

基于虚拟电感的构网型换流器强电网 适应性优化策略

霍震¹, 谢竟成¹, 王晨雨², 刘昊², 孟建辉², 高本锋²

(1. 国能南京电力试验研究有限公司, 江苏 南京 210023;

2. 华北电力大学(保定) 新能源电力系统国家重点实验室, 河北 保定 071003)

摘要: 构网型(GFM)换流器对外表现为电压源特性,在弱电网中具有良好的适应性和频率电压支撑作用,但在强电网中由于阻抗特性的原因易发生振荡失稳。针对此问题,在分析GFM换流器阻抗特性的基础上,提出了一种基于虚拟电感的构网型换流器强电网适应性优化策略。为分析控制方式对GFM换流器的并网稳定性影响,首先对幅相直接控制型GFM换流器进行了详细的序阻抗建模。其次,研究了电网和滤波电感对GFM换流器的并网稳定性影响规律,明确了其失稳场景。最后,搭建了基于RT-LAB和DSP控制器的硬件在环实时仿真测试平台,从不同的虚拟电感参数方面对策略进行了实验测试,验证了所提策略的有效性和优越性。

关键词: 构网型换流器;序阻抗建模;稳定性分析;虚拟电感;策略优化

中图分类号: TM713 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqcd26166

Strong Grid Adaptive Optimization Strategy of Grid-forming Converter Based on Virtual Inductor

HUO Zhen¹, XIE Jingcheng¹, WANG Chenyu², LIU Hao², MENG Jianhui², GAO Benfeng²

(1. Guoneng Nanjing Electric Power Test & Research Limited, Nanjing 210023, Jiangsu, China;

2. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Baoding 071003, Hebei, China)

Abstract: Grid-forming (GFM) converter is a voltage source and has good adaptability and frequency-voltage support in weak grid, but is prone to oscillation instability in strong grid due to impedance characteristics. To solve this problem, based on the analysis of the impedance characteristics of the GFM converter, an adaptive optimization strategy of the GFM converter based on virtual inductance was proposed. In order to analyze the influence of control mode on the grid-connected stability of GFM converter, the sequence impedance model of GFM converter with direct amplitude-phase control was modeled in detail. Secondly, the influence of power grid and filter inductance on the grid-connected stability of GFM converter was studied, and its instability scenario was defined. Finally, a hardware-in-loop real-time simulation test platform based on RT-LAB and DSP controller was built, and the strategy was experimentally tested from different virtual inductance parameters, which verifies the effectiveness and superiority of the proposed strategy.

Key words: grid-forming (GFM) converter; sequence impedance modeling; stability analysis; virtual inductor; strategy optimization

为解决新能源大量接入导致的电网“低惯量”、“弱阻尼”问题,构网型(grid-forming, GFM)技术应运而生^[1-2]。其中虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)技术凭借其类似于同步发电机的惯量、阻尼特性,为配电网系统提供

电压和频率支撑,成为大规模新能源友好并网的新技术手段^[3-8]。传统新能源并网换流器采用跟网型(grid-following, GFL)控制,通过锁相环锁定电网频率和相位,外特性呈现电流源特性^[9]。GFL换流器接入弱电网易发生谐波振荡等交互稳定

作者简介: 霍震(1981—),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统继电保护、电力系统自动控制,Email: 1848577632@qq.com

通讯作者: 王晨雨(1999—),男,硕士,主要研究方向为新能源发电与储能控制技术、电力电子变换技术,Email: 1406046382@qq.com

性问题^[10-11],且随着新能源渗透率的升高而更加突出,严重影响电网安全稳定运行^[12-13]。

现有研究提出了多种新能源并网换流器稳定性问题的分析方法,目前比较主流的两种方法是特征值分析法和阻抗分析法。当以电压和电流为输入/输出变量时,上述两种方法具有等价性^[14]。其中特征值分析法主要是根据换流器在稳态工作点附近的参数列写空间状态矩阵,并求解该矩阵的各组特征根。根据各组特征根在虚轴和实轴中的相对位置判断系统的稳定状态^[15-16]。特征值分析法除了可以用于判断换流器并网系统的稳定性以外,还可以通过参与因子的计算确定影响系统稳定性的主导因素以及各参数变化趋势在对系统稳定性的影响^[17-19],同时借助成熟的模态分析手段,定位振荡问题的风险因素^[20]。

文献[21]对GFM和GFL换流器分别进行了序阻抗建模,并从对比分析二者之间阻抗特性差异入手探讨了GFM换流器在弱网下具有更好的稳定性的机理。文献[22]分别建立了电压和电流源型虚拟同步机的序阻抗模型并对比了其并网稳定性差异。但在对电压源型虚拟同步机的阻抗建模过程中忽略了电压幅值的小信号,使得其建模过程中的小信号路径并不完整。文献[23]在对GFM换流器的序阻抗建模过程中体现了电压电流级联控制的过程,但忽略了由频率耦合效应导致的电网阻抗与换流器之间的交互影响,使基频附近的阻抗特性与实际存在偏差。

近年来VSG并网稳定性成为研究热点,所涉及的阻抗建模、稳定性分析、稳定性改善控制策略等诸多问题有待继续开展系统且深入地研究^[24-26]。针对GFM换流器强网易失稳问题,本文对构网换流器的阻抗建模及其在强网中的并网稳定性开展研究。

