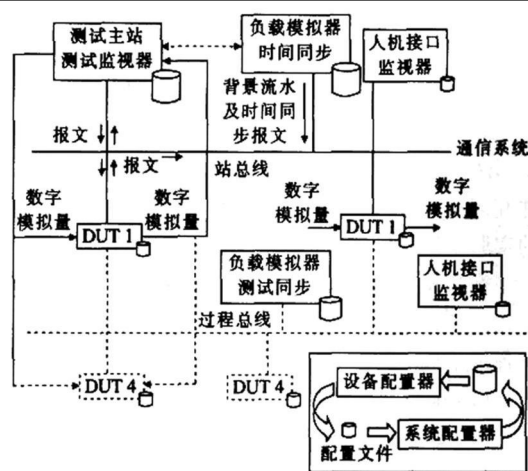


图 2 测试系统结构示意图

图 2 对站总线、过程总线和 DUT 的设置进行了描述。除 DUT 外, 还需要用作为客户和服务器的设备 (如模拟器) 以启动及生成报文, 进行记录并处理结果。网络上的背景负载可由附加的负载模拟器提

供,它也可包含时间同步的主站。在网络上可选配人机界面 (HMI) 用于独立的测试系统监视,选配的 HMI 可包括网络监视工具及系统和设备级的工程软件。网络分析器应用于监视系统测试的差错。

3 KEMA 一致性测试

荷兰 KEMA 公司是国际上比较成熟的测试机构,从 IEC 61850 协议制定过程中就参与其中,并较早地开展了 IEC 61850 一致性测试工作,提供对 IEC 61850 的第三方测试和权威认证,国内外很多电力设备厂商也陆续通过了 KEMA 的一致性测试试验^[4]。KEMA 公司开发的一致性测试工具能减少厂商开发 IED 的周期,提高设备互操作的成功率,国内很多厂商都购买了 KEMA 一致性测试工具用于 IED 测试。

3.1 测试工具构成

KEMA 的 IEC 61850 一致性测试工具包括 3 类工具:分析器、模拟器、观测器。其中分析器为: UniCA 61850 Analyzer; 模拟器为: UniCAsim 61850 GOOSE Simulator, UniCAsim 61850 Client Simulator, UniCAsim Multi 61850 IED Simulator; 观测器为: 61850 Observer。

分析器用于监视、抓取、存储和分析在测试脚本运行期间产生的 IEC 61850 报文。它不仅能显示报文,还能够自动分析其中的错误并显示出来。

模拟器能够模拟控制中心、变电站、数据集中器、IED 等。它能作为客户端或者服务器,模拟正常和异常状态的协议通信结构,测试 DUT 的协议实现情况。

观测器能够在线抓取通信数据,存储为日志文件后使用分析器进行离线分析。

另外, KEMA 还提供了 UniCA SCL checker 工具,用于检测 IED 的 ICD 配置文件正确性。将 DUT 的 *.icd 文件和参考的 *.icd 进行比较,检查文件的正确性,判断出数学模型的定义是否符合命名规范,数据属性的定义是否正确完整。

3.2 KEMA 一致性测试结构

KEMA 一致性测试结构如图 3 所示。

图中保护和控制装置是 DUT。

用模拟器 (UniCAsim 61850 simulator) 作为客户或者服务器,通过以太网向 DUT 发送请求,并记录返回信息。

装置仿真器仿真电流电压互感器和仿真开关,在

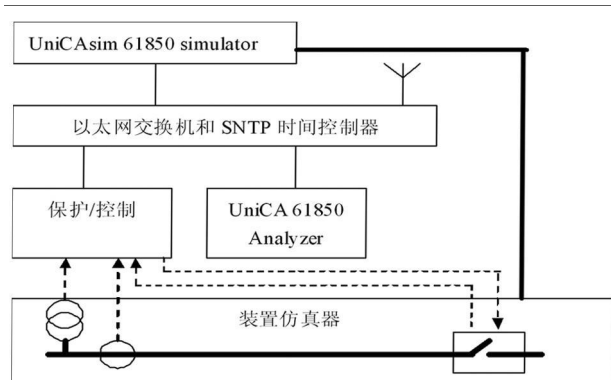


图 3 KEMA 一致性测试结构

网络上产生模拟后台负载与模拟器 UniCAsim 61850 simulator 相互通信。分析器 (UniCA 61850 Analyzer) 抓取并分析以太网上的 IEC 61850 信息,用来记录网络事件、监控网络安全并检验系统配置等。测试系统中还使用了 SNTP 时间控制器用来监控时间同步。在搭建实验室测试环境时,模拟器和分析器可以运行于同一台电脑,装置仿真器根据测试项目选配。

3.3 测试项目

一致性测试有 3 种可能结果:①通过;②失败;③不确定。对于简单的测试模型,使用 KEMA 模拟器工具,运行测试脚本进行闭环测试即可获得明确的测试结果 (通过或失败)。对于报告模型等测试过程比较复杂的测试用例,有可能得到不确定的测试结果,需要测试人员根据 KEMA 工具所记录的报文做进一步的分析。

测试过程中,需要对 DUT 的数据模型、ASCI 模型和服务映射分别进行检测。其中,数据模型测试包括:①检查每一个逻辑节点的强制对象是否存在 (强制的 =M, 任选的 =O, 条件的 =C);②检查按条件应该存在的但实际并不存在的错误对象;③检查每一个逻辑节点的全部对象的数据类型;④验证设备中数据的属性值是在指定范围内。

ASCI 模型和服务映射测试包括:应用关联 (Ass); 服务器、逻辑设备、逻辑节点、数据和数据属性模型 (Srv); 数据集模型 (Dset); 定值组控制模型 (Sg); 报告控制模型 (Rpt); 日志控制模型 (Log); 通用变电站事件模型 (Goo); 控制模型 (Ctl); 取代模型 (Sub); 采样值传输模型 (Sv); 时间和时间同步模型 (Tm); 文件传输模型 (Ft)。

ASCI 模型和服务的测试依据下列两种方式:①肯定的:正常的条件验证,响应正确;②否定的:反常

(下转第 68 页)

过光开关切换对备纤进行测试。

2.4 监测技术实例应用分析

梨花街大楼一昭觉变电站采用混合监测,即在梨花街大楼配置光功率采集系统和分光器,昭觉变电站配置光功率采集系统和稳定光源。

2010 年 9 月 23 日 19:00 在中心监测站发现梨花街大楼至昭觉变电站的备用监测纤芯光信号非常低,约 -72 dB 。在梨花街大楼光传输设备上检测对端的收光功率为 -26.7 dB ,接近本光设备收光功率的门限值,但还能正常运行,以前收光功率为 -20.3 dB 。昭觉变电站 OTDR 测试数据发现,离昭觉变电站 2.1 km 处有大衰耗。根据以上数据,判断光缆有故障。光缆检修人员巡线,发现在离梨花街约 18 km 处的 ADSS 光缆被人刀割而折。结果是备用纤芯被割断,传输设备运行纤芯折而未断,增加 6 dB 的衰耗。对改断点重新熔接,予以修复。

梨花街大楼一昭觉变电站混合监测系统能及时发出告警信号,提供监测数据,为判断故障提出了依据,为找出故障点提供了帮助,节约了人力物力,加快了排除故障的进程。这说明了本光缆自动监测系统是可行的,可靠的,也是必要的。

3 结 语

四川省电力公司出城光缆承载着四川电力通信

网的所有调度、自动化和生产管理信息的传输,包含国家电网公司一级干线“天—成一重”成都站至国家电网公司的重要数据信息,是四川电力通信川东南光环网、川西南光环网、川北光环网、川西光环网等进入四川省调的重要路由。业务覆盖省内大部分地调、所有 500 kV 、 220 kV 变电站及四川省调直调电厂,是四川电网安全可靠运行的重要保证。

在使用上述的出城光缆在线自动监测系统后,大大提高了出城光缆的运行畅通率,进一步保证了四川电网调度的安全、畅通,为电网安全、稳定、经济运行提供了有力保障。

参考文献

- [1] 电信总局.本地网光缆线路监测系统技术要求 [Z]. 2008.
- [2] 曹俊忠,鲍振武,李树才.光缆光功率实时监测仪的设计和实现 [J].电子测量与仪器学报, 2003, 17(1): 23—27.

作者简介:

殷明春 (1972),男,重庆长寿人,工程师,从事电力系统通信运行维护工作。

谢联群 (1970),男,四川富顺人,高级工程师,从事电力系统通信运行维护工作。

(收稿日期: 2010—10—18)

(上接第 20 页)

的条件验证,响应失败。

4 结 语

目前,IEC 61850 所有部分已经正式出版,国内也已将此国际标准完全转换为行业标准 DL/T 860。国内外的知名厂商正积极研究消化,并生产出相关的设备,做了相应的互操作试验^[5]。IEC 61850—10 制定的一致性测试标准能够提高多个厂商设备互联的成功率,减少现场调试周期,因此中国有必要开展一致性测试工作,并且现阶段只能引进国际上成熟的规约兼容测试中心的经验和工具来装备测试实验室。使用 KEMA 公司的 IEC 61850 一致性测试工具可以加快一致性测试工作的开展,保证一致性测试结果的专业性、权威性,从而促进中国智能化变电站的建设

和发展。介绍了使用 KEMA 测试工具开展 IEC 61850 一致性测试的方法,对在实验室构建一致性测试平台具有一定的参考作用。

参考文献

- [1] IEC 61850, Communication Networks and Systems in Substations [S].
- [2] 孙丹,施玉祥,梁志成. IEC 61850 一致性测试研究及实验室实现 [J]. 江苏电机工程, 2007, 26(8): 66—69.
- [3] DL/T 860. 10, 变电站通信网络和系统第 10 部分: 一致性测试 [S].
- [4] KEMA. IEC 61850 Test Register <http://www.kema.com>.
- [5] Ralph Mackiewicz. IEC 61850: Application Migration, Conformance and Interoperability Testing [C]. International Conference IEC 61850, 2005.

(收稿日期: 2011—01—04)

北川智能站一体化电源现场测试技术的研究

李 晶, 范松海, 罗 锦, 陈贤顺

(四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要: 由于长期受测试仪器等手段制约, 无法在现场进行直流电源设备的特性参数测试, 造成不能对变电站直流电源设备性能和状态进行正确的评价, 也给运行单位留下了不少的缺陷。北川智能站一体化电源的现场调试中, 采用自主研发的特性参数测试系统彻底改变了这一状况。

关键词: 一体化电源设备; 特性参数; 现场测试

Abstract: Owing to the restriction of means such as measuring instruments the on-site testing for characteristic parameters of DC source cannot be carried out. Therefore the correct evaluation for the state and the function of DC source in the substation also cannot be done so that the defects are left to the operation departments. In on-site commissioning of integrated power supply equipment in Beichuan Smart Substation the testing system for characteristic parameters which is independently developed is put into use which thoroughly changes the former situation.

Key words: integrated power supply equipment; characteristic parameters; on-site testing

中图分类号: TM763 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2010)02-0021-02

0 引 言

一体化电源设备是以直流电源为核心, 将直流电源、电力用交流不间断电源 (UPS) 和电力用逆变电源 (INV)、通信用直流变换电源 (DC/DC) 等装置一种以上组合为一体, 共享直流电源的蓄电池组, 并统一监控的成套设备^[1]。

北川智能变电站的一体化电源设备为四川电网首次采用, 由于变电站直流电源设备长期缺乏符合电力行业标准的测试设备, 在变电工程实际调试工作中, 直流电源充电装置的稳流精度、稳压精度、纹波系数、均流不平衡度、限流功能、限压功能等项目长期缺项, 不但无法对设备性能进行正确的评价, 也给运行单位留下了不少的缺陷。

作为国家电网公司智能变电站建设的第二批试点工程, 投运后将成为全国第一个智能变电站, 加之新北川建设的特殊性, 绵阳 110 kV 北川变电站的顺利投产和安全运行显得尤为重要。

1 特性参数的测试方法

1.1 稳流精度测试

充电装置在稳流状态下, 交流输入电压在其额定

值的 85% ~ 120% 的范围内变化, 输出电压在充电电压调节范围内变化, 输出电流在其额定值的 20% ~ 100% 范围内的任一数值上保持稳定, 其稳流精度均应 $\leq \pm 1\%$ ^[2]。实验室测试接线图如图 1 所示。

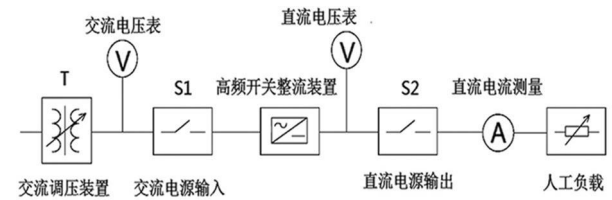


图 1 稳流精度测试方法的接线

依照图 1 进行测试线连接, 交流电源经三相调压器接入充电装置, 图中 S1 为充电装置的交流输入开关, S2 为充电装置的直流输出开关, 负载为可调节电阻性负载。调整交流输入电压 T、直流输出电压, 同时测量直流输出电流。按照 DL/T 459 提供的计算公式, 将测试值代入进行计算, 得到该装置的稳流精度。

1.2 稳压精度测试

充电装置在稳压状态下, 交流输入电压在其额定值的 85% ~ 120% 的范围内变化, 输出电流在其额定值的 0% ~ 100% 范围内变化, 输出电压在其充电电压调节范围内任一数值上保持稳定^[2], 其稳压精度均应 $\leq \pm 0.5\%$ 。实验室测试接线图如图 2 所示。

依照图 2 进行测试线连接, 交流电源经三相调压

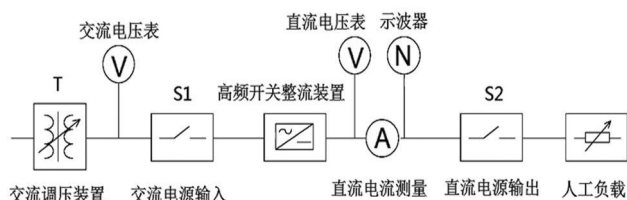


图 2 稳压精度测试方法的接线

器接入充电装置,图中 S1 为充电装置的交流输入开关, S2 为充电装置的直流输出开关,负载为可调节电阻性负载。调整交流输入电压、直流输出电流,同时测量直流输出电压。按照 DL/T 459 提供的计算公式,将测试值代入进行计算,得到该装置的稳压精度。

1.3 纹波系数测试

依照图 2 在进行稳压精度测量的同时,采用记忆示波器测量电阻性负载两端的直流电压中纹波电压的峰—峰值。按照 DL/T 459 提供的计算公式,将纹波电压的峰—峰值代入进行计算,得到该装置的纹波系数均应 $\leq \pm 0.5\%$ 。

1.4 现场测试的难度

当依照图 1、图 2 进行现场特性参数测量时,由于直流电压和直流电流均是通过电阻性负载进行调整,而该负载是金属绕线式电阻管或大功率滑线电阻,其重量、体积和数量受现场场地制约,造成现场测量难以实施,加之常规测试仪表及其接线的繁杂,是实验室方法不能在现场测试中应用的主要原因。

另外,与以往的相控型整流器不同,现在采用的高频开关电源型整流器纹波干扰存在由输入交流电源的低频干扰、变脉宽斩波 50~100 kHz 的高频干扰及 DC/DC 变换器等等效电容与寄生电感产生振荡的超高频干扰,而高频和超高频干扰对测试仪器带宽、采样率及测试方法提出了更高的要求,也是在现场难以实施的重要原因^{[3][4]}。

2 北川智能站的现场测试

2.1 一体化电源现场调试项目

根据 DL/T 1074—2007 标准,结合一体化电源设备的特点和现有测试手段,在北川 110 kV 智能变电站调试中,采用 DPS—II 特性参数测试系统、瞬态测试仪、工频耐压仪和绝缘兆欧仪完成了以下项目。

- (1) 一般检查;
- (2) 绝缘电阻与交流耐压试验;

- (3) 稳流、稳压精度和纹波系数测量;
- (4) 并机均流试验;
- (5) 电压调整功能试验;
- (6) 限流限压功能检查;
- (7) UPS 的输出电压频率测量、输出波形失真度试验和总切换时间试验;
- (8) 绝缘监测仪功能试验;
- (9) 监控单元功能试验;
- (10) 蓄电池组核对性放电试验。

2.2 DPS—II 特性参数测试系统

北川智能站一体化电源的现场测试采用自主研发的 DPS—II 测试系统,是由便携式计算机、虚拟数字示波器、电气参数测量仪、程控电阻负载、程控调压器构成,运用计算机测控等技术实现了直流电源的稳流精度、稳压精度和纹波系数、限流限压等特性参数的高精度 (0.1%) 自动测试,能自动判断并提示特性参数是否超标,具备自动调节、测试、报告打印、数据库管理等功能。纹波系数的测试采用 60 MHz 采样频率、20 MHz 带宽的实时分析技术,将直流信号处理后的信号进行实时分析,波形存储,完善了 DL/T 459 和《国家电网公司直流电源系统技术标准》中的测试方法。

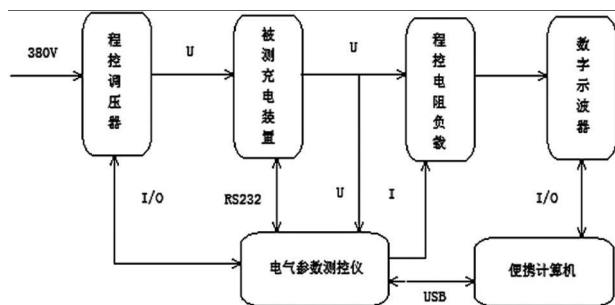


图 3 测试系统总体结构图

DPS—II 测试系统采用一体化结构,不仅解决了直流电源设备现场测试的困难,也是现有唯一符合 DL/T 459 等规程规范要求的测试系统,完全满足变电站直流电源系统的型式试验、交接验收 (保护级差配合除外) 和国家电网生 [2006] 57 号《直流电源系统评价标准》中全部核心参数的测试要求。

3 结 语

北川调试中,采用瞬态测试仪成功地完成了 UPS 电源的频率特性、谐波、电源切换特性测试。

(下转第 64 页)

从表 3 可以看出,雷击 2~6 号杆塔时,当 2~6 号杆塔上绝缘子增至 40 片,避雷器吸收的最大能量为 1 223.4 kJ 小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能力,避雷器上的最大过电流为 18 048 kA,未超过 20 kA 的标称放电电流,不会威胁变电站内设备的绝缘。

雷击 1 号杆塔和雷击 2~6 号杆塔的雷电侵入波过电压和过电流相差很大,主要原因是本站 500 kV 出线门型架距离 1 号杆塔 60 m,而 1 号杆塔距离 2 号杆塔 750 m,雷击点的距离是影响过电压、过电流幅值的一个重要因素。因此,在加强输电线路绝缘的同时,应进一步加强进线段线路的防雷保护,尤其是从 1 号杆塔到门型架之间的线路。

5 结 语

(1)本站进线段海拔 2 700 m,在进行绝缘配合计算时,采用 DL/T 620—1997 推荐的公式进行海拔校正。

(2)调爬后输电线路的防污特性得到提高,但是站内主要设备上的过电压和流过避雷器的电流均较之前有所增加,线路绝缘水平的提高将导致避雷器承受能量的增加和站内主要设备绝缘配合系数降低。

(3)从仿真计算的结果看出,2~6 号杆塔上的绝缘子片数增至 40 片,雷击 2~6 号杆塔时,避雷器吸收的最大能量小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能

力,流过避雷器的电流未超过标称放电电流,不会对变电站内设备的绝缘造成威胁。但是,当 1 号杆塔上绝缘子片数超过 31 片时,雷击在 1 号杆塔上,虽然避雷器吸收的最大能量小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能力,但是流过避雷器的电流超过了标称放电电流,站内主要设备原有的绝缘配合系数降低,对设备的安全运行不利。因此,建议 1 号杆塔绝缘子可增至 31 片,其他杆塔绝缘子可增至 40 片。

参考文献

- [1] DL/T 620—1997,交流电气装置的过电压保护和绝缘配合[S].
- [2] GB/T 311.2—2002,绝缘配合 第 2 部分:高压输变电设备的绝缘配合使用导则[S].
- [3] 范立军.高海拔地区大气参数对电气设备外绝缘影响的研究[D].大连:大连理工大学,2002.
- [4] 文远芳.高压技术[M].武汉:华中科技大学出版社,2001.
- [5] 周卫华,蒋毅.加强线路绝缘对变电站绝缘配合的影响[J].湖南电力,2005,25(5):7—11.
- [6] 江日洪,张兵,罗小宇.发、变电站防雷保护及应用实例[M].北京:中国电力出版社,2005:134,94,95.

作者简介:

冯千秀(1982),女,工程师,硕士,主要从事变电工程设计工作和交直流输电工程技术研究。

(收稿日期:2010—11—30)

(上接第 22 页)

术手段的限制,未能对直流回路的直流断路器进行现场保护级差配合的验证测试,同时也未对绝缘检测仪绝缘电阻报警值进行标定测试,所以有必要进一步开展上述测试方法的研究。另外,应对直流电源(包括一体化电源)设备的交接试验进行明确,规范其现场调试、验收项目。

自主研发的 DPS—II 型直流电源特性参数测试系统,拥有两项专利授权(ZL20082006182.5、ZL200820061825.4),并荣获四川省人民政府和四川省电力公司的科技进步奖。在北川 110 kV 智能变电站调试中得到了成功地应用,仅 40 min 就顺利完成了充电装置的特性参数测试,而通常在实验室常规测试手段需要 1~2 d 才能完成,大大提高了调试的效

率和质量,也为要使用直流电源系统的保护、监控等后续调试工作赢得了更多时间。

参考文献

- [1] DL/T 1074—2007,电力用直流和交流一体化不间断电源设备[S].
- [2] DL/T 459—2000,电力系统直流电源柜订货技术条件[S].
- [3] 同金,马煜峰.直流电源输出的纹波和噪声的测量[J].电子测试,2010(2):88—91.
- [4] 徐焕蓉.直流稳压电源的纹波测量问题[J].计测技术,2008,28(5):67—69.

(收稿日期:2011—01—04)

新疆电网继电保护故障信息处理系统的设计思路

王胜利¹, 石 静², 孟兴刚¹, 常喜强¹, 樊国伟¹
(1. 新疆电力调度通信中心, 新疆 乌鲁木齐 830002;
2. 国电新疆红雁池发电有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘 要:随着新疆电网规模的不断扩大,网架结构日趋复杂,为了有效管理各种微机保护、故障录波器及其他智能电子设备 (IED)产生的大量信息,在借鉴各网 (省)公司已建继电保护故障信息处理系统建设和运行过程中所总结经验的基础上,提出新疆电网继电保护故障信息处理系统的设计思路。对系统总体结构、主 (分)站及子站的结构和功能、主站双重冗余网络、子站规约转换的模式、子站无用信息的过滤和主站与子站之间的通信规约等进行了详细的论述。

关键词:继电保护;故障信息处理系统; IEC 60870—5—103; IEC 61850;设计思路

Abstract: With the continuous expansion of Xinjiang Power Grid the structure of the grid is more and more complex. In order to effectively manage the large amounts of information produced by the computer protection, the fault recorder and other intelligent electronic devices (IED), the design idea for fault information processing system of relay protection in Xinjiang Power Grid is proposed on the basis of the experiences from other grid (provincial) corporation. The general structure of this system, the structure and function of the main station and sub-station, the double redundancy net of main station, the mode of sub-station protocol conversion, the garbage information filtration of sub-station, the communication protocol between main station and sub-station etc. are discussed in detail.

Key words: relay protection; fault information processing system; IEC 60870—5—103; IEC 61850; design idea

中图分类号: TM744 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003—6954(2010)02—0023—05

出新疆电网继电保护故障信息处理系统的设计思路。

0 引 言

随着计算机网络技术和数据通信技术的飞速发展,尤其是电力调度数据网 (SDH)的建立和继电保护、故障录波、智能电子设备等新技术的发展,为建立继电保护故障信息处理系统提供了必要的条件和基础^[1]。继电保护故障信息处理系统 (以下简称系统)为继电保护及安全自动装置提供了统一的分析平台^[2],对电网保护动作和运行状态信息进行收集和整理,及时分析电网事故,迅速做出正确判断并快速恢复系统,实现保护运行、管理和电网故障处理的网络化、智能化,为继电保护人员、调度人员等其他人员安全、准确、快速分析和判断保护动作行为、处理电网事故提供信息支持和决策参谋的技术支持系统。

随着新疆电网规模的不断扩大,网架结构日趋复杂,为了有效管理各种微机保护、故障录波器及其他智能电子设备 (intelligent electronic device IED)产生的大量信息,在借鉴全国已建、在建系统的基础上,提

1 系统结构

系统通常由设在网 (省)级调度中心的主站、地 (市)级调度机构的分站、变电站和发电厂的子站、供信息传输用的通信网络及接口设备等几部分组成。主站主要接入 220 kV 及以上电压等级的保护装置;分站主要接入 110 kV 及以上电压等级的保护装置;子站主要接入 220 kV 及以上变电站和发电厂。各网省公司已建系统采用的管理模式不完全一致,但主要有以下 3 种模式^[3]。

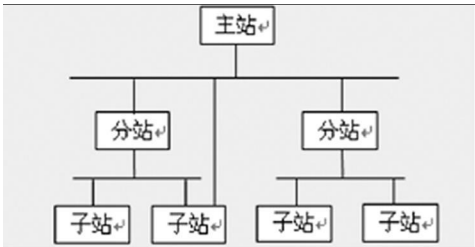


图 1 主站 分站 子站三级管理模式图

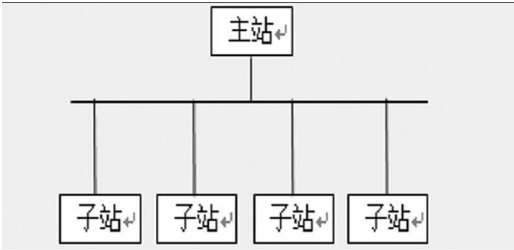


图 2 主站 分站独立三级管理模式图

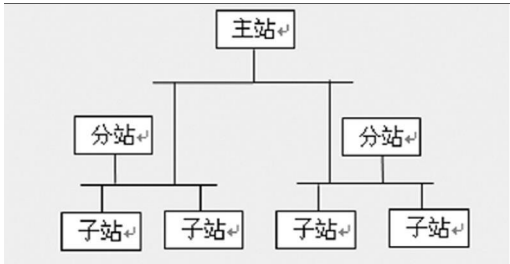


图 3 主站 子站二级管理模式

图 1 所示结构实现分级管理模式,这种结构是目前系统中最为复杂的一种,在具体实施过程中可分阶段逐步建设,适用于规模较大的网省公司。图 2 所示结构与图 1 结构区别在于分站和主站之间没有信息交换,主站、分站根据调度级别选择子站上送的信息,此模式各站之间的信息流向简单、清晰,湖南电网、安徽电网、河南电网、广东电网和北京电力公司等均采用主站 分站独立三级管理模式,应用较为广泛。图 3 所示结构适用于处于系统建设初期或者规模较小的电网。

新疆电网目前有 750 kV 变电站 3 座、220 kV 变电站 47 座、110 kV 变电站 311 座。新疆电网地域广阔,属于绿洲经济,故变电站较分散,在充分借鉴已建系统的基础上并结合新疆电网的实际情况,采用主站 分站独立三级管理模式并适当调整子站上送信息分配,在省调建立一个主站,乌鲁木齐电业局和昌吉电业局各建立一个分站(作为分站的试点)及分布在 14 个地区的 4 座子站,如图 4 所示结构。

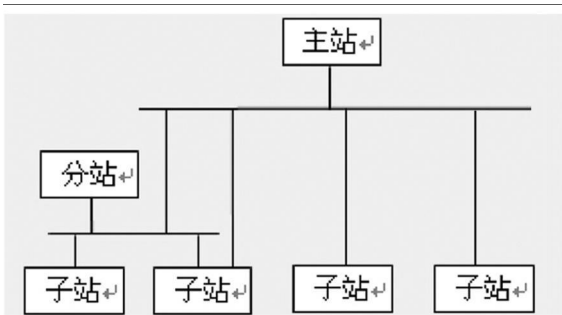


图 4 新疆电网系统结构图

750 kV 变电站中,750 kV 电压等级的信息直接上送至主站,220 kV 及以下电压等级的信息上送至主站和分站;对于 220 kV 变电站,变电站内信息直接上送至主站;分站仅接入其管辖范围内的 220 kV 变电站。随着新疆电网规模的不断扩大,将逐步过渡至图 2 所示结构,即在 14 个地区分别建立分站,主站、分站根据调度级别选择子站上送的信息。

2 主站(分站)系统

2.1 主站(分站)结构

主站采用双重冗余组网方式,主要由数据服务器、通信服务器、调度工作站、继保工作站、web 服务器组成,结构图见图 5。

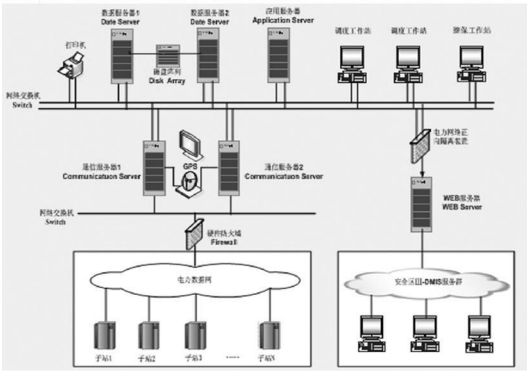


图 5 主站双重冗余网络拓扑图

数据服务器是主站整体性能的重要部分,承担数据的查询、检索、存储和备份等数据处理功能;通信服务器是主站与分站的通信枢纽;工作站为用户提供设置、操作、查看、维护的直接终端;web 服务器负责将主站接受到的信息经电力网络正向隔离装置(单向)向电力系统及其他网络发布。

文献[4]针对 Windows 操作系统和 Linux 操作系统在目前系统中的应用,从性能、移动性、开发、管理等方面进行了比较,认为采用 Linux 操作系统具有明显的优势,特别是在稳定性和抗病毒方面的优势突出。文献[5]明确提出数据服务器和通信服务器操作系统推荐采用 Unix/Linux 平台,可以有效解决病毒传播以及稳定性差的问题。鉴于此平台的明显优势,新疆电网主站采用 Linux 操作系统,各工作站硬件可采用 PC 机,使用 Windows 操作系统即可。

2.2 主站(分站)功能

主站的主要功能包括运行管理、专业管理和故障信息综合应用^[6]。运行管理包括:与连接子站的通

信监视、主站运行环境监测(资源监视、进程监视、网络监视)、数据库管理和维护、事件报警监视和安全防护等;专业管理包括:定值管理、二次设备统计分析(正确动作率、重合闸重合成功率、投运率等)、检修管理、图纸资料管理及图形界面和建模等;故障信息综合应用包括故障信息自动归档、波形分析、双端测距计算、继电器特性分析等。

新疆电网地域广阔,变电站分散,目前的定值更改需要继电保护专业人员前往变电站整定,因此主站(分站)支持定值区切换、定值修改和软压板投退等远程控制功能显得尤为必要。远程控制命令操作要求安全性、准确性较高,要求操作人员拥有相关权限,并经过监护人确认后才能下发,必须经过选择和返校过程才能执行,执行结果回送主站,每个步骤主站和子站都必须留有详细日志记录^[5]。目前可暂将此项功能闭锁,待时机成熟后方可使用。

目前新疆电网运行的继电保护整定计算系统、DMIS系统和录波联网系统处于相互独立的使用状态,并没有实现信息和资源共享,因此在开发该系统的同时应进行必要的资源整合,研究、分析、确定各系统之间需交换的数据类型及内容,确定各系统之间的信息交换标准和接口,使各个应用系统之间能够互连、互通、互动,信息资源共享。

主站置于电力网络Ⅱ区,继电保护故障信息实时发布系统置于Ⅲ区,主站经电力网络正向隔离装置(单向)隔离措施后,通过 web 服务器向 DMIS 网发布故障信息。用户可通过输入 web 服务器地址,以网页图形化的形式使用该系统,进行数据查询、查看 soe 信息和故障波形^[7]。分站与主站在功能及结构上基本相同,只是接入的子站比主站少,配置比主站简单。

3 子站系统

3.1 子站结构

子站主要包括子站主机、协议转换器、网络交换机、维护工作站以及其他附属设备等,如图 6 所示。考虑到厂站内存在不同厂家、不同型号的装置及通信协议和接口方式不同的实际情况,同时存在支持以太网通信和 RS-232/485/422 串口通信的装置,因此要求子站应能适应各种保护装置、故障录波器和安全自动装置等智能电子设备(IED)的通信接口。

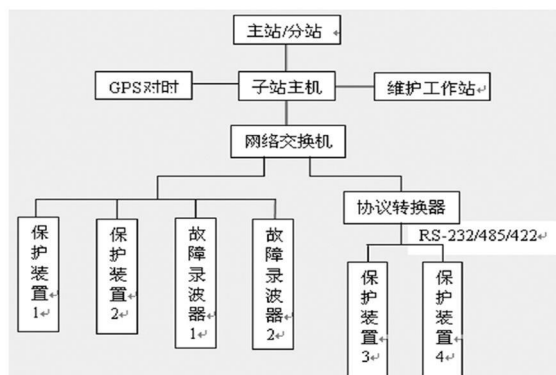


图 6 子站系统结构图

其中 485 总线形式通讯规约的工作一般都是轮询方式,为保障子站与接入装置通信畅通,每个 RS-485 通信口接入的设备数量不宜超过 8 个,文献[8]在运行中发现同一串口线所连接装置在 7 台时,频繁出现子站与接入装置通信中断现象,经改造后提出每段 RS-485 总线所连接保护装置不宜超过 5 台。

3.2 子站功能

子站功能主要包括信息收集(保护装置信息、故障录波器信息、安全自动装置等)、信息处理(规约转换、数据存储、信息分类)和与主站通信。

子站侧重于故障信息数据完整、准确的存储并转发主站,置于安全防护Ⅱ区;而监控系统强调监视设备的运行状况、电网的潮流及运行方式,置于安全防护Ⅲ区。考虑到监控系统运行可靠性、安全性的要求,暂时不进行数据交换,但要预留与监控的接口^[6-9];若子站与监控系统连接,则明确要求向监控系统传送信息应具有比向故障信息主站传送信息更高的优先级,以保证监控系统工作的实时性^[5]。

故障录波器的数据可以由子站采集后上送至主站的方式,同时主站亦可通过目前运行的故障录波联网系统直接调用录波数据,防止因通信不畅而造成录波数据无法及时调用而延误事故分析工作。

子站应具备对线路高频保护收发信机和通道按照设定时间进行自动检测功能,并将检测的结果上送主站,同时主站可随时启动线路高频通道的检测。子站维护工作站应以图形化方式显示子站系统信息,提供友好的人机交互界面。

3.3 子站信息过滤

由于系统子站接入了大量的保护装置、故障录波器及其他智能电子设备(IED),当故障发生时,采用逐点订购或分类订购方式的子站会向主站上送海量

的信息;同时在子站与变电站设备调试、子站与主站联调及变电站设备定检等情况下均会产生大量的调试信息,上述信息严格意义上都属于无用信息。

针对上述问题,河南电力公司系统建设改进方案中采取了相应的解决措施,如子站新增智能订购模式及增加功能控制字等方式^[10],解决了在检修、调试等情况下无用信息的上传问题,新疆电网系统建设过程中应充分汲取相关经验并不断完善。

3.4 协议转换

1)子站分布集中转换。各网(省)公司已建系统子站中的协议转换均采用尽量下放到接近装置分散处理的原则^[8-12],充分利用分布式处理的灵活性,协议转换装置的功能明确、扩展灵活,同时简化了主站主机统一协议转换的复杂度和处理量。由于子站负责完成各厂家的各种专用协议的转换,如将南瑞 LFP 协议、南瑞串口 103 协议、南自 94 协议等等,通过协议转换装置实现不同类型和不同规约的微机保护装置、故障录波器及其他智能电子设备(IED)的协议转换为统一的 103 规约后与主站通信。

协议转换采用变电站级分布集中转换的模式过程中,文献[8]提出子站为实现通信协议转换的转换器过多、转换软件分散而造成的维护和调试困难及系统工作效率不高等问题。

2)主站集中转换。文献[13]提出透明传输协议,即由主站负责完成各种专用协议的转换。其基本原理是:子站收到来自保护装置、故障录波器及其他智能电子设备(IED)的报文后,不改变其内容,而是将其作为报文体,直接为其增加一个应用层报文头后传送主站;主站收到报文后,根据应用层报文头确定相应的协议解析程序来解析报文体。每一个协议解析程序负责解释一种特定类型的协议报文且各个解析模块彼此独立,子站省去了因各种各样的设备而进行协议转换的环节,子站协议转换工作量小。但是在厂家协议反复变化或新设备接入需增加协议解析程序时,会使得主站不能稳定工作。

上述两种协议转换模式各有其优、缺点,由于新疆电网 220 kV 及以上电压等级的保护装置等大部分采用国内主流厂家产品,主要集中在南瑞继保、许继、国电南自、深圳南瑞,故较倾向于透明传输协议的转换模式。但同时应充分考虑新疆电网子站设备的配置情况,经验证后采用更加适合新疆电网的协议转换模式。

4 主站与子站之间的通讯

通信及通信规约是一个关键环节,是整个系统成败的关键^[2]。新疆电网主站与子站之间的通信利用 SDH 网络,光纤传输可以解决故障发生时刻信息量的问题。主站与子站采用异步通信方式,即通信时主站作为客户端,子站作为服务器端。

4.1 录波数据的通信协议

故障录波数据是事故分析的主要依据,是系统中非常重要的数据,为了便于数据的上传,要求主站及子站均采用 COMTRADE 通用文件格式作为录波数据的存储格式,同时鉴于 FTP 文件传输协议标准(其传输任务的完成与两台计算机所在网络中的位置、联系的方式及所使用的操作系统无关^[9])已广泛应用于 Internet 因此选择 FTP 作为录波文件传输的协议。

4.2 非录波数据的通信协议

1) IEC 60870-5-103 规约。为了规范系统主站-子站之间的通信接口,加快系统的组织和实施,在充分征求了科研、设计、运行等单位的意见后,国家电网公司和南方电网公司参照 IEC 60870-5-103(简称 103)标准分别编写了《继电保护故障信息处理系统技术规范》和《南方电网继电保护故障信息系统通信与接口规范》。各网(省)公司在上述规范的基础上,结合本网(省)电网的实际情况,扩充定义了自己的 IEC 103 规约,如华北 103、江苏 103、安徽 103、湖南 103、广东 103、河南 103 等等。

上述扩充的 103 规约均借鉴了 IEC 60870-5-104 规约(简称 104)已为远动设备通过网络访问 IEC 60870-5-101(简称 101)数据集,制定了将 101 规约所定义的 ASDU(应用数据服务单元)与 TCP/IP 相结合的网络访问标准^[9]。104 规约中 ASDU 与 TCP/IP 相结合的方式中并不局限于 101 规约所定义的 ASDU,因此很多网(省)公司将 103 协议所定义的 ASDU 引入系统主站与子站间通信的 103 规约,即仅采用 103 规约所定义的 ASDU,同时使用 104 规约中 ASDU 与 TCP/IP 相结合的方式,以取代 103 规约的链路层协议。

采用 TCP/IP 方式后,故障录波数据的 COMTRADE 格式的文件和 103 规约定义的 ASDU 在通信协议上得到有机的结合。

2) IEC 61850 规约。IEC 61850 是目前国际上最

新、最权威的变电站内及变电站到调度中心之间的通信规约,达到设备与设备间,设备与系统间以及系统与系统间无缝通信的目的,以解决“信息孤岛”的问题^[14]。

随着国家电网公司提出建设智能化变电站要求的提出,智能化开关、光电式电流,电压互感器和一次设备在线状态检测等技术的不断成熟,自适应技术在继电保护方面的应用推广,基于 IEC 61850 标准的数字化变电站已在各网(省)公司建成。浙江省电力公司继电保护故障信息系统是国内第一次实现以 IEC 61850 作为主站与子站通信协议的电力自动化系统并已成功运行^[15-16]。

新疆电力公司系统的建设应结合已有常规厂、站及将建数字化变电站,借鉴浙江电力公司系统建设的成功经验,子站采用 IEC 61850、103、COMTRADE 协议进行信息集成,主站与子站实现 IEC 61850 XML 信息交互,以 IEC 61970 XML 构建通用信息总线与其他系统进行信息交互。

5 电网通信系统情况

新疆调度数据网已建成覆盖全疆 13 个地州的骨干光纤传输网,干线光缆长度达 5 738 km,敷设光缆类型均为 OPGW 或 ADSS 光缆芯数为 24 芯、20 芯、16 芯等,电路容量以 2.5 Gb/s 和 622 Mb/s 为主。调度数据网络省调接入网采用分层结构,核心层为省调,配置 2 台 H3C-8812 核心路由器,汇聚层包括 4 个节点,均配置 2 台 H3C-6608 路由器,接入层覆盖全疆所有省调直调厂站。

6 结 语

在借鉴各网(省)公司已建、在建继电保护故障信息处理系统建设和运行过程中所总结经验的基础上,提出新疆电网系统设计的思路。新疆电网继电保护故障信息处理系统的建设必将实现二次设备的运行和管理“可控、在控、能控”,为电网的安全、稳定运行打下坚实的基础。

参考文献

- [1] 刘志超,黄俊,承文新.电网继电保护及故障信息管理系统的实现[J].电力系统自动化,2003,27(1):72-75.
- [2] 中国南方电网有限责任公司.中国南方电网继电保护故障信息系统通信与接口规范[Z].2005.
- [3] 夏乐天,周志浩.简论继电保护故障信息系统的发展策略[J].浙江电力,2006(4):43-46.
- [4] 黄捷.基于 Linux 操作系统的嵌入式继电保护故障信息系统子站介绍[J].华东电力,2007,35(12):95-98.
- [5] 国家电网公司.继电保护故障信息处理系统技术规范[Z].2009.
- [6] 唐海军,王涛.电网故障信息管理系统子站和分站的设计与实现[J].华中电力,2005,18(5):59-61.
- [7] 王皓,杨建旭,何鸣,过其峰.基于 Web 的继电保护故障信息实时发布软件的设计及实现[J].电力系统保护与控制,2009,37(11):95-98.
- [8] 杨贵宇,肖仕武,郝建勋.继电保护故障信息系统的工程应用[J].华北电力技术,2009(4):21-24.
- [9] 廖泽友,连湛伟,柳凤凤.继电保护故障信息处理系统通信方案的工程实现[J].电力系统自动化,2004,28(4):78-80.
- [10] 刘华,田芳,白义传,等.继电保护故障信息管理系统应用化改进方案[J].电力系统保护与控制,2008,36(19):18-20.
- [11] 王皓,谢红福,何鸣.220 kV 电网故障信息管理系统规约体系的应用研究[J].电力系统保护与控制,2009,37(3):41-45.
- [12] 张劲,章坚民,朱炳铨,等.220 kV 继电保护故障信息处理系统的设计[J].电力系统自动化,2003,27(11):61-64.
- [13] 刘华,白义传.河南电网继电保护及故障信息管理系统建设[J].电力系统自动化,2006,30(9):84-87.
- [14] 黄良,章坚民,竺华敏,等.基于 IEC 61850 MMS 的继电保护故障信息系统通信机的实现[J].继电器,2006,34(2):75-77.
- [15] 章坚民,朱炳铨,蒋月良,等.继电保护故障信息处理主站系统设计的核心问题[J].电力系统自动化,2003,27(14):72-74.
- [16] 章坚民,朱炳铨,赵舫,等.基于 IEC 61850 的变电站子站系统建模与实现[J].电力系统自动化,2004,28(21):43-48.

作者简介:

王胜利(1978),男,硕士,工程师,长期从事继电保护运行管理及整定计算工作;

石静(1982),女,新疆乌鲁木齐人,本科,助理工程师,长期从事电气运行及火电厂环保管理工作。

(收稿日期:2010-11-12)

分布式发电对配电网继电保护和重合闸的影响

刘 林

(西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

摘 要:近年来,分布式发电技术的研究越来越受到世界各国的重视。大量分布式发电的并网运行将深刻影响现有配电网的结构、以及配电网中短路电流的大小、流向及分布。主要分析配网故障时,分布式电源对继电保护的影响,以及与自动重合闸之间的配合问题。

关键词:分布式发电;配电网;继电保护;重合闸

Abstract: For the past few years more and more countries attach importance to distributed generation. However running with distributed generation will affect the magnitude, the flow direction and the distribution of short-circuit current in the distribution network as well as its structure. The effect of distributed generation on relay protection is analyzed as well as the coordination between the recloses when there is a fault in distribution network.

