

孤岛微电网下储能与SVG的电压频率协调控制策略

赵晶晶,陈凌汉

(上海电力大学 电气工程学院,上海 200090)

摘要: 孤岛交流微电网中可再生能源的渗透率较高,其系统惯性较低,运行时一次调频主要依靠柴油机和储能等设备。利用储能和静止无功发生器(SVG)的快速调节特性,提出了一种基于电压调节的孤岛微电网调频控制策略。当孤岛微电网频率发生波动时,通过储能与SVG的协调控制改变负荷节点电压,利用负荷电压静态特性快速调节系统频率。在该控制策略中,储能和SVG均采用下垂控制,不需要远程通信,只需检测负荷节点电压和频率信号。该控制可减少微电网储能容量的配置,提高系统稳定性。通过DIgSILENT/PowerFactory仿真研究,对控制策略进行了验证。

关键词: 微电网;下垂控制;SVG控制;一次调频

中图分类号: TM76 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqed23067

Voltage-frequency Coordinated Control Strategy of Energy Storage and SVG in Island Microgrid

ZHAO Jingjing, CHEN Linghan

(School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The penetration rate of renewable energy in the island AC microgrid was relatively high, and its system inertia was relatively low. The primary frequency regulation during island operation mainly relies on equipment such as diesel engines and energy storage. Using the fast adjustment characteristics of energy storage and static var generator (SVG), a frequency coordinated control strategy for island microgrid based on voltage adjustment was proposed. When the frequency of the island microgrid fluctuates, the load node voltage was changed through the coordinated control of energy storage and SVG, and the static characteristics of the load voltage was used to quickly adjust the system frequency. In this control strategy, both energy storage and SVG adopt droop control, no remote communication was required, and only load node voltage and frequency signals need to be detected. This control can reduce the configuration of the energy storage capacity of the microgrid and improve system stability. Through DIgSILENT/PowerFactory simulation research, the control strategy was verified.

Key words: microgrid; droop control; SVG control; primary frequency regulation

当今世界能源的需求量不断增加,传统化石能源的过度消耗,使可再生能源的发展变得更为重要^[1]。但可再生能源具有随机性、间歇性和波动性等特点,在大量接入传统电网后会造成电网的可靠性和电能质量的下降。微电网作为应对分布式能源接入问题的方案之一,可在并网和孤岛两种模式下运行,具备较强的灵活性。在微电网中包含了大量的分布式电源(distributed generation, DG)、负荷、储能装置以及静止无功发生器(static var generator, SVG)^[2-3]。

微电网在并网模式中的调频调压主要由外电网来承担,在孤岛模式以及在切换工作模式过程中的频率稳定则需要依靠微电网的自身调节能力,并通过合理的控制策略提高微电网在离网运行时的电能质量^[4]。当微电网在孤岛模式的运行状态时,各类新能源之间一般采用下垂控制,然而下垂控制中存在频率偏移过大的问题^[5]。文献[6]基于负荷的曲线控制,对孤岛微电网系统的分布式能源的进行合理配置,延长了储能的寿命。文献[7]提出了一种储能设备与SVG的协同

调压控制策略,但其忽略了储能对无功功率的调节能力。文献[8]提出了一种在微电网并网与孤岛运行的控制策略,使微电网运行方式达到平稳过渡,但其没有考虑到风电等间歇性电源对微电网波动的影响。文献[9]为微电网设计了一种模式切换控制,实现了主从控制和PQ控制之间的平滑切换。但在微电网分布式电源中,主控单元的选择比较困难。文献[10]针对孤岛微电网中的下垂控制进行了改进,通过改变下垂控制器的曲线,控制低压系统的电压和频率。

本文针对含有储能和SVG系统的孤岛微电网,提出了一种SVG与储能的协调控制方法,通过该控制改变微电网的负荷节点电压,利用负荷对电压的敏感性快速调节系统频率。在系统因有功功率不足引起频率波动时,通过降低系统电压提高微电网的频率,防止系统崩溃,提高了系统的稳定性。该协调控制中SVG承担主要的无功功率容量,可减少微电网储能容量的配置。