首先,通过对幅相直接控制型GFM换流器建立了阻抗模型并通过阻抗扫频验证了阻抗模型的准确性。其次,在阻抗模型的基础上通过基于阻抗比的Nyquist稳定性判据分别分析了电网和滤波器电感对GFM换流器并网稳定性的影响。然后,基于GFM换流器失稳工况提出了一种基于虚拟电感的GFM换流器强网适应性策略。最后,通过硬件在环测试验证了上述分析的准确性和所提策略对提高GFM换流器强网适应性的有效性。

1 幅相直接控制型GFM换流器序阻抗建模及扫频验证

1.1 GFM换流器系统基本原理与结构拓扑

VSG中的有功-频率控制基于同步发电机的转子特性,通过转子运动方程引出有功功率和频率的关系,其控制方程如下式所示:

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_{\text{ref}} - P_e}{\omega} - D_q(\omega - \omega_N) \\ \theta = \int_{t_0}^t (\omega - \omega_N) dt \end{cases} \quad (1)$$

式中: J 为惯量系数; D_q 为阻尼系数; P_{ref} 、 P_e 分别为模拟同步机输出的机械功率和电磁功率; ω 为逆变电源输出的角频率; ω_N 为标准额定角频率; θ 为逆变器输出与微网相位偏移量。

无功-电压控制通过模拟同步机的励磁过程来模拟调节特性,通过对VSG的虚拟励磁电流进行比例积分控制来调节交流电压大小,如下式:

$$E_m = E_{\text{ref}} + K_q(Q_{\text{ref}} - Q_e) \quad (2)$$

式中: E_m 为逆变器实际输出的电压幅值; E_{ref} 为电压设定值; K_q 为无功下垂系数; Q_{ref} 为无功设定值; Q_e 为逆变器输出无功。

图1为幅相直接控制型GFM换流器的系统拓扑及控制图。如图1所示,逆变器输出的电压电流通过瞬时功率计算模块计算出逆变器输出的实时功率 P_e 和 Q_e , P_e 和 Q_e 将与上层控制设置的有功和无功参考值一起输入至VSG控制单元生成参考控制信号的相角和电压幅值,最后通过电压信号合成控制逆变器的三相控制电压。

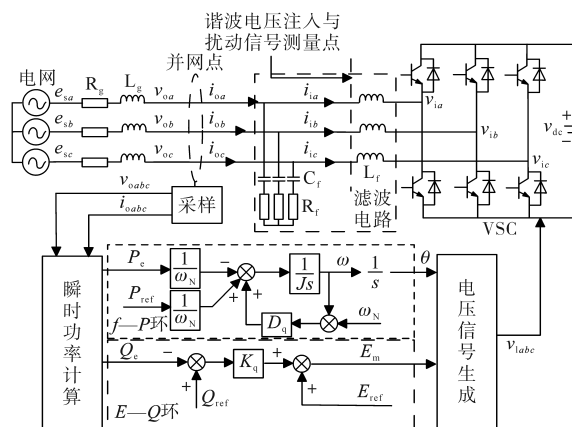


图1 幅相直接控制型GFM换流器的控制系统图

Fig.1 Control system diagram of amplitude-phase direct control GFM converter

1.2 GFM换流器阻抗建模

要得到输出阻抗的表达式,其核心是建立 V_p

和 I_p 之间的关系式。因此需要依次将瞬时功率计算环节、功率外环、电压信号生成环节以及主电路部分各状态变量的小信号分量用电压和电流扰动信号的形式进行表示。

通过联立各部分小信号模型,即可得到两种频率下的扰动电压与扰动电流之间的传递函数矩阵,进而得出计及频率耦合特性的幅相直接控制型GFM换流器的精准序阻抗模型。下面对各控制环节的小信号成分进行分别论述。

1.2.1 瞬时功率计算

瞬时功率计算模块通过采集并网点的三相电压和电流瞬时值计算得到。本文忽略滤波电路并联部分的功率损耗,通过扰动信号测量点的三相电压和电流计算得到有功和无功功率如下:

$$\begin{cases} \hat{P}_e = 3[0 & I_1 V_{p-2} + I_1^* V_p + V_1 I_{p-2} + V_1^* I_p & 0 & 0 & 0]^T \\ \hat{Q}_e = 3j[0 & V_1^* I_p - V_1 I_{p-2} + I_1^* V_p - I_1 V_{p-2} & 0 & 0 & 0]^T \end{cases} \quad (3)$$

式中: \hat{P}_e, \hat{Q}_e 分别为有功功率和无功功率小信号值; V_1, V_p 分别为基波电压和谐波电压的幅值; V_{p-2}, I_{p-2} 分别为耦合电压和电流的幅值; I_1, I_p 分别为基波电流和谐波电流的幅值;“*”为共轭运算。

