

# 海岛直流微网复合储能系统控制策略设计与实现

顾煜炯, 谢典, 和学豪, 赵兴安, 耿直, 余裕璞

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206)

**摘要:**针对海岛直流微网中发电微源输出功率不稳定造成的母线电压大幅度波动问题,基于 300 kW 海洋能集成供电系统的功率输出特点,采用由蓄电池和超级电容组成的复合储能系统,对其 3 种拓扑结构进行了对比分析,优选了对该供电系统而言最佳的拓扑结构,并提出了一种新型复合储能协调控制策略。该控制策略依据母线电压的 3 个阈值将系统划分成 5 个工作区域,储能系统依据直流母线电压值实现充放电工作模式的自动识别和切换;以蓄电池为主要出力单元,避免超级电容的频繁投切,减少不必要开关动作造成的系统谐波。利用搭建的实验平台验证了所述控制策略的有效性和可靠性。

**关键词:**海岛直流微网;复合储能;协调控制;母线电压;蓄电池;超级电容

**中图分类号:**TM 761

**文献标识码:**A

**DOI:**10.16081/j.issn.1006-6047.2018.06.001

## 0 引言

我国海岸线绵长,岛屿众多,其中面积大于 500 m<sup>2</sup> 的海岛有 6 500 多个,并且常驻居民岛屿多达 400 个,其周围海域海洋资源十分丰富<sup>[1]</sup>。但这些海岛大多是远离大陆的偏远海岛,若完全依靠与大陆主网互联的形式为海岛提供可靠的供电质量,在技术和经济上均难以实现<sup>[2]</sup>。因此,合理、有效地利用可再生能源发电,对解决海岛供电问题具有显著的实际意义。在海岛上建设由波浪能、潮流能和储能等多种分布式电源组成的微网系统,为海岛发展提供绿色电力,成为了目前海岛供电的新思路<sup>[3]</sup>。

波浪能和潮流能发电的输出功率依赖于气候条件,具有很大的间歇性及不可控性,供电质量难以满足用户需求。为了平抑直流母线电压的波动、提升微网系统的运行稳定性和可靠性,必须添加相应的储能设施<sup>[4]</sup>。然而,单一的储能单元无法满足海岛发电微源的波动性。因此,复合储能的充放电控制策略在近年来成为直流微网系统的研究热点<sup>[5-9]</sup>。

本文以拟建的 300 kW 海洋能集成供电系统为例,以最大化微网系统的可再生能源渗透率为目标,充分考虑各类储能的充放电特性、适用范围及成本预算,探讨了适用于海岛直流微网系统的复合储能系统的选型、拓扑结构及协调控制等问题<sup>[10-12]</sup>。设计了一种以蓄电池和超级电容为复合储能系统的协调控制策略。该控制策略以直流母线电压为判别依

据,控制储能单元的工作模式及模式切换,最终通过搭建 300 kW 集成供电系统实验平台,验证了该协调控制策略的有效性。

## 1 系统结构

本文研究基于“300 kW 海洋能集成供电示范系统”(863 计划)项目开展,系统结构如图 1 所示。该直流微网系统由海上发电厂、储能单元、电能变换和传输及终端负载四部分组成。其中发电端为 2 台 100 kW 的波浪能装置和 1 台 100 kW 的潮流能发电装置,其输出的电能经海底电缆输送上岸后,再经 AC/DC、DC/DC 变换器并入直流母线;储能单元各自通过双向 DC/DC 变换器并入母线,最终统一经 DC/AC 变换器逆变后,为终端负载供电。

