

DOI: 10.7667/PSPC161020

含分布式混合储能系统的光伏直流微网能量管理策略

李培强, 段克会, 董彦婷, 贺 隍, 谭庄熙

(湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

摘要: 为了更好地管理大规模分布式光伏发电单元, 将光伏直流微网划分为不同区域, 且在不同区域配置了相应容量的混合储能单元与区域控制器以实现区域自治。根据各区域光伏电池输出功率与负荷功率间的关系以及储能单元荷电状态(SOC)的不同将系统分为 5 种运行模式, 给出了不同运行模式下的能量管理策略, 设计了光伏电池 Boost 变换器与储能双向 DC/DC 变换器的控制策略。最后, 在 Simulink 中搭建了一个含多区域的光伏直流微网仿真模型。结果表明, 所提方法在保证系统稳定运行的前提下, 优化了各元件的输出力。

关键词: 直流微网; 分布式混合储能; 区域自治; 能量管理; 控制策略

Energy management strategy for photovoltaic DC microgrid with distributed hybrid energy storage system

LI Peiqiang, DUAN Kehui, DONG Yanting, HE Li, TAN Zhuangxi

(College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: In order to better manage the large-scale distributed photovoltaic power generation units, this paper divides the photovoltaic DC microgrid into regions and each region is equipped with hybrid energy storage unit with certain capacity and regional controller to realize regional autonomy. According to the relationship between the output power of each regional PV and load power as well as the difference SOC among energy storage units, the system is divided into five operation modes. The energy management strategy under different operating modes is given, and the control strategy of Boost converter for PV and bi-directional DC/DC converter for energy storage units is designed. Finally, a photovoltaic DC microgrid that contains multiple regions is built in Simulink, and the results show that the proposed method can optimize the output of the element under the premise of ensuring the stable operation of the system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51277055).

Key words: DC microgrid; distributed hybrid energy storage (DHESS); regional autonomy; energy management; control strategy

0 引言

能源危机的加重, 促进了太阳能、风能等可再生能源的发展。但是分布式电源的输出功率具有随机性与波动性, 直接接入电网会对其稳定运行造成一定的影响^[1]。为了解决这一问题, 学者们提出了微网概念^[2-6]。根据母线电压类型, 微网可以分为直流微网与交流微网。直流微网没有无功以及谐波等问题, 供电质量更高, 且方便直流性质的负荷与分布式能源的接入, 近年来逐渐受到了人们的关注^[5]。

由于微网中存在分布式电源与负荷两个不确定

的变量, 因此, 通常需要配置一定的储能装置来保证其稳定运行^[6]。文献[7]将蓄电池通过双向 DC/DC 变换器接入光伏微网中, 并且详细分析了独立光伏系统的能量管理策略。为了维持微网的功率平衡, 储能单元需要频繁地大功率充放电, 这会严重影响蓄电池的使用寿命^[8-9]。将超级电容与蓄电池组成混合储能单元接入微网中, 可以有效提高储能系统的输出能力, 延长蓄电池的寿命^[10-12]。

微网有孤岛与并网两种运行模式^[13-14]。在并网运行模式下, 微网与大电网存在双向能量流动, 当微网中负荷消耗功率大于微网所提供的功率时, 微网从电网吸收能量, 反之, 则将多余的能量送入电网。在大电网发生故障或者检修期间, 微网将与大

电网切开转入孤岛运行模式。没有大电网作为支撑, 孤岛运行模式下的微网承受扰动的能力比较差, 因此, 设计良好的能量管理系统是保证其稳定运行的重要手段。文献[15]针对孤岛运行的微网, 提出了一种分布式发电单元与蓄电池储能协同控制的能量管理策略。文献[16]将蓄电池与超级电容组成混合系统接入微网中, 并且提出了一种混合储能系统能量管理策略。文献[17]结合分布式发电单元与不同类型储能元件的运行状态, 对储能元件的工作模式进行划分, 并且在不同工作模式下采用相应的控制策略, 保证了微网的稳定运行。

