

「变电站」

浅析智能变电站与传统变电站二次设备调试的区别

文/福建省送变电工程有限公司 王 涛 方健安

结合变电站二次设备调试流程，对智能变电站与传统变电站二次设备调试的区别做了归纳和总结，结合变电站二次调试的流程对智能变电站二次设备的调试进行了梳理并对其中一些调试方法做了简要介绍。

近年来，国家电网公司智能变电站建设不断提速。当前智能变电站模式主要是二次设备的智能化。由于二次设备的更新换代这就对二次设备调试提出了新的要求，怎样才能从传统变电站的调试思路中快速转换到智能变电站中来，是每个二次调试人员当前最迫切要解决的问题。如何高质高效地进行智能变电站二次设备的调试工作，对于推动智能变电站建设具有积极意义。现通过对智能变电站与传统变电站二次调试的差异进行分析，以便调试人员对智能变电站二次调试工作更加清晰和明确。

智能变电站与传统变电站二次系统的区别

智能变电站的二次设备，从功能实现上来说和传统二次装置基本一致，均为完成对一次设备的监测、控制和保护等功能。与传统变电站的不同在于智能变电站为“三层两网”的结构，如下图所示。

即在传统变电站一次设备与传统间隔层的保护、测控等设备之间增加了过程层设备，现阶段过程层设备就指合并单元及智能终端（二合一装置称为智能组件）。过程层与间隔层之间为过程层网络（即GOOSE + SV网络，点对点

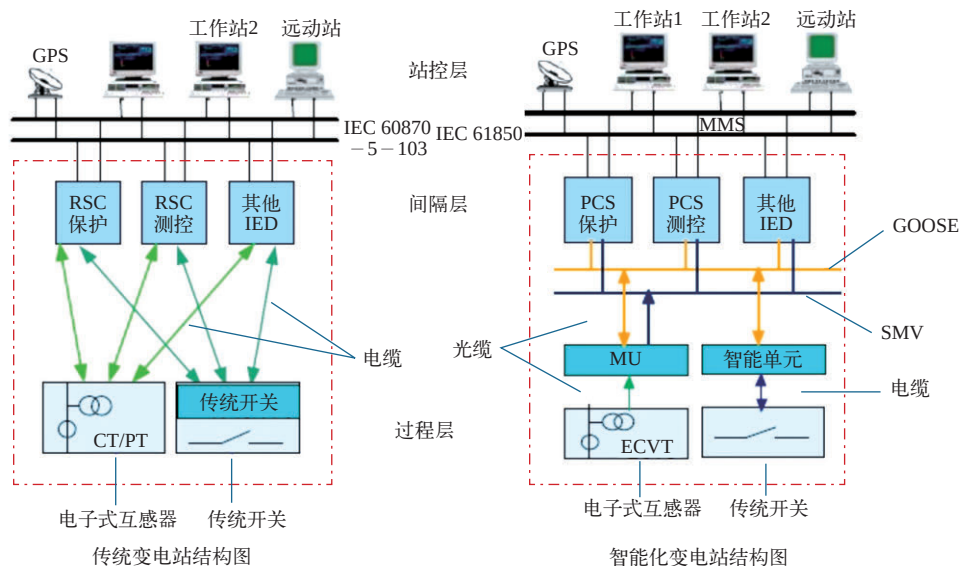


图 “三层两网” 结构示意图

点直连以及经交换机组网均属于该网络范畴，该网络替代了传统变电站的二次电缆功能），间隔层与站控层之间为间隔层网络（即MMS网络，这与传统变电站类似，传输测控开入信号及间隔层设备的软报文）。由于网络结构和二次设备发生了变化，必然带来调试方法的改变，下面结合变电站二次设备的调试流程对两者的区别进行分析。

智能变电站与传统变电站二次调试的区别

1. 图样审查

传统变电站调试人员在进场前首先进行图样审查工作，以确保图样设计的内容及二次回路的构成能够满足生产运行及规范要求，智能变电站在进场前同样需要进行图样审查的工作，与传统变电站的图样审查相比有以下不同。

1) 首先需确定智能变电站各二次设备的版本及模型，应与设计提供虚端子中的设备版本及模型保持一致，如不一致可能导致各智能设备的虚端子排列顺序及其属性与设计院提供虚端子不对应，这就无法按照虚端子进行SCD文件集成。

2) 根据设计规范及生产要求审查设计院提供的虚端子表。确保虚端子接线无误连、少连或多连，此项工作相当于传统变电站的端子排图二次接线审查。

2. 二次回路检查

二次回路的正确与否关系到二次设备功能能否正常实现。所以传统变电站在调试过程中利用导通法对构成二次系统的所有二次回路的唯一性和正确性进行仔细检查。智能变电站在一次设备和过程层设备之间还保留了传统的二次回路，同样需要用导通法进行逐一检查。区别传统变电站的地方在于过程层与间隔层之间的二次系统由过程层网络的虚回路构成，两层的智能设备间由光纤链路构成物理连接，所以与传统变电站相比智能变电站二次回路检查增加的调试内容如下。

1) 将审查并经设计人员修正后的虚端子表发给集成商集成初版SCD文件。利用SCD解析软件离线审查该SCD文件。审查的依据为设计院提供的虚端子表，对照虚端子表逐条核对。此项工作与传统变电站二次电缆查线类似，重点检查各装置的开入开出及接入各设备的对应属性的正确性。发现错误及时记录整理并通知集成商修正，修正

后调试人员再复核。经过几轮修正后最终形成调试用SCD文件。这就保证了虚回路的完整性及正确性。

2) 光纤链路检查、光功率测试及光介质衰减测试。由于各智能设备之间的通信均由光缆、尾缆和光纤跳线组成。所以需用激光笔对每一条光纤链路进行检查，确保链路通畅及收发正常。同时还应测试各个光口的收发光功率并计算每条光介质的衰减。

