

柔性直流和常规直流并联系统功率调制策略

朱益华^{1,2}, 郭琦^{1,2}, 李成翔^{1,2}, 常东旭^{1,2}, 张建新³, 陈德扬^{1,2}, 朱煜昆^{1,2}

(1. 南方电网科学研究院 直流输电技术国家重点实验室, 广东 广州 510663;

2. 中国南方电网公司仿真重点实验室, 广东 广州 510663;

3. 中国南方电网电力调度控制中心, 广东 广州 510663)

摘要: 由于柔性直流与常规直流控制特性的差异以及并联后的相互影响, 其调制策略不同于常规直流。分析了柔性直流与常规直流并联系统的协调控制策略, 阐述了功率限制功能的功率分配、速率分配和无功功率控制的实现方法。结合南方电网鲁西背靠背直流调制功能的RTDS仿真研究, 针对试验中暴露的缺陷深入分析了并联系统在受端交流故障情况下限制直流功率的控制特性, 提出了功率限制功能与高电压穿越控制功能的协调方法以及速率分配优化方法。仿真结果表明, 优化后的并联系统可按照正确的时序和速率执行功率限制功能。

关键词: 柔性直流输电; 常规直流输电; 功率调制; 安全稳定控制; RTDS; 高压直流输电

中图分类号: TM 721.1

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.201909023

0 引言

随着直流输电系统在远距离大容量输电以及区域电网互联等领域的广泛应用, 出现了柔性直流和常规直流并联运行的情况^[1-4]。常规直流输电 LCC-HVDC (Line Commutated Converter High Voltage Direct Current) 采用半控型换流器件, 具有输送容量大、成本较低等优点, 但其无法向无源网络或者弱交流系统供电, 且易受到受端交流系统的影响而发生换相失败^[5]。模块化多电平柔性直流输电 MMC-HVDC (Modular Multilevel Converter High Voltage Direct Current) 采用全控型换流器件, 不会发生换相失败, 且能为无源网络供电, 但其相较于 LCC-HVDC 而言, 成本较高, 单位建设成本的输电容量较低^[6]。MMC-HVDC 和 LCC-HVDC 并联运行可以实现这 2 种直流输电技术的互补, 既可以向无源网络或者弱交流系统供电, 又可以充分利用 LCC-HVDC 的大容量输电能力, 节省成本。

混合型背靠背直流输电系统是一种不含直流输电线路, 将整流侧和逆变侧的换流设备、滤波装置等装设在一个地方的 MMC-HVDC 和 LCC-HVDC 并联系统的特例。南方电网用观音岩直流和鲁西背靠背直流工程断开云南电网与南方电网主网之间的交流联络线路, 实现了网架结构的优化, 降低了复杂故障引起电网大面积停电的风险^[7-8]。由于鲁西背靠背直流输电系统没有直流输电线路, 功率损耗相对较小, 可以在保持较低直流电压的同时, 通过提高输送

的直流电流, 实现输送功率的提升, 而且整流站和逆变站间没有通信延时, 背靠背直流输电控制系统的响应速度要快于普通的直流输电系统。在逆变侧交流线路发生故障的情况下, 如何保持 MMC-HVDC 和 LCC-HVDC 并联系统的协调控制是需要进一步研究的问题^[9-12]。

本文分析了 MMC-HVDC 和 LCC-HVDC 并联系统的协调控制策略, 并基于鲁西背靠背直流安全稳定控制试验研究平台开展直流功率调制功能的 RTDS 仿真研究。针对试验中暴露的稳控装置向直流控制系统发送直流功率限制命令后直流功率回降存在执行时序和速率异常的问题, 深入分析了并联系统中 MMC-HVDC 和 LCC-HVDC 的相互影响及其实现调制功能的协调问题, 提出了优化的并联系统调制策略, 及时消除了鲁西背靠背直流系统存在的缺陷, 保证了电网的安全稳定运行。

1 MMC-HVDC 和 LCC-HVDC 并联系统调制策略

1.1 鲁西背靠背直流输电系统

图 1 为鲁西背靠背直流输电系统拓扑结构, 该工程采用 2 回 LCC-HVDC 和 1 回 MMC-HVDC 并联运

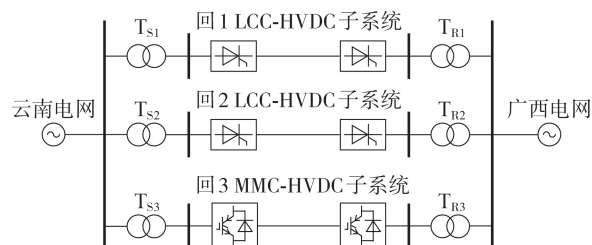


图1 鲁西背靠背直流输电系统拓扑结构

Fig.1 Structure of Luxi back to back HVDC system

收稿日期: 2019-04-10; 修回日期: 2019-08-03

基金项目: 南方电网公司科技项目 (ZBKJXM20180034)

