

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201213

## 基于混合储能的孤岛微网 VSG 控制策略

赵伟<sup>1</sup>, 李雄<sup>2</sup>, 乔仁飞<sup>2</sup>, 李培强<sup>2</sup>, 雷二涛<sup>1</sup>

(1. 广东电网有限责任公司电力科学研究院, 广东 广州 510080;  
2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

**摘要:** 针对虚拟同步发电机(VSG)控制策略中改变惯性系数会引起系统不稳定的问题, 提出基于混合储能无需改变惯性系数的控制策略。首先, 在常规 VSG 控制策略基础上, 将负荷或可再生能源波动量经一阶高通滤波器滤波后作为常规 VSG 额定功率的附加量。其次, 利用 VSG 直流端接入的蓄电池提供下垂功率, 超级电容器提供虚拟惯性功率和额外引入的惯性功率, 改善微网的频率动态特性。然后, 引入与超级电容器荷电状态和额外惯性功率相关的出力系数, 实现超级电容器的自适应控制, 在惯性强化过程中优化超级电容器荷电状态。最后在 Matlab/Simulink 中搭建了以 VSG 为逆变器控制接口的孤岛微网, 通过在不同负荷、光照强度和超级电容器荷电状态下进行仿真, 验证了所提策略的有效性。

**关键词:** 虚拟同步发电机; 微电网; 惯性功率; 混合储能; 频率调节

### VSG control strategy of an isolated microgrid based on hybrid energy storage

ZHAO Wei<sup>1</sup>, LI Xiong<sup>2</sup>, QIAO Renfei<sup>2</sup>, LI Peiqiang<sup>2</sup>, LEI Ertao<sup>1</sup>

(1. Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China;  
2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

**Abstract:** Changing the inertia coefficient in the Virtual Synchronous Generator (VSG) control strategy will cause system instability. Thus a hybrid energy storage-based control strategy without changing the inertia coefficient is proposed. First, the load or new energy fluctuation is regarded as the additional quantity of VSG rated power after passing through the first-order high pass filter as with a conventional VSG control strategy. Secondly, the battery connected to the DC terminal of the VSG is used to provide droop power, and the super capacitor provides virtual inertial power and additional inertial power. This improves the frequency dynamic characteristics of the microgrid. Then, the output coefficient related to the state of charge of the supercapacitor and the additional inertial power is introduced to realize the adaptive control of the supercapacitor and optimize the state of charge of the supercapacitor in the inertia strengthening process. Finally, an islanded microgrid with VSG as the inverter control interface is built in Matlab/Simulink. The effectiveness of the proposed strategy is verified by simulation under different loads, light intensities and supercapacitor states of charge.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2018YFB0905304).

**Key words:** virtual synchronous generator; microgrid; inertia power; hybrid energy storage; frequency modulation

## 0 引言

近年来, 以可再生能源为主的微网得到社会上广泛关注并迅速发展<sup>[1]</sup>。而当微网处于海岛或偏远地区时, 其与大电网隔离而独立运行<sup>[2]</sup>, 此时在微网中配置一定容量的柴油发电机(Diesel Generator Set,

DGS)可以实现孤岛微网稳定运行。但是, DGS 较小的惯性及其较慢的动态调节性能, 无法缓解负荷突变时暂态输出频率波动较大的问题, 影响微网电能质量及稳定性<sup>[3]</sup>。

失去大电网的支撑后, 可再生能源的波动性和随机性以及负荷的多变性将放大孤岛微网中惯性缺乏的问题<sup>[4]</sup>。此时在孤岛微网中配置储能可以提供微网频率稳定所需的虚拟惯性功率<sup>[5]</sup>。其中, 文献

基金项目: 国家重点研发计划(2018YFB0905304)

[6]详细阐述了虚拟同步机控制策略,文献[7-8]在微网中引入惯性控制提升微网的频率稳定性,文献[9]分析了虚拟同步发电机(Virtual Synchronous Generator, VSG)恒定参数对光储柴微网中系统频率的影响,提出了基于层次控制的频率稳定方法。

VSG 技术通过模拟同步发电机的转子方程<sup>[10-11]</sup>,使分布式发电系统具有常规机组的惯性和阻尼特性,并具备参与一次调频、一次调压和并离网切换的能力<sup>[12]</sup>。文献[13-14]在光储柴微网的光储逆变器中加入 VSG 控制,并与柴油发电机并联运行,VSG 虚拟转子的引入改善了柴油发电机在负荷高变化率时的频率稳定问题。文献[15-16]均采用双储能系统,在 VSG 下垂和惯性功率特性的基础上,将下垂特性的输出功率分配给能量密度大的蓄电池,惯性特性的输出功率由功率密度高的超级电容器承担,解决了单一形式储能无法解决功率密度和能量密度矛盾的问题。

目前,关于微网惯性强化方法主要是在 VSG 中自适应改变惯性系数  $J$ 。其中,文献[17]根据负载扰动实时调节惯性系数  $J$ ,从而避免频率迅速上升或跌落,有助于改善频率响应特性。文献[18]指出系统频率在偏离额定值时变化应该缓慢,而恢复时应该迅速变化,并给出了相应的惯性系数  $J$  改进方法。文献[19]根据场景选择相应的惯性系数  $J$  和阻尼系数  $D$ ,从而减缓频率振荡。文献[20]在 VSG 中添加频率的比例微分控制强化系统的惯性,其实质仍为改变惯性系数和下垂系数。文献[21]指出惯性系数、下垂系数与系统的稳定性有着强相关性,若惯性系数、下垂系数选取不当,可能会引起系统小信号不稳定等问题。