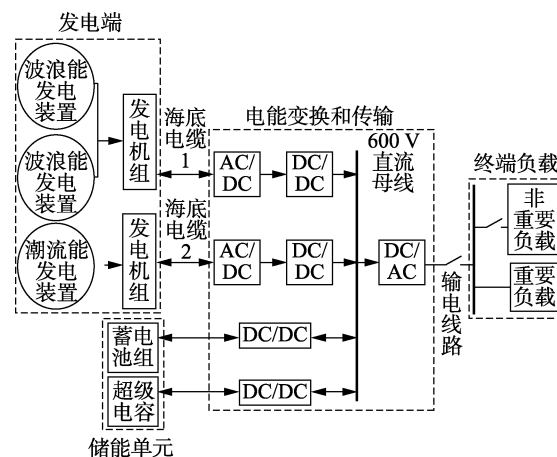


图 1 集成供电系统结构

Fig.1 Structure of integrated power supply system

图 1 中,波浪能、潮流能的额定功率为 100 kW,通过 DC/DC 斩波电路实现发电机 P-V 曲线跟踪控制,以保证前端最大功率输出;储能单元通过双向 DC/DC 变换器实现恒压充放电控制,支撑母线电压稳定,其中蓄电池额定容量为 200 kW·h,超级电容

收稿日期:2017-04-16;修回日期:2018-04-16

基金项目:国家高技术研究发展计划(863 计划)资助项目(300 kW 海洋能集成供电示范系统)(SS2012AA052601)

Project supported by the National High Technology Research and Development Program of China(863 Program)(300 kW Marine Energy Integrated Power Supply Demonstration System)(SS2012-AA052601)

功率为 50 kW;逆变器则通过 V-f 控制,给负载提供稳定的交流电,与发电端一样,不参与母线电压的调节。

## 2 复合储能拓扑结构

在直流微网系统中,储能单元主要用于实现平滑母线功率波动、支撑母线电压的功能,因此通常和发电单元共同并联在直流母线上<sup>[13]</sup>。目前,直流微网中应用较多的复合储能拓扑结构如图 2 所示,通过调节直流母线电压进行系统的功率调节,这在控制上比较简单<sup>[14-15]</sup>。

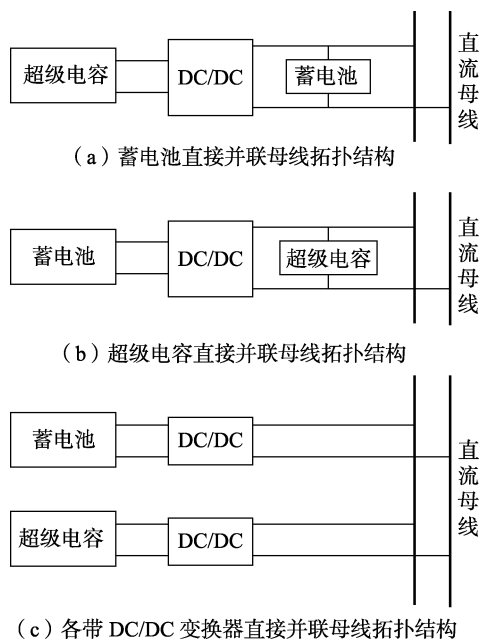


图 2 复合储能拓扑结构

Fig.2 Topology structure of hybrid energy storage

图 2(a) 中蓄电池直接并联在母线上,超级电容通过 DC/DC 变换器并联在蓄电池上。该拓扑结构中超级电容的功率受控,超级电容根据蓄电池端的电压变化进行大功率充放电,从而避免蓄电池的端电压大幅波动,最终实现超级电容能量的充分利用;但蓄电池的充放电功率是不受控的,母线电压在很大程度上取决于蓄电池的端电压,且无法优化蓄电池的充放电过程,电池寿命周期大幅缩短;由于蓄电池的端电压必须与母线电压等级匹配,因此在高压微网系统中蓄电池的串联组数往往高达上百组,造成铅酸电池的单体电压不均衡问题比较严重,使系统运行条件受到限制。

图 2(b) 中超级电容直接并联在母线上,蓄电池通过 DC/DC 变换器并联在超级电容上。该拓扑结构中蓄电池的功率受控,可通过蓄电池充放电电流的优化控制,延长蓄电池组的使用寿命;目前,随着超级电容均压技术的发展,虽然不存在严重的单体电压不均衡问题,但作为功率型储能单元,其只能进

