

220 kV 微机型备用电源 自动投入装置研究

刘金官¹,王 展¹,汪献忠²

(1. 江苏电力调度通信中心,江苏 南京 210024;2. 河南日立信电子有限公司,河南 郑州 450001)

摘要: 结合江苏电网 220 kV 备用电源自动投入项目研究,介绍了系统典型接线、简化接线以及简化接线后的备自投运行方式,探讨了备自投故障隔离方案、供电恢复方案。并介绍了系统运行方式改变时备自投的对策及适应性,以及 220 kV 终端变电所备自投软件功能。这些研究将提高系统的供电可靠性和供电质量。

关键词: 备自投; 故障隔离; 供电恢复; 微机型

中图分类号: TM 762.1

文献标识码: A

文章编号: 1006-6047(2005)01-0095-06

国内备自投装置虽然在中低压电网中得到广泛运用,但在 220 kV 及以上高压电网中却极少应用。江苏省仅部分地区的少量 220 kV 终端变电站使用了备自投装置,虽然积累了一定的运行经验,但使用情况并不令人十分满意,所以对 220 kV 备用电源自投的研究十分迫切。

1 典型接线和问题

1.1 典型接线

目前,江苏省内 220 kV 电网终端变电站 220 kV 侧多采用两路进线双母线供电方式。正常时母联处于分位,系统分列运行,其中大部分变电站 220 kV 进线配有保护但并不投入运行。另外,尚有较多变电站的 110 kV 侧有联络线与附近的中小型热电厂相联。系统典型接线如图 1 所示。

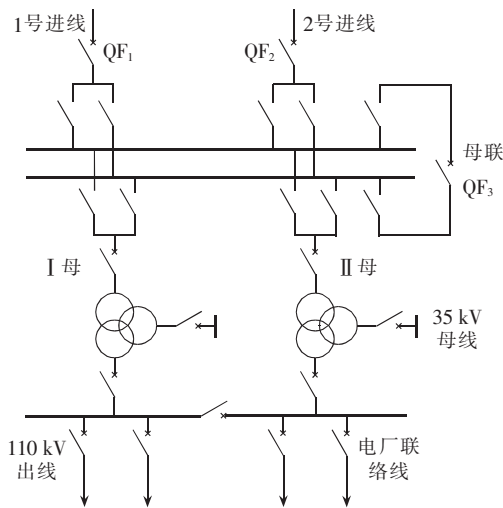


图 1 系统典型接线图

Fig.1 The typical system wiring

在这种典型接线下,当 220 kV 某一条进线永久性故障或远方停电时,与之相联的母线往往发生短时停电。目前,停电母线的恢复供电大多靠人工倒闸完成。由于人工操作时间长,且易发生操作事故,因而迫切需要引入备自投装置来快速自动地恢复供电,以便大大缩短事故停电时间。

1.2 简化接线

为便于分析,先假定 1 号进线正常时给 I 母供电,2 号进线正常时给 II 母供电。简化分析时暂不考虑系统倒闸后的其他运行方式。简化后的系统见图 2。

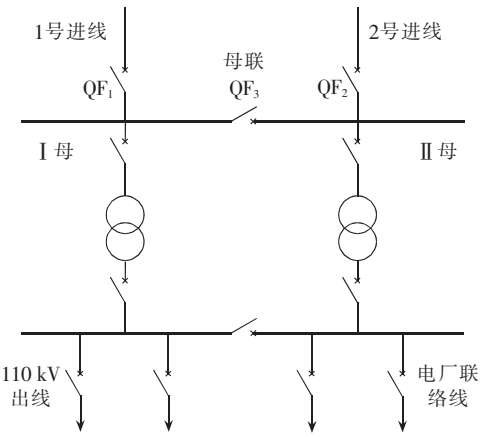


图 2 系统简化接线图

Fig.2 The simplified system wiring

1.3 简化接线后的备自投运行方式

简化接线后的备自投有三种运行方式。
a. 方式一: 1 号进线正常时给 I 母供电,2 号进线正常时给 II 母供电,母联处于热备用状态。为保证供电可靠性,要求 220 kV 1 号进线故障或其上级变电站故障时,备自投能够快速隔离故障的 1 号线路,并合上母联开关,为 I 母恢复供电。反之,当 2 号进线失电时,备自投能够隔离故障的 2 号线路,并合上母联开关,为 II 母恢复供电。

