

基于最小负荷损失的自适应备自投策略研究

陈 绩¹ 甄 威²

(1. 成都电业局继电保护所, 四川 成都 610021;

2. 四川电力科学研究院, 四川 成都 610072)

摘要: 为了解决变电站增容改造后的特殊接线方式下、传统备自投动作逻辑不能正确动作所带来的停电范围扩大问题, 对各种运行方式下发生各类故障时, 备自投动作暂态过程进行了详细分析, 提出了采用暂态过程自适应逻辑与分段自投加速逻辑相结合的新型备自投方案。通过加入暂态过程特征电气量的变化判据, 并有选择地实施加速动作逻辑, 实现所有无故障设备自动恢复运行。还对备自投与继电保护的配合问题进行了详细分析。在基本不对备自投硬件和二次回路进行改动的情况下, 即能适应目前大多数变电站扩容改造后新的主接线方式, 提高供电可靠性。

关键词: 备自投; 自适应; 继电保护; 电力系统

Abstract: In order to solve the load loss problem of traditional automatic self-switching equipment of backup power source in special power grids after the repairs of the substations, a novel method with dynamic self-adaptation logic and self-switching acceleration logic is proposed. Without changing any hardware and electric loop, it only needs to modify the software of automatic self-switching equipment of backup power source by adding the related electric variable judgment in the dynamic process of some equipment's resuming operation and implementing acceleration logic for the suitable conditions, which can realize the target that all of the no-fault equipments automatically resume power supply. The novel method can be applied to most substations after the capacity expansion reform, and improve the reliability of power supply obviously.

Key words: automatic self-switching equipment of backup power source; self-adaptation; relay protection; power system

中图分类号: TM774 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)03-0032-05

0 引言

近年来, 结合国家电网公司系统内大批老旧变电站的改造升级, 新一代微机保护得到了广泛运用, 智能化变电站技术也日趋成熟。高性能、开放的硬件平台为通过优化软件设计来完善保护功能及提升保护性能提供了良好条件。相比于硬件升级, 改善软件逻辑设计具有周期短、成本低、灵活性强的显著优势。而为设备厂商改进产品提供直接依据的正是广大电力系统工程技术人员在大量的技术实践中所发现问题和找到的有益思路, 而问题的解决对于作为设备用户的电网企业来说, 无疑具有重要意义。

目前, 作为增强电网供电可靠性的主要设备和手段之一, 备用电源自动投入装置(即备自投)得到了越来越广泛的应用^[1-4]。它的主要作用是在主供电源因故障或其他原因中断的情况下迅速自动投入后备电源, 恢复电力供应, 从而提高电网供电可靠

性。文献[5-8]对备自投装置的设计、安装规范及技术标准等作了明确的要求。

针对部分变电站在扩容改造为3台主变压器接线方式后, 传统备自投存在的逻辑缺陷, 提出了采用暂态过程自适应逻辑与分段自投加速逻辑相结合的新型备自投方案。该方案只需对现有分段备自投装置程序进行升级, 在基本不对二次回路进行改动的情况下, 即能适应目前大多数变电站扩容改造后新的主接线方式, 提高终端负荷变电站的供电可靠性。

1 经典备自投动作逻辑和局限性

1.1 经典备自投动作逻辑

经典备自投动作逻辑主要有进线备自投与分段(桥)备自投方式^[9], 以及近年来逐渐开始提出和应用的负荷均分备自投方式^[10], 以图1所示的某变电站主接线图为例, 动作逻辑见表1。

