

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.05.009

## 蜂巢状有源配电网中多端口能量枢纽控制策略

蒋玮<sup>1</sup>, 余斌<sup>1</sup>, 郁家麟<sup>2</sup>, 孙可<sup>3</sup>, 屠晓栋<sup>2</sup>, 钱伟杰<sup>2</sup>

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096;

2. 国网浙江省电力有限公司嘉兴供电公司, 浙江 嘉兴 314000;

3. 国网浙江省电力有限公司, 浙江 杭州 310007)

**摘要:**作为一种适应高比例分布式新能源接入的新型配电网架构,蜂巢状有源配电网利用多端口能量枢纽(multi-port energy hub, MEH)可实现多微电网/配电网单元间功率的互联互济,如MEH中包含储能设备,可以进一步提升新能源利用率和电网可靠性。文中提出一种含储能的MEH及其分层协调控制策略。上层控制根据储能系统的荷电状态和配电网运行状态协调控制储能变流器与各并网端口变流器之间的功率分配,使得MEH在平抑新能源波动、配网故障恢复等运行模式下均能够对内部储能系统进行能量管理。下层控制通过将储能变流器有功功率的微分反馈至储能系统控制环路进行补偿,提高储能变流器输入/输出有功功率响应速度。文中设计了MEH控制系统关键参数,利用MATLAB/Simulink对MEH在配电网中的应用进行仿真。不同工况下的仿真对比验证了所提分层协调控制策略的有效性,证明该策略能够延长储能系统工作时间,提高储能系统有功功率变化率,减小直流母线的电压波动。

**关键词:**多端口能量枢纽(MEH);蜂巢状有源配电网;储能变流器;分层协调控制;变下垂系数控制;暂态功率波动

**中图分类号:** TM464

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2023)05-0070-10

### 0 引言

传统拓扑形态配电网对高比例分布式能源接入的适应性较差,易形成电压波动和负载不平衡等供电质量问题,同时在故障状态下无法充分利用分布式电源的容量提高供电可靠性<sup>[1-2]</sup>。电力电子化柔性配电设备及其控制技术可以有效解决上述问题,并已成为未来有源智能配电网的发展方向<sup>[3-5]</sup>。通过电力电子配电设备将配电网中的不同线路、节点进行柔性互联,能够提高网侧控制自由度和多个供电单元间的功率互联互济能力,还能够在配电网故障状态下实现紧急转供<sup>[6-8]</sup>。

目前研究较多的电力电子化配电设备包括电力电子变压器(power electronics transformer, PET)<sup>[9-12]</sup>、电力能量路由器(electric energy router, EER)<sup>[13-14]</sup>和柔性软开关(soft open point, SOP)<sup>[15-17]</sup>等。文献[18]提出应用于交直流混合微网的PET,分析了并网和离网下的运行模式,实现了PET准确快速调节主网、交流微网和直流微网三者间功率的流动。文献[19]提出一种应用于交直流混合微网的EER,研究了其结构和控制策略,设计了EER的控制系统参数。文献[20]提出SOP与联络开关并联的配电网柔性互联方案,降低了SOP转供电的附

加成本,并提出一种平滑切换控制策略以降低转供电过程中的电压电流冲击。同时,在配电网中配置一定规模的储能,可以进一步提高新能源出力波动和配电网运行优化的控制水平<sup>[21-23]</sup>。文献[24]提出将储能集成进入SOP内部,从而加强SOP多端口功率调节能力。文献[25]基于下垂控制提出在配电网中受到线路阻抗不一致影响下的荷电状态(state of charge, SOC)的平衡控制方法。但这些配电设备以及相应的拓扑和控制策略只应用于传统配电网中。

文献[26]提出蜂巢状有源配电网,其利用能量枢纽装置中集成的智能功率/信息交换基站,实现微网间功率的互联互通。目前对蜂巢状有源配电网能量枢纽的研究集中在配电网的分布式优化调度和基站控制策略。文献[27]提出一种面向山区应用的蜂巢状有源配电网架构,设计多种工况下的分层控制策略,实现多个微电网之间的功率灵活调度,但未考虑变流器之间的协调控制。文献[28-29]针对多端口SOP的功率协调问题提出改进型下垂控制策略,通过模拟同步电机转动惯量支撑提出惯性下垂系数,根据互联交流电网频率调节下垂系数,进而改变SOP各端口的功率分配能力。然而,上述方法只考虑了相邻电网频率对多端口功率分配的影响,而对于含储能系统的多端口能量枢纽(multi-port energy hub, MEH),无法使储能系统的SOC变量参与到各端口的功率分配控制。文献

收稿日期:2023-03-10;修回日期:2023-05-22

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52277172)

[30]为使光伏系统和储能系统同时响应网内负荷变化,抑制储能变流器暂态功率波动,提出了交流微电网中并联的储能变流器与光伏逆变器的协调运行控制策略,但该策略只适用于交流微电网。

为了实现蜂巢状有源配电网对储能系统的高效集成和优化控制,文中提出一种含储能的有源配电网 MEH 装置及其分层协调控制策略。重点研究根据储能系统的 SOC 和微电网/配网单元的运行状态进行各变流器间有功功率分配的控制策略,实现应对新能源波动和配电单元故障等多场景下配电网不同供电区域间的功率互联互济。最后,在 MATLAB/Simulink 中搭建模型进行仿真,验证了该控制策略在不同场景中应用的有效性。

## 1 蜂巢状有源配电网及 MEH

### 1.1 蜂巢状有源配电网拓扑及原理

图 1 为蜂巢状有源配电网的拓扑,其由多个有源微电网或邻近的配电单元组成,每个单元内部有供电馈线,彼此间供电边界清晰。每个单元的边界上设置 6 个 MEH 作为该单元与外部电网及邻近单元的能量传输节点,每个 MEH 与相邻的 3 个单元的馈线公共耦合点 (point of common coupling, PCC) 相连。

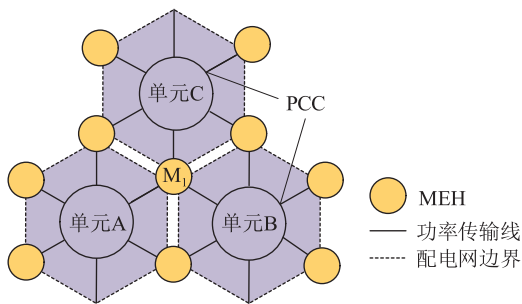


图 1 蜂巢状有源配电网拓扑

Fig.1 Topology of honeycomb active distribution network

以图 1 中的相邻单元 A、B、C 为例,每个单元内部都配置了分布式电源,集成储能系统的 MEH 可以运行于以下场景:

(1) 当各单元内分布式电源、储能和交流负载功率均衡配置时,其内部有功功率可以实现平衡,此时 MEH 处于待机状态。

(2) 当不同单元间功率不均衡时,如单元 B、C 出现功率缺口,而单元 A 中分布式电源发电量充沛,则可以通过连接 A、B、C 单元的 MEH 装置  $M_1$  实现功率传输,也可以通过其他连接 MEH 的馈线进行潮流控制。

(3) 当任一单元中馈线出现故障时,故障隔离

后的线路分段可以通过 MEH 实现柔性转供,恢复被隔离的故障区域外的负荷。

(4) 当分布式电源发电量充沛时,可以向 MEH 中集成的储能系统充电,维持其 SOC,储能系统可以起到对调频、调峰指令快速响应的作用,提高 MEH 的动态性能。

### 1.2 MEH 拓扑

文中研究的蜂巢状有源配电网 MEH 内部结构如图 2 所示,主要由 3 个电力电子变换器连接蜂巢状有源配电网中的馈线以及内部集成的储能系统构成。储能系统中的蓄电池组通过双向 Buck-Boost 变换器升压接入公共直流母线,与配电单元 A、B、C 的 PCC 相连的并网端口变流器 VSC1—VSC3 通过电网侧连接阻抗、并联滤波器与联结变压器接入各单元 400 V 配电线路。

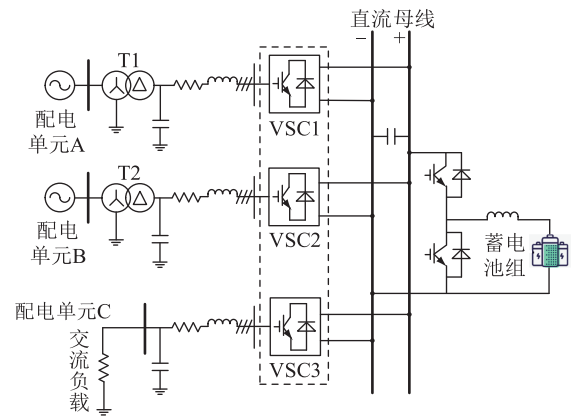


图 2 MEH 拓扑

Fig.2 Topology of MEH

并网端口变流器和储能系统共用直流母线。为了合理地根据不同运行方式在多变流器间进行功率分配,同时利用储能系统快速功率响应能力,文中提出了分层协调控制策略。选取 VSC1 作为主变流器,通过下垂控制与储能变流器协同控制直流母线电压。VSC2 和 VSC3 作为从变流器,采用定功率控制或定交流电压控制,实现线路与 MEH 之间的功率交换与配电单元故障恢复。

## 2 储能系统 SOC 的运行边界约束

MEH 中集成的储能系统具有维持直流母线电压、提供缺额功率支撑以及吸收盈余功率的功能,同时还能快速应对暂态功率扰动。

MEH 中储能系统充放电状态由 MEH 中 3 个并网端口变流器功率吞吐量之和决定,判断条件如下:

$$\begin{cases} P_{\text{ess}} \geq 0 & \sum_{i=1,2,3} P_i \leq 0 \\ P_{\text{ess}} < 0 & \sum_{i=1,2,3} P_i > 0 \end{cases} \quad (1)$$

式中： $P_{ess}$  为储能系统充/放电功率， $P_{ess}$  为正表示放电，为负表示充电； $P_i$  为 VSC $i$  ( $i=1,2,3$ ) 与相连供电单元之间交换的有功功率值，以从配电单元吸收功率为正。

考虑到每个配电单元的最大缺口功率以及连续供电时间等因素，每个配电单元的容量在数量级上基本一致。将一个标准规格的配电单元需要提供的能量作为能量枢纽内部储能系统的容量，并依据如下公式：

$$V_{ES} \geq \max\left(\frac{\max(P_{load} - P_{DG})T_{max}}{(S_{max} - S_{min})\eta_{dis}}, \frac{\max(P_{DG} - P_{load})T_{max}\eta_{ch}}{S_{max} - S_{min}}\right) \quad (2)$$

式中： $V_{ES}$  为蓄电池容量； $P_{load}$  为单个配电单元负荷功率； $P_{DG}$  为单个配电单元分布式电源功率； $T_{max}$  为单个配电单元在源荷功率差绝对值最大时的最长稳定运行时间； $\eta_{ch}$ 、 $\eta_{dis}$  分别为储能系统充、放电效率； $S_{max}$ 、 $S_{min}$  分别为储能系统 SOC 值上、下限。同理，储能系统的额定功率  $P_{max}$  为：

$$P_{max} = \max\left(\frac{\max(P_{load} - P_{DG})}{(S_{max} - S_{min})\eta_{dis}}, \frac{\max(P_{DG} - P_{load})\eta_{ch}}{S_{max} - S_{min}}\right) \quad (3)$$

为了保证储能正常参与 MEH 运行，根据 SOC 值，储能系统的充/放电功率应当保持在一定范围内。

(1) 当储能系统 SOC 接近下限时，为防止蓄电池组过度放电，此时储能系统不再放电，只能进行充电。

(2) 当储能系统 SOC 处于较低水平时，为保证储能系统有足够的放电容量响应 MEH，在放电状态下，需要对储能变流器的放电功率进行限制，其吸收功率则不需要限制。

(3) 当储能系统 SOC 处于中间水平时，储能系统的充/放电功率仅受其额定功率限制。

(4) 当储能系统 SOC 处于较高水平时，为了保证储能系统有足够的剩余容量响应 MEH，需要对储能变流器的充电功率进行限制，其放电功率则不需要限制。

(5) 当储能系统 SOC 接近上限时，为防止蓄电池组过度充电，此时储能系统不再充电，只能进行放电。

根据上述原则，将 MEH 中集成的储能系统 SOC 运行区间划分为充电区、放电区、限制功率区和正常运行区，如图 3 所示。其中， $S_{11}$ 、 $S_{12}$  为储能系统由正常运行区进入限制功率区的阈值。设置阈值是为了使储能系统在 SOC 接近上、下限时不会快速退出运行。对其功率交换值进行如下限制：

$$\begin{cases} P_1 t = C_b u_b (S - S_{min}) & S_{min} \leq S \leq S_{11} \\ P_1 t = C_b u_b |S - S_{max}| & S_{12} \leq S \leq S_{max} \end{cases} \quad (4)$$

