

树立“大能源观”助力江苏经济社会发展

单业才

(江苏省电力公司,江苏南京 210024)

摘要:《中国电力与能源》对我国能源安全与发展进行了系统思考,提出了解决我国能源问题的基本思路 and 实现能源发展方式转变的战略路径。江苏省电力公司将践行“大能源观”,全面履行社会责任,加快江苏电网转型升级,积极建设特高压电网,全面建设坚强智能受端电网,为江苏经济社会发展提供可靠的能源电力保障。

关键词:大能源观;江苏电力;能源

中图分类号:TK01

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2012)04-0001-02

能源与电力可持续发展是关系到我国经济社会发展的重大战略问题。在我国经济社会发展和能源战略转型的关键时期,国家电网公司总经理、党组书记刘振亚出版专著《中国电力与能源》,以博大的事业胸怀、宽广的国际视野,从分析国内外能源形势入手,科学地提出了“大能源观”,对我国能源安全与发展进行了系统思考,提出了解决我国能源问题的基本思路 and 实现能源发展方式转变的战略路径。该著作理论与实践相融,是科学发展观在能源领域的具体体现,体现了国家电网人对我国能源和电力事业发展的使命感和责任感。

1 用理论指导实践,加快江苏电网转型升级

对江苏公司来说,当前重要的任务就是要以“大能源观”为指引,进一步解放思想、转变观念,准确把握能源发展、电力工业发展规律,以电力为中心推进能源发展方式转型。

江苏地处东部沿海地区,一次能源严重短缺,能源需求大,对外依存度高,就地平衡的能源保障方式已越来越难以为继。截至目前,江苏省内全社会装机已超过 7 000 万千瓦,比上世纪末翻了近两番,长江沿岸平均每 30 千米就建有一座大中型发电厂。然而,电力供需紧张的局面并没有得到根本解决。同时,江苏面临的环境压力越来越大。土地资源和环境容量已成为江苏新建或扩建电厂的“硬约束”。与之相伴而来的,大量电煤“海进江”的运输方式,也受到运力和自然条件的制约,保障难度与日俱增。在 2008 年年初冰雪灾害期间,江苏主力电厂存煤曾一度告急。

当前,江苏省提出了“全面建设更高水平的小康社会,开启基本实现现代化新征程”的奋斗目标。这意味着,未来 5 到 10 年,江苏依然有着旺盛的电力需求。据预测,江苏在完成节能减排硬指标的情

况下,到 2015 年,最高用电负荷将达到 1 亿千瓦左右,需要从区外受入电力 3 000 万千瓦。

加快推进电网转型升级刻不容缓。“三华”电网对江苏来说具有特殊意义。将江苏电网安全融入“三华”同步电网既是国家电网公司的要求,也是我们的职责所在。随着江苏特高压直流工程和交流工程的有序推进,江苏将以特高压交直流互联和配电网改造升级为重点,打造主网坚强、配网可靠、调度灵活、运行经济、环境友好,以通信信息平台为支撑,具有信息化、自动化、互动化特征,实现“电力流、信息流、业务流”高度一体化融合的现代电网。

2 发展特高压电网,促进江苏经济和电力可持续发展

《中国电力与能源》指出,电网作为国家能源战略布局的重要组成部分和能源产业链的重要环节,不仅是连接电源和客户的电力输送载体,更是具有网络市场功能的能源资源优化配置载体。解决我国能源问题的关键在电力,发展特高压电网是电力工业科学发展的内在要求。

实施“一特四大”战略,加快建设特高压电网,实施输煤输电并举,促进我国西部和北部大型煤电基地、风电等可再生能源基地以及西南大型水电基地的集约高效开发,实行全国范围优化配置能源资源,是深入实施西部大开发战略,积极推动西部地区能源资源优势转化为经济优势,实现东、西部优势互补和协调发展的重大战略措施,经济、社会和环保综合效益显著。

综合考虑江苏省能源资源特点以及能源结构调整、环保等方面要求,坚持输煤输电并举,加快发展输电,通过特高压电网大规模引入西部和北部大型能源基地电力,充分发挥电网优化配置能源资源的功能和作用,是既符合国家能源资源优化配置,又符

合江苏实际的必然之选。

早在上世纪末,江苏就积极与山西、内蒙古、陕西等省(区、市)开展能源与电力合作,探索输煤与输电并举的先行经验。500 千伏阳淮工程以专厂、专线、专供的模式向江苏直接送电。该工程跨越 5 省 25 市,是全国第一个跨大区远距离超高压交流发输电工程,开国家“西电东送”先河。投运至今,已累计向江苏送电约 1 200 亿千瓦时。同时,江苏还积极引葛洲坝、三峡电力进入苏南负荷中心。近年来,江苏每年引进区外来电力都在 700 万千瓦以上,为满足迎峰度夏期间高峰用电需求,保障经济社会可持续发展发挥了重要作用。

面向未来发展,着眼现代化全局,江苏公司必须继续做改革创新的前头兵,全面融入国家电网发展规划,进一步深化与西部、北部资源富集省份能源电力合作。我们要在国家电网公司的坚强领导下,着力构建“输煤输电并举”的多元能源电力供应保障体系,率先推进“一特四大”战略在江苏落地,为江苏又好又快推进“两个率先”提供坚强支撑。

3 服务能源保障大局,全面建设坚强智能受端电网

按照国家电网公司“一特四大”战略和“三华”特高压同步电网构建规划,“十二五”期间,国家电网公司将重点建设“三纵三横一环网”特高压电网,其中“一纵一横一环网”特高压交流线路将落点江苏电网,建设徐州、南京、泰州、苏州、连云港 5 座特高压变电站和“东纵”锡盟－徐州－南京、“中横”靖边－徐州－连云港、“长三角环网”淮南－南京－泰州－

苏州－上海特高压交流,建设±800 千伏锦屏－苏南、锡盟－泰州、锡盟－溧阳特高压直流工程。

按照国家电网公司总体部署,江苏公司加快推进特高压工程的前期和建设,尽快形成江苏特高压交直流电网主网架,全力做好特高压电网与 500 千伏电网的有效衔接。确保到 2015 年江苏接纳外部来电能力达到 3 500 万千瓦以上,满足江苏沿海千万千瓦级风电基地在“三华”电网内消纳的需要,保障江苏能源安全。

在加强特高压主网架建设的同时,江苏公司统筹推进各级电网建设,优化电网布局,完善电网结构,合理分层分区,建成坚强智能受端电网,实现各电压等级电网有机衔接和均衡发展,电网各项技术经济指标和装备质量全面达到或领先于国际水平,实现从“简单满足需求”向“注重质量和效益”的转变。江苏公司主动对接各级政府发展规划,及时准确研判经济发展形势与用电需求,加大城乡配电网规划建设的组织协调和投资力度。全面提升江苏电网智能化水平,在科技创新、智能电网建设、电动汽车充换电设施布局等方面发挥引导作用。

江苏公司将牢固树立“大能源观”,全面履行社会责任,充分发挥电网优化配置能源资源的功能和作用,践行电力与能源可持续发展理念,为江苏全面建成更高水平小康社会,率先基本实现现代化提供可靠的能源电力保障。

作者简介:
单业才(1966),男,工学博士,哲学博士,高级工程师,江苏省电力公司总经理。

Establishing the "Large-Scale Energy Conception" to Promote the Economic and Social Development of Jiangsu Province

SHAN Ye-cai

(Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

Abstract: A systematic thinking about the energy safety and development of China is implemented in the monograph titled *Electric Power and Energy in China*. The basic idea for the solution of energy issues as well as the strategic path for the realization of transformation of energy development patterns is proposed. Guided by the "large-scale energy conception", Jiangsu Electric Power Company will fulfill their social responsibility, accelerate the transformation and upgrade of Jiangsu power grid, actively develop the ultra-high voltage grid, and comprehensively construct the strong and smart receiving end power grid positively so as to provide reliable power supply for the economic and social development of Jiangsu province.

Key words: large-scale energy conception; Jiangsu electric power; energy

基于超声波法的 GIS 盆式绝缘子内部气隙放电特性研究

周云锋¹, 张子阳¹, 杨景刚², 贾勇勇²

(1.江苏省电力公司,江苏 南京 210024;2.江苏省电力公司电力科学研究院,江苏 南京 211103)

摘 要:为了研究 GIS 盆式绝缘子内部气隙放电特性,采用三层环氧板构建了绝缘子内部气隙缺陷模型,使用超声波方法对其局部放电信号进行检测。实验结果表明,随外加电压的升高,气隙放电的放电谱图表现出"兔耳"状特点,随气隙体积和外加电压的增加,其放电幅值会随之增加,采用三电容模型对其进行了解释。检测结果为 GIS 局部放电的现场检测、故障定位及模式识别奠定了实验基础。

关键词:GIS;超声;局部放电;气隙

中图分类号:TM835

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2012)04-0003-03

GIS 由于其占地面积小,可靠性高的优点在电力系统中得到了越来越广泛的应用^[1-3],局部放电是 GIS 中放电性故障的初期表现,对 GIS 进行局部放电检测是保证 GIS 安全运行的重要手段^[4,5]。局部放电信号包含了丰富的绝缘状态信息^[6],对 GIS 制造、安装及运行过程中产生的缺陷能够进行有效反应,可检测出绝缘故障的发生及严重程度,在事故的早期阶段提出报警,以便有计划地安排维修,减少设备的损坏,避免事故发生所带来的巨大损失。因而局部放电的检测、评价和定位也就成为 GIS 绝缘状况监测的最重要手段。

基于超声波法的局部放电检测是一种对电力设备很重要的、非破坏性的检测手段。电力设备内部发生局放时表现为一个小范围的气体击穿,气体分子的相互撞击会产生超声波脉冲,不同的电气设备,环境条件和绝缘状况产生的声波频谱都不相同^[7]。GIS 中沿 SF₆ 气体传播的只有纵波,而在 GIS 外腔体中,既可以传播横波也可以传播纵波^[8]。GIS 中局部放电激发的超声波可以看作是以点源的方式向四周传播,由于超声波的波长较短,因此它的方向性较强,从而它的能量较为集中,可以通过外壁的超声传感器收集放电时产生的超声信号并对其进行分析。

盆式绝缘子是 GIS 中重要的、用量非常大的绝缘介质,其材料通常为环氧,盆式绝缘子的绝缘性能对整个 GIS 的安全运行具有重要意义。盆式绝缘子一般采用真空浇注的方式进行制作,在浇注过程中如果真空度不够或者进入了微量气体,则会在浇注成型的绝缘子中产生微量气泡,气泡一旦形成,由于环氧的介电常数($\epsilon=3.6$)大于气体的介电常数($\epsilon=1$),所以气泡会承担很高的场强,会导致气泡发

生放电,从而引起盆式绝缘子中产生局部放电。局部放电一旦形成,就会对绝缘产生长期的电气和物理破坏,最终会导致绝缘失效,致使 GIS 产生事故。盆式绝缘子中由于气泡引起的局部放电特性与气泡的体积大小密切相关,其对绝缘的危害程度也不相同,本文以不同体积的环氧中气泡为研究对象,对其局部放电的超声波特性进行了研究。

1 测量系统及缺陷制作

研究过程中采用了一套以超声波检测为基础的综合测试系统,实验线路如图 1 所示,它包括工频加压系统及超声波测试回路。

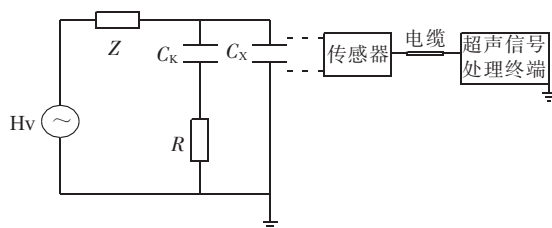


图 1 测量系统示意图

图 1 中, Z 为保护阻抗, C_k 为耦合电容, C_x 为试品电容。由于没有现成的带有内部缺陷的绝缘子,因此本文使用缺陷单元模拟此类缺陷,如图 2 所示。放电模型由三层环氧板黏接而成,上下两层环氧板厚 2 mm,中间夹板带有气隙缺陷,其厚度可以调整。

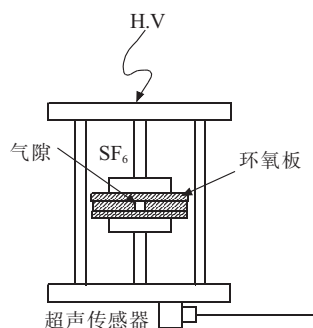


图 2 环氧内部气隙模型示意图

收稿日期:2012-03-08;修回日期:2012-04-15

基金项目:国网公司重点科技项目《基于多特征量的 GIS 绝缘状态评估的研究》。

缺陷单元放置在密封腔体内,腔体上下采用金属板,中间采用有机玻璃作为腔体外壳,超声传感器放置在下金属板进行超声信号的传感。

设置尺寸为 2 mm (厚度) $\times 1\text{ mm}$ (直径), $2\text{ mm}\times 2\text{ mm}$, $2\text{ mm}\times 3\text{ mm}$, $1\text{ mm}\times 1\text{ mm}$, $1\text{ mm}\times 2\text{ mm}$, $1\text{ mm}\times 3\text{ mm}$ 的扁平气泡,对其放电谱图进行分析,并研究气隙尺寸对放电起始电压、局部放电量等影响。考虑到此类放电的分散性以及放电模式的时间累计性,试验中每个样品首先升压至能采集到放电信号,然后稳定此时施加的电压 10 min ,再逐级增大电压,每一级电压下均保持 10 min 左右以观测放电现象。

2 实验结果及分析

利用上述的测量系统及试品,对盆式绝缘子中不同体积的气隙缺陷进行了局部放电实验,对其放电特性进行了研究。

2.1 放电谱图

以体积为 $2\text{ mm}\times 2\text{ mm}$ 缺陷为例,研究不同电压下气隙内部放电的发展。放电 PRPO 谱图如图 3 所示。

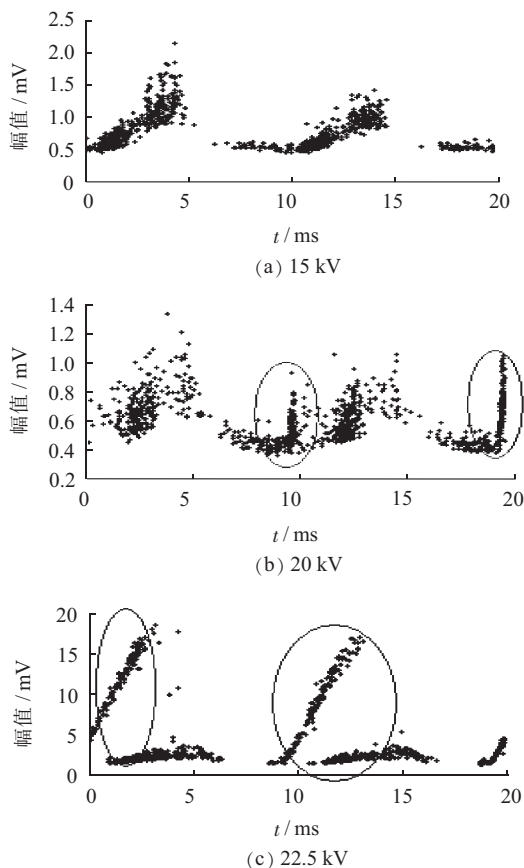


图 3 不同外加电压下的气隙放电 PRPD 谱图

从图 3 可以看出, 15 kV 时为起始放电阶段, PRPD 谱图呈现双峰的模式,幅值约为 2 mV ,随着施加电压增加到 20 kV 左右, PRPD 谱图出现“兔

耳”(图中圈中部分),最大放电幅值约为 1.5 mV 。

PRPD 谱图“兔耳”部分出现的原因是由于在施加电压过零点附近气隙外加电场极性的反转,与气隙内部空间电荷产生的场强同一方向,两个场强叠加导致气隙内部场强剧增,而使得放电剧烈,所以出现“兔耳”这样信号较强的谱图。

在此基础上继续增加施加电压到 22.5 kV ,放电量变大,最大放电幅值约为 15 mV ,且“兔耳”部分变得更明显,随着施加电压的变化,气隙放电的谱图模式变化不大,此时随着局部放电的进行,缺陷气隙内的气体分子不断发生放电分解,产生 CO_2 , H_2O 等电负性分子,这些分子一方面对气隙内的气体放电产生影响,一方面同介质产生化学反应,生成结晶状物体附着在介质表面,改变介质表面的电导率。同时由于放电产生的分子和电子不断轰击介质表面,致使介质表面粗糙程度增加,对放电产生的空间电荷积聚产生影响,导致放电谱图的变化。比较不同电压下的谱图还可以发现,随着施加电压的增加,“兔耳”的相位也随着拉宽。由此可见,“兔耳”现象是内部气隙缺陷放电所特有的一种特性。

2.2 气隙尺寸的影响

不同气隙厚度的起始放电幅值如图 4 所示。

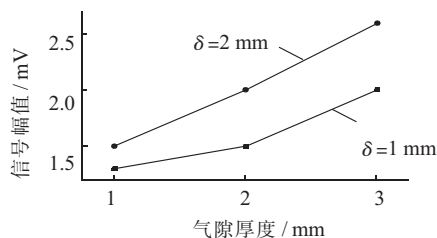


图 4 气隙尺寸对起始放电量的影响

从图 4 可以看出,气隙尺寸对放电幅值的影响很大。图中 2 条曲线分别为厚度 $\delta=1\text{ mm}$ 和 $\delta=2\text{ mm}$ 的气隙起始放电幅值与气隙直径 d 的关系,可见初始放电幅值随着气隙体积的增大而增大。可以用 3 个电容来表征介质内部存在缺陷时的局部放电的机理,示意图如图 5 所示。

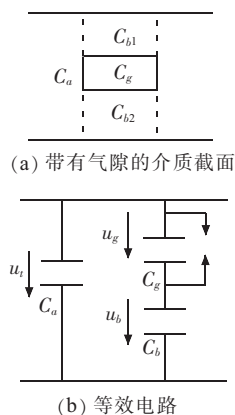


图 5 固体介质内部气隙放电的三电容模型

图5中, C_g 为气隙的电容, C_b 为和 C_g 相串联部分的介质电容, C_a 为其余大部分绝缘的电容。

施加电压于试品,使得气隙上的电压到达击穿电压 U_{gb} 时,气隙发生放电。气隙发生一次局放,试品两端出现瞬变电荷量 Q_a 。放电产生后, C_g 上的电压降到 ΔU_g ,假设试品为扁平状且与电场方向垂直,气隙厚度为 δ ,试品厚度为 h ,气隙和介质的相对介电常数分别为 ε_{rc} 和 ε_{rb} ,由此电容模型可导出:

$$Q_a = C_b \Delta U_g = [\varepsilon_{rb} S / \varepsilon_0 (h - \delta)] U_{gb} \quad (1)$$

式(1)中: S 为气隙面积。

当气隙较大时,并不是整个气隙都会发生放电,放电只发生在一部分面积中。因此,每次实际的放电面积应该以 ηS 来表示,其中 $\eta = 0.1 \sim 0.8$, Q_a 为:

$$Q_a = C_b \Delta U_g = (\varepsilon_{rb} \eta S / \varepsilon_0 (h - \delta)) U_{gb} \quad (2)$$

由式(2)可知,面积 S 越大,放电量 Q_a 越大; δ 增大,且气隙起始放电电压变化不大时, Q_a 增大。试验结果大致上能定性地反映出上述规律,但由于不确定因素的存在,要定量描述放电量与各个参数的关系还比较困难。

2.3 施加电压的影响

3个不同 SF_6 气压下超声信号有效值与施加电压的关系如图6所示。

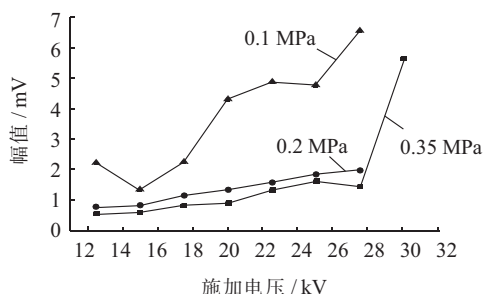


图6 信号有效值与施加电压关系图

从图6可以看出,气隙发生起始放电以后,增大施加电压气隙场强增大,检测到的超声波信号随着缓慢增大,但在施加电压增大到一定程度时,信号幅值陡然增大。分析认为放电量增大的原因有:(1)施加电压的增大使得气隙上的电压降增大;(2)气隙内场强增加,离子运动更加活跃,参加放电气隙有效面积增大。

3 讨论

固体绝缘中的气隙放电是局部放电产生的重要原因,从本质上来讲,气隙放电的特性由外施电压产生的外电场和气隙内空间电荷产生的内电场所决定,两者之和决定了气隙是否发生放电及发生放电的幅值和时刻。由于工频电压是随时间不断变化,当外加电压在过零点极性反转时,外加电场和

空间电荷产生的内电场极性相同,会导致气隙承担一个较大的电场,从而会在过零点附近产生较大放电幅值,形成气隙放电所固有的“兔耳”谱图。由于气隙体积增加,其放电起始电压增加,导致一旦引起放电,就是一个较大的数值。因此大气隙会引起大放电,放电剧烈会导致绝缘介质电老化加速,从而导致绝缘失效概率增加。

4 结束语

通过对GIS中盆式绝缘子内部气隙模型局部放电的超声波检测,对其局部放电特性进行了研究。研究表明,随着外加电压的升高,气隙放电谱图表现出固体绝缘内部放电所独有的“兔耳”状谱图,通过观察“兔耳”谱图的有无,可以简单地判断是否为内部放电。实验结果表明,气隙体积对放电幅值具有较大影响,大气隙会引发大幅值放电,而随着外加电压的升高,其放电幅值会随之升高,研究为GIS中局部放电的准确检测、缺陷定位及模式识别奠定了实验基础。

参考文献:

- [1] 邱毓昌. GIS装置及其绝缘技术[M]. 西安:西安交通大学出版社,2007.
- [2] 肖燕,郁惟镛. GIS中局部放电在线监测研究的现状与展望[J]. 高电压技术,2005,31(1):47-50.
- [3] 肖登明,李旭光,秦松林. 特高压输电系统中GIS气体放电特性[J]. 高电压技术,2007,33(6):6-9.
- [4] 金立军,张明锐,刘卫东. GIS局部放电故障诊断实验研究[J]. 电工技术学报,2005,20(11):88-91.
- [5] 金立军,胡青,邱国海,等. GIS电晕监测[J]. 高电压技术,2005,31(3):25-27.
- [6] SABOT A, KOLTUNOWICZ W, BOECK W, et al. Insulation Co-ordination of GIS: Return of Experience, on Site Tests and Diagnostic Techniques[J]. Electra, 1998(176): 66-97.
- [7] 肖登明,李旭光,秦松林. 特高压输电系统中GIS气体放电特性[J]. 高电压技术,2007,33(6):6-9.
- [8] SABOT A, PETIT A, TAILLEBOIS JP. GIS Insulation Co-ordination: On-site Tests and Dielectric Diagnostic Techniques. A Utility Point of View[J]. Power Delivery, IEEE Transactions on, 1996, 11(3):1309-1316.

作者简介:

周云锋(1979),男,江苏常州人,工程师,从事电力系统自动化专业的研究工作;
张子阳(1982),男,安徽蚌埠人,工程师,从事电力系统自动化专业的研究工作;
杨景刚(1984),男,陕西咸阳人,工程师,从事变电设备状态评估技术研究工作;
贾勇勇(1986),男,江西九江人,工程师,从事变电设备状态评估技术研究工作。

江苏低频低压减载与负荷联切协调配置研究

周 磊^{1,2},周 霞^{1,2},罗凯明³,李 威^{1,2},李 琳¹,罗剑波¹
(1.国网电力科学研究院,江苏 南京 210003;2.中国电力科学研究院南京分院,江苏 南京 21003;
3.江苏电力调度通信中心,江苏 南京 210024)

摘 要:针对江苏分区电网极端严重故障下存在严重功率缺额、局部孤网的局面,以及可能发生频率、电压崩溃的风险,文中提出低频低压减负荷与负荷联切装置相互协调的稳控配置方案。该方案依据断面潮流判断相应的切负荷量,并通过与低频低压减负荷协调配合适应电网不同运行方式。实际算例仿真验证了所提方案可有效保证分区电网联网后的安全稳定运行。

关键词:低频低压减负荷;分区电网;负荷联切

中图分类号:TM762 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2012)04-0006-03

低频减负荷(UFLS)、低压减负荷(UVLS)作为电网安全稳定第三道防线,是防止电力系统尤其是受端系统在遭受极其严重故障后导致稳定破坏、发生大面积停电事故的重要手段^[1,2]。江苏电网分层分区运行以来^[3],随着电网的不断发展,各分区电网也发生了较大变化,某些分区的功率缺额较大,如果孤立运行,可能会在频率崩溃的同时发生电压崩溃,甚至电压崩溃快于频率崩溃^[4,5]。

针对上述情况,若低频低压减负荷方案中的动作延时过长,则不能及时动作切除负荷,并且在频率或电压急速下降时,可能会导致该地区的低频低压减负荷装置闭锁而无法及时动作。鉴于上述原因,对于该类功率缺额较大的孤网地区,建议配置低频低压减负荷方案的同时增设负荷联切方案来解决^[6]。本文以江苏武南分区为例,在考虑低频低压减负荷与负荷联切相互协调配合的基础上,优化了原有低频低压减负荷装置的定值和配置方案,并提出低频低压减负荷装置与负荷联切装置相互协调的配置方案。

1 武南分区简介及低频低压减载方案

江苏武南分区的局部电网结构如图 1 所示。武南分区内部电厂较少,分区主要通过武南主变受电为主。以武南分区 2011 年夏季高峰方式(受电功率占总负荷的比例最大)为例该校核该孤网系统频率及电压安全,该典型方式下武南分区总负荷约为 1 771 MW,地区受电总有功 1 195 MW。武南分区原有的低压、低频减负荷配置方案分别如表 1 和表 2 所示。2011 年夏季高峰方式武南分区孤网后,考虑常规的低频低压减负荷配置方案^[7-11],系统不能保持安全稳定运行,系统电压崩溃,如图 2 所示。

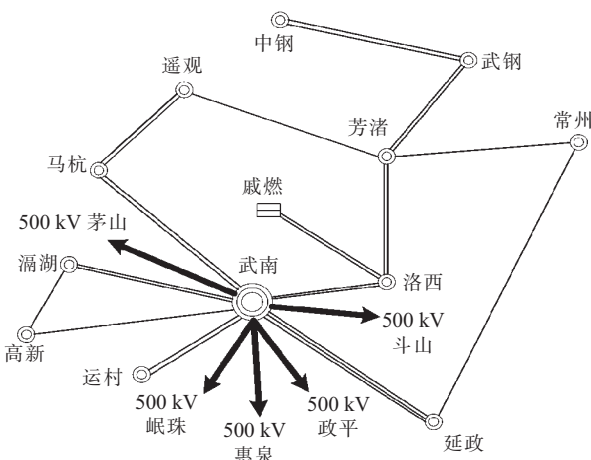


图 1 2011 年武南分区电网结构示意图

表 1 武南分区低频减负荷配置原始方案

定值	启动频率 /Hz	延时 /s	切负荷比例 /%
第 1 轮	49.00	0.5	7
第 2 轮	48.75	0.5	5
第 3 轮	48.50	0.5	5
第 4 轮	48.25	0.5	4
第 5 轮	48.00	0.5	4
第 6 轮	47.50	0.5	5
特 1 轮	48.50	20	5
特 2 轮	49.00	20	5

表 2 武南分区低压减负荷配置原始方案

定值	第 1 轮	第 2 轮
启动电压 /p.u.	0.85	0.80
延时 /s	3	1
切负荷比例 /%(夏季高峰方式)	16	16

从电压响应曲线上看,电压崩溃时间极短,电压下降快于频率下降,原有的低频减负荷方案延时过长,不能在功率缺额较大的情况下及时动作;并且电压和频率下降过快,使 du/dt 和 df/dt 的数值很大,可能会导致低频低压减负荷装置的电压和频率变化率

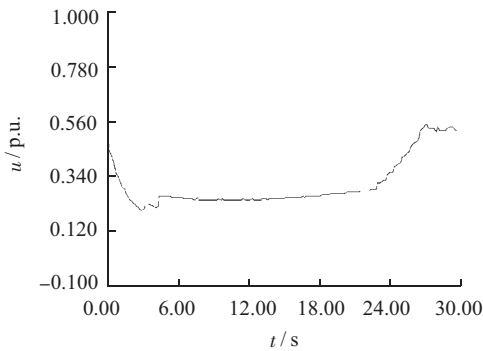


图2 2011年夏高方式武南孤网后母线电压响应曲线

闭锁。所以必须安装负荷联切装置,当频率电压迅速下降时,达到及时动作切除负荷的目的;并且负荷联切装置可以检测断面潮流,根据不同的运行方式,而采取不同的切负荷措施。

在建议安装负荷联切装置的基础上,仍建议在该地区配置低频低压减负荷装置,其原因为:

- (1) 当江苏电网出现低频时,需要各地区均配置低频减负荷来保证系统的频率安全,武南分区作为全网的一部分,有义务分担一部分切负荷量;
- (2) 当孤网系统内功率缺额较少时,可不需要通过负荷联切装置联切负荷,此时的功率缺额,可由低频减负荷装置通过切除负荷来平衡;
- (3) 实际配置时,武南分区的低频低压减负荷装置和负荷联切装置可作用于同样的切负荷对象,采用同一面控制柜便可实施,不会带来额外的经济负担。

2 武南低频低压减载与负荷联切协调配置

2.1 武南分区低压减负荷定值的优化

从表1和表2中可见,武南分区已有的低频低压配置方案,与目前全国大多数电网中一般推荐的常规配置基本相同。而由前面的分析可知,孤网后系统电压崩溃时间一般都较短,因此,建议对武南分区低压减负荷启动延时进行改进。推荐武南分区的低压减负荷方案如表3所示。

表3 武南分区低压减负荷配置优化方案

定值	第1轮	第2轮
启动电压/p.u.	0.85	0.80
延时/s	0.4	0.4
切负荷比例/(夏季高峰方式)	16	16

2.2 负荷联切装置与低频低压减载的协调配置方案

武南分区的负荷联切装置布置在该地区的500 kV变电站内,采集该站所有500 kV进线的电气量,检测所有主变总的下网潮流。装置程序内部设有“切负荷门槛定值 P_{mk} ”,便于根据不同的潮流断面而采取不同的切负荷措施。

负荷联切装置的启动条件为:该变电站500 kV线路均断开。动作条件是当该变电站所有主变总的下网潮流小于“切负荷门槛定值 P_{mk} ”时,负荷联切装置不动作,功率缺额由当地的低频减负荷来平衡;当该潮流大于“切负荷门槛定值 P_{mk} ”时,负荷联切装置动作,根据整定的“组态定值”来切除特定的线路,来达到切除一定量负荷的目的。

在小负荷方式下,可能出现的低频和低压问题相对较轻,不考虑负荷联切装置,当3台主变下网功率为710 MW时,武南分区孤网后,按照调整后的低频低压减负荷方案,低压减载装置动作2轮,低频减载装置动作6轮,共切除负荷672 MW,相应的频率响应曲线如图3所示。孤网系统最低频率46.6 Hz,稳态频率49.85 Hz,孤网系统频率可以保持安全稳定。所以该地区负荷联切装置的“切负荷的动作门槛值 P_{mk} ”可设为710 MW,当主变的下网潮流小于该定值时,负荷联切装置不动作,仅按照优化调整后的低频低压减负荷方案切除指定量的负荷即可。

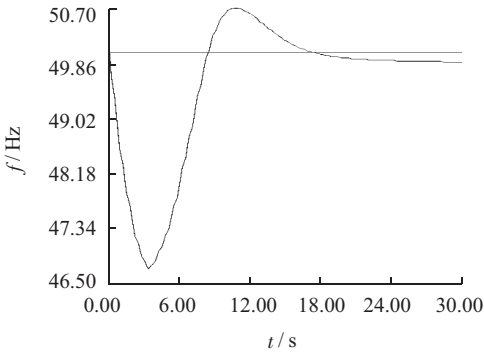


图3 武南孤网系统的频率响应曲线

在夏季高峰方式下,假定武南分区的内部戚墅堰电厂停开398 MW机组一台,另一台机组发电300 MW,此刻的武南主变下网功率为1 494 MW+j125 Mvar,该地区孤网后的功率缺额将达到最大。需考虑负荷联切装置和低频低压减负荷装置共同动作,才可保证孤网系统的频率安全。

在此方式下,发生孤网故障后,负荷联切装置于0.2 s先切除该地区613 MW负荷,低频减负荷装置再动作6轮,低压减负荷装置动作2轮,共切除负荷941 MW,孤网系统最低频率47.1 Hz,稳态频率50.12 Hz,系统的频率响应曲线如图4所示,满足了安全稳定要求。

3 结束语

本文根据江苏武南分区的仿真计算分析,优化了原有低频低压减负荷装置的定值和配置方案,并提出了低频低压减负荷装置与负荷联切装置相互协调的配置方案。利用负荷联切装置检测潮流断面的

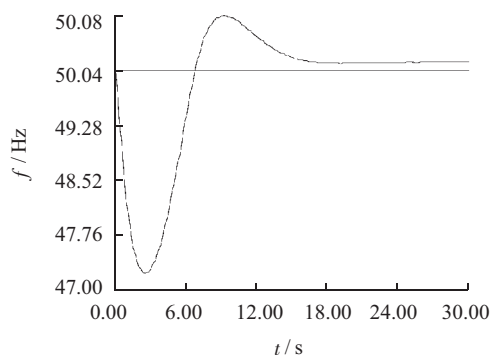


图4 武南孤网系统频率响应曲线

功能,根据不同的运行方式采取对应的切负荷措施,与低频低压减负荷装置协调配合,提高了江苏电网安全稳定运行和供电的可靠性,减少了大停电事故发生的机率。

参考文献:

- [1] DL 755—2001,电力系统安全稳定导则[S].
- [2] DL/T 723—2000,电力系统安全稳定控制技术导则[S].
- [3] 陆圣芝,胡伟,罗建裕.江苏电网分层分区研究[J].江苏电机工程,2006,25(3):11-13.
- [4] 王梅义,吴竞昌,蒙定中.大电网系统技术[M].北京:中国电力出版社,1995.
- [5] 候玉强,邬雄,顾林.传统减负荷判据在互联电网中的适应性研究[J].电网与清洁能源,2009,25(1):12-16.

- [6] DL/T 428—1991,电力系统自动低频减负荷技术规定[S].
- [7] 秦明亮,杨秀朝.减少低频减载方案过切的措施研究[J].电网技术,2002,26(3):83-86.
- [8] 徐泰山,李碧君,鲍颜红,等.考虑暂态安全性的低频低压减载量的全局优化[J].电力系统自动化,2003,27(22):12-15.
- [9] 熊小伏,周永忠,周家启.计及负荷频率特性的低频减载方案研究[J].中国电机工程学报,2005,25(19):48-51.
- [10] 邢国华,乔卫东.低压减载方案研究综述[J].华东电力,2005,33(12):36-50.
- [11] 杨卫东,庄侃沁,徐泰山,等.华东电网低频低压减载方案研究[J].华东电力,2009,37(10):56-60.

作者简介:

- 周磊(1982),男,山东泰安人,工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制的研究工作;
- 周霞(1978),女,江苏海门人,高级工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制的研究工作;
- 罗凯明(1978),男,贵州惠水人,高级工程师,从事电力系统安全稳定分析、调度运行工作;
- 李威(1976),男,江苏徐州人,高级工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制的研究工作;
- 李琳(1987),男,湖南长沙人,硕士研究生,从事电力系统安全稳定分析与控制的研究工作;
- 罗剑波(1963),男,江苏泰州人,研究员级高级工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制的研究管理工作。

Study on Harmony Allocation of UFLS & UVLS and Load Associated Cut in Jiangsu

ZHOU Lei¹, ZHOU Xia^{1,2}, LUO Kai-ming³, LI Wei^{1,2}, LI Lin¹, LUO Jian-bo¹

(1. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;

2. China Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;

3. Dispatch Center; Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

Abstract: Since the Jiangsu partition power grid exits the danger of serious power shortfall, local isolated network as well as frequency collapse and voltage collapse, the scheme of harmony allocation of UFLS & UVLS and load associated cut is raised in this paper. The scheme determine the appropriate amount of load shedding based on power flow, and adapt to different operation mode of grid through harmony allocation with UFLS & UVLS. Actual numerical examples verify that the proposed scheme can effectively ensure the safe and stable operation of partition grid after the isolated network.

Key words: UFLS & UVLS; partition power grid; load associated cut

(上接第5页)

Research on Discharge Characteristics of GIS Basin Insulator Internal Air Gap Based on the Ultrasonic Method

ZHOU Yun-feng¹, ZHANG Zi-yang¹, YANG Jing-gang², JIA Yong-yong²

(1. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China;

2. Jiangsu Electric Power Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: In order to study discharge characteristics of GIS basin insulator internal air gap, the insulators internal air gap defect model is built by three-layer epoxy board, and the partial discharge signals are disclosed by ultrasonic method. The experimental results show that the discharge spectra of the air-gap discharge present a "rabbit ears"-like characteristics with increasing applied voltage, and the discharge amplitude will increase with the increase of air gap size and applied voltage. Three-capacitor model is used in this paper. The test results lay experimental basis for the live detection of GIS partial discharge and fault location and pattern recognition. GIS; ultrasound; partial discharge; air gap

Key words: GIS; Acoustic; PD; Cavity discharge

几起主变保护动作原因分析

鲍有理, 严 芬
(无锡供电公司, 江苏 无锡 214061)

摘 要:文中以 3 个案例介绍了主变差动保护动作(含瓦斯继电器动作)情况。详析差动保护动作后,根据动作报文信息和故障电流电压的波形、幅值及相位来判断差动保护动作的原因,确定故障相别,快速锁定故障点的位置,为检修部门查找故障点和准备修试提供方向;在主变空冲时,由于试验班对主变小修及预试后产生较大“剩磁”,或者新型变压器使用铁心材料特性较“硬”的原因而导致主变在送电时差动保护动作,则应该向调度部门正确地解释差动保护动作原因,为尽早恢复主变运行提供关键的依据。

关键词:差动保护;故障点和相别;波形分析;主变充电

中图分类号:TM77

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0009-03

主变保护跳闸直接影响局部系统的稳定运行。当主变保护动作跳开各侧断路器后,必须快速调阅主变保护的動作报文(保护动作出口时间、故障相别、故障电流切除时间)初步掌握故障情况。主变各侧套管电流互感器(TA)均接入故障录波器,比较每一侧套管 TA 电流和该侧断路器独立 TA 电流的有无可以大致确定故障点的大致位置。例如:主变 110 kV 侧避雷器击穿引起差动保护动作,110 kV 侧套管 TA 电流很大、该侧断路器独立 TA 却没有电流(适合于 110 kV 母线没有小电源),且故障点的位置一目了然。主变保护动作原因不尽相同。220 kV 侧导引线和门型构架发生接地故障引起差动保护动作、35 kV 侧出线刀闸的支持瓷瓶断裂产生相间短路引起各级后备保护动作、罕见的主变 10 kV 平衡绕组故障^[1]引起差动保护动作都有发生。这类保护动作均可以借助故障电流电压的波形快速判断是否有故障以及故障点的位置。而主变充电时差动保护动作、或者 500 kV 主变充电时过大的励磁涌流作用于主变绕组,其收缩和舒张使油流来回涌动引起瓦斯继电器动作。此时,根据电压跌落情况、三相励磁涌流是否规范等方面就可以判断是主变绕组确有故障,还是由于主变本身的原因(剩磁偏大、磁化特性较“硬”)导致差动保护动作。

1 500 kV 主变运行中差动保护动作

1.1 动作情况及差动保护动作报文信息

主变差动保护 WBZ-5000 及重瓦斯动作,跳开主变三侧断路器。主变差动保护接线示意图如图 1 所示。动作时间为 16 ms,A 相差流值 2.34 A,B 相差流值 0 A,C 相差流值 2.34 A。220 kV 电压录波如图 2 所示。

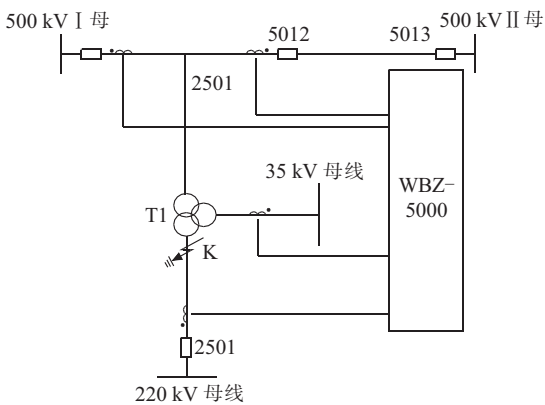


图 1 主变差动保护接线示意图

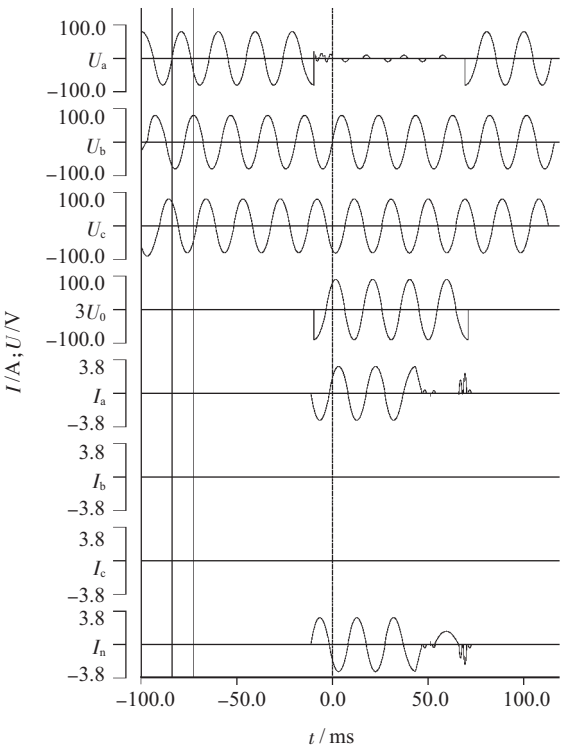


图 2 220 kV 电流电压录波图

1.2 WBZ-5000 差动保护 Y 侧转角算法

WBZ-5000 差动保护 Y 侧转角算法:

$$\begin{cases} \dot{I}'_A = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) / \sqrt{3} \\ \dot{I}'_B = (\dot{I}_B - \dot{I}_C) / \sqrt{3} \\ \dot{I}'_C = (\dot{I}_C - \dot{I}_A) / \sqrt{3} \end{cases} \quad (1)$$

式(1)中: $\dot{I}'_A, \dot{I}'_B, \dot{I}'_C$ 为差动保护的计算电流; $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$ 为 TA 提供的电流。

主变接线组别为 Y/Y/ Δ -12-11, 500 kV 侧、220 kV 侧都是 Y 侧转角算法。当 A 相故障时, 根据式(1)得:

$$\begin{cases} \dot{I}'_A = (\dot{I}_A - \dot{I}_B) / \sqrt{3} = \dot{I}_A / \sqrt{3} \\ \dot{I}'_B = (\dot{I}_B - \dot{I}_C) / \sqrt{3} = 0 \\ \dot{I}'_C = (\dot{I}_C - \dot{I}_A) / \sqrt{3} = -\dot{I}_A / \sqrt{3} \end{cases} \quad (2)$$

式(2)中: 差动保护的 A 相和 C 相有差流且幅值相等、相位相反, B 相差流为 0。转角算法和报文信息一致。

1.3 判断

图 2 的 220 kV 电流电压录波图中, A 相电压几乎跌落到 0、电流幅值很大, B 相、C 两相几乎没有电流且电压看不出变化。可以确定 220 kV 侧 A 相接地故障引起差动保护动作, 检查发现主变 220 kV 侧 A 相套管底座断裂喷油, 造成单相接地故障引起差动保护动作, 属差动保护区内故障。

1.4 重瓦斯动作原因分析

(1) 变压器绕组匝间短路造成本体油气化, 形成油流冲向油枕, 油流冲击挡板动作导致重瓦斯动作; 油气流使 220 kV 侧 A 相套管底座断裂喷油, 形成单相接地故障引起差动保护动作。

(2) 220 kV 侧 A 相套管底座断裂喷油, 形成单相接地故障引起差动保护动作。变压器本体油减少、油枕内的油流向本体, 重瓦斯继电器内的下浮球跌落导致重瓦斯动作。

2 220 kV 主变运行中差动保护动作

2.1 动作情况

主变差动保护 RCS-978 动作, 跳开主变三侧断路器。主变差动保护接线示意如图 3 所示。

2.2 报文信息

出口跳闸时间为 18 ms, A 相差流值 $50.52I_e$, B 相差流值 $25.27I_e$, C 相差流值 $25.24I_e$ 。

2.3 RCS-978 差动保护 Y 侧转角算法

RCS-978 差动保护 Y 侧转角算法^[2]:

$$\begin{cases} \dot{I}'_A = \dot{I}_A - \dot{I}_0 \\ \dot{I}'_B = \dot{I}_B - \dot{I}_0 \\ \dot{I}'_C = \dot{I}_C - \dot{I}_0 \end{cases} \quad (3)$$

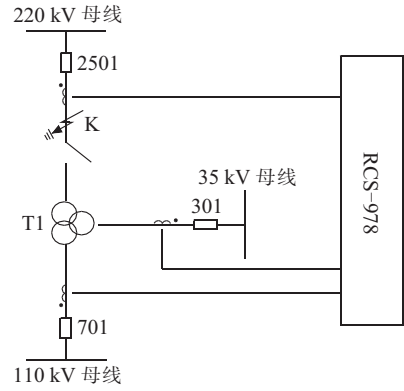


图 3 主变差动保护接线示意图

主变接线组别为 Y/Y/ Δ -12-11, 220 kV 侧 A 相接地故障时, 根据式(3)得:

$$\begin{cases} \dot{I}'_A = \dot{I}_A - \dot{I}_0 = \frac{2}{3} \dot{I}_0 \\ \dot{I}'_B = \dot{I}_B - \dot{I}_0 = -\frac{1}{3} \dot{I}_0 \\ \dot{I}'_C = \dot{I}_C - \dot{I}_0 = -\frac{2}{3} \dot{I}_0 \end{cases} \quad (4)$$

式(4)中: B 相与 C 相差流为 A 相差流幅值的一半, 相位相反, 符合报文信息中差流数值, 也符合图 4 中的差动保护的三相差流波形。

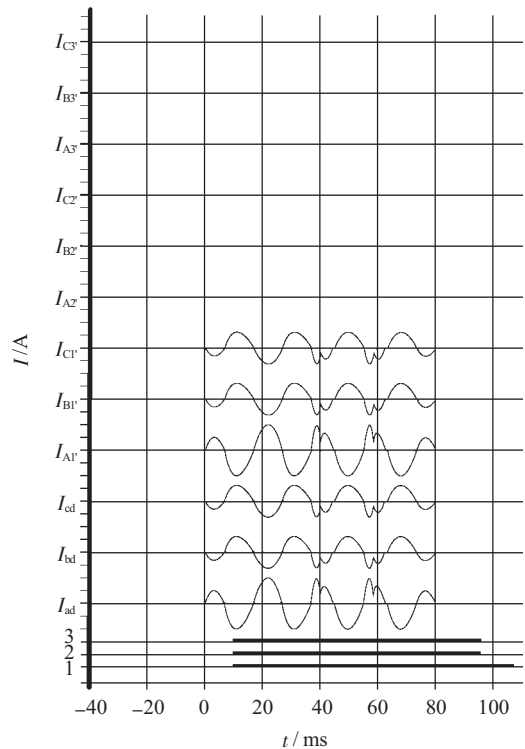
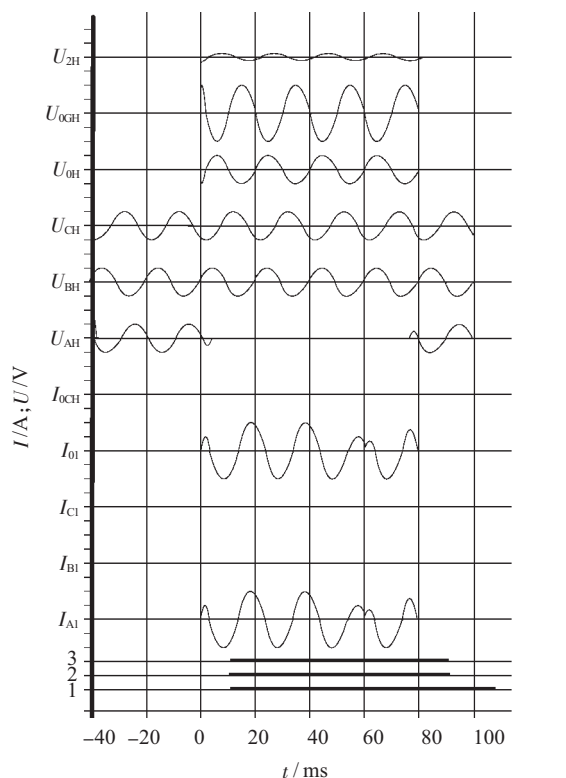


图 4 差动保护中差流和 220 kV 侧电流波形

2.4 判断

再根据图 5 的 220 kV 侧电流电压波形中 A 相电压几乎跌落到 0, 可以确定 220 kV 侧 A 相接地故障。

障引起差动保护动作。确定故障点在 220 kV 侧 TA 和主变之间后,利用望远镜仔细查找发现在该主变 220 kV 侧 A 相引线与门型构架间有放电痕迹,属差动保护区内故障。



I_{AH} 为 I 侧 A 相电流; I_{BH} 为 I 侧 B 相电流; I_{CH} 为 I 侧 C 相电流; U_{AH} 为 I 侧 A 相电压; U_{BH} 为 I 侧 B 相电压; U_{CH} 为 I 侧 C 相电压; 1 为 I 侧开关跳闸; 2 为 II 侧开关跳闸; 3 为 III 侧开关跳闸

图 5 主变 220 kV 侧电流电压录波图

3 110 kV 主变充电时差动保护动作

3.1 动作情况

110 kV 主变充电时差动保护 7UT612 动作,跳开高压侧断路器。差动保护启动值 $I_{qd} = 0.8I_e$,比率制动系数 $K=15\%$ 。

3.2 报文信息

如图 6 所示。C 相差流 $1.13I_e$,与图 6 的 C 相波形幅值一致,三相电压没有跌落。结论为励磁涌流引起差动保护动作。

3.3 动作原因分析

(1) 4 年的地区电网运行统计:变压器充电时差动保护动作都是在试验班对主变小修及预试以后产生的。试验班的测试项目之一,检测主变绕组直流电阻会给变压器铁心带来较为严重的剩磁。主变充电时,系统电源总有一相电压的合闸角接近 0° ,如果此相又存在严重的剩磁,则此相励磁涌流必然最大。当此相励磁涌流超过启动值,二次谐波含量低于制动系数时涌流判据开放、差动保护动作。解决主变小修及预试后产生剩磁的方法是采取消磁的措

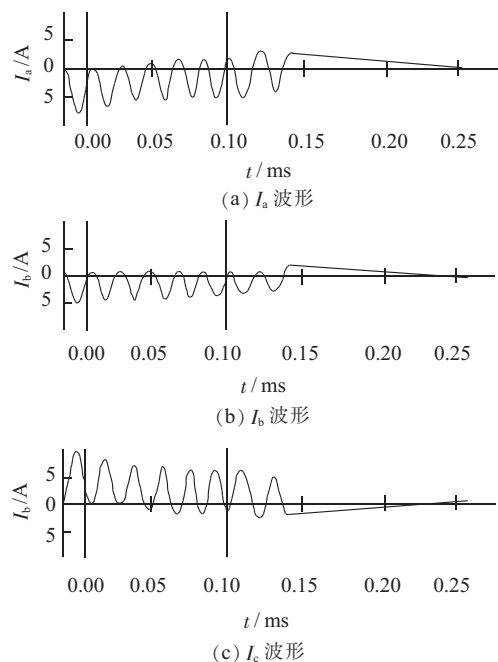


图 6 110 kV 主变空充时差动保护动作波形

施,但是对主变消磁也是一项严格的工作,必须专用的消磁设备方可进行。

(2) 新型变压器采用了磁化特性较“硬”的铁心材料,在变压器空充时励磁电流中的谐波含量低于传统变压器,当励磁涌流超过差动保护启动值时,谐波分量又不能制动差动保护,引起差动保护动作。

出现这两类情况,应告知调度部门。主变本身无故障,尽快安排主变再次送电。

4 结束语

引起主变差动保护动作的原因很多,在满足差动保护的定值正确、二次回路完善的条件下,差动保护动作后均可通过故障电流电压的波形、幅值、相位来快速查找故障点。运行中的主变差动保护动作,故障点在大多为变压器套管至独立 TA 之间、绕组的匝间短路乃至相间短路故障却很少见;主变充电时差动保护动作大多为变压器铁心带来较为严重的剩磁或者铁心材料磁化特性较“硬”引起。

参考文献:

- [1] 王维俭. 电气主设备继电保护原理及应用[M]. 北京:中国电力出版社, 2008.
- [2] 鲍有理. 一例变压器差动保护误动原因的分析及对策[J]. 继电器, 2008(10): 78-80.

