

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230968

考虑 SOC 的混合储能功率分配与自适应虚拟惯性控制

马文忠¹, 王立博¹, 王玉生², 万蓉蓉¹, 王昕睿¹, 王嘉星¹

(1. 中国石油大学(华东)新能源学院, 山东 青岛 266580; 2. 中国石油天然气股份有限公司规划总院, 北京 100083)

摘要: 电力电子化的直流配电网存在低惯性问题, 不利于系统稳定运行。混合储能设备可向电网提供虚拟惯性, 但不同类型的储能之间存在功率协调问题, 并且储能的荷电状态(state of charge, SOC)对虚拟惯性的调节也有约束作用。针对上述问题, 提出了一种自适应时间常数的分频控制策略, 时间常数根据混合储能系统(hybrid energy storage system, HESS)的 SOC 而动态调整以改变功率分配。首先, 通过分析储能 SOC 与虚拟惯性的关系, 并考虑储能充放电极限问题, 研究兼顾 SOC、电压变化率以及电压幅值的自适应虚拟惯性控制策略, 提高系统惯性。然后, 建立控制系统的小信号模型, 分析虚拟惯性系数对系统的影响。最后, 基于 Matlab/Simulink 搭建直流配电网仿真模型, 验证了所提控制策略能合理分配 HESS 功率, 提高超级电容器利用率, 改善直流电压与功率稳定性。

关键词: 直流配电网; 混合储能; 功率分配; 荷电状态; 虚拟惯性

Hybrid energy storage power distribution and adaptive virtual inertia control considering SOC

MA Wenzhong¹, WANG Libo¹, WANG Yusheng², WAN Rongrong¹, WANG Xinrui¹, WANG Jiaxing¹

(1. Institute of New Energy, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2. PetroChina Planning & Engineering Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: The DC power distribution network of electric power electronics has the problem of low inertia, which is not conducive to the stable operation of the system. Hybrid energy storage devices can provide virtual inertia to the power grid, but there is a power coordination problem between different types of energy storage, and the state of charge (SOC) of energy storage is a constraint on the adjustment of virtual inertia. To solve the above problems, a frequency division control strategy with an adaptive time constant is proposed. The time constant is dynamically adjusted according to the SOC of a hybrid energy storage system (HESS) to change the power distribution. First, by analyzing the relationship between energy storage SOC and virtual inertia, and considering the charging and discharging limit of energy storage, the adaptive virtual inertia control strategy that takes into account SOC, voltage change rate and amplitude is studied to improve system inertia. Then a small signal model of the control system is established, and the influence of virtual inertia coefficient on the system is analyzed. Finally, based on Matlab/Simulink, a simulation model of a DC distribution network is established to verify that the proposed control strategy can rationally distribute HESS power, improve the utilization rate of supercapacitors, and enhance the stability of DC voltage and power.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52277208).

Key words: DC distribution network; hybrid energy storage; power distribution; state of charge; virtual inertia

0 引言

随着分布式能源渗透率的逐步提升以及直流负荷的增加, 传统交流配电网存在消纳大规模分布式能源方面的不足^[1-3]。相较于交流配电网, 直流配电网减少了大量的换流环节, 更有利于分布式能源接

入, 提高了对分布式能源的消纳能力, 并且不存在相位和功角等问题, 提高了系统可靠性^[4-6]。因此, 直流配电网成为了目前的研究热点。

直流配电网虽然有很多优势, 但其构造特性决定了直流配电网的惯性小, 并且大规模分布式能源的接入也伴随着大量电力电子器件的应用, 直流配电网低惯性的特征愈加显著, 严重影响电压质量, 所以提升直流配电网的惯性是很有必要的^[7]。换流

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52277208)

器附加惯性控制的方法大大改善了直流配电网的低惯性、减小了直流母线电压波动,因此受到广泛关注^[8-12]。虚拟惯性控制策略很好地提高直流系统惯性的同时考虑电压偏差以及电压变化率,确保了大规模电力电子设备接入直流配电网时,系统具有足够大的惯性来抑制电压波动。

利用储能的充放电能力可以为直流配电网提供虚拟惯性支撑,但单一配置一种储能设备无法同时满足大容量、高功率密度以及快速响应等需求,因此,有学者提出将能量型与功率型相结合的储能系统^[13]。当混合储能系统(hybrid energy storage system, HESS)采用低通滤波器(low pass filter, LPF)分配功率的高频和低频分量时,由于LPF的时间常数在整个过程中都是固定不变的,未考虑储能的荷电状态(state of charge, SOC),一定程度上会缩短储能寿命^[14]。文献[15]提出了一种基于模糊逻辑的能量管理系统,储能设备根据其SOC以不同的速率充电/放电,但SOC在其极限范围内时,蓄电池和超级电容器之间的功率分布仍然由具有固定时间常数的LPF决定。文献[16]提出一种基于SOC与频率偏差的综合控制方法,在保证有效调频性能的同时,也注重储能系统的SOC合理维持。文献[17]提出了一种具有可变滤波时间常数的两级LPF控制策略,降低了直流母线功率波动,防止储能发生SOC越限状况。文献[18]提出了一种改进的基于粒子群优化的可变时间常数分频控制策略,但没有考虑储能装置的功率限制。文献[19]提出了一种储能电池参与一次调频的综合控制方法,改善储能的运行状态,但在频率发生较大偏差时系统稳定性降低。文献[20-22]提出参数自适应虚拟直流电机控制,为系统提供较大惯性支撑的同时,系统仍具有较快的动态响应速度,但未考虑储能的SOC越限问题。文献[23]提出了一种新型的虚拟直流电机控制,并对其改进,使其具备更加优越的电压动态性能和惯性支撑能力。文献[24-25]通过类比虚拟直流电机控制,使得DC/DC变换器能模拟电机的工作特性,为直流系统提供惯性支撑,一定程度上提升了直流母线电压的稳定性,但未考虑储能SOC。

本文针对上述问题,提出一种考虑SOC的HESS功率分配控制策略,使得时间常数能够根据SOC自适应变化,提高了超级电容器的利用率;然后,通过类比虚拟直流电机,提出一种带自适应虚拟惯性的下垂控制策略,综合考虑电压变化率、电压幅值以及储能SOC,改进自适应虚拟惯性控制,建立小信号模型分析系统稳定性,并通过仿真验证所提控制策略的有效性。

1 直流配电网结构

本文研究的直流配电网拓扑结构如图1所示,系统主要由分布式能源、储能装置、直流负荷以及交流电网组成。

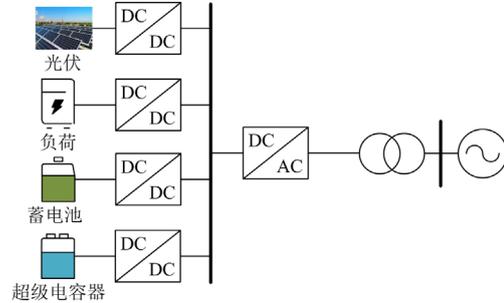


图1 直流配电网拓扑图

Fig. 1 DC distribution network topology

分布式能源通过Boost变换器接入直流配电网,运行方式采用最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制策略^[26]。

