DOI: 10.19666/j.rlfd.202405110

基于改进虚拟同步发电机的构网型并联储能逆变器控制研究

陈 薇，徐佳红，张亚丽，李 松，邱 亚，仇 坤
（合肥工业大学电气与自动化工程学院，安徽 合肥 230009）

［摘 要］随着新能源高比例接入电网，储能逆变器多机并联协调控制已成为关键问题。采用虚拟同步发电机（VSG）算法，可以为构网型储能系统提供阻尼和惯性支撑以及稳定的电压频率。但多台储能逆变器并联运行的协调控制还需考虑并联同步、稳定性以及各电堆的荷电状态（SOC）和各线路阻抗的不同等。对此，研究建立了储能逆变器并联数学模型；分析了考虑虚拟阻抗的无功功率分配和考虑 SOC 的有功功率分配的方法，提出了一种结合自适应虚拟阻抗和 SOC 均衡的改进 VSG 控制策略。最后，在 MATLAB/Simulink 仿真平台上搭建模型，以全钒液流电池组作为储能系统，分析了各储能逆变器之间的协调控制，验证了改进 VSG 控制策略的有效性，有效解决了线路阻抗差异导致的压降差及无功功率不均和 SOC 差异导致的电池过度充放电问题，提高了电池和储能逆变器的利用效率，降低了电池的寿命损耗。

［关 键 词］构网型储能逆变器；VSG 控制；自适应虚拟阻抗；SOC 均衡；并联运行

［引用本文格式］陈薇，徐佳红，张亚丽，等. 基于改进虚拟同步发电机的构网型并联储能逆变器控制研究[J]. 热力发电，2024, 53(8): 77-84. CHEN Wei, XU Jiahong, ZHANG Yali, et al. Research on VSG control of grid-structured parallel fed inverter based on improved virtual synchronous generator[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(8): 77-84.

Research on VSG control of grid-structured parallel fed inverter based on improved virtual synchronous generator

CHEN Wei, XU Jiahong, ZHANG Yali, LI Song, QIU Ya, QIU Kun
(School of Electrical Engineering and Automation, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China)

Abstract: With the high proportion of new energy connected to power grid, multi-machine parallel coordinated control of energy storage inverter has become a key problem. Virtual synchronous generator (VSG) algorithm can provide damping, inertial support and stable voltage frequency for grid- forming energy storage system. However, the parallel synchronization, stability, state of charge (SOC) of each stack and impedance of each line should be considered in the coordinated control of parallel operation of multiple energy storage inverters. To solve this problem, a parallel mathematical model of energy storage inverter is established, the methods of reactive power allocation considering virtual impedance and active power allocation considering SOC are analyzed, and an improved VSG control strategy combining self-adaptive virtual impedance and SOC equalization is proposed. Finally, a model is built on the MATLAB/Simulink simulation platform, and the coordination control of each energy storage inverter is analyzed under the discharge condition with the all vanadium redox flow battery pack as the energy storage system. The validity of the improved VSG control strategy is verified, and the problem of over-discharge caused by voltage drop, reactive power and SOC difference caused by impedance difference is solved effectively, the utilization efficiency of the battery and the energy storage inverter is improved, and the life loss of the battery is reduced.

收 稿 日 期：2024-05-31
基 金 项 目：国家自然科学基金项目（62202138）
Supported by：National Natural Science Foundation of China (62202138)
第一作者简介：陈薇（1981），女，博士，副教授，主要研究方向为复杂系统建模及储能系统控制，windy02@hfut.edu.cn。
通信作者简介：徐佳红（2000），女，硕士研究生，主要研究方向为储能系统控制，809303912@qq.com。

Key words: grid-forming energy storage inverter; VSG control; self-adaptive virtual impedance; SOC equalization; parallel operation

随着可再生能源的快速发展，能源存储技术在电力系统中扮演着越来越重要的角色，储能成为新能源转型的必备基础设施。储能电站容量需求的不断增长，从兆瓦级到百兆瓦级的趋势日益明显[1]。在这种情况下，单个功率转换系统（PCS）已经难以满足储能系统的需求。但更大容量的 PCS 不仅对功率器件有更高的要求，其故障风险也增大[2]。因此，多个 PCS 并联运行的储能系统成为必要选择。

构网型储能系统由于具备提供惯量和阻尼支撑的能力，因此在电力系统中具有重要地位[3-4]。为了实现多 PCS 并联运行储能系统的有效控制，研究基于构网型虚拟同步发电机（virtual synchronous generator，VSG）控制策略，并考虑线路阻抗和储能荷电状态（state of charge，SOC）的问题非常有意义。这不仅可以实现多 PCS 协调运行，提高系统的稳定性和可靠性，也能有效解决线路阻抗差异导致的压降差和无功功率不均，以及储能单元间 SOC 差异导致的过度充放电等问题，从而进一步优化储能系统的性能，保障系统寿命。

针对以上问题，很多学者提出了改进的控制策略。文献[5-9]为提升系统稳定性，在储能逆变器控制算法上进行了改进。例如在 PQ 控制上考虑线路阻抗，有的为解决锁相环暂态失稳问题提出自适应暂态支撑方法，有的基于 VSG 控制以抑制光伏发电的随机性和波动性，还有的提出一种加入虚拟母线电压的改进控制以优化构网型储能变流器稳定性。文献[10-12]对级联储能系统 DC/DC 侧的 SOC 进行均衡控制。文献[13-17]对储能逆变器的稳定性及协调控制策略进行了研究和改进。上述研究中，有的没有考虑线阻差异导致的压降，有的没有根据 SOC 差异对输出功率恰当分配，或是采取传统的 PQ 下垂控制，稳定性不佳等。

