



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 105514966 A

(43) 申请公布日 2016. 04. 20

(21) 申请号 201610040203. 2

(22) 申请日 2016. 01. 21

(71) 申请人 上海电力学院

地址 200090 上海市杨浦区平凉路 2103 号

(72) 发明人 米阳 吴彦伟 马超 韩云昊

杨慧霞 纪宏澎

(74) 专利代理机构 上海申汇专利代理有限公司

31001

代理人 吴宝根

(51) Int. Cl.

H02J 1/10(2006. 01)

H02J 1/14(2006. 01)

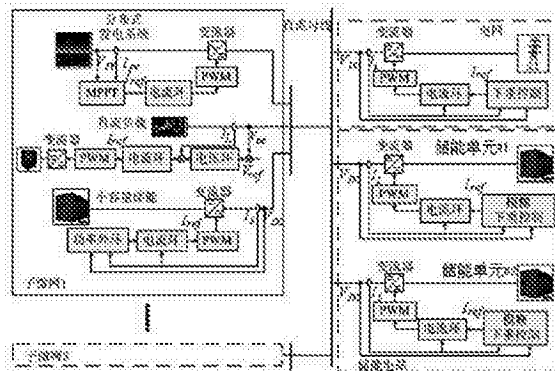
权利要求书2页 说明书11页 附图10页

(54) 发明名称

一种直流微电网群储能优化及协调控制方法

(57) 摘要

本发明涉及一种直流微电网群储能优化及协调控制方法,当多个子微网并联运行时,各子微网内储能系统根据各储能系统的最大充放电功率及其剩余电量 SOC 来自动调整功率分配,可以平滑分布式发电功率波动并改善母线电压质量的同时提高了储能系统的安全性。当各子微网储能系统不能有效缓冲系统功率供需时,需要连接储能电站来控制母线电压稳定。本发明采用模糊控制来调整储能电站中各储能单元下垂控制器的虚拟阻抗,以实现不同储能单元间功率的自动分配和 SOC 的平衡,对模糊输入进行分段,并对不同范围的模糊输入分别采用模糊控制加快 SOC 的平衡速度,采用母线电压反馈控制方法对由于下垂控制引起的母线电压跌落进行补偿,提高了母线电压质量。



1. 一种直流微电网群储能优化及协调控制方法,其特征在于,多个子微网和大容量储能电站通过直流母线连接,构成直流微网群,每个子微网包括分布式发电系统、小容量储能系统和负载,采用两层协调控制直流微网群稳定运行,

底层采用分散控制:子微网中分布式发电系统采用MPPT控制光伏以最大功率输出电能;子微网内的小容量储能系统采用功率控制方法来自动分配负荷功率需求且达到安全容量限制时与微电网断开以保护储能;负荷根据具体要求直接或通过DC/DC变流器进行功率变换后连接至直流母线;储能电站中各储能单元采用不同储能单元的剩余容量差值按大小进行分段,每段进行模糊下垂控制动态分配负荷功率,并通过电压反馈控制补偿下垂控制引起的母线电压跌落;

上层控制采用集中控制:根据各子微网的母线电压波动范围来控制各子微网间及与储能电站间的并联运行,将系统运行划分为4个工作模式:1)直流微网群离网运行且各子微网独立运行;2)直流微网群离网运行且多子微网并联运行;3)直流微网群离网运行且子微网与储能电站并联运行;4)直流微网群并网运行时交流主网稳压。

2. 根据权利要求1所述直流微电网群储能优化及协调控制方法,其特征在于,所述上层控制中的4个工作模式,具体如下:

工作模式1):各子微网独立稳定运行,各分布式发电系统由MPPT控制最大功率发电,子微网系统内的小容量储能系统用来控制各微网母线电压稳定和平衡其功率供需,小容量储能系统需提供的功率为:

$P_{battery\_x} = P_{load\_x} - P_{DG\_x}$ ,  $P_{battery\_x}$ 表示第x个子微网中小容量储能系统的充放电功率,  $P_{load\_x}$ 表示第x个子微网中负载功率,  $P_{DG\_x}$ 表示第x个子微网中分布式发电系统的发电功率;

工作模式2):各子微网中分布式发电系统和小容量储能系统仍不能满足负载用电时,母线电压波动将会超出允许范围之外,这时母线电压升高和电压跌落的子微网可通过断路器并联运行,各子微网满足如下功率平衡,

$$\sum_{x=1}^u P_{load\_x} = \sum_{x=1}^u P_{battery\_x} + \sum_{x=1}^u P_{DG\_x}$$

其中,u表示并联运行子微网的个数,且 $1 \leq u \leq 3$ ;

工作模式3):各子微网并联运行后仍不能平衡系统功率供需,母线电压有较大波动,微网与储能电站并联运行,此时,系统满足如下功率平衡,

$$P_{ESS} = \sum_{x=1}^u P_{DG\_x} - \sum_{x=1}^u P_{battery\_x} - \sum_{x=1}^u P_{load\_x}$$

其中, $P_{ESS}$ 表示储能电站的充放电功率,u表示并联运行子微网的个数,且 $1 \leq u \leq 3$ ,该模式下,储能电站吸收或放出功率来控制母线电压稳定,且储能电站采用模糊下垂控制储能电站内各储能单元剩余容量SOC的充放电平衡,通过引入电压反馈控制来补偿由下垂控制和扰动引起的电压跌落;

工作模式4):直流微网群通过并网逆变器与交流主网相连接,交流主网此时维持母线电压稳定并对储能电站及子微网中小容量储能系统充电,此时,交流主网需提供各分布式发电系统之外的功率需求,

$$P_{grid} = P_{load} - P_{DG} - P_{battery} - P_{ESS},$$

$P_{DG}$ 为直流微网群中分布式发电系统的发电总功率, $P_{load}$ 为直流微网群的负载总功率, $P_{battery}$ 为所有子微网小容量储能系统充放电总功率, $P_{ESS}$ 表示储能电站的充放电功率, $P_{grid}$ 表示交流主网与微网群交换功率值,各分布式发电系统在MPPT控制下按最大功率进行发电,各小容量储能系统若未充满则处于充电状态。

3.根据权利要求2所述直流微电网群储能优化及协调控制方法,其特征在于,所述并联运行的子微网中小容量储能系统的充放电功率通过下式控制:

$$\zeta = (b_x)' P_{battery\_x},$$

$$\zeta = (V_{dc})' = 1 - \frac{1}{0.5 \sum_{x=1}^u P_{DG\_x}^{\max}} \sum_{x=1}^u P_{DG\_x}$$

其中 $\zeta$ 为常数且 $-1 \leq \zeta \leq 1$ , $V_{dc}$ 为直流母线电压, $P_{DG\_x}$ 和 $P_{DG\_x}^{\max}$ 分别是第 $x$ 个子微网中各分布式发电系统实际发电功率和最大发电功率, $u$ 表示并联运行子微网的个数且 $1 \leq u \leq 3$ ,三个子微网独立运行时 $u=1$ ,

$$(b_x)' = \begin{cases} \left(\frac{SOC_x}{SOC_x^*}\right)^\lambda b_x, & \text{if } P_{battery\_x} < 0 \\ \left(\frac{SOC_x^*}{SOC_x}\right)^\lambda b_x, & \text{if } P_{battery\_x} > 0 \end{cases}$$

其中, $SOC_x^*$ 和 $SOC_x$ 分别是第 $x$ 个子微网中小容量储能系统荷电状态的参考值和瞬时值, $\lambda$ 为常数,

$$SOC_x^* = \frac{(SOC_x^{\min} + SOC_x^{\max})}{2}$$

式中, $SOC_x^{\min}$ 和 $SOC_x^{\max}$ 分别为第 $x$ 个子微网中小容量储能系统SOC的最小和最大安全容量限制。

## 一种直流微电网群储能优化及协调控制方法

### 技术领域

[0001] 本发明涉及一种微电网协调控制器的设计技术,特别涉及一种直流微电网群储能优化及协调控制方法。

### 背景技术

[0002] 微电网作为一个具备自我控制和自我能量管理的自治系统,既可工作在并网模式,也可以工作在离网模式(王成山,武震,李鹏.微电网关键技术研究[J].电工技术学报,2014,29(2):1-12)。如图1为微电网系统结构图,与交流微网相比,在微网中建立直流传输线,连接各分布式电源和储能系统而形成的直流微网,可以提高变流器的利用率并减少损耗,有利于各微源间的优势互补与协调控制(王毅,张丽荣,李和明,等.风电直流微网的电压分层协调控制[J].中国电机工程学报,2013,33(4):16-24),且直流系统不存在相位同步、谐波和无功功率损耗等方面的问题(Wu T F,Sun K H,Kuo C L,et al.Predictive current controlled 5-kW single-phase bidirectional inverter with wide inductance variation for dc-microgrid applications[J].Power Electronics,IEEE Transactions on,2010,25(12):3076-3084;Anand S,Fernandes B G,Guerrero M.Distributed control to ensure proportional load sharing and improve voltage regulation in low-voltage DC microgrids[J].Power Electronics,IEEE Transactions on,2013,28(4):1900-1913),因此已成为微网技术新的研究方向(丁明,郭学风.含多种分布式电源的弱环配电网三相潮流计算[J].中国电机工程学报,2009,29(13):35-40)。

[0003] 直流微电网规模一般相对较小,负荷波动及外部干扰比较频繁(王成山专著)。为实现多种分布式发电接入和用户侧高效可靠供电,可计划性的将直流微电网划分为多个子微网(IEEE Stands Association.IEEE sta 1547.4-2011.Guide for design,operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems[S].2011),这样,通过直流母线将地理位置相近的直流微电网通过相应控制策略连接而形成直流微电网群,可以显著提高微网群的稳定和高效可靠供电(He M,Giesselmann M.Reliability-constrained self-organization and energy management towards a resilient microgrid cluster[C]//Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT),2015 IEEE Power&Energy Society.IEEE,2015:1-5)。因此,需要根据具体的直流微电网组网结构,研究直流微电网内各分布式电源、储能系统、负载、断路器和子微网间的协调控制,以确保微电网在不同运行状态下都能够稳定可靠供电(茆美琴,丁明,张榴晨,等.多能源发电微网实验平台及其能量管理信息集成[J].电力系统自动化,2010(1):106-111;Resende F O,Gil N J,Lopes J A.Service restoration on distribution systems using Multi-MicroGrids[J].European Transactions on Electrical Power,2011,21(2):1327-1342.)。此外,储能系统能够提高微网群应对突发事件的能力及其运行稳定性(田培根,肖曦,丁若星,等.自治型微电网群多元复合储能系统容量配置方法[J].电力系统

