

# 基于联锁的 110 kV 区域电网线路保护原理及其应用

华煌圣<sup>1</sup>, 刘育权<sup>1,2</sup>, 王莉<sup>1</sup>, 朱晓彤<sup>3</sup>, 李园园<sup>3</sup>, 刘金生<sup>1</sup>, 李力<sup>3</sup>

(1. 广州供电局有限公司, 广东 广州 510620; 2. 华南理工大学 电力学院, 广东 广州 510641;

3. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211102)

**摘要:** 针对 110 kV 电网的特点, 分析了阶段式距离保护在多级线路结构的电网中逐级配合困难的问题, 提出了基于联锁的区域电网线路保护原理。该保护原理结合了本线路距离保护和线路对侧变电站的母线电流差动保护、线路距离保护的故障判别结果, 从而实现全线范围的快速动作后备保护功能。该保护原理集成于区域保护与控制系统中, 通过站域保护设备之间的动作信息发布/订阅, 实现了基于联锁的区域电网线路保护功能。基于该原理的区域保护与控制系统已通过仿真测试并投入试运行, 其原理的正确性得到了验证。

**关键词:** 110 kV 电网; 线路保护; 发布/订阅; 设备集成技术; 区域保护与控制系统; 电力系统保护

**中图分类号:** TM 73

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.01.025

## 0 引言

近年来, 随着用户对供电可靠性的要求越来越高, 城市配电网的供电压力日益凸显, 将 110 kV 及以下电压等级配电网的继电保护、安全自动装置的运行要求提到一个新的高度。与高电压等级的输电网相比, 配电网的继电保护配置更为薄弱。220 kV 及以上电压等级电网保护通常按主后一体、双重化原则配置, 保护的速动性和选择性得到了有效的保证。而 110 kV 高压配电网普遍仅配置阶段式距离、零序电流保护, 需通过保护范围与动作时间的逐级配合来确保故障切除的选择性, 对于多级链式的长短线路群而言, 保护的逐级配合往往难以实现。

为了避免因继电保护失配、拒动导致的保护无选择性动作, 进而引发较大面积停电事故, 优化 110 kV 高压配电网的继电保护配置与策略, 意义是显而易见的。在充分利用设备集成、网络通信等新技术的基础上, 有效控制设备建设成本, 改善 110 kV 高压配电网的保护与控制系统, 提高电网运行可靠性, 是近年来国内电网企业努力的一个方向。尽管如此, 目前大部分广域保护的研究仍主要面向高压输电网, 较少涉及 110 kV 及以下电压等级电网<sup>[1-5]</sup>。为此, 2012 年至 2013 年期间, 广州供电局有限公司结合某 110 kV 区域电网的具体运行要求, 与南京南瑞继保电气有限公司联合开发了一套区域保护与控制系统, 目前该系统已挂网投入试运行。该系统集成了继电保护、备用电源自投、稳定控制等功能, 本文仅介绍用于优化 110 kV 高压配电网继电保护的基于联锁的

区域电网线路保护原理及其应用。

## 1 多级串供线路的整定配合问题

城市电网的 110 kV 配电网通常采用闭环设计、开环运行的模式, 具有一次接线复杂、运行方式多变、供电电源薄弱、供电级数多的特点。由于城市电网的 110 kV 配电网普遍仅配置阶段式距离、零序电流保护, 需通过保护范围与动作时间配合来确保故障切除的选择性, 所以存在以下问题:

a. 对于多级链式、包含长短线路群的电网, 阶段式保护的逐级配合往往难以实现;

b. 对于运行方式灵活、电网供电方式变化多样的电网, 阶段式保护配合方案难以适应多种运行方式。

为了使分析具有代表性, 以配合难度相对较小的距离保护来说明多级串供线路的保护配合问题。线路三段式距离保护的 II 段定值  $z_{IIset}$  优先与对侧相邻线路的距离保护 I 段定值  $z'_{Iset}$  配合整定, 若可整定, 则必须满足:

$$k_{sen} z_L \leq z_{IIset} \leq k_{rel} (z_L + k_{rel} z'_L) \quad (1)$$

其中,  $z_L$  为本线路正序阻抗;  $z'_L$  为对侧相邻线路的正序阻抗。取典型值可靠系数  $k_{rel}=0.8$ , 灵敏度系数  $k_{sen}=1.2$ , 则线路长度比应满足  $z_L / z'_L \leq k_{rel} / (k_{sen} - k_{rel}) = 2$ 。受负荷密集程度、变电站布点、线路参数差异等因素的影响, 该条件在 110 kV 电网中经常不能满足, 本线路的距离保护 II 段只能考虑与对侧相邻线路的距离保护 II 段配合, 则保护动作时间  $t_{IIset}$  将逐级累加, 即:

$$t_{IIset} = t'_{IIset} + \Delta t = t''_{IIset} + 2\Delta t = \dots + \Delta t + \dots + \Delta t \quad (2)$$

