

# 考虑频率与电压越限风险的孤岛微电网群分层协调控制策略

张育炜<sup>1</sup>, 肖 迁<sup>1,2</sup>, 穆云飞<sup>1</sup>, 贾宏杰<sup>1</sup>, 金 昱<sup>1</sup>, 陆文标<sup>1</sup>

(1. 智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津市 300072;

2. 新型电力系统运行与控制全国重点实验室(清华大学), 北京市 100084)

**摘要:** 孤岛交直流混合微电网群多采用子微网功率按比例分配方法,其在重负荷接入下面临频率与直流母线电压的越限风险。为解决上述问题,提出了一种分层协调控制策略。首先,构建一种分层控制架构;其次,在微电网群控制层,提出一种基于子微网极限功率点钳位的微电网群互联变换器功率分配方法,当重负荷接入时,有越限风险的子微网功率钳位于其阈值,保证频率与电压稳态不越限;再次,在子微网控制层,设计一种基于频率与电压微分前馈补偿的子微网瞬时功率控制方法,进一步保证频率与电压动态不越限。基于此,通过建立系统的小信号模型分析关键参数对稳定性的影响,并给出参数的设计过程。最后,多工况下的仿真算例验证了所提方法的有效性与优越性。

**关键词:** 交直流混合微电网; 频率越限风险; 电压越限风险; 分层协调控制; 功率分配; 小信号模型

## 0 引言

近年来,日益增长的能源需求与环境污染问题促进了分布式可再生能源的发展<sup>[1]</sup>。微电网是由分布式电源(distributed generator, DG)、储能与负荷等构成的小型电网,可有效提升可再生能源利用率<sup>[2]</sup>。然而,单一微电网系统供电能力低、抗扰动能力差<sup>[3]</sup>。利用互联变换器将地理位置相邻的多微电网集群形成交直流混合微电网群,具有运行效率高、可有效应对负荷多样化需求等优势<sup>[4-5]</sup>,已成为微电网群的主要发展趋势<sup>[6]</sup>。

孤岛交直流混合微电网群需要配置用于支撑母线电压的控制单元,当重负荷接入系统时,受可调度型单元的调节能力限制,频率与直流母线电压面临越限风险。同时,孤岛系统产生的“源荷”波动或互联变换器模式切换极易造成频率与直流母线电压冲击,进而发生动态越限风险。

目前,已有学者针对微电网群的运行控制方法开展了研究。文献[7]采用微电网群主从控制模式,对系统进行统一管理,但控制可靠性较低。为避免

该问题,目前的微电网群中各子微网均采用下垂控制策略,根据各DG单元的容量分配输出功率<sup>[8-10]</sup>。文献[9]提出一种交直流混合微电网功率控制策略,实现子微网按容量比分配负荷;文献[10]将上述策略扩展至微电网群,实现系统中各子微网间按比例分配负荷。上述控制策略可优化子微网间功率分配过程,但当系统接入重负荷时,频率与直流母线电压将快速跌落,产生越限风险。

为解决上述问题,可利用一致性控制避免越限风险<sup>[11-12]</sup>。文献[11]将一致性算法应用于交直流混合微电网群中,实现频率与电压的恢复。文献[12]在此基础上引入调节成本,实现了微电网群的经济运行。然而,一致性控制在面临网络攻击时,易导致系统故障。因此,可通过系统控制模式的切换,避免频率与电压的越限风险<sup>[13-14]</sup>。文献[13]提出一种微电网群控制架构以实现分布式管理,但其模式划分过程复杂;文献[14]提出一种微电网群多级功率管理策略,以实现子微网间不同功率分配方式的灵活切换,但在控制过程中所需通信量较大,控制切换判定条件复杂。上述文献主要讨论了系统稳态时的频率与直流电压越限风险。

为进一步避免频率与电压的动态越限风险,文献[15-16]提出逆变器辅助控制方式,有效抑制微电网的频率、电压波动。文献[17-19]提出虚拟惯性控制、自适应下垂控制以及混合功率共享控制方式,提

收稿日期: 2023-11-11; 修回日期: 2024-05-10。

上网日期: 2024-07-19。

国家自然科学基金资助项目(52107121);新型电力系统运行与控制全国重点实验室开放基金课题重点项目(SKLD23KZ04);天津市企业科技特派员项目(23YDTPJC00090)。

升直流微电网的惯性。然而,上述研究仅针对独立微电网的并/离网切换过程。文献[20]提出一种基于扰动观测器的控制方法,以抑制交直流混合微电网的电压波动;文献[9]提出一种基于干扰观测环节的母线电压波动抑制策略,可提升交直流混合微电网的电压动态响应能力。然而,上述方法受互联变换器的模型精度影响较大,通用性受限。因此,亟须设计一种适应多场景的频率、电压波动抑制方法。

针对各子微网功率按比例分配的孤岛交直流混合微电网群在重负荷接入时出现的频率与公共直流母线电压越限问题,本文提出一种分层协调控制策略。首先,构建一种分层控制架构;其次,在微电网群控制层,提出一种微电网群互联变换器功率分配方法,通过将有越限风险的子微网功率钳位于其阈值,避免重负荷接入下频率与电压稳态越限;再次,设计一种子微网瞬时功率控制方法,利用频率和电压变化率调整子微网内可调度型单元的瞬时有功功率,进一步保证频率与电压动态不越限。基于此,通过构建系统小信号模型,分析微电网群稳定性,并设计关键控制参数。最后,通过多工况下的算例分析验证了所提策略的有效性。

### 1 交直流混合微电网群拓扑结构

本文研究的孤岛交直流混合微电网群拓扑如图1所示<sup>[10]</sup>,由1个交流微电网(ACMG)与2个直流微电网(DCMG-1、DCMG-2)构成。各子微网分别通过双向AC/DC互联变换器(bidirectional AC/DC converter, BADC)、双有源桥式(dual active bridge, DAB)变换器与DCMG-1的直流母线相连(下文将其命名为公共直流母线),两变换器拓扑<sup>[21-22]</sup>如附录A图A1所示。在孤岛交直流混合微电网群中,各子

微电网内含有可调度型单元与功率型单元。其中,ACMG与DCMG-1可调度型单元包含两个DG,DCMG-2可调度型单元包含一个DG。以储能为主的可调度型单元通过下垂控制参与系统调节,为子微网母线提供频率与电压支撑;功率型单元包含受功率指令直接控制的DG、恒功率负荷。为便于分析,本文将功率型单元中的DG视为具有负功率特性的负荷,通过调整功率参考值模拟系统源、荷扰动<sup>[9-10,14]</sup>。

