

河溪110千伏变电站间隔改造实施方案

刘崇伟

中能浦慧(上海)能源技术有限公司 上海 201109

摘要:南充阆中河溪110kV输变电工程将对河溪110kV变电站进行间隔改造,本期将110kV出线由第一串向南出线改接至第四串(原备用间隔)向北出线,与政平间隔组成一个完整串,同时将第一串高跨线连通,作为专用线路通道;另外由于另1回在河溪站内出串形成,因此增容后需对第二串间隔进行校核和改造。

关键词:十八项反措;线路保护;断路器保护

本工程为南充阆中河溪110kV输变电工程的子项目工程,改造建设规模为:将第一串出线改接至第四串备用间隔出线,第一串通过高跨连接,作为河溪输电线路1回通道。将第二串串内原额定电流为3150A的隔离开关及电流互感器更换为额定电流为4000A的隔离开关和电流互感器,原拆原建,仍采用AIS设备。

1 变电站的现状

河溪110千伏变电站,是一个大型枢纽变电站。已建110kV主变2组750MVA(3×250MVA)单相自耦有载调压变压器,强油风冷,电压比 $(500/\sqrt{3})/(230/\sqrt{3}\pm 9\times 1.33\%)/36kV$,容量250/250/80MVA,中性点经小电抗接地,即#3、#4主变,已建1组750MVA(3×250MVA)单相自耦无励磁调压变压器,自然油循环风冷/自冷,中性点经小电抗接地,即#5主变。已建成220kV主变2组,即#1主变、#2主变,均为三相自耦无励磁调压变压器,容量为120/120/60MVA,变比为 $(230\pm 2\times 2.5\%)/121/38.5kV$ 。

110kV电气接线采用双母线接线,已建成4回出线。

35kV采用单母线接线,目前#3、#4主变35kV母线上各安装2组电容器,2组电抗器;#5主变35kV母线上各安装1组电容器,3组电抗器。

2 项目实施方案

2.1 方案比较

本工程为河溪110kV输变电工程工程配套工程。根据系统方案,方案1、方案2均将第一串出线改接至第四串备用间隔出线,第一串通过高跨连接,作为河溪输电线路1回通道,第一、二串上跨线改为2xNAHLGJQ1440;方案1,将第二串串内原额定电流为3150A的隔离开关及电流互感器更换为额定电流为4000A的隔离开关和电流互感器,原拆原建,仍采用AIS设备;方案2,根据最新

十八项反措要求,断路器两侧配置电流互感器,本工程第二串采用HGIS设备替换串内断路器、隔离开关以及电流互感器;更换原有两路出线间隔、第四串改造后间隔出线电压互感器。

方案1中110kV隔离开关及电流互感器选4000A,短路电流取63kA。采用户外AIS设备。第二串出线地刀切感应能力暂按超B类考虑。出线设备额定电流为3150A,出线地刀切感应能力按A类考虑,经厂家核实,第四串备用侧出线地刀切感应能力为B类,额定电流为4000A,可直接利用,无需更换。由第一串阻波器搬迁至第四串对应位置,拆除第四串原来的阻波器,第一串通过高跨连接,形成河溪输电线路通道;第二串串内隔离开关及电流互感器原拆原建;拆除第二串出线隔离开关;拆除第二串出线阻波器。

方案2中HGIS额定电流选择4000A,短路电流取63kA。第二串出线地刀切感应能力暂按超B类考虑。第四串出线地刀切感应能力与方案1相同。出线由第一串调整至第四串,拆除第四串原来的阻波器,第一串通过高跨连接,形成河溪输电线路通道,第四串出线间隔新增3台四次级电压互感器;第二串串内断路器、隔离开关、电流互感器采用两个HGIS设备(一个2CB单元,一个1CB单元),通过支柱绝缘子连接至母线,拆除第二串出线隔离开关;拆除第二串茅山出线阻波器;更换第二串出线电压互感器。

根据二次专业要求,原第二串出线、改造第四串出线3次级电压互感器更换为4次级电压互感器。方案1、2要求相同。

根据通信专业要求,需将第一串原出线间隔阻波器搬至第四串。方案1、2要求相同。

表1 方案比较(方案1、2第二串差异)

名称	方案1(AIS方案)	方案2(HGIS方案)	比较结果
设备形式	AIS	HGIS	方案2可靠性高

续表:

