面向复杂工况的光储系统协调控制策略研究

胡宏强[1]，何英杰[2]，章勇高[1]

（1.华东交通大学电气与自动化工程学院，江西 南昌 330013；2. 西安交通大学电气工程学院，陕西 西安 710049）

摘要：针对光伏混合储能并网系统中分频控制易受测量噪声影响，导致电池电流应力增大，以及电池与超级电容在 SOC 约束下极端工况支撑能力不足的问题，提出一种面向复杂工况的光储系统协调控制策略，通过构建具有准死区特性的 SOC 非线性映射函数和加权 SOC 协调机制，优化电池与超级电容之间的功率分配，降低电池电流冲击并提升超级电容的双向缓冲支撑能力。在此基础上，设计基于双 SOC 约束的多模式协调控制与平滑切换机制，以增强系统在复杂工况下的稳定运行能力。仿真结果表明，所提策略能够实现电池与超级电容的协同优化控制，提高系统稳定性和动态响应性能，电池 RMS 电流降低 0.598%，峰值电流降低 1.315%，在轻度和深度低电压穿越阶段，直流母线最大电压偏差分别降低 67.96%和 47.99%。

关键词：光伏混合储能；荷电状态；直流母线电压稳定；电池电流应力；低电压穿越；协调控制

中图分类号：TM46　　**文献标志码：**A

Research on Coordinated Control Strategy of PV-Energy Storage System Under Complex Operating Conditions

Hu Hongqiang[1], He Yingjie[2], Zhang Yonggao[1]

(1. School of Electrical and Automation Engineering, East China Jiaotong University, Jiangxi 330013, China; 2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: In grid-connected photovoltaic (PV) hybrid energy storage systems, conventional frequency-splitting control is susceptible to measurement noise, which increases battery current stress and weakens battery and supercapacitor support capabilities under state-of-charge (SOC) constraints during extreme operating conditions. To address this problem, a coordinated control strategy for complex operating conditions is proposed.An SOC nonlinear mapping function with quasi-deadband characteristics and a weighted SOC coordination mechanism are constructed to optimize power distribution between the battery and the supercapacitor, reduce battery current impacts, and enhance the bidirectional buffering and support capability of the supercapacitor. Furthermore, a multi-mode coordinated control scheme with smooth switching is designed based on dual-SOC constraints, thereby improving the stable operation capability of the PV–HESS under complex operating conditions.Simulation results demonstrate that the proposed strategy enables coordinated optimization control of the battery and supercapacitor, enhances system stability and dynamic response, and reduces the battery RMS current, peak current, and maximum DC-link voltage deviation during mild and severe LVRT conditions by 0.598%, 1.315%, 67.96%, and 47.99%, respectively.

Key words: photovoltaic hybrid energy storage; state of charge; DC bus voltage stability; battery current stress; LVRT; Coordinated control

近年来，随着光伏装机容量不断增加，其出力波动性和随机性对电力系统安全稳定运行提出了更高要求[1-2]。混合储能系统（Hybrid Energy Storage System, HESS）因兼具电池(Battery, BAT)高能量密度和超级电容(Supercapacitor, SC)高功率密度的优势，能够同时满足稳态能量支撑与瞬态功率调节需求，已成为提升光伏并网系统性能的重要手段[3-6]。其中，储能单元间的功率分配精度及荷电状态（State of Charge, SOC）协调控制，直接影响系统运行性能与储能寿命[7-9]。目前，基于 SOC 调节的自适应滤波时间常数的分频控制策略应用较多。即通过建立滤波时间常数与 SOC 偏差之间的映射关系，实现电池与超级电容之间的高低频功率分配的同时维持储能 SOC 在合理区间内[10-12]。

收稿日期：2026−09−14

基金项目：陕西省秦创原“科学家+工程师”项目（ 2024QCY-KXJ-138）

然而目前研究对电池寿命的作用机理尚不完善，本文研究表明，测量噪声和 SOC 估算误差在参数映射过程中会被放大，并进一步传递至功率分配环节，引起电池电流波动。同时，电池和超级电容均受 SOC 约束，在冲击功率和电网故障等极端工况下，系统调节裕度进一步压缩，容易引发功率失衡和直流母线电压波动。因此，如何在保证直流母线电压稳定的同时有效抑制电池电流应力，是分频控制中亟需解决的问题。

针对上述问题，文献[13-14]在分频控制中引入基于电池功率误差的动态补偿，并结合 SOC 与电流约束，提高了母线电压稳定性和瞬态响应性能，但该方法依赖固定滤波参数和经验阈值。文献[15-16]提出基于滑动时间窗均值化处理的能量管理策略，通过离线优化时间窗参数减小电池电流应力，但其对复杂运行条件适应性有限。文献[17-20]通过优化自适应功率分配系数，降低了不同 SOC 区间下的电池充放电应力，但对超级电容快速调节能力的利用不足。文献[21]进一步采用协调控制策略优化混合储能功率分配，但对极端工况下的模式切换与稳定支撑考虑仍不充分。文献[22]采用基于优化算法的变分模态分解（Variational Mode Decomposition, VMD）方法，提高了复杂工况下的功率解耦精度，但其参数寻优过程计算量较大。

相较于现有方法，本文将混合储能控制由基于 SOC 的被动功率分配，提升为兼顾噪声源抑制、储能特性差异与功率可行性的主动协调。从源头削弱测量噪声向电池电流应力的传递，充分发挥超级电容的快速双向缓冲能力，并实现复杂工况下稳压权的平滑切换。

1 系统结构与噪声机理分析

图1所示为光伏混合储能并网系统结构。系统直流母线额定电压为600V，由光伏单元、混合储能单元、直流负载、直流母线电容、网侧变流器及能量管理系统组成。光伏单元经Boost变换器接入直流侧，电池和超级电容分别通过双向DC/DC变换器接入直流母线，交流电网通过双向网侧变流器与直流侧进行功率交互。直流母线电容能缓冲系统瞬时功率差。能量管理系统采集各单元运行信息，根据系统功率平衡、储能可用功率和当前运行工况确定运行模式，向各变流器发送相应的功率、电流和电压控制指令。