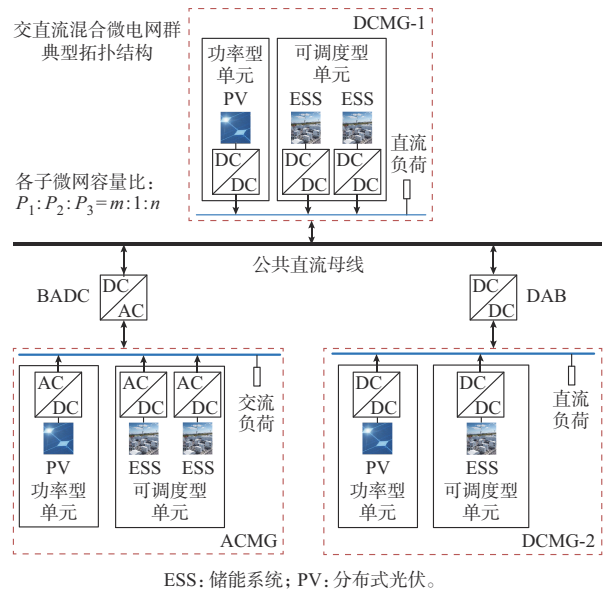


图1 孤岛交直流混合微电网群拓扑  
Fig.1 Topology of islanded AC/DC hybrid microgrid cluster

### 2 孤岛交直流混合微电网群分层控制架构

孤岛交直流混合微电网群分层控制架构如图2所示。

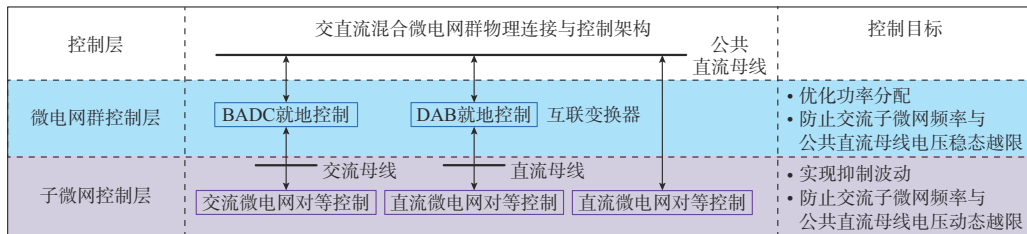


图2 孤岛交直流混合微电网群分层控制架构  
Fig.2 Hierarchical control structure of islanded AC/DC hybrid microgrid cluster

以互联变换器与可调度型单元变换器为研究对象,将其分为微电网群控制层与子微网控制层两部分:

1)微电网群控制层:两互联变换器采集本地电气量,优化微电网群的功率分配,实现就地控制。该控制层的主要功能为:当轻负荷接入系统时,实现互

联变换器控制各子微网可调度型单元按比例分配负荷功率;当重负荷接入系统时,实现互联变换器限制交流子微网频率与公共直流母线电压过度跌落,保证其稳态不越限;同时,设计工作模式切换标记,实现上述控制模式的灵活切换;最后,利用传统功率控制实现互联变换器对功率参考值的快速跟踪。

2)子微网控制层:利用下垂控制这类典型对等控制跟踪上层指令,为孤岛交直流混合微电网群提供频率与电压支撑,同时,基于自身的可拓展优势,通过引入补偿量实现不同控制目标。该控制层的主要功能为:将交流子微网频率与公共直流母线电压变化率作为前馈分量,引入子微网可调度型单元下垂控制的功率参考值生成环节中,通过调整其瞬时输出功率,保证交流子微网频率与公共直流母线电压动态不越限。

### 3 孤岛交直流混合微电网群分层协调控制策略

本文所提孤岛交直流混合微电网群分层协调控制策略如图3所示。图中: $P_{BADC}^{ref}$ 和 $Q_{BADC}^{ref}$ 分别为

BADC的有功和无功功率参考值; $i_{L,d}$ 、 $i_{L,q}$ 和 $i_{L,d}^{ref}$ 、 $i_{L,q}^{ref}$ 分别为BADC的 $d$ 、 $q$ 轴电感电流及其参考值; $P_{DAB}$ 和 $P_{DAB}^{ref}$ 分别为DAB变换器传输功率及其参考值; $d_{ref}$ 为移相比参考值; $P_{DU2}^{acref}$ 和 $Q_{DU2}^{acref}$ 分别为ACMG可调度型单元的有功和无功功率参考值; $E_d$ 为 $d$ 轴交流母线电压; $i_{L,d}^{DU2}$ 、 $i_{L,q}^{DU2}$ 和 $i_{L,d}^{DU2ref}$ 、 $i_{L,q}^{DU2ref}$ 分别为ACMG可调度型单元的 $d$ 、 $q$ 轴电感电流及其参考值; $P_{DU2}^{dclref}$ 为DCMG-1可调度型单元的功率参考值; $v_{d1}$ 为可调度型单元低压侧电压; $i_L^{DU2}$ 和 $i_L^{DU2ref}$ 分别为可调度型单元电感电流及其参考值;PWM表示脉宽调制。