Key words: distributed generation (DG); distribution network; relay protection; reclose

中图分类号: TM77 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2010)02-0028-02

0 引 言

分布式发电技术是一门新兴技术。目前,大电网与分布式发电相结合被世界许多能源、电力专家公认为是能够节省投资、降低能耗、提高电力系统可靠性和灵活性的主要方式,是 21 世纪电力工业的发展方向^[1]。但同时,由于分布式电源的接入,将给传统的配电网带来一系列的技术问题。

1 分布式发电概念

所谓的分布式发电(distributed generation, DG)通常指光伏发电、风能发电、燃料电池发电,燃气轮机、微型燃气轮机等以天然气或氢气为燃料的新型发电技术。近年来,随着竞争性的零售电力市场的出现和新型分布式电源技术研究的突破性进展,又引起了对分布式电源新一轮的更广泛关注,分布式电源与电力系统的优势互补使得其在电力行业得以迅速地渗透。

2 分布式发电对配电网继电保护的影响

由于分布式电源的引入,使得配电系统从传统的单电源辐射式网络变为双端或多端有源网络,导致故

障发生时原有配电网电流保护出现保护范围过大、误动、灵敏度降低等问题。

2.1 分布式电源使保护范围过大

如图 1 所示, F5 处发生短路故障。在 DG 接入之前,保护 4 感受到的是系统提供的故障电流, DG 接入之后,保护 4 将感受到 DG 提供的助增电流,这样保护范围外短路时保护 4 仍然感受到较大电流,导致本线路保护范围过大。

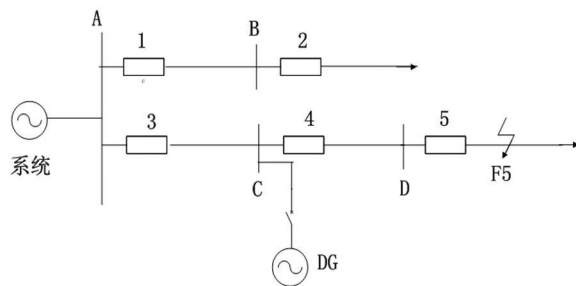


图 1 分布式电源使保护范围过大

2.2 分布式电源引起所在线路保护误动作

如图 2 所示,分布式电源所在馈线 F4 处短路故障时,由于 DG 的助增作用,故障点的短路电流增大,造成各个保护的 protection 范围延伸,失去选择性。由于 DG 的接入,使得流过保护 4 的电流比未接入 DG 时增大,并且随着 DG 容量的增加,保护检测到的电流有可能大于整定值,使得保护误动作。

相邻馈线 F1 处发生短路故障时, DG 通过母线

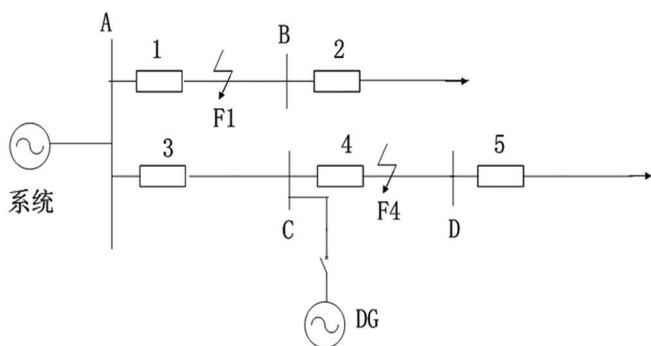


图 2 分布式电源降低保护灵敏度和引起所在线路保护误动作向故障点提供反向短路电流。DG 的存在不仅使得故障点的电流增大,该馈线上的保护超范围误动作,而且有可能引起 DG 所在馈线保护的误动作。由于保护 3 并不具有识别故障方向的能力,当相邻线路发生三相短路故障时,保护 3 将检测到 DG 提供的反向电流,此时保护 3 可能误动,造成 DG 所在的正常运行线路中断供电。故障点离母线越近,短路电流越大,保护越有可能发生误动,造成 DG 所在线路的无故障跳闸。

2.3 分布式电源降低保护灵敏度

如图 2 所示, DG 引入之前,故障点的短路电流只由系统提供, DG 引入之后, DG 和系统都会对故障点提供短路电流。如图 3 和图 4 所示的仿真波形,线路 F4 在 0.2 s 发生短路故障,持续时间为 0.05 s 时,由于有 DG 的接入,它将向故障点提供短路电流。因此与原配电网相比,在接入 DG 的情况下,故障点上游保护 3 检测到的故障电流比未接入 DG 时小,灵敏度将变低。随着 DG 容量的增大,保护 3 检测到的故障电流迅速减小,过电流保护灵敏度将明显降低。

3 分布式发电对自动重合闸的影响

在电力系统中发生的故障大多数都是瞬时性故障,因此重合闸在电力系统中应用得非常广泛。重合

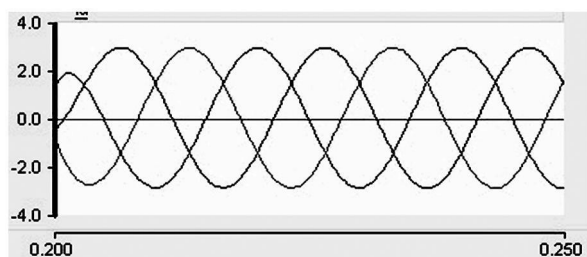


图 3 F4 故障时,流过保护 3 的电流 (未接入 DG)

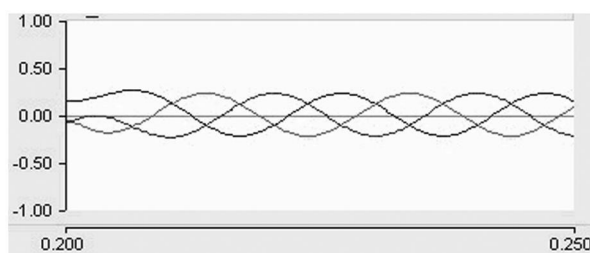


图 4 F4 故障时,流过保护 3 的电流 (接入 DG)

闸的动作时限一般为 0.5 s 最短可以达到 0.2 s。这样就加大了故障时 DG 系统的解列难度,若增加自动重合闸时限,则会降低供电可靠性,两者之间存在明显的矛盾。文献 [2] 分析了以“重合器+分段器”为主构成的配电网馈线自动化的几种方式,提出了一种新的实用的配电方式,既可以减少故障时的停电时间和短路电流对线路的冲击次数,又易于实现保护时间的配合。

分布式电源接入后,若故障出现在系统电源进线段,则有可能在自动重合闸动作时造成非同期重合闸,会对配电网系统、特别是对分布式电源产生冲击和破坏^[3]。若故障点位于非系统电源进线处,分布式电源和系统电源仍然保持电气联系,则自动重合闸动作时不存在非同期重合闸的问题,如果故障能够快速切除则分布式电源有可能连续运行,此时可以减少 DG 机组不必要的切除。文献 [4] 分析了自同期重合闸在分布式发电并网系统中的应用可行性,通过分析和仿真,得出了关于以下几点结论。

(1) 自同期合闸时,对于次暂态电抗相近的分布式电源,随着容量的增加,冲击电流越小;分布式电源接入点距离变电所低压母线越远时,冲击电流越小,采用自同期合闸可行性越高,多个分布式电源接入系统,除距离变电所低压母线最近的分布式电源冲击电流较大,不推荐采用自同期合闸外,其余位置的 DG 都适合采用自同期合闸。

(2) 对于逆变型分布式电源,并网逆变器很关键,电流瞬时值反馈可以实现合闸并网条件。

(3) 采用“后加速”方式时,从技术的角度是可以实现的,但将使配电网的保护变得复杂。

4 结 论

分布式电源接入配电网后势必会改变配电网

(下转第 94 页)

的调整量。在产出不变的条件下,水电企业可以按各松弛变量给出的调整信号对投入要素进行合理调整,以提高生产效率,进而达到弱 DEA 有效或 DEA 有效。以表 2 中效率最低的 2006 年为例,该年份在保持目前产出水平不变的前提下要达到 DEA 有效,应该缩减(或增加)相应的输入值,如耗水率减低 0.27 m³/MW,年末库水位系数减少 0.13,单位库容损失降低 2.19×10⁸ m³/MW,发电量增加 58 428 MW。同理可以对其他未达到 DEA 有效的年份进行类似分析。

③从表 3 的综合效率情况可知该水电企业 2009 效益最佳,2008 年其次,说明该水电企业在开展节能调度后效益有提升;虽然存在一些网络约束,造成了 2009 年水量利用系数较低和较高水平的弃水调峰损失电量,但总体上节能调度的开展是有利于该水电企业,因此应对该水电企业节能调度开展的成效予以肯定。

4 结 论

针对节能调度实施后对水电企业的影响,提出了水电企业节能调度效益评价指标体系,并在此基础上结合 DEA 分析方法测度水电企业生产效率。最后根据综合效率的大小实现对水电企业节能调度前后效益的排序、判断和评价。为评价节能调度成效的企业分析人员提供了一套完整可行的评价新方法,具有较强的灵活性和实用性。

参考文献

[1] 傅书遍,王海宁. 关于节能减排与电力市场的结合[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(6): 31—34, 75.
[2] 艾琳,华栋. 电力系统节能发电调度研究[J]. 华东电力, 2008, 36(9): 85—89.

参考文献

[1] 朱成章. 发展直燃式空调机对电力工业的作用[J]. 华东电力, 2000, 28(5): 27—28.

[3] 耿静,严正,冯冬涵,等. 节能调度综述[J]. 华东电力, 2010, 38(1): 54—58.
[4] 张安华. 关于节能发电若干问题的思考[J]. 电力需求侧管理, 2008, 10(6): 4—6.
[5] 文福拴,陈青松,褚云龙,等. 节能调度的潜在影响及有待研究的问题[J]. 电力科学与技术学报, 2008, 23(4): 72—77.
[6] 杨梅,王黎,马光文,等. 节能调度对电力企业的影响及对策研究[J]. 水力发电, 2009, 35(1): 88—91.
[7] 陆涛,马光文,王黎. 节能调度对水力发电企业的影响及应对措施[J]. 华东电力, 2010, 38(1): 36—38.
[8] 尚金成,刘志都. 节能发电调度协调理论及应用[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(6): 109—114.
[9] 王鹤,张婷,韩英豪,等. 电力市场环境下的独立发电企业新评价指标体系研究[J]. 华东电力, 2007, 35(2): 32—36.
[10] 陈云华. 基于综合指标法的发电企业市场竞争力分析[J]. 水利发电学报, 2006, 25(5): 14—16.
[11] 王宇飞. DEA 方法在中国电力行业效益评价中的应用[J]. 上海电力学院学报, 2008, 24(4): 388—392.
[12] 荀志远,乔淑芳. 考虑环境因素的项目投资 DEA 效率测度[J]. 青岛理工大学学报, 2010, 31(4): 19—23.
[13] 魏权龄. 数据包络分析[M]. 北京:科学出版社, 2004.

作者简介:

张 鹏(1986),男,硕士研究生,从事电力市场研究。
秦毓毅(1972),男,重庆万州人,博士研究生,从事调度运行管理、调度计划管理和电力市场运行方面的研究。
唐茂林(1962),男,硕士,高级工程师,主任,主要研究方向电网调度运行管理。
凌 亮(1970),男,工程硕士,从事电力市场辅助服务定价研究。
刘俊勇(1963),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,长期从事电力市场等领域的研究。

(收稿日期: 2011—01—09)

(上接第 29 页)
的拓扑结构和潮流方向,使原来简单的单电源辐射型网络变成复杂的多电源网络。现有的基于单端电源系统设计的配电系统保护和自动重合闸装置也必须做出相应的调整,否则由于分布式电源的存在必定使保护出现拒动、误动等问题,影响保护的选择性和灵敏性,甚至对配电系统及设备的安全稳定运行造成破坏。

参考文献

[2] 孙福杰,何俊佳,邹积岩. 基于重合器和分段器的 10 kV 环网供电技术的研究及应用[J]. 电网技术, 2007, 24(7): 33—36.
[3] 袁超,吴刚. 分布式发电系统继电保护技术[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(2): 100—102.
[4] 谢昊,卢继平. 重合闸在分布式发电条件下的应用分析[J]. 重庆大学学报, 2007, 30(2): 30—33.

作者简介:

刘 林(1985),男,硕士研究生,西南交通大学电气学院,专业电力系统及其自动化,专业方向继电保护。

(收稿日期: 2010—12—15)

雷击线路引起的主变压器跳闸分析

杨 茹, 李红军

(四川电力职业技术学院, 四川 成都 610072)

摘 要:分析雅安电网一起因 110 kV 线路遭受雷击造成 220 kV 主变压器间隙保护动作跳闸事件,探索了主变压器间隙击穿的原因,并提出了针对线路雷击造成主变压器间隙保护动作的防治措施。

关键词:间隙保护;雷击;改进措施

Abstract A tripping event of 220 kV main transformer gap relay action caused by the lightning stroke in 110 kV transmission line is analyzed. the reasons for the gap breakdown of main transformer are discussed, and then some control measures for the gap relay action caused by lightning stroke in transmission line are proposed.

Key words transformer gap protection; lightning stroke; improvement

中图分类号: TM726 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0030-02

2010 年 8 月,雅安电网 220 kV 下坪变电站发生了一起故障:110 kV 唐下线遭受雷击,引起该线路与不接地运行 220 kV 主变压器同时跳闸。此次主变压器跳闸系由中性点间隙放电,导致间隙过流保护动作。220 kV 变电站虽然均配置两台主变压器,满足主变压器 N-1 跳闸要求,但 1 台主变压器频繁跳闸将严重影响电网安全运行。

经过现场调查和研究,对 2010 年 8 月 9 日 220 kV 下坪变电站 2 号主变压器中性点间隙保护存在的问题进行探讨,并提出解决问题的有效方法。

1 故障经过和运行方式

2010 年 8 月 9 日雅安地区雷雨天气,21 时 56 分 110 kV 唐下线 AC 相发生相间接地短路,线路跳闸。在接地故障发生的同时,220 kV 下坪变电站 2 号主变压器 110 kV 侧间隙击穿,间隙零序过流保护动作跳主变压器三侧开关。

故障时 500 kV 石棉变电站作为电源向 220 kV 下坪变电站供电,下坪站 220 kV 和 110 kV 均是双母线并列运行,1 号主变压器中性点接地运行,2 号主变压器中性点不接地运行,如图 1 所示。

2 保护动作情况分析

2.1 唐下线线路故障分析

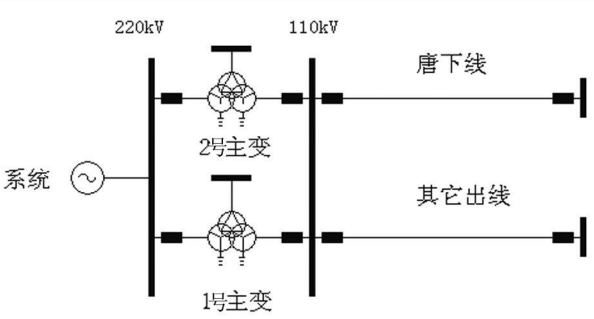


图 1 220 kV 下坪变电站接线方式图

110 kV 唐下线全长 38.5 km,是 110 kV 唐家沟电站的并网线路,线路还有三个小水电通过 T 接在唐下线上并网发电。总体来说,唐下线线路长,并且 T 接支路多,线路多架设在山区,故障概率较高。

故障发生后,唐下线线路保护相间距离二段 301 ms、零序二段动作 302 ms 出口动作跳开出线开关。唐下线线路保护相间距离二段和零序二段时限均整定为 0.3 s 保护属于正确动作。巡线人员故障巡线发现,在唐下线距离下坪站 22 km 处有放电痕迹,确定了此次故障是由雷击产生。

通过保护动作情况统计,唐下线在今年进入雷雨天气后,跳闸次数频繁。故障概率非常高,但此次唐下线故障引起下坪站不接地主变压器跳闸尚属第一次。

2.2 主变压器跳闸分析

下坪站 1 号主变压器高、中压侧中性点均直接接地,2 号主变压器高、中压侧中性点均间隙接地。通过现场调查发现,2 号主变压器中压侧间隙有明显放

电痕迹,间隙有烧伤痕迹。通过测量,棒—棒间隙距离为 150 mm,满足“反措”要求。2 号主变压器中性点并联有避雷器。现场查勘表明:故障前后 220 kV 和 110 kV 母线、主变压器高侧和中侧避雷器均没有动作记录。

线路雷击后,2 号主变压器 110 kV 间隙击穿,间隙零序电流达到 6.9 A(二次值)大于定值 1 A。主变压器间隙保护在故障后 309 ms 动作,跳开主变压器三侧开关。由于 2 号主变压器间隙过流时间整定为 0.3 s 跳主变压器三侧开关,保护属于正确动作。

2.3 录波图形及数据分析

110 kV 唐下线雷击故障时,唐下线线路保护、主变压器保护及故障录波均即时起动录波。通过比较保护和录波起动时间,确认唐下线线路保护和主变压器保护同时动作跳闸,均是由唐下线雷击故障造成。

本次故障发生在雷雨天气并为 CA 相瞬时接地故障,在发生接地瞬间存在较大暂态电压,且故障时间持续 300 ms 在中性点产生不平衡电压。据录波数据分析 110 kV I 段 3U₀ 峰值为 63.24 V(二次值),110 kV II 段 3U₀ 峰值为 61.59 V(二次值),折算至一次中性点零序电压值瞬时值为

$$63.24 \times (\frac{110}{\sqrt{3}} / 0.1) = 40.16 \text{ kV}$$

理论暂态电压约为

$$U_0 = 1.8U_0 = 1.8 \times 40.16 = 72.29 \text{ kV}$$

棒—棒间隙的放电,击穿电压和间隙距离近似成直线关系,平均击穿场强为 3.8 kV/cm(有效值)或 5.36 kV/cm(幅值)。

现场实测间隙距离为 150 mm,根据上述计算关系,其工频击穿电压为 15×5.36=80.4 kV,考虑到当时雷雨天气,在暂态电压已接近间隙的工频击穿电压时,导致间隙击穿。

2.4 中性点击穿原因分析

变电站中的所有电气设备包括变压器,都处于直击雷的保护范围内,通常变压器不会受到直接的雷击,变压器的中性点也不会受到直接的雷击。由于在中性点上没有向外的引出线,因此中性点也不会受到雷电感过电压的袭击。

通过录波图形分析可以知,发生暂态过电压的时间也就是在故障后的两个周波以内,只是短时间的出现零序电压的瞬时值。由于零序电压的瞬时值很高,同时发生雷击时天气状况较差,就导致了主变压器间

隙击穿后,无法自动熄弧,间隙保护起动,线路保护起动,直至故障被保护切除。扩大了停电范围。

根据 DL/T 684—1999 大型发电机变压器继电保护整定计算导则 5.6.2 条要求:用于中性点经放电间隙接地的零序电流、零序电压保护动作后经一较短延时(躲过暂态过电压时间)断开变压器各侧断路器,这一延时可取为 0.3~0.5 s。

本次 2 号主变压器间隙过流、零序过压整定值如表 1,完全符合整定计算导则。

表 1 整定值

保护名称	保护定值	保护时限	出口矩阵
间隙过流	100 A(一次)	0.3	三侧
		0.5	三侧
零序过压	180 V(二次)	0.3	三侧
		0.5	三侧

由于该线路是一条终端线路,零序 II 段、接地距离 II 段的时限均为 0.3 s。故障发生后,由于间隙击穿,间隙过流和零序 II 段保护同时动作,在 0.3 s 都出口跳闸。

对于 220 kV 线路,配置了双套纵联保护。在线路上任何位置发生故障,保护装置都能够在 0 s 将故障切除,与主变压器间隙过流保护保证了 0.3 s 的级差。所以对于 220 kV 主变压器,220 kV 侧的间隙过流保护可以沿用规程上 0.3~0.5 s 断开主变压器三侧开关的要求。

但对于 110 kV 线路,能够配置光纤差动保护的线路是非常少的。原则上 110 kV 线路长度在 10 km 以下的,都应该配置光纤差动保护。所以 110 kV 线路光纤化率是比较低的。多数 110 kV 线路发生故障时都是由零序保护和距离保护动作切除故障的。特别对于线路末端故障,只能依靠 II 段保护切除。II 段保护的时限一般较长,雅安电网 II 段保护时限为 0.3~2.1 s 之间。

所以对于目前雅安电网 220 kV 和 110 kV 变电站的 110 kV 出线如果发生雷击,导致主变压器间隙过流保护动作跳主变压器的概率是非常高的,必须尽快进行整改。

3 改进建议

此次接地故障发生在 110 kV 唐下线上,而且下坪站 1 号主变压器 110 kV 侧中性点是直接接地的,2

(下转第 73 页)

员将内层护线条的中心对准悬垂线夹的中心画印点,护线条由中心画印点向两端分别缠绕,其绕向应与外层绞向相同。

3)安装胶套,将胶套中心对准线夹中心安装,用胶布在胶套外包一圈作为临时固定。

4)外层护线条的安装。安装前在胶套上画出护线条的位置印记,按此印记排列护线条;在安装过程中,应注意保护各根护线条的间距相等,护线条的安装从胶套两端分别向光缆两侧进行一根一根的缠绕。

5)将悬垂线夹的夹板与悬垂金具连接并拧紧螺栓。人力松下光缆并放置于悬垂线夹中,使悬垂金具串处于受力状态,最后拆除提线架及滑车。

(2)安装防振锤的低频端大锤头朝杆塔一侧,安装前注意放振锤护线条末端与金具护线条预绞丝末端的距离大于 70 mm。

(3)对于耐张金具串的专用接地线,一端用专用接地并沟线夹与耐张线夹下侧附近的光缆相连,另一端与就近塔材用螺栓相连。

(4)引下夹具的距离为 2 m 安装一个,应保证光缆顺直、圆滑、不得有硬弯折角,余缆在塔身上的盘绕直径不得小于 1 m,并用专用夹具固定在塔材上,确

保余缆在风吹时不会晃动。

6 结束语

2005 年 6 月 28 日,江苏亨通集团专业人员对自贡电业局展放的 6.5 km OPGW 光缆线路进行了测试,各项指标均符合要求,得到了业主的高度评价和信任。

OPGW 光缆的展放成功,不仅意味着送电工程处填补了施工工艺的空白,书写下新的篇章,更重要的是,为适应现代市场经济的竞争环境和电力建设的发展需要,开拓广阔的市场空间,迈出了坚实的一步!

参考文献

- [1] 韦乐平,等.光同步传送网技术体制[M].北京:人民邮电出版社,1999.
- [2] DL/T 5168—2002, 110 kV~500 kV 架空电力线路工程施工质量及评定规程[S].
- [3] IEEE Std 1138—94, Standard Construction of Composite Fiber Optical Groundwire of Use on Electric Utility Power line[S]. (收稿日期:2010—12—14)

(上接第 31 页)

号主变压器间隙接地是不应该动作的。通过此次事件的分析,提出以下改进建议。

(1)将避雷器的冲击电压设置的比间隙放电电压低,保证在发生雷电暂态过电压时避雷器能够可靠动作,防止间隙保护误动作切除主变压器。

(2)建议将 220 kV 下坪站主变压器间隙过流保护动作时限延长至 3 s 以上。由于雅安电网 110 kV 系统串供级数较多,距离及零序二段的时限最长达到 2.1 s 考虑到间隙过流保护和出线距离及零序二段时限的配合,建议将下坪站主变压器间隙过流保护动作时限延长至 3 s 以上。

(3)加强和完善线路的防雷工程建设,避免或减小雷电灾害。

(4)加强中性点间隙距离管理,按照规程合理设置间隙距离,以免间隙保护过于频繁动作。

4 结 论

(1)雅安 220 kV 下坪站 2 号不接地运行主变压

器间隙保护动作导致主变压器跳闸,是由 110 kV 出线雷击相间故障引起。在雷击瞬间产生的较高暂态过电压,导致主变压器中性点间隙击穿,造成下坪站 1 台主变压器的不必要跳闸。

(2)建议将 220 kV 下坪站主变压器高、中压测中性点间隙过流保护动作时限延长至 3 s 以上。延长间隙过流保护动作时限不影响其他继电保护的正常运行,并对主变压器安全运行没有太大影响。

参考文献

- [1] DL/T 584—95, 3~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程[S].
- [2] 王梅义.电网继电保护应用[M].北京:中国电力出版社,1999.

作者简介:

杨 茹(1982),女,讲师,硕士,四川雅安电力(集团)股份有限公司调度中心副主任(挂职锻炼),研究方向为电力系统及其自动化。

李红军(1978),男,讲师,硕士,研究方向为电力系统及其自动化。(收稿日期:2010—12—15)

一起线路故障引起主变压器零序过电压动作的分析

周 洁, 吴俊美
(德阳电业局变电检修中心, 四川 德阳 618000)

摘 要:结合一起 110 kV 线路发生接地故障造成所连两变电站全站失压的例子,介绍了故障时的系统运行方式,借助故障录波图和报文分析了保护的動作过程,通过分析零序电压的异常变化得出了造成该变化的原因与接地系数过大及 10 kV 电压倒送有关。最后,提出了相应的措施来提高系统的稳定性。

关键词:接地故障;零序过电压;接地系数

Abstract: Combined with an example of ground failure in a 110 kV transmission line which caused the loss of voltage in two connected substations the running mode of the system in that moment is introduced. The process of protecting movements is analyzed by using the wave pictures and messages. The reason for the unusual change of zero sequence voltage is relevant to the overlarge coefficient of grounding and the 10 kV returned voltage. At last some useful measures are proposed to improve the stability of the system.

Key words: ground fault; zero sequence overvoltage; coefficient of grounding

中图分类号: TM726 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003—6954(2011)02—0032—02

0 前 言

某 220 kV 变电站一条 110 kV 线路单相瞬时接地故障,引起该线路所带两变电站因零序过电压动作而造成全站失压,影响几个片区的供电。事故经过为某日 07 时 44 分 12 秒,110 kV 线路 1 开关保护启动,A 相接地,1 441 mm 零序二段、接地距离二段出口跳闸并重合成功。同时 110 kV 1 号变电站、110 kV 2 号变电站主变压器保护启动,0.5 s 后零序电压一段动作跳开 110 kV 1 号变电站、110 kV 2 号变电站主变压器各侧开关,110 kV 1 号变电站、110 kV 2 号变电站两站全站失压。

1 事故原因查找及分析

1.1 故障时系统运行方式

故障时的系统运行方式如图 1 所示。该 220 kV 站 I 号主变压器高、中压侧中性点直接接地,II 号主变压器高、中侧中性点间隙接地,两主变压器并列运行。110 kV 3 号变电站主变压器为热备用,110 kV 1 号变电站与 110 kV 2 号变电站主变压器为运行状态。

1.2 故障动作过程分析

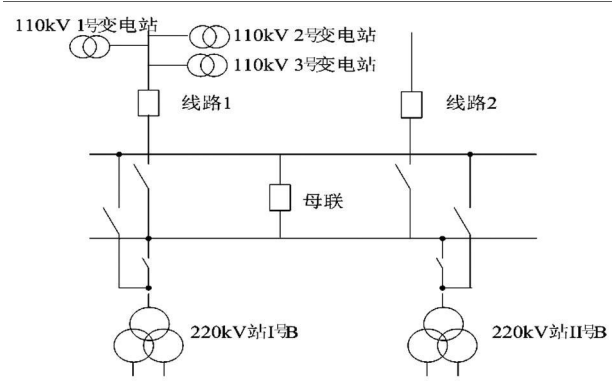


图 1 系统接线方式图

据故障录波图和保护动作报文可知,线路 1 首先发生单相接地故障,零序二段和接地距离二段均延时 1.4 s 出口跳闸,并重合成功,线路保护正确动作。故障时 110 kV 1 号变电站、110 kV 2 号变电站两站主变压器感受到零序电压为 190.43 V,超过 170 V 整定值而动作跳开主变压器各侧开关。通过寻线在线路 1 进 110 kV 1 号变电站杆塔处发现一只老鹰被电击落,A 相与杆塔有放电痕迹。检查 220 kV 站 I 号主变压器 110 kV 侧中性点,发现接地刀闸静触头、静触座被部分烧熔跌落地面。在综合上述情况,很容易将故障过程分析为:线路 1 发生 A 相单相接地,故障电流经过 220 kV 站 I 号主变压器中性点接地刀闸形成回路,接地刀闸因接触电阻过大而被烧熔跌落;但单

相接地故障依旧存在, 110 kV 1 号变电站、110 kV 2 号变电站两站因零序过电压而跳开主变压器各侧开关。停电范围扩大的原因在于中性点失地, 使 110 kV 系统由直接接地系统转变为不接地系统。

1.3 事故原因查找及分析

1.3.1 零序电压的分析

在不接地系统中, TV 开口三角绕组的变比为 $\frac{U_n}{\sqrt{3}}/100$, 在直接接地系统中, TV 开口三角绕组的变比为 $\frac{U_n}{\sqrt{3}} \frac{100}{3}$ 。A 相接地时电压向量图如图 2 所示。

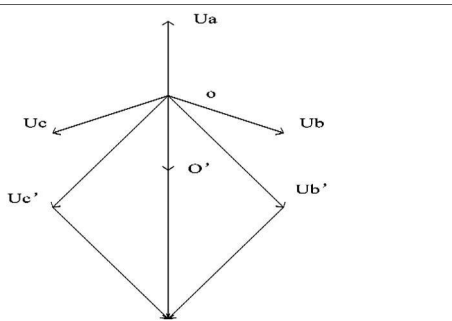


图 2 A 相接地电压向量图

可见, 在 110 kV 电网中, A 相接地故障后, 电源中性点 N 对地的电压 $U_n = -U_a$, B 相对电压 $U_b = E_b - U_a$, $U_c = E_c - U_a$, $3U_0 = U_a + U_b + U_c = -3U_a = -300$ V。开口三角电压幅值应该为 300 V, 而非 190 V。

综合上述, 可以明确此次故障并非为 220 kV 站 I 号主变压器 110 kV 侧中性点失地所造成的, 同时可以明确中性点失地是在线路 1 开关跳闸后形成的。

1.3.2 单相接地故障引起线路末端非故障相的电压升高

对于不对称短路故障, 采用对称分量法, 通过复合序网络进行分析。单相接地故障主要是由雷击、树木、鸟害等引起, 存在过渡电阻。因而在故障点处故障相电压并不等于 0 V, 即 $U_a = xE_a$ (其中 E_a 为 A 相电源电动势, x 大于 0 小于等于 1)。根据单相接地故障边界条件: $U_a = xE_a$, $I_b = I_c = 0$, 按对称分量关系可以求出

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{(x-1)E_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0},$$

$$U_{a1} = E_a - I_{a1} \times Z_1 = E_a \frac{xZ_1 + Z_2 + Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0},$$

$$U_{a2} = -I_{a2} Z_2 = E_a \frac{(1-x)Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0},$$

$$U_{a0} = -I_{a0} Z_0 = E_a \frac{(x-1)Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

其中, Z_1 、 Z_2 、 Z_0 分别为在短路点 K 处向电源侧看去所呈现的阻抗值。而 E_1 为解开 K 处故障后在 K 处测得的正序电动势, 即正常运行时 K 处 A 相的相电压 E_a ; U_1 和 I_1 、 U_2 和 I_2 、 U_0 和 I_0 分别为故障点的正序、负序、零序电压和电流。根据对称分量法可得在故障点的非故障相电压为

$$U_b = a^2 U_{a1} + a U_{a2} + U_{a0}$$

$$= E_a \frac{a^2 x Z_1 + [a^2 + a(x-1)]Z_2 + (a^2 + x-1)Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$U_c = a U_{a1} + a^2 U_{a2} + U_{a0}$$

$$= E_a \frac{a x Z_1 + [a + a^2(x-1)]Z_2 + (a + x-1)Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

对于静态电力设备, 如输电线路、变压器等, $Z_1 = Z_2$ 。同时忽略各阻抗的电阻分量, 用 X_1 、 X_2 、 X_0 来代替。 $K = X_0 / X_1$, 上述两式可以化简为

$$U_b = E_a \frac{a^2(x+1) + a(x-1) + (a^2 + x-1)K}{2+K}$$

$$U_c = E_a \frac{a^2(x-1) + a(x+1) + (a^2 + x-1)K}{2+K}$$

其中 K 为接地系数, 中国 110 kV 电力系统属于有效接地系统, 统筹考虑单相接地短路时的短路电流和零序电压, 要求系统综合零序电抗 X_0 与综合正序电抗 X_1 之比在 1 和 3 之间。为了满足上述要求, 大部分 110 kV 变压器的中性点采取不接地运行方式。系统中接地变压器越多, 系统综合零序电抗 X_0 越小; 当系统中失去中性点时, Z_0 趋向于无穷大, 则 X_0 将由电力线路的对地电容决定, 呈容性。

利用 Matlab 软件, 当 $x=0$ 时, 非故障相电压与接地系数的关系如图 3 所示。

图 3 中圆点表示 $\sqrt{3}$ 倍相电压曲线, 可见当中性点失地后, X_0 将呈容性, 接地系数为负数。非故障相电压会上升到很高的数值, 这对设备来说是非常危险的; 此时零序过电压将延时动作以保护主变压器。中国 110 kV 电力系统属于有效接地系统, 则 $1 < K < 3$; 根据图 3 可以看出, 在发生单相接地故障时, 非故障相电压将随着接地系数的变大而显著升高, 即故障点的零序电压也将显著的升高而引起故障线路末端主

(下转第 37 页)

机单相接地短路保护,较常规电动机接地保护方式有较为明显的优势,其简单可靠,安装方便,解决了常规电动机接地保护不容易取得可靠外部跳闸电源的问题,同时也能减小二次设计工作量,简化二次接线,可供大家参考。

参考文献

[1] 高春如 编著.大型发电机组继电保护整定计算与运行

技术(第二版)[M].北京:中国电力出版社,2010.
作者简介:
龙 军(1978),男,工程师,学士学位,目前从事发电厂电气二次线设计工作。
朱远萍(1977),女,工程师,学士学位,目前从事发电厂电气一次线设计工作。

(收稿日期:2010-11-30)

(上接第 33 页)
变压器零序过电压动作。

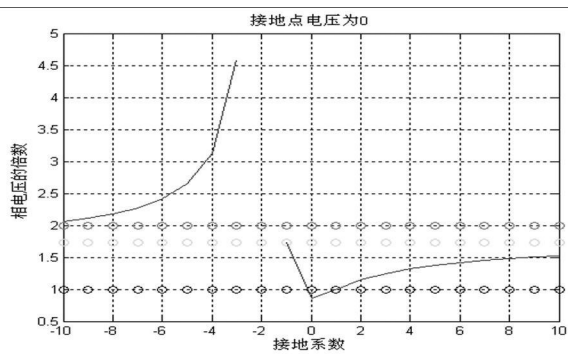


图 3 非故障相电压与接地系数的关系图

本次零序电压动作的原因总结如下。

- (1)该线路接地系数过大,造成故障点的零序电压显著提高而达到动作值;
- (2)10 kV 侧怀疑有倒送电的可能性,在发生单相接地故障时,在 110 kV 变压器侧形成中性点不接地系统,此时 10 kV 侧倒送电造成主变压器零序电压过高。

2 应对措施

2.1 减少 T 型线路

由于自然环境的影响和限制,存在一条线路有时可能带两个甚至更多变电站的 T 型网络接线方式,一旦线路发生故障,将引起多个片区的停电。减少 T 型网络的存在,加强电网规划及建设,即使线路发生故障也仅仅影响某个片区,将停电范围极大的缩小。

2.2 加强 10 kV 侧自备电源的管理

线路 X_0 之所以比 X_1 大是因为互感的缘故,而避雷线的存在等值于大地表面抬高,所以能降低互感。可以通过增大线路避雷线截面的方法来降低线路互感,从而降低线路接地系数。加强 10 kV 侧自备电源的管理工作,防止故障时 10 kV 侧倒送电。对于低压

侧接入有小电源的线路,要增加主变压器零序过电压跳小电源回路,避免主变压器由于过电压而受损。

2.3 加强 220 kV 站中性点接地刀闸的维护及巡视

规程 DL/T 559—2007《220~750 kV 电网继电保护装置运行整定规程》变电所有两台及以上变压器时,应只将一台变压器中性点直接接地运行,当该变压器停运时,将另一台中性点不接地变压器改为直接接地。从图 1 中可以看出,当线路 1 发生接地故障而开关拒动时,只能由 1 号主变压器动作首先跳开母联开关,再跳开中压侧开关以切除故障。因为 2 号主变压器中性点不接地,从而 110 kV II 母所连接的 110 kV 系统为中性点不接地系统,此时线路 2 再发生故障,接地保护将无法发生作用。其一,只有等故障发展为相间故障,由相间距离保护动作跳闸,对设备造成大的伤害。其二,造成所有主变压器中性点的电位将提升为故障相的电位,对主变压器中性点的绝缘造成威胁,将引起主变压器零序过电压动作。当然随着设备性能的提高,开关拒动和线路 1、2 相继故障的几率很小;但由于系统运行方式所存在的隐患,运行人员和继电保护人员必须对各种故障加强认识和学习;线路发生故障时不能仅仅检查线路,应当根据运行方式对可能受影响的设备进行检查,以便及时的发现问题、采用及时的补救措施,将电网的危险降低到零。

3 总 结

从上述的事件经过、原因查找分析及应对措施可以看出,加强电网建设,加强对设备的管理和维护,对于较少停电事故,保持电网系统稳定及可靠具有相当重要的作用。

(收稿日期:2010-12-10)

带接地保护功能塑壳断路器在发电厂 低压电动机中的应用

龙 军, 朱远萍

(西南电力设计院, 四川 成都 610021)

摘 要:根据厂用电规程相关要求, 发电厂低压厂用电动机相间短路保护如不能满足单相接地短路的灵敏度时, 应另装接地短路保护, 介绍了常规接地保护的实现方法并指出其在某些特殊情况下的局限性, 结合发电厂实际情况介绍了一种采用带接地保护功能的塑壳断路器实现电动机单相接地短路保护的方法, 供大家参考。

关键词:塑壳断路器; 漏电保护模块; 电子脱扣器; 单相接地

Abstract According to the technical rules for designing auxiliary power system of fossil-fired power plants if the interphase short-circuit protection for low-voltage motor can not meet the sensitivity requirements of single-phase earth fault a special earth fault protection device shall be provided. A traditional design for earth fault protection is introduced and its limitations in a certain case are pointed out. For reference a way to realize single-phase earth fault protection is introduced by using moulded case circuit-breaker with the function of ground protection.

Key words moulded case circuit-breaker; leakage protection module; electronic trip element; single-phase earthing

中图分类号: TM307 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0034-04

1 低压电动机单相接地短路保护装设要求

按《火力发电厂厂用电设计技术规定》的要求, 低压厂用电电动机的单相接地短路保护可按以下方式配置。

低压厂用电系统中性点为直接接地时, 对容量为 100 kW 以上的电动机, 宜装设单相接地短路保护; 对 55 kW 及以上的电动机, 如相间短路保护能满足单相接地短路的灵敏度时, 可由相间短路保护兼作接地短路保护, 当不能满足时, 应另装接地短路保护。

保护装置由 1 个接于零序电流互感器上的电流继电器构成, 此继电器瞬时动作断路器跳闸。

为可靠起见国内工程中一般对 55 kW 及以上的电动机装设了单相接地短路保护。在部分国外工程中, 业主对装设单相接地保护的低压电动机容量要求低至 30 kW 及以上, 有些工程甚至更低。

2 常规单相接地短路保护实现方法及存在的问题

这里主要介绍低压电动机一次供电回路接线采用塑壳断路器+接触器+热继电器或马达保护器的接地短路保护方法, 其接地保护主要有以下两种方式实现:

①采用零序电流保护原理, 保护装置由 1 个接于零序电流互感器上的电流继电器构成, 通过电流继电器动作接点作用于塑壳断路器分励线圈跳闸。

②采用电动机控制器实现电动机单相接地保护功能。电动机控制器一般通过外接零序 TA 或采用三相电流矢量和滤过的方式实现接地保护, 保护出口接点动作于塑壳断路器分励线圈跳闸。

存在问题:为实现可靠跳闸, 塑壳断路器分励线圈的跳闸辅助电源一般采用外接直流电源, 如果不采用直流电源而用接触器 ~220V 控制电源作为跳闸电源, 会出现控制电源相发生接地故障时, 导致分励线圈跳闸电压降低而无法跳闸。有观点认为可在选型上可适当加大接触器额定电流, 当恰好控制电源相发生接地导致电压降低分励线圈无法跳闸时, 接触器线圈也会因电压降低而自行释放, 主触头打开而切除故障电流, 这种方式是建立在预期接地短路电流在接触器触头安全分断电流范围内, 而一旦接地短路电流大于接触器最大分断电流会造成触头烧毁。

采用外接直流电源虽然可靠, 但对于部分远离直流电源中心的 MCC 则很难实现其直流供电。按厂用电规程, 容量为 75 kW 以下的 II、III 类电动机宜由电动机控制中心 (MCC) 供电, 因此需要装设单相接地

保护而又接在远离直流电源中心 MCC 上的电动机不在少数。

因此,上述两种常规保护方式在无法取得外部直流电源的情况下存在一定问题。

3 采用带接地保护功能的塑壳断路器实现低压电动机接地保护

目前,在工程中已广泛采用塑壳断路器自带的漏电模块或带接地保护功能的电子脱扣器来实现电动机接地短路保护。现以工程中使用较多的施耐德 NSX 塑壳断路器为例介绍。

施耐德能 NSX 实现接地保护功能的方式有两种,即漏电保护模块和带接地保护的电子脱扣器。其漏电保护模块分为两种,即 Vigi compact 漏电保护模块和 Vigiex 漏电保护继电器。根据样本介绍,Vigiex 漏电保护继电器是通过其所带的封闭式环形互感器测量电器装置中的对地泄露电流,然后作用于塑壳断路器的分励线圈实现接地故障保护,实际上其原理与常规采用的接地保护方式完全一样,同样存在如何给分励线圈提供可靠跳闸电源的问题,这里不再介绍。

3.1 Vigi compact 漏电保护模块

Vigi compact 漏电保护模块为电磁式,由配电系统自行供电,在缺一相时或两相电压降至 80 V 时仍可工作,它动作时不需要任何辅助电源,故障电流是它跳闸的直接能量,其不但解决了常规接地保护方案存在的问题,同时还简化电动机二次回路接线。

3.1.1 发电厂低压厂用电采用 TN - C 接地系统使用漏电保护的探讨

漏电保护模块采用剩余电流保护工作原理,其原理及装设要求等相关规范及文章已经介绍的很多了,这里不再说明。根据其原理,漏电保护不能用于 TN - C 接地系统,因为 TN - C 接地系统中保护线 PE

和中性线 N 合用一根线 PEN, PEN 在正常工作时流过三相不平衡电流,当单相接地时产生的接地故障电流 I_d 也从 PEN 线上流过,漏电保护模块根本无法检测出是不平衡电流还是接地故障电流,也就是说,已丧失单相接地故障的检测功能。

由于发电厂低压供电系统采用 TN - C 系统,仅低压照明、检修等回路采用 TN - C - S 系统,那么电动机回路能否装设这种以剩余电流原理实现接地保护的塑壳断路器呢。发电厂内厂用低压电动机供电电缆均采用三芯电缆,如要满足漏电保护模块装设要求,按原理厂用低压电动机供电电缆应该采用四芯电缆供电,即第四芯作为 PE 线,一端与配电柜内 PEN 线连接,另一端与电动机外壳连接。实际上,发电厂内敷设了一个十分可靠的接地系统,接地网遍及全厂主辅生产车间及办公大楼,厂内所有用电设备,如配电箱、电动机等外露可导电金属部分均用扁钢与接地网连接,因此可以将组成这一接地网的导体视为 PE 线,该 PE 线等效于电动机四芯供电电缆中的 PE 线,因此,针对厂用低压电动机供电电缆采用三芯电缆的情况,是符合漏电开关装设要求的。实际上,不管是什么接地系统,在用电设备的金属外壳发生故障后(相线碰壳),只要能采用一定的方式给接地故障电流提供通路返回电源,让接地故障保护装置可靠动作而又不误动就可以了。

3.1.2 Vigi compact 漏电保护模块具体应用介绍

发电厂低压厂用电动机为三相平衡负荷,无 N 线,配电开关采用 NSX 三极开关加漏电保护模块,在这种情况下漏电模块保护原理跟常规零序电流原理一样了。需要注意的是选型时要注意漏电动作电流整定范围应能躲过电动机启动时的不平衡电流。

根据施耐德 NSX 样本,Vigi compact 漏电保护模块参数见表 1。

表 1 Vigi compact 漏电保护模块参表

档 位	名 称		
	VigiME	VigiMH	VigiMB
NSX100	√	√	×
NSX160	√	√	×
NSX250	×	√	×
NSX400	×	×	√
NSX600	×	×	√
I_n (A):	0.3 固定	0.03—0.3—1—3—10 可调	0.3—1—3—10—30 可调
动作延时:	<40 ms 固定	0—60* —150* —310* 可调	0—60—150—310 可调

注: * 中,如 $I_n=0.03$ A 时,脱扣器瞬时动作。

按【大型发电机组继电保护整定计算与运行技术(第二版)】采用零序电流互感器实现低压电动机单相接地保护,动作电流计算如下。

按躲过电动机起动时最大不平衡电流计算:

$$3I_{0. OP. SET} = K_{unb} K_{st} I_{M. N} = 0.0525 I_{M. N}$$

由于 400 V 单相接地电流均很大,低压电动机单相接地时灵敏度足够,一般根据经验公式取 $3I_{0. OP. SET} = (0.05 \sim 0.15) I_{M. N}$

式中, $3I_{0. OP. SET}$ 为单相接地零序过电流保护一次动作电流整定值;

K_{rel} 为可靠系数;

K_{unb} 为磁不平衡电流;

K_{st} 为低压电动机起动电流倍数;

$I_{M. N}$ 为低压电动机一次额定电流。

当电动机容量较大时可取: $3I_{0. OP. SET} = (0.05 \sim 0.075) I_{M. N}$, 当电动机容量较小时可取: $3I_{0. OP. SET} = (0.1 \sim 0.15) I_{M. N}$; 由于发电厂低压配电系统单相接地短路时接地电流一般较大, 根据具体情况, $3I_{0. OP. SET}$ 可以适当选择大些。

现按一台 55 kW 电动机计算, 塑壳断路器选择 NSX160H MA /150A, 那么:

$$3I_{0. OP. SET} = (0.05 \sim 0.075) I_{M. N} = (0.05 \sim 0.075) \times 110 = 5.5 \sim 8.25 \text{ A}; \text{应配 VigimH 漏电模块, 漏电电流整定值 } 10 \text{ A};$$

按一台 132 kW 电动机计算, 塑壳断路器选择 NSX400H MIC2.3-M /320A, 那么:

$$3I_{0. OP. SET} = (0.05 \sim 0.075) I_{M. N} = (0.05 \sim 0.075) \times 264 = 13.2 \sim 19.8 \text{ A}, \text{应配 VigimB 漏电模块, 漏电电流整定值 } 30 \text{ A}.$$

