DOI：10.13234/j.issn.2095-2805.2025.4.242 **中图分类号**：TM464 **文献标志码**：A

多光储自同步电压源逆变器协调控制方法

周可慧[1]，符有泽[2](中国电源学会学生会员)，陈燕东[2](中国电源学会高级会员)，
张明宇[2](中国电源学会学生会员)，唐海国[1]，游金梁[1]
(1.国网湖南省电力有限公司电力科学研究院，长沙 410007；2.国家电能变换与控制工程技术研究中心(湖南大学)，长沙 410082)

摘要：自同步电压源逆变器SSVSI(self-synchronized voltage source inverter)因能改善新型电力系统电压与频率稳定性而备受关注。为解决多光储SSVSI并联运行时储能荷电状态SOC(state-of-charge)不均衡、直流侧电压波动与交流侧输出功率振荡的问题，首先分析了多光储SSVSI并联系统交直流侧功率响应的动态特性，然后提出了多光储SSVSI并联系统协调控制方法。该协调控制方法通过考虑储能SOC的协调分配策略与储能功率前馈控制，实现储能SOC动态均衡，改善直流侧电压的动态特性。此外，通过阻尼增强控制抑制了交流侧输出功率振荡。最后，通过仿真和RT-LAB实验验证了所提控制方法的有效性。

关键词：自同步电压源逆变器；荷电状态；功率分配；功率振荡

Cooperative Control Method for PV-storage Self-synchronized Voltage Source Inverters

ZHOU Kehui[1], FU Youze[2], *Student Member*, *CPSS*, CHEN Yandong[2], *Senior Member*, *CPSS*,
ZHANG Mingyu[2], *Student Member*, *CPSS*, TANG Haiguo[1], YOU Jinliang[1]
(1. Electric Power Research Institute, State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Changsha 410007, China; 2. National Engineering Research Center for Power Conversion and Control (Hunan University), Changsha 410082, China)

Abstract: Self-synchronized voltage source inverters (SSVSIs) have attracted much attention for their capability to improve the voltage and frequency stability of power systems. To solve the problems of energy storage state-of-charge (SOC) imbalance, DC-side voltage fluctuations and AC-side output power oscillations during the parallel operation of PV-storage SSVSIs, the dynamic characteristics of AC- and DC-side power response of a parallel system of PV-storage SSVSIs are analyzed at first. Then, a cooperative control method for the parallel system is proposed, which realizes the dynamic balance of energy storage SOC by considering a cooperative allocation strategy for energy storage SOC and improves the dynamic characteristics of DC-side voltage through the feed-forward control of energy storage power. In addition, the AC-side output power oscillations are suppressed by damping enhancement control. Finally, the effectiveness of the proposed control method was verified by simulations and experimental results based on RT-LAB.

Keywords: Self-synchronized voltage source inverter (SSVSI); state-of-charge (SOC); power allocation; power oscillation

收稿日期：2024-01-24；**修回日期**：2024-03-16；**录用日期**：2024-04-06；**网络首发日期**：2024-05-23
基金项目：国家自然科学基金资助项目(52077070)；国网湖南省电力有限公司科技资助项目(5216A321N301)
This work is supported by National Natural Science Foundation of China under the grant 52077070; the Science and Technology Project of State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd. under the grant 5216A321N301

以光伏发电为代表的新能源并网发电系统缺乏传统发电机的惯性，因此，随着新能源发电迅速发展和渗透率不断提高，高比例新能源新型电网呈现出电压和频率支撑能力变弱、惯性和阻尼特性缺失等特征[1-3]。

自同步电压源逆变器SSVSI(self-synchronized voltage source inverter)是解决新能源并网系统惯量

缺失及弱电网运行问题的有效技术方案，由于SSVSI呈电压源特性,且无需使用锁相环PLL(phase-locked loop),极大地改进了系统在弱电网条件下的稳定性[4-5]。此外，基于虚拟同步电机VSG (virtual synchronous generator)技术的SSVSI模拟同步发电机的电磁和机电特性[6],可以为系统提供电压/频率支撑。为了充分利用太阳能，光伏发电装置通常以最大功率模式运行,但在此控制模式下系统缺乏惯性,直流侧集成光伏单元和储能单元的光储SSVSI为解决这一问题提供了有效思路[7-9]。

然而，现有文献大多侧重于SSVSI控制策略研究，将直流侧当作理想电压源，未充分考虑直流侧分布式电源DG(distributed generation)的真实有功输出[10-11]。当考虑直流侧光伏单元输出功率具有的随机性和波动性时,系统存在直流侧电压波动与储能荷电状态SOC(state-of-charge)不均衡问题。基于此，文献[12-13]根据储能SOC实现各单元之间虚拟惯量的合理分配，维持了各储能单元的SOC均衡运行；文献[14-15]对基于SSVSI的光伏混合储能并网系统中的蓄电池和超级电容进行分别管理，发挥各自单元的能量特性，以抑制直流母线电压波动。但是，上述文献均未考虑各单元光伏功率的随机性和波动性。此外，若SSVSI模拟了同步发电机SG(synchronous generator)的惯性和阻尼特性，则不可避免地引入了SG的振荡特性。针对单机并网SSVSI系统，一些附加的阻尼控制相继被提出[16-17]，提升了系统自身阻尼以抑制功率振荡。在SSVSI多机组网时，文献[18-19]通过分布式通信方式实现了多机互阻尼控制,抑制了多机的功率交互振荡，但是比较依赖分布式通信的实时性。

综上，本文提出了1种多光储SSVSI发电系统协调控制方法。通过多光储SSVSI发电单元功率指令的协调分配，实现储能SOC均衡；同时在储能变换器中引入前馈控制以快速平抑直流侧电压波动；此外，在交流侧通过阻尼增强控制抑制了多光储SSVSI发电系统的功率振荡。所提协调控制方法有效提升了系统的动态性能。

1　多光储SSVSI拓扑与控制策略

n台光储SSVSI并网系统拓扑如图1所示，主要包括光伏DC-DC变换器,储能电池双向DC-DC变换器和SSVSI。图中：C_{dc}为直流母线电容；L_f和R_f分别为SSVSI的滤波电感与寄生电阻；L_l和R_l分别为线路电感与电阻；C_f为SSVSI的滤波电容；L_g和R_g分别为电网等效电感与电阻；V_{pcc}和V_g分别为并网点电压和电网电压;V为SSVSI的虚拟内电动势；P_e和Q_e分别为SSVSI输出的有功功率和无功功率；P_g和Q_g分别为PCC点注入电网的有功功率和无功功率。