该策略由微电网群互联变换器功率分配方法与子微网瞬时功率控制方法两部分构成,共同保证交流子微网频率与公共直流母线电压不越限。

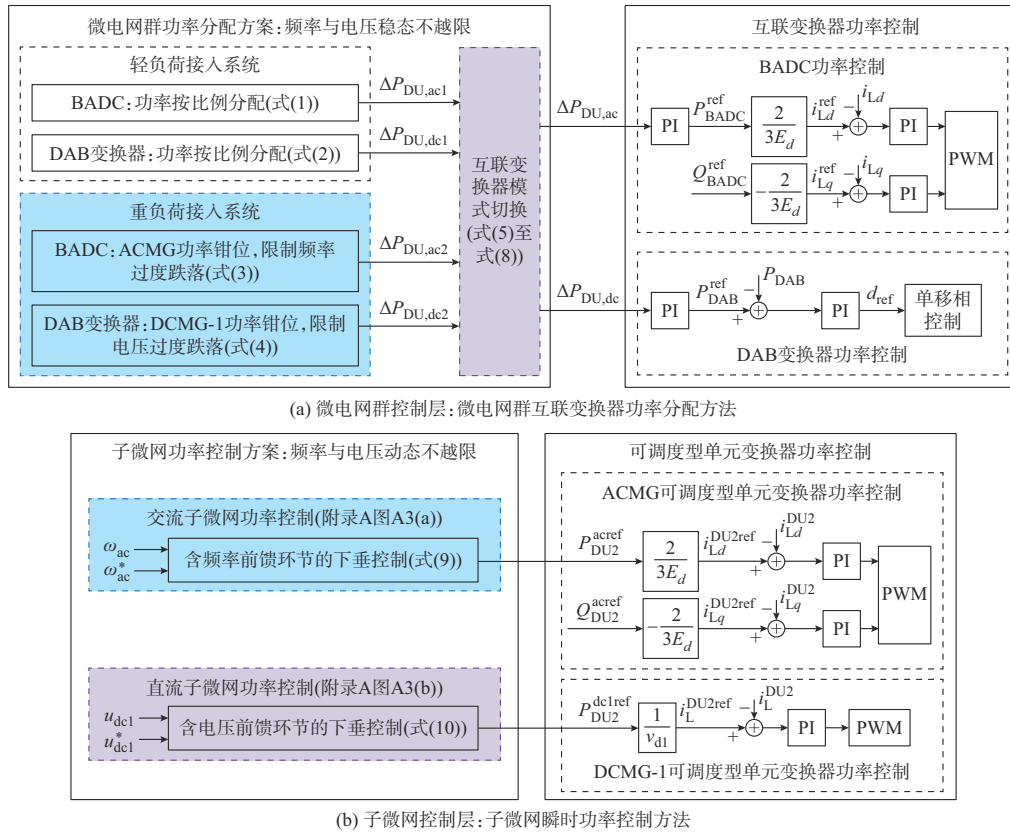


图3 孤岛交直流混合微电网群分层协调控制策略

Fig. 3 Hierarchical coordinated control strategy for islanded AC/DC hybrid microgrid cluster

#### 3.1 微电网群互联变换器功率分配方法

本文所提微电网群互联变换器功率分配方法包含微电网群功率分配方案与互联变换器功率控制两部分,抑制交流子微网频率与公共直流母线电压的稳态越限风险。

##### 3.1.1 微电网群功率分配方案

在微电网群功率分配方案中,BADC与DAB变换器需根据系统负荷工况,选择合适的控制方式。

本文以ACMG与DCMG-1可调度型单元输出功率阈值将系统运行过程划分为3个模式,模式划分如附录A图A2所示。

1)当轻负荷接入系统时,交流子微网频率与公共直流母线电压均无越限风险。此时,所提策略以“功率按比例分配”原则控制各子微网可调度型单元输出功率,提升子微网能量利用率。系统运行过程见附录A图A2中的MODE1,其中,红、蓝、绿3条



曲线分别为各子微网可调度型单元输出功率。为便于分析,本文将各子微网额定容量之比设为1:1:1,此时曲线重合,说明各子微网按比例分配系统负荷 $P_{Load}$ 。最后,基于下垂公式,即可得到互联变换器的控制表达式分别为:

$$\Delta P_{DU,ac1} = k_{DU}^{dc1}(u_{dc1}^* - u_{dc1}) - k_{DU}^{ac}(\omega_{ac}^* - \omega_{ac}) \quad (1)$$

$$\Delta P_{DU,dc1} = k_{DU}^{dc2}(u_{dc2}^* - u_{dc2}) - k_{DU}^{dc1}(u_{dc1}^* - u_{dc1}) \quad (2)$$

式中: $\Delta P_{DU,ac1}$ 和 $\Delta P_{DU,dc1}$ 分别为BADC与DAB变换器的功率不平衡量; $\omega_{ac}$ 和 $\omega_{ac}^*$ 分别为交流子微网角频率及其额定值; $u_{dc1}$ 、 $u_{dc2}$ 和 $u_{dc1}^*$ 、 $u_{dc2}^*$ 分别为两直流子微网电压及其额定值; $k_{DU}^{ac}$ 和 $k_{DU}^{dc1}$ 、 $k_{DU}^{dc2}$ 分别为交流和直流下垂系数。值得注意的是,由于ACMG与DCMG-1的可调度型单元均包含两个DG, $k_{DU}^{ac}$ 与 $k_{DU}^{dc1}$ 为两个DG并联运行后的综合下垂系数,二者的表达式<sup>[23]</sup>可参见附录A式(A1)。将功率不平衡量引入比例-积分(PI)控制器,稳态时功率不平衡量被调整为0<sup>[24]</sup>,从而实现各子微网可调度型单元按比例输出功率。

2)当重负荷接入系统时,交流子微网频率或公共直流母线电压出现稳态越限风险。此时,孤岛系统运行模式对应于附录A图A2的MODE2与MODE3,需要互联变换器通过对有越限风险的子微网功率进行钳位,保证频率与电压稳态不越限。

(1)当系统内负荷增加时系统处于MODE2,若ACMG仍按比例分配负荷,则频率存在稳态越限风险,BADC需将ACMG可调度型单元功率钳位于阈值,以避免该风险,即按“限制频率过度跌落”原则进行控制。由附录A图A2可知,MODE2中红色曲线为ACMG可调度型单元输出功率,曲线随系统负荷增加而保持恒定,说明ACMG不再按比例分配负荷;此时,蓝色、绿色曲线重合,说明DAB变换器控制两直流子微网可调度型单元按比例分配剩余负荷。最后,基于下垂公式,即可得到BADC控制表达式为:

$$\begin{cases} \Delta P_{DU,ac2} = P_{ac}^{th} - k_{DU}^{ac}(\omega_{ac}^* - \omega_{ac}) \\ P_{ac}^{th} = k_{DU}^{ac}(\omega_{ac}^* - \omega_{ac}^{th}) \end{cases} \quad (3)$$

式中: $\Delta P_{DU,ac2}$ 为ACMG功率约束量; $P_{ac}^{th}$ 为ACMG可调度型单元输出功率阈值; $\omega_{ac}^{th}$ 为角频率阈值。

(2)当负荷继续增加时系统切换至MODE3,若两直流子微网仍按比例分配剩余负荷,则DCMG-1可调度型单元输出功率过高,公共直流母线电压将出现稳态越限风险,DAB变换器需将DCMG-1可调度型单元功率钳位于阈值,以避免该风险,即遵循“限制电压过度跌落”原则进行控制。由附录A图A2可知,MODE3中蓝色曲线为DCMG-1可调度型