自动化,2013,37(1):168-173),特别是在孤岛运行时,储能系统在稳定直流母线电压和平衡系统功率供需方面发挥重要作用,因此需要采取策略对其加以控制。

[0004] 文献(章健,艾芊,王新刚.多代理系统在微电网中的应用[J].电力系统自动化,2008,32(24):80-82)制定以实现发电效率最大化为目标的分层协调控制模型,但其仅研究了单个微网系统的控制设计,对于多个计划孤岛子微网构成的微网群未作具体分析。文献(Lopes J,Moreira C L,Madureira A G.Defining control strategies for microgrids islanded operation[J].Power Systems,IEEE Transactions on,2006,21(2):916-924)采用分层协调控制策略,上层中央控制器根据系统功率供需情况,调节底层分布式电源控制器的工作状态和负荷投切。文献(周念成,金明,王强钢,等.串联和并联结构的多微网系统分层协调控制策略[J].电力系统自动化,2013,37(12):13-18)提出了多微网系统的联络线功率和并网同步协调控制策略,可将合闸开关两侧电压的幅值差、频率差和相位差减小至同步范围内,然而,该方法对于包含两个以上计划孤岛的多微网系统运行控制还有待研究。但是,现有的研究还少有涉及不同运行状态下多个子微网系统间的协调控制,这对于多子微网系统的正常运行和负载高效可靠供电至关重要(Liang Che,Mohammad Shahidehpour.DC Microgrids:Economic Operation and Enhancement of Resilience by Hierarchical Control.IEEE Trans.on Smart Grid,2014,5(5):2517-2526)。

## 发明内容

[0005] 本发明是针对不同运行状态下多个子微网系统间的协调控制的问题,提出了一种直流微电网群储能优化及协调控制方法,针对直流微电网群离网时的协调控制及储能优化控制,设计了两层协调控制策略根据母线电压波动范围来控制各子微网间及其与储能电站间的并联运行。

[0006] 本发明的技术方案为:一种直流微电网群储能优化及协调控制方法,多个子微网和大容量储能电站通过直流母线连接,构成直流微电网群,每个子微网包括分布式发电系统、小容量储能系统和负载,采用两层协调控制直流微电网群稳定运行,底层采用分散控制:子微网中分布式发电系统采用MPPT控制光伏以最大功率输出电能;子微网内的小容量储能系统采用功率控制方法来自动分配负荷功率需求且达到安全容量限制时与微电网断开以保护储能;负荷根据具体要求直接或通过DC/DC变流器进行功率变换后连接至直流母线;储能电站中各储能单元采用不同储能单元的剩余容量差值按大小进行分段,每段进行模糊下垂控制动态分配负荷功率,并通过电压反馈控制补偿下垂控制引起的母线电压跌落;

[0007] 上层控制采用集中控制:根据各子微网的母线电压波动范围来控制各子微网间及与储能电站间的并联运行,将系统运行划分为4个工作模式:1)直流微电网群离网运行且各子微网独立运行;2)直流微电网群离网运行且多子微网并联运行;3)直流微电网群离网运行且子微网与储能电站并联运行;4)直流微电网群并网运行时交流主网稳压。

[0008] 所述上层控制中的4个工作模式,具体如下:

[0009] 工作模式1):各子微网独立稳定运行,各分布式发电系统由MPPT控制最大功率发电,子微网系统内的小容量储能系统用来控制各微网母线电压稳定和平衡其功率供需,小容量储能系统需提供的功率为:

[0010]  $P_{\text{battery}_x} = P_{\text{load}_x} - P_{\text{DG}_x}$ ,  $P_{\text{battery}_x}$ 表示第x个子微网中小容量储能系统的充放电功

率,  $P_{load\_x}$  表示第  $x$  个子微网中负载功率,  $P_{DG\_x}$  表示第  $x$  个子微网中分布式发电系统的发电功率;

[0011] 工作模式2): 各子微网中分布式发电系统和小容量储能系统仍不能满足负载用电时, 母线电压波动将会超出允许范围之外, 这时母线电压升高和电压跌落的子微网可通过断路器并联运行, 各子微网满足如下功率平衡,

$$[0012] \quad \sum_{x=1}^u P_{load\_x} = \sum_{x=1}^u P_{battery\_x} + \sum_{x=1}^u P_{DG\_x}$$

[0013] 其中,  $u$  表示并联运行子微网的个数, 且  $1 \leq u \leq 3$ ;

[0014] 工作模式3): 各子微网并联运行后仍不能平衡系统功率供需, 母线电压有较大波动, 微网与储能电站并联运行, 此时, 系统满足如下功率平衡,

$$[0015] \quad P_{ESS} = \sum_{x=1}^u P_{DG\_x} - \sum_{x=1}^u P_{battery\_x} - \sum_{x=1}^u P_{load\_x}$$

[0016] 其中,  $P_{ESS}$  表示储能电站的充放电功率,  $u$  表示并联运行子微网的个数, 且  $1 \leq u \leq 3$ , 该模式下, 储能电站吸收或放出功率来控制母线电压稳定, 且储能电站采用模糊下垂控制储能电站内各储能单元剩余容量SOC的充放电平衡, 通过引入电压反馈控制来补偿由下垂控制和扰动引起的电压跌落;

[0017] 工作模式4): 直流微网群通过并网逆变器与交流主网相连接, 交流主网此时维持母线电压稳定并对储能电站及子微网中小容量储能系统充电, 此时, 交流主网需提供各分布式发电系统之外的功率需求,

$$[0018] \quad P_{grid} = P_{load} - P_{DG} - P_{battery} - P_{ESS},$$

[0019]  $P_{DG}$  为直流微网群中分布式发电系统的发电总功率,  $P_{load}$  为直流微网群的负载总功率,  $P_{battery}$  为所有子微网小容量储能系统充放电总功率,  $P_{ESS}$  表示储能电站的充放电功率,  $P_{grid}$  表示交流主网与微网群交换功率值, 各分布式发电系统在MPPT控制下按最大功率进行发电, 各小容量储能系统若未充满则处于充电状态。

[0020] 所述并联运行的子微网中小容量储能系统的充放电功率通过下式控制:

$$[0021] \quad \zeta = (b_x)' P_{battery\_x},$$

$$[0022] \quad \zeta = (V_{dc})' = 1 - \frac{1}{0.5 \sum_{x=1}^u P_{DG\_x}^{\max}} \sum_{x=1}^u P_{DG\_x}$$

[0023] 其中  $\zeta$  为常数且  $-1 \leq \zeta \leq 1$ ,  $V_{dc}$  为直流母线电压,  $P_{DG\_x}$  和  $P_{DG\_x}^{\max}$  分别是第  $x$  个子微网中各分布式发电系统实际发电功率和最大发电功率,  $u$  表示并联运行子微网的个数且  $1 \leq u \leq 3$ , 三个子微网独立运行时  $u=1$ ,

$$[0024] \quad (b_x)' = \begin{cases} \left(\frac{SOC_x}{SOC_x^*}\right)^\lambda b_x, & \text{if } P_{\text{battery}_x} < 0 \\ \left(\frac{SOC_x^*}{SOC_x}\right)^\lambda b_x, & \text{if } P_{\text{battery}_x} > 0 \end{cases}$$

[0025] 其中,  $SOC_x^*$  和  $SOC_x$  分别是第  $x$  个子微网中小容量储能系统荷电状态的参考值和瞬时值,  $\lambda$  为常数,

$$[0026] \quad SOC_x^* = \frac{(SOC_x^{\min} + SOC_x^{\max})}{2}$$

[0027] 式中,  $SOC_x^{\min}$  和  $SOC_x^{\max}$  分别为第  $x$  个子微网中小容量储能系统 SOC 的最小和最大安全容量限制。

[0028] 本发明的有益效果在于: 本发明直流微电网群储能优化及协调控制方法, 当多个子微网并联运行时, 对各子微网内储能系统所采用的控制方法可以根据各储能系统的最大充放电功率及其剩余电量 SOC 来自动调整功率分配, 这样, 可以平滑分布式发电功率波动并改善母线电压质量的同时提高了储能系统的安全性。当各子微网储能系统不能有效缓冲系统功率供需时, 需要连接至储能电站来控制母线电压稳定。对储能电站的充放电控制, 本文采用模糊控制来调整储能电站中各储能单元下垂控制器的虚拟阻抗以实现不同储能单元间功率的自动分配和 SOC 的平衡, 通过对模糊输入进行分段, 即不同储能单元间的 SOC 差值, 并对不同范围被的模糊输入分别采用模糊控制可以加快 SOC 的平衡速度。此外, 采用母线电压反馈控制方法对由下垂控制引起的母线电压跌落进行补偿, 从而提高了母线电压质量。

## 附图说明

[0029] 图1为微电网系统结构图;

[0030] 图2为本发明系统控制结构图;

[0031] 图3为本发明储能系统控制结构图;

[0032] 图4为本发明母线电压反馈控制结构图;

[0033] 图5为本发明直流微网群分层协调控制策略图;

[0034] 图6为本发明直流微网群工作模式切换点滞环控制方法图;

[0035] 图7a为本发明采用模糊的SOC平衡图;

[0036] 图7b为本发明未采用模糊的SOC平衡图;

[0037] 图7c为本发明采用母线电压反馈和模糊时的母线电压曲线图;

[0038] 图7d为本发明未采用母线电压反馈但采用模糊的母线电压曲线图;

[0039] 图8a为本发明子微网1母线电压图;

[0040] 图8b为本发明子微网2母线电压图;

[0041] 图8c为本发明子微网3母线电压图;