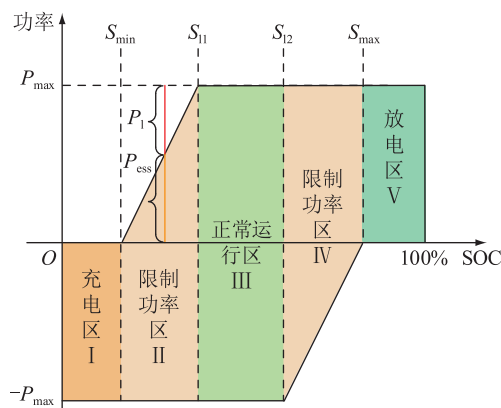


图 3 储能系统的运行区间

Fig.3 The operating range of the energy storage system

式中： $P_1$  为功率交换约束值； $t$  为最小工作响应时间； $C_b$  为蓄电池组容量； $u_b$  为蓄电池组输出端电压； $S$  为储能系统 SOC 值。

$$S = S_0 - \frac{1}{C_b u_b} \int P_{ess} dt \quad (5)$$

式中： $S_0$  为储能系统初始 SOC 值。储能系统的 SOC 采用式(5)所示的直接功率法计算。先将蓄电池组输出电压与电感电流的乘积通过低通滤波器得到输出功率  $P_{ess}$ ，再经过积分器得到输出能量，从而计算出实时 SOC。

根据上述运行边界参数设置，设置储能系统 SOC 与其充放电功率约束关系如下：

$$\begin{cases} -P_{max} \leq P_{ess} \leq 0 & S \leq S_{min} \\ -P_{max} \leq P_{ess} \leq P_1 & S_{min} < S \leq S_{11} \\ -P_{max} \leq P_{ess} \leq P_{max} & S_{11} < S \leq S_{12} \\ -P_1 \leq P_{ess} \leq P_{max} & S_{12} < S \leq S_{max} \\ 0 \leq P_{ess} \leq P_{max} & S > S_{max} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $\pm P_{max}$  为储能系统充/放电额定功率。

### 3 考虑储能 SOC 的 MEH 分层协调控制策略

#### 3.1 MEH 分层协调控制策略总体结构

MEH 中储能系统与端口变流器的分层协调控制策略如图 4 所示，对应于配电单元的工作状态，并网端口变流器将选择不同的控制策略，配电单元间通过 MEH 各端口进行功率交换。图 4 中， $i_1$  为蓄电池组端口输出电流； $P$  为储能变流器输出有功功率。作为维持 MEH 内直流母线电压稳定的核心器件，当主并网端口变流器和储能系统调整输入/输出有功功率时，其稳态输入/输出功率需要进行分配以满足 MEH 内部储能系统 SOC 运行边界约束。MEH 内暂态功率变化造成直流母线电压波动，会降低



MEH 的稳定性,因此要求 MEH 内部储能系统能快速响应功率变化。

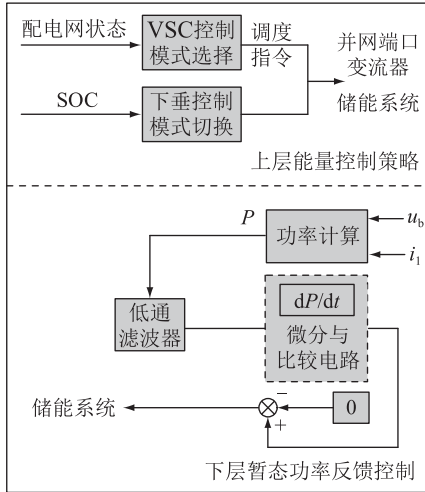


图4 分层协调控制策略

Fig.4 Hierarchical coordinated control strategy

针对上述问题,采取分层协调控制策略。上层控制策略从能量分配角度,根据各配电单元运行状态和储能系统 SOC,切换并网端口变流器和储能系统控制模式及下垂控制系数。下层控制策略将储能变流器输出有功功率  $P$  微分得到  $dP/dt$ ,比较电路限值,当  $dP/dt$  在限制范围内时将该值反馈到储能系统下垂控制外环上,使其快速响应并网端口变流器的输出功率变化。

### 3.2 上层变系数下垂控制策略

储能系统的工作状态受到 SOC 运行范围约束,当储能系统处于充电区、放电区和限制功率区时有相应的功率限制。传统的常系数下垂控制只能将缺额/盈余功率等比例地分配给 MEH 中的并网端口变流器和储能系统,无法实现对储能系统的功率控制。文中提出基于变系数下垂控制的 MEH 分层协调控制策略,能够在储能系统功率缺额/盈余时将有功功率指令分配给其余端口,从而实现限制储能系统的充/放电功率的目的。

MEH 中的 3 个并网端口变流器可以各自选择不同的控制策略。文中设计主并网端口变流器采用跟网型 VSC 控制策略,并网变流器的输出电压由各微网 PCC 电压决定,通过控制变流器输出电压改变并网变流器端口功率。主并网端口变流器采用变系数下垂控制外环加电流内环的双环控制。

变系数下垂控制如图 5 所示,当主并网端口变流器控制外环下垂系数  $k_1$  和储能系统控制外环下垂系数  $k_2$  相等时,2 条斜率曲线重合。调整主并网端口变流器下垂系数  $k_1$  和储能变流器下垂系数  $k_2$  的取值,如图中红色虚线所示,可以使主端口变流

器和储能系统在同样的直流母线电压下承担不同比例的功率。蓝色虚线为调整下垂控制环节输入/输出有功功率参考值  $P_{ref}$  曲线移动范围。

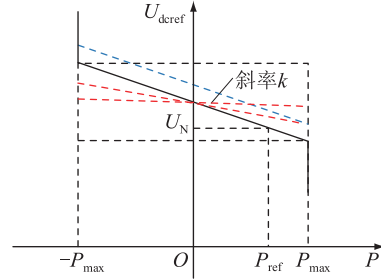


图5 下垂控制斜率曲线

Fig.5 Droop control slope curve

$$U_{dref} = U_N + k(P - P_{ref}) \quad (7)$$

当  $P_{ref} = 0$  时,有:

$$P_1 k_1 = P_{ess} k_2 \quad (8)$$

式中:  $U_N$  为直流母线额定电压值;  $U_{dref}$  为下垂控制输出的直流电压指令值。通过改变  $P_{ref}$  值可以进行二次调节,消除电压偏差。下垂系数的取值与直流电压波动和变流器容量有关,一般使得端口变流器从空载到额定功率时,电压跌落的变化量为 5%。文中根据储能系统 SOC,改变  $k_1$  和  $k_2$  以调节主端口变流器与储能系统之间的功率分配。