基于上述情况，研究一种同时考虑线路阻抗和 SOC 差异的改进 VSG 控制方法很有必要。本文从储能逆变器的拓扑结构入手，首先分析了单个储能变流器的运行机理，根据级联系统的特征，分析了逆变器并联系统的原理，控制策略采用 VSG 下垂控制。为实现补偿线阻压降差和调节 SOC 均衡，在 VSG 控制中加入虚拟阻抗自适应和 SOC 均衡控制，通过对无功功率和有功功率的调节分配，实现并联储能系统的安全稳定运行。最后，在 MATLAB 仿真平台上进行了验证。

1 并联运行储能系统

图 1 为并联运行储能系统结构，其中包括全钒液流电池储能装置、储能逆变器和交流负载。选择具有调频、调压、提供阻尼和惯性支撑的构网型 VSG 控制作为基本控制策略。

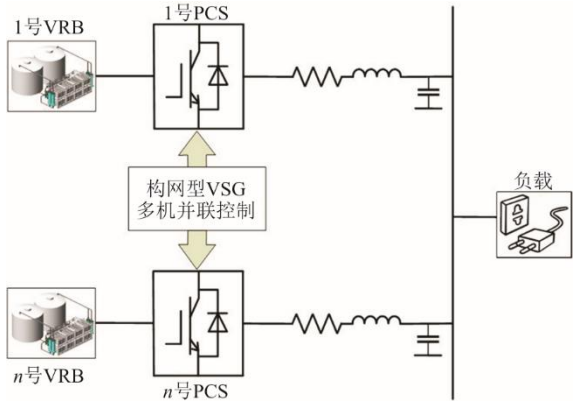


图 1 并联储能系统结构

Fig.1 Structure of the parallel fed energy storage system

储能逆变器选择双级式两电平式拓扑，DC/DC 部分选择双向 Buck/Boost 变换器，DC/AC 部分选用电压型三相桥式逆变电路，拓扑中包含的元器件少，结构简单，控制难度和成本低。

图 2 为双级式两电平 PCS 电路拓扑。电压型三相桥式逆变电路由 6 个 IGBT 开关元件组成，经 LC 滤波器后连至本地负载。图 2 中：L 为逆变器的滤波电感，R 为滤波电感等效电阻，C 为滤波电容，R_{load} 为逆变电源接入交流负载，U_{bc}、I_{bc} 分别为逆变器直流母线侧的电压、电流，u_{oabc}、i_{oabc} 分别为逆变器桥臂交流输出侧的电压、电流，u_{abc}、i_{abc} 分别为负载侧电压、电流，u_{Cabc}、i_{Cabc} 分别为流过滤波电容的电压、电流。

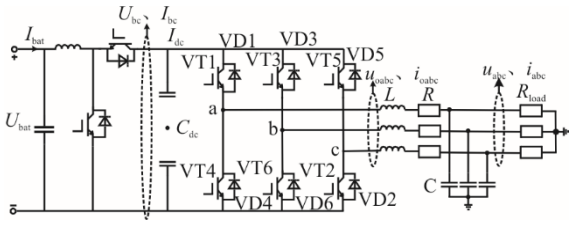


图 2 双级式两电平 PCS 电路拓扑

Fig.2 Circuit topology for two-stage two-level PCS

2 基于 VSG 的并联 PCS 控制策略

双级式两电平储能逆变器的控制主要由 DC/DC 变换器控制和 DC/AC 逆变器控制 2 个部分组成。DC/DC 模块采用传统的电压电流双闭环控制；DC/AC 模块在 VSG 控制策略下，将提供稳定电压的全钒液流电池作为虚拟原动机，提供虚拟机械转矩，逆变器的电动势等效为同步发电机的内电动势，逆变器的输出滤波感抗模拟同步发电机中定子绕组电抗，滤波电感和功率器件的等效电阻等效同步发电机的电枢电阻，逆变器输出端电压等效于同步发电机的电枢端电压，以此满足系统的功率需求，快速跟随功率指令[18-19]。本文在此基础上，加入结合自适应虚拟阻抗和 SOC 均衡的改进 VSG 控制方法，构网型储能逆变器并联运行的改进 VSG 控制原理如图 3 所示。