3. 二次设备单体试验

与传统变电站的二次设备单体调试相比，智能变电站除了定值校验、绝缘检查、继电器校验及常规逻辑检查等项目之外还增加了以下调试项目。

1) 由于智能变电站保护采样采用双AD冗余配置，需进行双AD采样通道检查。将调试SCD文件导入调试仪，利用调试仪将主、复采关联不同的通道，检验双AD虚端子连线的唯一性；然后在双AD采样不一致的情况下检查保护装置是否有自动判别及闭锁功能。

2) 开入虚回路测试。利用测试仪的开出关联二次设备的开入，逐一进行虚开入的唯一性检测。GOOSE开入如经软压板控制接收，则通过投退压板来检验压板唯一性及对应关系。

3) 开出虚回路测试。将二次设备的开出映射到测试仪的开入，利用状态序列模拟不同的状态测试智能设备开出的正确性，同时通过投退GOOSE出口压板，验证出口压板的对应关系。也可利用装置的开出传动逐一检查开出的正确性及出口软压板的对应关系。

4) MU接收压板误退逻辑检查。有流/压情况下退出相应的MU接收压板，检查保护的动作行为，看装置采样是否清零或实时更新，保护逻辑应闭锁相应的保护，即退电压MU接收压板时同PT断线处理，退电流MU接收压板时退出电流保护，差动保护在差流平衡时退出某一侧MU接收软压板应有防止误动的功能。

5) 虚开入无效逻辑检查。检查断路器位置开入（双点遥信）“00”无效位时智能设备对无效开入的处理机制，是否应保持上一态或开入清零。此项调试目的为模拟智能终端遥信电源断电时各相关智能设备的响应逻辑。

6) SV品质位无效时逻辑检查。利用调试仪将SV品质设置为无效，然后检查接受装置的响应，

（下转第73页）

法与实际线损更为接近。

由表2台区可知,以本台区为例计及负荷波动系数后,理论线损率明显上升,负荷波动对线损率的影响较大,说明本文所提方法也能将负荷波动对线损的影响考虑进去,在一定程度上能得到和实际较为接近的线损率。

表2 台区1计及三相不平衡理论线损计算构成

分类	计及负荷波动	不计及负荷波动	增加百分比 (%)
供电量/kW·h	15 886.04	15 765.2	—
损耗电量/kW·h	420.41	299.9	40.183 39
线路损耗/kW·h	338.61	240.5	40.794 18
零线损耗/kW·h	80.82	62.1	30.144 93
表计损耗/kW·h	89.7	89.7	—
线损率 (%)	3.2	2.36	35.593 22

根据图6由前推回代法计算的理论线损与功率因数的关系可知,理论线损随功率因数的提高而降低,说明要减小在线路和设备上的损耗,应尽量提高线路的功率因数,可考虑在负荷集中处加装低压无功补偿装置。

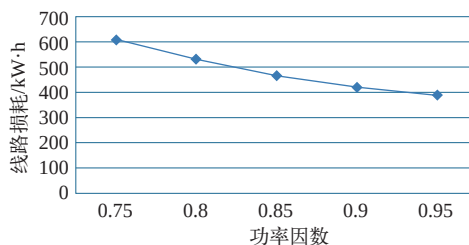


图6 功率因数对赵思1号台区理论线损影响

结束语

考虑了影响理论线损计算的常见因素,比较了常用的低压台区理论计算方法的优缺点和不足,找到了一种更接近实际理论线损计算的方法,对有监测终端装置的配电变压器,在计及负荷波动情况下,找到了一种利用前推回代三相潮流算法计算低压台区理论线损的方法。将此方法应用于典型的低压台区线损计算中去,同时又和其他理论线损计算方法相比较,最终发现此方法计算结果更接近实际线损。EA

(收稿日期: 2014.07.24)

[编辑: 刘群焱]

(上接第69页)

且不以装置显示为判断结果,应模拟不同的状态测试SV品质位无效时装置是否自动闭锁。

7) 合并单元准确度调试。利用测试仪测试合并单元输出各个采样通道的精度,记录相角及变比误差。值得注意的是在测试级联电压的准确度时,应从电压合并单元加电压,在间隔合并单元测试接收侧准确度及延时是否合格。

8) 合并单元逻辑检查。包括间隔合并单元的电压切换逻辑测试及母线合并单元的电压并列逻辑测试。

9) 智能终端逻辑测试。包括手跳、永跳和压力低闭重逻辑;直连及组网GOOSE报文接收光口区分。

10) 智能终端虚回路测试。检查智能终端接受一次设备信号后输出虚遥信的正确性;检查智能终端接受GOOSE报文后输出硬接点的正确性。

11) 网络性能测试。包括交换机性能测试、网络风暴测试等。

分系统调试

智能变电站同传统变电站一样需要分别模拟各种运行及故障状态,测试二次设备的动作行为,同时结合传动来验证出口软、硬压板的唯一性及正确性。除此之外智能变电站还应进行如下项目调试。

1) 进行二次通流通压试验来测试某一间隔采样的同步性。同时从母线合并单元和间隔合并单元前端输入电压和电流,在各个接收装置处检测电流、电压的幅值及角度,以检测相关装置采样数据的正确性。

2) 测试从不同合并单元同时采集数据的如母差保护、主变保护及3/2接线保护等二次设备采样的同步性。应同时从各相关合并单元前端输入电压和电流来检查各二次设备的采样,确保不同合并单元采样数据的同步。EA

(收稿日期: 2014.07.02)

[编辑: 刘群焱]