

# 考虑多因素的直流微网虚拟电容协同分配策略

孟建辉<sup>1</sup>, 周子欣<sup>1</sup>, 王慧<sup>1</sup>, 顾立康<sup>2</sup>

(1. 华北电力大学(新能源电力系统全国重点实验室), 河北 保定 071003;

2. 国网山东省电力公司滨州供电公司, 山东 滨州 256600)

**摘要:**虚拟电容控制策略应用于直流微网各端口的变流器,使其模拟电容的充放电特性,是解决系统惯性问题、改善电压质量的有效方案。针对多储能单元并联运行时虚拟电容控制存在的协同分配问题,文中提出一种基于虚拟电容控制的多储能单元协同分配策略,充分发挥各储能单元的惯性支撑能力。首先,根据直流电压变化率和荷电状态求取总可调虚拟电容值。其次,利用熵值法和评分矩阵对蓄电池的荷电状态、储能变流器的可调容量等指标综合评价,根据最终的评价得分求得分配系数,从而协同分配总虚拟电容。最后,搭建硬件在环仿真测试平台对所提策略进行验证,结果表明各储能单元能根据惯性能力合理分配虚拟电容,避免储能变流器因输出功率过大提前退出运行,进一步增强系统的惯性水平和安全稳定运行能力。

**关键词:**直流微网;虚拟电容;协同控制;多指标综合评价;熵值法;评价矩阵

中图分类号:TM46

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2025)06-0155-10

## 0 引言

直流电网因传输容量大、线损低、分布式发电单元接入率高且无频率稳定性问题等优点,得到广泛应用<sup>[1-6]</sup>。但在直流微网中,为实现电能的精确灵活控制,往往需要用到大量电力电子变流器装置,而电力电子变流器装置为静止元件,其本身不具有机械惯性和旋转动能,因此导致直流微网呈较低惯性<sup>[7-9]</sup>。同时,在直流微网的运行过程中,光伏和风机的间歇性、负荷波动的随机性等问题不可避免,对直流微网的安全稳定运行造成严重影响<sup>[10-11]</sup>。

为解决直流微网惯性水平低的问题,可通过增加直流侧实际电容来增大系统的惯性支撑。但直流微网固有的直流电容器惯性较低且成本较高<sup>[12-15]</sup>,因此提出虚拟惯性控制方法,通过对变流器施加一定的控制策略增加系统的惯性能力,提升系统稳定性。目前,对变流器控制策略进行改进以增强系统惯性的方法类型较多,文献[16]通过变下垂系数,将下垂系数和直流电压的变化率相关联,使得变流器可以为系统迅速提供功率支撑,但未考虑储能单元的运行状态。文献[17]考虑储能单元的潜在惯性支撑能力,但过大的虚拟惯量值会增大直流电压的恢复时间。文献[18-20]提出一种使直流微网的变流器模拟出直流电机惯量和阻尼特性的虚拟直流电机控制。文献[21]采用虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)技术,根据频率

偏离稳态值的情况自适应调节惯量,提高频率恢复速度。与交流电网中的VSG控制技术类似,文献[22]对VSG的虚拟惯量进行类比,得到适用于直流微网的虚拟惯性控制策略,但控制结构较为复杂且虚拟惯量的调节不够灵活。文献[23]将直流电压变化率与虚拟惯量相关联,提出一种灵活虚拟惯性(flexible virtual inertia, FVI)控制策略,又称灵活虚拟电容控制策略。

现有文献对直流微网单端虚拟惯性控制的研究较为成熟,需要进一步研究多个端口采用虚拟惯性控制下的协同分配问题。文献[24]对多个DC/DC变流器并联的虚拟惯量控制进行研究,提出分散虚拟惯量控制,但未考虑并联时存在的多个约束指标。文献[25]对虚拟电容控制下的多端口DC/DC变流器进行改进,加快直流电压的恢复,但对于多个变流器之间的协同未做深入研究。文献[26]针对多端口直流微网提出一种考虑虚拟惯性的下垂控制策略,但随着端口数量的增加,结构更加复杂,控制参数选取更加困难。当多个端口单元并联运行时,存在多个指标影响端口单元的同时安全稳定运行,为避免某一端口变流器提前退出,需要研究虚拟电容在多个并联端口单元的协同分配问题。

针对上述问题,文中提出一种考虑多因素的直流微网虚拟电容协同分配策略。储能系统在平抑系统扰动方面有重要作用,因此将所提策略应用于储能系统。首先,给出直流微网拓扑和应用于储能变流器的灵活虚拟电容控制框图。其次,考虑蓄电池的运行状态,制定单端储能的虚拟电容选取原则。对

于多个储能单元并联时虚拟电容控制存在的协同分配问题,通过蓄电池的荷电状态求取总的虚拟电容调整系数,从而获得总可调虚拟电容值。再次,利用熵值法和评分矩阵对蓄电池荷电状态、储能变流器可调容量等指标综合评价,求取分配系数,利用分配系数和总可调虚拟电容值得到各储能端所分配的虚拟电容值。最后,搭建硬件在环仿真测试平台,验证所提策略的有效性。

## 1 灵活虚拟电容控制下的直流微网

### 1.1 直流微网构成

文中研究的典型六端直流微网拓扑如图1所示,主要包括联网单元、光伏发电单元、风力发电单元、负荷单元、储能单元五部分。其中,  $P_G$ 、 $P_B$  分别为交流主网和储能单元与直流网络的交换功率;  $P_{pv}$ 、 $P_{WT}$  分别为光伏发电单元和风机发电单元向直流网络输送的功率;  $P_{AC\_L}$ 、 $P_{DC\_L}$  分别为交流负荷和直流负荷的吸收功率,定义功率注入直流网络为正;  $T_1$  为交流主网变压器,交流主网经电压源型变流器 G-VSC 与直流网络相连;  $L_1$ 、 $L_2$ 、 $L_3$  为 3 组交流负荷,通过电压源型变流器 L-VSC 接入直流网络;  $L_4$ 、 $L_5$  为直流负荷,通过升降压斩波变流器 L-DC 与直流网络相连,交直流负荷为恒功率负荷; 光伏发电单元通过升压式 DC/DC 变流器 PV-DC 接入直流网络,一般采用最大功率跟踪模式; 风力发电单元通过机侧变流器 W-VSC 接入直流网络,正常状态下采用最大功率跟踪模式; 储能单元通过双向 DC/DC 变流器 B-DC 接入直流网络,以恒定电流充放电。

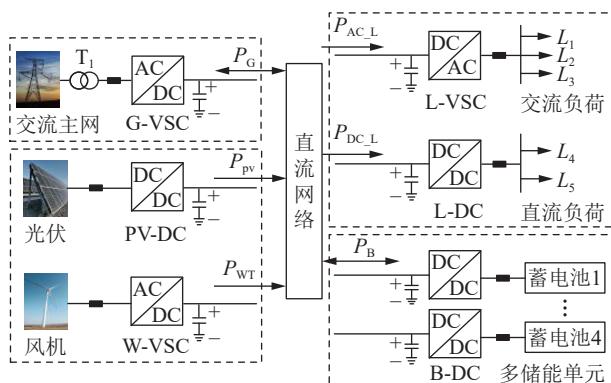


图 1 典型的六端直流微网拓扑

Fig.1 Topology of a typical six-terminal DC microgrid

### 1.2 灵活虚拟电容控制策略

对于交流电网,在系统发生扰动时,与直流网电压变化类似,交流电网的频率也会发生偏移甚至越限,为减小频率的偏移,交流电网中常通过 VSG 控制改善系统惯性。文献[22]通过类比的思