名称	方案1 (AIS方案)	方案2 (HGIS方案)	比较结果
主电气设备	4组双柱双接地隔离开关 2组双柱单接地隔离开关 9台电流互感器	1组2CB单元HGIS 1组1CB单元HGIS 36支支柱绝缘子 9台电容式电压互感器	方案1更换设备少
对土建影响	原拆原建, 仅预制隔离开关基础	整个间隔拆除, 需预制GIS大板	方案1土建设计更简单可行
运行维护	与改造前一致	设备集中, 运维方便	方案2运维方便
施工风险	原位置施工, 方便	整个间隔施工, 风险稍大	方案1施工风险小
设备投资	约343万元	约1043万元	方案1远小于方案2
综合	方案1更优, 推荐方案1		

综合而言, 方案1更优, 选择方案1。

2.2 停电方案

方案1为推荐方案, 仅列出方案1停电方案。

2.1.1 不停电拆除第四串备用间隔的阻波器, 如阻波器和电压互感器基础不能利用, 则重新浇筑基础并养护。

2.1.2 打开第一串2M侧断路器和中断路器, 拆除原出线阻波器; 拆除第一串原出线隔离开关的接线时, 隔离开关引下线与1M距离较近, 根据施工要求确定1M是否需要陪停;

2.1.3 打开第四串2M侧断路器和中断路器, 进行设备搬迁及接线, 2M与阻波器的引下线较近, 根据施工要求, 确定是否需2M陪停;

2.1.4 打开1M和第一串中所有断路器, #3主变陪停, 更换靠近1M的高跨线, 并将第一串靠近1M的出线构架两侧导线通过跳线连接; 打开2M和第一串中所有断路器, #5主变陪停, 根据施工要求确定#4主变是否需要陪停, 更换靠近2M的高跨线, 将第一串靠近2M的出线构架两侧导线通过跳线连接, 更换第一串中间构架跳线。

2.1.5 配合线路改造工程更换第二串内隔离开关和电流互感器。拆除第二串1M及2M隔离开关接线时, 1M、2M轮流停电; 拆除隔离开关、电流互感器、出线电压互感器和茅山串出线阻波器; 浇筑隔离开关基础及养护; 安装新隔离开关及电流互感器; ; 二次设备拆除及安装与一次设备同步进行; 设备安装完毕后连接第二串中1M和2M隔离开关接线, 1M、2M轮流停电。

2.3 方案实施

2.3.1 土建部分

根据电气要求, 土建需拆除第二串串内隔离开关支架及基础, 拆除第二串出线间隔隔离开关、茅山出线阻波器支架及基础; 拆除第一串阻波器支架及基础。并新建隔离开关基础。同时对第二串出线电压互感器、串内电流互感器更换, 支架及基础改造利旧。

2.3.2 电气部分

河溪110kV变电站, 第1串目前5011断路器保护柜为ABB的REC670和2套RAIDK3短引线保护, 5012断路器保护柜为ABB的REC670, 5013断路器保护柜为ABB的REC670和2套RAIDK3短引线保护。靠1M侧为#3主变进线, 靠2M侧线路为陵武5288线, 保护柜1为南瑞继保PCS-902G高频距离保护和RCS-925远跳就地判别装置, 保护柜2为北京四方CSC-101F-G高频距离保护和CSC-125远跳就地判别装置。

110kV第2串目前5021断路器保护柜为南瑞继保PCS-921G, 5022断路器保护柜为南瑞继保RCS-921A, 5023断路器保护柜为南瑞继保RCS-921A和2套RCS-922B短引线保护。靠1M侧线路为茅武5648线, 保护柜1为南瑞继保RCS-931分相电流差动保护和RCS-925远跳就地判别装置, 保护柜2为北京四方CSC-103分相电流差动保护和CSC-125远跳就地判别装置。以上保护已投运。2M侧线路为5266线, 保护柜1为南瑞继保RCS-931分相电流差动保护, 保护柜2为ABB的REL561分相电流差动保护。

110kV第4串目前5041断路器保护柜为南瑞继保PCS-921G, 5042断路器保护柜为ABB的REB551, 5013断路器保护柜为ABB的ABB的REB551。靠1M侧政武5273线, 保护柜1为南瑞继保PCS-931GMM分相电流差动保护和PCS-925G远跳就地判别装置, 保护柜2为国电南自PSL602UW分相电流差动保护和SSR530U远跳就地判别装置。靠2M侧间隔备用, 配置2套长园深瑞的PRS-722S短引线保护。

考虑5648线和5266线线路保护, 5021、5022、5023和5042、5043断路器保护投运时间均超过10年, 更换新保护。同时对于搬迁间隔的陵武5288线高频保护更换为分相电流差动保护。

