

提升特高压电网输电能力的方法

董宸¹,周霞¹,李威¹,薛峰¹,李晖²,王智冬²

(1.中国电力科学研究院,江苏 南京 210003;2.国网北京经济技术研究院,北京 100761)

摘要:随着电力负荷的快速增长及大规模新能源的集中接入,特高压、长距离、大容量输电将成为未来我国电网的发展方向。以特高压电网为背景,结合国内、外提升电网输电能力先进经验,尤其是电网新技术、新材料、新方法应用的研究,综合阐述了影响电网输电能力的主要因素。在此基础上给出了现阶段可行的提升电网输电能力的方法和各自的特点,并按照实施方法将其分为三类,包括改变电网网架结构、改变电网电气特性和加装安全稳定控制装置。结合特高压电网的网络特性,研究了各种方法对特高压电网的适用性,提出了适合特高压输电网络的方案。

关键词:特高压电网;输电能力;柔性交流输电;直流调制

中图分类号:TM72

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)05-0001-04

我国地域辽阔,发电能源主要集中在中西部地区,而负荷则主要集中在东南部和中部地区。输送规模大、输电距离长是我国电网未来发展过程中的主要特点^[1]。特高压电网代表了当今世界最高电压等级的输电技术,由1 000 kV交流和800 kV直流输电网络组成,具有大容量、远距离、低损耗输电等特点^[2]。特高压交流电网将经历弱交流联网、特高压电磁环网、强交流联网等发展阶段,还存在交直流混联运行,这些都使得特高压电网的安全稳定特性变得极为复杂,各个时期的输电能力也有较大差别。以特高压电网为背景,通过分析影响电网输电能力的主要因素及受限原因,结合国内、外提升电网输电能力的先进经验,尤其是电网新技术、新方法应用的研究,对各种提升电网输电能力的方法进行了综合阐述,并分析了各自的特点,结合特高压电网的网络特性及发展趋势,研究了其对特高压电网的适用性及应用效果。

1 影响电网输电能力的主要因素和受限原因

电网的输电能力是指电网在一系列的约束条件下能够传输功率的能力。随着电网的发展、运行特性的改变,制约电网输电能力的主要因素也会发生变化。一般来说,在电网发展初期,暂态稳定、动态稳定和电压稳定问题是制约电网输电能力的关键因素。而电网发展的后期,热稳定水平限制等因素则会影响输电能力的关键。

(1) 热稳定水平限制。系统热稳定水平主要由电网中元件的额定容量决定,目前电网中线路、主变等额定容量偏低是导致热稳定水平受限的主要原因。

(2) 暂态稳定水平限制。远距离送出线路及跨省联络线的电气联系相对薄弱,使得暂态稳定问题比较

突出,是导致系统暂态稳定水平受限的关键因素。此外,电磁环网也容易引发暂态稳定破坏。

(3) 动态稳定水平限制。电力的送出会因系统阻尼差而受到约束,通常区域电网之间靠周边单点弱联、形成长链式结构,或者电网属于大型水电强送系统的,动态稳定问题会比较突出。此外,远距离重负荷送电的发电机及其快速励磁调节系统也容易产生负阻尼。

2 提高特高压电网输电能力的方法

一般来说要提高电网输送功率,可以从提高电压等级、减小线路电抗、缩小系统间功率夹角等三方面考虑。本节将基于特高压交直流电网规划及典型发展趋势,提出有效提升特高压电网输电能力的方案^[3-6]。

2.1 改变电网网架结构

国内外的经验表明,坚强的网架是提高输电能力的基础,因此通过改变电网网架结构的方法可以提高输电能力。除增加送电走廊、采用紧凑型输电技术(提高单位走廊的输电能力)、采用大截面导线和耐热导线技术(提高线路热容量)、变压器扩容以及采用大功率直流输电技术等常规方法外,还可以考虑电磁环网解环、拉停线路和线路出串运行等方法。

2.1.1 电磁环网解环

高低压电磁环网是指2组不同电压等级运行的线路通过变压器或电磁耦合构成的环形电网,是电网发展初期必然要经历的一个过程。在电网建设初期,网架结构比较薄弱,电磁环网运行可增加供电可靠性。但随着电网的发展和网架结构的加强,电磁环网对电网供电可靠性的影响降低,反而由于潮流转移、短路电流超标等问题,会制约电网的输电能力。实施电磁环网解环后,高压线路的输送能力能够得到更好地发挥,可以提高电网输送能力、减少输电线路损耗。

2.1.2 拉停线路和出串运行

收稿日期:2013-04-25;修回日期:2013-06-03

国家电网公司重大专项资助项目(SGCC-MPLG001-2012)。

在实际电网运行中,经常会出现电网整体输电能力受限于某一主变或线路热稳的情况,该主变或线路即是通常说的电网中的“卡脖子”元件。

对电网中的“卡脖子”元件实施改造,发挥网络整体能力,避免个别元件造成电网整体输电能力受限,是最佳解决方案。但是由于某些客观原因,如场地限制、造价限制、工期等,会出现元件的改造升级远远滞后于日益增长的供电需求。在这种情况下,可以考虑通过拉停线路和出串运行来暂时缓解矛盾。

例如电网中的电磁环网运行时,某些低电压等级线路的热稳限额会限制高压线路的输电能力。在该电磁环网暂时无法进行解环的时候,通过拉停某一或某些“卡脖子”线路,可以大大提高电网的输送能力。在大负荷时,主变容量也有可能成为约束整个电网的输电能力的关键,需要新增主变来满足需要,但由于场地、造价、工期等原因,新增主变只能采用通过1个开关直接运行于母线的方式接入,即出串运行。

通过拉停线路和出串运行的方式来增加电网输电能力,都属于“权宜之计”,其输电能力的提高是以牺牲某一区域的供电可靠性来实现的,只能暂时缓解电网输电能力不足与设备改造缓慢之间的矛盾,建议将其作为一种短期的过渡手段使用。

2.2 改变电网电气特性

对于特高压、大容量的系统,线路输电容量不仅仅决定于自然功率,还决定于输送的距离、两侧电源的强弱、系统结构和稳定条件。

2.2.1 柔性交流输电(FACTS)技术

FACTS技术以大容量晶闸管为基础,不仅可以增加输电线路的输电能力,还可以改善输电系统的灵活性。在这种系统中,网络潮流更易于控制,线路的输电能力大幅度提高,各种故障得以及早隔离,以致系统更灵活、稳定、可靠。先进串联补偿(ASC)是一种由晶闸管基本元件和高功率电子管(带常规串联电容器)组成的FACTS装置。美国联络新墨西哥州的Shiprock和亚利桑那州的Glen Canyon的230 kV线路上装设ASC后,输电能力从300 MW增加到了400 MW。

潮流控制器(SPFC)是一个FACTS逆变器通过一个变压器串联接入系统而不是并联接入系统。SPFC除了能提供容性串补外,还能提供感性的串补,它也可以插入串联电压改变潮流方向。如果SPFC被用于交换有功功率,插入电压需正交于线路电流的限制将被取消,这就改变了装置的特性。如果功率交换既可以送入系统又可从系统送出,SPFC就成为统一潮流控制器(UPFC)了。装设于线路的UPFC可以极大地输送有功,极小限度地输送无功,可应用于那些需要获得最大可能利用效率的线路上。

目前已证实,在一些关键输电走廊采用FACTS技术可使输电能力增加一倍^[7-10]。

2.2.2 加装串补

大功率远距离输电,受端缺乏足够的电源支撑,电压和动态稳定问题成为制约输电能力的主要因素。通过加装串联电容补偿器,降低输电线路的等效电抗,可以提高特高压远距离输电线路的输电能力和系统稳定性,且对输电通道上的潮流分布具有一定的调节作用。串联电容补偿器直接与线路串联,可装设在线路首末两端或线路中点,主要由电容构成固定串补(FSC),也可由晶闸管控制电路构成可控串补(TCSC)。TCSC通过晶闸管控制进行无功功率动态补偿,其补偿度可以根据系统运行方式调节,但造价比FSC高很多。系统中串联补偿总容量可根据工程实际情况,采用大部分FSC加小部分TCSC^[11]。

目前利用串联电容补偿器提高输电能力的技术已广泛应用于国内外电网,瑞典、加拿大、巴西和美国曾都采用串联补偿技术来提高线路的输电能力。现有特高压规划中,在不增加输电走廊的情况下,通过在长距离线路安装串补,满足功率输送需求。试验证明在蒙西、陕北、川西等特高压通道加装40%串补度后,各通道的特高压线路平均输送功率都在400万kW以上。平均每回线路输电能力提高100万kW,提高比例约25%,效果非常明显。

由于FSC和TCSC提高输电能力的有效性在很大程度上取决于装置的安装地点和补偿容量,因此国内外已有很多学者从增大负荷裕度、提高输电能力的角度研究FSC和TCSC的最优配置问题。另外由于系统中增加的串联电容补偿设备改变了系统之间原有的电气距离,尤其串补度较高时,可能引起过电压、潜供电流、断路器暂态恢复电压(TRV)及次同步谐振(SSR)等问题。

2.2.3 加装可控高抗

特高压输电线路的充电功率很大,每100 km的1000 kV线路的充电功率约达到530 Mvar。为限制工频过电压,1000 kV线路安装了大容量的高压电抗器,这将导致线路广义自然功率下降,轻载负荷运行情况下线路的电压偏高,或者重载负荷运行情况下线路电压偏低,为此,在变压器的低压侧还需安装低压无功补偿装置。这样一方面将增加无功补偿设备的投资,另一方面由于受到变压器低压侧绕组容量的限制,即使按最大可能配置低压无功补偿设备也无法适应重载线路的无功需求。可控高抗是解决限制过电压和无功调相调压之间矛盾的有效手段之一,其容量可根据线路输送功率的大小实现平滑或者分级调节,在一定程度上抑制电压在小负荷方式下过高或大负荷方式下过低,

同时能在故障瞬间将容量调节至最大,限制故障引起的过电压^[12]。

对特高压典型网架分析后发现,在长距离、大容量特高压输电通道,如陕北、蒙西等送出线路以及进出线较多的枢纽变电站,如豫北、驻马店、长沙等变电站加装可控电抗器对提高系统输送能力的作用较为明显。

2.2.4 加装动态无功补偿装置

动态无功补偿技术可根据系统需要快速调节无功、维持母线电压在额定值附近。对于长距离输电线,在中间变电站采用动态无功补偿技术可以提高线路输电能力、改善线路两端的电压水平。动态无功补偿技术广泛采用的是无功静止补偿装置(SVC),在长距离输电线路的中间安装一定容量的 SVC 能够提高线路的输电能力。SVC 的基本功能就是从电网中吸收或向电网输送可连续调节的无功,以维持装设地点电压的恒定,进而缓解无功电压问题。在电能送出的关键节点装设 SVC,通常还可提高电网的输电能力,并有利于电网的安全稳定运行。SVC 主要应用领域包括^[13,14]:(1)抑制重要变电站负荷的电压波动和闪变;(2)配置在系统交流传输通道,改善系统稳定性,进而提高传输能力;(3)配置在薄弱区域,保证电网电压安全稳定等。在特高压长距离输电线路的电压支持薄弱点装设 SVC,可充分发挥其对电压变化的快速控制能力,调整节点电压,增强系统阻尼,抑制功率振荡,从而提升输电线路的输送功率。

由上述分析可知,采用柔性输电装置、串补、可控高抗以及动态无功补偿装置等技术,可降低输电线路的电抗,缩短等效距离,改善线路两端的电压水平,使系统稳定极限大幅度提高,从而提高线路的输电能力。因此,柔性输电装置、串补、可控高抗以及动态无功补偿装置等技术目前已广泛应用于特高压电网,并取得了良好的经济效益。

2.3 加装安控装置

在电网薄弱点加装安控装置,利用安控措施增加系统暂态和动态稳定极限,以适应电网中可能出现的短期电源开机分布不合理的运行要求,是提高电网输电能力的有效方法之一。随着电网的发展,电网中的电源开机分布也在不断变化,一次电网要适应所有可能的变化必然要使电网的投资大大增加,否则电网稳定水平将降低。如采用适当的稳定控制装置,增加的投资不多,但提高了电网运行的灵活性、适应性。

随着特高压直流系统的建设,直流容量在整个电力系统输送容量中的比例进一步提高,高压直流输电将在优化资源配置方面发挥重要的作用。根据规划,在未来 20 年中,华东电网将出现 7 条或更多直流输电线路,华中电网也将出现 10 条或更多直流输电线路。相

比交流输电,直流输电有着其特有的显著优点:线路造价低、损耗小、能限制系统的短路电流,调节速度快、调节容量大,实现交流系统的异步联接等。大容量直流外送工程的集中投运对电网运行是一个新的挑战,同时也为电网安全稳定运行提供了新的控制手段,即通过直流调制改善电网运行的稳定性^[15-18]。

传统安稳控制措施一般为通过切机、切负荷来保持系统的稳定,代价较大。而直流输电系统在换流电压一定的前提下,换流器的触发角一旦改变,传输功率立即发生相应的变化,且变化量可按预期量自由调节,不像切机切负荷只能做到固定功率的变化。在保证电网安全的前提下,考虑直流调制与传统安控协调配合的安控措施,既可降低维持系统稳定所需的安控措施的繁琐程度,又可大大减轻调度人员的工作负担。

直流系统能够快速控制传输功率,当交流系统发生故障和扰动后,直流系统通过直流调制(紧急功率提升、速降)对系统的有功和无功功率进行调节,减轻扰动对交流系统的暂态冲击,提高交流系统阻尼,有效地抑制电网间的功率振荡,减少受扰系统的切机切负荷量,改善交流系统的暂态和动态特性,提高系统的输电极限。目前,国内外已有多个直流工程采用了直流调制技术,如美国、巴西、日本、新西兰和印度的直流工程,以及国内的天广和高肇直流等。

由于直流调制的基本原理是通过采取交流系统的信号(可能是频率、电压幅值、相位以及潮流)来调节的,且受到实际系统中换流阀过负荷能力、冷却系统的工作状态、送受端系统的无功补偿能力等因素的影响,因此在直流调制时需要采集大量的送、受端交流信号量,以广域测量技术(WAMS)为代表的通信与计算机技术为交流信号的准确和快速传输带来了质的飞跃,SCADA 和 PMU 系统都已得到了广泛应用,解决了直流调制参与电力系统调度的主要问题^[19,20]。

3 结束语

我国经济的发展需要电网的坚强支持,建设远距离大容量的特高压输电网络是未来的发展方向,结合我国特高压电网的特点,分析了影响电网输电能力的主要因素,给出了现阶段国内外常用的提升电网输送能力的措施和方法,比较了它们各自的特点、应用条件及在特高压电网中的适应性:(1)改变电网网架结构的方法,多用于网架较为薄弱的区域电网,而特高压电网的电压等级已经是目前电网中最高的,线路输电能力强,网架结构也较为坚强,因此通过改变电网网架结构的方法提高输电能力对特高压电网而言,意义不大。(2)改变电网电气结构的方法,在已建成的网络架构上通过加装 FACTS、TCSC、SVC 及可控高抗等控制装

置来改变电网的电压、阻抗等电气特性,以提高其输电能力。具有安装地点可选性多,控制方式灵活多变等特点,也是目前特高压电网中应用较多的方法。但该类控制装置一般造价昂贵,经济效益稍差;(3) 加装安控装置的方法,是根据电网存在的安全稳定问题,通过安控装置切机、切负荷及直流调制等控制手段,来提高电网的输电能力。与切机、切负荷等传统控制措施相比,直流调制的控制代价几乎可以忽略不计,因此将直流调制与传统安控协调配合的方法,在特高压电网中具有很好的应用前景。实际工程项目中,应根据具体情况分析,将各种措施优化组合,以达到最佳效果。

参考文献:

- [1] 郭剑波,武守远,荆平.提高电网输送能力的技术措施[J].电力设备,2005,6(10):4-7.
- [2] 刘肇旭,童建中.暂态稳定约束的电网供电能力的计算方法[J].中国电机工程学报,1987,7(3):18-23.
- [3] 王成山,魏伟,徐德儒,等.考虑发电机调度的电力系统输电能力的计算[J].电网技术,2001,25(9):21-23.
- [4] 奕军,张智刚,寇惠珍,等.提高500 kV电网输电能力的技术研究[J].电网技术,2005,29(19):15-17.
- [5] 周孝信,郭剑波,胡学浩.提高交流500 kV线路输电能力的实用化技术和措施[J].电网技术,2001,25(3):1-5.
- [6] 中国电力顾问集团公司.国家电网特高压骨干网架总体规划[R].2005.
- [7] 张立志,赵冬梅.考虑FACTS配置的电网输电能力计算[J].电网技术,2007,31(7):26-31.
- [8] 占勇,李光熹,刘志超,等.计及FACTS装置的最大输电能力研究[J].电力系统自动化,2001,25(5):23-26.
- [9] 张立志,赵冬梅.FACTS优化配置提高电网最大输电能力[J].电网技术,2006,30(1):58-62.
- [10] RAMEY D G, NELSON R J, BIAN J, et al. Use of FACTS Power Flow Controller to Enhance Transmission Transfer Limit [C], Paper Presented at American Power Conference, 1994.
- [11] 张健,冀瑞芳,李国庆.TCSC优化配置提高可用输电能力的研究[J].电力系统保护与控制,2012,40(1):23-28.
- [12] 周勤勇,李晶,秦晓辉.串补和可控电抗器在特高压电网的应用[J].中国电力,2010,43(2):36-38.
- [13] CANIZARES C A, FAUR Z T. Analysis of SVC and TCSC Controllers in Voltage Collapse[J].IEEE Transactions on Power Systems, 1999,14(1):158-165.
- [14] 王云洁,胡弢.SVC电压稳定控制和抑制低频振荡交互影响[J].江苏电机工程,2013,32(1):23-25.
- [15] 杨镝,张焰,宋平.特高压直流对交直流并联电网供电可靠性影响[J].华东电力,2011,39(6):0915-0918.
- [16] 张步涵,陈龙,李皇.利用直流功率调制增强特高压交流互联系统稳定性[J].高电压技术,2010,36(1):116-121.
- [17] 李国庆,张健.含VSC-HVDC的交直流系统可用输电能力计算[J].电力系统保护与控制,2011,39(1):46-51.
- [18] 李刚,刘晓瑞,赵强.直流调制技术在西北电网应用的可行性研究[J].电网与清洁能源,2010,26(5):39-44.
- [19] 李大虎,曹一家.基于SCADA/PMU混合量测的广域动态实时状态估计方法[J].电网技术,2007,31(6):72-77.
- [20] 薛禹胜.时空协调的大停电防御框架:(二)广域信息、在线量化分析和自适应优化控制[J].电力系统自动化,2006,30(2):1-10.

作者简介:

- 董宸(1982),女,安徽太和人,工程师,从事电力系统安全稳定分析与控制研究工作;
- 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研究工作;
- 李威(1976),男,江苏徐州人,高级工程师,从事电力系统运行与控制工作;
- 薛峰(1971),男,江苏无锡人,研究员级高级工程师,从事电力系统分析、规划与控制方面研究工作;
- 李晖(1981),男,河南郑州人,高级工程师,从事电网规划领域的研究工作;
- 王智冬(1981),男,吉林长春人,工程师,从事电网规划领域的研究工作。

A Method for Enhancing the Transmission Capacity of UHV Power grid

DONG Chen¹, ZHOU Xia¹, LI Wei¹, XUE Feng¹, LI Hui², WANG Zhi-dong²

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

2. Beijing State Grid Economic and Technology Research Institute, Beijing 100761, China)

Abstract: With the rapid growth of power load and the centralized integration of large-scale new energy, high voltage, long-distance and high-capacity transmission will become the direction of the development of power grid in the future in China. In the background of the UHV power grid, combining with domestic and foreign advanced experiences of enhancing the transmission capacity of the power grid, especially the researches of new technologies, new materials and new methods applied in the power grid, this paper elaborates the main factors affecting the transmission capacity of the power grid comprehensively. On this basis, it gives some feasible methods to enhance the transmission capacity and their characteristics in this stage. According to their implementation methods, they can be divided into three categories, including changing the structure of the power grid, changing the electrical characteristics and installing grid security and stability control devices. Combining with the network characteristics of UHV power grid, this paper examines the applicability of various methods for UHV power grid, and proposes a suitable solution for UHV transmission network.

Key words: UHV power grid; transmission capacity; flexible HVDC; DC modulation

全寿命周期成本在海上风电输电方式经济性评估中的应用

凌 峰¹, 汤昶峰², 卫志农²

(1. 江苏省电力公司电力经济技术研究院, 江苏 南京 210008;

2. 河海大学能源与电气学院, 江苏 南京 210098)

摘 要:建立了基于全寿命周期成本(LCC)的海上风电输电方式经济性评估模型,统筹考虑了海上风电输电系统的初始投入成本、运行成本、维护成本、故障成本和废弃成本,寻求在保证安全可靠下在全寿命周期内的经济性和持续性最优方案。比较了用于海上风电接入的高压交流输电、传统的高压直流输电和柔性直流输电方式,根据其特点以典型的输电工程为例,分析了不同输送距离和不同传输容量下各输电系统的 LCC 情况,给出了各种输电方式的 LCC 适用范围。算例分析表明,该方法可以克服传统评估方法的片面性,得到更科学、全面的经济性评估结果,具有很好的实用价值。

关键词:全寿命周期成本;海上风电;高压交流输电;高压直流输电;经济性评估

中图分类号:TM721

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)05-0005-05

海上风力发电凭借其所具有的比陆上风电更丰富、利用率高、对周边环境影响小等优势在世界范围内迅速发展,已成为风力发电的重要方面。欧盟计划在 2020 年底达到 40 GW 的目标,我国也将其作为近期的发展重点并于十二五内建成 5 GW^[1]。目前国内外针对风电接入采用的输电方式进行了不少研究,文献[2]从电能损耗、设备单位成本变化等方面对不同风电场的交直流输电系统进行了对比;文献[3]对海上风电不同输电系统采取的补偿方案进行了评估;文献[4]海上风电场电气系统开关配置进行了经济性分析;文献[5]对风电接入对输电规划的影响从评估体系建立、风电不确定性、政策市场等角度进行了评述;文献[6]以我国的上海东海大桥海上风电场为例,从传输性能、原材料消耗等几个方面说明了如果采用柔性直流输电会更为经济合理;文献[7]分析了不同输电系统用于不同风电场的损耗情况并给出了一些建议。可以看出,这些研究多从原理、技术等方面进行分别比较并说明了该方面的优缺点,由此给出一些经济性分析和建议,但不能反映实际工程建设运营的真实具体的经济性情况,缺少可推广性和实用性。对于海上风电这样规模大、运营周期长、技术要求高的工程,如果不对其整体目标和投资规划充分考虑,可能会导致其最终运营结果和最初的设计预期有很大差异,不仅不能发挥新能源的优势,反而给后期运营管理工作带来巨大经济和社会负担^[8]。

基于全寿命周期成本(LCC)理论的分析评估用于对工程的全寿命周期发展过程进行协调统一的规划和管理,已在电力设计规划决策中被广泛认识和应用^[9-11]。文中在分析海上风电不同类型输电系统的结构和特点的基础上,构建海上风电输电系统的 LCC

模型,并根据该模型评估对于距陆地不同距离和不同容量的海上风电场采用不同输电系统的全寿命经济性,以寻找最合理的海上风电接入方式,可以为相关投资规划提供科学、全面的参考。

1 海上风电接入的输电方式

1.1 高压交流输电(HVAC)系统

HVAC 系统是在海上风电接入中较为成熟的一种技术,具有稳定、连接简单、造价低等优点,因此迄今为止建成的大多数海上风电场都采用此系统^[12]。典型的 HVAC 输电系统如图 1 所示。该系统主要由交流集电系统、海上升压站与无功补偿设备、海底电缆、陆上变电站与无功补偿设备等部分组成。海上风电场的线路从集电系统出来后汇集到海上变电站,再通过升压变压器将电能通过海底电缆输送到岸上的变电站。电缆线路的分布电容通常要远大于架空线路,因此在交流输电系统中会产生很大的电容电流,从而显著降低了电缆输送有功的能力。在实际中,需根据现场情况在电缆的一侧或两侧加装无功补偿装置^[7]。

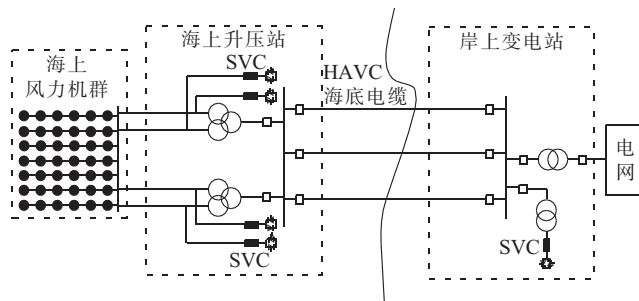


图 1 典型的 HVAC 系统

1.2 传统高压直流输电(PCC-HVDC)系统

PCC-HVDC 系统也是在跨海输电中广泛应用的一种较为成熟的技术,其优点主要体现在长距离输电造价低、损耗小,运行经验也较柔性直流输电丰富。典

型的 PCC-HVDC 系统如图 2 所示。

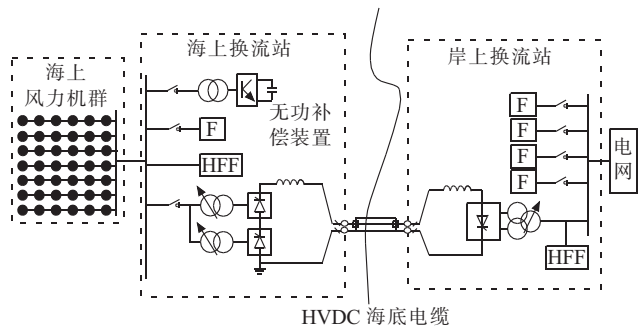


图 2 典型的 PCC-HVDC 系统

该系统主要由滤波器、换流变压器、晶闸管换流阀、电容器组件、直流电缆等部分组成。其中交流滤波器用来吸收换流变压器所产生的谐波，减少谐波对交流系统的影响，同时向换流站提供无功。电容器组件和电压器并联用于提供换流阀工作时所需要的无功。直流电缆有充油电缆，不滴流电缆以及交联聚乙烯电缆等几种，其中充油电缆可以用于较高电压等级和较大功率的传输，但长度很难超过 100 km，且可能会出现绝缘油外泄污染环境的危险。

1.3 柔性直流输电(VSC-HVDC)系统

VSC-HVDC 系统是以电压源型换流器(VSC)、可关断器件和脉宽调制(PWM)技术为基础的新一代直流输电技术，由于其在运行控制上可对两端交流系统的有功无功功率进行独立调节，还能有效改善低电压穿越能力^[13]，在风电并网有着较大的优势和前景。德国已经将其用于距离内陆 125 km 的 400 MW 海上风电场接入并网，并于 2009 年运行，还有 3 个总计达 2 176 MW 的工程将于 2013 年投入运行。我国建设的上海南汇风电场并网的 VSC-HVDC 工程也已经投入运行。典型的 VSC-HVDC 系统如图 3 所示。

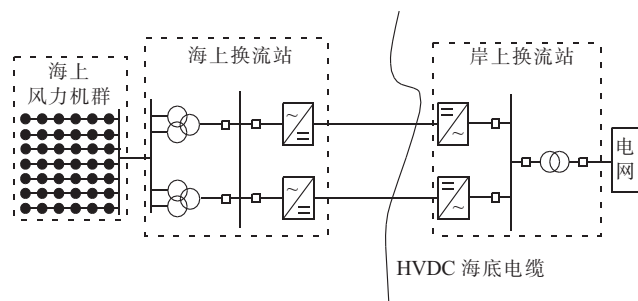


图 3 典型的 VSC-HVDC 系统

该系统主要由海上换流站和直流电缆组成。换流站的核心是高频绝缘栅双极型晶体管(IGBT)开关器件，其工作在 500~2 000 Hz 之间，通过控制 PWM 脉冲，其输出电压可根据系统需要自动调节。IGBT 开关器件在换流器上的应用消减了系统谐波并改善了电能质量，但高频同时也带来较高的系统损耗^[14]。与传统直流输电相比，其换流站的占地面积和总重量都小很

多，一个 550 MW 换流站的体积只有传统直流输电换流站的 1/8，可以明显降低需要搭建海上平台的海上风电接入的施工难度和建设成本。VSC-HVDC 电缆目前主要使用的是聚合物挤包绝缘电缆，具有体积小、柔韧性强、重量轻、弯曲半径小、绝缘水平优越、环保易铺设等特点，使电缆在恶劣的海底条件和深水条件下更易于敷设，且耗材也比常规直流输电要少。

2 海上风电输电系统的 LCC 模型

2.1 LCC 模型简介

输电工程的 LCC 模型是从工程的全寿命周期出发，综合考虑从设计到退役期间的各个环节，将项目论证规划、生产建设、运行维护、故障检修、改造报废等各方面因素折算为统一标准下的等效费用进行评价^[10]。此种评价方法可以把方案的经济性评价、可靠性评价、安全性评价、持续性评价结合起来，克服传统评价中或简单根据前期投资或片面追求可靠性的矛盾，体现了经济效益、社会效益和环境效益最大化的原则，使投资决策方案更为科学合理。

一般输电工程的全寿命周期成本 C_{LCC} 主要由初始投入成本 C_I 、运行成本 C_O 、维护成本 C_M 、故障成本 C_F 和废弃成本 C_D 5 个主要部分组成：

$$C_{LCC} = C_I + C_O + C_M + C_F + C_D \quad (1)$$

根据 LCC 理论，由于初始投入成本是一次性的成本属于现值，而运行成本、维护成本、故障成本是每年均会发生的成本，废弃成本虽为一次性成本但不属于现值。由于资金具有时间价值，因此需要进行折算。折算主要有 2 种方法：一是将所有的成本都折算为现值进行比较，二是将所有的成本均折算为年费用进行比较。文中采用折算为现值进行比较：

$$C_{LCC} = C_I + \sum_{t=0}^{t=n} \frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} (C_{O_t} + C_{M_t} + C_{F_t}) + \frac{C_D}{(1+r)^n} \quad (2)$$

式中： r 为折现率； n 为工程寿命周期； t 为年份。

2.2 海上风电输电系统 LCC 模型的建立

以 LCC 理论为基础，结合海上风电接入输电工程实际情况，建立海上风电输电系统的 LCC 模型。

2.2.1 初始投入成本 C_I

初始投入成本即基本建设的成本，一般包括设备的购置费用、建筑工程费用、安装费用和其他动态费用等，这一成本发生在寿命周期初期，属于一次性投入。海上风电接入的输电系统的初始投入成本为：

$$C_I = C_{sub} + C_{cab} + C_{ins} + C_{com} + C_{rig} + C_{land} \quad (3)$$

式中： C_{sub} 为变电站成本； C_{cab} 为电缆成本； C_{ins} 为安装成本； C_{com} 为补偿设备成本； C_{rig} 为海上平台建造成本； C_{land} 为海上用地成本。

2.2.2 年运行成本 C_{O_r}

年运行成本主要为系统运行损耗费用,可表示为:

$$C_{O_r} = \beta \cdot S \cdot T_0 \cdot u \quad (4)$$

式中: β 为损耗率; S 为系统的输送容量; T_0 为年最大运行时间; u 为售电价。其中风电输电的损耗率 β 可以通过如下公式计算求得^[15]:

$$\beta = \frac{(\sum_i^n P_{li} \cdot p_i) \cdot h}{(\sum_i^n P_{gi} \cdot p_i) \cdot h} \quad (5)$$

式中: P_{li} 为系统在风速为 i 时的有功损耗; P_{gi} 为机组在风速为 i 时发出的有功功率; n 为风速的等级划分; p_i 为风速为 i 的概率。

2.2.3 年维护成本 C_{M_r}

维护成本主要包括各年维护检修过程的材料和人工等费用,一般根据历史平均检修情况估算或由工程经验根据建造成本折算得到,考虑到海上风电接入数据搜集较为困难,文中采用根据初始投入成本折算:

$$C_{M_r} = f_m \cdot C_I \quad (6)$$

式中: f_m 为工程维护率。

2.2.4 年故障成本 C_{F_r}

故障成本指由于故障对电网以及用户造成的经济损失,主要与停电的发生时间、持续时间、停电频率以及用户类型有关,可以表示为:

$$C_{F_r} = S \cdot T_0 \cdot \lambda \cdot u \quad (7)$$

式中: λ 为系统的不可用率。

2.2.5 废弃成本 C_D

废弃成本指设备报废时可回收的残余价值。海底输电电缆由于敷设范围广,拆除成本高,废弃成本通常认为与报废处置费用相抵消。变压器等设备属材料密集型产品,其残值收入需要在模型中考虑,可表示为:

$$C_D = \sum_{i \in M} (C_{ied} - C_{ier}) \quad (8)$$

式中: C_{ied} 为废弃设备 i 所耗费的费用; C_{ier} 为该设备的残值,根据不同设备的原值采用折算系数折算得到。

3 不同输电系统的 LCC 比较

3.1 不同输送距离的 LCC 比较

海上风电场一般至少需要距离海岸 5 km 以上,少数发达国家规定在 30 km 以上。目前投运的海上风电场多数还是以近海风电场为主,由于远海风电场的风能更充足且对环境的影响更小,正在向远海发展,德国即将投运的两座均距离海岸达 200 km。而不同输送距离下各输电系统的经济性会有较大差异,以往的经济性比较认为,一般跨海输电的等价距离为 24~48 km,即当输电距离大于该距离时采用直流输电更为经济。

对 300 MW 风电场在不同输送距离下的全寿命周期成本进行比较,电压等级均取 150 kV。不同系统初始投入成本的主要价格如表 1 所示^[16]。

表 1 不同输电系统的初始投入成本价格

	HVAC	PCC-HVDC	VSC-HVDC
$C_{sub}/\text{M€}$	10	30	45
$C_{cab}/(\text{k€} \cdot \text{km}^{-1})$	1 500	720	600
$C_{ins}/(\text{k€} \cdot \text{km}^{-1})$	340	250	215
$C_{com}/\text{k€}$	270	130	0
$C_{ng}/\text{M€}$	13	32	24
$C_{land}/\text{k€}$	50	180	125

注:M€为兆欧元,k€为千欧元。

系统的最大运行时间可根据风电场的年利用小时得到,一般海上风电场较陆上风电场高,可达 3 000 h 以上。若假设风速符合瑞利分布模型,并根据上海东海大桥风电场 90 m 高度年均风速 8.4 m/s 可得年利用小时数大致为 3 200 h。300 MW 的输电系统损耗率随着输送距离的变化情况大致如图 4 所示。

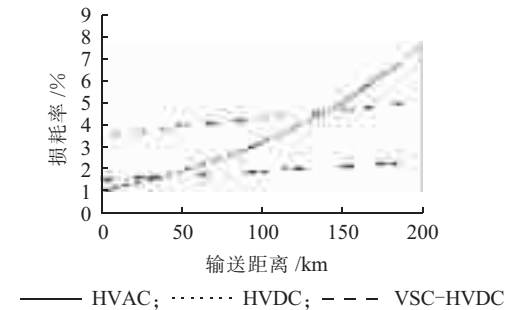


图 4 不同输电系统的损耗率

系统的不可用率根据可靠性数据^[2],考虑到直流输电用于海上风电的可靠性还有待进一步研究,而由于风电出力的不确定性,当相同容量的风电场代替常规机组会使停电期望上升 55% 左右^[17],由此综合考虑得到 300 MW 风电 HVAC、PCC-HVAD、VSC-HVDC 系统的不可用率分别为 0.61%、2.41%、0.96%。其余参数为:售电价采用德国海上风电的专门上网电价 0.15 €/ (kW·h),工程维护率电力行业通常均取 1.8%,残值系数取 30%,报废系数 1%,折现率取 8%,工程寿命周期均为 30 年^[10,14]。

根据海上风电输电系统的 LCC 模型,计算的 LCC 结果如表 2 所示。可以看出,如果仅根据初始投入成本比较,当海上风电场距离陆地为 45 km 时采用 HVAC 系统已经是最不经济的选择,这也符合一般跨海输电的等价距离。但如果根据全寿命周期的分析结果,此时采用 HVAC 系统仍最为经济。当距离超过 70 km 后,直流输电的优势才逐渐体现出来。对于 VSC-HVDC 系统,部分研究从损耗角度认为只有对超远距离的海上风电场才合适,而从 LCC 比较来看,尽

管年运行成本在 150 km 内都比另 2 种输电系统高,但超过 80 km 后的全寿命周期成本已经比 HVAC 系统经济,超过 120 km 后会成为最经济的选择。

表 2 不同距离下各输电系统的 LCC 比较 M€

输送距离/km	输电系统	C_1	C_0	C_M	C_F	C_D	C_{LCC}
15	HVAC	50.92	21.50	10.32	9.88	-1.47	91.16
	PCC-HVDC	76.86	25.62	15.57	39.07	-2.22	154.91
	VSC-HVDC	81.35	60.21	16.48	15.56	-2.34	171.26
45	HVAC	106.12	28.94	21.50	9.88	-3.06	163.39
	PCC-HVDC	105.96	28.88	21.47	39.07	-3.05	192.33
	VSC-HVDC	105.80	63.90	21.44	15.56	-3.05	203.66
70	HVAC	152.12	37.06	30.83	9.88	-4.38	225.51
	PCC-HVDC	130.21	31.60	26.39	39.07	-3.75	223.51
	VSC-HVDC	126.18	66.98	25.57	15.56	-3.64	230.65
120	HVAC	244.12	60.80	49.47	9.88	-8.63	357.24
	PCC-HVDC	178.71	37.03	36.21	39.07	-5.99	285.87
	VSC-HVDC	166.93	73.15	33.83	15.56	-5.52	284.65

3.2 不同传输容量的 LCC 比较

随着 5 MW 风电机组的投入使用,海上风电场规划的容量也日益增大,从早期的 100 MW 到数个 800 MW 的风电场群正在建设。对不同距离下不同容量风电场输电系统的 LCC 进行比较,输送距离为 70 km, 120 km, 150 km 不同容量的输电系统 LCC 如图(5—7)所示,其中 120 km 的 LCC 计算结果如表 3 所示。

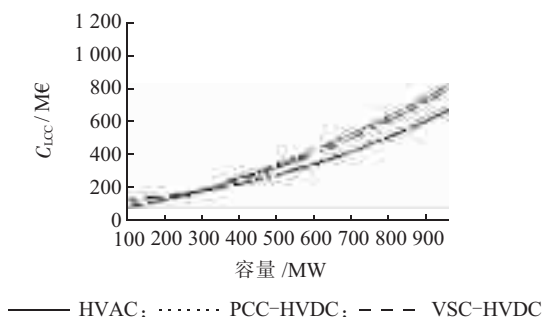


图 5 70 km 不同容量下各输电系统的 LCC

可以看出,对于距离陆地 100 km 以内的大型风电场,采用交流输电仍然较为经济,且随着容量上升优势更为明显;但是超过 110 km 之后,交流输电在可靠性、变电站造价低等方面的优势已经不足以弥补运行成本、输电线路成本等方面的劣势,更适合采用直流输电。在 2 种直流输电中,传统直流输电适合于大规模风电场,而柔性直流输电对于容量小的风电场更经济,但是随着距离的增加,柔性直流输电的优势会逐步增大。

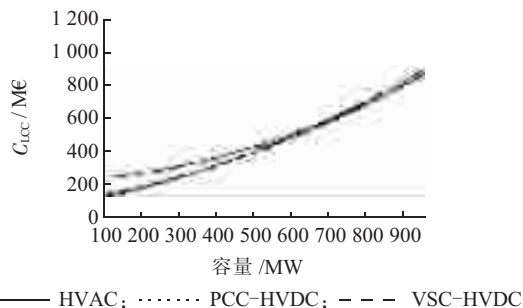


图 6 120 km 不同容量下各输电系统的 LCC

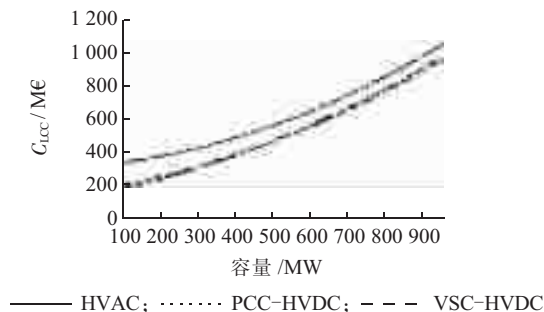


图 7 150 km 不同容量下各输电系统的 LCC

表 3 不同容量下各输电系统的 LCC 比较 M€

输送容量/MW	输电系统	C_1	C_0	C_M	C_F	C_D	C_{LCC}
100	HVAC	228.72	18.24	46.38	9.91	-6.59	296.65
	PCC-HVDC	137.26	12.61	27.81	39.06	-3.96	212.78
	VSC-HVDC	120.84	23.98	24.54	15.54	-3.48	181.41
300	HVAC	244.12	60.80	49.47	9.88	-8.63	357.24
	PCC-HVDC	178.71	37.03	36.21	39.07	-5.99	285.87
	VSC-HVDC	166.93	73.15	33.83	15.56	-5.52	284.65
500	HVAC	259.32	105.23	52.55	65.12	-7.47	474.74
	PCC-HVDC	220.16	60.70	44.61	119.15	-6.35	438.29
	VSC-HVDC	213.01	122.70	43.16	74.57	-6.14	447.30
800	HVAC	282.27	185.48	57.20	233.87	-8.13	750.69
	PCC-HVDC	282.34	94.07	27.21	320.33	-8.14	745.83
	VSC-HVDC	282.13	199.75	57.17	236.04	-8.13	766.96

根据 120 km 时的 LCC 计算结果可以看出,随着容量的增大,初始投入成本占全寿命周期成本的比重逐步下降,100 MW 时占到 75% 以上,而 800 MW 时只占到不到 40%,运行成本和故障成本的影响越来越大,这是规划大型海上风电场应当注意的一个问题。

4 适用范围分析

由不同传输距离和不同传输容量的 LCC 变化情

况,可以得出对于不同的海上风电场,适宜采用的输电方式,如图8所示。

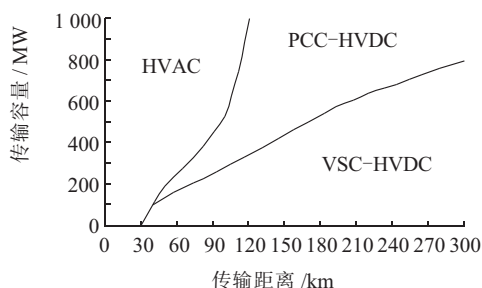


图8 不同输电系统的适用范围

(1) HVAC系统适合短距离、大容量的海上风电场。对于30 km以内的近海风电场均采用HVAC较为合适,30 km至100 km根据装机容量的大小来选择,对500 MW以上的大规模海上风电场仍建议采用HVAC。(2) PCC-HVDC系统适合于中远距离、大容量的海上风电场。对于100 km以上超过800 MW的超大规模风电场其优势较为明显。(3) VSC-HVDC系统适合远距离、中小容量的海上风电场,距离越远其优势越明显,适宜的传输容量范围越大。

HVAC的经济性主要受到电缆成本和输电损耗的限制;PCC-HVDC由于工作原理会加重谐波的污染,其能否确保风电稳定可靠的接入是经济性提高的主要方面;目前而VSC-HVDC由于在风电并网方面的优势,从长远来看VSC-HVDC的适用范围会越来越大,其经济性的提高有待于技术逐步成熟和器件价格的下降,以使换流站的造价和损耗能够进一步降低。

5 结束语

构建了海上风电输电系统的LCC成本模型,并根据海上风电接入的3种不同输电方式的技术特点,对不同距离、不同容量的海上风电场输电系统进行经济性比较,得出以下结论:(1)不同输电方式的经济性随着传输距离和传输容量的不同而变化,HVAC系统适合短距离、大容量的海上风电场,PCC-HVDC输电系统适合于中远距离、大容量的海上风电场,VSC-HVDC系统适合远距离、中小容量的海上风电场;(2)由LCC比较结果可以看出,初始投入成本最优或损耗最低的方案在全寿命周期内未必是最优的方案,基于LCC的评估会比传统方法更科学、全面,具有较高的实用价值。随着海上风电的进一步发展和输电技术水平的提高,在投资规划时根据项目的实际条件采用该方法评估选择最优的输电方式具有很好的实践和推广意义。

参考文献:

[1] 彭源长.可再生能源发展“十二五”规划发布[N].中国电力报,2012-08-08.

- [2] BRESESTI P, KLING W L, RALPH L, et al. HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, 22(1): 37-43.
- [3] MARQUES M, CASTRO R, ALMEIDA M E. Connection of Offshore Wind Parks: HVAC and HVDC-LCC Links with STATCOM [C]. Electrical Power Quality and Utilization, 2011 11th International Conference on, 2011.
- [4] 王建东, 李国杰. 考虑电缆故障时海上风电场电气系统开关配置方案的经济性比较与分析[J]. 电网技术, 2010, 34(2): 125-128.
- [5] 崔晓丹, 李威, 任先成, 等. 大规模风电接入的输电网规划研究述评[J]. 江苏电机工程, 2012, 31(6): 1-5.
- [6] 赵清声, 王志新, 张华强, 等. 海上风电场轻型直流输电的经济性分析[J]. 可再生能源, 2009, 27(5): 94-98.
- [7] 朱宣飞, 陶铁铃. 大规模海上风电场输电方式的探讨[J]. 中国工程科学, 2010, 12(11): 89-97.
- [8] 史京楠, 韩红丽, 徐涛. 全寿命周期成本分析在变电工程规划设计中的应用[J]. 电网技术, 2009, 33(9): 63-66.
- [9] 罗晓初, 李乐, 魏志连, 等. 全寿命周期成本理论在配电变压器改造投资决策中的应用[J]. 电网技术, 2011, 35(2): 207-211.
- [10] 苏海锋, 张建华, 梁志瑞, 等. 基于改进均值聚类随机粒子群算法的变电站LCC规划[J]. 电工技术学报, 2012, 27(4): 209-215.
- [11] 刘汉生, 刘剑, 李俊娥, 等. 基于全寿命周期成本评估的特高压直流输电线路导线选型[J]. 高电压技术, 2012, 38(2): 310-315.
- [12] DE ALEGRIA I M, MARTIN J L, KORTABARRIA I, et al. Transmission Alternatives for Offshore Electrical Power [J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2009, 13(5): 1027-1038.
- [13] YAO X J, SUI H X, XING Z X. The Study of VSC-HVDC Transmission System for Offshore Wind Power Farm [C]. Proceedings of International Conference on Electrical Machines and Systems, 2007.
- [14] 曾丹, 姚建国, 杨胜春, 等. 柔性直流输电不同电压等级的经济性比较[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(20): 98-102.
- [15] BARBERIS NEGRA N, TODOROVIC J, ACKERMANN T. Loss Evaluation of HVAC and HVDC Transmission Solutions for Large Offshore Wind Farms [J]. Electric Power Systems Research, 2006, 76(11): 916-927.
- [16] VAN EECKHOUT B. The Economic Value of VSC HVDC Compared to HVAC for Offshore Wind Farm [D]. Belgium: Katholieke Universiteit Leuven, 2008.
- [17] 姜文, 严正, 杨建林. 计及风电场的发输电可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(22): 126-130.