1.2.2 功率外环

功率外环由 f - P 环和 E - Q 环组成,其控制方程为

$$\begin{cases} P_{ref}/\omega_N - P_e/\omega_N + (\omega_N - \omega)D_p = Js^2\theta \\ K_q(Q_{ref} - Q_e) + E_{ref} = E_m \end{cases} \quad (4)$$

$$\hat{v}_{ia} = \begin{bmatrix} [N(s_1)(V_1^* I_p - V_1 I_{p-2} + I_1^* V_p - I_1 V_{p-2}) - M(s_1)(V_1^* I_p - V_1 I_{p-2} + I_1^* V_p - I_1 V_{p-2})] \\ 0 \\ [N(s_1)(V_1^* I_p - V_1 I_{p-2} + I_1^* V_p - I_1 V_{p-2}) + M(s_1)(V_1^* I_p - V_1 I_{p-2} + I_1^* V_p - I_1 V_{p-2})] \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\text{其中} \quad \begin{cases} M(s) = -\frac{3}{\omega_N(sD_p + Js^2)} \\ N(s) = -3jK_q \end{cases} \quad (8)$$

式中: $M(s)$ 为有功与相角之间的小信号传递函数; $N(s)$ 为无功与幅值之间的小信号传递函数。

由于对称系统中的 abc 三相阻抗值相等,故只需考虑 a 相。

1.2.4 主电路部分

本文将滤波电路的并联部分(即 C_f 与 R_f)归算至电网阻抗,主电路部分仅考虑滤波电路的串联部分(即 L_f)。将相关量代入可得幅相直接控制型GFM换流器的正序阻抗矩阵 Z_{1p} :

式中: P_{ref}, P_e 分别为功率参考值及实际值; Q_{ref}, Q_e 分别为无功功率参考值和实际值; ω_N, ω 分别为转速额定值和实际值; J 为转动惯量; D 为阻尼系数; E_{ref}, E_m 分别为电压参考值和实际值。

P_e 和 Q_e 的小信号代入式(4)可得到 θ 和 E_m 的小信号:

$$\begin{cases} \hat{\theta} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{3(I_1 V_{p-2} + I_1^* V_p + V_1 I_{p-2} + V_1^* I_p)}{\omega_N[(s - j2\pi\omega_1)D_p + J(s - j2\pi\omega_1)^2]} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \\ \hat{E}_m = \begin{bmatrix} 0 \\ -3jK_q(V_1^* I_p - V_1 I_{p-2} + I_1^* V_p - I_1 V_{p-2}) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \end{cases} \quad (5)$$

其中, $\omega_1 = 100\pi$,后文为方便论述,令

$$\begin{cases} s_1 = s - j\omega_1 t \\ s_2 = s - j2\omega_1 t \\ s_1^* = s + j\omega_1 t \\ s_2^* = s + j2\omega_1 t \end{cases} \quad (6)$$

1.2.3 电压信号生成环节

f - P 环和 E - Q 环分别输出 θ 和 E_m 后由电压信号生成环节计算出静止坐标系下的三相电压信号,直接控制PWM控制器生成换流器出口的三相电压,可得 a 相换流器出口电压的扰动信号表达式为

$$Z_{1p} = \begin{bmatrix} -N(s_1)I_1 + M(s_1)I_1 - 1 & N(s_1)I_1^* - M(s_1)I_1^* \\ -N(s_1)I_1 - M(s_1)I_1 & N(s_1)I_1^* + M(s_1)I_1^* - 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} s_2 L_f + N(s_1)V_1 - M(s_1)V_1 & N(s_1)V_1^* + M(s_1)V_1^* \\ N(s_1)V_1 + M(s_1)V_1 & s L_f + N(s_1)V_1^* - M(s_1)V_1^* \end{bmatrix} \quad (9)$$

同理,在谐波注入点注入负序电压,并重复上述步骤,可得幅相直接控制型GFM换流器的负序阻抗矩阵 Z_{1n} 。实际上只需将 Z_{1p} 表达式中 s_1 换成 s_1^*, s_2 换成 s_2^* ,即可得到负序阻抗矩阵 Z_{1n} 的表达式。 $Z_{1p}(2,2)$ 和 $Z_{1n}(2,2)$ 为频率 f_p 下幅相直接控制型GFM换流器的正负序阻抗。

图2中实线代表正序阻抗,虚线代表负序阻

抗。在谐波注入点设置幅值为 $0.1U_N$,频率 f_p 变化范围为10 Hz至1 000 Hz的扰动正负序扰动电压各30个。由图2可知,扫频结果与阻抗模型基本拟合,验证了序阻抗建模的准确性。

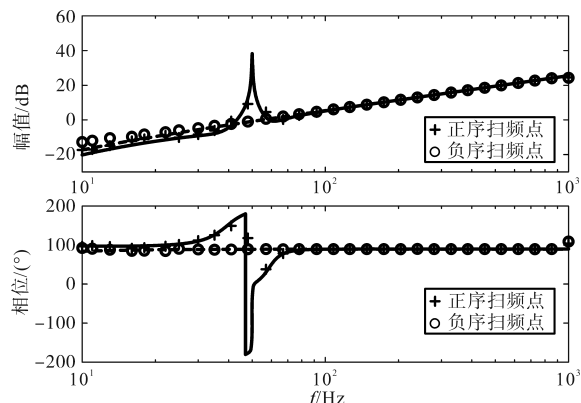


图2 幅相直接控制型GFM换流器序阻抗模型扫频验证图

Fig.2 Frequency sweep verification diagram of sequence impedance model of amplitude-phase direct control GFM converter