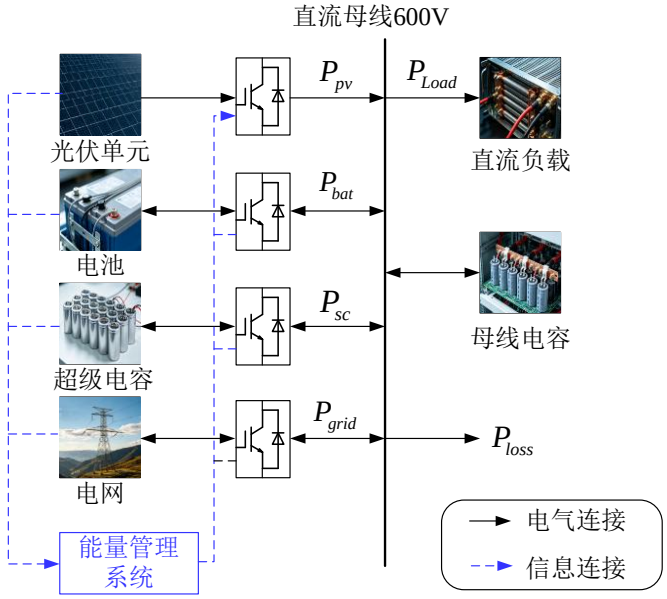


图 1 系统拓扑结构

Fig.1 System Topology

为统一分析，规定光伏 P_{pv}、储能 P_{hess} 以向直流母线注入功率为正，负载 P_{load}、并网 P_{grid} 以从直流母线流出为正。直流母线功率平衡关系如公式(1)所示。式中：C_{dc} 为直流母线电容，V_{dc} 为直流母线电压，P_{loss} 为变换器及线路损耗。

$$\begin{cases} C_{\mathrm{dc}} V_{\mathrm{dc}} \dot{V}_{\mathrm{dc}} = P_{\mathrm{pv}} + P_{\mathrm{hess}} - P_{\mathrm{load}} - P_{\mathrm{grid}} - P_{\mathrm{loss}} \\ P_{\mathrm{hess}} = P_{\mathrm{bat}} + P_{\mathrm{sc}} \end{cases} \tag{1}$$

混合储能系统通常采用一阶低通滤波器实现功率分频。其功率参考如公式(2)所示。式中，$P_{\mathrm{bat}}^{*}(s)$ 为电池参考功率，$P_{\mathrm{sc}}^{*}(s)$ 为超级电容参考功率，s 为拉普拉斯算子。T 为滤波时间常数。

$$\begin{cases} P_{\mathrm{bat}}^{*}(s) = \dfrac{1}{1+sT} P_{\mathrm{hess}}(s) \\ P_{\mathrm{sc}}^{*}(s) = \left(1 - \dfrac{1}{1+sT}\right) P_{\mathrm{hess}}(s) \end{cases} \tag{2}$$

分频控制中 SOC 测量噪声会经映射函数 F 引起滤波时间常数 T 波动。设无噪声状态下的时间常数为 T_{c}，含噪测量值计算得到的时间常数为 $\hat{T}$，如公式(3)所示。其中，$\varepsilon_{\mathrm{sc}}$ 和 $\varepsilon_{\mathrm{bat}}$ 分别为超级电容和电池的 SOC 测量误差。S_{sc} 和 S_{bat} 分别为超级电容和电池的 SOC。$\tilde{T}$ 为噪声引起的时间常数变化量。

对式(2)进行小扰动分析可得电池电流扰动 $\tilde{i}_{\mathrm{bat}}$ 如公式(4)所示，$U_{\mathrm{bat},0}$ 为电池稳态端电压，ω 为角频率，$\mathrm{j}\omega$ 表示傅里叶形式。式(4)表明，时间常数波动越大，电池承担的额外电流扰动越大。本文采用式(5)的电池均方根电流(Root Mean Square, RMS)评价电流应力，其中 N 为采样点数。

$$\begin{cases} T_c = F(S_{\mathrm{sc}}, S_{\mathrm{bat}}) \\ \hat{T} = F(S_{\mathrm{sc}} + \varepsilon_{\mathrm{sc}}, S_{\mathrm{bat}} + \varepsilon_{\mathrm{bat}}) \\ \tilde{T} = \hat{T} - T_c \approx \dfrac{\partial F}{\partial S_{\mathrm{sc}}} \varepsilon_{\mathrm{sc}} + \dfrac{\partial F}{\partial S_{\mathrm{bat}}} \varepsilon_{\mathrm{bat}} \end{cases} \tag{3}$$

$$|\tilde{i}_{\mathrm{bat}}(\mathrm{j}\omega)| \approx \frac{\omega |P_{\mathrm{hess}}(\mathrm{j}\omega)|}{U_{\mathrm{bat},0}[1+(\omega T_c)^2]} |\tilde{T}| \tag{4}$$

$$I_{\mathrm{bat,rms}} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N} i_{\mathrm{bat}}^2(k)} \tag{5}$$

因此，后续控制设计需要在保留 SOC 协调能力的同时，降低映射函数在平衡点附近对测量噪声的敏感度。

2 滤波时间常数和参数设计

2.1 滤波时间常数设计

以0.5为电池和超级电容的SOC平衡点，定义：

$$x = S_{\mathrm{sc}} - 0.5,\ y = S_{\mathrm{bat}} - 0.5,\ \Delta = q(x - my) \tag{6}$$

其中，m 为SOC协调权重，用于协调电池长期能量状态和超级电容短时功率裕度。q 为带保持环节的功率方向变量，如式(7)所示，P_{ε} 为滞环保护的功率阈值，$q(t^{-})$ 为上一时刻的 q 取值。定义滤波时间常数如公式(8)所示。其中，k 为映射调节系数，n 为准死区形状系数，$T_{\max}$ 和 $T_{\min}$ 分别为时间常数的上下限值。如图2所示，当 Δ 接近0时，映射函数灵敏度较低，可减弱SOC测量噪声引起的时间常数波动；当 $|\Delta|$ 增大时，T 向上下限快速收敛，从而保留SOC偏离平衡点的调节能力。

$$q = \begin{cases} 1, & P_{\mathrm{hess}} > P_{\varepsilon} \\ -1, & P_{\mathrm{hess}} < -P_{\varepsilon} \\ q(t^{-}), & |P_{\mathrm{hess}}| \le P_{\varepsilon} \end{cases} \tag{7}$$

$$T = T_0 + A\tanh(k\Delta^{n}) \tag{8}$$

$$T_0 = \frac{T_{\max} + T_{\min}}{2},\ A = \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \tag{9}$$

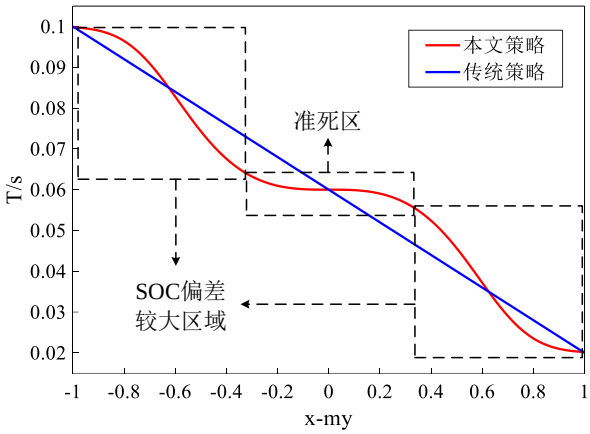


图 2 基于 SOC 偏差的滤波时间常数调节曲线对比

Fig.2 Comparison of filter time constant adjustment curves based on SOC deviation