b. 方式二:1号进线正常时给I、II母供电,母联处于合位,2号进线处于热备用状态。为保证供电可靠性,要求1号进线故障或其上级变电站故障时,备自投能够隔离故障的1号线路,合上2号进线,为I、II母恢复供电。

c. 方式三:2号进线正常时给I、II母供电,母联处于合位。1号进线处于热备用状态,备自投动作要求与方式二类似。

1.4 存在问题

220 kV 母线上安装备自投,概括起来,需要解决4个问题。

a. 220 kV 母线故障检测:220 kV 母线故障时要求闭锁备自投,而目前由于变电站中、低压侧往往与地方电网的小电源相连,在这种多电源供电时如何区分母线故障和进线故障,需进一步分析。

b. 供电线路掉电检测:传统的备自投往往采用母线无压、供电线路无流启动。而目前220 kV 供电线路上级变电站故障时,虽然主供电源消失,但小电源的存在使得220 kV 母线电压下降幅度不大,此时采用备自投传统的无压无流启动原理已无法得到正确及时的判断。因而需要寻找其他启动备自投的方案。

c. 同期合闸问题:由于小电源的存在,备用电源投入时,必须考虑同期合闸的问题,以减小对小电源和大电网的合闸冲击。

d. 涌流冲击对备用线路上级保护的影响:由于备用线原本就对相邻母线处于供电状态,备自投合备用电源时,必然造成该线路供电电流进一步增加。而在备自投合闸时,恢复供电的主变又可能产生很大的涌流。负荷电流加涌流冲击是否会造成上级距离一段等保护误动,需要进一步研究^[1]。

2 备自投方案探讨

鉴于上述问题,在江苏省电网220 kV 终端站使用备自投时,需要寻求一种更为可靠的自投方案,以期能解决上述部分或全部问题。通过对备自投动作要求的进一步分析,不难发现,备自投的动作行为可以分解为故障隔离和供电恢复两个步骤。以下就这两个步骤分别展开讨论。

2.1 故障隔离方案探讨

故障隔离部分主要完成主供线掉电检测和跳开主供线路隔离故障两个功能。传统的备自投采用母线无压、主供线无流作为启动备自投、隔离故障线路的条件^[2]。如果此时系统的中低压侧存在小电源供电,那么此动作条件显然不能立即成立。因为地方小电源的存在,在一定条件下起到支承母线电压的作用,使220 kV 母线残压很高甚至接近系统额定电压,无压条件无法满足^[3],此时甚至可能烧毁工矿企业变电站低压侧的异步或同步电动机^[4],为此必须寻求其他启动备自投、隔离故障线路方案。由于

在故障隔离的问题上,备自投的作用非常类似于系统解列装置。通过分析国内电网中广泛使用的系统解列装置的解列条件,不难发现除了低压解列功能外,更多的是采用低周解列功能。因此,为解决主供电线掉电后备自投掉电检测问题,可以借鉴系统解列装置,在备自投启动逻辑中增加频率异常检测功能。

一般,可以认为备用电源的频率即为主电网的系统频率(f_s),因而可以以备用电源的频率为基准考察所关注的220 kV 母线的频率(f_m)。显然,如果在该母线通过主供线与系统电网相连时,其频率必然与备用电源频率是相同的(即 $f_m = f_s$)。而如果该母线的主供线已被远方切除或者由于其他原因造成此母线已与主电网解列运行时,则该母线所在电网系统已成为孤立子电网系统。往往此时孤立系统的有功功率并不能自动平衡。一旦有功失去平衡,孤立系统母线频率必然与主系统发生偏差。