本文以光-储-柴组建的孤岛微网为例,提出一种基于混合储能且不需改变惯性系数的 VSG 惯性强化策略。首先,利用一阶高通滤波器提取母线负荷与光伏功率差值的高频分量,并将其作为 VSG 额定功率的附加量;其次在 VSG 直流端接入混合储能,利用蓄电池提供下垂功率,超级电容器提供惯性功率和额外惯性功率提升微网惯性;然后引入与超级电容器荷电状态和额外惯性功率相关的出力系数,优化超级电容器在荷电状态不佳时的出力,实现自适应控制。最后在不同负荷、光照强度和超级电容器荷电状态下进行仿真,验证了本文控制策略的正确性与有效性。

## 1 孤岛微网数学模型

### 1.1 孤岛微网结构

基于 VSG 控制的光储柴微网结构如图 1 所示。

光伏阵列、超级电容器和蓄电池分别经 Boost 变换器和双向 DC/DC 变换器汇入直流母线,再经逆变器与滤波器接入交流母线。三相逆变器采用 VSG 控制,使光储发电单元呈现出同步发电机特性,稳定微网频率。光储发电单元与柴油发电机并联,通过交流母线组成独立微网,向负载进行供电。

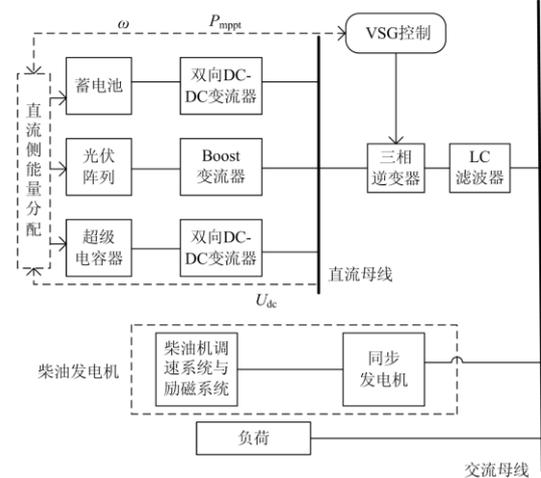


图 1 含 VSG 的独立微网结构

Fig. 1 Structure of islanded microgrid with VSG

稳态下,光伏阵列按最大功率  $P_{mpp}$  输出;柴油发电机按光伏阵列与负荷有功  $P_{load}$  的差额输出,混合储能均不动作。暂态下,蓄电池提供 VSG 下垂功率,超级电容器提供 VSG 惯性功率以维持母线电压稳定,柴油发电机完成二次频率调节并提供少量惯性,吸收功率时  $P_{SC}$  与  $P_{BESS}$  为负。

忽略线路损耗,图 1 中微网有功功率平衡方程为

$$\begin{cases} P_{DGS} + P_{VSG} = P_{load} \\ P_{PV} + P_{SC} + P_{BESS} = P_{VSG} \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $P_{DGS}$  和  $P_{PV}$  分别为柴油发电机和光伏阵列出力;  $P_{VSG}$  为 VSG 单元输出功率;  $P_{load}$  为微网有功负载;  $P_{SC}$  为超级电容器吸收或释放功率;  $P_{BESS}$  为蓄电池吸收或释放的功率。吸收功率时  $P_{SC}$  与  $P_{BESS}$  为负。

### 1.2 光伏-储能发电系统

#### 1.2.1 VSG 控制

三相逆变器采用 VSG 控制,其有功-频率环节如图 2 所示。根据图 2 可得

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D\Delta\omega \approx \frac{P_m}{\omega_n} - \frac{P_e}{\omega_n} - D(\omega - \omega_n) \\ \frac{d\theta}{dt} = \omega \end{cases} \quad (2)$$

$$P_m = K_\omega (\omega_n - \omega) + P_{mppt} + hP_{fhx} \quad (3)$$

式中:  $\omega_n$ 、 $\omega$  分别为转子额定角速度和实际角速度;  $T_m$ 、 $T_e$  为机械转矩和电磁转矩;  $P_m$ 、 $P_e$  分别为机械功率和电磁功率;  $D$  为阻尼系数;  $J$  为转动惯量;  $\theta$  为功角;  $K_\omega$  为调差系数;  $P_{fhx}$  为 VSG 额定功率增量;  $h$  为超级电容器出力系数。

稳态时  $P_{ref} = P_{mppt}$ , 式(3)为可上下平移的下垂特性表达式。功率缺额  $\Delta P$  仅在暂态过程为非零值, 不影响下垂特性的功率均分, 其暂态作用将在第 2 节中详细介绍。