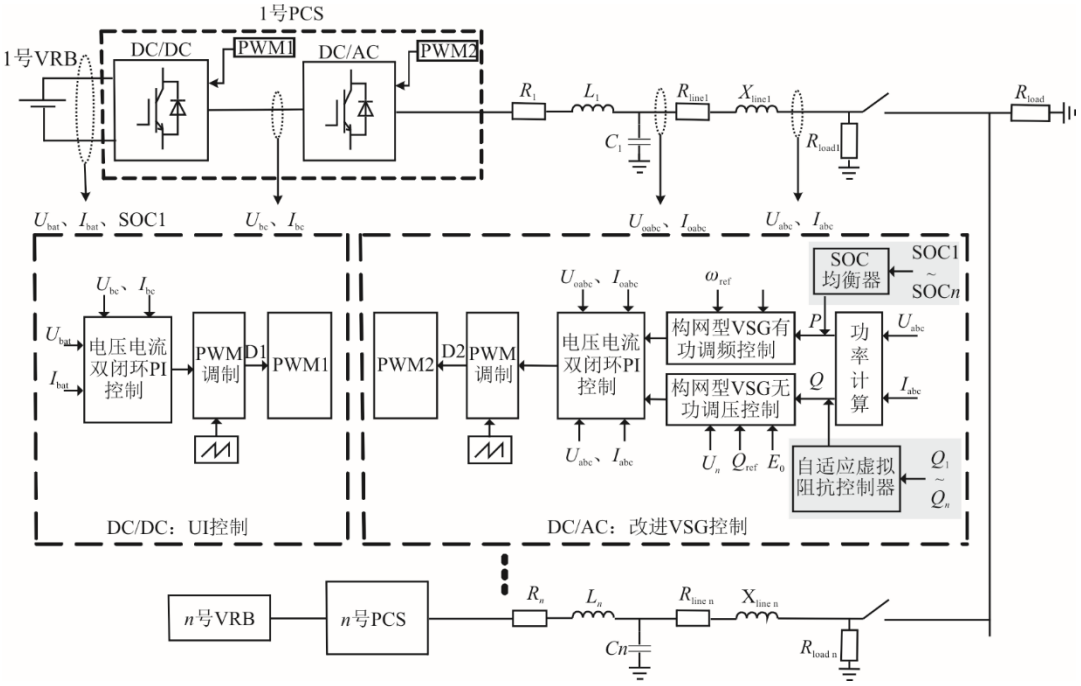


图 3 构网型储能逆变器并联运行 VSG 控制原理

Fig.3 Block diagram of VSG control principle for parallel operation of grid-forming energy storage inverters

2.1 传统 VSG 控制

构网型 VSG 控制主要是模拟同步发电机的有功−频率和无功−电压下垂特性，以此实现调频调压。其中，VSG 的机械方程与定子电气方程为：

$$J\frac{\mathrm{d}\Delta\omega}{\mathrm{d}t}=T_{\mathrm{m}}-T_{\mathrm{e}}-D_{\mathrm{p}}\Delta\omega \tag{1}$$

$$E=U+I(R_{\mathrm{s}}+j\omega L) \tag{2}$$

1）在 VSG 有功调速器控制部分，由转子机械方程计算出 VSG 的机械功率和经调频后的实际输出转子角频率，计算公式为：

$$P_{\mathrm{m}}=-\frac{1}{k_{\mathrm{pf}}}(\omega_{\mathrm{ref}}-\omega_{\mathrm{vsg}})+P_{\mathrm{ref}} \tag{3}$$

$$\omega_{\mathrm{vsg}}=\frac{P_{\mathrm{m}}-P}{J\omega_{\mathrm{ref}}s+D_{\mathrm{p}}\omega_{\mathrm{ref}}}+\omega_{\mathrm{ref}} \tag{4}$$

式中：ω_{vsg}为 VSG 输出转子角频率；ω_{ref}为输出转子角频率参考值；k_{pf}为调频系数；P_{m}为 VSG 的机械功率；P_{ref}为输出有功功率参考值；P 为励磁功率（由逆变器交流侧实际输出电压电流计算得出有功功率）；D_{p}为常阻尼系数；J 为转动惯量。

2）在 VSG 无功调压控制部分，通过模拟无功电压下垂特性调节逆变器的输出电压，可表示为：

$$E_{\mathrm{m}}=k_{\mathrm{q}}(Q_{\mathrm{ref}}-Q_{\mathrm{e}})+k_{\mathrm{u}}(U_{\mathrm{ref}}-U_{\mathrm{vsg}})+E_0 \tag{5}$$

式中：k_{q}、k_{u}分别为调差系数；Q_{e}为经交流电网侧三相电压和电流计算出的无功功率；U_{ref}为额定电压；U_{vsg}为实际输出电压；E_0为空载电势；E_{m}为励磁电势。

3）在电压电流双闭环控制部分，通过设计电压外环、电流内环 2 个 PI 控制器来实现无静差控制。

4）在 VSG 并联同步控制部分，设备间的电压和相位需保持同步，如果设备的电压和相位不一致，会导致并网失败和电流冲击。多台 VSG 并联运行时，通过测量逆变器交流输出侧的电压，经同

步处理，实现电压相位和幅值的同步[20-21]。

总体的 VSG 控制算法如图 4 所示。由图 4 可见，VSG 控制算法由有功调频、无功调压、转子惯性环节、电磁方程、电压和相位同步以及电压电流双闭环控制构成。

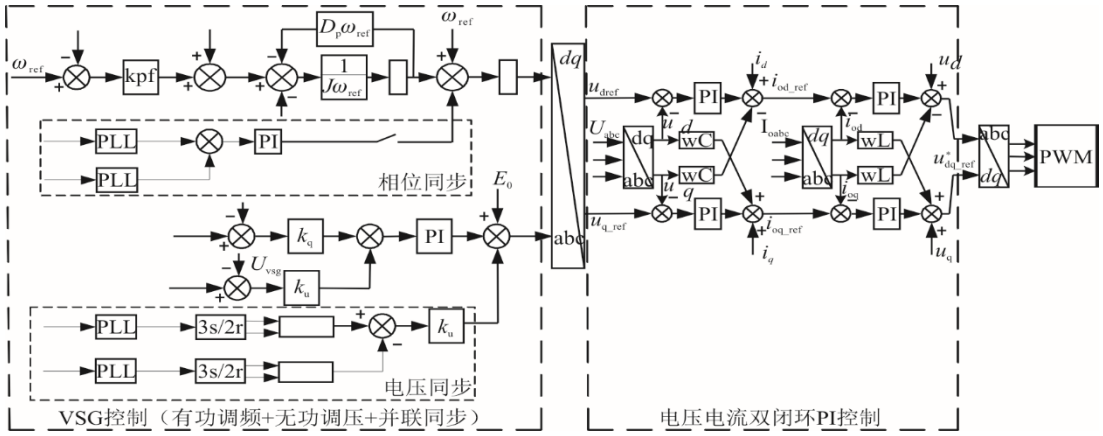


图 4 传统 VSG 控制框

Fig.4 VSG control block diagram of conventional inverter

2.2 改进 VSG 控制

构网型 PCS 并联控制中，功率的合理分配至关重要，逆变器控制参数、线路阻抗的不同，都会造成逆变器的输出功率不均，使系统间存在环流，从而影响系统稳定性。

有功功率按容量分配，额定有功功率 P 之比等于额定容量 S 之比，有功下垂系数与有功功率额定值成正比，因此考虑 SOC 均衡的控制可以通过调节输出有功功率实现均衡：

$$\frac{P_i}{P_j}=\frac{P_{\mathrm{m}i}}{P_{\mathrm{m}j}}=\frac{P_{\mathrm{ref}i}}{P_{\mathrm{ref}j}}+\frac{k_{\mathrm{p}i}(\omega_{\mathrm{ref}}-\omega_{\mathrm{vsg}})}{k_{\mathrm{p}j}(\omega_{\mathrm{ref}}-\omega_{\mathrm{vsg}})}=\frac{S_i}{S_j} \tag{6}$$