作者简介:

凌峰(1971),男,江苏无锡人,高级工程师,从事电力系统规划与建设工作;

汤昶烽(1988),男,江苏南京人,硕士研究生,研究方向为电力系统经济性与可靠性;

卫志农(1962),男,江苏江阴人,教授,博士生导师,研究方向为电力系统运行分析与控制、输配电系统自动化等。

交直流互串导致灭磁开关误动原因分析及防范措施

周国平¹, 张 炯², 李辰龙¹, 蒋 琛¹

(1.江苏方天电力技术有限公司,江苏 南京 211102;2.上虞市电力公司,浙江 上虞 312300)

摘 要:继电保护装置误动给电力系统的安全稳定运行造成了严重的影响,其中交直流电源串扰是造成保护误动的主要原因之一。介绍了某发电厂一起因交流串入直流导致灭磁开关跳闸,从而造成机组停机的事故,分析了交流电串入直流控制回路是造成该次灭磁开关误动的主要原因,并从设计、施工、试验等环节提出了防范措施。

关键词:直流控制回路;交直流串扰;开关误动;防范措施

中图分类号: TM773

文献标志码 B

文章编号: 1009-0665(2013)05-0010-03

直流系统是电力系统控制保护的重要组成部分,直流系统的正常运行是继电保护正确动作的基本保证。然而实际运行中,直流系统的故障时有发生,直流电源的主要故障有直流接地、短路,交流串入直流等,这些都对继电保护的正常运行造成了很大的影响,给系统的安全运行带来威胁。随着大型电厂(变电站)容量的不断扩大,各个保护控制室之间的距离也越来越大,相互间的控制电缆很长,电缆对地的分布电容也不断增大。一旦发生直流系统接地或交流电源串入直流系统,将会引起保护误动作。如何防止交流窜入直流及减少其给系统带来的危险,是各运行生产单位需要解决的实际问题。某电厂就发生了一起交流窜入直流回路导致灭磁开关误跳闸的事故。

1 事故情况介绍

2012 年 12 月,某电厂 1 号机组跳闸,发变组保护跳出口开关 5011、5021,机组停机,中央信号显示为灭磁开关跳闸全停机组。电厂主接线图见图 1。

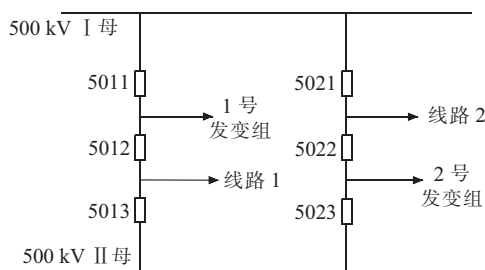


图 1 电厂电气主接线

2 事故原因分析

2.1 现场检查情况

事故发生后,保护人员迅速对 1 号发变组二次设备进行检查。电厂电气监控系统 ECS 动作记录如下: 13:07:35.732, 灭磁开关分闸;13:07:35:733, C 循泵跳

闸;13:07:35.774, 发变组保护“灭磁开关跳闸全停机组”动作;13:07:35.830, 主变高压侧开关 5011、5012 跳闸。

灭磁开关与发变组保护的逻辑如图 2 所示。灭磁开关动作后,其常闭接点闭合,使发变组保护“灭磁开关跳闸全停机组”直跳回路动作,只要此直跳回路动作,发电机将停机。由此可知,灭磁开关跳闸是造成该次事故的最直接原因。而灭磁开关跳闸之前保护并没有任何动作信号。

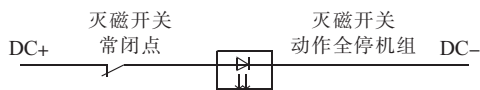


图 2 灭磁开关与保护动作逻辑

通过励磁调节器报文,发现灭磁开关跳闸原因为调节器收到了“外部跳闸”命令,此信号只有保护至励磁调节器的跳闸回路导通后才会发,而同一时间保护没有任何动作信号。

对保护至励磁调节器的跳闸回路进行了绝缘测试,结果正常,绝缘满足要求。考虑到保护至励磁调节器的跳闸回路控制电缆较长,而且在停机的同一时间,C 循泵在没有任何保护的情况下也发生了跳闸,由此重点怀疑是直流电源发生了瞬时正接地或交流串入了直流,从而引起了灭磁开关跳闸。

2.2 开关跳闸原因分析

该次灭磁开关误跳事故可从以下 2 种情况分析。

(1) 直流正接地,由于保护室至励磁小室电缆较长,电缆对地有一定分布电容。如图 3 所示,正常情况下,励磁调节器中励磁跳闸回路 A 点对地电位为 -55 V,对地电容电流也较小。当 +KM 接地时(即直流正接地),则 +KM 对地电位变为 0, -KM 对地电位变为 -110 V,由于电容两端的电压是不能突变的,因此 A 点对地电位不能突变,在刚开始接地的瞬间仍为 -55 V。这样刚开始接地的瞬间在继电器线圈的两端就产生了 55 V 的电压,此时会有较大的充电电容电流流过继电器线圈,当继电器的动作功率较小时,有可能会误动。

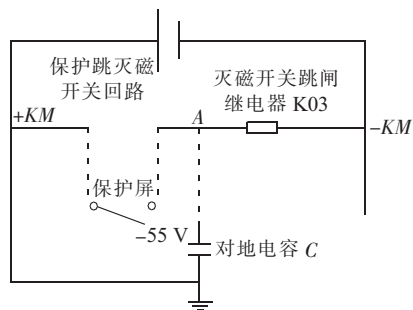


图3 灭磁开关控制回路接线

(2) 交流电源串接到直流电源母线上,如图4所示,串入交流电源流向如图中虚线所示,当交流电源串接到直流电源母线上时,流出口继电器的电流 I 如式(1)所示:

$$I=U \times / (R+1/j\omega C) \quad (1)$$

式中: U 为串入交流电电压; R 为出口继电器K03在交流等效回路中的电阻值; C 为电缆对地分布电容。电缆越长,电容值 C 越大,流出口继电器线圈的电流就越大,当其大于继电器动作电流时,继电器就会动作^[1]。

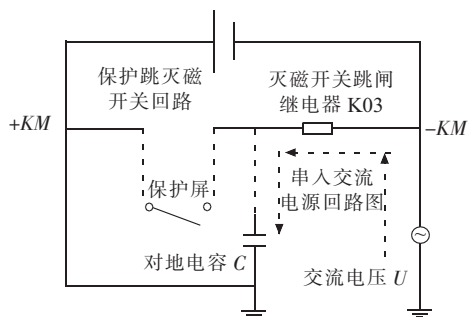


图4 直流电源串入交流电

检查相关设备发现,发电机运动装置电源模块被击穿,可初步确认该次事故原因是交流串入了直流。进一步检查发现,400 V厂用电源测控屏直流空开处于跳闸位置,测量其直流空开回路中含有交流分量,经检查,此交流分量来自400 V电源配电柜的事故音响小母线,为报警接点碰到了交流电(原因为报警接点与交流电端子排距离过近,后将此报警接点与交流电源进行隔离。发电机组再次并网后,运行良好,没再出现过该类事故),交流电串入直流后测控屏直流空开跳闸,交流串入电源随即从直流中被切除,所以当时在励磁跳闸回路中并没有测量到交流分量。

由以上分析可知,灭磁开关跳闸的原因是,交流电压通过400 V测控装置直流回路叠加到直流母线上,又经励磁系统直流空开QFK11及灭磁开关跳闸继电器K03、电缆对地电容 C 与地连接,构成交流电源的闭环回路,如图5所示。由于保护至灭磁开关的跳闸电缆较长,电缆对地分布电容比较大,由式(1)可知,分布电容 C 越大,则产生的电流也越大,一旦大于继电器K03的动作电流,将导致K03动作,灭磁开关跳闸。经现场

检测,灭磁开关跳闸继电器K03动作功率仅为0.5 W(动作电流约为8 mA),远远低于反措所规定大于5 W的要求^[2]。循泵跳闸原因同灭磁开关一样,同样存在着电缆过长、继电器动作功率偏小的问题。

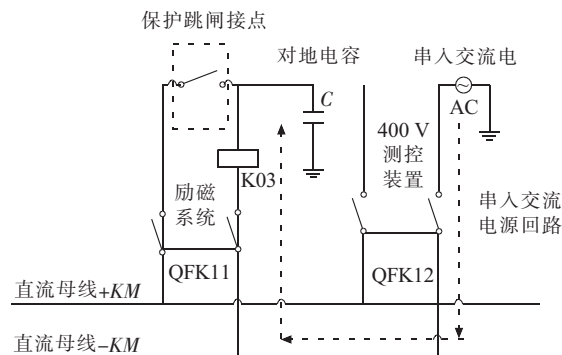


图5 直流串交流后继电器误动电路

3 防范措施

交流电源串入直流电源,此类事件的随机性强,涉及全厂几乎所有的交直流二次系统,造成的后果往往很严重。针对此类事故采取下列措施。

3.1 提高中间继电器K03动作功率

在励磁柜跳闸继电器K03线圈上并联接入2组1.5 k Ω 、功率为10 W的电阻,经校验,继电器动作功率大于5 W,达到了反措要求。对于6 kV循泵,更换中间跳闸继电器,使其功率大于5 W。

3.2 其他措施及探讨

(1) 在设计制造环节上,防止交直流辅助接点混用;规范刀闸、断路器辅助接点的使用,将保护用直流辅助接点和交流电气闭锁回路用辅助接点适当隔离,电气防误与母差、线路保护用切换回路所用辅助接点之间以空端子隔离;开关端子箱中的交、直流端子分区布置;取消保护屏内的交流照明、加热器回路,打印机电源独立布置;二次设备禁止采用交、直流混合模式供电。对于变压器保护启动风冷回路,禁止将保护出口接点直接接入变压器风冷交流回路,需加一中间继电器,由中间继电器辅助接点启动变压器风冷交流回路。

(2) 合理规范二次电缆的路径,避免和减少电缆的迂回,有效控制电缆对地分布电容。对不同用途的电缆分开布置也可减少分布电容效应^[3]。

(3) 对于各个电厂(变电站),如果厂站内远跳、远传回路、失灵启动回路、失灵联跳、机变联跳回路、变压器非电量跳闸回路控制电缆较长,应避免使用直接启动光耦的方式,应采用大功率继电器传输方式^[4],其动作功率应达到大于5 W的要求。目前江苏600 MW以上的大部分大型机组使用ABB公司的励磁调节器,但是其灭磁开关跳闸回路普遍存在继电器动作功率偏小的问题,之前已经有电厂出现过由于此种原因造成灭

磁开关误跳的事故。因此建议各厂根据实际情况增加中间继电器的动作功率,可以采用更换继电器或在原有继电器跳闸线圈中并联电阻的方法,使其动作功率大于 5 W。对于 DCS 至励磁系统的开入量,其装置开入电源为 24 V,由于改为强电开入存在一定难度,对于重要的开入量,如“励磁投入”、“励磁退出”等,应采用大功率中间继电器传输方式。

(4) 由于直流继电器动作是具有方向性的,当交流串入直流后,继电器会在交流电的半周波动作,而在另一半周波返回,因此在不影响保护性能的前提下对于某些可能引起误动的关键开入量,可以增设动作延时来降低灵敏度,以躲避工频交流量串入时带来的干扰。为了提高保护输入光耦在直流接地、交流串入直流等情况下的抗干扰能力,从 2006 年起华东调度就采用在分相电流差动保护远方跳闸输入光耦中增加 20 ms 延时以躲过干扰。

4 结束语

针对直流系统故障造成电厂(变电站)开关误跳或

设备损坏等事故,通过对事故检查、分析和处理解决,提出了相应的防范措施。一方面从设计源头、管理方面下工夫,减少交流串入直流回路的源头;另一方面在技术层面上重点解决交流串入直流后如何防止误跳闸。这样将大大降低直流系统故障造成重大设备事故的概率,提高设备的安全稳定性。

参考文献:

- [1] 陆 榛,黄 巍,任晓辉,等.厂站交直流互串跳闸分析及防范措施[J].福建电力与电工,2008,28(1):29-31.
- [2] 国家电网公司.国家电网公司十八项电网重大反事故措施[M].北京:中国电力出版社,2005.
- [3] 马世燕.控制电缆分布电容对继电器控制系统的影响[J].建筑电气,2012,31(3):4-8.
- [4] 丁晓兵,赵曼勇,皮显松,等.防止交流串入直流导致母线保护误动的措施[J].电力系统保护与控制,2008,36(22):97-99.

作者简介:

周国平(1978),男,江苏常熟人,助理工程师,从事继电保护工作;
张 炯(1970),男,浙江上虞人,助理工程师,从事配电网线路工作;
李辰龙(1980),男,辽宁朝阳人,工程师,从事继电保护工作;
蒋 琛(1981),男,江西鹰潭人,助理工程师,从事继电保护工作。

Analysis of the Malfunction of the Excitation Switch Caused by Crosstalk of the AC and DC and Its Preventive Measures

ZHOU Guo-ping¹, ZHANG Jiong², LI Chen-long¹, JIANG Chen²

(1. Jiangsu Frontier Electric Technology Co.Ltd., Nanjing 211102, China;

2. Shangyu Electric Power Company, Shangyu 312300, China)

Abstract: Malfunction of the protection devices caused a serious impact on the power system, especially its safe and stable operation. Crosstalk of the AC and DC power is the main factor that caused the malfunction of the protection devices. An unit outage caused by a mistakenly jump of the excitation switch in a power plant is described, as a result of the AC into DC control loop. Also the preventive measures are proposed from the design, construction, testing and other aspects.

Key words: DC control loop; crosstalk of the AC and DC; malfunction of the switch; preventive measures

(上接第 9 页)

The Application of LCC in the Economic Evaluation of Transmission Means of the Offshore Wind Power

LING Feng¹, TANG Chang-feng², WEI Zhi-nong²

(1. Electric Power Economic and Technological Research Institute of Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210008,

China; 2. College of Energy and Electric, Hohai University, Nanjing 210098, China)

Abstract: This paper establishes the economic evaluation model of transmission means of the offshore wind power based on the full life cycle cost (LCC), with considering the initial investment costs, operating costs, maintenance costs, failure costs and disposal costs of the offshore wind power transmission system, to seek the optimal economic and persistent solution to ensure its safety and reliability in the whole life cycle. With comparing the high-voltage AC transmission, the traditional HVDC and flexible HVDC manner for the offshore wind power, according to their characteristics in a typical transmission project as an example, this paper analyzes their LCC situations for different transmission distances and capacities of the transmission systems, and gives a variety of LCC scopes in different transmission modes. Numerical example shows that this method can overcome the one-sidedness of the traditional assessment methods, and reach more scientific and comprehensive economic evaluation results, with perfect practical value.

Key words: LCC; offshore wind power; high-voltage AC transmission; HVDC; economic evaluation

10 kV 线路故障引起主变差动保护动作的分析

蒋 佳

(江苏无锡供电公司,江苏 无锡 214061)

摘 要:110 kV 变电站 10 kV 线路故障,重合于故障时主变差动保护动作。利用故障波形并辅之以电流回路图分析,展现故障全过程,最终确定故障点。为小电阻接地方式下主变差动保护异常动作提供经验参考。

关键词:异地相间故障;主变差动保护;小电阻接地;Z 型接地变

中图分类号:TM77

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0013-02

随着电网和电力设备技术的不断发展,10 kV 系统现在多采用小电阻接地方式,与传统的 not 接地系统或者经消弧线圈接地的方式存在很大差异,当 10 kV 线路发生单相接地故障时,故障电流会引起线路保护动作跳开线路的开关^[1]。在 110 kV 某变电站 10 kV 线路发生故障、线路保护动作并重合于故障时,主变差动保护动作跳开其两侧开关。分析了一起 10 kV 线路故障引起的主变差动保护动作案例,讨论了故障排查过程,确定了故障点。

1 故障经过

110 kV 变电站 10 kV127 线路零序速断保护动作,跳开 127 断路器。重合于故障时后加速保护动作,跳开 127 断路器。动作报文为:618 ms,零序速断保护动作;1694 ms,重合闸动作;2 385 ms,零序速断保护动作。

在 2 385 ms,主变差动保护动作,跳开主变两侧断路器。主变差动保护动作时一次系统接线如图 1 所示。值得注意的是,该站的 10 kV 系统接地方式为主变低压侧直接接入 Z 型接地变,其中性点经小电阻接地。该接地变压器联接组别为:Zn11,即接地变压器 10 kV 侧绕组曲折联接为 11 点钟后在中性点经小电阻(10 Ω)接地,取得 10 kV 系统的人为中性点。

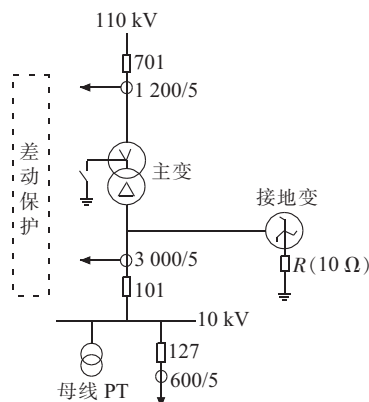


图 1 主变跳闸时一次系统示

2 保护初步检查

保护配置情况。主变配置瓦斯保护、差动保护(该次案例中动作的保护)、高后备、低后备。10 kV 线路配置相间电流 I、II 段保护(本次案例中动作的保护),零序电流 I、II 保护(本次案例中动作的保护),重合闸后加速保护。主变容量为 40 MV·A,差动保护定值整定为主变高压侧额定电流的 0.8 倍,折算到主变低压侧的电流为 1 760 A。10 kV 线路保护零序电流速断定值整定为 240 A、延时 0.6 s,相间速断电流整定为 900 A、延时 0.5 s。现场进行以下检查和分析。

(1) 观察 10 kV 线路故障的录波图。10 kV127 线路保护的故障波形如图 2 所示,保护的动作为符合整定值、重合闸的时间和保护后加速的要求。

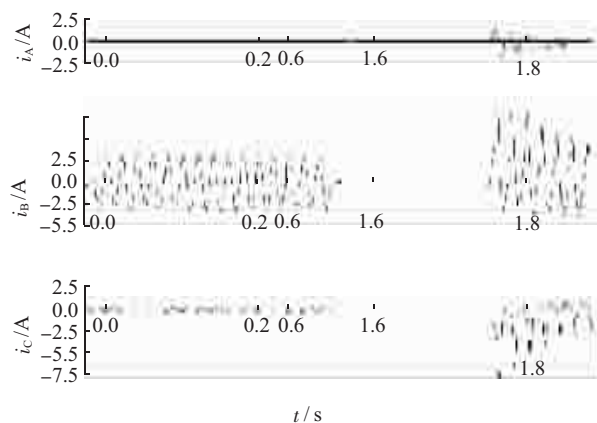


图 2 10 kV127 线路保护故障波形

(2) 主变保护现场检查。检查主变差动保护 10 kV 侧开关 CT 极性正确、伏-安特性满足要求;变比为 3 000/5,故障时 CT 没有饱和;差动保护与后备保护采样试验、差动保护平衡试验、差动保护定值校验正确等。

3 故障原因综合分析

3.1 主变差动保护 10 kV 侧故障电流和电压波形分析

观察主变差动保护 10 kV 侧断路器故障电流、电压波形如图 3 所示,该次故障可分为 4 个过程。

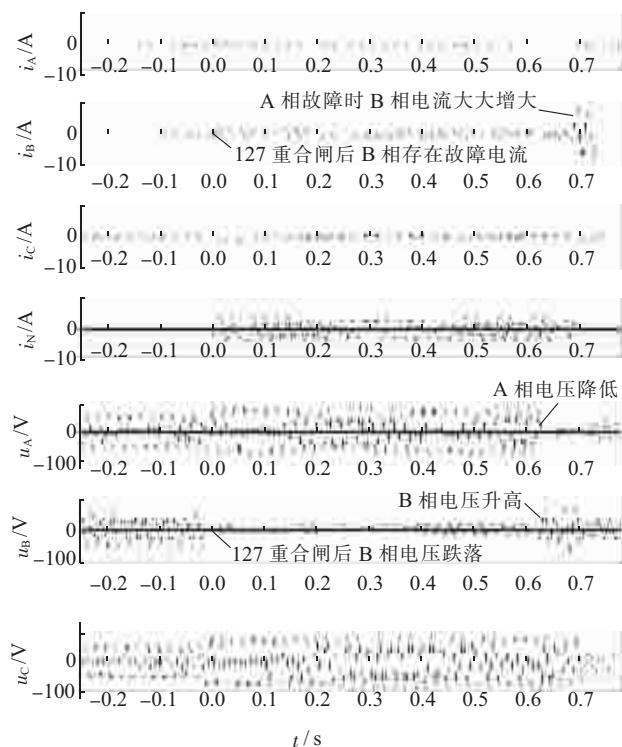


图3 主变差动保护10 kV侧断路器故障电流和电压波形

(1) 10 kV 线路重合于故障前,母线三相电压正常。

(2) 0~630 ms, 10 kV 线路重合于故障后, B 相电压跌落、A 与 C 相电压升高, B 相故障电流持续存在。10 kV 线路保护经 600 ms 延时, 动作切除本线路的 B 相故障接地点。

(3) 630~670 ms, A 相电压跌落, B 相电压上升至故障前的正常值, B 相故障电流突然增大。在小电阻接地系统中, 单相接地故障电流钳制在 600 A 左右(视小电阻的阻值而定), B 相故障电流突然增大则说明电网中发生相间故障才会产生大于 600 A 的故障电流。A 相电压跌落证明 A 相发生了接地故障, 构成 AB 相间故障。结合 10 kV 线路保护的波形看, 10 kV 线路 A 相没有故障电流、B 相有故障电流, 说明发生了异地的两相接地故障, 而且只有“零序速断保护动作”, 在 670 ms 时跳开 B 相接地的 127 线路断路器。在这期间主变差动保护由于 B 相故障点在差动保护区外, B 相故障电流属于制动电流, 主变差动保护闭锁未出口。

(4) 670~710 ms, B 相故障电流消失。B 相电压上升至 C 相电压值且持续 40 ms, 说明主变低压侧开关处在合闸状态。710 ms 后, 10 kV 母线三相电压消失, 说明主变差动保护动作跳开主变两侧开关。在此期间, 主变差动保护由于区外 B 相故障点切除, 制动电流消失, A 相故障电流属于差动电流, 差动保护开放出口跳闸。保护动作报文看: 10 kV 线路的断路器切除 B 相故障瞬间, 主变差动保护动作。

3.2 主变差动保护电流波形分析

为了更好地佐证上述故障的推理过程, 利用图 4 的主变差动保护故障电流波形进行分析。分 2 个时段解释故障波形。

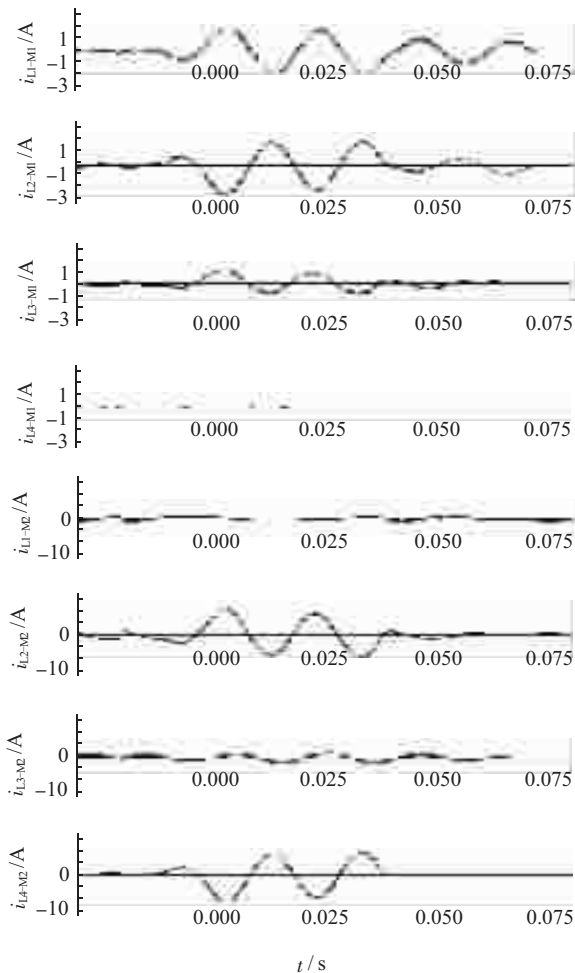


图4 主变差动保护故障电流波形

(1) 0~40 ms 阶段, 主变差动保护高压侧 B 相电流是 A、C 两相幅值的两倍且相位相反。针对联接组别为 Y/Δ-11 的变压器, 这是故障发生在主变 Δ 侧的 AB 相间故障的特征波形。但 10 kV 侧只有 B 相的故障电流, 没有 A 相的故障电流, 说明 B 相故障点在主变差动保护范围之外, A 相接地故障点在其内。

(2) 40~80 ms 阶段, 主变差动保护高压侧 A、B 两相电流幅值相等且相位相反。针对接线组别为 Y/Δ-11 的变压器、在 10 kV 侧有人为中性点经小电阻接地情况下, 利用图 5 可以清晰解释这 40 ms 的电流波形。正是这 40 ms 的电流导致差动保护动作跳开主变两侧开关。

综上所述, 在 10 kV 127 线路发生 B 相永久性接地故障时, 非故障相电压升高导致接地变 A 相绝缘击穿, 构成了相间短路故障。Z 型接地变在主变差动保护的范围内, 现场检查接地变 A 相桩头确实有对地放电痕迹。

基于感应电的线路工频参数测量方法研究

付 慧^{1,2}, 陶风波³, 周志成³, 魏 旭²

(1. 华北电力大学, 北京 102206; 2. 江苏省电力公司, 江苏 南京 210024;

3. 江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘 要: 输电线路工频参数是系统潮流和保护整定值的计算依据, 对于合理安排电网运行方式, 提高继电保护动作的可靠性、灵敏性至关重要。提出通过测量线路感应电压及电流, 并基于序分解理论, 对线路工频参数进行测量的方法。同时应用该方法对某变电站同杆四回线路参数进行实测, 与传统法测得的工频参数相比, 该方法所得结果误差较小, 能够满足测量要求。分析了电压幅值分散性对于测量结果的影响, 结果表明较大的外施电压幅值分散性可以减小零序阻抗的测量误差。

关键词: 同杆多回线路; 感应电压; 线路工频参数; 序分解

中图分类号: TM726

文献标志码: A

文章编号: 1009-0665(2013)05-0015-04

输电线路作为电力系统的重要组成部分, 其工频参数是系统潮流、保护整定值及运行方式的计算依据, 因此输电线路工频线路参数对合理安排电网运行方式, 提高继电保护动作的可靠性、灵敏性至关重要^[1,2]。在线路参数测试中, 目前主要包含传统仪表测量法和移频测量法。传统仪表测量法具有方法简单的优点, 但在同杆多回线路的情况下, 其容易受到感应电压的干扰, 从而使得参数测量产生误差。在传统仪表测量方法基础上的倒相法虽可提高测量精度^[3-5], 但是测量繁琐, 且设备体积大, 质量重。移频测量法相对传统仪表测量法来说抗干扰能力较强, 但是感应电压中存在非工频成分, 仍将对测量结果产生影响^[6-8]。

从传统仪表测量方法来看, 在现场没有干扰的情况下, 外施电压达到几十伏即可对线路参数进行测量。而在同杆多回线路情况下, 被测线路感应电压往往达到了几百甚至上千伏^[9-11], 可以满足线路参数测量要求。文中利用线路感应电压、电流对线路参数进行测量, 该方法可省略装置的试验电源, 减小设备质量与体积。

1 理论分析

对于三相参数对称的线性输电线路, 各序对称分量具有独立性。当电路通过某序对称分量的电流时, 只产生同一序对称分量的电压降, 反之亦然。因此, 通过测量线路感应电压与感应电流, 并将电压信号与电流信号分解为正序、负序及零序参数, 即可对线路正序及零序参数进行求解。

集中线路参数模型如图1所示, 通过单相变压器向线路施加电压来模拟感应电压, 利用PSCAD在一端三相短接接地的情况下, 分别测试模拟线路的开路

电压和短路电流的幅值和相位, 在不同线路模型下, 利用序分解算法计算得出正序阻抗及零序阻抗值。同时, 在PSCAD中, 采用外加电源直接对模拟线路加压, 再通过测量线路电压和电流相量, 利用传统仪表法计算得出正序、零序阻抗。2种方法计算结果如表1所示。

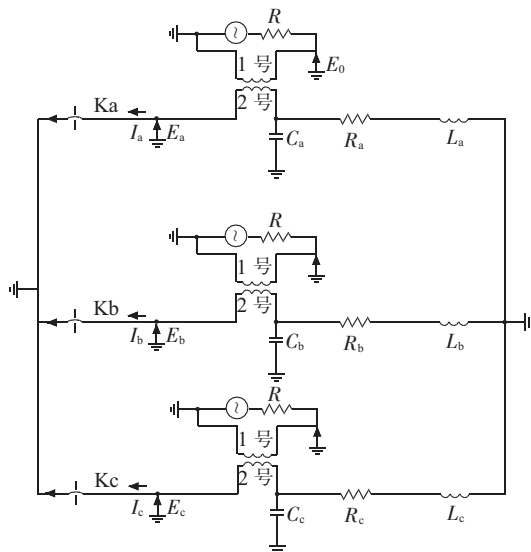


图1 集中线路参数计算模型

从表1可以看出, 当线路采用集中参数表示的情况下, 基于感应电的线路参数测量结果与传统仪表法测量结果相差较小。

某同塔四回线路接线如图2所示, A、B、C为3个变电站, 01线与02线同塔部分为54.6 km, 05线与06线同塔部分为19.7 km, 四回同塔部分长11.65 km。利用传统仪表法对该线路进行了正序阻抗和零序阻抗的测量, 结果示于表2。

在相同的运行条件下, 利用感应电法对图2所示线路进行了建模计算, 其正序阻抗、零序阻抗计算值示于表3。

表 1 感应法和传统仪表法计算结果

序号	集中参数			感应电法计算值			传统法计算值		
	R/Ω	L/mH	$C/\mu\text{F}$	正序阻抗 $/\Omega$	负序阻抗 $/\Omega$	零序阻抗 $/\Omega$	正序阻抗 $/\Omega$	负序阻抗 $/\Omega$	零序阻抗 $/\Omega$
1	7.5	35	1	$9.17+j13.30$	$9.17+j13.30$	$9.69+j13.94$	$9.21+j13.12$	$9.21+j13.12$	$9.23+j13.44$
2	7.5	17.5	1	$8.93+j6.91$	$8.93+j6.91$	$9.55+j7.13$	$8.75+j7.04$	$8.75+j6.94$	$8.62+j6.43$
3	7.5	35	3	$9.71+j13.82$	$9.71+j13.82$	$9.91+j14.01$	$9.97+j13.89$	$9.97+j13.89$	$9.53+j13.32$
4	7.5	35	1	$4.67+j13.45$	$4.67+j13.45$	$4.96+j13.52$	$4.53+j13.17$	$4.53+j13.17$	$5.24+j12.98$

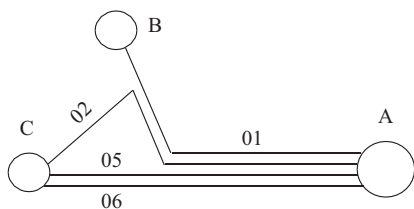


图 2 同塔四回线路接线示意图

表 2 传统仪表法测量同塔四回线路参数值 Ω

线路名称	正序电阻	正序电抗	零序电阻	零序电抗
01	1.542	15.812	15.74	49.522
02	3.396	24.591	20.33	77.619
05	1.71	8.521	6.09	27.535
06	1.32	7.917	5.554	25.182

表 3 感应电法计算同塔四回线路参数值 Ω

线路名称	正序电阻	正序电抗	零序电阻	零序电抗
01	1.68	17.84	16.43	47.55
02	2.98	26.63	18.93	81.34
05	1.52	8.91	6.76	29.15
06	1.13	7.53	4.82	27.04

可见,利用感应电法计算所得的线路参数值与传统仪表法测量的线路参数值相差不大,可以用于线路参数的测量。表 2 与表 3 中结果误差主要来源于:(1)现场干扰,仪表读数误差对传统仪表测量法产生误差,从而影响结果精度;(2)线路参数仿真计算时,线路高度、间距、土壤电阻率等参数很难做到与实际情况一致,从而使得结果产生误差。

2 试验结果及讨论

根据序分解方法,并基于嵌入式工业控制计算机系统,研制了感应电线路参数测试仪,其主要原理是利用测控装置准确测量出线路开路电压和短路电流的幅值和相位,利用序分量分解法计算出正序、零序阻抗。感应电线路参数测量仪主要包括分压装置、电流检测器、自动切换电路、信号处理电路、工业控制计算机处理系统。

利用感应电线路参数测试仪,对集中元件搭建模拟线路进行了参数测量。模拟试验线路图如图 4 所示,线路为三相对称电路,且三相末端短接并接地,在各相

线路串联可调电阻 R 及可调电感 L ,并联可调电容 C 。为在电路上模拟感应电压,将隔离变压器的一侧串联接入线路,另一侧连接调压器的输出端,从而使得线路感应电压幅值可调。由于实验室环境中干扰较小,且模拟线路上感应电压较低,移频法测试线路参数的准确度较高,作为参考标准。

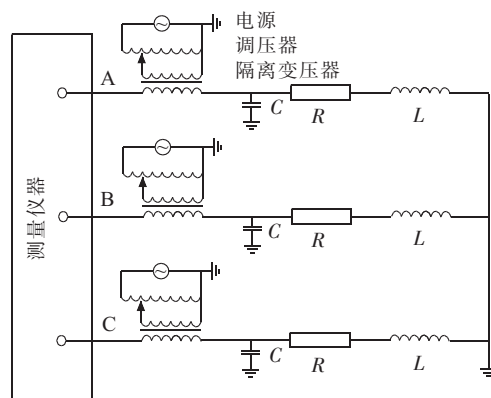


图 3 模拟试验接线示意图

试验中,通过改变 R, L, C 的值,利用移频测量法和感应电测量法分别测量了线路的正序阻抗和零序阻抗,其结果示于表 4。从表 4 可以看出,2 种测量方法下的正序阻抗值基本一致,而零序阻抗值也较为接近,其误差不超过 5%。

试验比较了不同外施电压幅值分散性对于测量结果的影响,其示于图 4。图中 D_e 为电压幅值分散性,其定义为:

$$D_e = \sqrt{(U_A - U_B)^2 + (U_B - U_C)^2 + (U_C - U_A)^2} \quad (1)$$

式中: U_A, U_B, U_C 分别为 A、B、C 三相的感应电压幅值; σ 为序电阻或者序电抗相对误差,其表达式为:

$$\sigma = \left| \frac{R_g - R_y}{R_y} \right| \quad (2)$$

或:

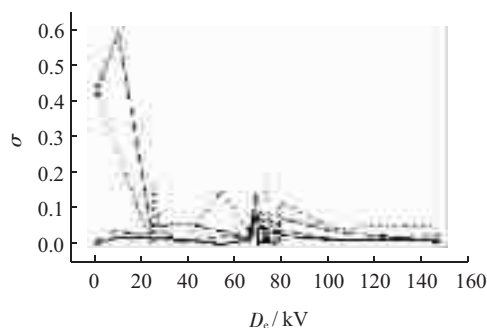
$$\sigma = \left| \frac{X_g - X_y}{X_y} \right| \quad (3)$$

式中: R_g 为感应电测量法中序电阻; R_y 为移频测量法中序电阻; X_g 为感应电测量法中序电抗; X_y 为移频测量法中序电抗。

从图 4 可以看出,感应电线路参数测量法得到的

表 4 不同测量方法下线路参数测量结果比较

R/Ω	L/mH	$C/\mu\text{F}$	移频测量法		感应电测量法	
			正序阻抗/ Ω	零序阻抗/ Ω	正序阻抗/ Ω	零序阻抗/ Ω
1	7.5	35.5	10.17+j14.50	10.69+ j14.76	10.02+j14.38	10.30+ j14.10
1	7.5	23.3	9.63+j9.64	10.07+ j9.79	9.65+j9.33	9.71+ j8.41
1	5	17.5	6.94+j7.25	7.37+ j7.45	6.94+j7.07	6.74+j6.20
1.5	2.5	17.5	4.34+j7.15	4.83+ j7.52	4.42+j7.44	4.59+j7.41
3	2.5	11.67	4.23+j4.78	4.54+j5.03	4.28+j4.81	4.76+j4.17



—— 正序电阻; ---- 正序电抗; - · - · 零序电阻; · · · · 零序电抗

图 4 电压幅值分散性对线路参数的影响

正序阻抗与移频法得到的正序阻抗较为吻合,除有一组正序电阻的相对误差达到 7.6%外,其他正序阻抗的相对误差均小于 5%;对于零序阻抗,当各相感应电压幅值相差较小时,零序电阻最大相对误差达 59%,零序电抗最大相对误差达 44%,这是由于在三相电压幅值较为接近的情况下,线路零序电流非常小,在采样或者计算过程中任何小的误差都可能对计算结果产生较大影响。在实际线路中,由于三相线路位置不同,因此出现三相感应电压幅值相同或接近可能性较小,不会影响测量数据的准确性;在三相感应电压幅值相差较大的情况下,正序和零序阻抗在两种测量方法下的相对误差均小于 10%,但相对于正序阻抗来说,零序阻抗相对误差稍大,这是由于在信号的采集过程中,外界某些干扰同时耦合到各相信号中,产生一共模信号,在零序参数的计算过程中,线路中的共模信号是相互叠加的,因此将对测量结果产生影响。但是随着感应电压幅值的增加,共模信号所占比例减小,测量结果的准确度将得到进一步提高。

文中对图 2 所示的同塔四回线路中的 02 线路参数进行了现场实测,测量方法包括传统仪表法、移频法、感应电线路参数测试法等,其正序、零序阻抗值如表 5 所示。从表 5 可以看出,正序阻抗和零序阻抗的计算值与现场实测值差别均较大,这是由于计算时各参数取值难以做到与现场一致。从现场实测的结果来看,感应电线路参数测试方法与传统仪表法和移频法测量结果较为一致,能满足现场测量精度要求。由于现场干扰较大,移频测量仪器未能正常工作,而感应电测量仪

表 5 不同测量方法下线路参数测量结果

测量方法	正序阻抗/ Ω		零序阻抗/ Ω	
	正序电阻	正序电抗	零序电阻	零序电抗
计算值	2.98	26.63	16.43	47.55
传统法	3.396	24.591	20.33	77.619
移频法	*	*	19.141	79.019
感应法	3.605	24.616	18.094	76.850

*: 干扰过大,仪器未能正常工作。

器能较好克服这一缺点,与移频测量仪器互为补充。

3 结束语

以测量感应电压电流为手段,并通过对电压电流进行序分解,提出了基于感应电的线路参数测量方法。分别对集中参数线路模型和分布参数线路模型的正序阻抗、零序阻抗进行了仿真计算,表明该方法可用于线路参数的测量。研制了基于感应电的线路参数测试仪,通过对实验室集中参数模型和运行线路的工频参数测量比较,表明该仪器可满足现场线路参数测量需求。

参考文献:

- [1] 蓝磊,艾绍贵,黄永宁,等.宁夏北部 220 kV 电网不平衡电流的计算与分析[J].高电压技术,2010,36(2):488-494.
- [2] 彭世康,黄伟,郭志忠,等.支路重载型潮流算法的研究[J].继电器,2007,35(11):13-15.
- [3] 李澍森,陈晓燕,戚革庆,等.同塔四回输电线路参数带电测量[J].高电压技术,2006,32(7):17-20.
- [4] 郑钊,蔡金锭.输电线路工频参数影响因素的量化研究[J].高电压技术,2008,34(4):813-815.
- [5] 张志刚,刘晓东,郑玉成,等.高压输电线路正序参数测试新方法研究[J].河北电力技术,2008,27(2):8-10.
- [6] 卢德银,吴尊东,陈欣华.输电线路工频参数变频法测量的分析[J].高电压技术,2008,34(6):1295-1297.
- [7] 马明,戴瑞海,王文敏.基于异频法的架空输电线路工频参数测量与分析[J].电力学报,2008,23(4):333-335.
- [8] 陈守聚,耿翠英,吕中宾,等.智能型抗干扰线路测试仪的应用[J].河南电力,2008(1):39-41.
- [9] 韩彦华,黄晓民,杜秦生.同杆双回线路感应电压和感应电流测量与计算[J].高电压技术,2007,33(1):140-142.
- [10] 傅中.500 kV 同塔双回线路感应电压和电流的仿真与研究[J].安徽电力,2007,24(4):1-3.
- [11] 严伟佳,邹铁.同杆多回输电线路感应电计算及分析[J].江

苏电机工程, 2012, 31(2): 67-69.

作者简介:

付 慧(1979), 女, 江苏南通人, 高级工程师, 从事一次设备运检管理工作;

陶风波(1981), 男, 江苏常州人, 工程师, 从事高电压技术研究工

作;

周志成(1977), 男, 湖南株洲人, 高级工程师, 从事高电压技术研究及管理工作;

魏 旭(1974), 男, 江苏连云港人, 高级工程师, 从事高电压技术管理工作。

A method for Transmission Lines Parameters Measuring based on Induced Voltage and Current

FU Hui^{1,2}, TAO Feng-bo³, ZHOU Zhi-cheng³, WEI Xu²

(1. North China Electronic Power University, Beijing 102206, China; 2. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China; 3. Jiangsu Electric Power Company Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: Parameters of the power transmission line are the base of power system load flow calculation as well as protection value setting. Acquiring accurate values of the parameters are important for power system operation arrangement and relay protection's reliability and sensitivity improvement. A method is proposed to calculate the sequence parameters of transmission lines based on the decomposition of the induced voltage (current) into positive, negative and zero sequence. The proposed method and traditional method are applied to calculate the sequence impedance of 4 transmission lines on a same tower. The comparison of these two results shows that the two methods have almost same accuracy which means the proposed is qualified for measuring. The effect of voltage amplitude dispersion on the measuring results is discussed. It is shown that a larger amplitude dispersion of voltage indicates a smaller measuring error of the zero sequence impedance.

Key words: multi-circuit lines on same tower; induced voltage; power-transmission-line parameter; sequence component decomposition

(上接第 14 页)

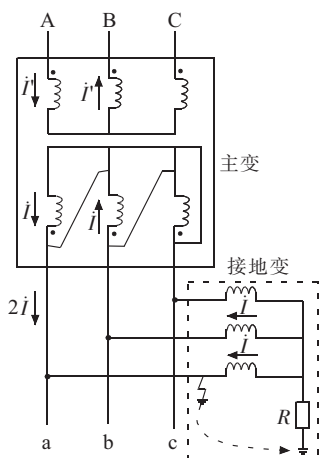


图 5 10 kV 侧 A 相接地时高压侧电流流向

10 kV 线路故障时线路保护必需确保快速动作隔离故障点。如文中所述的由于 10 kV 线路发生接地故障, 非故障相电压升高使接地变桩头绝缘击穿产生了第二接地点, 进而形成相间故障的几率虽然比较小, 但线路保护动作切除第一接地点后, 差动保护区内的接地故障电流引发差动保护动作的案例却仍属正常。但如果利用故障电流电压的波形进行仔细分析, 很难确定故障点, 也不易发现故障点的实际位置, 甚至还会得出主变差动保护误动作的结论, 直接影响继电保护的维护和管理的效果。

参考文献:

[1] 鲍有理, 严 芬. 几起主变保护动作原因分析[J]. 江苏电机工程, 2012, 31(4): 9-11.

4 结束语

随着小电阻接地方式在 10 kV 系统中广泛使用,

作者简介:

蒋 佳(1982), 女, 无锡宜兴人, 本科, 从事电力系统继电保护专业技术管理工作。

Analysis of the Action of the Main Transformer Protection Caused by 10 kV Line Failure

JIANG Jia

(Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214061, China)

Abstract: During a failure of the 10 kV line in a 110 kV substation, the main transformer protection will take action if a coincidence happens during the failure. With the fault waveform and the analysis of the current circuit diagram, the whole process of the failure is shown and ultimately the point of the failure is determined. This can provide experience for reference for the malfunction of the main transformer protection, on the condition of little resistance grounding.

Key words: the main transformer protection; remote phase fault; little resistance grounding; Z-grounding transformer

有源滤波器在 6 脉中频炉谐波治理中的应用

钱长远,汪良坤,赵 燕,连 涛,王宝安
(东南大学电气工程学院,江苏 南京 210096)

摘 要:简述了中频炉的基本结构及工作原理,从理论上分析其产生的谐波电流特性。利用 PSIM 仿真平台分别搭建了 6 脉电流型和电压型中频炉仿真模型,并仿真分析其谐波电流特性;介绍了 3 种治理方案,选用有源滤波器(APF)对中频炉的谐波进行补偿,并在实际工程中采用 APF 对 6 脉中频炉的电流谐波进行抑制,取得了较为理想的效果。

关键词:有源滤波器;谐波补偿;中频炉;电能质量

中图分类号:TM714

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)05-0019-04

晶闸管中频电源的应用是从 1996 年瑞士 BBC 公司研制成功第一台感应熔炼电源开始的,并得到了广泛应用,遍及熔炼、透热、种子处理、环保等多个领域^[1]。国内晶闸管中频电源已发展成为电力系统中最重要的非线性负荷。由于中频电源装置在实现功率控制和处理的同时,会不可避免地产生非正弦波形,向电力系统注入谐波电流,使公共联结点(PPC)的电压波形严重畸变,使电网电能质量严重下降,电能损耗显著上升,被公认为电力系统的一大公害,谐波治理工作尤为重要^[2]。为减少中频炉带来的谐波污染,国内已采用多脉动整流技术研制出了多种中频炉设备,包括 6 脉、12 脉、24 脉中频炉等,由于后两者成本相对较高,因此大多炼钢企业仍旧采用 6 脉动中频炉进行金属熔炼,其谐波污染问题仍不能忽视。现阶段对于中频炉谐波的治理方法主要有 2 种方法:一种是补救性的治理方法,即为克服既存谐波问题所采用的方法;一种是避免中频炉谐波出现的预防性的措施^[3]。虽然第二种方法可以从根本上解决日益严重的谐波污染,但对于现已大量使用的中频炉,则只有采用第一种方法补偿其产生的谐波。将结合中频炉的工作原理及其谐波治理措施进行讨论,提出利用有源滤波器(APF)对 6 脉中频炉工作的不同阶段产生的谐波进行补偿与治理分析。

1 中频炉工作原理

1.1 中频炉电气原理

中频炉是一种快速稳定的金属加热装置,其核心设备是中频电源。中频炉的电源通常采用 AC-DC-AC 变换方式,将输入的工频交流电输出为中频交流电,且频率变化不受电网频率的限制,其电路如图 1 所示^[4]。

1.2 谐波分析

中频电源注入电网的谐波主要是由整流装置产

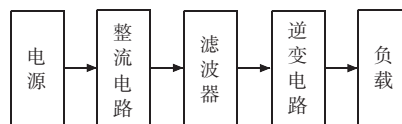


图 1 中频电源电路框图

生的,这里以三相 6 脉动全控桥式整流电路为例来分析其谐波含量。忽略三相桥式晶闸管整流电路换相过程和电流脉动,假定交流侧电抗为 0,直流电感为无穷大,利用傅里叶分析方法,将电流负、正两半波的中点作为时间零点,可推出交流侧 a 相电流的表达式:

$$i_a = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[\sin \omega t - \frac{1}{5} \sin 5\omega t - \frac{1}{7} \sin 7\omega t + \frac{1}{11} \sin 11\omega t + \frac{1}{13} \sin 13\omega t - \frac{1}{17} \sin 17\omega t - \frac{1}{19} \sin 19\omega t L \right] \quad (1)$$

式中: I_d 为整流电路直流侧电流的平均值。

由式(1)可知,对于 6 脉动的中频炉来说,它可产生大量的 5 次、7 次、11 次、13 次、17 次、19 次等谐波,可归纳为 $6k \pm 1$ (k 为正整数)次谐波,各次谐波有效值与谐波次数成反比,且与基波有效值的比值为谐波次数的倒数^[5]。

2 6 脉中频炉的建模仿真

利用 PSIM 软件分别建立电流型中频炉和电压型中频炉的仿真模型,其结构如图 2 和图 3 所示。电流型中频炉逆变侧由 4 个晶闸管桥臂组成,电压型中频炉逆变侧由 4 个 IGBT 组成。将中频炉加热频率设为 1 000 Hz,中频炉额定功率 P 为 100 kW,电源电压 U 为 220 V。根据所建仿真模型,得到中频炉的输入谐波特性:电流型中频炉输入侧 a 相电网电流波形和频谱如图 4 所示,电压型中频炉输入侧 a 相电网电流波形和频谱如图 5 所示。

仿真分析结果验证了理论上的谐波分析。中频炉采用 6 脉波整流电路,通过 FFT 分析得知输入侧电流中含有大量的 $6k \pm 1$ 次谐波,其中 5 次谐波含量很大,

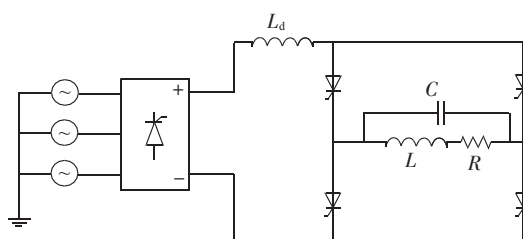


图2 电流型中频炉结构

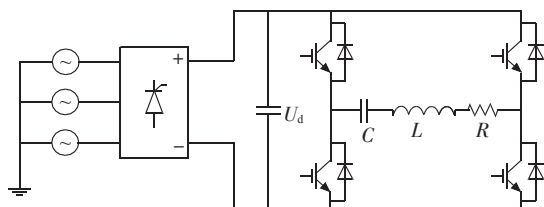
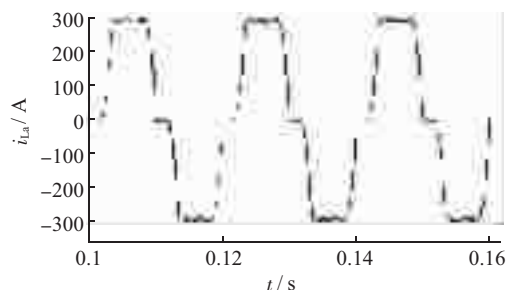
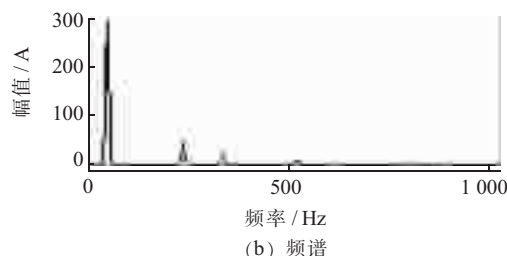


图3 电压型中频炉结构

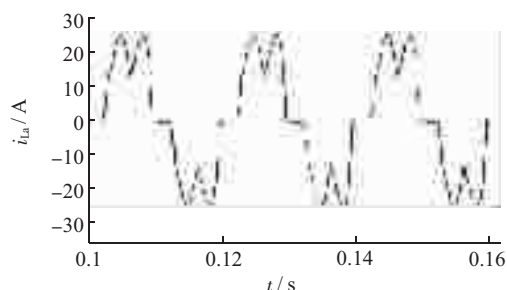


(a) 输入侧电流

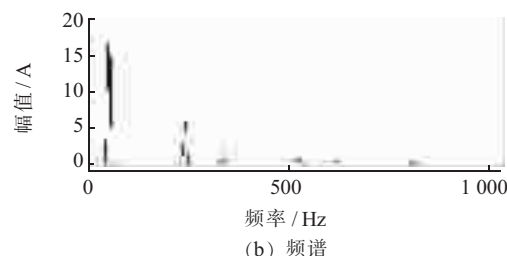


(b) 频谱

图4 电流型中频炉输入侧电流波形和频谱



(a) 输入侧电流



(b) 频谱

图5 电压型中频炉输入侧电流波形和频谱

通过计算得出电流型谐波电流总畸变率为 19.71%，电

压型谐波电流总谐波畸变率为 19.26%，严重超过国家电能质量公用电网谐波标准。

3 谐波治理措施

3.1 治理方案

为了使中频炉产生的谐波对公共电网的影响符合设备使用地供电系统的要求，可采取积极有效的治理措施以消除谐波污染，具体治理措施如下^[6]：

一是变压器采用 Y/Y/Δ 接线方式。对于大容量的中频炉，其供电变压器可以采用 Y/Y/Δ 接线方式，通过改变整流器交流侧变压器的接线形式来抵消较低次的特征谐波。但成本较高。

二是采用 LC 无源滤波器，主要结构是用电容器与电抗器串联起来，组成 LC 串联回路，并联于系统中。这种方法比较传统，既可补偿谐波，又可补偿无功功率，结构简单，一直被广泛使用。但补偿特性受电网阻抗和运行状态的影响，易和系统发生并联谐振，且只能补偿固定频率的谐波，补偿效果也不甚理想。

三是采用 APF，这是谐波抑制比较新的方法^[7]。APF 是一种动态谐波补偿设备，具有高度可控性和快速响应性，能对频率和幅值都变化的谐波进行跟踪补偿，动态特性好，且补偿特性不受阻抗的影响，谐波补偿效果最佳，因而受到广泛重视。

3.2 APF 工作原理

采用并联型 APF，其主电路结构如图 6 所示，出口处采用 LCL 滤波器连接电网，用于滤除开关次谐波。采用一种新型的基于直流侧电容电压控制和电流闭环反馈控制的算法^[8]，从瞬时有功和瞬时无能量在系统中传递的角度出发，以调节电网有功能量为主要目标来对输入的电流进行控制。

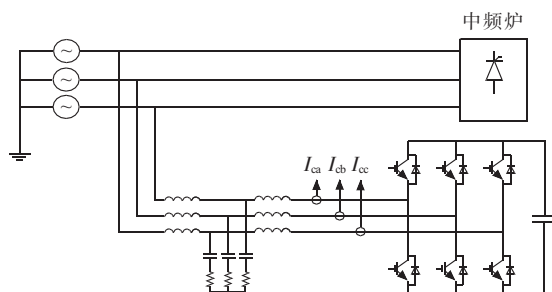


图6 APF 主电路结构

APF 的工作原理如图 7 所示。指令电流运算电路，一方面为达到消除谐波和补偿无功功率的目的，将负载电流 i_L 中的谐波电流 i_{Lh} 和无功电流 i_{Lq} 分离出来，产生调节信号 i_{cl}^* ；另一方面为保持直流侧电容电压稳定，采用 PI 调节控制法，将检测到的电容电压实际值与给定的参考电压值相减之差通过 PI 调节器得到调节信号 i_{c2}^* ，并将 i_{c2}^* 作为实际的补偿电流指令值叠加到 i_{cl}^* 上，即：

$$i_c = i_{c1}^* + i_{c2}^* \quad (2)$$

作为补偿电流 i_c 的调制波信号。通过正弦脉宽调制 (SPWM) 技术产生输出触发脉冲,通过驱动电路驱动主电路的功率开关,使其创建出补偿电流 i_c 来跟踪指令电流 i_c^* ,故 $i_c \approx i_c^*$,因此电源电流 i_s 为:

$$i_s = i_L + i_c \approx i_L + i_c^* \approx i_{LP} \quad (3)$$

即电源电流 i_s 中只含有基波有功分量 i_{LP} 。

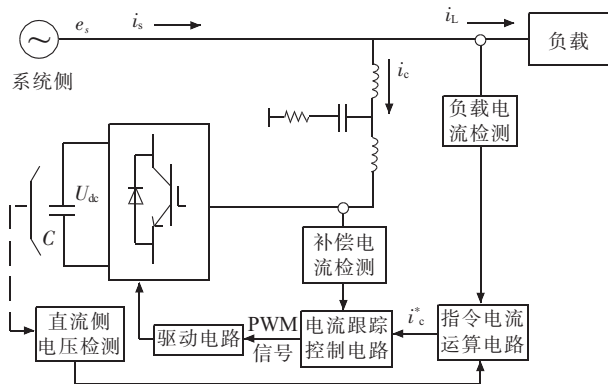


图7 APF 工作原理

4 APF 应用于 6 脉中频炉的谐波治理效果

APF 研制成功后,在苏州振吴电炉有限公司投入运行。该公司装有 1 台 1 600 kV·A 主变,在该公司 380 V 母线上,安装了 1 台 100 kW 的中频炉,及其他无功补偿设备。380 V/220 kV·A 的 APF 安装在变压器低压侧,即中频炉的接入点。针对 6 脉中频炉不同阶段的波形进行实测,得到补偿前后的电流波形(波形由恒河 DL750 录波仪测得);将波形数据导入 MATLAB 中进行 FFT 分析,得到补偿前后电源侧电流对应的频谱分析图,如图(8—13)所示。

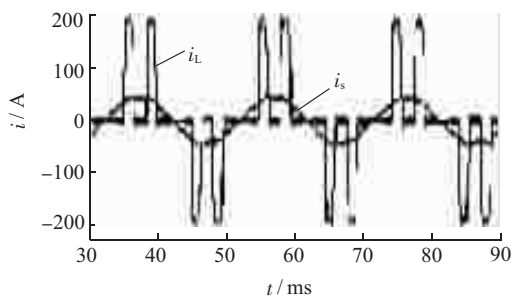
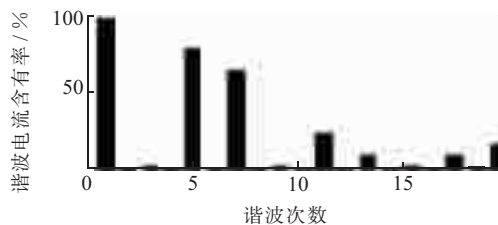
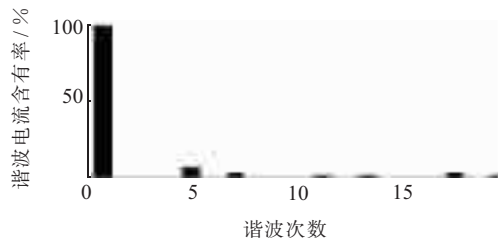


图8 中频炉空载时负载侧和电源侧电流波形

对 6 脉中频炉在空载、50%负载、满载 3 种不同阶段的电源侧电流波形及频谱分析可知,在未使用 APF 进行谐波治理前,中频炉投入运行时,电源侧电流波形出现严重畸变,谐波电流组成主要为 5 次、7 次、11 次、13 次谐波电流,谐波畸变率较大。针对中频炉满载的典型情况,补偿前系统电流的 5 次、7 次、11 次、13 次谐波含有率明显超高,尤其 5 次谐波含有率达到 21.49%,7 次谐波电流达 11.77%。谐波畸变率 THD



(a) 负载测



(b) 电源测

图9 中频炉空载时负载侧($THD=110\%$)和电源侧电流频谱($THD=10.3\%$)

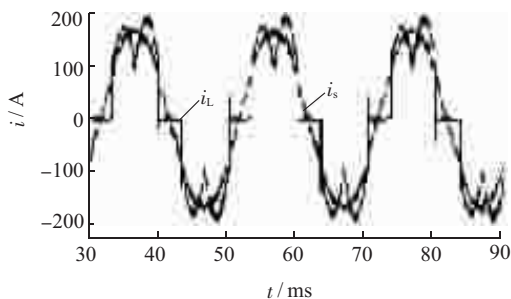
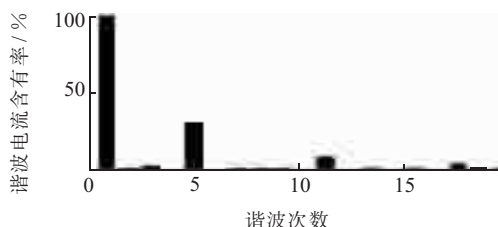
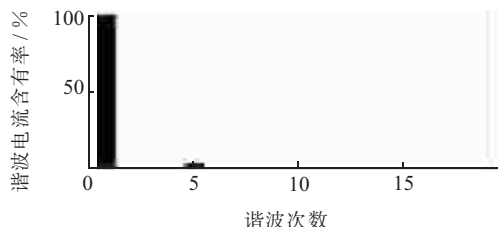


图10 中频炉 50%负载时负载侧和电源侧电流波形



(a) 负载测



(b) 电源测

图11 中频炉 50%负载时负载侧($THD=34.3\%$)和电源侧电流频谱($THD=5.4\%$)

高达 27.9%。投入 APF 进行谐波治理后,5 次、7 次、11 次、13 次谐波谐波含有率迅速下降,电流波形接近于正弦波,电能质量得到显著改善。针对中频炉满载的典型情况,补偿后谐波畸变率 THD 下降到 3.8%,符合国家电能质量公用电网谐波标准,补偿效果良好。

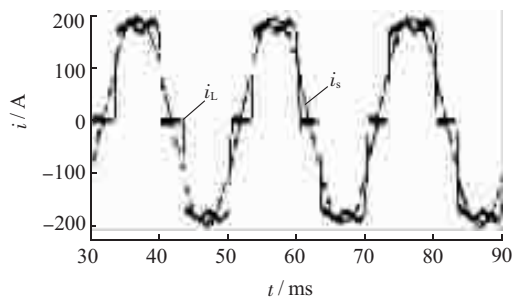
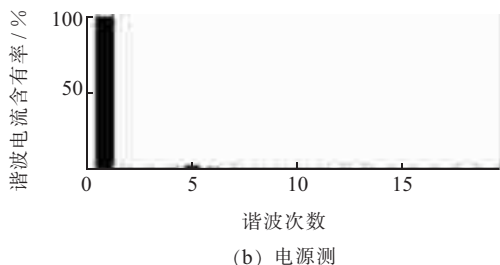
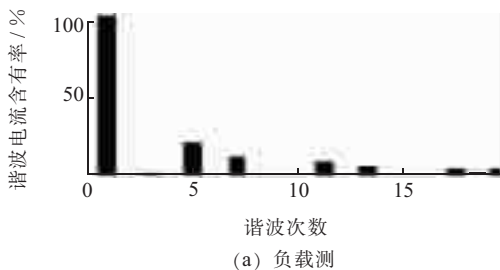


图 12 中频炉满载时负载侧和电源侧电流波形

图 13 中频炉满载时负载侧($THD=27.9\%$)和电源侧电流频谱($THD=3.8\%$)

5 结束语

将 APF 应用于 6 脉中频炉的谐波治理中,通过对补偿前后的谐波情况进行对比与分析,可知电网的电能质量得到了显著改善,其电流畸变率迅速下降,从而降低了中频炉对电网的谐波污染,并改善了其他用电设备的运行环境,为企业节约大量电能。因此,APF 将在 6 脉中频炉的谐波治理上得到广泛的应用。

参考文献:

- [1] 席文娣.中频炉节能原理与方法的研究[D].山东:山东理工大学,2012.
- [2] 杨润梅.中频炉谐波分析与治理[D].北京:华北电力大学,2009.
- [3] 宋 智.钢铁企业电网中利用有源滤波器实现谐波治理[D].上海:上海交通大学,2009.
- [4] 李 伟.一种用于炼钢中频炉的谐波抑制装置[D].武汉:华中科技大学,2007.
- [5] 周 勇,孙鹏涛,关 鹏.中频炉的谐波分析与治理[J].郑州大学学报(工学版),2007,28(2):114-116.
- [6] 李德武,齐延章.中频感应电炉产生的谐波及谐波治理[J].华北电力技术,2010,(6):16-20.
- [7] 顾竞梅.有源电力滤波器在谐波治理中的应用[J].电工技术,2008,(3):27-30.
- [8] 周伟鹏,宋 弘.三相电力有源滤波器(APF)控制策略的研究[J].电力科技与环保,2011,27(3):57-59.
- [9] 王 亮.中频炉工作原理及谐波治理[J].电工技术,2006(4):47-48.
- [10] 李海洋,杨 勇,陈 杰,等.一种单相并联混合型有源电力滤波器的研究[J].电力系统保护与控制,2010,38(3):53-57.
- [11] 黄 岚.三相四线制系统中有源滤波器控制方法研究[D].武汉:华中科技大学,2008.
- [12] 梁秋艳,陈思羽,周海波.有源滤波器的谐波检测算法及仿真实现[J].佳木斯大学学报(自然科学版),2011,29(2):206-209.
- [13] 吴任国.有源滤波器控制算法研究[J].航天技术,2011,31(6):32-37.
- [14] 杨 华,王孝能.中频炉谐波实测及治理改造[J].四川电力技术,2005(S1):49-50.