VSG 的无功-电压环采用常见的下垂控制, 限于篇幅, 无功-电压环以及虚拟阻抗控制等不再赘述, 详见文献[16]。

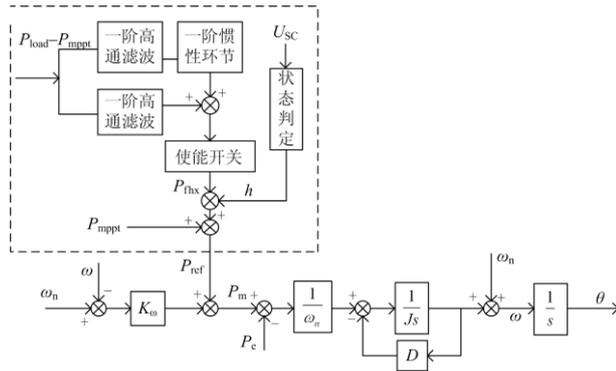


图2 VSG有功环控制框图

Fig. 2 Active loop control block diagram of VSG

### 1.2.2 直流端混合储能功率分配及控制

为了取得较好的控制效果, VSG 额定输入功率与输出功率的响应特性往往设定为二阶欠阻尼, 所以 VSG 输出功率往往呈现为二阶振荡特性, 下垂功率呈现为一阶惯性特性, 转子惯性功率为二者之差, 表现为振荡衰减特性<sup>[11]</sup>。故而将转子的惯性功率分配给功率密度高的超级电容器, 将下垂特性的功率分配给能量密度较高的蓄电池。同时, 将本文策略引入的额外惯性功率分配给超级电容器, 具体功率分配如式(4)所示。

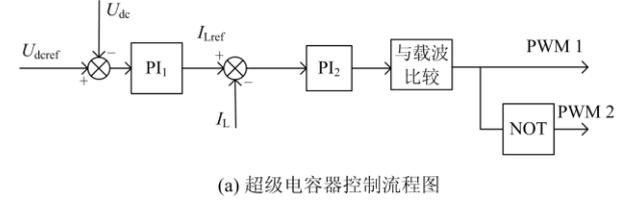
$$\begin{cases} P_{BESSref} = K_\omega (\omega_n - \omega) \\ P_{SCref} = J \frac{d\omega}{dt} \omega_n + \Delta P_{out} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $P_{BESSref}$  为下垂功率;  $P_{SCref}$  为惯性功率;  $\Delta P_{out}$  为额外惯性功率。

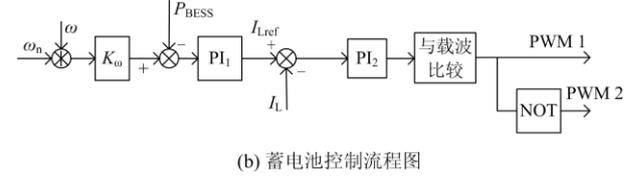
图3为超级电容器和蓄电池的控制流程图, 均采用 PI 双闭环控制。

当母线处功率不平衡时, VSG 的内在转速将偏离额定值, 惯性控制与一次调频均开始动作。蓄电池在接收到信号后, 通过 Buck/Boost 电路输出一

次调频所需的功率, 而超级电容器则通过维持直流母线电压稳定间接提供惯性控制功率。



(a) 超级电容器控制流程图



(b) 蓄电池控制流程图

图3 直流侧储能控制流程图

Fig. 3 Control diagram of energy storage in DC side

### 1.3 柴油发电机数学模型

柴油发电机由原动机、同步发电机及包含调速器(Governor, GOV)、励磁调压器(Automatic Voltage Regulator, AVR)在内的控制部分组成。图4为柴油发电机调速系统控制框图, 图中  $\omega_r$  为 DGS 的实际转速,  $T_m$  与  $T_e$  分别为机械转矩与电磁转矩,  $T_i (i=1\sim6)$  为 DGS 各部分等效时间常数,  $T_d$  为发电机的延迟时间常数,  $T_j$  为发电机的惯性时间常数,  $K$  为等效增益。

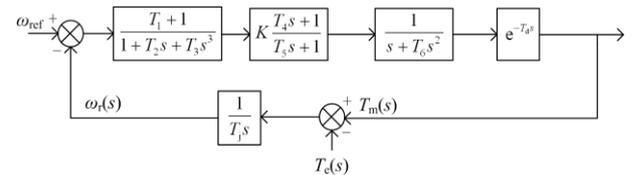


图4 DGs调速系统控制框图

Fig. 4 Speed regulating system control diagram of DGs

## 2 VSG 惯性强化策略

### 2.1 VSG 惯性特性分析

在原有光-储 VSG 控制中, 将光伏最大出力设定为 VSG 额定输出功率。此时 VSG 有功方程为

$$P_e = P_{mppt} - D_t (\omega - \omega_n) - K_j \frac{d\omega}{dt} \quad (5)$$

式中:  $D_t = K_\omega + D$  为等效下垂系数;  $K_j = J\omega_n$  为等效惯性系数。

由式(5)可知, 当系统处于稳态时, 频率稳定, 此时输出功率为光伏最大功率; 当电磁功率或光伏最大出力突变时, 产生的缺额功率突变量为

$$\Delta P_x(t) = -D_t \Delta \omega(t) - K_j \frac{d\Delta \omega(t)}{dt} \quad (6)$$