2 GFM换流器并网稳定分析

2.1 GFM换流器的并网稳定性判据

GFM换流器和电网对外表现出电压源的特征,因此将GFM换流器和电网都等效为电压源和阻抗串联的形式,如图3所示。

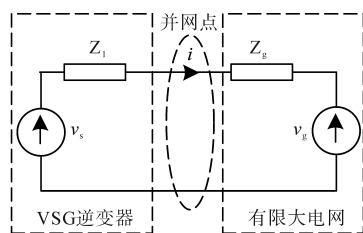


图3 GFM换流器并网系统的等效电路图

Fig.3 Equivalent circuit diagram of GFM converter grid-connected system

其中, v_s 和 v_g 为GFM换流器和电网的等效电压源, Z_1 和 Z_g 为换流器和电网的等效阻抗。由图3可知,并网点电流 i 可表示为

$$i = \frac{v_s - v_g}{Z_g + Z_1} = \left(\frac{v_s - v_g}{Z_g} \right) \frac{1}{1 + Z_1/Z_g} \quad (10)$$

三相对称时,正负下的电网阻抗相等,故可通过二者的比值判断系统的稳定性。在GFM换流器并网系统中,电网阻抗会通过一定的频率耦合路径在换流器实际阻抗值的基础上叠加上一一定的附加阻抗,其小信号路径如图4所示。由图4可知,由于频率耦合效应,频率为 f_p 的电压扰动在系统中产生频率为 f_p 的电流 I_p 和频率为 f_p-2f_1 的电流 I_{p-2} 。其中, I_{p-2} 在电网阻抗的作用下又在并

网点产生频率为 f_p-2f_1 的电压 V_{p-2} ,在频率耦合的作用下再次产生 f_p 和 f_p-2f_1 两种频率下的电流,并叠加到 I_p 和 I_{p-2} 上。因此计及并网点电网阻抗对换流器的影响时,折算后的GFM换流器阻抗值为

$$Z_1 = \frac{1}{\frac{1}{Z_1(2,2)} + \frac{Z_g(s_2)}{Z_1(1,2)Z_1(2,1)[Z_1(1,1) - Z_g(s_2)]}} \quad (11)$$

折算后分别将GFM换流器的正负序阻抗矩阵 Z_{123p} 和 Z_{123n} 代入式(3)修正后与 Z_g 的阻抗比为 Z_{123p} 和 Z_{123n} 。当每种控制方式下的 W_{pn} 都满足Nyquist稳定性判据时,系统稳定。

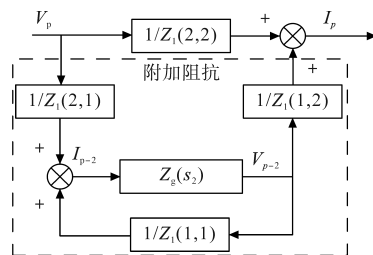


图4 GFM换流器并网系统频率耦合小信号图

Fig.4 GFM Converter grid-connected system frequency coupling small signal diagram

2.2 电网电感对GFM换流器的并网稳定性影响

令 $R_g=0.2 \Omega$, $L_g=2 \text{ mH}$,分别令 $L_g=1 \text{ mH}$, 3 mH , 9 mH 。不同 L_g 下 W_{1pn} 的Nyquist曲线如图5所示。实线和虚线分别代表 W_{1p} 和 W_{1n} 的Nyquist曲线。

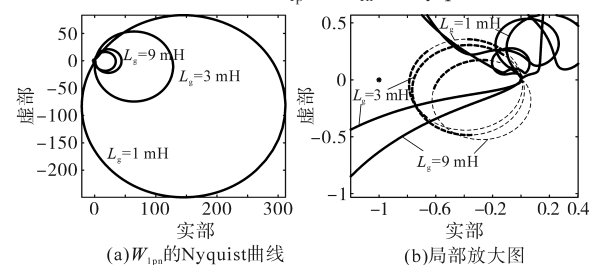


图5 不同 L_g 下 W_{1pn} 的Nyquist曲线及局部放大图

Fig.5 Nyquist curves and local magnifications of W_{1pn} under different L_g

对 W_{1pn} 求根可得二者在实轴右侧无极点,故系统稳定条件为 W_{1pn} 的Nyquist曲线不包围 $(-1, j0)$ 。观察图5可知,随着 L_g 的增大, W_{1n} 的Nyquist曲线而逐渐扩大, L_g 的Nyquist曲线逐渐缩小,但都未曾包围 $(-1, j0)$,说明幅相控制型GFM换流器在上述 L_g 下始终保持稳定。由 W_{1pn} 的Nyquist曲线与 $(-1, j0)$ 点的相对位置及变化趋势可知, W_{1n} 的Nyquist曲线对系统稳定性的判定较为关键。

2.3 滤波电感对GFM换流器的并网稳定性影响

令 $R_g=0.2 \Omega$, $L_g=1 \text{ mH}$ 。分别令 $L_g=0 \text{ mH}$, 0.5

mH与1 mH。 W_{ipn} 的Nyquist曲线如图6所示。

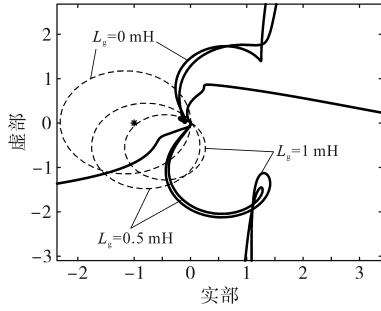


图6 $L_f=1$ mH时,不同 L_g 下 W_{ipn} 的Nyquist曲线及局部放大图

Fig.6 When $L_f=1$ mH, the Nyquist curve and local enlarged diagram of W_{ipn} under different L_g