[0042] 图8d为本发明各子微网中储能功率图;

[0043] 图8e为本发明储能电站功率图;

- [0044] 图8f为本发明储能电站中储能单元1的SOC图；  
 [0045] 图8g为本发明储能电站中储能单元2的SOC图；  
 [0046] 图9a为本发明储能电站中储能单元1的SOC图；  
 [0047] 图9b为本发明储能电站中储能单元2的SOC图。

### 具体实施方式

[0048] 本文采用两层协调控制策略控制微网群稳定可靠运行。底层采用分散控制，该控制下采用MPPT控制光伏等分布式发电系统以最大功率输出电能，子微网内的小容量储能系统采用改进的功率控制方法来自动分配负荷功率需求且达到安全容量限制时与微电网断开以保护储能，负荷根据具体要求可直接或通过DC/DC变流器进行功率变换后连接至直流母线。储能电站中各储能单元采用分段模糊下垂控制策略动态分配负荷功率，并通过电压反馈控制补偿下垂控制引起的母线电压跌落问题。上层控制采用集中控制，该控制策略根据各子微网的母线电压波动范围来控制各子微网间及与储能电站间的并联运行。此外，本文依据并离网运行及各子微网的运行情况将系统划分为四个工作模式，合理的选择底层控制策略和上层控制策略使系统在不同运行情况下均能自动平滑切换并提供高质量电能。

[0049] 本文设计的协调控制方法适用于包含多个子微网的微网群，为了便于叙述和仿真分析，这里取三个子微网来探究不同扰动下多子微网间的互动运行。各子微网分别由分布式发电系统、小容量储能系统和负载等组成。具体控制结构如图2所示，图中所示子微网1中各分布式电源采用MPPT算法最大程度利用新能源，直流负载采用恒压控制以提高供电质量，小容量储能系统采用下垂控制方法来平滑发电功率波动，且不同子微网并联运行时，其各自的小容量储能系统将并联运行，这样在所采用的下垂控制方法下，各子微网的小容量储能系统能根据各自最大允许功率成相同比例来提供负载用电。子微网2和3中结构及控制方法均和子微网1相同。此外，三个子微网和大容量储能电站通过直流母线连接，从而构成直流微网群。

[0050] 在各种运行状态中， $P_{DG\_x}$ ， $x=1,2,3$ 表示第 $x$ 个子微网中分布式发电系统的发电功率， $P_{DG}$ 为微网群中分布式发电系统的发电总功率，且 $P_{DG} = \sum_{x=1}^3 P_{DG\_x}$ ， $P_{load\_x}$ ， $x=1,2,3$ 表示第 $x$ 个子微网中负载功率， $P_{load}$ 为微网群的负载总功率，且

$P_{load} = \sum_{x=1}^3 P_{load\_x}$ ， $P_{battery\_x}$ ， $x=1,2,3$ 表示第 $x$ 个子微网中小容量储能系统的充放电功率， $P_{battery}$ 为三个子微网小容量储能系统充放电总功率，且满足

$P_{battery} = \sum_{x=1}^3 P_{battery\_x}$ ， $P_{ESS}$ 表示储能电站的充放电功率， $U_{dc\_x}$ ， $x=1,2,3$ 表示各子微网的母线电压， $U_{dc}$ 为储能电站端电压， $P_{grid}$ 表示交流主网与微网群交换功率值。

[0051] 1、直流微网群运行模式：

[0052] 直流微电网通常工作在并网和离网两种状态，本文根据多子微网系统间串并联运行情况及不同的外部干扰(如分布式发电功率及负荷波动等)将系统运行划分为4个工作模式：1)离网运行且各子微网独立运行；2)离网运行且多子微网并联运行；3)离网运行且子微



网与储能电站并联运行;4)并网运行时交流主网稳压。

[0053] 1)工作模式1:

[0054] 该工作模式下,各子微网独立稳定运行,各分布式发电系统仍由MPPT控制最大功率发电,子微网系统内的小容量储能系统用来控制各微网母线电压稳定和平衡其功率供需,小容量储能系统需提供的功率为

$$[0055] \quad P_{battery\_x} = P_{load\_x} - P_{DG\_x} \quad (4)$$

[0056] 2)工作模式2:

[0057] 各子微网中分布式发电系统和小容量储能系统仍不能满足负载用电时,母线电压波动将会超出允许范围之外,这时母线电压升高和电压跌落的子微网可通过断路器并联运行。该模式有利于平衡各子微网的功率供需。各子微网满足如下功率平衡,

$$[0058] \quad \sum_{x=1}^u P_{load\_x} = \sum_{x=1}^u P_{battery\_x} + \sum_{x=1}^u P_{DG\_x} \quad (5)$$

[0059] 其中,u表示并联运行子微网的个数,且 $1 \leq u \leq 3$ ,当多个子微网并联运行时,能够有效稳定的稳定母线电压,并减少与储能电站间频繁功率交换引起的损耗。

[0060] 3)工作模式3:

[0061] 各子微网并联运行后仍不能平衡系统功率供需,母线电压有较大波动,此时考虑将微网与储能电站并联运行,从而进入该模式。此时,系统满足如下功率平衡

[0062]

$$P_{ESS} = \sum_{x=1}^u P_{DG\_x} - \sum_{x=1}^u P_{battery\_x} - \sum_{x=1}^u P_{load\_x} \quad (6)$$

[0063] 其中,u表示并联运行子微网的个数,且 $1 \leq u \leq 3$ ,该模式下,储能电站吸收或放出功率来控制母线电压稳定,且储能电站采用模糊下垂控制各储能单元SOC的充放电平衡,通过引入电压反馈控制来补偿由下垂控制和扰动引起的电压跌落。

[0064] 4)工作模式4:

[0065] 此时微网群并网运行,微网群通过并网逆变器(G-VSC)与交流主网相连接,交流主网此时维持母线电压稳定并对储能电站及子微网中小容量储能系统充电。此时,交流主网需提供各分布式发电系统之外的功率需求,

$$[0066] \quad P_{grid} = P_{load} - P_{DG} - P_{battery} - P_{ESS} \quad (7)$$

[0067] 该模式下,各分布式发电系统在MPPT控制下按最大功率进行发电,各小容量储能系统若未充满则处于充电状态。

[0068] 2、直流微网群底层控制方法:

[0069] 直流微网中各分布式发电系统均采用MPPT控制发电,直流负载可直接或采用恒压控制经DC/DC变流器与直流母线连接连供电。小容量储能系统在稳定母线电压和平衡系统功率供需等方面起到关键作用,特别是在孤岛运行时,小容量储能系统直接影响到系统稳定运行和高质量供电。

[0070] 1)子微网内小容量储能系统采用的控制策略:

[0071] 母线电压的波动值决定了小容量储能系统的充放电功率。定义:

$$[0072] \quad \zeta = (V_{dc})' \quad (8)$$

[0073] 其中,其中, $\zeta$ 为常数且 $-1 \leq \zeta \leq 1$ ,直流母线电压 $V_{dc}$ 通过下式可得出 $\zeta$ :

$$[0074] \quad (V_{dc})' = 1 - \frac{1}{0.5 \sum_{x=1}^u P_{DG\_x}^{\max}} \sum_{x=1}^u P_{DG\_x} \quad (9)$$

[0075] 其中, $P_{DG\_x}$ 和 $P_{DG\_x}^{\max}$ 分别是第 $x$ 个子微网中各分布式发电系统实际发电功率和最大发电功率, $u$ 表示并联运行子微网的个数且 $1 \leq u \leq 3$ ,三个子微网独立运行时 $u=1$ ,这样, $(V_{dc})'$ 在 $-1$ 到 $1$ 之间,孤岛时,若 $0 < (V_{dc})' < 1$ 则并联运行子微网中的小容量储能系统充电来吸收盈余功率,若 $-1 < (V_{dc})' < 0$ 则并联运行子微网中的小容量储能系统放电来稳定母线电压。

[0076] 此时,并联运行的子微网中小容量储能系统可按下式进行充放电:

$$[0077] \quad \zeta = b_x P_{battery\_x} \quad (10)$$

[0078] 其中, $P_{battery\_x}$ 是双极性变量,表示第 $x$ 个子微网中小容量储能系统的实际充放电功率,正值表示放电,负值表示充电。 $b_x$ 为第 $x$ 个子微网中小容量储能系统的下垂系数:

$$[0079] \quad b_x = \frac{1}{P_{battery\_x}^{\max}} \quad (11)$$

[0080] 其中, $P_{battery\_x}^{\max}$ 为第 $x$ 个子微网中小容量储能系统的最大允许充放电功率, $\zeta$ 为常数,因此各子微网中小容量储能系统可按照等式(12)与各自最大允许功率成相同比例承担负载用电。

$$[0081] \quad \frac{P_{battery\_1}}{P_{battery\_1}^{\max}} = \frac{P_{battery\_2}}{P_{battery\_2}^{\max}} = \dots\dots\dots \frac{P_{battery\_3}}{P_{battery\_3}^{\max}} = \zeta \quad (12)$$

[0082] 但是,实际运行时储能电池的电量 and 充电功率随SOC变化而变化,因此可按下式(13)对 $b_x$ 加以修正。

[0083]

$$(b_x)' = \begin{cases} \left(\frac{SOC_x}{SOC_x^*}\right)^\lambda b_x, & \text{if } P_{battery\_x} < 0 \\ \left(\frac{SOC_x^*}{SOC_x}\right)^\lambda b_x, & \text{if } P_{battery\_x} > 0 \end{cases} \quad (13)$$