作者简介:

- 钱长远(1987),男,江苏扬州人,硕士研究生,研究方向为电力电子及其应用、电能质量;
- 汪良坤(1989),男,江苏连云港人,硕士研究生,研究方向为电力电子及其应用、电能质量;
- 赵 燕(1991),女,黑龙江黑河人,硕士研究生,研究方向为电力电子及其应用、电能质量;
- 连 涛(1989),男,江苏常熟人,硕士研究生,研究方向为电力电子及其应用、电能质量;
- 王宝安(1978),男,江苏扬州人,副教授,研究方向为电力电子在电力系统中的应用、电机拖动。

The Application of APF in Harmonic Control of the 6-pulse IF Furnace

QIAN Chang-yuan, WANG Liang-kun, ZHAO Yan, LIAN Tao, WANG Bao-an
(School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: This paper outlines the basic structure and working principle of the IF furnace, and analyzes the characteristics of its harmonic current theoretically. Using PSIM simulation platform, the six-pulse current-and voltage-IF furnace simulation models were built, and the characteristics of its harmonic current were analyzed in the simulation. Three kinds of governance programs were described, and the active filter (APF) was selected to compensate the harmonic of the IF furnace. In the actual project, APF was used to curb the current harmonics of the 6-pulse IF furnace, which achieved some satisfactory results.

Key words: APF; compensation for harmonic; IF furnace; power quality

风电场接地方式与零序保护整定计算

向昌明,杨宏宇,范立新,喻 建
(江苏方天电力技术有限公司 江苏南京 211102)

摘 要:风电场占地广、汇集线长、电容电流大,其接地方式涉及到风电场和整个电网的安全稳定运行。针对国内风电场 35 kV 系统采用的经消弧消谐柜、消弧线圈、电阻 3 种接地方式,分析了其原理和基本运行特性,给出了相应的汇集系统零序保护整定计算方法,为类似工程提供了有益的借鉴。

关键词:单相接地;电容电流;Z 型接地变;零序保护;整定计算

中图分类号:TM614

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0023-03

风电场由于汇集线路长且分支多,发生单相接地故障的频次相对较多,容易造成电压互感器故障、箱变避雷器烧坏、汇集线路保护动作以致风电场停机,甚至造成升压站系统侧断路器跳闸等事故。其原因是:场内汇集线路的架空线在大风时摆动或脱落,发生对横担、拉线接地;汇集线路的电缆绝缘破损对地发生间歇性放电。目前风电场 12 kV 和 35 kV 汇集线路采用中性点不接地系统,由于线路回路数较多,容性电流较大,单相接地引起系统状态瞬间改变,导致电网中电感电容回路的电磁振荡(即谐振),造成弧光接地过电压。为了消除上述影响,根据接地容性电流大小不同,目前风电场通常采用消弧消谐柜接地、消弧线圈接地及电阻接地等方式。在实际风电场运行时,上述现象经常造成保护误动。文中以某风电场送出线故障为例,对该现象进行分析,给出不同接地方式下的汇集系统零序保护的整定计算方法。

1 某风电场汇集线路故障分析

某风电场总装机容量为 50 MW,有 1.5sle 型双馈异步机组 35 台,单台风机容量 1 500 kW,每 7 台风机“T”接在一条汇集线路上,通过 5 条汇集线路的中压母线经主变升压至 220 kV,接入系统。风电场系统接线如图 1 所示。

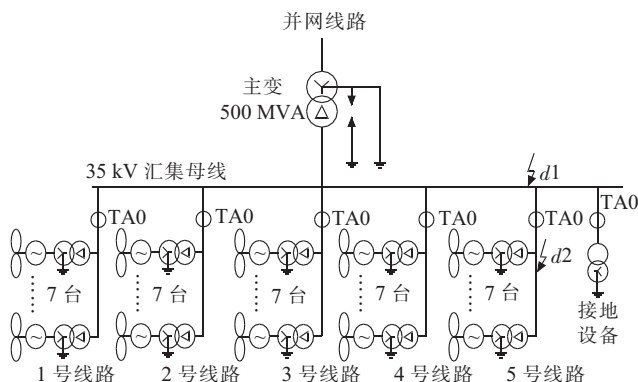


图 1 某风电场系统接线示意图

图 1 中的接地设备有消弧消谐柜、消弧线圈及经接地变的电阻等。结合实际接线,首先分析风电场不接地方式下 35 kV 母线($d1$ 点)和汇集线路($d2$ 点)发生单相接地故障时,各支路的零序电流分布情况。

该风电场 35 kV 系统发生单相接地故障时,假设线路电阻为 0,则负荷电流在线路上没有压降,故障相电压为 0,非故障相电压升高为 $\sqrt{3}$ 倍,每条线路的三相对地电容相等,分别为 $C_{01}, C_{02}, C_{03}, C_{04}$ 和 C_{05} ;母线及电源对地电容为 C_{0G} 。当线路 V 的 A 相发生金属性接地故障时,系统稳态的电容电流分布和零序等效网络分别如图 2 和图 3 所示^[1]。

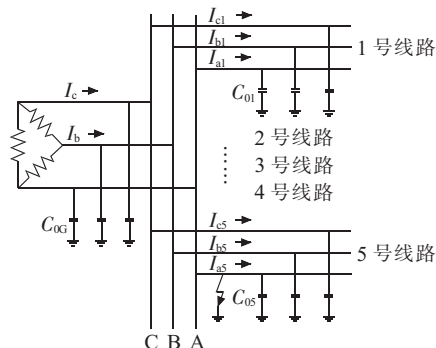


图 2 单相接地故障时电容电流分布

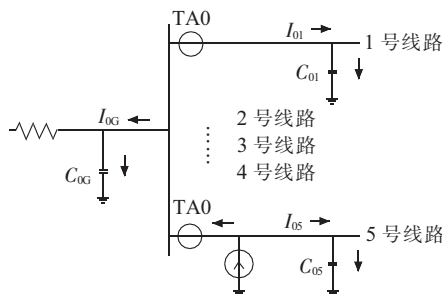


图 3 单相接地故障时零序等效网络

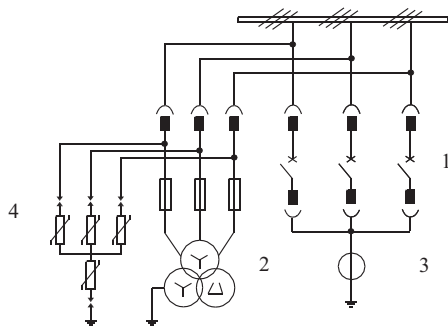
由图 2 和图 3 可以看出,35 kV 母线不接地时在 $d1$ 点接地故障下,流过这 5 条线路的零序电流是本线路对地电容电流,其方向均由母线到线路。35 kV 母线不接地时在 $d2$ 点接地故障下,正常线路(1 号、2 号、3 号、4 号线路)的零序电流是该线路的对地电容电流,其

方向由母线到线路;故障线路(5号线路)的零序电流为所有非故障元件(正常线路和主变)的对地电容电流之和,其方向由线路到母线。

2 中性点采用消弧消谐柜接地方式

2.1 消弧消谐柜接地的工作原理

SHK型消弧柜是较常用的消弧消谐装置。其采用微机控制方式,具有消弧功能、电压互感器(TV)功能、防止内部与外部过电压保护等功能,原理接线如图4所示。



1 为分相控制真空断路器;2 为手车式电压互感器;
3 为电流互感器;4 为过电压保护器

图4 SHK型消弧柜原理图

(1) 分相控制真空断路器。在接到微机控制器的动作命令后10ms之内完成合闸动作,使弧光接地故障在15ms之内快速转化为金属性接地。装置动作后,允许1250A的电容电流连续通过至少2h以上,用户可以先完成转移负荷的倒闸操作,再处理故障线路。

(2) 手车式TV。检测三相母线电压信号,一旦发生PT断线、单相金属接地或者弧光接地时,TV的开口三角电压立即由低电平转为高电平,启动微机控制器的中断程序来判别故障类型和相别。

(3) 零序电流互感器(TA)和接地电流表。在装置动作期间,通过接地电流表可以较准确地读出系统的接地电容电流;此时,如果健全相出现弧光接地,通过检测零序TA二次电流的突变,控制器发出跳闸指令,断路器在5ms内分闸。

(4) 过电压保护器。将相对地、相与相之间的各种过电压限制在设备绝缘允许的范围内。

2.2 经消弧消谐柜接地的零序保护整定

在中性点不接地的系统中,消弧消谐柜的功能除了TV监测、单相接地故障的检测以及故障类型的判断之外,还对单相弧光接地以及单相金属性接地的故障相直接对地短接,以减轻弧光接地带来的危害。它能保证电力系统供电的稳定性,给检修人员排除故障争取时间,但并不能消除电容电流带来的危害^[2,3]。

在以架空线路为主的风电场,电容电流较小;在以电缆线路为主的风电场,电容电流较大。应该通过合理

整定汇集线路的零序保护,迅速隔离故障,避免事故扩大。根据风电场提供的资料,计算出1~5号汇集线路的电容电流分别为6.9A,7.1A,8.5A,10.6A,9.5A。

例如:5号汇集线路区内故障时,流过其零序TA的电流为33.1A;区外故障时,流过其零序TA的电流为9.5A。零序I段保护定值按躲过本条线路区外单相接地时流过保护安装处的零序电流计算:

$$(3I_0)_{I.op} = K_{rel} I_k \quad (1)$$

式中: $(3I_0)_{I.op}$ 为零序I段保护定值; K_{rel} 为可靠系数,取1.5~2; $I_k^{(1)}$ 为本线区外单相接地时被保护设备供短路点的单相接地电流。系统容性电流较大,为了防止过电压,该保护宜动作于跳闸,保护灵敏度不小于1.5。

零序II段保护定值按本条线路区外单相接地时有一定的灵敏度计算:

$$(3I_0)_{II.op} = I_k / K_{sen} \quad (2)$$

式中: $(3I_0)_{II.op}$ 为零序II段保护定值; K_{sen} 为灵敏度系数,取1.2~2。所以,5号汇集线路零序I段定值19A,延时0.2s跳闸;零序II段定值7.6A,延时1s发信。其余汇集线路按上述原则整定。

3 中性点采用消弧线圈接地方式

3.1 消弧线圈接地的工作原理

在中性点不接地系统中,接地点将产生电弧,引起间歇过电压。当中性点经消弧线圈接地后,线圈产生的感性电流可补偿电缆的容性电流,熄灭电弧,避免过电压的产生^[4]。根据补偿度的不同可分为全补偿、欠补偿和过补偿。

风电场35kV侧绕组为三角形接线,正常无法直接引出中性点,需采用特殊的Z型接地变压器,人为地制造一个中性点,连接消弧线圈(接地电阻)^[5]。其特性是在电网正常供电情况下阻抗很高(即激磁阻抗),绕组中只流过很小的激磁电流;当系统发生单相接地故障时,其对正序、负序电流呈现高阻抗,对零序电流呈现低阻抗,使接地保护可靠动作。

常用Z型接地变压器为Zn,yn11,接线如图5所示。其铁心为三相三柱式,每一铁心柱上有2个绕组,匝数相等绕向相同,反极性串联成曲折形绕组。A1、B1、C1绕组末端分别与C2、A2、B2绕组末端相连,然后C2、A2、B2首端相连,即形成曲折变压器的中性点N。其通常兼做场用变压器^[6]。

某风场接地变为THT-DKSC-1400/35-200/0.4,一次容量1400kV·A,二次容量为200kV·A,额定电压为35/0.4kV,连接组别标号为Zn,Yn11,短路阻抗 $U_d=4.5\%$,零序阻抗为50.8Ω。选用接地电阻阻值为35Ω,短时允许电流600A,短时通流时间10s。

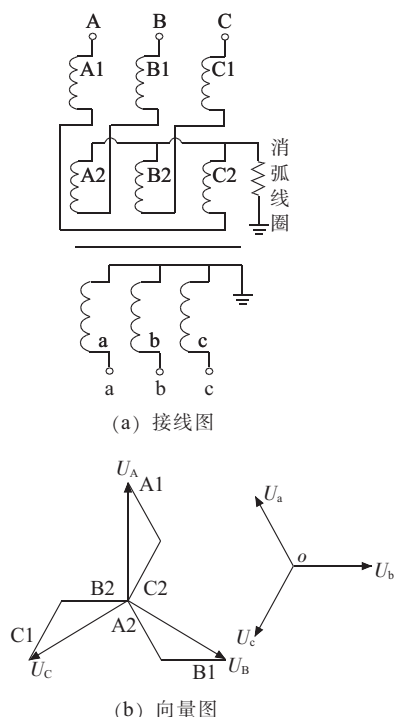


图5 ZN,yn11型接地变压器接线图及向量图

3.2 经消弧线圈接地的零序保护整定

为了防止汇集线路发生串联谐振,在风电场中普遍采用过补偿。在过补偿方式下,1号汇集线路区外故障时,流过线路零序TA的电流为6.9A,方向是由母线到线路;区内故障时,流过线路零序TA的电流为补偿后的感性电流,方向也是由母线到线路。因此,难以根据电流的方向来判别故障线路。另一方面,由于过补偿度不大,残余电流比较小,甚至小于非故障相的零序电流,所以很难根据零序电流的幅值来判别故障线路。母线单相接地故障下,流过接地变零序TA的电流约为非故障线路的电容电流之和。

汇集线路的零序定值按本条线路区外单相接地时有一定的灵敏度计算:

$$(3I_0)_{\text{I.op}} = (3I_0)_{\text{II.op}} = I_k / K_{\text{sen}} \quad (3)$$

式中: K_{sen} 取1.2~2。所以,5号汇集线路零序保护定值7.6A,延时1s发信。其余汇集线路按上述原则整定。

接地变的零序定值按躲过汇集线路容性电流的最大值计算:

$$(3I_0)_{\text{I.op}} = (3I_0)_{\text{II.op}} = K_{\text{rel}} I_k \quad (4)$$

式中: K_{rel} 取1.5~2。所以,接地变零序保护定值16A,延时1s发信。

采用消弧线圈接地方式,在单相接地时允许运行2h,运行人员可在此期间排除故障,保证供电不受影响。当所有的零序保护均告警时,接地故障点在35kV母线或接地变支路;当某汇集线路零序保护未告警而其余设备告警时,故障点在该支路。

4 中性点采用电阻接地方式

4.1 电阻接地的工作原理

中性点经电阻接地方式,即是中性点与大地之间接入一定电阻值的电阻。该电阻与系统对地电容构成并联回路,由于电阻是耗能元件,也是电容电荷释放元件和谐振的阻压元件,对防止谐振过电压和间歇性电弧接地过电压,有一定优越性。将图5中的消弧线圈换成电阻即为风电场常用的电阻接地方式。3.1节接地变经电阻接地后的等值电路如图6所示^[7]。

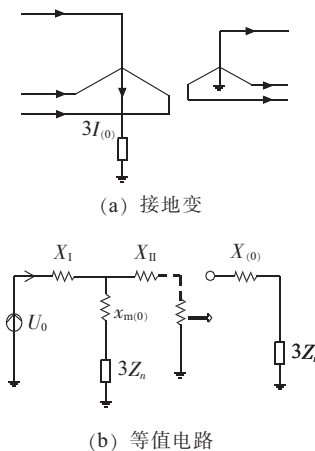


图6 中性点经电阻接地的接地变及其等值电路

4.2 经电阻接地的零序保护整定

零序I段保护定值按该线路单相接地时流过的最大零序电流有足够灵敏度计算,为:

$$(3I_0)_{\text{I.op}} = \frac{1}{K_{\text{sen}}} \times \frac{3U_N}{\sqrt{3} |3R + jX_0|} \quad (5)$$

式中: K_{sen} 为灵敏度系数,取1.5~3; U_N 为汇集线路的标称电压; R 为接地变中性点电阻; X_0 为接地变零序阻抗。此时,零序I段定值220A,汇集线路延时0.2s跳闸;接地变延时0.8s跳闸,与线路零序相配合。

零序II段保护定值按躲过正常运行时流过的最大不平衡电流计算:

$$(3I_0)_{\text{II.op}} = (0.3 \sim 0.4) I_E \quad (6)$$

式中: I_E 为汇集线路或接地变的负荷电流。此时,零序II段定值112.2A,汇集线路延时2s跳闸;接地变延时2.6s跳闸,与线路零序相配合。

5 结束语

风电场采用大量电缆或者架空线路,一旦发生接地故障,产生的弧光、过电压以及较大的接地电流对电气设备的危害十分严重。国家电网调(2011)974号文件要求:风电场汇集线系统应采用经电阻或消弧线圈接地方式,不应采用不接地或经消弧消谐柜接地方式。

(下转第29页)

大容量冲击发电机短路电流衰减特性研究

汪海波, 万德春, 洪 深

(南瑞集团公司 / 国网电力科学研究院, 江苏 南京 210003)

摘 要: 简单介绍了大容量冲击发电机的工作原理, 从大功率试验室的运行角度出发, 研究了国产 6 500 MV·A 冲击发电机短路电流的衰减特性, 建立冲击发电机电流衰减的 MATLAB 仿真模型。对 3 种典型外阻抗条件下施加不同强励倍数时的短路电流衰减特性进行仿真, 初步确定了在不同外阻抗条件下满足相关试验标准要求要求的强励倍数, 对大功率试验室的运行具有参考意义。

关键词: 冲击发电机; 短路电流; 大功率试验室; 强迫励磁; 仿真

中图分类号: TM31

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)05-0026-04

在电力系统中, 高压电器的稳定、可靠运行是整个系统正常、高效工作的前提条件, 高压电器的型式试验是检验其性能的重要环节。对高压电器而言, 由于电弧物理过程的复杂性、多变性, 目前仍然没有一种电弧模型能对电弧特性进行准确的计算分析, 而只能作为高压电器设计的辅助手段^[1], 因此产品受电弧特性影响的开断性能需要在大功率试验室中进行检测, 大功率试验室仍是研发高压开关设备的必要手段。大功率试验室的电源可以由网络或大容量冲击发电机提供。由于冲击发电机不受系统发展的制约和系统运行的影响, 世界上许多著名的大功率试验室都有安装冲击发电机, 如荷兰的 KEMA、意大利的 CESI、中国的 XIHARI 等^[2]。文献[3]对国内外大功率试验室的各种型号冲击发电机进行了较为详细的说明, 介绍了冲击发电机的发展状况; 文献[4]结合冲击发电机特点和相关试验标准的要求对冲击发电机的选型进行阐述; 文献[5]介绍了国内冲击发电机的生产情况, 并提出国内研制大容量冲击发电机的基本技术要求; 文献[6-8]以电机设计制造的角度从定、转子结构特点、机组布局、电动力分析等方面介绍国产 6 500 MV·A 冲击发电机; 文献[9]介绍了双馈变频调速系统在 6 500 MV·A 冲击发电机组中的应用, 实现了机组的 60 Hz 调速运行。文中从大功率试验室的运行角度出发, 对 6 500 MV·A 冲击发电机短路电流的衰减特性进行仿真研究, 分析了 3 种典型外阻抗条件下施加不同强励倍数时的短路电流衰减特性。

1 冲击发电机

1.1 冲击发电机特点

冲击发电机又名短路试验发电机, 专门用于短路试验。冲击发电机的每次试验都相当于常规发电机的出线端事故短路, 冲击电流有效值可达上百千安, 对

定、转子的绕组和结构有特殊的要求^[10]。

冲击发电机一般有以下 3 种特征容量: (1) 型式容量。是指与该台冲击发电机定、转子尺寸及重量相当的汽轮发电机的额定容量, 也称额定视在功率。(2) 出端容量。是指在额定电压下, 不加任何外阻抗, 只对冲击发电机超瞬变电抗 X_d'' 计算的最大三相对称短路容量。(3) 允许使用容量。是指电机制造厂或者试验站为保证冲击发电机的使用寿命而规定的试验使用容量。随着电力系统的快速发展, 高压开关设备的电压和开断电流不断增长, 作为大功率试验室电源的冲击发电机有尽可能大的短路(开断)容量^[11]。表 1 列出了目前国内外投入使用的大型冲击发电机特征容量。

表 1 大型冲击发电机的特征容量 MV·A

制造厂	型式容量	出端容量	允许使用容量
瑞士 BBC	280	6 570	3 750
日本东芝	200	7 400	4 900
哈尔滨电机厂	200	6 500	3 150

1.2 试验对冲击发电机的要求

以冲击发电机为试验电源的大功率试验室如图 1 所示, 试品位于试验小室内, 整个回路应能满足不同电流、电压等级的试品。通过调节限流电抗器值(L)来满足不同的试验电流, 调节试验变压器(TR)变比来满足不同的电压等级。

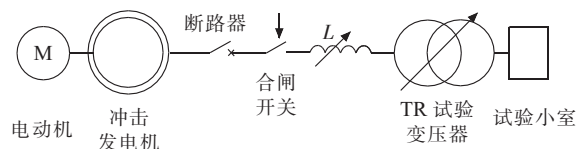


图 1 大功率试验室回路

对一台冲击发电机评定, 不仅要看冲击发电机的短路容量和短路电流的大小, 还要考虑短路电流的衰减特性如何。冲击发电机三相短路情况下的电流衰减趋势可由式(1)表示^[3,4]:

$$I = \frac{U_N}{\sqrt{3}} \times \left[\frac{k}{X_d} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{k}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} + \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} \right] \quad (1)$$

式中: U_N 为额定线电压; X_d'' 为超瞬变电抗; X_d' 为瞬变电抗; T_d'' 为超瞬变时间常数; T_d' 为瞬变时间常数; k 为强迫倍数(强励电压与空载励磁电压之比)。实际试验回路中需要外接阻抗(X_e), 此时的冲击发电机短路电流衰减曲线由式(2)表示:

$$I = \frac{U_N}{\sqrt{3}} \times \left[\frac{k}{X_d + X_e} + \left(\frac{1}{X_d' + X_e} - \frac{k}{X_d + X_e} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} + \left(\frac{1}{X_d'' + X_e} - \frac{1}{X_d' + X_e} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} \right] \quad (2)$$

在 GB 1984—2003 附录 B 中对高压断路器在型式试验中试验参数的公差提出了具体的要求, 例如高压断路器基本短路试验方式 T100s(断路器进行 100% 容量的完全对称开断试验), 规定试验值为额定短路开断电流的 100%, 试验公差为 0~+5%, 即只允许 5% 以内的正公差; 标准同时对试验参数中工频恢复电压(U_{RV})提出了试验公差为 $\pm 5\%$ 的要求, 由于 U_{RV} 与开断电流 I 存在线性关系, 即通过强励来补偿短路电流的同时也就对工频恢复电压做了补偿。这不但要求试验回路的阻抗配置合理, 同时还要求设定合适的强励电压值来保证冲击发电机的短路电流特性, 以满足高压断路器的试验参量及其公差符合相关标准的要求。

2 国产大容量冲击发电机

2.1 6 500 MV·A 冲击发电机特性

我国生产的大容量冲击发电机主要有 DSF-100-2 型(型式容量为 100 MV·A, 出端容量为 3 200 MV·A)与 DSF-200-2 型(型式容量为 200 MV·A, 出端容量为 6 500 MV·A)冲击发电机, 均由哈尔滨电机厂生产制造。DSF-100-2 型短路发电机容量小, 电气暂态参数差, 不能进行有效的强励, 工频电流和工频恢复电压衰减大, 已经不能满足当代大容量试验室的发展要求^[5]。DSF-200-2 型冲击发电机是在 DSF-100-2 型冲击发电机的运行实践和借鉴国外同类型设备的基础上设计开发的, 并于 2003 年投入商业运行。6 500 MV·A 冲击发电机的设计参数如表 2 所示。

2.2 短路电流衰减特性仿真及分析

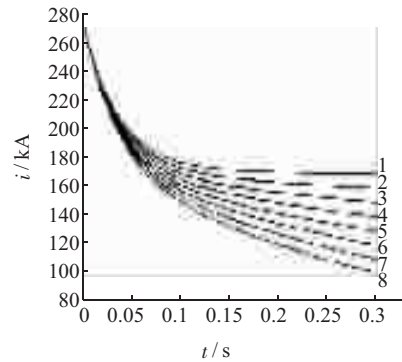
根据 6 500 MV·A 冲击发电机的设计参数和三相短路情况下电流衰减曲线计算公式, 建立其 MATLAB 仿真模型, 仿真时间为 0~0.3 s, 表示冲击发电机从 0 时刻开始短路持续 0.3 s 之后恢复到开路状态。

X_e 为 0 时不同强励倍数下的相电流有效值曲线如图 2 所示。从响应曲线来看, 需要 $k > 15$ 才能支撑短

表 2 6 500 MV·A 冲击发电机设计参数

参数	数值
三相出口短路容量/(MV·A)	6 500
额定电压 U_N /kV	14
最高运行电压 U_{max} /kV	15
额定频率 f /Hz	50/60
额定转速 n /(r·min ⁻¹)	3 000/3 600
设计强励倍数	16.7
超瞬变电抗 X_d'' 饱和值/mΩ	29.6
瞬变电抗 X_d' 饱和值/mΩ	46.6
同步电抗 X_d /mΩ	743
超瞬变时间常数 T_d'' /s	0.035
瞬变时间常数 T_d' /s	0.494

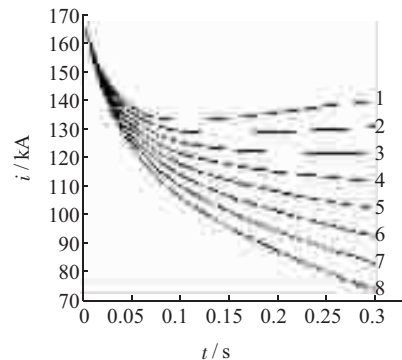
路电流在 0.3 s 内没有明显衰减的现象。 $k \leq 15$ 时存在短路电流衰减的情况, 并随着强励倍数的减少, 短路电流会成比例下降。



1. $k=15$; 2. $k=13$; 3. $k=11$; 4. $k=9$; 5. $k=7$; 6. $k=5$; 7. $k=3$; 8. $k=1$

图 2 X_e 为 0 时不同强励倍数下的相电流有效值曲线

X_e 为 18.5 mΩ 时不同强励倍数下相电流有效值曲线如图 3 所示。从响应曲线来看, $11 < k < 13$ 的范围内即可满足短路电流在 0.3 s 不存在明显衰减的要求。当 $k \geq 13$ 时会有短路电流上翘的现象, 并随着强励倍数的增加, 短路电流会成比例上升。



1. $k=15$; 2. $k=13$; 3. $k=11$; 4. $k=9$; 5. $k=7$; 6. $k=5$; 7. $k=3$; 8. $k=1$

图 3 X_e 为 18.5 mΩ 时不同强励倍数下相电流有效值曲线

对 X_e 为 18.5 mΩ 条件下 $k=1$ 和 $k=11$ 两种强励电压下的短路电流响应进行比较, 如图 4 所示。T 为 0.3 s

时, $k=11$ 与 $k=1$ 对应的短路电流有效值 I_{k11}, I_{k1} 分别为 120.8 kA, 72.49 kA。以 I_{k11} 为试验需要的短路电流计算, I_{k1} 存在 40% 的衰减量, 即 $I_{k1}/I_{k11}=0.6$ 。0.3 s 时的工频恢复电压 U_{RV} 及其公差 Δ 计算见式(3)和(4):

$$U_{RV-ki} = \sqrt{3} I_{ki} (X_d' + X_e) \quad (3)$$

$$\Delta_{ki} = \frac{U_N - U_{RV-ki}}{U_N} \quad (4)$$

式中: U_{RV-ki}, I_{ki} 分别为不同强励倍数下的工频恢复电压和开断时的短路电流有效值。通过计算可得: U_{RV-k1} 为 8.173 kV, Δ_{k1} 为 41.62%; U_{RV-k11} 为 13.62 kV, Δ_{k11} 为 2.71%, $\Delta_{k11} < 5\% < \Delta_{k1}$ 。可见, 施加适当的强励倍数与不加强励, 对冲击发电机的短路电流及工频恢复电压存在非常明显的影响。

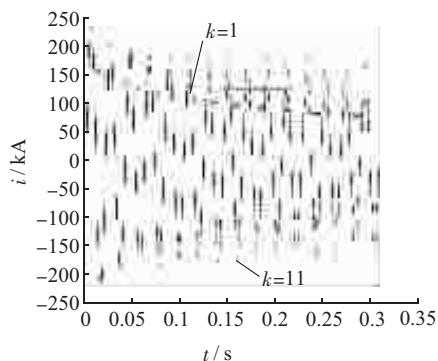


图 4 X_e 为 18.5 mΩ 时 $k=1$ 与 $k=11$ 时的相电流响应

X_e 为 36 mΩ 时不同强励倍数下相电流有效值曲线如图 5 所示。从响应曲线来看, 在 $9 < k < 11$ 的范围内即可满足短路电流在 0.3 s 不存在明显衰减的要求。当 $k \geq 11$ 时短路电流会有上翘的现象。

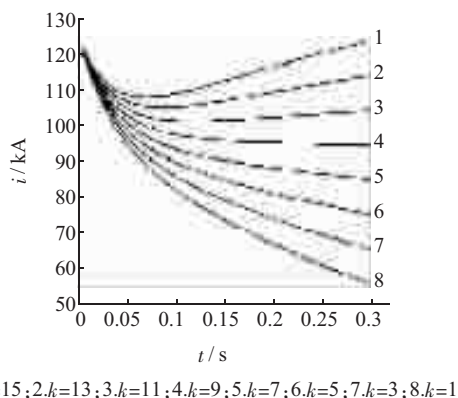
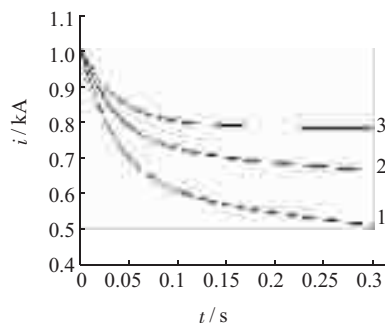


图 5 X_e 为 36 mΩ 时不同强励倍数下相电流有效值曲线

同一强励倍数下 ($k=9$), 3 种不同外阻抗条件下短路电流衰减情况如图 6 所示, 在同一强励电压下, 外接阻抗越小电流衰减越厉害, 随着外接阻抗的增加电流补偿效果越明显。

3 种不同外阻抗以及不同强励倍数条件下, 在 0.3 s 时短路电流有效值分布如图 7 所示。随着外接阻抗



1 为外接阻抗 0; 2 为外接阻抗 18.5 mΩ; 3 为外接阻抗 36 mΩ

图 6 k 为 9 时 3 种 X_e 条件下的短路电流衰减曲线

增加, 短路电流有效值逐步减少, 对应的允许使用容量也同步降低; 在同一外阻抗条件下, 短路电流随着强励倍数的增加而变大。

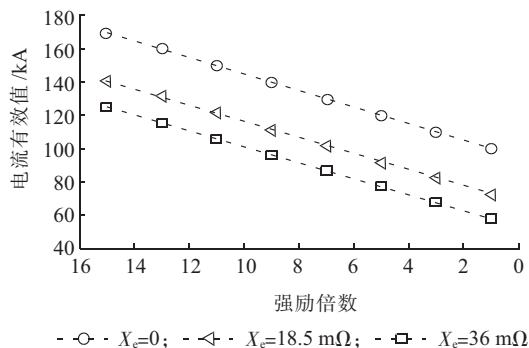


图 7 不同 X_e 和强励倍数下短路 0.3 s 时的相电流有效值

4 结束语

大容量冲击发电机作为试验电源广泛的应用于大功率实验室, 冲击发电机组的整体性能决定了大功率实验室的检测能力。依据国产 6 500 MV·A 冲击发电机的相关参数建立其仿真模型, 用来分析其短路电流的衰减特性。从仿真结果来看, 冲击发电机的短路电流特性与强励电压有密切的联系, 可根据试验需求调整试验回路阻抗, 通过设定强励电压在某一范围内即可控制冲击发电机的短路电流衰减量, 以保证试验参量及其公差满足相关标准的要求。通过仿真可以初步确定满足不同试验需求时的强励电压范围, 对今后大功率实验室的运行具有较为重要的参考意义。

参考文献:

- [1] 吴盛刚, 李 炜, 李玉春. 浅谈大功率实验室未来的发展趋势[J]. 华通技术, 2006(1): 31-33.
- [2] 顾霓鸿. 世界电力大功率试验站简介[J]. 国际电力, 2001(2): 51-53.
- [3] 李重光. 国外大容量冲击发电机概况[J]. 高压电器, 1975(4): 55-64.
- [4] 臧尔诚. 冲击发电机选型初探[J]. 大电机技术, 1986(5): 10-15.
- [5] 王征庆. 大容量试验短路发电机[J]. 高压电器, 1988(3): 27-35.

- [6] 房庆辉,张长发,赵金海,等. 6 500 MV·A 冲击发电机转子平衡特点[J].大电机技术,2001(3):21-23.
- [7] 张万兵,邵桂兰,宋晓东,等. 6 500 MV·A 冲击发电机结构特点[J].电工电气,2010(9):31-33.
- [8] 张亮,刘大鹏,邵桂兰,等. 大中容量短路试验发电机主要设计特点[J].大电机技术,2011(3):28-31.
- [9] 黄实,李秉杰,张海峰,等. 4 000 kW/3 600RPM 双馈变频调速系统在 6 500 MV·A 短路发电机组中的应用[J].电气技术,2008(9):84-91.
- [10] 辜承林,陈乔夫,熊永前. 电机学[M]. 武汉:华中科技大学出版社,2001.
- [11] YODA H, FUJITA M, NAKAMURA E, et al. The World's Largest Class 8 880 MV·A Short Circuit Generator[C].Power Engineering Society Summer Meeting 2002 IEEE, 2002.

作者简介:

汪海波(1983)男,浙江台州人,工程师,从事电力拖动与大容量试验室建设工作;

万德春(1974)男,湖北麻城人,高级工程师,从事电力系统自动化与电力设备试验方面的研究;

洪深(1962)男,安徽六安人,高级工程师,从事高压电器产品的大容量试验研究。

A Research on the Short Circuit Current Attenuation Characteristic of Short Circuit Generator with Large Capacity

WANG Hai-bo, WAN De-chun, HONG Shen

(State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China)

Abstract: This paper first briefly introduces the operational principals of short circuit generators. Then from the point of view of high-power laboratory, the attenuation characteristics of the short-circuit current of China-made 6 500 MV·A generator is studied and its MATLAB-based simulation mode is established. Based on the simulations of the attenuation characteristics of short-circuit current, the best choices of force excitation multiples to meet the requirements of relevant testing standards for three typical external impedance conditions are identified. The results of this paper provide a valuable reference for future operation of high-power laboratory.

Key words: short-circuit generator; short-circuit current; high-power laboratory; force excitation; simulation

(上接第 25 页)

针对目前风电场常用的 3 种接地方式,分析了不同方式下零序电流的产生原理,给出了相应的零序保护的计算方法。合理地整定汇集线路的零序定值、充分利用其保护功能,能有效避免风机脱网事故发生,从而保障电网运行安全。

参考文献:

- [1] 汤云岩,周巧俏,陈继军.小电流接地系统单相接地选线方法介绍[J].电工电气,2012(6):56-59.
- [2] 杨华,陈式献,涂斌.XHG 消弧柜在供电系统中应用的分析[J].江西冶金,2011,31(2):21-24.
- [3] 石启新.两种新型接地消弧消谐柜的性能比较分析[J].广西电力,2006(4):24-27.
- [4] 周一峰.一种单相接地引起消弧线圈事故分析[J].江苏电机工程,2010,29(5):16-17.

[5] 许凯.接地变的参数确定和保护计算[J].机电工程技术,2011,40(7):153-155

[6] 李玲,李国庆,王振浩.小电流接地系统 Z 型接地变压器模型设计[J].吉林电力,2006,184(3):24-27.

[7] 李光琦.电力系统暂态分析[M].北京:中国电力出版社,2007.

作者简介:

向昌明(1965)男,江苏泰兴人,高级工程师,从事网源协调方面的研究工作;

杨宏宇(1979)男,河南上蔡人,工程师,从事继电保护整定计算与新能源应用的研究工作;

范立新(1966)男,安徽巢湖人,高级工程师,从事继电保护和新能源研究工作;

喻建(1987)男,江苏如东人,助理工程师,从事继电保护和电气试验方面的研究工作。

Grounding Mode and Zero Sequence Protection Setting Calculation of Wind Farm

XIANG Chang-ming, YANG Hong-yu, FAN Li-xin, YU Jian

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

Abstract: A wind farm covers a vast area and the capacitive current of wind farms' assemble lines are relatively large. Therefore, the grounding modes of these assemble lines are critical to the safe operation of wind farms and the entire power grid. Three kinds of grounding modes, namely through harmonic elimination cabinet grounding, through extinction coil grounding and through resistance grounding, are analyzed. Based on the analysis a method for calculating the setting parameters of zero sequence protection system is presented which provides a valuable reference for future similar projects.

Key words: single-phase grounding; capacitance current; Z-type of grounding transformer; zero-sequence protection; setting calculation

集控型智能配网终端的设计与实现

李宁峰, 张 吉, 宋 斌

(国网电力科学研究院, 江苏 南京 210003)

摘 要:介绍了一种集控型智能配网终端,其具有本地配网终端功能和区域子站组网能力,可以有效减少配网系统层次,适应各种通信接口方式。围绕全新的硬件平台,采用了三层总线构架和适应浮点计算的中断技术。软件的设计采用了面向对象的方法和基于智能化协议的信息交换技术,可以支撑智能化配网系统的需要。该产品已在国网智能配网领域成功应用。

关键词:集控;配网终端;子站

中图分类号:TM76

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0030-04

随着我国经济发展和城市化进程加快,用电负荷日益增加,城乡用户对电能质量要求不断提高,配网自动化成为电力系统自动化领域的新兴热点。配网自动化系统通常由主站层、子站层、远方测控终端和通信网络组成。其中远方测控终端包括测控终端(DTU)、馈线终端(FTU)和配变终端(TTU)等^[1]。DTU 主要作用是完成配电网的信息采集和运行控制功能,包括配电开关分合、故障检测、故障隔离和配电网重构等。作为关键的控制终端设备,DTU 在配网自动化系统中已有广泛应用。传统的 DTU 受制于硬件平台数据通信处理能力,与配调主站的通信还需要由一级子站汇集后再转发,虽然组网架构层次清晰,但工程实践中存在网络布设复杂、工程造价和维护成本高、与子站间的通信方式不能灵活改变等不足。随着终端平台技术水平的提高以及处理器能力的增强,文中介绍了一种将子站功能集成到 DTU 中的配网终端装置,该装置能简化通信网络,提高通信效率,具备灵活的运行配置方式,将逐步成为配网 DTU 的一个发展趋势。

1 集控型智能配网终端及组网架构

1.1 设计要求

(1) 简化配网层级。集控型智能配网终端的应用,省去子站层装置,简化了系统的通信网络层级,DTU 与子站通信功能在终端内部完成,可以提高通信的可靠性。

(2) 通信接口多样化。集控型智能 DTU 需配备多路电以太网、光纤以太网及 232 等多种通信接口,可灵活地与主站通信模式匹配,降低配网升级改造工程的复杂度。

(3) 基于数字化标准 IEC 61850、IEC 61970 和 IEC 61968 的信息交换系统。采用智能化的信息交换

系统,具有良好的互操作性,可无缝接入智能化配网自动化系统^[2]。同时还具有远程监控和维护的功能,可以节约维护费用。

1.2 集控型智能配网终端配置

集控型智能配网终端采用 6U 整层机箱,按配置板件的不同,有主机和从机 2 种配置方式,如图 1 所示。2 种配置采用相同的总线板和面板结构,系统需要扩展或升级时,只需增减板件就能实现主从机相互转换及通信接口的扩展,使集控型 DTU 应用起来更加灵活。

主机配置						
交换板	交流板	通信板	遥控板	采样板	通信板	电源板

从机配置				
交流板	通信板	遥控板	采样板	电源板

图 1 集控型智能配网终端装置配置

1.3 主从机协同工作方式

由图 1 可见,从机由交流、通信、遥控、采样等板件组成,其配置、工作原理与传统 DTU 一样,主要完成本间隔 DTU 的监控、故障定位等功能,采样板上设计有以太网口,可将本间隔的信息上送主机。主机配置是在从机的基础上,增加了交换板和通信板 2 个功能板件。交换板可提供 8 路以太网接口,其中 3 路用于装置内通信、采样等板件间信息交换,交换通道既可以采用外部电缆连接,也可以通过装置内部跳线实现,余下 5 路接口用于接入外部以太网信息,进行配网系统扩展,通过对外的以太网口与各从机或终端设备进行信息交互;通信板的作用是将交换板转来的配网信息连同自身间隔的配网信息汇总处理^[3],并采用光纤、GPRS 等多种通信方式直接与主站进行信息交互,通信板具有光、电以太网口、GPRS 接口以及传统的 RS232、RS485 等多种接口,可以与主站方便地匹配。

1.4 组网结构

根据配网系统电压等级和规模的大小,集控型智能配网终端有单主机组网和多主机组网2种方式,如图2所示。单主机结构的组网方式适合小型的独立配网系统,结构简单,网络接线方便。多主机结构的组网方式一般用于大型配网系统,可通过主机的通信扩展功能接入更多的配网终端设备。此外,该智能终端还可以通过配置即插即用的板件,来实现扩充通信接口、扩展采样通道、调整输入交流流量通道变比及适应不同输入电源等系统功能。

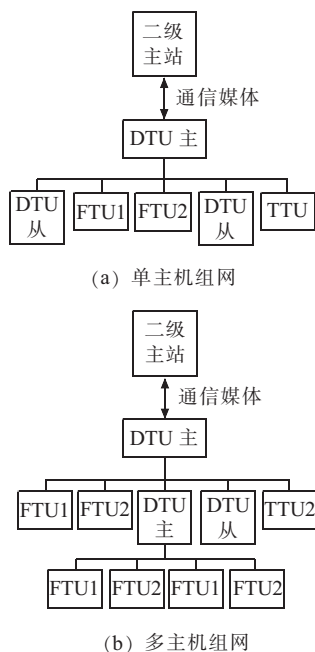


图2 集控型智能配网终端装置组网

2 集控型智能配网终端硬件系统设计

为满足集控型智能配网终端的应用需求,系统硬件在平台技术、总线架构、中断技术等方面进行了全新设计。

2.1 PowerPC 处理器(PPC)架构的硬件平台

最初的配网终端硬件平台多采用单数字信号处理器(DSP),采样、计算和通信功能都由DSP完成,受制于DSP的性能,不具备以太网通信能力,不能适应数字化场合应用。随着配网系统数字化要求的出现,对以太网通信方式的需求大大增加,出现了过渡性的DSP+精简指令系统处理器(ARM)的双核硬件系统架构,DSP负责数据采集和计算,ARM负责网络通信及信息处理。该架构的以太网通信能力有所提高,但仍存在以下两方面影响实时性的瓶颈:

(1) 采样的速率依赖于DSP的主频速度。DSP平台用于数据采样时,其速度受到采样中断频率的限制,为适应不断增多的数据采样和计算量,只能靠提高DSP的主频速度来满足要求,导致采样平台不断升级,甚至仍无法达到要求,增加了项目开发成本。

(2) DSP与ARM数据交换通信延时。DSP本身不具有网络协议及文件系统功能,与ARM平台间的数据交换是通过内部握手协议实现的,输出的数据还需ARM进行处理才能使用,当传输数据量大到一定程度,这个处理过程会对系统的实时性造成很大影响,这也是传统DTU难以实现子站功能的重要原因。

为克服这些技术瓶颈,设计采用了PPC平台作为集控型配网终端的硬件系统平台,采样板上的PPC负责各间隔数据高速采集,通信板上的PPC负责以太网信息处理与传输。PPC内核的处理器选择高性能的MPC86XX系列,该芯片具有高速的PPC内核,连同集成的网络和通信外设,形成一个高端通信系统,完全可以满足集控型配网终端本地数据采集处理和子站通信功能的需要。

2.2 平台总线技术应用

基于MPC86XX的处理器平台,设计了3类总线,即高速的数据总线、完备的管理总线,以及可扩展的低压差分信号(LVDS)总线。数据总线采用千兆以太网,用于子站大量数据的实时传输及交换;管理总线采用百兆以太网,用于与界面管理系统通信、软件调试、任务切换控制等操作;LVDS总线是由美国国家半导体公司提出的一种信号传输模式,在提供高数据传输率的同时,输出功耗很低,而且具有低电压电源兼容性、低噪声、信号传输可靠等优势。引入先进的LVDS总线技术,优势在于使所有板件接口标准统一,可随时增加、减少板件,板件可插入任何槽位,并可带电拔插,使装置在满足严格时钟同步的基础上易于扩展,是一种适合智能配网技术应用的总线。

2.3 高速以太网数据传输技术

现代电力配网系统中,大多网络是通过TCP/IP方式进行通信,配网终端装置接收到报文后产生中断信号,通知VxWorks协议栈来接收报文,之后传送至应用层缓冲区,待任务执行时再处理报文。此过程中间环节较多,并依赖于任务切换机制,无法满足数字化平台采样率要求。

