

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210070

# 独立光储直流微网的稳定运行控制策略

任勇<sup>1,2</sup>, 曾鸣<sup>1</sup>

(1. 华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206; 2. 贵州电网有限责任公司, 贵州 贵阳 550002)

**摘要:** 为提升对太阳能等可再生能源的利用能力, 并解决边远地区或小型系统的稳定供电问题, 独立光储直流微网的稳定运行控制受到了研究者的关注。针对光储直流微网各元件的底层控制方面, 提出了光伏 MPPT 和 CV 模式的统一控制方法。为保证光储直流微网在不同光照和储能电量条件下的稳定运行, 将光储直流微网的工作模式分为三种, 分别对应于光伏和蓄电池的不同元件底层控制方式。对于微网的控制方式, 考虑分散控制策略, 并在此基础上提出了一种以蓄电池为中心、带单向通信的分布式控制策略, 在不同策略下对微网工作模式的切换方式进行了设计。最后, 仿真与实验结果表明所提的微网工作模式及其切换方式能够正常工作, 所提出的分布式控制策略相比于分散控制策略改善了控制性能, 保证了经济性, 满足系统可靠性要求。

**关键词:** 独立直流微网; 光伏; 蓄电池; 分布式控制; 分散控制; Matlab/Simulink

## Stable operation control strategy for an independent DC microgrid with photovoltaics and a storage system

REN Yong<sup>1,2</sup>, ZENG Ming<sup>1</sup>

(1. College of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China)

**Abstract:** To enhance the use of renewable energy sources such as solar energy, and solve the problem of stable power supply in remote areas or small systems, the need for a stable operation control strategy for independent DC microgrid with PV and a storage system has attracted attention. For underlying control in such a DC microgrid, a unified control method of MPPT and CV mode of PV is proposed. To ensure the stable operation of the microgrid with PV under different illumination and energy storage power conditions, the system working modes of DC microgrid are divided into three according to the different underlying control modes of PV and battery. As for the control mode of the microgrid, a decentralized control strategy is developed, and a distributed control strategy with battery as the center and one-way communication is proposed. The switching method is designed in both control strategies. Finally, simulation and experimental results show that the microgrid working modes and their switching methods proposed can work normally. Compared with the decentralized control strategy, the proposed distributed control strategy improves control performance, ensures economy, and satisfies the reliability requirements of the system.

This work is supported by Major Program of National Social Science Fund of China (No. 19ZDA081).

**Key words:** independent DC microgrid; PV; battery; distributed control; decentralized control; Matlab/Simulink

## 0 引言

独立型微电网是与配电网没有联结, 长期处于孤岛模式运行的微电网, 常用于难以与大电网直接形成联络的海岛、山区等地<sup>[1-2]</sup>。

独立光储微网仅含有光伏电池和储能系统两类

电源, 其中光伏电池的出力受到天气因素的制约, 具有不确定性, 因此在孤岛运行时一般将储能系统作为微网的主电源。但在长期运行过程中, 储能系统会受到荷电状态和最大充放电功率的约束, 因此系统需要根据实时的功率供求状态调整工作模式。

针对独立光储微网可能面临的复杂运行场景, 研究者们提出了不同类型的解决方案。但以往许多对光储微网的研究集中在交流微电网上。文献[3]构

建了一种基于主从控制的独立光储系统,能有效提升电能质量;文献[4]构建的风光储混合微网,可有效抑制功率和输出电压波动;文献[5]提出的改进型主从控制策略,能协调多光伏、多储能孤岛模式下稳定运行;文献[6]提出一种用于光储交直流混合微网孤岛运行的控制策略,但系统仍需要经逆变器接入交流母线。

近年来,随着直流微电网的发展,对直流微网运行控制的研究不断增多。与交流微网相比,直流微网结构简单,不存在频率稳定、相位同步等问题,更适合光伏和储能接入<sup>[7-8]</sup>。文献[9-13]针对直流微网提出了一种基于直流母线电压信号的控制策略;文献[14]根据储能系统的荷电状态(State of Charge, SOC)划分工作区域,保证蓄电池的稳定运行,但对于可再生能源会有一定的牺牲;文献[15]提出了一种电压和电流分段相结合的控制策略,保证了独立光储微网中各变换器的协同工作;文献[16]提出了一种用于光储微网的变功率控制策略,有效解决了直流母线电压波动大、蓄电池控制模式切换次数多等问题;文献[17]提出了一种带微网中央控制器(Micro-Grid Central Controller, MGCC)的集中式控制策略,保证了光储微网的稳定运行。

总体来看,目前对光储直流微网的控制大多通过不同判别策略来调整微网的运行方式(如直流母线电压分层控制策略),以应对各种复杂场景。其缺点是可能会造成直流母线电压较大幅度的波动,因为母线电压需要达到阈值才能触发工作模式的切换。此外,传统的微网集中式控制策略具有成本较高、可靠性较低的缺点,使用仅需要有限通信的分布式控制方式可解决以上问题。

针对以上问题,本文提出了一种独立光储直流微网的运行控制策略。本文的主要工作如下:

1) 构建了光伏电池的统一控制方式和蓄电池统一控制方式。光伏电池恒压控制的传统PI调节方法,可能导致直流微网的功率失衡,并影响电压稳定,本文基于最大功率点跟踪(Maximum Power Point Tracking, MPPT)控制原理改进了恒压控制的实现,解决了以上问题。

2) 根据底层控制模式的不同,将光储直流微网的运行分为三种工作模式。当前光储直流微网运行方式的调整大多基于单一信息(如仅基于直流母线电压,或仅基于储能SOC),本文提出的微网运行方式切换,综合考虑了直流母线电压和储能SOC信息,能更好地维持直流母线电压稳定。

3) 当前对光储直流微网的控制策略大多为成

本较高的集中式控制,且MGCC故障可能导致微网停运,因此本文考虑可靠性更高的分散控制和分布式控制策略<sup>[18-19]</sup>。首先在微网使用分散控制策略时对各工作模式及其切换进行了讨论。在此基础上,本文提出了一种以蓄电池为中心、带单向通信的光储直流微网分布式控制策略,该策略减小了模式切换时的直流母线电压波动,改善了控制性能,满足了系统可靠性要求。

## 1 独立光储直流微网的底层控制

### 1.1 光储直流微网系统结构

本文研究的独立光储直流微网的结构如图1所示。此微网采用共直流母线结构,由蓄电池、光伏电池、交流负载、直流负载组成。

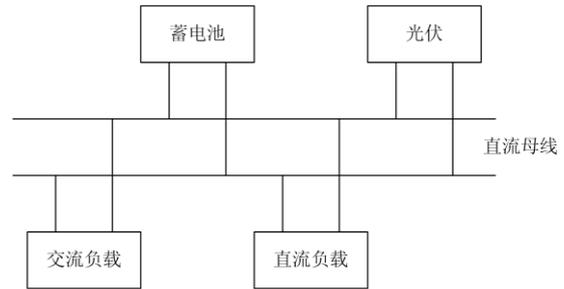


图1 光储直流微网的结构

Fig. 1 Structure of DC microgrid with PV and storage system

光伏电池出力具有波动性,需要通过具有升压功能的Boost斩波电路<sup>[20]</sup>接入微电网。蓄电池作为储能系统,为光储直流微网提供稳定的电压支撑,需要通过双向DC/DC变换器<sup>[21]</sup>接入微网。

