

计及SOC自恢复的混合储能系统功率优化分配策略

马文忠¹, 张家瑞¹, 王玉生², 张文艳¹, 李恒硕¹, 朱亚恒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: 直流微电网混合储能系统中的超级电容器和蓄电池在工作期间的荷电状态(SOC)易越限,且两者会相互影响,导致SOC恢复效果减弱。为了解决上述问题,提出一种基于双层模糊控制的混合储能系统功率二次分配策略。在第一层SOC自恢复控制上增加第二层约束控制,对恢复量加以限制,以增强SOC恢复效果。针对低频阶段虚拟电容因其特性减弱SOC恢复效果,高频阶段分频控制与SOC自恢复控制相互耦合影响的问题,对功率的二次分配进行优化,在低频阶段加入恢复补偿环节,在高频阶段将分频控制与SOC自恢复控制解耦并加入解耦补偿环节,使得恢复效果最大化,从而延长储能装置的寿命并加快功率响应速度。在MATLAB/Simulink中搭建相关模型进行仿真分析,结果表明所提控制策略可以增强SOC恢复效果,提高系统运行稳定性。

关键词: 混合储能系统; SOC自恢复; 补偿环节; 功率分配; 模糊控制

中图分类号: TM761

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202412008

0 引言

近年来,为了解决环境污染、能源短缺等问题,可再生能源在微电网中的渗透率不断增加,由于可再生能源出力具有不确定性、随机性与波动性,在接入微电网时,会对微电网的稳定性造成较大的影响^[1]。储能系统可以调节功率,平滑可再生能源出力波动,提高微电网的运行稳定性,因此储能系统是解决可再生能源并网问题的有效途径^[2-4]。由蓄电池与超级电容器构成的混合储能系统在微电网中的应用较为广泛。为了延长储能装置的寿命,加快功率响应速度,需要对系统功率进行初次分配(即分频控制):将系统功率中的高频分量与低频分量分别分配给超级电容器、蓄电池进行响应^[5]。现有的功率分配策略可以分为集中式^[6]和分布式2种:集中式控制高度依赖通信设备,存在通信延迟;分布式控制中的虚拟阻容下垂控制因其具有无需通信、易于拓展等优势而被广泛应用^[7]。

为了避免储能系统过充过放,还需要对系统荷电状态(state of charge, SOC)进行恢复控制,保证储能系统始终运行在安全范围。因蓄电池容量较大,已有研究大多采用修改虚拟阻容值^[8]、调整系数^[9]等方式恢复超级电容器的SOC,未考虑蓄电池的SOC情况。当系统长期运行时,存在SOC越限的风险。可通过智能优化算法(如粒子群优化算法^[10])或优化控制^[11]实现功率的合理分配以及两者SOC的

协同恢复。同时可以通过加入功率越限约束控制^[12-13]来避免功率越限。但仍存在超级电容器与蓄电池在SOC恢复过程中相互阻碍恢复效果的问题。同时分频控制与SOC恢复控制本质上均为功率分配控制,2种控制在工作期间会相互耦合影响。文献[14]通过调节比例积分(proportional-integral, PI)参数和虚拟电容值来进行控制解耦,但SOC仅能恢复至初始值附近,无法按需进行恢复。文献[15]在恢复控制支路中加入虚拟电感,使恢复控制运行在低频阶段而不是高频阶段,实现了控制解耦,但无法做到完全解耦,仍存在耦合影响。同时在虚拟阻容下垂控制中引入恢复量后,由于虚拟电容具有“通交隔直”的特性,电容器支路的输出功率最终近似为0,相当于引入的恢复量被虚拟电容逐渐阻隔,最终导致SOC恢复效果减弱。

针对上述问题,本文提出了一种基于双层模糊控制的混合储能系统功率二次分配策略。通过第二层约束控制对第一层SOC自恢复控制进行协调约束,增强恢复效果。然后对功率的二次分配进行优化:当超级电容器功率处于低频阶段时,在SOC自恢复控制中引入恢复补偿来解决虚拟电容造成恢复效果减弱的问题;当超级电容器功率处于高频阶段时,将SOC自恢复控制与分频控制解耦,同时引入解耦补偿来保证分频控制不受影响,延长储能装置的寿命,加快功率响应速度,同时提升系统稳定性。最后,将模糊控制与传统PI控制相结合构成模糊PI控制,使系统具有更强的鲁棒性与稳定性。

1 含混合储能系统的直流微电网

1.1 含混合储能系统的直流微电网结构

本文研究的含混合储能系统的直流微电网结构

收稿日期:2024-03-07;修回日期:2024-09-05

在线出版日期:2024-12-05

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52277208)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52277208)

框架如图1所示,其由分布式光伏发电、混合储能系统(由超级电容器与蓄电池构成)、直流负荷、交流负荷、接口变换器构成^[16]。

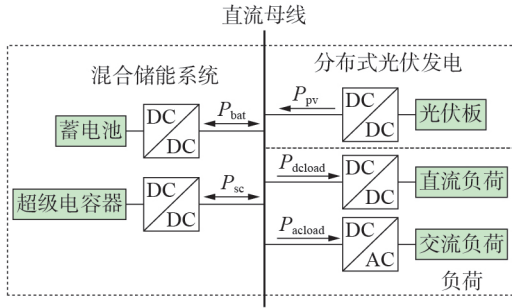


图1 含混合储能系统的直流微电网结构框架
Fig.1 Structure framework of DC microgrid with hybrid energy storage system

直流微电网内各系统功率平衡关系如式(1)所示。

$$P_{sc} + P_{bat} = P_{hess} = P_{pv} - P_{dload} - P_{acload} \quad (1)$$

式中: P_{sc} 、 P_{bat} 分别为超级电容器、蓄电池的输出功率; P_{hess} 、 P_{pv} 分别为混合储能系统、分布式光伏发电系统的输出功率; P_{dload} 、 P_{acload} 分别为直流、交流负荷功率。

1.2 混合储能系统的控制策略

对于1.1节中的直流微电网结构,其混合储能系统中的超级电容器和蓄电池分别采用基于虚拟电容和虚拟电阻的下垂控制,等效电路如附录A图A1所示。

根据等效电路,可得下垂控制关系式为:

$$\begin{cases} U_2 = U_{dc_ref} - RI_2 \\ U_1 = U_{dc_ref} - \frac{1}{sC} I_1 \\ I = I_1 + I_2 \end{cases} \quad (2)$$

式中: U_{dc_ref} 为直流母线参考电压; U_1 、 I_1 分别为超级电容器变换器的输出电压、输出电流; U_2 、 I_2 分别为蓄电池变换器的输出电压、输出电流; R 为虚拟电阻; C 为虚拟电容; I 为混合储能系统的输出电流。

忽略由线路阻抗引起的电压降,则有:

$$U_1 = U_2 = U_{dc} \quad (3)$$

式中: U_{dc} 为直流母线电压。

将式(3)代入式(2),可得各变换器的输出电流为:

$$\begin{cases} I_1 = \frac{sRC}{sRC + 1} I = G_{sc}(s)I \\ I_2 = \frac{1}{sRC + 1} I = G_{bat}(s)I \end{cases} \quad (4)$$

式中: $G_{sc}(s)$ 、 $G_{bat}(s)$ 分别为超级电容器、蓄电池变换器输出电流的传递函数。 $G_{sc}(s)$ 、 $G_{bat}(s)$ 分别表现为1阶高通滤波器、1阶低通滤波器(low pass filter,

