

虚拟直流发电机励磁补偿控制策略

支娜¹, 丁可¹, 张辉¹, 黄庆辉², 刘亚琴³

(1. 西安理工大学 自动化与信息工程学院, 陕西 西安 710048;

2. 浙江大学 电气工程学院, 浙江 杭州 310000;

3. 西安应用光学研究所, 陕西 西安 710065)

摘要:虚拟直流发电机(VDCG)功率协调控制策略将直流电机算法嵌入到DC/DC变换器控制回路中,使其模拟直流发电机运行特性,提升直流微网直流母线电压的动态稳定性。该控制通过功率分配环实现不同容量储能装置间的功率协调分配,但已有的VDCG功率协调控制策略均采用固定励磁磁通作为虚拟电机励磁系数,当再生能源输出功率发生波动或负载发生投切时,直流母线电压会产生稳态电压偏移。为消除母线电压偏移,在详细分析VDCG功率协调控制工作机理的基础上,提出虚拟直流发电机励磁补偿控制策略,通过实时补偿VDCG励磁,消除母线电压偏移,稳定直流母线电压。构建储能装置双机并联光储直流微网仿真及实验平台,分别在再生能源功率波动和负载投切情况下对传统固定励磁磁通功率协调VDCG控制及所提VDCG励磁补偿控制策略进行对比仿真及实验验证,证明所提控制策略的正确性。

关键词:直流微网;虚拟直流发电机;励磁补偿

中图分类号: TM28 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqcd20685

Excitation Compensation Control Strategy for Virtual DC Generator

ZHI Na¹, DING Ke¹, ZHANG Hui¹, HUANG Qinghui², LIU Yaqin³

(1. School of Automation and Information Engineering, Xi'an University of Technology College,

Xi'an 710048, Shaanxi, China; 2. School of Electrical Engineering, Zhejiang

University, Hangzhou 310000, Zhejiang, China; 3. Xi'an Institute of

Applied Optics, Xi'an 710065, Shaanxi, China)

Abstract: The virtual DC generator (VDCG) power coordinated control strategy embeds the DC motor algorithm into the DC/DC converter control loop to simulate the DC generator operating characteristics and improve the dynamic stability of the bus voltage. The control realizes the coordinated distribution of power between different capacity energy storage devices through the power distribution ring, but the existing VDCG power coordinated control strategy uses the fixed excitation magnetic flux as the virtual motor excitation coefficient, when the regenerative energy output power fluctuates or the load occurs, the DC bus voltage produces a steady-state voltage offset. In order to eliminate the bus voltage offset, the working mechanism of VDCG power coordination control was analyzed in detail, and the virtual DC generator excitation compensation control strategy was proposed. By real-time compensation VDCG excitation, the bus voltage offset was eliminated and the DC bus voltage was stabilized. A dual-machine parallel optical storage DC micro-network simulation and experimental platform for energy storage devices were constructed. In the case of renewable energy power fluctuation and load switching, the traditional fixed excitation flux power coordinated VDCG control and the improved excitation compensation VDCG control strategy were compared and verified by simulation and experiment, which proves the correctness of the proposed control strategy.

Key words: DC microgrid; virtual DC generator(VDCG); excitation compensation

基金项目: 陕西省重点研发计划(2017ZDXM-GY-003); 陕西省自然科学基金(2017JM5100);

西安市科技计划(2017080CG/RC043)

作者简介: 支娜(1976—), 女, 博士, 副教授, Email: zhina@xaut.edu.cn

直流微网因其具备优异的再生能源接纳能力,与交流微网相比无需考虑无功功率控制和频率跟踪等问题,且直流母线与直流负载直接相连省去中间 AC/DC 环节,控制方式更加简单,系统损耗更小,近年得到广泛的关注^[1-4]。

不同于传统以蒸汽轮机等旋转器件主导的交流大惯性电力网络,电力电子变换器所构成的直流微电网为低惯性系统^[5-6],网内功率波动主要由储能装置进行消纳,而储能装置通常通过 PI 控制的 DC/DC 变换器接入直流母线,其输出特性不具备惯性,无法为直流微网提供惯性支持^[7-11]。

