

500 kV智能变电站二次检修安措技术探究

500 kV智能变电站作为电网枢纽点承担着“大容量、长距离”的输电任务。智能变电站较之于传统变电站，其部分二次设备和回路连接方式发生了改变，导致了继电保护作业模式也发生根本性变化，若二次安全措施布置不合理、不完善，极易造成保护装置的误判和不正确动作。因此，智能变电站二次系统工作时的安全性应引起足够的重视。基于此，从智能变电站组成结构出发，对比智能变电站与常规变电站保护结构上的差异，分析传统二次安全措施所产生的相应变化，重点探讨智能变电站继电保护在首检预试和改扩建两类情况下的二次安全措施的具体实施方法。

李凡红¹ 刘明忠² 梁 彪¹ 庄秋月¹/1. 国网四川省电力公司检修公司
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院

0 引言

“十二五”期间，随着国家电网公司智能电网建设的全面推进，各网省检修公司积极开展500 kV智能变电站的实践，并积累了大量的成功经验，有力推动了这一高新技术在我国电网重要网架结构的发展和推广。目前，智能变电站的数量已初具规模，而与之相匹配的技术实践却明显滞后，特别是500 kV智能变电站的二次专业检修模式研究，这严重制约了智能变电站的运维水平，同时也增加了运行设备的安全风险。因此，研究与500 kV智能变电站继电保护技术相适应的二次安全措施（简称“安措”）实施方法就显得十分迫切和必要。

1 500 kV 智能变电站继电保护组成

500 kV智能变电站的继电保护配置

国网四川省电力公司“双千人才”课题研究：500 kV智能变电站二次检修若干问题研究。

仍沿用常规变电站的保护“双重化”原则^[1]，采用“三层两网”拓扑结构，以线路保护（3/2接线）为例，其单套结构示意图如图1所示。其差异性主要体现在如下五个方面。

第一，采样和执行单元的就地化。智能变电站继电保护采用合并单元和智能终端的就地化布置，若为“常规互感器+合并单元”模式，则采用电缆连接方式；若为“电子互感器+合并单元”模式，则采用光纤连接方式；各间隔的采样在本间隔完成，若需进行电流电压的组合则需通过合并单元的级联模式来实现。

第二，保护信息的网络化。智能变电站继电保护通过“光纤+（交换机）+虚端子+保护装置”的方式形成完整的二次回路，并利用双网实现保护信息数据的共享和独立。较之于常规变电站的二次回路，极大地节约了二次电缆。对于500 kV智能变电站内保护可采用“直接采样+直接跳闸”或“网络采样+网络跳闸”的模式。考虑到尽可能减少中间环节以提高采样、跳闸过程的可靠性和快速性，技术规范^[2]要求继电保护应采用直采直跳方式。

第三，网络交换机的介入。测控、计量、故障录波以及网络报文等信息通过“网络采样”（简称“网采”）来完成；而涉及间隔间的起失灵、远跳以及闭锁则采用“网络跳闸”（简称“网跳”）来完成。网络交换机则成为这些“网采网跳”的信息传递的枢纽，为信息数据、硬件资源共享以及二次回路状