想,将直流系统和交流系统的各变量进行类比,得到直流电网中的惯性控制方程,如式(1)所示。

$$i_{dc}^* - i_{dc} - k_G (u_{dc} - U_{dc\_G}^*) = C_v u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} \approx C_v U_{dc\_G}^* \frac{du_{dc}}{dt} \quad (1)$$

式中:  $u_{dc}$ 、 $i_{dc}$  分别为直流侧电压、电流的测量值;  $U_{dc\_G}^*$ 、 $i_{dc}^*$  分别为直流侧电压、电流的参考值,电流以流向直流母线为正;  $k_G$  为变流器下垂系数;  $C_v$  为虚拟电容值。

传统的虚拟电容值固定不变,缺乏灵活性。文献[23]将虚拟电容值与直流电压的变化率相关联,提出一种适用于直流电网的 FVI 控制,并将其用于交流电网侧的联网变流器。具体控制公式如下:

$$C_v = \begin{cases} C_{v0} + k_1 |du_{dc}/dt|^{k_2} & |du_{dc}/dt| \geq M_K \\ C_{v0} & |du_{dc}/dt| < M_K \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $C_{v0}$  为固定虚拟电容值;  $k_1$ 、 $k_2$  为虚拟电容调整系数;  $M_K$  为直流母线电压变化率阈值。

直流电网储能端口的 DC/DC 变流器通过双向充放电给系统快速提供良好的惯性支撑,因此可将灵活虚拟电容控制策略应用于储能端口的 DC/DC 变流器,同时可以减小联网变流器的交换功率,减小功率损耗。具体控制框图如图 2 所示。

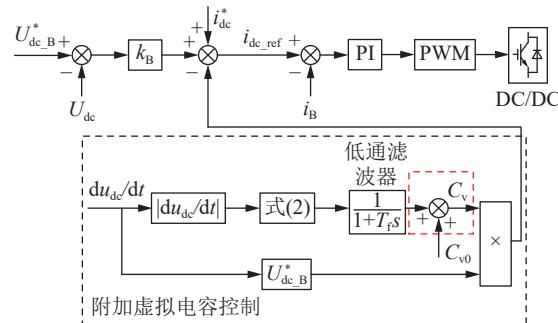


图 2 直流电网储能端灵活虚拟电容控制策略

Fig.2 Flexible virtual capacitance control strategy of energy storage terminal in DC power grid

图 2 中,  $k_B$  为双向 DC/DC 变流器的下垂系数;  $i_{dc\_ref}$  为变流器的直流电流参考值;  $i_B$  为蓄电池输出电流值;  $U_{dc\_B}^*$  为直流电压参考值;  $T_f$  为低通滤波器时间常数; PI 为比例积分控制器; PWM 为脉冲宽度调制;  $U_{dc}$  为直流电压实际测量值。直流电网发生扰动时,根据电压变化率灵活调整虚拟电容值的大小,进一步修正变流器的直流电流参考值  $i_{dc\_ref}$ ,控制变流器交换功率,使得系统扰动时可以迅速提供惯性功率支撑。

## 2 直流微网多储能单元总可调虚拟电容分析

### 2.1 储能单元运行状态分析

储能单元各变流器所分配的总可调虚拟电容

与储能单元的荷电状态(state of charge, SOC)密切相关。首先对虚拟电容控制下的单个储能单元进行分析, 研究虚拟电容值的大小和SOC的关系。储能单元以蓄电池为例, 其工作范围如图3所示。其中,  $k_c$  为充电调整系数;  $k_f$  为放电调整系数。

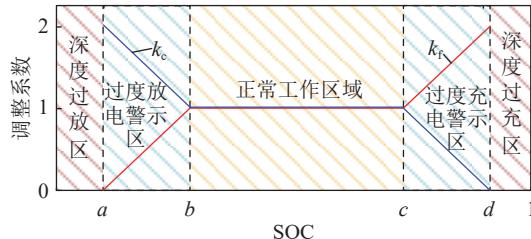


图3 蓄电池工作状态  
Fig.3 Battery operating status

将蓄电池工作区域分成5个区域, 其中  $b$ 、 $c$  分别为蓄电池正常工作时 SOC 的最小和最大临界值;  $a$  为蓄电池处于过度放电警示区时 SOC 的最小临界值;  $d$  为蓄电池处于过度充电警示区时 SOC 的最大临界值。当蓄电池充电并处于过度充电警示区时, 应减小蓄电池充电速率, 当处于深度过充区时蓄电池不再进行能量的双向流动。当蓄电池充电并处于过度放电警示区时应提高蓄电池充电速率, 使蓄电池尽快处于正常工作区域, 防止损害蓄电池寿命, 放电状态与充电状态的变化情况相似。

根据蓄电池不同工作状态灵活调整虚拟电容  $C_{vb}$ , 以 SOC 为约束指标制定策略, 减少过度放电和过度充电对蓄电池造成的损害。具体控制如下:

$$C_{vb} = \begin{cases} k_c C_v & i_B < 0 \\ k_f C_v & i_B \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

其中:

$$k_c = \begin{cases} \frac{S_i - d}{c - d} & S_i \in [c, d] \\ 1 & S_i \in [b, c) \\ \frac{S_i - b}{c - d} + 1 & S_i \in [a, b) \end{cases} \quad (4)$$

$$k_f = \begin{cases} \frac{S_i - c}{b - a} + 1 & S_i \in [c, d] \\ 1 & S_i \in [b, c) \\ \frac{S_i - a}{b - a} & S_i \in [a, b) \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $S_i$  为第  $i$  个蓄电池的 SOC 值。

以放电调整系数  $k_f$  为例, 当蓄电池放电并处于过度充电警示区时, SOC 越大, 虚拟电容值越大, 使得暂态放电功率增大, 加快 SOC 向正常工作区域发展。当蓄电池放电并处于过度放电警示区时, 虚拟电容值随着 SOC 的减小而减小, 使得暂态放电功率减小, 减缓 SOC 越限。充电调整系数  $k_c$  的调整与

$k_f$  相类似, 灵活调整虚拟电容值, 从而优化蓄电池的运行状态, 并通过滤波器实现波形平滑变化。采用线性分段函数表示虚拟电容值的充放电调整系数, 既可以平滑调整储能设备出力, 又能规避复杂的微积分函数、指数函数计算, 符合实际工程应用。可以根据储能设备本身的特性和安全要求设定 SOC 的各个临界值, 为更直观地体现出调整系数和 SOC 的关系, 调整效果如图3中曲线所示。