Project supported by the Science and Technology Project of China Southern Power Grid (ZBKJXM20180034)

行的模式。其中,每回LCC-HVDC的额定传输功率为1 000 MW,额定电压为 ± 160 kV;整流侧和逆变侧均采用12脉波换流阀组;MMC-HVDC的额定传输功率为1 000 MW,额定电压为 ± 350 kV^[13]。

1.2 有功功率协调控制策略

定直流功率控制是MMC-HVDC和LCC-HVDC并联系统有功功率控制的一种重要模式。如图2所示,在协调控制模式下,直流站控将直流总功率指令 P_{SET} 按照预设的分配系数 K (LCC-HVDC功率占总功率的比值)计算得到LCC-HVDC的功率指令 P_{LCC_ref} 和MMC-HVDC的功率指令 P_{MMC_ref} ,LCC-HVDC的功率指令再均分给2回LCC-HVDC得到 P_{LCC1_ref} 和 P_{LCC2_ref} 。当某一直流单元因输送能力下降造成本单元传输的实际功率小于本单元的功率指令时,为了尽可能保证传输功率达到总功率指令 P_{SET} ,直流站控会将本单元功率缺额叠加至另一直流单元的功率指令上,实现协调控制模式下各直流单元的功率互补。为了防止功率转移过程中各直流单元功率频繁波动,需要给功率转移设置一个死区30 MW,当某一直流单元的功率指令与实际功率的差值大于30 MW时,才会向另一直流单元转移功率。

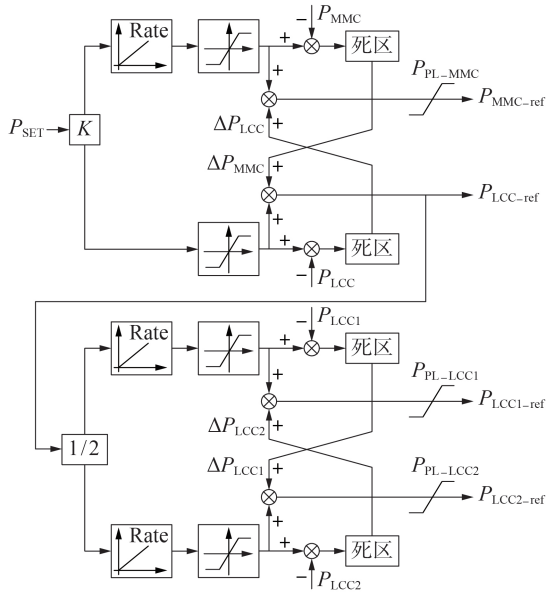


图2 MMC-HVDC和LCC-HVDC功率控制逻辑

Fig.2 Logic of power control between MMC-HVDC and LCC-HVDC

图2中, P_{LCC1} 、 P_{LCC2} 、 P_{MMC} 分别为回1、回2、回3的实际功率值; P_{LCC} 为回1与回2的实际功率值之和; ΔP_{LCC1} 、 ΔP_{LCC2} 、 ΔP_{MMC} 分别为回1、回2、回3的功率转移值; ΔP_{LCC} 为回1与回2的功率转移值之和; $P_{PL-LCC1}$ 、 $P_{PL-LCC2}$ 、 P_{PL-MMC} 分别为回1、回2、回3的功率限制功能限制值。

图3为3个单元参与调制时回1的功率限制值 $P_{PL-LCC1}$ 和回降速率 V_{LCC1_ref} 的计算逻辑。图中, $P_{Powerlimit}$

为功率限制功能总限制值; V_{ref} 为人机界面HMI(Human Machine Interface)设置的Powerlimit速率。另外2回直流的功率限制值及回降速率计算逻辑同理。

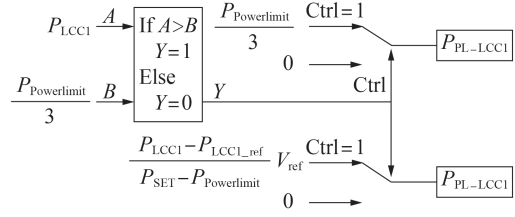


图3 回1功率限制值和回降速率计算逻辑示意图

Fig.3 Logic of powerlimit value and limitation rate of LCC-HVDC₁

1.3 滤波器投切控制策略

从经济性和设备容量利用率的角度考虑,直流站控系统的滤波器投切控制是MMC-HVDC与LCC-HVDC并联系统无功功率控制的一种重要模式。滤波器投切控制首先要满足如下一系列的限制条件。