为增加直流微网惯性,抑制由再生能源波动或负载投切所产生的母线电压波动,提高直流母线电压动态稳定性,虚拟直流发电机(VDCG)控制策略被提出。文献[12]提出将 VDCG 控制策略用于光伏侧直流变换器上,以缓冲再生能源波动及负载投切时直流母线电压波动。文献[13]中提出混合微网能量路由器思想,对微网内的交流变换器采用虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制,而直流变换器采用 VDCG 控制,以增强微网的阻尼和惯性,提高母线电压动态稳定性。文献[14]深入探究 VDCG 的工作原理,提出简化 VDCG 控制模型,有效降低 VDCG 控制的复杂度。以上文献多为单台变换器 VDCG 控制研究,而在实际直流微网中,单台储能单元的容量较小,通常无法满足负荷功率的需求,需将多个储能单元并联运行,构成分布式储能系统(distributed energy storage system, DESS),提升储能装置变流器的功率等级。

针对多 VDCG 并联运行的控制,需要考虑多机功率分配及虚拟机输出下垂特性所造成的电压偏移问题。文献[15]提出储能系统多机并联虚拟直流发电机功率协调控制策略,将储能装置单机运行时的电压调节环改为功率分配环,达到不同容量储能装置间功率协调分配目的,但其励磁系数采用固定的励磁常数,当失去母线电压调节环时,使得直流微网在发生负载投切或再生能源波动时,VDCG 自身下垂特性造成直流母线电压偏移问题。

为解决直流母线电压偏移问题,本文在文献[15]研究的基础上,提出虚拟直流发电机励磁补偿控制策略。该控制策略在负载投切及再生能源波动造成直流母线电压偏移时,根据各储能装置自身容量进行功率分配,并实时对 VDCG 励磁

进行补偿,在自动实现储能变换器充、放电控制的同时,实现直流母线电压的二次调节,有效提高了直流母线电压的动态稳定性。

1 VDCG 励磁补偿控制策略

直流微网孤岛运行模式基本架构如图 1 所示,光伏板通过 Boost 变换器与直流母线相连,直流负载通过变换器挂载在母线上,而储能装置作为微网内主要功率波动消纳装置,通过双向变换器与直流母线连接,且由于变换器自身功率限制,多采用多机并联运行模式。

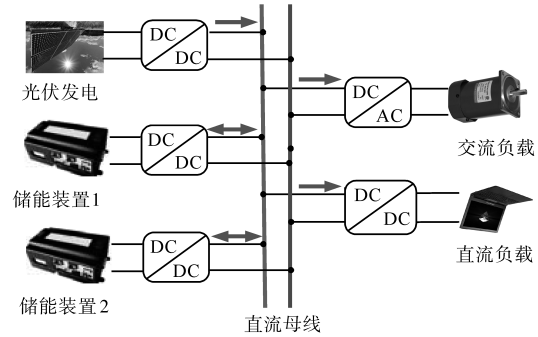


图1 直流微网架构图

Fig.1 DC microgrid architecture diagram

图1中,储能装置接口变换器多采用PI双环控制^[7],该控制策略无法为直流母线电压提供惯性支持,为模拟直流发电机大惯性及高阻尼特性,将虚拟直流机模型嵌入到PI双闭环控制回路中,提出储能装置接口变换器虚拟直流发电机控制策略^[13]。为进一步提升直流母线电压稳定性,在传统直流电机模型上引入虚拟阻尼绕组,加入虚拟阻尼绕组后直流机模型如下式:

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D(\omega - \omega_N) \\ T_e = \frac{P_e}{\omega} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} U_o = E - R_a I_a \\ E = C_T \Phi \omega \end{cases} \quad (2)$$

式中: D 为阻尼系数; ω, ω_N 分别为实际角速度与额定角速度; J 为转动惯量; T_e, T_m 分别为电磁转矩和机械转矩; U_o, E 分别为直流发电机机端输出电压和感应电动势; R_a, I_a 分别为电枢电阻与电枢电流; C_T 为转矩系数; Φ 为每极磁通。