其中,  $\Delta t$  为保护动作时间配合级差。鉴于上述原因, 国内多数配电网的整定计算采用了同段配合的基本原则 (II 段与 II 段配合, III 段与 III 段配合)<sup>[6]</sup>, 通常使得多级串供的长短线路群的保护动作时间较长。由于保护动作时间还需受上级电网的动作时间限制, 难以避免出现保护失配的情况。

收稿日期: 2014-12-17; 修回日期: 2015-10-22

专利: 中华人民共和国发明专利 (201410098998.3)

基金项目: 中国南方电网广州供电局科技进步项目 (K-GD2012-027)

Project supported by the Science and Technology Project of CSG Guangzhou Power Supply Bureau (K-GD2012-027)

通过具有全范围速动特性的纵联保护来保证选择性是 220 kV 及以上电压等级输电网的解决思路,用于 110 kV 电网时,存在以下问题:

a. 110 kV 电网 T 型、 $\Pi$  型接线等多分支输电线路普遍存在<sup>[7]</sup>,成熟应用的常规纵联电流差动保护、纵联距离/方向保护通常难以适用;

b. 110 kV 电网设备数量大,保护设备配置数量增大,相应的建设成本、运维成本明显提高。

## 2 基于联锁的区域电网线路保护

### 2.1 保护原理

上述分析表明,造成保护配合困难的根本原因是阶段式保护需要通过动作时间来实现配合,当电网供电级数较多时,往往难以实现逐级配合。如果可以获得“在本线路保护元件动作范围内、但不属于本线路的设备”的保护动作信息,实现保护动作联锁,则可以有效解决该问题。近年来,基于站内联锁信息的继电保护原理已经有较为成熟的应用<sup>[8-10]</sup>,相关技术应用于区域电网的线路继电保护,同样可以达到良好的应用效果。

各 110 kV 线路间隔配置一段相间、接地距离判别元件(注:此处的“一段”强调仅配置一段距离元件,而不等同于传统的“第一段”距离元件“距离 I 段”的概念)。线路间隔的相间、接地距离判别元件的算法与常规线路保护的相间、接地距离判别算法无差别,为圆特性距离元件,具有良好的方向性。与阶段式距离保护 II 段定值的整定原则类似<sup>[6]</sup>,站域保护设备的线路间隔相间、接地距离范围  $z_{set}$  应保证本线路有足够灵敏度,与对侧变电站站域保护设备的其他线路间隔相间、接地距离范围  $z'_{set}$  配合整定,同时与线路 T 接的变压器、对侧变电站的变压器差动保护配合,即:

$$\begin{cases} z_{set} \leq k_{rel}(z_{L1} + z_{L3} + z_{T1}) \\ z_{set} \leq k_{rel}(z_{L1} + z_{L2} + z_{T2}) \\ z_{set} \leq k_{rel}(z_{L1} + z_{L3} + z'_{set}) \\ z_{set} \geq k_{sen}(z_{L1} + z_{L3}) \\ z_{set} \geq k_{sen}(z_{L1} + z_{L2}) \end{cases} \quad (3)$$

其中,  $k_{rel} \leq 0.8$ ;  $k_{sen} \geq 1.2$ 。由于变压器短路阻抗远远大于线路阻抗,该整定原则非常容易满足。在实际应用中,为了避免本线路定值  $z_{set}$  与下级线路定值  $z'_{set}$  配合后无法满足灵敏度要求的情况发生,通常采用优先保证本线路定值  $z_{set}$  的灵敏度,下级线路定值  $z'_{set}$  满足上级线路定值限额的方式整定。

在需配合的保护中,变压器的主保护(主变差动保护)、母线的主保护(母差保护,可能未配置)为瞬时动作的保护,线路保护与其配合的难度小。同时,变压器差动保护涉及其他电压等级(变压器低压侧),