(1) 线路保护: 线路各侧应双重化配置包含有完整的主、后备保护功能的线路保护装置, 各套线路保护需

对全线内发生的各种类型故障均能瞬时正确动作切除故障。在保护范围外发生故障时,保护应可靠不误动。保护均应具有独立的选择故障相的功能,实现分相跳闸和三相跳闸。在全相或非全相振荡过程中,保护装置不应误动,而此时保护范围内发生故障,装置应能正确动作。后备保护应是能反应线路各种类型故障的完整的阶段式相间和接地故障后备保护,还应配置反时限零序方向电流保护以保证在发生高阻抗接地故障时能可靠、有选择地切除故障。线路保护中包含远方跳闸就地判别功能。双重化配置的两套线路保护间不应有任何电气联系,每套主保护相应的交流电流、电压回路、直流电源应各自独立。每套主保护分别起动一组断路器的跳闸线圈。

110kV每套保护采用保护双通道,复用2M+复用2M的通信方式。按照调继[2019]6号文《国调中心、国网信通部关于印发国家电网有限公司线路保护通信通道配置原则指导意见的通知》要求,“新建110千伏及以上变电站应依据远期规划出线规模,按照“双保护、三路由”配置原则”。

线路保护采用分电流输入保护装置,两个电流次级不允许合并,如果该电流回路还提供给故障录波器、故障测距、安稳装置等,相应的这些设备也须分电流输入。

本期更换6面线路保护屏,2面通信接口屏。线路保护柜1采用南瑞继保PCS-931A分相电流差动保护,线路保护柜2为南瑞科技的NSR-383E分相电流差动保护。

(2) 断路器保护:断路器保护包含有自动重合闸和失灵保护功能。重合闸应包括综合重合闸、三相重合闸、单相重合闸、重合闸禁用以及重合闸停用方式,三相重合闸应能采用无电压或检同期实现,重合闸应只实现一次重合闸。装置应能根据运行的需要而选用合适的重合闸方式。自动重合闸装置动作后,应能自动复归,准备好下一次故障跳闸的再重合闸。失灵保护动作后,先瞬时重跳本断路器一次,再经延时动作于本侧相邻断路器跳闸。对于线路,还应通过线路保护传送远方跳闸命令至对侧,经对侧线路保护屏中的就地判别装置判别后,出口切除线路对侧相应的断路器。失灵保护动作时,应闭锁有关断路器的自动重合闸。所有与失灵保护动作起动跳闸以及远跳有关的回路,均需在输入回路所

在的保护屏中加装起动功率大于5W的大功率继电器进行重动。

本期更换5面断路器保护屏。断路器保护采用南瑞继保的PCS-921A断路器失灵保护。

(3) 计算机监控系统:河溪站已完成全站自动化监控系统改造,监控系统厂家为北京四方,计算机监控系统实现信息采集、发送、接收,计算机监控系统采用分层分布式结构,按站级和间隔级两个控制层结构的原则配置,I/O测控单元通过数据处理单元与后台主站间通信,远动信息通过远动工作站传送。第3串I/O测控柜和#5主变无功设备测控柜均已按远景配置了测控单元,本期新增线路保护和新增的电抗器及其相关设备只需要接入对应I/O单元即可。I/O测控单元通过通信处理单元接入后台站控层。

(4) 保护及故障信息子站:本期新增保护以光纤以太网口接入已有保护及故障信息子站交换机。

(5) 调度管理:根据调度管辖原则及各级调度中心对电网运行监视的要求,110kV河溪变电站分别将有关的远动信息传送到华东网调、江苏省调及常州市调。

3 结束语

本工程结合国网经研院的专家评审意见,依据国家电网有限公司最新的十八项重大反事故措施,通过对两种方案的比较,从土建、电气、运维、施工、投资等方面进行比较评估,采用了最优方案进行实施。在确保可靠性的基础上,采用多种节能降耗措施,依靠科学技术,降低消耗,合理利用资源,提高资源利用效率。

参考文献

- [1] 国家电网设备〔2018〕《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施(修订版)》
- [2] 陈爱军,李毅,冯波,等. 110kV传统变电站智能化改造施工方案[J]. 农村电气化,2016(11):3.
- [3] 刘荣仁. 110 kV变电站扩容改造和运行方案的制定[J]. 冶金动力,1999,000(005):8.
- [4] 曾毅. 工厂110kV变电站综合自动化改造及运行[J]. 石油和化工设备,2007,10(5):4.
- [5] 顾维邦. 浅谈110kV常规变电站综合自动化改造[J]. 内蒙古电力技术,2007,25(6):46-47,52.