图 6 为并网端口变流器控制策略。由图 6 可知,主并网端口变流器采集 PCC 并网点电压  $u_{abc}$  以及输出电流  $i_{abc}$ ,通过锁相环得到相位角  $\theta$ ,通过 Park 变换得到输出电压  $u_{dq}$  和输出电流  $i_{dq}$ ,同时计算得到交换功率  $P$  和  $Q$ 。文中端口变流器不输出无功功率,因此将  $q$  轴参考电流  $i_{qref}$  设为 0,  $d$  轴参考电流为  $i_{dref}$ 。

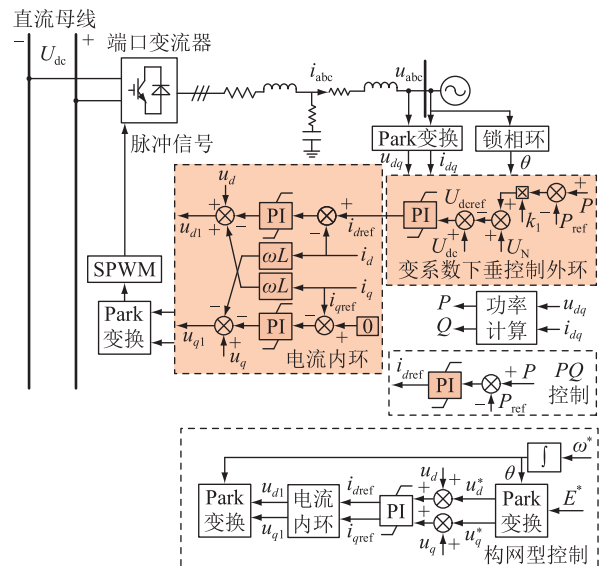


图6 并网端口变流器控制策略

Fig.6 Grid-connected port converter control strategy

图6中,  $U_{dc}$  为直流母线电压;  $L$  为连接变流器和并网点之间的电感值;  $\omega$  为电网角频率;  $\omega^*$  为电网角频率参考值;  $E^*$  为电网电压幅值参考值;  $u_d^*$ 、 $u_q^*$  分别为测量点电压参考值的  $d$ 、 $q$  轴分量;  $u_{d1}$ 、 $u_{q1}$  分别为输出电压参考值的  $d$ 、 $q$  轴分量; SPWM 为正弦脉冲宽度调制。主并网端口变流器和储能系统的变下垂系数如式(9)、式(10)所示, 储能系统的5种SOC运行区间对应不同的下垂系数。

$$k_1 = \begin{cases} 0 & S \leq S_{\min} \\ \frac{|\Delta U_{\text{demax}}|}{P_N} \times \frac{S - S_{\min}}{S_{11} - S_{\min}} & S_{\min} < S \leq S_{11} \\ \left[ 0, \frac{|\Delta U_{\text{demax}}|}{P_N} \right] & S_{11} < S \leq S_{12} \\ \frac{|\Delta U_{\text{demax}}|}{P_N} \times \left| \frac{S - S_{\max}}{S_{12} - S_{\max}} \right| & S_{12} < S \leq S_{\max} \\ 0 & S > S_{\max} \end{cases} \quad (9)$$

$$k_2 = \begin{cases} \frac{|\Delta U_{\text{demax}}|}{P_N} & S \leq S_{\min} \\ \frac{|\Delta U_{\text{demax}}|}{P_N} \times \left| \frac{S - S_{11}}{S_{11} - S_{\min}} \right| & S_{\min} < S \leq S_{11} \\ \left[ 0, \frac{|\Delta U_{\text{demax}}|}{P_N} \right] & S_{11} < S \leq S_{12} \\ \frac{|\Delta U_{\text{demax}}|}{P_N} \times \left| \frac{S - S_{12}}{S_{12} - S_{\max}} \right| & S_{12} < S \leq S_{\max} \\ \frac{|\Delta U_{\text{demax}}|}{P_N} & S > S_{\max} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $\Delta U_{\text{demax}} = 5\%U_N$ ;  $P_N$  为端口变流器额定功率。

相应的  $k$  值曲线如图7所示。实际工况下, 考虑到在  $0 < S < S_{11}$  和  $S_{12} < S < 100\%$  区间, 储能系统可能分别工作于充电和放电状态, 此时储能系统和 VSC1 的  $k$  值曲线根据调控中心的控制指令来确定, 且一般为恒定值, 在整个 SOC 区间内保持不变, 如图7中的绿色虚线和蓝色虚线所示。红色箭头代表  $k$  值可调整范围。

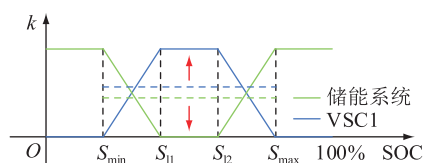


图7 下垂控制  $k$  值曲线

Fig.7  $k$ -value curves of droop control

下垂控制参数根据储能模块的 SOC 改变, 当处

于充电区和放电区时, VSC1 将选择定电压模式, 为储能系统充电和放电保持稳定的直流母线电压。当处于限制功率区时, 如图3所示, MEH 内的缺额/盈余功率将根据储能系统 SOC 在主并网端口变流器和储能系统之间合理进行分配:

(1) 当缺额功率为  $P_{\max}$  时, 红色线段长度代表主并网端口变流器的吸收功率, 橙色线段长度代表储能的输出功率, 可以看出储能系统的输出功率的运行点工作在运行边界上。

(2) 当缺额功率小于  $P_{\max}$  时, 储能系统的输出功率的运行点工作在运行边界内。缺额功率越接近  $P_{\max}$  则运行点越接近运行边界。

(3) 当缺额功率大于  $P_{\max}$  时, 通过主并网端口变流器下垂曲线的二次调节, 即改变下垂曲线的  $P_{\text{ref}}$  设定值, 使得主并网端口变流器在吸收超出  $P_{\max}$  部分缺额功率的基础上, 再将  $P_{\max}$  按照式(1)进行功率分配。

当处于正常运行区时,  $k_1$  和  $k_2$  的额定值将保持不变避免干扰, 储能系统将选择定电压模式。当处于限制功率区 IV 时, MEH 功率盈余, 情况和上述分类讨论类似。

从并网端口变流器可采用组网型或跟网型 VSC 控制策略, 即定功率控制和交流侧电压幅值相角控制, 由与之相连的配电网状态决定。组网型控制策略 PCC 电压的幅值  $E^*$  和频率  $\omega^*$  给定, 用以 Park 变换的相位角由  $\omega^*$  的积分值生成。

### 3.3 下层暂态功率反馈控制策略

MEH 中接入的储能系统拓扑如图8所示。图8中  $i_{1\text{ref}}$  为蓄电池组端口输出电流参考值;  $k_{\text{cp}}$  为微分反馈环节的比例系数。

