

考虑可再生能源接入的多端 MMC 交直流混合系统协调控制

李晓萍, 袁至, 王维庆, 何山

(新疆大学 可再生能源发电与并网控制教育部工程研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要: 模块化多电平变换器的零转动惯量特性,使其无法对交流电网的频率波动提供支撑,导致交直流混合系统的整体惯性下降,影响并网系统的动态性能与稳定性。文章将改进功率-电压下垂控制与虚拟同步机技术相结合,提出一种新型功率协调控制策略。在系统直流电压稳定的情况下,对交流电网进行频率调节,同时对各变换器间的功率进行合理分配,无需通讯系统即可建立有效的能量管理体系。与传统双闭环控制进行对比试验,结果表明,所提控制策略有效解决了系统由低惯量、欠阻尼引起的动态性能与稳定性的问题。

关键词: 模块化多电平变换器; 改进功率-电压下垂控制; 虚拟同步机技术; 频率调节

中图分类号: TK81; TK51 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)05-0675-10

0 引言

由于交直流混合系统能够为可再生能源的接入减少中间转化环节,具有较高的供电效率、供电可靠性和经济性等优势,成为了传输可再生能源的主要电网结构^[1]。

根据交直流混合系统运行状态,实现多回路直流间以及交直流系统间的协调控制,使系统总体性能最优,是整个交直流混合系统安全稳定运行的关键。模块化多电平变换器(Modular Multilevel Converter, MMC)以其高度可控、兼具交直流接口、环境友好等优点^[2],被认为是最适合联结交直流混合系统的变换器。但 MMC 的零转动惯量特性降低了交直流混合系统的整体惯性,无法对电网频率的波动做出及时调整。虚拟同步机(Virtual Synchronous Generator, VSG)技术通过模拟同步发电机的调速器和励磁调节器,可为系统提供惯性和阻尼特性,改善系统的动态特性^[3],因此得到了广泛应用。文献[4]通过 VSG 转动惯量与阻尼参数交替自调整的控制策略来提高有功功率变化时系统的稳定性,但在参数交替瞬间仍然存在频率变化较大的问题。文献[5,6]分别借助粒子群算法与神经网络算法对 VSG 的转动惯量和阻尼参数进行自调整,但仅从参数的选取原则进行分析,并没有给出参数自调整后的输出波形,也

没有进行实验验证。文献[7]将 V^2-P 下垂控制与 VSG 控制相结合,使三相逆变器参与系统的一次调频,但其下垂系数为定值,只能通过通讯系统下发指令进行修改。文献[8]将模糊控制与 VSG 技术运用到 MMC 逆变器中,解决了交流系统的频率调节与传输功率平衡问题,但其控制算法复杂,难以在工程中推广应用。在多端 MMC 系统中,为保证任意 MMC 发生不正常状态或故障退出运行时,系统仍能稳定运行而不致其它 MMC 因功率分配不均而过载损坏,须对各 MMC 进行协调控制。文献[9]在交直流混合微网中采用双侧下垂控制,按 MMC 的容量比例进行功率协调分配,但却无法对系统直流母线提供电压支撑。文献[10]针对新能源孤岛送出、孤岛供电以及双极结构的柔性直流电网提出了一种协调控制策略,但该方案要通过查表根据对应的工况和功率限值判断才能进行控制策略的切换,具有很大的局限性。

本文以舟山五端柔直工程为例,以五端 MMC 交直流混合系统为研究对象,将 VSG 控制与改进功率-电压下垂控制相结合,提出一种多端 MMC 交直流混合系统的协调控制策略。①根据系统中各 MMC 端所接系统的不同制定相应的控制策略,并对改进功率-电压下垂控制进行说明;②建

收稿日期: 2023-05-23。

基金项目: 国家自然科学基金(52067020, 51767024);新疆维吾尔自治区重点实验室开放课题(2018D04005);新疆维吾尔自治区高校科研计划项目(XJEDU20211010)。

通信作者: 袁至(1985-),男,博士,硕士生导师,主要从事风力发电机控制与并网技术方面工作。E-mail: yzisthecure@163.com

立 MMC 变换器的 VSG 控制数学模型, 并结合改进功率-电压下垂控制提出一种适用于可再生能源接入的多端 MMC 交直流混合系统协调控制策略。最后, 为验证本文所提控制策略的正确性与可行性, 在 Matlab/Simulink 环境下建立多端 MMC 交直流混合系统模型, 在不同工况下与传统双闭环控制进行仿真实验对比。

1 MMC 拓扑结构及控制策略

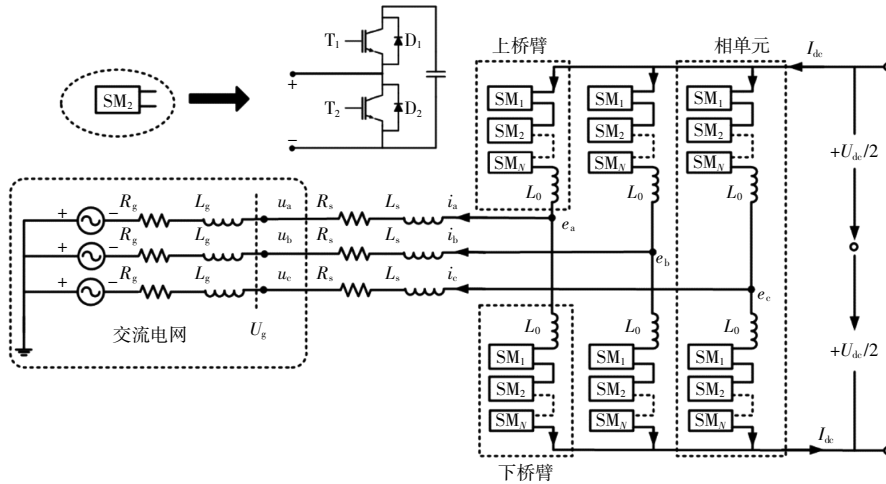


图 1 MMC 拓扑结构图

Fig.1 MMC topology structure diagram

图中: $u_{abc}=[u_a \ u_b \ u_c]^T$ 为交流电网的三相电压; $i_{abc}=[i_a \ i_b \ i_c]^T$ 为交流电网的三相电流; R_g, L_g, U_g 分别为交流电网的等效电阻、等效电感与相电压有效值; R_s, L_s 分别为 MMC 交流侧滤波电阻与滤波电感; L_0 为 MMC 桥臂电感; U_{dc}, I_{dc} 分别 MMC 直流母线的总电压、电流; N 为 SM 的数量。MMC 的调制策略采用最近电平逼近。