由图6可知,当 $L_f=1$ mH时,随着 L_g 的增大, W_{in} 的Nyquist曲线逐渐缩小,当 $L_g=1$ mH时不包围 $(-1, j0)$,此时系统恢复稳定。而 W_{ip} 的Nyquist曲线始终不包围 $(-1, j0)$ 。说明在 L_f 不足时,通过适当增大 L_g 可使系统恢复稳定运行。

3 基于虚拟电感的GFM换流器强网适应性优化策略

3.1 GFM换流器并网系统失稳条件

进一步减小电网电感,令 $R_g=0.2 \Omega$, $L_g=0$ mH。分别令 $L_f=1$ mH, 2 mH与3 mH。 W_{ipn} 的Nyquist曲线如图7所示。 $L_g=0$ mH时,随着 L_f 的减小, W_{in} 的Nyquist曲线逐渐扩大,当 $L_f=1$ mH时包围了 $(-1, j0)$; W_{ip} 的Nyquist曲线逐渐扩大,但始终未曾包围 $(-1, j0)$ 。说明随着 L_f 的增大幅相直接控制型GFM换流器的稳定裕度逐渐减小, L_f 过小时系统失稳。

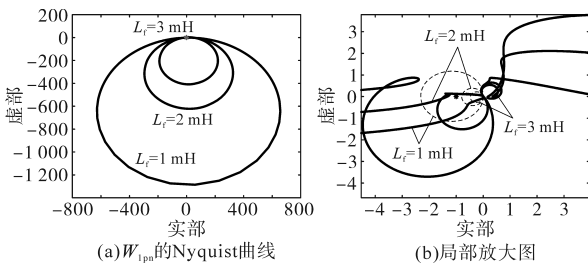


图7 $L_g=0$ mH时,不同 L_f 下 W_{ipn} 的Nyquist曲线及局部放大图

Fig.7 When $L_g=0$ mH, the Nyquist curve and local enlarged diagram of W_{ipn} under different L_f

幅相直接控制型GFM换流器对强电网的适应性与 L_f 的大小相关。当 L_f 足够大时,稳定裕度高, L_g 对幅相换流器的稳定性无影响,幅相换流器可在无穷大电网中稳定运行;当 L_f 不足时,幅相换流器需要电网提供一定的 L_g 才能稳定运行, L_g 较小时稳定裕度较低, L_g 较大时稳定裕度较高。

3.2 含虚拟电感的GFM换流器控制策略

幅相直接控制型GFM换流器会由于 L_f 或 L_g

过小而失稳,因此可对幅相直接控制方式下的GFM换流器附加虚拟电感以提高其稳定性。如图8所示,对于幅相直接控制,虚拟电感相当于加在换流器出口侧,使 L_f 增大;增大 L_f 和 L_g 分别可使GFM换流器并网系统的稳定裕度增大。

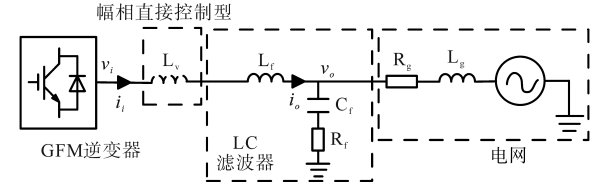


图8 加入虚拟电感之后系统等效参数示意图

Fig.8 Schematic diagram of system equivalent parameters after adding virtual inductance

虚拟电感仅改变换流器的输出特性而不产生实际的电能损耗,其设置较为灵活,可以根据不同GFM换流器的控制特点分别设置,进而提高GFM换流器的并网稳定性。由此根据幅相直接控制方式下GFM换流器的失稳工况,提出一种基于虚拟电感的GFM换流器强网适应性优化策略,在由VSG控制模型输出电压参考值之后,通过虚拟电感电路的计算对参考电压进行优化,虚拟电感电路的计算表达式如下式所示:

$$\begin{cases} v_{\alpha r1} = v_{\alpha r} + i_{\alpha} \cdot \omega_N L_v \\ v_{\beta r1} = v_{\beta r} - i_{\beta} \cdot \omega_N L_v \end{cases} \quad (12)$$

式中: $v_{\alpha r1}$, $v_{\beta r1}$ 分别为经虚拟电感电路计算优化后实际逆变器控制电压的 α, β 轴分量; $v_{\alpha r}$, $v_{\beta r}$ 分别为由VSG产生的参考控制电压的 α, β 轴分量; i_{α} , i_{β} 分别为实际逆变器输出的电流的 α, β 轴分量。

综上,总体的优化控制策略如图9所示。其中电网电感和滤波电感的最小值分别由实际测量的GFM换流器与电网的阻抗大小进行确定。

所以在实际应用中,通过对系统进行阻抗建模之后,通过计算阻抗数据对实际系统等效阻抗进行预估判断,即先判断滤波电感 L_f 的大小,当其值大于计算得到的最小值时,再判断电网的等效阻抗是否大于能使换流器稳定的最小值,进而再选择是否接入虚拟阻抗。在控制中加入虚拟电感如图9所示,具体选择流程如图10所示。