式中,  $\Delta\omega$  为 VSG 内转子转速与额定转速的差值。

当负荷或光伏出力突变时, 频率开始偏离额定值,  $\Delta\omega$  和  $d\Delta\omega/dt$  同号, 且  $\Delta\omega$  的值较小而其微分值需较大才能维持式(6)平衡; 随着  $\Delta\omega$  的增大, 其微分值减小。在 DGS 调速器的作用下, 频率开始向额定值恢复, 此时  $\Delta\omega$  和  $d\Delta\omega/dt$  异号, VSG 释放/吸收的功率越来越小, 直到频率恢复到额定值时 VSG 退出运行。通过上述分析可知, 当负荷或可再生能源突变时, 毫秒级响应的惯性功率优先动作, 平衡微网功率偏差, 直到系统频率恢复, 惯性功率输出逐步降为 0, 而类似于一阶惯性环节<sup>[16]</sup>、秒级响应的下垂功率逐渐稳定于功率差额定值。

若在  $\Delta P_x$  处添加一个  $-\Delta P(t)$ , 此时式(6)变成式(7)。

$$\Delta P_x(t) - \Delta P(t) = -D_i \Delta\omega(t) - K_j \frac{d\Delta\omega(t)}{dt} \quad (7)$$

将  $\Delta P(t)$  移到右侧可得

$$\Delta P_x(t) = -D_i \Delta\omega(t) - K_j \frac{d\Delta\omega(t)}{dt} + \Delta P(t) \quad (8)$$

若  $\Delta P$  与下垂功率特性相似, 即为一阶惯性环节, 可将  $\Delta P$  等效为虚拟下垂功率; 若  $\Delta P$  与惯性功率特性相似, 即优先出力, 随作用时间增加逐渐减小, 可将  $\Delta P$  等效为虚拟惯性功率。

## 2.2 基于一阶高通滤波器的等效惯性强化

根据一阶高通滤波器与一阶惯性环节叠加和为 1 的思想, 可以得到

$$\frac{T_s}{T_s+1} \frac{\Delta P}{s} + \frac{1}{T_s+1} \frac{\Delta P}{s} = \frac{\Delta P}{s} \quad (9)$$

式中:  $T$  为时间常数;  $T_s/(T_s+1)$  为一阶高通滤波器数学模型;  $1/(T_s+1)$  为一阶惯性环节数学模型;  $\Delta P/s$  为阶跃负荷数学模型。

对比式(6)与式(9), 由于  $-D_i \Delta\omega(t)$  代表下垂功率, 为一阶惯性特性。而  $\Delta P/s$  对应于  $\Delta P_x$ , 为负荷与可再生能源的差额波动值。故惯性功率与负荷和光伏出力差额经一阶高通滤波环节提取的高频分量类似。

基于上述分析, 提出一种提高微网惯性的方法。首先利用一阶高通滤波器提取负荷与光伏出力差额的高频分量  $P_{fh}$ , 并将  $P_{fh}$  叠加到 VSG 额定功率  $P_{ref}$  中, 即

$$\begin{cases} P_{ref} = P_{mppt} + P_{fh} \\ P_{fh} = (P_{load} - P_{mppt}) \frac{T_s}{T_s + 1} \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $P_{load}$  为交流母线处负荷功率;  $T$  为一阶高通滤波器时间常数。

式(10)中, VSG 额定功率增加了  $P_{fh}$ , 直流侧功率分配中也应考虑这一点。由于  $P_{fh}$  的特性类似于惯性功率, 将这部分功率分配给超级电容器。

令  $P/s$  为  $(P_{load} - P_{mppt})$  的阶跃信号, 得到  $P_{fh}$  的时域表达式和所需能量为

$$\begin{cases} P_{fh} = \frac{P}{s} \frac{T_s}{T_s + 1} = \frac{PT}{T_s + 1} = P e^{-\frac{t}{T}} \\ \Delta W = \int_0^{\infty} -P T e^{-\frac{t}{T}} = PT \end{cases} \quad (11)$$

$P_{fh}$  所需的功率由超级电容器提供, 其所需要的能量与负荷和光伏出力差额  $(P_{load} - P_{mppt})$ 、时间常数  $T$  有关。因此  $\Delta P$  对超级电容器的容量影响有限, 当微网处于稳态时, 由式(11)可知  $\Delta P$  为 0, 其对 VSG 的稳态特性没有任何影响。

利用一阶高通滤波器对负荷与光伏出力差额  $(P_{load} - P_{mppt})$  中高频分量进行提取, 再经过一阶惯性环节, 与原有分量叠加即为本策略额定功率增量  $P_{fhx}$ , 二者共同作用强化 VSG 惯性, 提升孤岛微网的稳定性。

$$P_{fhx} = (P_{load} - P_{mppt}) \left( \frac{T_7 s}{T_7 s + 1} + \frac{T_8 s}{T_8 s + 1} \cdot \frac{1}{T_9 s + 1} \right) \quad (12)$$