## 2.2 系统总可调虚拟电容大小

在分析包含多个蓄电池储能单元的直流微网的过程中, 对虚拟电容的充放电系数进行拓展。考虑到多个储能单元过充或过放时对总虚拟电容值造成的影响, 系统总可调虚拟电容值如下:

$$C_{vt} = \beta C_v \quad (6)$$

式中:  $C_{vt}$  为系统总可调虚拟电容值, 多储能单元的协同分配便是对该虚拟电容值进行分配;  $\beta$  为总虚拟电容值的调整系数。

多储能单元综合充放电调整系数与总虚拟电容值的调整系数的关系如下。

(1) 储能单元处于充电状态, 总虚拟电容值的调整系数表达式为:

$$\beta = \sum_{i=1}^n k_{ci} / n \quad (7)$$

式中:  $n$  为储能单元数量;  $k_{ci}$  为第  $i$  个储能单元的充电调整系数。

由式(7)可知, SOC 处于过度充电警示区的储能单元的个数越多, 则总虚拟电容值的调整系数  $\beta$  越小, 从而总可调虚拟电容值越小, 达到减小储能设备充电功率的作用, 防止储能单元超过 SOC 的安全上限而造成损坏和停机。SOC 处于过度放电警示区的储能单元的个数越多, 则总虚拟电容值的调整系数  $\beta$  越大, 从而总可调虚拟电容值越大, 通过增大储能单元的充电速率保证处于过度放电警示区的各储能设备尽快处于正常工作状态。

(2) 储能单元处于放电状态, 总虚拟电容值的调整系数表达式为:

$$\beta = \sum_{i=1}^n k_{fi} / n \quad (8)$$

式中:  $k_{fi}$  为第  $i$  个储能单元的放电调整系数。其调整原理与充电状态下类似。

## 3 多端储能单元的虚拟电容协同分配策略

针对多个储能单元并联的情况, 文中考虑多个评价指标, 提出一种虚拟电容协同分配方法。多指标的综合评价方法较多, 如主成分分析法<sup>[27]</sup>、因子

分析法、层次分析法、熵值法等。与其他方法相比,熵值法是一种客观的评价分析方法,客观公正度高,工作量较小,操作简单且理论成熟,因此文中选用熵值法<sup>[28-29]</sup>。该方法根据指标所能提供的信息量的大小来确定各指标权重大小,通过信息熵这一概念来进行其他相关问题计算,通过权重值和评分矩阵计算得到所有指标的综合评价得分,根据评价的高低分配虚拟电容值从而实现协同分配。

为研究  $n$  个储能单元的虚拟电容根据实际情况的协同分配结果,文中储能端以  $n$  个并联的蓄电池单元为研究对象,设定储能变流器的可调功率、蓄电池的 SOC 等  $m$  个评价指标,定义储能变流器的可调功率为变流器的额定容量和实际输出功率的差值。首先对所有原始数据构造原始数据矩阵  $X$ ,如式(9)所示。

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1m} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2m} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \cdots & x_{nm} \end{bmatrix} \quad (9)$$

式中:  $x_{ij}$  为第  $i$  个储能单元的第  $j$  项评价指标的原始数据( $i=1, 2, \dots, n; j=1, 2, \dots, m$ )。

每个指标的原始数据的度量单位不同,表达形式也不同,因此数据之间无法比较。文中对原始数据进行无量纲标准化处理以消除原始数据之间的差异对综合评价结果造成的影响,将数据转化为  $[0,1]$  区间内的数。按指标含义可以分为正向指标和逆向指标。对于正向指标,指标的数据值越大则指标评价越高;对于逆向指标,指标的数据值越小则指标评价越高。若指标为正向指标,则用式(10)表示,若指标为逆向指标,则用式(11)表示。

$$x'_{ij} = \frac{x_{ij} - \min(x_{ij})}{\max(x_{ij}) - \min(x_{ij})} \quad (10)$$

$$x'_{ij} = \frac{\max(x_{ij}) - x_{ij}}{\max(x_{ij}) - \min(x_{ij})} \quad (11)$$

式中:  $x'_{ij}$  为第  $i$  个储能单元的第  $j$  项评价指标的原始数据经过标准化处理后得到的数据。

各评价指标应根据其特性进行分类。如蓄电池的 SOC 指标,为保护蓄电池安全运行以及 SOC 均衡,避免某个蓄电池端口提前退出运行,在放电状态下 SOC 较大的蓄电池应输出较大的功率, SOC 较小的蓄电池应输出较小的功率,即要求 SOC 较大者评价指标高从而分配大的虚拟电容值,此时 SOC 指标为正向指标。反之,蓄电池处于充电状态时 SOC 评价指标为逆向指标,其他指标的分析同理。

原始数据在无量纲标准化的过程中,计算的指标数据会取到零值,计算信息熵时取对数会使得计

算无意义,因此需要对无量纲标准化后的数据进行平移,平移后的数据值如式(12)所示。

$$x_{ij}^g = x'_{ij} + \alpha \quad (12)$$

式中:  $x_{ij}^g$  为  $x'_{ij}$  经过平移后的数据值;  $\alpha$  为平移量,为避免对原始数据产生影响,  $\alpha$  的取值为 0.000 1。

数据经过平移转化后计算第  $j$  项指标下第  $i$  个储能单元指标值的比重  $p_{ij}$ ,如式(13)所示。

$$p_{ij} = x_{ij}^g / \sum_{i=1}^n x_{ij}^g \quad (13)$$

计算第  $j$  项指标的信息熵值  $e_j$ ,如式(14)所示。

$$e_j = -\frac{1}{\ln n} \sum_{i=1}^n p_{ij} \ln p_{ij} \quad (14)$$

通过求出的信息熵值  $e_j$  可以求得第  $j$  项指标的差异性系数  $g_j$ ,差异性系数越大,该指标越重要,所占的权重越大。差异性系数计算如下:

$$g_j = 1 - e_j \quad (15)$$

利用差异性系数求得第  $j$  项指标的权重  $w_j$ ,即:

$$w_j = g_j / \sum_{j=1}^m g_j \quad (16)$$

求得各指标的权重后,由于每个指标的单位不同,无法直接求得每个储能单元的综合评价得分,因此需要根据每个指标的特性拟定一个和虚拟电容大小相关的评分函数,各指标评分函数形成的评分矩阵同权重相乘即可得到综合评价得分。如蓄电池的 SOC 指标,根据 2.1 节的充放电调整系数分析和 SOC 均衡特性,可采用分段型。以放电状态为例,具体如下:

$$Q_{Si} = \begin{cases} \frac{10.5S_i - 10.5a}{b-a} & S_i \in [a, b) \\ \frac{62.5(S_i - b)}{c-b} + 10.5 & S_i \in [b, c) \\ \frac{27(S_i - c)}{d-c} + 73 & S_i \in [c, d] \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $Q_{Si}$  为第  $i$  个蓄电池的 SOC 指标得分。由式(17)可知,评分函数分为 3 段,在过度放电警示区评分函数为 0~10.5 的线性函数,在正常工作区域评分函数为 10.5~73 的线性函数,在过度充电警示区评分函数为 73~100 的线性函数,从而在保证 SOC 更加均衡的同时兼顾蓄电池工作状态。充电状态下的评分函数同放电状态相类似,过度放电警示区评分函数为 73~100 的线性函数,过度充电警示区评分函数为 0~10.5 的线性函数,正常工作区域评分函数不变。