设计中提出以直接数据访问(DMA)方式通过光口直接接收MAC层报文的处理机制,物理结构如图3所示。设计实现时,首先在内存中开辟一段报文缓冲区,之后定义MPC86XX内部的双口RAM寄存器,将MAC层收到的报文数据直接指向已开辟好的内存报文缓冲区,光口接收数据时,会直接存放在该内存中,此过程不占用CPU资源,因而大大提高了报文接收速率,满足了数字化系统对数据处理速度要求。

2.4 适应浮点计算的中断技术

配网系统的故障判断算法中经常会有浮点计算,浮点计算较整型计算会节约很多时间,提高中断效率,

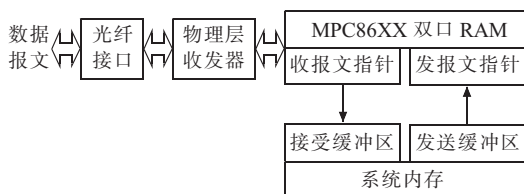


图 3 DMA 方式高速数据传输示意图

但配网终端中 VxWorks 实时多任务操作系统不提供对浮点计算的中断现场保护,这意味着如果一个中断时间片内浮点计算没有结束,出中断后就无法再恢复计算,无疑会引起系统混乱。为解决这个问题,设计中对浮点运算任务和中断进行了特殊处理。

首先开辟中断浮点栈空间用于存储中断现场信息,且不同的中断需要建不同的浮点栈,以防栈空间混叠^[4],例如:

```
Typedef struct fpStack1 /*FP_STACK1*/
{double fp1[FP_NUMS];/*32 doubles*/
int fpstu; /*control status*/
int p1; /*8byte*/
} FP_STACK1;
FP_STACK1 fpStack1;
```

然后在编程中调用系统函数对浮点寄存器进行手动中断现场保护,调用顺序为 fppSave(fpTestStack1)、浮点运算过程、fppRestore(fpTestStack1),这几个函数可放在浮点计算调用开始和结束的位置,对不需要浮点计算的系统,该浮点计算保护过程可省略。

2.5 电源系统的设计

作为集控型智能配网终端,不可避免会在单电源的场合应用。当主电源故障失电时,备用电源的设计就显得尤其重要。集控型 DTU 将备用电源部分作为一个独立系统进行设计,包括主电源状态自动在线监测模块、主电源失电自动切换至备电模块、蓄电池状态监测模块、蓄电池活化维护模块等。可完成主备电源切换、蓄电池状态报警、自动选择充电方式和充电电流、预测蓄电池的剩余工作时间、蓄电池活化周期智能整定等主后备电源的监测及管理等工作,保障电源系统安全、稳定、可靠地运行。

3 集控型智能配电终端软件实现

3.1 系统架构

集控型配电终端软件设计中兼顾了子站和 DTU 功能,简化了数据传输通道,使得系统工作效率大为提高。软件架构包括通信数据收发及控制模块、本地 DTU 模块、子站模块三部分。软件采用面向对象设计方法,分层分布配置,模块化封装,移植性能好;采用基于 IEC61850、IEC61970 等的信息交换系统,具有强大的智能化接入能力,除可以接入其他厂家相关设备外,

还支持各级调度系统、GPS 对时系统、MIS/SIS 系统以及继电保护信息系统的接入,对智能化配网应用具有很好的支撑能力。系统架构及各部分实现的主要功能如图 4 所示。

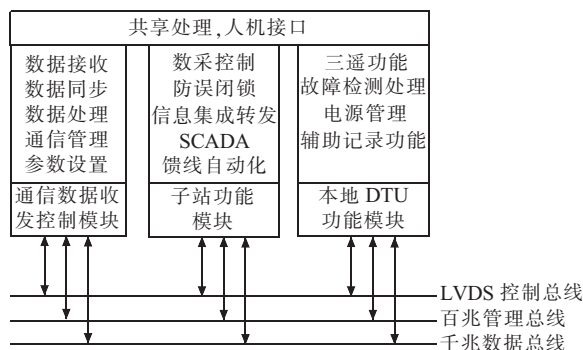


图 4 集控型配电终端软件系统架构

3.2 主要功能模块

3.2.1 本地 DTU 软件模块

本地 DTU 软件模块主要包括:遥测、遥信、遥调模块,电源运行管理模块,装置配置、运行等参数设置模块,SOE、遥控、运行、自检、负荷曲线等辅助记录模块,本地实验与调试模块,母线故障检测功能模块,馈线故障检测功能模块,无功补偿模块以及人机接口模块等。面向对象的设计思想,采用模块化设计方法,可以实现本地 DTU 的信息采集、故障检测、执行子站控制命令等各种功能^[5]。

3.2.2 配网子站软件模块

终端可完成主控型配网子站的功能,相应软件模块有:规约数据库管理模块,遥控闭锁检查模块,信号合成与转换模块,打印模块,远程维护模块及故障监测和隔离模块,故障定位和恢复供电模块。另外,子站应用相关的系统及规约调试功能、人机接口功能、事件记录功能、双机电源切换功能等模块,已与 DTU 部分相关软件模块合并处理,既提高了终端软件的运行效率,也方便运行、调试人员的操作和维护工作。

3.2.3 通信数据收发及控制软件模块

主要软件模块包括:主从机通信管理模块,双主机通信管理模块,61850 对下通信模块及数据接收、同步、控制模块。这里包含了本地 DTU 与子站的装置内部通信、外部 DTU 与子站的外部通信以及本地子站对主站的调度通信。通信部分软件底层公用,应用层可配置,提高了配网终端的代码使用效率和装置运行的稳定性。

3.3 终端软件实现的关键技术

3.3.1 通信网自愈传输功能

配电系统运行过程中,通信线路一旦出现故障,会导致一片区域的配电设备失去监视和控制,因此提高子站以上的通信线路可靠性非常重要。自愈传输网是

一种有效的方法,即在无人工参与的情况下,网络能及时地发现传输错误,并能在极短的时间内自动恢复承载的业务,对用户而言根本感觉不到网络的故障和切换。集控型终端软件支持自愈网功能,其主通道和备用通道采用两个通信口连接不同的通信通道。正常情况下,当终端有数据要收发时,处理器同时经2个口收发数据,并进行实时误码率侦测,如果发现主通道误码率高,而备通道误码率低,就将主通道切换成备用通道,当主通道误码率恢复正常时再切换回来。如果侦测到主通道通信故障,就立即切换至备用通道,同时发出告警信号,通知维护人员现场查看。

3.3.2 辅助调试功能

终端系统在运行前需进行全面调试,过程中经常会遇到相关条件不具备或需定位故障点的情况,为此增加了辅助调试功能,装置中准备了设备信号表、保护信号表、自检信号表、监控转发表和四遥信号表,当与子站信号状态不一致时,根据终端所提供的各种信号类别,调试人员能够判断究竟是哪一层配置出现差错,从而快速定位故障点并处理问题,这一功能可以提高调试的效率。

3.3.3 无功自动补偿控制功能

集控终端可按照配电网络中配变实测的无功需求量,对当地1~16组电容器进行循环投切,并有过压欠压闭锁、相序错、谐波越限闭锁等功能;可提供有触点、无触点、复合投切式等多种方式的操作选择;在控制策略上采取预测方法,避免调节震荡和调节过程电压越限,保证以最少的动作次数取得最佳的补偿效果。

3.3.4 基于零序电流频率的故障定位功能

配网系统的故障定位方法按利用信号不同,有主动法和被动法2种^[6]。主动法需要用设备注入信号,投资较大;被动法用采集到的电信号进行分析判断来确定故障点,然后对其进行隔离和相关处理。传统的被动故障定位法存在数据传输量大、需要较多零序互感器投入等缺点,为解决这一问题,集控终端采用了零模电流和频率差异特征计算故障定位的方法。该方法只需

要监测电流,计算零模电流,其传输数据为零模电流的频率值,通信数据量小,且不需要各FTU实现精确对时,定位的精度和速度也有很大提高,在应用中取得了很好的效果。

4 结束语

集控型智能配网终端装置采用了全新的硬件架构和软件设计方案,提高了配网装置运行的效率和可靠性。从国网多处现场运行的情况来看,集控型智能配网终端减少了一级通信网络层次,可以直接和区域主站对接,通信接口实现了多样化、冗余化,可以很好地支撑智能配网系统的运行,达到了集控型智能DTU的设计要求。集控型智能配网终端的研制,是终端平台技术进步在配网领域的具体体现,随着该类应用的逐步成熟与完善,将会使配电网自动化系统的架构日趋简化,运行更加稳定。

参考文献:

- [1] 杨永标,周立秋,丁孝华,等.智能配用电园区技术集成方案[J].电力系统自动化,2012,36(10):74-78.
- [2] 张小飞,李佩娟,王洁松,等.智能变电站网络应用及测试技术研究[J].江苏电机工程,2012,31(4):34-38.
- [3] 徐瑞林,高晋,杨洪涛,等.智能变电站过程采用值传输协议的分析与程序实现[J].江苏电机工程,2012,31(3):46-49.
- [4] 王明飞,张效义,李鸥,等.Vxworks下MPC860的中断处理机制及其应用[J].微计算机信息,2005(3):1-2.
- [5] 朱永利,姚建国,刘骥.微电网关键技术及研究现状[J].江苏电机工程,2012,31(3):81-84.
- [6] 孙波,孙同景,薛永端,等.基于暂态信息的小电流接地故障区段定位[J].电力系统自动化,2008,32(3):52-55.

作者简介:

李宁峰(1969),男,福建厦门人,高级工程师,从事变电站综合自动化研究工作;

张吉(1979),男,吉林白城人,工程师,从事变电站综合自动化研究工作;

宋斌(1968),男,江苏扬州人,高级工程师,从事电力系统及其自动化研究工作。

A Smart Power Distribution Terminal with Integrated Control Model

LI Ning-feng, ZHANG Ji, SONG Bing

(State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China)

Abstract: This paper introduces the integrated smart DTU which can also be used as a regional substation. This terminal can reduce the number of layers of power distribution system and is flexible for various interfaces. It utilizes three-layer bus structure and a special interrupting technology for float calculation. The adaptations of object-oriented method and smart protocol based data exchange technology in its software make it compatible to the smart power distribution system. The terminal has been successfully applied in some smart power distribution systems of China's power grid.

Key words: integrated controlling; distribution terminal; substation

静止无功发生器负序补偿时直流电容选择

黄 华, 陈赤汉, 刘 磊, 李成博

(南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211102)

摘 要:静止无功发生器(SVG)在补偿三相不平衡负载时,会输出负序电流,导致直流侧电压存在2倍于电网频率的波动,如果直流电压取值较小,其波动超过一定范围后,使得控制效果变差,严重时会导致装置失去稳定。从理论上推导出 SVG 负序补偿时的最小直流侧电容,将 SVG 负序补偿时直流电压的2倍频波动大小限制在允许范围之内,保证了 SVG 装置的正常运行, PSCAD/EMTDC 仿真试验验证了电容选择方法的正确性。

关键词:静止无功发生器;直流电容;负序补偿;PSCAD/EMTDC

中图分类号: TM761

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)05-0034-04

随着工业经济的不断发展,越来越多的非线性、不对称、冲击性负荷开始在电网中应用,一方面导致电网的电能质量恶化,另一方面也降低了设备的效率和使用寿命,因此必须对这类非线性、不对称、冲击性负荷进行相应的补偿^[1,2]。静止无功发生器(SVG)技术作为动态无功补偿的发展方向,是目前国内外研究的热点。SVG 以其占地面积小、输出特性理想、无功可连续调节、响应速度快、补偿容量受系统电压影响小,同时可以进行负序和谐波补偿等优点,成为当前某些领域电能治理的优选设备^[3,4]。直流电容作为 SVG 的关键设备之一,起着稳定直流侧电压的作用,而直流电压的稳定与否关系着 SVG 能否达到理想的控制目标。在 SVG 对三相平衡负荷进行无功补偿时,直流电容仅起着直流电压支撑的作用,理论上可以选取容值比较小的直流电容。当 SVG 补偿三相不平衡负载时,SVG 会输出负序电流,导致直流侧电压存在2倍于电网频率的波动,SVG 补偿的负序电流越大,直流电压波动越大。如果直流电压取值较小,直流电压的波动超过一定范围后,可导致控制效果变差,严重时会使装置失去稳定。从理论上推导出 SVG 负序补偿时满足一定运行条件的最小直流侧电容值,这些条件包括将 SVG 负序补偿时直流电压的两倍频波动限制在允许范围之内,保证了 SVG 装置的正常运行。最后通过 PSCAD/EMTDC 仿真验证了电容容值选择方法的正确性。

1 SVG 原理与负序控制

SVG 的接入系统如图1所示,其基本原理就是将自换相桥式电路通过连接电抗器并联在电网上,适当调节桥式电路交流侧输出电压的相位和幅值,或者直接控制其交流侧电流,可以使该电路吸收或者发出满足要求的无功电流,达到动态无功补偿的目的。根据

基尔霍夫电流定律,有:

$$i_{s_abc} + i_{c_abc} = i_{l_abc} = i_{l_abc_p} + i_{l_abc_q} \quad (1)$$

SVG 补偿负载无功的控制原理,就是检测出负载电流中的无功分量 $i_{l_abc_q}$,同时由 SVG 输出一个与该无功分量大小相等,方向相反的电流 i_{c_abc} ,以补偿负载电流的无功分量,使得最终供电系统仅提供负载电流中的有功分量,即 $i_{s_abc} = i_{l_abc_p}$ 。

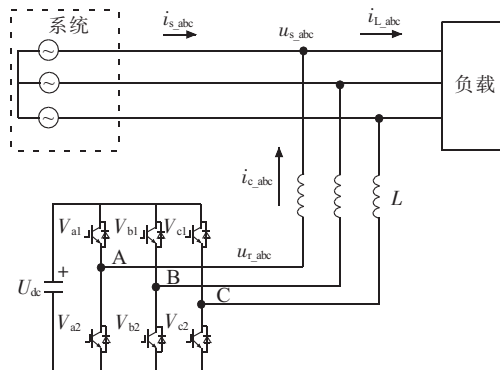


图1 SVG接入系统

当负载电流三相不对称时,SVG 通过负序控制功能输出负序电流来补偿负载中的负序电流,使得供电系统的电流仍保持三相对称。负序控制原理^[6]如图2所示:SVG 在 dq 坐标系下检测出负载电流中的负序电流参考值 i_{dref}^- 和 i_{qref}^- ,与 SVG 输出的 dq 坐标系下的负序电流 i_{cd}^- 和 i_{cq}^- 作差,通过 dq 轴电流解耦控制和系统负序电压前馈补偿控制等,得到 dq 坐标系下的调制波 u_{dref}^- 和 u_{qref}^- ,然后经过负序旋转坐标变换,输出 abc 三相下的负序调制波 $u_{ref_abc}^-$,该负序调制波和正序调制波相加后通过 SPWM 控制输出 PWM 脉冲去驱动 IGBT。由于 SVG 输出电流中有负序电流分量,因此直流侧电容会呈现2倍于电网频率的直流电压波动,负序电流越大,该电压波动也就越大。为了获得良好的控制效果,必须将直流电容增大到一定值,确保直流电压的波动

在允许的范围之内。

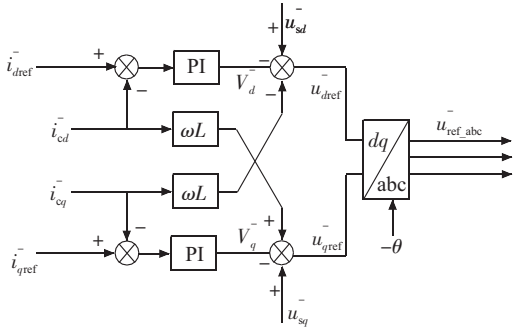


图2 SVG 负序控制

2 最小直流电容计算

目前主要有以下 2 种直流电容容值选择方法^[5]。

(1) 按直流电容的储能与 SVG 输出额定容量之比进行选择:

$$K_C = \frac{C\omega_0 U_{dc}^2}{Q_{svg}} \quad (2)$$

(2) 按直流电容的惯性时间常数进行选择:

$$H_C = \frac{C\omega_0 U_{dc}^2}{2Q_{svg}} \quad (3)$$

式中: ω_0 为母线电压角频率; U_{dc} 为直流侧电压; Q_{svg} 为 SVG 额定容量; K_C 为假设将该直流电容接在角频率为 ω_0 、母线电压为 U_{dc} 的交流系统中,其产生的无功功率与 SVG 实际输出额定无功功率之比,该值一般在 1.0 附近; H_C 为 SVG 直流电容的惯性时间常数,一般为几百毫秒。

在进行最小直流电容计算时,先作如下假设:(1) SVG 开关频率在 1 kHz 以上,由于开关动作引起的直流电压波动远小于负序电流引起的波动;(2) 忽略 SVG 开关函数中的高次谐波分量,只考虑基波正、负分量;(3) SVG 只和系统进行无功交换,认为没有有功损耗,即 SVG 的输出电流和电压的相角差为 $\pm 90^\circ$ 。SVG 开关函数方程如式(4)所示:

$$\begin{cases} sw_a(t) = m \sin \omega t \\ sw_b(t) = m \sin (\omega t - 120^\circ) \\ sw_c(t) = m \sin (\omega t + 120^\circ) \end{cases} \quad (4)$$

式中: m 为调制比; $sw(t)$ 为开关函数; ω 为工频角频率; t 为时间变量。假设 SVG 输出容性电流,如式(5)所示:

$$\begin{cases} i_a(t) = I_a \cos \omega t \\ i_b(t) = I_b \cos (\omega t - 120^\circ) \\ i_c(t) = I_c \cos (\omega t + 120^\circ) \end{cases} \quad (5)$$

式中: I_a, I_b, I_c 分别为三相电流幅值。电容电压微分方程如式(6)所示:

$$C = \frac{du_{dc}}{dt} = \sum_{i=a,b,c} sw_i(t) i_i(t) \quad (6)$$

式中: C 为直流侧电容容值; u_{dc} 为直流侧电压瞬时值; $i(t)$ 为电流瞬时值。将式(4)和(5)代入式(6),求解得:

$$u_{dc} = U_{dc} + \Delta u_{dc} \quad (7)$$

式中: U_{dc} 为直流电压稳态分量; Δu_{dc} 为直流电压波动分量。波动分量如式(8)所示:

$$\Delta u_{dc} = \frac{m}{4\omega C} [I_a \cos 2\omega t + I_b \cos (2\omega t + 120^\circ) + I_c \cos (2\omega t - 120^\circ)] \quad (8)$$

将式(8)进一步简化,可得式(9):

$$\Delta u_{dc} = \frac{m I_m}{4\omega C} [I_x \cos (2\omega t) + I_y \sin (2\omega t)] \quad (9)$$

其中:

$$\begin{cases} I_x = (I_a - I_b/2 - I_c/2)/I_m \\ I_y = (-\sqrt{3} I_b/2 + \sqrt{3} I_c/2)/I_m \end{cases} \quad (9a)$$

式中: I_m 为基波正序电流幅值; I_x, I_y 为正交的波动电流分量系数。因此直流电压波动的幅值为:

$$\Delta u_{dc} = \frac{m}{4\omega C} \sqrt{I_x^2 + I_y^2} \quad (10)$$

假设 SVG 输出 A 相基波正序电流为 $I_m \angle 0^\circ$, 负序电流为 $\varepsilon I_m \angle \theta$, ε 为输出电流不平衡度,范围为 0~0.7, θ 为基波负序电流相位,那么三相电流幅值分别为:

$$\begin{cases} I_a = I_m \sqrt{(1 + \varepsilon \cos \theta)^2 + (\varepsilon \sin \theta)^2} \\ I_b = I_m \sqrt{[\varepsilon \cos (\theta + 120^\circ) - \frac{1}{2}]^2 + [\varepsilon \sin (\theta + 120^\circ) - \frac{\sqrt{3}}{2}]^2} \\ I_c = I_m \sqrt{[\varepsilon \cos (\theta - 120^\circ) - \frac{1}{2}]^2 + [\varepsilon \sin (\theta - 120^\circ) + \frac{\sqrt{3}}{2}]^2} \end{cases} \quad (11)$$

令 $f(\varepsilon, \theta) = \sqrt{I_x^2 + I_y^2}$,并将式(11)与式(9a)联合代入。利用 MATLAB 计算工具,以 θ 为变量,求解出在各不平衡度 ε 下 $f(\varepsilon, \theta)$ 的最大值 $f(\varepsilon)$, $f(\varepsilon)$ 与 ε 的关系如图 3 所示,显然不平衡度越大, $f(\varepsilon)$ 越大,即直流侧电压的波动也越大。

假设直流侧允许电压波动不超过 ΔU_{dc_max} ,则直流侧电容值应满足:

$$C > \frac{m I_m}{4\omega \Delta U_{dc_max}} f(\varepsilon) \quad (12)$$

3 PSCAD 仿真

在 PSCAD/EMTDC 中搭建 SVG 仿真系统,如图 4 所示,220 kV 系统短路阻抗 6 000 MV·A, 变压器容量 50 MV·A, 220/10 kV, 短路阻抗百分比 10%, SVG 容量 10 MVar, 直流侧电压 18 kV, 连接电抗 8 mH, 开

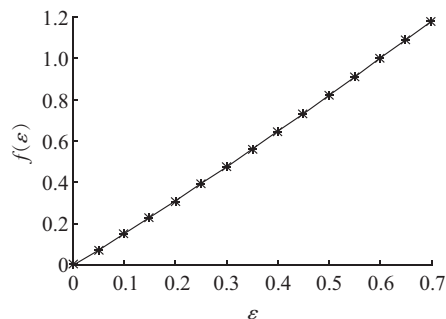


图3 负序电流大小与直流电压波动关系

关频率1.95 kHz, 负荷电流正序分量峰值为额定值816.6 A, 不平衡度为0.3。

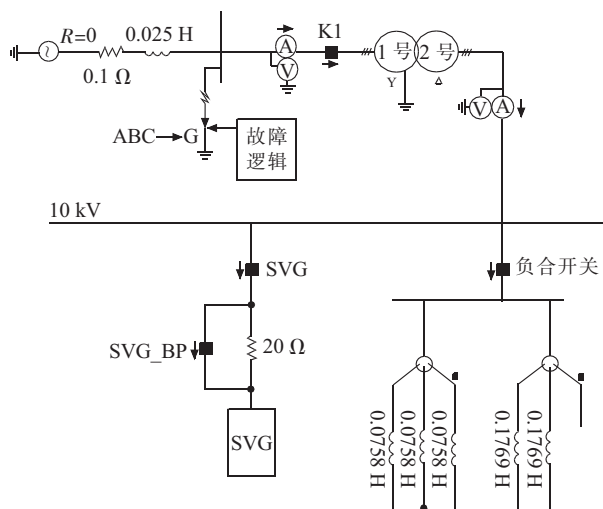
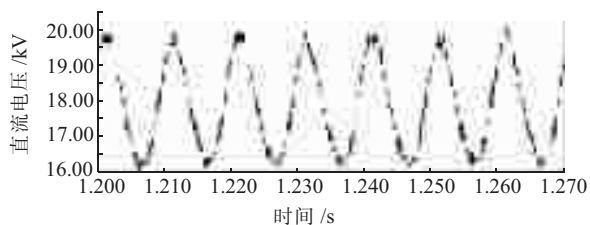


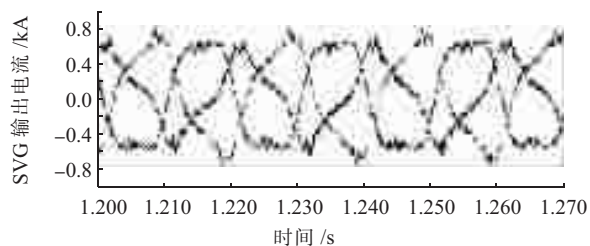
图4 仿真模型

不平衡度 ε 为0.3时, $f(\varepsilon)=0.479$, $I_m=816.6$ A, 直流电压允许波动范围假定为5%, 即 $\Delta U_{dc, \max}=900$ V, 调制比 m 取0.9, 代入式(12), 得 $C=311.5 \mu\text{F}$ 。

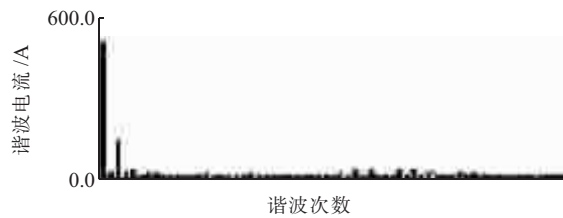
SVG 控制方式取无功控制, 自动补偿负载无功, 将直流电容分别取 $156 \mu\text{F}$, $311.5 \mu\text{F}$, $623 \mu\text{F}$ 进行仿真, 仿真结果如图(5—7)所示。



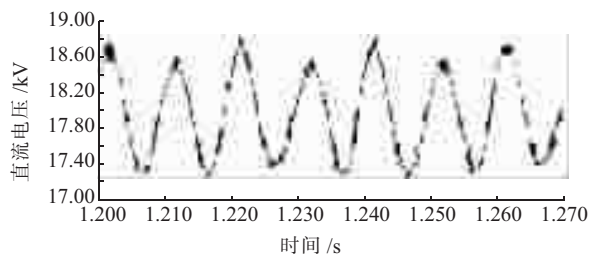
(a) 直流侧电压



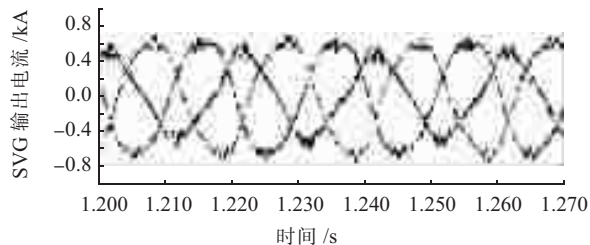
(b) SVG 输出电流



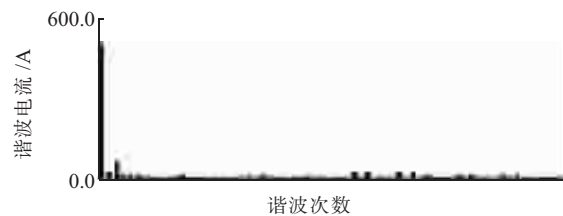
(c) SVG 电流 FFT

图5 直流电容 $156 \mu\text{F}$ 时直流电压波形和 SVG 输出电流及其 FFT 波形

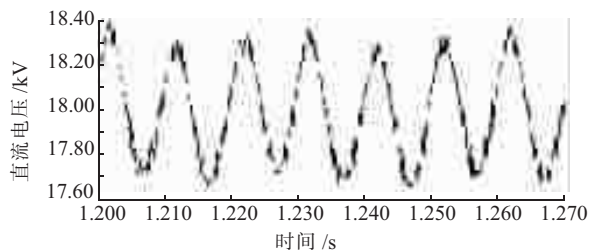
(a) 直流侧电压



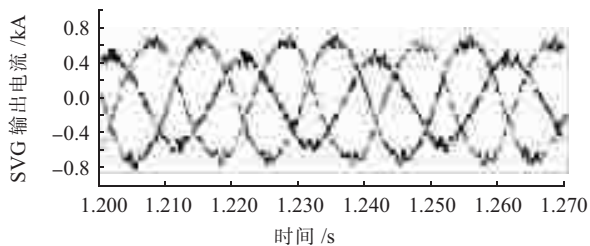
(b) SVG 输出电流



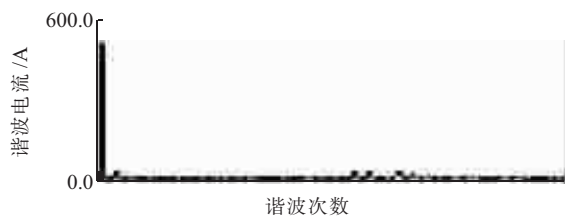
(c) SVG 电流 FFT

图6 直流电容 $311.5 \mu\text{F}$ 时直流电压波形和 SVG 输出电流及其 FFT 波形

(a) 直流侧电压



(b) SVG 输出电流



(c) SVG 电流 FFT

图 7 直流电容 623 μF 时直流电压波形和 SVG 输出电流及其 FFT 波形

由图(5—7)可知:当直流电容为计算的最小容值 311.5 μF 时,直流侧电压波动刚好在允许的 5% 范围以内,验证了最小容值计算的正确性;而当直流电容为最小容值的一半时,直流侧电压波动范围约为 10%;当直流电容为最小容值的 2 倍时,直流侧电压波动范围约为 2.5%。当直流电容为最小容值的一半时,SVG 输出电流中含有较大的 3 次谐波电流分量,电流 THD 为 26.5%,这是因为直流侧电压的波动范围近 10%,较大的直流电压 2 倍工频波动在交流侧耦合出 3 次谐波。随着电容的增大,直流电压波动范围减小,3 次谐波含量也减少,电容分别为最小容值一半、最小容值、最小容值 2 倍时,3 次谐波幅值为 121.7 A, 49.8 A, 15.9 A。

4 结束语

针对静止无功发生器在补偿负载负序电流时直流电容电压出现波动的问题,从理论上推导出 SVG 负序补偿时的最小直流侧电容容值,将 SVG 负序补偿时直

流电压的 2 倍频波动限制在允许范围之内,保证了 SVG 装置的正常运行。最后通过 PSCAD/EMTDC 仿真,验证了直流电容容值选择方法的正确性。

参考文献:

- [1] 许树楷,宋 强,刘文华.配电系统大功率交流电弧炉电能质量问题及方案治理研究[J].中国电机工程学报,2007,27(19): 193-98.
- [2] 邹 宁,方存洋,刘育鑫,等.PSCAD/EMTDC-MATLAB 联合仿真技术在 SVC 控制系统仿真建模中的应用[J].江苏电机工程,2012,31(9):40-44.
- [3] 李 可,卓 放,李红雨,等.直接电流控制的静止无功发生器研究[J].电力电子技术,2003,37(3): 8-11.
- [4] 杨达亮,卢子广,姚普粮.直接电流控制的配电网静止无功补偿器研制[J].电力电子技术,2010,44(2):51-53.
- [5] 王仲鸿,姜齐荣,沈 东.关于新型静止无功发生器模型参数及暂态控制模型选择讨论[J].电力系统自动化,1999,23(24): 43-45.
- [6] 黄 华,陈赤汉,张 磊,等.静止无功发生器负序和谐波电流抑制研究[J].电工电气,2012,177(9):18-21.

作者简介:

黄 华(1984),男,江苏海门人,硕士,从事电力电子技术在电力系统中的应用研究;

陈赤汉(1962),男,陕西西安人,高级工程师,从事电力电子技术在电力系统中的应用研究;

刘 磊(1984),男,陕西榆林人,工程师,从事电力电子技术在电力系统中的应用研究;

李成博(1985),男,陕西西安人,硕士研究生,从事电力电子技术在电力系统中的应用研究。

DC Capacitor Selection of Static Var Generator for Negative Sequence Compensation

HUANG Hua, CHEN Chi-han, LIU Lei, LI Cheng-bo

(Nari-Relays Electric Co. Ltd, Nanjing 211102, China)

Abstract: Direct current capacitor, which would affect the voltage of DC side, is one of the key equipment of static var generator. The DC voltage's stability relates to the capacity of SVG to achieve ideal control target. When a SVG compensates a three-phase equilibrium load, DC capacitor only plays the role of supporting DC voltage. In this case, a small DC capacitor is proposer in theory. However when a SVG compensates a three-phase unbalanced load, the negative sequence current would be produced. In this case, the DC side voltage would fluctuate in a frequency which is two times of power grid's operational frequency. Apparently, the larger the negative sequence current is, the greater the fluctuation of DC side voltage would be. Therefore, if the DC capacitor is not large enough, the DC side voltage fluctuation will exceed the permissible range, which will lead to a poor control effect. This paper deduces theoretically the minimum DC capacitor for a negative sequence current compensation. A method to force the DC side voltage fluctuation in the permissible range to ensure the normal operation of SVG is proposed. Finally we verify the correctness of the DC capacitor selection method through the PSCAD/EMTDC simulation.

Key words: static var generator; connection inductance; negative sequence compensation; PSCAD/EMTDC

欢迎投稿 欢迎订阅

智能变电站二次系统双重化配置技术应用分析

彭志强,张小易,高 磊,卜强生,宋亮亮,袁宇波
(江苏省电力公司电力科学研究院,江苏 南京 211003)

摘 要:基于 500 kV 智能变电站工程应用对智能变电站二次系统双重化配置的实现方案进行了探讨,分析了过程层、间隔层、站控层内双重化信息流,其中对双测控技术进行了重点分析,给出合理的监控后台解决方案,通过分析全站二次系统冗余配置与双重化设备信息流,对基于 IEC 61850 通信协议智能变电站的全过程信息流进行了较为清晰的梳理。

关键词:智能变电站;IEC 61850;合并单元;智能终端;双测控

中图分类号:TM76

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0038-04

Q/GDW441-2010^[1]技术规范要求 220 kV 及以上电压等级的继电保护及与之相关的设备、网络等应按照双重化原则进行配置,本着这一要求,对 220 kV 及以上等级的智能变电站二次系统应进行双重化冗余配置。通过对智能变电站二次系统进行双重化配置,可以大大提高二次系统的可靠性,适应坚强智能电网的要求。在智能变电站的二次回路中,光纤取代了传统的硬接线,这对系统可靠性提出了更高要求。智能变电站改变了传统二次设计方式,装置的开入开出、交流输入及开关的操作回路被过程层设备所涵盖,各种硬接线由光纤替代,保护测控装置信息交互被 ICD 文件所描述,对整个系统信息流的掌握有一定的难度。结合 500 kV 智能变电站工程应用,探讨了智能变电站二次系统双重化配置的实现方案,着重分析了双测控技术,并对双重化配置的信息流进行梳理,从而为工程应用提供参考。

1 二次系统双重化配置总体方案

智能变电站中二次系统包括电子式互感器的二

次转换器(A/D 采样回路)、合并单元、光纤连接、智能终端、过程层网络交换机、继电保护装置、测控装置、站控层交换机、监控后台服务器等设备^[2]。智能变电站二次系统双重化配置结构如图 1 所示,由于文中着重分析双重化设备配置,故图 1 略去了非双重化设备。

2 过程层设备重化

2.1 电子式互感器双 A/D 采样

电子式互感器是由连接到传输系统和二次转换器的一个或多个电流或电压传感器组成,用于传输正比于被测量的量,以供给测量仪器、仪表和继电保护或控制装置,它使变电站二次回路由光纤取代了传统的硬接线^[3]。电子式互感器内由两路独立的采样系统进行采集,每路采样系统采用双 A/D 系统接入合并单元,每个合并单元输出两路数字采样值由同一通道进入一套保护装置,以满足双重化保护相互完全独立的要求。保护装置为防止输入的双 A/D 数据之一异常时误动作而应加入判断双 A/D 采样不一致的判断。如图 2 所示,传感元件的输出信号进行双 A/D 采样,经过转换器输

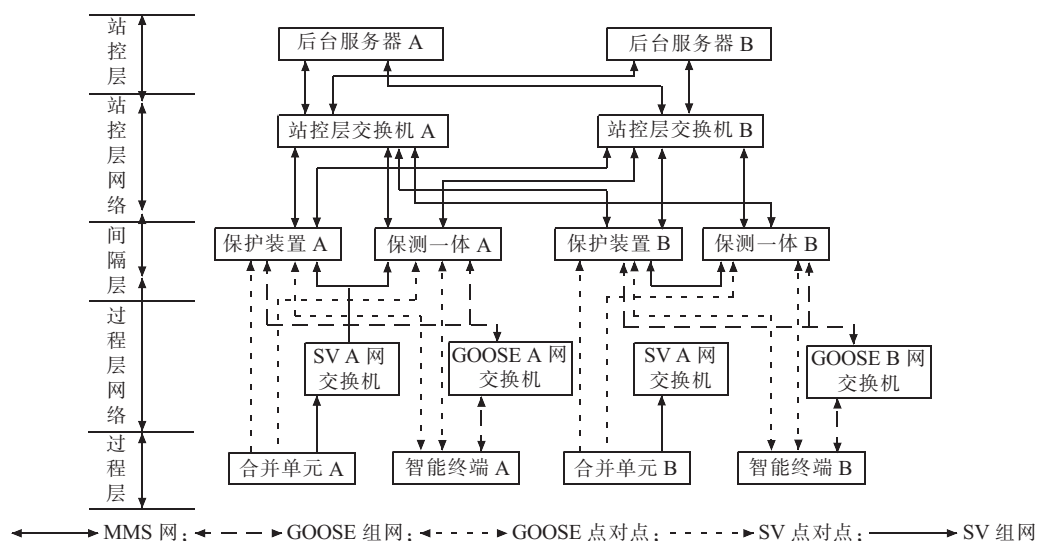


图 1 智能变电站二次系统双重化配置结构示意图

入到合并单元。由图 2 可以清晰地表达经由电子式互感器的双重化采样值由光纤通道传输到继电保护装置的信息流,对于保护装置接收合并单元的两路采样值,对两路采样值进行比较,若两路采样值偏差超过设定的阈值,就会报双 A/D 不一致告警,闭锁保护功能,这样提高了系统的可靠性。

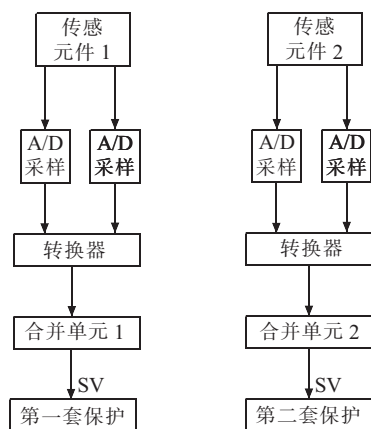


图 2 双 A/D 采样和双合并单元与双保护信息流示意图

2.2 合并单元双重化

合并单元是实现电子式互感器与保护、测控及录波等二次设备接口的关键装置,具有数据合并发送与数据同步的功能。双重化配置的合并单元应与电子式互感器 2 套独立的二次采样系统一一对应。双重化配置保护所采用的电子式互感器一、二次转换器及合并单元应双重化配置,2 套保护的电压(电流)采样值应分别取自相互独立的合并单元。由图 2 可清晰看出双合并单元与保护装置及电子式互感器的关系,合并单元通过发出 IEC 61850-9-2 标准规定的 SV 报文向继电保护装置点对点(P2P)的传输采样值。

2.3 智能终端双重化

智能终端是一种智能组件,它与一次设备采用电缆连接,与保护、测控等二次设备采用光纤连接,实现对一次设备(如:断路器、刀闸、主变压器等)的测量、控制等功能。国网标准规定 220 kV 及以上电压等级智能

终端按断路器应进行双重化配置,每套智能终端包含完整的断路器信息交互功能。双重保护的跳闸回路应与 2 个智能终端分别一一对应,2 个智能终端应与断路器的 2 个跳闸线圈分别一一对应。双重化智能终端信息流如图 3 所示,保护装置与智能终端通过 IEC 61850 标准规定 GOOSE 协议点对点的进行信息交互。

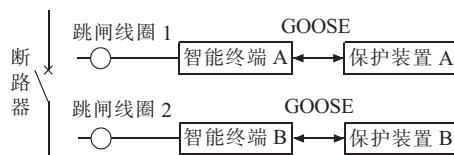


图 3 双重化智能终端信息流

2.4 过程层组网双重化

过程层网络是过程层与间隔层信息交互的纽带,它包括过程层 SV 网络、过程层 GOOSE 网络,通过过程层交换机双重化组网通信。根据国网标准,110 kV 及以上电压等级的过程层 SV 网络、过程层 GOOSE 网络应完全独立。双重化配置的继电保护装置的 GOOSE、SV 网络应遵循相互独立的原则,当一个网络异常或退出时不应影响另一个网络的运行,所以继电保护装置采用双重化配置时对应的过程层网络也应要进行双重化配置。过程层网络双重化结构如图 4 所示,第一套保护接入 A 网,第二套保护接入 B 网。

3 间隔层设备双重化

3.1 保护装置双重化

Q/GDW441-2010 中规定 220 kV 及以上电压等级的继电保护系统应遵循双重化配置原则,每套保护装置功能应独立完备和安全可靠。其中双重化的 2 套保护装置及其相关设备含电子式互感器、合并单元、智能终端、交换机、跳闸线圈等的直流电源也要应一一对应。双重化配置的继电保护装置要求使用主、后一体化的保护装置,并且双重化配置的保护之间不直接进行信息交换,而是通过过程层交换机经由 GOOSE 网络交

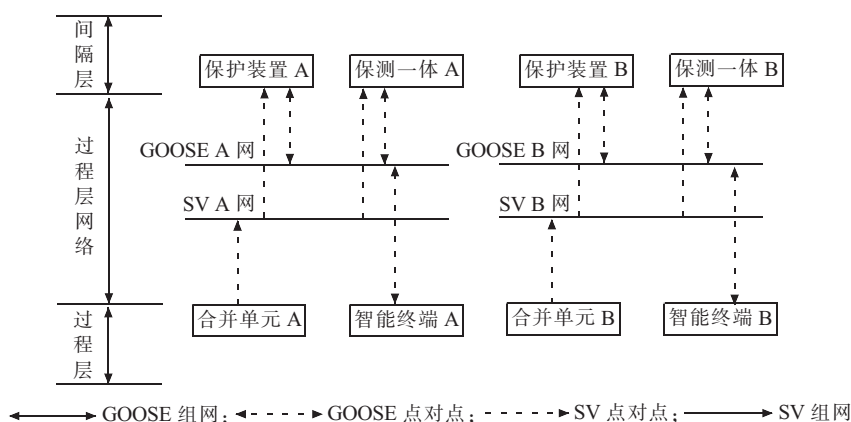


图 4 双重化智能终端信息流

互信息。双重化保护系统的保护装置应能够完整独立处理所有类型的故障。保护装置 A 与保护装置 B 之间没有任何电气联系,当一套保护装置异常或退出时而不影响另一套保护装置的正常运行。由图 1、图 2、图 3 和图 4 可以看出保护系统与其他装置之间信息交互的信息流,包括合并单元通过 SV 报文发送采样值给保护装置,智能终端以 GOOSE 报文传输开关的位置信号并接受保护 GOOSE 报文跳闸信号。

3.2 双测控及监控后台处理方案

继电保护设计规范要求 220 kV 及以上电压等级的保护装置需双重化配置,因此采用保护测控一体化装置,测控随保护也要进行双重化配置,即双测控^[4]。如图 4 所示,保测装置与过程层的信息交互是保护装置与测控装置的累加,与其他 IED 的信息交互没什么大的不同,但是与监控后台的信息交互与单测控有很大的不同。由于间隔层采用了双测控系统,所以监控后台和远动系统必须处理双测控系统数据,在这里选择厂站监控系统分析,远动系统处理方案类似。监控系统的信息流可分为上行信息和下行信息,对上行信息和下行信息处理方案分别如下:

上行信息包括遥测与遥信信息,对于监控后台来说,有 2 个上行信息,称之为多源数据,即同时接受同一间隔内的 2 个不同测控装置的上行数据。监控后台根据数据源的健康情况判断采用哪个测控装置的数据,数据源根据一定的规则设定优先等级,在健康情况相同时,采用优先等级较高的数据源来反映一次设备运行信息。

下行信息包括遥控与遥调命令,监控后台下发的控制命令只能发送到其中的一个测控装置执行。在监控后台应首先根据数据源的健康情况来判断控制命令采用哪个装置执行,在健康情况相同时,采用优先等级较高的数据源来执行控制命令。

具体处理方案中,在监控后台定义一个虚装置,它包含 A、B 装置的公有信息,私有信息(如 A、B 装置本身的装置告警信息等)分别独自展示。虚装置信息根据 A、B 装置的健康情况与事先设定的优先级来决定。

首先根据数据源的健康情况来判断,虚装置是为 A 装置还是 B 装置。A、B 装置先设定个优先级,在 A、B 装置健康状况相同时,虚装置即为优先级高的装置。判定虚装置的算法程序流程如图 5 所示,该算法在监控后台完成,这样即可在监控后台通过程序算法进行双测控的上行数据与下行数据的判断处理。对于双测控的信息处理,在间隔层不作任何处理,只是在站控层加入数据源的判断选择,此方案既简化了信息的处理流程,又大大提高了系统对测量数据与控制命令的可靠性。

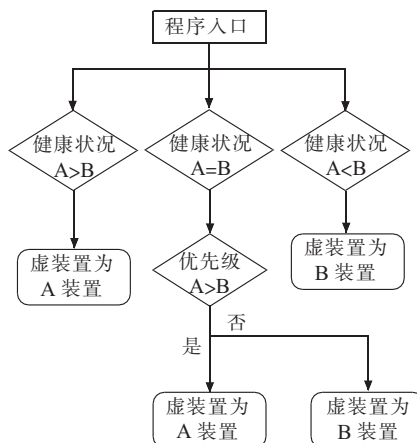


图 5 判定虚装置算法程序流程

4 站控层设备双重化

4.1 双后台服务器

监控后台服务器是智能变电站一体化信息平台的核心,对整个变电站安全运行起着至关重要的作用^[5]。为了加强系统的冗余性,应采用双服务器的模式,如图 1 与图 6 所示,服务器 A 与服务器 B 互为热备用。双后台服务器通过站控层交换机接入到站控层网络与间隔层设备进行信息交互,信息交互的通信协议遵循 IEC 61850 标准,以 C/S 通信模式进行信息传输,即后台服务器为客户端(Client),间隔层装置为服务端(Server)。2 台服务器的数据库及相关配置应进行定时同步或自动同步,在一台服务器瘫痪或检修时,另一台服务器能自行启动并正常运行。双后台服务器的冗余配置,大大提高了系统的可靠性。

4.2 站控层网络双重化

根据国网标准要求 110kV 及以上电压等级的站控层 MMS 网络应双重化配置^[6]。如图 6 所示,间隔层设备应提供 2 个以太网口分别连至 MMS A 网与 MMS B 网,监控后台服务器应与站控层中心交换机 A 与站控层中心交换机 B 相连。正常数据通信时,优先与 A 网相连,一旦 A 网出现故障断开,系统能自动切换到 B 网。通过站控层网络双重化大大提高了系统站控层网络通信的可靠性。

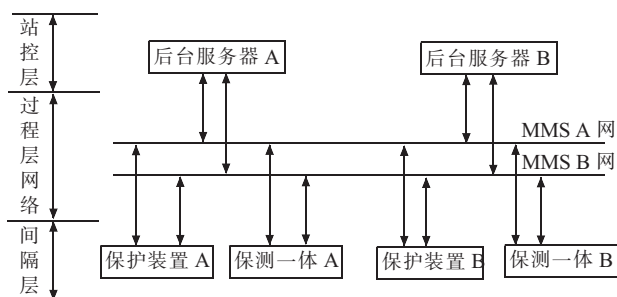


图 6 站控层网络双重化结构示意图

5 结束语

目前智能变电站对二次系统的配置与组网形式未有统一的认识,找到一种最合适的方案有待于在工程实践中去探究与证明。文中分析的智能变电站二次系统双重化配置技术提高了系统的冗余度,增强了系统的可靠性,其在超高压等级的智能变电站将会得到越来越广泛的应用。

文中给出的智能变电站二次系统双重化配置方案已成功应用于江苏某 500 kV 变电站中,结合 500 kV 智能变电站工程实践,对二次系统双重化配置技术进行了完整分析,对其信息流进行了良好的梳理,对工程应用具有参考意义。

参考文献:

- [1] Q / GDW 441—2010,智能变电站继电保护技术规范[S].
- [2] Q / GDW 383—2009,智能变电站技术导则[S].
- [3] Q / GDW 678—2009,智能变电站技术导则[S].

[4] 胡绍谦,熊慕文,王文龙.数字化变电站双测控实现方案探讨[J].广东电力,2011,24(10):45-48.

[5] Q / GDW 678—2011,智能变电站一体化监控系统功能规范[S].

[6] Q / GDW 428—2010,智能变电站智能终端技术规范[S].

作者简介:

彭志强(1986),男,江西上饶人,工程师,从事电力系统调度自动化与智能变电站研究工作;

张小易(1978),男,河南许昌人,高级工程师,从事电力系统调度自动化与智能变电站研究工作;

高 磊(1982),男,山东青岛人,工程师,从事电力系统继电保护与智能变电站研究工作;

卜强生(1983),男,江苏无锡人,工程师,从事电力系统继电保护与智能变电站研究工作;

宋亮亮(1985),男,江苏南通人,工程师,从事电力系统继电保护与智能变电站研究工作;

袁宇波(1975),男,江苏丹阳人,高级工程师,从事电力系统继电保护与智能变电站研究工作。

Analysis on the Implementation of Secondary Systems' Double Configuration Technology in Intelligent Substation

PENG Zhi-qiang, ZHANG Xiao-yi, GAO Lei, BU Qiang-sheng, SONG Liang-liang, YUAN Yu-bo
(Jiangsu Electric Power Company Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: In this paper, the secondary systems' double configuration technology used in 500 kV intelligent substation engineering is discussed. We analyzed the double devices' information flow of process level, bay level and substation level, particularly studied the technology of double supervising and control. Based on the analysis, a proper backstage monitoring scheme is proposed. By analyzing the information flow of redundant configuration, the entire information flow in IEC 61850 communication protocols based intelligent substation is elaborated.

