

110 kV 变电站保护改造方法分析

霍丹, 吴靖, 田骏, 张魁, 叶李心
(国网杭州供电公司, 浙江 杭州 310006)

摘要:总结了110 kV 超期运行变电站保护改造过程中有限停电条件下保护改造作业时安全措施、改造方法、调试手段和注意事项,并进一步比较了几种改造方案的时间成本和人力成本,推导出最优改造方案,为国内的110 kV 变电站整站保护改造提供参考。

关键词: 老旧改造; 时间成本; 人力成本; 安全措施; 调试手段

中图分类号: TM755 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2020)05-0037-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2020.05.009

Analysis on Protection Reformation Method in 110 kV Substation

Huo Dan, Wu Jing, Tian Jun, Zhang Kui, Ye Lixin
(State Grid Hangzhou Electric Power Supply Company, Hangzhou 310006, Zhejiang, China)

Abstract: The security measures, reformation method and commissioning method are summarized as well as the matters needing attention in 110 kV substation with extra service during the protection reformation in a few power rationing condition. The time cost and labor cost of several protection reformation plans are compared, and the optimal plan is deduced, which provides a reference for protection reformation in 110 kV substation in China.

Key words: reformation method; time cost; labor cost; security measures; commissioning method

0 引言

110 kV 变电站多为市区终端变电站,通常联接220 kV 变电站,共有110 kV 进线2回。110 kV 变电站很大部分为20世纪90年代投产,已运行20年以上,设备运行时间过长,老化严重,维护困难,为提高市区电网供电可靠性,对110 kV 老旧变电站进行设备更换^[1~2]。由于改造涉及变电站较多,范围较广,经验总结有助于国内110 kV 变电站改造工程推进。

下面总结了某110 kV 变电站有限停电范围内改造时的安全措施、改造方法、调试手段和一些注意事项,并比较了几种改造方案,从中选取最优方案,为全国范围内的110 kV 变电站改造提供参考。

1 110 kV 变电站改造方法介绍

下面将具体介绍老旧变电站接线方式及设备配置情况,并详细介绍改造过程中的风险点、预控措施

以及改造过程。

1.1 110 kV 老旧变电站情况

某110 kV 变电站的110 kV 侧为内桥接线方式,低压侧为单母三分段接线方式。该变电站配有双回110 kV 进线,两台110 kV 变压器,低压侧10 kV 部分为三段母线单分段方式,1号主变压器对应10 kV I 段母线,2号主变压器低压侧分支一对应10 kV II 段母线,2号主变压器低压侧分支二对应10 kV III 段母线,10 kV I 段母线和II 段母线之间配置有分段断路器。主接线如图1所示。

110 kV 变电站老旧改造工程主要包括更换公共设备和分间隔内保护和测控装置,老旧变电站增设故障录波器和GPS 对时装置。

公共设备部分包括更换110 kV 母线设备测控和110 kV 电压并列重动装置,10 kV 母线设备测控和10 kV 电压并列重动装置,110 kV 母线分段及备自投装置和母线分段测控,10 kV 母线分段及备自投和母线设备测控。分间隔内设备包括更换110 kV 主变压器差动保护装置、高后备保护装置、主变压器两侧

