

直流微电网并网协调控制策略

钱佳钰^{1*}, 赵虎府¹, 刘文泉¹, 潘豪¹, 贾浩东², 贾利民^{1,3}

(1. 华北电力大学 国家能源交通融合发展研究院, 北京 102206;

2. 国网山西省电力公司 平定县供电分公司, 山西 阳泉 045200;

3. 北京交通大学 先进轨道交通自主运行全国重点实验室, 北京 100044)

Coordinated Control Strategy for DC Microgrid Grid-Connected and Off-Grid

QIAN Jiayu^{1*}, ZHAO Hufu¹, LIU Wenquan¹, PAN Hao¹, JIA Haodong², JIA Limin^{1,3}

(1. China Institute of Energy and Transportation Integrated Development, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Pingding Power Supply Branch, State Grid Shanxi Electric Power Company, Yangquan 045200, China;

3. State Key Laboratory of Advanced Rail Autonomous Operation, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China)

Abstract: Traditional coordinated control strategies for DC microgrid often overlook the dynamic changes in the power output boundaries of energy sources in droop control, which affects the system, and the mode switching control structure is complex, leading to non-smooth transitions. To address this issue, this paper proposed a unified grid-connected and off-grid coordinated control strategy for a solar-hydrogen-storage DC microgrid. First, a dynamic adaptive droop control strategy was proposed, which utilized the least squares method for data fitting to dynamically adjust the current boundaries, achieving adaptive regulation of the droop coefficient and power source operating state, thereby simplifying the traditional mode switching process and control structure. Second, in combination with practical engineering, an improved grid-connected and off-grid switching control strategy was proposed, which integrated pre-synchronization and outer-loop switching control, effectively reducing impact oscillations during the switching process. Finally, the adaptive droop control and improved smooth switching control were integrated into the proposed coordinated control strategy, and simulations of multi-source, multi-condition mode switching were conducted. The simulation results verified the effectiveness of the proposed coordinated control strategy.

Key words: DC microgrid; dynamic adaptive droop; coordinated control; mode switching; grid-connected and off-grid switching

摘要: 传统直流微电网协调控制策略在下垂控制中忽略了电源的功率输出边界动态变化对系统的影响, 模式切换控制结构复杂且存在非平滑切换的问题。针对此问题, 以光储氢直流微电网为研究对象, 提出了一种并网和离网相统一的协调控制策略。首先, 提出了一种动态自适应下垂控制策略, 通过向基于最小二乘法原理的数据拟合器输入训练数据, 拟合输出动态电流边界, 实现了自适应调整动态下垂系数及电源运行状态, 并简化了传统模式切换过程和控制结构。其次, 结合实际工程, 提出一种预同步和外环切换控制相结合的改进并网切换控制策略, 有效降低并网切换过程中的冲击振荡。最后, 将自适应下垂控制和改进并网平滑切换控制融入所提协调控制策略中, 进行多源多工况的多种模式切换的仿真。通过仿真验证了所提协调控制策略的有效性。

关键词: 直流微电网; 动态自适应下垂; 协调控制; 模式切换; 并网切换

基金项目: 国家能源集团科技项目(GJNY-21-189); 国家重点研发计划项目(2021YFB2601403)

China Energy Investment Group Corporation Technology Project (GJNY-21-189); National Key Research and Development Program of China(2021YFB2601403)

0 引言

微电网^[1]凭借其低碳环保和灵活性高等特点受到广泛关注。微电网可以集中不同类型的分散式小型分布式发电机组, 通过并网逆变器将微电网接入大电网, 从而降低分布式发电单元分散接

入大电网对系统稳定性的影响。微电网分为直流微电网、交流微电网以及交直流混合微电网三类。

相较于交流微电网,直流微电网的能源利用率高、结构简单,不存在频率、相位等问题^[2-5]。目前,直流微电网的运行方式主要有主从控制和对等控制两大类^[6-7]。采用对等控制,各单元之间无需通讯,可实现“即插即用”,具有控制方式灵活、应用场景多的特点。采用主从控制,主、从控制器间通常需要通信联系,主单元承担维持电压稳定的责任,因此整个系统对主单元的依赖性强。

现阶段,采用对等控制的多分布式直流微电网大多采用基于直流母线电压的下垂控制方式。然而,传统下垂控制中的下垂系数固定不变,对电能质量及稳定性产生影响。因此许多学者提出了自适应下垂控制的概念。文献[8]为了平衡各储能单元的荷电状态(State of Charge, SOC),提出了一种基于SOC的自适应下垂控制方法,根据SOC分配各储能的出力,从而实现分布式储能系统的协调控制。文献[9]在指定的重载范围内采用具有母线电压调节和电流均流功能的非线性下垂曲线系数,而在轻载范围内采用具有负下垂电阻的线性下垂函数来调节母线电压。上述两种自适应下垂策略需通过建立下垂系数与规定变量之间的函数关系来实现自适应,不具有普适性。

同时,多分布式直流微电网存在离网运行和并网运行两种状态。微电网并网时,逆变器一般采用恒功率控制,离网时一般采用恒压恒频控制。当系统发生电网故障或计划并网等情况时,并离网控制方式的差异导致逆变器输出量跳变,引起较大暂态振荡。因此研究并离网的平滑切换控制策略,成为保证微电网安全稳定运行的重要环节。文献[10]使用储能来平抑交直流混合微电网中并离网切换时遇到的功率波动,并离网切换过程中采用直接切换外环的控制方式,但该方式无法避免系统冲击振荡。文献[11]在并离网控制模块中加入自抗扰技术,实现了平滑快速切换,但是此控制策略的参数设计难度较大,应用性不足。文献[12]为实现并离网平滑切换,提出了逆变器状态补偿的控制策略,但在状态切换初期,母线电压会出现电压幅值过冲或跌落的问题。文献[13]采用状态跟随器算法来改进控制策略,但该策略存在离网检测延迟问

题,在离网瞬间无法维持功率平衡。

综上所述,为解决电源的功率输出边界动态变化对系统影响及并离网切换过程中对系统振荡^[14-15]影响的问题,本文提出了一种并离网相统一的协调控制策略。将自适应下垂控制和改进并离网平滑切换控制融入该协调控制策略中。首先,基于直流微电网中不同单元的特性,对系统并离网的运行模式进行划分,并离网状态下均采用母线电压分层控制的方式。然后,提出了动态自适应下垂控制策略,通过数据拟合器动态确定电流边界,实时调整功率输出,在保障母线电压稳定的情况下简化传统模式切换过程和控制结构。其次,考虑到实际工程中存在的大电网故障及计划性并离网等情况,提出了改进的并离网切换控制策略,该策略主要包括预同步和外环切换控制两部分。最后对所提的协调控制策略进行仿真,观察直流微电网各个单元的能量流动,验证其有效性。

1 直流微电网的组成与系统控制

本文研究的光储氢直流微电网系统^[16]如图1所示。该系统由光伏单元、蓄电池单元、燃料电池-超级电容混合储能单元以及并网单元组成。其中,系统直流母线额定电压为1 500 V,交流大电网380 V。