2.2 参数设计

当系统处于协调平衡状态时，有 $\Delta=0$，因此超级电容的平衡SOC为：

$$S_{sc}^{*}=0.5+m(S_{bat}-0.5) \quad (10)$$

定义超级电容和电池最大允许SOC偏差如公式(11)所示，其中，$S_{sc,max}$、$S_{sc,min}$ 和 $S_{bat,max}$、$S_{bat,min}$ 分别为超级电容和电池的SOC上下限。则由公式(10-11)可得 m 的取值范围为公式(12)。

$$\begin{cases}\Delta S_{sc,allow}=\min(S_{sc,max}-0.5,0.5-S_{sc,min})\\ \Delta S_{bat,allow}=\max(S_{bat,max}-0.5,0.5-S_{bat,min})\end{cases} \quad (11)$$

$$0<m\le\frac{\Delta S_{sc,allow}}{\Delta S_{bat,allow}} \quad (12)$$

如图3所示，设超级电容和电池的SOC测量噪声标准差分别为 σ_{sc} 和 σ_{bat}，则协调变量 Δ 的噪声标准差如公式(13)所示，其中 Δ_N 为按三倍标准差确定的噪声主导区边界。设噪声主导区内允许的时间常数最大波动为 ε_T，在预设调节尺度 $|\Delta|=\Delta_a$ 时要求时间常数达到最大单侧调节幅度 A 的 ρ 倍，则 n 和 k 取值如公式(14)所示。

$$\sigma_\Delta=\sqrt{\sigma_{sc}^2+m^2\sigma_{bat}^2},\ \Delta_N=3\sigma_\Delta \quad (13)$$

$$n\ge\frac{\ln\left[\dfrac{\operatorname{artanh}(\varepsilon_T/A)}{\operatorname{artanh}(\rho)}\right]}{\ln(\Delta_N/\Delta_a)},\ k=\frac{\operatorname{artanh}(\rho)}{\Delta_a^n} \quad (14)$$

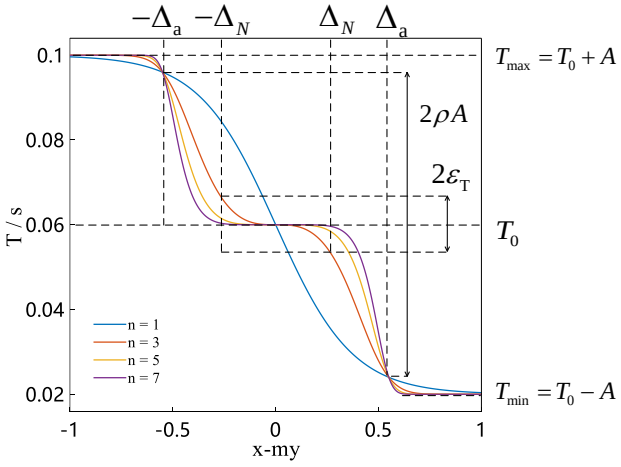


图 3 不同 n 下时间常数映射及参数设计示意

Fig.3 Time constant mapping and parameter design under different n

为限制电池高频电流应力，设高频扰动频段为 $f\in[f_{\mathrm{b}},f_{\max}]$，该频段内最大混合储能功率扰动为 $P_{\mathrm{h,max}}$，电池最低工作电压为$U_{\mathrm{bat,min}}$，新电池额定电流为$I_{\mathrm{N,0}}$，电池健康度(State of Health, SOH)简写为 H。由允许高频电流占额定电流比例γ_{h}可得时间常数下限:

$$T_{\min,I}=\frac{1}{2\pi f_{\mathrm{b}}}\sqrt{\max\left[\left(\frac{P_{\mathrm{h,max}}}{U_{\mathrm{bat,min}}I_{\mathrm{N,0}}\gamma_{\mathrm{h}}H}\right)^{2}-1,0\right]} \tag{15}$$

由于滤波器截止频率 $f_{\mathrm{c}}=1/(2\pi T)$不应超过控制器允许的最大值 $f_{\mathrm{c,max}}$，控制带宽约束为：

$$T_{\mathrm{min,ctrl}}=\frac{1}{2\pi f_{\mathrm{c,max}}} \tag{16}$$

稳定性约束$T_{\mathrm{min,stab}}$由第3.5节小信号稳定性分析确定。因此，时间常数下限为：

$$T_{\min}=\max\left(T_{\min,I},T_{\mathrm{min,ctrl}},T_{\mathrm{min,stab}}\right) \tag{17}$$

为限制超级电容的低频能量偏移，设低频扰动频段为$[f_{\mathrm{l,min}},f_{\mathrm{l,max}}]$，该频段内最大混合储能功率扰动为 $P_{\mathrm{l,max}}$，超级电容额定容量为E_{sc}，则由超级电容可用能量约束得到时间常数上限为：

$$T_{\max,E}=\frac{E_{\mathrm{sc}}\Delta S_{\mathrm{sc,allow}}}{\sqrt{P_{\mathrm{l,max}}^{2}-(E_{\mathrm{sc}}\Delta S_{\mathrm{sc,allow}}/f_{\mathrm{l,min}})^{2}}} \tag{18}$$

超级电容当前最大可用功率由第3.2节功率可行域确定，由最大功率约束可得公式(19)。式中，$P_{\mathrm{sc,max}}$为超级电容最大可用功率。稳定性约束$T_{\mathrm{max,stab}}$同样由第3.5节稳定性分析确定，因此时间常数上限取公式(20)。

$$T_{\max,P}=\frac{P_{\mathrm{sc,max}}f_{\mathrm{l,max}}}{\sqrt{P_{\mathrm{l,max}}^{2}-P_{\mathrm{sc,max}}^{2}}} \tag{19}$$

$$T_{\max}=\min\left(T_{\max,E},T_{\max,P},T_{\mathrm{max,stab}}\right) \tag{20}$$

3 多模式协调控制策略

3.1 状态变量与滞环判据

准死区分频控制适用于储能未受限的常规工况。为处理低电压穿越(Low Voltage Ride Through, LVRT)、冲击功率及SOC受限工况，在外层设置电网状态G、冲击功率状态L和方向相关SOC状态，并采用滞环与最小驻留时间抑制模式抖振[23]。

定义电网电压标幺值$u_{\mathrm{g}}=U_{g}/U_{\mathrm{N}}$。其中$U_{\mathrm{g}}$和$U_{\mathrm{N}}$分别为电网电压有效值和额定值。电网状态划分为式(21)，G=0、1、2分别表示电网正常、轻度LVRT和深度LVRT。$U_{\mathrm{in},G1}$和$U_{\mathrm{in},G2}$为进入阈值。退出阈值满足$U_{\mathrm{out},Gj}>U_{\mathrm{in},Gj}$，电压持续高于对应退出阈值并满足最小驻留时间$T_{\mathrm{dwell}}$后，系统退出当前LVRT状态。

$$G=\begin{cases}0, & u_{\mathrm{g}}>U_{\mathrm{in},G1}\\ 1, & U_{\mathrm{in},G2}<u_{\mathrm{g}}\le U_{\mathrm{in},G1}\\ 2, & u_{\mathrm{g}}\le U_{\mathrm{in},G2}\end{cases} \tag{21}$$

