[智能变电站]

500 kV智能变电站与常规站间隔扩建（改造）二次配合异同分析

文/金春辉　邓　超　仲　浩
国网浙江省电力有限公司检修分公司

分析500 kV智能站与常规站的结构区别，对比500 kV常规站与智能站间隔扩建（改造）二次配合的异同，总结出常规站与智能站间隔扩建（改造）二次配合的技术难点与关键质量控制措施。

随着中国经济的快速发展，电网规模不断扩大，变电站建设规模不断增加，变电站改扩建工程与日俱增，由于智能变电站与常规变电站的结构不同，导致两者改扩建的二次配合存在很大差异，对此，本文针对改扩建二次配合开展了相关探讨。

常规站与智能站的二次作业面介绍

1. 变电站二次回路组成

（1）常规变电站

常规变电站电压电流二次回路是电压电流互感器通过电缆传输至保护、测控及计量装置等；用于对断路器及隔离开关的控制回路是由保护测控装置通过电缆传输至一次设备操作机构箱；用以反映一次设备装置状态信号回路是由一二次设备通过电缆传输至测控装置；保护装置通过光纤与监控后台进行通信，上送保护装置软报文；测控装置通过网线与后台通信上送遥信、遥测数据并接受遥控命令；监控后台对全站设备进行监视与控制。常规站二次回路组成大部分是由电缆组成，少部分是通过网线与光纤来实现二次设备之间的通信，现场改（扩）建工程中二次电缆使用量大，二次接线工作量大；交流采样回路中二次电压不能短路，二次电流不能开路；二次交流电源回路有低压触电危险，二次直流电源回路有低压触电危险及直流接地风险；二次控制都为电缆接线，安措执行与设备传动验证结果比较直观。

（2）智能变电站

智能变电站引入了合并单元与智能终端，并在全站设备组成“三层两网”结构；二次电压电流回路通过合并单元采集二次电压电流模拟量信号，进行数据合并与处理，按照IEC 61850-9-2标准装换为以太网数据，以光纤输出到过程层SV网络；反映一次设备的二次信号回路通过电缆接入智能终端进行信息转换，通过光纤输出到过程层GOOSE网络；用于一次设备的二次控制回路通过光纤输入到智能终端，智能终端进行信息转换，通过电缆传输控制命令对一次设备进行控制。保护、测控装置通过SV网络进行遥测数据传输，通过GOOSE网络进行遥控、遥信数据传输。采用电子式互感器的智能变电站，交流采样回路完全取消，因此不会出现电流回路的二次开路，电压回路的二次短路，以及由于电流互感器本身造成的死区、饱和等导致的保护无法正确动作的现象，除直流电源回路及一次设备与智能终端外，所有直流二次回路均取消，直流接地的概率大大降低，通过光纤组成的GOOSE网络具备实时监视功能，能够实时监测回路的通断，具有明显的技术优势，方便了状态检修的开展。

2. 变电站改扩建二次配合内容组成

（1）常规变电站

对于常规变电站，以500 kV妙西变电站500 kV 长龙山I、II线间隔扩建为例，工程概况为扩建500 kV长龙山Ⅰ线；扩建500 kV长龙山II线扩建示意如图1所示。

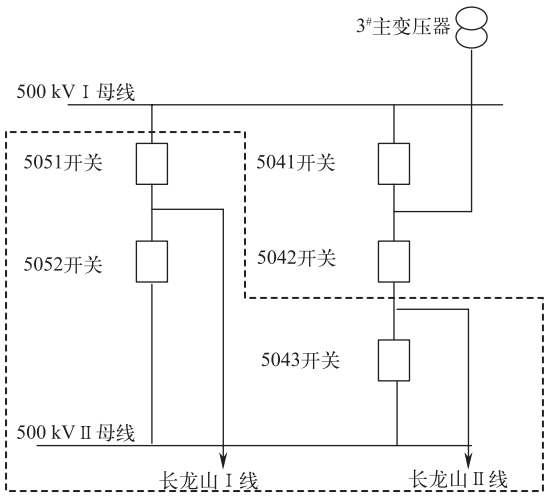

图1 长龙山Ⅰ、Ⅱ线间隔扩建示意图

长龙山Ⅰ、Ⅱ线间隔扩建二次作业面施工单位负责新装置组屏、安装及调试，运行单位二次作业面主要负责新装置与原先站内装置搭接传动、通信组网及调度信息联调，具体二次配合内容为:

1）新上保护、测控及电度表等二次设备与站内运行设备相关二次电缆敷设。

2）新上母线侧刀开关与500 kV母线地开关闭锁回路搭接验证。

3）故障录波器、保信子站与PMU二次回路搭接及配置。

4）新上间隔相关电源回路、对时回路、信号回路及光纤搭接。

5）新上设备的间隔层五防闭锁回路完善及验证配合。

6）新上间隔后台、远动数据库修改、信号核对及远动联调。

7）500 kV母线母差保护与新上间隔开关二次回路搭接传动。

8）3#主变压器、500 kV Ⅰ母线、500 kV Ⅱ母线及故障录波器带负荷试验。

9）故障录波器及PMU核相试验。

10）定值下装配合线路启动。

（2）智能变电站

对于智能变电站，以500 kV洪明变电站220 kV五圣、狮岭I、II线间隔扩建为例，工程概况为500 kV洪明变电站220 kV五圣、狮岭Ⅰ、Ⅱ间隔扩建。扩建的4条220 kV线路均在220正副母线Ⅱ段，扩建示意如图2所示。

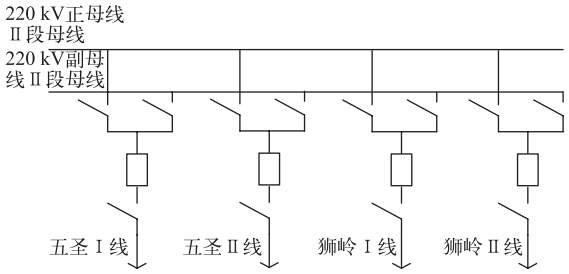

图2 五圣、狮岭Ⅰ、Ⅱ线间隔扩建示意图

五圣、狮岭Ⅰ、Ⅱ线间隔扩建二次作业面施工单位负责新装置组屏、安装及调试，运行单位二次作业面主要负责新装置与原先站内装置搭接传动、通信组网及调度信息联调，具体二次配合内容：