表1 经典备自投动作逻辑

项目	进线备自投(图1)	分段备自投(图1)	负荷均分备自投(图1)
充电条件	①110 kV I、II母均三相有压 ②1DL、3DL合位且合后2DL分位 ③备用进线II满足有压条件 ④无闭锁备自投的开入 ⑤无其他放电条件经15s后充电完成	①10 kV I、II母均三相有压 ②4DL、5DL合位且合后6DL分位 ③无闭锁分段备自投的开入 ④无其他放电条件经15s后充电完成	①10 kV I、II、III、IV母均三相有压 ②4DL、5DL、7DL、8DL合位且合后6DL、9DL分位 ③无闭锁分段备自投的开入 ④无其他放电条件经15s后充电完成
动作条件及过程	①110 kV I、II母均无压 ②1DL无流 ③进线II有压 ④延时跳开1DL ⑤确认1DL跳开后,延时合上2DL	①10 kV I母无压 ②4DL无流 ③10 kV II母有压 ④延时跳开4DL ⑤确认4DL跳开后,延时合上6DL	①10 kV I母无压,4DL无流 ②10 kV II母有压 ③延时跳开4DL ④确认4DL跳开后,延时合上6DL跳开7DL ⑤确认7DL跳开后,延时合上9DL
放电条件	①当检线路有压控制字投入时,备用线路不满足有压条件 ②2DL在合位 ③手跳1DL或3DL ④有闭锁备自投的开入 ⑤其他放电条件	①10 kV I母或II母不符合有压条件 ②6DL在合位 ③手跳4DL或5DL ④4DL拒跳,6DL拒合 ⑤有闭锁备自投的开入 ⑥其他放电条件	①10 kV I母或II母不符合有压条件 ②6DL在合位 ③手跳4DL或5DL ④4DL拒跳,6DL拒合 ⑤有闭锁备自投的开入 ⑥其他放电条件
备注	当进线II作为主供电电源时,反之	当10 kV II母失压时,反之	当10 kV IV母失压时,反之

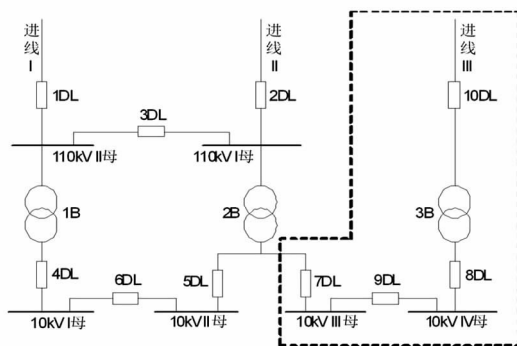


图1 变电站典型接线

1.2 局限性

文献[11-15]对多种技术条件和运行方式下的备自投逻辑作了较深入的研究,但主要是针对2台主变压器或单主变压器运行、双母线接线、扩大内桥等常见运行方式下备自投逻辑的探讨^[11-13],或者是对网络化、智能化等新技术条件下备自投装置设计、应用中一般性问题的讨论^[14-15]。到目前为止,针对多台主变压器运行方式下备自投逻辑的研究也多止于以2台主变压器为基础进行有限扩充,灵活性受到很大限制。对多台主变压器非常规接线方式下的备自投动作研究,更是鲜有涉及。

目前,成都地区大部分双台主变压器配置的110 kV 负荷变电站通常采用表1所示的备自投运行方式。考虑到将来负荷增长后扩容,它们中的大部分又是按照3台主变压器配置的远期规划设计

的。在扩建第3台主变压器时,除图1虚线部分所示的主接线方式外,还根据主变压器容量和网架情况采取其他的一些主接线方式。比如2011年完成增容改造后的成都110 kV 板桥变电站就采用了如图2所示的主接线,采用类似主接线方式的还有成都官渡、洪河等变电站。

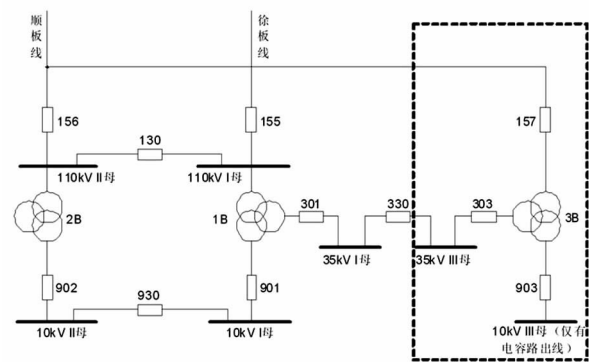


图2 110 kV 板桥变电站主接线

在新的主接线方式下,若以“1”表示开关合位,“0”表示开关分位,该变电站常用的3种运行方式及不同的故障后各开关的动作情况如表2、表3和表4所示。

1.2.1 运行方式1

若该站以方式1运行,当发生不同类型故障时,常规备自投逻辑均可以正确动作,不会损失负荷。具体动作情况见表2。

表2 板桥站运行方式1

	155	130	156	157	301	330	303	901	930	902	903
原运行方式	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1
155 线路故障	1→0	0→1	1	1	1→0	0→1	1	1→0	0→1	1	1
156 线路故障	1	0→1	1→0	联切	1	0→1	1→0	1	0→1	1→0	1
1B 区内故障	1→0	0	1	1	1→0	0→1	1	1→0	0→1	1	1
2B 区内故障	1	0	1→0	1	1	0	1	1	0→1	1→0	1
3B 区内故障	1	0	1	1→0	1	0→1	1→0	1	0	1	1→0