为了降低实现难度,无需将其动作判别结果作为联锁信号的一部分。因此,仅将本线路对侧变电站母线、相邻线路的保护动作判别结果作为本线路保护的联锁信号,并通过动作时间与对侧变电站变压器的主保护进行配合,如图 1 所示。

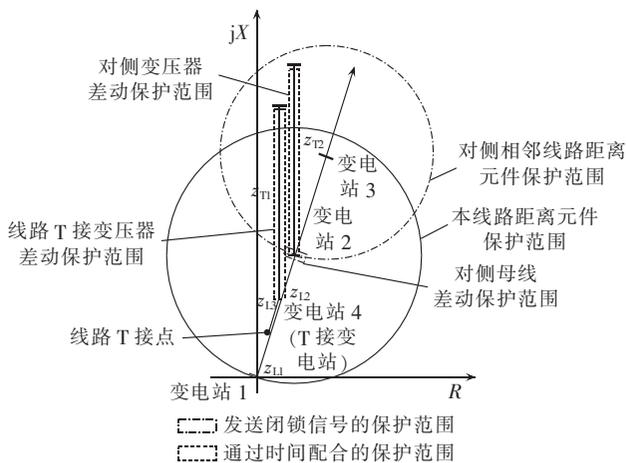


图 1 线路保护配合示意图

Fig.1 Schematic diagram of coordination among line protections

保护的联锁逻辑以及跳闸逻辑如图 2 所示,当站域保护设备判别本线路间隔相间或接地距离判别元件动作,且线路对侧变电站的相关母线母差保护元件、相邻线路距离判别元件均不动作或本线路对侧的开关在分位,则经过整定时间  $t_{set}$  后跳本线路开关,否则不跳本线路开关。需特别强调的是,距离判别元件的动作并不代表本线路跳闸。

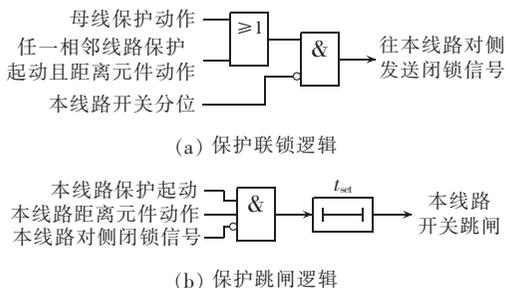


图 2 基于联锁的区域电网线路保护逻辑示意图

Fig.2 Logic charts of interlock-based regional line protection

$t_{set}$  不需考虑线路保护的逐级配合时间级差,只需考虑与变压器差动保护的配合,通常取 150~300 ms,该动作时间通常可以满足 110 kV 电网的快速性要求。

为了进一步说明保护原理,以图 3 所示的典型 110 kV 电网局部接线为例进行分析说明。在多级供电路径上的变电站 1、2、3 分别安装站域保护设备  $P_1$ 、 $P_2$ 、 $P_3$ (站域保护设备按变电站单台配置),作为终端变电站的变电站 4(由于无下级线路)则无需配置站域保护设备。各变电站的 110 kV 间隔均已接入本站站域保护设备(注:考虑备用电源自投、稳控等功

能需求,接入站域保护设备的间隔不仅限于 110 kV 各间隔,鉴于与本文所述的继电保护原理无关,不做介绍),站域保护设备实现所在变电站的 110 kV 母线母差保护功能,各 110 kV 线路间隔仅配置一段相间、接地距离判别元件。站域保护设备还实现所在变电站的 110 kV 母线母差保护功能,其保护原理与独立配置的常规母线差动保护无实质性的差别,此处不做介绍。

一次系统存在直接电气联系(有输电线路连接)的变电站的站域保护设备之间( $P_1$  与  $P_2$  之间、 $P_2$  与  $P_3$  之间)通过通信通道(该通信通道应满足保护的性性能要求,与常规纵联距离保护的通信通道类似)进行通信,站域保护设备可以获得线路对侧变电站站域保护设备的母差保护、下级线路保护动作信息。