1 孤岛微电网系统

1.1 孤岛微电网结构

微电网系统如图1所示,微电网电压等级为35 kV,包括风机、光伏、储能等分布式电源和SVG无功补偿装置。

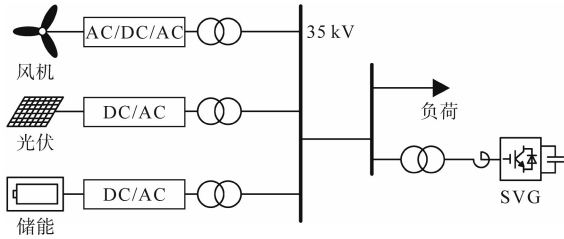


图1 微电网的拓扑结构图

Fig.1 Topological structure diagram of microgrid

1.2 微电网下垂控制

在微电网孤岛状态下,分布式电源的逆变器采用下垂控制可以有效解决功率的分配问题,且不需要远距离通信装置。下垂控制方程如下:

$$\begin{cases} f = f_0 - m(P - P_0) \\ U = U_0 - n(Q - Q_0) \end{cases} \quad (1)$$

式中: U 为运行时负荷节点的电压; U_0 为电压基准值。

有功—频率和无功—电压下垂控制特性曲线如图2所示。

1.3 考虑负荷电压静态特性的下垂控制

在稳态的情况下,不计频率变化的影响时,负荷的电压静态特性的幂函数表示为

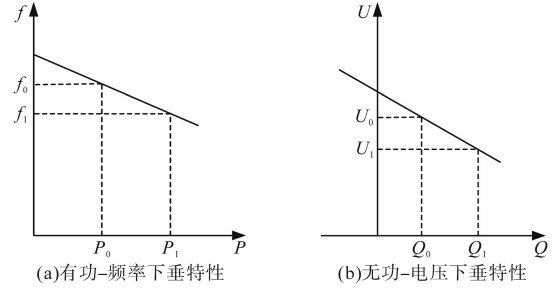


图2 微电网下垂特性曲线

Fig.2 Droop characteristic curves of microgrid

$$\begin{cases} P_L = P_{L0} (U/U_0)^{nv} \\ Q_L = Q_{L0} (U/U_0)^{mv} \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_L, Q_L 为运行时负荷节点的有功功率、无功功率; P_{L0}, Q_{L0} 为负荷的额定功率; nv, mv 为负荷有功和无功功率的电压静态特性系数。

当电压发生变化时,负荷的功率变化由下式得:

$$\begin{cases} \Delta P_L = \frac{P_{L0}}{U_0^{nv}} [(U_0 + \Delta U)^{nv} - U_0^{nv}] \\ \Delta Q_L = \frac{Q_{L0}}{U_0^{mv}} [(U_0 + \Delta U)^{mv} - U_0^{mv}] \end{cases} \quad (3)$$

从式(3)可以看出,负荷有功需求对电压的敏感性由 nv 值决定,综合负荷模型的 nv 值一般取值范围在0.7~1.8。负荷的电压特性曲线如图3所示。当微电网电压在基准值附近时,电压的变化与负荷的有功功率需求成正相关。

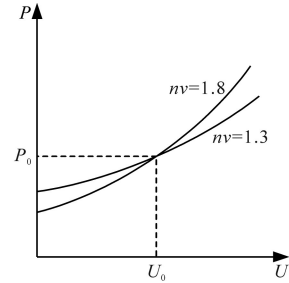


图3 电压变化对负荷有功功率的影响

Fig.3 The influence of voltage change on load active power

考虑负荷电压静态特性后的微电网的下垂控制方程为

$$\begin{cases} f = f_0 - m(P - P_0 - \Delta P_L) \\ U = U_0 - n(Q - Q_0 - \Delta Q_L) \end{cases} \quad (4)$$

2 储能与SVG电压频率协调控制

2.1 储能与SVG协调控制策略流程

在孤岛微电网中,储能作为主要一次调频电源。当系统风电、光伏功率波动较大时,系统频率可能出现偏移过大的问题。本文提出了储能与SVG的协调控制策略,流程图如图4所示。