LPF)^[17],表明虚拟电阻和虚拟电容形成并联电路,可以实现滤波效果。根据功率频率的不同对超级电容器和蓄电池的功率进行初次分配,实现分频控制,使超级电容器响应高频功率分量,蓄电池响应低频功率分量,充分发挥超级电容器响应速度快、循环充放电寿命长的特点以及蓄电池能量密度大的特点。高、低频功率分量的数值范围由滤波器截止频率 $\omega_0 = 1/(2\pi\tau)$ 确定,其中 τ 为时间常数,其反映了混合储能系统的暂态响应时间。 τ 取值越大,系统暂态响应时间越长,超级电容器承担的波动功率越多,这样可以减少蓄电池的充放电次数,延长蓄电池的寿命,但是不利于系统工作的快速性^[18]。因此,本文中考虑以上2点,选取 $\tau = 0.1$ s, $\omega_0 = 1/(2\pi\tau) \approx 1.59$ Hz。

上述控制方式不仅拥有传统滤波器分频控制的分频效果,还具有下垂控制的无需通信、可拓展性强等优点。基于虚拟电阻、虚拟电容的下垂控制框图如附录A图A2所示。

2 计及SOC自恢复的混合储能系统功率二次分配策略

混合储能系统在工作期间必须考虑其SOC限值问题,为了避免SOC越限给混合储能系统带来影响,需要对混合储能系统SOC进行自恢复控制,即功率二次分配。本文中超级电容器和蓄电池的SOC上、下限值分别为80%、20%。

2.1 第一层SOC模糊恢复控制

为了使混合储能系统的SOC自恢复,在虚拟电容和虚拟电阻控制支路的电压外环分别引入1个恢复量,通过恢复量对超级电容器和蓄电池的输出功率进行二次分配,达到恢复SOC的目的。

为了保证SOC恢复效果,同时维持系统稳定运行,引入的恢复量需要根据当前SOC以及直流母线电压进行实时修正,同时由于光伏出力具有随机性、波动性,很难确定一个准确的数学模型对恢复量进行修正。而模糊控制具有不需要被控对象有准确数学模型的优点^[19],因此本文选用模糊控制,基于当前SOC以及直流母线电压得到恢复量。其中恢复效果为SOC向参考值的趋近程度,相同条件下SOC越趋近于参考值,表明相应策略的恢复效果越强。对直流母线的归一化处理以及功率约束条件如附录A式(A1)~(A5)所示。

超级电容器的模糊控制采用两输入一输出:输入量为SOC、直流母线电压归一值 U_{dcn} ,输入量的隶属度函数均采用三角形隶属度函数,论域分别为 $[0.2, 0.8]$ 、 $[-1, 1]$;输出量为恢复量,其隶属度函数采用三角形隶属度函数,论域为 $[-80, 80]$ 。模糊控制规则如附录A表A1所示。蓄电池模糊控制的隶属度函数和控制规则与超级电容器相同。

混合储能系统内无论是单一储能引入恢复量还是混合储能均引入恢复量来改变功率分配,超级电容器、蓄电池的功率均会因此而产生变化,所以可以将超级电容器、蓄电池的恢复量等效整合为1个总恢复量,使最终功率分配效果与混合储能均引入恢复量时一致,达到对SOC自恢复控制简化的目的。单层模糊SOC自恢复控制框图如附录A图A3所示。

2.2 第二层模糊约束控制

由2.1节可知,在SOC自恢复控制中引入恢复量本质上是为了改变混合储能系统内部的功率分配。由于超级电容器、蓄电池并联在混合储能系统中,无论外部功率如何变化,只要当混合储能系统中任一储能因功率分配的改变而产生功率增/减变化时,必然会对另一储能的功率造成减/增变化影响。所以当超级电容器、蓄电池因SOC自恢复控制而产生的功率变化需求为同增或同减时,超级电容器、蓄电池的SOC恢复过程(功率变化过程)会相互阻碍,导致恢复效果减弱,而SOC恢复过程中的功率变化均由恢复量引起,因此必须在2.1节的基础上对恢复量加以约束。

约束方式为:在第一层SOC模糊恢复控制上增加第二层模糊约束控制,通过输出的约束系数对第一层输出的恢复量进行约束,达到保证SOC恢复效果的目的。

第二层模糊约束控制仍采用两输入一输出,输入量为超级电容器、蓄电池的SOC,输出量为超级电容器恢复量的约束系数。输入量与输出量的隶属度函数均采用三角形隶属度函数,输入量论域均为 $[0.2, 0.8]$,输出量论域为 $[0, 1]$ 。模糊控制规则如附录A表A2所示。

在加入恢复量瞬间会在混合储能系统内部产生高频冲击功率波动,为了尽量减小这种功率波动对系统稳定性产生的影响,同时使蓄电池响应低频功率分量来延长使用寿命,将恢复量通过LPF引入电压外环。双层模糊SOC自恢复控制框图如图2所示。图中: $S_{SOC.sc}$ 、 $S_{SOC.bat}$ 分别为超级电容器、蓄电池的SOC; K_{sc} 、 K_{bat} 分别为超级电容器、蓄电池的约束系数; H_{sc} 、 H'_{sc} 分别为约束前、后超级电容器的恢复量; H_{bat} 、 H'_{bat} 分别为约束前、后蓄电池的恢复量; H 为总恢复量。

3 混合储能系统的功率优化分配策略

第2章对混合储能系统功率进行了二次分配,实现了SOC自恢复控制,但是其在系统工作期间会与基于虚拟阻容的下垂分频控制相互耦合影响;同时,虚拟阻容中的电容因具有“通交隔直”的特性会使SOC恢复效果减弱。基于以上问题,需要在第2章功率二次分配的基础上对混合储能系统功率进行

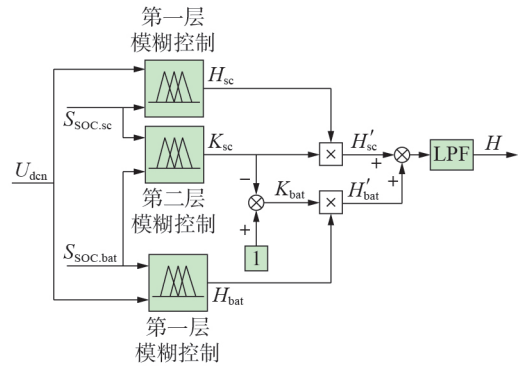


图2 双层模糊SOC自恢复控制框图

Fig.2 Block diagram of double-layer fuzzy SOC self-recovery control

优化分配。

3.1 下垂分频控制与SOC自恢复控制的解耦

基于虚拟阻容的下垂分频控制与SOC自恢复控制本质上均为功率分配,因此这2种控制在工作期间会相互耦合影响,造成下垂分频控制与SOC自恢复控制均不能达到所需的效果,因此需要对这2种控制进行解耦;当超级电容器功率处于高频阶段时,去除恢复量进行下垂分频控制;当超级电容器功率处于低频阶段时,进行SOC自恢复控制。这样既保证了恢复效果,又充分发挥了超级电容器与蓄电池各自的优势。其中,高频阶段为超级电容器响应由混合储能系统外部功率变化所产生的高频功率分量的阶段,其余阶段为低频阶段。

为了得到控制解耦的高、低频段控制信号,将超级电容器功率的1阶导数与2阶导数相结合进行导数值判断,根据导数值大小的判定,得到高、低频段的时间区间,并用延时环节减小其因范围判定而产生的误差,从而得到高、低频段信号 $u(1)$ 。高、低频段控制信号判定框图如附录A图A4所示。