作者简介:

鲍有理(1966),男,安徽安庆人,高级工程师,从事电力系统继电保护专业技术管理工作;

严芬(1975),女,安徽芜湖人,工程师,从事电力系统继电保护专业技术管理工作。

利用 TA 差异性配置的主变故障点诊断分析

黄浩声¹, 陈久林¹, 陆 杨², 袁宇波¹, 李 鹏¹

(1.江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103; 2.盐城供电公司, 江苏 盐城 224001)

摘 要:主变发生故障后, 如何准确定位故障点, 是目前困扰主变故障处理的一个难题。文中以一次 500 kV 主变故障处理过程为例, 通过对保护动作信息与故障录波器录波信息的综合分析, 发现主变高、中侧套管故障电流在故障前、后的极性并没有变化, 具备穿越性电流的特点, 而采用独立电流互感器(TA)的差动保护检测到差流, 差动保护动作, 从而快速地判断短路故障点位于主变套管 TA 和独立 TA 之间, 为主变故障检查与抢修提供了有益的参考。

关键词:变压器; 故障录波; 故障分析

中图分类号: TM77

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)04-0012-03

变压器是电力系统最重要、最昂贵的变电设备, 其运行状态直接影响系统的安全, 若发生故障, 会对电力系统和用户造成重大的危害和影响。如果在主变出现故障后, 不能快速准确地判断故障原因及故障点, 并及时加以排除, 将对系统的安全稳定运行造成相当大的影响。本文介绍了在变压器发生故障时, 通过对二次装置录波的分析, 利用保护装置自身录波和相关故障录波器录波的差异性, 分析故障类型, 快速定位故障位置, 极大地提高了变压器故障排查速度, 缩短了变压器停电时间, 从而提高了电网运行的稳定性和安全性。

1 主变故障及保护动作情况介绍

某变电站 1 号主变为三相一体、无载调压的自耦变压器, 有 500 kV、230 kV 和 36 kV 3 个电压等级, 容量为 750/750/240 MV·A。2011 年某月 1 号主变 A 相发生故障, 主变差动保护动作, 重瓦斯动作, 压力释放动作, 跳开两侧开关 (35 kV 侧无独立开关, 且低抗、电容未投)。主变一次接线方式如图 1 所示。51、52、53 为主变 500 kV 侧开关; 21 为主变 220 kV 侧开关。主变差动保护二次电流取 51、52 及 21 开关的独立电流互感器(TA), 故障录波器二次电流取主变 500 kV 及 220 kV 套管 TA。

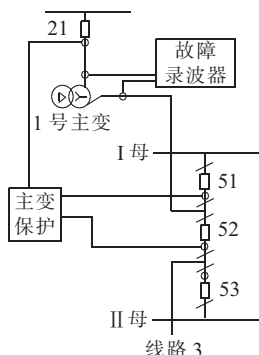


图 1 变电站一次接线示意图

由于主变差动保护、重瓦斯、压力释放均动作, 推测故障位置应处于差动保护范围之内, 主变纵差保护高压侧、中压侧电流取自独立 TA (变比 4 000/1 和 3 200/1), 如图 1 所示。其保护范围除主变本体之外还有一段套管至独立 TA 的引线。因此, 此时故障点的位置究竟处于主变本体内部还是引线, 需做进一步的分析。而主变故障录波器的高压侧、中压侧电流取自套管 TA (变比都为 3 200/1), 即故障录波器录波范围为主变套管 TA 内部, 故需将该故障录波器录波取出做进一步的分析。

2 故障录波分析

2.1 电流特征分析

保护动作事件显示, 故障开始后 16 ms, 主变差速断动作, 此时最大差流值 $I_{dmax} = 2.34$ A, 折算到 220 kV 故障点的一次电流为:

$$I_{220\text{ kV}} = \sqrt{3} \times I_{dmax} \times n_1 \times 500/230 = 35.243\text{ kA}$$

n_1 为 500 kV 侧 TA 变比 4 000/1。

12 ms 之后, 主变大差动作, 此时最大差流值 $I_{dmax} = 2.39$ A, 折算到 220 kV 故障点的一次电流为:

$$I_{220\text{ kV}} = \sqrt{3} \times I_{dmax} \times n_1 \times 500/230 = 35.995\text{ kA}$$

n_1 为 500 kV 侧 TA 变比 4 000/1。

654 ms 之后, 主变重瓦斯动作 (因主变保护装置型号较老, 保护动作的故障录波无法取出)。在现场调取 1 号主变故障录波器的故障录波文件, 1 号主变 500 kV、220 kV 侧 A 相电流录波, 如图 2 所示。

故障前 50 ms (如图 2 左边第 1 根竖线所示), 1 号主变 220 kV 侧 A 相负荷电流与 500 kV 侧 A 相负荷电流相位相反, 这是因为, 当主变正常运行时, 负荷电流从 500 kV 侧套管极性端流入, 从 220 kV 侧套管极性端流出, 如图 3 所示。由于二次侧电流都是由 S1 流出, 所以高、中压侧二次电流相位相反^[1]。在故障时刻 (0 ms, 图中第 2 根竖线), 1 号主变 220

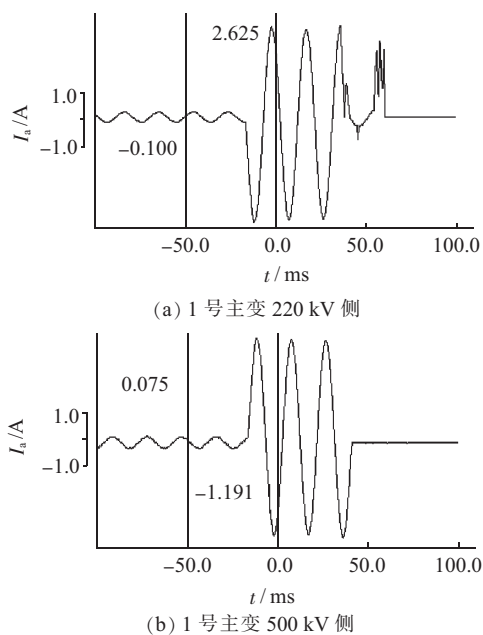


图2 录波器故障录波图

kV侧故障电流与500 kV侧故障电流相位仍旧相反。这就说明,故障电流基本是穿越性的,也即是说,从定性角度分析,故障电流从500 kV侧流入,从220 kV侧流出,主变内部没有故障点。

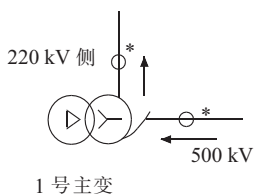


图3 主变正常运行潮流图

定性分析之后,再进行定量分析。将0 ms时刻的500 kV侧故障电流(瞬时值)折算到220 kV侧,如图2所示。 $I_{500kV}=1.191$ A,折算到中压侧电流:

$$I_{220kV}=I_{500kV} \times n_1 \times 500/230/n_2=2.589 \text{ A}$$

n_1 和 n_2 分别为主变500 kV侧与220 kV套管TA变比,均是3 200/1。

由此可见,故障录波器500 kV侧故障电流折算到220 kV侧后,与220 kV侧故障电流(2.625 A)几乎相同。也就是说,流过1号主变500 kV侧套管TA与220 kV侧套管TA的电流相位相反,大小相等,为一穿越性电流^[2]。将两侧电流以穿越电流方向绘制(即220 kV电流取反,并进行变比折算),如图4所示。从图中可以看出,500 kV电流与220 kV电流故障前和故障后几乎重叠。

2.2 故障点判断

如前分析,主变保护检测到差流并动作,因此故障点在差动保护范围内;分析故障录波器录波,得到的结论的却是一穿越性电流。从图1可知主变差动保护的保护范围为主变本体及本体至独立TA之间

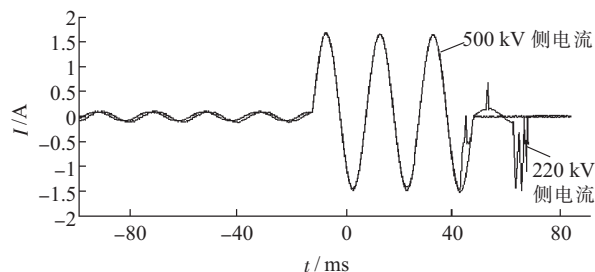


图4 主变高中压侧电流叠加图

的一段引线,故障录波器录波范围为主变套管TA内部,由此可以推断,主变本体内部无故障,故障点应位于220 kV套管TA与220 kV独立TA之间。故障电流分布做如下分布,如图5所示。

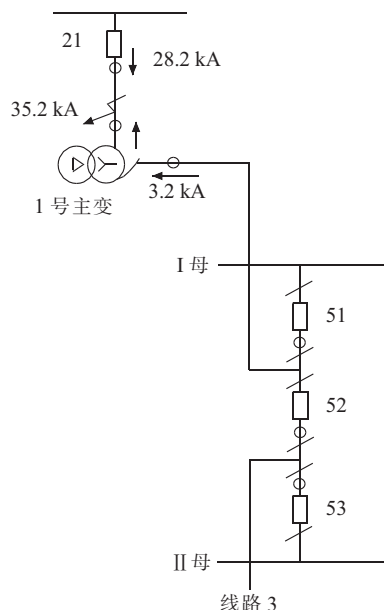


图5 故障电流分布图

3 现场检查

经现场检查,故障部位位于220 kV侧A相套管下瓷套金属延伸管内,故障原因为A相套管下瓷套部位电容屏绝缘击穿。500 kV系统故障电流经主变500 kV侧套管TA—变压器绕组—220 kV侧套管TA至故障点入地,因此流过主变500 kV侧套管、220 kV侧套管的电流为一穿越性电流;220 kV系统故障电流回路为套管导杆—故障点—金属延伸管—变压器法兰—经变压器油箱入地,套管TA并未感受到来自220 kV系统的故障电流。综上分析,经过主变高、中压侧套管TA电流为一穿越性电流;而由于故障点位于中压侧套管瓷套部位,属于差动保护范围,因而差动动作。与先前分析完全吻合。

4 结束语

主变故障录波器的故障录波不仅在常规分析变压器故障类型中起着作用,通过对主变保护装置本

身录波和故障录波器录波的综合分析,进行慎密地计算判断,亦可以准确地显示变压器故障点,给变压器故障处理提供很好的参考,从而使得变压器故障得以尽早处理,恢复运行。而且从设计的角度,故障录波器采用套管 TA,主变保护装置采用独立 TA,这种交叉设计的思路对于综合判断故障位置具有较好的参考价值。

参考文献:

[1] 国家电力通信调度中心. 电力系统继电保护实用技术问答[M]. 北京:中国电力出版社,2000.

[2] 王维俭. 电气主设备继电保护原理应用[M]. 北京:中国电力出版社,2001.

作者简介:

黄浩声(1979),男,浙江温岭人,工程师,从事继电保护工作;
陈久林(1970),男,江苏高邮人,高级工程师,从事继电保护工作;
陆 杨(1980),男,江苏盐城人,工程师,从事继电保护工作;
袁宇波(1976),男,江苏丹阳人,高级工程师,从事继电保护工作;
李 鹏(1982),男,陕西周至人,工程师,从事继电保护工作。

Diagnosis and Analysis Methods of Main Transformer Fault Point Using Differences between TAs

HUANG Hao-sheng ¹, CHEN Jiu-lin ¹, LU Yang ², YUAN Yu-bo ¹, LI Peng ¹
(1.Jiangsu Electric Power Company Research Institute, Nanjing 211103, China;
2.Yanchen Power Supply Company, Yanchen, 224001, China)

Abstract: How to accurately locate the failure point when the transformer fails makes the fault treatment difficult. Taking a fault treatment of 500 kV transformer as an example, the information of protective action and fault waveforms is analyzed comprehensively. The casing fault current in high-mid voltage side of the main transformer does not change its polarities before and after the fault and owns ride-through characteristics. However the diffeential protection using independent TA can detect the differential current and act, so it can determine that the short-circuit fault point is located between transformer casing TA and independent TA, and offer references for the fault maintenance of the transformer.

Key words: transformer; fault recorder; failure analysis

(上接第 11 页)

Analysis of Operation Causes of Main Transformer Protection

BAO You-li, YAN Fen
(Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214061, China)

Abstract: Operations of the diffeential protection of Main Transformer including gas relay are introduced by taking three cases as examples. Based on operation reports and the analysis of waveforms, amplitudes and phases of failure current and voltage, how to find operation causes, determine fault phases and lock the locations of fault points is analyzed in detail. This can help maintenance departments for fault points and be well prepared for repairments and tests. During the main transformer's empty rush and power supplying, the action of diffeential protection is caused by the residual flux generated by minor repairs and pre-test. The "hard" chracteristic of the iron cores of new type transformers is also the reason. The case should be explained accurately to the dispatching department to offer the key basis for transformer's operation as soon as possible.

Key words: diffeential protection; fault point and phase; the analysis of waveforms; charging of main transformer

广 告 索 引

连云港供电公司	封面	《江苏电机工程》协办单位	前插 4、5
南京远能电力工程有限公司	封二	宿迁电力设计院有限公司	(黑白) 文前 1
南瑞科技股份有限公司	前插 1	江苏南瑞帕威尔电气有限公司	封三
《江苏电机工程》协办单位	前插 2、3	南京南瑞集团有限公司	封底

某锅炉补给水一级反渗透压差频繁升高的原因分析

谢 峰
(江苏利港电力有限公司,江苏 江阴 214444)

摘 要:某锅炉补给水的一级反渗透的一段压差频繁升高,通过对各种可能造成原因进行逐个分析排除,对污染物进行外观观察,燃烧试验、用电感耦合等离子体发射光谱法(ICP)对膜面物质分析,对膜元件进行进出水质分析,对污染膜元件进行性能试验等综合分析,得出压差升高的主要原因是膜元件受到了微生物污染,并给出相应的解决方案。

关键词:反渗透;压差升高;微生物污染;解决方案

中图分类号:TQ085文献标志码:B文章编号:1009-0665(2012)04-0015-03

某电厂的采用全膜法^[1]为工艺制取锅炉补给水,该电厂的水源为长江水,水处理工艺流程为地表水→平流斜板沉淀池→超滤→一级反渗透→二级反渗透→电除盐系统,该系统运行良好,出水水质一直很稳定。但一级反渗透系统却发生一系列问题,进入 2010 年以来,一级反渗透一段压差频繁升高,虽然尝试了通过更换多家清洗剂、增加清洗温度,延长清洗浸泡时间,提高清洗液 pH 的最高最低控制值等多种清洗方法,清洗效果较差。

1 一级反渗透压差升高的原因分析

1.1 一级反渗透压差升高情况

以该电厂 32 号一级反渗透为例,从 2010 年 6 月到 2010 年 12 月 31 日短短半年时间,总共进行了 6 次清洗,更为严重的是每次清洗效果都不佳,一段压差仅轻微下降,而且清洗后迅速反弹。2010 年 11 月 16 日一级反渗透清洗前后运行主要参数变化如表 1 所示。

表 1 一级反渗透清洗前后运行主要参数变化

类别	进水压力 /MPa	一段浓水压力 /MPa	二段浓水压力 /MPa	二段排水流量 / (m ³ ·h ⁻¹)	产水流量 / (m ³ ·h ⁻¹)	产水电导 / (μS·cm ⁻¹)
清洗前	11.14	0.78	0.47	0.35	43.27	119.76
	11.15	0.79	0.47	0.35	42.12	117.31
清洗后	11.17	0.79	0.48	0.35	49.06	120.44
	11.18	0.79	0.47	0.35	48.29	121.22

1.2 保安过滤器检查情况

该电厂的保安过滤器的运行周期也较短,季节不同,更换周期有所不同,一般在 1~3 个月之内。在滤芯更换期间,安排对保安过滤器滤芯和连接部件进行检查。污染的保安过滤器滤芯表面多次检查,且颜色不尽相同,主要为浅黄、暗黑色,表面手

摸略有滑腻感觉,塑料接头和保安过滤器内壁从进水处约 1/3 内表面处有明显滑腻的污染物,如图 1 所示。燃烧后有明显烧焦头发的味道,且判断主要污染物为微生物。



图 1 保安过滤器滤芯和器壁检查

1.3 反渗透本体检查情况

一级反渗透压差升高主要原因为结垢和污堵^[2,3],该电厂的主要表现是一段压差升高,而末段无任何结垢迹象,所以基本可以排除结垢的原因,针对可能造成反渗透污堵的原因进行如下分析检查。

(1) 针对淤泥和黏土堵塞的检查。查看运行报表,4 套超滤出水污染指数(SDI)都小于 3(正常出水 SDI 平均小于 2),发生过一次一个超滤系统出水 SDI 大的情况,检查为超滤膜元件接头坏,更换后恢复。通过设备异动在保安过滤器之前增加了 SDI 测点,测量 SDI 为 1.5 左右。这个数据说明淤泥和黏土污堵不是反渗透一段压差升高的主要原因。

(2) 胶体硅污堵。从保安过滤器进口 SDI 的测量值和本厂进水硅含量(只有 4 000~8 000 μg/L)看胶体硅污染的可能性应该比较小。用电感耦合等离子体发射光谱法 ICP (Inductively Coupled Plasma Emission Spectroscopy)对膜面污染物体进行分析,如表 2 所示。表明污染物中硅含量并不高,这进一步说明胶体硅不是反渗透一段压差升高的主要原因。

(3) 金属胶体污染。从表 2 可以看出膜面受到一定程度的铁胶体污染,这和膜元件进水曾被高铁

表 2 膜表面污染 ICP 分析结果 %							
元素种类	Na	Ca	K	Zn	Ba	Ni	Cu
元素含量	56.64	1.55	1.10	1.49	< 0.03	0.05	—
元素种类	Al	Fe	Mg	Mn	P	Sr	Si
元素含量	2.69	6.57	0.49	0.15	1.80	—	—

含量的水污染有关,正常检测一级反渗透的进水铁小于3 μg/L,远小于膜元件要求的进水铁的控制值。曾有报道^[3]铝盐和阻垢剂不兼容会发生反应生并沉积污染膜元件。ICP 对膜元件污染物分析中铝离子含量也很小。反渗透进水检测铝离子含量一般只有2 μg/L 左右。所以基本可以排除铝离子与阻垢剂反应造成污染的可能。

(4) 细小砂粒污染。该电厂反渗透预处理为超滤再加 5 μm 的保安过滤器,结合 SDI 的测量值,这种污染不会存在。通过检修对膜元件的的端面和对一段第一根膜元件进行解剖没有发现砂粒存在。

(5) 其他异物堵塞。在更换膜的过程中,对膜端面进行检查,发现一段第一根膜端面有黑色碎片的物质,如图 1 所示。解剖更换下来的膜元件,肉眼观察膜页完整无损,如图 2 所示。为了进一步分析污染物的来源,对保安过滤器滤芯连接件进行详细检查,没有发现问题。由于冲洗保安过滤器较长时间没有更换,检查发现滤芯内部颗粒物体比较多,对冲洗 / 清洗保安过滤器滤芯进行更换。检查冲洗管道,没有发现衬塑脱落情况。黑色物质可能为清洗水箱中的杂质穿透冲洗保安过滤器滤芯带入或滤芯接头没有压紧泄漏带入,更换了冲洗保安过滤器滤芯后再没有发现类似黑色物质。对黑色物质清理后,一段压差没有明显回升,这说明端盖上黑色物质的污堵并不是一级反渗透一段压差升高的主要原因。



图 2 反渗透膜元件端面污染物检查

(6) 微生物污堵。解剖一段第一根膜元件,膜面进水端 1/3 处存在污染物,如图 3 所示。污染物已经布满浓水网格,这是一段压差增高的主要原因。污染物水分含量大,有黏性,燃烧后有明显的烧焦羽毛的味道,初步判断主要成分为微生物。



图 3 一段第一根膜元件有明显的污染物

(7) 超滤水箱检查。发现水箱内壁有明显附着物,颜色为棕色至暗红色,如图 4 所示,有明显微生物污染的迹象,该污染物附着在内壁,很难去除。取污染物水样分析,铁和铝含量不高,化学耗氧量(COD)含量不高。对超滤水箱进行清理后,保安过滤器的更换周期明显延长,更换周期从原来 1 个月左右增加到 3 个月左右更换 1 次滤芯。



图 4 超滤水箱内壁的污染物照片

(8) 有机物污染。取样对反渗透进水测量总有机碳(TOC)为 2.13 mg / L,在膜元件进水要求范围内^[2],不需要对原水进行专门处理。需要说明的是即使 TOC 在膜厂家要求的控制范围内,有机物污染并不能排除。

为了进一步了解微生物污染原因,解剖一段第二根膜元件观察,膜面干净,无明显污染物,把一段的第一根膜元件与末端元件更换位置或更换成新膜元件,一段压差明显下降。2010 年 2 月把 31 号一级反渗透一段首位膜元件位置进行更换,一段压差从 0.32 MPa 下降到 0.2 MPa,说明污堵主要发生在第一根膜元件。对一段第一只膜元件进行性能测试,测试结果表明该膜元件产水量高,在标准化产水量情况下测试压差,其压降在 0.5 MPa 以上,远高于新膜元件大概 0.1 MPa 的压降,如表 3 所示。对单只污染膜元件进行清洗^[4],清洗方法选用 pH 为 12.5 的 NaOH 碱洗,以及 pH 为 2 的 HCl 酸洗。具体试验数据和结果如表 4 所示。

清洗后,单只膜元件的产水量下降 4.36%,脱盐率上升 0.38%,压差基本不变。清洗试验数据表明,无论碱洗还是酸洗,对降低产水量和提高脱盐率都没有明显效果。用强酸对污染物进行浸泡,该污染

表 3 性能测试

序列号	湿重/kg	产水量/ (m ³ ·h ⁻¹)	脱盐率/%	压降/MPa
F2911283	15.66	2.97	95.08	1.03
F2911283	15.66	1.66	93.9	0.56

表 4 试验数据和结果

类别	清洗条件	清洗液 状况	清洗后元件性能		
			产水量/ (m ³ ·h ⁻¹)	脱盐 率/%	压降 /MPa
1 号 碱洗	用 NaOH 调节清 洗液,在 pH 为 12.5,且温度为 35℃时,清洗 1 h	清洗液 泛起许 多泡沫	3.125	98.33	0.059 9
2 号 酸洗	用 HCl 调节清 洗液,在 pH 为 2, 且温度为 35℃时, 清洗 1 h	—	2.715	98.99	0.058 8

物不与强酸发生反应。用强碱对污染物进行浸泡,发现随时间增加,碱液中细微絮状物质有逐渐增多的趋势。

1.4 污染原因分析

综合分析认为该电厂膜元件主要受到微生物污染。该电厂一直没有制定反渗透(RO)进水加还原剂前的杀菌剂残余量控制标准,对于可能发生微生物/有机物污染的反渗透系统前,反渗透还原剂前余氯控制值最好控制在 1.0 mg/L 左右,最低不应低于 0.5 mg/L,该厂超滤后的超滤水箱因与大气连通,容易发生微生物滋生,所以应控制 RO 进水加还原剂前的杀菌剂余氯量大于 0.5 mg/L。

该电厂膜元件2008 年查出一段膜元件存在氧化现象后,RO 进水余氯控制值控制降低,不能有效杀死残存微生物,相关记录表明,该电厂在从 2008 到 2011 年长达近 3 年的时间里,反渗透还原剂前余氯值一直控制 0.05 mg/L 左右。

由于该电厂的一级反渗透膜元件曾受到过氧化伤害,透水量增加(见表 3、表 4),在设计回收率的情况下运行,一段第一根膜元件的透水量远远大于设计的透水量,回收率更大。甚至远远超过单只膜设计要求。同时整个反渗透的产水流速、浓水流速在各个膜元件上分配不均的情况趋于严重。前端元件流速高,后端元件流速低。

与新膜相比,前端元件污染几率更大,后端元件的结垢几率更大。这是污染主要集中在一段第一根膜元件的原因。有段时间,在膜压差升高后没有严格按照膜生产厂家要求的条件进行清洗,而是在一段压差升高到 0.3 MPa 左右才进行清洗。这也是造成污染后清洗效果差的原因之一。

2 采取措施

针对微生物污染,采取如下措施:

(1) 2011 年 1 月对 31 号一级反渗透的一段膜元件进行更换。更换后的膜元件在 5 月份因压差由更换时的 0.20 MPa 上升到 0.25 MPa 后进行清洗,清洗后压差基本恢复,清洗周期延长到 3 个多月。

(2) 对进口余氯控制过低的问题,准备在超滤进口用计量泵单独增加杀菌剂剂量,把余氯控制在合格范围内。

(3) 定期安排对超滤水箱检查清理。水箱清理后,保安过滤器运行周期从清洗前 1 个月左右延长到 3 个月左右。

(4) 增加非氧化杀菌剂的频率和用量。

采用以上措施后,该电厂反渗透膜的清洗周期有效延长到 3 个月左右。最近一年,进口压力和运行压差基本维持不变。

3 结束语

(1) 该厂一级反渗透压差升高原因主要是受到微生物污染。而微生物污染的主要原因是反渗透进水加还原剂前杀菌剂余量控制过低。

(2) 膜元件曾受到氧化使得一段第一根膜元件相比新膜更容易污堵,这使得清洗后压差迅速反弹。对于受的氧化的反渗透系统应通过降低出力,降低回收率,适当增加浓水流量,适当增加阻垢剂的方法来保证设备正常运行。

(3) 由于膜受到氧化伤害,表现出来的标准化进水压力并不上升,这给微生物污染的判断增加了难度。

(4) 反渗透系统压差升高后,一定要严格按照膜生产厂家要求条件进行清洗,否则长期的微生物/有机物污染,造成生物膜污染后一般不能通过清洗恢复。如反复清洗压差无法恢复只能更换膜元件。

参考文献:

[1] 谢 峰. 利港电厂反渗透运行中发生的问题及处理[J]. 电力科学与工程,2011,27(5):67-70.
[2] 聂艳秋,曹海峰. 反渗透制水的低温影响及对策[J]. 水处理技术,2004,30(6):182-184.
[3] 阿默加德 Z. 反渗透-膜技术水化学[M].北京:化学工业出版社,1999.
[4] 谢 峰. 超滤在线清洗系统的设计与应用[J]. 电力科学与工程,2011,27(7):76-78.

作者简介:

谢 峰(1975),男,江苏徐州人,工程师,从事电厂化学设备管理工作。

一起 10 kV 出线保护跳闸分析与探讨

张自伟,李加庆,夏伟伟
(连云港供电公司,江苏 连云港 222004)

摘 要:城市电网 10 kV 出线短路故障在电力系统中经常出现。因此,提高 10 kV 出线故障保护动作行为分析能力,对于事故应急处理,保障系统安全运行具有重要意义。辖区一变电站 10 kV 出线连续发生两次短路故障而导致 10 kV 出线开关连续动作分闸两次,但第一次开关重合成功,第二次开关未重合,致使线路停电。文中详细分析这起事件,探究其中保护动作行为特点,从中发掘保护动作行为规律,且供运行人员参考,以便碰到类似故障时的快速判断与处理。

关键词:连续动作;重合闸;过负荷闭锁

中图分类号:TM77

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0018-03

在 10 kV 配电网中,短路故障是常见故障。电力调度员与变电运行维护人员若能正确分析配电网短路故障原因,理顺保护动作行为,可快速判断故障类型,确认一、二次设备运行状况,加快恢复送电速度,提高系统安全运行与设备健康稳定水平,确保供电可靠性^[1,2]。因此,相关的分析探讨具有相当重要的现实意义。

1 故障现象

2012 年 2 月 3 日 18:00 左右,110 kV 甲变电站 10 kV I 段母线出线贾南 113 开关出现连续两次保护跳闸动作行为,但第一次开关重合成功,第二次开关未重合,贾南 113 线路跳闸失电。当时甲变电站运方为:10 kV 部分为单母分段接线方式,2 台主变分列运行。

2 故障分析判断

2.1 故障初步判断

110 kV 甲变电站为运行维护班基地站。因此,贾南 113 线路故障跳闸后,运行维护人员迅速反应,按照配调要求,将 10 kV 贾南 113 线改为线路检修。贾南 113 开关由于短路故障跳闸时,运行维护人员处于现场,根据基地站照明变化情况,初步认为:贾南 113 线路前后两次短路故障跳闸间隔时间较短。贾南 113 开关第一次保护跳闸分开,待开关重合后,第二次短路故障紧随发生,贾南 113 开关线路保护重合闸充电尚未完成,10 kV 贾南 113 开关保护动作跳闸分开,开关不重合。

2.2 保护动作行为

事件发生后,运行维护人员立即调阅 10 kV 贾南 113 开关保护动作信息,并向调度汇报。抄录的贾南 113 开关 2012 年 2 月 3 日保护动作行为如下:

18:00:54:905 保护启动

18:00:55:193 A相、C 相电流 59.32 A(一次电流 9 491 A),过流 I 段动作

18:00:56:300 重合闸动作

18:01:21:490 保护启动

18:01:21:640 A相、C 相电流 59.59 A(一次电流 9 534 A),过流 I 段动作

由贾南 113 开关保护动作信息可知:贾南 113 线路前后两次短路故障故障电流接近 10 kA,应为贾南 113 出线近区故障;且前后两次保护动作时间间隔超过 20 s,保护第二次动作将贾南 113 开关跳开后,线路保护重合闸具备充足时间完成充电,贾南 113 开关第二次跳闸分开后也应进行一次重合闸动作行为。因此,贾南 113 开关两次过流 I 段保护动作间隔时间并不短,贾南 113 开关第二次分闸后未重合的原因尚需研究。

运行维护人员进行再判断:贾南 113 开关第一次分开,待重合成功后,贾南 113 开关弹簧储能时间较长,导致重合闸充电时间未到达 15 s,第二次短路故障跳闸行为就已发生,致使贾南 113 开关第二次分开后未能重合。

2.3 开关储能顺序

为验证推测,运行维护人员迅速调阅了贾南 113 开关测控保护装置的变位信息,抄录数据如下:

18:00:55:209 TWJ 0→1(贾南 113 开关第一次过流保护动作分闸)

18:00:56:300 重合闸动作 0→1(贾南 113 开关分闸后,重合闸动作出口)

18:00:56:405 TWJ 1→0(重合闸出口后,贾南 113 开关合闸成功)

18:00:56:467 弹簧未储能 0→1(贾南 113 开关开关弹簧未储能信号打出)

18:01:01:361 弹簧未储能 1→0(贾南 113 开关

开关合闸后,弹簧储能成功)

由以上信息判断:贾南 113 开关重合成功约 5 s 后,开关储能结束;此时刻与贾南 113 开关第二次过流 I 段保护动作时间,间隔相距达到 20 s。若贾南 113 开关重合闸充电条件满足,则贾南 113 开关重合闸在第二次过流 I 段保护动作时应能充电成功,实现第二次重合闸动作。因此,一定是其他条件闭锁了贾南 113 开关重合闸充电。

3 保护整定探究

3.1 保护总体功能介绍

运行维护人员查阅资料,贾南 113 开关间隔配置了南京南瑞继保公司的 RCS-9611A 型馈线保护测控装置。该保护主要功能有:(1) 三段定时限过流保护;(2) 三段零序过流保护/小电流接地选线;(3) 三相一次重合闸(检无压或不检);(4) 过负荷保护;(5) 过流/零序后加速保护;(6) 低周减载保护;(7) 独立的操作回路及故障录波。

3.2 加速段保护

RCS-9611A 型保护配置了独立的加速段保护,可通过控制字选择采用合闸前加速还是合闸后加速,合闸后加速保护包括手合于故障加速跳与自动重合于故障加速跳。可选择使用过流加速段和零序加速段,该保护开放时间为 3 s。

3.3 重合闸逻辑

RCS-9611A 型保护重合闸启动方式有 2 种:不对应启动和保护启动。重合闸必须在充电完成后投入,线路必须在充电完成后投入,线路在正常运行状态(KKJ=1,TWJ=0),无外部闭锁重合信号,经 15 s 充电完成。

该型号保护重合闸闭锁信号有:(1) 手跳(KKJ=0);(2) 低周动作;(3) 外部端子闭锁输入;(4) 遥控跳闸;(5) 控制回路断线;(6) 弹簧未储能接点输入;(7) 过负荷闭锁^[3]。其重合闸与过负荷逻辑框图如图 1 所示。

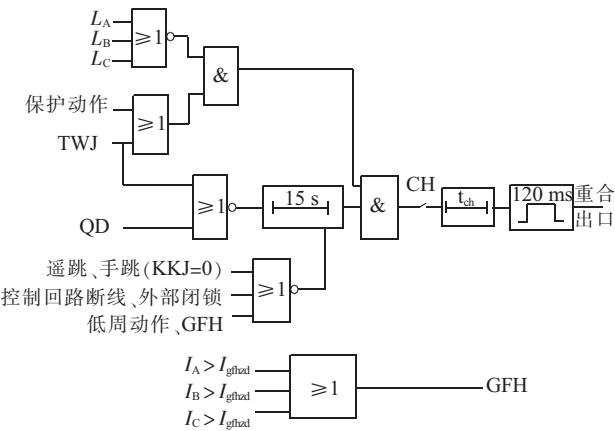


图 1 RCS-9611A 重合闸及过负荷逻辑框图

图 1 中, I_{ghzd} 为过负荷整定值, L_A, L_B, L_C 则为 A, B, C 三相电流与判无流阈值的逻辑比较输出值(电流大于判无流阈值则输出 1, 电流小于判无流阈值则输出 0)。

4 原因详解

4.1 短路故障地点

运行维护人员积极与配电人员沟通核实,最终配电网工区巡线确认 10 kV 贾南 113 线路故障点在近区: 10 kV 贾南 113 出线 1 号杆刀闸上、下引线各烧断一相,刀闸损坏无法操作;这与运行维护人员对贾南 113 线路故障点判断完全吻合。

4.2 加速段保护未动作

运行维护人员调阅贾南 113 开关保护定值单, 10 kV 贾南 113 过流加速时间仅为 0.2 s, 而 10 kV 贾南 113 开关第二次过流保护动作距贾南 113 开关重合时间达 20 s 之多,且贾南 113 开关保护动作信息也无过流加速段动作信息。

因此,贾南 113 开关第二次过流 I 段保护动作,并非过流加速段保护动作;贾南 113 开关第二次分闸未重合另有其他原因。

4.3 过负荷闭锁重合闸充电

据监控反应,贾南 113 开关重合成功后至第二次分闸前,贾南 113 线路电流有反复波动,且波动较大,最大值接近 700 A。考虑到贾南 113 线出线 1 号杆刀闸上、下引线烧毁现象,贾南 113 开关第一次分闸后,虽然贾南 113 开关重合成功,但故障点仍然存在,且绝缘已破坏,电流波动应为贾南 113 开关重合后故障点放电闪络所致。

而 10 kV 贾南 113 开关过负荷保护定值为 571/3.57 A,但未整定过负荷保护投跳闸。贾南 113 开关重合后,故障点放电闪络电流已达到过负荷定值。由图 1 可知,当过负荷(GFH)满足条件时,会对重合闸充电发闭锁信号,使重合闸不能及时充电完成。而贾南 113 出线 1 号杆处故障点为永久性故障,反复的放电闪络,最终导致在贾南 113 开关第二次过流 I 段保护动作时,贾南 113 开关重合闸仍未充电成功。

10 kV 贾南 113 开关过流 I 段保护第二次动作将贾南 113 开关跳开后,重合闸未动作,也避免了贾南 113 开关再次合闸于故障点,造成了对设备的更大损坏。而通过对以上保护动作行为的分析与总结,明确了贾南 113 开关保护为正确动作,证实一、二次设备安全运行状况,使得贾南 113 出线 1 号杆处故障点在处理结束后,能够快速恢复对贾南 113 线路的供电。

5 结束语

针对一条 10 kV 出线连续两次短路故障及重合闸出口动作的特点,发掘保护动作行为原因,揭示类似事件处理规律,明确相关一、二次设备运行状况。相关分析与探讨为运行维护人员提供了很好参考,有利于加快事故的迅速处理,提高设备安全运行及供电可靠性。

参考文献:

[1] 张保会,尹项根. 电力系统继电保护[M]. 北京:中国电力出版社, 2005.

[2] 张全元. 变电运行现场技术问答[M]. 北京:中国电力出版社, 2009.

作者简介:

张自伟(1985),男,江苏赣榆人,工程师,从事变电运行管理、继电保护与自动装置等方面研究工作;
李加庆(1962),男,江苏连云港人,技师,长期从事变电运行管理工作;
夏伟伟(1987),女,江苏邳州人,助理工程师,从事配网调度管理工作。

Analysis and Discussion on a 10 kV Outlet Protection Trip

ZHANG Zi-wei, LI Jia-qing, XIA Wei-wei

(Lianyungang Power Supply Company, Lianyungang 222004, China)

Abstract: In the urban grid, 10 kV outlet short-circuit fault often appears in the power system, Therefore, raising the analysis capabilities of 10 kV outlet fault protection action behavior has an important significance for emergency treatment and safe operation of the security system. The 10 kV outlet has continuous occurrence of two short-circuit fault which lead the continuous two separating brakes of 10 kV outlet switch. That the switch has successful coincidence for the first time while not for the second time results in line power failure. This accident is analyzed in detail in this paper. The characteristics of protection operation behavior are explored to find the law of Protection Operation Behavior, and for the reference of the operating personnel in order to judge and deal with similar failure quickly.

Key words: continuous action; reclosing; overload locking

(上接第 17 页)

Cause Analysis on Frequent Rise of the First Order Reverse Osmosis Pressure Difference of Boiler Replenishing Water

XIE Feng

(Jiangsu Ligang Power Generation Co.Ltd., Jiangyin 214444, China)

Abstract: The possible reasons for the frequent rise of the first order reverse osmosis pressure difference of boiler replenishing water are analyzed one by one. Through visual observation, combustion test, material analysis on membrane surface using ICP, water quality analysis on membrane component, and performance test of polluted membrane components, microbial contamination is identified as the main reason for this issue. Corresponding solution measures are proposed in this work.

Key words: reverse osmosis; rise of pressure difference; microbial contamination; solution measure

下 期 要 目

- 负荷优化运行模型及其算法研究
- 南京电网负荷与气温敏感性分析
- 并网光伏电站低电压穿越仿真与分析
- 静止变频器系统分数次谐波分析
- 一种新型级联多电平动态电压恢复器的研究
- 一种幅频可调的高频高压方波电源的研制
- 全膜法水处理技术在电厂锅炉补给水处理中的应用
- 热电联产工程 E 级燃机入口空气冷却可行性分析
- 具有多模型适应性的发电机 PSS 参数优化方法

SF₆ 密度继电器表的使用状况分析

黄烜城, 储海军, 陈 迟, 韩文建
(江苏方天电力技术有限公司, 江苏 南京 211102)

摘 要:近年来由于 GIS 设备的增多, SF₆ 密度继电器表由于结构缺陷、使用安装方式不正确等问题导致电力设备故障的事情时有发生。由于 SF₆ 密度继电器表的选配是由 GIS 厂家选定的, 这就有可能导致部分有设计缺陷的 SF₆ 密度继电器表与厂家设备一起成批量的在电力系统设备上出现, 并导致同类的电气故障发生。如何通过正确的检测方法确认并更换这些有缺陷的表计是必须重视的问题, 近年来, 江苏省通过对 SF₆ 密度继电器表的检测, 虽然发现了许多存在问题, 但是相关参考标准中却缺乏明确的判断依据, 据此文中提出一些解决方法。

关键词: SF₆; 密度继电器表; 校验; 故障

中图分类号: TM581

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)04-0021-03

SF₆ 密度继电器表是电力系统中重要的保护和控制元件, 如果 GIS 发生故障, 将会对系统造成很大的危害。要确保 GIS 设备的可靠运行, 就必须经常监视 GIS 的各项指标。特别是 SF₆ 气体的密度, 必须达到相关标准的规定, 才能使 GIS 长期保持良好的工作状态。近年来伴随 GIS 设备的增多, 由于 SF₆ 密度继电器表的结构缺陷、使用安装方式不正确等问题导致电力设备故障的事情时有发生。

1 故障统计

2011 年, 由于 SF₆ 密度继电器的使用而引起的相关故障统计如表 1 所示^[1]。

表 1 相关故障统计

类型	直接故障 / 次	相关故障 / 次	本期发现 / 次	直接故障率 / %	相关故障率 / %
危急	1	2	6	16.67	33.33
严重	3	8	18	16.67	44.44
一般	10	32	81	12.35	39.51
累计	14	42	105	13.33	40.00

注: 直接缺陷是直接由 SF₆ 密度继电器故障导致的故障; 相关缺陷是包括由 SF₆ 气体泄漏导致的故障和直接故障。

从表 1 统计数据来看, 江苏省 2011 年与 SF₆ 密度监测设备相关的电力系统故障已经占系统故障总量的 40%, 其中直接故障占总数的 13.3%。该类 SF₆ 密度继电器表在江苏省使用率为 25.43%, 但检测不合格率却高达 30%~40%, 情况的严重性可见一斑。虽然新国标为 SF₆ 密度继电器表的检测提供了一定的参考标准, 但是由于缺乏一些关键的参数, 导致现场执行时在某些关键问题上会与厂家产生分歧。

收稿日期: 2012-03-05; 修回日期: 2012-04-22

基金项目: 国网公司重点科技项目《基于多特征量的 GIS 绝缘状态评估的研究》。

2 使用状况及问题分析

2.1 省内现状

近期在苏州地区、淮安郊区等 220 kV 变电站内, 随机拍摄的运行中设备上所使用的敞开式 SF₆ 密度继电器表如图 1 所示。这些表计都存在着同样的问题, 内部机构氧化严重(图 1 中圈的部分为铜的氧化产物), 表壳内存在着大量的污物。从开关生产的年份看, 这些 SF₆ 密度继电器表的投入使用年限均在 6~8 a。



图 1 敞开式 SF₆ 密度继电器

江苏省相关统计数据表明, 部分使用年限在 4 a 以上的该类型 SF₆ 密度继电器表存在接点不通; 表面指示压力不准确(严重超出误差允许范围); 指针在移动过程中存在严重的滞针、跳针现象等问题, 不合格比例接近 50%。如表 2 所示^[2]。

2.2 结构及原理

SF₆ 气体密度表原理结构如图 2 所示。它实际上是在弹簧管式压力表机构中加装了双层金属带而构成的。空心的弹性金属曲管 1 与 GIS 相连, 其内部空间与 GIS 中的 SF₆ 气体相通, 弹性金属曲管 1 的端部与起温度补偿作用的双金属带 3 铰链连接, 双层

表 2 2009 年部分电厂检测统计

电厂名称	检测总数 / 只	不合格数量 / 只	不合格比例 / %
太仓港协鑫发电有限公司	50	16	32.0
江阴夏港发电有限公司	9	4	44.4
苏州蓝天燃气热电有限公司	28	5	17.9
南通天生港发电有限公司	5	3	60.0
国电宿迁热电发电有限公司	18	18	100
总计	110	46	41.8
不合格原因		接点不通	

注:由于部分厂家在前一年部分更换过一批旧表,所以统计中包含部分新表,以上所测表计除新表外使用年限均≥4 a。

金属带 3 与齿轮机构和指针机构 2 铰链连接。当 GIS 充入 SF₆ 气体后,等待一段时间,使 GIS 内部温度升高至与外部环境温度达到平衡后,调整 SF₆ 气体至额定密度或压力值,这时,不管 SF₆ 气体受环境温度的影响使其压力增大还是减小,由于双层金属带 3 的温度补偿作用,密度表的指针始终指向 20℃时的额定压力或密度值不变。

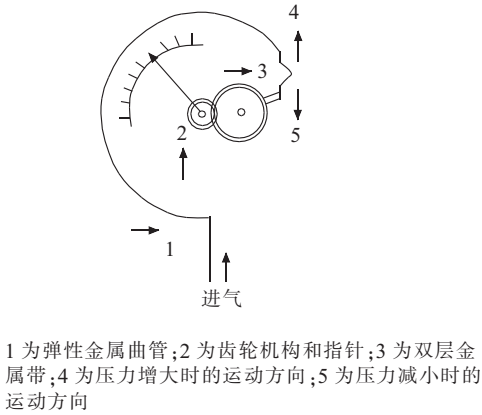


图 2 SF₆ 气体密度表的结构

正常运行状况下 SF₆ 密度继电器表压力变化应符合为图 3 所示的 p_r 曲线,当 SF₆ 气体压力降至 p_a 曲线时气体密度开关发出报警信号,SF₆ 气体压力降至 p_c 曲线时断路器就应进行自行闭锁,并发出闭锁信号,相应的断路器等设备就不允许进行操作,以保证设备和系统安全。

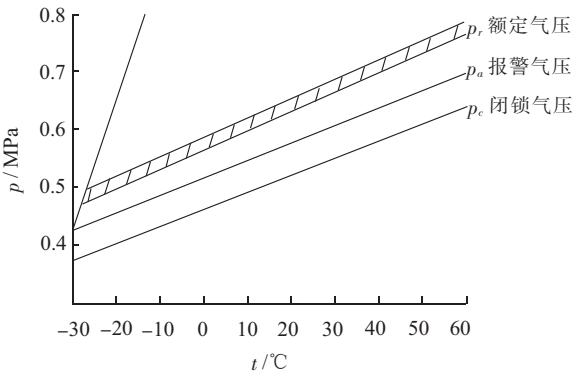


图 3 SF₆ 压力温度特性曲线

2.3 故障原因分析

图 1 中 SF₆ 气体密度继电器表普遍使用磁助式电接点继电器,触头本身闭合力小,加之接点不经常动作,时间稍长,触头极易氧化导致接点冷焊或接触不可靠。对于无填充型的 SF₆ 密度继电器,由于机构长期暴露在空气中,触头更容易因氧化或积有灰尘,而接触不良或冷焊。该类隐患可以直接导致当 GIS 因气体泄漏,使本体内的压力降至报警或闭锁值时,不能及时报警或闭锁,从而酿成重大事故。同样的原因也造成了图 1 中所见的由于机构氧化而导致指针动作时摩擦力增大,出现滞针、跳针的问题。

某表使用一定年限后的现场检测数据如表 3 所示。由于 SF₆ 气体密度继电器表内使用了弹簧管结构,同其他使用该结构的压力计一样,在使用一段时间后会由于弹簧管形变而导致报警和闭锁值产生一定的飘移,加上温度补偿材料在使用一段时间后会老化变形,将使得报警和闭锁值产生更大误差。另外 SF₆ 气体密度继电器表的工作环境也存在一定的相关性。潮湿、酸蚀的环境也会加速接点和内部机构的腐蚀氧化过程。

表 3 某电厂的部分检测数据

线路 编号	编号	报警(1-2)		闭锁 1(3-4)		闭锁 2(5-6)	
		动作	返回	动作	返回	动作	返回
2601 B	367355-100	0.586	0.603	0.563	0.603	0.563	0.594
2601 C	367355-099	0.607	0.621	0.588	0.620	0.566	0.609
铭值		报警动作:0.62;闭锁动作:0.60					
备注		闭锁 1 与闭锁 2 的动作、返回值应当一致					

3 检测方法和问题分析

3.1 检测标准与方法

目前,对 SF₆ 气体密度继电器检测的主要依据标准为 GB/T 22065—2008《压力式六氟化硫气体密度控制器》,该标准于 2009 年 1 月 1 日正式实施。标准中 6.9 节、6.10 节规定在设定点偏差、切换差试验时,在报警点及闭锁控制回路相应端子之间施加不低于 24 V 电压,在负荷变化速度每秒钟不大于 1% 的情况下读取信号接通时的压力数值。根据该标准,现场检测项目:(1) 报警启动压力值;(2) 报警(补气)返回压力值;(3) 闭锁启动压力值;(4) 闭锁(补气)返回压力值;(5) SF₆ 气体密度继电器带有压力表时,应对压力表的显示数值进行检验。

江苏省目前对密度继电器表的校验主要采用气室隔离校验法,如图 4 所示。其校验原理是采集密度继电器的温度和接点动作值,通过单片机自动折算成 20℃ 的等效压力值,从而实现对密度继电器的校

验。校验时把阀1关闭实现与本体气室的隔离,打开阀2与专用仪器接口相连,调节仪器模拟GIS设备的充、漏气行程完成继电器的校验。依据规程,江苏省所用的JMD-10型SF₆密度继电器校验仪器校验输出电压设定为DC24V,检测接点设为3对,分别是1对报警接点,2对闭锁接点。补、漏气行程模拟控制则采用了传统的人工手摇方式,该方式具备较高的操控性,有利于获得相对精确的检测结果。

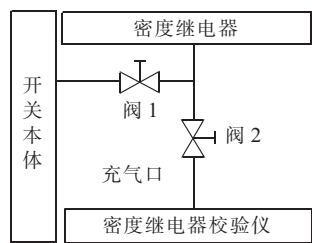


图4 密度继电器校验原理图

3.2 关键问题分析

为避免因操作不当对测量结果造成影响,且与厂方也进行过接洽。厂家确认了存在的问题,同时也对检测方法提出了质疑,主要分歧在于:(1) 厂家认为检测输出电压应该为其正常工作电压。检测时,在其正常工作电压下串联匹配电阻,使流经触点的电流小于最大允许电流即可。与厂家的产品使用说明书中提供的“接点的最小测试、工作电压为12 V”说法并没有直接矛盾。(2) 机构因氧化问题而造成触点接触不良或冷焊时,可以通过反复加、降压的方式磨掉氧化层或脱开触点。(3) 该类型SF₆气体密度继电器表正常使用时的精确度等级为2.5级,等级较低。加上测量仪器本身(0.4级)的误差,在非标准(20℃)环境下测量产生的误差可能超出允许范围。

4 结束语

(1) 标准中应规定测试仪器的输出电压范围和试验允许最大操作次数。虽然标准中规定SF₆气体密度继电器表的“电气参数”,也有“最低测试电压不

低于24 V”的说明,却没有对检测仪器的输出电压范围做出明确规范,也没有给出试验允许的最大操作次数。在发现问题时,目前只能依据个人的判断给出推荐性结论。

(2) 建议对仍在使用的低等级SF₆密度继电器表给出检测的参考依据,如果不建议使用低等级SF₆密度继电器表规程中应明确说明。新规程仅对1级、1.6级的密度继电器表出具检验误差数值,导致站内仍在使用的低等级密度继电器表没有检测参考标准,无法提供有力的判据。

(3) 对该类型SF₆密度继电器表的使用环境制定强制要求。如在同一变电站内使用的充油/气式SF₆密度继电器表与图1的敞开式SF₆密度继电器表相比,投入使用的年份比它早,但可以看出,表内无明显的氧化、污染迹象。历年的检测数据也比较理想。参考2种表的对比,江苏省应该提高对户外用表的要求。

(4) 对SF₆密度继电器表提出检验周期和强制报废年限。检验周期宜定为2~3 a,强制报废年限可定为10 a(与厂家承诺的使用寿命相一致)。否则,由于不经常动作而导致的金属疲劳、机构氧化等问题,随时可能造成电力设备故障,危及系统的安全。

参考文献:

[1] GB/T 22065—2008,压力式六氟化硫气体密度控制器[S].
[2] 田宏亮. SF₆密度继电器现场校验的必要性[J]. 宁夏电力, 2010(5).