式中,  $T_7$ 、 $T_8$ 、 $T_9$  代表不同的时间常数。

## 3 模式自适应切换

由于超级电容能量密度较小, 当超级电容器荷电状态不佳时, 额定功率增量  $P_{fhx}$  所引入的额外惯性功率会进一步恶化超级电容器的荷电状态。为此, 定义一个与超级电容荷电状态和额外惯性功率相关的出力系数  $h$ ,  $h$  的取值如式(13)所示, 优化超级电容器出力, 避免超级电容器过充过放。

$$h = \begin{cases} \frac{U_{SC} - U_{SC-max1}}{U_{SC-max2} - U_{SC-max1}}, U_{SC-max1} \leq U_{SC} \leq U_{SC-max2} \text{ 且 } P_{fhx} < 0 \\ 0, U_{SC} \geq U_{SC-max2} \text{ 且 } P_{fhx} < 0 \\ \frac{U_{SC} - U_{SC-min2}}{U_{SC-min1} - U_{SC-min2}}, U_{SC-min2} \leq U_{SC} \leq U_{SC-min1} \text{ 且 } P_{fhx} > 0 \\ 0, U_{SC} \leq U_{SC-min2} \text{ 且 } P_{fhx} > 0 \\ 1, \text{其他} \end{cases} \quad (13)$$

采用超级电容器端电压  $U_{SC}$  表征其荷电状态, 将超级电容器的绝对和相对工作电压上下限分别设定  $[U_{SC-min1}, U_{SC-max1}]$  和  $[U_{SC-min2}, U_{SC-max2}]$ 。当  $U_{SC}$  在

绝对区间以内, 超级电容器荷电状态较好, 无需改变  $P_{thx}$ ; 当  $U_{SC}$  处于绝对区间以外时, 需调整参数  $h$  以优化其出力。

引入系数  $h$  后 VSG 的机械功率  $P_m$  表达式为式 (3)。根据  $h$  的数值可知, 存在表 1 所列的三种模式。

表 1 VSG 模式分类

$h$	$P_m$	模式
0	$K_\omega(\omega_n - \omega) + P_{mppt}$	常规 VSG
0~1	$K_\omega(\omega_n - \omega) + P_{mppt} + hP_{thx}$	超级电容器自适应
1	$K_\omega(\omega_n - \omega) + P_{mppt} + P_{thx}$	惯性强化 VSG

$h$  根据超级电容器电压值自适应变化, 当超级电容器处于绝对安全区间内时,  $h$  取 1, 为惯性强化模式; 当超级电容器电压处于相对安全范围以外时,  $h$  取 0, 为常规 VSG 模式, 与惯性强化策略相比, 能够优化超级电容器荷电状态; 当电压处于绝对区域外、相对区域内时,  $h$  根据其电压进行取值, 取值为 0~1, 这样可以避免超级电容器过充过放。

## 4 仿真分析

在 Matlab/Simulink 中搭建图 1 所示光-储-柴孤岛微网仿真模型。光伏板参数  $T_{ref}=25\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $S_{ref}=1\text{ }000\text{ W/m}^2$ ,  $U_{oc}=35.4\text{ V}$ ,  $U_m=28.8\text{ V}$ ,  $I_{sc}=7.44\text{ A}$ ,  $I_m=6.94\text{ A}$ 。光伏板串并联后在标准条件下最大输出功率为 20 kW, 采用最大功率跟踪方式控制<sup>[22-23]</sup>。

超级电容器采用文献[13]中参数, 设置超级电容器的绝对和相对工作电压上下限分别为[230,380]和[200,400], 柴油发电机容量为 40 kVA, 蓄电池采用恒压源代替, 其余参数见表 2 和表 3。

表 2 VSG 控制参数

参数	数值	参数	数值
$U_{dc}/\text{V}$	800	$T_8$	0.15
$J/(\text{kg} \cdot \text{m}^2)$	1	$T_9$	0.2
$D$	4	$K_{p1}$	0.5
$K_\omega$	3 000	$K_{i1}$	20
$D_q$	0.000 1	$K_{p2}$	1
$T_7$	0.005	$K_{i2}$	50

表 3 柴油发电机参数

Table 3 Parameters of diesel generator

参数	数值	参数	数值
$\omega_{ref}/\text{p.u.}$	1.0	$T_4$	0.25
$K$	100	$T_5$	0.009
$T_1$	0.2	$T_6$	0.038 4
$T_2$	0.01	$T_d$	0.024
$T_3$	0.000 2	$(T_{max}/T_{min})/\text{p.u.}$	1.2/0

### 4.1 负载突增实验

设定初始光照强度为  $1\text{ }000\text{ W/m}^2$ , 微网负载为 25 kW, 4 s 时负载突然增加 20 kW。超级电容器电压为 300 V, 此时超级电容器出力能力较好, 无需考虑其荷电状态, 图 5 为仿真结果。