[0084] 其中, $SOC_x^*$ 和 $SOC_x$ 分别是第 $x$ 个子微网中小容量储能系统荷电状态的参考值和瞬时值。 $\lambda$ 为常数,可看出, $\lambda$ 值越大,SOC对储能系统充放电功率的影响越大,本文取 $\lambda$ 为1, $SOC_x^*$ 可定义为:

$$[0085] \quad SOC_x^* = \frac{(SOC_x^{\min} + SOC_x^{\max})}{2} \quad (14)$$

[0086] 式中, $SOC_x^{\min}$ 和 $SOC_x^{\max}$ 分别为第 $x$ 个子微网中小容量储能系统SOC的最小和最

大安全容量限制。至此,各储能系统的充放电功率可通过下式控制:

$$[0087] \quad \zeta = (b_x)' P_{battery\_x} \quad (15)$$

[0088] 通过以上分析可看出,当微网群中各子微网并联运行时,其各自的储能系统可按照上述控制方法自动调整充放电功率。具体的,SOC较大的储能系统充电功率相对较小,放电功率相对较大,SOC较小的储能系统则相反。这样,可以平衡各子微网的储能系统SOC平衡,且可以有效避免某一子微网中储能系统的过充或过放,从而提高了储能的安全性和系统的稳定性。

[0089] 2)储能电站采用的控制策略:

[0090] 本文采用模糊控制自动调整储能电站中各储能单元下垂控制器的虚拟阻抗值,从而实现储能单元间充放电功率间的自动分配。本文提出的控制方法适用于多组储能单元构成的储能电站系统,为简化分析,本文取两组储能单元。如图3为储能电站控制结构图,将模糊控制器的输入,即储能电站中不同储能单元的SOC差值按大小进行分段,对不同范围的SOC差值分别采用模糊控制自动调节各储能单元下垂控制器的虚拟阻抗 $R_d$ ,储能单元采用的下垂控制器如图2所示检测母线电压信号 $V_{DC}$ 并利用下垂控制的P-V特性自动调整不同储能单元的功率分配。此外,图3所示母线电压反馈控制,通过检测母线电压并和参考电压比较,经PI控制得到下垂控制器参考值 $V_{ref}$ 的动态校正 $\Delta V_{ref}$ ,从而可对下垂控制引起的母线电压跌落进行补偿,改善了电压质量。

[0091] A:下垂控制:

[0092] 储能单元的充放电功率平衡可通过下垂控制来实现。储能单元输出电压为:

$$[0093] \quad V_{DC} = V_{ref} - I_{Li} \times R_{di} \quad (16)$$

[0094] 其中, $R_{di}$   $i=1,2$ 是储能电站中储能单元下垂控制器的虚拟阻抗, $V_{DC}$ 是直流母线电压, $V_{ref}$ 是母线参考电压, $I_{Li}$ 是储能电站中储能单元变流器的输出电流。各储能单元下垂控制器的虚拟阻抗 $R_{di}$ 值较小的储能单元充放电功率较大,因此,取不同储能单元的SOC差值作为模糊输入,通过模糊控制来调整各储能单元下垂控制器的虚拟阻抗,便可实现各储能电站中储能单元充放电功率的自动分配。具体的,对SOC相对较低的储能单元,通过降低其 $R_{di}$ 值来增大其充电功率,放电时则调整至较大值来减少其放电功率。反之亦然。

[0095] 该储能电站的控制策略适用于多组储能单元,这里采用两组储能单元来探究储能单元SOC的实际平衡效果。在MPPT控制下,分布式发电系统可视为恒功率电源(CPS, constant power source),可通过如下等式对储能单元下垂控制器的虚拟阻抗 $R_d$ 的取值加以限制来避免储能充放电功率超过其最大允许值。

[0096]

$$V_{DC} = \frac{\frac{V_{ref}}{R_{deq}} + \sqrt{\left(\frac{V_{ref}}{R_{deq}}\right)^2 + 4P_{DG} \left(\frac{1}{R_{deq}} + \frac{1}{R_{load}}\right)}}{2\left(\frac{1}{R_{deq}} + \frac{1}{R_{load}}\right)} \quad (17)$$

[0097] 式中, $R_{deq}$ 是分布式发电系统视为恒功率源时储能单元的下垂控制器的等效虚拟电阻, $R_{load}$ 为负载电阻。由于各分布式发电系统的发电功率及母线电压均为正,这样通过等式(17)便可求解出 $R_d$ 的取值范围。

[0098] B:分段模糊控制:

[0099] 将不同储能单元间的SOC差值进行分段,对不同大小的SOC差值分别采用模糊控制调整各储能单元下垂控制器的虚拟阻抗值。具体的,当SOC差值较大时,将各储能单元的虚拟阻抗差值增大以加快SOC的平衡速度,而当SOC差值较小时,则需减小各储能单元的虚拟阻抗差值以减小甚至消除SOC稳态偏差。因此,通过将SOC差值按大小进行分段,可以快速有效的平衡不同储能单元间的SOC差值,从而确保储能系统安全可靠供电。具体仿真分析将在下节给出。

[0100] C:母线电压反馈控制:

[0101] 上述方法基于下垂控制,因此会带来母线电压跌落的问题,针对该母线电压跌落,如图4所示,引入反馈补偿控制,通过将PI控制器输出的补偿量动态的叠加到各储能单元变流器模糊下垂控制器的参考电压值上,实现对母线电压的自动补偿,从而可对下垂控制引起的电压跌落加以控制。

[0102] 3、直流微网群上层控制方法:

[0103] 所采用的直流微电网群包含多组子微网和储能电站,多个子微网间并联运行可以有效平衡系统间功率的盈缺,从而提高了系统的稳定性。特别的,当多子微网并联运行母线电压仍不满足供电要求时可与储能电站连接来通过储能电站的充放电来进一步平衡系统功率供需。但是,子微网间及与储能电站间频繁的功率转换将会增大功率损耗并产生谐波污染等问题,因此,必须采取措施对其不同运行模式的切换加以控制,从而在高质量可靠供电的前提下尽可能的减少功率损耗。

[0104] 本文采用的电压分层方法如图5所示,根据各子微网的母线电压变化量( $\Delta V_{dc}$ )来控制系统工作模式的切换,为了避免运行过程中工作模式间频繁转换,如图6所示,在切换点处采用滞环控制。本文中切换门槛电压 $U_{t1}$ 和 $U_{t2}$ 分别取5V及10V。其中, $S=1、2、3$ 分别表示系统处于第1、2、3运行模式。

[0105] 4、算例分析:

[0106] 为了验证本文提出的基于储能优化的多子微网协调控制策略的有效性,在Matlab/Simulink中搭建了如图1所示的仿真模型。仿真中采用3组直流微电网系统,各子微网母线电压均为380V,并对其分别设置光照或风速变化等扰动。储能电站采用容量均为4.5Kwh,荷电状态分别为69.2%和70%的储能单元两组。仿真中直流负荷工作电压380V,或经DC/DC变流器变换后供电。

[0107] 通过仿真分析验证本文控制策略对上述四种工作模式控制的有效性,重点分析了子微网间及与储能电站并联运行特性。特别的,当多子微网并联运行时,其各自储能系统可按照采用的控制方法根据各自充放电功率限制及SOC成相同比例进行充放电,从而有效提高了子微网内储能系统的安全性和可靠性。此外,对储能电站采用的模糊自适应下垂控制可在最大充放电功率允许范围内自动调整储能单元间的功率分配,可以快速平衡SOC。针对下垂控制引起的母线电压跌落问题,通过引入参考电压反馈补偿量加以控制,可实现高质量供电并提高系统稳定性。仿真中各主要参数均采用有名值。

[0108] 1)母线电压补偿控制仿真分析:

[0109] 为了验证储能电站控制策略动态分配负荷功率及母线电压补偿的有效性,搭建了光储直流微电网仿真模型,仿真结构采用图1中子微网3。具体的,将子微网3中储能控制策

略采用分段模糊自适应下垂控制并采用电压闭环反馈来补偿母线电压跌落。分别仿真分析了储能单元下垂控制器的下垂系数取恒值、采用分段模糊自适应下垂控制和采用模糊控制且采用母线电压补偿控制三种情况下两组储能单元SOC的平衡效果及母线电压的实际控制效果。此外,其他仿真参数及控制方法均如上节所述,不再赘述。

[0110] 如图7所示,在仿真过程中,光伏系统在2s和4s时发电功率分别减少和增加,这时储能系统通过充放电控制来稳定母线电压。图7a和7b分别是采用模糊自适应下垂控制和下垂系数取定值时两个储能单元SOC平衡效果图。从图7a可以看出,两储能单元在充放电过程中均能够自动调整其充放电功率,使得SOC较小的储能单元充电功率较大而放电功率较小,反之亦然,从而实现了不同储能单元间SOC的快速平衡。从图7b可以看出,当下垂系数取定值时,两储能单元平均承担负载功率,并无法实现SOC的平衡。图7c和7d分别是采用母线电压反馈补偿和未采用母线电压补偿时的母线电压,且两者均采用模糊控制来自动调整储能下垂控制器的下垂系数,因此其SOC平衡效果仍如图7a所示。比较图7c和7d可以看出,当采用母线电压补偿时,外部干扰发生时,母线电压波动小,且进入稳态后电压质量高。

[0111] 由以上分析可以看出,采用分段模糊自适应下垂控制能够快速平衡不同储能单元间的SOC,采用母线电压补偿控制时,可对下垂控制引起的母线电压跌落进行补偿,提高了母线电压质量。从而验证了本文提出的储能控制方法在提高储能系统安全可靠性的同时有效改善了电能质量。

[0112] 2)微网群运行特性分析:

[0113] 该仿真中各分布式电源均采用MPPT控制最大功率发电,各子微网中储能系统受最大充放电功率限制,储能电站中两储能电站SOC分别为69.2%和70%。主要探究了各子微网独立运行、通过断路器并联运行及与储能电站的并联运行。通过仿真分析多子微网及与储能电站的互动验证了本文控制策略下,微网群能可靠稳定运行并能有效改善电压质量。

