

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250947

多自同步电压源逆变器并网系统频率支撑协调控制方法

符有泽¹, 王自力^{1,2}, 陈燕东¹, 李雪萍², 李旭阳¹, 傅家俊¹, 黄宇博¹

(1. 电能高效高质转化全国重点实验室(湖南大学), 湖南 长沙 410082; 2. 湖南第一师范学院, 湖南 长沙 410082)

摘要: 新能源通过自同步电压源逆变器(self-synchronizing voltage source inverter, SSVSI)接入有利于电网的频率稳定性。然而, 线路阻抗和控制参数等因素使得多 SSVSI 并网系统的频率响应特性复杂, 且针对多 SSVSI 协调频率支撑的控制机制鲜有研究。针对此, 首先建立了多 SSVSI 并网系统的频率响应模型, 分析了影响系统频率响应特性的关键因素, 并提出了多 SSVSI 并网系统频率支撑协调控制方法。所提方法通过功率补偿控制提升系统整体响应速度, 并针对频率响应的惯量响应与恢复两个阶段, 差异化地自适应调节虚拟惯量及其分配, 以实现多 SSVSI 的动态协调, 从而减小负荷波动时系统频率变化率与最大频率偏差, 并加快系统频率恢复速度。其次, 给出了关键参数设计原则。最后, 通过仿真与实验验证了分析的正确性及所提控制方法的有效性。

关键词: 自同步电压源; 并网系统; 频率支撑; 虚拟惯量; 协调控制

Coordinated frequency support control method for multi self-synchronizing voltage source inverter grid-connected systems

FU Youze¹, WANG Zili^{1,2}, CHEN Yandong¹, LI Xueping², LI Xuyang¹, FU Jiajun¹, HUANG Yubo¹

(1. State Key Laboratory of High-efficiency and High-quality Conversion for Electric Power (Hunan University), Changsha 410082, China; 2. Hunan First Normal University, Changsha 410082, China)

Abstract: Integrating renewable energy into the power grid through self-synchronizing voltage source inverters (SSVSIs) is beneficial for frequency stability. However, factors such as line impedance and control parameters make the frequency response characteristics of multi-SSVSI grid-connected systems complex, and there is a lack of research on the coordinated frequency support control mechanisms for multiple SSVSIs. To address this issue, a frequency response model of a multi-SSVSI grid-connected system is first established, and key factors affecting frequency response characteristics are analyzed. Subsequently, a coordinated control method for frequency support for multi-SSVSI grid-connected systems is proposed. The proposed method enhances the overall system response speed through power compensation control. It further distinguishes between the inertia response stage and the recovery stage of frequency response, and adaptively adjusts virtual inertia and its allocation in a differentiated manner to achieve dynamic coordination among multiple SSVSIs. As a result, the rate of change of frequency and the maximum frequency deviation under load disturbances are reduced, and the system frequency recovery speed is improved. Furthermore, design principles for key parameters are presented. Finally, simulations and experiments validate the correctness of the analysis and the effectiveness of the proposed control method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U25B20201).

Key words: self-synchronizing voltage source; grid-connected system; frequency support; virtual inertia; coordinated control

0 引言

随着光伏、风电等分布式新能源在电网中的渗

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(U25B20201); 湖南省自然科学基金青年科学基金项目资助(2024JJ6172); 电能高效高质转化全国重点实验室开放基金项目资助(2024KF005); 湖南省教育厅优秀青年基金项目资助(24B0853)

透率不断提高, 电力系统正逐步呈现出高比例新能源与高电力电子化的“双高”特征^[1-4], 这给系统的频率稳定性带来了严峻挑战^[5]。具体表现在: 一方面, 逆变器作为新能源接入电网的关键电力电子接口, 大多采用最大功率点跟踪控制策略, 导致其通常不参与系统频率调节, 无法为电网提供有效的惯量支撑; 另一方面, 随着新能源大规模替代传统同步发电机, 系统等效惯量水平不断降低, 进一步削

弱了电力系统抵御频率扰动的能力^[6-7]。频率失稳问题若未得到有效抑制, 甚至可能引发连锁故障和大规模停电事故^[8-10]。在此背景下, 自同步电压源控制技术由于能够有效应对新能源并网所带来的惯量与阻尼缺失问题, 已成为当前该领域的研究热点^[11-13]。该技术通过模拟同步发电机的机电特性, 使风电、光伏等新能源发电单元具备惯量和阻尼调节能力, 从而有效提升系统频率稳定性。然而, 随着新能源发电单元广泛通过 SSVSI 接入电网, 受线路阻抗差异与控制参数耦合等因素影响, 多 SSVSI 并网系统的功频动态响应特性也变得尤为复杂。当系统发生频率扰动时, 传统多 SSVSI 系统未能充分发挥其主动支撑能力, 严重限制了该技术的大规模工程应用。因此, 为充分发挥 SSVSI 在高比例新能源系统中的优势, 亟需深入揭示多 SSVSI 并网系统的频率响应特性, 并研究有效的主动支撑与协调控制方法。

在多 SSVSI 并网系统功频响应特性方面, 文献[14]建立了基于虚拟同步机控制的 SSVSI 的二阶频率响应模型。文献[15]分析了同步发电机与采用自同步电压源控制的双馈风电机组间的转子角弹性耦合关系, 构建了含自同步电压源控制风电的两自由度系统弹性运动模型。此外, 通过加权聚合的方法, 可以建立含高比例新能源电力系统的全局频率响应模型。文献[16]通过聚合模型分析了 SSVSI 接入对电网频率稳定性的影响, 并探讨了其占比临界范围。但该模型未考虑线路阻抗和电网阻抗的作用。由文献[17]可知, 随着电网阻抗增大和电网强度减弱, SSVSI 的功率响应速度会减慢, 惯量支撑能力也随之下降。因此, 在分析多 SSVSI 并网系统的功频特性时, 不能忽视线路阻抗和电网阻抗的影响。

在新能源频率主动支撑与协调控制方面, 文献[18]提出了一种基于虚拟惯量模糊自适应的新能源逆变器频率主动支撑控制方法, 利用新能源逆变器直流侧电容主动支撑系统频率。文献[19]通过动态差异化时序协同来解决大规模风电接入电网时的调频问题。文献[20]对负荷波动时 SSVSI 的暂态过程进行了分段分析, 以确定各阶段的虚拟惯量参数与阻尼参数的调节规律。此外, 通过附加的阻尼控制同样也能改变 SSVSI 的响应特性。现有的附加阻尼控制方法多专注于增强系统阻尼, 以抑制系统的功率振荡。文献[21-22]通过阻尼校正回路提高了单台 SSVSI 的动态响应速度。然而, 对于多台 SSVSI 的阻尼优化以提升系统响应速度的协调控制策略鲜有研究。

综上所述, 本文首先建立了多 SSVSI 并网系统的频率响应模型, 分析了影响系统频率响应特性的关键因素, 然后提出了多 SSVSI 并网系统频率支撑协调控制方法, 实现多 SSVSI 并网系统快速频率支撑。最后, 通过仿真与实验验证了本文分析的正确性以及所提方法的有效性。

1 多 SSVSI 并网系统拓扑与频率响应建模

1.1 多 SSVSI 并网系统拓扑

图 1 为多 SSVSI 并网系统拓扑结构。图中: U_{dci} 为 SSVSI i 的直流侧电压, $i=1,2,\dots,n$; L_{fi} 和 R_{fi} 分别为 SSVSI i 的滤波电感和其寄生电阻; L_{linei} 和 R_{linei} 分别为 SSVSI i 的线路电感和线路电阻; L_g 和 R_g 分别为电网等效电感和等效电阻; P_{ei} 为 SSVSI i 输出有功功率; P_{pg} 为 PCC 传送到电网的有功功率。