单元输出功率,曲线随系统负荷增加而保持恒定,说明DCMG-1已不再按比例分配负荷。最后,DAB变换器控制表达式为:

$$\begin{cases} \Delta P_{DU,dc2} = P_{dc}^{th} - k_{DU}^{dc1}(u_{dc1}^* - u_{dc1}) \\ P_{dc}^{th} = k_{DU}^{dc1}(u_{dc1}^* - u_{dc1}^{th}) \end{cases} \quad (4)$$

式中: $\Delta P_{DU,dc2}$ 为DCMG-1功率约束量; $P_{dc}^{th}$ 为DCMG-1可调度型单元输出功率阈值; $u_{dc1}^{th}$ 为公共直流母线电压阈值。

DCMG-2可调度型单元运行过程如附录A图A2中MODE3的绿色曲线所示,在其余两子微网可调度型单元输出功率均受限后,承担系统剩余负荷。当系统负荷增加导致DCMG-2可调度型单元输出功率超过其最大值时,系统需向上级配电网发送并网请求或切除部分非重要负荷。

3)互联变换器模式切换根据微电网群当前负荷量与系统运行状态,通过设计工作模式切换标记选择BADC和DAB变换器的运行模式。

在微电网群互联变换器功率分配方法中,两互联变换器包含“功率按比例分配”与“限制频率/电压过度跌落”两种控制模式,可根据ACMG与DCMG-1按比例分配下,子微网承担的负荷是否超出其输出功率阈值,设计二者的工作模式切换逻辑。

首先,设计BADC的工作模式切换条件,表达式为:

$$P_{DU}^{ac} = k_{DU}^{ac}(\omega_{ac}^* - \omega_{ac}) > k_{DU}^{ac}(\omega_{ac}^* - \omega_{ac}^{th}) = P_{ac}^{th} \quad (5)$$

式中: $P_{DU}^{ac}$ 为ACMG可调度型单元两DG总输出功率。当式(5)不成立时,BADC工作模式切换标记 $k_1$ 为0,频率无越限风险,BADC工作于“功率按比例分配”模式;反之, $k_1$ 为1,频率出现越限风险,BADC切换至“限制频率过度跌落”模式。

其次,设计DAB变换器工作模式的切换条件,表达式为:

$$P_{DU}^{dc1} = k_{DU}^{dc1}(u_{dc1}^* - u_{dc1}) > k_{DU}^{dc1}(u_{dc1}^* - u_{dc1}^{th}) = P_{dc}^{th} \quad (6)$$

式中: $P_{DU}^{dc1}$ 为DCMG-1可调度型单元两DG总输出功率。

最后,结合式(1)~式(4),得到BADC与DAB变换器外环PI控制器输入表达式分别为:

$$\Delta P_{DU,ac} = (1 - k_1)\Delta P_{DU,ac1} + k_1\Delta P_{DU,ac2} \quad (7)$$

$$\Delta P_{DU,dc} = (1 - k_2)\Delta P_{DU,dc1} + k_2\Delta P_{DU,dc2} \quad (8)$$

式中: $k_2$ 为DAB变换器工作模式切换标记; $\Delta P_{DU,ac}$ 、 $\Delta P_{DU,dc}$ 分别为BADC与DAB变换器外环PI控制器输入。

上述角频率阈值 $\omega_{ac}^{th}$ 与公共直流母线电压阈值 $u_{dc1}^{th}$ 并非系统安全运行的最低允许限值。考虑到系统的供电质量与可靠性,设置的阈值相对于限值留

有一定裕度。

### 3.1.2 互联变换器功率控制

互联变换器在根据式(7)、式(8)并经PI控制器得到功率参考值后,BADC采用简化电流环结构<sup>[25]</sup>,DAB变换器则采用传统单移相控制结构<sup>[22]</sup>实现对该参考值的无静差追踪。

### 3.2 子微网瞬时功率控制方法

本文所提子微网瞬时功率控制方法包含子微网功率控制方案与可调度型单元变换器功率控制两部分,具体分析如下。

#### 3.2.1 子微网功率控制方案

##### 1)交流子微网功率控制

在BADC的双环控制结构中,内环参考电流直接由外环的功率参考值给出。当系统发生负荷突变、互联变换器工作模式切换时,母线电压产生偏差,此后,功率参考值才会发生变化以调整BADC的传输功率,使得交流子微网频率受到冲击。针对该问题,设计如附录A图A3(a)所示的交流子微网功率控制。由图A3(a)可知,交流子微网功率控制将频率变化率作为前馈分量,引入可调度型单元下垂控制的功率参考值生成模块中,实现对频率波动的抑制。交流子微网功率控制表达式如下:

$$P_{DU2}^{ac,ref} = k_{DU2}^{ac} \left( \omega_{ac}^* - \omega_{ac} + k_{ac} \frac{d\omega_{ac}}{dt} \right) \quad (9)$$

式中: $P_{DU2}^{ac,ref}$ 为ACMG可调度型单元输出功率; $k_{DU2}^{ac}$ 为ACMG可调度型单元DG下垂系数; $k_{ac}$ 为ACMG的波动抑制系数; $d\omega_{ac}/dt$ 为交流系统角频率微分量。

由式(9)可知,下垂控制通过引入前馈分量可模拟带惯性的DG(如风机)。当系统发生前述扰动时,DG输出功率参考值将快速变化,变换器及时跟踪该参考值,为系统提供瞬时功率支撑;当系统进入稳态时,前馈分量为0,不影响下垂单元正常分配负荷。

##### 2)直流子微网功率控制

在DAB变换器的控制结构中,内环采用单移相控制,其数学与控制模型表达式<sup>[22]</sup>可参见附录A式(A2)、式(A3)。结合式(A2)、式(A3)可知,DAB变换器的传输功率将由移相比与两侧电压直接决定。此外,其控制内环生成移相比,当系统发生前述扰动时,母线电压将瞬时变化,此后,功率参考值才会发生变化以调整移相比,进而改变DAB变换器的传输功率。因此,与DAB变换器相连的公共直流母线电压亦会遭受瞬时冲击。