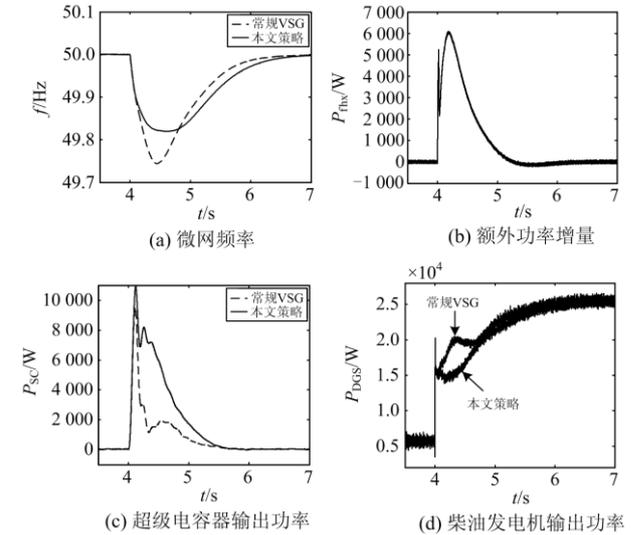


图 5 负载突增时仿真结果

Fig. 5 Simulation results with load surge

如图 5(a)所示, 在本文策略中, 频率在 4.62 s 处到达最低值 49.82 Hz, 而常规 VSG 策略中, 频率在 4.45 s 到达最低值 49.745 Hz。常规策略与本文策略下微网频率均于 7 s 时恢复到 50 Hz, 但本文策略在相同负荷扰动下减小了频率偏差。

从图 5(b)可以看出, 本文策略的额外功率增量由两部分叠加, 这刚好对应式(12), 二者共同作用提升微网的惯性。在暂态后期, 额外功率增量逐渐减小为 0, 在时间尺度上与 VSG 转子惯性类似。

从图 5(c)、图 5(d)中可以看出, 加入额定功率增量后, 超级电容器在暂态中承担的功率更多, 减弱了 DGS 所承担的电磁功率突变量, 所以 DGS 的转子速率变化减缓。

### 4.2 光照强度突增实验

设定初始光照强度为  $1\text{ }000\text{ W/m}^2$ , 微网负载为 40 kW, 4 s 时光照强度变为  $1\text{ }500\text{ W/m}^2$ 。超级电容器电压为 300 V, 此时超级电容器出力能力较好, 无需考虑其荷电状态, 图 6 为仿真结果。

如图 6(a)所示, 在本文策略中, 频率在 4.5 s 处到达最高值 50.125 Hz; 而常规 VSG 策略中, 频率在 4.48 s 到达最高值 50.178 Hz。常规策略与本文策略下微网频率均于 7 s 时恢复到 50 Hz, 但本文策略在新能源出力波动下提高了微网稳定性。

在图 6(b)中, 本文策略的额外功率增量由两部

分叠加,  $P_{\text{hx}}$  逐渐变为 0, 其与 VSG 转子的特性类似。

从图 6(c)、图 6(d)中可以看出, 加入额定功率增量后, 超级电容器在暂态中承担的功率增多, 减弱了 DGS 所承担的电磁功率突变量, DGS 转子速率变化减缓。

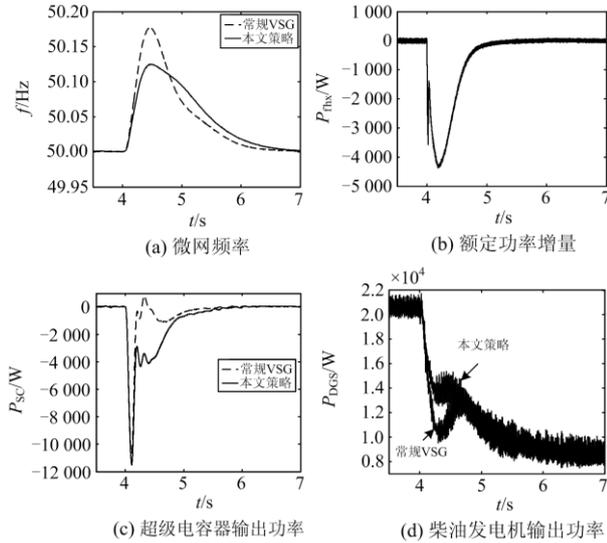


图 6 光照强度突增仿真结果

Fig. 6 Simulation results with sudden increase of light intensity

文献[20]通过在 VSG 转子频率偏差处添加比例微分环节形成功率增量, 然后反馈至 VSG 额定功率, 其实质仍为增大惯性系数  $J$  和调差系数  $K_{\omega}$ 。与文献[20]相比, 本文的额定功率增量为负荷与光伏出力差额的高频分量, 通过反馈给 VSG 以平滑微网中的不平衡功率, 而不需要改变惯性系数。

#### 4.3 超级电容出力优化实验

设定初始光照强度为  $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$ , 微网负载为  $40\ \text{kW}$ ,  $4\ \text{s}$  时负载增加  $20\ \text{kW}$ , 超级电容器初始电压为  $220\ \text{V}$ , 图 7 为仿真结果。

初始时刻超级电容器电压为  $220\ \text{V}$ , 此时其电压处于绝对安全范围外、相对安全范围内, 此时处于自适应优化模式。

从图 7(a)、图 7(b)中可以看出, 引入出力系数  $h$  后超级电容器的输出功率低于未引入  $h$  的情况。在  $7\ \text{s}$  时, 两种情况的电压分别为  $210.1\ \text{V}$  和  $205.7\ \text{V}$ , 可以看出  $h$  的引入优化了超级电容器的出力, 改善了其荷电状态。

额定功率增量  $P_{\text{hx}}$  和出力系数  $h$  分别对应图 7(c)、图 7(d)。其中, 随着超级电容器荷电状态的不断降低,  $h$  也不断降低, 以自适应减少  $P_{\text{hx}}$ , 优化超级电容器荷电状态。