对于储能变流器的可调功率指标,根据蓄电池的输出功率和系统的运行状况可以设定一个可调功率临界值  $S_p$ 。当可调功率小于临界值时,随着可

调功率的增大, 评分函数为 0~100 的线性函数。当可调功率超过临界值时, 虚拟电容的大小虽然依旧可以改变蓄电池的输出功率, 但不会使得输出功率超过变流器的额定容量而引起变流器保护动作退出运行, 因此超过临界值时评分函数为保持 100 不变的常数函数。其他指标分析同理, 最终形成式(18)所示评分矩阵  $Q$ 。

$$Q = \begin{bmatrix} Q_{11} & Q_{12} & \cdots & Q_{1m} \\ Q_{21} & Q_{22} & \cdots & Q_{2m} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ Q_{n1} & Q_{n2} & \cdots & Q_{nm} \end{bmatrix} \quad (18)$$

式中:  $Q_{ij}$  为第  $i$  个储能单元的第  $j$  项评价指标的评价得分 ( $i=1, 2, \dots, n; j=1, 2, \dots, m$ )。

最后, 利用权重求得第  $i$  个储能单元的综合评价得分  $Q_i$ , 如(19)所示。

$$Q_i = \sum_{j=1}^m Q_{ij} w_j \quad (19)$$

多端储能变流器虚拟电容的协同分配就是根据最终求得的综合评价得分按比例进行分配, 分配系数为:

$$b_i = Q_i / \sum_{i=1}^n Q_i \quad (20)$$

式中:  $b_i$  为第  $i$  个储能单元虚拟电容值的分配系数。总可调虚拟电容值与分配系数相乘即可得到各储能单元换流器所采用的虚拟电容值。

基于熵值法的多端储能单元的虚拟电容协同控制流程如图 4 所示。其中,  $\Delta P_i$  为第  $i$  个储能变流器的可调容量;  $G_{vi}$  为第  $i$  个储能单元换流器采用的虚拟电容值。

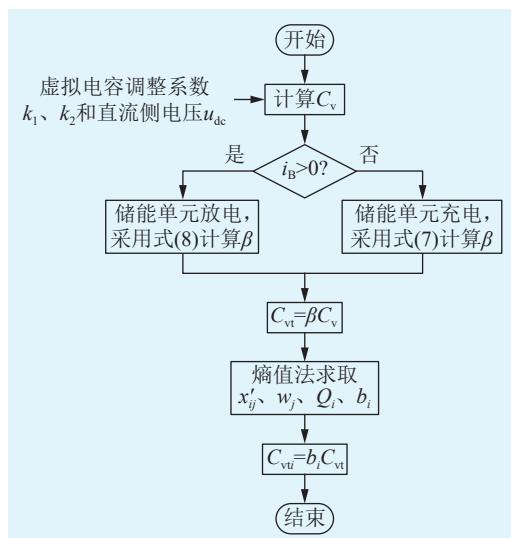


图 4 多端储能单元的虚拟电容协同控制流程  
Fig.4 Flow chart of virtual capacitor collaborative control of multi-terminal energy storage unit

首先, 在系统受到扰动时求取虚拟电容值  $C_v$ , 由  $i_B$  的正负识别蓄电池的充放电状态, 计算总虚拟电容系数求取总可调虚拟电容值。然后, 引入多个评价指标, 根据熵值法对指标进行正向指标和逆向指标分类, 依次求得无量纲标准化后的正向指标和逆向指标、各指标的权重、各储能单元的综合评价得分及分配系数。最后, 根据获取的分配系数对各储能单元采用的虚拟电容按照比例进行协同分配。

结合 1.2 节可得, 对储能端口 DC/DC 变流器采用灵活虚拟电容控制, 在直流电网发生扰动时可以实时响应, 灵活调整虚拟电容的大小从而迅速提供惯性功率支撑。文中所提基于熵值法的多端储能单元的虚拟电容协同控制根据惯性能力合理分配各储能单元的虚拟电容, 能增强多储能单元的协同惯性支撑能力。

#### 4 实验验证

为验证所提控制策略的有效性, 搭建基于 RT-LAB 的硬件在环仿真测试平台。图 5 为搭建的硬件在环测试系统框图, 其主要包括 RT-LAB 实时仿真机、RTU-BOX 实时数字控制器、上位机、接线盒、电平转换板以及转接板等。搭建图 1 所示直流微网模型运行于 RT-LAB 中, 储能端口以 4 个容量相同的蓄电池单元并联组成并全部参与控制, 包含重点测试单元和一般测试单元。一般测试单元包含负荷控制器、微源控制器、功率转换系统。文中所提协同分配策略运行于 RTU-BOX 实时数字控制器中, 其核心处理器为 TI28346, 运算速度高达 300 MHz。此外实时数字控制器还包含现场可编程门阵列(field programmable gate array, FPGA)芯片, 其在输出 PWM 脉冲时具备 4 ns 的时钟分辨率, 保证了开关频率 100 kHz 时, PWM 占空比时间可达到 0.04%。通过采集相关数据计算相应数值实现实时控制效果。RTU-BOX 生成 PWM 控制信号经接线盒、电平转换板以及转接板传输至 RT-LAB 的脉冲输入端口。为便于观察比较, 将录波仪中记录的数据导出并通过绘图软件进行绘制。系统主要仿真参数见表 1。

为便于观察分析, 电压和功率均采用标幺值, 电压基准值取额定电压 500 V, 功率基准值取 10 kW。系统稳态时各蓄电池端输出功率一致, 通过负荷的投切对系统造成扰动, 验证 SOC、储能变流器可调功率以及总虚拟电容调整系数差异下的协同控制效果。

##### 4.1 各储能 SOC 差异下协同控制优化效果

首先对各储能 SOC 差异下协同分配效果进行

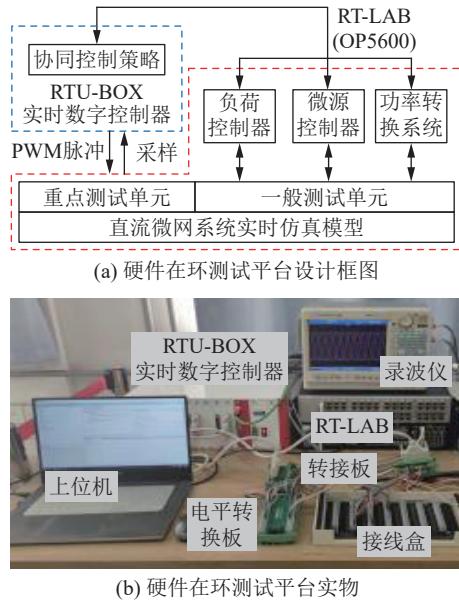


图 5 硬件在环系统测试框图

Fig.5 Hardware-in-the-loop system test block diagram

表 1 仿真平台相关参数

Table 1 Relevant parameters of the simulation platform

类别	参数
直流母线	额定电压 500 V
风机	额定风速 9 m/s, 变流器额定容量 10 kW
光伏	额定光照强度 1 000 W/m <sup>2</sup> , 变流器额定容量 20 kW
铅酸蓄电池	蓄电池额定容量 400 A·h, 额定电压 100 V
交流负荷	$L_1=L_2=10 \text{ kW}$ , $L_3=5 \text{ kW}$
直流负荷	$L_4=10 \text{ kW}$ , $L_5=20 \text{ kW}$
交流电网	额定电压 220 V, 变流器额定容量 30 kW
其他实验参数	$a=0.1$ , $b=0.25$ , $c=0.75$ , $d=0.9$ , $M_K=0.0006$ , $C_{v0}=0.5$