采用功率突变量R_P和直流母线电压偏差R_V共识别冲击功率，如公式(22)所示。其中，P_{N}为混合储能系统的额定功率，V_{dc}^{*}为直流母线参考电压，Δt为采样周期。滞环判据设置如下：当$R_P\ge R_{P,\mathrm{in}}$且$R_V\ge R_{V,\mathrm{in}}$持续时间T_{det}后，令L=1；当$R_P\le R_{P,\mathrm{out}}$且$R_V\le R_{V,\mathrm{out}}$持续时间$T_{\mathrm{dwell}}$后，令$L$=0。进入和退出阈值满足: $R_{P,\mathrm{out}}<R_{P,\mathrm{in}}$，$R_{V,\mathrm{out}}<R_{V,\mathrm{in}}$。

$$R_P=\frac{|P_{\mathrm{hess}}(t)-P_{\mathrm{hess}}(t-\Delta t)|}{P_{\mathrm{N}}},\ R_V=\frac{|V_{\mathrm{dc}}-V_{\mathrm{dc}}^{*}|}{V_{\mathrm{dc}}^{*}} \tag{22}$$

对于储能单元$i\in\{\mathrm{sc},\mathrm{bat}\}$，定义方向受限标志$B_i$和功率方向标志$q_i$。$q_i=1$表示放电，$q_i=-1$表示充

电，$q_i=0$表示空闲。考虑电池与超级电容充放电过程中的SOC约束，分别设置放电下限$S_{i,\min}$、放电恢复阈值$S_{i,L,\text{out}}$、充电上限$S_{i,\max}$和充电恢复阈值$S_{i,H,\text{out}}$。储能单元的SOC受限状态由式(23)确定。$S_i(k)$表示k时刻相应储能单元的荷电状态。$B_i=1$表示当前功率方向受到SOC约束，$B_i=0$表示未触发约束，滞环区间内保持上一时刻状态，以避免控制状态频繁切换。进一步，将电池与超级电容的受限状态进行组合，构建系统级SOC状态变量S，如式(24)所示。$S=0$表示两类储能SOC均处于正常区间，$S=1$表示单类储能SOC触及边界，$S=2$表示两类储能SOC均触及极限约束。

$$B_i(k)=\begin{cases}1, & q_i=1,\ S_i(k)\le S_{i,\min}\\ 0, & q_i=1,\ S_i(k)\ge S_{i,L,out}\\ 1, & q_i=-1,\ S_i(k)\ge S_{i,\max}\\ 0, & q_i=-1,\ S_i(k)\le S_{i,H,out}\\ 0, & q_i=0\\ B_i(k-1), & \text{其他情况}\end{cases} \tag{23}$$

$$S(k)=B_{\text{bat}}(k)+B_{\text{sc}}(k) \tag{24}$$

3.2 功率可行域约束

在每个控制周期内，各单元功率指令应同时满足直流母线功率平衡和设备可用功率约束。光伏功率满足式(25)。其中，$P_{pv,\text{MPPT}}$为当前辐照和温度下采用最大功率点跟踪(Maximum Power Point Tracking, MPPT)的功率。

$$0\le P_{pv}\le P_{pv,\text{MPPT}} \tag{25}$$

网侧功率满足式(26)。其中$P_{\text{grid,in,max}}$和$P_{\text{grid,out,max}}$分别为电网向直流母线输入及直流母线向电网输出的最大功率，其大小由电网状态G、无功优先和变流器电流限值共同确定。

$$-P_{\text{grid,in,max}}\le P_{\text{grid}}\le P_{\text{grid,out,max}} \tag{26}$$

储能单元功率约束表示为式(27)。其中$P_{i,\text{ch,ava}}$和$P_{\text{i,dis,ava}}$分别为储能单元当前实际可用的充放电功率，如式(28-29)所示。式中左式$P_{i,\text{ch,lim}}$与$P_{i,\text{dis,lim}}$为储能单元最终可执行的充放电功率上限，由充放电倍率、变流器容量及电流限值共同决定；右式为当前SOC剩余能量在控制周期Δt内允许的功率，取两者的较小值。其中，$\eta_{i,\text{dis}}$和$\eta_{i,\text{ch}}$分别为放电和充电效率。电池和超级电容的有效容量如式(30)所示，其中$E_{\text{bat,N}}$为电池额定容量。

$$-P_{i,\text{ch,ava}}\le P_i\le P_{i,\text{dis,ava}} \tag{27}$$

$$P_{i,\text{dis,ava}}=\min\left[P_{i,\text{dis,lim}},\frac{\eta_{i,\text{dis}}E_{i,\text{eff}}(S_i-S_{i,\min})}{\Delta t}\right] \tag{28}$$

$$P_{i,\text{ch,ava}}=\min\left[P_{i,\text{ch,lim}},\frac{E_{i,\text{eff}}(S_{i,\max}-S_i)}{\eta_{i,\text{ch}}\Delta t}\right] \tag{29}$$

$$E_{\text{bat,eff}}=E_{\text{bat,N}}H,E_{\text{sc,eff}}=E_{\text{sc}} \tag{30}$$

令功率变量$\boldsymbol{P}$为式(31)。当前功率可行域为式(32)。当$\Omega\neq\varnothing$时，系统通过光伏、储能和电网侧功率协调维持功率平衡。由于光伏功率可在0至$P_{pv,\text{MPPT}}$范围内调节，功率过剩可通过光伏降功率消除，仅当最大可供功率仍小于负荷需求时有$\Omega=\varnothing$，系统进入功率缺额保护并执行切负荷。

$$\boldsymbol{P}=\left[P_{\text{pv}},P_{\text{grid}},P_{\text{bat}},P_{\text{sc}}\right]^{\text{T}} \tag{31}$$

$$\Omega=\left\{\boldsymbol{p}\left|\begin{array}{c}P_{\text{pv}}+P_{\text{bat}}+P_{\text{sc}}=P_{\text{load}}+P_{\text{grid}}+P_{\text{loss}}\\ \boldsymbol{p}\text{ 满足式}(25-30)\end{array}\right.\right\} \tag{32}$$

3.3 多模式协调控制策略

根据电网状态G、冲击功率状态L、储能受限标志B_i和功率可行域Ω，设置常规分频、冲击功率抑制、SOC约束、轻度LVRT、深度LVRT和功率缺额保护六种运行模式，分别记为M_0~M_5。模式首先根据功率可

行性和电网状态选择，即 M_5>M_4>M_3。电网正常时，若存在冲击功率且超级电容未受限时进入 M_1。不满足 M_1 条件但存在任一储能受限时进入 M_2。其余工况进入 M_0。

各模式及触发状态下的控制方式见表1。其中X表示对应状态变量可取任意值。在 M_0~M_4 中，同一时刻仅允许一个变流器承担直流母线稳压，其余变流器采用功率、电流或限幅控制，以避免多个稳压环并联产生控制冲突。