[0114] 仿真开始时,子微网中储能受最大充放电功率限制,较大功率波动发生时可能引起较大母线电压跌落。如图8a、8b、8c所示,各子微网母线电压分别为约380.1V、355V和386V,其中子网2和子网3母线电压波动均已超出阈值 $U_{t1}$ 和 $U_{t2}$ ,因此在0.5s时子网2和3并联运行,子网1仍保持孤岛运行。从8b、8c中可以看出,其母线电压均有所改善,为约371V,但仍超出阈值电压 $U_{t1}$ ,且在该过程中各子微网中储能系统的充放电功率如图8d所示,可以看出子网2和子网3并联运行后,其储能系统能够按照各自最大充放电功率并考虑SOC来自动调整其功率分配,因此有效的提高了储能系统的安全性。在1s时子网2和3通过与储能电站并联运行来稳定其母线电压,并联后的母线电压恢复到约378.8V,满足设计要求。同时,子微网2发电功率增加,储能系统因超出其设计的充放电功率范围而不能有效平衡系统功率供需,因此电压大幅增加,约为400V。在1.5s时,三个子网和储能电站并联运行,多余的电能用于向储能电站充电,这时各子网母线电压均约为379.2V,波动范围小,基本满足高质量供电的要求。2.0s时各子微网发电功率恢复正常,因此储能电站及各子微网断开各自独立运行,可看出各子网母线电压在其相应储能系统的调控下均能较好的稳定在380V左右,系统安全供电。

[0115] 值得注意的是,在上述过程中,储能电站在1.0s时与微网群并联运行,2.0s时退出。在这个过程中,储能电站的两个储能单元按照所采用的控制方法,如图8f、8g所示,快速平衡两者SOC,具体的,放电时,调整SOC较大/小的储能单元至较大/小放电功率,反之亦然。

此外,采用的母线电压反馈补偿控制方法能够有效补偿下垂控制引起的母线电压跌落。这样,在保证安全可靠供电的同时,能够快速平衡储能单元间的SOC并有效改善母线电压质量。

[0116] 3)并网运行时储能电站充电特性分析:

[0117] 主要仿真分析了储能电站在和子微网并联运行及与交流主网并联运行过程中的充电特性。储能电站采用SOC分别为69.2%和70%的储能单元两组。

[0118] 图9a、9b分别为储能电站两个储能单元的SOC图,0-1.0s时微网群、储能电站和交流主网并联运行,此时微网群和交流主网共同对储能电站充电,且两处能单元充电功率按其SOC进行自动分配。在1.0-2.0s时,储能电站和交流主网连接并和微网群断开连接,此时由于只有交流主网对电站充电,因此充电功率会有所减慢。2.0s时,交流主网与储能电站断开连接。

