

[控制策略]

云贵互联工程关键控制策略设计及验证

文/赵倩 张群
许继电气股份有限公司

提出了适用于国内首个常规多端直流输电系统的控制保护系统配置方案，针对高坡换流站极性反转的需求，通过设计通信通道切换装置并配合新型通信配置方案，实现了网络通道直通连接方式与交叉连接方式的转换，进而实现了极性转换功能。其次，介绍了不需要配置直流断路器的系统启停、极投退、功率协调及线路故障重启等关键控制策略，节省了工程投资。最后，给出了试验验证波形，证明了所设计的控制策略符合设计预期，能够满足系统运行的要求。

多端直流输电技术具有多受端、多送端和运行方式灵活等特点，是解决我国能源消纳问题的有效技术手段之一，也是未来电网发展的主要趋势^[1-2]。为缓解云南水电集中投产带来的大规模弃水问题，解决贵州因电煤供应带来的黔电外送通道利用不充分的问题，提高南方电网西电东送安全稳定裕度，中国南方电网有限责任公司超高压输电公司建设了国内首个常规直流多端工程——云贵互联工程。云贵互联工程送端新建500 kV禄劝换流站，新建1回±500 kV直流线路，接入已建成的高肇直流高坡换流站，形成云南禄劝换流站—贵州高坡换流站—广东肇庆换流站三端直流输电系统，每年可向粤港澳大湾区增送云南水电60亿kW·h，相当于减少火电标准煤约180万t，减少CO₂排放约480万t，是对国家碳达峰、碳中和战略的有效支撑。

目前，国内针对多端直流输电系统的研究多集中在柔性直流输电系统，针对常规直流的多端直流输电系统架构及工程实施则研究较少。文献[3]描述了两端高压直流工程控制保护系统的实现方式；文献[4]描述了两端直流输电系统的基本控制策略及实现方式；文献[5]对常规多端直流输电系统的控制保

护架构进行了研究，但未能工程应用。上述文献均未对常规多端柔性直流输电系统的控制保护系统设备配置、功能配置及工程实施进行详细研究。

本文以云贵互联工程为例，对常规多端直流输电控制保护系统设备配置方案、功能设计及工程实施进行了论述，最后通过试验对常规多端直流输电系统控制系统功能及性能进行了验证^[6]。结果表明所设计的控制策略符合设计预期，能够满足系统运行的要求。

工程概况及设备配置方案

云贵互联工程在云南禄劝新建1个常规直流换流站，同时接入原有高肇直流贵州高坡换流站、广东肇庆换流站，形成三端常规直流输电系统。三站设计容量均为3 000 MW，直流电压等级为±500 kV，是目前世界上首个两端改三端的直流输电工程，系统拓扑结构示意图如图1所示。禄劝站直流场接线设计与常规500 kV直流系统送端设计类似、肇庆站直流场接线设计与常规500 kV直流系统受端设计类似^[7]。高坡站直流场进行特殊设计，新增汇流母线区实现禄劝站—高坡站、高坡站—肇庆站直流母线汇接，通过在汇流母线区新增HSS快速隔离开关^[8]，