假定该偏差为 Δf ,则有 $\Delta f = f_m - f_s$ 。如果该偏差值 Δf 稳定在较小量,表明孤立子系统有功功率已通过小电源的自动调速装置或系统低周解列装置切除部分负荷达到了平衡。对这种有功功率已平衡的子系统,由于短小时内仍能保证稳定供电,因而对电网调度员而言,可以有充足的时间,通过遥控操作改变系统运行方式来完成子系统与主电网系统再同步操作。因而无需备自投启动来完成主供电源的切换。但如果在系统孤立后小电源的自动调速并不能保持孤立系统的稳定,或者如前述情况在调度员未完成同期操作的短时间内,子系统又发生较大的事故,使孤立系统的电网稳定再一次被破坏,此时表现在子系统220 kV 母线电气量上,可以分为两大类。

a. 小电源被切除或子系统原本就无小电源,此时母线电压快速跌落,母线残压迅速满足备自投无压判据,备自投通过检测母线无压且主供线无流立即启动,进入故障线隔离流程和恢复供电流程。

b. 小电源自动调速失控(系统有功严重不足或大负荷被切除)造成子系统电网频率越限(频差 $|\Delta f|$ 超过允许值 ΔF , ΔF 可以考虑与中低压系统低周保护配合,以尽量减少负荷损失),此时备自投通过检测母线频差 $|\Delta f|$ 越限且主供线无流判为系统掉电,装置启动并进入故障线隔离和恢复供电流程。

2.2 故障隔离方案需要解决的问题

2.2.1 问题一

由于部分地区主供线受电侧继电保护并不投入运行,假定主供线路本身发生了故障,如果故障电流太小(如高阻接地故障),无论是母线保护、变压器后备保护或小电源联络线的保护均可能不动作。而此时主供线路将始终有轻微故障电流存在。那么,无论采用主供线无流且母线无压启动备自投方案或主供线无流且频差越限启动备自投方案,启动判据均不能满足条件,备自投无法进行故障隔离。此时可以采取几种对策。

a. 利用主供线高频保护或线路纵差保护远跳本侧主供线进线开关,造成本侧进线开关无流的事实。

b. 虽然本侧进线主保护未投入,但可以投入本侧过流/零序长延时保护,此保护用于切除主供线上的轻微故障,整定时间可以为数秒以上,当然整定时限上需要与其他保护配合。投入线路保护的目的是为了在主供线上轻微故障时,本侧保护能动作跳开主供线路,造成本侧进线开关无流的事实。

c. 将备自投故障隔离逻辑中主供线无流逻辑改为无流启动或逆功率(或电流方向元件)任一启动。由于供电线故障后远方必然跳闸,主供线因本侧开关未跳开,故障电流继续存在。理论上讲,通过判别主供线电流方向并综合主判据母线频差 $|\Delta f|$ 越限,就可启动备自投故障隔离流程。由于此方案实际是一个主供线极低电流定值(一般在软件中固定设置)的长延时方向过流的后备保护。因而该保护时限上必须与系统中其他保护配合,同时也要考虑系统的最低振荡频率,以保证系统振荡时不误动。

一般系统未振荡时,由于采用主判据母线频差越限,时限上与其他保护配合并不重要。但在系统振荡时,如果振荡中心发生在主供线上,此时母线频率与系统频率发生偏差,故母线频差越限可能自动满足,而功率方向也非常容易满足。因而必须考虑在系统振荡时可能的误动问题。由于备自投的设计宗旨是在一些无法明确判定是否应该动作的场合,采用宁拒动、不误动的策略,避免对系统造成不必要冲击。因此,为简化备自投动作逻辑,以保证任何情况下不误动;也为了简化备自投与其他保护的配合问题,不应该要求备自投担当系统后备保护的功能。

另一方面,在判别主供线是否故障的问题上,备自投采取的最完善的判别逻辑也只能与已安装在现场的进线保护相当。而考虑到备自投装置的计算能力,采用如此完善的判据时,还有可能影响到其首要功能备用电源自投。再者,以往采用 220 kV 母线分列运行,系统实际上以线路变压器组方式在运行,母线并列运行又从操作规程上保证不出错,因而本侧进线保护可以不投入使用。但一旦装设了备自投,220 kV 双母线随时可能发生母线并列操作。如果进线开关的位置接点因接触不良或其他原因造成备自投误判为进线开关已经跳开,故障隔离已完成而进入恢复供电操作,则势必造成对故障进线再一次充电。如果主供线故障未清除,而本侧开关保护又未投入,就有可能造成备用电源对侧保护越级动作,使 220 kV 终端变电站全站停电,进一步扩大事故范围。所以从系统安全角度分析,在 220 kV 终端变电站决定起用备自投时,应该综合考虑各种因素,必要时应将 220 kV 进线本侧线路保护投入使用。