如图 7(e)所示, 无论是否引入出力系数  $h$ , 二者对应的微网频率均优于常规 VSG 情况。这是因为引入出力系数  $h$  后, 随着超级电容器荷电状态的变化, 逆变器控制策略在三种模式中切换, 结果优于常规 VSG 控制。

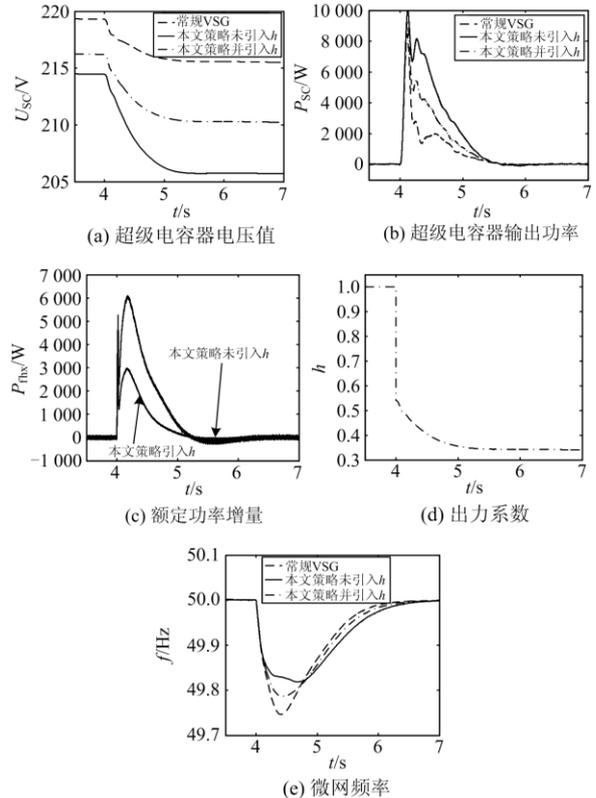


图 7  $h$  与  $P_{\text{hx}}$  协同控制时仿真结果

Fig. 7 Simulation results of cooperative control of  $P_{\text{hx}}$  and  $h$

## 5 结论

本文提出一种基于混合储能且不改变惯性系数的孤岛微网惯性提升策略, 结论如下。

1) 在孤岛微电网中, 通过一阶高通滤波器提取交流母线负荷与光伏出力差额的高频分量, 将其作为 VSG 额定功率的附加量, 此方法可以提升微网惯性。在不需要强化惯性的场景中, 切断功率反馈使其恢复常规 VSG 场景, 易于实现不同场景的转换。

2) 由于一阶高通滤波器在稳态情况下不作用, 本策略不改变虚拟同步机的稳态特性。本文策略与自适应改变惯性系数的惯量强化方法原理不同, 控制过程无需改变惯性系数, 且可与改变惯性系数策略同时实现。

3) 在虚拟同步发电机直流端引入混合储能, 由超级电容器承担惯性功率和本策略引入的额外惯性功率, 由蓄电池承担下垂功率, 可以解决下垂功率

与惯性功率的分配问题; 同时引入了与超级电容器荷电状态和额外惯性功率相关的出力系数, 通过出力系数与额定功率增量协调控制可实现逆变器在三种模式中自适应切换, 既能实现惯性强化, 又能改善超级电容器荷电状态。