蓄电池:通过双向DC-DC变换器接入直流配电网,采用下垂控制,用于维持直流母线电压的稳定。

超级电容器:通过双向DC-DC变换器接入直流配电网,采用恒功率控制,根据功率指令输出所需的功率。

直流负荷:通过Buck变换器接入直流配电网,由恒功率负荷构成。

交流电网:通过电压源型AC-DC换流器与直流配电网相连,采用下垂控制进行直流电压与功率调节。

2 混合储能功率分配控制

HESS相较于单一储能可以更好地解决配电网电压、频率波动等问题,主要是由一个蓄电池和超级电容器组成,当功率发生变化时,超级电容器响应高频功率,蓄电池响应低频功率。对HESS功率分配的传统方法是通过一个低通滤波器,如图2所示。

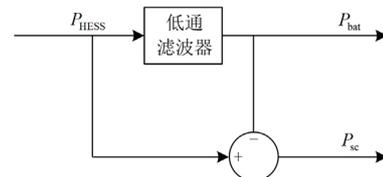


图2 传统功率分配控制

Fig. 2 Traditional power distribution control

蓄电池的功率 P_{bat} 为

$$P_{bat} = \frac{1}{T_S + 1} P_{HESS} \quad (1)$$

式中: T 为时间常数; s 为拉普拉斯算子; P_{HES} 为混合储能功率。

超级电容器的功率 P_{sc} 为

$$P_{\text{sc}} = P_{\text{HES}} - P_{\text{bat}} \quad (2)$$

当系统发生模式变化时, 功率也随之发生变化。功率的突然变化主要由一个高频分量与一个低频分量组成, 分配给超级电容器的功率变化振荡幅值较大, 反应迅速, 而在电力系统达到稳定后, 超级电容器的出力也变为零, 充分发挥超级电容器作为功率型储能元件响应速度快、能量密度小的优点; 分配给蓄电池的功率变化缓慢, 在系统达到稳定后, HESS 的功率全部由蓄电池承担, 符合蓄电池作为能量型储能元件容量大的特点。HESS 结合超级电容器密度高与蓄电池容量大的特点, 延长储能系统的使用寿命。

但是此方法在整个操作过程中 LPF 的时间常数不变, 而时间常数主要由 HESS 的 SOC 决定, 一般来说, 由于储能充放电存在上下限, 所以 SOC 被分为 3 个区间, 每个区间分配一个时间常数, 这些时间常数并不是动态变化的, 所以此方法并不能很好地利用超级电容器的容量。所以本文基于此问题提出根据 HESS 两者 SOC 值的动态变化, 时间常数能够自适应变化, 并且根据两者 SOC 的差值改变时间常数变化速率, 使其能够充分利用超级电容器。

蓄电池与超级电容器安全运行范围不同^[27], 本文设蓄电池的 SOC 安全运行范围为 25%~75%, 而超级电容器的 SOC 安全运行范围为 20%~90%, 因为两者的安全运行范围不同, 所以需要两者 SOC 进行归一化处理, 如式(3)所示。

$$\gamma'(t) = \frac{\gamma(t) - \gamma_{\min}}{\gamma_{\max} - \gamma_{\min}}, 0 \leq \gamma(t) \leq 1 \quad (3)$$

式中: $\gamma'(t)$ 为 HESS 安全运行归一化后的 SOC 值; $\gamma(t)$ 为 SOC 随时间变化量; γ_{\max} 、 γ_{\min} 分别为 SOC 安全运行的上、下限。

由式(3)可知, 当归一化的 SOC 值越靠近 1, 说明储能越接近安全运行的上限, 充放电效率越大, 而归一化值越靠近 0, 说明储能越接近安全运行的下限, 充放电效率则越小。

当储能处于初始状态时, SOC 归一化后的时间常数为 T_0 , 当储能处于工作状态时, 时间常数 T 根据储能 SOC 值动态变化, 如式(4)所示。

$$T = T_0 + m(t)\Delta T, \Delta T > 0 \quad (4)$$

式中: ΔT 为小的正实数; $m(t)$ 为自适应系数, 如式(15)所示。

$$m(t) = \begin{cases} k(\gamma'_{\text{sc}} - \gamma'_{\text{bat}}), & \gamma'_{\text{sc}} > \gamma'_{\text{bat}} \\ 0, & \gamma'_{\text{sc}} \leq \gamma'_{\text{bat}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: k 为常数, 取值与超级电容器与蓄电池的参数设置有关; γ'_{sc} 、 γ'_{bat} 分别为超级电容器和蓄电池归一化的 SOC 值。

由式(5)可知, 当超级电容器的归一化 SOC 值不大于蓄电池的归一化 SOC 值时, LPF 的时间常数恒定不变; 而当超级电容器的归一化 SOC 值大于蓄电池的归一化 SOC 值时, 时间常数动态自适应变化, 使超级电容器能够补偿蓄电池在电力快速变化时的不足, 提高超级电容器的利用率, 并且变化速率与两者的差值成正比, 超级电容器的 SOC 值 γ_{sc} 与蓄电池的 SOC 值 γ_{bat} 相差越大, 时间常数增长的越快。HESS 功率分配控制框图如图 3 所示。

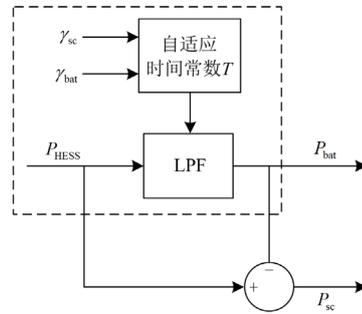


图 3 HESS 功率分配控制框图

Fig. 3 Block diagram of hybrid energy storage control

3 自适应虚拟惯性控制

3.1 带虚拟惯性下垂控制原理

直流系统本是一个低惯性系统, 并且大量电力电子器件接入电网, 使得低惯性特征更加明显, 分布式能源或负荷引起的系统功率波动会严重危害系统稳定, 也会影响到变换器的性能。由于直流电机表现出惯性和阻尼特性, 可以将直流电机的控制用到直流变换器中^[28]。本文针对 DC-DC 变换器提出一种具有虚拟惯性的下垂控制, 为直流系统提供惯性与阻尼。

双向 DC-DC 变换器拓扑如图 4 所示, 其中: u_b 、 i_b 分别为储能侧电压和电流; L 为储能侧线路电感; S_1 和 S_2 均为开关管; u_{dc} 、 i_{dc} 分别为直流侧电压和电流; C 为直流侧电容。

根据储能电流 i_b 的流动方向将 DC-DC 变换器分为 Boost 和 Buck 两种工作模式, 电流由储能流向直流母线时变换器工作在 Boost 模式下, 反之工作在 Buck 模式下, 本文以 Buck 模式为例, 传统的 $P-U$ 下垂控制方程为