2.2.2 问题二

220 kV 发生母线故障时闭锁备自投问题。220 kV 母线故障时,无论母差保护或主供线对侧远后备保

护动作,最终均会满足备自投启动条件。但此时备自投不应该合备用电源,否则必将造成对电网的再次冲击,也可能造成事故范围进一步扩大。由于 220 kV 母线往往配备母差保护,母线故障时,可通过母差保护动作后输出一副接点闭锁备自投动作逻辑。对未配备母差保护的桥接线变电站,由于进线开关和桥开关之间的保护由变压器差动保护提供,因而可采用变压器差动保护动作后闭锁备自投。

如果无法提供明确指示区内故障的保护输出接点或者需考虑母线故障时有可能由远方后备保护切除的,则可以在备自投内部采用指向母线的方向过流元件是否动作来闭锁备自投。此处的方向过流元件与前述的用于隔离故障线路的方向过流保护不同,它只需指明 220 kV 母线及以下电压等级电网中是否存在故障即可。如存在故障,则短时闭锁本备自投装置;如不存在故障,则以上述故障隔离方案启动备自投动作逻辑。因而此处的方向过流元件并不存在与其他保护定值和时间上的严格配合问题。

当然上述分析中不考虑变电站中低压侧出线故障延时切除后短时间内(约数十秒内)出现主供线失电的情况。在备自投采用该方案的系统中,如果发生此类复杂故障,备自投将误判为母线故障而拒动。采用指向母线的方向过流元件动作来闭锁备自投的方案中,其过流定值往往可以采用躲最大负荷电流整定,而在时间上,由母线保护动作时间再加一级级差即可。如果远方距离等保护动作范围已延伸到本侧母线或变压器内部,则过流动作时限定值应在此类远后备动作之前,一般可设定提前 0.2 s 左右。两者整定出现矛盾时,宜首先考虑与远后备配合。

2.2.3 问题三

备自投在主供线故障后,启动备自投流程跳开故障线路的时限问题。一般地,为努力达到不通过改变运行方式就能保证供电可靠性,对母线无压、主供线无流启动的备自投,其动作时限必须大于任何可能发生的线路三相持续停电后又恢复正常供电的时间。线路短时停电有三种可能。

a. 采用单相重合闸场合:由于备自投采用三相均无压的判据,而在单相故障跳闸之后再重合的过程中,健全相始终有压,一般备自投根本不会启动。仅当故障发展为永久性故障时,线路三跳造成母线三相均无压后备自投才会启动,因而此时无须考虑时间配合。

b. 采用三相重合闸场合:整定备自投动作时限时考虑躲三相重合闸动作时间。

c. 三相短路场合:一般主供电侧系统三相短路时,母线残压可能很低,若单电源供电,可能进线同时发生无流现象,此时整定备自投动作时限应考虑躲主供电侧系统非本线路三相故障延时切除所需时间。

而对本线路三相短路故障,除非采用三相重合闸,否则不可能再发生恢复正常供电,故无须考虑时

间配合。对采用频差越限且主供线无流方案启动的备自投,假如能保证线路三相切除再重合过程中系统频差不越限,则其动作时限也无须与线路重合闸配合。但实际由于小电源出力可能并不受电网调度管理,且子系统负荷大小在各时段变化可能非常大,所以当主供线三相切除母线孤立后,系统并不能保证在线路检同期重合之前频差不越限。所以为安全起见,此时备自投动作时限也必须大于任何可能发生的线路三相持续停电后又恢复正常供电的时间。

2.3 供电恢复方案探讨

备自投通过母线无压或母线频差越限且主供线无流启动后,首先切除故障线路。当确认故障线路被切除后(通过进线开关辅助接点状态来判别,一般根据常闭接点发生由分变合的过程则判为故障线路已被切除),经过短延时(1~200 ms)后立即启动恢复供电逻辑。此时备自投可以借鉴线路检无压或检同期重合闸的思路,执行无压自投或捕捉同期自投。