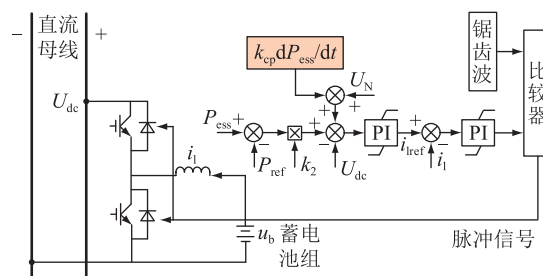


图8 储能变流器控制策略

Fig.8 Energy storage converter control strategy

DC/DC 变流器采用  $P/U$  下垂加电流环控制方式, 具有较快的响应速度。储能系统的输出功率除 2.2 节的 SOC 约束外, 其下垂控制外环参考电流叠加了功率微分的反馈信号以应对暂态功率波动。储能系统的控制系统表达式如下:

$$\begin{cases} [k_2(P_{\text{ref}} - P_{\text{ess}}) + k_{\text{cp}} \times dP_{\text{ess}}/dt + U_N + U_{\text{dc}}] \times \\ \quad (k_{\text{p1}} + k_{\text{i1}}/s) = i_1^* \\ (i_1^* - i_1)(k_{\text{p2}} + k_{\text{i2}}/s) = D \\ P_{\text{ess}} = u_{\text{b}}i_1 \quad d_{\text{min}} \leq dP_{\text{ess}}/dt \leq d_{\text{max}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $D$ 为驱动信号开关占空比; $k_{\text{p1}}$ 、 $k_{\text{i1}}$ 、 $k_{\text{p2}}$ 、 $k_{\text{i2}}$ 为储能系统的内外环比例积分环节系数; $d_{\text{max}}$ 、 $d_{\text{min}}$ 分别为功率变化率上限和下限值。

#### 4 仿真验证

为验证考虑储能系统SOC的MEH分层协调控制策略的有效性,在MATLAB/Simulink软件中搭建了包含3个供电单元的MEH仿真模型,系统结构如图9所示,仿真参数见表1。储能系统和VSC1采用下垂控制策略,VSC2和VSC3作为从并网变流器采用PQ定功率控制或定交流电压控制。

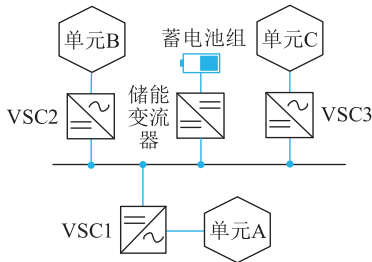


图9 MEH仿真模型

Fig.9 Simulation model of MEH

表1 仿真参数

Table 1 Simulation parameters

仿真参数	数值	仿真参数	数值
$U_N/V$	680	$S_{\text{max}}$	0.9
$k_{\text{cp}}$	$2 \times 10^{-5}$	$S_{\text{min}}$	0.1
$u_{\text{b}}/V$	360	$S_{\text{I2}}$	0.65
$u_{\text{abc}}/V$	220	$S_{\text{I1}}$	0.35
$S_{\text{base}}/(kV \cdot A)$	50	$C_f/\mu F$	1 800
$C_{\text{b}}/(A \cdot h)$	750	$L_{\text{b}}/mH$	5.76
$P_{\text{max}}/kW$	50	$V_{\text{ES}}/(kW \cdot h)$	270

注: $S_{\text{base}}$ 为功率基准值; $C_f$ 为直流母线电容; $L_{\text{b}}$ 为储能变流器输出电感。

设计3个场景进行仿真实验,并将文中所提控制策略与传统定系数下垂控制策略进行对比。

##### 4.1 配电单元间功率互济

为验证文中所提下层暂态功率反馈控制策略的有效性,场景1构造从并网端口变流器交流侧传输功率变化,从而产生抑制暂态功率波动所需要的储能系统电流内环前馈信号,验证储能系统在该控制策略下对于不平衡功率的快速响应。

在 $t=0$  s时,单元B内部以电动汽车为代表的

新型负荷出现10 kW功率缺口,单元C因新能源发电量充沛有20 kW功率盈余,功率盈余大于功率缺口,因此在互济过程中,储能系统工作在充电状态。在 $t=1$  s时,单元B的有功功率缺口进一步扩大到50 kW,而单元C的功率盈余减少为10 kW,功率缺口大于功率盈余,储能系统工作在放电状态,与MEH的并网端口变流器一起支撑单元B的运行。

采用传统下垂控制的仿真结果如图10所示,改进控制策略与原控制策略效果对比如图11和图12所示。VSC2在0~1 s向单元B输出10 kW有功功率,VSC3从单元C吸收20 kW有功功率,单元A和储能系统在下垂控制作用下分别从MEH吸收5 kW有功功率维持直流母线电压,在1 s时单元B的有功需求增加而单元C盈余功率减少。可以看出,如图11所示,系统功率的突变会对直流母线电压造成冲击,导致MEH直流母线电压掉落至645 V以下。在暂态响应过程中,VSC1的功率变化率较储能系统功率变化率大,暂态过程结束后单元A和储能系统分别向MEH输出20 kW的有功功率。

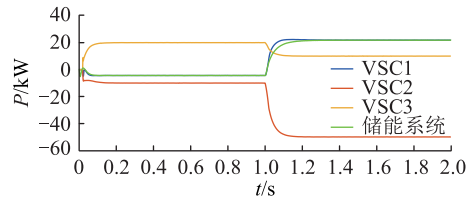


图10 场景1各端口变流器有功功率

Fig.10 Active power of each port converter in scenario 1

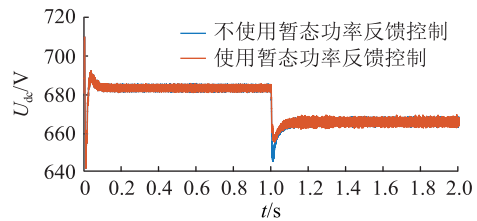


图11 直流母线电压

Fig.11 DC bus voltage

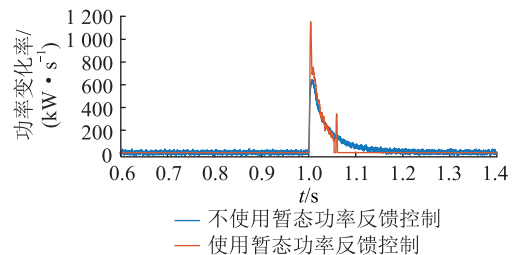


图12 储能变流器有功功率变化率

Fig.12 Active power change rate of energy storage converter

为验证文中所提控制策略的暂态性能,进行下层暂态功率反馈控制策略仿真,并与传统下垂控制



的效果进行对比。仿真结果如图 11 和图 12 所示,反馈控制信号有效地抑制了直流母线电压的超调现象,同时加快了储能系统对于系统内功率缺额的响应。从图 12 可以看出由于储能系统的迅速响应,在不使用暂态功率反馈控制时,储能变流器有功功率变化率峰值在暂态过程中为 624 kW/s,在使用协调控制策略时,其峰值为 1 154 kW/s,因此文中所提下层暂态功率反馈控制策略能够增加储能系统暂态功率变化率。