作者简介:

黄烜城(1983),男,江苏南京人,助理工程师,从事高压绝缘类试验工作;
储海军(1982),男,江苏南京人,助理工程师,从事高压绝缘类试验工作;
陈 迟(1983),男,江苏南京人,助理工程师,从事高压绝缘类试验工作;
韩文建(1983),男,江苏南京人,助理工程师,从事高压绝缘类试验工作。

Analysis on the Use of SF₆ Density Relay Table

HUANG Xuan-cheng, CHU Hai-jun, CHEN Chi, HAN Wen-jian

(Jiangsu Fangtian Electric Power Technology Co.Ltd.,Nanjing 211102,China)

Abstract: The amount of GIS equipment increases in recent years. SF₆ density relay table leads to the failure of electrical equipment due to its structural defects and the use of incorrect installation. Since the matching of SF₆ density relay table is selected by GIS manufacturers, it may lead some SF₆ density relay tables with design flaws to appear in bulk in the power system equipment together with manufacturers' equipment which leads similar electrical failure to occur. How to confirm and replace the defective meter with correct detection must be paid attention. Although many problems have been found by detecting in the province by recent years, the related reference standard lacks a clear judgment. Based on this situation, some solutions are proposed in this paper.

Key words: SF₆ density relay table; calibration; fault

智能变电站信息集成及二次安全防护方案

葛立青,杨 凡
(南京南瑞继保电气有限公司,江苏 南京 211106)

摘 要:智能变电站中一体化信息平台需构建变电站全景数据。变电站中各类系统繁多,所含数据类型和实时性也各不相同,另外不同系统所处的安全分区一定程度上也制约了全景数据的构建。文中详细分析了站内各类系统及信息的特点,制定出了符合二次系统安全防护要求的 2 种信息集成方案,并对 2 种方案的优缺点以及适应场合进行了比较。
关键词:智能变电站;一体化信息平台;安全防护;E 语言
中图分类号:TM769**文献标志码:**B**文章编号:**1009-0665(2012)04-0024-03

国家电网公司从 2009 年开始智能变电站的建设,到 2010 年底已完成了 5 个新建智能站、3 个智能化改造站,2011 年底已有更多的智能变电站投入了运行,未来新建的变电站也都将按照智能变电站的模式进行建设。智能变电站的一个典型特征就是一体化信息平台和各种高级功能的应用。一体化信息平台的目标是实现全站信息的有效融合,避免同一数据的重复采集,建立站内稳态、暂态、动态和状态信息全景数据的统一建模、统一接入、统一存储、统一处理、统一展示,建立变电站的统一数据平台,供系统层各高级应用子系统进行统一、标准、规范化的数据存取访问^[1]。一体化信息平台 and 高级应用功能在已实现智能化变电站中的实现方式上各不相同,但都需要解决信息集成过程中二次系统的安全防护问题^[2,3]。

1 系统信息及安全防护分析

1.1 信息分析

变电站中普遍存在着多种系统和数据,这些系统和数据都是不同时期不同专业为了满足各自管理的需要而建立的,它们大多按照“独立建设、定制开发、功能单一”的模式进行设计,这样设计出的系统必然存在功能分散、信息孤岛、重复投资、智能化程度不高等问题。这些系统中数据的类型、时效性各不相同,有些需要接收控制命令,有些不需要控制。根据《电力二次系统安全防护总体方案》的规定,他们属于不同的安全分区。如表 1 所示,表 1 列出了变电站中存在的系统及数据,并对它们的信息类型、数据的时效性及安全分区进行了总结。

1.2 安全防护分析

表 1 中不同的系统所处的安全分区也不同,按照电力系统安全防护的规定,不同的安全分区之间的通信应满足横向隔离、纵向加密的要求。

表 1 变电站中信息及安全防护分类

系统	信息类型	数据类型	时效性	安全分区
继电保护	继电保护信息、控制命令	模拟量,开关量,控制命令	ms 级,主动	安全 I 区
保信	保护定值管理、动作信息、波形	模拟量,开关量	s 级,主动 / 召唤	安全 II 区
保信	故障录波	波形文件	s 级,召唤	安全 II 区
稳控管理 / 在线预决策系统	稳控定值管理、动作信息、波形、稳控策略	模拟量,状态量,波形文件,策略表	s 级,主动 / 召唤	安全 I 区
SCADA	四遥	模拟量,状态量,控制命令	s 级,主动	安全 I 区
电能量计量系统	电量	模拟量	min 级,主动 / 召唤	安全 II 区
PMU	相量数据	状态量、模拟量	s 级,主动	安全 I 区
电能质量监测系统	电能质量	模拟量	s 级,主动	安全 II 区
设备在线监测系统	开关,变压器,电容电抗器状态	状态量、模拟量	s 级,主动 / 召唤	安全 III 区
环境、视频等辅助系统	环境温、湿度、火警、视频	状态量、模拟量、视频流	s 级,主动 / 召唤 s 级	安全 III 区
生产管理信息系统	生产管理、设备管理	综合类型	min 级	安全 III 区

1.2.1 满足横向隔离的要求

- (1) 在安全区 I, II 之间,安全区 III, IV 之间,以及安全区 IV 和互联网之间的网络节点上,部署硬件防火墙系统,并执行严格的访问控制,并且防火墙系统采取集中管理的方式,确保访问控制策略的有效性,杜绝非授权或非法的访问;
- (2) 在生产控制大区和管理信息大区边界部署专用安全隔离装置,实现更为安全地隔离,保障生产控制大区和管理信息大区只有数据被传递,任何直接的访问均被禁止。

1.2.2 满足纵向认证的要求

针对生产控制大区(包括安全区Ⅰ,Ⅱ),纵向认证主要通过国调统一部署的纵向安全认证装置来实现认证、加密、访问控制一体化的建设目标,针对管理信息大区(包括安全区Ⅲ,Ⅳ),纵向上采取防火墙实现隔离,形成多级隔离体系,防止下级单位的安全隐患传播到上级单位,造成大规模的安全事故^[2,3]。

1.3 信息集成面临的问题

信息集成的目标是建立全景数据平台,所有数据统一建模、统一采集。但由于安全分区的限制,位于安全Ⅰ区的一体化信息平台无法直接获取位于安全Ⅲ区的在线监测、辅助系统数据。现在智能站的普遍做法是将在线监测等系统提升到安全Ⅱ区,但位于安全Ⅲ区的主站在线监测系统如何访问子站数据就成为新的问题。

2 信息集成及二次安全防护方案

根据在线监测、辅助系统所在分区,信息集成有2种方案:

- (1) 在线监测、辅助系统位于安全Ⅱ区;
- (2) 在线监测、辅助系统位于安全Ⅲ区。

在线监测、辅助系统按规定需设立单独的在线监测、辅助系统综合服务器^[4]。

2.1 在线监测及辅助系统位于安全Ⅱ区

二次系统安全防护规定中不允许把应当属于高安全等级区域的业务系统或其功能模块迁移到低安全等级区域;但允许把属于低安全等级区域的业务系统或其功能模块放置于高安全等级区域。根据以上的规定,可以将在线监测、辅助系统由Ⅲ区提升到Ⅱ区。Ⅲ区和Ⅱ区之间以防火墙隔离。此种方案的信息集成示意如图1所示。

在线监测和辅助系统配置一台独立的后台系统,接收变压器、开关、避雷器等在线监测的信息,接收环境监测、消防、照明、安防等辅助系统的信息^[4]。

在线监测、辅助系统后台对所收集的信息综合处理、分析,并将分析结果以及相关的数

据通过DL/T 860规约上送到一体化信息平台。为减轻监控系统(MMS)网的通信负载,一体化信息平台不和在线监测、辅助控制IED直接通信。

若在线监测主站系统的安全Ⅱ区,则在线监测、辅助系统综合服务器直接和在线监测主站系统进行通信;若主站系统在Ⅲ区,则在线监测后台通过正向隔离装置将数据发送给安全Ⅲ区的通信服务器,通信服务器负责和主站进行通信。此种情形下,在线监测主站若需控制在线监测装置,则需把控制命令转成E语言^[5]通过反向隔离装置发送给在线监测子站,子站系统提示运行人员手工进行控制。

智能变电站中不配置独立的保护信息及故障录波子站,保信子站的功能整合到一体化信息平台中,在此方案中,配备一台保信工作站,放置于安全Ⅱ区,和位于安全Ⅱ区保信主站通过纵向加密设备直接通信。保信工作站通过站控层的消息总线和一体化信息平台进行通信,获取一体化信息平台的数据,包括保护保护动作、保护定值、保护压板、录波文件等数据。

调控一体化化方案下,保护的定值修改、定值区切换、软压板投退、装置复归等远方操作命令也可以通过安全Ⅰ区的远动机下达。

视频在自动化系统中相对特殊,由于视频流会占用较大的网络带宽资源,所以视频流应通过独立的网络或独立的通道(譬如:建立VPN)进行通信。

视频系统和视频主站之间一般都通过专用通道进行通信。

2.2 在线监测及辅助系统位于安全Ⅲ区

在线监测及辅助系统放置在Ⅲ区,通过正方向隔离装置和监控系统进行通信。此种方案的信息集成示意如图2所示。

一体化信息平台、远动机通过Ⅰ区的MMS网直接和保护、测控及其他智能IED使用61850规约获取数据,并进行分析保存。保信工作站和保信主站间建立独立的通信通道,保信工作站接收到主站的指令后通过自动化系统的消息总线向监控主机发送

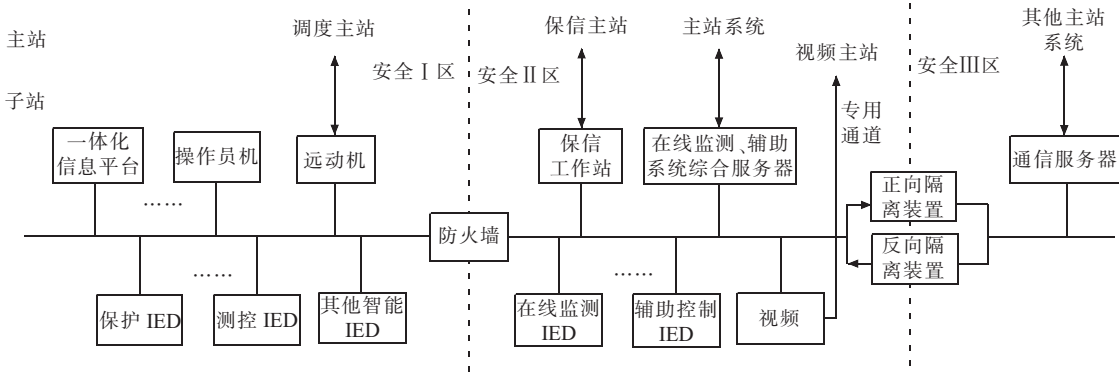


图1 在线监测及辅助系统位于安全Ⅱ区的信息集成示意图

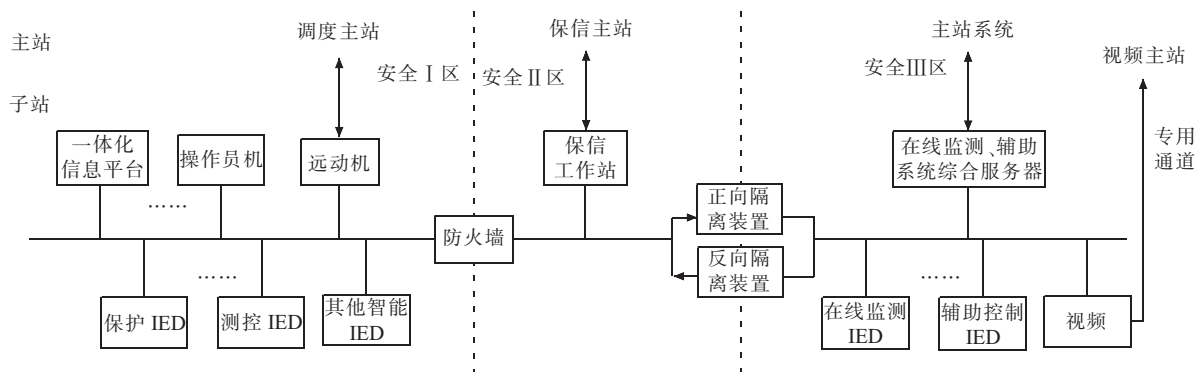


图 2 在线监测及辅助系统位于安全 III 区的信息集成示意图

请求命令,获取需要的信息。并将监控系统返回的数据发送给保信主站。一体化信息平台通过正向隔离装置将监控数据实时的发送给安全 III 区的在线监测综合服务器。在线监测综合服务器将在线监测、辅助系统的数据分析结果形成 E 语言格式文件^[5],通过反向隔离装置送给一体化信息平台。视频的数据流和方案一相同。

2.3 方案比较

以上 2 种方案,均能满足电力安全防护的基本原则,安全分区 I 与安全分区 II 之间采用防火墙进行隔离,安全分区 I, II 与安全分区 III 之间采用正反向隔离装置进行安全防护。由于正常的双向 TCP 链接无法穿透正反向隔离装置,如果采用方案 2,即将在线监测和辅助系统服务器部署在安全分区 III,则无法实现安全分区 I 和安全分区 III 的直接的基于 IEC 61850 的 MMS 通信,因此无法实现真正的统一建模与统一维护。但方案 2 对现有系统未做改动,实现代价最小。

对于方案 1,将在线监测和辅助系统的安全防护级别提高,部署在安全 II 区,与安全分区 I 之间采用防火墙隔离,但防火墙对正常的 TCP 链接并无影响,这样全站的采集工作可统一在安全分区 I 完成,利于全站模型与数据的统一维护。但由于不允许不同安全分区的主站和子站做纵向连接,因此,对此种方式,如果主站系统的安全分区不能提升,则需要借助数据同步服务,将相关数据同步至安全 III 区。但如果主站系统需要对子站端进行控制,则需要有人工审核确认的过程。同时需要开发专用的同步和通信程序。

3 结束语

本文分析了智能变电站监控系统跨安全分区集成的相关需求,并在满足变电站二次安全防护要求的基础上提出了 2 种智能变电站信息集成的方式。概括来说,智能变电站监控系统在进行跨安全分区

集成时,应实现“物理上分布,逻辑上集成”的目标。物理上分布是指跨安全分区集成时,应严格按照《电力二次系统安全防护规定》、《电力二次系统安全防护总体方案》的要求,在各个安全分区的防护边界上采用相应的安全装置,如防火墙、正反向隔离装置等;逻辑上集成是指借助软件的应用功能,如单向数据同步,E 语言文本传输等,实现监控系统功能视图的集成,在不同的安全分区对不同的数据和操作提供相应的访问控制,并且这些功能的实现应对客户透明。

这 2 种方式均实现了监控系统对保信子站、在线监测、辅助控制等系统的信息集成,实现了多种系统模型统一与数据融合,大大增强了监控系统的功能,丰富了监控系统可提供的服务。在功能完善的同时,并没有对变电站自动化系统的维护和操作界面做较大修改,反而在实现系统集成的前提下,简化了管理界面,降低了客户的操作工作量,也减轻了维护的压力。智能变电站信息集成的工作不仅是简单的技术问题,而需要与国家电网公司的大运行战略结合起来,在技术上和管理上双管齐下,才能达到站端系统融合的目标。

参考文献:

- [1] Q/GDW 383—2009,智能变电站技术导则[S].
- [2] 电力二次系统安全防护规定(电监会 5 号令)[S].2004.
- [3] 电力二次系统安全防护总体方案(电监安全[2006]34 号)[S]. 2006.
- [4] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程通用设计:110(66)~750 kV 智能变电站部分[M]. 北京:中国电力出版社,2011.
- [5] 辛耀中,陶洪铸,李毅松,等. 电力系统数据模型描述语言 E [J]. 电力系统自动化,2006,30(10):48-51.

作者简介:

葛立青 (1975),男,安徽怀宁人,高级工程师,研究方向为电力系统自动化;
杨 凡 (1982),男,江苏盐城人,工程师,研究方向为电力监控系统与高级应用。

电快速瞬变 / 脉冲群抗扰度试验及对策

张晓东

(国电南京自动化股份有限公司,江苏 南京 210003)

摘 要:文中通过对一台微机保护装置(插件式)电快速瞬变(EFT)抗扰度试验失败的介绍,经过 EFT 试验和其波形数据分析,找出失败的原因。指出 EFT 试验中通过空间辐射的能量不容小视,即干扰施加端口采取传导抑制的方法是不能完全克服干扰影响的,对空间的辐射也要采取措施;给出 EFT 试验和产品设计时的一些注意事项;在解决工程 EFT 试验问题时具有一定意义。

关键词:微机保护;电快速瞬变/脉冲群;空间辐射;电磁兼容(EMC)

中图分类号:TM77

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0027-03

随着技术的发展,电力系统设备的数量、种类与日俱增,性能也不断提高,向高频率、宽频带、高集成度、高可靠性、高精度和高灵敏度方向发展。其继电保护和控制装置大多为计算机实现,并趋于小型紧凑化、智能集成化、功率降低化、功能一体化,对它们的抗干扰性能提出了新的挑战,电磁干扰的问题越来越复杂,现已成为电力系统继电保护装置正常工作的关键技术之一。

1 电磁兼容(EMC)

电磁兼容(EMC)的研究对象就是电磁干扰。国际电工技术委员会对电磁兼容的定义是在不损害信号所含信息的条件下,信号和干扰能够共存的能力。可理解为装置或系统在其预定的场所运行时,具有既不受周围电磁环境影响,也不影响周围环境、又不发生性能恶化和误动作,而能按设计要求正常工作的能力。

2 电快速瞬变(EFT)

电快速瞬变(EFT),脉冲群持续时间为 15 ms,脉冲群间隔为 300 ms,单脉冲宽度为 50 ns,脉冲上升沿 5 ns,脉冲重复率为 2.5 kHz^[1,2]。

开关断开电感负载时产生反电势。反电势向寄生电容充电,随着充电电压的升高,开关断开处要出现击穿现象,共用此电源的其他电路或装置就要受到该脉冲电压的影响,这就是 EFT 形成的原因。

EFT 的特点是脉冲成群出现,重复频率高,单个脉冲的上升时间短暂、能量较小,一般不会造成设备本身的损坏,但脉冲群会对装置中半导体器件结电容充电,当结电容上的能量积累到一定程度,便会引起装置的误动作。对地电容是 EFT 的一个主要传播途径,属共模干扰,是 EMC 抗扰性试验中容

易出现问题的一个项目。EFT 电压的大小取决于负载电路的电感、负载断开速度和介质的耐受能力。

3 EFT 试验

电快速瞬变干扰发生器采用瑞士哈弗莱公司生产的 PEFT 4010 装置。被试装置是由单片机 ATmega16 构成的微机保护(插件式),能同时对三相输入电压进行采样监控,面板上的数码管循环显示当前各相电压计算值。保护的电压动作值、动作时间可整定于 E2PROM 中。保护动作后启动面板上的信号灯并作用于继电器出口,提供 4 付接点输出。

在被试装置的电源输入、交流电压输入、继电器的开关量输出这 3 个回路中分别加入最高幅值为 4 kV 的 EFT。每次试验过程中均出现异常现象如下:

- (1) 面板上数码管出现乱码、信号灯无规律地闪动;
- (2) 继电器发出误动作的声音;
- (3) 试验后装置的整定值发生改变。

4 对策

插件内无抗干扰的元器件,其电源回路、电压滤波回路、继电器输出回路设置在 PCB 板上,而主芯片 ATmega16 及数码管、信号灯、按键等设置在面板上部,面板和底板之间采用长 15 cm 的扁平电缆数据线跳接。直流电源输入、交流电压输入、继电器的输出设置在面板下方的凤凰端子上。

4.1 电源输入回路

220 V 直流电源直接连接到插件上逆变电源模块,插件背面电源走线长达 24 cm。为了将 EFT 抑制在印制板外,可在电源回路的开始端绕接一长 3 cm、外径 1.5 cm、内径 1 cm 的铁氧体磁环,绕线匝数定为 3 匝。磁环内外径差越大、轴向越长、磁环内径越抱紧导线,其高频阻抗就越大。磁环上绕线匝数不

宜过多,否则会在绕线间形成寄生电容,导致高频阻抗降低而利于干扰窜入。

4.2 交流输入回路

交流电压经过面板的凤凰端子直接进入印制板上的小型电压互感器,接着就是常规低通滤波,最后输入单片机 ATmega16 的 PA 口。可在电压互感器原边并接一个高频电容、串接一个电感线圈来抑制 EFT 干扰。

4.3 开关量输出回路

EFT 会从继电器输出接点耦合到线圈侧,从而进入插件的弱电回路,导致数据出错而误动作。可在继电器的线圈侧(24 V)处加装磁环和去耦电容。

4.4 采用软件技术

经过试验,如果将该装置的软件加入短延时 25 ms 再动作出口,也可躲过 EFT 干扰的影响。但此方法对本快速保护是不允许的,不予采用。

针对以上环节,经过整改完善后发现非常有效果,但 3 个回路的 3 个异常现象偶有出现。

4.5 空间辐射干扰波形

EFT 含有极其丰富的高频成分,试验时幅值高达 4 kV,其空间辐射能量必然较大。将 PEFT 4010 装置的干扰信号输出端水平引出 1 m 的导线,拉直后放置于离参考地平面 10 cm 的木块上,输出 4 kV (2.5 kHz)干扰脉冲,用示波器记录导线顶端水平 5 cm 处,空间辐射对地电压高达 77.6 V,波形如图 1 所示。

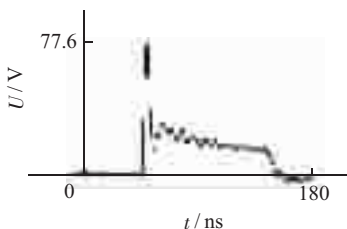


图 1 导线的辐射电压波形

4.6 插件内部辐射干扰波形

直流 220 V 电源回路加入 4 kV 的 EFT,位于插件中间的扁平电缆接口处,空间辐射对地电压高达 127.0 V,波形如图 2 所示。

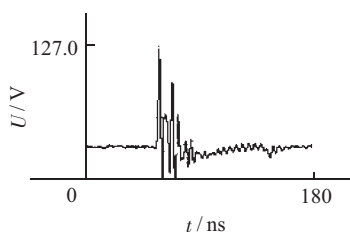


图 2 插件中间的辐射电压波形

4.7 针对空间干扰的整改

波形表明 EFT 干扰的空间辐射能量确实不小,

对扁平电缆数据线必有很大的干扰。对元器件布置重新设计,将原扁平电缆数据线的接口向面板靠拢而缩短其长度,同时将扁平电缆及面板上的单片机回路用金属挡板屏蔽并接地。最后将整个插件外部加装一块屏蔽金属壳并接地。修改后的验证:

(1) 屏蔽金属框内扁平电缆(长度为 5 cm)处的空间辐射对地电压高达 40.8 V,波形如图 3 所示。

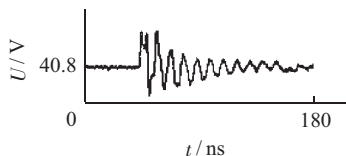


图 3 加屏蔽挡板的辐射电压波形

(2) 插件外再加金属外壳并接地,扁平电缆处的空间辐射对地电压高达 24.0 V,波形如图 4 所示。

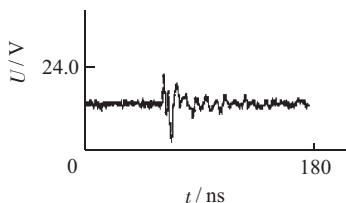


图 4 加屏蔽外壳的辐射电压波形

最终多次试验的结果为:各回路施加 4 级 EFT 干扰过程中,被试插件在加入 90%动作值的交流电压时不误动,在加入 110%动作值的交流电压时不拒动。试验过程中及试验后,被试插件均运行正常,本项试验结论为合格^[3]。

5 思考

5.1 空间辐射不容忽视

EFT 沿导线传输时,被试设备最终受到的是传导和辐射的复合干扰。所以单纯对 EFT 施加的端口采取传导干扰抑制方式不能完全克服 EFT 的影响。标准规定施加 EFT 到被试设备的导线长度不大于 1 m, EFT 波形前沿非常陡峭,持续时间非常短暂,因此含有极其丰富的高频成分;同时导线的长度可以和 EFT 传输频率的波长相比,已不能以普通导线看待,干扰在上面传输时,一部分通过线路以传导方式进入被试设备,还有一部分能量会向周围空间辐射进入被试设备,故被试设备受到的干扰实际上是传导与辐射的结合。导线短,传导多;导线长,辐射强。辐射强弱还和传输导线与参考接地板的贴近程度有关(反映为导线与参考地之间的分布电容值),越靠近,分布电容越大(容抗越小),干扰越不易以辐射方式逸出。因此,试验用导线的长度、离参考接地板的高度,乃至导线与试品的相对位置,都成为影响试验结果的因素。

5.2 空间位置的重要性

EFT 会通过耦合到地而被削弱,所以被试设备离地越近,其抗干扰效果越好。为使试验结果具有重复性和可比性,标准规定试验时应将被试设备放置在离参考地平面 10 cm 处。另外还要注意每次试验时附在被试设备的附加导线根数、及摆放位置是否一致。不同的导线数目、摆放位置,被试设备对辐射干扰的响应是不同的。试验配置的规范性十分重要。因为 EFT 不仅是一个传导干扰,而且还含有辐射的成分,元器件不同的安装位置,辐射干扰的逸出情况是不相同的。它们摆放位置有讲究,在试验中的滤波器和铁氧体磁芯 / 磁环位置,就是今后在正式产品中的位置,不能随意更改。

5.3 注意事项

抑制 EFT 最合理方法是把干扰消灭在源头或被试设备的入口处。前者是对干扰源彻底处理,后者是将干扰堵在大门外。常用的办法是采用滤波(电源线和信号线的滤波)及吸收(利用铁氧体磁芯 / 磁环对脉冲群干扰中高频成分所体现出来的涡流损耗变为热能吸收掉)。其中采用铁氧体磁芯或磁环吸收的方案简单有效。还有印制板强电回路的走线尽量短,并远离弱电等易干扰回路。连接印制板

和面板的扁平电缆是 EMC 试验的薄弱环节,越短越好,最好取消。外壳屏蔽并接地对空间辐射的抗干扰效果确实很好。

6 结束语

在电力系统中运行的微机保护装置面临着越来越恶劣的电磁环境,EMC 的研究越来越重要,逐渐成为一门新兴专业。对微机保护装置进行 EMC 设计和测试是十分必要的,EMC 设计应贯穿于始终,这样才能提高装置的抗干扰性能,从而节约时间与费用,提高设计的效费比,保证电力系统安全运行。

参考文献:

[1] GB/T 14598.10—2007,电气继电器第 22-4 部分:量度继电器和保护装置的电气骚扰试验(电快速瞬变 / 脉冲群抗扰度试验)[S].
[2] GB/T 17626.4—1998,电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验[S].
[3] GB/T 17626.1—1998,电磁兼容 试验和测量技术 抗扰度试验总论[S].

作者简介:

张晓东(1973),男,江苏淮安人,高级工程师,从事发变组继电保护、电磁兼容试验与检测技术研究工作。

EFT/B Immunity Test and Countermeasure

ZHANG Xiao-dong

(Guodian Nanjing Automation Co.Ltd.,Nanjing 210003, China)

Abstract: The failure of the EFT/B immunity test on a microcomputer protection device (plug-ins) is introduced in this paper. With the EFT test and the analysis of waveform datas, the reasons for failure are found. Since the effect of the disturbance given to the port can not be completely overcome by means of transmission suppression, the space radiation energy can not be easily neglected and some measures should be taken. Some notices in the test and the product design are given, which is meaningful for solving EFT test problems.

Key words: microcomputer protection; EFT/B; space radiation; EMC

(上接第 26 页)

The Scheme of Information Integration and Secondary Safety Protection of Smart Substation

GE Li-qing, YANG Fan

(Nanjing Nari-relays Electric Co.Ltd.,Nanjing 211106,China)

Abstract: A substation panoramic data is required to be built for integrated information platform in smart substation. There are various types of systems, different data types and real-time performances in substations. In addition, the security partition in which the different systems are restricts the construction of panoramic data to a certain extent. The characteristics of various systems and information are analyzed in detail in this paper. Two information integration solutions that meet the security requirements of the secondary system are worked out. Then, the advantages, disadvantages and the occasions which these two solutions adapt to are compared.

Key words: smart substation; integrated information platform; safety protection; E language

防止因备自投动作引起变压器过载跳闸的分析及对策

许 琦,曹建权
(南京供电公司,江苏 南京 210019)

摘 要:备自投装置是保障电网供电可靠性的一项重要措施。目前,南京电网备自投的设置方案可以解决本站备自投动作导致站内主变过负荷问题,但不能从电网全局角度考虑备用电源侧过载情况。文中对多个厂站多个备自投联动情况进行了分析,并提出了防止备自投装置导致上级主变过载的措施以及运用软件备自投获得备自投投退组合的方法。
关键词:备自投;主变;过载
中图分类号:TM762**文献标志码:**B**文章编号:**1009-0665(2012)04-0030-04

备自投装置是保证对用户不间断供电的重要技术措施之一^[1],为提高供电可靠性,南京供电公司部分变电站都装设了备用电源自动投入装置^[2]。由于南京城区 110 kV 网络广泛使用了 T 接线的供电方式,进线电源故障将造成一系列备自投动作行为,可能引起进线过载或上级主变过载跳闸,扩大停电范围。例如 2010 年 7 月 28 日,220 kV 龙山变 1 号主变动差动保护跳闸,其所供 110 kV 陆郎变备自投成功引起 2 号主变重载。为防止类似事件发生,必须详细考虑备用电源侧过载情况^[3]。

1 单个变电站备自投装置防过载措施

目前,南京电网备自投装置主要采用了以下方式:

- (1) 220 kV 变电站启用了 10 kV 备自投;
- (2) 110 kV 桥开关(扩大桥)或母联(分段)开关式变电站启用了 110 kV 及 10(35)kV 备自投;

(3) 110 kV 线变组及其他接线方式变电站启用了 10 kV 备自投。

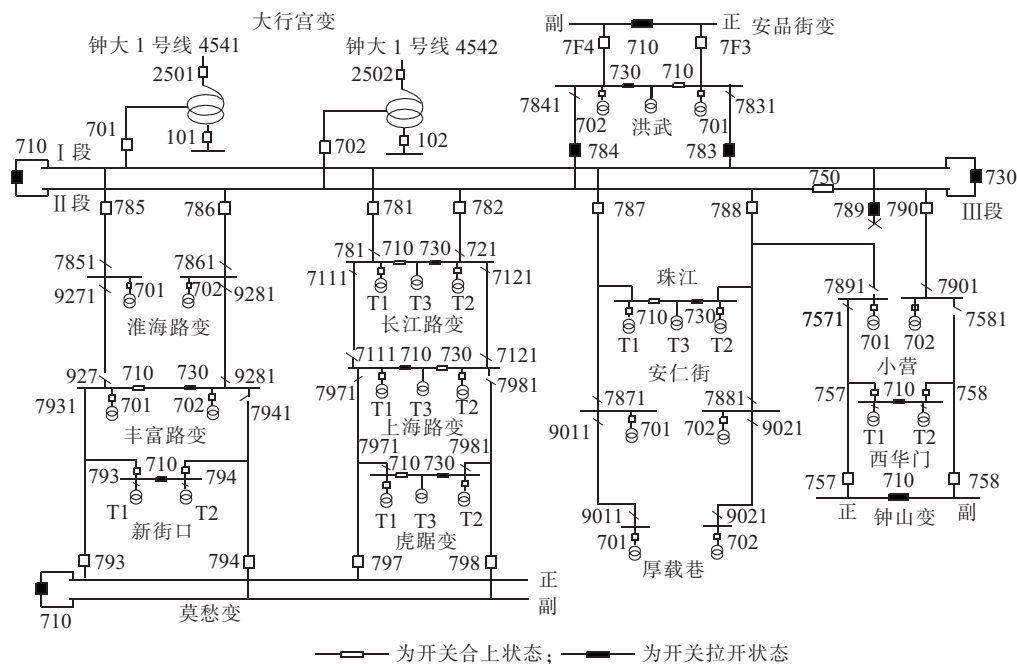
为防止本站主变因备自投动作而过载,采用了“和电流大于备用主变额定电流的 1.2 倍即闭锁备自投”这一措施^[4]。

2 多个厂站备自投联动情况下防过载措施

从上面的分析可以看出,目前备自投的过负荷闭锁方案可以较好地解决本站备自投动作导致主变过负荷问题,但没有从电网全局角度考虑上一级备用主变及进线电源侧过载问题。

以 220 kV 大行宫变电站为例,对多个厂站多个备自投联动情况进行分析。

大行宫变电站是南京电网中极其重要的变电站,它处于主城区的中心地带,所供负荷包括很多重要用户,夏季主变负荷较重。且备自投方式复杂。大行宫变运行方式如图 1 所示。



—— 为开关合上状态; —— 为开关拉开状态

图 1 220 kV 大行宫变电站运行方式图

大行宫变所供 110 kV 变电站一般有 110 kV, 10 kV 两级备自投, 在迎峰度夏期间, 2 台主变负荷率均在 95%, 在一台主变故障跳闸后, 如果大行宫变 10 kV 备自投及下级受电侧 110 kV 变电站备自投均正确动作, 负荷将全部转移到另一台运行主变, 导致运行主变严重过负荷而跳闸, 造成全站失电, 扩大电网事故。由于 110 kV 变电站的备自投装置没有针对上级电源过载的闭锁措施, 因此在必要时, 应根据负荷情况及其他因素(如负荷大小、用电负荷性质、线路是架空线还是电缆)综合考虑, 对电网运行方式进行调整。

(1) 人为调整下级受电侧 110 kV 变电站的备自投装置运行方式。该方法的缺点是在不同的季节, 不同的厂站负荷不同, 需要多次调整备自投装置运行方式。

(2) 运用软件备自投自动调整备自投运行方式。对 110 kV 变电站备自投装置进行改造, 在 110 kV 变电站备自投装置中增加上级电源变压器(进线)负荷逻辑判别条件, 优点是适用于不同季节, 不受设备负荷的影响。

3 人为调整备自投运行方式

为了合理选择需要投入的备自投, 首先需要对备自投进行排序, 然后设置上级电源热稳定极限, 再按照一定的步骤对备自投的状态进行调整。

3.1 备自投排序原则

3.1.1 按备自投所投负荷性质进行排序

首先, 可以按照备自投所供负荷的重要程度对备自投进行排序。

第一级: 负荷为重要用户或保电负荷;

第二级: 可通过备用通道转移负荷, 但转移所需操作时间较长或备用通道可能过载;

第三级: 可通过备用通道转移负荷, 且转移方便;

在上级电源故障时, 按照负荷情况, 先保证第一级备自投能够动作, 从第二级、第三级开始必须根据负荷大小及用电负荷性质情况来决定备自投的投退方式。

3.1.2 按备自投的电压等级进行排序

(1) 同时停用或闭锁 110 kV 备自投和 10 kV 备自投。此时 220 kV 主变过载的可能性降为最低, 但是无法防御本级电压线路(变压器)故障损失负荷, 引起负荷失电。

(2) 单独停用或闭锁 10 kV 备自投。此时 110 kV 备自投按照预定条件正常启用, 仍然可能引起上级电源过载, 且无法防御变压器故障损失负荷。

(3) 单独停用或闭锁 110 kV 备自投。此时 10

kV 备自投在满足动作条件的情况下任然可能动作, 恢复供电, 但是无法防御本级电压线路故障损失负荷。如果 10 kV 备自投动作可能引起本级 110 kV 主变过载, 即 I 段母线及 II 段母线电源开关流过的电流之和大于 1.2 倍主变额定电流时, 将按照预定逻辑闭锁。在迎峰度夏(冬)主变重载期间, 部分 110 kV 变电站变压器负载率较高, 可以利用 10 kV 备自投负荷闭锁条件, 禁止部分不重要的负荷自动投切到正常运行的 220 kV 主变。

3.1.3 从 110 kV 变电站上级供电线路类型来分析

一般来说, 架空线路故障概率较大, 容易受到雷击及外力破坏, 而电缆线路的故障概率相对较低, 架空线、电缆混合线路故障概率介于两者之间。为了提高电网的供电可靠性, 在迎峰度夏(冬)主变重载情况下, 根据以下原则来设置备自投的启停状态:

(1) 首先停用上级线路为电缆 110 kV 备自投;

(2) 如果主变仍然可能过载, 即停用电缆所占长度较大的架空线、电缆混合线路, 比如电缆占 70% 的线路;

(3) 尽量不停用上级线路为架空线的 110 kV 备自投, 特别是长架空线。

3.2 上级电源热稳定极限的确定

由于主变在允许时间内都有一定的过负荷能力, 可以充分利用这个过负荷能力来调整电网的运行方式, 比如转移部分负荷或者切除次要负荷, 保证重要用户的供电。比如 40℃ 时, 在 1 h 内, 油浸变压器可以承受 1.4 倍事故过负荷, 油浸强迫油循环冷却变压器可以承受 1.25 倍事故过负荷。油浸自然循环冷却变压器事故过负荷允许时间如表 1 所示。油浸强迫油循环冷却变压器事故过负荷允许时间如表 2 所示。

表 1 油浸自然循环冷却变压器事故过负荷允许时间

过负荷 倍数	环境温度		
	20℃	30℃	40℃
1.1 倍	24 h	19 h	7 h
1.2 倍	13 h	5 h 50 min	2 h 45 min
1.3 倍	5 h 30 min	3 h 30 min	1 h 30 min
1.4 倍	3 h 10 min	1 h 45 min	0 h 55 min

表 2 油浸强迫油循环冷却变压器事故过负荷允许时间

过负荷 倍数	环境温度		
	20℃	30℃	40℃
1.1 倍	24 h	14 h	5 h 10 min
1.2 倍	8 h	3 h 30 min	1 h 35 min
1.3 倍	2 h 45 min	1 h 30 min	45 min

3.3 人为调整备自投启停状态的过程

在迎峰度夏(冬)负荷高峰期间,为防止备自投动作后上级 220 kV 主变严重过载跳闸,必须对其馈供的 110 kV 变电站备自投启停状态进行调整。以 220 kV 大行宫变及其馈供的 110 kV 变电站为例,结合上述原则,说明负荷高峰及平稳季节备自投调整方法。迎峰度夏(冬)负荷高峰期,220 kV 大行宫变 110 kV 出线均为全电缆线路,电缆外力破坏概率较小,所馈供的 110 kV 变电站总负荷大于 1.2 倍主变额定负荷,可以将没有重要用户的 110 kV 长江路变、淮海路 110 kV 备自投停用,馈供重要用户的 110 kV 上海路变、珠江路变 110 kV 备自投保持启用,确保其供电可靠性。通过调整,220 kV 大行宫变任意一台主变故障,在 110 kV 备自投动作成功后,另一台正常运行的主变负荷大约为额定负荷的 1.3 倍,可运行 45 min。在这 45 min 内,可以通过 110 kV 串供线路、10 kV 线路转移负荷的方式来降低 220 kV 大行宫运行主变的负荷。如主变仍超载,即按照事故拉负荷有选择性控制负荷,从而将 220 kV 主变故障影响范围降低到最小范围,防止变电站全停事故的发生。在事故情况下,综合比较停用 110 kV 变电站 110 kV 备自投造成单台主变失电,与备自投全部启用造成 220 kV 变电站全停,显然是有选择地停用 110 kV 备自投更为合理。

春秋季负荷平稳期,220 kV 大行宫变两台主变最大总负荷不超过单台主变的 1.3 倍,馈供的 110 kV 变电站 110 kV、10 kV 备自投应该全部启用。当单台主变故障跳闸后,在备自投全部动作成功时,220 kV 大行宫主变负荷也仅为 1.3 倍额定负荷,仍可运行 45 min。此时可以通过系统一次方式调整来转移负荷,不会造成负荷损失。因此在春秋季负荷平稳期,220 kV 大行宫变馈供的下一级 110 kV 变电站 110 kV、10 kV 备自投全部启用,最大限度提高供电可靠性。

4 软件备自投自动调整备自投运行方式

为了在不同温度、不同负荷情况下,更好地考虑多级备自投投退情况,可以采取软件备自投的方法。软件备自投可基于站端备自投的动作逻辑,对上级电源过载进行预判,在必要时通过遥控系统闭锁相关备自投。首先按照电网运行方式将电网中的备自投按不同的 220 kV 电源分为若干组,并在每组中按照备自投所投负荷的特点进行排序,然后再设置一个备自投动作策略,在备自投上级电源失去时,按照预定的动作策略闭锁动作后将引起过载的备自投。软件备自投功能流程如图 2 所示。

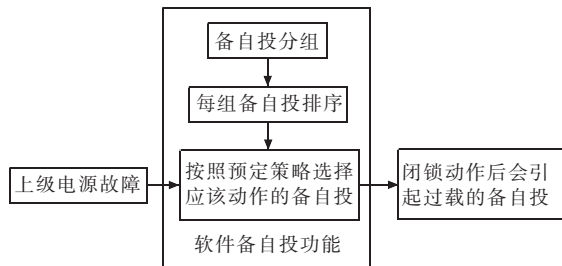


图 2 软件备自投功能流程图

(1) 全网备自投分组。如图 3 所示,A 线为 T 接线,做 B 线的备用。对于这种接线,可能存在如下情况:当 A 站 110 kV 母线故障,则 B 站、C 站 I 段母线失去电源。当 B 站、C 站备自投都动作时,B 线或者 1 号主变将过载,但当其中一个站备自投动作时,却不会过负荷。在这种情况下,两个备自投不能全部投入,但也没有必要全部闭锁。因此将图 3 的备自投组成一个备自投组,包括 220 kV 变电站 10 kV 备自投、B 站备自投及 C 站备自投。其中 B 线、C 站共同由 A 线、B 线供电,应将 B 线、C 站备自投作为同一个分组。按照这个原则,将 220 kV 变电站自有的 35 kV 或 10 kV 备自投和其 110 kV 出线所供变电站的备自投作为一个备自投组集中控制。

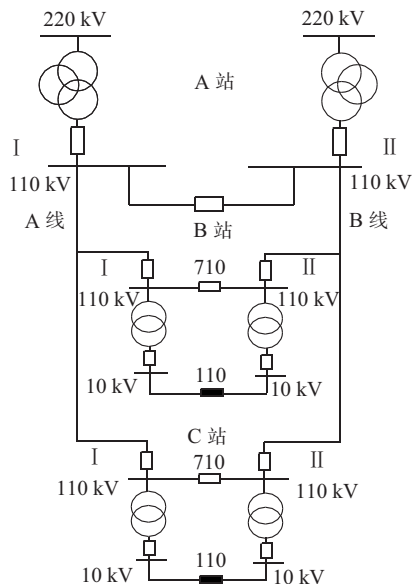


图 3 备自投组

(2) 每组备自投排序原则。在每个备自投组中,按照备自投电压等级、所投负荷的特点以及所供 110 kV 变电站上级线路的类型对组中的备自投进行排序。

(3) 备自投动作策略。当上级电源故障时,备自投组中可能有多个备自投满足动作条件,这时必须按照热稳定约束进行判断,必要的时候闭锁某些备自投。

以图 3 为例,当 1 号主变跳闸后,备自投组中

10 kV 备自投、B 站备自投及 C 站备自投均满足动作条件。首先判断备自投投入后 2 号主变是否过载。将 2 号主变负荷(P_2)加上 10 kV I 段母线(P_{AI})、B 站 I 段母线(P_{BI})、C 站 I 段母线(P_{CI})跳闸前负荷与 2 号主变在当前温度 1 h 能够承受的过负荷能力(P_{2max})进行比较:

如果 $P_{2max} > P_2 + P_{AI} + P_{BI} + P_{CI}$, 备自投组中的备自投正常投入;

如果 $P_{2max} < P_2 + P_{AI} + P_{BI} + P_{CI}$, 备自投组中的备自投必须有选择性地投入;

首先, 假设闭锁 P_{BI} , P_{CI} 中重要性低的备自投 (即备自投所带负荷重要性低或可由备用通道转移的负荷, 设为 P_0), 再判断 P_{2max} 是否大于 $P_2 + P_{AI} + P_{BI} + P_{CI} - P_0$ 。

如果条件成立, 再将 P_0 按从小到大顺序投入, 不能投入的备自投则进行闭锁;

如果条件不成立, 则闭锁 P_0 中所有备自投, 然后假设闭锁 P_{BI} , P_{CI} 中重要性比 P_0 高一些的备自投, 再进行判断和闭锁, 如果无法满足热稳定条件, 继续闭锁重要性更高的备自投, 直至满足条件。

当 110 kV 备自投闭锁后, 某些 10 kV 备自投仍然可以在满足热稳定条件的情况下进行动作, 此时按照上述类似逻辑将 10 kV 满足动作条件的备自投再进行排序, 闭锁相关备自投。当电网运行方式变化, 引起某些备自投上级电源发生相应变化时, 可以通过更改备自投的分组来解决, 使软件备自投更具适应性。

5 结束语

随着经济社会的快速发展, 电力系统的安全可靠供电显得尤为重要。备自投在投退过程中, 可能造成相关设备严重过载, 从而扩大停电范围。由于南京城区广泛使用了 T 接线的供电方式, 上级电源故障将造成多个厂站一系列备自投动作行为。本文以 220 kV 大行宫变电站为例, 对多个厂站多级备自投联动的情况进行了分析, 提出了高峰负荷下对备自投的投退进行人工设置的原则, 以及运用软件备自投采取基于备自投分组的投退控制策略。这种方法可充分反映备用电源侧元件的热稳定极限对备自投投退的限制作用, 具有一定的实用性。

参考文献:

- [1] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [2] 李文书. 一起跳闸线圈烧坏导致备自投误动的事故分析[J]. 江苏电机工程, 2011, 30(1): 14-15.
- [3] 唐海军, 杨承卫, 姚翔, 等. 电网备用电源自动投入的实践与思考[J]. 电力自动化设备, 2005, 28(5): 100-101.
- [4] 冯 玲. 如何防止备自投动作后造成过负荷[J]. 电气时代, 2006(11): 106-107.

作者简介:

许 琦(1980), 女, 江苏南京人, 工程师, 从事电力调度运行工作;

曹建权(1968), 男, 江苏泰州人, 高级工程师, 从事电力调度运行工作。

Analysis and Countermeasures of Preventing Transformer's Over-load Trip Caused by Action of BATS

XU Qi, CAO Jian-quan

(Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210019, China)

Abstract: The BATS device is important to make the power grid operate more reliably. At present, the setting schemen of the BATS in Nanjing power grid can solve the problem of transformer's over load caused by the action of BATS. However it does not consider the over load at the standby power supply side of the whole power grid. Based on the analysis of the linkage actions of BATS devices in stations, countermeasures are proposed to prevent BATS devices from causing superior transformers' over load. Meanwhile, methods of switching combination of the BATS devices can be obtained by using BATS software.