无压自投逻辑非常简单,当备自投发现母线无压且备用电源电压正常时,就可以立即发合母联开关命令(母联自投方式时)或备用进线开关命令(进线自投时)。当装置检测到开关已经合上时(开关辅助接点状态发生改变),经短延时(1~200 ms)后撤消合闸命令并完成装置整组复归。

捕捉同期自投实现起来比较麻烦,由于 220 kV 终端变电站一旦母线孤立后,有功缺额往往比较大,而备自投因为需要躲避进线三相重合闸时间,且必须保证频差越限时才启动,此时孤立的子系统可能与主网频率偏差已经很大,采用普通的检同期合闸可能会给电网带来较大的冲击。

如果定义备自投发合闸命令到继电器出口时间为 t_1 ,开关合闸过程所需时间为 t_2 ,而备自投合闸过程中系统平均频差为 Δf ,则从同期命令发出到合闸完成角度变化量为

$$\Delta\theta = 360(t_1 + t_2)\Delta f$$

如果假定 $t_1 = 10\text{ ms}$, $t_2 = 30\text{ ms}$, $\Delta f = 1\text{ Hz}$,则 $\Delta\theta = 14.4^\circ$ 。假如系统允许的最大合闸角为 30° ,则检同期实际动作允许的角度应小于 15° 。当频差更大或合闸过程的动作时间更长时,则检同期实际允许动作角度将更小,甚至有可能不存在。由此看来,采用简单的检同期合闸方式是不可取的。

采用捕捉同期合闸方案时,装置通过检测母线频率和备用电源频率的偏差,以及偏差的变化量,根据已知合闸过程的动作时间,实时预先计算出合闸的导前角度,以便当角度提前量与当前角度差一致时,立即发合闸命令。导前角度可以计算如下:

$$\theta = \theta_0 + 360(t_1 + t_2)\Delta f + 180(t_1 + t_2)^2 \Delta\Delta f \approx 0$$

式中 $\Delta\Delta f$ 为频差的变化量; θ_0 为最佳合闸角度即合闸导前角。

采用捕捉同期合闸方案,理论上在系统最佳合闸角度发合闸命令,可以使电网合闸冲击最小。但

实际由于继电器动作时间及开关动作时间有一定的离散性,且用角度差的两阶导数来拟合角度的变化曲线存在一定的误差,使得电网合闸冲击仍然不可避免,但效果仍然比检同期合闸要理想。由于在频差较大时,捕捉导前角时机稍纵即逝,从电网安全方面考虑,可以在同期合闸接点输出回路中再串联一对同步检测继电器的接点,以增加同期合闸安全性。

当系统频差非常大时,虽然理论上通过捕捉同期合闸方案可以计算出最佳导前角度,但实际由于频差很大时,用角度差的两阶导数来拟合角度的变化曲线误差可能很大,且孤立系统的负荷特性在低频或超频时存在很大的非线性,所以在频差很大时,采用捕捉同期合闸方案已不再适用。此时采取的最佳方案就是等待,一种可能是通过等待小电源自动调速装置调整发电机出力或低周保护切除部分负荷,等到子电网频率恢复到工频附近时,再通过捕捉同期合闸。另一种可能是子系统瓦解,小电源最终与子系统解列,备自投通过无压自投恢复对母线供电。既然频差过大时捕捉同期合闸方案也不适合,有必要探讨采用捕捉同期方案的频差上限。

一般地,测量一次精确的频率或周期,其数据窗必须包含一个完整的周期,对工频信号而言约 20 ms。如果采用半周期测频,也需要约 10 ms。而相位差的精确测定对数据窗要求与测频相同,当然,如果信号幅度稳定,用基波相量的角度差来近似计算也是可以的,频差变化量的测量数据窗至少需要一个完整的周期(采用半周期测频方案时)。