李凡红/工程师

关键词/Keywords

500 kV智能变电站 ·
二次安措 ·
首检预试 ·
改扩建调试 ·
检修机制 ·
合并单元 ·

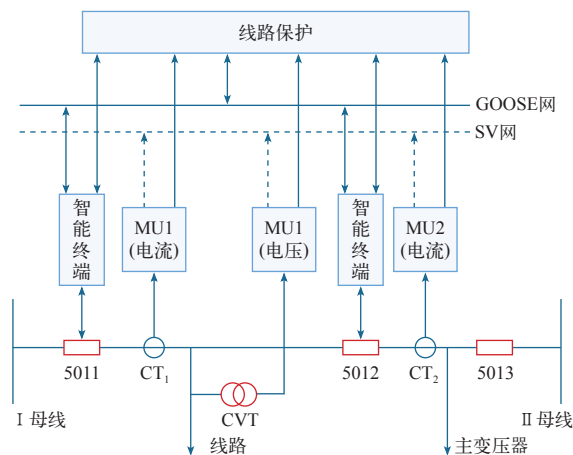


图1 500 kV线路间隔保护（单套）示意图

态在线监测提供了条件和便利。

第四，设备配置的特殊化。保护双重化配置要求和“三层两网”的结构决定了智能变电站二次保护设备及网络配置的特殊性，即双套保护和过程层网络应完全独立，一套故障或异常不会影响另一套的正常工作。为满足这一技术指标，与常规变电站不同的是，500 kV智能变电站内的220 kV母联（分段）保护、3/2接线的断路器保护均采用双重化配置；同时，为简化装置外部接线，智能变电站500 kV及以上电压等级中的过电压及远跳就地判别功能集成于线路保护装置；再者，500 kV智能变电站内故障录波的配置原则与常规变电站有较大差别。一是增加了网络报文记录分析装置；二是按电压等级和网络配置故障录波装置和报文记录分析装置，主变压器则单独配置故障录波装置。其技术指标要求能记录所有合并单元、智能终端及保护装置的过程层设备SV、GOOSE网络的信息，为故障分析提供原始技术资料。

第五，功能硬压板的简化。较之于常规变电

站保护，500 kV智能变电站保护的功能硬压板大量简化，除保留远方操作、装置检修功能硬压板外，其余的后备保护硬压板全部取消，并由保护装置内部的控制字或软压板来代替^[3-4]。这是出于如下考虑：一是可远方投退来实现对保护功能的取舍，有利于“三集五大”的无人值守工作的推进；二是为一键式程序化操作提供可行性的条件。

鉴于500 kV智能变电站继电保护组成的特殊性，有必要对此类二次设备首检预试和改扩建中存在的危险点进行提炼和总结，以常规变电站二次回路的完整性为蓝本对比找异，并结合现场的技术难点提出相应应对措施进行防控，以确保现场运行的安全。

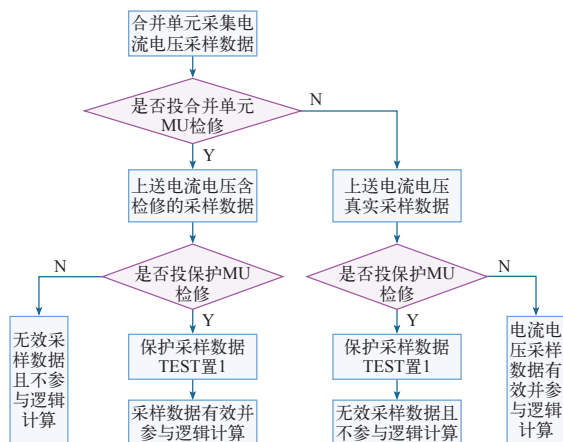
2 二次安措实现方式

由于智能变电站内从合并单元到智能终端的二次回路用光缆取代了常规变电站的电缆连接方式，因此其传输方式发生了变化，即各保护由传统的点对点模拟量、开关量变为由SV、GOOSE和制造报文规范(MMS)网络组成的网络报文，这使得智能变电站中二次回路的联系主要依靠光纤和网络。以前通过投退硬压板、打开连片和解线方式来实现硬件隔离对于智能变电站将在一定范围内不再适用。在不破坏网络结构（拔相应光纤）的前提下，智能变电站在物理上就不能完全将检修设备和运行设备隔离。要实现有效的隔离，只有通过合对合并单元、智能终端以及保护装置进行各种设置，改变数据新发送方和接收方的状态，通过检修机制来避免误跳运行设备。结合500 kV智能变电站继电保护构成，智能变电站二次安措可分为两大类，如下表所示。