Key words: BATS; transformer; over load

万一有人触了电, 能不能用手把触电者拉下来?

人触电后, 人体的肌肉就会不由自主地收缩, 昏迷不醒, 甚至发生假死现象。如果能立即断开电源, 立即施行人工呼吸法进行抢救, 大多数触电者是可以救活的。但是, 在急救中, 救护的人千万不能光手去接触和拉救触电者。因为在没有断开电源之前, 触电者的身上有电, 如果光手去救, 救护的人也要触电。另一方面由于触电者肌肉收缩, 往往把电线和带电的物体抓得很紧, 只有切断电源, 触电者才能自动放开触电的物体 (这时必须防止触电者跌到摔伤), 然后再实行人工呼吸法或采取其他措施。

智能变电站网络应用及测试技术研究

张小飞¹,李佩娟²,王洁松³,张志明¹,赵汝英¹
(1.国网电力科学研究院实验验证中心,江苏 南京 210061;

2. 东南大学仪器科学与工程学院,江苏 南京 210096;3.南通航运职业技术学院,江苏 南通 226010)

摘 要:分析了智能变电站网络结构,重点阐述智能变电站网络系统中典型的应用技术。在此基础上,介绍基于智能变电站的网络测试关键技术,包括功能和性能测试、网络系统级测试、变电站现场测试,提出智能变电站网络测试应该模拟构建实际数据流,测试出整站实际的网络数据交换性能,为智能变电站的顺利安全稳定运行提供了有力的依据,也为整站未来升级和扩建奠定良好的网络基础。

关键词:智能变电站;网络系统;网络应用技术;网络测试

中图分类号:TM734

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0034-05

常规变电站的信息交互存在许多不足,例如信息交互时,硬接线的二次电缆存在电磁干扰,可靠性差;信息难以共享,缺少自动化系统,运行和管理的效率较差;设备之间不具备互操作性,二次设备缺乏统一的功能接口规范,通信标准的采用和规约的理解实现存在差异等。然而随着非常规互感器、智能断路器技术的飞速发展,加上网络通信技术和 IEC 61850 变电站网络与通信协议标准的发展及广泛应用,智能变电站实现了全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化^[1],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^[2]。大量错综复杂的电缆被一些交换机和网络所代替,组成的网络逻辑上分离,分为站控层网络和过程层网络,信息的交互由基于硬接线的方式变为基于网络的方式。

1 智能变电站网络结构

智能变电站以交换式以太网和光纤组成的网

络通信系统替代了以往的二次连接电缆和回路,其网络结构、网络应用技术及网络测试技术都是在整站建设过程中需要密切关注的问题,涉及到智能站的设计生产、系统联调、系统级测试、现场安装试验各个环节。

基于 IEC 61850 标准的智能变电站网络结构模型为分层分布式(三层两网)^[3-8],分别为站控层、间隔层、过程层,并且明确规定了各层之间接口的含义,网络化的成功应用使智能变电站以功能、信息的冗余替代了常规变电站装置的冗余。智能变电站网络结构如图 1 所示。

智能变电站一般采用分域组网,分为过程层和站控层,过程层又分为 GOOSE (generic object oriented substation event)网和 SV(sample value)网,主要传输电力二层组播报文。站控层又叫 MMS (manufacturing message specification)网,主要传输三层 IP 报文。三个子网络逻辑分开,站控层和过程层采用间隔层设备进行逻辑隔离,GOOSE 网和 SV

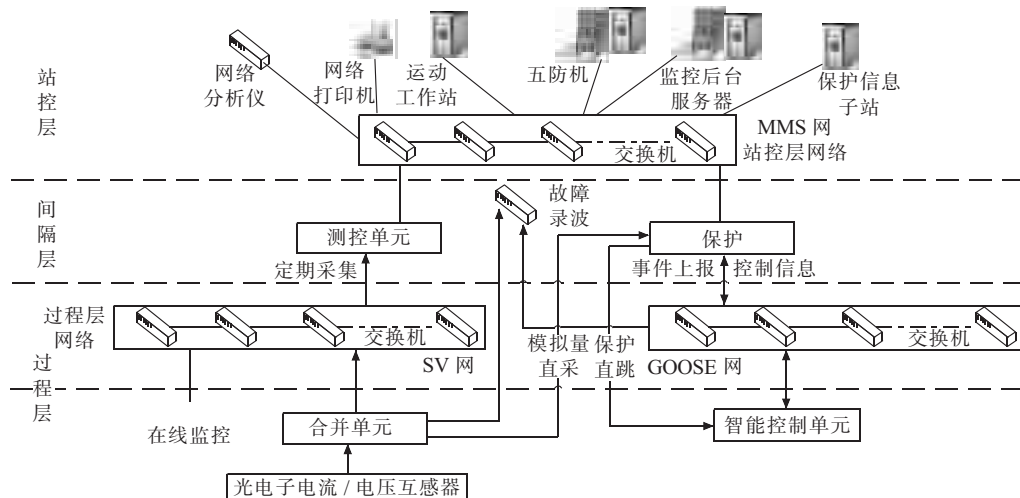


图 1 智能变电站网络结构图

网一般采用物理分开或使用虚拟局域网(VLAN)技术进行逻辑隔离。智能站网络拓扑结构常见的有星型拓扑和环型拓扑,2种拓扑结构的优缺点如表1所示。

表 1 2 种拓扑结构优缺点

拓扑类型	优点	缺点
星型	布线简单,易于扩展和维护,传输速度快,报文延时相对固定,无网络风暴	共交换机负担较大,存在单点故障的风险
环型	网络冗余度好,无单点故障的风险	报文延时不固定,扩展维护困难,存在广播风暴风险

1.1 过程层 GOOSE 网分析

一次设备的智能化和二次设备的网络化使得智能变电站一次设备和二次设备之间的结合更加紧密。过程层主要功能包括^[2]:实时运行电气量检测、运行设备状态检测、操作控制命令执行。过程层 GOOSE 网主要执行事件上报和发送操作控制命令,传输二层组播 GOOSE 报文。GOOSE 网上连接的典型电力装置,如保护、测控、智能终端、故障录波、网络分析仪、合并器等,涉及的装置较多,且对性能要求较高,面向变电站事件的通用对象(GOOSE)和通用变电站事件(GSE)报文必须在 4 ms 内被传输^[3],一般按照一定的逻辑对 GOOSE 网进行基于端口或协议的 VLAN 划分,区分不同的广播域,防止网络风暴和网络攻击,采取设定优先级和环网收敛协议等技术手段提高 GOOSE 网络性能。

1.2 过程层 SV 网分析

过程层 SV 网主要进行实时运行电气量检测,又称为采样值网,传输二层组播测量采样值(SMV)报文。SV 网上连接的典型电力装置,如合并单元、测控、合并器、网络分析仪、故障录波等,采样值报文的时延约束为 10 ms。和 GOOSE 网络不同,SV 网的流量要大很多(具体在下文分析),必须要采用逻辑隔离、多链路聚合等技术,划分逻辑信道,增加通道带宽,保证流量的极限峰值在承受范围内。

1.3 站控层 MMS 网分析

站控层主要功能^[2]是进行电网调度、监控、人机联系、全站操作闭锁控制、在线组态修改参数等,通过 MMS 网汇总全站的实时数据信息,发送控制命令并转间隔层、过程层执行,和过程层相比,站控层 MMS 网络主要实现了人机联系、监控并进行自动化操作,主要传输三层数据包。由于站控层 MMS 网主要连接服务器、工作站、网络打印机等以太网通用设备,对于整站而言,站控层会通过调度数据网连接到广域网,网络边界安全、数据库安全、操作系统安全、服务器安全等安全问题尤为重要。站控层一般采

用双网星型结构,监控后台一般连接主控小室的主交换机上,保证数据传输可靠和站控层端口镜像功能的实现,典型的站控层网络拓扑如图2所示。

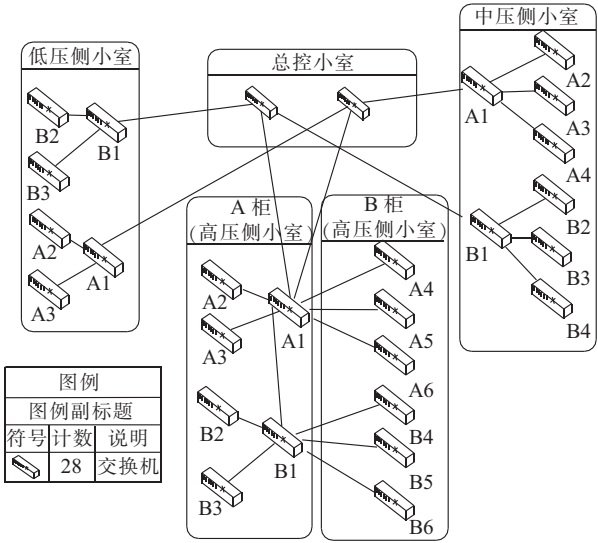


图 2 典型站控层网络拓扑

2 智能变电站网络应用技术

网络的合理组建和冗余是网络高效、可靠运行的关键,在实现各项自动化功能并满足性能要求的基础上,需要对网络进行优化,以便促进变电站自动化系统的可靠性、安全性和信息化水平,体现智能变电站的建设意义。

2.1 采样值传输协议及其流量

目前,智能变电站采样值传输协议主要有3种:IEC 60044-7/8 标准、IEC 61850-9-1 和 IEC 61850-9-2 标准。其中,IEC 61850-9-2 标准可重新设定输入通道数、采样频率等参数,支持对数据集的更改和对数据对象的直接访问,帧格式可灵活定义,映射方法更为灵活,对 ASCII 模型的支持更加完备,可实现采样值数据的只有配置和共享,设备间接线较简单,某种程度上代表了技术发展的趋势。缺点是装置间数据匹配过程复杂,网络带宽和 CPU 编解码的开销较大,网络传输时延不确定。

由于受到带宽的限制,变电站内通信单元划分的依据为可使用的数据速率小于网络带宽^[7],即:

$$S_R \times T_L \times n_{mu} \leq D_R$$
 (1)

式(1)中: S_R 为合并单元的采样速率(每个周波采样点数与信号频率的乘积); T_L 为最大报文长度; n_{mu} 为所连接的合并单元数目; D_R 为网络最大转发速率即网络带宽。

ISO/IEC 8802-3 以太网帧格式如表2所示。报文长度最大值为 984 bit (111 B×8+96 bit=984 bit, 111 B 为表2列出的帧长度,96 bit 为帧间隔),在 50

Hz 工频每周波 200 点情况下,接入百兆以太网,外加 10% 的带宽冗余,单台合并单元的发送速率为 $200 \times 50 \times 984 \text{ b/s} \times (1 + 10\%) = 10.32 \text{ Mb/s}$,因此,采样值网络中合并单元数目应满足:

$$n_{\text{mu}} \times 10.32 \text{ Mb/s} \leq 100 \text{ Mb/s}$$

(2)

表 2 ISO/IEC 8802-3 以太网帧格式

内容	PR	SD	DA	SA	TPID	TCI
长度	7	1	6	6	2	2
内容	TYPE	PDU	APCI	ASDU	SI	FCS
长度	2	8	4	46	23	4

由于采样值均为二层组播数据帧,在同一个广播域下均以广播的方式发散传输,过程层网络中,合并单元的数据流量相对较大,必须采用报文过滤技术和虚拟局域网技术进行过滤和逻辑隔离,增加网络带宽并减少对接收设备的压力。

2.2 报文过滤技术

过程层网络承担着电流电压采样值、一次设备状态信息以及二次设备保护、控制信号的传输工作,相比站控层网络,具有实时性强、信息量大的特点,需要进行报文过滤,即从大量的网络报文中接收需要的报文并摒弃不需要的报文。目前,过程层网络常用的报文过滤技术有虚拟 VLAN、组播注册协议(GMRP)、IEEE 802.1p 流量优先级(QOS)和网络风暴抑制功能。

为了解决智能变电站中的网络流量大(特别 SV 网)和同一广播域内的信息安全问题,应用与智能变电站的工业以太网交换机必须支持 IEEE 802.1Q 定义的 VLAN 标准^[4],至少支持基于端口或 MAC(media access control)地址的 VLAN,单端口应支持多个 VLAN 划分,支持在转发的数据帧中插入标记头、删除标记头、修改标记头。VLAN 技术为同一物理网络划分了若干个逻辑子网,增加了网络带宽、提高安全性,也增强对数据流的控制。和 VLAN 技术相比,GMRP 二层动态 MAC 地址的配置组播功能能够动态更新本地的组播注册信息,确保同一交换网络内所有支持 GMRP 设备维护的组播信息的一致性,同样适合 SMV,GOOSE 信息的传输。然而在智能变电站网络遇到电力故障、网络风暴、网络攻击等特殊情况下,同一个逻辑域内也有可能突发超过带宽的流量,此时网络风暴抑制功能可以将网络流量抑制到设定的阈值内,当网络检测到超过设定值的非法广播、组播或未知单播流量时,自动丢弃多余的数据帧,保证网络的正常带宽不受影响。当网络中突发的正常流量超过网络带宽,优先级功能可以确保关键应用和时延要求高的信息流优先进行传输,保证其服务质量。智能变电

站网络交换机至少应支持 4 个优先级队列,一般设置为严格优先队列(SPQ)的排队方式,优先保证最高优先级的队列服务。

2.3 环网冗余技术

随着智能变电站内的以太网电力装置的增多,电压等级越高的智能站存在的故障点也越多,为了提高网络容错能力,避免单点故障,满足保护双重化配置的要求,环网冗余技术应用十分广泛。

网络冗余是提高网络容错能力的主要手段,包括设备冗余和链路冗余 2 个方面。设备冗余除了依靠智能站中的双网独立工作外,还需要 IED 具备两组独立的网口,并且支持热备用,两个网口均捆绑协议栈,并且拥有相同的介质访问控制(MAC/IP)地址。而将支持环网冗余协议的交换机组成环形网络,将环网中的某台优先级较低交换机的 2 个端口分别设定为转发态和阻塞态,避免构成转发环路从而导致网络阻塞,当主交换机检测到某条链路发生故障后,立刻将阻塞端口变为转发端口并通知其他环路交换机改变转发路径。网络冗余公认有 3 个技术要点:如何检测和判别故障、如何自动切换、如何缩短切换时间,均由智能站中的交换机实现,网络恢复宜采用快速生成树协议(RSTP)或多生成树协议(MSTP),并符合 IEEE 802.1w,且与 IEEE 802.1d 兼容,最长恢复时间通过每个交换机不超过 50 ms^[4]。典型的环形网络拓扑如图 3 所示。

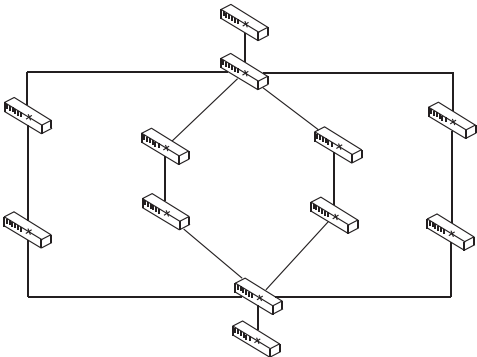


图 3 典型环形网络拓扑

然而环网冗余技术在实际应用中需要注意协议一致性问题,如存在 RapidRing,Supreme-Ring,DT-ring 和 ESR 等多种环网冗余协议,为了保证整站升级或配置更换后不同厂家不同型号交换机之间的互操作,一般采用 RSTP 和 MSTP 标准协议;环网冗余缺乏标准用法,如将一个网络专门用于故障录波和报文分析,形成环网后逻辑断开的 2 台交换机之间的数据传输实际跨接多台交换机,有的最远传输距离超过 4 台,不满足文献 9 和文献 10 中“任 2 台智能电子设备之间的数据传输路由不应超过 4 台交换机”的规范;高压间隔的保护装置双重化配置,

而中、低压间隔通常只配备 1 台保护测控装置,不能提供足够多的网口和高效的冗余功能,也不一定能够提供双套专门用于冗余的环形网络,这不能不说是变电站智能化过程中的一个矛盾。

3 智能变电站网络测试技术

工业以太网交换机的单机测试标准和测试方法已经比较成熟^[11],着重于功能、性能及对环境的适应性测试,从而保证数字量信息的流通,确保变电站的电磁兼容、高低温、潮湿、振动等一系列环境不影响交换机本身的功能和性能。而作为智能变电站二次侧信息交换的枢纽,由其搭建的智能变电站过程层、站控层网络系统的功能、性能是否能满足整站设计需求,则需要采用更加复杂的方法,模拟更加实际的数据流,测试出整站实际的网络数据交换性能。

3.1 功能和性能测试

对于智能变电站网络系统的功能和性能测试主要包括吞吐量、时延、帧丢失率、背靠背、地址缓存能力、地址学习速率、GOOSE 传输功能、VLAN 功能、优先级功能、网络收敛协议功能、端口镜像功能、级联性能等内容。

在实际测试中,既要模拟站控层单播数据包的传输,也要模拟组播数据帧的传输,模拟实际网络中一对一通信、一对多通信、多对一通信和多对多通信等多种数据传输方式。当电力装置或站控层后台计算机发送单播报文时,由于交换机具备自动寻址能力和交换作用,它将根据所传递数据包的目的地址将每一数据包独立地从源端口送至目的端口,从而避免了和其他端口发生碰撞,在这种情况下源和目的均为确定的单一设备。当电力装置需要和其他多个设备同时通信,则需要发送组播报文,即报文的目的地址为二层组播地址(例如 GOOSE 报文目的地址前 32 位为 01-0C-CD-01),此时交换机会将报文在某一个二层组内进行发送,凡是组内的成员均能接收到此报文(当然 IGMP_SNOOPING 协议的建组过程需要在此之前完成)。没有建组时,在交换机上转发二层组播帧均在同一广播域内传播,凡是连接到同一广播域的电力装置均能接收到相同的二层组播帧。当一个广播域中有多个装置同时发送组播帧时,此时就形成多对多通信,每个装置均发送组播帧即为全网状通信。

通信网络报文传输过程实质是由发送节点的某功能产生发送报文,经过各层协议的封装解析并通过网络到达接收节点的某功能,然而尽管采用交换技术在一定程度上提高了以太网通信的时延确定性,但并不能满足智能变电站中最苛刻应用要求,特

别是在电网故障或系统规模扩大时,若对网络中某一资源(如 IED 处理能力、输入输出缓冲区、带宽)的需求超过了该资源所能提供的可用部分,将出现报文超时,甚至报文丢失,不能保证时延的确定性。

3.2 网络系统级测试

基准性能测试标准^[12,13]具有测试拓扑单一、包长固定、包类型单一、包间隔固定等局限性,很难测试出变电站现场实际运行的网络性能。而在智能变电站的实际网络中通常存在大量不同包长的报文,数据包比较集中在 128~1 023 字节,其中 64 字节为环网 BPDU(bridge protocol data unit)数据包,此时若采用基准测试中建议的固定包长,甚至采用 64~1 518 字节随机包长来进行测试也无法模拟智能变电站中的实际情况^[11],需要采样数据流、分析数据流、构造数据流,模拟不同包长的数据流、不同格式的报文(如 GOOSE、SMV、MMS)、不同的设备(2~3 层设备、4~7 层设备),采用站内的网络拓扑,并选择变化的包间隔,模拟雪崩等网络实际情况,选择尽可能多的 MAC 地址,构造更趋实际的测试模型,搭建更加真实的智能站网络环境,对整站网络进行系统级的测试,保证网络传输的稳定性和及时性。

在网络系统级测试的过程中,还需要模拟网络风暴、网络攻击等特殊情况,电力装置及其所连接的网络系统需要具有足够的健壮性,能够承受各种突发情况。例如在产生网络风暴的情况下,交换机风暴抑制功能需要起作用,防止整个网络系统产生网络阻塞;网络带宽超负荷情况下,网络系统应根据优先级配置保证高优先级数据流的服务质量;当网络风暴或网络攻击确实到达装置本身,此时以太网电力装置应能够抵御突发流量以及网络异常攻击,接收正常报文,终端设备的状态和功能应保持正常。

3.3 变电站现场测试

当智能变电站在系统联调时经过通信协议测试、网络系统测试、信息安全测试、时间同步测试和数字动模测试的系统级测试后,现场联调部分就相对简单,可以极大地缩短现场建设周期。网络系统的现场测试主要包括 VLAN 划分测试、网络实际负载测试、环网逻辑拓扑和最大网络时延等方面。

VLAN 划分测试主要验证 VLAN 中数据的正确性。VLAN 划分的根本目的包括:划分广播域,减少广播风暴或网络攻击的影响范围;减轻核心交换机负载;从安全性出发点考虑,保持数据隐蔽性,避免关键信息泄露,提高整站网络信息的安全性。在测试过程中经常遇到 SV 网络流量超过网络带宽的情况,此时网络中存在时延增大、数据帧丢失等情况,且必须通过划分 VLAN 的方式来降低网络利用率,

满足实际需求,某智能站 VLAN 划分前后网络利用率的对比如表 3 所示。划分后各串内数据通信正常,串间数据隔离,性能满足要求。然而,GOOSE 网的网络实际负载则相对较小,流量远未达到极限值,具体流量分析如表 4 所示,此时划分 VLAN 的作用则主要考虑安全性,保持数据的隐蔽性,防止数据间的干扰。

表 3 某站 VLAN 划分前后网络利用率 %

分析项目	VLAN 未划分时各串	VLAN 划分后			
		第一串	第二串	第三串	第四串
网络利用率	>100	29.771	31.951	22.465	22.458

表 4 某站 GOOSE 网流量分析 %

分析项目	高压侧		中压侧		高压侧	
	Goose A 网	Goose B 网	Goose A 网	Goose B 网	Goose 网线路单相接地故障模拟	Goose 网断路器同时变位模拟
网络利用率(平均)	0.035	0.022	0.040	0.001	0.030	0.022
网络利用率(峰值)	0.140	0.683	0.068	0.062	0.170	0.735

4 结束语

智能变电站自动化系统所配套的智能一次设备和网络化的以太网二次设备与目前正在运行的常规变电站二次设备在接口上有着本质的区别,不具备互相兼容性。因此,在智能变电站自动化系统走向工程应用时,特别是改造站,必然面对当前电网中正在运行的庞大的传统“模拟”、“半模拟”式变电站现状。加之有些技术的应用还在成熟之中,站控层网络与过程层网络是否相互联通,高、中、低压变电站的网络拓扑分别适合什么样的组网方式等一系列的问题需要在变电站智能化的过程中来解决,需要智能变电站的测试技术不断地根据测试对象而改进。特别

是近两年,基于智能变电站的系统级测试在为整站安全稳定运行提供有力证据的同时,更重要的是为智能变电站的建设和技术改进做好数据收集和验证工作。

参考文献:

[1] 高 翔.数字化变电站应用技术[M].北京:中国电力出版社,2008.

[2] Q/GDW 383—2009,智能变电站技术导则[S].

[3] IEC 61850,Communication Networks and Systems in Substation[S].2003.

[4] Q/GDW 429—2010,智能变电站网络交换机技术规范[S].

[5] Q/GDW393,110(66) kV 智能变电站设计规范[S]. 2010.

[6] 苏 麟,孙纯军,褚 农.智能变电站过程层网络构建方案研究[J].电力系统通信,2010,31(7):10-13.

[7] 李益民,董张卓,王 玲. IEC 61850 过程层的网络通信传输与实现[J]. 电力系统保护与控制,2008,36(10):33-35.

[8] 黄 灿,肖驰夫,方 毅,等.智能变电站中采样值传输延时的处理[J]. 电网技术,2011,35(1):5-10.

[9] Q/GDW 394—2009,330~750 kV 智能变电站设计规范[S].

[10] Q/GDW 441—2010,智能变电站继电保护技术规范[S].

[11] 张小飞,但富中,马 莹.智能变电站的工业以太网交换机组网测试技术[J]. 电力系统通信,2010,31(7):1-4.

[12] IETF. Benchmarking Methodology for Network Interconnect Devices[S]. RFC2544.1999.

[13] IETF. Benchmarking Methodology for LAN Switching Devices[S]. RFC2889.2000.

作者简介:

张小飞(1981),男,江苏连云港人,工程师,研究方向为电力网络传输和信息安全;

李佩娟(1982),女,江苏扬中人,博士研究生,研究方向为导航、制导与控制;

王洁松(1982),女,江苏南通人,硕士讲师,研究方向为信息安全;

张志明(1988),男,江苏徐州人,助理工程师,研究方向为电力网络传输;

赵汝英(1986),女,山东蒙阴人,助理工程师,研究方向为信息安全。

Study on Smart Substation Network Applications and Testing Technology

ZHANG Xiao-fei¹, LI Pei-juan², WANG Jie-song³, ZHANG Zhi-ming¹, ZHAO Ru-ying¹

- (1. Experiment and Verification Center; Smart Grid Electric Power Research Institute,Nanjing 210061, China;
2. School of Instrument Science and Engineering; Southeast University,Nanjing 210096, China;
3. Nantong Shipping College, Nantong 226010, China)

Abstract:Based on the analysis of smart substation network architecture and focuses on the typical application in smart substation network system, key technologies of intelligent substation-based network test, including functional and performance testing, network system level testing, substation site testing are introduced. The theory that smart substation network test should simulate the building of the actual data flow is proposed, and the entire station network data exchange performance is test out. These viewpoints provide a strong basis for a smooth safe and stable operation of the smart substation, but also lay a good network infrastructure for future upgrades and expansion of the entire station.

Key words: smart substation; network architecture; network application; network test

一种改善距离保护动作特性的方法及其应用

杨 胜,何胜利

(国电南瑞科技股份有限公司,江苏 南京 210061)

摘 要:以正序电压极化为原理的方向阻抗继电器,广泛运用于线路距离保护中;然而由于原理及处理过程复杂,动作性能有缺陷。文中分析了其工作原理及缺陷,提出了一种改进型方案,即采用复合电压极化的方向阻抗继电器,并对距离保护的各元件作了优化,改善了动作特性,特别是出口处正反方向对称故障的动作特性。通过理论分析试验对比,提高了动作正确率及出口时间。基于此开发了一套线路 66 kV 线路距离保护测控装置,通过了数动模试验,并在现场投入运行,显著改善了运行性能。

关键词:距离保护;复合电压极化;正序方向阻抗继电器

中图分类号:TM77

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0039-04

当前线路距离保护,通常采用正序电压极化的三段式方向阻抗继电器构成的距离保护。正序电压极化相当于在电压回路中引入了健全相的电压,配合记忆电压元件,理论上使得各种故障情况下,该极化元件均具有较好的自适应性,具有较大的抗过度电阻能力,消除了背后短路时的误动,因此得到了广泛的运用^[1-4]。然而由于电力系统运行方式的复杂性、各种电磁干扰及误差、正序电压极化原理的复杂性,实际运行中,特别是发生出口处正反方向三相故障时,距离继电器处理方法复杂,动作特性不理想。

1 正序电压极化的方向阻抗继电器原理

双电源系统如图 1 所示。保护正常运行在主程序,进行采样通信及装置内部器件检查等工作,产生中断后进入保护程序^[2]。

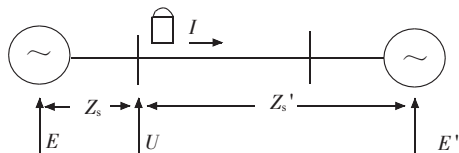


图 1 双电源电力系统图

图 1 中, E,E' 分别为两侧电源电势, U 为保护安装处母线电压, Z_s,Z_s' 分别为两侧阻抗。距离继电器的测量方法分 2 种^[5],以正序电压的大小来区分。当正序电压较大时,进入相间距离保护元件,此时采用以不带记忆特性的正序电压为极化电压;当正序电压较小时,进入低压距离继电器元件,采用带记忆特性的正序电压为极化电压。故障时两种极化电压基本保留了故障前电压的相位,有很好的方向性,距离继电器具有很高的可靠性。相间距离继电器与低压距离继电器均采用比较工作电压和极

化电压的相位的方法判别是否进入动作区。当发生故障时,距离保护装置起动元件动作、振荡闭锁元件开放、区分出相间距离与低压距离、选相元件选出故障相、对故障量进行计算、判断是否进入动作区后,距离保护相应元件经延时出口并切除故障。

上述方法是当前正序方向阻抗继电器最常用方法。然而在实际运行及大量试验中,当发生出口、反方向三相故障时,其动作特性均不理想。特别是振荡中出口反方向三相故障,低压距离继电器处理方法复杂,动作特性不理想。

2 复合电压极化的方向阻抗继电器

复合电压极化的方向阻抗继电器将低压距离继电器与相间距离继电器合并为一个复压极化方向阻抗继电器,其做法一直使用记忆电压,并对记忆电压实时更新。低压距离继电器用相间电压极化,代替正序极化,而相间距离也采用记忆电压,且记忆电压等于当前正序电压。

工作电压:

$$\dot{U}_{op\Phi\Phi}=\dot{U}_{\Phi\Phi}-\dot{I}_{\Phi\Phi}Z_{zd} \tag{1}$$

极化电压:

$$\dot{U}_{pol\Phi\Phi}=\dot{U}_M \tag{2}$$

动作方程:

$$270^\circ > \text{Arg}(\dot{U}_{op\Phi\Phi}/\dot{U}_{pol\Phi\Phi}) > 90^\circ \tag{3}$$

式(1—3)中: Z_{zd} 为继电器的整定阻抗;下标 $\Phi\Phi$ 表示相间 AB、BC 或 CA;下标 1 为正序;下标 M 为记忆量;Arg 为 2 个向量的相位差。

$$\dot{U}_M=\dot{U}_{1\Phi\Phi M}=\dot{U}_{1\Phi\Phi}, \text{当 } \dot{U}_1 > 9 \text{ V};$$

$\dot{U}_M=\dot{U}_{\Phi\Phi M}=\dot{U}_{\Phi\Phi} [n-48]$, 当 $\dot{U}_1 < 9 \text{ V}$, 且记忆电压起作用, n 为当前采样点;

$\dot{U}_M = \dot{U}_{\Phi\Phi M} = \dot{U}_{\Phi\Phi} \pm U_{arc\Phi\Phi}$, 记忆作用消失后, U_{arc} 为弧光电压。

此处, 极化电压固定使用记忆电压, 记忆电压储存 48 点, 即 2 个周波, 并实时更新。

为保证线路出口正反方向动作的可靠性, 对距离继电器设置了门槛电压, 其幅值取最大弧光压降, 本文取 9 V。以 AB 相为例, 当 $U_{lab} > 9 \text{ V}$ 时, 极化电压 $\dot{U}_{polab} = \dot{U}_{labm}$, 记忆电压取当前实际正序电压; 当 $U_{lab} < 9 \text{ V}$ 时, 40 ms 内, 极化电压 $\dot{U}_{polab} = \dot{U}_{labm} [n-48]$, 即用 48 点以前的记忆量线电压; 40 ms 后记忆作用消失, 此时极化电压仍然采用线电压, 同时对其进行相应处理。

40 ms 后, 若复压极化距离继电器动作, 则极化电压 $\dot{U}_{polab} = \dot{U}_{ab} + \dot{U}_{arcab}$, 将动作圆下抛, 使其包含原点, 让其一直动作。

40 ms 后, 若复压极化距离继电器仍未动作, 则极化电压 $\dot{U}_{polab} = \dot{U}_{ab} - \dot{U}_{arcab}$, 将动作圆上抛, 使其在横轴上方, 让其一直不动。计算可知:

$$\dot{U}_{arcab} = 5 \times I_{ab} \times Z_{zd} / |I_{ab}| \quad (4)$$

当发生正方向故障时, I, II 段距离继电器暂态动作后, 将继电器的门槛倒置, 即将动作圆下抛, 使特性圆包含原点, 以保证继电器动作后能保持到故障切除。当发生反方向故障时, I, II 段距离继电器不动, 此时置正门槛, 将动作圆上抛, 保证继电器一直不动^[1,2]。为保证 III 段距离继电器的后备性能, III 段门槛总是倒置, 即进入低压距离元件后固定下抛, 使其特性包含原点。同理对于接地距离保护, 用相电压取代相正序电压作为极化量即可。采用上述复合电压极化的方向阻抗继电器的动作特性圆如图 2—4 所示^[3,4]。

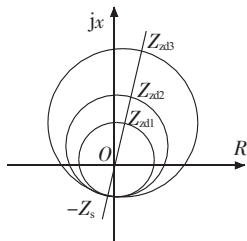


图 2 正方向故障暂态特性

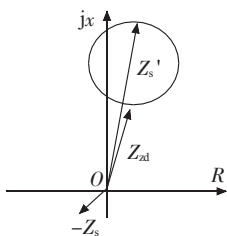


图 3 反方向故障暂态特性

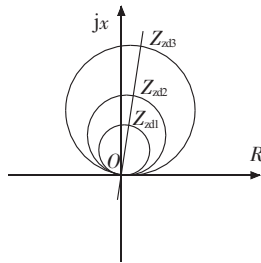


图 4 正方向三相故障稳态特性

图 2—4 中, Z_{zd1} , Z_{zd2} , Z_{zd3} 分别为相间距离 I, II, III 段整定值。记忆作用消失后, 极化电压使用相间电压, 比正序电压具有更明确的物理意义。作为极化电压, 直接反应相间阻抗的值。当三相故障时, 正序电压理论上等于相间电压, 但是考虑到数据窗影响、响应延时、计算量等, 采用相间电压作为低压距离的极化电压, 有以下优势:

(1) 近端三相短路时, 正序极化的优势不复存在。对称故障时相间正序电压理论上等同于线电压, 但对于实际系统而言, 两者存在一定差别, 暂态过程中, 相电压的计算更准确。

(2) 采用线电压, 避免了正序相间电压的缺陷。由于正序相间电压是由 U_{ab} , U_{bc} , U_{ca} 3 个线电压计算得出, 当系统突然发生近端三相短路, 暂态过程中 3 个线电压立即跌变到接近 0, 在此过程中, 3 个线电压均存在计算误差, 导致计算所得的正序电压误差更不可靠。

(3) 线电压计算快, 较正序电压快约 5 ms, 在不考虑新算法的情况下, 对 40 ms 的记忆作用环节有明显的改善。故能更快更稳定的进入记忆环节, 同时更快更稳的确定区内外故障, 然后将动作圆相应上抛或下抛, 使距离元件能正确动作。

(4) 记忆作用消失至故障切除时间内, 线电压、正序电压数值均很小, 相比而言正序电压会带来更大误差, 导致动作圆即使能做出上抛或下抛, 也可能因误差大导致故障点漂移到动作圆外, 使低压距离继电器返回。

(5) 正序电压的算取较费时间。正序电压由 ABC 三相电压计算得出, 最快需 3/4 周波即 15 ms 才能算准。由此导致在故障发生的瞬间, 若电压突然降为极低, 正序电压需要较长时间才能下降到 9 V 以下。

(6) 记忆电压作用时间。目前记忆电压存储长度、作用时间无明确做法。各厂家记忆电压时间过长, 导致故障时, 记忆电压与实际电压相位偏差已非常大, 完全不能反映故障时电压相位, 是导致错误动作的又一原因。则记忆电压作用时间 48 点或 72 点 (2 个或 3 个周波) 比较合适, 过长则无法反映故障。

(7) 振荡闭锁的考虑。正序方向距离继电器需与振荡闭锁配合,振荡过程中,电压电流相位一直变化,当发生出口反方向三相故障时,残压很低而故障前电压又不能准确反映故障前相位,故只能加长记忆电压时间,导致低压距离继电器难以正确动作。

此时复合电压极化的方向阻抗继电器及记忆电压元件逻辑图如图 5、图 6 所示。

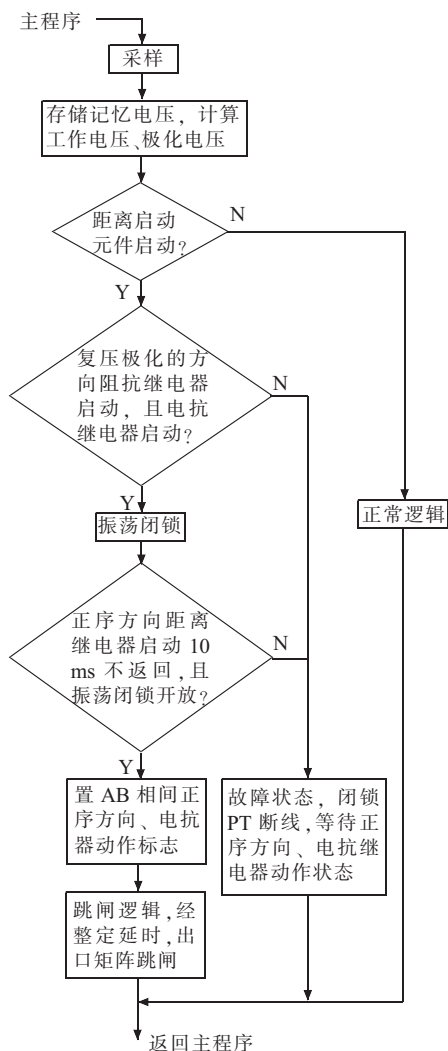


图 5 复压极化距离继电器逻辑图

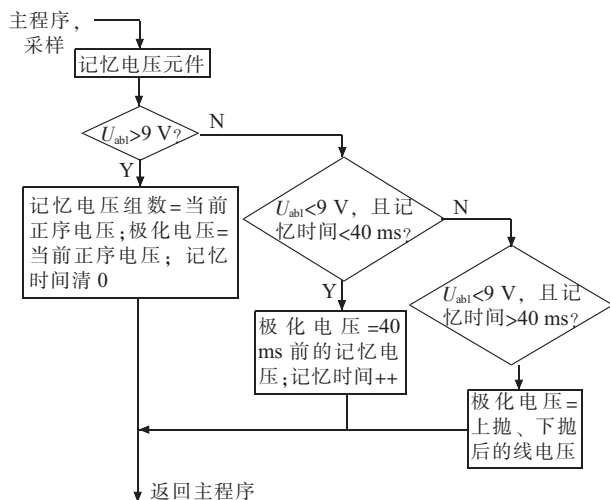


图 6 记忆电压元件逻辑图

3 其他优化处理

上述复压极化的方向阻抗继电器,从理论上提高了方向阻抗继电器的动作特性。同时对距离相关的其他元件作了一定的优化,改善了其动作特性。

(1) 选相元件优化。将选相逻辑推后处理。采用先阻抗测量,后跳闸逻辑,最后在进行故障选相生成故障报告。此法可缩短动作时间,并避免了因选相错误造成的误拒动问题^[6-8];

(2) 振荡闭锁元件的优化。由于距离 I、II 段模块处理方式不同,则对各段距离继电器采用完全独立的振荡闭锁元件,使具有更高的独立性,且每个元件开放之前都要先判相应距离段启动,提高了保护的准确性。逻辑图如图 7 所示。

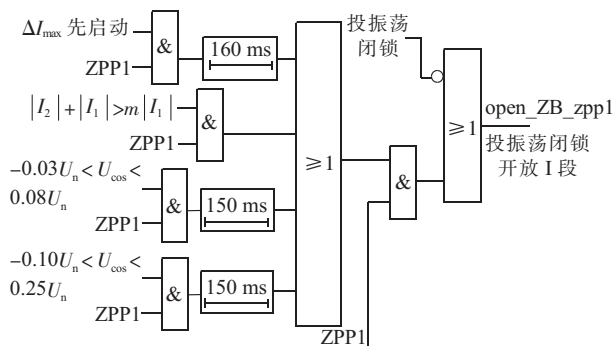


图 7 优化后的振荡闭锁元件(以相间距离 I 段为例)

图 7 中, $\Delta I_{\max}$ 为突变量启动元件; ZPP1 为相间距离 I 段的启动标志; U_n 为额定电压; $U_{\cos}$ 为振荡中心电压, open_ZB_zpp1 则为振荡闭锁开放相间距离 I 段。

(3) 记忆电压元件的优化。缩短记忆电压窗口至 48 点,即 2 个周波 40 ms;且记忆电压作用时间 48 点比较合适,过长则无法反映故障,与当前的电气量差别已较大,无使用价值;

(4) 距离 I 段的优化。采用反时限原理优化距离 I 段保护逻辑,当测量阻抗值小于整定值 80% 时,距离 I 段快速出口,保证装置能够快速切除系统重大故障,确保系统稳定性和安全性。当测量阻抗接近整定值时长延时出口,保证距离 I 段可靠不超越,防止装置失去选择性。通过优化,装置能在 25 ms 快速动作,又能可靠防止超越;

4 试验结果及结论

基于复压极化的方向阻抗继电器原理,在 TI dsp28335 平台上开发一套 66 kV 线路相间距离保护测控装置。其保护配置为:三段式相间距离保护、距离后加速保护、双回线速动保护、不对称故障速动保护、四段零序过流保护、三段式复压过流保护、过

流后加速、充电保护、三相一次重合闸、低频减载、低压减载、紧急状态保护、小电流接地选线、同期手合遥合等。将基于复压极化原理本系列装置与传统的正序电压极化线路距离保护装置一并做数模试验,考察近端 5%三相故障、近端 0 点故障、振荡中近端 5%三相故障、振荡中 0 点故障,考察距离 I 段动作情况。数模试验的系统图如图 8 所示。每种试验 40 次,共 640 次,记录错误动作次数;试验结果如表 1 所示。

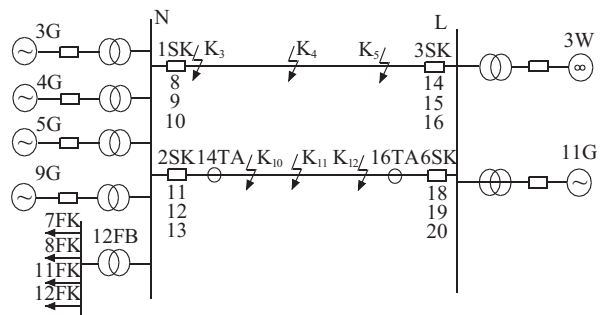


图 8 数模试验系统图

表 1 试验结果对照表

故障类型	正序电压极化 误 / 拒动次数	复合电压极化 误 / 拒动次数
近端 5%, 正向, ABC	0	0
近端 5%, 反向, ABC	0	0
近端 5%, 正向, ABCN	0	0
近端 5%, 反向, ABCN	0	0
出口, 正向, ABC	0	0
出口, 反向, ABC	1	0
出口, 正向, ABCN	1	0
出口, 反向, ABCN	0	0
振荡中近端 5%, 正向, ABC	1	0
振荡中近端 5%, 反向, ABC	2	0
振荡中近端 5%, 正向, ABCN	3	0
振荡中近端 5%, 反向, ABCN	1	0
振荡中出口, 正向, ABC	3	0
振荡中出口, 反向, ABC	4	2
振荡中出口, 正向, ABCN	3	0
振荡中出口, 反向, ABCN	3	1

模型参数: 线路全长 $L=100\text{ km}$, $R_1=6.403\text{ }\Omega$, $X_{L1}=36.401\text{ }\Omega$, $R_0=30.46\text{ }\Omega$, $X_{L0}=115.67\text{ }\Omega$, 电压互感器(TV)的变比为 $110\text{ kV}/100\text{ V}$, 电流互感器(TA)的变比为 $1\text{ 200 A}/5\text{ A}$, 不接地系统。

定值: 正序阻抗 $z_1=8.1\text{ }\Omega$, 正序阻抗角 $z_1\text{deg}=80^\circ$, 偏移阻抗角 $z_{pp\text{deg}}=0^\circ$, 线路全长 $L=100\text{ km}$, 相间距离 I 段 $Z_{1\text{zd}}=5.7\text{ }\Omega$, 延时定值 $T_{z1\text{zd}}=0\text{ s}$ 。

由表 1 可知, 正序电压极化的距离继电器在近端 0 点处故障有一定的误 / 拒动可能, 振荡中误 / 拒动几率较大, 而采用复合电压极化的距离继电器

则大幅提高了动作正确率, 非振荡中正确率达 100%, 振荡中有残压时正确率亦为 100%, 在理论上无法解决的振荡中 0 点故障, 正确率也大幅提高。距离 I 段动作时间对照表, 如表 2 所示。

表 2 距离 I 段动作时间对照表

故障类型	复压极化距离 I 段动作时间	常规距离 I 段 动作时间
正向出口 ABC, ABCN	20.45, 20.86	32.14, 33.20
正向出口 AB, BC, CA	19.95, 20.05, 20.12	29.15, 29.50, 28.75
反向出口 ABC, ABCN	不动	不动
反向出口 AB, BC, CA	不动	不动
振荡中出口 ABC, ABCN	不考察	不考察
振荡中出口 AB, BC, CA(波峰)	177.5, 182.5, 178.0	186.5, 190.5, 187.6
振荡中出口 AB, BC, CA(波谷)	52.52, 55.62, 56.41	61.35, 61.40, 57.80
48 Hz 正向出口 ABC, ABCN	22.51, 21.62	30.20, 31.52
48 Hz 正向出口 AB, BC, CA	21.32, 20.45, 20.73	30.82, 29.96, 29.34
52 Hz 正向出口 ABC, ABCN	21.54, 21.78	29.13, 30.42
52 Hz 正向出口 AB, BC, CA	22.02, 21.85, 21.42	31.12, 30.83, 30.98

由表 1 和表 2 可知, 优化后的复压极化方向阻抗继电器, 较常规动作正确率、出口时间上均有较大提高。

5 结束语

本文提出了一种复合电压极化方向阻抗继电器理论, 并基于此开发了一套线路相间距离保护测控装置。通过试验表明, 本系统的速动性、可靠性均有较大提高。现场运行一年来, 动作正确率达 100%, 取得了良好的社会效益。

参考文献:

[1] 尹项根, 曾克娥. 电力系统继电保护原理与应用上册[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2001.

[2] 洪佩孙, 李久虎. 输电线路距离保护[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2008.

[3] 贺家李, 宋从矩. 电力系统继电保护原理[M]. 北京: 中国电力出版社, 1994.

[4] 许正亚. 电力系统继电保护上册[M]. 北京: 中国电力出版社, 1996.

[5] 江苏省电力公司. 电力系统继电保护原理与实用技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.

[6] 陈志梅. 系统振荡又发生故障时距离保护的動作行为分析[J]. 电力学报, 1999, 14(1): 68-71.

