

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.06.008

# 海上风电 M3C 换流器虚拟同步发电机控制

韩华春<sup>1</sup>, 宁联辉<sup>2</sup>, 李辰辰<sup>2</sup>, 叶至斌<sup>2</sup>, 杨彩虹<sup>2</sup>

(1. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103;

2. 西安交通大学(电工材料电气绝缘全国重点实验室), 陕西 西安 710049)

**摘要:**文中在分频海上风电送出的场景下,针对模块化多电平矩阵式换流器(modular multilevel matrix converter, M3C)的控制策略展开研究,将M3C系统与传统旋转同步发电机系统在结构参数和运动方程上进行对比,分析M3C变频器模拟同步发电机外特性的可行性。以换流器参与系统频率调节和稳定系统电压为目标,基于虚拟同步发电机控制理论,设计M3C换流器虚拟同步发电机控制方案,建立一种适用于分频海上风电M3C换流器的控制策略。最后利用PSCAD/EMTDC仿真平台,验证了该控制策略的正确性,并在相同系统结构和参数下,将该控制策略同双dq变换的解耦控制策略进行对比仿真研究。结果表明,虚拟同步发电机控制策略能够使变频器具有惯性和阻尼特性,可以参与系统频率调节,并且具有良好的控制响应特性。

**关键词:**海上风力发电;分频输电系统(FFTS);模块化多电平矩阵式换流器(M3C);系统频率调节;虚拟同步发电机控制;惯性阻尼特性

中图分类号:TM72

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2024)06-0078-10

## 0 引言

分频输电系统(fractional frequency transmission system, FFTS)通过降低输电频率提高传输效率,缩短了交流输电线路的输电距离,提高了暂态稳定性,且保护可靠性高,无技术瓶颈,为海上风电送出提供了更好的选择<sup>[1-2]</sup>。AC/AC换流器是分频海上风电系统能够稳定运行的关键设备,其结构和控制方式的选择直接影响FFTS整体的性能<sup>[3]</sup>。目前主流研究的AC/AC换流器包括模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)<sup>[4]</sup>、六边形MMC<sup>[5]</sup>和模块化多电平矩阵式换流器(modular multilevel matrix converter, M3C)<sup>[6]</sup>。M3C将矩阵式交交变频器的拓扑结构和模块化多电平技术相结合,与MMC相比,M3C具有低谐波、高功率因数和快速响应等优点<sup>[7]</sup>,在分频输电领域有良好的发展前景。

目前M3C常用的控制方法为矢量控制法、双 $\alpha\beta$ 坐标变换法和双dq坐标变换法等<sup>[8]</sup>。文献[9-10]提出了M3C的空间矢量控制策略,在高压大功率系统中,M3C级联的子模块数量较多,采用空间矢量法会大大增加控制系统的复杂性;文献[11-16]采用桥臂电流直接反馈,所提出的控制策略可以免于复杂的坐标变换,实现电容电压的稳定运行,但桥臂电流直接反馈控制为交流量控制,不易保证控制器的稳态无差特性和动态性能;为了克服直接电流反馈控制的缺陷,目前M3C通常使用间接电流反

馈控制,即对桥臂电流进行解耦,形成电压电流双闭环的级联控制方式<sup>[17-18]</sup>;文献[19-20]采用双 $\alpha\beta$ 坐标变换的解耦控制方法,简化了M3C数学模型,并且可以实现自由度的解耦控制,但在这种方式下物理意义不清晰,功率计算复杂;文献[21]首次提出了M3C双dq坐标变换的解耦控制策略,实现了输入频率与输出频率解耦控制;在该控制策略基础上,文献[22-23]提出了M3C在不同故障情况下的故障控制策略,实现了M3C故障情况低扰动穿越。

为了稳定电网频率,有学者提出在换流器控制方案中引入同步发电机的特性,从而达到提高电力系统惯性水平的目的,并称其为虚拟同步发电机或同步换流器<sup>[24-27]</sup>。目前虚拟同步技术主要聚焦于直流输电系统或新能源直流并网逆变器<sup>[28-33]</sup>,对海上风电FFTS虚拟同步控制的分析和设计研究较少。

相较于直流系统,海上风电FFTS采用AC/AC换流器,其数学模型较为复杂,虚拟同步发电机特性的等效和引入较为困难;其次,换流器控制维度更多,控制器设计须考虑内外环控制器的衔接以及换流器两端控制策略的协调配合。因此文中以分频海上风电送出场景下M3C为核心,开展M3C虚拟同步发电机控制策略研究,为海上风电FFTS高压大容量交交变频器提供一种新的控制方案。

## 1 M3C系统与同步发电机系统对比

### 1.1 M3C系统与同步发电机系统结构参数对比

如图1所示,在分频海上输电系统中,风电机

组、低频变压器和低频输电线路等 M3C 低频侧系统对应原动机 M, 为系统提供机械功率; 虚拟同步发电机控制下的 M3C 对应传统旋转同步发电机 SG; M3C 所连工频系统对应发电机出口的交流电网。因此, M3C 系统结构与同步发电机系统结构具有高度对应性和一致性。

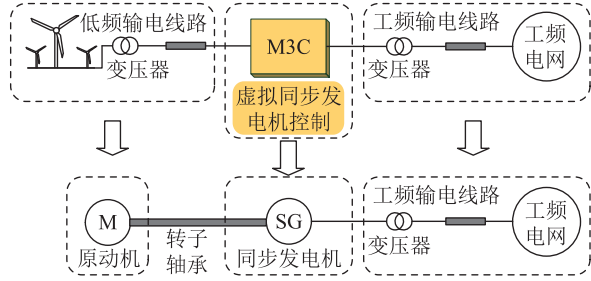


图1 M3C系统与同步发电机系统结构对应关系  
Fig.1 M3C system and synchronous generator system structure corresponding relationship

M3C 拓扑如图 2 所示, 低频侧中性点用  $O$  表示, 工频侧中性点用  $N$  表示。9 个桥臂支路对称分布于低频交流系统和工频交流系统之间, 每个桥臂由  $n$  个全桥子模块 SM、电感  $L$  和等效电阻  $R$  组成, 在正常运行时, 根据系统功率与输入输出电压等级的需求, 计算 M3C 桥臂所需级联子模块的个数, 从而使得桥臂呈现相应的调制电压。图中,  $v_{sa}$ 、 $v_{sb}$ 、 $v_{sc}$  为工频侧公共连接点 (point of common, PCC) 电压;  $v_{lu}$ 、 $v_{lv}$ 、 $v_{lw}$  为低频侧端电压;  $i_{lu}$ 、 $i_{lv}$ 、 $i_{lw}$  为低频侧输入电流;  $v_{ui}$ 、 $v_{vi}$ 、 $v_{wi}$  为  $i$  相子换流器的桥臂电压,  $i=a, b, c$ ;  $i_{ui}$ 、 $i_{vi}$ 、 $i_{wi}$  为  $i$  相子换流器的桥臂电流;  $i_{sa}$ 、 $i_{sb}$ 、 $i_{sc}$  为工频侧输出电流;  $R_f + L_f$  为 M3C 到工频 PCC 处的连接阻抗。