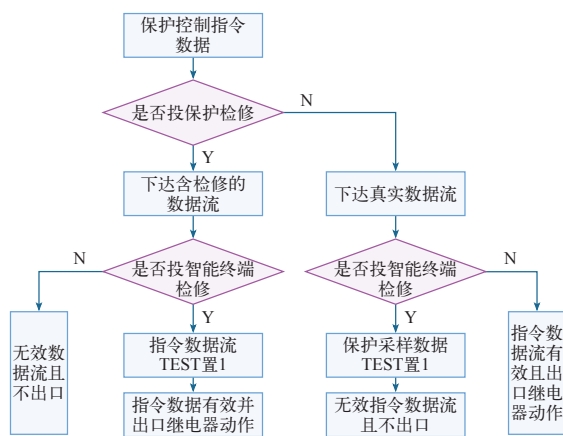
表 500 kV智能变电站二次安措实现细则

二次安措分类	实现方式	相关联设备
破坏网络结构	拔光纤	合并单元，保护装置，智能终端，网络交换机
	出口硬压板	智能终端
	软压板投退	保护装置
不破坏网络结构	SV报文接收软压板投退	合并单元，保护装置
	GOOSE报文接收软压板投退	保护装置，智能终端
	SV报文检修机制	合并单元，保护装置
	GOOSE报文检修机制	保护装置，智能终端

其中,检修机制则凭借SV、GOOSE报文中的检修状态的投退来完成对影响运行设备二次回路的隔离,其流程图如图2所示。



(a) 合并单元与保护装置间



(b) 保护装置与智能终端间

图2 检修机制流程图

具体实现过程如下。对于SV报文而言,当合并单元装置的检修压板投入时,装置所发送的采样值数据品质属性的TEST位置TRUE,SV接收装置(如保护、测控等)将对接收的SV报文中的TEST位与装置自身的检修压板状态进行比较,只有两者一致时才将该信号用于保护或测量逻辑,否则按相关通道采样异常处理;对于GOOSE报文而言,当装置(保护、智能终端)的检修压板投入时,装置所发送的GOOSE报文品质属性的TEST位置TRUE,GOOSE接收装置(保护、智能终端)将对接收的GOOSE报文中的TEST位与装置自身的检修压板状态进行比较,只有两者一致时才将该信号作为有效信号进行处理或动作,不一致

时宜保持一致前的状态;两者均采用前一状态的“检修”状态与自身进行对比,若相同则参与逻辑计算,否则视为无效数据丢弃。

无论首检预试还是不完整串改扩建,其二次安措布置均会采用上述一种或多种实现方式来完成,其布置原则是同一回路尽可能设置两处断点来保证待检设备与运行设备的完全隔离。

3 二次回路安措分析

以500 kV智能变电站内主变压器、线路、断路器和母线等主要设备首检预试以及不完整串的扩建(500 kV线路)为基础,以常规变电站二次设备危险点为突破口,探讨各类保护二次安措布置存在的差异,并根据智能变电站二次设备的特征实施相关二次安全隔离措施,进而保证在二次系统上工作的安全性。为便于分析和理解,以川内首座500 kV智能变电站为例来详细分析二次安措的布置。其三侧设计分别为:500 kV部分为3/2接线方式,220 kV部分为双母单分段接线方式,35 kV部分为单母接线方式,如图3所示(为简起见,省略其隔离开关和接地开关)。

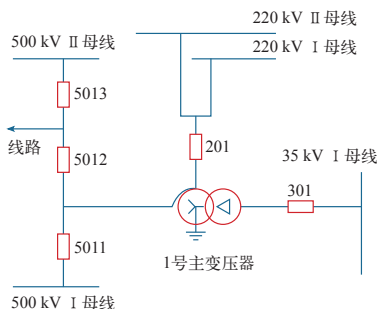


图3 主变压器三侧主接线简图

3.1 主变压器保护首检预试

主变压器首检预试时涉及到运行设备的回路包括两类。一是模拟量:500 kV I母线的母线保护、线路保护以及220 kV母线的母线保护电流回路和高、中压侧以及500 kV I母线侧的电压回路;二是开关量:5011开关起500 kV I母线的母线保护失灵,5012开关起5013开关失灵及联跳5013开关,5012开关失灵起线路远跳,201开关起220 kV母线保护失灵和解复压闭锁,主变压器保护动作误跳