#### 4.2 配电单元故障情况下的柔性转供

为验证文中所提上层能量控制策略的有效性,场景 2 设置某些特定储能系统的工作点,对比不同工作点下储能系统与主并网端口变流器的功率响应,在不同 SOC 区间段内使用变下垂系数控制,展示使用 SOC 值控制多变流器间功率分配的有效性。

设定单元 C 出现故障需要柔性转供,此时 VSC3 采用定交流电压控制恢复部分负荷。由于单元 C 在运行过程中需要执行增加或切负荷操作,将仿真场景分为两部分。

图 13 为增加负荷仿真场景下各变流器有功功率,图中 ES 为储能系统。 $t=0$  s 时,配电单元 B 内部以电动汽车为代表的新型负荷出现 25 kW 功率缺口,单元 C 所需恢复的负荷功率为 10 kW,此时储能系统工作在放电状态。 $t=1$  s 时,单元 A 分布式电源发电量充沛,可通过转供恢复单元 C 的负荷,恢复量 25 kW,此时储能系统工作在放电状态。在上层能量控制策略下,可见在不同的储能系统 SOC 下,储能系统和 VSC1 根据 2.2 节设定的功率限额进行响应。在充电区内,系统内功率全部由 VSC1 承担,储能系统不会提供缺额功率。当 SOC 值为 18.33% 时,判定工作在限制功率区 I 内,0~1 s 内 VSC1 从单元 A 吸收 23.33 kW 的功率,而储能系统输出 11.67 kW 的功率,1~2 s 内 VSC1 从单元 A 吸收 33.33 kW 的功率,而储能系统输出 16.67 kW 的功率。在正常运行区时,系统功率缺额由两者平均分配。

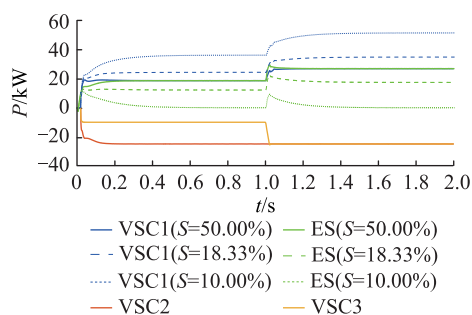


图 13 各变流器有功功率值(增加负荷)

Fig.13 Active power of each converter (increased load)

图 14 为切负荷仿真场景下各变流器有功功率。单元 B 因为新能源发电量充沛有 37.5 kW 功率盈余,单元 C 所需恢复的负荷功率为 25 kW,此时储能系统处于充电状态。 $t=1$  s 时,切去单元 C 中 15 kW 负荷,多余出来的功率将由单元 A 和储能系统共同吸收。图 14 中,在上层能量控制策略下,处于限制功率区 IV 时,0~1 s 内 VSC1 向单元 A 输出 8.33 kW 的功率,而储能系统吸收 4.16 kW 的功率,1~2 s 内 VSC1 向单元 A 输出 18.33 kW 的功率,而储能系统吸收 9.16 kW 的功率。正常运行区以及放电区下储能系统和 VSC1 的功率响应曲线与增加负荷仿真场景同理。根据 MEH 的 SOC 值控制功率在 VSC1 和储能系统间的分配,有效实现上层能量控制策略。

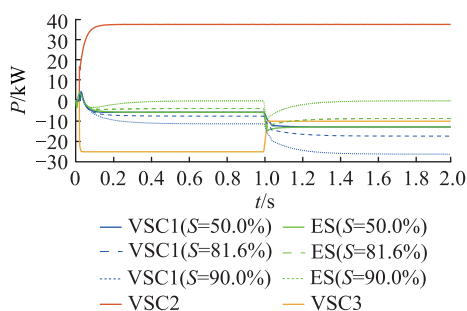


图 14 各变流器有功功率值(切负荷)

Fig.14 Active power of each converter (load shedding)

#### 4.3 MEH 内储能系统充/放电

为了验证所提上层能量控制策略在长时间尺度下的有效性,设置以下仿真算例。

储能系统放电场景下, $t=0$  s 时,单元 B 因为内部出现了 50 kW 功率缺口,单元 C 故障情况下柔性转供负荷功率为 20 kW,此时 VSC1 需要从单元 A 吸收功率,储能系统放电,MEH 内部储能单元初始 SOC 值设定为 35%。

储能系统充电场景下, $t=0$  s 时,单元 B 因为新能源发电量充沛有 60 kW 功率盈余,此时储能系统充电,MEH 内部储能单元初始 SOC 值设定为 65%。仿真结果如图 15 所示。

储能系统处于放电状态下,在 0~5.4 h 内,由于  $S < S_{11}$ ,判定储能系统工作在限制功率区 II,由于变下垂系数控制的作用,SOC 开始下降速度很快,越接近  $S_{min}$  时,SOC 的曲率越小,最终在 5.4 h 前稳定在  $S_{min}$  附近,而传统下垂控制会在接近 2.7 h 时完全放出 MEH 内部储能系统所有能量并停止工作。

储能系统处于充电状态下,在 0~5.4 h 内,由于  $S > S_{12}$ ,判定储能系统工作在限制功率区 IV,SOC 开始上升速度很快,越接近  $S_{max}$  时,SOC 的曲率越小,最终在 5.4 h 前稳定接近在  $S_{max}$  附近,而传统下垂控