表3 板桥站运行方式2

	155	130	156	157	301	330	303	901	930	902	903
原运行方式	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1
156 线路故障	0→1	1	1→0	联切	1	0→1	1→0	1	0	1	1
1B 区内故障	0	1→0	1	1	1→0	0→1	0→1	1	1→0	0→1	0→1
2B 区内故障	0→1	1→0	1→0	1	1	0	1	1	0→1	1→0	1
3B 区内故障	0	1	1	1→0	1	0→1	1→0	1	0	1	1→0

表4 板桥站运行方式3

	155	130	156	157	301	330	303	901	930	902	903
原运行方式	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1
155 线路故障	1→0	1	0→1	1	1	0	1	1	0	1	1
157 线路故障	1	1	0	1→0	1	0→1	1→0	1	0	1	1
1B 区内故障	1→0	1→0	0→1	1	1→0	0→1	1	1→0	0→1	1	1
2B 区内故障	1	1→0	0	1	1	0	1	1	0→1	1→0	1
3B 区内故障	1	1	0	1→0	1	0→1	1→0	1	0	1	1→0

1.2.2 运行方式2

若该站以方式2运行,在顺板线发生故障时,线路保护动作将156、157开关跳开,全站失压,此时,35kV备自投将因两段母线失压而放电,在110kV进线备自投动作,合上155开关后,110kV I、II母,35kV I母,10kV I、II母均恢复供电,而35kV III母却因35kV备自投提前放电而无法恢复。

同一运行方式下,若2号主变压器发生区内故障,2号主变压器保护动作跳开156、130、902开关后,110kV进线备自投动作合上155开关,110kV I母、35kV I母和10kV I母均恢复供电,而10kV II母也将因10kV备自投提前放电而无法恢复。具体动作情况见表3(无法正确恢复的动作逻辑在表3中以黑框标示)。

1.2.3 运行方式3

若该站以方式3运行,在157线路发生故障时,会出现35kV分段备自投动作跳开303开关后,10kV III母无法恢复的问题,因该段母线上均为电容器出线,为防止非同期合闸导致电容器组过电压损坏,故不可再恢复。

同一运行方式下,若1号主变压器发生区内故障,1号主变压器保护动作跳开155、130、301、901

开关后,110kV进线备自投动作合上156开关,35kV备自投动作合上330开关,110kV II母、35kV I母和10kV II母均恢复供电,10kV I母却因10kV备自投提前放电而无法恢复。具体动作情况见表4(无法正确恢复的动作逻辑在表4中以黑框标示)。

由此可见,在新的主接线方式下,传统备自投动作逻辑存在明显缺陷。

2 基本思路

根据前面分析可知,导致损失负荷的主要原因是传统的分段备自投逻辑里,没有考虑全站失压后,在部分无故障设备自动恢复供电的暂态过程中,相关电气量条件的变化。如果在设计备自投逻辑时,不仅考虑与相关设备的配合关系,还将中间暂态过程也考虑进去,改瞬时放电为延时放电,若在整定的延时时长内,备自投装置感受到暂态过程电气量变化满足设定前提,则继续执行备自投逻辑。由此可实现全站无故障设备的全部自动恢复供电。