1.2 各 MMC 控制策略

多端 MMC 交直流混合系统接入可再生能源结构如图 2 所示。

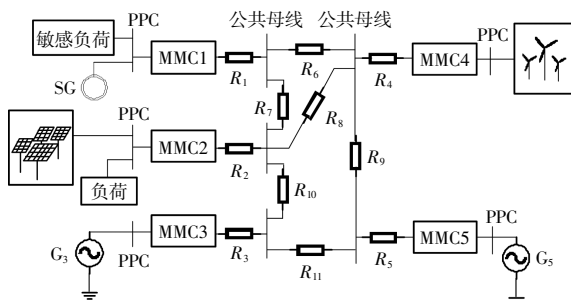


图 2 可再生能源接入的多端 MMC 交直流混合系统结构图

Fig2 MMC AC-DC hybrid system with renewable energy access

1.1 MMC 拓扑结构

三相 MMC 拓扑结构如图 1 所示。每个 MMC 由 3 个相单元组成, 每个相单元由上下 2 个桥臂组成, 每个桥臂由相同数量的子模块 (Sub-Modular, SM) 及电抗器串联构成。每个 SM 是一个带有浮动电容的半桥逆变器^[1]。上、下桥臂中 SM 的数量必须相同, 以产生相同数量的正负输出电压以及对称的输出电压波形。

本文采用并联环网方式将五端 MMC 变换器相连, 使系统具有更高的可靠性与稳定性。当其中任意一个 MMC 发生功率波动或故障时, 可由其它 MMC 进行功率调节或直接进行开环运行。考虑到各 MMC 端所接系统的不同, 故对其施以不同的控制策略进行控制。其中: MMC1 输出端接敏感负荷和同步发电机, 须保证直流电压的稳定, 对其采用定直流电压控制; MMC2 输出端接光伏电场与部分负荷, MMC3 端接交流电网, 为更好的实现功率间的合理分配, MMC2 和 MMC3 均采用改进功率-电压下垂控制; MMC4 端与风电场相连, 由于风电场为弱交流电网, 需要对其进行交流电压与频率的调节, 故采用定交流电压控制; MMC5 端接交流电网送端, 为保证为其提供固定功率, 采用定有功功率控制。定直流电压控制、定交流电压控制与定有功功率控制均为较成熟方案, 不做赘述。本文对改进功率-电压下垂控制策略进行说明。

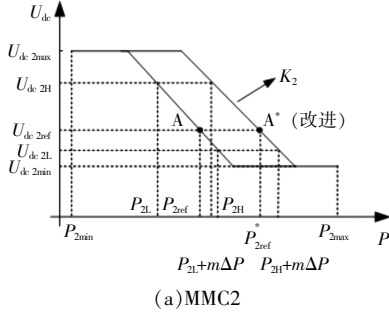
为使 MMC2 与 MMC3 能够对系统功率进行合理准确的分配, 对功率-电压下垂控制进行改

进,其下垂特性为

$$P=P_{ref}+K_{droop}(U_{dcref}-U_{dc}) \quad (1)$$

式中: $P, U_{dc}, P_{ref}, U_{dcref}$ 分别为有功功率与电压的测量值和参考值; K_{droop} 为下垂系数。

假设各 MMC 间的功率偏差 $\Delta P > 0$, 设定



MMC2 与 MMC3 的功率偏差权重系数分别为 m, n , 则有:

$$m+n=1(0 < m < 1, 0 < n < 1) \quad (2)$$

MMC2 与 MMC3 改进与未改进的功率偏差下垂特性曲线如图 3 所示。

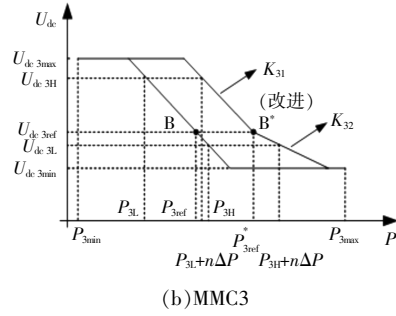


图 3 MMC2 与 MMC3 的功率偏差下垂特性曲线

Fig.3 Power deviation droop characteristic curves of MMC2 and MMC3

图中: P_{max}, P_{min} 分别为有功功率的最大值与最小值; P_H, P_L 分别为有功功率的最大值与最小值的功率裕度; U_{dcmax}, U_{dcmin} 分别为直流电压的最大值与最小值; K_2 为 MMC2 的下垂系数; K_{31}, K_{32} 分别为 MMC3 采用改进功率-电压下垂控制前、后的下垂系数。