本文以孤岛运行的光伏直流微网为研究对象, 采用文献[18]提出的分区域管理思想, 将光伏直流微网进行区域划分, 根据不同区域的需求配置了相应的混合储能单元。针对孤岛运行的光伏直流微网, 提出了一种新的能量管理策略。该能量管理策略通过检测本地光伏输出功率与负荷需求功率, 结合储能元件的 SOC 信息来决定该区域的运行模式以及光伏电池与储能元件功率变换器的工作方式, 保证系统在各运行状态下均有相应的变换器来调整该区域的功率平衡, 实现直流母线电压稳定的目标。最后通过仿真验证了所提能量管理策略的有效性。

1 含分布式储能元件的直流微网系统

1.1 系统结构

图 1 所示为含分布式混合储能系统的光伏直流微网结构图。为了方便管理, 在该结构中对光伏直流微网进行了区域划分, 并且根据不同区域对储能的需求配置了相应容量的混合储能单元。每一个区域包含 4 个部分。

1) 分布式发电单元: 主要包括该区域安装的光伏电池, 通过 Boost 变换器并入直流母线中。

2) 混合储能单元: 由超级电容与蓄电池分别通过一个独立的双向 DC/DC 变换器并联组成。当该区域光伏电池的输出功率大于负荷消耗功率时, 将电能储存在储能装置中; 反之, 则将电能从储能装置中释放出来。

3) 负荷: 直流性质的负荷直接或者通过 DC/DC 变换器并入母线中, 交流负荷则通过 AC/DC 变换器接入母线^[19]。

4) 区域控制器: 对该区域各元件的运行数据进行采集, 并将本地的实时运行状态发送至微网控制中心。

微网控制中心的主要功能是分析各区域的运行状态, 并协调各区域间的功率交换。

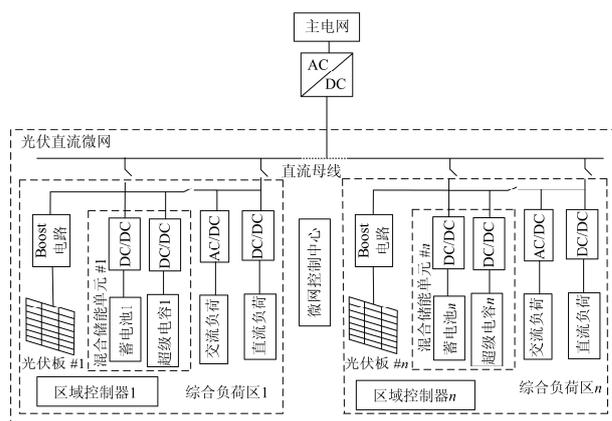


图 1 含分布式混合储能系统的直流微网结构图

Fig. 1 Structure of DC microgrid system with DHESS

1.2 分布式混合储能的优势

随着可再生能源的发展, 微网中光伏装机容量在逐渐增大, 为了消纳与管理大规模的分布式光伏发电单元, 对微网进行区域划分, 并按区域配置储能装置成为了微网发展的一种必然趋势。与大规模集中式储能配置相比较, 基于区域的分布式储能配置方式优点在于:

1) 将大规模的集中储能装置分散化, 使每个区域的储能规模减小, 在技术、场地以及环境上容易满足。

2) 对于负荷以及分布式扰动可以近距离就地平抑, 减小了功率流动损耗。

3) 各混合储能单元间互为后备, 单个混合储能单元的故障不会影响整个混合储能系统, 并且各区域可独立解列运行, 减少故障对重要负荷的影响, 提升了整个微网的运行可靠性。

2 不同运行模式下的能量管理策略

依据 P_{pv} , P_L 与储能单元的 SOC 将孤岛运行的光伏直流微网划分为 5 种运行模式。其中, P_{pv} , P_L 分别为光伏电池的输出功率与负荷的消耗功率; SOC_{bat} , SOC_{sc} 分别表示蓄电池与超级电容的荷电状态; SOC_{bat_max} 和 SOC_{bat_min} 分别表示 SOC_{bat} 的上限与下限; SOC_{sc_max} 和 SOC_{sc_min} 分别表示 SOC_{sc} 的上限与下限。

运行模式 1: 蓄电池与超级电容均有足够的容量平抑当地波动。这是最正常的运行模式, 在该模式下, 各区域的光伏电池均工作在最大功率跟踪 (MPPT) 控制模式, 负荷消耗功率由光伏电池提供, 当光伏电池输出功率大于负荷消耗功率时, 过剩的能量储存在储能装置中, 当光伏电池输出功率小于负荷消耗功率时, 不足的能量由储能装置提供。