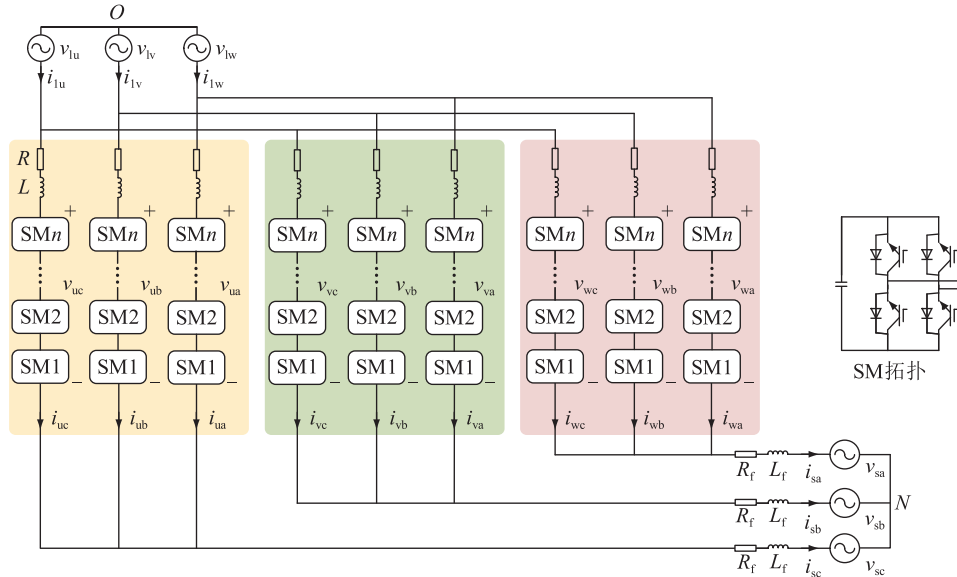


图2 M3C 拓扑  
Fig.2 Topology of M3C

输入侧和输出侧都可以看作 3 个星型连接的子换流器。文中以 M3C 低频侧流向工频侧为参考方向, 以工频侧 a 相子换流器为例可得:

$$\begin{cases} v_{sa} = v_{lu} - v_{ua} - R i_{ua} - L \frac{di_{ua}}{dt} - R_f i_{sa} - L_f \frac{di_{sa}}{dt} - v_{ON} \\ v_{sa} = v_{lv} - v_{va} - R i_{va} - L \frac{di_{va}}{dt} - R_f i_{sa} - L_f \frac{di_{sa}}{dt} - v_{ON} \\ v_{sa} = v_{lw} - v_{wa} - R i_{wa} - L \frac{di_{wa}}{dt} - R_f i_{sa} - L_f \frac{di_{sa}}{dt} - v_{ON} \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $v_{ON}$  为工低频中性点间电压, 在稳定运行情况下通常视为 0。将式(1)中的三式相加并整理可以得到:

$$v_{sa} = - \left( R_f + \frac{R}{3} \right) i_{sa} - \left( L_f + \frac{L}{3} \right) \frac{di_{sa}}{dt} - \frac{1}{3} (v_{ua} + v_{va} + v_{wa}) \quad (2)$$

$e_{sa}$ 、 $e_{sb}$ 、 $e_{sc}$  分别为 M3C 工频侧桥臂 a、b、c 三相输出电压, 满足:

$$\begin{cases} e_{sa} = - \frac{1}{3} (v_{ua} + v_{va} + v_{wa}) \\ e_{sb} = - \frac{1}{3} (v_{ub} + v_{vb} + v_{wb}) \\ e_{sc} = - \frac{1}{3} (v_{uc} + v_{vc} + v_{wc}) \end{cases} \quad (3)$$

根据式(2)和式(3)可得:

$$\mathbf{v}_s = - \left( R_f + \frac{R}{3} \right) \mathbf{i}_s - \left( L_f + \frac{L}{3} \right) \frac{d\mathbf{i}_s}{dt} + \mathbf{e}_s \quad (4)$$

式中:  $\mathbf{v}_s = [v_{sa} \ v_{sb} \ v_{sc}]^T$ ;  $\mathbf{i}_s = [i_{sa} \ i_{sb} \ i_{sc}]^T$ ;

$$\mathbf{e}_s = [e_{sa} \ e_{sb} \ e_{sc}]^T。$$

以模拟同步发电机惯量为主,考虑定子绕组存在电阻损耗,采用式(5)作为同步发电机定子电气方程模型<sup>[34]</sup>。

$$\mathbf{u}_{abc} = -R_s \mathbf{i}_{abc} - L_s \frac{d\mathbf{i}_{abc}}{dt} + \mathbf{e}_{abc} \quad (5)$$

式中: $\mathbf{u}_{abc}$ 为同步发电机定子绕组端电压; $\mathbf{i}_{abc}$ 为定子电流; $\mathbf{e}_{abc}$ 为同步发电机感应电动势; $R_s$ 、 $L_s$ 分别为同步发电机定子电阻、电抗。

对比式(4)和式(5)可知,满足式(5)的传统同步发电机与M3C在系统内部参数上具有对应性:M3C等效电阻与同步发电机电枢电阻相对应,M3C等效电感与同步发电机内部电感相对应,M3C阀侧电压与同步发电机内电势相对应,风电机组和低频输电线路与原动机相对应。

### 1.2 基于虚拟直流电容的M3C系统与同步发电机系统运动方程对比

假设能量在M3C内部9个桥臂之间完全平衡,桥臂虚拟直流电压 $U_{ce}$ 等于同一桥臂上所有子模块电压之和,即:

$$U_{ce} = nU_{sm} \quad (6)$$

式中: $U_{sm}$ 为子模块电容电压。利用功率平衡原理可得:

$$9n \times \frac{1}{2} C_{sm} U_{sm}^2 = \frac{1}{2} C_e U_{ce}^2 \quad (7)$$

式中: $C_{sm}$ 为子模块电容; $C_e$ 为桥臂虚拟直流电容。

将式(6)代入式(7)可得:

$$C_e = \frac{9C_{sm}}{n} \quad (8)$$

因此,M3C桥臂电容可以等效为图3。图中, $i_c$ 为电容电流; $i_m$ 为输入电流; $i_e$ 为输出电流。

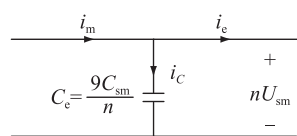


图3 桥臂电容等效电路

Fig.3 Bridge arm capacitance equivalent circuit

M3C子模块电容的静态储能 $E_k$ 和同步发电机转子的旋转动能 $W_k$ 分别为:

$$\begin{cases} E_k = 9n \times \frac{1}{2} C_{sm} U_{sm}^2 = 4.5n C_{sm} U_{sm}^2 \\ W_k = \frac{1}{2} J \omega^2 \end{cases} \quad (9)$$