由图 3 得 MMC2 与 MMC3 的下垂系数为

$$K_2 = \frac{P_{2H} - P_{2ref}}{U_{dc2} - U_{dc2L}} \quad (3)$$

$$K_{31} = \frac{P_{3L} - P_{3ref}}{U_{dc3} - U_{dc3H}} \quad (4)$$

以直流电压为变量, MMC2 的下垂系数分段

函数为

$$f_{K_2}(U_{dc2}) = \begin{cases} \frac{P_{2H} - P_{2ref}}{U_{dc2} - U_{dc2L}}, & U_{dc2min} < U_{dc2} < U_{dc2max} \\ \infty, & \text{其它} \end{cases} \quad (5)$$

当 K_{32} 偏大时, 会导致系统功率越限; K_{32} 过小, 会使系统直流电压越限, 故 $K_{32} > K_{31}$ 。

2 多端 MMC 交直流混合系统协调控制优化

2.1 MMC 变换器的 VSG 控制

VSG 控制是通过模拟同步发电机的工作原理为 MMC 逆变器提供惯性与阻尼特性, 进而对系统的有功功率和无功功率进行控制^[12]。VSG 控制的等效结构如图 4 所示。

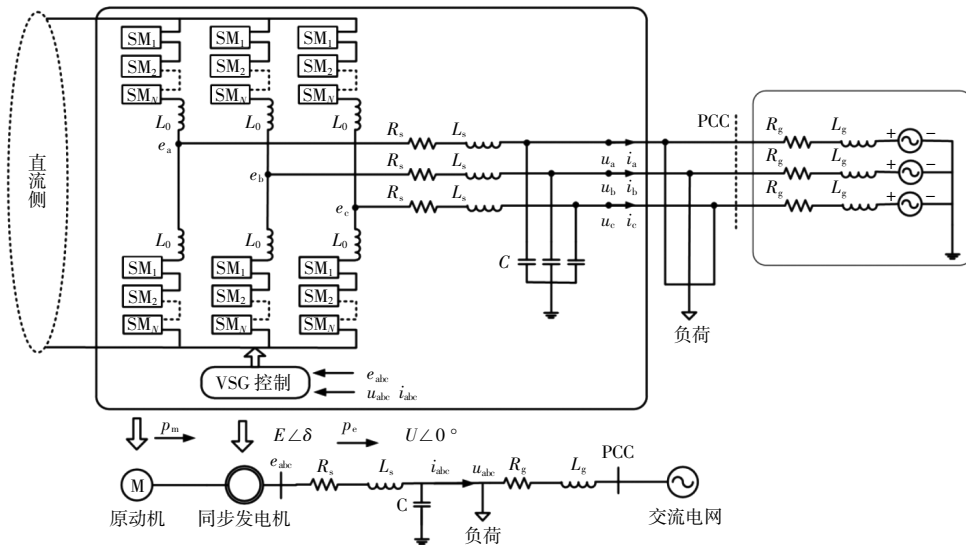


图 4 VSG 控制的等效结构图

Fig.4 Equivalent structure diagram of VSG control

图中: P_m, P_e 分别为 VSG 的原动机输出机械功率与同步发电机电磁功率; e_{abc}, i_{abc} 和 u_{abc} 分别为 VSG 的内电势、定子电流和机端电压; δ 为发电机功角; E, U 分别为 VSG 的内电势有效值和端电压有效值; R_s, L_s 分别为 VSG 的同步电阻和同步电感。

为模拟同步发电机的转动惯量和阻尼特性,在不考虑 VSG 的电磁暂态过程下建立其二阶数学模型。假设 VSG 为隐极式且极对数为 1,忽略涡流损耗与磁饱和,其电磁部分的定子电气方程表达式为

$$L_s \frac{di_{abc}}{dt} = e_{abc} - u_{abc} - R_s i_{abc} \quad (6)$$

VSG 没有机械损耗,其机械部分的转子运动方程为

$$\begin{cases} T_m - T_e = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} = J \frac{d\omega}{dt} - D(\omega - \omega_0) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega \end{cases} \quad (7)$$

式中: T_m, T_e 分别为 VSG 的机械转矩与电磁转矩; ω, ω_0 分别为 VSG 转子角速度与电网角速度; J 为转子转动惯量; D 为阻尼系数。

由图 4 可知,MMC 与交流系统传输的有功功率与无功功率为

$$\begin{cases} P = \frac{3U}{R_s^2 + X_s^2} [E(R_s \cos \delta + X_s \sin \delta) - UR_s] \\ Q = \frac{3U}{R_s^2 + X_s^2} [E(R_s \sin \delta - X_s \cos \delta) + UX_s] \end{cases} \quad (8)$$

忽略滤波器电阻损耗,当系统稳态运行时,功角 $\delta \approx 0$,则式(8)为

$$\begin{cases} P = \left(\frac{3UE}{X_s} \right) \delta \\ Q = \frac{3U}{X_s} (U - E) \end{cases} \quad (9)$$

由式(9)可知,有功功率由 δ 决定,无功功率由 E 决定。此时,MMC 等效于一个同步发电机。

为实现 VSG 对系统有功功率的控制,设计 VSG 虚拟调速器为

$$P_m - P_{ref} = \frac{1}{K_p} (\omega - \omega_0) \quad (10)$$

式中: P_{ref} 为有功功率参考值; K_p 为有功下垂系数。

由式(10)可知,VSG 的有功功率控制是一种具有惯性环节的下垂控制,当系统输出功率发生变化时,系统频率的变化具有一个惯性过渡时间,

从而抑制系统频率突变。

为实现 VSG 对无功功率的控制,设计 VSG 虚拟励磁调节器为

$$e = \frac{[K_u(U_{ref} - U) + (Q_{ref} - Q)]}{K_s} + E_0 \quad (11)$$

式中: Q_{ref}, U_{ref} 分别为 MMC 无功功率参考值和端电压参考值; K_s, K_u 分别为无功下垂系数与无功电压调差系数; E_0 为系统稳态时 VSG 的内电势有效值。