运行模式 2: SOC_{sc} 越限而 SOC_{bat} 正常。超级电容承担功率波动的高频分量, 它的退出会导致整个混合储能单元平抑高频分量的能力减弱, 因此, 应尽快使 SOC_{sc} 恢复到正常区间内。结合 P_{pv} 与 P_L 可将该模式划分为 4 种运行状态。

a) $SOC_{sc} < SOC_{sc_min}$, $P_{pv} > P_L$, 不作调整。

b) $SOC_{sc} < SOC_{sc_min}$, $P_{pv} < P_L$, 通过建立蓄电池与超级电容之间的能量传输, 即增加蓄电池的出力, 多输出的部分由超级电容通过母线吸收使 SOC_{sc} 回归到正常区间。

c) $SOC_{sc} > SOC_{sc_max}$, $P_{pv} < P_L$, 不作调整。

d) $SOC_{sc} > SOC_{sc_max}$, $P_{pv} > P_L$, 则超级电容适当放电, 多余的能量由蓄电池通过母线吸收。

运行模式 3: SOC_{bat} 越限而 SOC_{sc} 正常。蓄电池的退出会导致整个储能单元长时间平抑功率波动的能力减弱, 由于超级电容的容量较蓄电池小太多, 因此, 很难通过改变超级电容的出力来对蓄电池进行调节。同理, 结合 P_{pv} 与 P_L 将该模式也分为 4 种运行状态。

a) $SOC_{bat} < SOC_{bat_min}$, $P_{pv} > P_L$, 不作调整。

b) $SOC_{bat} < SOC_{bat_min}$, $P_{pv} < P_L$, 如果别的区域混合储能单元无法协助本区域进行平抑, 则切除一部分次要负荷来保证重要负荷的正常运行, 反之, 则切换至模式 5。

c) $SOC_{bat} > SOC_{bat_max}$, $P_{pv} < P_L$, 不作调整。

d) $SOC_{bat} > SOC_{bat_max}$, $P_{pv} > P_L$, 如果别的区域混合储能单元无法协助本区域进行平抑, 则控制光伏板由最大功率跟踪模式切换至恒压模式, 反之, 则切换至模式 5。

运行模式 4: SOC_{bat} 与 SOC_{sc} 都越限。结合 P_{pv} 与 P_L 又将该模式分为 8 种运行状态。

a) $SOC_{bat} > SOC_{bat_max}$, $SOC_{sc} > SOC_{sc_max}$, $P_{pv} < P_L$, 不作调整。

b) $SOC_{bat} > SOC_{bat_max}$, $SOC_{sc} > SOC_{sc_max}$, $P_{pv} > P_L$, 调整策略与模式 3d) 相同。

c) $SOC_{bat} < SOC_{bat_min}$, $SOC_{sc} < SOC_{sc_min}$, $P_{pv} > P_L$, 不作调整。

d) $SOC_{bat} < SOC_{bat_min}$, $SOC_{sc} < SOC_{sc_min}$, $P_{pv} < P_L$, 调整策略与模式 3b) 相同。

e) $SOC_{bat} > SOC_{bat_max}$, $SOC_{sc} < SOC_{sc_min}$, $P_{pv} < P_L$, 调整策略与模式 2b) 相同。

f) $SOC_{bat} > SOC_{bat_max}$, $SOC_{sc} < SOC_{sc_min}$, $P_{pv} > P_L$, 调整策略与模式 3d) 相同。

g) $SOC_{bat} < SOC_{bat_min}$, $SOC_{sc} > SOC_{sc_max}$, $P_{pv} > P_L$, 调整策略与模式 2d) 相同。

h) $SOC_{bat} < SOC_{bat_min}$, $SOC_{sc} > SOC_{sc_max}$, $P_{pv} < P_L$,

调整模式与 3b) 模式相同。

运行模式 5: 在该运行模式下, 微网控制中心将未平抑区域的功率波动在剩余区域间合理分配。基本分配原则: 维持各区域混合储能单元的荷电状态 (SOC_h) 在同一水平。具体为: 在需要储能单元放出功率的情况下, SOC_h 大(小)的混合储能单元出力多(少); 在需要储能单元吸收功率的情况下, SOC_h 大(小)的混合储能单元吸收的少(多)。充放电状态下的功率分配公式分别为