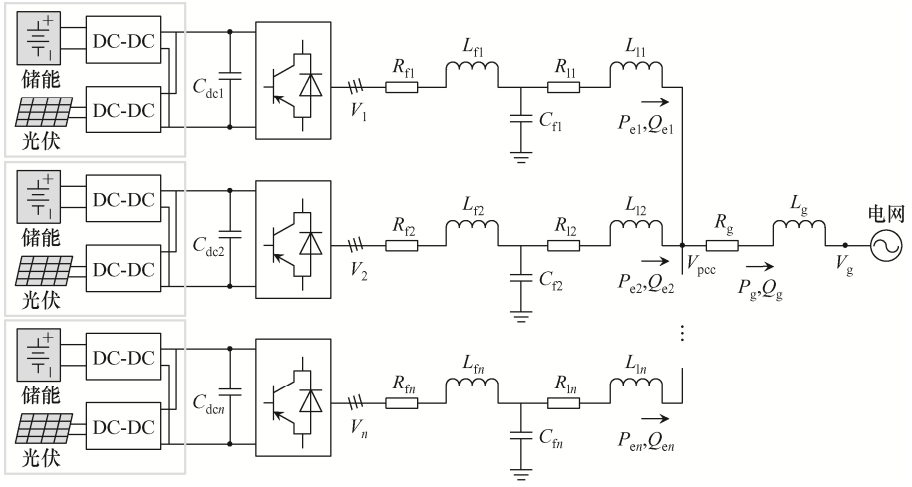


图1　n台光储SSVSI并联系统拓扑

Fig.1 Topology of parallel system of n PV-storage SSVSIs

光储 SSVSI 的控制框图如图 2 所示，图中：J 为虚拟惯性矩；ω和ω_n分别为 SSVSI 的输出角频率和电网的额定角频率；D_p 为有功频率下垂系数，即频率阻尼系数；P_{set} 和 Q_{set} 分别为有功功率和无功功率指令；K 为电压调节系数；V_N 为额定的 SSVSI 虚拟内电动势；D_q为无功电压下垂系数；θ 为输出相位；Q_{SSVSI} 为开关管控制信号。光伏 DC-DC 变换器执行最大功率点跟踪 MPPT(maximum power point tracking)控制，储能 DC-DC 变换器维持直流侧电压稳定，逆变器执行 SSVSI 控制。SSVSI 基于 VSG 控制，无功功率控制器模拟同步电机的一次调压，有功功率控制器模拟同步发电机的惯性和一次调频[2]。有功功率和无功功率环路控制方程式为

$$\begin{cases} J\dfrac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t}=D_p(\omega_n-\omega)+\dfrac{P_{set}}{\omega_n}-\dfrac{P_e}{\omega_n} \\ K\dfrac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}t}=D_q(V_N-V)+Q_{set}-Q_e \end{cases} \tag{1}$$

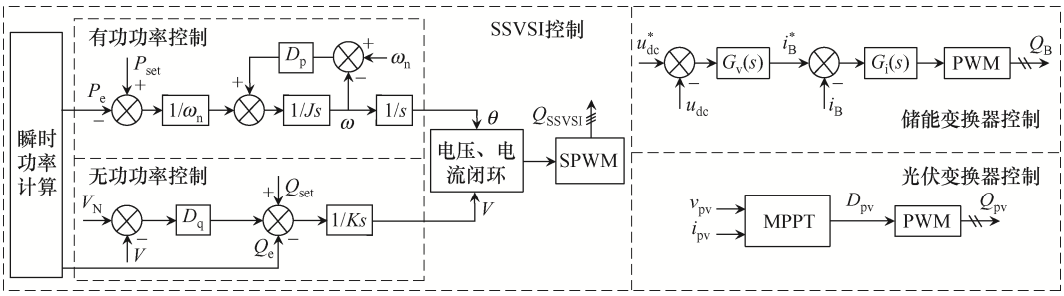


图 2 光储 SSVSI 的控制框图

Fig.2 Control block diagram of PV-storage SSVSI

电流内环控制采用经典的准比例谐振控制。当 SSVSI 交流侧的线路阻抗为感性时，有功功率和无功功率可以近似解耦。为便于分析，假设线路为纯感性条件。为简化模型，重点分析系统的有功功率传输特性，假设：忽略有功和无功耦合的影响，可以单独分析有功功率控制环；SSVSI 电压与电流内环的控制带宽远大于功率控制环路的控制带宽。

图 2 所示的储能变换器控制中，u_{dc} 为直流母线的电压；i_B 为储能电池的充、放电电流；u_{dc}^* 为直流母线的电压参考值；i_B^*为储能电池的充、放电电流参考值；Q_B 为储能变换器开关管控制信号；$G_v(s)$为电压控制环路的 PI 控制传递函数，$G_v(s)=k_{p,v}+k_{i,v}/s$，$k_{p,v}$为电压环比例系数，$k_{i,v}$为电压环积分系数；$G_i(s)$为电流控制环路的 PI 控制传递函数，$G_i(s)=k_{p,i}+k_{i,i}/s$，$k_{p,i}$为电流环比例系数，$k_{i,i}$为电流环积分系数。

为获得光伏的最大功率，光伏单元采用 MPPT 控制，光伏变换器采用的扰动观测方法为 MPPT 控制算法。光伏输出功率 P_{pv} 由光伏输出电压 v_{pv} 和光伏输出电流 i_{pv} 计算得到。通过施加占空比 D_{pv} 扰动，比较当前周期与前一个周期的 P_{pv} 和 v_{pv}，并根据光伏 P-V 特性曲线调整占空比，以跟踪光伏的最大功率点。

2 系统动态特性分析

2.1 多光储 SSVSI 系统 SOC 均衡分析

将 SOC 定义为储能电池当前剩余容量与其额定容量之比，反映储能电池当前剩余容量的多少，在 0~100%之间取值。由于 SOC 不能直接从储能装置中测得，通常需要对 SOC 进行估计，以获取储能电池的当前剩余容量信息。SOC 的安时计量法估算公式为

$$S_{OC}=S_{OC,0}+\frac{1}{C_e}\int i_B\mathrm{d}t \tag{2}$$

式中：S_{OC} 为当前荷电状态；$S_{OC,0}$ 为初始荷电状态；C_e为电池额定容量。

不计接口变换器的损耗，SOC 计算公式为

$$S_{OC}=S_{OC,0}+\frac{1}{v_B C_e}\int P_B\mathrm{d}t \tag{3}$$

式中：v_B 为储能电池电压；P_B 为储能变换器输出功率。

由式(3)可知，当储能功率分配不均时，随着时间积累，各单元 SOC 呈现不均衡。当采用传统平均功率分配控制时，各台光储 SSVSI 承担的并网输出功率平均分配。然而，这种功率分配方式未考虑储能 SOC 信息，平均分配功率将导致 SOC 逐渐发散。并联储能单元 SOC 不均衡会带来以下危害：若系统设置了 SOC 上、下限，SOC 不均衡将会导致部分光储 SSVSI 提前退出运行，加重剩余光储 SSVSI 的调频压力；若系统未设置 SOC 上、下限，SOC 不均衡易导致部分储能单元过充/过放，大大缩短其使用寿命。因此，需要确保各台光储 SSVSI 能够根据自身 SOC 自动调节储能出力程度。

2.2 多光储 SSVSI 交流侧输出功率特性分析

以第 i 台光储 SSVSI 为例，根据 SSVSI 的有功功率环路控制方程，可得第 i 台 SSVSI 的有功−频率调节方程的小信号频域模型，即

$$J_i\omega_{\mathrm{n}}s\Delta\omega_i=\Delta P_{\mathrm{set}i}-\Delta P_{\mathrm{e}i}-D_{\mathrm{p}i}\omega_{\mathrm{n}}\Delta\omega_i \tag{4}$$

式中，“Δ”表示该变量的小信号变化。

根据电路拓扑和电路功率传输理论，SSVSI 的输出有功功率[16]为

$$\Delta P_{\mathrm{e}i}=\frac{1.5V_iV_{\mathrm{pcc}}}{\omega_{\mathrm{n}}L_{\mathrm{f}i}+\omega_{\mathrm{n}}L_{\mathrm{l}i}}\sin\Delta\delta_i\approx\frac{1.5V_{\mathrm{N}}^2}{\omega_{\mathrm{n}}L_{\mathrm{f}i}+\omega_{\mathrm{n}}L_{\mathrm{l}i}}\cdot\Delta\delta_i=\frac{K_{\mathrm{p}i}(\Delta\omega_i-\Delta\omega_{\mathrm{bus}})}{s} \tag{5}$$

