

跟网/构网混联并网对 LCC-HVDC 系统 后续换相失败影响机理及改进电流限幅控制

王彤, 韩梓畅, 王潇桐, 王增平, 刘崇茹

(新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206)

Influence Mechanism of Grid Following/Forming Hybrid Converter on Commutation Failure of LCC-HVDC System and Improvement of Current Limit Control

WANG Tong, HAN Zichang, WANG Xiaotong, WANG Zengping, LIU Chongru

(State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources

(North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China)

ABSTRACT: With the rapid development of China's AC/DC hybrid power grid, the characteristics of weak transmission end systems are becoming increasingly prominent. The voltage support advantages of grid forming and grid following new energy hybrid transmission modes are significant. However, the dynamic interaction process of system power during DC fault disturbance is not yet clear. Therefore, this article first analyzes the limitations of conventional grid following converters sent out through line commutated converter based high voltage direct current (LCC-HVDC). It is revealed that under weak voltage support, power oscillations are prone to occur and thus deepen the fault depth after commutation failure (CF), leading to subsequent commutation failures. Secondly, this paper theoretically analyses the phase-volume relationship of electrical quantities corresponding to the regulation limit of the current distribution coefficient of conventional grid forming converters. It is also revealed that there is a delayed withdrawal of current limit control in the process of commutation failure in grid forming converters, which results in a poor inhibition of transient overvoltage and even leads to the occurrence of subsequent phase-change failure. Finally, the improved current limiting fault ride-through control under the time scale of commutation failure is proposed, and the correctness and effectiveness of the relevant theoretical analysis and control strategy are verified based on the PSCAD/EMTDC simulation platform.

KEY WORDS: grid forming/ grid following converter; line commutated converter based high voltage direct current (LCC-

HVDC); current limiting; fault ride-through (FRT) control

摘要: 随着中国交直流混联电网的快速发展, 弱送端系统特征日益显著, 构网型与跟网型变流器混合送出模式电压支撑优势显著, 但直流故障受扰过程中系统功率动态交互过程尚不明晰。为此, 首先分析常规跟网型变流器经基于电网换相换流器的高压直流输电(line commutated converter based high voltage direct current, LCC-HVDC)送出系统的局限性, 阐明电压弱支撑下其在换相失败(commutation failure, CF)后易出现功率振荡, 从而加深故障程度, 导致后续换相失败的发生; 其次, 理论分析常规构网型变流器电流分配系数调控极限对应的电气量相量关系, 揭示换相失败过程中构网型变流器存在电流限幅控制延迟退出的情况, 进而造成暂态过电压抑制效果欠佳甚至进一步导致后续换相失败的发生。最后, 提出换相失败时间尺度下的改进电流限幅故障穿越控制, 并基于 PSCAD/EMTDC 平台, 验证相关理论分析及控制策略的正确性和有效性。

关键词: 构网/跟网型变流器; 基于电网换相换流器的高压直流输电(LCC-HVDC); 电流限幅; 故障穿越控制

0 引言

随着中国国家发改委《“十四五”可再生能源发展规划》的发布, 沙漠、戈壁、荒漠大型新能源风电基地成为国家新能源发展的重中之重^[1]。然而, “沙戈荒”风能资源丰富地区往往远离负荷中心, 基于电网换相换流器的高压直流输电(line commutated converter based high voltage direct current, LCC-HVDC)系统由于其具有输送容量大、功率调节能力强、造价相对较低等特点^[2], 在远距离跨区域输电中扮演了重要的角色^[3-4]。

随着直流送端系统新能源渗透率的增加, 送端

交流系统支撑能力下降^[5],大大限制了直流系统新能源消纳能力。一方面,在系统中接入新能源出力较大情况下,存在交直流故障后新能源自身功率振荡问题^[6],甚至可能引发新能源连锁脱网,成为限制新能源外送能力的主要因素。文献[7]针对整流侧交流系统轻微故障及严重故障引发逆变侧换相失败(commutation failure, CF)过程进行分析,指出直流系统在整流侧故障影响下的动态行为将传递到逆变侧,进而影响逆变侧控制交互规律,并指出整流侧无功补偿的大小将对换相失败几率产生影响。在文献[7]基础上,文献[8]针对送端振荡引发受端换相失败及后续换相失败机理进行分析,指出送端功率振荡将通过系统控制逻辑、控制信号、电气信号变化等影响受端系统的运行状态,进而对逆变侧控制切换产生直接影响引发后续换相失败。然而上述文献所针对的故障源皆为整流侧额外投入的短路故障或低频振荡,针对换相失败引发的变流器自身功率波动造成的后续故障深度变化鲜少有文献提及,无常规电源支撑的新能源基地直流外送系统故障形态刻画尚不完善。

另一方面,传统跟网型(grid following, GFL)新能源基地直流外送系统送端通常配有常规电源,为风电送出提供无功支撑及为 LCC-HVDC 系统提供换相电压。而“沙戈荒”因其独有的地理位置无法为新能源基地提供常规电源支撑,为此,大量学者提出应用构网型控制策略解决上述问题^[9-13]。与常规 GFL 应用锁相环并网系统相比,电压源型构网型换流器(grid forming, GFM)不受锁相环影响,可以主动提供电压支撑^[14]。目前,主流构网方式有功率同步控制^[15]、功率下垂控制^[16]以及虚拟同步控制^[17]。其中,基于虚拟同步控制的构网型储能具有良好的弱电网稳定性^[18],对于解决高比例可再生能源并网难题有良好的前景^[19],成为当前研究的热点。

虽然构网型控制可利用电力电子器件灵活性、可控性的特点模拟同步发电机转子运动方程,实现规模化新能源并网的无功及惯性支撑,但其耐受短路电流能力较弱。众多学者就此提出了电流限幅环节^[20-23],防止其暂态过程中因过电流发生设备损坏而脱网。然而,电流限幅环节的存在导致构网型设备暂态特性与同步机区别较大。文献[24]指出,直接对电流内环参考值进行限制将导致 GFM 无法维持电压源的构网特性,恶化系统暂态稳定裕度。如

何在有效限制暂态过流问题的同时,最大限度发挥构网型功率调控潜力,维持其电压源特性,成为构网型控制并网的研究热点^[25-27]。文献[25]提出自适应虚拟阻抗控制策略,根据正、负序电压跌落计算序分量虚拟阻抗值,生成虚拟阻抗系数,有效限制最大短路电流,但未明确其故障期间对于电网暂态的支撑能力。文献[26]指出,现有电流限幅仅对幅值进行限制,忽视了限幅环节中的 dq 分配系数,并据此提出附带电流分配系数的改进限幅策略,有效增强了系统暂态稳定性,然而未明确电流分配系数确定过程及其影响。文献[27]考虑 GFM 暂态功角稳定约束下的无功电压支撑机理,提出降低有功参考值及改变惯性时间常数以提高 GFM 暂态稳定性的优化控制策略。上述研究多以单台 GFM 并入无穷大电网为研究场景,而 GFM 经 LCC-HVDC 送出场景下电流限幅控制如何应用则鲜有提及。

综上,本文以大规模新能源基地并网 LCC-HVDC 系统换相失败故障深度为入手点,首先分析常规 GFL 经 LCC-HVDC 送出系统的局限性,发现电压弱支撑下其在换相失败后易出现功率振荡,导致故障恢复型后续换相失败的发生;其次,理论分析常规构网型变流器功率系数调控极限的基础,提出考虑换相失败时间尺度的改进电流限幅控制策略;最后,基于 PSCAD 验证相关理论分析及控制策略的正确性和有效性。

1 换相失败下 GFL 与 LCC 系统交互导致后续换相失败机理

1.1 LCC-HVDC 功率表征模型

常规直流暂态过程分析模型侧重于低压限流环节(voltage dependent current order limiter, VDCOL)的描述,不适用于分析交流系统与直流系统功率交互及对后续动态过程的影响,因此,本文利用直流传输有功功率及变流器消耗无功功率表征直流系统各控制环节。

以 CIGRE 标准测试模型为例^[28],整流侧定电流(constant current, CC)控制由低压限流控制和定 $\alpha_{\min}$ 最小触发角 2 部分组成,根据换流原理可知,换流器消耗的无功功率可表示如下:

$$Q_{dr} = P_d \tan \varphi_r \quad (1)$$

式中: Q_{dr} 为整流器消耗的无功功率; P_d 为直流传输有功功率; φ_r 为换流器功率因数角。

φ_r 可表示为

$$\tan \varphi_r = \frac{(\pi/180)\mu_r - \sin \mu_r \cos(2\alpha_r + \mu_r)}{\sin \mu_r \sin(2\alpha_r + \mu_r)} \quad (2)$$

通常换相角 μ_r 较小, 则 $\mu_r \approx \sin \mu_r$, 代入式(2)可得

$$\varphi_r \approx \alpha_r + \mu_r / 2 \quad (3)$$

将式(3)代回式(1), α_r 代入整流侧定最小触发角控制下的 $\alpha_{\min}$, 可得该控制模式下功率表征外特性方程:

$$Q_{dr} \approx P_d \tan(\alpha_{\min} + \mu_r / 2) \quad (4)$$

当整流器为 CC 控制时, 换流器的有功功率、无功功率可从电流分解的角度计算如下:

$$\begin{cases} P_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} EI_d \frac{\cos(\alpha + \mu) + \cos \alpha}{2} \\ Q_{dr} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} EI_d \frac{\sin(\alpha + \mu) + \sin \alpha}{2} \end{cases} \quad (5)$$

式中 E 为换流器空载电压。对式(5)中 2 式平方后相加, 整理后可得

$$P_d^2 + Q_{dr}^2 = \frac{9}{\pi^2} E^2 I_d^2 (1 + \cos \mu) \quad (6)$$

则此时整流器的消耗无功与传输的有功形成以原点为圆心、 $(3/\pi)EI_d(1+\cos\mu)^{1/2}$ 为半径的圆。定直流电流控制所含的 VDCOL 外特性方程可以用函数 $I=f(U)$ 表示如下:

$$I = \begin{cases} I_L, & U_d \leq U_L \\ kU_d + b, & U_L < U_d \leq U_H \\ I_H, & U_d > U_H \end{cases} \quad (7)$$

将式(7)代入式(6)即可得到 CC 控制下功率表征的整流器外特性方程。

逆变侧控制由定关断角(constant extinction angle, CEA)、CC 和电流偏差控制(current error controller, CEC)组成, 其中 CEC 起到保证受控短路电流不发生振荡, 实现控制模式的平稳切换的作用, 可用 CEA 和 CC 控制组合表征。CEA 外特性方程用逆变侧关断角 γ 替代式(4)中的 $\alpha_{\min}$ 即可得到。逆变侧 CC 控制环节与整流侧定电流类似, 其目标电流值较整流侧低一个裕度 $\Delta I_d(0.1 \text{ pu})$, 则在式(6)基础上减去 ΔI_d 即可。