式(1)为引入虚拟阻尼绕组直流发电机转子运动方程,式(2)为电势平衡方程。

嵌入直流发电机转子运动方程及电势平衡方程控制后,储能变换器 VDCG 控制策略能够有

效提升微网直流母线电压惯性,增强母线电压动态稳定性^[14]。

直流微电网中的分布式储能系统(DESS)多采用多机并联模式运行,为协调不同容量储能装置间的功率分配,需在VDCG中加入功率分配算法^[15],各储能单元的给定功率 P_{mi} 计算如下:

$$P_{mi} = \frac{P_{bat,i}^{\max}}{\sum_i P_{bat,i}^{\max}} P_{bat} \quad (3)$$

$$P_{bat} = \frac{U_{ref}^2 I_{load}}{U_{bus}} - \sum_i P_{pv,i}^{\max} \quad (4)$$

式中: U_{bus} , U_{ref} 分别为母线电压及其给定值; I_{load} 为负载电流; $P_{pv,i}^{\max}$ 第*i*个光伏单元最大输出功率; P_{bat} 为储能装置总参考功率; $P_{bat,i}^{\max}$ 为各储能装置最大充放电功率。

式(4)所示负载功率与光伏发电单元输出功率的差值作为储能系统在光储微网中所承担功率输出,而各储能装置自身容量在储能系统占比则决定各自输出功率,如式(3)所示,将储能装置给定功率作为直流发电机机械功率 P_m ,实现虚拟直流发电机功率协调控制。

功率分配环有效解决了不同容量储能装置并联运行时,各储能装置之间功率协调分配问题,但由式(2)可知由于电枢电阻的存在, VDCG控制自身下垂特性使得其机端电压 U_o 随电枢电流 I_a 变化出现电压偏移,其偏移曲线如图2所示,曲线斜率等于电枢电阻值 R_a 。

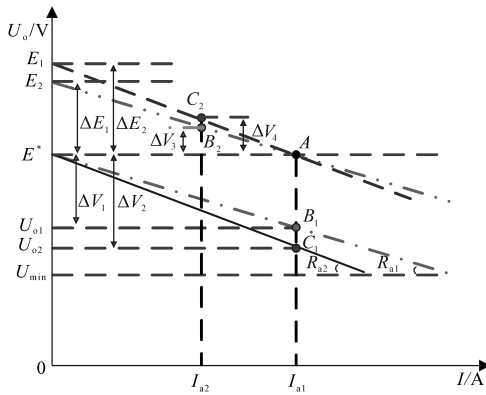


图2 VDCG下垂特性示意图

Fig.2 Drooping characteristics diagram of VDCG control

由图2中实线与点划线可以看出,不同电枢电阻值 R_{a1} , R_{a2} 所对应机端电压 U_o 下垂偏移曲线不同, R_a 阻值越大其曲线斜率越大,相对应机端电压 U_o 与给定感应电势 E^* 的偏差 ΔV 也越大,如电枢电流为 I_{a1} 时, R_{a2} 对应下垂曲线在工作点 C_1 点的电压偏差 ΔV_2 ,明显大于 R_{a1} 对应下垂曲线在该

电流下工作点 B_1 点的电压偏差 ΔV_1 。若不采取措施消除该电压偏差,当负载投切或再生能源输出功率波动时,其变换器输出端电压产生稳态电压偏移问题。

本文在传统VDCG固定励磁磁通基础上进行改进,增加励磁补偿环节,提出励磁补偿VDCG控制策略。当发生负载投切与再生能源功率波动造成母线电压偏移时,通过调节虚拟直流发电机励磁磁通,达到电压二次调节的目的,其控制框图如图3所示。

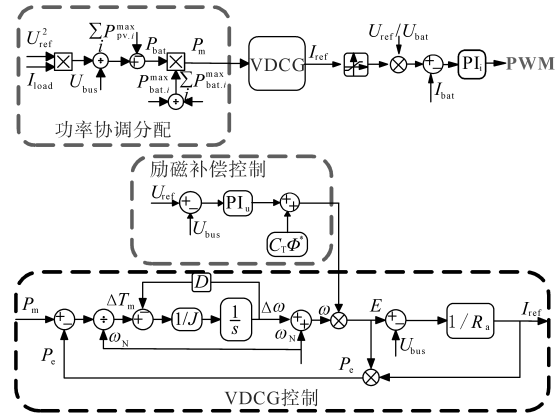


图3 励磁补偿VDCG控制策略

Fig.3 Improved excitation compensation VDCG control strategy

励磁补偿VDCG控制转矩系数与励磁磁通乘积量为

$$\begin{aligned} C_T \Phi &= C_T \Phi^* + G_{PI} (U_{ref} - U_{bus}) \\ &= C_T \Phi^* + G_{PI} \Delta u \end{aligned} \quad (5)$$