光伏功率控制表示无功率盈余时采用 MPPT，存在功率盈余时在式(25)范围内降低出力。

所有储能功率指令均根据式(27-30)进行可用功率限幅。SOC 恢复功率控制表示受限方向的功率指令置零，仅在系统具有功率裕度时施加小功率反向指令，使 SOC 恢复至退出区间。在 M_1 中，为减小冲击功率对电池冲击，在电池未受限时，采用限斜率功率控制。

双向功率控制表示网侧变流器在功率缺额时从电网输入功率，在功率过剩时向电网输出功率，其功率指令受式(26)约束。LVRT 期间，网侧变流器按无功优先原则分配电流，无功参考电流值 i_q^* 如式(33)所示。其中，κ_q 为无功电流支撑系数，$I_{g,\max}$ 为网侧变流器电流上限，sat为限幅函数。随着电网电压跌落加深，无功电流需求增加，网侧有功传输能力相应下降。在 M_3 中，超级电容未受限时由其承担母线稳压，超级电容受限时改由光伏变流器稳压。在 M_4 中，网侧有功传输能力显著下降，若由超级电容稳压，可能导致其 SOC 快速触及边界，因此由光伏稳压。

$$i_q^* = \mathrm{sat}\left[\kappa_q(1-u_g), -I_{g,\max}, I_{g,\max}\right], |i_d^*| \le \sqrt{(I_{g,\max})^2 - (i_q^*)^2} \quad (33)$$

模式 M_5 为暂态保护过程，不指定固定稳压单元，仅叠加切负荷保护，不改变 LVRT 期间网侧变流器的无功优先原则。切除相应负荷使 $\Omega \neq \varnothing$ 后，系统根据当前状态重新匹配模式。

表 1 各运行模式及触发状态下的变流器控制方式

Tab.1 Converter control methods under each operating mode and trigger condition

模式	适用状态	光伏变流器	超级电容变流器	电池变流器	网侧变流器
M_0 常规分频	$G=0, L=0, B_{sc}=B_{bat}=0, S=0, \Omega\neq\varnothing$	光伏功率控制	分频控制	分频控制	稳压控制
M_1-BAT 未受限	$G=0, L=1, B_{sc}=B_{bat}=0, S=0, \Omega\neq\varnothing$	光伏功率控制	稳压控制	限斜率功率控制	双向功率控制
M_1-BAT 受限	$G=0, L=1, B_{sc}=0, B_{bat}=1, S=1, \Omega\neq\varnothing$	光伏功率控制	稳压控制	SOC 恢复控制	双向功率控制
M_2-SC 受限	$G=0, L=\mathrm{X}, B_{sc}=1, B_{bat}=0, S=1, \Omega\neq\varnothing$	光伏功率控制	SOC 恢复控制	功率控制	稳压控制
M_2-BAT 受限	$G=0, L=0, B_{sc}=0, B_{bat}=1, S=1, \Omega\neq\varnothing$	光伏功率控制	功率控制	SOC 恢复控制	稳压控制
M_2- 双储能受限	$G=0, L=\mathrm{X}, B_{sc}=B_{bat}=1, S=2, \Omega\neq\varnothing$	光伏功率控制	SOC 恢复控制	SOC 恢复控制	稳压控制
M_3-SC 未受限	$G=1, L=\mathrm{X}, B_{sc}=0, B_{bat}=\mathrm{X}, S=\{0,1\}, \Omega\neq\varnothing$	光伏功率控制	稳压控制	功率控制	无功优先
M_3-SC 受限	$G=1, L=\mathrm{X}, B_{sc}=1, B_{bat}=\mathrm{X}, S=\{1,2\}, \Omega\neq\varnothing$	稳压控制	功率控制	功率控制	无功优先
M_4 深度 LVRT	$G=2, L=\mathrm{X}, B_{sc}=B_{bat}=S=\mathrm{X}, \Omega\neq\varnothing$	稳压控制	功率控制	功率控制	无功优先
M_5 功率缺额保护	$G=L=B_{sc}=B_{bat}=S=\mathrm{X}, \Omega=\varnothing$	MPPT 控制	最大放电功率	最大放电功率	最大输入功率

3.4 平滑切换机制

表 1 给出了各模式稳定运行时的控制方式。模式切换会改变各变流器的功率、电流参考值或直流母线稳压单元，若直接切换将产生指令阶跃和母线电压波动。

设模式切换时刻 t_s，切换时间为 T_{sw}，定义平滑参与系数如(34)所示。该函数在切换起点和终点出的变化率为零，可减小参考指令突变。T_{sw} 根据变流器控制宽带和允许的功率、电流变化率确定，避免切换过快引起电流冲击或切换过慢削弱动态响应。

$$\Lambda(t)=\begin{cases}0, & t\le t_s\\ 3\xi^2-2\xi^3, & t_s<t<t_s+T_{sw}\\ 1, & t\ge t_s+T_{sw}\end{cases}, \quad \xi=\frac{t-t_s}{T_{sw}} \quad (34)$$

对于功率或电流控制单元，设 $u_{i,\mathrm{old}}^{*}(t_{\mathrm{s}})$ 为切换时刻锁存的原模式指令，$u_{i,\mathrm{new}}^{*}(t)$ 为目标模式指令，则实际参考值 $u_i^{*}(t)$ 为：

$$u_i^{*}(t)=\left[1-\Lambda(t)\right]u_{i,\mathrm{old}}^{*}(t_{\mathrm{s}})+\Lambda(t)u_{i,\mathrm{new}}^{*}(t) \tag{35}$$

当模式切换涉及稳压单元改变时，为避免两个独立稳压环同时工作，采用统一直流母线电压控制器生成稳压修正量，并在原稳压单元与目标稳压单元之间连续分配，如公式(36)所示。其中，$G_{\mathrm{v}}(s)$ 为统一的直流母线电压控制器，i_{v}^{*} 为稳压电流修正量，i_{a}^{*} 为原稳压单元电流参考值，i_{b}^{*} 为目标稳压单元的电流参考值。

$$\begin{cases} i_{\mathrm{v}}^{*}=G_{\mathrm{v}}(s)\left(V_{\mathrm{dc}}^{*}-V_{\mathrm{dc}}\right) \\ i_{\mathrm{a}}^{*}=\left[1-\Lambda(t)\right]i_{\mathrm{v}}^{*} \\ i_{\mathrm{b}}^{*}=\Lambda(t)i_{\mathrm{v}}^{*} \end{cases} \tag{36}$$

