

多端直流输电系统第三站在线投退控制策略分析及建议

管宏升, 黄勇, 李荣涛

(中国南方电网有限责任公司超高压输电公司昆明局, 云南 昆明 650000)

摘要:作为直流输电领域未来的重点发展方向,多端直流输电系统具有运行方式灵活多变、经济效益高等优点,其独有的第三站在线投退功能能够快速实现单站投退,达到迅速隔离故障站点的目的,显著减少输电系统全停时间,有效提高通道可用率。以禄高肇直流为例,分析多端直流输电系统第三站在线投退的控制策略,并针对其现有问题提出改进意见,为未来多端直流输电系统工程设计提供参考。

关键词:多端直流;第三站;在线投退策略;HSS 开关

中图分类号:TM721.1

文献标识码:A

文章编号:1004-7344(2023)42-0043-03

0 引言

禄高肇直流是世界上首个在原有两端常规直流工程(高肇直流)基础上进行规划和建设一座全新送端换流站(禄劝换流站),形成国内首个三端±500kV 常规直流工程^[1]。相比于传统的两端直流输电系统,多端直流输电系统功能更多、运行方式更为灵活,有效解决了两端直流输电系统只能实现固定两点间电能传输的弊端,实现三点或更多点的功率传输,尽可能高的提高清洁能源的利用率,提升不同区域电网间的互通互济,实现多受点、多落点供电,更大程度发挥直流输电系统的经济性和灵活性,助力碳达峰、碳中和可持续发展目标实现。

第三站在线投退是指多端直流系统正常运行时,现场某站因突发性故障或检修工作需要,将一极或两极临时退出,待检修工作结束或根据调度安排,将停运的一极或两极投入运行,整个过程中直流系统始终保持运行,有效减小停送电对系统的冲击和影响。该功能是实现多端直流不同运行方式相互转换的关键策略。因此,本文以禄高肇直流为例,分析多端常规直流的第三站在线投退控制策略,并与国内外其他多端直流进行对比,为后续多端直流工程建设提供参考。

1 禄高肇直流第三站在线投入策略

1.1 三端常规直流输电系统基本结构及功能

禄高肇直流工程为 LCC 三端并联结构^[2],典型接线如图 1 所示。三站中禄劝站固定为送端,肇庆站固定为受端,两站系统配置与传统常规直流换流站保持一致,而高坡站可以进行极性转换,既可作为送端换流站,还可作为受端站,故区域内接线较常规换流站有所区别,

新增汇流母线区及极性转换区。汇流母线区域是不同站点间电气连接的部分,根据现场习惯,禄劝-高坡的直流线路命名为线路 1,高坡-肇庆的直流线路命名为线路 2^[3],各段线路之间通过高速并列开关(high speed switch, HSS)连接,每个 HSS 开关两侧各有一把隔刀配合实现在线投入、退出功能。通过 HSS 开关,调度可灵活根据云南水电、贵州火电出力情况,快速实现第三站在线投退功能(唯一送端、唯一受端除外),实时调节,减少弃水,实现云贵两省水火共济,加强彼此互联;当某一站单极故障,通过在线退出功能,可快速推出故障极,保证系统继续运行,如:禄劝站极 1 因故障需退出,则通过 HSS1 开关,在线退出禄劝站极 1,此后可选择继续保持运行于“2+3”模式(极 1:高坡、肇庆运行,极 2:三站均运行),或出于减小入地电流对周围油气管道影响等因素考虑,继续通过 HSS1 开关在线退出禄劝站极 2,系统保持高坡送肇庆双极大地回线模式运行。故障消除后通过 HSS1 开关迅速投入禄劝站,恢复正常三端运行,并结合功率转移策略,有效避免了常规两端直流某站单极故障后该极必须停运的问题,减小停电范围,最小化故障对系统的冲击和影响。

1.2 在线投入基本原理

HSS 开关是实现极在线投退功能的关键设备,其技术参数直接影响控制策略,禄高肇直流 HSS 开关关键参数如表 1 所示。

现场采用国产化 HSS 设备,具有分合闸快速的优势,但同时其分断电流能力受限于两端直流电压,当两端直流电压为 20kV 时其最大分断能力为 20A。因此,为成功实现极在线投入功能,禄高肇直流场采用运行

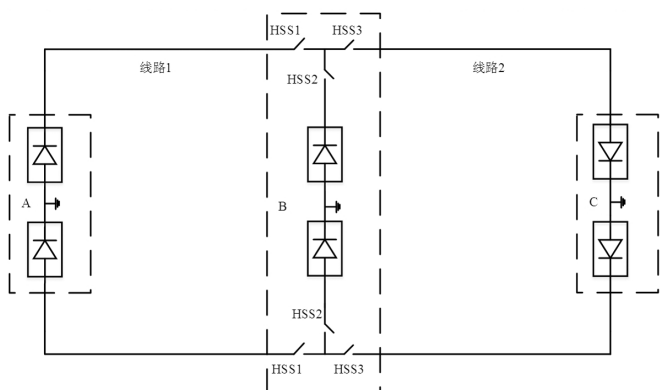


图 1 禄高肇直流典型接线

表 1 禄高肇直流 HSS 开关关键参数

项目	数值
额定电压	550kV
额定电流	4000A
直流电流开断能力(正 负极性各 10 次)	2A/550kV 20A/20kV
直流电流/恢复电压	
额定合闸时间	≤ 100ms
额定分闸时间	≤ 30ms