母联、分段开关。

其二次安措主要包括以下内容。

1) 投入待检合并单元、主变压器保护及智能终端的“装置检修”压板。

2) 退出与待检保护装置相关的500 kV线路保护的“5012开关电流SV接收软压板”、“5012开关失灵起远跳GOOSE接收软压板”，在5012开关合并单元侧拔下至线路保护直采光纤，并用防尘帽密封。

3) 退出与待检保护装置相关的500 kV I 母线保护的“5011开关电流SV接收软压板”、“5011开关失灵起母线差动保护GOOSE接收软压板”，在5011开关合并单元侧拔下至母线差动保护直采光纤，并用防尘帽密封。

4) 退出与待检保护装置相关的220 kV母线保护的“201开关电流SV接收软压板”、“201开关失灵起母线差动保护GOOSE接收软压板”以及“201开关失灵解复压闭锁GOOSE接收软压板”，在201开关合并单元侧拔下至母线保护直采光纤，并用防尘帽密封。

5) 退出5013断路器保护的“5012开关起5013开关失灵GOOSE接收软压板”，同时退出5012开关保护“失灵联跳5013开关出口GOOSE发送软压板”。

6) 退出待检保护装置中“主变压器后备保护动作跳母联、分段开关出口”软压板。

7) 针对常规互感器构成的电流、电压二次回路需在就地的合并单元和智能终端处打开连片和拉掉二次PT断路器，避免摇绝缘或设备调试时误开运行设备。

3.2 线路保护首检预试

线路保护首检预试^[5]时应根据电压等级来分别考虑。对于500 kV线路而言，主要涉及以下运行回路。一是模拟量：500 kV II 母线的母线保护，主变压器保护电流回路，主变压器高压侧和500 kV II 母线侧的电压回路；二是开关量：5013开关起500 kV II 母线的母线保护失灵，5012开关起5011开关失灵，5012开关失灵联跳5011开关和201开关（5012开关失灵起主变压器联跳三侧开关

（某些变电站的设计））、5012和5013开关失灵起线路远跳。其二次安措主要包括以下内容。

1) 投入待检合并单元、线路保护及智能终端的“装置检修”压板。

2) 退出与待检保护装置相关的主变压器保护的“5012开关电流SV接收软压板”、“5012开关失灵起远跳GOOSE接收软压板”，在5012开关合并单元侧拔下至主变压器保护直采光纤，并用防尘帽密封。

3) 退出与待检保护装置相关的500 kV II 母线的母线保护的“5013开关电流SV接收软压板”、“5013开关失灵起母线差动保护GOOSE接收软压板”，在5013开关合并单元侧拔下至母线保护直采光纤，并用防尘帽密封。

4) 退出5011断路器保护的“5012开关起5011开关失灵GOOSE接收软压板”，同时退出5012开关保护“失灵联跳5011开关出口GOOSE发送软压板”。

5) 退出主变压器保护的“5012开关失灵联跳主变压器三侧GOOSE接收软压板”，同时退出5012开关保护“失灵联跳主变压器三侧GOOSE发送软压板”。

6) 将线路保护装置进行物理自环，并对纵联码以及控制字进行设置，形成光纤自环状态。

7) 针对常规互感器构成的电流、电压二次回路需在就地的合并单元和智能终端处打开连片和拉掉二次PT断路器，避免摇绝缘或设备调试时误开运行设备。

对于220 kV线路而言，主要涉及以下运行回路。一是模拟量：220 kV母线保护电流回路和220 kV母线侧的电压回路；二是开关量：线路开关起220 kV母线差动保护失灵、线路开关失灵起远跳。其二次安措主要包括以下内容。

1) 投入待检合并单元、线路保护及智能终端的“装置检修”压板。

2) 退出与待检保护装置相关母线差动保护的“线路开关支路电流SV接收软压板”、“线路开关支路失灵起母线差动保护GOOSE接收软压板”，在线路合并单元侧拔下至母线差动保护直采光纤，并用防尘帽密封。