行短时充放电,易造成超级电容频繁启停的现象,从而缩短超级电容的使用寿命。

图 2(c) 中蓄电池和超级电容分别通过各自的 DC/DC 变换器并联在直流母线上。由于 DC/DC 变换器具备变流、升降压的功能,在满足系统储能容量和充放电功率的前提下,蓄电池和超级电容的工作端电压都可以配制得相对较低;通过 DC/DC 变换器,借助相应的控制策略,可以优化蓄电池和超级电容的充放电过程,从而兼顾利用超级电容瞬时大功率放电和蓄电池大容量存储的特性;此外,通过制定合理的协调控制策略,两者不仅可以维持母线电压恒定,还可以避免超级电容频繁启停的现象,并降低蓄电池的配置容量。

由于本文系统中采用的 100 kW 永磁发电机的输出电压范围为 0~690 V AC,为了提高系统的能量利用效率,母线额定电压最终设定为  $U_e = 600$  V。若采用蓄电池或超级电容直接并网的拓扑结构,一方面无法实现蓄电池和超级电容的最优控制,降低储能系统的使用寿命;另一方面因母线电压等级较高,储能容量配置增大,造成成本提升。因此,本系统最终选择图 2(c) 所示的复合储能拓扑结构。

## 3 复合储能控制策略

### 3.1 蓄电池控制策略

蓄电池通过一个半桥双向 DC/DC 变换电路与直流母线连接,当蓄电池放电时,变换器工作在 Boost 模式,向直流母线供电;当蓄电池充电时,变换器工作在 Buck 模式,吸收母线侧多余的电能。离网模式下,蓄电池的控制目标是调整直流母线电压,维持整个微网内部的功率平衡,因此蓄电池在放电和充电时均采用恒压模式。本文设计采用电压电流双环控制实现蓄电池的恒压放电和恒压充电。

#### a. 蓄电池放电。

放电过程中,根据蓄电池的实际出力情况,恒压放电模式又可分为恒压限流模式和恒压不限流模式,其控制算法如图 3 所示。图中,  $U_{dc}$  和  $U_{dc\_ref}$  分别为直流母线电压的实际值和参考值;  $I_{dis\_max}$  为蓄电池放电电流上限;  $I_b$  为蓄电池放电电流实际值;  $I_{dis\_ref}$  为蓄电池电压外环得出的内环蓄电池放电电流参考

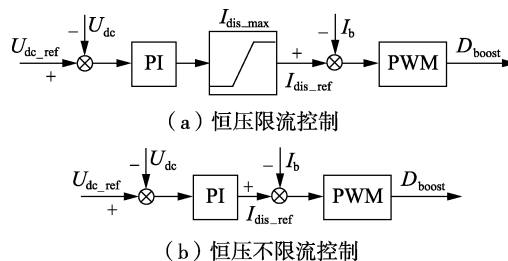


图 3 蓄电池恒压放电控制算法

Fig.3 Constant voltage control algorithm in discharging stage of battery

值; $D_{\text{boost}}$ 为蓄电池变换器在放电模式下的占空比信号。对于恒压不限流模式而言,通过配合上层能量管理系统,在不影响电池寿命的前提下可短时间支撑输入端的功率缺额,从而维持系统稳定;若前端功率较长时间输入较小,导致蓄电池放电较多时,则通过能量管理系统切除部分非重要负载,使功率平衡,直到前端发电系统提升使蓄电池电量得以补充再投入部分切除的负载。

#### b. 蓄电池充电。

考虑到波浪能瞬时出力的大幅波动,蓄电池在充电过程中会频繁进行大电流充电且端电压大幅抬升,若不加以限制易造成蓄电池的循环寿命降低,因此本文中蓄电池采用恒压限流充电模式,其控制算法如图 4 所示。图 4 中, $I_{\text{ch\_max}}$ 为蓄电池充电电流上限; $I_{\text{ch\_ref}}$ 为蓄电池电压外环得出的内环蓄电池充电电流参考值; $D_{\text{buck}}$ 为蓄电池变换器充电模式下的占空比信号。