(1)绝对最小滤波器控制:防止部分交流滤波器组因故被切除后造成运行中的其他交流滤波器谐波过负荷所需投入的最少滤波器组。

(2)极限电压控制:保证在直流系统的运行过程中与换流站相连的交流系统电压不超过其最大和最小限制值。

(3)最大功率限制控制:以换流站送入交流系统的最大容性无功为判据,当其超过预先设定的最大值时直接发出切除滤波器组的指令。

(4)最小滤波器组控制:以系统是否满足换流站滤除谐波的要求为判据,对最小滤波器组的投切进行控制。

在满足这些限制功能的基础上,滤波器投切控制可运行于电压 $U_{Control}$ 模式或无功功率 $Q_{Control}$ 模式。 $U_{Control}$ 模式用于控制换流站的交流电压在设定的范围内((0.075, 1.025) p.u.), $Q_{Control}$ 模式用于控制换流站与交流网的无功交换量在设定的范围内((-55, 55) Mvar)。按照优先级1最高、优先级5最低的顺序,滤波器投切控制功能的优先级如图4所示。图

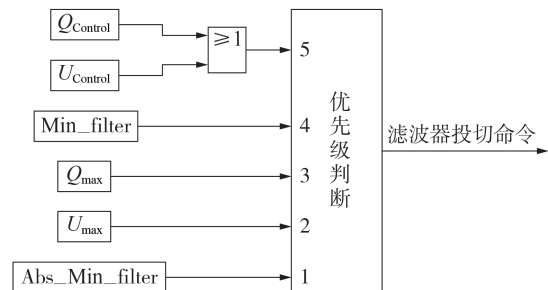


图4 滤波器投切控制逻辑

Fig.4 Logic of filter switching control

中, Abs_Min_filter 为绝对最小滤波器控制; $Q_{\max}$ 为最大功率限制控制; $U_{\max}$ 为极限电压控制; Min_filter 为最小滤波器组控制。

2 鲁西背靠背直流稳控系统试验研究

2.1 安稳试验平台与相关安稳策略

试验基于鲁西背靠背直流安全稳定控制系统 RTDS 试验平台开展^[14-15], 南方电网主网架采用 RTDS 实时数字仿真器进行模拟, 鲁西背靠背直流控制保护系统和配套稳控系统采用实际装置。RTDS 仿真系统经过模拟量输入板卡 (GTAO) 向鲁西背靠背直流安全稳定控制系统 (包括鲁西换流站、永安变、漫湾电厂、大朝山电厂、龙开口电厂以及鲁地拉电厂) 提供必要的电压和电流信号, 鲁西背靠背直流安全稳定控制装置采集一次系统的电压、电流信号, 计算处理后向系统提供开关开合等控制命令, 模拟实际电网完成切机操作, 并通过数字量输入板卡 (GTDI) 传回 RTDS, 构成一个闭环的测试系统。鲁西背靠背直流稳控系统拓扑如附录中图 A1 所示。

当受端交流电网发生严重故障时, 鲁西背靠背通过限制直流输送功率, 使受端电网尽快恢复正常运行。功率限制功能分为 4 个级别, 每个级别功能由稳控装置输入信号启动, 功能之间相互独立, 并且有一定的优先级。试验前工况如下: 鲁西背靠背直流从云南向广西输送功率 3 000 MW, 直流站控投入协调控制模式, 功率限制功能速率为 1 000 MW/s。鲁西换流站在接收永安站发送的百永或永南 N-2 故障信息后向直流站控系统发送 Powerlimit-2 命令 (功率限制功能第 2 级命令, 定值为 1 800 MW), 鲁西直流站控收到 Powerlimit-2 命令后, 应按照图 2 和图 3 中有功协调控制策略将直流功率限制到目标值 1 800 MW。

2.2 MMC-HVDC 功率回降执行时序异常 (试验 1)

在 RTDS 中模拟百永甲线三相永久性接地故障, 0.1 s 后百永双线跳闸。由稳控装置报文可知, 永安站判断出百永双线跳闸, 向鲁西站发送直流功率限制命令, 鲁西站收到命令后向站控发送 Powerlimit-2 命令, 鲁西直流功率应被限至 1 800 MW。图 5 的 RTDS 录波显示: 故障后 1.34 s, 2 回 LCC-HVDC 的功率均被限至 600 MW, MMC-HVDC 的功率降至 870 MW 并保持恒定 (图中仅列出 P_{LCC1} , P_{LCC2} 与其一样, 后同); 故障后 6.6 s, MMC-HVDC 功率继续回降; 故障后 8 s, MMC-HVDC 功率降至 600 MW。鲁西站稳控装置只发出一次 Powerlimit-2 命令, 但 MMC-HVDC 执行了 2 次功率回降, 回降执行时序异常。