图 3 所示的保护范围按式(3)的原则整定,根据图 2 所示保护联锁/调整逻辑,可以分析出各类故障的保护动作判别结果如表 1 所示,能够有效兼顾选择性与速动性。

对于强电源侧的保护判别逻辑,上述动作判别结果显然是成立的。无电源或极弱电源侧的保护可能不起动或距离元件不动作,无法满足跳闸条件,不能出口跳闸,由强电源侧的保护动作出口跳闸将故障与电源隔离,该动作特性与常规阶段式距离保护、纵联保护的配合特性是一致的(常规阶段式距离保护无/弱电源侧保护不动作,纵联保护弱馈侧可不投跳闸)。强电源侧跳闸后,若另一侧无电源,则已将故障隔离;若另一侧包含小电源(极弱电源)且后备保护仍无法起动,此时已无法通过继电保护措施隔

离故障,应由相应的低频、低压解列装置对小电源进行脱网解列,可满足 110 kV 电网输电线路的故障隔离要求。分析表明,该保护原理无论是对于供电方式可能改变的单电源供电电网,还是同时具有多电源供电的电网,其动作行为均正确有效,可灵活适应供电方式变化。

对于图 3 所示电网,基于联锁的区域电网线路保护与传统阶段式距离保护的配合时间如表 2 所示,其优势是明显的。

表 2 保护动作时间对比

Table 2 Comparison of action time between protections

保护设备	保护动作时间/s	
	联锁式保护	阶段式距离保护 II 段
输电线路 1	0.15~0.3	0.6
输电线路 2	0.15~0.3	0.3
输电线路 3	0.15~0.3	0
输电线路 3 下级	0.15~0.3	0 <sup>①</sup>

注:① 输电线路 3 的距离保护 II 段动作时间为 0 s,下级线路的距离保护 II 段动作时间也为 0 s,保护失配。

### 2.2 实现方法及容错性分析

保护功能基于区域保护与控制系统实现。区域保护与控制系统的结构如图 4 所示。有直接电气联系的变电站站域保护设备之间通过点对点的 2 Mbit/s SDH 通信通道进行数据交互,实现相应的保护功能,属于分布式功能(无控制中心模式),与区域保护控制主站无关。

为了保证站域保护设备的通用性,站域保护设备采用了模块化的多插件式结构,可根据站内元件类别、数量配置相应的功能插件,以适应设备规模、

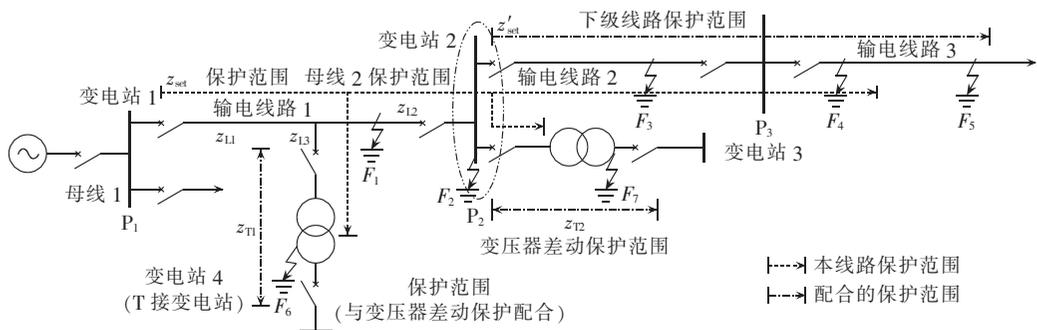


图 3 基于联锁的区域电网线路保护配合示意图

Fig.3 Schematic diagram of coordination among interlock-based regional line protections

表 1 各种典型故障的动作判别结果

Table 1 Results of action identification for typical faults

故障位置	本线路(线路 1)距离元件判别结果	对侧(变电站 2)故障判别结果		对侧闭锁信号	相关设备跳闸结果 <sup>②</sup>		
		母线 2 母差元件	线路 2 距离元件		线路 1	母线 2	变压器
本线路 $F_1$	动作	不动作	不动作	不闭锁	跳闸	不跳闸	不跳闸
对侧母线 $F_2$	动作后 $t_{set}$ 内返回 <sup>①</sup>	动作	不动作	闭锁	不跳闸	跳闸	不跳闸
下级线路 $F_3$	动作	不动作	动作	闭锁	不跳闸	不跳闸	不跳闸
下下级线路 $F_4$	动作	不动作	动作	闭锁	不跳闸	不跳闸	不跳闸
下下级线路 $F_5$	不动作	不动作	动作	闭锁	不跳闸	不跳闸	不跳闸
所供变压器 $F_6, F_7$	不动作,或动作后 $t_{set}$ 内返回 <sup>①</sup>	不动作	不动作	不闭锁	不跳闸	不跳闸	跳闸