由式(11)可知,VSG 的无功功率控制可以同时消除系统的无功功率偏差与电压偏差,模拟同步发电机的一次调压过程,为交流电网提供电压支撑。

将有功功率控制得到的 δ 与无功功率控制得到的 e 共同合成 MMC 三相调制波的电压参考向量

$$\mathbf{e} = \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e \sin \delta \\ e \sin \left(\delta - \frac{2}{3} \pi \right) \\ e \sin \left(\delta + \frac{2}{3} \pi \right) \end{bmatrix} \quad (12)$$

经过上述分析,MMC 的 VSG 控制见图 5。

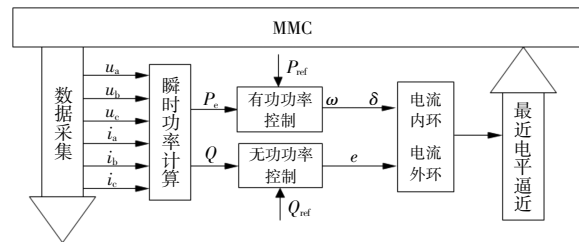


图 5 MMC 的 VSG 控制简化框图

Fig.5 VSG control simplified block diagram of the MMC

2.2 多端 MMC 交直流混合系统协调控制优化

若五端 MMC 所形成的交直流混合系统稳定运行或发生较小扰动,则各 MMC 采用前文所述的控制策略。当系统发生较大扰动或某 MMC 故障时,原有各 MMC 的控制策略并不能保证系统具有良好的动态性能与稳定性,有可能发生系统失稳甚至解列的情况,此时就须要对部分 MMC 的控制策略进行优化,从而更好的协调各 MMC 间的功率,使系统运行在动态平衡状态。当系统传输功率发生较大波动时,若 MMC1 所采用的定直流电压控制无法调节,则其有功功率会发生失稳,导致 MMC1 功率失衡。此时,可由 MMC2 与 MMC3 共同分担 MMC1 的不平衡功率。当功率偏

差较大时,可适当增加功率裕度较大的 MMC3 吸收的功率量,从而减小直流电压的偏差。但是,由于 MMC1 端的同步发电机具有较大的转动惯量,其调频响应无法与 MMC1 同步变化,会使电网频率出现较大波动。而 MMC1 交流侧连接重要的敏感负荷,应保证对交流系统频率的控制精度,因此为了使系统频率能够迅速恢复稳态,对 MMC1 的控制策略进行优化,使其能够积极主动的参与系统的频率调节。

因此,将 MMC1 的定直流电压控制策略切换为“电流内环+功率外环”的双环控制与 VSG 控制相结合的 VSG 复合控制策略。VSG 复合控制策略可以使 MMC1 具有惯性与阻尼特性,能够在短时间内抑制系统频率的突变,提高频率控制精度。另外,由于 MMC2 与 MMC4 输出端分别与光伏电场和风电场相连,可再生能源发电的间歇性与随机性决定了所接端口的功率具有不同程度的波动,故 MMC2 与 MMC3 均采用改进功率-电压下垂控制策略,目的是当光伏侧 MMC2 故障时,MMC3 能够承担功率分配的职能,保证系统稳定运行。对于弱交流系统的风电场,为稳定其交流电压与频率,对 MMC4 采用定交流电压控制;同时为了确保 MMC5 可以为其所连接的交流电网提供稳定的固定功率,对其采用定有功功率控制。

3 仿真分析与验证

为验证本文所提控制策略的正确性与有效性,以舟山五端柔直工程为例,在 Matlab/Simulink 环境下搭建可再生能源接入的五端 MMC 交直流混合系统,对其分别采用传统双闭环控制^[3]与本文所提 VSG 复合控制进行对比实验,主要参数如表 1~3 所示。

表 1 交直流侧主要参数
Table 1 Main parameters of AC and DC side

	参数	数值
交流侧参数	一、二次侧电压/kV	220,330
	G2, G3, G5 系统额定功率/MW	1 000
	同步发电机额定功率/MW	800
	负荷/MW	700
直流侧参数	直流电压/kV	±320
	平波电抗器/mH	14
	接地电阻/Ω	3×10 ⁷

表 2 MMC 主要参数
Table 2 Main parameters of MMC

参数	数值
MMC1, MMC2, MMC3~MMC5 额定功率/MW	1 000, 900, 1 000
MMC1~MMC5 交、直流电压/kV	330/±320
SM 电容/mF	1.1
桥臂电感/H	0.138
桥臂电阻/Ω	1

表 3 风电/光伏主要参数
Table 3 Main parameters of wind power/photovoltaic

	参数	数值
风电场	风机出口电压/V	575
	风机额定功率/MW	2
	风机数量	50
	风电场数量	10
	风电场总额定功率/MW	1 000
光伏电场	温度/℃	25
	光照强度/W·m ⁻²	800
	直流侧电容/μF	100
	光伏电场数量	9
	光伏电场总额定功率/MW	900

3.1 风功率突变

为模拟风功率突变时对系统的影响,设定系统初始状态为稳态,对 MMC4 交流端口所接风电场的出力进行设置。初始时刻,MMC4 向直流侧输入有功功率为 400 MW。在 t=1.5 s 时,MMC4 的有功功率从 400 MW 突变至 900 MW;在 t=2.5 s 时,再由 900 MW 减小至 500 MW。仿真波形如图 6 所示。

由图 6 可知,在传统双闭环控制下,当风功率突变时,系统频率随之发生较大波动;而本文所提的 VSG 复合控制策略可以明显缩短 MMC4 端风电场功率突变时引起的频率波动的范围与时间。证明 VSG 复合控制策略能够对系统频率进行调节,具有很好的频率支撑作用,提高了系统的动态特性。系统的直流电压随着风功率的突增、突减而急增、骤降。在此暂态过程中,由采用改进功率-电压下垂控制的 MMC2 与 MMC3 自适应改变下垂系数,共同分担系统的不平衡功率,使系统的直流电压稳定在额定电压附近。当 MMC4 端所连接的风电场输出功率发生突变时,与传统双闭环控制相比,在 VSG 复合控制策略下,系统有功功率的变化速率慢,变化幅值小,且 MMC2 与