测控装置和本体测控装置,同时主变压器低压侧新增分支过流保护,110 kV 进线测控,进线操作箱,10 kV 线路、电抗器、电容器和所用变压器保护测控装置。

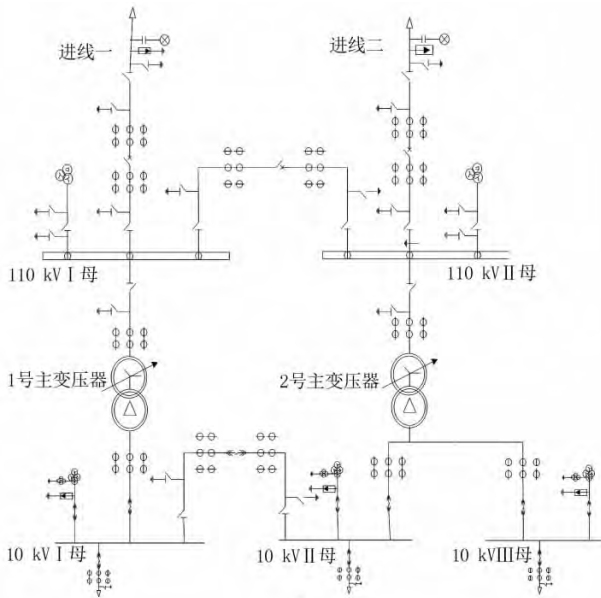


图1 110 kV 变电站主接线

1.2 轮停改造过程中风险点及控制措施

该期老旧变电站改造,为降低电网负荷压力,采用轮停主变压器间隔方式。第一阶段110 kV 停役状态包括110 kV 进线电源一断路器线路检修,1号主变压器两侧断路器检修,1号主变压器对应的高、低压侧母线检修。110 kV 进线电源二运行,2号主变压器运行,2号主变压器低压侧两个分支均运行,10 kV II段和III段母线运行。改造过程中存在诸多风险点,尤其在改造公共设备时,拆除与停役设备相关二次回路过程中,由于安全措施落实不到位,造成运行母线失压,运行间隔电流回路开路,误跳运行间隔开关。下面列举几种典型设备更换过程中的风险点及控制措施。

1.2.1 110 kV 备自投和线路测控及操作箱改造

更换110 kV 备自投装置过程中,风险点包括误跳运行进线开关,误拆线造成运行主变压器高压侧电流开路和造成运行高压侧母线交流电压失压。预控措施包括:首先确认备自投跳运行进线开关出口硬压板已经取下,将相关端子排跳运行进线部分上端头用红色绝缘胶布可靠隔离;并通过拉合停役进线开关控制电源开关,测量跳合停役进线的出口压板电位,进一步确认出口压板的正确性。110 kV 备自投屏内进线二相关电流回路在运行,应将电流回路外侧端子短接后断开端子排连接片,断开运行母

线交流电压端子排,并将外侧密封防止误碰。

110 kV 老旧变电站,其两条进线和桥开关测控及操作箱装置常同屏布置,为检修工作增加风险。更换同屏内检修间隔测控和操作箱时,应将运行线路部分测量电压、测量电流、遥信和遥控部分端子排可靠密封。将对应交流电压空气开关、直流通信、装置电源空气开关和控制直流电源空气开关可靠隔离。

1.2.2 110 kV 电压并列重动装置改造

改造110 kV 电压并列重动屏可能造成运行母线失压。预控措施是将运行110 kV 母线电压可靠隔离,由于旧电压并列重动装置采用双位置继电器,其掉电不会失压,将旧电压并列重动装置直流电源可靠隔离后,将至110 kV 一次设备的母联断路器位置、母联断路器两侧隔离开关位置、两段母线电压互感器隔离开关位置改接至新电压并列重动屏。

1.2.3 10 kV 备自投改造

改造10 kV 母分备自投时风险点误跳运行主变压器低压侧断路器,造成运行主变压器低压侧电流开路或低压侧母线电压短路。预控措施是将跳运行主变压器低压侧断路器的出口压板取下,并将跳运行主变压器低压侧断路器端子排可靠隔离,通过拉合停役主变压器低压侧控制电源方法进一步确认停役主变压器间隔跳闸出口压板和相关回路。将备自投柜内运行主变压器低压侧电流回路短接,断开运行交流母线电压空气开关使带电部分可靠隔离。

1.2.4 10 kV 电压并列切换装置改造

10 kV 电压并列切换装置布置于10 kV 分段隔离柜面板上,更换新电压并列切换装置前,应将运行段交流母线电压临时短接,防止拆除过程中由于误断开运行母线电压互感器隔离开关位置开入造成10 kV 运行主变压器设备失压。