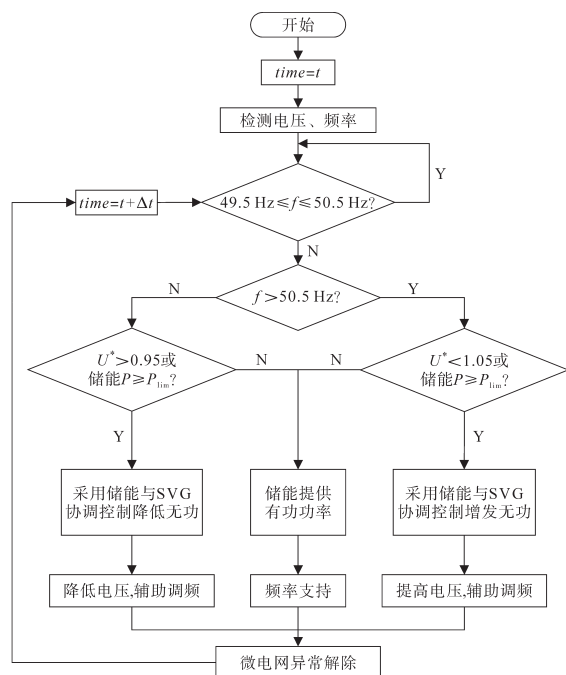


图4 储能与SVG协调控制策略流程图

Fig.4 Energy storage and SVG coordinated control strategy flowchart

步骤1:首先检测母线电压和系统频率,判断频率是否在正常范围内,若正常则返回步骤1,反之转入步骤2。

步骤2:判断系统频率是否大于50.5 Hz,若满足转入步骤3,否则转入步骤4。

步骤3:判断负荷节点电压 U^* 是否小于1.05(标么值)和储能有功功率输出是否达到极限,若满足则采用储能与SVG协调控制增发无功功率,提高负荷节点电压,进行辅助调频。若不满足则转入步骤5。

步骤4:判断负荷节点电压 U^* 是否大于0.95(标么值)和储能有功功率输出是否达到极限,若满足则采用储能与SVG协调控制降低无功功率,降低负荷节点电压,进行辅助调频。若不满足则转入步骤5。

步骤5:仅由储能进行频率支持,不采用储能与SVG的辅助调频功能。

通过该协调控制策略可进行辅助调频,解决储能达到功率极限时系统频率偏移过大的问题。在稳定系统频率的同时,降低储能有功出力且增强微电网的调频能力,提高微电网的稳定性。

2.2 储能与SVG的电压频率协调控制系统

在储能与SVG的协调控制中,储能逆变器的含模式切换功能的控制策略见图5。储能在微电网正常运行时,通过图6所示的模式切换控制功

能块输出Signal信号为0,运行在一般的 $f-P$ 和 $V-Q$ 下垂控制,此时不需要切换控制策略,通过频率和电压偏移量拟合下垂曲线,获得有功功率和无功功率的参考值,利用功率外环的PI控制器生成 d 轴和 q 轴的电流控制分量,通过电流内环控制器得到用于SPWM的 d 轴和 q 轴的调制控制信号分量。