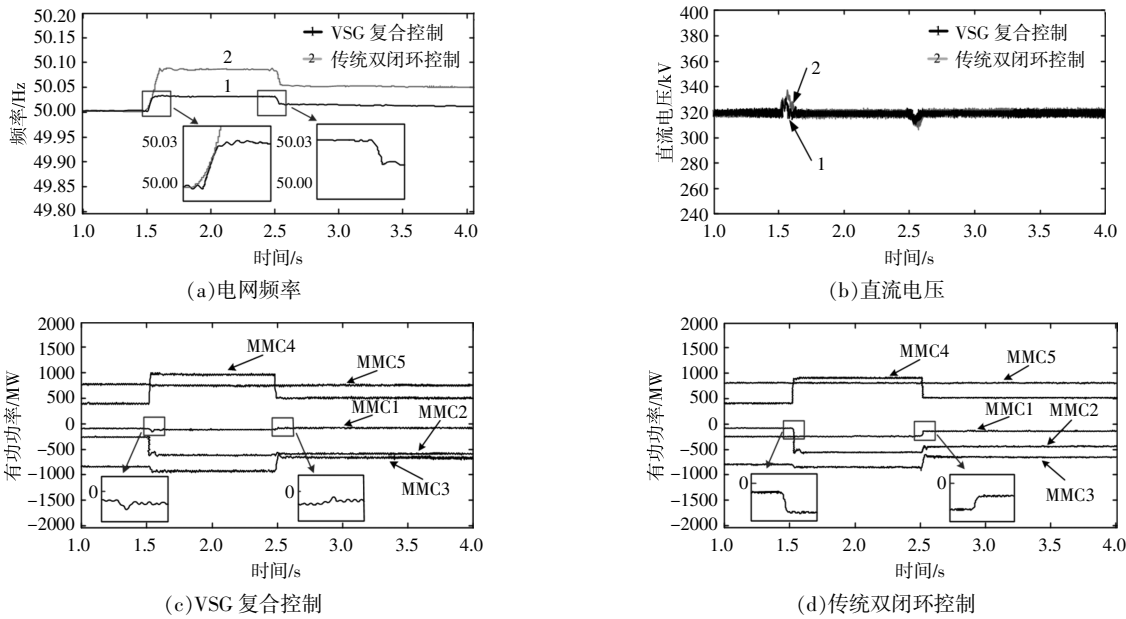


图 6 风功率突变仿真

Fig.6 Simulation diagram of wind power mutation

MMC3 吸收的有功功率也较大。说明本文所提控制策略提高了系统运行的稳定性。

3.2 光伏电场功率突变

设定初始时刻 MMC2 端所连接的光伏电场

与负荷吸收的有功功率为 400 MW。在 $t=1.5$ s 时, 光伏电场的功率发生波动, 由 400 MW 突变至 200 MW; 在 $t=2.5$ s 时, 其吸收的有功功率由 200 MW 恢复至 400 MW。仿真波形如图 7 所示。

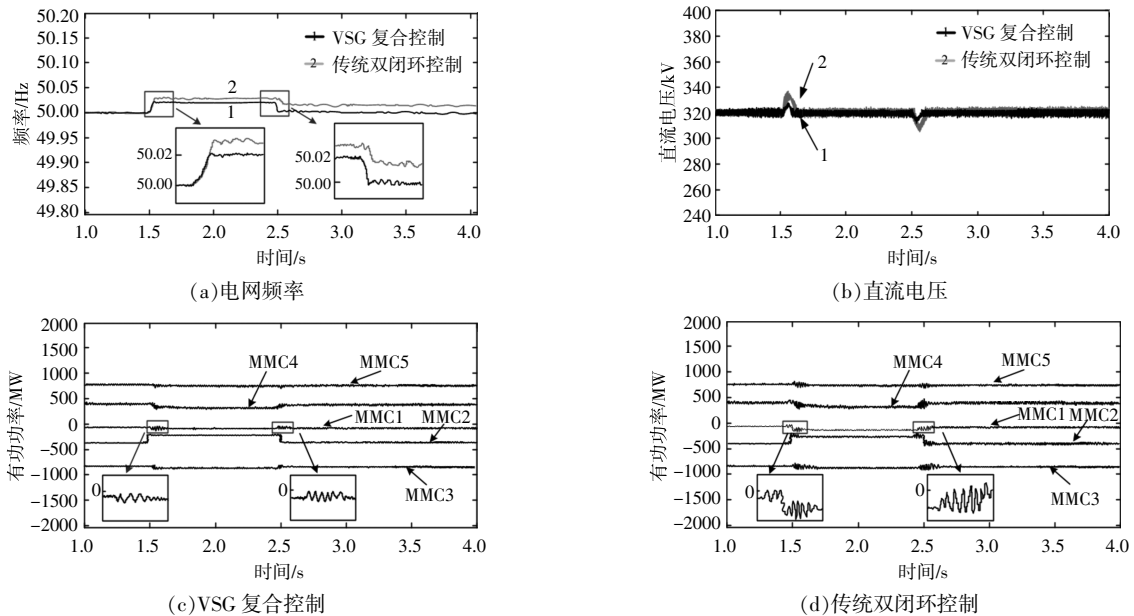


图 7 光伏电场功率突变仿真

Fig.7 Simulation diagram of photovoltaic electric field power mutation

由图 7 可知: 与风电场输出功率突变的情况类似, 由于传统双闭环控制不具备参与系统频率调节的能力, 系统的频率发生较大波动, 且与额定值偏差较大; 而 VSG 复合控制策略可明显减小光