3.2 低频阶段的恢复补偿环节

基于虚拟阻容的下垂控制因电容具有“通交隔直”的特性,使其可以构成RC滤波器实现滤波效果,因此在超级电容器功率进入低频阶段后,电容器支路的输出功率近似为0。同样,在引入恢复量进行恢复控制后,也会因电容特性导致输出功率近似为0,从而不再进行恢复控制,相当于引入的恢复量被虚拟电容逐渐阻隔,造成恢复效果减弱,因此需要对恢复量进行补偿。

由于SOC自恢复控制的本质为功率分配,功率由电压与电流决定,在混合储能系统下垂分频控制中,当超级电容器的功率发生变化时,相较于电流的变化,电压的变化很小,可以忽略,因此可以用电流的变化来等效功率的变化,对恢复量的补偿即可等效为对超级电容器电流的补偿,也就是对超级电容器电流参考值 I_{sc}^* 的补偿。由图A2可知, I_{sc}^* 由 U_1 与

其参考值 U_1^* 的差值 I'_{sc} 经过 PI 控制器得到。对于恢复补偿的过程,超级电容器支路电压外环的积分环节作用影响很小,因此对电容器电流的补偿就等效为对 I'_{sc} 的补偿,最终达到补偿恢复量的目的。

恢复补偿控制框图如附录 A 图 A5 所示,恢复补偿流程图如附录 A 图 A6 所示。当超级电容器功率处于低频阶段时,若输入量 $u(2)$ (即超级电容器电流的导数 dI_{sc}/dt) 为 0,则说明此时超级电容器恢复功率达到最大值,检测此时电压外环的差值 $u(3)$,并将其保存在中间变量 $x(2)$ 中,然后实时检测 $u(3)$,并将其与恢复功率达到最大值时的 $u(3)$ 作差,所得差值即为恢复补偿量 $x(3)$ 。

3.3 高频阶段的解耦补偿环节

当超级电容器功率由低频阶段进入高频阶段时,由 3.1 节可知,为了避免 SOC 自恢复控制与下垂分频控制相互耦合的影响,需要将恢复量去除,只进行下垂分频控制,从而实现 2 种控制的解耦。但是需要注意的是,3.2 节中所提被阻隔的恢复量虽然不会对 SOC 自恢复起作用,但其仍存在于系统中,因此若此时将加入的恢复量全部去除,则除了去除了对恢复起作用的恢复量 H_1 外,还去除了被阻隔在通路外的恢复量 H_2 ,这相当于在支路中加入了恢复量 $-H_2$,会使混合储能系统功率产生较大的波动,对系统稳定性造成影响。3.2 节中加入的恢复补偿也存在同样的问题。因此需要对 3.1 节中的解耦过程进行解耦补偿,使得去除的恢复量和恢复补偿量为此时对 SOC 恢复起作用的部分。

上述问题是由虚拟阻容构成的 RC 滤波器中的电容特性造成的,被阻隔的恢复量与恢复补偿量可以等效为两者中的低频分量,因此可以用 1 个截止频率 (ω_0) 与 RC 滤波器相同的 LPF 来等效恢复量与恢复补偿量被阻隔的过程。

解耦补偿控制框图如附录 A 图 A7 所示,解耦补偿流程图如图 3 所示。图中: $x(4)$ 、 $x(5)$ 为中间变量,初值为 0,其中 $x(5)$ 为前一高频阶段的阻隔量。当超级电容器功率处于低频阶段时,阻隔量为恢复阻隔量 $u(5)$ 与恢复补偿阻隔量 $u(6)$ 之和,当功率由低频阶段进入高频阶段时,将此时的阻隔量保存在 $x(4)$ 中,并更新此时高频阶段的阻隔量 $x(5) = x(4) + x(5)$,由于阻隔量在低频阶段仍存在,且高频阶段不进行恢复控制,没有恢复量,因此最终输出的具有解耦补偿的恢复量 H' 在高频阶段为 $x(5)$,在低频阶段为 $u(4) + x(5)$ 。

由于可再生能源出力具有随机性与波动性,传统 PI 控制较难满足系统的稳定性要求^[20],为了保证功率优化策略的有效性与可靠性,将模糊控制与传统 PI 控制相结合,利用模糊控制对 PI 控制参数进行实时自适应整定与调节,提高系统的鲁棒性并减轻

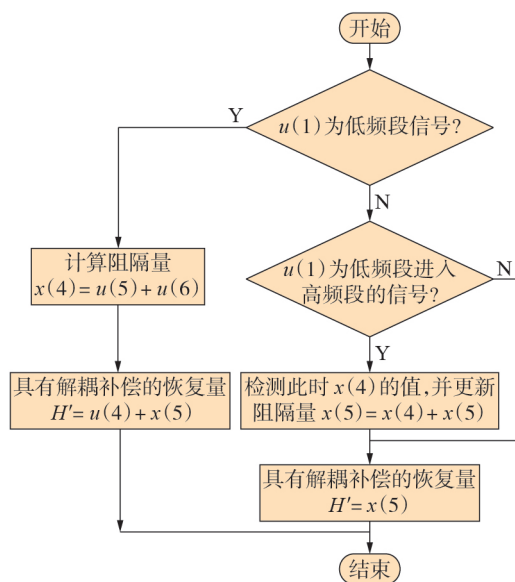


图3 解耦补偿控制流程图

Fig.3 Flowchart of decoupling compensation control

参数整定工作量。模糊 PI 控制框图如附录 A 图 A8 所示。模糊控制输出量 ΔP 与 ΔI 的模糊控制规则分别如附录 A 表 A3 和表 A4 所示。

最终得到计及 SOC 自恢复的混合储能系统功率优化分配策略框图,如附录 A 图 A9 所示。

4 仿真实验分析

为了验证本文所提功率优化分配策略的有效性,在 MATLAB / Simulink 仿真软件中搭建如图 1 所示的含混合储能系统的直流微电网仿真模型。系统部分仿真参数如附录 B 表 B1 所示。

4.1 基于双层模糊控制的混合储能系统功率二次分配策略

根据混合储能系统 SOC 的不同,可分为多种不同的工况,为了更直观有效地验证本文所提功率二次分配策略,设定如下工况:光伏的光照强度在 0.8 s 时由 1150 W/m^2 降低至 1050 W/m^2 ,此时超级电容器、蓄电池的 SOC 分别为 30.00%、21.75%。不同控制策略下蓄电池、超级电容器的 SOC 恢复曲线分别如图 4 和附录 B 图 B1 所示。图中:策略 1 为

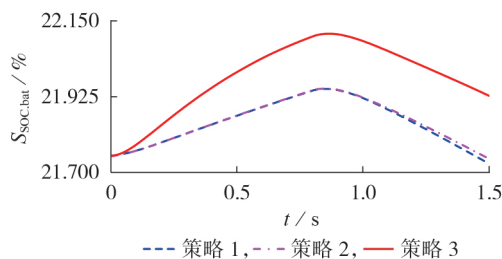


图4 不同控制策略下蓄电池的 SOC 恢复曲线
Fig.4 SOC recovery curves of battery under different control strategies

传统控制策略,即仅下垂分频控制;策略2为单层恢复控制策略;策略3为本文所提控制策略,即双层恢复控制。

蓄电池的初始SOC非常接近下限值20%,已处于临界状态,若不对其加以有效的恢复,很可能造成蓄电池SOC越限。相较于蓄电池,超级电容器SOC处于较为安全的区域,因此该工况下以蓄电池SOC恢复为主。