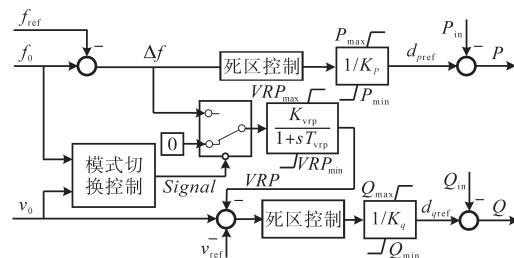


图5 含模式切换的储能下垂控制策略框图

Fig.5 Block diagram of energy storage droop control strategy with mode switching

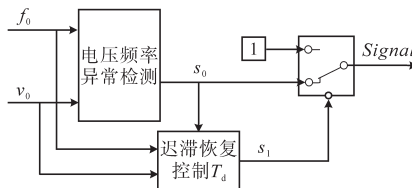


图6 模式切换控制

Fig.6 Mode switch control

当检测到电网频率异常时,Signal信号输出为1,此时通过电压频率控制参数(VRP),对储能的下垂控制电压参考值进行修正,对修正信号进行PI控制增加控制器的稳定性。图5中,输入信号 f_{ref} 为电压参考值, f_0 为电网频率测量值; Δf 为频率偏移量; K_{vp} 为电压调节系数, T_{vp} 为积分系数; VRP_{max} , VRP_{min} 为电压调节系数最大值与最小值,一般取值为 ± 0.05 ,以确保电压保持在期望值,通过PI控制器输出电压修正信号,以确保输出的稳态误差为零; v_{ref0} 为电压初始参考值, v_{ref} 为通过VRP控制后的电压参考值。当检测到微电网电压与频率恢复正常时,通过设计的迟滞恢复控制切换到储能的下垂控制。

SVG在协调控制中承担主要的无功功率补偿作用,其含模式切换的下垂控制策略见图7。SVG的模式切换控制与储能的控制相似。在系统正常运行时,SVG工作在电压下垂控制模式。在SVG的下垂控制中采用电压电流双环控制,在电压外环中采用电压下垂参数 v_{droop} 的下垂控制时,可允许节点的无功功率存在一定幅值的波动,提高SVG的响应速度和电压调节范围。当检测到电网频率异常时,Signal信号输出为1,此时

通过电压频率控制参数(VRP),对 SVG 的下垂控制电压参考值进行修正。

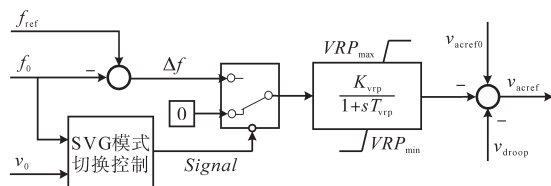


图7 含模式切换的SVG下垂控制策略框图

Fig.7 Block diagram of SVG droop control strategy with mode switching

通过调节 SVG 及储能的下垂系数 v_{droop} , K_q 可以分配系统内无功出力。当需要电压辅助调频时,通过控制电压调节系数 K_{vrp} 分配辅助调频时储能与 SVG 的无功出力,从而改变负荷节点电压。

3 仿真分析

为验证上述协调控制的实际控制效果,基于 DIgSILENT/PowerFactory 搭建了如图 1 所示的 35 kV 孤岛微电网仿真模型,将本文所提方案与传统的下垂控制策略进行对比。

3.1 风功率波动

通过仿真配置一台 2 MW 的风机和一台 0.5 MW 的光伏,来测试该协调控制在应对孤岛微电网小扰动时的控制效果。储能采用容量为 1 MW 的蓄电池,SVG 的容量为 1 Mvar,负荷的有功功率需求为 2.65 MW,无功功率需求为 0.6 Mvar。微电网的配置参数如表 1 所示。

表 1 微电网小扰动测试参数配置

Tab.1 Microgrid small disturbance test parameter configuration

微电网	参数
储能	下垂系数 $K_p=50$, $K_q=12.5$; VRP 系数 $K_{\text{vrp}}=1.5$, $T_{\text{vrp}}=2$ 。
SVG	下垂系数 $v_{\text{droop}}=50$; VRP 系数 $K_{\text{vrp}}=2$, $T_{\text{vrp}}=3$ 。
风机	额定功率 2 MW。
光伏	额定功率 0.5 MW。
负荷	电压静态特性系数 $nv=1.6$, $mv=1.3$ 。

图 8 为风机有功功率输出的变化,当 $t=15$ s 时,风机的实际发电功率为 1.5 MW,在 18 s 时风功率开始发生波动。图 9~图 15 为风功率波动时不同控制策略的仿真结果。由图 9 可知,在传统下垂控制的情况下仅通过储能进行频率支持,系统频率下降至 49.4 Hz,超过了允许的频率偏差 0.5 Hz 的标准,这在孤岛微电网中是不能接受的。在储能与 SVG 的协调控制的情况下,在 23 s 时检测到频率的异常偏低后,采用该协调控制降低无