2.3 LCC-HVDC 功率回降速率异常 (试验 2)

在 RTDS 中模拟永南甲线三相永久性接地故障, 0.1 s 后永南双线跳闸。由稳控装置报文可知, 永

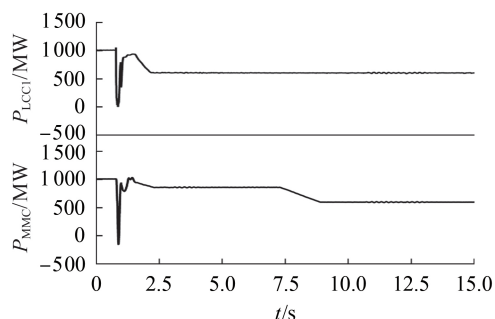


图5 试验1的鲁西直流功率

Fig.5 Luxi HVDC power of Test 1

安站判断出永南双线跳闸, 向鲁西站发送直流功率限制命令, 鲁西站收到命令后向站控发送 Powerlimit-2 命令, 鲁西直流功率应被限至 1 800 MW。图 6 的 RTDS 录波显示: 故障后 1.18 s, MMC-HVDC 功率被限至 600 MW, 而 2 回 LCC-HVDC 功率则按照 12 MW/s 的速率缓慢下降, 可推出约 33 s 后才能降至 600 MW。2 回 LCC-HVDC 的功率回降速率异常, 存在受端交流线路长时间过载导致线路保护距离三段动作的风险。

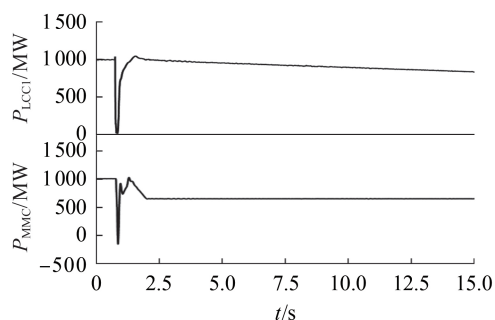


图6 试验2的鲁西直流功率

Fig.6 Luxi HVDC power of Test 2

综上所述, 鲁西背靠背直流受端线路发生 N-2 故障时, 稳控装置正确向直流站控系统发送 Powerlimit-2 命令后, MMC-HVDC 与 LCC-HVDC 并联系统的功率回降存在执行时序和速率异常的现象。

3 异常现象原因分析

3.1 MMC-HVDC 功率回降执行时序异常原因分析

MMC-HVDC 的矢量控制可以通过对 dq 轴电流、电压量的控制实现对有功功率和无功功率的解耦控制, 因此在故障期间 MMC-HVDC 可以为系统提供一定的无功支撑, 并尽量保证换流器不脱网运行。交流系统发生故障时, 通过采取特殊的穿越控制策略, 利用换流器的快速响应能力, 可以提高 MMC-HVDC 的故障穿越能力。

MMC-HVDC 换流器控制可以分为外环控制和内环电流控制, 控制框图如附录中图 A2 所示。图中, U_{dref} 为直流电压参考值; U_{dc} 为直流电压测量值;

Q_{ref} 为交流无功功率参考值; Q 为交流无功功率测量值; $i_{d\text{set}}$ 和 $i_{q\text{set}}$ 为高电压穿越控制限值(分别为0.435 9 p.u.和0.9 p.u.)。外环控制根据所需要的有功和无功目标值以及直流电压目标值,计算内环电流目标值,内环电流控制通过调整换流器的 d 、 q 轴电压($u_{d\text{ref}}$ 、 $u_{q\text{ref}}$)来对 i_d 、 i_q 的参考值($i_{d\text{ref}}$ 、 $i_{q\text{ref}}$)进行跟踪控制。

图7为MMC-HVDC高电压穿越逻辑。当换流母线电压 u_{ac} 超过1.05 p.u.时,高电压穿越控制启动,无功功率控制进入暂态交流电压控制模式, $i_{q\text{ref}}$ 最大为0.9 p.u.; $i_{d\text{ref}}$ 最大为0.435 9 p.u.,若启动前 $i_{d\text{ref}}$ 大于该限幅值,则经爬坡降到0.435 9 p.u.,若启动前 $i_{d\text{ref}}$ 小于该限幅值,则 $i_{d\text{ref}}$ 保持为启动前的值。