[0119] 从图9a、9b可以看出,在各运行模式切换过程中,系统在所采用的控制方法下均能平滑快速响应,从而确保储能系统安全可靠供电。

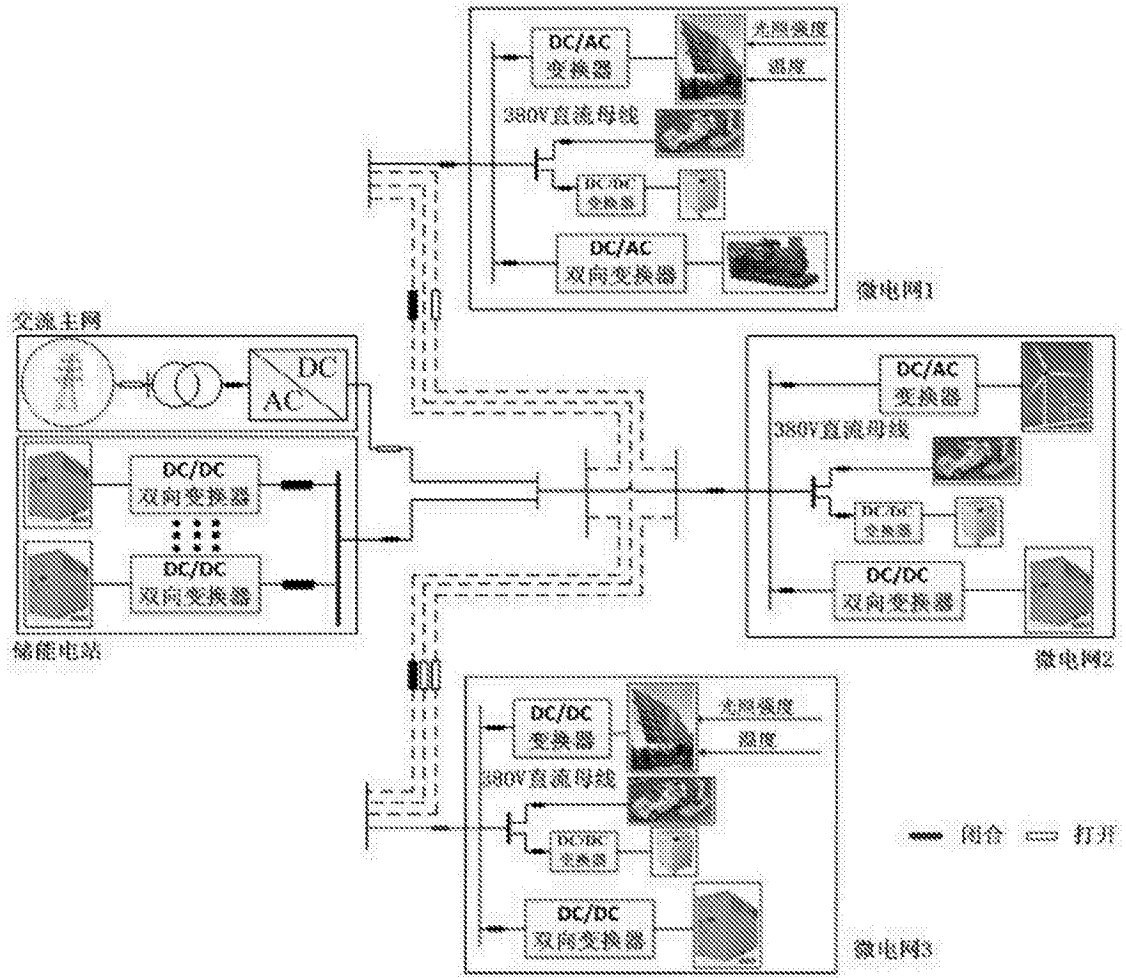


图1

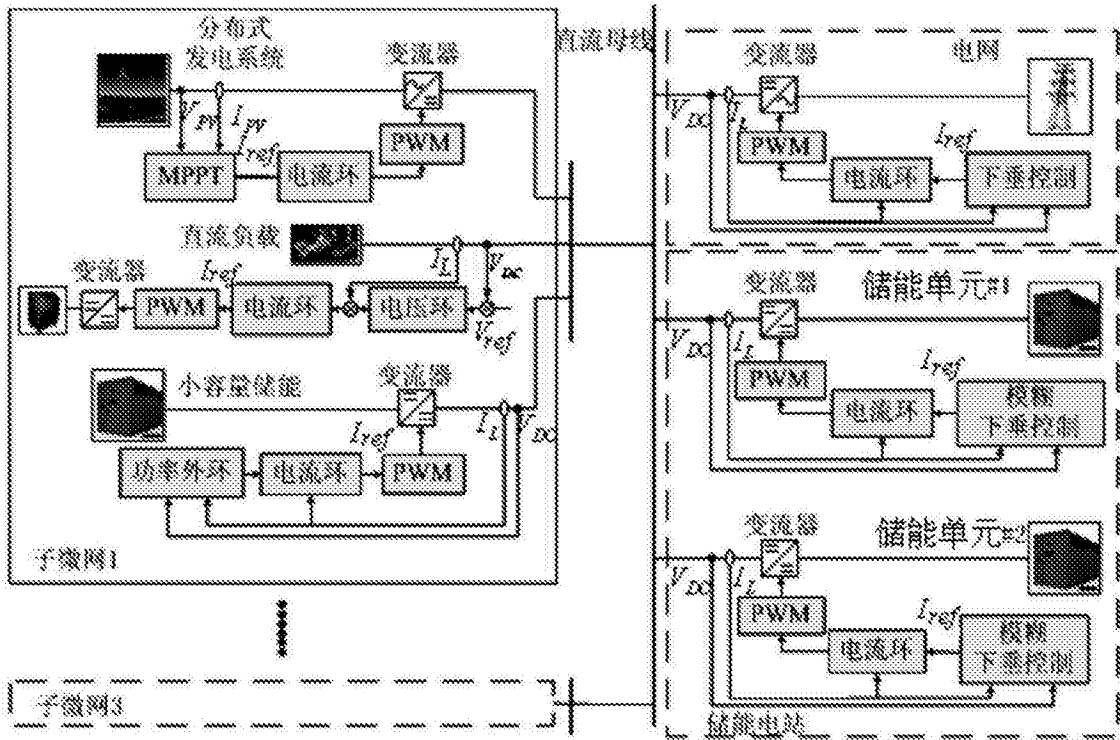


图2

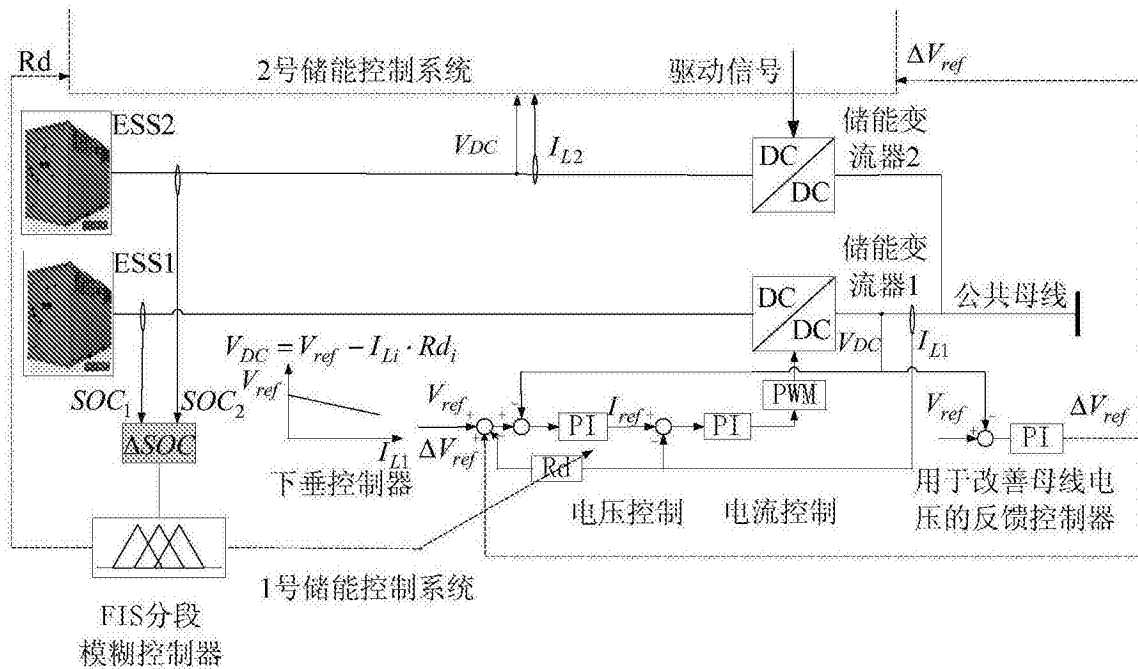


图3



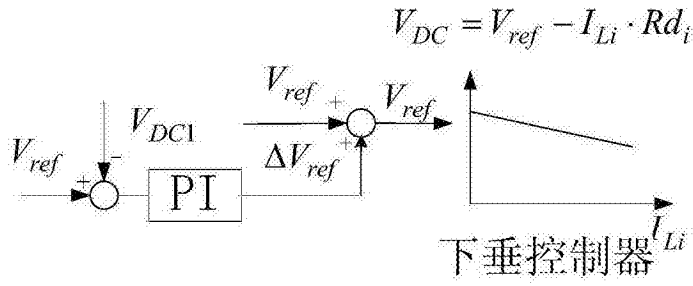


图4

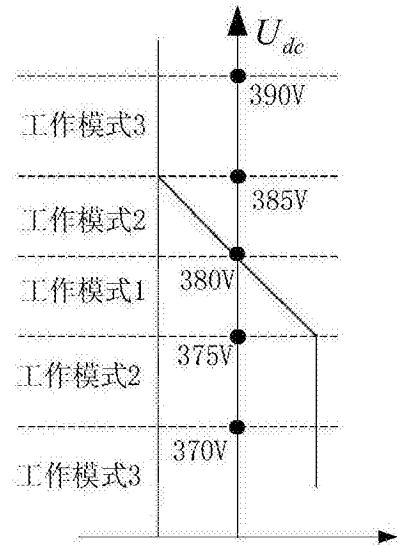


图5