验证。初始时刻各蓄电池的 SOC 分别为 85%、60%、40%、20%，均处于放电状态，其他指标基本保持一致，风机、光伏以额定功率运行，负荷  $L_1$ 、 $L_4$  投入运行。在 2 s 时投入负荷  $L_3$ 、 $L_5$ ，系统发生扰动后蓄电池 SOC 差异下的协同控制分配结果如图 6 所示。

图 6(a) 为总虚拟电容调整系数的变化曲线，2 s 时系统负荷增加，SOC 下降加快，防止系统总可调虚拟电容值过大，保证蓄电池处于安全的运行状态。图 6(b) 为 SOC 差异下各个蓄电池的分配系数，初始时刻各储能单元的分配系数区别较为明显，各端初始分配系数经计算分别为 0.5014、0.2989、0.1612、0.0386，经观察 3.5 s 时分配系数因 SOC 的差异而变化，约为 0.5024、0.2993、0.1605、0.0378，SOC 较大的蓄电池分配系数变大，达到根据 SOC 的大小分配虚拟电容的目的。由图 6(c)、(d) 可知，蓄电池 1 的 SOC 最大，分配的虚拟电容值最大，为系统提供的功率支撑也就最大，其端口输出功率暂

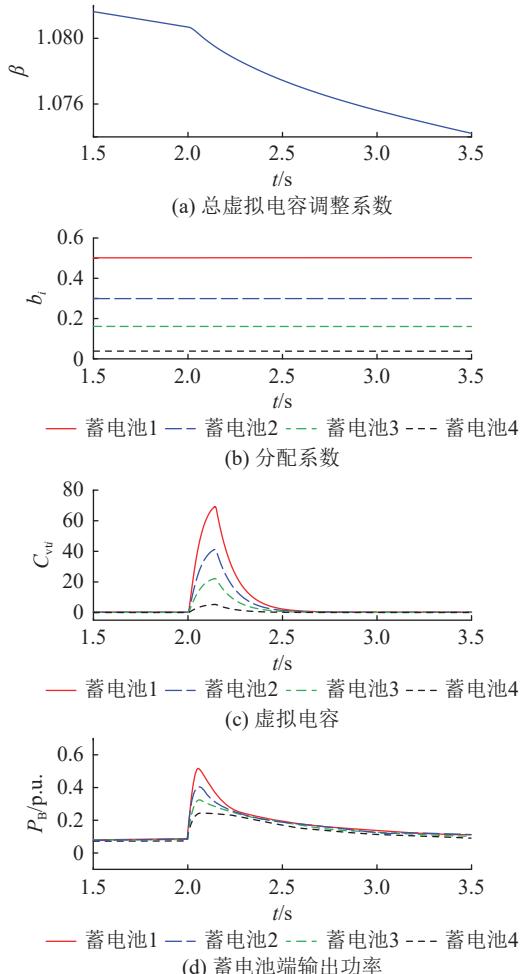


图 6 蓄电池 SOC 差异下协同控制分配结果

Fig.6 Collaborative control distribution results under SOC difference of battery

态峰值约为 0.53 p.u.。同理，蓄电池 4 的 SOC 最小，为系统提供的功率支撑也就最小，其端口输出功率暂态峰值仅约为 0.24 p.u.。

图 7 为各储能 SOC 差异下有无协同控制的 SOC 变化的对比。可见，协同控制下，蓄电池 1 的 SOC 在运行中下降约 0.234%，而蓄电池 4 的 SOC 在运行中仅下降约 0.211%。SOC 较小者下降速度慢，其进入深度过放区域的速度减缓，避免变流器提前退出运行，表明文中策略能有效保护蓄电池安全运行。同时通过与无协同控制下系统受到扰动后 SOC 的变化对比可知，协同控制能充分发挥各蓄电池端口的惯性潜力，减少各蓄电池 SOC 的差异。

#### 4.2 各储能变流器可调功率差异下协同控制优化效果

根据直流微网的运行状态和负荷参数，设置可调功率临界值为 15 kW，保证系统受到扰动后，蓄电池参与调节过程中蓄电池的最大输出功率不超过可调功率临界值。初始时刻各蓄电池 SOC 均为 70% 且处于待放电状态，储能变流器的额定容量分别为

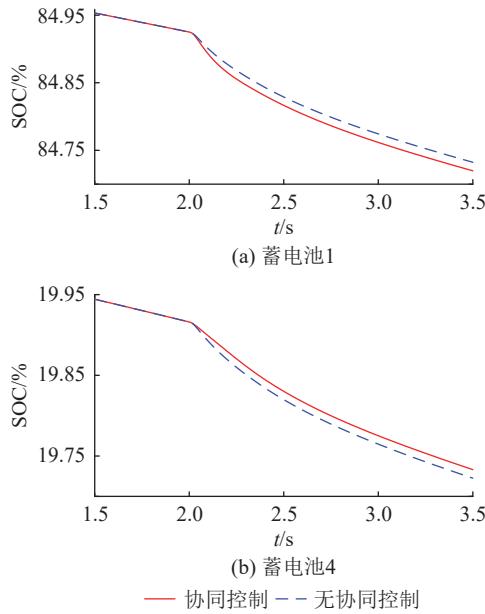


图 7 蓄电池 SOC 差异下有无协同控制对比

Fig.7 Comparison of whether there is collaborative control under SOC difference of battery

3.5、6、10、15 kW, 其他指标基本保持一致, 系统运行状态和负荷投切与 4.1 节相同。储能变流器可调功率差异下协同控制分配结果如图 8 所示。

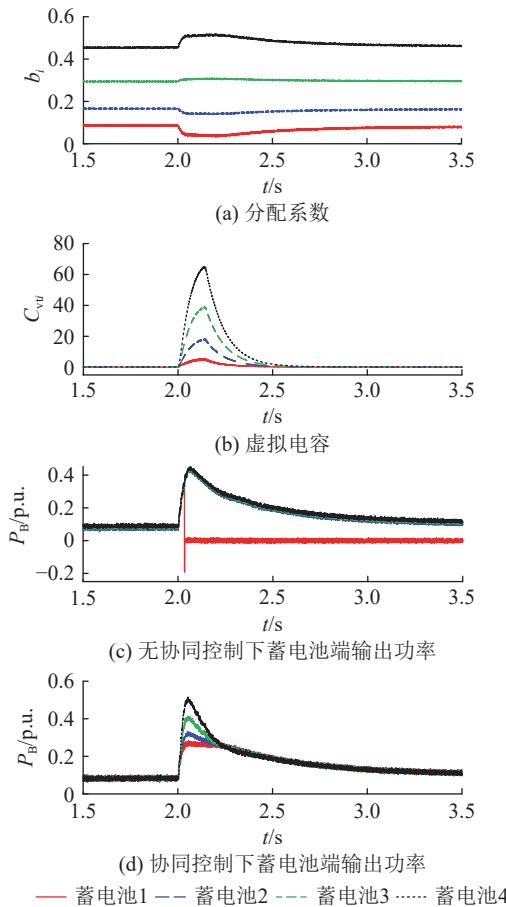


图 8 储能变流器可调功率差异下协同控制分配结果  
Fig.8 Collaborative control distribution results under adjustable power difference of energy storage converter