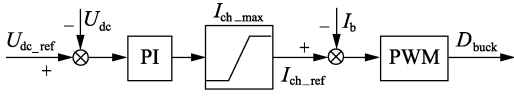


图 4 蓄电池恒压充电控制算法

Fig.4 Constant voltage control algorithm in charging stage of battery

### 3.2 超级电容控制策略

同样地,超级电容通过一个半桥双向 DC/DC 变换电路与直流母线连接,通过自动充放电控制,与蓄电池共同维持母线电压的稳定。为了充分利用超级电容的瞬时大功率放电特性,加快超级电容的响应速度,本文采用电压单环控制实现超级电容的恒压充/放电功能,其控制算法如图 5 所示。图 5 中, $D_{\text{buck/boost}}$ 为超级电容变换器充/放电模式下的占空比信号。

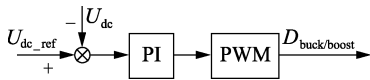


图 5 超级电容恒压充/放电控制算法

Fig.5 Constant voltage control algorithm in charging/discharging stages of super capacitor

### 3.3 协调控制策略

直流微网系统设计的首要目标是维持母线电压稳定,如果母线电压波动太大,变换器的控制性能将随之变差,且对直流型负荷影响很大<sup>[16-18]</sup>。复合储能系统中储能单元自身的充放电模式选取以及两者之间的协调控制,均取决于直流母线电压。在单一储能控制策略分析的基础上,本文提出了一种新的基于母线电压的复合储能协调控制策略。

复合储能系统工作模式及母线电压示意图如图 6 所示,在不考虑储能系统过充与过放的极端情况下,为了充分利用蓄电池和超级电容的输出特性,减

少超级电容的频繁投切,本文将母线电压用 3 个阈值分成 5 个工作区域。图 6 中, $U_{\text{H1}}$ 为母线电压波动上限, $U_{\text{L2}}$ 为母线电压波动下限,其中  $U_{\text{H1}}$  和  $U_{\text{L1}}$  为超级电容启动时母线电压阈值。为了保障系统的供电质量,本文设置相邻工作模式的母线电压相差 10 V,设定的 3 个阈值与母线额定电压  $U_{\text{dc\_ref}}$  之间的关系如下:

$$U_{\text{L2}}(580 \text{ V}) < U_{\text{L1}}(590 \text{ V}) < U_{\text{dc\_ref}}(600 \text{ V}) < U_{\text{H1}}(610 \text{ V})$$

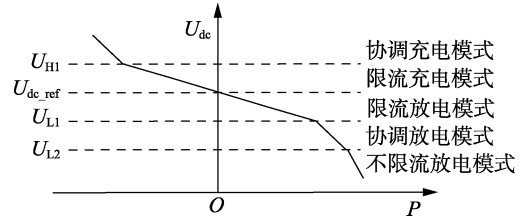


图 6 复合储能系统工作模式及母线电压示意图

Fig.6 Operation modes of hybrid energy storage system with corresponding bus voltage levels

该协调控制策略下储能系统工作于以下 5 种模式。

a. 限流充电模式:当发电端输出功率增加,直流母线电压超过额定值  $U_{\text{dc\_ref}}$  时,蓄电池变换器工作于 Buck 模式,通过恒压限流充电的方式,将母线电压稳定至  $U_{\text{dc\_ref}}$ ,功率由母线侧流向储能侧的蓄电池,此时超级电容不投入工作。

b. 协调充电模式:当蓄电池充电电流达到上限值  $I_{\text{max}}$ 、直流母线电压超过上限值  $U_{\text{H1}}$  时,超级电容投入工作,通过恒压充电与蓄电池一起将母线电压稳定在  $U_{\text{H1}}$ ,功率由母线侧流向储能侧的蓄电池和超级电容,此时储能系统工作在协调充电模式;当发电端输出功率降低、母线电压低于  $U_{\text{H1}}$  时,超级电容停止工作,系统恢复至限流充电模式。

c. 限流放电模式:当发电端输出功率减小、直流母线电压低于额定值  $U_{\text{dc\_ref}}$  时,蓄电池变换器工作于 Boost 模式,通过恒压限流放电的方式,将母线电压稳定至  $U_{\text{dc\_ref}}$ ,功率由储能侧的蓄电池流向母线侧,此时超级电容不投入工作。