放电状态

$$\Delta P_i = \frac{SOC_{h_i}}{\sum_{m=1}^{n-1} SOC_{h_m}} \Delta P' \quad (1)$$

充电状态

$$\begin{cases} \frac{SOC_{h_j}}{SOC_{h_j}} = \frac{\Delta P_j}{\Delta P_i} \\ \sum_{m=1}^{n-1} \Delta P_m = \Delta P' \end{cases} \quad (2)$$

式中: $\Delta P'$ 为需要协助区域中未平抑功率波动大小; ΔP_i , ΔP_j 分别表示经功率分配得到的 i 与 j 区域混合储能单元所要承担的功率值; n 表示微网中共有 n 个负荷区域。

可以看出, 在运行模式为 1~4 时, 各区域的功率波动由区域自身消纳, 对别的区域不产生影响, 本文统一定义这几种运行模式为区域自治模式。而运行模式 5 为各区域间的协助运行, 本文定义该种模式为区域协助模式。

3 系统控制策略

3.1 光伏电池 Boost 变换器控制策略

光伏电池 Boost 变换器包括 MPPT 与恒压输出两种控制模式, 如图 2 所示。

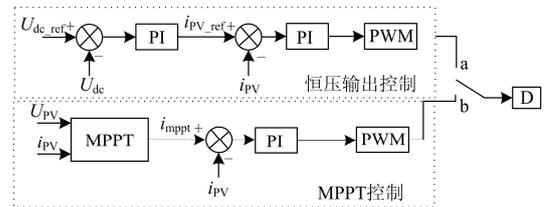


图 2 光伏电池 Boost 变换器的控制策略

Fig. 2 Control scheme of Boost converter for PV

图中: U_{dc} 表示直流母线电压值; U_{dc_ref} 表示 U_{dc} 的参考值; U_{pv} , i_{pv} 分别表示光伏电池的输出电压与输出电流; i_{mpppt} 表示光伏电池运行在最大功率点时的输出电流; D 表示 Boost 变换器的开关占空比。

当光伏电池变换器工作在 MPPT 模式时, 开关连接在 b 端。此时通过采集光伏电池的输出电流与输出电压信号, 通过导纳增量法确定最大功率点时的输出电流 i_{mppt} , 将其作为光伏电池输出电流的参考值, 与实时光伏电池的反馈电流作比较, 经 PI 控制器与脉宽调制电路得到 Boost 变换器的开关占空比。

当光伏电池变换器工作在恒压输出模式时, 开关连接在 a 端。此时采用经典的电压电流双环控制来实现稳定直流母线电压的目标。将母线电压参考值与检测得到的实时值做差, 偏离值经电压外环 PI 控制器得到光伏电池输出电流的参考值 i_{pv_ref} , 然后将 i_{pv_ref} 与光伏电池实时出力 i_{pv} 作比较, 其差值通过电流内环 PI 控制器调整, 经脉宽调制电路得到 Boost 变换器的开关占空比。

3.2 储能单元双向 DC/DC 变换器控制策略

超级电容的功率密度大, 响应速度快, 循环寿命长, 但是能量密度小, 适用于平抑功率波动的高频部分; 蓄电池的能量密度大, 但是响应速度慢, 不能频繁地充放电, 可用其平抑功率波动的低频部分。将区域净功率(负荷消耗功率与光伏输出功率之间的差值)通过低通滤波器进行高低分频, 并且根据两者的 SOC 进行功率修正得到其充放电参考功率。混合储能单元的双向 DC/DC 变换器控制框图如图 3 所示。

将本地负荷消耗功率与光伏电池的输出功率做差值得到混合储能单元的充放电参考功率 P_{ref} , P_{ref} 经过低通滤波器与功率修正分别得到蓄电池与超级电容的充放电功率参考值 P_{b_ref} 与 P_{sc_ref} , P_{b_ref} 与 P_{sc_ref} 除以对应储能元件的端电压得到其充放电参考