电压偏移量 Δu 经过PI调节得到励磁补偿量, 其和固定励磁磁通与转矩系数的乘积值相加后与角速度相乘得到感应电动势 E , 由式(2)可得:

$$\begin{aligned} E &= C_T \Phi \omega \\ &= (C_T \Phi^* + G_{PI} \Delta u) \omega \\ &= (C_T \Phi^* + \Delta C_T \Phi) \omega \\ &= E^* + \Delta E \end{aligned} \quad (6)$$

直流发电机机端电压 U_o 即直流母线电压 U_{bus} 则如下式所示:

$$U_o = E - R_a I_a = E^* - R_a I_a + \Delta E \quad (7)$$

由式(5)~式(7)可知,通过对直流发电机励磁进行补偿从而实现感应电动势 E 的调节,其动作过程对应于图2下垂特性曲线中,在给定感应电动势 E^* 基础上叠加补偿电压 $\Delta E_1, \Delta E_2$,将下垂曲线向上平移到 E_1, E_2 点,此时稳态工作点由 B_1, C_1 点上升到 A 点,对应机端电压即母线电压 U_o 。稳定在 E^* ,从而消除电压偏差,达到对母线电压二次调节的目的。

2 仿真实验

为验证所提VDCG励磁补偿控制策略的正确性,在Matlab/Simulink中构建如图4所示光伏发电单元与双机并联储能装置为负载供电的光储直流微网仿真平台。

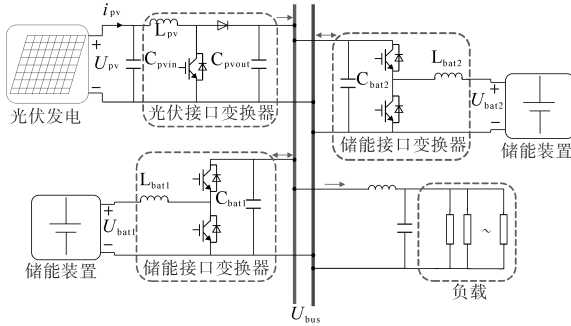


图4 光储直流微网仿真平台

Fig.4 Optical storage DC micro-network simulation platform

为提高光伏利用率,直流微网运行在孤岛模式时光伏发电单元采用MPPT控制,储能装置分别采用传统固定励磁磁通VDCG控制及励磁补偿VDCG控制,验证当发生负载投切与光伏功率波动造成母线电压偏移时励磁补偿策略对母线电压的二次调节作用,其仿真参数为:直流母线电压 $U_{bus}=400\text{ V}$;光伏输出电压 $U_{pv}=235\text{ V}$,输出电流 $I_{pv}=21\text{ A}$;光伏变换器输入侧电容 $C_{pvin}=100\text{ }\mu\text{F}$,输出侧电容 $C_{pvout}=1\text{ }200\text{ }\mu\text{F}$,输入侧电感 $L_{pv}=2\text{ mH}$;储能装置端电压 $U_{bat}=96\text{ V}$, $i=1, 2$;1号储能装置初始 $SOC=80\%$,2号储能装置初始 $SOC=60\%$;储能变换器输出侧电容 $C_{bat}=1\text{ }200\text{ }\mu\text{F}$,输入侧电感 $L_{bat}=2\text{ mH}$;开关频率 $f_s=10\text{ kHz}$,转动惯量 $J=15\text{ kg}\cdot\text{m}^2$,阻尼系数 $D=8$,转矩系数 $C_T=38.2$,每极磁通 $\Phi=0.033\text{ 4 Wb}$,电枢等效电阻 $R_a=0.8\text{ }\Omega$,额定角速度 $\omega_N=2\pi\times 50\text{ rad/s}$ 。