实现三端运行工况下某站故障快速隔离退出，避免导致三端同时闭锁。高坡站新增极性转换区实现“一送二”和“二送一”功率传输模式的转换。“一

送二”模式即高坡站作为送端，实现禄劝、高坡电能送出到肇庆换流站；“二送一”模式即高坡站作为受端，实现禄劝电能送出到高坡、肇庆换流站。

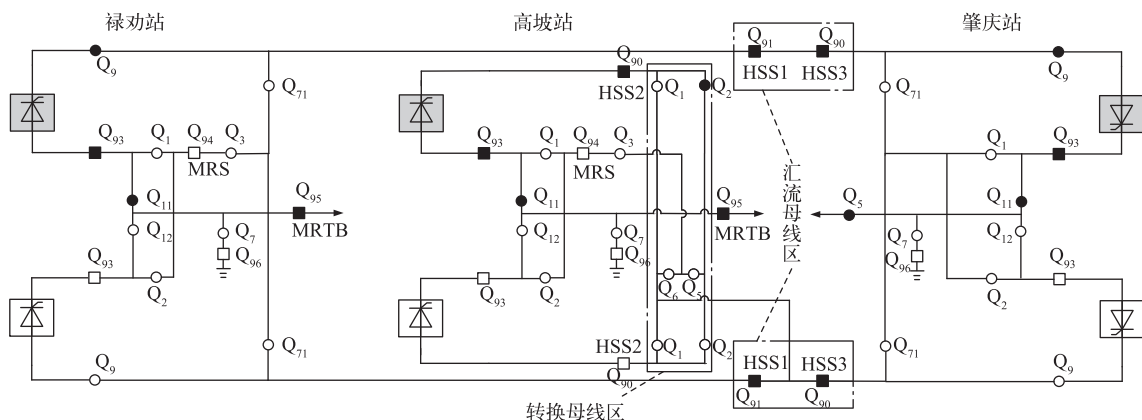


图1 系统拓扑结构示意图

直流控制保护系统是整个云贵互联工程换流站控制保护系统的核心，直流控制保护系统的架构及设备配置方案将直接决定直流控制系统自身的可靠性、稳定性^[9]。为适应多端直流输电系统运行方式复杂多变的需求，结合云贵互联工程多换流站协调控制的功能要求，换流站控制保护设备依然采用成熟的分层分布式架构，即运行人员控制层、控制保护设备层和现场测控层^[10]。各层之间分别采用标准的冗余LAN网、现场总线通信连接，各换流站之间通过冗余的站间通信通道连接^[11]。整体设备配置方案还是遵循控制双重化，保护三重化的基本原则，但三端控制保护系统区别于两端的整体配置方案有以下几点：

- 1) 高坡站单独配置通信通道切换装置，实现极性反转时通信通道的切换。
- 2) 不设独立的双极控制主机和多端协调主机，双极控制功能配置在直流站控系统中，多端协调功能配置在直流极控系统中。
- 3) 直流线路保护设备按三重化原则单独配置，增加汇流母线保护区功能，采用智能“三取二”逻辑，既可防止直流保护系统误动又可防止其拒动；直流滤波器保护设备独立配置，采用“启动+动作”的配置方案。

功能设计

文献[12]对两端常规直流输电系统的基本功能

设计进行了详细的描述，这些基本功能同样适用于常规多端直流输电系统。本文基于云贵互联工程，对常规多端直流输电系统所特有的功能进行深入探讨。

1. 极性反转功能

结合上文所述高坡站通过转换母线区既可以实现整流运行，也可以实现逆变运行，提升系统灵活性和可靠性的同时也对三端的系统间通信提出了新的要求。

由于极I和极II类似，仅以极I为例，高坡站作为整流站运行时，高坡站的极I与禄劝站极I和肇庆站极I实现通信，但当高坡站作为逆变站运行时，高坡站的极II与禄劝站极I和肇庆站极I实现通信。即高坡站运行方式转变，但控制保护程序应当自适应运行模式的变化，不应重新修改相关程序及参数。针对本工程高坡换流站极性反转的需求，通过设计通信通道切换装置并配合新型通信配置方案^[13]，实现了网络通道直通连接方式与交叉连接方式的转换，进而实现了极性转换功能。

三端直流输电系统站间通信方案如图2所示通信通道切换装置仅在高坡换流站配置，实现网络通道切换的功能，具备直通和交叉两种连接模式，实线代表的是直通模式，即高坡换流站整流运行时的通道，虚线代表是交叉模式，即高坡换流站逆变运行时的通道。通过接收高坡站极性正常/极性反转命令实现通信通道的切换。

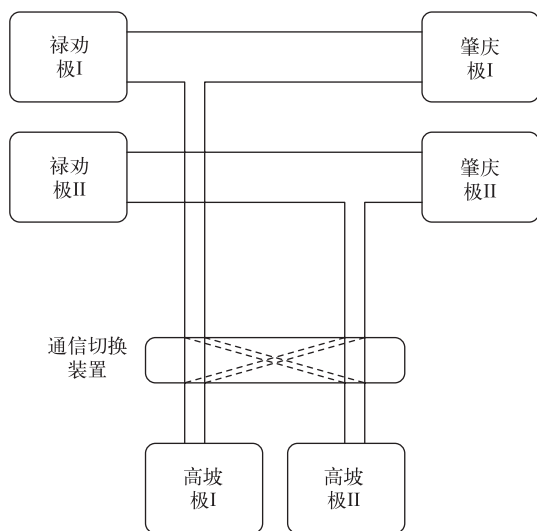


图2 通信方案示意图

2. 三端协调控制功能

由于多端直流输电系统中包含多个换流站，各换流站间的协调控制作用会相互影响。因此，各换流站间的协调控制十分必要^[8]，云贵互联工程肇庆换流站作为受端且连接的电网最强，故不论“一送二”还是“二送一”模式肇庆换流站均控直流电压，以维持直流电压的稳定，其余换流站控制模式均为控电流或直流功率。