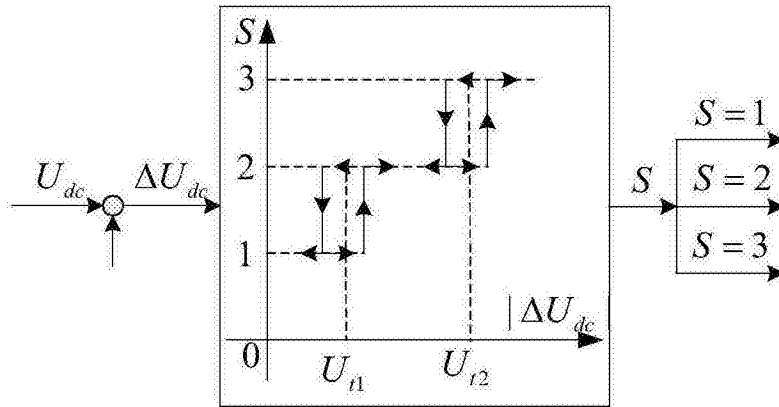


图6

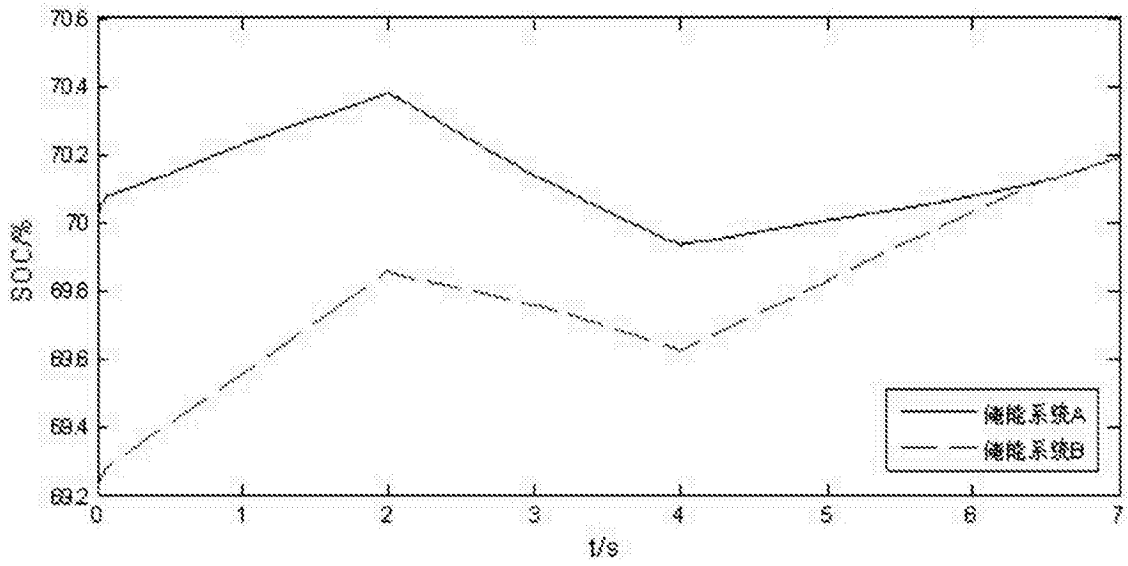


图7a

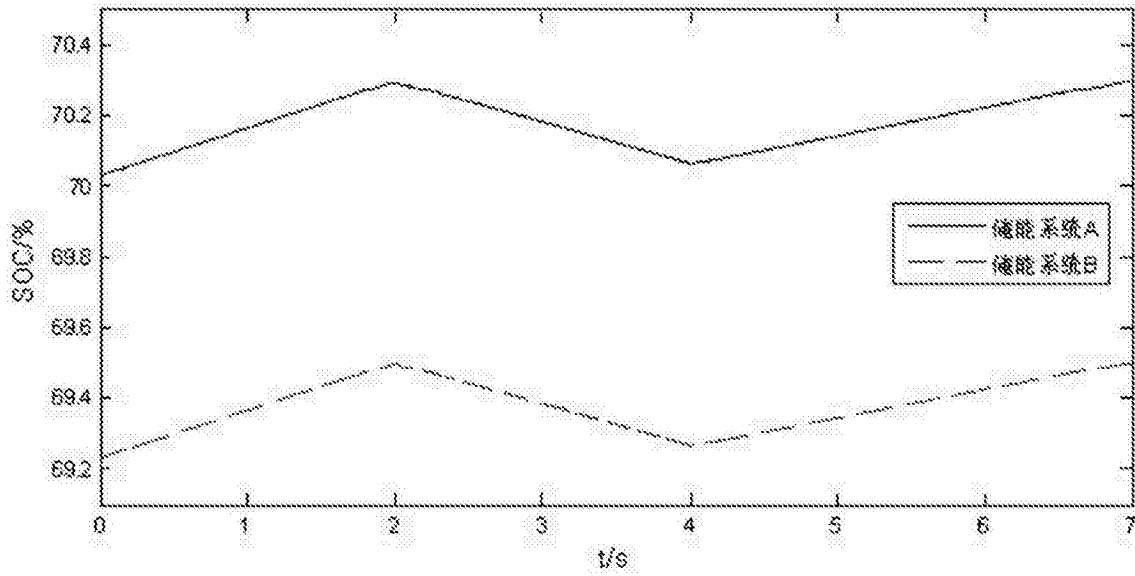


图7b

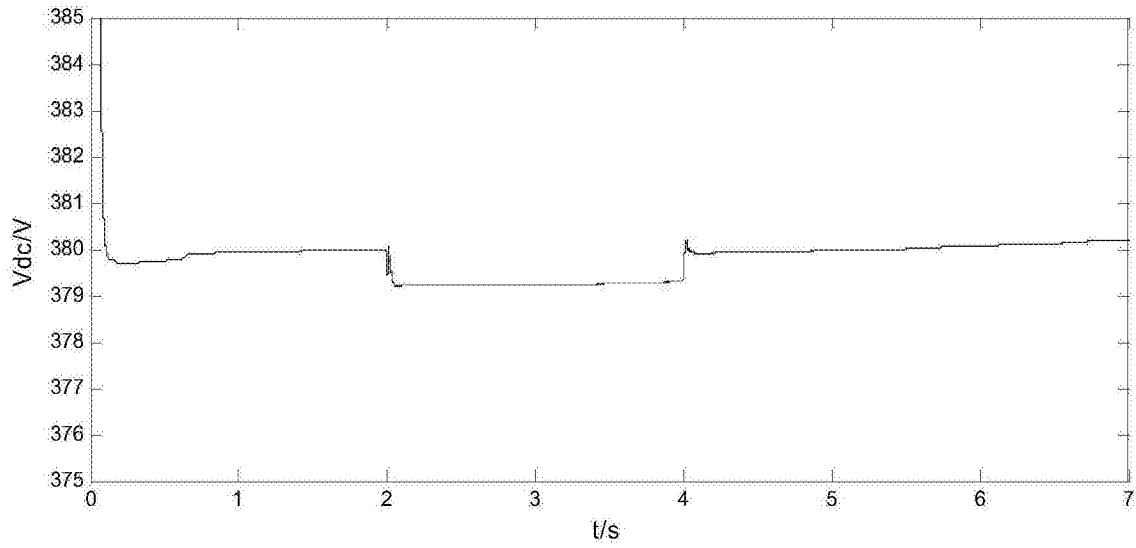


图7c

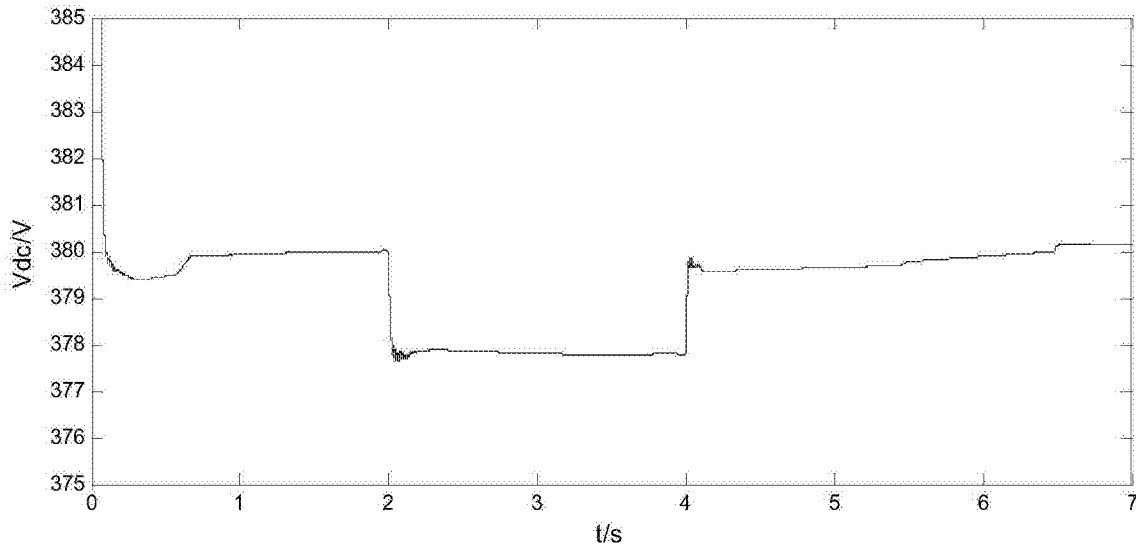


图7d

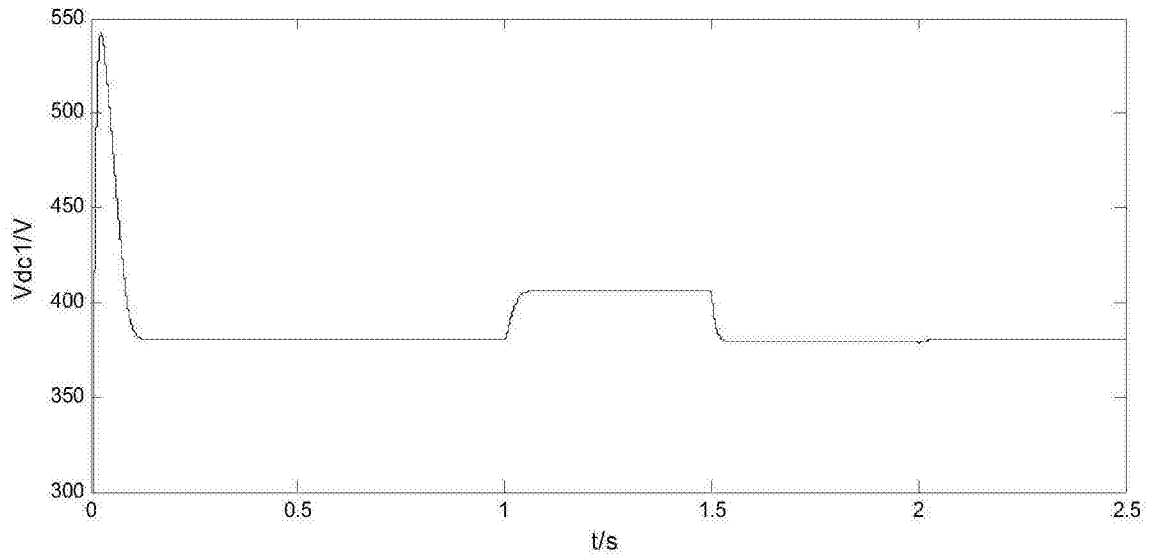


图8a

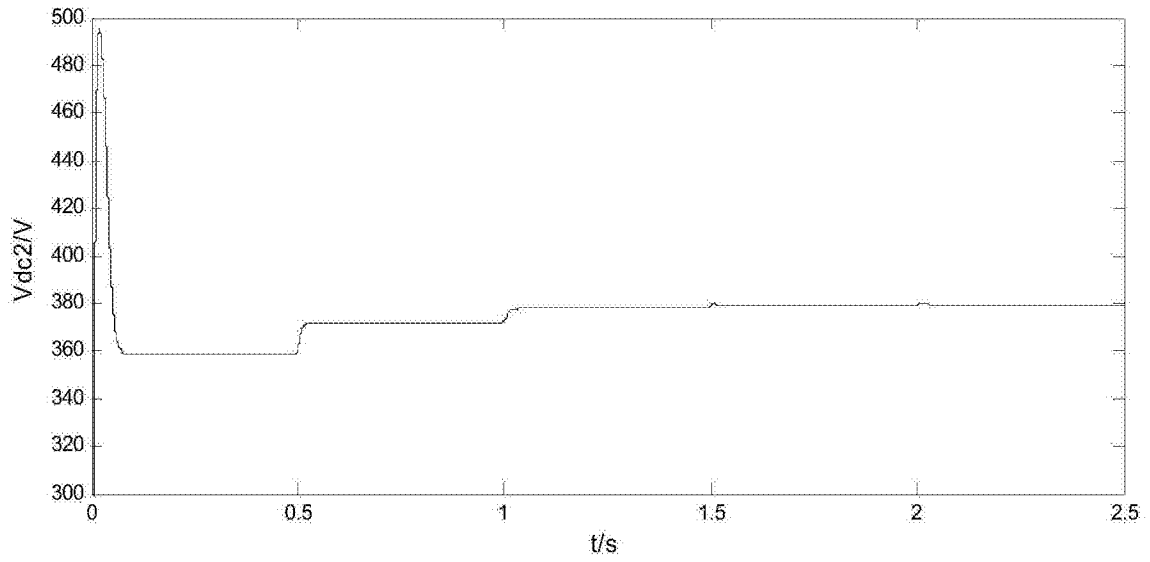


图8b