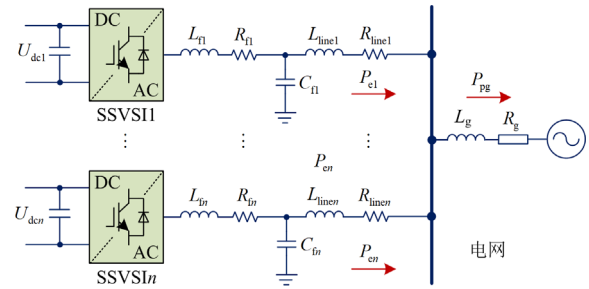


图 1 多 SSVSI 并网系统拓扑

Fig. 1 Topology of multi-SSVSI grid-connected system

图 2 为传统 SSVSI 控制框图。图中: P_{seti} 为 SSVSI i 的有功功率参考值; Q_{seti} 和 Q_{ci} 分别为 SSVSI i 的无功功率参考值和输出无功功率; J_i 和 D_{pi} 分别为 SSVSI i 的虚拟惯量系数和阻尼系数; ω_i 与 ω_s 分别为 SSVSI i 的输出角频率和额定角频率; K_{qi} 为电压调节系数; D_{qi} 为无功电压下垂系数; E_n 为 SSVSI 的额定电压幅值; θ_i 为 SSVSI i 的输出相位角; E_i 为 SSVSI i 的内电势。

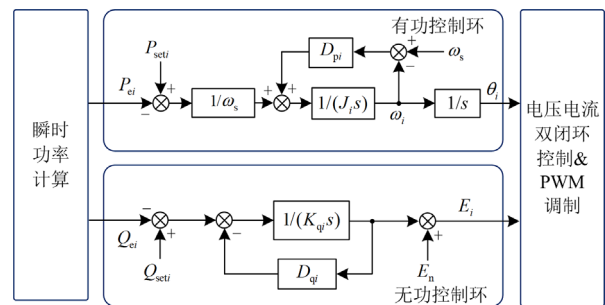


图 2 传统 SSVSI 控制框图

Fig. 2 Traditional SSVSI control method

由图 2 可知 SSVSI_i 有功控制环的方程为

$$J_i \frac{d\omega_i}{dt} = D_{pi}(\omega_s - \omega_i) + \frac{P_{seti}}{\omega_s} - \frac{P_{ei}}{\omega_s} \quad (1)$$

1.2 多 SSVSI 并网系统频率响应模型

为简化分析, 本文采用简化的电网频率响应模型^[23], 如图 3 所示。

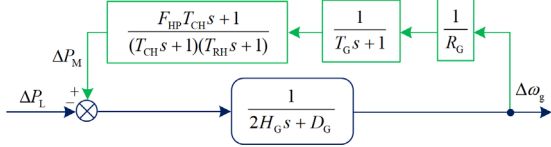


图 3 电网频率响应模型

Fig. 3 Grid frequency response model

图 3 中: F_{HP} 、 T_{RH} 和 T_{CH} 为汽轮机的系数; H_G 和 D_G 分别为电网的等效惯量系数和阻尼系数; R_G 和 T_G 分别为火电机组调频系数和调速器时间常数; ΔP_L 为负荷有功功率的小信号表达式; ΔP_M 为发电机机械功率的小信号表达式; $\Delta \omega_g$ 为电网角频率的小信号表达式。

根据图 3 可得电网频率响应方程为

$$\Delta \omega_g = \frac{-\Delta P_L}{2H_G s + D_G - A} \quad (2)$$

$$A = \frac{T_{CH} F_{HP} s + 1}{R_G (T_G s + 1) (T_{CH} s + 1) (T_{RH} s + 1)}$$

根据文献[24]可知, SSVSI_i 输出功率与 PCC 向电网传输的功率可表示为

$$\begin{cases} \Delta P_{ei} \approx 3 \frac{E_i U_{pcc} \sin \Delta \delta_i}{X_i} \approx K_{pi} \Delta \delta_i \\ \Delta P_{pg} \approx 3 \frac{U_{pcc} U_g \sin \Delta \delta_{pg}}{X_g} \approx K_{pg} \Delta \delta_{pg} \end{cases} \quad (3)$$

式中: ΔP_{ei} 为 SSVSI_i 输出有功功率的小信号表达式; ΔP_{pg} 为 PCC 向电网传输有功功率的小信号表达式; U_{pcc} 和 U_g 分别为 PCC 电压与电网电压; X_i 为 SSVSI_i 至 PCC 的总传输阻抗; X_g 为电网等效阻抗; $\Delta \delta_i$ 为 SSVSI_i 与 PCC 的相角差的小信号表达式; $\Delta \delta_{pg}$ 为 PCC 和电网的相角差的小信号表达式; $K_{pi} = 3EU/X_i$ 为 SSVSI_i 与 PCC 之间的同步系数; $K_{pg} = 3EU/X_g$ 为 PCC 与电网之间的同步功率系数。 $\Delta \delta_i$ 和 $\Delta \delta_{pg}$ 的表达式可分别表示为

$$\begin{cases} \Delta \delta_i = \int (\Delta \omega_i - \Delta \omega_p) dt \\ \Delta \delta_{pg} = \int (\Delta \omega_p - \Delta \omega_g) dt \end{cases} \quad (4)$$

式中: $\Delta \omega_i$ 为 SSVSI_i 输出角频率的小信号表达式; $\Delta \omega_p$ 为母线 PCC 角频率的小信号表达式; $\Delta \omega_g$ 为电网角频率的小信号表达式。

将式(1)进行线性化, 可得

$$J_i \omega_s s \Delta \omega_i = -D_{pi} \omega_s \Delta \omega_i - \Delta P_{ei} \quad (5)$$

当 PCC 频率变化时, 根据式(3)一式(5), 可得 PCC 角频率变化时 SSVSI_i 输出有功的变化量和 PCC 角频率变化量之间的传递函数 $G_{P_{ei}-\omega_p}(s)$ 为

$$G_{P_{ei}-\omega_p}(s) = \frac{\Delta P_{ei}}{\Delta \omega_p} = -\frac{K_{pi}(J_i \omega_s s + D_{pi} \omega_s)}{J_i \omega_s s^2 + D_{pi} \omega_s s + K_{pi}} \quad (6)$$

若忽略线路传输损耗, 则由能量守恒定律可得

$$\Delta P_{e1} + \Delta P_{e2} + \dots + \Delta P_{en} = \Delta P_{pg} \quad (7)$$

根据式(3)一式(7), 可得电网角频率变化时 SSVSI_i 输出有功功率的变化量和电网角频率变化量之间的传递函数 $G_{P_{ei}-\omega_g}(s)$ 为

$$G_{P_{ei}-\omega_g}(s) = \frac{\Delta P_{ei}}{\Delta \omega_g} = -\frac{G_{P_{ei}-\omega_p}(s) \left[\sum_{i=1}^n G_{P_{ei}-\omega_p}(s) \right]^{-1}}{sK_{pg}^{-1} + \left[\sum_{i=1}^n G_{P_{ei}-\omega_p}(s) \right]^{-1}} \quad (8)$$

因此, 结合式(2)一式(8), 可得多 SSVSI 并网系统的频率响应模型, 如式(9)所示。

$$\Delta \omega_g = \frac{-\Delta P_L}{\left(2H_G s + D_G - \sum_{i=1}^n G_{P_{ei}-\omega_g}(s) - A \right)} \quad (9)$$

2 多 SSVSI 频率支撑特性分析

2.1 多 SSVSI 参数匹配机理

式(6)中 $G_{P_{ei}-\omega_p}(s)$ 可以改写为二阶系统标准方程的形式, 如式(10)所示。

$$G_{P_{ei}-\omega_p}(s) = \frac{\omega_{nati}^2 (D_{pi} \omega_s + J_i \omega_s s)}{s^2 + 2\xi_i \omega_{nati} s + \omega_{nati}^2} \quad (10)$$

式中: ξ_i 和 ω_{nati} 分别为 SSVSI_i 的阻尼比和自然角频率。

由式(10)可知, 系统存在一个零点 z_i 。零点 z_i 、标准二阶系统的阻尼比 ξ_i 和自然频率 ω_{nati} 共同决定了系统的动态特性。 ξ_i 和 ω_{nati} 可以分别表示为

$$\begin{cases} \xi_i = \frac{D_{pi} \omega_s}{2\sqrt{J_i \omega_s K_{pi}}} \\ \omega_{nati} = \sqrt{\frac{K_{pi}}{J_i \omega_s}} \end{cases} \quad (11)$$