老旧站测控装置更换后,遥控试验前将全站设备控制功能切换至就地位置,防止误遥控运行设备开关。

1.3 变电站改造措施

1.3.1 10 kV 间隔改造

10 kV 线路、电容器、电抗器和所用变压器开关柜间隔,采用保留二次接线仓、更换面板方式。面板上保护测控装置和功能压板、跳合闸出口压板、远近控切换把手、分合闸小开关、储能指示灯和复归按钮均更换。以上相关二次回路均重新配置。由于线路间隔电能表本身有功率历史读数的特殊原因,电能表必须利旧。面板更换配线完成后进行绝缘测试,

数据合格后,装置送上电,新装置支持 IEC 61850 《变电站通信网络和系统》规范^[3],需修改配置 IED NAME 和通信地址,更新整定值,并配置遥信防抖时间、遥测死区参数、遥控保持时间等参数。新保护测控装置需与厂站监控后台和主站监控进行三遥信息核对,包括本间隔电压、电流、有功功率、无功功率和功率因数核对;保护测控装置告警、闭锁、动作、断路器分合闸位置、手车工作试验位置、工作位置、开关柜接地开关位置、弹簧未储能、控制回路断线和辅助电源故障等遥信核对。遥控试验包括断路器合分闸遥控和重合闸软压板投退试验。遥控试验前,应将全站所有运行设备切换把手切至就地操作,防止由于遥控信息关联异常,导致误遥控运行设备,造成运行设备失电。

1.3.2 10 kV 电压并列装置改造

10 kV 电压并列重动装置改造措施:将运行母线电压和运行母线电压重动回路可靠密封;拆除停役母线电压回路和停役母线电压重动回路,割接至新电压并列切换装置;将分段断路器位置、分段隔离柜小车工作位置构成的电压并列回路,割接至新电压并列重动装置并列回路中;将分段断路器分闸位置,分段隔离柜小车试验位置接点并接至新电压并列重动装置解列回路解列把手两端。

电压并列重动回路搭接完成后,对二次回路进行绝缘测试,测试数据合格后,在停役母线电压互感器柜处通入交流母线电压,将电压互感器小车推至工作位置,然后检查电压并列装置重动指示灯,检查重动后电压输出是否正常。需检查该段母线上所有线路、电容器和电抗器保护测控装置交流电压采样,检查 10 kV 分段备自投、主变压器低压侧后备保护、故障录波器、主变压器电能表屏和监控后台的交流电压采样。为区分相别,各相电压应设置不同数值,如分相电压设置为 10 V、20 V 和 30 V,零序电压设置为 15 V。

电压重动回路验证正确后,进一步验证电压并列和解列回路。电压并列回路验证,需将分段断路器至合位,并将分段断路器隔离柜推至工作位置,将并列解列开关切换至并列位置。并列条件满足后,测量另外一段母线输出交流母线分相和零序电压正确。解列回路验证时,分别拉开分段断路器,将分段隔离小车拉至试验位置,开关切换至解列位置,然后检查并列装置另外一段母线电压输出是否为 0 V。

1.3.3 10 kV 分段备自投改造

10 kV 分段备自投开关柜,采用更换整个面板方法,所有保护测控装置、电压互感器、把手和指示灯引出线均重新配置。将运行母线电压断开,将运行主变压器间隔电流回路短接,将跳运行主变压器间隔压板和回路可靠隔离,运行主变压器低压侧断路器需改非自动装置,拉开低压侧控制电源,拆除备自投跳运行主变压器回路后将运行主变压器低压侧控制电源恢复。配线完成经绝缘测试合格后,试验备自投交流电压、电流采样,将停役侧主变压器低压侧断路器位置和 KKJ 开入,同时联动停役主变压器低压侧断路器和分段断路器。

1.3.4 10 kV 母线设备测控改造

10 kV 母线设备测控改造:更换整个面板;厂站监控后台和主站监控端三相交流母线电压和零序电压,交流采样测试;母线电压互感器隔离开关小车位置,母线接地小车工作位置等遥信测试;同时验证母线接地信号正确性。