一种基于 RTDS 的消弧选线装置的试验研究

杨 佳, 韦芬卿, 付 磊, 于跃海
(国网电力科学研究院, 江苏 南京 210061)

摘 要:针对目前配电网调匝式消弧线圈无法实时模拟,消弧线圈自动跟踪补偿与接地选线装置(简称消弧选线装置)只能进行开环测试,无法考虑装置在系统中实际运行情况,文中介绍了一种基于 RTDS 实时仿真系统的消弧线圈自动跟踪补偿与接地选线装置的试验研究方法。为验证消弧选线装置的实际工作情况,在 RTDS 中模拟了调匝式消弧线圈,建立了配电网经消弧线圈接地的仿真系统,并将被测装置所需要的模拟信号输出,装置的控制信号再返回 RTDS 中,从而形成消弧选线装置的闭环测试环境。按照试验要求进行了各项试验,对测试输出波形做了理论分析,从仿真结果可知,所介绍的方法用于消弧选线装置试验是切实可行的。

关键词:RTDS;调匝式消弧线圈;消弧选线装置;闭环

中图分类号:TM761

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0043-05

当前对配电网中消弧选线装置的出厂调试测试手段比较落后,试验项目比较单一,较难反映出消弧选线装置在实际运行配网中的工作情况。利用 RTDS 实时数字仿真系统建立一个配电网经消弧线圈接地的仿真系统,对消弧选线装置进行各项功能的闭环测试,为该类装置的测试提供一种新方法。

RTDS 全称为实时数字仿真仪 (Real Time Digital Simulator)^[1],是一种专门设计用于研究电力系统中电磁暂态现象的装置。根据自动跟踪补偿消弧线圈成套装置技术条件^[2]中所要求的试验方法和要求在 RTDS 中搭建仿真模型。由于 RTDS 能够实时连续运行,消弧与选线装置就可以连接到 RTDS,进行闭环试验以测试设备的各种功能。

1 选线装置简介

小电流接地系统,一般采用中性点不接地和经消弧线圈接地两种接地方式。随着配电网规模日渐扩大,系统对地电容电流急剧增加,容易产生间隙弧光过电压。而经消弧线圈的接地方式由于可靠性、安全性、经济性等方面的优点,已逐渐获得认可和应用。与此同时,我国配电网运行过程中单相接地故障多发,若不采取有效措施,极易造成相间短路,使事故扩大,影响供电质量。所以小电流接地系统单相接地故障选线不仅是提高电力系统自动化水平的问题,也是一个关系到系统运行方式的问题,对保障系统的安全运行有着十分重要的意义。

为提高配电网运行的可靠性,消弧线圈自动跟踪补偿与接地选线系统,以中性点经消弧线圈接地方式的电力系统作为应用研究对象,采用“消弧+选线”的设计思路,实现消弧线圈的自动控制。该系

统能够自动控制消弧线圈的工作状态,并且在实现消弧线圈自动跟踪补偿功能的同时,有效地解决了小电流接地选线的问题,减小故障点的接地电流,达到了保障电网安全运行和提高电网自动化水平的目的。同时,选线装置与控制装置相配合,成功解决了消弧线圈对传统单相接地选线技术影响的难题,有效提高了选线的成功率。

2 试验方案

2.1 试验建模

根据配电网的运行特点,建立了经消弧线圈接地的 10 kV 配网典型模型^[2-4]。如图 1 所示。

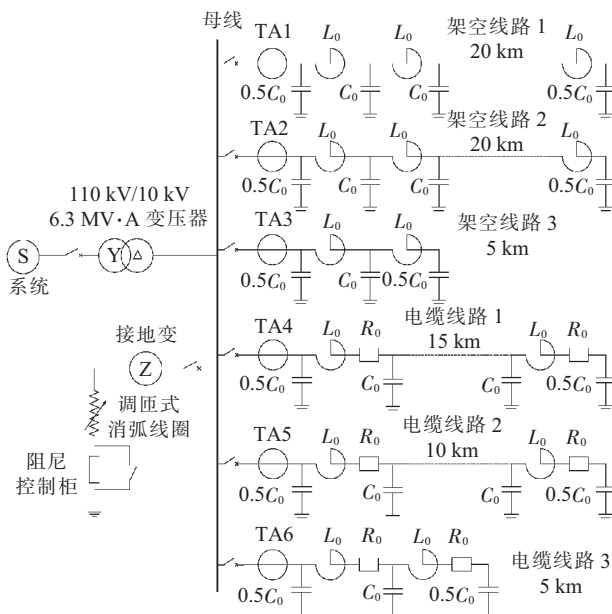


图 1 仿真系统一次示意图

图 1 中所示的系统结构图中单相线路均表示三相线路,系统空载运行。主变为 110 kV/10 kV 的降压变压器,容量为 6.3 MV·A,Y/△联接。接地变参

数:容量为 $450 \text{ kV} \cdot \text{A}$; 零序阻抗为 3.15Ω 。该系统中共模拟 6 条线路,其中 3 条架空线路分别是:线路 1, 20 km;线路 2, 10 km;线路 3, 5 km。选取 LGJ-70 导线(几何均距为 2.5 m)。3 条电缆线路分别是:线路 4, 15 km;线路 5, 10 km;线路 6, 5 km。选取截面为 70 mm^2 的铜心三芯电缆。系统的接地阻尼电阻设为 20Ω 。当系统正常运行时,该电阻与消弧线圈串联工作,任一条线路发生故障时,该电阻短接。由于 RTDS 中的三相线路模型三相参数完全相同,不存在不平衡电压的问题,为了模拟实际电网中母线不平衡的量就需要加入不平衡电容,在 10 kV 母线的两相中并联接入不同 μF 的对地电容。一次电流互感器(TA)变比和一次电压互感器(TV)变比均可设置成与实际物理装置相同。

实际调匝式消弧线圈一般设计为 9~25 档,本次实验消弧线圈容量为 $400 \text{ kV} \cdot \text{A}$;档位选为 15 档,对应电感值为 $0.378 \sim 0.589 \text{ H}$,步进电流为 2.5 A 。调匝式消弧线圈在 RTDS 中采用自定义“实时可调电感”模型模拟。此模型在 RTDS 实时仿真开始后,电感值可实时变化,最初用于模拟电力机车运行的供电牵引网, L_0 为总电感值, L_x 为可控电感值占总电感值的比例。 L_x 可以通过 RSCAD 软件中的控制模块进行输入。模型中, L_0 设为 1 H , L_x 的值可实时调节。根据消弧线圈不同档位电感值,在仿真系统中建立“档位—电感值”对应关系表,首先可在仿真开始前设置一个消弧线圈的初始档位, L_x 设成该初始档位的电感值。仿真开始后根据系统的运行工况,外接消弧选线装置的发出“上调档位”、“下调档位”的 DI 脉冲信号,根据调整脉冲信号实时地将消弧线圈档位“加 1”或者“减 1”,形成新的档位信息,从而改变该档位消弧线圈的所对应电感值 L_x 。此时系统的运行工况也随着相应发生了变化,通过模拟量 DA 输出反馈给装置,装置的控制策略也随之调整,由此实现整个实验的闭环控制。其中消弧线圈的每个档位通过一个对应开关的位置量模拟,15 个开关即对应 15 个档位。当开关位置为“1”时表示消弧线圈处于该档位,开关位置为“0”时表示消弧线圈不处于该档位,这些位置量所表示的档位信息作为 DO 数字量输出到控制装置。如图 2 所示。

2.2 试验方法

根据以上系统参数,在 RSCAD 软件上建立闭环测试模型,消弧选线装置和仿真系统的接线示意图如图 3 所示。RTDS 仿真系统将消弧选线装置所需接入的 6 条支路电流的零序电流(TA1, TA2, TA3, TA4, TA5, TA6)、10 kV 母线零序电压 U_0 , 设定一定的输出比例后,通过 RTDS 系统中 GTAO 卡

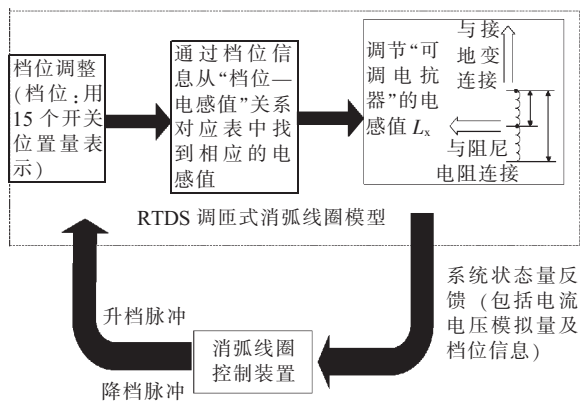


图 2 消弧线圈控制模型示意图

输出的小模拟信号经功率放大器提供给消弧选线装置。消弧线圈的 15 个开关位置的档位信息经 RTDS 系统中 GTDO 卡后通过开关量转换装置输出给装置。装置的动作脉冲信号能通过 GTDI 卡反馈给系统,仿真系统根据上调或者下调的信号实时改变消弧线圈档位,从而改变一次系统的运行状况。在 RTDS 的 RSCAD 软件上能实时监控一次系统各模拟量、状态量的波形及装置动作信号的波形。

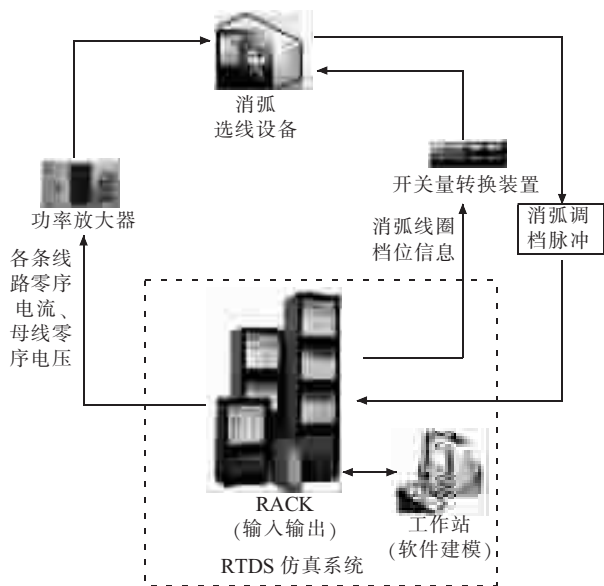


图 3 装置与仿真系统接线示意图

3 试验项目及结果分析

根据以上所示搭建的仿真环境,以南瑞科技股份有限公司消弧选线装置 NES3000 为被试对象。

3.1 电容电流测算实验

在实际的调谐测量中,选取最靠近谐振点的多点进行拟合计算,谐振点附近的曲线最接近抛物线曲线,拟合误差小、测量误差小,计算精度高。此方法原理简单可靠,并考虑到了影响电容电流的各种因素,理论误差小;且此方法便于计算机采样计算,计算方法简便易用,避免了复杂运算带来的计算误差,

适合工程推广应用;另一方面,自动跟踪补偿消弧线圈装置一般也采用中性点位移电压(U_0)作为跟踪补偿的特征量,这也为电容电流测算与调谐过程的融合创造了条件。

试验时,通过比较系统在线路全接入、架空线路退出电缆线路接入、某一条线路退出,3 种不同运行方式下的电容电流的理论计算值与消弧装置的测算值,来判断电容电流测算方法的准确性。试验时,在不同系统运行工况下装置电容电流的测算误差不超过 1.5%。

3.2 自动调谐实验

为了提高消弧线圈调谐策略的实用性,增加设备的可靠性及安全性,在考虑现场应用实际的基础上,把测量和调谐两个过程相结合,实现消弧线圈调谐过程与电容电流测算过程的并行处理,有效减少了调档次数,提高了设备运行的可靠性,并延长了消弧线圈的使用寿命。试验时,系统在线路全部接入、部分线路接入不同的运行方式下,通过 RTDS 仿真消弧线圈模型给出不同的初始档位,被试装置调谐后的最终补偿档位脱谐度均小于 $\pm 5\%$ 。系统线路全接入时,零序电压 U_0 随消弧档位变化的情况,整体变化趋势类似于开口向下的抛物线,其中 11 档时 U_0 最大,离谐振点最近,如图 4 所示。

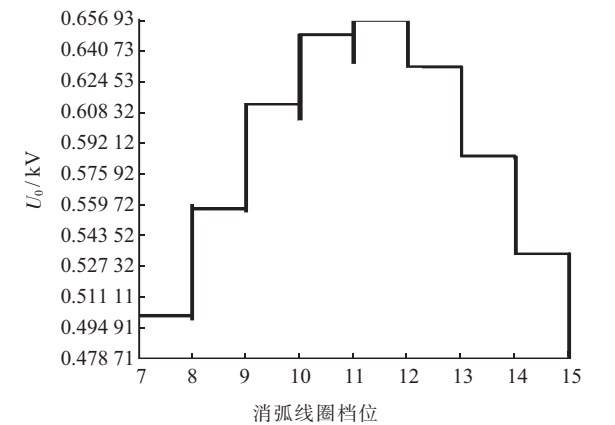


图 4 消弧装置自动调谐过程(1~6 线路全接入时)

3.3 自动跟踪实验

当系统运行方式发生改变(如线路进行投切)时,应进行跟踪调谐;而当系统发生扰动时,应确保消弧线圈设备不乱动。试验中,在系统正常运行的情况下,每条线路进行投切,被试装置建立了相应的数学识别模型^[5],当遇到线路投切时,能够及时、准确地调节消弧线圈的档位至合适的补偿位置,试验数据如表 1 所示。

3.4 验证消弧线圈补偿效果实验

当检测到系统发生单相接地故障时,消弧线圈应能够立即对故障线路实施补偿,保障了补偿的时效性,最大限度地减小故障带来的影响。与此同时,

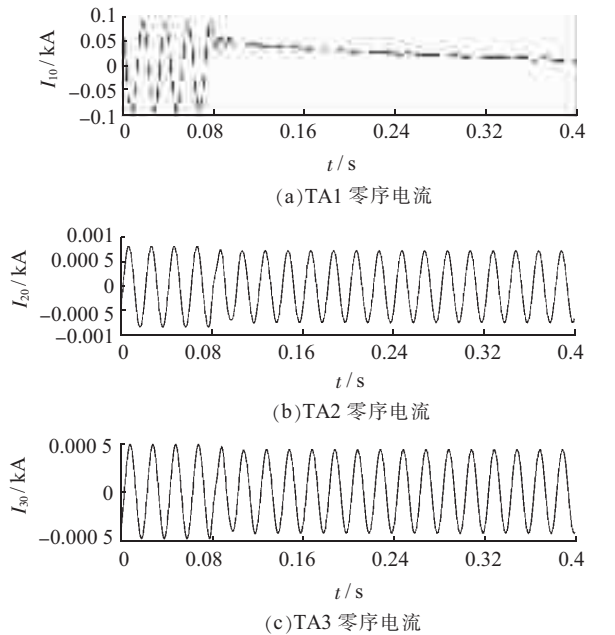
表 1 自动跟踪试验

系统变化 过程	数据记录						跟踪 情况
	跟踪后 的档位	U_0/V	U_0/V	跟踪 ΔU_0	电容电 流理论 计算值 I_c/A	电容电 流 测算值 I_c/A	
		调档 前	调档 后				
初始状态 全接入	11	638	638	0	53.73	53.8	—
切线路 3	11	653	652	14	53.51	53.8	不调
切线路 2	11	670	670	18	53.08	53.3	跟踪
切线路 1	10	693	706	23	52.21	52.6	跟踪
切线路 5	5	406	1 142	300	34.81	36.3	跟踪
投线路 5	10	430	706	712	52.21	52.4	跟踪
投线路 1	10	670	670	36	53.08	53.4	跟踪
投线路 2	11	652	652	18	53.51	53.4	不调
投线路 3	11	638	638	14	53.73	53.6	跟踪
切线路 6	8	579	858	59	45.03	45.7	跟踪
投线路 6	11	544	638	314	53.73	53.5	跟踪

控制装置能立刻发出控制指令短接阻尼电阻,保障阻尼电阻的运行安全,提高消弧线圈补偿效果。当故障结束后,重新对消弧线圈进行调谐测量,使消弧线圈的补偿位置能够适应新的系统运行状态,并且投入阻尼电阻,保障系统的中性点位移电压位于合适范围内。试验中,为了验证消弧线圈补偿效果实验,在每条线路首端、中点、末端分别模拟金属性单相接地故障、经过 $20\ \Omega$ 过渡电阻单相接地故障。当系统发生各种故障时,RTDS 仿真系统能模拟阻尼电阻短接,被试装置均能实现消弧线圈的自动补偿功能,实现对故障电流的有效补偿。试验波形如图 5 所示。

3.5 验证选线算法的准确性实验

对于中性点经消弧线圈接地系统,当发生单相接地故障时,在保证系统安全可靠运行的基础上,通过调节消弧线圈的档位(上调一档或者下调一档),



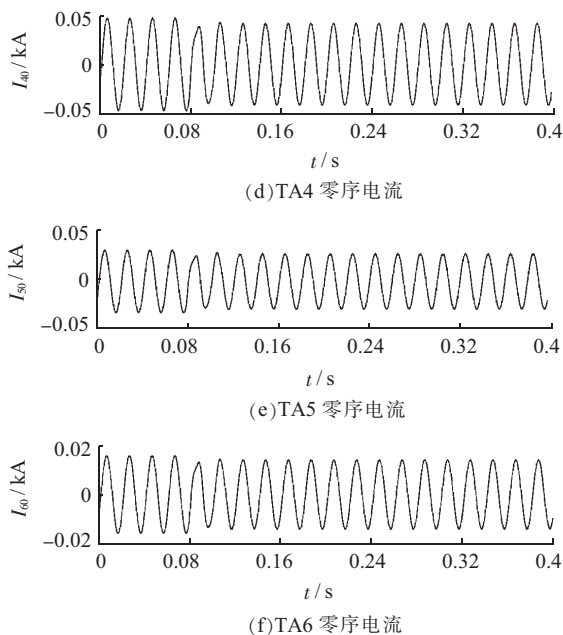


图5 线路1首端单相接地故障消弧线圈的补偿效果

使接地点的残流发生突变,这个突变电流主要在故障线路中体现出来,因此利用故障线路和非故障线路电流突变特征的差异可以选出故障线路。试验时,在系统每条线路上的首端、中点、末端分别模拟金属性单相接地故障、经过不同过渡电阻单相接地故障。通过试验可以证明,该选线装置能够与消弧线圈控制协调配合,解决了消弧线圈对传统单相接地选线技术的影响,选线成功率高,如图6所示。

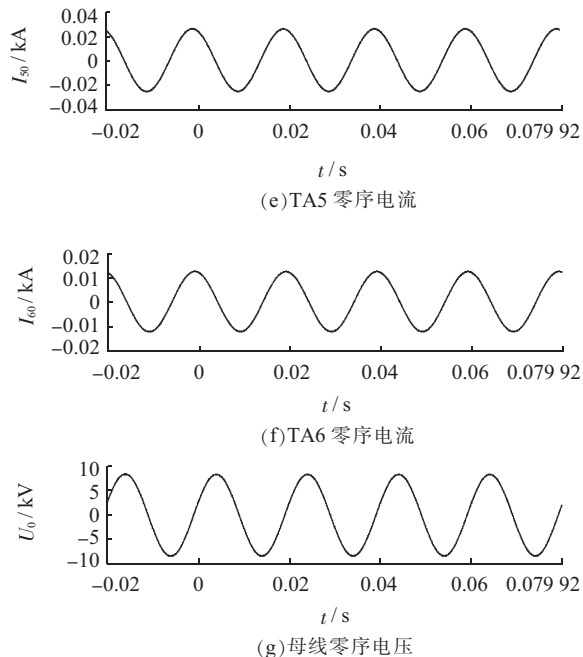
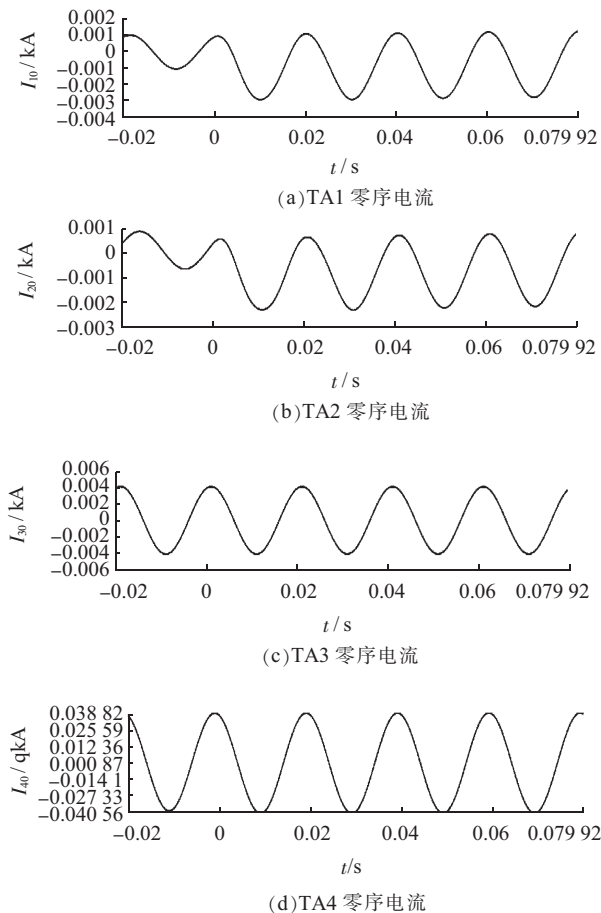


图6 线路1、2、4首端单相接地故障调档前后零序电流电压的变化情况

通过以上试验,被试消弧选线装置在RTDS仿真系统构建的配网环境下可靠运行,相互配合,准确选线。试验过程中,装置实测值与理论测算值十分接近,同时也验证了RTDS上所建立的仿真系统模型能够完全适用于消弧选线装置的试验。

4 结束语

为了模拟消弧选线装置在配网中的实际工况,本文在RTDS实时数字仿真系统中首次建立了实时可调消弧线圈模型,打破了传统的配电网模拟方法,实现了消弧线圈自动跟踪补偿与接地选线装置的闭环试验。同时,对于NSE3000被试装置进行了各项试验,试验结果与设计思路吻合,选线装置基本能够保证较高的选线成功率,验证了选线算法的实用性与装置的可靠性。消弧选线装置与RTDS仿真系统能够可靠闭环运行,相互配合,试验结论与理论上一致。因此,利用RTDS所建经消弧线圈接地的配网模型是可行、可信的。

参考文献:

- [1] 叶林,杨仁刚,杨明皓,等.电力系统实时数字仿真器RTDS[J].电工技术杂志,2004(7):49-52.
- [2] DL/T 1057—2007,自动跟踪补偿消弧线圈成套装置技术条件[S].
- [3] 张玲.自动跟踪补偿消弧线圈装置的应用[J].电力学报,2006,21(2):172-175.
- [4] 穆大庆.消弧线圈接地电网中单相接地保护的新原理探讨[J].继电器,2001,06(07):14-19.
- [5] 陈忠仁,吴维宁,张勤,等.调匝式消弧线圈自动调谐新方法[J].电力系统自动化,2005,29(24):75-78.

作者简介:
杨 佳(1980),女,江苏南京人,工程师,研究方向为电力系统仿真;
韦芬卿(1984),女,广西南宁人,工程师,研究方向为电力系统

仿真;
付 磊(1985),男,湖北荆州人,助理工程师,研究方向为电力系统仿真;
于跃海(1972),男,江苏泰州人,高级工程师,研究方向为电力系统动态模拟与实时仿真。

Experimental Study on RTDS-Based Arc-suppression Line Selection Device

YANG Jia, WEI Fen-qing, FU Lei, YU Yue-hai

(State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210061, China)

Abstract: At present, the multi-tap arc-suppression coils in the distribution network can not be simulated in real-time field. The automatic arc suppression coil compensation and earth fault line selection device (referred to arc-suppression line selection device) can just be tested by open-loop method, resulting no information of its actual operation in the system in the test. So an experimental study method is introduced in the paper for the arc-suppression line selection device based on RTDS real-time simulation system. To verify the actual work of the arc-suppression line selection device, the multi-tap arc-suppression coil is simulated and the distribution network with arc-suppression coil grounding is built in RTDS. In the simulation system, the device under test receives the desired analog signal and return the control signal to the RTDS, forming a closed-loop-test environment for the arc-suppression line selection device. According to test requirements, various experiments and theoretical analysis of output waveforms are done. From the simulation results, the method described in the paper is practical and feasible.

Key words: RTDS; multi-tap arc-suppression coils; arc-suppression line selection device; closed-loop

(上接第 42 页)

[7] 侯 慧,尹项根,游大海. 振荡闭锁期间再故障的距离保护判别方法[J]. 继电器,2006,34(8):7-12.

[8] 林湘宁,刘 沛,冯兴学. 自适应振荡闭锁判据的理论基础[J]. 电力系统自动化,2004,28(6):45-50.

作者简介:
杨 胜(1983),男,湖北洪湖人,工程师,从事继电保护装置的研发工作;
何胜利(1975),男,河南信阳人,工程师,从事继电保护装置的研发工作。

Improving Method of Action Characteristics of Distance Protection and Its Application

YANG Sheng, HE Sheng-li

(NARI Technology Development Co.Ltd., Nanjing 210061, China)

Abstract: The directional impedance relay (Mho relay) based on positive sequence polarizing voltage theory is applied widely to the power line distance protection. However, due to the complexity of its theory and process, its action performance has defects. Based on the analysis of working principles and the defects, a reform scheme is proposed. The directional impedance relay using composite polarizing voltage is adopted and the distance protection components is optimized, improving the action performance of the directional impedance relay, especially when the balanced fault in positive and negative directions takes place at the outlet. Based on tests and theoretical analysis, it is found that the correctness and the action time are improved compared with ever. Then a set of measurement and control device is developed for the distance protection of 66kV line. The device is so successful in digital-analog and dynamic simulation tests that has been put into real practice. It improves the performance of the distance protection markedly.

Key words: distance protection; composite polarizing voltage; positive sequence directional impedance relay

欢迎投稿 欢迎订阅

常规站智能化改造中的母线保护方案研究

吕航¹, 刘国河², 鲍凯鹏¹, 王风光¹, 李力¹

(1.南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211102; 2.辽宁省电力公司营口供电公司, 辽宁 营口 115000)

摘要:随着智能电网建设的推进,常规站的智能化改造工程越来越多。变电站智能化改造工作中,运行设备只能按间隔逐一停运并改造,改造期间母线保护不宜长期退出运行,所以必须解决母线保护同时接入常规设备和数字化设备的问题,文中提出了几种解决方案并进行了分析和对比。方案1通过子站完成常规接口的转换以实现母线保护同时具备数字及常规接口,方案2针对互感器不改造的工程在改造全程保留常规母线保护,方案3在改造过程中同时投入常规母线保护及数字接口母线保护。因为方案3投资及改造工作量小,可以适应常规互感器和电子式互感器共存,推荐优先采用。

关键词:智能化改造;过程层;母线保护;常规接口;数字化接口

中图分类号: TM76

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)04-0048-04

IEC 61850 系列标准的颁布与推广应用为智能变电站的发展奠定了基础。目前,随着智能电网建设的推进,国内智能变电站的建设已由理论研究阶段走向工程实践阶段。智能变电站技术是变电站自动化技术发展中具有里程碑意义的一次变革,对变电站自动化系统的各方面将产生深远的影响。智能变电站内的信息数字化,信息传递实现网络化,通信模型达到标准化,各种设备和功能可以共享统一的信息平台,这使得智能变电站在系统可靠性、经济性、维护简便性方面均比常规变电站有大幅度提升,必然会成为未来变电站发展的趋势^[1]。

变电站改造工程与新建、扩建工程最大的区别就是变电站内的运行设备只能按间隔停运,跨间隔设备不能长时间退出。因此,如何在不影响运行设备的前提下将新设备接入是改造工程的难点所在^[2]。这也是常规站智能改造工作必须解决的问题,目前国内已针对常规站智能化改造做了系统的分析^[3-7],并已有数个常规变电站完成了智能化改造^[8-12]。

1 过程层数字化改造方案

过程层数字化包含模拟采样数据的数字化和网络传输、通过 GOOSE 网络传输过程层的 I/O、通过 GOOSE 机制传输保护跳合闸命令和保护间的配合信号。通过过程层数字化可以实现变电站控制保护系统的分层安装、I/O 的分布安装。

通过过程层信号的数字化、网络化传输将大大减少传统的信号电缆,降低了电缆的成本、管道面积,解决了信号电缆传输过程中受电磁干扰的问题,简化了设计,减少了现场施工、调试的工作量。用网络代替电缆,可以通过网络报文实现信号传输

回路的自检,实现传输回路的状态检修,避免了传统电缆回路接触不可靠时无法自检的缺点,将大大降低变电站的维护工作量和维护成本。所以过程层的数字化是智能化改造的一个要点,也正是过程层的数字化改造才将智能变电站的信息共享优势充分体现出来,但因过程层的数字化直接影响到保护、测控等间隔层设备的采样方式,在改造过程中如何在不影响运行设备的前提下将新设备接入是改造工程的主要难点所在。

电子式互感器因其相对于常规互感器具有绝缘简单、体积小、重量轻、动态范围宽、无磁饱和等优势,在高电压等级比常规互感器相比具有一定的经济性,目前已在多个智能站投运或试运行,所以智能化改造中将常规互感器改造为电子式互感器是一次设备智能化改造中比较常见的一种改造模式。但在电子式互感器运行过程中也出现了一些问题,如电子式互感器故障率较高、易受外部干扰出现数据异常,出现过电子式互感器告警导致保护闭锁,甚至出现数据错误引起保护误动的情况。考虑到常规互感器在各电压等级变电站已具有成熟的运行经验,采用常规互感器,配以合并单元实现模拟量就地数字化转换,利用光纤上传,既提高了信号传输的抗干扰性和可靠性,又可减少互感器二次绕组配置数量,从而减小互感器体积,提高其可靠性。所以常规互感器加就地采样的合并单元实现过程层采样数字化是目前比较合理的一种解决方案,这种方式在智能化改造中保留了已有的常规互感器,大大节约了全站改造投资,全面提高了信号传输的抗干扰性和可靠性,也是目前非常常见的另一种改造模式。

对于开关设备的数字化改造,目前主要实现方式是就地安装智能终端,实现开关设备与智能化二

次设备间的数字化接口。

2 母线保护改造方案

常规站智能化改造一般没有条件进行全站停电改造,所以变电站内的运行设备只能按间隔逐一停运并改造,而在改造过程中母线保护不宜长时间退出,尤其涉及到一次设备改造情况下,母线保护长时间退出运行更是不能接受的。

2.1 改造方案 1

针对前文 1 中提到的第一种过程层数字化改造方案,即将常规互感器改造为电子式互感器的方案。因为涉及到一次互感器的更换,所以改造过程中必然存在常规互感器和电子式互感器共存的情况,所以必须研发同时具备模拟量及数字化接口的母线保护装置。为了简化这个问题,实际采用的方案是由全数字化接口母线保护加常规互感器及一次开关的数字接口设备(专用母差子站)实现同时具备模拟量及数字化接口的母线保护装置^[13,14]。

母差保护子站装置的作用是将各支路的模拟电流、电压量以及其他硬接点开关量转变成符合 61850SV 传输协议数字量,再接入数字化母差保护。现场实施步骤如下:

(1) 完成数字化接口母差保护柜及母差保护子站柜之间的接线,数字化接口母差保护各支路与子站装置各支路用光纤尾纤一一对应接线。

(2) 退出运行中的传统母差保护,并逐一将各间隔的电流、电压、刀闸辅助接点、失灵启动接点等回路转接入母差保护子站装置。带负荷测试数字化接口母差保护,测试结果合格后将数字化母差保护及子站装置投入运行。此时旧的传统母差保护不再投入运行,如图 1 所示。

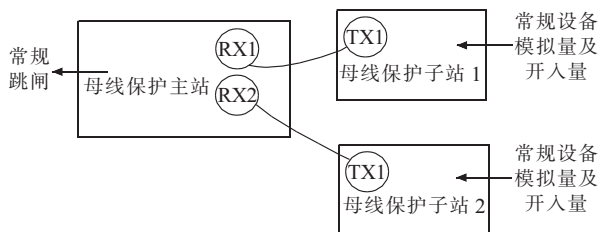


图 1 数字化母差保护的接入(方案 1)

改造任一支路时都要短时退出数字化母差保护,完成接入本支路尾纤、拆除子站装置本支路传统电流(或电压)回路的工作。新接入的支路带电运行以后,测试数字化母差保护是否正常,测试结果合格后即可以重新投入数字化母差保护,改造过程中母差也能够投入,直至改造间隔带电。此时的子站装置中该支路所对应的硬件输入回路不再投入运行,如图 2 所示。

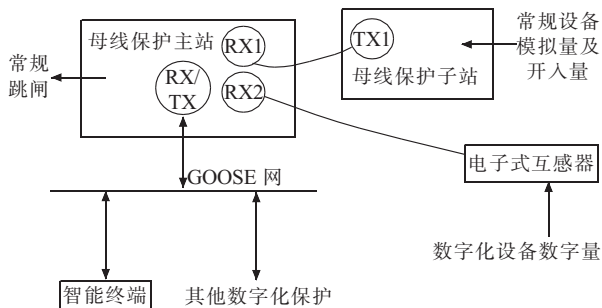


图 2 改造后间隔的接入(方案 1)

(3) 重复步骤 2 直到全部支路间隔更换了电子式互感器,数字母差保护的更换就完成了,如图 3 所示。

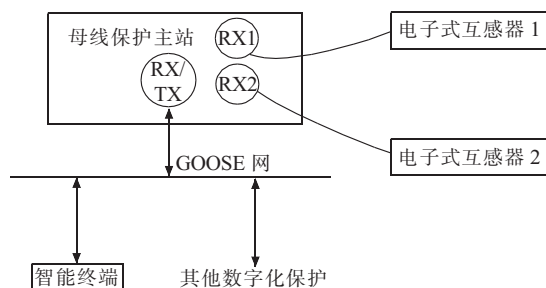


图 3 改造完成(方案 1)

采用此方案,考虑到改造过程中保护屏位的限制,为缩小设备尺寸,多是将数个间隔的模拟量及开关量采样集成在一台母线保护子站完成。各母差子站的开入量可以通过 GOOSE 网络传输给母差主站,也可通过专用光纤由私有规约传输给母差主站。这种方案主要的优点是全数字化接口母线保护和母差子站实现了同时具备模拟量及数字化接口的母线保护装置,可以满足常规互感器和电子式互感器共存的情况。此方案主要问题是改造初期工作量大,需要配置专门的母差子站,改造完成后子站退出运行,设备投资较大。

2.2 改造方案 2

针对前文 1 中提到的第二种过程层数字化改造方案,即采用常规互感器加就地采样的合并单元实现过程层采样数字化。这种方式下由于常规互感器不被改造,所以在改造过程中可以保证常规母差保护继续运行,但因为常规母差保护不具备过程层数字化接口,故要求改造间隔的保护及智能终端保留与常规母差保护的开入、开出接口。现场实施的步骤如下:

(1) 常规母线保护在改造全过程中投入运行。

(2) 进行某间隔数字化改造时,首先将改造间隔的合并单元及智能终端接入,同时将本间隔线路或主变保护及过程层全数字化接口母线保护接入过程层。如图 4 所示(图中实线为电缆,虚线为光纤)。

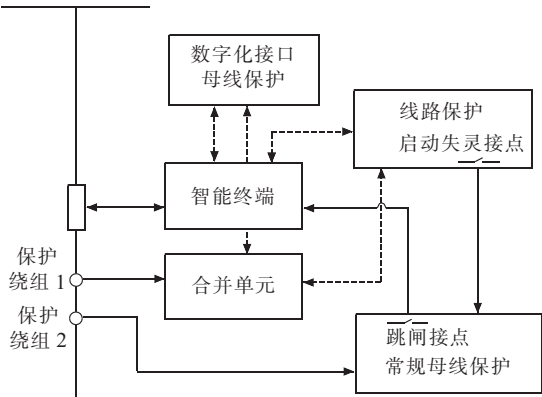


图 4 改造间隔的接入(方案 2)

并将改造间隔保护的启动失灵接点接至常规母线保护的启动失灵开入,将常规母线保护的跳闸接点接至智能终端的常规跳闸接点接口。带负荷完成新闻隔保护及数字化接口母差保护测试。由于此时数字化接口母差保护尚未接入主接线全部间隔,无法投入正常运行,此时母线保护功能由常规母线保护完成。

(3) 重复步骤 2 直至全部间隔改造完毕,且全部间隔都已接入数字化接口母差保护,可投入正常运行。此时投入数字化接口母差保护,退出常规母线保护,拆除过渡过程中临时电缆,完成改造过程。

此方案的主要优点是常规母线保护在改造过程中始终处于运行状态,无需投入额外设备,改造投资较小。存在的问题是一方面适应性较差,只能应用于常规互感器不改造的工程,另一方面要求新设备具备常规开入开出接口,且为保证常规母线保护的正常运行,需铺设临时电缆完成新闻隔的跳闸及失灵启动等。

2.3 改造方案 3

上述 2 个方案分别采用数字化接口母线保护和常规母线保护实现改造全过程中的母线保护功能,为保证全程中新(老)母线保护所有间隔都具备了相应的数字化(常规)接口,付出的代价较大,而且方案实施存在一定的限制条件。

综合方案 1、方案 2 且提出第 3 种改造方案:对于最常见的双母主接线方式,在改造过程中增加对运行方式的限制,将改造后间隔限制在一条母线,未改造间隔限制在另一条母线。数字化接口母线保护用于保护连接改造后间隔的母线,而常规母线保护用于保护连接未改造间隔的母线,如图 5 所示(图中实线为电缆,虚线为光纤)。

因为数字化接口母线保护只需要与改造后间隔接口,无需为未改造间隔提供数字化接口;而常规母线保护只需要与未改造间隔接口,改造后间隔的保护、智能终端等设备无需提供常规接口,也无需铺设

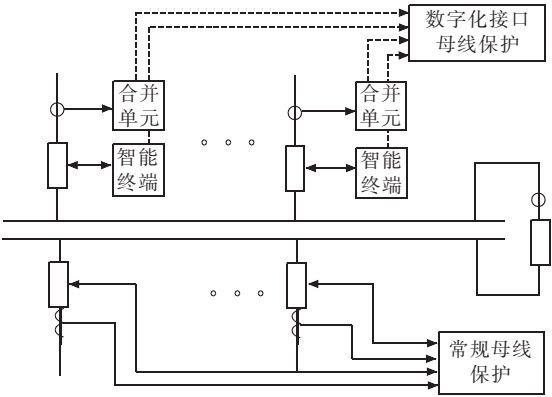


图 5 改造方案 3

临时电缆。所以相比方案 1、方案 2,此方案投资及工作量都最小。但如果在改造过程中无法保证母联开关处于分位,母联电流必须同时接入新老两套母线保护(对于互感器需要改造的工程,建议母联间隔最后改造,改造期间可通过模拟采样合并单元为数字化接口母线保护提供数字化接口),且两套保护都必须做相应处理,使得母联电流同时计入大差及相应母线的小差以保证差动计算的正确性。为此应对数字化接口母差提出母联带路功能的要求,在改造过程的运行方式下,只需投入母联带路功能即可保证差动平衡;对于常规母线保护,如果不具备母联带路功能,可临时将母联接入备用间隔以保证差动计算平衡。

方案 3 主要优点是改造过程无需额外设备及铺设临时电缆,投资及工作量小,可以满足常规互感器和电子式互感器共存的情况。实施此方案的主要限制是对主接线要求至少有 2 条母线,而且对改造过程中的运行方式有较严格的要求,即分别将改造后间隔和未改造间隔分别限制在 2 条母线上(不允许进行倒闸操作)。如无法保证在改造期间母联或分段开关始终处于分位,新老母差保护需做相应处理以保证差动计算平衡。3 种方案的特点如表 1 所示。

表 1 3 种方案的特点

特点	方案 1	方案 2	方案 3
是否满足常规互感器和电子式互感器共存	是	否	是
对新数字化接口设备是否要求提供常规接口	否	是	否
改造过程中设备投资	大	小	小
是否需要铺设临时电缆	是	是	否
改造工作量	大	大	小
对系统运行方式是否有限制	无	无	有

3 结束语

综上所述,如果能保证改造期间分别将改造后间隔和未改造间隔分别限制在 2 条母线上,因方案

3 具有改造过程中无需额外设备及铺设临时电缆,投资及工作量小,可以满足常规互感器和电子式互感器共存的情况等优点,应考虑优先采用。对于因受主接线或系统运行方式限制而无法采用方案 3 的改造工程,若互感器不改造,建议优先采用方案 2。

参考文献:

[1] 田 峰,孙 平,张士然. 常规变电站数字化改造的模式研究[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(19):108-112,115.
[2] 洪毅文. 220 kV 变电站数字化改造的难点与解决方案[J]. 广东电力,2010(2):60-63.
[3] 张文凯,吴海涛,代尚林. 变电站数字化改造的实践与探讨[J]. 广东输电与变电技术,2009,11(1):67-70.
[4] 王 锐,曹丽璐,杨东海,等. 数字化变电站网络化二次系统研究与应用[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(12):59-64,68.
[5] 谷 成,徐 超,谢 珂,等. 数字化技术在 220 kV 变电站改造中的应用[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(22):214-219.
[6] 黄少雄,李 斌. 传统变电站分阶段数字化改造方案研究[J]. 东北电力技术,2009,30(7):33-36.
[7] 周 满,曹 磊,张延鹏. 基于数字化变电站的继电保护改进方案[J]. 东北电力技术,2010,31(4):29-31.
[8] 杭 琳,潘朝贤. 110 kV 变电站数字化改造实践[J]. 江苏电机工程,2010,29(2):34-37.

[9] 冉晓洪,岳建中,姜秉尧,等. 基于 IEC 61850 标准的白城变电站数字化改造[J]. 电力建设,2011,32(4):34-37.
[10] 许汲伟,代尚林. 110 kV 五村变电站的数字化改造[J]. 电力系统装备,2009(9):62-64.
[11] 陆玉军,王 俊,陈 颖. 110 kV 高港变数字化改造[J]. 江苏电机工程,2011,30(1):29-31.
[12] 吴少华. 220 kV 变电站数字化改造工程[J]. 广东电力,2010,23(6):38-42.
[13] 张寅怀. 常规变电站数字化改造的技术难点与解决方案[J]. 广东输电与变电技术,2011,13(1):61-64.
[14] 尹 亮,郑耀南. 变电站数字化改造施工中几个关键问题[J]. 电气技术,2010(5):90-93.

作者简介:

吕 航(1971),男,江苏金坛人,高级工程师,从事电力系统继电保护研究与开发工作;
刘国河(1965),男,辽宁营口人,工程师,从事电力系统继电保护专业管理工作;
鲍凯鹏(1981),男,山东青岛人,工程师,研究方向为电力系统继电保护;
王风光(1981),男,山东聊城人,工程师,研究方向为电力系统继电保护;
李 力(1970),男,福建福州人,高级工程师,从事电力系统继电保护研究与开发工作。

Research on Busbar Protection in Smart Reconstruction of General Station

LU Hang¹, LIU Guo-he², BAO Kai-peng¹, WANG Feng-guang¹, LI Li¹

(1. Nanjing Nari-relays Electric Co.Ltd.,Nanjing 211102,China;

2. Liaoning Electric Power Company Yingkou Power Supply Company,Yingkou 115000, China)

Abstract: With the construction of smart grid, there are more and more projects of smart reconstruction of general station. In the smart reconstruction of substation, operating equipments can be shut down and reconstructed one by one only at intervals. During the reconstruction, busbar protection should not be out of operation for a long time, so it is necessary to solve the problem of conventional equipment and digital devices access at the same time of busbar protection. Several solutions are analyzed and compared in this paper. In case 1, the conversion of conventional interfaces is completed by sub-station in order to achieve the busbar protection with digital and conventional interface. In case 2, conventional busbar protection is retained wholly with the reconstruction of the project of transformer non- reconstruction. In case 3, the conventional busbar protection and digital interface bus protection are put in in the reconstruction process. Case 3 is recommended to use priority as it's workload of investment and reconstruction is small and it can be adapted to the coexistence of conventional transformers and electronic transformers

Key words: smart reconstruction; process level; busbar protection; conventional interface; digital interface

电器外壳带电怎么办？

电器外壳带电原因及手麻感觉：

- 1 电器带电部分和外壳之间的绝缘被击穿或严重损坏。人体碰到壳体有强烈的电击感，往往不能自我控制脱离它。
- 2 电器的绝缘性能不良。这种情况下，人体触及壳体有“麻手”感觉，但能自我控制摆脱它。
- 3 电器本身的分布电容和绝缘电阻引起的对地电压。这时人体碰到金属壳时有轻微的“麻手”感，当手紧压在壳体上时又感觉不到了。

防止电器外壳带电的办法，是将电器外壳接上可靠的接地线。这样，属于后两种带电情况，其泄漏的电流会通过接地线，自动流入大地；如果是由于电器损坏而漏电，电路中保险丝会自动熔断，切断电源而保证安全。

风电场静态等值及应用研究

孙 勇¹,李海峰¹,侯俊贤²

(1.江苏省电力公司,江苏 南京 210024;2.中国电力科学研究院,北京 100085)

摘 要:文中提出了按照风电场内详细接线图来建立详细风电场静态算例模型;该方法可以使计算结果适应风电场内各种运行条件,解决了传统 PQ、PV 简化模型和 RX 模型风电场静态等值方法的局限性,为电网规划和运行提供了实用的计算方法。

关键词:风电场;等值;稳态计算

中图分类号:TM743

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0052-03

并网型的风电场一般都有多台风电机组,风电并网分析时采用风电场的详细模型是最为理想的。工程中对风电接入电网的分析与控制的研究,往往是站在系统的角度,将风电场视为一个整体,关注的是风电场中的若干台风电机组集聚后对电网的综合效应。因此,考虑到数据搭建和维护的难度、计算的速度、算法的可靠性等多种因素,在风电并网分析控制的研究中,对风电场进行等值简化是非常必要的。大量工程应用也表明,采用风电场等值模型进行并网分析计算也是工程实际中的一种可行方法。

1 风电机组静态等值

对于目前已经成为主流机型的双馈类型^[1,2]风电机组和全变流直驱类型风电机组来说,由于具有交流励磁性能,能够在一定范围控制风电场的无功出力,将风电场内机组转而等效为功率因数恒定的 PQ 节点或者是无功有一定限制的 PV 节点,在工程实际中是可以接受的。含风电场的电力系统静态潮流模型与风电机组的类型和电压控制模式有关,总结如表 1 所示。

表 1 含风电机组的静态潮流模型总结

风电场内机组类型	风电场内等值机模型	控制模式
固定转速风电机组	PQ 节点, Q 为常数	恒功率因数控制
最优滑差风电机组	PQ 节点, Q 为常数	恒功率因数控制
变速双馈恒频风电机组	PQ 节点, Q 为常数	恒功率因数控制
	PV 节点, 无功有限制	恒电压控制
全变流直驱风电机组	PQ 节点, Q 为常数	恒功率因数控制
	PV 节点, 无功有限制	恒电压控制

2 风电场内部电气接线等值

从系统分析角度^[2,3]来看风电并网后对输电网的影响,针对整个风电场内的集电系统详细建模是

没有必要的。因此,在对风电场进行等值时,应考虑风电场内部电气接线的等值。在等值风电场内部接线时,假设所有风电机组注入集电线路的电流的幅值和相位相等;假设由于并联电容器组的补偿或机组本身有励磁能力,风电机组的功率因数为 1。风电场内部接线等值示意图如图 1 所示。

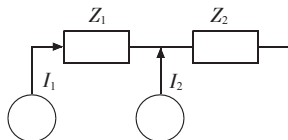


图 1 风电场内部接线等值示意图

图 1 中,电流 I_1 流经阻抗 Z_1 的电压降为:

$$\Delta V_{Z_1}=I_1 Z_1=\left(\frac{S_1}{V}\right) Z_1=\left(\frac{P_1}{V}\right) Z_1 \quad (1)$$

同理可以推导出 Z_2 上的电压降为:

$$\Delta V_{Z_2}=(I_1+I_2) Z_2=(P_1/V+P_2/V) Z_2=(P_1+P_2) Z_2/V \quad (2)$$

定义 P_{Z_1} 为流经阻抗 Z_1 的有功功率,则每一段线路的线损为:

$$\begin{aligned} S_{\text{LOSS}_Z1} &= \Delta V_{Z_1} \times I_1^* = (P_1/V) (P_1^*/V^*) Z_1 \\ &= P_1^2 Z_1 / V^2 = P_{Z_1}^2 Z_1 / V^2 \end{aligned} \quad (3)$$

$$S_{\text{LOSS}_Z2} = \Delta V_{Z_2} \times I_2^* = (P_1+P_2)^2 Z_2 / V^2 = P_{Z_2}^2 Z_2 / V^2 \quad (4)$$

因此,这一段集电线路的总损耗为:

$$S_{\text{LOSS}} = (P_{Z_1}^2 + P_{Z_2}^2) / V^2 \quad (5)$$

假设集电线路的等值阻抗为 Z_s , 则集电线路的总损耗还可以表示为:

$$S_{\text{LOSS}_Zs} = \Delta V_{Z_s} \times I_s^* = I_s^2 Z_s = (P_1+P_2)^2 Z_s / V^2 = P_{Z_s}^2 Z_s / V^2 \quad (6)$$

因此, $S_{\text{LOSS}} = S_{\text{LOSS}_Zs}$, 即:

$$(P_{Z_1}^2 + P_{Z_2}^2) / V^2 = P_{Z_s}^2 Z_s / V^2 \quad (7)$$

所以,推导集电线路等值阻抗为:

$$Z_s = \frac{\sum_{m=1}^n P_{Z_m}^2 Z_m}{P_{Z_s}^2} \quad (8)$$

集电线路等值并联电纳为:

$$B = \sum_{i=1}^n B_i \quad (9)$$

对于机端单元变来说,假设机端电压均相等,则可以将一条集电线路的 n 台变压器等效为 n 台变压器的并联。则:

$$Z_T = \sum_{i=1}^n Z_{Ti} \quad (10)$$

3 风电场静态等值

目前,关于风电场静态等值方法主要有 PQ、PV 简化模型和 RX 模型^[1,4]。

(1) PQ、PV 简化模型。假设风电场功率因数为已知量,由此计算出无功功率,然后将风电场节点作为 PQ 节点。该法的局限是认为风电场的功率因数与单台风电机组的功率因数相同,并未考虑风电场内部集电系统的影响,当风电场规模较大时可能带来较大计算误差。对于有交流励磁能力的双馈机和全变流直驱机来说,当工作在恒电压控制方式下时,可以将该类风电场等效为具有一定无功限制的 PV 节点。类似地,该法也忽略了风电场内部的电气接线,随着风电场规模的增大,会带来一定误差。

(2) RX 模型。实际运行中,随着电压波动,风力电机所消耗或发出的无功是变化的。为了体现无功的变化,需要将异步电机等值电路加入到静态潮流分析模型中把异步电机的滑差表示成机端电压和有功功率的函数,给定初始滑差和风速,由异步机等值电路写出异步机等值阻抗 $Z=R+jX$,将发电机视为阻抗型负荷加入潮流程序,得到风力发电机的电磁功率,另外由风速等信息计算出风力机的机械功率,根据 2 个功率之差值修正滑差,反复迭代,最终使风力机机械功率与发电机电磁功率相平衡。RX 模型充分考虑了风力发电机的输出功率特性,属于比较完善的模型,但此模型的迭代过程也是分 2 步完成,常规潮流迭代计算和异步发电机的滑差迭代计算,总迭代次数多,收敛速度慢,实用性较差。

在对风电场进行稳态等值时,根据风电场不同的控制方式,相应采用 PQ 或 PV 节点类型。对于一些混合型风电场,例如定速异步机与双馈机混合型风电场,若全场采用恒功率因数控制方式,则可将风电场等值为 PQ 节点;若其中双馈机采用恒电压控制方式,则可将风电场转而等效为 PQ 和 PV 两节点。风电场静态等值示意图如图 2 所示。

其中,风电场的等值节点类型根据风电场采用恒功率因数还是恒电压控制模式,相应地选用 PQ 节点和 PV 节点。风电场内部架空线与直埋电缆的

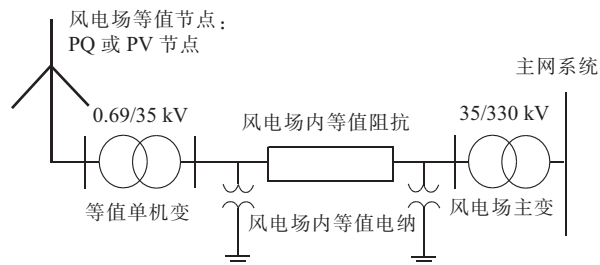


图2 风电场静态等值示意图

等值阻抗及导纳等效在单机变和风场主变之间。

4 算例分析

利用江苏中电大丰风电场的实际数据建立典型系统进行风电场静态等值的验证分析。中电大丰风电场装机容量 200 MW, 其风机生产厂家为金风科技有限公司, 包含 S50/750 型单机容量 750 kW 的固定转速异步风力发电机组 81 台, 和 GW77/1500 型单机容量 1.5 MW 的直驱风电机组 93 台。按照风电场内详细接线图, 基于 PSD-BPA 仿真软件, 建立详细风电场静态算例模型, 具体如下:

(1) 风电场规模为 81 台额定功率 750 kW 的固定转速异步风电机组和 93 台额定功率 1.5 MW 的直驱同步风电机组 (风电场装机容量为 200.25 MW)。每种类型的机组型号与参数一致, 固定转速风电机组不具备电压控制能力, 直驱风电机组控制方式为恒功率因数或者恒电压。

(2) 汇集各台风电机组的架空线路连接到风电场升压主变的馈线长度, 按实际情况考虑。

(3) 无功补偿装置安装在风电场升压主变的低压侧。

将详细风电场模型、倍乘风电场模型和考虑风电场接线的倍乘风电场模型分别接入到无穷大系统, 进行静态潮流计算并将计算结果加以比较。主要关注的静态参数有: 风场主变低压侧无功补偿容量、并网点电压、并网线路的有功和无功以及风电场内部节点电压。

恒功率运行方式下, 不同风电出力时倍乘模型、详细风电场模型和考虑接线倍乘模型并网点电压、并网线路无功、并网线路有功和无功补偿投入量对比图如图 3—6 所示。

5 结束语

(1) 对于架空集电线路, 当风电出力较小的时候, 线路上无功损耗较小, 对并网点电压的影响不大。随着风电出力增大, 线路电抗的无功损耗增加, 集电线路上的电压降也增大, 所以“倍乘等值模型”较“风电场详细模型”的计算结果电压偏高。

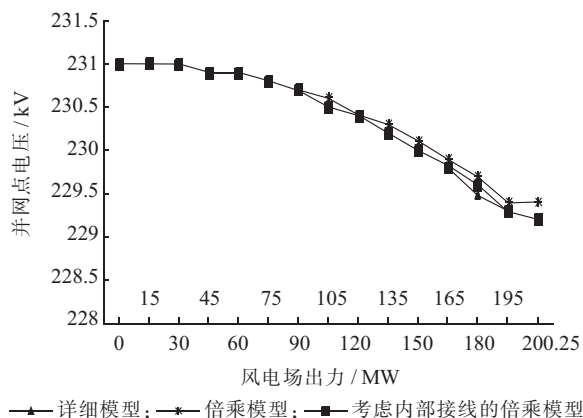


图3 并网点电压对比

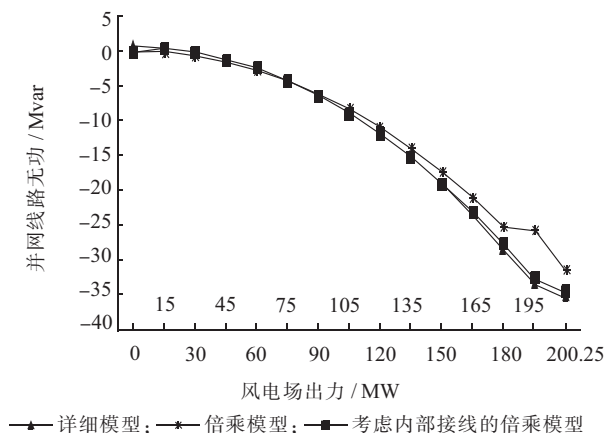


图4 并网线路无功对比

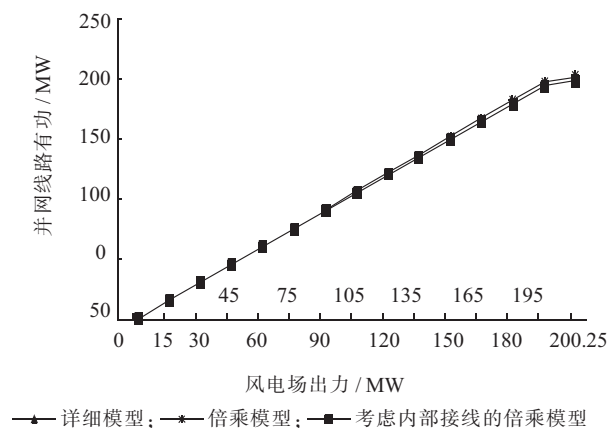


图5 并网线路有功对比

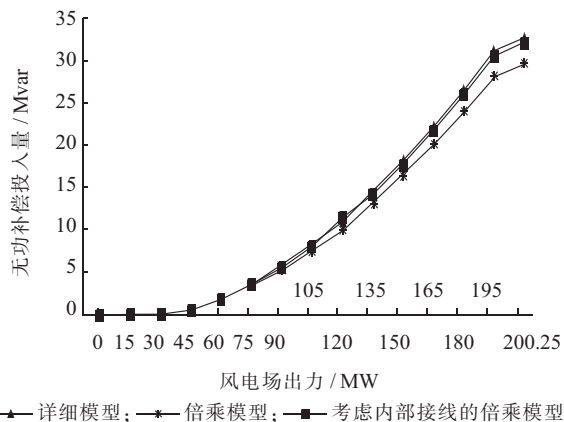


图6 无功补偿投入量对比图

(2) 随着风电场装机容量、风电场内部接线规模的扩大,上述“简单倍乘等值模型”不计及“风电场内部接线等效”所引起的偏差将进一步增大;所以,在等值模型中必须计及“风电场内部接线的等值”。

(3) 考虑风电场内部接线的倍乘等值模型的静态仿真曲线与详细风电场静态仿真曲线较好的吻合,证明了考虑风电场详细接线的大规模风电场稳态等值方法的有效性。

参考文献:

- [1] 孙建锋,焦连伟,吴俊岭,等. 风电场发电机动态等值问题的研究[J]. 电网技术,2004,28(7):58-61.
- [2] 曹张洁,向荣,谭 谨,等. 大规模并网型风电场等值建模研究现状[J]. 电网与清洁能源,2011,27(2):56-60.
- [3] 苏勋文,米增强,王 毅. 风电场常用等值方法的适应性及其改进研究[J]. 电网技术,2010,34(6):175-180.
- [4] 乔嘉赓,鲁宗相,闵 勇,等. 风电场并网的新型实用等效方法[J]. 电工技术学报,2009,24(4):209-212.