d. 协调放电模式:当蓄电池放电电流达到上限值  $I_{\text{max}}$ 、直流母线电压低于限定值  $U_{\text{L1}}$  时,超级电容投入工作,通过恒压放电和蓄电池一起将母线电压稳定在  $U_{\text{L1}}$ ,功率由储能侧的蓄电池和超级电容流向母线侧,此时储能系统工作在协调放电模式;当发电端输出功率增大、母线电压高于  $U_{\text{L1}}$  时,超级电容停止工作,系统切换至限流放电模式。

e. 不限流放电模式:当超级电容因放电端电压低于设定值而停止工作、直流母线电压低于下限值  $U_{\text{L2}}$  时,超级电容停止工作,储能系统由协调放电模式切换至不限流放电模式,蓄电池通过恒压不限流放电将母线电压稳定在  $U_{\text{L2}}$ ,功率由储能侧的蓄电池

流向母线侧;当发电端输出功率增大、母线电压高于  $U_{L1}$  时,系统切换至限流放电模式。

## 4 实验验证

### 4.1 实验参数

为了验证本文设计的控制策略在实际工况下的有效性和可靠性,本文将复合储能系统的控制策略在搭建的 300 kW 海洋能实验平台上进行实验论证。

若不考虑储能装置,母线电压产生波动的根本原因是发电端的输出功率和负荷功率不匹配。若发电端输出功率大于负荷功率,则直流母线电压上升;反之,则直流母线电压下降。前文所述发电端的潮流能和波浪能均处于发电机功率曲线跟踪模式,因此实验中以交流模拟电源模拟发电端的输出功率,通过改变负荷功率的大小,达到改变直流母线电压的目的,从而验证蓄电池和超级电容协调控制策略的有效性和可行性。

由于实验过程中安装的蓄电池容量仅为设计容量的一半 ( $100 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ),出于安全考虑,本文实验设定的直流母线额定电压为  $U_e = 540 \text{ V}$ ;为了便于快速验证控制策略的有效性,蓄电池限流模式下的充放电电流阈值设为  $I_{\max} = 10 \text{ A}$ ,蓄电池恒压不限流放电时的启动电压设定为  $520 \text{ V}$ ;后备模式下的超级电容启动电压分别设定为  $550 \text{ V}$  (启动充电模式)、 $530 \text{ V}$  (启动放电模式)。

### 4.2 实验方案设计

本文实验设计了储能系统充电和放电 2 种实验方案,以验证不同工况下所设计的复合储能系统协调控制策略的合理性和有效性,2 种实验方案如下。

**a. 实验方案 1:** 系统初始状态下母线功率达到动态平衡,母线电压维持在  $540 \text{ V}$ ,某一时刻减小负载功率,使直流母线电压突然抬升,观察蓄电池能否自动进入充电模式;之后某一时刻,继续减小负载功率,使母线电压继续抬升,观察超级电容能否自动投入工作,维持母线电压稳定。此方案下的负载功率变化过程为  $10 \text{ kW} \rightarrow 5 \text{ kW} \rightarrow 0$ 。

**b. 实验方案 2:** 系统初始状态下母线功率达到动态平衡,母线电压维持在  $540 \text{ V}$ ,某一时刻增大负载功率,使直流母线电压突然降低,观察蓄电池能否自动进入放电模式;之后某一时刻,继续增大负载功率,使母线电压继续降低,观察超级电容能否自动投入工作;持续运行一段时间后,观察当超级电容停止放电(放电电压至工作下限保护值)时,蓄电池能否持续维持母线电压的稳定;随后不断减小负载功率,观察超级电容、蓄电池能否依次停止放电,并将母线电压稳定至额定值  $540 \text{ V}$ 。此方案下负载功率变化过程为  $10 \text{ kW} \rightarrow 15 \text{ kW} \rightarrow 20 \text{ kW} \rightarrow 15 \text{ kW} \rightarrow 10 \text{ kW}$ 。