3.5 稳定性分析

在上述控制策略基础上建立系统小信号模型。各变流器主电路参数、控制器参数及稳态工作点见表 2。考虑到各变流器拓扑不同，以单个解耦电流通道为例，其等效动态方程如公式(37)所示。其中，L_j、R_j、i_j 和 v_j 分别为支路电感、电阻、电流和变流器输出电压。u_j 为变流器桥臂输出电压，i_j 为支路电感电流。电流内环采用 PI 控制，如公式(38)所示。$K_{\mathrm{p,i},j}$、$K_{\mathrm{i,i},j}$ 分别为比例、积分系数。根据表 1，每个变流器在固定模式下仅采用一种电流参考值生成方式，如公式(39)所示。其中，$i_{j,\mathrm{set}}^{*}$ 为给定电流，P_j^{*} 和 P_j 分别为功率参考值和实际值，$G_{\mathrm{P},j}(s)$ 和 $G_{\mathrm{V},j}(s)$ 分别为功率外环和直流电压外环控制器。

$$L_j\frac{\mathrm{d}i_j}{\mathrm{d}t}=u_j-R_ji_j-v_j,\ j\in\{\mathrm{pv,grid,sc,bat}\} \tag{37}$$

$$u_j=K_{\mathrm{p,i},j}(i_j^{*}-i_j)+K_{\mathrm{i,i},j}\int(i_j^{*}-i_j)\mathrm{d}t \tag{38}$$

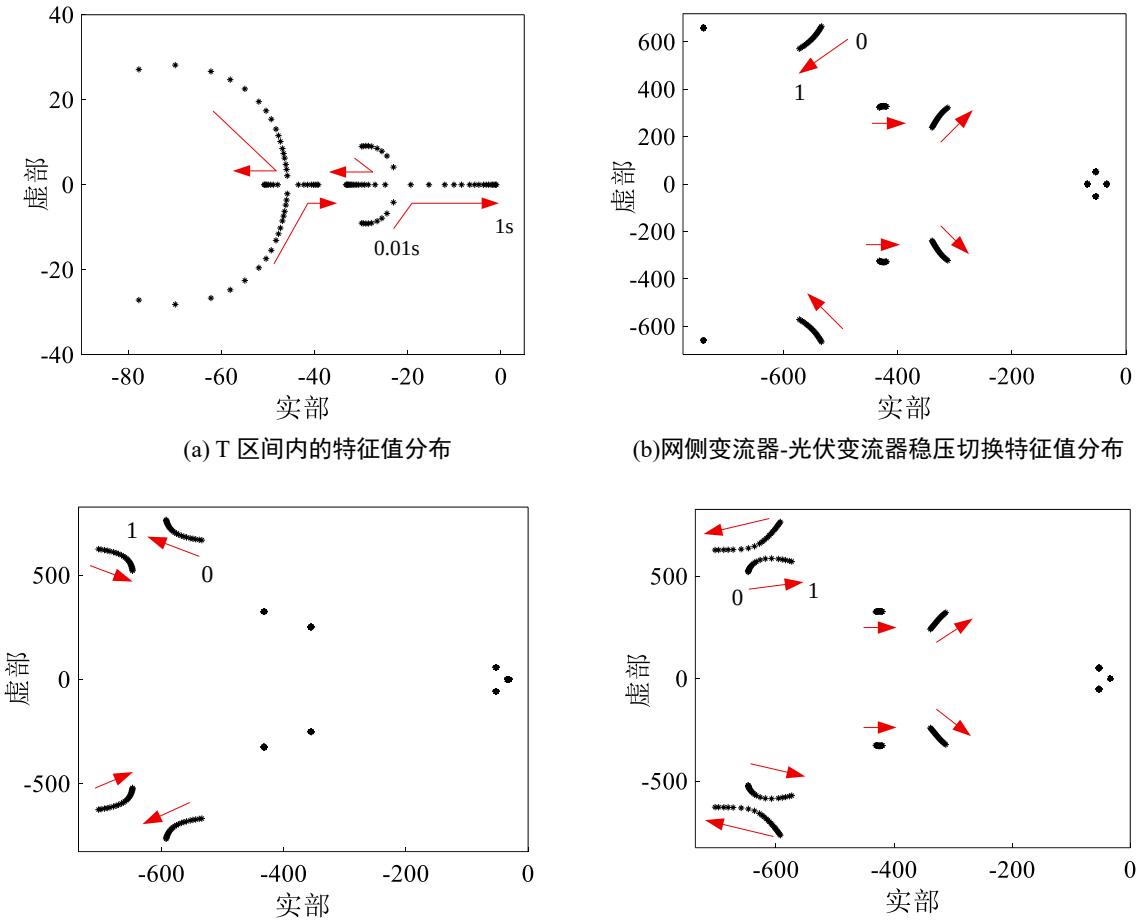
$$i_j^{*}=\begin{cases} i_{j,\mathrm{set}}^{*}, & \text{电流控制} \\ G_{\mathrm{P},j}(s)(P_j^{*}-P_j), & \text{功率控制} \\ G_{\mathrm{V},j}(s)(V_{\mathrm{dc}}^{*}-V_{\mathrm{dc}}), & \text{稳压控制} \end{cases} \tag{39}$$

对式(1-2，37-39)在稳态工作点线性化，可得:

$$\dot{\tilde{x}}_{\mathrm{M}_0}=A_{\mathrm{M}_0}(T)\tilde{x}_{\mathrm{M}_0} \tag{40}$$

$\tilde{x}_{\mathrm{M}_0}$ 为小信号状态向量，$\dot{\tilde{x}}_{\mathrm{M}_0}$ 为其导数，$A_{\mathrm{M}_0}(T)$ 为系统状态矩阵。

主要特征值随滤波时间常数变化的轨迹如图 4(a)所示，T 主要影响极点 $-1/T$，随着 T 增大，该极点逐渐向虚轴移动并成为主导极点。图 4(b-d)分别对应网侧变流器-光伏变流器、网侧变流器-超级电容及超级电容-光伏变流器稳压切换，参与系数 Λ 从 0 到 1 变化时的特征值轨迹，随着 Λ 变化，母线电压环与变流器电流环之间的耦合关系改变，使相应的极点产生迁移。由于三组变流器的支路参数和控制宽带不同，各图中极点的迁移范围及与虚轴的距离也不同。图(a)采用局部坐标，重点显示靠近虚轴的慢模态，图(b-d)采用完整坐标，包含远离虚轴的快速电流环模态。图 4 中所有特征值均位于左半平面，在稳态工作点附近均保持小信号稳定。



(a) T 区间内的特征值分布　　(b)网侧变流器-光伏变流器稳压切换特征值分布

(c) 网侧变流器-超级电容稳压切换特征值分布　　(d) 超级电容-光伏变流器稳压切换特征值分布

图 4 参数变化及稳压单元切换过程中的特征值分布

Fig.4 Eigenvalue distributions under parameter variation and voltage-regulation unit handover

4　仿真验证

为验证所提控制策略的有效性，本文基于 MATLAB/Simulink 搭建了光伏-混合储能并网系统仿真模型。系统参数和控制器参数见表 2。表中，网侧变流器通过 LCL 滤波器接入交流电网，L_1 为变流器侧滤波电感，连接于网侧变流器交流输出端与滤波电容连接节点之间；C_f 为 LCL 滤波器并联电容；L_2 为电网侧滤波电感，连接于滤波电容节点与电网公共耦合点之间。