直流系统相关参数代入到式(4)、(6)、(7)及相应的逆变侧方程, 以有功功率为公共轴, 不同曲线表征不同阶段整流/逆变配合的控制组合, 计算得到功率表征的直流系统准稳态模型如图 1 所示。

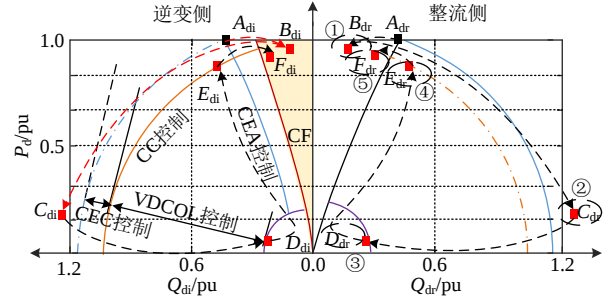


图 1 直流等效模型

Fig. 1 DC equivalence model

直流系统逆变侧交流系统发生故障后, 交流电压瞬间降低, 换相关断角持续降低最后发生换相失败, 如图中 A_{di} 越过最小关断角限制到达 B_{di} 点, 在关断角失控前整流侧在逆变侧的影响下 A_{dr} 运行到 B_{dr} 处。发生换相失败后, 逆变侧直流电压 U_{di} 快速降低, 直流传输功率降低, 直流电流迅速增大, 导致变流器消耗无功增加, 直流系统运行点运行到 C_{di} 和 C_{dr} , 在这 2 个过程中, 直流运行点不是在控制系统控制下改变的, 是由于交流系统故障及其导致的换相失败被动变化的。

直流运行点随控制系统变化过程用虚线表示, 整流侧快速增大 α 角控制直流电流降低, 在电流降低到一定程度后, 逆变侧由 CEA 切换为 CC 控制。VDCOL 投入改变电流参考值为 $I_{\min}$, 直流运行点在这一阶段运行到 D_{dr} 和 D_{di} 。若故障无法及时切除, 直流运行点将在 $D_{dr(di)}$ 点附近振荡。在逆变侧故障切除后, 由于 VDCOL 存在退出延时, 直流电流不能随逆变侧直流电压恢复而马上恢复, 导致直流运行点将沿虚线从 D_{dr} 及 D_{di} 继续向中心运行, 并最终在 VDCOL 控制下逐渐恢复, 到达 E_{dr} 和 E_{di} 点。此时, 直流电流受到整流侧和逆变侧同时控制, 在到达 $E_{dr(di)}$ 控制点后将两侧控制信号中振荡, 最终运行到 $F_{dr(di)}$ 点。若 $F_{dr(di)}$ 点越过最小关断角限制, 则再次发生换相失败, 此时 $F_{dr(di)}$ 点也即成为故障恢复型后续换相失败的 $B_{dr(di)}$ 点, 并重复前述分析过程。若 $F_{dr(di)}$ 点未越过最小关断角限制, 则直流系统恢复到 $A_{dr(di)}$ 点换相失败结束。

针对换相失败及后续换相失败, 图 1 还给出了其送端交流系统暂态过电压产生过程。以 $A_{dr(di)}B_{dr(di)}C_{dr(di)}D_{dr(di)}E_{dr(di)}F_{dr(di)}$ 为端点的不规则多边形任一端点为后续换相失败过程中整流侧无功消耗状态切换点, 称其为无功变化驻点。其中: C_{dr} 、 E_{dr} 为 Q_{dr} 先增加后减少的切换点, 对应 2 次暂态低电压; B_{dr} 、 D_{dr} 、 F_{dr} 为 Q_{dr} 先减少后增加的切换点,

也即暂态过电压产生节点。可以看出,任意1次换相失败都将有5个无功变化驻点,且首次换相失败恢复过程整流侧的第5个无功变化驻点(F_{dr} - A_{dr} 过程)将发展为后续换相失败的第1个无功变化驻点(F_{dr} - B_{dr} - C_{dr} ...过程)。

在直流电流振荡过程中,根据式(5),直流传输有功功率也会发生一定程度的振荡。在送端系统强度较高的工况下,轻微的直流系统功率振荡不会引起送端系统电气量波动。然而,随着送端新能源并网比例升高,同步机支撑较弱,不同频率的谐波分量同样易引起GFL机端电气量大幅度波动。跟网型换流器的机侧(rotor side converter, RSC)和网侧(grid side converter, GSC) d 轴控制中的各状态变量微分方程及电压如下:

$$\begin{cases} \dot{x}_{g1} = P_s - P_{ref} = -\Delta P \\ \dot{u}_{ds} = K_{p1}\Delta P + K_{p2}x_{g1} - L_s\omega i_{qs} + \omega\phi \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \dot{x}_{r1} = u_{dc_ref} - u_{dc} = -\Delta u_{dc} \\ \dot{x}_{r2} = i_{dr_ref} - i_{dr} = -K_{i1}\Delta u_{dc} + K_{i2}x_{r1} - i_{dr} \\ \dot{u}_{dg} = K_{i3}\dot{x}_{r2} + K_{i4}x_{r2} + X_c i_{qg} \end{cases} \quad (9)$$

式中: x_{g1} 为 RSC 侧控制中间变量; P_s 为并网点有功功率; P_{ref} 为有功功率参考值; u_{ds} 为 RSC 侧交流电压 d 轴分量; K_{p1} 和 K_{p2} 为机侧控制系数; ω 为永磁发电机角速度; L_s 为机侧电感; x_{r1} 、 x_{r2} 为 GSC 侧控制中间变量; u_{dc_ref} 与 u_{dc} 为电容器电压参考值与实际值; i_{dr_ref} 与 i_{dr} 为网侧 d 轴电流参考值与实际值; K_{i1} ~ K_{i4} 为网侧控制系数; u_{dg} 为 GSC 侧交流电压 d 轴分量。

根据图1,系统在 D 点到 F 点阶段时, GFL 并网电压升高到 U_{pcc} 后回落,有功处于缺额恢复阶段。此时 P_s 低于 P_{ref} , 则根据式(8), RSC 控制下 u_{ds} 升高。由于没有常规电源支撑, u_{dc} 在能量守恒作用下只能被动升高,则有变流器交流测电压 U_e 被动升高到 U'_e , 如图2(a)所示,其中 $U_{pcc(0)}$ 表示新能源并网稳态值。

然而,此时系统处于暂态过电压阶段, u_{dc} 数值较高,根据式(9), u_{dg} 降低, U_e 降低到 U_{e_order} , 如图2(b)所示。然而输出有功受限又会导致 u_{dc} 偏离额定值,交流测电压再次回到 U'_e , 再次引发失控。如此循环往复调节,由于 GSC 侧存在低通滤波器形成的初阶延时环节,导致 U_e 在 U'_e 和 U_{e_order} 间振荡,造成 GFL 耦合功率振荡,而且在 GFL 并网功率越大的情况下,其有功偏差值越大,造成的功率

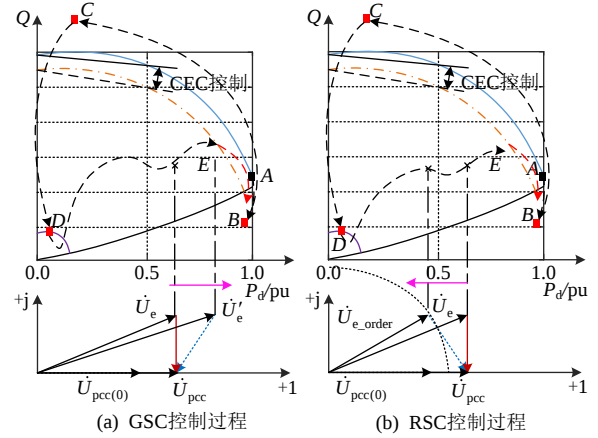


图2 换相失败引发 GFL 功率波动

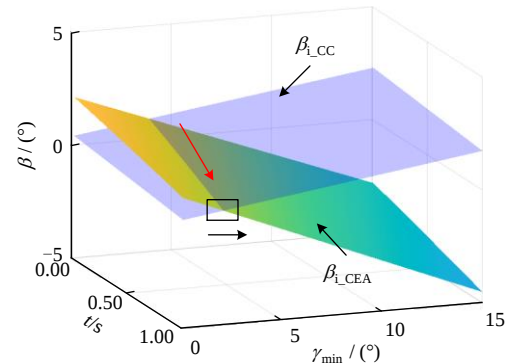
Fig. 2 CF triggers power fluctuation of the GFL

振荡也就越剧烈。

1.2 整流侧功率波动导致故障恢复型后续换相失败

根据图1及前文分析,当直流系统逆变侧处于 CC 控制时,直流电流受整流侧和逆变侧两侧控制。由式(5)及附式(A2)可知:送端系统电气振荡量与直流电流 I_d 耦合,将导致直流电流指令 I_{dref} 与直流电流 I_d 之差形成的电流偏差量 ΔI_{dinv} 也包含振荡分量。由附式(A3)、(A4)可知:电流偏差量 ΔI_{dinv} 不仅影响 CC 控制的输出,还将影响到电流偏差控制的输出。根据附式(A1)计算 CC 及 CEA 控制输出的超前触发角指令,其拉氏变换及反变换结果见附式(A7)、(A8),可以看出,此时 CC 和 CEA 输出都带有振荡分量,则逆变侧超前触发角输出必定带有振荡分量。将相关直流参数代入附式(A8),其中 γ_{min} 、 i_{dinv} 为时变量,在 CC 与 CEA 切换过程中减小,近似代入线性关系,谐波分量以 100 Hz 为例,其余参数与 CIGRE 控制系统完全相同,得到结果如图3所示。

通过图3(a)、(b)可以看出, β_{CC} 、 β_{CEA} 考虑振荡分量后具有以下特性:1) 无其他因素影响下(例如不对称故障导致相位偏移),其波动趋势一致,不存在相位偏差;2) β_{CEA} 波动幅度大于 β_{CC} 。根据这2个特性,以图3(b)中的 a 、 b 点为例不难分析出:



(a) 考虑振荡分量的CC与CEA切换

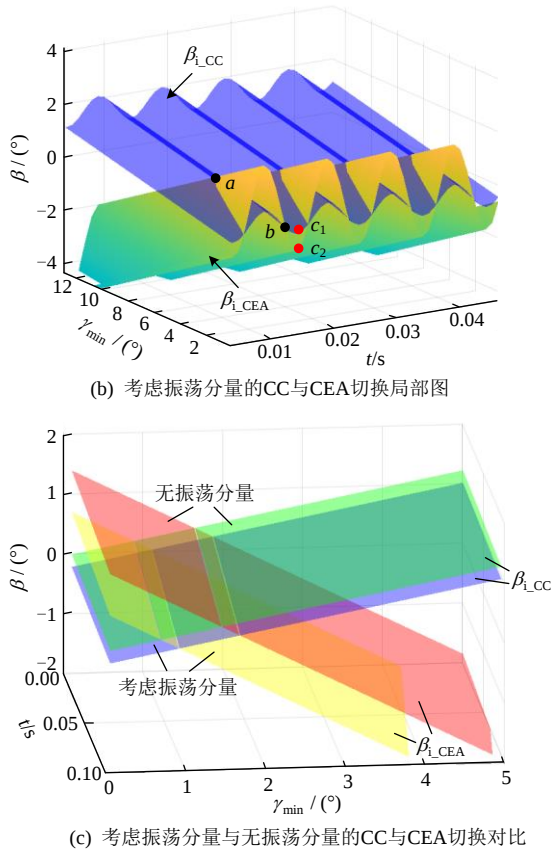


图 3 CC 与 CEA 切换过程

Fig. 3 CC and CEA switching process

当 β_{CEA} 与 β_{CC} 接近, 由于其波动特性, 下一周波处 β_{CC} 将再一次小于 β_{CEA} 。因此, 只有在图 3(b)中的 c_2 点小于 c_1 点, 即 β_{CEA} 最低点小于 β_{CC} 最低点后, 才能完成切换。图 3(c)给出了考虑振荡分量和无振荡分量的 CC 与 CEA 切换过程对比, 可以明显看出存在振荡分量后 CC 与 CEA 完成切换的 β_i 更低, 而根据换相面积^[28]可知, 换相供应面积随着 β_i 的减小而减小, 更易造成故障恢复型后续换相失败的发生。

针对以上所揭示的特性, 搭建 GFL 经交直流送出系统模型。以 CIGRE-HVDC 模型作为测试模型, 送端接入 600 MW 直驱风电场, 参数整定参考国家标准 GB/T 36995—2018, 逆变侧在 2.5 s 设置三相短路故障, 持续时间为 0.06 s, 过渡电阻为 100 Ω , 整流侧功率波动诱发的故障恢复型后续换相失败如图 4 所示。

由图 4(d)可见, 直流电流恢复到逆变侧直流电流指令值后, 此时直流电流开始从 CC 控制向 CEA 控制过渡, CEC 控制开始发挥作用。由图 4(a)—(c)可见, 此时送端风电场机端功率、电压、无功交换开始出现波动, 证明系统在该阶段直流电流产生振荡, 同时送端有功缺额、无功盈余引发了送端系统电气量大幅度波动, 对应图 1 中的 DE 阶段。从

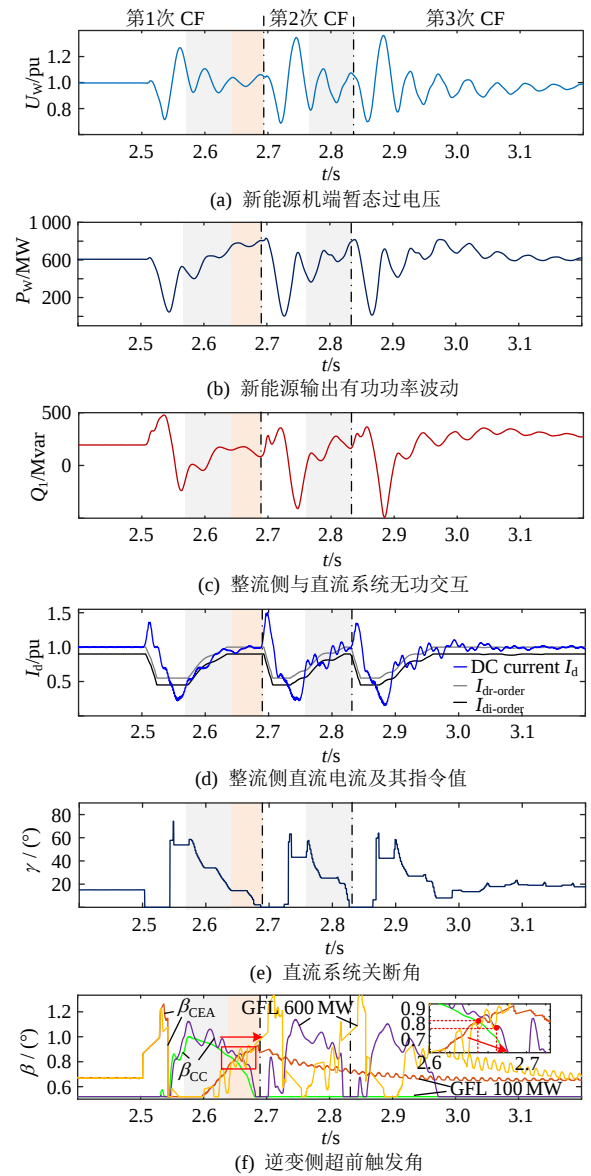
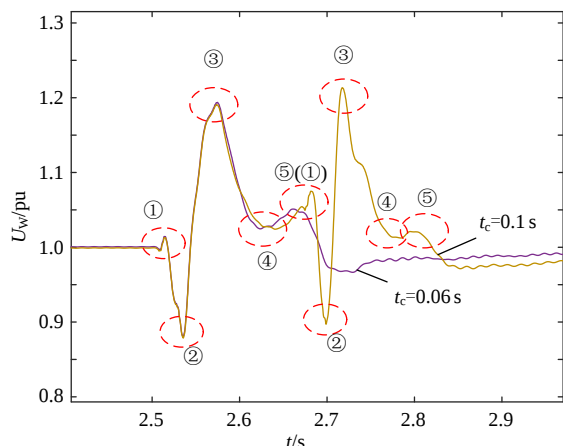


图 4 整流侧功率波动诱发的后续换相失败

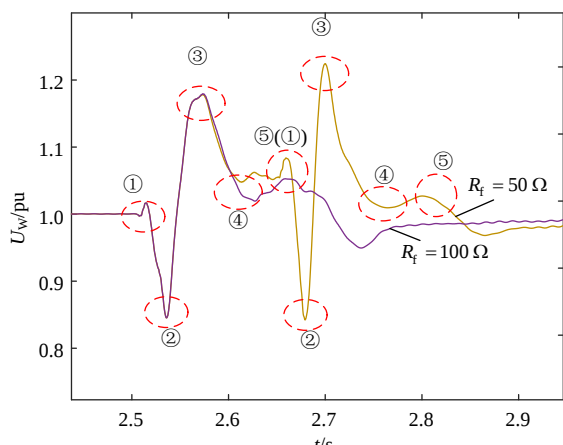
Fig. 4 Rectifier side dominant continuous CF

图 4(c)中不难看出, 此时整流侧无功交换出现拐点后由上升转为降低, 对应此时图 4(d)中直流电流由逆变侧指令值恢复至整流侧指令值, 与图 1 中 EF 阶段无功变化驻点分析相符, 此时图 4(e)中直流电流关断角持续降低, 最终导致后续换相失败的发生。无功变化出现驻点后, 整流侧暂态过电压出现短暂的 2 次峰值, 与后续换相失败的暂态过电压首次峰值重合, 与上文分析一致。在第 2 次换相失败过程中, 直流系统在进入电流偏差控制后, 再次引发送端系统电气量大幅波动, 进而导致第 3 次换相失败的发生。图 4(g)对比了送端接入 600 MW 直驱风电场及 100 MW 直驱风电场逆变侧触发角指令值, 可以看出 600 MW GFL 送出场景下 β_{CC} 、 β_{CEA} 波动趋势一致, 且 β_{CEA} 波动幅度明显大于 β_{CC} 、 β_{CC} 、

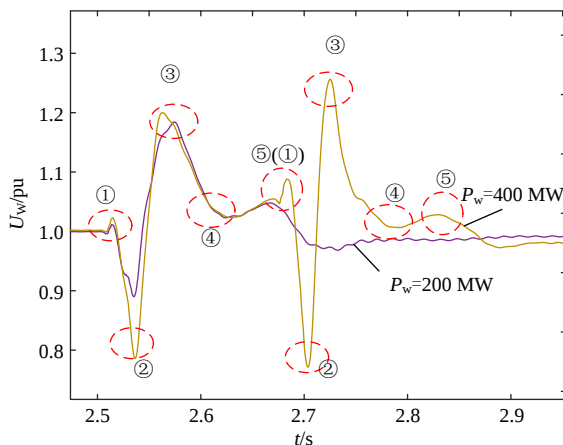
β_{CEA} 切换时间较 100 MW GFL 送出时明显出现延时, 完成切换的 β_1 明显下降, 最后发生后续换相失败, 与上文理论分析相符。根据图 5 所示无功变化驻点仿真验证可看出, 分别改变逆变侧故障持续时间、逆变侧故障过渡电阻大小、整流侧新能源并网功率导致直流系统发生后续换相失败的情况下, 任意 1 次换相失败送端电压将发生 5 次峰值, 其中②、④为暂态低电压, 对应 C_{dr} 、 E_{dr} , ①、③、⑤为暂



(a) 改变切除时间



(b) 改变过渡电阻



(c) 改变新能源并网功率

图 5 无功变化驻点仿真验证

Fig. 5 Reactive power variation stationary verification

态过电压, 对应 B_{dr} 、 D_{dr} 、 F_{dr} , 可证明图 1 的合理性。

综上, 故障恢复型后续换相失败的根本原因是直流控制系统切换不当, 但其诱因可发生在逆变侧也可发生在整流侧。在送端高比例新能源并网, 无常规电源支撑的情况下, GFL 普遍存在交直流故障受扰后的电气量振荡问题, 该振荡分量在直流系统逆变侧 CC 控制阶段传递至直流超前触发角控制信号, 导致携带振荡分量的 CC 及 CEA 完成切换的超前触发角降低, 最终导致后续换相失败。这一结论为后续分析整流侧并入构网设备后暂态特性分析奠定基础。

2 GFL 与 GFM 换流器混联经 LCC-HVDC 直流系统建模及分析

2.1 GFL 与 GFM 混联系统控制结构

基于虚拟同步控制的 GFM 换流器及 GFL 换流器并联于直流送端换流母线, 不计新能源电源具体形式, 其控制形式如图 6 所示, 场站等值过程见附录 B1。

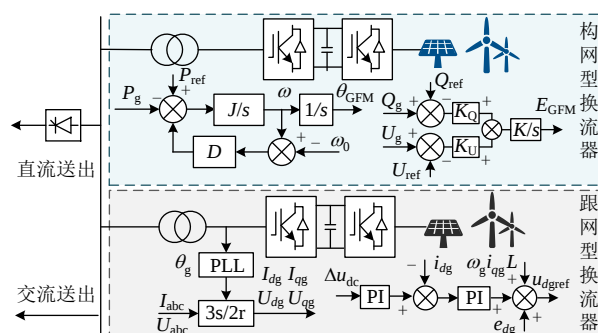


图 6 GFM 与 GFL 混联经交直流送出系统

Fig. 6 Conduction of GFM and GFL hybrid renewable energy through LCC-HVDC transmission system