Key words: intelligent substation; IEC 61850; merged unit; intelligent terminal; double supervising and control devices

什么是智能诊断与智能维修

现代科学技术的高度发展使得自动化生产系统的应用日益广泛,设备库存维护系统(GIMS)、地球信息处理系统(GIPS)的蓬勃发展使自动化生产系统进入了一个崭新的阶段,也使得这些系统日益趋向于高性能、大型化和复杂化。根据可靠性工程理论,系统的性能越优良,结构越复杂,组成系统的各类部件数量越多,系统发生故障的可能性便越大。系统结构复杂,集成度高,系统各部件之间相互关联、紧密结合,在生产中形成统一的整体。系统一旦发生故障,就可能引起链式反应,若不能快速找到故障的部位及原因,并及时进行排除,轻者会影响整个生产过程的进行,重者可能造成设备的损伤或破坏,甚至发生严重的灾难性事故,给企业和社会造成难以挽回的经济损失。

据美国制造工程杂志报道,美国 FMS 由于故障引起的停机率大约在 25.5 %~36%之间,并且由于故障造成停机费用和损失极其昂贵。因此诊断与维修技术成为日趋重要的自动化技术中关键技术之一。有人预言,20 世纪末乃至 21 世纪将是智能化时代,伴随智能控制研究的勃勃生机、智能管理应用程度的高涨,智能诊断与维修技术也会成为科研和实际应用的热点。

智能诊断与智能维修是人工智能与人工诊断维修方法、知识工程、计算机与通信技术、软件工程、传感与检测技术等学科的相互交叉、相互渗透而产生的学科和技术。智能诊断与智能维修系统是在状态监测系统、故障简易诊断系统、故障精确诊断系统、故障专家诊断系统、故障维修决策系统的功能集成基础上,引用人工智能专家系统、知识工程、模式识别、人工神经网络、模糊推理等现代科学方法和技术,进行集成化、智能化、自动化设计,实现新一代计算机诊断与维修相结合的系统,已不再是传统的单纯计算机辅助诊断系统。

高速铁路接触网故障类型和方向的判别方法

王 丹, 范三龙, 孙金华
(国电南京自动化股份有限公司, 江苏 南京 210032)

摘 要:全并联自耦变压器(AT)供电方式是目前高速铁路采用的一种供电方式,分析了不同类型故障方式下,牵引网中的电流分布并得出其与故障点电流的关系表达式,提出了根据故障点位置的不同,通过比较各变电所、AT所和分区所接触线和正馈线电流有效值的大小来区分故障类型和方向的方法。该方法结合吸上电流比测距原理,能准确获知故障位置、类型和方向,从而为快速排除故障、恢复线路提供依据。

关键词:高速铁路;接触网故障;吸上电流比;类型和方向判别

中图分类号:U226.5

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0042-04

全并联自耦变压器(AT)供电方式的电气化铁路接触网作为高速电气化铁路牵引供电系统的重要组成部分,对铁路运输供电安全稳定运行起着举足轻重的作用。由于采用受电弓滑动取流,接触网故障概率非常高。不论是瞬时性还是永久性故障,快速修复线路对保证供电的可靠性至关重要。

目前在国内高速电气化铁路上应用的故障测距装置都采用比较成熟的吸上电流比原理来实现故障点距离的测定,但是目前在故障类型和方向判别上存在以下问题:(1)只通过各变电所、AT所和分区所采集的吸上电流来区分接触线对正馈线故障(T-F故障)还是接触线对钢轨故障(T-R故障)或正馈线对钢轨故障(F-R故障)是可行的,但是用其来判断故障方向是不可行的^[1]。(2)由于AT供电方式下上行和下行接触网线路阻抗等参数相同,所以当故障出现在AT所和分区所之间时,变电所处采集的上行线路接触线(T线)电流 I_{T1} 和正馈线(F线)电流 I_{F1} 与下行线路的T线电流 I_{T2} 和F线电流 I_{F2} 分别相等,无法判断故障方向在上行还是下行线路,而且也无法区分T-R故障和F-R故障^[2]。(3)有作者提出采用故障点两侧所停的上下行并联线上的T线和F线电流矢量差 $\dot{I}_{FH}-\dot{I}_{TH}$ 的方向来判定故障方向^[2],但由于目前高速电气化铁路AT所和分区所的主接线在上下行并联线上未安装电流互感器,而是通过T、F线的电流来换算成等效的 $\dot{I}_{FH}-\dot{I}_{TH}$,计算繁复,无法实现故障方向的准确判断。分析了不同类型故障方式下,牵引网中的电流分布并得出其与故障点电流的关系表达式,根据故障点位置的不同,提出了区分故障类型和方向的方法。

1 理论分析

高速铁路的变电所供电臂上一般设有一个AT

所和一个分区所,文中在不考虑钢轨泄漏电流、地中回流,并且认为自耦变压器为理想变压器,其漏抗很低的情况下,对故障发生在不同位置时的电流分布进行了分析。

1.1 F-R 故障分析

当接触网在AT所和分区所之间发生正馈线对钢轨即F-R短路故障时,其电流示意图如图1所示。

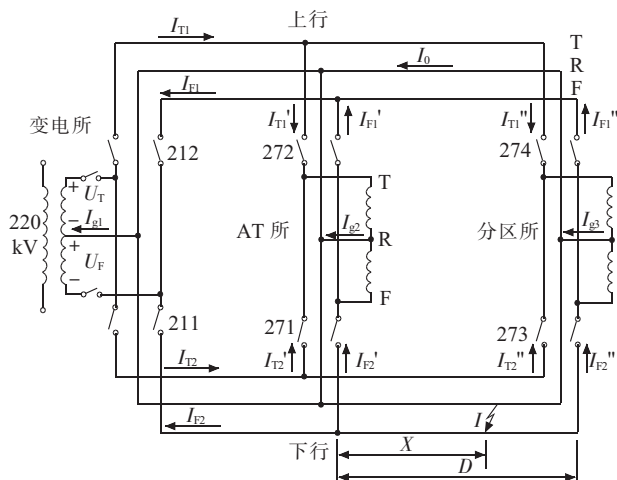


图1 AT所和分区所之间发生F-R短路故障时的电流

图1中AT所和分区所之间的网孔电压方程如式(1)所示:

$$\begin{cases} (\dot{I}_{T1}'' - \dot{I}_{T2}'')Z_T D - (\dot{I}_{F1}'' + \dot{I}_{F2}'')Z_{TF} D = \\ (2\dot{I}_0 - \dot{I}_{g3})Z_{TR} D + \dot{I}(Z_{TR} - Z_{TF})X \\ (\dot{I}_{T1}'' - \dot{I}_{T2}'')Z_{TR} D - (\dot{I}_{F1}'' + \dot{I}_{F2}'')Z_{FR} D = \\ (2\dot{I}_0 - \dot{I}_{g3})Z_R D + \dot{I}(Z_R - Z_{FR})X \\ (\dot{I}_{T1}'' - \dot{I}_{T2}'')Z_{TF} D - (\dot{I}_{F1}'' + \dot{I}_{F2}'')Z_F D = \\ (2\dot{I}_0 - \dot{I}_{g3})Z_{FR} D + \dot{I}(Z_{FR} - Z_F)X \end{cases} \quad (1)$$

式中: Z_T 为T线的单位自阻抗; Z_F 为F线的单位自阻抗; Z_R 为钢轨的单位自阻抗; Z_{TF} 为T线和F线的单位

互阻抗; Z_{TR} 为T线和钢轨的单位互阻抗; Z_{TF} 为T线和F线的单位互阻抗; $i_{T1}, i_{F1}, i_{T2}, i_{F2}$ 分别为AT所处上行和下行的T线和F线电流; $i_{T1}', i_{F1}', i_{T2}', i_{F2}'$ 分别为变电所处上行和下行的T线和F线电流; $i_{T1}'', i_{F1}'', i_{T2}'', i_{F2}''$ 分别为分区所处上行和下行的T线和F线电流; i_{g1}, i_{g2}, i_{g3} 分别为变电所、AT所和分区所的变压器吸上电流; i 为下行短路点处的故障电流; i_0 为AT所与分区所间上行线路的轨道回流; X 为短路点至AT所的距离; D 为AT所至分区所的距离。由式(1)可得到:

$$i_{T1}'' = i_{T2}'' \quad (2)$$

$$i_{F1}'' + i_{F2}'' = \frac{X}{D} i \quad (3)$$

$$i_{g3} = \frac{X}{D} i + 2i_0 \quad (4)$$

对AT所和分区所的AT有如下公式:

$$\begin{cases} i_{T1}' + i_{T2}' = \frac{1}{2} i_{g2} \\ i_{F1}' + i_{F2}' = \frac{1}{2} i_{g2} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} i_{T1}'' + i_{T2}'' = \frac{1}{2} i_{g3} \\ i_{F2}'' - i_{F1}'' = \frac{1}{2} i_{g3} \end{cases} \quad (6)$$

由式(2—6)可以推导出分区所、AT所和变电所的电流等式如下:

$$\begin{cases} i_{T1} = i_{T2} = \frac{1}{4} (i_{g2} + i_{g3}) \\ i_{F1} = i_{F2} = \frac{1}{2} i - \frac{1}{4} (i_{g2} + i_{g3}) \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} i_{T1}' = i_{T2}' = \frac{1}{4} i_{g2} \\ i_{F1}' = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{2} i_{g2} - \frac{D-X}{D} i \right) \\ i_{F2}' = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{2} i_{g2} + \frac{D-X}{D} i \right) \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} i_{T1}'' = i_{T2}'' = \frac{1}{4} i_{g3} \\ i_{F1}'' = \frac{1}{2} \left(\frac{X}{D} i - \frac{1}{2} i_{g3} \right) \\ i_{F2}'' = \frac{1}{2} \left(\frac{X}{D} i + \frac{1}{2} i_{g3} \right) \end{cases} \quad (9)$$

当接触网在变电所和AT所之间F-R短路故障时(如图2所示), i_0 为变电所与AT所间上行线路的轨道回流; X 为短路点至变电所的距离; D 为变电所至AT所的距离。同理可以得出,分区所、AT所和变电所的电流等式如下:

$$\begin{cases} i_{T1} = i_{T2} = \frac{1}{4} (i_{g2} + i_{g3}) \\ i_{F1} = \frac{1}{2} \left[\frac{X}{D} i - \frac{1}{2} (i_{g2} + i_{g3}) \right] \\ i_{F2} = \frac{1}{2} \left[\frac{2D-X}{D} i - \frac{1}{2} (i_{g2} + i_{g3}) \right] \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} i_{T1}' = i_{T2}' = \frac{1}{4} i_{g2} \\ i_{F1}' = \frac{1}{2} \left(\frac{X}{D} i - \frac{1}{2} i_{g2} \right) \\ i_{F2}' = \frac{1}{2} \left(\frac{X}{D} i + \frac{1}{2} i_{g2} \right) \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} i_{T1}'' = i_{T2}'' = \frac{1}{4} i_{g3} \\ i_{F1}'' = i_{F2}'' = \frac{1}{4} i_{g3} \end{cases} \quad (12)$$

接触线对钢轨故障即T-R故障时的电流推导过程与F-R故障类似,此处不再赘述。

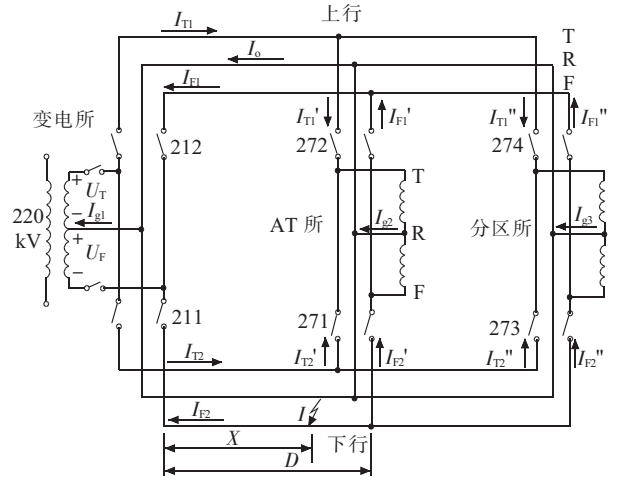


图2 变电所和AT所之间发生F-R短路故障时的电流

1.2 T-F故障分析

短路类型为T-F故障时(如图3所示),假设故障点在下行线路上,AT所和分区所之间的网孔电压方程如下:

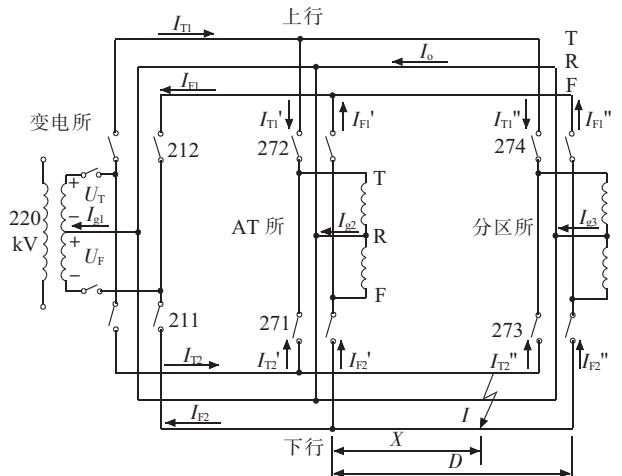


图3 AT所和分区所之间发生T-F短路故障时的电流

$$\begin{cases}
(\dot{I}_{T1}'' + \dot{I}_{T2}'')Z_T D - (\dot{I}_{F1}'' + \dot{I}_{F2}'')Z_{TF} D + \\
[(2\dot{I}_{T1}'' - 2\dot{I}_{T2}'') - 2\dot{I}_0]Z_{TR} D = \dot{I}(Z_T - Z_{TF})X \\
(\dot{I}_{T1}'' + \dot{I}_{T2}'')Z_{TR} D - (\dot{I}_{F1}'' + \dot{I}_{F2}'')Z_{FR} D + \\
[(2\dot{I}_{T1}'' - 2\dot{I}_{T2}'') - 2\dot{I}_0]Z_R D = \dot{I}(Z_{TR} - Z_{FR})X \\
(\dot{I}_{T1}'' + \dot{I}_{T2}'')Z_{TF} D - (\dot{I}_{F1}'' + \dot{I}_{F2}'')Z_F D + \\
[(2\dot{I}_{T1}'' - 2\dot{I}_{T2}'') - 2\dot{I}_0]Z_{FR} D = \dot{I}(Z_{TF} - Z_F)X
\end{cases} \quad (13)$$

由式(13)可得到:

$$\dot{I}_{T1}'' - \dot{I}_{T2}'' = \dot{I}_0 \quad (14)$$

$$\dot{I}_{T1}'' + \dot{I}_{T2}'' = \dot{I}_{F1}'' + \dot{I}_{F2}'' = \frac{X}{D} \dot{I} \quad (15)$$

对 AT 所和分区所的 AT 有如下公式:

$$\begin{cases}
\dot{I}_{T1}' - \dot{I}_{T2}' = \frac{1}{2} \dot{I}_{g2} \\
\dot{I}_{F2}' - \dot{I}_{F1}' = \frac{1}{2} \dot{I}_{g2}
\end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases}
\dot{I}_{T1}'' - \dot{I}_{T2}'' = \frac{1}{2} \dot{I}_{g3} \\
\dot{I}_{F2}'' - \dot{I}_{F1}'' = \frac{1}{2} \dot{I}_{g3}
\end{cases} \quad (17)$$

由式(14)至式(17)可以推导出如下关系式:

$$\begin{cases}
\dot{I}_{T1} = \dot{I}_{T2} = \frac{1}{2} (\dot{I} + \frac{1}{2} \dot{I}_{g1}) \\
\dot{I}_{F1} = \dot{I}_{F2} = \frac{1}{2} (\dot{I} - \frac{1}{2} \dot{I}_{g1})
\end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases}
\dot{I}_{T1}' = \dot{I}_{F2}' = \frac{1}{2} (\frac{D-X}{D} \dot{I} + \frac{1}{2} \dot{I}_{g2}) \\
\dot{I}_{T2}' = \dot{I}_{F1}' = \frac{1}{2} (\frac{D-X}{D} \dot{I} - \frac{1}{2} \dot{I}_{g2})
\end{cases} \quad (19)$$

$$\begin{cases}
\dot{I}_{T1}'' = \dot{I}_{F2}'' = \frac{1}{2} (\frac{X}{D} \dot{I} + \frac{1}{2} \dot{I}_{g3}) \\
\dot{I}_{T2}'' = \dot{I}_{F1}'' = \frac{1}{2} (\frac{X}{D} \dot{I} - \frac{1}{2} \dot{I}_{g3})
\end{cases} \quad (20)$$

2 故障类型和方向判别方法

当 AT 所和分区所之间发生 T-R 或者 F-R 类型的短路故障时,从式(7)可以看出故障点两侧的 AT 所和分区所的 AT 吸上电流之和为变电所上行 T 线电流的 4 倍,即:

$$\dot{I}_{g2} + \dot{I}_{g3} = 4\dot{I}_{T1} \quad (21)$$

又由于变电所处吸上电流 $\dot{I}_{g1}$ 很小, $\dot{I}_{T1}$ 与 $\dot{I}_{F1}$ 近似相等,则有以下公式成立:

$$\dot{I}_{g2} + \dot{I}_{g3} \approx \dot{I} \quad (22)$$

当 $X < D/2$ 时,即故障点位于 AT 所到分区所之间区段的前半段时,根据吸上电流比测距原理^[3],有 $\dot{I}_{g2} >$

$\dot{I}_{g3}$ 成立,令:

$$I_{\max} = \max\{\dot{I}_{T1}', \dot{I}_{T2}', \dot{I}_{F1}', \dot{I}_{F2}'\} \quad (23)$$

若故障类型为 F-R 故障,故障方向在下行线路上, $I_{\max}$ 与 AT 所下行 F 线电流 $\dot{I}_{F2}'$ 相等;同理可以得出,当故障类型为 T-R 故障,故障方向在上行线路上时有 $I_{\max}$ 与上行线路 T 线电流 $\dot{I}_{T1}'$ 相等;当故障类型为 F-R 故障,故障方向在上行线路上时有 $I_{\max} = \dot{I}_{F1}'$ 成立;当故障类型为 T-R 故障,故障方向在下行线路上有 $I_{\max} = \dot{I}_{T2}'$ 成立。

反之,当 $X > D/2$ 时,故障点位于 AT 所到分区所之间区段的后半段时,根据吸上电流比测距原理,有 $\dot{I}_{g2} < \dot{I}_{g3}$, 令:

$$I_{\max} = \max\{\dot{I}_{T1}'', \dot{I}_{T2}'', \dot{I}_{F1}'', \dot{I}_{F2}''\} \quad (24)$$

若 $I_{\max} = \dot{I}_{T1}''$, 则故障类型为 T-R 故障,故障方向在上行线路上;若 $I_{\max} = \dot{I}_{F1}''$, 则故障类型为 F-R 故障,故障方向在上行线路上;若 $I_{\max} = \dot{I}_{T2}''$, 则故障类型为 T-R 故障,故障方向在下行线路上;若 $I_{\max} = \dot{I}_{F2}''$, 则故障类型为 F-R 故障,故障方向在下行线路上。

同理,当故障发生在变电所和 AT 所之间时,从式(10)至式(12)也可得出上述结论:当故障发生在变电所和 AT 所之间的前半段时,变电所的 4 个电流 $\dot{I}_{T1}$, $\dot{I}_{T2}$, $\dot{I}_{F1}$, $\dot{I}_{F2}$ 中的最大值所在线路即为故障线路;当故障发生在变电所和 AT 所之间的后半段时,AT 所的 4 个电流 $\dot{I}_{T1}'$, $\dot{I}_{T2}'$, $\dot{I}_{F1}'$, $\dot{I}_{F2}'$ 中的最大值所在线路即为故障线路。

故障类型为 T-F 短路时,由于 AT 自耦变的漏抗很小, $\dot{I}_{g1}$, $\dot{I}_{g2}$ 和 $\dot{I}_{g3}$ 的值很小,一般在几十到几百安左右,由式(9)可以看出,当故障点在上行线路上时, $\dot{I}_{T1}' <$

$\dot{I}_{T2}'$;反之当故障点在下行线路上时, $\dot{I}_{T1}' > \dot{I}_{T2}'$ 。可以根据此特征来判别 AT 所和分区所之间发生 T-F 短路时的线路故障方向。故障类型和方向判别流程如图 4 所示。

3 实际跳闸案例

上述推导出的故障类型和方向的判别方法,已经运用到多条高铁供电线路的测距装置中,实际的跳闸测距报告如表 1 所示。

从表 1 可以看出,比较变电所、AT 所和分区所 3 处的吸上电流,变电所吸上电流最小,所以故障应该是

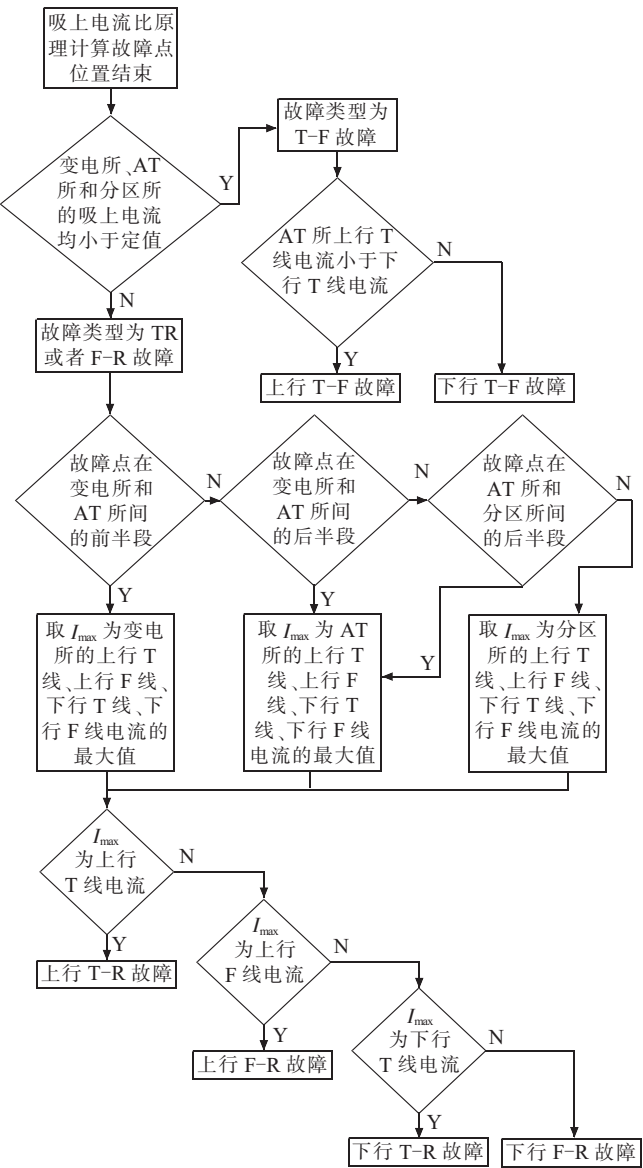


图 4 故障类型和方向判别流程

在 AT 所和分区所之间,且是靠近分区所处;比较分区所处 T、F 线电流,最大值为上行 T 线电流,那么故障应该是上行 T 线对钢轨故障。而实际线路发生的故障正是分区所附近的上行 T-R 类型故障。

4 结束语

通过上述理论分析,可以得出以下结论:(1) 当接

表 1 某高铁牵引变电所跳闸测距报告 A

电量名称	变电所	AT 所	分区所
上行 T 线电流	1 145	1 055	1 782
上行 F 线电流	860	322	532
下行 T 线电流	1 134	409	719
下行 F 线电流	859	324	530
AT 吸上电流	561	1 293	2 124

故障类型为 AT 所至分区所上行,T-R 类型短路

触网故障发生在 AT 所和分区所之间时,变电所处的上行和下行线路的 T 线和 F 线电流几近相等,无法通过变电所处的电压和电流来区分故障类型和故障方向。(2) 推导出不同故障类型下,供电网络中各变电所、AT 所和分区所的 T 线、F 线电流以及自耦吸上电流与故障电流的关系表达式。为故障分析提供有力的理论依据。(3) 提出的故障类型和方向判别方法,根据故障点位置的不同,通过比较变电所、AT 所或分区所的上行和下行 T 线及 F 线电流有效值的大小来区分故障类型和方向,不涉及矢量和角度的计算,简单易行;且无需增加额外的电流和电压互感器,所涉及的电流量均可直接采集。(4) 该判别方法可与吸上电流比测距原理配合,弥补吸上电流比测距原理只能提供故障点距离,却无法判别故障类型和方向的缺陷。

参考文献:

[1] 林国松.牵引供电系统新型保护与测距原理研究[D].成都:西南交通大学博士学位论文,2010.
[2] 王继芳.全并联 AT 供电牵引网故障测距研究[D].成都:西南交通大学硕士学位论文,2006.
[3] 贺威俊.晶体管与计算机继电保护原理[M].成都:西南交通大学出版社,1990.

作者简介:

王 丹(1979),女,江苏大丰人,工程师,从事继电保护测控装置研发方面的工作;
范三龙(1971)男,河南焦作人,工程师,从事铁路供电变电站自动化方面的工作;
孙金华(1975),女,江西吉水人,工程师,从事继电保护测控装置研发方面的工作。

Method for Fault Type and Direction Judgment of High-speed Railway

WANG Dan, FAN San-long, SUN Jin-hua

(Guodian Nanjing Automation Co.Ltd., Nanjing 210032,China)

Abstract: Parallel connected double-track-lines based auto-transformer(AT) is a common way to supply power to high-speed railway (HSR). The distribution of current and its relation with the current of fault site are formulized for different faults. A method to identify fault type and its direction base on the comparison of the virtual values at Traction Substation, AT Post and Subsection Post is proposed for various faults. The proposed method combines the principal of "AT neutral current ratios", which is effective to identify fault's type and direction accurately which is valuable for power supply restoration.

Key words: high-speed railway; contact system fault; AT neutral current ratios; fault type and location judgment

基于超级电容的变桨系统后备电源设计

鲁斌,田炜,刘剑,潘晨

(国网电力科学研究院,江苏南京 210003)

摘要:简要介绍了变桨系统后备电源工作原理,结合超级电容具有耐低温、长寿命的优点,设计了一种基于超级电容的变桨系统后备电源,并对该后备电源进行各项功能测试。测试结果表明,该后备电源可满足变桨系统后备电源充电、放电和紧急顺桨功能要求。

关键词:超级电容;铅酸电池;变桨系统;后备电源

中图分类号:TM614

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0046-03

随着风力机大型化的发展,风力发电技术取得很大的进步,其中变桨距控制是国际主流风力机组的关键技术之一。变桨距系统作为大型风电机组的核心部分之一,对机组安全、稳定、高效的运行有十分重要的作用^[1,2]。电动变桨距系统以伺服电机驱动齿轮系实现变桨距调节功能,可使3个叶片独立实现变桨距^[3]。基于变桨系统对风机安全运行的重要性,变桨系统通常都配有后备电源,当电网供电中断时,变桨系统可自动切换到后备电源供电,并顺桨停机,确保风机的安全运行。目前变桨系统厂家通常采用铅酸蓄电池作为后备电源,铅酸蓄电池技术成熟,但其低温性能较差,使用寿命较短,充电速度慢,完全充满一般需要7~9 h。超级电容又称为双层电容,拥有非常长的使用寿命^[4],是20世纪70、80年代发展起来的介于电池和传统电容器之间的新型储能器件,具有法拉级的超大电容量,比同体积的电解电容器容量大2 000~6 000倍,功率密度比电池高10~100倍,可以大电流充放电,充放电效率高^[5]。相比铅酸蓄电池,超级电容具有低温性能好、充电时间短、使用寿命长等优点,正常工作温度可低至-40℃。相近容量下,超级电容充放电时间通常只需几分钟到十几分钟,且使用循环寿命可达到10万次以上。采用超级电容作为变桨系统后备电源,可充分发挥超级电容的耐低温和长寿命特性,在风机使用寿命内,可显著降低变桨系统维护成本,提高风机经济效益。文中设计了一种基于超级电容的变桨系统后备电源,并进行了性能测试。

1 变桨系统后备电源工作原理

变桨系统后备电源工作原理如图1所示。正常运行时,变桨系统以电网供电作为动力电源,变桨控制器从风机主控系统获取角度、速度等控制指令,并发出控制指令给伺服驱动器。伺服驱动器收到控制指令后驱动变桨电机,并将桨叶角度、变桨速度等信号实

时反馈给控制器,实现高精度实时变桨。

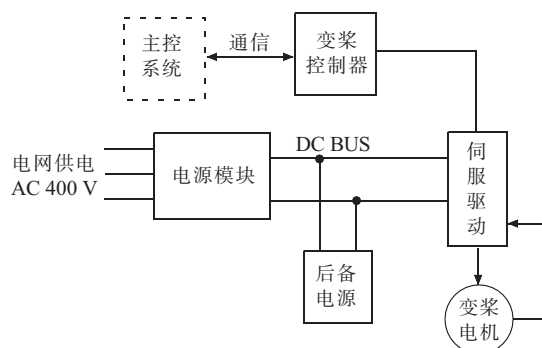


图1 变桨系统后备电源工作原理

当变桨系统电网供电因故中断时（如供电回路连接松动），变桨系统自动切换至后备电源供电，同时启动紧急顺桨，将桨叶关至安全位置，并将变桨系统电网供电中断故障反馈给主控系统，主控系统根据故障反馈采取相应安全措施，确保风电机组安全可靠运行。

2 后备电源设计

采用超级电容作为变桨系统后备电源，要综合考虑超级电容容量、工作温度、放电电压范围等参数特性，确保后备电源的可用性与可靠性。

2.1 超级电容参数选取

以某型号的2 MW电动变桨系统为例，以超级电容作为其后备电源，则超级电容需满足该变桨系统对后备电源参数要求，详见表1。此外，依据NBT 31018—2011^[6]，电容组的容量应满足桨叶在规定载荷情况下完成1次以上顺桨动作要求。

根据上述参数要求，选择某型号额定电压为90 V，额定容量23 F的超级电容模组，采用5组该型号模组串联组成变桨系统后备电源。超级电容模组参数如表2所示。

2.2 容量校核

对采用该设计方案的后备电源进行电压跌落值、放电能量、最小电容量核算，计算公式如下：

表 1 后备电源参数要求

项目	参数
工作温度/℃	-20~+40
生存温度/℃	-30~+50
顺桨速度/(°·s ⁻¹)	7
正常变桨速度/(°·s ⁻¹)	2~3
后备电源电压/V	280~450
放电时间/s	≥30
放电能量/kJ	≥220

表 2 超级电容模组参数

项目	参数
额定电压/V	90
容量/F	23
工作温度/℃	-40~+60
储能/(W·h)	25.8
可用功率/kW	10.8
循环寿命(25℃)/次	1 000 000
交流内阻/mΩ	70
直流内阻/mΩ	100

$$\Delta U = U_C + U_{\text{ESR}} = I_{\text{ave}} \frac{\Delta t}{C} + I_{\text{ave}} R_{\text{ESR}} \quad (1)$$

$$E = \frac{1}{2} C (U_{\text{max}}^2 - U_{\text{min}}^2) \quad (2)$$

$$C_{\text{min}} = \Delta t / \left(\frac{\Delta U}{I_{\text{ave}}} - R_{\text{ESR}} \right) \quad (3)$$

$$I = P/U \quad (4)$$

式中: ΔU 为电压跌落值; U_C 为电容引发电压跌落值; U_{ESR} 为直流内阻引发电压跌落值; I_{ave} 为平均放电电流; Δt 为放电时间; C 为电容额定容量; R_{ESR} 为直流等效阻抗; E 为放电能量; U_{max} 为放电起始电压; U_{min} 为放电中止电压; C_{min} 为放电所需最小电容量; P 为放电功率; U 为放电电压。

放电参数选取。放电起始电压:450 V;放电终止电压:280 V;最大放电电流(3 s):90 A;放电功率:8 000 W;放电时间:≥30 s。

容量核算。计算得到放电电流最小、最大值分别为17.8 A,28.6 A,则 I_{ave} 为23.2 A。由此计算得到:电压跌落值 ΔU 为162.9 V<170 V;放电能量 E 为285.4 kJ>220 kJ;放电所需最小电容量 C_{min} 为4.4 F<4.6 F。

可见,采用上述超级电容作为后备电源的设计方案可满足变桨系统对电压跌落、放电能量、最小电容量的要求。

2.3 后备电源充电设计

为满足上述变桨系统后备电源充电要求,需选用专用的超级电容充电器进行充电,充电器性能参数需要满足如下要求:工作温度为-40~+65℃;输出电压

(DC)为450 V;输入电压(AC)为220 V;充电电流为1~5 A。为保证充电器及后备电源长期可靠运行,充电器还应当具备过压保护、过温保护、短路保护功能,同时满足变桨实际应用环境的振动可靠性要求。

3 测试分析

基于上述设计方案,搭建了基于超级电容的变桨系统后备电源并进行实际测试分析,测试其充电、放电等特性,并评估其能否满足变桨系统后备电源需要。

测试曲线中各量与实际值对应关系如下:电机转速100 unit/s对应变桨速度1°/s;桨叶位置100 unit对应实际桨叶位置1°;电容电压值与实际值一致。

3.1 充电测试

充电起始电压为90 V,充电截至电压为450 V,环境温度为15.6℃,测试曲线如图2所示。可见,基于超级电容的变桨系统后备电源从90~450 V的充电曲线平滑,接近理想充电曲线。90~450 V充电时间为736 s,实测0~450 V的充电时间为931 s,远小于铅酸蓄电池7~9 h的充电时间,充电特性优异。

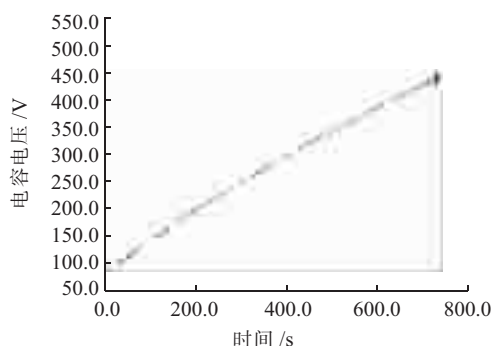


图 2 超级电容后备电源充电曲线

3.2 放电测试

模拟电网及电容供电条件下桨叶往返运动,给定桨叶角度范围91~61°,给定变桨速度3°/s,环境温度15.3℃,测试曲线如图3、图4所示。超级电容供电条件下,其位置、速度给定与响应特性与电网供电条件下基本一致,基于超级电容的变桨系统后备电源可满足变桨系统运行需要。

3.3 紧急顺桨测试

模拟变桨系统紧急顺桨功能,给定角度0~91°,给定变桨速度7°/s,环境温度14.4℃,测试曲线见图5。出现电网供电中断的情况下,变桨系统自动切换至超级电容后备电源供电,同时启动紧急顺桨,将桨叶关至安全位置。基于超级电容的变桨系统后备电源可满足变桨系统紧急顺桨时对后备电源大功率、大电流放电的要求,按设计要求投入运行,保证变桨系统按给定的角度和速度实现变桨系统的紧急顺桨功能。

上述测试表明,文中搭建的基于超级电容变桨系

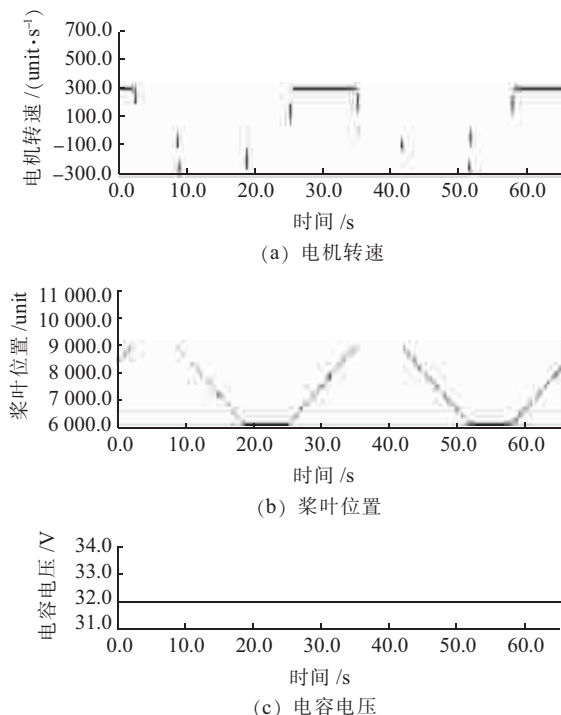


图3 电网供电条件下变桨运动模拟

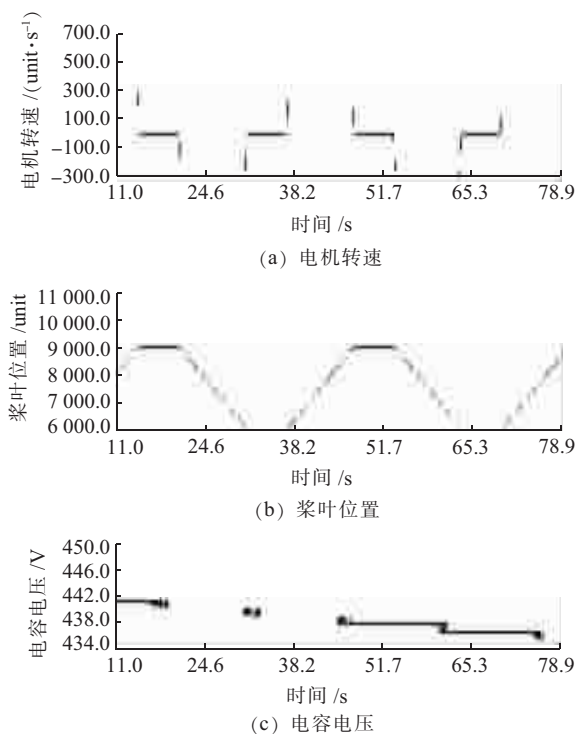


图4 超级电容供电条件下变桨运动模拟

统后备电源可满足变桨系统后备电源充电、放电及紧急顺桨功能需求,且相比于铅酸蓄电池,超级电容所具有的耐低温及长寿命特性使其作为变桨系统后备电源更具优势。

4 结束语

针对传统变桨系统铅酸蓄电池后备电源低温性能差、寿命短等缺陷,结合近些年迅速发展的超级电容技术,设计了以超级电容作为变桨系统后备电源的方案,

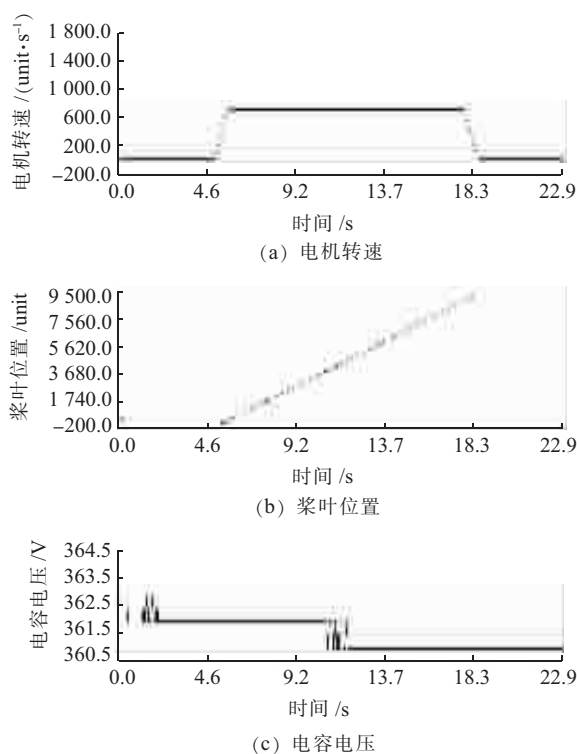


图5 超级电容后备电源顺桨曲线

该方案可克服以铅酸蓄电池为后备电源存在的问题,降低变桨系统故障率,减少风机维护成本,改善风电机组经济效益。目前,超级电容模组价格较高,一定程度上影响了其在变桨系统后备电源上的应用与推广,随着超级电容技术的进一步发展,产业的进一步升级,生产成本的进一步下降,相信基于超级电容的变桨系统后备电源具有良好的市场前景。

参考文献:

- [1] 叶杭冶,李伟,林勇刚,等.基于半物理仿真的变速恒频独立变桨控制[J].机床与液压,2009,37(1):90-93.
- [2] 汪海波,田炜,鲁斌,等.兆瓦级风机直流和交流电动变桨距技术[J].江苏电机工程,2011,30(4):42-44,47.
- [3] 姚兴佳,宋俊.风力发电机组原理与应用[M].第2版.北京:机械工业出版社,2011.128-129.
- [4] SEHWAN K, KEUN-SIK N, CHOU P H. Design and Performance Analysis of Supercapacitor Charging Circuits for Wireless Sensor Nodes [J]. Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems, 2011, 1(3):391-402.
- [5] AEWATERT B, CYGAN P J, LEUNG F C. Man Portable Power Needs of the 21st Century [J]. Journal Power Sources, 2000, 91(1):27-36.
- [6] NBT 31018—2011, 风力发电机组电动变桨控制系统技术规范[S].

作者简介:

鲁斌(1984),男,浙江衢州人,助理工程师,从事风力发电控制技术研究工作;
田炜(1978),男,湖北应城人,高级工程师,从事风力发电控制技术、电力电子在电力系统中的应用研究工作;

(下转第51页)

110 kV 变电所单母线分段接线保护闭锁备自投分析

刘丛洲, 黄 治, 汤大海, 施伟成, 杨 静
(镇江供电公司, 江苏 镇江 212001)

摘 要:江苏电网 110 kV 变电所 110 kV 侧采用单母线分段接线方式时,均采用设置 110 kV 电源进线线路保护作为闭锁 110 kV 备自投,且采用母线指向线路的典型设计。分析了这种设计存在 110 kV 母线相间故障时该保护无法动作闭锁备自投的问题,提出了改变 110 kV 电源进线线路保护的方向指向即由线路指向母线,或增设 110 kV 母线差动保护来改善保护闭锁 110 kV 备自投的配合性能。

关键词:变电所;单母线分段接线;保护闭锁备自投;母线保护

中图分类号: TM645

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)05-0049-03

目前,江苏省新投运的 110 kV 变电所 110 kV 侧多采用单母线分段接线方式,镇江供电公司新建的 12 座 110 kV 变电所 110 kV 侧也采用单母线分段接线方式。变电所 110 kV 每段母线有电源进线线路(简称进线线路)和负荷出线线路(简称出线线路)及 1~3 台变压器,两段母线分裂运行或两进线电源一主供一备供运行,采用 110 kV 备用电源自动投入装置(简称备自投)作为提高供电可靠性的措施^[1-3]。变电所 110 kV 母线典型设计时没有配置专门的 110 kV 母线差动保护,110 kV 母线故障由上级电源侧线路保护来切除^[4];110 kV 变电所在进线线路和出线线路断路器均配置了线路保护,并且均采用距离保护的配置,保护方向采用母线指向线路的典型设计,希望用进线线路保护作为在 110 kV 母线故障时启动来闭锁 110 kV 备自投,防止备自投将运行设备误投入到运行设备上扩大事故^[5],但在实际运行中发现这种设计存在 110 kV 进线保护不能闭锁 110 kV 备自投问题。

1 进线保护配置及与备自投的配合

110 kV 变电所 110 kV 侧典型的单母线分段接线方式如图 1 所示。由于设计时 110 kV 母线没有配置专门的母线差动保护,110 kV 进线线路断路器和出线线路断路器配置了线路保护^[1,2],该保护由三段相间距离保护、三段接地距离保护、四段零序电流(方向)保护和三相一次重合闸组成。110 kV 主变压器保护配置了差动保护和各侧后备保护。

当 110 kV 母线故障时,为防止 110 kV 备自投动作,将正常运行的设备误投在故障设备上,保护闭锁 110 kV 备自投的任务由进线线路保护承担。

2 进线保护与备自投的配合

2.1 电压互感器(TV)断线过流保护原理

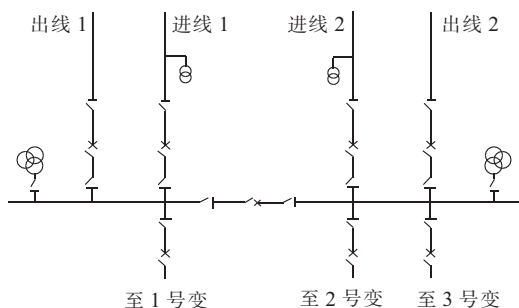


图 1 110 kV 变电所单母线分段接线

以许继电气股份有限公司生产的 WXH-811 线路保护为例,装置设有 2 种检测母线 TV 断线的判据,2 种判据都带有延时,且在线路正常运行、起动元件不起动的条件下投入;若起动元件已起动就不进行 TV 断线的检测,直到保护整组复归后重新投入。同时,TV 断线信号只在三相电压恢复正常延时 2 s 恢复正常。装置检测 TV 断线后发告警信号。

(1) 三相电压向量和大于 7 V,即自产零序电压大于 7 V,保护不启动,延时 1.0 s 发 TV 断线异常信号。

(2) 三相电压向量和小于 8 V,但正序电压小于 30 V,延时 1.0 s 发 TV 断线异常信号。

当检测 TV 断线后发告警信号后,退出相间距离保护、接地距离保护、零序方向电流 I、II 保护和控制要求退出的其他段零序方向电流保护,同时自动投入 TV 断线相过电流保护和 TV 断线零序电流保护。

2.2 进线保护的试验

由 TV 断线过流保护原理介绍可以看出,在 TV 正常情况下发生短路,该保护可能不会动作。为了验证这个假设,以 WXH-811B/G 装置和 PRS-711-D 装置对 TV 断线过流保护进行整组动作试验,验证 TV 断线过流保护出口动作情况。

(1) WXH-811B/G 装置。在 TV 断线情况下加 1.05 倍动作电流后 TV 断线过流一段动作,出口时间 127 ms。先加正常电压,加 1.05 倍动作电流后该保护不

动作。采用状态序列,从正常态到两相短路加 1.05 动作电流该保护也不动作。

(2) PRS-711-D 装置。在 TV 断线情况下加 1.05 倍动作电流后 TV 断线过流一段动作,出口时间 117 ms。先加正常电压,加 1.05 倍动作电流后该保护不动作。采用状态序列,从正常态到两相短路加 1.05 动作电流该保护也不动作。

2.3 保护闭锁备自投性能分析

从上述试验结果可见,当变电所发生 110 kV 母线相间故障时,110 kV 进线线路保护装置的 TV 断线过流保护不能动作,现运行单母线分段接线的变电所保护闭锁备自投方案存在安全隐患。

3 保护闭锁备自投的改进

将该保护的电流互感器的极性反过来接入保护装置,即把保护方向改为由线路指向母线,当 110 kV 母线相间故障时,相间距离 I 段保护就能够立即动作,从而可防止上述保护不能闭锁备自投、备自投将运行设备误投入到故障设备上的安全隐患。

3.1 进线保护的整定配合

在变电所 110 kV 母线相间故障时能够迅速动作闭锁备自投的保护是相间距离 I 段、接地距离 I 段和零序电流 I 段保护,因此进线保护的整定主要以这 3 个 I 段保护进行整定^[2]。

(1) 距离 I 段保护。相间距离 I 段、接地距离 I 段保护按躲过变电所最大容量变压器中、低压侧母线故障整定:

$$Z_{zd} \leq K_k K_z Z_B \quad (1)$$

式中: Z_{zd} 为 110 kV 线路距离保护相间距离 I 段保护整定值; Z_B 为最大容量 110 kV 变压器 110 kV 侧至中压侧或低压侧的正序等值电抗; K_k 可靠系数,取 0.7~0.8; K_z 为 110 kV 主电源对其他电源的最小助增系数。

(2) 零序电流 I 段保护。110 kV 变压器中性点一般为不接地方式,采用经间隙接地方式。为防止零序电流 I 段保护电源线路发生接地故障,110 kV 变压器中性点间隙击穿时的误动作,可将零序方向元件启用;若 110 kV 变压器中性点为接地方式,则零序方向元件必须启用。零序电流 I 段保护整定策略为与上级电源侧线路保护零序电流 I 段或 II 段定值配合整定:

$$I_{zd,0} \leq I_{zd,0}^I / K_{ph} \quad (2)$$

式中: $I_{zd,0}$ 为零序电流 I 段整定值; $I_{zd,0}^I$ 为上级电源侧线路保护零序电流 I 段或 II 段整定值; K_{ph} 为配合系数,一般取 1.1~1.2。

3.2 进线保护与备自投配合分析

采用上述整定策略,在变电所 110 kV 母线相间故

障或接地故障时,均有保护可靠动作去闭锁 110 kV 备自投,防止了 110 kV 备自投误将运行设备误投入到运行上去;同时在变压器中、低侧故障时,该保护不会动作误闭锁备自投。在变压器高压侧故障时,虽然变压器差动保护动作切除了故障,但该保护仍存在会动作误闭锁备自投的问题。

3.3 进线保护闭锁备自投应启用方向元件

采用进线保护作为闭锁备自投的保护时,还要注意将零序电流 I 段保护的方向元件启用。系统供 110 kV 石狮变的一次主接线如图 2 所示,供电方式为 220 kV 华阳变 110 kV 华狮 759 线供 110 kV 福地变 1 号变、并供 110 kV 石狮变全部负荷;220 kV 华阳变 110 kV 华福 753 线供 110 kV 福地变 2 号变、并作为石狮变的备供电源;110 kV 石狮变一次方式为:759、753 开关运行(1 号变压器由 759 线供电),700 开关热备用,110 kV 备自投启用,投 700 开关。

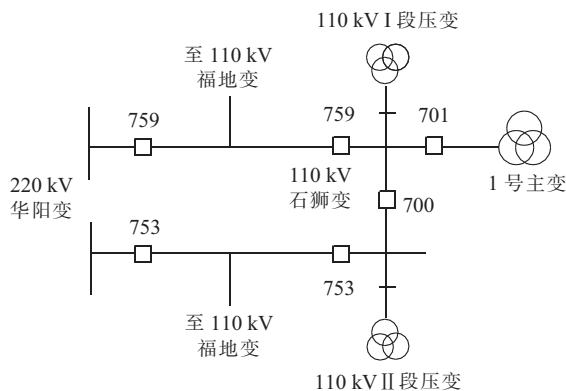


图 2 系统供 110 kV 石狮变的一次主接线

2012 年 5 月 12 日 22 时 02 分,一辆拖运施工机具的车辆超高碰触导线,导致华阳变华狮 759 线路 C 相永久性接地故障,华狮 759 开关距离 I 段、零序电流 I 段保护动作跳闸,重合不成。石狮变 110 kV 备自投拒动。现场检查发现,石狮变 1 号变压器中性点放电间隙有放电痕迹,1 号变压器中性点间隙在本该事故击穿时提供了零序电流,使进线线路保护零序电流 I 段保护动作,误闭锁了备自投。

4 专用母线保护闭锁备自投方式

变电所 110 kV 母线上有 110 kV 出线线路时,当 110 kV 出线线路发生相间故障或接地故障时,变电所 110 kV 进线保护与出线保护会同时动作,无论是相间距离 I 段保护还是接地距离 I 段或是零序电流 I 段保护,均无法判断是该变电所 110 kV 母线发生了故障还是 110 kV 出线线路发生了故障,会误闭锁 110 kV 备自投,且上下级保护之间的配合无法协调,因此 110 kV 进线保护与 110 kV 备自投配合变得很困难。而 110 kV 母线差动保护有明确的保护范围,并能区分是

母线故障还是 110 kV 出线线路故障,是第一段母线故障还是第二段母线故障。因此,应配置 110 kV 母线差动保护,用跳第一段母线断路器的出口继电器代替进线 1 保护闭锁 110 kV 备自投,跳第二段母线断路器的出口继电器代替进线 2 保护闭锁 110 kV 备自投。

设置 110 kV 母线差动保护后,第一段母线故障时,母线差动保护的第一段母线小差动保护和总差动保护会动作,跳第一段母线上断路器的同时闭锁备自投;第二段母线故障同第一段母线故障。在 110 kV 出线线路上或变电所变压器高压侧故障或进线线路故障时,第一段或第二段母线小差动保护和总差动保护都不会动作去误闭锁备自投,从而使保护闭锁备自投的配合性能达到最佳。

5 结束语

当 110 kV 变电所采用单母线分段接线方式且任一段 110 kV 母线上有 110 kV 出线线路时,应优先装设 110 kV 母线差动保护作为闭锁 110 kV 备自投的措施,不仅增加了母线故障的保护,还可以使保护闭锁备自投的配合性能达到最佳。对于没有装设 110 kV 母线差动保护但 110 kV 母线上没有 110 kV 负荷线路时,可以采用电源进线线路保护作为闭锁 110 kV 备自投

的临时措施,但保护的方向应由线路指向母线,该方案已在镇江电网 12 座单母线分段接线的 110 kV 变电所得到实施,取得了良好的运行效果。

参考文献:

- [1] GB/T 14285—2006,继电保护和安全自动装置技术规程[S].
- [2] DL/T584—2007,3~110 kV 电网继电保护运行整定规程[S].
- [3] 吴金玉,高金伟,张 帅.常规备用电源自投装置适应双母线接线的措施[J].电力系统自动化,2012,36(05):112-115
- [4] 周洪益.地区电网单母分段接线变电站 110 kV 母线故障分析[J].今日科苑,2010(14):58.
- [5] 朱英杰,潘朝文.110 kV 变电站防误设计探讨[J].江苏电机工程,2011,30(4):39-41.

作者简介:

刘丛洲(1986),男,江苏镇江人,助理工程师,从事变电生产管理工作;

黄 治(1978),男,江苏镇江人,工程师,从事电网调度运行管理工作;

汤大海(1963),男,江苏镇江人,高级工程师,从事电网继电保护运行管理工作;

施伟成(1966),男,江苏镇江人,高级工程师,从事电网调度运行工作;

杨 静(1974),男,江苏镇江人,工程师,从事电网继电保护运行维护工作。

Analysis on Blocking Automatic Switchover for Sectionalized Single-bus Protection in 110 kV Substation

LIU Cong-zhou, HUANG Zhi, TANG Da-hai, SHI Wei-cheng, YANG Jing
(Zhengjiang Power Supply Company, Zhengjiang 212001, China)

Abstract: The inlet feeder protection is widely used to block automatic switchover in case of its mis-operation in the 110 kV substations with sectionalized single-bus configurations. However, the protection would act improperly to fail to block automatic switchover when a phase-to-phase fault occurs. To improve the cooperation of the protection and switchover, the method of changing protection's direction from line to bus is proposed. Also, the way of adding a bus differential protection to improve the cooperation is proposed.

Key words: 110 kV substations; automatic switchover with protective blocking; sectionalized single-bus configuration; bus protection

(上接第 48 页)

刘 剑(1983),男,江苏徐州人,工程师,从事风力发电控制技术研究工作;

潘 晨(1985),男,湖北宜昌人,工程师,从事风力发电控制技术研究工作。

Design of Backup Power based on Super-capacitor for Pitch System

LU Bin, TIAN Wei, LIU Jian, PAN Chen

(State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China)

Abstract: This paper first introduces the operational principal of the backup power for pitch system. With considering the characteristics of low-temperature resistance and long service time, a super-capacitor based backup power for pitch system is designed and built. The testing results suggest that the proposed backup power is qualified for various operational conditions of pitch system. The proposed backup power can improve the poor low-temperature performance and prolong the service time of traditional lead-acid batteries. It will also reduce the maintenance cost and increase the profit of wind turbines.