电流 i_{b_ref} 与 i_{sc_ref} , 然后与储能元件的实时反馈电流作比较, 其偏离值通过各自的电流内环 PI 控制器, 经脉宽调制电路分别得到蓄电池与超级电容双向 DC/DC 控制电路的开关占空比 D_b 与 D_{sc} 。

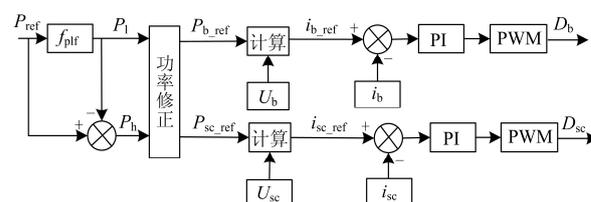


图 3 储能单元双向 DC/DC 变换器的控制策略

Fig. 3 Control scheme of bi-directional DCDC converter for energy storage unit

由于 Buck 状态与 Boost 状态下电路的小信号模型不同, 得到的 PI 控制器参数不同, 因此, 本文采用两套独立的控制器来分别实现两种状态下的电压控制。

4 仿真验证

4.1 系统仿真参数设置

为了验证本文所提能量管理策略的有效性, 在 Simulink 环境下搭建了如图 4 所示的光伏直流微网拓扑结构图。设定直流微网电压等级为 400 V。微网包含 3 个综合负荷区域, 分别为综合负荷区 1, 2 和 3。其中区域 1 中光伏电池的最大输出功率为 1600 W, 负荷额定功率为 1600 W, 重载为 2400 W, 轻载为 800 W, 0.3 s 由额定运行变为重载运行, 1.5 s 由重载运行变为轻载运行。

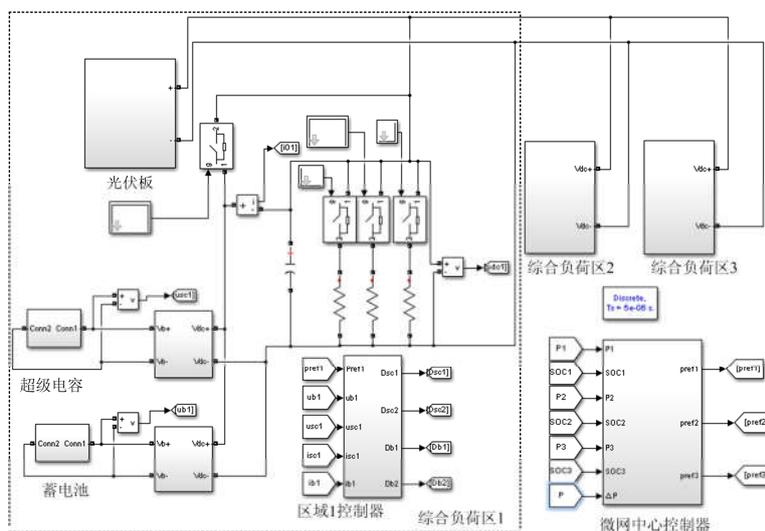


图 4 Simulink 仿真模型

Fig. 4 Simulation model of Simulink

4.2 仿真结果分析

工况 1: 区域 1 发生负荷波动, 而别的区域无法协助其平抑, 即工作在区域自治模式, 此时区域 2 与 3 的混合储能单元不参与区域 1 的功率调整。

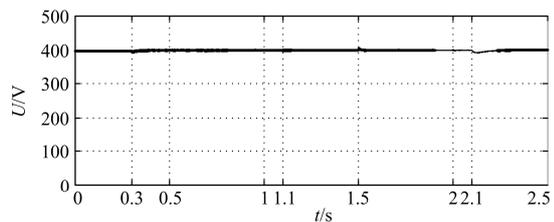
由图 5(b)可以看出, 0~0.3 s, 光伏输出功率等于负荷消耗功率, 混合储能单元不出力, 母线电压稳定在 400 V。