### 1.2 光伏电池的控制策略

#### 1.2.1 MPPT控制方式

光伏电池的MPPT控制属于恒功率控制的一种,通过测量光伏电池的输出电压与输出电流,控制使光伏电池在当前的环境条件下达到并保持最大功率输出。实现MPPT控制功能的方法多达数十种<sup>[22-23]</sup>,其中常用的有增量电导法(Incremental Conductance, InC)、扰动观测法(Perturbation and Observation, P&O)、波动相关控制法(Ripple Correlation Control, RCC)等。本文采用精确度较高的InC方法。

InC法基于光伏阵列输出功率的计算公式为

$$P = UI \quad (1)$$

式中:  $P$ 、 $U$ 、 $I$ 分别为光伏阵列的输出功率、电压与电流。在最大功率点处应有

$$\frac{\partial P}{\partial U} = I + U \frac{dI}{dU} = 0 \quad (2)$$

在实际采样中, 取离散值, 此判定最大功率点的公式变为

$$I + U \frac{\Delta I}{\Delta U} = 0 \quad (3)$$

结合光伏电池的外特性  $P-U$  曲线, 通过对  $I + U \frac{\Delta I}{\Delta U}$  的值进行实时监测, 就可以得知此时功率点所处的位置。

当  $I + U \frac{\Delta I}{\Delta U} < 0$  时, 实际功率点位于最大功率点的右侧, 因此需要减小电压  $U_{pv}$ , 也即提高 Boost 斩波电路的升压比, 增大占空比  $D$ ; 与之类似, 当  $I + U \frac{\Delta I}{\Delta U} > 0$  时, 实际功率点位于最大功率点的左侧, 需要减小占空比  $D$ ; 当  $I + U \frac{\Delta I}{\Delta U} = 0$  时, 实际功率点就是最大功率点, 保持占空比  $D$  不变即可。

由于环境因素的波动性, 光伏电池的外特性曲线也会发生改变, 因此可能出现一个采样周期内电压没有变化但电流发生变化的情况。一般而言, 光伏电池输出电压由 Boost 斩波电路的占空比决定, 故这种情况对应着光伏电池在原外特性曲线已经达到了最大功率点, 但曲线发生了改变。无论是辐照度变化还是电池温度变化, 在同样的电压下:  $\Delta I > 0$  对应外特性曲线上升, 且最大功率点右移, 因此新的外特性曲线上实际功率点位于最大功率点的左侧, 需要减小占空比  $D$ ;  $\Delta I < 0$  对应外特性曲线下降, 且最大功率点左移, 需要增大占空比  $D$ 。

### 1.2.2 CV 控制方式

当光伏电池最大出力无法被微网完全消纳, 或微网缺少调节功率平衡的电压支撑节点时, 为了微网的稳定运行, 光伏电池需要进入恒压(Constant Voltage, CV)控制模式。

CV 控制模式可采用 PI 控制实现, 如图 2 所示。但这样的控制方法存在如下的问题: 直流母线电压  $U_{dc}$  过高是由于光伏电池输出功率过剩, 因此需要减小光伏出力。如图 3 所示: 若运行点位于  $P-U$  曲线峰值点左侧, 欲减小输出功率则需要减小电压, 此时需要减小 Boost 斩波电路占空比  $D$ ; 若运行点位于  $P-U$  曲线峰值点右侧, 欲减小输出功率则需要增大电压, 此时需要增大 Boost 斩波电路占空比  $D$ , 若向错误方向调节使光伏功率增大, 将使  $U_{dc}$  进一步提高, 严重影响直流微网电压稳定。此外, 在下一章提出的运行控制策略中, 若出现光伏 CV 控制模式下最大功率值仍不能满足负荷需求的情况, 占

空比  $D$  会持续增加或减小, 直到达到上限 1 或下限 0, 这会使得功率供求不平衡更加严重。

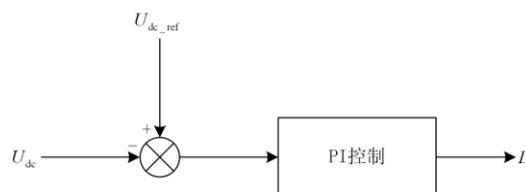


图 2 独立 CV 控制实现方式

Fig. 2 Implementation of independent CV control

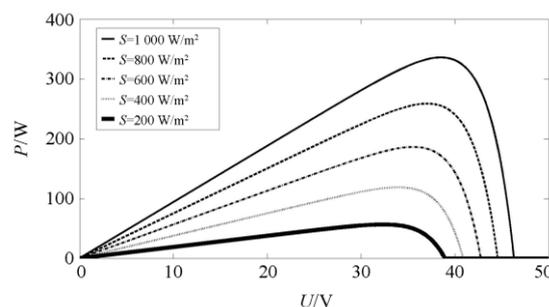


图 3 光伏电池的典型  $P-U$  特性曲线

Fig. 3 Typical  $P-U$  characteristic curve of PV

为了解决以上 CV 控制模式存在的问题, 本文提出以下解决方法。直流微网中光伏电池的 CV 控制本质上是通过对改变光伏的出力实现对功率平衡进行控制, 而 MPPT 控制是对光伏最大出力的跟踪与逼近。因此, 可以将 CV 控制分解成正向 MPPT 控制与反向 MPPT 控制。CV 控制中: 当  $U_{dc} < U_{dc\_ref}$  时, 光伏输出功率不足, 需要趋近最大功率点, 此时可以采用 MPPT 的运算结果对占空比进行控制, 称为正向 MPPT; 当  $U_{dc} > U_{dc\_ref}$  时, 光伏输出功率过剩, 需要远离最大功率点, 采用与 MPPT 运算结果相反的方式对占空比进行控制, 称为反向 MPPT。还有一种特殊情况:  $U_{dc} > U_{dc\_ref}$  时, 实际功率恰好位于最大功率点处, 此时 MPPT 控制的占空比调节量  $\Delta D = 0$ , 反向 MPPT 控制在这一点失效, 陷入“死区”。但实际情况中, 电网电压存在波动, 在 Boost 电路占空比  $D$  不变的情况下, 光伏电压会离开最大功率对应的电压点, 故此情况不纳入考虑。

### 1.2.3 统一控制方式

基于 1.2.2 节提出的光伏电池 CV 控制的实现方式, 本文建立一种光伏电池 MPPT 与 CV 的统一控制方式。其程序框图如图 4 所示。图中“模式”判断框为光伏电池本地控制方式的输入信号, 具体将在下一节讨论。这种统一控制方式既可以提升控制