式中：δ_i 为 SSVSI 功角；$K_{\mathrm{p}i}$ 为 SSVSI 的同步系数，$K_{\mathrm{p}i}=1.5V_{\mathrm{N}}^2/(\omega_{\mathrm{n}}L_{\mathrm{f}i}+\omega_{\mathrm{n}}L_{\mathrm{l}i})$；$\omega_{\mathrm{bus}}$ 为并网点频率。同理，$\Delta P_{\mathrm{g}}=K_{\mathrm{g}}(\Delta\omega_{\mathrm{bus}}-\Delta\omega_{\mathrm{g}})/s$，其中 $K_{\mathrm{g}}=1.5V_{\mathrm{N}}^2/(\omega_{\mathrm{n}}L_{\mathrm{g}})$，$\omega_{\mathrm{g}}$ 为电网频率。

为了研究并联 SSVSI 输出有功功率的动态特性，根据电路等效原理建立了 n 台并联 SSVSI 并网系统等效 P/ω“导纳”模型[11]，如图 3 所示。图中：$Y_{\mathrm{g}}=K_{\mathrm{g}}/s$，$Y_{\mathrm{a}i}=J_i\omega_{\mathrm{n}}s+D_{\mathrm{p}i}\omega_{\mathrm{n}}$，$Y_{\mathrm{p}i}=K_{\mathrm{p}i}(J_i\omega_{\mathrm{n}}s+D_{\mathrm{p}i}\omega_n)(J_i\omega_{\mathrm{n}}s^2+D_{\mathrm{p}i}\omega_{\mathrm{n}}s+K_{\mathrm{p}i})^{-1}$，$i=1,2,\cdots n$。

根据图 3 可得，第 i 台 SSVSI 的输出有功功率的表达式为

$$\Delta P_{\mathrm{e}i}=\Delta P_{\mathrm{set}i}M_i(s)+\sum_{j=1,j\neq i}^{n}\Delta P_{\mathrm{set}j}T_{i,j}(s) \tag{6}$$

式中：$M_i(s)$、$T_{i,j}(s)$分别为 SSVSI 自身有功指令输入、其他并网 SSVSI 的有功指令输入对第 i 台 SSVSI 并网功率产生的影响。$M_i(s)$、$T_{i,j}(s)$可分别表示为

$$M_i(s)=[Y_{\mathrm{p}i}^{-1}+(Y_{\mathrm{g}}+\sum_{j=1,j\neq i}^{n}Y_{\mathrm{p}j})^{-1}]^{-1}/Y_{\mathrm{a}i} \tag{7}$$

$$T_{i,j}(s)=-\frac{Y_{\mathrm{p}i}Y_{\mathrm{p}j}}{Y_{\mathrm{a}j}\left(Y_{\mathrm{g}}+\sum_{j=1}^{n}Y_{\mathrm{p}j}\right)} \tag{8}$$

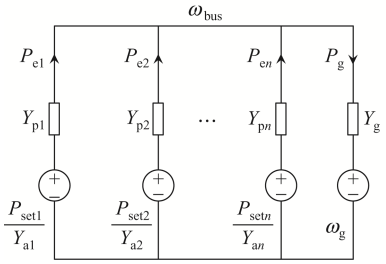


图 3　并联 SSVSI 并网系统等效 P/ω“导纳”模型

Fig.3 Equivalent P/ω “admittance” model for grid-connected parallel system of SSVSIs

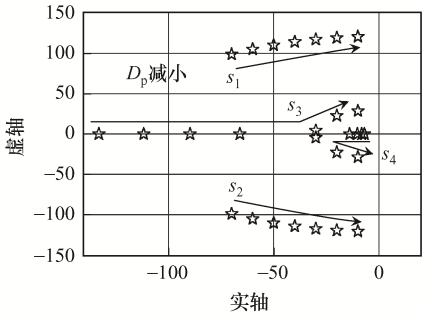
为简化分析，假设各台 SSVSI 具有相同的参数，则式(7)和式(8)可分别变换为

$$M_i(s)=\frac{1}{Y_{\mathrm{a}}Y_{\mathrm{p}}^{-1}+Y_{\mathrm{a}}[Y_{\mathrm{g}}+(n-1)Y_{\mathrm{p}}]^{-1}} \tag{9}$$

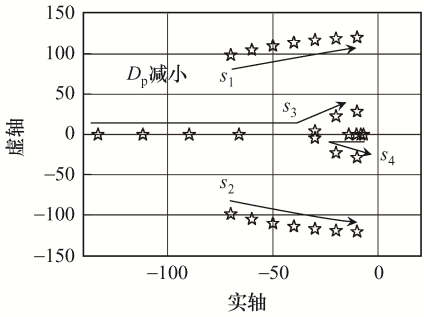
$$T_{i,j}(s)=\frac{-Y_{\mathrm{p}}^2}{Y_{\mathrm{a}}(Y_g+nY_{\mathrm{p}})} \tag{10}$$

由式(6)可知，多 SSVSI 并网系统中，第 i 台并网 SSVSI 输出功率由 2 个部分组成。传递函数 $M_i(s)$可用于分析第 i 台 SSVSI 调节功率时自身的动态特性；传递函数 $T_{i,j}(s)$可用于分析第 j 台其他并网 SSVSI 调节功率时第 i 台 SSVSI 的动态特性。假设 n=3，图 4 与图 5 分别为参数 J、D_{p} 变化时系统的极点分布与阶跃响应，可以看出，J、D_{p} 变化时 $M_i(s)$、$T_{i,j}(s)$的极点分布相似，因此动态性能一致，具有极点对 s_1、s_2 与极点对 s_3、s_4 主导的 2 种振荡模式。当 J 增大时，极点逐渐接近虚轴与实轴，其趋势为系统的阻尼减小、振荡频率降低；当 D_{p} 减小时，极点逐渐接近虚轴、远离实轴，其趋势为系统的阻尼减小、振荡频率提高。因此，J 增大或 D_{p} 减小均会导致系统的阻尼不足，阶跃响应的振

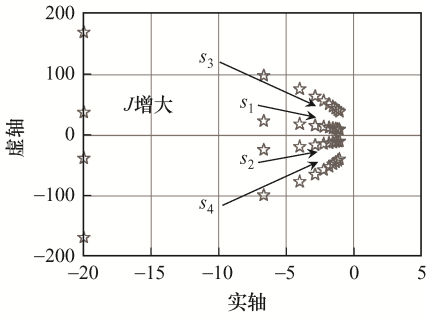
荡幅值与超调量增大。此外，D_p影响 SSVSI 的有功−频率下垂稳态特性，不能任意调节，因此在特定的 J、D_p下，并联 SSVSI 存在有功功率振荡与超调的风险，其系统阻尼有待提高。