另外,由于中间暂态过程是多个继电保护及自动化设备动作时间的顺序叠加,若自适应备自投仍按整定的分段备投逻辑时间动作,则将使用户掉电

的时间延长,可能造成更大的损失,故考虑在自适应备自投中插入分段加速动作逻辑,以提高系统的快速恢复供电能力。

3 带加速的新型自适应备自投动作逻辑设计

带分段加速功能的暂态自适应备自投动作逻辑见图3。虚线外部分为常规分段备自投逻辑,虚线内部分即所提出并新增的逻辑框图。

图3以10 kV分段备自投及对应开关编号为例进行说明。对35 kV分段备自投,对应替换相应开关及母线编号即可。

在所设计的备自投动作逻辑下,对于图2所示的接线方式,若以前述方式2运行,顺板线线路上发生故障,线路保护动作将156、157开关跳开,全站失去主供电电源。此时35 kV两段母线失压,301、303开关无电流,35 kV备自投装置进入虚线部分逻辑:35 kV备自投改瞬时放电为延时放电(延时时长可整定,但需大于110 kV备自投动作时间定值),当110 kV进线备自投动作合上155开关后,110 kV I、II母,35 kV I母,10 kV I、II母均恢复供电,此时35 kV自适应备自投感受到I母电压恢复,同时确认303开关无电流后,不带延时加速动作,跳开303开关,合上330开关,全站无故障设备全部恢复供电。

同一运行方式下,若2号主变压器发生区内故障,主变压器保护动作跳开2号主变压器各侧开关后,110 kV进线备自投动作合上155开关,110 kV I母、35 kV I母和10 kV I母均恢复供电,10 kV自适应备自投延时放电过程中感受到10 kV I母电压恢复,同时902开关无电流后,加速动作,跟跳一次902开关,合上930开关,全站无故障设备全部恢复供电。

若该站以方式3运行,在1号主变压器发生区内故障时,主变压器保护动作跳开1号主变压器各侧开关后,全站失压。110 kV进线备自投延时动作合上156开关,35 kV备自投动作合上330开关,110 kV II母,35 kV I母,10 kV II母均恢复供电,10 kV自适应备自投延时放电过程中感受到10 kV II母电压恢复,同时901开关无电流后,加速动作,跟跳一次901开关,合上930开关,全站无故障设备全部恢复供电。

由此可见,所提出的暂态自适应备自投逻辑下,

前述3种因传统备自投拒动而导致损失负荷的情况全部得以解决。

值得一提的是,考虑到绝大多数情况下,两母同时失压都是由于高一级的电源故障引起,比如前面所提到的因主供线路故障或主变压器故障跳进线等,中低压侧备自投动作不会对系统造成二次冲击。故针对中低压侧两段母线同时失压的情况,特别设计了经压板控制的短延时合分段开关逻辑。在此逻辑下,若中低压侧自适应备自投感受到两段母线同时失压,可经短延时无选择性的合上分段开关,在高压侧进线备自投动作后,全站无故障部分即可全部恢复供电,整个过程动作时间将再次被缩短。至于是否投此功能,可由调度部门根据变电站的主接线方式、负荷类型、电网潮流情况以及系统稳定性等因素综合考虑后下达。

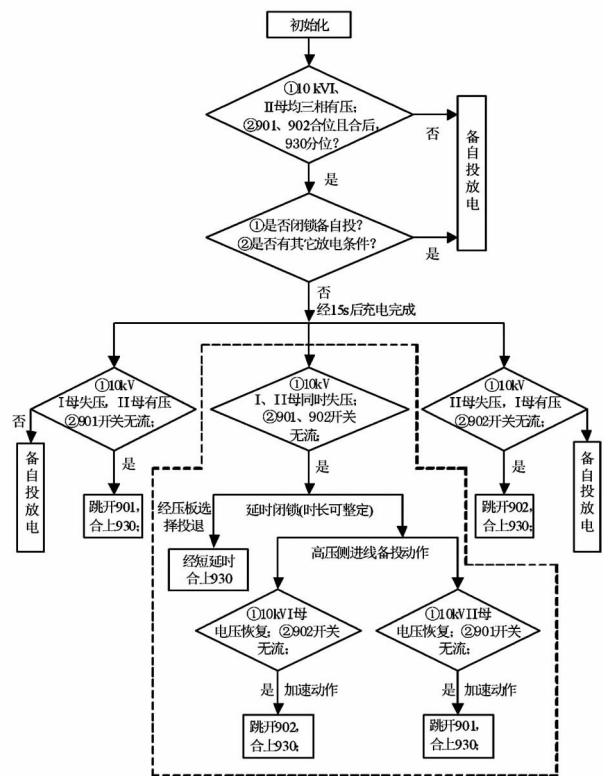


图3 带加速的新型自适应备自投动作逻辑框图

4 模拟量及开关量入口

带加速的新型自适应备自投需采集的模拟量见表5,开关量见表6。表5中TW、HH分别表示断路器操作板跳位开关量和合后开关量。

表5 自适应备自投模拟量采集列表

名称	模拟量
4DL	$I_A/I_B/I_C$
5DL	$I_A/I_B/I_C$
分段开关 6DL	I_A, I_B, I_C
10 kV I 母	U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}
10 kV II 母	U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}