虚拟同步控制由无功-电压控制环和有功-频率控制环 2 部分组成。有功频率环通过模拟发电机转子运动方程提供阻尼与惯量支撑, 输出虚拟参考角度 θ_{GFM} , 其中 J 、 D 、 ω 表示虚拟惯量、虚拟阻尼、虚拟角频率, P_{ref} 、 P_g 表示有功参考值、网侧输出有功实际值; 无功电压环通过模拟同步机励磁模拟无功-电压调节特性, 输出虚拟内电势幅值 E_{GFM} , 其中 E_0 为虚拟内电势基础值, K_Q 、 K_U 、 K 表示无功、电压下垂系数及积分系数, $Q_{\text{ref(g)}}$ 、 $U_{\text{ref(g)}}$ 表示无功参考值(实际值)、并网点电压参考值(实际值)。无功-电压控制环和有功-频率控制环基本控制方程为

$$\begin{cases} P_{\text{ref}} - P_g - D\Delta\omega = J \frac{d^2\delta_{\text{GFM}}}{dt^2} \\ E_0 + \frac{K}{s} [K_U(U_{\text{ref}} - U_g) + K_Q(Q_{\text{ref}} - Q_g)] = E_{\text{GFM}} \end{cases} \quad (10)$$

在虚拟阻抗环节中, R_v 、 L_v 为虚拟电阻和虚拟电感值, e_{dq} 、 u_{dq} 为虚拟内电势和并网点电压的 dq 轴分量值, 虚拟阻抗电路生成电流指令结构可表示为

$$i_{dq} = \frac{e_{dq} - u_{dq}}{R_v - sL_v} \quad (11)$$

电流指令经限幅环节注入电流内环, 限幅环节控制逻辑如下^[27]:

$$i_{dq,\text{sat}} = k^{-1} i_{dq} \quad (12)$$

$$k^{-1} = \begin{cases} \frac{I_{\text{lim}}}{\sqrt{i_d^2 + i_q^2}}, & \sqrt{i_d^2 + i_q^2} > I_{\text{lim}} \\ 1, & \sqrt{i_d^2 + i_q^2} \leq I_{\text{lim}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: i_{dq} 、 $i_{dq,\text{sat}}$ 分别为换流器输出电流 dq 轴实际值和限幅器给出的电流参考值; I_{lim} 为电流限幅值。当 $i_{dq,\text{sat}}$ 的幅值大于 I_{lim} 时, $i_{dq,\text{sat}}$ 的幅值将变为 I_{lim} , 电流限幅器实现 dq 轴电流均等限幅, 以 k 表示电流限幅系数。

2.2 GFL 与 GFM 换流器混联经 LCC-HVDC 送出系统暂态特性分析

GFL 与 GFM 换流器混联经 LCC-HVDC 送出系统如图 7(a)所示。系统拓扑采用华北电网锡盟交流混联拓扑, GFL/GFM 换流器并联接入 220 kV 母线, 升压后接入 LCC-HVDC 整流母线, 送端无常规电源就近支撑。LCC-HVDC 控制系统采用 CIGRE-HVDC 标准控制方式, 采用 ± 800 kV 双极直流输电模型, 每极 2 组 12 脉波换流阀。受端采用电压源串联阻抗的等值戴维南模型。

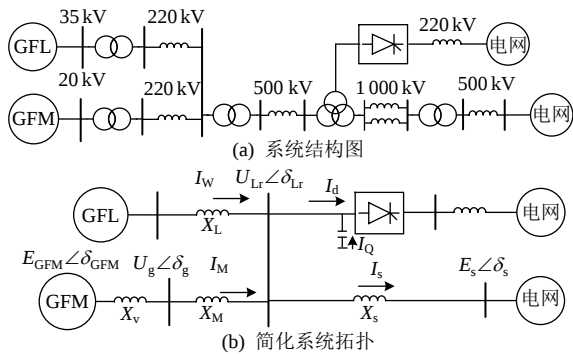


图 7 GFL 与 GFM 混联经直流送出系统结构图

Fig. 7 Structural diagram of GFL and GFM hybrid via DC system

简化后系统拓扑如图 7(b)所示, 其中: X_M 为 GFM 变压器电抗与线路电抗之和; X_L 为新能源升压变压器及线路电抗; X_s 为输电线路以及变压器等效电抗; E_s 为受端电网等值机内电势幅值, 以其转子角度 δ_s 为参考值; GFM 并网点电压与 δ_s 的相对角度为 δ_g ; 直流送端换流母线电压幅值为 U_{Lr} ; 与 δ_s 的相对角度为 δ_{Lr} 。

系统稳态运行时, 送端 GFL 与 GFM 输出电流在换流站进行分流, 则有

$$\begin{cases} \dot{I}_M + \dot{I}_w = \dot{I}_d + \dot{I}_s \\ \dot{I}_M = \frac{\dot{E}_{\text{GEM}} - \dot{U}_{Lr}}{kX_v + X_M} \\ \dot{I}_s = \frac{\dot{U}_{Lr} - \dot{E}_s}{X_s} \end{cases} \quad (14)$$

式中: $\dot{I}_d$ 为流入换流站电流; $\dot{I}_s$ 为交流线路电流; $\dot{I}_M$ 为 GFM 输出电流; $\dot{I}_w$ 为 GFL 输出电流。考虑新能源稳态期间仅输出有功功率, 即 $\dot{I}_w$ 与 $\dot{U}_{Lr}$ 同相, 电流限幅等效为虚拟阻抗, 自适应增加, 忽略线路电阻, 在同步旋转坐标系下, 根据式(14), 可得系统中各相量关系如图 8(a)所示。设相量 $\dot{E}_{\text{GEM}}$ 起点为 O , 终点为 S , 相量 $\dot{U}_{Lr}$ 终点为 H 。此时 GFM 传输有功功率 P_g 为

$$P_g = \frac{U_{Lr} U_g \sin(\delta_{Lr} - \delta_g)}{X_M} = \alpha U_g \sin(\delta_{gl}) \quad (15)$$

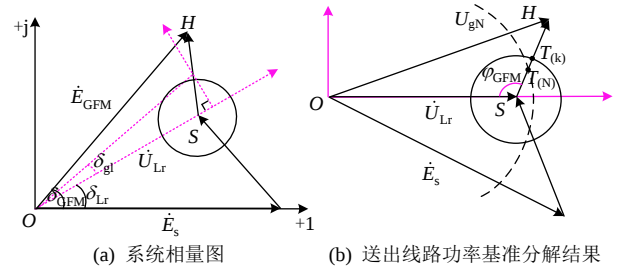


图 8 系统相量关系图

Fig. 8 Phase relationship diagram of the system

$U_g \sin(\delta_{gl})$ 方向为图 8(a)中虚线箭头, 则交流系统传输有功功率大小可用 $\alpha U_g \sin(\delta_{gl})$ 表示, 其变化趋势与直流系统传输功率变化趋势一致。将该相量平移至原点, 如图 8(b)所示, 以该相量为基准, 则可以将送端系统相量图 8(b)与功率表征直流系统图 1 联立。此时送端系统交换无功功率 Q_g 为

$$Q_g = \frac{U_{Lr}^2}{X_M} - \frac{U_g U_{Lr} \cos(\delta_{Lr} - \delta_g)}{X_M} \quad (16)$$

以图中 U_{gN} 虚线圆弧表征 GFM 无功-电压下垂控制基准, SH 与 U_{gN} 圆弧交于点 $T_{(N)}$, 与电流限幅

圆交于点 $T_{(k)}$ 。设 K 为 GFM 输出线路功率分配系数, 根据式(15)、(16)稳态时 K_N 为

$$K_N = |\tan(\varphi_{\text{GFM}})| = \left| \frac{U_g \sin(\delta_{gl})}{U_{Lr} - U_g \cos(\delta_{gl})} \right| \quad (17)$$

可以看出 K_N 为 OS 与 SH 夹角正切值的绝对值, 根据图 8(b) 此角度同时为 dq 轴电流分配角度, 以 φ_{GFM} 表示。暂态期间, GFM 通过调整 E_{ref} 、 θ_{ref} 调整输出的 P_g 及 Q_g 进而影响 K 的大小, 进一步讨论现有控制下 K 的调控边界。

1) 当 $\varphi_{\text{GFM}}=90^\circ$ 时, K 的分母等于 0, 取最大值, 即 $\min[U_{Lr} - U_g \cos(\delta_{gl})] = 0$, 对应电气量拓扑关系如图 9(a) 所示, 相当于外电路功率缺额导致 GFM 无功超调, q 轴电流达到输出极限, 电流分配系数角达到 90° 。在 GFM 进入电流限幅控制的情况下, 根据式(14), q 轴输出量限制在 I_{lim} , GFM 无功调控能力达到电流限幅控制下的极限。

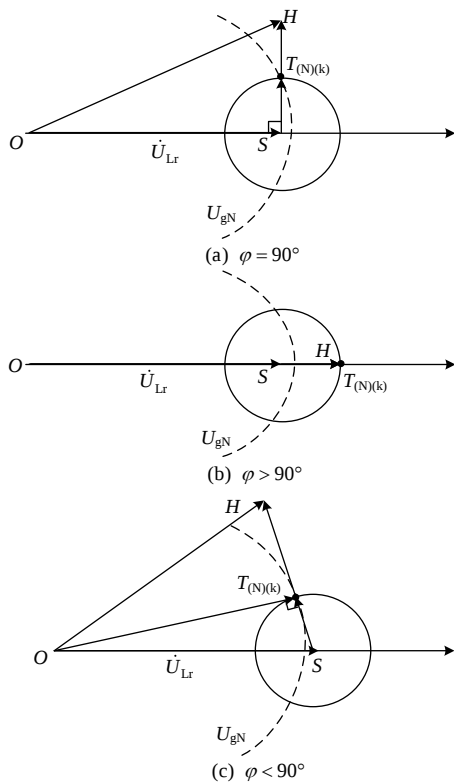


图9 功率系数临界状态下 GFM 相量关系

Fig. 9 GFM phase relationship under power coefficient critical state

2) 当 $\varphi_{\text{GFM}} > 90^\circ$ 时, K 最大值随 φ_{GFM} 的减小而增大, 因此其最大值无限接近于 $\varphi_{\text{GFM}}=90^\circ$; 而其最小值出现在 $U_g \sin(\delta_{gl})=0$ 时, 对应电气量拓扑关系如图 9(b) 所示, 此时 K 取值无限接近 0, GFM 必然进入电流限幅控制, $T_{(k)}$ 运行到横轴上, d 轴电流输出达到极限。

