

云广特高压孤岛运行方式下单极闭锁性能试验分析

余荣兴, 刘茂涛

(中国南方电网超高压输电公司广州局, 广东 广州 510405)

摘要: 2013年5月26日, 为进一步验证云广特高压孤岛状态下的电压、频率控制策略, 开展了孤岛方式下的单极闭锁性能试验。试验表明, 孤岛系统出现单极闭锁后, 机组发电功率和直流输送功率能协调控制, 并恢复稳态。但整流站直流站控系统无功控制模式若为定无功功率控制模式, 将导致孤岛系统交流电压控制失败, 电压长期越限, 引发交流滤波器过负荷跳闸, 导致双极相继闭锁。试验结论为, 云广特高压孤岛方式下, 禁止整流站直流站控无功控制模式选择为定无功功率控制模式, 同时有必要进一步开展后续试验, 对当前孤岛系统交流电压控制策略是否足够安全可靠进行验证。

关键词: 特高压; 孤岛运行; 单极; 闭锁试验; 过电压; 控制模式

Monopole ESOF test of Yun-Guang UHVDC under islanded operation

YU Rong-xing, LIU Mao-tao

(Guangzhou Bureau, CSG EHV Power Transmission Company, Guangzhou 510405, China)

Abstract: On May 26, 2013, monopole ESOF test of Yun-Guang UHVDC under islanded operation was conducted. The test shows during islanded operation, when monopole ESOF happened, the generation power and DC transmission power can restore steady state. But, if control mode of DC station control is selected to Q-mode, AC voltage may exceed safe range for a long time, and the AC filter of rectifier may trip by overload, which at last causes FASOF of another running pole. It is concluded when Yun-Guang UHVDC is under islanded operation, Q-mode is forbidden and other tests are necessary for making sure the AC voltage control logics in the present islanded operation is safe enough.

Key words: UHVDC; islanded operation; monopole; ESOF test; over voltage; control mode

中图分类号: TM732 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)07-0146-04

0 引言

±800 kV 云广特高压直流工程额定电压±800 kV, 额定输送容量 5 000 MW, 是世界上首个特高压直流输电工程。孤岛运行方式是±800 kV 云广特高压直流工程设计的正常运行方式之一, 采用楚雄侧孤岛方式运行, 可以降低云广特高压双极闭锁等故障对云南电网的冲击^[1-5]。孤岛运行方式下, 送端电网薄弱, 一旦发生单极或双极闭锁, 由于换流站大量无功补偿设备和发电机带空载长线路, 会导致孤岛系统交流电压急剧升高, 若控制不当将导致严重的电网和设备事故^[6-10]。

2013年5月26日, 云广特高压直流系统开展孤岛调试补充试验中的“单极闭锁性能试验”项目, 试验内容为, 系统进入楚雄侧孤岛运行方式, 双极输送功率达到 4 900 MW 后, 在楚雄站极 1 直流保护系统 1 模拟直流低电压保护 (27DC) 动作, 检验

孤岛系统电压、频率等是否能及时恢复至安全稳定水平。

试验结果为: 在楚雄站极 1 直流保护系统 1 模拟直流低电压保护 (27DC) 动作后, 极 1 双阀组正确 ESOF, 极 1 闭锁大约 4 s 后, 楚雄站所有在运行状态的交流滤波器, 过流保护相继动作, 交流滤波器全部切除, 极 2 因无滤波器运行而启动 FASOF 逻辑, 表明单极闭锁后孤岛系统稳定控制失败。

1 试验过程中的功率控制

极 1 闭锁后, 云广直流系统的频率控制功能 (FLC) 和发电厂的自动发电控制 (AGC) 功能协调作用, 逐步调整发电机组发电功率和楚穗直流输送功率至稳定范围。楚穗直流功率参考值仍然为 4 900 MW, 极 2 过负荷运行, 先启动 3 s 过负荷 S-OVERLOAD, 后启动小时过负荷 H-OVERLOAD, 图 1 第一条虚线为极 1 闭锁时刻, 也即大约极 2 的