0.3~1 s, 光伏输出功率小于负荷消耗功率, 混合储能单元工作在放电模式, 系统运行在正常模式。由图 5(c)可以看出, 在负荷加载瞬间, 超级电容快速出力, 维持该区域电压的稳定, 随着电压的稳定, 净功率的低频分量开始上升, 蓄电池出力逐渐增加, 到稳态时, 蓄电池出力达到了最大, 而超级电容退出运行; 到 1 s 时, 由于持续放电, 蓄电池的 SOC 超过了设定的最小限值, 退出运行, 此时, 由超级电容单独承担本区域的功率波动, 由图 5(c)可以看出, 在 1 s 时, 蓄电池的出力迅速减少到 0, 而超级电容的出力则快速增加到 800 W; 到 1.1 s, 超级电容也因 SOC 超过最小限值而退出运行, 由于别的区域混合储能单元无法协助本区域进行平抑, 因此, 只能通过切除一定量的次要负荷来保证母线的电压质量, 由图 5(b)可以看出, 通过切除一部分次要负荷, 使负荷消耗由 2400 W 变为 1600 W。

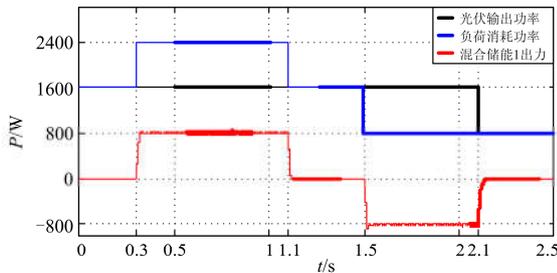
1.5~2 s, 光伏输出功率大于负荷消耗功率, 混合储能单元吸收过剩的功率, 系统工作在正常模式下, 由图 5(c)可以看出, 在负荷减载瞬间, 超级电容迅速吸收过剩的功率, 从而满足该区域功率需求, 维持母线电压的恒定, 而蓄电池的出力逐渐增加直到稳态。到 2 s 时, 由于持续吸收功率导致蓄电池的 SOC 超过了最大值, 这时控制蓄电池退出运行, 由超级电容单独平抑本地功率波动。由 5(c)可以看出, 在 2~2.1 s 期间时蓄电池的出力为 0, 超级电容的出力为 -800 W; 到 1.1 s, 超级电容的 SOC 也因超出了最大值而退出运行, 由于别的区域混合储能单元没法协助本区域进行功率平抑, 因此, 只能控制光伏电池由 MPPT 工作模式转变为恒压模式, 由图 5(b)可以看出光伏输出功率由 1 600 W 减少为 800 W。

工况 2: 区域 1 发生负荷波动, 别的区域有能力协助其平抑, 即工作在区域协助模式下。在该模式下, 设定区域 2 与区域 3 中混合储能单元的 SOC_h 分别为 0.75 与 0.25。

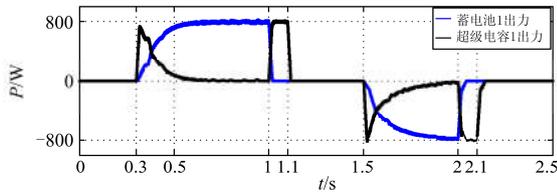
由图 6 可以看出, 在 0~1.1 s 与 1.5~2.1 s 期间, 各元件的出力状态与工况 1 完全相同, 但是在 1.1~1.5 s 与 2.1~2.5 s 这两个时间段内, 与工况 1 不同。因为在该运行模式下, 当区域 1 混合储能单元