式中: $J$ 为转动惯量; $\omega$ 为转子机械角速度。

由式(9)可以看出,M3C子模块电容的静态储能 $E_k$ 与同步发电机转子的旋转动能 $W_k$ 相对应,子

模块电容电压 $U_{sm}$ 与同步发电机转子机械角速度 $\omega$ 相对应。因此从机电暂态过程可以看出,M3C系统与同步发电机具有很高的对应性。

由图3可以推出M3C桥臂电容满足:

$$i_c = i_m - i_e = 9C_{sm} \frac{dU_{sm}}{dt} \quad (10)$$

式(10)等式两侧同时乘以桥臂额定电压,正常运行时子模块额定电压为常量 $U_{smN}$ ,可以得到:

$$9nC_{sm} U_{smN} \frac{dU_{sm}}{dt} = P_m - P_e \quad (11)$$

式中: $P_m$ 为M3C输入功率; $P_e$ 为M3C输出功率。

不考虑阻尼绕组的情况下,同步发电机的转子运动方程为:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (12)$$

式中: $T_m$ 为原动机机械转矩; $T_e$ 为发电机电磁转矩。

式(12)两侧同时乘以额定角速度 $\omega_0$ 得:

$$J\omega_0 \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (13)$$

比较式(11)和式(13)可知,M3C的子模块电容与同步发电机转子具有相同的动态模型。

综上所述,M3C系统与同步发电机系统在系统结构、系统参数和运动方程上具有极高的对应性和一致性,可以通过控制手段实现对M3C同步发电机特性的模拟。

## 2 M3C虚拟同步发电机控制系统的设计

### 2.1 有功控制器的设计

将同步发电机转子运动方程引进虚拟同步发电机基本算法中,可以得到M3C的虚拟转子运动方程:

$$\begin{cases} J_c \frac{d\omega_c}{dt} = T_m - T_e - D_c(\omega_c - \omega_g) \\ \frac{d\delta_c}{dt} = \omega_c \end{cases} \quad (14)$$

其中:

$$\begin{cases} T_m = \frac{P_m}{\omega_0} \\ T_e = \frac{P_e}{\omega_0} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $J_c$ 为换流器虚拟转子的转动惯量; $\omega_c$ 为换流器虚拟转子机械角速度; $\omega_g$ 为电网角速度,若同步发电机的转子只有一对磁极,则在没有大规模负荷变动的电网中,电网角速度、额定角速度和转子机械

角速度三者之间的误差极小,可以近似认为  $\omega_c \approx \omega_g \approx \omega_0$ ;  $D_c$  为换流器虚拟阻尼系数;  $\delta_c$  为转子的电角度。

$J_c$  和  $D_c$  的引入可以使 M3C 对外表现出惯量和阻尼特性。与同步发电机不同的是,  $J_c$  和  $D_c$  不再受实物限制,可根据系统响应自行设定。当系统传输功率发生波动引起  $P_m$  与  $P_e$  不平衡时,由于转动惯量和阻尼系数的存在,交流频率发生缓慢变化,虚拟同步发电机控制可以暂时储存或释放子模块电容中的能量,参与系统频率调节。

在此基础上,为了使 M3C 参与电网的电压频率调节,虚拟同步发电机控制还需要模拟同步发电机的调速器系统和励磁系统。文中采用  $P-\omega$  下垂特性来模拟同步发电机调速器控制特性。

$$P_{\text{ref}} - P_m = D_p(\omega_c - \omega_0) \quad (16)$$

式中:  $P_{\text{ref}}$  为 M3C 输入功率的参考值;  $D_p$  为  $P-\omega$  下垂系数。

在海上风电送出的典型场景下, M3C 低频侧通过海底电缆连接风电机组,相当于低频侧连接弱电网,因此 M3C 低频侧应采用  $V_f$  控制以保证弱电网电压频率稳定运行。M3C 工频侧控制要保证在无扰动时子模块电容电压稳定,因此将子模块电容电压控制回路引入虚拟同步发电机有功控制器,子模块电容电压控制回路如图 4 所示。其中, PI 为比例积分控制器;  $U_{\text{smref}}$  为子模块电容电压参考值。

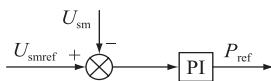


图 4 子模块电容电压控制框图  
Fig.4 Block diagram of sub-module capacitor voltage control

该模块计算输出功率的参考指令,此参考值再输入上述虚拟同步发电机控制算法中参与有功控制。这样既保证了稳态运行时子模块电容电压稳定,即 M3C 输入输出功率守恒,又可以把 M3C 的功率平衡引入到虚拟同步发电机控制算法当中,在系统频率发生变化的情况下,子模块电容中储存的能量投入参与频率调节,此时子模块电容电压必然会发生变化,子模块电容电压控制回路的作用是逐渐减小实际子模块电容电压与参考值之间的偏差,尽快使其恢复稳定。

有功控制器的总体控制框图如图 5 所示。

## 2.2 无功控制器的设计

M3C 无功控制器的控制目标与同步发电机励磁调节器的作用一致,因此 M3C 无功控制器主要模拟励磁调节器的外特性,最终达到控制 M3C 输出电

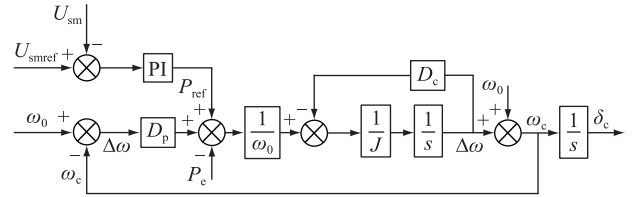


图 5 虚拟同步发电机控制有功控制框图

Fig.5 Active power control block diagram of virtual synchronous generator control

压稳定的效果。文中在 M3C 工频侧无功控制中采用  $Q-V$  下垂特性。

$$Q_{\text{ref}} - Q_e = D_q(V_1 - V_0) \quad (17)$$

式中:  $Q_e$  为实际流过 PCC 的无功功率;  $Q_{\text{ref}}$  为流过 PCC 的无功功率的参考值;  $D_q$  为  $Q-V$  下垂系数;  $V_1$  为 PCC 电压有效值;  $V_0$  为电网额定电压有效值。

在并网运行模式下,无功功率指令值须根据风机出力波动和电网负荷波动适当调整,因此在上述  $Q-V$  下垂控制的基础上叠加一个积分控制,以实现无功功率指令的良好跟踪特性。同时为了维持输出电压稳定在系统额定电压附近,采用虚拟电动势波动值  $\Delta E$  与系统额定电压幅值  $E_0$  相加的方式,生成实时的虚拟电动势幅值  $E$ ,如图 6 所示。虚拟同步无功控制器能够响应系统无功负荷的变化作出相应调节,实现无功功率的跟踪调节、维持系统电压的平衡稳定。

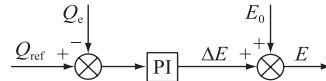


图 6 虚拟同步发电机控制无功控制框图

Fig.6 Reactive power control block diagram of virtual synchronous generator control

## 2.3 虚拟定子阻抗控制器和电流控制器的设计

图 7 为 M3C 工频侧简化等效电路,为方便分析,图中忽略了变压器。M3C 通过 PCC 向工频系统注入功率,其相电压幅值为  $V$  并假设 PCC 电压相角为 0; M3C 的虚拟相电动势幅值为  $E$ ,相角为  $\delta$ 。其中  $L'_s = L_t + L/3$ ,为 M3C 的虚拟定子电抗;  $R'_s = R_t + R/3$ ,为 M3C 的虚拟定子电阻。