Vigime 漏电模块由于漏电保护动作电流太小, 为 300 mA, 主要作为人身保护, 对电动机回路则太过灵敏, 不适用于电动机接地短路保护回路。

值得注意的是如果在运行中电动机三相电流出现了比较大的不平衡, 容易导致漏电保护整定值躲不过电动机不平衡电流而造成误动, 这种情况下应先对电动机停机检查, 解决电动机不平衡电流的问题后, 再投入漏电保护。

3.2 带接地保护的电子式脱扣器

根据施耐德 NSX 样本, NSX100~630 全系均可以配 Micrologic 6.2/6.3 E-M 电子式脱扣器, 该电子脱扣器带有接地故障保护功能。

电子脱扣器实现的接地保护一般采用三相电流

矢量和滤过的方式, 无零序电流互感器, 按【大型发电机组继电保护整定计算与运行技术(第二版)】其单相接地保护动作电流应躲过电动机起动时, 由于三相电流互感器误差一致而产生的不平衡电流计算。

$$3I_{0. OP. SET} = K_{rel} K_{cc} K_{st} K_{ap} \times K_{er} \times I_{M. N} = 1.5 \times 0.5 \times 7 \times 2 \times 0.1 I_{M. N} = 1.0 I_{M. N};$$

式中, $3I_{0. OP. SET}$ 、 K_{rel} 、 K_{st} 、 $K_{M. N}$ 上面已做说明;

K_{cc} 为三相电流互感器同型系数;

K_{st} 为低压电动机起动电流倍数;

K_{ap} 为非周期分量系数;

K_{er} 为电流互感器在电动机起动时的误差;

Micrologic 6.2/6.3 E-M 电子式脱扣器参数说明中, 其整定范围如下。

① 脱扣器额定电流 I_n 大于 50 A 时, 接地故障电流 I_g 可以整定为 $(0.2 \sim 1) I_n$;

② I_n 等于 50 A 时, I_g 可以整定为 $(0.3 \sim 1) I_n$;

③ I_n 小于 50 A 时, I_g 可以整定为 $(0.6 \sim 1) I_n$;

由于塑壳断路器选型时其额定电流 I_n 均大于电动机额定电流 $I_{M. n}$, 所以该电子脱扣器整定范围满足定值要求;

早期施耐德 NS 系列塑壳断路器, 只有 NS400、NS630 可以选配带接地故障保护功能的 STR53UE 电子脱扣器, 其整定范围为 $I_g = (0.2 \sim 1) I_n$ 。由于 NS400 额定电流 I_n 选择最低为 150 A, 额定电流范围无法满足小容量电动机的相关要求, 因此在 NSX 推出前, 工程中均采用 NS 的 Vigim 漏电模块实现电动机的接地保护功能, 并在很多工程中应用。NSX 推出后, 全系列均可以提供带接地保护功能的电子脱扣器, 因此后续工程中也根据具体需求选用。

3.3 其他品牌带接地保护功能的塑壳断路器

带漏电保护或电子脱扣器带接地故障保护的塑壳断路器品牌很多, 如上海人民 RMM2 系列、西门子 3VL 系列以及 ABB S 系列等, 但部分品牌塑壳断路器的漏电保护电流整定范围太小, 如西门子 3VL 系列和 ABB S 系列断路器的剩余电流可调范围都在 $0.03 \sim 3 \text{ A}$, 其主要针对人身伤害保护, 不太适用于发电厂低压电动机的接地保护, 因此工程中采用这些塑壳断路器时最好采用其电子脱扣器带的接地故障保护来实现电动机单相接地短路保护。

4 结 语

采用带接地保护功能的塑壳断路器来实现电动

机单相接地短路保护,较常规电动机接地保护方式有较为明显的优势,其简单可靠,安装方便,解决了常规电动机接地保护不容易取得可靠外部跳闸电源的问题,同时也能减小二次设计工作量,简化二次接线,可供大家参考。

参考文献

[1] 高春如 编著.大型发电机组继电保护整定计算与运行

技术(第二版)[M].北京:中国电力出版社,2010.
作者简介:
龙 军(1978),男,工程师,学士学位,目前从事发电厂电气二次线设计工作。
朱远萍(1977),女,工程师,学士学位,目前从事发电厂电气一次线设计工作。

(收稿日期:2010-11-30)

(上接第 33 页)
变压器零序过电压动作。

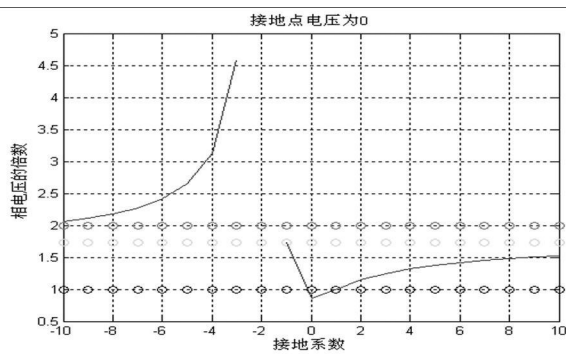


图 3 非故障相电压与接地系数的关系图

本次零序电压动作的原因总结如下。

- (1)该线路接地系数过大,造成故障点的零序电压显著提高而达到动作值;
- (2)10 kV 侧怀疑有倒送电的可能性,在发生单相接地故障时,在 110 kV 变压器侧形成中性点不接地系统,此时 10 kV 侧倒送电造成主变压器零序电压过高。

2 应对措施

2.1 减少 T 型线路

由于自然环境的影响和限制,存在一条线路有时可能带两个甚至更多变电站的 T 型网络接线方式,一旦线路发生故障,将引起多个片区的停电。减少 T 型网络的存在,加强电网规划及建设,即使线路发生故障也仅仅影响某个片区,将停电范围极大的缩小。

2.2 加强 10 kV 侧自备电源的管理

线路 X_0 之所以比 X_1 大是因为互感的缘故,而避雷线的存在等值于大地表面抬高,所以能降低互感。可以通过增大线路避雷线截面的方法来降低线路互感,从而降低线路接地系数。加强 10 kV 侧自备电源的管理工作,防止故障时 10 kV 侧倒送电。对于低压

侧接入有小电源的线路,要增加主变压器零序过压跳小电源回路,避免主变压器由于过电压而受损。

2.3 加强 220 kV 站中性点接地刀闸的维护及巡视

规程 DL/T 559—2007《220~750 kV 电网继电保护装置运行整定规程》变电所有两台及以上变压器时,应只将一台变压器中性点直接接地运行,当该变压器停运时,将另一台中性点不接地变压器改为直接接地。从图 1 中可以看出,当线路 1 发生接地故障而开关拒动时,只能由 1 号主变压器动作首先跳开母联开关,再跳开中压侧开关以切除故障。因为 2 号主变压器中性点不接地,从而 110 kV II 母所连接的 110 kV 系统为中性点不接地系统,此时线路 2 再发生故障,接地保护将无法发生作用。其一,只有等故障发展为相间故障,由相间距离保护动作跳闸,对设备造成大的伤害。其二,造成所有主变压器中性点的电位将提升为故障相的电位,对主变压器中性点的绝缘造成威胁,将引起主变压器零序过电压动作。当然随着设备性能的提高,开关拒动和线路 1、2 相继故障的几率很小;但由于系统运行方式所存在的隐患,运行人员和继电保护人员必须对各种故障加强认识和学习;线路发生故障时不能仅仅检查线路,应当根据运行方式对可能受影响的设备进行检查,以便及时的发现问题、采用及时的补救措施,将电网的危险降低到零。

3 总 结

从上述的事件经过、原因查找分析及应对措施可以看出,加强电网建设,加强对设备的管理和维护,对于较少停电事故,保持电网系统稳定及可靠具有相当重要的作用。

(收稿日期:2010-12-10)

110 kV 终端变电站小电源故障解列实例研究

梁兆庭, 黄 金

(广西电网公司贺州供电局, 广西 贺州 542800)

摘 要:带小电源的终端变电站在发生进线瞬时故障时,一般由故障解列装置在重合闸延时时间内迅速将其所带的小电源解列,再进行重合。而贺州电网带小水电的 110 kV 金牛变电站在发生进线故障时,却出现了故障解列装置不动作的现象,导致进线断路器无法重合,全站失压。通过故障录波文件对 110 kV 金牛变电站发生的几次故障解列装置未及时动作情况作出了分析,分析指出由于电压和频率的波动导致装置发生了功能闭锁,并针对这一现象提出了改进方法和防治措施。

关键词:变电站;小电源;故障解列;闭锁

Abstract: When transient fault occurs in transmission line, the small power source of terminal substation will be rapidly broke down by fault disconnection apparatus in the delay time of reclosing, and then it is reclosed. But when the breakdown of transmission line happened on 110 kV Jinniu Terminal Substation with small hydropower in Hezhou power grid, the phenomenon that there is no action of fault disconnection apparatus occurred, which causes the circuit-breaker cannot be reclosed, and the entire substation lost the voltage. Through fault record files, the situation that fault disconnection apparatus can not act in time for several times occurring in 110 kV Jinniu Terminal Substation is analyzed. It is pointed out that the function of fault disconnection apparatus is blocked because the fluctuation of voltage and system frequency. At last, the improvement methods and prevention measures are proposed.

Key words: substation; small power source; fault disconnection; blocking

中图分类号: TM732 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0038-03

0 引 言

在水电产业链中不乏地方小水电,大部分都要通过 110 kV 终端变电站向主网系统供电,因此在现有电网中的 110 kV 变电站常常会接有上网的地方小水电,广西电网贺州网区的 110 kV 金牛变电站就属于这类型的终端变电站。这类变电站的特殊之处在于:①上网的地方小水电,机组容量不大,一般仅有一回线路向大电网系统送电。②当送电线路发生瞬时故障跳闸后,对侧大电网先进行重合(对侧重合闸延时为 1.7 s,本侧重合闸延时为 3 s),对侧重合闸成功后输电线路已带电;对本侧而言,线路和母线均有电压,但由于小水电突然甩负荷会造成母线电压震荡。鉴于此,金牛变电站保护装置的重合闸采用了检无压方式,并根据实际情况取用了母线 TV 电压。因此在金牛变电站出线故障后需要解列地方小水电(这里指为金牛坪水电站),使母线电压为零,重合闸才能重

合。而解列上网小水电常由变电站内故障解列装置来实现^[1]。

而近年来,贺州网区 110 kV 金牛变电站发生数次大电网系统进线故障,该站内的故障解列装置却出现不能及时解列上网小水电的恶性情况,导致金牛变电站先和小水电孤网运行后又解列小水电,最后全站失压。下面将对这一状况进行分析和阐述,并提出了一些建议和改进措施,以便为今后电网中出现同类似的情况提供一些思路及依据。

1 变电站运行概况

贺州网区内的 110 kV 金牛变电站(2×50 MVA)是一个带地方小水电的 110 kV 终端变电站,其 110 kV 侧通过平金线接入 220 kV 平浪变电站,另有一条在建的金太线接入 110 kV 太平变电站;35 kV 侧和 10 kV 侧分别接有地方小水电,其中 35 kV 侧接入百花滩电站(3×1.6 MW),10 kV 侧接入金牛坪电站(3

图 1 金牛变电站网络接线图

2 事故情况概述

(1)第一次事故

2009年6月,金牛变电站110 kV平金线发生几次瞬时故障,而金牛变电站内本应解列地方小电源的故障解列装置RCS-9612A并未动作,使平金线断路器不能重合而导致全站停电。

根据参考文献^[2]的事故分析报告指出: 110 kV 平金线发生线路故障, 断路器跳闸后, 金牛变电站、金牛坪电站和百花滩电站构成孤立电网运行。因为百花滩电站的总装机容量不到金牛坪电站总装机容量的 $1/10$, 单机容量也远不及金牛坪电站机组, 所以孤网的运行特性主要由金牛坪电站的机组运行特性决定^[2]。而对金牛坪电站来说, 由于甩负荷使机组原动力远大于其有功出力, 导致频率迅速增长^[3], 在达到高周解列动作整定延时 ($2 \sim 3$ s) 前, 孤网频率就已

经超过 RCS-9612A 型故障解列装置工作频率的范围 38.5~65 Hz 造成故障解列装置闭锁,无法及时将小电源解列,线路断路器因 110 kV 母线有电压而无法重合,10 s 后重合闸延时返回。经过此次事故后,贺州电网重新整定了 RCS-9612A 型故障解列装置的定值,减少了动作延时时间,其中高周解列 I 段定值为 51 Hz 0.2 s II 段定值为 50.8 Hz 0.7 s 定值更改后,金牛变电站未再发生类似故障。

(2)第二次事故

2009年9月,由于金牛变电站原有的RCS-9612A型故障解列装置出口数量不满足需要,贺州电网更换了故障解列装置。新换的SSD-540F型故障解列装置工作频率范围的上限为55 Hz,远低于原有故障解列装置工作频率范围的上限(65 Hz),为此相关部门也重新整定了故障解列装置的定值,以保证解列装置能可靠动作^[4]。但是2010年9月26日,金牛变电站110 kV平金线再次发生线路故障,断路器跳闸后新换的SSD-540F型故障解列装置也再次出现未能及时解列金牛坪电站的现象,断路器重合闸在延时时间内没有实现重合。金牛变电站在孤网运行后不久跳开联络金牛坪电站的1、2、3线991、992、993开关,导致全站失压。

现场高周解列的定值:

I 段定值为 $51 \text{ Hz} \cdot 0.2 \text{ s}$

II段定值为 $50.8 \text{ Hz} \cdot 0.7 \text{ s}$

提取现场故障录波数据如图 2 所示,通过分析可以发现: 110 kV 平金线 103 开关动作跳闸后,线路电流明显中断, 110 kV 母线电压仍然存在, 断路器没有重合。在对故障解列装置检验时发现线路跳闸后 SSD-540F 发生闭锁。

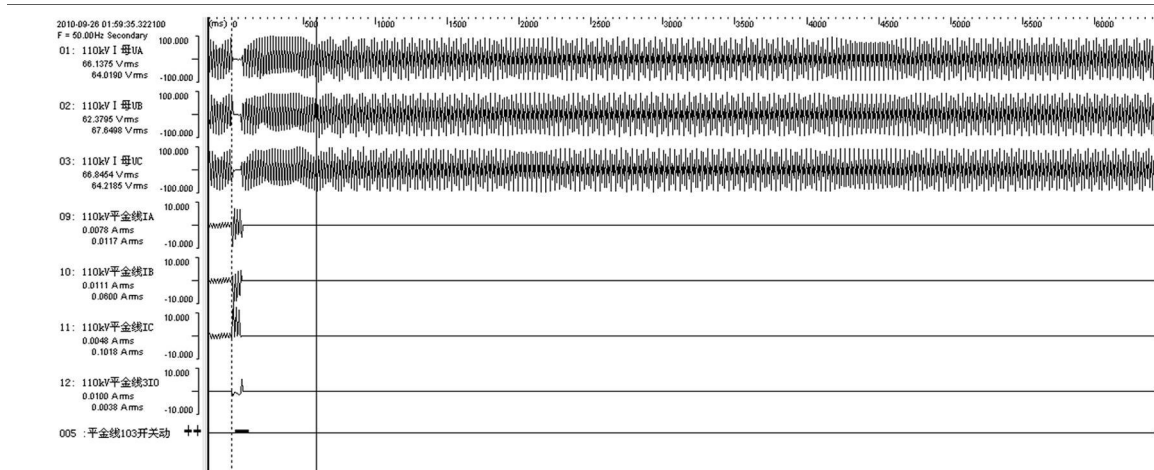


图 2 故障录波图

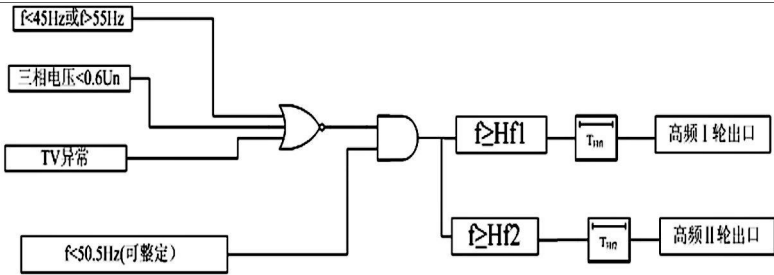


图 3 SSD—540F故障解列装置闭锁逻辑图

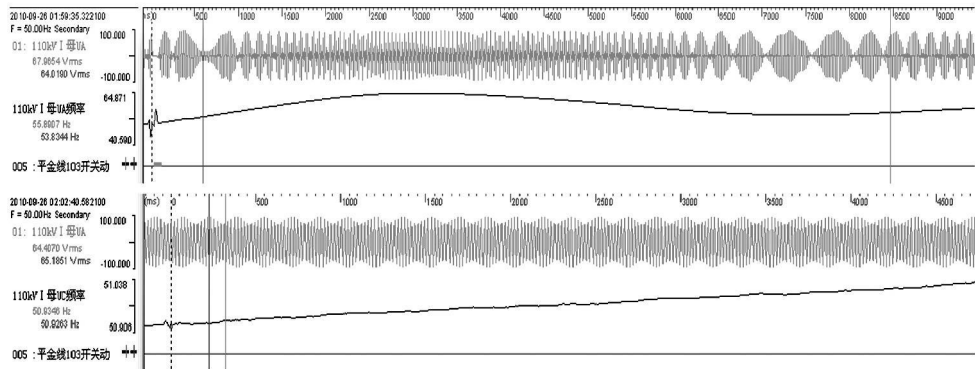


图 5 平金线跳闸后系统电压及频率波形图

根据 SSD—540F故障解列装置的闭锁逻辑, (见图 3), 该装置设置有低压闭锁和频率异常闭锁。

低压闭锁: 当任一相电压低于 0.6 倍额定电压后, 装置将闭锁高频功能。而实际上当平金线发生故障后断路器跳闸前, 系统一次电压很低, 110 kV 约 2.8 kV, 如图 4 所示, 此时低压闭锁动作。

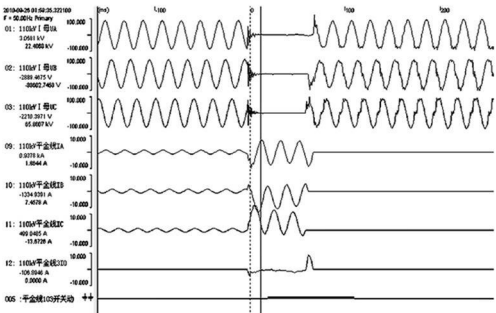


图 4 平金线跳闸前后系统电压波形图

由于解列装置在闭锁后还需要满足频率低于高频启动值 50.5 Hz 的条件才能开放闭锁, 而此时孤网系统已经甩掉了约 20 MW 负荷, 系统频率迅速上升, 且在重合闸延时时间 (10 s) 内均高于 50.5 Hz 如图 5 所示。因此解列装置在重合闸返回前始终处于闭锁状态, 无法解列金牛坪电站, 重合闸也因检测到 110 kV 母线带有电压而无法重合, 10 s 后返回, 此时装置高频功能仍处于闭锁状态^[5]。根据以上分析可知, 故障解列装置高频功能闭锁是由于低压闭锁动作引起的。

频率异常闭锁: 当频率大于 55 Hz 或者小于 45

Hz 后, 装置也将闭锁高频功能。而实际中故障后平金线跳闸前, 由于系统电压很低, 装置不计算频率, 频率异常逻辑也将闭锁而不动作。平金线跳闸后, 孤网由于甩负荷频率在大约 0.75 s 时超过 55 Hz 而高周解列定值为“Ⅰ段定值: 51 Hz 0.2 s Ⅱ段定值: 50.8 Hz 0.7 s”, 解列装置本可以正确动作, 但因为频率异常闭锁而未动作^[6]。

随着孤网继续运行, 系统频率也在不断波动。根据图 5 所示的故障录波, 频率在波动过程中曾经一度恢复到 50.5 Hz 以下, 这时解列装置高频闭锁解除。在频率继续波动的情况下, 又出现超过 50.8 Hz 的情况, (见图 5)。此时在满足高周解列 Ⅱ段定值 (50.8 Hz 0.7 s) 后, 故障解列装置动作, 图 1 中电站 1、2、3 线解列 2 出口, 迅速切除了金牛坪电站, 使金牛变电站全站停电, 详情见图 6。

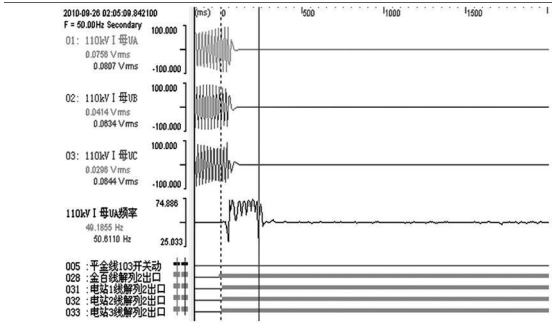


图 6 故障解列装置动作图

(下转第 59 页)

角为 13°), 母线电流也有所下降。

仿真结果表明, 所提出的大型风电场动态无功补偿稳压控制方法, 可以满足大型风电场的并网及运行过程中的无功需求, 使母线电压能够维持在高水平电压下运行, 即 $|U| \geq 0.95U_N$, 进而维持母线上其他设备的正常运行。

4 结 论

所提出的基于动态无功补偿的大型风电场快速并网稳压控制方法可以有效抑制大型风电场接入系统引起的电压波动, 使风力发电机机端及母线电压水平维持在高电压水平下运行, 降低系统功率损耗, 保证系统安全、稳定、优质、经济的运行。

参考文献

[1] 陈树勇, 申洪, 张洋, 等. 基于遗传算法的风电场无功补偿及控制方法的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005, 25 (8): 1—6.

[2] 李广凯. 风力发电中的无功控制 [J]. 国际电力, 2005, 9

(4): 31—33.

[3] 张平, 刘国频, 曾祥君, 等. 风电场无功电源的优化配置方法 [J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(20): 33—37, 44.

[4] SAIMANK, ANITAI J. Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-connected Wind Power-based Embedded Generator [J]. IEEE Transaction Power Systems, 2003, 18(2): 793—802.

[5] Fan Hong, Liu Zhuangzhi, Sun Baokui, et al. A Study on New Connection Types of the Main Circuits of Low Voltage Dynamic Reactive Power Compensation Device and Its Synchronous Trigger Circuits [C]. Power System Technology Proceedings Power Con 2002 International Conference on, 2002(4): 2516—2521.

[6] 陈文彬. 电力系统无功优化与电压调整 [M]. 沈阳: 辽宁科学技术出版社, 2002.

作者简介:

卿 泉 (1979), 男, 研究生学历, 从事电网节能调度;

袁贵川 (1976), 男, 调度长, 从事电网调度;

陈 颖 (1985), 男, 研究生学历, 从事电网调度。

(收稿日期: 2010—10—14)

(上接第 40 页)

4 总 结

由于平金线发生故障使金牛变电站 110 kV 母线电压降低, 导致 SSD540F 故障解列装置的低压闭锁动作, 闭锁其高频功能。而金牛坪电站又主要是通过平金线向系统供电, 因此断路器跳闸后会因大量甩负荷而造成频率快速上升, 超过解列装置高频启动值 50.5 Hz , 使金牛变电站故障解列装置高频功能长时间处于闭锁状态。对于金牛变电站来说小电源得不到及时的解列, 断路器就无法重合, 这时引起金牛坪电站、百花滩电站与金牛变电站的孤网运行。

因此为保证故障解列装置能及时动作, 根据金牛变电站的实际情况, 建议取消低压闭锁逻辑。

对于金牛坪电站由于其水电机组惯性时间常数很小, 导叶关闭速度受限, 是平金线跳闸后, 孤网频率上升速度过快、最大值过高, 使解列装置延时动作时间内超出工作频率上限而无法动作的根本原因。相关部门可以从近来几次事故的实况对金牛坪电站机

组采取相应改进措施。

参考文献

[1] DL/T 584—1995, 3~110kV 电网继电保护装置运行整定规程 [S].

[2] 高立克, 刘蔚. 地方电网小水电故障解列问题分析研究 [J]. 广西电力, 2010, 3(33): 5—9.

[3] (加) 昆德 (Prabha Kundur). 电力系统稳定与控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002: 111—113.

[4] 杨萍, 王翠霞, 张杏元. 并网小电源故障解列的探讨 [J]. 西北电力技术, 2003(6): 49—53.

[5] 杜浩良, 何云良. 对一起故障解列装置拒动的分析与判据完善 [J]. 浙江电力, 2008, 27(1): 61—63.

[6] 楼凤丹, 陈源. 地区小电源的保护配置与整定 [J]. 浙江电力, 1996, 15(3): 9—29, 50.

作者简介:

梁兆庭 (1980), 海南人, 男, 中级师, 现在主要从事继电保护技术工作。

黄 金 (1984), 湖南人, 男, 硕士, 现在主要从事继电保护技术工作。

(收稿日期: 2011—01—17)

四川电网输电线路覆冰分析及防御措施

陈向宜, 何 朴, 刘明忠

(四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘 要:在介绍输电线路覆冰现象形成机理的基础上,通过对近期四川电网典型的输电线路覆冰事故的分析,总结出四川电网输电线路覆冰特点,并结合当今国内外防治冰灾的先进技术及四川电网现状,提出了四川电网输电线路覆冰事故的防御措施及建议。

关键词:四川电网;输电线路;覆冰;融冰;在线监测;应急机制

Abstract: Based on the formation mechanism of ice accretion in transmission lines, the typical ice-coating accidents in Sichuan power grid are analyzed, the characteristics of the ice-covered transmission lines are introduced, then the protective measures and suggestions are proposed by considering the advanced technology and the actuality of Sichuan power grid.

Key words: Sichuan power grid; transmission line; ice accretion; sleet melting; online monitoring; emergency system

中图分类号: TM732 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0041-03

0 引 言

四川水电资源丰富,随着西部大开发、西电东送电力发展战略的实施,±800 kV 向家坝—上海直流输电工程等的建设投产,丰富的水电资源需长距离输送到成都平原或华中以及华东地区,而水电主要集中在甘、阿、凉三州地区,水电送出通道条件相当恶劣,水电送出输电线路将经过峡谷、河流、微气象及雨凇多发地区,输电线路覆冰现象频繁发生^[1]。输电线路覆冰会导致线路冰闪跳闸、导线舞动和倒塔断线事故,严重威胁着电力系统的安全稳定运行^[2-4]。

1 输电线路覆冰形成机理

覆冰是一种受温度、湿度、冷暖空气对流、环流以及风等因素影响的综合物理现象。覆冰往往因为导线截面形状改变以及线路冰、风荷载增加而导致高压输电线舞动、断线、倒塔,引起重大事故。迄今架空导线表面覆冰机理与防冰措施仍是未得到有效解决的科学技术难题,受到国内外研究者和工程技术人员的广泛关注^[5-7]。

(1)气候和气象条件的不同会导致线路覆冰以雾凇、积雪、雨凇和结霜等不同形式出现,其中雨凇(光滑透明的覆冰)因密度大、附着力强而危害最大,

处理最困难。不同覆冰形式具有不同物性,其中密度是造成架空导线不同程度附加荷载和危害的重要因素。覆冰本身物性的差异还会对覆冰形成过程的结冰速率、冰形以及融冰所需能量等产生重要影响。

(2)自然条件下,自然风除了会造成覆冰线路的舞动和驰振外,对覆冰形成过程以及最终的冰形也存在重要影响。较小风会使水汽随风吹到电线上,致使迎风面形成积冰迅速增长的态势而更有利于结冰的增长,而较大风则会因电线摆动而容易造成积冰边产生脱落现象。

(3)对于高压输电线路而言,除了电流产生的焦耳热效应对导线热平衡的影响外,不同电场强度对极性过冷水滴在导线附近的运动轨迹存在复杂的影响,进而影响到导线覆冰的结构和冰形^[9]。

目前对架空导线的覆冰过程和预测模型研究仍基本采用基于平衡热力学的能量分析方法,通过建立导线覆冰热力学能量平衡关系,获得导线表面结冰的判据、冰厚计算式和冰重增长率等参数。这种零维模型并不能揭示覆冰过程的特性和细节,不能体现相关作用因素的影响^[9]。对架空导线覆冰过程机理的深入分析和导线在一定气候环境下表面冰形的准确描述是进行预防、监测和事故处理的重要前提。同时,作为融冰的逆过程,深入揭示导线覆冰过程的机理,也是采取有效融冰措施的重要基础^[7]。面对日益严重的架空导线覆冰灾害,迫切需要在以往研究的基础

表 1 近期四川电网典型的输电线路覆冰事故

地区	时间	线路名称	电压等级 /kV)	气象条件	温度 /℃)	事故描述
泸州地区	2011 年 1 月	叙古线	110	雨雪、雨淞	-5~1	冰闪、倒塔
		西摩线	110	雨雪、雨淞	-5~1	冰闪、倒塔
	2008 年 1 月	东冲Ⅰ线	220	雨雪、雨淞	-5~0	冰闪、跳闸
		东冲Ⅱ线	220	雨雪、雨淞	-5~0	冰闪、跳闸
	2002 年 1 月	二普三线	500	雨淞	-3~1	冰闪、跳闸
	2004 年 2 月	普洪一线	500	雨淞	-3~2	冰闪、跳闸
凉山地区	2007 年 1 月	喜乐线	110	雨淞	-3~0	冰闪断线
		普天线	500	雨雪、雨淞	-5~1	跳闸
	2008 年 1 月	普洪一线	500	雨雪、雨淞	-3~0	跳闸
		普洪二线	500	雨雪、雨淞	-3~0	跳闸
		普叙线	500	雨雪、雨淞	-3~1	跳闸
		布坡三、四线	500	雨淞	-4~2	跳闸
乐山地区	2011 年 1 月	布坡一、二线	500	雨淞	-4~2	倒塔

上,对导线覆冰机理进行更加深入系统的探索,以期
为覆冰灾害的可靠预防和有效处理奠定科学基础。

2 四川电网近期输电线路覆冰事故分析

四川电网盆地周边水电送出线路有较大部分穿
越高海拔、重覆冰地区,运行条件恶劣,极易受天气变
化而发生覆冰故障,严重影响了电力系统的安全运
行,表 1 列出了近年来四川电网典型的输电线路覆冰
事故^[1-3 8 9]。

(1)2008 年 1 月 14 日起,冷空气进入四川省境
内,四川盆地普降大雪,尤其是大凉山、小凉山、小相
岭、岷山、夹金山、大雪山、马边、峨边、沐川等边远山
区,雨夹雪天气持续 20 余天,最低气温达 -7℃。大
范围、长时间降雪,使四川电网输电线路发生大面积
覆冰、舞动,覆冰厚度普遍超过 30 mm,局部地区最大
覆冰厚度达到 80 mm,远远超过设计值,导致多条输
电线路因覆冰倒塔、断线,被迫停运。

宜宾和泸州等地部分电网因覆冰导致 220 kV 和
110 kV 线路发生倒塔断线事故而停运,特别是 110
kV 叙古线和西摩线在冰灾中多处受损,共发生倒杆
3 基,导线和避雷线断线 30 余处,多处杆塔及绝缘
子、金具损坏等严重现象,导致泸州的古蔺、叙永地区
曾一度停电长达 10 日以上,对当地人民的生产生活
造成了较大的影响^[2]。

特别是从 2008 年 1 月 21 日到 27 日,短短一周
时间内包括跨区电网在内的 500 kV 普天线、普洪一
线、普洪二线、普叙线因覆冰严重,线路相继故障跳
闸,致使装机容量达 3 300 MW 的二滩电站电力外送
4 个通道全部中断。这是二滩送出工程自 1998 年 7

月投入运行以来最为严重的受损事件^[3]。

(2) 2011 年 1 月 5 日,四川省内部分地区发生
雨雪冰冻灾害天气,乐山、泸州、宜宾、广元、达州等地
出现降雪,四川电网部分输电线路出现覆冰情况。

1 月 5 日雨雪冰冻灾害造成 500 kV 布坡四回线
路相继全部跳闸,瀑布沟、深溪沟电厂停运,影响送出
电力 2 500 MW。事故造成布坡一线 141、142 号塔
(布坡二线 140、141 号同塔双回架设)倾倒,布坡二
线 143 号塔倾斜,布坡三线 144~145 号塔右侧架空
地线断线,布坡四线 149~150 号塔左侧架空地线断
线。四川正处于用电高峰,国家电网公司对此高度重
视,从华中、华东、西北电网紧急调配 2 070 MW 负
荷,解决四川电网的燃眉之急。

频繁的低温雨雪天气,对四川古蔺县高海拔重冰
区段电力线路安全运行造成不利影响。自 1 月 8 日
以来,古蔺县电力主动脉 220 kV 东冲一、二线相继出
现跳闸现象,输电线路覆冰达 40 mm,严重威胁着古
蔺电网的安全。

3 输电线路覆冰事故特点

通常,输电线路覆冰事故主要包括 4 种形式^[10]:
①严重覆冰引起过荷载;②不均匀覆冰或不同期脱冰
引起的张力差;③绝缘子覆冰之后绝缘强度下降引起
的闪络事故;④不均匀覆冰使导线舞动。

由于冰灾导致的覆冰线路故障已成为四川电网
历年来一季度的主要故障类型,对四川电网的安全运
行威胁较大。通过对近年来四川电网典型的输电线路
覆冰事故分析,可总结出四川电网输电线路覆冰事
故具有以下特点:

(1)输电线路覆冰事故分布区域广、事故危害严重。统计资料显示,凉山、阿坝、甘孜、雅安、乐山、泸州、宜宾等地区均有覆冰事故发生。四川电网输电线路覆冰故障主要集中在泸州古蔺地区及石雅崇、二滩、瀑布沟水电送出通道。

(2)输电线路覆冰事故大多发生在雨淞气候条件下,且温度稍低于 0°C ,主要原因是在各种覆冰类型中,湿增长环境下形成的雨淞危害最大。

(3)输电线路覆冰一般发生在每年冬季的 11 月到次年春季 3 月份期间,主要集中在 1 月份。

(4)同一地区、同一路覆冰事故发生频繁,如 500 kV 二滩送出线路运行十多年来在 2002、2004、2008 年多次发生覆冰事故。泸州古蔺地区 2008 年、2011 年多次发生线路跳闸事故。

(5)在覆冰事故类型中,绝缘子冰闪是发生最频繁的事故之一。对绝缘子覆冰引起的闪络事故应给予足够的重视。

4 输电线路覆冰事故防御措施及建议

(1)合理提高输电线路防覆冰设防标准

在输变电工程设计阶段,线路路径选择尽量避开重冰区,并按差异化规划设计原则合理提高输电线路防覆冰设防标准,加强输变电设备的防冰闪外绝缘配置,提高输电线路抗冰能力,以期对四川电网输电线路的覆冰事故进行预防。

(2)加强对易发冰灾区域的监控,建立四川电网输电线路覆冰在线监测系统

加强对甘、阿、凉地区水电送出通道及泸州、宜宾地区重冰区线路的运行维护,认真分析线路沿线情况,建立四川电网输电线路覆冰在线监测系统,实现实时监测冰雪气候变化,为恶劣气候下冰灾事故应急预案的即时启动提供可靠数据和信息。

(3)制定适应四川电网特点的融冰方案

深入分析现有除冰、融冰技术,对甘孜、阿坝、凉山、泸州、宜宾地区易覆冰线路进行重点分析,根据四川电网特点,研究制定合理有效的融冰方案,为恶劣气候下冰灾事故应急预案的即时启动提供有效的控制手段。

(4)建立四川电网抗冰减灾应急机制

在恶劣天气中加强输变电设备的特殊巡视,及时消除设备安全隐患;及时启动电网抗冰减灾应急预案,积极应对恶劣天气;健全事故抢修机制,以保证在

最短时间内,将事故造成的危害控制在最小范围内。

(5)开展覆冰相关技术研究,提高电网抗冰能力

结合覆冰试验、事故调研、现场监测、系统分析和仿真,全面系统的开展输电线路覆冰机理、输变电设备覆冰闪络特性等方面的研究,为输电线路的覆冰事故预防及电力系统的稳定运行提供理论依据。

5 结 论

在介绍近期四川电网典型的输电线路覆冰事故的基础上,分析了四川电网输电线路覆冰特点。建议合理提高输电线路防覆冰设防标准、建立四川电网输电线路覆冰在线监测系统及电网抗冰减灾应急机制,并开展覆冰相关技术研究,提高四川电网抗冰减灾能力。

参考文献

- [1] 李龙江. 四川电网输电线路近年一季度故障原因分析及防治措施 [J]. 四川电力技术, 2010, 33(3): 87—91.
- [2] 陈松. 泸州地区输电线路覆冰的防范与处理措施 [J]. 四川电力技术, 2008, 31(增刊): 47—54.
- [3] 宁 妍, 黄 琦, 张昌华, 等. 架空输电导线覆冰及舞动在线监测技术综述 [J]. 四川电力技术, 2009, 32(6): 67—70, 94.
- [4] 李成榕, 吕玉珍, 崔翔, 等. 冰雪灾害条件下我国电网安全运行面临的问题 [J]. 电网技术, 2008, 32(4): 14—22.
- [5] 黄新波, 刘家兵, 蔡伟, 等. 电力架空线路覆冰雪的国内外研究现状 [J]. 电网技术, 2008, 32(4): 23—28.
- [6] 李庆峰, 范峥, 吴穹, 等. 全国输电线路覆冰情况调研及事故分析 [J]. 电网技术, 2008, 32(9): 33—36.
- [7] 许树楷, 赵杰. 电网冰灾案例及抗冰融冰技术综述 [J]. 南方电网技术, 2008, 2(2): 1—6.
- [8] 黎湘康, 魏长喜. 500 kV 重冰线路间隔棒运行中的损坏情况及治理 [J]. 四川电力技术, 2010, 30(4): 19—21, 72.
- [9] 魏长喜. 110 kV 线路覆冰防范措施及对策 [J]. 四川电力技术, 2010, 33(3): 30—32.
- [10] 李再华, 白晓民, 周子冠, 等. 电网覆冰防治方法和研究进展 [J]. 电网技术, 2008, 32(4): 7—13, 22.

作者简介:

陈向宜 (1976), 男, 工学博士, 长期从事电力系统稳定分析及直流输电技术研究。

何 朴 (1956), 男, 教授级高工, 长期从事继电保护及直流输电技术研究。

刘明忠 (1962), 男, 高工, 长期从事继电保护及直流输电技术研究。

(收稿日期: 2011—01—30)

基于量子序优化混合算法的输电网规划

李 芸¹, 孟洪斌¹, 李传虎²

(1. 海兴县供电公司, 河北 海兴 061200; 2. 南平电业局, 福建 南平 353000)

摘 要:序优化理论是一种基于绝对随机抽取可行解的优化算法, 最优解具有高概率的可信度。量子算法是一种局部搜索能力强的搜索算法。利用量子算法的强大的局部搜索功能与序优化混合, 构造出随机性和方向性比较平衡的量子序优化混合算法。针对输电网规划这样一个复杂的组合优化问题, 建立相应的数学模型, 采用量子序优化混合算法求解。18 节点系统算例的计算结果表明, 该算法用于电力系统输电网规划问题是可行的和有效的, 所求得最优解具有更高概率的可信度。

关键词:输电网规划; 量子算法; 序优化; 量子序优化算法

Abstract: Ordinal optimization is a kind of optimization algorithm based on the extract feasible solution randomly and absolutely, the optimal solution is the high confidence level. Quantum algorithm is a search algorithm with powerful local search ability. Mixing the powerful local search function of quantum algorithm with ordinal optimization, the quantum ordinal optimization algorithm is constructed with good balance of random and direction. Aiming at the optimal planning of transmission network that is a complex combinatorial optimization problem, the corresponding mathematical model is established, and quantum ordinal optimization algorithm can be used to solve it. The calculation results of 18 node show that this algorithm is feasible and effective when used in transmission expansion network of power system, and the optimal solution has a higher probability of credibility.