再生能源输出功率波动时,分别采用传统固定励磁磁通VDCG控制策略与励磁补偿控制策略,其仿真波形如图5所示。

图5中,传统固定励磁控制,初始工作点为图2中A点,其输出电压稳定在给定值400 V,当光伏发电单元输出功率在0.2 s由10 kW下降到8.8 kW,负载功率为9.55 kW,功率缺额0.75 kW,此时储能装置1输出功率0.5 kW,储能装置2输出功率0.25 kW,储能系统总输出功率0.75 kW,满足负载功率缺额,但如图2所示VDCG自身的下垂特性使得其工作点由A点稳定点下降到B₁点,母线电压由400 V下降到398.7 V,偏移1.3 V。

可知,传统固定励磁VDCG控制,虽然两台储能装置根据自身容量分配各自输出功率值达到功率分配环对储能装置功率协调分配控制的目的,但自身下垂特性使得稳态时其母线电压存在一定电压偏移。而采用励磁补偿VDCG控制,0.2 s时负载功率维持9.6 kW,功率缺额0.8 kW,此时储能装置1输出0.26 kW,储能装置2输出0.54 kW,总输出0.8 kW满足功率缺额,控制策略在保持功率分配比不变的情况下,通过VDCG励磁补偿,在图2所示给定感应电势 E^* 基础上叠加补偿电压 ΔE 对母线电压进行二次调节,使得工作点回到稳定点A点,将母线电压稳定在400 V给定值。多次光伏功率波动仿真波形验证了该策略的有效性。

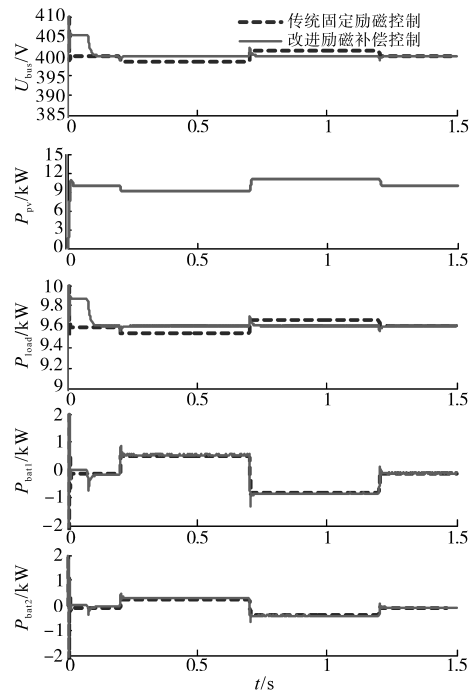


图5 光伏功率波动时两种控制的仿真波形

Fig.5 Simulation waveforms of two kinds of control when photovoltaic power fluctuates

图6为负载投切造成直流微网短时功率波动时,采用传统固定励磁磁通与改进励磁补偿VDCG控制策略对比仿真波形。图中光伏单元输出功率 P_{pv} 额定值为10 kW,采用传统固定磁通VDCG控制,负载投切使得负载功率在0.2 s由9.6 kW下降到6.5 kW,微网内功率超额3.5 kW,储能装置1吸收2.3 kW,储能装置2吸收1.2 kW,储能系统总吸收功率3.5 kW,维持微网内的功率平衡,但由于VDCG自身下垂特性,母线电压由400 V上升到404 V,偏移4 V。