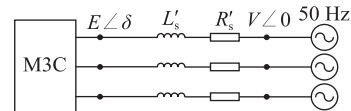


图 7 M3C 工频侧简化等效电路

Fig.7 Simplified equivalent circuit of M3C power frequency side

该系统的动态功率传输过程与互联的同步发电机系统相同,则 M3C 工频侧输出功率可以表



示为:

$$S = P_{e'} + jQ_{e'} = \frac{3EV_s \sin \delta}{X} + j \frac{3E(E - V \cos \delta)}{X} \quad (18)$$

式中:  $P_{e'}$  为 M3C 工频侧有功功率;  $Q_{e'}$  为 M3C 工频侧无功功率。

结合 2.1 节和 2.2 节可知, 虚拟同步发电机控制的有功控制器和无功控制器可以直接与系统外电路形成闭环控制。但 M3C 通常用于中高压系统, 系统发生故障时产生的故障电流较大, 为了防止换流阀过流, 须通过内部电流控制回路来限制故障电流。同时 M3C 不需要滤波电容, 无须采用电压电流双闭环控制, 因此文中仅采用内环电流控制。

为了完成电压矢量信号到电流参考值的转化, 须设定一个虚拟定子阻抗模块。虚拟定子阻抗控制器主要利用定子绕组电压平衡方程来建立输出电压与输出电流之间的关系, 不考虑绕组间的相互作用, 如式 (19) 所示。

$$\mathbf{e}_s - \mathbf{v}_s = R_s \mathbf{i}_s + L_s \frac{d\mathbf{i}_s}{dt} \quad (19)$$

对式 (19) 进行  $dq$  变换可得:

$$\begin{cases} e_{sd} - v_{sd} = R_s i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_s L_s i_{sq} \\ e_{sq} - v_{sq} = R_s i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_s L_s i_{sd} \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $e_{sd}$ 、 $e_{sq}$  分别为 M3C 工频侧桥臂输出电压  $d$ 、 $q$  分量;  $v_{sd}$ 、 $v_{sq}$  分别为工频侧 PCC 处电压  $d$ 、 $q$  分量;  $i_{sd}$ 、 $i_{sq}$  分别为 M3C 工频侧输出电流  $d$ 、 $q$  分量。

对式 (20) 进行拉普拉斯变换并忽略动态矢量过程和耦合项可得:

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \frac{R_s}{R_s^2 + X_s^2} \begin{bmatrix} e_{sd} - v_{sd} \\ e_{sq} - v_{sq} \end{bmatrix} \quad (21)$$

由式 (21) 可知, 发电机定子绕组输出电流与感应电动势和端电压的差值成比例。因此可以引入一个比例系数来模拟定子绕组的动态特性, 输出内环电流控制器所需的电流指令值  $i_{sdref}$ 、 $i_{sqref}$ , 如式 (22) 所示, 其中  $K_{z-p}$  为比例系数。

$$\begin{bmatrix} i_{sdref} \\ i_{sqref} \end{bmatrix} = K_{z-p} \begin{bmatrix} e_{sd} - v_{sd} \\ e_{sq} - v_{sq} \end{bmatrix} \quad (22)$$

电流控制器设计采用典型双  $dq$  解耦内环电流控制。其控制方程如式 (23) 所示,  $i_{xd}$ 、 $i_{xq}$  分别为  $x$  相子换流器电流  $d$ 、 $q$  分量,  $x = u, v, w$ ;  $v_{xd}$ 、 $v_{xq}$  分别为  $x$  相子换流器电压  $d$ 、 $q$  分量;  $k_{c-p}$ 、 $k_{c-i}$  分别为 PI 控制器比例、积分参数;  $i_{xd}^{ref}$ 、 $i_{xq}^{ref}$  分别为  $x$  相子换流器电流  $d$ 、 $q$  分量参考值。

$$\begin{cases} v_{xd} = -v_{sd} + \omega_c L i_{xq} - k_{c-p} (i_{xd}^{ref} - i_{xd}) - k_{c-i} \int (i_{xd}^{ref} - i_{xd}) dt \\ v_{xq} = -v_{sq} - \omega_c L i_{xd} - k_{c-p} (i_{xq}^{ref} - i_{xq}) - k_{c-i} \int (i_{xq}^{ref} - i_{xq}) dt \end{cases} \quad (23)$$

此时内环电流控制器解耦所需的角频率和进行  $dq$  变换所需的相角是由有功控制器所提供的, 不依赖于锁相环。综合式 (22) 和式 (23) 可以得出虚拟定子阻抗控制器和电流控制器的控制框图, 如图 8 所示。

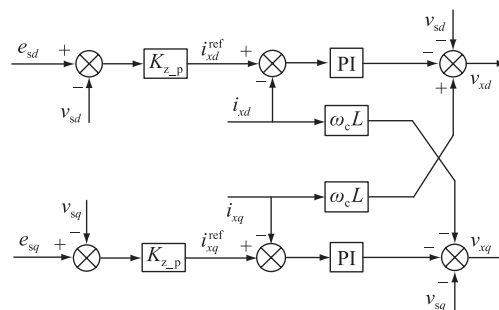


图 8 虚拟定子阻抗控制器和电流控制器的控制框图

Fig.8 Control block diagram of virtual stator impedance controller and current controller

## 2.4 虚拟同步发电机控制整体控制策略

如图 9 所示, 子模块电容电压控制模块、下垂控制模块和转子运动方程控制模块构成了有功控制器, 正常运行时能够维持子模块电容电压平衡, 系统频率变化时变频器可以参与调频, 并且使变频器具有惯性和阻尼特性, 输出虚拟电动势相角和变频器虚拟角速度, 为内部电流解耦控制提供了参数。无功控制器能够跟踪无功功率指令, 维持系统电压稳定运行, 输出虚拟电动势幅值。有功控制器和无功控制器输出的电压矢量经派克变换变为直流量, 通过虚拟定子阻抗控制器生成内环电流参考值, 经过内环电流解耦控制, 得到工频侧  $dq$  轴桥臂电压信号。该信号经过坐标变换后与低频侧桥臂电压信号叠加, 从而得到 abc 坐标系下的桥臂电压信号。

## 3 仿真实证

### 3.1 基于虚拟同步发电机控制策略的分频海上风电系统仿真研究

在 PSCAD/EMTDC 仿真平台搭建基于虚拟同步发电机控制的 M3C 仿真模型, 系统拓扑如图 10 所示。风机经过变压器连接 220 kV 低频电网, 经海底电缆与 M3C 低频侧相连, M3C 工频侧与 220 kV 工频电网相连, 工频电网由等值同步发电机模型和负荷组成。系统主要参数如表 1 所示。