Key words: super-capacitor; lead-acid battery; pitch system; backup power

换流变压器励磁涌流特性及其对差动保护的影响

张晓宇,文继锋,程 骁,莫品豪
(南京南瑞继保电气有限公司,江苏 南京 211102)

摘 要:换流变压器通常由2台两绕组变压器并联构成,这种特殊结构使其保护配置以及空载合闸时励磁涌流特性和普通变压器有很大不同。构成换流变的2台独立变压器的励磁涌流叠加可能出现明显的故障特征。结合现场的实际波形,对这种现象的产生和影响进行了详细分析,在此基础上提出了一种较为完善的换流变大差励磁涌流闭锁判据。

关键词:换流变压器;并联运行;励磁涌流叠加;大差差动保护;和应涌流

中图分类号:TM407

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0052-03

高压直流输电由于其技术和经济上的独特优势,在我国远距离大容量输电和大区联网中得到广泛应用。高压直流输电的可靠性一定程度上决定了区域电网稳定性,作为直流换流站的主要设备,换流变压器的作用很重要,换流变保护必须保证换流变压器的设备安全及系统的可靠运行^[1]。换流变的一次结构、变压器特性及保护配置都与普通变压器有很大区别,特别是大差差动保护在空载合闸时产生的励磁涌流特性和普通变压器有本质的不同,需要针对其特殊性进行详细分析,并采用与其特征对应的保护策略。

1 换流变与普通变压器保护的区别

换流变与普通变压器相比,应用场合不同,重要程度不同,因此不论是一次结构、电流互感器(TA)配置还是保护配置,均与普通变压器有显著差别。

1.1 一次结构

高电压等级大容量的换流变压器通常是由完全独立的2台两圈变压器组成,1台Y/Y接线,1台Y/D接线,2台变压器并联运行,同时投退。

换流变的电气特性也不同于普通变压器。直流输电中阀的换相过程实际上就是两相短路,为了将换相过程中的电流限制在一定范围内,换流变压器的短路阻抗要大于一般变压器。短路阻抗过大,会使换流变压器二次侧故障时短路电流较一般变压器小^[2]。

1.2 TA配置

换流变压器和普通变压器相比,配置了较多的保护用TA,除了开关TA和变压器的套管TA外,变压器各绕组末端均配置了用于绕组差动的TA。另外,换流变低压侧为直流系统的换流阀,由于空间的限制,Y/D接线换流变的低压侧TA一般是接在三角环内。从差动保护的角度来看,2个两圈变均相当于Y/Y接线,保护装置计算差流无需进行星角变换。

1.3 保护配置

换流变配置了较多的TA,可以配置更加复杂和完善的差动保护。同时由于换流变压器的短路阻抗较大,内部故障情况下差电流较小,对差动保护灵敏度也提出了更高的要求。

此外,由于阀侧单相接地故障情况下是不接地系统的两相故障和直流短路的反复切换,导致差电流中含有大量谐波和直流电流。同时差电流出现间断,极端情况下该相电流可能基本消失(直流系统换相失败),导致变压器差动保护有可能在此情况下不能出口^[2]。

考虑以上因素,当条件允许时,换流变通常配置8个差动保护,各保护的保护区相互重叠,互为补充,如图1所示。其中TA1、TA2、TA3、TA4构成大差差动保护,保护从交流开关到阀侧的整个范围;TA3和TA5构成星接小差差动;TA4和TA6构成角接小差差动,2个小差分别保护2个小变压器。TA1、TA2、TA13、TA14构成引线差动,保护交流开关到换流变高压侧套管部分;TA5和TA7、TA6和TA8、TA3和TA9、TA4和TA10构成绕组差,分别保护换流变的4个绕组。

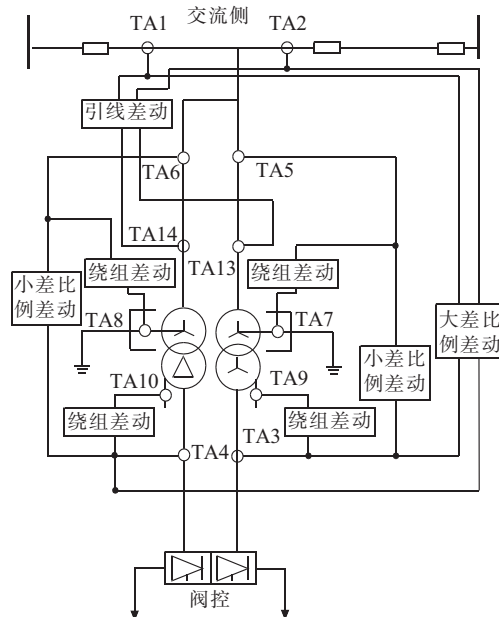


图1 换流变差动保护配置

从换流变保护的配置可以看出,排除TA传变特性的影响,当变压器引线部分无故障时,大差差流始终等于两小差差流之和。

2 换流变空投时励磁涌流特性分析

由于换流变的大差差流等于两小差差流之和,在特殊情况下,大差差流可能出现非常明显的故障特征。下面结合换流变的一次实际空充波形,对这种现象进行分析。

2.1 现场波形

现场实际一次接线和TA配置与图1相同。TA2处的开关处于断开状态,无电流;阀侧未解锁;换流变通过TA1处开关空载合闸。各TA电流波形如下(以下所有波形和分析均以A相电流为例)。其中图2、图3、图4为TA实际测量电流,TA1的电流等于TA5和TA6之和;图5为消除直流分量和标幺化后的大差差流波形;图6、图7、图8分别为2个小差和大差差流中的二次谐波含量。

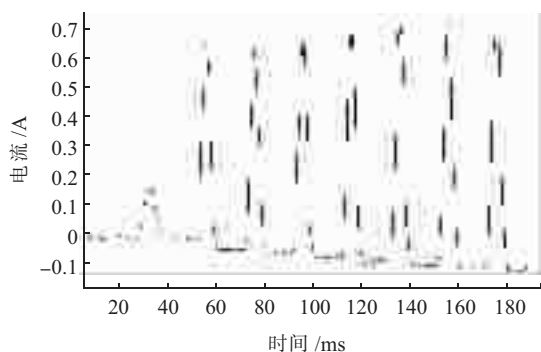


图2 Y/Y换流变网侧套管TA5电流

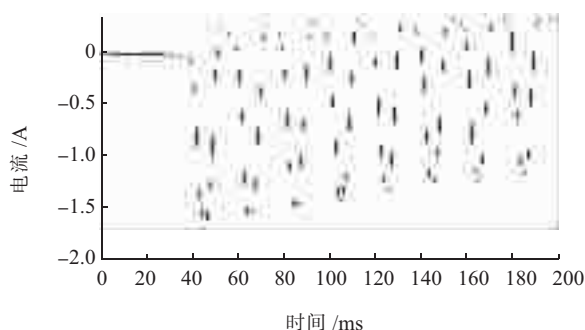


图3 Y/D换流变网侧套管TA6电流

2.2 换流变大差励磁涌流的特殊性

从上述波形可以看出,该次空充两小差电流均偏于时间轴一侧,有较高的二次谐波含量(均高于30%),具有明显的涌流特征。但大差励磁涌流基本关于时间轴对称,谐波含量很低(低于5%),涌流特征很弱,呈现故障特征。

从现场实际录波来看,换流变大差的励磁涌流和普通变压器的励磁涌流有较大区别。普通变压器涌流

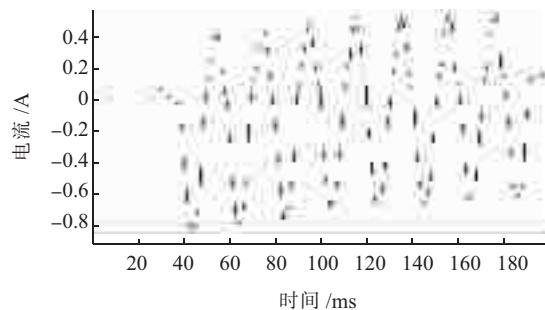


图4 网侧开关TA1电流

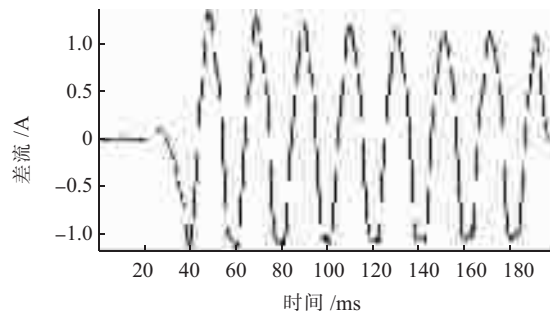


图5 大差差流

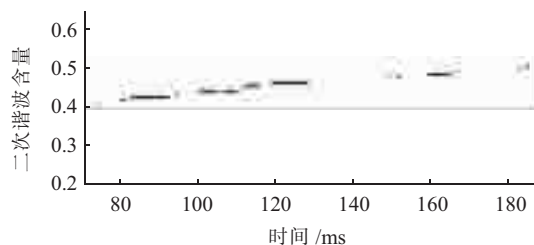


图6 Y/Y换流变小差二次谐波含量

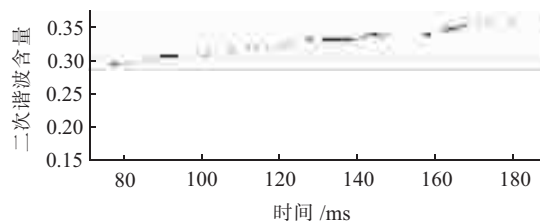


图7 Y/D换流变小差二次谐波含量

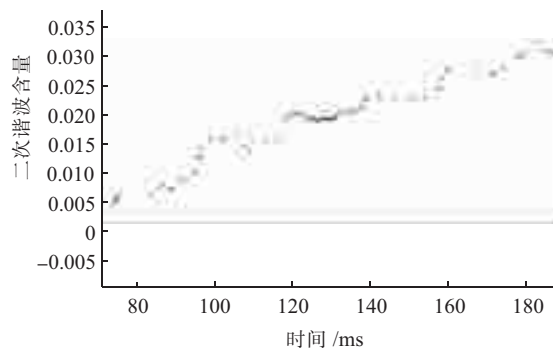


图8 大差二次谐波含量

一般偏于时间轴一侧,衰减较快;而换流变的励磁涌流可能出现关于时间轴对称、衰减较慢、谐波含量较低的

情况。产生这种不同的最主要原因为换流变大差的励磁涌流是2台变压器励磁涌流的综合结果。由于每台小变压器有自己独立的磁回路,因此会产生独立的励磁涌流,当2个励磁涌流的直流分量和二次谐波分量刚好大小接近,方向相反时,和电流中工频分量会占据绝大部分,从而产生非常明显的故障特征。

Y/Y和Y/D 2台变压器虽然空充时的电压初始相位相同,但仍然可能产生不同的励磁涌流,主要有以下几个影响因素:(1)空充前初始剩磁不同^[3]。(2)2台独立变压器,变比不同,铁磁饱和特性不可能完全相同。特别是部分换流变Y/Y和Y/D变压器可能由不同的厂家供货。(3)Y/D换流变由于低压侧存在三角环,在空充过程中会出现一定的零序环流,从而对变压器磁通产生影响。而Y/Y变压器因为阀处于未解锁状态且低压无三角环,所以空充过程中低压侧基本无电流。

可以看出,Y/Y和Y/D 2台变压器的励磁涌流受很多因素影响,一般不会完全相同,特殊情况下和电流确实可能出现工频分量高且直流和二次谐波含量低的情况。此外由于2台变压器同时空充,涌流之间会相互影响,产生比较复杂的和应涌流,造成涌流衰减速度比较慢,甚至可能在一段时间内出现逐渐增大的情况^[4],如图2所示。

2.3 对保护的影响

由于换流变差动保护使用的TA之间不存在角差,因此差动保护无需进行星角变换,各相差流均可独立计算,无相互影响。为保证区内故障时保护可快速出口,差动保护的涌流判据可采用分相闭锁方式,即一相涌流判据满足就可以开放本相保护。因为大差的这种特殊励磁涌流和变压器单相故障的波形非常相似,而且涌流衰减速度很慢,如不采取措施,大差差动在空充时存在误动的可能性。

3 解决方案

空充时大差差动存在误动的可能,因此需要对现有保护判据进行修改完善。

3.1 现有的电流判据无法可靠闭锁

目前判别励磁涌流最主要的是二次谐波原理,此外还有间断角原理,波形识别等方法^[5]。这些方法中绝大多数都是以差流波形为基础进行分析。实际上所有波形都可以分解成直流、基波、二次谐波、其他各次谐波之和。当波形中的直流分量、二次谐波、其他各次谐波都较小时,说明该波形以基波工频分量为主,和短路时的故障电流无明显区别,因此所有单纯基于相差流的判据均无法可靠闭锁。若要解决这个问题,需要引入大差差流之外的其他电气量进行辅助判别。

3.2 小差差流和网侧电压相结合的判别方式

从物理概念上来讲,小差的励磁涌流具有实际的物理意义,因此小差差流和大差相比,可以更直接地反应变压器的工作状态。从上述现场实际波形也可以看出,2个小差电流均有明显的涌流特征,二次谐波含量也较高,利用现有主流方法均可可靠识别。因此可以使用2个小差的励磁涌流判据闭锁大差对应相,即大差动作除自身涌流判据开放外,还需两小差中任一一对应相的涌流判据开放。但大差和小差相比,其保护范围是不同的,因此不能单纯的考虑空充时的励磁涌流,还要兼顾合闸于故障和实际运行中发生故障的情况。

采用小差闭锁大差的方式,当小差范围内发生故障时,小差励磁涌流判据可以开放,因此大差保护不受影响。但当变压器引线上发生故障时,该故障对于小差为穿越性故障,小差差流可能很小,其涌流判据无法给出正确结果,可能造成大差差动保护拒动。由于这种引线故障一般为纯金属故障,故障特征明显,电压有明显跌落,因此可使用换流变网侧电压进行辅助判别。当识别到网侧电压明显低于正常电压时,大差不经小差涌流判据闭锁。

综上所述,可采用结合小差涌流判据和电压的方法对大差涌流闭锁判据进行完善。当网侧电压正常时,使用两小差的涌流判据闭锁大差差动;当网侧电压明显低于额定电压时,大差涌流判据不变,不受小差影响。使用这种综合闭锁判据,再结合换流变冗余度很高的差动保护配置,既可保证空投过程中大差保护可靠闭锁,又可保证发生区内故障时保护动作时间不受影响。

4 结束语

从换流变独特的一次结构和保护配置出发,分析了换流变空充时,大差差流中出现明显故障特征的原因,对这种特殊的励磁涌流的产生原因和特性进行了详细分析,并提出了结合小差涌流判据和网侧电压的换流变大差励磁涌流闭锁判据。

参考文献:

- [1] 韩晓东,翟亚东.高压直流输电用换流变压器[J].高压电器,2002,38(3):5-6.
- [2] 肖燕彤,文继锋,袁源,等.超高压直流系统中的换流变压器保护[J].电力系统自动化,2006,30(9):91-94.
- [3] 张红跃.换流变大差保护励磁涌流识别的思考[J].电力系统保护与控制,2011,39(20):151-154.
- [4] 邵德军,尹项根,张哲,等.基于基波幅值增量的变压器和应涌流识别方法[J].中国电机工程学报,2010,30(10):151-154.
- [5] 王维俭.电气主设备继电保护原理与应用[J].北京中国电力出版社,1996.

智能变电站小电流接地选线装置的研究与实现

许小兵¹,董丽金¹,袁 栋²

(1.无锡供电公司,江苏 无锡 214000;2.宜兴供电公司,江苏 宜兴 214200)

摘 要:针对智能变电站各馈线间隔模拟量网络化的特征,首次设计了一种零添加采集装置和网络传输设备的智能变电站小电流接地选线装置。装置利用站控层网络,通过 GOOSE 方式快速传递各间隔故障模拟量至选线装置,以母线零序电压为基准时钟,精确同步采样数据。同时,装置将单稳态量算法以及稳态量与暂态量时间阶梯配合算法分别固定配置到不同系统模型。实时数字仿真系统(RTDS)试验证明,装置能够满足智能变电站不同运行方式下快速准确选线的要求。

关键词:小电流接地系统;GOOSE;暂态量算法;稳态量算法;零序电压;智能变电站

中图分类号:TM862

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0055-04

随着社会经济文明快速发展,用户对供电质量的要求成倍增加,小电流接地方式愈来愈受到电力部门的推崇。同时,伴随国家智能电网战略的稳步推进,智能化变电站已成为目前电力系统的发展方向^[1,2],传统变电站内基于电缆连线的传统小电流选线装置已无法满足电力系统发展的要求。因此,研究智能变电站条件下,小电流系统接地故障快速选线装置,对提高智能电网运行的可靠性^[3]、供电部门以及电力用户的经济效益,具有重要的理论价值与工程意义。

国内小电流接地系统主要以中性点不接地电网与中性点经消弧线圈电网为主,现有文献针对不同电网结构展开大量研究工作。以中性点不接地电网为例,文献[4-6]分别提出了零序过电流法、零序电流比幅值法、零序电流比相法、零序电流补偿选线法、零序电流群体比幅比相法。零序过电流法具有整定困难、动作灵敏度较低的缺点,且较易误选或漏选;零序电流比幅值法不需要整定,动作的准确性高,但无法应用于架空线路电网;零序电流比相法可能出现“时钟效应”而判断困难,且受系统不平衡的影响较大;零序电流补偿选线法通过补偿零序电流,故障线路与非故障线路的零序电流明显区分,具有较高选线的灵敏度和正确性;零序电流群体比幅比相法克服了“时钟效应”缺点,得到广泛的应用。针对中性点经消弧线圈电网,学者已提出7种评估方法^[7-11]:零序电流有功分量法、五次谐波法、自动跟踪消弧线圈调节选线法、首半波原理、零序电流正交积分原理、基于小波变换的暂态零序电流选线法、注入信号法。显然,单一判据选线装置无法满足所有运行方式,且仅仅单一利用稳态量或暂态量进行选线判别,必然会造成信息量丢失,降低选线成功率。在现有文献基础上,结合智能变电站各馈线间隔模拟量网络化的特征,设计了一种零添加采集装置和网络传输设备的智能变电站小电流接地

选线装置。

1 问题的提出

实际应用中,对于中性点不接地系统,基波零流群体比幅比相法对于线路不同位置的金属性故障和经过渡电阻故障,均能有效选出故障线路,应用最为广泛,效果也最好。对于中性点经消弧线圈接地系统,5次谐波群体比幅比相选线方法和零序有功功率判别选线法应用更广泛,但采用5次谐波比幅和比相原理时,故障线路和非故障线路的特点不明显,判别结果不稳定,均是部分有效。零序有功功率法的效果相对较好。但是,零序有功功率法依赖故障时零序有功分量的大小,当零序有功分量较大时,均能有效地选出故障线路,而实际系统中,无法保证所有系统中的零序有功功率分量均满足要求。因此,要针对不同的情况采用不同的选线判据,形成多重判据综合的小电流接地选线方案。

2 多判据综合智能选线方法

理论上,单一小电流接地选线判据不可能满足现场的所有运行方式,将单一判据有效综合,形成多重判据是目前小电流接地选线技术发展的趋势。目前已有的多判据融合的选线算法的基本思想都是,遵循单一选线判据的计算结果或结果可信度经过信息融合技术进行融合,对克服单一判据不足取得了良好效果。

文中提出的实用综合选线技术核心思想是:单一选线判据择优参与综合选线。具体来说,首先判别一次系统的接地方式,区分是中性点不接地系统还是中性点经消弧线圈接地系统。然后通过简单的判定规则对故障信息做评测,选择最优的单一判据参与综合选线,做到暂态算法与稳态算法的优势互补,基波算法与谐波算法的优势互补,形成基于最少的单一选线判据参与选线的实用综合选线算法。具体方法如下。

(1) 中性点不接地系统。采用稳态量判据群体比

幅比相原理,即先对所有出线的零序电流幅值大小进行排队比较,选出3个零序电流幅值最大的线路,分别对这3条线路进行方向判别。如果有1条线路零序无功功率方向 >0 ,即方向指向线路,则认为该线发生接地故障,否则认为母线故障。零序无功功率方向计算公式为:

$$Q_0 = 3I_m (\dot{U}_0 \times \dot{I}_0) = 3(I_{or} \times U_{oi} - I_{oi} \times U_{or}) \quad (1)$$

式中: I_{or}, U_{or} 分别为零序电流、电压的实部; I_{oi}, U_{oi} 分别为零序电流、电压的虚部。为有效防止误选,对所有上传数据的间隔,选线装置按母线分别采用连续多次(数据刷新一次判别1次,所有相关间隔均判别20次后输出选线结果)确认的方法。

(2) 中性点经消弧线圈接地系统。采用暂态量判据和稳态量判据时间阶梯配合的模式,稳态量判据有:5次谐波比幅比相原理,零序有功功率原理,暂态量判据为零序电流正交积分原理。在故障开始后的20 ms内,投入暂态量判据,即如果零序电流正交积分原理选线判据选出故障线路,则输出该结果。在故障开始20 ms后,如果暂态量判据无选线的结果,则投入稳态量判据。

3 基于站控层 GOOSE 网络的小电流接地选线方案

3.1 整体架构

在基于 IEC 61850 通讯协议的智能变电站中,间隔保护测控装置均为微机装置,很容易完成小电流接地选线功能的模拟量采集功能。因此,可采用“分散采集+集中处理”的实现模式,即各个馈线间隔将采集到的本间隔的零序电压/电流数据以 GOOSE 方式传递到选线装置,选线装置根据这些故障信息进行选线判别,并将选线结果传递给故障间隔,其总体框架图如图1所示。

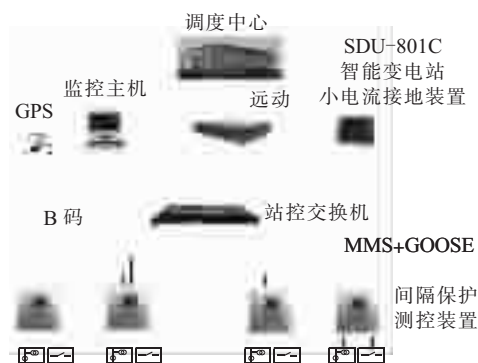


图1 基于站控层 GOOSE 网络的小电流接地选线方案总体架构

基于站控层 GOOSE 网络的小电流接地选线方案的优点在于利用现有智能变电站间隔层保护测控装置

的采集功能和站控层网络的数据传输功能,避免了额外添加采集装置和网络传输设备,最大限度地降低了装置的成本。

3.2 功能划分

智能变电站小电流接地选线装置由3~66 kV侧按照间隔配置的间隔保护测控装置(含低压馈线、电容器和电抗器等保护测控装置),站控层网络交换机和小电流接地选线装置组成。各部分完成的功能如下。

(1) 分散采集:间隔保护测控装置作为小电流接地选线系统的采集单元,采集母线上所有元件的电压和电流,计算自产 $3U_0, 3I_0$,五次谐波的 $3U_0, 3I_0$ 及暂态情况下的电压和电流采样值。

(2) 通信设备(站控层交换机):间隔保护测控装置利用站控层网络通道,将采集到的电压和电流通过GOOSE上送给独立的小电流接地选线装置。

(3) 集中处理单元(小电流接地选线装置):小电流接地选线装置接收各个间隔的电压和电流模拟量,用多判据综合的方法完成小电流接地选线功能。

3.3 采集单元数据 GOOSE 传输方案

智能变电站综合自动化系统采用 IEC 61850 通信协议,GOOSE 属于快速报文和跳闸报文。为了提高性能,采用 GOOSE 报文传输小电流接地选线模拟量信息,传输延时能提高到毫秒级。综合考虑成本与实时性的因素,采用 GOOSE 网和站控层 MMS 网共网。

GOOSE 报文上送数据信息分稳态量信息和暂态量信息。传输稳态量的 GOOSE 报文每帧传输8个稳态量信息及1个数据序号,Data1~8用于传输 $3I_0$ 实部/虚部、 $3U_0$ 实部/虚部、 $3I_0$ 5次谐波实部/虚部、 $3U_0$ 5次谐波实部/虚部;每次发送时更新为当前最新数据。上送的数据序号范围为0~999。传输暂态量的 GOOSE 报文每帧传输8个电压采样值和8个电流采样值,Data1~8用于传输零序电流的采样值,Data9~16用于传输零序电压的采样值。根据 IEC 61850 标准的规定,GOOSE 信号的通信延迟小于4 ms,实时性非常高。相对于 MMS 而言,采用 GOOSE 报文传输小电流接地选线模拟量信息能大大提高选线功能的实时性和可靠性。

3.4 以零序电压为基准的数据同步方案

对于现代微机保护测控装置而言,在某一线路发生接地故障时,各个间隔保护测控装置之间的采样误差在微秒级,由此产生的误差可以忽略。因此,以故障时刻零序电压为参考,可对各个间隔的模拟量数据进行数据同步,具体实现方法如下。

(1) 各个间隔保护测控装置采用突变量启动的方式寻找故障起始时刻,当零序电压采样点中连续3个采样点有2个满足方程:

$$|3u_0(t) - 3u_0(t-T)| > |3u_0(t-T) - 3u_0(t-2T)| + 3u_{0set} \quad (2)$$

记为突变量启动,故障时刻根据突变量启动时刻推得。其中 $3u_0(t)$ 为当前 t 时刻零序电压的采样点; $3u_0(t-T)$ 为前 1 个周期零序电压的采样点; $3u_0(t-2T)$ 为前 2 个周期零序电压的采样点; T 为工频周期,即 20 ms; $3u_{0set}$ 为设定的定值门槛。

(2) 间隔保护测控装置以故障起始时刻为参考,从故障起始时刻前 1 个周波开始,将采集到的数据进行排序,序号范围为 0~k。理论上,在电力系统故障时,母线上各个元件感受到的故障时刻是一致的,因此,可以利用以故障时刻为参考,利用数据序号对数据进行近似的同步。

4 仿真试验

在实时数字仿真装置(RTDS)上建立小电流接地选线动模试验模型。主接线如图 2 所示。实验时,通过分合系统侧开关 BRKN 构成不同小电流中性点接地模型,同时为了抑制故障时中性点的过电压水平,在系统侧设置刀闸 BRKZZ 用于投退接地大电阻 R 。

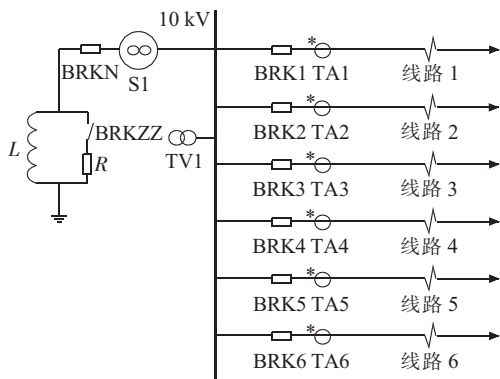


图 2 主接线图

4.1 完全补偿系统模型

闭合母线中性点经消弧线圈接地侧开关 BRKN,使构成回路,消弧线圈 L_1 电感为 0.816 8 H,构成完全补偿系统模型。检测到接地故障后 3 s 闭合 BRKZZ 投入并联电阻;持续时间 2 s;接地故障消失后打开 BRKZZ。

仿真系统依次模拟线路 1~6 首端接地故障,以线路 1 单相接地为例,仿真系统分别在接地电阻为 0.01 Ω , 100 Ω , 300 Ω 时,将各个线路间隔采样值及母线电压加入设计选线装置,装置均准确判断线路 1 为故障线路。其他 2~5 支路重复上述实验,选线结果如表 1 所示。结果表明装置不同故障线路、不同接地电阻的情况下,均能正确选择接地线路。

4.2 过补偿系统模型

闭合 BRKN 开关,构成中性点经消弧线圈接地系统,消弧线圈 L_1 电感为 0.75 H,使之构成过补偿模型。

表 1 线路首段接地故障

序号	故障类型	接地电阻/ Ω	选线
1	线路 1 单相接地	0.01, 100, 300	线路 1
2	线路 2 单相接地	0.01, 100, 300	线路 2
3	线路 3 单相接地	0.01, 100, 300	线路 3
4	线路 4 单相接地	0.01, 100, 300	线路 4
5	线路 5 单相接地	0.01, 100, 300	线路 5
6	线路 6 单相接地	0.01, 100, 300	线路 6

检测到接地故障后 3 s 闭合 BRKZZ 投入并联电阻;持续时间 2 s;接地故障消失后打开 BRKZZ。

仿真系统依次模拟线路 1~6 末端接地故障,以线路 1 单相接地为例,仿真系统分别在接地电阻为 0.01 Ω , 200 Ω 时,将各个线路间隔采样值加入设计选线装置,装置均准确判断线路 1 为故障线路。其他 2~5 支路重复上述实验,选线结果如表 2 所示。结果表明装置不同故障线路、不同接地电阻的情况下,均能正确选择接地线路。

表 2 线路末段接地故障

序号	故障类型	接地电阻/ Ω	选线
1	线路 1 单相接地	0.01, 200	线路 1
2	线路 2 单相接地	0.01, 200	线路 2
3	线路 3 单相接地	0.01, 200	线路 3
4	线路 4 单相接地	0.01, 200	线路 4
5	线路 5 单相接地	0.01, 200	线路 5
6	线路 6 单相接地	0.01, 200	线路 6

4.3 不接地系统模型

始终打开 BRKN 开关,构成中性点不接地系统。仿真系统模拟 10 kV 母线接地故障情况,分别在接地电阻为 0.01 Ω , 100 Ω , 300 Ω , 600 Ω 时,将各个线路间隔采样值及母线电压加入设计选线装置,母线接地故障,结果表明装置正确选择接地母线。

5 结束语

首次提出基于 GOOSE 网络的小电流接地选线装置,即利用已有的低压站控层网络以 GOOSE 方式传输模拟量,解决了智能变电站中小电流接地选线装置的实现方式问题,并且零添加采集装置和网络传输设备的实现方案,具有最佳经济性。采用 GOOSE 报文在站控层传输小电流接地选线模拟量信息,成功将传输延时能提高到毫秒级,并且以故障时刻零序电压为参考,对各个间隔的模拟量数据进行数据同步,精确同步各间隔上传故障模拟量,最后分运行方式,以稳态量与暂态量选线方法综合评判故障线路。对选线动模试验模型仿真,证明设计选线装置具有选线精确、适应性强的特征。

参考文献:

- [1] 王成山,李 鹏.分布式发电、微网与智能配电网的发展与挑战[J].电力系统自动化,2010,34(2):10-14.
- [2] 金 逸,刘 伟,查显光,等.智能变电站状态监测技术及应用[J].江苏电机工程,2012,31(2):12-15.
- [3] 丁晓群,陆鹏程,周 玲.智能配电网 AVC 技术探讨[J].江苏电机工程,2011,30(2):52-54.
- [4] 陈 斌.基于多次重判断技术的谐振接地系统选线新方法[J].华中电力,2011,24(3):31-34.
- [5] 李 炜,陈 剑,姜美玲,等.考虑电容电流的同塔双回路接地距离保护零序电流补偿系数的整定[J].电网技术,2012,36(7):281-284.
- [6] 陈晓娟,刘晓翠,于远志.基于多判据融合的小电流单项接地故障选线法[J].东北电力大学学报,2010,30(1):53-56.
- [7] 张 明,刘建政,梅红明,等.谐振型电网单相接地故障消弧及选线研究[J].电工电能新技术,2011,30(1):36-39(83).
- [8] 安 华.小电流接地系统自动跟踪消弧线圈装置[J].山西电力,2009(4):61-63.
- [9] 李甫成,赵桂英.一种小电流接地选线新方法的研究[J].新疆电力技术,2010(2):44-46.
- [10] 窦新宇,李春明.基于小波变换的小电流接地故障选线仿真研究[J].电力科学与工程,2011,27(2):41-43(71).
- [11] 张慧芬,潘贞存,张 帆.一种配电网单相接地故障综合选线方法[J].高电压技术,2008,34(4):788-793.

作者简介:

许小兵(1980),男,江苏无锡人,工程师,从事电力生产管理工作;
董丽金(1980),女,江苏无锡人,工程师,从事电力生产管理工作;
袁 栋(1981),男,江苏无锡人,工程师,从事电力生产管理工作。

Research and Implementation of Neutral Ineffective Fault Line Selection Device for Low Current System of Smart Substation

XU Xiao-bing¹, DONG Li-jin¹, YUAN Dong²

(1. Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214000, China; 2. Yixing Power Supply Company, Yixing 214200, China)

Abstract: With considering data exchange between feeders of a smart substation, a new fault line selection device is designed without assembling any other devices. The designed device collects fault information of feeders through GOOSE and synchronizes the fault information of various feeders by using residual voltage as the reference of time. The fault line in the isolated neutral system is located by stable state quantity algorithm while the fault line of arc suppression coil grounding system is located by stable state quantity and transient state quantity combination algorithm. The RTDS testing results show that the proposed device is effective to locate the fault lines in various operational conditions of smart substation.

Key words: low current system; GOOSE; transient component arithmetic; stable state quantity arithmetic; residual voltage; smart substation

(上接第 54 页)

作者简介:

张晓宇(1981),男,吉林吉林市人,工程师,从事电力系统继电保护研究与开发工作;
文继锋(1978),男,江西萍乡人,高级工程师,从事电力系统继电保

护研究与开发工作;

程 骁(1978),男,河南安阳人,工程师,从事电力系统继电保护研究与开发工作;
莫品豪(1985),男,广西贵港人,工程师,从事电力系统继电保护研究与开发工作。

The Characteristic of the Inrush Current of Converter Transformer and Its Impacts on Differential Protection

ZHANG Xiao-yu, WEN Ji-feng, CHENG Xiao, MO Pin-hao
(Nanjing Nari-relays Electric Co.Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: Converter transformer is composed of two parallel two-winding transformers. This kind of connecting mode makes its protection configuration and inrush characteristics much different from common transformer. The overlay of the inrushes of two independent transformers may result in a similar characteristic of internal faults. Based on the analysis of the cause and influence of such a phenomenon of a real converter transformer, an effective criterion for the block of overall differential protection of converter transformer is proposed.

Key words: converter transformer; parallel operation; inrush current stacking; overall differential protection; sympathetic inrush

II 型采集器接入电力系统对电能表的影响分析

金 萍, 田正其, 鲍 进

(江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘 要: II 型采集的设计过程中, 通常采用硅钢变压器作为电源模块的关键器件, 但设计过程中往往忽略了采集器可能对电能表产生的干扰, 会造成电能表的计量不准。从 II 型采集器的结构原理及锰铜采样电能表的工作原理出发, 分析了 II 型采集器对电能表计量准确度的影响原因, 提出了对 II 采集器及电能表的改进建议, 并对现场安装方式提出了建议, 避免采集器对电能表产生干扰。

关键词: II 型采集器; 变压器漏磁; 锰铜分流器; 电能表

中图分类号: TM933.4

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)05-0059-03

自 2010 年以来, 作为国家电网公司智能电网第一个全面普及的工程, 电力用户用电信息采集系统在国网范围内大规模展开。用电信息采集系统主要包括主站软件、远程通信网络、采集终端等部分, 低压电力载波通信技术在系统建设过程中发挥了很大作用, 而 II 型采集器是完成电能表与集中器载波通信的关键设备。在对 II 型采集器进行全性能检测过程中, 发现工作中的 II 型采集器会导致电能表在无负荷的情况下出现正反向小电流, 造成电能表计量不准。为避免这种情况, 文中通过一系列的试验并从理论上进行了分析, 找出了出现这种现象的原因, 同时给出了现场安装建议, 并提出了 II 型采集器及智能电能表的改进意见。

1 II 型采集器介绍

II 型采集器主要由电源电路、下行 RS485 通信电路、上行载波通信电路、MCU 处理器电路和红外通信电路等模块组成。上行通道采用低压电力线载波通信方式与集中器进行通信, 下行通道采用 RS485 与智能电能表通信。

为控制成本, II 型采集器的电源模块常常采用降压、整流、稳压的方式来实现, 电源模块结构如图 1 所示。设计中采用硅钢片叠制而成的铁心变压器^[1]作为降压变压器, 电源输入经过降压变压器后, 获得 10 V 左右交流电压, 然后通过桥式整流电路转换为直流, 最后通过稳压芯片获得 5 V 或 3.3 V 的工作电压。

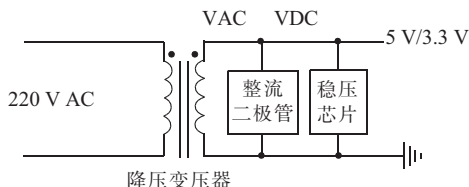


图 1 电源模块结构

2 影响原因分析

2.1 II 型采集器电源端对电能表的影响分析

由于 II 型采集需要市电供电且载波电路也需要接入市电, 因此现场安装过程中 II 采集器的电源端口 1' 和 2' 分别连接于电能表的 1, 3 口, 如图 2 所示。

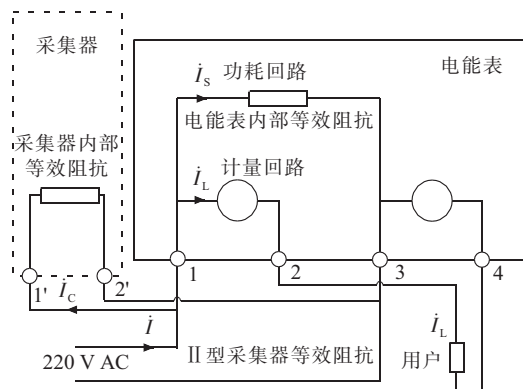


图 2 电能表和采集器等效图

从图 2 可以看出, 线路总电流 i 为用户负载电流 (i_L)、电表消耗电流 (i_s)、II 型采集器消耗的电流 (i_c) 之和。由于电能表内部工作电压和 II 型采集器的工作电压, 取至锰铜采样的前级, 所以电表自身工作产生的功耗电流 i_s 并不通过计量回路 (不通过锰铜分流器), 也就是说电能表内部功耗 (包括计量、显示、通信所需的功耗) 和采集器的功耗不会计入用户电量, 而是由线路损耗承担。可见, 采集器的自身功耗不会影响电能表的计量, II 采集器的电源端口 1' 和 2' 分别连接于电能表的 1, 3 口不会增加电能表的计量。可以排除 II 型采集器电源端安装在电能表电压端对电能表的影响。

2.2 II 型采集器内部变压器漏磁对电能表影响分析

2.2.1 II 型采集器电源变压器的漏磁产生机理

变压器在工作过程中, 根据电磁感应原理, 初级绕组、次级绕组中的电流会产生交变的磁通, 所产生的磁通基本都沿着铁磁材料制成的变压器铁心构成的封闭

磁力回路,这部分磁通称作为主磁通,如图3所示。

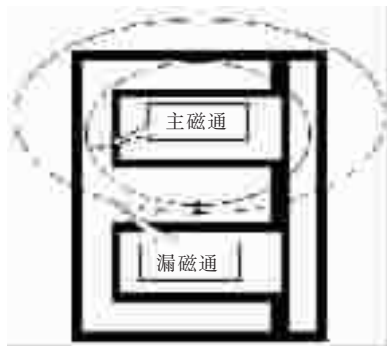


图3 变压器漏磁示意图

由于在E型与I型铁心的结合处将产生空气隙,因空气隙的磁阻远大于铁心的磁阻,电磁感应产生的磁力线在通过空气隙时,不可避免会产生泄漏,使得线圈产生的磁通部分通过空气构成回路,如图3所示,这部分磁通形象的称之为漏磁通^[2]。

2.2.2 智能电能表计量原理

智能电能表通过准确提取用户侧的电压、电流信号,经中央处理器的运算完成电能计量。电压信号普遍采用精密电阻分压的方式实现信号变换,电流信号常采用锰铜分流式电流传感器的方式实现信号变化。

锰铜分流器其本质为一种阻抗很小的精密电阻,串接在待测电流信号回路中,当锰铜分流器上有电流信号通过时,利用欧姆定律:

$$u_i(t)=i(t) \times R \quad (1)$$

通过测量分流器两端上的电压降 $u_i(t)$,如图4所示,则电能表在 $u(t)$ 工作电压下,电能 W 计量公式如下:

$$W=\int_0^T u(t) \frac{u_i(t)}{R} dt \quad (2)$$

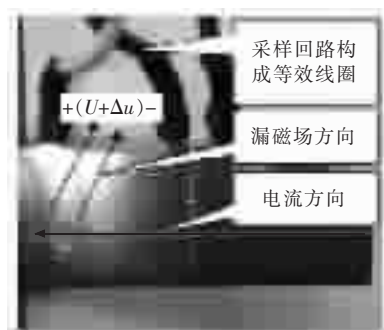


图4 锰铜采样回路

2.2.3 II型采集器变压器对电能表的的影响

当II型采集器安装于电能表左侧时,锰铜采样回路就可以看作与II型采集器的距离为 C 的感应线圈,匝数为1,面积为 S ,如图4中的等效线圈所示。

由法拉第电磁感应定律可知:当变化的磁力线穿过一个闭合线圈时就会在线圈内产生感应电动势,锰铜采样线圈中的感应电压^[3]为:

$$\Delta u=\sqrt{2} \frac{K_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot n \cdot S \cdot N \left(\frac{L_g}{L} + \frac{1}{\mu_r} \right)}{C \cdot L_e} \cdot \frac{di_{rms}}{dt} \quad (3)$$

式中: L_g 为空气隙长度; L 为磁芯磁路长度; L_e 为变压器铁心有效磁路长度; i_{rms} 为变压器线圈电流有效值; N 为变压器线圈的匝数; K_0 为系数,修正与铁心、绕线的螺距、绕组的排列方式及结构有关的影响量; K_1 为修正系数; K_2 为修正系数,距离 C 处的漏磁通只有部分进入线圈,用 K_2 修正; n 为闭合线圈的匝数,文中为1; S 为闭合线圈包围的面积。当等效线圈中感应出电压时,电能表的计量产生改变,此时的电能计量如下:

$$W=\int_0^T u(t) \frac{u_i(t)+\Delta u}{R} dt \quad (4)$$

如式(3)所示,电能表内部的锰铜采集回路的面积 S 越大, Δu 越大; 变压器距离电能表的距离 C 越小, Δu 越大,对电能表的影响越大。

2.2.4 试验分析

通过上述分析可初步确定,采集器漏磁导致电能表在无负荷的情况下出现正反向小电流。为验证这一结论,选择了15家不同生产厂家的II型采集器,分别完成了采集器侧面漏磁大小的测试、采集器与电能表的距离对电能表显示电流影响测试,结果如表1所示。

表1 采集器漏磁对电能表的影响

序号	侧面磁场强度/mT	距离侧面5cm处的磁场强度/mT	被干扰电能表时显示的电流/A	无影响时的最小距离/cm
1	0.52	0.17	-0.024	3.1
2	0.43	0.14	-0.023	3.0
3	0.41	0.13	-0.020	2.6
4	0.38	0.12	-0.020	2.6
5	0.35	0.11	-0.021	2.4
6	0.35	0.11	-0.021	2.5
7	0.33	0.10	-0.021	2.5
8	0.31	0.10	-0.02	2.0
9	0.29	0.09	-0.02	2.0
10	0.49	0.16	0.024	3.0
11	0.34	0.11	0.024	2.3
12	0.33	0.11	0.018	2.3
13	0.29	0.09	0.021	2.0
14	0.28	0.09	0.018	1.8
15	0.25	0.08	0.018	1.8

从测试数据来看,不同厂家的II型采集器侧面的漏磁通大小不同。拆开采集器发现,不同厂家的采集器内部的变压器安装方式不同,导致了侧面的漏磁通大小不同。漏磁通较小的几个II型采集器的变压器线圈方向如图5中的箭头所示,主磁场方向如图中箭头所示,故侧面漏磁较小。漏磁通较大的II型采集器的内部

变压器线圈方向如图6中箭头所示,主磁场方向平行于箭头方向,侧面漏磁通较大,电能表内部的锰铜电流采集回路感应的电流较大,故影响较大。

此外,变压器的材料、设计结构及工艺的不同,导致式(3)中的补偿系数 K_0 有所不同,因此相同位置的漏磁通大小也不同^[4]。

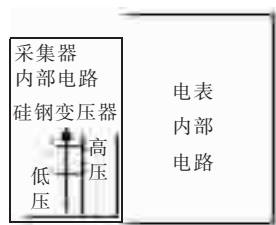


图5 线圈方式1

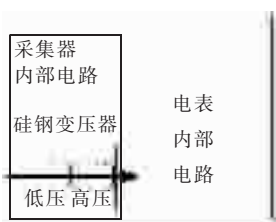


图6 线圈方式2

由表1可见,试验过程中,1~9与10~15的Ⅱ型采集器对电能表造成的干扰后显示的电流方向不同,这是由于不同厂家的变压器设计过程中绕组的方向不同,即 i_{rms} 的方向不同, Δu 正负极性不同,导致了电能表在被干扰时显示的电流正负极性有所不同。随着距离由0增加到5 cm,漏磁通的大小也逐渐减小,对电能表的干扰也随着距离的增加而减小,当距离达到3.1 cm时,所测试的Ⅱ型的采集器对电能表的影响均消失。由此进一步验证了电能表被干扰的原因是由于采集器的漏磁导致。

3 解决措施

通过以上分析可知:Ⅱ型采集器对电能表准确度的影响主要是由于内部变压器漏磁在锰铜采样电阻构成的闭合线圈产生感应电压造成的。因此可以通过如下改进措施,避免现场安装过程中Ⅱ型采集器对电能表的计量准确性造成的影响。

3.1 优化Ⅱ型采集器的设计

3.1.1 变压器的设计优化

(1) 选用导磁性能更好的铁心材料,增加铁心对磁力线的束缚;通过改变变压器的铁心材料,其漏磁会得到明显的改善。

(2) 由法拉第电磁感应定律,交变磁通可以在导磁材料中产生出感应电势,可以考虑在变压器的周围增加导磁材料做的封闭屏蔽外壳,将主要漏磁通束缚在屏蔽外壳内。非晶态合金作为在性能上优于传统

材料的新型材料主要是利用磁旁路原理来引导场源所产生的电磁能流使它不进入空间防护区^[5]。可以采用非晶态合金完成变压器的屏蔽。

(3) 变压器安装方式的优化。将漏磁通较大的方向平行于采集器的长边安装,减少电能表位置获得的漏磁通;变压器尽量安装于电路板的中央,这样可以提高变压器与外壳的距离,减小漏磁。

选用3只Ⅱ型采集器,通过优化变压器的铁心材料、增加屏蔽、改变变压器安装方式等方案对Ⅱ型采集器进行优化,改进前后的Ⅱ型采集器六面的漏磁通大小如表2所示。表2对比数据可见,通过这3种方式的优化,改进后的Ⅱ型采集器对电能表的影响基本消失。

表2 Ⅱ型采集器改进前的漏磁大小 mT

序号	左	右	上	下	前	后
优化前						
1	0.43	0.36	0.28	0.09	0.00	0.04
2	0.44	0.44	0.28	0.08	0.00	0.00
3	0.37	0.35	0.28	0.08	0.00	0.04
优化后						
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

3.1.2 改变采集器电源部分设计方案

Ⅱ型采集器的电源部分可以采用不使用硅钢降压变压器的电源设计方案,例如采用阻容式电源或开关电源的设计方案,从根本上避免变压器的漏磁。

3.2 优化现场安装方式

现场安装过程中,避免采集器紧贴于电能表左侧安装。对于已设计好的表箱可以按照如下方式安装:采集器尽量安装于远离电能表的最左侧(建议采集器与电能表相距的最小距离5 cm);若有条件,采集器安装于电能表的右侧。

3.3 提高电能表的抗扰能力

提高电能表的对工频磁场的抗扰能力,可以从以下几个方面来改进:(1) 减小锰铜采样回路导线构成的线圈面积。(2) 锰铜采样回路,增加一个反向补偿方案,即针对文中式(4)中的 Δu ,通过锰铜的设计,增加一个 $-\Delta u$ 进行抵消。(3) 优化电能表印制电路板上电流采样回路的布线设计,避免线路板上走线形成封闭的等效线圈,在磁场作用下出现感应电动势。

4 结束语

从Ⅱ型采集器的结构原理及锰铜采样电能表的工作原理出发,分析了Ⅱ型采集器对电能表计量准确度的影响原因,提出了Ⅱ采集器及电能表设计上的改进措施,并对Ⅱ型采集器的现场安装方式提供了参考。通过改进Ⅱ型采集器内部变压器的设计、优化变压器的

地区变电所消防集中监控管理系统应用研究

石浩¹, 孙文华¹, 张剑²

(1.常州供电公司, 江苏 常州 213000; 2.江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘要:变电所实行无人值班后, 传统的有人值班的消防自动报警系统失去了功用, 需要建立新的消防模式。为此, 提出了基于局域网的地区变电所消防集中监控管理系统, 阐述了系统的整体结构, 分析了各部分的功能与特点。介绍了系统的日常运行维护和运行状况。该系统在常州地区投入运行以来, 对多起火警及时进行了预警, 从根本上促进了地区变电所的消防设备管理。

关键词:无人值班变电所; 消防; 监控管理系统

中图分类号: TU892

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)05-0062-03

随着综合自动化变电站改造工作步伐的不断推进, 变电站供区范围越来越大, 覆盖用户越来越广, 为保护电力生产的安全和避免国家财产的损失, 防火救灾逐渐成为电力生产中重要的课题。同时随着城市电网的发展, 变电所逐渐技术升级, 部分变电所开始实行无人值班模式^[1-5]。传统的有人值班变电所安装了消防自动报警系统, 可以起到火灾预警作用。变电所实行无人值班后, 这些消防系统失去了功用。因此, 对于无人值班的变电所需要探索建立新的消防模式。文中提出的地区变电所消防监控管理系统, 基于电力局域网, 实现了变电所消防集中监控。并进一步的提出了利用物联网技术, 通过对外界的感知, 构建传感网测控网络, 将火灾报警接入智能变电站的辅助决策系统的方案。

1 系统整体结构

地区变电所消防监控管理系统系统整体结构如图1所示, 整个消防集中监控管理系统由监控计算机、以太网、监控终端、火灾报警控制器组成。火灾报警控制器主机通过监控终端串口转以太网设备接入局域网, 每个监控终端串口转以太网设备需要设定一个固定的IP地址, 监控中心的监控计算机通过局域网与监控终端进行网络通信, 从而得到火灾报警控制器主机的各类数据。网络通信采用TCP/IP协议, 监控计算机与每个监控终端建立TCP连接, 保证数据可靠传输。以太网可以利用目前的局域网, 只需将各变电所内的监控终端就近接入局域网接入端口, 施工方便, 投资省, 便于扩充。

2 系统各组成部分的功能

2.1 监控终端

监控终端接收火灾自动报警装置发出的火警告

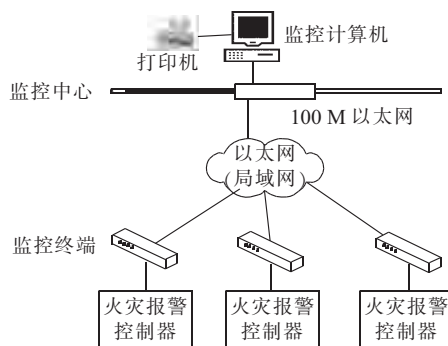


图1 地区变电所消防监控管理系统系统整体结构

警信息并将其发送至监控中心。监控终端能接受来自监控中心的命令, 对自身的状态进行调整。监控终端的通信口通过光电隔离后与火灾自动报警装置相连, 能够实现各种火灾报警控制器协议的分析, 通信协议符合公安部《火灾自动报警系统监控网络通信协议》。

1台监控终端有6个通用通信口, 3个可用于与3台不同型号的火灾自动报警装置连接, 2个可用于与监控中心通信, 1个用于备用兼调试。

监控终端还具有如下功能: 对时功能, 通过接收火灾报警信息中心的对时命令, 使终端时间与监控中心时间一致; 手动报警功能, 能将告警信息记录在本机内, 确保在掉电情况下不丢失记录信息; 主备电源自动切换功能; 自检功能; 声、光提醒功能, 提示监控终端的工作状态, 使变电所运维人员在巡视过程中对设备工作状态一目了然, 及时发现设备或系统的异常情况^[6]。

2.2 监控管理系统

监控管理系统用于对火灾报警控制器进行集中监控。监控中心计算机与火灾报警控制器之间的通信采用主动上报和定时轮询的方式, 当火灾报警控制器监测到告警信息时, 主动发送到监控中心; 平时, 监控中心按照设置的时间间隔轮询各个火灾报警控制器。为了火灾报警控制器的安全运行, 监控中心目前只是实时采集各火灾报警控制器的运行情况, 而不对火灾报

警控制器进行控制。如果设备不频繁告警,每天的通信次数较少,每次通信的数据量较少,小于1k字节,所以局域网的通信负担较小。

(1) 报警功能。监控计算机收到报警信息后,通过声光告警提示监控人员,并对报警点进行定位,在变电所地理位置图、楼层图形以及探测器布局图中显示具体的报警对象。监控人员根据不同类型的告警信息进行相应的处理。根据预先设定的告警信息类别,对火灾报警、设备故障报警、网络中断等发出不同的告警音响;根据预先设定的告警信息的优先级别,先提示优先级较高的信息,例如对于火灾报警,优先级为最高的紧急告警;报警信息提供多种提示的手段,包括信息提示窗、自动弹出相关的楼层图形和文字信息、声音、语音提示等;根据需要,可以通过发送手机短信方式自动向相关管理人员通告。

(2) 安全管理功能。该系统的功能包括操作人员的权限管理和系统的防病毒能力。操作员的权限管理是指系统对操作人员设置登录密码和权限,共分三级,第一级为一般查询,第二级为操作员,能对系统进行操作,但不能修改系统,第三级为系统管理员,可以对系统修改、扩充。系统对操作员的操作过程都记录在数据库中,以备日后查询和分析。系统的防病毒能力主要是采用防病毒软件,并进行定期的病毒数据的升级。

(3) 系统自身运行状况监控功能。系统自身运行状况监控功能包括:对监控终端工作状态的监测;对通信线路工作状态的监测;对计算机工作状态的监测。

(4) 数据库管理功能。采用标准的商用数据库系统为数据库平台,系统数据库用于存储该系统运行的实时数据、历史记录数据、分析结果数据、运行日志、监控人员的操作日志以及设备资料数据等。并能根据信息分类生成各种专用数据库,具有在线查询、修改、处理、打印等功能。数据库系统除了向该系统提供数据库服务之外,还向外界提供标准的数据库查询接口,便于信息共享。

2.3 系统的性能指标

(1) 从火灾报警主机发出火警信号到监控中心得到火警信息的时间小于15s。

(2) 监控中心内部计算机设备的时差不大于2s,监控中心与监控终端的时差不大于10s。

(3) 系统可接入的监控终端数量不少于1000个,并可扩充。

(4) 每个终端的告警点数量不少于65000个。

3 消防集中监控管理系统运行维护

该系统的日常运行维护主要由变电所运维人员、调度监控人员以及维保单位三方共同承担。变电所运

维人员将监控终端以及站端探测器的运行状况作为日常的巡视内容之一,一旦发生故障,立即联系维修,确保站端设备的运行正常。调度监控人员负责整个监控管理系统的监控,对系统发出的告警信息进行及时处理,包括火警信息、网络中断信息、监控终端异常信息等。维保单位每月一次对系统告警信息进行分析整理,对运维和监控人员的故障请求快速响应。该系统在常州地区投入运行以来,从根本上促进了地区变电所的消防设备管理,并对多起火警及时进行了预警,为将火灾消灭在初期赢得了时间,避免了重大火灾的发生。

4 智能变电站的接入方案

随着智能变电站技术的发展,将火灾报警系统接入智能变电站监控后台,实现与变电站电网运行信息的融合是发展的趋势,火灾报警可利用物联网技术,通过对外界的感知,构建传感网测控网络。在传感网测控平台基础上建立智能监测与辅助控制系统,实现图像监视、安全警卫、火灾报警、主变消防,全面实现变电站智能运行管理,具备“智能监测、智能判断、智能管理、智能验证”功能。

智能监测与辅助控制系统主要由以下部分组成,如图2所示。系统主要完成以下功能:与集控站控制主机完成自动数据交换,接受集控站的命令,完善与变电站综合自动化设备的IEC 61850协议通道;在线监测输变电设备的运行温度,如主变套管、穿墙套管等接头的运行温度,为状态检修提供数据支撑。

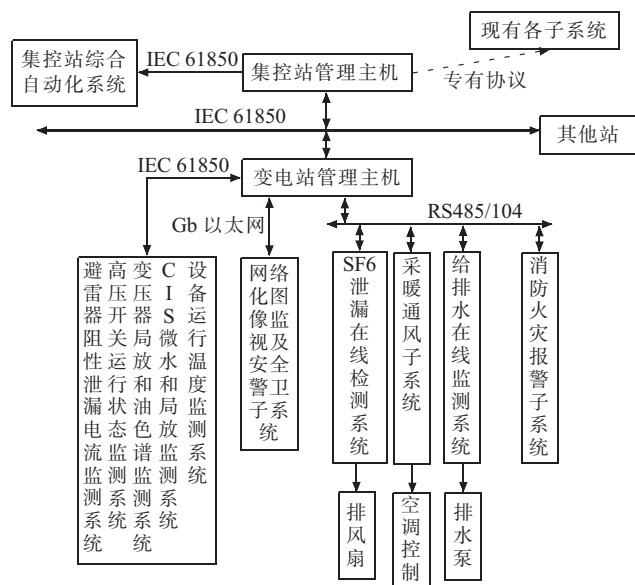


图2 智能监测与辅助控制系统架构

传感网测控网络系统包括传感器节点和汇聚节点。传感器节点包含了温湿度传感节点、烟雾传感节点、水浸传感节点等设备。各传感节点监测的数据经汇聚节点汇聚后上传至主机。

5 结束语

地区变电所消防监控管理系统超越了传统的火灾自动报警系统的概念,用网络管理使分散多处的单独火灾自动报警设备采用计算机技术和现代网络通信技术有机地融为一体,进行远程监视,及早发现火灾险情,对火灾自动报警系统进行更科学的管理,使之达到一个新的应用水平。该系统在常州供电公司已经全面建成,现在所辖地区所有变电所纳入该系统监控范围,在安全生产中发挥着重要作用。随着城市消防远程监控系统的建成,未来将考虑该系统与城市消防远程监控系统的连接,达成与城市消防接出警中心、城市应急指挥中心更加高效的联动。

参考文献:

- [1] 柳建国,孙伟,胡青.水布垭电厂的消防监控系统[J].水电与新能源,2010(5):30-31.