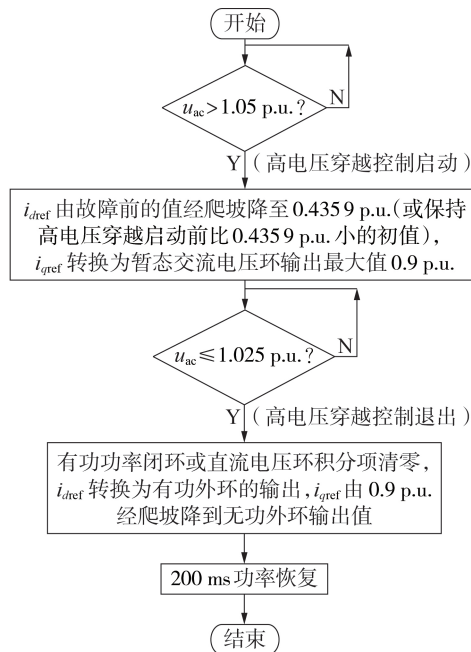


图7 MMC-HVDC高电压穿越逻辑

Fig.7 Logic of high-voltage ride-through of MMC-HVDC

试验1的整流侧交流母线电压如图8所示。站控收到Powerlimit-2命令,2回LCC-HVDC的功率均被限至600 MW,有功功率降低后因未立即切除交流滤波器导致无功功率过剩,整流侧交流母线电压升高并超过550 kV,MMC-HVDC高电压穿越控制启动,站控发过来的功率指令 $P_{\text{MMC,ref}}$ 被锁定在外环控制器上, i_d 降至0.435 9 p.u.,有功功率恒定在870 MW。与此同时,滤波器投切控制的极限电压控制功能作用,正常运行方式时,电压允许偏差为额定电压的-5%~5%,即500~550 kV,故障发生后,电压允许偏差为额定电压的-10%~5%,即475~550 kV。如果电压超过最大限幅值 $U_{\text{max,limit}}$ 且持续1 s以上,那么 U_{max} 发出切除滤波器组的指令,延时3 s按一定的策略顺序切除滤波器组,直到电压回到正常范围或只剩下绝对最小滤波器组为止。5.7 s后交流母线电

压回降到1.025 p.u.以下,MMC-HVDC退出高电压穿越控制,锁在外环控制器上的功率指令得以送至内环控制器上,MMC-HVDC继续回降功率。

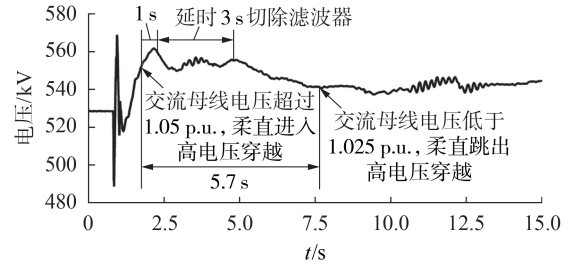


图8 试验1的整流侧交流母线电压

Fig.8 Rectifier-side AC bus voltage of Test 1

3.2 LCC-HVDC功率回降速率异常原因分析

永南双线故障跳闸后,LCC-HVDC发生连续换相失败,随后其功率缓慢恢复,当站控收到Powerlimit-2命令并执行功率回降到1 800 MW时,3个单元的目标值均为600 MW。由稳控装置报文可以看出故障后186 ms直流站控收到Powerlimit-2命令,图6中 P_{LCC1} 曲线进行放大得到附录中图A3,可以看出此时LCC-HVDC仅恢复至677 MW,与目标值非常接近,而MMC-HVDC已恢复至额定功率附近,因此LCC-HVDC分配的回降速率非常小。但LCC-HVDC在故障后会恢复到额定功率,在额定功率下以18 MW/s的速率回降,导致LCC-HVDC执行Powerlimit-2命令时速率非常缓慢。

4 优化方法及验证

4.1 调制策略优化方法

针对研究发现的稳控装置向直流站控系统发送Powerlimit命令后直流功率回降存在执行时序和速率异常的缺陷,根据前文分析的MMC-HVDC与LCC-HVDC的控制特性与直流站控系统之间的协调控制特性,提出了优化的MMC-HVDC与LCC-HVDC并联系统的功率调制方法。

(1)针对MMC-HVDC功率回降执行时序异常的问题,修改MMC-HVDC的高电压穿越控制逻辑,使来自直流站控的Powerlimit命令的优先级高于高电压穿越控制。当MMC-HVDC的外环控制器收到直流站控发来的Powerlimit命令时,锁住MMC-HVDC内环控制器的高电压穿越逻辑,优化后的MMC-HVDC内外环控制器控制框图如附录中图A4所示。

(2)针对LCC-HVDC功率回降速率异常的问题,由于故障后LCC-HVDC的有功功率会恢复到故障前的水平,LCC-HVDC是由故障前的功率水平开始回降,因此直流站控应基于LCC-HVDC换相失败前的功率计算得到LCC-HVDC的功率回降速率,在站控计算LCC-HVDC功率的逻辑前置一个一阶滤波环