Key words: transmission network planning; quantum algorithm; ordinal optimization; quantum ordinal optimization algorithm

中图分类号: TM715 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003—6954(2011)02—0044—04

0 引 言

输电网规划是规模庞大、计算复杂、带有大量等式和不等式约束条件的非线性离散组合优化问题^[1-2]。其任务是根据规划期间的负荷增长及电源规划方案, 力求在规划期末使电力网络达到一个较理想的结构, 以满足安全经济地传输电能的要求, 同时能够灵活适应系统运行方式的多种变化, 并有利于电网的进一步发展^[3]。

随着计算机技术、系统工程理论、运筹学理论及智能化技术的发展, 人工智能优化算法在输电网规划问题中得到广泛的应用。目前, 输电网规划求解采用的人工智能优化算法主要包括遗传算法 (GA)^[4]、人工鱼群算法 (AFSA)^[5]、禁忌搜索算法 (Tabu)^[6]、模拟植物生长算法^[7]等。这些人工智能算法也经常同数学优化算法结合起来进行规划问题的优化求解。不过遗憾的是, 在解决大规模优化问题时, 计算量及解的稳定性和可信度方面仍然存在一定的局限性。

分析了量子算法和序优化理论的优缺点, 将两种

算法进行了有机结合应用于电力系统输电网规划问题的求解中, 并且对原量子算法进行了改进, 算例结果表明了模型的正确性和混合算法的可行性及有效性。

1 数学模型

输电网的运行费用远小于投资费用, 所以模型中的目标函数只计及线路的建设投资费用, 并满足 N 安全及 N-1 安全两种约束条件。

数学模型如下。

目标函数:

$$\min f = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} \quad (1)$$

约束条件:

$$P_{gi} - P_{di} - P_i = 0 \quad (2)$$

$$P_i = \sum_{j \in D} b_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) \theta_{ij} \quad (3)$$

$$P_{gi} - P_{di} - P'_i = 0 \quad (4)$$

$$P'_i = \sum_{j \in D} b_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij} + n_{ij} - 1) \theta_{ij} \quad (5)$$

$$|P_{mn}| \leq P_{mn}^{\max} \quad (m, n) \in N_L \quad (6)$$

$$|P'_{mn}| \leq P_{mn}^{\max} \quad (m, n) \in N_L \quad (7)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq n_{ij}^{\max} \quad (i, j) \in \Omega \quad (8)$$

$$n_{ij}^i + n_{ij} \geq 0 \quad (9)$$

式中, c_{ij}^0 , n_{ij}^0 , $n_{ij}^{\max}$ 分别为待建线路 $i \sim j$ 的建设费用、此走廊原有线路数、扩建的线路数和最大可扩建线路数; f 为建设费用总成本; P_{gi} , P_{di} 分别为节点 i 的发电机出力和节点负荷; P_i , P_i' 分别为节点 i 在网络和安全网络下的有功注入量; b_{ij} 为线路 $i \sim j$ 间的电纳; θ_{ij} 为节点与节点的相角差; P_{mn} , P_{mn}' 分别为任意线路 $m \sim n$ 在 N 网络和 $N-1$ 安全网络下的有功潮流; $P_{mn}^{\max}$ 为线路 $m \sim n$ 的最大有功潮流; Ω 为待选线路集合; D 为与节点 i 相连的所有节点集合; N_L 为系统所有线路集合。

式 (1) 为线路投资成本; 式 (2) 与式 (3) 分别为 N 安全运行条件下潮流约束和节点注入功率; 式 (4) 与式 (5) 分别为安全条件下潮流约束和节点注入功率; 式 (6) 与式 (7) 分别为安全和 $N-1$ 安全运行条件下的线路潮流限制; 式 (8) 为待建线路走廊架线数目约束条件; 式 (9) 为 $N-1$ 条件下待建线路走廊的可加线路数目约束。

2 量子序优化混合算法

2.1 量子算法简介

量子计算的基本特征是量子态的叠加性^[8]。若一个量子系统有 2^n 个量子基态 $|\psi_0\rangle, |\psi_1\rangle, \dots, |\psi_{2^n-1}\rangle$, 则系统的量子态可以表示为这些基态的叠加。 $|\omega_j\rangle$ 的概率幅通常用复数表示。概率幅 ω_j 的模平方 $|\omega_j|^2$ 表示对该量子系统进行测量时测量结果为量子基态 $|\psi_j\rangle$ 的概率, 所有量子基态 $|\psi_j\rangle$ 的概率和为 1。量子并行处理极大地提高了计算的效率, 量子计算的并行性是所有量子算法的基础。

量子算法 (quantum algorithm, QA) 建立在量子态的矢量表达基础上, 其最小的信息单位为量子比特。将量子比特的概率幅表示应用于二进制的编码, 使得一条二进制编码可以表达多个态的叠加。一个量子比特的状态可由两个量子态的叠加表示为

$$|\psi\rangle = \alpha|0\rangle + \beta|1\rangle$$

式中, $|\psi\rangle, |0\rangle, |1\rangle$ 为量子比特的状态; α, β 为一对复数, 它们满足

$$|\alpha|^2 + |\beta|^2 = 1$$

式中, $|\alpha|^2, |\beta|^2$ 分别表示量子比特处于状态 0 和状态 1 的概率。随着 $|\alpha|^2, |\beta|^2$ 趋于 1 或 0, 量子比特染色体收敛于一个状态, 此时多样性消失, 算法收敛。

量子比特表示同时具有“开发可行解”和“搜索最优解”的特性。

2.2 序优化理论简介

序优化理论 (ordinal optimization, OO) 是由哈佛大学何毓琦教授提出的求解复杂优化问题的有效工具^[9], 具有两个极其重要的特性。

(1) 用序比较代替精确值比较。即只比较解的优劣差异, 而不在乎解之间具体差别。

(2) 目标软化。即当精确求解问题最优解在计算量上不可行或者非常困难时, 从工程角度出发, 最终结果可以放松到足够好解即可。

序优化理论把所有单目标优化问题分为了五种类型并用 OPC (ordered performance curve) 曲线来进行描述, 如图 1 所示。

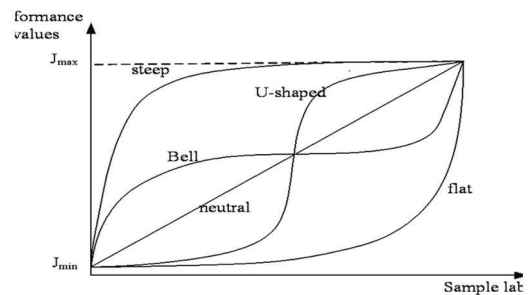


图 1 OPC 曲线类型示意图

OPC 曲线的横坐标为可行解的编号, 纵坐标为可行解对应的目标函数值 J 。

序优化求解一般优化问题可以用以下 4 个步骤来描述。

(1) 形成表征集合 Θ_N 。从整个解空间中随机抽取 N 个可行解构成表征集合 Θ_N , 序优化将对解空间的操作转移到对有限集合 Θ_N 的操作上。

(2) 估计 OPC 曲线, 确定待研究优化问题的类型。对 Θ_N 集合中所有可行解的快速排序, 以排序后的各可行解的序号为横坐标, 其对应的目标函数粗糙评估值为纵坐标画出 OPC 曲线, 根据 OPC 曲线的形状确定该优化问题所属的类型。

(3) 确定需要准确仿真的选定集合 S 。确定 OPC 曲线类型及粗糙评估结果相对于精确值的误差分布情况 ($U \sim [-w, w]$) 的情况后, 根据文献 [10] 中的回归表 1, 可查得参数 α, β, γ 及 η 的回归值, 再根据公式 (10) 求得 S 集合大小 s 。

$$s = \lceil e^{\alpha} k^{\beta} p^{\gamma} + \eta \rceil \quad (10)$$

当确定 OPC 曲线的类型及其对应的参数后, 取排序后表征集合中的前 s 个可行解作为选定集合, 则在集合 S 中将至少以 $\alpha\%$ 的概率包含 k 个足够好解, 一

般取到 95%。

(4)从集合中选取真实足够好的解。

文献 [10]通过大量仿真实验已经证明,对于解空间大小为 10^8 的超大规模优化问题, N 取 1 000 时, S 集合中包含全空间 Θ 的足够好解概率将不小于 94.2 (若要求 $\alpha\% = 95\%$)。

序优化理论详细内容请参见文献 [11]。

2.3 量子序优化混合算法

量子算法是一种随机搜索算法,局部搜索搜索能力强,但是搜索的结果缺乏有力的数学理论支持,结果可信度不能量化的体现。序优化方法所得结果是在完全随机情况下抽取可行解集合中的较优解,仅有极少数的解有一定的高概率可信度,研究规划问题或解决实际规划问题,希望可以获得可信度高的数个方案可供选择,因此利用量子算法的强大的局部搜索功能与序优化算法混合,构造出随机性和方向性比较平衡的量子序优化混合算法 (QA00) 应用于输电网规划。

基于以上思路, QA00 求解数学模型的步骤设计如下。

(1)确定可行解表征集合 Θ_N , 可行解就是经过可行性测试满足约束条件的解,对 Θ_N 中所有解进行评估。

(2)根据网络规模大小,设置合适的量子基态数 n 从而确定满意集合 S 的大小,计算 S 中各解的目标函数值 (适应值) 并排序。

(3)将 S 集合中待选方案集作为量子算法的初始基态 $Q(t)$, 取 S 集合中最优进入公告板,公告板用来记录最优解。

(4)由 $Q(t)$ 生成 $P(t)$, 评价量子个体的目标函数值,如果优于公告板状态,则以自身状态将其取代。

(5)判断是否满足收敛条件,若 $t = t_{\max}$, 则转步骤 (7); 若 $t < t_{\max}$, 则转步骤 (6)。

(6) $t = t + 1$, $\theta_{t+1} = \omega\theta_t$, 用量子变换门 $U(\theta)$ 更新 $P(t)$, 生成 $Q(t+1)$, 转步骤 (4)。

(7)输出结果,停止计算。步骤 (4)中由 $Q(t)$ 生成 $P(t)$ 的过程是:在第 t 次迭代中, $Q(t)$ 的第 j 位随机产生一个服从 $[0, 1]$ 均匀分布的随机数,若该随机数大于 $|\alpha_j^{(t)}|^2$, 则 $P(t)$ 中的相应位取 1, 否则取 0。这样,就可将 $Q(t)$ 转化成二进制编码 $P(t)$ 。

步骤 (6)中,常用的量子变换门有:异或门、受控异或门、Hadamard 变换门和旋转门。所使用的量子旋转门为

$$U(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$

(11)

其中, θ 为旋转角度,这样,每一位量子比特值 $\alpha_i^{(t+1)}$, $\beta_i^{(t+1)}$ 的更新公式为

$$\begin{bmatrix} \alpha_i^{(t+1)} \\ \beta_i^{(t+1)} \end{bmatrix} = U(\theta) \begin{bmatrix} \alpha_i^{(t)} \\ \beta_i^{(t)} \end{bmatrix}$$

(12)

对原量子算法的取值改进为变步长取值方法以取得适当的收敛速度和指导性,为惯性权重系数,表示的变化快慢的公式为

$$\omega = \omega_{\max} - t(\omega_{\max} - \omega_{\min}) / t_{\max}$$

(13)

式中, t 为当前迭代次数; $t_{\max}$ 为迭代次数最大值。关于 θ 的取值见表 1。

表 1 中 x_i 为当前染色体的第 i 位; $best_t$ 为当前种群中最优个体的第 i 位; $f(x)$ 为评价函数; γ 为旋转角度的大小, γ 的大小由旋转门中旋转角 θ 赋值,表 1 中的 $\pm\gamma$ 指以相同的概率取 $+\gamma$ 或 $-\gamma$ 。

3 算例分析

采用数学模型对 IEEE-18 节点系统进行输电网规划,使用量子序优化混合算法求解模型。原网络图如图 2 所示,实线代表原有线路,虚线代表可投建线路。为了满足要求,设所有线路走廊均可新投建 3 回线路,线路造价为 45 万 / (km · 回)。线路的投资

表 1 旋转门中 θ 的取值

x_i	$best_t$	$f(x) \geq f(best_t)$	θ			
			$\alpha_i\beta_i > 0$	$\alpha_i\beta_i < 0$	$\alpha_i = 0$	$\beta_i = 0$
0	0	true	0	0	0	0
0	0	false	0	0	0	0
0	1	true	$+\gamma$	$-\gamma$	0	$\pm\gamma$
0	1	false	0	0	0	0
1	0	true	$-\gamma$	$+\gamma$	$\pm\gamma$	0
1	0	false	0	0	0	0
1	1	true	$+\gamma$	$-\gamma$	$\pm\gamma$	0
1	1	false	0	0	0	0

贷款年限为 20 年, 贴现率为 8%。

该系统的原始网络结构如图 2 所示。

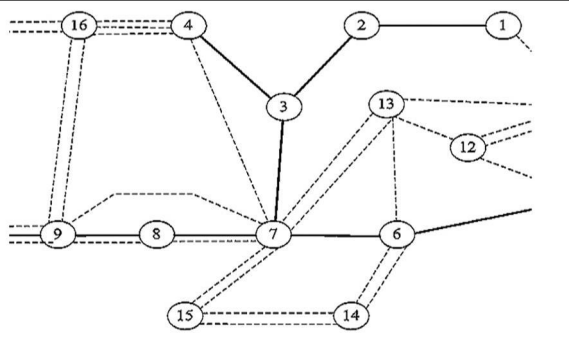


图 2 18 节点系统网络结构

求解该算例的量子序优化混合算法的参数设置为: 序优化抽取可行解数目为 $M=1\,000$, 计算排序后取前 20 个较优解为量子初始基态, 设定 $\alpha\%=95\%$, 最大旋转角度 $\theta_{\max}=0.5$ 。为了给规划人员较多的选择余地, 本算例输出 3 个规划结果供选择, 规划结果如表 2 所示。

表 2 18 节点系统规划方案比较

方案	新建线路	年投资成本 / 万元
1	1-2, 1-11(2), 4-16, 5-12, 6-13, 6-14(2) 7-8(2), 7-13, 7-15, 8-9(2), 9-10(3), 10-18, 11-12, 14-15(2), 16-17(2), 17-18	12 074
2	1-2, 1-11(2), 4-16, 5-12(2), 6-13(2) 6-14(2), 7-8(2), 7-15, 8-9(2), 9-10(3) 10-18, 11-12, 14-15(2), 16-17(2), 17-18	12 257
3	1-2, 1-11(2), 4-16, 5-12, 6-13(2), 6-14(3) 7-8(2), 8-9(2), 9-10(3), 10-18, 11-12, 14-15(2), 16-17(2), 17-18	12 266

为了比较序优化 (OO)、传统量子算法 (QA) 和量子序优化混合算法 (QA00) 这 3 种算法的求解效果,

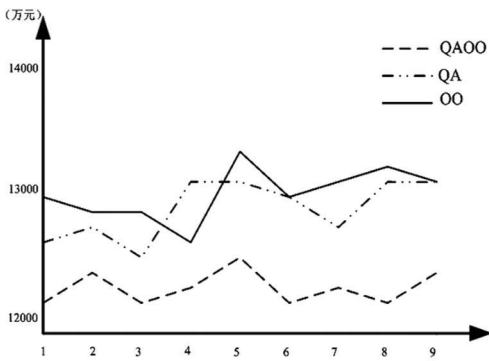


图 3 三种算法运算结果比较曲线图

对以投资成本最小为目标的数学模型求解, 将 3 种算法分别进行 9 次运算, 运算结果曲线图 (横轴为计算次数, 纵轴为方案的投资成本) 如图 3 所示。

由图 3 可见, 混合算法相对于传统的量子算法和序优化理论求解本文模型, 解的精确度有了一定程度的提高, 并且由于序优化的求解结果具有高概率的可信度使得混合算法的求解结果具有采信的价值和工程实用价值。

4 结 语

利用量子算法强大的局部搜索能力与序优化理论结合应用在电力系统输电网规划中, 通过算例求解得到以下结论并对算法的应用前景进行展望。

- (1) 数学模型简洁正确, 可以满足为安全和安全运行条件下的输电网规划要求。
- (2) 混合算法可以求解输电网规划问题, 对传统量子算法变步长改进措施可行, 搜索结果具有高概率的可信度, 具有采信的价值和工程实用价值。
- (3) 对于大规模电网规划问题, 该混合算法的使用有待进一步的研究。

参考文献

[1] 麻常辉, 薛禹胜, 鲁庭瑞, 等. 输电规划方法的评述. [J]. 电力系统自动化, 2006, 30(12): 97-101.

[2] 程浩忠, 张焰. 电力网络规划的方法与应用 [M]. 上海: 科学技术出版社, 2002.

[3] 王锡凡. 电力系统规划基础 (第一版) [M]. 北京: 水利电力出版社, 1994.

[4] 刘可真, 陈勇, 束洪春. 基于改进遗传算法的输电网优化规划 [J]. 昆明理工大学学报 (理工版), 2007, 32(1): 31-35.

[5] 聂宏展, 吕盼, 乔怡, 等. 基于人工鱼群算法的输电网络规划 [J]. 电工电能新技术, 2008, 27(2): 11-15.

[6] 王赛一, 王成山. 遗传禁忌混合算法及其在电网规划中的应用 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28(20): 43-46.

[7] 赵颖, 罗伟强. 基于改进模拟植物生长算法的输电网络扩展规划 [J]. 电力科学与工程, 2009, 25(5): 6-10.

[8] 侯云鹤, 鲁丽娟, 熊信良, 等. 量子进化算法在输电网扩展规划中的应用 [J]. 电网技术, 2004, 28(17): 19-23.

[9] P. B. Luh, D. Chen, L. S. Thakur. An Effective Approach for Job-shop Scheduling with Uncertain Processing Requirements [J]. IEEE Transactions on Robotics and Automation, 1999, 15(2): 328-339.

(下转第 77 页)

的工作效率、提高供电安全水平、提高供电可靠率及提高为客户服务水平等方面的效益将日益突出。

表 4 规划年度配电网运行指标计算表

序号	主要指标	年度			
一	规划区域概况	2012	2013	2014	2015
1	售电量 / $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$	64.6	71.4	78.7	86.7
2	最大负荷 / (MW)	1 287.1	1 416.2	1 558.9	1 716.8
二	配电网规模	2 012	2 013	2 014	2 015
1	公用配电线路 / 回	51	51	51	51
2	配电站点 / 个	92	92	92	92
3	开关柜 / 面	1186	1 236	1 244	1 256
4	柱上开关 / 台	71	71	71	71
三	规划建设规模	2 012	2 013	2 014	2 015
1	配电线路 / 回	0	0	16	33
2	配电站点 / 个	0	0	16	24
3	开关柜 / 面	0	0	282	501
四	投资规模 / 万元	2 012	2 013	2 014	2 015
1	自动化部分	0	0	1 393	1 674
2	通信部分	67.5	76.2	110.0	359.9
3	开关自动化改造	23.2	23.7	78.3	330.2
4	投资合计	90.7	99.97	1 582.3	2 364.1
五	技术经济指标	2 012	2 013	2 014	2 015
1	配电线路自动化覆盖率 / $\%$	0	0	31.4	64.71
2	配电站点自动化覆盖率 / $\%$	0	0	17.4	26.1
3	开关柜自动化覆盖率 / $\%$	0	0	22.7	39.9
4	建设后理论供电可靠性 / $\%$	99.928	99.316	99.405	99.956
	建设前理论供电可靠性 / $\%$	99.928	99.316	99.403	99.950
	建设平均停电时间 / $(\text{h}/\text{户})$	6.31	59.92	52.12	3.85
5	建设前平均停电时间 / $(\text{h}/\text{户})$	6.31	59.92	52.30	4.38
	建设后,提高供电可靠性增售电量 / $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$	0.00	0.00	0.0082	0.0179

8 结论与展望

“十二五”期间,南方电网公司的重点任务之一是“保证安全可靠供电”,力争实现城市客户年平均停电时间不超过 5 h。为切实提高供电质量和可靠性,加强配网自动化建设,广东电网公司近年进行了配网自动化试点建设,但目前的实用化效果没有确定结论。随着“十二五”配网自动化规划的实施,将在以下几个方面推动配网自动化的健康发展。

1)实现配网自动化系统的统一技术管理规范 and 标准,积累配网自动化系统实际的运行经验。

2)推动配网一次设备的改造,如具有电动操作机构、数据采集及通信功能的柱上开关、环网柜等。

3)锻炼配网自动化专业人才,经过培训和实践,培养大量高素质、有经验的配网自动化技术人员。

参考文献

[1] 中国南方电网公司 110 kV 及以下配电网规划导则 [S].
[2] 冯雪涛. 城市配电网及其自动化规划研究 [J]. 科技促进发展, 2009(4): 13—14.
[3] 李胜利, 任军, 黄磊, 等. 城市配网自动化发展分析及其运行管理模式研究 [J]. 电器工业, 2005(5): 51—53.
[4] 余栋斌. 配网自动化的规划及实施 [J]. 广东科技, 2009(5): 176—177.
[5] 何启泉. 推动现阶段配网自动化的建设规划 [J]. 广东科技, 2009(5): 106—107.

作者简介:

杨森锋 (1979), 男, 广东人, 工程师, 硕士, 主要从事电力系统调度自动化的研究和管理工 作。

(收稿日期: 2011—02—25)

(上接第 47 页)

[10] S. Y. Lin, Y. C. Ho. Universal Alignment Probability Revisited[J]. Journal of Optimization Theory and Applications 2002, 113(2): 399—407
[11] T. W. Edward Lau, Y. C. Ho. Universal Alignment Probabilities and Subset Selection for Ordinal Optimization[J]. Journal of Optimization Theory and Applications 1997, 93(3): 455—489.

作者简介:

李 芸 (1970), 女, 助理工程师, 主要研究方向, 电力系统稳定与控制、电力系统输电网规划。

(收稿日期: 2010—12—15)

基于无功能力考虑的配电系统可靠性评估

高 岩, 李华强, 林茂君

(四川大学电气信息学院智能电网四川省重点实验室, 四川 成都 610065)

摘 要:提出了一种考虑电网区域无功能力的配电系统可靠性评估方法。通过建立区域电网无功能力的数学模型, 定义了无功能力的指标, 并考虑了电压稳定性、节点电压水平和热稳定等安全约束条件。进而计算出无功能力参数的不确定性对配电系统可靠性的影响。考虑到网络运行条件对无功能力的影响, 通过运用原始—对偶内点法计算确定网络运行时的状态。并在系统当前运行情况下模拟多种“N-1”故障, 进行了验证仿真, 最后在此条件下进行配电系统可靠性评估。算例中, 分析了无功能力参数不确定的条件下对配电系统可靠性评估的影响, 证明了此方法的有效性、可行性和实用性。

关键词: 配电网可靠性; 无功能力; 无功裕度; “N-1”准则; 原始—对偶内点法

Abstract: A reliability evaluation method of distribution network considering the regional reactive power capability is proposed. By establishing the mathematical model of regional network reactive power capability, the index of reactive power capability is defined, and the security constraints of the voltage stability, node voltage level and thermostability etc. are considered. And then the influence of the uncertainty of the reactive power capability parameters on the reliability of distribution system is calculated. The influence of network operating conditions on reactive power capability is considered, and the condition of network operation is calculated and determined with primal—dual interior point method. In the current operating condition of the system, several “N-1” faults are simulated and verified. Finally, the reliability evaluation of distribution system is carried out in this condition. In the example, the influence on the reliability of distribution system under the uncertain reactive power capability parameters is analyzed, which proves its effectiveness, feasibility and practicality.

Key words: distribution network reliability; reactive capability; reactive margin; “N-1” principle; primal—dual interior point method

中图分类号: TM732 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0048-04

随着当前经济的快速发展, 配电系统的规模日益庞大。而配电系统的可靠性对用户可靠性水平有着显著的影响。据不完全统计, 用户的停电事故中有 80% 是由配电系统的故障引起的^[1]。因此, 配电系统的可靠性问题也越来越受到人们的重视。

目前, 国内外对配电网可靠性评估算法的研究已日趋成熟^[2]。针对于配电网可靠性的评估的算法可分为两大类: 解析法和模拟法。常用的模拟法^[3-4]是 Monte Carlo 方针方法, 对于实际大规模系统, 为了提高精度, 采用模拟法的计算时间将显著增加。解析法的主要优点是计算相对简单, 计算速度较快, 该方法又可分为: 状态空间法^[1]、网络等值法^[5]、最小割集法^[6]、故障模式后果分析法^[7]、故障遍历^[8]和容量约束^[9]等多种方法, 然而迄今为止, 在配电网可靠性评估的算法中从无功容量约束方面的考虑太少。由于在实际应用中常常需要考虑无功容量的约束, 如过负

荷或电压越界。所以, 有必要考虑无功容量约束的评估算法。

无功能力作为一个新近提出的作为电力网络安全运行的一个重要技术指标, 直接关系到电力系统的经济性、安全性和可靠性^[10]。国内外研究表明^[11-13]: 无功不足是导致系统电压失稳乃至崩溃的主要原因, 电压稳定性评估是电力系统中非常重要的任务, 无论是在正常运行条件下, 或是在事故后状态下, 系统都需要维持在一个合适的稳定裕度, 影响电网的电压稳定性的因素是由各个控制因素和网络运行因素共同组成的^[14-15], 当对电网的电压水平以及电压稳定进行评估时, 无功能力很显然会对电压的稳定裕度产生巨大的影响^[16]。

基于此, 提出区域电网的无功能力评估问题, 即, 现有网络中的无功水平及其无功储备能否保证系统的电压水平、电压稳定及其线路热稳定等安全约束, 并在

事故后仍然保证上述约束条件不会被破坏。因此,这里提出了区域电网无功能力指标,建立了指标评价体系的数学模型,并进行了数值仿真。然后,在此基础上进行“N-1”状态下的配电系统可靠性评估。

1 无功能力指标数学模型的建立

1.1 电网无功能力指标

从电网的结构和运行特性可知,电网的各种无功电气元件由发电机、并联电抗(容)器、SVC、变压器、输电线路和复合组成,其中变压器、输电线路和负荷又是消耗无功的主要因素。伴随网络负荷的增长,在电网输送功率增加的同时,电网消耗的无功也会增加,从而导致系统功率因素降低,电压下降。为稳定电网的电压稳定,并保证向用户输送满足负荷质量要求的电能。因此,在电网负荷增长的过程中,电网的无功储备必须要满足下式安全约束。

$$Q_z > Q_r \quad (1)$$

其中, Q_z 为电网当前装备无功容量的最大值; Q_r 为电网在重负荷情况下,电网电压水平范围边界或接近电压崩溃点处为维持电压稳定和电压水平所需的无功容量值。

$$\text{式中, } Q_z = \sum Q_{gi} + \sum Q_{ci} \quad (2)$$

其中, $\sum Q_{gi}$ 为发电机,同步调相机最大无功出力; $\sum Q_{ci}$ 为本网并联电抗(容)器组, SVC 最大无功出力。

$$Q_r = \sum Q_{rgi} + \sum Q_{rci} \quad (3)$$

其中, $\sum Q_{rgi}$ 为可行电压水平范围边界或接近电压崩溃点处对发电机、同步调相机的无功需求;

$\sum Q_{rci}$ 为可行电压水平范围边界或接近电压崩溃点处对本网并联电抗(容)器组, SVC 最大出力需求。

n 为本网节点数

按照区域电网无功能力的定义,无功能力应该是电网中现有的无功元件能够提供的无功容量总和与电网中支持电压水平和电压稳定裕度的所有节点的无功需求容量总和的比值(η)。

$$\text{即 } \eta = Q_z / Q_r \quad (4)$$

1.2 区域电网无功能力指标的制约因素

区域电网的无功能力指标是一个技术特性尺度指标,可以用来衡量区域电网无功设备对由于负荷的增加维持电网电压水平和电压稳定的能力。在实际求解时要考虑许多因素的影响,如系统的运行状态、电网结构及符合需求增长等。除此之外,它的计算还会受到许多约束的制约,如电压幅值限制和电压稳定

限制等,并且这些安全约束在 N-1 事故情况下仍然能够得到满足。

电压水平限制: 电能流经输电线时,通常情况下会导致线路末端的电压降落,而在配电系统中必须时时将各节点的电压维持在一个特定的范围内,以保证供电质量。电压水平限制规定了系统内各节点所能允许的最低、最高电压。

电压稳定极限: 区域电网系统可靠性设计的一个基本原则就是要保证系统在发生故障时,能够继续保持可靠的运行。并且 N-1 故障下系统的安全约束仍然不能被破坏。

以上约束条件随时间发生变化,计算时需要注意。

1.3 无功能力指标数学模型

电压稳定问题可以看成是静态电压稳定性问题,因此电力系统的可行电压水平边界和临界点处无功需求值的计算可作为一个静态非线性优化问题来求解。考虑如下形式的非线性规划问题。

$$\begin{aligned} & \min \xi(x) \\ & \begin{cases} f(x, \lambda) = \lambda y_d + h(x) = 0 \\ \underline{G} \leq G(x) \leq \bar{G} \end{cases} \end{aligned} \quad (5)$$

式中, $x \in R^n$ 为状态控制变量;

$h(x) = [h_1(x), \dots, h_m(x)]^T$ 为常规潮流方程;

$G(x) = [G_1(x), \dots, G_m(x)]^T$ 为安全约束条件;

$\underline{G}, \bar{G}$ 为安全约束条件上下限;

$\xi(x)$ 为目标函数。

根据不同的安全约束限制需要建立不同的数学模型。

模型一: 电压幅值约束和热稳定约束优化模型

$$\begin{aligned} & \min \xi(x) \\ & \begin{cases} h(x) = 0 \\ \underline{V}_i \leq V_i \leq \bar{V}_i & i = 1, \dots, n \\ \underline{P}_{Gi} \leq P_{Gi} \leq \bar{P}_{Gi} & i \in S_G \\ \underline{Q}_{Ri} \leq Q_{Ri} \leq \bar{Q}_{Ri} & i \in S_R \\ \underline{Q}_{rci} \leq Q_{rci} \leq \bar{Q}_{rci} & i \in S_C \\ \underline{P}_{ij} \leq P_{ij} \leq \bar{P}_{ij} \end{cases} \end{aligned} \quad (6)$$

式中, $\xi(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n G_{ij} [(f_i - f_j)^2 + (e_i - e_j)^2]$ 为系统网损。

模型二: 电压稳定约束优化模型

$$\min \xi(x)$$
$$\left\{ \begin{aligned} f(x, \lambda) &= \lambda y_d + h(x) = 0 \\ \underline{P}_{Gi} &\leq P_{Gi} \leq \overline{P}_{Gi} \quad i \in S_G \\ \underline{Q}_{Ri} &\leq Q_{Ri} \leq \overline{Q}_{Ri} \quad i \in S_R \\ \underline{Q}_{rci} &\leq Q_{rci} \leq \overline{Q}_{rci} \quad i \in S_C \\ 0 &\leq V_i \leq \overline{V}_i \end{aligned} \right. \quad (7)$$

其中： λ 代表系统一定要保持的电压稳定裕度，这里取基态情况下总负荷功率的 20%。因此，考虑到系统故障前后的情况，对于所有安全约束的限制，计算区域电网无功能力指标可由式 (8)表示。

$$\eta = Q_z / \max \{ Q_r, \text{by}(6), Q_r, \text{by}(7) \} \quad (8)$$

2 原始一对偶内点法的求解

内点法^[17]是 Kamarkar(卡马卡)于 1984 年提出的一种具有多项式时间的非线性规划算法。文献 [17, 18]详细介绍了内点法的基本原理，文献 [19, 20]把内点法用于求解电力系统优化问题。近来对于求解非线性优化问题，广泛采用了原始一对偶内点法 PDIPM (primal-dual Interior point method)。将采用该方法来对无功能力的数学模型进行求解。由于篇幅有限，在此不再赘述。

原始一对偶内点法的主要步骤：①引入松弛变量将不等式约束转化为等式约束；②用拉格朗日方法将带约束的优化问题转化为无约束的优化问题；③利用 KKT 条件得到一系列的非线性方程；④利用牛顿法求解上述的非线性方程。

3 配电网可靠性指标

文献 [21]指出配电系统最基本的可靠性指标有 3 个：负荷点平均故障率、平均停电时间以及年平均停电时间。系统可靠性常规计算指标，如系统平均停电频率 (system average interruption frequency indices SAIFI)、系统平均停电持续时间 (system average interruption duration indices SAIDI)、用户平均停电持续时间 (customer average interruption duration indices CAIDI)和平均供电可用率指标 (average service availability indices ASAI)，可以由这 4 种可靠性指标计算

得到。可靠性成本效益指标，如期望缺电量 (expected energy not supply)、期望停电成本 (expected interruption cost)和缺电损失评价率 (interruption energy assessment rate)，也可以从这 3 个指标计算得到。则选择只针对 4 种系统可靠性常规计算指标进行计算。

4 算例分析

4.1 算法步骤

- (1)建立和计算基本潮流方程；
- (2)用 PDIPM 计算式 (6)，得出故障前系统在电压水平约束和热稳定约束条件下的无功需求值 $Q_r = \Sigma Q_i$ ；
- (3)用 PDIPM 计算式 (7)，得出故障前系统在电压稳定约束下的无功需求值 $Q_r = \Sigma Q_i$ ；
- (4) $Q_{pre} = \max \{ Q_r, \text{by}(2), Q_r, \text{by}(3) \}$ ；
- (5)用 PDIPM 计算式 (6)，得出故障后系统在电压水平约束和热稳定条件下的无功需求值 $Q_r = \Sigma Q_i$ ；
- (6)用 PDIPM 计算式 (7)，得出故障后系统在电压稳定约束条件下的无功需求值 $Q_r = \Sigma Q_i$ ；
- (7) $Q_{loss} = \max \{ Q_r, \text{by}(5), Q_r, \text{by}(6) \}$ ；
- (8)求解电网的无功能力水平值；
- $\eta = Q_z / \max \{ Q_{pre}, Q_{loss} \}$
- (9)在“N-1”准则下对系统进行可靠性评估，并与原可靠性参数进行比较。

4.2 算例仿真

下面将选择 RBTS-Bus 6 的配电系统为试验系统，其系统接线见图 1。该系统有 4 条主馈线 (F1~F4)，而主馈线 F4 带有 3 条分支子馈线 (F5~F7)，该系统共有 40 个负荷点、2 938 个用户，平均负荷为

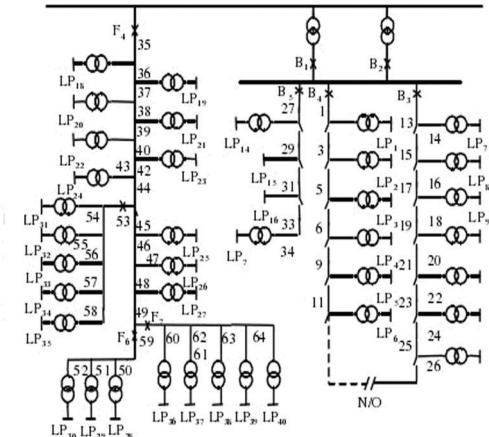


图 1 RBTS-Bus 6 配电系统接线图

10.715 5 MW。各元件参数与文献 [21, 22]一致。

在本方法中, 变压器均无备用, 不考虑元件计划检修和隔离开关发生故障的情况, 同时假设断路器和熔断器都可靠工作。

用前面的方法对该馈线系统的仿真验证本方法的性能。

按照 RBTS—Bus 6 配电系统, 系统当前

$$Q_z = 10.715\,5 \times 10^{-2}.$$

在静态情况下仿真, 故障前的结果见表 1。

表 1 系统故障前无功需求值

考虑不同约束条件下	RBTS—Bus 6 第 4 馈线 Q_r
电压幅值约束和热稳定约束	$5.057\,7 \times 10^{-2}$
电压稳定约束	$6.793\,6 \times 10^{-2}$

因此, 系统故障前在 RBTS—Bus 6 配电系统下,

$$Q_{pre} = \max\{5.057\,7 \times 10^{-2}, 6.793\,6 \times 10^{-2}\}$$
$$= 6.7936 \times 10^{-2}$$

表 2 给出了发生 N—1 故障情况下, 考虑电压幅值约束、热稳定约束和电压稳定约束的仿真结果。

表 2 考虑 RBTS—Bus 6 配电系统电压水平约束、热稳定约束和电压稳定约束的无功需求值

电压幅值约束和热稳定约束 开断支路号	电压稳定约束 Q_r
6	$5.832\,1 \times 10^{-2}$
6	$5.715\,2 \times 10^{-2}$
13	$5.652\,3 \times 10^{-2}$
1	$5.603\,2 \times 10^{-2}$
1	$7.498\,6 \times 10^{-2}$
13	$7.369\,5 \times 10^{-2}$
7	$7.236\,7 \times 10^{-2}$
4	$7.196\,3 \times 10^{-2}$

在 RBTS—Bus 6 配电系统下,

$$Q_{r(N-1)} = \max\left\{\begin{matrix} 6.5.832\,1 \times 10^{-2} \\ 1.7.498\,6 \times 10^{-2} \end{matrix}\right\}$$
$$= (1.7.4986 \times 10^{-2})$$

上式为 (开断支路号, 无功需求值)

$$Q_r = \max\{Q_{pre}, Q_r(N-1)\}$$
$$= \max\{6.793\,6 \times 10^{-2}, 7.498\,6 \times 10^{-2}\}$$
$$= 7.498\,6 \times 10^{-2}$$

$$\eta = Q_z / Q_r = 10.715\,5 \times 10^{-2} / 7.498\,6 \times 10^{-2}$$
$$= 1.429$$

在以上结论的基础上对 RBTS—Bus 6 配电系统进行可靠性评估, 并与系统的原参数进行比较。计算结果如表 3。

表 3 RBTS—Bus 6 配电系统在 N—1 原则下的可靠性评估结果比较

算法	SAIFI 次 / (a · 户)	SAIDI h / (a · 户)	CAIDI h / (次 · 户)	ASAI
文献 [22]	1.006 7	6.668 8	6.624 7	0.999 2
本文	1.012 2	6.671 2	6.695 5	0.997 2

表 3 将 RBTS—Bus 6 配电系统在无能力评估的前提下所得可靠性评估结果与原系统的结果做出了比较。结果表明当系统的无功能力越大时 (即系统提供的无功越充裕), 配电系统的可靠性就越好; 反之, 配电系统的可靠性将会受到一定的影响。以此表明电力系统无功能力的好坏将直接影响到配电网的可靠性。仿真结果表明把电力系统无功能力评估运用到配电网可靠性评估之中是可行的。

5 结 论

将一种考虑电网电压水平、电压稳定及线路热稳定约束情况下求解区域电网无功能力的计算方法运用到配电网的可靠性评估之中, 并在各种预想的 N—1 网络故障情况下, 利用原始一对偶内点法进行求解, 得到了在电压水平约束、电压稳定约束和热稳定约束情况下区域电网的无功能力值。通过对 RBTS—Bus 6 配电系统仿真计算, 表明了电力系统的无功能力的好坏将会对配电网的可靠性造成影响, 配电网的可靠性将会随着系统的无功水平的变化而产生相应的变化。从而证明了此方法具有可行性、准确性和实用性。

参考文献

[1] 周家启, 任震. 电力系统可靠性评估 [M]. 重庆: 科学技术文献出版社重庆分社, 1986.

[2] 杨晓东, 栗然, 吕鹏飞, 等. 配电网可靠性评估算法 [J]. 电流环境保护, 2002, 18(4): 33—36.

[3] 李少华, 韩富春. 配电系统可靠性评估新方法 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2002, 14(6): 17—19.

[4] Billinton Roy, Wang Peng. Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation [J]. IEEE Trans on Power System, 1999, 14(2): 397—403.

[5] Billinton Roy, Wang Peng. Reliability—network—equivalent Approach to Distribution—system—reliability Evaluation [J]. IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution, 1998, 145(2): 149—153.

(下转第 86 页)

止错用、混用及油质劣化。

3.3 提高系统检修质量

检修时,应彻底清洗油系统的污染物,清洗后用面沾掉残余物质。调速器的伺服阀、错油门滑块和油动机有腐蚀点时,必须彻底清除,或将部件更换。机组大小修时更换伺服阀的滤网,一个大修期更换 1 次 EH 油系统的 O 型密封圈,确保一个小修期检查 1 次 EH 油冷却器泄漏情况和管壁的腐蚀情况。油箱、滤网应擦洗干净,精密滤芯如堵塞时应更换。

3.4 油系统的合理设计和安装

将空气过滤、除湿装置装入 EH 油箱顶部呼吸器内,降低油中含水量;EH 系统元件特别是管道应远离高温区域,严格控制保温材料的质量,保证足够的保温层厚度以降低汽缸及高、中压调门的热辐射温度;增加抗燃油的流动,尽量避免死油腔,由值长统一

调度每值当班人员对电调机组的负荷进行调整,防止油动机活塞底部的高温抗燃油长时间囤积,形成死区后加速其恶化。

参考文献

- [1] 李焯峰,刘永洛,严涛,等. 900 MW 核发电机组抗燃油系统污染原因分析 [C]. 第四届全国火力发电技术学术年会论文, 2003.
- [2] 李焯峰,魏洪波,程虹,等. 抗燃油在线再生处理新技术 [C]. 第四届全国火力发电技术学术年会论文, 2003.
- [3] 尤卓越. 国产 600 MW 机组抗燃油系统常见故障分析及应对措施 [J]. 江苏电机工程, 2008, 27(4): 20—21.

(收稿日期: 2011—01—07)

(上接第 51 页)

- [6] 杨文字,余建明,同向前. 基于最小割集的配电系统可靠性评估算法 [J]. 西安理工大学学报, 2001, 217(4): 387—391.
- [7] 张鹏,郭永基. 基于故障影响分析法的大规模配电系统可靠性评估 [J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2002, 42(3): 353—357.
- [8] 李卫星,李志民,刘迎春. 辐射状配电系统的可靠性评估的故障遍历算法 [J]. 电力系统自动化, 2002, 27(2): 53—56.
- [9] 郭永基. 考虑容量约束的配电系统可靠性评估 [J]. 电力系统自动化, 2000, 23(2): 48—52.
- [10] 方勇. 区域电网无功能力研究 [D]. 成都: 四川大学, 2008.
- [11] Zabian A, Illic M D. A Steady State Voltage Monitoring and Control Algorithm Using Localized Least Square Minimization of Load Voltage Deviations [J]. IEEE Trans on Power System, 1996, 11(2): 929—938.
- [12] Mao Jian-feng Zhao Qian-chuan Christos G. Optimal Dynamic Voltage Scaling in Power-limited System with Real-time Constrains [A]. 43rd IEEE Conference on Decision and Control 2004, 1472—1477.
- [13] 包黎昕,段献忠,何仰赞. 状态空间中电压稳定性的动态分析 [J]. 中国电机工程学报, 2001, 21(5): 17—22.
- [14] 周双喜,朱凌志,郭锡玖,等. 电力系统电压稳定性及其控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [15] Obadinao O, Beng G J. Determination of Voltage Stability Limit in Multinachine Power System [J]. IEEE Trans On

Power 1988, 3(4) .

- [16] 王锡凡,方万良,杜正春. 现代电力系统分析 [M]. 北京: 科学出版社, 2004.
- [17] Kamarkar N K. A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming [J]. Combinatorica 1984(4): 373—395 .
- [18] 赖炎连. 线性规划的 Kamarkar 方法 [J]. 咸宁学院学报, 2004, 24(6): 1—3.
- [19] 赖炎连. 线性规划的 Kamarkar 方法 (续) [J]. 咸宁学院学报, 2005, 25(3): 1—4.
- [20] 王良缘,吴政球,傅海燕,等. 电力市场中基于内点法的含暂态稳定约束的最大可用输电能力计算 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2004, 16(1): 28—33.
- [21] Allen R N, Billinton R, Sjarief I et al A Reliability Test System for Educational Proposes Basic Distribution System Data and Results [J]. IEEE Transactions On Power System, 1991, 6(2): 813—820 .
- [22] Billinton R, Johnnavithula S A Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment [J]. IEEE Trans On Power System, 1996, 11(4): 1670—1676 .

作者简介:

高 岩 (1986), 男, 硕士研究生, 研究方向为电压稳定及电压无功控制;

李华强 (1965), 男, 教授, 硕士生导师, 从事电压稳定及优化问题研究;

林茂君 (1987), 男, 硕士研究生, 研究方向为电压稳定及电压无功控制。

(收稿日期: 2011—01—17)

对电网故障时刻 PMU 测量频率的思考和讨论

张彦军¹, 陈玉林², 常喜强¹, 姚秀萍¹

(1 新疆电力调度通信中心, 新疆 乌鲁木齐 830002; 2 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211100)

摘 要: 频率是电力系统运行中一个重要的质量指标, 它反映了电力系统中有功功率供需平衡的基本状态。如果电力系统运行频率偏离过多, 会给电力用户带来不利影响, 而受影响最大的当首推电力系统本身。因此, 需要对频率进行较高精度的测量。针对一起电网故障时 PMU 的频率测量数据, 指出现有 PMU 在故障情况下可能存在测量判断错误的问题, 提出在分析 PMU 频率测量数据时应注意的问题, 同时也提出了 PMU 测量故障系统频率的改进方法。

关键词: 电网故障; PMU; 频率测量算法

Abstract The frequency is an important quality index in the operation of power system, which reflects the basic state of the balance of active power supply and demand in power system. If the running frequency of power system deviates a lot, it will give an adverse effect to the consumers, and the power system will bear the greatest effect itself. Therefore, it is necessary to carry out frequency measurement with a higher precision. According to the frequency measurement data by PMU during a system fault, it is pointed out that there would be an incorrect measurement judgment by the present PMU when the faults occurring. The problems needing attention when analyzing the frequency data measured by PMU are put forward, and the improved methods are proposed too.

Key words system fault; phasor measurement unit (PMU); frequency measurement algorithm

中图分类号: TM733 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0052-03

同步相量测量技术首先由美国研究者提出, 研发的同步相量测量单元 (PMU) 于 20 世纪 90 年代初开始在美国西部电网上安装。近年来各国大停电的频繁发生更加推动了广域测量系统 (wide area measurement system, WAMS) 在世界范围内的发展。目前, 国内电网内普遍装设了 PMU 装置, 对系统状态进行监测, 具有高精度同步测量、高速通信和快速反应等特点, 可以实时地提供大量反映系统特性的动态数据, 其数据记录密度可达 0.01 s 级, 从而可以采用更先进的算法来计算系统的频率, 得到更精确的计算结果。

然而, 作为一种测量手段, 受电力系统诸多因素影响, PMU 量测信息不可避免地存在量测噪声、坏数据等问题。2005 年, IEEE 发布了 PMU 的国际标准 IEEE C37.118, 明确规定了 PMU 在静态条件下的测试方法、最大同步误差与量测精度要求, 以及数据传输格式。随后, 国内也出版了《电力系统实时动态监测系统技术规范》, 对 PMU 作出了类似规定。

然而, 目前现有 PMU 频率测量方法在正常和一般故障情况下较为准确地反应了系统频率情况, 而在较大扰动故障情况下, 对系统频率的测量和反映存在

一定的误差和误判断, 会引发测量反误判问题, 对电网事故分析, 故障应对措施的制定均存在误导, 这里针对电网一起故障后的 PMU 频率测量数据进行分析, 指出现有 PMU 测量算法存在一定的漏洞和不足之处, 提出需要注意和改进的方面。同时也提出在对 PMU 数据分析时, 应进行多项数据综合分析, 不能仅靠单一数据进行判断。

1 PMU 稳态频率测量方法

目前 PMU 装置测量频率采取多种频率算法。过零检测法、基于滤波的算法、基于小波变换的算法、基于神经网络的算法、傅里叶算法、解析法, 误差最小化原理算法, 正弦量的算法等。随着现场对频率及相量测量精度要求的提高, 使得对算法精度要求也越来越高。现有 PMU 频率测量的要求为精度要求: 稳态误差小于 0.002 Hz, 实时性: 频率值需为实时值, 应由 1 个周波的信号计算得到, 而不应是 N 个周波的平滑值。为保证频率测量的准确性, 现有 PMU 测量装置中采取以下措施。

(1) 采用电压过零点之间的时间间隔进行测频。

为消除谐波影响,先进行了 FFT 滤波;

(2)为满足频率测量精度要求,需对过零点的相角进行补偿;

(3)为满足实时性要求,取最近一周波的数据进行测频。

PMU 稳态频率测量主要采用相位补偿法和过零点测频方法。下面以过零点测频算法为例进行简要说明。

过零测频算法通过计算信号的 2 个相邻同方向过零点之间的时间,实现信号周期和频率的测量。由于在正向过零和反向过零时都可进行一次频率计算,因此大约每 5 ms 可刷新一次频率测量值。

例如,某正弦电压的实时波形如图 1 所示。

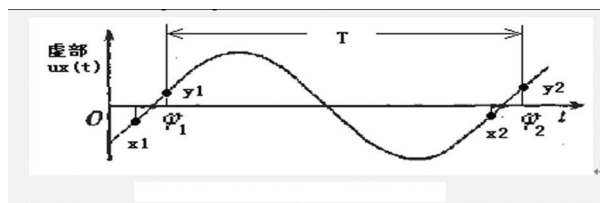


图 1 电压虚部正向过零点测频图

图中有两对正向过零点 (x_1, y_1) 和 (x_2, y_2) ,但由于测量误差的原因,过零点 y_1 和 y_2 离零点的距离并不相同。DSP 记录相邻两次正向过零点 (y_1, y_2) 之间的时间为 T (单位: s),若设信号实际周期为 T_0 ,则:

$$T = k \times T_0, \quad k \text{ 是非常接近于 } 1 \text{ 的实数。}$$

k 其实是采样点 (y_1, y_2) 之间实际信号的周波数,它的精确求取需要用到 y_1 时刻和 y_2 时刻的相位角 φ_1 和 φ_2 。 φ_1 和 φ_2 可通过 (x_1, y_1) 和 (x_2, y_2) 求反正切得到较为精确的值。记 $\Delta\varphi = \varphi_2 - \varphi_1$ (单位: 弧度),则采样点 (y_1, y_2) 之间实际信号的周波数为

$$K = 1 + \frac{\Delta\varphi}{2\pi}$$

因此,被测信号的频率为

$$f = \frac{k}{T} = \frac{1 + \frac{\Delta\varphi}{2\pi}}{T} \quad (\text{Hz})$$

2 PMU 暂态频率测量方法

电力系统相量测量基本上都是建立在信号基频频率为 50 Hz 的前提下的频率测量,当电力系统出现故障后,系统将从一种运行状态过渡到另一种状态。在此过程中,系统的电压、电流会发生波形畸变,同时考虑到 A/D 量化误差等原因,采样到的数据存在一

定的误差,由此计算到的实时频率也会有偏差。

2.1 暂态信号的频率

电网发生的如下扰动,都可能导致电压信号的突变:短路故障、线路跳闸、切机、切负荷、非同期并网等。当信号发生突变(幅值突变,相角突变等)时,突变时刻的信号属于暂态信号。对于暂态信号进行傅里叶分析,可以发现它含有丰富的频率分量,而不仅仅是基频信号。从理论上讲,暂态信号的频率测量结果是一个连续频谱,这时不存在严格意义上的工频频率值。在该种情况下,为提高快速测频率速度,需要找到更有效的频率测量方法。

2.2 暂态信号对频率测量的影响

暂态信号可能会导致频率测量的瞬时值异常(测频结果与人们的常规理解存在差异),原因可用图 2 进行说明。

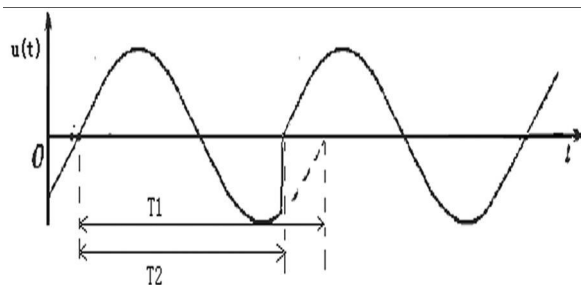


图 2 暂态电压变化图

若电压未发生突变,测量周期为 T_1 ,则相应测频结果为 $f_1 = 1/T_1$ 。

当电压发生了突变,则根据过零点得到的周期值为 T_2 ,测频结果 $f_2 = 1/T_2 > f_1$ 。

此暂态过程中测频值实际上反映了暂态信号的连续频率特性,但不符合人们的常规理解。从 PMU 数据的应用需求而言,此时的测频值是没有意义的。而此时反映的频率数值则不能真实反映电网实际情况,出现较大误差,易误导数据处理。

3 一次电网故障 PMU 频率测量数据分析

新疆电网内某受端某地区电网通过一条 220 kV 单回联络线与主网联系。该联络线跳闸前下网功率为 41.95 MW,占地区电网负荷(负荷 97.5 MW)的 43%。系统解列,受端缺少有功,系统频率下降,但在故障时刻,由于电压扰动,导致 PMU 的测量频率与实际情况不符。故障时刻 PMU 频率录波曲线如图 3。

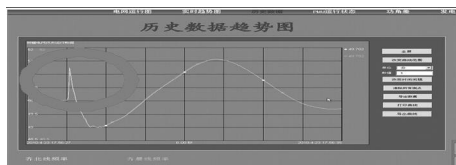


图 3 故障时刻 PMU 频率录波曲线

可以发现,在受端系统缺少有功时,PMU 测量曲线中有一个频率的迅速上升过程。若不加以分析鉴别,则会对人工分析产生误导,甚至可能导致以频率作为判据的相关高级应用软件作出错误决策。

目前,在电网暂态情况下,特别是在电网发生故障时,PMU 的暂态频率算法缺乏关注。随着 WAMS 高级应用的深入开始,需要改进和优化 PMU 的暂态频率测量算法。

4 PMU 暂态频率测量方法的改进

为避免暂态信号频率测量值的突变引起误解,应采取适当的措施对测频值进行处理。上述问题需要修正,需要进行特殊处理。

暂态信号的出现,通常会导致频率的突变,而正常电力系统的频率是不会发生突变,因此出现较大的频率突变,通常表明是暂态信号的出现,而非真实的频率突变。

方法一:可利用频率突变量的大小来判断是否是真实的频率变化,还是暂态信号的干扰。根据经验值,设定频率突变阈值 ΔF (例如 1.0 Hz)。

当频率突变值大于 ΔF 时,判当前测频值无效,维持原频率值;

当频率突变值小于 ΔF 时,判当前测频值有效,采用当前测频值。

采用频率突变门槛后,可以对暂态信号引起的较大的频率突变进行抑制,但对于频率突变小于门槛值的情况无法鉴别。对于后面这种情况,需结合信号自身特性、工频频率含义、工程应用需求等进行综合考虑,以探寻更为完善的测频方法和处理措施。

方法二:在暂态频率计算录波中,采取辅助判据进行处理。例如,对故障线的电压瞬时值突变进行实时监测,当发现有电压突变时,临时闭锁频率测量;突变消失后(约 20 ms),再开启频率测量,这样可有效地躲开频率测量受电压突变的影响,从而防止出现反方向测频误差。

5 结 论

针对 PMU 在电网故障情况下的频率测量数据,应对 PMU 测量数据进行容错分析处理,特别是对于故障情况下的频数据进行分析鉴别。另外一方面,PMU 装置应改进暂态信号的频率测量算法,包括辅助判据,减少存在测量判断错误的问题。前面提出了两种解决方法和思路,希望对后续 PMU 工程应用有所借鉴。

参考文献

- [1] 易俊,周孝信.考虑系统频率特性以及保护隐藏故障的电网连锁故障模型[J].电力系统自动化,2006,30(14):1—5.
- [2] 魏晖,沈善德,朱守真,等.系统自然频率特性系数的实测与计算[J].电力系统自动化,2001,25(5):49—52.
- [3] 刘乐,刘姚,李卫东.自动发电控制中频率偏差系数确定方法的探讨[J].电力系统自动化,2006,30(6):42—47.
- [4] 鲁顺,金晓明,李响.东北电网静态频率特性分析[J].东北电力技术,2003,13(12):17—19.
- [5] 田松礼,陈亚民.遗传算法用于电力系统频率特性参数辨识[J].福州大学学报:自然科学版,2000,28(4):36—39.
- [6] 丁军策,蔡泽祥,王克英.基于广域测量系统的状态估计研究综述[J].电力系统自动化,2006,30(7):98—103.
- [7] 薛禹胜.时空协调的大停电防御框架:(二)广域信息、在线量化分析和自适应优化控制[J].电力系统自动化,2006,30(2):1—10.
- [8] 李丹,韩福坤,郭子明,等.华北电网广域实时动态监测系统[J].电网技术,2004,28(23):52—56.
- [9] 常乃超,兰洲,甘德强,等.广域测量系统在电力系统分析及控制中的应用综述[J].电网技术,2005,29(10):46—52.
- [10] 刘道伟,谢小荣,穆刚,等.基于同步相量测量的电力系统在线电压稳定指标[J].中国电机工程学报,2005,25(1):13—17.
- [11] 鞠平,谢欢,孟远景,等.基于广域测量信息在线辨识低频振荡[J].中国电机工程学报,2005,25(22):56—60.