伏电场功率突变引起的频率波动。说明 VSG 复合控制策略可积极主动响应系统的频率波动, 改善系统低惯量、欠阻尼的特性, 提高系统的动态特性。随着光伏电场吸收的有功功率发生突变, 系统

的直流电压也发生了短时的突减与突增,之后便迅速稳定在直流电压额定值附近,表明 MMC2 与 MMC3 所采用的改进功率-电压下垂控制对光伏功率突变具有较好的平衡能力。在光伏电场功率发生突变的情况下,由于传统双闭环控制策略无法对光伏电场功率突变引起的频率波动做出调节,系统各 MMC 均有不同程度的波动。而本文所提的控制策略能够在不需要通讯系统的情况

下,可最大限度的减小由光伏电场的功率突变引起的功率波动,提高了系统供电的可靠性与稳定性。

3.3 风电场侧 MMC 故障

设置与风电场相连的 MMC4 在 $t=1.5\text{ s}$ 时因故障退出运行,此时系统出现功率缺额的现象。在此过程中,调节功率平衡的任务由 MMC2 与 MMC3 共同承担。仿真波形如图 8 所示。

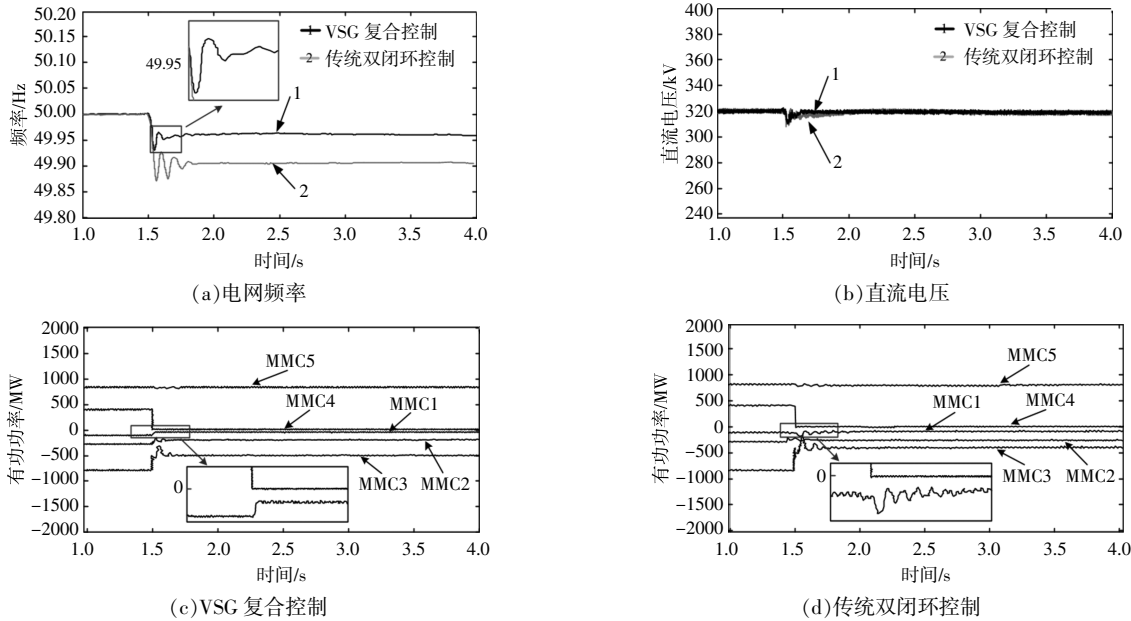


图 8 风电场侧 MMC4 故障仿真

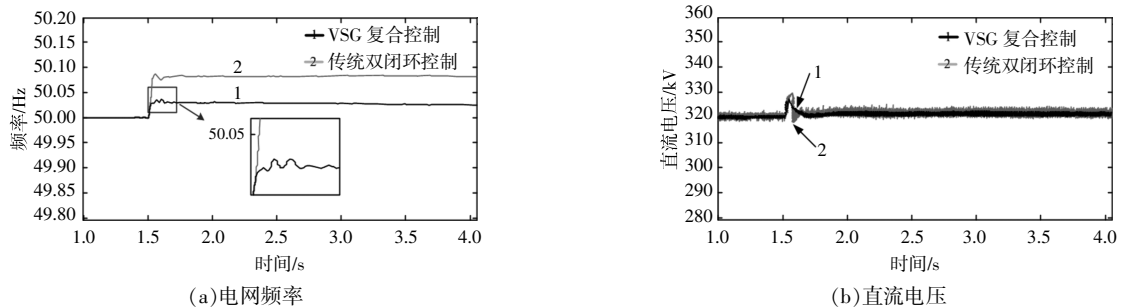
Fig.8 MMC4 fault simulation diagram at the wind farm side

由图 8 可知:当 MMC4 因故障退出运行时,由于 MMC1 采用 VSG 复合控制,其作用等效于同步发电机,具有惯量与阻尼特性,使电网频率在额定值附近发生较小波动;而当 MMC1 采用传统双闭环控制时,由于其无法对频率波动进行调节,导致电网频率以较大的波动急剧下降。当 MMC4 因故障退出运行时,MMC2 与 MMC3 改变下垂系数对各 MMC 的功率进行重新的分配,解决了系统的功率缺额,使直流母线电压依然稳定在额定值附近。当 MMC4 退出运行时,与传统双闭环控制

相比,VSG 复合控制策略使 MMC1,MMC2 与 MMC3 的功率波动幅值更小,且能够更快的进入新的稳态。说明本文所提控制策略可以在系统运行情况较为严峻的情况下,最大程度的减小对各 MMC 造成的影响,显著提高了系统的动态特性与稳定性。