节,结合直流站控收到调制命令的时间一般不超过200 ms,将一阶滤波环节的延时设为200 ms,这样可以使得直流站控计算得到的LCC-HVDC回降速率是基于发生换相失败前的功率。

4.2 RTDS仿真验证

针对优化后的协调控制逻辑,开展相同试验进行对比分析。优化后试验1的直流功率RTDS录波如图9所示,直流功率可按照正确的时序回降。

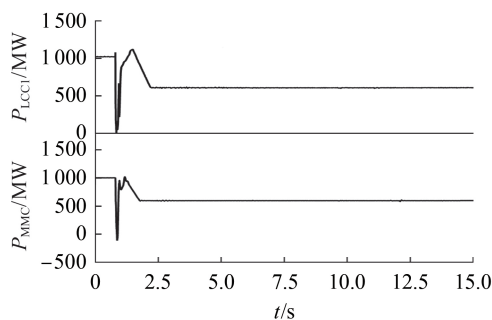


图9 优化后试验1的鲁西直流功率

Fig.9 Luxi HVDC power of Test 1 after optimization

优化后试验2中LCC-HVDC在收到Powerlimit-2指令后其功率回降速率恢复正常,效果同图9。经试验验证,优化后的MMC-HVDC和LCC-HVDC并联系统功率调制策略达到了预期效果。

5 结论

本文基于鲁西背靠背直流输电系统深入研究了MMC-HVDC和LCC-HVDC并联系统中两者的相互影响及其实现功率调制功能的协调问题,针对试验中暴露出稳控装置向直流控制系统发送Powerlimit命令后直流功率回降存在执行时序和速率异常的问题,提出了优化的MMC-HVDC与LCC-HVDC并联系统调制策略。经过RTDS仿真验证,该方法可实现稳控系统调制直流策略的正确执行,及时消除了鲁西背靠背直流系统存在的缺陷,保证了受端电网的安全稳定运行。

本文所发现的MMC-HVDC功率回降执行时序异常是MMC-HVDC与LCC-HVDC并联系统所特有的问题,暴露出LCC-HVDC的滤波器投切控制、MMC-HVDC的故障穿越控制和直流站控协调控制之间的配合不当问题。本文所提方法对于MMC-HVDC与LCC-HVDC并联系统功率调制策略的设计具有借鉴意义。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 赵成勇,郭春义,刘文静. 混合直流输电[M]. 北京:科学出版社,2014:35-38.
- [2] 王曦,李兴源,魏巍,等. 柔性直流和常规直流互联输电系统协

调控制策略[J]. 电力自动化设备,2016,36(12):102-108.

WANG Xi, LI Xingyuan, WEI Wei, et al. Coordinated control strategy for interconnected transmission system of VSC-HVDC and LCC-HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12): 102-108.

- [3] 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.

DONG Yunlong, LING Weijia, TIAN Jie, et al. Control & protection system for Zhoushan multi-terminal VSC-HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7): 169-175.

- [4] 文安,邓旭,魏承志,等. 柔性直流输电系统交直流并列运行与孤岛运行方式间的切换控制[J]. 电力自动化设备,2014,34(7):99-106.

WEN An, DENG Xu, WEI Chengzhi, et al. Switching control between AC-DC parallel and islanded operations of VSC-HVDC transmission system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(7): 99-106.

- [5] 罗汉武,乐健,毛涛,等. 扎鲁特—青州±800 kV特高压直流输电工程运行特性分析[J]. 电力自动化设备,2019,39(1):53-59.

LUO Hanwu, LE Jian, MAO Tao, et al. Analysis of operation characteristics of Zhazute-Qingzhou ±800 kV UHVDC system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1): 53-59.

- [6] 韦延方,卫志农,孙国强,等. 一种新型的高压直流输电技术——MMC-HVDC[J]. 电力自动化设备,2012,32(7):1-9.

WEI Yanfang, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. New HVDC power transmission technology: MMC-HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(7): 1-9.

- [7] 朱良合,袁志昌,盛超,等. 基于柔性直流输电的异步互联系统频率支援控制方法综述[J]. 电力自动化设备,2019,39(2):84-92.

ZHU Lianghe, YUAN Zhichang, SHENG Chao, et al. Review of frequency support control methods for asynchronous interconnection system based on VSC-HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2): 84-92.

- [8] 刘涛,李婧靓,李明,等. 南方电网鲁西背靠背直流异步联网工程控制保护系统设计方案[J]. 南方电网技术,2014,8(6):18-22.

LIU Tao, LI Jingliang, LI Ming, et al. Control and protection system design of Luxi back-to-back asynchronous interconnection HVDC project of China Southern Power Grid [J]. Southern Power System Technology, 2014, 8(6): 18-22.