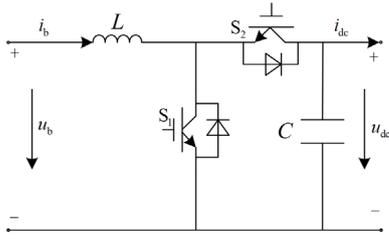


图4 双向DC-DC变换器拓扑图

Fig. 4 Bidirectional DC-DC converter topology

$$U_{dc}^* = U_{dc_l} - k_{droop} (P_{max} - P) \quad (6)$$

式中： U_{dc}^* 为直流母线电压参考值； U_{dc_l} 为直流母线电压的下临界值； k_{droop} 为下垂控制系数，如式(7)所示； P_{max} 为变换器流动的最大功率； P 为直流母线流向储能的功率。

$$k_{droop} = \frac{U_{dc_h} - U_{dc_l}}{P_{min} - P_{max}} \quad (7)$$

式中： U_{dc_h} 为直流母线电压的上临界值； P_{min} 为变换器流动的最小功率。

一般地，直流电机的机械转动方程满足式(8)。

$$P_m - P_e - D(\omega - \omega_n) = J\omega_n \frac{d\omega}{dt} \quad (8)$$

式中： P_m 、 P_e 分别为直流电机机械功率和电功率； D 为直流电机阻尼系数； ω 为转子运动角速度； ω_n 为直流电机的额定角速度； J 为直流电机转动惯量。

对比式(6)和式(8)可得，当直流电机的角速度稳定时，直流电机的机械转动方程和下垂控制方程类似，可以通过模拟直流电机特性，使下垂控制也能表现出惯性特性。与交流系统惯性类似，直流电网的惯性主要表现为直流电压的变化，因此将直流电机的转子运动角速度 ω 等效为直流母线参考电压

U_{dc}^* ；直流电机的额定角速度 ω_n 等效为直流母线电压的下临界值 U_{dc_l} ；机械功率 P_m 等效为储能变换器上流动的最大功率 P_{bat_max} ；电磁功率 P_e 等效为储能实际功率 P_{bat} ；转动惯量 J 等效为虚拟惯性系数 C_v ；阻尼系数 D 等效为下垂系数 $1/k_{droop}$ 。等效后的带虚拟惯性的下垂控制方程如式(9)所示，其控制框图如图5所示。

$$P_{bat_max} - P_{bat} - \frac{1}{k_{droop}} (U_{dc}^* - U_{dc_l}) = C_v U_{dc_l} \frac{du}{dt} \quad (9)$$

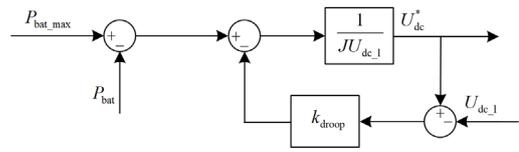


图5 带虚拟惯性的下垂控制

Fig. 5 Sagging control with virtual inertia

通过将下垂控制的变量与直流电机的参数进行等效，使得DC-DC变换器拥有了惯性特性与阻尼特性，当直流配电网中存在功率波动时，DC-DC变换器对其做出惯性响应，能够降低直流母线电压发生突变时的超调量，为直流配电网提供了额外的惯性和阻尼，提高了直流配电网的稳定性。

对于带虚拟惯性的储能型DC-DC变换器的下垂控制，虚拟惯量的参数是根据储能单元的动态响应速度来设置，由于蓄电池的响应时间为秒级而超级电容器的响应时间为毫秒级^[29]，所以HESS的虚拟惯量无法统一设置。HESS以大容量的蓄电池为主体，因此本文对于蓄电池采用带虚拟惯性的下垂控制策略，而超级电容器采用恒功率充放电控制，HESS总的控制框图如图6所示。

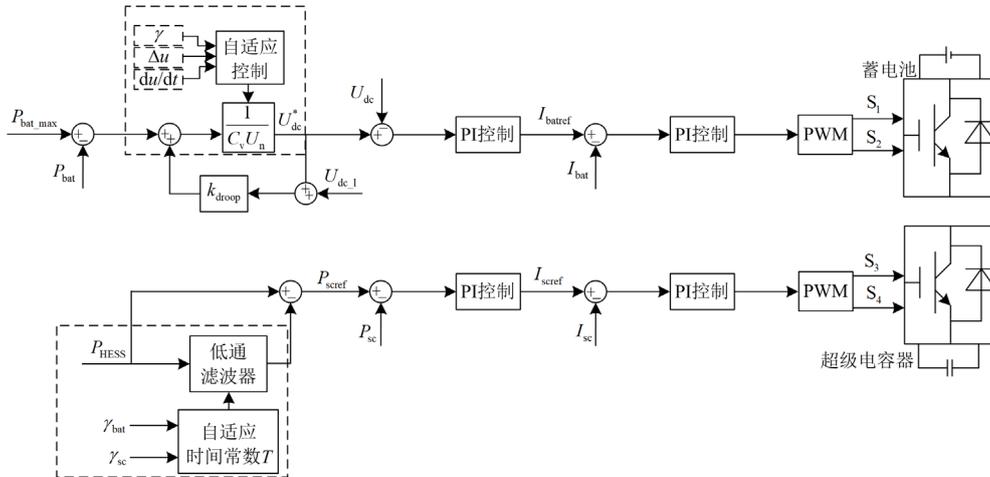


图6 混合储能控制框图

Fig. 6 Block diagram of hybrid energy storage control

3.2 考虑 SOC 的虚拟惯性自适应控制策略

上述带虚拟惯性的下垂控制策略没有考虑到实际工程应用中蓄电池的出力约束, 蓄电池的充放电能力对于虚拟惯性参数的选择至关重要, 所以有必要分析蓄电池的 SOC 与虚拟惯性的关系。

蓄电池在正常运行时可以近似为恒压充放电, 所以蓄电池的 SOC 值 γ_{bat} 可以表示为

$$\gamma_{\text{bat}} = \frac{Q_N - \int i_B dt}{Q_N} = \frac{Q_r}{Q_N} \quad (10)$$

式中: Q_N 为蓄电池充满电时的容量, 即额定容量; i_B 为蓄电池放电时的电流; Q_r 为蓄电池的剩余电量。

蓄电池的 γ_{bat} 和充放电功率满足式(11)。

$$\gamma_{\text{bat}} = \gamma_{\text{bat}_0} - \frac{1}{Q_N} \int P_{\text{bat}} dt \quad (11)$$

式中, γ_{bat_0} 为蓄电池初始 SOC。

$$P_{\text{bat}} = Q_N \left(\gamma_{\text{bat}_0} - \frac{d\gamma_{\text{bat}}}{dt} \right) \quad (12)$$

将式(12)代入式(9)可得

$$\begin{cases} C_v = A \frac{dt}{du} + B \frac{d\gamma_{\text{bat}}}{du} \\ A = (P_{\text{max}} - Q_N \gamma_{\text{bat}_0} + k_{\text{droop}} U_{\text{dc}_1} - k_{\text{droop}} U_{\text{dc}}^*) / U_{\text{dc}_1} \\ B = Q_N / U_{\text{dc}_1} \end{cases} \quad (13)$$

由式(13)可知, 虚拟惯性和电压变化率、电压差以及 SOC 存在一定关系, 所以虚拟惯性系数的取值应综合考虑以上三者。当系统发生很大的功率波动时, 系统需要较大的虚拟惯性支撑, 而功率波动较小时, 则需要较小的虚拟惯性; 当蓄电池运行到极限状态时, 应适当调整虚拟惯性的大小以减轻过充或过放对蓄电池造成损害。基于以上分析, 本文提出一种改进的带虚拟惯性自适应的下垂控制策略, 使得虚拟惯性能够根据直流母线电压以及蓄电池的 SOC 进行实时调整, 在改善直流母线电压和功率动态响应特性的同时, 对蓄电池的出力和 SOC 进行控制。