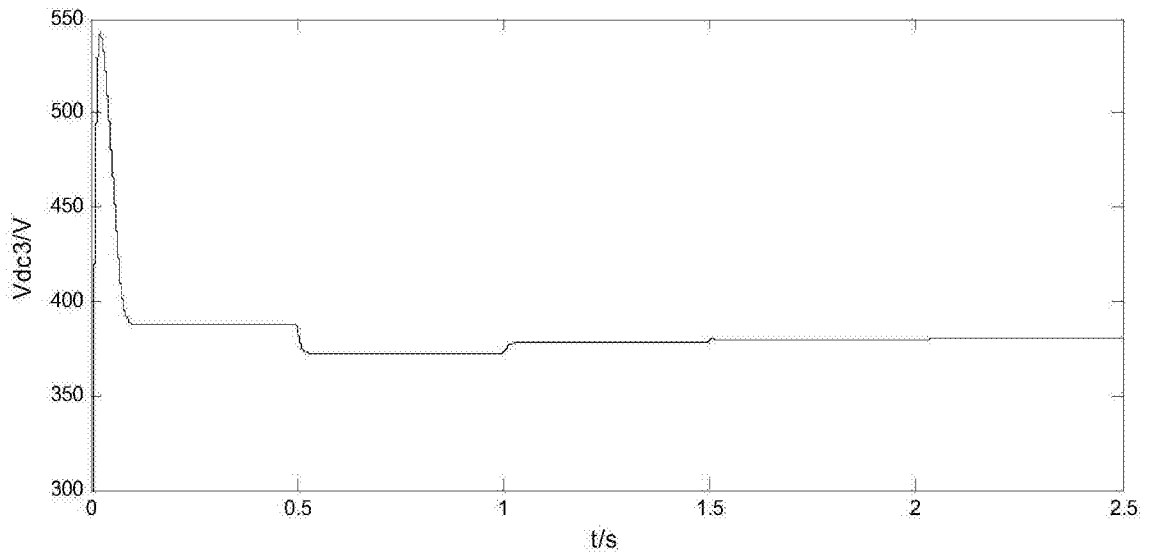


图8c

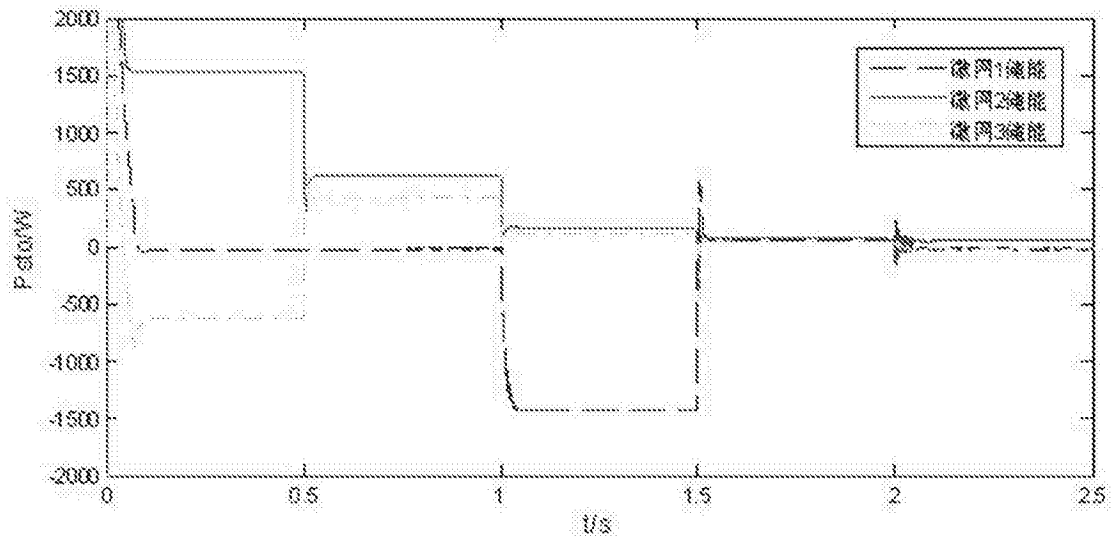


图8d

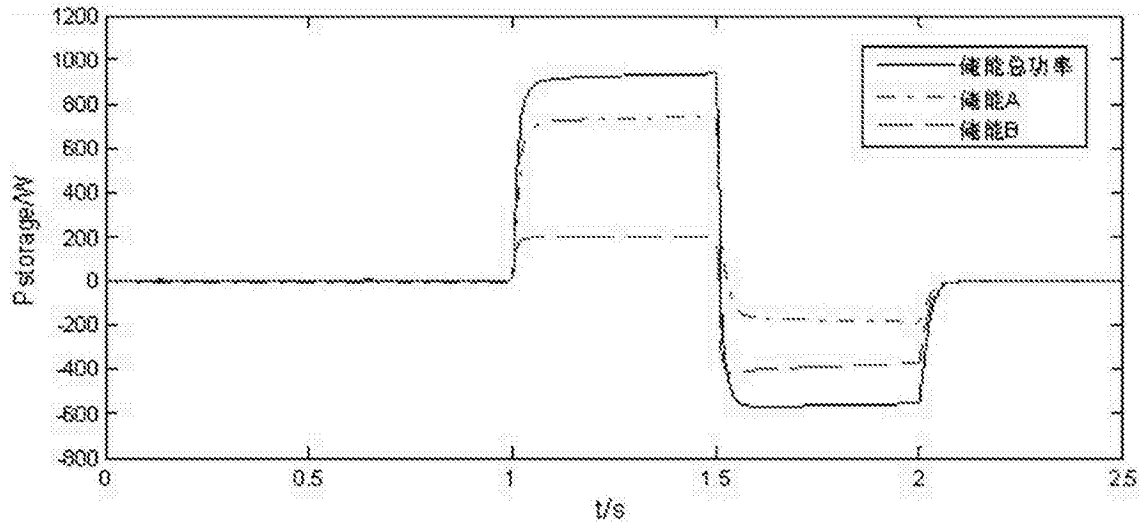


图8e

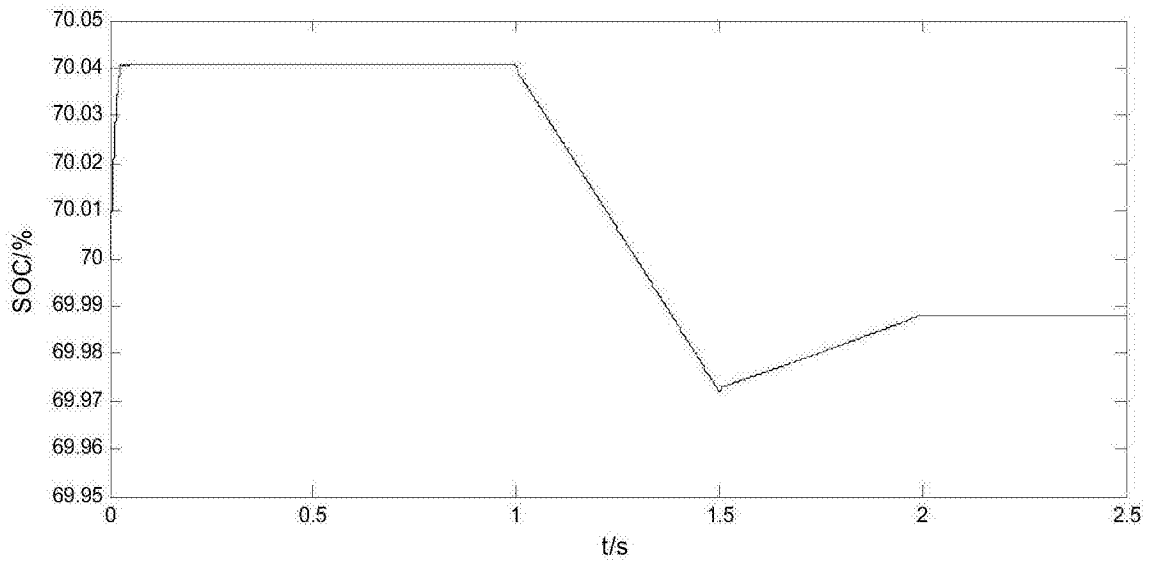


图8f

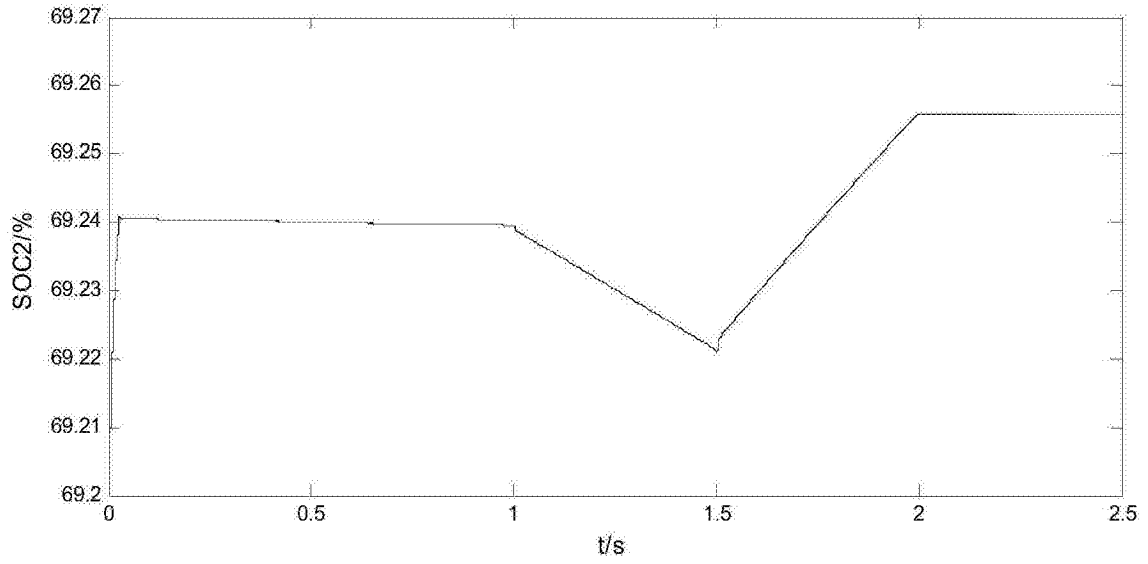


图8g

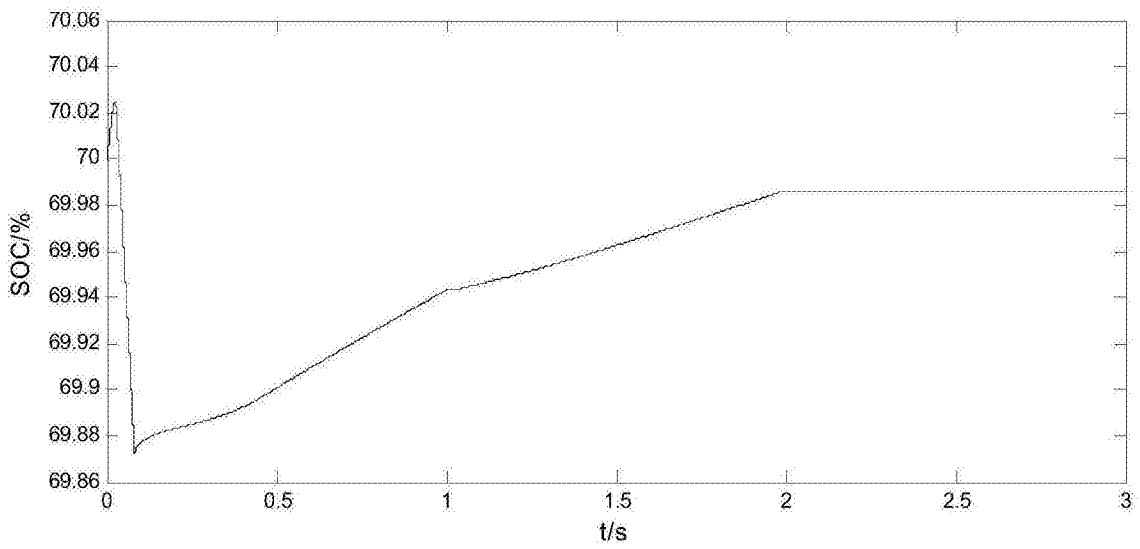


图9a

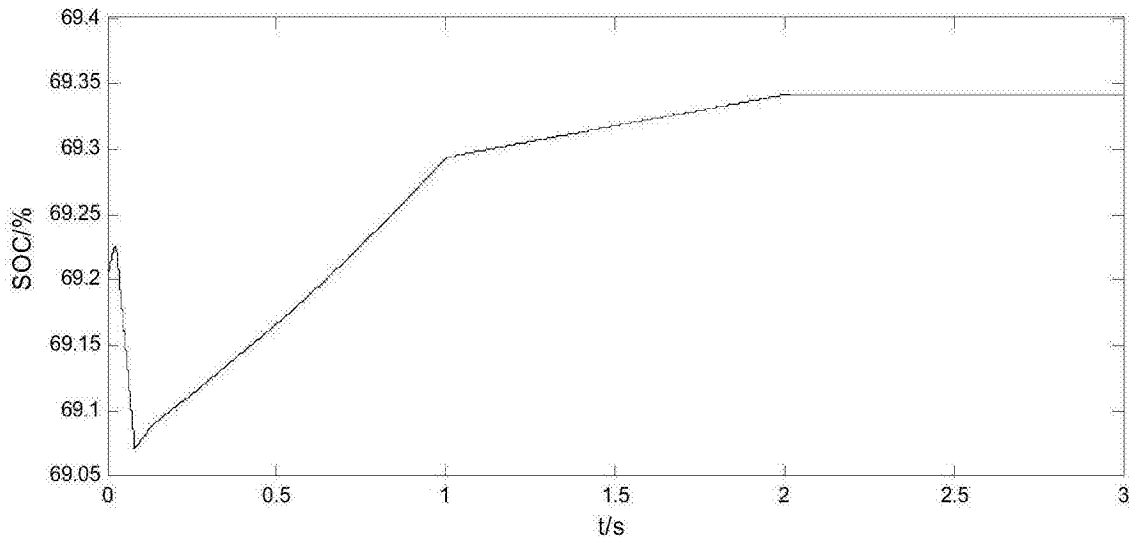


图9b