作者简介:

孙 勇(1978),男,江苏徐州人,工程师,从事电网调度技术管理工作;

李海峰(1973),男,河北怀安人,高级工程师,从事电网系统运行技术研究工作;

侯俊贤(1972),男,内蒙古赤峰人,高级工程师,从事电力系统仿真研究工作。

Static Equivalence and Applied Research of Wind Farm

SUN Yong¹, LI Hai-feng¹, HOU Jun-xian²

(1. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100085, China)

Abstract: A static model of detailed wind farm is built in accordance with detailed wiring diagram of the wind farm in this paper. The method allows the calculation to adapt to various operating conditions of wind farm, solve the limitations of static equivalent method of wind farm which uses the traditional PQ and PV simplified model. The method provides a practical method for the power grid planning and operation.

Key words: wind farm; equivalent; steady calculation

充换电站苏沪杭城际互联方案和工程难点

寇英刚¹,许庆强¹,金胜利²,江 明³

(1.江苏省电力公司,江苏 南京 210024;2.无锡供电公司,江苏 无锡 214000;
3.南京供电公司,江苏 南京 210012)

摘 要:介绍了苏沪杭充换电站城际互联示范工程的必要性、建设布点、服务对象和规模,并以江苏高速公路服务区充换电站为例,分别阐述了充换电站的土建、配电系统、充换电系统和监控系统,并介绍了示范工程建设和推广应用中存在的难点,最后对电动汽车充换电服务网络建设工作进行了展望。

关键词:电动汽车;充电设施;充换电站;交流充电桩

中图分类号:U469.72

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0055-03

电动汽车具有显著的节能减排和环保优势,发展电动汽车已成为世界各国的共识^[1-4]。为保障国家能源安全,减少对石油进口的依赖,我国政府出台了多项鼓励政策,全力推动电动汽车产业发展。国家电网公司积极响应国家号召,把推动电动汽车发展作为贯彻国家能源战略、落实节能减排政策和履行社会责任的重大战略举措。截至 2011 年底,国家电网公司已建成投运 200 多座充换电站和 13 000 余台交流充电桩,使我国成为世界上投运充换电设施数量最多的国家。

受电池容量的限制,电动汽车无法满足长距离行驶和跨省跨市互联运行的需要,制约了电动汽车的推广应用和节能减排宣传效果^[5]。为了能够实现电动汽车在城际间的互联互通运行,国家电网公司在 2011 年初开始在苏沪杭(苏州-上海-杭州)高速公路服务区部署建设充换电站,作为我国首个跨省互联试点工程,也为长三角地区电动汽车充换电服务网络建设打下坚实基础。

1 工程总体情况

苏沪杭电动汽车城际互联示范工程涉及苏州、上海和杭州间 3 条高速公路、5 个服务区的 9 座电动汽车充换电站。

1.1 苏沪城际高速充换电站布点

苏州与上海间的主要互联通道为沪宁高速,该互联通道的互联点选在阳澄湖服务区。阳澄湖的南服务区和北服务区相互贯通,且北服务区占地面积大、人流量多、设施齐全,故本互联点选择在北服务区建设 1 座充换电站。为配合苏沪电动汽车互联运行的需求,上海将建设嘉定充换电站,苏州则已建成了邓蔚路充换电站,阳澄湖服务区和苏州、上海充换电站之间的距离如图 1 所示。

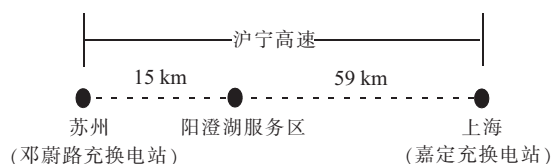


图 1 阳澄湖服务区与苏州及上海的距离示意图

1.2 沪杭城际高速充换电站布点

上海与杭州间的主要互联通道为沪杭高速,该通道的互联点分别为嘉兴服务区和枫泾服务区,每个服务区各建设 1 对(2 座)充换电站。

为配合沪杭电动汽车互联运行的需求,上海还计划建设闵行充换电站,杭州计划建设石桥充换电站,两服务区和上海、杭州之间的距离如图 2 所示。

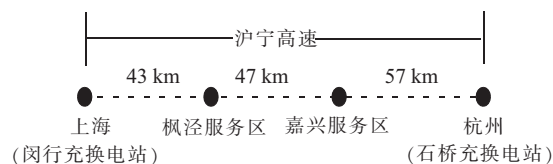


图 2 服务区与上海及杭州的距离示意图

1.3 苏杭城际高速充换电站布点

苏州与杭州间主要的互联通道为常台高速,该通道的互联点分别为白洋湖服务区和新塍服务区,每个服务区各建设 1 对(2 座)充换电站,两服务区和苏州、杭州之间的距离如图 3 所示。



图 3 服务区与苏州及杭州的距离示意图

国家电网公司统一部署的 2011 年整个苏沪杭电动汽车城际互联示范工程布点如图 4 所示,图中黑色圆点为每座充换电站。



图 4 苏沪杭城际互联充换电站布点图

1.4 服务对象和规模

从国内电动汽车应用情况来看，电动商用车均在半径较小的区域范围内示范运行，短期内如要实现城际互联存在换电次数较多、站点占地面积大、运营模式复杂等困难。另外，在国网系统现有的充换电服务网络中，针对电动乘用车的充换电设施技术较为成熟，并且已经有了商业化运营基础。

综合考虑上述因素，按照国家电网公司“换电为主、插充为辅”的运营模式，结合目前高速公路服务区用地面积及现场沟通情况，确定苏沪杭城际互联充换电站以满足后备箱换电模式电动乘用车的换电需求为主，后续再根据实际需求情况，扩展为适用于多种车型的充换电站。示范工程建成后，短期内在苏沪杭高速公路服务区充换电需求的电动汽车数量较少，每座站的设计服务能力为 50 辆 / 天，并预留扩充空间。

2 充换电站建设方案

江苏区域内 3 座高速公路服务区充换电站具有相同的建设规模和设备配置，以阳澄湖服务区充换电站为例进行介绍。

2.1 土建

充换电站综合用房为单层建筑，建筑面积约 200 m²，包含设备区、营业室、监控室和换电工位，站外行车道借用高速公路服务区内部道路。综合用房体型规整，造型简洁大方，房外立面采用国网标识的白、绿两色为主色调，简洁而又富有变化。

供水采用城市自来水，从服务区给水管网上接入，排水采用分流制排水系统，雨水用污水道收集后排出，生活污水经化粪池处理后排入高速公路服务区污水管道。站内建筑楼顶及主罩棚顶设避雷带作为防雷保护，并在 10 kV 进线上安装避雷器。站内各配电装置室、设备室均设置移动式化学灭火器，电缆敷设采用防火和阻止延燃措施设计。

2.2 配电系统

充换电站采用 10 kV 单电源供电，单母线接线

方式，配置 1 台 250 kV·A 箱式变压器，放置在充换电站旁的绿化带内。高压柜采用全充气环网开关柜，额定电流为 630 A，分断能力为 20 kA。0.4 kV 侧配置有源滤波设备一套，以消除电池充电过程中产生的谐波。

2.3 充换电系统

充换电站内配置 2 个电池仓，每个电池仓含 20 箱电池，满足电动汽车动力电池存放、运输的需求。站内同时配置 2 个充电机仓，每个充电机仓含 4 kW 分箱式充电机 20 台，用于对电池仓内的整箱电池进行充电。换电部分配置半自动换电设备 1 套，换电手推小车 2 辆。

2.4 监控系统

全站设置监控系统一套，主要包括：充换电监控系统、配电监控系统、安防系统及通信管理机等^[6-9]。

2.4.1 充换电监控系统

实现对充电仓充电设备、电池箱库存以及更换电池等情况进行监控。充电仓充电设备监控信息包括该站所有模块充电机的运行数据：充电模式、运行状态、输出电压、输出电流、输出有功功率、连接的充电电池组中最高的温度、电池总电压等。充电架和充电仓的监控系统图如图 5 和图 6 所示。



图 5 充电架监控系统图



图 6 充电仓监控系统图

2.4.2 配电监控系统

配置配电监控系统一套，负责实现充换电站配电系统的保护与测控功能，通过通信管理机与充换电站监控后台实现双向数据交换。配电设备监控界面如图 7 所示。

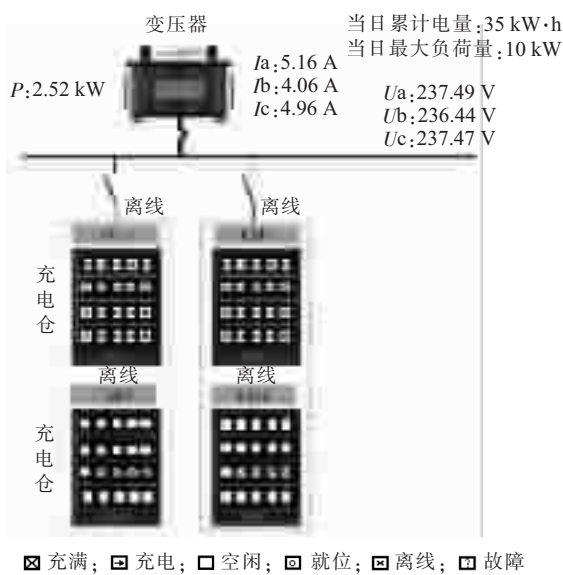


图 7 配电设备监控图

2.4.3 安防系统

全站设置一套由视频监控实现的综合安全防范系统(包括消防、门禁和周界安全监控),通过通信管理机来获取配电监控系统及充电机的相关告警信息,用以完成视频联动监控。安防系统监控图如图 8 所示。



图 8 安防系统监控图

2.4.4 通信管理机

配置通信管理机一套,负责配电监控系统、充换电站后台监控、安防系统、计量计费系统及充电机之间的数据交换;负责向安防系统转发报警信号实现视频监控联动;负责向充换电站上级监控系统转发本站相关信息。

2.4.5 对时系统

在视频监控柜上配置 GPS 对时系统一套,以满足站内监控系统的对时要求。

3 互联工程难点

通过对江苏高速公路服务区充换电站的项目前期、土建施工和建设运营情况进行总结,主要遇到下述难题:

(1) 建站用地紧张。高速公路服务区土地所有

权归国家所有,高速公路管理方只有若干年的土地使用权,所以只能以租赁方式获得建站土地。另外,高速公路服务区的整体规划中没有充换电站建设计划,且现有大部分服务区的空余土地较少,获取建站用地有较大难度。

(2) 场地租金贵。高速公路服务区内部现有的加油站、超市、商铺等营业场所都是商业用途,土地租金非常昂贵。电动汽车充换电站在运营初期是为了响应国家的节能减排号召,倡导绿色社会,具有明显的公益性质,按照商业用途租赁土地则费用过高。

(3) 充换电站运营。高速公路的服务区充换电站建成后,配套的电动汽车智能充换电服务网络运营管理系统需同步建设到位。该系统必须具备客户服务管理、计量计费、收费账务、跨区域结算、资产管理等功能,以实现城际互联充换电站的统一监控和运营。

(4) 电池资产管理。江苏、上海和浙江均在充换电站内配置一定数量的动力电池。电池资产归属主体不同,需要解决不同区域、不同省市之间电池资产的相互流通与清分结算问题,为国网系统同网、同质、同价的电动汽车充换电标准化服务奠定基础。

4 结束语

国家电网公司在电动汽车充换电服务网络建设的规划、标准、设备研制、商业模式研究、示范工程等方面均已走在国内外前列。

苏沪杭城际间电动汽车智能充换电服务网络在全世界尚属首次,该工程所涉及上海、苏州和杭州间 3 条高速公路 5 个服务区、9 座充换电站。工程投运后,电动乘用车可在苏沪杭三地跨城际运行,对后续更大范围的长三角地区电动汽车城际互联建设起到重要的示范效应和引导作用。

参考文献:

[1] 陈清泉,詹宜巨. 21 世纪的绿色交通工具—电动车[M]. 北京:清华大学出版社,2000.
[2] 陈清泉,孙逢春,祝嘉光. 现代电动汽车技术[M]. 北京:北京理工大学出版社,2002.
[3] 张文亮,武 斌,李武峰,等. 我国纯电动汽车的发展方向及能源供给模式的探讨[J]. 电网技术, 2009,33(4):1-5.
[4] 陈良亮,张 浩,倪 峰,等. 电动汽车能源供给设施建设现状与发展探讨[J]. 电力系统自动化,2011,35(14):11-17.
[5] 宋永华,阳岳希,胡泽春. 电动汽车电池的现状及发展趋势[J]. 电网技术,2011,35(4):1-7.
[6] 李 明,姜久春,牛 萌,等. 电动汽车充电站网络监控系统的研究[J]. 汽车电子,2010,26(4):163-164.
[7] 严 辉,李庚银,赵 磊,等. 电动汽车充电站监控系统的设计与实现[J]. 电网技术,2009,33(12):15-19.

断路器跳闸脉冲监测系统的研制与应用

薛 峰¹, 童勤毅¹, 谢夏寅¹, 王坚嵘², 沈永东²

(1. 苏州供电公司, 江苏 苏州 215004; 2. 江苏省电力公司检修分公司苏州分部, 江苏 苏州 215004)

摘 要: 跳闸脉冲监测系统包括跳闸脉冲监测器和手持式阅读器。跳闸脉冲监测器由超低功耗单片机、时钟芯片、红外数据传输模块、脉冲感应模块等组成, 通过感应方式监测断路器跳闸回路中的跳闸脉冲, 记录跳闸发生时刻和跳闸脉冲宽度。手持式阅读器通过红外通信方式从跳闸脉冲监测器读取相关数据并与 GPS 时间进行对比, 显示跳闸发生的绝对时间和脉冲宽度。通过合理布置监测点, 可以快速甄别断路器跳闸是由二次回路故障所引起, 还是由断路器机构本身原因所引起, 可以有效地缩小查找范围, 快速找到故障点。

关键词: MSP430; 脉冲监测; GPS 授时; 二次回路; 故障甄别

中图分类号: TM561

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)04-0058-05

电力系统中高压断路器偷跳时有发生, 给系统安全稳定运行带来了一定的危害。一般造成断路器偷跳的原因有两方面, 一是断路器机构本身的机械故障引起的跳闸, 二是二次回路故障引起的跳闸。由于在可能导致断路器跳闸的各个电气回路没有对应的具有记录功能的跳闸脉冲监测设备, 往往使得断路器发生偷跳后无法可靠区分是机构原因造成的偷跳, 还是二次回路故障造成的偷跳。因此, 专门研制跳闸脉冲监测系统, 用来甄别断路器偷跳的真正原因, 以便缩小查找范围, 快速排除故障。

跳闸脉冲监测系统有两部分组成, 跳闸脉冲监测器和跳闸信号手持式阅读器。两部分是相互独立的, 断路器发生偷跳后, 如果是二次回路故障引起的, 跳闸脉冲监测器将记录下跳闸发生的绝对时间和跳闸脉冲宽度并存储(可掉电保存)。然后用手持式阅读器通过红外收发模块接收跳闸脉冲监测器中记录的跳闸脉冲发生时间和跳闸脉冲宽度数据, 通过与系统精确时间的对比并结合断路器跳闸发生的实际绝对时间, 可分析判断出此次断路器偷跳行为是否为二次回路故障造成。合理地设置跳闸脉冲监测器的监测点, 可以有效地缩小查找范围, 快速排除故障。

1 硬件系统

1.1 跳闸脉冲监测器的性能要求

(1) 跳闸脉冲监测器为一个独立器件, 使用磁感应原理采集信号, 不与断路器二次回路发生电气连接, 不使用变电站内的交直流电源, 信号不接入监控系统。

(2) 跳闸脉冲监测器使用微型电池供电, 静态功耗不大于 $2\ \mu\text{A}$, 要求电池有效时间大于 5 年。

(3) 跳闸脉冲监测器要求外形小巧, 自身重量不大于 30 g, 适合在二次导线上悬挂安装, 采用开口式磁感应探头, 适应不停电安装。

(4) 跳闸脉冲监测器能够监测的跳闸脉冲电流范围为 0.3~5 A。可记录 5 组以上跳闸脉冲发生的绝对时间、脉冲宽度。时间精度小于 1 ms, 脉冲宽度精度小于 5 ms。

(5) 跳闸脉冲监测器具有良好的抗干扰性能。

(6) 跳闸脉冲监测器通过红外收发模块与手持式阅读器进行数据交换。

1.2 手持式阅读器的性能要求

(1) 手持式阅读器通过红外收发模块与跳闸脉冲监测器进行数据交换。

(2) 手持式阅读器可通过 GPS 授时, 准确设定系统时间, 时间误差不大于 $1\ \mu\text{s}$ 。

(3) 手持式阅读器可以显示接收到的跳闸脉冲发生的相关时间数据。

(4) 手持式阅读器可以存储多组已接收数据, 便于事后查看。

(5) 手持式阅读器具有标准跳闸脉冲发生器功能, 具有对跳闸脉冲监测器进行测试的功能。

1.3 硬件构成

(1) 跳闸脉冲监测器硬件结构如图 1 所示。

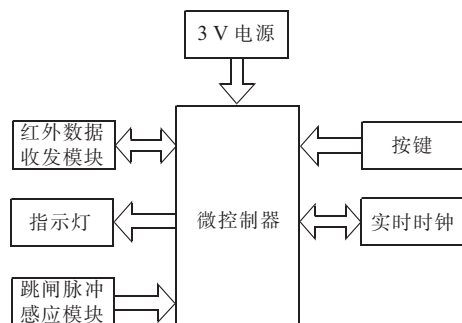


图 1 跳闸脉冲监测器结构框图

(2) 手持式阅读器硬件结构如图 2 所示。

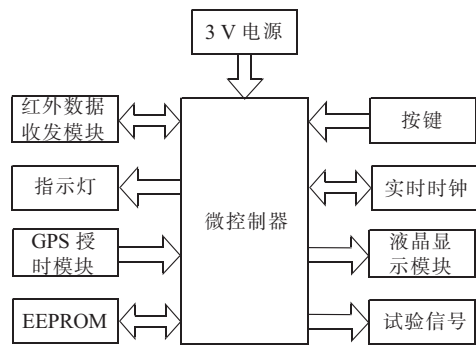


图 2 手持式阅读器结构框图

1.4 跳闸脉冲监测器的设计

跳闸脉冲监测器主要由跳闸脉冲感应模块、微控制器、红外收发模块、实时时钟芯片、按键和指示灯组成。

(1) 微控制器选用 TI 公司超低功耗 MSP430F2132 单片机，带 8 kB Program, 512 kB SRAM, 一组 IrDA 接口和一组 I2C 接口。工作电压 1.8~3.6 V, 低功耗模式可达 0.1 μA , 适合电池供电系统^[1-3]。

(2) 实时时钟采用 ST 公司的 M41T62 高精度低功耗的实时时钟芯片, 时间精确到 10 ms, 提供给系统一个精确日历时间, 低功耗模式电流为 0.35 μA 。串行接口支持 I2C 总线, 与单片机硬件连接如图 3 所示^[4,5]。

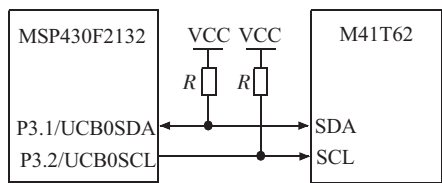


图 3 实时时钟芯片与单片机的连接

(3) 红外收发模块采用 SHARP 公司的 GP2W0110YPS 红外收发模块。该模块体积小, 低功耗, 关断状态电流不大于 0.1 μA , 符合 irDA1.2 串行红外传输标准, 其最高的红外传输速度可达 115.2 kb/s。可以和单片机 IrDA 接口直接连接, 不需要编码/解码芯片, 即可实现对数据的发送和接收。硬件连接如图 4 所示^[6]。

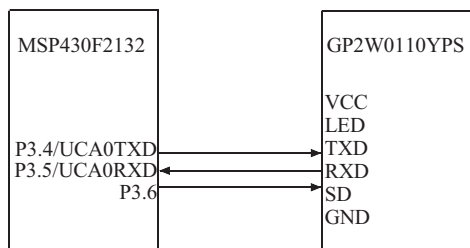


图 4 红外线收发模块与单片机连接图

(4) 按键和指示灯。采用 1 个独立式按键, 2 个 LED 指示灯(红色和绿色)有单片机直接驱动。根据按键按下到松开的时间确定 3 种不同状态, 分别是数据发送状态, 数据接收状态和数据擦除状态。

(5) 跳闸脉冲感应模块。该模块有感应探头, 低功耗运放, 滤波电路和三极管组成。低功耗运放 MAX4474 在无信号的状态下, 工作电流小于 0.8 μA 。感应探头感应跳闸回路通电及断电瞬间的瞬变电流得到通电及断电的脉冲信号后, 经过低通滤波、全波整流放大和三极管转换为单片机可认的 TTL 电平信号, 触发单片机中断。单片机监测该中断响应的时间和由跳闸回路通电及断电的脉冲而引起的两次单片机中断的间隔时间, 就可以测量出二次回路上跳闸回路跳闸脉冲发生的时间和脉宽。电路原理如图 5 所示^[7,8]。其中 H1 为感应探头。

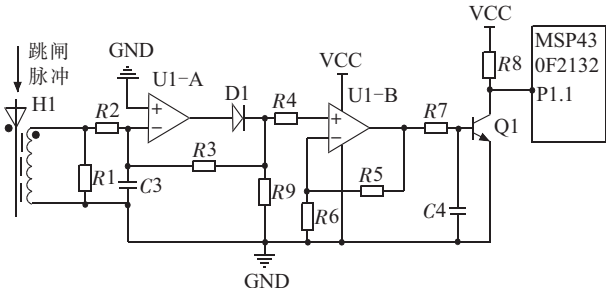


图 5 跳闸脉冲感应模块电路原理图

1.5 跳闸信号手持阅读器电路设计

跳闸信号手持阅读器由微控制器、红外收发模块、实时时钟芯片、GPS 授时模块、LCD 模块、EEPROM、跳闸试验信号、按键和指示灯组成。能够实现对系统的精确授时, 设置并接收跳闸脉冲监测器的数据并予以显示。

(1) 微控制器选用 TI 公司超低功耗 MSP430F248 单片机, 带 48 kB Program, 4 096 kB SRAM 和一组 IrDA 接口, 两组 I2C 接口, 一组 USCI 接口, 最大 48 个 I/O 接口。工作电压 1.8~3.6 V, 低功耗模式可达 0.1 μA , 适合电池供电系统^[9,10]。

(2) 实时时钟采用 ST 公司的 M41T62 芯片, 红外模块采用 SHARP 公司的 GP2W0110YPS 红外数据收发模块。

(3) GPS 授时模块集成了 RF 射频芯片、基带芯片和核心 CPU, 并加上相关外围电路而组成的一个集成电路。支持准确 1 b/s 输出信号接轨 GPS 校准, 其脉冲前沿与 UTC 的同步误差不超过 1 μs , 实现对系统的精确对时, 达到电力系统要求的精度。支持串口 9 600 波特率通信, 与单片机的硬件连接如图 6 所示。

(4) LCD 模块采用规格为 240×160, 和单片机

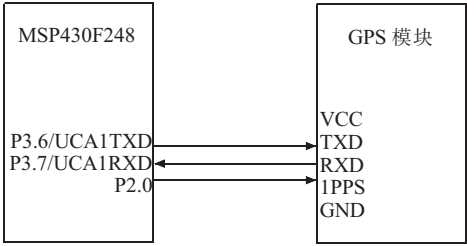


图 6 GPS 模块与单片机的连接

并口连接,进行接收数据显示,或者系统其他显示。

(5) 电可擦可编程只读存储器 (EEPROM)是一种掉电后数据不丢失的存储芯片。对红外接收到的数据进行保存,以便于以后的查看。EEPROM 采用常用的 AT24C08 芯片,可以存储约 80 组跳闸监测器的数据。串行接口支持 I2C 总线,与单片机硬件连接如图 7 所示。

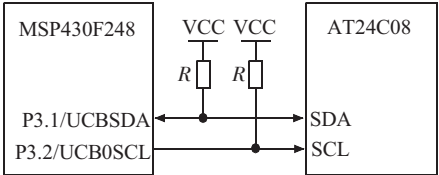


图 7 AT24C08 与单片机的连接

(6) 按键为独立式按键,使用按键完成对系统的时间设置,数据收发,数据存储或擦除,自检等等。指示灯采用 2 个 LED 指示灯(红色和绿色),用微控制器直接驱动,对系统的不同状态进行指示。

(7) 跳闸脉冲模拟电路由大容量电池,电阻、MOSFET 继电器和单片机组成,电路原理如图 8 所示。MOSFET 继电器选用欧姆龙 G3VM-21HR 型号,可实现最大 2.5 A 开闭电流。单片机通过控制 MOSFET 继电器模拟跳闸时的脉冲电流,用于检验跳闸回路脉冲监测器能否监测到跳闸信号。同时单片机记录继电器闭合时的系统准确时间,然后再接收跳闸回路脉冲监测器的数据,两个时间进行对比,就可检验出跳闸回路脉冲监测器工作是否正常。

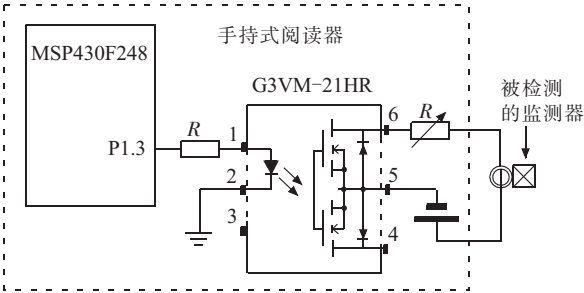


图 8 跳闸脉冲模拟电路原理图

1.6 硬件抗干扰措施

根据变电站常见干扰信号的特点,装置硬件上主要通过低通滤波电路和外加接地屏蔽罩来实现抗干扰。

2 软件系统

2.1 跳闸脉冲监测器

跳闸脉冲监测器主要由主程序和 2 个中断服务程序组成。中断服务程序包括跳闸监测中断服务程序和按键中断服务程序。

(1) 主程序主要是进行初始化以及外围设备初始化,然后进入低功耗模式。程序流程如图 9 所示。

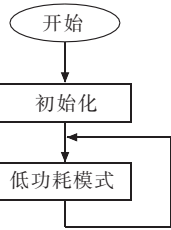


图 9 主程序流程

(2) 跳闸中断服务程序主要是完成记录跳闸脉冲发生的时间和脉宽。程序框图如图 10 所示。

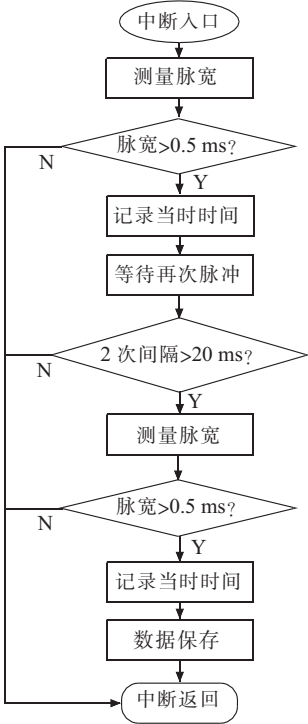


图 10 跳闸脉冲监测中断程序流程

按键中断程序则主要完成对数据的收发、擦除及系统设置。程序框图如图 11 所示。

2.2 跳闸信号手持阅读器

跳闸信号手持阅读器系统程序要由主程序和按键中断程序组成。

(1) 主程序完成对设备的初始化及 LCD 显示,等待按键中断响应,程序框图如图 12 所示。

(2) 按键中断程序主要完成数据接受、数据查询、监测器设置、主机设置、数据擦除等工作,程序流程如图 13 所示。

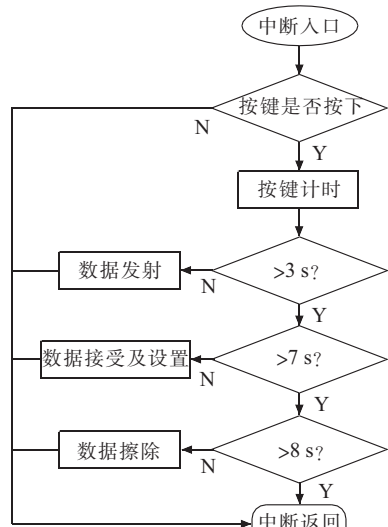


图 11 按键中断程序流程

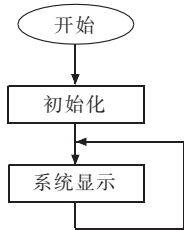


图 12 主程序流程

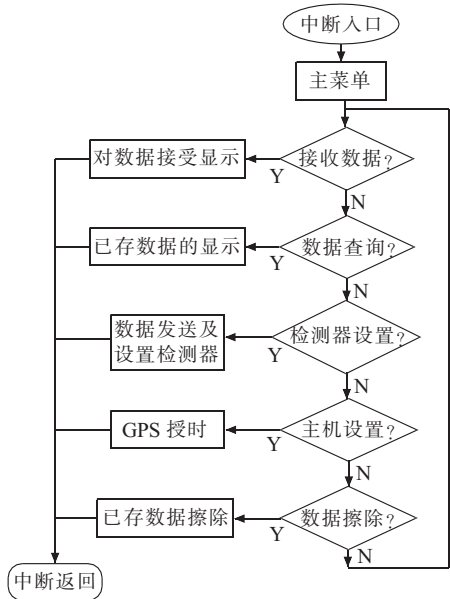


图 13 按键中断程序流程

2.3 软件抗干扰措施

首先分别检测跳闸回路直流触发脉冲及返回脉冲的个脉冲宽度，滤除小于 0.5 ms 脉宽的脉冲信号，解决高频干扰。再检测触发脉冲上升沿与返回脉冲上升沿之间的宽度，判断是否大于 10 ms，滤除小于 10 ms 脉宽的数据，以此判断是否为正常的分闸信号。最后再通过设置软件“看门狗”定时监视程序循环运行，若超出已知的循环设定时间进入死循环，则强迫系统复位，使系统恢复正常运行。

3 应用举例

本系统应用的最终目的是快速查明造成断路器偷跳的原因。对于无保护动作信号的断路器偷跳事件，现场最大的难题是如何甄别本次断路器跳闸是二次回路故障原因造成的，还是机构本身机械原因造成的。如果是二次回路故障造成的，那么如何快速甄别跳闸脉冲来自哪个回路是现场的主要工作。因此，合理设置监测点，可以有效地缩小查找范围，快速接近故障点。具体运用举例如图 14 所示。

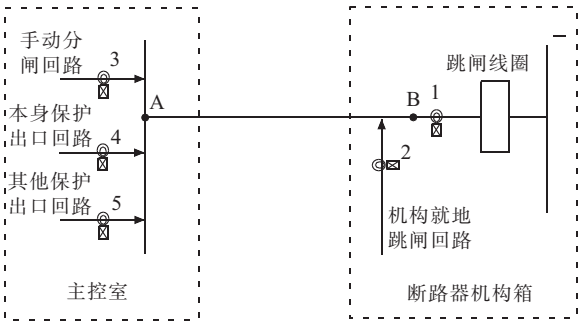


图 14 跳闸脉冲监测系统的应用示意图

按图 14 布置的 5 个监测点中，安装在跳闸线圈根部的 1 号监测点为电气量跳闸的总监测点，如果发生断路器偷跳事故后在 1 号监测点未检测到跳闸脉冲，可认为本次断路器偷跳事故是由于断路器本身的机械原因造成。如果在 1 号监测点检测到跳闸脉冲，而 2, 3, 4, 5 号监测点未检测到跳闸脉冲，则可认为 A 点到 B 点之间的二次电缆可能存在故障。如果在 2, 3, 4, 5 号监测点检测到得到了某一对应的跳闸脉冲，则可根据监测器安装的位置得到故障支路的具体位置信息。监测器可以在基建施工时统一安装使用。也可以在发生断路器偷跳故障后，其原因不明时则有针对性地安装使用。

5 结束语

跳闸脉冲监测器具有外形小巧、低功耗、免维护，适应不停电安装的特点，合理适时地布置监测点，可以快速有效地缩小故障查找范围，快速排除故障，保障系统安全运行。

参考文献：

[1] 胡大可. MSP430 系列超低功耗 16 位单片机原理与应用 [M]. 北京: 航空航天大学出版社, 2000.
[2] 李自珍, 郭宝安. MSP430 系统应用结构设计与选型 [J]. 单片机与嵌入式系统应用, 2007(7): 11-13.
[3] 吕志刚, 王 鹏, 范晓光. 基于 MSP430 单片机的多功能、高精度数据采集系统 [J]. 电子技术应用, 2007, 33(7): 70-72.
[4] Slau049.pdf[Z]. Texas Instruments Incorporated, 2006.
[5] NAGY C. Embedded Systems Design Using the TI MSP430

- Series[J]. Elsevier Science (USA),2003:11-69.
- [6] 王荣博. 适用于 PC 之间通信的红外收发器[J]. 国外电子元件,2005(11):31-35.
- [7] 王 昊,李 昕. 集成运放应用电路设计 300 例[M]. 北京:电子工业出版社,2007.
- [8] JIANG Y P. Intelligent Flow Totalizer Based on MSP430 Mixed Single Microcontroller [J]. Electron Devices, Spanish Conference on 2-4 Feb,2005:83-86.
- [9] DUDACEK K, VAVRICKA V. Experiment al Evaluation of the MSP430 Microcontroller Power Requirements [J]. The International Conference on "Computers a Tool". 2007: 400-404.
- [10] 罗晓珍. MSP430 系列单片机开创低功耗应用新时代. 机

械管理开发[J],2007(2):92-93.

作者简介:

薛 峰(1972),男,江苏苏州人,高级工程师,研究方向为电力系统继电保护;

童勤毅(1979),女,江苏苏州人,工程师,研究方向为电力系统继电保护;

谢夏寅(1974),女,江苏苏州人,工程师,研究方向为电力系统继电保护;

王坚嵘(1972),男,江苏苏州人,工程师,研究方向为电力系统变电运行;

沈永东(1970),男,江苏苏州人,高级技师,研究方向为电力系统继电保护。

Research and Application of Pulse Monitoring System for Circuit Breakers Trip

XUE Feng¹, TONG Qin-yi¹, XIE Xia-yin¹, WANG Jian-rong², SHEN Yong-dong²

(1.Suzhou Power Supply Company, Suzhou 215004, China;

2.Suzhou Department of Jiangsu Electric Power Company's Maintenance Branch Suzhou 215004, China)

Abstract: The tripping pulse monitoring system includes the tripping pulse monitor and the hand-held reader. The tripping pulse monitor which consists of ultra low power MCU, the clock chip, infrared data transfer module and pulse induction module etc, monitors the pulse of breakers trip circuit by induction. The hand-held reader reads the datas from the tripping pulse monitor by infrared communication. Comparing these datas with GPS time, then it shows the absolute time of the trip and the pulse width. With reasonable monitoring points, it is fast to discriminate between a secondary loop fault and the breaker's own structure that cause the circuit breakers trip. The method can narrow the searching range effectively and approach the fault point quickly.

Key words: MSP430; pulse monitoring; GPS timing; secondary loop fault; fault discrimination

(上接第 57 页)

- [8] 赵明宇,王 刚,汪映辉,等. 电动汽车充电设施监控系统设计与实现[J]. 电力系统自动化,2011,35(10):65-70.
- [9] 周逢权,连湛伟,王晓雷,等. 电动汽车充电站运营模式探析[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(21):63-66,71.

理工作;

许庆强(1976),男,江苏常州人,高级工程师,从事电力系统继电保护、电动汽车充换电站的建设和运营工作;

金胜利(1982),男,浙江上虞人,助理工程师,从事电动汽车充电设施建设工作;

江 明(1987),男,江苏南京人,助理工程师,从事电动汽车充换电站的建设和运营工作。

Intercity Interconnection Scheme and Project Difficulties of Charging and Battery Swap Stations in Shanghai, Hangzhou and Jiangsu Province

KOU Ying-gang¹, XU Qing-qiang¹, JIN Sheng-li², JIANG Ming³

(1. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China; 2. Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214000, China;

3. Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210012, China)

Abstract: The demonstration projects of the charging and battery swap stations in Shanghai, Hangzhou and Jiangsu province are introduced in this paper, including its necessity, distributed areas, service objects and scale. In addition, taking the charging and battery swap stations in the service areas of Jiangsu expressway as an example, the civil construction, distribution system, charging and battery swap system and monitoring system in the stations are elaborated. And the difficulties of the construction and extension application of the demonstration projects are also introduced. In the end, the service network construction of charging and battery swap of the electric vehicle is prospected.

Key words: electric vehicle; charging facilities; charging and battery swap stations; AC charging pile

220 kV 变压器阻抗保护的振荡闭锁方案

李 静

(镇江供电公司,江苏 镇江 212001)

摘 要:介绍了江苏省电网系统由于 220 kV 变压器与 110 kV 变压器的容量使用不匹配,造成 110 kV 线路距离保护与 220 kV 主变 110 kV 侧后备保护及 110 kV 主变保护之间在配合上产生了矛盾,可能引起 220 kV 主变 110 kV 侧后备保护越级跳闸。为解决这一问题,研究并提出了在 220 kV 主变保护中增加阻抗保护的配置方案,同时也给出了一个振荡闭锁的实现方案,该方案通过实验室实时数字仿真(RTDS)数模试验、动模试验和装置试运行证明是行之有效的。

关键词:容量使用不匹配;220 kV 变压器;阻抗保护;振荡闭锁;实施方案

中图分类号:TM77

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0063-05

110 kV 电压等级使用 63 MV·A 以及 80 MV·A 甚至 100 MV·A 大容量变压器^[1],可以提升配电网的供电能力和适应性,但造成 220 kV 变压器容量与 110 kV 变压器容量使用不相匹配;由于主变容量大、短路阻抗相对较小,使得在 110 kV 线路距离保护与 220 kV 主变 110 kV 侧后备保护及 110 kV 线路距离保护与 110 kV 变电所 110 kV 主变保护之间的配合上将产生矛盾,使得 220 kV 主变 110 kV 侧后备保护可能越级跳闸(220 kV 变压器各侧后备保护一般采用复合电压闭锁过流方案^[2-7])。220 kV 变压器后备保护采用按阻抗原理特殊配置方案^[8],可以解决上述上下级保护不配合的问题。镇江供电公司及设备提供商合作研制了阻抗原理特殊配置的 220 kV 变压器保护,并针对系统振荡对阻抗保护的影响进行了深入地研究,提出一个 220 kV 变压器阻抗保护的振荡闭锁方案。

1 变压器配置阻抗保护的必要性

由于 220 kV 变压器与 110 kV 变压器在使用上不匹配和常规的保护配置与整定,带来 220 kV 变压器保护与 110 kV 线路保护、110 kV 变压器之间存在不配合问题。这种不配合使得 220 kV 主变 110 kV 侧后备保护可能越级跳闸。

1.1 防止保护不配合的常规措施

目前,防止保护不配合的常规措施^[8]主要有:

- (1) 提高 220 kV 主变 110 kV 侧复压闭锁过流 I 段定值;
- (2) 将线路距离 II 段伸出 110 kV 大容量变压器中压或低压侧^[1];
- (3) 增加保护段数完成配合和要求保护在动作行为上配合^[9];

- (4) 110 kV 大容量变压器可以选用高阻抗型;
- (5) 220 kV 变压器使用大容量主变。

上述常规措施会造成 220 kV 主变 110 kV 侧复压闭锁过流 I 段保护灵敏度下降甚至拒动,会造成 10 kV 线路距离保护与 110 kV 变电所 110 kV 主变保护之间的不配合,会造成实施困难等一系列问题。

1.2 220 kV 变压器的阻抗原理保护配置研究

通过分析,可以将 220 kV 主变保护中 220 kV 侧、110 kV 侧后备保护按稳定要求整定的复压闭锁过流 I 段保护改用距离保护^[8],其他保护保留,可以做到上下级保护的相互配合。

(1) 220 kV 主变 220 kV 侧与 110 kV 侧距离保护之间的配合。分析表明,由于阻抗保护的保护区比较固定,因此,220 kV 主变保护采用阻抗保护,使得 220 kV 主变保护、110 kV 线路保护、110 kV 主变保护之间的配合性能大大改善。

(2) 220 kV 变压器“距离保护”的配置。为考虑配合和灵活整定,220 kV 主变保护“距离保护”宜配置:① 110 kV 侧宜配置两段,一段保 110 kV 母线灵敏度、另一段用作改善与线路保护配合的性能;② 220 kV 侧宜配置一段,主要作为 110 kV 母线故障或 110 kV 死区故障的后备。

1.3 增设阻抗保护后要加振荡闭锁

虽然大部分 220 kV 变压器中低压侧没有电源,但也有少部分 220 kV 变压器中低压侧有小电厂并网运行,有些并网电厂单机容量达 100 MW 以上,甚至有多台大容量机组并网运行;考虑这些并网电厂的影响,在配置阻抗保护当动作时间躲不过振荡时,所以要加振荡闭锁。

2 阻抗保护的振荡闭锁方案

2.1 振荡闭锁方案

实时检测高、中压侧是否处于非全相运行状态,只要高、中压侧有一侧处于非全相运行,则高、中压侧阻抗都采用“非全相振荡闭锁逻辑”;如果高、中压侧都处于全相运行状态,则高、中压侧都采用“全相振荡闭锁逻辑”。

2.2 阻抗保护启动元件

启动元件包括 Q1、Q2 和 Q3 三个启动元件,只要有任何一个元件启动后,就可以进行阻抗保护测量逻辑的判别。

Q1 和 Q2 启动后展宽 160 ms,之后根据阻抗保护启动状态和 Q1 返回状态来决定是否返回。

Q3 启动后不展宽,根据阻抗保护启动状态和 Q3 返回状态来决定是否返回。

(1) 启动元件 Q1 作为不对称故障的启动元件,零序负序启动:

$$|I_2| + |I_0| > I_{qd} \quad (1)$$

式(1)中: I_{qd} 为零序负序电流启动门槛。

(2) 启动元件 Q2 作为对称故障的启动元件,突变量启动:

$$\Delta I > I_{th} \quad (2)$$

式(2)中: ΔI 为相电流突变量, I_{th} 为突变量电流启动门槛。

(3) 启动元件 Q3 作为振荡中发生对称故障的启动元件(相电流可能缓慢上升,导致突变量启动元件不能启动),相电流启动:

$$I > I_{jw} \quad (3)$$

式(3)中: I 为相电流, I_{jw} 为相电流启动门槛。

2.3 非全相运行检测判据

不管阻抗启动元件是否启动,实时检测高、中压侧的非全相运行状态。非全相的检测判据(以高压侧为例):

(1) A 相无流, B 相有流, C 相有流,且 $-60^\circ < \arg(I_o/I_{2a}) < 60^\circ$ (即 A 区),且相间接地阻抗没有落在圆内。

(2) B 相无流, A 相有流, C 相有流,且 $60^\circ < \arg(I_o/I_{2a}) < 180^\circ$ (即 B 区),且相间接地阻抗没有落在圆内。

(3) C 相无流, A 相有流, B 相有流,且 $-180^\circ < \arg(I_o/I_{2a}) < -60^\circ$ (即 C 区),且相间接地阻抗没有落在圆内。

动作条件是式(1)、式(2)、式(3)中任一个判据连续满足 40 ms,判为该相非全相,置相应的非全相标志。

2.4 全相振荡闭锁逻辑

包括三个振荡闭锁判据 B1 和 B2 及 B3,任何

一个判据开放则开放阻抗保护。

(1) 振荡闭锁判据 B1,瞬时开放元件。Q1 和 Q2 启动,并且 Q3 不启动或启动时间尚不到 10 ms,则 Q1 和 Q2 启动后起始的 160 ms 内无条件开放保护,保证正常运行情况下突然发生故障能快速开放。如果在 160 ms 延时段内的阻抗保护已经动作,则说明确有故障,允许阻抗元件动作。

(2) 振荡闭锁判据 B2,不对称故障开放元件。不对称故障时,振荡闭锁回路可由对称分量元件开放,该元件的动作判据为:

$$|I_0| + |I_2| \geq m |I_1| \quad (4)$$

式(4)中: m 的取值固定为 0.66。

(3) 振荡闭锁判据 B3,对称故障开放元件。在启动元件开放 160 ms 以后或系统振荡过程中,如发生三相故障,上述二项开放措施均不能开放保护。因此对对称故障设置专门的振荡判别元件,测量振荡中心电压,其测量方法为:

$$U_{os} = U_1 \cos\varphi \quad (5)$$

式(5)中: U_1 为正序电压, φ 为正序电压 $\dot{U}_1$ 与正序电流 $\dot{I}_1$ 的夹角加上 90° 减去线路正序阻抗角(固定取为 85°)。

对称故障用 $\cos\varphi$ 判断两侧电势的相位差 δ ,在 $\delta \approx 180^\circ$ 时, $U_1 \cos\varphi$ 接近于 0。在三相短路时不论故障点远近如何, $U_1 \cos\varphi$ 等于或小于电弧的压降,约为额定电压的 5%。因此,可利用 $U_1 \cos\varphi$ 来作为振荡判别元件。