针对该问题,设计如附录A图A3(b)所示的直流子微网功率控制。由图A3(b)可知,直流子微网

功率控制将公共直流母线电压变化率作为前馈分量,引入DCMG-1可调度型单元下垂控制的功率参考值生成模块中,实现对电压波动的抑制。直流子微网功率控制表达式如下:

$$P_{DU2}^{dc1,ref} = k_{DU2}^{dc1} \left( u_{dc1}^* - u_{dc1} + k_{dc} \frac{du_{dc1}}{dt} \right) \quad (10)$$

式中: $P_{DU2}^{dc1,ref}$ 为DCMG-1的可调度型单元输出功率; $k_{DU2}^{dc1}$ 为DCMG-1的可调度型单元DG下垂系数; $k_{dc}$ 为DCMG-1的波动抑制系数; $du_{dc1}/dt$ 为公共直流母线电压微分量。

#### 3.2.2 可调度型单元变换器功率控制

子微网可调度型单元变换器在根据式(9)、式(10)得到功率参考值后,ACMG可调度型单元采用简化电流环结构,DCMG-1可调度型单元则采用直流感流环结构<sup>[10]</sup>实现对参考值的无静差追踪。

## 4 小信号模型与分析

在本文研究的交直流混合微电网群中,两互联变换器实现了不同子微网间的耦合,二者控制参数的变化将对交流频率与两直流母线电压产生影响,系统的稳定性在很大程度上取决于其控制参数的设计<sup>[26]</sup>。因此,本章首先基于前述控制策略,建立BADC与DAB变换器的小信号模型;其次,基于小信号模型进行系统稳定性分析;最后,根据稳定性分析结果,对互联变换器关键控制参数进行设计。

### 4.1 互联变换器小信号模型

#### 4.1.1 BADC小信号模型

根据第3章中对BADC控制策略与控制结构的描述,可以得到BADC传输功率动态特性为:

$$\Delta P_{BADC} = G_{BADC}^{dc1}(s) \Delta u_{dc1} - G_{BADC}^{ac}(s) \Delta \omega_{ac} \quad (11)$$

式中: $\Delta P_{BADC}$ 、 $\Delta u_{dc1}$ 、 $\Delta \omega_{ac}$ 分别为BADC传输功率、公共直流母线电压与频率的小扰动量; $G_{BADC}^{dc1}(s)$ 、 $G_{BADC}^{ac}(s)$ 分别为 $\Delta u_{dc1}$ 、 $\Delta \omega_{ac}$ 与 $\Delta P_{BADC}$ 动态关系的传递函数,推导过程可参见附录A式(A4)一式(A6)。

#### 4.1.2 DAB变换器小信号模型

根据第3章中对DAB变换器控制策略与控制结构的描述,可得到DAB变换器传输功率动态特性为:

$$\Delta P_{DAB} = G_{DAB}^{dc1}(s) \Delta u_{dc1} - G_{DAB}^{dc2}(s) \Delta u_{dc2} \quad (12)$$

式中: $\Delta P_{DAB}$ 、 $\Delta u_{dc2}$ 分别为DAB变换器传输功率与DCMG-2直流母线电压的小扰动量; $G_{DAB}^{dc1}(s)$ 、 $G_{DAB}^{dc2}(s)$ 分别为 $\Delta u_{dc1}$ 、 $\Delta u_{dc2}$ 与 $\Delta P_{DAB}$ 动态关系的传递函数,推导过程可参见附录A式(A7)一式(A9)。

#### 4.1.3 互联变换器功率与频率、电压的动态特性

##### 1)BADC功率与频率、电压的动态特性

基于式(11),同时本节在分析BADC传输功率与交流子微网频率或公共直流母线电压的动态特性

时,忽略另一物理量对其的影响,可以得到:

$$\begin{cases} \Delta u_{dc1} = \frac{1}{G_{BADC}^{dc1}(s)} \Delta P_{BADC} \\ \Delta \omega_{ac} = \frac{-1}{G_{BADC}^{ac}(s)} \Delta P_{BADC} \end{cases} \quad (13)$$

2)DAB变换器功率与频率、电压的动态特性

与BADC类似,基于式(12),可得DAB变换器传输功率与两直流母线电压的动态特性分别为:

$$\begin{cases} \Delta u_{dc1} = \frac{1}{G_{DAB}^{dc1}(s)} \Delta P_{DAB} \\ \Delta u_{dc2} = \frac{-1}{G_{DAB}^{dc2}(s)} \Delta P_{DAB} \end{cases} \quad (14)$$

## 4.2 稳定性分析与参数设计

### 4.2.1 参数灵敏度分析

为研究控制参数变化对系统稳定性的影响,需要对特征根进行灵敏度分析,控制系统特征根对某一参数的灵敏度表达式<sup>[27-28]</sup>可参见附录A式(A10)。在本节中,为了更加清晰地展示参数变化对系统稳定性的影响,本文仅计算与分析主导模态相对于各控制参数的灵敏度。基于式(13)、式(14),主导模态相对于各控制参数的灵敏度可参见附录A表A1。

### 4.2.2 根轨迹绘制与参数设计

1)BADC传递函数根轨迹绘制与参数设计

由附录A式(A4)一式(A6)可知,式(13)中两传递函数特征根相同。因此,本文以BADC传输功率与频率的动态特性为例,进行根轨迹绘制与参数设计。式(13)中传递函数的特征根轨迹可参见附录A图A4。

基于对附录A图A4(a)的分析,考虑到BADC内、外环的时间尺度差异,本文选取其外环PI控制器比例、积分增益分别为: $k_{po}^{BADC} = 0.5$ 、 $k_{io}^{BADC} = 100$ 。基于对图A4(b)的分析,考虑到内环需对外环的功率参考值进行快速追踪,以缓解频率与直流电压的波动,且需避免内环PI控制器比例增益 $k_{pi}^{BADC}$ 过大导致BADC出现过调制,本文选取其内环PI控制器比例、积分增益分别为: $k_{pi}^{BADC} = 1$ 、 $k_{ii}^{BADC} = 50$ 。

2)DAB变换器传递函数根轨迹绘制与参数设计

与BADC类似,本文以DAB变换器传输功率与公共直流母线电压的动态特性为例,进行根轨迹绘制与参数设计。式(14)中传递函数的特征根轨迹可参见附录A图A5。

基于对附录A图A5(a)的分析,考虑到DAB变换器内、外环的时间尺度差异,本文选取其外环PI

控制器比例、积分增益分别为: $k_{po}^{DAB} = 1$ 、 $k_{io}^{DAB} = 100$ 。基于对图A5(b)的分析,考虑到内环需对外环的功率参考值进行快速追踪,以缓解两侧电压的波动,且需避免内环PI控制器比例增益 $k_{pi}^{DAB}$ 过大导致DAB变换器移相比饱和,本文选取其内环PI控制器比例、积分增益分别为: $k_{pi}^{DAB} = 0.1$ 、 $k_{ii}^{DAB} = 50$ 。