由式(11)可知, 若要使 n 台 SSVSI 保持一致的动态响应特性, 各台 SSVSI 应具有相同的零点、阻

尼比与自然频率, 即

$$\begin{cases} \xi_1 = \xi_2 = \dots = \xi_n \\ \omega_{nat1} = \omega_{nat2} = \dots = \omega_{natn} \\ z_1 = z_2 = \dots = z_n \end{cases} \quad (12)$$

式(12)中的 z_i 、 ξ_i 和 $\omega_{nat i}$ 由系数 D_{pi} 、 J_i 和 K_{pi} 确定。对于多 SSVSI 并网系统, SSVSI 的阻尼系数 D_{pi} 与下垂系数耦合, 通常与自身的容量 S_i 成正比。虚拟惯量参数 J_i 是可控变量, 理论上可以取任何值。 K_{pi} 主要受滤波电抗、虚拟电抗、线路电抗影响, SSVSI 的线路阻抗因其安装位置不同而有所差异, 但可以通过引入虚拟阻抗灵活调整。对任意的 n 台 SSVSI, 其参数匹配原则为

$$\frac{J_i}{\sum_{i=1}^n J_i} = \frac{D_{pi}}{\sum_{i=1}^n D_{pi}} = \frac{K_{pi}}{\sum_{i=1}^n K_{pi}} = \frac{S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \mu_i \quad (13)$$

式中: μ_i 为各台 SSVSI 的分配系数。

2.2 多 SSVSI 频率支撑特性分析

当多 SSVSI 系统参数匹配时, 各台 SSVSI 的频率响应特性一致, 则认为各台 SSVSI 是同调的, 可以将多台 SSVSI 聚合为一台等效的 SSVSI。对于 n 台 SSVSI 并网系统, 控制器参数和电路参数的聚合方法如式(14)所示。

$$\begin{cases} J_N = \sum_{i=1}^n J_i \\ D_{pN} = \sum_{i=1}^n D_{pi} \\ K_{pN} = \sum_{i=1}^n K_{pi} \end{cases} \quad (14)$$

式中: J_N 、 D_{pN} 和 K_{pN} 分别表示聚合后等效 SSVSI 的惯性系数、阻尼系数和等效 SSVSI 与 PCC 之间的同步系数。

以负荷突增为例, 结合式(8)、式(9)和式(14), 可得电网频率响应的三维图, 如图 4—图 6 所示。

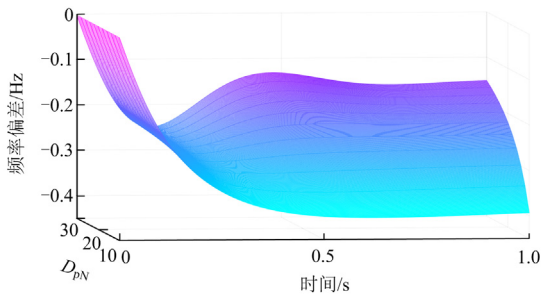


图 4 负荷突增时不同 D_{pN} 下电网频率响应

Fig. 4 Grid frequency response under different D_{pN} when load increases suddenly

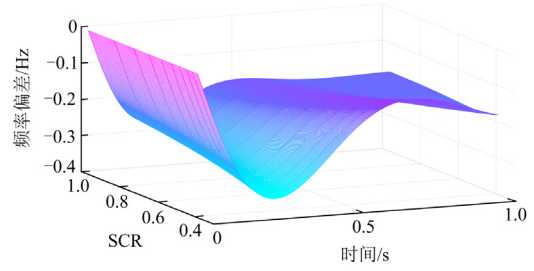


图 5 负荷突增时不同 SCR 下电网频率响应

Fig. 5 Grid frequency response under different SCR when load increases suddenly

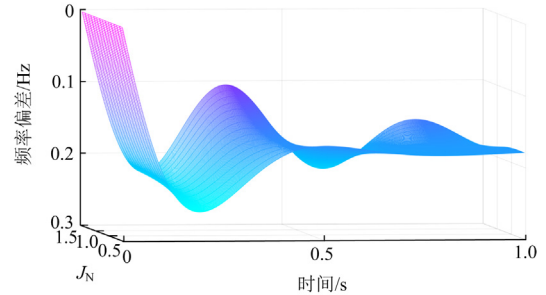


图 6 负荷突增时不同 J_N 下电网频率响应

Fig. 6 Grid frequency response under different J_N when load increases suddenly

图 4 展示了负荷突增时不同 D_{pN} 下电网频率响应的三维图。由图 4 可知, 随着 D_{pN} 增大, 系统频率的稳态偏差减小。

如图 5 所示, 当短路比(short-circuit ratio, SCR)减小时, 在惯量响应阶段, 由于 SSVSI 多机系统的响应速度变慢, 其功率支撑能力变弱, 因此电网频率波动变大。

如图 6 所示, 当 J_N 增大时, 在惯量响应阶段, 由于 SSVSI 多机系统的响应速度变快, 其功率支撑能力变强, 因此电网频率极值点(负荷突增时为最低点)得到改善。然而, 由图 6 可知, 随着 J_N 的增加, 在电网频率恢复阶段电网频率振荡越明显。

将多台 SSVSI 聚合为一台等效的 SSVSI 后, 再根据式(7)、式(8)和式(14), 可得电网角频率变化时等效 SSVSI 输出有功变化量和电网角频率变化量之间的传递函数 $G_{P_{eN}-\omega_g}(s)$ 为

$$G_{P_{eN}-\omega_g}(s) = \frac{-(K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1}(J_N \omega_s s + D_{pN} \omega_s)}{J_N \omega_s s^2 + D_{pN} \omega_s s + (K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1} s^2} s_2 \quad (15)$$

式(15)中 $G_{P_{eN}-\omega_g}(s)$ 表征电网频率波动时多 SSVSI 并网系统的有功功率响应, 可体现多 SSVSI 并联系统对电网频率的支撑能力, 可借助图 7 所示 $G_{P_{eN}-\omega_g}(s)$ 的零极点分布图来展示, 具体分析如下。

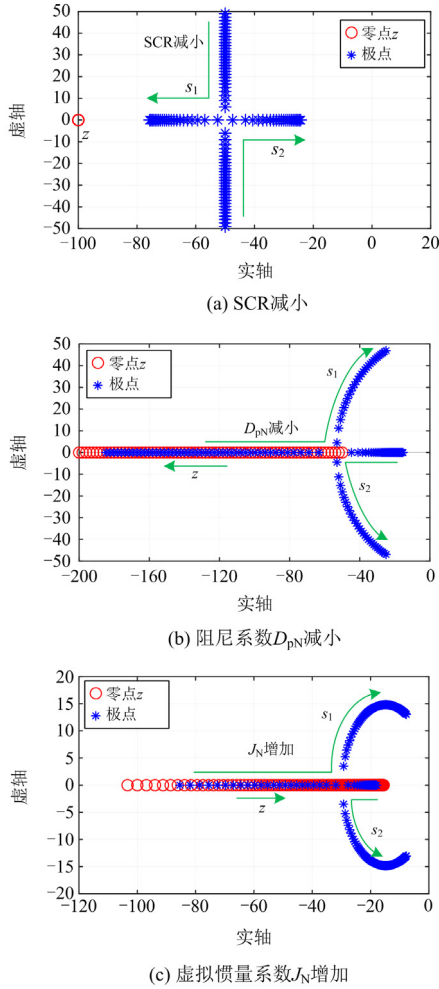


图 7 参数变化下系统零极点分布图

Fig. 7 Distribution of zero poles of the system under different parameters

1) 电网强度变化: 电网强度通常由 SCR 反映。如图 7(a)所示, 随着 SCR 的减小, 极点 s_1 和 s_2 靠近实轴, 且随着 SCR 的进一步减小, 起主导作用的极点 s_2 往虚轴方向移动, 表明系统的功率响应速度变慢, 这也意味着多 SSVSI 并联系统的惯量支撑能力变弱。

2) 阻尼系数变化: 如图 7(b)所示, 在一定范围内减小 D_{pN} 可以减小系统阻尼, 从而提高 SSVSI 的响应速度。然而, D_{pN} 的取值不能过小, 否则会使系统极点迁移至右半平面, 从而导致系统失稳。