1.3.5 主变压器保护更换

110 kV 主变压器差动保护、高后备保护和低压侧过流保护采用屏内“掏屏式”更换方式,只更换保护装置,微调部分压板、空气开关、把手、按钮和内部配线,外部电缆均利旧。差动保护采集高压侧进线、桥断路器和低压侧分支断路器电流,通流试验检验电流采样回路。差动保护动作出口回路验证,包括跳高压侧进线和桥断路器、低压侧断路器、闭锁高压侧分段备自投。其中闭锁分段备自投应接入分方式闭锁,不能接入总闭锁回路。高后备保护采集高压侧电压和高压侧套管电流,通流验证电流回路。高压侧后备保护跳各侧断路器和闭锁备自投回路验证时,高后备动作闭锁高压侧分段备自投也应采用分方式闭锁。低压侧后备保护,接入低压侧电压和电流,验证跳低压侧分段断路器、低压侧断路器和闭锁低压侧分段备自投出口回路。低压侧运行方式常采用暗备自投方式,故闭锁低压侧备自投接入总闭锁开入。

1.3.6 110 kV 母线设备测控及电压并列重动装置改造

110 kV 母线设备测控及电压并列重动屏,同样采用“掏屏式”更换方法。将运行母线电压和运行母线电压重动回路可靠密封,拆除停役母线电压回路和停役母线电压重动回路,割接至新电压并列切换装置;将分段断路器位置、分段断路器两侧隔离开关位置构成的电压并列回路割接至新电压并列重动

装置并列回路中:将分段断路器分闸位置、分段断路器两侧隔离开关分闸位置接点并接至新电压并列重动装置解列回路解列把手两端。电压并列重动回路搭接完成后,对二次回路进行绝缘测试。数据合格后,在停役母线电压互感器柜处通入交流母线电压,在合上电压互感器隔离开关之前应通知调度变更设备运行状态,再拉开母线接地开关、合上母线电压互感器隔离开关。然后检查电压重动指示是否正确,检查重动后电压输出是否正常。需检查该段母线上进线和主变压器高压侧测控装置交流电压采样,并且检查 110 kV 分段备自投、主变压器高压侧后备保护、故障录波器、电能表屏和监控后台的交流电压采样。同样为区分相别,各相电压应设置不同数值,如分相电压设置为 15 V、25 V 和 35 V,零序电压设置为 15 V。

110 kV 电压重动回路验证正确后,需进一步验证电压并列和解列回路。电压并列回路验证,需将分段断路器至合位,并将分段断路器两侧隔离开关合上,将并列解列把手切换至并列位置。但是由于 110 kV 只停役单段分段,分段断路器近运行侧母线隔离开关无法置合位,需等待该段母线停役后,方能验证分段断路器的该段母线侧隔离开关相关并列和解列回路。合分段断路器停役母线侧隔离开关,需拉开分段断路器停役母线侧接地开关。变更一次设备状态,需提前通知调度运行人员。并列条件满足后,测量另外一段母线输出交流母线分相和零序电压。解列回路验证时,分别拉开分段断路器,将分段断路器停役母线侧隔离开关把手切换至解列位置,检查并列装置中另外一段母线电压是否为 0 V。

1.3.7 新增 110 kV 故障录波器

新增 110 kV 故障录波器采用异地立屏。该屏至各个间隔交流电压、交流电流、开关位置和保护动作等开入二次电缆新铺设。为削弱电磁干扰,新屏柜体接地铜排应使用截面积不小于 50 mm² 接地线与室内等电位接地网可靠连接^[4]。检测交流电压、交流电流采样,保护动作和跳闸位置等开入是否正确。在 CT 备用绕组不够情况下,可以将故障录波器电流串接在某保护装置后^[5-6]。

1.3.8 新增时钟屏

新增 110 kV 时钟屏采用异地立屏方式,其至各个间隔保护装置采用 B 码对时方式。

1.3.9 110 kV 公用测控屏改造

110 kV 公用测控屏采用异地立屏方式,需将原

有所用电屏、交流电源监视回路、所用电屏不同段交流电源故障、所用电屏并列时信号接入公用测控,直流馈电屏、直流电源监视回路、直流电源屏直流电源故障、不同段直流电源并列信号、火灾告警和防盗告警等信号接入公用测控,并分别验证。