## 5 仿真实验

为验证本文所提分层协调控制策略的有效性,在MATLAB/Simulink仿真平台中搭建了如图1所示的孤岛交直流混合微电网群模型。详细仿真参数与控制参数见表1与附录A表A2、表A3,后续仿真分析中的物理量均以标幺值表示。此外,由于各子微网可调度型单元额定容量之比的改变不会影响所提策略的控制效果,为便于不同策略对比结果的展示,本文在后续仿真分析中将其设定为1:1:1<sup>[10]</sup>。

表1 系统仿真参数  
Table 1 System simulation parameters

参数	数值
ACMG 额定频率 $f_{ac}^*$	50 Hz
ACMG 额定电压 $u_{ac}^*$	380 V
DCMG-1 额定电压 $u_{dc1}^*$	800 V
DCMG-2 额定电压 $u_{dc2}^*$	400 V
可调度型单元额定容量 $S_B$	100 kW

需指出的是,本文研究的交流子微网频率、公共直流母线电压越限风险与可调度型单元的电力电子器件容量相关联。由式(1)可知,频率与直流电压的稳态运行点将直接由可调度型单元输出功率、下垂系数决定。此外,在微电网群的运行控制研究中,下垂系数与电力电子器件容量一般呈正相关<sup>[11]</sup>。因此,当可调度型单元输出功率一定时,其电力电子器件容量越大,下垂系数就越大,交流子微网频率与公共直流母线电压相对于额定值的偏差越小,就越不易产生越限风险,反之越容易产生越限风险。

### 5.1 微电网群互联变换器功率分配方法仿真验证

为验证本文所提微电网群互联变换器功率分配方法的有效性,本节将其与文献[10]所提传统各子微网功率按比例分配方法进行对比,且设置系统负荷“连续增加”与系统负荷“先增后减”两个场景进行验证。不同场景下的各时间段子微网负荷量如附录A表A4所示。

#### 5.1.1 系统负荷“连续增加”场景

系统负荷“连续增加”场景对应于附录A图A2中不同MODE的顺序切换,系统在不同控制方法下



的仿真结果如图4所示。

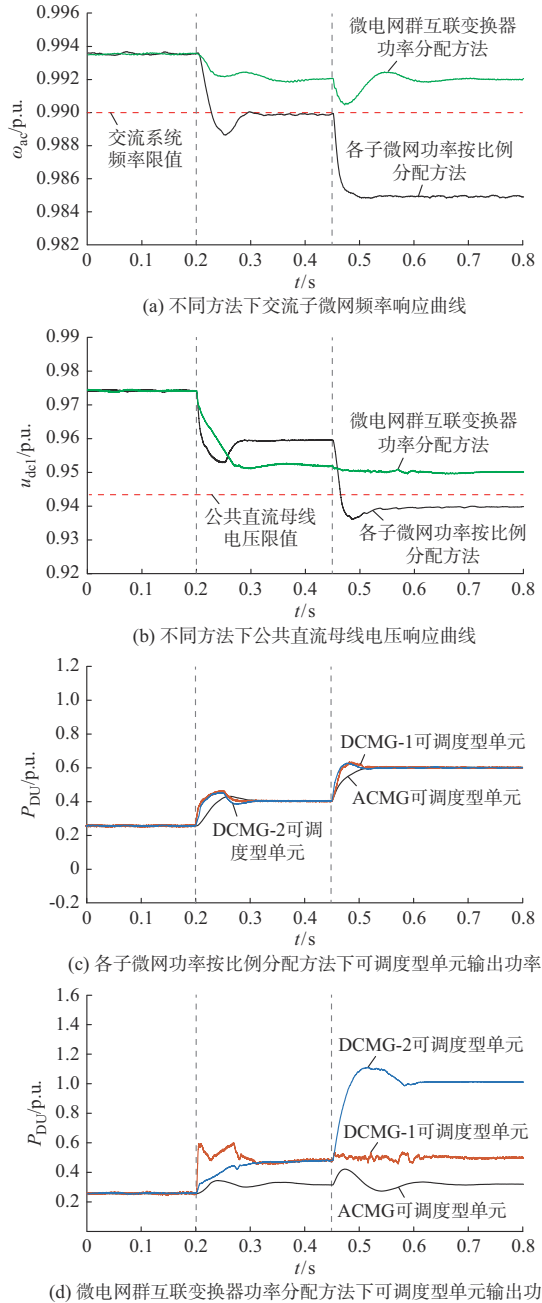


图4 系统负荷“连续增加”场景下本文与文献[10]方法对比  
Fig. 4 Comparison between proposed method and method in reference [10] in scenario of continuous increase of system load

由图4可知,0.2 s后,系统负荷第1次增加,此时,传统方法下的频率已越限,而采用所提微电网群互联变换器功率分配方法可有效解决该问题,系统由MODE1切换至MODE2,保证交流子微网频率在限值内。在0.45 s后,等效于系统重负荷接入,此时,传统方法下的交流子微网频率与公共直流母线电压均已越限,而微电网群互联变换器功率分配方

法可将系统运行模式由MODE2切换至MODE3,保证交流子微网频率与公共直流母线电压不越限。

不同方法下的各子微网可调度型单元输出功率如图4(c)、(d)所示。传统方法下3个子微网始终按比例分配系统负荷。而在微电网群互联变换器功率分配方法下,0.2 s后,负荷增加导致ACMG可调度型单元功率被钳位;0.45 s后,重负荷接入导致DCMG-1可调度型单元功率被钳位,以进一步优化功率分配过程。

### 5.1.2 系统负荷“先增后减”场景

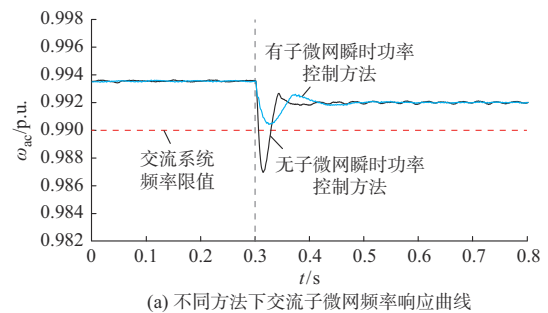
系统负荷“先增后减”场景对应于附录A图A2中不同运行模式的非顺序切换,系统在不同控制下的仿真结果见附录B图B1。由图B1可知,在该场景下,相较于传统方法,所提策略可以实现各子微网间功率的优化分配,保证了频率与电压不越限。