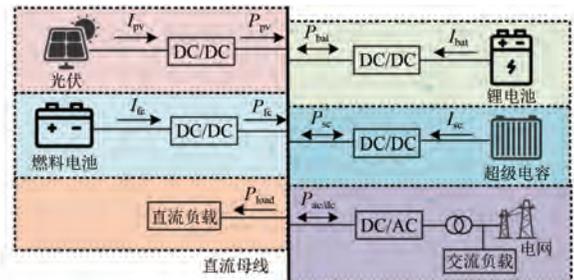


图1 直流微电网系统结构图

Fig. 1 DC microgrid system structure diagram

本文将燃料电池与超级电容结合,形成燃料电池-超级电容混合储能模式。这种混合储能模式能充分发挥燃料电池的稳定功率输出和超级电容的高功率密度优势,从而更好地优化系统电源的运行模式。

2 系统运行模式划分

自适应下垂控制策略的模式切换示意图如图2所示。

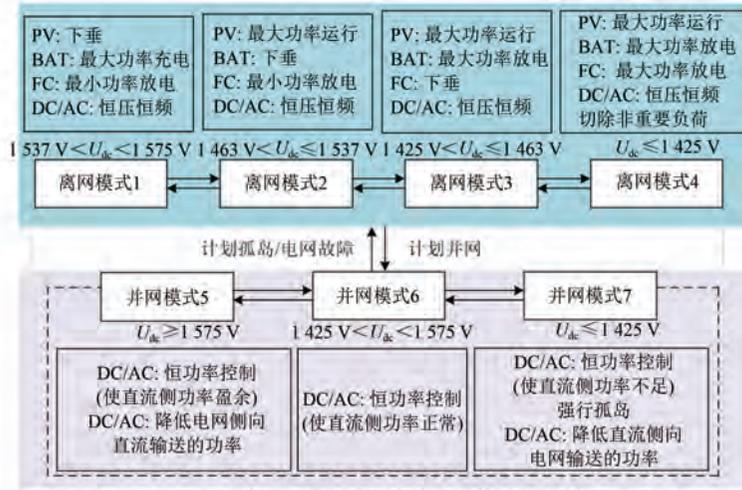


图 2 自适应下垂控制策略模式切换示意图

Fig. 2 Schematic diagram of mode switching for adaptive droop control strategy

2.1 基于母线电压协调控制

2.1.1 离网模式

离网模式下采用基于直流母线电压信号的下垂控制,其下垂方程及下垂系数的计算如式(1)和式(2)所示:

$$U_{i,dc} = U_{ref} - r_i I_i \quad (1)$$

$$R_i = \frac{U_{i,max} - U_{i,min}}{I_{i,min} - I_{i,max}} \quad (2)$$

式中: $U_{i,dc}$ 为各分布式单元对应的 DC/DC 变流器母线侧电压; U_{ref} 为直流母线参考电压; r_i 为各分布式单元对应的下垂系数; I_i 为各分布式单元对应的输出电流; $U_{i,max}$ 、 $U_{i,min}$ 分别为各分布式单元参考电压的最大值、最小值; $I_{i,max}$ 、 $I_{i,min}$ 分别为各分布式单元输出电流的最大值、最小值。

下垂系数的变化影响系统的功率分配比例,同时也会影响电压的质量。

离网模式下,在额定电压的 $\pm 5\%$ 范围内,将直流母线电压参考值 U_{ref} 划分成 5 个区间,分别对应光储氢直流微电网的 4 种运行模式,如图 3 所示。

图 3 中: $I_{pv,min}$ 、 $I_{pv,max}$ 分别为光伏最小、最大输出电流; $I_{bat,max}$ 为蓄电池最大输出电流; $I_{fc,max}$ 、 $I_{fc,min}$ 分别为燃料电池最大、最小输出电流。不同模式分别对应由光伏、蓄电池和燃料电池-超级电容作为电压源维持母线电压稳定,其余分布式电源作为功率源输入或输出对应的峰值功率。

在电压分层下垂控制策略中,离网模式下电

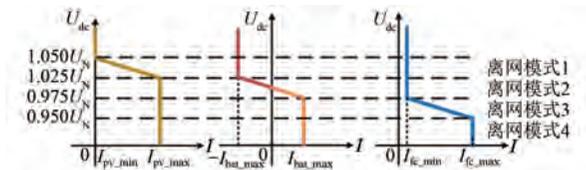


图 3 电压分层下垂控制原理图

Fig. 3 Principle diagram of voltage hierarchical droop control

压接近 1 575 V 时,光伏逐渐逼近于停机状态,蓄电池处于最大功率充电状态,燃料电池处于最小功率放电状态。因此在离网运行场景下不存在 $U_{dc} \geq 1 575 V$ 的情况。并网逆变器在离网时始终采用恒压恒频控制,对应离网模式 1、离网模式 2 和离网模式 3。当 $U_{dc} \leq 1 425 V$ 时,光伏处于最大功率输出状态,蓄电池处于最大电流放电运行状态且燃料电池处于最大功率运行状态。若直流侧功率缺额,则需要通过投切负载处理,使电压恢复到正常区间,此时对应离网模式 4。

2.1.2 并网模式

直流侧的各分布式模块始终维持母线电压的稳定。在并网运行的场景下,大电网发送调度命令,给定需要调度的功率指令值。并网逆变器在并网时始终采用恒功率控制。当 $U_{dc} \geq 1 575 V$ 时,对应并网模式 5,此时大电网向直流侧反送功率,直流侧母线功率盈余,因此需要降低大电网向直流侧反送的功率指令值。当 $U_{dc} \leq 1 425 V$ 时,对应并网模式 7,在切除非重要负荷后系统依然功率缺额,此时直流侧向大电网传送功

率,导致直流侧功率缺额,因此需要降低直流侧向大电网输送的功率指令值。当并网时电压维持在 $1\ 425\ \text{V} < U_{\text{dc}} < 1\ 575\ \text{V}$ 的正常范围内时,对应并网模式6。

2.2 能量守恒

系统运行在不同模式下,各分布式单元根据对应的控制策略来决定该分布式单元释放功率或吸收功率,根据能量供需平衡关系,应满足式(3):

$$\int_{T_0}^{T_4} P_{\text{pv}}(t) dt + \int_{T_0}^{T_4} P_{\text{bat}}(t) dt + \int_{T_0}^{T_4} P_{\text{fc}}(t) dt + \int_{T_0}^{T_4} P_{\text{sc}}(t) dt = \int_{T_0}^{T_4} P_{\text{load}}(t) dt + \int_{T_0}^{T_4} P_{\text{ac/dc}}(t) dt \quad (3)$$