注:① 判据返回的原因是母线差动保护或变压器差动保护在  $t_{set}$  内动作切除故障;② 线路 2 的跳闸动作判别逻辑与线路 1 相同,在此不结合与线路 3 的配合情况进行分析。

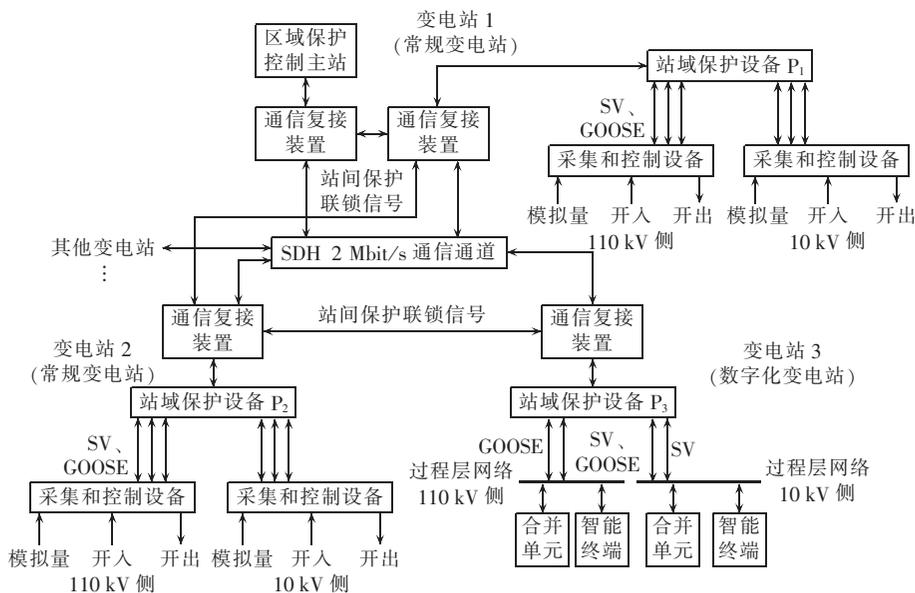


图4 区域保护与控制系统结构示意图

Fig.4 Structural diagram of regional protection and control system

接线方式的差异。相应地,不同接线方式下,各站域保护设备之间的联锁关系也不相同。站域保护设备之间的联锁信息传输采用 IEC61850 标准的 GOOSE 传输机制,可以通过订阅/发布配置方法,将相关联锁信息构成 GOOSE 数据集发布,作为对应订阅方的联锁信息输入。该实现模式可以灵活适应各种电网结构,具有良好的互操作性与可扩展性。

为了满足接入多个间隔的需求,根据接线规模配置若干采集/控制单元,实现模拟量、状态量的采集与控制开出,分别以 SV、GOOSE 组网或多路点对点的方式传输。对于数字化变电站,无需重新配置采集/控制单元,站域保护设备可直接接入过程层网络或以点对点方式与相关合并单元、智能终端通信。采集/控制单元与站域保护设备共同构成站域保护控制系统。

与传统的按间隔配置的继电保护设备相比,区域保护控制系统采用了集成式的设备、对通信有较强的依赖性,属于复杂系统。为了保证继电保护的选择性与可靠性,在软硬件方面采取容错措施是必要的<sup>[11-12]</sup>。区域保护控制系统从故障及异常判别原理、硬件设备异常、通信通道异常等方面,采取以下措施提高系统的容错性。

**a.** 站域保护控制设备的距离元件等故障判别原理以及电流互感器、电压互感器断线等异常判别原理与传统的按间隔配置的继电保护设备是一致的。故障判别原理已有成熟的应用经验,对于故障识别具有较好的容错性<sup>[13]</sup>;在电流互感器、电压互感器等外回路异常时,相关异常判别原理可以将异常定位于具体间隔,并退出该间隔的相关故障判别,避免保护误动。