的可靠性，也能在一定程度上减少控制器数量。

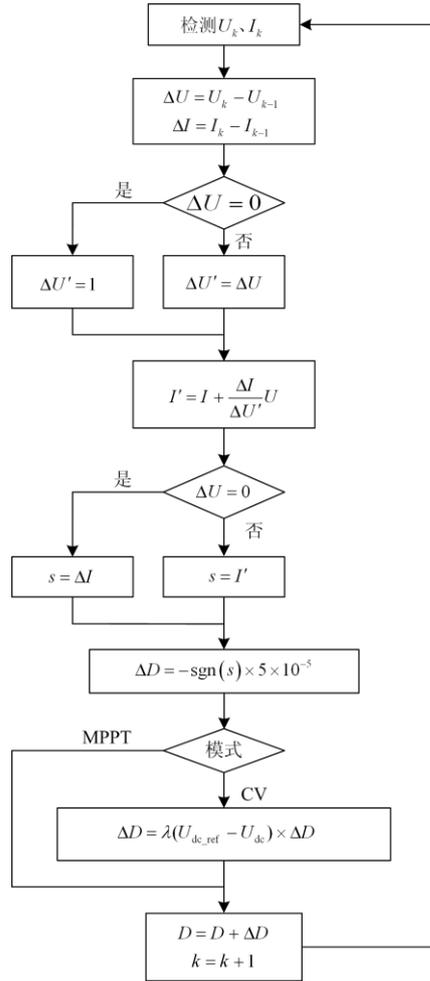


图 4 光伏电池 MPPT 与 CV 的统一控制程序框图  
Fig. 4 MPPT and CV unified control program

### 1.3 蓄电池的统一控制方法

为了实现能量的双向传输，蓄电池通过 Buck-Boost 双向斩波电路接入直流母线，斩波电路在放电时工作在 Boost 模式，充电时工作在 Buck 模式。

为了实现快速跟踪和无差调节，蓄电池一般采用双闭环控制。外环可根据控制目标不同，建立电压外环或 SOC 外环控制器，外环的输出信号是蓄电池输出电流参考值  $I_{bat\_ref}$ ，并将其输入到内环的电流控制器。

对蓄电池的控制包含 CV 控制模式、恒流 (Constant Current, CC) 控制模式、浮充 (Floating Charge, FC) 控制模式。独立光储直流微网中，蓄电池通常是作为微网的主电源参与运行，需要为直流母线电压提供支撑，此时蓄电池工作于 CV 控制模式；由于蓄电池的充电电流(充电功率)受到较为严

格的约束，当充电电流过大时，蓄电池将无法完全消纳微网的剩余功率，从而进入 CC 控制模式，以(略小于)所设充电电流上限的恒电流进行充电；当蓄电池达到储能上限后，将无法继续吸收电能，此时蓄电池进入浮充 FC 控制模式，维持其 SOC 值在(略小于)上限处恒定。

将 CV、CC 和 FC 三种控制模式统一起来，建立蓄电池的统一控制方法，其实现方式如图 5 所示，其中  $\chi$  表示蓄电池的 SOC 值。图中，CC 控制本质上是单闭环控制，但为了形式上和结构上的统一，依然写成双闭环的形式。CV 控制的电压外环控制中，当  $U_{dc} < U_{dc\_ref}$  时，母线电压偏低，蓄电池需要增加放电或减少充电，对应着  $I_{bat}$  增加，因此偏差信号表示为  $U_{dc\_ref} - U_{dc}$ ；FC 控制的 SOC 外环控制中， $\chi > \chi_{ref}$  时，SOC 偏高，蓄电池需要释放储存的电能，对应着  $I_{bat}$  增加，因此偏差信号表示为  $\chi - \chi_{ref}$ 。

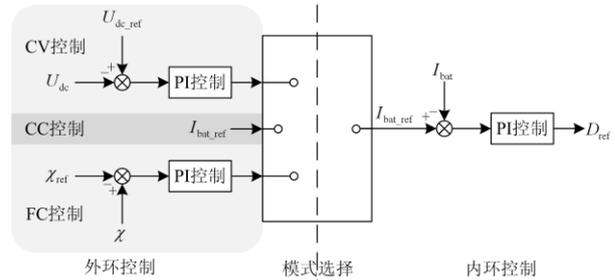


图 5 蓄电池 CV、CC 和 FC 的统一控制实现方式  
Fig. 5 Method of CV, CC and FC unified control of battery

## 2 独立光储直流微网的分散控制策略

### 2.1 分散控制下各元件控制模式的选择方式

分散控制下，无须设置微电网中心控制器，各元件也无须通信交换信息，仅需通过对自身区域内的信号进行检测并独立进行本地控制方式切换，可靠性高且节省成本。

蓄电池模式选择的控制算法(未表示出停机触发环节)如图 6 所示，需要监测直流母线电压  $U_{dc}$ 、蓄电池 SOC 值  $\chi$  和蓄电池输出电流  $I_{bat}$  来实现 CV、CC 和 FC 控制模式的切换。当 SOC 值  $\chi$  越过上限  $\chi_{SOCmax}$  时不能继续充电，需要转入 FC 模式；直流母线电压  $U_{dc}$  低于  $U_{dc\_L}$  说明系统电源出力不足，因此需要从浮充状态重新投入或退出最大电流充电，进入 CV 模式；当蓄电池输出电流  $I_{bat}$  越过下限  $I_{bat\_min}$  说明充电电流过大，因此需要采用 CC 模式控制充电电流。

光伏电池模式选择的控制方法如图 7 所示, 只需要利用自身端口测得的直流母线电压  $U_{dc}$  就可以实现 MPPT 和 CV 控制模式的切换。直流母线电压  $U_{dc}$  低于  $U_{dc,L}$  说明系统电源出力不足, 因此需要将控制模式调整为 MPPT; 直流母线电压  $U_{dc}$  高于  $U_{dc,H}$  则说明系统电源出力过剩, 因此需要退出 MPPT 模式。

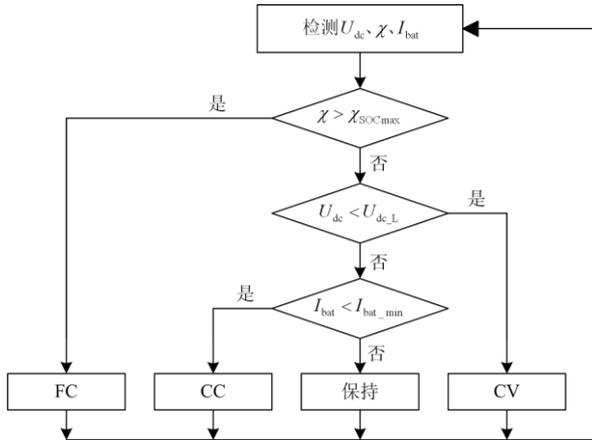


图 6 分散控制下蓄电池控制模式选择程序框图  
Fig. 6 Process of control mode selection of battery under decentralized control

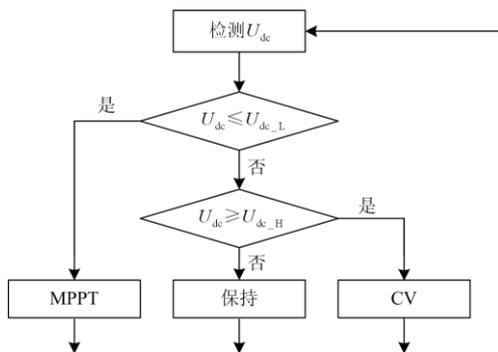


图 7 分散控制下光伏控制模式选择程序框图  
Fig. 7 Process of control mode selection of PV under decentralized control

## 2.2 微网的工作模式及其切换方式

为了在不同光照条件和蓄电池运行工况下, 使独立光储直流微网保持稳定运行, 可将其工作模式可划分为三种, 如图 8 所示。

工作模式 I 是独立光储直流微网的理想工作模式, 光伏电池工作在 MPPT 控制模式, 蓄电池工作在 CV 控制模式, 此模式下蓄电池的 SOC 和电流未达到限制约束内, 光伏电池运行在最大功率点, 蓄电池起到维持直流母线电压的作用; 夜间或阴雨天

光伏出力为零的情况也被包含在此工作模式下考虑。工作模式 II 是蓄电池以最大电流充电时微网的工作模式, 此模式下光伏电池承担起微网主电源的作用, 维持直流母线电压稳定, 蓄电池则以恒流充电。工作模式 III 是蓄电池 SOC 维持在上限时微网的工作模式, 此模式下光伏电池作为主电源, 而蓄电池工作在浮充模式。