SOC 反映了储能单元的剩余容量, 其值在储能运行上下限时会影响储能的出力, 蓄电池的 SOC 与其出力系数 K_{SOC} 的关系曲线^[19]如图 7 所示。

为了使蓄电池平滑出力, 用分段函数表示为

$$K_{\text{SOC}} = \begin{cases} K_c, P_{\text{bat}} < 0 \\ K_d, P_{\text{bat}} > 0 \end{cases} \quad (14)$$

$$K_c = \begin{cases} 1, & \gamma_{\text{bat}} \in [0, 0.55) \\ \frac{0.9 - \gamma_{\text{bat}}}{0.35}, & \gamma_{\text{bat}} \in [0.55, 0.9) \\ 0, & \gamma_{\text{bat}} \in [0.9, 1] \end{cases} \quad (15)$$

$$K_d = \begin{cases} 0, & \gamma_{\text{bat}} \in [0, 0.1) \\ \frac{\gamma_{\text{bat}} - 0.1}{0.35}, & \gamma_{\text{bat}} \in [0.1, 0.45) \\ 1, & \gamma_{\text{bat}} \in [0.45, 1] \end{cases} \quad (16)$$

式中, K_c 、 K_d 分别表示蓄电池充放电时的出力系数。

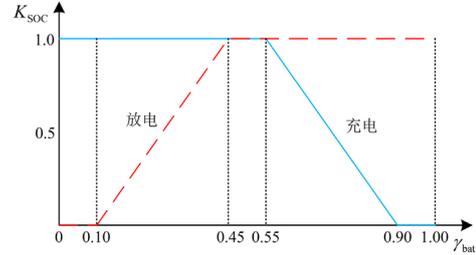


图 7 蓄电池充放电系数与 SOC 的关系

Fig. 7 Relationship between charge and discharge coefficient of battery and SOC

通过上述分析, 可以根据蓄电池的 SOC 对其划分为以下 5 个工作状态, 如式(17)所示。

$$\gamma_{\text{bat}} \in \begin{cases} [0, 0.1) & \text{深度放电} \\ [0.1, 0.25) & \text{过度放电} \\ [0.25, 0.75) & \text{正常运行} \\ [0.75, 0.9) & \text{过度充电} \\ [0.9, 1] & \text{深度充电} \end{cases} \quad (17)$$

当蓄电池处于深度充/放电时, 无法实现功率的双向流动, 不能用于提升系统惯性, 此处不再详述, 本文只研究蓄电池正常运行和过度充/放电工况。

在蓄电池正常运行时, 设计虚拟惯性系数自适应调节方程如式(18)所示。

$$C_v = \begin{cases} C_{v0} + \frac{K_{Cv}}{K_{\text{SOC}}} \left| \frac{du}{dt} \right|, \left| \frac{du}{dt} \right| > M_c \text{ 且 } \Delta u \frac{du}{dt} > 0 \\ K_{\text{SOC}} C_{v0}, \left| \frac{du}{dt} \right| > M_c \text{ 且 } \Delta u \frac{du}{dt} \leq 0 \\ C_{v0}, \left| \frac{du}{dt} \right| \leq M_c \end{cases} \quad (18)$$

式中: C_{v0} 为虚拟惯性系数的稳态值; K_{Cv} 为虚拟惯性系数的调节系数; M_c 为电压变化率的阈值; Δu 为直流母线电压与额定电压的差值。

当系统发生功率波动时, 直流母线电压会经过短暂的振荡衰减, 如图 8 所示。

在采用式(18)的虚拟惯性自适应调节后, 在 $0 \sim t_1$ 区间内, $\Delta u > 0$, $du/dt > 0$, 当电压变化率超过阈值 M_c 时, C_v 的取值会快速增加, 系统惯性增强进而减缓电压变化速度; 在 $t_1 \sim t_2$ 区间内, $\Delta u > 0$, $du/dt < 0$, 电压变化率超过阈值 M_c 时, C_v 的取值会减小, 减弱系统惯性, 使电压能够快速回到稳定

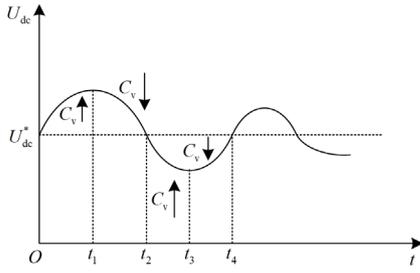


图 8 虚拟惯性系数 C_v 随电压波动变化图
Fig. 8 Variation of virtual inertia coefficient C_v with voltage fluctuation

点,其他时间段同理分析。同时, C_v 值也会根据蓄电池的 SOC 实时调整,在蓄电池 SOC 靠近上下限时减小出力,防止出现 SOC 越限的情况。

当蓄电池运行在过度充/放电状态且需要继续充/放电时,应优先考虑储能的极限状态,此时虚拟惯性系数的取值如式(19)所示。

$$C_v = K_{SOC} C_{v0} \quad (19)$$

控制策略根据蓄电池的 SOC 减小虚拟惯性,减小蓄电池的出力,进而延缓其进入深度充/放电工作状态的时间。

3.3 稳定性分析

图 4 所示的双向 DC-DC 变流器的数学模型为

$$\begin{cases} L \frac{di_b}{dt} = u_b - (1-D)u_{dc} - R_L i_b \\ C \frac{du_{dc}}{dt} = (1-D)i_b - i_{dc} \end{cases} \quad (20)$$

式中: D 为开关管稳态时占空比; R_L 为电感内阻。

对式(20)施加小信号扰动,建立小信号等效电路,其小信号模型如式(21)所示。

$$\begin{cases} (Ls + R_L)\Delta i_b = \Delta u_b - (1-D)\Delta u_{dc} - U_{dc}\Delta d \\ Cs\Delta u_{dc} = (1-D)\Delta i_b + I_b\Delta d - \Delta i_{dc} \end{cases} \quad (21)$$

式中: Δd 为开关管占空比的扰动量; Δu_b 和 Δi_b 分

别为蓄电池侧电压与电流扰动量; Δi_{dc} 为直流母线电流扰动量。

根据式(21)可推导出蓄电池侧电流扰动量 Δi_b 对占空比扰动量 Δd 的传递函数 $G_{id}(s)$ 、直流母线电压扰动量 Δu_{dc} 对占空比扰动量 Δd 的传递函数 $G_{ud}(s)$, 分别如式(22)和式(23)所示。

$$G_{id}(s) = \frac{\Delta i_b}{\Delta d} = \frac{(1-D)I_b + CU_{dc}s}{LCs^2 + R_LCs + (1-D)^2} \quad (22)$$

$$G_{ud}(s) = \frac{\Delta u_{dc}}{\Delta d} = \frac{(1-D)U_{dc} - (LI_b s + R_L I_b)}{LCs^2 + R_LCs + (1-D)^2} \quad (23)$$