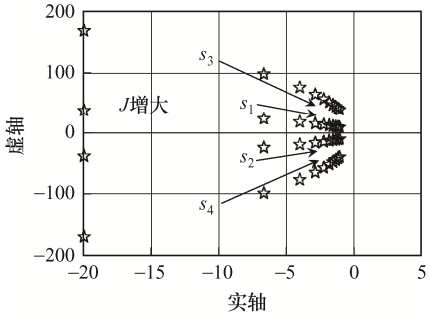
(a) D_p变化时$M_i(s)$极点分布



(b) D_p变化时$T_{i,j}(s)$极点分布



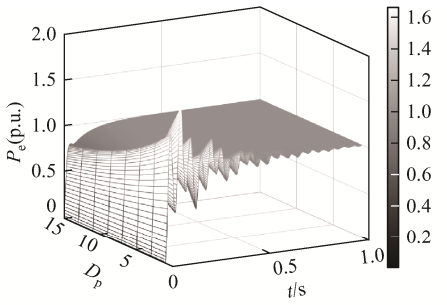
(c) J变化时$M_i(s)$极点分布



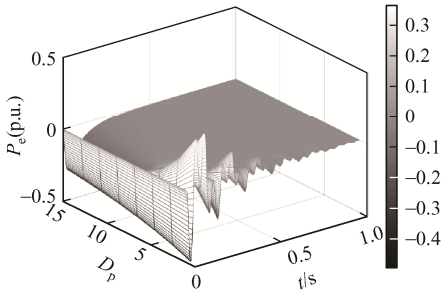
(d) J变化时$T_{i,j}(s)$极点分布

图 4 参数 J、D_p变化时系统的极点分布

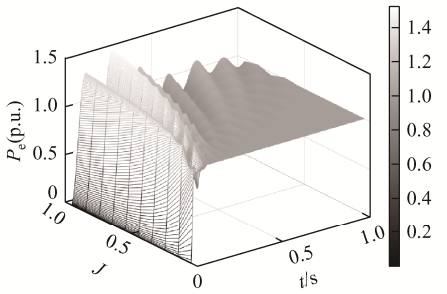
Fig.4 Pole distribution of system with variations in parameters J and D_p



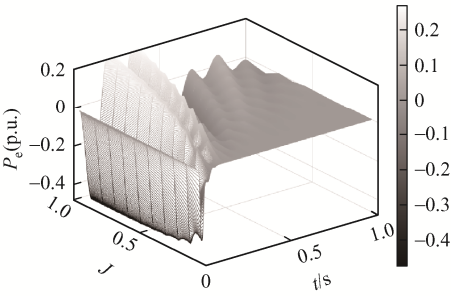
(a) D_p变化时$M_i(s)$响应



(b) D_p变化时$T_{i,j}(s)$响应



(c) J变化时$M_i(s)$响应



(d) J变化时$T_{i,j}(s)$响应

图 5 参数 J、D_p变化时系统的阶跃响应

Fig.5 Step response of system with variations in parameters J and D_p

2.3 光储 SSVSI 直流侧电压动态特性分析

从直流侧的角度来看，光伏功率、SSVSI 功率和储能电池功率的不平衡会引起直流侧电压波动。忽略微弱的能量损耗，直流侧功率平衡的小信号函数为

$$C_{\mathrm{dc}}\frac{\mathrm{d}\Delta u_{\mathrm{dc}}}{\mathrm{d}t}=\Delta P_{\mathrm{pv}}+\Delta P_{\mathrm{B}}-\Delta P_{\mathrm{e}} \tag{11}$$

式中，ΔP_{B}、ΔP_{e}、ΔP_{pv} 分别为储能电池变流器功率、SSVSI 功率和光伏功率的小信号变化。正值表示输出功率，负值表示吸收功率。储能变换器电流控制内环的带宽一般较大，因此 i_{B} 可以快速跟踪指令值 i_{B}^{*}。假设 v_{B} 稳定在额定值 V_{B}，则可得到储能变换器的 Δu_{dc} 至 ΔP_{B} 小信号传递函数为

$$\frac{\Delta P_{\mathrm{B}}}{\Delta u_{\mathrm{dc}}}=-G_{\mathrm{v}}(s)V_{\mathrm{B}} \tag{12}$$

根据式(11)和式(12)，在光伏功率动态变化过程中，如果 SSVSI 有功功率指令无法根据光伏功率的变化进行及时调节，则 ΔP_{pv} 至 Δu_{dc} 小信号传递函数为

$$\frac{\Delta u_{\mathrm{dc}}}{\Delta P_{\mathrm{pv}}}=\frac{(C_{\mathrm{dc}}U_{\mathrm{dc}}s)^{-1}}{1+(C_{\mathrm{dc}}U_{\mathrm{dc}}s)^{-1}G_{\mathrm{v}}(s)V_{\mathrm{B}}} \tag{13}$$

式中，U_{dc} 为直流侧电压稳态值。

光伏功率变化时直流侧电压阶跃响应如图 6 所示，可见，光伏功率波动越大，直流母线电压 u_{dc} 的波动越大，且恢复时间较长。因此，当光伏功率波动较大时，可能会导致 u_{dc} 急剧上升/下降，不利于系统稳定。

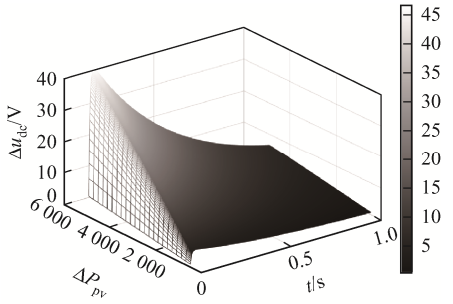


图 6　光伏功率变化时直流侧电压阶跃响应

Fig.6 DC-side voltage step response with variations in PV power

3　多光储 SSVSI 协调控制策略

所提协调控制方法如图 7 所示。针对第 2 节分析的问题，分别提出了考虑储能 SOC 均衡的功率分配策略，考虑交流侧输出功率稳定的阻尼增强控制，考虑直流侧电压稳定的功率前馈控制。

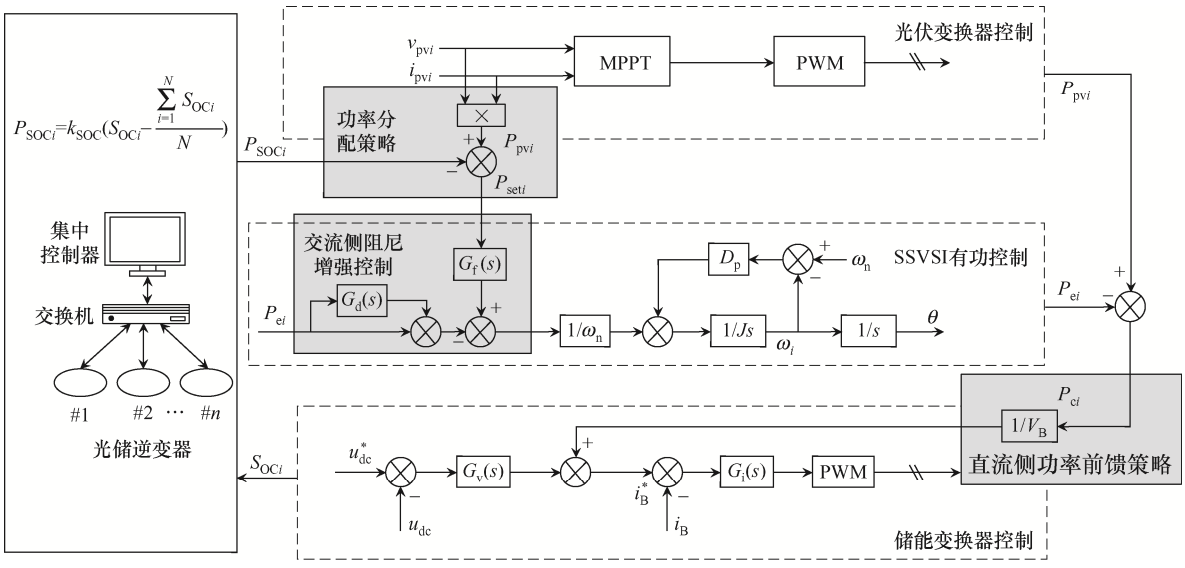


图 7　所提协调控制方法

Fig.7 Proposed cooperative control method

3.1　考虑储能 SOC 均衡的功率分配策略

以第 i 台光储 SSVSI 为例，SSVSI 的给定功率 $P_{\mathrm{set}i}$ 根据光伏输出功率进行调节，可表示为

$$P_{\mathrm{set}i}=P_{\mathrm{pv}i}-P_{\mathrm{SOC}i} \tag{14}$$

式中，$P_{\mathrm{SOC}i}$ 为 SOC 补偿功率，可表示为

$$P_{\mathrm{SOC}i}=k_{\mathrm{SOC}}\left(S_{\mathrm{OC},i}-\frac{\sum_{i=1}^{n}S_{\mathrm{OC},i}}{n}\right) \tag{15}$$