云贵互联工程一个或多个换流站直流功率发生变化时，需要极控系统中增加的协调控制功能重新整定各个换流站的功率定值，保证各个换流站的控制模式稳定^[14]。由于双极故障/闭锁/降功率可等效为两个单极，故仅针对一极故障/闭锁/降功率的协调控制功能进行设计说明：“二送一”模式，一个送端换流站发生单极功率损失时，故障送端损失功率在对极3 s/2 h/长期过负荷允许范围内进行转移，非故障送端双极功率保持不变；受端换流站单极功率损失，损失功率在对极3 s/2 h/长期过负荷允许范围内进行转移，转带功率优先满足禄劝站恢复故障前功率，若有多余的部分再分配给高坡站。“一送二”模式，送端换流站发生单极功率损失时，损失功率在对极3 s/2 h/长期过负荷允许范围内进行转移，转带功率在对极3 s/2 h/长期过负荷允许范围内进行转移，若有多余的部分再分配给高坡站；一个受端换流站单极功率损失，非故障受端的功率不变，送端对极功率增加，增加的功率在对极3 s/2 h/长期过负荷允许范围内全部分配给故障受端的

对极。

3. 极投入/退出功能

常规多端直流输电工程解闭锁时序与两端系统基本类似。云贵互联工程与两端系统的最大区别是具备极投入/退出的功能，极大地丰富了系统的运行方式，有效提升了系统的灵活性。但受限于系统拓扑结构，此功能在“二送一”模式下仅实现高坡/禄劝的投退；在“一送二”模式下仅实现高坡/肇庆的投退。投退功能实现策略如下：

1) “二送一”模式极投入时，等待投入极线路处于冷备状态后在运系统整流站进行移相，从而降低直流电压和直流电流，待直流电压和电流降低到一定阈值以后且投入极处于电流控制模式，则执行投入极线路连接操作。接收到投入极线路连接状态后，执行系统重启，进而实现极在线投入在运行系统。“一送二”模式，投入极为肇庆则系统重启前需将肇庆切换为控电压，高坡切换为控电流/功率，其余步骤与“二送一”模式极投入逻辑保持一致。

2) “二送一”模式极退出时，降低退出极功率至最小功率，三端系统移相，待退出极线路处于冷备状态后，退出极闭锁，其余系统正常重启，极在线退出完成。“一送二”模式，退出极为肇庆时，降低退出极功率前将肇庆切换为控电流/功率，高坡切换为控电压，其余步骤与“二送一”模式极退出逻辑保持一致。需要特别指出的是，“一送二”模式，三站单极金属运行方式下，肇庆站故障退出，存在站内接地点转移至高坡站的过程。

4. 线路故障重启功能

云贵互联工程单极主接线及线路故障点如图3所示。直流线路发生故障后，常规多端直流输电系统与两端直流输电系统类似也需要通过移相将整流站变为逆变站运行，快速将直流系统中的能量反馈至交流系统。但多端系统发生直流线路永久故障时，可仅停运部分换流站或线路，即可恢复系统运行，提升了系统的可用性和可靠性，具体实现策略如下。

“二送一”模式下线路1发生接地故障，三站执行线路故障重启功能，若在设定次数内系统重启成功，则继续运行，若未重启成功，认为线路1发生永久性故障。在最后一次移相重启期间，禄劝站闭锁，并拉开高坡站禄劝侧高速并联开关以隔离故障线路1。故障线路被隔离后，高坡站和肇庆站继续

执行双端重启逻辑，若重启成功系统继续运行；若重启不成功系统闭锁。由于线路2连接唯一受端，发生接地故障后，若系统能重启成功则继续运行。否则，控制系统发出三站闭锁命令，停运三站故障极。“一送二”模式下，线路故障重启策略与之类似，不再详述。