电压外环传递函数 $G_{Plu}(s)$ 和电流内环传递函数 $G_{Pii}(s)$ 分别如式(24)和式(25)所示。

$$G_{Plu}(s) = k_{pu} + \frac{k_{iu}}{s} \quad (24)$$

$$G_{Pii}(s) = k_{pi} + \frac{k_{ii}}{s} \quad (25)$$

式中: k_{pu} 、 k_{iu} 分别为电压外环比例和积分系数; k_{pi} 、 k_{ii} 分别为电流内环比例和积分系数。

根据式(21)一式(25)可得 DC-DC 变换器的小信号模型,再结合式(9)可得带虚拟惯性的改进下垂控制系统整体小信号模型如图 9 所示,其中 V_m 为载波幅值; ΔI_{batref} 为给定蓄电池电流扰动量。

综上所述,直流母线电压扰动量 Δu_{dc} 对蓄电池功率扰动量 ΔP_{bat} 的闭环传递函数 $G_{up}(s)$ 为

$$G_{up}(s) = \frac{\Delta u_{dc}}{\Delta P_{bat}} = \frac{G_{Plu} G_{ud} G_{Pii}}{(C_v U_{dc} s + k_{droop})(V_m + G_{id} G_{Pii} + G_{Plu} G_{ud} G_{Pii})} \quad (26)$$

将附录 A 表 A1 所示的系统参数代入式(26),分析虚拟惯性系数 C_v 变化时直流母线电压对功率波动的响应特性。

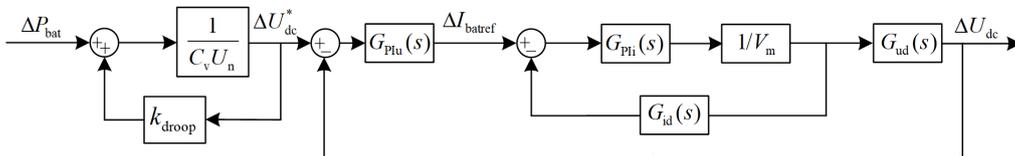


图 9 带虚拟惯性的下垂控制系统小信号模型

Fig. 9 Small signal model of sagging control system with virtual inertia

不同的 C_v 取值对应的主导极点图如图 10 所示,随着 C_v 取值逐渐增加,主导极点逐渐靠近原点,表明直流母线电压对功率波动的响应速度变慢,即直流母线电压的惯性增强,系统的供电可靠性提高。

带虚拟惯性的改进下垂控制功率阶跃变化时电压响应如图 11 所示。随着虚拟惯性系数 C_v 由 $0.001 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ 逐渐增加到 $0.02 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$, 电压变化逐渐平缓,表明直流母线电压对功率波动的惯性响应能

力提高, 直流母线电压稳定性增加。

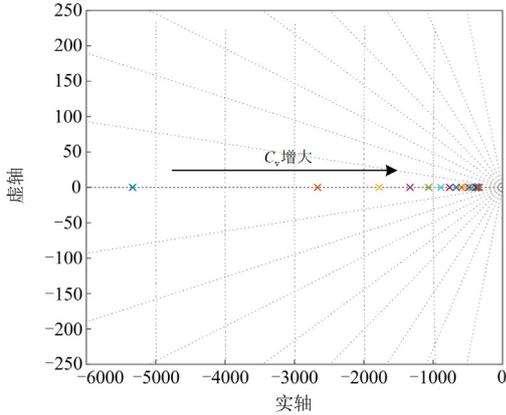


图 10 C_v 取值变化时的主导极点图

Fig. 10 Dominant pole diagram when C_v value changes

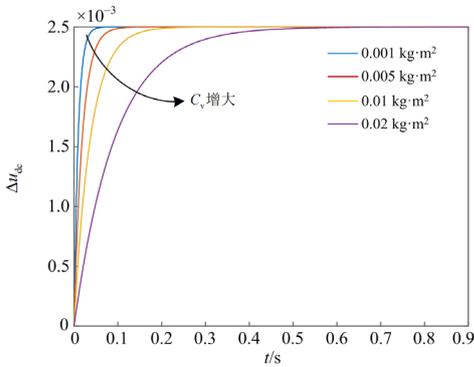


图 11 功率阶跃变化时电压响应图

Fig. 11 Voltage response diagram with power step change

但是随着 C_v 取值增大, 主导极点也越接近原点, 系统的稳定性越差, 因此 C_v 的取值不宜过大。为充分利用 DC-DC 变换器输出功率的能力, C_v 的取值满足式(27)^[30]。

$$C_v \leq \frac{P_{\text{bat_max}}}{\max\{u(du/dt)\}} \quad (27)$$

综上所述, 当系统惯性系数过小时, 直流母线电压对功率波动响应较大, 系统稳定性较低; 当惯性系数过大时, 系统稳定性虽然得到改善, 但系统的响应时间变长, 因此 C_v 的取值应该根据系统的需求自适应变化。

4 仿真验证分析

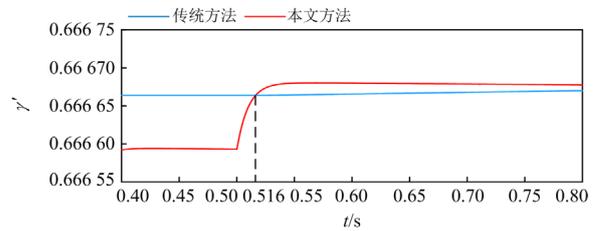
为验证本文所提自适应时间常数的 HESS 分频控制策略和带虚拟惯性的下垂控制策略的有效性, 在 Matlab/Simulink 仿真软件中搭建如图 1 所示的直流配电系统的仿真模型。光伏发电单元采用最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)

控制, 并且考虑到短时间内温度和光照强度不会发生显著变化, 仿真过程中光照强度为 1000 W/m^2 , 温度为 $25 \text{ }^\circ\text{C}$, 发出功率为 30 kW 。

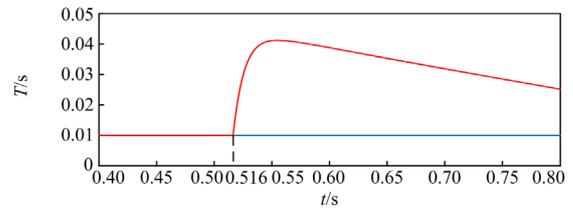
4.1 自适应时间常数的混合储能分配控制

为验证本文所提 HESS 功率分配控制策略的有效性, 在直流侧仿真中, 对直流负荷进行投入或切除等不同工况进行对比。

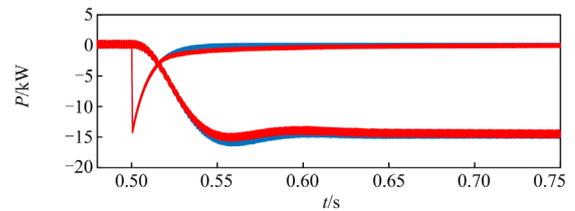
当系统稳定运行时, 光伏单元发出功率 30 kW , 接入 30 kW 的直流负荷, 此时电压能够稳定在额定值附近。在 $t = 0.5 \text{ s}$ 时, 负载从 30 kW 突减为 15 kW , 图 12 为 HESS 归一化后的 SOC 值、时间常数 T 、HESS 功率分配以及直流母线电压响应曲线。