当 $-0.03U_n < U_1 \cos\varphi < 0.08U_n$ 停留达 150 ms 以上,则认为是故障,置开放标志。

当 $-0.1U_n < U_1 \cos\varphi < 0.25U_n$ 停留达 500 ms 以上,则认为是故障,置开放标志。

2.5 非全相振荡闭锁逻辑

假设某侧判为 A 相非全相,对应的非全相振荡闭锁逻辑如下(B、C 相非全相振荡闭锁逻辑类同)。

(1) 振荡闭锁判据 C1,接地故障开放元件。如果发生健全相接地故障, $\arg(I_o/I_{2a})$ 落在 B、C 区(如果 B 相非全相,落在 A、C 区;如果 C 相非全相,落在 A、B 区)。

① $60^\circ < \arg(I_o/I_{2a}) < 180^\circ$ (即 B 区)

② $-180^\circ < \arg(I_o/I_{2a}) < -60^\circ$ (即 C 区)

上式任何一个判据连续满足 40 ms,置接地阻抗开放标志。

(2) 振荡闭锁判据 C2,相间故障开放元件。和振荡闭锁判据 B3 类似, U_1 取 U_{bc} , I_1 取 I_{bc} 。(如果 B 相非全相, U_1 取 U_{ca} , I_1 取 I_{ca} ;如果 C 相非全相, U_1 取

U_{ab}, I_1 取 I_{ab})。

① 当 $-0.03U_n < U_1 \cos\varphi < 0.08U_n$ 停留达 150 ms 以上,则认为是故障,置相间开放标志。

② 当 $-0.1U_n < U_1 \cos\varphi < 0.25U_n$ 停留达 500 ms 以上,则认为是故障,置相间开放标志。

3 实施数字仿真(RTDS)数模试验

RTDS 数模试验分别检验了 220 kV 变压器距离保护的阶梯特性、电压互感器(TV)断线闭锁性能、振荡闭锁性能、区外故障转区内故障动作性能等,达到了预期的效果。

3.1 RTDS 变压器模型

RTDS 数模试验模型图如图 1 所示。主电源在 220 kV 侧,次电源在 110 kV 侧,负荷由高压侧向中、低压侧送电。模型参数、中压侧线路阻抗、高压侧相间阻抗保护和中压侧相间阻抗 I 段、相间阻抗 II 段保护等具体试验定值如表 1、表 2 所示。

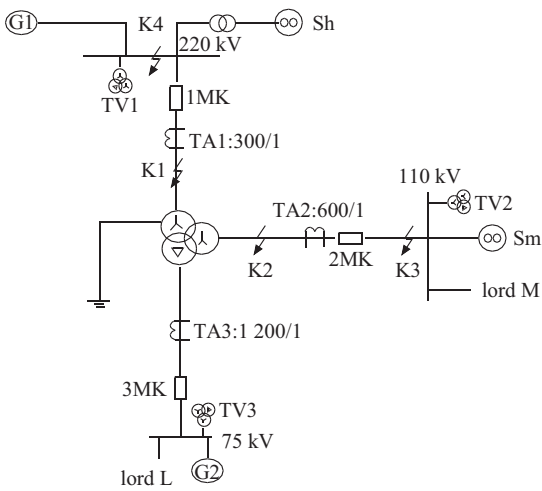


图 1 RTDS 数模试验模型图

表 1 设备参数

类别	定值名称	整定值
变压器参数	主变高中压侧额定容量	100.00 MV·A
	主变低压侧额定容量	100.00 MV·A
	中压侧接线方式钟点数	12
	低压侧接线方式钟点数	11
	高压侧额定电压	220 kV
	中压侧额定电压	110 kV
	低压侧额定电压	75 kV
TV 参数	高压侧 TV 一次值	220 kV
	中压侧 TV 一次值	110 kV
	低压侧 TV 一次值	75 kV
TA 参数	高压侧 TA 一次值	300 A
	高压侧 TA 二次值	1 A
	中压侧 TA 一次值	600 A
	中压侧 TA 二次值	1 A

表 2 保护定值

类别	定值名称	整定值
高压侧阻抗保护	高压侧阻抗灵敏角	80°
	高压侧指向主变相间阻抗 I 段	17 Ω
	压侧指向母线相间阻抗 I 段	0 Ω
	高压侧相间阻抗 I 段 1 时限	0.3(0.15) s
中压侧阻抗保护	高压侧相间阻抗 I 段 2 时限	0.3 s
	中压侧阻抗灵敏角	75°
	中压侧指向主变相间阻抗 I 段	2(0) Ω
	中压侧指向母线相间阻抗 I 段	75 Ω
	中压侧相间阻抗 I 段 1 时限	0.1 s
	中压侧相间阻抗 I 段 2 时限	0.3 s
	中压侧指向主变相间阻抗 II 段	2(0) Ω
	中压侧指向母线相间阻抗 II 段	80 Ω
	中压侧相间阻抗 II 段 1 时限	0.2 s
	中压侧相间阻抗 II 段 2 时限	0.3 s

3.2 振荡闭锁性能试验

(1) 模拟系统全相振荡,主变距离保护可靠闭锁;再模拟系统振荡转相应区内故障,主变相应距离保护闭锁后又可靠开放并启动保护出口跳闸。

(2) 模拟系统非全相振荡,在开关偷跳非全相振荡期间,主变保护不误动;振荡时区外故障能够正确不动,区内故障能够正确动作。典型录波图如图 2 所示。

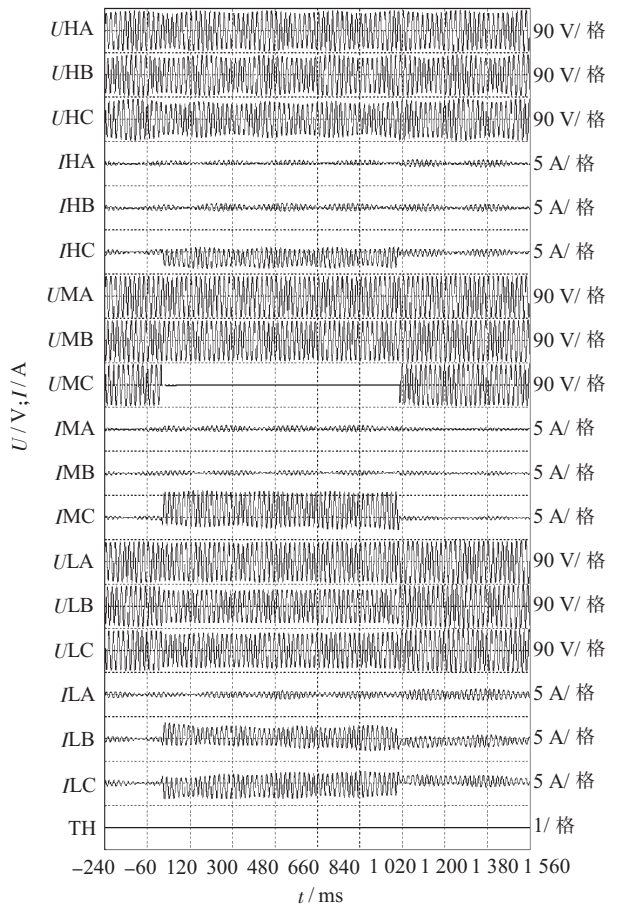


图 2 振荡中区外故障录波图

4 动模试验

动模试验分别检验了 220 kV 变压器距离保护的阶梯特性、TV 断线闭锁性能、振荡闭锁性能、区外故障转区内故障动作性能等,达到了预期的效果。

4.1 动模试验模型

动模试验模型图如图 3 所示。主电源在 220 kV 侧,次电源在 110 kV 侧,负荷由高压侧向中、低压侧送电。参数数据为:220 kV 变压器短路阻抗(高-中)11.2 Ω(二次值),中压侧线路阻抗 65.4 Ω(二次值);高压侧相间阻抗保护:方向指向变压器,阻抗定值 17 Ω(无偏移),保护范围至中压侧线路 30%处,延时 300 ms。中压侧相间阻抗 I 段、相间阻抗 II 段保护:方向指向母线,阻抗 I 段定值 49 Ω(无偏移),保护范围至 110 kV 线路的 75%,延时 100 ms;阻抗 II 段定值 80 Ω,无偏移,保护范围至 110 kV 变压器内但未伸出 110 kV 变压器,延时 200 ms。

4.2 振荡闭锁性能试验

模拟系统全相振荡,主变距离保护可靠闭锁;再模拟系统振荡转相应区内故障,主变相应距离保护闭锁后又可靠开放并启动保护出口跳闸,典型录波如图 4 所示。

4.3 其他特性试验

(1) 阶梯特性试验。分别模拟 K1~K9 点单相接地故障、两相短路、两相接地短路、三相短路、三相接地短路,阻抗保护阶梯特性和方向性明确,出口短路记忆特性试验良好。

(2) 区外转区内故障试验。分别模拟 K1~K9 点区外转区内故障试验,在单相接地故障、两相短路、两相接地短路、三相短路、三相接地短路情况下,

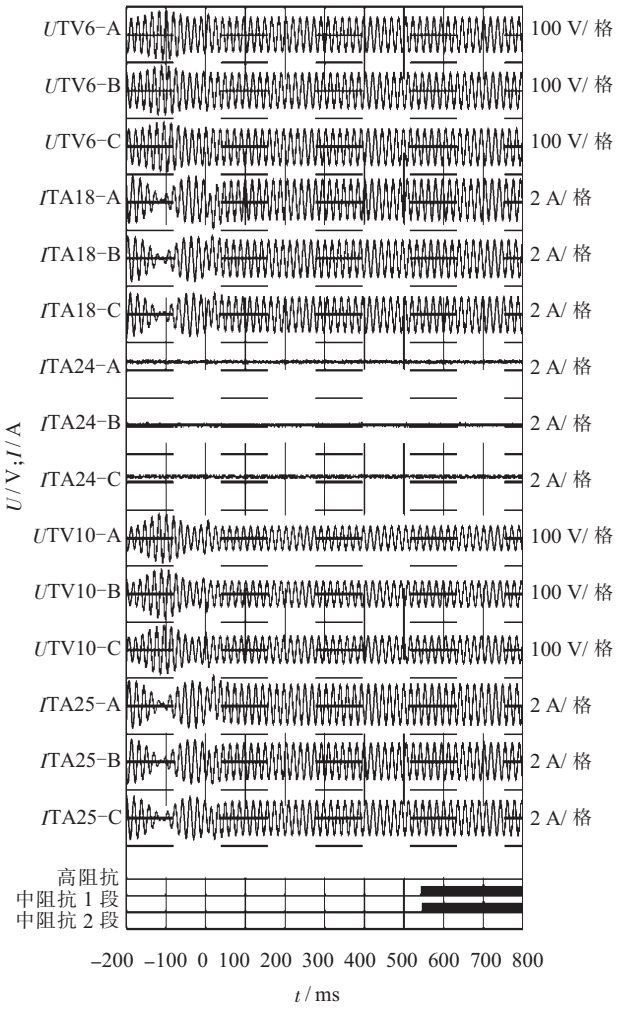


图 4 系统振荡转 K8 ABC 区内故障典型录波

区外故障保护可靠不动,转区内故障阻抗保护阶梯特性和方向性明确,出口短路记忆特性试验良好。

(3) TV 断线故障试验。在变压器重载情况下,分别模拟 220 kV 侧、110 kV 侧 TV 断线故障,模拟

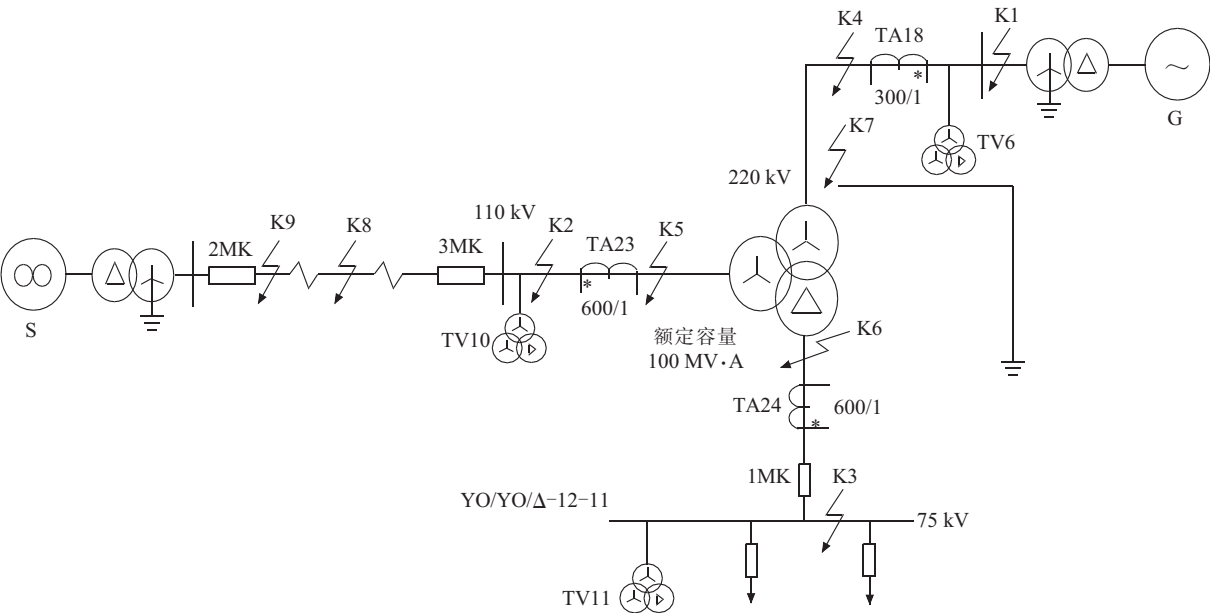


图 3 动模试验模型图

区内外故障,相关保护可靠闭锁。

5 装置试运行情况

2009 年 11 月,保护装置接入 1 座 220 kV 变电所 1 台主变上,经受 220 kV 变压器 110 kV 侧 4 次空载冲击试验和 220 kV 侧 1 次空载冲击试验考验,现在 2 座 220 kV 变电所试运行。截至 2010 年 8 月 25 日,试运行保护经历了近 30 次区外故障考验,该保护装置运行正常,未出现误动作现象。

6 结束语

由上述分析和装置 RTDS 数模试验、动模试验可得出下列结论:

(1) 220 kV 变压器与 110 kV 变压器容量使用不匹配,产生了在 110 kV 线路距离保护与 220 kV 主变 110 kV 侧后备保护,及 110 kV 线路距离保护与 110 kV 变电所 110 kV 主变保护之间的保护不配合,存在越级跳闸的危险。

(2) 研制了按阻抗原理配置的 220 kV 变压器保护装置,静模和 RTDS 数模试验及装置试运行表明,上下级保护配置阶梯特性和方向性明确,振荡闭

锁等措施可行、可靠,上下级保护之间能够相互配合,达到了预期的效果。

参考文献:

[1] 陈 曙. 110 kV 大容量变压器继电保护整定计算分析[J]. 供用电,2008.25(4):46-48.
[2] GB-14285,继电保护和安全自动装置技术规程[S]. 2006.
[3] DL/T 584—2007,3~110 kV 电网继电保护运行整定规程[S].
[4] DL/T 594—2007,220~750 kV 电网继电保护运行整定规程[S].
[5] Q/GDW_175—2008,变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范[S].
[6] DL/T 684—1999,大型发电机变压器继电保护整定计算导则[S].
[7] 崔家佩,孟庆炎,陈永芳,等. 电力系统继电保护与安全自动装置整定计算[M]. 北京:水利电力出版社,1993.
[8] 汤大海,严国平,张平良. 按阻抗原理特殊配置的 220 kV 变压器保护应用[J]. 电力自动化设备.2010.30(10):129-134.
[9] 汤大海. 变压器中低压后备保护与出线保护整定配合的研究[J]. 继电器,2005.33(21):25-26,40.

作者简介:

李 静(1976),女,山东定陶人,工程师,从事科技管理工作。

Swing-blocking Scheme for 220 kV Transformer Impedance Protection

LI Jing

(Zhenjiang Power Supply Company, Zhenjiang 212001, China)

Abstract: Because 220 kV main transformer and 110 kV transformer do not match in capacities, the distance protection of 110 kV line does not match with the backup protection of 110 kV side of 220 kV main transformer and the protection of 110 kV main transformer. the override trip of the backup protection is caused. To solve the problem, a special configuration scheme of adding impedance protection into the protection of 220 kV main transformer is proposed. An implementing scheme of swing blocking is given and verified effective by RTDS,dynamic simulation tests and trial operation.

Key words: not match in capacities; 220 kV transformer; impedance protection; swing blocking; implementing scheme

家电不宜用稳压器

随着家用电器的增多,市场上出现了迎合消费者心理需要的电源稳压器。但家用电器不宜采用稳压器。家用电器的设计已经考虑到使用中的电源波动因素,设计了保险系数,在一定的电压波动范围内能保证正常工作。如有的冰箱就在说明书上担保在 180~240 V 内可以正常工作。其他家用电器也基本上满足这个电压范围。目前,市场上的电源稳压器一般也只能在这个范围内起稳压作用,超出这个范围内也同样失灵甚至损坏。

由于电源稳压器技术含量低,大多数产品都是个体户或小工厂生产的,所用元器件大多也都是价格低廉的二级品、次等品,只能短期内有效。这些产品经检查和消费者投诉,证实伪劣品较多。有的使用不到半个月就失灵,有的使用不到 1 个月电解电容器就爆炸,还有的自身着火烧毁了电冰箱。

从技术角度看,有些继电器式电源稳压器不仅不能保护家用电器,反而会起到破坏作用。稳压器在工作中不时地断电、接通,对一些电源部分无电容的家用电器必然出现强电流冲击等损害家用电器的现象。

从 1998 年开始,国家已经投入巨资进行大规模城乡电网建设与改造。因此,城乡居民用电的供电质量将得到明显提高,也就更不需要“稳压器”了。

现役燃煤机组脱硫旁路拆除的影响及对策

陈华桂,戴兴干

(江苏方天电力技术有限公司,江苏 南京 211102)

摘 要:介绍了现役燃煤机组脱硫装置旁路烟道设置的原因及其所起的作用,分析了现役燃煤机组烟气脱硫装置拆除旁路烟道所面临的问题,并提出了相应的对策措施来消除脱硫旁路拆除后带来的负面影响,实现机组脱硫装置与主机的同步、长期、稳定运行,为现役燃煤机组拆除脱硫旁路提供借鉴。

关键词:燃煤发电机组;烟气脱硫;旁路;拆除

中图分类号:X701.3

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0068-03

石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统(FGD)安装于燃煤发电机组锅炉烟道的末端、除尘系统之后,用石灰石(CaCO_3)浆液做洗涤剂,在吸收塔中对烟气进行洗涤,从而除去烟气中的二氧化硫(SO_2),因其具有脱硫效率高、处理烟气量大等优点而被火电厂广泛应用。目前采用这一技术的烟气脱硫系统大多设置有100%容量的旁路烟道。在实际运行中,部分发电企业存在随意启用旁路烟道现象,导致大量 SO_2 直接排放到大气中,环境保护部为此下发了《关于火电脱硫设施旁路烟道挡板实施铅封的通知》(环办[2010]91号),要求各地电力企业逐步拆除旁路烟道,对暂时保留旁路烟道的企业于2010年9月30日前完成挡板的铅封工作。为了落实这一政策,确保脱硫设施的投运率,真正实现脱硫设施与主机同等管理,在已经实现脱硫旁路烟道挡板铅封的基础上,江苏省环保厅进一步要求全省现役燃煤火电机组在2013年年底之前完成烟气脱硫装置旁路挡板门拆除及烟道封堵工作。

1 烟气脱硫系统旁路烟道的作用

本世纪初期相当一批脱硫系统属于老厂改造工程,脱硫系统建设期间,为了不影响主机发电,设置了脱硫旁路烟道,如图1所示。将锅炉燃烧产生的烟气经过引风机升压后不经过脱硫系统而直接通过烟囱排入大气。很多新建电厂因主体部分与脱硫装置的建设不能同步完成,也设置了脱硫系统旁路烟道。

脱硫系统建成后,旁路烟道在保证锅炉及脱硫系统正常稳定运行及设备安全方面仍起着重要的作用^[1]。一方面,在脱硫系统检修或事故状态下与机组隔离,含有 SO_2 的烟气不经过吸收塔脱硫,直接由旁路烟道流经烟囱排出,从而不影响机组烟风系统的正常运行;另一方面,当FGD或锅炉处于故

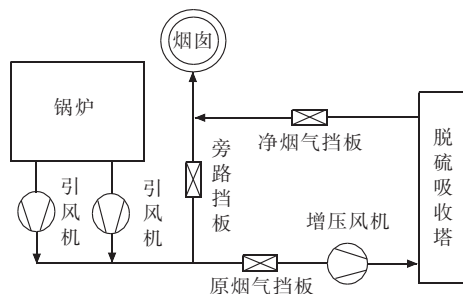


图1 烟气脱硫系统旁路烟道示意图

障状态时,如锅炉主燃料中断跳闸(MFT)、FGD入口烟气超温、浆液循环泵跳闸、增压风机跳闸等,使烟气绕过FGD,也避免对FGD设备造成影响或损害;另外,在机组冷态启动初期,为了防止烟气中未燃烬的煤粉和油滴进入吸收塔浆液,造成浆液污染,脱硫效率减低,吸收塔内防腐材料加速老化,烟气一般通过旁路烟道直接排入烟囱。待烟温升高、电除尘器投运使烟气粉尘含量符合FGD装置的进口要求后,增压风机启动,FGD装置进出口挡板打开,旁路挡板逐渐关闭,脱硫系统开始运行。

2 拆除脱硫装置旁路烟道的影响

对新建机组来说,FGD系统取消旁路烟道,可以通过合理的参数选取、系统布置、设备选择及防腐等措施,加之正确的运行和维护,即可保证电厂主机和FGD装置的安全^[2]。而对于现役机组来说,拆除脱硫旁路及配套改造将会带来很多问题。

目前,300 MW燃煤机组主流的脱硫工艺是采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫,按一炉一塔配置,并配有一台静叶调节轴流式增压风机和三台浆液循环泵。脱硫装置的烟气系统设置有烟气旁路,脱硫系统独立控制。锅炉引风机排出烟气经增压风机升压后,依次通过气气换热器(GGH)降温、吸收塔、除雾器、GGH升温,最后通过烟囱排入大气^[3,4]。下面以此为例来分析拆除脱硫装置旁路烟道带来的影响。

2.1 高温烟气对脱硫设施的影响

脱硫吸收塔是烟气脱硫设施的核心装置,系统在塔中完成了对 SO_2 等有害气体的吸收。吸收系统能承受的温度为 $180\text{ }^\circ\text{C}$, 正常运行时锅炉引风机的出口烟气温度一般为 $120\text{ }^\circ\text{C}$ 左右, 在脱硫塔耐受范围内。当出现锅炉空气预热器故障停运等紧急情况时,会导致烟气温度急剧的升高,由于无脱硫旁路,即使此时锅炉紧急 MFT, 仍然会有部分高温烟气进入脱硫系统。烟温过高,会损坏吸收塔设备,如喷淋层、除雾器以及吸收塔防腐材料等,严重时还可能引发火灾事故。

2.2 高烟尘对脱硫吸收塔的影响

对采用燃油点火的机组,锅炉点火启动时,因需要投油助燃,这时烟气中会含有油雾。按电除尘的投运要求,这时电除尘也不能投入,因为此时烟气中的含尘量较高,烟气中的油雾和粉尘通过脱硫系统后,将被脱硫塔洗涤下来进入浆液系统,对石灰石浆液产生污染,危害到脱硫系统的安全运行和脱硫的效率。具体表现为吸收塔浆液 pH 值下降、密度降低,效率下降,石膏含水率较大脱水困难,有时有虚假液位及泡沫^[5]。严重时将对系统产生危害,影响脱硫性能甚至引起浆液中毒。

2.3 对机组设备可靠性的影响

取消脱硫旁路后,锅炉的烟气必须从脱硫吸收塔系统经过。因此任何能够引起脱硫系统退出运行的因素,都会造成锅炉机组跳闸。这些因素有:除尘器效率差、除尘器退出运行、增压风机保护跳闸、浆液循环泵全停等。

2.4 对机组运行控制的影响

现役机组中锅炉主机和脱硫系统基本都是独立控制的。它们之间只有少数信号联系。引风机调节挡板调节锅炉炉膛负压,增压风机调节挡板调节增压风机入口压力。由于引风机和增压风机是串联运行的,它们之间往往互相影响。在正常运行中,通过引风机自动调节和增压风机的自动调节能够维持炉膛负压和增压风机入口压力的稳定。但在锅炉大负荷运行情况下,锅炉的单台引风机突然跳闸,这时同侧的送风机会连锁跳闸,从而引发机组的快速减负荷(RB)动作。单侧风机跳闸后,增压风机入口烟气流量突然降低,因增压风机不能接收到 RB 信号,调节滞后,增压风机入口压力,亦即引风机出口压力,会突然降低。引风机出口压力降低后,引风机的出力增大,炉膛压力会降低,这时引风机会自动使控制挡板进一步关小,从而增压风机入口烟气流进一步减小。形成恶性循环,严重时会引起引风机失速,增大了机组运行的不稳定性。如果旁路存在,旁路会自动打

开,可以化解增压风机入口压力的突然变化。但旁路取消后,炉膛负压的剧烈波动会引起增压风机入口压力的剧烈波动,更进一步恶化炉膛负压的波动。

2.5 对机组启停顺序的影响

脱硫系统设有旁路时,主机启动与脱硫启动分别进行。机组启动时先开启脱硫旁路挡板,关闭 FGD 原烟气和净烟气挡板,然后启动锅炉,待点火油枪撤出,电除尘投入后,开启 FGD 原烟气和净烟气挡板启动脱硫系统,并逐步关闭旁路挡板,脱硫系统投入正常运行。旁路拆除后,需统筹协调脱硫与主机的启动。

3 脱硫装置旁路烟道拆除的应对措施

3.1 增设烟气事故喷淋减温装置

为防止事故情况下高温烟气进入吸收塔,损坏塔内设备及防腐材料,在吸收塔入口增加事故喷淋系统,喷淋水原则上选用厂用工业水,喷淋气动门配保安电源。在吸收塔顶部布置一个事故喷淋水罐,并且适当延长吸收塔的入口烟道,以便于布置事故喷淋喷嘴,且事故喷淋水有足够的蒸发、降温时间。当吸收塔入口烟气连续监测系统(CEMS)检测到烟气超温时,设置在水罐底部的阀门自动打开,降温水自流通过管道、喷嘴进入烟气,迅速被烟气加热蒸发,使得烟温降低。事故时烟气喷淋系统投运时应注意喷淋水气动门的状态及吸收塔液位,防止增压风机侧进水。

3.2 锅炉采用等离子点火或微油点火

锅炉在启动过程中不投油或尽量少投油,从而避免燃油和粉尘对脱硫系统吸收塔防腐材料和石灰石浆液的污染,目前大多数锅炉采用了等离子无油点火或微油点火技术可以满足这一要求。在锅炉启动前,应采取投汽加热、合理控制启动参数等方法缩短锅炉启动时间。在锅炉开始投粉时,投入电除尘器一电场,以减少进入吸收塔的粉尘量并降低油污染。根据运行经验和历次检修期间的观察,一电场所沾油污会在运行后受粗颗粒烟尘的高速冲刷而脱落,不影响除尘效果。

在燃油点火阶段,吸收塔浆液会受到未燃尽油雾的污染,使脱硫效果变差,为此应设置浆液置换系统,对受污染的浆液进行在线置换,及时排放受到污染的浆液。

3.3 提高脱硫系统的可靠性

脱硫装置主要由浆液制备系统、吸收系统、烟气再热系统、石膏脱水系统等组成。提高脱硫系统的可靠性也就是提高这几大系统的可靠性。为保证浆液供应系统的可靠性,将从石灰石浆液箱至吸收塔的

供浆管道改为双供浆管道,并采用自动切换方式,以提高吸收塔供浆的可靠性。为提高吸收系统的可靠性,将浆液循环泵电源分别接于不同的供电段,通过提高供电可靠性来避免因某段电源故障导致吸收塔浆液循环泵全停,造成机组停运。

根据目前国内已投运的 GGH 的运行情况来看,GGH 部件的腐蚀和换热元件结垢堵塞造成的增压风机运行故障已经成为 FGD 系统长期稳定运行的瓶颈之一。GGH 结垢特别严重时,烟气通流面积减小使烟气流速增加,风机压力升高。当 GGH 降压使风机出口压力处于风机失速区,风机严重脱离正常运行工况,造成风机喘振。最后导致增压风机过载跳闸。脱硫旁路拆除后增压风机跳闸将导致机组停运,造成机组可靠性降低。因此烟气再热系统考虑取消 GGH,同时对烟囱进行防腐处理。新版《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2011)明确要求对火电厂进行脱硝改造,取消 GGH 致使 NO_x 排放对地面浓度影响有所增加的问题,可在安装烟气脱硝装置后得到解决。对石膏排出泵、石膏旋流器和皮带脱水机等主要设备考虑备用,以提高其运行可靠性。此外,为防止保护信号误动,取消增压风机轴承温度高、振动大跳闸保护,取消液位低连锁停浆液循环泵保护,将以上信号改为报警。

3.4 对相关控制逻辑进行优化

旁路拆除后,脱硫吸收塔成为锅炉烟风系统一个重要组成部分,需要考虑主机运行与脱硫运行的协调,为此需对相关的控制和保护逻辑进行优化。删除涉及脱硫旁路挡板的逻辑,将脱硫系统的重要保护与锅炉 MFT 合并。增加事故喷淋装置控制逻辑,当吸收塔入口烟气温度升高到 $160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,启动事故喷淋装置;当烟气温度达 $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ (烟道防腐鳞片最高耐温)时,则锅炉 MFT;当脱硫浆液循环泵全停时,立即启动事故喷淋装置,同时锅炉 MFT。增压风机全停时,会造成锅炉排烟通道不畅,影响炉膛安全,锅炉 MFT。

旁路拆除后,增压风机的出力将直接影响锅炉安全稳定运行,以引风机和增压风机均为静叶调节轴流风机为例,为解决引风机与增压风机在剧烈扰动时的相互协调的问题,将增压风机的静叶执行机构的控制信号,由原来的脱硫分布式控制系统(DCS)控制改为主机 DCS 控制,并将引风机的静叶挡板开度反馈取平均后作为增压风机入口压力调节系统的前馈,对增压风机的入口压力进行调节,防止增压风机失速。

3.5 调整机组的启动与停运顺序

拆除旁路后机组的启动顺序发生了变化,启动脱硫工艺水和制浆系统—启动氧化风机—启动吸收塔浆液循环泵—打开送、引风机叶片开度至 100% —启动增压风机—依次启动两侧送、引风机。各大风机启动完成后,增压风机投入自动运行。锅炉点火时,为防止含油烟气影响吸收塔浆液,采用等离子点火方式,油枪投入备用。同时,为减少进入吸收塔浆液的烟尘和未燃尽煤粉,要求电除尘器尽早投入运行。停机时,必须等炉膛吹扫完成后,送、引风机和增压风机均停下后才能停运吸收塔浆液循环泵—停运氧化风机—停脱硫工艺水和制浆系统。

4 结束语

拆除脱硫系统旁路,可从根本上解决燃煤发电企业大气污染物直排的问题,在机组启停、事故工况时,原烟气仍将进入吸收塔,经脱硫处理后通过烟囱排出,减少了对大气的污染,杜绝了机组运行中擅自停运脱硫装置的可能,实现对脱硫设施运行过程的有效监管,提高脱硫设施运行效率。

脱硫旁路烟道拆除后,脱硫装置和主机组成为串联的生产系统,脱硫装置必须与主机组设备按照同样的标准和要求进行运行和维护,对锅炉和脱硫的检修及运行都提出了更高要求。只要在配套改造过程中和运行控制过程中采取适当的技术措施,就可以避免脱硫旁路挡板拆除及烟道封堵给燃煤发电机组运行带来的负面影响,实现脱硫装置与锅炉主机同步、长期、稳定的运行。

参考文献:

- [1] 张金伦,隋建才,廖能斌.湿法脱硫系统取消旁路烟道的技术经济性分析[J]. 热力发电,2009,38(10):1-4.
- [2] 赵生光.火电厂湿法烟气脱硫取消旁路烟道可行性分析与探讨[J]. 中国电力,2007,40(6):81-85.
- [3] 周至祥,段建中,薛建明.火电厂湿法烟气脱硫技术手册[M]. 北京:中国电力出版社,2006.
- [4] HJ/179—2005,火电厂烟气脱硫工程技术规范石灰石/石膏法[S].
- [5] 孙克勤,钟 秦.火电厂烟气脱硫系统设计、建造及运行[M]. 北京:化学工业出版社,2005.

作者简介:

陈华桂(1978),男,江苏姜堰人,高级工程师,从事火力发电机组的节能降耗与污染物减排方面的工作;
戴兴干(1977),男,江苏兴化人,助理工程师,从事火力发电机组的性能测试与优化方面的工作。

某 660 MW 超超临界机组凝结水精处理系统运行技术

戚更生
(射阳港发电有限责任公司,江苏 盐城 224346)

摘 要:针对某发电公司 660 MW 超超临界机组的凝结水精处理系统运行操作技术特点和现场存在问题进行了探讨研究,通过现场实际运用,总结了一些较为可行的运行操作经验,采取了相应对策。在系统运行中应尽量发挥前置过滤器的作用,注意加强高速混床冲水排气操作,确保床内压力与进水压力相平衡;同时,在混床树脂的输送、分离及再生过程中做到树脂输送彻底,混合树脂送入混床后不会分层,正确判断树脂擦洗效果,准确控制好树脂界面高度,保持树脂再生时冲洗水的流量稳定性等,从而确保凝结水精处理系统安全稳定运行。

关键词:精处理;高速混床;运行;操作

中图分类号: TM621 **文献标志码:** B **文章编号:** 1009-0665(2012)04-0071-04

目前,国内投入运行的和正在安装设计 600 MW 机组及以上的高参数机组均设有凝结水精处理装置,采取高速混床除盐是应用最为普遍的一种处理方式。在热力系统水汽循环回路中,任何一个环节的水质好坏都将影响机组的安全经济运行,而凝结水量很大,并且凝结水水质对整个热力系统的运行有着特别重要的作用,且凝结水精处理能提高汽水品质,缩短机组启动时间,提高机组安全性,尤其是当凝汽器泄漏时能保护热力系统,保证机组有足够的时间检漏或停运^[1]。因此,凝结水精处理系统的运行操作技术显得尤为重要。

1 设备概况

某发电公司三期工程 2×660 MW 燃煤机组的凝结水精处理系统采用中压系统,串于主凝泵与低压加热器之间,从凝结水泵来的凝结水通过精处理混床以去除溶解性固体。凝结水精处理装置与热力系统的连接采用单元制,系统连接流程为:凝汽器热井→凝结水泵→凝结水精处理装置→轴封加热器→低压加热器。凝结水精处理系统采用了中压凝结水混床系统,具体为前置过滤器与高速混床的串连。每台机组设置 2×50% 管式前置过滤器和 3×50% 球形高速混床,混床树脂失效后,采用三塔法体外再生系统,其中 5 号、6 号机组精处理共用一套再生装置。整套系统采用手动点操确认与自动程序的操作相结合。该公司三期凝结水工艺流程如图 1 所示。单台机组凝结水精处理主要设备参数如表 1 所示。

2 运行控制技术

2.1 凝结水精处理设备高速混床的投运及运行

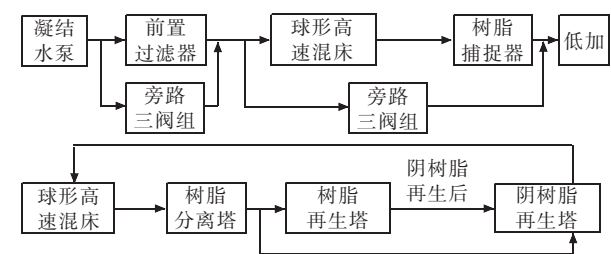


图 1 凝结水工艺流程

表 1 单台机组凝结水精处理主要设备参数

序号	设备名称	数量 / 台	规格和型号
1	前置过滤器	2	型号 CEC-F-1600;设计压力 4.3 MPa;工作温度≤55℃
2	高速混床	3	型号 CEC-B-3200;树脂层高为阳 550/阴 550;设备直径 3 256 mm(外径);设计压力 4.3 MPa;工作温度≤55℃;正常流速 100 m/h,最大流速 120 m/h
3	树脂分离设备	1	型号 CEC-SPT-03;设备直径 D 2 528×14 mm /D1 620×10 mm;设计压力 0.6 MPa;工作温度 5~50℃
4	阴再生设备	1	型号 CEC-ART-03;设备直径 1 516 mm(外径);设计压力 0.6 MPa;工作温度 5~40℃
5	阳再生设备	1	型号 CEC-CRT-03;设备直径 1 616 mm(外径);设计压力 0.6 MPa;工作温度 5~35℃
6	热水箱	1	型号 CEC-HT-8;设备直径 1 516 mm;加热棒 /4 只 /60 kW (型式 / 数量 / 功率)

2.1.1 投运

(1) 投运前的准备。在高速混床投入运行之前,必须检查压缩空气压力在 0.6~0.8 MPa 之间,确认凝结水前置过滤器和高混的旁路门都应全开,确认混床系统的所有手动进出阀门处于全开启状态,凝结水温度小于 50℃,凝结水压力小于 3.5 MPa,压力稳定。检查混床内是否满水,树脂混合是否均匀。如果上次停运到本次投运间歇时间较长,或者因其他方面的原因曾经对高速混床系统进行过排水检修

等,则必须对床体及其管道进行充水、排气。进行时必须逐台进行,至高速混床排气管溢水后方可投运。在高速混床进水时,首先必须打开高混上进冲洗水总阀,开启待投运高混的上进冲洗水阀、排空阀,开启树脂捕捉器排空门,开冲洗水泵,待树脂捕捉器满水后关闭树脂捕捉器排水门,待高混排空阀出水后关泵及阀门,以免机组正在运行时渗入混床罐体的压力通过补水管窜入低压系统。如果是检修失水,则必须把进水母管上的排气门打开排气。当然,若采用的是冲洗水泵进水,则首先必须确认母管内无中压,反之,则可以直接排气。

(2) 投运时的注意事项。高速混床升压:现场开启待投运高混的进水手动门和出水手动门,开待投运高混升压阀,发现高混进、出口压力平衡后,关闭升压阀。自动投运时要注意观察其压力平衡阀自动开启,当床体内的压力上升到设定压力时,进水气动门会缓慢打开。如果因某种原因必须手动投入或因平衡阀有问题而又暂时解决不了时,则可以通过现场的进口差压开关的手动连通阀使罐内压力达到与进水压力相平衡。必须注意的是在罐内的压力与进口水的压力未达到平衡时,切忌强行打开进水门,否则将会对床体造成损害。

2.1.2 运行状态时的注意事项

(1) 在精处理系统有中压渗入的情况下,尽量不要把混床从备用→解列,或从解列→备用频繁地切换。因为频繁地切换升压会造成对床体或树脂十分不利的影响,要尽可能地使其保持在一种常压或中压状态下。

(2) 要尽量发挥前置过滤器的作用,因为设置前置除铁过滤器对保护凝结水精处理混床,保证汽水品质,特别是缩短机组启动时间等非常有利^[2]。虽然启动滤芯滤径未放大,易导致滤芯堵塞差压上升现象,但值班人员要定期进行反洗工作,根据用水情况适当缩短反洗周期,确保前置过滤器能发挥应有作用,而不能把精处理混床看作是纯粹的过滤器,经常让它处理超过进水标准的凝结水,或者在凝结水较好的情况下将其退出,而在凝结水水质恶劣的情况下将其投运,这不仅会造成树脂的污染,交换容量的下降,同时也对混床的安全运行设置很大的障碍,而且也不符合良性循环的规律。所以应尽可能地保证混床的进水水质。

(3) 应经常检查树脂捕捉器有无树脂,经常检查高混压力、流量、压差、水温,不得超过允许值。当凝结水水质较差,高混运行时间不长,高混出水电导率和 SiO_2 都较低,而仅压差较高,将高混停运,把树脂送出进行擦洗。运行期间,应防止高混集中失效,

并且每台混床应留有至少 2 h 的紧急备用容量。

2.1.3 高速混床的运行方式

(1) 现有运行方式。通常情况下,2 台高速混床运行方式一致,即氢型。氢型运行阶段相比氨化混床而言,此混床的出水水质较为优良,但 pH 较低,周期制水量相对较少,据相关方面了解,树脂再生效果好的情况下,一般机组长时间连续运行情况下进口陶氏树脂周期制水量在 15~20 万 t,如果凝结水进水品质非常优良的情况下周期制水量可高达 25~30 万 t。目前需要加强混床出口的铁、硅、氯、总有机碳(TOC)的分析,用于判断启动树脂的运行状态。

(2) 调试初期由于考虑凝结水品质较差,加上前置过滤器启动滤芯失效未更换等因素,现场目前采取在高速混床周期制水量累计达到 6 万 t 左右就退出进行再生工作。

2.2 混床树脂的输送及分离和再生

2.2.1 树脂的输送

失效树脂由混床送出进入分离塔,采用上部进水,下部进气,气水混合进行树脂的输送。原则上必须保证树脂从混床中全部被送出,可通过所设计的一段透明管道进行观察(输送后期应观察到树脂窥视镜中有白色的气水一起流过)。如树脂结板,则先用冲洗水将大量树脂导出,再进部分水浸没水帽,通入压缩空气将残留树脂扰动起来,接着打开树脂输出门利用气流和水流将树脂导出,反复三到四次,其输送管道在最后由各个方向的水流冲洗干净,将残留在管道内的树脂送入分离塔。当树脂从混床中送出后,应该把再生好的备用树脂从阳塔送入混床。在该过程中要了解的是树脂被送入前,混床内是否保持无水状态。如混床处于无水状态能尽可能地确保混合好的树脂送入混床后不会分层。如果输入后混床中树脂严重不平整,应该放去部分水,再进水拉平树脂。

2.2.2 树脂的分离

(1) 树脂的擦洗。失效树脂在树脂分离塔内进行分离,第一步是擦洗。擦洗过程中值班人员可以通过反洗进水管上的压力表来了解反洗进水的情况。反洗进水初期,因进水量较大,所以压力可能在 0.3~0.4 MPa 内,在中后期则可能下降到 0.2~0.3 MPa,而到后期当流量保持在 5 t/h 以下时,则压力会小于 0.2 MPa,倘若最后压力仍保持很高,或大于 0.4 MPa,则就说明上部排水装置已经有堵塞现象^[3]。擦洗过程中由于某些原因可能造成一些破碎树脂堵塞分离塔的布水装置,并使分离塔憋压^[3],使得调节阀不能稳定调节进入塔内水的流量,或与预先设定的流量不符,这就直接影响到分层的效果。为了解决

这一问题,可以在擦洗排水后,让程序重新回到第一步进行满水,手动点击从上部布水装置同时进水和压缩空气,并从顶部排气门排出水、气混合物,10 min 后结束,然后让自动再生程序继续下去。树脂的擦洗可根据自行设定的次数反复多次进行。

(2) 树脂分层界面。密切观察树脂输出分离塔后的界面高度,避免交叉污染。在阴树脂输送前,值班人员必须到现场观察树脂的分离效果,它必须有一个明显的分界面,且分界面的高度适当。对于混脂层高度较低(缓冲带较少)的情况,必须准确地控制好界面高度,通过调试现有混脂层的界面在距阴树脂出脂管下端约 100~200 mm 左右^[1]。如果阴、阳树脂的界面过高,则可以通过手动点击把分离后的阳树脂从分离塔阳出脂门送出一些到阳塔或取出,或者进行阳树脂量的微调。如果界面过低,则可以通过装卸斗补充部分树脂到阳塔,并送入分离塔重新分离。

2.2.3 树脂的再生及混合

(1) 阴树脂的再生。阴树脂从分离塔输入阴塔后,对其进行体外再生。为使树脂被彻底再生,把吸附在树脂表面的脏物以及树脂在混床中携带的杂物和细小碎树脂清除掉,在再生过程中,首先必须对其进行擦洗,擦洗的次数可预先设定,步骤反复最少不低于 3 次,直至阴再生塔排水清澈为止。在进再生液的过程中,冲洗水的流量是保持稳定的,控制再生液碱流量 10 m³/h,同时保证其浓度在 4%~5%,温度目前没有投用电加热器,冬季可由三通调节阀自动控制在 40℃左右。再生中,如果出现浓度偏低,则首先观察其取样门的开度是否合适,冲洗水流量是否正常,计量箱液面是否正确,是否由于计量箱上部空气不流通造成,如果以上均正常,则要考虑是否是电表计、阀门及喷射器等方面的检修问题。调研有关厂家,值得借鉴的也有必要考虑的是,如果机组非连续运行,那么用于再生碱液加热的电加热水箱可提前 8~12 h 投入自动加热,倘若机组正常运行话,可在平时投入 1 只加热棒让其自动维持一定的温度(目前射阳港发电有限责任公司设计的是 5 号、6 号机各一组 2 只同时投运),这就避免了 4 只同时投入时的频繁启动或关断,不过当树脂再生前必须保持有 4 只加热棒同时加热。

(2) 阳树脂的再生。阳树脂的再生自动控制程序与阴树脂一样。但其再生液浓度控制在 5%左右,控制酸喷射器流量 8~10 m³/h,其再生用酸不需加热,HCl 溶液 20℃左右。

(3) 阴、阳树脂的混合。阳树脂漂洗结束后,进入阴、阳树脂混合程序。首先是阴树脂的输送,在输

送的过程中,阳塔上部会部分失水。因此,在混合前的排水过程中要注意监视阳塔上部的水位,以排水到上部窥视镜的下部为准,切勿把水排尽或水位过低。当混脂漂洗结束后,失效树脂也就处理完毕。

2.3 树脂捕捉器的相关检查及处理

精处理运行期间,必须定期对其配套的树脂捕捉器的排污门的排水进行取样检查。观察有无树脂跑出,同时要注意其就地差压计的差压变化,一旦差压计超过规定的 0.15 MPa,那么就必须考虑对它进行反冲洗了。

2.4 集中取样槽样品的调整及相关参数

取样槽中水样的监测直接关系到混床运行的情况。因此首先必须调整好取样槽的取样管一次门,它控制着整个取样槽的水样来源。取样槽取样管一次门可以保持足量的开度,除检修外,可保持不动。取样二次门进一步控制着各水样的流量,可对水样进行一定的减压,如果要对水样的流量进行大幅度调整,则可用它调节。减压阀后的部分,属于低压部分,可把减压阀调整到小于 0.6 MPa,即可以阻止中压窜入,以免影响仪表等。电导率表的流量可以控制在 200~300 mL/min,而 pH 则可控制在 300 mL/min 左右,不过要注意人工取样门流量不宜过大,否则会造成进入仪表水样的温度偏高。为了尽可能延长氢交换柱的工作周期,进入氢交换柱的流量不应太大,也不宜过小(不得低于 200 mL/min)。如果样品的水温偏高,则必须考虑冷却水的进水管处有无杂物堵塞造成冷却水源的不流畅,或者是水样的总流量过大。样品水温一般保持在 25~30℃左右^[4],取样槽各阀门调整好后,尽量不要再频繁地变动。

3 现场存在问题及对策

(1) 由于精处理系统热控用气要求质量高,如果压缩空气管道吹扫不彻底,杂质多,容易堵塞电磁阀,造成仪表异常及阀门开关不正常,严重时损坏电磁阀,造成阀门无法开关,特别是再生过程中会影响整个精处理系统程序的正常运行,引起事故。措施:检修人员对空气过滤器定期进行清理杂质,适时加强协调压缩空气管道吹扫工作,及时更换电磁阀。发生阀门异常时值班人员要及时点操暂停联系检修处理。

(2) 阴树脂分配符合要求,而阳树脂总量明显不足,导致 4 套树脂(3 台混床和 1 台阳塔)分配不均,致使系统自动状态下树脂输送和分离时不易控制好分层界面。措施:利用机组停运间隙适时补充阳树脂量,再逐台输送进行平均配置。

(3) 由于设计原因,精处理再生系统冲洗水泵

进口管道与除盐水泵出口管道连通,在冲洗水泵不使用的情况下,冲洗水泵进出口管道压力都达到0.60 MPa,致使在使用冲洗水泵时,水流量及压力都超标准,将会严重影响再生系统的树脂再生程序运行和影响再生效果,还会影响混床的树脂输入输出,影响前置过滤器的反洗效果。方案1,混床失效退出进行再生程序树脂输送时尽量保持除盐水泵不运行(主机不补水),母管出水靠静压。方案2,检修人员在冲洗水泵进口增加缓冲水箱,保证冲洗水泵的备压,或者整改管道系统,避免精处理系统冲洗进水管道设在除盐水泵出口管道上,应接至除盐水箱。

(4) 发现有时混床树脂程控输送过程中,由于树脂出口气动阀门打开不完全和输送设定时间条件下树脂未完全输送彻底,导致树脂分离时树脂量不足的现象。措施:通过观察树脂输送窥视镜和点操步延使树脂完全压出,同时在擦洗过程中必须避免树脂流失现象。

(5) 精处理主站的操作程序反应慢,操作中运行人员经常会多次按按钮,导致程序快进,引起操作失误,造成树脂输送不彻底现象。措施:加强针对性的事故预想培训,同时完善网络系统。

(6) 投运精处理取样架系统时发现恒温装置工作不正常,在线仪表温度显示偏高。措施:联系供货厂家来人处理,并合理调整温度设定。综合考虑夏

季环境温度对仪表数据带来的不利影响,必要时应对五路样水管路进行保温措施。

4 结束语

凝结水精处理混床投运和树脂再生操作虽然设计了自动控制程序,但必须人工严密监视,必要时值班人员应手动点操干预步序时间。精处理再生步序繁琐,再生时间长,特别是其中关键的几步操作:如输送树脂、树脂擦洗、分层、混合等必须严格按照规程规定来执行,不可忽视,足够重视并坚决避免阴阳树脂反流失现象。专业应跟踪加强对精处理操作的系统管理,使用统一规范的操作票,保证检修维护到位,控制系统正常。只要按规程认真操作,就能保证精处理高速混床的运行和再生效果。

参考文献:

- [1] 韩隶传. 凝结水处理[M]. 北京:水利电力出版社,2010.
- [2] 曹长武. 火力发电厂化学监督技术[M]. 北京:中国电力出版社,2005.
- [3] 朱蓓蕾. 凝结水精处理技术[R]. 武汉:电厂化学网论坛,2009.
- [4] DL/T 805—2004,火电厂汽水化学导则[S].