3) 将线路保护装置进行尾纤自环, 并对纵联码以及控制字进行设置, 形成光纤自环状态。

4) 针对常规互感器构成的电流、电压二次回路需在就地的合并单元和智能终端处打开连片和拉掉二次PT断路器, 避免摇绝缘或设备调试时误开入运行设备。

3.3 母线保护首检预试

母线差动保护首检预试的原则：建议在待检母线保护屏处布置安措，同时应根据电压等级来分别考虑。

对于500 kV母线差动保护而言,以Ⅱ母线的母线保护为例,在一次设备不停电的情况下主要涉及母线保护动作出口跳各串靠Ⅱ母线侧边开关及起Ⅱ母线侧边开关失灵回路。其二次安措主要包括以下内容。

- 1) 投入待检母线保护的“装置检修”压板。
- 2) 退出待检保护装置中“保护动作跳各支路GOOSE出口软压板”，并断开至各串靠Ⅱ母边开关直跳光纤。
- 3) 断开待检保护装置GOOSE组网光纤。

对于220 kV母线而言,以双母单分段接线为例,主要涉及以下运行回路:母线差动保护动作跳母联、分段和主变压器中压侧以及各支路开关,母线差动动作误起主变压器保护失灵联跳三侧及线路远跳。其二次安措主要包括以下内容。

- 1) 投入待检母线保护的“装置检修”压板。
- 2) 退出待检保护装置中“保护动作跳各支路开关GOOSE出口软压板”（如有GOOSE组网跳闸出口软压板也应退出），并断开至各支路、主变压器及母联分段开关直跳光纤。
- 3) 断开待检保护装置GOOSE组网光纤。

3.4 断路器保护首检预试

断路器保护主要针对500 kV电压等级接线方式,其校验通常情况下结合线路或主变压器间隔预试期间进行。对于单断路器保护校验的情况极为罕见,为了保持阅读的完整性,这里仅从技术角度来予以分析。

对于500 kV断路器保护而言,以5013断路

器保护为例，主要涉及以下运行回路。一是模拟量：500 kV II 母线的母线保护和线路保护电流回路；二是开关量：5013开关失灵起500 kV II 母线，5013开关失灵起远跳，5013开关失灵联跳5012开关。为保证检修的安全性，建议其二次安措在检修屏内布置，主要包括以下内容。

- 1) 退出母线保护及线路保护、5013开关保护电流SV接收软压板。
- 2) 将5013开关合并单元拔下至母线及线路保护直采光纤，并用防尘帽密封。
- 3) 投入待检断路器合并单元、保护装置以及智能终端处的“装置检修”压板。
- 4) 退出与待检保护装置相关的500 kV II 母线的母线保护的“5013开关失灵起母线差动保护GOOSE接收软压板”、线路保护的“5013开关失灵起远跳GOOSE接收软压板”。
- 5) 退出5013开关保护失灵起动母线差动、失灵起动线路远跳及失灵起动5012开关失灵GOOSE出口软压板，并在5013开关保护处拔下GOOSE组网光纤。

3.5 不完整串改扩建

假定以图3中的500 kV线路扩建^[6]为例, 由于扩建前后新增5013开关一次设备, 因此在设计各开关失灵时的二次回路将有如下的变动。第一, 取消5012开关保护失灵起Ⅱ母线的母线差动保护回路, 新增其失灵起线路远跳回路; 第二, 新增5013开关保护失灵起Ⅱ母线的母线差动保护和线路远跳回路; 第三, 新增5012、5013开关各自失灵互跳对方的二次回路; 其扩建后完整串的各开关失灵相互关联如图4所示。