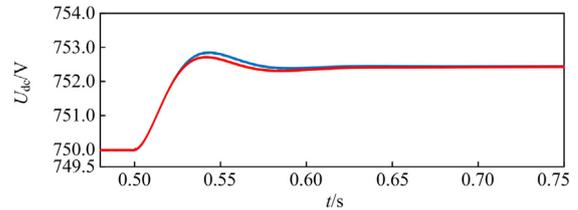
(a) HESS 归一化后 SOC 变化



(b) 不同方法的时间常数 T 变化



(c) 不同方法的 HESS 功率分配



(d) 不同方法的直流母线电压响应

图 12 不同方法的分频控制下系统响应

Fig. 12 System response under frequency division control of different methods

由图 12(a)和图 12(b)可知, 当系统发生负荷减载情况, 超级电容器率先做出响应, 其 SOC 值迅速

上升, 在 $t = 0.516 \text{ s}$ 时, 超级电容器归一化 SOC 值超过蓄电池归一化 SOC 值, 分频控制的时间常数迅速增加, 系统达到新稳态后, 超级电容器 SOC 保持不变, 蓄电池开始恒功率充电, 其 SOC 值缓慢增加, 时间常数由于两者差值减小也随之减小。可得, 时间常数能够随超级电容器与蓄电池两者的 SOC 变化而变化, 两者差值越大, 时间常数变化的效果则越显著。由图 12(c)和图 12(d)可知, 通过比较采用自适应时间常数和固定时间常数两种方法, 采用自适应时间常数的分频控制时, 功率变化较慢, 即在系统发生功率变化时, 增加了超级电容器的利用率, 直流母线电压对于功率波动响应也有所降低。因此, 本文所提自适应时间常数的分频控制能够提高直流母线电压的稳定性, 一定程度上增加了超级电容器的使用次数并延长了蓄电池寿命。

4.2 自适应虚拟惯性控制

为验证本文提出的带自适应虚拟惯性的下垂控制策略的效果, 比较不同控制策略作用下系统仿真, 策略 1 为传统下垂控制; 策略 2 为带固定虚拟惯性的下垂控制; 策略 3 为考虑电压变化率和电压差的自适应虚拟惯性控制; 策略 4 为同时考虑电压变化率、电压差以及储能 SOC 值的自适应虚拟惯性控制。

对不同工况下不同策略进行仿真分析, 工况 1: 蓄电池运行在正常工作区间, SOC 初始值取 0.60。在 $t = 0.5 \text{ s}$ 时, 负荷突减 15 kW, 图 13 为正常运行时蓄电池功率、直流母线电压、直流母线参考电压以及虚拟惯性系数变化曲线。

由图 13(a)和图 13(b)可知, 相较于策略 1, 策略 2 加快蓄电池出力并且功率波动较小, 直流母线电压响应速度减缓, 系统具备了对功率波动的惯性响应能力, 直流母线电压超调量减小。由图 13(c)可以看出, 策略 4 的直流母线参考电压要低于其他控制策略, 这有助于阻止直流母线电压的突增。由图 13(d)可以看出, 本文提出的控制策略根据蓄电池 SOC 值的不同, 虚拟惯性系数变化速度相应改变, 相较于策略 3, 在电压远离稳定点时, 虚拟惯性系数增长速度较快, 减缓电压响应速度并且超调量进一步减小, 当电压靠近稳定点时, 虚拟惯性系数快速降低, 缩短电压响应时间, 系统能够更快地进入稳态, 提升了系统的稳定性。

工况 2: 蓄电池处于过度充电状态并且仍需要继续充电, SOC 初始值取 0.77。在 $t = 0.5 \text{ s}$ 时, 负荷突减 15 kW, 图 14 为蓄电池功率、虚拟惯性系数以及蓄电池 SOC 变化曲线。

由图 14(b)可以看出, 在蓄电池处于过度充电状态下, 负荷减载, 蓄电池继续充电, 控制策略 4 中的虚拟惯性系数小于控制策略 2, 图 14(a)和图 14(c)可知, 蓄电池出力速度减缓, 蓄电池 SOC 值增长相对

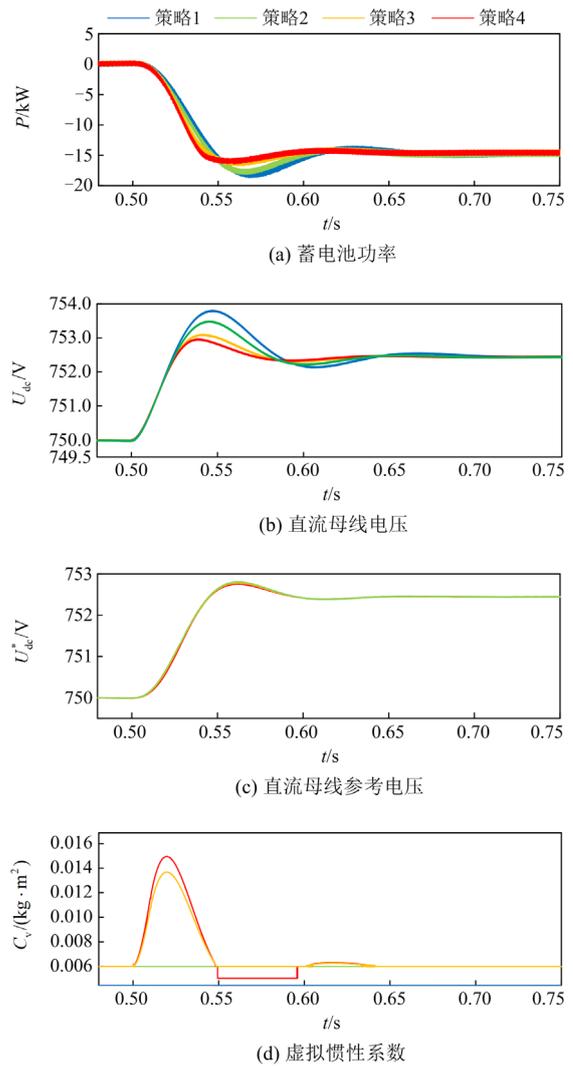
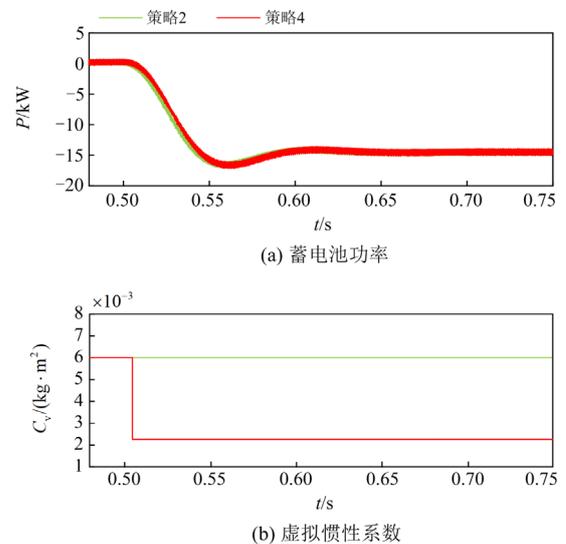