3.4 光伏侧 MMC 故障

设置与光伏发电场和负荷相连接的 MMC2 在 $t=1.5\text{ s}$ 时因故障退出运行,MMC2 吸收的有功功率由 400 MW 变为 0。仿真波形如图 9 所示。



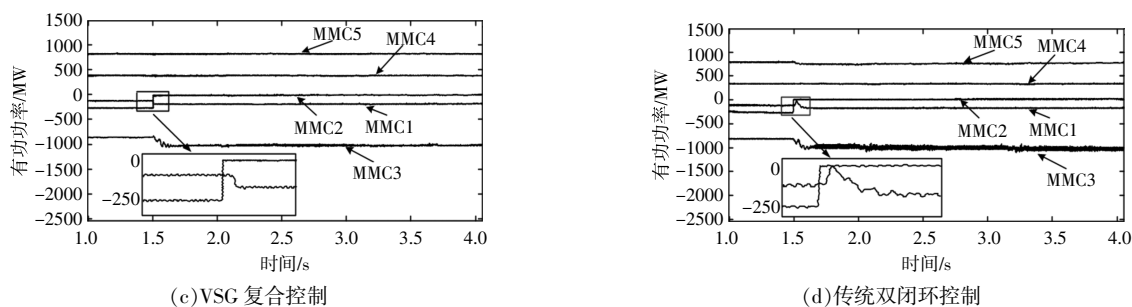


图9 光伏侧 MMC2 故障仿真

Fig.9 MMC2 failure simulation diagram on photovoltaic side

由图9可知:当光伏侧 MMC2 因故障退出运行时,采用 VSG 复合控制的 MMC1 可通过自身调节输出功率,使电网频率只在额定值附近发生了微小波动,并没有明显受到 MMC2 退出运行的影响;而采用传统双闭环控制时,电网频率在升高的同时发生了较大的波动,对系统的稳定运行产生较大影响。当 MMC2 因故障退出运行时,系统直流母线电压上升,此时由 MMC3 自适应改变原有的下垂系数,吸收大部分功率偏差,使系统直流电压恢复稳定状态。MMC2 退出运行后,其有功功率变为 0,MMC1 吸收的有功功率增加,MMC3 在安全裕量范围内吸收大多数不平衡功率。与传统双闭环控制相比,MMC1 采用 VSG 复合控制后,其

功率变化过程更加平滑,系统能够平稳的进入新的平衡状态,受光伏侧 MMC2 因故障退出运行的影响较小。

3.5 风功率突变与光伏侧 MMC 故障

由于可再生能源发电具有间歇性与随机性的特点,为模拟实际情况中的复杂工况,设定系统同时发生风功率突变与光伏侧 MMC 故障。设置初始时刻系统处于稳态,风电场输出功率为 400 MW,光伏电场吸收功率也为 400 MW。在 $t=1.5$ s 时,风电场输出功率由 400 MW 突变为 900 MW,同时与光伏电场相连的 MMC2 故障,功率变为 0;在 $t=2.5$ s 时,风电场的输出功率再由 900 MW 减小至 500 MW。仿真波形如图 10 所示。

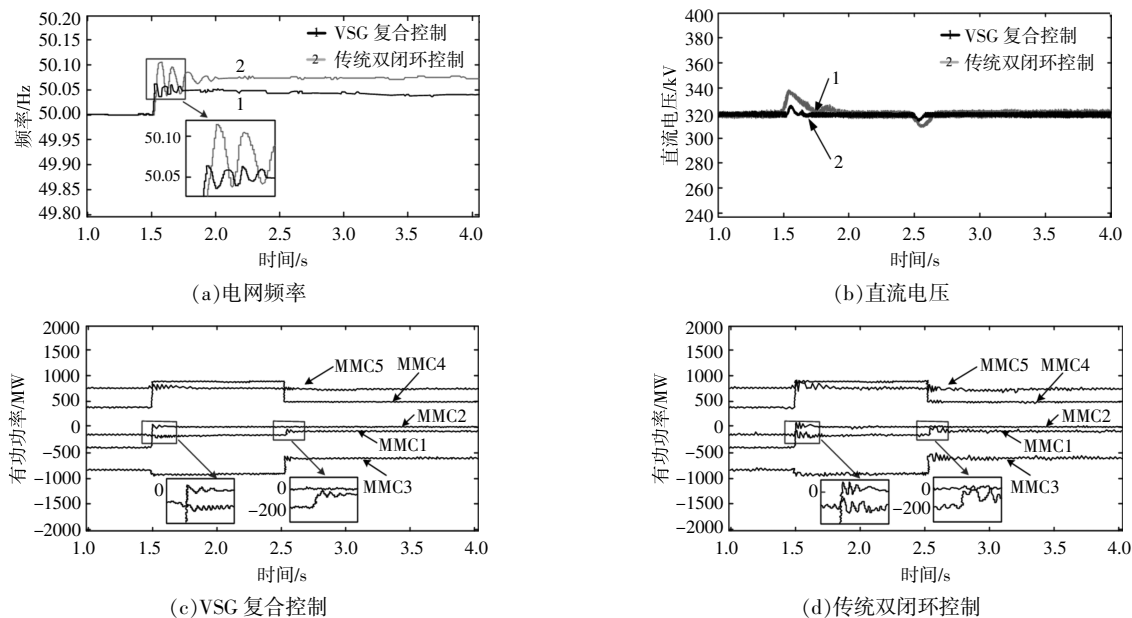


图10 风功率突变与光伏侧 MMC 故障仿真

Fig.10 Simulation diagram of wind power mutation and photovoltaic side MMC failure