S-OVERLOAD 开始时刻, 第二条虚线为极 2 的 S-OVERLOAD 结束时刻。极 2 的 3 s 过负荷能力为 1.25 pu, 即为 3 125 MW, 长期过负荷能力为 1.1 pu, 即 2 750 MW, 均无法达到 4 900 MW, 故图 1 试验

过程中的功率变化暂态故障录波图中, 楚雄直流功率参考值虽然一直为 4 900 MW, 但直流功率实际值却一直在下降。录波图表明, 孤岛系统的发送电功率是可以进入稳定水平的。

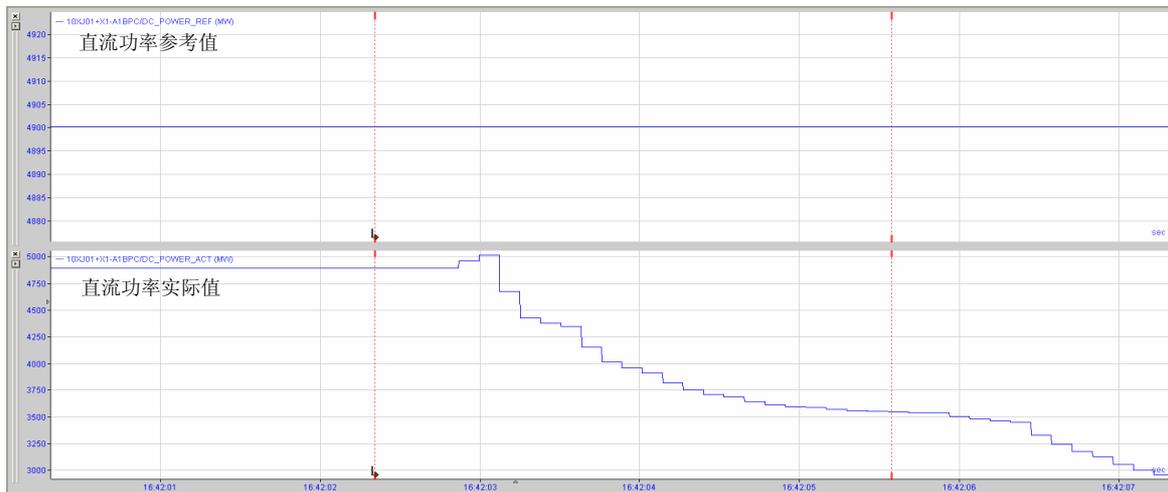


图 1 试验过程中的功率变化录波图

Fig. 1 Transient fault record of DC transmission power

2 试验过程中的交流电压控制

试验期间楚雄站交流电压出现大幅波动, 交流

电压与系统无功需求和交流滤波器投入情况密切相关。图 2 为试验中楚雄站第一大组交流滤波器大组母线电压的录波图, 可以代表孤岛系统交流电压。

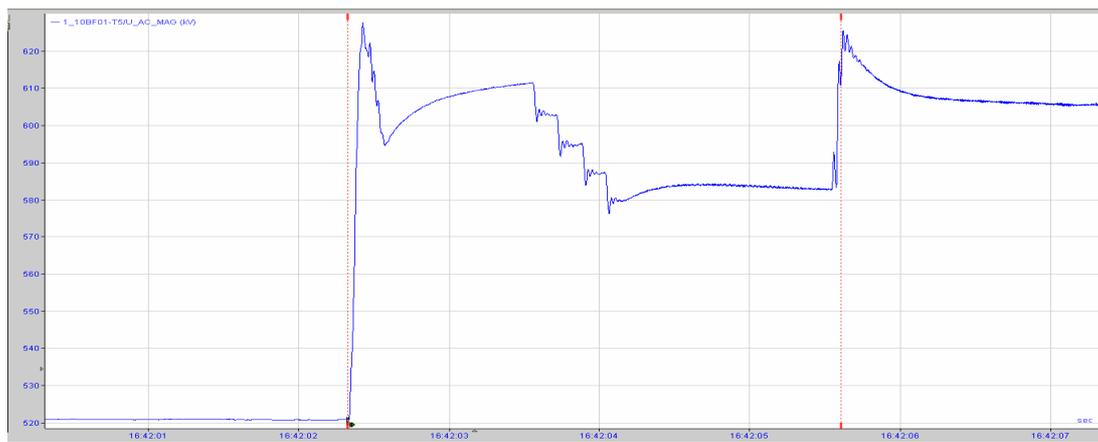


图 2 试验过程中楚雄站第一大组交流滤波器大组母线电压录波图

Fig. 2 AC voltage of bus bar in CX Station

从图 2 可以看出, 试验过程中的电压控制过程如下: 极 1 闭锁时刻, 交流滤波器尚未开始切除, 由于无功大量过剩, 楚雄站交流电压从大约 520 kV 大幅跃升至 627 kV, 随后极 2 的 3 s 过负荷运行开始, 直流系统无功需求增加, 楚雄站交流场电压出现了一个陡波下降, 大约降低至 590~600 kV 之间, 之后由于极 2 输送功率无法达到 4 900 MW, 极 2 输送功率不断调低, 直流系统无功需求不断减少, 楚雄站交流电压再次慢慢升高。

试验过程中楚雄站无功控制模式为定无功功率控制模式 (Q-mode), 而非定交流电压控制模式 (U-mode)。此时交流滤波器控制逻辑为满足式 (1), 并延时 10 s 后发出切小组滤波器命令。