由图 8(a)、(b)可知, 各蓄电池端的虚拟电容值按照储能变流器的可调功率大小进行分配, 可调功率大的储能变流器分配系数大, 可调功率小的储能变流器分配系数小, 保证蓄电池端口在进行功率支撑时根据各储能变流器可提供的惯性支撑能力进行合理分配。由图 8(c)可得, 在无协同控制时蓄电池 1 端变流器由于容量的限制, 约 2.034 s 超过其额定容量而切除, 将导致储能端口的功率支撑减小, 同时还会减少系统的有功备用容量, 影响系统的稳定运行。由图 8(d)可得, 在文中协同控制下, 蓄电池 1 端口输出功率最小, 其暂态峰值约为 0.27 p.u., 避免输出功率因超出变流器额定容量而切除, 充分发挥不同大小储能变流器的惯性支撑能力, 验证所提协同控制分配方法在储能变流器可调功率差异时的有效性。

系统直流电压响应情况如图 9 所示, 可以看出文中协同控制策略能有效改善直流电压的调节效果。

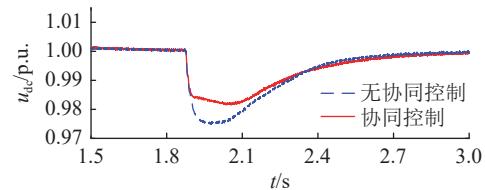


图 9 可调功率差异下有无协同控制时直流电压对比  
Fig.9 Comparison of DC voltage with or without coordinated control under adjustable power differences

#### 4.3 多指标差异下协同控制优化效果

初始时刻系统的运行状况、SOC 和负荷的投切情况与 4.1 节相同, 储能变流器的容量均为 8 kW, 其他指标基本一致, 系统发生扰动后虚拟电容根据 SOC 和储能变流器可调容量的不同灵活调整各指标权重, 虚拟电容的协同控制分配结果如图 10 所示。

由图 10 可得, 在扰动发生初期变流器的可调功率基本一致, 虚拟电容主要根据蓄电池的 SOC 大小进行协同分配, SOC 大的蓄电池端提供较大的功率支撑, 随着蓄电池端输出功率的增大变流器的可调功率发生变化, SOC 最大的蓄电池端口变流器可调功率最小, 使得变流器可调功率存在差异, 从而两指标的权重灵活调整共同调节功率支撑。对比图 6 和图 10 可得, 在两指标差异下蓄电池 1 端口输出功率暂态峰值仅为 0.475 p.u., 低于仅考虑蓄电池 SOC 差异时蓄电池 1 端口输出功率的暂态峰值。同理, 图 10(b)中蓄电池 4 端口输出功率暂态峰值可达 0.29 p.u., 高于仅考虑蓄电池 SOC 差异时蓄电池

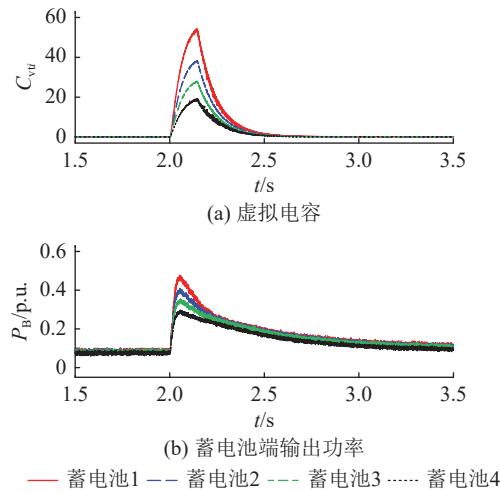
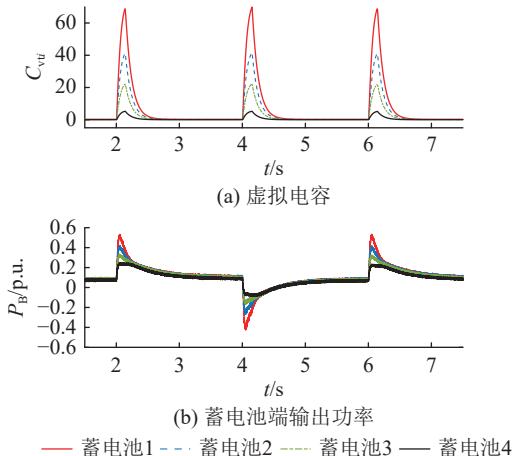


图 10 多指标差异下协同控制分配结果

Fig.10 Collaborative control distribution results under multiple index differences

4 端口输出功率的暂态峰值,验证了该虚拟电容协同控制分配方法在多指标差异时的有效性。

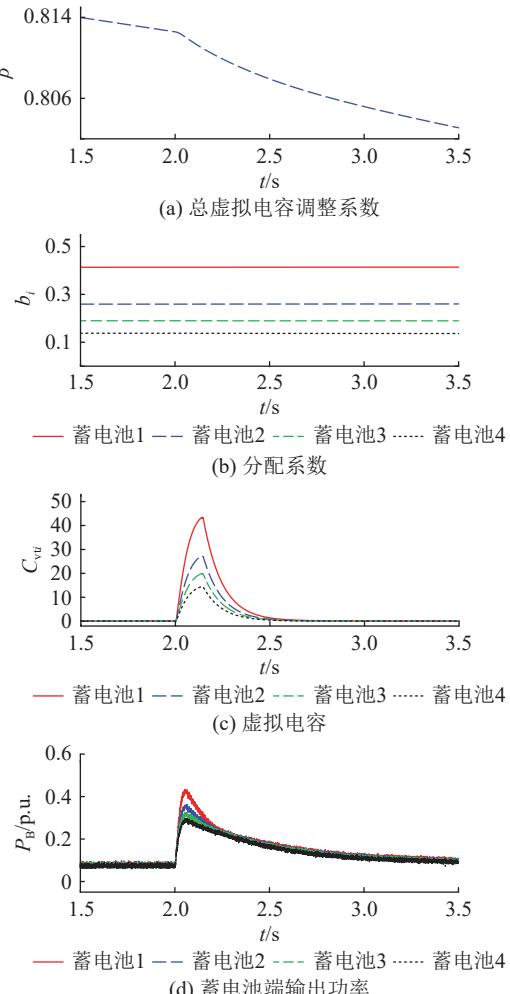
为进一步验证所提虚拟电容协同分配策略,增加 1 组负荷连续投切的工况。在 2 s 时投入负荷  $L_3$ 、 $L_5$ , 4 s 时切除负荷  $L_3$ 、 $L_5$ , 6 s 再次投入负荷  $L_3$ 、 $L_5$ 。虚拟电容的协同控制分配结果如图 11 所示。