1.3.10 110 kV 分段备自投改造

110 kV 分段备自投柜,采用更换装置方法。将运行母线电压断开,将运行主变压器间隔电流回路短接,将跳运行主变压器间隔压板和回路可靠隔离,运行进线断路器需改非自动装置,拉开运行进线控制电源,拆除备自投跳运行进线回路后将运行进线控制电源恢复^[7]。配线完成且绝缘测试合格后,进行备自投相关二次回路联调验证。

1.3.11 110 kV 进线和分段测控及操作箱屏改造

110 kV 进线和分段测控及操作箱屏,采用更换装置、调整部分压板和装置引出线方式。外部输入电缆均利旧。同屏内有运行线路测控和操作箱时,需将运行进线相关空气开关、把手、压板和运行部分端子排可靠密封,防止误碰运行设备。配线完成经绝缘测试合格后,进行三遥回路验证。对于操作箱,应结合跳合闸线圈电阻,合理调整操作板上 TBJ 和 HBJ 继电器动作电流;由于整定时已考虑 2 倍的动作裕度,因此只要按照断路器实际跳合闸电流整定,不再考虑裕度。操作箱防跳继电器回路应该和机构防跳继电器配合使用,尽量采用机构防跳,取消操作箱防跳。

2 变电站改造成本分析

老旧变电站改造过程中主要考虑时间成本和人力成本,下面进行具体分析。

2.1 变电站改造时间成本分析

老旧变电站改造过程中存在诸多种施工方案,下面分析 3 种主要施工方案。

2.1.1 方案 1 采用同厂家“掏屏式”更换方案

老旧设备采用利用旧屏柜和旧二次仓方式,只更换单个装置,并完成装置引出配线,将压板、空气开关和端子排部分配线采用微调方式。采用“掏屏式”方案的时间成本如表 1 所示,时间成本柱状图如图 2 所示。

表1 方案1 时间成本 单位: h

改造装置	立屏	铺设 电缆	旧回路 隔离	标准 接线	调试	总计
公用测控	2.5	5.5	0	4.5	1.5	14.0
对时装置	2.5	5.5	0	4.5	0.5	13.0
故障录波器	2.5	5.5	0	4.5	2.5	15.0
110 kV 母线 设备测控及 电压重动屏	0	0	1.5	3.5	2.5	7.5
110 kV 分段 备自投	0	0	1.5	2.5	2.5	6.5
110 kV 进线和 母分测控 及操作箱屏	0	0	1.5	4.5	2.5	8.5
10 kV 线路、 电容器和 电抗器开关柜	0	0	1.5	4.5	2.5	8.5
10 kV 分段 断路器及备自投	0	0	3.0	9.0	5.0	17.0
10 kV 母线设备 测控及电压 重动开关柜	0	0	1.5	3.5	2.5	7.5
110 kV 主变压器 保护屏	0	0	4.5	15.5	7.5	27.5
110 kV 主变压器 测控屏	0	0	4.5	15.5	7.5	27.5

表2 方案2 时间成本 单位: h

改造装置	立屏	铺设 电缆	旧回路 隔离	标准 接线	调试	总计
公用测控	2.5	5.5	0	4.5	1.5	14.0
对时装置	2.5	5.5	0	0.5	13.0	21.5
故障录波器	2.5	5.5	0	4.5	2.5	15.0
110 kV 母线 设备测控及 电压重动屏	2.5	5.5	1.5	3.5	2.5	15.5
110 kV 分段 备自投	2.5	5.5	1.5	2.5	2.5	14.5
110 kV 进线和 分段测控 及操作箱屏	2.5	11.0	1.5	13.5	2.5	31.0
10 kV 线路、 电容器和电抗器 开关柜	0	0	1.5	4.5	2.5	8.5
10 kV 分段断路器 及备自投	0	0	3.0	9.0	5.0	17.0
10 kV 母线设备 测控及电压 重动开关柜	0	0	1.5	3.5	2.5	7.5
110 kV 主变压器 保护屏	2.5	11.0	4.5	13.5	7.5	39.0
110 kV 主变压器 测控屏	2.5	11.0	4.5	13.5	7.5	39.0