$$Q_{\text{sys}} = (Q_{\text{P1G1}} + Q_{\text{P1G2}} + Q_{\text{P2G1}} + Q_{\text{P2G2}} - Q_{\text{filter}}) < Q_{\text{min}} \quad (1)$$

整流侧直流站控系统还有一套防止交流场电压严重越限而设置的滤波器控制逻辑。逻辑如表 1 所示。

表 1 整流侧直流站控系统防止交流场电压严重越限而设置的滤波器控制策略表
Table 1 Control logics of DCSC to avoid huge exceeding of AC voltage in rectifier station

序号	判据条件	出口延时	动作后果
逻辑 1	$U_{ac} > 588 \text{ kV}$	1 s	陆续发出切小组交流滤波器命令, 直至判据条件不满足
逻辑 2	$U_{ac} > 632 \text{ kV}$	300 ms	陆续发出切小组交流滤波器命令, 直至判据条件不满足
逻辑 3	$U_{ac} > 676 \text{ kV}$	100 ms	陆续发出切小组交流滤波器命令, 直至判据条件不满足
逻辑 4	$U_{ac} > 703 \text{ kV}$	90 ms	发出切全站所有大组交流滤波器命令
逻辑 5	$U_{ac} > 735 \text{ kV}$	20 ms	发出切全站所有大组交流滤波器命令

试验过程中, 交流场电压仅满足整流站直流站控系统过压切除交流滤波器逻辑 1, 即交流电压仅满足大于 588 kV 的判据条件, 在此逻辑下直流站控系统陆续切除 4 小组交流滤波器, 楚雄站交流电压开始阶跃式下降, 并保持在大约 580~590 kV 之间。

值得注意的是, 虽然试验过程中直流站控系统测得的无功交换也已经越限, 但由于直流站控逻辑中无功越限切交流滤波器, 其无功越限延时要达到 10 s 才会出口, 而图 2 中切除滤波器延时大约只有 1 s, 因此, 当时直流站控切除交流滤波器是由于交

流场电压超过 588 kV, 而不是由于系统无功越限。

极 2 的 3 s 过负荷结束, 小时过负荷开始, 直流功率输送能力从 1.25 pu 降为 1.1 pu, 无功需求再次突然减少, 楚雄站交流电压再次跃升至 624 kV 左右。