综合分析可知,一次导前角度精确计算至少需要一个完整的周期,且这个周期时间应为两路信号中频率较低的那个周期时间。假定该周期设为 T ,允许合闸角为 θ_d ,又根据前面的分析,当时间小于 T 时,导前角是测不准的。因而,两次导前角的测量之间角度变化为

$$\theta_e = 360\Delta f T$$

为保证同期合闸时电网的安全性,要求 $\theta_e < \theta_d$ 。由此可见,捕捉同期方案的频差上限应为

$$\Delta f_h = \theta_d / (360 T) = 50 - 1/T$$

假定 $\theta_d = 30^\circ$,由上可得:

$$f = 1/T = 12/13 \times 50 = 46.15(\text{Hz})$$

$$\Delta f_h = 3.85\text{ Hz}$$

由此,频差上限可取 3~3.5 Hz。当取 3.5 Hz 时,合闸时间每误差 1 ms,角度误差将达到 1.26° 。因而要求装置继电器动作时间和开关合闸时间的测量都保证足够精确,且不允许有较大的离散性。

备自投采用无压自投时,由于母线电压突然恢复,变压器必将出现励磁涌流,如果加上系统另一条母线的负荷,以及恢复供电母线本身的负荷,将有可能使备用线对侧的距离一段等速断保护误动。鉴于 220 kV 终端变电站本侧进线保护往往不投,而对侧为距离保护作为母线保护和变压器保护的远后备,

其保护范围往往延伸到变压器的内部甚至低压线圈。因而变压器涌流加可能的重负荷,更有可能使对侧保护误动。考虑到励磁涌流最大值往往出现在合闸初始的几个波,且变压器带负荷合闸时,涌流衰减比较快。一般地,在合闸后 0.5 s,涌流幅度已较合闸时大大降低。因而,只需考察自投时是否会造成距离一段等速断保护误动的可能性,如果可能误动,则就目前变电站间的通信手段,只能通过适当提高速断保护的定值或缩小距离保护的範圍。由于这些快速保护原本就要躲避重合闸后的线路空充电流、同期冲击以及变压器励磁涌流,因而调整线路保护定值造成的保护范围缩小并不大。

3 运行方式改变时备自投的对策和适应性

在 220 kV 的实际系统中,两条进线及母线的运行方式并不是固定的。一般有以下 10 种方式:

- a. 1 号线接 I 母,2 号线接 II 母,母联分列运行;
- b. 1 号线接 II 母,2 号线接 I 母,母联分列运行(这种工况一般不会采用);
- c. 1 号线接 I 母,2 号线接 II 母,2 号线备用,母联并列运行;
- d. 1 号线接 I 母,2 号线接 II 母,1 号线备用,母联并列运行;
- e. 1 号线接 II 母,2 号线接 I 母,2 号线备用,母联并列运行(这种工况一般不会采用);
- f. 1 号线接 II 母,2 号线接 I 母,1 号线备用,母联并列运行(这种工况一般不会采用);
- g. 1,2 号线接 I 母,1 号线工作,2 号线备用,II 母检修,母联分列运行;
- h. 1,2 号线接 I 母,2 号线工作,1 号线备用,II 母检修,母联分列运行;
- i. 1,2 号线接 II 母,1 号线工作,2 号线备用,I 母检修,母联分列运行;
- j. 1,2 号线接 II 母,2 号线工作,1 号线备用,I 母检修,母联分列运行。

上述运行方式中,前 2 种属于母联备自投运行方式,后 8 种属于进线备自投运行方式。软件通过检测各开关量的状态,实时决定运行模式。其中,任何两种模式的转换均需要 30 s 时间,以防止开关量接点有松动或者备自投动作过程开关位置的变化影响运行模式的识别。此外,上述运行方式中均要求备用电源处于热备用状态。如果备用电源属于冷备用,备自投将不能正常动作。因而,备用电源冷备用时,需要人工退出备自投装置。

4 220 kV 终端变电所备自投软件功能

备自投装置通过各开关量输入状态,自适应地选择其工作模式。在对应的工作模式下,备自投通

过检测两段母线和两路进线的电压幅值和频率,以完成备自投动作前的检无压自投的充电准备和检频差自投的充电准备。两种自投方式在装置内部是独立工作的。

正常时备自投实时地检查两路进线电流的方向和幅值,如果发现最大相电流超过设定的过负荷定值且方向指向母线,判为母线及以下电压等级发生故障,就立即闭锁两种备自投,并对其放电。同样的,备自投装置检测闭锁 I, II 母自投的开入量,如果母差等保护动作,闭锁接点闭合,则立即闭锁对应备自投,并对其放电。另外,为保证手动或遥控分开工作进线时备自投不动作,备自投装置检测 1,2 号进线开关 HHKK 接点状态开入量,如果发现开关接点分开,标明人工分开进线开关,就立即闭锁对应备自投,并对其放电。