由图4可以看出:相较于策略1,策略2下的蓄电池SOC仅提升了0.013%,恢复效果较差,具有很大的SOC越限隐患;而相较于策略1、策略2,策略3下的蓄电池SOC分别提升了0.200%、0.187%,恢复效果显著增强,减小了储能SOC越限风险,增大了系统运行期间的SOC裕量。对比图4和图B1可以发现,当采用策略2时,超级电容器与蓄电池的SOC恢复过程会相互影响,从而阻碍SOC恢复,在加上第二层约束控制构成策略3后,约束系数会增强此时SOC处于临界状态的蓄电池的恢复效果。

4.2 低频阶段的恢复补偿

为了验证混合储能系统功率优化分配策略的优越性与普适性,设定如下工况:光伏的光照强度在0.2s时由 1050 W/m^2 上升至 1200 W/m^2 ,此时超级电容器、蓄电池的SOC分别为41.8%、52.0%,两者的SOC分别低于、高于参考值,均正常进行SOC恢复。为了节省篇幅,此处以超级电容器为例进行分析。不同控制策略下超级电容器的输出功率如图5所示,图中功率值小于0表示充电,值大于0表示放电。

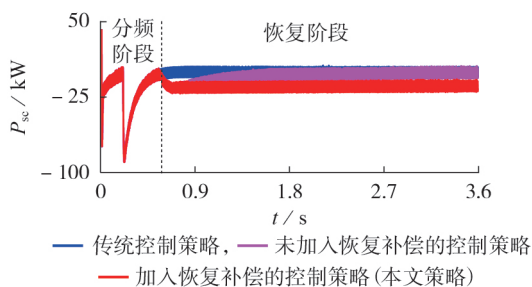


图5 不同控制策略下超级电容器的输出功率
Fig.5 Output power of supercapacitor under different control strategies

从图5中可以看出,在0.55s左右超级电容器的输出功率由高频阶段进入低频阶段,在此时加入SOC自恢复控制,混合储能系统便由下垂分频阶段进入SOC自恢复阶段。相较于未加入恢复补偿的控制策略,当加入恢复补偿时,在恢复量的作用下,超级电容器的输出功率不再为0,此时超级电容器需要吸收功率充电,开始进行SOC恢复,在0.73s左右时恢复功率达到最大值。若仅加入双层恢复控制来

恢复SOC,则由图5中未加入恢复补偿的控制策略下的功率曲线可以看出,恢复量中起恢复作用的部分会因RC滤波器中电容的特性而逐渐减小,从而导致恢复功率逐渐减小,最终在0附近波动,不再进行SOC恢复,恢复效果非常差。当在0.73s加入恢复补偿后,SOC恢复功率不会逐渐减小,而是可以保持为该工况能达到的最大功率进行恒功率SOC恢复,以达到最大恢复效果。

该工况下超级电容器在不同控制策略下的SOC恢复曲线如附录B图B2所示。从图中可以看出:未加入恢复补偿的控制策略下超级电容器的SOC曲线上升逐渐平缓;而本文所提策略下超级电容器的SOC曲线近似呈直线上升,SOC恢复效果明显增强。上述结果再次验证了本文所提策略的优越性。

4.3 高频阶段的解耦补偿

在4.2节的基础上,在1s时接入30kW负荷,超级电容器在加入解耦补偿前、后的SOC自恢复控制策略下的输出功率如图6所示。

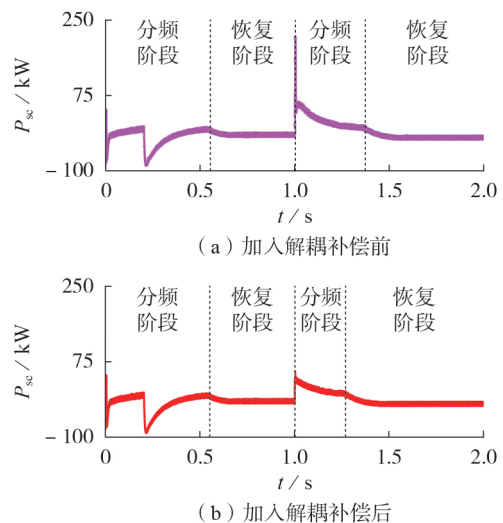


图6 加入解耦补偿前、后超级电容器的输出功率
Fig.6 Output power of supercapacitor before and after adding decoupling compensation

1s前系统的运行情况与4.2节相同,此处不再赘述。由图6可知,在1s时储能系统外部功率发生变化,超级电容器输出功率由低频阶段进入高频阶段,此时需要去除恢复量,使储能系统由恢复阶段进入分频阶段,达到2种控制解耦的目的,由3.3节的分析可知,若此时不对解耦过程进行解耦补偿,则会如图6(a)所示在1s时产生 $1.786 \times 10^5\text{ W}$ 左右的较大功率波动,对系统稳定性产生影响。而由图6(b)可以看出,当采用本文所提控制策略进行解耦补偿后,超级电容器在1s时会产生 $1.33 \times 10^4\text{ W}$ 左右的功率波动,减小至加入解耦补偿前功率波动的7%左右,较好地提高了系统稳定性。对比图6(a)和图6(b)

还可以发现,图6(a)中1 s时的功率波动很大,导致第2个分频阶段时间加长,在相同的运行时间下,这会导致图6(a)后续恢复阶段的时间短于图6(b)中恢复阶段的时间,从而使恢复效果变差。综上可知,本文所提策略不仅可以提高系统稳定性,还有助于SOC恢复。

4.4 下垂分频控制与SOC自恢复控制解耦

设定工况与4.3节相同,在1 s时接入30 kW 负荷,不同控制策略下超级电容器的输出功率如图7所示。图中:策略a为传统控制策略;策略b未进行下垂分频控制与SOC自恢复控制解耦;策略c进行下垂分频控制与SOC自恢复控制解耦,即本文所提控制策略。

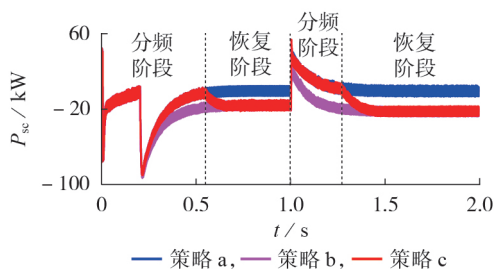


图7 不同控制策略下超级电容器的输出功率
Fig.7 Output power of supercapacitor under different control strategies

由图7可知,除去系统启动阶段, $[0, 0.55)$ s和 $[1.00, 1.27)$ s为分频阶段。当采用策略b时,由于下垂分频控制与SOC自恢复控制没有进行解耦,2种控制会耦合影响,使其无法达到下垂分频传统控制的分频效果。当采用本文所提控制策略时,超级电容器输出功率在分频阶段与传统控制策略下的功率重合,这说明SOC自恢复控制未对下垂分频控制造成影响,使下垂分频控制可以达到应有的分频效果,即超级电容器与蓄电池可以分别响应储能系统的高、低频功率分量,加快功率响应速度,延长储能装置寿命。在 $[0.55, 1.00)$ s、 $[1.27, 2.00)$ s,本文所提策略下的超级电容器输出功率与策略b下的功率重合,达到相同的恢复效果,以最大的恢复功率进行恒功率恢复。可见,本文所提策略可以将2种控制解耦,使两者独立运行而互不影响。