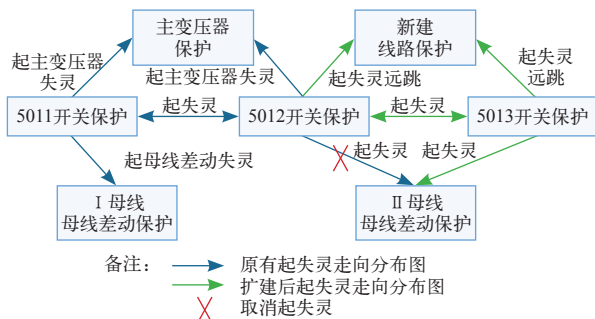


图4 失灵二次关联简图

由此可见,针对上述线路间隔扩建工程,所涉及二次回路的变化主要表现在电流、电压、跳闸及起失灵回路四个方面。可能涉及到的施工危险点如下。第一,电流回路更改后的调试易造成试验电流误入已运行的母线差动保护、主变压器保护;第二,开关相互间的起失灵和联跳可能存在不对应;第三,在拆接线过程中可能存在二次回路迂回;第四,CT极性与原主变压器保护、原母线保护以及新线路保护的极性存在不一致;第五,二次电缆更换后调试容易造成运行设备开关的误跳闸(尤其是开关启失灵误开入)。因此,其二次安措主要包括以下内容。

1) 投入5012开关合并单元及智能终端的“装置检修”压板。

2) 退出与扩建保护装置相关主变压器、母线差动保护的“5012开关电流SV接收软压板”、“5012开关失灵起远跳GOOSE接收软压板”,在保护侧拔下相应的光缆,并用防尘帽密封。

3) 退出与待检保护装置相关的500 kV II 母线的母线保护的“5012开关电流SV接收软压板”、“5012开关失灵起母线差动保护GOOSE接收软压板”,在母线保护侧拔下相应的光缆,并用防尘帽密封。

4) 退出5012断路器保护的“5013开关起5012开关失灵GOOSE接收软压板”、“5013开关失灵联跳5012开关出口GOOSE接收软压板”,在5012断路器保护侧拔下相应的光缆,并用防尘帽密封。

5) 将线路保护装置物理自环,并对纵联码以及控制字进行设置,使装置形成光纤自环状态。

6) 针对常规互感器构成的电流、电压二次回路需在就地的合并单元和智能终端处打开连片和拉掉二次PT断路器,避免摇绝缘或设备调试时误开入运行设备。

4 相关建议

500 kV智能变电站二次安措较之于同电压等级传统变电站具有抽象、隐蔽和复杂等特点,因此要求二次检修人员对于上述首检预试的二次安措布置必须具备一定的理论基础。建议以常规变

电站的二次安措为基础,逐步梳理出每类保护的安措,并找出其与常规变电站所存在的差异,以合并单元、保护装置、智能终端以及交换机为安措设置部位,对二次回路中的可能断开点以现场实际操作性和风险系数进行优化取舍,采用“拔光纤”、“软设置”以及两者相结合的方式来实现待检与运行设备的完全有效隔离。同时,要在实践中逐步区分传统二次回路与虚回路的异同,并合理及正确使用网络分析工具以保证安措回路的正确性。

5 结束语

以500 kV智能变电站二次设备首检预试及改扩建调试为主线,指出了此类预试及改造所涉及的技术难点和危险点,并在此基础上从二次回路构成、走向以及危险点进行了深入分析和梳理,总结出了一套适用于智能二次装置调试验收的二次安措,并使之在实际现场具有一定的可行性,对今后500 kV智能变电站的类似改造工程有一定的借鉴参考作用。

参考文献

- [1] 国家电网公司运维检修部. 国家电网公司十八项电网重大反事故措施(修订版)辅导教材[M]. 北京:中国电力出版社,2012.
- [2] 国家电网公司. 智能变电站继电保护技术规范[M]. 北京:中国电力出版社,2010.
- [3] 李孟超,王允平,李献伟,等. 智能变电站及技术特点分析[J]. 电力系统保护与控制,2012,38(18):59-63.
- [4] 金言,段振坤,范华. 智能变电站继电保护系统检修试验方法综述[J]. 华北电力技术,2013(10):68-70.
- [5] 陈向东. 二分之三接线方式下500 kV线路保护、断路器保护校验作业风险控制[J]. 安徽电力科技信息,2008(3):18-22.
- [6] 盛献飞,吴雪峰,周滔滔,等. 500 kV数字化变电站扩建时的二次调试方案及安全措施[J]. 电力建设,2012,33(8):49-52.

(收稿日期:2015-08-03) EA