功出力,降低负荷节点的母线电压,为系统提供辅助调频,系统频率下降到 49.5 Hz 后迅速上升至 49.6 Hz。同时由图 10 所示,负荷节点母线的电压下降幅度在微电网允许的 5% 以内。

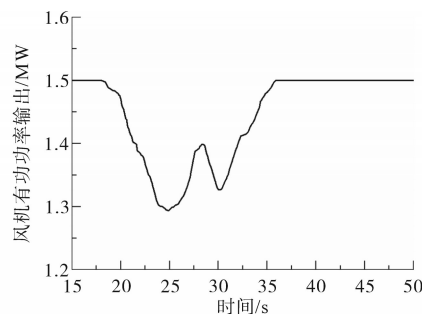


图8 风机有功功率输出

Fig.8 Active power output of wind turbine

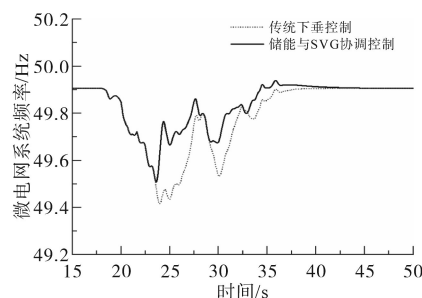


图9 风功率波动时不同控制策略下的微电网频率

Fig.9 Microgrid frequency of different control strategies after wind power fluctuation

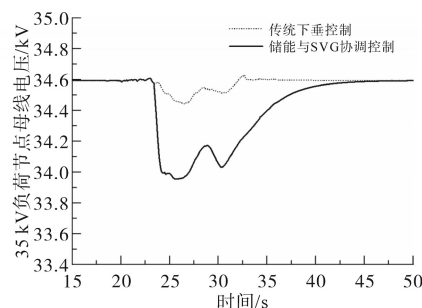


图10 风功率波动时不同控制策略下的负荷节点母线电压

Fig.10 Load node bus voltage of different control strategies after wind power fluctuation

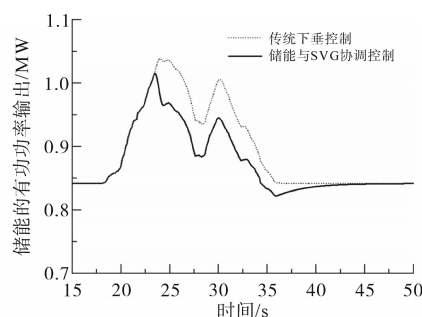


图11 风功率波动时不同控制策略下储能的有功功率输出

Fig.11 Energy storage's active power output of different control strategies after wind power fluctuation

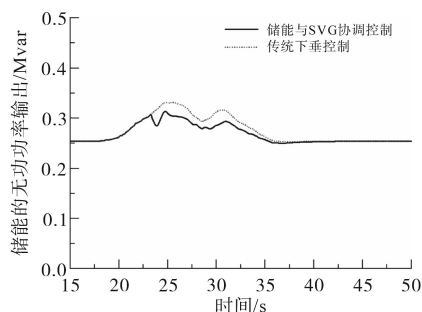


图12 风功率波动时不同控制策略下储能的无功功率输出

Fig.12 Energy storage's reactive power output of different control strategies after wind power fluctuation

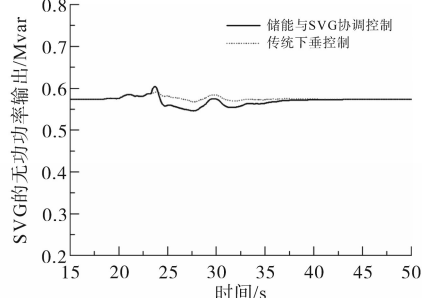


图13 风功率波动时不同控制策略下SVG的无功功率输出

Fig.13 SVG's reactive power output of different control strategies after wind power fluctuation

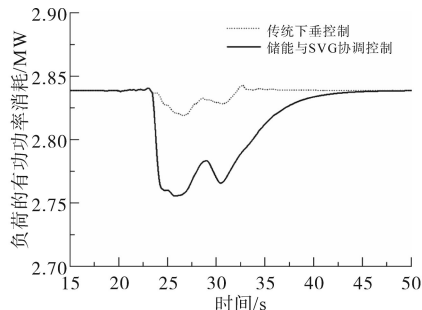


图14 风功率波动时不同控制策略下负荷的有功功率消耗

Fig.14 Load's active power consumption of different control strategies after wind power fluctuation