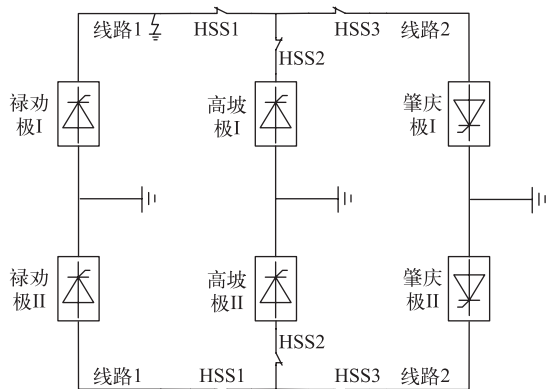


图3 线路故障点示意图

试验验证

1. 三端协调控制

由于在“一送二”模式下，肇庆站极I退出涉及功率协调、高坡站控制模式切换及过负荷控制等功能，故本试验以肇庆站极I故障退出为例，试验工况为三端双极大运行，禄劝站为系统级主控站，高坡、肇庆站为系统级从站，双极全压运行，控制模式三站均为控直流功率。为方便分析动作结果，后续均以每极的电流值进行说明，禄劝电流参考值为3 000 A，高坡电流参考值为500 A。肇庆站极I退出时的波形如图4所示，极II功率协调的结果如图5所示。

从图4中可以看出，肇庆站极I发生故障后，禄劝极I和高坡极II进行移相。待高坡站肇庆侧高速开关拉开后，系统重启成功，由“3+3”运行方式转为“2+3”运行方式，肇庆站极I退出后其直流电压降为0。高坡站极II控直流电压，以维持系统直流电压稳定，协控功能正确响应将禄劝站极I电流实际值降为故障前高坡换流站电流参考值500 A。

从图5中可以看出，由于系统极I层损失功率需转移至系统极II，故系统极II在具备过负荷能力（三站3 s过负荷能力均为1.5 pu）的条件下，禄劝极II电流为4 500 A，高坡极I电流为500 A，肇庆极II电流为4 000 A。由于肇庆站换流变压器的原因其

实际只具备3 s过负荷能力，不具备2 h和长期过负荷能力，故在3 s过负荷功能结束后，禄劝极II电流为3 500 A，高坡极I电流为500 A，肇庆极II电流为3 000 A，符合协控功能设计原理。

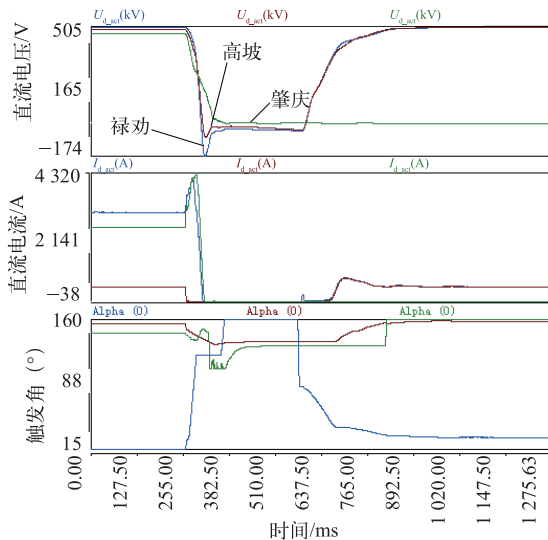


图4 肇庆站极I退出波形

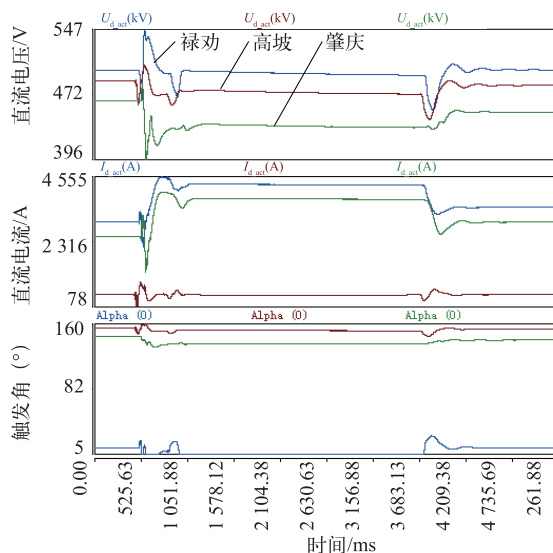


图5 极II功率协调控制波形

2. 线路故障重启

在“二送一”模式下对云贵互联工程所提线路故障重启策略进行验证，故障位置位于极I线路1首端，试验工况为三端双极大运行，禄劝站为系统级主控站，高坡、肇庆站为系统级从站，双极全压运行，控制模式三站均为控直流功率。为方便分析动作结果，后续均以每极的电流值进行说明，禄劝电流参考值为2 700 A，高坡电流参考值为300 A，三站