**b.** 在通信方面,对通信通道的性能(传输延时、误码率、平均无故障时间等)要求等同于常规纵联距离/方向保护对光纤通信通道的性能要求,保证了通道的可靠性。与常规的(通过通信通道传输保护装置开出量实现允许/闭锁信号传输的)纵联距离/方向保护相比,区域保护控制系统对通信通道具有更优的通道监视机制。常规的保护装置本身无法检测通道或开入、开出异常,当本侧无开入信号时,可能是对侧未发开出信号,或对侧有开出信号但因通道异常无法传输至本侧开入,无法避免因误发送允许(或闭锁)信号引起的保护误动(或拒动)。在区域保护控制系统中,站域保护设备之间的联锁信息采用 GOOSE 传输机制,两侧通信接口通过通信通道连接,不经开入、开出环节,当通道异常时,装置无法接收到有效的数据帧,可直接检测出通道异常,有效避免通道中断导致的保护误动作。

**c.** 站域保护设备的软硬件设备异常时,设备无法正常工作,无法对故障、异常进行判别,同时也无法正常通信,需与其配合实现基于联锁的区域电网线路保护的站域保护设备均与其有通信联系,可以通过通道监视检测出来自该站域保护设备的相关联锁信号不可用,退出相关跳闸逻辑,有效防止保护误动。

### 3 试点应用情况简介

针对广州某 110 kV 区域电网一次接线复杂、运行方式多变、供电电源薄弱、供电级数多的特点,为了满足防范较大面积停电的迫切需求,按图 4 所示构架,在该电网建设了一套区域保护控制系统,目前该系统已挂网试运行。