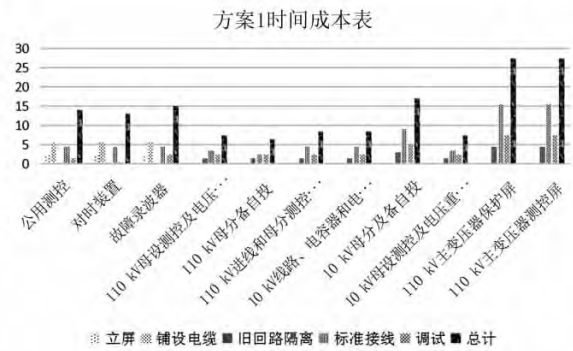


图2 方案1 改造时间成本

2.1.2 方案2 采用异地立屏更换方案

老旧设备采用异地立屏和更换二次仓的方式时间成本如表2所示,时间成本柱状图如图3所示。

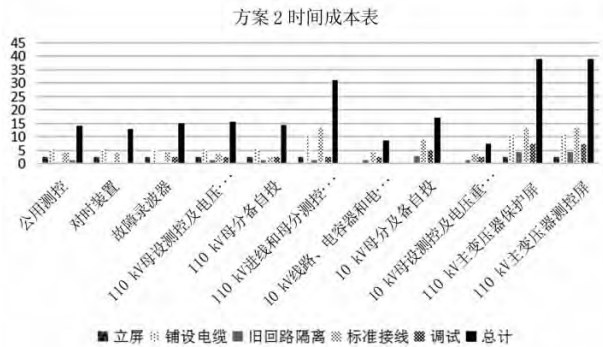


图3 方案2 时间成本

方案2 适用于新旧设备均来自于相同厂家设备更换,如果不同厂家设备但是严格按照屏柜组装规范设计的屏柜和二次仓时仍然适用。

2.1.3 方案3 采用不同厂家“掏屏式”更换方案

老旧设备采用利用旧屏柜和旧二次仓方式,只更换单装置,但装置非同一厂家设备,需完成装置引出配线,将压板、空气开关和端子排部分配线大幅调整工作。方案3 在应用于变压器保护更换时与其他方案相比,时间成本差异较大,下面结合主变压器保护更换进行分析。

2.2 主变压器保护更换成本对比分析

针对改造方案1,如果新旧设备采用不同厂家,且设计的装置引出线、端子排、压板、空气开关、把手和按钮差异较大时,对更换成本进行对比分析。在以上情况下更换新旧设备,对于10 kV 线路、电容器和电抗器影响几乎可以忽略,但是对于110 kV 部分的改造影响较大,尤其针对主变压器保护屏内新旧设备更换。

针对主变压器保护屏柜更换,进行对比分析。方案1.1 采用异地立新屏,节省了屏内装置、压板、

表3 主变压器保护更换时间3种方案分析

单位: h

更换方案	立屏(更换二次仓)	铺设电缆	旧回路隔离	外回路接线	内回路接线	调试	总计
110 kV 主变压器保护屏(异地立屏)	2.5	11.0	4.5	13.5	0	7.5	39.0
110 kV 主变压器保护屏(相同厂家)	0	0	4.5	0	15.5	7.5	27.5
110 kV 主变压器保护屏(同屏不同厂家)	0	0	4.5	13.5	15.5	7.5	41.0

空气开关、把手和按钮至端子排配线时间,但是立屏和新电缆铺设需要花费大块时间。方案1.2采用旧屏柜不动只更换保护装置,相同厂家直接更换,节省时间最多。方案1.3采用旧屏柜不动更换不同厂家保护装置,其内部配线和外部电缆需要调整,但可以节省立屏和新敷设电缆时间。更换主变压器保护的3种方案耗费时间分析如表3所示。根据图4线性分析可见,同屏内更换不同厂家主变压器保护和异地立屏时间成本接近。