- [9] 张东辉,洪潮,周保荣,等. 云南电网与南方电网主网异步联网系统方案研究[J]. 南方电网技术,2014,8(6):1-6.

ZHANG Donghui, HONG Chao, ZHOU Baorong, et al. Asynchronous interconnection system scheme for Yunnan Power Grid and the main grid of China Southern Power Grid [J]. Southern Power System Technology, 2014, 8(6): 1-6.

- [10] 赵文强,宣佳卓,陆翌,等. 适用于常规直流改造的混合直流输电系统主电路拓扑研究[J]. 电力自动化设备,2018,38(12):186-193.

ZHAO Wenqiang, XUAN Jiazhao, LU Yi, et al. Research on circuit topology of hybrid HVDC system suitable for refurbishing existing LCC-HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 186-193.

- [11] 朱益华,郭琦,徐光虎,等. 天广直流稳控系统与极控系统控制时序配合方法仿真研究[J]. 南方电网技术,2017,11(8):

- 8-15.
- ZHU Yihua, GUO Qi, XU Guanghu, et al. Simulation study on control sequence coordination method between security and stability control system and pole control system of Tian-shengqiao-Guangzhou HVDC project [J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(8): 8-15.
- [12] 陈欢, 王振, 杨治中, 等. 并联混合直流输电系统中传统直流和柔性直流暂态无功协调控制策略研究[J]. 电网技术, 2017, 41(6): 1719-1725.
- CHEN Huan, WANG Zhen, YANG Zhizhong, et al. Coordinated reactive power control approach for LCC-HVDC and VSC-HVDC in hybrid parallel HVDC system [J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 1719-1725.
- [13] 曾令康, 李大虎, 姚伟, 等. 适用于背靠背柔性直流输电的双环附加频率控制[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 113-120, 127.
- ZENG Linggang, LI Dahu, YAO Wei, et al. Dual-loop supplementary frequency control for BTB-VSC-HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 113-120, 127.
- [14] 郭琦, 韩伟强, 曾勇刚, 等. 电网安全稳定控制技术实时仿真试验研究平台(一)架构与特征[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(20): 1-5.
- GUO Qi, HAN Weiqiang, ZENG Yonggang, et al. Security and stability control technology test and research platform based

on real-time simulation part one framework and characteristics [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(20): 1-5.

- [15] 郭琦, 韩伟强, 徐光虎, 等. 电网安全稳定控制技术实时仿真试验研究平台(二)应用实例[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(21): 19-23.

GUO Qi, HAN Weiqiang, XU Guanghu, et al. Security and stability control technology test and research platform based on real-time simulation part two application examples [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(21): 19-23.

作者简介:



朱益华

朱益华(1988—),男,江苏江阴人,工程师,硕士,主要研究方向为电力系统稳定控制和直流控制保护仿真分析(E-mail: zhuyih@csg.cn);

郭琦(1979—),男,广西河池人,教授级高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统稳定分析与控制和直流控制保护仿真分析(E-mail: guoqi@csg.cn);

李成翔(1994—),男,安徽阜阳人,硕士,主要研究方向为电力系统稳定分析与控制和直流控制保护仿真分析(E-mail: licx@csg.cn)。

Power modulation strategy for parallel system of MMC-HVDC and LCC-HVDC

ZHU Yihua^{1,2}, GUO Qi^{1,2}, LI Chengxiang^{1,2}, CHANG Dongxu^{1,2},
ZHANG Jianxin³, CHEN Deyang^{1,2}, ZHU Yukun^{1,2}

(1. State Key Laboratory of HVDC, Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China;

2. CSG Key Laboratory of Power System Simulation, Guangzhou 510663, China;

3. CSG Power Dispatching Control Center, Guangzhou 510663, China)

Abstract: Due to the difference between MMC-HVDC and LCC-HVDC control characteristics and the mutual influence under parallel connection, the power modulation strategy of MMC-HVDC is different from that of LCC-HVDC. The coordinated control strategy of parallel system of MMC-HVDC and LCC-HVDC is analyzed, and the implementation methods of power dispatching and speed rate dispatching for power limitation function and reactive power control are expounded. Combined with RTDS simulation research of modulation function of Luxi back-to-back HVDC system, the control characteristics of power limitation function of the parallel system under the condition of AC fault at the receiving end are analyzed in view of the exposed defects. A coordination method of power limitation function and high-voltage ride-through control function and an optimization method of speed rate dispatching of power limitation function are proposed. Simulative results show that the optimized parallel system can perform power limitation function at a correct timing sequence and speed rate.