式中: $P_{\text{pv}}(t)$ 为光伏输出功率; $P_{\text{bat}}(t)$ 为蓄电池输出功率; $P_{\text{fc}}(t)$ 为燃料电池输出功率; $P_{\text{sc}}(t)$ 为超级电容输出功率; $P_{\text{load}}(t)$ 为直流侧负载大小; $P_{\text{ac/dc}}(t)$ 为并网逆变器上功率的流动大小; $T_0 \sim T_4$ 为四种模式对应的持续时间。

工况变化将导致能量的动态平衡关系发生变化。本文中工况变化主要体现在负荷的消耗、由光照因素导致的分布式单元的输出功率变化、电网故障和计划性并离网指令等。不同工况下母线电压会发生改变,各单元的控制策略将根据预设的控制策略模式切换图而改变。

3 各分布式单元控制策略

3.1 改进自适应下垂

由于各分布式单元的自身特性及环境影响因素,下垂曲线的边界电流是动态变化的。当边界电流减小,下垂系数将增大;当边界电流增大,下垂系数将减小。电流边界的变化影响功率输出的大小,改进自适应下垂旨在动态确定边界电流大小从而动态确定下垂系数。为动态确定电流边界,本节基于最小二乘法^[17]原理的数据拟合器,通过 Matlab 对样本数据进行曲线拟合,最终得到电流边界的曲线图。

3.1.1 最小二乘曲线拟合

最小二乘法是一种强大且灵活的数学工具,可用于拟合试验数据,从而获得参数模型。最小二乘法的核心思想就是通过调整平方参数和,使误差平方和最小。其数学原理如下:给定一组工程数据 $\{(x_i, y_i) | i = 1, 2, 3, \dots, n\}$, 拟合曲线模型

为 $Y' = F(x)$, 则第 i 处误差为 $Y'_i - Y_i$, 得到拟合曲线模型值与实际工程数据给定值的差值的平方为 $\sum_{i=1}^n [Y'_i - Y_i]^2$ 。求得 $\sum_{i=1}^n [Y'_i - Y_i]^2$ 最小值对应的参数值,即可得到拟合曲线 $Y' = F(x)$ 。

3.1.2 光伏改进自适应下垂

本文将光伏峰值功率下的输出电流作为下垂控制的电流边界。光伏具有波动性,在不同光照与温度下,其下垂系数会随着电流的边界发生变化^[18]。若采用不考虑下垂系数变化的电压分层控制策略,电源波动时将缺少稳定运行的能力。在实际工程应用中,可忽略温度对光伏峰值功率的影响。数据拟合器是一种拟合平滑曲线的工具,通过对工程数据进行函数处理,可有效拟合观测数据。图4为光伏单元在数据拟合器作用下,拟合的光照强度变化时的电流边界曲线。其中,横坐标表示光照强度,纵坐标表示光伏在最大功率输出时对应的最大输出电流。

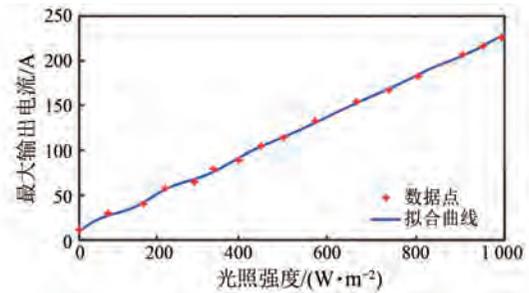


图4 光伏拟合的最大输出电流

Fig. 4 Maximum output current for photovoltaic fitting

光伏单元的动态自适应下垂控制策略如图5所示。图5中: U_{bus} 为直流母线电压; $U_{\text{pv,max}}$ 和 $U_{\text{pv,min}}$ 分别为光伏单元参考电压的最大值和最小值; $I_{\text{pv,max}}$ 为光伏单元最大输出电流; r_{pv} 为光伏单元动态下垂系数; D_{pv} 为光伏占比。

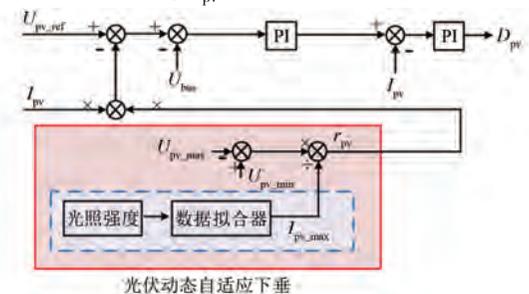


图5 光伏单元的动态自适应下垂控制策略

Fig. 5 Dynamic adaptive droop control strategy for photovoltaic unit

3.1.3 蓄电池改进自适应下垂

SOC 是衡量蓄电池充放电程度的重要参数^[19],对蓄电池的充电性能、充电效率和使用寿命产生重大影响^[20]。对于蓄电池放电过程,若 $SOC > 40$,应采用恒流放电方式;若 $SOC < 40$,应采用恒压放电方式。对于蓄电池充电过程,若 $SOC < 80$,应采用恒流充电方式;若 $SOC > 80$,应采用恒压充电方式。图 6 为蓄电池充电情况下拟合的不同 SOC 对应的最大充电电流;图 7 为蓄电池放电情况下拟合的不同 SOC 对应的最大放电电流。

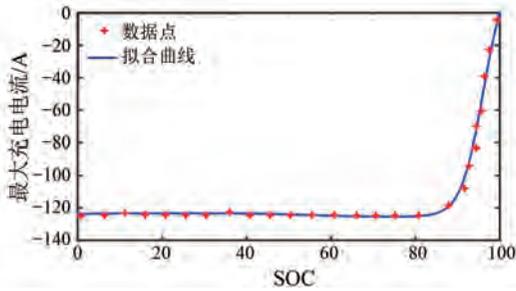


图 6 蓄电池充电情况下拟合的最大充电电流
Fig. 6 Maximum charging current fitted under battery charging conditions

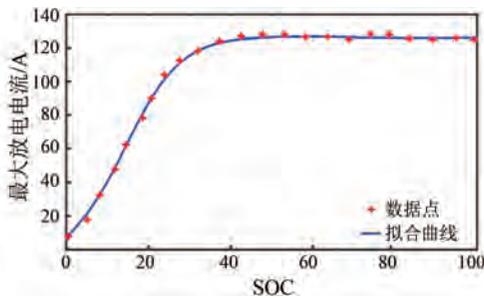


图 7 蓄电池放电情况下拟合的最大放电电流
Fig. 7 Maximum discharging current fitted under battery discharging conditions

蓄电池单元的动态自适应下垂控制策略如图 8 所示。图 8 中: U_{bat_max} 和 U_{bat_min} 分别为蓄电池单元参考电压的最大值和最小值; I_{bat_max} 为不同 SOC 对应的蓄电池最大充放电电流值; r_{bat} 为蓄电池单元动态下垂系数; D_{bat} 为蓄电池占空比。

3.2 燃料电池-超级电容下垂控制

混合储能系统中,燃料电池主要负责提供稳定的功率输出,当燃料供应充足时,其功率输出边界保持恒定;超级电容用于响应微电网的高频功率波动,或在系统功率不足时提供短时的功率支