表6 自适应备自投开关量采集列表

名称	开关量
4DL	TW、HH
5DL	TW、HH
6DL	TW、HH
闭锁备自投	外部保护闭锁备自投

5 自适应备自投与继电保护的配合

5.1 概述

为保证所述自适应备自投正确动作,避免因备自投误动造成故障对系统的二次冲击,就需要对自适应备自投与继电保护的配合问题进行分析。

5.2 闭锁逻辑

5.2.1 自适应备自投与线路保护的配合

因线路故障,故障点不在站内,备自投动作不可能对故障线路进行二次冲击,故线路保护动作均不闭锁备自投。

5.2.2 自适应备自投与主变压器保护的配合

主变压器保护闭锁备自投逻辑比较复杂,需要考虑的因素较多。

目前成都地区的110 kV主变压器保护典型配置见表7。以10 kV自适应备自投为例进行说明如下。

10 kV 母线分列运行,造成10 kV I 母失压且

表7 110 kV 主变压器保护典型配置

主变压器保护		保护配置	跳闸原则
主保护	差动	比率差动、差动速断等	反映主变压器各侧差动 TA 范围内电气故障,动作于全切主变各侧开关
	非电量	本体瓦斯、有载瓦斯、压力释放、油温高等	反映主变压器本体内各类故障,动作于全切主变压器各侧开关
后备保护	高后备	复压闭锁过流 I、II、III 段 独立过流段 接地零序 I、II 段 间隙零序 I、II 段	过流 I 段跳高压侧桥开关; II 段跳高压侧总路开关; III 段全切主变压器各侧开关。 过流保护方向指向主变压器。零序保护方向指向 110 kV 系统。
	中后备	复压闭锁过流 I、II、III 段 独立过流段	过流 I 段跳中压侧分段开关; II 段跳中压侧总路开关; III 段全切主变压器各侧开关。方向指向 35 kV 母线。
	低后备	复压闭锁过流 I、II、III 段 独立过流段	过流 I 段跳低压侧分段开关; II 段跳低压侧总路开关; III 段全切主变压器各侧开关。方向指向 10 kV 母线。

(下转第 63 页)

901 开关无电流的情况有以下几种。

1) 故障发生在 10 kV I 段母线上,1 号主变压器低后备保护动作跳开 901 开关后导致母线失压。这种情况下 10 kV 自适应备自投不应动作,否则将合闸于故障母线。

2) 故障发生在 1 号主变压器差动范围内或变压器油箱内,由差动保护动作或非电量保护动作全切主变压器三侧后导致 10 kV I 段母线失压。这种情况下 10 kV 自适应备自投应该动作。

3) 故障点发生在 10 kV 母线上而低后备保护拒动后,越级至高后备保护动作导致 10 kV I 母失压。这种情况下 10 kV 自适应分段备自投不应动作,否则将合闸于故障母线。

4) 故障点发生在主变压器差动范围内而差动保护拒动,高后备保护动作导致 10 kV I 母失压。这种情况下 10 kV 分段备自投应该动作。

对 10 kV II 母失压且 902 开关无电流的情况分析类似。

在 10 kV 母线分列运行,造成 10 kV I、II 母同时失压且 901、902 开关无电流的情况有以下几种。

表 3 所列运行方式下,1B 区内故障和表 4 所列运行方式下 2B 区内故障的情况,在这两种情况下,母线本身并无故障,自适应备自投动作于恢复 10 kV 母线供电。因此,双母同时失压时,均不能闭锁自适应备自投动作。

综上所述,主变压器中低压侧后备保护动作应该闭锁相应的自适应备自投,且闭锁接点应采用导致备自投误动的段别,即复压过流 2 段;主变压器差动和非电量保护动作不应闭锁自适应备自投。至于