表 2　系统参数

Tab.2　System Parameters

参数	数值	参数	数值
直流母线额定电 V_{dc}^* /V	600	电池额定电压 $U_{bat,0}$ /V	240
直流母线电容 C_{dc} /mF	5	超级电容额定容量 E_{sc} /Wh	20
光伏侧电感 L_{pv} /mH	7	电池/超级电容功率限值/kW	4/6
电池侧电感 L_{bat} /mH	20	系统等效损耗 P_{loss} /kW	0.1
超级电容侧电感 L_{sc} /mH	40	网侧变流器额定功率/kW	10
变流器侧电感 L_1 /网侧 L_2 /mH	1.2/0.6	SOC 协调权重 m	0.10
网侧滤波电容 C_f /μF	20	映射调节系数 k	8.85
支路电阻/Ω	0.02	准死区形状系数 n	3

4.1　SOC 测量噪声下的电池电流应力

为观察 SOC 测量噪声的影响，将电池和超级电容的 SOC 设置在 0.5，并在测量值中叠加零均值高斯

噪声。设置混合储能功率指令同时包含 2Hz 低频分量和 40Hz 高频分量，比较线性 SOC 自适应分频策略与本文准死区非线性分频策略。仿真结果如图 5 所示，相比于传统线性控制策略，本文的非线性分频策略的滤波时间常数在平衡点处更加稳定，基本保持在 0.06s 附近，同时，电池 RMS 电流降低 0.598%，峰值电流降低 1.315%。

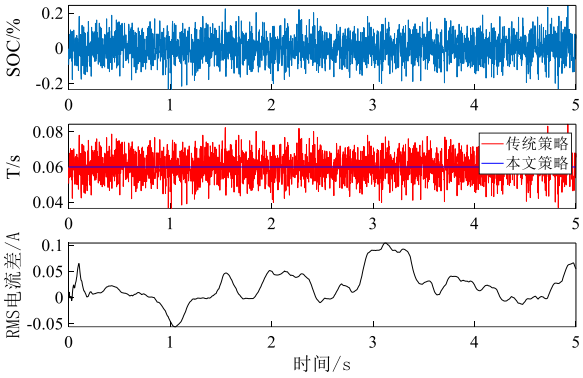


图 5 SOC 测量噪声下不同分频策略对比

Fig.5 Comparative Analysis of Frequency Division Strategies under SOC Measurement Noise

4.2 带权 SOC 协调下的超级电容双向缓冲裕度

不同权重系数 m 下超级电容的 SOC 响应如图 6 所示。由图可知，当 SOC 协调权重为 1 时，超级电容 SOC 在 49.682%～50.580%范围内变化，当 SOC 协调权重降低至 0.1 时，超级电容 SOC 变化范围缩小至 49.809%～50.349%，因此，减小 m 有助于保留其双向功率支撑裕度。

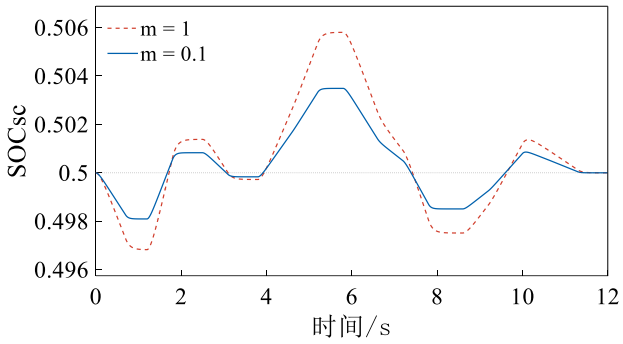


图 6 不同权重系数下超级电容 SOC 响应

Fig.6 Supercapacitor SOC response under different weighting coefficients

4.3 低电压穿越下的多模式协调与平滑切换

低电压穿越过程中直流母线电压响应如图 7 所示。虚线为传统的硬切换机制，实线为本文平滑切换机制。系统在 3s 和 6s 时分别发生轻度和深度低电压穿越，9s 时电网电压恢复。由图可知，通过引入平滑切换机制，在轻度和深度低电压穿越阶段，直流母线最大电压偏差分别降低 67.96%和 47.99%。

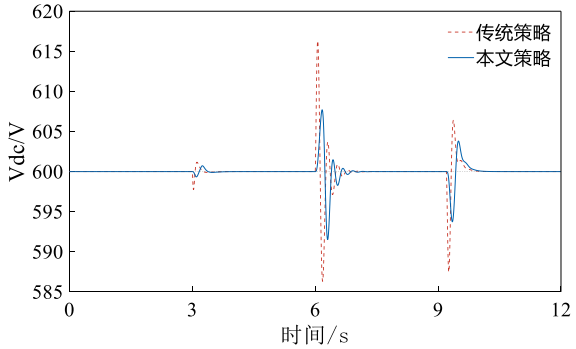


图 7 LVRT 模式下直流母线电压响应

Fig.7 DC bus voltage response in LVRT mode

4.4 多模式协调控制与功率可行性验证

为验证所提多模式协调控制策略在冲击负荷、SOC 约束及功率不可行条件下的有效性，设置总时长为 10s 的功率阶跃工况，各阶段持续 2s。系统损耗取 0.1kw。

图 8 给出了各变流器的功率响应。2s 时大功率负荷投切，系统进入冲击功率响应模式。4s 时超级电容 SOC 受限，随后以 0.5kW 小功率充电。6s 时负荷功率增加至 18kW，系统进入功率缺额保护模式，系统切除 3.5kW 负荷。图 8 验证了所提多模式协调策略在复杂工况下的有效性。

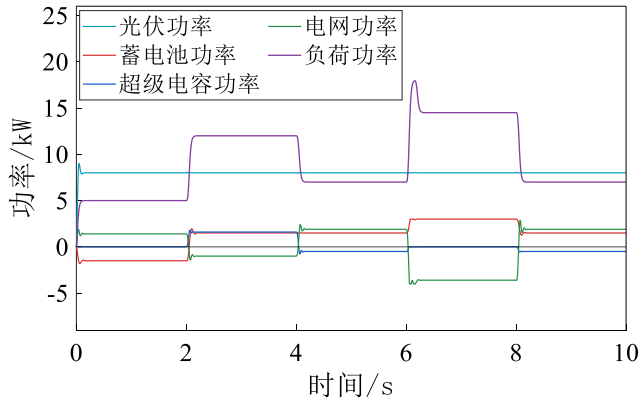


图 8 多模式协调控制下各变流器功率响应

Fig.8 Power response of converters under multi-mode coordinated control

5 结论

本文针对 SOC 测量噪声引起电池电流应力增加以及复杂工况下光伏混合储能系统的功率协调与安全运行问题，提出融合准死区非线性分频、带权 SOC 协调、功率可行域判定及多模式平滑切换的控制策略，在降低 SOC 测量噪声所致电池电流应力的同时，保留超级电容双向缓冲裕度，并实现冲击功率、SOC 越限及低电压穿越等工况下稳压主体的有序切换。

仿真结果表明，所提策略使电池 RMS 电流降低 0.598%，峰值电流降低 1.315%，在轻度和深度低电压穿越阶段，直流母线最大电压偏差分别降低 67.96%和 47.99%。权重系数 m 可以实现电池动态功率响应与超级电容能量缓冲能力之间的协调。多模式及平滑切换机制可以实现复杂工况下的保护和稳定运行。

总体而言，本文通过优化现有变流器控制器中的功率分配、SOC 协调及模式切换逻辑，适用当前主流光伏储能并网变流器的控制框架，无需大幅改动硬件拓扑。后续将结合实验进一步验证其工程适用性。

参考文献：

[1] 黎博, 陈民铀, 钟海旺, 等. 高比例可再生能源新型电力系统长期规划综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(2): 555-580.
LI B, CHEN M Y, ZHONG Haiwang, et al. A review of long-term planning of new power systems with large share of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 555-580.