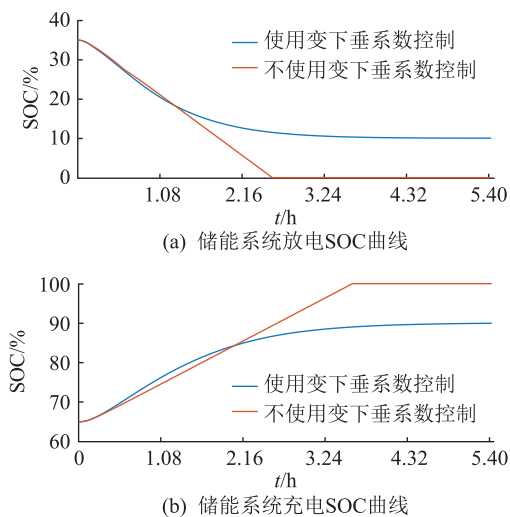


图 15 储能系统 SOC 值

Fig.15 SOC of energy storage system

制会在 3.5 h 将储能系统充满能量后停止工作,验证了上层能量控制策略能够有效延长 MEH 内部储能系统的工作时间。

图 16 为 VSC1 和储能系统在上述过程中处于功率限制区内的下垂系数  $k$  值变化情况,可以看出下垂系数  $k$  值的变化很好地响应了 MEH 内部的缺额/盈余功率分配需求。

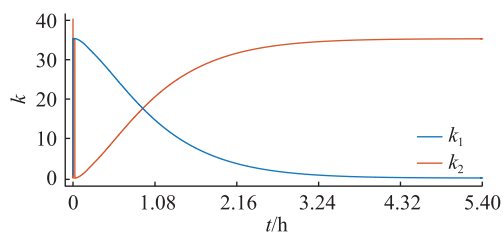


图 16 功率限制区内下垂系数值

Fig.16 Droop coefficient value in power limited area

## 5 结语

文中针对蜂巢状有源配电网,建立了与之相匹配的 MEH 模型,在 3 个并网端口变流器响应微网功率需求的同时,增加了储能系统装置,并提出了一种 MEH 分层协调控制策略。从稳态功率角度管理各并网端口变流器和储能系统的功率,维持储能系统 SOC 在合理范围之内并延长了 MEH 内部储能系统的工作响应时间。文中提出基于有功功率微分反馈的策略,能够提高储能系统响应速度,在场景一的工况下电压超调现象被抑制。同时上层的稳态功率管理策略可以推广到直流微电网中含多个储能系统的等效 SOC 中加以应用。

### 参考文献:

[1] 王成山,季节,冀浩然,等. 配电系统智能软开关技术及应用

[J]. 电力系统自动化,2022,46(4):1-14.

WANG Chengshan,JI Jie,JI Haoran,et al. Technologies and application of soft open points in distribution networks[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(4):1-14.

[2] 许涛,葛雪峰,窦竟铭,等. 混合型背靠背智能软开关技术[J]. 电力工程技术,2021,40(4):130-135,181.

XU Tao,GE Xuefeng,DOU Jingming,et al. Technology of hybrid back-to-back soft open point[J]. Electric Power Engineering Technology,2021,40(4):130-135,181.

[3] 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.

[4] 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.

[5] 刘永岗,严建海,韩肖清,等. 低压直流配电系统在农村地区的应用研究[J]. 供用电,2021,38(1):17-24.

LIU Yonggang,YAN Jianhai,HAN Xiaoqing,et al. Research on application of low voltage DC distribution system in rural areas[J]. Distribution & Utilization,2021,38(1):17-24.

[6] 李霞林,李志旺,郭力,等. 交直流微电网集群柔性控制及稳定性分析[J]. 中国电机工程学报,2019,39(20):5948-5961,6175.

LI Xialin,LI Zhiwang,GUO Li,et al. Flexible control and stability analysis of AC/DC microgrids clusters[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(20):5948-5961,6175.

[7] 宋毅,孙充勃,李鹏,等. 基于智能软开关的有源配电网供电恢复方法[J]. 中国电机工程学报,2018,38(15):4390-4398,4639.

SONG Yi,SUN Chongbo,LI Peng,et al. SOP based supply restoration method of active distribution networks using soft open point[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(15):4390-4398,4639.

[8] LI P,JI H R,WANG C S,et al. Coordinated control method of voltage and reactive power for active distribution networks based on soft open point[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2017,8(4):1430-1442.

[9] 李子欣,高范强,赵聪,等. 电力电子变压器技术研究综述[J]. 中国电机工程学报,2018,38(5):1274-1289.

LI Zixin,GAO Fanqiang,ZHAO Cong,et al. Research review of power electronic transformer technologies[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(5):1274-1289.

[10] 张哲,许崇福,王弋飞,等. 多电平直流链电力电子变压器控制策略研究[J]. 电力工程技术,2020,39(4):9-15.

ZHANG Zhe,XU Chongfu,WANG Yifei,et al. Control strategies for the multi-level DC-link power electronic transformer