图 11 负荷连续投切时多指标差异下协同控制分配结果  
Fig.11 The results of cooperative control distribution under the difference of multiple indexes during continuous load switching

由图 11 可得,在系统发生连续扰动时,所提控制策略能够使得 SOC 大的蓄电池分配较大的虚拟电容值,从而提供较大的功率支撑。

#### 4.4 总虚拟电容调整系数对协同控制的优化效果

系统的运行状况和负荷的投切情况与 4.1 节相同,初始时刻各蓄电池 SOC 分别为 30%、25%、21%、18%,均处于放电状态,其他指标基本一致,在该 SOC 下得到总虚拟电容调整系数  $\beta$  对所提协同控制的优化效果如图 12 所示。

图 12 总虚拟电容调整系数  $\beta$  对协同控制的优化效果  
Fig.12 Optimization effect of total virtual capacitance adjustment coefficient  $\beta$  on cooperative control

对比图 6 和图 12 可得,当各蓄电池 SOC 过低时总虚拟电容调整系数较小,如图 12(a)所示,总虚拟电容调整系数的初始值经计算为 0.817,随着 SOC 的下降调整系数不断降低,保证分配的总可调虚拟电容值较低,使得蓄电池端口在进行功率支撑时整体输出功率低于蓄电池运行在正常工作区域的情况,防止蓄电池因 SOC 过低退出运行。

## 5 结论

文中在直流微网灵活虚拟电容控制的基础上,针对多个储能单元并联的情况提出一种考虑多个指标的虚拟电容协同分配方法。通过分析和实验得到以下结论:

- (1) 通过虚拟电容的充放电系数灵活调整总可调虚拟电容值,使储能设备尽可能地工作在正常工作区域,保证储能单元的安全运行。
- (2) 利用熵值法和评分矩阵对蓄电池 SOC、储能变流器的可调容量等指标综合评价,合理分配虚

拟电容,使各储能变流器合理出力,避免变流器提前退出运行。

(3) 搭建硬件在环仿真测试平台,对蓄电池SOC、储能变流器可调容量等指标差异下的协同控制策略进行验证,表明文中协同控制策略在惯性控制和协同分配方面的有效性。

文中仅选用典型直流微网的拓扑进行实验验证,对于更加复杂的多端系统,长时间尺度上的协同控制与各储能变流器控制之间的配合有待深入研究。

#### 参考文献:

- [1] 李惠玲. 新型电力系统背景下西部送端直流电网及系统运行特性[J]. *中国电力*, 2023, 56(8): 166-174.  
LI Huiling. Sending-terminal DC power grid in western China and its operation characteristics in the context of new power system[J]. *Electric Power*, 2023, 56(8): 166-174.
- [2] 赵西贝, 樊强, 许建中, 等. 直流电网中多断路器协调配合方法[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(2): 693-703.  
ZHAO Xibei, FAN Qiang, XU Jianzhong, et al. Coordination method of multiple DC circuit breakers in DC grid[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(2): 693-703.
- [3] 庄儒丰, 谢小伟, 杨墨缘, 等. 考虑冗余系统故障率参数时变性的直流配电网可靠性评估[J]. *供用电*, 2023, 40(1): 56-64.  
ZHUANG Rufeng, XIE Xiaowei, YANG Moyuan, et al. Reliability evaluation of DC distribution network considering time-varying failure rate parameter of redundant system[J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(1): 56-64.
- [4] 代广贵, 何晋, 张博嘉. 考虑不同容量的储能 SOC 均衡与功率分配策略[J]. *电力建设*, 2023, 44(6): 12-22.  
DAI Guanggui, HE Jin, ZHANG Bojia. SOC balancing and power distribution strategies considering different capacities of energy storage[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(6): 12-22.
- [5] 明远山, 胡慧慧, 刘凯旋, 等. 孤岛模式下直流微网中储能单元 SOC 均衡控制策略[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(4): 57-64.  
MING Yuanshan, HU Huihui, LIU Kaixuan, et al. Research on SOC balance control strategy of energy storage unit in DC microgrid in island mode[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(4): 57-64.
- [6] 邢超, 奚鑫泽, 何鑫, 等. 多端直流输电系统中限流电抗器配置研究[J]. *电测与仪表*, 2023, 60(5): 72-78.  
XING Chao, XI Xinze, HE Xin, et al. Research on configuration of current limiting reactor in multi-terminal HVDC system[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(5): 72-78.
- [7] 陈力绪, 袁帅, 严俊, 等. 考虑多端协同的柔性直流电网直流故障保护和恢复策略[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(22): 8164-8177.  
CHEN Lixu, YUAN Shuai, YAN Jun, et al. DC fault protection and recovery strategy for VSC-HVDC grid considering multi-terminal cooperation[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(22): 8164-8177.
- [8] 李伟锋, 鲍志阳. 直流微电网相关技术研究综述[J]. *电工材料*, 2023(2): 90-96.  
LI Weifeng, BAO Zhiyang. Overview of DC microgrid research with distributed energy[J]. *Electrical Engineering Materials*, 2023(2): 90-96.
- [9] 刘自发, 刘炎. 基于虚拟直流机的直流微电网电压稳定控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(4): 62-71.  
LIU Zifa, LIU Yan. Voltage stability control strategy of a DC microgrid based on a virtual DC machine[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(4): 62-71.
- [10] 窦真兰, 张春雁, 杨海涛. 直流微电网研究现状及挑战[J]. *上海节能*, 2023(2): 163-172.  
DOU Zhenlan, ZHANG Chunyan, YANG Haitao. Research status and challenges of direct current microgrid[J]. *Shanghai Energy Saving*, 2023(2): 163-172.
- [11] 张世欣, 皇金锋, 杨艺. 基于平坦理论的直流微电网双向 DC-DC 变换器改进滑模自抗扰控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(5): 107-116.  
ZHANG Shixin, HUANG Jinfeng, YANG Yi. Improved sliding mode and active disturbance rejection control based on flatness theory for a bi-directional DC-DC converter in a DC microgrid[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(5): 107-116.
- [12] ZHU X R, MENG F Q, XIE Z Y, et al. An inertia and damping control method of DC-DC converter in DC microgrids[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2020, 35(2): 799-807.
- [13] 段例存, 赵巧娥, 高金城, 等. 直流配电网中变流器的虚拟惯量自适应控制[J]. *电力电子技术*, 2019, 53(12): 52-54, 62.  
DUAN Licun, ZHAO Qiaoe, GAO Jincheng, et al. Virtual inertia adaptive control of grid-connected converter in direct current distribution network[J]. *Power Electronics*, 2019, 53(12): 52-54, 62.
- [14] 郑峰, 苏明鸿, 陈静, 等. 基于改进模型预测的并网变换器自适应虚拟惯性控制策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(13): 35-46.  
ZHENG Feng, SU Minghong, CHEN Jing, et al. An adaptive virtual inertia control strategy for a grid-connected converter based on improved model prediction[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(13): 35-46.
- [15] 张磊, 徐恭德, 孙慧如, 等. 直流配用电系统电能质量问题探讨[J]. *供用电*, 2023, 40(10): 28-34.