该工况下超级电容器的SOC恢复曲线如附录B图B3所示,图中结果再次验证了本文所提控制策略的下垂分频控制不受影响,并能使SOC以最大恢复功率进行恒功率恢复。

当混合储能系统外部功率变化条件不同时,其对储能系统的影响仅会体现在高频阶段(分频阶段),当进入低频阶段(恢复阶段)后,外部功率变化条件的不同便不会产生影响。本文所提功率二次分配策略与恢复补偿均属于恢复控制,在恢复阶段运

行,且解耦补偿计算的是恢复阶段的补偿量,因此上述策略均与外部功率变化条件无关。而在高频阶段(分频阶段):无论储能外部功率如何变化,均可通过分频控制得到高、低频功率分量,均具有高、低频阶段,下垂分频控制与SOC自恢复控制可以解耦,分别在功率高、低频阶段运行,所以控制解耦策略也不受影响。因此,对于光伏光照强度突变、持续性功率波动等工况,本文不再赘述,其结论与本文已验证的负荷突变工况一致。

为了验证模糊PI控制的有效性,将工况设定为:光伏光照强度在0.3 s由 $1\ 200\ \text{W}/\text{m}^2$ 降低至 $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$ 。该工况下的直流母线电压如附录B图B4所示。由图可以看出,当系统在0.3 s出现较大的功率波动时,传统PI控制无法使直流母线电压快速稳定,会出现约0.56%的超调量,而模糊PI控制则因其可以根据系统状态自适应调节PI控制参数,在0.3 s时超调量仅为0.09%,不到传统PI控制下超调量的1/6,可使直流母线电压快速稳定,提升了系统的稳定性与鲁棒性。

5 结论

为了解决直流微电网中混合储能系统在工作期间SOC易越限、恢复控制与分频控制相互耦合影响、虚拟电容减弱恢复效果的问题,本文提出了一种计及SOC自恢复的混合储能系统功率优化分配策略,通过理论分析与仿真验证可得如下结论。

1)相比于传统控制以及单层模糊控制,本文所提基于双层模糊控制的混合储能系统功率二次分配策略对储能SOC有明显的恢复效果,可以显著提升恢复量,增大系统运行期间的SOC裕量,减小SOC越限风险。

2)虚拟阻容下垂控制中的电容因其特性会导致SOC自恢复效果减弱,本文所加入的恢复补偿环节可以使SOC以最大恢复功率进行恒功率恢复,使恢复效果最大化。

3)针对SOC自恢复控制与下垂分频控制相互耦合影响的问题,本文所提控制解耦策略可以消除两者耦合的影响,使下垂分频控制可以达到其应有的分频效果。本文所加入的解耦补偿环节可以有效地减小系统由恢复阶段进入分频阶段时的功率波动,较好地提升系统稳定性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 齐晓光,姚福星,朱天瞳,等. 考虑大规模风电接入的电力系统混合储能容量优化配置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 11-19.
QI Xiaoguang, YAO Fuxing, ZHU Tiantong, et al. Capacity optimization configuration of hybrid energy storage in power

- system considering large-scale wind power integration [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(10): 11-19.
- [2] 李怡, 李永丽, 李松, 等. 基于VSG的光伏及混合储能系统功率分配与虚拟惯性控制[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(7): 27-34.
LI Yi, LI Yongli, LI Song, et al. Power distribution and virtual inertia control of photovoltaic and hybrid energy storage system based on VSG [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(7): 27-34.
- [3] FAISAL M, HANNAN M A, KER P J, et al. Review of energy storage system technologies in microgrid applications: issues and challenges [J]. *IEEE Access*, 2018, 6: 35143-35164.
- [4] WU J, XING X W, LIU X T, et al. Energy management strategy for grid-tied microgrids considering the energy storage efficiency [J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2018, 65(12): 9539-9549.
- [5] 程龙, 张方华. 用于混合储能系统平抑功率波动的小波变换方法[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(3): 100-104, 128.
CHENG Long, ZHANG Fanghua. Wavelet transform method for hybrid energy storage system smoothing power fluctuation [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(3): 100-104, 128.
- [6] BAI L Q, LI F X, HU Q R, et al. Application of battery-supercapacitor energy storage system for smoothing wind power output: an optimal coordinated control strategy [C] // 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston, MA, USA: IEEE, 2016: 1-5.
- [7] 张伟杰, 顾吉鹏, 张有兵, 等. 基于T-S模糊逻辑的混合储能孤岛直流微电网功率分配控制[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(6): 135-144.
ZHANG Weijie, GU Jipeng, ZHANG Youbing, et al. Power distribution control of islanded DC microgrid with hybrid energy storage based on T-S fuzzy logic [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(6): 135-144.
- [8] 赵永熹, 高鹏超, 范宏, 等. 基于虚拟阻抗-模糊算法的交直流微电网混合储能功率协调策略[J/OL]. *上海交通大学学报*. (2023-10-25) [2024-02-20]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.308>.
- [9] 王苏蓬, 张新慧, 张军, 等. 基于WPD-LPF和灰色关联度的混合储能平抑风电波动控制策略[J]. *可再生能源*, 2022, 40(9): 1241-1248.
WANG Supeng, ZHANG Xinhui, ZHANG Jun, et al. Wind power fluctuation control strategy based on WPD-LPF and gray correlation [J]. *Renewable Energy Resources*, 2022, 40(9): 1241-1248.
- [10] 段双明, 于航, 刘聪, 等. 考虑储能单元健康状态与荷电状态一致性的BESS功率分配策略[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(5): 65-73.
DUAN Shuangming, YU Hang, LIU Cong, et al. Power allocation strategy for battery energy storage system considering consistency of state of health and state of charge of energy storage units [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(5): 65-73.
- [11] 雷勇, 林晓冬. 超导磁储能-蓄电池混合储能系统在平抑风电场功率波动中的应用[J]. *高电压技术*, 2019, 45(3): 983-992.
LEI Yong, LIN Xiaodong. Application of hybrid energy storage system based on SMES and BESS in smoothing the power fluctuations of wind farms [J]. *High Voltage Engineering*, 2019, 45(3): 983-992.
- [12] 朱瑛, 石琦, 蔡寿国, 等. 基于二维动态减载和双层MPC的风储联合调频与功率优化分配[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(8): 1-8.
ZHU Ying, SHI Qi, CAI Shouguo, et al. Wind-storage joint frequency modulation and power optimization allocation based on two-dimensional dynamic load reduction and two-layer MPC [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(8): 1-8.
- [13] 赵靖英, 乔珩埔, 姚帅亮, 等. 考虑储能SOC自恢复的风电波动平抑混合储能容量配置策略[J]. *电工技术学报*, 2024, 39(16): 5206-5219.
ZHAO Jingying, QIAO Hengpu, YAO Shuailiang, et al. Hybrid energy storage system capacity configuration strategy for stabilizing wind power fluctuation considering SOC self-recovery [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2024, 39(16): 5206-5219.
- [14] 王佳, 文小玲, 罗心睿. 蓄电池与超级电容混合储能系统协调控制策略[J]. *电源技术*, 2022, 46(4): 460-463.
WANG Jia, WEN Xiaoling, LUO Xinrui. Coordinated control strategy of battery and supercapacitor hybrid energy storage system [J]. *Chinese Journal of Power Sources*, 2022, 46(4): 460-463.
- [15] 张勤进, 孙小童, 刘彦呈, 等. 蓄电池/超级电容混合储能系统协调控制策略[J]. *电源技术*, 2020, 44(9): 1345-1347, 1365.
ZHANG Qinjin, SUN Xiaotong, LIU Yancheng, et al. A coordinated control strategy for battery/supercapacitor hybrid energy storage system [J]. *Chinese Journal of Power Sources*, 2020, 44(9): 1345-1347, 1365.
- [16] 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.
LI Xialin, GUO Li, WANG Chengshan, et al. Key technologies of DC microgrids: an overview [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(1): 2-17.
- [17] XU Q W, HU X L, 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.
- [18] 刘华志, 覃露, 张祥宇, 等. 基于虚拟轴耦合的虚拟同步发电机混合储能惯量-阻尼协调控制策略[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(9): 103-111.
LIU Huazhi, QIN Lu, ZHANG Xiangyu, et al. Inertia-damping coordinated control strategy of VSG hybrid energy storage based on virtual shaft coupling [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(9): 103-111.
- [19] 杜睿. 风电场混合储能优化配置及水-风-储互补系统优化调控研究[D]. 天津: 天津大学, 2023.
DU Rui. Study on the optimal configuration of hybrid energy storage in wind farm and optimal operation of hydro-wind-storage complementary system [D]. Tianjin: Tianjin University, 2023.
- [20] 宋新甫, 于国康, 孟高军, 等. 基于改进重复控制和模糊PI自整定的并网逆变器设计[J]. *可再生能源*, 2020, 38(2): 245-251.
SONG Xinfu, YU Guokang, MENG Gaojun, et al. Design of grid-connected inverter based on improved repetitive control and fuzzy PI self-tuning [J]. *Renewable Energy Resources*, 2020, 38(2): 245-251.