式中，k_{SOC}为 SOC 补偿功率系数。

与一般控制方法相比，考虑储能 SOC 均衡的功率分配策略关键在于利用光伏功率与 SOC 补偿功率作为 SSVSI 的功率指令。根据式(14)与式(15)分析，由于 SSVSI 变化的功率指令，SOC 较小的储能单元输出功率较小或输入功率较大；SOC 较大的储能单元输出功率较大或输入功率较小。当 SOC 达到均衡状态时，P_{SOCi}=0，SSVSI 的给定功率 P_{seti}=P_{pvi}。此外，所有单元的补偿功率之和为0，各台光伏 SSVSI 的给定功率之和为光伏最大功率之和，充分利用了光伏所发出的功率。

3.2 考虑交流侧输出功率稳定的阻尼增强控制

如图 7 所示，在 SSVSI 有功控制环中，所提阻尼增强控制方法由无需通讯的自阻尼控制器 $G_f(s)$和互阻尼控制器 $G_d(s)$组成，其有功控制环路表示为

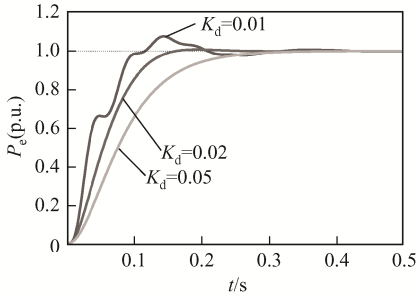
$$J_i\omega_n\Delta\omega_i s = G_f(s)\Delta P_{seti} - [\Delta P_{ei} + G_d(s)\Delta P_{ei}] - D_{pi}\omega_n\Delta\omega \tag{16}$$

$G_f(s)$为前置低通滤波器，$G_f(s)=1/(T_f s+1)$，可以对输入功率参考信号进行预处理，去除光伏功率计算结果中的高频成分和噪声，且 T_f越大系统自阻尼越大；$G_d(s)$为微分反馈 $K_d s$ 与低通滤波器 $1/(T_d s+1)$的串联，$G_d(s)=K_d s/(T_d s+1)$，微分反馈功率 $K_d sP_{ei}=K_d(\omega_i-\omega_{bus})$，因此 K_d 越大系统互阻尼越大，低通滤波器 $1/(T_d s+1)$的作用是减小功率信号的高频噪声。加入所提的阻尼增强控制方法后，式(6)可改写为

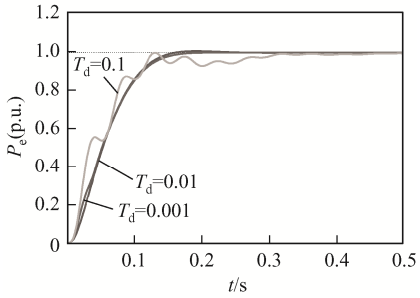
$$\Delta P_{ei} = G_f(s)M_{i,Gd}(s)\Delta P_{seti} - G_f(s)T_{i,j,Gd}(s)\Delta P_{setj} \tag{17}$$

式中，$M_{i,Gd}(s)$和 $T_{i,j,Gd}(s)$分别为加入所提的阻尼增强控制方法后 SSVSI 自身有功指令输入、其他并网 SSVSI 的有功指令输入对第 i 台 SSVSI 并网功率产生的影响。此时，在式(17)的 $M_{i,Gd}(s)$和 $T_{i,j,Gd}(s)$中，Y_{pi}改写为 $Y_{pi,Gd}=K_{pi}(J_i\omega_n s+D_{pi}\omega_n)[J_i\omega_n s^2+D_{pi}\omega_n s+K_{pi}(1+G_d(s))]^{-1}$。

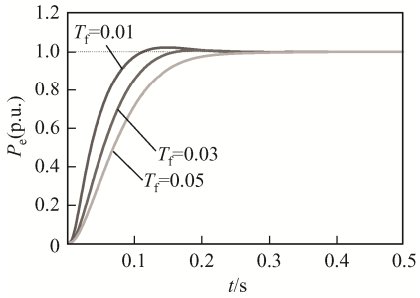
参数 K_d、T_d、T_f变化时系统的阶跃响应如图 8 所示。由图 8(a)可见，K_d的取值越大系统阻尼越大，振荡抑制效果越好，但 K_d 值过大会使系统响应变慢，且微分环节对噪声敏感，因此系数 K_d 的取值不能过大；由图 8(b)可见，T_d取值较小(T_d=0.001、T_d=0.01)时，对系统动态特性影响较小，但 T_d的取值过小会使系统对功率噪声滤除作用变差，由于低通滤波器的滞后特性，T_d取值较大时会使振荡抑制效果变差；由图 8(c)可见，T_f的取值越大系统阻尼越大，但 T_f值过大会使系统响应变慢。综合考虑，K_d、T_d、T_f的取值分别为 0.02、0.01、0.03。



(a) K_d变化时$M_i(s)$响应



(b) T_d变化时$T_{i,j}(s)$响应



(c) T_f变化时$T_{i,j}(s)$响应

图 8 参数 K_d、T_d、T_f变化时系统的阶跃响应

Fig.8 Step response of system with variations in parameters K_d, T_d and T_f

根据式(6)与式(17)，传统控制与所提阻尼增强控制下的阶跃响应对比如图 9 所示。可以看出，使用传统 SSVSI 控制方法时，SSVSI 的输出有功功率会出现多次较大的周期性振荡。此外，系统超调约为 35%，稳定时间约为 0.5 s，表明系统的动态性

能较差。加入所提阻尼增强控制后，系统基本不存在超调与振荡。

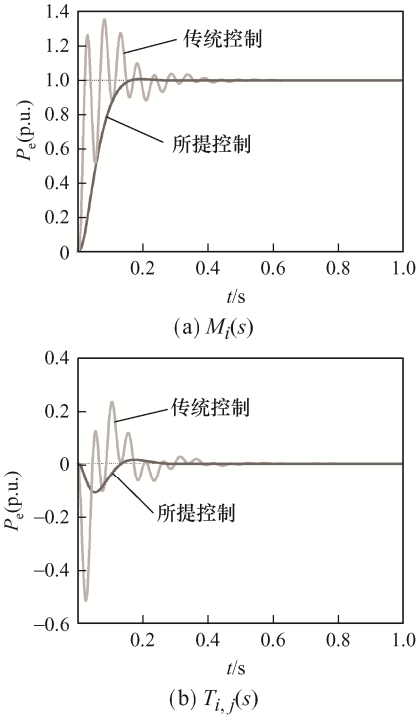


图 9　输出功率阶跃响应对比

Fig.9 Comparison of output power step response

3.3 考虑直流侧电压稳定的功率前馈控制

以第 i 台光储 SSVSI 为例，为便于分析，假设各单元 SOC 达到均衡状态。为快速平衡功率波动，在储能变换器中加入前馈功率 P_{ci}，P_{ci} 的表达式为

$$P_{ci} = P_{ei} - P_{pvi} \tag{18}$$

结合 3.1 节的功率分配策略，当光伏功率发生变化时，储能变换器和 SSVSI 共同调节功率。由于加入了前馈功率 P_{ci}，储能变换器迅速调节功率，避免了直流侧电压的剧烈波动。