备自投装置通过检测两段母线电压和两路进线电流的幅值,当发现母线电压跌落且对应进线无流时,如果装置已完成检无压自投的充电准备,则立即启动检无压备自投逻辑。

根据备自投的工作模式,检查备用电源的电压是否合格(对进线备自投,检查备用线电压;对母联备自投,检查另一段母线电压),如果合格,则经过设定的时延躲避三相重合闸后,跳对应母线的进线开关,当检测到进线开关已经跳开,则经短延时后(固定为 200 ms)合上母联开关(母联备自投)或备用进线开关(进线备自投)。

备自投装置通过检测两段母线和两路进线的电压和频率以及两路进线电流的幅值,当发现母线电压频率与备用进线或另一母线频率出现偏差且频差不超过设定的上限值,且该母线对应进线无流时,如果装置已完成检频差自投的充电准备则立即启动检频差备自投逻辑。

根据备自投的工作模式,检查备用电源的电压是否合格(对进线备自投,检查备用线电压;对母联备自投,检查另一段母线电压),如果合格,则经过设定的时延躲避三相重合闸后,跳对应母线的进线开关,当检测到进线开关已经跳开,则经短延时后(固定为 200 ms),实时计算合闸导前角和当前对应两个电压的相位差,一旦发现当前相位差与合闸导前角基本一致时,如果此时频差不超过设定的上限值,立即合上母联开关(母联备自投)或备用进线开关(进线备自投)。

5 结论

本文针对江苏省 220 kV 系统,对备用电源自投项目研究中存在的问题进行了探讨,并对捕捉同期重合闸等技术作了简要的介绍,加强对备用电源自动投入装置等自动装置的应用研究,将大大提高系统的供电可靠性和供电质量。

参考文献:

[1] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 1996.
WANG Wei-jian. Protection relay theory of electrical main equipment and its application [M]. Beijing: China Electric Power Press, 1996.

[2] DL/T 526-2002, 静态备用电源自动投入装置技术条件[S].
DL/T 526-2002, General specification for automatic bus transfer equipment[S].

[3] 任祖怡. 新型智能备用电源自投装置 [J]. 电力系统自动化, 2003, 27(9): 86-87.
REN Zu-yi. A new intelligent equipment for automatic bus transfer [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(9): 86-87.

[4] 梁世康, 许光一. 厂用电系统保护[M]. 北京: 水利电力出版社, 1986.
LIANG Shi-kang, XU Guang-yi. Protection for power system in plant[M]. Beijing: Hydraulic and Electric Power Press, 1986.

(责任编辑: 李 玲)

作者简介:

刘金官(1960-), 男, 江苏海安人, 副总工程师, 主要从事电力系统调度运行和继电保护专业技术管理工作(E-mail: jinguanliu@jsepc.com.cn);
王 展(1976-), 男, 江苏东台人, 硕士研究生, 主要从事电网运行和继电保护技术管理工作;
汪献忠(1964-), 男, 河南信阳人, 副教授, 硕士, 主要从事自动化领域的教学、科研工作。

Study on 220 kV automatic bus transfer device

LIU Jin-guan¹, WANG Zhan¹, WANG Xian-zhong²

(1. Jiangsu Electric Power Dispatch and Communication Center, Nanjing 210024, China;
2. Henan Relations Electronic Co., Ltd., Zhengzhou 450001, China)

Abstract: Combined with the 220 kV automatic bus transfer projects of Jiangsu power system, the typical system wiring mode and simplified system wiring mode are introduced, as well as the operation patterns of automatic bus transfer device in simplified mode. The schemes of fault isolation and supply recovery are discussed. The countermeasures and adaptabilities of automatic bus transfer device during system operation pattern change are described, and its software functions in 220 kV terminal substation are detailed. The research will improve the reliability and quality of power supply.

Key words: automatic bus transfer; fault isolation; power supply recovery; microprocessor