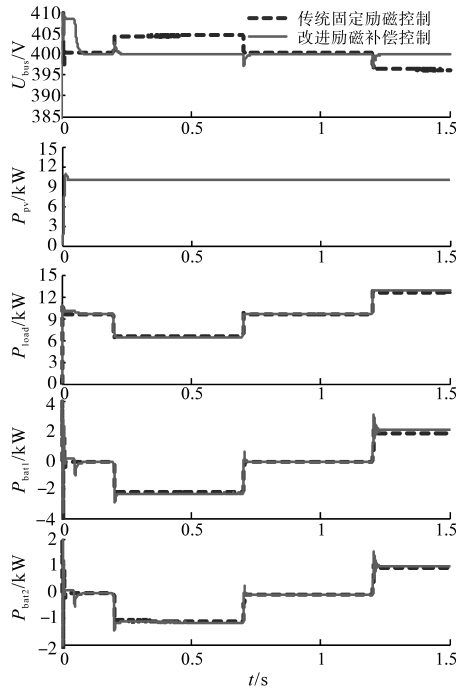


图6 负载投切时两种控制的仿真波形

Fig.6 Simulation waveforms of two kinds of control when load changes

由图6可知,在传统VDCG控制下,虽然两台储能装置按照各自功率等级分配其出力状况,达到功率协调分配目的,但自身下垂特性使得稳态时其母线电压存在一定电压偏移。而采用改进励磁补偿VDCG控制,0.2 s时负载功率下降至6.4 kW,功率超额3.6 kW,储能装置1吸收1.25 kW,储能装置2吸收2.35 kW,储能装置总吸收3.6 kW功率,满足功率平衡要求,控制策略在保持功率分配比不变的情况下,通过VDCG励磁的补偿,对母线电压进行二次调节,消除下垂特性带来的电压偏移,最终将直流母线电压稳定在400 V给定值。多次负载投切功率波动仿真波形验证了该策略的有效性。

3 实验验证

为进一步验证所提策略有效性,对光储微网系统励磁补偿VDCG控制进行实验验证。实验平台如图7所示,实验参数为:直流母线电压 $U_{bus}=200$ V,光伏输出电压 $U_{pv}=100$ V,光伏输出电流 $I_{pv}=1.4$ A,储能装置端电压 $U_{bat}=96$ V,储能变换器输出侧电容 $C_{batout}=705$ μ F,储能变换器输入侧电感 $L_{bat}=1.6$ mH,开关频率 $f_s=10$ kHz。实验波形如图8、图9所示。

图8为未采用励磁补偿策略的VDCG控制实

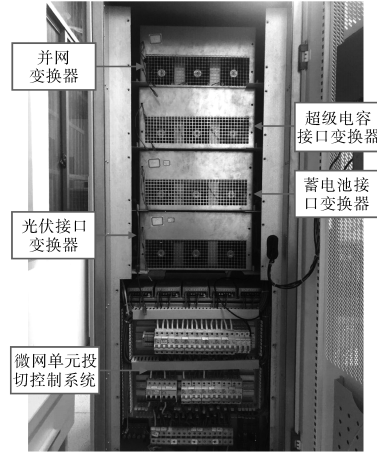


图7 直流微网实验平台实物图

Fig.7 DC microgrid experimental platform

验波形。由波形图可以看出,光伏发电单元以恒功率输出,输出电流 I_{pv} 维持恒定。系统初始工作点为图2中A点,直流母线电压 U_{bus} 维持在给定电压200 V,在负载功率突变、负载电流 I_{load} 由4 A减小到2.05 A时,即电枢电流由图2中 I_{a1} 下降到 I_{a2} 时,其工作点由A点上升到 B_2 点,直流母线电压产生电压偏移 ΔV_3 ,对应实验波形图中母线电压由200 V给定值突变为205 V。

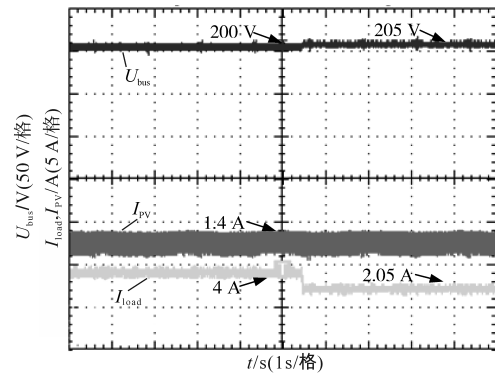


图8 传统VDCG控制实验波形

Fig.8 Traditional VDCG control experiment waveforms

图9为光储系统采用励磁补偿VDCG控制策略实验波形。图中光伏发电单元仍保持恒功率输出,输出电流维持在1.4 A。直流母线电压在负载功率突变、负载电流由4 A下降为2 A时,即对应图2中电枢电流由 I_{a1} 下降到 I_{a2} ,其工作点由稳态工作点A点上升到 B_2 点,产生电压偏差 ΔV_3 ,此时励磁补偿环节通过实时对给定电动势 E^* 进行补偿,使得工作点由 B_2 点回到稳态工作点A点,母线电压维持在给定200 V,保持了母线电压稳定。