### 4.3 实验结果分析

实验过程中,借助基于 MCGS 编制的监控系统,

对包含母线、超级电容控制器、蓄电池控制器在内的监控对象的电压、电流、功率等电气参数进行记录。2 种实验方案的参数波形图如图 7、8 所示。

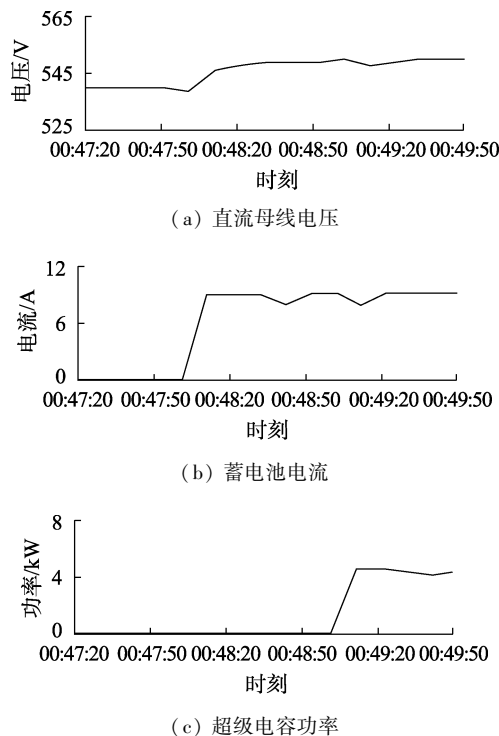


图 7 实验方案 1 参数波形图

Fig.7 Parameter waveforms of experimental scheme 1

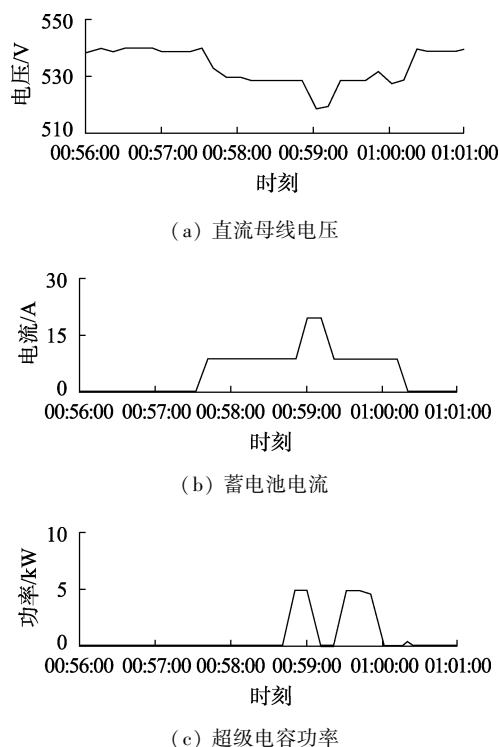


图 8 实验方案 2 参数波形图

Fig.8 Parameter waveforms of experimental scheme 2

从图 7 实验方案 1 的结果可知,系统初始状态的发电功率等于负载功率 ( $10 \text{ kW}$ ),储能系统处于

不工作状态,母线电压自身维持在额定值 540 V;在 00:48:01,负载功率突然减至 5 kW,蓄电池工作于限流充电模式,充电电流逐渐达到限流设定最大值(10 A),并将母线电压稳定在 550 V;在 00:49:02,负载功率减小至 0,蓄电池仍以最大限流值进行充电,超级电容开始投入工作,此时母线电压依靠超级电容和蓄电池共同充电来维持母线电压恒定为 530 V。

从图 8 实验方案 2 的结果可知,系统初始状态的发电功率等于负载功率(10 kW),储能系统处于不工作状态,母线电压自身维持在额定值 540 V;在 00:57:32,负载功率突增至 15 kW,蓄电池工作于限流放电模式,放电电流逐渐达到限流设定最大值(10 A),并维持母线电压稳定在 530 V;在 00:58:43,负载功率跳变至 20 kW,蓄电池仍以最大限流值进行放电,超级电容开始投入工作,此时母线电压依靠超级电容、蓄电池共同放电来维持 530 V 恒定;在 00:59:02,由于超级电容控制器拍停不工作(模拟超级电容完全放电的工况),蓄电池由恒压限流的工作模式转变为不限流工作模式,通过大电流放电(20 A),将母线电压维持在 520 V;在 00:59:14,超级电容开始投入工作,蓄电池由恒压不限流模式转变为限流模式,超级电容配合蓄电池共同将母线电压稳定至 530 V;在 00:59:44,负载功率恢复至 15 kW,超级电容停止工作,蓄电池以限流设定值进行放电,将母线电压维持在 530 V;在 01:00:14,负载功率恢复至 10 kW,与发电端功率持平,蓄电池停止工作,母线电压稳定在额定值 540 V。