3.4 所提协调控制方法的优势

为进一步说明所提改进型多光储SSVSI系统功率协调控制方法的优越性，对所提协调控制方法与现有方法进行对比。文献[10,18]侧重于 SSVSI 交流侧协调控制策略的研究，将直流侧当作理想电压源，未充分考虑直流侧电源的真实有功输出；文献[12-13]主要研究含储能单元的多 SSVSI 系统的 SOC 均衡控制；文献[7, 20]侧重于研究多光储单元的直流母线电压稳定控制。现有文献的设计方案仅考虑源侧稳定控制或交流侧稳定控制，然而，多光储 SSVSI 并网系统中，由于系统各个模块的工作特性，SOC 不均衡问题、直流母线电压波动问题、交流侧功率振荡问题并存，本文通过所提综合协调控制方法，同时解决了上述问题。

4　仿真验证

为了验证所提协调控制方法的有效性，使用 MATLAB/Simulink 软件建立图 10 所示的三机并联系统仿真电路模型，仿真算法采用 Bogacki-Shampine(ODE3)求解算法[21]，仿真步长设置为 0.000 01 s。在相同的主电路条件下，分别模拟典型控制方法和所提协调控制方法。SSVSI 仿真参数见表 1。

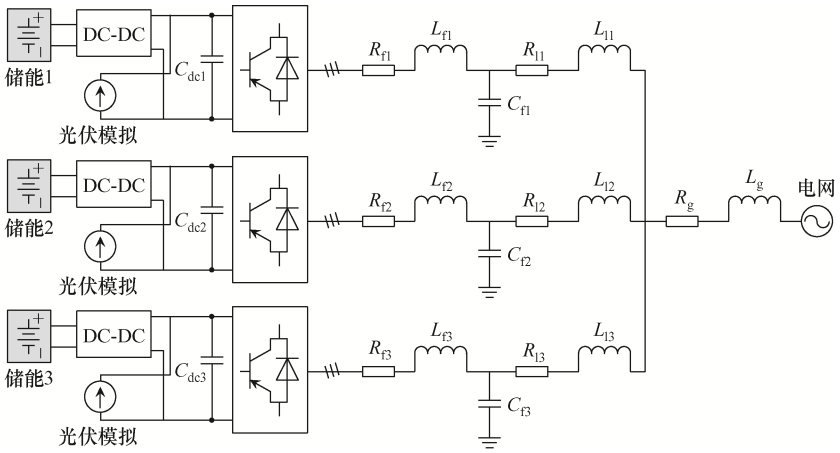


图 10　3 台光储 SSVSI 并联系统仿真电路模型

Fig.10 Simulation circuit model of parallel system of three PV-storage SSVSIs

需要特别说明地是，本文采用恒电流源模拟光伏功率变化。为了缩短仿真时间且更加清晰地观察到各台光储 SSVSI 的 SOC 变化，每台光储 SSVSI 设定较小的储能电池容量，这并不会对控制策略的性能产生影响。

表 1 仿真参数

Tab. 1 Simulation parameters

参数	数值	参数	数值
L_{l1}, L_{l2}, L_{l3}/mH	0.1	J_1, J_2, J_3/(kg·m^2)	0.1
L_{f1}, L_{f2}, L_{f3}/mH	3	D_{p1}, D_{p2}, D_{p3}	2
C_f/μF	50	K_d	0.02
L_g/mH	3	T_d	0.01
C_{dc}/μF	2 000	T_f	0.03
V_B/V	216	$k_{p,v}$	0.5
u_{dc}^*/V	700	$k_{i,v}$	1
V_N/V	311	$k_{p,i}$	2
ω_n/(rad·s^{-1})	314	$k_{i,i}$	0.5
C_{e1}, C_{e2}, C_{e3}/(A·h)	1	k_{SOC}	10 000

4.1 SOC 均衡控制效果

典型平均功率分配方法为

$$P_{set,i}=\frac{\sum_{i=1}^{N}P_{MPPT,i}}{N} \tag{19}$$

式中，$P_{MPPT,i}$为第 i 台光储 SSVSI 中光伏的最大输出功率。

将 3 台光储 SSVSI 的初始 S_{OC} 分别设置为 80.00%、80.25%、80.50%。实际上，光伏的输出会随着温度和光照等自然条件的变化而变化，图 11 模拟了光伏功率的随机变化。图 12 为光伏功率发生随机波动时，2 种不同功率分配方法下系统储能单元 SOC 的变化情况。典型平均功率分配方法下光伏功率变化时，储能单元因为接收到的功率分配不均，导致各单元 SOC 的波动较大，难以达到稳定且一致的状态；相比之下，采用所提考虑储能 SOC 均衡的功率分配方法时，可以明显看到各单元储能 SOC 的变化趋势更为平稳，且逐渐趋于一致。因此，所提考虑储能 SOC 均衡控制策略有助于提高储能系统的稳定性，延长储能单元的使用寿命。

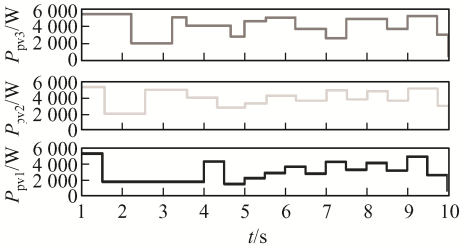


图 11 各台光储 SSVSI 的光伏功率变化仿真波形

Fig.11 Simulation waveforms of PV power variation for each PV-storage SSVSI

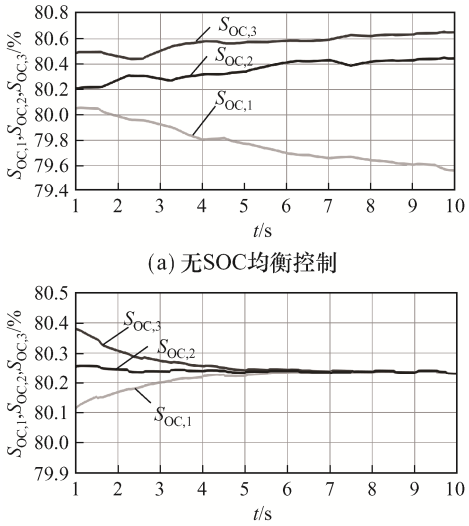


图 12 各台光储 SSVSI 的 SOC 变化时的仿真波形

Fig.12 Simulation waveforms under changes in SOC of each PV-storage SSVSI

4.2 直流侧电压稳定控制效果

为验证所提协调控制方法的有效性，以第 i 台光储 SSVSI 为例，P_{pv} 随机变化时，系统在典型控制方法和所提协调控制方法下的直流侧电压变化情况如图 13 所示。可以看出，在典型控制方法下，系统的母线电压变化剧烈，电压最大偏差约为 37.5 V；在所提直流侧电压稳定控制方法下，母线