[2] AHMED M M R, MIRSAEIDI S, KOONDHAR M A, et al. Mitigating uncertainty problems of renewable energy resources through efficient integration of hybrid solar PV/wind systems into power networks[J]. IEEE Access, 2024, 12: 30311-30328.

[3] 宋元明, 刘亚杰, 金光, 等. 锂离子电池/超级电容器混合储能系统能量管理方法综述[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(2): 652-668.
SONG Y M, LIU Y J, JIN G, et al. Review of energy management methods for lithium-ion battery/supercapacitor hybrid energy storage systems[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(2): 652-668.

[4] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2025 年中国储能技术研究进展[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(6): 1981-2033.
CHEN H S, LI H, XU Y J, et al. Research progress in China's energy storage technology in 2025[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(6): 1981-2033.

[5] 刘厚霖, 唐渊, 王怡, 等. 计及功率补偿的城轨混合储能系统能量管理策略[J]. 电力科学与工程, 2026, 42(4): 20-26.
LIU H L, TAN Y, WANG Y, et al. Energy management strategy for urban rail hybrid energy storage system considering power compensation[J]. Electric Power Science and Engineering, 2026, 42(4): 20-26.

[6] ABDELGHANY M B, AL-DURRA A, GAO F. A Coordinated Optimal Operation of a Grid-Connected Wind-Solar Microgrid Incorporating Hybrid Energy Storage Management Systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(1): 39-51.

[7] LIN X, ZAMORA R, BAGULEY C A. A comprehensive multi-functional controller for hybrid energy storage systems in DC

microgrids[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2023, 59(3): 2985-2994.

[8] LIU X, SUO Y, ZHANG Z, et al. A new model predictive current control strategy for hybrid energy storage system considering the SOC of the supercapacitor[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2023, 11(1): 325-338.

[9] 韩东旭, 赵凯, 刘鑫, 等. 考虑超级电容器荷电状态的混合储能系统能量管理策略[J]. 电气工程学报, 2020, 15(3): 24-30.
HAN D X, ZHAO K, LIU X, et al. Energy management strategy of hybrid energy storage system considering the state of charge of the supercapacitor[J]. Journal of Electrical Engineering, 2020, 15(3): 24-30.

[10] 杨少帅, 罗萍萍. 带混合储能的光伏并网系统功率协调控制策略研究[J]. 现代电力, 2019, 36(1): 37-44.
YANG S S, LUO P P. Research on power coordination control strategy of photovoltaic grid-connected system with hybrid energy storage[J]. Modern Electric Power, 2019, 36(1): 37-44.

[11] NAWAZ F, PASHAJAVID E, FAN Y, et al. An intelligent control strategy for microgrid energy storage systems using distributed collaborative approach[J]. IEEE Open Access Journal of Power and Energy, 2025, 12: 727-738.

[12] 刘智, 汤赐, 罗敏, 等. 基于混合储能荷电状态的直流微网能量管理策略研究[J]. 电力学报, 2023, 38(3): 163-172.
LIU Z, TANG C, LUO M, et al. Energy management strategy for DC microgrid based on hybrid energy storage state of charge[J]. Journal of Electric Power, 2023, 38(3): 163-172.

[13] MITRA S K, KARANKI S B. An SOC based adaptive energy management system for hybrid energy storage system integration to DC grid[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2023, 59(1): 1152-116.

[14]丁明, 林根德, 陈自年, 等. 一种适用于混合储能系统的控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(7): 1-6.
DING M, LIN G D, CHEN Z N, et al. A control strategy for hybrid energy storage systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(7): 1-6.

[15] ZHANG W, LIU J, CHEN X, et al. Real-time energy management strategy for hybrid energy storage system in electric vehicles based on model predictive control[J]. IEEE Transactions on Vehicular Technology, 2025, 74(6): 7123-7135.

[16] 田博文, 张志禹, 杨梦飞. 基于多次滑动均值滤波的混合储能功率分配与定容研究[J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 1548-1564.
TIAN B W, ZHANG Z Y, YANG M F. Research on Hybrid Energy Storage Power Allocation and Capacity Determination Based on Multiple Moving Average Filtering [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1548-1564.

[17] 崔俊昊, 田桂珍, 刘广忱, 等. 独立运行直流微电网混合储能系统功率分配控制策略研究[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(4): 129-136.
CUI J H, TIAN G Z, LIU G C, et al. A study on the power distribution control strategy of hybrid energy storage system in the isolated DC microgrid[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(4): 129-136.

[18] SINGH K, SINGH M, VALLURU S K. Ultracapacitor-assisted battery-based HESS for electric vehicle considering battery aging[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics, 2025, 6(4): 1202-1210.

[19] CHEN Z, LIU Y, WANG H, et al. Multi-objective energy management of hybrid energy storage system for electric vehicles considering battery degradation[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2025, 72(8): 8234-8245.

[20] 谭文娟, 陈燕东, 杨苓, 等. 光储直流微网能量协调控制方法[J]. 电源学报, 2018, 16(2): 77-85.
TAN W J, CHEN Y D, YANG L, et al. Energy coordination control method for optical storage DC microgrid[J]. Journal of Power Supply, 2018, 16(2): 77-85.

[21] PANDA M, CHANKAYA M, MOHANTY S, et al. State-of-charge-based energy management strategy for hybrid energy storage system in DC microgrid[J]. IEEE Access, 2025, 13: 77353-77364.

[22] LIU X, ZHANG Q, WANG Y, et al. Adaptive energy management strategy for hybrid energy storage system in electric vehicles based on reinforcement learning[J]. IEEE Transactions on Transportation Electrification, 2025, 11(3): 6789-6801.

[23] 张枭, 易皓, 文娅, 等. 构网型混合储能变流器直流侧的无通信自适应协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(22): 20-34.
ZHANG X, YI H, WEN Y, et al. Communication-free adaptive coordinated control strategy for DC side of grid-forming hybrid energy storage converter[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(22): 20-34.