3) 虚拟惯量系数变化: 如图 7(c)所示, 当 J_N 较小时, 零点 z 的影响可以忽略不计。随着 J_N 的增大, 极点 s_1 和 s_2 在实轴上逐渐相互靠近, 最终成为一对共轭极点。此时, 系统由过阻尼变为欠阻尼, 系统响应速度加快。当 J_N 较大时, 零点 z 对系统的影响不容忽视, 且随着 J_N 的增大, 零点 z 逐渐接近虚轴,

系统的响应速度加快, 系统的振荡和超调增大。

因此, 在多 SSVSI 并网系统中, 对频率支撑能力的提升体现在以下几个方面: 1) 保持多 SSVSI 在频率支撑过程中的协调一致性; 2) 提高惯量响应阶段 SSVSI 的功率响应速度, 减小频率的暂态偏差与变化率; 3) 减少频率恢复阶段频率的振荡和超调。

3 多 SSVSI 频率支撑协调方法

基于上述分析, 本文提出了一种多 SSVSI 并网系统频率支撑协调控制方法, 其控制框图如图 8 所示, 主要包括功率补偿控制和虚拟惯量自适应协调控制。所提控制方法可实现多 SSVSI 的协调一致性, 提升系统整体频率支撑能力, 减缓系统频率偏移速度, 改善系统频率极值点, 并加快系统频率恢复速度, 从而提升系统的频率稳定性。

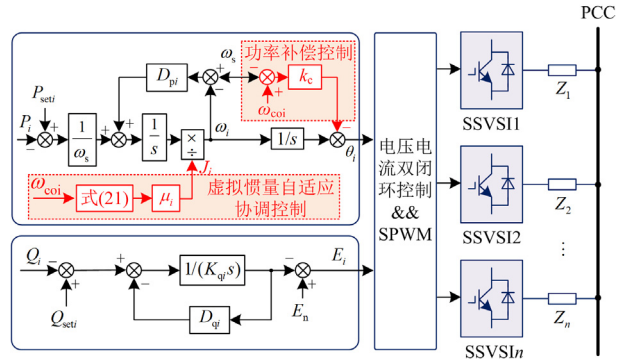


图 8 所提频率支撑协调控制方法

Fig. 8 Proposed frequency support coordination control method

3.1 功率补偿控制方法

根据惯性中心理论^[21], 可知中心频率可以反映多机系统整体的动态特性。中心频率 ω_{coi} 可表示为

$$\omega_{coi} = \frac{J_1\omega_1 + J_2\omega_2 + \dots + J_n\omega_n}{J_1 + J_2 + \dots + J_n} \quad (16)$$

考虑多 SSVSI 的聚合模型, 将中心频率看作多 SSVSI 并联系统整体的频率, 则加入所提功率补偿控制方法后, 聚合后等效 SSVSI 的有功控制环方程可表示为

$$J_N\omega_s\Delta\omega_{coi} = D_{pN}\Delta\omega_{coi} - \Delta P_{cN} - \Delta P_{cN} \quad (17)$$

式中: $\Delta\omega_{coi}$ 为中心频率的小信号表达式; ΔP_{cN} 表示聚合后等效 SSVSI 输出有功功率的小信号表达式; ΔP_{cN} 为聚合后等效 SSVSI 补偿功率的小信号表达式。 ΔP_{cN} 为各台 SSVSI 补偿功率的叠加之和, 可表示为

$$\Delta P_{cN} = \sum_{i=1}^n k_c K_{gi} \Delta\omega_{coi} \quad (18)$$

式中: k_c 为功率补偿系数; $K_{gi} = (K_{pi}^{-1} + K_{pg}^{-1})^{-1}$ 为各台 SSVSI 与电网之间的同步系数。

引入功率补偿控制后, 根据式(17)和式(18), 可得采用本文所提控制方法后, 电网角频率变化时, 等效 SSVSI 输出有功变化量和电网角频率变化量之间的传递函数 $G'_{P_{eN-\omega_g}}(s)$ 为

$$G'_{P_{eN-\omega_g}}(s) = \frac{\Delta P_{eN}}{\Delta \omega_g} = \frac{(K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1}(J_N \omega_s s + D_{pN} \omega_s)}{J_N \omega_s s^2 + (D_{pN} \omega_s - \sum_{i=1}^n k_c K_{gi})s + (K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1}} \quad (19)$$

$$J_N \omega_s s^2 + (D_{pN} \omega_s - \sum_{i=1}^n k_c K_{gi})s + (K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1}$$

根据式(19), 可得

$$\begin{cases} \xi_N = \frac{D_{pN} \omega_s - \sum_{i=1}^n k_c K_{gi}}{2\sqrt{J_N \omega_s (K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1}}} \\ \omega_{natN} = \sqrt{\frac{(K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1}}{J_N \omega_s}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: ξ_N 和 ω_{natN} 分别表示聚合后系统的阻尼比和固有角频率。由式(20)可知, 通过改变 k_c 可以调节多 SSVSI 并网系统的阻尼。

此外, 根据式(19)可得电网频率变化时不同 k_c 下多 SSVSI 并网系统输出有功功率响应图, 如图 9 所示。从图 9 可知, 当 k_c 增大时, 多 SSVSI 系统的输出功率响应变快, 且改变 k_c 不会影响多 SSVSI 并网系统的稳态输出有功功率。

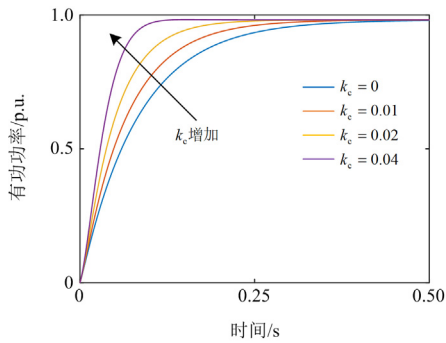


图 9 电网频率变化时不同 k_c 下系统输出有功功率响应图

Fig. 9 Response diagram of output active power of system under different k_c when the grid frequency changes

由图 9 可知, 本文所提控制方法在不改变系统稳态特性的基础上, 加快多 SSVSI 并联系统的动态响应速度, 从而在电网出现频率扰动时迅速提供有功功率支撑, 有效提升系统的频率稳定性。

3.2 虚拟惯量自适应协调控制方法

不失一般性, 以负荷突增为例, 当系统受到扰

动后, 系统的频率偏差与频率变化率如图 10 所示。

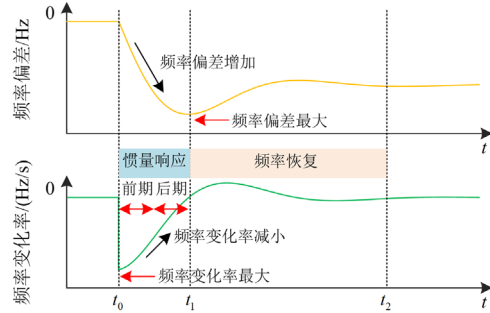


图 10 负荷突增下频率偏差与频率变化率

Fig. 10 Frequency deviation and rate of change when load increases suddenly

在惯量响应初始阶段, 系统的频率变化率较大, 频率偏差较小, 此时应增加系统的虚拟惯量, 以减小频率的变化率。在惯量响应阶段的后期, 频率变化率减小, 频率偏差增大, 应适当减小虚拟惯量, 以避免系统功率超调。在频率恢复阶段, 应保持较小的虚拟惯量, 以便频率快速恢复到新的稳定状态。

因此, 通过协调设计多 SSVSI 的虚拟惯量, 可有效提升多 SSVSI 并网系统的频率支撑能力。而虚拟惯量对 SSVSI 响应速度的影响是通过改变阻尼比和零点 z 来实现的, 而阻尼比与零点 z 对系统响应速度和振荡超调均有影响, 且存在矛盾关系。为有效解决系统快速性和超调的矛盾, 本文采用虚拟惯量自适应协调控制方法, 其控制方程可表示为

$$J_{Na} = \begin{cases} J_{N0} - a \frac{d\omega_{coi}}{dt} + b(\omega_{coi} - \omega_s), (\omega_{coi} - \omega_s) \leq 0 \\ J_{N0} + a \frac{d\omega_{coi}}{dt} - b(\omega_{coi} - \omega_s), (\omega_{coi} - \omega_s) > 0 \end{cases} \quad (21)$$