图 13 正常运行时不同控制策略系统响应

Fig. 13 System response of different control strategies during normal operation



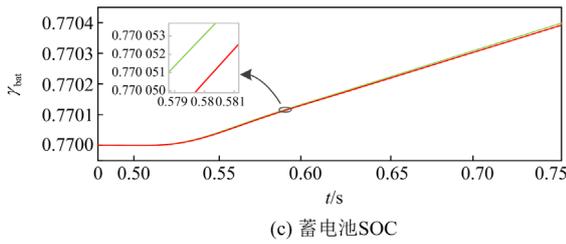


图 14 过度充电工况下系统响应

Fig. 14 System response under overcharge condition

较慢, 因而延缓了蓄电池进入深度充电的时间, 其工作状态得以改善, 提高了系统对负载的供电可靠性。

工况 3: 蓄电池处于过度放电状态并且仍需要继续放电, SOC 初始值取 0.23。在 $t = 0.5$ s 时, 负荷突增 15 kW, 图 15 为工况 3 的蓄电池功率、虚拟惯性系数以及 SOC 变化曲线。分析原理与工况 2 相同, 当蓄电池 SOC 不足时, 通过减小虚拟惯性使蓄电池出力减缓, SOC 值降低较慢, 延缓蓄电池进入深度放电的时间, 延长了蓄电池的使用寿命。

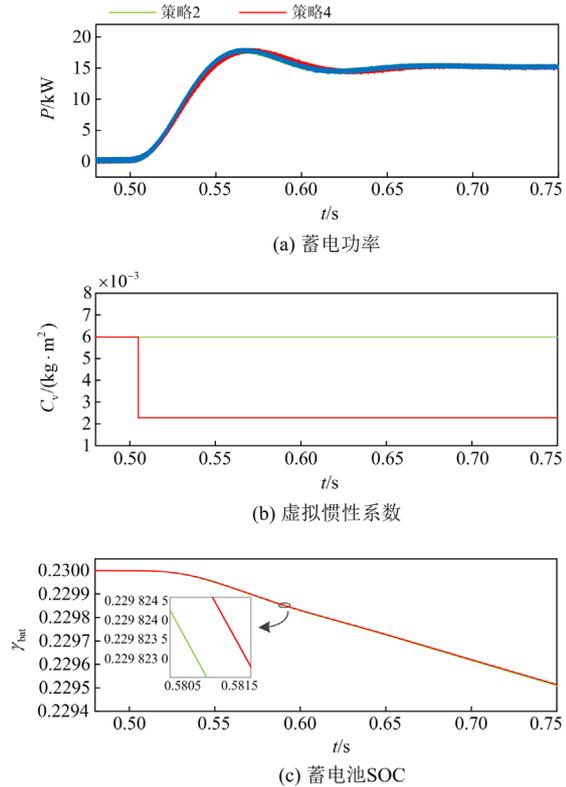


图 15 过度放电工况下系统响应

Fig.15 System response under overdischarge condition

由上述仿真结果分析, 所提的带自适应虚拟惯性的下垂控制相较于其他控制表现更好, 在蓄电池安全运行时, 虚拟惯性系数根据电压和 SOC 自适应调节, 提升了系统稳定性, 延长了在蓄电池过充/

过放工况下的使用寿命, 提高了系统可靠性。

5 结论

本文提出一种自适应时间常数的分频控制策略以及带自适应虚拟惯性的下垂控制策略, 通过理论分析与仿真验证得出以下结论。

1) 针对传统分频控制中固定时间常数问题, 通过将混合储能 SOC 进行归一化处理, 时间常数能够根据 SOC 自适应变化。

2) 通过类比直流电机控制, 使 DC-DC 变换器控制储能为直流配电网提供虚拟惯性, 并综合考虑 SOC、电压变化率以及电压幅值设计虚拟惯量, 并对控制系统进行稳定性分析, 对比不同控制策略下的仿真, 本文所提的控制策略延缓了储能 SOC 越限的时间并提高了系统的惯性。

3) 本文也存在一定的局限性, 本文未考虑配电网的运行方式对系统的影响, 后面对多运行方式下系统的控制展开研究, 进一步提高系统稳定性。

附录 A

表 A1 直流配电网控制参数

Table A1 DC distribution network control parameter			
参数	数值	参数	数值
交流电网电压 U_{ac}/V	380	光伏容量 P_p/kW	30
交流滤波电感 L_{ac}/mH	2	直流负荷容量 P_{load}/kW	30
交流滤波电阻 R_{ac}/Ω	0.001	初始时间常数 T_0/s	0.01
直流母线电压 U_{dc}/V	750	常数 k	150
直流滤波电容 $C/\mu F$	100	下垂系数 k_{droop}	-1/4000
DC-DC 变换器电感 L/mH	4.7	电压环 k_{pv} 、 k_{iv}	0.5、800
电感内阻 R_L/Ω	0.01	电流环 k_{pi} 、 k_{ii}	1、0.05

参考文献

- [1] 王文彬, 郑蜀江, 范瑞祥, 等. “双碳”背景下微网分布式电能交易绩效评价方法与指标[J]. 上海交通大学学报, 2022, 56(3): 312-324.
WANG Wenbin, ZHENG Shujiang, FAN Ruixiang, et al. Performance evaluation index and method of micro-grid distributed electricity trading under the background of “carbon peaking and carbon neutrality”[J]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 2022, 56(3): 312-324.
- [2] 王立娜, 王逸超, 谭丽平, 等. 基于自适应指数函数的变参数 VSG 控制[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(3): 124-131.
WANG Lina, WANG Yichao, TAN Liping, et al. Variable parameter VSG control based on adaptive exponential function[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(3): 124-131.
- [3] 傅守强, 陈翔宇, 张立斌, 等. 面向韧性提升的交直流