3) 当 $\varphi_{\text{GFM}} < 90^\circ$ 时, 根据余弦定理, 有

$$U_{Lr}^2 + U_g^2 - 2U_{Lr}U_g \cos(\delta_{gl}) = (ST_{(k)})^2 \quad (18)$$

当 GFM 进入电流限幅控制后, $ST_{(k)}$ 取值最小, 为 $I_{\text{lim}}X_M$ 。式(18)经整理可得

$$U_{Lr}^2 - U_{Lr}U_g \cos(\delta_{gl}) = U_g(U_{Lr} \cos \delta_{gl} - U_g) + (I_{\text{lim}}X_M)^2 \quad (19)$$

可见, 当 $U_{Lr} \cos(\delta_{gl}) - U_g = 0$ 时, 式(19)取得最小值 $(I_{\text{lim}}X_M)^2$ 。 $U_{Lr} \cos(\delta_{gl}) - U_g = 0$ 可改写为以下形式:

$$U_{Lr}U_g \cos(\delta_{gl}) = U_g^2 \quad (20)$$

当 U_g 取值为 U_{gN} , 即 $T_{(N)}$ 与 $T_{(k)}$ 重合时, 无功电压弧 U_{gN} 于 $T_{(N)(k)}$ 点的切线可表示为

$$xU_{gN} \cos(\delta_{gl}) + yU_{gN} \sin(\delta_{gl}) = U_{gN}^2 \quad (21)$$

式(21)代入 S 点坐标 $(U_{Lr}, 0)$ 则与式(20)形式完全相同, 因此当 $U_{Lr} \cos(\delta_{gl}) - U_{gN} = 0$ 时, 对应电气量拓扑关系如图 9(c) 所示, 其物理意义为 SH 与弧 U_{gN} 相切于 $T_{(N)(k)}$, 此时 K 的分子 $U_g \sin(\delta_{gl})$ 取值为最大值, 因此 K 达到调控极限, 即外电路功率盈余导致 GFM 功率系数超调, q 轴电流达到输出极限。

2.3 GFL 及 GFM 换流器混联经 LCC-HVDC 直流送出系统故障过程暂态特性分析

在 1 节分析的基础上, 将换相失败全过程分为 AC 、 CD 、 DF 这 3 个阶段。根据前文中的结论, 换相失败全过程中整流侧交流系统与直流系统在 DF 阶段交互最为剧烈, 且 AC 阶段时间尺度较小, 通常在 ms 级, 整流侧控制动作单一, 因此只重点分析 CD 及 DF 阶段系统交互过程。

2.3.1 CD 阶段系统暂态特性分析

根据前文分析, T 点直流系统电流升高, 整流器消耗无功大量增加, 造成整流侧换流母线电压 U_{Lr} 骤降, 此时有:

$$I_{\text{Mq}} = \text{Im}[(\dot{U}_g - \dot{U}_{Lr}) / X_M] \quad (22)$$

根据式(14), GFM 支路无功电流快速升高, U_g 下降, 根据式(10), E_{GFM} 降低以抑制无功电流的快速升高, 起到电压支撑的作用, 进而抑制 U_g 降低。然而, 随着故障持续, I_M 逐渐增大, GFM 进入电流限幅, 失去对功率及电压的调控作用。

在 CD 阶段, 直流电流降低, 送端换流母线回升, U_{Lr} 逐渐升高, 在弧 U_{gN} 与电流限幅圆外交到分离的过程中, $T_{(k)}$ 与 $T_{(N)}$ 这 2 点在图 9(c) 处重合, 根据前文分析, 此时 GFM 功率系数达到最大值,

在后续 U_{Lr} 继续升高的过程中, 如图 10 所示, $T_{(k)}$ 逐渐升高, $T_{(k)}S$ 虚线表征为此时功率系数调控最大值, 其与电流限幅交点位于无功-电压环外侧, 因此在后续 U_{Lr} 持续升高过程中, 无论 GFM 功率系数如何调整, 都无法恢复到无功-电压圆, E_{GFM} 持续减小, 其端电压 U_g 只能随着 U_{Lr} 升高快速升高, 导致 U_g 与 E_{GFM} 差值再次加大, 根据式(11), 则此时 GFM 电流限幅无法退出, 大大限制了 GFM 抑制送端暂态过电压的能力。直到 U_g 值接近 U_{Lr} , 电流限幅控制达到投退条件, GFM 再次回到定电压/功率控制, 此时 GFM 对暂态过电压调整能力已极为有限。

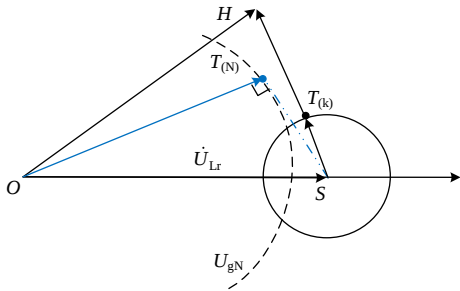


图 10 CD 阶段系统相量关系图

Fig. 10 Phase relationship diagram of the system in CD stage

2.3.2 DF 阶段系统暂态特性分析

在 DE 阶段, U_g 与 U_{Lr} 接近, 导致 GFM 线路 I_M 较低, 根据式(11), E_{GFM} 升高以提高输出无功电流, 抑制电压 U_{Lr} 升高, 同时 δ_{GFM} 摆开角度增加, 提高线路有功电流。根据 1 节分析, GFL 正是由于换相失败, CD 阶段较高的有功偏差导致功率振荡, 因此 GFM 在 CD 阶段可缓解 GFL 造成的功率波动, 抑制整流侧功率波动导致的逆变侧控制切换异常诱发的后续换相失败。然而, 此时外电路尚未恢复到稳态值, 随着 E_{GFM} 增大, U_g 减小, 外电路直流系统尚未完成 CEA 控制切换, 在直流系统到达第 5 个无功变化驻点 $E_{dr(di)}$ 前, E_{GFM} 只能继续增大, 而 U_g 继续减小, GFM 再一次进入电流限幅控制。

在 EF 阶段, U_{Lr} 降低, 对应 OS 降低, 在弧 U_{gN} 与电流限幅圆内交的过程中, 其输出功率系数最大点在图 9(a)处取得, 之后 $T_{(N)}$ 升高而 $T_{(k)}$ 降低, $T_{(k)}$ 将位于无功-电压调控环内, 如图 11 所示, GFM 始终感受到无功缺额, E_{GFM} 增大, I_M 无功分量增大, $ST_{(k)}$ 向 $ST_{(N)}$ 靠近, 然而由于 $ST_{(N)}$ 位于无功-电压圆内且存在电流限幅限制, GFM 无法恢复到无功-电压圆, E_{GFM} 持续增大, 电流限幅无法退出。

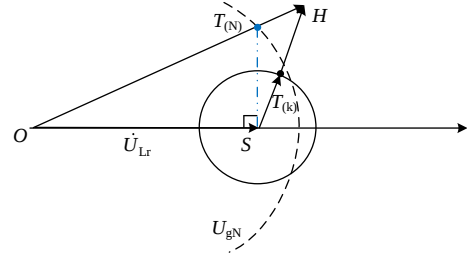


图 11 DF 阶段系统相量关系图

Fig. 11 Phase relationship diagram of the system in DF stage

而在 EF 阶段, 直流系统进入电流偏差控制。当直流系统功率恢复到 N 点时, 假设此时 GFM 线路有功功率与电流限幅存在交点 N_1 , 然而根据前文分析此时直流系统到达无功变化驻点, 消耗无功减小, 电流限幅圆上满足其无功变化对应点为 N_2 位置, 因此 $T_{(k)}$ 点不得不在弧 N_1N_2 上来回滑动, 引发功率振荡, 如图 12(a)所示。当直流功率进一步恢复到 M 位置, 此时 GFM 线路有功功率与电流限幅不存在交点, $T_{(k)}$ 不存在平衡点后只能在圆上进行圆周运动, 引发更大得功率振荡, 如图 12(b)所示。根据第 1 节分析, 持续的功率振荡导致逆变侧控制切换出现异常, 超前触发角持续降低, 进而导致后续换相失败的发生, 此时 GFM 的功率环控制反而限制了直流系统故障恢复过程。

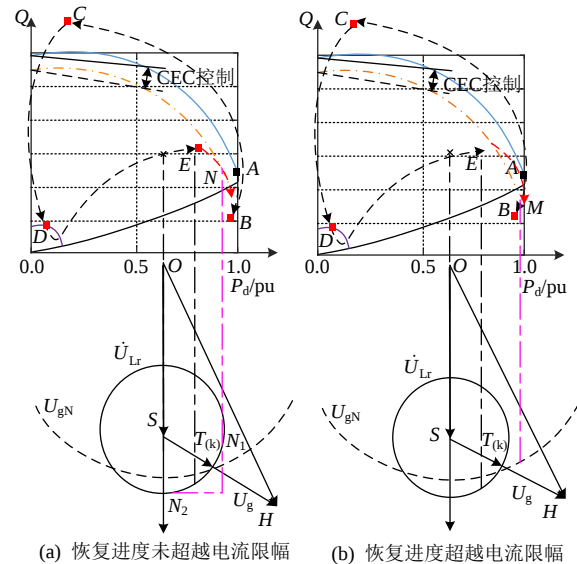


图 12 直流恢复过程系统联立图

Fig. 12 Linkage diagram of DC recovery process system

综上, 常规 GFM/GFL 混联接入 LCC-HVDC 系统换相失败全过程中, GFM 可有效提供低电压支撑, 缓解送端功率差额, 抑制电气量波动导致的逆变侧控制切换异常诱发的后续换相失败, 然而其具有以下 2 个局限: 1) 在提供低电压支撑后电流

限幅未及时退出,造成暂态过电压抑制效果不佳;
2) 直流系统故障恢复过程中电流限幅未及时退出,导致无法抑制功率波动诱发的后续换相失败,反而引发后续换相失败。以上2个局限本质原因是 GFM 电流限幅具有明确的投入条件,然而在其投入后,只能依靠外电网电气量改变来被动满足投退条件以恢复定电压/功率控制,而换相失败时间尺度又较小,电流限幅投入时间与直流系统故障恢复 CC 控制及 CC 与 CEA 控制切换过程极易出现重合,振荡分量在此阶段将传递至逆变侧控制系统,最终造成更为严重的后续换相失败。

3 改进故障穿越控制策略及仿真验证

3.1 换相失败改进故障穿越控制策略

根据以上提出的暂态特性,适用于直流换相失败时间尺度的 GFM 故障穿越控制策略如下:

1) 在 CD 阶段,控制系统平衡点在图 13 中 $T_{(k)}$ 位置,系统运行点超越无功-电压控制边界后内电势持续减小,同时端电压随外电路电气量持续增加,导致电流限幅难以退出,因此改变系统平衡点至点 $T_{(s)}$ 。首先讨论改变系统运行点到 $T_{(s)}$ 的可行性: $T_{(s)}$ 是圆弧 U_{gN} 与电流限幅的交点,满足 GFM 无功-电压运行稳定,同时 $H_{(s)}$ 运行在以 O 为圆心、 $OH_{(s)}$ 为半径的圆弧上,因此 $\Delta OH_{(s)}S$ 满足系统稳定要求。此时相当于在系统原本电气量基础上适当增大 GFM 线路无功电流,减小其有功电流,在维持系统运行在电流限幅边界的同时牺牲其一部分无功支撑能力以增大电流分配系数角,抑制 E_{GFM} 的持续减小及 U_g 的持续增加。此时 GFM 电流分配系数角可由余弦定理求得:

$$\varphi = \arcsin(\cos(\pi/2 - \varphi)) = \arcsin\left(\frac{U_{Lr(1)}^2 + (Z_V I_{\max})^2 - U_{gN}^2}{2Z_V I_{\max} U_{Lr(1)}}\right) \quad (23)$$

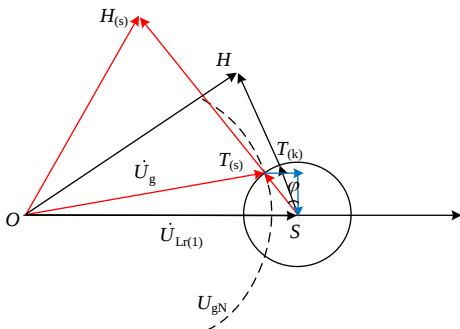


图 13 CD 阶段改进控制策略 GFM 相量图

Fig. 13 GFM phasor diagram of improvement control strategy in CD stage

此时 GFM 电流指令值可用表示为

$$\begin{cases} I_{dref} = I_{\max} \cos(\varphi) \\ I_{qref} = I_{\max} \sin(\varphi) \end{cases} \quad (24)$$

接着讨论该控制模式下边界条件,根据前文分析,当 $T_{(k)}$ 点与 $T_{(k)}S$ 与无功-电压弧线切点重合时, GFM 达到临界,因此可求得此时 $U_{Lr(1)}$ 取值为

$$\begin{cases} U_{Lr(1)}^2 = U_g^2/4 + Q_{gref} X_M + U_L^2 \\ U_L = Z_V I_{\max} \end{cases} \quad (25)$$

则此时 $U_{Lr(1)}$ 边界为

$$U_{Lr(1)} = \sqrt{U_g^2/4 + Q_{gref} X_M + U_L^2} \quad (26)$$

2) 在 DF 阶段,控制系统平衡点在图 14 中 $T_{(k)}$ 位置,系统运行点落后无功-电压控制边界后内电势持续增大, U_g 持续减小,在外电路恢复稳态前电流限幅始终无法退出,因此改变系统运行点至 $T_{(s)}$ 点,可行性分析不再赘述,抑制内电势的持续增加。此时 GFM 电流分配系数角为

$$\varphi = \arcsin(-\cos(\pi/2 + \varphi)) = \arcsin\left(-\frac{U_{b(2)}^2 + (Z_V I_{\max})^2 - U_{gN}^2}{2Z_V I_{\max} U_{b(1)}}\right) \quad (27)$$

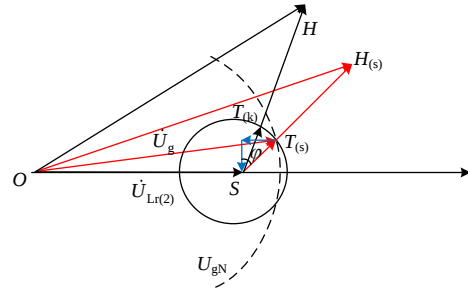


图 14 DF 阶段改进控制策略 GFM 相量图

Fig. 14 GFM phasor diagram of improvement control strategy in DF stage

根据前文分析,当 $T_{(k)}$ 点与 $T_{(k)}S$ 垂直于 OS 时, GFM 达到临界,因此可求得此时 $U_{Lr(2)}$ 取值为

$$\begin{cases} U_{Lr(2)}^2 = U_g^2/4 + Q_{gref} X_M - U_L^2 \\ U_L = Z_V I_{\max} \end{cases} \quad (28)$$

则此时 $U_{Lr(2)}$ 边界为

$$U_{Lr(2)} = \sqrt{U_{gN}^2 - (Z_V I_{\max})^2} \quad (29)$$

因此,整体改进策略实现原理如图 15 所示。

3.2 改进故障穿越控制策略时间尺度分析

本文所提控制方法通过提取端电压数值进行功率分配系数自适应调整,整体控制环路中只在暂态电压信号转化为电流信号过程中由于 PI 环节的

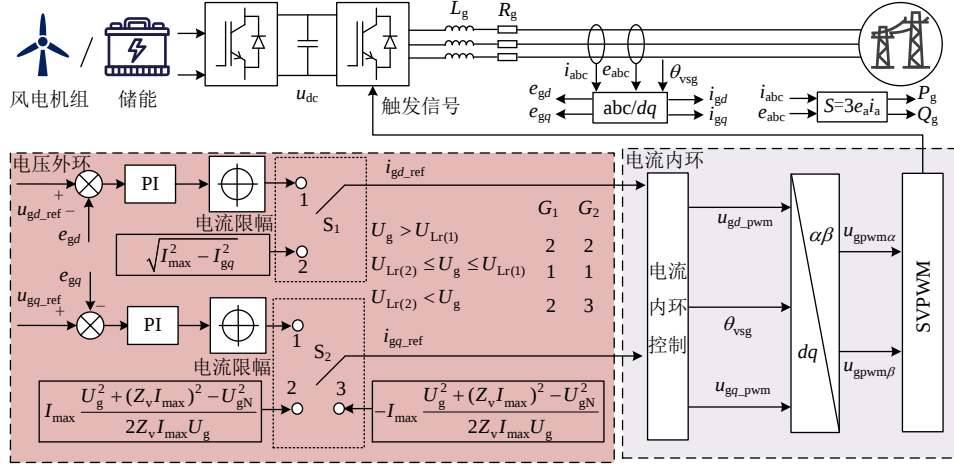


图 15 改进型 GFM 故障穿越控制示意图

Fig. 15 Improved GFM fault ride-through control

存在产生较小的系统响应时间常数，电流限幅响应时间可控制在 ms 级。绘制 GFL、GFM 和 LCC-HVDC 各阶段控制时序图，如附录 C 所示^[29-31]，可见：运用常规虚拟阻抗法，由于其同时存在电流环与电压环的 PI 延时，甚至在提取端口故障电流信号时由于线路中感性元件存在造成其反馈信号无法及时突变，此种方法的响应时间通常在几十~百 ms 级。而换相失败为百 ms 级电磁暂态过程，其暂态恢复过程中的 CC 与 CEA 切换过程通常只持续十几 ms，应用常规虚拟阻抗则会出现限幅环节尚未响应，直流系统已进行控制切换进入下一状态的情况，因此 GFM 无法修改并准确跟踪系统电气量变化。因此，对于换相失败时间尺度而言，本文所提的改进电流限幅控制响应速度较为匹配。

3.3 GFM 暂态特性及改进故障穿越控制策略验证

针对以上所揭示的特性及所提出的改进故障穿越控制策略，利用 PSCAD 进行电磁仿真验证，测试系统拓扑图如图 7(a)所示。交流系统 SCR 为 1.5，逆变侧在 2.5s 设置三相短路故障，持续时间为 0.06s，过渡电阻为 100Ω，设置 4 种工况验证所提理论的正确性及所提策略的有效性。

工况 1：GFL 投入功率 P_w 为 200 MW，对比投入 50 MW GFM 前后的相关电气量，其中 GFM 采用常规电流限幅策略。投入 GFM 情况下送端总功率为 250 MW，占比 GFM:GFL 为 1:4。

工况 1 仿真结果如图 16、17 所示，系统在 t_1 时刻发生高低电压穿越，而 GFM 未及时脱离电流限幅控制，造成暂态低电压支撑效果明显，而暂态过电压抑制效果不明显，如图 16(a)所示。系统在 t_2 时刻进入 CEC 环节，CC 与 CEA 进行切换，此时

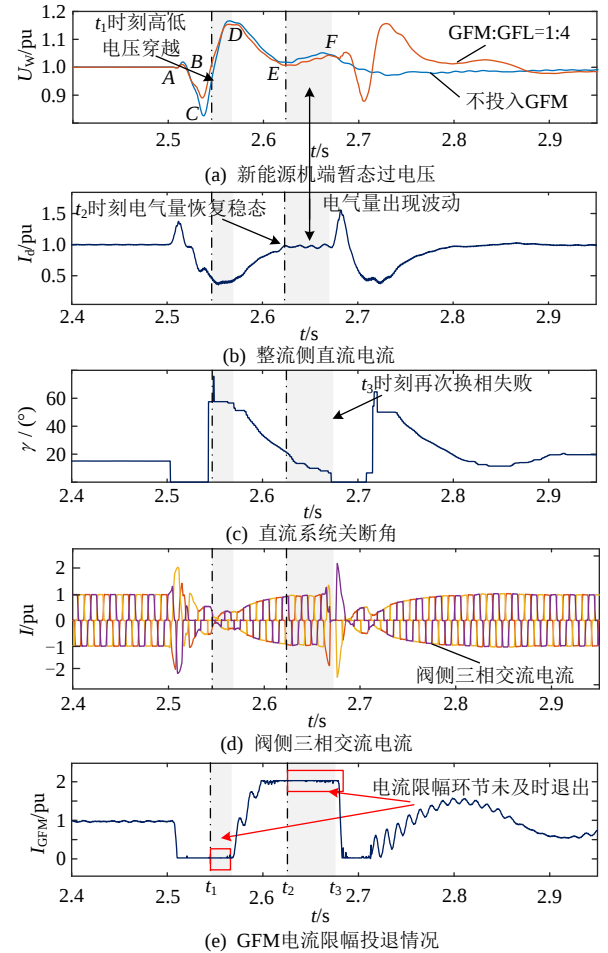


图 16 投入传统 GFM 控制仿真图

Fig. 16 Simulation results of conventional GFM control 电气量已基本恢复。根据图 16(e)，电流限幅再次延时退出，并在 t_3 时刻发生后续换相失败。此后，电网电气量改变使 GFM 退出电流限幅。

由图 17 可见，在 GFM 进入电流限幅后，依然对外电路电气量具有一定的调节能力，如图 17(a)、(d)所示，GFM 支路有功缓慢升高，且端电压下跌不明显。然而在外电路高低电压穿越时，GFM 端