式中: J_{Na} 是多 SSVSI 并联系统的自适应总虚拟惯量; J_{N0} 是固定总虚拟惯量; a 是频率变化率自适应系数; b 是频率偏差自适应系数。

在引入所提虚拟惯量自适应协调控制方法后, 仍需要保持多 SSVSI 的动态协调一致性。为此, 首先需要引入总转动惯量的自适应调节, 然后将惯量分配至各台 SSVSI 中, 保持各台 SSVSI 惯量参数的匹配, 即

$$J_i = \mu_i J_{Na} \quad (22)$$

图 11 展示了所提自适应控制和常规自适应控制^[20,26]的对比结果。

由图 11 可知, 相比常规自适应控制, 当采用本文所提虚拟惯量自适应协调控制时, 在频率发生偏移的初始阶段(即惯量响应阶段), 系统的虚拟惯量能更快速地增加到一个更大的数值, 从而有效减缓

系统频率偏移速度；在频率恢复阶段，由于引入了频率偏差自适应机制，系统的虚拟惯量保持为一个较小的数值，这解决了传统控制方法在频率恢复过程中因惯量持续偏大而导致的功率超调明显与振荡持续时间长的问题。

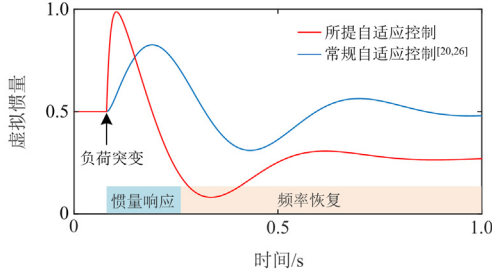


图 11 不同控制方法下虚拟惯量变化对比
Fig. 11 Comparison of virtual inertia under different control methods

3.3 参数设计

由于 D_{pN} 与调频系数耦合，因此可借鉴调频系数的整定方法设计阻尼系数 D_{pN} ，如式(23)所示。

$$D_{pN} = \frac{\Delta P_{\max}}{\omega_s \Delta \omega_{g\max}} \quad (23)$$

式中： ΔP_{\max} 为系统有功功率最大变化量； $\Delta \omega_{g\max}$ 为电网频率最大变化量。

由式(20)可知，虚拟惯量 J_N 和功率补偿系数 k_c 会同时影响系统阻尼比的大小，为了使系统具有合适的阻尼，本文设计阻尼比为 $0.3 < \xi < 1$ 。此外，虚拟惯量不能过大，否则会使得零点 z 过于靠近虚轴，从而导致系统存在较大的超调。因此，设置最大零点的实部 $\text{Re}(z)_{\max} = -2.5$ ，即虚拟惯量的最大值 $J_{N\max} = D_{pN}/25$ 。在上述条件限制下，参数 J_N 和 k_c 的取值范围如图 12 所示的阴影部分。

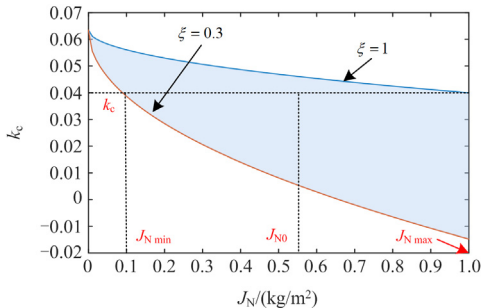


图 12 参数 J_N 和 k_c 取值边界及范围
Fig. 12 Boundary and range of values of J_N and k_c

如图 12 所示，由 $\xi_N = 1$ 的边界与虚拟惯量最大值 $J_{N\max}$ 可确定功率补偿系数 k_c 取值为

$$k_c = \frac{D_{pN} \omega_s - 2\sqrt{\omega_s J_{N\max} - (K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1}}}{\sum_{i=1}^n K_{gi}} \quad (24)$$

如图 12 所示，由 $\xi_N = 0.3$ 的边界与功率补偿系数 k_c 可得虚拟惯量的最小值 $J_{N\min}$ 为

$$J_{N\min} = \frac{\left(D_{pN} \omega_s - \sum_{i=1}^n K_{gi} \right)^2}{0.36 \omega_s (K_{pg}^{-1} + K_{pN}^{-1})^{-1}} \quad (25)$$

考虑总虚拟惯量的自适应变化，其固定总虚拟惯量 J_{N0} 取最大值 $J_{N\max}$ 与最小值 $J_{N\min}$ 的中点，即

$$J_{N0} = \frac{J_{N\max} + J_{N\min}}{2} \quad (26)$$

在负荷波动瞬间，电网频率变化率达到最大值 $|R_{\text{RoCoF}}|_{\max}$ ，频率偏差较小，此时 J_{Na} 应设置为最大，即 $J_{Na} = J_{N\max}$ 。因此系数 a 的设计原则为

$$a = \frac{J_{N\max} - J_{N0}}{|R_{\text{RoCoF}}|_{\max}} \quad (27)$$

当电网频率到达极值点时，频率偏差达到最大值 $|F_{\text{FD}}|_{\max}$ ，此时 RoCoF 为 0，此时 J_{Na} 应设置为最小值，及 $J_{Na} = J_{N\min}$ 。因此系数 b 的设计原则为

$$b = \frac{J_{N0} - J_{N\min}}{|F_{\text{FD}}|_{\max}} \quad (28)$$

通过对上述参数的整定，能够有效优化系统阻尼特性，并在合理范围内灵活调整虚拟惯量，从而适应系统对不同虚拟惯量的需求，避免固定参数控制方式可能带来的不利影响。

4 仿真实验

为验证所提控制方法的有效性，在 MATLAB/Simulink 仿真软件中搭建了两台 SSVSI 并网系统的仿真模型，如图 13 所示。在仿真模型中，在变流器

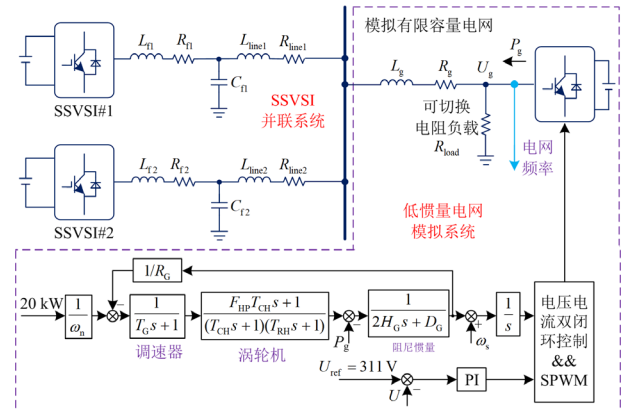


图 13 Simulink 仿真模型
Fig. 13 Simulink simulation model

中加入同步机控制用于模拟有限容量电网, 且将该变流器的功率给定值设置为 20 kW, 两台 SSVSI 的额定容量比为 2:3。仿真参数见表 1。

表 1 系统参数

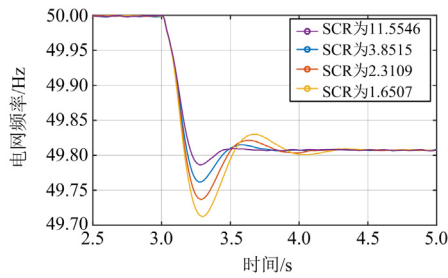
Table 1 System parameters

参数	数值	参数	数值	
$L_{f1}, L_{f2} / \text{mH}$	1, 1	D_{q1}, D_{q2}	200, 200	
$R_{f1}, R_{f2} / \Omega$	0.056, 0.056	K_{q1}, K_{q2}	10, 10	
SSVSI 参数	$L_{\text{Line}1}, L_{\text{Line}2} / \text{mH}$	1, 2	a	0.2
	$R_{\text{Line}1}, R_{\text{Line}2} / \Omega$	0.1, 0.2	b	1
	D_{p1}, D_{p2}	10, 15	k_c	0.4
	$J_{N0} / (\text{kg} \cdot \text{m}^2)$	0.55	$\omega_k / (\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})$	100π
电网	H_G	1	T_G / s	0.01
	R_G, D_G	0.5, 2	F_{HP}	0.3
参数	R_g / Ω	0.262	T_{RH} / s	1
	L_g / mH	5	T_{CH} / s	0.2