线路故障重启次数设为1次，去游离时间为300 ms。

线路故障重启的波形如图6所示。线路1首端发生瞬时性接地故障后，在两个整流站未移相前，故障电流较大且上升迅速，但随着两个整流站角度从15°左右移到120°再移到160°的过程中，在角度超过90°以后直流电压和电流迅速减小。待去游离时间结束后，整流站角度由160°逐渐向15°移动，由于高坡和禄劝的电流参考值差距较大，导致重新建立电压电流的过程中两站角度响应不完全一致，电流恢复至原有90%的时间约为210 ms，满足系统要求。

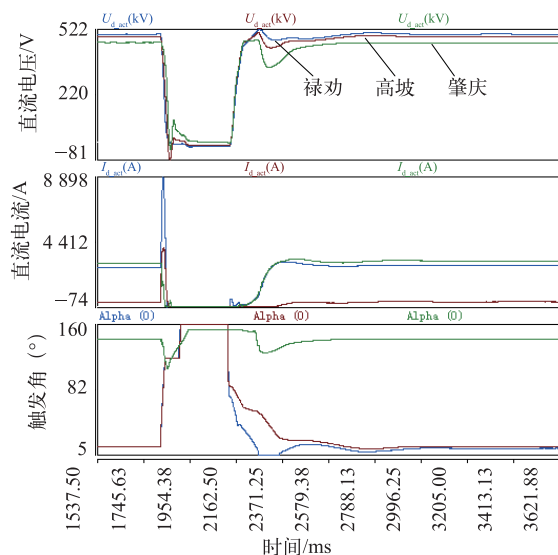


图6 线路故障重启波形

结束语

本文对云贵互联工程关键控制策略如系统启停、协调控制、极投入/退出及线路故障重启等功能设计进行了说明，同时针对本工程高坡换流站极性反转的需求。通过设计通信通道切换装置并配合新型通信配置方案，实现了网络通道直通连接方式与交叉连接方式的转换，进而实现了极性转换功能。通过试验对以上控制策略进行了验证，结果表明云贵三端直流控制系统能够实现工程所需的各项控制功能，提升了常规直流输电系统的灵活性和可靠性，具备良好的推广应用前景。EA

(收稿日期：2023-10-27)

参考文献

[1] 汤广福，罗湘，魏晓光. 多端直流输电与直

流电网技术[J]. 中国电机工程学报，2013，33(10): 8-17, 24.

- [2] 彭忠，魏金科，赵静，等. 并联型多端直流输电系统运行方式研究[J]. 电力系统保护与控制，2019，47(16): 180-187.
- [3] 刘旭辉，张爱玲，曹森，等. 基于HCM3000直流控制保护平台新型仿真系统实现与应用[J]. 电力系统保护与控制，2019，47(16): 180-186.
- [4] 张豹. 高压直流输电的控制和保护系统策略分析[D]. 南京：东南大学，2015.
- [5] 刘心畅，贾宏杰，殷威扬，等. LCC型并联多端直流输电系统工程应用架构研究[J]. 高电压技术，2019，45(8): 2571-2577.
- [6] 杨万开，印永华，曾南超，等. 天中特高压直流输电工程系统试验方案[J]. 电网技术，2015(2): 349-355.
- [7] 辛清明，黄莹，赵晓斌，等. 多端直流输电系统主回路设计研究[J]. 南方电网技术，2020，14(2): 84-90.
- [8] 王杨正，杨建明，鲁江，等. 配置HSS的并联多端高压直流输电线路保护选择性研究[J]. 电力工程技术，2020，39(1): 95-102.
- [9] 徐殿国，刘瑜超，武健. 多端直流输电系统控制研究综述[J]. 电工技术学报，2015，30(17): 1-12.
- [10] 董云龙，凌卫家，田杰，等. 舟山多端柔性直流输电控制保护系统[J]. 电力自动化设备，2016，36(7): 169-175.
- [11] 吴庆范，黄金海，张爱玲，等. 溪洛渡-浙江±800 kV特高压直流输电工程直流保护系统实施策略及其仿真试验研究[J]. 电力系统保护与控制，2015(1): 115-121.
- [12] 李海峰，张坤，王钢，等. 并联型多端混合高压直流线路故障区域判别方法[J]. 电力系统自动化，2019，43(4): 119-125, 179.
- [13] 张浩然，贾帅锋，饶国辉，等. 云-贵互联通道工程三端站间通信方案[J]. 电气技术，2020，21(9): 118-121, 126.
- [14] 俞翔，王杨正，张庆武，等. 特高压并联型三端混合直流输电系统功率转带策略[J]. 电力系统自动化，2020，44(23): 150-156.