1）新上保护、测控及电能表等二次设备与站内运行设备相关二次光缆敷设；

2）新上母线侧刀开关与220 kV母线地开关闭锁回路搭接验证。

3）故障录波器、保信子站与PMU二次回路搭接及配置。

4）五圣Ⅰ、Ⅱ线间隔和狮岭I、II线间隔相关电源回路、对时回路、信号回路及光纤搭接。

5）五圣Ⅰ、Ⅱ线间隔和狮岭Ⅰ、Ⅱ线间隔后台顺控票库修改，完善，五防逻辑修改及验证。

6）五圣Ⅰ、Ⅱ线间隔和狮岭Ⅰ、Ⅱ线间隔后台、远动数据库修改、信号核对及远动联调。

7）220 kV母线母差保护与新上间隔开关二次回路搭接传动。

8）220 kV 2号故障录波器新整定单执行 、220 kV正副母II段母差保护新整定单执行。

9）核相及带负荷试验。

10）配合线路启动。

变电站改扩建二次配合异同分析

1. 继电保护专业的异同分析

（1）相同点

常规站与智能站扩建继电保护二次配工作内容

基本一致，都需完成改扩建间隔保护的调试；运行设备的联动试验；故障录波、保护子站及PMU等相关保护专业设备的配置调试。

（2）不同点

常规站扩建继电保护专业二次配合主要在电缆的搭接传动，保护装置一般不需要单独配置，按相关设计图样进行电缆搭接即可完成保护装置之间的联系；二次安全措施执行需通过装置硬压板及电缆隔离实现；智能站由于二次回路光纤化，保护装置之间的联系都是通过虚端子连接，需要更新CID文件配置，并且同步更新SCD文件，不同厂家的模型文件不一致，需要各自厂家进场根据SCD文件更新相关模型文件，更新后各保护设备才能实现通信，相关保护装置才能实现功能联系；二次安全措施执行需通过智能站检修硬压板及保护装置软压板实现。

2. 自动化系统的异同分析

（1）相同点

自动化工作的内容大体一致，主要进行子站及主站的“四遥”功能的试验及扩建间隔与站内其他一次设备的闭锁逻辑验证。

（2）不同点

常规站的遥信基本都是硬触点遥信，有清晰直观的二次电缆接线，智能站遥信都是虚端子连接的虚遥信；遥测常规站都是模拟量进A/D转换到数字量，智能站对于光TV、TA完全没有交流采样回路，遥测均为数字量；智能站需要在扩建前配置SCD文件，完成各厂家的ICD模型文件的一致性校验，完成相关设备的虚端子连接；常规站扩建后台没有顺控功能，智能站则需编制顺控票，并进行实际验证。

常规站与智能站的技术难点与关键措施

常规站二次回路基本采用大量的电缆，改扩建过程中二次电缆接线，电缆的绝缘检查、低压触电与直流接地控制均为技术难点，需要采取相关的隔离控制措施。

常规采样中，电压互感器的二次回路短路与电流互感器的二次开路是技术难点，需采取一二次通压通流等相关安全措施来控制，电压回路还需要全站N600一点接地检查，新上设备启动时，所有采集电压电流的二次设备都需进行带负荷与核相试验。

二次安全措施主要通过电缆接线隔离执行，二次回路接线复杂，寄生回路众多，必须严格执行二次安全措施票，防止误拆接线导致影响一次运行设备安全稳定。

智能站的技术难点与关键措施

智能站二次回路基本通过光纤回路通信，注意检查光纤回路的收发功率，收发功率需要满足规定要求：光波长为1 310 nm时，光纤发送功率为－20～－14 dBm，光接收灵敏度为－31～－14 dBm；光波长为850 nm时，光纤发送功率为－19～－10 dBm，光接收灵敏度为－24～－10 dBm。

对于常规采样的智能站，合并单元采样回路需避免电压二次回路短路与电流二次回路开路，新设备启动时，只需在电流电压合并单元进行带负荷与核相试验，其余二次设备检查采样是否正常即可。

二次配合需要各个二次设备厂家将保护装置、间隔交换机、合并单元和智能终端根据最新的SCD文件生成相应的CID文件并下装，再由后台厂家进行过程层中心交换机的VLAN划分。工作中需要对厂家加强监护，防止误修改配置，并通过二次系统工厂化调试等技术来验证SCD文件的正确性。运行设备配置更改后的验证必须将全部回路进行重新验证。涉及运行一次设备需陪停，无法陪停时，二次安全措施涉及回路多，验证风险大。比如220 kV线路间隔扩建，需同步更新母差保护配置，母差配置更新过后必须验证全部出口回路，当母线不能停役时，需带电传所有线路出口回路，运行线路的二次安全措施需做到智能终端出口回路，验证作业风险大。

结束语

通过对比500 kV常规站与智能站间隔扩建（改造）二次配合的异同分析得出：常规站二次配合二次电缆回路多，接线工作量大，需要把控触电风险，二次安全措施清晰直观，二次配合厂家少；智能站光纤二次回路多，二次回路接线量少，二次安全措施不直观，二次配合厂家多，需着重加强对SCD文件更新的把控，需要验证顺控功能，运行设备验证工作风险大。EA

（收稿日期：2022-05-09）