作者简介:

马文忠(1968—),男,教授,博士,主要研究方向为柔性直流输电与能源互联网等(**E-mail**: mawenzhong@126.com);
张家瑞(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为光储直流微电网(**E-mail**: zhangjiarui202203@163.com)。

(编辑 陆丹)

Optimal power distribution strategy of hybrid energy storage system considering SOC self-recovery

MA Wenzhong¹,ZHANG Jiarui¹,WANG Yusheng²,ZHANG Wenyan¹,LI Hengshuo¹,ZHU Yaheng¹

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

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

Abstract:In the DC microgrid,the state of charge(SOC) of supercapacitor and battery in the hybrid energy storage system is easy to exceed the limit during operation,and the interaction between them will lead to the weakening of SOC recovery effect. In order to solve the above problems,a power secondary distribution strategy of hybrid energy storage system based on double-layer fuzzy control is proposed. The second layer constraint control is added to the first layer SOC self-recovery control to limit the recovery value,so as to enhance the SOC recovery effect. In view of the problems that the SOC recovery effect is weakened by the virtual capacitor due to its characteristics in the low frequency stage and the coupling effect between the frequency division control and the SOC self-recovery control in the high frequency stage,the secondary power distribution is optimized. The recovery compensation unit is added in the low frequency stage,and the frequency division control and SOC self-recovery control are decoupled and the decoupling compensation unit is added in the high frequency stage,so as to maximize the recovery effect,prolong the life of the energy storage device and speed up the power response. The relevant model is established in MATLAB/Simulink for simulation analysis,and the results show that the proposed control strategy can enhance the SOC recovery effect and improve the system stability.

Key words:hybrid energy storage system;SOC self-recovery;compensation unit;power distribution;fuzzy control

(上接第7页 continued from page 7)

Low-carbon economic scheduling of hydrogen-doped micro energy grid based on model predictive control

WANG Pei¹,ZHANG Hanqing¹,YANG Nan²,TAI Nengling³,ZHAO Liang⁴

(1. College of Electrical and Power Engineering,Hohai University,Nanjing 211100,China;

2. Nanjing Power Supply Company,State Grid Jiangsu Electric Power Co.,Ltd.,Nanjing 210000,China;

3. Department of Electrical Engineering,Shanghai Jiao Tong University,Shanghai 200240,China;

4. China Southern Power Grid Digital Grid Research Institute Co.,Ltd.,Guangzhou 510700,China)

Abstract:In order to realize the low-carbon economic operation of micro energy grid(MEG) and suppress the uncertainty brought by wind and photovoltaic power generation output,the coupling relationship between each aspect of hydrogen energy production,storage and usage and MEG is mainly considered,then the optimal scheduling model of MEG considering the green electricity-electrolysis-hydrogen blending conversion process is established and the model predictive control scheduling strategy based on deep learning is proposed. The effectiveness of the proposed strategy is verified by the simulation of typical summer and winter days. The results of several typical scenarios verify that the introduction of hydrogen energy interaction and ladder carbon price can effectively guide the low-carbon economic operation of MEG. The results of parameter sensitivity analysis show that the increase of hydrogen-doped ratio of gas turbine and carbon base price will increase the operation cost of the system and effectively reduce the carbon emission of the system.

Key words:micro energy grid;hydrogen-doped gas turbine;model predictive control;ladder carbon trading;low-carbon economic scheduling

附录 A

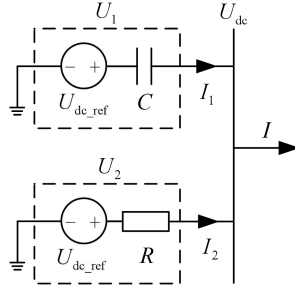


图 A1 基于虚拟电阻/虚拟电容下垂控制的等效电路

Fig.A1 Equivalent circuit of droop control based on virtual resistance/virtual capacitance

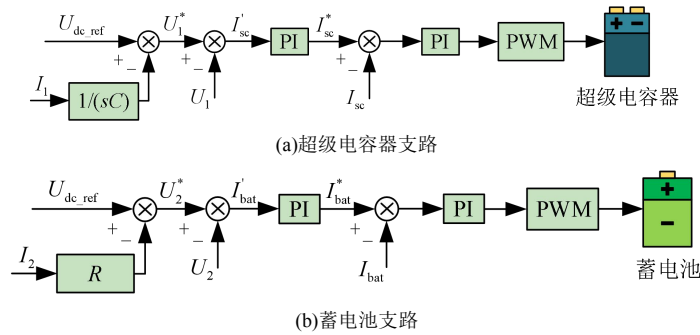


图 A2 基于虚拟电阻/虚拟电容的下垂控制

Fig.A2 Droop control based on virtual resistance/virtual capacitance

图中： I_{sc} 、 I_{bat} 分别为超级电容器与蓄电池变换器的电感电流； U_1^* 、 U_2^* 、 I_{sc}^* 、 I_{bat}^* 分别为 U_1 、 U_2 、 I_{sc} 、 I_{bat} 的参考值； I_{sc}' 、 I_{bat}' 分别为 U_1 、 U_2 与其参考值的差值。