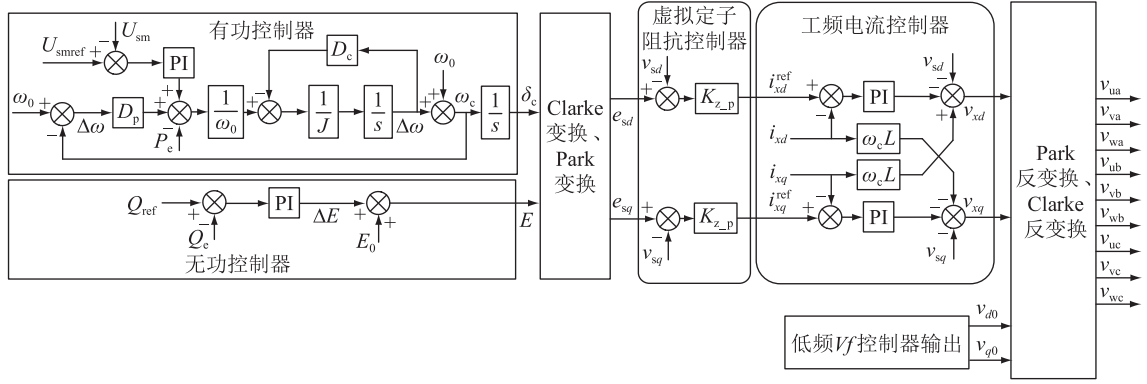


图 9 虚拟同步发电机控制整体控制框图

Fig.9 The overall control block diagram of virtual synchronous generator control

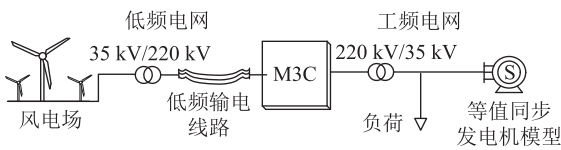


图 10 海上风电低频输电系统拓扑

Fig.10 Topology of offshore wind power low frequency transmission system

表 1 系统主要参数

Table 1 Main parameters of the system

系统	参数	数值
等值同步发电机	机端电压/kV	35
	额定功率/MW	300
	惯性时间常数/s	3.117
	$d$ 轴同步电抗 $x_d'/p.u.$	1.014
	$d$ 轴暂态电抗 $x_d''/p.u.$	0.314
	$d$ 轴次暂态电抗 $x_d'''/p.u.$	0.28
	$q$ 轴同步电抗 $x_q/p.u.$	0.77
	$q$ 轴暂态电抗 $x_q'/p.u.$	0.428
	$q$ 轴次暂态电抗 $x_q''/p.u.$	0.375
	$d$ 轴开路暂态时间常数 $T_{d0}''/s$	6.55
	$d$ 轴开路次暂态时间常数 $T_{d0}'''/s$	0.039
	$q$ 轴开路暂态时间常数 $T_{q0}''/s$	0.95
	$q$ 轴开路次暂态时间常数 $T_{q0}'''/s$	0.51
	负荷	有功负荷/MW
无功负荷/Mvar		60
风电机组	电压等级/kV	35
	频率/Hz	16.67
	额定功率/MW	150
	工频侧电压等级/kV	220
M3C	低频侧电压等级/kV	220
	额定功率/MW	150
	桥臂电感/mH	25
	子模块电容/mF	10
	子模块额定电压/kV	4
	桥臂子模块数量	100
	虚拟转动惯量系数	0.015
	虚拟阻尼系数	0.03

在 0 s—5 s 期间,风电机组有功输出 100 MW,无功输出 20 Mvar,5 s 时风电机组有功功率指令由 100 MW 变化为 130 MW,仿真结果如图 11—图 15 所示。

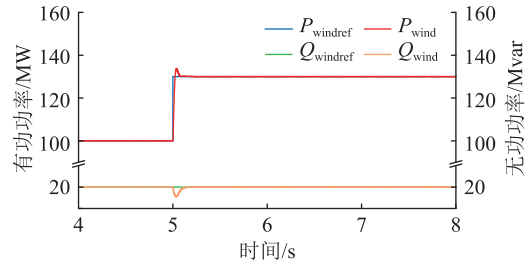


图 11 风电机组输出功率

Fig.11 Output power of wind turbine

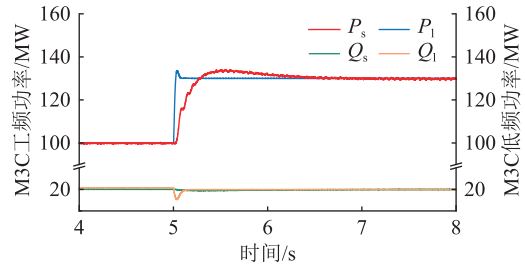


图 12 M3C 工频侧和低频侧功率

Fig.12 The power of M3C power frequency side and low frequency side

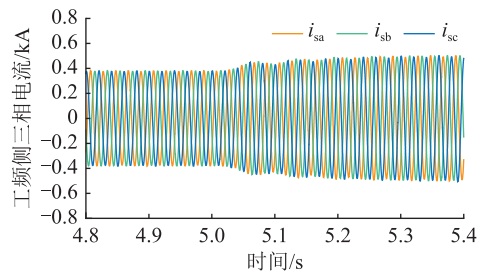


图 13 工频侧三相电流

Fig.13 Three-phase current of power frequency side

图 11 为风电机组输出功率。从图中可知,虚拟同步发电机控制下风机输出的有功功率  $P_{wind}$  与无功功率  $Q_{wind}$  随有功功率指令的变化而变化。

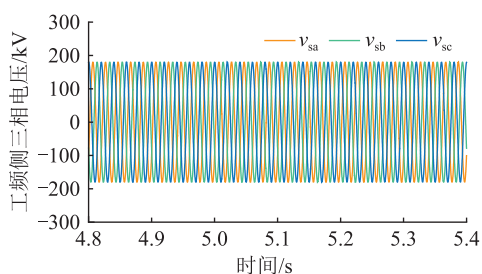


图 14 工频侧三相电压

Fig.14 Three-phase voltage of power frequency side

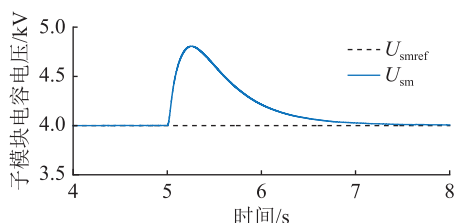


图 15 虚拟同步发电机控制下子模块电容电压

Fig.15 Sub-module capacitance voltage with virtual synchronous generator control

功率  $Q_{wind}$  均能够稳定跟踪其指令值  $P_{windref}$ 、 $Q_{windref}$ 。图 12 为 M3C 工频侧有功和无功功率  $P_s$ 、 $Q_s$  以及低频侧有功和无功功率  $P_1$ 、 $Q_1$  的变化情况,在风机有功功率变化后,M3C 两侧的功率可以过渡到新的稳定状态,并且工频侧有功功率达到稳态的时间更长,功率变化率更小,说明换流器具有惯量特性,同时内部有能量参与系统调节。

图 13、图 14 分别为工频侧三相电流和电压,当风机有功功率增加时,M3C 工频侧能够保持电压幅值不变,电流幅值随功率的增加而增加,并且稳定三相对称运行。

图 15 为 M3C 子模块电容电压,当风电机组输出有功功率增大时,M3C 子模块电容暂时吸收能量,抑制工频系统频率的上升,稳定后电容电压又恢复电压指令值稳定运行。

由以上仿真结果可知,在虚拟同步发电机控制策略下,分频海上风电系统能够保持稳定运行,当风电系统的工况改变时,M3C 能够通过控制器跟踪控制指令,具有良好的动态性能。