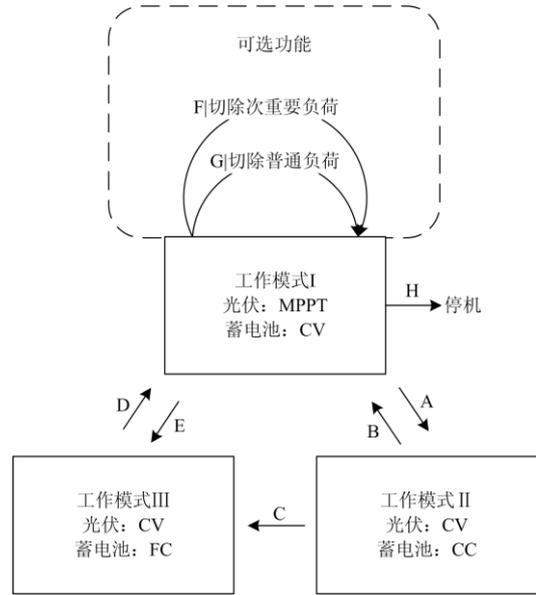


图 8 微网的工作模式  
Fig. 8 Working mode of microgrid

工作模式的切换包含 5 种切换方式。切换方式 A 表示从工作模式 I 切换至工作模式 II。处于工作模式 I 时, 若光伏出力增加或负载降低导致蓄电池输出电流  $I_{bat}$  达到下限值  $I_{bat,min}$  时, 蓄电池切换为 CC 模式从而使蓄电池输出电流维持在  $I_{bat,min}$ , 电源功率大于负载功率, 直流母线电压  $U_{dc}$  上升, 进而触发光伏模式切换为 CV, 微网进入工作模式 II, 若此时系统功率保持平衡且蓄电池 SOC 未达上限, 则微网可以继续保持在此工作模式运行。

切换方式 B 表示从工作模式 II 切换至工作模式 I。处于工作模式 II 时, 若负载增加或光伏最大出力降低导致光伏即使出力最大也满足不了负载需要, 则光伏在 CV 模式下趋近最大功率点但直流母线电压  $U_{dc}$  持续降低, 触发光伏切换为 MPPT 模式、蓄电池切换为 CV 模式, 微网进入了工作模式 I 运行。

切换方式 C 表示从工作模式 II 切换至工作模式 III。处于工作模式 II 时, 若蓄电池持续充电直到 SOC 值  $\chi$  达到上限值  $\chi_{SOC,max}$ , 则蓄电池切换为 FC 模式。微网就进入工作模式 III 运行, 若此时系统功率保持平衡, 则微网可以继续保持在此工作模式运行。

切换方式 D 表示从工作模式 III 切换至工作模式 I。处于工作模式 III 时,若负载增加或光伏最大出力降低导致 CV 模式下光伏即使出力最大也满足不了负载需要,则直流母线电压  $U_{dc}$  持续降低,触发光伏切换为 MPPT 模式、蓄电池切换为 CV 模式,微网进入工作模式 I 运行。

切换方式 E 表示从工作模式 I 切换至工作模式 III。处于工作模式 I 时,若蓄电池持续充电直到 SOC 值  $\chi$  达到上限值  $\chi_{SOCmax}$ ,则蓄电池切换为 FC 模式。由于蓄电池充电功率减小,光伏发出的电能将超过负载消耗,从而直流母线电压  $U_{dc}$  上升,进而触发光伏模式切换为 CV,微网就进入工作模式 III 运行。

切换方式 H 表示从工作模式 I 切换至停机状态。处于工作模式 I 时,若蓄电池持续放电直到 SOC 值  $\chi$  达到下限值  $\chi_{SOCmin}$ ,则蓄电池切换为停机模式。此时光伏出力必无法满足负荷要求,故微网停运。此情况不作详细讨论。

此外,在电量不足的情况下,为保证重要负荷的持续供电,将负荷按照重要程度由高到低划分为重要负荷、次重要负荷和普通负荷三类。在电量不足时依序切除普通负荷和次重要负荷,实现控制的选择性。但这需要负荷侧获取蓄电池侧的电量信息才可实现,因此为可选功能。

特别地,本文提出的控制方式将切除负荷及停机均视为不可逆过程,即不考虑负荷被切除后重新接回及微网停机后重新投入的情况。

### 3 独立光储直流微网的分布式控制策略

分散控制具有成本低、可靠性高的优点,但从上一章的分析看出,此策略具有如下缺点。

1) 负载无法得知蓄电池的电量信息,故无法实现负荷切除的可选功能 F 和 G。

2) A、E 两种切换方式需要分步进行,蓄电池中控制方式切换后须再引发直流母线电压的变化,光伏才能进行检测并切换控制模式,导致切换时间较长;

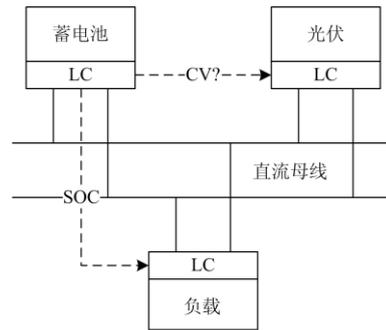
3) 工作模式 I 下,系统功率波动导致直流母线电压超调可能导致光伏错误切换至 CV 模式而蓄电池未切换,导致双 CV 模式同时存在,可再生能源未充分利用。

但是如果采用以 MGCC 为中心的集中式控制策略,又会导致成本大幅上升,且 MGCC 的故障可能导致整个微网的控制系统失效,可靠性不能保证。

#### 3.1 分布式控制结构

为了解决现有分散控制策略的问题,又不降低控制可靠性和经济性,本文针对独立光储直流微网

提出一种以蓄电池为中心、带单向通信的分布式控制策略,其结构如图 9 所示。



注:图中“?”表示是否处于该控制模式

图 9 分布式控制的结构

Fig. 9 Structure of distributed control

#### 3.2 分布式控制下各元件控制模式的选择方式

蓄电池只需要获取自身及直流母线电压的信息,故其本地控制器(Local Controller, LC)仍采用与图 6 相同的方式进行控制模式的选择。

光伏则在分布式控制方式的基础上增加根据蓄电池是否处于 CV 控制模式的信息选择自身控制方式的逻辑,如图 10 所示。

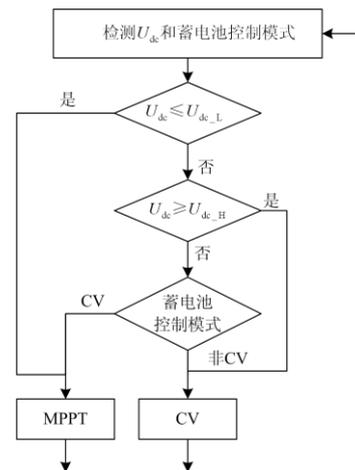


图 10 分布式控制下光伏控制模式选择程序框图

Fig. 10 Process of control mode selection of PV under distributed control

只有在直流母线电压  $U_{dc}$  处于  $U_{dc\_L} \sim U_{dc\_H}$  时,光伏才依据蓄电池 CV 状态的输入信号选择自身的控制方式。这样既不影响 B、D 两种切换方式的切换触发,又能解决 A、E 两种切换方式中蓄电池与光伏控制模式不同步切换的问题。同时,在通信信号受到干扰导致光伏模式误切换时,可以将对直流母线电压  $U_{dc}$  的判定视为后备,保证系统运行的可靠性。