由前文分析可知,在电网电感 L_g 较小时,适当增大等效的 L_f 可使系统波动减小。当通过判断对虚拟电感 L_v 进行确定选取之后,对于 L_f 的大小可由实际系统对频率、电压和功率波动要求进行取值,如下式所示:

$$L_v = \delta \cdot (\Delta \omega_{\max} + \Delta U_{\max} + \Delta P_{\max})^2 \quad (13)$$

式中: $\Delta \omega_{\max}$ 为系统要求最大频率波动范围; ΔU_{\max}

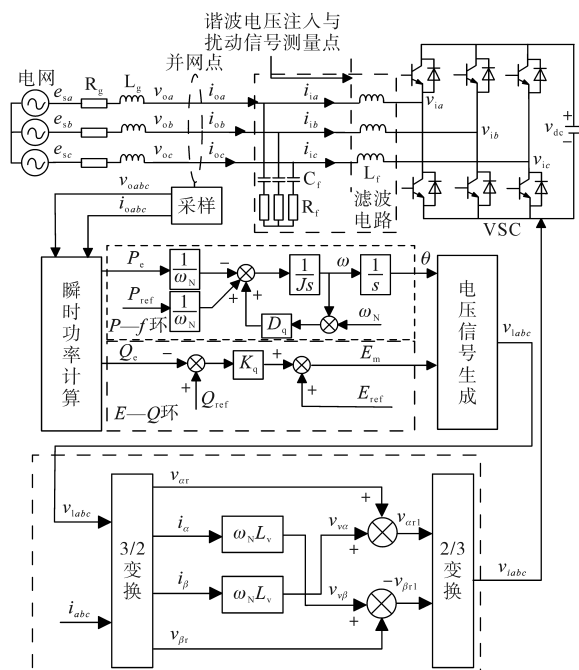


图9 基于虚拟电感的GFM换流器强网适应性优化策略

Fig.9 Optimization strategy for strong grid adaptability of GFM converter based on virtual inductance

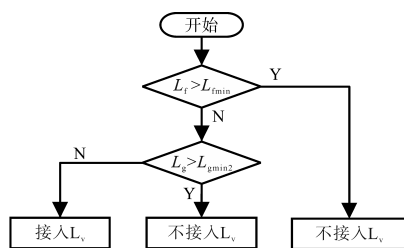


图10 是否接入虚拟电感选择流程图

Fig.10 Whether to connect virtual inductor selection flow chart

为系统要求最大电压波动范围; ΔP_{\max} 为系统要求最大功率波动范围; δ 为取值系数,由实际并网测试进行取值。

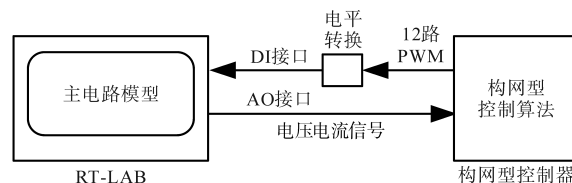
4 仿真实验结果分析及结论

4.1 实验参数设置

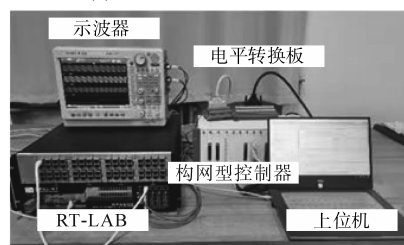
为验证所提方法的有效性,搭建如图11所示实时仿真测试平台。该硬件在环平台包括上位机、RT-LAB实时仿真器、RTU-BOX控制器和录波仪4个部分组成。上位机为电脑端,用于对实验模型进行整体开发和配置;RT-LAB作为主机负责运行模型,而RTU-BOX的作用是存储相关算法。模型在上位机中搭建完成后,输入到RT-LAB中进行实时仿真,并由录波仪记录实验数据,以确保实验过程的准确性和可追溯性。

需要在此说明的是:由于本文主要说明 L_t 与 L_g 以及 L_v 对含GFM换流器系统稳定性的规律,以

下实验将重点关注参数选取数值之后对系统稳定性的影响,对参数的选取和与其他控制策略的对比不再详细描述。实验参数为:光储等效电压源600 V,开关频率10 kHz,滤波电容30 μ F,标准频率 $\omega_N=314.15$ Hz,控制步长100 μ s,仿真步长50 μ s。



(a)基于RT-LAB实时仿真框架



(b)基于RT-LAB的硬件在环测试平台

图11 基于RT-LAB实时仿真测试平台

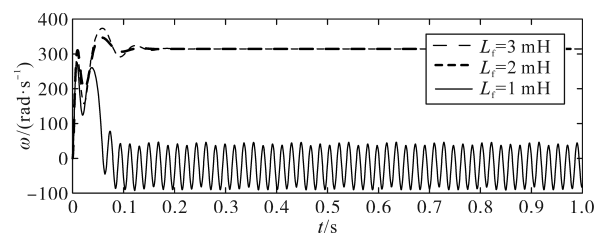
Fig.11 Based on RT-LAB real-time simulation test platform

4.2 实验结果分析

经过阻抗分析,并考虑一定的稳定裕度,令 $L_{gmin}=3$ mH, $L_{fmin}=L_v=2$ mH。

4.2.1 构网型换流器对不同 L_t 的适应性

令 $L_g=0$ mH,并分别令 L_t 为1 mH,2 mH和3 mH,此时幅相直接控制型的虚拟角速度响应如图12所示。

图12 $L_g=0$ mH时不同 L_t 下构网型换流器的 ω 响应Fig.12 ω response of GFM converter under different L_t when $L_g=0$ mH