4.1 验证参数对频率支撑特性的影响

在仿真中, 系统初始负荷为 20 kW, 3 s 时负荷功率突增 10 kW。不同参数变化下电网频率的仿真波形如图 14 所示。

电网短路比 SCR 对频率支撑特性的影响如图 14(a)所示, 随着电网短路比 SCR 的减小, 多 SSVSI 并联系统对电网频率的支撑能力变弱, 电网频率最大偏移量增大。阻尼系数 D_{pN} 对频率支撑特性的影响如图 14(b)所示, 随着 D_{pN} 的增大, 多 SSVSI 并联系统对电网频率的支撑能力增强, 然而系统的稳态特性受到影响。 J_N 对频率支撑特性的影响如图 14(c)所示, 随着 J_N 的增大, 多 SSVSI 并联系统对电网频率的支撑能力增强。然而 J_N 不宜过大, 因为 J_N 越



(a) SCR变化

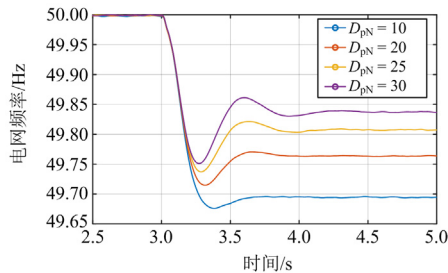
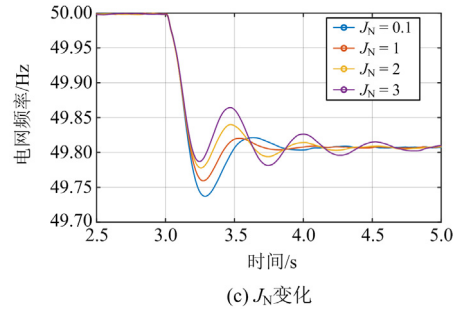
(b) D_{pN} 变化(c) J_N 变化

图 14 不同参数变化下电网频率的仿真波形

Fig. 14 Simulation waveforms of grid frequency under different parameter variations

大, 在负荷突变时, 系统频率振荡越明显。

4.2 所提控制方法有效性验证

为验证本文所提控制方法的有效性, 将 4 种控制方法进行对比, 分别为固定大虚拟惯量控制 ($J_N = 2$)、固定小虚拟惯量控制 ($J_N = 0.1$)、常规自适应虚拟惯量控制^[20, 26]和本文所提控制方法。

如图 15 所示, 3 s 时负荷突增, 导致电网频率波动, 电网频率下降到最低点后上升并恢复到新的稳态值。为使结果更加直观, 图 16 显示了电网频率的调节时间、最大频率偏差和最大频率变化率的柱状图。4 种控制方法下电网频率最大频率偏差分别为

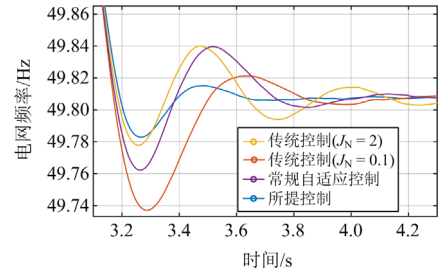


图 15 不同控制方法下电网频率仿真结果

Fig. 15 Simulation results of grid frequency under different control methods

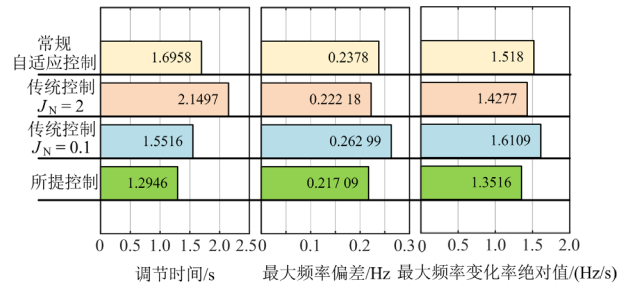


图 16 不同控制方法下电网频率关键指标

Fig. 16 Key indicators of grid frequency under different control methods

0.2378 Hz、0.222 18 Hz、0.262 99 Hz 和 0.217 09 Hz。由图 16 可知，与其他控制方法相比，采用本文所提控制方法时电网频率的最大偏差最小，表明所提控制方法对频率极值点的改善效果最佳。

从图 16 还可以看出，4 种控制方法下系统频率调节时间分别为 1.6958 s、2.1497 s、1.5516 s 和 1.2946 s，这表明本文所提控制方法还能加快电网频率的恢复速度。此外，4 种控制方法下系统最大频率变化率分别为 -1.518 Hz/s、-1.4277 Hz/s、-1.6109 Hz/s 和 -1.3516 Hz/s，通过比较 4 种控制方法下系统最大频率变化率可知，本文所提控制方法能最有效减缓系统受扰后电网频率的偏离速度，表明本文所提控制方法能最有效抑制受扰后电网频率的变化。

5 实验验证

为验证本文所提控制方法的有效性，根据图 13 结构搭建了实验平台，如图 17 所示。实验平台的核心控制芯片为 TI 公司的 TMS320F28335，逆变器中的功率器件 IGBT 采用英飞凌公司的 FS3L100R 07W3S5-B11，实验参数和仿真参数一致。

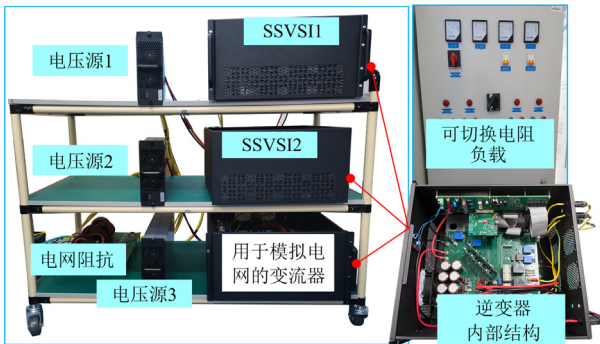
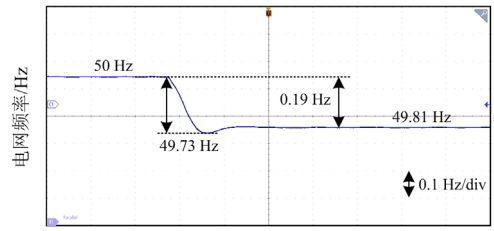


图 17 实验平台

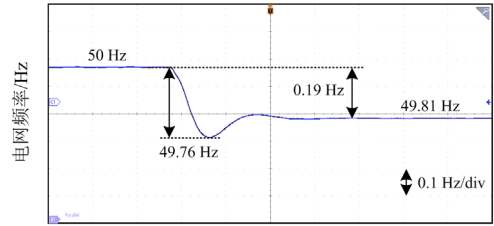
Fig. 17 Experimental platform

如图 18 所示，随着 SCR 的增大，多 SSVSI 并联系统对电网频率的支撑能力变强，电网频率极值点得到改善。

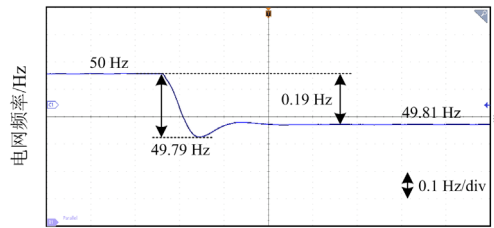
如图 19 所示，随着阻尼系数 D_{pN} 的增大，多 SSVSI 并网系统对电网频率的支撑能力增强，然而 D_{pN} 的变化会影响系统的稳态特性。