### 3.3 分布式控制下微网工作模式及其切换方式

分布式控制下的工作模式与分散控制类似, 详见图 8。切换方式中, B、C、D、H 方式的原理和动作逻辑与分散控制完全相同, 本章不再讨论。

负荷切除的方式 F 和 G 如图 11 所示。在检测到蓄电池的 SOC 值  $\chi$  低于限值  $\chi_{\text{SOCL1}}$  时, 切除普通负荷, 如果光伏出力依然不能满足剩余负荷的要求, 则 SOC 值  $\chi$  继续降低至低于  $\chi_{\text{SOCL2}}$  时, 切除次要重要负荷。

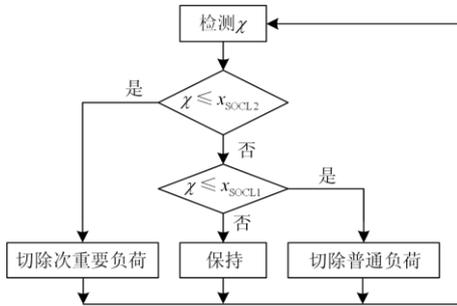


图 11 分布式控制下负荷切除功能程序框图

Fig. 11 Process of load cut under distributed control

分布式策略相对于分散策略, 对切换方式 A 和 E 进行了改进。

切换方式 A 中, 微网处于工作模式 I, 若光伏出力增加或负载降低导致蓄电池输出电流  $I_{\text{bat}}$  达到下限值  $I_{\text{bat\_min}}$ , 则蓄电池切换为 CC 模式。此时光伏检测到蓄电池的模式切换, 同步切换为 CV 控制, 微网进入工作模式 II 运行。

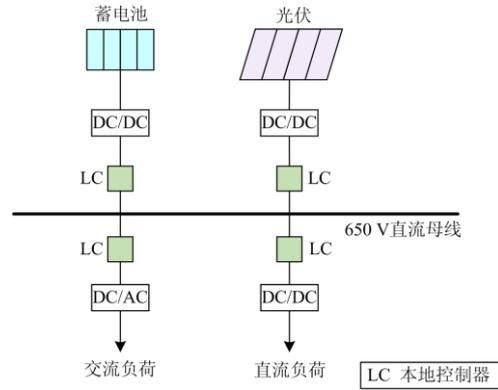
切换方式 E 中, 微网处于工作模式 I, 若蓄电池持续充电直到 SOC 值  $\chi$  达到上限值  $\chi_{\text{SOCmax}}$ , 则蓄电池切换为 FC 模式。此时光伏检测到蓄电池模式切换, 同步切换为 CV 控制, 微网进入工作模式 III 运行。

## 4 仿真与分析

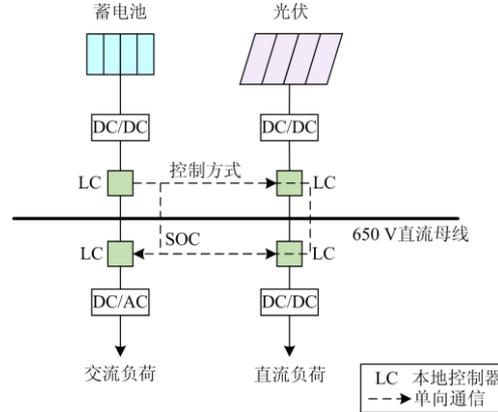
### 4.1 光储直流微网系统参数

在 Matlab/Simulink 软件中对上述不同控制策略下的微网工作模式及其切换方式进行仿真验证。光储直流微网结构如图 12 所示, 其中包含 650 V 直流母线、一个储能系统、一个光伏系统、70 kW 交流负荷和 10 kW 直流负荷, 并分别由四个 LC 控制, 交流负荷分别为 30 kW 普通负荷、30 kW 次要重要负荷和 10 kW 重要负荷, 直流负荷为 10 kW 重要负荷。分散控制中 LC 之间不进行通信, 分布式控制中蓄电池 LC 向光伏 LC、交流负荷 LC 和直流负荷 LC 进行单向通信。

微网各参数取值如表 1 所示。



(a) 分散控制下的光储直流微网结构



(b) 分布式控制下的光储直流微网结构

图 12 光储直流微网结构图

Fig. 12 Structure of DC microgrid with PV and storage system

表 1 光储直流微网参数

Table 1 Parameter of DC microgrid with PV and storage system

参数	数值
直流母线电压参考值 $U_{\text{dc\_ref}} / \text{V}$	650
直流母线电压下限值 $U_{\text{dc\_L}} / \text{V}$	640
直流母线电压上限值 $U_{\text{dc\_H}} / \text{V}$	660
蓄电池输出电流下限值 $I_{\text{bat\_min}} / \text{A}$	-48
蓄电池 SOC 上限值 $\chi_{\text{SOCmax}} / \%$	90
蓄电池 SOC 限值 $\chi_{\text{SOCL1}} / \%$	45
蓄电池 SOC 限值 $\chi_{\text{SOCL2}} / \%$	43
蓄电池 SOC 下限值 $\chi_{\text{SOCmin}} / \%$	40
交流负荷/kW	70
直流负荷/kW	10

### 4.2 分散控制下系统工作模式的切换方式

切换方式 A 的仿真结果如图 13 所示, 图中系统原本运行在工作模式 I,  $t = 0.2 \text{ s}$  时环境条件突变导致光伏出力突增, 经过此前分析的变化过程进入工作模式 II。

切换方式 E 的仿真结果如图 14 所示, 图中系统原本运行在工作模式 I,  $t = 0.13 \text{ s}$  附近蓄电池充满, 经过此前分析的变化过程进入工作模式 III。

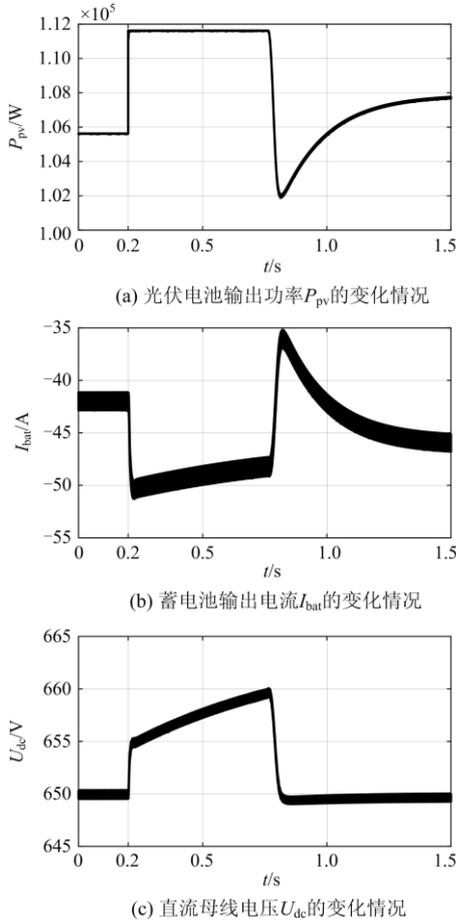


图 13 分散控制的切换方式 A

Fig. 13 Switching mode A of decentralized control

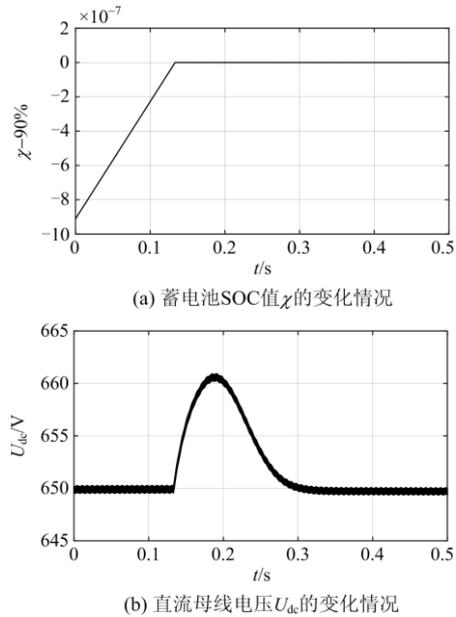


图 14 分散控制的切换方式 E

Fig. 14 Switching mode E of decentralized control

切换方式 B 的仿真结果如图 15 所示, 图中系统原本运行在工作模式 II,  $t = 0.2\text{ s}$  时环境条件突变导致光伏最大功率突降, 经过此前分析的变化过程进入工作模式 I。