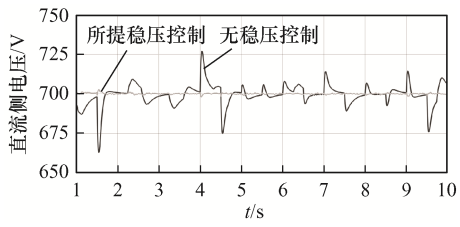


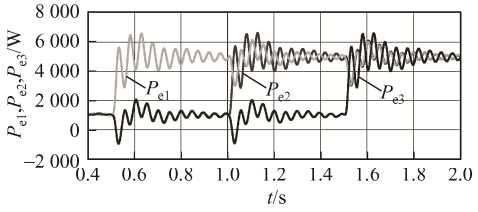
图 13 直流侧电压仿真波形

Fig.13 Simulation waveform of DC-side voltage

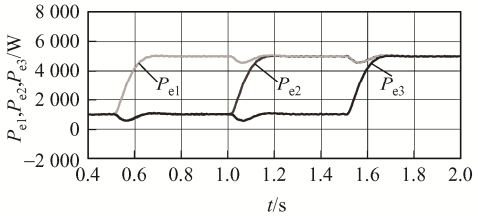
电压波形较平滑，波动减小，电压最大偏差约为 2.5 V，电压质量得到改善。

4.3 交流侧输出功率稳定控制效果

3 台 SSVSI 功率指令分别在 0.5、1.0、1.5 s 由 1 kW 变为 5 kW，SSVSI 输出功率仿真波形如图 14 所示。由图 14(a)可见，当多个并网 SSVSI 的阻尼较差，功率参考发生变化时，输出功率不可避免地会发生振荡，SSVSI 之间相互作用导致的振荡非常明显；同时，电网侧电流会发生振荡，从而降低电能质量，增加不稳定风险。由图 14(b)可见，相比之下，采用所提阻尼增强控制方法时，SSVSI 自身功率振荡和相互作用的功率振荡均得到显著抑制。



(a) 无阻尼增强控制



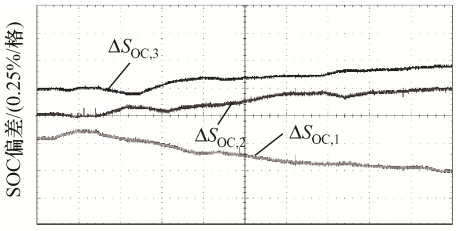
(b) 所提阻尼增强控制

图 14　SSVSI 输出功率仿真波形

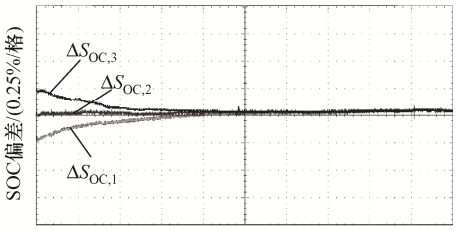
Fig.14 Simulation waveforms of SSVSI output power

5　实验验证

为进一步验证所提协调控制方法的有效性，通过 RT-LAB(OP5707)硬件在环实验平台进行实验验证。将所搭建的 MATLAB/Simulink 仿真系统模型拷入 RT-LAB 实时仿真器中，经过 RT-LAB 硬件在环实验平台完成实验并输出波形，通过示波器采集输出波形。图 15 为光伏功率随机波动时，2 种功率分配方法下系统储能单元SOC变化的实验波形，其中各单元 SOC 的变化量以 $S_{OC,2}$ 初始值为基准。由图 15(a)可见，在典型平均功率分配方法下，由于功率分配不均，各单元 SOC 波动较大，难以协调一致；由图 15(b)可见，采用所提考虑储能 SOC 均衡的功率分配方法后，各单元 SOC 变化更为平稳，逐渐达到一致。因此，所提方法有助于提高储能系统稳定性，延长储能单元寿命。



(a) 无SOC均衡控制

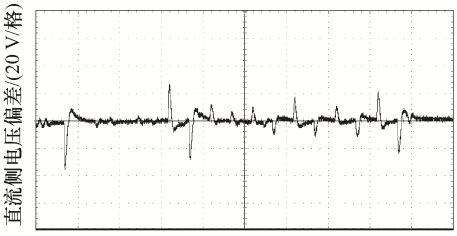


(b) 所提SOC均衡控制

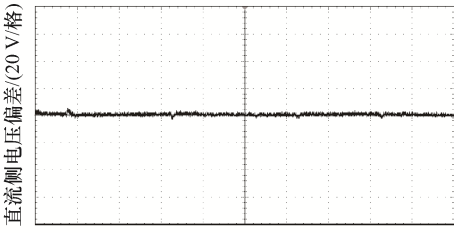
图 15　各台光储 SSVSI 的 SOC 变化时的实验波形

Fig.15 Experimental waveforms under changes in SOC of each PV-storage SSVSI

以直流侧额定电压为基准，实验波形如图 16 所示，可见，在采用典型控制方法时，系统的母线电压波动显著，电压最大偏差达 36 V，这说明系统



(a) 无稳压控制



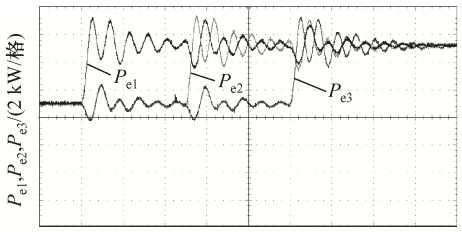
(b) 所提稳压控制

图 16　直流侧电压实验波形

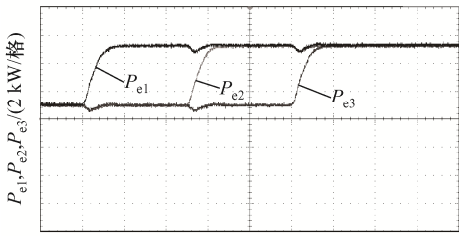
Fig.16 Experimental waveforms of DC-side voltage

在应对光伏功率的随机变化时，电压稳定性较差；采用本文所提直流侧电压稳定控制策略后，母线电压的波形明显趋于平稳，电压波动幅度大幅减小。实验结果验证了所提直流侧电压稳定控制方法的有效性。

在实验中观察 3 台 SSVSI 的功率变化情况，如图 17 所示，在特定时间其功率指令从 1 kW 增加至 5 kW。由图 17(a)可见，当多个并网 SSVSI 的阻尼性能不佳时，功率参考的变化会导致输出功率出现明显振荡；由图 17(b)可见，采用所提阻尼增强控制方法时，SSVSI 自身的功率振荡及其之间相互作用引起的功率振荡均得到明显抑制。实验结果验证了所提阻尼增强控制方法的有效性。



(a) 无阻尼增强控制



(b) 所提阻尼增强控制

图 17 SSVSI 输出功率实验波形

Fig.17 Experimental waveforms of SSVSI output power

6 结语

本文主要对光储自同步电压源逆变器协调控制策略进行研究。首先对光储自同步电压源逆变器功率响应动态特性进行分析，并总结出现有控制方法在 SOC 均衡、直流电压稳定、系统阻尼方面的不足。在此基础上，提出 1 种基于 SOC 均衡的自同步电压源功率分配方法。在直流侧，考虑光伏功率变化与储能 SOC 状态，实现了 SOC 快速均衡，同时提出了基于频率前馈的协调策略，能快速平抑光储自同步电压源逆变器的直流母线电压波动；在交流侧，提出阻尼增强控制方法，抑制了交流侧输出功率振荡。最后，通过仿真和 RT-LAB 实验验证了所提方法的有效性。