由于逆变器输出电压相等，无功下垂系数与无功功率额定值成反比[22]。因此，可以通过调节输出无功功率补偿线阻差异产生的压降差：

$$\frac{Q_i}{Q_j}=\frac{k_{\mathrm{q}j}+(X_{\mathrm{L}j}+X_{\mathrm{v}j})/U_{\mathrm{ref}}}{k_{\mathrm{q}i}+(X_{\mathrm{L}i}+X_{\mathrm{v}i})/U_{\mathrm{ref}}}=\frac{k_{\mathrm{q}j}}{k_{\mathrm{q}i}}=\frac{X_{\mathrm{L}j}+X_{\mathrm{v}j}}{X_{\mathrm{L}i}+X_{\mathrm{v}i}} \tag{7}$$

2.2.1 考虑线阻的自适应虚拟阻抗控制

储能逆变器联机运行时，由于线路阻抗的存在，导致压降差和无功功率分配不均。一般在控制策略中，直接加入虚拟阻抗 $R_{\mathrm{v}i}$、$X_{\mathrm{v}i}$ 来代表各线路阻抗差 $R_{\mathrm{v}i}=-\Delta R_i$、$X_{\mathrm{v}i}=-\Delta X_i$ 以补偿压降落差，其表达式为：

$$\Delta U_{\mathrm{v}}+\Delta U_i=0 \tag{8}$$

$$\frac{X_{\mathrm{v}i}Q_i+R_{\mathrm{v}i}P_i}{E_0}+\frac{\Delta X_iQ_i+\Delta R_iP_i}{E_0}=0 \tag{9}$$

式中：ΔU_{v} 为输出功率在虚拟阻抗上产生的电压降；ΔU_i 为第 i 个设备输出功率在线路阻抗上产生的电压降。

但这不可避免要提前测量线路阻抗值，在实际中难以实现；而且在长时间运行后，阻抗并非是一成不变的。为避免此缺点，在 VSG 控制的无功功率环部分，加入自适应调整虚拟阻抗部分，补偿压降落差，实现无功功率的均衡分配。

令虚拟电阻与虚拟电抗相等[23-24]，即令 $M_{\mathrm{v}i}=R_{\mathrm{v}i}=X_{\mathrm{v}i}$，虚拟阻抗表达式为：

$$M_{\mathrm{v}i}=-\frac{\Delta X_i+\Delta R_i\cot\phi}{1+\cot\phi} \tag{10}$$

式中：负荷功率因数 $\cot\phi=-P_i/Q_i$，虚拟阻抗值随负荷功率因数变化而变化。

自适应虚拟阻抗表达式为：

$$L_{\mathrm{v}i}=\frac{K_{\mathrm{v}i}}{s}\left(Q_i-\frac{1}{n}\sum_{j=1,\,j\neq i}^{n}Q_j\right) \tag{11}$$

式中：$L_{\mathrm{v}i}$、$K_{\mathrm{v}i}$ 和 Q_i 分别为第 i 台设备的虚拟阻抗、虚拟阻抗积分系数和无功功率。最后得到的虚拟阻抗与 VSG 控制得到的电压参考值相叠加：

$$U^{*}_{i\mathrm{dq_ref}}=U_{\mathrm{idq}}-L_{\mathrm{v}i}I_{\mathrm{idq}}\pm L_{\mathrm{v}i}I_{\mathrm{iqd}} \tag{12}$$

2.2.2 考虑 SOC 的改进均衡控制

在实际运行时，储能系统的 SOC 存在差异，因此需考虑 SOC 不同来调整出力，即调整输出功率，让 SOC 高的储能模块分配更大的负载功率，以均衡各储能模块 SOC，提高电池利用效率。

储能装置的 SOC 根据安时积分法估算，充电 $I_{\mathrm{s}}>0$，放电 $I_{\mathrm{s}}<0$，计算公式为：

$$S_{\mathrm{SOC,t}}=S_{\mathrm{SOC,0}}+\frac{1}{E_N}\int_0^t I_{\mathrm{s}}V_{\mathrm{s}}\mathrm{d}t=S_{\mathrm{SOC,0}}+\frac{1}{C_N}\int_0^t I_{\mathrm{d}}\mathrm{d}t \tag{13}$$

用输出功率表达单一模块的 SOC 变化式为：

$$\Delta S_{\mathrm{SOC}}=\frac{1}{C_N U_{\mathrm{in}}}\int_0^t P_{\mathrm{out}}\mathrm{d}t \tag{14}$$

其中储能单元输出功率为：

$$\begin{aligned}P_{\mathrm{out}}&=U_{\mathrm{o}}i_{\mathrm{o}}\\&=(U_{\mathrm{load}}+i_{\mathrm{o}}\times R_{\mathrm{line}})i_{\mathrm{o}}\end{aligned} \tag{15}$$