一的基础。

图形和模型,是智能调度应用功能建设的基础。针对以上内容实现关键技术和应用前景,着重研究了模型转换拼接的核心技术,并提出了可持续性建设关键部分的思路和应用方式。项目成功验证实施了唐山地区源端维护的工程试点工作,必将为智能电网的建设提供强有力支撑。

参考文献

[1] 姚建国,杨胜春,高宗和,等. 电网调度自动化系统发

(上接第36页)

主变压器高后备动作是否闭锁自适应备自投。如果从保证供电可靠性的角度出发,应选择不闭锁分段备自投;如果从防止合闸于故障,减少对系统二次冲击的角度出发,应选择闭锁分段备自投。因此,高后备是否闭锁自适应备自投,各有利弊。综合分析各种故障的可能性,通常来讲,高后备动作闭锁自适应备自投是弊大于利。因此高后备闭锁自适应备自投的出口回路应通过压板控制,投退与否由调度单位继电保护归口管理部门根据实际需要综合考虑后下达。

6 结 语

针对变电站扩容改造为多台主变压器接线方式后,传统备自投动作逻辑不能正确动作所带来的供电可靠性降低问题,提出了采用暂态过程自适应逻辑与分段自投加速逻辑相结合的新型备自投方案,同时设计了经压板控制的无延时合分段开关逻辑。所提出的方案只需要对现有备自投动作逻辑进行程序升级,在基本不对二次回路进行改动的情况下,即能适应目前大多数变电站扩容改造后新的主接线方式,全面提高供电灵活性和可靠性。

参考文献

[1] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 确定复杂环网保护配合关系的有向简单回路新方法[J]. 电网技术, 2006, 30(21): 94-98.
[2] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 复杂环网保护配合的网络分割新算法[J]. 继电器, 2006, 34(23): 6-10.
[3] 吕飞鹏,陈绩. 基于配合依赖关系图计算环网方向保护最优配合顺序的新方法[J]. 电网技术, 2006, 30(15): 40-44.
[4] 陈绩,吕飞鹏,黄姝雅. 确定复杂环网方向保护最小断

展趋势展望[J]. 电力系统自动化, 2007(13): 7-11.

[2] 朱永利,王德文,王艳. 基于 IEC 61850 的电力运动通信建模方法[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(21): 72-76.
[3] 童晓阳,王晓茹,丁力. 采用 IEC 61850 构造变电站广域保护代理信息模型[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(5): 63-67.

作者简介:

董智勇(1980),男,工程硕士,工程师。

(收稿日期:2013-02-11)

点集的改进离散粒子群优化算法[J]. 电网技术, 2008, 32(12): 90-94.

[5] DL/T 526-2002 静态备用电源自动投入装置技术条件[S].
[6] 国家电力调度通信中心. 电力系统继电保护规定汇编[M]. 北京:中国电力出版社,2000.
[7] 国家电力调度通信中心,电力系统继电保护实用技术问答(第二版)[M]. 北京:中国电力出版社,1999.
[8] 贺家李,宋从矩. 电力系统继电保护原理(增订版)[M]. 北京:中国电力出版社,2004.
[9] 王静. 内桥接线变电站中110 kV 备自投与10 kV 备自投配合研究[J]. 四川电力技术, 2007, 30(1): 30-31.
[10] 陈绩,杨先义,黄姝雅. 新型负荷均分备自投的设计和接口[J]. 电网技术, 2009, 33(增刊2): 229-233.
[11] 梅华,付连元. 主接线方式与备自投的选型及使用问题[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(21): 138-140, 143.
[12] 郭碧媛,张丰. 110 kV 扩大内桥接线备自投逻辑分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(7): 124-128.
[13] 张丽丽,侯有韬. 备自投装置在双母线接线方式下的改进[J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(17): 90-91.
[14] 李海星,王政涛,王锐,等. 基于 IEC 61850 标准的网络化备自投功能[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(14): 82-85.
[15] 彭磊,杨光. 数字化变电站备自投[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(23): 58-61.

作者简介:

陈绩(1979),男,工程师,技师,工学硕士,主要从事电力系统继电保护及变电站综合自动化的设计审查、施工组织、技术改造等技术管理工作;

甄威(1956),男,教授级高级工程师,国网专家,研究方向为电力系统继电保护及电网分析。

(收稿日期:2013-03-14)