- ZHANG Lei, XU Gongde, SUN Huiru, et al. Discussion on the power quality of DC distribution system[J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(10): 28-34.
- [16] WANG Y, WANG C, XU L, et al. Adjustable inertial response from the converter with adaptive droop control in DC grids[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(3): 3198-3209.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] SAMANTA S, MISHRA J P, ROY B K. Virtual DC machine: an inertia emulation and control technique for a bidirectional DC-DC converter in a DC microgrid[J]. *IET Electric Power Applications*, 2018, 12(6): 874-884.
- [21] HOU X C, SUN Y, ZHANG X, et al. Improvement of frequency regulation in VSG-based AC microgrid via adaptive virtual inertia[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2020, 35(2): 1589-1602.
- [22] 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.
- [23] 孟建辉, 邹培根, 王毅, 等. 基于灵活虚拟惯性控制的直流微网小信号建模及参数分析[J]. *电工技术学报*, 2019, 34(12): 2615-2626.
- MENG Jianhui, ZOU Peigen, WANG Yi, et al. Small-signal modeling and parameter analysis of the DC microgrid based on flexible virtual inertia control[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2019, 34(12): 2615-2626.
- [24] 聂永刚, 李俊青, 韩爽, 等. 基于虚拟惯量的 DC 换流器并联直流配电网控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(15): 19-26.
- NIE Yonggang, LI Junqing, HAN Shuang, et al. Virtual inertia-based control strategy for a multi parallel DC converter in a DC distribution system[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(15): 19-26.
- [25] 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.
- [26] 钱一辉, 汪震, 吴佳良, 等. 考虑虚拟惯性的 VSC-MTDC 改进下垂控制策略[J]. *能源工程*, 2020, 40(6): 85-90.
- QIAN Yihui, WANG Zhen, WU Jialiang, et al. Improved droop control strategy of VSC-MTDC considering virtual inertial[J]. *Energy Engineering*, 2020, 40(6): 85-90.
- [27] 贺敬安, 陶世银, 罗少辉, 等. 基于主成分分析与支持向量回归的 MOV 劣化状态诊断研究[J]. *电瓷避雷器*, 2023(2): 41-48.
- HE Jingan, TAO Shiyin, LUO Shaohui, et al. Diagnosis of MOV deterioration state based on principal component analysis and support vector regression[J]. *Insulators and Surge Arresters*, 2023(2): 41-48.
- [28] 王月敏. 基于熵值法的智飞生物财务绩效评价研究[D]. 昆明: 云南师范大学, 2022.
- WANG Yuemin. Research on Zhifei's financial performance based on entropy method[D]. Kunming: Yunnan Normal University, 2022.
- [29] 王益超. 基于 AHP-灰色关联分析的电网运行指标评估方法研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2020.
- WANG Yichao. Research on evaluation method of power grid operation index based on AHP-gray relation analysis[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2020.

## 作者简介:



孟建辉

孟建辉(1987), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力电子技术、新能源发电与电力系统(E-mail: mengjianhui2008@163.com);

周子欣(2000), 女, 硕士在读, 研究方向为新能源发电系统及其控制;

王慧(1982), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为新能源电力系统稳定控制与经济调度。

(下转第 182 页)

## Two stage adaptive robust resilience enhancement strategy for distribution network with high penetration of renewable energy

WU Jiayu<sup>1</sup>, YANG Qiming<sup>2</sup>, DING Ranran<sup>1</sup>, JI Chenlin<sup>3</sup>, LI Dongsen<sup>4</sup>, LI Feng<sup>5</sup>

(1. State Grid Shanghai Urban Electric Power Supply Company, Shanghai 200080, China; 2. State Grid Shanghai Pudong Electric Power Supply Company, Shanghai 200122, China; 3. State Grid Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214061, China; 4. China Energy Engineering Group Jiangsu Power Design Institute Co., Ltd., Nanjing 211102, China; 5. School of Electrical and Automation Engineering, Nanjing Normal University, Nanjing 210046, China)

**Abstract:** A two-stage adaptive robust optimization model for power restoration in distribution networks with high penetration of renewable energy under extreme disasters is proposed in this paper. Uncertainty sets and adjustable robust parameters are employed to depict the uncertainty of renewable energy output and load demand. In the pre-disaster stage, unit commitment strategy and dispatch strategy of controllable generators are obtained to guarantee the reasonable distribution of power flow. In the post-disaster stage, network reconfiguration, emergency resources dispatch, adjustment strategy of controllable generators and load shedding are employed to perform fault recovery on the distribution network. The column and constraint generation algorithm (C&CG) is used to decompose the model into the main problem and subproblem. The dual theory and the big  $M$  method are employed to dualize and linearize the subproblem. The optimal recovery strategy can be obtained by alternating iterations between the main problem and the transformed subproblem. Case studies conducted on the improved PG&E 69-node system indicate that the proposed model is able to balance the robustness and economy under extreme disaster scenarios.

**Keywords:** distribution network with high penetration of renewable energy; adaptive robust optimization; network reconfiguration; real-time emergency resources dispatch; renewable energy uncertainty; load demand uncertainty

(编辑 陈雯嘉)

(上接第 164 页)

## Virtual capacitance cooperative allocation control strategy considering multiple factors in DC microgrid

MENG Jianhui<sup>1</sup>, ZHOU Zixin<sup>1</sup>, WANG Hui<sup>1</sup>, GU Likang<sup>2</sup>

(1. North China Electric Power University (State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources), Baoding 071003, China; 2. State Grid Shandong Electric Power Company Binzhou Power Supply Company, Binzhou 256600, China)

**Abstract:** The virtual capacitor control strategy is applied to the converters at each port of DC microgrid to simulate the charge-discharge characteristics of capacitors, which provides an effective solution to solve the inertia problem of the system and improve the voltage quality. Aiming at the cooperative allocation problem of virtual capacitance control in parallel operation of multiple energy storage units, a cooperative allocation strategy of multiple energy storage units based on virtual capacitance control to give full play to the inertial support capability of each energy storage unit is proposed in this paper. The total value of the adjustable virtual capacitance is obtained according to the change rate of DC voltage and the state of charge. The entropy method and scoring matrix are used to comprehensively evaluate the indicators such as the state of charge of the battery and the adjustable capacity of the energy storage converter. The allocation coefficient is obtained according to the final evaluation score, so as to distribute the total virtual capacitance cooperatively. Finally, a hardware-in-the-loop simulation test platform is built to verify the proposed strategy. The results show that the energy storage units allocate virtual capacitors reasonably according to the inertia capacity, which avoids the energy storage converter from prematurely exiting due to excessive output power, and enhances the inertia level and safe and stable operation capability of the system.

**Keywords:** DC microgrid; virtual capacitance; cooperative control; multi-index comprehensive evaluation; entropy method; evaluation matrix

(编辑 方晶)