实验结果表明,本文设计的复合储能协调控制策略能够实现复合储能装置根据母线电压的变化进行充放电模式的自动切换,并有效、迅速地将母线电压稳定在设定范围内,提高了海岛微网系统运行的稳定性和供电可靠性。

## 5 结论

针对海岛直流微网母线电压因系统功率不平衡而大幅波动的问题,本文提出了一种适用于海岛直流微网的复合储能协调控制策略,通过 300 kW 海洋能集成供电系统实验平台的实验验证,表明该控制策略具备以下优点:

- a. 实现复合储能系统依据直流母线电压大小自动进行工作模式切换,系统无需其他上层或底层通信环节,响应速度快,成本低;
- b. 各工况下,充分利用蓄电池大容量存储和超级电容大功率放电的特性,有效地维持直流母线电压在设定范围内,降低蓄电池的配置容量,提高系统运行的稳定性和可靠性;
- c. 以容量型储能单元蓄电池作为储能系统主要出力单元,避免超级电容频繁投切的现象,提高了储

能系统的使用寿命,减少了储能控制器不必要的开关动作造成的系统谐波。

综上所述,该控制策略有效可行,不仅可以平抑系统内部的功率波动,维持母线电压稳定,还提高了系统运行的稳定性和供电可靠性。

## 参考文献:

- [1] 谭兴国,王辉,张黎,等. 微电网复合储能多目标优化配置方法及评价指标[J]. 电力系统自动化,2014,38(8):7-14.  
TAN Xingguo, WANG Hui, ZHANG Li, et al. Multi-objective optimization of hybrid energy storage and assessment indices in microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(8): 7-14.
- [2] ETXEBERRIA A, VECIU I, VINASSA J M. Hybrid energy storage systems for renewable energy sources integration in microgrids: a review[C]//IEEE Power Electronics Conference. Singapore: IEEE, 2010: 532-537.
- [3] 桑丙玉,陶以彬,郑高,等. 超级电容-蓄电池混合储能拓扑结构和控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(2):1-6.  
SANG Bingyu, TAO Yibin, ZHENG Gao, et al. Research on topology and control strategy of the super-capacitor and battery hybrid energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(2): 1-6.
- [4] 王成山,杨占刚,王守相,等. 微网实验系统结构特征及控制模式分析[J]. 电力系统自动化,2010,34(1):99-105.  
WANG Chengshan, YANG Zhangang, WANG Shouxiang, et al. Analysis of structural characteristics and control approaches of experimental microgrid systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1): 99-105.
- [5] 秦文萍,柳雪松,韩肖清,等. 直流微电网储能系统自动充放电改进控制策略[J]. 电网技术,2014,38(7):1827-1834.  
QIN Wenping, LIU Xuesong, HAN Xiaoqing, et al. An improved control strategy of automatic charging/discharging of energy storage system in DC microgrid[J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1827-1834.
- [6] 米阳,吴彦伟,纪宏澎,等. 基于多组储能动态调节的独立直流微电网协调控制[J]. 电力自动化设备,2017,37(5):170-176.  
MI Yang, WU Yanwei, JI Hongpeng, et al. Coordinative control based on dynamic load allocation among multiple energy storages for islanded DC microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(5): 170-176.
- [7] 陈美福,刘京斗,金新民,等. 直流微网中复合储能装置的并联技术研究[J]. 电工技术学报,2016,31(12):142-149.  
CHEN Meifu, LIU Jingdou, JIN Xinmin, et al. Research on parallel control strategy of hybrid energy storage units in DC microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(12): 142-149.
- [8] 张野,郭力,贾宏杰,等. 基于平滑控制的混合储能系统能量管理方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(16):36-41.  
ZHANG Ye, GUO Li, JIA Hongjie, et al. An energy management method of hybrid energy storage system based on smoothing control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(16): 36-41.
- [9] 陈美福,刘京斗,金新民,等. 直流微网中改进的复合储能装置控制策略[J]. 电力电子技术,2016,50(11):42-44.  
CHEN Meifu, LIU Jingdou, JIN Xinmin, et al. Improved control strategy of hybrid energy storage units in DC microgrid[J]. Power Electronics, 2016, 50(11): 42-44.