作者简介:

张彦军(1982),男,硕士,从事电网 PMU 管理工作;

陈玉林(1980),男,博士,从事电网 PMU 工作。

(收稿日期:2011—01—17)

基于无功补偿的大型风电场快速并网稳压控制

卿 泉,袁贵川,陈 颖

(四川省电力调度中心,四川 成都 610000)

摘 要:为解决大型风电场并网及运行过程中产生的电压波动问题,提出了基于动态无功补偿的大型风电场稳压控制方法。介绍了其原理,并在研究风电场数学模型及电压波动特性的基础上,着重探讨了大型风电场并网的动态无功补偿稳压控制策略,并利用 Matlab/Simulink 仿真软件进行了实例仿真。仿真结果表明该方法可提供动态电压支撑,稳定风电场的母线电压,有效改善系统的运行特性。

关键词:大型风电场;动态无功补偿;电压波动;模型;仿真

Abstract: In order to solve the problem of voltage fluctuation occurring in the connection into grid and the operation of large-scale wind farm, the voltage stability control method for large-scale wind farm is proposed based on dynamic reactive compensation. After the introduction of the theory, the voltage stability control strategy based on dynamic reactive compensation for large-scale wind farm is discussed on the basis of the research on the mathematical model and the voltage fluctuation characteristics of wind farm. By using the Matlab/Simulink simulation software, the simulation is carried out. The simulation results show that this method can provide dynamic voltage support, stabilize bus voltage of wind turbine group in wind farm, and effectively improve the in-service behavior of the system.

Key words: large-scale wind farm; dynamic reactive compensation; voltage fluctuation; model; simulation

中图分类号: TM712 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0055-05

近年来,随着风电技术的逐渐成熟,风电机组越来越多的并网运行,伴随而来的风电对于电网电能质量的影响也受到了广泛的关注。

由于风能是一种随机的不可控能源,风电机组的出力受到风速的制约,大型风电机组并网及运行将给电力系统的电压稳定造成影响。另外,中国风电场大多使用固定转速风电机组,即异步发电机,其在发出有功功率的同时,需要消耗大量无功功率,这就使得系统电压不断波动与闪变,严重情况下会出现母线电压崩溃、风电机组停机等现象^[1]。因此,需要对风电机组进行无功补偿,维持机组出线端母线电压水平,从而保证电力系统的安全稳定运行。

目前,对于风电机组无功补偿的常用方法有:同步调相机(SC)、静止型无功补偿装置(SVC)、静止同步补偿器(STATCOM)以及并联补偿电容器等。

其中,在发电机出线端安装并联电容器是最经济、最有效,也是目前应用最广泛的方法^[2]。因为电容器电流超前于电压,加装的并联电容器通过在电容器和感应电机之间交换励磁电流恢复功率因数,稳定发电机出线端电压。

这里对风电场安装晶闸管快速投切电容器组

(TSC)的容量及控制策略进行了研究,提出了针对大型风电场的动态无功补偿方法。通过利用 Matlab/Simulink 仿真软件对风电场接入系统的某风电场仿真模型进行实例仿真验证,证明了该方法能够在风电机组并网及运行过程中,跟踪系统无功功率的变化,实现分级投切,提供无功功率支撑,达到提高系统功率因数,降低线路功率损耗,稳定母线电压的目的。

1 风电场模型的建立

风电场模型与传统配电网模型相比,主要是风力机模型不同,故先对异步发电机模型进行分析。

1.1 异步风力发电机模型

异步风力发电机等值简化模型^[3]如图 1 所示,其中, x_m 为励磁电抗; x_l 为定子漏抗; x_r 为转子漏抗; x_c 为发电机端并联电容器电抗; r 为转子电阻; s 为转差,定子电阻忽略。

注入电网的有功功率 P 和从电网吸收的无功功率 Q 分别为

$$P = \frac{-V^2 r / s}{(r / s)^2 + x^2} \tag{1}$$

$$Q = -(\frac{V^2}{x_p} + \frac{P_x}{e}) \tag{2}$$

其中, $x = x_l + x_0, x_p = \frac{x_c x_m}{x_c - x_m}$

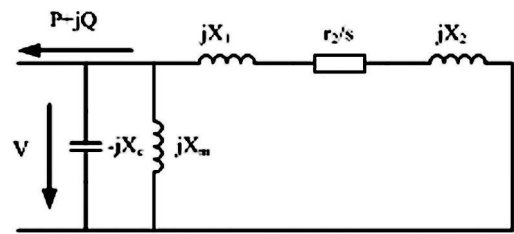


图 1 异步风力发电机等值简化模型

由式 (1)和式 (2)可看出,当异步发电机输出的有功功率 P 确定时,其无功功率 Q 的大小与机端电压 V 的平方密切相关。

1.2 变压器模型

仿真中风电场风电机组采用两级变压器接入电网方式,连接电网的主变压器型号和参数为 SFZ-150000/220, 220+8×1.25%/35 kV, $Y_n, D_{11}, U_k = 13.5\%$;连接发电机的箱式变压器型号和参数为: S11-6300/35, 36.75±2×2.5%/0.69 kV, $D_{11}, Y_n, U_k = 10.5\%$ 。

变压器模型计算方程如下。

$$R_T = \frac{P_k U_N^2}{1\,000 S_N^2} \tag{3}$$

$$X_T = \frac{U_k \% U_N^2}{100 S_N} \tag{4}$$

1.3 风电场接入系统模型

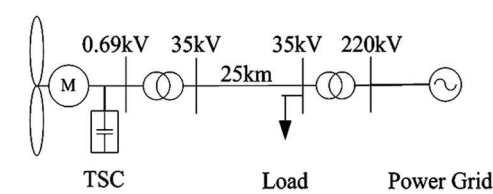


图 2 风电场接入系统模型

风电场与接入系统的简化等值模型如图 2 所示。风电机组采用 1.5 MW 风电机,额定风速 9 m/s 风电机出线端安装 TSC 动态无功补偿装置,通过升压变压器,经过一条长度为 25 km 的电缆线路二次升压接入电网。

2 大型风电场动态无功补偿稳压控制

2.1 风电场电压波动特性

中国风电场大多使用固定转速风电机组,其运行中转速基本不变,风力发电机组运行在风能转换最佳状态下的概率比较小,因而发电能力比较低。同时,机组在运行中需要从电力系统中吸收无功功率以建立励磁磁场,导致其在并网过程中会短时间降低出口电压。当风力发电机从电网切除时,若自己装并联补偿电容器组,可能会引起异步发电机的自激磁。另外由于风力发电设备长期并网,无论是否发电,都要从系统吸收一定的无功,因此增加了线路及变压器的损耗和电压损耗。综上,造成并网运行的风电机组电压波动的根本原因是其本身输出功率的波动^[4],特别是无功功率波动。基于以上考虑,这里采取渐变风扰动,并对风电机组的运行特性和整个系统中关键节点进行仿真分析。

2.2 无功补偿容量确定

无功补偿容量的大小直接决定着无功补偿的效果。无功补偿容量主要根据母线电压的变化情况来确定,并以潮流计算作为分析工具。

(1)根据提高功率因数需要确定动态无功补偿容量。风电机组本身的额定功率因数较低(不含补偿),一般要在发电机出口并联电容器以提高其功率因数。设动态补偿的无功容量 Q_c ,风电场容量为 $S = P_1 - Q_1$,线路的容性充电功率为 Q_c ,固定无功补偿容量为 Q_e ,则系统功率因数为

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + (Q_c + Q_{cl} + Q_e - Q_1)^2}} \tag{5}$$

补偿前的平均功率因数为 $\cos\varphi_1$,补偿后的平均功率因数为 $\cos\varphi_2$,则动态无功补偿容量可用以下公式计算。

$$\begin{aligned} Q_c &= P_1 (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \\ &= P_1 \left(\sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi_2} - 1} \right) \end{aligned} \tag{6}$$

(2)根据提高运行电压需要来确定动态无功补偿容量。当装设动态无功补偿装置之前,35 kV 电网侧母线电压可用下述表达式计算。

$$U_1 = U_2 + \frac{PR + Qx}{U_2} \tag{7}$$

装设动态无功补偿装置之后,电源电压 U_1 不变,0.69 kV 风电机组母线电压 U_2 升到 U'_2 ,且

$$U_1 = U'_2 + \frac{PR + (Q - Q_c)x}{U'_2} \tag{8}$$

$$\text{所以, } \Delta U = U'_2 - U_2 = \frac{Q_c x}{U'_2} \tag{9}$$

即, $Q_c = \frac{U_2^2 \Delta U}{x}$ (10)

式中, U_2 为投入电容母线电压值; x 为阻抗容性分量; U_1 为 35 kV 电网侧母线电压, U_2 为 0.69 kV 风电机组母线电压; ΔU 为投入电容后电压增量。

2.3 动态无功补偿稳压控制策略

与传统机械投切电容器 (MSC) 相比, 晶闸管投切电容器 (TSC) 不仅可快速跟踪负载无功功率动态补偿, 精确控制电容器的投切时刻, 减少投切时的冲击电流和电压波动, 而且其操作开关寿命长, 动态响应时间短 (大约 0.02 s 左右), 可满足投切电容器组的时间要求^[5]。

TSC 的主电路包括: 晶闸管阀、串联电感以及 TSC 主接线。

根据湖北某风场的接线实例进行仿真, TSC 动态无功补偿装置的接线图如图 3 所示。

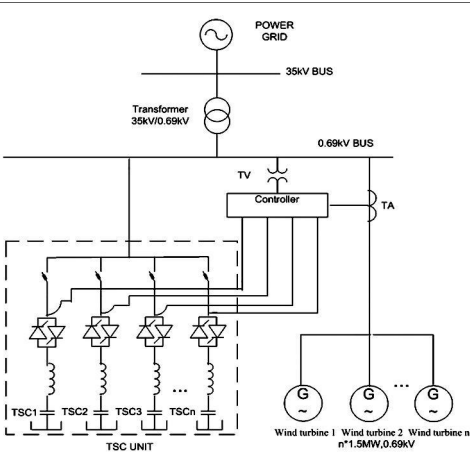


图 3 TSC 动态无功补偿装置结构图

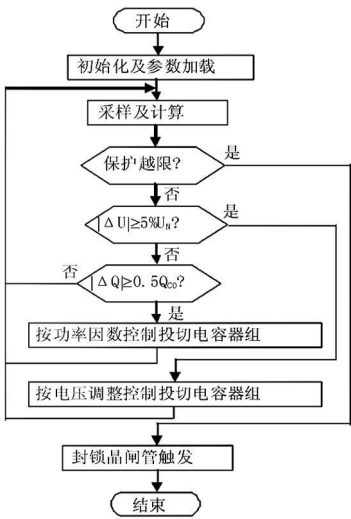


图 4 动态无功补偿控制器工作流程图

控制器由检测单元、投切逻辑单元以及门极触发单元组成, 采用闭环控制方式, 工作流程如图 4 所示。

图 4 中, U_N 、 ΔU 、 ΔQ 和 ΔQ_c 分别为系统归算到 0.69 kV 风电机组母线电压的额定电压、0.69 kV 风电机组母线与额定电压的电压差、系统无功功率缺额和最小一组电容器的额定容量。

由于无功功率是随时变化的, 仅设置几个固定的电容器是无法满足其动态需求的, 虽然 TSC 补偿装置不能连续调节输出无功功率, 但是通过合理分组补偿容量可以提高补偿效果。

考虑到风电机组并网以及运行过程中的无功功率变化情况及补偿装置实际运行的精度要求, 采用 1 : 2 : 4 : 8 电容器分组方式, 可实现 0~15 级分级动态投切, 并在每组电容器串联一组 6% 电抗器, 用来降低可能产生的冲击涌流和避免与系统阻抗产生谐振现象, 以及抑制系统负荷产生的 5 次及以上高次谐波。

TSC 电容器组投切策略如表 1 所示。

表 1 TSC 电容器组投切策略表

Switch series	TSC4	TSC3	TSC2	TSC1
0	0	0	0	0
1	0	0	0	1
2	0	0	1	0
3	0	0	1	1
4	0	1	0	0
5	0	1	0	1
6	0	1	1	0
7	0	1	1	1
8	1	0	0	0
9	1	0	0	1
10	1	0	1	0
11	1	0	1	1
12	1	1	0	0
13	1	1	0	1
14	1	1	1	0
15	1	1	1	1

注: 0 表示切除该组电容器; 1 表示投入该组电容器

2.4 大型风电场动态无功补偿稳压控制

风电机组在发出有功功率的同时, 需要消耗大量无功功率, 这就使得系统电压不断波动与闪变。风电场中风电机组数量众多, 当大多数机组同时并网运行将造成母线电压波动, 严重情况下会出现母线电压崩溃、风电机组停机等现象。

基于以上考虑, 这里对大型风电场采用动态无功补偿稳压控制方法, 维持机组出线端电压及母线电压

水平,从而保证电力系统的安全稳定运行。

相对于单台风力发电机的无功补偿,大型风电场的无功补偿要求无功补偿装置能够满足多种不同组合运行方式下的无功需求,并且控制更为精确合理。

结合上一节提出的动态无功稳压控制策略,在合理分组的基础上,对于无功补偿装置采用了无功电压复合控制方式,即以无功功率为主判据、电压为辅助判据,利用电压、无功两个物理量对电网进行调节,在保证电压合格的范围内实现无功基本平衡。这种控制方式不仅减少了网络损耗,而且还兼顾了电压质量。

3 算例仿真分析

根据 1.1、1.2、1.3 建立的风电场模型及 2.3、2.4 大型风电场动态无功补偿稳压控制策略,运用 Matlab/Simulink 中的 (power system blockset PSB) 电力系统仿真模块库对大型风电场动态无功补偿稳压控制系统进行仿真。

这里采用某风场的实际数据进行仿真分析。考虑仿真运算速度并结合风场实际情况,采用 4 台 1.5 MW 风电机组并联运行,在渐变风 ($8 \sim 11 \text{ m/s}$) 扰动下,逐台延时 0.1 s 接入系统。补偿前功率因数为 0.60,补偿后功率因数为 0.95 以上, TSC 动态无功补偿装置容量根据式 (6) 确定,考虑四台风电机组同时需求最大无功功率的同时系数,则动态无功补偿容量为 9 Mvar 投切级数 15 级,最小一组电容器的额定容量 Q_{c0} 为 0.6 Mvar

线路型号为 YJV22-3×50 mm²-35 kV, 25 km。

TSC 动态无功补偿装置投入之前,风力发电机端电压、风电场 35 kV 母线电压、电流及功率因数角曲线如图 5 所示。

TSC 动态无功补偿装置投入之后,风力发电机端电压、风电场 35 kV 母线电压、电流及功率因数角曲线如图 6 所示。

TSC 动态无功补偿装置投入之前,四台风电机逐次并网运行,需要消耗大量的无功功率,由于系统中无功功率不足,造成发电机机端及 35 kV 母线电压水平下降,母线电流上升,系统功率因数降低。

TSC 动态无功补偿装置投入之后,对风电机组进行就地无功补偿,减少了系统无功功率输送,母线电压水平 0.89 U_N 由上升为 0.95 U_N ,系统功率因数由 0.616 (功率因数角为 52°) 上升为 0.974 (功率因数

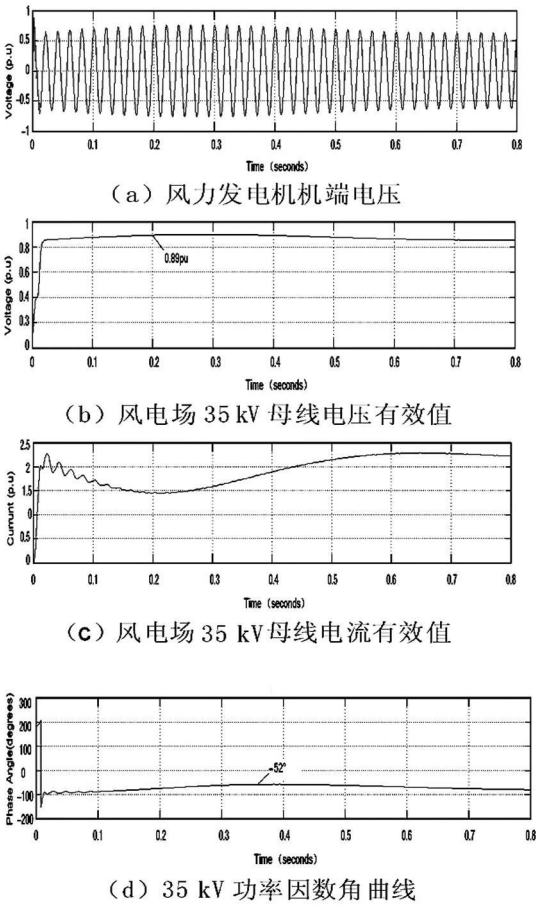


图 5 TSC 动态无功补偿装置投入之前系统仿真波形

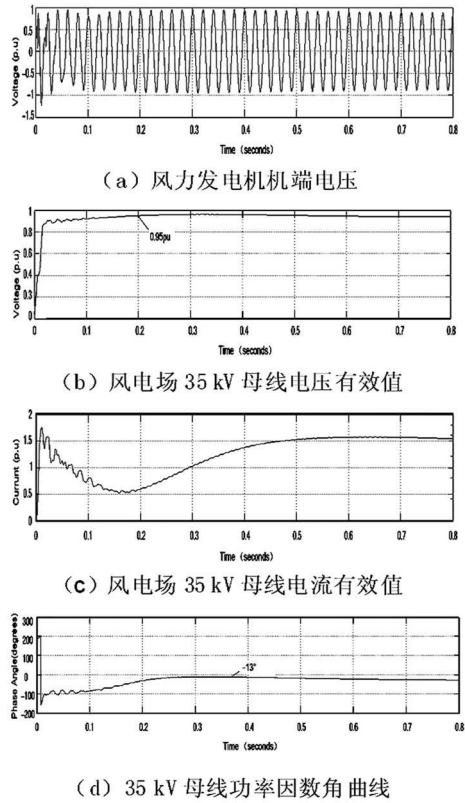


图 6 TSC 动态无功补偿装置投入之后系统仿真波形

角为 13°), 母线电流也有所下降。

仿真结果表明, 所提出的大型风电场动态无功补偿稳压控制方法, 可以满足大型风电场的并网及运行过程中的无功需求, 使母线电压能够维持在高水平电压下运行, 即 $|U| \geq 0.95U_N$, 进而维持母线上其他设备的正常运行。

4 结 论

所提出的基于动态无功补偿的大型风电场快速并网稳压控制方法可以有效抑制大型风电场接入系统引起的电压波动, 使风力发电机机端及母线电压水平维持在高电压水平下运行, 降低系统功率损耗, 保证系统安全、稳定、优质、经济的运行。

参考文献

[1] 陈树勇, 申洪, 张洋, 等. 基于遗传算法的风电场无功补偿及控制方法的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005, 25 (8): 1—6.

[2] 李广凯. 风力发电中的无功控制 [J]. 国际电力, 2005, 9

(4): 31—33.

[3] 张平, 刘国频, 曾祥君, 等. 风电场无功电源的优化配置方法 [J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(20): 33—37, 44.

[4] SAIMANK, ANITAI J. Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-connected Wind Power-based Embedded Generator [J]. IEEE Transaction Power Systems, 2003, 18(2): 793—802.

[5] Fan Hong, Liu Zhuangzhi, Sun Baokui, et al. A Study on New Connection Types of the Main Circuits of Low Voltage Dynamic Reactive Power Compensation Device and Its Synchronous Trigger Circuits [C]. Power System Technology Proceedings Power Con 2002 International Conference on, 2002(4): 2516—2521.

[6] 陈文彬. 电力系统无功优化与电压调整 [M]. 沈阳: 辽宁科学技术出版社, 2002.

作者简介:

卿 泉 (1979), 男, 研究生学历, 从事电网节能调度;

袁贵川 (1976), 男, 调度长, 从事电网调度;

陈 颖 (1985), 男, 研究生学历, 从事电网调度。

(收稿日期: 2010—10—14)

(上接第 40 页)

4 总 结

由于平金线发生故障使金牛变电站 110 kV 母线电压降低, 导致 SSD540F 故障解列装置的低压闭锁动作, 闭锁其高频功能。而金牛坪电站又主要是通过平金线向系统供电, 因此断路器跳闸后会因大量甩负荷而造成频率快速上升, 超过解列装置高频启动值 50.5 Hz , 使金牛变电站故障解列装置高频功能长时间处于闭锁状态。对于金牛变电站来说小电源得不到及时的解列, 断路器就无法重合, 这时引起金牛坪电站、百花滩电站与金牛变电站的孤网运行。

因此为保证故障解列装置能及时动作, 根据金牛变电站的实际情况, 建议取消低压闭锁逻辑。

对于金牛坪电站由于其水电机组惯性时间常数很小, 导叶关闭速度受限, 是平金线跳闸后, 孤网频率上升速度过快、最大值过高, 使解列装置延时动作时间内超出工作频率上限而无法动作的根本原因。相关部门可以从近来几次事故的实况对金牛坪电站机

组采取相应改进措施。

参考文献

[1] DL/T 584—1995, 3~110kV 电网继电保护装置运行整定规程 [S].

[2] 高立克, 刘蔚. 地方电网小水电故障解列问题分析研究 [J]. 广西电力, 2010, 3(33): 5—9.

[3] (加) 昆德 (Prabha Kundur). 电力系统稳定与控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2002: 111—113.

[4] 杨萍, 王翠霞, 张杏元. 并网小电源故障解列的探讨 [J]. 西北电力技术, 2003(6): 49—53.

[5] 杜浩良, 何云良. 对一起故障解列装置拒动的分析与判据完善 [J]. 浙江电力, 2008, 27(1): 61—63.

[6] 楼凤丹, 陈源. 地区小电源的保护配置与整定 [J]. 浙江电力, 1996, 15(3): 9—29, 50.

作者简介:

梁兆庭 (1980), 海南人, 男, 中级师, 现在主要从事继电保护技术工作。

黄 金 (1984), 湖南人, 男, 硕士, 现在主要从事继电保护技术工作。

(收稿日期: 2011—01—17)

高海拔地区线路调爬对变电站的绝缘配合影响

冯千秀

(西南电力设计院, 四川 成都 610021)

摘 要:随着海拔的升高,绝缘子放电电压随之下降,为了弥补绝缘子放电电压下降引起的线路绝缘水平下降,一般采取增大线路绝缘子爬距的措施,但是变电站和输变电设备的绝缘水平无法调整。针对此种情况,以木里 500 kV GIS 变电站及其 500 kV 出线为例,建立了基于 ATP 程序的仿真计算模型,同时根据 DL/T 620—1997 提供的公式对绝缘子放电电压进行海拔校正,研究当输电线路调爬后,雷电侵入波在变电站电气设备上产生的过电压和过电流,并分析对变电站绝缘配合的影响。研究表明,当在 1 号杆塔绝缘子片数增至 31 片,其他各塔绝缘子片数增至 40 片,不会对该变电站绝缘配合构成威胁。

关键词:高海拔;线路调爬;雷电侵入波;绝缘配合

Abstract As the altitude increases the discharge voltage of insulators declines. Generally the measures of increasing the creepage distance are adopted to make up the decrease of line insulation level which results from the discharge voltage drop of insulators. However the insulation level of substation and transmission and distribution equipment cannot be adjusted. So taking 500 kV MuLiGIS Substation and its transmission line for example the simulation calculation model based on ATP is established and the altitude correction for discharge voltage of insulators is carried out according to the formula in the DL/T 620—1997. The overvoltage and overcurrent generated in the electrical apparatus of the substation are calculated and the effect of lightning intruding surge on the insulation coordination of the substation is analyzed after adjusting the creepage distance. The research shows that there is no threat to insulation coordination if the number of insulators is added to 31 at No. 1 tower and to 40 at other towers.

Key words high elevation; creepage distance adjustment; lightning intruding surge; insulation coordination

中图分类号: TM853 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003—6954(2011)02—0060—05

0 前 言

高海拔地区空气污染虽然不如平原地区严重,但自然污秽和局部的工业污秽对电气设备外绝缘的影响仍不可忽视。绝缘子在高海拔地区大气参数的作用下,其外绝缘特性将发生显著变化,随着海拔的升高,其放电电压随之下降。

近几年来,由于受低气压和污秽等影响,线路的跳闸率居高不下,考虑到绝缘子放电电压的下降,为了保护线路,必然加强线路的绝缘水平。目前普遍采用的措施是调整线路绝缘子的爬距。通常 500 kV 线路中悬垂绝缘子串的绝缘子片数不少于 25~28 片^[1],而工程中为了提高线路绝缘,往往增加绝缘子片数,有些地区甚至增加到 40 片。

线路绝缘的加强,可以提高线路安全运行的可靠性,但是变电站和输变电设备的绝缘水平无法调整。

当雷电侵入波升高后,可能会对变电站内的绝缘配合造成威胁。因此以木里 500 kV GIS 变电站为例,通过建立基于 ATP 的系统模型,同时考虑高海拔地区大气参数对线路绝缘子放电电压的影响,研究了调整线路爬距后,雷电侵入波在变电站电气设备上产生的过电压和过电流,找出过电压的分布和变化规律以及对变电站绝缘配合的影响,对防护雷电过电压、保护电气设备提供有价值的参考依据。

1 加强线路绝缘对变电站影响

调爬后线路绝缘水平加强,线路反击耐雷水平提高,反击概率随之减小。随着绝缘子片数的增加,串长增大,保护角随之减小,小电流绕击概率可能会下降。这些都有利于系统的安全运行。

变电站进行绝缘配合时,要考虑绝缘类型及其特性、性能指标、过电压幅值及其分布特性、大气条件等

因素。对于雷电冲击耐受电压, K_c 的惯用值为 $K_c \geq 1.4$ 。变压器为变电站内的关键设备, 因此在进行绝缘配合时, 都是以变压器为核心进行的, 即 K_c 是指变电站内变压器内、外绝缘的全波额定雷电流冲击耐压与避雷器标称放电电流下残压的比值^[2]。

雷电过电压下避雷器的配合电流都是考虑当变电站遭受雷电侵入波时流过避雷器的电流, 而侵入波的幅值又由线路绝缘子串的冲击强度决定。在线路爬距增大后, 侵入变电站的雷电波幅值将会有所增大, 流过避雷器的雷电流增加。若流过避雷器的电流未超过其原来的配合电流, 绝缘配合系数就仍保持着原有的水平, 一旦流过避雷器的雷电流大于其标称放电电流时, 将会使原有的绝缘配合系数降低, 甚至因为避雷器的通流容量不够而导致避雷器损坏, 危及站内设备。

2 海拔校正系数

高海拔地区大气参数对电气设备外绝缘的影响是一个极其复杂的问题, 多年来, 世界上许多国家对此一直进行试验研究。

IEC 的标准校正方法和国标 GB 311.2—83 校正方法中, 湿度参数均选择了绝对湿度, 但在处理湿度对放电电压的影响上, 又与空气密度分开。GB 311.1—83 的方法校正以海拔高度 1 000 m 为基准, 是通过相对空气密度、绝对空气湿度和温度随海拔高度的变化规律所做的初步统计分析得到, 其变量为海拔高度, 但是不同地区同一海拔高度的大气参数差异较大, 对其电气设备外绝缘放电电压的影响也不相同^[3]。而 DL/T 620—1997 是以大气参数为变量进行校正, 更符合高海拔地区放电过程的变化规律。因此选择了 DL/T 620—1997 推荐的海拔校正公式。

根据 DL/T 620—1997 中规定, 外绝缘所在地区气象条件异于标准气象条件时, 放电电压可按式 (1) 校正^[1]。

$$U = \frac{\sigma^n U_0}{H^n} \quad (1)$$

式中, U_0 为标准气象条件下绝缘放电电压, kV; U 为实际放电电压, kV; δ 为相对空气密度, 标准气象条件下为 1; H 为空气湿度校正系数; n 为指数, 与绝缘长度有关。

通过计算, 木里变电站进线段平均高度约为

2 700 m, 海拔校正系数约为 1.382。

3 仿真模型的建立

3.1 电气概况

木里 500 kV GIS 变电站采用 3/2 接线方式, 本期工程有 2 台主变压器, 2 回出线, 总共 4 个非完整串。主变压器采用敞开式氧化锌避雷器 Y₂₀W₅420/1006, 出线采用敞开式氧化锌避雷器 Y₂₀W₅444/1063。

变电站投运的进线越多, 主变压器、断路器越多, 即投入电容越大, 则雷电过电压越低。考虑最严重的情况, 这里仅考虑单线单变压器运行方式。

3.2 雷电侵入波模型

由于雷电侵入波的幅值受线路绝缘水平的限制, 其幅值不会超过绝缘子串的 50% 冲击放电电压。国内外实测表明: 75% ~ 90% 的雷电流是负极性的, 并且负极性的冲击过电压沿线路传播的衰减减小, 因此电气设备的防雷保护中一般均按负极性分析研究^[4]。绝缘子串湿闪电压小于干闪电压, 从严考虑, 雷电侵入波幅值取绝缘子串的负极性雷电冲击干闪电压 $U_{50\%}$ 。

本次计算选取的绝缘子型号为 XWP2—160, 其单片长度为 155 mm, 两端的连接金具长度按 335 mm 考虑。绝缘子串负极性雷电冲击干闪电压 $U_{50\%}$ 与绝缘子串长的关系, 基本上呈线性增长的关系^[5], 如式 (2) 所示。

$$U = 550z + 80 \quad (2)$$

雷电波采用 ATP 中的 Heidler type IEC 1312—1 中推荐采用此雷电解析表达式, 波形为 2.6/50 μ s 模拟表达式为

$$\mu = \text{Amp} / \eta (t/T_f)^n / (1 + (t/T_f)^n) \exp(t/\tau) \quad (3)$$

在 ATP 仿真时, 可直接输入波头时间、波尾时间和峰值。

3.3 输电线路模型

在高压输电线上单相雷击占大多数, 故仅考虑单相负极性雷击。

站外的架空线采用 ATP 中的 LCC 模型, 站内母线和连线较短, 可忽略其相互之间的耦合, 采用单相 Clarke 模型。

3.4 避雷器模型

金属氧化物或氧化锌避雷器是一种高度非线性电阻, 在陡波电流下, 其阀片相当于一个极高阻值

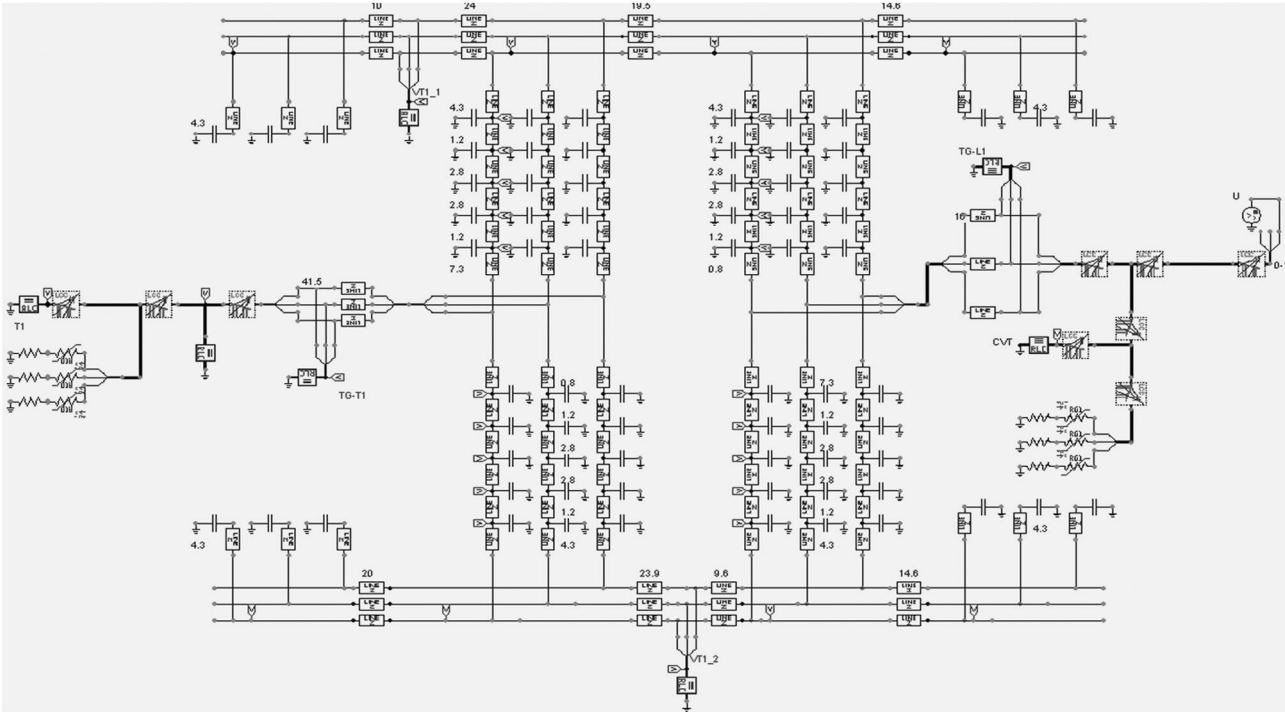


图 1 系统仿真模型图

表 1 各种运行方式下,各设备上的过电压和避雷器上的电压、电流及吸收能量

运行方式	电气设备上最大过电压 /MV					避雷器		
	T	PT	CVT	BG	M	U /MV	I/kA	W /kJ
T1+L1	1.205 5	1.127 3	1.106 5	1.130 3	1.132 4	0.998	18.261	1 034.1
T1+L2	1.204 1	1.124 2	1.110 3	1.125 9	1.129 2	0.99 776	18.208	1 032.9
T2+L1	1.208 2	1.134 4	1.083 1	1.130 3	1.135 7	0.99 837	18.34	1 034.8
T2+L2	1.209 8	1.129 7	1.122 9	1.135 7	1.138 2	1.008	18.383	1 036

表 2 增加绝缘子片数后,各设备上的过电压和避雷器上的电压、电流及吸收能量

雷击杆塔	电气设备上最大过电压 /MV					避雷器		
	T	PT	CVT	BG	M	U /MV	I/kA	W /kJ
T2+L2 绝缘子 30片,雷电侵入波幅值 2.042 MV								
1	1.2098	1.1297	1.1229	1.1357	1.1382	1.008	18.383	1036
2	1.0605	1.0265	1.0228	1.0148	1.0275	0.9623	10.491	589.16
3	0.96121	0.92737	0.9143	0.91665	0.92803	0.8736	7.812	444.39
6	0.85639	0.84182	0.84635	0.84778	0.8424	0.8163	6.3624	304.48
T2+L2 绝缘子 31片,雷电侵入波幅值 2.104 MV								
1	1.2293	1.1366	1.115	1.1487	1.1388	1.0032	19.394	1141.2
2	1.0676	1.0441	1.0416	1.0319	1.0451	0.96563	11.224	635.47
3	0.97326	0.94204	0.92914	0.93149	0.94264	0.88581	8.1217	444.39
6	0.86768	0.85164	0.85633	0.85835	0.85225	0.82496	6.581	325.49
T2+L2 绝缘子 32片,雷电侵入波幅值 2.165 MV								
1	1.2448	1.1477	1.1242	1.1583	1.149	1.0087	20.598	1250.6
2	1.0698	1.0645	1.0576	1.053	1.0655	0.96855	11.858	683.77
3	0.98482	0.95647	0.94373	0.94615	0.95712	0.89787	8.4269	511.31
6	0.87907	0.86152	0.86592	0.86854	0.8621	0.83339	6.7946	346.45

的非线性电阻与电容器的并联,当加于阀片的电压低于某一临界值时,阀片相当于极高阻值的电阻,即在正常电压范围内它的斜率几乎为无限大。而在较高电压时,阀片在过电压保护范围内的斜率几乎是零。避雷器的这种非线性特性可以用指数函数描述,其电流电压之间的关系服从下述规律。

表 3 增加绝缘子片数后,各设备上的过电压和避雷器上的电压、电流及吸收能量

雷击杆塔	电气设备上最大过电压 /MV					避雷器		
	T	PT	CVT	BG	M	U /MV	I/kA	W /kJ
T2+L2 绝缘子 39 片,雷电侵入波幅值 2 597 MV								
2	1 1 123	1 1 895	1 0 993	1 1 831	1 1 908	0 99 339	17. 26	1 140. 3
3	1 0 741	1 0 532	1 0 395	1 0 376	1 0 539	0 96 507	11. 101	789. 98
6	0 95 322	0 93 318	0 93 316	0 93 823	0 93 402	0 8 931	8 3 063	518. 49
T2+L2 绝缘子 40 片,雷电侵入波幅值 2 659 MV								
2	1 1 303	1 2 058	1 1 092	1 1 922	1 207	0 99 702	18 048	1 223. 4
3	1 0 919	1 0 595	1 0 467	1 0 441	1 0 604	0 96 749	11. 628	835. 62
6	0 96 695	0 9 427	0 93 899	0 94 692	0 94 362	0 9 123	8 5 121	545. 42

i = p(u /u_{ref})^q (4)

式中的 p、q 和 u_{ref} 是常数; u_{ref} 为参考电压,通常取额定电压的两倍或接近于二倍的值; q 的典型值为 20~30^[6]。一般难以用一个指数函数来描述整个范围内的特性,因此,ATP 中将电压范围分成几段,每一段有其自己的指数函数,即采用分段指数模型来模拟。

3.5 变压器、断路器、互感器、隔离开关等电气设备的模型

因为雷电侵入波等值频率较高,维持时间很短,通常 10 μs 左右即可算出最大过电压幅值。变压器绕组的入口电容 C_r 等于绕组每单位长度的对地自电容 C₀ 和每单位长度的纵向互电容 K₀ 的几何平均值。C_r 一般随变压器容量增大而增大,约在 500~5 000 pF 的范围内。

其他电气设备,例如断路器、隔离开关、电磁式和电容式互感器等,在雷电波作用下,均可等值成冲击入口电容^[6],它们之间采用 Clarke 模型的分布参数线段相连。

根据以上模型建立的系统仿真图如图 1 所示。

4 仿真计算及分析

实际工程中若在变电站 2 km 外线路上落雷,由于进线段的作用,雷电波侵入到变电站后幅值和陡度都会大大减小,一般不会对变电站内绝缘配合构成威胁。因此,计算雷电过电压时,一般仅考虑距变电站 2 km 以内进线段的落雷情况。本站 500 kV 出线进线段有 6 基杆塔,故仅考虑 1~6 号杆塔的落雷情况。

因为本期有两变压器两线,故分别计算了 4 种单线单变压器运行方式,此时 1~6 号杆塔绝缘子片数为 30 片,雷击在 1 号杆塔,计算结果如表 1 所示。

由表 1 中数据可以看出,2 号主变压器和出线Ⅱ投运时,流过避雷器上的过电流最大,各设备上过电

压最严重。因此,以下计算均以此种运行方式为例。

表 2 为当 1~6 号杆塔绝缘子片数调整为 30、31、32 片时电气设备上的过电压避雷器上电压、电流及吸收能量,从表 2 可知:

(1)雷击点越靠近变电站,雷电过电压、过电流幅值越大。这是由于雷电侵入波在沿输电线路入侵的过程中,幅值和陡度都会不断衰减,雷击点越远衰减越大。

(2)随着绝缘子片数的增加,变电站内各设备的过电压和流过避雷器的过电流也随之增大。

(3)主变压器采用氧化锌避雷器 Y₂₀W₅420/1006,额定电压为 420 kV,标称放电电流为 20 kA,其 2 ms 方波电流为 2 000 A,通流实验单次吸收能量为 3 718. 3 kJ。出线采用氧化锌避雷器 Y₂₀W₅444/1063,额定电压为 444 kV,标称放电电流为 20 kA,其 2 ms 方波电流为 2 000 A,通流实验单次实验吸收的能量约为 3 928. 8 kJ。

雷击 1 号杆塔时,当绝缘子片数为 31 片,避雷器吸收的最大能量为 1 141. 2 kJ 小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能力,避雷器上的过电流未超过 20 kA 的标称放电电流;当绝缘子片数增至 32 片,避雷器吸收的最大能量为 1 250. 6 kJ 小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能力,但是避雷器上的过电流超过了 20 kA 的标称放电电流。

雷击 2~6 号杆塔时,当绝缘子增至 32 片,避雷器吸收的最大能量为 683. 77 kJ 小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能力,避雷器上的最大过电流为 11. 858 kA,未超过 20 kA 的标称放电电流。

综合考虑,当 1 号杆塔上的绝缘子超过 31 片时,原有绝缘配合系数降低,变电站内设备安全受到威胁,但 2~6 号杆塔增加绝缘子后,产生的过电压和过电流还比较低,可适当再增加绝缘子,因此后面的计算仅考虑增加 2~6 号杆塔上的绝缘子。

从表 3 可以看出,雷击 2~6 号杆塔时,当 2~6 号杆塔上绝缘子增至 40 片,避雷器吸收的最大能量为 1 223.4 kJ 小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能力,避雷器上的最大过电流为 18 048 kA,未超过 20 kA 的标称放电电流,不会威胁变电站内设备的绝缘。

雷击 1 号杆塔和雷击 2~6 号杆塔的雷电侵入波过电压和过电流相差很大,主要原因是本站 500 kV 出线门型架距离 1 号杆塔 60 m,而 1 号杆塔距离 2 号杆塔 750 m,雷击点的距离是影响过电压、过电流幅值的一个重要因素。因此,在加强输电线路绝缘的同时,应进一步加强进线段线路的防雷保护,尤其是从 1 号杆塔到门型架之间的线路。

5 结 语

(1)本站进线段海拔 2 700 m,在进行绝缘配合计算时,采用 DL/T 620—1997 推荐的公式进行海拔校正。

(2)调爬后输电线路的防污特性得到提高,但是站内主要设备上的过电压和流过避雷器的电流均较之前有所增加,线路绝缘水平的提高将导致避雷器承受能量的增加和站内主要设备绝缘配合系数降低。

(3)从仿真计算的结果看出,2~6 号杆塔上的绝缘子片数增至 40 片,雷击 2~6 号杆塔时,避雷器吸收的最大能量小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能

力,流过避雷器的电流未超过标称放电电流,不会对变电站内设备的绝缘造成威胁。但是,当 1 号杆塔上绝缘子片数超过 31 片时,雷击在 1 号杆塔上,虽然避雷器吸收的最大能量小于避雷器 2 ms 方波的极限通流能力,但是流过避雷器的电流超过了标称放电电流,站内主要设备原有的绝缘配合系数降低,对设备的安全运行不利。因此,建议 1 号杆塔绝缘子可增至 31 片,其他杆塔绝缘子可增至 40 片。

参考文献

- [1] DL/T 620—1997,交流电气装置的过电压保护和绝缘配合[S].
- [2] GB/T 311.2—2002,绝缘配合 第 2 部分:高压输变电设备的绝缘配合使用导则[S].
- [3] 范立军.高海拔地区大气参数对电气设备外绝缘影响的研究[D].大连:大连理工大学,2002.
- [4] 文远芳.高压技术[M].武汉:华中科技大学出版社,2001.
- [5] 周卫华,蒋毅.加强线路绝缘对变电站绝缘配合的影响[J].湖南电力,2005,25(5):7—11.
- [6] 江日洪,张兵,罗小宇.发、变电站防雷保护及应用实例[M].北京:中国电力出版社,2005:134,94,95.