### 3.2 不同控制策略下分频海上风电系统仿真对比

文献[21]提出了经典双  $dq$  坐标变换解耦控制策略,控制结构简单,各电气量物理概念清晰,并且控制方案中所有的被控量都是直流量,相比以往文献在  $\alpha\beta$  坐标系下的控制方案更易实现控制的无静差特性和优良的动态性能,是目前 M3C 研究领域主流控制策略,因此文中基于该控制策略对虚拟同步发电机控制策略进行仿真对比研究。

采用图 10 所示拓扑和表 1 所示系统参数搭建仿真模型。通常从频率调节的角度来看,在海上风电送出的典型场景下,电力系统最常见的干扰是风速变化导致风机出力发生变化,下文分情况分析比较 2 种控制系统的动态响应。

(1) 工况 1: 风电机组出力阶跃式突增。 $t=5$  s 时,风电机组输出有功功率指令值从 100 MW 阶跃突变为 130 MW,无功功率保持 20 Mvar 不变,其仿真结果对比如图 16—图 18 所示。其中, $f_{s\_dq}$ 、 $f_{s\_VSG}$  分别为传统控制方式和文中控制方式下工频侧输电频率; $P_{s\_dq}$ 、 $P_{s\_VSG}$  分别为传统控制方式和文中控制方式下 M3C 工频侧有功功率; $U_{sm\_dq}$ 、 $U_{sm\_VSG}$  分别为传统控制方式和文中控制方式下 M3C 子模块电容电压。

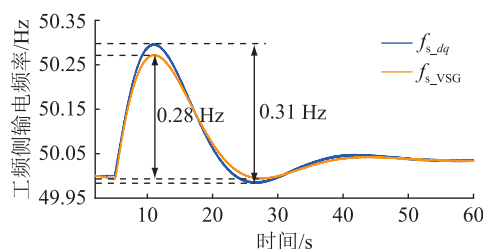


图 16 工频侧输电频率(工况 1)

Fig.16 Transmission frequency at power frequency side (case 1)

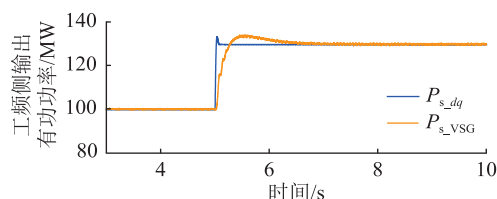


图 17 M3C 工频侧有功功率(工况 1)

Fig.17 Active power of M3C power frequency side (case 1)

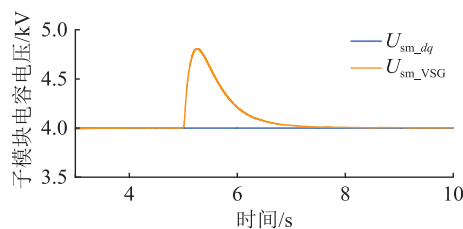


图 18 子模块电容电压(工况 1)

Fig.18 Sub-module capacitance voltage (case 1)

由图 16 可知,虚拟同步发电机控制下,工频电网频率的最大波动差值相较解耦控制降低了 10%,在系统稳定后电网频率的稳态值与解耦控制几乎相同,说明 2 种控制策略均能实现电网频率的稳定控制,但虚拟同步发电机控制存在惯量特性,故频率调节更平滑,系统的频率波动更低。

图 17 为 M3C 工频侧有功功率, 相较解耦控制, 虚拟同步发电机控制有功功率增速更缓慢, 从而减小风速突变对系统频率的冲击。

图 18 为 M3C 子模块电容电压, 可以看出传统  $dq$  解耦控制子模块电容电压几乎稳定在额定电压, 不参与系统的频率调节; 虚拟同步发电机控制下 M3C 通过子模块电容吸收多余的有功功率, 子模块电容电压升高, 从而调节系统频率, 降低频率波动。

(2) 工况 2: 风电机组出力持续波动。假设风电机组有功出力在 100 MW 持续随机波动, 有功功率波动如图 19 所示。2 种控制策略仿真结果对比如图 20、图 21 所示。

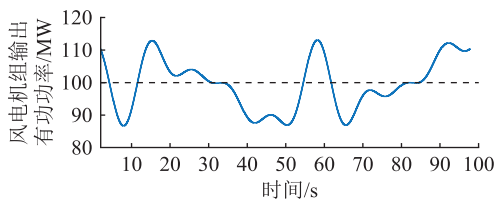


图 19 风电机组输出有功功率

Fig.19 Wind turbine output active power

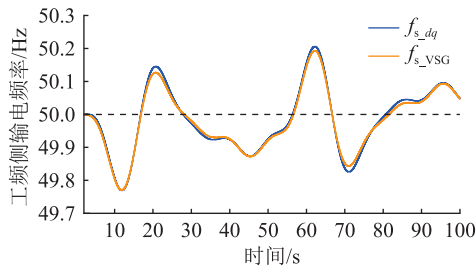


图 20 工频侧输电频率(工况 2)

Fig.20 Transmission frequency at power frequency side (case 2)

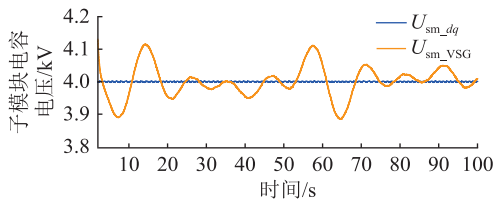


图 21 子模块电容电压(工况 2)

Fig.21 Sub-module capacitance voltage (case 2)

图 20 为工频侧输电频率, 在 2 种控制策略下, 工频频率均随风电机组出力变化在 50 Hz 附近波动, 对 2 种控制策略下工频频率波动进行量化分析, 如表 2 所示。可见, 虚拟同步发电机控制下工频频率绝对平均误差和方差均低于传统  $dq$  解耦控制, 说明虚拟同步发电机控制工频频率波动更小, 系统惯量特性增强。

图 21 为 M3C 子模块电容电压, 可以看出虚拟同步发电机控制下 M3C 通过子模块的充放电参与

表 2 2 种控制策略工频频率波动量化比较

Table 2 Quantitative comparison of power frequency frequency fluctuation of two control strategies

控制策略	绝对平均误差	方差	极差
传统 $dq$ 解耦控制	0.080 56	0.009 59	0.436 49
虚拟同步发电机控制	0.076 13	0.008 64	0.422 95

频率调节, 子模块电容电压根据风电机组出力的变化在额定电压附近波动。由于未考虑桥臂电容容量的设计, M3C 子模块电容中可用于调节的能量较小, 风机出力持续波动情况下虚拟同步发电机控制对于频率的调节作用有一定局限。

## 4 结语

文中针对 M3C 变频器控制策略展开研究, 将 M3C 数学模型变形简化后与同步发电机的数学模型进行对比, 得出 M3C 与同步发电机在系统结构、参数和运动方程上具有极高的对应性和一致性。结合转子运动方程、调速器和励磁调节器的功能, 设计了虚拟有功控制器和无功控制器, 使变频器具有惯性和阻尼特性并且能够参与系统频率调节和维持电压稳定。同时加入子模块电容电压控制, 保证正常运行时子模块电容电压在指令值附近保持稳定。为了避免系统故障导致换流阀过流, 设计了虚拟定子阻抗控制器和电流控制器。结合分频海上风电系统拓扑, 形成了低频侧采用  $V_f$  控制, 工频侧采用虚拟同步发电机控制的整体控制策略。最后通过仿真验证了虚拟同步发电机控制策略的可行性, 并通过比较不同控制策略下的仿真结果说明了文中设计的控制策略的优越性。

实际工程中, 考虑到桥臂电容容量的设计和子模块电压波动的限制, M3C 子模块电容中可用于电压频率调节的能量较小, 因此虚拟转动惯量选择不大, 对系统惯量支撑能力较弱, 后续将研究加装储能系统或者与风电机组配合条件下 M3C 虚拟同步发电机控制策略, 进一步提升 M3C 的惯量支撑能力。

## 致谢

本文得到国网江苏省电力有限公司科技项目“中远海风电柔性低频输电送出关键技术及装备”(J2022032)资助, 谨此致谢!