由图12可知,对于幅相直接控制型构网型换流器, L_t 取2 mH时系统便可稳定运行, $L_t=1$ mH时,系统振荡失稳。以上仿真结果验证了前文中理论分析的正确性,说明在 $L_g=0$ 时,幅相直接控制型构网型换流器需要足够的 L_t 来维持稳定,同时 L_t 越大,系统波动越小。

4.2.2 构网型换流器对不同 L_t 的适应性

分别令 L_g 为0 mH,0.5 mH,1 mH,此时幅相直接控制型构网型换流器的虚拟角速度响应如图13所示。结合图13可知, $L_g=0$ mH, $L_t=1$ mH时

幅相直接控制型构网型换流器已经失稳,但随着 L_g 的逐渐增大,幅相直接控制型构网型换流器由振荡失稳向稳定状态过渡,当 L_g 增大至1 mH时,系统恢复稳定状态。以上仿真结果验证了前文理论分析的正确性。

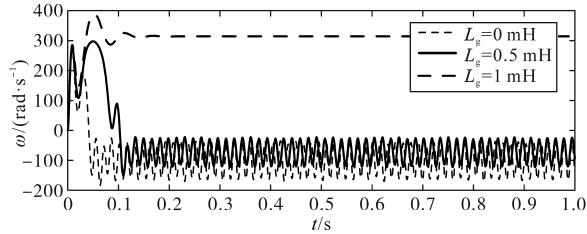


图13 $L_f=1$ mH时不同 L_g 下构网型换流器的 ω 响应

Fig.13 ω response of GFM converter under different L_g when $L_f=1$ mH

4.2.3 基于虚拟电感的GFM换流器强网适应性优化策略验证结果

GFM换流器采用幅相直接控制,令 $L_f=1$ mH, $L_g=0$ mH。按照本文提出的强网适应性优化策略,此时应接入 L_v ,易知当 $L_v=0$ 时,可直接视为传统构网型控制下的系统运行情况。

采取策略前后,GFM换流器的虚拟角速度响应如图14所示。加入虚拟电感后且随着虚拟电感逐渐增大,幅相直接控制型构网型换流器恢复了稳定运行状态。随着虚拟电感的增大角速度由振荡状态向稳定状态过渡。

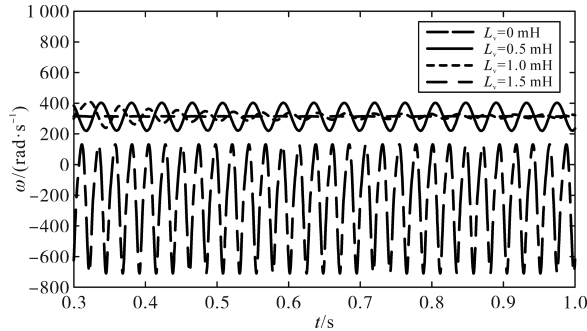


图14 不同虚拟电感下GFM换流器的 ω 响应

Fig.14 ω response of GFM converter under different virtual inductance

通过对上述典型失稳工况下构网型换流器并网系统加入采取策略前后的响应进行对比,说明了本节提出的基于虚拟电感的构网型换流器强网适应性策略增大了幅相直接控制型构网型换流器的稳定裕度,且增强了构网型换流器强网适应性的有效性。

本文对幅相直接控制型GFM换流器进行详细的序阻抗建模并对其稳定性进行分析,提出一种基于虚拟电感的构网型换流器强网适应性策

略,主要结论如下:

1)对幅相直接控制型GFM换流器进行序阻抗建模,明确了GFM换流器强网失稳场景,得出增大电网电感和滤波电感可提高构网型换流器强网稳定性。

2)提出基于虚拟电感的构网型换流器强网适应性优化策略,明确需要投入虚拟电感的应用环境,进而保证构网型换流器的并网稳定性。

3)搭建硬件在环实时仿真测试平台,从不同的虚拟电感参数方面对策略进行了实验测试,结果表明所提策略提高了构网型换流器并网时的稳定裕度,有利于其在强网下的稳定运行。

本文在研究中并未深入考虑虚拟阻抗的数值选取以及不同电网强度下策略的改进和优化,这为后续研究提供了一定的方向。

参考文献

- [1] 舒印彪,陈国平,贺静波,等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学,2021,23(6):61-69.
SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61-69.
- [2] 任碧莹,邱姣姣,刘欢,等. 基于虚拟同步发电机双机并联系统的参数自调节优化控制策略[J]. 电工技术学报,2019,34(1):128-138.
REN Biying, QIU Jiaojiao, LIU Huan, et al. Optimization control strategy of self-adjusting parameter based on dual-parallel virtual synchronous generators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(1): 128-138.
- [3] 董爽. 基于Z源三电平逆变器的光伏并网发电系统的研究[D]. 天津:天津大学,2014.
DONG Shuang. Research on grid-connected photovoltaic power generation system based on Z-source three-level inverter[D]. Tianjin: Tianjin University, 2014.
- [4] 杨效,曾成碧,苗虹,等. 优化虚拟同步发电机惯量和阻尼的自适应控制策略[J]. 太阳能学报,2023,44(11):495-504.
YANG Xiao, ZENG Chengbi, MIAO Hong, et al. Optimizing adaptive inertia and damping control strategy of virtual synchronous generator[J]. Acta Energaie Solaris Sinica, 2023, 44(11): 495-504.
- [5] 吕志鹏,盛万兴,刘海涛,等. 虚拟同步机技术在电力系统中的应用与挑战[J]. 中国电机工程学报,2017,37(2):349-360.
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, LIU Haitao, et al. Application and challenges of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 349-360.
- [6] CHEN Yong, HESSE R, TURSCHNER D, et al. Improving the