### 5.2 子微网瞬时功率控制方法仿真验证

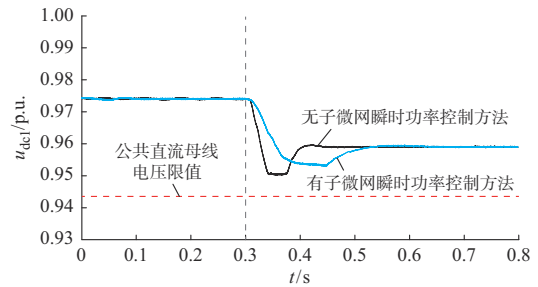
为验证本文设计的子微网瞬时功率控制方法的有效性,本节将其与未加子微网瞬时功率控制方法进行对比;同时,考虑到当系统负荷发生激增时,子微网瞬时功率控制方法的控制效果更加明显。因此,设置如附录A表A5所示的3个负荷激增场景。

#### 5.2.1 ACMG负荷激增场景

该场景下的仿真结果如图5所示。交流负荷激增对交流子微网频率产生较大冲击,出现明显的动态越限情况;在子微网瞬时功率控制方法下,交流子微网频率动态越限现象消失,稳态与动态中的波形更加平滑。



(a) 不同方法下交流子微网频率响应曲线



(b) 不同方法下公共直流母线电压响应曲线

图5 ACMG负荷激增场景下的仿真结果  
Fig. 5 Simulation results in ACMG load surge scenario

### 5.2.2 DCMG-1负荷激增场景

该场景下的仿真结果如附录B图B2所示。所提子微网瞬时功率控制方法能够有效降低直流电压超调量,平滑交流频率波形。

### 5.2.3 双侧负荷激增场景

该场景下的仿真结果如附录B图B3所示。经计算,在此极端恶劣工况下,所提子微网瞬时功率控制方法能够将频率波动降低约0.18 Hz,公共直流母线电压超调量减少约1.4%,抑制效果明显。

## 6 结语

针对孤岛交直流混合微电网群,为解决各子微网功率按比例分配方法在重负荷接入时出现的交流子微网频率与公共直流母线电压越限问题,本文提出了一种分层协调控制策略。该策略通过子微网极限功率点钳位、频率与电压微分前馈补偿的手段优化微电网间、微电网内的功率分配,有效抑制频率与电压的稳态及动态越限风险,并得到如下结论:

1)与传统方法相比,本文所提策略通过微电网群互联变换器功率分配方法与子微网瞬时功率控制方法的配合,使微电网群在重负荷接入时,交流子微网频率与公共直流母线电压分别维持在49.5 Hz与755 V以上,避免其发生越限风险。

2)本文设计的子微网瞬时功率控制方法可有效降低交流子微网频率与公共直流母线电压波动,在双侧负荷激增工况下,频率波动降低了约0.18 Hz,公共直流母线电压超调量减少了约1.4%,抑制效果明显。

本文所提方法仅讨论了子微网可调度型单元含下垂控制的频率与电压恢复,后续研究将进一步考虑分布式二次控制的微电网群协调控制方法。

本文研究受国家自然科学基金项目(U2066213)和中国博士后科学基金资助项目(2023TQ0242)资助,特此感谢!

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

## 参考文献

[1] 陈耀圣,杨苹,曾智基,等.考虑微电网运行域的配电网分布式能源规划[J].电力系统自动化,2019,43(3):83-91.  
CHEN Yaosheng, YANG Ping, ZENG Zhiji, et al. Planning of

distributed energy resources for distribution network considering dispatchable region of microgrids [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 83-91.

- [2] 王杨,唐俊苗,赵劲帅,等.基于自适应虚拟阻抗控制的孤岛微电网电能质量优化策略[J].电力系统自动化,2023,47(7):63-73.  
WANG Yang, TANG Junmiao, ZHAO Jinshuai, et al. Power quality optimization strategy in islanded microgrid based on adaptive virtual impedance control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(7): 63-73.
- [3] ARANI Z D, TAHER S A, GHASEMI A, et al. Application of multi-resonator Notch frequency control for tracking the frequency in low inertia microgrids under distorted grid conditions [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 337-349.
- [4] 周毅斌,肖浩,裴玮,等.基于纵向联邦学习的微电网群协同优化运行与策略进化[J].电力系统自动化,2023,47(11):121-132.  
ZHOU Yibin, XIAO Hao, PEI Wei, et al. Collaborative optimization operation and strategy evolution of microgrid cluster based on vertical federated learning [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(11): 121-132.
- [5] WANG J J, DONG C Y, JIN C, et al. Distributed uniform control for parallel bidirectional interlinking converters for resilient operation of hybrid AC/DC microgrid [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 3-13.
- [6] 郑凯元,杜文娟,王海凤.混联多微电网系统动态交互作用及稳定性分析[J].中国电机工程学报,2021,41(16):5552-5569.  
ZHENG Kaiyuan, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Analysis on dynamic interactions and stability of hybrid multi-microgrids [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(16): 5552-5569.
- [7] OUAMMI A, DAGDOUGUI H, SACILE R. Optimal control of power flows and energy local storages in a network of microgrids modeled as a system of systems [J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2015, 23(1): 128-138.
- [8] 朱珊珊,汪飞,郭慧,等.直流微电网下垂控制技术综述[J].中国电机工程学报,2018,38(1):72-84.  
ZHU Shanshan, WANG Fei, GUO Hui, et al. Overview of droop control in DC microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(1): 72-84.
- [9] 刘子文,苗世洪,范志华,等.孤立交直流混合微电网双向AC/DC换流器功率控制与电压波动抑制策略[J].中国电机工程学报,2019,39(21):6225-6238.  
LIU Ziwen, MIAO Shihong, FAN Zhihua, et al. Power control and voltage fluctuation suppression strategy of the bidirectional AC/DC converter in the islanding hybrid microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6225-6238.
- [10] 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.  
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.