从图12、图13中可知,与传统的下垂控制对比,储能和SVG在采用协调控制后都降低了无功功率的发出,在实际应用中可以通过调节VRP系数改变各逆变器的无功功率分配。由图14、图15表明,利用负荷的电压静态特性,当节点电压降低时功率消耗减少。同时由图11所示,储能的有功功率输出降低。在 $t=36\text{ s}$ 时风机功率异常波动结束,电压和频率恢复正常后,储能与SVG在设置的延迟恢复时间 $T_d=0.5\text{ s}$ 后退出辅助调频功能,此时微电网的电压和频率恢复正常。

3.2 一台风机突然离网

通过一台0.5 MW的风机突然离网,测试该协调控制在应对孤岛微电网大扰动时的控制效果。在DIGSILENT仿真中配置了5台2 MW的风

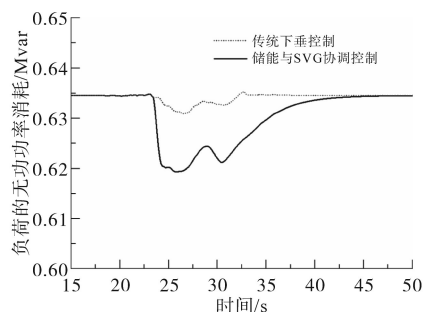


图15 风功率波动时不同控制策略下负荷的无功功率消耗

Fig.15 Load's reactive power consumption of different control strategies after wind power fluctuation

机,其中4台满发,剩余1台风机的有功功率输出为0.5 MW,储能的容量为2 MW,SVG的容量为1 Mvar,负荷的有功功率需求为8.5 MW,无功功率需求为0.5 Mvar。仿真配置如表2所示。

表2 微电网大扰动测试参数配置

Tab.2 Microgrid large disturbance test parameter configuration

微电网	参数
储能	下垂系数 $K_p=50, K_q=12.5$; VRP系数 $K_{vrp}=1.8, T_{vrp}=3$ 。
SVG	下垂系数 $v_{droop}=50$; VRP系数 $K_{vrp}=2, T_{vrp}=3$ 。
风机	额定功率2 MW,共计5台; 4台风机满发,1台风机输出0.5 MW。
负荷	电压静态特性系数 $nv=1.6, mv=1.3$ 。

由图16所示,一台有功功率输出为0.5 MW的风机在5 s的时刻发生故障脱网。

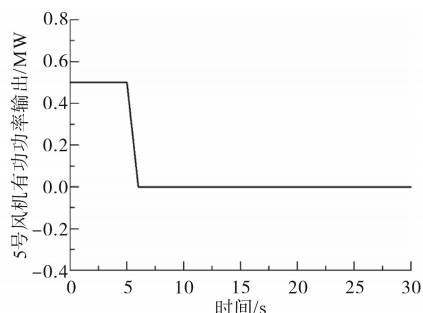


图16 5号风机的有功功率输出

Fig.16 Active power output of No. 5 wind turbine

图17~图23为风机脱网时不同控制策略的仿真结果。由图18可知,在传统下垂控制的情况下系统频率下降到49.44 Hz,超过了允许的频率偏差0.5 Hz的标准。在采用储能与SVG的协调控制后,系统频率保持在49.7 Hz,明显提高了系统频率。图17为35 kV负荷节点母线电压的变化,在故障发生后,节点电压从34.7 kV下降到34 kV,处在允许的5%偏移范围内。图19、图20为储能参与协调控制后和一般下垂控制下的出力情况,采用协调控制后,储能的有功功率的输出减少

47.4%,延长了储能的放电时间。图21为SVG的无功功率输出,可以看出SVG承担主要的无功出力。由图22、图23可知,负荷的功率消耗随着电压的降低对比传统下垂控制减少了3.12%。