作者简介:

冯千秀(1982),女,工程师,硕士,主要从事变电工程设计工作和交直流输电工程技术研究。

(收稿日期:2010—11—30)

(上接第 22 页)

术手段的限制,未能对直流回路的直流断路器进行现场保护级差配合的验证测试,同时也未对绝缘检测仪绝缘电阻报警值进行标定测试,所以有必要进一步开展上述测试方法的研究。另外,应对直流电源(包括一体化电源)设备的交接试验进行明确,规范其现场调试、验收项目。

自主研发的 DPS-II 型直流电源特性参数测试系统,拥有两项专利授权(ZL20082006182.5、ZL200820061825.4),并荣获四川省人民政府和四川省电力公司的科技进步奖。在北川 110 kV 智能变电站调试中得到了成功地应用,仅 40 min 就顺利完成了充电装置的特性参数测试,而通常在实验室常规测试手段需要 1~2 d 才能完成,大大提高了调试的效

率和质量,也为要使用直流电源系统的保护、监控等后续调试工作赢得了更多时间。

参考文献

- [1] DL/T 1074—2007,电力用直流和交流一体化不间断电源设备[S].
- [2] DL/T 459—2000,电力系统直流电源柜订货技术条件[S].
- [3] 同金,马煜峰.直流电源输出的纹波和噪声的测量[J].电子测试,2010(2):88—91.
- [4] 徐焕蓉.直流稳压电源的纹波测量问题[J].计测技术,2008,28(5):67—69.

(收稿日期:2011—01—04)

四川电力通信光缆自动监测系统的建设

殷明春, 谢联群

(四川省电力公司通信自动化中心, 四川 成都 610041)

摘 要:结合四川电力通信省调出城光缆的路由结构, 建设了一套四川省调出城光缆自动在线监测系统, 介绍了光缆自动监测技术的特点和优点, 并将其应用在日常通信运行维护任务中, 解决了一些实际的光缆运行维护问题, 进一步保证了电力通信网络的稳定性和可靠性。

关键词:光缆; 自动监测; 系统方案

Abstract According to the optical fiber cable routing structure of Sichuan Power Communication Dispatching Center, the on-line automatic monitoring system (OAMS) with optical fiber cable is constructed. The characteristics and advantages of OAMS and its application in the daily operation and maintenance of communication tasks are introduced. The application of OAMS can solve some practical problems of cable operation and maintenance and can ensure the stability and reliability of the power communication networks.

Key words: optical fiber; automatic monitoring; system proposal

中图分类号: TM763 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0065-04

1 建设的必要性

四川省调所需的电力调度、自动化信息、行政通信等通信业务均由出城光缆传输至省调端, 出城光缆的重要性不言而喻, 如出城光缆发生故障, 将使少则几个多则几十个甚至上百个调度对象和省调通信业务中断, 直接影响电网的安全运行。

目前出城光缆维护管理模式仍是人工方式, 故障查找困难, 排障时间长, 难以保障四川电力通信网的高质量运行, 对电网安全造成严重威胁, 难以适应当前光网大规模发展的趋势。

因此, 建设出城光缆自动监测系统, 使光缆线路的维护管理处于可控制和可预见的状态, 实现快速故障定位, 压缩障碍历时和排除障碍隐患, 变被动维护为主动维护, 达到降低运营维护成本, 提高维护效率, 进一步保证了四川电网调度的安全、畅通, 为电网安全、稳定、经济运行提供了有力保障。

2 建设方案

2.1 省调出城光缆网络

本工程需监测的主要光缆段: ①梨花街大楼至公司本部大楼 24 芯、36 芯、72 芯 3 根光缆, 长度为 10

km; ②梨花街大楼至 220 kV 昭觉变电站 36 芯光缆, 长度为 20 km; ③梨花街大楼至 220 kV 太和变电站的 2 根光缆, 其中一根为 12 芯, 长度为 38 km, 另一根为 72 或 36 芯, 长度为 42 km; ④昭觉变电站至 500 kV 龙王变电站的 24 芯或 48 芯光缆, 长度为 30 km; ⑤昭觉变电站经西三环至 220 kV 石羊变电站的 48 芯光缆, 长度约 35 km; ⑥公司本部大楼至 220 kV 石羊变电站的 3 根光缆, 其中一根为 36 芯, 长度为 8 km, 另两根为 48 芯, 长度为 12 km; ⑦石羊变电站至大面变电站的 36 芯 ADSS 光缆, 长度为 25 km; ⑧大面变电站至龙王变电站的 24 芯 ADSS 光缆, 长度为 35 km。

2.2 监测方式

OTDR 光缆自动监测系统主要有 3 种监测方式: 在线监测、备纤监测和混合监测。

2.1.1 在线监测

利用分光器把光传输设备的工作光分出 3% 或 5% 接入告警监测模块, 对工作光进行实时监测, 实时地反映光纤的传输特性, 并及时地发现传输质量的变化。每个光功率监测通道的门限可以进行设定, 当被监测光纤出现断纤或较大衰减, 使监测的工作光功率下降到某一门限值或无光时, 产生即时告警, 系统立即激活 OTDR 测试该纤芯, 进行准确的故障判断与定位。在这种监测方式中, 采用波分复用器实现在一根

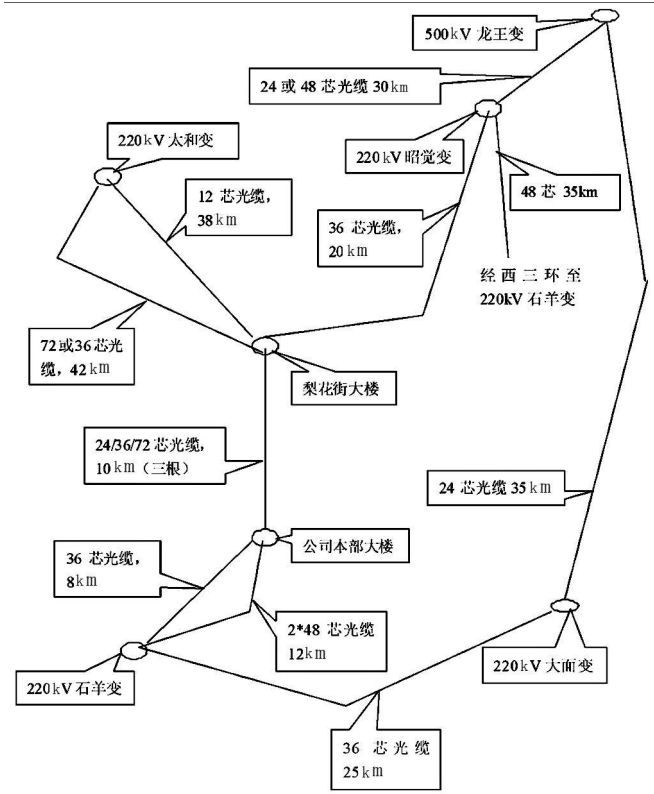


图 1 光缆拓扑图

纤芯中同时传输通信光和 OTDR 测试光。目前常用的通信光波长为 1 310 nm 和 1 550 nm, 因此在这种监测方式中 OTDR 的测试光波长应选用 1 625 nm。

2.1.2 备纤监测

利用光通信系统中富余的纤芯进行监测, 系统的连接方式和在线监测相似。由于备纤上没有光信号, 为了实时监测光功率, 必须添加光源设备, 把光信号打入测试备纤中, 光源设备可以使用光端机富余光源模块, 也可以采用专用的光源设备。

备纤监测和在线监测的原理图如图 2、图 3。

2.1.3 混合监测

结合在线监测和备纤监测这两种测试方式, 实时采集在线光纤的光功率, 而测试采用备用光纤。由于光功率监测和光纤的 OTDR 测试在不同的线路上进行, 不必采用波分复用器来进行分波和合波。

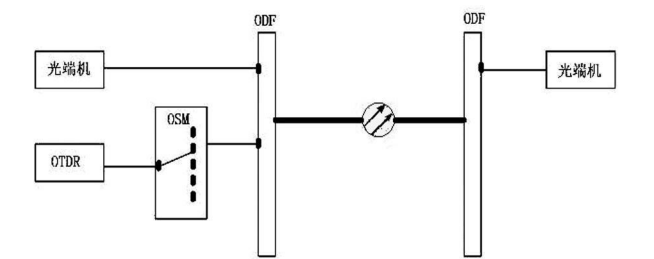


图 2 备纤监测原理

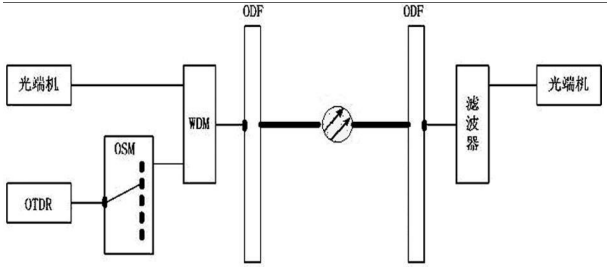


图 3 在线监测原理

2.1.4 监测方式的确定

以上几种监测方式各有优缺点: 采用在线光纤进行光功率实时监测的系统由于和通信光源共用同一纤芯, 并且引入了 WDM 和滤光器等器件, 使得整个系统的可靠性有所降低, 但是它能够准确反映出被监测光纤的状态; 采用备纤进行功率实时监测的系统由于不介入通信设备与线路, 因此其系统可靠性最高, 但是由于监测的是备纤, 并不能完全反映出在线纤的状态, 尤其是采用跨段监测时, 如在线光纤的接头损耗增大、接头松动等不能测试出来; 而混合监测方式由于没有引入 WDM, 可靠性介于在线监测和备纤监测两种方式之间, 但是在成本上较这两种方式低。

根据本工程的网络结构及要求, 采用在线监测和备纤监测, 每段光缆监测 2 芯, 一芯为在线纤, 一芯为备纤; 光功率告警采用在线监测方式 (直连路由) 和光功率采集加独立光源模式 (跨段路由)。

2.3 系统组成

2.3.1 站型分类

根据光纤网络和监测的需求, 采用一个中心站 + 两个监测站的建设方案。

系统分为管理中心站 (TSC)、监测站 (RTU) 两层结构, 彼此之间通过数据网进行通信。

管理中心站接收各监测站发来的信息, 并按照实际的指挥监测站完成相应的操作, 负责对全网的监测站和监测单元的技术管理, 适时掌握主干通信网和路段主要通信网的运行状态, 通过告警功能检查监测站和监测单元的软硬件运行状态, 通过 FTP 协议对之进行远端维护和升级; 具有网络维护管理及测试分析和告警功能, 能提供维护管理报表、统计分析报表和综合信息查询等功能。

监测站按照中心站的指令完成相应的操作, 完成点名、周期和模拟故障告警测试功能; 仿真 OTDR 分析功能; 收无光和光功率超门限应急测试功能, 实现在线监测、备纤监测和跨段监测; 监测站可提供监测

表 1 监测站管理监测路由

序号	RTU 名称	管路由名称	长度 /km	备 注
1	梨花街监测站	梨花街大楼—昭觉变电站—龙王变电站	50	梨花街—昭觉变电站 36 芯 20 km; 昭觉变电站—龙王变电站 24 芯或 48 芯 30 km
		梨花街大楼—太和变电站	38	12 芯
		梨花街大楼—太和变电站	42	72 芯 /36 芯
		梨花街大楼—公司本部大楼	10	24 芯 36 芯 72 芯 3 根
		公司本部大楼—石羊变电站	8	36 芯
		公司本部大楼—石羊变电站	12	48 芯 2 根
2	公司本部大楼监测站	石羊变—昭觉变电站	35	48 芯
		石羊变电站—大面变电站—龙王变电站	60	石羊变电站—大面变电站 25 km 36 芯 大面变电站—龙王变电站 35 km 24 芯

范围内的人机交互、测试分析和告警分析、上报测试结果、管理信息、维护管理报表、统计分析报表和综合信息查询等功能。

2.3.2 监测站、中心站的设置

监测站应尽量放置在网络汇集点上,尽可能地增加管理效率,降低维护成本,依据四川省电力出城光缆的网络结构、工程要求和四川省电力系统的管理体制,监测站分别设在梨花街大楼和公司本部大楼机房 2 个地点。各监测站管理监测的路由如表 1。

中心站的位置依据公司要求放置公司本部大楼传输中心机房,便于管理人员实时掌握光缆网络的运行状态。

2.3.3 光功率采集单元的设置

光功率采集系统,可以实时监测光缆的工作状态,一旦出现越限可即刻通知 RTU 的控制单元,启动 OTDR 测试单元对相关光缆的路由进行分析判断。对光功率采集告警单元的设置,可采用以下 4 种模式:①采集传输设备的机架告警信号;②借用传输设备提供的光信号,接收端用光功率采集系统+分光器模式;③光功率采集系统+稳定光源模式,即在光功率采集系统的对端放置独立稳定光源,纤芯利用备纤;④通过传输网管系统采集故障信号,如无光信号、10-3、10-6 误码告警信息等。

根据本工程网络结构,在直连路由采用借用传输设备提供的光信号,接收端用光功率采集系统+分光器模式;对跨段采用光功率采集系统+稳定光源模式。在各监测站设置一套光功率采集单元,同时,要求具有接收网管系统告警的功能。

稳定光源设置在光功率采集单元对端机房处,在龙王变设置两套稳定光源,在昭觉变电站设置一套稳

定光源。其服务光路由如表 4。

表 2 采用光功率采集和分光器监测的路由

路由名称	分光器位置
梨花街大楼—昭觉变电站 (36 芯)	梨花街大楼
梨花街大楼—太和变电站 (12 芯)	梨花街大楼
梨花街大楼—太和变电站 (36 /72 芯)	梨花街大楼
本部大楼—梨花街大楼 (24 /36 /72 芯)	本部大楼
本部大楼—石羊变电站 (36 芯, 2×48 芯)	本部大楼
本部大楼—石羊变电站—大面变电站 (36 芯)	本部大楼

表 3 采用光功率采集和稳定光源监测的路由

路由名称	稳定光源位置
梨花街大楼—昭觉变电站—龙王变电站	龙王变电站
本部大楼—石羊变电站—大面变电站—龙王变电站	龙王变电站
本部大楼—石羊变电站—昭觉变电站	昭觉变电站

表 4 服务光路由

光源站名	光源服务的光路由	路由长度 /km
龙王站	龙王变电站—昭觉变电站—梨花街大楼	50
龙王站	龙王变电站—大面变电站—石羊变电站—本部大楼	72
昭觉站	昭觉变电站—石羊变电站—本部大楼	47

2.3.4 光纤测试

通过光功率采集器或光传输网管系统采集故障信号,启动 OTDR 测试单元对在线光纤和备纤进行测试。在梨花街监测站和本部大楼监测站分别设置合波器,在每段光缆的对端各设置一台滤光器,实现对各段光缆的在线测试;同时,根据本工程要求,石羊变电站—大面变电站的 36 芯 ADSS 光缆、石羊变电站—昭觉变电站的 48 芯 ADSS 光缆和大面变电站—龙王变电站的 24 芯 ADSS 光缆需进行跨断监测,在大面变电站、石羊变电站配备 2 套合波器。另外,通

过光开关切换对备纤进行测试。

2.4 监测技术实例应用分析

梨花街大楼一昭觉变电站采用混合监测,即在梨花街大楼配置光功率采集系统和分光器,昭觉变电站配置光功率采集系统和稳定光源。

2010 年 9 月 23 日 19:00 在中心监测站发现梨花街大楼至昭觉变电站的备用监测纤芯光信号非常低,约 -72 dB 。在梨花街大楼光传输设备上检测对端的收光功率为 -26.7 dB ,接近本光设备收光功率的门限值,但还能正常运行,以前收光功率为 -20.3 dB 。昭觉变电站 OTDR 测试数据发现,离昭觉变电站 2.1 km 处有大衰耗。根据以上数据,判断光缆有故障。光缆检修人员巡线,发现在离梨花街约 18 km 处的 ADSS 光缆被人刀割而折。结果是备用纤芯被割断,传输设备运行纤芯折而未断,增加 6 dB 的衰耗。对改断点重新熔接,予以修复。

梨花街大楼一昭觉变电站混合监测系统能及时发出告警信号,提供监测数据,为判断故障提出了依据,为找出故障点提供了帮助,节约了人力物力,加快了排除故障的进程。这说明了本光缆自动监测系统是可行的,可靠的,也是必要的。

3 结 语

四川省电力公司出城光缆承载着四川电力通信

网的所有调度、自动化和生产管理信息的传输,包含国家电网公司一级干线“天—成一重”成都站至国家电网公司的重要数据信息,是四川电力通信川东南光环网、川西南光环网、川北光环网、川西光环网等进入四川省调的重要路由。业务覆盖省内大部分地调、所有 500 kV 、 220 kV 变电站及四川省调直调电厂,是四川电网安全可靠运行的重要保证。

在使用上述的出城光缆在线自动监测系统后,大大提高了出城光缆的运行畅通率,进一步保证了四川电网调度的安全、畅通,为电网安全、稳定、经济运行提供了有力保障。

参考文献

- [1] 电信总局.本地网光缆线路监测系统技术要求 [Z]. 2008.
- [2] 曹俊忠,鲍振武,李树才.光缆光功率实时监测仪的设计和实现 [J].电子测量与仪器学报, 2003, 17(1): 23—27.

作者简介:

殷明春 (1972),男,重庆长寿人,工程师,从事电力系统通信运行维护工作。

谢联群 (1970),男,四川富顺人,高级工程师,从事电力系统通信运行维护工作。

(收稿日期: 2010—10—18)

(上接第 20 页)

的条件验证,响应失败。

4 结 语

目前,IEC 61850 所有部分已经正式出版,国内也已将此国际标准完全转换为行业标准 DL/T 860。国内外的知名厂商正积极研究消化,并生产出相关的设备,做了相应的互操作试验^[5]。IEC 61850—10 制定的一致性测试标准能够提高多个厂商设备互联的成功率,减少现场调试周期,因此中国有必要开展一致性测试工作,并且现阶段只能引进国际上成熟的规约兼容测试中心的经验和工具来装备测试实验室。使用 KEMA 公司的 IEC 61850 一致性测试工具可以加快一致性测试工作的开展,保证一致性测试结果的专业性、权威性,从而促进中国智能化变电站的建设

和发展。介绍了使用 KEMA 测试工具开展 IEC 61850 一致性测试的方法,对在实验室构建一致性测试平台具有一定的参考作用。

参考文献

- [1] IEC 61850, Communication Networks and Systems in Substations [S].
- [2] 孙丹,施玉祥,梁志成. IEC 61850 一致性测试研究及实验室实现 [J]. 江苏电机工程, 2007, 26(8): 66—69.
- [3] DL/T 860. 10, 变电站通信网络和系统第 10 部分: 一致性测试 [S].
- [4] KEMA. IEC 61850 Test Register <http://www.kema.com>.
- [5] Ralph Mackiewicz. IEC 61850: Application Migration, Conformance and Interoperability Testing [C]. International Conference IEC 61850, 2005.

(收稿日期: 2011—01—04)

OPGW 光缆展放施工的研究与应用

朱维伟

(自贡电业局, 四川 自贡 643000)

摘要:采用轻张力放线架展放 OPGW 光缆成功, 不仅意味着自贡电业局填补了施工工艺的空白, 书写下新的篇章, 更重要的是, 为适应现代市场经济的竞争环境和电力建设的发展需要, 开拓广阔的市场空间, 迈出了坚实的一步。

关键词: OPGW; 输电线路; 施工; 应用

Abstract: The application of OPGW optical cable sets a successful example which not only means Zigong Electric Power Bureau fills the blanks of construction technology but also writes a new chapter. What is more important is that it has taken a solid step to conform the meets of modern market competition and the development of power construction and develops a broad market.

Key words: optical fiber composite overhead ground wire (OPGW); transmission line construction; application

中图分类号: TM752 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0069-05

0 引言

利用电力特有的路径资源发展通信网络, 成为各国通信线路专家研究的新课题; 由于光纤抗电磁干扰、自重轻等性能使它适合于在输电线路建设光纤通信网; 光纤复合架空地线 (optical fiber composite overhead ground wire OPGW) 兼具地线与通信光缆的双重功能, 被安装在电力架空线杆塔顶部, 无需考虑最佳挂点与电磁腐蚀等因素, 从 20 世纪 80 年代初, OPGW 以其高可靠性、优越的机械与电气性能以及良好的经济性和实用性在全球得到广泛的运用, 其优点为: ①复合光缆 OPGW 保持避雷线原有的特性, 对输电线路的防雷提供保护, 在输电线路发生短路时起屏蔽作用, 从而使短路电流对电网的干扰减至最小; ②复合光缆 OPGW 用于数据信号传输, 通过复合在地线中的光纤作为传送光信号的介质, 可传送音频、视频、数据和多种控制信号, 并可进行多路宽带通讯; ③复合光缆不需要单独立杆塔, 不占通道, 节约投资, 提高了线路的利用效率。

1 前期准备

工程概况:由自贡电业局承建的资中凉水井 220 kV 变电站至威远连界场 220 kV 变电站的 220 kV 单

回送线路, 除传统的杆塔组立、导线展放施工以外, 还包括有 N74 塔至 220 kV 连界场新变电站构架的 OPGW 复合光缆展放, 长度为 7 km, 共使用铁塔 22 基, 其中: 单回直线塔 13 基、单回转角塔 8 基、双回终端塔 1 基。下面以自贡电业局首次在 220 kV 凉连线运用机械张力展放 OPGW 复合光缆的成功经验, 浅述其方法及要领。

1.1 OPGW 安装技术依据

OPGW 安装技术的依据是 IEEE 1138—1994、IEEE 524—1992 等电力部门架空线安装安全管理规程和操作技术, 防止 OPGW 在架设中被拉伤、擦伤、扭伤、压伤、折伤, 因此施工单位首先要熟悉该工程 OPGW 结构和光缆路径具体情况, 由设计单位向施工单位进行施工设计图纸交底, 施工单位根据整个系统通信网光缆布放的路由、交叉跨越、光缆预留等编制“OPGW 施工方案”, 并听取供应厂商的相关技术要求, 一切做到心中有数。

1.2 OPGW 架设主要施工机械

OPGW 架设原则采用张力放线法, 使 OPGW 均衡受力, 始终保持一定的张力而处于悬空状态, 避免光缆着地使外铠装层表面受损, 同时可减少青苗赔偿, 减轻体力劳动强度, 提高施工进度。自贡电业局借鉴其他单位施工特点, 结合自身实际情况, 将施工机械加以改进和创新, 准备的主要工器具如表 1。

表 1 主要工器具

序 号	名 称	数 量	规 格	备 注
1	张力放线架 / 台	1	5 t	
2	绞 磨 / 台	2	5 t	
3	滑 轮 / 只	30	轮径 400 mm	轮槽镀橡胶
4	无扭钢丝绳 / m	4 500	□ 11×11	
5	蛇皮套 根	2	70 mm—120 mm	
6	紧线耐张预绞丝 副	2	与缆径适应	
7	提线架 副	9	2 1 m	自行加工
8	经纬仪 / 台	2		
9	对讲机 / 只	15		
10	弧垂板 块	4		
11	旋转连接器 / 只	20	3 t	
12	白棕绳 / m	1 000		
13	地锚 (木桩) 根	9		
14	角铁桩 块	10	∠ 75×8×1 500	

主要施工机具操作要领如下。

1)张力放线架的操作: 目前普通的张力设备成本较高, 从工程实际情况出发, 引进了一台张力放线架, 成本为普通张力机的 1/10 甚至 1/50, 其工作原理与普通张力机基本相同, 不同点在于普通张力机和牵引机上有张力指示和限制装置, 使 OPGW 在任何时候都能维持特定的张力值平稳地运行, 而张力放线架是通过手动刹车片对放线轴进行制动, 光缆在展放过程中始终使刹车片紧固在一定位置上, 从而保持一定的微张力, 从效果上来讲, 把这样的方式叫做被动式张力放线。

2) 滑轮: 放线滑车的轮径不小于 400 mm, 其轮槽必须进行橡胶衬垫, 并具有防扭作用, 悬挂前, 应对滑车逐个进行检查, 看其是否转动灵活、包胶完好。不符合要求的必须立即更换, 不得以小代大。

3) 防扭装置: 牵引绳通过蛇皮套、旋转器与 OPGW 连接, 防止光缆在牵引过程中扭绞, 这是惯用的方法; 模拟放线操作中, 发现 OPGW 易退扭、松股引起铠装线拱起, 破坏缆内光纤的余长, 为此增加 1~2 个转矩 5 Nm 防扭偏, 对避免“鸟笼”现象效果明显, 但欧洲传统的做法是不建议使用防扭鞭, 而且, 防扭鞭在通过跨越滑车时非常麻烦, 考虑到本次工程是采用微张力放线, 光缆扭距不大, 因此, 没有采用防扭鞭。

4)主要工具设备布置图见图 1。

1.3 故障清除与场地准备

OPGW 架空敷设前, 对整条线路进行勘察, 清除障碍物, 与相关部门签署交叉跨越协议, 搭建防护架, 准备张力放线架、绞磨的操作场地及必要的安全措施。

1.4 OPGW 光缆储运

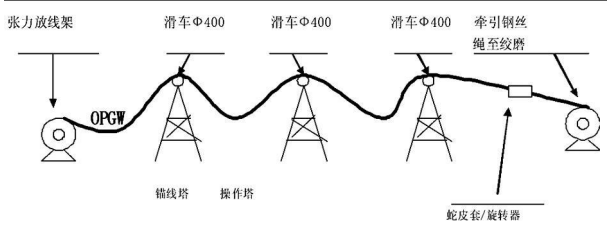


图 1 主要工具布置图

OPGW 光缆盘不得处于平放状态, 不得堆放; 盘装光缆应按 OPGW 盘标明的旋转箭头方向短距滚动; 缆盘装卸不得遭受冲撞、挤压和任何机械损伤, 应采用机械装卸。

1.5 OPGW 光缆及金具附件现场验收

OPGW 光缆及金具附件运抵现场后, 应立即现场进行外观检查及开盘测试, 对比产品出厂报告, 验证运输过程中的变化。除合同规定外, 一般 OPGW 工程材料包括光纤复合架空地线 (OPGW)、导引光缆、耐张线夹、悬垂线夹、防震锤、防震锤护线条、引下线夹、中间接续盒、终端盒等。

1.6 人员培训

严格贯彻电力工业技术管理、电力安全与现场检修规程等, 对施工操作人员进行有效的培训。交待对光纤的特殊保护, 对有关设备应进行试组装 (如耐张线夹) 和试操作 (如张力放线架), 并将《安装说明》印发到每个上塔人员手中, 既保证人身和设备安全, 又确保工程质量和施工进度。

2 展放牵引绳

1)本工程 OPGW 光缆布放采用张力牵引, 即先

以人力展放牵引钢丝绳,穿在滑车内,通过蛇皮套、旋转器牵引 OPGW 光缆。

2)牵引绳采用无扭钢丝绳,每段长约 250 m,中间接头处用旋转器连接。牵引绳线展放时要认真选择放线通道,放线通道选择好后应清除通道内的障碍物。

3)直线塔滑车采用提线架连接两个放线滑车,耐张塔滑车采用丝套连接两个放线滑车。

4)展放 N74 塔至 N85 塔牵引绳时,以 N74 塔为死尽头, N85 塔为活尽头,因每段牵引绳长度约 250 m,则牵引绳在 N74 至 N85 之间采用人力展放并用旋转器接头,牵引绳一端采用人力展放穿过放线滑车至 N85 与绞磨连接,另一端穿过 N74 塔放线滑车与 OPGW 光缆连接;展放 N85 塔至构架牵引绳时,以 N85 为活尽头,构架为死尽头,牵引绳在 N85 至构架之间采用人力展放并用旋转器接头,牵引绳一端采用人力展放穿过放线滑车至 N85 塔与绞磨连接,另一端穿过构架放线滑车与 OPGW 光缆连接。

5)牵引绳展放完毕以后,将牵引绳死尽头锚在地锚上,并检查各连接部分是否牢靠,确认无异常情况,通知活尽头绞磨收紧牵引绳,直至牵引绳距离地面高度 2~3 m,并迈出所有障碍物升空以后停止牵引,检查各连接部分、放线滑车、跨越点等情况,全线确认完毕后,将牵引绳松至地面,使牵引绳无张力,之后在死尽头处连接 OPGW 光缆,准备渡线。

6)在放线段内有重要跨越的地方,采用吊环法进行提升高度,即在塔上安装导线吊环,采用白棕绳穿过导线吊环,由白棕绳牵引吊环至跨越区域内,再将放线滑车与白棕绳连接,之后将牵引绳穿过滑车收紧至一定高度,达到提升牵引绳的目的。白棕绳的另一端选取附近牢固的树木等进行固定,跨越处必须安排专人看守,并配备对讲机。待两端耐张挂线以后,白棕绳牵引放线滑车至就近塔上,将其取下。

吊环法示意图见图 2。

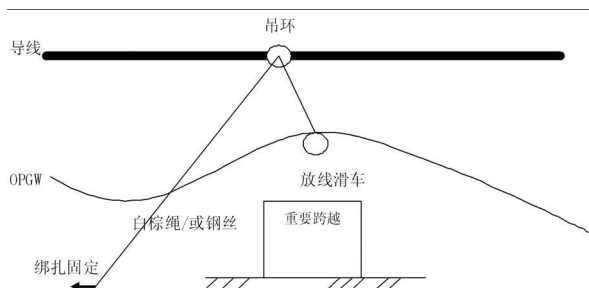


图 2 吊环法示意图

3 展放 OPGW 光缆

1)在展放 N74 塔至 N85 塔时,张力放线架应放在 N74 塔小号侧,在展放 N85 塔至构架时,张力放线架应放在构架与终端塔之间,为了保证 OPGW 光缆不会在首尾塔处受到过度的侧压力,绞磨和张力放线架分别到末端和始端塔的距离为 3~4 倍的塔高度,摆放时注意光缆的出线方向与线盘上的箭头指示方向一致,并保证提升角小于 30°。

2)牵引光缆作业前,张力放线架应用丝套与地锚连接,地锚必须牢固可靠,在牵引过程中安排专人进行监护。

3)牵引力一般不超过光缆允许张力的 20%,瞬时最大牵引力一般不超过光缆允许张力的 40%,牵引机应慢速启动至 5 m/min,如果情况正常,可逐步平稳地增加到 25 m/min。

4)OPGW 展放时,光缆从缆盘放出保持松弛弧形状,防止在牵引过程中打圈、浪涌、劲钩、表面磨损等现象发生。在中间档内始终保持弧垂点距离地面或跨越物 2~3 m,各监护点由专人指挥,保持畅通联络,发现有不合质量标准之处,应立即汇报并处理。

4 紧线施工

1)光缆展放至操作塔后,必须保证光缆的最小尾线长度(约为塔高的 1.1 倍),当接近尾线长度时,应停止牵引,尾线利用 OPGW 专用预绞式耐张线夹临时锚住。

2)两端尾线临时固定好以后,采用“中间挂线,两端紧线”的方式,即在光缆段的中间位置选取耐张塔作为挂线点,量好直通引流长度以后,将该基耐张塔两端的光缆分别挂好。

3)耐张直通引流紧线方法:当中间耐张塔一侧挂线完毕后,需在临近直通引流耐张塔上进行紧线。紧线前,工作人员在塔上安装预绞式耐张线夹连接磨绳往活尽头方向进行紧线,或者将 OPGW 适当降低至地面 1.5 m 左右,工作人员在地面安装耐张线夹连接磨绳进行紧线。耐张段内观测档弧垂满足设计值以后,工作人员在耐张塔上画印,并安装预绞式耐张线夹,也可将 OPGW 松至距离地面 1.5 m 左右,工作人员在地面安装预绞式耐张线夹和防振锤,并拆除紧

线时所用的耐张线夹,之后进行挂线。直通耐张塔的一侧挂线以后,在地线横担的平材处安装一个固定线夹,用绳索按设计直通跳线的弧度进行比量,在待紧侧光缆上划印,适当放松张力后,在待紧侧 OPGW 安装耐张线夹,并挂线。

4)活尽头塔紧线及收尾方法:当中间所有的直通耐张塔两侧都挂线完毕以后,在活尽头塔至绞磨侧安装紧线耐张线夹进行紧线,观测档内弧垂值满足设计要求后,工作人员在塔上安装耐张线夹,之后进行挂线。最后拆除紧线时的耐张线夹,并将尾线用引下线夹沿塔身每 2 m 左右安装一个引至距离地面 8 m 处,圈绕 2 圈并固定。穿过地面滑车,再连接楔型线夹将光缆夹紧进行紧线。

5)紧线过程中,当中间档内光缆已提升接近跨越滑车高度时,应立即松开连接滑车的白棕绳,使光缆自由升高。

6)锚线塔(死尽头)

①张力放线架距离锚线塔应满足 3~4 倍塔高,提升角小于 30° ,出线方向应与缆盘上标示方向相同。在未得到通知以前,张力放线架的制动装置始终保持紧固状态。

锚线塔布置图见图 3。

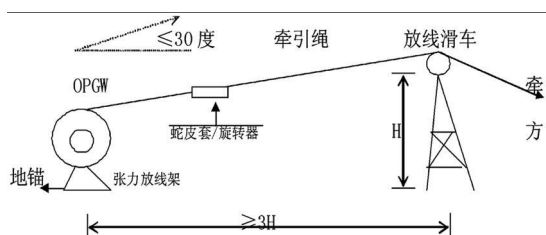


图 3 锚线塔布置图

②在地面制作牵引绳与光缆的接头,在光缆上 200 mm 处缠绕胶带 5~8 层以增加光缆与蛇皮网套的摩擦,套上蛇皮套并在相应位置上用扎丝扎牢,再用旋转连接器连接牵引绳。注意连接是否牢固,严防在牵引中脱线,造成光缆损伤。

③当开始展放光缆时,将张力放线架的制动装置微松,使光缆带张力匀速送出,指挥人员应根据中间档内人员汇报的情况,指挥调节制动装置的松紧程度,并配合操作塔的绞磨控制张力放线架的制动装置,使光缆始终匀速保持离空 2~3 m 的状态。

7)操作塔(活尽头)

①绞磨距离操作塔应满足 3~4 倍塔高,进线角小于 30° 。

操作塔布置图见图 4。

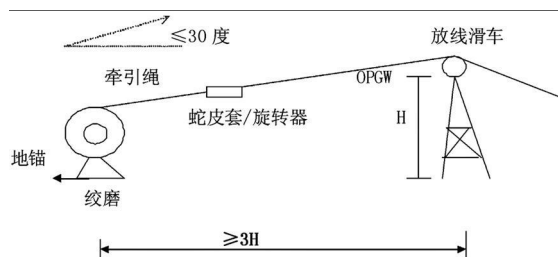


图 4 操作塔布置图

②机械绞磨在牵引过程中必须保持匀速,当中间接头处经过放线滑车时,应慢挡牵引,以防光缆在牵引过程中出槽。

③当牵引光缆通过操作塔,并留有足够的尾线后,应停止牵引,并通知锚线塔进行挂线。

④光缆严禁进入绞磨;光缆的尾线长度应满足:尾线长度=挂线点至地面高度+10 m;尾线若需圈绕时,圈绕的直径不得小于 1 m。

⑤操作塔紧线时,采用专用的预绞式耐张线夹将光缆尾线进行临锚;塔下磨绳穿过地面滑车,再连接楔型线夹将光缆夹紧进行紧线。

⑥紧线过程中,当中间档内光缆已提升接近跨越滑车高度时,应立即松开连接滑车的白棕绳,使光缆自由升高;当达到弧垂要求后,适当松出光缆,安装耐张线夹后,适当收紧光缆并挂线。

⑦操作塔由一名指挥人员进行指挥,严格控制绞磨的牵引速度,并根据中间档内汇报的弧垂情况,配合锚线塔的张力放线架和中间耐张塔的操作,提升或放松光缆,保证光缆在放紧线过程中,始终保持离空 2~3 m 的状态。

5 附件安装

(1)安装直线塔悬垂线夹

1)直线塔提升光缆的布置示意图见图 5。

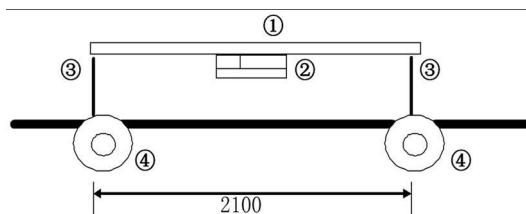


图 5 直线塔提升光缆布置图

2)当耐张段两端挂线以后,直线塔上由操作人

员将内层护线条的中心对准悬垂线夹的中心画印点,护线条由中心画印点向两端分别缠绕,其绕向应与外层绞向相同。

3)安装胶套,将胶套中心对准线夹中心安装,用胶布在胶套外包一圈作为临时固定。

4)外层护线条的安装。安装前在胶套上画出护线条的位置印记,按此印记排列护线条;在安装过程中,应注意保护各根护线条的间距相等,护线条的安装从胶套两端分别向光缆两侧进行一根一根的缠绕。

5)将悬垂线夹的夹板与悬垂金具连接并拧紧螺栓。人力松下光缆并放置于悬垂线夹中,使悬垂金具串处于受力状态,最后拆除提线架及滑车。

(2)安装防振锤的低频端大锤头朝杆塔一侧,安装前注意放振锤护线条末端与金具护线条预绞丝末端的距离大于 70 mm。

(3)对于耐张金具串的专用接地线,一端用专用接地并沟线夹与耐张线夹下侧附近的光缆相连,另一端与就近塔材用螺栓相连。

(4)引下夹具的距离为 2 m 安装一个,应保证光缆顺直、圆滑、不得有硬弯折角,余缆在塔身上的盘绕直径不得小于 1 m,并用专用夹具固定在塔材上,确

保余缆在风吹时不会晃动。

6 结束语

2005 年 6 月 28 日,江苏亨通集团专业人员对自贡电业局展放的 6.5 km OPGW 光缆线路进行了测试,各项指标均符合要求,得到了业主的高度评价和信任。

OPGW 光缆的展放成功,不仅意味着送电工程处填补了施工工艺的空白,书写下新的篇章,更重要的是,为适应现代市场经济的竞争环境和电力建设的发展需要,开拓广阔的市场空间,迈出了坚实的一步!

参考文献

- [1] 韦乐平,等.光同步传送网技术体制[M].北京:人民邮电出版社,1999.
- [2] DL/T 5168—2002, 110 kV~500 kV 架空电力线路工程施工质量及评定规程[S].
- [3] IEEE Std 1138—94, Standard Construction of Composite Fiber Optical Groundwire of Use on Electric Utility Power line[S]. (收稿日期:2010—12—14)

(上接第 31 页)

号主变压器间隙接地是不应该动作的。通过此次事件的分析,提出以下改进建议。

(1)将避雷器的冲击电压设置的比间隙放电电压低,保证在发生雷电暂态过电压时避雷器能够可靠动作,防止间隙保护误动作切除主变压器。

(2)建议将 220 kV 下坪站主变压器间隙过流保护动作时限延长至 3 s 以上。由于雅安电网 110 kV 系统串供级数较多,距离及零序二段的时限最长达到 2.1 s 考虑到间隙过流保护和出线距离及零序二段时限的配合,建议将下坪站主变压器间隙过流保护动作时限延长至 3 s 以上。

(3)加强和完善线路的防雷工程建设,避免或减小雷电灾害。

(4)加强中性点间隙距离管理,按照规程合理设置间隙距离,以免间隙保护过于频繁动作。

4 结 论

(1)雅安 220 kV 下坪站 2 号不接地运行主变压

器间隙保护动作导致主变压器跳闸,是由 110 kV 出线雷击相间故障引起。在雷击瞬间产生的较高暂态过电压,导致主变压器中性点间隙击穿,造成下坪站 1 台主变压器的不必要跳闸。

(2)建议将 220 kV 下坪站主变压器高、中压测中性点间隙过流保护动作时限延长至 3 s 以上。延长间隙过流保护动作时限不影响其他继电保护的正常运行,并对主变压器安全运行没有太大影响。

参考文献

- [1] DL/T 584—95, 3~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程[S].
- [2] 王梅义.电网继电保护应用[M].北京:中国电力出版社,1999.

作者简介:

杨 茹(1982),女,讲师,硕士,四川雅安电力(集团)股份有限公司调度中心副主任(挂职锻炼),研究方向为电力系统及其自动化。

李红军(1978),男,讲师,硕士,研究方向为电力系统及其自动化。(收稿日期:2010—12—15)

广东电网中低压配电网自动化规划研究

杨森锋

(广东电网公司系统研究中心, 广东 广州 510080)

摘 要:为全面提高广东电网各供电局的供电可靠率,提升配电网运行的自动化水平,广东电网组织进行了“十二五”中低压配电网自动化规划。阐述了规划的范围、原则、目标以及方案特点,举例分析了规划的效益,说明该规划具有可行性和可操作性。

关键词:配电网;自动化;规划

Abstract In order to improve the reliability of power supply and the automation of distribution network, the automation planning of distribution network for the next five years is written out by Guangdong Power Grid Company. The scope, the principle, the objective and the characteristics of this plan are firstly described, then the benefits of this plan are illustrated with some examples, which proves the feasibility and maneuverability of the plan.