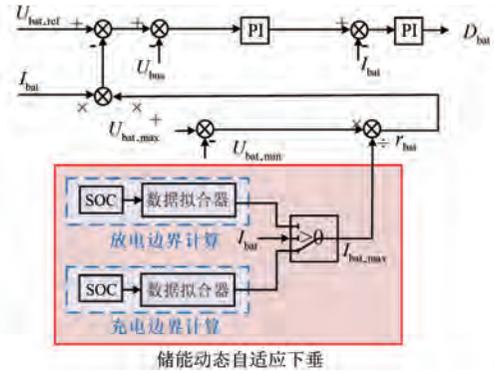


图 8 蓄电池单元的动态自适应下垂控制策略
Fig. 8 Dynamic adaptive droop control strategy for battery unit

撑。因此,燃料电池-超级电容混合储能系统的功率输出边界基本保持不变。

燃料电池-超级电容混合储能系统采用共同的电压闭环,并通过高通滤波器实现电流闭环的功率分配。燃料电池-超级电容混合储能系统的控制策略不同于光伏和蓄电池的双闭环控制策略,其控制框图如图 9 所示。图 9 中: U_{hy_ref} 为下垂控制中混合储能系统的电压阈值; r_{fc} 为燃料电池动态下垂系数; D_{fc} 为燃料电池占空比; D_{sc} 为超级电容器占空比。

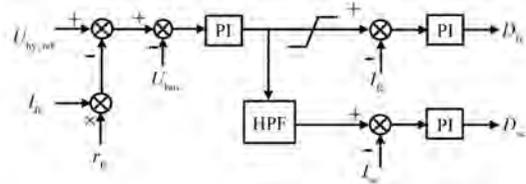


图 9 燃料电池-超级电容单元的闭环下垂控制策略
Fig. 9 Closed-loop droop control strategy for fuel cell-supercapacitor unit

4 并离网切换控制策略

考虑到大电网故障及计划性并离网情况的发生,并离网的切换难免存在冲击振荡。因此,实现并离网的平滑切换对增强系统稳定运行的能力具有重要意义。

4.1 并离网切换基本概念

并网逆变器是连接直流侧和大电网的模块,通过功率传输可实现系统功率平衡。在并网运行时,并网逆变器采用恒功率控制,将大电网指令传送给直流侧,使直流侧盈余光伏发电功率通过交流侧并入大电网,提高直流侧光伏的利用率;在离

网运行时, 并网逆变器采用恒压恒频控制, 具有支撑母线电压、维持频率稳定以实现功率平衡的作用; 在并网切换时, 并网逆变器具有保证切换前后系统稳定运行的作用。

4.2 改进的并网切换控制策略

4.2.1 预同步控制策略

微电网在离网转并网之前, 由于在离网状态下逆变器输出电压与大电网电压的幅值和相位存在差异。因此为保证并网切换的无缝性, 需要对大电网侧和并网逆变器输出侧的电压幅值和相位进行预同步。离网转并网情况下的母线电压幅值和相位的预同步控制策略分别如图 10 和图 11 所示。其中, U_1 、 θ_1 分别为并网逆变器输出侧的幅值及相位; U_g 、 θ_g 分别为大电网侧的电压幅值及相位。

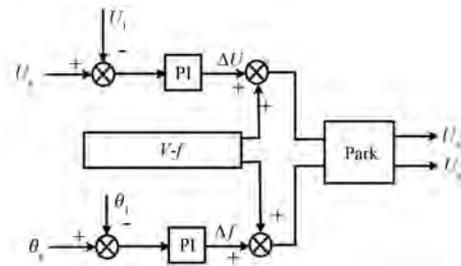


图 10 母线电压幅值预同步控制策略

Fig. 10 Pre-synchronization control strategy for bus voltage amplitude

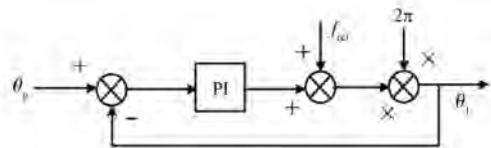


图 11 母线电压相位预同步控制策略

Fig. 11 Pre-synchronization control strategy for bus voltage phase

4.2.2 外环改进控制策略

恒功率控制包含功率外环和电流内环, 恒压恒频控制包含电压外环和电流内环。两种控制产生的电流指令相同, 因此可共用一个电流内环。传统并网逆变器控制策略如图 12 所示。在进行模式切换时, 传统并网逆变器控制策略需检测并网点状态, 发出切换信号并将其传输到并网逆变器。当所有开关合闸到 1 时, 系统处于离网状态, 并网逆变器工作于恒压恒频模式; 当所有开关合闸到 2 时, 系统处于并网状态, 并网

逆变器工作于恒功率模式。切换过程中存在暂态过程, 且无任何平滑补偿措施, 因此并网切换过程无法做到平滑切换。针对此问题, 对传统并网逆变器控制策略进行改进, 改进后的并网切换策略如图 13 所示。

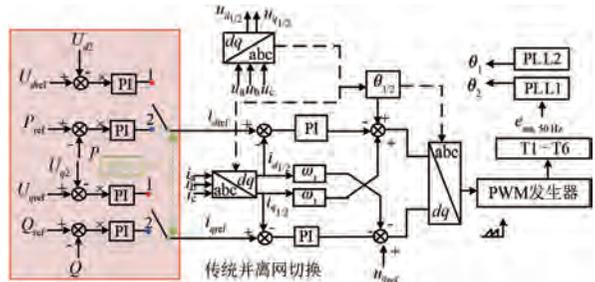


图 12 传统并网逆变器控制策略结构框图

Fig. 12 Block diagram of conventional grid-connected inverter control strategy

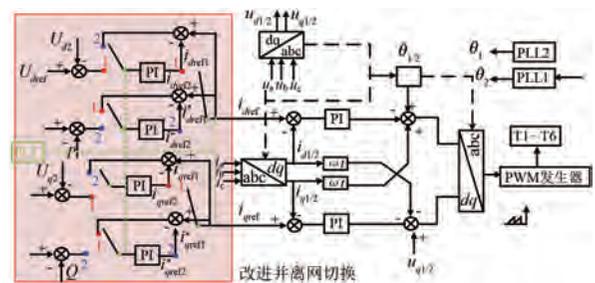


图 13 并网逆变器外环改进控制策略结构框图

Fig. 13 Structural block diagram of outer-loop improvement control strategy for grid-connected inverter

当系统从并网切换至离网状态时, 并网逆变器由恒功率控制模式切换至恒压恒频控制模式, 所有合闸开关由 2 切换至 1。当开关合闸到 2 时, 在新增的电流环作用下, i_{dref2} 和 i_{qref2} 与 i_{dref} 和 i_{qref} 分别对应相等。改进后的控制策略可以保证当开关分别合闸到 1 和 2 时的端口输出值相等, i_{dref} 不存在突变, 可有效减少并网切换过程中的冲击振荡。