Key words: MMC-HVDC; LCC-HVDC; power modulation; security and stability control; RTDS; HVDC power transmission

附录

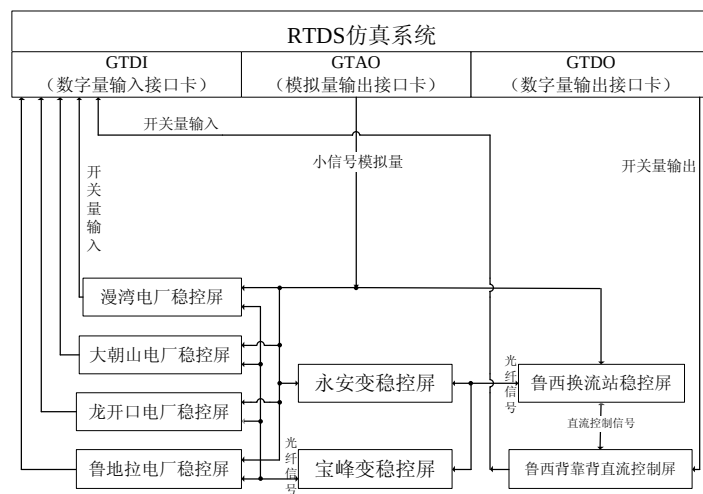


图 A1 鲁西背靠背直流稳控试验系统

Fig.A1 Test platform of security and stability control for Luxi back to back HVDC system

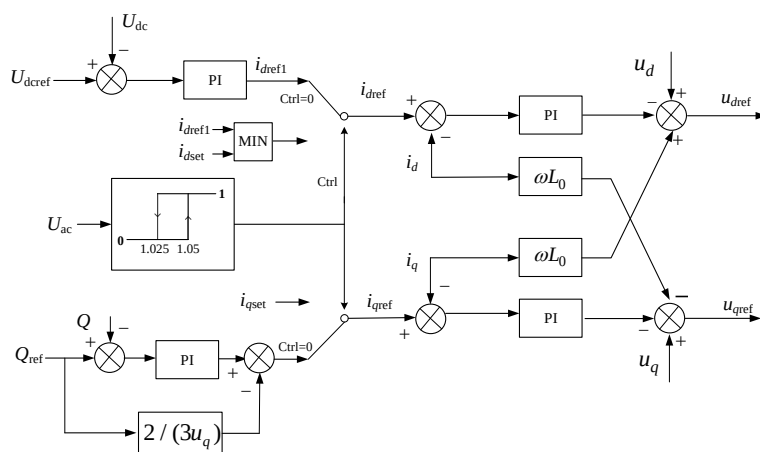


图 A2 MMC-HVDC 换流器控制框图

Fig.A2 Control block diagram of MMC-HVDC converter

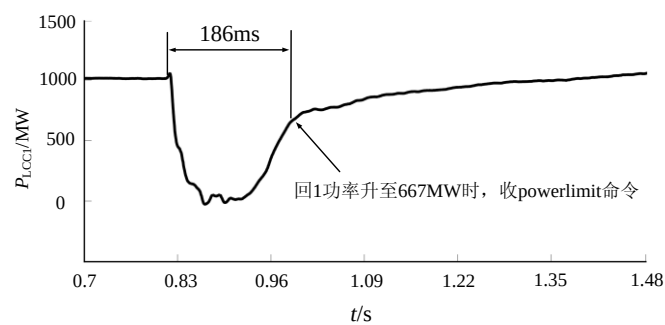


图 A3 故障期间回 1 有功功率

Fig.A3 Active power of LCC-HVDC₁ during fault

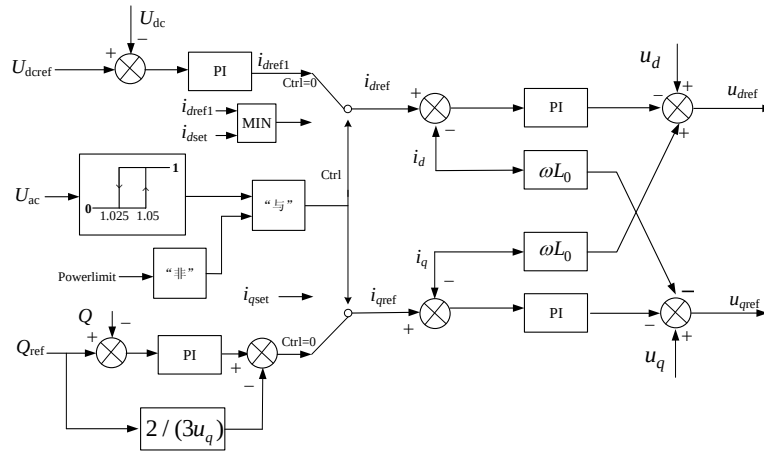


图 A4 优化后 MMC-HVDC 控制框图

Fig.A4 Control block diagram of MMC-HVDC after optimization