Key words: distribution network; automation; planning

中图分类号: TM715 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003—6954(2011)02—0074—04

1 背 景

为积极践行南方电网方略,按照广东电网公司创先工作总体要求及配电网自动化规划工作的总体部署,更好地指导广东电网各地市供电局电网自动化建设,保证各供电局配电网自动化建设的合理性、科学性、先进性、持续性、经济性和实用性,对各地市供电局 A、B、C 类供电区域进行配电网自动化的总体规划。按照南方电网公司的要求,根据供电区域的地位、经济发展水平、负荷性质和负荷密度等条件进行分类,分类原则如表 1、表 2。

表 1 地区级别划分表

级别	特级	一级	二级	三级
标准	国际化大城市	省会及其它主要城市	其他城市、地、州政府所在地	县

表 2 地区级别与供电区分类对照表

	A 类	B 类	C 类
特级	中心区或 30 MW /km ² 及以上	一般市区或 20 ~30 MW /km ²	10~20 MW /km ² 的郊区及城镇
一级	30 MW /km ² 及以上	中心区或 20 ~30MW /km ²	一般市区或 10~20 MW /km ²
二级		20~30 MW /km ²	中心区或 10~20 MW /km ²
三级			10~20 MW /km ²

规划的目的旨在切实、全面地提高广东电网各地

市供电局中低压配电网的管理水平、服务水平和技术水平,提升配电网运行的自动化水平,保障配电系统的安全、稳定、可靠、经济运行。

2 规划目标

到“十二五”末,实现 A、B、C 类供电区域的联络及分段开关的三遥功能覆盖率达到 90% 以上,实现其他区域^[1]联络及分段开关的两遥功能覆盖率达到 90% 以上,普及架空线路馈线自动化功能,实现架空主干线路开关馈线自动化覆盖率 100%,逐步推广电缆线路馈线自动化。城市供电可靠率达到 99.95%~99.99%,城市供电可靠性指标在一次规划的基础上提高 0.01 个百分点以上。

3 规划原则

1) 统筹兼顾,科学发展。与配电网一次规划密切配合,统筹考虑自动化建设需求,自动化规划以配电网规划为基础,相互促进,共同提高配电网技术装备水平和运行的经济性,避免重复建设和改造。

2) 统一规划,分步实施。根据规划范围内配电网一次系统实际情况,进行整体规划,分阶段实施,先试点后推广,循序渐进推进配电网自动化实用化进

程。

3)立足现状,因地制宜。充分利用现有设备,对不满足自动化要求的一次设备进行适当改造,综合考虑配电线路、通信网络和开关设备情况,选择经济实用的自动化建设模式。

4)技术先进,信息畅通。结合企业信息化建设,遵循国际标准,实现自动化信息共享和系统集成,实现配电网信息综合利用,避免重复投资。

4 技术方案

根据各地市供电局配电网规模及运行管理需求,参照南方电网《110 kV 及以下配电网技术装备导则》(Q/CSG 10703—2009),广东电网公司配电网自动化系统采用“集中采集、分区应用”建设模式。在各地市供电局建立统一的数据采集、配调监控及系统管理平台,实现配调业务的集中管理。在各分区供电局设置配电自动化远程工作站,根据运行管理权限,对管辖范围内的配电网进行模型、参数、图形等维护工作。地市局配电主站系统按照 IEC 61968/61970 标准实现与调度自动化、计量自动化、GIS 系统、配电生产管理等相关系统的信息共享。

配电自动化系统可分为配电自动化主站系统、配电自动化终端系统、配电自动化通信系统以及与其他系统的信息集成等 4 个组成部分,整个系统的组成结构如图 1。

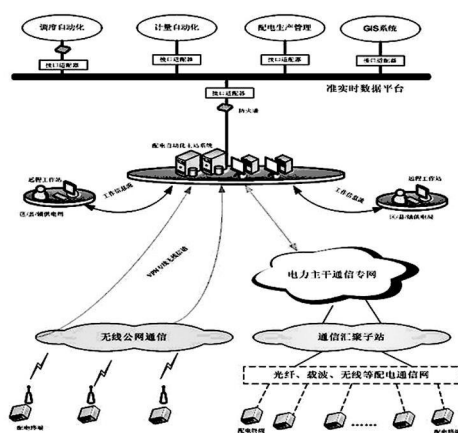


图 1 配电自动化系统体系结构示意图

5 方案特点

5.1 配电主站建设方案

配电自动化主站建设是一个相对完整的系统工程,实施时间相对较长,实施期间要求很强的连续性。在“十二五”初期,按照配电网的整体规模建设配电自动化主站的主体部分,主要包括配电自动化主站系统的基础支撑平台、应用平台、数据库和网络结构部分的建设,包括配电 SCADA 功能、配网线路故障分析处理功能、Web 浏览服务功能、操作及信息分区分流等功能,同时考虑部分配电终端的接入。对于模块化的高级应用分析软件及其它应用软件,根据配网自动化系统的进展情况,随着配网信息和数据量的积累,分阶段逐步扩展。

5.2 配电终端建设方案

配电自动化重点规划范围为 A、B 和 C 类供电区。优先对政府办公区、军事区、运动场馆区、金融中心区、商业集中区、新技术开发区以及故障易发地段等重点区域进行自动化建设;优先对网架结构相对稳定、具有转供能力且近期不需要进行改造的线路进行自动化建设。配电自动化终端的建设宜结合一次设备的建设与改造逐步实施;相互间具有联络关系的配电线路宜同期进行自动化建设与改造;根据供电区分类、供电可靠性要求、开关设备现状及通信条件合理选择“三遥”、“两遥”及“一遥”监控点。

5.3 配电开关自动化改造方案

目前,广东电网各供电局配电网现有配电开关设备以负荷开关为主,除少部分新建开关具备电动操作机构、互感器等自动化接入条件外,大部分开关基本没有安装电动操作机构,没有配置电流及电压互感器。要实现对开关运行状态进行远方监控,需要根据监控需求对现有开关进行自动化改造。

应配合一次系统规划关于开关设备的改造和更换,因地制宜对开关进行改造,对于近两年面临更换的开关设备,不宜进行改造;开关自动化改造应统一标准,规范开关与自动化终端的接口形式,以便于流程化操作和后期维护;根据停电计划和停电时间合理安排对开关站、配电站开关的改造工作;对于实现三遥功能的配电站点宜采用适当的运行环境湿度调控措施,保证配电终端正常运行。

5.4 馈线自动化建设模式

综合考虑供电可靠性要求、网架结构、一次设备现状及通信条件等情况,合理选择馈线自动化建设模式。

对于供电可靠性要求高且开关设备具备电动操

动机构的配电线路,采用集中式全自动方式;对于配电主站与配电终端之间通信通道性能不满足遥控要求或开关设备不具备电动操动机构的配电线路,采用集中式半自动方式;对于配电主站与配电终端不具备通信通道或通信通道性能不满足遥控要求的架空配电线路,采用就地式重合器方式;对于开关设备具备电动操动机构,配电终端之间具备对等通信条件的配电线路,采用就地式智能分布式。

6 效益分析

以广东电网公司潮州供电局为例,对实施配网自动化后的产生效益进行分析,主要分以下几个方面。

6.1 管理方面

配电网自动化实施后,大大提升了供电局配电网管理水平。逐步实现电网结构优化,提高系统的供电能力、供电质量,节能降损;实现配电网“可视化”调度,改善配网运行的监控能力;建设配电用户和电网信息互动网络平台,实现停电等信息互动功能;整合配电相关信息系统资源,提升运行维护效率,实现配网与主网之间协调共同发展,从而为各供电局带来的经济和社会等多方面的收益。

6.2 故障处理方面

结合潮州供电局目前倒闸操作时间、故障定位时间、转供电时间和实现自动化后的倒闸操作时间、故障定位时间、转供电时间分析对比,可以发现实现自动化后,大大提升了故障处理能力和处理速度。故障处理时间对比如下表 3 所示。

表 3 故障处理时间估算对比表

各类型操作时间	未实施自动化	全部自动化
平均倒闸操作时间	20 m in	1 m in
平均故障定位时间	90 m in	3 m in
平均转供电时间	85 m in	5 m in

说明:未实施自动化倒闸操作时间为人工操作时间(20 m in);自动化实施后倒闸操作时间按 1 m in 计算。

未实施自动化故障定位时间(90 m in)=故障定位时间(45 m in)+到达现场时间(45 m in);自动化实施后故障定位时间按 3 m in 计算。

未实施自动化转供电时间(85 m in)=倒闸操作 2 次时间(40 m in)+到达现场时间(45 m in);自动化实施后转供电时间按 5 m in 计算。

经过 2011 年至 2015 年的自动化建设,潮州市配电网自动化建设实施后,明显减少了停电时间,提高

了供电可靠性。2010 年和 2015 年各个操作时间如图 3 所示。

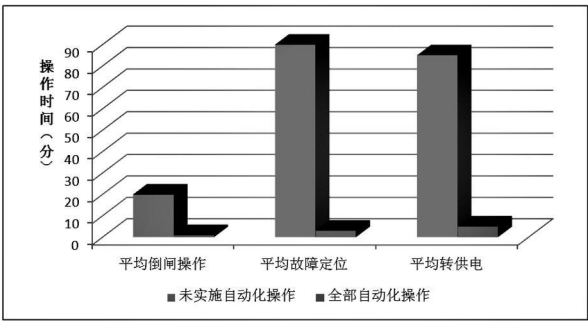


图 2 潮州市各类操作时间对比

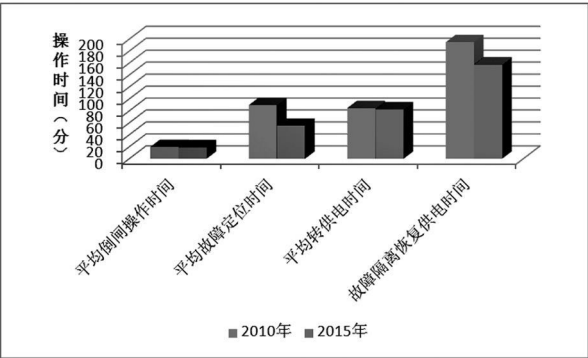


图 3 潮州市各年故障处理时间对比

6.3 配电网自动化运行效果方面

至 2015 年通过实施配电网自动化,具体各项指标值如表 4 所示(数据从 2012 年至 2015 年)。

7 规划方案评估

配电网自动化系统实现对配电网运行工况的实时监测,配电网运行管理部门利用配电网自动化系统提供的监测信息能够及时对配电网运行方式进行优化,对于目前处于满载或过载的线路、超期服役的开关等一次设备进行实时监控,及时维护,在保证电网安全、满足供电需求的条件下,适当延长一次设备的运行时间,推迟配电网一次设备投资,节省大量建设资金。配电网运行维护部门通过配电网自动化系统可以实现对配电网的实时监控,运维人员相对减少,工作效率提高,能够节省大量的人力资源。

随着广东经济的快速发展,广东电网配电网规模日益扩大,大部分地市配电网现有运行模式已不能满足向客户提供高水平供电服务的需求,各地市供电局配电网生产运营部门的压力逐年增大。随着配电网自动化系统的建设和完善,其在提高配电网运营部门

的工作效率、提高供电安全水平、提高供电可靠率及提高为客户服务水平等方面的效益将日益突出。

表 4 规划年度配电网运行指标计算表

序号	主要指标	年度			
一	规划区域概况	2012	2013	2014	2015
1	售电量 / $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$	64.6	71.4	78.7	86.7
2	最大负荷 / (MW)	1 287.1	1 416.2	1 558.9	1 716.8
二	配电网规模	2 012	2 013	2 014	2 015
1	公用配电线路 / 回	51	51	51	51
2	配电站点 / 个	92	92	92	92
3	开关柜 / 面	1186	1 236	1 244	1 256
4	柱上开关 / 台	71	71	71	71
三	规划建设规模	2 012	2 013	2 014	2 015
1	配电线路 / 回	0	0	16	33
2	配电站点 / 个	0	0	16	24
3	开关柜 / 面	0	0	282	501
四	投资规模 / 万元	2 012	2 013	2 014	2 015
1	自动化部分	0	0	1 393	1 674
2	通信部分	67.5	76.2	110.0	359.9
3	开关自动化改造	23.2	23.7	78.3	330.2
4	投资合计	90.7	99.97	1 582.3	2 364.1
五	技术经济指标	2 012	2 013	2 014	2 015
1	配电线路自动化覆盖率 / $\%$	0	0	31.4	64.71
2	配电站点自动化覆盖率 / $\%$	0	0	17.4	26.1
3	开关柜自动化覆盖率 / $\%$	0	0	22.7	39.9
4	建设后理论供电可靠性 / $\%$	99.928	99.316	99.405	99.956
	建设前理论供电可靠性 / $\%$	99.928	99.316	99.403	99.950
	建设平均停电时间 / $(\text{h}/\text{户})$	6.31	59.92	52.12	3.85
5	建设前平均停电时间 / $(\text{h}/\text{户})$	6.31	59.92	52.30	4.38
	建设后,提高供电可靠性增售电量 / $10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$	0.00	0.00	0.0082	0.0179

8 结论与展望

“十二五”期间,南方电网公司的重点任务之一是“保证安全可靠供电”,力争实现城市客户年平均停电时间不超过 5 h。为切实提高供电质量和可靠性,加强配网自动化建设,广东电网公司近年进行了配网自动化试点建设,但目前的实用化效果没有确定结论。随着“十二五”配网自动化规划的实施,将在以下几个方面推动配网自动化的健康发展。

1)实现配网自动化系统的统一技术管理规范 and 标准,积累配网自动化系统实际的运行经验。

2)推动配网一次设备的改造,如具有电动操作机构、数据采集及通信功能的柱上开关、环网柜等。

3)锻炼配网自动化专业人才,经过培训和实践,培养大量高素质、有经验的配网自动化技术人员。

参考文献

[1] 中国南方电网公司 110 kV 及以下配电网规划导则 [S].
[2] 冯雪涛. 城市配电网及其自动化规划研究 [J]. 科技促进发展, 2009(4): 13—14.
[3] 李胜利, 任军, 黄磊, 等. 城市配网自动化发展分析及其运行管理模式研究 [J]. 电器工业, 2005(5): 51—53.
[4] 余栋斌. 配网自动化的规划及实施 [J]. 广东科技, 2009(5): 176—177.
[5] 何启泉. 推动现阶段配网自动化的建设规划 [J]. 广东科技, 2009(5): 106—107.

作者简介:

杨森锋 (1979), 男, 广东人, 工程师, 硕士, 主要从事电力系统调度自动化的研究和管理工 作。

(收稿日期: 2011—02—25)

(上接第 47 页)

[10] S. Y. Lin, Y. C. Ho. Universal Alignment Probability Revisited[J]. Journal of Optimization Theory and Applications 2002, 113(2): 399—407
[11] T. W. Edward Lau, Y. C. Ho. Universal Alignment Probabilities and Subset Selection for Ordinal Optimization[J]. Journal of Optimization Theory and Applications 1997, 93(3): 455—489.

作者简介:

李 芸 (1970), 女, 助理工程师, 主要研究方向, 电力系统稳定与控制、电力系统输电网规划。

(收稿日期: 2010—12—15)

四川省企业自备电厂在线监测系统设计概要

袁 杰, 吴晓刚

(四川省电力工业调整试验所, 四川 成都 610072)

摘 要: 主要介绍四川省企业自备电厂在线监测项目系统的设计概要, 包括系统简介、硬件构建、软件设计以及通讯设计等内容。

关键词: 数据采集系统; 在线监测; 数据库分析; GPRS 无线数据传输

Abstract: The main design of online monitoring system in self-supply power plant in Sichuan enterprises is introduced including the brief description of the system, hardware configuration, software design and communication construction etc.

Key words: data acquisition system; online monitoring; database analysis; GPRS wireless data transfer

中图分类号: TK39 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0078-04

持、服务社会。

1 系统建设背景

随着国民经济的快速发展, 四川省企业自备电厂发展十分迅速。由于对企业自备电厂的机组发电以及并网运行缺乏有序管理, 自备电厂机组大多存在开停机随意性大以及发电运行水平偏低或是超备用容量等现象, 对主网安全稳定运行的影响越来越大。

为解决上述问题, 切实贯彻国家的能源政策和资源优化配置的要求, 加强和完善对热电厂的管理是非常有必要的, 这对优化能源结构、提高电网的经济和社会效益都具有十分重要的意义。四川省电力公司按照国家智能电网的要求, 建设企业自备电厂在线监测系统, 按照以下几个基本原则: 统筹规划、分步实施; 应用主导、突出重点; 统一标准、保证安全; 决策支

2 硬件系统概述

整套系统由 3 部分组成: 数据采集系统、网络传输系统、数据分析系统。

数据采集系统包括: 数据采集终端、隔离器、数据无线发送设备等。

网络传输系统包括: 防火墙、数据交换机等网络设备。

数据分析系统包括: 数据采集服务器、数据库服务器、应用服务器、WEB 服务器、磁盘阵列、维护终端等。

数据采集硬件系统主要由隔离器、数据采集终端、嵌入式计算机、数据无线发送设备、电源等部分组成。

现场电源 (配电) 信号隔离器, 是向现场的变送

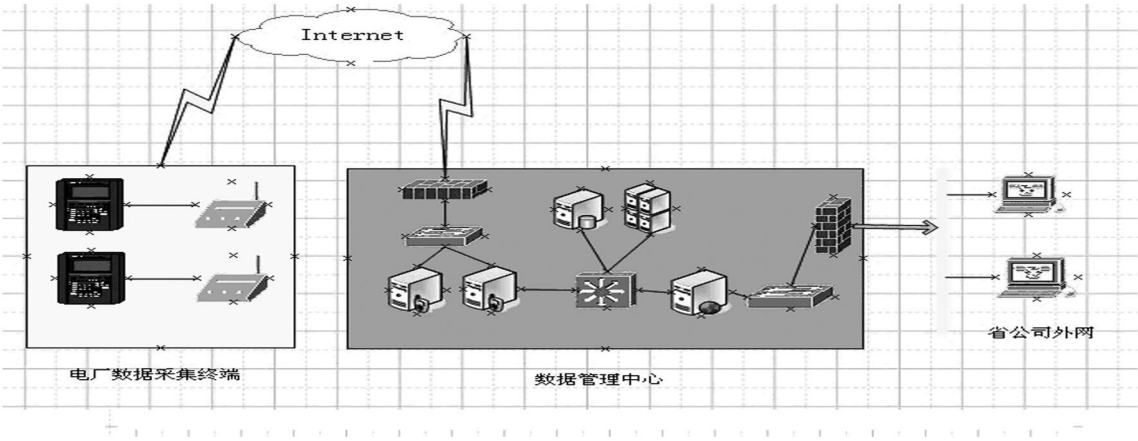


图 1 硬件系统结构图

器提供隔离的电源电压,并将变送器产生的 4~20 mA 信号经隔离器转换成所需的直流信号至采集装置或其他智能仪表。

数据传输终端(以下简称 DTU)是以 GPRS 数据传输为原理的数据传输设备,通过对 DTU 的设置,可以使前端设备采集的数据经由无线网络远程传送到服务器中心。

网络传输硬件系统包括:硬件防火墙、交换机。

方案中,数据采集服务器、数据库服务器、Web 服务器等多台服务器采用冗余双线的方式接入交换机。为防止设备电源损坏或 CPU 损坏带来的网络通讯故障,采用了 CISCO 高性能二层交换机,核心交换机使用三层,充分保障网络通讯高速、高效、高可靠性。

数据处理硬件系统包括:数据采集服务器、数据处理和数据管理维护服务器、数据库服务器、Web 服务器、磁盘阵列。

3 软件系统概述

系统是采用 GPRS 实现先进的远程分布式数据采集管理功能,为电厂远程监控管理提供了便捷、安全、可行的一体化解决方案。中心站软件系统由数据采集系统、数据库管理系统、业务流处理模块、数学计算模型和 Web 信息发布管理系统构成,实现了对热电机组(自备电厂)运行实施全方位精确监控,在电厂数学模型基础上对其进行精确评估,为各级管理部门提供准确的决策支持信息。

系统在整体软件开发上采用分布式应用程序开发模式把不同的模块运行在不同的服务器上已达到最佳的服务器效率应用。

在应用架构设计上把整个项目分为 5 个子系统,子系统之间都是通过数据进行数据交互,这样大大减少了数据交互任务,使程序结构更加灵活。在项目中根据不同的功能需求分为了数据采集系统、数据处理和数据管理维护系统、BS 数据显示查询系统。

4 系统功能设计

按系统应用架构及系统功能分析对系统划分,系统以模块方式进行功能设计,对于相应的模块进行详细的功能划分,并实现数据在各模块间的交互,使整个系统实现对自备电厂所需数据信息的实时在线监

控,达到项目设计要求。以下为系统功能详细需求。

电厂现场数据通过隔离器送入终端,终端与系统主站前置机之间通过 GPRS 或 ADSL 等通信方式建立基于 TCP/IP 协议的点对点连接,按照相关协议报文格式,终端将采集数据经加密打包后,实时传输到系统主站供其他子系统分析使用。

BS 信息查询展示管理系统是整个系统和最终用户交互最多的系统,所有采集的数据最终通过 Web 方式发布为网站,提供对采集数据的显示、查询、报警提示、报表查看和打印支持。

4.1 系统功能结构

系统从“纵”、“横”两个角度构建,同时对信息的挖掘着眼于“深”、“广”。从“纵向”出发,立足于单个电厂,涵盖电厂的基础资料、实时数据、历史数据查询等功能;可以对单个电厂的不同时间数据进行比较,比较结果以表格或统计图表进行显示。“横向”从全省角度提供基础资料、运行数据、上网情况、供热情况等的统计汇总功能。系统从“深度出发”系统将时间概念纳入,提供对单个电厂本身不同时期、不同年份同一时期、全省电厂同期、不同年份同一时期的数据比照。从广度出发,系统涵盖的信息量丰富,资料涵盖:热电厂基础资料、热电厂实时和历史数据、热电厂以热定电所需数据、热电厂峰谷电数据、系统运行实时数据、系统运行监控数据等。系统功能结构框图见图 2。

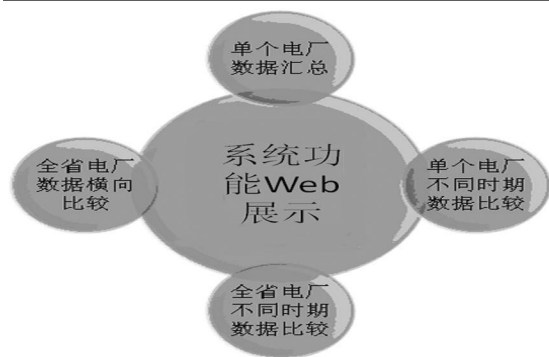


图 2 系统功能结构图

4.2 功能模块描述

1) 权限管理模块采用用户和角色双重验证机制,在登陆时用户需要提供用户名和密码,合法的用户将定向到请求页面,请求页面会对用户的角色进行确认,只有具有相应权限的用户才能进入请求页面。验证模块贯穿到整个系统的运行过程中,充分地保证了系统的安全和稳定运行。图 3 为系统验证流程图。

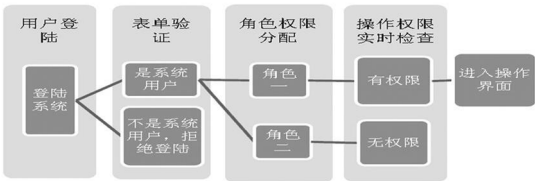


图 3 系统验证的流程图

2)数据综合查询模块:综合查询对电厂的基本资料、实时数据、历史数据等进行综合查询。综合查询在各基本统计数据的基础上进行相关的数据查询,同时通过关系数据库的实时存取保证了数据的持久化和稳定性,为历史数据查询和筛选提供了基础。能够按不同的时间、不同的分类、不同的数据项目、不同的数据范围进行综合查询。图 4 为系统综合查询程序图。

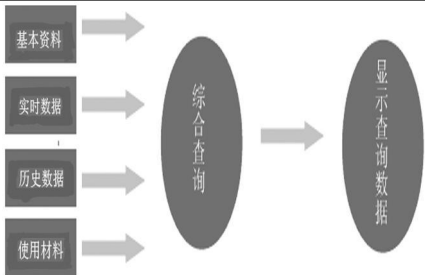


图 4 系统综合查询程序图

查询支持打印和数据导出,导出格式含有通用的html、Excel、Pdf等多种格式,提高了系统的通用性。

3)实时数据显示模块利用 asp.net和 Ajax的优势,提供实时数据的定时刷新。asp.net的 Ajax客户端引擎与服务器端的无缝集成,使得客户端不仅能利用.net Ajax库的优势还能调用服务器端的验证机制、Profile用户自定义信息等系统核心功能模块。客户端的定时器会定时引发服务器端请求,服务器再收到请求后会检测实时数据是否有更新,如果有则将更新返回客户端,由客户端 Ajax框架负责动态替换过时的实时数据,一切都是在无刷新的机制下运行,客户端体验得到保证。基于 Web的方式对实时数据定时刷新,避免了数据在用户端显示的不一致问题。同时也提供手动刷新支持,用户可以在任何时间到当前的最新数据信息。通过点击打印按钮,用户可以打印当前实时数据,便捷高效。图 5 为实时数据显示模块处理流程图。

实时显示的数据量丰富,包括:设备温度、压力、流量、功率状态实时监控信息及设备热电比、汽轮机进汽量、排气温度、排气压力、机组电功率等各种数据。

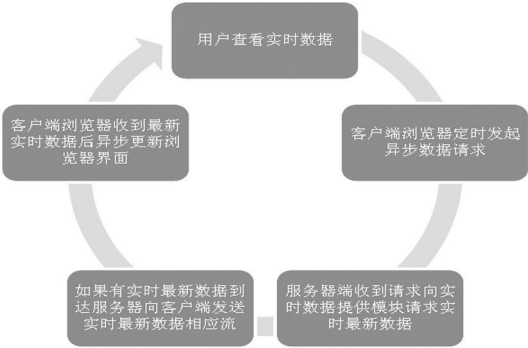


图 5 实时数据显示模块的处理流程图

5 数据通讯概述

数据通讯系统基于 GPRS的无线数据传输方式,采用 TCP/IP点对点传输,完成从电厂现场将采集数据传送至数据中心的过程。

电厂的数据经数据采集终端采集后,由数据传输终端经 GPRS方式将数据压缩传输至中心数据库,数据中心接收到数据后,将数据解析并存至数据库,由数据库对数据进行分析处理。

根据国家电网公司相关规定,本系统将按照《电力二次系统安全防护规定》和《电力二次系统安全防护总体方案》的要求,依据“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则完善二次系统安全防护体系,确保本次工程不影响省公司相关业务系统网络的安全。

由于采用电力内网进行数据传输,对于没有使用电力内网的电厂网络安全就很重要,因此,必须采取必要的手段,使得在专线上发送和接收信息时能够保证:①除了发送方和接收方外,其他人是无法知悉的(隐私性);②传输过程中不被篡改(真实性);③发送方能确知接收方不是假冒的(非伪装性);④发送方不能否认自己的发送行为(不可抵赖性);⑤确认发送方的身份,非授权的发送方不能接入电力内网网络。

为达到以上目的,则采用了以下措施。

(1)加密技术的运用:加密技术的基本思想是不依赖于网络中数据通道的安全性来实现网络系统的安全,而是通过对网络数据的加密来保障网络的安全性。数据加密技术可以分为 3类,即对称型加密、不对称型加密和不可逆加密。本系统中适合选用不可逆加密,原因在于不存在密钥保管和分发问题。

(2)802.1X 用户认证:IEEE 802 LAN/WAN 委员会为解决无线局域网网络安全问题,提出了

802.1x 协议。后来, 802.1x 协议作为局域网端口的一个普通接入控制机制应用于以太网中, 主要解决以太网内认证和安全方面的问题。

802.1x 认证客户端软件集成到数据采集终端, 通过编程编译后后台运行, 在终端检测到网络接口连接后自动运行, 实现网络接入的高安全性。

(3) 接入交换机端口受控方式: 接入交换机支持以下两种端口受控方式。

基于端口的认证: 只要该物理端口下的第一个用户认证成功后, 其他接入用户无须认证就可使用网络资源, 当第一个用户下线后, 其他用户也会被拒绝使用网络。

基于 MAC 地址认证: 该物理端口下的所有接入用户都需要单独认证, 当某个用户下线时, 只有该用户无法使用网络, 不会影响其他用户使用网络资源。

(4) 数据备份及恢复: 出于对数据安全的考虑, 需定期的对相关数据做备份工作, 并以加密压缩的方式保存备份数据。在数据出现错误或者丢失导致系统无法正常运行时, 可迅速将备份数据恢复至系统中, 保证系统正常运行。

总之, 本系统是四川省电力公司为贯彻国家可持

续发展和科学发展观的要求, 利用高新信息化技术手段对发电企业的供热、发电进行实时在线监控的信息化管理系统。该系统采用了 GPRS 无线数据传输、网络数据加密和数据在线采集等新技术。系统正常运行后, 可以按照国家政策合理调度发电机组发电生产, 维护全省电网安全稳定运行大局, 是电力公司对相关电厂协调和监测的有力工具, 具有很高的社会和经济效益。

参考文献

- [1] GB 8566—88. 计算机软件开发规范 [S].
- [2] GB 17859—1999. 计算机信息系统安全保护等级划分准则 [S].

作者简介:

袁 杰 (1968), 男, 四川宜宾人, 工程师, 四川省电力工业调整试验所四川通能电力科技有限公司开发部副经理, 从事发电站机组的调试、测试和新技术研发等工作。

吴晓刚 (1970), 男, 上海市, 高级工程师, 四川省电力工业调整试验所四川通能电力科技有限公司总经理, 从事发电站热工控制研究和调试等工作。

(收稿日期: 2010—12—15)

(上接第 6 页)

理配置, 当采用 IEC 61850—9—1 或 60044—7 报文格式时, 应设置采样率、ASDU 数目、MAC 地址、额定参数、APPID、LDNAME、状态字、datasetNAME 等。

数字式保护测试仪应能输出和订阅 GOOSE 报文。GOOSE 报文的订阅, 可通过直接导入 SCD 文件来配置, 也可直接输入 GOOSE 报文的 GOOSE 控制块索引、GOOSE 标识、应用标识、目标 MAC 地址等进行配置。GOOSE 报文的输出, 可通过导入 SCD 配置文件生成, 也可直接手工配置。

变压器保护试验结果与试验人员对保护装置动作逻辑、测试仪参数配置密切相关。在试验中要注意以下两点: 一是要解决好测试仪与保护装置的互联互通问题, 二是合理安排试验项目和试验顺序, 这才是有效、快速地完成保护装置的检验工作的前提条件。

4 结 语

北川 110 kV 智能变电站是国网公司首个投运的智能变电站。其主变压器保护采用级联方式采集系

统运行信息, 对时钟同步系统的要求低, 间隔合并器与级联合并器间采用 FT3 传输协议, 降低了系统对通信网络的依赖。主变压器保护采用 GOOSE 直跳输出, 符合智能变电站继电保护技术规范, 从运行情况看, 主变压器保护性能稳定。从介绍的智能变电站主变压器保护试验方法可为智能变电站的调试工作提供参考。

参考文献

- [1] 高翔, 张沛超. 数字化变电站的主要特征和关键技术 [J]. 电网技术, 2006, 30(23): 67—71, 87.
- [2] 林金洪. 110 kV 数字化变电站继电保护配置方案 [J]. 南方电网技术, 2009, 3(2): 71—73.
- [3] 黎强, 李延新. 基于数字化变电站的系统保护装置设计 [J]. 电力系统自动化, 2009, 33(18): 77—80.

作者简介:

刘明忠 (1964), 男, 高级工程师, 从事继电保护试验、控制保护新技术研究工作;

姜振超 (1981), 男, 硕士研究生, 从事继电保护试验、控制保护新技术研究工作。

(收稿日期: 2011—01—04)

抗燃油油质异常原因分析与解决措施

高 为¹, 李 莉²

(1 四川省电力工业调整试验所, 四川 成都 610072; 2 国电成都金堂发电有限公司, 成都 金堂 610404)

摘 要:成都金堂发电有限公司 2×600 MW 火力发电机组自投运来, 抗燃油逐渐出现酸值升高、泡沫特性不合格、体积电阻率下降、颗粒污染物等级时有不合格等诸多问题。大修前对主设备进行检查发现诸多问题并分析油质劣化原因。采用功能不同的三台装置同时滤油, 效果显著, 经试验测试, 抗燃油所有指标合格。因此提出防止抗燃油劣化的预见性管理措施。

关键词:抗燃油; 油质劣化; 原因分析; 管理措施

Abstract Aiming at the problems of fire-resistant oil in electro-hydraulic control system of 2×600 MW thermoelectric generating set in Jintang Power Plant, the relevant equipment of EH high-pressure fire-resistant oil system during overhaul is inspected. The phenomenon and reasons are analyzed. Three devices with different functions are used to filter oil, and after the test, all the indexes of fire-resistant oil are up to standard. So the management measures to prevent the deterioration of fire-resistant oil are proposed.

Key words fire-resistant oil; oil deterioration; reason analysis; management measures

中图分类号: TK39 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0082-05

0 前 言

成都金堂发电厂一期 2×600 MW 火力发电机组, 是东方-日立合作设计的优化型机组, 优化机组型号为 N600-16.6/538/538-1, 是亚临界、一次中间再热、单轴、三缸四排汽凝汽冲动式汽轮机。控制系统中汽轮机调速系统采用美国科聚亚公司生产的 ReoLube 磷酸酯抗燃油, 系统运行油压约 11.2 MPa。2 台机组从 2007 年投运以来, 抗燃油逐渐出现酸值升高、泡沫特性显著不合格、体积电阻率下降、颗粒污染物等级也时有不合格等诸多问题。61 号机组抗燃油的酸值最高升至 2009 年 11 月的 0.51 mgKOH/g。2 台机组均投用旁路再生装置调节系统油质, 自 2009 年 7 月份至今, 系统在线滤油装置中滤芯更换频繁, 滤芯按照车间要求定期更换一次硅藻土纤维滤芯, 机组大修后暂时停止更换滤芯。61 号机于 2009 年 11 月 5 日完成大修, 62 号机于 2010 年 7 月份大修。61 号机大修前抗燃油水分严重超标, 大修后降至标准范围内 (如图 3)。虽然频繁更换滤芯后体积电阻率基本达标 (如图 2), 酸值也有所下降, 但依然在标准所规定的数值以上 (如图 1), 且 61 号机大修后一段时间内水分含量略有上升趋势 (如图 3)。这些现象已

影响到机组的安全运行, EH 油系统是机组控制部分的重要组成部分, 它的各项性能状况直接影响机组的正常运行。因此, 需查清污染物的成分和来源, 以便采取相应的治理措施。

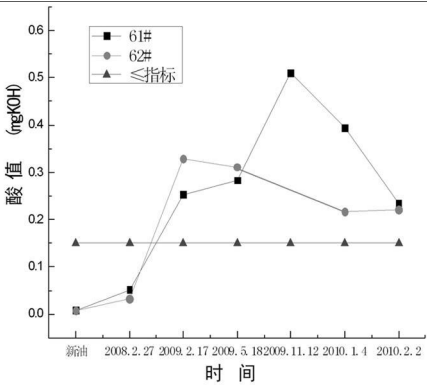


图 1 酸值随时间变化曲线 (参考标准 DL/T 571-2007)

1 抗燃油系统概括

高压抗燃油系统可以提高 DEH 控制系统的动态响应品质, 具有良好的润滑性、抗燃性和流体稳定性。高压抗燃油系统的主要作用是为主汽轮机、给水泵小汽轮机及高压保安系统提供安全稳定的动力用油和控制用油, 完成阀门驱动及快速遮断汽轮机等功能。抗燃油学名为三苯基磷酸酯液压油, 为人工合成类磷

酸酯抗燃液压油(简称抗燃油),其特点是:外观透明均匀,无沉淀物,新油呈淡黄色,其闪点大于 240℃,自燃点远大于透平油,一般高达 600℃左右,即燃点高,对高温高压机组来说防火性好,安全度就高。抗燃油还具有低挥发性、良好的润滑性和优良的抗磨性能。以上优点,更好地满足了高参数、大容量机组的需要,保证机组的安全经济运行。由于抗燃油比重一般为 1.11~1.17 g/cm³,密度大,因而有可能使管道中的污染物悬浮在液体中而在系统内循环,造成某些部件堵塞与磨损。

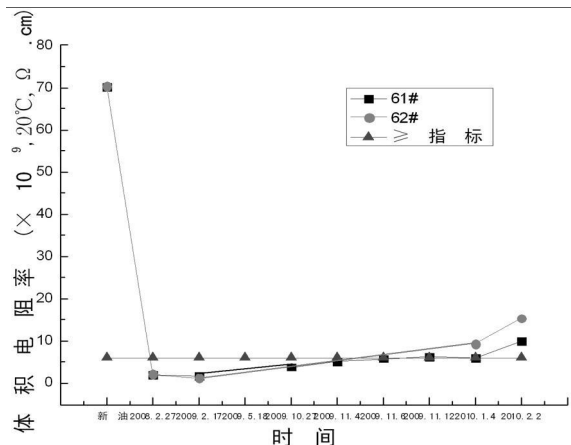


图 2 体积电阻率随时间变化曲线
(参考标准 DL/T 571—2007)

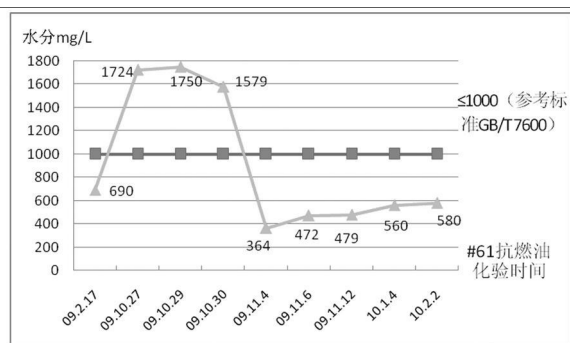


图 3 61号抗燃油水分随时间变化曲线

高压抗燃油系统发生的常见故障集中在供油装置,主要表现为:抗燃油酸值、水分、颗粒度的升高、抗燃油温度超标、系统压力降低并有较大波动等。

电阻率、水分含量、酸值和氯含量之间的关系曲线见图 4。由图 4 可以看出:①酸值在 0.4 mgKOH/g 以下时,对电阻率的影响不大,若酸值在 0.4 以上时,则电阻率下降很大;②水分含量大于 100 mg/kg 以上时,对电阻率影响较大;③酸值的影响大于氯化物和水分对电阻率的影响;④既含有氯化物又含水量大时,对电阻率的影响大于只含氯化物而不存在水时的电阻率。电阻率低是由于极性物质污染造成,此时应

检查酸值、水分、氯含量等项目。采用吸附再生方式去除油中酸性物质和其它极性物质、水分及金属粉末,能有效提高油的电阻率。

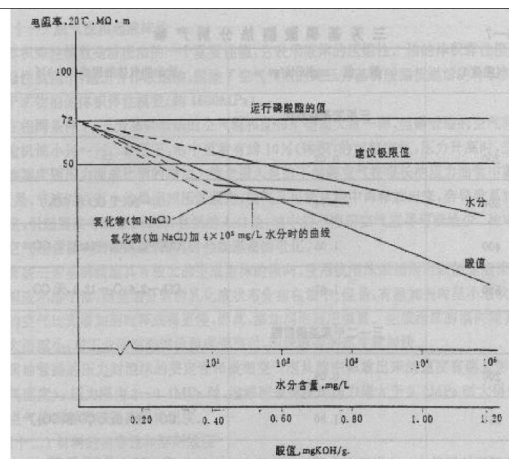


图 4 电阻率、水分含量、酸值和氯化物之间的关系曲线

2 EH 油质劣化原因分析

2.1 62号机组大修油设备清洗前情况

62号机组大修前对主油箱、冷油器 AB、小汽轮机冷油器等进行了清洗前的大检查,发现在事故油泵、辅助油泵、直流油泵周围有黄色锈迹;主油箱底部有少量杂质及油泥,事故放油管内少量油水混合物,底部的防锈层脱落严重,磁力棒上有较多金属屑和金属颗粒;油涡轮内,未涂防锈涂层的吸入管道表面均有黄色铁锈,吸入管道上部平台上有少量的、不均匀的黑色油泥;加热管中所有的加热 U 型管与油面接触处都有一层褐色油泥附着在加热管道上;滤网上部有少量的油泥及杂质,下部杂质较多,而且滤网破损严重。

在冷油器 AB 中,水侧有大量的泥沙、铁锈堆积在冷油器水侧顶部,特别是端盖周围,堵塞冷却水管,管内泥沙、铁锈下面是一层白色水垢,已有少量的冷却水管被水垢堵死。底部端盖内积有冲洗下来的泥沙、铁锈、水垢等杂质约有 20 cm 厚。油侧的冷却水管管壁上无油泥,较干净。上部隔板上有很少的杂质及铁屑。底部隔板上有少量的杂质及锈渣。

抗燃油箱的顶部有水滴,四周及底部较干净,有一小滤芯脱落在油箱底部。

2.2 抗燃油系统局部过热点的查找

利用红外测温枪和数码相机等设备在机组运行状态下对运行中 1 号机组的抗燃油系统管路的温度

场分布情况进行了一次全面细致的检测,检测结果发现,在系统中的确存在一些过热点,在油管路离热源较近的地方,油管路表面温度高达 70°C ,系统油管中的油在相对较长时间内不流动,造成长时间的局部过热,导致劣化变质,严重时就可能发生油的焦化现象。

2.3 原因分析

综合上述现象并结合图 1、图 2、图 3 分析,原因是多方面的,如下。

① 在 62 号机组大修中,油设备清洗前,发现主油箱中油面与箱壁接触的部位有一圈焦化物附着在箱体上,加热管中所有的加热 U 型管与油面接触处都有一层褐色油泥附着在加热管道上,由此可以判断系统内有过热点存在。

② 由 2008 年 2 月的分析结果中可以看出,体积电阻率较之前急剧下降,而酸值却在正常范围内,而此时化验的 62 号机水分为 $1\,100\text{ mg/L}$ 大于 $1\,000\text{ mg/L}$ 可见此时 62 号机中水分严重影响了体积电阻率值。

③ 61 号机组大修前抗燃油水分严重超标,此时的酸值也是达到最高 0.51 mgKOH/g 61 号机于 2009 年 11 月大修后水分降至标准范围内(图 3)。虽然频繁更换滤芯后体积电阻率基本达标(图 2),酸值也有所下降,但依然在标准所规定的数值以上(图 1),且 61 号机大修后一段时间内水分含量略有上升趋势(图 3)。可见水分对酸值的影响很大。

④ 2009 年 2 月的试验分析结果中,颗粒污染度 NAS 等级:61 号机抗燃油为 10 级,62 号为 7 级,均大于参考限值 6 级的标准。且 62 号机大修中发现抗燃油箱顶部有水滴。此时两机组酸值均超标,体积电阻率也低于标准限值,而从酸值和体积电阻率的数据可以看出:62 号机抗燃油劣于 61 号机抗燃油质量,可见水分多的较水分少的影响体积电阻率和酸值要大,且在大修时从事故放油管内少量油水混合物再次说明 62 号机内水分对油质的严重影响。

⑤ 2009 年 2 月的试验数据中 61 号为 10 级,可见颗粒污染较为严重。在 62 号机检查中发现防锈层脱落严重,磁力棒上有较多金属屑和金属颗粒,油涡轮内,未涂防锈涂料的吸入管道表面均有黄色铁锈。两机组对比可知,在往后的结果中看出酸值急剧上升,体积电阻率下降。可能是由于长期逐渐在水分的影响下,抗燃油酸值升高,腐蚀金属管壁,导致管壁产生疏松金属氧化物,加之在油的流动过程中不断冲刷管壁疏松的金属氧化物,这些氧化物便随油进入循环

管路中。另外,由于过热点的存在,产生油泥等焦化物,这些焦化物小颗粒也同时悬浮在油中,都会引起油中颗粒度等级超标。

⑥ 62 号机大修中发现滤网破损严重,且滤网上部有少量的油泥及杂质,下部杂质较多。可见此时的滤网已经很难再起到基本过滤作用了,滤网上杂质多再次说明油颗粒度不合格原因。

⑦ 62 号机大修中发现,抗燃油箱底部有一小滤芯脱落在箱底部。可见抗燃油旁路再生装置中的滤芯也曾有破损。该装置主要由硅藻土滤器和精密过滤器(即波纹纤维滤器)等组成。硅藻土的主要成分是 $\text{Mg, Al, Si, P, K, Ca}$ 吸附剂的主要成分是 Al, Si, P, K 。有资料表明旁路再生器中的硅藻土可能成为最大污染源。使用颗粒氧化硅铝小球吸附剂代替易破损的硅藻土滤芯是减少颗粒污染源行之有效的方法。

⑧ 2009 年自从化学化验中心检测出酸值超标以后,在线滤油装置中的滤芯按照汽机车间要求一个星期更换一次硅藻土和纤维滤芯,体积电阻率基本达标,酸值也有所下降,但依然不合格。可见抗燃油劣化变质后,产生酸性化合物和带颜色的醌类化合物,如果采用硅藻土或氧化铝等吸附再生设备,能控制油的酸值,但除不去油中带颜色的醌类物质(弱极性物质),随着醌类物质的不断积累,油的颜色也会越来越深,而酸值往后下降到 0.2 mgKOH/g 左右,下降也便不明显了。

2.4 后期采取的措施

金堂电厂在 2009 年 7 月份后频繁更换旁路再生装置滤芯,大修中对整个抗燃油管路进行了清理,并在 2010 年 4 月份新购入滤油装置。新购入的滤油装置型号为 PALL 真空滤油机(HNP021R3KZZC)用于除去水分、泡沫等,型号为 PALL(HRM02X/04X/07)的装置用于除去油中的酸性物质, PALL 滤油小车(PFC8314-50-ZKP)用于除去油中颗粒。三套装置同时使用,自投运以来,效果显著。经试验测试,抗燃油酸值、体积电阻率、水分、颗粒度均合格。

3 结论与对策

3.1 机组运行后要加强定期维护工作

(1)加强滤油工作:每星期滤油机滤油不少于 30 h , 每台电调机组每周平均投运 2 次 EH 油自过滤系统,共计 16 h , 每月平均投运 3 次 EH 油再生系统,共计 24 h ,

(2)油系统运行时应加强对 EH 油位、油温, EH 主油泵压力、流量、滤网差压,再生装置滤芯差压,系统内、外泄漏以及各试验块上的油压情况的日常检查。每月对高压蓄能器进行 2 次氮压检查,对低压蓄能器进行 1 次检查。

(3)加强对 EH 抗燃油油质的化学监督及维护。

3.2 运行抗燃油指标控制

3.2.1 酸度指标控制

高酸度会导致抗燃油产生沉淀、起泡以及空气间隔等问题。应严密监视抗燃油酸度指标,推荐每月检测 1 次,当酸值指标达到 $(0.08 \sim 0.1) \text{mgKOH/g}$ 时,投再生装置(按再生装置投运规程进行);一旦酸值增大(即硅藻土失效),不论绝对酸值多大,应立即更换硅藻土滤芯,其意义不仅在于此时它已不能继续降低酸值,而更重要的是失效的硅藻土还会释放大量金属皂类物质来污染油质;当酸值指标超过 0.4mgKOH/g 时,使用硅藻土滤芯再生装置很难使酸度指标下降到正常值,建议更换新油或投入更先进的滤油设备。

综上,必须投入再生装置,才能有效地降低抗燃油的酸度。再生装置中的再生芯、脱水芯都采用物理吸附,避免对抗燃油的二次污染;据有关文献报道,硅藻土再生装置短时间内可以提高油的电阻率,降低油的酸值、水分,效果显著,但硅藻土长期和抗燃油接触会起反应,易造成严重的后果。因此,应定期更换滤芯或使用颗粒氧化硅铝小球吸附剂代替易破损的硅藻土滤芯也是行之有效的方法。而消除污染源是能减缓系统滤网堵塞,延长滤网寿命,减少滤芯更换次数。在更换滤芯时要仔细检查有无破损泄漏现象,同时还应该检查再生器后的精密滤芯是否完好无损,安装是否正常。

3.2.2 粘度指标控制

抗燃油的粘度指标是比较稳定的,只有当抗燃油中混入了其他液体,它的粘度才发生变化。所以说,监视抗燃油的粘度是为了监视污染。推荐每 6 个月检测 1 次。

3.2.3 含水量控制

由于磷酸酯的水解趋势,水是引起分解的最主要的原因。水解所产生的酸性产物又催化产生进一步的水解,促进敏感部件的腐蚀或侵蚀。当含水量不是很大时,可使用过滤介质吸附。硅藻土滤芯有一定的吸水作用,使用前于 110°C 烘干 12 h 并在干燥箱中冷却到 $20^\circ\text{C} \sim 30^\circ\text{C}$ 后,立即装入过滤筒中。当抗燃

油含水量很大时,需使用真空脱水。含水量指标推荐为每 3 个月检测 1 次。运行中定期检查油箱顶部空气滤清器干燥剂是否失效并及时更换。

3.2.4 颗粒度指标控制

抗燃油中的固体颗粒主要来源于外部污染及内部零件的磨损,包括不正确的冲洗和经常更换过滤滤芯。抗燃油中颗粒度指标过高,会引起控制元件卡涩、节流孔堵塞及加速液压元件的磨损等,油中的固体颗粒还会加快抗燃油的老化。所以,油中的颗粒度指标对整个系统影响很大,应严格加以控制。推荐每月检测 1 次。通常采用如下措施来控制抗燃油的颗粒污染:①在系统中合理的布置过滤器;②新油过滤合格后才能加入到系统中;③经常开启滤油泵旁路滤油。注意:每次更换过滤器滤芯后应装上冲洗板进行油冲洗。

3.2.5 电阻率指标控制

抗燃油高电阻率可帮助防止由电化学腐蚀引起的伺服阀损坏。要保持高电阻率,做到保持抗燃油在好的工作环境中运行:①及时更换滤芯;②防止矿物油和冷却水对抗燃油的污染,推荐每 3 个月检测 1 次。

3.2.6 外观检查

抗燃油颜色的变化是油质改变的综合反映,当油液出现老化、水解、沉淀等现象时,油液的颜色会变深,新油表现为浅黄色,并澄清透明,当颜色变为深棕色时,可能表示油质已经老化。为了延长抗燃油的使用寿命,对运行中的抗燃油必须定期进行精密过滤和旁路再生。并定期更换硅藻土滤芯和波纹纤维滤芯,以降低油中杂质的颗粒污染度和酸性指标。在机组启动的同时,也应投入旁路再生装置,利用硅藻土、分子筛等吸附剂的吸附作用除去运行油老化产生的酸性物质、油泥、杂质、水分等有害物质。

对 EH 油系统进行定期检查,及时清理系统上各滤网,并按使用说明书要求定期更换各滤网滤芯。EH 油系统应该定期进行清洁工作,扫除外表的灰尘油污。特别在执行检修工作时,要注意保持工作环境的清洁。对测量 EH 油的压力表/开关校验后,一般情况下需经过静置 3 h 以上,并用无水酒精清洗,防止矿物油混入 EH 油中,禁止对其使用含四氯化碳等含氯清洗剂。对检修中心安装的 EH 油道要进行吹扫,防止存在于管道中的杂质进入 EH 油系统。对库存抗燃油,应认真做好油品入库、储存、发放工作,防

止错用、混用及油质劣化。

3.3 提高系统检修质量

检修时,应彻底清洗油系统的污染物,清洗后用面沾掉残余物质。调速器的伺服阀、错油门滑块和油动机有腐蚀点时,必须彻底清除,或将部件更换。机组大小修时更换伺服阀的滤网,一个大修期更换 1 次 EH 油系统的 O 型密封圈,确保一个小修期检查 1 次 EH 油冷却器泄漏情况和管壁的腐蚀情况。油箱、滤网应擦洗干净,精密滤芯如堵塞时应更换。

3.4 油系统的合理设计和安装

将空气过滤、除湿装置装入 EH 油箱顶部呼吸器内,降低油中含水量;EH 系统元件特别是管道应远离高温区域,严格控制保温材料的质量,保证足够的保温层厚度以降低汽缸及高、中压调门的热辐射温度;增加抗燃油的流动,尽量避免死油腔,由值长统一

调度每值当班人员对电调机组的负荷进行调整,防止油动机活塞底部的高温抗燃油长时间囤积,形成死区后加速其恶化。

参考文献

- [1] 李焯峰,刘永洛,严涛,等. 900 MW 核发电机组抗燃油系统污染原因分析 [C]. 第四届全国火力发电技术学术年会论文, 2003.
- [2] 李焯峰,魏洪波,程虹,等. 抗燃油在线再生处理新技术 [C]. 第四届全国火力发电技术学术年会论文, 2003.
- [3] 尤卓越. 国产 600 MW 机组抗燃油系统常见故障分析及应对措施 [J]. 江苏电机工程, 2008, 27(4): 20—21.