为了控制方便，需要先对直流母线电压进行归一化处理：

$$U_{dcn} = \frac{U_{dc} - U_{dc\min}}{U_{dc\max} - U_{dc\min}} \quad (A1)$$

其中： U_{dcn} 为直流母线电压归一值； $U_{dc\max}$ 、 $U_{dc\min}$ 分别为直流母线电压允许的最大、最小值，如下式：

$$U_{dc\max} = (1 + 5\%)U_{dc\text{ref}} \quad (A2)$$

$$U_{dc\min} = (1 - 5\%)U_{dc\text{ref}} \quad (A3)$$

在设计恢复量大小时应避免功率超限，应满足下式的功率约束条件：

$$P_{sc\max}^{\text{out}} < P_{sc} < P_{sc\max}^{\text{in}} \quad (A4)$$

$$P_{bat\max}^{\text{out}} < P_{bat} < P_{bat\max}^{\text{in}} \quad (A5)$$

其中： $P_{sc\max}^{\text{in}}$ 、 $P_{sc\max}^{\text{out}}$ 分别为超级电容器最大充、放电功率； $P_{bat\max}^{\text{in}}$ 、 $P_{bat\max}^{\text{out}}$ 分别为蓄电池最大充、放电功率。

表 A1 超级电容器的模糊恢复控制规则
Table A1 Rule of supercapacitor fuzzy recovery control

H_{sc}	$S_{SOC,sc}$						
	VS	S	MS	M	MB	B	VB
NB	PB	PB	PM	PS	NS	NS	NS
NS	PB	PM	PM	Z	NS	NM	NM
U_{dcn}	Z	PM	PM	PM	Z	NM	NM
PS	PM	PM	PS	Z	NM	NM	NB
PB	PS	PS	PS	NS	NM	NB	NB

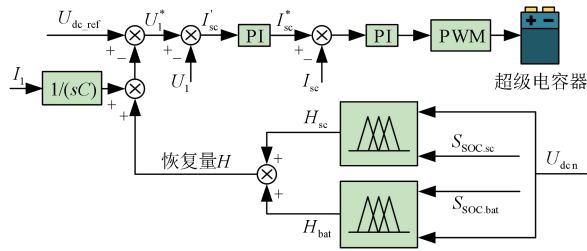


图 A3 单层模糊 SOC 自恢复控制框图

Fig.A3 Block diagram of single-layer fuzzy SOC self-recovery control

表 A2 第二层模糊约束控制规则

Table A2 Rule of second layer fuzzy constraint control

K_{sc}	$S_{SOC.sc}$									
	VVS	VS	S	MS	M	MB	B	VB	VVB	
$S_{SOC.bat}$	VVS	VVB	VVS	VVS	VS	VVS	VS	S	MS	M
	VS	VVB	VVB	VVS	VVS	VS	S	MS	M	MB
	S	VB	VVB	VVB	VVS	S	MS	M	MB	B
	MS	VB	VB	VVB	VVB	MS	M	MB	B	VB
	M	VVB	VB	B	MB	M	MB	B	VB	VVB
	MB	VB	B	MB	M	MS	VVB	VVB	VB	VB
	B	B	MB	M	MS	S	VVS	VVB	VVB	VB
	VVB	MB	M	MS	S	VS	VVS	VVS	VVB	VVB

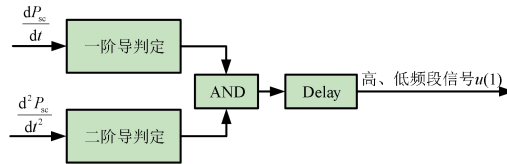


图 A4 高、低频段控制信号

Fig.A4 Control signals of high and low frequency period

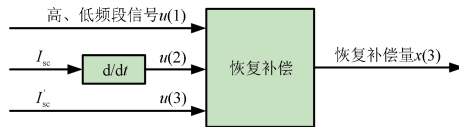
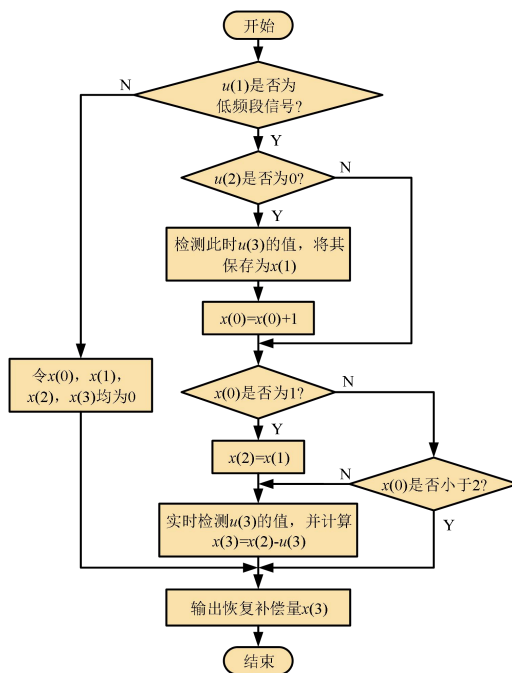


图 A5 恢复补偿控制框图

Fig.A5 Block diagram of recovery compensation control

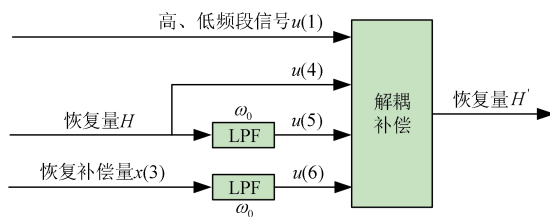
图中：输入量 $u(1)$ 为高、低频段控制信号； $u(2)$ 为超级电容器电流的导数 dI_{sc} / dt ； $u(3)$ 为电压外环差值 I'_{sc} ；输出量 $x(3)$ 为恢复补偿量，初值为 0。



图中：x(0)、x(1)、x(2)为中间变量，初值为0。

图 A6 恢复补偿控制流程图

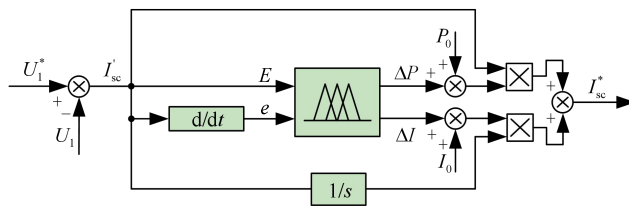
Fig.A6 Flowchart of recovery compensation control



图中：输入量 $u(1)$ 为高、低频段信号； $u(4)$ 为恢复量； $u(5)$ 为恢复量中被阻隔的量； $u(6)$ 为恢复补偿量中被阻隔的量；输出量 H' 为具有解耦补偿的恢复量。

图 A7 解耦补偿控制框图

Fig.A7 Block diagram of decoupling compensation control



图中： P_0 、 I_0 分别为 PI 控制器比例环节与积分环节的初值； E 、 e 分别为电压外环中的变换器输出电压与其参考值的差值和差值的导数； ΔP 、 ΔI 分别为比例环节修正量与积分环节修正量。

图 A8 模糊 PI 控制框图

Fig.A8 Block diagram of fuzzy PI control

表 A3 ΔP 的模糊控制规则
Table A3 Rule of ΔP fuzzy control

ΔP	E						
	NB	NM	NS	Z	PS	PM	PB
NB	PB	PB	PM	PM	PS	PS	Z
NM	PB	PB	PM	PM	PS	Z	Z
NS	PM	PM	PM	PS	Z	NS	NM
Z	PM	PS	PS	Z	NS	NM	NM
PS	PS	PS	Z	NS	NS	NM	NM
PM	Z	Z	NS	NM	NM	NM	NB
PB	Z	NS	NS	NM	NM	NB	NB