5 仿真分析

5.1 仿真工况

为验证所提控制策略的有效性, 基于 Matlab/Simulink 平台, 搭建了如图 1 所示的直流微电网系统。在充分考虑各分布式发电单元的能量输出变化、外部环境、储能 SOC 变化、直流侧负载变化以及交流电网计划并网或故障等情况下, 设计了如表 1 所示的运行工况。

表 1 仿真运行工况

Tab. 1 Simulation operating conditions			
情景	工况类型	模式切换顺序	切换时间/s
A	计划并网, 功率盈余	1-5-6	3, 6
B	计划并网, 功率缺额	3-7-6	3, 6
C	离网, 功率盈余到缺失	1-2-3-4	4, 6, 8
D	电网故障, 功率盈余	6-2-1	4, 7
E	电网故障, 功率缺额	6-3-4	4, 6, 9

5.2 仿真分析

5.2.1 改进并离网切换仿真分析

0 s~8 s, 微电网系统运行于离网模式, 8 s 时, 系统从离网模式切换到并网模式, 进入预同步环节。图 14 为电压幅值的预同步过程, 为便于观察, 取三相电压中的一相进行展示。图 15 为相位的预同步过程。由图 13~图 15 可知, 8.5 s 时向系统发送预同步指令, 8.6 s 时, 电压幅值和相位满足并网条件, 完成预同步, 自动触发并网信号, 从而实现离网向并网的平滑切换。图 16 为离网切换至并网时, 电网输送有功功率的变化情况。由图 16 可知, 在 8.6 s 切换至并网模式时, 功率发生轻微振荡, 经过 0.3 s 后达到新的稳态。仿真结果表明在所提预同步策略下, 系统可实现离网向并网的平滑切换。

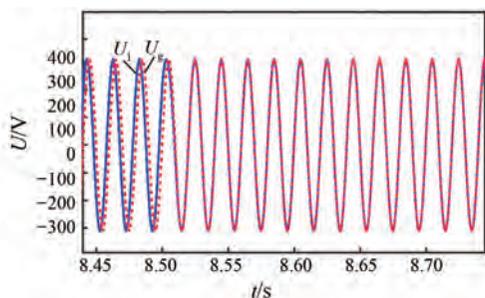


图 14 电压幅值预同步过程

Fig. 14 Pre-synchronization process for voltage amplitude

8 s~10 s 时, 微电网系统运行于并网模式; 10 s 时, 系统由并网模式切换至离网模式。由并网切换至离网时, 采用传统切换控制策略与所提改进切换控制策略的有功功率变化如图 17 所示。由图 17 可知, 在传统切换控制策略下, 有功功率存在长时间大幅振荡, 这是由于切换到外环时存在暂态过程, 电流指令需从零过渡到稳定值, 从而导致功率出现振荡。在所提的改进切换控制策略下, 有功功率仅发生轻微波动。仿真结果表明所

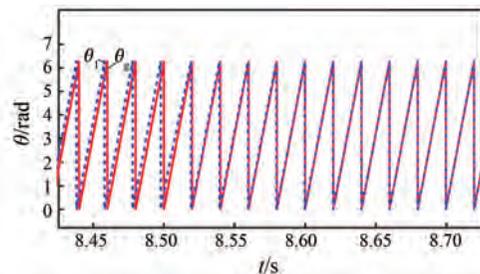


图 15 电压相位预同步过程

Fig. 15 Pre-synchronization process for voltage phase

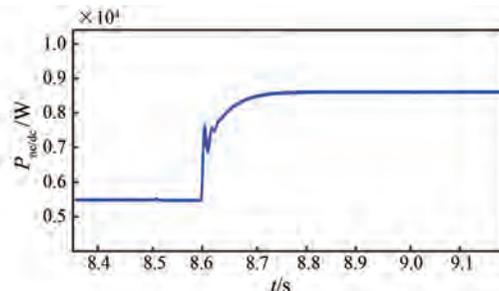


图 16 离网切换到并网时有功功率变化

Fig. 16 Change in active power when switching from off-grid to grid-connected

提改进切换控制策略的电流指令在切换时可保持不变, 大大降低了模式切换时的功率波动, 并缩短了系统达到稳态的时间。

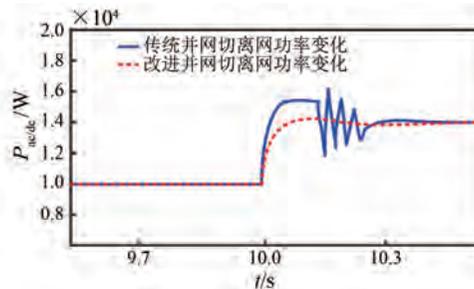


图 17 并网切换到离网时有功功率变化

Fig. 17 Change in active power when switching from grid-connected to off-grid

5.2.2 模式切换仿真分析

情景 A: 0 s 时, 光伏光照强度为 1 000 W/m², 直流侧负载为 0 kW, 交流侧负载为 50 kW, 此时系统处于离网状态, 并网逆变器采用恒压恒频控制, 功率指令为直流侧向大电网提供功率 50 kW, 母线电压稳定在 1 550 V 附近, 系统进入离网模式 1。3 s 时, 计划并网, 并网逆变器采用恒功率控制, 功率指令为大电网向直流侧输送功率 125 kW, 离网切换至并网使电网向直流侧输送的功率增加, 导致母线电压抬升, 抬升至 1 575 V 附

近,直流侧电压将超出正常范围,系统进入并网模式 5。6 s 时,降低并网逆变器功率指令值,大电网向直流侧输送的功率降低至 50 kW,直流母线侧功率盈余降低,导致母线电压跌落,电压维持在 1 565 V 附近,系统进入并网模式 6。综上,顺利完成在情景 A 下的协调控制。情景 A 下,直流母线电压波形如图 18 所示;各模块功率变化如图 19 所示。

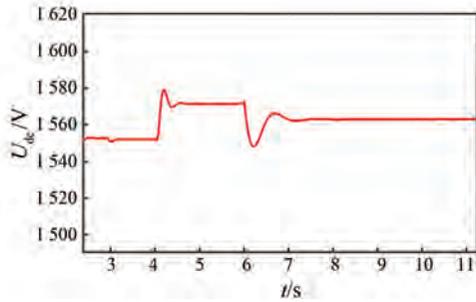


图 18 情景 A 下直流母线电压波形
Fig. 18 DC bus voltage waveform under scenario A

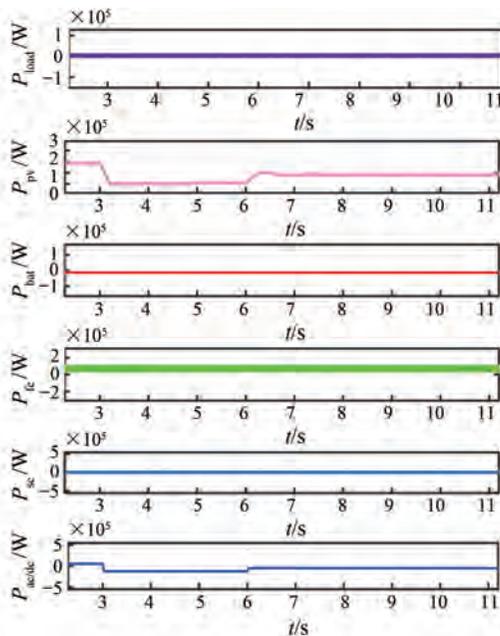


图 19 情景 A 下各模块功率变化
Fig. 19 Power change of each module under scenario A

情景 B:0 s 时,光伏光照强度为 900 W/m^2 ,直流侧负载为 370 kW,假设此时直流侧无非重要负荷,交流侧负载为 50 kW,此时系统处于离网状态,并网逆变器采用恒压恒频控制,功率指令为直流侧向大电网提供功率 50 kW,母线电压稳定在