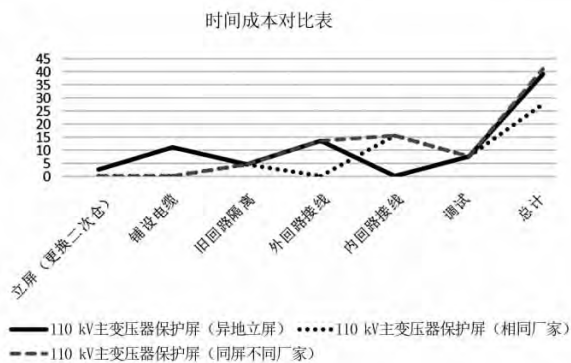


图4 主变压器保护改造不同方案时间成本

对整站改造时间成本对比分析,发现针对110 kV变电站二次改造工作中,10 kV部分改造采用更换面板时间成本更少,即使更换不同厂家设备,所花费时间成本接近;110 kV部分改造过程中更换相同厂家设备时间成本最少,同屏内更换不同厂家设备和异地立屏时间成本接近,在变电站内部空间充足的情况下,应采用异地立屏方案。

变压器更换工作中,再进一步考虑改造过程中的人力成本。人力成本计算公式为

$$S_q = \sum_{i=1}^m p_i \times t_i \times n_i$$

式中: p 为不同工种人员时薪; t 为工作时长; m 为工种数; n 为所需人员数量。

以110 kV主变压器保护的屏改造为例,改造人员主体分为四大工种:1) 辅助工,负责立屏和敷设电缆;2) 二次接线工,负责旧回路隔离和外回路接线;3) 厂家配线工,负责端子排内侧所有配线工作;4) 为调试人员,负责保护功能和二次回路调

试工作。

根据式(1)可得110 kV主变压器保护屏改造不同方案下人力资源成本,如表4所示,对比图如图5所示。

表4 人力资源成本

方案	时间成本/h	人力成本/百元
1.1	39.0	15.2500
1.2	27.5	12.1458
1.3	41.0	16.0833

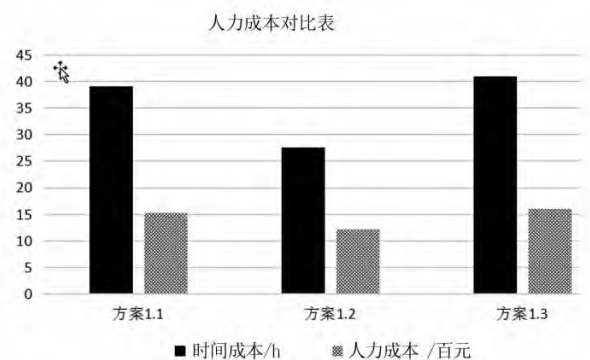


图5 不同方案人力成本对比

对比分析主变压器保护间隔改造成本,发现针对110 kV变电站二次改造工作,110 kV部分改造采用更换相同厂家设备时人力成本最少,同屏内更换不同厂家设备和异地立屏人力成本与其接近。综合考虑时间成本的情况下,建议主变压器间隔改造优先采用异地立新屏方式。

3 结 语

通过对110 kV老旧变电站改造,针对不同设备改造方案进行分析,提出了通用版本的改造和联调方法。通过对比分析不同改造方案,在新旧设备相同厂家、相关配线改动微小的情况下,优先采用“掏屏式”更换方案;在新旧设备不同厂家、相关配线改动较大的情况下,推荐异地立新屏的方案。该方案具有通用型,为国内110 kV老旧变电站改造提供了便利,提高了工作效率,缩短了停电时间,降低了电网运行维护风险。

(下转第48页)

3 结 语

海内外高压断路器操作回路的设计有较大差别, 因此在进行海外工程操作回路设计时, 一方面需要向国外用户充分展示设计方案差异的内在原因, 尽可能推广经济性更优的国产设备与设计思路; 另一方面需要根据设备装置的应用背景, 如断路器的多发故障类型、保护装置包括测量回路的故障概率, 结合丰富的运行数据对设备及设计方案进行理性改善。