如图 5 所示,该区域保护控制系统由 1 套保护

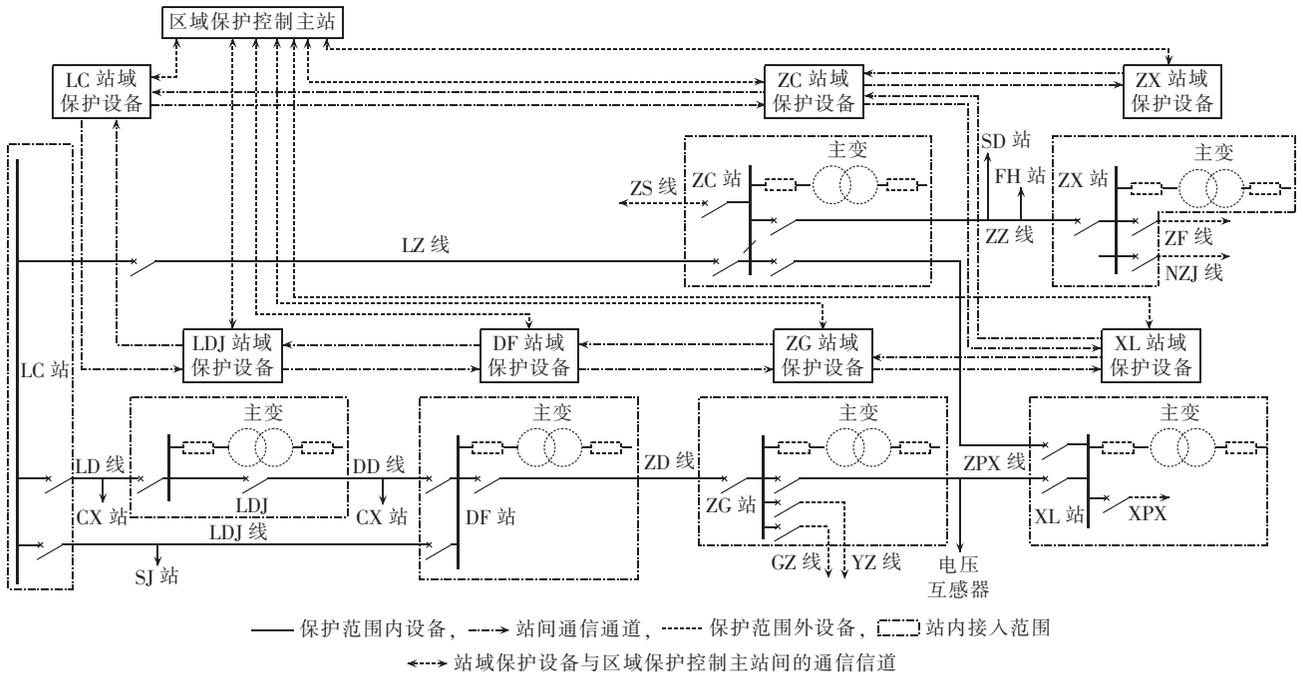


图 5 区域保护控制系统应用实例

Fig.5 Application case of regional protection and control system

控制主站以及 7 套站域保护控制系统构成,覆盖了 7 个变电站,实现了所覆盖区域电网的线路保护、站内关键设备保护、区域备自投、站域备自投、稳定控制、设备过载联切等功能。通过建立站域保护设备之间的联锁关系,实现了包括 T 型、II 型接线在内的所有联络输电线路的全线快速后备保护,在一定程度上解决了该 110 kV 电网的多级链式电网配合困难的问题,同时也起到了强化保护配置的作用。系统投入运行后运行稳定,期间,被保护线路“DD 线”发生故障 1 次,保护正确动作(动作时间 154 ms),保护原理的正确性、系统的可靠性得到了有效验证。

另外,集成于区域保护控制系统中的保护动作后,其动作信息(包括基于联锁的区域电网线路保护动作信息)还作为备自投、稳定控制的判别依据。如:线路保护动作信息作为区域备自投故障识别的依据之一,区域备自投动作后首先根据该保护动作信息发出跳闸命令隔离故障线路,再实现远端备用电源的自动投入。区域备自投的动作逻辑在此不作详细说明,详情请参考文献[14-16]。

#### 4 结论

本文介绍的基于联锁的区域电网线路保护原理从解决 110 kV 电网切实需求的角度提出,实现了工程应用,为相关技术的进一步研究和应用提供了借鉴。总体而言,该保护原理和系统具有以下特点。

a. 保护通过简单的联锁逻辑,结合整定配合,实现了包括 T 型、II 型接线在内的多端输电线路的新型后备保护,在速动性满足 110 kV 电网需求的前提

下,可用于解决多级线路配合困难的问题。

b. 保护采用了设备集成技术,与备自投等安全自动控制功能在信息采集、设备控制、数据通信上共享了软硬件资源,降低了设备成本,也为继电保护与安全自动控制的协同提供了较为便利的技术条件。

c. 设备采用了模块化的多插件结构、基于发布/订阅的 GOOSE 传输机制,具有较好的互操作性和可扩展性,可以较灵活地适应各种接线、运行方式的 110 kV 电网。

同时,正是因为采用了设备集成、网络通信技术,区域保护控制系统的可靠性也相应受到影响,从目前技术现状来看,该系统仅能作为现有继电保护及安全自动装置的补充,用于优化现有的 110 kV 电网保护控制系统,属于一种新型的后备保护控制系统。

#### 参考文献:

[1] 薛禹胜,雷兴,薛峰,等. 关于电力系统广域保护的评述[J]. 高压技术,2012,38(3):513-519.  
XUE Yusheng, LEI Xing, XUE Feng, et al. Review on wide area protection of electric power systems[J]. High Voltage Engineering, 2012, 38(3):513-519.

[2] 杨春生,周步祥,林楠,等. 广域保护研究现状及展望[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(9):147-150.  
YANG Chunsheng, ZHOU Buxiang, LIN Nan, et al. Research current status and prospect of wide-area protection[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(9):147-150.

[3] 徐丙垠,薛永端,李天友,等. 智能配电网广域测控系统及其保护控制应用技术[J]. 电力系统自动化,2012,36(18):2-9.  
XU Bingyin, XUE Yongduan, LI Tianyou, et al. A wide area measurement and control system for smart distribution grids and its protection and control applications[J]. Automation of Electric