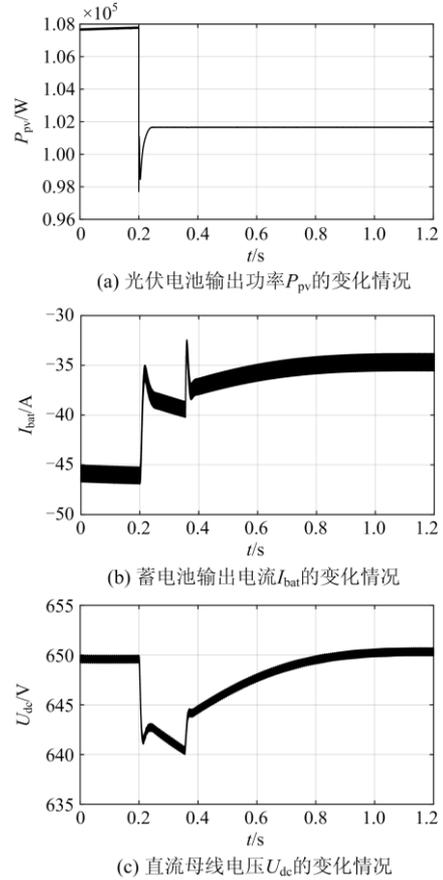
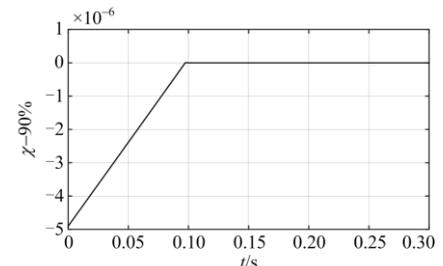


图 15 分散控制的切换方式 B

Fig. 15 Switching mode B of decentralized control

切换方式 C 的仿真结果如图 16 所示, 图中系统原本运行在工作模式 II,  $t = 0.097\text{ s}$  附近蓄电池充满, 经过此前分析的变化过程进入工作模式 III, 光伏处在 CV 模式, 蓄电池处在 FC 模式。

切换方式 D 的仿真结果如图 17 所示, 图中系统原本运行在工作模式 III,  $t = 0.1\text{ s}$  时环境条件突变导致光伏最大功率突降, 经过此前分析的变化过程进入工作模式 I。



(a) 蓄电池SOC值 $\chi$ 的变化情况

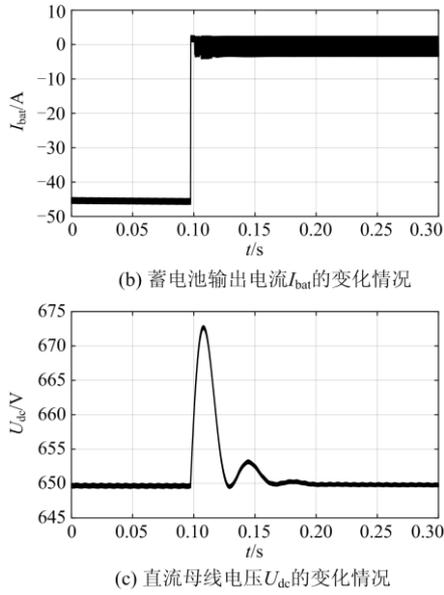


图 16 分散控制的切换方式 C

Fig. 16 Switching mode C of decentralized control

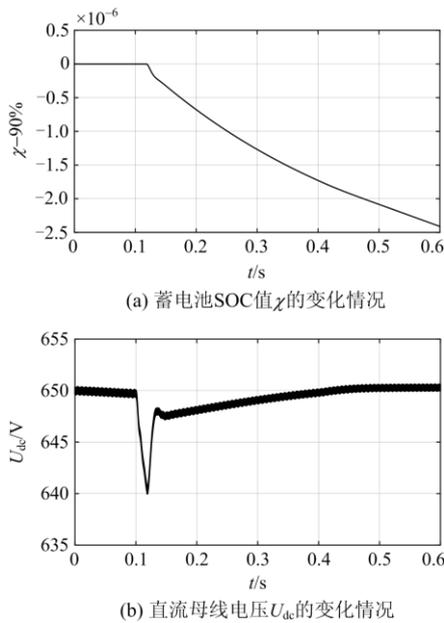


图 17 分散控制的切换方式 D

Fig. 17 Switching mode D of decentralized control

### 4.3 分布式控制下系统工作模式的切换方式

切换方式 G 的仿真结果如图 18 所示, 图中系统运行在工作模式 I, 由于光伏系统输出功率小于负荷功率, 蓄电池持续放电, 直至蓄电池 SOC 减小到  $\chi_{SOCL1}$ , 交流负荷 LC 接收到蓄电池 LC 发送的 SOC 信息后, 控制切除普通负荷 30 kW。此后, 光伏系统输出功率大于负荷功率, 蓄电池恢复充电, 微网保持正常运行。

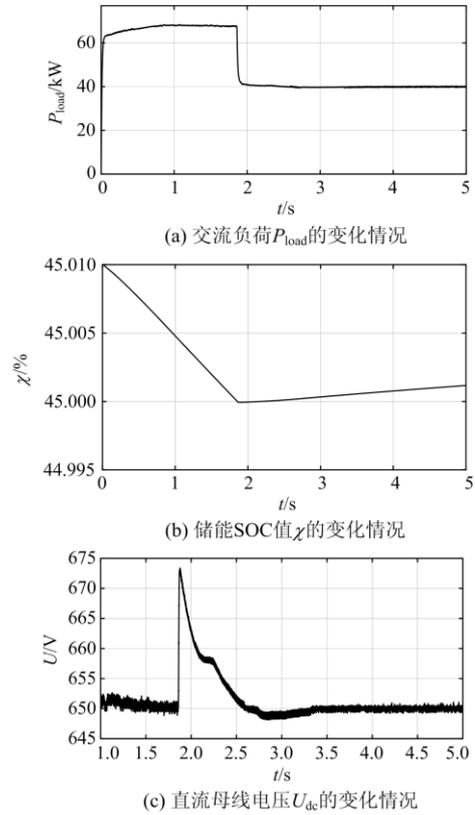
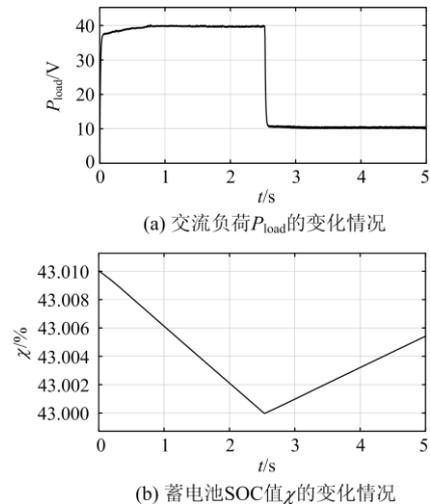
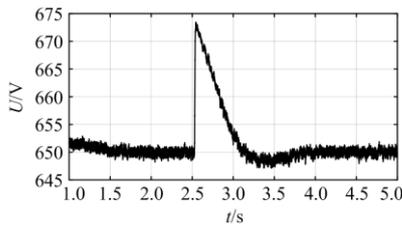