具体到操作箱设备海外推广层面, 现阶段有以下3点主要工作可以进行: 1) 在工程前期与海外业主交流时, 要积极利用与业主二次工程师交流机会, 详尽阐述操作箱方案的工作原理与国内外操作回路差异, 重点强调操作箱方式的简洁设计及其较低运行维护工作量; 2) 收集国内变电站操作箱方式的运行维护数据, 用实际数据消除海外业主对操作箱方式及其分合闸电流保持回路可靠性的疑虑; 3) 海外工程前期, 可加强国内外运行维护部门的需求对接, 电气二次专业是国内外变电站/换流站设计差异较大的专业, 是否能够就差异达成共识往往会影响工程建设进度甚至影响里程碑, 因此有必要对二次设计的根源——运行维护差异进行深入沟通, 在推广设备的同时推广中国运行维护模式, 增强中国电力设备及电力技术在世界范围的影响力。

参考文献

[1] 刘振亚. 构建全球能源互联网推动能源清洁绿色发展[J]. 中国经贸导刊, 2016(9): 56-56.

(上接第42页)

参考文献

[1] 黄胜. 变电站综合自动化改造存在的问题[J]. 四川电力技术, 2010, 33(2): 57-59.
[2] 吴文联, 徐建平, 黄腾. 110 kV 母线差动保护升级改造工程中的问题分析[J]. 浙江电力, 2013, 32(61): 58-61.
[3] 汪熙珍. 浅谈数字化变电站电气二次架构设计[J]. 四川电力技术, 2009, 32(3): 68-70.
[4] 肖磊石, 张波, 李谦, 等. 分布式等电位接地网与变电

[2] 李朝兴. 关于以一带一路为突破口积极推进构建全球能源互联网的建议[J]. 中国科技产业, 2015(5): 48-49.
[3] 曾鸣. “一带一路”战略下看中国与东南亚电力合作[J]. 中国电力企业管理, 2015(23): 75-77.
[4] 李蒲健. 深化中非电力能源合作+推进“一带一路”建设[J]. 中国勘察设计, 2019(7): 25-32.
[5] 兀鹏越, 董志成, 陈琨, 等. 高压断路器防跳回路的应用及问题探讨[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(10): 106-109.
[6] 颜华敏, 顾国平, 陆敏安, 等. 一起断路器防跳回路异常分析及改造[J]. 电力系统保护, 2010, 38(12): 138-140.
[7] 黄超, 胡楠楠. 断路器防跳回路失灵案例分析及改进措施[J]. 南方电网技术, 2012, 6(1): 91-93.
[8] 郭占伟, 原爱芳, 等. 断路器操作回路详述[J]. 继电器, 2004, 32(3): 67-70.
[9] 朱韬析, 史志鸿, 郭卫明, 等. 断路器操作箱和就地操作机构内合闸回路的配合问题[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(8): 115-119.
[10] 曹树江, 林榕. 断路器操作机构与继电保护控制回路的协调与配合[J]. 继电器, 2005, 33(24): 72-77.
[11] 张志华, 冯辰虎. 220 kV 断路器操作箱与断路器二次回路的配路[J]. 华北电力技术, 2006(11): 48-50.
[12] 张群英, 马振国, 齐玮, 等. 500 kV 断路器二次控制回路分析[J]. 山西电力, 2008, 33(6): 57-59.

作者简介:

刘超(1986), 男, 硕士, 工程师, 从事变电电气二次设计工作。

(收稿日期: 2020-07-08)

站主接地网连接方式[J]. 高电压技术, 2015, 41(12): 4226-4232.

[5] 刘阳, 刘俊勇, 张建明. 传统变电站检修向数字化变电站状态检修转变[J]. 四川电力技术, 2009, 32(S1): 38-42.
[6] 蒋家宁. 变电站继电保护改造调试技术研究[J]. 机电技术应用, 2019(14): 174-174.

作者简介:

霍丹(1986), 男, 硕士研究生, 高级工程师、高级技师, 研究方向为智能变电站风险管控。

(收稿日期: 2020-05-06)