3 试验过程中的无功和交流滤波器控制

试验过程中, 直流站控对无功和交流滤波器的控制与当前逻辑是完全吻合的。图 3 为试验过程中楚雄站无功交换和滤波器控制命令录波图。

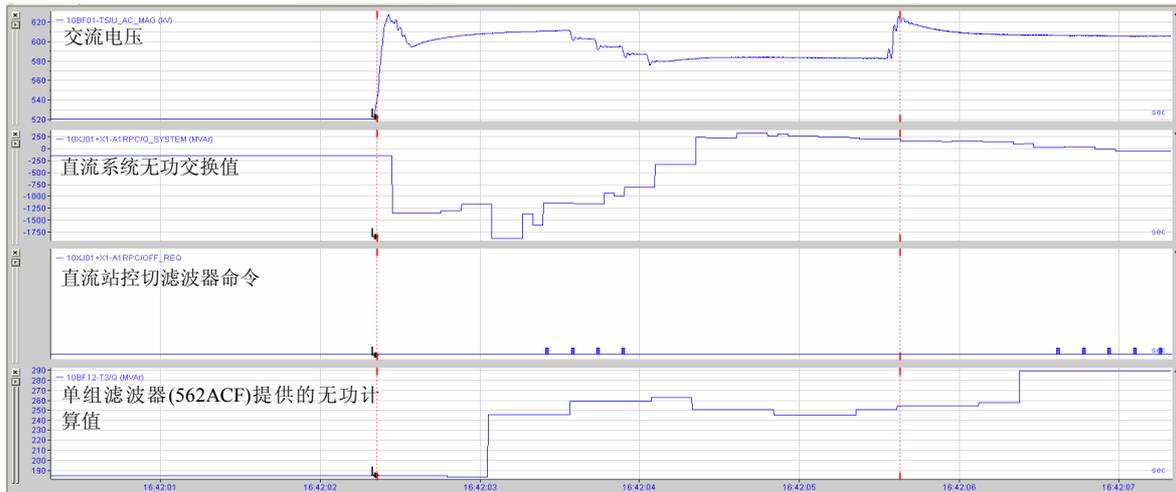


图 3 试验过程中楚雄站无功交换和滤波器控制命令录波图

Fig. 3 Reactive power exchange of DC system and ACF control command

从图 3 可以看出, 试验中首先经历了电压越限 (大于 588 kV), 延时 1 s 陆续切除 4 组交流滤波器的阶段, 此阶段系统提供无功始终越限, 但由于未达到无功越限 10 s 的延时, 直流站控未发出由于无功越限切除交流滤波器的命令。极 2 的 3 s 过负荷延时达到以后, 交流电压再次陡增, 延时 1 s 后直流站控系统再次发出切除交流滤波器的命令, 但由于当时交流滤波器小组保护的过流保护定值已达到, 全站所有交流滤波器已全部切除, 极 2 处于无交流滤波器运行状态, 同时, 由于所有 A/B 型滤波

器均处于 5 min 放电时间内, 无备用 A/B 型滤波器可以投入运行, 2 s 后极 2 启动 FASOF。

暂态故障录波图显示试验时在投入状态的 562 交流滤波器, 随着交流电压的跃升, 其计算无功从正常运行时的 190 Mvar 不断跃升至跳闸前的 290 Mvar, 过负荷水平达到 152%。

4 结论

相比于以往孤岛方式下的双极闭锁试验, 本次单极闭锁试验过程中, 楚雄换流站交流过电压水平

其实不是很高, 最大值仅 620 kV, 但由于楚雄站无功控制模式不是设定为 U-mode, 而是设定为正常联网运行时的 Q-mode, 导致直流站控并没有根据楚雄站交流场的电压来控制滤波器的投退, 楚雄站交流场电压较长时间大幅越限, 最终全站所有交流滤波器由于长期过载而跳闸。试验说明孤岛方式下, 楚雄站若无功控制采用 Q-mode, 将存在无法有效控制孤岛系统交流电压的风险。

另外, 由于无功控制 U-mode 方式下, 电压越限后也需要 5 s 的延时才开始切除交流滤波器, 建议进一步开展楚雄站无功控制为 U-mode 模式下的单极闭锁性能试验, 以进一步检验交流滤波器过流保护与直流站控系统无功/电压控制的配合逻辑, 保证孤岛方式下单极闭锁时孤岛系统交流电压能够恢复至正常范围。