1 445 V 附近,系统进入离网模式 3。3 s 时,计划并网,并网逆变器采用恒功率控制,功率指令为直流侧向大电网输送功率 125 kW。离网切换至并网使直流侧向大电网的输送功率增加,导致母线电压跌落,跌落至 1 425 V 附近,直流侧电压缺额超出正常范围,系统进入并网模式 7。6 s 时,降低并网逆变器功率指令值,直流侧向电网输送的功率降低至 80 kW,直流侧功率缺额降低,导致母线电压抬升,电压维持在 1 440 V 附近,系统进入并网模式 6。综上,顺利完成在情景 B 下的协调控制。情景 B 下,直流母线电压波形如图 20 所示;各模块功率变化如图 21 所示。

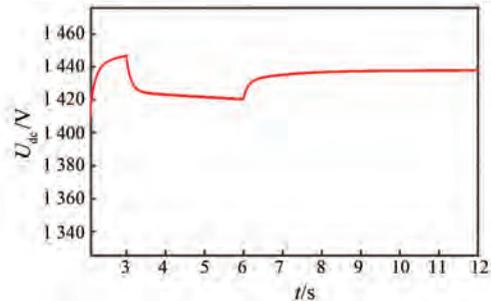


图 20 情景 B 下直流母线电压波形
Fig. 20 DC bus voltage waveform under scenario B

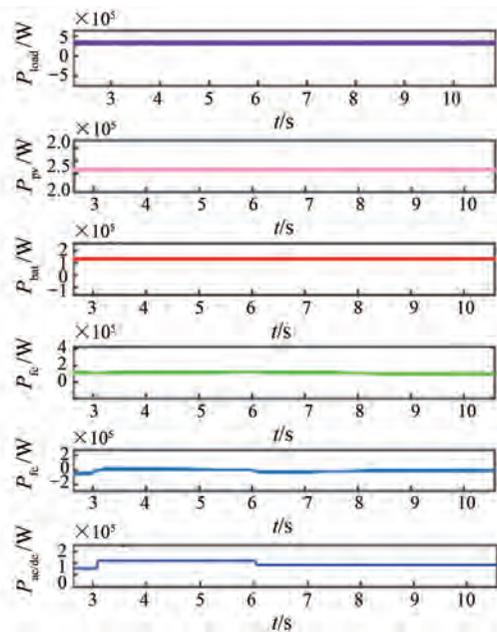


图 21 情景 B 各模块功率变化
Fig. 21 Power change of each module under scenario B

情景 C:0 s 时,光伏光照强度为 900 W/m^2 ,

直流侧负载为 0 kW, 交流侧负载为 50 kW, 此时系统处于离网状态, 并网逆变器采用恒压恒频控制, 功率指令为直流侧向大电网提供功率 50 kW, 母线电压稳定在 1 550 V 附近, 系统进入离网模式 1。4 s 时, 光伏光照强度降低至 700 W/m², 光伏输出功率减少, 直流母线电压发生跌落, 电压稳定在 1 515 V 附近, 此时系统进入离网模式 2。6 s 时, 光伏光照强度并未发生改变, 此时接入的直流侧负载为 300 kW, 负载增多导致直流母线电压降落, 电压稳定在 1 450 V 附近, 此时系统进入离网模式 3。8 s 时, 光伏光照强度并未发生改变, 直流负载增加至 400 kW, 直流母线电压跌落至 1 425 V 附近, 直流侧功率缺额, 此时系统进入离网模式 4。为避免系统长期处于该电压情况下, 需要快速切除非重要负载, 8.5 s 时, 切除 100 kW 的非重要负载, 直流侧负载减少, 母线电压抬升至 1 450 V 附近, 此时系统进入离网模式 3。综上, 顺利完成在情景 C 下的协调控制。情景 C 下, 直流母线电压波形如图 22 所示; 各模块功率变化如图 23 所示。

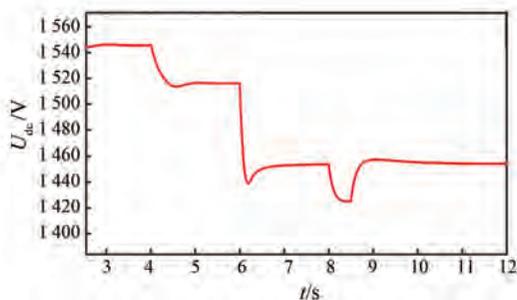


图 22 情景 C 下直流母线电压波形

Fig. 22 DC bus voltage waveform under scenario C

情景 D: 0 s 时, 光伏光照强度为 700 W/m², 直流侧负载为 50 kW, 交流负载 30 kW, 系统处于并网状态, 并网逆变器采用恒功率控制, 功率指令为直流侧向大电网提供功率 20 kW, 母线电压稳定在 1 513 V 附近, 系统进入并网模式 6。4 s 时, 电网突然故障, 系统离网, 并网逆变器采用恒压恒频率控制, 并网切换至离网使直流侧向电网输送的功率少量增加, 导致母线电压轻微跌落, 电压稳定在 1 510 V 附近, 系统进入离网模式 2。在 7 s 时, 光伏光照强度由 700 W/m² 变为 1 200 W/m², 此时直流侧负载并未发生变化, 光伏的注入功率

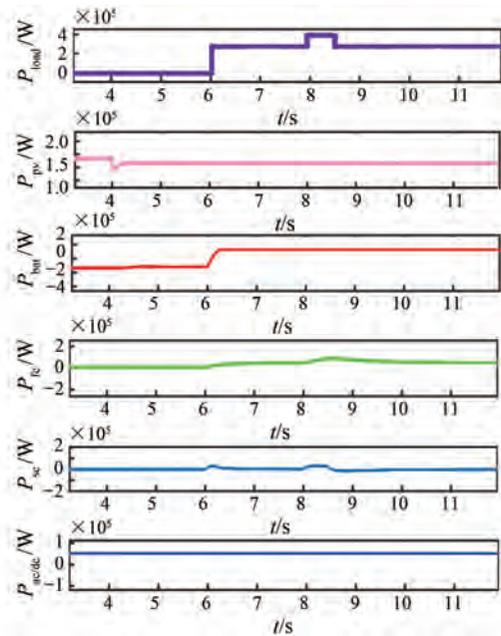


图 23 情景 C 下各模块功率变化

Fig. 23 Power change of each module under scenario C

增加, 导致直流母线电压抬升, 抬升至 1 550 V 附近, 系统进入离网模式 1。综上, 顺利完成在情景 D 下的协调控制。情景 D 下, 直流母线电压波形如图 24 所示; 各模块功率变化如图 25 所示。