换流站移相降压重启降低 HSS 开关两端电压差后投入 HSS 开关的策略实现该功能。

考虑到高坡站具备极性反转功能，第三站在线投入策略需对系统运行于禄劝-高坡送肇庆(二送一)、禄劝送高坡-肇庆(一送二)两种情况分别讨论。

(1) 二送一模式。肇庆站作为逆变站控制电压，禄劝站和高坡站均为整流站且都控电流，禄劝、高坡两站的在线投入逻辑完全一致。假定目前运行工况为高坡送肇庆一送一，禄劝站双极需在线投入。首先，运行人员要将禄劝站顺控操作至闭锁(即热备用)状态，同时查看监盘界面，确认 HSS1 开关及其两侧的隔刀处于分状态。当运行人员下发禄劝站双极在线投入命令后，先将两极 HSS1 开关两侧的隔刀合上，随后高坡站双极移相，肇庆站双极配合移相，待直流电压降低到某一定值 U_t (可根据设备耐压能力进行整定)后，合上 HSS1 开关，控制系统收到 HSS1 开关的合状态后，高坡站和肇庆站执行重启，禄劝站延时 T 时长后(T 用来消除通信延迟的影响，确保投入站后解锁)解锁。

(2) 一送二模式。禄劝站作为整流站控电流，高坡站、肇庆站均为逆变站，高坡站控电流，肇庆站控电压。仅系统为禄劝送高坡一送一时，高坡站较为特殊，做为逆变站控电压。高坡极性反转(为逆变站，做为受端站)工况下高坡站和肇庆站的投入过程基本一致，区别在于肇庆站投入时，高坡站会从控电压切换成控电流。假定工况为禄劝送肇庆，高坡站需双极在线投入，此时，

高坡站的投入过程和二送一模式下禄劝站和高坡站投入过程几乎相同，在收到 HSS2 开关合位后，以控电流模式延时 T 时长后解锁。假定工况为禄劝送高坡，禄劝站做为整流站控电流，高坡站做为逆变站控电压，肇庆站双极在线投入。肇庆站在脉冲使能前投入过程，与高坡站的投入过程一致。在 HSS3 开关合位后，禄劝站与高坡站移相重启，肇庆站以控电压模式延时 T 时长解锁，当高坡站收到肇庆站的脉冲使能信号后，将调整电压电流裕度，从控电压模式切换为控电流模式。

在第三站投入过程中，若 HSS 开关两侧隔刀合闸失败，系统在 110s 内无法收到其合位信号，系统判定顺控故障，第三站解锁失败，隔刀返回最初分位状态，第三站保持隔离，在运站正常运行；若 HSS 两侧隔刀在规定时间内合上，两在运站进行移相，控制系统在规定时间内(500ms)内未收到 HSS1 合位状态，则执行第三站退出逻辑，先分开 HSS 开关，再拉开 HSS 开关两侧隔刀，隔离第三站。若控制系统在一定时间(500ms)内无法收到 HSS 开关分位信号，则直接执行三站闭锁。如投入的站解锁失败，同样执行第三站退出逻辑。

2 禄高肇直流第三站在线退出策略

类似地，第三站单极或双极在线退出需考虑高坡站运行工况，分不同情况进行讨论。

(1) 二送一模式下，禄劝、高坡两站的在线退出逻辑完全一致。假设目前的系统运行方式为禄劝-高坡送肇庆，高坡站需在线退出双极，具体退出控制策略为：首先，核实系统功率控制模式，若为双极功率模式，需要先切换成单极电流模式，并将退出站单极或双极的功率降至最小功率(0.1p.u.)。当退出站的功率降至最小功率后，送端站禄劝站移相，待 HSS2 开关的电流满足分闸条件(电流小于定值)后，自动将 HSS2 开关及两侧隔刀分开，高坡站闭锁，送端禄劝站与受端肇庆站同时执行移相重启命令，退出过程中，控制系统在规定时间内(500ms)内收到 HSS2 开关分位信号，极控给直流站控发出分 HSS 两侧隔刀命令，第三站在线退出成功。若此时 HSS 开关两侧隔刀无法分开，运行人员手动操作拉开即可，对另外两站无影响。若控制系统规定时间内未收到 HSS 开关分位信号，则执行三站闭锁逻辑。