- 混合配电网协同恢复方法[J]. 中国电力, 2023, 56(7): 95-106.
- FU Shouqiang, CHEN Xiangyu, ZHANG Libin, et al. Coordinated restoration method of hybrid AC/DC distribution networks for resilience enhancement[J]. Electric Power, 2023, 56(7): 95-106.
- [4] 王舒炜, 苏建军, 刘洋. 基于子模块电容能量波动的MMILC下垂控制策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(1): 26-34.
- WANG Shuwei, SU Jianjun, LIU Yang, et al. Droop control strategy of MMILC based on energy fluctuation in sub-module capacitor[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(1): 26-34.
- [5] 姜瀚瀚, 彭克, 徐丙垠, 等. 直流配电系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(5): 219-231.
- JIANG Songhan, PENG Ke, XU Bingyin, et al. Current situation and prospect of demonstration projects of DC distribution system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(5): 219-231.
- [6] 曾嵘, 赵宇明, 赵彪, 等. 直流配用电关键技术研究与应用展望[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(23): 6791-6801, 7114.
- ZENG Rong, ZHAO Yuming, ZHAO Biao, et al. A prospective look on research and application of DC power distribution technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(23): 6791-6801, 7114.
- [7] 彭克, 王琳, 李喜东, 等. 采用下垂控制的直流配电系统高频振荡分析及控制[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(17): 43-50.
- PENG Ke, WANG Lin, LI Xidong, et al. Analysis and control of high-frequency oscillation for DC distribution system with droop control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(17): 43-50.
- [8] 曹新慧, 刘昱良, 苗世洪, 等. 考虑参数自适应的直流微电网DC/DC变换器虚拟惯性控制策略研究[J]. 高电压技术, 2020, 46(4): 1281-1290.
- CAO Xinhui, LIU Yuliang, MIAO Shihong, et al. Research on virtual inertial control strategy of DC/DC converter in DC microgrid considering self-adaptive parameters[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(4): 1281-1290.
- [9] 伍文华, 陈燕东, 罗安, 等. 一种直流微网双向并网变换器虚拟惯性控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 360-372.
- WU Wenhua, CHEN Yandong, LUO An, et al. A virtual inertia control strategy for bidirectional grid-connected converters in DC micro-grids[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 360-372.
- [10] 孟飞, 曲骅, 郭添亨, 等. 直流微电网的惯性与阻尼自适应协调控制[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(20): 149-157.
- MENG Fei, QU Hua, GUO Tianheng, et al. Adaptive coordinated control of inertia and damping for DC microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(20): 149-157.
- [11] 朱晓荣, 谢志云, 荆树志. 直流微电网虚拟惯性控制及其稳定性分析[J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3884-3893.
- ZHU Xiaorong, XIE Zhiyun, JING Shuzhi. Virtual inertia control and stability analysis of DC micro-grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3884-3893.
- [12] 张辉, 梁誉馨, 孙凯, 等. 直流微电网中多端口隔离型DC-DC变换器的改进虚拟电容控制策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(2): 292-304.
- ZHANG Hui, LIANG Yuxin, SUN Kai, et al. Improved virtual capacitor control strategy of multi-port isolated DC-DC converter in DC microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(2): 292-304.
- [13] 林莉, 林雨露, 谭惠丹, 等. 计及SOC自恢复的混合储能平抑风电功率波动控制[J]. 电工技术学报: 1-14 [2023-03-30]. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.221976.
- LIN Li, LIN Yulu, TAN Huidan, et al. Hybrid energy storage control with SOC self-recovery to smooth out wind power fluctuations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society: 1-14[2023-03-30]. DOI:10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.221976.
- [14] MI Yang, CHEN Boyang, CAI Pengcheng, et al. Frequency control of a wind-diesel system based on hybrid energy storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(3): 446-458.
- [15] KHAN M M S, FARUQUE M O, NEWAZ A. Fuzzy logic based energy storage management system for MVDC Power system of all electric ship[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(2): 798-809.
- [16] 刘英培, 田仕杰, 梁海平, 等. 考虑SOC的电池储能系统一次调频策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 107-118.
- LIU Yingpei, TIAN Shijie, LIANG Haiping, et al. Control strategy of a battery energy storage system considering SOC in primary frequency regulation of power grid[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 107-118.
- [17] FLORESCU A, BACHA S, MUNTEANU I, et al. Adaptive frequency-separation-based energy management system for electric vehicles[J]. Journal of Power Sources, 2015, 28: 410-421.
- [18] WU T, YU W, GUO L. A study on use of hybrid energy storage system along with variable filter time constant to

- smooth DC power fluctuation in microgrid[J]. IEEE Access, 2019, 7: 175377-175385.
- [19] 邓霞, 孙威, 肖海伟. 储能电池参与一次调频的综合控制方法[J]. 高电压技术, 2018, 44(4): 1157-1165.
DENG Xia, SUN Wei, XIAO Haiwei. Integrated control strategy of battery energy storage system in primary frequency regulation[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(4): 1157-1165.
- [20] 张纯江, 暴云飞, 孟宪慧, 等. 直流微网储能 DC/DC 变换器的自适应虚拟直流电机控制[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(1): 12-20.
ZHANG Chunjiang, BAO Yunfei, MENG Xianhui, et al. Adaptive virtual DC machine control for a DC microgrid energy storage DC/DC converter[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(1): 12-20.
- [21] 崔健, 房建军. 虚拟直流电机技术参数分析及虚拟惯量自适应控制[J]. 电源学报, 2022, 20(6): 192-202.
CUI Jian, FANG Jianjun. Parameters analysis and virtual inertia adaptive control of virtual DC motor technique[J]. Journal of Power Supply, 2022, 20(6): 192-202.
- [22] 张勤进, 张瀚文, 刘彦呈, 等. 基于参数自适应的直流微源虚拟发电机控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(18): 90-97.
ZHANG Qinjin, ZHANG Hanwen, LIU Yancheng, et al. Control strategy for a DC micro source virtual generator based on adaptive parameters[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(18): 90-97.
- [23] 张祥宇, 李浩, 付媛. 含新型虚拟电机的直流微网动态稳定性分析与自适应电压惯性控制[J]. 高电压技术, 2021, 47(8): 2865-2874.
ZHANG Xiangyu, LI Hao, FU Yuan. Dynamic stability analysis and self-adaptive voltage inertia control of DC microgrids with novel virtual machine[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2865-2874.
- [24] 张辉, 张凯涛, 肖曦, 等. 模拟直流发电机特性的储能变换器控制策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(20): 126-132.
ZHANG Hui, ZHANG Kaitao, XIAO Xi, et al. Control strategy of energy storage converter for simulating DC generator characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(20): 126-132.
- [25] 张辉, 谭树成, 肖曦, 等. 具有直流电机特性的储能接口变换器控制策略[J]. 高电压技术, 2018, 44(1): 119-125.
ZHANG Hui, TAN Shucheng, XIAO Xi, et al. Control strategy of energy storage converter with DC machine characteristics[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(1): 119-125.
- [26] 成云朋, 李建华, 蔡寿国, 等. 考虑损耗的永磁风力发电系统改进功率反馈法最大风能跟踪控制[J]. 中国电力, 2023, 56(10): 62-70.
CHENG Yunpeng, LI Jianhua, CAI Shouguo, et al. Improved maximum power point tracking control of power signal feedback method for permanent magnet synchronous generator considering loss[J]. Electric Power, 2023, 56(10): 62-70.
- [27] HOU J, SUN J, HOFMANN H. Mitigating power fluctuations in electrical ship propulsion using model predictive control with hybrid energy storage system[C]// American Control Conference, June 4-6, 2014, Portland, OR, USA: 4366-4371.
- [28] 崔健, 吕志鹏, 盛万兴, 等. 一种新型虚拟直流电机控制技术[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(10): 3029-3038.
CUI Jian, LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, et al. A new control technology based on virtual DC motor[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(10): 3029-3038.
- [29] 盛万兴, 刘海涛, 曾正, 等. 一种基于虚拟电机控制的能量路由器[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3541-3550.
SHENG Wanxing, LIU Haitao, ZENG Zheng, et al. An energy hub based on virtual-machine control[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3541-3550.
- [30] 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.

收稿日期: 2023-07-28; 修回日期: 2023-10-21

作者简介:

马文忠(1968—), 男, 博士, 教授, 研究方向为柔性直流输电与能源互联网等; E-mail: mawenzhong@126.com

王立博(1998—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力电子技术。E-mail: 1182752020@qq.com

(编辑 张颖)