(a) 直流母线电压变化图



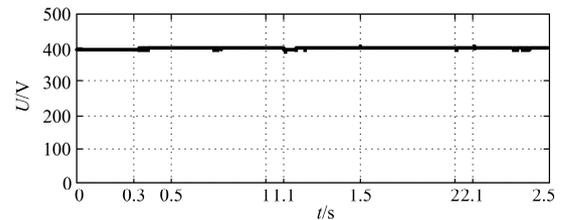
(b) 光伏输出、负荷消耗与混合储能单元1出力曲线图



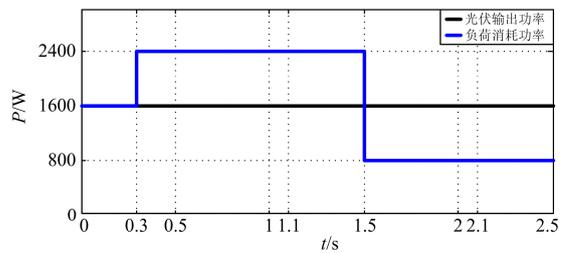
(c) 蓄电池1与超级电容1的出力图

图 5 区域自治模式下的仿真结果

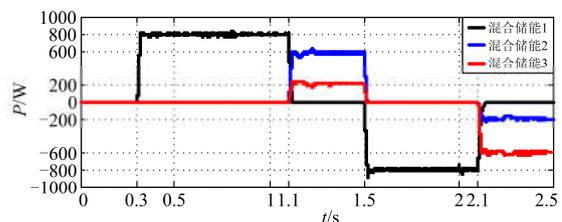
Fig. 5 Simulation results in regional autonomy mode



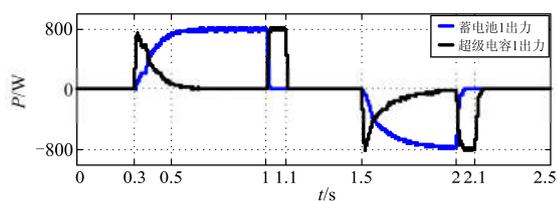
(a) 直流母线电压变化图



(b) 光伏输出功率与负荷消耗功率



(c) 各区域混合储能单元出力曲线图



(d) 蓄电池1与超级电容1出力曲线图

图6 区域协助模式下的仿真结果

Fig. 6 Simulation results in regional cooperation mode

无法平抑本地波动时, 可由混合储能单元2与3协助其平抑, 因此无需进行切负荷控制或者对光伏电池变换器进行恒压控制。

由于预先设定区域2、3混合储能单元的 SOC_h 分别为0.75与0.25, 因此由式(1)、式(2)可知, 在放电与充放状态下两者出力比分别为3:1与1:3。由图6(c)可以看出, 1.1~1.5s期间, 混合储能单元2与3的出力分别为600W与200W; 2.1~2.5s, 混合储能单元2与3的出力分别为-200W与-600W, 与理论相符。

5 结论

本文介绍了一种含分布式混合储能系统光伏直流微网的能量管理策略, 并得到以下结论:

1) 在区域自治模式下, 分别利用超级电容与蓄电池响应区域功率波动的高频与低频分量, 并且根据储能元件的SOC对其充放电功率进行功率修正, 实现了两种类型储能元件间的优势互补。

2) 在区域协助模式下, 根据各区域混合储能单元的 SOC_h 合理分配其承担功率的大小, 实现了各区域混合储能单元间的 SOC_h 均衡。

3) 在Matlab/Simulink环境下搭建了一个含三负荷区域的光伏直流微网模型, 并通过仿真验证了本文所提方法的有效性。

参考文献

- [1] 李鹏, 张玲, 王伟, 等. 微网技术应用与分析[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(20): 109-115.
LI Peng, ZHANG Ling, WANG Wei, et al. Application and analysis of microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(20): 109-115.
- [2] 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.

- [3] 刘文, 杨慧霞, 祝斌. 微电网关键技术研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(14): 152-155.
LIU Wen, YANG Huixia, ZHU Bin. Survey on key technologies of microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(14): 152-155.
- [4] 周林, 黄勇, 郭珂, 等. 微电网储能技术研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(7): 147-152.
ZHOU Lin, HUANG Yong, GUO Ke, et al. A survey of energy storage technology for micro grid[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(7): 147-152.
- [5] 刘家赢, 韩肖清, 王磊, 等. 直流微电网运行控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2356-2362.
LIU Jiaying, HAN Xiaoqing, WANG Lei, et al. Operation and control strategy of DC microgrid[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2356-2362.
- [6] 刘舒, 李正力, 王翼, 等. 含分布式发电的微电网中储能装置容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 78-84.
LIU Shu, LI Zhengli, WANG Yi, et al. Optimal capacity allocation of energy storage in micro-grid with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(3): 78-84.
- [7] 廖志凌, 阮新波. 独立光伏发电系统能量管理控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(21): 46-52.
LIAO Zhiling, RUAN Xinbo. Energy management control strategy for stand-alone photovoltaic power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(21): 46-52.
- [8] 张蕴昕, 孙运全. 混合储能在风光互补微网中的控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(21): 93-98.
ZHANG Yunxin, SUN Yunquan. Control strategy of a hybrid energy storage in wind-solar hybrid generation micro-grid[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(21): 93-98.
- [9] 张国驹, 唐西胜, 齐智平. 超级电容器与蓄电池混合储能系统在微网中的应用[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(12): 85-89.
ZHANG Guoju, TANG Xisheng, QI Zhiping. Application of hybrid energy storage system of super-capacitors and batteries in a microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(12): 85-89.
- [10] 李逢兵, 谢开贵, 张雪松, 等. 基于锂电池充放电状态的混合储能系统控制策略设计[J]. 电力系统自动化,