- [11] WU X Y, XU Y, WU X Y, et al. A two-layer distributed cooperative control method for islanded networked microgrid systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 942-957.
- [12] 杨家豪. 基于一致性算法的孤岛型微电网群实时协同功率分配[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(5): 8-15.  
YANG Jiahao. Consensus algorithm based real-time collaborative power dispatch for island multi-microgrid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(5): 8-15.
- [13] 刘海涛, 熊雄, 季宇, 等. 直流配电下多微电网系统集群控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(24): 7159-7167.  
LIU Haitao, XIONG Xiong, JI Yu, et al. Cluster control research of multi-microgrids system under DC distribution system [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(24): 7159-7167.
- [14] 米阳, 宋根新, 宋元元, 等. 孤岛交直流混合微电网群多级功率管理策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(7): 38-45.  
MI Yang, SONG Genxin, SONG Yuanyuan, et al. Strategy of multi-level power management for islanded AC/DC hybrid microgrid cluster [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(7): 38-45.
- [15] GANJIAN-ABOUKHEILI M, SHAHABI M, SHAFIEE Q, et al. Seamless transition of microgrids operation from grid-connected to islanded mode [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(3): 2106-2114.
- [16] AZIMI S M, LOTFIFARD S. Supplementary controller for seamless transitions between microgrids operation modes [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(3): 2102-2112.
- [17] SWAMINATHAN G V, PERIASAMY S, LU D D C. Capacitor current control based virtual inertia control of autonomous DC microgrid [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2023, 70(7): 6908-6918.
- [18] 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.
- [19] DERBAS A A, KHERADMANDI M, HAMZEH M, et al. A hybrid power sharing control to enhance the small signal stability in DC microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(3): 1826-1837.
- [20] WANG C S, LI X L, GUO L, et al. A nonlinear-disturbance-observer-based DC-bus voltage control for a hybrid AC/DC microgrid [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(11): 6162-6177.
- [21] 米阳, 宋根新, 蔡杭植, 等. 基于分段下垂的交直流混合微电网自主协调控制[J]. 电网技术, 2018, 42(12): 3941-3950.  
MI Yang, SONG Genxin, CAI Hangyi, et al. Autonomous coordinated control of hybrid AC/DC microgrids based on segmented droop [J]. Power System Technology, 2018, 42(12): 3941-3950.
- [22] 侯聂, 宋文胜, 武明义. 双向全桥 DC-DC 变换器的负载电流前馈控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(9): 2478-2485.  
HOU Nie, SONG Wensheng, WU Mingyi. A load current feedforward control scheme of dual active bridge DC/DC converters [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(9): 2478-2485.
- [23] ZHOU J G, ZHANG H G, SUN Q Y, et al. Event-based distributed active power sharing control for interconnected AC and DC microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 6815-6828.
- [24] LI F, ZHU J B, YU L J, et al. An imbalance-status-enabled autonomous global power-sharing scheme for solid-state transformer interconnected hybrid AC/DC microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(3): 1750-1762.
- [25] 顾伟, 楼冠男, 柳伟. 微电网分布式控制理论与方法[M]. 北京: 科学出版社, 2019.  
GU Wei, LOU Guannan, LIU Wei. Distributed control theory and method of microgrid [M]. Beijing: Science Press, 2019.
- [26] 林子杰, 卫志农, 孙国强, 等. 基于虚拟同步电机的交直流混合微电网控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 424-433.  
LIN Zijie, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. A novel control strategy of AC/DC converter in hybrid microgrid based on virtual synchronous generator [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 424-433.
- [27] 李杨, 帅智康, 方俊彬, 等. 灵敏度在变换器系统阻抗稳定性分析中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(10): 3480-3491.  
LI Yang, SHUAI Zhikang, FANG Junbin, et al. Application of sensitivity in impedance-based stability analysis for converter systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10): 3480-3491.
- [28] 解润生, 张国荣, 解宝. 考虑长距离输电电缆特性的逆变器并网系统谐波不稳定分析及抑制[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(2): 128-139.  
XIE Runsheng, ZHANG Guorong, XIE Bao. Analysis and suppression of harmonic instability for grid-connected inverter system considering characteristics of long transmission cable [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(2): 128-139.

张育炜(1998—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向: 分布式能源与配电网/微电网。E-mail: yuweizhang@tju.edu.cn

肖 迁(1988—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 博士生导师, 主要研究方向: 分布式能源与配电网/微电网, 电力电子技术及其在综合能源系统和电池储能系统中的应用等。E-mail: xiaoqian@tju.edu.cn

穆云飞(1984—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统稳定性分析、综合能源系统能量管理。E-mail: yunfeimu@tju.edu.cn

(编辑 章黎)

## Hierarchical Coordinated Control Strategy of Islanded Microgrid Cluster Considering Frequency and Voltage Limit Violation Risk

ZHANG Yuwei<sup>1</sup>, XIAO Qian<sup>1,2</sup>, MU Yunfei<sup>1</sup>, JIA Hongjie<sup>1</sup>, JIN Yu<sup>1</sup>, LU Wenbiao<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education (Tianjin University), Tianjin 300072, China;

2. State Key Laboratory of Power System Operation and Control (Tsinghua University), Beijing 100084, China)

**Abstract:** The islanded AC/DC hybrid microgrid cluster often adopts the proportional allocation method for the sub-microgrid power, which poses a risk of frequency and DC bus voltage limit violations under heavy loads. To solve the problem, a hierarchical coordinated control strategy is proposed. Firstly, a hierarchical control structure is constructed. Secondly, a power allocation method for interlinking converters based on sub-microgrid limit power point clamping is proposed in the microgrid cluster control layer. When heavy loads are connected, this method limits the power of the sub-microgrid with the risk of limit violation to the threshold and ensures that the steady-state frequency and voltage are within limits. Thirdly, a sub-microgrid instantaneous power control method based on differential feedforward compensation of frequency and voltage is designed, which can further ensure that the dynamic frequency and voltage are within limits. Based on this, the small-signal model of the system is built to analyze the impact of critical parameters on the stability, and the design process of critical parameters is given. Finally, simulation results under multiple operation conditions verify the effectiveness and superiority of the proposed method.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52107121), State Key Laboratory of Power System Operation and Control (No. SKLD23KZ04), and Tianjin Enterprise Science and Technology Commissioner Project (No. 23YDTPJC00090).

**Key words:** AC/DC hybrid microgrid; frequency limit violation risk; voltage limit violation risk; hierarchical coordinated control; power distribution; small-signal model