式中：V_{s}、U_{d}、I_{p}、I_{s} 分别为 VRB 的堆电压、端电压、泵损电流、堆栈电流；P_{s}、$S_{\mathrm{SOC,0}}$、E_{N}、C_{N}、t 分别为电堆功率、荷电状态初值、VRB 的额定能量、额定容量、充放电时间。

在并联储能结构中，各模块通过低速通信获取当前系统各个储能模块的 SOC，求得平均值：

$$\bar{S}_{\mathrm{SOC}}(t)=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}S_{\mathrm{SOC},i}(t) \tag{16}$$

将当前模块 SOC 与 $\overline{\mathrm{SOC}}$ 的差值引入函数中：

$$\Delta S_{\mathrm{SOC},i}(t)=(S_{\mathrm{SOC},i}(t)-\bar{S}_{\mathrm{SOC}}(t)) \tag{17}$$

其中，每个模块的均衡系数随时间变化更新：

$$k_i\,(t+T_{\mathrm{s}})=(1+\frac{\Delta S_{\mathrm{SOC},i}(t)}{\bar{S}_{\mathrm{SOC}}(t)})^n \tag{18}$$

当储能单元的 SOC 大于平均值时，$\Delta S_{\mathrm{SOC},i}(t)>0$，$k_i\,(t+T_{\mathrm{s}})>0$，储能单元输出较大功率，SOC 下降速率更快，且 $\Delta S_{\mathrm{SOC},i}(t)$ 越大，储能单元的输出功率越大。用 MATLAB 仿真均衡系数，均衡系数 k 随 n、t 的变化如图 5 所示。

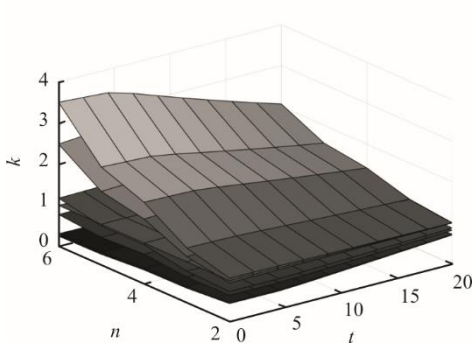


图 5 均衡系数 k 随 n、t 的变化

Fig.5 Change of equilibrium coefficient k with n and t

因此，给定有功功率计算公式为：

$$P_{\mathrm{ref}}^{*}=k_{\mathrm{SOC}i}P_{\mathrm{ref}} \tag{19}$$

式中：$k_{\mathrm{SOC}i}=k_i\,(t+T_{\mathrm{s}})\times k_{\mathrm{P}}$。计算每个电堆 SOC 的增益系数，并反馈到各自的功率中，进行均衡调整。改进的 VSG 控制策略如图 6 所示。

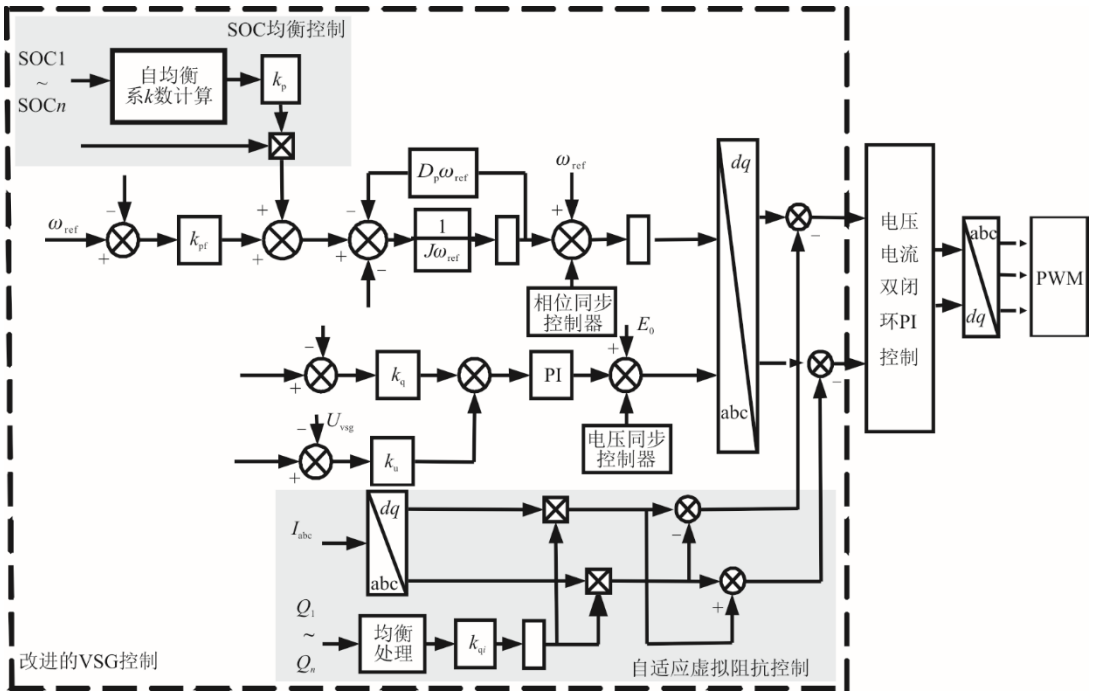


图 6 改进的 VSG 控制策略

Fig.6 Block diagram of the improved VSG control

3 仿真验证及分析

为验证所提改进方法的有效性，在 MATLAB 中搭建并联储能系统仿真模型，具体如图 7 所示。由图 7 可见，该模型由 3 个并联的储能模块组成，

每个储能模块由 VRB、PCS 和控制回路组成，3 个 VRB 经过变流器升压后给交流母线侧供电。该仿真模型主要参数见表 1。

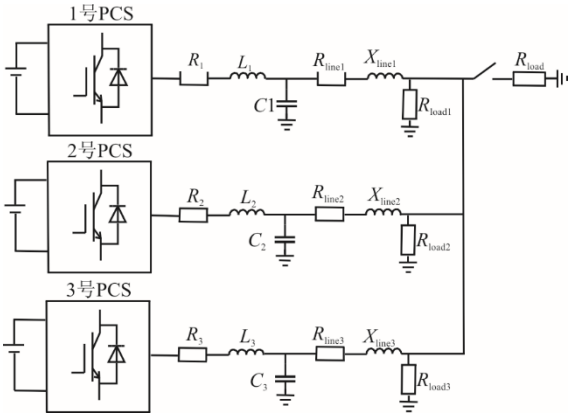


图 7 并联运行储能系统仿真模型示意

Fig.7 Schematic diagram of simulation model of the parallel operation energy storage system