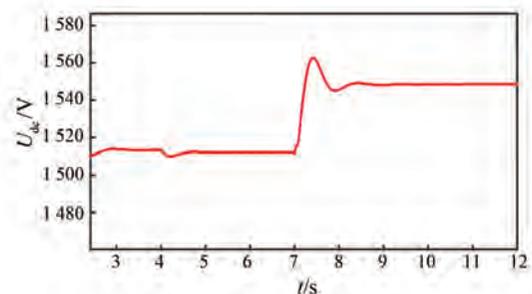


图 24 情景 D 下直流母线电压波形

Fig. 24 DC bus voltage waveform under scenario D

情景 E: 0 s 时, 光伏光照强度为 700 W/m², 直流侧负载为 200 kW, 交流侧负载为 50 kW, 此时系统处于并网状态, 并网逆变器采用恒功率控制, 功率指令为直流侧向大电网提供功率 20 kW, 母线电压稳定在 1 490 V, 系统进入并网模式 6。4 s 时, 电网突发故障, 系统离网, 并网逆变器采用恒压恒频控制, 并网切换至离网使大电网向直流侧输送的功率增加, 导致母线电压跌落, 电压维持在 1 480 V 附近, 系统进入离网模式 3。6 s 时, 光

伏光照强度并未发生改变,直流侧负载增加至 200 kW,导致母线电压跌落至 1 525 V 以下,此时直流母线侧功率缺额,需切除非重要负载使母线电压恢复至正常区间。9 s 时,切除非重要负载 150 kW,母线电压抬升至 1 465 V 附近,系统进入离网模式 3。综上,顺利完成在情景 E 下的协调控制。情景 E 下,直流母线电压波形如图 26 所示;各模块功率变化如图 27 所示。

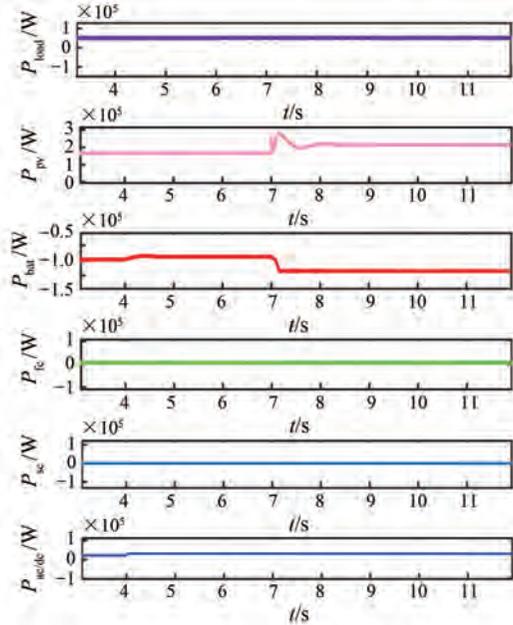


图 25 情景 D 下各模块功率变化

Fig. 25 Power change of each module under scenario D

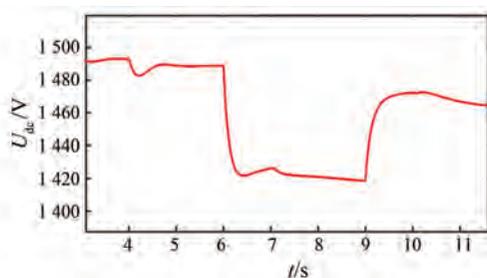


图 26 情景 E 下直流母线电压波形

Fig. 26 DC bus voltage waveform under scenario E

6 结语

本文提出了一种光储氢直流微电网系统并网统一协调自治控制策略。该控制策略采用母线电压分层的方式实现了多源多工况下的模式切换。并通过 Simulink 仿真验证了所提控制策略的

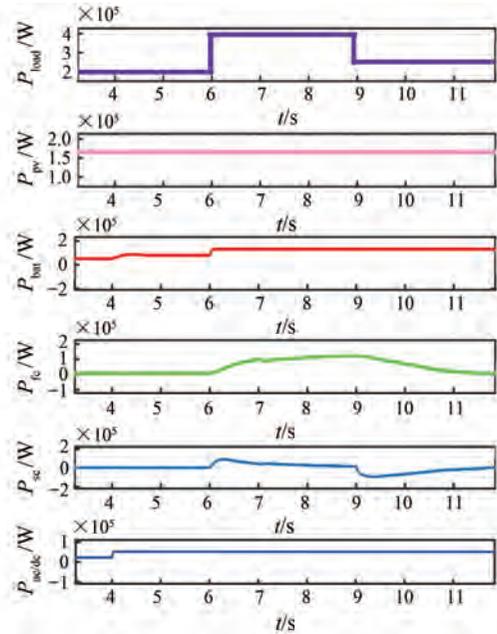


图 27 情景 E 下各模块功率变化

Fig. 27 Power change of each module under scenario E

有效性。本文主要创新点如下:

(1) 针对传统下垂控制的不足,提出动态自适应下垂控制策略。应用基于最小二乘法原理的数据拟合器,不同光照强度可对应光伏峰值功率输出时的动态电流边界,不同 SOC 大小可对应充放电状态下的动态电流边界。动态自适应下垂控制策略可自适应调整动态下垂系数及电源运行状态,并简化传统模式切换过程和控制结构。

(2) 为实现并网平滑切换,提出并网逆变器外环改进控制策略,使输出电流环参数在并网切换过程中不发生突变;在离网转并网过程中,对大电网侧和并网逆变器输出侧的电压幅值和相位进行预同步后并网,最终实现并网的平滑切换。

参考文献

- [1] 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 X L, GUO L, WANG C S, et al. Key technologies of DC microgrids: An overview [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 2-17.
- [2] 李骄阳. 分布式直流微电网的协同控制策略研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2017.