图 18 分布式控制的切换方式 G

Fig. 18 Switching mode G of distributed control

切换方式 F 的仿真结果如图 19 所示, 图中系统运行在工作模式 I, 且由于蓄电池 SOC 值小于  $\chi_{SOCL1}$ , 交流负荷 LC 已切除普通负荷 30 kW。由于光伏系统输出功率仍小于负荷功率, 因此蓄电池继续放电, 直至 SOC 值减小到  $\chi_{SOCL2}$ , 交流负荷 LC 接收到蓄电池 LC 发送的 SOC 信息后, 控制切除次要负荷 30 kW。此后, 光伏系统输出功率大于负





(c) 直流母线电压  $U_{dc}$  的变化情况

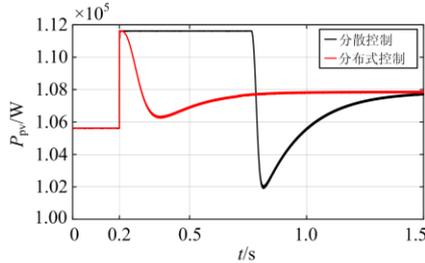
图 19 分布式控制的切换方式 F

Fig. 19 Switching mode F of distributed control

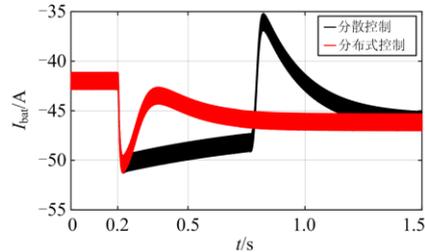
荷功率，蓄电池恢复充电，微网保持继续运行，无需停运。

对分布式控制下工作模式的切换方式 A、E 进行仿真验证，并与分散控制下的切换情况进行比较。

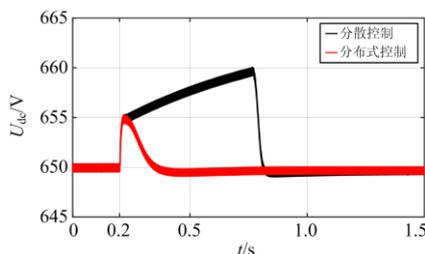
图 20 为两种控制策略下切换方式 A 的仿真波形对比图，仿真系统参数及初始状态设置均与图 13 对应的情况相同。



(a) 光伏电池输出功率  $P_{pv}$  的变化情况



(b) 蓄电池输出电流  $I_{bat}$  的变化情况



(c) 直流母线电压  $U_{dc}$  的变化情况

图 20 两种控制策略下切换方式 A 的对比

Fig. 20 Comparison of switching mode A under two control strategies

从图 20 可以看出，环境条件突变导致光伏出力突增(此时光伏处于 MPPT 控制方式)，从而蓄电池

充电突增并越过 48 A 的限定值，触发蓄电池模式切换为 CC 控制。在分散控制策略下，由于直流母线电压  $U_{dc}$  尚未达到 660 V，故光伏依然处于 MPPT 控制方式，且蓄电池的充电电流从超调逐渐向 CC 模式下的参考值 46 A 变化，使得电源侧的出力过剩反映到直流母线电压  $U_{dc}$  上，令其逐渐上升，直至达到 660 V，光伏控制方式方可切换为 CV；而在分布式控制策略下，光伏电池的模式切换时间点与蓄电池一致，故省略了等待直流母线电压  $U_{dc}$  逐渐上升的过程，光伏直接进入 CV 模式运行，使得光伏输出功率  $P_{pv}$ 、蓄电池输出电流  $I_{bat}$  和直流母线电压  $U_{dc}$  都更快进入稳定范围。

两种控制策略下的详细数据见表 2。表中，直流母线电压  $U_{dc}$  的峰值时间取其到达峰值的时间(不含切换前时间，下同)、调整时间取其切换后首次下降到 650 V 的时间、超调电压取峰值电压相对于 650 V 的上升量，降幅均以分散控制的值为基准。表中可见，分布式策略对切换方式 A 的系统动态性能有显著改善。

表 2 两种控制策略下切换方式 A 的直流母线电压  $U_{dc}$  波形数据

Table 2 Data of DC bus voltage  $U_{dc}$  in switching mode A under two control strategies

	峰值时间	超调电压	调整时间
分散控制	0.565 s	10.1 V	0.609 s
分布式控制	0.018 s	5.3 V	0.135 s
降幅	96.8%	47.5%	77.8%

图 21 为两种控制策略下切换方式 E 的仿真波形对比图，仿真系统参数设置及初始状态设置均与图 14 对应的情况相同。

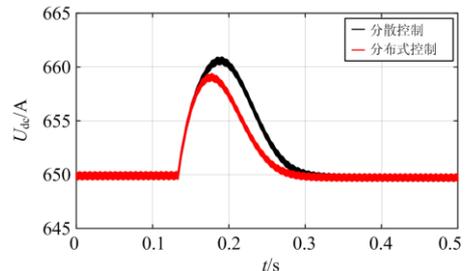


图 21 两种控制策略下切换方式 E 的对比

Fig. 21 Comparison of switching mode E under two control strategies

从图 21 可以看出，蓄电池达到储能上限后立即切换为 FC 控制方式，此后的情形与切换方式 A 的情况类似。在分散控制策略下，由于直流母线电压  $U_{dc}$  尚未达到 660 V，故光伏依然处于 MPPT 控制

方式, 电源侧的出力过剩反映到直流母线电压  $U_{dc}$  上, 令其逐渐上升, 直至达到 660 V, 光伏控制方式方可切换为 CV; 而在分布式控制策略下, 光伏电池的模式切换时间点与蓄电池一致, 故省略了等待直流母线电压  $U_{dc}$  逐渐上升的过程(由于环境因素是阶跃式突变, 直流母线电压依然存在一定的超调), 光伏直接进入 CV 模式运行, 使得直流母线电压  $U_{dc}$  更快进入稳定范围。

两种控制策略下的详细数据见表 3。表中参数的含义与表 2 相同。表中可见, 分布式策略对切换方式 E 的系统动态性能有显著改善。

表 3 两种控制策略下切换方式 E 的直流  
母线电压  $U_{dc}$  波形数据

Table 3 Data of DC bus voltage  $U_{dc}$  in switching mode  
E under two control strategies

	峰值时间	超调电压	调整时间
分散控制	0.060 s	10.9 V	0.162 s
分布式控制	0.047 s	9.4 V	0.142 s
降幅	26.7%	13.8%	12.3%