表 1 仿真模型主要参数

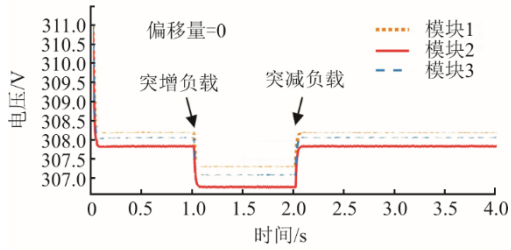
Tab.1 Main parameters of the simulation model

项目	数值	项目	数值
SOC1 初始值	0.90	线路电阻 R_{line1}/Ω	0.04
SOC2 初始值	0.85	线路电感 X_{line1}/H	4×10^{-4}
SOC3 初始值	0.75	线路电阻 R_{line2}/Ω	0.024
VRB 功率/kW	10	线路电感 X_{line2}/H	3.06×10^{-4}
负载功率/kW	30	线路电阻 R_{line3}/Ω	0.03
开关频率/kHz	20	线路电感 X_{line3}/H	3.56×10^{-4}
交流电网电压/V	380	直流母线电压/V	800

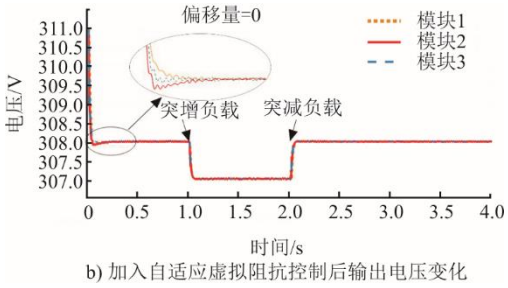
此外，需对转动惯量、常阻尼系数、各个控制环的 PID 控制参数等进行整定[25]，选取合适参数使并联储能系统正常运行。

3.1 自适应虚拟阻抗控制仿真效果

对比加入虚拟阻抗自适应控制前后的 3 个储能模块输出电压 U_{vsg} 和无功功率 Q 的变化情况，且在 1 s 和 2 s 时突增负载和突减负载，测试跟随情况，结果如图 8—图 9 所示。由图 8—图 9 可见，加入虚拟阻抗自适应控制后，电压降差被补偿，并实现了无功功率均分。



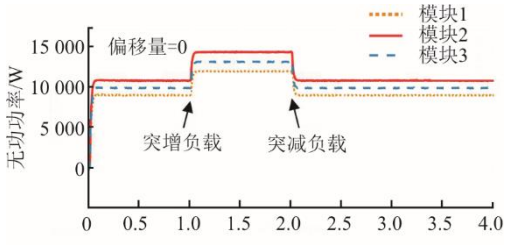
a) 传统VSG控制输出电压变化



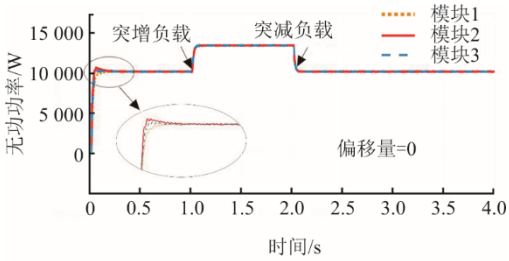
b) 加入自适应虚拟阻抗控制后输出电压变化

图 8 加入自适应虚拟阻抗控制前后输出电压对比

Fig.8 The output voltages before and after adding the self-adaptive virtual impedance control



a) 传统VSG控制无功功率变化



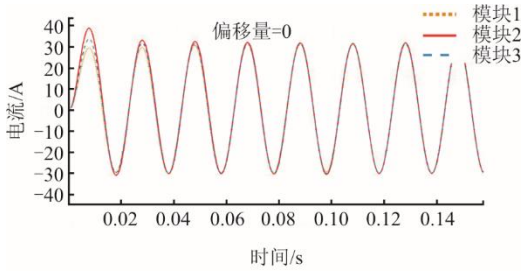
b) 加入自适应虚拟阻抗控制后无功功率变化

图 9 加入自适应虚拟阻抗控制前后无功功率对比

Fig.9 The reactive power before and after adding the self-adaptive virtual impedance control