由图8和图9实验波形对比可知,采用励磁

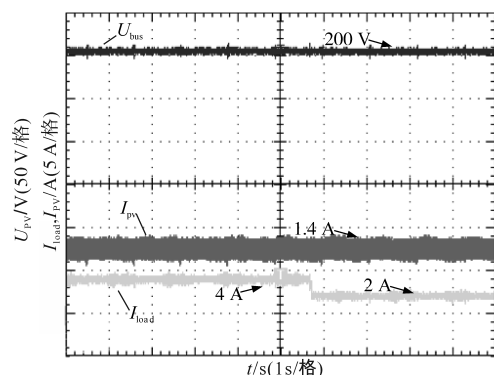


图9 励磁补偿VDCG控制实验波形

Fig.9 Improved excitation compensation VDCG control experiment waveforms

补偿VDCG控制策略有效消除负载突变带来的母线电压偏移问题,提高了母线电压的稳定性,对所提控制策略进行了有效验证。

4 结论

本文通过在传统VDCG控制固定励磁磁通的基础上增加励磁补偿环节,提出一种励磁补偿VDCG控制策略,当再生能源波动及负载投切时,能够实时对励磁磁通进行补偿达到二次调压目的,从而提升了直流母线电压的稳定性。仿真及实验结果表明,该控制策略不仅能够提升直流微电网的惯性,实现不同容量储能单元之间功率协调分配,同时能够消除母线电压偏移,维持直流母线电压稳定。

参考文献

- [1] 李霞林,郭力,王成山,等.直流微电网关键技术研究综述[J].中国电机工程学报,2016,36(1):2-17.
- [2] 吴卫民,何远彬,耿攀,等.直流微网研究中的关键技术[J].电工技术学报,2012,27(1):98-106.
- [3] Augustine S, Mishra M K, Lakshminarasamma N. Adaptive droop control strategy for load sharing and circulating current minimization in low-voltage standalone DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 6(1):132-141.
- [4] Hu J, Duan J, Ma H, *et al.* Distributed adaptive droop control for optimal power dispatch in DC-microgrid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2018, 65(1):778-789.
- [5] 朱晓荣,蔡杰,王毅,等.风储直流微网虚拟惯性控制技术[J].中国电机工程学报,2016,36(1):49-58.
- [6] 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.
- [7] 米阳,纪宏澎,何星璐,等.多储能独立直流微电网自适应分级协调控制[J].中国电机工程学报,2018,38(7):1980-1989.
- [8] Xu Q, Hu X, Wang P, *et al.* A decentralized dynamic power sharing strategy for hybrid energy storage system in autonomous DC microgrid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(7):5930-5941.
- [9] Xu Q, Xiao J, Hu X, *et al.* A decentralized power management strategy for hybrid energy storage system with autonomous bus voltage restoration and state of charge recovery[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(9):7098-7108.
- [10] Kim H J, Chang Y C, Lee K J, *et al.* Control strategy of multiple energy storages system for DC microgrid[C]//International Conference on Power Electronics and Ecce Asia, IEEE, 2015: 1750-1755.
- [11] 于明,王毅,李永刚.基于预测方法的直流微网混合储能虚拟惯性控制[J].电网技术,2017,41(5):1526-1532.
- [12] 程启明,杨小龙,褚思远,等.基于虚拟直流发电机的光伏系统控制策略[J].高电压技术,2017,43(7):2097-2104.
- [13] 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.
- [14] 张辉,谭树成,肖曦,等.具有直流电机特性的储能接口变流器控制策略[J].高电压技术,2018,44(1):119-125.
- [15] 张辉,张凯涛,肖曦,等.模拟直流发电机特性的储能变流器控制策略[J].电力系统自动化,2017,41(20):126-132.

收稿日期:2019-08-09

修改稿日期:2019-10-09