参考文献

- [1] 罗磊, 盛琰, 王清坚, 等. 特高压直流输电系统顺序控制的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(23): 30-33.
LUO Lei, SHENG Yan, WANG Qing-jian, et al. Research on sequence control in UHVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(23): 30-33.
- [2] 霍鹏飞, 王国功, 刘敏, 等. 向上±800 kV 特高压直流输电工程的直流保护闭锁策略[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(9): 137-139.
HUO Peng-fei, WANG Guo-gong, LIU Min, et al. The DC protection block strategy in Xiangjiaba-Shanghai ±800 kV UHVDC transmission project[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(9): 137-139.
- [3] 张爱玲, 姚致清, 涂仁川, 等. 云广特高压直流输电工程站控系统的设计缺陷及改进分析[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(4): 117-123.
ZHANG Ai-ling, YAO Zhi-qing, TU Ren-chuan, et al. Design limitation and improvement of station control system in Yunguang UHVDC project[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(4): 117-123.
- [4] 李召兄, 文俊, 徐超, 等. 特高压同塔双回输电线路的潜供电流[J]. 电工技术学报, 2010, 25(11): 148-154.
LI Zhao-xiong, WEN Jun, XU Chao, et al. Secondary arc current of UHV double-circuit transmission line[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(11): 148-154.
- [5] 王建宁, 宣白云. 变压器绝缘纸板及出线装置等成型绝缘件国产化现状及展望[J]. 电工技术学报, 2011, 26(5): 192-198.
WANG Jian-ning, XUAN Bai-yun. Domestic situation and prospect of pressboards and outlet device insulation components[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(5): 192-198.
- [6] 赵书强, 李勇, 王春丽. 基于可信性理论的输电网规划方法[J]. 电工技术学报, 2011, 26(6): 166-171.
ZHAO Shu-qiang, LI Yong, WANG Chun-li. Transmission network expansion planning based on credibility theory[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(6): 166-171.
- [7] 贾旭东, 郭琦, 韩伟强, 等. 孤岛方式下云广直流自动功率调整功能与小湾电厂 AGC 配合的仿真[J]. 南方电网技术, 2011, 5(3): 6-9.
JIA Xu-dong, GUO Qi, HAN Wei-qiang, et al. Simulation on the coordination of automatic power adjustment function of islanding Yunnan-Guangdong DC system with the AGC in Xiaowan power plant[J]. Southern Power System Technology, 2011, 5(3): 6-9.
- [8] 金小明, 蔡汉生. 云广特高压直流系统孤岛运行的影响及相应对策[J]. 南方电网技术, 2010, 4(2): 15-20.
JIN Xiao-ming, CAI Han-sheng. The impact of islanding operation of Yunnan-Guangdong UHVDC system and corresponding counter-measures[J]. Southern Power System Technology, 2010, 4(2): 15-20.
- [9] 周保荣, 吴小辰, 彭波, 等. 云广±800 kV 直流输电投运后南方电网稳定特性研究[J]. 南方电网技术, 2010, 4(4): 24-27.
ZHOU Bao-rong, WU Xiao-chen, PENG Bo, et al. Study of stability characteristics of China Southern Power Grid with Yunnan-Guangdong ±800 kV DC system[J]. Southern Power System Technology, 2010, 4(4): 24-27.
- [10] 胡铭, 金小明, 高鹏, 等. 云广特高压直流输电系统孤岛运行的稳定控制措施[J]. 电网技术, 2009, 33(18): 5-8.
HU Ming, JIN Xiao-ming, GAO Peng, et al. Stability control strategies for ±800 kV DC transmission system from Yunnan to Guangdong under islanded operation[J]. Power System Technology, 2009, 33(18): 5-8.

收稿日期: 2013-05-30

作者简介:

余荣兴(1984-), 男, 通信作者, 学士, 工程师, 从事特高压直流输电系统运行维护工作; E-mail: yurongxing@chv.csg.cn

刘茂涛(1986-), 男, 学士, 工程师, 从事特高压直流输电系统运行维护工作。