3.2 SOC 均衡控制仿真效果

加入均衡系数前后的 3 个 a 相电流、SOC 变化情况及输出的有功功率仿真结果如图 10—图 12 所示。可以看到，当加入 SOV 均衡控制后，电流相位保持同步状态，输出幅值变化，输出有功功率改变，即 SOC 大的储能模块输出电流和输出功率更大，SOC 随之而下降更快，SOC 小的储能模块输出电流和输出功率更小，SOC 下降更慢，最后达到均衡。



a) 均衡前3个模块a相电流

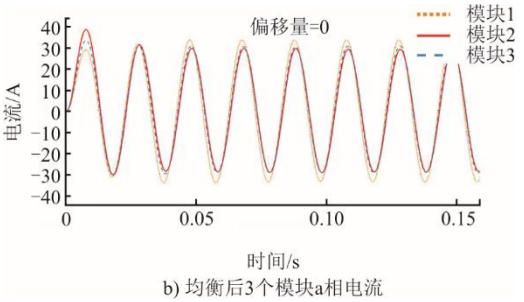


图 10　加入均衡系数前后 a 相电流对比

Fig.10 The a-phase current before and after adding the equilibrium coefficient

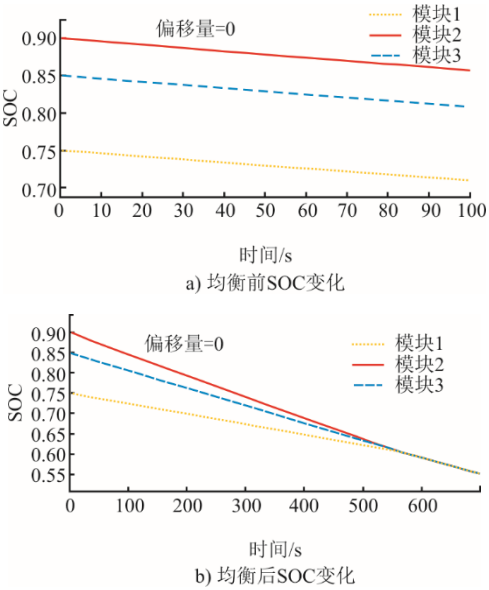


图 11　加入均衡系数前后 SOC 对比

Fig.11 The SOC before and after adding the equalization coefficient

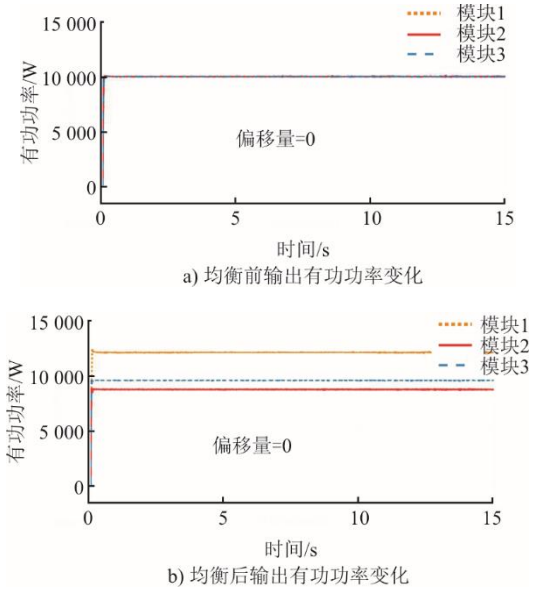


图 12　加入均衡系数前后输出有功功率对比

Fig.12 The output active power before and after adding the equalization coefficient

4 结　论

1）本文在传统 VSG 控制的基础上，提出了一种考虑自适应虚拟阻抗和 SOC 均衡的改进 VSG 控制方法。输入的给定功率基准来自理想的输出功率和当前单元 SOC 和所有单元 SOC 的均值之差；输入的给定电压来自于 VSG 控制输出的励磁电势向量和自适应虚拟阻抗与输出电流乘积后的电压分量之差。最后在 MATLAB/Simulink 上仿真，对比分析并验证了改进方法的可行性和有效性。

2）本文所提改进 VSG 控制策略中的自适应虚拟阻抗控制模块，考虑了线路阻抗差异，能够补偿压降差，使无功功率输出实现均分。

3）本文所提改进 VSG 控制策略中的 SOC 均衡控制模块，考虑了各储能模块 SOC 不同的情况，能够合理分配给定有功功率，使 SOC 达到均衡输出。

［参 考 文 献］

［1］ 李建林, 徐少华, 惠东. 百 MW 级储能电站用 PCS 多机并联稳定性分析及其控制策略综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4034-4047.
LI Jianlin, XU Shaohua, HUI Dong. A review of stability analysis and control strategy of multi-parallel PCS for hundred MW level energy storage power station[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4034-4047.

［2］ 许诘翊, 刘威, 刘树, 等. 电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3586-3594.
XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3586-3594.

［3］ 李建林, 丁子洋, 游洪灏, 等. 构网型储能支撑新型电力系统稳定运行研究[J]. 高压电器, 2023, 59(7): 1-11.
LI Jianlin, DING Ziyang, YOU Honghao, et al. Research on stable operation of new power system supported by grid forming energy storage system[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7): 1-11.

［4］ 迟永宁, 江炳蔚, 胡家兵, 等. 构网型变流器: 物理本质与特征[J]. 高电压技术, 2024, 50(2): 590-604.
CHI Yongning, JIANG Bingwei, HU Jiabing, et al. Netted converter: physical nature and characteristics[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(2): 590-604.

［5］ 徐少华, 李建林, 惠东. 多储能逆变器并联系统在微网孤岛条件下的稳定性分析及其控制策略[J]. 高电压技术, 2015, 41(10): 3266-3273.
XU Shaohua, LI Jianlin, HUI Dong. Stability analysis and control strategy of parallel storage inverter system working under the micro-grid's island condition[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(10): 3266-3273.

［6］ 李红萍, 杨洪耕, 曾巧燕, 等. 孤岛型微电网中改进下垂控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(4): 49-54.
LI Hongping, YANG Honggeng, ZENG Qiaoyan, et al. Improved droop control strategy for islanded microgrid[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2017, 29(4): 49-54.

[7] 徐晨航, 邹志翔, 陈武, 等. 面向暂态稳定性提升的构网型储能系统自适应控制方法[J/OL]. 电网技术, 1-13[2024-07-29]. https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1760.
XU Chenhang, ZOU Zhixiang, CHEN Wu, et al. Grid-forming based energy storage system adaptive control for transient stability enhancement[J/OL]. Power System Technology, 1-13[2024-07-29]. https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1760.