4) 在 Matlab/Simulink 中搭建孤岛微电网, 通过仿真验证了本文所提策略的有效性。

## 参考文献

- [1] 王成山, 李鹏. 分布式发电、微网与智能配电网的发展与挑战[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(2): 10-14, 23.  
WANG Chengshan, LI Peng. Development and challenges of distributed generation, the micro-grid and smart distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(2): 10-14, 23.
- [2] 杨欢, 赵荣祥, 辛焕海, 等. 海岛电网发展现状与研究动态[J]. 电工技术学报, 2013, 28(11): 95-105.  
YANG Huan, ZHAO Rongxiang, XIN Huanhai, et al. Development and research status of island power systems[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(11): 95-105.
- [3] NIWAS R, SINGH B. Solid-state control for reactive power compensation and power quality improvement of wound field synchronous generator-based diesel generator sets[J]. IET Electric Power Applications, 2015, 9(6): 397-404.
- [4] 晁凯云, 苗世洪, 刘子文, 等. 基于虚拟同步电机控制的微电网稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(3): 9-16.  
CHAO Kaiyun, MIAO Shihong, LIU Ziwen, et al. Stability analysis of microgrid based on virtual synchronous generator control[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3): 9-16.
- [5] 桑丙玉, 王德顺, 杨波, 等. 平滑新能源输出波动的储能优化配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3700-3706.  
SANG Bingyu, WANG Deshun, YANG Bo, et al. Optimal allocation of energy storage system for smoothing the output fluctuations of new energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3700-3706.
- [6] 闵亮, 王小红, 牟晓春, 等. 基于虚拟同步机的风光储一体系统运行控制研究[J]. 电测与仪表, 2019, 56(1): 89-95.  
MIN Liang, WANG Xiaohong, MOU Xiaochun, et al. Operation and control research of integrated distributed generation system based on virtual synchron[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(1): 89-95.
- [7] 孟建辉, 石新春, 王毅, 等. 改善微电网频率稳定性的分布式逆变电源控制策略[J]. 电工技术学报, 2015, 30(4): 70-79.  
MENG Jianhui, SHI Xinchun, WANG Yi, et al. Control strategy of DER inverter for improving frequency stability of microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(4): 70-79.
- [8] 杜威, 姜齐荣, 陈蛟瑞. 微电网电源的虚拟惯性频率控制策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(23): 26-31, 36.  
DU Wei, JIANG Qirong, CHEN Jiaorui. Frequency control strategy of distributed generation based on virtual inertia in a microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(23): 26-31, 36.
- [9] SHI R L, ZHANG X, HU H C, et al. Self-tuning virtual synchronous generator control for improving frequency stability in autonomous photovoltaic-diesel microgrid[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(3): 482-494.
- [10] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [11] 吕志鹏, 盛万兴, 刘海涛, 等. 虚拟同步机技术在电力系统中的应用与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 349-360.  
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, LIU Haitao, et al. Application and challenge of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 349-360.
- [12] 郝新星, 苏建徽, 施永, 等. 基于虚拟同步机的微网并离网切换策略研究[J]. 电气传动, 2016, 46(1): 50-54.  
HAO Xinxing, SU Jianhui, SHI Yong, et al. Research on switch of microgrid between grid-tied and islanded operation modes based on virtual synchronous generator[J]. Electric Drive, 2016, 46(1): 50-54.
- [13] 林岩, 张建成. 含虚拟同步发电机的光/柴/储独立微网控制策略[J]. 电网技术, 2017, 41(4): 1277-1284.  
LIN Yan, ZHANG Jiancheng. Control strategy of islanded photovoltaic-diesel-storage microgrid with virtual synchronous generator[J]. Power System Technology, 2017, 41(4): 1277-1284.
- [14] 石荣亮, 张兴, 徐海珍, 等. 光储柴独立微电网中的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电工技术学报, 2017, 32(23): 127-139.  
SHI Rongliang, ZHANG Xing, XU Haizhen, et al. A control strategy for islanded photovoltaic-battery-diesel microgrid based on virtual synchronous generator[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(23): 127-139.
- [15] 程子霞, 于洋, 柴旭峥. 基于协同自适应控制的光储

- VSG 运行控制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 79-85.
- CHENG Zixia, YU Yang, CHAI Xuzheng. Research on operation control of a photovoltaic system with storage VSG based on cooperative adaptive control[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 79-85.
- [16] 陈佳瑜, 李征, 张骞, 等. 基于虚拟同步发电机控制的分布式发电系统的阻抗边界分析[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(21): 30-40.
- CHEN Jiayu, LI Zheng, ZHANG Qian, et al. Impedance boundary analysis of distributed generation system based on VSG control[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(21): 30-40.
- [17] 张亚楠, 朱淼, 张建文, 等. 基于自适应调节的微源逆变器虚拟同步发电机控制策略[J]. 电源学报, 2016, 14(3): 11-19.
- ZHANG Yanan, ZHU Miao, ZHANG Jianwen, et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on adaptive adjusting for distributed inverters[J]. Journal of Power Supply, 2016, 14(3): 11-19.
- [18] 宋琼, 张辉, 孙凯, 等. 多微源独立微网中虚拟同步发电机的改进型转动惯量自适应控制[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 412-424.
- SONG Qiong, ZHANG Hui, SUN Kai, et al. Improved adaptive control of inertia for virtual synchronous generators in islanding micro-grid with multiple distributed generation units[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 412-424.
- [19] LI D, ZHU Q, LIN S, et al. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(1): 397-398.
- [20] 邢鹏翔, 付立军, 王刚, 等. 改善微电网频率动态响应的虚拟同步发电机强化惯量控制方法[J]. 高电压技术, 2018, 44(7): 2346-2353.
- XING Pengxiang, FU Lijun, WANG Gang, et al. Control strategy of virtual synchronous generator with enhanced inertia for improving dynamic frequency response of microgrid[J]. High Voltage Engineering, 2018, 44(7): 2346-2353.
- [21] ZHANG B, YAN X, LI D, et al. Stable operation and small-signal analysis of multiple parallel DG inverters based on a virtual synchronous generator scheme[J]. Energies, 2018, 11(1): 203-225.
- [22] 杨旭红, 何超杰, 王毅舟, 等. 一种改进的电导增量法的MPPT实现策略[J]. 电源技术, 2017, 41(5): 803-805.
- YANG Xuhong, HE Chaojie, WANG Yizhou, et al. MPPT implementation strategy based on improved incremental conductance method[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2017, 41(5): 803-805.
- [23] SHANG Liqun, GUO Hangchen, ZHU Weiwei. An improved MPPT control strategy based on incremental conductance algorithm[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, V(2): 66-73.

收稿日期: 2020-10-09; 修回日期: 2020-12-22

作者简介:

赵伟(1981—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 研究方向为电动汽车与储能技术; E-mail: zh\_solar@126.com

李雄(1996—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析与控制。E-mail: xiao\_xiong@88.com

(编辑 许威)