- [2] 吴道仓,辛剑军,李光勇.清江梯级水电站大坝巡检系统建立[J].湖北水力发电,2007(2):28-30.
- [3] 郭锐.监控系统中报警检测及联动录像方案的设计[J].湖北水力发电,2009(5):91-94.
- [4] 张海刚,顾幸生.油库消防自动报警系统的改进[J].兵工自动化,2004,23(3):8.
- [5] 杨树军.安全监控技术在油库中的应用[J].油气田地面工程,2004,27(1):59.
- [6] 陈伟男,胡文纲,彭橙廉.城市火灾自动报警信息系统的设计与实现[J].计算机辅助设计与图形学学报,2005(8):1867-1872.

作者简介:

- 石浩(1984),男,江苏常州人,助理工程师,从事配电所运行维护工作;
- 孙文华(1965),女,江苏常州人,高级工程师,从事电力生产运行管理及配电自动化的研究工作;
- 张剑(1982),男,湖北嘉鱼人,工程师,从事电力系统新能源及配网技术工作。

Application of Fire Monitoring Management System of Regional Substation

SHI Hao¹, SUN Wen-hua¹, ZHANG Jian²

(1. Wuxi power supply company, Changzhou 213000, China;

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

Abstract: With the development of substation unattended, traditional automatic fire alarm system lost its function and new modes of firefighting needs to be established. In this paper, fire monitoring management system of regional substation based on local area network is proposed. The entire framework of the system and the functions and characteristics of its each part are elaborated. Then operation and maintenance of this system are introduced. Since the system operates in Changzhou, several fires have been warned in time which promoted regional substation fire equipment management.

Key words: unattended substation; firefighting; monitoring management system

(上接第 61 页)

安装方式,优化电能表内部的锰铜采样回路、将采集器安装于合适的位置等方式,可以消除Ⅱ型采集器对电能表的影响,进一步提高了用电信息采集系统建设的质量。

参考文献:

- [1] 麦克莱曼.变压器与电感器设计手册[M].龚绍文译.第3版.北京:中国电力出版社,2009.
- [2] 陈邓伟,韩金华.基于磁屏蔽原理的变压器漏磁研究与分析[J].技术与应用,2012(6):69-72.
- [3] 徐晴,纪峰,黄奇峰,等.变压器漏磁对锰铜采样电能表计量

误差影响的研究[J].电测与仪表,2012(8):66-70.

- [4] 肖迁.基于分流式电流传感器的三相智能电能表设计[D].长沙:湖南大学硕士学位论文,2011.
- [5] 冯猛,张羊换.非晶态合金在电磁屏蔽领域中的应用现状[J].金属功能材料,2005,12(3):26-30.

作者简介:

- 金萍(1969),女,江苏南京人,高级工程师,从事电能计量技术工作;
- 田正其(1987),男,江苏南通人,工程师,从事计量检测技术工作;
- 鲍进(1985),男,江苏盐城人,工程师,从事计量检测技术工作。

The Study of Impact of Type II Collector Installation Position on Power Meter

JIN Ping, TIAN Zheng-qi, BAO Jin

(Jiangsu Electric Power Company Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: In the design of Type II collector, silicon steel transformer is usually used as the key components. However, the interference caused by the collector to impact power meters is commonly overlooked by designers. This article analyzes the influence of the Type II collector on power meters based on the structural principle of type II collector and the operational principle of the power meter. Based on these analyses, suggestions to improve type II collector and power meter, as well as their on-site installation for avoiding the interference caused by the collector to impact power meters are presented.

Key words: type II collector; leakage magnetic; manganin shunt; power meter

分布式光纤测温技术在电力电缆运维中的应用

周 琦,胡慧萍
(无锡供电公司,江苏 无锡 214061)

摘 要:介绍了分布式光纤测温系统在国内外的发展现状,阐述了基于拉曼散射测温系统的基本原理,重点分析了分布式光纤测温系统在电力电缆运维中的应用,并以实例论证了分布式光纤测温系统是电力电缆在线监测的有效手段。

关键词:分布式光纤测温;电力电缆;在线监测

中图分类号:TM764

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0065-03

电力电缆作为电力系统输电载体,其运行状态直接关系到电网的安全和稳定。近年来,随着电力电缆输送负荷需求的持续增加及建设、改造工期过分紧张,给电力电缆安全运行埋下了隐患,电缆击穿和火灾的事件不断发生。为了确保电缆运行在最佳和最安全的状态,亟需有效的在线监测手段。其中在线温度监测就是一种极为有效的方法,可以发现潜在异常点,实现故障早期预警,防止和杜绝电力事故发生。传统的测温方法采用点式感温元件装在电力电缆的重要部位进行测温,此方法只能对电缆系统局部位置进行测温,无法对整条电缆线路实现温度在线监测。而分布式光纤测温系统能够实现多点、在线的分布式测量,其中光纤既作为传感元件感知温度信息又作为信息载体传输温度信息,具有抗电磁干扰、抗腐蚀、耐高温、本征安全、传输距离远、高带宽、高温分辨率、高空间分辨率、定位精准等优点,可有效实现电力电缆全线温度在线监测,实时监测电缆的温度信息,及时发现和定位温度异常点,并输出报警信息,提高了电缆的运行安全性和可靠性。

1 分布式光纤测温技术现状

目前,分布式光纤测温技术主要采用 2 种基于拉曼散射的温度传感技术,一是基于拉曼光时域反射技术的分布式光纤传感技术;二是基于拉曼光频域分析技术的分布式光纤传感技术。

国外 90 年代,英国 YORK 公司和日本藤仓公司均研制成功了分布式光纤温度传感器。其在 2 km 的光纤上实现了空间分辨率 3.5 m,温度分辨率 3℃的传感测量。

国内多家院校从 90 年代始先后开展了分布光纤温度传感器的研究,并取得了可喜的成绩。重庆大学和中国计量学院研制成功多模拉曼分布式光纤温度传感器系统,该系统在 1 km 的光纤上实现了空间分辨率 7 m,温度分辨率 3℃的传感测量^[1]。

分布式光纤测温系统的技术发展主要集中在其性能指标的优化,如测量距离、空间分辨率、温度分辨率等。目前国外同类产品的监测最大距离达 30 km,空间分辨率达 1~3 m,温度分辨率达 0.8℃;而国内同类产品的监测距离最大为 5 km,空间分辨率为 2 m,温度分辨率为 1℃,国内产品相比国外产品在性能指标上还存在一定的差距。为了缩小与国际同类产品的距离,未来发展重点在于提高该产品的测量距离、空间分辨率、温度分辨率以及产品的其他性能指标。

2 分布式光纤测温系统工作原理

分布式光纤温度传感器(DTS),是近年来发展起来的一种用于实时测量空间温度场分布的传感系统,是一种分布式的、连续的、功能型光纤温度传感器,其利用光子的拉曼散射温度效应实现温度检测。

当激光脉冲在光纤中传输过程中与光纤分子相互作用,发生多种形式的散射,如瑞利散射、布里渊散射和拉曼散射。其中瑞利散射对温度不敏感;布里渊散射对温度和应力都敏感,容易受外界环境干扰,影响测量准确度;拉曼散射是由于光纤分子的热振动和光子相互作用发生能量交换而产生的,具体地说,如果一部分光能转换成为热振动,那么将发出一个比光源波长更长的光,称为斯托克斯光(Stokes 光),如果一部分热振动转换成为光能,那么将发出一个比光源波长更短的光,称为反斯托克斯光(Anti-Stokes 光)。其中 Stokes 光强度受温度的影响很小,可忽略不计,而 Anti-Stokes 光的强度随温度的变化而变化。根据拉曼散射理论,在自发拉曼散射条件下,2 束反射光的光强和温度有关,其比值 $R(T)$ 为:

$$R(T)=I_{as}/I_s=(\frac{v_{as}}{v_s})^4 \exp(-hc\Delta v/kT) \quad (1)$$

式中: I_s, I_{as} 分别为斯托克斯光强和反斯托克斯光强; h 为普拉克常数; k 为波尔兹曼常数; T 为绝对温度^[2]。可见, $R(T)$ 仅与温度 T 有关。因此可以借助斯托克斯和反斯托克斯光强之比来实现温度的测量。

在光纤中,激光传输到任意一点都会在此处产生拉曼散射光,并且产生的拉曼散射光均匀分布在空间角内,其中一部分被光纤重新捕获,沿光纤原路返回,称作背向拉曼散射光,被光探测单元接收并分别滤出 Anti-Stokes 光和 Stokes 光,通过获得两者的强度之比,就可以得到对应光纤中某点的温度值^[3],采用该技术实现温度监测称为分布式光纤测温。

3 分布式光纤测温技术在电力电缆运维中的应用

3.1 无锡配电网分布式光纤测温系统

2010 年国家电网公司在无锡配电网开展电力光纤到户试点工程,工程中采用光纤复合低电压电缆(OPLC)承载自动化信息,并同步开展分布式光纤测温技术研究,实现运行电力电缆温度在线监测。

分布式光纤测温系统主要由 DTS 测温主机、测温光缆及电力电缆状态监测(CSM)主机三部分组成,如图 1 所示。

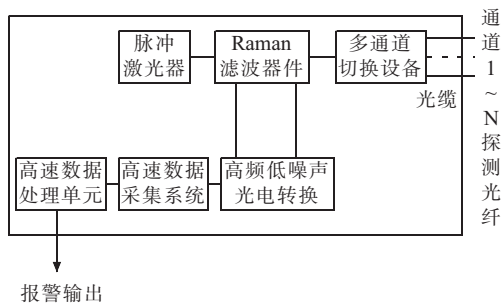


图 1 分布式光纤测温系统结构

3.1.1 DTS 测温主机

DTS 测温主机由内置激光器、波分复用器、光开关、滤波器、高速数据采集单元、高速数据处理单元、继电器、RS485、RJ45、MODBUS、LED 等组成^[4]。DTS 测温主机安装于变电站的监控室内,并与测温光缆相连,实现对电力电缆表面温度信息的采集、处理,输出温度报警信息。目前针对电力探测领域应用的分布式光纤测温主机具有模块化设计、结构紧凑、功耗低、价格低、性能高、系统稳定和便于维护,系统测量速度快,并可精确的定位事故点;同时系统的报警方式更加灵活,可以多重报警叠加,大大提高报警效率。

3.1.2 测温光缆

测温光缆沿着电力电缆表面敷设并固定,既作为温度传感器探测电缆表面的温度信息,又作为通信媒介传输信息。

根据探测光缆的安装方式,可分为内置式光纤测温系统和外置式光纤测温系统。内置式光纤测温系统是将探测光缆敷设于电力电缆内部的绝缘屏蔽和金属护套之间;而外置式光纤测温系统是将光缆敷设在电

力电缆外护套之外。探测光缆的内置式和外置式的优缺点如表 1 所示,用户可以根据需求进行选择。

表 1 探测光缆内置式和外置式特点

光缆安装方式	优点	缺点
内置式	更加接近导体,测出的温度更加准确,适合于排管	熔接困难,熔点多,光纤损耗大,安装后不可替换,维护不方便
外置式	易于安装,光纤熔接点少,损耗小,成本低,光缆安装方便,可替换,易维护	离电缆导芯距离远,计算模型复杂

综合考虑以上 2 种方式的优缺点,在实际应用中外置光纤的方式更适合电缆测温。

3.1.3 CSM 主机

CSM 主机安装于变电站监控室或者中央控制室内,通过以太网或 modbus 等通信接口与 DTS 测温主机通信,以及与外部网络通信。CSM 软件内置于 CSM 主机内,主要功能为:实现对 DTS 测温主机参数设置,如通道选择、监测区域划分、报警参数设置、通信参数设置等;采集和显示电缆表面的温度数据和温度曲线;计算电缆导体温度数据,并显示温度数据和温度曲线;实现对被测电缆布局的组态;输出多级报警等。

3.2 实例分析

3.2.1 无锡金域蓝湾小区分布式光纤测温系统

无锡金域蓝湾小区分布式光纤测温系统是在配电无源光网络系统的基础上采用合波技术和高速信号采集与 DTS 技术,实现电力电缆温度数据的采集、处理、识别以及报警输出等功能。

该小区供配所至 7 号楼 10 kV 电缆采用了外置式进行在线监测。分布式光纤测温系统现场安装如图 2 所示,CSM 主机和 DTS 测温主机均安装于监控室的控制柜中,探测光缆沿着电缆表面敷设,且每隔 1 m 使用尼龙扎带或固定夹具进行绑扎,探测光缆安装如图 3 所示。

探测光缆将温度信息传输到 DTS 测温主机进行处理。DTS 测温主机与 CSM 主机通过 TCP/IP 协议进行通信,CSM 主机内置的软件可以对 DTS 测温主机及监测范围进行配置,DTS 测温主机将温度信息传输给 CSM 内置软件进行后期处理,输出实时电缆温度及报警信息等。

3.2.2 分布式光纤测温系统测试

待工程施工及软件配置完成后,系统进入正常运行状态,通过观察监控界面的实时数据,可以时刻掌握被测电缆的运行状态。

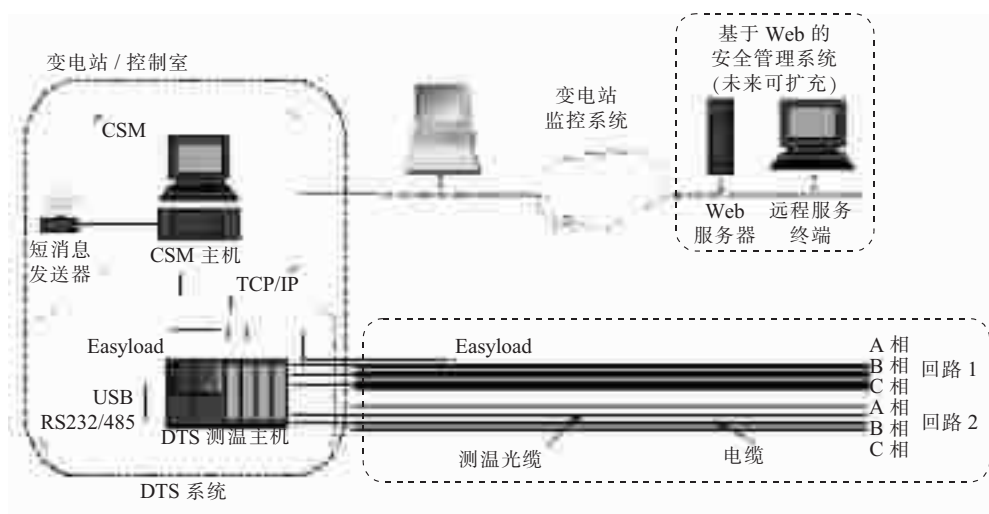


图2 分布式光纤测温系统应用示意图

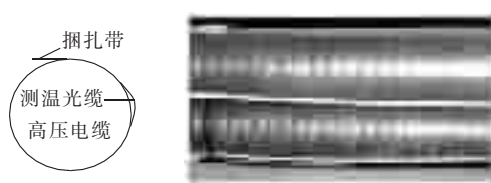


图3 探测光缆安装示意图

监控界面显示了项目名称、工控机CPU的使用率与内存的使用率、DTS分布式距离至用户对象距离的映射图、各个点的分布式温度信息，通过观察这些信息，可随时掌握电缆的运行温度、温度曲线等状态信息。一旦电缆发生局部过热，将在监控界面上显示出温度异常信息，弹出报警信息框，并启动短信模块，发出报警信息。

分布式光纤测温系统对电缆运行状态的温度信息进行实时监测，能及时发现潜在故障，采用多种报警方式提醒用户，以便尽早采取行动，避免事故发生。

4 结束语

在电力系统不断发展的情况下，电力设备的温度

监测将会受到越来越多的重视。分布式光纤测温系统能够实时提供待测电缆全程的表面温度、导芯温度、接头温度等信息，且具有抗干扰、本征安全、测量距离远、精度高、定位准等优势，是电力电缆在线状态监测的最佳手段。通过在电缆上安装分布式光纤测温系统，能够为用户提供电缆实时运行状态信息，及时发现潜在异常点，实现故障早期预警，防止和杜绝电力事故发生，保证电缆运行的安全性和可靠性。

参考文献:

- [1] 刘媛,张勇,雷涛,等.分布式光纤测温技术在电缆温度监测中的应用[J],山东科学,2008,21(6):50-54.
- [2] 陈军,李永丽.应用于高压电缆的光纤分布式温度传感技术[J].电力系统及自动化学报,2005,17(3):47-49.
- [3] 何明科,张佩宗,李永丽.分布式光纤测温技术在电力设备过热监测中的应用[J].电力设备,2007,8(10):30-32.
- [4] 彭超,赵建康,苗付贵.分布式光纤监测技术在线监测电缆温度[J],高电压技术,2006,8(32):43-45.

作者简介:

周琦(1963),男,江苏无锡人,工程师,从事电力通信管理工作;
胡慧萍(1964),女,江苏无锡人,工程师,从事电力科技情报工作。

Application of Distributed Temperature Sensor System in Power Cable Operation and Maintenance

ZHOU Qi, HU Hui-ping

(Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214061, China)

Abstract: This paper first gives a state of the art of the development of distributed temperature sensor system at home and abroad. Then an introduction of the principles of raman based temperature sensor system is given with emphasizing on its application in power cable operations. At last, a practical example is used to demonstrate that distributed temperature sensor system is an effective means for power lines on-line monitoring.

Key words: distributed temperature sensor system; power cable; on-line monitoring

某 660 MW 机组一次调频试验控制逻辑分析

陈 刚¹, 谢 军²

(1. 江苏方天电力技术有限公司, 江苏 南京 211102; 2. 江苏国华陈家港发电有限公司, 江苏 盐城 224000)

摘 要:以某 660 MW 燃煤发电机组为对象,在简介机组一次调频相关控制系统和江苏省电网一次调频技术规范的基础上,针对一次调频试验,分析了该机组 DEH 侧和 CCS 侧一次调频的控制逻辑和注意问题,对同类机组进行一次调频试验有一定参考意义。

关键词:一次调频;协调控制;转速不等率

中图分类号:TM921.51

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0068-03

某公司一期工程为 2×660 MW 燃煤机组,锅炉为上海锅炉厂 SG-2073/26.15-M626 型超超临界压力直流锅炉,汽轮机为上海汽轮机厂 N660-25/600/600 型超超临界中间再热四缸四排汽凝汽式汽轮机。发电机为上海汽轮发电机有限公司生产的 QFSN-660-2 型三相同步、水氢氢冷却、静态励磁汽轮发电机。单元机组控制系统采用的 DCS 产品为国电智深控制技术有限公司的 EDPF-NT+ 控制系统,设计包含 DAS、BMS、MCS、SCS 等系统。汽机控制系统采用上海汽轮机有限公司和西门子联合设计的 DEH 控制系统(数字控制部分采用西门子 T3000 分散控制系统)。一次调频实现模式为 DEH+CCS,DEH 侧作用为快速响应一次调频负荷,CCS 侧作用为改变锅炉侧能量,以达到与汽机侧的能量平衡^[1]。江苏省电网一次调频相关技术规范规定:(1)一次调频死区不大于±0.033 Hz。(2)转速不等率应按照火电机组为 5%、水电机组为 3%、燃机机组为 5%进行设置。(3)一次调频负荷限幅不小于 6%额定负荷(Pe)。(4)一次调频响应滞后时间小于 3 s。(5)一次调频负荷响应至该次扰动调频幅度 90%的响应时间小于 15 s。(6)一次调频稳定时间小于 1 min。

该汽轮机组控制系统采用的是西门子公司技术的先进模块化组合设计。机组启动方式为高中压缸联合启动,高中压缸进汽量分别由两个高调门及两个中调门控制。启动过程由启机顺控 SGC 自动控制,由高中压缸缸体和转子的热应力计算出的温度裕度值决定汽轮机冲转的升速率及升降负荷率。当机组同期并网后,汽轮机可根据机组运行要求投入限压模式(负荷控制方式)或初压模式(压力控制方式)。当机组在限压模式下且主汽压力未低于保护值(为主汽压力设定值-1.5 MPa)时,负荷控制方式起作用,一次调频回路正常动作;当机组在初压模式下时,此时负荷控制器的负荷设定值会叠加一个偏置,使其输出增大,因

为进汽设定值为压力控制回路和负荷控制回路输出的小选值,所以此时负荷控制器的输出不起作用,即一次调频回路也不起作用。

1 DEH 侧一次调频控制逻辑分析

如图 1 所示,当机组并网并且负荷大于初始负荷时,转速设定值等于额定转速值(PSF30),此时 PSF30 为 50 Hz,频差等于额定转速与实际转速(NT)的差值。频差经过惯性函数(此惯性函数由并网信号(GLSE)闭锁,即只有在并网信号来之后,此爬坡函数才发挥作用,否则输出被置为 0)后,进入死区限制模块,死区设定值(TOTPF)为 0.033 33 Hz(2 r/min)。死区限制模块的输出作为经过死区和频差高低限之后的模拟频差信号(PSF380),PSF380 由一次调频投入信号(PSFE)进行闭锁。

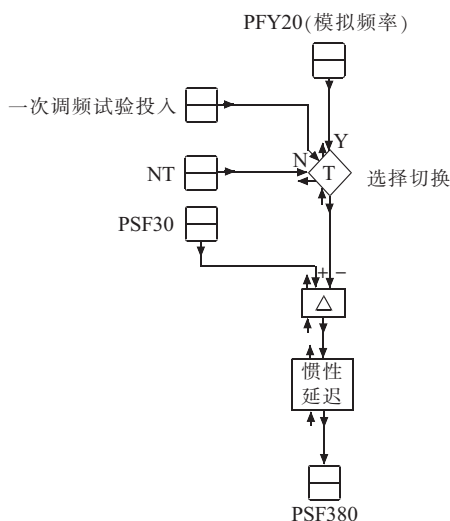


图 1 调频试验投切及频差产生

在进行一次调频试验时,通过一次调频测试投入信号,将机组频率信号切换为试验模拟电网频率(PFY20),以获得试验需要的频差信号。如图 2 所示,当增负荷信号为 1 时,PFY20 为 49.891 7 Hz;当降负荷信号为 1 时,PFY20 为 50.108 3 Hz。当一次调频参数测试

信号 DEHPFT 为 1 时,PFY20 输出结果对应于初始值为 49.85 Hz,终值为 50.15 Hz,上升速率为 0.2 r/min 的斜坡函数。

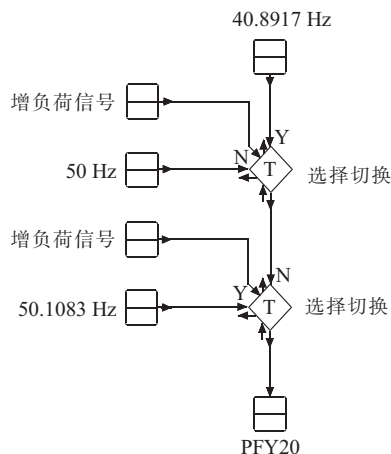


图 2 一次调频测试环节

转速不等率(STATPF)是表征一次调频特性的基本参数,反映了汽轮机功率变化与电网周波变化之间的静态放大倍数。按照一次调频技术规范,该机组额定负荷 660 MW 下,转速不等率应设置为 5%,即转速变化 5%(150 r/min)对应着负荷 100%的变化(调门的全开或全关)^[2]。

如图 3 所示,组态中额定负荷(PNOM)设置为 700 MW,转速不等率应设置为 0.053 030 3。PSF380 经过与额定转速和转速不等率的换算得出一次调频负荷指令(数值为百分比),此一次调频负荷指令经过一次调频负荷限幅 $\pm 6\%$ PNOM,得到限幅后的一次调频负荷指令(PSF390Y)。当进行一次调频特性参数测试试验时,因为不需要汽轮机发生实际动作,所以一次调频特性参数测试信号(DEHPFT)为 1 时会切换使 PSF390Y 为 0,即汽轮机不响应此调频负荷指令。

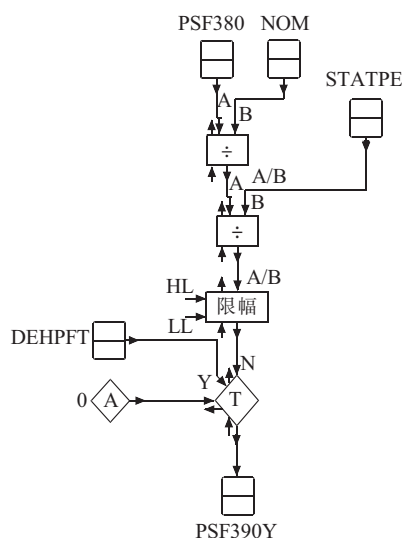


图 3 一次调频负荷指令

当电网频率过高或过低时,为保护汽轮机,一次调

频回路将限制汽轮机动作,其中过高频率设定为 50.5 Hz,过低频率设定为 49.5 Hz。当电网频率在 49.5 ~ 50.5 Hz 之间时,一次调频回路正常动作;否则,一次调频超驰保护回路动作,最终的一次调频负荷分量经过超驰保护回路上下限幅,即当电网频率超限初始阶段,超驰保护回路会先快速动作一部分负荷,使频差尽可能减小。在电网稳定的情况下,该回路不会起作用。

经过限幅和超驰保护回路的一次调频负荷分量作为转速负荷控制器的比例前馈(XP),直接叠加至转速负荷控制器的输出,进而通过改变进汽设定值直接动作汽机调门,从而实现 DEH 侧快速响应一次调频。

2 CCS 侧一次调频策略设计分析

CCS 侧设有一次调频投入按钮,只有当一次调频按钮投入时,一次调频负荷指令才能起作用,此一次调频负荷指令是由 DEH 侧限幅后的一次调频负荷指令通过硬接线输入到 DCS 侧协调控制器。因为 DEH 侧限幅后的一次调频负荷指令为对应于额定负荷的百分比信号,所以 CCS 侧一次调频负荷指令的量程应设置为换算出的负荷量,此一次调频负荷指令经过限幅限制之后构成一次调频功率信号,限幅函数是指 CCS 侧一次调频功率的允许范围,其上限函数为:负荷上限值 $\times 1.04$ -负荷指令;下限函数为:负荷下限值-负荷指令 $\times 0.96$ 。

一次调频功率信号直接与负荷指令叠加后作为锅炉主控指令的前馈信号,另外一次调频功率信号的分环节也作为锅炉主控指令的前馈信号,作用就是在一次调频响应初期是锅炉主控快速动作,减小锅炉侧的响应惯性时间,使锅炉侧与汽轮机侧能量尽快达到平衡。因为 DEH 侧负荷控制回路为闭环控制,所以只需要接受 CCS 侧发出的经主汽压力偏差校正之后的负荷指令信号,且负荷指令信号为限幅限速后的 AGC 设定值或本地负荷指令,不需要叠加一次调频功率信号^[3]。陈家港发电厂机组的一次调频特性参数如图 4 所示。

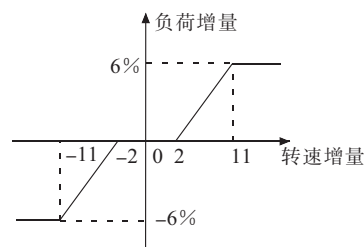


图 4 一次调频特性参数曲线

一次调频功能定值 3 000 r/min(50 Hz),死区设置为 ± 2 r/min(± 0.033 3 Hz);一次调频输出的最大上下幅度 $\pm 6\%$ (± 39.6 MW),相对应的偏差为 ± 0.183 3 Hz(± 11 r/min)。图中斜线速率相当于 5%的转速不等率。

3 试验结果分析

(1) 450 MW 负荷段 0.066 67 Hz 频差增、减负荷测试结果如图 5 所示。

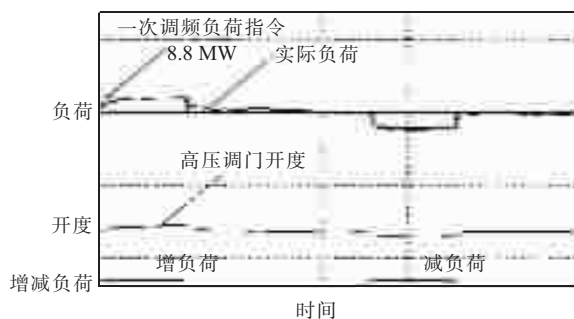


图 5 450MW 负荷段频差增减负荷测试曲线

增负荷测试。19:30:23, 增负荷信号为 1, 一次调频增负荷试验开始, 模拟频差为 0.066 67 Hz, 一次调频负荷指令为 8.8 MW, 初始负荷为 450.018 3 MW。高压调门开度为 25.8%, 主汽压力设定值为 19.86 MPa, 实际值为 19.67 MPa。19:30:25, 负荷为 452.766 3 MW, 响应滞后时间为 2 s。19:30:38, 负荷为 456.888 1 MW, 负荷增量为 6.869 8 MW, 负荷增加 78%。19:30:46, 负荷为 457.804 1 MW, 负荷增量为 7.785 8 MW, 负荷增加 88%, 负荷响应至 90% 时间为 23 s。高压调门开度为 27.8%, 主汽压力为 19.54 MPa。负荷响应至 90% 时间大于 15 s, 因为在试验开始之前, 主汽压力低于设定值 0.19 MPa, 锅炉侧能量不足, 所以试验开始后, 负荷响应时间过长。19:31:17, 负荷为 458.720 1 MW, 负荷增量为 8.708 1 MW, 负荷增加 99%, 负荷响应达到稳态时间为 54 s。减负荷测试。19:33:33, 降负荷信号为 1, 一次调频降负荷试验开始, 模拟频差为 -0.066 67 Hz, 一次调频负荷指令为 -8.8 MW, 初始负荷为 450.018 3 MW, 高压调门开度为 25.2%, 主汽压力设定值为 19.86 MPa, 实际值为 19.80 MPa。19:33:35, 负荷为 447.270 4 MW, 响应滞后时间为 2 s。19:33:48, 负荷为 440.400 6 MW, 负荷下降量为 9.6 MW。19:33:59, 负荷为 440.400 6 MW, 负荷响应达到稳态时间为 26 s。

(2) 600 MW 负荷段 0.066 67 Hz 频差增、减负荷测试结果如图 6 所示。

增负荷测试。11:34:55, 增负荷信号为 1, 一次调频增负荷试验开始, 模拟频差为 0.066 67 Hz, 一次调频负荷指令为 8.8 MW, 初始负荷为 599.780 2 MW。高压调门开度为 31.7%, 主汽压力设定值为 24.14 MPa, 实际值为 24.21 MPa。11:34:57, 负荷为 601.612 2 MW, 响应滞后时间为 2 s。11:35:10, 负荷为 608.481 9 MW, 负荷增量为 8.701 7 MW, 增加 99%。此时负荷响应基本达到稳态。

减负荷测试。11:38:02, 降负荷信号为 1, 一次调频

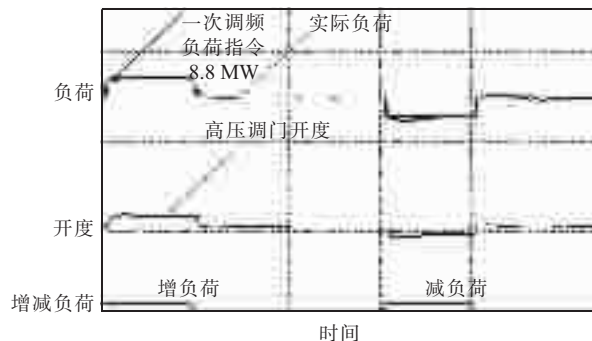


图 6 600MW 负荷段频差增减负荷测试曲线

降负荷试验开始, 模拟频差为 -0.066 67 Hz, 一次调频负荷指令为 8.8 MW, 初始负荷为 600.238 2 MW。高压调门开度为 31.2%, 主汽压力设定值为 24.14 MPa, 实际值为 24.32 MPa。11:38:03, 负荷为 599.322 1 MW, 响应滞后时间为 1 s。11:38:17, 负荷为 589.246 5 MW, 负荷下降量为 10.991 7 MW。11:38:23, 负荷为 590.162 5 MW, 负荷下降量为 10.075 7 MW。负荷响应达到稳态时间为 21 s。

根据江苏电网一次调频相关技术规范要求, 该试验一次调频响应滞后时间均小于 3 s, 一次调频负荷响应至该次扰动调频幅度 90% 的响应时间均小于 15 s, 一次调频稳定时间均小于 1 min, 3 项指标均符合技术规范要求。

4 结束语

在火电机组实现一次调频功能, 目的是使机组更好地配合电网运行的负荷要求, 且由于 DEH 控制逻辑基本由汽轮机厂家成套提供, 一般为较成熟的控制逻辑, 在增加 DEH 侧一次调频组态时需考虑周到, 且在试验前对 DCS 侧与 DEH 侧的一次调频相关 I/O 测点进行检查核对, 核对相关参数设置, 如特性参数的死区、频率 - 负荷曲线的参数设置等。在试验中做好相关数据的采集并进行必要的调整, 试验结束应使机组一次调频动作特性满足相应技术规范要求。

参考文献:

- [1] 朱北恒. 火电厂热工自动化系统试验[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [2] 哈尔滨汽轮机厂. 汽轮机调节系统的设计[M]. 北京: 水利电力出版社, 1986.
- [3] 张玉铎, 王满稼. 热工自动控制系统[M]. 北京: 水利电力出版社, 1993.

作者简介:

陈 刚(1986), 男, 江苏泰州人, 助理工程师, 从事火电厂调试工作;
谢 军(1971), 男, 天津人, 助理工程师, 从事火电厂热控运行维护工作。

(下转第 73 页)

某 1 025 t/h 锅炉引风机和增压风机合一技术改造

田宏伟

(国电谏壁发电厂,江苏 镇江 212006)

摘 要:针对国电谏壁发电厂 8 号机组 1 025 t/h 锅炉引风系统风机技术改造,基于现场试验和运行数据分析了改造的必要性,通过 2 种技术方案的比较,确定了采用以引风机为基础取代增压风机二合一的改造方案,并利用数据计算说明拆除增压风机和保留原引风机能够满足实际运行的各种工况要求。该方案实施后,机组满负荷运行时厂用电率下降 0.2%,节能效果显著。

关键词:锅炉;引风机;增压风机;厂用电率

中图分类号:TK223.26

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0071-03

某厂 8 号 330 MW 汽轮发电机组,其锅炉为 SG-1025/16.77-M854 型,亚临界中间一次再热控制循环,双炉膛 II 型露天布置,平衡通风,四角切向燃烧,固态排渣炉。锅炉采用中间储仓系统、乏气送粉方式。配置 4 台 DTM350/600 型钢球磨,8 号炉配备 2 台 FAF-23.7-13.3-1 型动叶可调轴流式送风机,2 台 SAF28-18-1 型动叶可调轴流式引风机。脱硫系统于 2009 年 3 月份投产,脱硫系统采用石灰石—石膏湿法脱硫,未安装 GGH 设备,一炉一塔一台脱硫增压风机,增压风机为 AN45e6 型静叶调轴流式通风机,转速为 360 r/min。自脱硫系统投运以来,引风机和增压风机的电耗较高,为了实现最大程度上的节能降耗效果,该厂对脱硫增压风机和引风机实施二合一改造^[1]。通过对 2008 年 7 月在 330 MW,265 MW,180 MW 3 个工况下锅炉烟风系统和 2009 年 7 月在上述 3 个工况下的脱硫系统运行参数试验数据的分析,对脱硫增压风机和引风机合一方案的可行性进行了论证,认为采用以引风机为基础取代增压风机进行二合一改造在技术上是可行的,于是决定在 8 号机组大修中立项实施。

1 改造方案

1.1 方案的选用

方案一。以增压风机为基础取代引风机进行二合一改造。由于增压风机为静叶调节轴流式风机,其调节效率低于动叶调节轴流式引风机。且现增压风机的全压低,若要用增压风机取代引风机进行二合一改造,则节电量低于引风机改造,改造费用将远高于引风机改造方案。经初步计算以增压风机为基础进行增容改造,每年节电约 78 960 kW·h,改造投资费用却高达 350 万元,经济上不可行。另外,使用单台增压风机来实现风机二合一改造,一旦脱硫系统或增压风机

出现故障,机组就必需停机抢修,运行中风险比较高,不利于机组安全稳定运行。

方案二。以引风机为基础取代增压风机进行二合一改造。要保证风机二合一改造方案的成功实施,首先要摸清楚引风机各个工况下实际运行情况。系统风量以 2008 年实际测量风量为主,系统风压在 2008 年实测引风机风压的基础上加上脱硫系统阻力即为二合一后新风机运行的全风压,总流量维持不变,具体运行参数如表 1 所示。

表 1 风机实际运行点参数及二合一改造后新风机需要运行点参数

名称	TB 工况	BMCR	工况 1	工况 2	工况 3
发电负荷 / MW			330	265	180
锅炉蒸发量 / (t·h ⁻¹)		1025	1020	863.5	567
单台引风机小时风量 / (m ³ ·h ⁻¹)	1 150 000	1 015 437	1 010 484	839 803	708 012
单台引风机秒流量 / (m ³ ·s ⁻¹)	319.4	282.1	280.7	233.3	196.7
引风机平均全压 / Pa		3 824	3 786	2 525	1 759
增压风机全压 / Pa		1 550	1 530.3	846.6	839.4
引增合一后的全压 / Pa	6 200	5 374	5 268	3 372	2 598
烟气密度 / (kg·s ⁻³)	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86
压缩修正系数	0.977 8	0.980 8	0.981 2	0.988 0	0.990 8

由于锅炉额定蒸发量为 1 025 t/h,故需将引风机实测风量换算到 1 025 t/h,换算后单台引风机的风量为 1 015 437 m³/h。考虑到空预器漏风及煤质变差等情况,单台引风机设计风量的裕量取为 10%,则单台引风机风量为 1 116 980 m³/h(310.25 m³/s)。圆整后,单台风机设计风量为 1 150 000 m³/h (319.4m³/s)。

BMCR 工况(蒸发量为 1 025 t/h)时的单台引风机的最大风压为 3 824 Pa。脱硫系统阻力按其设计值

1 550 Pa 计。风机二合一实施后,风机全压需要 5 374 Pa。风机设计全压裕量取 15%,则设计全压为 6 180 Pa。圆整后,风机最后设计风压取为 6 200 Pa。

1.2 方案二电机额定功率的校核

在上述烟气系统状况下,新风机设计流量为 319.4 m³/s,设计风压为 6 200 Pa,风机效率取 85%。电机功率裕量取 5%(电机裕量选取较小是由于风机风量和风压已取裕量),二合一实施后引风机电机额定功率则为 2 421.8 kW,原引风机电机额定功率为 2 500 kW,故原引风机电机功率足够。

可见,8 号机组锅炉采用引风机为基础取代增压风机进行二合一改造后,引风机和电机能够满足二合一后风量和全压要求,无需对原引风机进行任何改动。仅需在引风机出口到脱硫增压风机出口之间加装烟道,其余设备无需进行任何变动。同时需对引风机、烟道的烟道承压能力进行校核,对承压能力不能满足要求的要按排加固^[2]。

2 改造方案的实施

改造工程于 2010 年 10 月 1 日正式启动,同年 11 月 17 日结束,历时 48 d。在对西安热工研究院提供的改造图纸进行审核时,发现 2 个主要问题:(1) 土建施工要采用打桩作基础,施工工期及施工场地均不允许;(2) 施工图纸未注明原有测点的安装位置。经沟通,西安热工研究院同意对土建施工基础进行出图改动(采用浇注桩),使之既能保证原设计强度,又能保证现场施工及工期。由于西安热工研究院对原脱硫烟道上测点布置不清楚,该厂根据测点位置的要求在新增烟道上重新开孔布置,并得到西安热工研究院的同意。

根据改造方案,首先拆除增压风机本体及进、出口烟道及附件。为节省投资,该厂要求保护性拆除,确保拆下的部件完整、完好。拆除时现场有专人进行监护,特别在割口位置要求三方技术人员(施工方、锅炉检修、设管部)确认,以防割错位置。起吊作业是拆除过程中比较危险的作业点,在施工安全技术措施中各拆除部件的重量全部分项列出,严防超重起吊,并且现场做好警示工作,确保起吊作业的安全。拆下的部件运输过程中做好防碰坏的措施,在堆放场地保管好。先将拆除的部件全部拆完,再进行土建基础开挖和基础浇注工作,防止开挖过程中对脱硫系统在运设备的影响以及对地下设施的破坏。要求施工严格按照图纸进行,不准超范围开挖。钢架安装过程中主要做好钢架定位工作,防起重伤害,保证焊接质量。新增烟道安装主要做好定位工作确保膨胀方向正确。在整个工程施工过程中都有专人负责,遇到技术、备品问题设管部均及时协助解决,保证工程在预定的工期内安全、优质完成。

3 改造后效果

引、增合一改造后,2010 年 12 月 5 日至 12 月 13 日该厂与西安热工研究院共同对 8 号机组风机二合一改造后的效果进行了热态试验。

3.1 运行安全性分析

热态试验最大试验工况为 330.0 MW,锅炉蒸发量仅为 999.0 t/h,而机组 BMCR 工况的锅炉蒸发量为 1 025 t/h。要对比风机的特性参数实测值与设计值,前者与后者就得换算到同一工况下,即根据实测的各风机流量与全压的关系,流量与锅炉蒸发量的关系,将 330.0 MW 工况时的风机实测参数换算到设计条件(1 025 t/h 蒸发量)下进行分析。引风机热态试验值与 BMCR、TB 设计值比较。

表 2 引风机热态试验值与 BMCR 和 TB 设计值比较

名称	数值	
风机编号	A	B
试验时锅炉蒸发量/(t·h ⁻¹)	999.0	
试验实测风机流量/(m ³ ·s ⁻¹)	251.9	256.9
试验实测风机全压/Pa	4 015.5	3 959.1
风机流量/(m ³ ·s ⁻¹)	258.5	263.5
换算到 BMCR 工况后 风机全压/Pa	4 152.3	4 191.1
风机平均流量/(m ³ ·s ⁻¹)	261.0	
风机平均全压/Pa	4 171.7	
BMCR 设计风机流量/(m ³ ·s ⁻¹)	300.0	
BMCR 设计风机全压/Pa	4 800.0	
TB 点设计流量/(m ³ ·s ⁻¹)	310.0	
TB 点设计全压/Pa	5 446.7	

从表 2 中可以看出,在 999.0 t/h 蒸发量下实测引风机风量低于 BMCR 工况设计风量,风压也低于 BMCR 工况设计全压。将实测风量和全压换算到 1 025 t/h 蒸发量后,风机风量比 BMCR 工况设计风量低 13.0%,风机全压低 13.1%;与 TB 点设计值相比,风机风量裕量为 18.8%,全压裕量为 13.5%。

风机二合一改造后,引风机仍有一定的风量裕量和全压裕量,即使遇到夏季工况或煤质变差、空预器漏风增加等情况,引风机仍能够满足二合一运行要求。

3.2 节能效果分析

实施二合一改造主要目的是实现机组的节能降耗,下面就风机二合一改造前后节能情况进行分析。8 号机组风机在各个工况下的节电参数如表 3 和表 4 所示(二合一改造参数以实测平均值计算)。

风机实施二合一改造后,增压风机不再耗功,引风机由于系统阻力增加使其运行效率提高,但用电量略有上升。二合一改造后,取消了增压风机,从引风机轴功率变化可以看出,2 台引风机平均用电量增加了

表 3 引风机改造前和增压风机参数

名称	运行工况 1	运行工况 2	运行工况 3
测试时间	2008-7-5	2008-7-6	2008-7-6
发电负荷 /MW	330	265	180
锅炉蒸发量 /(t·h ⁻¹)	1 020	863.5	567
引风机平均流量 /(m ³ ·s ⁻¹)	280.7	233.3	196.7
引风机平均全压 /Pa	3 303.0	2 525	1 759
风机效率 /%	84.0	78.0	60.0
风机轴功率 /kW	1 247.9	748.4	573.0
测试时间	2008-7-5	2008-7-6	2008-7-6
发电负荷 /MW	330	265	180
锅炉蒸发量 /(t·h ⁻¹)	1 020	863.5	567
增压风机秒流量 /(m ³ ·s ⁻¹)	561.4	466.6	393.4
增压风机全压 /Pa	1 530.3	1 057.1	839.4
增压风机电耗 /kW	1 199.1	780.9	692.1

表 4 引风机改造后参数

名称	运行工况 1	运行工况 2	运行工况 3
测试时间	2010-12-9	2010-12-9	2010-12-10
发电负荷 /MW	330.0	265.0	200.0
锅炉蒸发量 /(t·h ⁻¹)	999.0	768.7	571.3
引风机平均流量 /(m ³ ·s ⁻¹)	254.4	220.3	189.6
引风机平均全压 /Pa	3 987.3	3 323.0	2 393.3
风机效率 /%	88.6	85.7	77.5
风机轴功率 /kW	1 162.0	852.6	612.8
单台风机节电量 /(kW·h ⁻¹)	85.9	-104.2	-39.8
2 台风机平均节电量 /(kW·h ⁻¹)		38.73	

38.73 kW·h, 停用增压风机后, 节电量为 890.7 kW·h, 则机组平均电耗约 851.97 kW/h。如果机组年运行按 7 200 h 计, 每度电按 0.43 元, 各个工况各占 1/3 时间, 则年平均节省费用可达 263.8 万元。该厂 8 号机组引风机改造费用共计约 200 万元, 因此仅需 9 个月左右即可收回投资。

4 结束语

经过风机二合一改造后, 引风机仍有一定的风量

裕量和全压裕量, 现有引风机能够满足机组各个工况下的运行要求。风机二合一改造后, 风机耗电量大幅度的降低, 机组平均节电约 851.97 kW·h, 厂用电率约下降 0.2%, 节能效果相当突出。

参考文献:

- [1] 刘家钰, 王宝华, 岳佳全, 等. 1 000 MW 机组引风机与脱硫增压风机合并改造研究[J]. 热力发电, 2010, 39(8): 45-48.
- [2] 郭立君. 泵与风机[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.