时间/(400 ms/div)
(b) SCR为2.3109



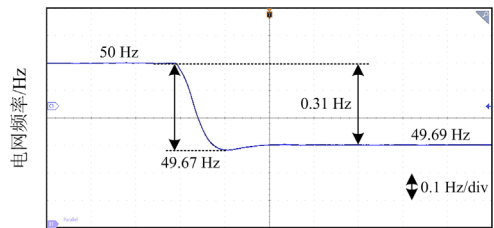
时间/(400 ms/div)
(c) SCR为3.8515



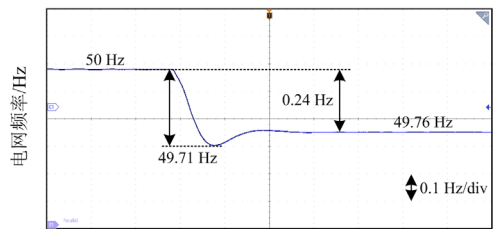
时间/(400 ms/div)
(d) SCR为11.5546

图 18 不同 SCR 下电网频率实验波形

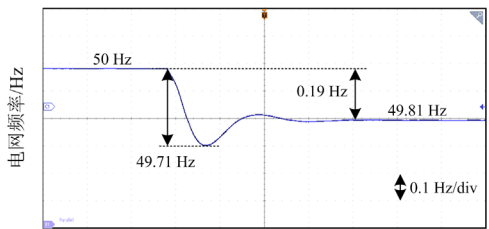
Fig. 18 Experimental waveforms of grid frequency under different SCRs



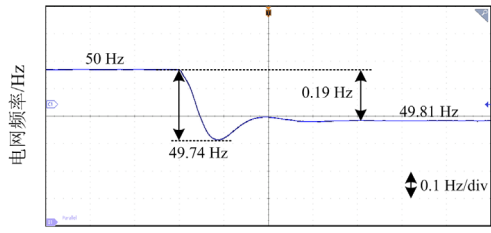
时间/(400 ms/div)
(a) $D_{pN} = 10$



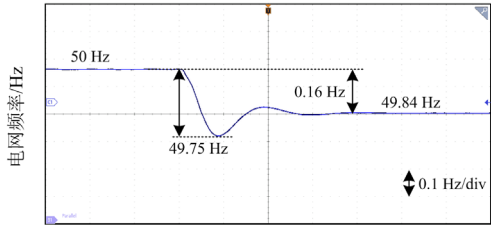
时间/(400 ms/div)
(b) $D_{pN} = 20$



时间/(400 ms/div)
(a) SCR为1.6507



(c) $D_{pN} = 25$



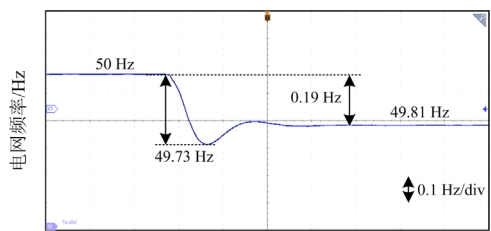
(d) $D_{pN} = 30$

图 19 不同 D_{pN} 下电网频率实验波形

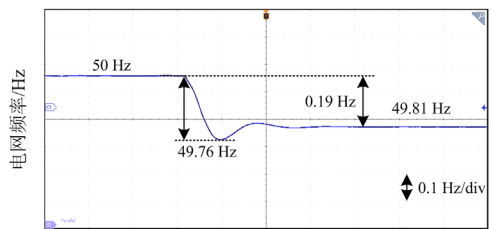
Fig. 19 Experimental waveforms of grid frequency under different D_{pN}

虚拟惯量系数 J_N 对频率支撑特性的影响如图 20 所示, J_N 越大, 电网频率极值点改善效果越明显。然而, 系统在遭受负荷扰动后, 随着 J_N 的增大, 系统频率振荡越明显。

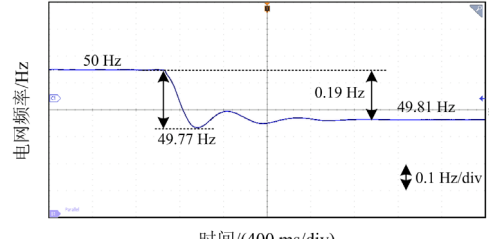
未采用本文所提控制方法且 SSVSI 系统的惯量较小 ($J_N = 0.1$) 时, 实验结果如图 21(a) 所示, 此时电网频率的极小值点为 49.74 Hz, 偏离 0.26 Hz, 调节时间约为 1.5 s, 且存在较为明显的振荡。



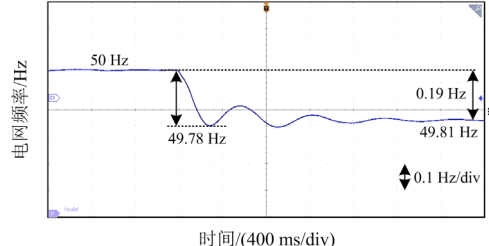
(a) $J_N = 0.1$



(b) $J_N = 1$



(c) $J_N = 2$



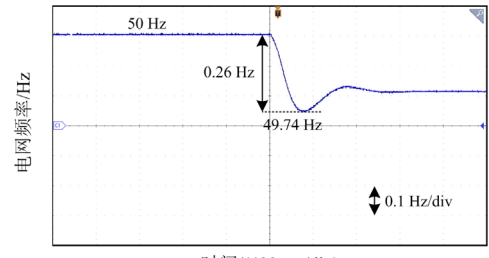
(d) $J_N = 3$

图 20 不同 J_N 下电网频率实验波形

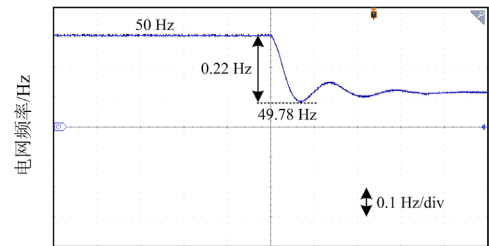
Fig. 20 Experimental waveforms of grid frequency under different J_N

未采用本文所提控制方法且 SSVSI 系统的惯量较大 ($J_N = 2$) 时, 实验结果如图 21(b) 所示, 此时电网频率的极小值点为 49.78 Hz, 偏离 0.22 Hz, 但系统频率恢复到新的稳态值所需的时间较长, 调节时间约为 2.1 s, 且存在明显的振荡。

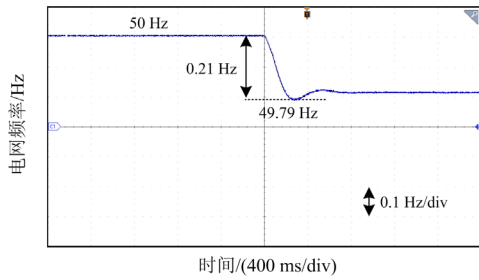
采用本文所提控制方法时, 实验结果如图 21(c) 所示, 此时电网频率的极小值点为 49.79 Hz, 偏离幅度进一步减小至 0.21 Hz, 调节时间约为 1.3 s, 并且在扰动后期, 系统频率能快速恢复到新的稳态值, 仅存在轻微的振荡。



(a) 未采用本文所提控制方法(小惯量)



(b) 未采用本文所提控制方法(大惯量)



(c) 采用本文所提控制方法

图 21 不同控制方法下电网频率的实验波形

Fig. 21 Experimental waveforms of grid frequency under different control methods

实验结果进一步表明，相比现有方法，本文所提控制方法能够更好地提升多 SSVSI 并联系统对电网频率的支撑能力，更有效地改善系统的频率稳定性。

6 结论

本文建立了多 SSVSI 并网系统的频率响应模型，分析了不同控制参数、电网强度下多 SSVSI 的频率支撑特性，并提出了多 SSVSI 频率支撑协调控制方法，可得以下结论。

1) 多 SSVSI 之间参数不匹配时，各台 SSVSI 功率响应时间存在差异，影响并联运行的多台 SSVSI 的协调一致性。

2) 本文所提方法通过引入中心频率，实现了多 SSVSI 并网系统的功率补偿控制与虚拟惯量自适应协调控制。功率补偿有效优化了系统的阻尼特性，提高了系统整体响应速度。在此基础上，针对惯量响应阶段和恢复阶段的不同需求，自适应地调节系统的虚拟惯量，并借助惯量分配机制实现多 SSVSI 之间的动态协调。与现有方法相比，所提控制方法进一步减小了系统的最大频率偏差与频率变化率，显著增强了系统的频率稳定性。

参考文献

[1] 贾浩洋, 李斌, 胡丹丹, 等. 基于事件触发预设时间一致性的孤岛微电网电压二次控制[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(23): 176-187.
 JIA Haoyang, LI Bin, HU Dandan, et al. Preset-time consensus-based secondary voltage control for islanded microgrids using event-triggered mechanisms[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(23): 176-187.