- LI J Y. Research on collaborative control strategy of distributed DC microgrids [D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2017.
- [3] PINTO R T, RODRIGUES S F, BAUER P, et al. Comparison of direct voltage control methods of multi-terminal DC (MTDC) networks through modular dynamic models [C]//Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications, Birmingham, 2011.
- [4] 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.
- [5] 王毅, 张丽荣, 李和明, 等. 风电直流微网的电压分层协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(4): 16-24+4.
- WANG Y, ZHANG L R, LI H M, et al. Voltage layered coordinated control of wind power DC microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4): 16-24+4
- [6] 杨义, 杨萃. 面向集中式控制的微电网信息物理系统分层建模方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(19): 7088-7102.
- YANG Y, YANG P. The hierarchical modeling approach for centralized control microgrid cyber physical system [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(19): 7088-7102.
- [7] 赵虎府, 钱佳钰, 潘豪, 等. 离网光储直流微电网电压自适应下垂控制[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2024-04-24. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20240424.0959.002.html>.
- ZHAO H F, QIAN J Y, PAN H, et al. Adaptive voltage droop control of DC microgrid for island photovoltaic and energy storage [J/OL]. Journal of North China Electric Power University: Natural Science Edition, 2024-04-24. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20240424.0959.002.html>.
- [8] LU X N, SUN K, GUERRER J M, et al. State-of-charge balance using adaptive droop control for distributed energy storage systems in DC microgrid applications [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2014, 61(6): 2804-2815.
- [9] NASIR M, JIN Z M, KHAN H A, et al. A decentralized control architecture applied to DC nanogrid clusters for rural electrification in developing regions [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 34(2): 1773-1785.
- [10] 丁明, 田龙刚, 潘浩, 等. 交直流混合微电网运行控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(9): 1-8.
- DING M, TIAN L G, PAN H, et al. Research on control strategy of hybrid AC/DC microgrid [J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(9): 1-8.
- [11] 袁晓冬, 楼冠男, 陈亮, 等. 基于线性自抗扰的微电网平滑切换控制策略[J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3824-3831.
- YUAN X D, LOU G N, CHEN L, et al. Control strategy for microgrid seamless switching via linear active disturbance rejection [J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3824-3831.
- [12] 沈霞, 帅智康, 沈超, 等. 大扰动时交流微电网的运行与控制研究综述[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(24): 174-188.
- SHEN X, SHUAI Z K, SHEN C. et al. Review on operation and control of AC microgrid under large disturbance [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 174-188.
- [13] 陈新, 姬秋华, 刘飞. 基于微网主从结构的平滑切换控制策略[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 163-170.
- CHEN X, JI Q H, LIU F. Smooth transferring control method of microgrids based on master-slave configuration [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 163-170.
- [14] 赵恩盛, 韩杨, 周思宇, 等. 微电网惯量与阻尼模拟技术综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(4): 1413-1428.
- ZHAO E S, HAN Y, ZHOU S Y, et al. Review and prospect of inertia and damping simulation technologies of microgrids [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1413-1428.
- [15] 王素娥, 吴永斌, 熊连松, 等. 光伏并网发电系统的虚拟惯量控制策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(11): 3743-3751.
- WANG S E, WU Y B, XIONG L S, et al. Virtual inertia control strategy for grid-tied photovoltaic power generation system [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(11): 3743-3751.
- [16] 王力, 谭振杰, 曾祥君, 等. 基于改进等效电路模

- 型的直流微电网大信号稳定性分析[J]. 电工技术学报, 2024, 39(5): 1284-1299.
- WANG L, TAN Z J, ZENG X J, et al. Large-signal stability analysis for DC microgrids based on the improved equivalent circuit model [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(5): 1284-1299.
- [17] 万梦华, 柳俊, 范玲玲, 等. 基于 MATLAB 工程实验数据拟合与分析[J]. 安徽建筑, 2018, 24(1): 182-184.
- WAN M H, LIU J, FAN L L, et al. Engineering experiment data fitting and analysis based on MATLAB [J]. Anhui Architecture, 2018, 24(1): 182-184.
- [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] 张汀, 雷勇, 王小昔. 考虑 SOC 均衡的直流微网储能系统控制策略研究[J]. 电源技术, 2023, 47(8): 1099-1104.
- ZHANG T, LEI Y, WANG X X. Research on control strategy of DC microgrid energy storage system considering SOC equilibrium [J]. Chinese Journal of Power Sources, 2023, 47(8): 1099-1104.
- [20] 柴秀慧, 张纯江, 柴建国, 等. 改进互联通信荷电状态下垂控制及功率均衡优化[J]. 电工技术学报, 2021, 36(16): 3365-3374.
- CHAI X H, ZHANG C J, CHAI J G, et al. Improved interconnected communication state of charge droop control and power balance optimization [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(16): 3365-3374.

收稿日期:2024-05-16

收到修改稿日期:2024-06-13

作者简介:

钱佳钰(2000-),女,硕士研究生,研究方向为新能源控制,18362048373@163.com;

* 通信作者:钱佳钰(2000-),女,硕士研究生,研究方向为新能源控制,18362048373@163.com。

Coordinated Control Strategy for DC Microgrid Grid-Connected and Off-Grid

QIAN Jiayu^{1*}, ZHAO Hufu¹, LIU Wenquan¹, PAN Hao¹, JIA Haodong², JIA Limin^{1,3}

(1. China Institute of Energy and Transportation Integrated Development, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Pingding Power Supply Branch, State Grid Shanxi Electric Power Company, Yangquan 045200, China;

3. State Key Laboratory of Advanced Rail Autonomous Operation, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China)

Key words: DC microgrid; dynamic adaptive droop; coordinated control; mode switching; grid-connected and off-grid switching

The global transition towards green and low-carbon energy has entered a new phase of rapid development. As one of the forms of energy application, microgrid provides a feasible solution for energy transition and sustainable development. Among them, DC microgrid has gained widespread application due to its excellent charge and discharge characteristics, high energy conversion efficiency, and flexible coordinated control.

This paper focused on a solar-hydrogen-storage DC microgrid to explore the stability of the DC bus voltage in the microgrid and, by combining both grid-connected and off-grid operation modes, proposed a coordinated control strategy based on bus voltage hierarchical control for unified grid-connected and off-grid operation. The DC microgrid system under study included a photovoltaic unit, a battery storage unit, a fuel cell-supercapacitor hybrid energy storage unit, and a grid-connected unit. The system's rated DC bus voltage was 1,500 V, and the rated AC grid voltage was 380 V.

In DC microgrid systems with droop characteristics, the power output boundaries of energy sources vary with changes in the external environment, which affects the quality of the DC bus

voltage and system stability. To address this issue, a dynamic adaptive droop control strategy was proposed. This strategy used the least squares method to determine the current boundaries of the power sources and adjusts the droop coefficient of the sources in real time to adaptively regulate the operating state of the power sources and the power distribution of the system. This simplified the mode switching process and the control structure. Next, in combination with practical engineering considerations and taking into account large-scale grid failures as well as planned grid-connected and off-grid conditions, an improved control strategy integrating pre-synchronization and outer-loop switching control was proposed. This strategy achieved smooth switching between grid-connected and off-grid modes, effectively reducing impact oscillations during the switching process. Finally, the adaptive droop control and improved smooth switching control were integrated into the coordinated control strategy, and multi-mode switching simulations under multiple sources and operating conditions were conducted. The simulation results verified the effectiveness of the proposed coordinated control strategy.