- [J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(4): 9-15.
- [11] 孔祥平,李鹏,韩杰祥,等. 适应电力电子变压器功率双向交换的低电压穿越运行控制策略[J]. 电力科学与技术学报,2021,36(2):124-131.  
KONG Xiangping, LI Peng, HAN Jiexiang, et al. Low-voltage ride through strategy for bidirectional power electronic transformers[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(2):124-131.
- [12] 牟杰,杨依睿,徐永海,等. 接入电力电子变压器的光伏及混合储能协调控制策略研究[J]. 电力电容器与无功补偿, 2022,43(3):143-152.  
MU Jie, YANG Yirui, XU Yonghai, et al. Research on coordinated control strategy of photovoltaic and hybrid energy storage system connected to power electronic transformer[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2022, 43(3): 143-152.
- [13] 段青,盛万兴,李振,等. 电能路由器接入电力电子化配电网稳定性初步分析[J]. 电网技术,2019,43(1):227-235.  
DUAN Qing, SHENG Wanxing, LI Zhen, et al. Stability analysis of power routers connected to power electronic distribution grid[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 227-235.
- [14] 葛健,杨晨,杨景刚,等. 基于通用电能路由器的微电网架构及其控制方法[J]. 电力工程技术,2021,40(1):123-130.  
GE Jian, YANG Chen, YANG Jinggang, et al. A micro-grid architecture based on universal energy router unit and its control method[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(1): 123-130.
- [15] 刘文霞,王荣杰,刘鑫,等. 柔性配电系统故障区间鲁棒优化恢复[J]. 中国电机工程学报,2020,40(12):3897-3907.  
LIU Wenxia, WANG Rongjie, LIU Xin, et al. Interval robust optimal recovery of faults in flexible distribution systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(12): 3897-3907.
- [16] 刘亚南,徐研,韩华春,等. 多端背靠背柔性直流互联系统负载均衡[J]. 电力工程技术,2018,37(3):84-90.  
LIU Yanan, XU Yan, HAN Huachun, et al. Load balancing of multi-terminal back-to-back flexible DC interconnection system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(3): 84-90.
- [17] 欧繁,范心明,彭元泉,等. 主动配电网中多端柔性多状态开关的选址定容优化[J]. 电力电容器与无功补偿, 2021, 42(1):142-149.  
OU Fan, FAN Xinming, PENG Yuanquan, et al. Optimal sizing and placement of multi-terminal flexible distribution switch in active distribution network[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2021, 42(1):142-149.
- [18] 兰征,涂春鸣,肖凡,等. 电力电子变压器对交直流混合微网功率控制的研究[J]. 电工技术学报,2015,30(23):50-57.  
LAN Zheng, TU Chunming, XIAO Fan, et al. The power control of power electronic transformer in hybrid AC-DC microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(23): 50-57.
- [19] 涂春鸣,孟阳,肖凡,等. 一种交直流混合微网能量路由器及其运行模态分析[J]. 电工技术学报,2017,32(22):176-188.  
TU Chunming, MENG Yang, XIAO Fan, et al. An AC-DC hybrid microgrid energy router and operational modal analysis[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(22):176-188.
- [20] 李岩,陈夏,李巍巍,等. 基于智能软开关与联络开关并联的柔性配电网互联结构与控制技术[J]. 中国电机工程学报,2022,42(13):4749-4760.  
LI Yan, CHEN Xia, LI Weiwei, et al. Research on interconnection structure and control technology of flexible distribution network based on soft open point in parallel with interconnection switch[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(13): 4749-4760.
- [21] 南斌,董树锋,唐坤杰,等. 考虑需求响应和源荷不确定性的光储微电网储能优化配置[J]. 电网技术,2023,47(4):1340-1352.  
NAN Bin, DONG Shufeng, TANG Kunjie, et al. Optimal configuration of energy storage in PV-storage microgrid considering demand response and uncertainties in source and load[J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1340-1352.
- [22] 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.
- [23] 房珂,周明,武昭原,等. 面向低碳电力系统的长期储能优化规划与成本效益分析[J/OL]. 中国电机工程学报:1-17 [2022-12-08]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.221636>.  
FANG Ke, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Long term energy storage optimization planning and cost-benefit analysis for low-carbon power system [J/OL]. Proceedings of the CSEE:1-17 [2022-12-08]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.221636>.
- [24] 王成山,宋关羽,李鹏,等. 基于智能软开关的智能配电网柔性互联技术及展望[J]. 电力系统自动化,2016,40(22):168-175.  
WANG Chengshan, SONG Guanyu, LI Peng, et al. Research and prospect for soft open point based flexible interconnection technology for smart distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(22): 168-175.
- [25] 孙孝峰,郝彦丛,王宝诚,等. 微电网分布式储能单元荷电状态平衡和电压恢复[J]. 中国电机工程学报,2016,36(15):4047-4055.  
SUN Xiaofeng, HAO Yancong, WANG Baocheng, et al. State-of-charge balancing of distributed energy storage units and voltage restoration in microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4047-4055.
- [26] 江道灼,徐宁,江崇熙,等. 蜂巢状有源配电网构想、关键技术及展望[J]. 电力系统自动化,2019,43(17):1-11.  
JIANG Daozhuo, XU Ning, JIANG Chongxi, et al. Conception,

- key technology and prospect of honeycomb-shape active distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,43(17):1-11.
- [27] 傅颖,杨成钢,胡洪涛,等. 面向山区的蜂巢状有源配电网多工况控制策略[J]. 浙江电力,2021,40(8):14-24.  
FU Ying, YANG Chenggang, HU Hongtao, et al. Multi-condition control method of honeycomb active distribution network in mountainous areas[J]. Zhejiang Electric Power, 2021, 40(8): 14-24.
- [28] 蔡云旖,屈子森,杨欢,等. 柔性多状态开关改进型下垂控制策略[J]. 电网技术,2019,43(7):2488-2497.  
CAI Yunyi, QU Zisen, YANG Huan, et al. Research on improved droop control strategy for soft open point [J]. Power System Technology, 2019, 43(7): 2488-2497.
- [29] 焦建立,向新宇,薛阳,等. 基于改进下垂控制的直流微电网功率均衡策略[J]. 浙江电力,2022,41(6):32-36.  
JIAO Jianli, XIANG Xinyu, XUE Yang, et al. A power balance strategy of DC microgrid based on improved droop control [J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(6): 32-36.
- [30] 张春雪,黎灿兵,冯伟,等. 孤立运行光/储微电网中储能变流器暂态功率波动协调抑制策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(8): 2302-2314, 2540.  
ZHANG Chunxue, LI Canbing, FENG Wei, et al. A coordinated transient power fluctuation suppression strategy for power conversion system in islanded PV/storage microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(8): 2302-2314, 2540.

作者简介:



蒋玮

蒋玮(1982),男,博士,教授,研究方向为电力电子在分布式发电系统、储能系统和电能质量控制中的应用(E-mail:jiangwei@seu.edu.cn);

余斌(2000),男,硕士在读,研究方向为配电网多端口柔性互联设备;

郁家麟(1973),男,硕士,高级工程师,从事分布式电源与配电网运行优化相关工作。

## Control strategy of multi-port energy hub in honeycomb active distribution network

JIANG Wei<sup>1</sup>, YU Bin<sup>1</sup>, YU Jialin<sup>2</sup>, SUN Ke<sup>3</sup>, TU Xiaodong<sup>2</sup>, QIAN Weijie<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Jiaying Power Supply Company, Jiaying 314000, China;

3. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310007, China)

**Abstract:** As a new distribution network structure, the honeycomb active distribution network uses the multi-port energy hub (MEH) to realize the interconnection of multiple microgrids/distribution network units. The MEH equipped with energy storage can improve the efficiency of renewable energy and flexibility of the system. In this paper, a MEH with energy storage and the corresponding hierarchical coordination control strategy are proposed. The upper-layer control coordinates the power distribution among the energy storage and grid-connected ports converters with considering the state of charge (SOC) of the energy storage and the operation states of the distribution system. Therefore, the energy management within the MEH can be realized in renewable energy fluctuations suppression and distribution network fault recovery modes. The lower layer control utilize the differential value of the output active power to compensation the control loop of the energy storage system for accelerating its response speed. The MEH system and its parameters are further designed. Finally, MATLAB/Simulink is used to simulate the application of the MEH in the distribution network. The effectiveness of the proposed hierarchical coordinated control strategy can be verified by the comparison of simulation results under different working conditions. By using this strategy, the working time of the energy storage system can be extended and the active power change rate of the energy storage system can be increased. Also, the voltage fluctuation of the DC bus can be reduced.

**Keywords:** multi-port energy hub (MEH); honeycomb active distribution network; energy storage converter; hierarchical coordination control; variable droop coefficient control; transient power fluctuation

(编辑 方晶)