由图10可知,风功率由 400 MW 突增至 900 MW,再降低至 500 MW,且光伏侧 MMC2 吸收功

率由 400 MW 变为 0,电网频率先升高后降低。与传统双闭环控制相比,在 VSG 复合控制策略下,

电网频率变化平缓且上升、下降的幅度较小。表明 VSG 复合控制策略可弥补系统低惯量欠阻尼的缺点,积极主动参与电网频率的调节,从而有效提高了系统的动态特性。在风功率突变与光伏侧 MMC2 因故障退出运行的过程中,系统的直流母线电压先上升后下降,且上升的程度明显高于下降的程度。此暂态过程中,虽然 MMC2 故障,但 MMC3 仍然能够合理分配各 MMC 的功率,使系统直流电压恢复稳态。当风功率突变和光伏侧 MMC2 因故障退出运行同时发生时,与传统双闭环控制相比,本文所提的改进功率-电压下垂控制与 VSG 技术相结合的协调控制策略依然能够在无需通讯系统的情况下使各 MMC 稳定运行,改善了系统低惯量、欠阻尼的特性,使系统具有较好的供电可靠性与稳定性。

4 结 论

本文提出了一种适用于可再生能源接入的多端 MMC 交直流混合系统协调控制策略,与传统双闭环控制相比,无论是风电场/光伏电场功率突变、风电场侧、光伏电场侧 MMC 因故障退出运行,还是风功率突变与光伏电场侧 MMC 故障同时发生,本文所提控制策略均能够在保证系统直流电压稳定的情况下,积极主动参与电网的频率调节,且能够合理分配各 MMC 间的功率。通过理论分析和仿真实验,得出以下结论。

①将 VSG 技术应用到 MMC 逆变器中,MMC 相当于一个同步发电机,可以稳定直流系统的电压,同时为交流系统提供频率支撑,从而参与系统的一次调压和一次调频工作,有效改善了系统低惯量、欠阻尼的动态特性问题。

②将 VSG 复合控制与改进功率-电压下垂控制相结合,使系统具备稳定直流电压、参与频率调节的功能外,能够在复杂工况下协调各 MMC 实现功率平衡,极大地增加了多端 MMC 交直流混合系统吸纳可再生能源的能力,显著提高了系统的动态性能与稳定性。

与现有控制策略相比,该方案不需要通讯系统,适应性更好,适合工程应用。在今后的研究中还须考虑 MMC 所连子网内部及 MMC 间的混合配置方案。

参 考 文 献:

- [1] 陶力,刘建,王子涵,等.以电网侧储能提升比例可再生能源区域系统的可用输电能力[J].可再生能源,2021,39(10):1394-1400.
- [2] Liu S,Saeedifard M,Wang X. Analysis and control of the modular multilevel matrix converter under unbalanced grid conditions [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2018,6(4):1979-1989.
- [3] Guan M,Pan W,Zhang J,et al. Synchronous generator emulation control strategy for voltage source converter (VSC) stations [J].IEEE Transactions on Power Systems,2015,30(6):3093-3101.
- [4] 张良,范广胜,黄南天,等.交直流混合微电网母线接口参数自适应 VSG 控制策略[J].电力系统保护与控制,2021,49(14):45-54.
- [5] Alipoor J,Miura Y,Ise T.Stability assessment and optimization methods for microgrid with multiple VSG units [J].IEEE Transactions on Smart Grid,2016,9(2):1462-1471.
- [6] 杨旭红,姚凤军,郝鹏飞,等.基于改进型 RBF 神经网络的 VSG 转动惯量自适应控制[J].电测与仪表,2021,58(2):112-117.
- [7] 孙亮,杨晓飞,孙立国,等.基于改进虚拟同步发电机的多逆变器频率无差控制策略[J].电力系统保护与控制,2021,49(11):18-27.
- [8] Azab M. High performance decoupled active and reactive power control for three-phase grid-tied inverters using model predictive control [J].Protection and Control of Modern Power Systems,2021,6 (1):1-19.
- [9] 刘欣和,张浩,李道洋,等.柔性直流电网协调控制策略[J].南方电网技术,2017,11(9):1-7.
- [10] 艾欣,荣经国,吕正,等.一种新型的能量路由器结构及其控制策略的研究 [J]. 电网技术,2019,43(4):1202-1210.
- [11] 唐酿,盛超,陈萌,等.虚拟同步发电机技术综述[J].南方电网技术,2016,10(11):30-38.
- [12] Wanxing S,Zhipeng L,Jian C, et al. Operation area calculation and parameter analysis of virtual synchronous generator [J].Power System Technology, 2019,24(2):76-82.
- [13] 杨霞. 风电并网逆变器双闭环控制系统的研究[D]. 天津:天津理工大学,2021.

Coordinated control of multi-terminal MMC AC/DC hybrid system considering renewable energy access

Li Xiaoping, Yuan Zhi, Wang Weiqing, He Shan

(Engineering Research Center of Renewable Energy Generation and Grid Connection Control, Ministry of Education, Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

Abstract: The characteristics of zero moment of inertia of modular multilevel converter, it can not support the frequency fluctuation of AC power grid, so that the overall inertia of AC/DC hybrid system decreases, affecting the dynamic performance and stability of the system. Therefore, an improved power-voltage droop control combined with a virtual synchronous machine technology of coordinated control strategy, in the case of dc voltage stability of ac power grid frequency adjustment, at the same time, reasonable allocation of power between the converter, in the case of without communication system to establish effective energy management system. In order to verify the feasibility and effectiveness of the proposed control strategy, a comparative test was conducted with the traditional double closed-loop control. The results show that the proposed control strategy effectively solves the dynamic performance and stability problems of the system caused by low inertia and under damping.

Keywords: modular multilevel converter; improved power-voltage droop control; virtual synchronous generator technology; frequency regulation