## 参考文献:

- [1] 王秀丽, 赵勃扬, 黄明煌, 等. 大规模深远海风电送出方式比较及集成设计关键技术研究[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(2): 138-145.
- WANG Xiuli, ZHAO Boyang, HUANG Minghuang, et al. Research of integration methods comparison and key design tech-



- nologies for large scale long distance offshore wind power[J]. Journal of Global Energy Interconnection,2019,2(2):138-145.
- [2] 孙玉巍,常静恬,付超,等. 分频输电系统模块化多电平矩阵变换器谐波特性分析[J]. 电力工程技术,2022,41(5):21-30,84.  
SUN Yuwei,CHANG Jingtian,FU Chao,et al. Harmonic characteristics analysis of modular multilevel matrix converter for fractional frequency transmission system[J]. Electric Power Engineering Technology,2022,41(5):21-30,84.
- [3] 段子越,孟永庆,孔颖,等. 分频输电系统高频隔离型换流器拓扑与经济性研究[J]. 浙江电力,2022,41(1):71-79.  
DUAN Ziyue,MENG Yongqing,KONG Ying,et al. Research on topology and economy of high-frequency isolated AC/AC converter in fractional frequency transmission system[J]. Zhejiang Electric Power,2022,41(1):71-79.
- [4] 迟永宁,梁伟,张占奎,等. 大规模海上风电输电与并网关键技术研究综述[J]. 中国电机工程学报,2016,36(14):3758-3770.  
CHI Yongning,LIANG Wei,ZHANG Zhankui,et al. An overview on key technologies regarding power transmission and grid integration of large scale offshore wind power[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(14):3758-3770.
- [5] 张翀,李宽宏,张轩,等. 六角形模块化多电平 AC/AC 换流器损耗特性分析计算[J]. 电力系统自动化,2019,43(13):105-113.  
ZHANG Chong,LI Kuanhong,ZHANG Xuan,et al. Analysis and calculation of loss characteristics for hexagonal modular multilevel AC/AC converter[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(13):105-113.
- [6] GLINKA M,MARQUARDT R. A new AC/AC multilevel converter family[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2005,52(3):662-669.
- [7] 唐英杰,张哲任,徐政. 基于有源型 M3C 矩阵变换器的海上风电低频送出方案[J]. 电力系统自动化,2022,46(8):113-122.  
TANG Yingjie,ZHANG Zheren,XU Zheng. Low-frequency transmission scheme for offshore wind power based on active modular multilevel matrix converter[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(8):113-122.
- [8] 王文杰,杨益平,杭丽君,等. 应用于交-交变换的 M3C 矩阵变换器系统控制策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(12):186-192.  
WANG Wenjie,YANG Yiping,HANG Lijun,et al. Control strategy of M3C matrix converter system applied to AC-AC transformation[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(12):186-192.
- [9] ANGKITTRAKUL S,ERICKSON R W. Control and implementation of a new modular matrix converter [C]//Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition. Anaheim,CA,USA. IEEE,2004:813-819.
- [10] ANGKITTRAKUL S,ERICKSON R W. Capacitor voltage balancing control for a modular matrix converter [C]//Twenty-First Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition. Dallas,TX,USA. IEEE,2006:7.
- [11] KAWAMURA W,HAGIWARA M,AKAGI H. Control and experiment of a 380-V,15-kW motor drive using modular multilevel cascade converter based on triple-star bridge cells (MMCC-TSBC) [C]//2014 International Power Electronics Conference. Hiroshima,Japan. IEEE,2014:3742-3749.
- [12] KAWAMURA W,CHENK L,HAGIWARA M,et al. A low-speed,high-torque motor drive using the modular multilevel cascade converter based on triple-star bridge cells (MMCC-TSBC) [C]//2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Pittsburgh,PA,USA. IEEE,2014:1631-1638.
- [13] 李峰,王广柱. 模块化多电平矩阵变换器输入输出频率相近时低频运行控制策略[J]. 电工技术学报,2016,31(22):107-114.  
LI Feng,WANG Guangzhu. Control strategy for low frequency operation of modular multilevel matrix converters with similar input and output frequencies[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2016,31(22):107-114.
- [14] WU Q,WANG G Z,FENG J Z,et al. A novel comprehensive control scheme of modular multilevel converter-based power electronic transformer [C]//2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT). Changsha,China. IEEE,2015:2253-2258.
- [15] 李峰,王广柱,刘汝峰. 扩展模块化多电平矩阵变换器低频运行范围的控制方法[J]. 电力系统自动化,2016,40(22):132-138,153.  
LI Feng,WANG Guangzhu,LIU Rufeng. Control scheme of modular multilevel matrix converters for expanding low-frequency operating range[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(22):132-138,153.
- [16] OU Z J,WANG G Z. Multi-hierarchy control strategy in abc coordinate for modular multilevel matrix converter in fractional frequency transmission system [J]. The Journal of Engineering,2019(16):1886-1891.
- [17] KAWAMURA W,HAGIWARA M,AKAGI H. A broad range of frequency control for the modular multilevel cascade converter based on triple-star bridge-cells (MMCC-TSBC) [C]//2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Denver,CO,USA. IEEE,2013:4014-4021.
- [18] KAMMERER F,KOLB J,BRAUN M. Fully decoupled current control and energy balancing of the modular multilevel matrix converter [C]//2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference. Novi Sad,Serbia. IEEE,2012:3-8.
- [19] KAWAMURA W,HAGIWARA M,AKAGI H. Control and experiment of a modular multilevel cascade converter based on triple-star bridge cells [J]. IEEE Transactions on Industry Applications,2014,50(5):3536-3548.
- [20] KAWAMURA W,AKAGI H. Control of the modular multilevel cascade converter based on triple-star bridge-cells (MMCC-