- 2013, 37(1): 70-75.
- LI Fengbing, XIE Kaigui, ZHANG Xuesong, et al. Control strategy design for hybrid energy storage system based on charge/discharge status of lithium-ion battery[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 70-75.
- [11] 孙建龙, 窦晓波, 张子仲, 等. 直流对等式微电网混合储能系统协调控制策略[J]. 电工技术学报, 2016, 31(4): 194-202.
- SUN Jianlong, DOU Xiaobo, ZHANG Zizhong, et al. DC peer-to-peer coordinated control strategy of hybrid energy storage system for microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(4): 194-202.
- [12] 常丰祺, 郑泽东, 李永东. 一种新型混合储能拓扑及其功率分流算法[J]. 电工技术学报, 2015, 30(12): 128-135.
- CHANG Fengqi, ZHENG Zedong, LI Yongdong. A novel hybrid energy storage topology and its power sharing algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(12): 128-135.
- [13] 陈丽丽, 牟龙华, 刘仲. 光储柴微电网运行特性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(12): 86-91.
- CHEN Lili, MU Longhua, LIU Zhong. Analysis of the operating characteristics of a PV-Diesel-BESS microgrid system[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(12): 86-91.
- [14] 张犁, 孙凯, 吴田进, 等. 基于光伏发电的直流微电网能量变换与管理[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 248-254.
- ZHANG Li, SUN Kai, WU Tianjin, et al. Energy conversion and management for DC microgrid based on photovoltaic generation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(2): 248-254.
- [15] 姜世公, 李琰, 王卫, 等. 一种微网系统孤岛运行条件下的能量管理策略[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 130-135.
- JIANG Shigong, LI Yan, WANG Wei, et al. A novel power management strategy for microgrid on islanding mode[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 130-135.
- [16] 杨海晶, 李朝晖, 石光, 等. 微网孤岛运行下储能控制策略的分析与仿真[J]. 电力系统及其自动化学报, 2013, 25(3): 67-71.
- YANG Haijing, LI Zhaohui, SHI Guang, et al. Analysis and simulation of energy storage system under micro-island operation[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2013, 25(3): 67-71.
- [17] 董博, 李永东, 郑治雪, 等. 分布式新能源发电中储能系统能量管理[J]. 电工电能新技术, 2012, 31(1): 22-25.
- DONG Bo, LI Yongdong, ZHENG Zhixue, et al. Energy management of hybrid storage in distributed generation system[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2012, 31(1): 22-25.
- [18] 张玮亚, 李永丽. 面向多分布式电源的微电网分区电压质量控制[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(28): 4827-4838.
- ZHANG Weiya, LI Yongli. Zonal-voltage quality control for microgrid with multiple distributed generations[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(28): 4827-4838.
- [19] 孟润泉, 刘家赢, 文波, 等. 直流微网混合储能控制及系统分层协调控制策略[J]. 高电压技术, 2015, 41(7): 2186-2193.
- MENG Runquan, LIU Jiaying, WEN Bo, et al. Hybrid energy storage control and system hierarchical coordinated control storage for DC microgrids[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2186-2193.

收稿日期: 2016-07-06; 修回日期: 2016-09-10

作者简介:

李培强(1975—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统稳定性分析与控制; E-mail: 596905210@qq.com

段克会(1992—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为新能源与分布式发电; E-mail: 932624607@qq.com

董彦婷(1992—), 女, 硕士研究生, 研究方向为新能源与分布式发电. Email: 455856068@qq.com

(编辑 张爱琴)