- Power Systems, 2012, 36(18): 2-9.
- [4] 尹项根, 李振兴, 刘颖彤, 等. 广域继电保护及其故障元件判别问题的探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(5): 1-9.  
YIN Xianggen, LI Zhenxing, LIU Yingtong, et al. Study on wide area relaying protection and fault element identification[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(5): 1-9.
- [5] 李振兴, 尹项根, 张哲, 等. 广域继电保护故障区域的自适应识别方法[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(16): 15-20.  
LI Zhenxing, YIN Xianggen, ZHANG Zhe, et al. An adaptive identification method of fault region for wide area protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(16): 15-20.
- [6] 中国南方电网有限责任公司. 南方电网 10 kV~110 kV 系统继电保护整定计算规程: Q/CSG110037—2012[S]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [7] 万国成, 刘文革, 陈盛燃, 等. 110 kV 电网 3T 接线相关问题研究[J]. 电网技术, 2007, 31(增刊 2): 360-362.  
WAN Guocheng, LIU Wenge, CHEN Shengran, et al. Study on pertinent issues of 3T-connection mode of the 110 kV power grid[J]. Power System Technology, 2007, 31(Supplement 2): 360-362.
- [8] 陈杰明. 基于 GOOSE 的 10 kV 简易母线保护研究和应用[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(4): 96-99.  
CHEN Jieming. 10 kV bus protection research and application based on GOOSE[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(4): 96-99.
- [9] 唐瑜. 基于 IEC61850-90-1 的广域保护通信研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2012.  
TANG Yu. Wide-area protection communication research based on IEC61850-9-1[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2012.
- [10] 童晓阳, 王睿, 黄飞, 等. 变电站级广域保护系统建模方法及其原型设计[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(20): 84-88.  
TONG Xiaoyang, WANG Rui, HUANG Fei, et al. Modeling method and prototype design for wide-area protection system for substation level[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(20): 84-88.
- [11] 刘东超, 王开宇, 胡绍刚, 等. 基于数字化变电站的集中式保护[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(4): 117-121.  
LIU Dongchao, WANG Kaiyu, HU Shaogang, et al. Integrated protection based on intelligent substation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(4): 117-121.
- [12] 曹润彬, 董新洲, 王宾, 等. 数字化集成保护控制系统的实现方案[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 149-155.  
CAO Runbin, DONG Xinzhou, WANG Bin, et al. Implementation of digital integrated protection and control system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 149-155.
- [13] 陈福锋. 电流互感器断线情况下的接地距离保护改进方案[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(12): 117-122.  
CHEN Fufeng. Improvement of grounding-fault distance protection under CT disconnection[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(12): 117-122.
- [14] 刘育权, 华煌圣, 李力, 等. 多层次的广域保护控制体系架构研究与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(5): 114-122.  
LIU Yuquan, HUA Huangsheng, LI Li, et al. Research and application of multi-level wide-area protection system[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(5): 114-122.
- [15] 刘育权, 刘金生, 王莉, 等. 基于实时信息的区域各自投控制系统[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(17): 131-135.  
LIU Yuquan, LIU Jinsheng, WANG Li, et al. Area ATS control system based on real-time information[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(17): 131-135.
- [16] LIU Yuquan, WANG Li, LIU Jinsheng, et al. Research and engineering application of area protection and control technology [C]//Proceedings of 2014 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation(ICMA 2014). Tianjin, China: IEEE, 2014: 1422-1427.

#### 作者简介:



华煌圣

华煌圣(1984—),男,江西赣州人,工程师,硕士,主要从事电力系统继电保护技术相关工作(E-mail:huahuangsheng@163.com);

刘育权(1971—),男,湖南醴陵人,高级工程师,博士研究生,从事电力系统运行管理工作;

王莉(1969—),女,新疆石河人,高级工程师,从事电力系统继电保护运行管理工作。

## Interlock-based line protection principle and its application in 110 kV regional grid

HUA Huangsheng<sup>1</sup>, LIU Yuquan<sup>1,2</sup>, WANG Li<sup>1</sup>, ZHU Xiaotong<sup>3</sup>, LI Yuanyuan<sup>3</sup>, LIU Jinsheng<sup>1</sup>, LI Li<sup>3</sup>  
(1. Guangzhou Power Supply Bureau, Guangzhou 510620, China; 2. South China University of Technology, Guangzhou 510641, China; 3. Nanjing NARI-Relays Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China)

**Abstract:** The difficulty of coordination among cascaded distance protections in multilevel grid is analyzed according to the characteristics of 110 kV power grid and an interlock-based protection principle is proposed for the line protections of regional grid, which combines the fault identification result of own-side line distance protection with those of opposite-side bus current differential protection and line distance protection to realize the instant backup protection function for whole transmission line. Integrated into the regional protection and control system, it publishes and subscribes the action information among the protective equipments of different substations to realize the interlock-based regional line protection function. The regional protection and control system based on the proposed principle has passed the simulative test and put into trial operation, validating its correctness.

**Key words:** 110 kV power grid; line protection; publish and subscribe; device integration technology; regional protection and control system; electric power system protection