作者简介:

田宏伟(1966), 男, 江苏镇江人, 高级工程师, 现从事电厂锅炉设备技术管理工作。

Unification of Induced Draft fan and Booster Fan in One 1 025 t/h Boiler

TIAN Hong-wei

(Guodian Jianbi Power Generation Company, Zhenjiang 212006, China)

Abstract: Focusing on the technical retrofit implemented on the induced draft fan system of the 1 025 t/h boiler of NO. 8 unit in Jianbi Power Generation Company, analysis on the field test results and operating data is performed. In this paper, through comprising two proposed technical schemes, it is finally determined that the scheme employing the induced draft fan to replace the booster fan is accepted. The obtained test data show that this proposal can meet the practical requirements. It is also found that, after performing this retrofit, the station service power consumption rate is reduced by 0.2%.

Key words: boiler; induced draft fan; booster fan; station service power consumption rate

(上接第 70 页)

Analysis on Control Logic of Primary Frequency Modulation Test in One 600 MW Power Unit

CHEN Gang¹, XIE Jun²

(1. Jiangsu Frontier Electric Technology Co. Ltd., Nanjing 211102, China;

2. Jiangsu Guohua Chenjiagang Power Generation Company, Yancheng 224000, China)

Abstract: Taking one 660MW coal-fired power plant as an example, this work briefly introduce the control system for primary frequency modulation and the technical specification adopted by Jiangsu power grid. Based on the primary frequency test results, the control logic and several issues needed special attention are analyzed. This work can provide valuable reference for other similar power plants.

Key words: primary frequency modulation; coordination control; speed governing droop

超短期供热负荷预测技术研究及应用

代家元,王 林,张友卫
(江苏方天电力技术有限公司,江苏 南京 211102)

摘 要:针对大机组供热改造日趋普遍的现状,简要介绍了供热负荷的特点和 3 类供热负荷预测技术,结合工程实际介绍了一种超短期供热负荷预测技术,比较了该方法与传统计算方法的应用效果,并简要分析了供热负荷预测技术在电网调度预测管理方面应用,为全网可调出力的及时预报提供了技术支撑。

关键词:超短期;供热负荷;预测;可调出力

中图分类号: TU995

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)05-0074-03

随着城镇化的快速发展,采暖需求不断增加;而随着城市工业化的不断推进,也需要大量蒸汽用于工业生产。为落实国家“以大代小”的发展策略,实现采暖和工业用汽节能减排目标,一批 100/300 MW 凝汽机组,甚至 600 MW 及以上容量凝汽机组进行了供热改造。在此形势下,江苏有部分 135 MW,300 MW 和 600 MW 机组已进行或正准备进行供热改造,提高热效率,降低供电煤耗,减少二氧化硫等污染物的排放。但大型凝汽式发电机组供热改造后,其可调度的负荷区间势必受到影响,其不仅要满足电负荷控制要求,而且要满足热用户的稳定性和连续性要求,对机组调峰能力及全省发用电平衡造成影响。因此,开展对供热负荷预测技术研究,有利于及时掌握供热需求情况,合理安排发电负荷,对电网的安全运行提供了技术支撑。结合工程实际介绍了一种超短期供热负荷预测技术,比较了该方法与传统计算方法的应用效果。

1 供热负荷分类及其特点分析

热用户的类型可以分为供暖、通风、空调、生活热水和生产工艺等类型。供暖、通风和空气调节热负荷属于季节性热负荷,季节性热负荷与室外温度、湿度、风速、风向及日照等气候条件关系密切,其中影响最大的是室外温度,因此,一年中变化很大,但在一天中波动相对较小。生活热水和生产工艺热负荷属于全年性热负荷,气候条件影响较小,即在全年中变化不大,而日变化较大。

供热负荷具有随机性。供热负荷存在着一定的波动性,所以构成了负荷的随机性。一般影响负荷随机性的因素有:政治因素影响、传统节日影响、天气的影响等^[1,2]。供热负荷还具有周期性特征,供热系统负荷变化是有规律的,主要体现在负荷变化的周期性^[3],具有按日、周及月的周期性变化特点。供热负荷类型及其特点如表 1 所示。

表 1 供热负荷类型及其特点

特点	生产工艺 热负荷	热水供应 热负荷	采暖及通 风热负荷
用途	用于生产工艺过程的加热、干燥、蒸馏等,用作动力,如驱动气锤、压气机、水泵等	印染、漂洗等生产用热水,城市公用设施及民用热水	生产、城市公用事业及民用的采暖及通风
主要用户	石油、化工、轻纺、橡胶、冶金等	生产及人民生活	生产及人民生活
负荷特性	全年性,昼夜变化大,全年变化小	全年性,昼夜变化大,全年变化小	季节性,昼夜变化小,全年变化大
介质及参数	一般为 0.15~0.6 MPa,也有高于 1.4~3.0 MPa 蒸汽	60~70 ℃ 热水	70~150 ℃ 或更高温度的热水
工质损失率	直接供汽 20%~100%	100%	水网循环量的 0.5%~2%

2 供热负荷预测技术分类

目前供热负荷预测技术主要分为以下几类。

(1) 神经网络法。对供热系统进行抽象,建立黑箱式供热系统神经网络模型,通过历史数据对数学模型进行训练,使其尽可能逼近供热系统实际运行状态^[4]。

(2) 基于小波网模型的供热负荷预测法。使用小波变换对时间序列数据进行分析,提取供热系统热负荷供求模型^[5]。

(3) 逐步回归分析法。通过回归分析,寻找预测对象与影响因素之间的因果关系,建立回归模型后进行分析。

3 种方法都需要对供热系统进行详细分析,各主要测量数据不能缺失,尤其是热用户相关供热参数^[6]。但是目前很多热电厂只在电厂供热母管处装有流量计,虽各热用户处有流量计进行计量,但由于距离较远,一般无法将数据送入电厂信息系统,仅有部分电厂通过电台载波方式将数据送入 DCS 系统。另外目前电厂供热改造类型很多,诸如冷再抽汽、热再抽汽、中排抽汽、主汽抽汽等,部分电厂为了满足热用户需要,对电厂供

热系统进行改造,增加了压力匹配器等装置,供热系统结构相当复杂。因此对于大规模、多类型的供热负荷预测,上述3种方法均很难应用。

3 工业用汽为主的超短期供热负荷预测技术

江苏省内热负荷基本以工业用汽为主,居民生活用汽偏小,因此热负荷相对稳定、规律性强,随经济周期波动较大。虽然周期性很强,但由于供热负荷随机波动的本质属性的干扰,预测供热负荷时并不能简单地用前一天或一周前的同一天来简单代替。

以某电厂为例,2012-07-03、2012-07-04 相邻2天的供热负荷对比曲线如图1所示。从图上可以看出,2天的供热负荷数据总体趋势基本一致,但部分时刻两者数据相差较大,最大数据偏差绝对值达到25.5 t/h左右、相对偏差最大达到34.2%左右。

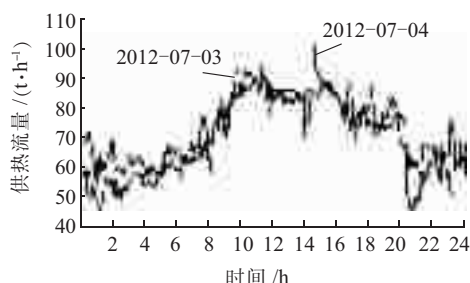


图1 某电厂相邻2天供热负荷数据对比曲线

该厂2012-07-03与一周后的2012-07-10的数据对比如图2所示。从图上可以看出,2天的供热负荷数据总体趋势也基本一致,但部分时刻两者数据相差较大,最大数据偏差绝对值达到25.03 t/h左右、相对偏差最大达到35.7%左右。

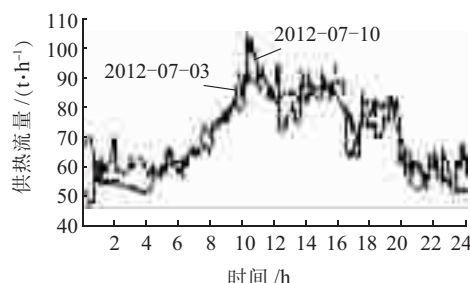


图2 某电厂相隔1周供热负荷数据对比曲线

鉴于上述调研结果及供热负荷的规律性,可设计一套通过供热负荷历史数据进行预测分析的方法。考虑到短期内一般工业用汽热用户需求不会变动过大,特选取短期供热负荷数据进行分析。

短期负荷预测往往利用待预测日之前若干天的历史负荷数据来预测,这些日子的负荷数据与预测日有一定的紧密联系,称这些日子为预测日的相似日,简称相似日。基于相似日的短期负荷预测常采用加权平均法进行计算。预测日第 t 时刻的预测负荷值为:

$$y(t) = \sum_{i=1}^n \theta_i y(i, t) \quad (1)$$

式中: $t=1, 2, \dots$; θ_i 为第 i 天的历史负荷值的权重; $y(i, t)$ 为第 i 日第 t 时刻的历史负荷值。在预测模型中历史数据相似度满足如下条件:

$$\sum_{i=1}^n \theta_i = 1 \quad (2)$$

短期供热负荷越靠近预测日的历史数据与预测日的相似度越大,可对上述计算模型进行调整,有:

$$y(t) = a_1 y(t - \psi_1) + a_2 [b_1 y(t - \psi_2) + b_2 y(t - 2\psi_2) + \dots] \quad (3)$$

$$\begin{cases} a_1 + a_2 = 1 \\ b_1 + b_2 + \dots = 1 \\ a_1 \geq a_2 \\ b_1 \geq b_2 \geq b_3 \dots \\ \psi_1 < \psi_2 \end{cases} \quad (3a)$$

式中: a_1 为 $t - \psi_1$ 时刻历史数据权重; a_2 为其他历史数据综合权重; b_1 为 $t - \psi_2$ 时刻历史数据权重; b_2 为 $t - 2\psi_2$ 时刻历史数据权重; ψ_1, ψ_2 为时间跨度间隔,其中 ψ_1 一般设置为数据采集最小间隔频率,主要针对供热负荷的随机性设计, ψ_2 一般设置为供热负荷的最小重复周期,主要针对供热负荷的周期性设计。即通过预测时间往前倒推 $\psi_1, \psi_2, 2\psi_2, \dots$ 的供热负荷数据进行预测计算,其中离当前时刻越近的数据,则代表越接近于预测值,故赋予的权值系数就越大。

对于供热负荷的随机性,上述计算模型主要通过靠近预测点的 $t - \psi_1$ 时刻历史数据传递至预测值,同时由于 $t - \psi_1$ 时刻历史数据赋予的权重为 $a_1 \leq 1$,上述计算模型对供热负荷的随机性起到了一定降噪作用。

以某300 MW级供热改造电厂为例,展示该方法的具体应用效果。该厂2台机组设计为纯凝机组,汽机型号为C330-16.67/110/538/538,于2009年对2台机组同时进行供热改造,选择了从冷再、中排同时进行供热的方案。该厂热用户众多,全部为工业用汽,且距离较远,无法将热用户端详细数据传输至电厂,因此选择了用历史数据进行预测分析的方法。

由于数据采集频率为5 min,故 $\psi_1 = 5$ min。同时 ψ_2 设置为1 d,选取最近3 d数据进行预测,按照离预测时刻越近,权重越大原则,将各权重系数设计如下: $a_1 = 0.5, a_2 = 0.5, b_1 = 0.6, b_2 = 0.3, b_3 = 0.1$ 。则得到该厂2012-07-04日预测供热量曲线,如图3所示。从图上可以看出,预测供热量与实际运行供热量非常吻合,预测供热量与实际值趋势几乎完全一致。

若采用逐步回归分析法,以2012-07-04数据为训练样本,置信度设置成95%,以时间序列、供热回水温

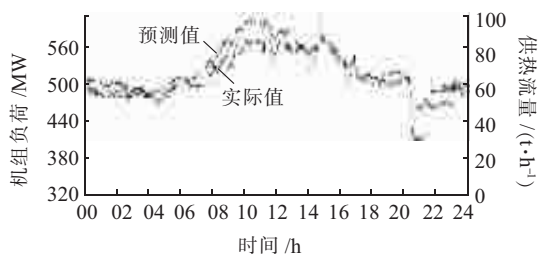


图3 某电厂供热量预测效果曲线

度、环境温度为影响因子,预测数据与实际数据趋势分析如图4所示。可见,采用回归分析法预测的供热流量与实际供热流量趋势相差较大,且计算过程中涉及参数较多,计算过程相对复杂。

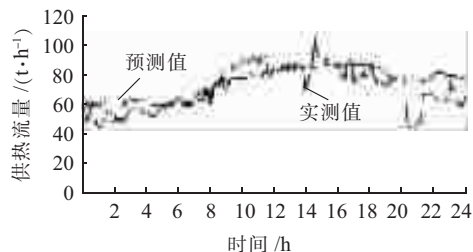


图4 采用回归分析法预测效果

可见,上述通过历史数据对供热负荷进行预测的方法对于以工业用汽为主的热用户需求的预测非常适合。当然,如果提取供热负荷随环境温度、经济景气程度的变化率,将环境温度、经济景气程度等指标引入到式(3)中,就可以更加准确地预测供热量。

4 在调度运行方面的应用

供热负荷预测技术在调度运行方面具有显著指导作用。对外供热情况下,机组出力会明显受到一定的限制,包括蒸汽流量等运行参数方面以及汽机安全参数方面的限制,如排汽温度、排汽压力等。但机组带供热运行时,其最大进汽流量下的电负荷由于供热蒸汽被抽出无法做功,电负荷会减少;另一方面,为了满足热用户的需求,汽机最小进汽流量必须比纯凝状况下最小进汽流量要大,即最小电负荷比纯凝状况下最小

电负荷要大。因此,对调度来说,及时预测机组的供热负荷,并计算出机组的可调负荷区间来说至关重要。通过热力试验,可绘制出供热机组的工况图,查询工况图即可获得某一供热量下机组的可调出力区间,有利于电力调度部门合理排机组的运行方式和机组负荷。

5 结束语

超短期供热负荷预测技术根据供热负荷的随机性、周期性特点设计,是一种基于历史数据进行研判的方法。该方法相对于神经网络法、回归分析法等常见预测方法,涉及参数较少、计算过程较为简单,对于以工业用汽为主的供热负荷,预测的准确性较高。该方法可以广泛应用于供热发电机组的供热负荷预测中,并结合机组的供热-发电关系,预测出机组的可调整出力区间,有利于电力调度部门及时掌握机组发电能力变化情况,更加合理地安排机组的运行方式和机组负荷。

参考文献:

- [1] 胡文斌,杨昌智,孙一坚.短期供热负荷的灰色拓扑预测[J].煤气与热力,1999,15(3):41-44.
- [2] 张翠芝,智明.泰州电网负荷特性分析及负荷预测[J].江苏电机工程,2011,30(4):45-47.
- [3] 王东亚,张琳,赵国材.神经网络遗传算法在供热负荷预测中应用[J].辽宁工程技术大学学报,2005,24(S1):161-163.
- [4] 古丽扎提·海拉提,加玛力汗·库马什,李俊,等.热负荷的预测分析[J].动力工程,2009,29(1):49-52.
- [5] 马涛,徐向东.基于小波网模型的区域供热系统负荷预测[J].清华大学学报(自然版),2005,45(5):708-710.
- [6] 康胜文.两种热负荷预测方法的比较[J].区域供热,2004,12(2):22-24.

作者简介:

代家元(1985),男,河南信阳人,助理工程师,从事火力发电在线监测方向研究工作;

王林(1982),男,江苏盐城人,助理工程师,从事火力发电在线监测方向研究工作;

张友卫(1986),男,云南文山山人,助理工程师,从事火力发电在线监测方向研究工作。

Application and Research of Prediction Technology for Extremely Short Term Heat Supply

DAI Jia-yuan, Wang Lin, ZHANG You-wei

(Jiangsu Frontier Electric Technology Co. Ltd., Nanjing 211102)

Abstract: Retrofit for heat supply is now widely accepted in large-scale power plants. In this paper, the characteristics of heat supply load and three types of prediction methods are introduced in detail. A prediction technology for extremely short term heat supply is presented with practical engineering cases. Comparison between the currently proposed method with the traditional methods is performed. This paper also briefly introduces the application of this prediction technology in power grid dispatching management. It is believed that this technology can provide powerful support for the prediction of adjustable output of the whole grid.

Key words: extremely short term; heat supply; prediction; adjustable output

某 330 MW 机组发电机氢气干燥器改进

钱毅

(南通天生港发电有限公司,江苏 南通 226003)

摘要:针对某 330 MW 汽轮发电机组发电机氢气干燥器冷却效果差,出口氢气温度超标等问题,在介绍该氢气干燥器结构和工作原理的基础上,对设备运行现状和故障进行了深入分析,并设计了具体改进优化措施,改进实施后氢温数据说明了该方案的合理性和有效性。

关键词:汽轮发电机组;氢气干燥器;制冷压缩机;热力膨胀阀

中图分类号:TK263.2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0077-02

某电厂 2 台 330 MW 汽轮发电机组采用 QFSN2-330-2 发电机,采用水氢氢冷却方式,即发电机采用定子绕组水内冷、转子绕组氢内冷、定子铁心及其结构件为氢气表面冷却。其氢气干燥器型号为 LQS-II CFA,采用压缩机冷凝式干燥器,压缩机型号为 400S2-FW。2005 年机组投产以来,由于氢气干燥器出现制冷效果不佳的问题,虽经多次维护、检修,出口氢温仍未好转。按照电力行业标准要求,对 300 MW 发电机,要求氢气干燥器出口氢温在额定氢压下,露点 $\leq -5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ^[1]。该厂氢气干燥器的上述状态使发电机面临严重的安全隐患,其在安全性、稳定性和可靠性上的欠缺已经严重影响发电机的正常安全运行。因此需对现有的干燥器进行改进。

1 设备原理和结构

氢气干燥器设备的工作原理是利用压缩机压缩制冷剂,高压释放吸收热量,对氢气进行冷凝除湿工作,从而达到干燥氢气,降低湿度的目的。氢气干燥器设备的结构主要有制冷系统、氢气去湿系统、电气控制系统组成。制冷系统主要有制冷压缩机组、热力膨胀阀、蒸发器(盘管式结构)组成;去湿装置主要有回热器、冷却器、贮水箱等组成。电气控制系统有电气控制箱、化霜电磁阀、温度仪、水位控制器、氢路防爆控制阀等组成。系统流程如图 1 所示,其工作过程可分两部分。

(1) 制冷系统。制冷压缩机吸入从蒸发器来的低压制冷剂气体经压缩后,成为高温高压气体,进入冷凝器与水进行热交换,把制冷剂在蒸发器内所吸收的热量和压缩机做功的热量释放出来,使高温高压蒸汽冷凝为高压液态制冷剂;经供液阀、干燥过滤器及热力膨胀阀节流减压,进入蒸发器吸收冷却器内氢气的热量,使制冷剂沸腾蒸发为气态,经低压管再进入压缩机压缩。如此周而复始,不断吸收氢气的热量,使氢

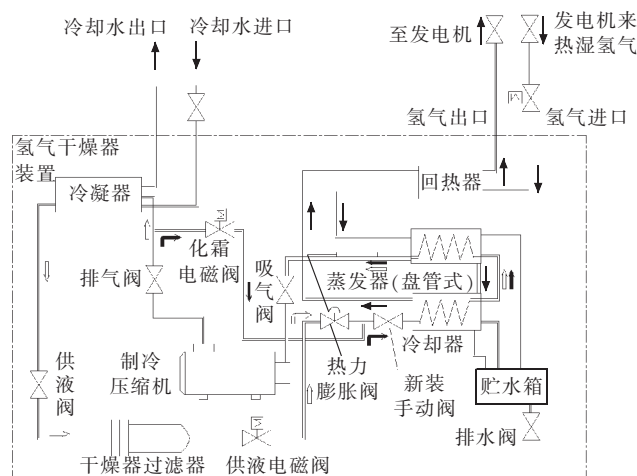


图 1 氢气干燥器系统流程

气中的水蒸气的温度降到露点温度以下,析出水分,从而达到制冷去湿的目的。

(2) 氢气去湿系统。来自发电机的热湿氢气从去湿装置进口进入回热器与冷却去湿后的冷氢气进行热交换。通过回热器的热湿氢气进入冷却器,与制冷系统的蒸发器表面进行热交换,氢气温度下降到露点温度以下致使氢气中的水蒸气凝结成水和霜,去湿后的氢气再经过回热器从去湿装置出口进入发电机。冷却器排除的凝结水经排水导管进入贮水箱,当贮水箱的水达到一定量时,水位控制器便输出信号报警,此时应开启放水阀排水。

2 设备运行现状及分析

2.1 压缩机工作不正常

由于氢气干燥器设备为制造厂配供产品,2005 年机组投产时质量不佳;运行维护人员对系统亦不甚了解,设备维护不到位,压缩机机械部分长时间运转磨损严重,振动增大,压缩机的效率变差。2009 年更换了 1 台装置的制冷压缩机,厂家也多次维修仍未有明显好转。因此有必要对压缩机进行彻底检修、更换。

2.2 系统泄漏点多致制冷剂不足

由于氢气干燥器压缩机振动大,造成铜管焊接口破裂,接头松动造成系统泄漏点增多,由于制冷剂氟利昂的渗透性特别强,其存在泄漏。而蒸发器结霜太厚,运行时未能及时化霜,再加上干燥过滤器由于系统杂质也存在堵塞,干燥器达不到预期的效果,制冷效果差。因此有必要对制冷系统管路进行检修、改进。

2.3 热力膨胀阀故障

热力膨胀阀通过感受蒸发器出口气态制冷剂的过热度来控制进入蒸发器的制冷剂流量。热力膨胀阀体积虽小,但作用巨大,其工作好坏直接决定整个系统的工作质量。热力膨胀阀原理如图 2 所示,感温包感受到蒸发器出口温度对应的饱和压力为 P_b ,在膨胀阀压力腔上部的膜片仅有 P_b 存在,膜片的下方有调整弹簧的弹簧力 P_t 和蒸发压力 P_e ,三者处于平衡时有 $P_b = P_t + P_e$ 。

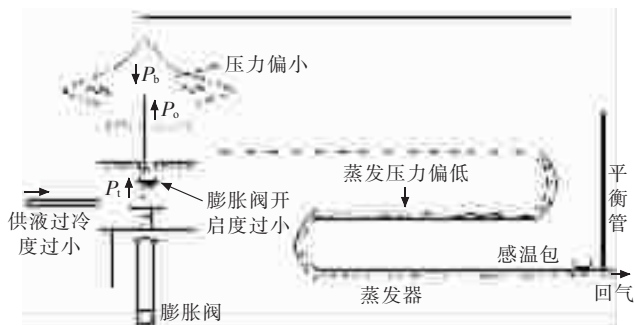


图 2 热力膨胀阀的原理图

干燥器设备刚投入运行时,热力膨胀阀不用调整,出厂已经进行了最佳匹配,设备连续使用几年后,由于阀针磨损、系统杂质、阀孔堵塞及弹簧弹力减弱等原因影响了开启度,使热力膨胀阀偏离了工作点。当 $P_b < P_t + P_e$,热力膨胀阀顶杆、阀芯上移,开启度过小,造成供液不足,蒸发器不能充分发挥效能,制冷量不足;当 $P_b > P_t + P_e$,开启度过大,供液量大于蒸发器负荷,部分制冷剂来不及在蒸发器内蒸发,压缩机功耗增加会损坏压缩机。因此有必要定期检查调整热力膨胀阀,尽量让热力膨胀阀工作在最佳匹配点。

3 改进优化措施

通过市场调研和专题分析,决定在 2012 年 10 月机组大修中对制冷压缩机进行改进,主要内容有:

(1) 制冷压缩机解体大修,更换阀板组件 1 套,连杆组件 1 套(含活塞部件 2 套),曲轴组件 1 套,同时更换润滑油。

(2) 对制冷管道进行改进,如图 1 所示,在原化霜管路跟热力膨胀阀后连接处后端加装了 1 只手动阀门,这样运行中可以将制冷系统与冷却器可靠隔离,在线进行检修,更换膨胀阀。

(3) 制冷剂由氟利昂 -12(代号 R12)改用氟利昂

-22(代号 R22)。R22 的单位容积制冷量比 R12 大得多,且 R12 制冷剂对臭氧层有破坏,存在温室效应,我国在 2007 年已停止了 R12 制冷剂的生产和新制冷空调设备的初装使用,所以此次干燥器改进后不再使用 R12 制冷剂,消除了制冷剂泄漏污染环境的可能性,增大了最大产冷量。同时将原 R12 热力膨胀阀也更改为进口 R22 膨胀阀。

(4) 热力膨胀阀的型式由内平衡式改为外平衡式,由于蒸发器内压降比较大,造成蒸发器进出口温度各不相同,采用内平衡式膨胀阀会因蒸发器出口温度过低而造成热力膨胀阀过度关闭,以致膨胀阀丧失对蒸发器的供液调节功能。所以采用外平衡式膨胀阀能避免膨胀阀过度关闭的情况,保证在蒸发器内压降大的工况下,蒸发器能得到正常的供液。

(5) 将原筒式过滤器更改为墨西哥进口的 D84 过滤器,有效过滤杂质,增加了去湿效果,确保了管路系统畅通和制冷效果。

4 改进后的效果

整个系统经大修改进后进行 1.8 MPa 的保压试验,在 24 h 内压力下降未超过 0.05 MPa,系统无泄漏;系统调试时进行抽真空试验,并加 R22 氟利昂制冷剂进行调试运行,2 台氢气干燥器出口氢气温度均达到 -9°C 。改进后压缩机转动部件工作正常,无噪音、无震动、无磨损,运行安全、稳定可靠。制冷管道改进后,运行中可以将制冷系统与冷却器可靠隔离,在线进行检修,更换膨胀阀,给检修维护带来便利。制冷剂无泄漏,减少了对周边环境污染,减少了运行操作。

5 结束语

某 330 MW 汽轮发电机组发电机氢气干燥器实施改进优化措施后,目前该设备一直运行良好,该设备的可靠运行成功解决了一直困扰该厂氢气干燥器出口氢气温度超标的难题,满足了机组运行的要求,避免了发电机因氢气湿度大而对主设备造成的影响,不但为发电机的安全运行提供了保证,也大大减少了氢气干燥器的维护和检修费用,其在安全性和经济性方面卓有成效。现场泄漏量减少,满足了环保要求。建议在以后的运行和维护中还应定期检查和调整,尽量延长制冷设备的运行寿命,节约能源,降低运行成本。

参考文献:

[1] DL/T651—1998,氢冷发电机氢气湿度的技术要求[S].

作者简介:

钱毅(1976),男,江苏南通人,高级工程师,从事汽轮机设备技术管理工作。

仪用空压机喘振原因分析及解决方案

柳扣林,路景春

(江苏国信扬州发电有限责任公司,江苏 扬州 225131)

摘 要:简要介绍了空压机喘振形成的机理,分析产生空压机喘振的几种原因,并针对上述原因提出相应的解决方案和预防措施。结合某公司一期 1 台仪用空压机易出现喘振的现象,给出了仪用空压机运行优化的建议。

关键词:空压机;喘振;预防;控制

中图分类号:TH45

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0079-03

某公司一期仪用空压机共有 4 台,均为美国英格索兰公司生产的 1CV14MX2 型双级离心式空压机,主要供应一期主厂房各气动门的动力气源。一期空压机运行方式为 2 台运行,2 台备用,恒压控制模式,即由各台空压机通过进口调节阀的开度调节自动跟踪系统用气量。多台空压机同时运行时,系统流量如何分配、压力变化如何协调是控制难点,空压机并列运行时如果负荷分配不当,单台空压机的流量过小时容易引起空压机的喘振,一方面影响空压机设备的安全运行,另一方面也会影响整台机组的安全运行。在实际运行过程中,仪用空压机 D 有时出现易喘振的现象,仪用空压机 A、B、C 出口显示压力均在 724~730 kPa 之间,而空压机 D 仅为 705 kPa。文中对空压机喘振的原因及解决方案进行分析,并对空压机优化运行提出改进建议。

1 空压机喘振形成的机理

喘振是离心式空压机的固有特性,系统气体压力大于空压机出口压力时,空压机出口的止回阀关闭,空压机没有输出,空气在空压机内部聚集,空压机出口压力不断增加,直到出口压力大于系统压力时,顶开止回阀;若止回阀顶开后,空压机没有足够流量的气体连续输出,空压机出口压力再次下降,止回阀再次关闭,如此反复,导致空压机输出的压力和电机电流剧烈波动,止回阀频繁动作,机器发生“砰砰”的声音,这种现象就是空压机喘振。喘振时不仅会影响管网压力的波动,严重时甚至会造成空压机的损坏。

2 空压机喘振故障分析

2.1 空压机的自然喘振

离心空心机进口压力恒定时流量压力特性如图 1 所示,当空压机出口压力增大到一定值时,空压机运行点就移至喘振线的左侧,在此工况运行下,由于空压机的运行压力已超过该空压机可以压缩的最大

值,空压机就会发生喘振,该种喘振称为自然喘振。在运行过程中设定空压机的出口压力(排气压力)小于标定压力(自然喘振压力)就可以避免空压机的喘振^[1]。



图 1 离心空心机进口压力恒定时流量压力特性曲线

2.2 空压机的节流喘振

离心空心机进口压力变化时流量压力特性如图 2 所示,当空压机进口门全开时,可忽略进口门节流损失,因而空压机进口压力不随流量而变化,可以将空压机进口压力视作一个大气压。随着进口门的开度变小,进口门的前后压差将会变大,进入空压机的进口压力逐渐下降,因而空压机的实际出口压力也将下降,对应的空压机的出口压力与流量曲线将左移,从而使空压机的运行实际工况点也逐渐往左移。随着空压机进口门关至一定的开度,最终移至喘振区,从而发生喘振,这种喘振就叫空压机节流喘振,又称为最小电流喘振。

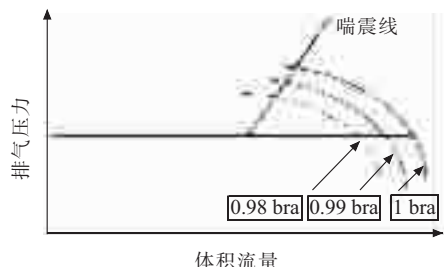


图 2 离心空心机进口压力变化时流量压力特性曲线

设置空压机的最小电流,即在空压机所需的气量减少到最低电流所对应的进口门开度时,空压机进口门将不再关小,而是通过旁路门调节管道系统的供气量,维持空压机的电流不再降低,这样通过空压机叶轮的气量就不会减少,从而避免了空压机节流喘振的发生。为了保证空压机节流喘振有一定裕量,目前该公司

一期空压机的最小电流设置为 53 A。

2.3 空压机喘振的几种原因

空压机的自然喘振及节流喘振是任何一台空压机都存在的固有特性,一般可以通过对空压机运行参数的设定来避免喘振的发生。空压机喘振的真实原因是因为进入空压机的气量不足导致系统压力大于空压机出口压力,现分析如下。

(1) 空压机进口滤网压差高。空气中的灰尘堵塞空压机进口滤网,一方面空压机进气量减少,引起空压机输出压力不足,形成喘振故障,同时滤网压差升高,造成空压机进口压力下降,使得空压机的流量特性曲线左移,增加喘振的机率。该公司一期仪用空压机说明书规定了空压机进口滤网压差应小于 2.1 kPa。

(2) 空压机进口空气温度变化如图 3 所示,随着空压机进口温度上升,空压机流量特性曲线就往左平移,这样空压机的特性曲线就易接近喘振区,也就越易产生喘振现象。主要原因是随着气温的上升,空气的密度减小,同样的空气体积气量,空压机实际压缩的空气流量减少,导致空压机输出压力不足,形成喘振现象。实际使用过程中,夏季比冬季更容易发生喘振现象。

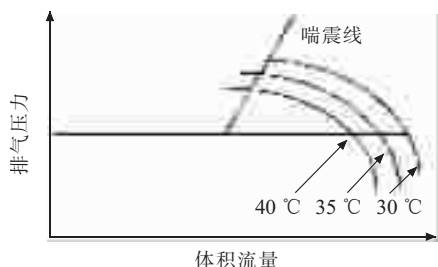


图 3 空压机进口温度变化的流量特性曲线

(3) 空气冷却器变脏。经过空压机压缩后的空气不但压力升高,而且温度也增加很多,该公司一、二级空压机出口气温在未进入冷却器内冷却时能达到 90℃ 以上,因此在空压机的一、二级筒体内均设置 1 只冷却器和水气分离器,通过冷却器将高温气体冷却至 48℃ 以下,同时水气分离器将气体中的水分进一步冷凝,通过疏水器将冷凝的水疏掉。空压机进口滤网虽能够阻挡较大颗粒的灰尘,但空气中仍有许多细小灰尘及空压机本身磨损产生的微粒很容易粘附在冷却器和水气分离器内,造成冷却器和水气分离器部分堵塞,导致空气流量减少,空压机输出压力不足,形成喘振现象;同时由于冷却器堵塞,影响了冷却器的换热效果,因而又会增加空压机抽吸空气的温度,特别是一级冷却器堵塞,易使空压机抽气量不足,形成喘振现象。

(4) 空压机叶轮及扩压器磨损。一般情况下,空压机的压力提高 70% 由叶轮完成,30% 由扩压器完成。因此当空压机叶轮及扩压器发生磨损,就会改变其特性,使得叶轮与扩压器配合的流量角或压力角发生变

化,流量角变化主要影响空压机的气体流量,造成气体流量减少,压力角变化主要影响空压机的出力,导致空压机的输出压力降低,从而容易形成喘振。

(5) 空压机的进口门、旁路门故障。一旦空压机的进口门或旁路门存在卡涩现象,调节不灵,在系统压力变化时,将会直接导致该空压机发生喘振现象。

3 喘振故障的控制和预防

(1) 及时巡检空压机的进口滤网的压差,当压差达到设定值时就应停运空压机,更换新滤网,防止空压机进口滤网压差变大。

(2) 由于空气入口温度是随着环境温度变化而变化的,该空压机的进口温度设计为 23.5℃,实际上夏季时空压机的进口温度经常高于 23.5℃,但由于在设定空压机的节流喘振及自然喘振的参数时均有一定的裕量,因而在夏季运行时,空压机一般不会由于进口温度的升高而引起喘振,若确认是由于空气的入口温度偏高造成空压机的喘振,只有通过降低空压机的出口设定压力来控制喘振的发生。

(3) 定期对空压机冷却器进行清理,用专用的清洗剂对冷却器进行 20 h 浸泡,再进行冲洗。若效果仍不理想,则需更换新的冷却器,彻底解决空压机冷却器脏污而导致空压机出力下降及发生喘振的问题。

(4) 一般情况下,叶轮被磨损的情况较少,扩压器较易腐蚀磨损,因此要定期解体检查扩压器。扩压器磨损较重时,需及时换新。

(5) 空压机的进口门、旁路门动作不灵活,一般情况下主要是由于阀门卡涩造成,可通过停运空压机解体检修阀门,使阀门能够开关灵活,必要时更换新的阀门。还有一种特殊情况,由于系统控制软件的缺陷,造成调节空压机阀门灵敏度不够,也会造成空压机的喘振,这种情况下只有通过对控制软件升级来提高调节阀门的反应速度,从而避免由于阀门调节故障而引起的喘振。

4 仪用空压机运行优化的建议

目前该公司一期仪用空压机采用并联方式运行,在运行过程中,仪用空压机 D 有时出现易喘振的现象,主要是 2 台空压机的负荷分配不均所致。当系统用气量减少时,仪用空压机 D 先通过进门口调节负荷;当进门口关至最低电流时,进一步调节需打开旁路门,若空压机旁路门调节不及时,会出现空压机叶轮中流量过低喘振的现象。另外由于空压机 D 与其他 3 台空压机使用的控制软件系列有偏差,造成空压机 D 的显示压力与另外 3 台空压机相差较大,目前仪用空压机 A、B、C 出口显示压力均在 724~730 kPa 之间,而空压

机 D 仅有 705 kPa, 这种情况下, 一旦参与运行, 空压机 D 就会带至最高电流运行, 当系统用户减少, 压力升高时, 空压机 D 就会关进口门、开旁路门。目前主要的问题是旁路门开启速度偏慢, 从而引起该空压机的喘振, 而又未发现解体阀门有任何异常, 分析应为控制软件老化, 需升级改造。

根据公司实际运行情况, 1 台空压机满载气量不够, 2 台空压机嫌多, 因此在空压机 D 控制软件未升级的情况下, 尽量减少空压机 D 的调节, 将空压机 D 的设定压力比另外 3 台空压机高约 25 kPa, 让其始终带满载, 从而减少空压机 D 的喘振机率。从调整效果看, 仪用空压机 D 喘振情况有所好转。

若要完全解决仪用空压机 D 的喘振问题, 需将空压机 D 控制系统软件升级成 AMB 控制, 该控制软件的优点可以使其根据系统压力变化计算分析, 其旁路阀与进口阀能够同时调节到某一开度, 缩短调节时间, 减少喘振机会。空压机 D 在感受到系统压力变化时, 可迅速调节阀门, 从而避免喘振。

公司一期仪用空压机使用单台空压机进行控制,

为减少喘振, 提高了各台空压机马达电流低限值, 电流调整后虽然解决了空压机的喘振问题, 但是增加了厂用电, 提高了成本。因此为进一步均衡分配 4 台空压机的带载能力, 建议一期 4 台空压机安装负荷分配 (ASC) 集中控制系统, 通过安装该系统可实现 4 台空压机联合控制, 根据系统压力自动实现空压机的启动、加载、卸载、停机功能; 自动实现运行空压机的负荷均分。还可对空压机的运行数据实行实时监控, 并记录所有运行数据曲线。这样既可节省厂用电, 又能延长马达及空压机的寿命。

参考文献:

- [1] 常 鑫, 傅行军. 某 600 MW 汽轮机发电机组振动故障分析与处理[J]. 江苏电机工程, 2011, 30(6): 13-16.

作者简介:

柳扣林 (1968), 男, 江苏泰州人, 高级工程师, 从事火电厂运行管理工作;

路景春 (1970), 男, 江苏扬州人, 工程师, 从事发电厂汽机技术监督管理工作。

Failure Analysis on Surge Phenomena of Instrument Air Compressor and Solution Measures

LIU Kou-lin, LU Jing-chun

(Jiangsu Guoxin Yangzhou Power Generation Co. Ltd., Yangzhou 225131)

Abstract: In this paper, formation mechanism of surge phenomena occurred in air compressors is briefly introduced. The related reasons are analyzed, and the solution methods as well as preventive measures are subsequently proposed. Through analyzing the surge phenomena encountered by one instrument air compressor, this work also propose several optimization suggestions for the operation of instrument air compressors.

Key words: air compressor; surge; prevention; control

(上接第 78 页)

Improvement of Hydrogen Dryer Installed on One Generator of 330 MW Power Unit

QIAN Yi

(Nantong Tianshenggang Power Generation Co. Ltd., Nantong 226003, China)

Abstract: The low cooling performance of the hydrogen dryer and the substandard temperature of the outlet hydrogen are analyzed in this work. The structure and operating principle of the hydrogen dryer are firstly introduced, and then through deeply analyzing the operating condition and the fault, some detailed optimization measures are proposed. The proposed measures are proved to be reasonable and effective by the experimental data.

Key words: steam power unit; hydrogen dryer; refrigeration compressor; thermodynamic expansion valve

核电站对环境有什么影响

核电站的动力是利用铀-235 或-239 的核, 在中子轰击下发生裂变, 同时释放出核能, 将水加热成蒸气, 驱动汽轮发电机组, 发出电力。核裂变反应的反应堆就是核电站的“锅炉”。

用核燃料代替煤或石油等化石燃料, 免去了火力发电大量用煤和用油的运输问题, 无空气污染, 无漏油问题, 发电成本低于火电厂。核电站对环境的影响主要是有可能溢出放射性气体及核废料的处置较困难。当前, 世界各国大都采取浅部临时掩埋处理核废料的措施, 但到现在为止, 没有任何国家找到安全、永久处理高放射、胜核废料的办法。

合同能源管理模式在闭式水泵高效节能泵改造上的应用

袁洪利

(华润电力(常熟)有限公司,江苏 常熟 215536)

摘要:介绍了合同能源管理模式的基本内容和特点,结合某电厂闭式水泵高效节能泵改造,给出了能源管理模式改造方案,运行结果表明该方案投资少,风险低、节能效率高,为其他公司同类型设备改造提供参考模型。

关键词:合同能源管理;闭式水泵;高效节能泵

中图分类号:TK264.1

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)05-0082-03

伴随着人类生产力的高度发展,能源消耗的日益增加,由此带来的地区环境和全球环境急剧变化,其中由温室效应引起的全球气候变暖成为国际社会关注的热点。温室气体的排放主要来源于人类大量的迅速增长的矿物能源——煤、石油、天然气的消耗。各国在发展经济的同时,如何节约和充分利用能源成为首先加以考虑的问题。作为高耗能的企业,能源成本已经占到企业总成本相当大的比重,如何降低能耗费用、引进新的节能体制,也已成为各个企业积极探索的问题之一。其中合同能源管理(EMC)模式是一种全新的节能新机制。

1 EMC 概念

1.1 EMC 的现状

EMC 是上世纪 70 年代在西方发达国家开始发展起来的、一种基于市场运作的全新的节能新机制。EMC 不是推销产品或技术,而是推销一种减少能源成本的财务管理方法。EMC 公司的经营机制是一种节能投资服务管理;客户见到节能效益后,EMC 公司才与客户一起共同分享节能成果,取得双赢的效果。当前在国内,EMC 也专指从事能源服务的企业,通过与客户签订节能服务合同,为客户提供包括:能源审计、项目设计、工程施工、设备安装调试、人员培训、节能量确认等一整套的节能服务,并从客户节能改造后获得的节能效益中,收回投资和取得利润的一种商业运作模式。EMC 与愿意进行节能改造的客户签订节能服务合同,向客户提供能源审计、可行性研究、项目设计、项目融资、设备和材料采购、工程施工、人员培训、节能量监测、改造系统的运行、维护和管理等服务,并通过与客户分享项目实施后产生的节能效益、或承诺节能项目的节能效益、或承包整体能源费用的方式为客户提供节能服务,并获得利润,滚动发展。EMC 是以盈利为目的的专业化节能服务企业,按合同能源管理机制为客户实施节能项目,项目的节能效

益占项目总效益的一半以上。与客户签订节能服务合同,保证实现承诺的节能量;从分享项目的部分节能效益收回投资并获取利润。在合同期内,改造设备为 EMC 所有,EMC 分享的效益足额到帐。合同结束后,节能设备和全部节能效益移交给客户。

1.2 EMC 特点

EMC 的特点有如下几点^[1]。

(1) 节能效率高。项目的节能率一般在 10%~40%,最高可达 50%。

(2) 客户零投资。全部设计、审计、融资、采购、施工监测等均由 EMC 公司负责,不需要客户投资。

(3) 节能有保证。EMC 公司可以向用户承诺节能量,保证客户可以马上实现能源成本下降。

(4) 投资回收短。项目投资额较大,投资回收期短,从已经实施的项目来看回收期平均为 1~3 年。

(5) 节能更专业。EMC 公司提供能源诊断、改善方案评估、工程设计、工程施工、监造管理、资金与财务计划等全面性服务,全面负责能源管理。

(6) 技术更先进。EMC 公司背后有国内外最新、最先进的节能技术和产品作支持,并且专门用于节能促进项目。

(7) 客户风险低。客户无须投资大笔资金即可导入节能产品及技术,专业化服务,风险很低。

(8) 改善现金流。客户借助 EMC 公司实施节能服务,可以改善现金流量,把有限的资金投资在其他更优先的投资领域。

(9) 提升竞争力。客户实施节能改进,节约能源,减少能源成本支出,改善环境品质,建立绿色企业形象,增强市场竞争优势。

1.3 EMC 模式优势

(1) EMC 节能项目的全过程服务。合同能源管理机制规定,实施节能项目的 EMC 要向客户提供项目全过程服务,包括融资,这一点颇受大中小型耗能企业和各类耗能用户欢迎,也是一般运营机制无可比拟的。

(2) EMC 承担节能项目的全部风险。合同能源管

理机制是 EMC 用合同方式保证客户获得足够的节能量,而且以分享项目获得的部分节能效益收回投资和利润,这就意味着 EMC 为客户承担了技术风险和经济风险,各类客户都十分欢迎^[2]。

2 EMC 模式改造方案

2.1 设备改造前的情况

某公司 3 台 650 MW 汽轮机组,每台机组配备 2 台闭式水泵,该泵为长沙水泵厂生产的 350S44 型中开式离心泵,流量 1 200 t/h,扬程 46 m,轴功率 220 kW,设计为一用一备。设计参数为,夏季闭式水最高供水水温 38℃,闭式水温升 7℃。夏季闭式水最高供水水温为 38℃(对应开式水 33℃时);而现在闭式水实际温升 <4℃,历年夏季闭式水最高供水水温仅为 33℃(对应开式水 31℃时),说明闭式水系统实际水量远大于需要水量。

根据循环水系统实测技术参数,经流体工程学计算,该循环水系统目前实际运行工况分析如下:

(1) 系统实际运行严重偏离最佳工况,机组运行效率均很低,如简单的采用单一变频调速技改方案,水泵将会处在更低的效率下运行。

(2) 系统设计温差为 7℃,目前仅为 2.7~3.8℃,系统流量过大,热交换不充分;循环水系统处于高功耗状态下运行。

2.2 改造方案

EMC 模式采用流体输送高效节能技术对检测资料进行系统分析、研究,结合该系统管路流体力学特性,设计该节能技改方案,即通过整改系统存在的不利因素,并且按系统要求的最佳运行工况参数量身定做高效节能泵,原配电动机仍然继续使用不更换,用高效节能泵替换目前处于不利工况、低效率、高能耗运行的闭式水泵,使系统处于最佳运行工况,彻底降低水系统的无效能耗,提高输送效率,达到最佳的节能效果。

2.3 改造要求

根据 EMC 模式,节能技术改造由高效节能泵厂家(乙方)完成,技改费用和节能技术全部由高效节能泵厂家投入,高效节能泵厂家和服务的客户(甲方)双方分享技改产生的节电费收益;双方按合同约定,乙方按分期支付方式支付甲方应得部分节电费。具体实施方案:甲乙双方约定自技改设备投入运行日起,以甲方循环水技改后每台循环水泵累计运行 32 000 h 为期限,乙方按 70%的比例(乙方收益比例)参与节能技改产生的节电费收益分成,作为技改费用和专有技术投入所获得的节电收益(乙方节电收益);设备费用为其余部分节电费及以后产生节电费的收益归甲方享有,同时按约定付清乙方节电收益后,节能技改设备无偿

归甲方所有。

2.4 改造后节能效果

在闭式水泵 3A 技改前,某公司在配电柜中加装累时器用于测定水泵的实际运行时间,电表沿用厂方原配电表。通过一段时间的运行得到原水泵在该时间段里的耗电总量,即可得到该水泵在运行中的实际平均小时耗电量。结合现场配电柜中仪器显示的功率和电流、3A 历史运行记录、3B 历史运行记录,对这 4 组数据进行对比,确定技改前功耗。闭式水泵 3A 技改前功耗为 209 kW,技改后运行功率为 174 kW,每小时节电量为 35 kW。双方通过沟通交流最终确定以 31 kW 为每小时节电量,节电率为 15.1%,实际节电率为 16.75%。改造后 DCS 画面上电流由原来的 21~22 A 下降到 17~18 A,节电率 19.05%。系统改造后设备满足系统要求。预计冬季随水量减小节能效果还会有小幅提升。水泵运行时的流量满足热交换器进出水温差 < 7℃(最热季节)的设计使用要求,且水泵功耗大幅度降低。

EMC 模式在闭式水泵改造中给客户带来的效益:

(1) 服务的客户不用资金投入,即可完成节能技术改造;

(2) 节能工程施工完毕,就可分享项目的部分节能效益;

(3) 在合同期内,服务的客户支付给 EMC 的费用全部来自项目效益,现金流始终为正值;

(4) 合同结束后,节能设备和全部节能效益归服务的客户所有;

(5) EMC 为能耗企业承担技术风险和经济风险;

(6) 客户零投资、节能有保证。公司无须投资大笔资金就可以导入节能产品及其技术,专业化服务,风险很低。

(7) 按照每年实际运行 8 000 h,电费为 0.438 元/(kW·h)计算,每年可节约电 280 000 kW·h,获利 12.26 万元。

3 EMC 模式在电厂设备改造中的风险分析和应对措施

(1) 技术风险。项目是否成功与改造方案的确定、节能技术和配套设备的选型直接相关,也与原始运行状况和耗能情况关系密切。防范措施:客户要坦诚协助 EMC 公司技术人员,提供设备原始运行和耗能情况,EMC 公司根据设备情况在专家的指导下选好改造方案、技术和配套设备。

(2) 按时检修风险。项目实施后,EMC 公司是否能按照合同要求,根据业主设备检修时间派遣专业的技术人员进行设备检查维护,并根据设备健康状况更

换主要备件。在合同约定中应有详细的条款约束,以免乙方转包或者分包给其他公司和人员检修或者不响应检修安排。

4 结束语

某公司通过 EMC 模式实施的闭式水泵节能改造,达到了预期的效果。专业化公司的设计确保了设备改造后电流大幅度降低的同时,还能保持系统的安全稳定运行。为该公司机组的安全经济运行,提供了强有力的支持。EMC 模式在闭式水泵节能改造上的成功应

用,可为其他公司同类型设备改造提供参考模型。

参考文献:

- [1] 合同能源管理 [EB/OL]. [2010-06-15]. <http://www.emcsino.com/html/newsinfo.aspx?id=423>.
- [2] 中国低碳产业联合会.合同能源管理商业模式的特点 [EB/OL]. [2011-04-30]. <http://www.clciu.org.cn/bencandy.php?fid=59&id=1622>.

作者简介:

袁洪利(1974),男,江苏常熟人,工程师,从事电站汽机的检修与维护管理工作。

Application of EMC in Energy-saving Retrofit of Closed Water Pump

YUAN Hong-li

(Huarun Changshu Power Generation Co. Ltd., Changshu 215536, China)

Abstract: Characteristics and main content of the Energy Performance Contracting (EMC) are introduced in this paper. By employing the closed water pump retrofit project performed in one power plant as an example, this paper also presents the detailed implementation scheme. The results show that the cost and risk of this scheme are low, while the efficiency is high. This work can provide valuable reference for other similar equipment.

Key words: EMC; closed water pump; high-efficiency energy-saving pump

下 期 要 目

- 汽轮机中不同扰动源对共振机理低频振荡的影响
- 一起风电场主变低压开关异常的保护动作分析
- 江苏燃煤机组脱硝装置运行现状分析及监管对策建议
- 基于 LabVIEW 的稳控装置测试系统设计
- 基于 MAS 服务的有序用电信息发布研究与应用
- 需求影响视角下电力负荷管理系统的发展展望
- 基于 EMS 的地区电网合环风险评估系统

广 告 索 引

江苏省电力公司淮安供电公司	封面	《江苏电机工程》协办单位	前插 2、3
思源电气股份有限公司	封二	宿迁电力设计院有限公司	(黑白) 文前
《江苏电机工程》协办单位	前插 4	江苏南瑞帕威尔电气有限公司	封三
南京南瑞继保电气有限公司	前插 1	南瑞科技股份有限公司	封底

什么是多媒体通信

多媒体技术是一种把文字、数字、图形、图像、声音等几种信息的媒体集合在一起,由计算机实施综合控制的技术。多媒体通信是利用多种媒体—语音、文字、图像、图形和数据来表示信息,而且把各种媒体的信息综合成一个有机的整体,互相协调同步。实时地表现出各种信息及其变化,通信的双方还相互地交流沟通。多媒体通信的产生发展得益于计算机和存储技术的发展,高性能的计算机系统为其提供了技术上的保证。