- [10] GAO L J, DOUGAL R A, LIU S Y. Power enhancement of an actively controlled battery/ultracapacitor hybrid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2005, 20(1): 236-243.
- [11] 彭思敏, 曹云峰, 蔡旭. 大型蓄电池储能系统接入微电网方式及控制策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(16): 38-43.  
PENG Simin, CAO Yunfeng, CAI Xu. Control of large scale battery energy storage system interface to microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(16): 38-43.
- [12] CHEN D, XU L. Autonomous DC voltage control of a DC microgrid with multiple slack terminals[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 1897-1905.
- [13] 张建华, 苏玲, 陈勇, 等. 微网的能量管理及其控制策略[J]. 电网技术, 2011, 35(7): 24-28.  
ZHANG Jianhua, SU Ling, CHEN Yong, et al. Energy management of microgrid and its control strategy[J]. Power System Technology, 2011, 35(7): 24-28.
- [14] WANG P, GOEL L, LIU X, et al. Harmonizing AC and DC: a hybrid AC/DC future grid solution[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2013, 11(3): 76-83.
- [15] 吴栋伟, 窦晓波, 吴在军, 等. 孤岛模式下基于快速储能投退机制的微电网多源协调控制[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 174-179.  
WU Dongwei, DOU Xiaobo, WU Zaijun, et al. A multi-source cooperative control strategy based on switching on and off information of active storage for microgrid in island mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 174-179.
- [16] 赵坤, 王祺榕, 王德伟, 等. 车载超级电容储能系统间接电流控制策略[J]. 电工技术学报, 2011, 26(9): 124-129.  
ZHAO Kun, WANG Shenrong, WANG Dewei, et al. Indirect current control strategy of on-board supercapacitor energy storage system of railway vehicle[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(9): 124-129.
- [17] ROTENBERG D, VAHIDI A, KOLMANOVSKY I. Ultracapacitor assisted powertrains: modeling, control, sizing, and the impact on fuel economy[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2011, 19(3): 576-589.
- [18] 李军徽, 朱昱, 严干贵, 等. 储能系统控制策略及主电路参数设计的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(7): 7-12.  
LI Junhui, ZHU Yu, YAN Gangui, et al. Research on the control strategy and the design of main circuit parameters of energy storage system[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(7): 7-12.

#### 作者简介:



顾煜炯(1968—),男,浙江上虞人,教授,博士,主要研究方向为设备故障诊断及可再生能源发电技术(E-mail: gyi@ncepu.edu.cn)。

### Design and implementation of control strategy of hybrid energy storage system in island DC microgrid

GU Yujiong, XIE Dian, HE Xuehao, ZHAO Xing'an, GENG Zhi, YU Yupu

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** In order to solve the problem of large amplitude fluctuations of bus voltage caused by the instability of generator output power in the island DC microgrid, based on the power output characteristics of the 300 kW ocean energy integrated power supply system, a hybrid energy storage system composed of a battery and a super capacitor is adopted, its three topologies are compared and analyzed to select the optimum topology structure for the integrated power supply system, and then its coordinated control strategy is proposed. The system is divided into five working areas by the proposed control strategy according to three threshold values of bus voltage. The energy storage system can automatically identify and switch between the charging and discharging modes, and can avoid the frequent switching of super capacitor and reduce the harmonics in the system caused by the unnecessary switch actions by making the battery as the main output unit. The effectiveness and reliability of the proposed control strategy are verified by an established experimental platform.

**Key words:** island DC microgrid; hybrid energy storage; coordinated control; bus voltage; electric batteries; super capacitor