## 5 结论

本文针对独立光储直流微网稳定运行须采取的控制方法和策略进行了研究, 提出了适用于独立光储直流微网的底层控制方式, 设计了微网运行模式及其切换方式, 提出了一种以蓄电池为中心、带单向通信的分布式控制策略, 并在分散控制策略和所提的分布式控制策略下对光储微网的运行控制进行了对比仿真实验。得出了以下结论:

1) 本文提出的光伏电池的 MPPT、CV 统一控制方式, 改进了 CV 控制的实现方式, 解决了传统 CV 控制的 PI 调节方式可能引起的功率失衡问题, 提升了光伏电池底层控制的可靠性。

2) 本文提出的独立光储直流微网工作模式及其切换方式, 同时考虑了直流母线电压和储能 SOC 信息, 以维持直流母线电压稳定, 在微网采用分散控制策略或分布式控制策略时均能正常工作。

3) 本文提出的光储直流微网分布式控制策略, 相比于集中式控制策略, 减少了 MGCC 等元件, 提高了经济性和可靠性; 相比于分散控制策略能更好地维持直流母线电压稳定, 两种模式切换方式的直流母线电压峰值时间减小至少 26.7%, 超调电压减小至少 13.8%, 改善了动态性能; 增加的负荷切除功能, 能够在储能 SOC 减小至临界值时通过切除普通或次要负荷维持微网的正常运行, 一定程度上增加了微网的运行范围, 满足了系统可靠性要求。

## 参考文献

- [1] 王坤林, 游亚戈, 张亚群. 海岛可再生独立能源电站能量管理系统[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(14): 13-17.  
WANG Kunlin, YOU Yage, ZHANG Yaqun. Energy management system for island renewable and independent energy power station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(14): 13-17.
- [2] MANOLAKOS D, PAPADAKIS G, PAPANTONIS D, et al. A simulation-optimisation programme for designing hybrid energy systems for supplying electricity and fresh water through desalination to remote areas: case study: the Meressini village, Donoussa island, Aegean Sea, Greece[J]. Energy, 2001, 26(7): 679-704.
- [3] 徐玉琴, 方楠. 基于稳压控制的独立光储微电网控制策略研究及仿真分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(21): 67-74.  
XU Yuqin, FANG Nan. Control strategy research and simulation analysis of an independent optical storage microgrid based on voltage stabilizing control[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(21): 67-74.
- [4] 邓皓, 崔双喜, 孙彦萍, 等. 孤岛微网中风光储混合建模及仿真研究[J]. 高压电器, 2019, 55(10): 141-147.  
DENG Hao, CUI Shuangxi, SUN Yanping, et al. Mixed modeling and simulation of wind, solar and storage in isolated island microgrid[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(10): 141-147.
- [5] 汪亮, 彭勇刚, 吴韬, 等. 光储交流微电网孤岛模式下的改进型主从控制[J]. 高电压技术, 2020, 46(10): 3530-3541.  
WANG Liang, PENG Yonggang, WU Tao, et al. Improved master-slave control for islanded AC microgrid with PV and energy storage systems[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(10): 3530-3541.
- [6] 梁荣伟, 吕智林, 许柳, 等. 光储交直流混合孤岛微网控制策略研究[J]. 广西大学学报: 自然科学版, 2019, 44(3): 685-695.  
LIANG Rongwei, LÜ Zhilin, XU Liu, et al. Research on control strategy of PV/battery AC-DC hybrid islanded microgrid [J]. Journal of Guangxi University: Natural Science Edition, 2019, 44(3): 685-695.
- [7] 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): 2-16.  
LI Xialin, GUO Li, WANG Chengshan, et al. Key technologies of DC microgrids: an overview[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 2-16.
- [8] 王成山, 高菲, 李鹏, 等. 低压微网控制策略研究[J].

- 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 2-8.
- WANG Chengshan, GAO Fei, LI Peng, et al. Control strategy research on low voltage microgrid[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 2-8.
- [9] SUN K, ZHANG L, XING Y, et al. A distributed control strategy based on DC bus signaling for modular photovoltaic generation systems with battery energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(10): 3032-3045.
- [10] 孟欣, 王丹, 张子阳, 等. 面向电能交易的用户级直流微网母线电压分层控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(4): 54-63.
- MENG Xin, WANG Dan, ZHANG Ziyang, et al. Research on hierarchical control strategy of a user level DC microgrid bus voltage for electricity trading[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(4): 54-63.
- [11] 董继军, 陈浩, 周雪松, 等. 直流微电网孤岛运行控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(17): 115-121.
- DONG Jijun, CHEN Hao, ZHOU Xuesong, et al. Research on control strategy of a DC microgrid in isolated operation[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(17): 115-121.
- [12] XU L, DONG C. Control and operation of a DC microgrid with variable generation and energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(4): 2513-2522.
- [13] GU Y, XIANG X, LI W, et al. Mode-adaptive decentralized control for renewable DC microgrid with enhanced reliability and flexibility[J]. Power Electronics, 2014, 29(9): 5072-5080.
- [14] ZHANG Y, JIA H J, GUO L. Energy management strategy of islanded microgrid based on power flow control[C] // 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), January 16-20, 2012, Washington D.C., USA: 1-8.
- [15] 杨小龙, 程启明, 褚思远, 等. 孤岛模式下光储直流微电网变功率控制策略[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(11): 67-74.
- YANG Xiaolong, CHENG Qiming, CHU Siyuan, et al. Variable power control of photovoltaic-battery DC microgrid in islanding mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(11): 67-74.
- [16] 周建萍, 朱建萍, 崔屹, 等. 光储独立直流微电网的协同控制策略研究[J]. 电源技术, 2016, 40(12): 2400-2402.
- ZHOU Jianping, ZHU Jianping, CUI Yi, et al. DC/DC converter's cooperative control strategy research of independent DC micro-grid composed of PV and energy storage[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2016, 40(12): 2400-2402.
- [17] 米阳, 吴彦伟, 符杨, 等. 独立光储直流微电网分层协调控制[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(8): 37-45.
- MI Yang, WU Yanwei, FU Yang, et al. Hierarchical coordinated control of island DC microgrid with photovoltaic and storage system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(8): 37-45.
- [18] NASIRIAN V, MOAYEDI S, DAVOUDI A, et al. Distributed cooperative control of DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 30(4): 2288-2303.
- [19] 王环, 曾国强, 戴瑜兴. 基于APEO的分布式电源改进型下垂优化控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 68-75.
- WANG Huan, ZENG Guoqiang, DAI Yuxing. Research on modified droop control of distributed generation units by adaptive population-based extremal optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(2): 68-75.
- [20] 王成山. 微电网分析与仿真实论[M]. 北京: 科学出版社, 2013.
- [21] 郭力, 李霞林, 王成山. 计及非线性因素的混合供能系统协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 60-69.
- GUO Li, LI Xialin, WANG Chengshan. Coordinated control of hybrid energy supply system considering nonlinear factors[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 60-69.
- [22] SALAS V, OLÍAS E, BARRADO A, et al. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems[J]. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2006, 90(11): 1555-1578.
- [23] SUBUDHI B, PRADHAN R. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(1): 89-98.

收稿日期: 2021-01-18; 修回日期: 2021-04-28

作者简介:

任勇(1965—), 男, 博士研究生, 研究方向为智能电网规划与运维、电力系统保护与控制; E-mail: renyong369@163.com

曾鸣(1957—), 男, 教授, 博士研究生导师, 研究方向为电力规划电力技术经济、新能源电力系统规划、需求侧管理综合资源规划。E-mail: zengmingbj@vip.sina.com

(编辑 周金梅)