- grid power quality using virtual synchronous machines[C]//Proceedings of the 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives Malaga, Spain: IEEE, 2011.
- [7] ZHONG Qingchang, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259–1267.
- [8] 杨继鑫,王久和,王勉,等. 基于无源控制的双向并网变换器虚拟惯性控制策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(4): 1295–1303.
- YANG Jixin, WANG Jiuhe, WANG Mian, et al. Virtual inertia control strategy of bidirectional grid-connected converter based on passivity-based control[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(4): 1295–1303.
- [9] WEN B, DONG D, BOROYEVICH D, et al. Impedance-based analysis of grid-synchronization stability for three-phase paralleled converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 31(1): 26–38.
- [10] 谢小荣,刘华坤,贺静波,等. 直驱风机风电场与交流电网相互作用引发次同步振荡的机理与特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(9): 2366–2372.
- XIE Xiaorong, LIU Huakun, HE Jingbo, et al. Mechanism and characteristics of subsynchronous oscillation caused by the interaction between full-converter wind turbines and AC systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(9): 2366–2372.
- [11] WEN B, BOROYEVICH D, BURGOS R, et al. Analysis of d - q small-signal impedance of grid-tied inverters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016(1): 675–687.
- [12] 刘欣,郭志博,贾焦心,等. 基于序阻抗的虚拟同步发电机并网稳定性分析及虚拟阻抗设计[J]. 电工技术学报, 2023, 38(15): 4130–4146.
- LIU Xin, GUO Zhibo, JIA Jiaoxin, et al. Stability analysis and virtual impedance design of virtual synchronous machine based on sequence impedance[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(15): 4130–4146.
- [13] KALCON G O, ADAM G P, ANAYA-LARA O, et al. Small-signal stability analysis of multi-terminal VSC-based DC transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 1818–1830.
- [14] LIU Huakun, XIE Xiaorong, HE Jingbo, et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(6): 4708–4720.
- [15] MOHAMMADPOUR H A, GHADERI A, SANTI E. Analysis of sub-synchronous resonance in doubly-fed induction generator-based wind farms interfaced with gate controlled series capacitor[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, 8(12): 1998–2011.
- [16] XI X, GENG H, YANG G, et al. Enhanced model of the doubly fed induction generator-based wind farm for small-signal stability studies of weak power system[J]. IET Renewable Power Generation, 2014, 8(7): 765–774.
- [17] ADRIAN T, MARCO L, REMUS T, et al. Evaluation of current controllers for distributed power generation systems[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, 24(3): 654–664.
- [18] MOHAMMADPOUR H A, ENRICO S. SSR damping controller design and optimal placement in rotor-side and grid-side converters of series-compensated DFIG-based wind farm[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 388–399.
- [19] HU Jiabing, HUANG Yunhui, WANG Dong, et al. Modeling of grid-connected DFIG-based wind turbines for DC-link voltage stability analysis[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1325–1336.
- [20] KARIM S, YANG Z, YONG L, et al. Low-frequency oscillation damping control for large-scale power system with simplified virtual synchronous machine[J]. IEEE Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(6): 1424–1435.
- [21] 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): 2339–2359.
- 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): 2339–2359.
- [22] 伍文华,周乐明,陈燕东,等. 序阻抗视角下虚拟同步发电机与传统并网逆变器的稳定性对比分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(5): 1411–1421.
- WU Wenhua, ZHOU Leming, CHEN Yandong, et al. Stability comparison and analysis between the virtual synchronous generator and the traditional grid-connected inverter in the view of sequence impedance[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(5): 1411–1421.
- [23] PENG Y, YIN T, LI M G, et al. A sequence impedance modeling of VSG with consideration of inner loops control[C]//2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID), Xiamen, China, 2019: 1–5.
- [24] 吴旭,王伟,肖华锋,等. 并网逆变器整体序阻抗建模方法及其稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(9): 3645–3656.
- WU Xu, WANG Wei, XIAO Huafeng, et al. Overall sequence impedance model of grid-connected inverter and its stability analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(9): 3645–3656.
- [25] 于彦雪,关万琳,陈晓光,等. 基于序阻抗的虚拟同步机同步频率谐振现象[J]. 电工技术学报, 2022, 37(10): 2584–2595.
- YU Yanxue, GUAN Wanlin, CHEN Xiaoguang, et al. Synchronous frequency resonance in virtual synchronous generator based on sequence-impedance[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(10): 2584–2595.
- [26] 李新宇. 虚拟同步发电机阻抗建模与弱电网适应性优化[D]. 济南: 山东大学, 2023.
- LI Xinning. Impedance modeling of virtual synchronous generator and adaptive optimization for weak grids[D]. Jinan: Shandong University, 2023.

收稿日期: 2024-09-11

修改稿日期: 2024-10-24