[8] 温春雪, 毛健, 王鹏, 等. 基于虚拟同步发电机的构网型光储变流器控制策略研究[J]. 内蒙古电力技术, 2024, 42(1): 1-8.
WEN Chunxue, MAO Jian, WANG Peng, et al. Research on control strategy of grid-configured photovoltaic storage converters based on VSG[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2024, 42(1): 1-8.

[9] 严文博, 黄云辉, 王栋, 等. 基于虚拟母线电压控制的构网型储能变流器稳定性优化研究[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(5): 1532-1541.
YAN Wenbo, HUANG Yunhui, WANG Dong, et al. Investigation of stability optimization of grid-forming energy storage converters based on virtual bus voltage control[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(5): 1532-1541.

[10] 艾洪克, 吴俊勇, 田明杰, 等. 组合级联式大容量储能系统两级SOC自均衡策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(22): 75-80.
AI Hongke, WU Junyong, TIAN Mingjie, et al. Research on two-stage SOC self-balancing control strategy in hybrid cascade energy storage system[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(22): 75-80.

[11] 陈薇, 石帅飞, 张超, 等. 基于 SOC 的并联储能系统电流负荷分配方法[J]. 控制工程, 2023, 30(5): 779-787.
CHEN Wei, SHI Shuaifei, ZHANG Chao, et al. Current load distribution method based on SOC parallel energy storage system[J]. Control Engineering of China, 2023, 30(5): 779-787.

[12] 曹赛, 王毅, 余欣洋, 等. 基于储能型MMC的SOC自适应均衡控制策略[J/OL]. 电源学报, 1-11[2024-07-29]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20240206.1007.002.html.
CAO Sai, WANG Yi, YU Xinyang, et al. Adaptive balance control strategy of SOC based on MMC-BESS[J/OL]. Journal of Power Supply, 1-11[2024-07-29]. http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20240206.1007.002.html.

[13] 郑云平, 焦春雷, 亚夏尔·吐尔洪, 等. 基于新能源发电的构网型协调储能控制策略研究[J]. 高压电器, 2023, 59(7): 65-74.
ZHENG Yunping, JIAO Chunlei, YASHAR Turhorn, et al. Research on grid-forming coordinated energy storage control strategy based on converter interfaced generation[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(7): 65-74.

[14] 李建林, 丁子洋, 刘海涛, 等. 构网型储能变流器及控制策略研究[J]. 发电技术, 2022, 43(5): 679-686.
LI Jianlin, DING Ziyang, LIU Haitao, et al. Research on grid-based energy storage converter and its control strategy[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(5): 679-686.

[15] 姜静雅, 王玮, 唐芬, 等. 优化储能VSG动态特性的 d 轴电流微分前馈控制[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2510-2523.
JIANG Jingya, WANG Wei, TANG Fen, et al. Current differential feedforward control of d-axis for improving dynamic characteristics of energy storage virtual synchronous generator[J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2510-2523.

[16] 王璐. 分布式新能源发电储能变流器 PCS 控制策略研究[D]. 长沙: 湖南大学, 2021: 1.
WANG Lu. Research on PCS control strategy of distributed new energy storage converter[D]. Changsha: Hunan University, 2021: 1.

[17] 胡长斌, 石向一, 罗珊娜, 等. 微电网多逆变器并联分散动态扰动补偿控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4425-4439.
HU Changbin, SHI Xiangyi, LUO Shanna, et al. Decentralized dynamic disturbance compensation control strategy for multiple parallel inverters in microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4425-4439.

[18] 姚超. 基于VSG的储能变流器多机并联控制策略的研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2021: 1.
YAO Chao. Research on the control strategy of multi-machine parallel connection of energy storage converter based on VSG[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2021: 1.

[19] 王宁. 基于 VSG 的大容量储能系统逆变控制研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2017: 1.
WANG Ning. Research on inverter control of large capacity energy storage system based on VSG[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2017: 1.

[20] 闫昊. 构网型储能变流器控制策略研究[D]. 北京: 北方工业大学, 2023: 1.
YAN Hao. Research on control strategy of gridforming of power conversion system[D]. Beijing: North China University of Technology, 2023: 1.

[21] 李袁超. 预同步虚拟同步机功率解耦策略研究[D]. 杭州: 浙江工业大学, 2020: 1.
LI Yuanchao. Research on power decoupling strategy of pre-synchronous virtual synchronous generator[D]. Hangzhou: Zhejiang University of Technology, 2020: 1.

[22] 张悦. 虚拟同步发电机多机并联功率分配方法研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2019: 1.
ZHANG Yue. Research on power sharing strategy for paralleled virtual synchronous generators in micro-grid[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2019: 1.

[23] 宋琼, 张辉, 孙凯, 等. 多微源独立微网中虚拟同步发电机的改进型转动惯量自适应控制[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 412-424.
SONG Qiong, ZHANG Hui, SUN Kai, et al. Improved adaptive control of inertia for virtual synchronous generators in islanding micro-grid with multiple distributed generation units[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 412-424.

[24] 黄耀智. 基于 VSG 的逆变器并联运行研究[D]. 北京: 北方工业大学, 2020: 1.
HUANG Yaozhi. Research on parallel operation of inverters based on VSG[D]. Beijing: North China University of Technology, 2020: 1.

[25] 胡文强, 吴在军, 孙充勃, 等. 基于 VSG 的储能系统并网逆变器建模与参数整定方法[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(8): 13-23.
HU Wenqiang, WU Zaijun, SUN Chongbo, et al. Modeling and parameter setting method for grid-connected inverter of energy storage system based on VSG[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(8): 13-23.

（责任编辑 杜亚勤）