[2] 李忠文, 李沛阳, 程志平, 等. 孤岛模式下交直流混合微电网互联变流器新型控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(21): 50-59.
 LI Zhongwen, LI Peiyang, CHENG Zhiping, et al. A novel control strategy for an interlinking converter in an

islanded hybrid AC/DC microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(21): 50-59.

[3] ABDELEMAM A, ZEINELDIN H, AL-DURRA A, et al. Interharmonic current differential protection scheme for converter-based hybrid AC/DC microgrids[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2025, 10(5): 68-83.

[4] MORGAN M Y, SINDI H F, ZEINELDIN H H, et al. Isolated microgrids dominant modes prediction based on machine learning[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2025, 10(4): 146-156.

[5] 于永进, 孙国强, 樊英杰. 基于动态事件触发机制的孤岛微电网频率控制方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(20): 60-71.
 YU Yongjin, SUN Guoqiang, FAN Yingjie. A frequency control method for an islanded microgrid based on a dynamic event-triggered mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(20): 60-71.

[6] 高丙团, 胡正阳, 王伟胜, 等. 新能源场站快速有功控制及频率支撑技术综述[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(11): 4335-4352.
 GAO Bingtuan, HU Zhengyang, WANG Weisheng, et al. Review on fast active power control and frequency support technologies of renewable energy stations[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(11): 4335-4352.

[7] 颜湘武, 王德胜, 杨琳琳, 等. 直驱风机惯量支撑与一次调频协调控制策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(15): 3282-3292.
 YAN Xiangwu, WANG Desheng, YANG Linlin, et al. Coordinated control strategy of inertia support and primary frequency regulation of PMSG[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(15): 3282-3292.

[8] 张怡静, 李智, 时艳强, 等. 基于储能惯量支撑的受端电网频率优化控制方法[J]. 电工技术学报, 2024, 39(11): 3556-3568.
 ZHANG Yijing, LI Zhi, SHI Yanqiang, et al. Optimal frequency control method of receiving power grid based on energy storage inertia support[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(11): 3556-3568.

[9] 张祥宇, 胡剑峰, 付媛, 等. 风储联合系统的虚拟惯量需求与协同支撑[J]. 电工技术学报, 2024, 39(3): 672-685.
 ZHANG Xiangyu, HU Jianfeng, FU Yuan, et al. Virtual inertia demand and collaborative support of wind power and energy storage system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(3): 672-685.

[10] 邓美玲, 江通财, 白振毅, 等. 计及变流器频率支撑与容量约束的孤岛微电网多源协同调度方法[J]. 山东电力技术, 2025, 52(6): 10-21.
 DENG Meiling, JIANG Tongcai, BAI Zhenyi, et al. Multi-source collaborative scheduling method for islanded microgrids considering converter frequency support and capacity constraints[J]. Shandong Electric Power, 2025, 52(6): 10-21.

[11] 郭小龙, 杨桂兴, 张彦军, 等. 构网型储能变流器并网

- 系统 SISO 环路增益建模与重塑控制[J]. 电气技术, 2023, 24(2): 24-31, 51.
- GUO Xiaolong, YANG Guixing, ZHANG Yanjun, et al. Modeling and reshaping control of single input and single output loop gain of the grid-forming energy storage converter grid-connected system[J]. Electrical Technology, 2023, 24(2): 24-31, 51.
- [12] FU Y, CHEN Y, XIE Z, et al. Analysis and suppression method of synchronous frequency resonance for self-synchronizing voltage source inverter[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2024, 158.
- [13] 蔡旭, 秦垚, 王晗, 等. 风电机组的自同步电压源控制研究综述[J]. 高电压技术, 2023, 49(6): 2478-2490.
- CAI Xu, QIN Yao, WANG Han, et al. Review of self-synchronous voltage source control for wind turbine generator[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(6): 2478-2490.
- [14] 邢东峰, 田铭兴. 虚拟同步发电机频率特性与储能设备容量及充放电特性的关系[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3582-3593.
- XING Dongfeng, TIAN Mingxing. Relationship between frequency characteristics of virtual synchronous generator and capacity and parameters of energy storage equipment[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3582-3593.
- [15] 张祥宇, 黄泳漩, 付媛. 构网型风电并网系统的振荡能量转移与功率支撑技术[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(23): 9251-9262.
- ZHANG Xiangyu, HUANG Yongxuan, FU Yuan. Oscillatory energy transfer and power support technology for grid-forming wind power grid-connected system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(23): 9251-9262.
- [16] 李威, 朱玲, 祁晓婧, 等. 新能源自同步电压源接入电力系统频率特性分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(17): 38-46.
- LI Wei, ZHU Ling, QI Xiaojing, et al. Frequency characteristic analysis for power system with integration of renewable energy by self-synchronous voltage source[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(17): 38-46.
- [17] 郭梓暄, 张兴, 李明, 等. 弱电网下电压控制型逆变器的自适应快速功率控制策略[J]. 电源学报, 2023, 21(4): 56-66.
- GUO Zixuan, ZHANG Xing, LI Ming, et al. Adaptive rapid power control strategy for voltage-controlled inverter under weak grid conditions[J]. Journal of Power Supply, 2023, 21(4): 56-66.
- [18] 李雪萍, 王自力, 陈燕东, 等. 基于虚拟惯量模糊自适应的新能源逆变器频率主动支撑策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(20): 25-37.
- LI Xueping, WANG Zili, CHEN Yandong, et al. Active frequency support strategy for new energy inverters based on virtual inertia fuzzy adaptive control[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(20): 25-37.
- [19] 姜涛, 邱宇琛, 刘先超, 等. 多风电场支撑电网频率稳定的动态差异化时序协同控制策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(8): 162-173.
- JIANG Tao, QIU Yuchen, LIU Xianchao, et al. Control strategy with dynamic and differentiated timing synergy for multiple wind farms supporting frequency stability of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(8): 162-173.
- [20] 王振浩, 张越, 成龙, 等. 多参数协同自适应的改进虚拟同步控制策略[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2403-2414.
- WANG Zhenhao, ZHANG Yue, CHENG Long, et al. Improved virtual synchronous control strategy with multi-parameter adaptive collaboration[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2403-2414.
- [21] DONG S, CHEN Y C. Adjusting synchronverter dynamic response speed via damping correction loop[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(2): 608-619.
- [22] LEON A E, MAURICIO J M. Virtual synchronous generator design to improve frequency support of converter-interfaced systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2024, 39(2): 862-871.
- [23] CHEN Yahong, XU Wei, LIU Yi, et al. Reduced-Order system frequency response modeling for the power grid integrated with the type-II doubly-fed variable speed pumped storage units[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(9): 10994-11006.
- [24] WANG Zili, CHEN Yandong, LI Xueping, et al. Active power oscillation suppression based on decentralized transient damping control for parallel virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(4): 2582-2592.
- [25] CHOOPANI M, HOSSEINIAN S H, VAHIDI B. New transient stability and LVRT improvement of multi-VSG grids using the frequency of the center of inertia[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 527-538.
- [26] HOU Xiaochao, SUN Yao, ZHANG Xin, et al. Improvement of frequency regulation in VSG-based AC microgrid via adaptive virtual inertia[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(2): 1589-1602.

收稿日期: 2025-08-31; 修回日期: 2026-01-30

作者简介:

符有泽(1998—), 男, 博士, 研究方向为新能源发电建模与控制技术; E-mail: fuyouze@hnu.edu.cn

王自力(1993—), 男, 通信作者, 博士, 讲师, 研究方向为微电网运行与控制、电力电子化电力系统; E-mail: ziliwang@hnu.edu.cn

陈燕东(1979—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为新能源发电系统建模与控制、微电网技术、特种电源技术。E-mail: yandong_chen@hnu.edu.cn

(编辑 周金梅)