参考文献：

[1] 卢军, 杨沛豪, 何凯琳. 新能源储能微电网惯量支撑性能研究[J]. 电源学报, 2024, 22(4): 182-191.
Lu Jun, Yang Peihao, He Kailin. Research on inertia support performance of new energy storage microgrid [J]. Journal of Power Supply, 2024, 22(4): 182-191. (in Chinese)

[2] 李明, 张兴, 张行, 等. 基于虚拟稳态同步阻抗的 VSG 输出阻抗与小信号建模分析[J]. 电源学报, 2018, 16(6): 11-17.
Li Ming, Zhang Xing, Zhang Xing, et al. Modeling and analysis of VSG output impedance and small-signal based on virtual steady-state synchronous impedance [J]. Journal of Power Supply, 2018, 16(6): 11-17. (in Chinese)

[3] 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. (in Chinese)

[4] 邱彬，王雪纯，宋平，等. 基于 DSOGI-PLL 的 VSG 双机并联系统功率分配控制策略[J]. 电源学报, 2023, 21(2): 89-99.
Qiu Bin, Wang Xuechun, Song Ping, et al. Power distribution control strategy for VSG dual-machine parallel system based on DSOGI-PLL [J]. Journal of Power Supply, 2023, 21(2): 89-99. (in Chinese)

[5] 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. (in Chinese)

[6] 韦徵, 姬秋华, 王伟, 等. 适用于电网不对称下的自同步电压源逆变器控制策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10): 124-131.
Wei Zheng, Ji Qiuhua, Wang Wei, et al. Control strategy of self-synchronous voltage source inverter for asymmetric power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(10): 124-131. (in Chinese)

[7] Fu Youze, Chen Yandong, Xie Zhiwei, et al. Coordinated power control of photovoltaic-battery generation system based on self-synchronizing voltage source inverter [C]// IECON 2023-49th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Singapore, Singapore, 2023: 1-6.

[8] Aghamohamadi M, Mahmoudi A, Haque M H. Two-stage robust sizing and operation co-optimization for residential PV-battery systems considering the uncertainty of PV generation and load [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2021, 17(2): 1005-1017.

[9] 茆美琴, 丁勇, 胡健, 等. 含多光储VSG单元孤岛微网参数自适应功率协调与频率优化控制[J]. 电源学报, 2020, 18(6): 20-32.
Mao Meiqin, Ding Yong, Hu Jian, et al. Parameter adaptive power coordination and frequency optimization of islanded microgrid with PV/battery VSG units [J]. Journal of Power Supply, 2020, 18(6): 20-32. (in Chinese)

[10] 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.

[11] 秦本双, 徐永海, 袁敞, 等. 多VSG并网系统的P/ω导纳建模及功频振荡分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2932-2942.
Qin Benshuang, Xu Yonghai, Yuan Chang, et al. The P/ω admittance modeling and power-frequency oscillation analysis of multi-VSGs grid-connected systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2932-2942. (in Chinese)

[12] 崔良, 樊茂森, 胡文丽, 等. 考虑 SOC 差异的多 VSG 单元协同控制策略[J]. 河北电力技术, 2023, 42(1): 19-25.
Cui Liang, Fan Maosen, Hu Wenli, et al. Cooperative control strategy of multiple VSG units considering SOC differences [J]. Hebei Electric Power, 2023, 42(1): 19-25. (in Chinese)

[13] 孟建辉, 赵彭辉, 王毅, 等. 基于 TOPSIS 算法的多 VSG 单元协同控制策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 72-82.
Meng Jianhui, Zhao Penghui, Wang Yi, et al. Collaborative control strategy of multiple VSG units based on TOPSIS algorithm [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 72-82. (in Chinese)

[14] 李怡, 李永丽, 李松, 等. 基于VSG的光伏及混合储能系统功率分配与虚拟惯性控制[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 27-34.
Li Yi, Li Yongli, Li Song, et al. Power distribution and virtual inertia control of photovoltaic and hybrid energy storage system based on VSG [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 27-34. (in Chinese)

[15] 赵永熹, 于江容. 基于改进虚拟同步机的光伏混合储能协调控制策略[J]. 水电能源科学, 2023, 41(8): 219-222, 218.
Zhao Yongxi, Yu Jiangrong. Coordinated control strategy of photovoltaic hybrid energy storage based on improved virtual synchronous generator [J]. Water Resources and Power, 2023, 41(8): 219-222, 218. (in Chinese)

[16] 石荣亮, 兰才华, 王国斌, 等. 基于有功前馈补偿的储能 VSG 并网有功振荡抑制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(14): 118-126.
Shi Rongliang, Lan Caihua, Wang Guobin, et al. Grid-connected active power oscillation suppression strategy of an energy storage VSG based on active power feed-forward compensation [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(14): 118-126. (in Chinese)

[17] Yu Yun, Chaudhary S K, Tinajero G D A, et al. A reference-feedforward-based damping method for virtual synchronous generator control [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(7): 7566-7571.

[18] 许振宇, 陈殷, 石梦璇, 等. 基于一致性算法的并联虚拟同步机系统小信号模型分析[J]. 中国电机工程学报,

2022, 42(7): 2427-2438.
Xu Zhenyu, Chen Yin, Shi Mengxuan, et al. Small-signal analysis of consensus-algorithm-based parallel virtual synchronization generators system [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(7): 2427-2438. (in Chinese)

[19] Yu Yun, Chaudhary S K, Tinajero G D A, et al. Active damping for dynamic improvement of multiple grid-tied virtual synchronous generators [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2024, 71(4): 3673-3683.

[20] 张权宝, 唐芬, 陶庭欢, 等. 光储一体化变流器并联系统的功率协调控制[J]. 电力电子技术, 2022, 56(9): 70-73.
Zhang Quanbao, Tang Fen, Tao Tinghuan, et al. Power coordinated control of PV-storage integrated converter parallel system [J]. Power Electronics, 2022, 56(9): 70-73. (in Chinese)

[21] 赵广辉, 高鑫, 方金福, 等. 连续控制系统固定步长离散化方法性能对比分析[J]. 鞍山师范学院学报, 2018, 20(2): 33-39.
Zhao Guanghui, Gao Xin, Fang Jinfu, et al. The analysis of performance comparison of different fixed-step discretization method in continuous control system [J]. Journal of Anshan Normal University, 2018, 20(2): 33-39. (in Chinese)



周可慧

作者简介：

周可慧(1996—)，女，硕士，工程师。研究方向：配电网与分布式能源。E-mail：epzhou@foxmail.com。

符有泽(1998—)，男，中国电源学会学生会员，博士研究生。研究方向：新能源发电建模与控制技术。E-mail：fuyouze@hnu.edu.cn。

陈燕东(1979—)，男，中国电源学会高级会员，通信作者，博士，教授。研究方向：新能源发电系统建模与控制，微电网技术。E-mail：yandong_chen@hnu.edu.cn。

张明宇(1999—)，男，中国电源学会学生会员，硕士研究生。研究方向：新能源稳定并网运行与控制。E-mail：mingyu.zhang@hnu.edu.cn。

唐海国(1985—)，男，硕士，高级工程师。研究方向：配电网与分布式能源。E-mail：homebbs2085@163.com。

游金梁(1995—)，男，硕士，工程师。研究方向：智慧配电网。E-mail：youjinliang716@qq.com。

(责任编辑：耿越)