作者简介:

戚更生(1970),男,江苏盐城人,助理工程师,从事电厂扩建工程化学管理工作。

Operational Technology of Condensate Polishing Treatment System Installed in One 660 MW Ultra-supercritical Power Plant

QI Geng-sheng

(Sheyanggang Power Generation Co.Ltd., Yancheng 224346, China)

Abstract: Focusing on the technical characteristics of the operations of condensate polishing treatment systems as well as the existing issues in one 600 MW ultra-supercritical power plant, this paper summarizes several feasible operational experiences through filed application. Several measures are adopted. It is concluded that the pre-filters should be utilized to the greatest extent, and the water vent operations of high-speed mixed beds needs to be strengthened. Meanwhile, during the transport, separation and the regenerative processes, the resins should be transported out thoroughly, and no separation should occur after the mixed resins are put into the mixed beds. Besides, judging the scrubbing effect reasonably, controlling the interface height accurately and keeping the reliability of the flow utilized to scour the resins are also effective measures.

Key words: polishing treatment; high-speed mixed bed; operation; handle

(上接第70页)

Countermeasures for the Remove of Desulfurization Bypass in Active Coal-fired Power Plants

CHEN Hua-gui, DAI Xing-gan

(Jiangsu Fangtian Electric Power Technology Co.Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: The reasons for the application of desulfurization bypass systems as well as their function in coal-fired power plants are introduced in this paper. The issues induced by the remove of the desulfurization bypass systems are analyzed, and the corresponding countermeasures are subsequently proposed to achieve the synchronous, long-term stable operation between the desulfurization system and the main plant. This work can provide reference for the remove of desulfurization bypass systems.

Key words: coal-fired power plant; gas desulfurization; bypass; remove

双轴 E 级燃气蒸汽联合循环机组甩负荷试验

彭 辉,于 强
(江苏方天电力技术有限公司,江苏 南京 211102)

摘 要:分析比较双轴 E 级燃机与单轴燃机、燃煤汽包炉机组在甩负荷时的差异,通过现场试验为燃机甩负荷控制策略提供依据。文中详细介绍了双轴燃机甩负荷的过程,计算出甩负荷的动态参数和转动惯量。

关键词:燃机;双轴;联合循环;甩负荷

中图分类号:TM62

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0075-03

由东汽引进三菱技术生产的首台双轴 E 级燃气蒸汽联合循环机组,商业运行前根据电网的要求进行甩负荷试验,评价机组调速系统的控制能力,实测双轴燃机转子的转动惯量^[1]。为完成首台双轴 E 级燃气轮机的甩负荷试验,以东汽 M701D 型燃机为研究对象,与单轴燃机、亚临界汽包炉机组作比较,分析机组甩负荷的差异,为制定燃机甩负荷控制策略提供了重要依据,通过现场试验计算得出机组甩负荷的主要参数和转子转动惯量,为同类型机组甩负荷试验提供参考。

1 系统简介

某厂 2×220 MW 燃机热电联产工程是依托国家“川气东送”在江苏省的重要配套项目。燃气轮机(以下简称 GT)为东汽供货引进三菱技术生产的 M701D 型燃机,燃用天然气,额定出力为 140.3 MW,排气温度为 534.7℃;汽轮机(以下简称 ST)为东汽供货的 D78B 型号高压、单缸、双压、无再热、下排汽、单轴抽汽凝汽式供热机组,发电出力为 62.29MW,供热出力为 58.46 MW,高压进汽参数为 7.135 MPa(a)/515.4℃/210 t/h,低压进汽参数为 0.399 MPa(a)/270.3℃/47.52 t/h;余热锅炉采用杭州锅炉有限公司生产的型号为 NG-M701D-R1 的高压或次高压蒸汽参数、双压、自然循环、卧式布置余热锅炉;燃机控制系统(TCS)随三菱燃机配供,采用三菱重工的 DIASYS 系统;DCS 采用 ABB 公司的 SYMPHONY 系统。

燃机部分由 19 级的压气机,18 个预混式低 NO_x 燃烧器和 4 级透平组成,燃烧室为环管型燃烧室,由 18 个预混式低 NO_x 燃烧器组成,每个预混式低 NO_x 燃烧器由 8 个主喷嘴和 1 个位于中心部位的值班喷嘴组成。压气机转动产生压缩空气在燃烧器内与已被处理过的天然气混合并点火,被压缩和加热后的混合气体膨胀通过燃气透平做功,一部分

能量用于驱动压气机,而其余部分能量用于驱动发电机,膨胀后的气体则通过余热锅炉从主烟囱排入大气,由余热锅炉产生的两段过热蒸汽进入汽轮机做功直接驱动发电机。燃机的转速负荷由燃料控制阀控制,汽轮机转速负荷由 2 个高压调门、1 个低压调门控制。为方便启动系统,设计了 100%容量的高低压旁路均直接排至凝汽器^[2]。

2 双轴燃气联合循环机组甩负荷特点

2.1 与 9F 单轴燃气联合循环机组比较

9F 单轴燃气联合循环机组燃气轮机与汽轮机在同一轴线上,驱动同一发电机,甩负荷时汽轮机退出控制,主汽门与调门同时关闭,仅靠燃气轮机提供动力维持机组 3 000 r/min;双轴燃气联合循环机组,燃气轮机甩负荷时,主燃料阀瞬间大幅关小,巨大的能量瞬间失去,燃气轮机维持空负荷转速时排气温度的迅速下降,快速冷却余热锅炉,汽机侧的蒸汽参数急剧下降,需立即手动快速降低汽轮机组负荷,同时调整旁路来逐步停止汽机,必要时打闸停机以保证汽轮机安全,所以双轴燃机只能分别进行燃气轮机和汽轮机的甩负荷试验。从厂家提供的的停机曲线,如图 1 所示。燃气轮机从满负荷到空负荷,排气温度从 530℃降低到 280℃左右,余热锅炉提供的蒸汽参数无法维持汽轮机空转。

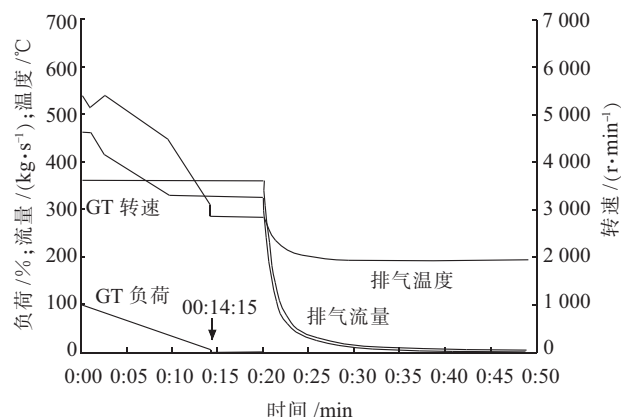


图 1 M701D 型燃机停机曲线

2.2 与燃煤汽包炉比较

(1) 燃煤汽包炉甩负荷时,由于汽包炉具有较大的蓄热量,试验时控制好汽包水位和油枪的进油量^[3],维持汽温不剧烈变化即满足试验要求。

(2) 双轴燃气联合循环机组汽轮机组甩负荷时,既要满足锅炉安全门不动作,高压旁路的开启又要保证凝汽器的安全,需及时调整燃气轮机的排气量,降低燃气轮机的负荷,同时满足汽轮机主汽门前汽温降幅不大于 50℃,需现场进行燃气轮机负荷、排气温度与蒸汽温度变化关系的试验,确定甩负荷时燃气轮机的对应负荷。

通过试验,本机组增加“汽机甩负荷动作时,燃机快速减负荷至 70 MW,速率为 140 MW/min”的逻辑。同时为防止低压蒸汽超压,提高汽轮机控制转速的能力,采用全开低压旁路对低压蒸汽回路泄压,低压调门关闭后不再参与转速调节。

2.3 与单纯的汽轮机比较

与汽轮机瞬间关闭进汽调门不同,燃气轮机通过控制最小燃料量以维持燃机不熄火不跳机。为保持燃机空负荷定速运行,主燃料阀瞬间大幅关小,这会造成燃机熄火或者燃烧压力波动过大等情况,导致燃机出现安全隐患,因此需进行现场试验,得出最小控制信号输出(CSO)限定值。在甩负荷试验期间,还应安排专人进行燃机熄火及压力波动的监视。

甩负荷时汽轮机直接关闭调门阻止蒸汽进汽,转子最大加速度出现在调门开始关闭的瞬间,调门关闭后主要是中间容积蒸汽推动转速爬升^[4];燃气轮机是直接降低燃料量至最小值,待转速下降后再开启燃料控制阀维持空负荷转速,转子最大加速度出现在燃料控制阀开始关闭的瞬间。由于一直有最低燃料量维持,燃气轮机转速的飞升值较汽轮机大的多,通常接近 3 300 r/min,控制不好更容易引起超速保护动作。

3 甩负荷试验情况

3.1 汽机甩负荷

2011 年 11 月 24 日进行汽机 100%甩负荷,按下电气“紧急停机”按钮,联跳发电机主开关、灭磁开关,甩掉全部电负荷,功率负荷预测功能作用,迅速关闭高低压调门,旋转隔板,甩负荷后汽机转速飞升至 3 112 r/min,3 s 后转速 3 060 r/min 时高压调门开启,超速保护装置(OPC)动作 1 次后机组转速缓慢稳定在 3 000 r/min 左右,燃机快速降至 70 MW。甩负荷时前后主要参数如表 1 所示,汽轮机甩负荷曲线如图 2 所示。

根据图 2 计算出动态超调量: $\Phi=(n_{\max}-n_0)/n_0\times$

表 1 汽轮机甩负荷时前后主要参数值

类别		试验前	30 s 后
燃机侧	功率 /MW	141	70
	排汽温度 /℃	515	477
汽机侧	功率 /MW	70	0
	转速 /(r·min ⁻¹)	3 000	3 027
	主蒸汽压力 /MPa	5.0	5.2
	高旁开度 /%	3	55
	主汽温度 /℃	495	485

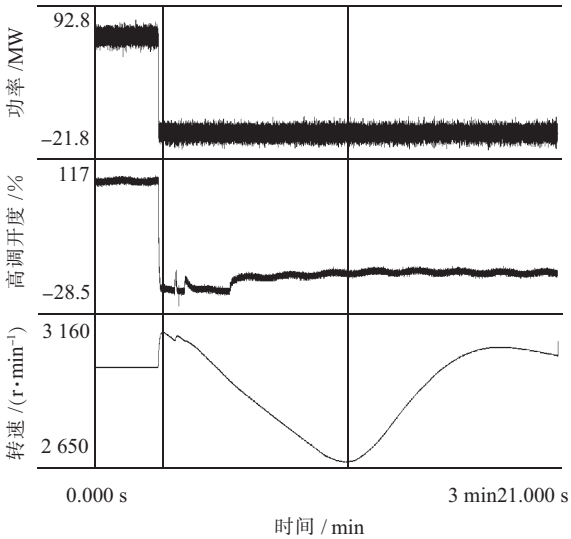


图 2 汽轮机甩负荷曲线(最高飞升转速 3 112 r/min)

$100\%=(3\ 113-3\ 000)/3\ 000\times100\%=3.7\%$,且 $\Phi<5\%$,该值满足国家标准的要求。

3.2 燃气轮机甩负荷

2011 年 11 月 24 日,进行燃气轮机 100%甩负荷,甩负荷动作后燃料控制阀门随转速的变化曲线,如图 3 所示。CSO 与主要阀门的变化值,如表 2 所示。

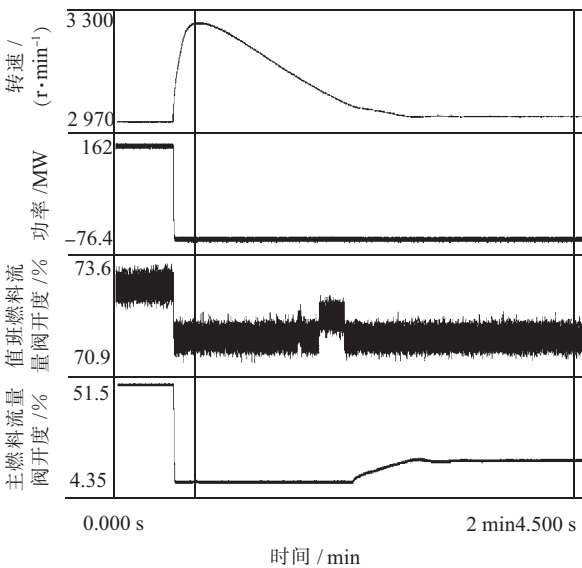


图 3 甩负荷后燃料控制阀随转速变化的曲线

表 2 甩负荷前后各主要阀门变化

类别	解列前	解列后
功率 / MW	145	0
CSO/%	91.4	17.9
进口空气阀开度 (IGV)/ %	100	0
旁路开度 (BYOASS)/ %	0	100
主燃料流量阀 / %	47	8.9
值班燃料流量阀 / %	72.9	71.8

燃气轮机阀门迅速关小维持最小 CSO，经过 5.850 s 转速飞升到最大值 3 294 r/min 后缓慢下降，约 50 s 后主燃料流量阀逐步开启，维持转速稳定在 3 000 r/min。汽机侧由于主蒸汽温度下降速度过快，手动打闸停机。

3.3 燃气轮机甩负荷数据处理

通过对平滑处理后转速曲线进行微分处理，可得到加速度曲线，如图 4 所示。从图 4 中读取最大加速度点和最高飞升速度点的数据如表 3 所示。转子加速度最大值 $a=183.7\text{ (r}\cdot\text{min}^{-1})/\text{s}$ 。

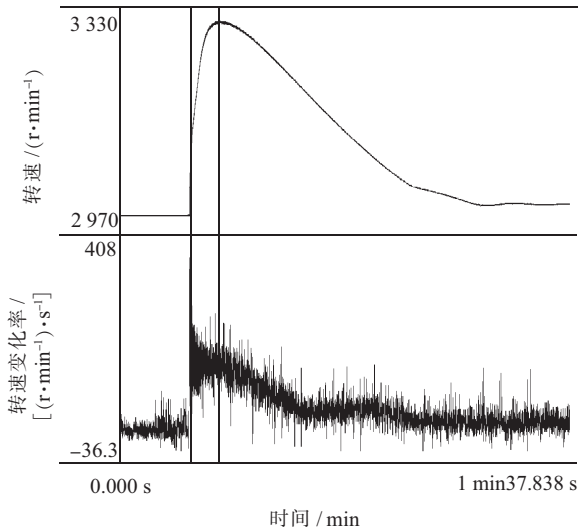


图 4 燃气轮机甩负荷后转速的变化曲线及微分变换后加速度曲线

表 3 燃气轮机甩负荷后转速的变化曲线及微分变换后加速度曲线数据表

名称	最大加速度点	最高飞升速度点	差值
转速 / $(\text{r}\cdot\text{min}^{-1})$	3 007	3 294	287.0
转速变化率 / $[(\text{r}\cdot\text{min}^{-1})\cdot\text{s}^{-1}]$	183.7	147.2	-36.5
时间 / s	15.21	21.06	5.850

通过计算，转子时间常数为： $T_a=16.33\text{ s}$ ，转子转动惯量 $J=24\,384.7\text{ kg}\cdot\text{m}^2$ ，此转子转动惯量与设计值基本接近。

4 结束语

- (1) 双轴燃气蒸汽联合循环机组由于燃机的特性，甩负荷试验只能分别进行。
- (2) 甩负荷试验前需现场确定燃机的最低负荷范围，以降低蒸汽压力的波动，防止锅炉安全门动作，同时满足汽轮机甩负荷后蒸汽温度的要求。
- (3) 由于燃机中间容积相对的较大，甩负荷后飞升速度高，超速保护且宜临时设置在 3 300 r/min 以上。

参考文献：

[1] DL/T 5437—2009. 火力发电建设工程启动试运及验收规程 [S].
[2] DL/T 711—1999. 汽轮机调节控制系统试验导则 [S].
[3] 田 丰. 国产 600 MW 超临界机组甩负荷试验分析[J]. 汽轮机技术, 2009, 51(3).
[4] 薛江涛, 彭 辉. 660 MW 超超临界机组甩负荷快速并网试验策略研究[J]. 江苏电机工程, 2010, 29(6): 71-73.

作者简介：

彭 辉(1967), 男, 江苏南通人, 高级工程师, 从事电厂汽轮机调速系统研究及新建机组调试工作;
于 强(1985), 男, 河北秦皇岛人, 助理工程师, 从事电厂汽轮机现场调试及甩负荷试验工作。

Load Rejection Test Carried Out on Two-shaft E-grade Gas-steam Combined Cycle Power Plant

PENG Hui, YU Qiang

(Jiangsu Fangtian Electric Power Technology Co.Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: The differences among the two-shaft E-grade gas turbine, single-shaft gas turbine and the coal-fired steam drum power plant are analyzed in this paper. Field tests have been carried out to provide reference for the determination of control strategy. The detailed load rejection process of two-shaft E-grade gas turbine is introduced. Besides, the dynamic parameters as well as the moment of inertia are also calculated.

Key words: gas turbine; two-shaft; combined cycle; load rejection

马鞍山当涂发电厂 2×660 MW 机组输煤系统设计与运行

周伟朵
(江苏省电力设计院,江苏 南京 211102)

摘 要:介绍了马鞍山当涂发电厂 2×660 MW 超临界燃煤发电机组工程的输煤系统的设计及运行情况,对输煤系统运行中一些问题进行了分析并提出建议,给同类工程输煤系统设计提供一些参考。
关键词:燃煤电厂;输煤系统;设计;运行
中图分类号:TM62**文献标志码:**B**文章编号:**1009-0665(2012)04-0078-03

马鞍山当涂发电厂位于安徽省马鞍山市当涂县境内长江右岸,规划容量为 2×660 MW+2×1 000 MW,一期建设 2×660 MW 超临界燃煤发电机组,采用淮南矿业集团公司煤作设计煤种,电厂来煤按全部采用铁路运输设计。

1 设计原始资料

1.1 耗煤量

电厂一期及下期工程耗煤量如表 1 所示。

表 1 机组耗煤量 t			
机组容量		一期 2×660 MW	二期 2×1 000 MW
设计煤种	小时耗煤量	582.8	808.6
	日耗煤量	11 656	16 168
	年耗煤量	320.5×10 ⁴	444.7×10 ⁴
校核煤种 1	小时耗煤量	619.2	860.4
	日耗煤量	12 384	17 208
	年耗煤量	340.5×10 ⁴	528.2×10 ⁴
校核煤种 2	小时耗煤量	613	851.8
	日耗煤量	12 260	17 036
	年耗煤量	337.2×10 ⁴	468.5×10 ⁴

注:日耗煤量按 20 h 计;年耗煤量按 5 500 h 计。

1.2 日最大来煤量

按表 1, 2×660 MW 机组日耗煤量为 11 656 t,考虑日来煤不均衡系数 1.2, 一期工程日最大来煤量约为 1.4 × 10⁴ t。二期扩建后,全厂日耗煤量为 27 824 t,考虑日来煤不均衡系数 1.2,日最大来煤量约为 3.34 × 10⁴ t。

2 输煤系统设计

在设计中贯彻“经济适用、系统简单、安全可靠、高效环保、以人为本”的原则,输煤方案力求减少转运、缩短流程,采用“简捷即可靠”的设计思路。

2.1 卸煤设施

燃煤由火车从矿区经铁路运输至毛耳山接轨站—电厂铁路专用线—马鞍山当涂发电厂。

卸煤系统按 2×660 MW+2×1 000 MW 机组容量统一规划,一期建设 2 台单车翻车机,二期再扩建装 1 台单车翻车机。

一期卸煤铁路按 5 股线配置,2 条重车线,2 条空车线,1 条机车走行线,空车线和重车线的有效长度均满足整列车进厂条件,有效长度 1 050 m。

翻车机系统采用折返式布置。翻车机采用“C”型单车翻车机及其配套的调车系统,适用车型为 C50~C70。翻车机系统包括翻车机、重车调车机、迁车台、空车调车机、振动煤篦等设备。当机车把重车推送就位后,由重车调车机牵引列车至翻车机的作业范围实现翻卸作业,在空、重车线的端头安装有迁车台,将车辆由重车线移至空车线,卸完的车辆在空车线集结,由铁路机车牵引出厂,整个卸车作业过程可手动控制也可自动程序控制。翻车机下给煤设备采用进口活化给料机,每台翻车机下设 2 台活化给料机,每台出力为 100~900 t/h。

该卸煤系统设计特点:按一期和二期共用、统一规划和建造,考虑到一、二期工程建设具有较长的时间间隔,系统设计既考虑到一期工程的可靠备用率、运行安全性和灵活性,同时也兼顾二期工程,避免重复建设、投资浪费。

2.2 卸煤系统出力

依据火力发电厂设计技术规程^[1,2]的相关条例:每台翻车机的平均年利用率取 40%,日最大利用率取 45.8%,车辆平均载重为 60 t,随着翻车机的可靠性和自动化水平的提高,其平均综合出力可达 25 辆/h。考虑到火车采样需耗费一些时间,翻车机平均综合出力按 18~20 辆/h 进行计算单台单车翻车机最大卸煤能力。

单台单车翻车机每小时出力为 (日最大利用率取 45.8%):24 h×45.8%×(18~20 辆/h)×60 t/辆=

11 880~13 190 t;

单台单车翻车机年卸煤量为(年平均利用率取 40%): $24\text{ h}\times 365\times 40\%\times (18\sim 20\text{ 辆/h})\times 60\text{ t/辆}=378.4\sim 420.5\text{ 万 t}$;

一期的 2 台单车翻车机的综合日卸煤能力为 23 760~26 380 t、年卸煤能力为 756.8~841 万 t,可满足 2×660 MW 机组的日耗煤量、年耗煤量的需要,且有相当大的余量。二期再建一台单车翻车机,则全厂日卸煤能力为 35 640~39 570 t、年卸煤能力为 1 135.2~1 261.5 万 t,完全能满足 2×660 MW+2×1 000 MW 机组的日耗煤量、年耗煤量的需要。

2.3 储煤设施

贮煤场总容量按 2×660 MW+2×1 000 MW 机组 15 d 耗煤量设计。一期建设两座并列斗轮堆取料机条形煤场,横向折返式布置,长 207 m,宽 165 m,贮量约 20.4 万 t。

一期每个煤场设堆料 1 500 t/h,取料 1 000 t/h,悬臂长度 30 m 的斗轮堆取料机各一台。尾车型式:可折返、可通过,既能满足一期堆取料要求,还能实现往二期煤仓上煤功能。

二期扩建时,可将一期两座斗轮堆取料机煤场延长,再新上 2 台堆料 1 500 t/h、取料 1 500 t/h、悬臂长度 30 m 通过式固定单尾车堆取料机。

每个煤场设双路带式输送机,一期建设 1 路,预留 1 路。该储煤系统相比于其他电厂双煤场系统具有以下特点:煤场的煤堆为一期和二期共用,一期和二期的斗轮机及煤场输送机并列布置于整个煤场,使得一、二期锅炉都能单独使用全煤场的贮煤,这样系统的安全性备用性大大提高,运行和检修的手段更加灵活。

另外煤场配备轮式装载机和履带式推煤机作为煤场辅助机械。

2.4 带式输送机系统

一期共有 8 条带式输送机,均为双路布置,翻车机翻卸的煤通过带式输送机可进入煤场,也可直上煤仓。卸煤系统及煤场带式输送机适应翻车机卸煤系统最大输出能力, $B=1\,400\text{ mm}$, $V=2.5\text{ m/s}$, $Q=1\,500\text{ t/h}$ 。

上煤系统(煤场后系统)的带式输送机按三班运行设计,满足大于等于锅炉耗煤量 150%的要求,一期上煤带式输送机为双路 $B=1\,200\text{ mm}$, $V=2.5\text{ m/s}$, $Q=1\,000\text{ t/h}$ 。输煤栈桥全封闭设计。

2.5 辅助设施

2.5.1 筛碎设备

每路上煤带式输送机设置 1 套筛碎设备。为了节约运行费用,在每台碎煤机前设置 1 台出力为

1 000 t/h 倾斜式滚轴筛,来煤先经过滚轴筛,粒度大于 30 mm 的大块进入碎煤机破碎,小于 30 mm 直接进入下一级带式输送机。环锤式碎煤机出力为 800 t/h,出料粒度为 30 mm。

2.5.2 计量与采样

入厂煤计量设备采用静态轨道衡,2 股重车线下各布置一套,静态轨道衡布置于夹轮器后的第二节车厢下面,利用重调进翻车机和翻车机翻车这段时间称重,不影响翻车效率。在碎煤机后的带式输送机上安装电子皮带秤、循环链码校验装置。入厂煤采样设备采用 1 套“π”形火车采制样设备,露天布置于 2 条重车线上方,能分别对 2 条重车线来车进行采样。在碎煤机室后设置 1 套入炉煤皮带采样装置,2 台采样头能分别对两路带式输送机进行采样。

2.5.3 大块煤处理及除铁器布置

翻车机下设振动煤篦,滚落的大块人工处理;系统分别在翻车机出口、煤场出入口、碎煤机室前后设一级除铁器。

2.5.4 其他辅助设施

为了便于设备维护和检修,在翻车机室上方设了 20 t/5 t 双吊钩桥式起重机;其它各转运站、碎煤机室等设了电动葫芦或电动单梁起重机。在所有倾斜落煤管外壁安装有堵煤检测装置和仓壁振动器,每路带式输送机都设有跑偏开关、拉绳开关、速度检测装置和纵向撕裂保护装置等一次保护元件。为改善厂区环境,输煤系统设水冲洗,煤场设水喷淋装置,各转运点设喷雾抑尘装置。

3 输煤系统运行情况

一期工程 2 台机组均于 2008 年 12 月投运,至今输煤系统运行基本良好,但有下列问题值得探讨。

3.1 翻车机卸车效率

一期工程的 2 台单车翻车机及其配套的调车系统均由武汉电力设备厂供货并负责日常维护工作,目前翻车机翻卸一节车厢需要 4~5 min,实际运行的综合卸车出力仅为 12~15 节/h,远远达不到翻车机的额定出力。经过试验分析,造成翻卸效率低的主要原因是火车取样机花费时间较多。当停运火车取样机、翻车机下给煤设备运行正常时,每小时翻卸的车辆约 22 节。由于火车取样机的产品质量不是很可靠,曾发生过螺旋钻取式采样头多次断裂、大悬臂梁严重变形等问题,对设备进行维修和加固后为了安全考虑,降低了采样小车移动和采样头升降的速度,按照 GB 475—2008 标准布点取样,每节车厢采样 3 个点所需的总采样时间最少需 200 s,如碰到大块煤、冰冻煤层等情况时需要时间更多,远大于设备

合同中保证的小于等于 120 s, 当 2 条线同时卸煤时,更是影响翻车机翻车效率。

运行人员还反映活化给料机煤质适应能力较差,在设计煤种下活化给料机运行良好,物料下落通畅且密封性好,周围环境较好,但是当煤较潮湿、粘性大的时候,堵煤情况严重,对翻车机卸车效率的影响也比较大,现在电厂在活化给料机上方的煤斗上设了一个人孔门,当堵煤情况比较严重时进行人工清堵。

3.2 带式输送机减速器温度过高

本工程带式输送机的减速器是由输送机设备厂选型配套的,减速器品牌为英国波顿,其中 4 条带式输送机的减速器选型偏小,没有满足合同中减速器的机械功率和许用热功率都应不低于电机额定功率这条要求,投运后这 4 条输送机的减速箱外壳温度偏高,夏季外壳最高温度达 110℃,超过减速器润滑油允许工作温度,虽然通过加强监测、勤换润滑油等措施,到目前还未发生质量事故,但为了运行安全,电厂考虑更换这几条皮带机的减速器,加大型号。

4 结束语

马鞍山当涂发电厂 2×660 MW 机组的输煤系统,通过两年多的运行考验,输煤系统运行良好,没有发生过因为输煤系统的问题而影响整个机组安全满发的现象,保证了厂的安全生产,系统的设计得到

了电厂的肯定和好评。运行中存在一些问题虽然多数是由个别设备的质量问题没有达到设计要求造成,但有下列建议给今后同类工程输煤系统设计提供一些参考。

(1) 咨询多家火车采样设备厂,如按照 GB 475—2008 标准布点取样,每节车厢总采样时间约 150 s,对于每个翻卸周期,重车调车机牵整列重车的时间约 37 s,因此对于采用火车采样的单车翻车机卸煤系统,每台翻车机平均综合出力按 18~19 辆/h 计算比较合适。另外建议每股重车线配置一套火车采样装置,尽量减少对翻车机卸车效率影响。

(2) 调研另外同规模电厂的活化给料机使用情况,也反映当煤质较潮湿粘性大的时候也易堵煤,建议对于电厂燃煤较为潮湿黏性大的情况,可选用其他类型给煤设备。

(3) 建议在带式输送机的招标文件中明确规定皮带机各主要部件的型号,以避免设备厂为了降低设备投标价格,部件选型普遍偏小的问题。

参考文献:

[1] DL/T 5000—2000,火力发电厂设计技术规程[S].
[2] DL/T 5187—2004,火力发电厂运煤设计技术规程[S].

作者简介:

周伟朵(1979),女,浙江绍兴人,工程师,从事火电厂输煤除灰系统设计工作。

Design and Operation of the Coal Handling System of 2×660 MW Plants in Maanshan Dangtu Power Generation Company

ZHOU Wei-duo

(Jiangsu Electric Power Design Institute, Nanjing 211102, China)

Abstract: The design and the operation conditions of the coal handling system of 2×660 MW power plants in Maanshan Dangtu Power Generation Company are introduced in this paper. The issues occurred during operating periods are analyzed and several suggestions are proposed. This work can provide reference for the design of similar coal handling systems.

Key words: coal-fired power plant; coal handling system; design; operation

如何认读电能表及计算电费

现在,一般每家每户都安装了电能表。家庭安装电能表的作用是累计计量各种家用电器所消耗的总电能,以此作为核算收缴电费的依据。

电能表上设有计度器,一般它有五位读数,前四位数在黑色格内表示整数,最后一位数在红色格内表示小数。

一般电费都是按月计算收缴的,因此,每月都要查抄电能表的读数。查抄时只记录整数,即只抄录电能表计度器的前四位黑格内的数,不抄录红色格内的数。

月用电量计算公式为:

月用电量=本月电能表指示数-上月电能表指示数

现在,算一下王欣家 6 月份的电费应交多少。王欣家 6 月底电能表指示数为 2 200,5 月底抄录的指示数为 2 000,则 2 200-2 000=200 kW·h,6 月份王欣家用了 200 kW·h 电。如果每 kW·h 电费为 0.5 元,王欣家应交电费为: 0.5 × 200=100 (元)。你也可以根据以上例子算一算你家每月用了多少 kW·h 电。

电力储能技术发展和应用

张翼

(江苏省电力公司电力科学研究院,江苏 南京 211103)

摘要:简述了电力储能技术的分类,包括化学储能(如锂离子电池、钠硫电池、液流电池等)、物理储能(如抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等)和电磁储能(如超导储能、超级电容器等)的基本原理以及国内外发展概况,指出了电力储能技术在实现电网安全可靠稳定运行、解决风电等可再生能源并网发电对电网的影响和供用电不平衡等问题时的重要作用。

关键词:化学储能;物理储能;电磁储能

中图分类号:TM619

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)04-0081-04

2011年3月11日发生在日本本州岛以东的大地震引发的核泄漏事故,使得人们清醒地认识到推动更加安全的可再生能源发展的必要性,但是可再生能源发电,特别是风能发电具有明显的间歇性、随机性和可调度性低的特征,随着风能发电的大规模并网应用,将对电力系统的安全稳定运行产生较大影响。因此,通过发展储能技术来平抑可再生能源发电的不稳定性已在世界范围内形成共识。储能技术,尤其是大规模储能技术可以减轻昼夜间电网峰谷差,平滑负荷,不仅可以提高电力设备运行效率,降低供电成本,还能促进可再生能源的应用,提高系统运行稳定性、调整频率、补偿负荷波动等。储能技术对于实现电网运营的安全可靠、经济高效是不可或缺的。全球大容量储能技术呈现多元化发展格局,储能技术主要有化学储能(如锂离子电池、钠硫电池、液流电池等)、物理储能(如抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等)和电磁储能(如超导储能、超级电容器等)三大类。

1 化学储能

1.1 锂离子电池

锂离子电池的阴极材料为锂金属氧化物,具有高效率、高能量密度的特点,并具有放电电压稳定、工作温度范围宽、自放电率低、储存寿命长、无记忆效应及无环境污染性等优点。锂离子电池在电动汽车的应用方面有望成为后起之秀。另外,大容量锂电池储能电站正逐渐兴起,美国在锂离子电池的应用方面领先,美国电科院在2009年开展了MW级锂离子电池储能系统用于平滑风电场功率波动的示范应用,但目前锂离子电池在大尺寸制造方面存在一定问题,过充控制的特殊封装要求高,价格昂贵,所以尚不能普遍应用。目前世界上运行的最大

锂离子储能系统是A123公司投资建设的,装机容量为2MW^[1]。

1.2 钠硫电池

钠硫电池是以Beta-氧化铝为电解质和隔膜,并分别以金属钠和多硫化钠为负极和正极的二次电池。钠硫电池储能密度为140(kW·h)/m³,体积减少到普通铅酸蓄电池的1/5,系统效率可达80%,单体寿命已达15年,且循环寿命超过6000次,便于模块化制造、运输和安装,建设周期短,可以根据用途和建设规模分期安装,很适用于城市变电站和特殊负荷^[2]。钠硫电池最早发明于上世纪60年代中期。早期的研究主要针对电动汽车的应用目标,但长期的研究发现,钠硫电池用作电动汽车等移动器具的电源时,其安全性问题难以解决,而用作固定的电池储能站更具有优势。日本NGK公司是国际上钠硫储能电池研制、发展和应用的主要机构。2002年NGK公司开始了钠硫电池的商业化生产和供应。2004年7月当时世界上最大的钠硫电池储能站(9.6MW/57.6MW·h)在日本Hitachi自动化系统工厂正式投入运行。目前,在全球NGK已有100余座钠硫电池储能站正在运行^[3]。

国内钠硫电池的研究始于上世纪六十年代末,在初期其发展几乎与国外先进水平同步,研究单位也很多,但在随后的二十余年中,国内钠硫电池的研究仅局限于电动车动力用蓄电池。直到2005年上海硅酸盐研究所与上海市电力公司合作,开展大容量钠硫电池的研究。2009年11月,成功地研制出具有自主知识产权的容量为650A·h的钠硫储能单体电池,使我国成为继日本之后世界上第二个掌握大容量钠硫单体电池核心技术的国家。现已建成2MW大容量钠硫单体电池中试生产示范线,并成功研制100kW级的钠硫电池储能系统,进入2010年上海世博会展示。但至今尚未实现大容量钠硫储能电池

的产业化发展。

1.3 液流电池

液流电池,与通常蓄电池的活性物质被包容在固态阳极或阴极之内不同,液流电池的活性物质以液态形式存在,既是电极活性材料又是电解质溶液,它可溶解于分装在两大储液罐的溶液中,由各个泵使溶液流经液流电池,在离子交换膜两侧的电极上分别发生还原和氧化反应。其中全钒氧化还原液流电池是通过不同价态的钒离子相互转化实现电能的储存与释放,是众多化学电源中惟一使用同种元素组成的电池系统,从原理上避免了正负半电池间不同种类活性物质相互渗透的产生,污染小;它将正负半电池电解液中的活性物质分别储存在不同的储槽中,完全避免电解液保存过程的自放电消耗,效率高;电池正负极反应均在液相中完成,充放电过程仅仅改变溶液中钒离子状态,没有外界离子参与电化学反应,理论上可以进行无限次任意程度的充放电循环,寿命长。此外,全钒液流电池具有能量效率高、蓄电容量大、可实现快速充放电等优点。

全钒液流电池是惟一成功通过了3年以上风能发电并网应用示范的兆瓦以上级电化学储能系统^[4],已经实现商业化运作,能够有效平滑风能发电功率,在日本运营的容量为4 MW的全钒液流电池为当地32 MW的风电场提供储能,并已运行27万次循环,世界上还没有任何其他储能技术能够实现这一要求。全钒液流电池系统研发的先驱为澳大利亚新南威尔士大学。日本住友电气工业公司、加拿大VRB Power Systems等公司进行全钒液流电池储能系统的商业化开发^[5]。对于钒电池的研究,国内始于20世纪90年代末期,一些高校和研究所参与其中,但起初研究基本局限在用电化学手段进行相关机理及电池原理等方面的探讨方面。后来中科院大连化物所开发的100 kW/200 kW·h全钒液流储能电池系统是目前国内自主技术开发的最大一套液流储能电池系统。2008年10月,北京的普能公司收购了世界知名的储能公司加拿大VRB公司。从而拥有了VRB公司23年研发积累的所有专利、商标、技术秘密、设备等,VRB的核心技术团队也加入了合并后的公司,并第一次使得中国公司在全球储能商用技术领域走在全球最前沿。

2 物理储能

2.1 抽水蓄能

抽水蓄能是在电力系统中发展最成熟、应用最为广泛的一种储能技术,抽水蓄能电站投入运行时必须配备上、下游两个水库(上、下池),负荷低谷时段

抽水储能设备工作在电动机状态,将下游水库的水抽到上游水库保存,负荷高峰时抽水储能设备工作于发电机的状态,利用储存在上游水库中的水发电。抽水蓄能电站可以按照一定容量建造,储存能量的释放时间可以从几小时到几天,综合效率在70%~85%。但抽水蓄能电站一次性投资费用巨大,建设受到地形制约,当电站距离用电区域较远时输电损耗较大。

日、美、西欧等国家和地区在20世纪60~70年代进入抽水蓄能电站建设的高峰期。到目前为止,美国和西欧经济发达国家抽水储能机组容量占世界抽水蓄能电站总装机容量55%以上,其中美国约占3%,日本则超过了10%^[6]。未来抽水蓄能电站的重点将着眼于运行的可靠性和稳定性,在水头变幅不大和供电质量要求较高的情况下使用连续调速机组,实现自动频率控制。提高机电设备可靠性和自动化水平,建立统一调度机制以推广集中监控和无人化管理,并结合各国国情开展海水和地下式抽水蓄能电站关键技术的研究。

2.2 压缩空气储能

压缩空气储能电站(CAES)是一种调峰用燃气轮机发电厂,主要利用电网负荷低谷时的剩余电力压缩空气,并将其储藏在典型压力7.5 MPa的高压密封设施内,在用电高峰释放出来驱动燃气轮机发电。CAES建设投资和发电成本均低于抽水蓄能电站,但其能量密度低,建设受地形制约,对地质结构有特殊要求。CAES储气库漏气开裂可能性极小,安全系数高,寿命长。压缩空气蓄能发电系统的关键是气室的密封性、经济性、可靠性等。

世界上第一座商业运行的CAES是1978年投入运行的德国Huntorf电站,目前仍在运行中。机组的压缩机功率为60 MW,释能输出功率为290 MW,系统将压缩空气存储在地下600 m的废弃矿洞中。机组可连续充气8 h,连续发电2 h。1991年投入商业运行的美国Alabama州McIntosh的CAES,其地下储气洞穴在地下450 m,压缩机组功率为50 MW,发电功率为110 MW,可以实现连续41 h空气压缩和26 h发电。另外日本、意大利、以色列等国也分别有CAES正在建设过程中^[7]。我国对压缩空气储能系统的研发起步较晚,但对压缩空气储能系统的研究,逐渐受到相关科研院所、电力企业和政府部门的重视。

2.3 飞轮储能

飞轮储能系统由高速飞轮、轴承支撑系统、电动机/发电机、功率变换器、电子控制系统和真空泵、紧急备用轴承等附加设备组成。谷值负荷时,飞轮储

能系统由工频电网提供电能,带动飞轮高速旋转,以动能的形式储存能量,完成电能-机械能的转换过程;出现峰值负荷时,高速旋转的飞轮作为原动机拖动电机发电,经功率变换器输出电流和电压,完成机械能-电能转换的释放能量过程。飞轮储能功率密度大于 5 kW/kg , 能量密度超过 $20 (\text{W}\cdot\text{h})/\text{kg}$, 效率在 90% 以上, 循环使用寿命长达 20 年, 工作温区为 $-40\sim 50^\circ\text{C}$, 无污染, 维护简单, 可连续工作, 积木式组合后可以实现 MW 级, 主要用于不间断电源(UPS)/ 应急电源(EPS)、电网调峰和频率控制^[6]。

近年来人们对飞轮转子设计、轴承支撑系统和电能转换系统进行了深入研究, 高强度碳纤维和玻璃纤维材料、大功率电力电子变流技术、电磁和超导磁悬浮轴承技术极大地促进了储能飞轮的发展。机械式飞轮系统已形成系列产品, 如 Active Power 公司 $100\sim 2\,000 \text{ kW}$ CleanSource 系列、Pentadyne 公司 $65\sim 1\,000 \text{ kV}\cdot\text{A}$ VSS 系列、Beacon Power 公司的 25 MW Smart Energy Matrix 和 SatCon Technology 公司 $315\sim 2\,200 \text{ kV}\cdot\text{A}$ 系列。高温超导磁浮轴承摩擦系数达 10^{-7} 量级, 在此基础上, $1 \text{ MW}\cdot\text{h}$ 超导飞轮已于 1997 年研制成功。1999 年欧洲 Ureng Power 公司利用高强度碳纤维和玻璃纤维复合材料制作飞轮, 转速 $42\,000 \text{ rad/min}$, 2001 年 1 月系统投入运行, 充当 UPS, 储能量达到 18 MJ 。美国波音公司 Phantom 工厂研制的高温超导磁浮轴承 $100 \text{ kW}/5 \text{ kW}\cdot\text{h}$ 飞轮储能装置, 已用于电能质量控制和电力调峰。

国内在飞轮研究方面, 上世纪 80 年代初期, 中国科学院电工研究所就开始飞轮储能系统研究探索, 之后从 90 年代中期, 国内飞轮储能技术逐步兴起, 研究的单位也随着新能源的需求不断地增加, 在飞轮储能的各个领域内也取得了一些进展。与国外相比, 国内在复合材料性能、轴承技术和电能转换效率和实验研究方面存在明显的差距, 总的来说, 国内理论研究较多, 工程实践和实验较少; 理论分析与计算较为充分, 实验研究数据欠缺; 国内在飞轮储能的产品投入不足, 开发还处于初级阶段, 目前国内只有样机的问世, 一直没有产品进入市场^[8]。

3 电磁储能

3.1 超导储能技术

超导储能系统(SMES)是利用超导线圈将电磁能直接储存起来, 需要时再将电磁能返回电网或其他负载的一种电力设施, 它是一种新型高效的蓄能技术。超导蓄能系统主要由电感很大的超导蓄能线圈、使线圈保持在临界温度以下的氦制冷器和交直

流变流装置构成。当储存电能时, 将发电机组(如风力发电机)的交流电, 经过交-直流变流器整流成直流电, 激励超导线圈。发电时, 直流电经逆变器装置变为交流电输出, 供应电力负荷或直接接入电力系统^[8]。由于采用了电力电子装置, 这种转换非常简便, 转换效率高($\geq 96\%$)、响应极快(毫秒级), 并且比容量($1\sim 10 (\text{W}\cdot\text{h})/\text{kg}$)、比功率($10^4\sim 10^5 \text{ kW/kg}$)大, 可以实现与电力系统的实时大容量能量交换和功率补偿^[6]。它的储能效率高达 90% 以上, 远高于其他储能技术。和其他储能技术相比, 超导磁储能仍很昂贵, 除了超导本身的费用外, 维持系统低温导致维修频率提高以及产生的费用也相当可观。目前, 在世界范围内有许多超导磁储能工程正在进行或者处于研制阶段。

现世界上 $1\sim 5 \text{ MJ/MW}$ 低温 SMES 装置已形成产品, 100 MJ SMES 已投入高压输电网中实际运行, $5 \text{ GW}\cdot\text{h}$ SMES 已通过可行性分析和技术论证^[1]。SMES 的发展重点在于基于高温超导涂层导体研发适于液氮温区运行的 MJ 级系统, 解决高场磁体绕组力学支撑问题, 并与柔性输电技术相结合, 进一步降低投资和运行成本, 结合实际系统探讨分布式 SMES 及其有效控制和保护策略^[6]。SMES 在美国、日本、欧洲一些国家的电力系统已得到初步应用, 在维持电网稳定、提高输电能力和用户电能质量等方面发挥了极其重要的作用。

3.2 超级电容器

超级电容器根据电化学双电层理论研制而成, 可提供强大的脉冲功率, 充电时处于理想极化状态的电极表面, 电荷将吸引周围电解质溶液中的异性离子, 使其附于电极表面, 形成双电荷层, 构成双电层电容^[6]。超级电容器的电荷储存发生在电极/电解质形成的双电层上以及在电极表面进行欠电位沉积、电化学吸附、脱附和氧化还原产生的电荷的迁移。与传统的电容器和二次电池相比, 超级电容器的比功率是电池的 10 倍以上, 储存电荷的能力比普通电容器高, 并具有充放电速度快、对环境无污染、循环寿命长、使用的温限范围宽等特点。但超级电容器价格较为昂贵, 在电力系统中多用于短时间、大功率的负载平滑和电能质量峰值功率场合, 如大功率直流电机的启动支撑等, 在电压跌落和瞬态干扰期间提高供电水平^[1]。在风力发电系统直流母线侧并入超级电容器, 不仅能像蓄电池一样储存能量, 平抑由于风力波动引起的能量波动, 还可以起到调节有功无功的作用。另外, 超级电容器也正在作为电动汽车的新型储能装置。

国外对于超级电容器的研究起步比较早, 在超

级电容的研究及应用方面,美国、日本和俄罗斯走在世界的前列^[9]。美国已有 Maxwell Technology 公司、加利福尼亚大学圣迭戈分校(UCSD)、Auburn 大学、Los Alamos National Lab.(LANL)等单位在研制超级电容器。Maxwell 公司生产的 Power Cache 超级电容器,已由通用汽车公司 Allison Transmission Division 组成并联混合电源系统和串联电源系统用于货车和汽车上^[10]。美国在 2002 年曾报道已制成 270 V,534 F 的电容存储系统(Capacitor bank system),通过对脉冲释放率、脉冲密度、峰值释放功率的调整,使电脉冲推进器(Pulsed electric thruster)、电弧喷气式伺服器(Arc jet actuator)等装置能实现在脉冲状态下达到任何平均功率水平的功率状态。

日本的 NEC/Tokin 公司、松下公司均有系列超级电容产品,本田公司在其开发的第三代和第四代燃料电池电动车 FCX2V3 和 FCX2V4 分别使用了自行开发研制的超级电容器来取代二次电池,减少了汽车的重量和体积,使系统功率增加,同时可在刹车时回收能量^[11]。

俄罗斯 ECOND 公司对超级电容已有 20 多年的研究历史,该公司代表着俄罗斯的先进水平,其产品以大功率超级电容产品为主,适用于作动力电源,且有价格优势。早在 1996 年俄罗斯 Eltran 公司就已研制出了采用纯电容器作电源的电动汽车样品,采用 300 个超级电容串联,可载 20 人,充电一次可行驶 12 km,时速 25 km/h^[12]。我国对超级电容器的研究起步比较晚,但是也取得了一定的成果,主要作为电动汽车的储能装置。

4 结束语

随着风能、太阳能等可再生能源使用的日益普及,以及电网调峰、提高电网可靠性和改善电能质量的迫切需求,电力储能系统的重要性日益凸显。因

此,电力储能技术的应用前景非常广阔。电力储能技术为实现电网安全可靠、稳定运行的目标、解决风电等可再生能源发电并网对电网的影响和供用电不平衡等难题提供了解决方案。

参考文献:

- [1] 俞振华. 大容量储能技术的现状与发展[J]. 中国电力企业管理, 2009(7):26-28.
- [2] KAMIBAYASHI M, NICHOLS D K, OSHIMA T. Development Update of the NAS Battery [C]. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, Japan, 2002:1664-1668.
- [3] 温兆银. 钠硫电池及其储能应用[J]. 上海节能, 2007(2):7-10.
- [4] 黄燕婷. 先进储能技术的发展态势—访中国科学院大连化学物理研究所研究员张华民[J]. 高科技与产业化月刊, 2011(6):44-47.
- [5] 杨根生. 液流电池储能技术的应用与发展[J]. 湖南电力, 2008(3):59-62.
- [6] 张文亮, 丘明, 来小康. 储能技术在电力系统中的应用[J]. 电网技术, 2008, 32(7):1-9.
- [7] 陈海生. 压缩空气储能技术的特点与发展趋势[J]. 高科技与产业化月刊, 2011(6):55-56.
- [8] 朱桂华, 刘金波, 张玉柱. 飞轮储能系统研究进展、应用现状与前景[J]. 维特电机, 2011(8):68-71.
- [9] 翟楠松, 张东来, 徐殿国, 等. 超级电容国内外研究及应用现状[J]. 仪器仪表学报, 2007, 28(8):1-4.
- [10] SIURA B. Ultra Capacitors Better Than Batteries for Hybrid Electric Vehicles[J]. The Battery Man, 2001, (9):16-23.
- [11] ADRIAN S, ROLAND G. Principles and Applications of supercapacitors from State of the Srt to Future Trends[J]. Proceeding PCIM, 2000.
- [12] 海云, 李荐, 戴艳阳, 等. 新型能源器件—超级电容器研究发展最新动态[J]. 电源技术, 2001, 25(5):369-370.

作者简介:

张翼(1981),男,天津市人,工程师,从事特高压电网、电网智能化、新能源并网的情报分析研究工作。

The Development and Application of Energy Storage Technology

ZHANG Yi

(Jiangsu Electric Power Research Institut, Nanjing 211103, China)

Abstract: The classification of the energy storage technology, including the basic principles and domestic and international profile of chemical energy storage (such as lithium-ion batteries, sodium sulfur batteries, flow batteries, etc.), physical storage (such as pumped storage, compressed air energy storage, flywheel energy storage, etc.), and electromagnetic energy storage (such as superconducting magnetic energy storage, super capacitors, etc.) is described briefly. The important role the energy storage technology plays on realizing safe, reliable and stable operation of power grid, solving the influences caused by renewable energy such as wind power paralleling in the grid, and the problems of electricity imbalance is point out in this paper.

Key words: chemical energy storage; physical energy storage; electromagnetic energy storage