表 A4 ΔI 的模糊控制规则
Table A4 Rule of ΔI fuzzy control

ΔI	E						
	NB	NM	NS	Z	PS	PM	PB
NB	NB	NB	NB	NM	NM	Z	Z
NM	NB	NB	NM	NM	NS	Z	Z
NS	NM	NM	NS	NS	Z	PS	PS
Z	NM	NS	NS	Z	PS	PS	PM
PS	NS	NS	Z	PS	PS	PM	PM
PM	Z	Z	PS	PM	PM	PB	PB
PB	Z	Z	PS	PM	PB	PB	PB

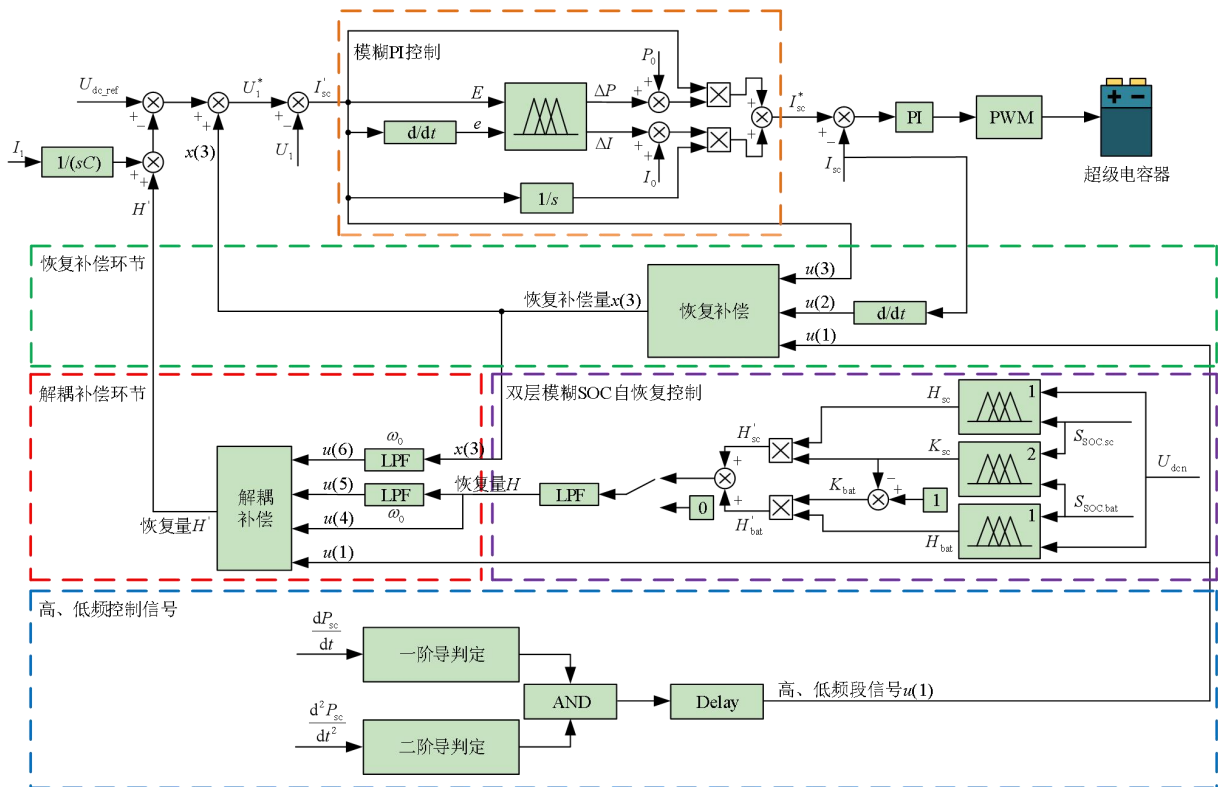


图 A9 计及 SOC 自恢复的混合储能系统功率优化分配策略框图

Fig.A9 Block diagram of Power optimal distribution strategy of hybrid energy storage system considering SOC self-recovery

附录 B

表 B1 直流微电网的仿真参数
Table B1 Simulation parameters of DC microgrid

参数	数值
直流母线电压/kV	0.75
光伏容量/kW	800
直流负荷容量/kW	400
交流负荷容量/kW	300
蓄电池容量/A·h	8
超级电容器容量/A·h	4
虚拟电阻 R/Ω	0.125
虚拟电容 C/F	0.8
储能 SOC 参考值/%	50
虚拟阻容滤波器截止频率 ω_0/Hz	1.59
储能滤波电感 L_b/mH	2.35
储能滤波电容 C_b/mF	1
DC-AC 变换器滤波电感 L_a/mH	0.1
DC-AC 变换器滤波电容 C_a/mF	0.02

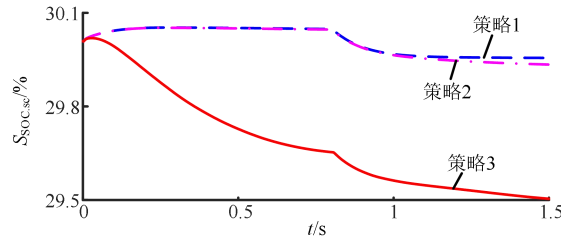


图 B1 超级电容器在不同控制策略下的 SOC 恢复曲线

Fig.B1 SOC recovery curves of supercapacitor under different control strategies

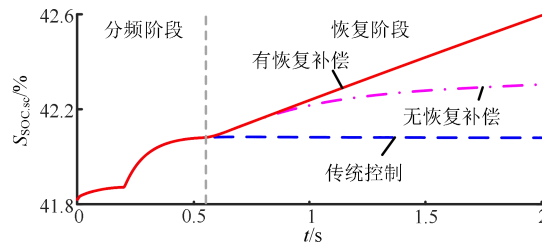


图 B2 超级电容器在不同控制策略下 SOC 恢复曲线

Fig.B2 SOC recovery curves of supercapacitor under different control strategies

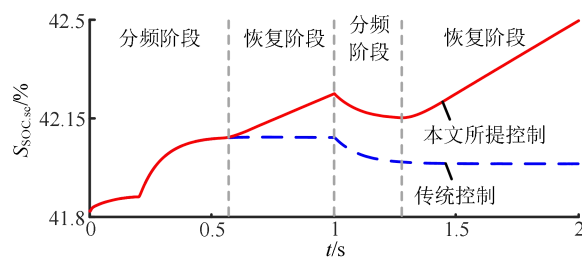


图 B3 超级电容器在不同控制策略下 SOC 恢复曲线

Fig.B3 SOC recovery curve of supercapacitor under different control strategies

可以看出在 0~0.55 s 和 1~1.27 s 的分频阶段, 本文所提控制策略和传统控制策略下的 SOC 恢复曲线在 各处斜率近似一致, 再次证明了本文所提控制策略的分频控制不受影响。在 0.55~1s 和 1.27~2s 的 SOC 恢

复阶段，本文所提控制策略下的 SOC 恢复曲线近似呈直线上升，再次证明所提控制策略可以使 SOC 以最大恢复功率进行恒功率恢复。

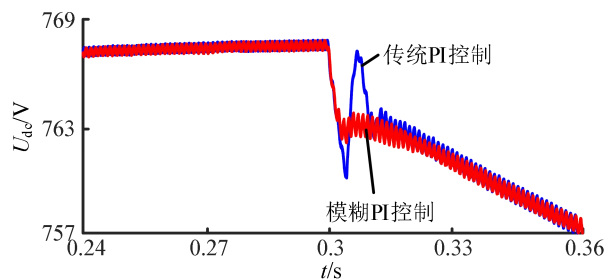


图 B4 直流母线电压
Fig.B4 DC bus voltage