- TSBC) for motor drives [C]//2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition. Raleigh, NC, USA. IEEE, 2012: 3506-3513.
- [21] 孟永庆,王健,李磊,等. 基于双  $dq$  坐标变换的 M3C 变换器的数学模型及控制策略研究 [J]. 中国电机工程学报, 2016,36(17):4702-4711.
- MENG Yongqing, WANG Jian, LI Lei, et al. Research on modeling and control strategy of modular multilevel matrix converter based on double  $dq$  coordinate transformation [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4702-4711.
- [22] 孙玉巍,王童,付超,等. 适用于海上风电分频输电的模块化多电平矩阵变换器故障穿越控制策略 [J]. 高电压技术, 2023,49(1):19-30.
- SUN Yuwei, WANG Tong, FU Chao, et al. Fault ride-through control strategy of modular multilevel matrix converter for fractional frequency transmission system [J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 19-30.
- [23] 郑涛,宋伟男,吕文轩. 基于 M3C 的低频输电系统不对称故障穿越控制策略 [J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 107-117.
- ZHENG Tao, SONG Weinan, LÜ Wenxuan. Asymmetric fault ride-through control strategy for a low frequency AC transmission system based on a modular multilevel matrix converter [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 107-117.
- [24] BECK H P, HESSE R. Virtual synchronous machine [C]//2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, Spain. IEEE, 2007: 1-6.
- [25] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters; inverters that mimic synchronous generators [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [26] ZHONG Q C, NGUYEN P L, MA Z Y, et al. Self-synchronized synchronverters; inverters without a dedicated synchronization unit [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(2): 617-630.
- [27] 龚仁喜,顾佳宇. 负荷虚拟同步机惯性与阻尼自适应控制策略 [J]. 电测与仪表, 2023, 60(3): 130-135.
- GONG Renxi, GU Jiayu. Adaptive control strategy of inertia and damping for load virtual synchronous machine [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(3): 130-135.
- [28] 方仍存,雷何,杨东俊,等. 变流器辅助换流的柔性切换开关拓扑与控制 [J]. 电力工程技术, 2023, 42(1): 43-49, 123.
- FANG Rengcun, LEI He, YANG Dongjun, et al. A converter-assisting flexible switch topology and its control strategy [J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(1): 43-49, 123.
- [29] 许崇福,李菀茹,徐宁一,等. 应用于储能变流器的虚拟同步发电机阻尼特性分析与改进 [J]. 电网技术, 2020, 44(5): 1656-1663.
- XU Chongfu, LI Wanru, XU Ningyi, et al. Analysis and improvement of damping characteristics of virtual synchronous generator control applied to energy storage converter [J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1656-1663.
- [30] 禹海峰,马俊杰,周年光,等. 面向储能惯量支撑能力评估的新型电力系统惯性系数辨识方法 [J]. 智慧电力, 2023, 51(5): 1-7, 72.
- YU Haifeng, MA Junjie, ZHOU Nianguang, et al. New power system inertia coefficient identification method for energy storage inertia support capability evaluation [J]. Smart Power, 2023, 51(5): 1-7, 72.
- [31] 田艳军,彭飞,朱晓荣,等. 直流微网储能单元的灵活类虚拟同步发电机控制 [J]. 高电压技术, 2020, 46(7): 2316-2326.
- TIAN Yanjun, PENG Fei, ZHU Xiaorong, et al. Flexible analogous virtual synchronous generator control for energy storage units in DC microgrid [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7): 2316-2326.
- [32] 董存,陶以彬,张牟发,等. 基于虚拟同步发电机的逆变器类电源频率特性及重塑技术 [J]. 电力建设, 2022, 43(2): 109-116.
- DONG Cun, TAO Yibin, ZHANG Moufa, et al. Frequency characteristics and reshaping technology for inverter-based generators based on virtual synchronous generator [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(2): 109-116.
- [33] 于晶荣,孙文,于佳琪,等. 基于惯性自适应的并网逆变器虚拟同步发电机控制 [J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(4): 137-144.
- YU Jingrong, SUN Wen, YU Jiaqi, et al. Virtual synchronous generator control of a grid-connected inverter based on adaptive inertia [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(4): 137-144.
- [34] 郑天文,陈来军,陈天一等. 虚拟同步发电机技术及展望 [J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 165-175.
- ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, CHEN Tianyi, et al. Review and prospect of virtual synchronous generator technologies [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 165-175.

---

作者简介:



韩华春

韩华春(1988),女,博士,高级工程师,从事新能源并网控制技术相关工作(E-mail: 598543427@qq.com);

宁联辉(1979),男,博士,高级工程师,研究方向为分频输电和柔性直流输电运行与控制;

李辰辰(1999),男,硕士在读,通信作者,研究方向为分频输电系统故障控制。

## A state-based potential game approach for distributed voltage regulation in distribution networks

PAN Jiangchao, HU Xiong, LIAO Caibo, LI Min, NIE Xing

(School of Information Engineering, Nanchang University, Nanchang 330031, China)

**Abstract:** With the increasing penetration rate of renewable energy sources over recent years, voltage fluctuations and violations due to the inherent intermittency of renewable energy sources pose a great challenge to the safe and steady operation of distribution networks. To tackle this problem, the voltage regulation problem in distribution networks is formulated as a state-based potential game and then solved in a distributed manner in this paper. Specifically, the power flow model of radial distribution networks is linearized at first. Then, based on the linearized power flow model, a voltage regulation problem in distribution networks is modeled, whose objective function is the sum of voltage profile deviations and reactive power generation costs. Next, the subproblems for each bus is designed based on the state-based potential game theory, in the solving of which only its local and neighbor information are required, facilitating the design of the distributed voltage regulation algorithm. Further, the proposed algorithm is improved by freezing the states of isolated buses during each iteration, increasing its resilience against random link failures. Simulation results show that the proposed distributed voltage regulation algorithm can achieve fast and effective voltage profile regulation in distribution networks while preserving the privacy of distributed generators, even in the presence of random communication link failures. In addition, compared to other distributed voltage regulation algorithms, the proposed algorithm exhibits a faster convergence rate and better voltage regulation performance.

**Keywords:** distribution networks; distributed optimization; voltage regulation; Nash equilibrium; state-based potential game; random link failures

(编辑 陆海霞)

(上接第 87 页)

## Virtual synchronous generator control strategy of M3C converter in fractional frequency offshore wind power system

HAN Huachun<sup>1</sup>, NING Lianhui<sup>2</sup>, LI Chenchen<sup>2</sup>, YE Zhibin<sup>2</sup>, YANG Caihong<sup>2</sup>

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Nanjing 211103, China;

2. Xi'an Jiaotong University (State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment), Xi'an 710049, China)

**Abstract:** In this paper, the control strategy of modular multilevel matrix converter (M3C) is studied in the scenario of fractional frequency offshore wind power. The M3C system is compared with the traditional rotating synchronous generator system in terms of structural parameters and motion equations, and the feasibility of the M3C inverter to simulate the external characteristics of the synchronous generator is analyzed. With the goal of converter participating in system frequency regulation and stabilizing system voltage, based on the control theory of virtual synchronous generator (VSG), the control scheme design of virtual synchronous generator of M3C converter is completed, and a control strategy suitable for fractional frequency offshore wind power M3C converter is established. Finally, using PSCAD/EMTDC simulation platform, the correctness of this control strategy is verified. With the same system structure and parameters, the control strategy is compared with the decoupling control strategy of double dq coordinate transformation. The results show that the VSG control strategy can make the frequency converter have inertia and damping characteristics. The VSG control can participate in the system frequency regulation, and has good control response characteristics.

**Keywords:** offshore wind power; fractional frequency transmission system (FFTS); modular multilevel matrix converter (M3C); frequency regulation of the system; virtual synchronous generator control; inertial damping characteristics

(编辑 方晶)