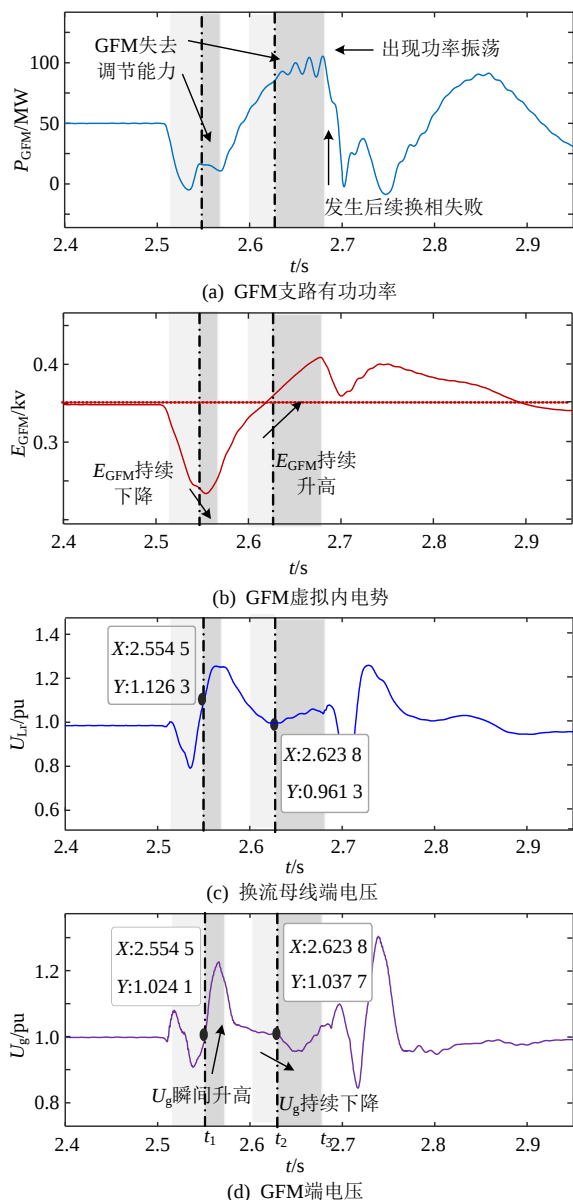


图17 电流限幅下电气量相量关系验证

Fig. 17 Verification of electrical quantity phase relationship under current limiting

电压瞬间随外电路电气量升高,有功功率失去调节能力,证明功率分配系数超调, E_{GFM} 却还继续降低,因此电流限幅无法退出,与前文分析相符。对这一瞬间电气量相量关系量化计算结果为 $1.1869pu$,实际 $U_L=1.1263pu$ 。在第2次出现功率分配系数超调后,端电压下降, E_{GFM} 却还持续升高,电流限幅无法退出,功率出现振荡,振荡幅值逐渐增大,最终出现第2次换相失败,与前文分析相符。电气量出现拐点的瞬间量化计算结果为 $1.1332pu$,实际 $U_L=1.0377pu$ 。上述量化计算忽略了无功的影响,因此存在一定误差,但证明了本文对电气量关系分析的正确性。

工况2: 在工况1基础上,GFM投入本文所提

控制策略,记录相关电气量。送端总功率维持250MW不变,占比GFM:GFL为1:4。

工况2仿真结果如图18所示,所提控制策略使得GFM在CD阶段快速脱离电流限幅控制,达到较好的暂态过电压抑制效果。在DF阶段,直流系统进入电流偏差环节前,再次脱离电流限幅控制,避免后续换相失败的发生。

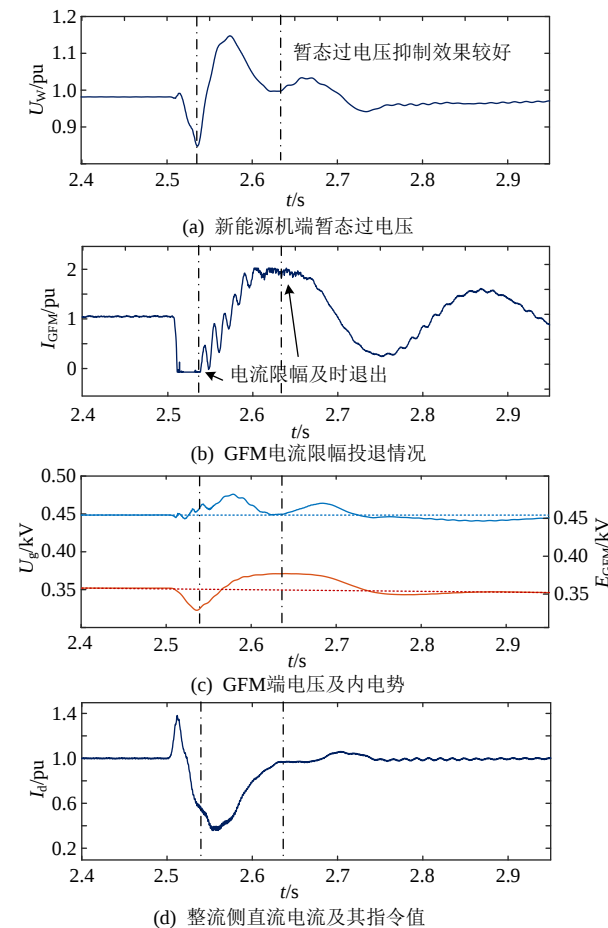


图18 改进控制仿真验证图

Fig. 18 Simulation result of improved control

工况3: 分别对投入本文所提控制策略采用常规电流限幅控制策略和不投入GFM的3种情况下送端系统电气量进行仿真,GFL投入功率 P_w 分别为100、300、500、750和1000MW,GFM投入功率为100MW,占比GFM:GFL分别为1/1、1/3、1/5、1/7.5和1/10。

工况3仿真结果如图19所示,在投入本文所提控制策略后,充分发挥了GFM抑制暂态过电压的效果,抑制了常规变流器功率振荡及其在换相失败过程中导致的后续换相失败。常规电流限幅下的GFM虽然也具有一定程度的抑制送端功率振荡导致的后续换相失败的能力,但其抑制效果不佳,且对暂态过电压抑制效果较差,同时在GFL并网功率

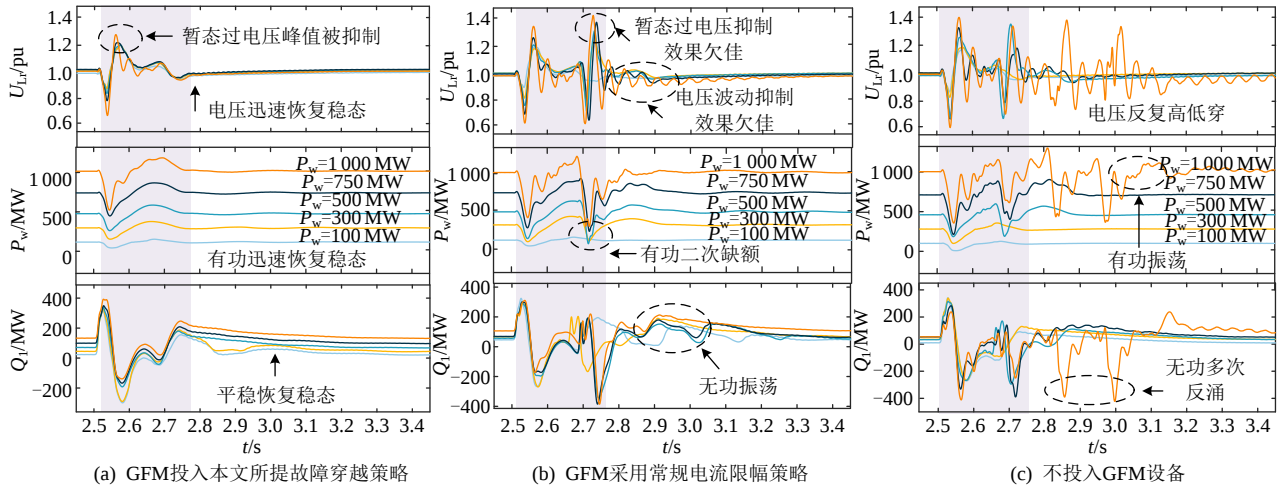


图 19 改进型 GFM 故障穿越效果验证图

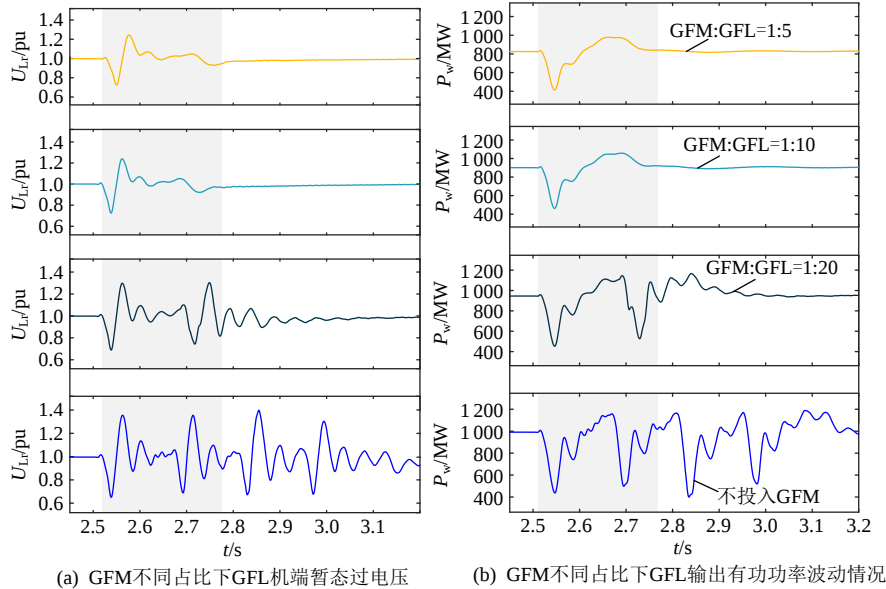
Fig. 19 Improved GFM fault ride-through effectiveness verification chart

较小的情况下，容易引发后续换相失败，与前文分析一致。而完全不投入 GFM 的工况下，随着 GFL 并网功率逐渐增加，其功率振荡愈发剧烈，1 次换相失败发生后再次引起多次换相失败，导致送端电压发生反复高低电压穿越，大大限制了 LCC-HVDC 送出新能源能力，因此本文所提的控制策略具较好的应用必要性和可靠性。

工况 4：维持送端总输出功率为 1000 MW，分

别调整送端占比 GFM:GFL 为 1/5、1/10、1/20 及无 GFM 这 4 种场景，GFM 投入所提控制策略。

工况 4 仿真结果如图 20 所示，当 GFM 占比逐渐减小时，则会出现无法完全抑制送端功率波动引发的后续换相失败现象，本质是由于 GFM 占比有限，即便恢复定功率/电压控制，其能调控的功率额度也是有限的。尤其是在 SCR 较低的情况下，需适当调高 GFM 占比，以保证其控制效果。