(收稿日期: 2011—01—07)

(上接第 51 页)

- [6] 杨文字,余建明,同向前. 基于最小割集的配电系统可靠性评估算法 [J]. 西安理工大学学报, 2001, 217(4): 387—391.
- [7] 张鹏,郭永基. 基于故障影响分析法的大规模配电系统可靠性评估 [J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2002, 42(3): 353—357.
- [8] 李卫星,李志民,刘迎春. 辐射状配电系统的可靠性评估的故障遍历算法 [J]. 电力系统自动化, 2002, 27(2): 53—56.
- [9] 郭永基. 考虑容量约束的配电系统可靠性评估 [J]. 电力系统自动化, 2000, 23(2): 48—52.
- [10] 方勇. 区域电网无功能力研究 [D]. 成都: 四川大学, 2008.
- [11] Zabian A, Illic M D. A Steady State Voltage Monitoring and Control Algorithm Using Localized Least Square Minimization of Load Voltage Deviations [J]. IEEE Trans on Power System, 1996, 11(2): 929—938.
- [12] Mao Jian-feng Zhao Qian-chuan Christos G. Optimal Dynamic Voltage Scaling in Power-limited System with Real-time Constrains [A]. 43rd IEEE Conference on Decision and Control 2004, 1472—1477.
- [13] 包黎昕,段献忠,何仰赞. 状态空间中电压稳定性的动态分析 [J]. 中国电机工程学报, 2001, 21(5): 17—22.
- [14] 周双喜,朱凌志,郭锡玖,等. 电力系统电压稳定性及其控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [15] Obadinao O, Beng G J. Determination of Voltage Stability Limit in Multinachine Power System [J]. IEEE Trans On

Power 1988, 3(4).

- [16] 王锡凡,方万良,杜正春. 现代电力系统分析 [M]. 北京: 科学出版社, 2004.
- [17] Kamarkar N K. A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming [J]. Combinatorica 1984(4): 373—395.
- [18] 赖炎连. 线性规划的 Kamarkar 方法 [J]. 咸宁学院学报, 2004, 24(6): 1—3.
- [19] 赖炎连. 线性规划的 Kamarkar 方法 (续) [J]. 咸宁学院学报, 2005, 25(3): 1—4.
- [20] 王良缘,吴政球,傅海燕,等. 电力市场中基于内点法的含暂态稳定约束的最大可用输电能力计算 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2004, 16(1): 28—33.
- [21] Allen R N, Billinton R, Sjarief I et al A Reliability Test System for Educational Proposes Basic Distribution System Data and Results [J]. IEEE Transactions On Power System, 1991, 6(2): 813—820.
- [22] Billinton R, Johnnavithula S A Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment [J]. IEEE Trans On Power System, 1996, 11(4): 1670—1676.

作者简介:

高 岩 (1986), 男, 硕士研究生, 研究方向为电压稳定及电压无功控制;

李华强 (1965), 男, 教授, 硕士生导师, 从事电压稳定及优化问题研究;

林茂君 (1987), 男, 硕士研究生, 研究方向为电压稳定及电压无功控制。

(收稿日期: 2011—01—17)

四川电网节能发电调度节能减排效果分析

杨 柳¹, 凌 亮², 唐茂林², 秦毓毅², 刘俊勇¹, 刘继春¹, 孙 毅²

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 四川省电力公司, 四川 成都 610061)

摘 要: 实施节能发电调度旨在减少单位电能生产中的能源消耗和污染物排放, 其中减少火电厂的耗煤量与二氧化硫、二氧化碳排放量是其重要环节。基于四川电网的主要火电厂数据, 分析节能调度前后耗煤量的变化, 计算节能调度前后四川省各火电厂的 SO_2 / CO_2 排放情况, 引入排放绩效指标进行精确分析, 验证了节能发电调度政策的有效性。

关键词: 节能发电调度; 节能减排; 耗煤量; 二氧化硫排放量; 二氧化碳排放量

Abstract: The objective of implementing energy-saving generation dispatching is to reduce the energy consumption and the pollutant emissions produced by unit energy, in which reducing the coal consumption, the emission of sulfur dioxide and carbon dioxide in thermal power plant is an important part. Based on the data of major thermal power plants in Sichuan Power Grid, the change of coal consumption before and after the energy-saving generation dispatching is analyzed, the SO_2 / CO_2 emissions of every thermal power plant before and after the energy-saving generation dispatching are calculated, the indicators of emission performance are introduced for the accurate analysis, and the effectiveness of energy-saving generation dispatching policy is verified.

Key words: energy-saving generation dispatching; energy-saving and emission-reducing; coal consumption; SO_2 emission; CO_2 emission

中图分类号: TM734 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2011)02-0087-04

0 引 言

中国电力行业以煤电为主的能源结构长期不变, 燃煤电厂二氧化硫、二氧化碳排放量在全国排放总量中占很大比重, 污染气体的排放造成了温室效应和中国一些地区酸雨污染严重, 亟待解决。控制燃煤电厂 SO_2 / CO_2 排放, 已成为中国大气污染防治的迫切任务^[1-2]。针对该问题, 电力工业提出了节能发电调度, 优先利用可再生资源, 减少以煤炭为主的一次能源消耗, 从而有效地减少电力行业的 SO_2 / CO_2 排放量, 以期达到节能减排的目标, 促进电源结构向高效、低污染的方向发展^[3-5]。

已有大量文献对节能发电调度进行了研究, 包括: 讨论其相关政策对电力企业的影响; 阐述其理论与技术支撑体系; 建模分析节能调度下的火电机组节能减排情况; 联合分析节能降耗与电力市场, 从经济学角度讨论各种可供参考的方法^[6-11]。下面将从耗煤量、二氧化硫、二氧化碳排放量这 3 个方面对节能调度下的节能减排效果进行分析, 验证其有效性。

基于四川电网 2007—2009 年间主要的火电机组

数据, 研究耗煤量, 定量分析实行节能调度前后四川电网的节能效果; 计算相应的二氧化硫、二氧化碳排放量, 使用排放绩效这一指标明确各火电厂的减排效果。通过分析可知, 实行节能发电调度后, 四川电网实现了有效减少火电厂耗煤量和二氧化硫、二氧化碳排放量的目标, 达到了节能减排的目的, 有力地促进了电源结构向高效、环保的方向发展, 优化了能源结构, 验证了节能发电调度政策的可行性和高效性。

1 四川省节能减排情况分析

基于四川省 2007—2009 年 23 个主要火电厂数据, 分析节能调度前后耗煤量的变化, 计算二氧化硫和二氧化碳排放量和相应的绩效, 验证节能减排效果。

根据计算结果, 首先从全局角度对四川省 2007—2009 年 3 年间的节能减排效果综合情况进行比较分析; 然后对各电厂的煤耗、二氧化硫减排量、二氧化碳减排量和相应绩效指标分别比较, 分析节能减排效果良好的电厂的特性, 为进一步实施节能调度提供可供参考的依据。四川省 2007—2009 年节能减排综合情况如表 1 所示。

表 1 四川省 2007—2009 年节能减排效果综合情况

年 份	2007	2008	2009
发电量总和 /MW·h	3 434 123	3 102 987	46 321 420
耗煤量总和 /t	14 137 865. 8	9 663 755. 65	15 740 548. 2
二氧化硫排放量总和 /t	739 788. 32	557 738. 75	464 368. 36
二氧化硫排放绩效	0. 05 232 673	0. 05 771 449	0. 02 950 141
二氧化碳排放量总和 /t	22 834. 84	20 959	17 557. 96
二氧化碳排放绩效	0. 001 615	0. 002 169	0. 001 115

分析可知:由于 2007 年还未实施节能调度,各电厂的 SO₂/CO₂ 排放量与 2008、2009 年有较大区别;相较于 2007 年,2008 年节能调度的实施以及地震的影响使得总体排放水平巨减,减排的 SO₂/CO₂ 量达 182 049. 57/1 875. 84 t;2009 年大力开展节能调度,在发电量和煤耗有大幅度增长的同时,总体减排效果仍然明显,减排的 SO₂/CO₂ 达 275 419. 96/5 276. 88 t;其中容量大、能效高、脱硫效率高的电厂减排效果尤为显著。

1.1 节能情况分析

四川省主要火电厂 2007—2009 年的耗煤量如图 1 所示。

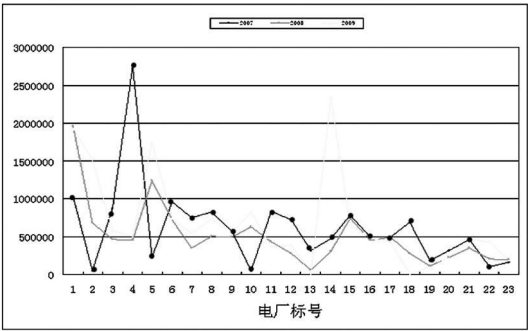


图 1 各电厂 2007—2009 年耗煤量 (t)

分析可知:图 1 显示了四川省 23 个主要火电厂在节能调度前后煤耗情况。由于 2008 年四川发生特大地震灾害,部分火电厂机组受到不同程度影响,整体发电水平下降,所以 2008 年各电厂耗煤量较 2007 年均有一定幅度的减少;2009 年全省大力实施节能调度,耗煤量虽较 2008 年有所上升,但与 2007 年相比明显减小,其中带有大容量、高效能机组的电厂节约耗煤效果最好。

1.2 二氧化硫减排情况分析

燃煤 SO₂ 排放量常规计算方法主要有以下 5 种:

实测法、经验算法、产排污系数法、硫元素平衡法和物料衡算法。其中,物料衡算法简单、明了、快速、易操作、影响因素较少,其他算法的参数测定较苛刻,与实际情况很难一致,客观性较差。

所以选择方法物料衡算法对四川电网的 SO₂ 减排情况进行计算分析。通过计算也验证了该方法的准确性。

物料衡算法是根据质量守恒定律,对生产过程中使用的物料变化情况进行定量分析的一种方法。在生产过程中,投入物料总量等于所得产品总量与物料和产品流失量之和。根据煤中二氧化硫转化效率的物料衡算法。公式为

$$M_{SO_2}=2 \cdot B \cdot F \cdot S \cdot (1-N_{SO_2}) \tag{1}$$

式中,F 为煤中硫转化为二氧化硫的效率(火炉发电厂锅炉取 0.90,工业锅炉、炉窑取 0.85,营业性炉灶取 0.8);S 为煤中的全硫含量百分比;N_{SO₂} 为脱硫效率,若未采用脱硫装置,N_{SO₂} 为 0。

基于四川省 2007—2009 年主要的 23 个火电厂数据,计算得到相应的二氧化硫排放量。表 2 为计算所得 2007—2009 年间四川省全省二氧化硫排放量数据与省环保厅数据的对比。

表 2 2007—2009 年四川省 SO₂ 排放量数据对比

年 份	2007	2008	2009
(省环保)全省排放总量 /t	117. 9×10 ⁴	114. 79×10 ⁴	108. 59×10 ⁴
(厅数据)按比例计算到火电厂 /t	74. 63×10 ⁴	57. 39×10 ⁴	48. 87×10 ⁴
计算所得主要火电厂排放总量 /t	73. 98×10 ⁴	55. 77×10 ⁴	46. 44×10 ⁴

由表 2 分析可知:根据从省环保厅的数据节能调度前即 2007 年火电行业二氧化硫排放量占全省总排放量的 63%,为了实现低碳经济,节能调度势在必行;节能调度后的 2008 年该降至 50%,2009 年降至 45%。由于计算时只考虑了主要的 23 个火电厂,没有计入小火电部分(总装机容量 500 MW),计算所得结果比省环保厅的数据稍小。但计算精度达 96%以上,仍然较高,数据可参考性强。由于计算精度较高且包含了四川省主要的火电厂,所以可将计算所得排放量视为火电行业总排放量。通过对比也验证了物料衡算法的准确性和可行性。

图 2 为各电厂的二氧化硫排放情况。分析可知:2007 年 SO₂ 排放量达 4 000 t 的电厂占 43. 5%,实施节能调度后,2008 年这一数据下降为 21. 7%,2009

年与 2008 年相近,但 2009 年中燃煤电厂普遍趋近于低排量电厂,相较于 2008 年总体水平大幅减小。由此可见,在四川省施行的关停高耗的小机组在节能调度中效果明显。

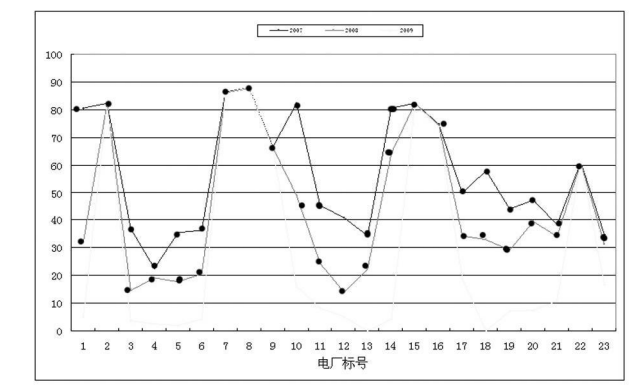


图 2 各电厂 2007—2009 年 SO₂ 排放量 (t)

由各火电厂二氧化硫排放绩效对各火电厂进行分析,为了便于分析,计算中对应于吨煤的污染物排放单位取 kg。各火电厂 2007—2009 年排放绩效如图 3 所示。

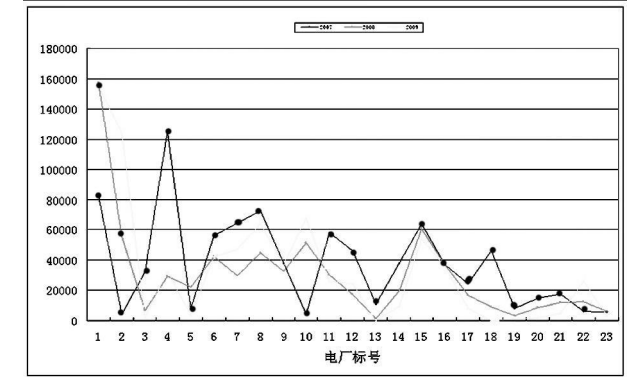


图 3 各电厂 2007—2009 年 SO₂ 排放绩效

由图 3 分析可知:2007—2009 年大部分电厂排放绩效均有明显降低,除一些火电厂因排放不达标被关停导致绩效降低外,其余均是由于有高效运行脱硫设备。比较可知标号为 2、7、8、9、15、16 和 22 的电厂排放绩效在三年间改变甚小,其减排工作还需加强。

通过分析四川省主要火电厂的耗煤量和二氧化硫排放量,以标煤进行折算后得到 1 t 标煤所对应的二氧化硫排放量,如表 3 所示。

表 3 各单位标煤对应的二氧化硫排放量	
年 份	2007 2008 2009
1 t 标煤排放二氧化硫量 /kg	52.33 52.54 28.87

由于受地震影响,2008 年节能调度的实施受到

很大阻碍,其值基本与 2007 年持平;2009 年单位吨标煤对应排放的二氧化硫量比 2007 年减少了 23.46 kg 降幅达 44.83%。以 2009 年的数据为基础,每节约 10 000 t 标煤,排放的二氧化硫量减少 288.7 t 减排成效非常明显,这与节能调度的大力开展是紧密相关。由于节能调度政策的实施,火电厂选用的煤炭含硫水平有所下降,而且由于省环保厅对各主要电厂的二氧化硫排放系统实施了联网检测,使脱硫设施运行情况良好,效率高,此外小火电高排放机组的关停也是起主要作用的因素之一。

1.3 二氧化碳减排情况分析

现行火电厂 CO₂ 排放量计算方法较为成熟,方法也较多,这里采用下式进行计算。

$$G_{CO_2} = 29.306 \cdot (11/3) \cdot f(x) \cdot E \cdot K_{CO_2} \quad (2)$$

式中, G_{CO_2} 为单位供电的 CO₂ 排放量; $f(x)$ 为单位供电标准煤耗; x 为机组负荷率; E 为单位热值下潜在的碳排放量,取国内实测平均值 0.02 474 g/kJ; K_{CO_2} 为燃料中碳的氧化率,通常取 0.9。

基于四川省 2007—2009 年主要火电厂数据计算得到相应的二氧化碳排放情况如图 4 所示,对应的排放绩效如图 5 所示。

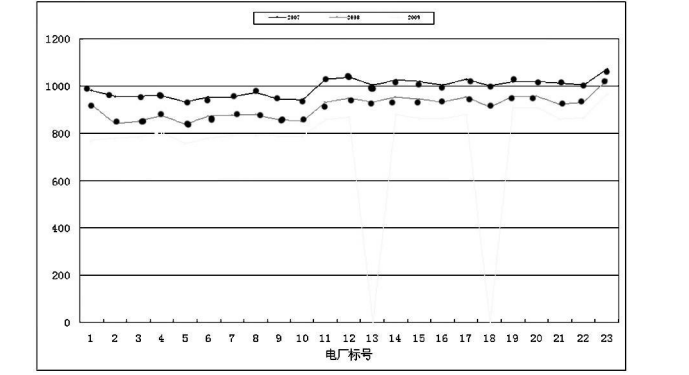


图 4 各电厂 2007—2009 年 CO₂ 排放量 (t)

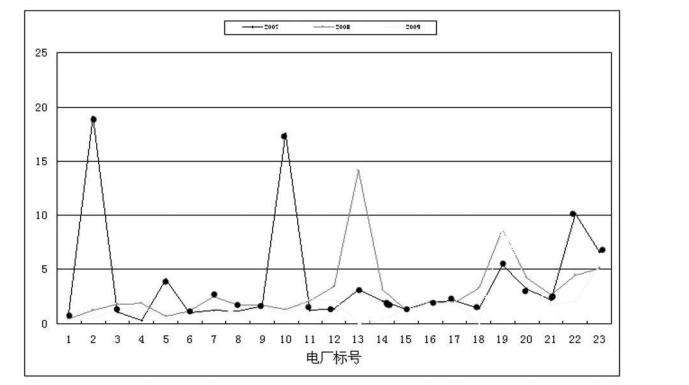


图 5 各电厂 2007—2009 年 CO₂ 排放绩效

由图 4 可知,四川省各主要火电厂 2007—2009 年二氧化碳排放量呈逐年下降的趋势。节能调度实施后,由于各火电机组需按照排序表进行发电,煤耗低能效高的机组优先发电,这使得火电厂采取各种技术手段来降低机组的煤耗,进而大大降低了二氧化碳的排放量。

由图 5 分析可知:2007—2009 年大部分电厂排放绩效均有明显降低,除一些火电厂因排放不达标被关停导致绩效降低外,其余均是由于有高效运行。比较可知标号为 2、10 和 22 的电厂二氧化碳排放绩效在三年间改变较大,其减排工作十分良好。

通过分析四川省主要火电厂的耗煤量和二氧化碳排放量,以标煤进行折算后得到 1 t 标煤所对应的二氧化碳排放量,如表 5 所示。

表 5 各单位标煤对应的二氧化碳排放量

年 份	2007	2008	2009
1 t 标煤排放二氧化碳量 /kg	1.615	2.169	1.115

从表 4 可以明显看出 2009 年减排效果非常明显,2008 年由于受地震影响,节能调度的实施受到很大阻碍,其值基本较 2007 年值有所提升;2009 年 1 t 标煤对应排放的二氧化碳量为 1.115 kg 比 2008 年减少了 1.054 kg 降幅达 48.59%;以 2009 年的数据为基础,当每节约 10 000 t 标煤时,能够减少排放的二氧化碳量达 11 150 kg 减排成效非常明显。在节能调度政策的强制下,火电厂引进各种技术手段降低机组的煤耗,能较大程度地减少二氧化碳的排放量。

2 结 论

四川省经济发展迅速,所需电量不断增大,作为全国的节能调度试点省份,通过计算分析可知节能发电调度的开展有力地保证了在发电量大幅度增长的同时,煤耗量和二氧化硫、二氧化碳排放量的同比减小,节能减排成绩是可观的。通过数据也可以看出 2009 年四川省加大了火电厂减排污染气体的督促力度,达到了较好的效果,其中容量大、能效高、脱硫效率高的火电厂效果尤为显著。但同时仍然有以下问题需进一步解决:①节能减排的法律意识需要进一步增强;②发电侧节能降耗调度方案仍有待完善;③脱硫设施装置建设质量与运行管理水平两方面亟待提

高;④市场在配置资源与节能减排中所起的作用需要进一步发挥;⑤脱硫副产品的综合利用率还需提高;⑥一次能源的清洁高效利用仍需进一步研究。

参考文献

[1] 杨继贤,何迎庆,张秀云,等. 低碳经济背景下我国能源发展趋势及煤炭企业对策 [J]. 中国矿业, 2010, 19(8): 54—57.

[2] 董广霞,傅德黔. 全国火电厂二氧化硫污染现状及其控制对策 [J]. 中国环境监测, 2003, 19(6): 33—36.

[3] 韩国刚,吴波,韩振宇,等. 中国 SO₂ 减排控制指标体系与减排控制对策研究 [J]. 电力环境保护, 2007, 24(4): 36—39.

[4] 耿静,严正,冯冬涵,等. 节能调度综述 [J]. 华东电力, 2010, 38(1): 54—58.

[5] 张粒子,谢国辉,朱泽,等. 准市场化的节能发电调度模式 [J]. 电力系统自动化, 2009, 33(8): 29—32.

[6] 王超,张晓明,唐茂林,等. 四川电网节能减排发电实时调度优化模型 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(4): 89—92.

[7] 尚金成. 电力节能减排的理论体系与技术支撑体系 [J]. 电力系统自动化, 2009, 33(6): 31—35.

[8] 傅书遏,王海宁. 关于节能减排与电力市场的结合. 电力系统自动化 [J], 2008, 32(6): 31—34.

[9] 杨梅,王黎,马光文,等. 节能调度对电力企业的影响及对策研究 [J]. 水力发电, 2009, 35(1): 88—91.

[10] 卫炜,焦莹,居勇,等. 节能调度下的火电机组节能减排效果研究 [J]. 华东电力, 2010, 38(1): 31—33.

[11] 胥传普,杨立兵,刘福斌. 关于节能降耗与电力市场联合实施方案的探讨 [J]. 电力系统自动化, 2007, 31(23): 99—103.

作者简介:

杨 柳 (1987),女,硕士研究生,从事电力市场研究;
凌 亮 (1970),通讯作者,男,工程硕士,从事电力市场辅助服务定价研究;
唐茂林 (1962),男,硕士,高级工程师,主任,主要从事电网调度运行管理等方向的研究;
秦毓毅 (1972),通讯作者,男,重庆万州人,博士研究生,从事调度运行管理、调度计划管理和电力市场运行方面的研究;
刘俊勇 (1963),男,教授,博士研究生导师,长期从事电力市场等领域的研究。

(收稿日期: 2010—11—12)

基于数据包络分析的水电企业节能调度效益评价

张 鹏¹, 秦毓毅², 唐茂林², 凌 亮², 刘俊勇¹, 刘继春¹, 张 驰²

(1 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2 四川省电力公司, 四川 成都 610061)

摘 要: 节能发电调度以节能、环保为目标, 优先调度可再生和清洁发电资源, 四川作为水电多发省, 提高水能利用率也成为四川省节能调度的任务之一。通过选取能反映水电站运行效益的指标, 建立基于数据包络分析法 (DEA) 的评估模型来评估节能调度前后水电站的综合效益, 以评价水电企业节能调度的成效。算例对水电企业实例进行分析计算, 验证了该评价方法的直观性及实用性。

关键词: 节能调度; 水电站效益; 数据包络分析法; 评估模型

Abstract: The end of energy-saving dispatching is to save energy and protect environment which can dispatch the renewable and clean energy preferentially. To improve the waterpower utilization is one of the energy-saving dispatching targets in Sichuan. By selecting some indexes which could reflect the operation benefit of hydropower station, the evaluation model based on data envelopment analysis (DEA) is established to evaluate the comprehensive benefits of hydropower station, which could evaluate the achievements of energy-saving dispatching in hydropower enterprise. The case study shows that this evaluation method is intuitionistic in results and has some practical value.

Key words: energy-saving dispatching; benefit of hydropower station; data envelopment analysis (DEA); evaluation model

中图分类号: TM612 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2011)02-0091-04

0 引 言

在倡导建设节约型社会政策激励下, 国家提出了开展电力节能调度, 优先利用可再生能源发电。开展节能发电调度, 对于减少能源消耗和污染物排放, 推动国民经济又好又快发展, 具有重要意义^[1-3]。节能发电调度办法有利于水电优先调度, 鼓励水电多发电。四川省作为节能调度试点之一, 非常重视水电厂的优化经济运行工作, 特别是将清洁可再生的水电资源放在优先安排的地位予以重点关注, 通过实施积极的调度策略, 充分发挥水火电联合优化调度, 尽量减少弃水, 增加发电量, 有效地节约了社会一次能源的消费。

由于电网等硬件结构在一定时期内是不变的, 在实施节能调度中可能会出现某一水电丰富区域由于网络约束而不能充分发电的情况, 降低了水能利用率。文献[4-7]对发电企业在实施节能调度后产生的问题进行了研究分析, 并给出了相应的应对措施, 但对发电企业节能调度前后的效益变化研究较少; 文献[8]进一步提出了节能调度协调理论, 从时间、空间尺度上对节能调度中产生的问题进行协调; 文献[9-10]提出了评价发电企业效益及竞争力的指标

体系, 但目前水电站节能调度效益评价方法还研究较少, 仍缺少比较系统的评价指标体系。因此, 有必要根据水电站节能调度的特性以及它与技术、市场之间的内在联系, 从一般系统论观点出发, 对其评价方法进行研究, 并建立起水电站节能调度效益评价指标体系, 结合数据包络分析法 (data envelopment analysis DEA) 来评价水电企业在实施节能调度中的综合效益。

1 水电企业节能调度效益评价指标体系

对水电企业节能调度综合效益进行评价需全面反映涵盖水电企业生产环节 (包括成本、可靠性、利用率等) 的相关属性要素, 通过这些要素来评价发电企业在整个生产过程中的行为, 最终达到综合评价水电企业在节能调度中的综合效益的目的。在中国当前的电力市场环境下, 针对水电企业的特点, 依据制订效率分析方案的一般原则, 提炼出相关指标。

1.1 生产能力指标

水电企业生产能力指标包括水情指标和生产指标。由于水电企业对水的依赖性, 水情直接影响到电厂的生产能力; 同时由于电力不可存储的特点, 生产和销售密切相关, 因此把相关的水情指标和生产指标

作为分析重点。选取的各指标如下。

①装机利用小时数。水电站装机容量年利用小时数,是评价装机容量利用率的一项指标。计算公式为

$$T = G_{av} / P_t \quad (1)$$

式中, T 为装机利用小时数 (h); G_{av} 为水电站多年的平均年发电量 (MW); P_t 为水电站装机容量 (MW)。

②水量利用系数。水量利用系数可以用来评价水电站利用上游来水量的优劣及水库运行方式的好坏。计算公式为

$$\gamma = \frac{W_g \times 100\%}{C_r \times \gamma_{av}} \quad (2)$$

式中, γ 表示水量利用系数; γ_{av} 表示多年平均水量利用率; W_g 表示发电用水量 (10^8 m^3); C_r 表示入库水量 (10^8 m^3)。

③耗水率。耗水率是水电厂发电水量消耗指标,反映能源转化效率的综合指标,是水电厂在一定时段内发电设备效率、水库调度和运行管理发电操作的综合能力水平的体现。计算公式为

$$\sigma = \frac{C}{H_c \eta} \quad (3)$$

式中, σ 为机组耗水率 (m^3/MW); C 为常数 (3600/9.81); H_c 表示净发电水头 (MW/m); η 为机组效率。

④年末库水位系数。年末库水位系数一定程度上反映了水库兴利调节能力的大小。计算公式为

$$\mu_1 = \frac{h_1 - h_d}{h_0 - h_d} \quad (4)$$

式中, μ_1 为年末库水位系数; h_1 为年末库水位 (m); h_0 表示正常蓄水位 (m); h_d 表示死水位 (m)。

⑤单位电量库容损失。单位电量库容损失反映了水库工程投入和淹没损失的大小。计算公式为

$$C_u = \frac{C_s - C_1}{G_t} \quad (5)$$

式中, C_u 表示单位电量库容损失 ($10^8 \text{ m}^3/\text{MW}$); C_s 表示年初库容 (10^8 m^3); C_1 表示年末库容 (10^8 m^3); G_t 表示总发电量 (MW)。

⑥弃水调峰损失电量。弃水调峰损失电量能体现出厂水资源的利用效率。计算公式为

$$\begin{aligned} E_{qt} &= m \ln \{ E_{qul}, E_{qe} \} \\ E_{qul} &= N_{maxsj} \times 24 - E \\ E_{qe} &= W_q / \sigma \end{aligned} \quad (6)$$

式中, E_{qt} 为调峰损失电量 (MW); E_{qul} 为按最大出力计算的调峰损失电量 (MW); E_{qe} 为按实际弃水量计算

的调峰损失电量 (MW); E 表示当日发电量 (MW); N_{maxsj} 为实际最大出力 (MW); W_q 为当日弃水量 (10^8 m^3); σ 为当日平均耗水率 (m^3/MW)。

⑦丰枯电量比。丰枯电量比在一定程度上能反映水库的调节能力及电厂水资源的利用率。计算公式为

$$\zeta = G_f / G_k \quad (7)$$

式中, ζ 表示丰枯电量比; G_f 为丰水期发电量 (MW); G_k 为枯水期发电量 (MW)。

⑧增发电量。节能调度政策要求优先调度水电,鼓励水电多发。因此,增发电量可以作为衡量水电企业节能调度效益的指标。计算公式为

$$\begin{cases} E_z = \Delta E_f + \Delta E_p + \Delta E_k \\ \Delta E_i = \Delta W_i / \sigma_i \quad (i = f, p, k) \end{cases} \quad (8)$$

式中, E_z 为电站年增发电量 (MW); ΔE_i 为电站计算时段内的增发电量 (MW), $i = f, p, k$ 分别表示丰水期、平水期和枯水期; ΔW_i 为电站计算时段内的有效调节水量 (10^8 m^3),即电站水库调节水量扣除实施水量调节时水量的沿程传递渗漏和水量蒸发等损失和受益电站在计算时段内的弃水量,实际用来发电的调节水量; σ_i 为电站在计算时段内机组耗水率 (m^3/MW)。

1.2 盈利能力指标

发电企业盈利能力主要体现在售给电网公司的电量和从中获得的收入,因此选取水电企业的售电电量和售电收入作为其盈利能力指标。

1.3 发电企业综合效率

发电企业生存和发展的核心环节是生产和销售环节,在激烈的市场竞争中,发电企业运营的成功与否取决于发电和售电这两个关键因素,因此其综合效益可利用生产效率和销售效率的乘积共同表示:

$$S_i = \alpha_i \times \beta_i \quad (9)$$

式中, S_i 表示第 i 个时间的发电企业综合效率因子; α_i 为第 i 个时间的发电企业生产效率; β_i 为第 i 个时间的发电企业销售效率。

2 水电企业节能调度效益 DEA 评价模型

数据包络分析法 (DEA) 是用来研究具有多个输入、多个输出的方案“技术有效”、“效益有效”的一种十分理想的方法,是管理科学、系统工程、决策分析和评价技术等领域一种重要的分析工具和手段^[11-12]。

在提炼出关键指标的基础上,以装机利用小时数、水量利用系数、耗水率、年末水位系数、单位电量库容损失、弃水调峰损失电量、丰枯电量比和增发电量作为输入指标,以水电企业售电电量和售电收入作为输出指标,结合数据包络分析 (DEA) 中效率指数的优化目标,建立水电企业节能调度效益评价模型,模型指标的评价可以利用 C²R 模型进行求解。

设有 n 个具有多输入与输出的决策单元 DMU_i (i =1, 2, ..., n), 每个决策单元有 m 项投入 $x_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{im})^T$; l 项产出 $y_i = (y_{i1}, y_{i2}, \dots, y_{il})^T$; 则第 i 个决策单元的效率评价模型为

$$\begin{aligned} \max \quad & \frac{u^T y_0}{v^T x_0} \\ \text{s.t.} \quad & \frac{u^T y_i}{v^T x_i} \leq 1 \\ & v_p \geq 0, (p = 1, 2, \dots, m) \\ & u_q \geq 0, (q = 1, 2, \dots, l) \end{aligned} \tag{10}$$

式中, x_0, y_0 为 DMU₀ 的输入、输出; 输入权重 $v = (v_1, v_2, \dots, v_m)^T$; 输出权重 $u = (u_1, u_2, \dots, u_l)^T$ 。根据线性规划的对偶理论,可以得到如下规划问题模型。

$$\begin{aligned} \min \quad & \theta - \epsilon \left[\sum_{i=1}^m \bar{s}_i + \sum_{i=1}^l \bar{s}_i \right] \\ \text{s.t.} \quad & \sum_{i=1}^n x_i \lambda_i + \bar{s}^- = \theta x_0 \\ & \sum_{i=1}^n y_i \lambda_i - \bar{s}^+ = y_0 \\ & \sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \\ & \lambda_i \geq 0 (i = 1, 2, \dots, n), \bar{s}^+ \geq 0, \bar{s}^- \geq 0 \end{aligned} \tag{11}$$

式中, $\bar{s}^+$ 及 $\bar{s}^-$ 均为 n 维列向量,分别对应待求的投入要素和产出要素调整量; λ_i 为待求比例因子; ϵ 为阿基米德无穷小。

设式 (10) 模型的最优解为: $\lambda^*, \bar{s}^+, \bar{s}^-, \theta^*$, 有如下结论^[13]: 当效率指数 $\theta^* < 1$ 时, 该 DMU 不为 DEA 有效, 此时认为其内部运作存在问题, 此时 $\bar{s}^-$ 表示该 DMU 要达到有效应减去的投入要素数量, $\bar{s}^+$ 表示该 DMU 要达到有效应增加的产出要素数量; 当效率指数 $\theta^* = 1, \bar{s}^- = 0$ 及 $\bar{s}^+ = 0$ 时, 该 DMU 相对于其他所有决策单元有效, 这意味着没有其他任何决策单元或决策单元的线性组合能使用更少投入生产等量的产出, 或使用等量投入生产更多产出。

3 示例分析

以中国某水电企业作为研究对象, 选取了 2006—2009 年的运行数据来分析评价节能调度前后水电企业的综合效益, 各年关键指标值如表 1 所示。

表 1 2006—2009 年各关键指标值				
	2006	2007	2008	2009
装机利用小时数 /h	4 352	4 464	4 413	4 488
水量利用系数	0. 81	0. 79	0. 80	0. 75
耗水率 /(m ³ /MW)	9. 45	9. 38	9. 46	9. 16
年末库水位系数	0. 95	0. 91	0. 79	0. 78
单位电量库容损失 /10 ⁸ m ³ /MW	6. 35	6. 32	4. 20	2. 80
弃水调峰损失电量 /MW	60. 92	95. 18	71. 10	87. 89
丰枯电量比	2. 32	2. 57	2. 51	2. 74
增发电量 /MW	87 641	110 050	124 789	182 706
售电电量 /MW·h	3 071 713	3 181 763	3 306 552	3 489 258
售电收入 /万元	781 136. 62	831 076. 50	8 368 883. 31	920 117. 33

利用 C²R 模型对以上评价指标进行分析计算得到每年的生产效率 θ^* 、松弛变量 $\bar{s}^+$ 和 $\bar{s}^-$ 及综合效率的值, 如表 2 和表 3 所示。

表 2 2006—2009 年水企业生产效率测度				
DMU	2006	2007	2008	2009
效率值	0. 689	0. 743	0. 903	1. 000
售电电量 /MW·h	0	0	0	0
售电收入 /万元	106 523	72 596	53 678	0
装机利用小时数 /h	0	0	0	0
水量利用系数	0	0. 21	0	0
耗水率 /(m ³ /MW)	0. 27	0. 24	0. 19	0
年末库水位系数	0. 13	0. 17	0	0
单位电量库容损失 /10 ⁸ m ³ /MW	2. 19	1. 57	2. 20	0
弃水调峰损失电量 /MW	0	5. 69	0	0
丰枯电量比	0	0	0	0
增发电量 /MW	58 428	47 296	24 893	0

表 3 2006—2009 年水企业综合效率测度				
	2006	2007	2008	2009
综合效率值	0. 164	0. 186	0. 218	0. 345

从表 2 和表 3 的生产效率及综合效率分析结果可知以下几点:

- ①该水电企业 2009 年的生产效率达到 DEA 有效, 其他年份均未达到 DEA 有效。
- ②表 2 中各列数值分别表示图 1 中各投入要素

的调整量。在产出不变的条件下,水电企业可以按各松弛变量给出的调整信号对投入要素进行合理调整,以提高生产效率,进而达到弱 DEA 有效或 DEA 有效。以表 2 中效率最低的 2006 年为例,该年份在保持目前产出水平不变的前提下要达到 DEA 有效,应该缩减(或增加)相应的输入值,如耗水率减低 0.27 m³/MW,年末库水位系数减少 0.13,单位库容损失降低 2.19×10⁸ m³/MW,发电量增加 58 428 MW。同理可以对其他未达到 DEA 有效的年份进行类似分析。

③从表 3 的综合效率情况可知该水电企业 2009 效益最佳,2008 年其次,说明该水电企业在开展节能调度后效益有提升;虽然存在一些网络约束,造成了 2009 年水量利用系数较低和较高水平的弃水调峰损失电量,但总体上节能调度的开展是有利于该水电企业,因此应对该水电企业节能调度开展的成效予以肯定。

4 结 论

针对节能调度实施后对水电企业的影响,提出了水电企业节能调度效益评价指标体系,并在此基础上结合 DEA 分析方法测度水电企业生产效率。最后根据综合效率的大小实现对水电企业节能调度前后效益的排序、判断和评价。为评价节能调度成效的企业分析人员提供了一套完整可行的评价新方法,具有较强的灵活性和实用性。

参考文献

[1] 傅书遍,王海宁. 关于节能减排与电力市场的结合 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(6): 31—34, 75.
[2] 艾琳,华栋. 电力系统节能发电调度研究 [J]. 华东电力, 2008, 36(9): 85—89.

(上接第 29 页)

的拓扑结构和潮流方向,使原来简单的单电源辐射型网络变成复杂的多电源网络。现有的基于单端电源系统设计的配电系统保护和自动重合闸装置也必须做出相应的调整,否则由于分布式电源的存在必定使保护出现拒动、误动等问题,影响保护的选择性和灵敏性,甚至对配电系统及设备的安全稳定运行造成破坏。

参考文献

[1] 朱成章. 发展直燃式空调机对电力工业的作用 [J]. 华东电力, 2000, 28(5): 27—28.

[3] 耿静,严正,冯冬涵,等. 节能调度综述 [J]. 华东电力, 2010, 38(1): 54—58.
[4] 张安华. 关于节能发电若干问题的思考 [J]. 电力需求侧管理, 2008, 10(6): 4—6.
[5] 文福拴,陈青松,褚云龙,等. 节能调度的潜在影响及有待研究的问题 [J]. 电力科学与技术学报, 2008, 23(4): 72—77.
[6] 杨梅,王黎,马光文,等. 节能调度对电力企业的影响及对策研究 [J]. 水力发电, 2009, 35(1): 88—91.
[7] 陆涛,马光文,王黎. 节能调度对水力发电企业的影响及应对措施 [J]. 华东电力, 2010, 38(1): 36—38.
[8] 尚金成,刘志都. 节能发电调度协调理论及应用 [J]. 电力自动化设备, 2009, 29(6): 109—114.
[9] 王鹤,张婷,韩英豪,等. 电力市场环境下的独立发电企业新评价指标体系研究 [J]. 华东电力, 2007, 35(2): 32—36.
[10] 陈云华. 基于综合指标法的发电企业市场竞争力分析 [J]. 水利发电学报, 2006, 25(5): 14—16.
[11] 王宇飞. DEA 方法在中国电力行业效益评价中的应用 [J]. 上海电力学院学报, 2008, 24(4): 388—392.
[12] 荀志远,乔淑芳. 考虑环境因素的项目投资 DEA 效率测度 [J]. 青岛理工大学学报, 2010, 31(4): 19—23.
[13] 魏权龄. 数据包络分析 [M]. 北京:科学出版社, 2004.

作者简介:

张 鹏 (1986),男,硕士研究生,从事电力市场研究。
秦毓毅 (1972),男,重庆万州人,博士研究生,从事调度运行管理、调度计划管理和电力市场运行方面的研究。
唐茂林 (1962),男,硕士,高级工程师,主任,主要研究方向电网调度运行管理。
凌 亮 (1970),男,工程硕士,从事电力市场辅助服务定价研究。
刘俊勇 (1963),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,长期从事电力市场等领域的研究。

(收稿日期: 2011—01—09)

[2] 孙福杰,何俊佳,邹积岩. 基于重合器和分段器的 10 kV 环网供电技术的研究及应用 [J]. 电网技术, 2007, 24(7): 33—36.
[3] 袁超,吴刚. 分布式发电系统继电保护技术 [J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(2): 100—102.
[4] 谢昊,卢继平. 重合闸在分布式发电条件下的应用分析 [J]. 重庆大学学报, 2007, 30(2): 30—33.

作者简介:

刘 林 (1985),男,硕士研究生,西南交通大学电气学院,专业电力系统及其自动化,专业方向继电保护。

(收稿日期: 2010—12—15)