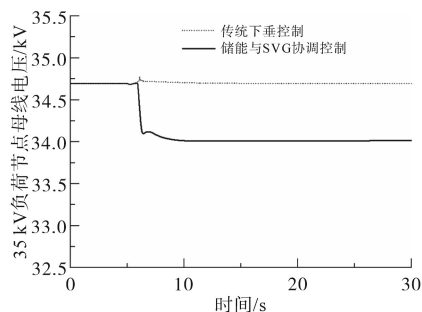


图17 风机脱网时不同控制策略下的35 kV负荷节点母线电压

Fig.17 35 kV load node bus voltage of different control

strategies when the wind turbine is off-grid

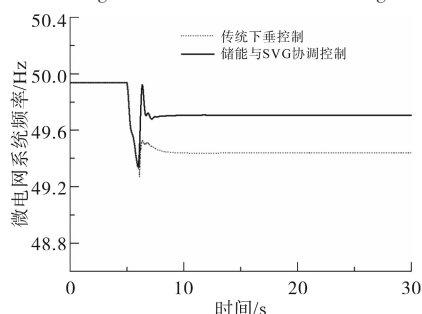


图18 风机脱网时不同控制策略下的微电网系统频率

Fig.18 Microgrid system frequency of different control

strategies when the wind turbine is off-grid

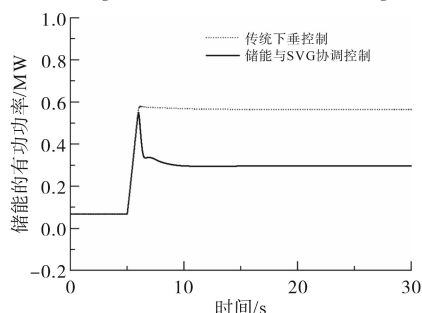


图19 风机脱网时不同控制策略下储能的有功功率输出

Fig.19 Energy storage's active power output of different

control strategies when the wind turbine is off-grid

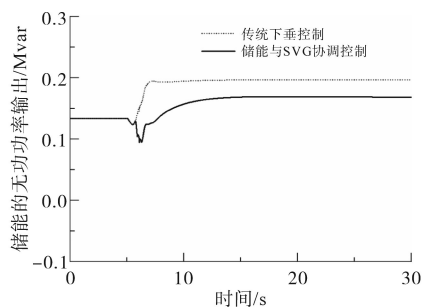


图20 风机脱网时不同控制策略下储能的无功功率输出

Fig.20 Energy storage's reactive power output of different

control strategies when the wind turbine is off-grid

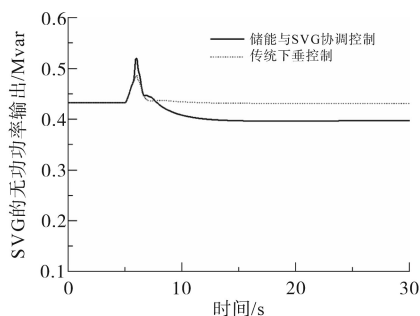


图21 风机脱网时不同控制策略下SVG的无功功率输出

Fig.21 SVG's reactive power output of different control

strategies when the wind turbine is off-grid

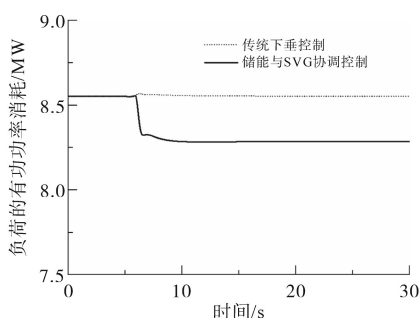


图22 风机脱网时不同控制策略下负荷的有功功率消耗

Fig.22 Load's active power consumption of different control

strategies when the wind turbine is off-grid

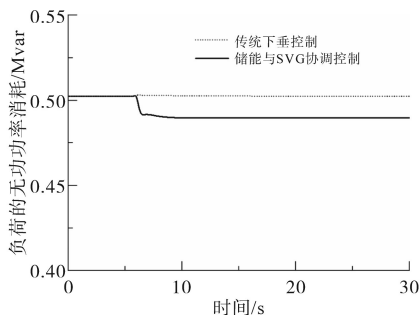


图23 风机脱网时不同控制策略下负荷的无功功率消耗

Fig.23 Load's reactive power consumption of different control

strategies when the wind turbine is off-grid

4 结论

本文针对含有储能和SVG系统的孤岛微电网,提出了一种储能与SVG的协调控制策略,通过本文设计的模式切换控制,使储能与SVG协调控制辅助调频。仿真结果表明:

1)所提出的储能与SVG的切换控制策略和控制流程,在微电网系统应对小干扰和大干扰时,能快速进行辅助调频,提高了系统稳定性。

2)所提的方法中,SVG主要承担无功功率的发出,大大减少储能的无功发出,并利用负荷的电压静态特性,可减少微电网对储能的容量需求。

参考文献

- [1] 张海龙. 中国新能源发展研究[D]. 长春: 吉林大学, 2014.
ZHANG Hailong. Research on the new energy development in China[D]. Changchun: Jilin University, 2014.
- [2] 何瑞东, 周文, 路艳巧, 等. 离网型微电网优化运行策略研究[J]. 电气传动, 2021, 51(12): 59-65, 80.
HE Ruidong, ZHOU Wen, LU Yanqiao, et al. Research on optimal operation strategy of islanded microgrid[J]. Electric Drive, 2021, 51(12): 59-65, 80.
- [3] 罗剑波, 陈永华, 刘强. 大规模间歇性新能源并网控制技术综述[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(22): 140-146.
LUO Jianbo, CHEN Yonghua, LIU Qiang. Overview of large-scale intermittent new energy grid-connected control technology[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(22): 140-146.
- [4] 张军, 裴淑曼. 基于改进下垂控制的微电网平滑切换研究[J]. 电气传动, 2018, 48(4): 65-69.
ZHANG Jun, PEI Shuman. Research on smooth switching of microgrid operation states based on improved droop control[J]. Electric Drive, 2018, 48(4): 65-69.
- [5] 孙孝峰, 秘晓梦. 微电网分布式发电逆变器下垂控制综述[J]. 燕山大学学报, 2016, 40(3): 189-201.
SUN Xiaofeng, MI Xiaomeng. Overview of droop control of distribution generation inverters in microgrid[J]. Journal of Yanshan University, 2016, 40(3): 189-201.
- [6] 徐涛, 王永刚, 方正, 等. 一种基于曲线控制的独立微电网协调控制方法[J]. 电测与仪表, 2015, 52(15): 74-77.
XU Tao, WANG Yonggang, FANG Zheng, et al. Independent micro-grid coordinated control method based on the curve control[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2015, 52(15): 74-77.
- [7] 魏承志, 陈晶, 涂春鸣, 等. 基于储能装置与静止无功发生器协同控制策略的微电网电压波动抑制方法[J]. 电网技术, 2012, 36(11): 18-24.
WEI Chengzhi, CHEN Jing, TU Chunming, et al. An approach to suppress voltage fluctuation in microgrid by cooperative control by energy storage device and static var generator[J]. Power System Technology, 2012, 36(11): 18-24.
- [8] 王鹤, 李国庆. 含多种分布式电源的微电网控制策略[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(5): 19-23.
WANG He, LI Guoqing. Control strategy of microgrid with different DG types[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(5): 19-23.
- [9] 郑志萍, 刘阳, 杨武盖. 模式转换下分布式电源接入微电网的控制策略研究及仿真[J]. 电测与仪表, 2015, 52(17): 73-78, 99.
ZHENG Zhiping, LIU Yang, YANG Wugai. Study and simulation on distributed power access to power system under mode switching[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2015, 52(17): 73-78, 99.
- [10] 董晨露, 杨盼盼. 改进的低压微电网孤岛模式下的控制策略[J]. 电测与仪表, 2015, 52(11): 69-73.
DONG Chenlu, YANG Panpan. Improved control strategy of low-voltage micro-grid under island mode[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2015, 52(11): 69-73.

收稿日期: 2021-02-29

修改稿日期: 2021-10-23