图 20 $S_{CR}=1.5$ 场景下不同跟网/构网占比仿真结果Fig. 20 Simulation results with different percentages of GFL:GFM at $S_{CR}=1.5$

4 结论

本文分析了常规 GFL/GFM 变流器经 LCC-HVDC 送出系统的局限性，提出了考虑换相失败时间尺度的电流限幅改进故障穿越控制，主要结论如下：

1) 跟网型变流器在电压弱支撑下换相失败后易出现功率振荡加深故障深度的情况，振荡分量在

逆变侧 CC 环节传递至超前触发角信号，导致逆变侧 CC 与 CEA 完成切换的直流超前触发角降低，进而导致后续换相失败的发生。

2) 构网型变流器易出现功率分配系数超调导致电流限幅控制延迟退出的情况，本质原因是常规 GFM 电流限幅控制只能依靠外电网电气量改变来

被动满足投退条件以恢复定电压/功率控制,而换相失败时间尺度又较小,电流限幅延迟退出易造成暂态过电压抑制效果不佳,甚至导致后续换相失败。

3) 在前文分析基础上,提出在维持系统运行在电流限幅边界的基础上,牺牲 GFM 一部分暂态无功支撑能力,增大功率系数角的改进电流限幅故障穿越控制,并给出了相应控制切换的边界条件,在 PSCAD 仿真平台验证了本文所提出的控制策略具有较好的应用必要性和可靠性。

参考文献

- [1] 国家发展改革委,国家能源局,财政部,等.关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知[EB/OL]. (2021-10-21)[2024-3-21]. https://zfxxgk.nea.gov.cn/2021-10/21/c_1310611148.htm.
- [2] 刘振亚,张启平,董存,等.通过特高压直流实现大型能源基地风、光、火电力大规模高效率安全外送研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2513-2522.
LIU Zhenya, ZHANG Qiping, DONG Cun, et al. Efficient and security transmission of wind, photovoltaic and thermal power of large-scale energy resource bases through UHVDC projects[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2513-2522(in Chinese).
- [3] 汤广福,庞辉,贺之渊.先进交直流输电技术在中国的发展与应用[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(7): 1760-1771.
TANG Guangfu, PANG Hui, HE Zhiyuan. R&D and Application of advanced power transmission technology in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(7): 1760-1771(in Chinese).
- [4] 董新洲,汤涌,卜广全,等.大型交直流混联电网安全运行面临的问题与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(11): 3107-3119.
DONG Xinzhou, TANG Yong, BU Guangquan, et al. Confronting problem and challenge of large scale AC-DC hybrid power grid operation[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(11): 3107-3119(in Chinese).
- [5] 曾德银,姚骏,张田,等.虚拟同步发电机多机并联系统的频率小信号稳定性分析研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2048-2061.
ZENG Deyin, YAO Jun, ZHANG Tian, et al. Research on frequency small-signal stability analysis of multi-parallel virtual synchronous generator-based system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2048-2061(in Chinese).
- [6] 李宗翰,徐式蕴,孙华东,等.高比例新能源电力系统功角摇摆-暂时工频过电压耦合机理[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(20): 7925-7938.
LI Zonghan, XU Shiyun, SUN Huadong, et al. Coupling mechanism analysis of rotor angle swing and temporary power frequency overvoltage in power systems with high proportion of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(20): 7925-7938(in Chinese).
- [7] 林圣,雷雨晴,刘健,等. HVDC 送端系统故障引发受端换相失败分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(5): 1669-1679.
LIN Sheng, LEI Yuqing, LIU Jian, et al. Analysis of receiving-side commutation failure mechanism caused by HVDC sending-side system fault[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(5): 1669-1679(in Chinese).
- [8] 郑乐,吴晶,徐衍会,等. HVDC 送端系统振荡引发受端换相失败的机理分析[J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 2743-2754.
ZHENG Le, WU Jing, XU Yanhui, et al. Mechanism analysis of receiving end commutation failure caused by sending end oscillation in HVDC transmission system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 2743-2754(in Chinese).
- [9] 詹长江,吴恒,王雄飞,等.构网型变流器稳定性研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2339-2358.
ZHAN Changjiang, WU Heng, WANG Xiongfei, et al. An overview of stability studies of grid-forming voltage source converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2339-2358(in Chinese).
- [10] 赵炳洋,赵波,张芳,等.构网型逆变器技术综述[J]. 北京信息科技大学学报: 自然科学版, 2022, 37(4): 57-67.
ZHAO Bingyang, ZHAO Bo, ZHANG Fang, et al. Overview of grid forming inverter technology[J]. Journal of Beijing Information Science and Technology University: Science and Technology Edition, 2022, 37(4): 57-67(in Chinese).
- [11] 迟永宁,江炳蔚,胡家兵,等.构网型变流器:物理本质与特征[J]. 高电压技术, 2024, 50(2): 590-604.
CHI Yongning, JIANG Bingwei, HU Jiabing, et al. Grid-forming converters: physical mechanism and characteristics[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 590-604(in Chinese).
- [12] 郑华,伏睿,张颖,等.构网型储能系统与风力发电的协同控制研究[J]. 电力信息与通信技术, 2023, 21(11): 48-54.
ZHENG Hua, FU Rui, ZHANG Ying, et al. Research on collaborative control of the grid-forming electrical storage system with the wind power plant[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2023, 21(11): 48-54(in Chinese).
- [13] 许诒翊,刘威,刘树,等.电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3586-3595.
XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3586-3595(in Chinese).
- [14] SEPEHR A, et al. Employing machine learning for enhancing transient stability of power synchronization control during fault conditions in weak grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(3): 2121-2131.
- [15] DENG Yan, TAO Yong, CHEN Guipeng, et al. Enhanced power flow control for grid-connected droop-controlled inverters with improved stability[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(7): 5919-5929.

- [16] HU Lihua. Sequence impedance and equivalent circuit of HVDC systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(2): 354-360.
- [17] HU L, RAN L. Direct method for calculation of AC side harmonics and interharmonics in an HVDC system[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2000, 147(6): 329-335.
- [18] 颜湘武, 刘正男, 张波, 等. 具有同步发电机特性的并联逆变器小信号稳定性分析[J]. 电网技术, 2016, 40(3): 910-917.
YAN Xiangwu, LIU Zhengnan, ZHANG Bo, et al. Small-signal stability analysis of parallel inverters with synchronous generator characteristics[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 910-917(in Chinese).
- [19] 孟建辉, 王毅, 石新春, 等. 基于虚拟同步发电机的分布式逆变电源控制策略及参数分析[J]. 电工技术学报, 2014, 29(12): 1-10.
MENG Jianhui, WANG Yi, SHI Xinchun, et al. Control strategy and parameter analysis of distributed inverters based on VSG[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(12): 1-10(in Chinese).
- [20] TAUL M G, WANG Xiongfei, DAVARI P, et al. Current limiting control with enhanced dynamics of grid-forming converters during fault conditions[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 1062-1073.
- [21] LIU Teng, WANG Xiongfei, LIU Fangcheng, et al. A current limiting method for single-loop voltage-magnitude controlled grid-forming converters during symmetrical faults[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(4): 4751-4763.
- [22] 李清辉, 葛平娟, 肖凡, 等. 基于功角与电流灵活调控的 VSG 故障穿越方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2071-2080.
LI Qinghui, GE Pingjuan, XIAO Fan, et al. Study on fault ride-through method of VSG based on power angle and current flexible regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2071-2080(in Chinese).
- [23] 王德胜, 颜湘武, 贾焦心, 等. 永磁直驱风机基于虚拟同步技术的高、低电压连续故障穿越策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(6): 2164-2174.
WANG Desheng, YAN Xiangwu, JIA Jiaoxin, et al. High/low voltage continuous fault ride through Strategy of PMSGs based on virtual synchronization technology [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(6): 2164-2174(in Chinese).
- [24] MAHAMED B, ESKANDARI M, FLETCHER J E, et al. Sequence-based control strategy with current limiting for the fault ride-through of inverter-interfaced distributed generators[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(1): 165-174.
- [25] 贾科, 刘芸, 毕天姝, 等. 基于自适应虚拟阻抗的构网型新能源电源不对称故障穿越控制[J/OL]. 中国电机工程学报, 2024[2024-04-20]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20240307.1048.002.html>.
JIA Ke, LIU Yun, BI Tianshu, et al. Asymmetric fault ride through of grid-forming control of renewable energy based on adaptive virtual impedance[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2024[2024-04-20]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20240307.1048.002.html>.
- [26] 杜毅, 郑超, 孙华东. 构网型 VSC 暂态稳定机理及改进限幅策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(10): 3753-3765.
DU Yi, ZHENG Chao, SUN Huadong. Transient stability mechanism analysis of the grid forming voltage source converter and the improved limiting method[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(10): 3753-3765(in Chinese).
- [27] 张宇, 张琛, 蔡旭, 等. 虚拟同步机电流受限暂态电压支撑机理与改进故障穿越控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(15): 5996-6009.
ZHANG Yu, ZHANG Chen, CAI Xu, et al. Current-constrained transient voltage response analysis and an improved fault-ride through control of the virtual synchronous generator[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(15): 5996-6009(in Chinese).
- [28] 刘席洋, 王增平, 郑博文, 等. LCC-HVDC 故障恢复型连续换相失败机理分析与抑制措施[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3163-3171.
LIU Xiyang, WANG Zengping, ZHENG Bowen, et al. Mechanism analysis and mitigation measures for continuous commutation failure during the restoration of LCC-HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3163-3171(in Chinese).
- [29] 屈子森. 高比例新能源电力系统电压源型变流器同步稳定性分析与控制技术[D]. 杭州: 浙江大学, 2021.
QU Zisen. Synchronizing stability analysis and control technology of voltage source converters in power system with high-penetration renewables[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2021(in Chinese).
- [30] 马乔夫斯基 J, 比亚莱克 J W, 邦比 J R. 电力系统动态-稳定性与控制[M]. 徐政, 译. 2 版. 北京: 机械工业出版社, 2019.
MACHOWSKI J, BIALEK J W, BUMBY J R. Power system dynamics-stability and control[M]. XU Zheng, trans. 2nd ed. Beijing: China Machine Press, 2019(in Chinese).
- [31] MARKOVIC U, STANOJEV O, ARISTIDOU P, et al. Understanding small-signal stability of low-inertia systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 3997-4017.

附录

<http://ntps.epri.sgcc.com.cn/djgxcb/CN/10.13334/j.0258-8013.pcsee.241105>



王彤

在线出版日期: 2025-03-27。

收稿日期: 2024-05-14。

作者简介:

王彤(1985), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为新能源电力系统稳定分析与控制, hdwangtong@126.com;

韩梓畅(2001), 女, 博士研究生, 研究方向为新能源直流送出系统的暂态稳定性, han6251213@163.com。

(责任编辑 李泽荣)