(2) 一送二模式下，肇庆站控电压，高坡站控电流，退出过程存在差异。假定系统运行工况需高坡站双极在线退出。首先，若处于双极功率控制模式，则需要切换成单极电流模式，并将高坡站的功率降至最小功率。送端站禄劝站移相，等 HSS2 开关的电流满足分闸条件

(电流小于定值)后,自动将 HSS2 开关及两侧隔刀分开,高坡站闭锁,在运的送端禄劝站重启,高坡站在线退出成功。假定工况为肇庆站双极在线退出。肇庆站在退出命令下达后,调整本站的电压电流裕度,将控制方式由控电压切换成控电流,同时高坡站调整电压电流裕度,将控制方式由控电流切换成控电压。若处于双极功率控制模式,则需要切换成单极电流模式,并将肇庆站的功率降至最小功率。送端站禄劝站移相,等 HSS3 开关的电流满足分闸条件(电流小于定值)后,自动将 HSS3 开关及两侧隔刀分开,肇庆站闭锁,在运的送端禄劝站重启,肇庆站在线退出成功。

第三站在线退出过程中,若控制系统规定时间内

未收到 HSS 开关分位信号,则执行三站闭锁逻辑;若 HSS 开关能正常分闸但无法顺控拉开其两侧刀闸,运行人员手动拉开即可,对另两站无影响。

3 国内外其他工程在线投退策略

目前,随着各国经济蓬勃发展,对电力需求进一步增大,多端直流输电由于自身技术、经济等优势,发展迅猛,国内外已经有多条多端直流投入运行。但不同回直流间由于所采用的换流阀、高速断路器等设备原理不同,且系统运行工况差异较大,同时工程设计时未全部考虑极在线投退功能,导致具备在线投退功能的不同回直流间原理差异明显。国内外已投运的多端直流工程典型参数对比如表 2 所示^[4]。

表 2 国内外已投运的多端直流典型参数对比

工程名称	电压等级/kV	额定输送功率/MW	端数/端	是否具备在线投退功能
禄高肇直流	500	3000	3	是
昆柳龙直流	800	8000	3	是
舟山多端柔直	200	1000	5	是
南澳三端柔直	160	200	3	是
张北四端柔直	500	4500	4	是
印度 NEA800 三端直流	800	6000	3	是
意大利—科西嘉—撒丁岛三端	200	200	3	否
魁北克—新英格兰—拉底松—尼克莱—桑地庞五端	500	2250	5	否

梳理国内外已经投运且具备极在线投退功能的多端直流工程,其实现多端直流极在线投退的基本原理主要有 3 种。

(1)直流断路器直接分合。舟山柔直、南澳柔直、张北柔直采用该策略,因为相关直流工程电压等级较低,且换流阀采用柔直换流阀,无法控制故障电流大小,需使用具有强分断能力的直流断路器来分断大电流^[5]。

(2)直接分合 HSS 开关。印度 NEA800 直流工程采用该策略,因为其工程换流阀结构特殊,且输电线路长度较短,不会产生较大的空载感应电压,直接分合 HSS 开关对设备冲击有限,在可承受范围内。

(3)在运换流站移相重启后再分合 HSS 开关。禄高肇、昆柳龙直流工程均采用该策略。两个直流工程均具有上千公里的输电线路,空载感应电压大,设备无法分断大电流,且昆柳龙直流为混合柔直,具备自主清除故障电流的能力,因此也采用在运站先闭锁以降低 HSS 两端电压差和待切除电流,达到技术条件后再分合 HSS 开关实现极在线投退功能。

4 结语

本文详细分析了禄高肇三端直流的极在线投入退出策略,并结合现场实际操作,证明在运换流站移相重

启后再分合 HSS 开关的策略是多端直流实现不停电情况下极在线投入退出的可行方案,但受限于 HSS 开关的开断电流等参数,系统执行移相重启策略,这导致实际投退过程中会出现三站瞬时闭锁,功率损失,对送受端系统考验较为严峻。最后,介绍了目前已投运多端直流实现该功能的方法,为后续研究者提供不同的解决思路,供后续多端直流工程建设者参考。

参考文献

- [1] 方睿,侯谭松,罗小林.±500kV 三端直流系统在线极退出功能控制策略及系统响应研究[J].电工技术,2021(9):158-162.
- [2] 张文亮,汤涌,曾南超.多端高压直流输电技术及应用前景[J].电网技术,2010,34(9):1-6.
- [3] 郭铸,刘涛,黄伟煌,等.多端常规直流第三站在线投入与退出策略[J].南方电网技术,2022,16(2):14-20.
- [4] 刘黎,蔡旭,俞恩科,等.舟山多端柔性直流输电示范工程及其评估[J].南方电网技术,2019,13(3):79-88.
- [5] 王晓环.直流断路器在多端柔性直流输电系统中的控制策略[D].广州:华南理工大学,2019.

作者简介:管宏升(1996—),男,汉族,云南曲靖人,本科,助理工程师,主要从事超高压换流站运维工作。